



**MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA**

**KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA**

NOMOR 5899 K/20/MEM/2016

TENTANG

**PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2016 S.D. 2025**

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA,

- Menimbang : a. bahwa percepatan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan termasuk program pembangunan pembangkit 35.000 MW dan jaringan transmisi sepanjang 46.000 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 2015 s.d. 2024 dalam rancangan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2016 s.d. 2025;
- 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 2016 s.d. 2025;

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 (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);

6. Peraturan Presiden Nomor 3 Tahun 2016 tentang Percepatan Pelaksanaan Proyek Strategis Nasional (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 4);

7. Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 8);
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 0778/REN.06.01/DIRUT/2016 tanggal 30 Mei 2016 perihal Permohonan Pengesahan RUPTL PT PLN (Persero) 2016-2025;

MEMUTUSKAN:

- Menetapkan** : KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2016 S.D. 2025.
- KESATU** : Mengesahkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2016 s.d. 2025, selanjutnya disebut RUPTL PLN 2016-2025, sebagaimana tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan Menteri ini.
- KEDUA** : PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) wajib menyebarluaskan RUPTL PLN 2016-2025 kepada masyarakat dan menyampaikan laporan perkembangan pelaksanaan RUPTL PLN 2016-2025 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.

- KETIGA : Dalam hal tertentu apabila diperlukan, Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dapat memerintahkan kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) untuk mengubah RUPTL PLN 2016-2025 dan menyampaikan perubahannya kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral untuk memperoleh pengesahan.
- KEEMPAT : Pada saat Keputusan Menteri ini mulai berlaku, Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 0074 K/21/MEM/2015 tanggal 12 Januari 2015 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2015 s.d. 2024 dicabut dan dinyatakan tidak berlaku.
- KELIMA : Keputusan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di Jakarta

pada tanggal 10 Juni 2016

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL

REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

SUDIRMAN SAID

Tembusan:

1. Menteri Koordinator Bidang Kemaritiman
2. Menteri Koordinator Bidang Perekonomian
3. Menteri Dalam Negeri
4. Menteri Keuangan
5. Menteri Negara 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,



Hufrom Asrofi

LAMPIRAN

KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA

NOMOR 5899 K/20/MEM/2016

TANGGAL 10 Juni 2016

TENTANG

PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA
LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO)
TAHUN 2016 S.D. 2025

**RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO)
TAHUN 2016 S.D. 2025**

KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL

DAFTAR ISI

| | |
|--|-----------|
| DAFTAR ISI | 6 |
| DAFTAR GAMBAR..... | 12 |
| DAFTAR TABEL | 14 |
| DAFTAR LAMPIRAN | 18 |
| SINGKATAN DAN KOSAKATA | 20 |
| BAB I..... | 23 |
| PENDAHULUAN | 23 |
| 1.1. Latar Belakang | 23 |
| 1.2. Landasan Hukum | 24 |
| 1.3. Visi dan Misi Perusahaan..... | 25 |
| 1.4. Tujuan dan Sasaran Penyusunan RUPTL | 26 |
| 1.5. Proses Penyusunan RUPTL dan Penanggungjawabnya | 27 |
| 1.6. Ruang Lingkup dan Wilayah Usaha | 29 |
| 1.7. Sistematika Dokumen RUPTL..... | 32 |
| BAB II..... | 33 |
| KEBIJAKAN UMUM PENGEMBANGAN SARANA KETENAGALISTRIKAN . | 33 |
| 2.1. Kebijakan Pelayanan Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Melayani Pertumbuhan Kebutuhan Tenaga Listrik..... | 33 |
| 2.2. Kebijakan Pengembangan Kapasitas Pembangkit..... | 34 |
| 2.3. Kebijakan Pengembangan Transmisi dan GI | 41 |
| 2.4. Kebijakan Pengembangan Distribusi | 44 |
| 2.5. Kebijakan Pengembangan Listrik Perdesaan..... | 45 |
| 2.6. Kebijakan Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan | 47 |
| 2.7. Kebijakan Mitigasi Perubahan Iklim | 50 |
| BAB III..... | 53 |

| | |
|--|-----------|
| KONDISI KELISTRIKAN HINGGA AGUSTUS 2015..... | 53 |
| 3.1 Penjualan Tenaga Listrik | 53 |
| 3.1.1 Jumlah Pelanggan..... | 54 |
| 3.1.2 Rasio Rumah Tangga Berlistrik PLN..... | 54 |
| 3.1.3 Rasio Desa Berlistrik | 55 |
| 3.1.4 Pertumbuhan Beban Puncak | 55 |
| 3.2 Kondisi Sistem Pembangkitan | 56 |
| 3.2.1. Wilayah Operasi Sumatera..... | 56 |
| 3.2.2. Wilayah Operasi Jawa Bali..... | 57 |
| 3.2.3. Wilayah Indonesia Timur | 58 |
| 3.3 Kondisi Sistem Transmisi..... | 59 |
| 3.3.1. Sistem Transmisi Wilayah Sumatera..... | 59 |
| 3.3.2. Sistem Transmisi Jawa Bali..... | 60 |
| 3.3.3. Sistem Transmisi Wilayah Indonesia Timur..... | 61 |
| 3.4 Kondisi Sistem Distribusi | 63 |
| 3.4.1. Susut Jaringan Distribusi..... | 63 |
| 3.4.2. Keandalan Pasokan | 64 |
| 3.5 Penanggulangan Jangka Pendek | 64 |
| 3.6 Penanggulangan Jangka Menengah Tahun 2016-2020 | 68 |
| 3.6.1. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Sumatera | 68 |
| 3.6.2. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Sistem Jawa Bali | 70 |
| 3.6.3. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Indonesia Timur .. | 73 |
| BAB IV | 77 |
| PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN (EBT)..... | 77 |
| 4.1. Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan | 77 |
| 4.2. Panas Bumi | 77 |
| 4.3. Tenaga Air | 78 |
| 4.4. PLTM/MH..... | 80 |

| | | |
|---|--|------------|
| 4.5. | PLTS | 81 |
| 4.6. | Biomassa | 82 |
| 4.7. | PLT Bayu | 83 |
| 4.8. | Energi Kelautan..... | 83 |
| 4.9. | <i>Coal Bed Methane (CBM)</i> | 84 |
| 4.10. | <i>Coal Slurry (BATUBARA TERCAIRKAN)</i> | 84 |
| 4.11. | Nuklir..... | 84 |
| BAB V | | 88 |
| KETERSEDIAAN ENERGI PRIMER..... | | 88 |
| 5.1. | Batubara | 88 |
| 5.2. | Gas Alam | 90 |
| 5.2.1. | LNG dan Mini-LNG | 95 |
| 5.2.2. | CNG (Compressed Natural Gas)..... | 98 |
| BAB VI | | 100 |
| RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK TAHUN 2016–2025..... | | 100 |
| 6.1. | Kriteria Perencanaan | 100 |
| 6.1.1. | Perencanaan Pembangkit | 100 |
| 6.1.2. | Perencanaan Transmisi..... | 102 |
| 6.1.3. | Perencanaan Distribusi..... | 103 |
| 6.2. | PERUBAHAN-PERUBAHAN TERHADAP RUPTL 2015-2024 | 106 |
| 6.2.1 | Perubahan untuk Regional Sumatera..... | 106 |
| 6.2.2 | Perubahan untuk Regional Jawa-Bali..... | 108 |
| 6.2.3 | Perubahan untuk Regional Kalimantan | 109 |
| 6.2.4 | Perubahan untuk Regional Sulawesi..... | 111 |
| 6.2.5 | Perubahan untuk Regional Nusa Tenggara..... | 113 |
| 6.2.6 | Perubahan untuk Regional Maluku..... | 114 |
| 6.2.7 | Perubahan untuk Regional Papua | 115 |
| 6.3. | Asumsi dalam Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik..... | 117 |

| | |
|---|-----|
| 6.3.1. Pertumbuhan Ekonomi..... | 119 |
| 6.3.2. Pertumbuhan Penduduk..... | 120 |
| 6.3.3. Tarif Listrik..... | 121 |
| 6.4. Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik 2016-2025..... | 122 |
| 6.5. Rencana Pengembangan Pembangkit | 127 |
| 6.5.1. Kategorisasi Kandidat Pembangkit..... | 127 |
| 6.5.2. Program Percepatan Pembangkit Berbahan bakar Batubara (Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006, Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009, Peraturan Presiden Nomor 47 tahun 2011, Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014) | 129 |
| 6.5.3. Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 | 130 |
| 6.5.4. Program Pembangunan Ketenagalistrikan 35.000 MW | 132 |
| 6.5.5. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Indonesia..... | 136 |
| 6.5.6. Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Wilayah Sumatera..... | 137 |
| 6.5.7. Penambahan Kapasitas Pada Sistem Jawa Bali..... | 142 |
| 6.5.8. Penambahan Kapasitas Pembangkit Wilayah Indonesia Timur | 148 |
| 6.5.9. Partisipasi Listrik Swasta..... | 159 |
| 6.5.10. Program Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015..... | 160 |
| 6.5.11. Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang | 160 |
| 6.6. Proyeksi Neraca Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar | 161 |
| 6.6.1. Sasaran Fuel Mix Indonesia | 161 |
| 6.6.2. Sasaran Fuel Mix Sumatera | 163 |
| 6.6.3. Sasaran Fuel Mix Jawa-Bali | 165 |
| 6.6.4. Sasaran Fuel Mix Indonesia Timur..... | 167 |
| 6.7. Proyeksi Emisi CO ₂ | 168 |
| 6.8. Proyek Pendanaan Karbon..... | 174 |
| 6.9. Pengembangan Sistem Penyaluran dan Gardu Induk..... | 175 |
| 6.9.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Sumatera | 176 |

| | |
|--|------------|
| 6.9.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Sistem Jawa-Bali | 180 |
| 6.9.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Indonesia Timur | 183 |
| 6.10. Pengembangan Sistem Distribusi | 190 |
| 6.10.1 Wilayah Sumatera | 191 |
| 6.10.2 Wilayah Jawa-Bali | 191 |
| 6.10.3 Wilayah Indonesia Timur | 191 |
| 6.11. Pengembangan Listrik Perdesaan dan Desa Berlistrik | 192 |
| 6.12. PROGRAM INDONESIA TERANG | 194 |
| 6.13. Pengembangan Sistem Kecil Tersebar (s.d.10 MW) | 195 |
| BAB VII | 196 |
| KEBUTUHAN DANA INVESTASI..... | 196 |
| 7.1. Proyeksi Kebutuhan Investasi Indonesia | 196 |
| 7.2. Proyeksi Kebutuhan Investasi Sumatera | 197 |
| 7.3. Proyeksi Kebutuhan Investasi Jawa-Bali | 198 |
| 7.4. Proyeksi Kebutuhan Investasi Wilayah Indonesia Timur..... | 200 |
| 7.5. Kebutuhan Investasi Kelistrikan PLN dan IPP | 201 |
| 7.6. Sumber Pendanaan dan Kemampuan Keuangan PLN..... | 202 |
| 7.7. Kemampuan Finansial Korporat untuk Berinvestasi..... | 204 |
| 7.7.1 Kemampuan Finansial Korporat | 204 |
| 7.7.2 Proyeksi Biaya Pokok Penyediaan (BPP)..... | 205 |
| 7.7.3 Pengembangan Model Bisnis Kerjasama PLN dan Pihak Ketiga Non- IPP | 206 |
| BAB VIII | 208 |
| ANALISIS RISIKO JANGKA PANJANG | 208 |
| 8.1. Profil Risiko Jangka panjang 2016-2025..... | 208 |
| 8.2. Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang 2016-2025 | 212 |
| 8.3. Mitigasi Risiko | 213 |
| BAB IX | 214 |

| | |
|-----------------------------|------------|
| KESIMPULAN..... | 214 |
| DAFTAR PUSTAKA | 216 |

DAFTAR GAMBAR

GAMBAR BAB I

Gambar 1.1 Proses Penyusunan RUPTL 28

Gambar 1.2 Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero)..... 32

GAMBAR BAB VI

Gambar 6.1 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016 dan 2025.. 125

Gambar 6.2 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016-2025..... 126

Gambar 6.3 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik RUPTL dan RUKN 127

Gambar 6.4 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)..... 162

Gambar 6.5 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh)..... 164

Gambar 6.6 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)..... 166

Gambar 6.7 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh)..... 168

Gambar 6.8 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar (Indonesia)..... 170

Gambar 6.9 Proyeksi Grid Emission Factor CO2 untuk Berbagai Skenario EBT 170

Gambar 6.10 Proyeksi Emisi CO2 untuk Berbagai Skenario Pengembangan EBT..... 171

Gambar 6.11 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar pada Sistem Jawa Bali 172

Gambar 6.12 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar pada Wilayah Sumatera 173

Gambar 6.13 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur ... 174

Gambar 6 14 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2016-2025 176

Gambar 6.15 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025 180

Gambar 6.16 Rencana Pengembangan Transmisi Kalimantan Tahun 2016-2025..... 185

Gambar 6.17 Rencana Pengembangan Transmisi Sulawesi Tahun 2016-2025 188

Gambar 6.18 Rencana Pengembangan Transmisi NTB Tahun 2016-2025 ... 190

GAMBAR BAB VII

Gambar 7.1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP) 197

Gambar 7.2 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera 198

Gambar 7.3 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Sistem Jawa – Bali 199

Gambar 7.4 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur200

Gambar 7.5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP202

Gambar 7.6 Proyeksi BPP untuk Beberapa Skenario EBT206

GAMBAR BAB VIII

Gambar 8.1 Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang Tahun 2016-2025 213

DAFTAR TABEL

TABEL BAB I

Tabel 1.1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL..... 29

TABEL BAB III

Tabel 3.1 Penjualan Tenaga Listrik PLN (TWh) 53

Tabel 3.2 Perkembangan Jumlah Pelanggan (ribu pelanggan)..... 54

Tabel 3.3 Jumlah Pelanggan Rumah Tangga yang Dilayani per Region (ribu pelanggan)..... 55

Tabel 3.4 Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa Bali Tahun 2010–2015. 56

Tabel 3.5 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Sumatera(MW) s.d Bulan Desember Tahun 2015 57

Tabel 3.6 Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa-Bali Tahun 2015.... 58

Tabel 3.7 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) Tahun 2015 58

Tabel 3.8 Daftar Sewa Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) 2015 59

Tabel 3.9 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Sumatera (MVA) 60

Tabel 3.10 Perkembangan Saluran Transmisi Wilayah Sumatera (kms)..... 60

Tabel 3.11 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Sistem Jawa-Bali 60

Tabel 3.12 Perkembangan Saluran Transmisi Sistem Jawa Bali 61

Tabel 3.13 Kapasitas Pembangkit dan *Interbus Transformer* (IBT) Jawa Bali.. 61

Tabel 3.14 Perkembangan Panjang Transmisi Wilayah Indonesia Timur (kms)62

Tabel 3.15 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Indonesia Timur (MVA) 63

Tabel 3.16 Rugi Jaringan Distribusi (%) 63

Tabel 3.17 SAIDI dan SAIFI PLN..... 64

Tabel 3.18 Rencana Pengembangan MPP di Sumatera 69

TABEL BAB IV

Tabel 4.1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan..... 77

Tabel 4.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW)..... 77

Tabel 4.3 Potensi Proyek PLTA Berdasarkan *Masterplan Of Hydro Power Development* 79

Tabel 4.4 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut..... 80

TABEL BAB V

Tabel 5.1 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Jawa Bali 91

Tabel 5.2 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Sumatera 93

Tabel 5.3 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Indonesia Timur 94

Tabel 5.4 Lokasi Lelang LNG untuk Pembangkit di Indonesia Timur 97

TABEL BAB VI

| | |
|---|-----|
| Tabel 6.1 Ringkasan Perubahan RUPTL 2016-2025 terhadap RUPTL 2015-2024 | 106 |
| Tabel 6.2 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera..... | 106 |
| Tabel 6.3 Tambahan Proyek Baru di Sumatera | 107 |
| Tabel 6.4 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa-Bali | 108 |
| Tabel 6.5 Proyek yang Dimundurkan Keluar dari Periode RUPTL 2016-2025 | 108 |
| Tabel 6.6 Tambahan Proyek Baru di Jawa-Bali | 109 |
| Tabel 6.7 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan | 109 |
| Tabel 6.8 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan | 110 |
| Tabel 6.9 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi..... | 111 |
| Tabel 6.10 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi..... | 112 |
| Tabel 6.11 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Nusa Tenggara..... | 113 |
| Tabel 6.12 Tambahan Proyek Baru di Nusa Tenggara | 113 |
| Tabel 6.13 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku..... | 114 |
| Tabel 6.14 Tambahan Proyek Baru di Maluku | 114 |
| Tabel 6.15 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Papua..... | 115 |
| Tabel 6.16 Proyek yang Diterminasi di Papua | 116 |
| Tabel 6.17 Tambahan Proyek Baru di Papua | 116 |
| Tabel 6.18 Pertumbuhan Ekonomi Indonesia | 119 |
| Tabel 6.19 Asumsi Pertumbuhan Ekonomi Indonesia..... | 120 |
| Tabel 6.20 Pertumbuhan Penduduk (%) | 121 |
| Tabel 6.21 Pertumbuhan Ekonomi, Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik dan Beban Puncak Periode Tahun 2016–2025..... | 123 |
| Tabel 6.22 Proyeksi Jumlah Penduduk dan Pertumbuhan Pelanggan..... | 123 |
| Tabel 6.23 Prakiraan Kebutuhan Listrik, Pertumbuhan Listrik, Jumlah Pelanggan dan Konsumsi per Kapita | 124 |
| Tabel 6.24 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016-2025 per Kelompok Pelanggan (TWh) | 126 |
| Tabel 6.25 Asumsi Harga Bahan Bakar | 128 |
| Tabel 6.26 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW | 129 |
| Tabel 6.27 Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2.. | 131 |
| Tabel 6.28 Kebutuhan Tambahan Pembangkit 35.000 MW | 132 |
| Tabel 6.29 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW) | 136 |
| Tabel 6.30 Kebutuhan Pembangkit Wilayah Sumatera (MW) | 138 |

| | |
|--|-----|
| Tabel 6.31 Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2016-2025 | 139 |
| Tabel 6.32 Rencana Penambahan Pembangkit Sistem Jawa-Bali (MW) | 142 |
| Tabel 6.33 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025 | 143 |
| Tabel 6.34 <i>Regional Balance</i> Sistem Jawa Bali Tahun 2015 | 148 |
| Tabel 6.35 Rencana Penambahan Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) | 149 |
| Tabel 6.36 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2016-2025 | 150 |
| Tabel 6.37 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2016-2025 | 152 |
| Tabel 6.38 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2016-2025..... | 154 |
| Tabel 6.39 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2016-2025 | 156 |
| Tabel 6.40 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2016-2025 | 158 |
| Tabel 6.41 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)..... | 161 |
| Tabel 6.42 Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia | 163 |
| Tabel 6.43 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh)..... | 164 |
| Tabel 6.44 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Sumatera..... | 164 |
| Tabel 6.45 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)..... | 165 |
| Tabel 6.46 Kebutuhan Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali | 167 |
| Tabel 6.47 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh)..... | 167 |
| Tabel 6.48 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur | 168 |
| Tabel 6.49 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Indonesia | 175 |
| Tabel 6.50 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Indonesia | 175 |
| Tabel 6.51 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Wilayah Sumatera..... | 179 |
| Tabel 6.52 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Wilayah Sumatera ... | 180 |
| Tabel 6.53 Kebutuhan Saluran Transmisi Sistem Jawa-Bali | 181 |
| Tabel 6.54 Kebutuhan Trafo Sistem Jawa-Bali..... | 181 |
| Tabel 6.55 Kebutuhan Saluran Transmisi Indonesia Timur..... | 184 |
| Tabel 6.56 Kebutuhan Trafo Indonesia Timur | 184 |
| Tabel 6.57 Kebutuhan Fasilitas Distribusi di Indonesia | 191 |
| Tabel 6.58 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Sumatera | 191 |
| Tabel 6.59 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Sistem Jawa-Bali | 191 |
| Tabel 6.60 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Indonesia Timur | 192 |
| Tabel 6.61 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2016-2025 .. | 193 |
| Tabel 6.62 Rekap Kebutuhan Investasi Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2016-2025 (Miliar Rp)..... | 193 |
| Tabel 6.63 Rencana Rasio Desa Berlistrik Tahun 2016-2025 | 194 |

TABEL BAB VII

| | |
|---|-----|
| Tabel 7.1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP).. | 196 |
| Tabel 7.2 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera.... | 197 |

Tabel 7.3 Kebutuhan Dana Investasi untuk Sistem Jawa – Bali 199

Tabel 7.4 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur ... 200

Tabel 7.5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP 201

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A

| | |
|--|------------|
| RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH SUMATERA | 219 |
| A1. PROVINSI ACEH | 220 |
| A2. PROVINSI SUMATERA UTARA | 229 |
| A3. PROVINSI RIAU | 242 |
| A4. PROVINSI KEPULAUAN RIAU | 253 |
| A5. PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG | 260 |
| A6. PROVINSI SUMATERA BARAT | 266 |
| A7. PROVINSI JAMBI | 274 |
| A8. PROVINSI SUMATERA SELATAN | 281 |
| A9. PROVINSI BENGKULU | 289 |
| A10. PROVINSI LAMPUNG | 294 |

LAMPIRAN B

| | |
|---|------------|
| RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH JAWA BALI | 302 |
| B1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA | 303 |
| B2. PROVINSI BANTEN | 319 |
| B3. PROVINSI JAWA BARAT | 331 |
| B4. PROVINSI JAWA TENGAH | 349 |
| B5. PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA | 362 |
| B6. PROVINSI JAWA TIMUR | 366 |
| B7. PROVINSI BALI | 380 |

LAMPIRAN C

| | |
|---|------------|
| RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH INDONESIA TIMUR | 387 |
| C1. PROVINSI KALIMANTAN BARAT | 388 |
| C2. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN | 396 |
| C3. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH | 404 |
| C4. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR | 411 |
| C5. PROVINSI KALIMANTAN UTARA | 419 |
| C6. PROVINSI SULAWESI UTARA | 425 |
| C7. PROVINSI SULAWESI TENGAH | 432 |
| C8. PROVINSI GORONTALO | 439 |
| C9. PROVINSI SULAWESI SELATAN | 445 |

| | |
|--|----------------|
| C10. PROVINSI SULAWESI TENGGARA | 454 |
| C11. PROVINSI SULAWESI BARAT | 461 |
| C12. PROVINSI MALUKU | 466 |
| C13. PROVINSI MALUKU UTARA | 474 |
| C14. PROVINSI PAPUA | 481 |
| C15. PROVINSI PAPUA BARAT | 490 |
| C16. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT (NTB) | 497 |
| C17. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR (NTT) | 506 |
| LAMPIRAN D. ANALISIS RISIKO | 516 |



SINGKATAN DAN KOSAKATA

| | |
|-------------------|---|
| ADB | : <i>Air Dried Basis</i> , merupakan nilai kalori batubara yang memperhitungkan <i>inherent moisture</i> 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 <i>demand</i> , merupakan besaran kebutuhan tenaga listrik yang dinyatakan dengan MWh, MW atau MVA tergantung kepada konteksnya |
| Beban puncak | : Atau <i>peak load / peak demand</i> , adalah nilai tertinggi dari langgam beban suatu sistem kelistrikan dinyatakan dengan MW |
| Bcf | : <i>Billion cubic feet</i> |
| BPP | : Biaya Pokok Penyediaan |
| BTU | : <i>British Thermal Unit</i> |
| 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 | : <i>Carbon Capture and Storage</i> |
| CCT | : <i>Clean Coal Technology</i> |
| CDM | : <i>Clean Development Mechanism</i> atau MPB Mekanisme Pembangunan Bersih |
| CNG | : <i>Compressed Natural Gas</i> |
| COD | : <i>Commercial Operating Date</i> |
| 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 <i>name plate</i> |
| DAS | : Daerah Aliran Sungai |
| DMO | : <i>Domestic Market Obligation</i> |
| EBITDA | : <i>Earning Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization</i> |
| ERPA | : <i>Emission Reduction Purchase Agreement</i> |
| Excess power | : Kelebihan energi listrik dari suatu <i>captive power</i> yang dapat dibeli oleh PLN |
| FSRU | : <i>Floating Storage and Regasification Unit</i> |
| GAR | : <i>Gross As Received</i> , merupakan nilai kalori batubara yang memperhitungkan <i>total moisture</i> |
| GRK | : Gas Rumah Kaca |
| HSD | : <i>High Speed Diesel Oil</i> |
| HVDC | : <i>High Voltage Direct Current</i> |
| IBT | : <i>Interbus Transformer</i> , yaitu trafo penghubung dua sistem transmisi yang berbeda tegangan, seperti trafo 500/150 kV dan 150/70 kV |
| IGCC | : <i>Integrated Gasification Combined Cycle</i> |
| IPP | : <i>Independent Power Producer</i> |
| JTM | : Jaringan Tegangan Menengah adalah saluran distribusi listrik bertegangan 20 kV |
| JTR | : Jaringan Tegangan Rendah adalah saluran distribusi listrik bertegangan 220 V |

| | |
|---------------------------------|--|
| kmr | : kilometer- <i>route</i> , menyatakan panjang jalur saluran transmisi |
| kms | : kilometer-sirkuit, menyatakan panjang konduktor saluran transmisi |
| <i>Life Extension</i> | : Program rehabilitasi suatu unit pembangkit yang umur teknisnya mendekati akhir |
| LNG | : <i>Liquified Natural Gas</i> |
| LOLP | : <i>Loss of Load Probability</i> , suatu indeks keandalan sistem pembangkitan yang biasa dipakai pada perencanaan kapasitas pembangkit |
| <i>Load factor</i> | : Faktor beban, merupakan rasio antara MW rata-rata dan MW puncak |
| MFO | : <i>Marine Fuel Oil</i> |
| MMBTU | : <i>Million Metric BTU</i> , satuan yang biasa digunakan untuk mengukur kalori gas |
| <i>Mothballed</i> | : Pembangkit yang tidak dioperasikan namun tetap dipelihara, tidak diperhitungkan dalam <i>reserve margin</i> |
| MP3EI | : Master Plan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia |
| MMSCF | : <i>Million Metric Standard Cubic Feet</i> , satuan yang biasa digunakan untuk mengukur volume gas pada tekanan dan suhu tertentu |
| MMSCFD | : <i>Million Metric Standard Cubic Feetper Day</i> |
| MPP | : Mobile Power Plant, pembangkit listrik yang bisa <i>mobile</i> dengan tipe <i>Barge Mounted</i> , <i>Truck mounted</i> dan <i>Container</i> |
| Neraca daya | : Neraca yang menggambarkan keseimbangan antara beban puncak dan kapasitas pembangkit |
| <i>Non Coincident Peak Load</i> | : Jumlah beban puncak sistem-sistem tidak terinterkoneksi tanpa melihat waktu terjadinya beban puncak |
| P2TL | : Penertiban Pemakaian Tenaga Listrik, tindakan terhadap penggunaan listrik secara ilegal |
| <i>Peaker</i> | : 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 |
| <i>Power wheeling</i> | : 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 | : <i>Demand forecast</i> , prakiraan pemakaian energi listrik di masa depan |
| <i>Reserve margin</i> | : Cadangan daya pembangkit terhadap beban puncak, dinyatakan dalam % |
| Rasio elektrifikasi | : Perbandingan antara jumlah rumah tangga yang berlistrik dan jumlah keseluruhan rumah tangga |
| SFC | : <i>Specific Fuel Consumption</i> |
| Tingkat cadangan | : (<i>Reserve margin</i>) 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 Pertambangan

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 kelistrikan dengan *lead time* panjang, sehingga PLN secara alamiah perlu mempunyai sebuah rencana program pengembangan sistem kelistrikan yang bersifat jangka panjang¹. Dengan demikian rencana pengembangan sistem kelistrikan yang diperlukan PLN harus berjangka panjang, yaitu 10 tahun, agar dapat mengakomodasi *lead time* yang panjang dari proyek-proyek kelistrikan.

Keperluan pengembangan sistem kelistrikan jangka panjang didorong oleh kebutuhan PLN untuk mempunyai rencana investasi yang efisien, dalam arti PLN tidak melaksanakan sebuah proyek kelistrikan tanpa didasarkan pada perencanaan yang baik. Hal ini penting dilakukan karena keputusan investasi di industri kelistrikan akan dituntut manfaatnya dalam jangka panjang². 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 kelistrikan 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 kelistrikan 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 peraturan dan perundangan yang ada di sektor ketenagalistrikan.

Penyusunan RUPTL 2016-2025 ini untuk memenuhi amanat Peraturan Pemerintah Nomor 14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga

¹Sebagai 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.

Listrik dan didorong oleh timbulnya kebutuhan untuk memperbaharui RUPTL 2015-2024 setelah memperhatikan realisasi beban tenaga listrik dan realisasi penyelesaian beberapa proyek pembangkit tenaga listrik seperti PLTP, PLTA, PLTU, dan pembangkit lainnya, baik proyek PLN maupun proyek listrik swasta serta indikator lain yang mempengaruhi kondisi pasokan dan kebutuhan tenaga listrik.

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 untuk memberikan kesempatan kepada pihak ketiga non-IPP untuk membangun dan menyediakan listrik untuk pihak swasta yang lain dimana PLN tidak menjadi *off-taker* sepenuhnya, misalnya melalui skema *power wheeling*, pemberian wilayah usaha, *excess power* dan sebagainya, sesuai regulasi yang ada.

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 kelistrikan. Dengan demikian RUPTL selalu dapat menyajikan rencana pengembangan sistem yang mutakhir dan dapat dijadikan sebagai pedoman implementasi proyek-proyek kelistrikan.

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. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2682 K/21/MEM/2008 tanggal 13 November 2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional.
4. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 634-12/20/600.3/2011 tanggal 30 September 2011 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 kelistrikan dan bidang lain yang terkait, berorientasi pada kepuasan pelanggan, anggota perusahaan, dan pemegang saham.
- Menjadikan tenaga listrik sebagai media untuk meningkatkan kualitas kehidupan masyarakat.
- Mengupayakan agar tenaga listrik menjadi pendorong kegiatan ekonomi.
- Menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan.

1.4. TUJUAN DAN SASARAN PENYUSUNAN RUPTL

Pada dasarnya tujuan penyusunan RUPTL adalah memberikan pedoman dan acuan pengembangan sarana kelistrikan PLN dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik di wilayah usahanya secara lebih efisien, lebih terencana dan berwawasan lingkungan, sehingga dapat dihindari ketidak-efisienan 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 kelistrikan sejak dari tahap perencanaan yang meliputi:

- Tercapainya pemenuhan kebutuhan kapasitas dan energi listrik setiap tahun dengan tingkat keandalan³ yang diinginkan secara *least-cost*.
- Tercapainya bauran bahan bakar (*fuel-mix*) 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 terutama panas bumi sesuai dengan program Pemerintah, dan juga energi terbarukan lain seperti tenaga air.
- 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.

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

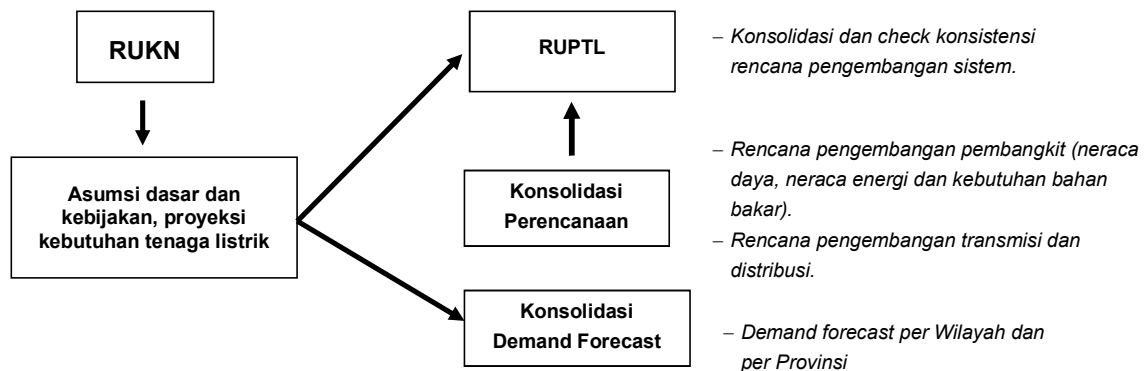
1.5. PROSES PENYUSUNAN RUPTL DAN PENANGGUNGJAWABNYA

Penyusunan RUPTL 2016-2025 di PLN dibuat dengan proses sebagai berikut:

- Draft RUKN 2015-2034 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. 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 pada RPJMN 2015-2019, pertumbuhan jumlah penduduk dan pengembangan EBT yang semakin besar.
- Memperhatikan asumsi-asumsi dasar tersebut, meliputi: pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan jumlah penduduk, target rasio elektrifikasi, harga jual rata-rata listrik ke pelanggan, serta data-data realisasi penjualan, 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 metoda 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, 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 kelistrikan 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 COD⁴ 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, dan pengusulan pengesahan RUPTL oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dilakukan oleh PLN Kantor Pusat. 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

Pada konsolidasi perencanaan dengan menggunakan asumsi demand forecast yang disepakati menjadi dasar pembuatan capacity balance dan rencana pengembangan pembangkit.

Pembagian tanggung jawab penyusunan RUPTL ditunjukkan pada Tabel 1.1.

⁴ COD atau commercial operation date adalah tanggal beroperasinya sebuah proyek kelistrikan secara komersial.

Tabel 1.1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL

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

Keterangan:

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

1.6. RUANG LINGKUP DAN WILAYAH USAHA

Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PLN telah ditetapkan oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral sesuai Surat Keputusan No. 634-12/20/600.3/2011 tanggal 30 September 2011. Surat keputusan tersebut menetapkan 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 2016-2025 ini mencakup seluruh Wilayah Usaha PLN yang ditetapkan dengan Surat Keputusan Menteri ESDM tersebut, kecuali wilayah usaha PT Pelayanan Listrik Nasional Batam dan PT Pelayanan Listrik Nasional Tarakan, walaupun keduanya merupakan anak perusahaan PLN.

RUPTL ini akan menjelaskan rencana pengembangan kelistrikan di seluruh wilayah Republik Indonesia kecuali wilayah Batam dan Tarakan yang merencanakan pengembangan kelistrikan sendiri. Penyusunan RUPTL dibagi menjadi tiga wilayah besar yaitu Sumatera, Jawa-Bali dan Indonesia Timur.

Selain itu RUPTL ini juga menampilkan rencana pengembangan sistem kelistrikan per provinsi.

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

Wilayah Sumatera

Wilayah usaha di Sumatera terdiri dari pulau Sumatera serta pulau-pulau disekitarnya seperti Bangka-Belitung, Kepulauan Riau, dan lain-lain kecuali pulau Batam yang masuk wilayah usaha anak perusahaan PLN.

Wilayah 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 skala kecil di sistem-sistem kecil isolated yang dikelola oleh PLN Wilayah/Distribusi.

Wilayah Kalimantan

Wilayah usaha di pulau Kalimantan dilayani oleh PLN Wilayah Kalimantan Barat, PLN Wilayah Kalimantan Selatan-Tengah dan PLN Wilayah Kalimantan Timur-Utara. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan dibawah PLN Wilayah.

Khusus untuk pulau Tarakan merupakan wilayah usaha anak perusahaan PLN, yaitu PT Pelayanan Listrik Nasional Tarakan, sehingga tidak tercakup dalam RUPTL PT PLN (Persero).

Wilayah Sulawesi

Wilayah usaha di pulau Sulawesi dilayani oleh PLN Wilayah Sulawesi Utara-Tengah-Gorontalo dan PLN Wilayah Sulawesi Selatan-Tenggara-Barat. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan dibawah PLN Wilayah

Wilayah Indonesia Timur

Wilayah usaha di Indonesia Timur terdiri dari Nusa Tenggara, kepulauan Maluku, dan Papua.

Nusa Tenggara

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

Maluku dan Papua

Wilayah usaha di Kepulauan Maluku dilayani oleh PLN Wilayah Maluku & Maluku Utara, sedangkan wilayah usaha PLN di Papua dilayani oleh PLN Wilayah Papua & Papua Barat. PLN wilayah hanya mengelola pembangkit, jaringan distribusi dan pelanggan. Di wilayah ini belum ada jaringan transmisi yang beroperasi

Wilayah Jawa-Bali

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

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, dan sistematika dokumen RUPTL. Bab II menjelaskan kebijakan umum pengembangan sarana ketenagalistrikan yang meliputi kebijakan-kebijakan pengembangan sistem. Bab III menjelaskan kondisi kelistrikan hingga Agustus tahun 2015, Bab IV menjelaskan pengembangan energi baru dan terbarukan, Bab V menjelaskan ketersediaan energi primer. Bab VI menjelaskan rencana penyediaan tenaga listrik tahun 2016-2025, meliputi kriteria dan kebijakan perencanaan, asumsi dasar, prakiraan kebutuhan listrik dan rencana pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi, serta neraca energi dan kebutuhan bahan bakar. Bab VII menjelaskan kebutuhan dana investasi dan Bab VIII menjelaskan analisis risiko jangka panjang dan langkah mitigasinya. Bab IX memberikan kesimpulan.

Selanjutnya rencana pengembangan kelistrikan per-provinsi diberikan dalam lampiran-lampiran.

BAB II

KEBIJAKAN UMUM PENGEMBANGAN SARANA KETENAGALISTRIKAN

Pengembangan sarana ketenagalistrikan dalam RUPTL 2016-2025 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 kelistrikan dengan program 35 GW sampai dengan tahun 2019. Bab II ini menjelaskan kebijakan dimaksud.

2.1. KEBIJAKAN PELAYANAN PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK 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. Dalam jangka pendek dimana kapasitas pembangkit PLN masih terbatas karena proyek-proyek pembangkit dalam tahap penyelesaian, PLN akan memenuhi permintaan tenaga listrik dengan menyediakan *mobile power plant* (MPP) sebagai solusi sementara untuk mengantisipasi pemenuhan kebutuhan listrik pada beberapa sistem ataupun sub-sistem kelistrikan. Pada tahun-tahun berikutnya setelah penambahan kapasitas pembangkit dan transmisi selesai⁵ dan *reserve margin* telah mencukupi, maka penjualan akan dipenuhi dengan mengoptimalkan pemanfaatan pembangkit listrik permanen.

RUPTL ini disusun untuk mempercepat peningkatan rasio elektrifikasi dengan menyambung konsumen residensial baru dalam jumlah yang cukup tinggi setiap

⁵ Proyek-proyek percepatan pembangkit tahap 1 dan 2, proyek pembangkit PLN dan IPP lainnya

tahun, dan melayani daftar tunggu konsumen besar yang ada dengan memperhatikan kesiapan pasokan.

Berbeda dengan RUPTL sebelumnya, RUPTL 2016-2025 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 maupun 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.

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. KEBIJAKAN 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 tingkat keandalan yang wajar dalam industri tenaga listrik.

Biaya penyediaan terendah dicapai dengan meminimalkan *net present value* semua biaya penyediaan listrik yang terdiri dari biaya investasi, biaya bahan

bakar, biaya operasi dan pemeliharaan, dan biaya *energy not served*⁶. Tingkat keandalan sistem pembangkitan diukur dengan kriteria *Loss of Load Probability* (LOLP)⁷ 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 kelistrikan.

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 tidak mengikuti kriteria *least cost*, sehingga dalam proses perencanaan mereka diperlakukan sebagai *fixed plant*⁸. Walaupun demikian, pengembangan pembangkit energi terbarukan tetap 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 membolehkan 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 pertimbangan pelaksanaan proyek-proyek pembangkit di Kalimantan, Sulawesi dan Sumatera seringkali mengalami keterlambatan, pembangkit *existing* telah mengalami *derating* yang cukup besar dan adanya keyakinan bahwa tersedianya tenaga listrik

⁶ Biaya *energy not served* adalah nilai penalti ekonomi yang dikenakan pada *objective function* untuk setiap kWh yang tidak dapat dinikmati konsumen akibat padam listrik

⁷ LOLP dan *reserve margin* akan dijelaskan pada Bab VI.

⁸*Fixed plant* adalah kandidat pembangkit yang langsung dijadwalkan pada tahun tertentu tanpa menjalani proses optimisasi keekonomian.

yang banyak di Sumatera, Sulawesi dan Kalimantan akan memicu tumbuhnya demand listrik yang jauh lebih cepat⁹.

- 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 bahkan sebagian besar tidak berlanjut. Untuk mendapatkan efisiensi yang lebih baik, maka rencana proyek PLTU batubara di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara akan menggunakan kapasitas per unit (*unit size*) yang lebih besar yaitu 50 MW, menggantikan rencana PLTU skala 25 MW.

Pemilihan lokasi pembangkit dilakukan dengan mempertimbangkan ketersediaan sumber energi primer setempat atau kemudahan pasokan energi primer, kedekatan dengan pusat beban, prinsip *regional balance*, topologi jaringan transmisi yang dikehendaki, kendala pada sistem transmisi¹⁰, dan kendala-kendala teknis, lingkungan dan sosial¹¹. Lokasi pembangkit yang tercantum dalam RUPTL merupakan indikasi lokasi yang masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan dalam penyiapan proyek di lapangan.

Pembangkit Pemikul Beban Puncak, pemenuhan kebutuhan beban puncak sistem besar diupayakan tidak menggunakan pembangkit berbahan bakar BBM, prioritas PLN hanya merencanakan pembangkit beban puncak yang beroperasi dengan gas (LNG, mini LNG, CNG). Apabila ada potensi hidro, PLN lebih mengutamakan pembangkit hidro, seperti *pumped storage*, PLTA peaking dengan *reservoir*.

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

Pembangkit Pemikul Beban Menengah, pada umumnya pembangkit pemikul beban menengah menggunakan PLTGU berbahan bakar gas lapangan (gas

⁹ PLN meyakini bahwa demand listrik di daerah yang telah lama mengalami pemadaman merupakan *demand* yang tertekan (*suppressed demand*) dan tidak dapat diproyeksi hanya dengan metoda regresi berdasar data historis.

¹⁰ Pembebanan lebih, tegangan rendah, arus hubung singkat terlalu tinggi, stabilitas tidak baik.

¹¹ Antara lain kondisi tanah, *bathymetry*, hutan lindung, pemukiman.

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*¹² 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. Untuk fleksibilitas dalam hal bahan bakar, MPP direncanakan menggunakan bahan bakar gas dengan teknologi pembangkit *dual fuel*.

Untuk pengembangan kelistrikan di sistem kelistrikan 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 pembangkit thermal modular pengganti diesel (PTMPD) dengan bakar biomassa dan batubara, PLTMG, PLTD dual fuel serta pembangkit energi terbarukan yang di-*hybrid* dengan PLTD maupun alternatif penggunaan bahan bakar *biofuel* untuk PLTD.

Untuk sistem kelistrikan Jawa-Bali, PLN telah merencanakan PLTU batubara kelas 1.000 MW dengan teknologi *ultra super critical*¹³ (*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

¹² *Ramping rate* adalah kemampuan pembangkit dalam mengubah outputnya, dinyatakan dalam % per menit, atau MW per menit.

¹³ PLTU *ultra super critical* merupakan jenis *clean coal technology* (CCT) yang telah matang secara komersial. Jenis CCT lainnya, yaitu *Integrated Gassification Combined Cycle* (IGCC) diperkirakan baru akan matang secara komersial setelah tahun 2025.

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 600 MW. Namun implementasinya disesuaikan dengan kesiapan sistem Sumatera untuk mengakomodasi kapasitas pembangkit yang lebih besar, terutama dari sisi keandalan dan stabilitas.

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

Secara umum pemilihan lokasi pembangkit diupayakan untuk memenuhi prinsip *regional balance*. *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 antar wilayah akan minimal.

Namun demikian kebijakan *regional balance* ini tidak membatasi PLN dalam mengembangkan pembangkit di suatu lokasi dan mengirim energinya ke pusat beban melalui transmisi, sepanjang hal tersebut layak secara teknis dan ekonomis. Hal ini tercermin dari adanya rencana untuk mengembangkan PLTU mulut tambang skala besar di Sumatera Selatan dan menyalurkan sebagian besar energi listriknya ke pulau Jawa melalui transmisi arus searah tegangan tinggi (*high voltage direct current transmission* atau HVDC)¹⁴. Situasi yang sama juga terjadi 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.

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

¹⁴ Persyaratan untuk melaksanakan proyek interkoneksi Sumatera – Jawa ini adalah kebutuhan listrik di seluruh wilayah Sumatera telah terpenuhi dengan cukup.

sebagian proyek pembangkit akan dilakukan oleh listrik swasta sebagai *independent power producer* (IPP) maupun pihak ketiga non-IPP dengan model bisnis tertentu seperti *power wheeling*, kerjasama *excess power*, penetapan wilayah usaha tersendiri dan sebagainya.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi *smelter* dan kawasan industri baru dimana PLN belum mampu memenuhi kebutuhan listriknya, pengembang *smelter* atau kawasan industri tersebut dapat membangun pembangkit sendiri atau memanfaatkan pembangkit yang dimiliki oleh pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (IUPTL) lain dan memanfaatkan jaringan transmisi atau distribusi milik PLN atau pemegang IUPTL lain melalui skema *power wheeling*, dengan tetap memperhatikan kemampuan transmisi atau distribusi tersebut.

Berikut ini kebijakan PLN dalam mengalokasikan kepemilikan proyek kelistrikan:

- 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.
- PLTP: Sesuai dengan peraturan dan perundangan di sektor panas bumi, pengembangan PLTP pada umumnya didorong untuk dikembangkan oleh

swasta dengan proses pemenangan WKP melalui tender sebagai *total project*¹⁵. Sedangkan potensi panas bumi yang WKP-nya dimiliki oleh Pertamina berdasar regulasi terdahulu, Pertamina dan PLN dapat bekerja sama mengembangkan PLTP¹⁶. 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.

Berdasarkan Peraturan Presiden No. 4 Tahun 2016 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*.

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

- a. Membutuhkan pendanaan yang sangat besar.
- b. Risiko konstruksi yang cukup besar, terutama untuk lokasi baru yang membutuhkan proses pembebasan lahan.
- c. Risiko pasokan bahan bakar yang cukup tinggi atau yang belum mempunyai kepastian pasokan gas dan/atau infrastrukturnya.
- d. Pembangkit dari sumber energi baru dan terbarukan.
- e. Ekspansi dari pembangkit PPL yang telah ada.

¹⁵ *Total project* PLTP adalah proyek dimana sisi hulu (uap) dan hilir (pembangkit listrik) dikerjakan oleh pengembang dan PLN hanya membeli listrik.

¹⁶ Yaitu Pertamina mengembangkan sisi hulu dan PLN membangun power plant, atau Pertamina mengembangkan PLTP sebagai *total project* dan PLN membeli listriknya.

- f. 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.

2.3. KEBIJAKAN 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, kecuali beberapa transmisi terkait dengan pembangkit milik IPP yang sesuai kontrak PPA dilaksanakan oleh pengembang IPP dan proyek transmisi yang terkait dengan wilayah usaha lain. Namun demikian, terbuka opsi proyek transmisi untuk juga dapat dilaksanakan oleh swasta dengan skema bisnis tertentu, misalnya *build lease transfer* (BLT)¹⁷, *power wheeling*¹⁸. *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

¹⁷ 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.

¹⁸ *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.

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

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

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 dilokasi tersebut, akan dibangun jaringan transmisi 275 kV untuk 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 (*grid extension*) 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.

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

- 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 maksimum 100 MVA untuk GI Baru.
- d. Dengan perubahan harga EPC GIS tahun 2015 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 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 gardu induk (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 (a.l. 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.

2.4. KEBIJAKAN PENGEMBANGAN 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 masih perlu dikaji serta implementasinya akan ditentukan oleh manajemen unit melalui analisis, pertimbangan keekonomian jangka panjang dan pencapaian tingkat mutu pelayanan yang lebih baik, dengan tetap memenuhi SNI atau SPLN yang berlaku.

Dalam RUPTL 2016-2025 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 pemberlakuan Peraturan Menteri ESDM Nomor 17 Tahun 2013 tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik, Peraturan Menteri ESDM Nomor 19 Tahun 2015 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Air dengan Kapasitas sampai dengan 10 MW (Sepuluh Megawatt) oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 22 Tahun 2014 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 27 Tahun 2014 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa dan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), dimana banyak bermunculan pengajuan pembangkit EBT dari pengembang yang terhubung pada sistem distribusi, maka pengembangan sistem distribusi perlu mengantisipasi dengan memperhatikan pedoman penyambungan yang tertuang dalam *Distribution Code* sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 4 Tahun 2009 tentang Aturan Distribusi Tenaga Listrik.

2.5. KEBIJAKAN PENGEMBANGAN LISTRIK PERDESAAN

Pembangunan listrik perdesaan merupakan program Pemerintah untuk melistriki masyarakat perdesaan yang pendanaannya mulai tahun 2016 diperoleh dari Penyertaan 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 kelistrikan perdesaan berdasarkan pada kajian yang dilakukan oleh unit bisnis PLN setempat. Dengan adanya reorganisasi PLN, maka perencanaan pengembangan lisdes oleh unit bisnis PLN akan dikoordinasi juga oleh Divisi Pengembangan Regional. Rencana tersebut akan dikonsolidasikan secara korporat dengan Direktorat Perencanaan Korporat PLN.

Saat ini sebagian pembangunan listrik pedesaan juga dilakukan oleh Pemda 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.

Pengembangan listrik perdesaan telah mempertimbangkan hasil road map 2013-2017 provinsi dan hasil revisi *roadmap* lisdes 2015-2019 provinsi yang telah selesai, serta usaha peningkatan rasio elektrifikasi. Kebijakan yang diambil oleh Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan (Ditjen Gatrik) dan PLN dalam pembangunan listrik desa adalah untuk menunjang pencapaian rasio elektrifikasi dari 88.3% di tahun 2015 menjadi 99,7% di tahun 2025 dengan melakukan hal hal sebagai berikut:

- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari proyek GI Baru atau *Extension* Trafo GI.
- Pengembangan pembangkit BBM untuk daerah terluar atau terisolasi yang belum memungkinkan pengembangan pembangkit EBT dalam waktu dekat.
- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari pembangkit skala kecil baik EBT maupun pembangkit lainnya.
- Melistriki desa baru maupun desa lama yang sebagian dari dusunnya belum berlistrik.
- Membuka kemungkinan hybrid PLTS dan *hybrid* PLTB¹⁹ dengan grid PLN.
- Melaksanakan program penyambungan listrik dan instalasi gratis bagi masyarakat yang tidak mampu dan daerah tertinggal.

¹⁹ PLTS: Pembangkit Listrik Tenaga Surya, PLTB: Pembangkit Listrik Tenaga Bayu

2.6. KEBIJAKAN PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN 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, ketahanan nasional, dan keterpaduan dengan mengutamakan kemampuan nasional.

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*). Sementara itu 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.

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.

Sejalan dengan salah satu misi PLN yaitu menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan dan Peraturan Pemerintah No. 79/2014 tentang Kebijakan Energi Nasional serta Peraturan Menteri ESDM Nomor 2 tahun 2006 tentang Pengusahaan Pembangkit Listrik Tenaga Energi Terbarukan Skala Menengah, 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.

Dalam Draft RUKN 2015-2034 juga 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.

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 Presiden Nomor 4 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dua kali dengan Perpres Nomor 194 Tahun 2014. Peraturan tersebut dijabarkan dalam 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.

Pemerintah juga mendukung pengembangan EBT dengan pemberlakuan Peraturan Menteri ESDM Nomor 17 tahun 2013 tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik, Peraturan Menteri ESDM Nomor 22 Tahun 2014 sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 19 Tahun 2015 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Air oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 27 Tahun 2014 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa dan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).

Pengembangan pembangkit EBT diprioritaskan untuk masuk dalam sistem tenaga listrik, dengan tetap memperhatikan kebutuhan listrik dan adanya rencana pembangkit yang lain. Pembangkit EBT dapat masuk ke sistem tenaga listrik kapan saja mereka siap, namun untuk pembangkit EBT dengan kapasitas lebih dari 10 MW perlu dikaji lebih lanjut terkait kesiapan sistem tenaga listrik setempat untuk menerima pembangkit EBT dengan kapasitas yang lebih besar.

Untuk tenaga air, kebijakan ini tidak membatasi PLN untuk merencanakan sebuah proyek PLTA tanpa menganut prinsip *demand driven*²⁰ demi mencapai suatu tujuan khusus tertentu, walaupun hal ini hanya dilakukan secara sangat terbatas dan selektif. Dalam konteks ini PLN merencanakan pembangunan PLTA Baliem berkapasitas 50 MW²¹ 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 sejalan dengan tujuan MP3EI di koridor Papua – Maluku.

Khusus mengenai PLTS, PLN mempunyai kebijakan untuk mengembangkan *centralized PV* untuk melistriki banyak komunitas terpencil yang jauh dari grid pada daerah tertinggal, pulau-pulau terdepan yang berbatasan dengan negara tetangga dan pulau-pulau terluar lainnya. Hal ini didorong oleh semangat PLN untuk memberi akses ke tenaga listrik yang lebih cepat kepada masyarakat di daerah terpencil. Lokasi *centralized PV*/PLTS komunal dipilih setelah mempertimbangkan faktor tekno-ekonomi seperti biaya transportasi BBM ke lokasi dan mengoperasikan PV secara hybrid dengan PLTD yang telah ada sehingga mengurangi pemakaian BBM. Selain itu PLN juga memperhatikan, alternatif sumber energi primer/EBT yang tersedia setempat dan tingkat pelayanan²² yang akan disediakan pada lokasi tersebut.

2.7. KEBIJAKAN MITIGASI PERUBAHAN IKLIM

Sesuai misi PLN "menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan", dan sejalan dengan komitmen nasional tentang pengurangan emisi Gas Rumah

²⁰*Demand driven* adalah sebuah pendekatan perencanaan yang mensyaratkan adanya jaminan demand listrik yang cukup untuk menjustifikasi kelayakan sebuah proyek pembangkit.

²¹ Dapat dikembangkan menjadi 100 MW.

²² Jam nyala per hari

Kaca (GRK), PLN akan melakukan upaya pengurangan emisi GRK dari semua kegiatan ketenagalistrikan. Kebijakan PLN untuk mitigasi perubahan iklim adalah sebagai berikut.

1. Memprioritaskan pengembangan energi terbarukan

PLN memprioritaskan pemanfaatan pembangkit EBT untuk masuk ke sistem tenaga listrik kapan saja mereka siap²³. Hal ini mengindikasikan bahwa nilai keekonomian pembangkit EBT tidak menjadi faktor utama dalam proses pemilihan kandidat pembangkit. Konsekuensi dari kebijakan ini adalah adanya peningkatan biaya investasi PLN, sehingga pemanfaatan insentif dari pendanaan karbon (*carbon finance*) menjadi penting bagi PLN.

2. Menggunakan teknologi rendah karbon

Penyediaan tenaga listrik PLN hingga tahun 2025 masih akan didominasi oleh pembangkit berbahan bakar fosil, terutama batubara. PLN menyadari bahwa pembakaran batubara menghasilkan emisi GRK yang relatif besar, sehingga diperlukan upaya mitigasi 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 teknologi yang lebih efisien di Sumatera dan Indonesia Timur sehingga dapat mengurangi penggunaan batubara. Selain itu PLN juga mempertimbangkan penggunaan teknologi *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) dan *Carbon Capture and Storage* (CCS) untuk mengurangi emisi CO₂ secara signifikan, namun implementasinya menunggu setelah teknologi tersebut matang secara komersial.

3. Pengalihan bahan bakar (*fuel switching*)

Dengan motif untuk mengurangi pemakaian BBM, PLN berencana mengalihkan pemakaian BBM ke gas pada PLTG, PLTGU dan PLTMG (*gas engine*). 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 *energy mix* di pembangkitan tenaga listrik untuk batubara ditetapkan sekitar 50% pada tahun 2025 sesuai dengan draft RUKN 2015-2034, maka pengalihan pemakaian batubara ke gas telah dipertimbangkan dalam RUPTL ini

4. Efisiensi energi di pusat pembangkit

²³ Kebijakan ini disertai dengan kajian bahwa ada kebutuhan beban, kesiapan sistem tenaga listrik setempat dan tetap memperhatikan rencana pembangkit lain

Efisiensi termal pembangkit yang mengalami penurunan sejalan dengan umurnya akan mengkonsumsi bahan bakar lebih banyak untuk memproduksi satu kWh listrik. PLN selalu berupaya menjaga efisiensi pembangkitnya untuk meningkatkan efisiensi produksi dan sekaligus menurunkan emisi GRK.

BAB III

KONDISI KELISTRIKAN HINGGA AGUSTUS 2015

3.1 PENJUALAN TENAGA LISTRIK

Penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir tumbuh rata-rata 8,1% per tahun. Untuk Region Jawa-Bali, rata-rata pertumbuhan lima tahun terakhir adalah sebesar 7,5%. Pertumbuhan ini relatif lebih rendah dibandingkan dengan pertumbuhan rata-rata di regional Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, dan Maluku-Papua-Nusa Tenggara. Tabel 3.1 memperlihatkan pertumbuhan penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir.

Tabel 3.1 Penjualan Tenaga Listrik PLN (TWh)

| Wilayah | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015*) | Rata-Rata 2010-2014 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------------|
| Indonesia | 133.1 | 145.7 | 156.3 | 172.2 | 185.5 | 196.4 | 200.4 | |
| <i>Pertumbuhan (%)</i> | 4.3 | 9.4 | 7.3 | 10.2 | 7.8 | 5.9 | 2.0 | 8.1 |
| Jawa - Bali | 104.1 | 113.4 | 120.8 | 132.1 | 142.1 | 149.4 | 150.5 | |
| <i>Pertumbuhan (%)</i> | 3.3 | 8.9 | 6.5 | 9.3 | 7.6 | 5.1 | 0.8 | 7.5 |
| Sumatera | 17.6 | 19.7 | 21.5 | 24.2 | 25.7 | 27.6 | 29.3 | |
| <i>Pertumbuhan (%)</i> | 7.2 | 11.6 | 9.3 | 12.6 | 6.3 | 7.3 | 6.2 | 9.4 |
| Kalimantan | 4.7 | 5.1 | 5.7 | 6.4 | 7.0 | 7.7 | 8.3 | |
| <i>Pertumbuhan (%)</i> | 9.7 | 10.3 | 10.1 | 12.9 | 9.6 | 10.8 | 6.6 | 10.7 |
| Sulawesi | 4.6 | 5.1 | 5.6 | 6.4 | 7.3 | 7.7 | 8.1 | |
| <i>Pertumbuhan (%)</i> | 8.8 | 10.7 | 11.0 | 13.7 | 13.3 | 6.3 | 5.1 | 11.0 |
| Maluku, Papua & Nusa Tenggara | 2.2 | 2.4 | 2.7 | 3.1 | 3.5 | 3.9 | 4.2 | |
| <i>Pertumbuhan (%)</i> | 9.7 | 10.7 | 13.0 | 16.1 | 13.5 | 11.1 | 7.4 | 12.9 |

*) Estimasi Realisasi 2015

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.

Penjualan tenaga listrik di Sumatera tumbuh jauh lebih tinggi, yaitu rata-rata 9,4% per tahun. 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.

Penjualan tenaga listrik di Kalimantan tumbuh rata-rata 10,7% per tahun, sedangkan penambahan kapasitas pembangkit rata-rata hanya 1% per tahun. Hal ini menyebabkan pembatasan penjualan listrik dan krisis daya di banyak daerah di Kalimantan.

Penjualan tenaga listrik di Sulawesi tumbuh rata-rata 11,0% per tahun untuk itu PLN sangat agresif melakukan penambahan proyek pembangkit baik dari PLN maupun IPP seperti PLTU Jenepono, PLTG/U IPP Sengkang dan IPP PLTA Poso.

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

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.

3.1.1 Jumlah Pelanggan

Realisasi jumlah pelanggan selama tahun 2010–2014 mengalami peningkatan dari 42,2 juta menjadi 57,2 juta atau bertambah rata-rata 3,5 juta tiap tahunnya. Penambahan pelanggan terbesar masih terjadi pada sektor rumah tangga, yaitu rata-rata 3,2 juta per tahun, diikuti sektor bisnis dengan rata-rata 140 ribu pelanggan per tahun, sektor publik rata-rata 82 ribu pelanggan per tahun, dan terakhir sektor industri rata-rata 2 ribu pelanggan per tahun. Tabel 3.2 menunjukkan perkembangan jumlah pelanggan PLN menurut sektor pelanggan dalam 5 tahun terakhir.

Tabel 3.2 Perkembangan Jumlah Pelanggan (ribu pelanggan)

| Jenis Pelanggan | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015*) |
|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Rumah Tangga | 39,111 | 42,348 | 45,991 | 49,887 | 53,078 | 56,311 |
| Komersial | 1,877 | 2,019 | 2,175 | 2,359 | 2,549 | 2,815 |
| Publik | 1,146 | 1,214 | 1,300 | 1,402 | 1,497 | 1,682 |
| Industri | 48 | 50 | 52 | 55 | 58 | 61 |
| Total | 42,183 | 45,631 | 49,519 | 53,703 | 57,183 | 60,869 |

*) Realisasi 2015

3.1.2 Rasio Rumah Tangga Berlistrik PLN

Rasio rumah tangga berlistrik PLN didefinisikan sebagai jumlah pelanggan rumah tangga PLN dibagi dengan jumlah rumah tangga yang ada. Dengan meningkatkan rasio rumah tangga berlistrik melalui pelaksanaan penyambungan listrik untuk pelanggan rumah tangga baik di daerah perkotaan maupun daerah perdesaan atau daerah terpencil, pada dasarnya PLN mendukung upaya

pemerintah untuk meningkatkan Rasio Elektrifikasi Nasional. Jumlah pelanggan rumah tangga yang telah dilistriki PLN per region diperlihatkan pada Tabel 3.3.

Tabel 3.3 Jumlah Pelanggan Rumah Tangga yang Dilayani per Region (ribu pelanggan)

| Wilayah | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015*) |
|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Indonesia | 39,111 | 42,348 | 45,991 | 49,887 | 53,078 | 56,311 |
| Jawa - Bali | 26,586 | 28,066 | 30,204 | 32,512 | 34,468 | 36,643 |
| Sumatera | 7,294 | 8,211 | 8,958 | 9,724 | 10,361 | 10,972 |
| Kalimantan | 1,862 | 2,081 | 2,323 | 2,581 | 2,774 | 2,944 |
| Sulawesi & Nusra | 2,873 | 3,422 | 3,878 | 4,337 | 4,669 | 4,888 |
| Maluku & Papua | 497 | 568 | 628 | 733 | 806 | 865 |

*) Realisasi 2015

**) Tidak termasuk PLN Batam dan PLN Tarakan

Kendala utama dalam melistriki adalah keterbatasan kemampuan pembangkit PLN dan kondisi geografis sebagian wilayah Indonesia yang tersebar dan atau terpencil di pulau-pulau kecil. Kendala-kendala tersebut menyebabkan penyambungan pelanggan rumah tangga per region tidak merata pada masing-masing daerah sehingga kontribusi tiap-tiap region untuk peningkatan RE nasional juga berbeda. Selain itu, rata-rata peningkatan RE per region juga tidak merata.

3.1.3 Rasio Desa Berlistrik

Desa berlistrik adalah desa yang sudah dialiri listrik oleh pelaku usaha dan atau non pelaku usaha atau telah terpasang jaringan tegangan rendah oleh PIUPTL (Pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik). Sedangkan rasio desa berlistrik didefinisikan sebagai perbandingan jumlah desa berlistrik dibagi dengan jumlah desa yang ada. Data nasional mencatat pada tahun 2014, dari 82.190 desa yang ada di Indonesia, 79.671 desa telah terlistriki. Ini berarti Rasio desa berlistrik pada tahun 2014 adalah sebesar 96,94%.

3.1.4 Pertumbuhan Beban Puncak

Pertumbuhan beban puncak sistem Jawa Bali dalam 5 tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 3.4. Dari Tabel tersebut dapat dilihat bahwa beban puncak tumbuh relatif rendah, yaitu rata-rata 5,8% per tahun, dengan *load factor* cenderung meningkat, hal ini dicerminkan juga oleh pertumbuhan energi yang relatif tinggi, yaitu rata-rata 7,5% (lihat Tabel 3.1). Perbaikan *load factor* terjadi karena adanya

kebijakan pembatasan penggunaan daya pada saat beban puncak pada konsumen besar dan penerapan tarif multiguna untuk mengendalikan pelanggan baru²⁴.

Tabel 3.4 Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa Bali Tahun 2010–2015

| Deskripsi | Satuan | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015*) |
|----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Kapasitas Pembangkit | MW | 23,206 | 26,664 | 30,525 | 32,394 | 33,214 | 33,824 |
| Daya Mampu | MW | 21,596 | 23,865 | 29,722 | 30,095 | 31,377 | 31,694 |
| Beban Puncak Bruto | MW | 18,756 | 20,439 | 22,067 | 23,415 | 24,598 | 24,807 |
| Beban Puncak Netto | MW | 18,100 | 19,739 | 21,237 | 22,567 | 23,900 | 24,258 |
| Pertumbuhan | % | 5.6 | 5.2 | 9.1 | 7.5 | 5.9 | 1.5 |
| Faktor Beban | % | 79.5 | 77.8 | 78.2 | 79.1 | 78.4 | 79.3 |

*) Estimasi realisasi 2015

Informasi mengenai pertumbuhan beban puncak 5 tahun terakhir untuk sistem kelistrikan di Wilayah Sumatera dan Indonesia Timur tidak dapat disajikan seperti diatas karena sistem kelistrikan di Wilayah tersebut masih terdiri dari beberapa subsistem yang beban puncaknya *non coincident*.

3.2 KONDISI SISTEM PEMBANGKITAN

Sampai dengan tahun 2015 kapasitas terpasang pembangkit PLN dan IPP di Indonesia adalah 48.065 MW yang terdiri dari 33.824 MW di sistem Jawa-Bali dan 10.091 MW di sistem-sistem kelistrikan Wilayah Sumatera dan 4.150 MW di Indonesia Timur. Apabila memperhitungkan pembangkit sewa sebesar 3.703 MW, maka kapasitas terpasang pembangkit menjadi 51.348 MW.

3.2.1. Wilayah Operasi Sumatera

Daya mampu pembangkit Sistem Sumatera saat ini adalah 7.613 MW, dengan rincian per jenis pembangkit seperti pada tabel 3.5. Total beban puncak Sumatera (interkoneksi dan *isolated*) sampai dengan Desember 2015 adalah sekitar 4.850 MW. *Reserve margin* Sistem Sumatera lebih dari 30%, tetapi berdasarkan laporan evaluasi tahunan terdapat kondisi-kondisi tertentu dimana sistem mengalami defisit. Defisit tersebut sebagian besar terjadi karena adanya permasalahan-permasalahan di sistem transmisi yang menyebabkan *bottleneck*

²⁴ Kebijakan pembatasan beban puncak ditiadakan dengan berlakunya TDL 2010

evakuasi daya dari pembangkit ke beban. Selain itu juga terjadi kerusakan beberapa pembangkit eksisting serta kondisi musiman yang mempengaruhi energi yang dihasilkan oleh PLTA sehingga menyebabkan turunnya daya mampu pasok. Sedangkan pembangkit-pembangkit baru yang direncanakan beroperasi di tahun 2014/2015 juga mengalami kemunduran operasi dikarenakan berbagai faktor. Guna mengantisipasi krisis listrik tersebut, maka pada tahun 2016 ini dilakukan sewa pembangkit serta *excess power* dengan total kapasitas sekitar 2.000 MW dengan lokasi tesebar di sistem-sistem Sumatera (*isolated* dan interkoneksi). Berikut ini adalah daya mampu di regional sumatera (sistem sumatera dan sistem-sistem *isolated*).

Tabel 3.5 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Sumatera(MW) s.d Bulan Desember Tahun 2015²⁵

| Unit | PLN | | | | | | | | IPP | | | | | | | | Jumlah PLN+IPP |
|---------|---------|---------|-------|---------|-------|-------|----------|---------|-------|-------|------|-------|------|-------|----------|---------|-------------------|
| | PLTGU | PLTU | PLTD | PLTG | PLTP | PLTA | EBT Lain | Jumlah | PLTGU | PLTU | PLTD | PLTG | PLTP | PLTA | EBT Lain | Jumlah | |
| Aceh | - | - | 46.9 | - | - | - | 2.6 | 49.6 | - | - | - | - | - | - | - | - | 49.6 |
| Sumut | - | - | 37.3 | - | - | - | - | 37.3 | - | - | - | - | - | - | - | - | 37.3 |
| Sumbar | - | - | 1.6 | - | - | - | 85.0 | 86.6 | - | - | - | - | - | - | - | - | 86.6 |
| WRKR | - | 58.0 | 255.0 | - | - | - | 0.2 | 313.2 | - | - | - | - | - | - | - | - | 313.2 |
| S2JB | - | - | 21.5 | - | - | - | 1.6 | 23.1 | 19.0 | 20.0 | - | 44.0 | - | - | 67.0 | 150.0 | 173.1 |
| Lampung | - | - | 1.2 | - | - | - | - | 1.2 | - | 24.0 | - | - | - | - | - | 24.0 | 25.2 |
| BABEL | - | 76.5 | 78.9 | - | - | - | 0.3 | 155.8 | - | - | - | - | - | - | - | - | 155.8 |
| KITSU | 817.9 | 1,150.0 | 83.0 | 316.2 | - | 246.0 | 7.5 | 2,620.6 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2,620.6 |
| KITSEL | 345.9 | 974.0 | 48.2 | 997.7 | 110.0 | 607.1 | 1.1 | 3,083.9 | - | - | - | - | - | - | - | - | 3,083.9 |
| P3BS | - | - | - | - | - | - | - | - | 286.0 | 457.0 | - | 69.0 | 10.0 | 246.0 | - | 1,068.0 | 1,068.0 |
| Total | 1,163.7 | 2,258.5 | 573.6 | 1,313.9 | 110.0 | 853.1 | 98.4 | 6,371.1 | 305.0 | 501.0 | - | 113.0 | 10.0 | 246.0 | 67.0 | 1,242.0 | 7,613 |

3.2.2. Wilayah Operasi Jawa Bali

Pembangkit baru yang masuk ke sistem Jawa-Bali pada tahun 2015 adalah sebesar 640 MW terdiri dari PLTU Celukan Bawang (380 MW), PLTMG Pesanggaran (200 MW) dan PLTP Kamojang 5 (30 MW). Sedangkan pembangkit yang akan beroperasi tahun 2016 adalah PLTU Adipala (660 MW), PLTU Tanjung Awar-awar (350 MW), PLTU Cilacap Ekspansi (614 MW), dan PLTP Karaha Bodas (30 MW) dengan total penambahan kapasitas pembangkit tahun 2015-2016 sebesar 2.264 MW. Penambahan pasokan daya pembangkit tersebut membantu meningkatkan kemampuan pasokan sistem Jawa Bali menjadi total sebesar 36.064 MW pada tahun 2016. Dengan beban puncak saat ini sekitar 24.000 MW maka dirasakan peluang bagi perusahaan untuk dapat meningkatkan penjualan.

Rincian kapasitas pembangkit sistem Jawa-Bali berdasarkan jenis pembangkit dapat dilihat pada Tabel 3.6.

²⁵ Sumber: SILM PT. PLN (Persero).

Tabel 3.6 Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa-Bali Tahun 2015²⁶

| No | Jenis Pembangkit | PLN | IPP | Jumlah | |
|--------|------------------|--------|-------|--------|--------|
| | | | | MW | % |
| 1 | PLTA | 2.386 | 150 | 2.536 | 7,5% |
| 2 | PLTU | 14.820 | 4.905 | 19.725 | 58,3% |
| 3 | PLTG/MG | 2.186 | - | 2.486 | 7,3% |
| 4 | PLTGU | 7.827 | 420 | 7.947 | 23,5% |
| 5 | PLTP | 360 | 770 | 1.130 | 3,3% |
| 5 | PLTD | - | - | - | 0% |
| Jumlah | | 27.579 | 6.245 | 33.824 | 100,0% |

3.2.3. Wilayah Indonesia Timur

Kapasitas terpasang pembangkit tersebar di Indonesia Timur pada tahun 2015 sekitar 4.150 MW dengan perincian ditunjukkan pada Tabel 3.7. Kapasitas pembangkit tersebut sudah termasuk IPP dengan kapasitas 1.127 MW. Walaupun kapasitas terpasang pembangkit adalah 4.150 MW, namun kemampuan netto dari pembangkit tersebut lebih rendah dari angka tersebut karena banyak PLTD yang telah berusia lebih dari 10 tahun dan mengalami *derating*.

Tabel 3.7 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) Tahun 2015

| UNIT | PLN | | | | | | | | IPP | | | | | | | | Jumlah PLN+IPP |
|-------------------------|-------|------|-------|---------|------|--------|-------------|--------|-------|------|------|-------------|------|--------|-------------|--------|-------------------|
| | PLTGU | PLTU | PLTD | PLTG/MG | PLTP | PLTA/M | EBT Lain | Jumlah | PLTGU | PLTU | PLTD | PLTG/M G | PLTP | PLTA/M | EBT Lain | Jumlah | |
| Kalbar | - | - | 192 | 34 | - | 2 | 0 | 228 | - | - | - | - | - | - | - | - | 228 |
| Kalselteng | - | 260 | 212 | 21 | - | 30 | 0 | 523 | - | 11 | - | - | - | - | - | 11 | 534 |
| Kaltimra | 60 | - | 228 | 200 | - | 0 | 0 | 489 | - | 95 | 40 | 82 | - | - | - | 217 | 706 |
| Suluttenggo | - | 50 | 264 | - | 80 | 67 | 1 | 461 | - | 51 | - | - | - | 22 | - | 73 | 534 |
| Sulselrabar | - | 130 | 168 | 123 | - | 158 | 2 | 581 | 315 | 200 | 62 | - | - | 236 | - | 813 | 1,394 |
| Maluku dan Maluku Utara | - | - | 197 | - | - | - | 2 | 199 | - | - | - | - | - | - | - | - | 199 |
| Papua dan Papua Barat | - | - | 140 | - | - | 30 | 0 | 170 | - | - | - | - | - | - | - | - | 170 |
| NTB | - | 30 | 136 | - | - | 2 | 1 | 169 | - | - | - | - | - | 13 | - | 13 | 182 |
| NTT | - | 33 | 146 | - | 16 | 5 | 2 | 202 | - | - | - | - | - | - | - | - | 202 |
| JUMLAH | 60 | 503 | 1,684 | 378 | 96 | 294 | 9 | 3,023 | 315 | 357 | 102 | 82 | - | 271 | - | 1,127 | 4,150 |

Beban puncak *non coincident* sistem kelistrikan di Indonesia Timur pada tahun 2015 diperkirakan akan mencapai 4.073 MW. Jika beban puncak dibandingkan dengan daya mampu pembangkit dan apabila menerapkan kriteria cadangan 40%, maka diperkirakan terjadi kekurangan sekitar 1.600 MW.

Untuk menanggulangi kekurangan pembangkit tersebut, hampir seluruh unit usaha PLN di Indonesia Timur telah melakukan sewa pembangkit. Kapasitas

²⁶ Estimasi Realisasi Tahun 2015

pembangkit sewa yang ada di Indonesia Timur sampai dengan akhir tahun 2015 akan mencapai 1.507 MW sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 3.8.

Tabel 3.8 Daftar Sewa Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) 2015

| No | PLN Wilayah | PLTU | PLTD | PLTG/MG | Jumlah |
|----|-------------------------|------|-------|---------|--------|
| 1 | Kalbar | - | 246 | - | 246 |
| 2 | Kalselteng | - | 180 | - | 180 |
| 3 | Kaltimra | 21 | 123 | 27 | 171 |
| 4 | Suluttenggo | - | 210 | - | 210 |
| 5 | Sulselrabar | - | 201 | - | 201 |
| 6 | Maluku dan Maluku Utara | - | 114 | - | 114 |
| 7 | Papua dan Papua Barat | - | 122 | - | 122 |
| 8 | NTB | - | 180 | - | 180 |
| 9 | NTT | - | 83 | - | 83 |
| | Jumlah | 21 | 1,459 | 27 | 1,507 |

3.3 KONDISI SISTEM TRANSMISI

3.3.1. Sistem Transmisi Wilayah Sumatera

Sistem penyaluran di Wilayah Sumatera dalam kurun waktu 5 tahun terakhir menunjukkan perkembangan yang cukup berarti terutama di sistem Sumatera.

Pada Tabel 3.9 diperlihatkan perkembangan kapasitas trafo pada gardu induk di Sumatera selama 5 tahun terakhir. Kapasitas terpasang gardu induk pada tahun 2009 sekitar 6.030 MVA meningkat menjadi 11.243 MVA pada tahun 2015. Pada tahun 2015 sistem 150 kV baru sudah beroperasi di sistem Bintan, dengan kapasitas 70 MVA, menyuplai di GI 150 kV Tanjung Uban dan Pulau Ngenang.

Untuk pengembangan saluran transmisi dapat dilihat pada Tabel 3.10. Menunjukkan bahwa pembangunan sarana transmisi meningkat dari 9.769 kms pada tahun 2009 menjadi 11.244 kms pada tahun 2015. Perlu percepatan perluasan jaringan transmisi agar interkoneksi sistem sumatera menjadi lebih kuat dan bisa mengoptimumkan transfer energi murah yang terutama berada pada Sumatera Bagian Tengah dan Sumatera Bagian Selatan.

Tabel 3.9 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Sumatera (MVA)²⁷

| Tegangan | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Sumatera | 6.030 | 6.765 | 7.540 | 8.777 | 8.976 | 9.596 | 11.243 |
| 275/150 kV | 160 | 160 | 410 | 410 | 410 | 410 | 1.160 |
| 150/70 kV | 350 | 350 | 520 | 520 | 520 | 520 | 520 |
| 150/20 kV | 5.170 | 5.920 | 6.215 | 7.452 | 7.590 | 8.120 | 8.953 |
| 70/20 kV | 350 | 335 | 395 | 395 | 456 | 546 | 610 |

Tabel 3.10 Perkembangan Saluran Transmisi Wilayah Sumatera (kms)²⁸

| Region | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|----------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|---------------|---------------|
| Sumatera | 9566 | 9566 | 9799 | 9956 | 10775 | 10,780 | 11,244 |
| 275 kV | 1011 | 1011 | 1028 | 1028 | 1374 | 1,374 | 1,683 |
| 150 kV | 8221 | 8224 | 8439 | 8596 | 9069 | 9,085 | 9,229 |
| 70 kV | 334 | 331 | 332 | 332 | 332 | 332 | 332 |

Pada Tabel 3.10 terlihat bahwa tidak banyak penambahan panjang transmisi 275 kV setiap tahunnya yang disebabkan oleh keterlambatan penyelesaian proyek. Selain itu tidak ada penambahan transmisi 70 kV karena sudah tidak dikembangkan lagi di sistem kelistrikan Sumatera.

3.3.2. Sistem Transmisi Jawa Bali

Perkembangan kapasitas trafo gardu induk dan sarana penyaluran sistem Jawa Bali untuk 5 tahun terakhir ditunjukkan pada Tabel 3.11 dan Tabel 3.12.

Tabel 3.11 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Sistem Jawa-Bali²⁹

| Level Tegangan | Unit | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015*) |
|----------------|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 150/20 kV | MVA | 28.440 | 30.001 | 32.751 | 35.856 | 39.094 | 40.497 |
| 70/20 kV | MVA | 2.750 | 2.727 | 2.725 | 2.702 | 2.711 | 2.801 |
| Jumlah | MVA | 31.190 | 32.728 | 35.476 | 38.558 | 41.805 | 43.298 |
| Beban Puncak | MW | 18.100 | 19.739 | 21.237 | 22.575 | 23.900 | 24.296 |

*) Estimasi Realisasi Tahun 2015

²⁷ Sumber: Data instalasi P3B Sumatera

²⁸ Sumber: Data instalasi P3B Sumatera

²⁹ Sumber: Laporan Evaluasi Operasi Tahunan P3B Jawa Bali tahun 2015

Tabel 3.12 Perkembangan Saluran Transmisi Sistem Jawa Bali³⁰

| Level Tegangan | Unit | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015*) |
|----------------|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 500 kV | Kms | 5.050 | 5.052 | 5.052 | 5.053 | 5.052 | 5.052 |
| 150 kV | Kms | 12.370 | 12.906 | 13.100 | 13.401 | 13.678 | 13.989 |
| 70 kV | Kms | 3.610 | 3.474 | 3.239 | 3.136 | 3.007 | 3.007 |

*) Estimasi Realisasi Tahun 2015

Dari Tabel 3.12 dapat dilihat bahwa panjang saluran transmisi 70 kV tidak bertambah, bahkan sedikit berkurang karena ditingkatkan (*uprated*) menjadi 150 kV guna meningkatkan kapasitas, keandalan dan perbaikan kualitas pelayanan ke konsumen.

Keseimbangan kapasitas pembangkit dengan kapasitas trafo interbus (IBT) dan trafo GI per sistem tegangan 500 kV, 150 kV dan 70 kV dalam kurun waktu 5 tahun terakhir diperlihatkan oleh Tabel 3.13.

Tabel 3.13 Kapasitas Pembangkit dan *Interbus Transformer* (IBT) Jawa Bali³¹

| Level Tegangan | Satuan | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015*) |
|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Kit. Sistem 500 kV | MW | 12.970 | 14.221 | 17.094 | 17.094 | 17.094 | 17.094 |
| Trf. 500/150 kV | MVA | 18.500 | 21.500 | 24.000 | 24.000 | 26.500 | 28.167 |
| Kit. Sistem 150 kV | MW | 10.410 | 11.480 | 13.489 | 13.694 | 14.744 | 16.460 |
| Trf. 150/70 kV | MVA | 3.820 | 3.820 | 3.820 | 3.820 | 4.009 | 4.009 |
| Kit. Sistem 70 kV | MW | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 |
| Trf. 150/20 kV | MVA | 28.440 | 30.001 | 32.751 | 35.856 | 39.094 | 40.497 |
| Trf. 70/20 kV | MVA | 2.750 | 2.727 | 2.725 | 2.702 | 2.711 | 2.801 |

*) Estimasi Realisasi Tahun 2015

3.3.3. Sistem Transmisi Wilayah Indonesia Timur

Sistem penyaluran di Wilayah Indonesia Timur dalam kurun waktu 5 tahun terakhir menunjukkan perkembangan yang cukup berarti di sistem Kalimantan, Sulawesi, Lombok, NTT serta Papua dengan selesainya beberapa proyek transmisi. Sedangkan sistem penyaluran di Maluku masih dalam tahap konstruksi serta belum ada yang beroperasi.

³⁰ Sumber: Laporan Evaluasi Operasi Tahunan P3B Jawa Bali tahun 2015

³¹ Sumber : Laporan Evaluasi Operasi Tahunan P3B Jawa Bali tahun 2014

Selama periode tahun 2011-2015, pembangunan transmisi meningkat rata-rata 12,4% per tahun dengan panjang transmisi pada tahun 2010 sekitar 4.827 kms meningkat menjadi 8.641 kms pada tahun 2015 sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 3.14. Sedangkan pembangunan gardu induk meningkat rata-rata 11,7% per tahun, dimana kapasitas terpasang gardu induk pada tahun 2010 sekitar 3.650 MVA meningkat menjadi 6.359 MVA pada tahun 2015 seperti terlihat pada Tabel 3.15.

Tabel 3.14 Perkembangan Panjang Transmisi Wilayah Indonesia Timur (kms)

| Regional | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 *) |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Kalimantan | | | | | | |
| 150 kV | 1,567 | 1,680 | 2,477 | 2,666 | 2,810 | 3,024 |
| 70 kV | 123 | 123 | 123 | 123 | 123 | 123 |
| Sulawesi | | | | | | |
| 275 kV | | | 392 | 392 | 392 | 392 |
| 150 kV | 2,628 | 2,988 | 3,450 | 3,464 | 3,802 | 4,155 |
| 70 kV | 509 | 528 | 534 | 534 | 534 | 534 |
| Nusa Tenggara Barat | | | | | | |
| 150 kV | | | | 94 | 256 | 295 |
| Nusa Tenggara Timur | | | | | | |
| 70 kV | | | | | 118 | 118 |
| Total Indonesia Timur | | | | | | |
| 275 kV | | | 392 | 392 | 392 | 392 |
| 150 kV | 4,195 | 4,668 | 5,927 | 6,224 | 6,868 | 7,474 |
| 70 kV | 632 | 651 | 657 | 657 | 775 | 775 |

Tabel 3.15 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Indonesia Timur (MVA)

| Regional | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 *) |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Kalimantan | | | | | | |
| 150/70 kV | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 |
| 150/20 kV | 1,453 | 1,553 | 1,722 | 1,847 | 1,982 | 2,250 |
| 70/20 kV | 187 | 148 | 187 | 187 | 187 | 187 |
| Sulawesi | | | | | | |
| 275/150 kV | | | 180 | 180 | 360 | 360 |
| 150/70 kV | 253 | 313 | 313 | 373 | 373 | 404 |
| 150/20 kV | 1,104 | 1,267 | 1,548 | 1,648 | 1,868 | 1,939 |
| 70/20 kV | 560 | 514 | 475 | 605 | 686 | 731 |
| Nusa Tenggara Barat | | | | | | |
| 150/20 kV | | | | 30 | 270 | 330 |
| Nusa Tenggara Timur | | | | | | |
| 70/20 kV | | | | | 35 | 65 |
| Total Indonesia Timur | | | | | | |
| 275/150 kV | | | 180 | 180 | 360 | 360 |
| 150/70 kV | 346 | 406 | 406 | 466 | 466 | 497 |
| 150/20 kV | 2,557 | 2,820 | 3,270 | 3,525 | 4,120 | 4,519 |
| 70/20 kV | 747 | 662 | 662 | 792 | 908 | 983 |

3.4 KONDISI SISTEM DISTRIBUSI

Berikut ini diberikan perbaikan susut jaringan dan keandalan sistem distribusi pada lima tahun terakhir.

3.4.1. Susut Jaringan Distribusi

Realisasi rugi jaringan distribusi PLN mulai tahun 2010-2015 cenderung berfluktuasi seperti terlihat pada Tabel 3.16.

Tabel 3.16 Rugi Jaringan Distribusi (%)

| Tahun | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015*) |
|------------------|------|------|------|------|------|--------|
| Susut Distribusi | 7.09 | 7.34 | 6.96 | 7.77 | 7.52 | 7.12 |

*) Estimasi Realisasi Tahun 2015

Dari Tabel 3.16 terlihat pada tahun 2012 susut distribusi cenderung naik. Usaha-usaha untuk menurunkan susut distribusi sudah dilakukan dengan fokus penurunan susut non teknis yang meliputi P2TL, manajemen baca meter dan penertiban administrasi pelanggan.

Besarnya realisasi susut dapat merupakan dampak dari kekurangan pasokan tenaga listrik yang menyebabkan dilakukannya *brownout* untuk mengurangi pelanggan padam (mengutamakan pelayanan). Selain itu dampak dari defisit daya menyebabkan banyaknya permohonan pasang baru pelanggan yang tidak dapat terlayani sehingga potensi penggunaan listrik secara ilegal meningkat.

Permasalahan defisit daya diperkirakan masih belum terselesaikan. Program penurunan susut, khususnya pada wilayah Indonesia Timur pada difokuskan pada penurunan susut non teknis meliputi P2TL, manajemen baca meter dan penertiban administrasi pelanggan.

3.4.2. Keandalan Pasokan

Realisasi keandalan pasokan listrik kepada konsumen yang diukur dengan indikator SAIDI dan SAIFI³² jaringan PLN pada 5 tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 3.17.

Tabel 3.17 SAIDI dan SAIFI PLN

| Tahun | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015*) |
|------------------------------|------|------|------|------|------|--------|
| SAIDI (jam/pelanggan/tahun) | 7.00 | 4.71 | 3.85 | 5.76 | 5.81 | 6.94 |
| SAIFI (kali/pelanggan/tahun) | 6.85 | 4.90 | 4.22 | 7.26 | 5.58 | 5.82 |

*) Estimasi realisasi 2015

Gambaran mengenai kondisi kelistrikan saat ini yang lebih detail dapat dilihat pada Lampiran A, B dan C yang menampilkan kondisi kelistrikan per provinsi.

3.5 PENANGGULANGAN JANGKA PENDEK

Wilayah Sumatera

Pada tahun 2013 sampai dengan TW III sistem kelistrikan Sumatera, khususnya Sumatera Utara mengalami kondisi defisit yang sangat besar diakibatkan oleh gangguan dan keluarnya pembangkit besar pada saat yang hampir bersamaan, disamping itu pembangkit FTP1 yang diharapkan dapat beroperasi pada tahun

³² SAIDI adalah *System Average Interruption Duration Index*, SAIFI adalah *System Average Interruption Frequency Index*

2013 masih mengalami keterlambatan, seperti PLTU Pangkalan Susu #1,2 dan PLTU Nagas Raya #1,2, di lain pihak realisasi permintaan tenaga listrik tetap tinggi.

Pada tahun 2014, kondisi kelistrikan Sistem Sumatera masih defisit terutama di Sumatera Utara, walaupun secara umum sedikit lebih membaik dibandingkan tahun-tahun sebelumnya, hal ini terutama disebabkan oleh karena tambahan pembangkit yang masuk pada tahun 2014 tidak sebanding dengan peningkatan kebutuhan (*demand*).

Kondisi Sistem Sumatera hingga akhir tahun 2015 ini, khususnya di sistem Sumbagselteng masih mengalami kekurangan pasokan daya. Kondisi ini terjadi karena kondisi cuaca yang minim curah hujan, sehingga daya mampu pembangkit-pembangkit tenaga air di Sistem Sumbagselteng menjadi sangat kecil, dan menyebabkan defisit daya. Selain itu juga pada tahun 2015 di beberapa daerah di Sumatera mengalami bencana kabut asap, sehingga mempengaruhi kinerja dari pembangkit-pembangkit seperti PLTG, PLTGU, dan PLTD.

Kondisi kekurangan defisit daya penyediaan tenaga listrik di Sumatera selama periode tahun 2013-2015, pada dasarnya disebabkan oleh:

- (1) Keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit dan transmisi tenaga listrik, baik proyek PLN maupun IPP.
- (2) Gangguan pada beberapa pembangkit eksisting sehingga mengalami pemadaman baik pemadaman yang direncanakan (pemeliharaan) maupun pemadaman paksa (*forced outage*).
- (3) Pertumbuhan permintaan tenaga listrik yang tinggi.
- (4) Kondisi bencana ataupun musim kering panjang yang menyebabkan turunnya kemampuan pembangkit.

Upaya jangka pendek 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.
- (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 :
 - i. Memenuhi pertumbuhan *demand*.
 - ii. Mengurangi sewa pembangkit berbahan bakar minyak.
 - iii. Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keterlambatan proyek pembangkit atau transmisi.
 - iv. Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keluarnya unit pembangkit eksisting baik karena gangguan maupun pemeliharaan.
 - v. Memenuhi *demand* sementara akibat adanya peristiwa besar (nasional atau internasional).
 - vi. Melistriki daerah yang belum mendapatkan pasokan listrik (peningkatan rasio elektrifikasi).

Wilayah Jawa Bali

Realisasi operasi sistem kelistrikan Jawa – Bali sepanjang tahun 2014 dan 2015 pada umumnya berjalan normal dan aman. Pada tahun 2014 selama periode beban puncak sistem Jawa Bali mengalami 3 kali periode siaga dan tidak ada kondisi defisit, dimana salah satu penyebabnya adalah karena tingginya angka FO (*Forced Outage*) dan *derating* unit pembangkit yakni mencapai 7% dari total DMN.

Aliran daya melalui SUTET 500 kV mengalir dari Jawa bagian Timur ke Jawa bagian Barat, dimana transfer daya dari tertinggi terjadi pada September 2014 sebesar 3.364 MW dengan rata-rata transfer sebesar 2.941 MW. Transfer listrik dari wilayah Timur/Tengah ke wilayah Barat masih dalam batas termal dan stabilitas, namun pembebanannya dibatasi oleh besarnya eskursi tegangan (tegangan di bawah standar) yang terjadi di beberapa GITET 500 kV di wilayah Barat. Tegangan dibawah standar umumnya terjadi di beberapa GITET 500 kV dan GI 150/70 kV di wilayah DKI Jakarta dan Jawa Barat pada periode beban puncak siang dan umumnya terjadi juga di beberapa GI 150 kV di wilayah Jawa Tengah dan Jawa Timur pada periode beban puncak malam. Terdapat banyak ruas transmisi 150 kV yang pembebanannya telah melampaui kriteria keandalan

N-1. Pembebanan sebagian besar trafo IBT 500/150 kV telah sangat tinggi, diatas 80%, demikian pula halnya dengan pembebanan trafo 150/20 kV. Tidak optimalnya evakuasi daya dari IBT 500/150 kV karena terbatasnya outlet transmisi 150 kV seperti yang terjadi pada IBT Ujungberung dan IBT Tanjungjati. Masuknya kabel laut Jawa-Bali 150 kV sirkit 3 dan 4 pada tahun 2014 menyebabkan meningkatnya pasokan daya dan menurunkan pemakaian BBM di subsistem Bali. 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.

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 sewa pembangkit (pada tabel 3.6), 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.

Namun demikian, mulai tahun 2016 secara bertahap PLN akan menghentikan sewa pembangkit PLTD tersebut dan mengganti dengan pembangkit baru bersifat *mobile (mobile power plant)* yang dapat dipindahkan secara cepat ke tempat lain yang lebih membutuhkan serta dapat dioperasikan dengan bahan bakar gas/LNG. *Mobile power plant* (MPP) tersebut diadakan untuk memenuhi kebutuhan sebagai berikut:

- (i) memenuhi kekurangan pasokan listrik dalam waktu cepat dan bersifat sementara sebelum pembangkit utama non-BBM beroperasi.

- (ii) Menggantikan pembangkit BBM sewa dan ekisting yang tidak efisien karena mempunyai *sfc (specific fuel consumption)* lebih baik.
- (iii) Meningkatkan 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.

3.6 PENANGGULANGAN JANGKA MENENGAH TAHUN 2016-2020

3.6.1. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Sumatera

Upaya-upaya mendesak yang harus segera dilaksanakan/diselesaikan pada wilayah Sumatera adalah sebagai berikut.

Pembangkitan

Menyelesaikan pembangunan pembangkit tenaga listrik dengan total kapasitas 9.800 MW dalam kurun waktu tahun 2016-2020, yang terdiri dari PLTP sebesar 950 MW, PLTU Batubara 5.105 MW, PLTA/M 724 MW, PLTG/MG 1.257 MW, PLTGU 1.280 MW, pembangkit energi terbarukan lainnya sebesar 250 MW.

Secara khusus berikut ini disebutkan proyek-proyek pembangkit *peaker* dan *load follower* untuk memenuhi kebutuhan sistem kelistrikan Sumatera :

- PLTGU/MGU Sumbagut-2 *Peaker* 250 MW yang berlokasi di Provinsi Aceh dan direncanakan beroperasi dengan gas yang akan dipasok dari regasifikasi LNG di Arun.
- PLTG/MG Riau *Peaker* 200 MW yang direncanakan akan dipasok dari gas Jambi Merang sebesar 10 bbtud dan disimpan sebagai CNG, dengan rencana COD tahun 2017.
- PLTG/MG Jambi *Peaker* 100 MW yang akan dilaksanakan dengan skema IPP, dimana pasokan gas bisa dari LNG ataupun CNG, dengan rencana COD tahun 2018.
- PLTG/MG Lampung *Peaker* 200 MW yang diharapkan akan mendapatkan gas dari beberapa alternatif sumber gas, juga perlu disimpan sebagai CNG, dengan rencana COD tahun 2018.

- PLTGU/MGU Sumbagut-1 *Peaker*, Sumbagut-3 dan Sumbagut-4 masing-masing dengan kapasitas 250 MW akan dilaksanakan sebagai proyek IPP, dengan rencana COD tahun 2018 dan 2019.

Untuk mengurangi pembangkit sewa dalam mengatasi kondisi kekurangan pasokan daya, perlu dibangun MPP (*Barge Mounted* atau *Truck Mounted*) dengan total kapasitas 400 MW dengan rincian seperti dalam Tabel 3.18.

Tabel 3.18 Rencana Pengembangan MPP di Sumatera

| No | Sistem Kelistrikan | Kapasitas (MW) | Rencana COD |
|----|--------------------------|----------------|-------------|
| 1 | Mobile PP Sumbagut | 100 | 2016 |
| 2 | Mobile PP Sumbagselteng | 75 | 2016 |
| 3 | Mobile PP Sumbagsel | 100 | 2016 |
| 4 | Mobile PP Nias | 25 | 2016 |
| 5 | Mobile PP Bangka | 50 | 2016 |
| 6 | Mobile PP Belitung | 25 | 2016 |
| 7 | Mobile PP Tanjung Pinang | 25 | 2017 |
| | Jumlah | 400 | |

Transmisi dan Gardu Induk

Rencana pembangunan jangka pendek sistem transmisi dan gardu induk di Sistem Sumatera, adalah :

- Segera melaksanakan pembangunan Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV Sumatera dari New Aur Duri – Peranap – Perawang sebagai *Backbone* koridor timur Sumatera. Pembangunan T/L 500 kV segmen ini akan dilaksanakan oleh PT. Waskita Karya sebagai pemenang tender proyek 500 kV ini. Proyek ini diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2018.
- Mempercepat pembangunan gardu induk dan IBT 275/150 kV pada sistem transmisi 275 kV di jalur barat Sumatera (Lahat - Lubuk Linggau - Bangko - Muara Bungo - Kiliranjao), untuk meningkatkan kemampuan transfer daya dari Sistem Sumbagsel ke sistem Sumbagteng yang ditargetkan beroperasi tahun 2017.
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV jalur timur Sumatera dari New Aur Duri–Betung yang ditargetkan beroperasi pada akhir 2016, untuk dapat mengevakuasi power dari PLTU IPP Sumsel-5 (2x150 MW), Sumsel-7 (1x300 MW), Sumsel-1 (2x300 MW) dan Sumsel-6 (2x300 MW), sehingga kontigensi

N-1 SUTT 150 kV Aur Duri - M. Bulian - M. Bungo yang saat ini tidak terpenuhi dapat kembali terpenuhi.

- Segera melaksanakan pembangunan transmisi 275 kV dari Betung ke Palembang-1/Palembang Utara dan GITET 275 kV Palembang-1/Palembang Utara untuk memenuhi kebutuhan daya di kota Palembang yang ditargetkan beroperasi pada tahun 2019.
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV Arun – Langsa – Pangkalan Susu untuk dapat mengevakuasi power dari PLTMG Arun (180 MW) dan PLTGU/MG Sumbagut-2 Peaker (250 MW), PLTU MT Nagan Raya #3,4 (2x200 MW), yang diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2018 (sebelum COD PLTGU/MG Sumbagut-2 Peaker).
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV Kiliranjao - Payakumbuh - Padang Sidempuan dan Payakumbuh - Perawang untuk meningkatkan kemampuan transfer daya ke provinsi Sumbar dan Riau, serta transfer dari Sistem Sumbagselteng ke Sumbagut.
- Mempercepat penyelesaian konstruksi transmisi 275 kV Padang Sidempuan – Sarulla - Simangkok - Galang dan IBT 275/150 kV di Galang untuk evakuasi daya pembangkit besar berbahan bakar murah menuju pusat beban di Medan, sehingga BPP sistem Sumatera dapat di optimumkan.
- Sampai saat ini interkoneksi 150 kV Batam–Bintan telah beroperasi sampai ke GI Tj. Uban, agar seluruh operasional beban di sistem Bintan dapat optimal maka akan dilakukan juga percepatan pembangunan SUTT Tj. Uban-Sri Bintan-Air Raja-Kijang dan ditargetkan beroperasi pada Desember 2016.

3.6.2. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Sistem Jawa Bali

Upaya-upaya jangka menengah tahun 2016-2019 yang harus segera dilaksanakan/diselesaikan pada sistem Jawa-Bali meliputi penambahan pembangkit sebesar 19,1 GW, pembangunan GITET 500 kV 27.000 MVA, SUTET 500 kV 1.800 kms, GI 150 kV 30.400 MVA dan transmisi 150 kV 8.800 kms.

Pembangkitan

- Untuk menjaga *reserve margin* tahun 2016-2017 dan memenuhi pertumbuhan listrik yang tinggi, sertaantisipasi terjadinya *slippage project* pembangkit, diperlukan percepatan pembangunan pembangkit berikut:
 - Mempercepat penyelesaian pembangunan PLTU Adipala (660 MW), PLTU Cilacap ekspansi (614 MW), PLTU Tanjung Awar-Awar unit-2 (350 MW), PLTP Karaha Bodas (30 MW) yang diharapkan dapat beroperasi tahun 2016.
 - Mempercepat pembangunan PLTGU Muara Tawar *Add-on* (650 MW), PLTGU *Peaker* Grati (300 MW), PLTU Banten (625 MW), PLTA Rajamandala (47 MW), PLTGU *Peaker* Muara Karang (500 MW), PLTMG Senayan (100 MW), PLTM tersebar (37 MW) dan PLT Biomas/Sampah (13 MW) yang diharapkan dapat beroperasi tahun 2017.
- Untuk menjaga *reserve margin* sesuai kriteria pada tahun 2018-2020, diperlukan persiapan pembangunan pembangkit untuk mengantisipasi beban sebagai berikut:

Tabel 3.20 Rencana Pengembangan Pembangkit di Jawa-Bali Tahun 2018-2020

| Kategori | Pembangkit | Kapasitas (MW) | COD | Pengembang | Indikasi Lokasi |
|----------------|------------------|----------------|-----------|------------|-------------------|
| Beban Dasar | PLTU Lontar Exp | 1 x 315 | 2018 | PLN | Banten |
| | PLTU Jawa Tengah | 2 x 950 | 2019 | IPP | Jawa Tengah |
| | PLTU Indramayu-4 | 1 x 1.000 | 2019 | PLN | Jawa Barat |
| | PLTU Jawa-1 | 1 x 1.000 | 2019 | IPP | Jawa Barat |
| | PLTU Jawa-3 | 2 x 660 | 2019 | IPP | Jawa Barat |
| | PLTU Jawa-4 | 2 x 1.000 | 2019 | IPP | Jawa Tengah |
| | PLTU Jawa-5 | 2 x 1.000 | 2019 | IPP | Banten/Jawa Barat |
| | PLTU Jawa-7 | 2 x 1.000 | 2019 | IPP | Banten |
| | PLTU Jawa-8 | 1 x 1.000 | 2018 | IPP | Jawa Tengah |
| | PLTU Jawa-9 | 1 x 600 | 2020 | IPP | Banten |
| | PLTU Sumsel-8 | 2 x 600 | 2019 | IPP | Sumsel |
| | PLTU Sumsel-9 | 1 x 600 | 2020 | IPP | Sumsel |
| | PLTU Sumsel-10 | 1 x 600 | 2020 | IPP | Sumsel |
| | PLTP Tersebar | 545 | 2018-2020 | IPP | Jawa |
| Beban Menengah | PLTGU Jawa-1 | 2 x 800 | 2018-2019 | IPP | Jawa Barat |
| | PLTGU Jawa-2 | 1 x 800 | 2018 | PLN | DKI Jakarta |
| | PLTGU Jawa-3 | 1 x 800 | 2018/19 | IPP | Jawa Timur |
| | PLTGU Grati | 150 | 2018 | PLN | Jawa Timur |

| Kategori | Pembangkit | Kapasitas (MW) | COD | Pengembang | Indikasi Lokasi |
|---------------|---------------------------|----------------|------|------------|-----------------|
| Beban Puncak | PLTGU Grati Add-on Blok 2 | 150 | 2018 | PLN | Jawa Timur |
| | PLTGU Muara Karang | 500 | 2018 | PLN | DKI Jakarta |
| | PLTGU Jawa-Bali 1 | 700 | 2018 | IPP | Jawa Tengah |
| | PLTGU Jawa-Bali 2 | 500 | 2018 | IPP | Jawa Timur |
| | PLTGU Jawa-Bali 3 | 500 | 2018 | IPP | Banten |
| | PLTGU Jawa-Bali 4 | 450 | 2018 | IPP | Jawa Barat |
| | PLTA Jatigede | 2 x 55 | 2019 | PLN | Jawa Barat |
| | PLTA Upper Cisokan PS | 4 x 260 | 2019 | PLN | Jawa Barat |
| Jumlah | | 23.380 | | | |

Transmisi dan Gardu Induk

Diperlukan perkuatan SUTET dan GITET 500 kV untuk evakuasi daya dari pembangkit – pembangkit skala besar yang terhubung ke sistem 500 kV sebagai berikut:

- Mempercepat penyelesaian pembangunan SUTET 500 kV dari PLTU Cilacap – PLTU Adipala – Rawalo/Kesugihan, untuk evakuasi daya dari PLTU Cilacap ekspansi dan PLTU Adipala, diharapkan dapat beroperasi tahun 2016.
- Mempercepat pembangunan looping SUTET 500 kV Kembangan – Duri Kosambi – Muara Karang – Priok – Muara Tawar dan GITET 500 kV terkaitnya. SUTET ini diperlukan untuk evakuasi daya dari PLTGU Jawa-1 dan PLTGU Jawa-2, diharapkan dapat beroperasi tahun 2018
- Mempercepat pelaksanaan rekonduktoring SUTET 500 kV Suralaya Baru – Bojanegara - Balaraja, rekonduktoring SUTET 500 kV Suralaya Lama - Balaraja dan pembangunan SUTET 500 kV Balaraja–Kembangan untuk evakuasi daya PLTU Jawa-5, PLTU Jawa-7 dan PLTU Jawa-9, diharapkan dapat beroperasi tahun 2019
- Mempercepat pembangunan SUTET 500 KV Tanjung Jati B – Tx Ungaran, sirkit ke-2 Tx Ungaran – Pedan, sirkit 2-3 (rekonfigurasi sirkit 1 menjadi 2 sirkit) ruas Mandirancan – Bandung Selatan dan Bandung Selatan – *incomer* (Tasik – Depok) untuk evakuasi daya PLTU Jawa-1, PLTU Jawa Tengah dan PLTU Jawa-4, diharapkan dapat beroperasi tahun 2019.

- Mempercepat pembangunan SUTET 500 kV PLTU Indramayu – Delta Mas dan GITET baru Delta Mas, untuk evakuasi daya dari PLTU Indramayu-4, diharapkan dapat beroperasi tahun 2019.
- Mempercepat pembangunan GITET/IBT baru yaitu: GITET Lengkong, GITET Cawang Baru, GITET Cibatubaru, GITET Tambun, GITET Delta Mas, GITET Cikalong, GITET Ampel, GITET Surabaya Selatan termasuk SUTET Grati – Surabaya Selatan, GITET Pemalang dan beberapa tambahan IBT di GITET eksisting.
- Rekonfigurasi SUTET Muara Tawar – Cibinong – Bekasi – Cawang.
- Penguatan pasokan lainnya terdiri dari beberapa program, yaitu:
 - Pembangunan transmisi interkoneksi HVDC 500 kV Sumatera-Jawa untuk menyalurkan daya dari PLTU mulut tambang di Sumsel sebesar 3.000 MW mulai tahun 2019.
 - Pembangunan *Jawa Bali Crossing* 500 kV dari PLTU Paiton ke New Antosari (tahun 2018) dan GITET Antosari, untuk memperkuat pasokan ke sistem Bali.
 - Mempercepat pembangunan sirkuit 3-4 SUTET 500 kV Tx Ungaran – Pemalang – Mandirancan – Indramayu – Delta Mas.

3.6.3. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Indonesia Timur

Upaya-upaya mendesak yang harus segera dilaksanakan/diselesaikan pada wilayah Indonesia Timur adalah sebagai berikut.

Wilayah Operasi Kalimantan

Pembangkitan

- Mempercepat penyelesaian proyek-proyek PLTU batubara dalam program FTP1 seperti PLTU Pulang Pisau (2x60 MW), PLTU Teluk Balikpapan (2x110 MW) dan PLTG/MG Bangkanai yang diharapkan dapat COD pada tahun 2016.
- Mempercepat pembangunan proyek-proyek PLTU lainnya (proyek reguler PLN dan IPP), antara lain: Kalselteng 1 (2x100 MW), Kalselteng 2 (2x100 MW), Kaltim FTP-2 (2x100 MW), PLTU Sampit (2x25 MW) dan Kaltim MT (2x27,5 MW).

- Mempercepat pembangunan proyek-proyek pembangkit *peaker* (PLTG/GU/MG) yaitu: Kalsel *Peaker* 1 (200 MW), Kaltim *Peaker* 2 (100 MW).

Transmisi dan Gardu Induk

- Mempercepat penyelesaian proyek: Transmisi 275 kV interkoneksi Kalbar – Serawak agar dapat beroperasi pada tahun 2016 untuk memenuhi kebutuhan sistem Kalbar, mengurangi ketidakpastian kecukupan daya, menurunkan biaya pokok produksi dan meningkatkan keandalan.
- Mempercepat penyelesaian proyek: Transmisi 150 kV interkoneksi Kalselteng – Kaltim, transmisi 150 kV Bangkanai – Muara Teweh – Buntok – Tanjung dan Muara Teweh – Kuala Kurun – Puruk Cahu untuk evakuasi daya PLTMG Bangkanai, transmisi 150 kV Sampit – Pangkalan Bun, dan transmisi 150 kV Embalut – New Samarinda – Sambera.
- Mempercepat rekonduktoring transmisi 150 kV Palangkaraya – Selat – Seberang Barito – Trisakti untuk meningkatkan pasokan ke kota Palangkaraya.
- Kondisi sistem interkoneksi 150 kV di Kalimantan belum didukung dengan keberadaan jaringan transmisi EHV sebagai *backbone* sehingga kemampuan penyaluran masih terbatas. Untuk mengatasi kondisi tersebut, beberapa proyek PLTU Batubara di Kalimantan dimungkinkan dibangun satu unit pada satu lokasi agar tidak ada kendala *bottleneck* pada penyaluran

Wilayah Operasi Sulawesi

Pembangkitan

- Mempercepat pembangunan proyek-proyek PLTU lainnya (proyek reguler PLN dan IPP), antara lain: Sulbagut 1 (2x50 MW), Sulbagut 3 (2x50 MW), Sulut 1 (2x50 MW), Sulut 3 (2x50 MW), Sulsel Barru 2 (1x100 MW), Jenepono 2 (2x125 MW), Palu 3 (2x50 MW), Kendari 3 (2x50 MW), Mamuju (2x25 MW) dan PLTU Punagaya (2x100 MW).
- Mempercepat pembangunan proyek-proyek pembangkit *peaker* (PLTG/GU/MG) yaitu: Makassar *Peaker* 450 MW, Sulsel *Peaker* 450 MW Minahasa *Peaker* 150 MW, MPP Kendari 50 MW.

Transmisi dan Gardu Induk

- Mempercepat penyelesaian proyek transmisi 150 kV Palu Baru – Silae – Pasangkayu – Mamuju untuk memaksimalkan suplai energi murah dari pembangkit – pembangkit di Sistem Sulselbar.
- Mempercepat penyelesaian proyek transmisi 150 kV Wotu - Malili – Lasusua – Kolaka – Kendari, untuk mendukung interkoneksi Sulsel – Sultra sehingga dapat menurunkan BPP di Sultra.

Wilayah Indonesia Timur (Nusa Tenggara, Maluku, Papua)

Pembangkitan

- Mempercepat penyelesaian proyek-proyek PLTU batubara dalam program FTP1.
- Mempercepat penyelesaian pembangunan proyek-proyek PLTU lainnya (proyek reguler PLN dan IPP), antara lain: Lombok Timur (2x25 MW), Lombok 2 (2x50 MW), serta beberapa proyek PLTU skala kecil yang sudah dalam tahap konstruksi.
- Mempercepat pembangunan proyek-proyek pembangkit *peaker* (PLTG/GU/MG) yaitu: Lombok *Peaker* 150 MW, Kupang *Peaker* 40 MW, Ambon *Peaker* 30 MW, dan Jayapura *Peaker* 40 MW serta PLTMG tersebar lainnya.
- Selain itu, di wilayah Papua dan Maluku juga akan dibangun pembangkit berbahan bakar gas dengan memanfaatkan alokasi gas dari BP Tangguh, untuk menyelesaikan kekurangan pasokan daya serta memenuhi kebutuhan beban puncak.

Transmisi dan Gardu Induk

- Mempercepat penyelesaian konstruksi transmisi 150 kV Ampenan – Tanjung, Pringgabaya – PLTU Lombok Timur di sistem Lombok serta transmisi 70 kV sistem Sumbawa, Ambon, Flores, Kupang dan sistem Jayapura.

- Mempercepat pekerjaan uprating transmisi 70 kV menjadi 150 kV di sistem Jayapura dan Ambon terkait lokasi evakuasi daya dari pembangkit gas.

BAB IV

PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN (EBT)

4.1. PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN

Besarnya potensi energi terbarukan selain *hydro* (skala besar/PLTA) dan panas bumi dapat dilihat pada Tabel 4.1

Tabel 4.1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan

| No | Energi Baru dan Terbarukan | Sumber Daya |
|----|----------------------------|-------------------------------|
| 1 | Panas Bumi | 29.164 Mwe |
| 2 | Hydro | 75.000 Mwe |
| 3 | Biomassa | 49.810 Mwe |
| 4 | Tenaga Surya | 4,80 kWh/m ² /hari |
| 5 | Tenaga Angin | 3-6 m/s |
| 6 | Kelautan | 49 Gwe |

Sumber: Indonesia Energy Outlook 2013 (PUSDATIN KESDM)

Roadmap pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT) seperti terlihat pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW)

| No | Pembangkit - EBT | Kapasitas | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Jumlah |
|----|--------------------|-----------------|------|------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|--------|
| 1 | PLTP | MW | 85 | 350 | 320 | 590 | 580 | 450 | 340 | 935 | 1,250 | 1,250 | 6,150 |
| 2 | PLTA | MW | 45 | 57 | 175 | 1,405 | 147 | 330 | 639 | 2,322 | 2,031 | 5,950 | 13,100 |
| 3 | PLTMH | MW | 32 | 78 | 115 | 292 | 81 | 86 | 196 | 26 | 257 | 201 | 1,365 |
| 4 | PLT Surya | MWp | 26 | 122 | 70 | 50 | 118 | 11 | 10 | 17 | 10 | 10 | 444 |
| 5 | PLT Bayu | MW | - | 70 | 190 | 165 | 195 | 10 | - | 5 | - | 5 | 640 |
| 6 | PLT Biomass/Sampah | MW | 125 | 142 | 135 | 11 | 21 | 11 | - | 21 | 15 | 6 | 488 |
| 7 | PLT Kelautan | MW | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 8 | PLT Bio-Fuel | Ribu Kilo Liter | 812 | 594 | 365 | 261 | 230 | 170 | 173 | 179 | 189 | 191 | 3,165 |
| | Jumlah | MW | 312 | 819 | 1,005 | 2,513 | 1,142 | 898 | 1,185 | 3,326 | 3,563 | 7,422 | 22,186 |

*) Asumsi pemakaian biofuel hanya untuk PLTD

4.2. 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.

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 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 2014³³ terdapat hampir 4000 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.

Harga patokan tertinggi pembelian tenaga listrik dari PLTP sesuai Peraturan Menteri ESDM No. 17 Tahun 2014 tentang Pembelian tenaga listrik dari PLTP dan uap panas bumi untuk PLTP oleh PT PLN.

4.3. 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*

³³ Dikenal sebagai program percepatan pembangunan pembangkit tahap 2, atau fast track program phase 2 (FTP2).

for *Hydro Power Development in Indonesia* oleh Nippon Koei pada tahun 2011, potensi tenaga air setelah menjalani screening lebih lanjut³⁴ 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 realistic, hanya ada sekitar 8 GW PLTA yang dapat dibangun. Berdasarkan hal tersebut studi ini merekomendasikan daftar kandidat proyek PLTA seperti pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Potensi Proyek PLTA Berdasarkan *Masterplan Of Hydro Power Development*

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

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 4.4.

³⁴Screening terhadap aspek ekonomi, sosial dan lingkungan termasuk status kehutanan, serta aspek *demand*.

Tabel 4.4 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut

| N o | Nama | Provinsi | Tipe | KAP. (MW) | N o | Nama | Provinsi | Tipe | KAP. (MW) |
|-----|----------------|----------|------|-----------|-----|----------------|----------|---------|-----------|
| 1 | Kluet | Aceh | ROR | 87 | 25 | Riam Kiwa | NTT | RES | 42 |
| 2 | Woyla-5 | Aceh | ROR | 56 | 26 | Sentani | Papua | ROR | 20 |
| 3 | Meurebo-3 | Aceh | ROR | 100 | 27 | Tumbuan | Sulbar | ROR | 450 |
| 4 | Tripa 1 | Aceh | ROR | 100 | 28 | Seko 2 | Sulsel | ROR | 90 |
| 5 | Tampur | Aceh | RES | 428 | 29 | Batu | Sulsel | RES | 200 |
| 6 | Lawe alas | Aceh | RES | 150 | 30 | Buttu Batu | Sulsel | RES | 200 |
| 7 | Jambu Aye | Aceh | RES | 160 | 31 | Makale | Sulsel | ROR | 45 |
| 8 | Ranau | Bengkulu | ROR | 3x21 | 32 | Poso 2 Peaking | Sulteng | ROR | 180 |
| 9 | Cimandiri 3 | Jabar | RES | 110 | 33 | Poso 3 | Sulteng | RES | 300 |
| 10 | Cipasang | Jabar | RES | 400 | 34 | Palu 3 | Sulteng | RES | 75 |
| 11 | Cikaso-3 | Jabar | RES | 53 | 35 | La'a | Sulteng | ROR | 160 |
| 12 | Cibuni-4 | Jabar | RES | 105 | 36 | Tinauka | Sulteng | RES | 300 |
| 13 | Cibuni-3 | Jabar | RES | 172 | 37 | Lariang | Sulteng | ROR | 127 |
| 14 | Merangin-5 | Jambi | RES | 21 | 38 | Musi Kotaagung | Sumsel | ROR | 2x13,7 |
| 15 | Rawalo-1 | Jateng | RES | 10 | 39 | Lematang | Sumsel | RES | 2x25 |
| 16 | Grindulu | Jatim | PS | 1000 | 40 | Pahae Julu | Sumut | ROR | 2x9 |
| 17 | Pade Kembayung | Kalbar | ROR | 3x10 | 41 | Mandoge | Sumut | ROR | 3x10 |
| 18 | Muara Juloi | Kalsel | RES | 284 | 42 | Lau Gunung | Sumut | ROR/RES | 16 |
| 19 | Kayan 3 | Kaltara | RES | 1200 | 43 | Mandoge | Sumut | RES | 27 |
| 20 | Kayan-2 | Kaltara | RES | 500 | 44 | Siborpa | Sumut | RES | 120 |
| 21 | Kayan 1 | Kaltara | RES | 660 | 45 | Cinendang | Sumut | ROR/RES | 80 |
| 22 | Tabang | Kaltim | RES | 354 | 46 | Garoga | Sumut | ROR/RES | 40 |
| 23 | Boh | Kaltim | RES | 9x100 | 47 | Ordi-5 | Sumut | ROR | 27 |
| 24 | Watupanggantu | NTT | ROR | 15 | 48 | Aek Kuala | Sumut | ROR | 27 |

4.4. 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 19 Tahun 2015 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Air dengan Kapasitas sampai dengan 10 MW (Sepuluh Megawatt) oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) 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.

4.5. 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 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.

Hingga tahun 2025 direncanakan pengembangan potensi PLTS sebesar 5.000 MW. Skema pengembangan PLTS tersebut dapat melalui program Pemerintah melalui skema *feed in tariff* atau negosiasi dengan PLN, yang regulasinya saat ini masih dalam tahap finalisasi.

PLTS yang akan dikembangkan oleh PLN berupa PLTS terpusat/terkonsentrasi (skala utilitas) dengan mode *hybrid* dengan kapasitas diberikan pada Tabel 4.2. 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, seperti daerah sekitar puncak pegunungan Jayawijaya Papua.

Disamping itu dengan keluarnya Peraturan Menteri ESDM Nomor 17 Tahun 2013 tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik akan mempercepat pengembangan PLTS dengan melibatkan pengembang swasta.

4.6. BIOMASSA

Pemerintah mendorong pengembangan biomassa dan biogas dengan terbitnya Peraturan Menteri ESDM Nomor 27 Tahun 2014 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa dan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). Dalam rangka pengembangan ini, diperlukan kerjasama dengan Pemerintah daerah untuk menyediakan lahan serta regulasi mengenai harga bahan bakar biomassa jangka panjang. Sedangkan untuk pengembangan PLT Sampah didukung melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 44 Tahun 2015 tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari Pembangkit Listrik Berbasis Sampah Kota.

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 di daerah *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.

4.7. PLT BAYU

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

Hingga tahun 2025 direncanakan pengembangan potensi PLTB sebesar 2.500 MW. Skema pengembangan PLTB tersebut dapat melalui program Pemerintah melalui skema *feed in tariff* atau negosiasi dengan PLN, yang regulasinya saat ini masih dalam tahap finalisasi.

4.8. 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 kehandalannya 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 pasang surut, yang mana lebih akurat untuk dapat diprediksi potensi energi yang tersedia.

4.9. 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 kelistrikan di Indonesia telah memberikan pemahaman mengenai keekonomian gas CBM ini.

4.10. COAL SLURRY (BATUBARA TERCAIRKAN)

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 kelistrikan kepulauan.

Pada tahun 2016 akan dilakukan proses pengadaan pembangkit dengan bahan bakar *coal slurry* di sistem kecil tersebar terutama di wilayah Papua sebesar 20 MW dan Maluku sebesar 30 MW yang direncanakan beroperasi pada tahun 2020.

4.11. 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 perusahaan 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 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 & decommissioning* serta biaya terkait *nuclear liability*³⁵. 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*

³⁵ Kecelakaan PLTN Fukushima Daichi pada bulan Maret 2011 telah menunjukkan biaya *nuclear liability* penting untuk diperhitungkan.

PLTN yang dilaksanakan oleh PLN dengan dibantu konsultan luar negeri pada tahun 2014, diperoleh biaya investasi PLTN adalah sekitar \$ 6.000/kW.

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*³⁶.

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 *decommissioning* telah menjadi semakin jelas.

Disadari bahwa pengambilan keputusan untuk membangun PLTN tidak semata-mata didasarkan pada pertimbangan keekonomian dan *profitability*, namun juga pertimbangan lain seperti aspek politik, Kebijakan Energi Nasional (KEN) menargetkan penggunaan EBT paling sedikit 23% pada tahun 2025 (sepanjang keekonomiannya terpenuhi), 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 pada waktunya. Oleh karena itu dalam RUPTL 2016-2025 ini PLTN masih merupakan opsi yang dimunculkan untuk mencapai target bauran energi dari EBT sekitar 25% yang implementasinya memerlukan program pembangunan PLTN yang

³⁶ Proses optimisasi keekonomian tidak memperhitungkan *externality* dari pembangkit batubara.

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.

5.1. BATUBARA

Menurut *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2014* yang diterbitkan oleh Pusdatin Kementerian ESDM pada tahun 2015, sumber daya batubara Indonesia adalah 120,5 miliar ton yang tersebar terutama di Kalimantan (64,2 miliar ton), Sumatera (55,9 miliar ton) dan daerah lainnya (0,4 miliar ton), namun cadangan batubara dilaporkan hanya 31,4 miliar ton (Kalimantan 18,1 miliar ton, Sumatera 13,3 miliar ton). Karena ketersediaannya yang sangat banyak, maka dalam RUPTL ini diasumsikan bahwa batubara selalu tersedia untuk pembangkit listrik.

Sekitar 22% dari batubara Indonesia berkualitas rendah (*low rank*) dengan kandungan panas kurang dari 5100 kkal/kg, sebagian besar (66%) berkualitas medium (antara 5100 dan 6100 kkal/kg) dan hanya sedikit (12%) yang berkualitas tinggi (6100–7100 kkal/kg). Angka ini dalam *adb* (*ash dried basis*)³⁷. Walaupun cadangan batubara Indonesia tidak terlalu besar, namun tingkat produksi batubara sangat tinggi, yaitu mencapai 449 juta ton pada tahun 2013³⁸. Sebagian besar dari produksi batubara tersebut diekspor ke China, India, Jepang, Korea Selatan dan Taiwan dan negara lain³⁹. Produksi pada tahun-tahun mendatang diperkirakan akan meningkat sejalan dengan meningkatnya kebutuhan domestik dan semakin menariknya pasar batubara internasional. Jika tingkat produksi tahunan adalah 449 juta ton, maka seluruh cadangan batubara Indonesia yang 31 miliar ton diatas akan habis dalam waktu sekitar 70 tahun apabila tidak dilakukan eksplorasi baru. Untuk menjamin pasokan kebutuhan domestik yang terus meningkat, Pemerintah telah menerapkan kebijakan

³⁷Angka *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*.

³⁸Direktorat Jenderal Minerba, Kementerian ESDM

³⁹ Website Indoanalisis pada tanggal 9 Juni 2012, <http://www.indoanalisis.com/2012/06/tren-ekspor-batubara-semakin-tinggi-dan-sulit-di-stop/>

Domestic Market Obligation (DMO) yang mewajibkan produsen batubara untuk menjual sebagian produksinya ke pemakai dalam negeri.

PLN pada saat ini telah dapat mengelola pasokan batubara dengan lebih baik dari aspek kecukupan dan kualitas. Harga batubara di pasar internasional yang cenderung turun sepanjang tahun 2014-2015 akibat melemahnya *demand* batubara global telah membuat ketersediaan batubara untuk pasar domestik meningkat.

Dalam RUPTL 2016-2025 ini terdapat rencana pengembangan beberapa PLTU mulut tambang di Sumatera. Definisi PLTU mulut tambang di sini adalah PLTU batubara yang berlokasi di dekat tambang batubara *low rank* yang tidak mempunyai infrastruktur transportasi yang memungkinkan batubara diangkut ke pasar secara besar-besaran, sehingga batubara *low rank* di tambang tersebut pada dasarnya menjadi tidak *tradable*. Dengan definisi seperti itu, harga batubara untuk PLTU mulut tambang diharapkan ditetapkan dengan formula *cost plus*.

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 *ultra-supercritical* pada PLTU menjadi perhatian PLN dalam merencanakan PLTU skala besar di pulau Jawa. Teknologi batubara bersih (*clean coal technology*) lainnya, yaitu IGCC (*integrated gassification combined cycle*) dan CCS (*carbon capture & storage*) belum direncanakan dalam RUPTL ini karena teknologi ini belum matang secara teknis dan komersial. PLN saat ini melaksanakan studi bersama Bank Dunia mengenai pembangunan PLTU dengan *CCS ready*.

Untuk menjamin keandalan pasokan batubara, dibuat penugasan penguasaan tambang batubara kepada PT PLN Batubara dan penugasan jasa angkutan batubara ke seluruh PLTU kepada PT Pelayaran Bahtera Adhiguna sebagai Anak Perusahaan PT PLN Persero. Untuk PLTU skala kecil yang lokasinya jauh dari sumber batubara, dibuatkan pola logistik tersendiri yang bertujuan memastikan ketersediaan batubara ke lokasi PLTU tersebut.

5.2. GAS ALAM

Walaupun Indonesia bukan merupakan pemilik cadangan gas alam yang terbesar dalam skala dunia, namun cadangan gas alam di Indonesia cukup besar, yaitu diperkirakan 150,4 TCF⁴⁰ yang tersebar terutama di kepulauan Natuna, Sumatera Selatan, dan Kalimantan Timur serta Tangguh di Irian Jaya. Tahun 2013, produksi gas alam sebesar 3 TCF. Jika tingkat produksi tahunan adalah 3 TCF, maka seluruh cadangan gas alam Indonesia yang 150,4 TCF diatas akan habis dalam waktu sekitar 50 tahun apabila tidak ditemukan cadangan baru. Dari produksi gas alam tersebut, peruntukan untuk sektor kelistrikan dalam negeri adalah sebesar 0,55 TCF. Porsi terbesar produksi gas alam adalah untuk ekspor dalam bentuk LNG sebesar 19,3 juta ton.

Saat ini belum seluruh kebutuhan gas alam untuk pembangkitan tenaga listrik di Indonesia dapat tercukupi. PLN menghadapi persoalan kecukupan pasokan gas di beberapa pembangkit skala kecil maupun skala besar terlebih untuk masa ke depan. Pasokan gas ke pusat pembangkit PLN ke depan akan mengalami penurunan mengikuti penurunan cadangan gas, juga ketidakpastian kecukupan pasokan sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 5.1 dan Tabel 5.2.

Sebagai salah satu konsumen gas terbesar di Indonesia, PLN mengharapkan adanya fleksibilitas dalam mengatur pasokan gas sehingga dapat sejauh mungkin menghindari pinalti *take or pay* dan juga kemudahan dalam mendapatkan pasokan gas dari pasar sehingga dapat mencukupi kebutuhan gas/LNG untuk pembangkit PLN dengan harga yang lebih kompetitif.

Pada Tabel 5.1, Tabel 5.2 dan Tabel 5.3 diberikan perkiraan potensi pasokan gas yang dapat dimanfaatkan untuk keperluan pembangkit PLN di regional Jawa Bali, Sumatera dan Indonesia Timur.

Disamping cadangan gas lapangan yang terus mengalami *depletion*, PLN juga tidak selalu berhasil mendapatkan alokasi dari sumber-sumber gas alam yang besar, karena sumber-sumber gas yang besar tersebut pada umumnya telah terikat dengan kontrak jangka panjang dengan pembeli luar negeri. Namun demikian PLN terus berupaya untuk memperoleh pasokan gas dari sumber-sumber tersebut dan mulai menunjukkan hasil. Sebagai contoh, PLN telah memperoleh pasokan LNG dari lapangan Bontang untuk FSRU Jawa Barat yang

⁴⁰Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2014

memasok ke pembangkit Gas Muara Karang dan Priok sejak tahun 2012, dan PLN juga telah memperoleh kepastian alokasi pasokan LNG dari lapangan Tangguh melalui kontrak jangka panjang selama 20 tahun sejak tahun 2014 yang dikirim 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.

Tabel 5.1 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Jawa Bali

| No | Pembangkit | Eksisting/ Rencana | Capacity (MW) | COD | Pemasok | BBTUD | | | | | | | | | | |
|--------|--|-----------------------|-------------------|-------------------|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | | | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| 1 | Muara Karang dan Priok | Eksisting | 1627 | | PHE ONWJ (GSA) | 361 | 361 | 361 | 361 | 361 | 361 | 361 | 361 | 361 | 361 | 361 |
| | | | | | PHE ONWJ (potensi tambahan) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | PGN - Priok (GSA-IP) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | PGN - Priok (potensi tambahan) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | FSRU PT NR | | | | | | | | | | | |
| 2 | PLTGU Muara Karang Peaker | Rencana | 500 | 2018 | FSRU PT NR | | | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 |
| 3 | PLTGU Jawa 2 | Rencana | 800 | 2018 | FSRU PT NR | | | 15 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 |
| 4 | PLTMG Senayan | Rencana | 100 | 2017 | CNG | | | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| 5 | PLTGU Muara Tawar, PLTGU Muara Tawar Add on Blok 2,3,4 | Eksisting Rencana | 2662 650 | 2017 | PERTAMINA - P Tengah (GSA) | 197 | 197 | 197 | 197 | 197 | 197 | 197 | 197 | 197 | 197 | 197 |
| | | | | | PGN (GSA) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | SWAP JOB Jambi Merang | | | | | | | | | | | |
| | | | | | Tambahan dari PHE (Potensi) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | Swap Premier | | | | | | | | | | | |
| | | | | | FSRU PT NR | | | | | | | | | | | |
| 6 | PLTGU Jawa 1 | Rencana | 1600 | 2018 | Gas dari IPP | | | | 96 | 192 | 192 | 192 | 192 | 192 | 192 | 192 |
| 7 | PLTGU Jawa 7 | Rencana | 1600 | 2024/25 | Unallocated | | | | | | | | | | 180 | 180 |
| 8 | PLTGU Jawa Bali 4 | Rencana | 450 | 2018 | Gas dari IPP | | | | 5 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 |
| 9 | Cilegon | Eksisting | 740 | | CNOOC (GSA) | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |
| | | | | | PGN (GSA) | | | | | | | | | | | |
| 10 | PLTGU Jawa Bali 3 | Rencana | 500 | 2018 | Gas dari IPP | | | | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 |
| 11 | PLTGU Jawa 4 | Rencana | 1600 | 2024/25 | Unallocated | | | | | | | | | | 180 | 180 |
| 12 | Tambaklorok | Eksisting | 1034 | | PCML | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 |
| | | | | | SPP (GSA-IP) | | | | | | | | | | | |
| 13 | PLTGU Jawa Bali 1 | Rencana | 700 | 2018 | Gas dari IPP | | | | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 |
| 14 | PLTGU Jawa 6 | Rencana | 1600 | 2024/25 | Unallocated | | | | | | | | | | 180 | 180 |
| 15 | Gresik | Eksisting | 1979 | | PHE WMO eks Kodeco | 245 | 245 | 245 | 245 | 245 | 245 | 245 | 245 | 245 | 245 | 245 |
| | | | | | PHE WMO eks Kodeco (optional) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | Hess (GSA) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | Kangean Energy Indonesia | | | | | | | | | | | |
| | | | | | Media Karya Sentosa | | | | | | | | | | | |
| | | | | | PT Petrogas Jatim Utama (kontrak PJB) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | Santos Lapangan Peluang | | | | | | | | | | | |
| | | | | | SCI (Isar Gas-Ex KEI) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | Husky Lap MDA-MBH (Potensi*) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | Husky Lap MDK (Potensi*) | | | | | | | | | | | |
| 16 | PLTGU Jawa 3 | Rencana | 800 | 2018/19 | Gas dari IPP (Potensi) | | | | 15 | 96 | 96 | 96 | 96 | 96 | 96 | 96 |
| 17 | PLTGU Jawa 5 | Rencana | 1600 | 2024/25 | Unallocated | | | | | | | | | | 180 | 180 |
| 18 | PLTGU Jawa Bali 2 | Rencana | 500 | 2018 | Cepu (Pipa Gresem), Husky (Potensi) | | | | | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| 19 | PLTGU Madura | Rencana | 400 | 2022 | Kei (Potensi) | | | | | | | | 54 | 54 | 54 | 54 |
| 20 | PLTGU Grati, PLTGU Grati Peaker, PLTGU Grati Add-On Blok 2 | Eksisting Rencana | 764 450 150 | 2017/2018 2018 | Santos Oyang (GSA-IP) | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 |
| | | | | | Santos Wortel (GSA-IP) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | Sampang Mandiri Perkasa (GSA-IP) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | Pasuruan Migas (GSA-IP) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | Pamaraya - Husky (GSA-IP) | | | | | | | | | | | |
| | | | | | Santos Lapangan peluang | | | | | | | | | | | |
| | | | | | SCI (Isar Gas-Ex KEI) | | | | | | | | | | | |
| 21 | Pesanggaran | Eksisting | 250 | | Wasambo, Bontang | | | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| Jumlah | | | | | | 1.163 | 1.163 | 1.226 | 1.407 | 1.734 | 1.734 | 1.734 | 1.788 | 1.788 | 2.508 | 2.508 |

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

Muara Karang dan Priok

Mengingat peran Muara Karang dan Priok sangat strategis dalam memasok kota Jakarta dan peran tersebut tidak dapat digantikan oleh pembangkit lain di luar area Jakarta, maka hingga tahun 2022 kedua pembangkit tersebut harus senantiasa dioperasikan dengan output yang tinggi (bersifat *must run*). Untuk mengoperasikan kedua pusat pembangkit tersebut dibutuhkan gas dalam jumlah banyak yang sebagian besar dipasok dari LNG FSRU Jawa Barat dan dari Lapangan Gas milik Pertamina di Jawa Barat yang dioperasikan oleh PHE

ONWJ. Pengembangan Pembangkit Gas di Muara Karang dan Priok membutuhkan lebih banyak pasokan gas. Keterbatasan cadangan gas dari lapangan yang dioperasikan oleh PHE ONWJ akan menyebabkan kebutuhan alokasi LNG yang lebih besar bagi kedua Pusat Listrik ini.

Muara Tawar

Pembangkit Muara Tawar juga bersifat *must run* dengan tingkat produksi yang tinggi, sehingga dengan semakin menurunnya ketersediaan pasokan gas pipa maka ke depan perlu diantisipasi alokasi LNG untuk Pusat Listrik Muara Tawar. Pusat listrik Muara Tawar dilengkapi dengan fasilitas CNG Storage sehingga mampu mengakomodir fluktuasi kebutuhan pasokan gas menyesuaikan dengan beban listrik.

Tambak Lorok

Pasokan gas untuk memenuhi kebutuhan pembangkit di Tambak Lorok telah terpenuhi sebesar 166 BBTUD, yaitu berasal dari lapangan gas Gundih sebesar 50 BBTUD dan dari lapangan gas Kepodang sebesar 116 BBTUD. Pusat Listrik Tambak Lorok juga sudah dilengkapi dengan fasilitas CNG Storage sehingga mampu mengakomodir fluktuasi kebutuhan pasokan gas menyesuaikan dengan beban listrik.

Tabel 5.2 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Sumatera

| No | Pembangkit | Pemasok | BBTUD | | | | | | | | | |
|---------------|---|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| 1 | MPP Bangka | Bontang, Tangguh, FSRU Lampung (Potensi) | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 |
| 2 | MPP Belitung | Bontang, Tangguh, FSRU Lampung (Potensi) | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 |
| 3 | MPP Lampung | Bontang, Tangguh, FSRU Lampung (Potensi) | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 |
| 4 | PLTGU/MG Lampung Peaker | Bontang, Tangguh, FSRU Lampung (Potensi) | - | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 |
| 5 | PLTMG Belitung (IPP PLTMG Tersebar) | Gas dari IPP (LNG-Pontensi) | | | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 |
| 6 | PLTGU/MG Bangka Peaker (IPP) | Gas dari IPP (LNG-Pontensi) | | | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 |
| 7 | PLTG Payo Selincah | Energasindo | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 | 18.0 |
| 8 | PLTG Batanghari | Energasindo (tambahan) | 22.0 | 22.0 | 22.0 | 22.0 | 22.0 | 22.0 | 22.0 | 22.0 | 22.0 | 22.0 |
| 9 | PLTMG Sungai Gelam | PEP - TAC (Own Operation) | 1.5 | 1.5 | | | | | | | | |
| 10 | PLTGU/MGU Sumbagut 3, dan 4 Peaker (IPP) | Gas dari IPP (LNG-Pontensi) | | 60.1 | 60.1 | 60.1 | 60.1 | 60.1 | 60.1 | 60.1 | 60.1 | 60.1 |
| 11 | PLTG/MG Jambi Peaker (IPP) | Gas dari IPP (LNG-Pontensi) | | | | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 |
| 12 | PLTG Teluk Lembu | EMP Bentu | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 |
| 13 | PLTG/MG Riau Peaker | COPI | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 |
| 14 | PLTG Balai Pungut | JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang (Duri) | 35.0 | 35.0 | 35.0 | 35.0 | 35.0 | 35.0 | 35.0 | 35.0 | 35.0 | 35.0 |
| 15 | PLTMG Balai Pungut | JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang (Duri) | | | | | | | | | | |
| 16 | PLTMG Tersebar Kepri (IPP PLTMG Tersebar) | Gas dari IPP (LNG-Pontensi) | | | 16.8 | 16.8 | 16.8 | 16.8 | 16.8 | 16.8 | 16.8 | 16.8 |
| 17 | MPP Sumut Paya Pasir | LNG Tangguh | 9.0 | 9.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 | 12.0 |
| 18 | MPP Nias | LNG Tangguh | | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 2.5 |
| 20 | PLTGU/MGU Sumbagut-2 Peaker | LNG Tangguh | | 9.8 | 9.8 | 9.8 | 9.8 | 9.8 | 9.8 | 9.8 | 9.8 | 9.8 |
| 21 | PLTMG Sabang | LNG Tangguh | | | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 |
| 22 | PLTGU/MGU Sumbagut 1 Peaker (IPP) | Gas dari IPP (LNG-Pontensi) | | | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 |
| 23 | PLTMG Arun Peaker | LNG Tangguh | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 |
| 24 | PLTGU Belawan | LNG Tangguh | | 85.1 | 85.1 | 85.1 | 85.1 | 85.1 | 85.1 | 85.1 | 85.1 | 85.1 |
| 25 | PLTG Belawan (TTF) | LNG Tangguh | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 | 13.0 |
| 26 | PLTG Paya Pasir (TTF) | LNG Tangguh | | 2.0 | | | | | | | | |
| 27 | PLTGU Indralaya | Medco (Lematang) | 14.0 | 14.0 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 28 | PLTG Keramasan | Medco (Lematang) | 12.0 | 6.0 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 29 | PLTGU Keramasan | Medco (Lematang) | 7.4 | 7.4 | 7.4 | 7.4 | 7.4 | 7.4 | 7.4 | 7.4 | 7.4 | 7.4 |
| 30 | PLTG Borang | Medco (Lematang) | 12.0 | 12.0 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 31 | PLTGU Gunung Megang (IPP) | Medco E & P Indonesia | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | - | - | - | - | - |
| 32 | PLTG Jakabaring (CNG) | PDPDE Sumsel | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | - | - | - | - | - |
| 33 | PLTGU AGP Borang (IPP) | Pertamina EP (Asri Gita) | 31.0 | 31.0 | 31.0 | 31.0 | - | - | - | - | - | - |
| 34 | MPP Sumbagselteng | PetroChina (Potensi) | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 | 9.0 |
| 35 | PLTG Talang Duku | PGN | 8.0 | 8.0 | 8.0 | 8.0 | - | - | - | - | - | - |
| 36 | PLTMG New Tarahan (Sewa Lampung) | PGN | 5.2 | 5.2 | | | | | | | | |
| 37 | PLTMG Sutami (Sewa Lampung) | PGN | 4.8 | 4.8 | | | | | | | | |
| 38 | PLTGU/MG Riau | Gas dari IPP (LNG-Pontensi) | | | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 |
| 39 | PLTLGU/MGU Dumai | Gas dari IPP (LNG-Pontensi) | | | | | | | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 30.0 |
| 40 | PLTMG Sewa tersebar | | 3.50 | 3.50 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 |
| 41 | PLTGU/MGU Sumatera-1 | | | | | | | | | | 48.00 | 48.00 |
| 42 | PLTGU/MGU Sumatera-1 | | | | | | | | | | | 48.00 |
| Jumlah | | | 292.5 | 458.0 | 505.6 | 514.6 | 475.6 | 457.6 | 487.6 | 487.6 | 535.6 | 583.6 |

Tabel 5.3 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Indonesia Timur

| No | Pembangkit | Pemasok | BBTUD | | | | | | | | | | |
|----|-----------------------------------|------------------------------------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--|
| | | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| 1 | PLTG/MG Kalbar Peaker | LNG Tangguh, LNG Bontang | | | | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | |
| 2 | PLTGU Kalbar Peaker 2 | LNG Tangguh, LNG Bontang | | | | | | | | 12.5 | 12.5 | 12.5 | |
| 3 | Mobile PP Kalbar | LNG Bontang | 12.2 | 12.2 | 12.2 | 12.2 | 12.2 | 12.2 | 12.2 | 12.2 | 12.2 | 12.2 | |
| 4 | PLTG/MG Bangkanai (Peaker) | Ophir | 10.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | |
| 5 | PLTGU/MGU Kalsel Peaker 1 | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | |
| 6 | PLTGU/MGU Kalsel Peaker 2 | JOB Simenggaris (Potensi) | | | | | | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | |
| 7 | PLTGU Kalsel 1 (Load Follower) | JOB Simenggaris (Potensi) | | | | | | | | | 20.5 | 20.5 | |
| 8 | Nunukan | Pertamina EP TAC Sembakung | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | | | | | | | |
| 9 | PLTMG Nunukan 2 | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 2.5 | |
| 10 | PLTMG Nunukan 3 | Bontang, JOB Simenggaris (potensi) | | | | | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.6 | |
| 11 | Mobile PP Kaltim | Bontang, JOB Simenggaris (potensi) | | 3.7 | 3.7 | 3.7 | 3.7 | 3.7 | 3.7 | 3.7 | 3.7 | 3.7 | |
| 12 | PLTG/MG Kaltim Peaker 2 | Vico, Total, Mubadala | | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | |
| 13 | PLTGU Kaltim 1 (Load Follower) | Vico, Total, Mubadala | | | | | | | 20.5 | 20.5 | 20.5 | 20.5 | |
| 14 | Bontang | Total, LNG Bontang | 2.3 | 2.3 | | | | | | | | | |
| 15 | Bunyu | Pertamina EP (Bunyu) | 1.0 | | | | | | | | | | |
| 16 | Petung | Perusda Benuo Taka | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | |
| 17 | Tanjung Batu | Vico, Total, Mubadala | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | |
| 18 | Kaltim APBN | Vico, Total, Mubadala | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | |
| 19 | Sambera | Vico, Total, Mubadala | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | |
| 20 | Batakan | JOB Simenggaris (Potensi) | | | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | 10.0 | |
| 21 | PLTMG Malinau | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | |
| 22 | PLTGU Senipah | Total Senipah | | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | |
| 23 | PLTG/MG Minahasa Peaker | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 22.0 | 22.0 | 22.0 | 22.0 | 22.0 | 22.0 | 22.0 | |
| 24 | PLTMG Luwuk | Perusda Banggai (Potensi) | | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | |
| 25 | PLTG Gorontalo Peaker | LNG Sengkang (Wasambo), Bontang | | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | |
| 26 | PLTGU Sulbagut 1 (Load Follower) | LNG Bontang, DS | | | | | | | 20.5 | 20.5 | 20.5 | 20.5 | |
| 27 | PLTMG Tahuna | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | |
| 28 | PLTMG Tahuna 2 | LNG Bontang, Wasambo potensi | | | | | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | |
| 29 | Mobile PP Kendari | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 7.2 | 7.2 | 7.2 | 7.2 | 7.2 | 7.2 | 7.2 | |
| 30 | PLTMG Bau Bau | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.5 | |
| 31 | PLTMG Bau Bau 2 | LNG Bontang, Wasambo potensi | | | | | | | | | | 1.5 | |
| 32 | Mobile PP Wangi-Wangi | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | |
| 33 | Mobile PP Bombana | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | |
| 34 | Mobile PP Kolaka Utara | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | |
| 35 | PLTMG Selayar | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | |
| 36 | PLTMG Selayar 2 | LNG Bontang, Wasambo potensi | | | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | |
| 37 | PLTGU Sulsei Peaker | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | |
| 38 | PLTGU Makassar Peaker | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | 20.0 | |
| 39 | PLTGU Sulbagsel 1 (Load Follower) | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | | | | | | 45.4 | 45.4 | |
| 40 | PLTMG Wajo | Wajo | | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | |
| 41 | Sengkang | Energy Equity Epic (Sengkang) | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 45.0 | |
| 42 | Mobile PP Lombok | PLN Batam | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | |
| 43 | PLTGU/MGU Lombok Peaker | CNG GRESIK | | | 5.4 | 5.4 | 5.4 | 5.4 | 5.4 | 5.4 | 5.4 | 5.4 | |
| 44 | PLTGU Lombok 1 (Load Follower) | CNG GRESIK, Wasambo potensi | | | | | | | | 10.2 | 10.2 | 10.2 | |
| 45 | PLTMG Bima | Lelang LNG Indonesia Tengah | - | | | 5.8 | 5.8 | 5.8 | 5.8 | 5.8 | 5.8 | 5.8 | |
| 46 | PLTMG Bima 2 | LNG Bontang, Wasambo potensi | | | | | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | |
| 47 | PLTMG Sumbawa | Lelang LNG Indonesia Tengah | - | | | 5.8 | 5.8 | 5.8 | 5.8 | 5.8 | 5.8 | 5.8 | |
| 48 | Mobile PP Flores | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 2.3 | 2.3 | 2.3 | 2.3 | 2.3 | 2.3 | 2.3 | |
| 49 | PLTMG Flores | LNG Bontang, Wasambo potensi | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | |
| 50 | PLTMG Kupang Peaker | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 4.6 | 4.6 | 4.6 | 4.6 | 4.6 | 4.6 | 4.6 | |
| 51 | PLTMG Kupang Peaker 2 | LNG Bontang, Wasambo potensi | | | | | | 2.1 | 2.1 | 2.1 | 2.1 | 2.1 | |
| 52 | PLTMG Timor 1 (Load Follower) | LNG Bontang, Wasambo potensi | | | | | | | | 4.1 | 4.1 | 4.1 | |
| 53 | PLTMG Maumere | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 4.6 | 4.6 | 4.6 | 4.6 | 4.6 | 4.6 | 4.6 | |
| 54 | PLTMG Waingapu | Lelang LNG Indonesia Tengah | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | |
| 55 | PLTMG Waingapu 2 | LNG Bontang, Wasambo potensi | | | | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | |
| 56 | PLTMG Alor | Lelang LNG Indonesia Tengah | - | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | |
| 57 | PLTMG Alor 2 | LNG Bontang, Wasambo potensi | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | |
| 58 | PLTMG Rote | Lelang LNG Indonesia Tengah | - | | | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | |
| 59 | PLTMG Rote 2 | LNG Bontang, Wasambo potensi | | | | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | |
| 60 | PLTMG Ambon | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | |
| 61 | PLTMG Ambon Peaker | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | 2.1 | 2.1 | 2.1 | 2.1 | 2.1 | 2.1 | 2.1 | 2.1 | |
| 62 | PLTMG Saumlaki | LNG Bontang, Tangguh, DS | - | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | |
| 63 | PLTMG Saumlaki 2 | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | |
| 64 | PLTMG Namlea | LNG Bontang, Tangguh, DS | - | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | |
| 65 | PLTMG Namlea 2 | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | |
| 66 | PLTMG Namrole | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | |
| 67 | PLTMG Langgur | LNG Bontang, Tangguh, DS | - | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | |
| 68 | PLTMG Langgur 2 | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | |
| 69 | PLTMG Seram | LNG Bontang, Tangguh, DS | - | - | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | |
| 70 | PLTMG Seram 2 | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | | 2.1 | 2.1 | 2.1 | 2.1 | 2.1 | 2.1 | |
| 71 | PLTMG Saparua | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | |
| 72 | PLTMG Moa | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | |
| 73 | PLTMG Dobo | LNG Bontang, Tangguh, DS | - | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | |
| 74 | PLTMG Dobo 2 | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | |
| 75 | PLTMG Bula | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | |

| No | Pembangkit | Pemasok | BBTUD | | | | | | | | | |
|--------|----------------------------------|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| 76 | PLTMG Wetar | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 |
| 77 | Mobile PP Ternate | LNG Bontang, Tangguh, DS | | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 |
| 78 | PLTMG Ternate | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 |
| 79 | PLTMG Tidore | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 |
| 80 | Mobile PP Sofifi | LNG Bontang, Tangguh, DS | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 |
| 81 | PLTMG Bacan | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 |
| 82 | Mobile PP Tobelo | LNG Bontang, Tangguh, DS | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 |
| 83 | PLTMG Tobelo | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 |
| 84 | Mobile PP Malifut | LNG Bontang, Tangguh, DS | | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 85 | PLTMG Maba | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 |
| 86 | PLTMG Morotai | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 |
| 87 | PLTMG Halmahera (Load Follower) | LNG Bontang, Tangguh, DS | | | | | | 4.1 | 4.1 | 4.1 | 4.1 | 4.1 |
| 88 | PLTMG Sorong | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 |
| 89 | PLTMG Sorong 2 (Load Follower) | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | | | | | | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 |
| 90 | PLTMG Raja Ampat | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 |
| 91 | Mobile PP Jayapura | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 6.0 |
| 92 | Mobile PP Manokwari | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 |
| 93 | PLTMG Manokwari 2 | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | | | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 |
| 94 | PLTMG Manokwari 3 | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | | | | | | | 2.4 | 2.4 | 2.4 |
| 95 | PLTMG Jayapura Peaker | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 |
| 96 | PLTMG Jayapura 1 (Load Follower) | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | | | | | | | | | 4.8 |
| 97 | Mobile PP Fak Fak | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 |
| 98 | PLTMG Fak Fak | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 |
| 99 | PLTMG Serui | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 |
| 100 | PLTMG Serui 2 | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 |
| 101 | Mobile PP Timika | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 |
| 102 | PLTMG Timika | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | - | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 |
| 103 | Mobile PP Nabire | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 |
| 104 | PLTMG Nabire 2 | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 |
| 105 | PLTMG Nabire 3 | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | | | | | | | | 1.2 | 1.2 |
| 106 | PLTMG Merauke | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 |
| 107 | PLTMG Merauke 2 | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 |
| 108 | PLTMG Bintuni | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | - | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 1.4 |
| 109 | PLTMG Kaimana | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 |
| 110 | PLTMG Sanana | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | | 1.8 | 1.8 | 1.8 | 1.8 | 1.8 | 1.8 | 1.8 | 1.8 |
| 111 | PLTMG Sarmi | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | | | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |
| 112 | PLTMG Biak | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 2.2 |
| 113 | PLTMG Biak 2 | LNG Bontang, Tangguh, Salawati | | | | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 |
| Jumlah | | | 119.3 | 216.8 | 271.2 | 403.3 | 421.1 | 433.5 | 483.0 | 513.5 | 580.5 | 586.8 |

Upaya pengurangan konsumsi bahan bakar minyak yang relatif lebih mahal dan lebih kotor dilakukan dengan *fuel switching* ke bahan bakar gas memanfaatkan infrastruktur CNG atau LNG/mini-LNG. Hal ini akan dijelaskan lebih lanjut di bawah ini.

5.2.1. LNG dan Mini-LNG

Karena LNG membutuhkan infrastruktur yang merubah gas bumi menjadi LNG berikut fasilitas penyimpanan dan regasifikasi untuk merubah kembali ke bentuk gas sebelum dapat dimanfaatkan oleh pembangkit listrik, maka umumnya harga gas dari LNG lebih tinggi dari harga gas pipa, karena itu maka gas ini hanya ekonomis untuk dipakai di pembangkit peaking, bukan pembangkit beban dasar. PLN merencanakan pemanfaatan LNG untuk pembangkit beban puncak dan pembangkit yang bersifat *must-run* di sistem kelistrikan Jawa-Bali dan Sumatera dan juga di Indonesia Timur apabila jumlah pembangkit jenis *base loader* sudah mencukupi.

Pada tahun 2012 telah mulai beroperasi FSRU Jawa Barat untuk memasok pembangkit Muara Karang dan Priok. Rencana FSRU Belawan telah dibatalkan oleh Pemerintah dan sebagai gantinya Pemerintah menugaskan Pertamina untuk merevitalisasi fasilitas LNG Arun sebagai *storage* dan regasifikasi LNG yang mulai beroperasi pada 2015. Sumber LNG untuk FSRU Jawa Barat pada saat ini berasal dari lapangan Bontang dan Tangguh, dan sumber LNG untuk Arun dipasok dari lapangan Tangguh. FSRU Lampung yang dioperasikan oleh PGN juga sudah mulai beroperasi sejak 2014 dan dapat dimanfaatkan pembangkit PLN disekitarnya untuk mendukung pemenuhan kebutuhan pasokan gas para periode beban puncak. Selanjutnya pada 2016, fasilitas mini LNG di Tanjung Benoa mulai beroperasi untuk memasok gas ke Pembangkit Listrik Pesanggaran.

Sedangkan di Indonesia Timur, PLN merencanakan pemanfaatan mini-LNG untuk pembangkit beban puncak pada sistem-sistem besar di Kalimantan dan Sulawesi. 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 akan menggunakan LNG adalah sebagai berikut:

- Fasilitas regasifikasi Arun sudah beroperasi untuk memasok gas ke beberapa pembangkit Gas baru dan eksisting di Aceh dan 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 sudah disalurkan ke Belawan melalui pipa sepanjang sekitar 400 km untuk memasok gas ke PLTGU Belawan, dan selanjutnya untuk beberapa pembangkit gas baru tipe mobile di lokasi Paya Pasir. Kebutuhan gas untuk pembangkit-pembangkit tersebut adalah sebanyak 30 BBTUD untuk PLTMG Arun, 40 BBTUD untuk Sumbagut-2, 110 BBTUD untuk Belawan dan 15 BBTUD untuk Paya Pasir, sehingga total gas yang dibutuhkan adalah 195 BBTUD.
- Beberapa pembangkit IPP yaitu Sumbagut-1, Sumbagut-3 dan Sumbagut-4 yang masing-masing berkapasitas 250 MW dengan kebutuhan pasokan

gas sekitar 40 BBTUD untuk masing-masing IPP direncanakan untuk mendapatkan pasokan gas dari LNG.

- Begitupun untuk beberapa pembangkit IPP di beberapa lokasi, yaitu di Selat Panjang 15 MW, Tanjung Balai Karimun 40 MW, Tanjung Batu 15 MW, Dabo Singkep 15 MW, Natuna 20 MW, Belitung 30 MW dan Bintan 30 MW direncanakan akan menggunakan LNG/mini-LNG dengan kebutuhan gas rata-rata untuk tiap-tiap lokasi sekitar 3 BBTUD sampai dengan 5 BBTUD.

Adapun rencana pemanfaatan LNG/mini-LNG di Indonesia Tengah - Timur adalah sebagai berikut :

- Pada tahun 2015 PLN memulai proses lelang pengadaan LNG untuk 21 lokasi pembangkit dengan total kapasitas terpasang sebesar 1.571 MW tersebar di kawasan Indonesia Tengah yaitu di Kalimantan, Sulawesi dan Nusa Tenggara. Pekerjaan pelelangan tersebut meliputi pengadaan LNG, transportasi LNG, pembangunan jetty, fasilitas penyimpanan dan regasifikasi LNG serta jaringan pipanisasi dari fasilitas regasifikasi ke pembangkit listrik milik PLN. Direncanakan pelelangan tersebut selesai pada tahun 2016 agar pekerjaan dapat diselesaikan pada tahun 2018. Berikut 21 lokasi pembangkit listrik yang sudah dilakukan lelang pengadaan LNG:

Tabel 5.4 Lokasi Lelang LNG untuk Pembangkit di Indonesia Timur

| No | Regional | Nama Pembangkit | Kapasitas Pembangkit |
|----|---------------|---------------------------|----------------------|
| 1 | Kalimantan | PLTGU/MGU Kalsel Peaker | 200 MW |
| 2 | Kalimantan | PLTMG Nunukan 2 | 10 MW |
| 3 | Kalimantan | PLTMG Malinau | 6 MW |
| 4 | Sulawesi | PLTG/MG Minahasa Peaker I | 100 MW |
| 5 | Sulawesi | PLTMG Tahuna | 10 MW |
| 6 | Sulawesi | MPP Sultra Kendari | 50 MW |
| 7 | Sulawesi | MPP Wangi-Wangi | 5 MW |
| 8 | Sulawesi | MPP Kolaka Utara | 5 MW |
| 9 | Sulawesi | MPP Bombana | 10 MW |
| 10 | Sulawesi | PLTMG Selayar | 10 MW |
| 11 | Sulawesi | PLTGU Sulsel Peaker | 450 MW |
| 12 | Sulawesi | PLTGU Makassar Peaker | 450 MW |
| 13 | Sulawesi | PLTMG Bau-Bau | 30 MW |
| 14 | Nusa Tenggara | PLTMG Sumbawa | 50 MW |
| 15 | Nusa Tenggara | PLTMG Waingapu | 10 MW |
| 16 | Nusa Tenggara | PLTMG Bima | 50 MW |
| 17 | Nusa Tenggara | MPP Flores | 20 MW |
| 18 | Nusa Tenggara | PLTMG Maumere | 40 MW |
| 19 | Nusa Tenggara | PLTMG Kupang Peaker | 40 MW |
| 20 | Nusa Tenggara | PLTMG Alor | 10 MW |
| 21 | Nusa Tenggara | PLTMG Rote | 5 MW |

- Sedangkan untuk kawasan Indonesia Timur yaitu Maluku (Ambon, Maluku Tersebar, dan Halmahera) dan Papua (Jayapura, Manokwari, Papua & Pabar Tersebar) dengan perkiraan kebutuhan gas sekitar 105 BBTUD direncanakan dipasok dari Lapangan Matindok, Lapangan Tangguh dan Lapangan Salawati.

5.2.2. 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 *baselader* menjadi *load follower* atau *peaker*. PLN telah memetakan potensi pemanfaatan CNG untuk pembangkit peaking di Sumatera, Indonesia Timur dan Jawa.

Saat ini telah dioperasikan CNG *storage* oleh pemasok gas di Sumatera Selatan yang gasnya dimanfaatkan untuk PLTG peaking Jaka Baring (50 MW), PLTMG Seigelam 100 MW, dan PLTG Duri/Bali 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:

- (i) CNG untuk pembangkit *peaker* di Duri dengan kapasitas sekitar 200 MW yang akan memanfaatkan pasokan gas dari lapangan Jambi Merang sebesar 10 BBTUD.
- (ii) CNG untuk pembangkit *peaker* di Jambi dengan kapasitas sebesar 100 MW yang akan memanfaatkan pasokan gas dari lapangan Jabung sebesar 5 BBTUD.

Rencana pemanfaatan CNG di Indonesia Timur adalah untuk pembangkit *peaking* Bangkanai di Kalimantan Tengah dan di Lombok. Berbeda dengan di tempat lain yang memanfaatkan pasokan gas pipa, untuk Lombok pasokan CNG direncanakan akan diperoleh dari CNG yang diperoleh dari pemasok gas pipa di

Gresik Jawa Timur yang akan di kompresikan terlebih dahulu lalu ditransportasikan ke Lombok menggunakan CNG Vessel.

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

- (i) Grati 30 BBTUD sudah beroperasi pada tahun 2013 untuk mengoperasikan PLTG *peaking* eksisting dan rencana PLTGU *peaking* Grati.
- (ii) Tambak Lorok sebanyak 16 BBTUD untuk mengoperasikan sebagian dari PLTGU sebagai pembangkit *peaking*.
- (iii) Gresik sebanyak 20 BBTUD untuk mengoperasikan pembangkit *peaking* dan sebagian CNG untuk dikirim ke Lombok.
- (iv) Muara Tawar sebanyak 20 BBTUD untuk memenuhi kebutuhan operasi *peaking*.
- (i) Pulau Bawean sebanyak 2 BBTUD untuk pasokan gas ke pembangkit beban dasar di pulau Bawean yang dibawa dengan transportasi laut dalam bentuk CNG dari Gresik Jawa Timur.

RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK TAHUN 2016–2025

6.1. KRITERIA PERENCANAAN

6.1.1. Perencanaan Pembangkit

Sistem Interkoneksi

Perencanaan sistem pembangkit bertujuan untuk mendapatkan konfigurasi pengembangan pembangkit yang memberikan nilai NPV 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 dan biaya *energy not served*. Selain itu diperhitungkan juga nilai sisa (*salvage value*) dari pembangkit yang terpilih pada tahun akhir 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%⁴¹ atau setara dengan *probability* padam 1 hari dalam setahun. Pada negara-negara maju mensyaratkan keandalan yang tinggi, banyak sistem kelistrikan 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 unit⁴².

Pada sistem Jawa Bali, kriteria LOLP <0.274% adalah setara dengan *reserve*

⁴¹ LOLP 0,274% adalah ekivalen dengan probabilitas 1 hari dalam setahun beban puncak tidak dapat dipenuhi oleh kapasitas sistem pembangkit yang ada.

⁴² 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.

margin >25-30% dengan basis daya mampu netto⁴³. Apabila dinyatakan dengan daya terpasang, maka *reserve margin* yang dibutuhkan adalah sekitar 30-35%⁴⁴. 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 persentasenya 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 panasbumi dan tenaga air, dalam proses optimisasi diperlakukan sebagai *fixed system* (ditetapkan masuk sistem) pada tahun-tahun yang sesuai dengan kesiapan proyek tersebut.

Rencana pengembangan kapasitas pembangkitan dibuat dengan memperhitungkan proyek-proyek yang sedang berjalan dan yang telah *committed*⁴⁵, 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 dasardiutamakan 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.

⁴³*Reserve margin* (RM) didefinisikan sebagai kapasitas pembangkit (G) dibagi beban puncak (D) sesuai persamaan $RM = (G/D - 1) \times 100\%$.

⁴⁴ Dengan asumsi derating pembangkit sekitar 5%.

⁴⁵ 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).

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 deterministik. 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.

Life Extension dan Rehabilitasi Pembangkit Eksisting

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.

6.1.2. Perencanaan Transmisi

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 2016-2025 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 tapping (single pi atau T) namun dapat terus dikembangkan hingga menjadi sebuah GI yang lengkap/sepurna. 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 sebelumnya dipasok dari jaringan 20 kV yang sangat panjang dan mengalami drop tegangan yang besar.

6.1.3. 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 kelistrikan secara menyeluruh dan tidak memperburuk kinerja jaringan dan biaya pokok penyediaan.
- Pembangunan pusat pengatur distribusi (DCC) pada sistem-sistem distribusi yang menyuplai 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 propinsi 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 seperti dimaksud dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 31 tahun 2009, maka pembangkit energi terbarukan sampai dengan 10 MW dapat tersambung langsung ke jaringan distribusi. Penyambungan pembangkit tersebut harus memenuhi ketentuan Aturan Distribusi (*Distribution Code*).

Perencanaan sistem distribusi juga memasukkan rencana penerapan *smart grid*. Pengertian dari *smart grid* adalah sistem jaringan tenaga listrik yang dilengkapi dengan teknologi informasi dan teknologi komunikasi canggih yang dapat memungkinkan sistem pengaturan tenaga listrik secara efisien, menyediakan kehandalan 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 kelistrikan.

Adaptasi dari Visi implementasi *Smart Grid* kepada kondisi ketenagalistrikan Indonesia atau PLN saat ini dapat memberikan kesempatan pengembangan potensi untuk merevolusi pasokan tenaga listrik dan meningkatkan kemungkinan mencapai target pemerintah di sektor kelistrikan Indonesia atau PLN, secara lebih cepat dan lebih efektif. Kebutuhan untuk penurunan susut jaringan, peningkatan kehandalan 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. Dan pengurangan emisi karbon bersama dengan potensi inovasi teknologi akan menguntungkan kepentingan nasional, maju dan berkembang bersama.

6.2. PERUBAHAN-PERUBAHAN TERHADAP RUPTL 2015-2024

Bab ini menjelaskan perubahan-perubahan yang terjadi dalam RUPTL 2016-2025 dibandingkan dengan RUPTL 2015-2024. Ringkasan perubahan tersebut ditampilkan dalam Tabel 6.1.

Tabel 6.1 Ringkasan Perubahan RUPTL 2016-2025 terhadap RUPTL 2015-2024

| Deskripsi | Satuan | Indonesia | | Sumatera | | Jawa-Bali | | Indonesia Timur | |
|---------------------|------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | RUPTL 2015-2024 | RUPTL 2016-2025 | RUPTL 2015-2024 | RUPTL 2016-2025 | RUPTL 2015-2024 | RUPTL 2016-2025 | RUPTL 2015-2024 | RUPTL 2016-2025 |
| Pertumbuhan Ekonomi | % | 6.7 | 6.7 | 6.9 | 6.4 | 7.2 | 7.5 | 7.6 | 7.2 |
| Pertumbuhan Listrik | % | 8.7 | 8.6 | 11.5 | 11.0 | 7.8 | 7.8 | 11.1 | 10.6 |
| Rasio Elektrifikasi | % | 99.4 (2024) | 99.7 (2025) | 99.9 | 99.9 | 99.9 | 100.0 | 97.5 | 98.7 |
| Pembangkit | MW | 70,433 | 80,538 | 17,726 | 19,349 | 38,525 | 43,452 | 14,182 | 17,737 |
| Transmisi | kms | 59,272 | 67,901 | 23,613 | 25,435 | 13,166 | 18,471 | 22,493 | 23,995 |
| Gardu Induk | MVA | 145,399 | 172,136 | 49,016 | 45,060 | 81,853 | 106,096 | 14,530 | 20,980 |
| Tambahan Pelanggan | juta | 21.0 | 21.6 | 4.8 | 4.7 | 11.2 | 11.3 | 5.0 | 5.6 |
| Kebutuhan Investasi | USD miliar | 132.2 | 153.7 | 36.5 | 40.1 | 68.8 | 78.8 | 26.8 | 34.9 |

Secara detail, perubahan-perubahan tersebut dijelaskan dalam penjelasan per regional sebagai berikut.

6.2.1 Perubahan untuk Regional Sumatera

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.2.

Tabel 6.2 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera

| No | RUPTL | | Diubah menjadi | | COD | Keterangan |
|----|-----------------------------|----------|---------------------------|----------|------|--|
| | Nama Proyek | Kap (MW) | Nama Proyek | Kap (MW) | | |
| 1 | PLTA Ketahun | 84 | PLTA Ketahun | 25 | 2023 | Sesuai hasil review FS. |
| 2 | PLTG/MG MPP Tj.Jabung Timur | 100 | PLTG/MG MPP Sumbagselteng | 75 | 2016 | Pembangkit ini didesain untuk dapat dipindahkan ke sistem lain yang lebih membutuhkan seperti Sistem Belitung. |

| No | RUPTL | | Diubah menjadi | | COD | Keterangan |
|----|------------------------------------|----------|------------------------------------|----------|------|--|
| | Nama Proyek | Kap (MW) | Nama Proyek | Kap (MW) | | |
| 3 | PLTMG Tanjung Balai Karimun Peaker | 40 | PLTMG Tanjung Balai Karimun Peaker | 20 | 2018 | Pengurangan kapasitas karena sebagian wilayah usaha sudah dikelola pihak swasta. |
| 4 | PLTMG Tanjung Pinang-2 | 30 | PLTMG Tanjung Pinang-2 | 50 | 2018 | Untuk mengantisipasi tingginya pertumbuhan <i>demand</i> di Tanjung Pinang. |
| 5 | PLTMG Belitung Peaker | 30 | PLTMG Tanjung Pinang-2 | 40 | 2018 | |
| 6 | PLTMG Tanjung Batu 1 | 15 | PLTMG Tanjung Batu 1 | 10 | 2018 | |
| 7 | PLTMG Selat Panjang | 15 | PLTMG Selat Panjang | 20 | 2018 | Untuk mempercepat proses pengadaan, kapasitas disesuaikan dengan PLTMG yang ada di pasar. |
| 8 | PLTMG Nautana | 25 | PLTMG Nautana | 10 | 2018 | |
| 9 | PLTMG Dabo Singkep | 15 | PLTMG Dabo Singkep | 10 | 2018 | |
| 10 | PLTU Muko-Muko | 14 | PLTMG Muko-Muko | 25 | 2018 | Diubah menjadi EPC PLN, karena proses pengerjaan PLTU Muko-Muko tidak ada progresnya. |
| 11 | PLTU Riau Kemitraan | 2x600 | PLTU Riau-1 | 2x300 | 2019 | Karena adanya perubahan skema bisnis interkoneksi Sumatera-Malaysia, maka kapasitas yang dimasukkan hanya yang untuk Sumatera saja |
| 12 | PLTU Sinabang | 2x7 | PLTMG | 6 | 2018 | Diubah menjadi EPC PLN karena tidak ada progress dari PLTU |

Tambahan proyek baru di Sumatera yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya dapat dilihat pada Tabel 6.3.

Tabel 6.3 Tambahn Proyek Baru di Sumatera

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Baru (MW) | COD Baru | Keterangan |
|----|--------------------------------|---------------------|-----------|--|
| 1 | PLTA Krueng Isep | 20 | 2016/17 | Perubahan dari PLTMH ke PLTA |
| 2 | PLTGU Dumai | 250 | 2021/22 | Untuk memenuhi kebutuhan beban di kota Dumai dan Kawasan IndustriDumai. |
| 3 | PLTGU Sumatera-1 | 400 | 2024 | Sesuai kebijakan pemerintah untuk mengurangi porsi batubara dan meningkatkan pemanfaatan gas, serta sebagai kontingensi apabila target EBT 25% tidak tercapai. |
| 4 | PLTGU Sumatera-2 | 400 | 2025 | |
| 5 | Pembangkit Mini hidro tersebar | 710 | 2016-2025 | Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025 |
| 6 | Pembangkit Biofuel Tersebar | 118 | 2016-2025 | |

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Baru (MW) | COD Baru | Keterangan |
|----|--------------------------------|---------------------|-----------|------------|
| 7 | Pembangkit Geothermal Tersebar | 600 | 2016-2025 | |
| 8 | Pembangkit Sampah Tersebar | 88 | 2016-2025 | |
| 9 | Pembangkit Hydro Tersebar | 983 | 2016-2025 | |

6.2.2 Perubahan untuk Regional Jawa-Bali

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Jawa-Bali diperlihatkan pada Tabel 6.4.

Tabel 6.4 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa-Bali

| No | RUPTL | | Diubah menjadi | | COD | Keterangan |
|----|-------------------|----------|-------------------|----------|------|--|
| | Nama Proyek | Kap (MW) | Nama Proyek | Kap (MW) | | |
| 1 | PLTGU Jawa-Bali 1 | 400 | PLTGU Jawa-Bali 1 | 700 | 2019 | Kapasitas diperbesar dan lokasi dipindahkan dari Sunyaragi ke Tambak Lorok karena ketersediaan pasokan gas |

Proyek yang dimundurkan keluar dari periode RUPTL 2016-2025 diperlihatkan pada Tabel 6.5.

Tabel 6.5 Proyek yang Dimundurkan Keluar dari Periode RUPTL 2016-2025

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|-------------------|---------------------|---------------------|----------|----------|---|
| 1 | PLTU Jawa-11 | 1x600 | 0 | 2021 | >2025 | Karena proyeksi demand lebih rendah dan untuk memenuhi target EBT 25%, maka beberapa proyek PLTU dimundurkan ke setelah 2025, di luar lingkup RUPTL 2016-2025, digantikan dengan PLTGU 8x800 MW untuk memenuhi target bauran gas sekitar 24% pada 2025. |
| 2 | PLTU Jawa-12 | 2x1000 | 0 | 2022/23 | >2025 | |
| 3 | PLTU Jawa-13 | 2x1000 | 0 | 2024 | >2025 | |

Tambahan proyek baru di Jawa-Bali yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 6.6.

Tabel 6.6 Tambahan Proyek Baru di Jawa-Bali

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|---------------------------------------|---------------------|---------------------|----------|----------|--|
| 1 | PLTA Tersebar | 0 | 2.328 | - | 2024-25 | Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025. |
| 2 | PLTM Tersebar | 0 | 54 | - | 2016-25 | |
| 3 | PLTP Tersebar | 0 | 660 | - | 2024-25 | |
| 4 | PLT Bayu Tersebar | 0 | 330 | - | 2018-20 | |
| 5 | PLT Surya Tersebar | 0 | 100 | - | 2020 | |
| 6 | PLT Sampah Tersebar | 0 | 75 | - | 2016-19 | |
| 7 | PLT Biomass Tersebar | 0 | 12 | - | 2016 | |
| 9 | PLTMG Senayan | 0 | 100 | - | 2017 | Sangat strategis karena berlokasi di pusat beban di Jakarta, meningkatkan keandalan sistem MRT dan sebagai <i>blackstart unit</i> |
| 10 | PLTU/GU Madura | 0 | 400 | - | 2022 | Meningkatkan keandalan dan mutu penyediaan listrik di Madura |
| 11 | PLTGU Jawa-4 (<i>Load Follower</i>) | 0 | 2x800 | - | 2024/25 | Menggantikan PLTU batubara, untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025, serta kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai |
| 12 | PLTGU Jawa-5 (<i>Load Follower</i>) | 0 | 2x800 | - | 2024/25 | |
| 13 | PLTGU Jawa-6 (<i>Load Follower</i>) | 0 | 2x800 | - | 2024/25 | |
| 14 | PLTGU Jawa-7 (<i>Load Follower</i>) | 0 | 2x800 | - | 2024/25 | |

6.2.3 Perubahan untuk Regional Kalimantan

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Kalimantan diperlihatkan pada Tabel 6.7.

Tabel 6.7 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|-------------------|---------------------|---------------------|----------|----------|---|
| 1 | PLTU Kaltim-3 | 2x200 | 1x200 | 2022 | 2020 | Untuk meningkatkan keandalan pasokan listrik ke pusat beban serta fleksibilitas operasi sistem maka pemecahan lokasi pembangkit menjadi 2 diperlukan disamping untuk mengatasi keterbatasan kemampuan transfer daya transmisi 150 kV di Kaltim. |
| 2 | PLTU Kaltim-6 | - | 1x200 | - | 2020 | Pemecahan dari PLTU Kaltim-3. |
| 3 | PLTU Kaltim-5 | 2x200 | 1x200 | 2024 | 2023 | Untuk meningkatkan keandalan pasokan listrik ke pusat-pusat |

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|---|---------------------|---------------------|----------|----------|--|
| | | | | | | beban di Kaltim serta fleksibilitas operasi sistem dan keterbatasan transfer transmisi 150 kV di Kaltim serta menunggu jalur transmisi baru dengan tegangan lebih tinggi (275 kV) selesai dibangun maka diperlukan pemecahan lokasi pembangkit. |
| 4 | PLTU Kalbar-2 | 2x200 | 1x200 | 2021 | 2021 | Untuk meningkatkan keandalan pasokan ke pusat beban di Pontianak serta fleksibilitas operasi maka dilakukan pemecahan lokasi pembangkit PLTU Kalbar-2 menjadi 2 lokasi. |
| 5 | PLTU Kalbar-3 | - | 1x200 | - | 2022 | Pemecahan dari pembangkit PLTU Kalbar-2 |
| 6 | PLTU Kalbar-4 | 2x200 | 1x200 | 2023/24 | 2025 | Turunnya prakiraan beban di 2023 dibanding dengan RUPTL sebelumnya sehingga kebutuhan pembangkit beban dasar mundur menjadi tahun 2026 |
| 7 | PLTGU Kaltim 1 (<i>Load Follower</i>) | 100 | 200 | 2022 | 2022 | Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025. Sebelumnya proyek ini adalah PLTG/MG/GU Kaltim Peaker 3 100 MW |
| 8 | MPP Kalselteng | 200 | 0 | 2016 | 0 | Proyek ini dibatalkan dan PLTGU/MGU Kalsel Peaker diharapkan beroperasi lebih cepat |

Tambahan proyek baru di Kalimantan yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya ditunjukkan pada Tabel 6.8.

Tabel 6.8 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|---|---------------------|---------------------|----------|----------|--|
| 1 | PLTGU Kalbar Peaker-2 | 0 | 250 | - | 2023/24 | Untuk memenuhi kebutuhan beban puncak Sistem Kalbar. |
| 2 | PLTGU Kalsel 1 (<i>Load Follower</i>) | 0 | 200 | - | 2024 | Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025, serta kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai |
| 2 | PLTA Tersebar Kalimantan | 0 | 550 | - | 2024/25 | Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik |

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|---------------------------|---------------------|---------------------|----------|-----------|---|
| 3 | PLTBM Tersebar Kalimantan | 0 | 77 | - | 2016-2018 | di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025. |
| 4 | PLTSa Tersebar Kalimantan | 0 | 37 | - | 2017-2025 | |

6.2.4 Perubahan untuk Regional Sulawesi

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Sulawesi diperlihatkan pada Tabel 6.9.

Tabel 6.9 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|---|---------------------|---------------------|----------|-----------|---|
| 1 | PLTU Sulut-1 | 2x25 | 2x50 | 2018 | 2019/2020 | Pada sistem interkoneksi Sulbagut sudah tidak ekonomis dibangun dengan skala 25 MW. Pertimbangan pembangunan unit 50 MW karena lebih murah (USD/kW) dan lebih efisien (kcal/kWh) dibanding skala kecil. |
| 2 | PLTA Poso-1 | 2x60 | 2x35 | 2021/22 | 2020 | Perubahan kapasitas sesuai dengan update FS dari pengembang. |
| 3 | PLTU Bau-Bau | 2x25 | 2x25 | 2019 | 2019 | Perubahan kepemilikan dari PLN ke IPP. |
| 4 | PLTA Poko | 2x117 | 130 | 2021/22 | 2022/23 | Dalam studi terbaru, kapasitas turun dikarenakan terjadi penurunan debit air serta untuk menghindari dampak lingkungan yang lebih besar maka kapasitas PLTA Poko turun menjadi 130 MW |
| 5 | PLTA Bakaru 2 | 126 | 140 | 2020 | 2021 | Hasil studi optimasi pola operasi cascading PLTA Poko dan PLTA Bakaru 2 menunjukkan kenaikan debit untuk PLTA Bakaru 2 sehingga kapasitas naik menjadi 2x70MW. |
| 6 | PLTMG Luwuk | 40 | 40 | 2017 | 2018 | Perubahan kepemilikan dari IPP ke PLN. |
| 7 | PLTGU Sulbagut 1 (<i>Load Follower</i>) | 100 | 200 | 2024 | 2022 | Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025. |

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|-----------------------------------|---------------------|---------------------|----------|----------|---|
| | | | | | | Sebelumnya proyek ini adalah PLTG/MG/GU Sulbagut Peaker 100 MW |
| 8 | PLTU Gorontalo Energy | 14 | 0 | 2016 | 0 | Proses untuk diterminasi |
| 9 | MPP Sulut (Amurang) | 100 | 0 | 2016 | 0 | Skema berubah menjadi sewa pembangkit sehingga dikeluarkan dari RUPTL |
| 10 | MPP Sulsel (Tallo Lama dan Tello) | 150 | 0 | 2016 | 0 | Proyek ini dibatalkan dan PLTGU Makassar Peaker diharapkan beroperasi lebih cepat |

Tambahan proyek baru di Sulawesi yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 6.10.

Tabel 6.10 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|--|---------------------|---------------------|----------|-----------|---|
| 1 | PLTGU Sulbagsel 1 (<i>Load Follower</i>) | 0 | 450 | - | 2024 | Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025, serta kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai |
| 2 | PLTA Bakaru 3 | 0 | 146 | - | 2023 | Lokasi berada di downstream PLTA Bakaru 1 dan 2. Menggunakan pola operasi dan debit yang sama dengan PLTA Bakaru 1 dan 2 serta pemanfaatan head yang masih ada maka didapat potensi kapasitas sebesar 146 MW. |
| 3 | PLTA Tumbuan 1 | 0 | 4x75 | - | 2023/25 | Untuk meningkatkan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025. FS sudah tersedia dengan kapasitas total 4x75 MW. |
| 4 | PLTB Sidrap | 0 | 70 | - | 2017 | Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025. |
| 5 | PLTA Tersebar Sulawesi | 0 | 580 | - | 2024/25 | |
| 6 | PLTB Tersebar Sulawesi | 0 | 150 | - | 2018-2020 | |
| 7 | PLTBM Tersebar Sulawesi | 0 | 22 | - | 2017-2018 | |
| 8 | PLTP Tersebar Sulawesi | 0 | 45 | - | 2024-2025 | |
| 9 | PLTS Tersebar Sulawesi | 0 | 70 | - | 2016-2021 | |

6.2.5 Perubahan untuk Regional Nusa Tenggara

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Nusa Tenggara diperlihatkan pada Tabel 6.11.

Tabel 6.11 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Nusa Tenggara

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|---|---------------------|---------------------|----------|----------|--|
| 1 | PLTU Timor 1 | 2x25 | 2x50 | 2018 | 2019 | Pada sistem interkoneksi ibukota provinsi yang memiliki pertumbuhan listrik tinggi lebih ekonomis dibangun dengan unit 50 MW, dengan pertimbangan pembangunan unit 50 MW lebih murah (USD/kWh) dan lebih efisien (kcal/kWh) dibanding skala kecil. |
| 2 | PLTU Timor 2 | 2x25 | 2x50 | 2022/23 | 2023/24 | |
| 3 | PLTU Sumbawa 2 | 2x25 | 2x50 | 2023/24 | 2021/22 | |
| 4 | PLTGU Lombok 1 (<i>Load Follower</i>) | 60 | 100 | 2023 | 2023 | Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025 serta meningkatkan kehandalan sistem Lombok. Sebelumnya proyek ini adalah PLTG/MG/GU Lombok Peaker 2 kapasitas 60 MW |
| 5 | MPP Kupang | 30 | 0 | 2016 | 0 | Skema berubah menjadi sewa pembangkit sehingga dikeluarkan dari RUPTL |

Tambahan proyek baru di Nusa Tenggara yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 6.12.

Tabel 6.12 Tambahan Proyek Baru di Nusa Tenggara

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|--|---------------------|---------------------|----------|----------|---|
| 1 | PLTMG Alor 2 | 0 | 10 | - | 2019 | Untuk memenuhi pertumbuhan beban dan mengantisipasi ketidakpastian operasi proyek PLTU skala kecil. |
| 2 | PLTMG Rote | 0 | 5+5 | - | 2017/19 | |
| 3 | PLTMG Flores | 0 | 10 | - | 2017 | Untuk memenuhi pertumbuhan beban di daerah Labuan Bajo dan kedepan akan menjadi pembangkit peaker. |
| 4 | PLTMG Waingapu 2 | 0 | 30 | | 2019 | Untuk memenuhi pertumbuhan beban di pulau Sumba |
| 5 | PLTMG Bima 2 | 0 | 20 | - | 2020 | Untuk memenuhi pertumbuhan beban dan mengantisipasi ketidakpastian proyek PLTU. |
| 6 | PLTMG Timor 1 (<i>Load Follower</i>) | 0 | 40 | - | 2022 | Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% |

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|-------------------|---------------------|---------------------|----------|-----------|--|
| | | | | | | pada 2025. Antisipasi keterlambatan COD PLTU Atambua 24 MW |
| 6 | PLTB Tersebar | 0 | 20 | - | 2019-2021 | Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025. |
| 7 | PLTBM Tersebar | 0 | 1 | - | 2017 | |
| 8 | PLTP Tersebar | 0 | 5 | - | 2024 | |
| 9 | PLTS Tersebar | 0 | 70 | - | 2016-2025 | |

6.2.6 Perubahan untuk Regional Maluku

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Maluku diperlihatkan pada Tabel 6.13.

Tabel 6.13 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|-------------------|---------------------|---------------------|----------|----------|---|
| 1 | PLTU Ambon 2 | 2x25 | 2x50 | 2023/24 | 2021/22 | Pada sistem interkoneksi ibukota provinsi yang memiliki pertumbuhan listrik tinggi lebih ekonomis dibangun dengan unit 50 MW, dengan pertimbangan pembangunan unit 50 MW lebih murah (USD/kW) dan lebih efisien (kcal/kWh) dibanding skala kecil. |
| 2 | PLTMG Ternate | 30 | 40 | 2020 | 2018 | Mengantisipasi pertumbuhan beban di Sistem Ternate |
| 3 | PLTM Sapalewa | 8 | 8 | 2019 | 2019 | Perubahan skema kepemilikan dari IPP ke PLN |

Tambahan proyek baru di Maluku yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada tabel 6.14.

Tabel 6.14 Tambahan Proyek Baru di Maluku

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|-------------------|---------------------|---------------------|----------|----------|---|
| 1 | PLTMG Seram | 0 | 30 | - | 2020 | Memenuhi pertumbuhan beban dan mengantisipasi ketidakpastian proyek PLTA |
| 2 | PLTMG Namrole | 0 | 10 | - | 2019 | Memenuhi pertumbuhan beban di ibukota Kabupaten Buru Selatan (kabupaten baru) dan mengantisipasi ketidakpastian proyek PLTA |

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|--|---------------------|---------------------|----------|-----------|--|
| 3 | PLTMG Langgur 2 | 0 | 20 | - | 2020 | Memenuhi pertumbuhan beban dan menggantikan proyek PLTU skala kecil |
| 4 | PLTMG Saumlaki 2 | 0 | 10 | - | 2020 | Memenuhi pertumbuhan beban dan menggantikan proyek PLTU skala kecil |
| 5 | PLTMG Dobo 2 | 0 | 10 | - | 2020 | Memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem |
| 6 | PLTMG Bula | 0 | 10 | - | 2018 | |
| 7 | PLTMG Sapaarua | 0 | 10 | - | 2022 | |
| 8 | PLTMG Moa | 0 | 10 | - | 2022 | |
| 9 | PLTMG Ternate 2 | 0 | 40 | - | 2018 | |
| 10 | PLTMG Tidore | 0 | 20 | - | 2020 | |
| 10 | PLTU Tidore | 0 | 2x25 | - | 2022/23 | |
| 11 | PLTMG Tobelo | 0 | 20 | - | 2020 | |
| 12 | PLTMG Bacan | 0 | 20 | - | 2018 | |
| 13 | PLTMG Wetar | 0 | 5 | - | 2018 | |
| 13 | PLTMG Sanana | 0 | 15 | - | 2018 | |
| 14 | PLTMG Morotai | 0 | 10 | | 2019 | |
| 15 | PLTMG Maba | 0 | 10 | - | 2023 | |
| 16 | PLTMG Halmahera (<i>Load Follower</i>) | 0 | 40 | - | 2021 | |
| 16 | PLTB Tersebar | 0 | 20 | - | 2019-2025 | Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025. |
| 17 | PLTBM Tersebar | 0 | 6 | - | 2017 | |
| 18 | PLTP Tersebar | 0 | 50 | - | 2025 | |
| 19 | PLTS Tersebar | 0 | 25 | - | 2017-2024 | |

6.2.7 Perubahan untuk Regional Papua

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di papua diperlihatkan pada Tabel 6.15.

Tabel 6.15 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Papua

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|-------------------|---------------------|---------------------|----------|----------|---|
| 1 | PLTU Jayapura 2 | 2x25 | 2x50 | 2022/23 | 2020/21 | Pada sistem interkoneksi ibukota provinsi yang memiliki pertumbuhan listrik tinggi lebih ekonomis dibangun dengan unit 50 MW, dengan pertimbangan |

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas Lama (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD Lama | COD Baru | Keterangan |
|----|--------------------|---------------------|---------------------|----------|----------|---|
| | | | | | | pembangunan unit 50 MW lebih murah (USD/kW) dan lebih efisien (kcal/kWh) dibanding skala kecil. |
| 2 | PLTM Walesi Blok 2 | 6 | 6 | 2019 | 2019 | Perubahan skema kepemilikan dari IPP ke PLN. |

Proyek yang diterminasi di Papua diperlihatkan pada Tabel 6.16.

Tabel 6.16 Proyek yang Diterminasi di Papua

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas RUPTL (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD RUPTL | COD Baru | Keterangan |
|----|-------------------|----------------------|---------------------|-----------|----------|--|
| 1 | PLTU IPP Jayapura | 2x15 | | 2019 | - | Kontrak diterminasi karena kegagalan Financial Close |
| 2 | PLTU IPP Sorong | 2x15 | | 2019 | - | Kontrak diterminasi karena gagal memenuhi persyaratan dalam kontrak. |
| 3 | PLTU IPP Biak | 2x7 | | 2019 | | |

Tambahan proyek baru di Papua yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 6.17.

Tabel 6.17 Tambahan Proyek Baru di Papua

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas RUPTL (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD RUPTL | COD Baru | Keterangan |
|----|---|----------------------|---------------------|-----------|----------|---|
| 1 | PLTMG Jayapura 1 (<i>Load Follower</i>) | - | 50 | - | 2025 | Memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem serta untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada tahun 2025 serta kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai. |
| 2 | PLTMG Sarmi | 0 | 5 | - | 2019 | |
| 3 | PLTMG Biak 2 | 0 | 20 | - | 2019 | |
| 4 | PLTMG Merauke 2 | 0 | 20 | - | 2019 | |
| 5 | PLTMG Nabire 2 | 0 | 20 | - | 2019 | |
| 6 | PLTMG Timika | 0 | 40 | - | 2018 | |
| 7 | PLTMG Sorong | 0 | 50 | - | 2017 | |
| 8 | PLTU Sorong | 0 | 2x50 | - | 2019 | |
| 9 | PLTMG Kaimana | 0 | 10 | - | 2017 | |
| 10 | PLTMG Raja Ampat | 0 | 10 | - | 2017 | |
| 10 | PLTMG Sorong (Load Follower) | 0 | 50 | - | 2022 | Memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada tahun 2025 serta |

| No | Nama Proyek RUPTL | Kapasitas RUPTL (MW) | Kapasitas Baru (MW) | COD RUPTL | COD Baru | Keterangan |
|----|-------------------|----------------------|---------------------|-----------|-----------|--|
| | | | | | | kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai. |
| 10 | PLTA Tersebar | 0 | 20 | - | 2025 | Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025. |
| 11 | PLTS Tersebar | 0 | 40 | - | 2017-2020 | |
| 12 | PLTM Digoel | 0 | 3 | - | 2019 | |

6.3. ASUMSI DALAM PRAKIRAAN KEBUTUHAN 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 dan 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 tiga faktor utama, yaitu pertumbuhan ekonomi, program elektrifikasi dan program pemerintah untuk membangun Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) serta kawasan-kawasan industri lainnya.

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.

Faktor kedua adalah program elektrifikasi. 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.

PLN dalam RUPTL ini berencana untuk menambah pelanggan baru yang besar, yaitu rata-rata 2,2 juta per tahun, sehingga rasio elektrifikasi akan mencapai 99,7% pada tahun 2025. Penambahan pelanggan baru tersebut tidak hanya mencakup mereka yang berada di wilayah usaha PLN saat ini tetapi juga mencakup mereka yang berada di luar wilayah usaha.

Faktor utama ketiga yang menjadi pendorong pertumbuhan permintaan tenaga listrik PLN adalah pembangunan KEK dan kawasan-kawasan industri lainnya. Jika pada suatu daerah atau area PLN tidak mampu untuk memenuhi permintaan pelanggan, maka *Captive Power* dapat dilaksanakan. *Captive power* ini umumnya timbul sebagai akibat dari ketidakmampuan PLN memenuhi permintaan pelanggan di suatu daerah, terutama pelanggan industri dan bisnis. Bilamana kemampuan PLN untuk melayani di daerah tersebut telah meningkat, maka *captive power* ini dengan berbagai pertimbangannya akan beralih menjadi pelanggan 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 ditelaah dipertimbangkan dalam perhitungan *demand forecast* 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

Adapun rencana KEK lainnya yang belum mendapatkan penetapan peraturan pemerintah, upaya pemenuhan kebutuhan tenaga listriknya akan diakomodir setelah mendapatkan kepastian penetapan lokasinya.

Penyusunan prakiraan kebutuhan listrik dibuat dengan menggunakan sebuah aplikasi prakiraan beban yang disebut "*Simple-E*". Aplikasi ini menggunakan model regresi yang didapat 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. Variable 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 juga dengan fasilitas melihat tingkat ketelitian dari model yang dibentuk seperti parameter tingkat korelasi, dan uji statistik.

6.3.1. Pertumbuhan Ekonomi

Pertumbuhan perekonomian Indonesia selama 10 tahun terakhir yang dinyatakan dalam produk domestik bruto (PDB) dengan harga konstan tahun 2000 mengalami kenaikan rata-rata 5,8% per tahun. Pertumbuhan 5 tahun terakhir mencapai nilai tertinggi 6,5% seperti diperlihatkan pada Tabel 6.18.

Tabel 6.18 Pertumbuhan Ekonomi Indonesia

| PDB | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| PDB (10 ³ Triliun Rp) Harga konstan | 1.66 | 1.75 | 1.85 | 1.96 | 2.08 | 2.17 | 2.22 | 2.46 | 2.62 | 2.77 | 2.91 | 3.04 |
| Growth PDB (%) | 5.05 | 5.67 | 5.50 | 6.32 | 6.06 | 4.63 | 6.22 | 6.49 | 6.26 | 5.70 | 5.02 | 4.70 |

Sumber: Statistik Indonesia, BPS

Pertumbuhan ekonomi tahun 2009 yang relatif rendah (4,6%) sebagaimana terlihat pada Tabel 6.1 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 5,8%. Pertumbuhan ekonomi tahun 2014 semakin menurun diperkirakan hanya sebesar 5,5% yang dituangkan pada RAPBN-P tahun 2014, hal tersebut diakibatkan masih belum membaiknya perekonomian global sehingga mempengaruhi permintaan akan produk ekspor indonesia.

Proyeksi pertumbuhan ekonomi pada tahun 2015 dan 2016 diambil dari proyeksi pertumbuhan ekonomi Bank Indonesia dan beberapa bank pada situs Bloomberg. Sebagian entitas perbankan memproyeksikan pertumbuhan ekonomi sebesar 4,7% pada tahun 2015 dan rata-rata 5,5% pada tahun 2016. Untuk periode tahun 2017-2019, RUPTL ini mengadopsi angka pertumbuhan ekonomi pada draft RPJMN tahun 2015-2019 yang dikeluarkan oleh Bappenas yaitu sebesar 7,1%-8,0%. Untuk periode tahun 2020-2025, proyeksi ekonomi menggunakan angka dari Proyeksi BPPT, yaitu rata-rata 6,4% per tahun. Proyeksi kebutuhan listrik dalam RUPTL sedikit lebih rendah dari pada proyeksi kebutuhan listrik dalam draft RUKN 2015-2034. Hal ini dikarenakan penyediaan tenaga listrik di Indonesia selain dipenuhi oleh PLN juga akan dipenuhi oleh entitas lain⁴⁶ dalam rangka mendorong pertumbuhan ekonomi.

Dengan demikian asumsi pertumbuhan ekonomi yang digunakan dalam RUPTL ini diperlihatkan pada Tabel 6.19.

Tabel 6.19 Asumsi Pertumbuhan Ekonomi Indonesia

| Wilayah | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Indonesia | 4.7 | 5.5 | 7.1 | 7.5 | 8.0 | 6.4 | 6.4 | 6.4 | 6.4 | 6.4 | 6.4 |
| Jawa Bali | 4.9 | 5.8 | 7.2 | 7.4 | 7.5 | 7.3 | 7.3 | 7.3 | 7.3 | 7.3 | 7.3 |
| Sumatera | 5.9 | 6.2 | 6.6 | 6.8 | 6.9 | 6.8 | 6.8 | 6.8 | 6.8 | 6.8 | 6.8 |
| Kalimantan | 3.6 | 4.2 | 5.2 | 5.4 | 5.5 | 5.3 | 5.3 | 5.3 | 5.3 | 5.3 | 5.3 |
| Sulawesi | 6.5 | 7.6 | 9.4 | 9.7 | 9.8 | 9.6 | 9.6 | 9.6 | 9.6 | 9.6 | 9.6 |
| Nusa Tenggara | 4.5 | 5.3 | 6.5 | 6.7 | 6.8 | 6.6 | 6.6 | 6.6 | 6.6 | 6.6 | 6.6 |
| Maluku & Maluku Utara | 4.4 | 5.2 | 6.4 | 6.6 | 6.7 | 6.5 | 6.5 | 6.5 | 6.5 | 6.5 | 6.5 |
| Papua & Papua Barat | 5.0 | 5.9 | 7.4 | 7.7 | 7.8 | 7.7 | 7.8 | 7.9 | 7.9 | 8.0 | 8.1 |

6.3.2. 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 2024 PLN menggunakan laju pertumbuhan penduduk dari Buku Proyeksi Penduduk Bappenas-BPS-UNFPA bulan Desember 2013.

Pada Tabel 6.20 dapat dilihat perkiraan pertumbuhan penduduk untuk Jawa-Bali, Sumatera dan Indonesia Timur untuk sepuluh tahun mendatang.

⁴⁶ Entitas lain tersebut misalnya sektor industri yang mempunyai pembangkit sendiri, atau sebuah pembangkit swasta yang memasok suatu kawasan industri eksklusif.

Tabel 6.20 Pertumbuhan Penduduk (%)

| Tahun | Indonesia | Jawa - Bali | Sumatera | Indonesia Timur |
|-------|-----------|-------------|----------|-----------------|
| 2015 | 1.36 | 1.11 | 1.60 | 1.83 |
| 2016 | 1.25 | 1.06 | 1.55 | 1.47 |
| 2017 | 1.23 | 1.04 | 1.47 | 1.53 |
| 2018 | 1.20 | 1.01 | 1.42 | 1.50 |
| 2019 | 1.15 | 0.99 | 1.27 | 1.47 |
| 2020 | 1.16 | 0.96 | 1.41 | 1.44 |
| 2021 | 1.08 | 0.92 | 1.27 | 1.36 |
| 2022 | 1.05 | 0.89 | 1.21 | 1.33 |
| 2023 | 1.02 | 0.86 | 1.16 | 1.30 |
| 2024 | 0.98 | 0.84 | 1.11 | 1.26 |
| 2025 | 0.95 | 0.81 | 1.06 | 1.23 |

Sumber: Proyeksi Penduduk 2010-2035 Bappenas-BPS-UNFPA, Bulan Desember 2013

6.3.3. 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 efisiensi 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*). Namun mengingat kondisi saat ini dimana harga minyak mentah dipasar dunia terus mengalami fluktuasi, maka ICP tidak dipertimbangkan dalam memproyeksi tarif listrik di RUPTL ini.

6.4. PRAKIRAAN KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK 2016-2025

Berdasarkan asumsi-asumsi pada butir 6.20, selanjutnya kebutuhan tenaga listrik diproyeksikan dan hasilnya diberikan pada Tabel 6.21. Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa kebutuhan energi listrik pada tahun 2025 akan menjadi 457 TWh, atau tumbuh rata-rata sebesar 8,6% per tahun untuk periode tahun 2016-2025. Sedangkan beban puncak *non coincident* pada tahun 2025 akan menjadi 74.383 MW atau tumbuh rata-rata 8,4% per tahun.

Estimasi pencapaian penjualan pada tahun 2015 hanya sebesar 2,0% dan pada 2016 diproyeksinya penjualan dapat meningkat menjadi 8,2% dan 12,5% pada tahun 2017. Pertumbuhan penjualan yang cukup signifikan pada tahun 2016 dapat dipicu oleh beberapa hal. *Rebound effect* dapat menjadi salah satu pemicunya. Efek ini juga pernah terjadi pada tahun 2009-2010, yaitu ketika krisis ekonomi global melanda dunia. Penjualan pada tahun 2010 meningkat sebesar 9.4% setelah sebelumnya anjlok pada angka 4,3%. Pada tahun 2010, elastisitas pertumbuhan ekonomi terhadap pertumbuhan penjualan cukup tinggi yaitu 1,5. Ini berarti kenaikan 1% pertumbuhan ekonomi setara dengan kenaikan 1,5% penjualan. Diproyeksikan pada tahun 2016 elastisitas ini juga akan mencapai 1.5. Jika diperhatikan, angka ini lebih tinggi dari rata-rata realisasi elastisitas antara tahun 2004-2014 yaitu 1,3. Namun hal ini dapat terjadi mengingat beberapa hal sebagai berikut :

- Program-program serta peraturan-peraturan yang dicanangkan pemerintah. Salah satu contoh program yang dapat menaikkan penjualan tenaga listrik adalah pendirian Kawasan Ekonomi Khusus (KEK). KEK ini dapat meningkatkan permintaan listrik yang cukup besar. KEK yang tersebar di Indonesia baik yang eksisting maupun rencana yang akan membutuhkan listrik dalam jumlah yang besar. Selain itu, peraturan pemerintah yang berkaitan dengan larangan ekspor bahan mineral mentah juga akan meningkatkan jumlah industri *smelter* khususnya di daerah-daerah pertambangan. Industri-industri *smelter* yang tersebar di beberapa daerah seperti Sulawesi dan Kalimantan ini akan membutuhkan daya listrik yang besar. Diproyeksikan untuk beberapa *smelter* di Sulawesi akan masuk pada tahun 2016.
- Daftar tunggu pelanggan besar baik pelanggan pada sektor industri maupun pelanggan pada sektor bisnis yang belum dapat disambung pada tahun 2015, akan menjadi pelanggan potensial di tahun 2016. Program penjualan di 2015 yang terhambat karena keterlambatan beberapa proyek

transmisi dan GI khususnya di Jawa-Bali, diproyeksikan akan selesai pada tahun 2016 sehingga daftar tunggu pelanggan pada 2015 dapat terlayani.

- Kekurangan daya pada tahun 2015 yang menyebabkan pemadaman pada beberapa daerah di Indonesia. Kekurangan daya ini diproyeksikan dapat diatasi pada 2016.

Tabel 6.21 Pertumbuhan Ekonomi, Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik dan Beban Puncak Periode Tahun 2016–2025

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Sales (TWh) | Beban Puncak (non-coincident) (MW) |
|-------|-------------------------|-------------|------------------------------------|
| 2015 | 4.7 | 200 | 33,112 |
| 2016 | 5.5 | 217 | 35,828 |
| 2017 | 7.1 | 244 | 40,218 |
| 2018 | 7.5 | 268 | 44,130 |
| 2019 | 8.0 | 292 | 47,711 |
| 2020 | 6.4 | 315 | 51,270 |
| 2021 | 6.4 | 340 | 55,299 |
| 2022 | 6.4 | 366 | 59,523 |
| 2023 | 6.4 | 394 | 64,127 |
| 2024 | 6.4 | 425 | 69,058 |
| 2025 | 6.4 | 457 | 74,383 |

Jumlah pelanggan pada akhir tahun 2015 diproyeksikan sebesar 60,9 juta dan akan bertambah menjadi 82,57 juta pada tahun 2025 atau bertambah rata-rata sebanyak 2,2 juta pelanggan per tahun. Proyeksi jumlah penduduk dan pertumbuhan pelanggan pada tahun 2016-2025 diperlihatkan pada Tabel 6.5.

Tabel 6.22 Proyeksi Jumlah Penduduk dan Pertumbuhan Pelanggan Periode Tahun 2016–2025

| Tahun | Penduduk (Juta) | Pelanggan (Juta) | Pertambahan Pelanggan per Tahun (Juta) |
|-------|-----------------|------------------|--|
| 2016 | 256.4 | 64.07 | 3.14 |
| 2017 | 259.6 | 66.95 | 2.88 |
| 2018 | 262.7 | 69.87 | 2.91 |
| 2019 | 265.7 | 72.33 | 2.46 |
| 2020 | 268.8 | 74.75 | 2.42 |
| 2021 | 271.7 | 76.50 | 1.75 |
| 2022 | 274.5 | 78.04 | 1.54 |
| 2023 | 277.3 | 79.57 | 1.54 |
| 2024 | 280.1 | 81.07 | 1.49 |
| 2025 | 282.7 | 82.57 | 1.50 |

Proyeksi prakiraan kebutuhan listrik periode tahun 2016–2025 ditunjukkan pada Tabel 6.23 dan Gambar 6.1.

Tabel 6.23 Prakiraan Kebutuhan Listrik, Pertumbuhan Listrik, Jumlah Pelanggan dan Konsumsi per Kapita

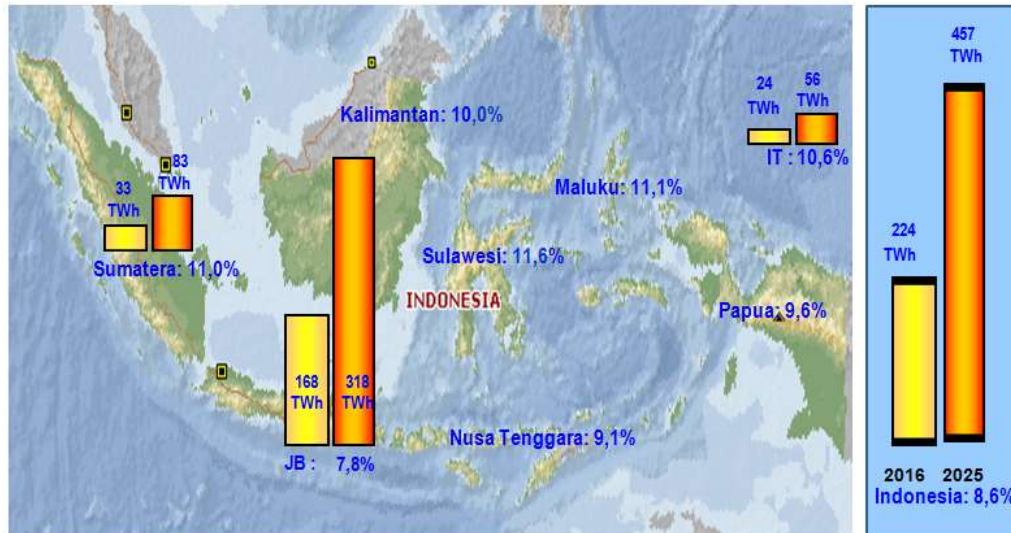
| URAIAN | Satuan | 2015* | 2016 | 2018 | 2020 | 2022 | 2024 | 2025 |
|------------------------|--------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1. Energi Demand | TWh | | | | | | | |
| - Indonesia | | 200.4 | 216.8 | 267.9 | 315.3 | 366.0 | 424.9 | 457.0 |
| - Jawa Bali | | 150.5 | 162.1 | 197.1 | 228.2 | 260.8 | 297.5 | 317.7 |
| - Indonesia Timur | | 20.6 | 22.7 | 29.8 | 36.4 | 43.6 | 52.2 | 56.4 |
| - Sumatera | | 29.3 | 32.1 | 41.0 | 50.7 | 61.7 | 75.2 | 82.9 |
| 2. Pertumbuhan | % | | | | | | | |
| - Indonesia | | 2.0 | 8.2 | 9.9 | 8.1 | 7.7 | 7.7 | 7.6 |
| - Jawa Bali | | 0.8 | 7.7 | 8.9 | 7.2 | 6.8 | 6.8 | 6.8 |
| - Indonesia Timur | | 6.2 | 10.3 | 13.9 | 10.3 | 9.3 | 9.2 | 8.2 |
| - Sumatera | | 6.2 | 9.4 | 11.8 | 10.4 | 10.3 | 10.5 | 10.2 |
| 3. Pelanggan | Juta | | | | | | | |
| - Indonesia | | 60.9 | 64.1 | 69.9 | 74.7 | 78.0 | 81.1 | 82.6 |
| - Jawa Bali | | 39.3 | 41.1 | 44.3 | 46.7 | 48.3 | 49.8 | 50.6 |
| - Indonesia Timur | | 9.7 | 10.4 | 11.7 | 13.0 | 14.0 | 14.9 | 15.3 |
| - Sumatera | | 11.9 | 12.6 | 13.9 | 15.0 | 15.7 | 16.4 | 16.7 |
| 4. Konsumsi per Kapita | kWh / kapita | | | | | | | |
| - Indonesia | | 791.4 | 845.6 | 1,020.0 | 1,173.0 | 1,333.3 | 1,517.1 | 1,616.5 |
| - Jawa Bali | | 1,017.3 | 1,083.7 | 1,291.6 | 1,466.3 | 1,646.2 | 1,846.6 | 1,956.0 |
| - Indonesia Timur | | 404.6 | 439.7 | 559.8 | 663.7 | 774.2 | 903.3 | 965.8 |
| - Sumatera | | 539.0 | 580.5 | 721.9 | 868.9 | 1,030.9 | 1,228.5 | 1,339.8 |

* Estimasi realisasi energi jual

Pada periode tahun 2016-2025 kebutuhan listrik diperkirakan akan meningkat dari 216,8 TWh pada tahun 2016 menjadi 457,0 TWh pada tahun 2025, atau tumbuh rata-rata 8,6% per tahun. Untuk wilayah Sumatera pada periode yang sama, kebutuhan listrik akan meningkat dari 32,1 TWh pada tahun 2016 menjadi 82,9 TWh pada tahun 2025 atau tumbuh rata-rata 11,0% per tahun. Wilayah Jawa-Bali tumbuh dari 162,1 TWh pada tahun 2016 menjadi 317,7 TWh pada tahun 2025 atau tumbuh rata-rata 7,8% per tahun. Sedangkan Wilayah Indonesia Timur tumbuh dari 22,7 TWh pada 2016 menjadi 56,4 TWh di 2025 atau tumbuh rata-rata 10,6% per tahun.

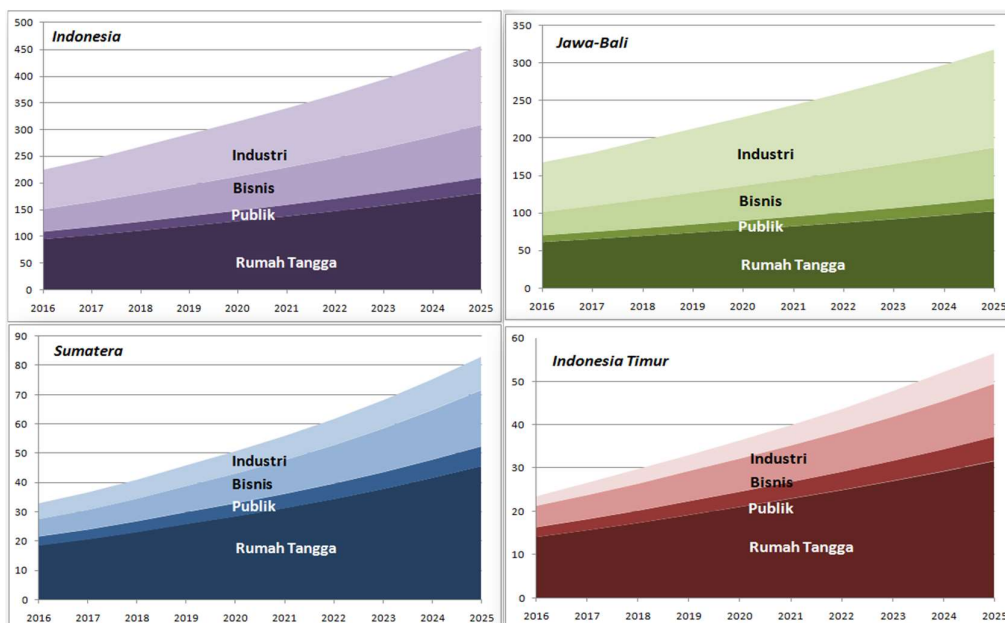
Konsumsi perkapita rata-rata pada tahun 2015 adalah sebesar 791,4 kWh dan meningkat menjadi 1616,5 kWh pada tahun 2025. Konsumsi perkapita terbesar terdapat pada region Jawa Bali yaitu sebesar 1.017,3 kWh per kapita pada tahun 2015 dan meningkat menjadi 1.956,0 kWh per kapita. Sedangkan konsumsi terendah perkapita adalah region Indoensia timur, dengan rata-rata pemakaian

tenaga listrik sebesar 404,6 per kapita pada tahun 2015 dan meningkat menjadi 965,8 di tahun 2025.



Gambar 6.1 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016 dan 2025

Proyeksi penjualan tenaga listrik per kelompok pelanggan dapat dilihat pada Gambar 6.2 dan Tabel 6.24. Gambar tersebut memperlihatkan bahwa pada Sistem Jawa Bali, kelompok pelanggan industri mempunyai porsi yang cukup besar pada tahun 2025, yaitu rata-rata 41,0% dari total penjualan. Sedangkan di Indonesia Timur dan Sumatera rata-rata porsi pelanggan industri adalah relatif kecil, yaitu masing-masing hanya 12,5% dan 13,6%. Pelanggan residensial masih mendominasi penjualan hingga tahun 2025, yaitu 56,0% untuk Indonesia Timur dan 55,1% untuk Sumatera.



Gambar 6.2 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016-2025

Tabel 6.24 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016-2025 per Kelompok Pelanggan (TWh)

| Wilayah | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Jawa-Bali | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 59.6 | 65.6 | 69.8 | 74.1 | 78.4 | 82.8 | 87.4 | 92.3 | 97.5 | 102.9 |
| Bisnis | 8.5 | 9.5 | 10.2 | 11.0 | 11.8 | 12.7 | 13.6 | 14.6 | 15.7 | 16.9 |
| Publik | 29.9 | 34.8 | 38.7 | 42.5 | 46.7 | 50.4 | 54.5 | 58.8 | 63.3 | 68.1 |
| Industri | 64.0 | 71.1 | 78.4 | 85.2 | 91.3 | 98.2 | 105.2 | 112.9 | 121.1 | 129.8 |
| Jumlah | 162.1 | 181.0 | 197.1 | 212.8 | 228.2 | 244.1 | 260.8 | 278.6 | 297.5 | 317.7 |
| Sumatera | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 18.1 | 20.7 | 23.2 | 25.9 | 28.5 | 31.4 | 34.4 | 37.9 | 41.7 | 45.7 |
| Bisnis | 3.0 | 3.4 | 3.7 | 4.1 | 4.5 | 4.9 | 5.3 | 5.8 | 6.2 | 6.7 |
| Publik | 5.7 | 6.6 | 7.6 | 8.8 | 10.1 | 11.5 | 13.0 | 14.8 | 16.9 | 19.2 |
| Industri | 5.3 | 6.0 | 6.5 | 7.0 | 7.6 | 8.2 | 8.9 | 9.6 | 10.4 | 11.2 |
| Jumlah | 32.1 | 36.7 | 41.0 | 45.9 | 50.7 | 55.9 | 61.7 | 68.1 | 75.2 | 82.9 |
| Indonesia Timur | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 13.7 | 15.5 | 17.3 | 19.2 | 21.0 | 22.9 | 24.9 | 27.0 | 29.2 | 31.6 |
| Bisnis | 2.2 | 2.5 | 2.8 | 3.1 | 3.5 | 3.8 | 4.2 | 4.6 | 5.0 | 5.5 |
| Publik | 4.8 | 5.5 | 6.2 | 7.0 | 7.7 | 8.4 | 9.3 | 10.2 | 11.2 | 12.2 |
| Industri | 2.1 | 2.7 | 3.4 | 3.7 | 4.2 | 4.7 | 5.2 | 6.0 | 6.7 | 7.0 |
| Jumlah | 22.7 | 26.2 | 29.8 | 33.0 | 36.4 | 39.9 | 43.6 | 47.7 | 52.2 | 56.4 |
| Indonesia | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 91.4 | 101.8 | 110.3 | 119.2 | 128.0 | 137.1 | 146.8 | 157.2 | 168.4 | 180.2 |
| Bisnis | 13.7 | 15.4 | 16.8 | 18.3 | 19.8 | 21.4 | 23.1 | 25.0 | 27.0 | 29.1 |
| Publik | 40.4 | 46.9 | 52.5 | 58.3 | 64.4 | 70.3 | 76.8 | 83.8 | 91.3 | 99.6 |
| Industri | 71.4 | 79.8 | 88.3 | 95.9 | 103.1 | 111.1 | 119.3 | 128.4 | 138.2 | 148.1 |
| Jumlah | 216.8 | 243.9 | 267.9 | 291.8 | 315.3 | 339.9 | 366.0 | 394.4 | 424.9 | 457.0 |

Gambar 6.3 memperlihatkan perbandingan proyeksi penjualan tahun 2016-2025 antara RUPTL 2016-2025, RUPTL 2015-2024, Draft RUKN 2015-2034 dan RUKN 2008-2027. Proyeksi penjualan pada RUPTL 2016-2025 relatif lebih rendah dibanding ketiga proyeksi lainnya. Hal ini disebabkan oleh angka estimasi realisasi penjualan di 2015 yang digunakan pada RUPTL 2016-2025 jauh lebih rendah. Turunnya angka pertumbuhan ekonomi nasional pada tahun 2015 disinyalir menjadi salah satu penyebab kecilnya penjualan listrik.



Gambar 6.3 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik RUPTL dan RUKN

6.5. RENCANA PENGEMBANGAN PEMBANGKIT

6.5.1. Kategorisasi Kandidat Pembangkit

Wilayah Sumatera

Kandidat pembangkit yang digunakan pada simulasi penambahan pembangkit di sistem Sumatera cukup bervariasi, yaitu kandidat PLTU batubara dengan kapasitas 300 MW dan 600 MW (mulut tambang maupun bukan mulut tambang). PLTG/MG/U pemikul beban puncak dan beban menengah (*loadfollower*) dengan kapasitas 100 MW dan 250 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.

Wilayah Jawa-Bali

Pada sistem Jawa-Bali, kandidat pembangkit yang dipertimbangkan untuk rencana pengembangan adalah PLTU batubara *ultra supercritical* kelas 1.000 MW dan *supercritical* 600 MW, PLTGU LNG/gas alam 800 MW, PLTG/GU LNG pemikul beban puncak 400-500 MW dan PLTA *Pumped Storage* 250 MW⁴⁷. 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 efisiensi⁴⁸ dan kesesuaian dengan ukuran sistem tenaga listrik Jawa-Bali yang beban puncaknya sudah akan melampaui 25.000 MW dan akan menjadi 50.000 MW pada tahun 2025.

Asumsi harga bahan bakar dapat dilihat pada Tabel 6.25.

Tabel 6.25 Asumsi Harga Bahan Bakar

| Jenis Energi Primer | Harga | Nilai Kalor |
|---|---|-------------------|
| Batubara – Sub Bituminous | USD 70/Ton | 5.100 kcal/kg |
| Batubara – Lignite | USD 50/Ton | 4.200 kcal/kg |
| Batubara – Lignite di Mulut Tambang | USD 30/Ton | <4.000 kcal/kg |
| Gas alam | USD 7/MMBTU | 252.000 kcal/Mscf |
| LNG *) | USD 13/MMBTU | 252.000 kcal/Mscf |
| HSD *) | USD 0,6/Liter | 9.070 kcal/l |
| MFO *) | USD 0,5/Liter | 9.370 kcal/l |
| Uap Panas Bumi dan proyek energi terbarukan | (tidak mempengaruhi hasil simulasi perencanaan karena diperlakukan sebagai <i>fixed plant</i>) | |
| Bahanbakar nuklir | USD 1.400 /kg | |

*) Harga tersebut adalah untuk harga *crude oil* US\$70/barrel

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 25 MW, 50 MW, 100 MW, 150 MW, 200 MW dan 300 MW serta kandidat PLTG/GU pemikul beban puncak kelas 50-450MW. Sistem lainnya menggunakan kandidat pembangkit yang lebih kecil.

⁴⁷Mengacu pada desain PLTA *Pumped Storage Upper Cisokan*

⁴⁸Mengambil *benefit* dari *economies of scale* dan menggunakan teknologi *boilersupercritical* yang mempunyai efisiensi jauh lebih tinggi daripada teknologi *subcritical*.

6.5.2. Program Percepatan Pembangkit Berbahan bakar Batubara (Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006, Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009, Peraturan Presiden Nomor 47 tahun 2011, Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014)

Dengan 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, 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 demand listrik di seluruh Indonesia. Program ini dikenal sebagai “Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW”. Berdasar penugasan tersebut PLN pada saat ini tengah membangun sejumlah proyek pembangkit dengan kapasitas dan perkiraan tahun operasi diperlihatkan pada Tabel 6.26.

Sampai dengan bulan Juli 2015 pembangunan Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW yang telah selesai dan beroperasi komersial adalah sebesar 7.645 MW, dalam tahap komisioning 1.541 MW dan tahap konstruksi 585 MW. 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).

**Tabel 6.26 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW
(Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006, Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009,
Peraturan Presiden Nomor 47 Tahun 2011, Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014)
Status Bulan November 2014**

| Nama Pembangkit | Kapasitas (MW) | COD | Nama Pembangkit | Kapasitas (MW) | COD |
|------------------------------------|----------------|-----------|-----------------------------------|----------------|-----------|
| PLTU 2 di Banten (Labuan) | 2x300 | 2009-2010 | | | |
| PLTU 1 di Jabar (Indramayu) | 3x330 | 2011 | PLTU di Lampung (Tarahan Baru) | 2x100 | 2014 |
| PLTU 1 di Banten (Suralaya Unit 8) | 1x625 | 2011 | PLTU 1 di Kalbar (Parit Baru) | 2x50 | 2017-2018 |
| PLTU 3 di Banten (Lontar) | 3x315 | 2011-2012 | PLTU di Kaltim (Teluk Balikpapan) | 2x110 | 2015-2016 |
| PLTU 2 di Jabar (Pelabuhan Ratu) | 3x350 | 2013-2014 | PLTU 1 di Kalteng (Pulang Pisau) | 2x60 | 2016 |

| Nama Pembangkit | Kapasitas (MW) | COD | Nama Pembangkit | Kapasitas (MW) | COD |
|-------------------------------------|----------------|--------------|-------------------------------|----------------|--------------|
| PLTU 1 di Jateng (Rembang) | 2x315 | 2011 | PLTU di Kalsel (Asam-Asam) | 2x65 | 2013 |
| PLTU 2 di Jateng (PLTU Adipala) | 1x660 | 2016 | PLTU 2 di Sulut (Amurang) | 2x25 | 2012 |
| PLTU 1 di Jatim (Pacitan) | 2x315 | 2013 | PLTU di Gorontalo (Anggrek) | 2x25 | 2016-2017 |
| PLTU 2 di Jatim (Paiton Unit 9) | 1x660 | 2012 | PLTU di Maluku Utara (Tidore) | 2x7 | 2015 |
| PLTU 3 di Jatim (Tanjung Awar-awar) | 2x350 | 2014-2016 | PLTU 2 di Papua (Jayapura) | 2x10 | 2015-2016 |
| PLTU di Aceh (Meulaboh/Nagan Raya) | 2x110 | 2014 | PLTU 1 di Papua (Timika) | 2x7 | <i>Batal</i> |
| PLTU 2 di Sumut (Pangkalan Susu) | 2x220 | 2015 | PLTU di Maluku (Ambon) | 2x15 | 2018 |
| PLTU 1 di Riau (Bengkalis) | 2x10 | <i>Batal</i> | PLTU di Sultra (Kendari) | 2x10 | 2012-2014 |
| PLTU Tenayan di Riau | 2x110 | 2016 | PLTU di Sulsel (Barro) | 2x50 | 2012-2013 |
| PLTU di Kepri (Tanjung Balai) | 2x7 | 2013 | PLTU 2 di NTB (Lombok) | 2x25 | 2015-2016 |
| PLTU 4 di Babel (Belitung) | 2x16,5 | 2015-2016 | PLTU 1 di NTT (Ende) | 2x7 | 2015 |
| PLTU 3 di Babel (Air Anyer) | 2x30 | 2014-2016 | PLTU 2 di NTT (Kupang) | 2x16,5 | 2014 |
| PLTU 2 di Riau (Selat Panjang) | 2x7 | <i>Batal</i> | PLTU 1 di NTB (Bima) | 2x10 | 2017 |
| PLTU 2 di Kalbar (Pantai Kura-Kura) | 2x27,5 | 2017-2018 | PLTU 1 Sulut | 2x25 | 2019 |
| PLTU di Sumbar (Teluk Sirih) | 2x112 | 2013-2014 | PLTU 2 di Kalteng | 2x7 | <i>Batal</i> |

6.5.3. 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 dan 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 6.27.

Tabel 6.27 Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2

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

Porsi pembangkit EBT (PLTP dan PLTA) dalam FTP2 sebesar 38%. Pengembangan ini merupakan bagian dari rencana yang lebih besar lagi dalam RUPTL yang mencapai 14.000 MW hingga tahun 2025. 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.

6.5.4. Program Pembangunan Ketenagalistrikan 35.000 MW

Program pembangunan ketenagalistrikan 35.000 MW meliputi pengembangan pembangkit, jaringan transmisi dan GI dan jaringan distribusi. Pengembangan tersebut untuk memenuhi pertumbuhan ekonomi rata-rata 6,6% per tahun, pertumbuhan kebutuhan listrik rata-rata 8,3% per tahun dan rasio elektrifikasi 97% pada tahun 2019. Program ini merupakan bagian dari rencana pengembangan ketenagalistrikan 10 tahun ke depan yang diharapkan dapat COD pada tahun 2019.

Sesuai kebijakan pemerintah untuk mewujudkan program 35.000 MW, diharapkan peran swasta dalam pembangunan pembangkit lebih besar dibandingkan dengan yang akan dibangun oleh PLN. Porsi pengembangan pembangkit 35.000 MW seperti terlihat dalam Tabel 6.28. Dalam tabel tersebut IPP akan melakukan pembangunan pembangkit sebesar 25.068 MW atau sekitar 70%, sedangkan PLN akan membangun pembangkit sebesar 10.559 MW atau 30%.

Tabel 6.28 Kebutuhan Tambahan Pembangkit 35.000 MW

| Pembangkit | IPP | PLN | Jumlah |
|---------------|---------------|---------------|---------------|
| PLTU | 17,598 | 2,215 | 19,813 |
| PLTA/PLTM | 582 | 1,389 | 1,971 |
| PLTG/MG/GU | 6,123 | 6,785 | 12,908 |
| PLTP | 555 | 170 | 725 |
| PLT Bayu | 180 | - | 180 |
| PLT Biomass | 30 | - | 30 |
| Jumlah | 25,068 | 10,559 | 35,627 |

Sesuai arahan Wapres RI dan dalam Draft RUKN 2015-2034 dinyatakan bahwa porsi IPP adalah sebesar 30 GW sedangkan PLN hanya 5 GW, namun PLN berpendapat bahwa hal tersebut akan sulit dilakukan karena 6 GW proyek pembangkit PLN telah diproses pengadaannya dengan rincian sebagai berikut:

- Sudah kontrak sebesar 2,9 GW.
- Telah ada komitmen pendanaan sebesar 1,3 GW.
- Dalam proses pengadaan sebesar 0,8 GW.
- Sudah ada dokumen FS dan dokumen lelang di lokasi eksisting PLN sebesar 1,5 GW.

Sedangkan sisanya sekitar 4 GW masih dalam persiapan proses, yang sebagian besar merupakan pembangkit *peaker/mobile power plant* di Sumatera dan Indonesia Timur.

Pembangkit pemikul beban puncak (*peaker*) yang berfungsi mengontrol keandalan operasi, serta pengembangan sistem *isolated* untuk meningkatkan rasio elektrifikasi sebaiknya dibangun oleh PLN. Namun demikian dibuka kemungkinan pihak swasta yang benar-benar berminat untuk dapat ikut berpartisipasi sebagai pembangkit peaker dan mengembangkan sistem *isolated*.

Apabila proyek pembangkit PLN tersebut dialihkan menjadi IPP, maka akan memperpanjang waktu sehingga target COD tahun 2019 tidak dapat tercapai, selain itu juga akan timbul masalah hukum. *Security of supply* juga menjadi pertimbangan agar dalam suatu sistem tidak didominasi oleh swasta.

Selain itu dengan telah 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:

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 sebesar 48 ribu kms dan tambahan GI sebesar 114 ribu MVA.

Pemerintah mengharapkan agar program 35.000 MW ini dapat diselesaikan pada tahun 2019. Hal ini tidak akan dapat tercapai apabila tidak didukung oleh faktor-faktor antara lain dukungan pemerintah, kesiapan internal PLN dan kesiapan pelaku usaha untuk menghadapi kendala-kendala dalam pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan, seperti perizinan dan pembebasan lahan. Tanpa dukungan tersebut maka COD pembangkit diperkirakan akan mengalami keterlambatan.

Tantangan dalam implementasi program 35.000 MW antara lain:

1. PLN perlu segera memperkuat struktur permodalan untuk menjaga rasio keuangan yang sehat (antara lain saat ini DSCR sebesar 1,35, lebih rendah dari syarat 1,5).
2. Perlu percepatan dan kejelasan skema penjaminan Pemerintah untuk pendanaan terutama untuk proyek-proyek skala besar dan/atau menjadi perhatian khusus.
3. Interdependensi antar-aktivitas dan antar-proyek pembangkit, transmisi, dan gardu induk pada Program 35.000 MW tinggi sehingga memerlukan integrasi antar-proyek, fungsi dan proses yang kuat.
4. Koneksi kesisteman dan keselarasan antara kapasitas dengan *demand* perlu diutamakan sejak perencanaan dan perlu dievaluasi terus menerus.
5. Pengadaan tanah membutuhkan waktu 488-742 hari (UU 2/2012) dan harus selesai sebelum penunjukan pengembang (\pm 21.130 MW belum bebas) dan penyelesaian benturan antar regulasi.
6. Perizinan membutuhkan penyelarasan dan akselerasi oleh Pemerintah Pusat dan Daerah serta perlu waktu yang lama (rencana PTSP masih membutuhkan 240 hari sampai dengan siap konstruksi).
7. Pengadaan pengembang harus selesai paling lambat kuartal IV 2016 untuk pembangkit PLN dan kuartal IV 2015 untuk pembangkit IPP dan penentuan pemenang tidak hanya berbasis harga terendah, namun berbasis kualitas dan nilai (*value*) yang diperoleh.
8. Perlu langkah khusus pengamanan pasokan energi primer, terutama gas.

Kunci sukses dan dukungan yang diharapkan Program 35.000 MW

Untuk mencapai target Program 35.000 MW, diperlukan dukungan Pemerintah baik di tingkat pusat maupun daerah, kesiapan internal PLN, dan kesiapan pelaku usaha.

1. Dukungan Pemerintah

- Jaminan pemerintah agar PLN dapat memperoleh pendanaan dengan biaya yang lebih efisien.
- Penguatan neraca PLN melalui penyertaan modal dan profitabilitas melalui restrukturisasi tariff.

- Dukungan pemerintah pusat dan daerah untuk pengadaan tanah, perizinan, dan energi primer.

2. Kesiapan Internal PLN

- Penguatan SDM dan organisasi PLN untuk mengelola dan melaksanakan program, termasuk percepatan penetapannya.
- Penerapan manajemen program yang baik.
- Pemenuhan milestone program sesuai rencana.

3. Kesiapan Pelaku Usaha

Kesiapan pelaku usaha, antara lain kontraktor, IPP, supplier, konsultan, lender, dan masyarakat.

Dukungan Pemerintah untuk Program Percepatan Pembangunan Pembangkit 35.000 MW

Keberhasilan program 35.000MW untuk 5 tahun ke depan membutuhkan dukungan Pemerintah dalam hal sebagai berikut:

1. Mempermudah dan mempercepat persetujuan SLA dan PKLN.
2. Menyetujui *direct loan* dari bank pembangunan internasional ke PLN dengan jaminan pemerintah.
3. Melanjutkan proyek kelistrikan pendanaan APBN dengan menggunakan APLN atau PMN.
4. Merencanakan tambahan modal ke PLN untuk menambah kapasitas investasi.
5. Menyetujui tambahan alokasi gas dan LNG untuk PLN.
6. Memberi dispensasi izin kehutanan (memberikan izin bekerja di hutan sambil menyelesaikan Izin Pinjam Pakai Kawasan Hutan).
7. Menetapkan Perhutani sebagai penerima kuasa dari pengguna hutan untuk membeli lahan pengganti hutan dan menghutankannya.
8. Menerbitkan izin jetty secara otomatis apabila Pemda sudah menerbitkan izin lokasi/izin penetapan lokasi.
9. Menyederhanakan perizinan terkait dengan kelistrikan (ada 52 izin/rekomendasi/pertimbangan teknis).

10. Percepatan pengadaan tanah dengan penerapan UU 2 Tahun 2012 yang dilengkapi aturan pelaksana yang jelas serta membentuk Tim Pengadaan Tanah khusus program 35.000 MW.

6.5.5. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Indonesia

Rencana penambahan kapasitas pembangkit gabungan seluruh Indonesia ditunjukkan pada Tabel 6.29. Kapasitas tersebut hanya meliputi pembangkit – pembangkit yang direncanakan untuk sistem-sistem besar (interkoneksi), dan sudah mencakup Program Percepatan Pembangkit Tahap 1 (FTP1) dan Program Percepatan Pembangkit Tahap 2 (FTP2).

Tabel 6.29 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW)

| Tahun | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Jumlah |
|--------------------|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| PLN | | | | | | | | | | | |
| PLTU | 1,822 | 251 | 1,294 | 1,945 | 500 | 150 | - | - | - | 2,000 | 7,962 |
| PLTP | - | - | 65 | 105 | 55 | - | 55 | - | 40 | 80 | 400 |
| PLTGU | - | 1,280 | 2,650 | 150 | - | - | - | - | - | - | 4,080 |
| PLTG | 409 | 1,301 | 759 | 150 | 177 | 160 | 20 | 10 | - | 30 | 3,016 |
| PLTD | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTM | - | 6 | 2 | 63 | 5 | - | - | - | - | - | 77 |
| PLTA | - | - | 88 | 284 | 22 | 77 | 187 | 446 | 251 | 277 | 1,632 |
| PS | - | - | - | 1,040 | - | - | - | - | - | - | 1,040 |
| PLT Lain | 13 | - | - | - | 1 | 1 | - | - | - | - | 15 |
| Jumlah | 2,244 | 2,838 | 4,858 | 3,737 | 760 | 388 | 262 | 456 | 291 | 2,387 | 18,221 |
| IPP | | | | | | | | | | | |
| PLTU | 1,205 | 773 | 2,103 | 15,223 | 4,001 | 921 | 300 | 300 | 300 | - | 25,125 |
| PLTP | 85 | 350 | 255 | 485 | 525 | 450 | 285 | 935 | 750 | 940 | 5,060 |
| PLTGU | - | 35 | 4,200 | 1,350 | - | - | 250 | - | - | - | 5,835 |
| PLTG | 350 | 83 | 476 | 20 | 10 | 6 | - | - | - | - | 945 |
| PLTD | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTM | 32 | 72 | 112 | 229 | 76 | 86 | 196 | 26 | 257 | 201 | 1,288 |
| PLTA | 45 | 57 | 87 | 73 | 118 | 254 | 230 | 1,351 | 980 | 2,305 | 5,499 |
| PS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLT Lain | 179 | 279 | 346 | 266 | 308 | 63 | 46 | 129 | 30 | 276 | 1,922 |
| Jumlah | 1,896 | 1,649 | 7,579 | 17,646 | 5,038 | 1,779 | 1,307 | 2,741 | 2,317 | 3,722 | 45,674 |
| Unallocated | | | | | | | | | | | |
| PLTU | - | - | - | 7 | 47 | 710 | 100 | 400 | 200 | 250 | 1,714 |
| PLTP | - | - | - | - | - | - | - | - | 460 | 230 | 690 |
| PLTGU | - | - | - | - | - | - | 800 | 260 | 4,340 | 3,600 | 9,000 |
| PLTG | - | - | - | - | 21 | 88 | 125 | 16 | 10 | 50 | 310 |
| PLTD | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTM | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTA | - | - | - | 8 | 8 | - | 222 | 75 | 350 | 1,368 | 2,029 |
| PS | - | - | - | - | - | - | - | 450 | 450 | 2,000 | 2,900 |
| PLT Lain | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Jumlah | - | - | - | 15 | 76 | 798 | 1,247 | 1,201 | 5,810 | 7,498 | 16,643 |
| Total | | | | | | | | | | | |
| PLTU | 3,027 | 1,024 | 3,397 | 17,175 | 4,548 | 1,781 | 400 | 700 | 500 | 2,250 | 34,801 |
| PLTP | 85 | 350 | 320 | 590 | 580 | 450 | 340 | 935 | 1,250 | 1,250 | 6,150 |
| PLTGU | - | 1,315 | 6,850 | 1,500 | - | - | 1,050 | 260 | 4,340 | 3,600 | 18,915 |
| PLTG | 759 | 1,384 | 1,235 | 170 | 208 | 254 | 145 | 26 | 10 | 80 | 4,271 |
| PLTD | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTM | 32 | 78 | 115 | 292 | 81 | 86 | 196 | 26 | 257 | 201 | 1,365 |
| PLTA | 45 | 57 | 175 | 365 | 147 | 330 | 639 | 1,872 | 1,581 | 3,950 | 9,160 |
| PS | - | - | - | 1,040 | - | - | - | 450 | 450 | 2,000 | 3,940 |
| PLT Lain | 192 | 279 | 346 | 266 | 309 | 64 | 46 | 129 | 30 | 276 | 1,937 |
| Jumlah | 4,139 | 4,487 | 12,437 | 21,398 | 5,873 | 2,965 | 2,816 | 4,398 | 8,418 | 13,607 | 80,538 |

Tabel 6.29 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit selama 10 tahun mendatang (periode tahun 2016–2025) untuk seluruh Indonesia adalah 80,5 GW atau pertambahan kapasitas rata-rata mencapai 8,1 GW per tahun.
- Penambahan kapasitas pembangkit tersebut lebih tinggi dari RUPTL 2015-2024 karena untuk memenuhi target bauran energi dari EBT sekitar 25% dan gas sekitar 24% pada tahun 2025. Selain itu juga telah memperhitungkan penambahan pembangkit gas sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak terpenuhi.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 34,8 GW atau 43,2%, sementara PLTGU gas dengan kapasitas 18,9 GW atau 23,5% dan PLTG/MG sebesar 4,3 GW atau 5,3%. Untuk energi baru dan terbarukan (EBT), yang terbesar adalah PLTA sebesar 14,5 GW atau 18,0% dari kapasitas total, disusul oleh panas bumi sebesar 6,2 GW atau 7,6%. Sedangkan pembangkit lain sebesar 1,9 GW atau 2,4 % berupa pembangkit termal modular, PLTS, PLTB, PLTD, PLT sampah dan biomass.
- Untuk memenuhi target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, maka diperlukan tambahan pembangkit EBT sebesar 14,4 GW di luar yang sudah disebutkan dalam tabel 6.29 di atas. Namun sebagai kontingensi apabila target EBT tersebut tidak terpenuhi, maka direncanakan tambahan pembangkit gas/LNG sekitar 5 GW.
- Terlihat bahwa penambahan pembangkit pada tahun 2019 sangat tinggi, mencapai 21,4 GW, hal ini sesuai dengan penugasan Pemerintah agar program 35.000 MW dapat selesai pada tahun 2019.

6.5.6. Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Wilayah Sumatera

Sistem kelistrikan di wilayah 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* dengan beban puncak di atas 10 MW.

Penambahan Pembangkit Wilayah Sumatera

Pada Tabel 6.30 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2016-2025 untuk wilayah Sumatera.

Tabel 6.30 Kebutuhan Pembangkit Wilayah Sumatera (MW)

| Tahun | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Jumlah |
|--------------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| PLN | | | | | | | | | | | |
| PLTU | 344 | - | 200 | 200 | - | - | - | - | - | - | 744 |
| PLTP | - | - | 55 | 55 | 55 | - | 55 | - | - | - | 220 |
| PLTGU | - | 30 | 250 | - | - | - | - | - | - | - | 280 |
| PLTG/MG | - | 250 | 204 | - | - | - | - | - | - | - | 454 |
| PLTD | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTM | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTA | - | - | 88 | 174 | - | - | 52 | 163 | 89 | 47 | 613 |
| PS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLT Lain | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Jumlah | 344 | 280 | 797 | 429 | 55 | - | 107 | 163 | 89 | 47 | 2,311 |
| IPP | | | | | | | | | | | |
| PLTU | 525 | - | 750 | 2,750 | 1,451 | 21 | - | 300 | 300 | - | 6,097 |
| PLTP | 55 | 330 | 235 | 265 | 195 | 160 | 110 | 495 | 420 | 700 | 2,965 |
| PLTGU | - | - | 750 | 250 | - | - | 250 | - | - | - | 1,250 |
| PLTG/MG | 350 | 63 | 376 | 20 | 10 | 6 | - | - | - | - | 825 |
| PLTD | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTM | 18 | 26 | 46 | 99 | 30 | 35 | 155 | 6 | 104 | 143 | 661 |
| PLTA | 45 | 10 | 87 | 73 | - | 59 | 175 | 768 | - | 1,219 | 2,436 |
| PS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLT Lain | 111 | 72 | 67 | - | 10 | 11 | - | 10 | 10 | - | 291 |
| Jumlah | 1,104 | 501 | 2,311 | 3,457 | 1,696 | 292 | 690 | 1,579 | 834 | 2,062 | 14,525 |
| Unallocated | | | | | | | | | | | |
| PLTU | - | - | - | 7 | 47 | - | - | - | - | - | 54 |
| PLTP | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTGU | - | - | - | - | - | - | - | - | 400 | 400 | 800 |
| PLTG/MG | - | - | - | - | 20 | 45 | 15 | 15 | - | - | 95 |
| PLTD | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTM | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTA | - | - | - | 8 | 8 | - | 85 | 75 | - | 390 | 564 |
| PS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1,000 | 1,000 |
| PLT Lain | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Jumlah | - | - | - | 15 | 75 | 45 | 100 | 90 | 400 | 1,790 | 2,513 |
| Total | | | | | | | | | | | |
| PLTU | 869 | - | 950 | 2,957 | 1,498 | 21 | - | 300 | 300 | - | 6,895 |
| PLTP | 55 | 330 | 290 | 320 | 250 | 160 | 165 | 495 | 420 | 700 | 3,185 |
| PLTGU | - | 30 | 1,000 | 250 | - | - | 250 | - | 400 | 400 | 2,330 |
| PLTG/MG | 350 | 313 | 580 | 20 | 30 | 51 | 15 | 15 | - | - | 1,374 |
| PLTD | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTM | 18 | 26 | 46 | 99 | 30 | 35 | 155 | 6 | 104 | 143 | 661 |
| PLTA | 45 | 10 | 175 | 255 | 8 | 59 | 312 | 1,006 | 89 | 1,656 | 3,613 |
| PS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1,000 | 1,000 |
| PLT Lain | 111 | 72 | 67 | - | 10 | 11 | - | 10 | 10 | - | 291 |
| Jumlah | 1,447 | 781 | 3,108 | 3,901 | 1,826 | 337 | 896 | 1,832 | 1,323 | 3,899 | 19,349 |

Tabel 6.30 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2016-2025 adalah 19,3 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 1,9 GW per tahun yang terdiri dari sistem interkoneksi Sumatera 18,2 GW dan luar sistem interkoneksi Sumatera 1,1 GW.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit *thermal* yang akan dibangun, yaitu sebesar 6,9 GW (35,6%). Sedangkan untuk pembangkit gas yang direncanakan yaitu, PLTGU sebesar 2,3 GW (12,0%), PLTG/MG 1,4 GW (7,1%). Sementara untuk energi terbarukan khususnya PLTA/PLTM/*pumped storage* sebesar 5,3 GW atau 27,3%, panas bumi sebesar 3,2 GW atau 16,5%, dan pembangkit lainnya 0,3 GW atau 1,5%.
- Terlihat bahwa penambahan pembangkit pada tahun 2019 sangat tinggi, mencapai 3,9 GW, hal ini sesuai dengan penugasan Pemerintah agar program 35.000 MW dapat selesai pada tahun 2019.

Neraca Daya

Neraca daya sistem Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.31.

Tabel 6.31 Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2016-2025

| No | Pasokan dan kebutuhan | Satuan | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|----|--|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 1 | Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| | Produksi | GWh | 34.737 | 39.713 | 44.334 | 49.557 | 54.630 | 60.114 | 66.158 | 72.889 | 80.356 | 88.761 |
| | Faktor Beban | % | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 73 | 73 | 73 |
| | Beban Puncak | MW | 5.519 | 6.301 | 7.025 | 7.841 | 8.632 | 9.485 | 10.425 | 11.469 | 12.627 | 13.928 |
| | Beban Puncak (Bruto) | | | | | | | | | | | |
| 2 | Pasokan | | | | | | | | | | | |
| | Kapasitas Terpasang | MW | 7.747 | 7.747 | 7.500 | 7.500 | 7.500 | 7.500 | 7.500 | 7.500 | 7.500 | 7.500 |
| | Daya Mampu | MW | 7.355 | 7.270 | 6.704 | 6.154 | 5.706 | 5.466 | 5.376 | 5.376 | 5.376 | 5.376 |
| | PLN | MW | 4.691 | 4.691 | 4.691 | 4.665 | 4.277 | 4.277 | 4.277 | 4.277 | 4.277 | 4.277 |
| | Sewa | MW | 1.455 | 1.370 | 824 | 300 | 240 | - | - | - | - | - |
| | IPP | MW | 1.209 | 1.209 | 1.189 | 1.189 | 1.189 | 1.189 | 1.099 | 1.099 | 1.099 | 1.099 |
| | Retired & Mothballed (PLN) | MW | - | - | 247 | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | Tambahan Kapasitas | | | | | | | | | | | |
| | PLN ON-GOING & COMMITTED | | | | | | | | | | | |
| | Riau Amandemen FTP1 (Tenayan) | PLTU | 220 | | | | | | | | | |
| | Tarahan #4 FTP1 (Sebalang) | PLTU | 100 | | | | | | | | | |
| | Pangkalan Susu #3,4 (FTP2) | PLTU | | | 200 | 200 | | | | | | |
| | Batanghari Ekspansi (ST) | PLTGU | | 30 | | | | | | | | |
| | Hululais (FTP2) | PLTP | | | 55 | 55 | | | | | | |
| | Sungai Penuh (FTP2) | PLTP | | | | | 55 | | 55 | | | |
| | Peusangan 1-2 | PLTA | | | 88 | | | | | | | |
| | Asahan III (FTP2) | PLTA | | | | 174 | | | | | | |
| | Masang-2 (FTP2) | PLTA | | | | | | | 55 | | | |
| | MPP Sumbagselleng | PLTG/IMG | 75 | | | | | | | | | |
| | MPP Sumbagsel | PLTG/IMG | 100 | | | | | | | | | |
| | MPP Sumbagut | PLTG/IMG | 100 | | | | | | | | | |
| | SWASTA ON-GOING & COMMITTED | | | | | | | | | | | |
| | Keban Agung | PLTU | 225 | | | | | | | | | |
| | Sumsel-5 (Bayung Lencir) | PLTU | 300 | | | | | | | | | |
| | Lumut Balai (FTP2) | PLTP | | 55 | 55 | | | | | | 110 | |
| | Uluvalu #3,4 (FTP2) | PLTP | 55 | 55 | | | | | | | | |
| | Sanula I (FTP2) | PLTP | | 220 | 110 | | | | | | | |
| | Muara Laboh (FTP2) | PLTP | | | 70 | 150 | | | | | | |
| | Rantau Dadap (FTP2) | PLTP | | | | 110 | 110 | | | | | |
| | Sorik Marapi (FTP2) | PLTP | | | | | 80 | 160 | | | | |
| | Seulawah Agam (FTP2) | PLTP | | | | | | | | 110 | | |
| | Rajabasa (FTP2) | PLTP | | | | | | | | 110 | 110 | |
| | Suoh Sekincau (FTP2) | PLTP | | | | | | | | | | 220 |
| | Sipoholon Ria-Ria (FTP2) | PLTP | | | | | | | | | 20 | |
| | Wai Ratai (FTP2) | PLTP | | | | | | | | 55 | | |
| | Sanula II (FTP2) | PLTP | | | | | | | 110 | | | |
| | Simbolon Samosir (FTP2) | PLTP | | | | | | | | | 110 | |
| | Danu Ranau (FTP2) | PLTP | | | | | | | | 110 | | |
| | Borjol (FTP2) | PLTP | | | | | | | | | 60 | |
| | Wampu (FTP2) | PLTA | 45 | | | | | | | | | |
| | Semangka (FTP2) | PLTA | | | 56 | | | | | | | |
| | Hasang (FTP2) | PLTA | | | | 40 | | | | | | |
| | Merangin-2 | PLTA | | | | | | | 175 | 175 | | |
| | Peusangan-4 (FTP2) | PLTA | | | | | | | | 83 | | |
| | Batang Toru (Tapsel) | PLTA | | | | | | | | 510 | | |
| | Sumut-1 | PLTU | | | 300 | | | | | | | |
| | Sumsel-1 | PLTU | | | | 300 | 300 | | | | | |
| | pembangkit Minihiidro Tersebar | PLTMH | 8 | 26 | 46 | | | | | | | 46 |
| | RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS PLN/SEWA | | | | | | | | | | | |
| | Lampung Peaker | PLTG/IMG | | | 200 | | | | | | | |
| | Riau Peaker | PLTG/IMG | | 200 | | | | | | | | |
| | Sumbagut-2 Peaker (Arun Ekspansi) | PLTG/IMGU | | | 250 | | | | | | | |
| | Simonggo-2 | PLTA | | | | | | | | 90 | | |
| | Ketahun-1 | PLTA | | | | | | | | 25 | | |
| | Masang-3 | PLTA | | | | | | | | | 89 | |
| | Kumbih | PLTA | | | | | | | | 48 | | |
| | RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS SWASTA | | | | | | | | | | | |
| | Krueng Isep | PLTA | | 10 | 10 | | | | | | | |
| | Dumai | PLTGU | | | | | | | 250 | | | |
| | Riau | PLTGU | | | 250 | | | | | | | |
| | MT Meulaboh (Nagan Raya) #3,4 | PLTU | | | | 200 | 200 | | | | | |
| | Sumut-2 | PLTU | | | | | | | | 300 | 300 | |
| | Sumsel-6 | PLTU | | | | 300 | 300 | | | | | |
| | Sumsel - 7 | PLTU | | | 300 | | | | | | | |
| | Sumbagsel-1 | PLTU | | | 150 | 150 | | | | | | |
| | Bengkulu | PLTU | | | | 200 | | | | | | |
| | Banyuasin | PLTU | | | | | 240 | | | | | |
| | Jambi Peaker | PLTG/IMG | | | 100 | | | | | | | |
| | Sumbagut-1 Peaker | PLTG/IMGU | | | 250 | | | | | | | |
| | Sumbagut-3,4 | PLTG/IMGU | | | 250 | 250 | | | | | | |

| No | Pasokan dan kebutuhan | Satuan | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|--|--------------------------------|--------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | Sidikalang-1 | PLTA | | | | 15 | | | | | | |
| | Air Putih | PLTA | | | 21 | | | | | | | |
| | Redelong | PLTA | | | | 18 | | | | | | |
| | Meureubo-2 | PLTA | | | | | | 59 | | | | |
| | Jambi | PLTU | | | | 1.200 | | | | | | |
| | pembangkit Mini hidro Tersebar | PLTMH | | | | 97 | 30 | 30 | | | | |
| | Tampur-1 | PLTA | | | | | | | | | | 428 |
| | Riau-1 | PLTU | | | | 600 | | | | | | |
| RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS (UNNALLOCATED) | | | | | | | | | | | | |
| | Sumatera-1 | PLTGU | | | | | | | | | 400 | |
| | Sumatera-2 | PLTGU | | | | | | | | | | 400 |
| | Sibundong-4 | PLTA | | | | | | | | 75 | | |
| | Lawe Alas | PLTA | | | | | | | | | | 150 |
| | Jambu Aye | PLTA | | | | | | | | | | 160 |
| | Sumatera Pump Storage-1 | PLTA | | | | | | | | | | 1.000 |
| | Pembangkit Hydro Tersebar | PLTA | | | | 8 | 8 | | 85 | | | 834 |
| | Pembangkit Biofuel Tersebar | PLTB | 91 | 22 | 6 | | | | | | | |
| | pembangkit Mini hidro Tersebar | PLTMH | | | | | | 5 | 155 | 6 | 104 | 168 |
| | Pembangkit Geotermal Tersebar | PLTP | | | | | | | | 110 | 10 | 480 |
| | Pembangkit Sampah Tersebar | PLTSa | 16 | 10 | 21 | | 10 | 11 | | 10 | 10 | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | Total Tambahan | MW | 1.334 | 628 | 2.788 | 4.066 | 1.333 | 265 | 884 | 1.817 | 1.323 | 3.886 |
| | Total Kapasitas Sistem | MW | 9.081 | 9.709 | 12.250 | 16.317 | 17.649 | 17.914 | 18.798 | 20.615 | 21.938 | 25.824 |
| | Jumlah Daya Mampu Netto | MW | 8.689 | 9.232 | 11.454 | 14.971 | 15.855 | 15.880 | 16.674 | 18.491 | 19.814 | 23.700 |

Neraca Daya sistem interkoneksi Sumatera pada RUPTL 2016-2025 direncanakan dengan *reserve margin* yang masih cukup tinggi, yaitu tertinggi mencapai 87% pada tahun 2019. Tingginya *reserve margin* tersebut disebabkan tingginya porsi pembangkit EBT, dimana sifat pembangkit EBT tersebut adalah *intermittent* (*ketersediaannya* terputus-putus). Tingginya porsi pembangkit EBT di Sistem Sumatera adalah untuk menyesuaikan dengan kebijakan Pemerintah agar bauran energi dari EBT bisa mencapai 25% pada tahun 2025, selain itu juga adanya penugasan pemerintah dimana program 35 GW diharapkan selesai pada tahun 2019. Jenis pembangkit EBT yang direncanakan beroperasi antara lain adalah PLTB, PLTS, PLT sampah, dan biomas/biogas.

Tambahan proyek baru di sistem Sumatera pada RUPTL 2016-2025 adalah sebagai berikut :

1. PLTGU IPP Dumai 250 MW dengan rencana COD tahun 2022/2023, diperlukan untuk memenuhi kebutuhan beban di sekitar Dumai dan subsistem Riau.
2. Pembangkit mini hidro (PLTMH) dengan total kapasitas 710 MW dengan COD 2016 sampai 2024 MW, tersebar di provinsi Aceh, Sumut, Sumbar, Bengkulu, Sumsel, dan Lampung.
3. Selain pembangkit mini hidro, terdapat pula potensi PLTA tersebar di Sumatera dengan total kapasitas 1.056 MW dan direncanakan beroperasi pada tahun 2019 – 2025.
4. Pembangkit energi terbarukan lainnya yang direncanakan beroperasi di sistem Sumatera antara lain:

- Pembangkit Biomas dan Biogas dengan total kapasitas 163 MW yang direncanakan beroperasi pada tahun 2016-2018 dengan lokasi tersebar di Sistem Sumatera.
- Pembangkit tenaga sampah dengan total kapasitas 88 MW yang direncanakan beroperasi pada tahun 2016-2024 dengan lokasi tersebar di Sistem Sumatera.
- Pembangkit tenaga surya dengan total kapasitas 40 MW yang direncanakan beroperasi pada tahun 2017 dengan lokasi tersebar di Sistem Sumatera.

Proyek-proyek strategis

1. Proyek PLTU Percepatan Tahap I (PLTU Tarahan dan PLTU Tenayan), 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 LWBP di sistem Sumatera.
2. Pembangkit-pembangkit *Peaker* yaitu: Sumbagut-2 (250 MW), Riau (200 MW), Jambi (100 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.
3. Pembangkit MPP merupakan proyek yang strategis, karena pembangkit ini bersifat *moveable* sehingga dapat dipindahkan ketempat-tempat yang sedang mengalami kekurangan pasokan daya akibat keterlambatan proyek pembangkit.
4. Pembangkit skala besar (PLTU MT Sumsel 8 2x600 MW, Sumsel 9 2x600 MW, dan Sumsel 10 1x600 MW) yang energinya akan disalurkan juga ke Sistem Jawa melalui saluran transmisi 500 kV HVDC. Pembangkit tersebut harus dapat diselesaikan selaras dengan penyelesaian proyek interkoneksi Jawa-Sumatera 500 kV HVDC.
5. PLTU Jambi (2x600 MW), PLTU MT Riau-1 (600 MW), PLTA Merangin 350 MW di Provinsi Jambi, serta PLTA Batang Toru 510 MW di provinsi Sumatera Utara merupakan proyek IPP strategis karena akan memenuhi kebutuhan sistem Sumatera dan sekaligus menurunkan BPP.

6.5.7. Penambahan Kapasitas Pada Sistem Jawa Bali

Penambahan Pembangkit Sistem Jawa Bali

Pada Tabel 6.32 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2016-2025 untuk wilayah Jawa-Bali.

Tabel 6.32 Rencana Penambahan Pembangkit Sistem Jawa-Bali (MW)

| Tahun | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Jumlah |
|--------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|------------|------------|--------------|--------------|---------------|
| PLN | | | | | | | | | | | |
| PLTU | 1,010 | | 315 | 1,000 | | | | | | 2,000 | 4,325 |
| PLTP | | | | | | | | | | | - |
| PLTGU | | 950 | 1,600 | | | | | | | | 2,550 |
| PLTG/MG | 4 | 105 | | | 2 | | | | | | 111 |
| PLTM | | | | | | | | | | | - |
| PLTA | | | | 110 | | | | | | | 110 |
| PS | | | | 1,040 | | | | | | | 1,040 |
| PLT Lain | | | | | 1 | 1 | | | | | 2 |
| Jumlah | 1,014 | 1,055 | 1,915 | 2,150 | 3 | 1 | - | - | - | 2,000 | 8,138 |
| IPP | | | | | | | | | | | |
| PLTU | 614 | 625 | 1,000 | 11,420 | 1,800 | 600 | | | | | 16,059 |
| PLTP | 30 | | | 220 | 325 | 275 | 155 | 390 | 230 | 210 | 1,835 |
| PLTGU | | | 3,450 | 1,100 | | | | | | | 4,550 |
| PLTG/MG | | | | | | | | | | | - |
| PLTM | 13 | 37 | 44 | 31 | 36 | 49 | 38 | 20 | 112 | 59 | 438 |
| PLTA | | 47 | | | | | | | | | 47 |
| PS | | | | | | | | | | | - |
| PLT Lain | 54 | 13 | 140 | 130 | 230 | 17 | 36 | 16 | | 250 | 885 |
| Jumlah | 710 | 722 | 4,634 | 12,901 | 2,391 | 940 | 229 | 426 | 342 | 519 | 23,814 |
| Unallocated | | | | | | | | | | | |
| PLTU | | | | | | 660 | | | | | 660 |
| PLTP | | | | | | | | | 460 | 210 | 670 |
| PLTGU | | | | | | | 400 | | 3,200 | 3,200 | 6,800 |
| PLTG/MG | | | | | 1 | 3 | | 1 | | | 5 |
| PLTM | | | | | | | | | | | - |
| PLTA | | | | | | | 137 | | 350 | 978 | 1,465 |
| PS | | | | | | | | 450 | 450 | 1,000 | 1,900 |
| PLT Lain | | | | | | | | | | | - |
| Jumlah | - | - | - | - | 1 | 663 | 537 | 451 | 4,460 | 5,388 | 11,500 |
| Total | | | | | | | | | | | |
| PLTU | 1,624 | 625 | 1,315 | 12,420 | 1,800 | 1,260 | - | - | - | 2,000 | 21,044 |
| PLTP | 30 | - | - | 220 | 325 | 275 | 155 | 390 | 690 | 420 | 2,505 |
| PLTGU | - | 950 | 5,050 | 1,100 | - | - | 400 | - | 3,200 | 3,200 | 13,900 |
| PLTG/MG | 4 | 105 | - | - | 3 | 3 | - | 1 | - | - | 116 |
| PLTM | 13 | 37 | 44 | 31 | 36 | 49 | 38 | 20 | 112 | 59 | 438 |
| PLTA | - | 47 | - | 110 | - | - | 137 | - | 350 | 978 | 1,622 |
| PS | - | - | - | 1,040 | - | - | - | 450 | 450 | 1,000 | 2,940 |
| PLT Lain | 54 | 13 | 140 | 130 | 231 | 18 | 36 | 16 | - | 250 | 887 |
| Jumlah | 1,724 | 1,777 | 6,549 | 15,051 | 2,395 | 1,604 | 766 | 877 | 4,802 | 7,907 | 43,452 |

Tabel 6.32 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2016-2025 adalah 43,4 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 4,3 GW per tahun.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 21,0 GW atau 48,4%, disusul oleh PLTGU/PLTMG gas dengan kapasitas 14,0 GW atau 32,3%. Sementara untuk energi terbarukan khususnya panas bumi sebesar 2,5 GW atau 5,8%, PLTA/PLTM/*pumped storage* sebesar 5,0 GW atau 11,5%. Sedangkan pembangkit lain sebesar 0,9 GW atau 2,0% berupa PLTS, PLTB, PLT sampah dan biomas.

- Terlihat bahwa penambahan pembangkit pada tahun 2019 sangat tinggi, mencapai 15 GW, hal ini sesuai dengan penugasan dari Pemerintah agar program 35.000 MW dapat selesai pada tahun 2019.

Neraca Daya Sistem Jawa Bali

Neraca daya sistem Jawa-Bali dapat dilihat pada Tabel 6.33.

Tabel 6.33 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025

| PROYEK | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|--|-------|--------------|------------|------------|--------------|----------|----------|----------|----------|----------|--------------|
| Kebutuhan Energi | GWh | 162.055 | 180.998 | 197.111 | 212.842 | 228.162 | 244.107 | 260.790 | 278.566 | 297.540 | 317.719 |
| Pertumbuhan | % | 7,7 | 11,7 | 8,9 | 8,0 | 7,2 | 7,0 | 6,8 | 6,8 | 6,8 | 6,8 |
| Produksi Energi | GWh | 185.260 | 206.776 | 225.226 | 245.864 | 268.561 | 288.145 | 308.533 | 328.904 | 350.766 | 372.901 |
| Faktor Beban | % | 79,3 | 79,4 | 79,5 | 80,2 | 80,7 | 80,6 | 80,7 | 80,7 | 80,7 | 80,7 |
| Beban Puncak Bruto | MW | 26.681 | 29.742 | 32.355 | 34.999 | 37.972 | 40.786 | 43.669 | 46.541 | 49.611 | 52.773 |
| Beban Puncak Netto | MW | 25.460 | 28.372 | 30.832 | 33.219 | 35.534 | 37.938 | 40.448 | 43.127 | 45.981 | 49.033 |
| KAPASITAS | | | | | | | | | | | |
| Daya Mampu Netto | MW | 31.694 | 31.694 | 31.694 | 30.663 | 30.663 | 30.663 | 30.663 | 30.663 | 30.663 | 30.663 |
| Kapasitas Terpasang | MW | 33.825 | 33.825 | 33.825 | 32.793 | 32.793 | 32.793 | 32.793 | 32.793 | 32.793 | 32.793 |
| PLN | MW | 27.700 | 27.700 | 27.700 | 26.668 | 26.668 | 26.668 | 26.668 | 26.668 | 26.668 | 26.668 |
| Retired/Mothballed | | - | - | - | (1.031) | - | - | - | - | - | - |
| IPP | MW | 6.125 | 6.125 | 6.125 | 6.125 | 6.125 | 6.125 | 6.125 | 6.125 | 6.125 | 6.125 |
| Pembangkit PLN On Going & Committed | | | | | | | | | | | |
| Tj. Awar-awar | PLTU | 350 | | | | | | | | | |
| Adipala | PLTU | 660 | | | | | | | | | |
| Indramayu #4 (FTP2) | PLTU | | | | 1.000 | | | | | | |
| Lontar Exp #4 | PLTU | | | 315 | | | | | | | |
| Jawa-6 (FTP2) | PLTU | | | | | | | | | | 2.000 |
| Jatigede (FTP2) | PLTA | | | | 110 | | | | | | |
| Upper Cisokan PS (FTP2) | PLTA | | | | 1.040 | | | | | | |
| Peaker Grati | PLTGU | | 300 | 150 | | | | | | | |
| Sub Total PLN On Going & Committed | | 1.010 | 300 | 465 | 2.150 | - | - | - | - | - | 2.000 |
| Pembangkit IPP On Going & Committed | | | | | | | | | | | |
| Banten | PLTU | | 625 | | | | | | | | |
| Sumsel-8 MT | PLTU | | | | 1.200 | | | | | | |
| Sumsel-9 MT (PPP) | PLTU | | | | | 600 | 600 | | | | |
| Sumsel-10 MT (PPP) | PLTU | | | | | 600 | | | | | |
| Cilacap exp | PLTU | 614 | | | | | | | | | |
| Jawa Tengah (PPP) | PLTU | | | | 1.900 | | | | | | |
| Jawa-1 (FTP2) | PLTU | | | | 1.000 | | | | | | |
| Jawa-3 (FTP2) | PLTU | | | | 1.320 | | | | | | |
| Jawa-4 (FTP2) | PLTU | | | | 2.000 | | | | | | |
| Jawa-5 (FTP2) | PLTU | | | | 2.000 | | | | | | |
| Jawa-7 | PLTU | | | | 2.000 | | | | | | |
| Jawa-8 | PLTU | | | 1.000 | | | | | | | |
| Rajamandala | PLTA | | 47 | | | | | | | | |
| Patuha (FTP2) | PLTP | | | | 110 | | | | | | |
| Kamojang-5 (FTP2) | PLTP | | | | | | | | | | |
| Karah Bodas (FTP2) | PLTP | 30 | | | | 55 | 55 | | | | |
| Tangkuban Perahu 1 (FTP2) | PLTP | | | | 55 | 55 | | | | | |
| Ijen (FTP2) | PLTP | | | | | 55 | 55 | | | | |
| Iyang Argopuro (FTP2) | PLTP | | | | | | | | 55 | | |
| Willis/Ngebel (FTP2) | PLTP | | | | | | 55 | | | 110 | |
| Cibuni (FTP2) | PLTP | | | | | | | | | 10 | |
| Tangkuban Perahu 2 (FTP2) | PLTP | | | | | | | | | | 60 |
| Cisolok - Cisukarame (FTP2) | PLTP | | | | | 50 | | | | | |
| Ungaran (FTP2) | PLTP | | | | | | | | 55 | | |
| Wayang Windu (FTP2) | PLTP | | | | | 110 | 110 | | | | |
| Dieng (FTP2) | PLTP | | | | 55 | | | | 60 | | |
| Tampomas (FTP2) | PLTP | | | | | | | 45 | | | |
| Baturaden (FTP2) | PLTP | | | | | | | | 110 | 110 | |
| Guci (FTP2) | PLTP | | | | | | | | 55 | | |
| Rawa Dano (FTP2) | PLTP | | | | | | | 110 | | | |
| Umbul Telomoyo (FTP2) | PLTP | | | | | | | | 55 | | |

Tabel 6.33 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025 (Lanjutan)

| PROYEK | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---|-----------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Gunung Ciremai (FTP2) | PLTP | | | | | | | | | | 110 |
| Gunung Endut (FTP2) | PLTP | | | | | | | | | | 40 |
| Sub Total IPP On Going & Committed | | 644 | 672 | 1.000 | 11.640 | 1.525 | 875 | 155 | 390 | 230 | 210 |
| RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS | | | | | | | | | | | |
| Jawa-1 (Load Follower) | PLTGU | | | 800 | 800 | | | | | | |
| Jawa-2 (Load Follower) | PLTGU | | | 800 | | | | | | | |
| Jawa-3 (Load Follower) | PLTGU | | | 500 | 300 | | | | | | |
| Jawa-4 (Load Follower) | PLTGU | | | | | | | | | 800 | 800 |
| Jawa-5 (Load Follower) | PLTGU | | | | | | | | | 800 | 800 |
| Jawa-6 (Load Follower) | PLTGU | | | | | | | | | 800 | 800 |
| Jawa-7 (Load Follower) | PLTGU | | | | | | | | | 800 | 800 |
| Muara Tawar Add-on Blok 2,3,4 | PLTGU | | 650 | | | | | | | | |
| Grati Add-on Blok 2 | PLTGU | | | 150 | | | | | | | |
| Peaker Muara Karang | PLTGU | | | 500 | | | | | | | |
| Peaker Jawa-Bali 1 | PLTGU/MG | | | 700 | | | | | | | |
| Peaker Jawa-Bali 2 | PLTGU/MG | | | 500 | | | | | | | |
| Peaker Jawa-Bali 3 | PLTGU/MG | | | 500 | | | | | | | |
| Peaker Jawa-Bali 4 | PLTGU/MG | | | 450 | | | | | | | |
| Senayan | PLTMG | | 100 | | | | | | | | |
| Karangates #4-5 (Jatim) | PLTA | | | | | | | 100 | | | |
| Matenggeng PS | PLTA | | | | | | | | 450 | 450 | |
| Maung | PLTA | | | | | | | | | 350 | |
| Cimandiri-3 | PLTA | | | | | | | | | | 238 |
| Cikaso-3 | PLTA | | | | | | | | | | 53 |
| Cipasang | PLTA | | | | | | | | | | 400 |
| Rawalo-1 | PLTA | | | | | | | | | | 10 |
| Cibuni-3 | PLTA | | | | | | | | | | 172 |
| Cibuni-4 | PLTA | | | | | | | | | | 105 |
| Grindulu PS | PLTA | | | | | | | | | | 1.000 |
| PLTM Tersebar | PLTM | 13 | 37 | 44 | 31 | 36 | 49 | 38 | 20 | 112 | 59 |
| Jawa-9 | PLTU | | | | | 600 | | | | | |
| Jawa-10 | PLTU | | | | | | 660 | | | | |
| Madura | PLTU/GU | | | | | | | 400 | | | |
| PLTBm/PLTSa Tersebar | PLTBm/Sa | 54 | 13 | 10 | 10 | | 17 | 36 | 16 | | |
| Bedugul | PLTP | | | | | | | | | | 10 |
| Gunung Galunggung | PLTP | | | | | | | | | 110 | |
| Gunung Lawu | PLTP | | | | | | | | | 165 | |
| Arjuno Welirang | PLTP | | | | | | | | | 185 | |
| Gede Pangrango | PLTP | | | | | | | | | | 85 |
| Songgoriti | PLTP | | | | | | | | | | 35 |
| Gunung Willis | PLTP | | | | | | | | | | 20 |
| Gunung Pandan | PLTP | | | | | | | | | | 60 |
| Total Rencana Tambahan Kapasitas | MW | 67 | 800 | 4.954 | 1.141 | 636 | 725 | 611 | 486 | 4.572 | 5.447 |
| Total Tambahan Kapasitas | MW | 1.721 | 1.772 | 6.419 | 14.931 | 2.161 | 1.600 | 766 | 876 | 4.802 | 7.657 |
| TOTAL KAPASITAS SISTEM | MW | 35.545 | 37.317 | 43.737 | 57.636 | 59.797 | 61.397 | 62.163 | 63.039 | 67.841 | 75.498 |
| TOTAL DAYA MAMPU NETTO | MW | 33.306 | 34.967 | 40.982 | 54.006 | 56.030 | 57.530 | 58.248 | 59.069 | 63.568 | 70.742 |

Proyek pembangkit yang telah beroperasi pada tahun 2015 sebesar 610 MW terdiri atas PLTMG Pesanggaran (4x50 MW), PLTU Celukan Bawang (1x130 + 2x125 MW) dan PLTP Kamojang Unit 5 (1x30 MW). Dapat dilihat pada Tabel 6.33 bahwa PLTU Adipala (1x660 MW) dan PLTU Tanjung Awar-Awar unit-2 (1x350 MW) akan beroperasi tahun 2016, sehingga total kapasitas pembangkit FTP1 Jawa Bali sebesar 7.490 MW akan selesai dan beroperasi seluruhnya pada tahun 2016. Selain itu pada tahun 2016 juga direncanakan beroperasi PLTU Cilacap Exp (1x614 MW) dan PLTP Karaha Bodas (1x30 MW). Proyek pembangkit FTP2 yang telah beroperasi hanya PLTP Patuha (1x55 MW) dan PLTP Kamojang Unit 5 (1x30 MW), sedangkan yang lainnya mengalami keterlambatan dalam implementasinya.

Dari neraca daya sistem Jawa Bali diperoleh *reserve margin* (RM) daya mampu neto bervariasi antara 23-63%, dengan cadangan paling rendah terjadi pada tahun 2017 yang hanya sebesar 23% karena keterlambatan beberapa pembangkit seperti: PLTGU Jawa-3 (800 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 1 (700 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 2 (500 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 3 (500 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 4 (450 MW), PLTGU Peaker Grati (450 MW), PLTGU Peaker Muara Karang (500 MW) dan PLTU Jawa-8 (1.000 MW). Diperlukan antisipasi langkah-langkah operasi untuk mengatasi RM yang rendah tersebut.

Untuk menjaga *reserve margin* tahun 2018 tetap aman, maka harus dilakukan percepatan implementasi beberapa pembangkit gas supaya dapat beroperasi pada tahun 2018, antara lain PLTGU Jawa-1 (2x800 MW), PLTGU Jawa-2 (800 MW), PLTGU Jawa-3 (800 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 1 (700 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 2 (500 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 3 (500 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 4 (450 MW), PLTGU Peaker Grati (450 MW), PLTGU Peaker Muara Karang (500 MW), PLTGU Grati Add-on Blok 2 (150 MW) dan PLTMG Senayan (100 MW).

Kondisi *reserve margin* tahun 2019 sebesar 63% dikarenakan adanya penugasan dari Pemerintah untuk program pembangunan pembangkit 35 GW yang harus diselesaikan pada tahun 2019. Namun program tersebut berpotensi mundur apabila tidak didukung penuh oleh Pemerintah dan para *stakeholder* (pelaku usaha) lainnya.

Dalam neraca daya sistem Jawa-Bali terdapat beberapa pembangkit yang mengalami perubahan lingkup proyek dan penambahan pembangkit baru, dengan penjelasan sebagai berikut:

- Sesuai penugasan pemerintah bahwa PLN hanya mengembangkan pembangkit sebesar 10 GW dari 35 GW, maka ada beberapa pembangkit PLN yang dialihkan ke IPP, yaitu:
 - PLTGU *Peaker* Jawa-Bali 1 (700 MW)
 - PLTGU *Peaker* Jawa-Bali 2 (500 MW)
 - PLTGU Jawa-3 (800 MW)
- Proyek pembangkit yang mengalami perubahan lingkup dan lokasi yaitu PLTGU *Peaker* Jawa-Bali 1 semula 400 MW diperbesar menjadi 700 MW dan

lokasi dipindahkan dari Sunyaragi ke Tambak Lorok terkait ketersediaan pasokan gas.

- Karena proyeksi kebutuhan listrik yang lebih rendah, serta untuk memenuhi target bauran energi dari batubara sekitar 50% sesuai Draft RUKN 2015-2034, maka ada beberapa proyek PLTU yang dimundurkan menjadi setelah tahun 2025, keluar dari periode RUPTL 2016-2025, yaitu, PLTU Jawa-11 (1x600 MW), PLTU Jawa-12 (2x1.000 MW) dan PLTU Jawa-13 (2x1.000 MW).
- Penambahan pembangkit baru untuk meningkatkan porsi pembangkit EBT, berupa PLTA, PLTM, PLTP, PLTB, PLTS, PLT sampah dan PLT biomas.
- Untuk meningkatkan porsi bauran energi dari gas sekitar 24% dan sebagai kontingensi apabila target bauran energi EBT tidak tercapai, maka direncanakan tambahan pembangkit gas sebesar 8x800 MW.
- Terdapat beberapa proyek pembangkit strategis yang direncanakan sebagai berikut:
 - PLTU Jawa Tengah (2x950 MW): Proyek ini sangat strategis, merupakan proyek kelistrikan pertama yang menggunakan skema Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) dengan Peraturan Presiden Nomor 67 Tahun 2005 jo Peraturan Presiden Nomor 13 Tahun 2010, saat ini dalam proses pembebasan lahan.
 - PLTU Indramayu (1x1.000 MW): Proyek ini sangat strategis, relatif dekat dengan pusat beban di Jabodetabek, saat ini dalam tahap persiapan pembebasan lahan.
 - PLTU Jawa-1 (1.000 MW): dikembangkan sebagai ekspansi dari IPP yang telah beroperasi dengan titik koneksi ke GITET Mandirancan.
 - PLTU Jawa-3 (2x660 MW): dapat dialokasikan untuk PLTU IPP Tanjung Jati A yang akan dikembangkan oleh PT TJPC, atau pembangunan PLTU baru oleh IPP, dengan titik koneksi ke *switching station* 500 kV antara Pemalang dan Indramayu.
 - PLTU Jawa-4 (2x1.000 MW): dapat dikembangkan sebagai ekspansi dari IPP yang telah beroperasi, atau pembangunan PLTU baru oleh IPP, dengan titik koneksi ke GITET Tanjung Jati atau di tempat lain sesuai kebutuhan sistem.

- PLTU Jawa-5 (2x1.000 MW) akan dilaksanakan oleh IPP eksisting dengan alternatif lokasi di Provinsi Jawa Barat/Banten dengan titik koneksi GITET Balaraja atau *Incomer* SUTET 500 kV Tasik - Depok.
- PLTU Jawa-6 (2x1.000 MW) dengan alternatif lokasi di Provinsi Jawa Barat/Banten.
- PLTU Jawa-7 (2x1.000 MW) lokasi di Bojonegara diatas lahan PLN seluas 170 ha, saat ini dalam tahap *financial closing*, dikembangkan sebagai proyek IPP dengan titik koneksi *Incomer - double pi* SUTET Suralaya Baru – Bojanegara – Balaraja Baru.
- PLTU Jawa-8 (1.000 MW) akan dilaksanakan oleh pengembang eksisting yang berlokasi di provinsi Jawa Tengah.
- PLTU Jawa-9 (600 MW) dapat dikembangkan sebagai ekspansi dari IPP yang telah beroperasi, atau pembangunan PLTU baru oleh IPP di provinsi Banten.
- PLTU Jawa-10 (660 MW) akan dilaksanakan oleh PLN atau IPP yang berlokasi di provinsi Jawa Tengah atau Jawa Barat.
- PLTGU Jawa-1 (2x800 MW) akan dikembangkan oleh IPP dengan lokasi di provinsi Jawa Barat dekat pusat beban Jakarta.
- PLTGU Jawa-2 (1x800 MW) akan dikembangkan oleh PLN di lokasi Priok dekat pusat beban Jakarta.
- PLTGU Jawa-3 (1x800 MW), tambahan pembangkit *load follower* yang berlokasi di Jawa Timur, diharapkan ketersediaan gas dari blok Cepu atau sumber lain di Jawa Timur.
- PLTGU Jawa-4 (2x800 MW), PLTGU Jawa-5 (2x800 MW), PLTGU Jawa-6 (2x800 MW) dan PLTGU Jawa-7 (2x800 MW) merupakan pembangkit baru untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025 serta sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak terpenuhi. Indikasi lokasi di Banten, Jawa Timur, Jawa Tengah dan Jawa Barat yang mempunyai infrastruktur gas dan potensi pasokan gas yang cukup besar.
- PLTMG 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.

- PLTU/GU Madura (400 MW) berfungsi untuk meningkatkan keandalan dan kualitas pasokan listrik di Pulau Madura, serta mengurangi ketergantungan dari *grid* Surabaya yang sudah sulit mendapatkan tambahan pasokan dari pembangkit baru maupun dari GITET baru.

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

Tabel 6.34 Regional Balance Sistem Jawa Bali Tahun 2015

| <i>Regional Balance</i> | Jawa Bagian Barat | Jawa Tengah | Jawa Timur dan Bali | Jawa-Bali |
|---------------------------|-------------------|-------------|---------------------|-----------|
| Daya Mampu Neto (MW) | 16.901 | 5.142 | 9.652 | 31.695 |
| Beban Puncak Neto (MW) | 14.677 | 3.811 | 5.770 | 24.258 |
| <i>Reserve margin</i> (%) | 15 | 35 | 67 | 31 |

6.5.8. Penambahan Kapasitas Pembangkit Wilayah Indonesia Timur

Penambahan Pembangkit Wilayah Indonesia Timur

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban periode tahun 2016-2025 ditunjukkan pada Tabel 6.35 dibawah.

Tabel 6.35 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2016-2025 adalah 17,7 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 1,8 GW per tahun.
- Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTU Batubara yang mencapai 6,9 GW (38,7%), disusul PLTG/GU/MG 5,5 GW (30,8%), kemudian PLTA/PLTM 4,2 GW (23,6%), PLTP 0,5 GW (2,6%) serta pembangkit EBT lainnya 0,7 GW (4,3%) berupa PLTS, PLTB, PLT sampah, dan PLT biomas.

- Terlihat bahwa penambahan pembangkit pada tahun 2018-2019 sangat tinggi, mencapai 2,8 GW, hal ini sesuai dengan penugasan dari Pemerintah agar program 35.000 MW dapat selesai pada tahun 2019 serta adanya percepatan pembangunan pembangkit gas untuk mengatasi kekurangan pasokan listrik nasional.

Tabel 6.35 Rencana Penambahan Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW)

| Tahun | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Jumlah |
|--------------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| PLN | | | | | | | | | | | |
| PLTU | 468 | 251 | 779 | 745 | 500 | 150 | - | - | - | - | 2,893 |
| PLTP | - | - | 10 | 50 | - | - | - | - | 40 | 80 | 180 |
| PLTGU | - | 300 | 800 | 150 | - | - | - | - | - | - | 1,250 |
| PLTG/MG | 405 | 946 | 555 | 150 | 175 | 160 | 20 | 10 | - | 30 | 2,451 |
| PLTD | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTM | - | 6 | 2 | 63 | 5 | - | - | - | - | - | 77 |
| PLTA | - | - | - | - | 22 | 77 | 135 | 283 | 162 | 230 | 909 |
| PLT Lain | 13 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 13 |
| Jumlah | 886 | 1,503 | 2,146 | 1,158 | 702 | 387 | 155 | 293 | 202 | 340 | 7,772 |
| IPP | | | | | | | | | | | |
| PLTU | 66 | 148 | 353 | 1,053 | 750 | 300 | 300 | - | - | - | 2,969 |
| PLTP | - | 20 | 20 | - | 5 | 15 | 20 | 50 | 100 | 30 | 260 |
| PLTGU | - | 35 | - | - | - | - | - | - | - | - | 35 |
| PLTG/MG | - | 20 | 100 | - | - | - | - | - | - | - | 120 |
| PLTD | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTM | 1 | 10 | 22 | 99 | 10 | 3 | 3 | - | 41 | - | 189 |
| PLTA | - | - | - | - | 118 | 195 | 55 | 583 | 980 | 1,086 | 3,016 |
| PLT Lain | 14 | 194 | 140 | 136 | 68 | 35 | 10 | 103 | 20 | 26 | 746 |
| Jumlah | 81 | 426 | 634 | 1,288 | 951 | 548 | 388 | 736 | 1,141 | 1,142 | 7,335 |
| Unallocated | | | | | | | | | | | |
| PLTU | - | - | - | - | - | 50 | 100 | 400 | 200 | 250 | 1,000 |
| PLTP | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 20 | 20 |
| PLTGU | - | - | - | - | - | - | 400 | 260 | 740 | - | 1,400 |
| PLTG/MG | - | - | - | - | - | 40 | 110 | - | 10 | 50 | 210 |
| PLTD | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTM | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLT Lain | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Jumlah | - | - | - | - | - | 90 | 610 | 660 | 950 | 320 | 2,630 |
| Total | | | | | | | | | | | |
| PLTU | 534 | 399 | 1,132 | 1,798 | 1,250 | 500 | 400 | 400 | 200 | 250 | 6,862 |
| PLTP | - | 20 | 30 | 50 | 5 | 15 | 20 | 50 | 140 | 130 | 460 |
| PLTGU | - | 335 | 800 | 150 | - | - | 400 | 260 | 740 | - | 2,685 |
| PLTG/MG | 405 | 966 | 655 | 150 | 175 | 200 | 130 | 10 | 10 | 80 | 2,781 |
| PLTD | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTM | 1 | 16 | 24 | 162 | 15 | 3 | 3 | - | 41 | - | 265 |
| PLTA | - | - | - | - | 140 | 271 | 190 | 866 | 1,142 | 1,316 | 3,925 |
| PLT Lain | 27 | 194 | 140 | 136 | 68 | 35 | 10 | 103 | 20 | 26 | 759 |
| Jumlah | 967 | 1,929 | 2,780 | 2,446 | 1,653 | 1,024 | 1,153 | 1,689 | 2,293 | 1,802 | 17,737 |

Neraca Daya Sistem Kalbar:

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Kalbar periode tahun 2016-2025 sebagaimana terdapat pada Tabel 6.36 berikut:

Selama periode tahun 2016-2025 di sistem Kalbar direncanakan akan ada tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 1.536 MW dengan *reserve margin* 32% sampai 88%. Kondisi *reserve margin* 88% terjadi pada tahun tahun 2019 dikarenakan adanya penugasan dari Pemerintah untuk program pembangunan pembangkit 35 GW yang harus diselesaikan pada tahun 2019.

Namun program tersebut berpotensi mundur apabila tidak didukung penuh oleh Pemerintah dan para *stakeholder* (pelaku usaha) lainnya.

Tabel 6.36 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2016-2025

| Kebutuhan dan Pasokan | Satuan | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|--|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Produksi | GWh | 1,808 | 2,200 | 2,878 | 3,244 | 3,661 | 4,072 | 4,472 | 4,956 | 5,493 | 6,094 |
| Faktor Beban | % | 62 | 61 | 65 | 65 | 66 | 65 | 65 | 65 | 65 | 66 |
| Beban Puncak | MW | 333 | 412 | 505 | 569 | 638 | 714 | 783 | 866 | 959 | 1,062 |
| Pasokan | MW | 199.2 | 138.2 | 193.8 | 157.1 | 177.1 | 177.1 | 177.1 | 177.1 | 177.1 | 177.1 |
| Kapasitas Mampu | | | | | | | | | | | |
| PLN | MW | 89 | 89 | 56 | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTG | | 30 | 30 | 30 | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTD | | 59 | 59 | 26 | - | - | - | - | - | - | - |
| Interkoneksi dengan Sub Sistem | | 11 | 30 | 138 | 157 | 177 | 177 | 177 | 177 | 177 | 177 |
| Pembangkit Sewa | MW | 100 | 20 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Retired & Mothballed (PLN) | MW | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| TAMBAHAN KAPASITAS | | | | | | | | | | | |
| PLN ON GOING & COMMITTED | | | | | | | | | | | |
| Power Purchase dengan SESCo (Peaking) | 275 KV | 180 | | | | -180 | | | | | |
| Power Purchase dengan SESCo (Baseload) | 275 KV | 50 | | | | -50 | | | | | |
| Pantai Kura-Kura (FTP1) | PLTU | | | 55 | | | | | | | |
| Parit Baru (FTP1) | PLTU | | 50 | 50 | | | | | | | |
| Parit Baru - Loan China (FTP2) | PLTU | | | 100 | | | | | | | |
| MPP Kalbar | PLTG/MG | 100 | | | | | | | | | |
| IPP ON GOING & COMMITTED | | | | | | | | | | | |
| Kalbar Peaker | PLTG/MG | | | 100 | | | | | | | |
| Kalbar - 1 | PLTU | | | | 200 | | | | | | |
| RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS | | | | | | | | | | | |
| Kalbar - 2 | PLTU | | | | | | 200 | | | | |
| Kalbar - 3 | PLTU | | | | | | | 200 | | | |
| Kalbar - 4 | PLTU | | | | | | | | | | 200 |
| Kalbar Peaker - 2 | PLTGU | | | | | | | | 160 | 90 | |
| PLTSa Tersebar | PLTSa | 0 | 5 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 |
| PLTBM Tersebar | PLTBM | 0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TAMBAHAN KAPASITAS | MW | 330 | 75 | 307 | 200 | -230 | 200 | 200 | 162 | 92 | 200 |
| TOTAL KAPASITAS SISTEM | MW | 529 | 543 | 906 | 1069 | 859 | 1059 | 1259 | 1421 | 1513 | 1713 |
| TOTAL DAYA MAMPU NETTO | MW | 503 | 516 | 860 | 1016 | 816 | 1006 | 1196 | 1350 | 1437 | 1627 |

Rencana impor listrik pada waktu beban beban puncak dari Serawak hingga tahun 2019 adalah untuk mengurangi penggunaan BBM di Kalbar, mengoptimalkan operasi kedua sistem dengan memanfaatkan perbedaan waktu terjadinya beban puncak pada kedua sistem tersebut. Selain itu terbuka kemungkinan bagi PLN untuk membeli listrik di luar waktu beban puncak jika penyelesaian PLTU batubara di Kalimantan Barat terlambat. Setelah tahun 2019 diperkirakan PLN hanya akan membeli tenaga listrik selama waktu beban puncak karena semua pembangunan pembangkit beban dasar (PLTU) akan selesai.

Beberapa proyek strategis di Sistem Kalbar antara lain:

- Pembangunan transmisi 275 kV interkoneksi Kalbar–Serawak yang membentang dari Bengkayang sampai perbatasan Serawak yang

direncanakan selesai tahun 2015, serta proyek transmisi 150 kV yang terkait dengan interkoneksi ini.

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu Parit Baru dan Pantai Kura-Kura serta proyek pembangkit Parit Baru FTP2 dan pembangkit Kalbar *peaker*.

Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra:

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Kalseltengtimra (Kalimantan Selatan, Tengah, Timur dan Utara) periode tahun 2016-2025 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.37. Rencana penempatan pembangkit disesuaikan beban regional sistem secara seimbang dengan menganut kriteria *regional balance*.

Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Kalseltengtimra akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar untuk memberikan kepastian kepada masyarakat setempat bahwa kedepan di Kalsel, Kalteng, Kaltim dan Kaltara akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup dan bahkan berlebih.

Selama periode tahun 2016-2025, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 4.372 MW dengan *reserve margin* (RM) berkisar antara 27% sampai 74%. Kondisi *reserve margin* 74% terjadi pada tahun 2025 dikarenakan untuk memenuhi target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, maka dibutuhkan tambahan pembangkit EBT yang sangat besar, termasuk PLTA sebesar 770 MW pada tahun 2025 di Sistem Kalseltengtimra.

Sistem interkoneksi Kalselteng-Kaltim direncanakan akan terbentuk pada tahun 2016 setelah transmisi 150 kV Tanjung – Kuaro – Petung – Karangjoang yang saat ini dalam tahap konstruksi akan selesai pembangunannya. Sedangkan interkoneksi dengan Kalimantan Utara direncanakan akan tersambung pada tahun 2018/2019.

Tabel 6.37 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2016-2025

| PROYEK | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|----------------------------|-----------|--|-------|-------|--------|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | <i>Interkoneksi Kalselteng - Kaltim (2016)</i> | | | | <i>Interkoneksi Kalseltengtim-Kaltara (2019)</i> | | | | | |
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Produksi | GWh | 6,842 | 8,801 | 9,885 | 11,300 | 12,319 | 13,379 | 14,440 | 15,591 | 16,818 | 18,107 |
| Faktor Beban | % | 64.8 | 65.1 | 65.5 | 65.9 | 66.3 | 66.6 | 67.0 | 67.3 | 67.6 | 67.8 |
| Beban Puncak Bruto | MW | 1,205 | 1,544 | 1,723 | 1,959 | 2,122 | 2,292 | 2,462 | 2,646 | 2,842 | 3,047 |
| KAPASITAS | | | | | | | | | | | |
| Kapasitas Terpasang | MW | 1,227 | 1,237 | 811 | 872 | 872 | 872 | 872 | 832 | 832 | 832 |
| Daya Mampu Netto | MW | 1,033 | 1,043 | 734 | 789 | 789 | 789 | 789 | 749 | 749 | 749 |
| PLN | MW | 626 | 640 | 501 | 535 | 535 | 535 | 535 | 535 | 535 | 535 |
| IPP | MW | 233 | 233 | 233 | 254 | 254 | 254 | 254 | 214 | 214 | 214 |
| EXCESS POWER | MW | 160 | 160 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SEWA | MW | 15 | 11 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Retired & Mothballed | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Tambahan Kapasitas | | | | | | | | | | | |
| PLN ON GOING & COMMITTED | | | | | | | | | | | |
| Pulang Pisau (FTP1) | PLTU | 120 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Teluk Balikpapan (FTP1) | PLTU | 220 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Bangkanai (FTP2) | PLTG/MG | 155 | 140 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Sampit | PLTU | - | - | 25 | 25 | - | - | - | - | - | - |
| IPP ON GOING & COMMITTED | | | | | | | | | | | |
| Kaltim (MT) | PLTU | - | 27.5 | 27.5 | - | - | - | - | - | - | - |
| Kalsel (FTP2) | PLTU | - | - | 100 | 100 | - | - | - | - | - | - |
| Kaltim (FTP2) | PLTU | - | - | 100 | 100 | - | - | - | - | - | - |
| Kalselteng 1 | PLTU | - | - | - | 100 | 100 | - | - | - | - | - |
| Tanah Grogot | PLTU | - | 14 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Senipah (ST) | PLTGU | - | 35 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS | | | | | | | | | | | |
| MPP Kaltim | PLTG/MG | - | 30 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Kalsel Peaker 1 | PLTGU/MGU | - | - | 200 | - | - | - | - | - | - | - |
| Kalsel Peaker 2 | PLTGU/MGU | - | - | - | - | - | 100 | - | - | - | - |
| Kaltim Peaker 2 | PLTG/MG | - | 100 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Kalsel 1 (Load Follower) | PLTGU | - | - | - | - | - | - | - | - | 200 | - |
| Kaltim 1 (Load Follower) | PLTGU | - | - | - | - | - | - | 200 | - | - | - |
| Kelai | PLTA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 55 |
| Kusan | PLTA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 65 |
| Kalselteng 2 | PLTU | - | - | - | 100 | 100 | - | - | - | - | - |
| Kalselteng 3 | PLTU | - | - | - | - | - | 100 | 100 | - | - | - |
| Kaltim 3 | PLTU | - | - | - | - | 200 | - | - | - | - | - |
| Kaltim 4 | PLTU | - | - | - | 100 | 100 | - | - | - | - | - |
| Kaltim 5 | PLTU | - | - | - | - | - | - | - | 200 | - | - |
| Kaltim 6 | PLTU | - | - | - | - | 200 | - | - | - | - | - |
| PLTA Tersebar | PLTA | - | - | - | - | - | - | - | - | 385 | 385 |
| PLTSa Tersebar | PLTSa | 2 | - | 8 | - | - | - | - | 8 | 2 | 6 |
| PLTBM Tersebar | PLTBM | 1 | 16 | 20 | - | - | - | - | - | - | - |
| TAMBAHAN KAPASITAS | MW | 498 | 363 | 480 | 525 | 700 | 200 | 300 | 208 | 587 | 511 |
| TOTAL KAPASITAS SISTEM | MW | 1,725 | 2,098 | 2,152 | 2,738 | 3,438 | 3,638 | 3,938 | 4,106 | 4,693 | 5,204 |
| TOTAL DAYA MAMPU NETTO | MW | 1,531 | 1,904 | 2,075 | 2,655 | 3,355 | 3,555 | 3,855 | 4,023 | 4,610 | 5,121 |

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Kalseltengtimra antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU Kalteng 2x60 MW di Pulang Pisau dan PLTU Kaltim 2x110 MW di Teluk Balikpapan.
- 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), Kalselteng 2 (2x100 MW), Kalselteng 3 (2x100 MW), Kaltim 3 (1x200 MW), Kaltim 4 (2x100 MW), Kaltim 5 (1x200 MW) dan Kaltim 6 (1x200 MW).

- Proyek pembangkit *peaker* yaitu: Kalsel *Peaker* 1 (200 MW), Kalsel *Peaker* 2 (100 MW), Kaltim *Peaker* 2 (100 MW) dengan bahan bakar LNG.
- Proyek pembangkit *load follower* yaitu: Kalsel 1 (*Load Follower*) 200 MW, Kaltim 1 (*Load Follower*) 200 MW dengan bahan bakar LNG.
- *Mobile power plant* (MPP) 30 MW di Kaltim dengan bahan bakar *dual fuel* untuk memenuhi kebutuhan beban dan bersifat jangka pendek.
- Pembangunan PLTMG berbahan bakar *dual fuel* di beberapa sistem *isolated* di Kalimantan Utara yaitu di Malinau dan di Tanjung Selor untuk memenuhi kebutuhan beban di daerah tersebut yang tumbuh pesat setelah terbentuk Provinsi Kalimantan Utara.
- Penyiapan kecukupan pasokan LNG untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar pembangkit *peaker* tersebut termasuk pembangkit eksisting dan MPP.

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 Buol dan diharapkan akan terbentuk pada tahun 2017/2018 setelah transmisi Marisa – Moutong – Tolitoli – Buol selesai dibangun.

Tabel 6.38 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2016-2025

| PROYEK | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|-------------------------------------|---------|-------|-------|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | | Interkoneksi Sulut-Gorontalo-Tolitoli (2018) | | | | | | | |
| Produksi Energi | GWh | 2,231 | 2,576 | 3,055 | 3,373 | 3,661 | 3,961 | 4,283 | 4,638 | 5,026 | 5,438 |
| Load Factor | % | 66 | 67 | 66 | 67 | 67 | 68 | 68 | 69 | 69 | 70 |
| Beban Puncak Bruto | MW | 384 | 440 | 525 | 575 | 620 | 666 | 715 | 768 | 827 | 888 |
| KAPASITAS | | | | | | | | | | | |
| Kapasitas Terpasang | MW | 456 | 439 | 332 | 332 | 332 | 212 | 212 | 212 | 212 | 212 |
| Daya Mampu Netto | | 370 | 355 | 306 | 306 | 299 | 179 | 178 | 168 | 168 | 168 |
| IPP | MW | 26 | 26 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 |
| SEWA | MW | 137 | 120 | 120 | 120 | 120 | - | - | - | - | - |
| Tambahan Kapasitas | | | | | | | | | | | |
| SEWA | | | | | | | | | | | |
| PLTU Sewa Amurang (2x25) | PLTU | | 25 | 25 | | | | | | | |
| PLN ON GOING & COMMITTED | | | | | | | | | | | |
| Gorontalo (FTP1) | PLTU | | 50 | | | | | | | | |
| Gorontalo Peaker | PLTG | 100 | | | | | | | | | |
| IPP ON GOING & COMMITTED | | | | | | | | | | | |
| RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS | | | | | | | | | | | |
| Sulut 1 | PLTU | | | | 50 | 50 | | | | | |
| Tolitoli | PLTU | | | | | | 50 | | | | |
| Sulut 3 | PLTU | | | | 50 | 50 | | | | | |
| Sulbagut 1 | PLTU | | | | 50 | 50 | | | | | |
| Sulbagut 2 | PLTU | | | | | | | | 100 | 100 | |
| Sulbagut 3 | PLTU | | | | 50 | 50 | | | | | |
| Poigar 2 | PLTA | | | | | | 30 | | | | |
| Sawangan | PLTA | | | | | 12 | | | | | |
| Minahasa Peaker | PLTG/MG | | | 150 | | | | | | | |
| Sulbagut 1 (Load Follower) | PLTGU | | | | | | | 200 | | | |
| Kotamobagu (FTP2) | PLTP | | | | | | | | | | 80 |
| Lahendong 5 (FTP2) | PLTP | | 20 | | | | | | | | |
| Lahendong 6 (FTP2) | PLTP | | | 20 | | | | | | | |
| PLTBM Tersebar | PLTBM | - | - | 6 | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTP Tersebar | PLTP | - | - | - | - | - | - | - | - | 20 | 5 |
| TOTAL TAMBAHAN KAPASITAS | MW | 100 | 95 | 201 | 200 | 212 | 80 | 200 | 100 | 120 | 85 |
| TOTAL KAPASITAS SISTEM | MW | 556 | 634 | 728 | 928 | 1140 | 1100 | 1300 | 1400 | 1520 | 1605 |
| TOTAL DAYA MAMPU NETTO | MW | 470 | 550 | 696 | 896 | 1107 | 1067 | 1266 | 1356 | 1476 | 1561 |

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di sistem Sulbagut periode tahun 2016-2025 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.38. Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 1.393 MW dan *reserve margin* (RM) yang cukup berkisar antara 27% sampai 82%. Kondisi *reserve margin* 82% terjadi pada tahun 2020 dikarenakan adanya penugasan dari Pemerintah untuk program pembangunan pembangkit 35 GW yang harus diselesaikan pada tahun 2019.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagut antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU Gorontalo (2x25 MW) dan PLTU Sulut 1 (2x50 MW).
- Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTP IPP Lahendong 5 dan 6 (2x20 MW),
- Proyek pembangkit reguler PLTU yaitu Sulut 3 (2x50 MW), Sulbagut 1 (2x50 MW), Sulbagut 3 (2x50 MW) dan Sulbagut 2 (2x100 MW).

- Proyek pembangkit *peaker* yaitu Minahasa *Peaker* 150 MW, Gorontalo *Peaker* 100 MW.

Neraca Daya Sistem Sulbagsel:

Sistem Sulbagsel merupakan penggabungan sistem Sulsel-Sulbar, Sulteng dan sistem Sultra. Sistem ini direncanakan akan terbentuk pada tahun 2017 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 menganut 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 pengembang swasta dengan kapasitas total sekitar 1.816 MW dan oleh PLN sekitar 452 MW selama tahun 2016-2025. Selain itu, masih ada beberapa potensi tenaga hidro lainnya yang akan dikembangkan menjadi PLTA oleh pihak swasta dengan kapasitas total sekitar 905 MW dan saat ini dalam tahap studi kelayakan. Jika hasil studi menunjukkan layak secara teknis dan keekonomian, maka rencana proyek-proyek PLTA ini nantinya dapat dipertimbangkan masuk dalam neraca daya sistem Sulbagsel. Jika semua potensi tenaga hidro tersebut dikembangkan, maka akan ada tambahan kapasitas PLTA total sekitar 3.173 MW.

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* Sulsel, namun tidak diperhitungkan di dalam neraca daya karena bersifat *intermitten*/tidak kontinyu.

Daya mampu PLTA dan PLTB sangat dipengaruhi oleh musim sehingga perlu diantisipasi dengan membangun pembangkit thermal (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.

Tabel 6.39 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2016-2025

| PROYEK | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---|---------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <i>Sistem Suisel Interkoneksi dengan Kendari (2017)</i> | | | | | | | | | | | |
| Produksi | GWh | 6,532 | 8,640 | 10,472 | 11,458 | 12,803 | 14,082 | 15,687 | 17,332 | 19,079 | 20,565 |
| Faktor Beban | % | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 |
| Beban Puncak Bruto | MW | 1,151 | 1,521 | 1,839 | 2,007 | 2,236 | 2,451 | 2,726 | 3,000 | 3,289 | 3,538 |
| Beban Puncak Netto | MW | 1,133 | 1,492 | 1,804 | 1,978 | 2,207 | 2,423 | 2,694 | 2,968 | 3,257 | 3,505 |
| KAPASITAS | | | | | | | | | | | |
| Kapasitas Terpasang | MW | 1,387 | 1,366 | 1,296 | 1,118 | 1,118 | 1,118 | 1,158 | 1,158 | 1,158 | 1,158 |
| Daya Mampu Netto | MW | 1,307 | 1,265 | 1,234 | 1,104 | 1,104 | 1,104 | 1,144 | 1,144 | 1,144 | 1,144 |
| PLN | MW | 394 | 432 | 389 | 259 | 259 | 259 | 299 | 299 | 299 | 299 |
| IPP | MW | 833 | 833 | 844 | 844 | 844 | 844 | 844 | 844 | 844 | 844 |
| SEWA | MW | 80 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | MW | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Retired & Mothballed | | - | - | 87 | 130 | - | - | - | - | - | - |
| TAMBAHAN KAPASITAS | | | | | | | | | | | |
| PLN ON GOING & COMMITTED | | | | | | | | | | | |
| Nii Tanasa/Kendari (Ekspansi) | PLTU | 10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Punagaya (FTP2) | PLTU | - | - | 200 | - | - | - | - | - | - | - |
| IPP ON GOING & COMMITTED | | | | | | | | | | | |
| Mamuju | PLTU | - | 50 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Tawaeli Ekspansi | PLTU | 30 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Jeneponto 2 | PLTU | - | - | 125 | - | - | - | - | - | - | - |
| Kendari 3 | PLTU | - | - | - | 100 | - | - | - | - | - | - |
| Malea (FTP2) | PLTA | - | - | - | - | - | 90 | - | - | - | - |
| RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS | | | | | | | | | | | |
| MPP Kendari | PLTG/MG | - | - | 50 | - | - | - | - | - | - | - |
| Makassar Peaker | PLTGU | - | 300 | 150 | - | - | - | - | - | - | - |
| Suisel Peaker | PLTGU | - | - | 300 | 150 | - | - | - | - | - | - |
| Suisel 1 (Load Follower) | PLTGU | - | - | - | - | - | - | - | - | 450 | - |
| Suisel Barru 2 | PLTU | - | - | 100 | - | - | - | - | - | - | - |
| Suisel 2 | PLTU | - | - | - | 200 | 200 | - | - | - | - | - |
| Suisel 3 | PLTU | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Palu 3 | PLTU | - | - | 100 | - | - | - | - | - | - | - |
| Wajo | PLTMG | - | 20 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Poso 1 | PLTA | - | - | - | - | 70 | - | - | - | - | - |
| Poko | PLTA | - | - | - | - | - | - | 65 | 65 | - | - |
| Konawe | PLTA | - | - | - | - | - | - | - | - | 21 | - |
| Watunohu | PLTA | - | - | - | - | - | - | - | - | 15 | - |
| Lasolo | PLTA | - | - | - | - | - | - | - | 145 | - | - |
| Bakaru 2 | PLTA | - | - | - | - | - | 70 | 70 | - | - | - |
| Bakaru 3 | PLTA | - | - | - | - | - | - | - | 146 | - | - |
| Karama (Unsolicited) | PLTA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 190 |
| Bonto Batu | PLTA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 46 |
| Tumbuan-1 | PLTA | - | - | - | - | - | - | - | 150 | - | 150 |
| Salu Uro | PLTA | - | - | - | - | 47.5 | 47.5 | - | - | - | - |
| Kalaena 1 | PLTA | - | - | - | - | - | 27 | 27 | - | - | - |
| Seko 1 | PLTA | - | - | - | - | - | - | - | 160 | 320 | - |
| Tabulahan | PLTA | - | - | - | - | - | - | 10 | 10 | - | - |
| Masupu | PLTA | - | - | - | - | - | - | 18 | 18 | - | - |
| Buttu Batu | PLTA | - | - | - | - | - | - | - | - | 200 | - |
| Bora Pulu (FTP2) | PLTP | - | - | - | - | - | - | - | - | 40 | - |
| Marana (FTP2) | PLTP | - | - | - | - | - | - | - | 20 | - | - |
| PLTP Tersebar | PLTP | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 20 |
| PLTBM Tersebar | PLTBM | - | 10 | - | - | 5 | - | - | - | - | - |
| PLTSa Tersebar | PLTSa | - | 1 | - | - | - | - | - | 1 | - | - |
| PLTM Tersebar | PLTM | - | 14 | 20 | 65 | 20 | - | 3 | - | 27 | - |
| PLTA Tersebar | PLTA | - | - | - | - | - | - | - | - | 275 | 395 |
| TOTAL TAMBAHAN KAPASITAS | | | | | | | | | | | |
| | MW | 30 | 405 | 1,045 | 640 | 343 | 235 | 193 | 714 | 1,348 | 801 |
| TOTAL KAPASITAS SISTEM | | | | | | | | | | | |
| | MW | 1,417 | 1,801 | 2,777 | 3,238 | 3,581 | 3,815 | 4,048 | 4,762 | 6,110 | 6,911 |
| TOTAL DAYA MAMPU NETTO | | | | | | | | | | | |
| | MW | 1,337 | 1,700 | 2,714 | 3,224 | 3,567 | 3,801 | 4,034 | 4,748 | 6,096 | 6,897 |

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Sulbagsel periode tahun 2016-2025 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.39. Selama periode tersebut, direncanakan akan akan dibangun pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 5.303 MW dengan *reserve margin* (RM) berkisar antara 34% sampai 97% kecuali tahun 2016 dan 2017 dibawah 20%.Hal ini disebabkan karena pada tahun tersebut beban smelter di Bantaeng telah diperhitungkan. Selain itu, PLTBayu Sidrap 70 MW tidak

diperhitungan untuk reserve margin karena karakteristik pembangkit yang *intermitten*.

Sedangkan kondisi *reserve margin* 97% terjadi pada tahun 2025 dikarenakan untuk memenuhi target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, maka dibutuhkan tambahan pembangkit EBT yang sangat besar, termasuk PLTA sebesar 781 MW pada tahun 2025 serta tambahan pembangkit thermal yang beroperasi sebagai *load follower* untuk antisipasi kondisi musim di Sistem Sulbagsel. Penambahan pembangkit baru untuk meningkatkan porsi pembangkit EBT, berupa PLTA, PLTM, PLTP, PLTB, PLTS, PLT sampah, dan biomass.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagsel antara lain:

- Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTU Punagaya 2x100 MW, PLTA Malea 90 MW, PLTA Buttu Batu 2x100 MW, PLTP Bora Pulu 40 MW serta PLTP Marana 20 MW.
- Proyek pembangkit reguler PLTU yaitu Sulsel Barru 2 (1x100 MW), Jeneponto 2 (2x125 MW), Sulsel 2 (2x200 MW), Palu 3 (2x50 MW), Kendari 3 (2x50 MW).
- Proyek pembangkit *peaker* yaitu Makassar *Peaker* 450 MW, Sulsel *Peaker* 450 MW dengan indikasi lokasi di Maros.
- Proyek pembangkit *hydro* yang dikembangkan oleh pihak swasta sebagai proyek IPP dan proyek yang dikembangkan oleh pihak PLN sebagai proyek EPC PLN.

Selama periode tahun 2016-2017 diperkirakan hampir tidak ada proyek pembangkit beban dasar baru non-BBM yang akan masuk sistem karena mundur dari jadwal semula, namun disisi lain terdapat calon pelanggan industri besar *smelter* yang diperkirakan akan mulai beroperasi sehingga daya yang tersedia diperkirakan akan terserap habis.

Neraca Daya Sistem Lombok:

Sistem Lombok 150 kV mulai beroperasi sejak tahun 2013 yaitu setelah PLTU Jeranjang unit 3 kapasitas 1x25 MW beroperasi memasok kebutuhan beban kota Mataram. Saat ini sistem Lombok telah berkembang sampai ke Lombok Timur yaitu GI Pringgabaya setelah transmisi 150 kV selesai dibangun.

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di sistem Lombok periode tahun 2016-2025 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.40.

Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 730 MW dan *reserve margin* (RM) cukup tinggi berkisar antara 38% sampai 97%. Kondisi *reserve margin* 97% terjadi pada tahun 2019 dikarenakan adanya penugasan dari Pemerintah untuk program pembangunan pembangkit 35 GW yang harus diselesaikan pada tahun 2019.

Tabel 6.40 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2016-2025

| PROYEK | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|----------------------------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Produksi Energi | GWh | 1,290 | 1,459 | 1,623 | 1,779 | 1,918 | 2,067 | 2,226 | 2,393 | 2,562 | 2,743 |
| Load Factor | % | 65 | 66 | 67 | 68 | 68 | 69 | 70 | 71 | 71 | 72 |
| Beban Puncak | MW | 225 | 252 | 277 | 300 | 320 | 341 | 364 | 387 | 410 | 434 |
| Pasokan | | | | | | | | | | | |
| Kapasitas Terpasang | MW | 274 | 222 | 130 | 130 | 100 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |
| Daya Mampu Netto | | 238 | 186 | 125 | 125 | 95 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| Kapasitas Terpasang PLN | | 119 | 119 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 |
| IPP | | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| SEWA | | 142 | 90 | 90 | 90 | 60 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Retired & Mothballed | | 0 | 62 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Tambahan Kapasitas | | | | | | | | | | | |
| SEWA | | | | | | | | | | | |
| PLTU Sewa Lombok | | | | | 50*) | | | | | | |
| PLN ON GOING & COMMITTED | | | | | | | | | | | |
| Lombok (FTP1) | PLTU | 50 | | | | | | | | | |
| Lombok Peaker | PLTGU/MGU | | | 150 | | | | | | | |
| MPP Lombok | PLTG/MG | 50 | | | | | | | | | |
| IPP ON GOING & COMMITTED | | | | | | | | | | | |
| Lombok Timur | PLTU | | 50 | | | | | | | | |
| PLTM Tersebar | PLTM | - | - | 1 | 2 | - | - | - | - | - | - |
| RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS | | | | | | | | | | | |
| Lombok (FTP2) | PLTU | | | 50 | 50 | | | | | | |
| Lombok 2 | PLTU | | | | 50 | 50 | | | | | |
| Lombok 3 | PLTU | | | | | | | | | 50 | 50 |
| Lombok (Load Follower) | PLTGU | | | | | | | | 100 | | |
| Sembalun (FTP2) | PLTP | | | | | | | | | 20 | |
| PLTSa Tersebar | PLTSa | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PLTBM Tersebar | PLTBM | - | - | - | - | - | 5 | - | - | - | - |
| TOTAL TAMBAHAN KAPASITAS | MW | 100 | 51 | 201 | 102 | 50 | 5 | 0 | 100 | 70 | 50 |
| TOTAL KAPASITAS SISTEM | MW | 374 | 373 | 482 | 584 | 604 | 549 | 549 | 649 | 719 | 769 |
| TOTAL DAYA MAMPU NETTO | MW | 338 | 336 | 476 | 578 | 598 | 538 | 538 | 638 | 708 | 758 |

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Lombok antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU 2 di NTB Lombok/Jeranjang 2x25 MW, Proyek pembangkit FTP2 PLTU Lombok 2x50 MW untuk memenuhi kebutuhan beban yang terus meningkat.
- Proyek pembangkit IPP PLTU Lombok Timur 2x25 MW dalam tahap konstruksi, diharapkan tahun 2017 sudah beroperasi.

- Proyek pembangkit Lombok *Peaker* 150 MW dengan bahan bakar gas yang disimpan dalam bentuk CNG untuk memenuhi kebutuhan beban puncak.

Proyek – Proyek Strategis di Wilayah Indonesia Timur

Beberapa proyek kelistrikan 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 Sulawesi Tenggara, NTB, NTT, 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 Indonesia Timur untuk memenuhi kebutuhan beban sebelum pembangkit non-BBM beroperasi, antara lain di sistem Bau-Bau, Wangi-Wangi, Sumbawa, Flores, Kupang, Ambon, Ternate, Manokwari, Jayapura dan Timika.

6.5.9. Partisipasi Listrik Swasta

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.

6.5.10. Program Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015.

Program Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur sebelumnya disebut Program Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 67 Tahun 2005, Peraturan Presiden Nomor 13 Tahun 2010 dan Peraturan Presiden Nomor 56 Tahun 2011

Pada saat ini terdapat 4 proyek kelistrikan yang termasuk proyek Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) antara lain PLTU Jawa Tengah (2x1.000 MW), PLTU Sumsel-9 (2x600 MW), PLTU Sumsel-10 (1x600 MW) dan PLTA Karama (450 MW).

6.5.11. Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang

Dalam RUPTL ini terdapat rencana pembangunan 4.500 MW PLTU batubara yang berlokasi di dekat tambang batubara di wilayah Sumatera. Wilayah Indonesia Timur terdapat pengembangan PLTU Mulut Tambang dengan total kapasitas 55 MW. Keekonomian PLTU batubara mulut tambang diharapkan dapat diperoleh dari 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 pantai⁴⁹ dan diperlukan investasi transmisi untuk menyalurkan listrik dari PLTU mulut tambang ke pusat beban.

Untuk menjamin *economic sustainability* suatu PLTU mulut tambang, ada kebijakan Pemerintah yang menetapkan harga batubara untuk PLTU mulut tambang tidak mengikuti harga pasar internasional, namun ditetapkan berdasarkan '*cost plus*', dan harus ada transparansi biaya kepada PLN karena tidak ada mekanisme pasar yang mengontrol.

6.6. PROYEKSI NERACA ENERGI DAN KEBUTUHAN BAHAN BAKAR

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.

6.6.1. Sasaran Fuel Mix Indonesia

Fuel Mix Tahun 2016-2025

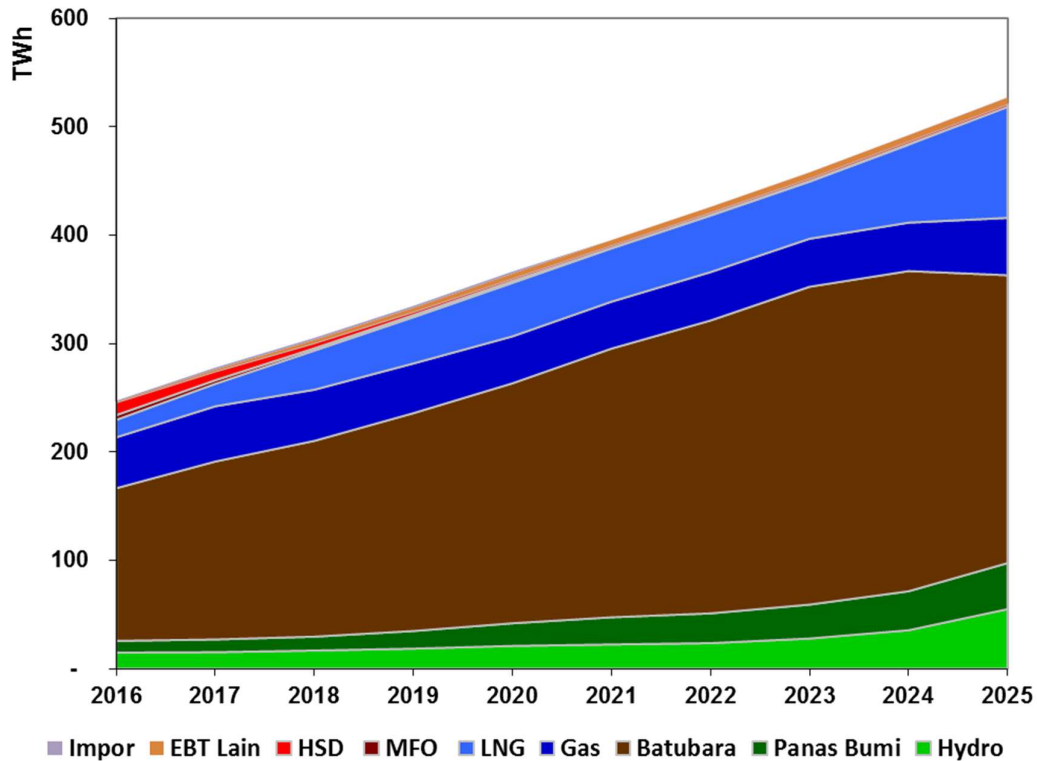
Setelah mengidentifikasi dan mengoptimalkan potensi-potensi energi baru dan terbarukan (EBT) yang dapat dikembangkan hingga tahun 2025, bauran energi dari EBT akan meningkat dari 11% pada 2016 menjadi maksimal sebesar 19,6% pada tahun 2025.

Target EBT sekitar 25% sesuai Draft RUKN 2015-2034 hanya dapat dicapai dengan tambahan Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN) sebesar 3,6 GW pada tahun 2025 atau pembangkit EBT lain sebesar 14,4 GW yang dapat menghasilkan energi sekitar 27 TWh. Opsi yang diambil dalam RUPTL ini adalah dengan memanfaatkan pembangkit gas sebesar 5,1 GW sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sekitar 25% pada tahun 2025 tidak tercapai.

Komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia diproyeksikan pada tahun 2025 akan menjadi 50,3% batubara, 29,4% gas alam (termasuk LNG), 8,0% panas bumi, 10,4% tenaga air, 0,7% BBM dan 1,2% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.41 dan Gambar 6.4.

Tabel 6.41 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)

| No. | Jenis Bahan Bakar | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|-----|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 1 | HSD | 11,784 | 8,130 | 4,793 | 2,996 | 2,340 | 2,345 | 2,365 | 2,489 | 2,599 | 2,648 |
| 2 | MFO | 4,365 | 3,303 | 2,100 | 1,878 | 1,797 | 505 | 564 | 588 | 715 | 664 |
| 3 | Gas | 46,988 | 50,975 | 47,174 | 45,847 | 43,328 | 43,287 | 44,638 | 44,297 | 44,663 | 52,933 |
| 4 | LNG | 16,114 | 20,733 | 36,141 | 42,721 | 49,337 | 49,197 | 52,207 | 52,721 | 71,886 | 102,419 |
| 5 | Batubara | 140,806 | 164,164 | 180,645 | 200,993 | 221,374 | 247,916 | 270,224 | 293,293 | 295,451 | 265,599 |
| 6 | Hydro | 14,867 | 15,260 | 16,786 | 18,550 | 21,066 | 22,420 | 23,626 | 27,890 | 35,525 | 54,993 |
| 7 | Panas Bumi | 10,853 | 11,750 | 12,818 | 16,286 | 20,901 | 25,036 | 27,450 | 31,273 | 35,954 | 42,484 |
| 8 | EBT Lain | 596 | 1,801 | 2,987 | 3,721 | 4,403 | 4,777 | 5,015 | 5,374 | 5,501 | 5,981 |
| 9 | Impor | 1,007 | 1,827 | 1,834 | 1,820 | 1,924 | 111 | 137 | 175 | 214 | 258 |
| | T O T A L | 247,381 | 277,942 | 305,278 | 334,811 | 366,469 | 395,594 | 426,227 | 458,100 | 492,510 | 527,978 |



Gambar 6.4 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)

Untuk mencapai target bauran energi sesuai Draft RUKN 2015-2034, perlu dukungan Pemerintah untuk:

- 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.
- Adanya insentif dari Pemerintah untuk mendorong pengembangan EBT.
- Perlu ada kejelasan skema subsidi dengan meningkatnya BPP karena EBT.
- 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.
- 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*.

Kebutuhan Bahan Bakar Tahun 2016-2025

Kebutuhan bahan bakar Indonesia dari tahun 2016 sampai dengan tahun 2025 diberikan pada Tabel 6.42.

Tabel 6.42 Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia

| No. | Jenis Bahan Bakar | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|-----|--------------------------------------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1 | HSD (10 ³ kl) | 3,256 | 2,263 | 1,358 | 870 | 687 | 687 | 693 | 727 | 757 | 770 |
| 2 | MFO (10 ³ kl) | 1,148 | 883 | 527 | 472 | 452 | 132 | 139 | 137 | 162 | 157 |
| 3 | Gas (bcf) | 429 | 474 | 434 | 403 | 377 | 379 | 396 | 390 | 394 | 473 |
| 4 | LNG (bcf) | 147 | 191 | 310 | 358 | 419 | 416 | 438 | 442 | 589 | 838 |
| 5 | Batubara (10 ⁶ ton) | 77 | 92 | 101 | 111 | 122 | 138 | 150 | 163 | 165 | 148 |
| 6 | Biomass/Sampah (10 ³ ton) | 5 | 115 | 331 | 409 | 469 | 637 | 852 | 947 | 946 | 946 |

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

Dari Tabel 6.42 terlihat bahwa konsumsi BBM akan jauh menurun, sedangkan batubara akan terus meningkat hingga tahun 2024. Namun pada tahun 2025 terjadi penurunan konsumsi batubara karena sesuai target Pemerintah untuk mengurangi bauran energi dari batubara menjadi sekitar 50%. Kebutuhan gas/LNG akan meningkat secara signifikan sesuai target Pemerintah untuk meningkatkan pemanfaatan gas menggantikan batubara, serta sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak tercapai.

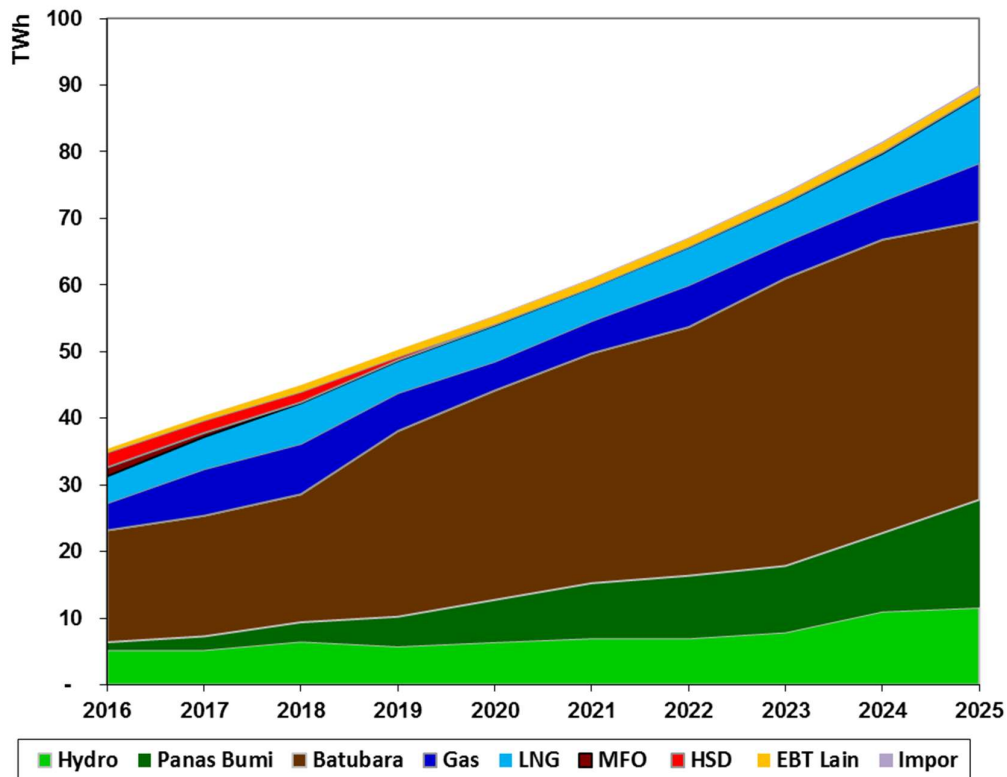
Sebagai dampak dari produksi energi dari gas yang tinggi tersebut, akan diperlukan pasokan gas yang cukup besar yang pada saat ini masih belum terpenuhi, sehingga diperkirakan akan terjadi defisit pasokan gas. Apabila kebutuhan gas tersebut tidak dapat dipenuhi secukupnya, maka kebutuhan ini harus disubstitusi dengan bahan bakar lain, yaitu BBM atau batubara.

6.6.2. Sasaran Fuel Mix Sumatera

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Sumatera diproyeksikan pada tahun 2025 akan menjadi 46,4% batubara, 20,9% gas alam (termasuk LNG), 12,9% tenaga air, 18,0% panas bumi, 0,2% BBM dan 1,3% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.43 dan Gambar 6.5. Porsi pembangkit EBT di Sumatera akan meningkat dari 19,6% pada 2016 menjadi 32,1% pada 2025.

Tabel 6.43 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh)

| No. | Jenis Bahan Bakar | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|-----------|-------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 1 | HSD | 2,241 | 1,878 | 1,569 | 509 | 99 | 33 | 62 | 82 | 118 | 96 |
| 2 | MFO | 1,320 | 591 | 121 | 104 | 93 | 22 | 61 | 95 | 174 | 123 |
| 3 | Gas | 4,070 | 6,991 | 7,566 | 5,700 | 4,325 | 4,859 | 6,286 | 5,486 | 5,818 | 8,723 |
| 4 | LNG | 4,041 | 4,838 | 6,111 | 4,822 | 5,448 | 5,015 | 5,683 | 5,848 | 7,109 | 10,136 |
| 5 | Batubara | 16,797 | 18,103 | 19,213 | 27,866 | 31,428 | 34,506 | 37,315 | 43,172 | 44,039 | 41,793 |
| 6 | Hydro | 5,197 | 5,225 | 6,497 | 5,772 | 6,404 | 6,994 | 6,983 | 7,872 | 11,001 | 11,590 |
| 7 | Panas Bumi | 1,189 | 2,041 | 2,887 | 4,446 | 6,339 | 8,250 | 9,389 | 9,966 | 11,776 | 16,189 |
| 8 | EBT Lain | 558 | 715 | 1,015 | 1,058 | 1,177 | 1,229 | 1,221 | 1,260 | 1,305 | 1,182 |
| 9 | Impor | - | 13 | 21 | 7 | 110 | 111 | 137 | 175 | 214 | 258 |
| T O T A L | | 35,414 | 40,395 | 45,000 | 50,283 | 55,425 | 61,017 | 67,137 | 73,955 | 81,554 | 90,089 |



Gambar 6.5 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di wilayah Sumatera dari tahun 2016 sampai dengan tahun 2025 diberikan pada Tabel 6.44.

Tabel 6.44 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Sumatera

| No. | Jenis Bahan Bakar | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|-----|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1 | HSD (10 ³ kl) | 639 | 535 | 447 | 145 | 28 | 9 | 18 | 23 | 34 | 27 |
| 2 | MFO (10 ³ kl) | 330 | 148 | 30 | 26 | 23 | 5 | 6 | 6 | 16 | 11 |
| 3 | Gas (bcf) | 49 | 85 | 92 | 69 | 52 | 59 | 76 | 67 | 71 | 106 |
| 4 | LNG (bcf) | 40 | 48 | 61 | 48 | 54 | 50 | 57 | 58 | 71 | 101 |
| 5 | Batubara (10 ⁶ ton) | 10 | 11 | 11 | 16 | 18 | 20 | 21 | 25 | 27 | 25 |
| 6 | Biomass/Sampah (10 ³ ton) | 5 | 6 | 8 | 7 | 7 | 6 | 4 | 3 | 2 | 2 |

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

6.6.3. Sasaran Fuel Mix Jawa-Bali

Rencana penyediaan energi dan kebutuhan bahan bakar untuk periode tahun 2016-2025 berdasarkan jenis bahan bakarnya diberikan pada Tabel 6.45 dan Gambar 6.6.

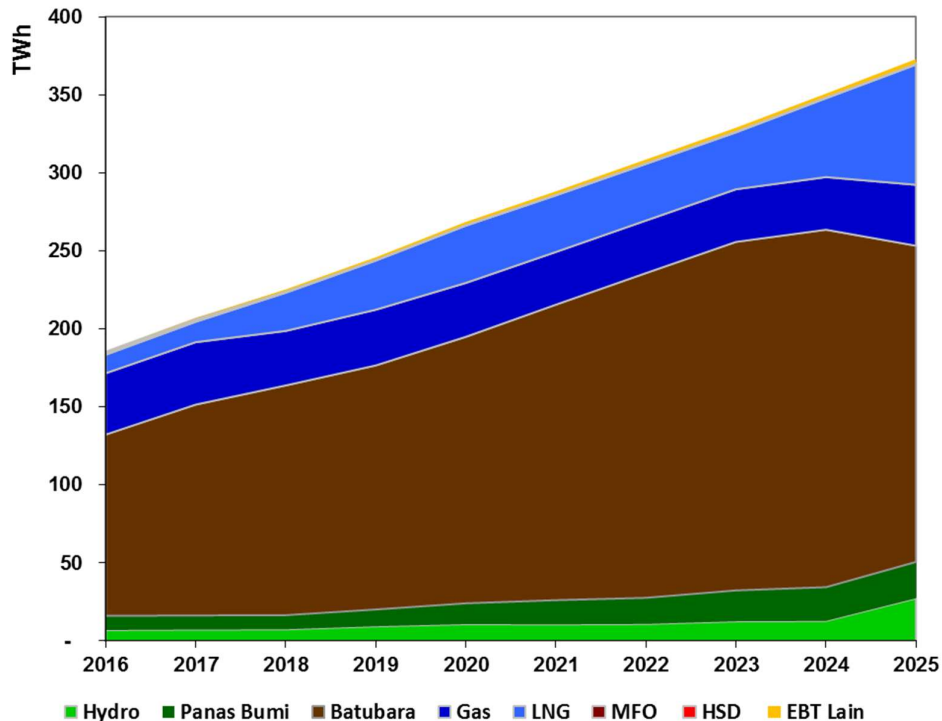
Dalam kurun waktu tahun 2016-2025, produksi energi dari batubara meningkat sebesar 1,7 kali dan kebutuhan gas alam meningkat 2,3 kali lipat, sedangkan kebutuhan BBM menurun drastis karena digantikan oleh LNG/CNG.

Hal ini mencerminkan bahwa perencanaan dalam RUPTL ini telah sejalan dengan kebijakan Pemerintah mengenai diversifikasi energi, yaitu mengurangi pemakaian BBM dan mengoptimalkan pemakaian batubara dan gas.

Tabel 6.45 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)

| No. | Jenis Bahan Bakar | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|-----|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 1 | HSD | 1,132 | 1,129 | 1,130 | 856 | 856 | 856 | 856 | 856 | 856 | 856 |
| 2 | MFO | 819 | 819 | 127 | 135 | 134 | 143 | 167 | 186 | 234 | 234 |
| 3 | Gas | 39,343 | 40,019 | 34,957 | 35,708 | 34,542 | 33,783 | 33,705 | 33,739 | 33,739 | 39,086 |
| 4 | LNG | 11,833 | 13,077 | 24,515 | 31,530 | 36,737 | 36,300 | 36,300 | 36,497 | 50,513 | 77,030 |
| 5 | Batubara | 116,137 | 135,092 | 147,219 | 156,373 | 170,746 | 189,338 | 208,054 | 223,352 | 229,073 | 202,621 |
| 6 | Hydro | 6,988 | 7,296 | 7,451 | 9,383 | 10,754 | 10,614 | 10,899 | 12,588 | 12,828 | 27,353 |
| 7 | Panas Bumi | 9,087 | 9,058 | 9,062 | 10,791 | 13,382 | 15,528 | 16,750 | 19,786 | 21,622 | 23,278 |
| 8 | EBT Lain | - | 286 | 766 | 1,087 | 1,411 | 1,582 | 1,803 | 1,901 | 1,901 | 2,445 |
| 9 | Impor | | | | | | | | | | |
| | TOTAL | 185,339 | 206,776 | 225,227 | 245,864 | 268,561 | 288,145 | 308,533 | 328,904 | 350,766 | 372,901 |

Pada Tabel 6.45 terlihat bahwa batubara mendominasi energi primer lainnya, yaitu 203 TWh dari total produksi 373 TWh (54%) pada tahun 2025. Panas bumi mengalami peningkatan secara signifikan dari 9,1 TWh pada tahun 2016 menjadi 23,3 TWh pada tahun 2025, atau meningkat hingga 2,6 kali lipat. Tenaga air juga mengalami peningkatan secara signifikan dari 7,0 TWh pada tahun 2016 menjadi 27,3 TWh pada tahun 2025, atau meningkat hampir 4 kali lipat. Produksi listrik dari gas alam (termasuk LNG) mengalami peningkatan sejak tahun 2016 sebesar 2,3 kali lipat pada tahun 2025. produksi Porsi pembangkit EBT di Jawa-Bali akan meningkat dari 8,4% pada 2016 menjadi 14,2% pada 2025.



Gambar 6.6 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)

Neraca energi pada Gambar 6.6 merefleksikan produksi energi setiap pembangkit, termasuk pembangkit Muara Karang, Priok dan Muara Tawar yang menggunakan gas. Situasi pada Gambar 6.6 tersebut adalah untuk memenuhi tuntutan kebutuhan operasi sistem tenaga listrik dimana ketiga pembangkit berbahan bakar gas tersebut harus beroperasi dengan output yang tinggi (*must run*). Selain itu produksi energi dari gas/LNG yang sangat besar sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak terpenuhi.

Sebagai dampak dari produksi yang tinggi pada ketiga pembangkit 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.

Proyeksi kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit milik PLN dan IPP dapat dilihat pada Tabel 6.46. Volume kebutuhan batubara terus meningkat sampai tahun 2024. Hal ini merupakan konsekuensi dari rencana pengembangan pembangkit yang mengandalkan PLTU batubara sebagai pemikul beban dasar. Namun pada tahun 2025 terjadi penurunan konsumsi batubara karena sesuai

target Pemerintah untuk mengurangi bauran energi dari batubara menjadi sekitar 50%. Kebutuhan gas/LNG akan meningkat secara signifikan sesuai target Pemerintah untuk meningkatkan pemanfaatan gas menggantikan batubara, serta sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak tercapai.

Tabel 6.46 Kebutuhan Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali

| No. | Jenis Bahan Bakar | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|-----|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1 | HSD (10 ³ kl) | 346 | 345 | 345 | 285 | 285 | 285 | 285 | 285 | 285 | 285 |
| 2 | MFO (10 ³ kl) | 266 | 266 | 38 | 40 | 40 | 42 | 49 | 55 | 69 | 69 |
| 3 | Gas (bcf) | 345 | 350 | 297 | 291 | 281 | 275 | 274 | 274 | 274 | 318 |
| 4 | LNG (bcf) | 105 | 122 | 208 | 263 | 312 | 309 | 309 | 310 | 420 | 631 |
| 5 | Batubara (10 ⁶ ton) | 61 | 73 | 78 | 82 | 89 | 99 | 109 | 117 | 121 | 106 |
| 6 | Biomass/Sampah (10 ³ ton) | - | 109 | 323 | 401 | 462 | 630 | 847 | 944 | 944 | 944 |

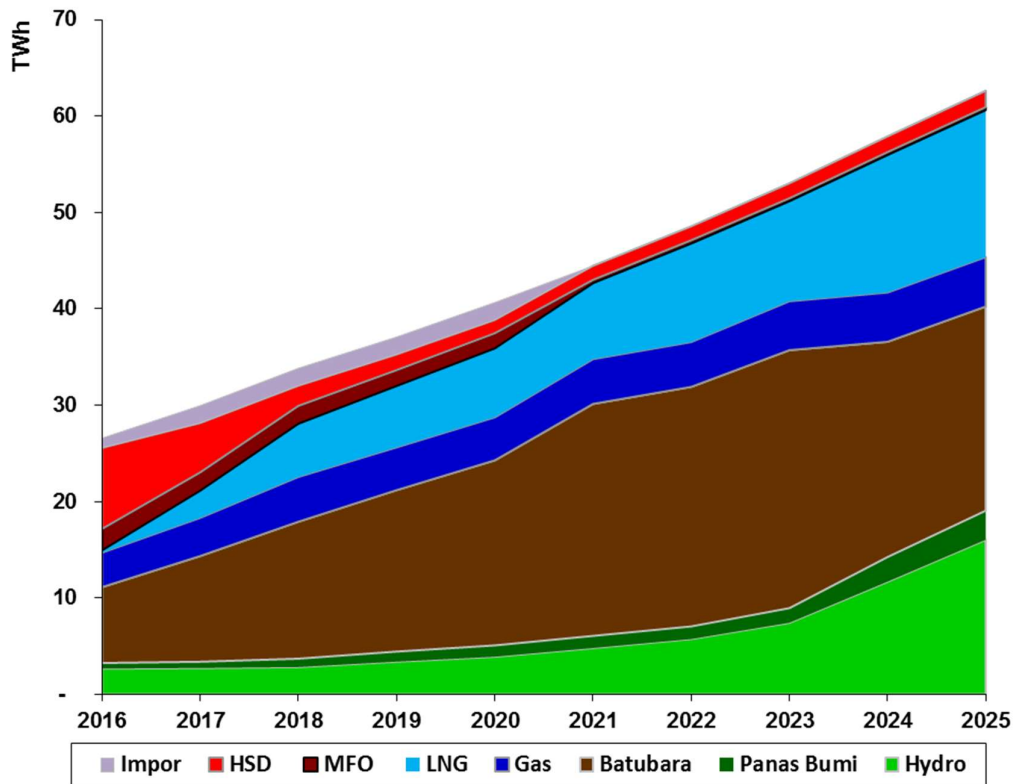
Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

6.6.4. Sasaran Fuel Mix Indonesia Timur

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Indonesia Timur diproyeksikan pada tahun 2025 akan menjadi 32,6% batubara, 24,7% tenaga air, 31,4% gas alam (termasuk LNG), 4,6% panas bumi dan 3,1% BBM dan 3,6% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.47 dan Gambar 6.7. Porsi pembangkit EBT di Indonesia Timur akan meningkat dari 12,4% pada 2016 menjadi 33,0% pada 2025.

Tabel 6.47 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh)

| No. | Jenis Bahan Bakar | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|-----|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 1 | HSD | 8,410 | 5,123 | 2,095 | 1,631 | 1,384 | 1,456 | 1,447 | 1,551 | 1,625 | 1,696 |
| 2 | MFO | 2,226 | 1,893 | 1,852 | 1,640 | 1,570 | 340 | 337 | 307 | 307 | 307 |
| 3 | Gas | 3,574 | 3,964 | 4,651 | 4,439 | 4,461 | 4,646 | 4,648 | 5,072 | 5,106 | 5,125 |
| 4 | LNG | 241 | 2,818 | 5,515 | 6,369 | 7,151 | 7,882 | 10,224 | 10,376 | 14,265 | 15,253 |
| 5 | Batubara | 7,872 | 10,969 | 14,213 | 16,754 | 19,201 | 24,072 | 24,854 | 26,770 | 22,339 | 21,185 |
| 6 | Hydro | 2,682 | 2,739 | 2,837 | 3,395 | 3,907 | 4,812 | 5,744 | 7,430 | 11,697 | 16,050 |
| 7 | Panas Bumi | 576 | 651 | 869 | 1,049 | 1,180 | 1,258 | 1,311 | 1,521 | 2,555 | 3,017 |
| 8 | EBT Lain | 39 | 800 | 1,205 | 1,575 | 1,816 | 1,966 | 1,991 | 2,214 | 2,296 | 2,354 |
| 9 | Impor | 1,007 | 1,813 | 1,813 | 1,813 | 1,813 | - | - | - | - | - |
| | T O T A L | 26,628 | 30,770 | 35,051 | 38,664 | 42,483 | 46,432 | 50,557 | 55,242 | 60,190 | 64,988 |



Gambar 6.7 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di Indonesia Timur dari tahun 2016 sampai dengan tahun 2025 diberikan pada Tabel 6.48.

Tabel 6.48 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur

| No. | Jenis Bahan Bakar | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|-----|--------------------------------------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1 | HSD (10 ³ kl) | 2,271 | 1,383 | 566 | 440 | 374 | 393 | 391 | 419 | 439 | 458 |
| 2 | MFO (10 ³ kl) | 552 | 469 | 459 | 407 | 389 | 84 | 84 | 76 | 76 | 76 |
| 3 | Gas (bcf) | 35 | 39 | 45 | 43 | 44 | 46 | 46 | 49 | 49 | 49 |
| 4 | LNG (bcf) | 2 | 21 | 40 | 47 | 52 | 57 | 72 | 73 | 98 | 105 |
| 5 | Batubara (10 ⁶ ton) | 6 | 8 | 11 | 13 | 15 | 18 | 19 | 21 | 17 | 17 |
| 6 | Biomass/Sampah (10 ³ ton) | - | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

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

6.7. PROYEKSI EMISI CO₂

Proses perencanaan sistem pada RUPTL 2016-2025 belum memperhitungkan biaya emisi CO₂ sebagai salah satu variabel biaya. Namun demikian RUPTL ini tidak mengabaikan upaya pengurangan emisi CO₂. Hal ini dapat dilihat dari banyaknya kandidat PLTP, PLTA dan EBT lainnya yang ditetapkan masuk dalam sistem kelistrikan walaupun mereka bukan merupakan solusi biaya terendah.

Selain itu juga banyak direncanakan pengembangan energi baru dan terbarukan lainnya seperti PLTB, PLTS, PLT sampah, biomass dan PLTN. Penggunaan teknologi *boilers upercritical* dan *ultra-supercritical* untuk PLTU batubara di pulau Jawa dan Sumatera juga membuktikan bahwa PLN peduli dengan upaya pengurangan emisi CO₂ dari pembangkitan tenaga listrik.

Banyaknya emisi dihitung dari jumlah bahan bakar yang digunakan dan dikonversi menjadi emisi CO₂ (dalam ton CO₂) dengan menggunakan faktor pengali (*emission factor*) yang diterbitkan oleh IPCC⁵⁰ 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. 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 CO₂.

Emisi CO₂ Indonesia

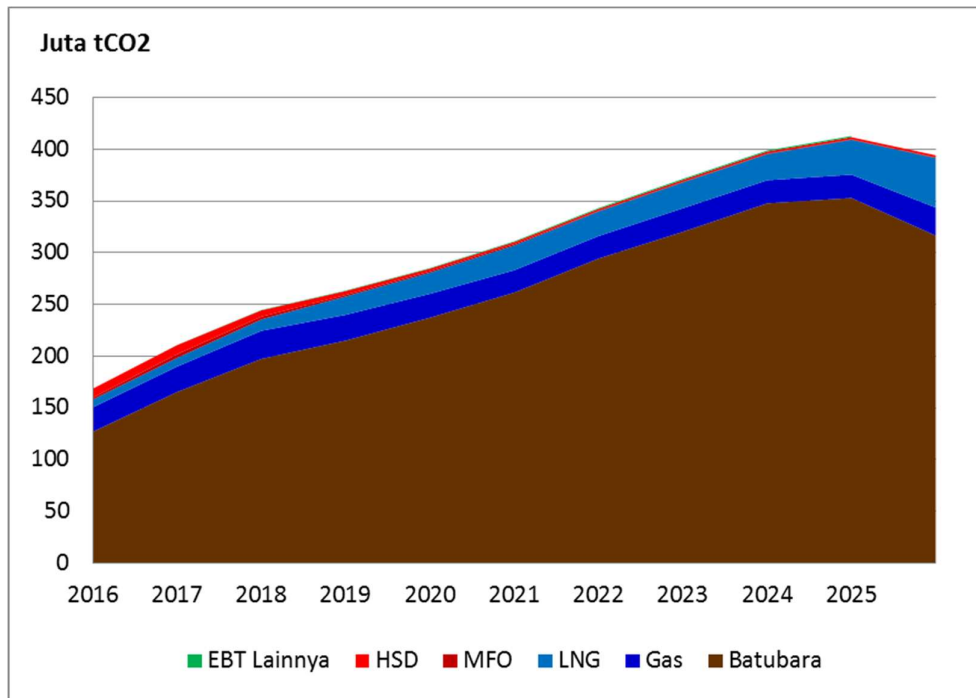
Gambar 6.8 memperlihatkan emisi CO₂ yang akan dihasilkan apabila produksi listrik Indonesia dilakukan dengan fuel mix seperti pada Gambar 6.4. Dari Gambar 6.8 dapat dilihat bahwa emisi CO₂ se-Indonesia akan meningkat hampir 2 kali lipat dari 211 juta ton pada tahun 2016 menjadi 395 juta ton pada tahun 2025. Dari 395 juta ton emisi tersebut, 317 juta ton (80%) berasal dari pembakaran batubara.

*Average grid emission factor*⁵¹ untuk Indonesia pada tahun 2016 adalah 0,851 kgCO₂/kWh, akan meningkat hingga 0,871 kgCO₂/kWh pada tahun 2022 karena banyak beroperasinya PLTU batubara. Masih tingginya *grid emission factor* pada tahun 2022 juga disebabkan mundurnya proyek-proyek PLTP dan

⁵⁰ IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

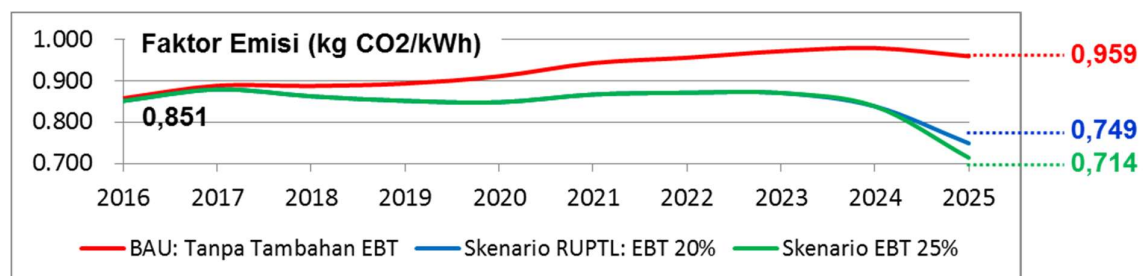
⁵¹ *Grid emission factor* didefinisikan sebagai jumlah CO₂ [kg] per produksi listrik [kWh]

PLTA, serta berkurangnya pasokan gas untuk pembangkit. Namun selanjutnya akan menurun hingga 0,749 kgCO₂/kWh pada tahun 2025 karena kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya serta penggunaan teknologi batubara bersih (seperti PLTU *ultra super critical*/USC).



Gambar 6.8 Emisi CO₂ per Jenis Bahan Bakar (Indonesia)

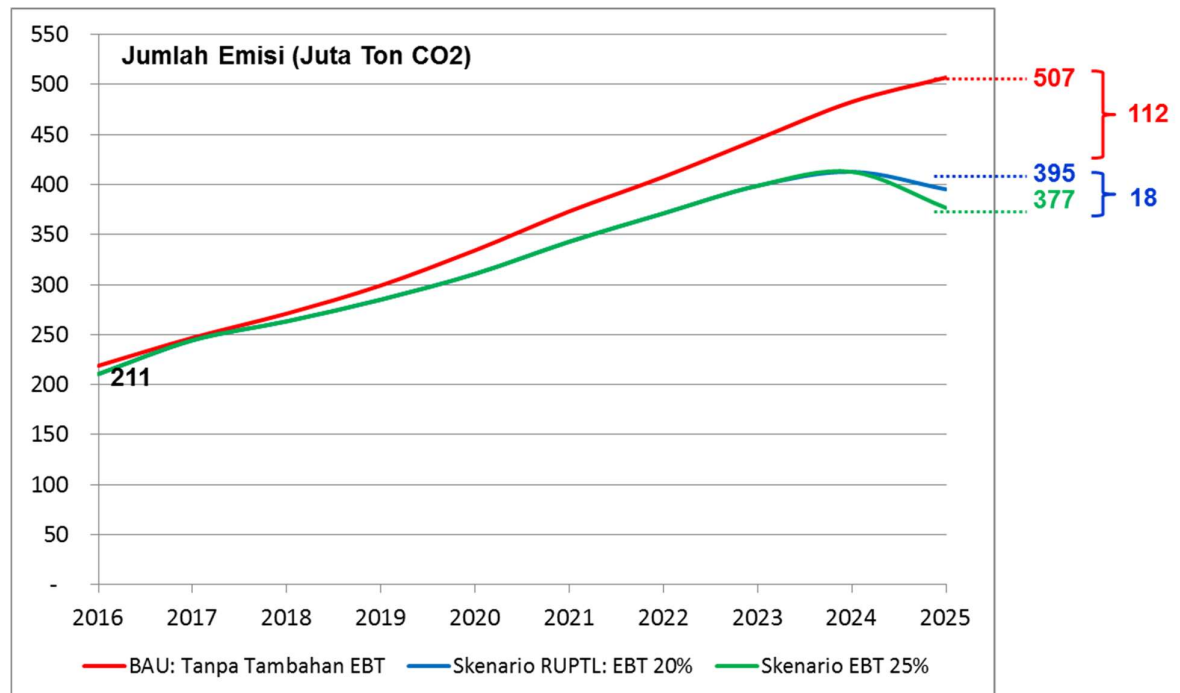
Gambar 6.9 menunjukkan proyeksi *grid emission factor* untuk berbagai skenario EBT, sedangkan Gambar 6.10 menunjukkan proyeksi jumlah emisi CO₂ yang dihasilkan oleh pembangkit listrik selama periode tahun 2016-2025.



Gambar 6.9 Proyeksi Grid Emission Factor CO₂ untuk Berbagai Skenario EBT

Dari Gambar 6.9 tersebut terlihat bahwa apabila tidak ada penambahan EBT yang agresif, maka faktor emisi akan meningkat dari 0,851 kgCO₂/kWh pada 2016 menjadi 0,960 kgCO₂/kWh pada 2025. Namun dengan pengembangan EBT yang agresif, maka faktor emisi CO₂ akan menurun menjadi 0,749

kgCO₂/kWh pada 2025 dalam RUPTL (EBT 20%), dan 0,714 kgCO₂/kWh apabila target EBT 25% terpenuhi.



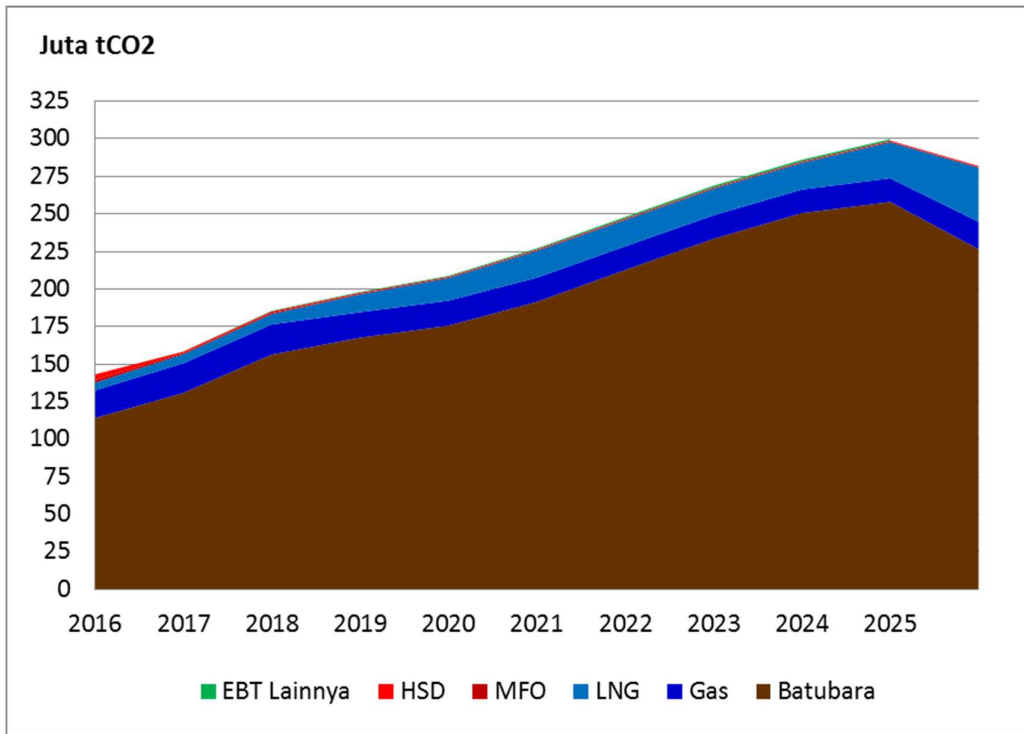
Gambar 6.10 Proyeksi Emisi CO₂ untuk Berbagai Skenario Pengembangan EBT

Penurunan emisi CO₂ dengan membatasi bauran energi dari batubara sekitar 50% melalui penambahan pembangkit EBT dan pembangkit gas adalah sebesar 112 juta ton CO₂, sedangkan apabila hanya melalui penambahan pembangkit EBT maka penurunannya 130 juta ton CO₂. Dengan asumsi harga CO₂ sebesar USD 1/ton CO₂, maka terdapat benefit sebesar USD 130 juta. Namun investasi yang dibutuhkan untuk mengembangkan EBT jauh lebih besar, yaitu USD 24 miliar (apabila dipenuhi dengan EBT dan gas) atau USD 50 miliar (apabila dipenuhi dengan EBT saja).

Emisi CO₂ Sistem Jawa-Bali

Proyeksi emisi CO₂ dari sistem Jawa Bali diperlihatkan pada Gambar 6.11. Emisi akan meningkat 1,8 kali lipat dari 158 juta ton pada tahun 2016 menjadi 283 juta ton pada tahun 2025. *Grid emission factor* akan meningkat dari 0,854kgCO₂/kWh pada tahun 2016 menjadi 0,871kgCO₂/kWh pada tahun 2022 karena banyak beroperasinya PLTU dan terlambatnya pengembangan PLTP dan PLTA, serta berkurangnya pasokan gas untuk pembangkit. Namun selanjutnya akan menurun hingga 0,759 kgCO₂/kWh pada tahun 2025 karena kontribusi

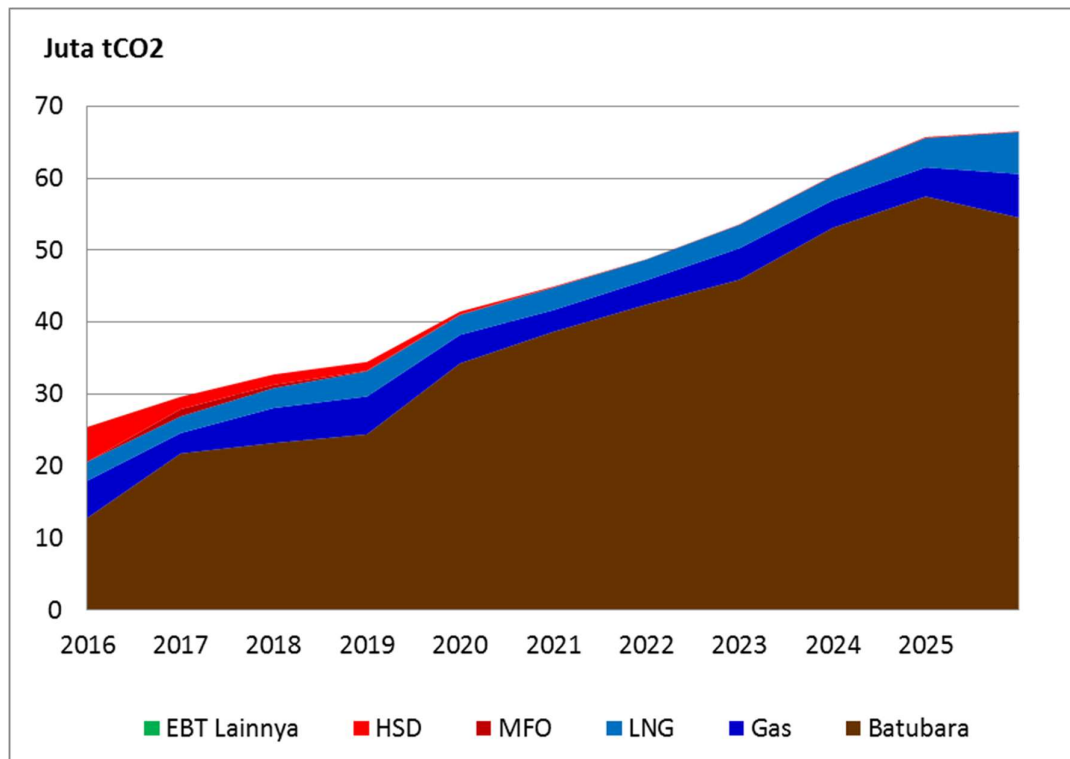
positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya serta penggunaan teknologi batubara bersih (misalnya PLTU *ultra super critical/USC*).



Gambar 6.11 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar pada Sistem Jawa Bali

Emisi CO2 Wilayah Sumatera

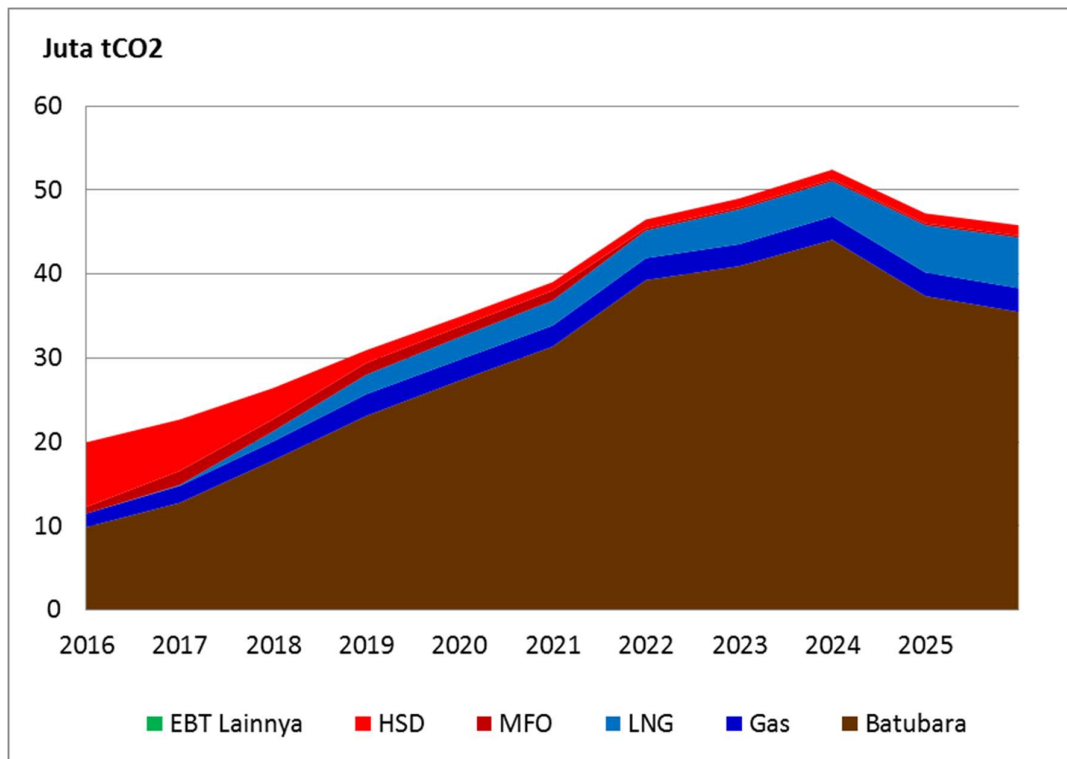
Proyeksi emisi CO2 dari pembangkitan listrik di Sumatera diperlihatkan pada gambar 6.12. Emisi diproyeksikan akan naik 2,2 kali lipat dari 29 juta ton pada tahun 2016 menjadi 66 juta ton pada tahun 2025. *Grid emission factor* akan meningkat dari 0,837kgCO2/kWh pada tahun 2016 dan akan meningkat menjadi 0,825 kgCO2/kWh pada tahun 2019 karena banyak PLTU batubara yang beroperasi dan terlambatnya pengembangan PLTP dan PLTA, namun selanjutnya akan membaik menjadi 0,738 kgCO2/kWh pada tahun 2025 karena kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya.



Gambar 6.12 Emisi CO₂ per Jenis Bahan Bakar pada Wilayah Sumatera

Emisi CO₂ Wilayah Indonesia Timur

Proyeksi emisi CO₂ dari pembangkitan listrik di Indonesia Timur diperlihatkan pada Gambar 6.13. Emisi diproyeksikan meningkat sebesar 2 kali lipat dari 23 juta ton pada tahun 2016 menjadi 46 juta ton pada tahun 2025. *Grid emission factor* akan meningkat dari 0,853kgCO₂/kWh pada tahun 2016 menjadi 1,002 kgCO₂/kWh pada tahun 2021 dengan masuknya PLTU batubara dan terlambatnya pengembangan PLTP dan PLTA, dan selanjutnya akan menurun menjadi 0,705 kgCO₂/kWh pada tahun 2025. Faktor emisi yang membaik ini disebabkan oleh kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, tenaga air dan EBT lainnya.



Gambar 6.13 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur

6.8. 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 beberapa 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.

6.9. PENGEMBANGAN SISTEM PENYALURAN DAN GARDU INDUK

Pada periode tahun 2016-2025 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 2025 diproyeksikan sebesar 172.136 MVA untuk pengembangan gardu induk serta 67.901 kms pengembangan jaringan transmisi dengan perincian pada Tabel 6.49 dan Tabel 6.50. Dari tabel tersebut terlihat bahwa ada penambahan fasilitas yang sangat besar pada tahun 2016-2019, 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 secara menyeluruh.

Tabel 6.49 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Indonesia

Satuan kms

| TRANSMISI | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total |
|--------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| 500 kV AC | 473 | 83 | 1,329 | 2,451 | 491 | 976 | 1,000 | 120 | - | 1,090 | 8,013 |
| 500 kV DC | - | - | - | 1,100 | 443 | - | - | - | - | - | 1,543 |
| 275 kV | 1,330 | 2,141 | 572 | 2,182 | 850 | 410 | 890 | 50 | 795 | 90 | 9,310 |
| 150 kV | 8,354 | 13,775 | 8,583 | 3,642 | 4,162 | 1,216 | 1,753 | 2,088 | 1,111 | 1,514 | 46,197 |
| 70 kV | 1,828 | 82 | 481 | 261 | 97 | - | - | 90 | - | - | 2,838 |
| TOTAL | 11,985 | 16,080 | 10,964 | 9,636 | 6,043 | 2,602 | 3,643 | 2,348 | 1,906 | 2,694 | 67,901 |

Tabel 6.50 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Indonesia

Satuan MVA

| TRAFO | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|----------------|
| 500/275 kV | - | - | 1,500 | 1,000 | 500 | - | 750 | - | - | - | 3,750 |
| 500/150 kV | 4,838 | 8,668 | 9,500 | 5,000 | 4,000 | - | - | 1,000 | - | 5,500 | 38,506 |
| 500 kV DC | - | - | - | 6,000 | 600 | - | - | - | - | - | 6,600 |
| 275/150 kV | 5,750 | 3,680 | 2,000 | 4,500 | - | 700 | 1,000 | 250 | 520 | 1,250 | 19,650 |
| 150/70 kV | 90 | 1,290 | 100 | 60 | 60 | - | - | - | - | - | 1,600 |
| 150/20 kV | 12,870 | 21,280 | 11,260 | 12,160 | 6,520 | 6,320 | 6,370 | 8,560 | 6,560 | 7,390 | 99,290 |
| 70/20 kV | 730 | 770 | 440 | 180 | 170 | 60 | 120 | 150 | 30 | 90 | 2,740 |
| TOTAL | 24,278 | 35,688 | 24,800 | 28,900 | 11,850 | 7,080 | 8,240 | 9,960 | 7,110 | 14,230 | 172,136 |

6.9.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Sumatera

Pengembangan transmisi di Sumatera akan membentuk transmisi *back-bone* 500 kV yang menyatukan sistem interkoneksi Sumatera pada koridor timur. Pusat-pusat pembangkit skala besar dan pusat-pusat beban yang besar di Sumatera akan tersambung ke sistem transmisi 500 kV ini. Transmisi ini juga akan mentransfer tenaga listrik dari pembangkit listrik di daerah yang kaya sumber energi primer murah (Sumbagsel dan Riau) ke daerah pusat beban yang kurang memiliki sumber energi primer murah (Sumbagut). Selain itu transmisi 500 kV juga dikembangkan di Sumatera Selatan sebagai *feeder* pemasok listrik dari PLTU mulut tambang ke stasiun konverter transmisi HVDC yang akan menghubungkan pulau Sumatera dan pulau Jawa. Pengembangan transmisi sistem Sumatera sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.14.



Gambar 6 14 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2016-2025

Rencana pengembangan sistem transmisi dalam RUPTL 2016-2025 akan banyak mengubah topologi jaringan dengan terwujudnya sistem interkoneksi 275 kV di koridor barat dan 500 kV di koridor timur Sumatera. Pengembangan juga banyak dilakukan untuk memenuhi pertumbuhan beban dalam bentuk

penambahan kapasitas trafo di Gardu Induk 150 kV dan 70 kV. Pengembangan untuk meningkatkan keandalan dan *debottlenecking* yang juga terdapat di beberapa sistem, antara lain rencana pembangunan *ring* 275 kV Medan yaitu T/L 275 kV GITET Medan Timur – Galang dan T/L 275 kV GITET Medan Timur – GITET Medan Barat – Pangkalan Susu, serta rekonduktoring beberapa ruas transmisi di sistem Sumbagut dan Sumbagsel.

Rencana interkoneksi dengan tegangan 275 kV di Sumatera yang saat ini sudah dalam tahap pembangunan diprogramkan untuk terlaksana seluruhnya pada tahun 2018. Selain itu terdapat pembangunan beberapa gardu induk dan transmisi 150 kV untuk mengambil alih beban dari pembangkit *diesel* ke sistem interkoneksi (*dedieselisasi*).

Rencana pengembangan transmisi *backbone* di subsistem Aceh saat ini menggunakan sistem 275 kV. Ruas transmisi 275 kV yang akan dibangun adalah Pangkalan Susu – Arun – Sigli – Ulee Kareng menggunakan jenis penghantar ACSR 4x430 mm². Penggunaan penghantar ACSR 4x430 mm² karena mempertimbangkan adanya potensi pembangkit-pembangkit energi murah yang kapasitasnya cukup besar di Aceh (air, batubara, dan panas bumi), serta tingginya pertumbuhan beban di Subsistem Aceh.

Rencana pengembangan sistem penyaluran Wilayah Sumatera hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar 45.060 MVA untuk pengembangan gardu induk (500 kV, 275 kV, 150 kV dan 70 kV) serta 25.473 kms pengembangan transmisi dengan perincian pada Tabel 6.34 dan Tabel 6.35.

Beberapa proyek transmisi strategis di Sumatera antara lain:

- Pembangunan transmisi baru 150 kV dan 275 kV terkait dengan proyek pembangkit PLTU percepatan, PLTA, PLTU IPP dan PLTP IPP.
- Pengembangan transmisi 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 Proyek SUTET 275 kV Payakumbuh-New Garuda Sakti (Simpang Bingung) menjadi Payakumbuh-Perawang karena sulitnya pembebasan satu lahan yang sangat besar di Simpang Bingung. Di lokasi Perawang direncanakan akan dibangun GITET 275kV, GITET 500 kV, dan *Station Converter* HVDC.

- Pembangunan transmisi *backbone* 275 kV tahap I mulai dari Lahat - Lubuk Linggau – Bangko – Muara Bungo – Kiliranjao – Payakumbuh – Padangsidempuan – Sarulla – Simangkok – Galang – Binjai – Pangkalan Susu sebagai tulang punggung interkoneksi Sumatera koridor barat yang akan mengevakuasi daya dari Sumatera bagian selatan yang kaya akan sumber energi primer ke pusat beban terbesar di Sumatera bagian utara. Saat ini pekerjaan jalur *backbone* ini sudah dalam tahap konstruksi, dan akan beroperasi secara keseluruhan di tahun 2018.
- Proyek transmisi 500 kV mulai dari Muara Enim – New Aur Duri – Peranap – Perawang – Rantau Parapat – Kuala Tanjung – Galang, sebagai tulang punggung interkoneksi Sumatera koridor timur yang akan mengevakuasi daya dari Sumatera bagian selatan yang kaya akan sumber energi primer ke pusat beban terbesar di Sumatera bagian utara. Interkoneksi 500 kV ini akan dapat beroperasi secara bertahap mulai tahun 2018 sampai dengan tahun 2022. 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 2019/2020, dimaksudkan untuk perkuatan pasokan dan keandalan sistem kelistrikan Medan, serta mengatasi potensi *bottleneck* SUTT 275 kV Pangkalan Susu-Binjai.
- Pembangunan transmisi 275 kV Betung – Palembang-1/Palembang Utara yang direncanakan beroperasi pada tahun 2019, serta T/L 275 kV Sumsel-1 – Palembang Tenggara yang direncanakan beroperasi tahun 2020. Kedua proyek ini dimaksudkan untuk perkuatan pasokan dan keandalan sistem kelistrikan Palembang.
- 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 dan 2019, dimaksudkan untuk perkuatan kota Palembang.

2. Untuk perkuatan kota Medan yaitu pembangunan *underground cable* GI/GIS Helvetia - Kota Medan -GIS Batu Gingging – GIS Listrik dan GIS Mabar – GIS Listrik, dengan COD tahun 2018.
 3. Untuk perkuatan kota Pekanbaru yaitu pembangunan *underground cable* GIS Kota Pekanbaru (Arengka)-Inc 2 Pi, Garuda Sakti Teluk Lembu.
- Pembangunan transmisi dan kabel laut ± 500 kV HVDC Sumatera – Peninsular Malaysia yang bertujuan untuk mengoptimalkan operasi kedua sistem dengan memanfaatkan perbedaan waktu terjadinya beban puncak pada kedua sistem tersebut, perlu dilakukan studi kelayakan yang lebih mendalam.
 - Interkoneksi Batam – Bintan dengan kabel laut 150 kV dimaksudkan untuk memenuhi sebagian kebutuhan tenaga listrik pulau Bintan dengan pasokan tenaga listrik dari Batam⁵² dengan mempertimbangkan rencana pengembangan pembangkit di Batam yang akan mencukupi kebutuhan Batam dan sebagian Bintan⁵³.
 - Mempercepat interkoneksi 150 kV Sumatera–Bangkamelalui kabel laut. Tujuan interkoneksi adalah untuk memenuhi kebutuhan listrik di pulau Bangka karena ketidakpastian penyelesaian proyek PLTU disana, menurunkan biaya produksi dan meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di pulau Bangka. Interkoneksi dengan kabel laut ini diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2020.

Tabel 6.51 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Wilayah Sumatera

| TRANSMISI | Satuan kms | | | | | | | | | | Total |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|------------|-----------|------------|---------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| 500 kV AC | - | - | 780 | 104 | 436 | 580 | 1,000 | - | - | 100 | 3,000 |
| 500 kV DC | - | - | - | - | 443 | - | - | - | - | - | 443 |
| 275 kV | 1,150 | 2,138 | 572 | 2,182 | 800 | 130 | - | 50 | - | 90 | 7,112 |
| 150 kV | 3,258 | 4,297 | 2,291 | 1,268 | 1,415 | 178 | 240 | 578 | 90 | 665 | 14,280 |
| 70 kV | 140 | - | 391 | 70 | - | - | - | - | - | - | 601 |
| TOTAL | 4,548 | 6,435 | 4,033 | 3,624 | 3,094 | 888 | 1,240 | 628 | 90 | 855 | 25,435 |

⁵² Biaya produksi listrik di Batam lebih rendah dari pada biaya produksi di Bintan yang masih banyak menggunakan pembangkit BBM.

⁵³ Kecukupan pembangkit di Batam sampai dengan tahun 2020 telah dikonfirmasi ke PLN Batam.

Tabel 6.52 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Wilayah Sumatera

| TRAFO | Satuan MVA | | | | | | | | | | Total |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| 500/275 kV | - | - | 1,500 | 1,000 | 500 | - | 750 | - | - | - | 3,750 |
| 500 kV DC | - | - | - | - | 600 | - | - | - | - | - | 600 |
| 275/150 kV | 5,250 | 3,500 | 2,000 | 4,500 | - | 500 | - | 250 | 250 | 1,250 | 17,500 |
| 150/70 kV | - | - | 100 | - | - | - | - | - | - | - | 100 |
| 150/20 kV | 3,600 | 4,300 | 3,100 | 1,320 | 1,320 | 1,620 | 1,130 | 2,180 | 1,590 | 2,470 | 22,630 |
| 70/20 kV | 120 | 90 | 240 | - | - | 30 | - | - | - | - | 480 |
| TOTAL | 8,970 | 7,890 | 6,940 | 6,820 | 2,420 | 2,150 | 1,880 | 2,430 | 1,840 | 3,720 | 45,060 |

6.9.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Sistem Jawa-Bali

Pengembangan transmisi 500 kV di Jawa pada umumnya dimaksudkan untuk mengevakuasi daya dari pembangkit-pembangkit baru maupun ekspansi skala besar dan untuk menjaga kriteria *security* N-1, baik statik maupun dinamik. Sedangkan pengembangan transmisi 150 kV dimaksudkan untuk menjaga kriteria *security* N-1 dan sebagai transmisi yang terkait dengan gardu induk 150 kV baru. Pengembangan transmisi Sistem Jawa-Bali sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.15.

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/150 kV dan mulai akan memanfaatkan ruas transmisi 150 kV eksisting untuk dibangun menjadi transmisi 500 kV disekitar Jakarta.



Gambar 6.15 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025

Pada Tabel 6.53 dan Tabel 6.54 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di sistem Jawa-Bali.

Tabel 6.53 Kebutuhan Saluran Transmisi Sistem Jawa-Bali

Satuan kms

| TRANSMISI | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|------------|------------|------------|--------------|---------------|
| 500 kV AC | 473 | 83 | 549 | 2,347 | 55 | 396 | | 120 | | 990 | 5,013 |
| 500 kV DC | | | | 1,100 | | | | | | | 1,100 |
| 150 kV | 2,105 | 4,582 | 1,329 | 1,144 | 777 | 636 | 449 | 468 | 307 | 519 | 12,314 |
| 70 kV | 2 | 42 | | | | | | | | | 44 |
| TOTAL | 2,579 | 4,706 | 1,877 | 4,591 | 832 | 1,032 | 449 | 588 | 307 | 1,509 | 18,471 |

Tabel 6.54 Kebutuhan Trafo Sistem Jawa-Bali

Satuan MVA

| TRAFO | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total |
|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| 500/150 kV | 4,838 | 8,668 | 9,500 | 5,000 | 4,000 | | | 1,000 | | 5,500 | 38,506 |
| 500/150 kV DC | | | | 6000 | | | | | | | 6,000 |
| 150/70 kV | | 600 | | | | | | | | | 600 |
| 150/20 kV | 6,600 | 13,700 | 5,940 | 9,340 | 4,080 | 3,540 | 3,890 | 5,130 | 3,800 | 4,240 | 60,260 |
| 70/20 kV | 50 | 500 | 30 | 60 | 60 | | | 30 | | | 730 |
| TOTAL | 11,488 | 23,468 | 15,470 | 20,400 | 8,140 | 3,540 | 3,890 | 6,160 | 3,800 | 9,740 | 106,096 |

Dari Tabel 6.36 terlihat bahwa sampai dengan tahun 2025 akan dibangun transmisi 500 kV sepanjang 5.013 kms. Transmisi tersebut dimaksudkan untuk mengevakuasi daya terkait dengan program percepatan pembangkit PLTU Suralaya Baru, PLTU Adipala, PLTU IPP Tanjung Jati Unit 3 dan 4, PLTU IPP Jawa Tengah, PLTU Indramayu Unit 4, *Jawa-Bali Crossing* dari Paiton hingga ke pusat beban di Bali, PLTA *pumped storage Upper Cisokan* dan Matenggeng, dan beberapa PLTU skala besar baru lainnya.

Ruas SUTET 500 kV yang harus segera dilakukan rekonduktoring terkait dengan evakuasi daya PLTU Jawa-7 adalah SUTET Suralaya Baru-Bojanegara-Balaraja (tahun 2019), SUTET Suralaya Lama-Balaraja-Gandul (tahun 2019) dimana salah satu opsi untuk mengubah tower 1 sirkit eksisting menjadi tower 2 sirkit. Selain itu ruas SUTET 500 kV yang harus segera dilaksanakan adalah sirkit 2 dari Ungaran-Pedan, sirkit ke 2-3 Mandirancan-Bandung Selatan (modifikasi tower 1 sirkit menjadi 2 sirkit) dan Bandung Selatan – Incomer (Tasik – Depok) untuk evakuasi daya dari PLTU Jawa-1, PLTU Jawa-4 dan PLTU Jawa Tengah.

Rencana pembangunan SUTET 500 kV baru adalah ruas SUTET dari Tanjung Jati B - Pemalang - Indramayu – Tx. Mandirancan (dengan opsi koneksi ke GITET Mandirancan) - Cibatubaru/Delta Mas, atau yang dikenal dengan *Central West*

Java Transmission Line. Ruas SUTET Balaraja-Kembangan-Durikosambi dan Durikosambi-Muara Karang-Priok-Muaratawar membentuk looping SUTET jalur utara Jakarta, untuk perkuatan dan peningkatan keandalan serta fleksibilitas operasi sistem Jakarta.

Beserta rencana untuk evakuasi dan *looping* di Jawa Tengah dan Jawa Timur adalah SUTET (Inc. Mandirancan – Ungaran) - Tambaklorok – Tanjung Jati – Tanjung Awar-Awar – Gresik yang diharapkan beroperasi pada tahun 2025.

Opsi pemanfaatan *Underground Cable* 500 kV akan dimanfaatkan khususnya untuk kondisi daerah yang tidak mengijinkan adanya tower transmisi seperti sebagian ruas yang akan melalui Bandara Juanda, Surabaya.

Rencana kebutuhan GITET 500 kV dan tambahan trafo interbus 500/150 kV yang direncanakan pada Tabel 6.54 merupakan perkuatan *grid* yang tersebar di Jawa.

Untuk mendukung penjualan maka beberapa GITET yang diharapkan dapat beroperasi tepat waktu adalah GITET Cikupa untuk antisipasi pertumbuhan beban di Tangerang, GITET Deltamas dan GITET Sukatani untuk antisipasi pertumbuhan beban di Cibatu, Cikarang, dan Karawang serta GITET Ampel untuk antisipasi pertumbuhan beban di Salatiga.

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 Tanjung Awar-Awar dan GITET Tambaklorok).

Transmisi 500 kV DC pada Tabel 6.53 adalah transmisi HVDC interkoneksi Sumatera–Jawa, di sini hanya diperhitungkan bagian kabel laut dan *overhead line* yang berada di pulau Jawa, selebihnya diperhitungkan sebagai pengembangan sistem transmisi Sumatera.

Sistem transmisi 70 kV pada dasarnya sudah tidak dikembangkan lagi, bahkan di sistem 70 kV di Jawa Barat banyak yang ditingkatkan menjadi 150 kV. Rencana pada Tabel 6.53 hanya menunjukkan proyek *reconductoring* SUTT 70 kV yang memasok konsumen besar dan saluran distribusi khusus. Program pemasangan trafo-trafo 150/70 kV dan 70/20 kV pada tabel tersebut juga hanya merupakan relokasi trafo-trafo dari Jawa Barat ke Jawa Timur.

Kriteria untuk penambahan trafo 150/20 kV baru adalah saat pembebanan trafo eksisting di GI-GI tersebut (dan GI-GI sekitarnya) telah mencapai 80%, sedangkan saat GI-GI eksisting tidak dapat ditambahkan trafo baru (4 trafo untuk GI Konvensional dan 3 trafo untuk GIS) maka dibutuhkan pengembangan Gardu Induk 150/20 kV baru. Berdasarkan kondisi tersebut untuk Jabodetabek khususnya area-area yang dilayani Distribusi Jakarta kriterianya adalah 60%.

Beberapa proyek transmisi strategis di Jawa-Bali antara lain:

- Proyek transmisi SUTET 500 kV Tx. Ungaran - Pemalang - Tx. Mandirancan-Indramayu - Deltamas tahun 2020⁵⁴ (*Central-West Java Transmission Line*).
- Pembangunan transmisi 500 kV HVDC *bipole* 3,000 MW Sumatera - Jawa berikut GITET XBogor - *Incomer* (Tasik - Depok dan Cilegon – Cibinong) untuk menyalurkan listrik dari PLTU mulut tambang di Sumatera Selatan ke sistem Jawa Bali tahun 2019.
- Pembangunan SUTET 500 kV Paiton– New Kapal termasuk *overhead line* 500 kV menyeberangi selat Bali (*Jawa Bali Crossing*) tahun 2019 sebagai solusi jangka panjang pasokan listrik ke pulau Bali.
- SUTET 500 kV Balaraja-Kembangan-Durikosambi-Muara Karang (tahun 2018) dan Muara Karang-Priok-Muara Tawar tahun 2018 (*North Looping Jakarta*).
- SUTET 500 kV Bandung Selatan – *Incomer* (Tasik-Depok) tahun 2017.

6.9.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Indonesia Timur

Di Wilayah Indonesia Timur terdapat beberapa sistem interkoneksi yang cukup besar yaitu sistem Kalimantan Barat, sistem Kalselteng-Kaltim, sistem Sulbagut, sistem Sulbagsel dan sistem Lombok, dengan menggunakan level tegangan 275 kV, 150 kV dan 70 kV.

Selain itu, masih ada beberapa sistem kecil yang melayani ibukota Provinsi, Kabupaten dan Kota, dengan menggunakan transmisi tegangan 70 kV dan saat

⁵⁴ Transmisi 500 kV ini tidak terkoneksi ke GITET Mandirancan, hanya melintas di dekatnya, namun untuk mitigasi risiko, opsi untuk koneksi sementara ke GITET Mandirancan akan menjadi pertimbangan.

ini dalam tahap konstruksi yaitu sistem Sumbawa, Flores, Timor, 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 antar sistem 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 6.55 dan Tabel 6.56 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di sistem Indonesia Timur.

Tabel 6.55 Kebutuhan Saluran Transmisi Indonesia Timur

Satuan kms

| TRANSMISI | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|---------------|
| 275 kV | 180 | 3 | - | - | 50 | 280 | 890 | - | 795 | - | 2,198 |
| 150 kV | 2,991 | 4,896 | 4,964 | 1,230 | 1,970 | 402 | 1,064 | 1,042 | 714 | 330 | 19,603 |
| 70 kV | 1,686 | 40 | 90 | 191 | 97 | - | - | 90 | - | - | 2,194 |
| TOTAL | 4,857 | 4,939 | 5,054 | 1,421 | 2,117 | 682 | 1,954 | 1,132 | 1,509 | 330 | 23,995 |

Tabel 6.56 Kebutuhan Trafo Indonesia Timur

Satuan MVA

| TRAFO | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|---------------|
| 275/150 kV | 500 | 180 | - | - | - | 200 | 1,000 | - | 270 | - | 2,150 |
| 150/70 kV | 90 | 690 | - | 60 | 60 | - | - | - | - | - | 900 |
| 150/20 kV | 2,670 | 3,280 | 2,220 | 1,500 | 1,120 | 1,160 | 1,350 | 1,250 | 1,170 | 680 | 16,400 |
| 70/20 kV | 560 | 180 | 170 | 120 | 110 | 30 | 120 | 120 | 30 | 90 | 1,530 |
| TOTAL | 3,820 | 4,330 | 2,390 | 1,680 | 1,290 | 1,390 | 2,470 | 1,370 | 1,470 | 770 | 20,980 |

Dalam kurun waktu tahun 2016-2025, panjang transmisi yang akan dibangun mencapai 23.995 kms dan trafo dengan kapasitas total mencapai 20.980 MVA.

Sistem Interkoneksi Kalimantan

Pengembangan transmisi di Kalimantan diutamakan untuk menghubungkan sistem-sistem yang belum terinterkoneksi. *Cross-border interconnection* antara Kalimantan Barat dan Serawak akan meningkatkan keandalan dan efisiensi operasi sistem tenaga listrik di Kalbar.

sistem Kalseltengtim. Selain itu, rencana transmisi 150 kV Bangkanai – Melak – Kota Bangun akan memperkuat interkoneksi Kalseltengtim.

- Transmisi 150 kV Bangkanai – Muara Teweh – Buntok – Tanjung untuk evakuasi daya PLTMG Bangkanai 155 MW dan 140 MW ke sistem Kalselteng
- 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 Sampit – Pangkalan Bun untuk mendukung evakuasi daya dari PLTU Kalselteng 3 (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.

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 2017 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 disisi 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 *back bone*, bergantung pada hasil kajian yang saat ini tengah berjalan.

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 dihubungkan dengan transmisi EHV melalui gardu induk tegangan ekstra tinggi (GITET) Palopo dan Enrekang untuk meningkatkan keandalan, stabilitas sistem dan meningkatkan fleksibilitas operasi.

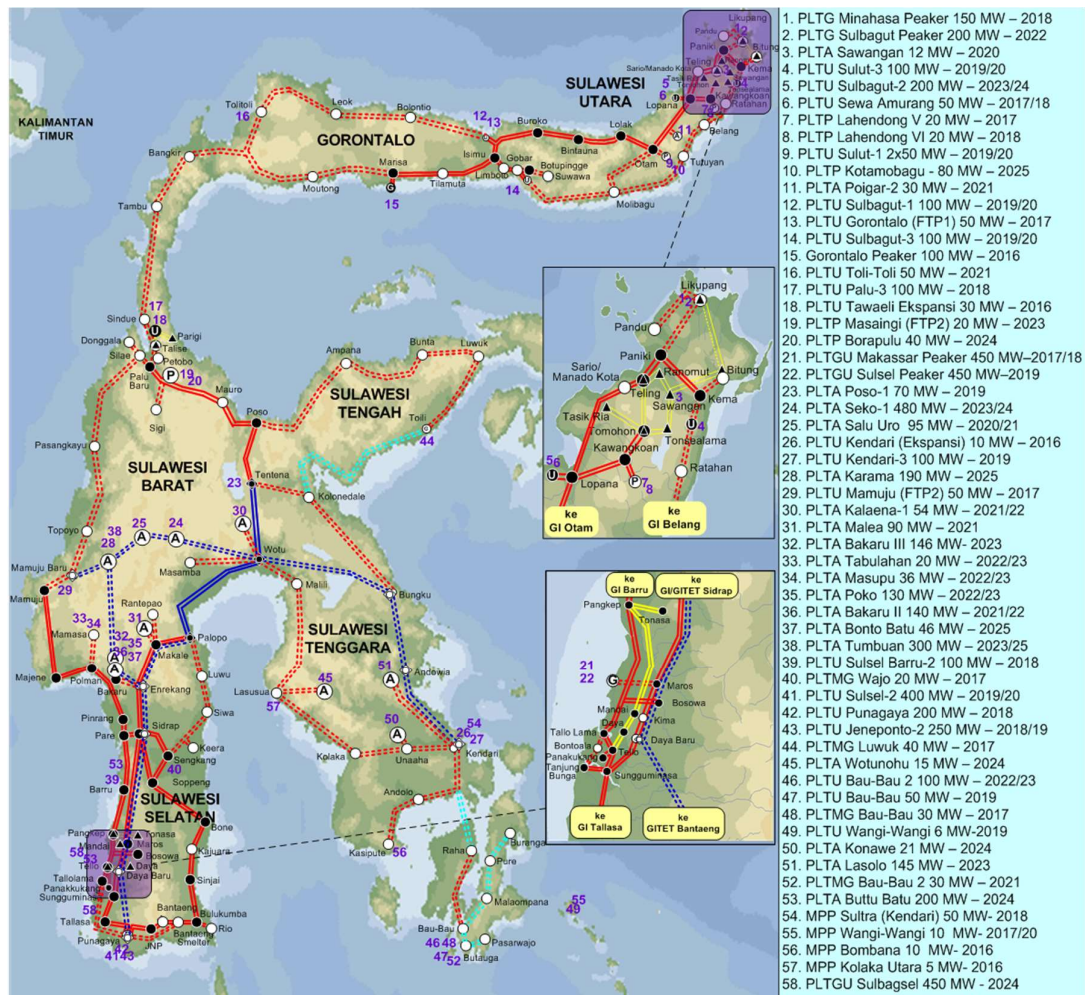
Seiring dengan rencana pembangunan transmisi EHV tersebut, juga akan dibangun GITET di Enrekang, Sidrap dan Maros/Daya Baru. Proyek-proyek tersebut direncanakan dapat beroperasi pada tahun 2021/2022 seiring dengan pelaksanaan proyek PLTA skala besar, seperti PLTA Seko, Tumbuan.

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, Sistem 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 Buol/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 6.17.



Gambar 6.17 Rencana Pengembangan Transmisi Sulawesi Tahun 2016-2025

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 Sulsei dengan sistem Sultra, saat ini dalam tahap konstruksi dan diharapkan pada tahun 2016 atau 2017 sudah bisa beroperasi.
- Transmisi EHV sebagai *back bone* untuk evakuasi daya dari pusat PLTA skala besar disekitar perbatasan Sulsei, 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 menghubungkan pusat beban di Pulau Muna dan pusat beban di Pulau Buton.
- Transmisi 150 kV Marisa – Moutong – Tolitoli – Buol/Leok dan Gorontalo – Bolontio – Buol – Tolitoli serta transmisi 150 kV Tolitoli – Bangkir – Tambu, sehingga membentuk sistem Sulbagut, termasuk rencana interkoneksi ke sistem Palu.

Sistem Interkoneksi Lombok.

Sistem interkoneksi 150 kV Lombok telah beroperasi sejak tahun 2013 setelah PLTU Jeranjang unit 3 (1x25 MW) beroperasi memasok kebutuhan beban kota Mataram. Saat ini sistem Lombok telah berkembang sampai ke Lombok Timur yaitu setelah transmisi 150 kV Jeranjang – Sengkol – Selong – Pringgabaya selesai dibangun pada tahun 2014. Untuk meningkatkan kemampuan dan keandalan pasokan dari pembangkit PLTU yang sebagian besar berlokasi di Lombok Timur, dikembangkan transmisi 150 kV jalur baru melintas bagian utara pulau Lombok melalui Bayan, sehingga sistem 150 kV Lombok akan membentuk *looping*.

Dibanding RUPTL sebelumnya, terdapat tambahan ruas transmisi 150 kV yaitu dari rencana GI Mataram ke GI Mantang sehingga membentuk *looping* untuk memasok kota Mataram.

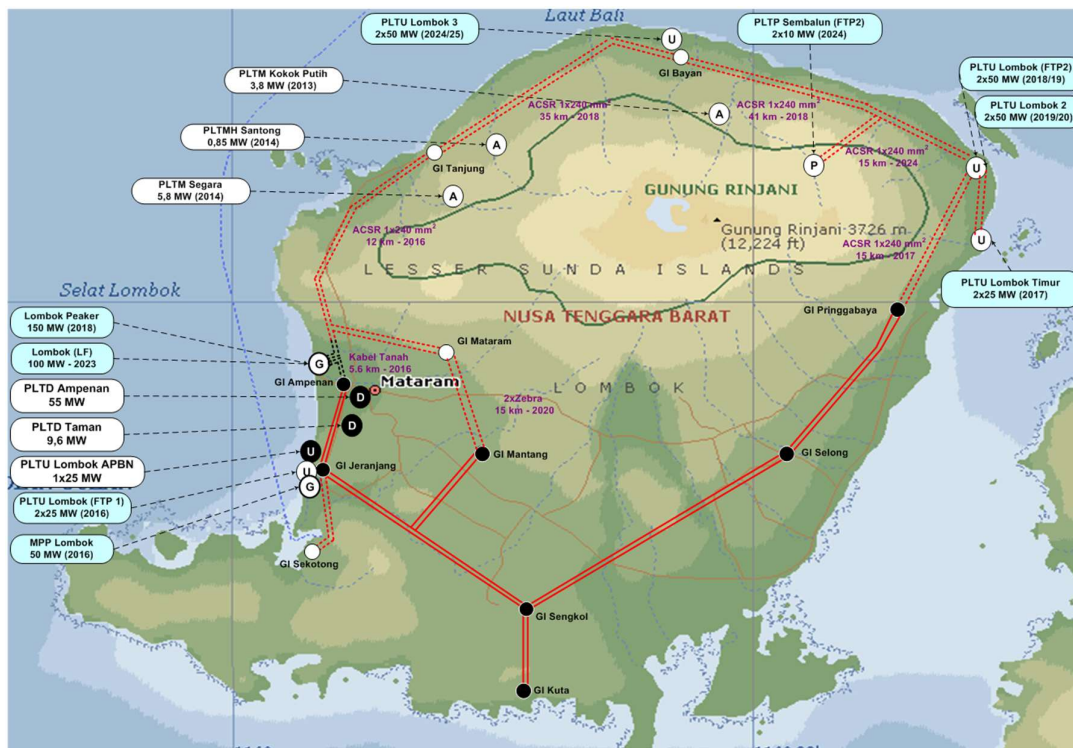
Rencana pengembangan sistem transmisi di Lombok sebagaimana terlihat pada Gambar 6.18.

Beberapa proyek transmisi strategis di Wilayah Indonesia Timur antara lain:

- Transmisi 150 kV Pringgabaya – Sambelia/PLTU Lombok FTP2 untuk evakuasi daya dari PLTU Lombok FTP2 dan PLTU IPP Lombok Timur.
- Transmisi 150 kV Sambelia/PLTU Lombok FTP2 – Bayan – Tanjung sehingga membentuk *looping* untuk mendukung evakuasi daya dari kedua PLTU tersebut.
- 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 kV Timor yang membentang dari Bolok (Kupang) sampai Atapupu (Atambua). Pembangunan

jaringan 70 kV di Pulau Timor dari Atambua ke Kupang sepanjang sekitar 300 km ditujukan untuk mengurangi pengoperasian PLTD.

- 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.



Gambar 6.18 Rencana Pengembangan Transmisi NTB Tahun 2016-2025

6.10. PENGEMBANGAN SISTEM DISTRIBUSI

Rencana pengembangan sistem distribusi di Indonesia dapat dilihat pada Tabel 6.57. Kebutuhan fisik sistem distribusi Indonesia hingga tahun 2025 adalah sebesar 159 ribu kms jaringan tegangan menengah, 133 ribu kms jaringan tegangan rendah, 44 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar 21,6 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan.

Tabel 6.57 Kebutuhan Fasilitas Distribusi di Indonesia

| | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Jumlah |
|--------------------|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------|
| Jaringan TM | ribu kms | 15.6 | 15.7 | 15.8 | 16.3 | 16.2 | 15.6 | 15.6 | 15.8 | 16.0 | 16.5 | 159.1 |
| Jaringan TR | ribu kms | 12.6 | 12.9 | 13.2 | 13.8 | 13.7 | 13.3 | 13.1 | 13.3 | 13.3 | 14.0 | 133.2 |
| Trafo Distribusi | ribu MVA | 4.0 | 4.1 | 4.2 | 4.3 | 4.4 | 4.4 | 4.4 | 4.6 | 4.7 | 4.8 | 44.0 |
| Tambahan Pelanggan | juta plgn | 3.1 | 2.9 | 2.9 | 2.5 | 2.4 | 1.8 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 21.6 |

6.10.1 Wilayah Sumatera

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Wilayah Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.58. Kebutuhan fisik sistem distribusi Sumatera hingga tahun 2025 adalah sebesar 40ribu kms jaringan tegangan menengah 40 ribu kms jaringan tegangan rendah 5,3 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar 4,7 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan.

Tabel 6.58 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Sumatera

| | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Jumlah |
|--------------------|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------------|
| Jaringan TM | ribu kms | 3.3 | 3.6 | 3.7 | 3.9 | 4.0 | 4.1 | 4.1 | 4.2 | 4.4 | 4.9 | 40.4 |
| Jaringan TR | ribu kms | 3.6 | 3.9 | 3.8 | 4.0 | 4.0 | 4.1 | 4.0 | 4.2 | 4.3 | 4.6 | 40.5 |
| Trafo Distribusi | ribu MVA | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.6 | 5.3 |
| Tambahan Pelanggan | juta plgn | 0.7 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.4 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 4.7 |

6.10.2 Wilayah Jawa-Bali

Perencanaan kebutuhan fisik untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik dapat diproyeksikan seperti pada Tabel 6.59.

Tabel 6.59 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Sistem Jawa-Bali

| | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Jumlah |
|--------------------|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------------|
| Jaringan TM | ribu kms | 7.0 | 6.4 | 6.4 | 6.7 | 6.4 | 6.4 | 6.5 | 6.6 | 6.5 | 6.4 | 65.4 |
| Jaringan TR | ribu kms | 5.1 | 4.9 | 5.1 | 5.3 | 5.0 | 5.0 | 4.9 | 4.8 | 4.7 | 4.8 | 49.7 |
| Trafo Distribusi | ribu MVA | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.7 | 2.7 | 2.8 | 2.7 | 2.9 | 3.0 | 3.0 | 27.7 |
| Tambahan Pelanggan | juta plgn | 1.8 | 1.6 | 1.6 | 1.2 | 1.2 | 0.8 | 0.7 | 0.7 | 0.8 | 0.8 | 11.3 |

Dalam kurun waktu 10 tahun mendatang dari tahun 2016 sampai dengan tahun 2025 untuk sistem Jawa Bali diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah sebanyak 65 ribu kms, jaringan tegangan rendah 50 ribu kms, kapasitas trafo distribusi 27,7 ribu MVA dan jumlah pelanggan 11,3 juta.

6.10.3 Wilayah Indonesia Timur

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Wilayah Indonesia Timur dapat dilihat pada Tabel 6.60. Kebutuhan fisik sistem distribusi Wilayah Indonesia Timur hingga tahun 2025 adalah sebesar 53 ribu kms jaringan tegangan menengah 43 ribu kms jaringan tegangan rendah 11 ribu MVA tambahan

kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 5,6 juta pelanggan.

Tabel 6.60 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Indonesia Timur

| | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Jumlah |
|--------------------|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------------|
| Jaringan TM | ribu kms | 5.3 | 5.7 | 5.6 | 5.7 | 5.8 | 5.2 | 5.0 | 4.9 | 5.1 | 5.2 | 53.4 |
| Jaringan TR | ribu kms | 3.8 | 4.2 | 4.3 | 4.5 | 4.6 | 4.2 | 4.2 | 4.3 | 4.4 | 4.6 | 43.0 |
| Trafo Distribusi | ribu MVA | 0.9 | 1.0 | 1.1 | 1.0 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 1.2 | 1.2 | 1.1 | 11.0 |
| Tambahan Pelanggan | juta plgn | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.4 | 0.4 | 5.6 |

Interkoneksi Antarpulau

Untuk mengembangkan sistem kelistrikan 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, yaitu:

- Pulau Muna - Pulau Buton (Bau-bau) dengan transmisi 150 kV
- Pulau Laut (Kotabaru) – Batulicindengan kabel laut 150 kV
- Bitung – Pulau Lembeh (Sulut) dengan SUTM 20 kV
- Kepulauan Seribu dengan sirkit ke-2 kabel laut 20 kV
- Bali – Nusa Penida dengan sirkit ke-2 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.

6.11. PENGEMBANGAN LISTRIK PERDESAAN DAN DESA BERLISTRIK

Listrik Perdesaan

Program listrik desa akan dilaksanakan dengan pendanaan PMN/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 2016-2025 dan investasinya dapat dilihat pada Tabel 6.61 dan Tabel 6.62.

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 6.61 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2016-2025

| Tahun | Satuan | 2016 ** | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total |
|--|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|
| JTM | kms | 4,200 | 4,827 | 5,004 | 5,181 | 4,608 | 4,615 | 4,619 | 4,622 | 4,627 | 4,631 | 46,933 |
| JTR | kms | 3,790 | 3,845 | 4,485 | 4,013 | 4,276 | 4,292 | 4,302 | 4,312 | 4,319 | 4,324 | 41,958 |
| Trafo | MVA | 160 | 257 | 286 | 267 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 1,929 |
| | Unit | 2,597 | 4,414 | 5,081 | 4,559 | 2,862 | 2,872 | 2,880 | 2,887 | 2,893 | 2,898 | 33,943 |
| Pembangkit | kW | 8,930 | 4,120 | 3,140 | 6,160 | - | - | - | - | - | - | 22,350 |
| Penyambungan & Pemasangan Listrik Gratis | RTS | 99,528 | 96,100 | 96,100 | 96,100 | 96,100 | 96,100 | 96,100 | 96,100 | 96,100 | 96,100 | 964,431 |
| Jml Pelanggan | Ribu PLG | 213,168 | 249,816 | 288,666 | 242,873 | 194,436 | 194,113 | 194,175 | 194,237 | 194,257 | 194,282 | 2,160,023 |

** Usulan APLN

Tabel 6.62 Rekap Kebutuhan Investasi Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2016-2025 (Miliar Rp)

| Tahun | 2016 ** | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total |
|--------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| JTM | 1,570 | 1,905 | 2,099 | 2,474 | 1,831 | 1,831 | 1,830 | 1,829 | 1,829 | 1,829 | 19,026 |
| JTR | 665 | 853 | 887 | 872 | 781 | 781 | 782 | 783 | 783 | 783 | 7,969 |
| Trafo | 325 | 529 | 628 | 619 | 388 | 388 | 388 | 388 | 388 | 387 | 4,428 |
| Pembangkit | 198 | 147 | 101 | 221 | - | - | - | - | - | - | 667 |
| RTS | 243 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 225 | 2,268 |
| Total Biaya | 3,000 | 3,658 | 3,939 | 4,411 | 3,225 | 3,225 | 3,225 | 3,225 | 3,225 | 3,225 | 34,358 |

** Usulan APLN

Desa Berlistrik

Rencana pengembangan desa berlistrik diharapkan dapat mencapai 100% pada tahun 2019 seperti ditunjukkan pada Tabel 6.63. Untuk merealisasikan desa berlistrik menuju 100% akan menghadapi beberapa kendala antara lain: lokasi sangat terpencil dan terisolasi, adanya pemekaran desa yang sulit diprediksi, infrastruktur penunjang seperti jalan dan jembatan untuk mobilisasi material yang masih terbatas serta perizinan.

Tabel 6.63 Rencana Rasio Desa Berlistrik Tahun 2016-2025

| Tahun | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Rasio Desa Berlistrik (%) | 98,0 | 99,0 | 99,5 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |

6.12. PROGRAM INDONESIA TERANG

Program Indonesia Terang merupakan suatu program pemerintah untuk melistriki desa-desa tertinggal. Program ini mengupayakan pemerataan antara daerah-daerah yang sudah maju dengan daerah-daerah tertinggal dalam kaitannya dengan pemenuhan kebutuhan listrik serta upaya pemanfaatan energi baru dan terbarukan setempat untuk melistriki daerah bersangkutan. Untuk tahap awal, program ini akan diprioritaskan di daerah-daerah dengan rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik yang rendah yaitu desa-desa di wilayah Indonesia Timur. Setelah itu secara bertahap akan menuju ke wilayah Indonesia Barat.

Kerjasama antara PLN dan pemerintah merupakan salah satu kunci keberhasilan program ini. Saat ini, sekitar 12.659 desa dengan lebih kurang 2.527.469 KK dan 9.926.515 jiwa belum menikmati listrik. Untuk Wilayah Indonesia Timur sendiri, 6 provinsi yaitu Papua, Papua Barat, Maluku, Maluku Utara, NTT & NTB, terdapat 6.689 desa dari total 10.300 desa target 2019 Program Indonesia Terang.

Pemerintah merencanakan untuk memulai Program Indonesia Terang di desa-desa dimana PLN belum hadir yaitu desa-desa yang tidak memiliki listrik sama sekali atau desa-desa yang sumber listriknya dari BBM (Non-PLN). Di sisi PLN sendiri, program ini sejalan dengan Program Pengembangan Listrik Perdesaan dan Desa Berlistrik PLN. Oleh karena itu, sinkronisasi antara perencanaan listrik desa PLN dengan Program Indonesia Terang perlu dilaksanakan.

Berikut beberapa rencana tindak lanjut Program Indonesia Terang yang diajukan oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral:

- Pelaksanaan konsolidasi data dan sinkronisasi rencana
- Pelatihan perencanaan elektrifikasi
- Perencanaan di provinsi dan kabupaten
- Implementasi Program Indonesia Terang
- Evaluasi dan perbaikan

Agar program ini dapat berjalan sesuai dengan yang diharapkan kerja dari semua pihak. PLN sendiri akan melakukan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam melaksanakan beberapa hal sebagai berikut :

- Penentuan jumlah desa dan KK yang belum berlistrik dan sinkronisasi data.
- Melakukan analisa geospasial (jika diperlukan) untuk pemetaan dan pengidentifikasian lokasi desa atau daerah-daerah berpenduduk.
- Kerjasama dengan pemerintah untuk melakukan analisa *least cost* dengan menggunakan data-data geospasial dan data-data jaringan PLN.
- Melakukan verifikasi hasil analisis *least cost* dengan kondisi real di lapangan.

6.13. PENGEMBANGAN SISTEM KECIL TERSEBAR (S.D.10 MW)

Selama ini sistem kecil isolated sampai 10 MW dilayani oleh PLTD BBM dan sebagian diantaranya telah dibangun PLTU skala kecil untuk menurunkan penggunaan BBM dan memenuhi kebutuhan beban. Dalam perkembangannya PLTU skala kecil banyak mengalami hambatan sehingga sistem kecil ini masih mengalami kekurangan daya.

Untuk 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 *intermitten*. 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).

BAB VII

KEBUTUHAN DANA INVESTASI

7.1. PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI INDONESIA

Untuk membangun sarana pembangkitan, transmisi dan distribusi tenaga listrik sebagaimana diuraikan pada Bab 6 diperlukan dana investasi sebesar US\$ 75,6 miliar atau US\$ 7,6 miliar per tahun, dengan *disbursement* tahunan sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 7.1 dan Gambar 7.1. Dana sebesar itu hanya mencakup proyek-proyek PLN saja dan belum memperhitungkan dana investasi untuk proyek listrik yang diasumsikan akan dilaksanakan oleh swasta/IPP. Tabel tersebut menunjukkan bahwa investasi PLN akan semakin menurun hingga tahun 2020 dengan meningkatnya peran swasta dalam pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan. Namun pada tahun-tahun selanjutnya kebutuhan investasi sedikit meningkat. Kebutuhan investasi untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2025 adalah sebesar US\$ 31,9 miliar, proyek penyaluran sebesar US\$ 29,1 miliar dan distribusi sebesar US\$ 14,6 miliar.

Tabel 7.1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)

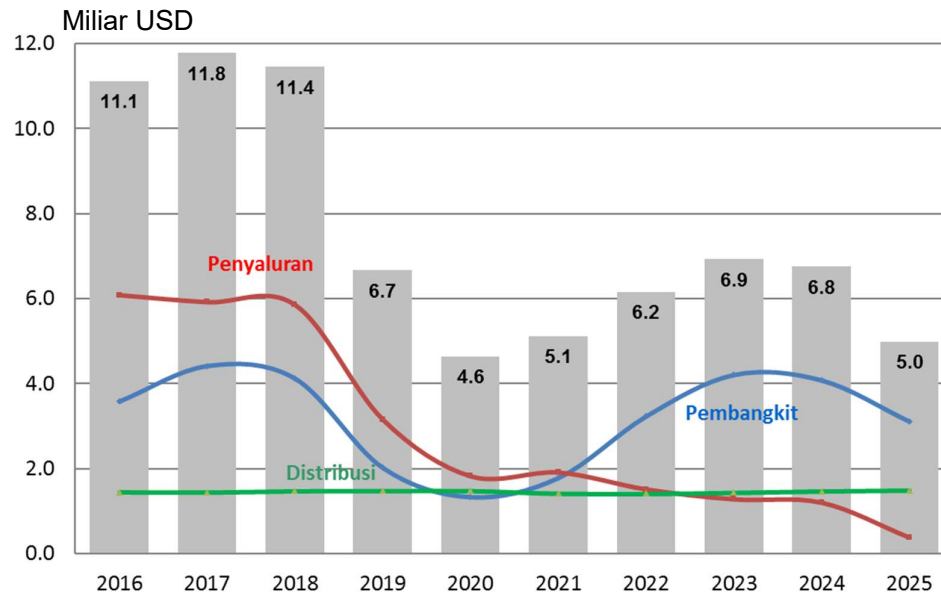
Juta US\$

| Item | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total |
|------------|-------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Pembangkit | Fc | 2,454 | 3,298 | 3,143 | 1,438 | 904 | 1,131 | 2,026 | 2,775 | 2,878 | 2,202 | 22,249 |
| | Lc | 1,130 | 1,116 | 974 | 586 | 433 | 655 | 1,203 | 1,429 | 1,197 | 911 | 9,632 |
| | Total | 3,584 | 4,414 | 4,117 | 2,024 | 1,337 | 1,786 | 3,229 | 4,203 | 4,076 | 3,112 | 31,882 |
| Penyaluran | Fc | 4,864 | 4,713 | 4,845 | 2,583 | 1,359 | 1,489 | 1,223 | 1,012 | 1,041 | 348 | 23,476 |
| | Lc | 1,218 | 1,202 | 1,008 | 573 | 466 | 424 | 294 | 270 | 163 | 36 | 5,654 |
| | Total | 6,081 | 5,915 | 5,853 | 3,156 | 1,825 | 1,913 | 1,517 | 1,283 | 1,204 | 384 | 29,131 |
| Distribusi | Fc | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Lc | 1,452 | 1,445 | 1,475 | 1,480 | 1,479 | 1,418 | 1,412 | 1,438 | 1,471 | 1,492 | 14,562 |
| | Total | 1,452 | 1,445 | 1,475 | 1,480 | 1,479 | 1,418 | 1,412 | 1,438 | 1,471 | 1,492 | 14,562 |
| Total | Fc | 7,317 | 8,011 | 7,988 | 4,021 | 2,263 | 2,620 | 3,249 | 3,787 | 3,919 | 2,550 | 45,726 |
| | Lc | 3,799 | 3,763 | 3,457 | 2,638 | 2,378 | 2,497 | 2,909 | 3,137 | 2,831 | 2,440 | 29,849 |
| | Total | 11,117 | 11,774 | 11,445 | 6,659 | 4,641 | 5,117 | 6,158 | 6,924 | 6,750 | 4,989 | 75,575 |

Melihat kebutuhan dana yang sangat besar tersebut, maka disadari adanya tantangan yang sangat berat dalam menyediakan dana tersebut.

Sebelum tahun 2006, sumber pembiayaan proyek-proyek PLN banyak diperoleh dari penerusan pinjaman dari luar negeri (*two step loan*), namun setelah itu peranan pinjaman semacam ini mulai berkurang dan sebaliknya pendanaan dengan obligasi terus meningkat, baik obligasi lokal maupun global. Proyek percepatan pembangkit 10.000 MW dibiayai dari pinjaman luar dan dalam negeri yang diusahakan sendiri oleh PLN dengan garansi Pemerintah. Akhir-akhir ini PLN kembali berupaya memperoleh pinjaman dari lembaga keuangan multilateral (IBRD, ADB) dan bilateral (JICA, AFD) untuk mendanai proyek-

proyek kelistrikan yang besar seperti PLTA *Upper Cisokan Pumped Storage* (1.040 MW) dan PLTU Indramayu (1.000 MW) dengan skema *two step loan*.



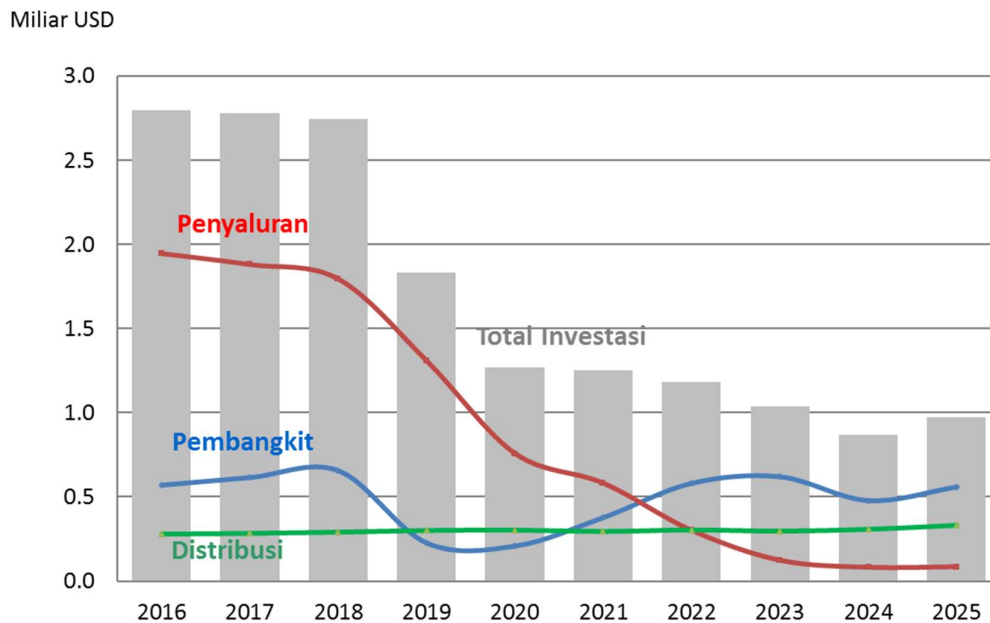
Gambar 7.1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)

7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI SUMATERA

Proyeksi kebutuhan investasi pembangkit, sistem penyaluran dan distribusi dalam kurun waktu tahun 2016-2025 untuk Wilayah Sumatera adalah sebesar US\$ 16,7 miliar atau rata-rata US\$ 1,7 miliar per tahun, tidak termasuk proyek IPP, dengan *disbursement* tahunan seperti pada Tabel 7.2 dan Gambar 7.2.

Tabel 7.2 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera

| | | Juta US\$ | | | | | | | | | | |
|------------|-------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|--------|
| Item | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total |
| Pembangkit | Fc | 431 | 454 | 492 | 154 | 132 | 216 | 325 | 365 | 294 | 411 | 3,273 |
| | Lc | 140 | 161 | 164 | 72 | 76 | 162 | 257 | 254 | 184 | 148 | 1,618 |
| | Total | 570 | 616 | 656 | 225 | 208 | 377 | 581 | 620 | 478 | 559 | 4,891 |
| Penyaluran | Fc | 1,424 | 1,349 | 1,294 | 982 | 551 | 431 | 237 | 100 | 71 | 73 | 6,513 |
| | Lc | 525 | 534 | 503 | 327 | 207 | 151 | 63 | 23 | 10 | 11 | 2,354 |
| | Total | 1,949 | 1,883 | 1,797 | 1,310 | 758 | 582 | 300 | 123 | 81 | 84 | 8,868 |
| Distribusi | Fc | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Lc | 278 | 283 | 290 | 300 | 302 | 294 | 303 | 296 | 307 | 331 | 2,983 |
| | Total | 278 | 283 | 290 | 300 | 302 | 294 | 303 | 296 | 307 | 331 | 2,983 |
| Total | Fc | 1,855 | 1,803 | 1,786 | 1,136 | 683 | 647 | 562 | 466 | 365 | 484 | 9,786 |
| | Lc | 942 | 978 | 957 | 699 | 585 | 607 | 623 | 573 | 501 | 490 | 6,956 |
| | Total | 2,797 | 2,782 | 2,743 | 1,835 | 1,268 | 1,253 | 1,185 | 1,039 | 866 | 974 | 16,742 |



Gambar 7.2 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera

Kebutuhan investasi Wilayah Sumatera untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2025 adalah sebesar US\$ 4,9 miliar, proyek penyaluran sebesar US\$ 8,8 miliar dan distribusi sebesar US\$ 3,0 miliar. *Disbursement* proyek pembangkitan mencapai puncaknya pada tahun 2017 yang sebagian besar merupakan proyek reguler dan percepatan. Sedangkan *disbursement* proyek pembangkitan pada tahun berikutnya terus menurun karena proyek-proyek IPP akan semakin mendominasi sistem Sumatera. Proyek transmisi Sumatera didominasi oleh pengembangan transmisi 275 kV dan 500 kV untuk interkoneksi seluruh Sumatera, di samping pengembangan transmisi 150 kV.

7.3. PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI JAWA-BALI

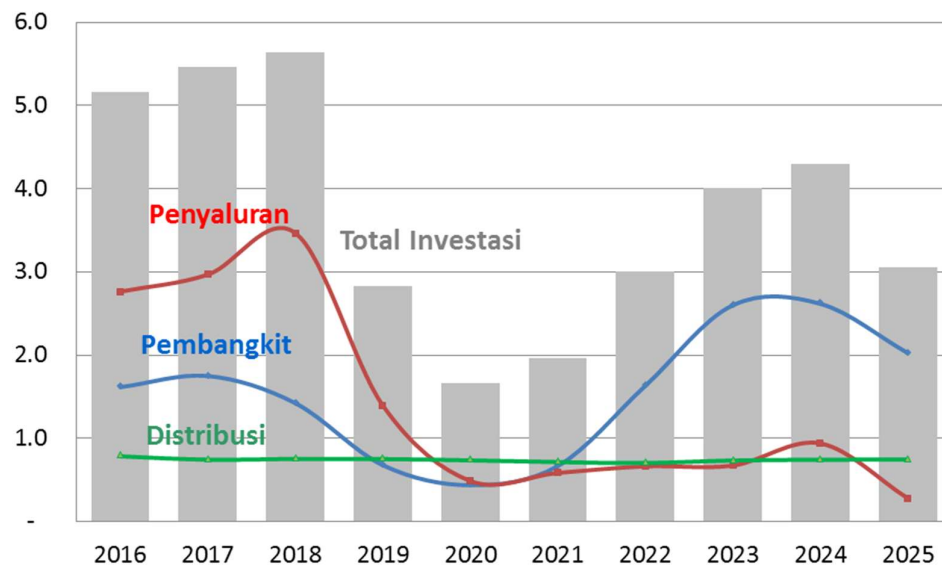
Pengembangan pembangkitan, transmisi dan distribusi oleh PLN sampai dengan tahun 2025 di sistem Jawa Bali membutuhkan dana investasi sebesar US\$ 37,1 miliar dengan *disbursement* tahunan sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 7.3 dan Gambar 7.3.

Kebutuhan investasi untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2025 adalah sebesar US\$ 15,4 miliar atau sekitar US\$ 1,5 miliar per tahun.

Tabel 7.3 Kebutuhan Dana Investasi untuk Sistem Jawa – Bali

| | | Juta US\$ | | | | | | | | | | |
|------------|-------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Item | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total |
| Pembangkit | Fc | 1,005 | 1,249 | 1,068 | 468 | 290 | 393 | 972 | 1,691 | 1,858 | 1,450 | 10,445 |
| | Lc | 612 | 500 | 355 | 209 | 147 | 274 | 660 | 909 | 759 | 575 | 5,001 |
| | Total | 1,616 | 1,750 | 1,423 | 677 | 437 | 667 | 1,632 | 2,600 | 2,618 | 2,025 | 15,446 |
| Penyaluran | Fc | 2,355 | 2,498 | 3,077 | 1,249 | 402 | 489 | 579 | 547 | 818 | 257 | 12,272 |
| | Lc | 409 | 471 | 391 | 146 | 85 | 96 | 85 | 126 | 122 | 24 | 1,955 |
| | Total | 2,764 | 2,969 | 3,468 | 1,395 | 488 | 585 | 664 | 674 | 940 | 280 | 14,227 |
| Distribusi | Fc | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Lc | 785 | 743 | 754 | 752 | 736 | 715 | 704 | 734 | 744 | 746 | 7,412 |
| | Total | 785 | 743 | 754 | 752 | 736 | 715 | 704 | 734 | 744 | 746 | 7,412 |
| Total | Fc | 3,359 | 3,748 | 4,145 | 1,718 | 692 | 883 | 1,550 | 2,239 | 2,676 | 1,707 | 22,717 |
| | Lc | 1,806 | 1,715 | 1,500 | 1,107 | 968 | 1,085 | 1,449 | 1,769 | 1,625 | 1,344 | 14,368 |
| | Total | 5,165 | 5,462 | 5,645 | 2,824 | 1,661 | 1,967 | 3,000 | 4,008 | 4,301 | 3,051 | 37,085 |

Miliar USD



Gambar 7.3 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Sistem Jawa – Bali

Pembiayaan proyek pembangkitan PLN berasal dari beberapa sumber. Proyek percepatan pembangkit Peraturan Presiden Nomor 71 tahun 2006 didanai dengan pinjaman luar negeri (Cina) dan dalam negeri yang diusahakan oleh PLN dengan jaminan Pemerintah. Proyek *Upper Cisokan pumped storages* senilai US\$ 800 juta telah diusulkan mendapat pendanaan dari IBRD yang merupakan *lender* multilateral, sedangkan PLTU Indramayu 1x1.000 MW senilai US\$ 2.000 juta dengan pendanaan dari *lender* bilateral.

Kebutuhan dana investasi untuk penyaluran dan distribusi masing-masing sebesar US\$ 14,2 miliar dan US\$ 7,4 miliar. Proyek penyaluran hingga tahun 2018 cukup besar karena merupakan *disbursement* proyek transmisi interkoneksi 500 kV HVDC Sumatera – Jawa dan transmisi Jawa – Bali Crossing

500 kV. Proyek tersebut menurut rencana akan didanai dari APLN, pinjaman luar negeri (*two step loan*) dan kredit ekspor.

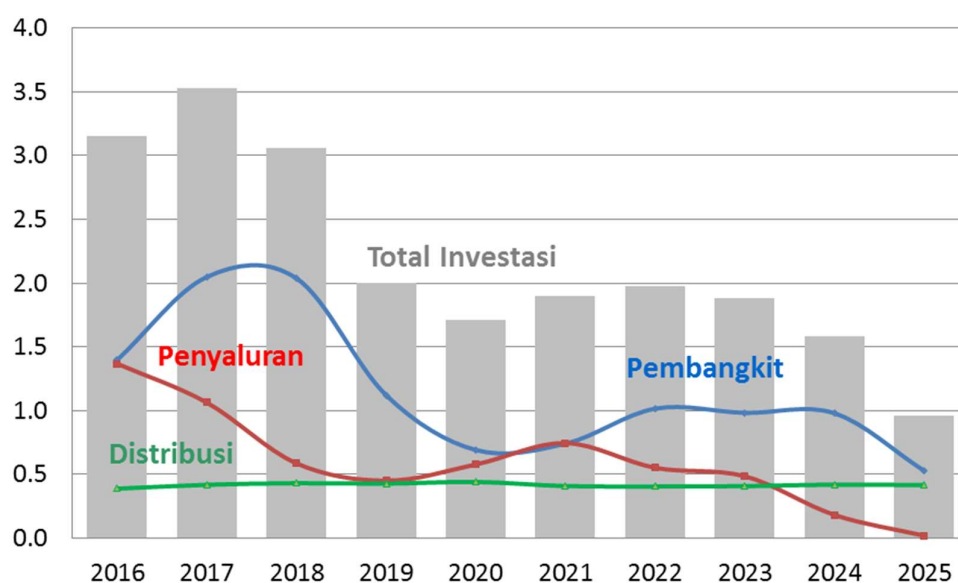
7.4. PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI WILAYAH INDONESIA TIMUR

Proyeksi kebutuhan investasi pembangkit, sistem penyaluran dan distribusi dalam kurun waktu tahun 2016-2025 Wilayah Indonesia Timur adalah sebesar US\$ 21,7 miliar atau rata-rata US\$ 2,2 miliar, tidak termasuk proyek IPP, dengan kebutuhan investasi seperti pada Tabel 7.4 dan *disbursement* tahunan seperti Gambar 7.4.

Tabel 7.4 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur

| Juta US\$ | | | | | | | | | | | | |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|--------|
| Item | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total |
| Pembangkit | Fc | 1,019 | 1,594 | 1,584 | 816 | 482 | 522 | 730 | 718 | 726 | 341 | 8,531 |
| | Lc | 378 | 454 | 454 | 305 | 210 | 219 | 286 | 265 | 254 | 187 | 3,013 |
| | Total | 1,397 | 2,048 | 2,038 | 1,121 | 692 | 741 | 1,016 | 983 | 980 | 528 | 11,544 |
| Penyaluran | Fc | 1,085 | 866 | 473 | 351 | 405 | 569 | 407 | 365 | 152 | 18 | 4,691 |
| | Lc | 284 | 197 | 114 | 100 | 174 | 177 | 146 | 121 | 31 | 2 | 1,345 |
| | Total | 1,369 | 1,063 | 588 | 451 | 579 | 746 | 552 | 486 | 183 | 20 | 6,036 |
| Distribusi | Fc | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Lc | 389 | 419 | 432 | 428 | 441 | 409 | 405 | 408 | 420 | 416 | 4,167 |
| | Total | 389 | 419 | 432 | 428 | 441 | 409 | 405 | 408 | 420 | 416 | 4,167 |
| Total | Fc | 2,103 | 2,460 | 2,057 | 1,167 | 887 | 1,091 | 1,137 | 1,083 | 878 | 359 | 13,222 |
| | Lc | 1,051 | 1,070 | 1,000 | 833 | 824 | 805 | 837 | 794 | 705 | 605 | 8,525 |
| | Total | 3,154 | 3,530 | 3,057 | 2,000 | 1,712 | 1,896 | 1,974 | 1,877 | 1,583 | 964 | 21,748 |

Miliar USD



Gambar 7.4 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur

Kebutuhan investasi pembangkit Wilayah Indonesia Timur adalah sebesar US\$ 11,5 miliar. *Disbursement* proyek pembangkitan mencapai puncaknya pada tahun 2015-2018 yang sebagian besar merupakan proyek percepatan pembangkit Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006. Sedangkan *disbursement* proyek pembangkitan pada tahun berikutnya terus menurun karena proyek-proyek IPP akan semakin mendominasi sistem-sistem Indonesia Timur. Proyek transmisi di Indonesia Timur didominasi oleh pengembangan transmisi 275 kV, di samping pengembangan transmisi 150 kV Sulawesi dan Kalimantan serta beberapa wilayah lain seperti NTT dan NTB.

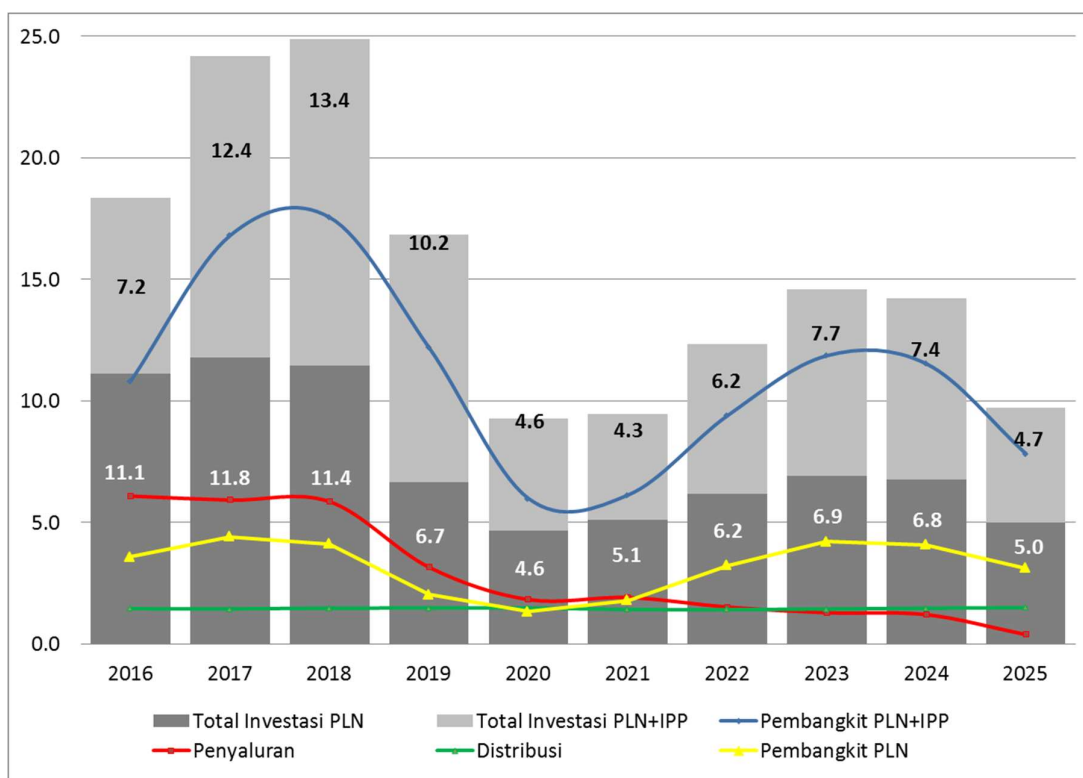
7.5. KEBUTUHAN INVESTASI KELISTRIKAN PLN DAN IPP

Total dana investasi yang dibutuhkan untuk mengembangkan sistem kelistrikan Indonesia secara keseluruhan, termasuk proyek-proyek kelistrikan yang diasumsikan akan dibangun oleh swasta/IPP, adalah US\$ 153,7 miliar selama tahun 2016-2025. Partisipasi swasta untuk 10 mendatang sebesar US\$ 78,2 miliar atau 51% dari seluruh kebutuhan investasi. *Disbursement* dana tersebut diperlihatkan pada Tabel 7.5 dan Gambar 7.5.

Kebutuhan investasi yang sangat besar tersebut karena mempertimbangkan pengembangan pembangkit EBT yang cukup tinggi untuk mencapai target bauran energi dari EBT sekitar 20% pada tahun 2025. Namun apabila harus memenuhi target EBT 25% pada tahun 2025, maka diperlukan tambahan investasi di luar tabel 7.5 sebesar US\$ 21,6 miliar (untuk PLTN 3,6 GW) atau US\$ 50,4 miliar (untuk pembangkit EBT lain 14,4 GW).

Tabel 7.5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP

| Juta US\$ | | | | | | | | | | | | |
|----------------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|--------|--------|-------|---------|
| Item | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total |
| Pembangkit PLN | Fc | 2,454 | 3,298 | 3,143 | 1,438 | 904 | 1,131 | 2,026 | 2,775 | 2,878 | 2,202 | 22,249 |
| | Lc | 1,130 | 1,116 | 974 | 586 | 433 | 655 | 1,203 | 1,429 | 1,197 | 911 | 9,632 |
| | Total | 3,584 | 4,414 | 4,117 | 2,024 | 1,337 | 1,786 | 3,229 | 4,203 | 4,076 | 3,112 | 31,882 |
| Pembangkit IPP | Fc | 4,673 | 8,652 | 9,786 | 7,238 | 3,122 | 2,821 | 3,994 | 4,964 | 4,992 | 3,231 | 53,472 |
| | Lc | 2,554 | 3,733 | 3,648 | 2,930 | 1,523 | 1,517 | 2,166 | 2,693 | 2,457 | 1,481 | 24,703 |
| | Total | 7,227 | 12,385 | 13,434 | 10,168 | 4,646 | 4,338 | 6,159 | 7,656 | 7,449 | 4,712 | 78,174 |
| Penyaluran | Fc | 4,864 | 4,713 | 4,845 | 2,583 | 1,359 | 1,489 | 1,223 | 1,012 | 1,041 | 348 | 23,476 |
| | Lc | 1,218 | 1,202 | 1,008 | 573 | 466 | 424 | 294 | 270 | 163 | 36 | 5,654 |
| | Total | 6,081 | 5,915 | 5,853 | 3,156 | 1,825 | 1,913 | 1,517 | 1,283 | 1,204 | 384 | 29,131 |
| Distribusi | Fc | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Lc | 1,452 | 1,445 | 1,475 | 1,480 | 1,479 | 1,418 | 1,412 | 1,438 | 1,471 | 1,492 | 14,562 |
| | Total | 1,452 | 1,445 | 1,475 | 1,480 | 1,479 | 1,418 | 1,412 | 1,438 | 1,471 | 1,492 | 14,562 |
| Total | Fc | 11,991 | 16,663 | 17,774 | 11,259 | 5,385 | 5,441 | 7,243 | 8,751 | 8,911 | 5,780 | 99,197 |
| | Lc | 6,353 | 7,496 | 7,105 | 5,569 | 3,901 | 4,014 | 5,075 | 5,829 | 5,289 | 3,921 | 54,552 |
| | Total | 18,344 | 24,159 | 24,879 | 16,827 | 9,287 | 9,455 | 12,317 | 14,580 | 14,200 | 9,701 | 153,749 |



Gambar 7.5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP

Tabel 7.5 menunjukkan bahwa sektor ketenagalistrikan Indonesia setiap tahunnya membutuhkan dana investasi yang sangat besar, yaitu rata-rata hampir US\$ 15 miliar per tahun.

7.6. SUMBER PENDANAAN DAN KEMAMPUAN KEUANGAN PLN

Butir 7.6 ini menjelaskan bagaimana kebutuhan investasi yang diindikasikan dalam RUPTL ini akan dipenuhi, dan juga menjelaskan dampak dari rencana investasi ini terhadap keuangan PT PLN (Persero).

Rencana Investasi dan Sumber Pendanaan

Kebutuhan investasi PLN sebesar US\$ 75,6 miliar⁵⁵ sampai dengan tahun 2025 akan dipenuhi dari berbagai sumber pendanaan, yaitu PMN sebagai penyertaan modal Pemerintah (ekuitas), pinjaman baru, dan dana internal. Sumber dana

⁵⁵ Hanya mencakup *base cost*, tidak termasuk *financing cost*.

internal berasal dari laba usaha dan penyusutan aktiva tetap, sedangkan dana pinjaman dapat berupa pinjaman luar negeri (*SLA, sub-loan agreement*), pinjaman Pemerintah melalui rekening dana investasi, obligasi nasional maupun internasional, pinjaman komersial perbankan lainnya serta hibah luar negeri.

a. Kemampuan Pendanaan Sendiri (APLN)

Kebutuhan investasi PLN harus ditunjang dengan meningkatnya kemampuan Pendanaan Sendiri, dan menjaga rasio utang terhadap aset PLN sehingga dapat secara terus menerus mendukung perkembangan penyediaan listrik.

Pada tahun 2015 PLN telah melakukan revaluasi aset. Implikasi dari revaluasi aset tersebut adalah membaiknya rasio utang terhadap total ekuitas maupun total aset. Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) 16 (Revisi tahun 2011 penyesuaian tahun 2014) memperkenalkan perusahaan untuk melakukan pengukuran nilai aset tetap menggunakan model biaya atau model revaluasi.

b. Komposisi Sumber Pendanaan untuk Investasi

Sumber pendanaan investasi PLN berasal dari 3 sumber: (i) ekuitas Pemerintah dari Penyertaan Modal Negara (PMN) (ii) dana internal yang berasal dari laba operasi dan (iii) pinjaman.

APLN (dana internal perusahaan) berasal dari laba operasi yang sangat terbatas karena BPP lebih tinggi dari tarif rata-rata. APLN hanya didapat dari selisih antara margin PSO + depresiasi aset dan pembayaran cicilan pokok. Model ini hanya sampai dengan tahun 2016, sedangkan tahun berikutnya model subsidi menggunakan PBR model.

Jumlah pinjaman PLN dibatasi oleh *covenant* pinjaman yang disyaratkan oleh *lender* dan *bond holder*. Kapasitas PLN dalam membuat pinjaman baru dapat ditingkatkan jika pendapatan PLN meningkat, baik dari tarif maupun margin PSO. 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.

7.7. KEMAMPUAN FINANSIAL KORPORAT UNTUK BERINVESTASI

7.7.1 Kemampuan Finansial Korporat

Estimasi total investasi yang dibutuhkan untuk pengembangan pembangkitan, transmisi dan distribusi sampai dengan tahun 2025 adalah sebesar 153,7 miliar USD. PLN akan mendanai pengembangan pembangkitan, transmisi, dan distribusi sebesar 75,6 miliar USD (tidak termasuk *interest during construction/IDC, development cost*) sedangkan sisanya sebesar 78,2 miliar USD diharapkan dari partisipasi listrik swasta.

Selain tantangan pembangunan sarana ketenagalistrikan, penyediaan tenaga listrik saat ini juga dibebani oleh biaya produksi yang tinggi. Pendapatan dari pelanggan hanya menutupi sekitar 50-60% 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 tetapi harga jual tenaga listrik ditetapkan oleh Pemerintah, dimana harga jual ini tidak sesuai dengan harga keekonomiannya. Oleh karena itu Pemerintah harus memberikan margin PSO ke PLN dengan besaran tertentu untuk memastikan keuangan PLN tetap sehat dan dapat memenuhi semua kewajiban korporasinya. Margin ini diperlukan oleh PLN untuk menjamin terciptanya laba perusahaan dan meminimalisir risiko-risiko unsur biaya pembentuk BPP seperti risiko fluktuasi harga energi primer, risiko kurs, risiko beban pinjaman, dan sebagainya.

Pada tahun 2012 subsidi listrik mencapai angka tertinggi sebesar Rp 103,3 triliun. Namun selanjutnya subsidi listrik berangsur-angsur menurun hingga hanya sebesar Rp 45,9 triliun pada kuartal III 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 sejak tahun 2000-2012 cukup untuk menutupi biaya operasi, tetapi kurang memadai untuk menunjang investasi pengembangan sistem kelistrikan. Namun mulai tahun 2009 Pemerintah mengalokasikan margin kepada PLN, yaitu berturut-turut pada tahun 2009, 2010, 2011, 2012, 2013 dan 2014, Pemerintah mengalokasikan margin sebesar 5%, 8%, 8%, 7%, 7% dan 7% untuk mendukung kemampuan meminjam PLN untuk investasi.

Sejak tahun 2012 pelaporan sistem akuntansi PLN harus menggunakan ISAK 8 (Interpretasi Standar Akuntansi Keuangan) sesuai peraturan dari Bapepam yang mensyaratkan agar seluruh perusahaan di Indonesia mengikuti PSAK 30 (Prinsip Standar Akuntansi Keuangan). Dengan adanya standar ini maka kewajiban dari listrik swasta/IPP secara akuntansi menjadi kewajiban dari PLN. Penerapan PSAK 30 yang mengatur tentang “Sewa” dan ISAK 8 yang mengatur mengenai “Penentuan Apakah Suatu Perjanjian Mengandung Suatu Sewa” ini akan mempunyai implikasi terhadap laporan keuangan PLN. Perjanjian *Power Purchase Agreement* (PPA) dengan IPP termasuk suatu perjanjian yang mengandung suatu sewa, sehingga penerapan ini mempunyai implikasi menyebabkan diakuinya aset dan kewajiban terkait perjanjian sewa dalam laporan posisi keuangan PLN serta mengakibatkan perubahan pada saldo laba/rugi pada laporan laba/rugi komprehensif PLN tahun sebelumnya. Dampaknya, rasio-rasio keuangan perusahaan pun ikut berubah dan berpotensi mengakibatkan terjadinya pelanggaran beberapa *covenant* atas pinjaman yang dimiliki PLN.

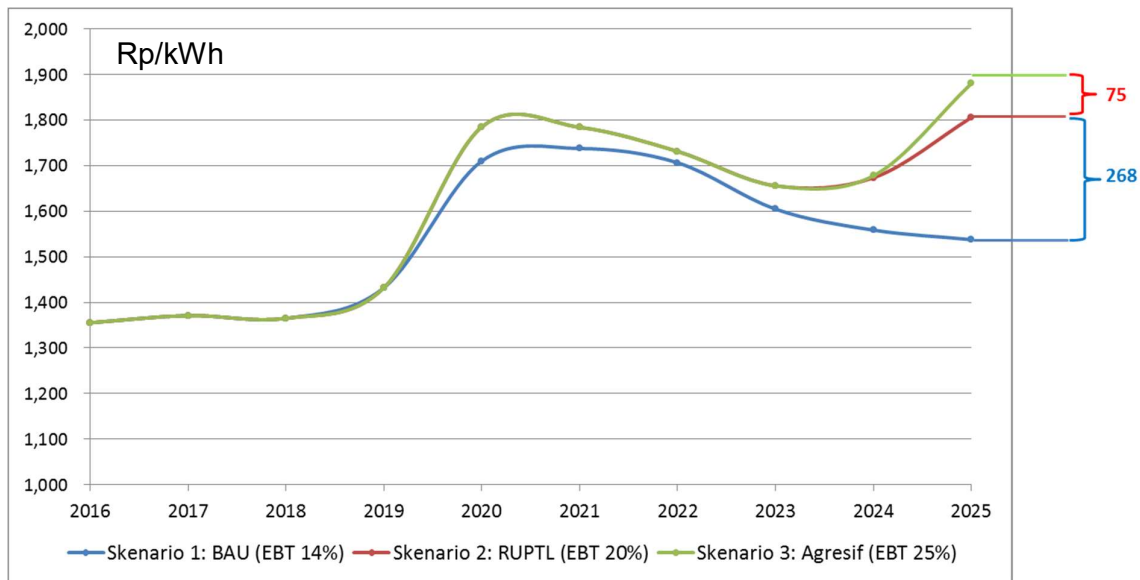
Namun dengan revaluasi aset yang telah dilakukan pada tahun 2015, maka PLN saat ini telah mempunyai Rasio Keuangan yang baik dengan Ekuitas > 65% sehingga mampu mendanai > 10 GW termasuk transmisi, gardu induk dan jaringan distribusi.

7.7.2 Proyeksi Biaya Pokok Penyediaan (BPP)

Proyeksi BPP untuk tahun 2016-2025 ditunjukkan dalam Gambar 7.8. Proyeksi BPP tersebut valid untuk 5 tahun awal, sedangkan untuk 5 tahun selanjutnya sangat tergantung pada asumsi yang digunakan, seperti kurs, inflasi dan harga minyak dunia serta harga bahan bakar yang lain. BPP tersebut dihitung hanya untuk mengetahui keakuratan/dampak dari bauran energi dan investasi di sektor ketenagalistrikan.

BPP dihitung untuk 3 skenario, yaitu:

- Skenario-1: *Business as Usual* (BAU), yaitu pengembangan EBT yang kurang agresif, dengan porsi EBT 14% pada tahun 2025.
- Skenario-2: Pengembangan EBT yang agresif dan gas/LNG sebagai kontingensi, dengan porsi EBT 20% dan gas/LNG 29% pada tahun 2025 sesuai RUPTL ini.
- Skenario-3: Pengembangan EBT yang lebih agresif, dengan porsi EBT 25% pada 2025.



Gambar 7.6 Proyeksi BPP untuk Beberapa Skenario EBT

Gambar-7.6 menunjukkan bahwa dengan pengembangan EBT dan gas/LNG yang agresif (porsi EBT 19%), akan meningkatkan BPP pada tahun 2025 sebesar Rp 268/kWh (setara Rp 140 triliun per tahun), sedangkan apabila EBT lebih agresif (porsi EBT 25%) maka akan meningkat sebesar Rp 343/kWh (setara Rp 190 triliun per tahun).

7.7.3 Pengembangan Model Bisnis Kerjasama PLN dan Pihak Ketiga Non-IPP

Agar pelayanan kepada masyarakat tidak terganggu dengan keterbatasan kemampuan pendanaan PLN, diperlukan langkah-langkah terobosan perubahan model bisnis sektor ketenagalistrikan. Langkah-langkah ini antara lain memberikan kesempatan kepada pihak ketiga non-IPP untuk berpartisipasi

dalam pembangunan pembangkit serta memasok industri agar PLN tidak menjadi satu-satunya *off-taker* sepenuhnya, misalnya melalui skema *power wheeling*, kerjasama antar wilayah usaha. Dengan model bisnis seperti ini maka investasi yang dilakukan oleh pihak ketiga non-IPP tidak akan membebani keuangan PLN secara jangka panjang.

BAB VIII

ANALISIS RISIKO JANGKA PANJANG

Sasaran strategis yang ingin dicapai dalam RUPTL 2016-2025 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 ditetapkan 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 2016-2025, 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 2016-2025

Penggambaran Profil Risiko Jangka Panjang tahun 2016-2025 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 rata-rata sekitar US\$ 7,6 miliar atau sekitar Rp 100 triliun per tahun, 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 kelistrikan 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 8.200 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 yang sangat besar yaitu 22GW.

- 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 penalti *take-or-pay* (TOP) dari IPP, *bottlenecking*, peningkatan BPP, hingga pemadaman.

Sebagai contoh adalah risiko ketidakselarasan penyelesaian proyek HVDC 500 kV Sumatera-Jawa dengan proyek PLTU IPP Sumsel 8, 9 dan 10, setidaknya akan berpotensi menimbulkan penalti (TOP) bagi PLN sebesar Rp 280 miliar per bulan. Untuk itu COD antara HVDC dan PLTU IPP mulut tambang harus sinkron.

- 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 melampaui proyeksi** cukup mengemuka mengingat bahwa kecepatan penyediaan infrastruktur kelistrikan menghadapi beberapa risiko yang telah dijelaskan di atas, sedangkan pertumbuhan listrik meskipun telah diproyeksikan relatif tinggi yaitu 8,4% namun trend hingga 2012 menunjukkan kenaikan (pertumbuhan 2012 sebesar 10,17%). Risiko ini akan berdampak pada defisit daya pembangkit yang 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 penambahan 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 2016-2025

Peta risiko menunjukkan level risiko, dimana level risiko diukur berdasarkan tingkat kemungkinan terjadi (likelihood) dan skala dampak (impact) yang ditimbulkan sebagai berikut :

Skala Tingkat Kemungkinan Skala Skala Dampak

| | |
|----------------|--------------------|
| A Sangat Kecil | 1 Tidak Signifikan |
| B Kecil | 2 Minor |
| C Sedang | 3 Medium |
| D Besar | 4 Signifikan |
| E Sangat Besar | 5 Malapetaka |

Adapun kriteria umum tiap level risiko dapat dijelaskan sebagai berikut :

Level risiko ekstrem adalah risiko dinilai berpotensi menggagalkan pencapaian sasaran. Apabila risiko ini diambil, wajib dilakukan penanganan (mitigasi) dan perhatian khusus serta detail, dikarenakan sudah berada di atas batas toleransi risiko perusahaan.

Level risiko tinggi adalah risiko dinilai menghambat pencapaian sasaran, dan mekanisme kontrol yang ada belum cukup mengendalikan risiko tersebut. Diperlukan langkah penanganan (mitigasi) untuk menurunkan risiko ke sekurang-kurangnya level moderat.

Level risiko moderat adalah risiko dinilai mempunyai pengaruh terhadap sasaran, namun mekanisme kontrol yang ada efektif dapat mengendalikannya.

Level risiko rendah adalah risiko dinilai tidak terlalu berpengaruh terhadap sasaran, dan tidak diperlukan tindakan penanganan (mitigasi) tertentu, karena pengendalian sudah melekat dalam proses bisnis yang ada.

Peta profil risiko jangka panjang sebagaimana tersebut di atas dapat dilihat pada Gambar 8.1.

| | | | | | | | |
|---------------------|--------------|---|------------------|-------|--------|------------|------------|
| TINGKAT KEMUNGKINAN | Sangat Besar | E | E.1 | E.2 | E.3 | E.4 | E.5 |
| | Besar | D | D.1 | D.2 | D.3 | D.4 | D.5 |
| | Sedang | C | C.1 | C.2 | C.3 | C.4 | C.5 |
| | Kecil | B | B.1 | B.2 | B.3 | B.4 | B.5 |
| | Sangat Kecil | A | A.1 | A.2 | A.3 | A.4 | A.5 |
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| | | | Tidak Signifikan | Minor | Medium | Signifikan | Malapetaka |
| SKALA DAMPAK | | | | | | | |

| | | | |
|------------------------------------|---|---------------------------------------|--|
| ■ | RISIKO EKSTREM : | ■ | RISIKO TINGGI |
| 3 | Risiko keterbatasan kemampuan pendanaan | 1 | Risiko perubahan tatanan / kebijakan pada sektor ketenagalistrikan |
| 4 | Risiko keterlambatan penyelesaian proyek PLN dan IPP | 2 | Risiko tidak terlaksananya rasionalisasi TTL |
| 5 | Risiko ketidakselarasan penyelesaian proyek pembangkit dan jaringan | 6 | Risiko hambatan pada penyediaan dan pasokan energi primer non-BBM |
| 10 | Risiko kenaikan harga Energi Primer | 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 8.1 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 6,7% per tahun dan bergerak dari realisasi kebutuhan tenaga listrik tahun 2015, proyeksi penjualan tenaga listrik pada tahun 2025 diperkirakan akan mencapai 457 TWh, atau mengalami pertumbuhan rata-rata 8,6% selama 10 tahun mendatang. Beban puncak pada tahun 2025 diproyeksikan akan mencapai 80 ribu MW. Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut, diprogramkan pembangunan pembangkit listrik baru untuk periode tahun 2016-2025 sebesar 80,5 GW.

Sejalan dengan pengembangan pembangkit ini, diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 68 ribu kms dan penambahan trafo sebesar 172 ribu MVA. Untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik untuk periode tahun 2016-2025 diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah 159 ribu kms, tegangan rendah 133 ribu kms dan kapasitas trafo distribusi 44 ribu MVA.

Kebutuhan investasi pembangkit, penyaluran dan distribusi selama periode tahun 2016-2025 untuk memenuhi kebutuhan sarana kelistrikan di Indonesia secara keseluruhan adalah sebesar US\$ 153,7 miliar yang terdiri dari investasi pembangkit (termasuk IPP) sebesar US\$ 110 miliar, investasi penyaluran sebesar US\$ 29,1 miliar dan investasi distribusi sebesar US\$ 14,6 miliar.

Komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia diproyeksikan pada tahun 2025 akan menjadi 50,3% batubara, 29,4% gas alam (termasuk LNG), 8,0% panas bumi, 10,4% tenaga air, 0,6% BBM dan 1,1% bahan bakar lainnya (total porsi EBT sebesar 19,6%). Untuk mencapai target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, diperlukan tambahan energi sebesar 27 TWh yang bisa dihasilkan dari PLTN 3,6 GW atau pembangkit EBT lain sebesar 14,4 GW. Tingginya porsi bauran energi dari gas sebesar 29% merupakan kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025 tidak terpenuhi.

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.
8. 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.
9. Anggaran Dasar PT PLN (Persero).

10. Keputusan Menteri ESDM No. 634-12/20/600.3/2011 tentang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) (Persero).
11. Masterplan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia (MP3EI) 2011-2025, Kemenko Bidang Perekonomian, Jakarta 2011.
12. Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2008 – 2027, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2008
13. Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2010 – 2029, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2011
14. Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2012 – 2031, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2012
15. Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2015 – 2034, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2015
16. Pidato Sambutan Presiden Republik Indonesia pada Acara Gerakan Menuju Bebas Pemadaman Listrik Bergilir, Mataram, 27 Juli 2010
17. Draft Laporan Studi Penghematan Listrik dan *Load Forecasting*, Konsorsium LEMTEK UI dan Tim Nano UI, November 2012
18. *Proyeksi Penduduk Indonesia 2010 – 2035*, Bappenas, BPS, UN Population Fund, 2012
19. *Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) Provisi-provinsi di Indonesia 2007-2011*, BPS, 2012
20. *Perkembangan Beberapa Indikator Utama Sosial-Ekonomi Indonesia*, BPS, Februari 2013
21. *Pendapatan Nasional Indonesia 2001 – 2005*, BPS, 2008 dan update dari website BPS
22. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2009 – 2018*, PT PLN (Persero), 2009
23. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2010 – 2019*, PT PLN (Persero), 2010
24. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2011– 2020*, PT PLN (Persero), 2011
25. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2012 – 2021*, PT PLN (Persero), 2012

26. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2013– 2022*, PT PLN (Persero), 2013
27. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2015– 2024*, PT PLN (Persero), 2015
28. *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2014*, Pusdatin Kementerian ESDM, 2014
29. *Statistik 2010*, PT PLN (Persero), 2011
30. *Statistik 2011*, PT PLN (Persero), 2012
31. *Statistik 2012*, PT PLN (Persero), 2013
32. *Statistik 2013*, PT PLN (Persero), 2014
33. *Statistik 2014*, PT PLN (Persero), 2015
34. *Laporan Tahunan 2014, PT PLN (Persero), 2015*
35. *Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006*, Pengkajian Energi UI, 2006
36. *Outlook Energi Indonesia 2014*, DEN, 2014
37. *Outlook Energi Indonesia 2015*, BPPT, 2015
38. *Berita Resmi Statistik*, BPS, Februari 2008
39. *Statistik Indonesia*, Badan Pusat Statistik, Agustus 2012.
40. *Rencana Jangka Panjang Perusahaan 2013 – 2017*, PT PLN (Persero), 2013
41. *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia*, WestJec, 2007
42. *Draft Report of Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia*, Nippon Koei, 2011
43. Website Kementerian ESDM, Pemerintah Daerah
44. *Public Private Partnerships Infrastructure Projects Plan in Indonesia 2015*, Bappenas, Jakarta 2015
45. Sistem Informasi Laporan Manajemen, PT PLN (Persero), Agustus 2015
46. Evaluasi Operasi Tahun 2014, PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali, 2015
47. Evaluasi Operasi Tahun 2012, PT PLN (Persero) P3B Sumatera, 2013
48. Presentasi Kementrian ESDM, Program Indonesia Terang, 2016

LAMPIRAN A

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN

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**

Sistem kelistrikan di Aceh terdiri dari sistem interkoneksi 150 kV Sumut - Aceh dan sub-sistem *isolated* dengan tegangan distribusi 20 kV. Sekitar 72% dari sistem kelistrikan Aceh dipasok oleh sistem interkoneksi 150 kV Sumbagut dan sisanya 28% masih berada di daerah *isolated*. Saat ini daerah yang sudah dipasok sistem interkoneksi 150 kV meliputi pantai timur Provinsi Aceh melalui 10 gardu induk yang terletak di Kabupaten/Kota; Tamiang, Langsa, Aceh Timur, Lhokseumawe, Bireuen, Pidie, Banda Aceh, Aceh Besar, dan Nagan Raya. Sedangkan wilayah pantai barat dan tengah Aceh serta kepulauannya masih dipasok oleh PLTD berbahan bakar HSD melalui sistem kelistrikan 20 kV.

Dengan beroperasi PLTU Meulaboh 2x110 MW di sistem interkoneksi Sumbagut, meningkatkan pasokan daya di wilayah Aceh, ataupun wilayah Sumbagut. Peta sistem kelistrikan Provinsi Aceh ditunjukkan pada Gambar A1.1.



Pada sistem *isolated* 20 kV yang meliputi Sistem Calang (Aceh Jaya), Sistem Blangpidie(Aceh Barat Daya),Sistem Tapaktuan dan Sistem Kota Fajar(Aceh Selatan), Aceh Singkil, Kota Subulussalam, Sistem Kutacane(Aceh Tenggara), Sistem Blangkejeren (Gayo Lues), Sistem Takengon (Aceh Tengah), Kota Sabang

dan Sistem Sinabang (Simeulue)terdapat sewa *genset* dengan kapasitas total 72 MW untuk mengatasi defisit pada sistem *isolated* tersebut.

Kapasitas terpasang keenam GI di Provinsi Aceh adalah 540 MVA, rincian kapasitas pembangkit dan GI Provinsi Aceh masing-masing seperti ditunjukkan pada Tabel A1.1 dan Tabel A1.2.

Tabel A1.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting (s/d Sept 2015)

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) |
|-------|--------------------------|-------|-------------------|---------|--------------------------|
| 1 | PLTD Tersebar (SW) Aceh | PLTD | HSD | Sewa | 7.00 |
| 2 | PLTU NAGAN RAYA | PLTU | Batubara | PLN | 220.00 |
| 3 | MOBIL UNIT | PLTG | HSD | PLN | 22.11 |
| 4 | PUSAT LISTRIK LUENG BATA | PLTD | HSD | PLN | 58.17 |
| 5 | PLTM Tersebar Aceh | PLTM | Hydro | PLN | 2.62 |
| 6 | SEUNEBOK | PLTD | BIO | PLN | 22.78 |
| 7 | BLANG PIDIE SUAK/SETIA | PLTD | BIO | PLN | 24.15 |
| 8 | Arun Peaker | PLTMG | LNG | PLN | 180.00 |
| Total | | | | | 536.83 |

Tabel A1.2Kapasitas Gardu Induk Eksisting

| No | LOKASI GI | No TRAFO & RATIO | | | MVA TERPASANG | Beban Puncak MW |
|--------|-----------------|------------------|------|--------|---------------|-----------------|
| 1 | LANGSA | 1 | TD.1 | 150/20 | 30.00 | 19.87 |
| | | 2 | TD.2 | 150/20 | 30.00 | |
| 2 | TUALANG CUT | 3 | TD.1 | 150/20 | 10.00 | 23.56 |
| | | 4 | TD.2 | 150/20 | 30.00 | |
| | | 5 | TD 3 | 150/20 | 10.00 | |
| 3 | ALUE BATEE IDIE | 6 | TD.1 | 150/20 | 30.00 | 18.96 |
| | | 7 | TD.2 | 150/20 | 20.00 | |
| 4 | BAYU LHOKSEMAWE | 8 | TD.1 | 150/20 | 30.00 | 36.62 |
| | | 9 | TD.2 | 150/20 | 30.00 | |
| 5 | PANTHON LABU | 10 | TD.1 | 150/20 | 30.00 | 22.08 |
| 6 | BANDA ACEH | 11 | TD.2 | 150/20 | 30.00 | 85.48 |
| | | 12 | TD.3 | 150/20 | 60.00 | |
| 7 | TIJUE SIGLI | 13 | TD.1 | 150/20 | 30.00 | 32.60 |
| | | 14 | TD.2 | 150/20 | 20.00 | |
| 8 | JULI BIREUN | 15 | TD.1 | 150/20 | 60.00 | 39.72 |
| | | 16 | TD.2 | 150/20 | 30.00 | |
| 9 | JANTHO | 17 | TD.1 | 150/20 | 30.00 | 3.24 |
| 10 | NAGAN RAYA | 18 | TD.1 | 150/20 | 30.00 | 20.10 |
| Jumlah | | | | | 540.00 | 302.23 |

Sampai bulan September 2015, beban puncak sistem interkoneksi Aceh telah mencapai saat ini adalah sekitar 302 MW, dan kapasitas netto pembangkit eksisting di Aceh sekitar 536 MW. Hal ini menunjukkan pada sistem interkoneksi Sumbagut memungkinkan aliran daya dari Aceh ke Sumut ataupun sebaliknya (tergantung situasi kesiapan unit-unit pembangkit di Aceh dan Sumut), melalui transmisi 150 kV Pangkalan Brandan – Langsa – Idie – hingga ke Banda Aceh.

A1.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI PROVINSI ACEH

Saat ini Aceh sudah semakin kondusif untuk iklim investasi. Kemajuan di sektor ekonomi dan keamanan ini memberikan konstribusi langsung kepada pertumbuhan kebutuhan energi listrik. Penjualan sejak tahun 2009-2014 tumbuh hingga rata-rata sebesar 9.1%, sedangkan beban puncak juga tumbuh dari 276 MW pada tahun 2009 dan meningkat menjadi 435 MW pada tahun 2015 atau naik sekitar 7.9%. Pertumbuhan tersebut lebih tinggi dari pertumbuhan rata-rata di Indonesia (sistem PLN) yaitu sebesar 5%.Komposisi penjualan energi tahun 2015 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A1.3.

Tabel A1.3. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

| No | Kelompok Tarif | Energi Jual (GWh) | Porsi (%) |
|----|----------------|-------------------|-----------|
| 1 | Rumah Tangga | 1,260 | 64% |
| 2 | Komersil | 297 | 15% |
| 3 | Publik | 328 | 17% |
| 4 | Industri | 81 | 4% |
| | Jumlah | 1,966 | 100% |

Dari realisasi perusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 diberikan pada Tabel A1.4, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 8,8%.

Tabel A1.4. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Sales (Gwh) | Produksi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|--------|-------------------------|-------------|----------------|-------------------|-----------|
| 2016 | 4.8 | 2,416 | 2,701 | 495 | 1,297,670 |
| 2017 | 5.1 | 2,643 | 2,950 | 536 | 1,353,527 |
| 2018 | 5.4 | 2,892 | 3,221 | 581 | 1,391,569 |
| 2019 | 5.8 | 3,180 | 3,536 | 633 | 1,431,475 |
| 2020 | 4.6 | 3,438 | 3,816 | 677 | 1,462,550 |
| 2021 | 4.6 | 3,716 | 4,116 | 725 | 1,493,720 |
| 2022 | 4.6 | 4,026 | 4,452 | 778 | 1,524,991 |
| 2023 | 4.6 | 4,363 | 4,819 | 836 | 1,556,375 |
| 2024 | 4.6 | 4,740 | 5,229 | 900 | 1,587,881 |
| 2025 | 4.6 | 5,152 | 5,719 | 977 | 1,619,548 |
| Growth | 4.9% | 8.8% | 8.7% | 7.9% | 2.5% |

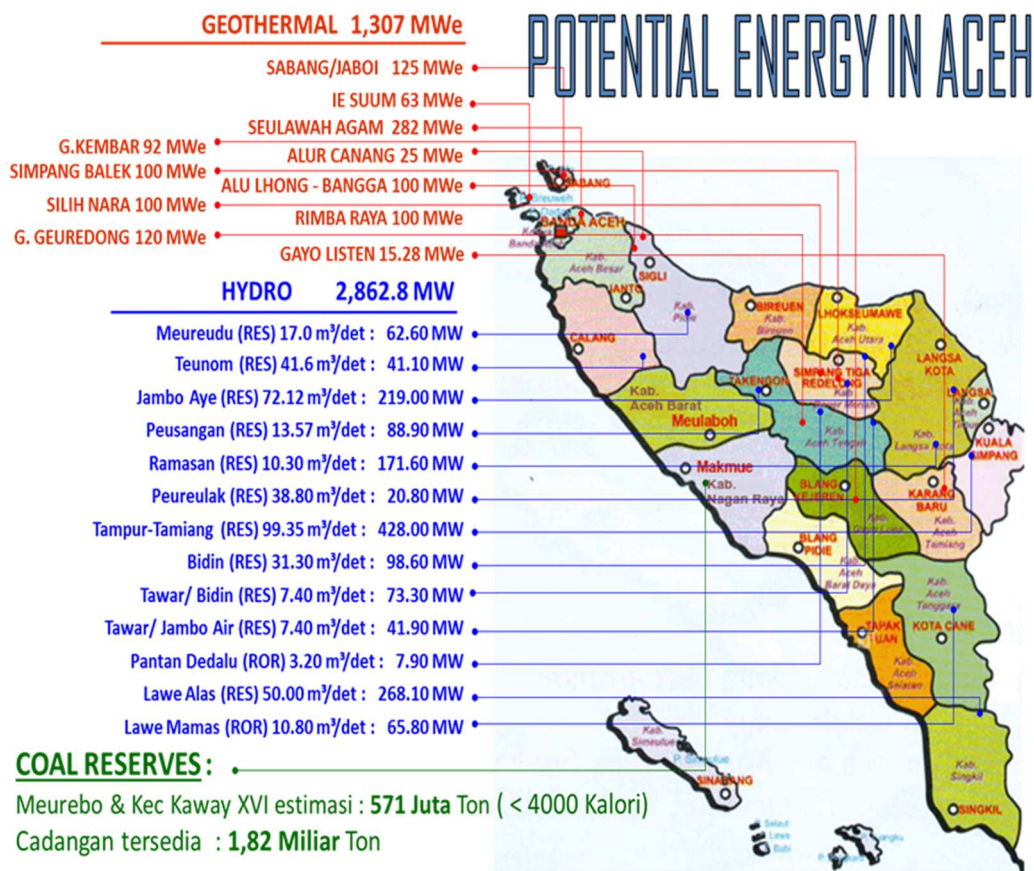
A1.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik 10 tahun ke depan diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi, dan distribusi dengan memperhatikan potensi energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi di Provinsi Aceh tersedia cukup besar, yaitu panas bumi 1.307 MWe, tenaga air 2.862 MW dan cadangan batubara 1,7 miliar. Peta potensi sumber energi diperlihatkan pada Gambar A1.2.

Selain potensi energi terbarukan, saat ini juga sudah beroperasi FSRULNG (regasifikasi) di daerah Arun beserta pipa gas dari Arun sampai ke Kota Medan yang dibangun oleh Pertamina. Dengan beroperasinya FSRU Arun tersebut, maka security suplay Gas menjadi lebih baik. Gas tersebut akan digunakan untuk pembangkit-pembangkit gas di Provinsi Aceh serta di Kota Medan.



GambarA1.2. Peta Sumber Energi di Provinsi Aceh

Pengembangan Pembangkit di Provinsi Aceh

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2025 diperlukan pembangunan pusat pembangkit dalam wilayah Provinsi Aceh dengan kapasitas sebesar 2.511 MW dengan rincian diberikan pada Tabel A1.5.

Tabel A1.5. Rencana Pengembangan Pembangkit

| No | PROYEK | JENIS | Asumsi Pengembang | Kapasitas (MW) | COD | Status |
|----|-----------------------------------|-------|-------------------|----------------|---------|------------|
| 1 | Krueng Isep #1 | PLTA | Swasta | 20,0 | 2017/18 | Konstruksi |
| 2 | Peusangan 1-2 | PLTA | PLN | 88,0 | 2018 | Konstruksi |
| 3 | Sabang | PLTMG | PLN | 4,0 | 2018 | Pengadaan |
| 4 | Sinabang-1 | PLTMG | Swasta | 6,0 | 2018 | Rencana |
| 5 | Sumbagut-2 Peaker (Arun Ekspansi) | PLTGU | PLN | 250,0 | 2018 | Rencana |
| 6 | Jaboi (FTP2) #1 | PLTP | Swasta | 10,0 | 2019/20 | Committed |
| 7 | Kerpap | PLTM | Swasta | 2,2 | 2019 | Committed |
| 8 | Meulaboh (Nagan Raya) #3 | PLTU | Swasta | 400,0 | 2019/20 | Pengadaan |
| 9 | Redelong | PLTA | Swasta | 18,0 | 2019 | Rencana |
| 10 | Lawe Sikap | PLTM | Swasta | 7,0 | 2020 | Committed |
| 11 | Meureubo-2 | PLTA | Swasta | 59,0 | 2021 | Rencana |
| 12 | Sinabang-2 #1 | PLTMG | Swasta | 6,0 | 2021 | Rencana |

| No | PROYEK | JENIS | Asumsi Pengembang | Kapasitas (MW) | COD | Status |
|----|-------------------------------------|-------|-------------------|----------------|-----------|-----------|
| 13 | Kumbih-3 | PLTA | PLN | 48,0 | 2023 | Rencana |
| 14 | Peusangan-4 (FTP2) | PLTA | Swasta | 83,0 | 2023 | Committed |
| 15 | Seulawah Agam (FTP2) | PLTP | Swasta | 110,0 | 2023 | Rencana |
| 16 | Jambu Aye | PLTA | Unallocated | 160,0 | 2025 | Rencana |
| 17 | Lawe Alas | PLTA | Unallocated | 150,0 | 2025 | Rencana |
| 18 | Tampur-1 | PLTA | Swasta | 214,0 | 2025 | Rencana |
| 19 | Tampur-1 | PLTA | Swasta | 214,0 | 2025 | Rencana |
| 20 | Pembangkit Hidro Tersebar | PLTA | Swasta | 517,0 | 2016-2025 | Rencana |
| 21 | Pembangkit Minihidro Tersebar | PLTM | Swasta | 56,3 | 2016-2025 | Rencana |
| 22 | Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar | PLTBm | Swasta | 24,3 | 2016-2025 | Rencana |
| 23 | Pembangkit Geotermal Tersebar | PLTP | Swasta | 55,0 | 2016-2025 | Rencana |
| 24 | Pembangkit Sampah Tersebar | PLTSa | Swasta | 10,0 | 2016-2025 | Rencana |
| | Total | | | 2.511,7 | | |

Saat ini dengan telah beroperasinya PLTMG Arun *peaker* dengan kapasitas 180 MW, makan kehandalan pasokan daya sistem Aceh ataupun subsistem Sumbagut akan menjadi lebih baik. Pada rencana penyediaan listrik jangka panjang, sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik, di Sistem Interkoneksi akan dibangun PLTU Meulaboh #3 dan #4 (2x200 MW) dan sedangkan untuk sistem *isolated* direncanakan dibangun beberapa pembangkit PLTMH. Sedangkan pada sistem-sistem isolated di luar pulau sumatera, direncanakan pembangunan PLTG/MG *dual fuel* dengan kapasitas 4 MW di sistem Sabang dan 6 MW di sistem Sinabang.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk

Sampai tahun 2025 total kebutuhan GI Baru untuk sistem 150 kV dan 275 kV, seperti yang ditunjukkan pada tabel A1.6 dan A1.7.

Tabel A1.6. Pengembangan GI

| No | Gardu Induk | Tegangan | New/ Extension | Kapasitas (MVA/Bay) | COD | Status |
|----|--------------|-----------|----------------|---------------------|------|------------|
| 1 | Meulaboh | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Kuta Cane | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Blang Pidie | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Subulussalam | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Konstruksi |
| 5 | Peusangan-1 | 150 kV | New | 4 LB | 2017 | Konstruksi |
| 6 | Peusangan-2 | 150 kV | New | 4 LB | 2017 | Konstruksi |
| 7 | Takengon | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Konstruksi |
| 8 | Ulee Kareng | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Committed |
| 9 | Krueng Raya | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Committed |
| 10 | Tapak Tuan | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 11 | Blang Kjeran | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 12 | Samalanga | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 13 | Calang | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 14 | Singkil | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 15 | Lampisang | 150/20 kV | New | 60 | 2019 | Rencana |
| 16 | Kumbih | 150 kV | New | 4 LB | 2023 | Konstruksi |
| 17 | Seulawah | 150/20 kV | New | 30 | 2023 | Committed |
| | Total | | | 480 | | |

| No | Gardu Induk | Tegangan | New/ Extension | Kapasitas (MVA/Bay) | COD | Status |
|----|-----------------|-----------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 18 | Nagan Raya | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 19 | Langsa | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 1 LB | 2016 | Konstruksi |
| 20 | Tualang Cut | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 1 LB | 2016 | Konstruksi |
| 21 | Nagan Raya | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 22 | Arun | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 23 | Arun | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 30 | 2016 | Pengadaan |
| 24 | Lhokseumawe | 150/20 kV | <i>uprate</i> | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 25 | Lhokseumawe | 150/20 kV | <i>uprate</i> | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 26 | Nagan Raya | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 27 | Meulaboh | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 28 | Arun | 150/20 kV | <i>Uprate</i> | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 29 | Lhokseumwe | 150/20 kV | <i>Uprate</i> | 4 LB | 2017 | Konstruksi |
| 30 | Panton Labu | 150/20 kV | <i>Uprate</i> | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 31 | Idie | 150/20 kV | <i>Uprate</i> | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 32 | Langsa | 150/20 kV | <i>Uprate</i> | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 33 | Banda Aceh | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Committed |
| 34 | Ulee Kareng | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Committed |
| 35 | Blang Pidie | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 36 | Takengon | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 37 | Arun | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 TB | 2017 | Rencana |
| 38 | Bireun | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 39 | Bireun | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 30 | 2017 | Konstruksi |
| 40 | Banda Aceh | 150/20 kV | <i>uprate</i> | 60 | 2017 | Pengadaan |
| 41 | Banda Aceh | 150/20 kV | <i>uprate</i> | 60 | 2017 | Konstruksi |
| 42 | Tualang Cut | 150/20 kV | <i>uprate</i> | 60 | 2017 | Pengadaan |
| 43 | Tualang Cut | 150/20 kV | <i>uprate</i> | 60 | 2017 | Committed |
| 44 | Alue Dua/Langsa | 150/20 kV | <i>uprate</i> | 60 | 2017 | Committed |
| 45 | Meulaboh | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 46 | Subulussalam | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 47 | Takengon | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 48 | Samalanga | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 49 | Panton Labu | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 50 | Krueng Raya | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 51 | Banda Aceh | 150/20 kV | <i>Uprate</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 52 | Sigli | 150/20 kV | <i>Uprate</i> | 2 LB | 2019 | Committed |
| 53 | Jantho | 150/20 kV | <i>Uprate</i> | 2 LB | 2019 | Committed |
| 54 | Calang | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 55 | Lampisang | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 56 | Banda Aceh | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 57 | Sigli | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 TB | 2019 | Rencana |
| 58 | Nagan Raya | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 TB | 2019 | Rencana |
| 59 | Tapak Tuan | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 60 | Subulussalam | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 61 | Arun | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2020 | Rencana |
| 62 | Meulaboh | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2021 | Committed |
| 63 | Ulee Kareng | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 TB | 2021 | Rencana |
| 64 | Takengon | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2023 | Committed |
| 65 | Meulaboh | 150/20 kV | <i>Uprate</i> | 60 | 2023 | Rencana |
| 66 | Blang Pidie | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2023 | Rencana |
| 67 | Alue Dua/Langsa | 150/20 kV | <i>Uprate</i> | 60 | 2023 | Rencana |
| 68 | Sigli | 150/20 kV | <i>Uprate</i> | 60 | 2023 | Rencana |

| No | Gardu Induk | Tegangan | New/ Extension | Kapasitas (MVA/Bay) | COD | Status |
|----|--------------|-----------|-------------------|------------------------|------|---------|
| 69 | Panton Labu | 150/20 kV | Ext | 4 LB | 2025 | Rencana |
| 70 | Blang kjerén | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 71 | Kutacane | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 72 | Blang kjerén | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 73 | Blangpidie | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| | Total | | | 1140 | | |

Tabel A1.7. Pengembangan GI 275 kV dan 500 kV

| No | Gardu Induk | Tegangan | New/ Extension | Kapasitas (MVA/Bay) | COD | Status |
|----|------------------|------------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 1 | Arun/Lhokseumawe | 275/150 kV | New | 500.0 | 2018 | Rencana |
| 2 | Sigli | 275/150 kV | New | 250.0 | 2019 | Rencana |
| 3 | Nagan Raya | 275/150 kV | New | 250.0 | 2019 | Pelelangan |
| 4 | Ulee Kareng | 275/150 kV | New | 500.0 | 2021 | Rencana |
| 5 | Langsa | 275/150 kV | New | 250.0 | 2025 | Rencana |
| | Total | | | 1,750.0 | | |
| 6 | Arun/Lhokseumawe | 275/150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 7 | Sigli | 275/150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 8 | Nagan Raya | 275/150 kV | Ext | 250.0 | 2019 | Rencana |
| 9 | Sigli | 275/150 kV | Ext | 2 LB | 2021 | Rencana |
| | Total | | | 250.0 | | |

Pengembangan Transmisi

Rencana pembangunan transmisi sampai dengan tahun 2025 adalah 2.853 kms untuk sistem SUTT 150 kV dan 1.032 kms untuk sistem SUTET (275 dan 500 kV) seperti yang ditampilkan dalam Tabel A1.8 dan Tabel A1.9.

Tabel A1.8. Pembangunan Transmisi 150 kV

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|----|------------------------------|----------------------------------|----------|----------------------------|-----|------|------------|
| 1 | Langsa | Tualang Cut | 150 kV | 1 cct, 1 Hawk (2nd sirkit) | 24 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Meulaboh | PLTU Meulaboh/Nagan Raya | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Brastagi | Kutacane | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 290 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | PLTU Meulaboh/Nagan Raya | Blang Pidie | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 190 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Arun (Arun) | Inc. 2 Pi (Bireun - Lhokseumawe) | 150 kV | 2 cct, HTLS 1x310 mm2 | 4 | 2016 | Committed |
| 6 | Sidikalang | Sabulussalam | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 111 | 2017 | Konstruksi |
| 7 | Bireun | PLTA Peusangan-1 | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 126 | 2017 | Konstruksi |
| 8 | PLTA Peusangan-1 | PLTA Peusangan-2 | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 14 | 2017 | Konstruksi |
| 9 | PLTA Peusangan-2 | Takengon | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 22 | 2017 | Konstruksi |
| 10 | Lhokseumawe (rekonduktoring) | Idie (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 mm2 | 82 | 2017 | Konstruksi |
| 11 | Idie (rekonduktoring) | Langsa (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 mm2 | 47 | 2017 | Konstruksi |
| 12 | Lhokseumawe (rekonduktoring) | Langsa (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 mm2 | 129 | 2017 | Konstruksi |
| 13 | Arun tx.Inc (rekonduktoring) | Lhokseumwe (rekonduktoring) | 150 kV | 2 cct, HTLS 1x310 mm2 | 60 | 2017 | Konstruksi |
| 14 | Ulee Kareng | Banda Aceh | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 40 | 2017 | Committed |
| 15 | Krueng Raya | Ulee Kareng | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 60 | 2017 | Committed |
| 16 | Blang Pidie | Tapak Tuan | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 130 | 2017 | Rencana |
| 17 | Samalanga | Inc. 1 Pi (Bireun - Sigli) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 4 | 2017 | Rencana |
| 18 | Takengon | Blang Kjerén | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 174 | 2017 | Rencana |
| 19 | Calang | Meulaboh | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 160 | 2018 | Rencana |
| 20 | Sabulussalam | Singkil | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 120 | 2018 | Rencana |
| 21 | Sigli (rekonduktoring) | Banda Aceh (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 mm2 | 91 | 2019 | Rencana |
| 22 | Calang | Lampisang | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 198 | 2019 | Rencana |
| 23 | Banda Aceh | Lampisang | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 30 | 2019 | Rencana |
| 24 | Tapak Tuan | Sabulussalam | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 220 | 2020 | Rencana |
| 25 | Meulaboh | PLTA Meurebo | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 20 | 2021 | Committed |

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|-------|----------------|-------------------------------------|----------|---------------|-------|------|-----------|
| 26 | Kumbih | Inc. 2 Pi (Sabulussalam-Sidikalang) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 4 | 2023 | Committed |
| 27 | Takengon | PLTA Peusangan-4 | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 20 | 2023 | Committed |
| 28 | PLTP Seulawah | 2 Pi Inc. (Sigli - Banda Aceh) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 16 | 2023 | Committed |
| 29 | Panton Labu | Jambu Aye | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 116 | 2025 | Committed |
| 30 | Panton Labu | Inc. 2 Pi (Idi - Lhokseumawe) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 2 | 2025 | Committed |
| 31 | PLTA Lawe Alas | 2 Pi Inc. (Brastagi-Kuta Cane) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 40 | 2025 | Rencana |
| 32 | Blangkieren | Kutacane | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 100 | 2025 | Rencana |
| 33 | Blangkieren | Blangpidie | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 148 | 2025 | Rencana |
| TOTAL | | | | | 2.853 | | |

Tabel A1.9. Pembangunan Transmisi 275 kV dan 500kV

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|-------|----------------|---------------------------------|----------|----------------|-------|------|-----------|
| 1 | Pangkalan Susu | Arun | 275 kV | 2 cct, 4 Zebra | 360 | 2018 | Rencana |
| 2 | Sigli | Arun | 275 kV | 2 cct, 4 Zebra | 322 | 2019 | Rencana |
| 3 | Nagan Raya | PLTU Nagan Raya #3,4 | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 10 | 2019 | Committed |
| 4 | Sigli | Ulee Kareng | 275 kV | 2 cct, 4 Zebra | 130 | 2021 | Rencana |
| 5 | Langsa | Inc. 2 Pi (Pangkalan Susu-Arun) | 275 kV | 2 cct, 4 Zebra | 10 | 2025 | Rencana |
| 6 | Tampur | Langsa | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 80 | 2025 | Rencana |
| Total | | | | | 1,032 | | |

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan listrik pada butir A1.2 di atas, diperlukan tambahan pelanggan baru 377 ribu pelanggan atau rata-rata 37,7 ribupelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan jaringan tegangan menengah sekitar 3.769 kms, jaringan tegangan rendah sekitar 3.412 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 493 MVA.Dengan rata-rata investasi pertahun sebesar U\$ 25 juta pertahun.

Tabel A1.10. Pengembangan Sistem Distrusi

| Tahun | JTM Kms | JTR kms | Trafo MVA | Tambahan Pelanggan | Kebutuhan Investasi |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------------------|------------------------|
| 2016 | 360.2 | 326.2 | 42.2 | 54,986 | 23.9 |
| 2017 | 373.0 | 337.8 | 44.6 | 55,857 | 24.9 |
| 2018 | 386.0 | 349.5 | 47.4 | 38,042 | 24.9 |
| 2019 | 402.1 | 364.1 | 50.6 | 39,906 | 26.2 |
| 2020 | 412.0 | 373.1 | 53.2 | 31,075 | 26.6 |
| 2021 | 343.8 | 311.3 | 45.6 | 31,169 | 22.7 |
| 2022 | 352.5 | 319.2 | 48.0 | 31,272 | 23.5 |
| 2023 | 361.7 | 327.5 | 50.6 | 31,383 | 24.4 |
| 2024 | 372.5 | 337.3 | 53.4 | 31,507 | 25.4 |
| 2025 | 404.8 | 366.6 | 57.6 | 31,667 | 27.3 |
| 2016-2025 | 3,769 | 3,412 | 493.2 | 376,864 | 249.8 |

A1.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan, dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025.

| Tahun | Energy Sales (Gwh) | Produksi Energi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|----------------|--------------------|-----------------------|-------------------|-----------------|----------|-----------------|-----------------------|
| 2016 | 2.416 | 2.701 | 495 | 13 | 420 | 568 | 138 |
| 2017 | 2.643 | 2.950 | 536 | 20 | 630 | 1.000 | 274 |
| 2018 | 2.892 | 3.221 | 581 | 360 | 800 | 640 | 717 |
| 2019 | 3.180 | 3.536 | 633 | 225 | 810 | 771 | 946 |
| 2020 | 3.438 | 3.816 | 677 | 212 | 60 | 220 | 349 |
| 2021 | 3.716 | 4.116 | 725 | 65 | 500 | 150 | 221 |
| 2022 | 4.026 | 4.452 | 778 | 37 | 0 | 0 | 112 |
| 2023 | 4.363 | 4.819 | 836 | 296 | 270 | 40 | 622 |
| 2024 | 4.740 | 5.229 | 900 | 29 | 0 | 0 | 86 |
| 2025 | 5.152 | 5.719 | 977 | 1.255 | 250 | 496 | 1.385 |
| Growth/ Jumlah | 8,8% | 8,7% | 7,9% | 2.512 | 3.740 | 3.885 | 4.852 |

LAMPIRAN A.2

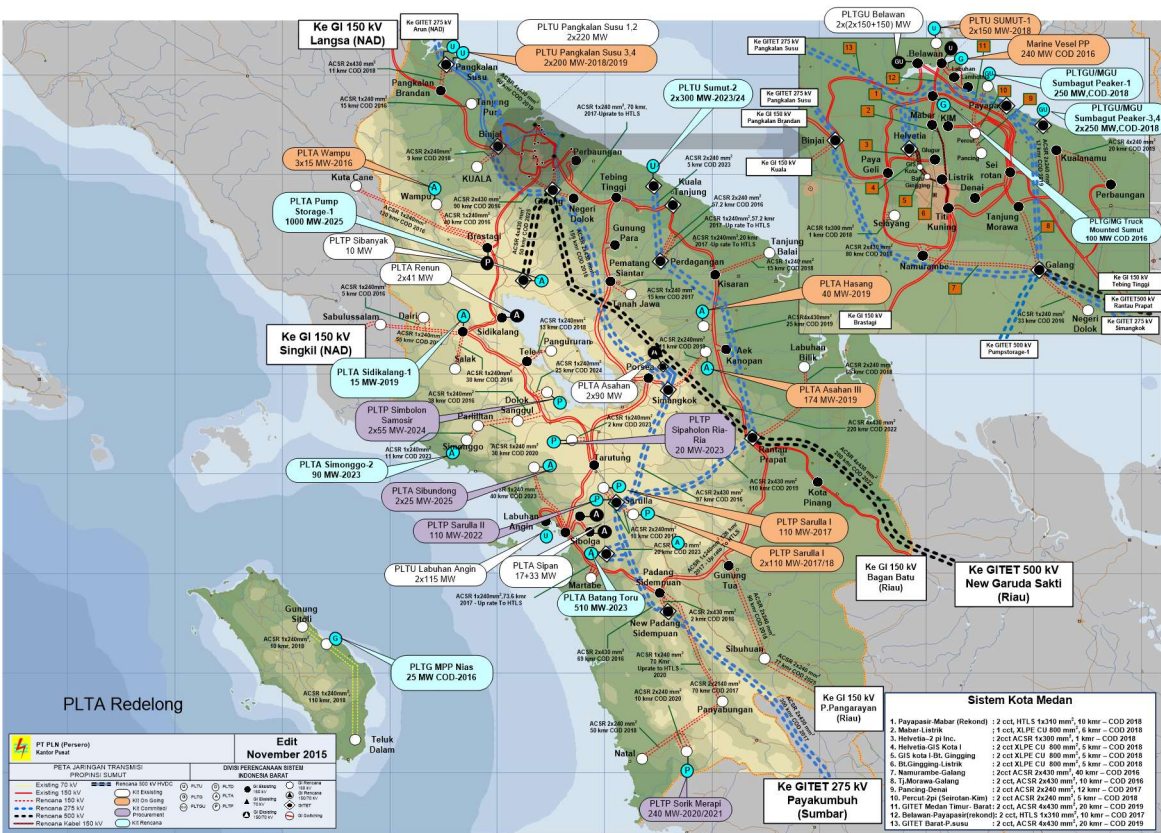
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)

DI PROVINSI SUMATERA UTARA

A2.1. KONDISI SAAT INI

Sistem kelistrikan di Provinsi Sumatera Utara dipasok dengan menggunakan sistem transmisi 150 kV dan transmisi 275 kV tidak termasuk Pulau Nias / Gunung Sitoli, Teluk Dalam, Pulau Tello, dan Pulau Sembilan yang masih beroperasi secara *isolated*. Saat ini beban puncak subsistem sekitar 1.789 MW yang dipasok oleh Sektor Pembangkitan Belawan, Sektor Pembangkitan Medan, Sektor Pembangkitan Pandan, dan Sektor Pembangkitan Labuhan Angin. Selain itu juga saat ini PLN melakukan *swap energy* dengan PT.Inalum, serta beberapa *excess power* untuk ikut membantu memenuhi kebutuhan beban puncak. Pada kondisi tertentu (saat PLTU Nagan Raya 1,2 operasi penuh), bahkan dibantu transfer daya dari subsistem Aceh ke Subsistem Sumut. Disamping pusat-pusat pembangkit di tersebut, terdapat pula beberapa PLTMH (PLN), PLTM (IPP), PLTP (IPP) yang memasok listrik langsung ke sistem distribusi (20kV).

Kota Medan merupakan pusat beban terbesar di propinsi Sumut dengan tingkat pertumbuhan beban yang cukup tinggi. Dengan beroperasinya PLTU Pangkalan Susu kondisi pasokan daya sistem kelistrikan SUMUT mulai membaik dengan total pasokan daya di wilayah SUMUT sekitar 2.300 MW. Namun pasokan ini tidak terlepas dari tingkat kesiapan pembangkit eksisting maupun pembangkit baru yang baru beroperasi. Berikut peta eksisting maupun rencana sistem kelistrikan sistem Sumatera Utara yang dapat dilihat pada Gambar A2.1.



Gambar A2.1. Peta Kelistrikan Sumatera Utara

Penjualan tenaga listrik di provinsi Sumatera Utara mengalami pertumbuhan sejalan dengan pertumbuhan ekonominya. Secara lebih rinci, kapasitas pembangkit di provinsi Sumut dan Nias dapat dilihat pada Tabel A2.1.

Tabel A2.1. Kapasitas Pembangkit Sistem Interkoneksi

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) |
|----|--|-------|-------------------|---------|--------------------------|
| 1 | PLTM Tersebar Sumut | PLTM | Hydro | PLN | 7.50 |
| 2 | PLTU PANGKALAN SUSU | PLTU | Batubara | PLN | 440.00 |
| 3 | PLTGU BELAWAN | PLTGU | GAS | PLN | 817.88 |
| 4 | PLTG LOT III | PLTG | HSD | PLN | 112.00 |
| 5 | PLTU BELAWAN | PLTU | MFO | PLN | 260.00 |
| 6 | PLTD TITI KUNING | PLTD | HSD | PLN | 24.85 |
| 7 | PLTG GLUGUR | PLTG | HSD | PLN | 31.71 |
| 8 | PLTG PAYA PASIR | PLTG | HSD | PLN | 75.55 |
| 9 | MOBIL UNIT | PLTG | GAS | PLN | 43.20 |
| 10 | PLTU LABUHAN ANGIN | PLTU | Batubara | PLN | 230.00 |
| 11 | PLTA SIPAN | PLTA | Hydro | PLN | 50.00 |
| 12 | PLTA RENUN | PLTA | Hydro | PLN | 82.00 |
| 13 | PLTD PT BIMA GOLDEN POWERINDO (SEWA) (SW) | PLTD | HSD | Sewa | 40.00 |
| 14 | PLTD PT PRASTIWAHYU TRIMITRA ENGINEERING TAMORA (SW) | PLTD | HSD | Sewa | 45.00 |
| 15 | PLTD PT KURNIA PURNAMA TAMA (SW) | PLTD | HSD | Sewa | 75.00 |
| 16 | PLTD PT BERKAT BIMA SENTANA (SW) | PLTD | MFO | Sewa | 120.00 |
| 17 | PLTD Tersebar Sumut | PLTD | HSD | PLN | 1.06 |
| | | | | | 2,455.75 |

Kapasitas pembangkit PLTD *isolated* yang beroperasi di Pulau Nias yaitu PLTD Gunung Sitoli dan PLTD Teluk Dalam, ditunjukkan pada Tabel A2.2.

Tabel A2.2. Pembangkit Sistem Nias

| No | Lokasi PLTD | Daya | |
|------------------------|--------------------------|----------------|------------|
| | | Terpasang (kW) | Mampu (kW) |
| 1 | Gunung Sitoli | | |
| | - PLTD PLN | 4,320 | 2,150 |
| | - PLTD Sewa | 19,600 | 19,190 |
| | - PLTD Sewa | 9,720 | 4,150 |
| | Total PLTD Gunung Sitoli | 33,640 | 25,490 |
| 2 | Teluk Dalam | | |
| | - PLTD PLN | 3,380 | 2,050 |
| | - PLTD Sewa | 5,225 | 3,000 |
| | Total PLTD Teluk Dalam | 8,605 | 5,050 |
| 3 | Pulau Tello | | |
| | - PLTD PLN | 800 | 500 |
| | Total PLTD Pulau Tello | 300 | 290 |
| Total PLTD Cabang Nias | | 42,545 | 30,830 |

A2.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari penjualan tenaga listrik PLN pada lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk, dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa mendatang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 diberikan pada Tabel A2.3.

Tabel A2.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Sales (Gwh) | Produksi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|--------|-------------------------------|----------------|-------------------|-------------------------|-----------|
| 2016 | 6.9 | 9,918 | 11,014 | 2,024 | 3,281,882 |
| 2017 | 7.4 | 11,046 | 12,244 | 2,249 | 3,387,266 |
| 2018 | 7.8 | 12,410 | 13,734 | 2,523 | 3,486,292 |
| 2019 | 8.3 | 14,091 | 15,565 | 2,770 | 3,579,965 |
| 2020 | 6.7 | 15,688 | 17,296 | 3,031 | 3,641,096 |
| 2021 | 6.7 | 17,488 | 19,247 | 3,373 | 3,701,970 |
| 2022 | 6.7 | 19,533 | 21,459 | 3,698 | 3,751,179 |
| 2023 | 6.7 | 21,856 | 23,987 | 4,166 | 3,799,920 |
| 2024 | 6.7 | 24,441 | 26,795 | 4,718 | 3,848,383 |
| 2025 | 6.7 | 27,379 | 30,194 | 5,316 | 3,896,697 |
| Growth | 7.0% | 11.9% | 11.9% | 11.3% | 1.9% |

A2.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi proyeksi kebutuhan tenaga listrik tersebut pada butir A2.2. diperlukan pembangunan sarana pembangkit dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat, transmisi, gardu induk, dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi yang cukup besar yang tersedia di Sumatera Utara adalah tenaga air dan panas bumi. Namun provinsi ini tidak mempunyai potensi batubara sedangkan sumber gas alam telah mengalami penurunan. Beberapa sungai di provinsi sumut yang memiliki potensi untuk dikembangkan menjadi pembangkit hidrodi luar *Study Masterplan Of Hydro Power Development* antara lain seperti pada Tabel A2.4.b.

Berdasarkan *Master Plan Study for Power Development in the Republic of Indonesia* oleh WestJEC/Direktorat Jendral Minerba pabum tahun 2007, potensi panas bumi yang terdapat di Provinsi Sumatera Utara adalah seperti ditunjukkan pada Tabel A2.4.

Tabel A2.4.a Daftar Potensi Panas Bumi

| Lokasi Panas Bumi | Keterangan | Potensi (MW) | Dibatasi Oleh | |
|-------------------------|----------------------|-----------------|------------------------|----------------|
| | | | Taman Nasional (MW) | Demand (MW) |
| Sarulla & Sibual Buali | Existing / Expansion | 660 | 630 | 630 |
| Sibayak/Lau Debuk-Debuk | Existing / Expansion | 160 | 40 | 40 |
| Sorik Merapi | High Possibility | 500 | 100 | 100 |
| Sipaholon | Low Possibility | 50 | 50 | 50 |
| G. Sinabung | Tidak cukup data | - | - | - |
| Pusuk Bukit | Tidak cukup data | - | - | - |
| Simbolon | Tidak cukup data | - | - | - |

Tabel A2.4.b Daftar Potensi Tenaga Air Tambahan

| Nama | Nama Sungai | Lokasi | Kapasitas (MW) |
|--------|-------------|-----------------------|----------------|
| Bilah | Aek Bilah | Kab. Tapanuli Selatan | 50 |
| Toru | Batang Toru | Kab. Tapanuli Utara | 155 |
| Munthe | Lau Biang | Kab. Karo | 46 |
| Paiasa | Piasa | Kab. Asahan | 16 |
| Garoga | Aek Bilah | Tapanuli Utara | 40 |

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik di Sumatera Utara hingga tahun 2025 diperlukan rencana penambahanpembangkit sekitar 5.804 MW, sebagaimana rincian diperlihatkan padaTabel A2.5.

Tabel A2.5 Pengembangan Pembangkit

| No | PROYEK | JENIS | Asumsi Pengembang | Kapasitas (MW) | COD | Status |
|----|--------------------------|---------|-------------------|----------------|---------|------------|
| 1 | Karai 7 | PLTM | Swasta | 6,7 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Mobile PP Sumbagut | PLTG/MG | Swasta | 100,0 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Pakkat | PLTM | Swasta | 10,0 | 2016 | Operasi |
| 4 | Wampu (FTP2) | PLTA | Swasta | 45,0 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Lae Kombih 3 | PLTM | Swasta | 8,0 | 2017 | Konstruksi |
| 6 | Mobile PP Nias | PLTG/MG | PLN | 25,0 | 2017 | Konstruksi |
| 7 | Sarulla I (FTP2) | PLTP | Swasta | 330,0 | 2017/18 | Konstruksi |
| 8 | Aek Sisira Simandame | PLTM | Swasta | 4,6 | 2018 | Konstruksi |
| 9 | Pangkalan Susu #3 (FTP2) | PLTU | PLN | 400,0 | 2018/19 | Konstruksi |
| 10 | Parluasan | PLTM | Swasta | 10,0 | 2018 | Konstruksi |
| 11 | Parmonangan | PLTM | Swasta | 9,0 | 2018 | Konstruksi |
| 12 | Rahu 2 | PLTM | Swasta | 6,4 | 2018 | Konstruksi |
| 13 | Sei Wampu | PLTM | Swasta | 9,0 | 2018 | Konstruksi |
| 14 | Simbelin-1 | PLTM | Swasta | 6,0 | 2018 | Konstruksi |
| 15 | Sumbagut-1 Peaker | PLTGU | Swasta | 250,0 | 2018 | Rencana |
| 16 | Sumbagut-3 | PLTGU | Swasta | 250,0 | 2018 | Rencana |
| 17 | Sumut-1 | PLTU | Swasta | 300,0 | 2018 | Konstruksi |
| 18 | Aek Tomuan-1 | PLTM | Swasta | 8,0 | 2019 | Committed |
| 19 | Asahan III (FTP2) | PLTA | PLN | 174,0 | 2019 | Konstruksi |
| 20 | Batang Toru | PLTM | Swasta | 7,5 | 2019 | Committed |
| 21 | Batang Toru 3 | PLTM | Swasta | 10,0 | 2019 | Committed |
| 22 | Hasang (FTP2) #1 | PLTA | Swasta | 40,0 | 2019 | Konstruksi |
| 23 | Huta Padang | PLTM | Swasta | 10,0 | 2019 | Committed |
| 24 | Raisan Hutadolok | PLTM | Swasta | 7,0 | 2019 | Committed |
| 25 | Raisan Nagatimbul | PLTM | Swasta | 7,0 | 2019 | Committed |
| 26 | Sidikalang-1 | PLTA | Swasta | 15,0 | 2019 | Rencana |
| 27 | Sidikalang-2 | PLTM | Swasta | 7,4 | 2019 | Committed |
| 28 | Sumbagut-4 | PLTGU | Swasta | 250,0 | 2019 | Pengadaan |
| 29 | Aek Silang 2 | PLTM | Swasta | 10,0 | 2020 | Committed |
| 30 | Nias | PLTMG | Unallocated | 20,0 | 2020 | Rencana |
| 31 | Sorik Marapi (FTP2) | PLTP | Swasta | 240,0 | 2020/21 | Committed |
| 32 | Aek Sibundong | PLTM | Swasta | 10,0 | 2021 | Committed |
| 33 | Nias (FTP2) | PLTU | Swasta | 21,0 | 2021 | Committed |
| 34 | Sarulla II (FTP2) | PLTP | Swasta | 110,0 | 2022 | Committed |
| 35 | Batang Toru (Tapsel) | PLTA | Swasta | 510,0 | 2023 | Rencana |
| 36 | Sibundong-4 | PLTA | Unallocated | 75,0 | 2023 | Rencana |
| 37 | Simonggo-2 | PLTA | PLN | 90,0 | 2023 | Rencana |

| No | PROYEK | JENIS | Asumsi Pengembang | Kapasitas (MW) | COD | Status |
|----|-------------------------------------|-------|-------------------|----------------|-----------|------------|
| 38 | Sumut-2 | PLTU | Swasta | 600,0 | 2023/24 | Rencana |
| 39 | Simbolon Samosir (FTP2)#1 | PLTP | Swasta | 110,0 | 2024 | Committed |
| 40 | Sipoholon Ria-Ria (FTP2) | PLTP | Swasta | 20,0 | 2024 | Committed |
| 41 | Karai 1 | PLTM | Swasta | 10,0 | 2025 | Rencana |
| 42 | Karai 12 | PLTM | Swasta | 6,0 | 2025 | Rencana |
| 43 | Lae Ordi | PLTM | Swasta | 10,0 | 2025 | Konstruksi |
| 44 | Lae Ordi 2 | PLTM | Swasta | 10,0 | 2025 | Konstruksi |
| 45 | Rahu 1 | PLTM | Swasta | 8,2 | 2025 | Rencana |
| 46 | Simonggo Tornaui | PLTM | Swasta | 8,0 | 2025 | Rencana |
| 47 | Sumatera Pump Storage-1 | PLTA | Unallocated | 1.000,0 | 2025 | Rencana |
| 48 | Tara Bintang | PLTM | Swasta | 10,0 | 2025 | Konstruksi |
| 49 | Pembangkit Hidro Tersebar | PLTA | Swasta | 341,3 | 2016-2025 | Rencana |
| 50 | Pembangkit Minihidro Tersebar | PLTM | Swasta | 176,0 | 2016-2025 | Rencana |
| 51 | Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar | PLTBm | Swasta | 50,5 | 2016-2025 | Rencana |
| 52 | Pembangkit Geothermal Tersebar | PLTP | Swasta | - | 2016-2025 | Rencana |
| 53 | Pembangkit Sampah Tersebar | PLTSa | Swasta | 13,0 | 2016-2025 | Rencana |
| 54 | Pembangkit Surya Tersebar | PLTS | Swasta | 40,0 | 2016-2025 | Rencana |
| | Total SUMUT | | | 5.804,6 | | |

Pengembangan Transmisi

Dalam waktu dekat sistem Sumatera akan mengoperasikan transmisi 275 kV sebagai tulang punggung sistem interkoneksi Sumatera¹. Transmisi 275 kV ini dapat menyalurkan energi listrik antar provinsi di Sumatera yang dihasilkan oleh pembangkit-pembangkit utama seperti PLTU batubara, PLTP dan PLTA skala besar. Disamping itu direncanakan pula pengembangan Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sebagai tulang punggung utama sistem interkoneksi Sumatera yang akan memasok energi listrik dalam jumlah yang besar dari Sumatera bagian Selatan yang kaya akan sumber energi (khususnya batubara) ke Sumatera bagian Utara yang merupakan pusat beban terbesar di Sumatera. Transmisi 150 kV yang merupakan jaringan regional juga dikembangkan untuk menyalurkan tenaga listrik dalam kawasan yang lebih terbatas.

Sampai dengan tahun 2025 diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 2.741 kms untuk sistem 150 kV dan 70 kV, serta 2.170 kms untuk sistem 275 kV dan 500 kV guna mendukung program penyaluran dan target yang telah ditetapkan. yaitu untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran daya, mengevakuasi daya dari pusat pembangkit, mendapatkan tegangan pelayanan yang baik dengan membatasi panjang JTM, menurunkan losses transmisi dan distribusi, serta meningkatkan keandalan sistem tenaga listrik. Rencana pembangunan transmisi di Provinsi Sumut diberikan pada Tabel A2.6 dan Tabel A2.7.

¹Di Sumatera juga direncanakan pembangunan transmisi 500 kV sebagai tulang punggung sistem kelistrikan Sumatera pada koridor timur. Transmisi 500 kV tersebut direncanakan masuk Sumatera Utara setelah tahun 2020.

Tabel A2.6. Rencana Pembangunan Transmisi 275 kV dan 500 kV

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|----|--------------------------------------|----------------------------------|----------|----------------|-------|------|------------|
| 1 | Binjai | Galang | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 180 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Galang | Simangkok | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 318 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Simangkok | Sarulla | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 194 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Sarulla | New Padang Sidempuan | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 138 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Galang | GITET Medan Timur | 275 kV | 2 cct, 4 Zebra | 40 | 2018 | Rencana |
| 8 | GITET Medan Timur | PLTGU Sumbagut 3,4 | 275 kV | 2 cct, 4 Zebra | 30 | 2018 | Committed |
| 9 | Sarulla | Rantau Prapat | 275 kV | 2 cct, 4 Zebra | 220 | 2019 | Rencana |
| 10 | Rantau Prapat | Perdagangan | 275 kV | 2 cct, 4 Zebra | 300 | 2019 | Rencana |
| 11 | PLTGU Sumbagut 3,4/GITET Medan Timur | GITET Medan medan Barat | 275 kV | 2 cct, 4 Zebra | 40 | 2019 | Rencana |
| 12 | GITET Medan Barat | Pangkalan Susu | 275 kV | 2 cct, 4 Zebra | 120 | 2019 | Rencana |
| 13 | Rantau Prapat/Sumut 1 | Galang/Medan/Sumut 3 | 500 kV | 2 cct, 4 Zebra | 440 | 2022 | Rencana |
| 14 | PLTA Batang Toru | Inc. 2 Pi (Sarulla-Pd.Sidempuan) | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 40 | 2023 | Committed |
| 15 | Perdagangan | PLTU Sumut-2 | 275 kV | 2 cct, 4 Zebra | 10 | 2023 | Committed |
| 16 | Galang/Medan/Sumut 3 | PLTA Pump Storage-1 | 500 kV | 2 cct, 4 Zebra | 100 | 2025 | Rencana |
| | Jumlah | | | | 2,170 | | |

Tabel A2.7. Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|----|------------------------------------|-----------------------------------|----------|-----------------------|-------|------|------------|
| 1 | Dolok Sanggul | Inc. 1 Pi (Tele-Tarutung) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 76,0 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Galang | Namurambe | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 80,0 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Galang | Tanjung Morawa | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 20,0 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Galang | Negeri Dolok | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 66,0 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Perdagangan | Inc. 2 Pi (Kisaran-K. Tanjung) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 80,0 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | PLTA Wampu | Brastagi | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 80,0 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Sidikalang | Salak | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | Padang Sidempuan | New Padang sidempuan | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 4,0 | 2016 | Konstruksi |
| 9 | Sibolga (Rekonduktoring) | Martabe (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 | 35,0 | 2016 | Pengadaan |
| 10 | Martabe (Rekonduktoring) | Padang Sidempuan (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 mm2 | 38,6 | 2016 | Pengadaan |
| 11 | Padang Sidempuan | Panyabungan | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 140,0 | 2017 | Konstruksi |
| 12 | Tanjung Pura | Inc. 1 Pi (P.Brandan-Binjai) | 150 kV | 2 cct, HTLS 1x310 | 30,0 | 2017 | Rencana |
| 13 | Kuala Tanjung (rekonduktoring) | Kisaran (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 | 57,2 | 2017 | Pengadaan |
| 14 | Perdagangan (rekonduktoring) | Inc. 2 Pi (Kisaran-K. Tanjung) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 | 40,0 | 2017 | Pengadaan |
| 15 | Kuala Tanjung (rekonduktoring) | Tebing Tinggi (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 | 57,2 | 2017 | Pengadaan |
| 16 | Perdagangan (Rekonduktoring) | Inc. 2 Pi (Kisaran-K. Tanjung) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 | 20,0 | 2017 | Pengadaan |
| 17 | Padang Sidempuan (rekonduktoring) | Rantau Prapat (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 mm2 | 124,1 | 2017 | Committed |
| 18 | Rantau prapat (rekonduktoring) | Gunung Tua (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 | 79,1 | 2017 | Committed |
| 19 | Padang Sidempuan (rekonduktoring) | Gunung Tua (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 mm2 | 48,9 | 2017 | Committed |
| 20 | Pangkalan Brandan (rekonduktoring) | Binjai (rekonduktoring) | 150 kV | 2 cct, HTLS 1x310 mm2 | 101,6 | 2017 | Rencana |
| 21 | Pematang Siantar | Tanah Jawa | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 30,0 | 2017 | Rencana |
| 22 | Tebing Tinggi (rekonduktoring) | Seirotan (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 | 53,9 | 2017 | Rencana |
| 23 | Seirotan (rekonduktoring) | Perbaungan (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 | 43,0 | 2017 | Rencana |
| 24 | Perbaungan (rekonduktoring) | Tebing Tinggi (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 | 43,0 | 2017 | Rencana |
| 25 | Porsea (rekonduktoring) | Pematang Siantar (rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 mm2 | 53,9 | 2017 | Rencana |
| 26 | PLTU Sumut-1 | PLTU Belawan | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 4,0 | 2018 | Konstruksi |
| 27 | Belawan (rekonduktoring) | Payapasir (rekonduktoring) | 150 kV | 2 cct, HTLS 1x350 | 27,8 | 2018 | Committed |
| 28 | Tele | Pangururan | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 26,0 | 2018 | Konstruksi |
| 29 | Sibuhuan | Gunung Tua | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 180,0 | 2018 | Rencana |
| 30 | Rantau prapat | Labuhan Bilik | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 130,0 | 2018 | Rencana |
| 31 | Helvetia | Inc. 2 Pi (Glugur-Paya Geli) | 150 kV | 2 cct, ACSR 1x300 | 20,0 | 2018 | Rencana |
| 32 | Selayang | Inc. 2 Pi (Paya Geli - Namurambe) | 150 kV | 2 cct, ACSR 1x300 mm2 | 4,0 | 2018 | Rencana |
| 33 | Mabar (Rekonduktoring) | Paya pasir (Rekonduktoring) | 150 kV | 2 cct, HTLS 1x310 | 20,0 | 2018 | Rencana |
| 34 | Mabar | Listrik | 150 kV | 1 cct, XLPE CU 1x800 | 6,0 | 2018 | Rencana |
| 35 | Tanjung Balai | Kisaran | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 30,0 | 2018 | Rencana |
| 36 | Natal | Panyabungan | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 100,0 | 2018 | Rencana |
| 37 | Kuala | Binjai | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 18,0 | 2018 | Rencana |
| 38 | Teluk Dalam | PLTU Nias | 70 kV | 2 cct, 1 Hawk | 220,0 | 2018 | Rencana |
| 39 | PLTU Nias | Gunung Sitoli | 70 kV | 2 cct, 1 Hawk | 20,0 | 2018 | Rencana |
| 40 | Percut | Sumbagut-1 | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 4,0 | 2019 | Rencana |

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|----|------------------------------|--|----------|--------------------------|---------|------|------------|
| 41 | Percut | Inc. 2 Pi (KIM - Sei Rotan) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2x400 | 4,0 | 2019 | Rencana |
| 42 | Pancing | Percut | 150 kV | 2 cct, ACSR 2x400 | 20,0 | 2019 | Rencana |
| 43 | Helvetia | GIS Kota I | 150 kV | 2 cct, XLPE CU 1x800 | 10,0 | 2019 | Rencana |
| 44 | Simangkok | PLTA Asahan III(FTP 2) | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 22,0 | 2019 | Committed |
| 45 | PLTA Hasang | Inc. 1 Pi (Rantau Prapat-Kisaran) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 4,0 | 2019 | Konstruksi |
| 46 | Perbaungan | Kuala Namu | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 20,0 | 2020 | Rencana |
| 47 | Parlilitan | Dolok Sanggul | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 50,0 | 2020 | Rencana |
| 48 | PLTP Sorik Marapi (FTP 2) | Inc. 2 Pi (Panyabungan-Natal) | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 20,0 | 2020 | Committed |
| 49 | Panyabungan (rekonduktoring) | Padang Sidempuan(rekonduktoring) | 150 kV | 1 cct, HTLS 1x310 mm2 | 43,0 | 2020 | Rencana |
| 50 | Simonggo | Parlilitan | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 22,0 | 2023 | Rencana |
| 51 | Sibundong | Sibolga | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 22,0 | 2023 | Rencana |
| 52 | PLTP Sipoholon Ria-Ria | Inc. 1 Pi (Tarutung-Sidikalang) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 4,0 | 2023 | Committed |
| 53 | PLTP Simbolon Samosir | Inc. 2 Pi (Tarutung-Sidikalang) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 50,0 | 2024 | Rencana |
| 54 | Dairi | Inc. 1 Pi (Sidikalang- Sabulul salam) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 10,0 | 2025 | Rencana |
| 55 | GIS Kota I | GI/GIS Batu ginging | 150 kV | 2 cct, XLPE CU 1x800 | 10,0 | 2025 | Rencana |
| 56 | GI/GIS Batu ginging | GIS Listrik | 150 kV | 1 cct, XLPE CU 1x800 | 5,0 | 2025 | Rencana |
| 57 | Sibuhuan | Pasir Pangarayan | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 154,0 | 2025 | Rencana |
| | Total | | | | 2.741,3 | | |

Pembangunan Gardu Induk

Pembangunan gardu induk di Wilayah Sumatera Utara dimaksudkan untuk melayani pertumbuhan beban, meningkatkan keandalan pasokan, memperbaiki mutu tegangan, mengantisipasi masuknya beberapa pembangkit dalam beberapa tahun kedepan dan perbaikan tegangan yang sangat rendah karena jarak gardu induk yang terlalu jauh dari konsumen. Rencana pembangunan Gardu Induk dapat dilihat pada Tabel A2.8 berikut.

Tabel A2.8. Pengembangan Gardu Induk

| No | Gardu Induk | Tegangan | New/ Extension | Kapasitas (MVA/Bay) | COD | Status |
|----|-------------------------|-----------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 1 | Dolok sanggul | 150/20 kV | New | 30,0 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Galang | 150/20 kV | New | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Negeri Dolok | 150/20 kV | New | 30,0 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Perdagangan | 150/20 kV | New | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Salak | 150/20 kV | New | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | New Padang Sidempuan | 150/20 kV | New | 30,0 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Sarulla | 150/20 kV | New | 30,0 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | Tanjung Pura | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Rencana |
| 9 | Panyabungan | 150/20 kV | New | 30,0 | 2017 | Konstruksi |
| 10 | Pancing | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Rencana |
| 11 | Tanah Jawa | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Rencana |
| 12 | Hamaparan Perak | 150/20 kV | New | 60,0 | 2018 | Konstruksi |
| 13 | New Seirotan | 150/20 kV | New | 60,0 | 2018 | Konstruksi |
| 14 | Pangururan | 150/20 kV | New | 30,0 | 2018 | Konstruksi |
| 15 | Sibuhuan | 150/20 kV | New | 60,0 | 2018 | Rencana |
| 16 | Labuhan Bilik | 150/20 kV | New | 60,0 | 2018 | Rencana |
| 17 | GIS Helvetia | 150/20 kV | New | 100,0 | 2018 | Rencana |
| 18 | Selayang | 150/20 kV | New | 60,0 | 2018 | Rencana |
| 19 | Tanjung Balai | 150/20 kV | New | 60,0 | 2018 | Rencana |
| 20 | Natal | 150/20 kV | New | 30,0 | 2018 | Rencana |
| 21 | Kuala | 150/20 kV | New | 60,0 | 2018 | Rencana |
| 22 | Percut | 150/20 kV | New | 100,0 | 2019 | Rencana |

| No | Gardu Induk | Tegangan | New/ Extension | Kapasitas (MVA/Bay) | COD | Status |
|----|--------------------|-----------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 23 | Batu Gingging | 150/20 kV | New | 100,0 | 2019 | Rencana |
| 24 | GIS Kota 1/Petisah | 150/20 kV | New | 100,0 | 2022 | Rencana |
| 25 | Parlilitan | 150/20 kV | New | 30,0 | 2023 | Rencana |
| 26 | Sipaholon Ria-Ria | 150/20 kV | New | 30,0 | 2023 | Committed |
| 27 | Simbolon | 150/20 kV | New | 30,0 | 2024 | Committed |
| 28 | Dairi | 150/20 kV | New | 30,0 | 2025 | Rencana |
| 29 | Teluk Dalam | 70/20 kV | New | 30,0 | 2018 | Rencana |
| 30 | PLTU Nias | 70/20 kV | New | 30,0 | 2018 | Rencana |
| 31 | Gn.Sitoli | 70/20 kV | New | 30,0 | 2018 | Rencana |
| 32 | Asahan | 150 kV | New | 60,0 | 2019 | Konstruksi |
| 33 | Sorik Merapi | 150 kV | New | 30,0 | 2020 | Committed |
| 34 | Simonggo | 150 kV | New | 30,0 | 2023 | Committed |
| | | | | 1.720,0 | | |
| 35 | Namurambe | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 36 | Tanjung Morawa | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 37 | Galang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 38 | Brastagi | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 39 | Brastagi | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 40 | Payapasir | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 41 | Kota pinang | 150/20 kV | Ext | 30,0 | 2016 | Konstruksi |
| 42 | Titi Kuning | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 43 | Tanjung Morawa | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 44 | Paya Geli | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 45 | Padang Sidempuan | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 46 | Kuala Namu | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 47 | Padang Sidempuan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Committed |
| 48 | Sei Rotan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2016 | Committed |
| 49 | Sidikalang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 50 | Namurambe | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 51 | Pangkalan Brandan | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2017 | Committed |
| 52 | Sei Rotan | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2017 | Committed |
| 53 | Padang Sidempuan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 54 | Kuala Tanjung | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 55 | Kisaran | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 56 | Sibolga | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 57 | Martabe | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 58 | Martabe | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 59 | Padang Sidempuan | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 60 | Padang Sidempuan | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 61 | Rantau Prapat | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 62 | Gunung Tua | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 63 | Pangkalan Brandan | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 64 | Binjai | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 65 | Pematang Siantar | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 66 | Sirotan | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 67 | Perbaungan | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 68 | Tebing Tinggi | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Rencana |

| No | Gardu Induk | Tegangan | New/ Extension | Kapasitas (MVA/Bay) | COD | Status |
|-----|-------------------|-----------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 69 | Tanjung Pura | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2017 | Rencana |
| 70 | Rantau Prapat | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2017 | Rencana |
| 71 | Paya Geli | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2017 | Rencana |
| 72 | Negeri Dolok | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2017 | Rencana |
| 73 | Aek Kanopan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2017 | Rencana |
| 74 | Gunung Para | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2017 | Rencana |
| 75 | Belawan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Konstruksi |
| 76 | Tele | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Konstruksi |
| 77 | Belawan | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 78 | Payapasir | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 79 | Gunung Tua | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 80 | Sidikalang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 81 | Porsea | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 82 | Pematang Siantar | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 83 | Kuala Tanjung | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 84 | Tebing Tinggi | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 85 | Rantau Prapat | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 86 | GIS Mabar | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 87 | Payapasir | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 88 | GIS Listrik | 150 kV | Ext | 1 LB | 2018 | Rencana |
| 89 | GIS Mabar | 150 kV | Ext | 1 LB | 2018 | Rencana |
| 90 | Kisaran | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 91 | Panyabungan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 92 | Binjai | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 93 | Pangkalan Brandan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 94 | Paya Pasir | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2018 | Rencana |
| 95 | Porsea | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2018 | Rencana |
| 96 | Perdagangan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2018 | Rencana |
| 97 | Panyabungan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2018 | Rencana |
| 98 | Labuhan Bilik | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2018 | Rencana |
| 99 | Galang | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2018 | Rencana |
| 100 | Martabe | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2018 | Rencana |
| 101 | Perdagangan | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 102 | GIS Glugur | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 103 | GIS Glugur | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 104 | Pancing | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 105 | GIS Listrik | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 106 | Simangkok | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 107 | Binjai | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2019 | Rencana |
| 108 | Perbaungan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2019 | Rencana |
| 109 | GIS Mabar | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2019 | Rencana |
| 110 | Batu Gingging | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2019 | Rencana |
| 111 | Perbaungan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 112 | Kualanamu | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 113 | Dolok sanggul | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 114 | Panyabungan | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 115 | Padang sidempuan | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 116 | Paya Pasir | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2020 | Rencana |
| 117 | Labuhan | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2020 | Rencana |

| No | Gardu Induk | Tegangan | New/ Extension | Kapasitas (MVA/Bay) | COD | Status |
|-----|-------------------|-----------|-------------------|------------------------|------|---------|
| 118 | Percut | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2020 | Rencana |
| 119 | Denai | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2020 | Rencana |
| 120 | Binjai | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2020 | Rencana |
| 121 | Labuhan Angin | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2021 | Rencana |
| 122 | T.Morawa | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2021 | Rencana |
| 123 | Sibuhuan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2021 | Rencana |
| 124 | Sei Rotan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2021 | Rencana |
| 125 | Paya Geli | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2021 | Rencana |
| 126 | Namurambe | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2021 | Rencana |
| 127 | GIS Glugur | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2021 | Rencana |
| 128 | GIS LISTRIK | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2021 | Rencana |
| 129 | KIM | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2022 | Rencana |
| 130 | GIS Helvetia | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2022 | Rencana |
| 131 | Binjai | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2022 | Rencana |
| 132 | Parlilitan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 133 | Titi Kuning | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 134 | T.Morawa | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 135 | Selayang | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 136 | Perdagangan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 137 | Perbaungan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 138 | Paya Pasir | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 139 | Paya Geli | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 140 | Natal | 150/20 kV | Ext | 30,0 | 2023 | Rencana |
| 141 | Labuhan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 142 | Kuala Namu | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 143 | Batu Gingging | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 144 | Sibolga | 150 kV | Ext | 2 LB | 2024 | Rencana |
| 145 | Titi Kuning | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 146 | Tanjung Pura | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 147 | Tanjung Balai | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 148 | T.Morawa | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 149 | Sei Rotam | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 150 | Paya Pasir | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 151 | Paya Geli | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 152 | Pangkalan Brandan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 153 | Namurambe | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 154 | Labuhan Bilik | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 155 | Gunung Tua | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 156 | GIS Listrik | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 157 | Galang | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 158 | Denai | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 159 | Binjai | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 160 | Sibuhuan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 161 | Titi Kuning | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 162 | Tanah Jawa | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 163 | R.Prapat | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 164 | Perdagangan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 165 | Perbaungan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 166 | Paya Pasir | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |

| No | Gardu Induk | Tegangan | New/ Extension | Kapasitas (MVA/Bay) | COD | Status |
|-----|---------------|-----------|-------------------|------------------------|------|---------|
| 167 | Paya Geli | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 168 | GIS Mabar | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 169 | Kuala Tanjung | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 170 | Kuala Namu | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 171 | KIM | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 172 | GIS Helvetia | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 173 | GIS Glugur | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 174 | GIS Listrik | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 175 | Brastagi | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 176 | Binjai | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 177 | Batu Gingging | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 178 | Aek Kanopan | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2025 | Rencana |
| | | | | 5.160,0 | | |

Rencana pembangunan GI 275 kV yang berada di provinsi Sumatera Utara diberikan pada Tabel A2.9.

Tabel A2.9. Rencana Pembangunan Gardu Induk 275 kV

| No | Gardu Induk | Tegangan | New/ Extension | Kapasitas (MVA/Bay) | COD | Status |
|----|--------------------------------------|------------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 1 | Galang | 275/150 kV | New | 500 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Sarulla | 275/150 kV | New | 500 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | New Padang Sidempuan | 275/150 kV | New | 250 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | PLTGU Sumbagut 3&4 | 275 kV | New | 2 LB | 2018 | Committed |
| 5 | GITET Medan Timur | 275/150 kV | New | 750 | 2018 | Committed |
| 6 | Rantau Prapat | 275/150 kV | New | 500 | 2019 | Rencana |
| 7 | Perdagangan | 275/150 kV | New | 500 | 2019 | Rencana |
| 8 | GITET (GIS/AIS) Medan Barat/Helvetia | 275/150 kV | New | 500 | 2019 | Rencana |
| 9 | GITET Sumut 3/Medan/Galang | 500/275 kV | New | 500 | 2022 | Rencana |
| 10 | Rantau Prapat/Sumut 1 | 500/275 kV | New | 250 | 2022 | Rencana |
| 11 | Batang Toru | 275/150 kV | New | 4 LB | 2023 | Committed |
| 12 | PLTA Pump Storage-1 | 500 kV | New | 2 LB | 2025 | Rencana |
| | Total | | | 4250 | | |
| 13 | Simangkok | 275 kV | Ext | 4 LB | 2016 | Committed |
| 14 | Sarulla | 275 kV | Ext | 250 | 2019 | Rencana |
| 15 | New Padang Sidempuan | 275 kV | Ext | 250 | 2020 | Konstruksi |
| 16 | New Padang Sidempuan | 275 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 17 | Galang | 275/150 kV | Ext | 500 | 2017 | Committed |
| 18 | Sarulla | 275 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |

| No | Gardu Induk | Tegangan | New/ Extension | Kapasitas (MVA/Bay) | COD | Status |
|----|--------------------------------------|------------|-------------------|------------------------|------|---------|
| 19 | Pangkalan Susu | 275/150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 20 | Binjai | 275/150 kV | Ext | 250 | 2016 | Rencana |
| 21 | Binjai | 275/150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Rencana |
| 22 | GITET Medan Timur | 275/150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 23 | Galang | 275/150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 24 | Sarulla | 275/150 kV | Ext | 250 | 2024 | Rencana |
| 25 | Rantau Prapat | 275 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 26 | GITET (GIS/AIS) Medan Barat/Helvetia | 275/150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 27 | GITET (GIS/AIS) Medan Barat/Helvetia | 275/150 kV | Ext | 500 | 2019 | Rencana |
| 28 | Pangkalan Susu | 275 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 29 | Galang | 275 kV | Ext | 500 | 2025 | Rencana |
| 30 | Rantau Prapat | 275 kV | Ext | 250 | 2025 | Rencana |
| 31 | Perdagangan | 275 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 32 | Perdagangan | 275 kV | Ext | 500 | 2025 | Rencana |
| 33 | Galang | 500 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| | | | | 3250 | | |

Pengembangan Distribusi

Tambahan pelanggan baru sampai dengan tahun 2025 adalah sekitar 716 ribu pelanggan atau rata-rata 71,6 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 4.750 kms, JTR sekitar 4.987 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 752 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A2.10. Dengan rata-rata investasi sebesar 43 Juta USD pertahun.

Tabel A2.10. Pengembangan Sistem Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Tambahan Pelanggan | Total Inv Juta USD |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------------------|-----------------------|
| 2016 | 449.6 | 482.7 | 76 | 101,335 | 48.3 |
| 2017 | 516.4 | 554.4 | 88 | 105,383 | 42.6 |
| 2018 | 527.1 | 565.8 | 89 | 99,026 | 48.5 |
| 2019 | 542.0 | 581.8 | 90 | 93,673 | 49.0 |
| 2020 | 546.6 | 586.7 | 90 | 61,132 | 47.4 |
| 2021 | 546.6 | 586.8 | 90 | 60,874 | 47.4 |
| 2022 | 396.9 | 426.0 | 57 | 49,209 | 49.7 |
| 2023 | 396.7 | 425.8 | 57 | 48,741 | 32.4 |
| 2024 | 390.5 | 366.8 | 56 | 48,462 | 32.4 |
| 2025 | 437.4 | 410.9 | 59 | 48,315 | 34.7 |
| 2016-2025 | 4,749.8 | 4,987.5 | 752 | 716,150 | 432.4 |

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

Pengusahaan kelistrikan dikelola oleh PLN Area Nias, terdiri dari Rayon Gunung Sitoli dan Rayon Teluk Dalam yang juga mengelola PLTD di Pulau Tello. Pasokan listrik untuk sistem kelistrikan Nias dipasok dari PLTD Gunung Sitoli dan PLTD Teluk Dalam. Pembangkitan di Pulau Nias saat ini mempunyai daya terpasang 42,5 MW, daya mampu 30,8 MW,serta beban puncak tahun 2014 diperkirakan 27,6 MW.Kedepannya, rencana tambahan pembangkit baru di Sistem Nias adalah dengan penggunaan pembangkit ber-bahan bakar gas, yaitu PLTG/MG Mobile 25 MW ditahun 2016, dan PLTG/MG 20 MW di tahun 2020, serta PLTU IPP 21 MW.

A2.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah untuk membangun sistem kelistrikan sampai dengan tahun 2025 adalah seperti Tabel A2.1berikut.

Tabel A2.11. Ringkasan

| Tahun | Energy Sales (Gwh) | Produksi Energi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|----------------|--------------------|-----------------------|-------------------|-----------------|----------|-----------------|-----------------------|
| 2016 | 9.918 | 11.014 | 2.024 | 211 | 2.250 | 1.370 | 830 |
| 2017 | 11.046 | 12.244 | 2.249 | 293 | 1.190 | 922 | 928 |
| 2018 | 12.410 | 13.734 | 2.523 | 1.158 | 1.870 | 876 | 1.953 |
| 2019 | 14.091 | 15.565 | 2.770 | 743 | 2.750 | 744 | 1.691 |
| 2020 | 15.688 | 17.296 | 3.031 | 118 | 580 | 133 | 329 |
| 2021 | 17.488 | 19.247 | 3.373 | 192 | 480 | - | 466 |
| 2022 | 19.533 | 21.459 | 3.698 | 206 | 1.030 | 440 | 819 |
| 2023 | 21.856 | 23.987 | 4.166 | 985 | 720 | 98 | 1.552 |
| 2024 | 24.441 | 26.795 | 4.718 | 484 | 1.180 | 50 | 926 |
| 2025 | 27.379 | 30.194 | 5.316 | 1.416 | 2.360 | 279 | 1.716 |
| Growth/ Jumlah | 11,9% | 11,9% | 11,3% | 5.805 | 14.410 | 4.911 | 11.210 |

LAMPIRAN A.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI RIAU

A3.1. KONDISI SAAT INI

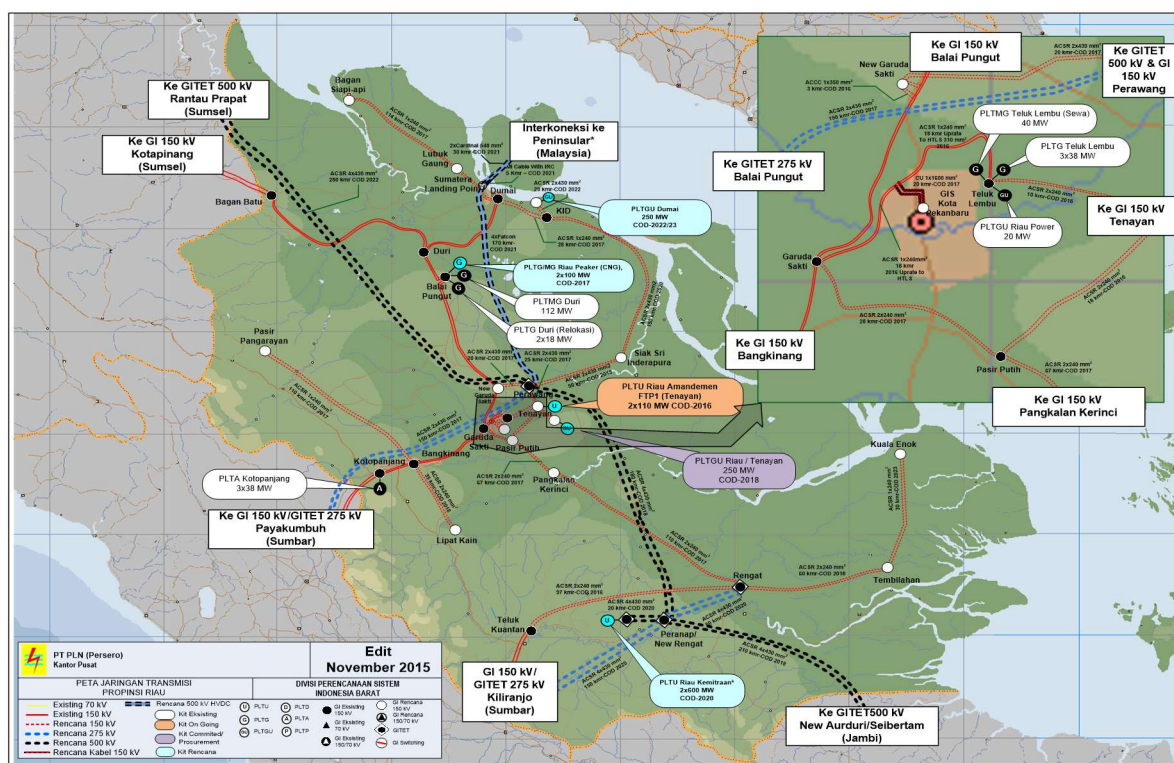
Sistem kelistrikan di wilayah kerja Provinsi Riau dipisahkan dengan 2 kelompok : Sistem Interkoneksi dan Sistem *Isolated* dengan total beban puncak di kedua sistem tersebut adalah 868 MW.

Sistem Interkoneksi

Sistem Interkoneksi 150 kV Riau disebut juga Sub Sistem Riau yang merupakan bagian dari Sistem Sumatera mengcover sebagian besar wilayah pelanggan di provinsi Riau dengan 9 Gardu Induk (GI) 150 kV diantaranya : Koto Panjang, Bangkinang, Garuda Sakti, Teluk Lembu, Duri, Dumai, Bagan Batu, Teluk Kuantan, dan Balai Pungut.

Sistem tersebut di pasok dari Grid Sistem Sumatera yang di kendalikan oleh P3BS dengan beban puncak tertinggi tahun 2015 mencapai 549 MW dengan kapasitas terpasang pembangkit di Riau saat ini tercatat 616 MW. Sebagian besar pembangkit di sub sitem Riau saat ini berbahan bakar gas, sehingga sekuritas pasokan gas kedepannya masih belum dapat dipastikan. Selain itu pada kondisi tertentu sub sitem Riau masih membutuhkan transfer daya dari subsistem Sumbar.

Peta kelistrikan sistem interkoneksi di Provinsi Riau diperlihatkan pada Gambar A3.1.



Gambar A3.1. Peta Sistem Kelistrikan di Provinsi Riau

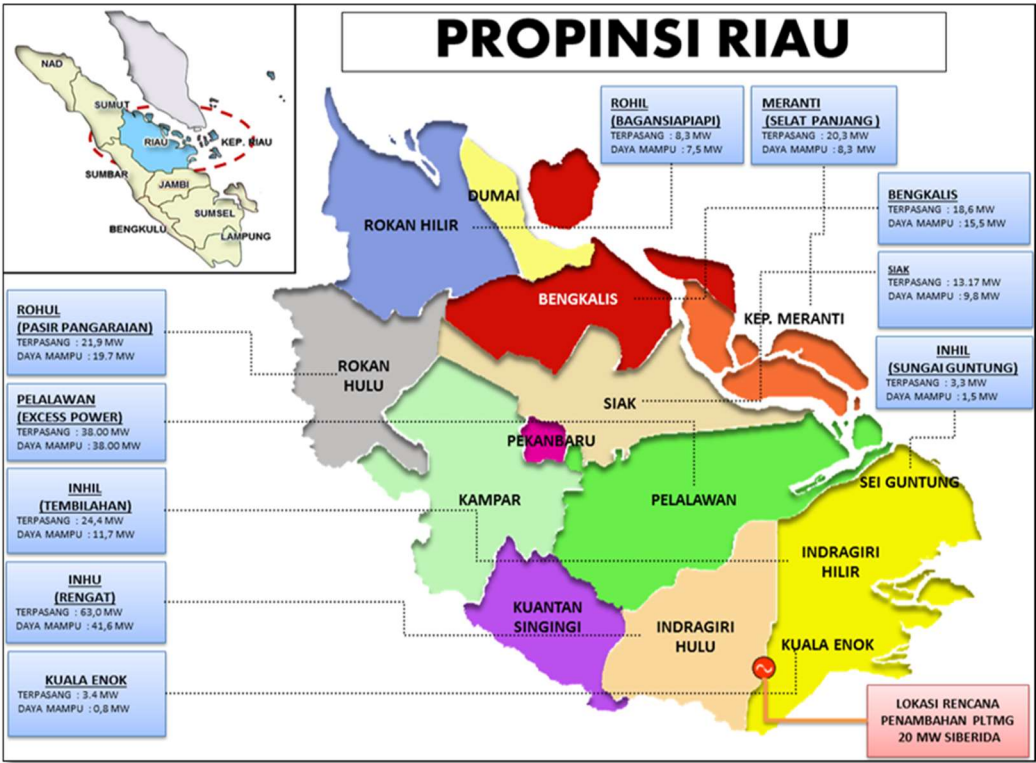
Daftar kapasitas terpasang pembangkit yang memasok ke sistem interkoneksi 150 kV ditunjukkan pada Tabel A3.1.

Tabel A3.1. Kapasitas Pembangkit

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) |
|-------|--|-------|-------------------|---------|--------------------------|
| 1 | PLTMG SEWA 12 MW TL.LEMBU | PLTG | GAS | Sewa | 12 |
| 2 | PLTG SEWA DURI (PT. IP) | PLTG | GAS | Sewa | 22 |
| 3 | PLTMG DURI | PLTMG | GAS | PLN | 112 |
| 4 | PLTG SEWA DURI (PT. PJB) | PLTG | GAS | Sewa | 22 |
| 5 | PLTA KOTO PANJANG | PLTA | Hydro | PLN | 114 |
| 6 | PLTMG 30 MW PT. HALLEYORA TL. LEMBU (SW) | PLTMG | GAS | Sewa | 60 |
| 7 | PLTD PT. BGP GI BNA (SW) | PLTD | HSD | Sewa | 30 |
| 8 | PLTMG SEWA 12 MW TL.LEMBU (SW) | PLTG | GAS | Sewa | 12 |
| 9 | PLTG SEWA DURI (PT. PJB) (SW) | PLTG | GAS | Sewa | 22 |
| 10 | PLTMG 50 MW TELUK LEMBU (SW) | PLTMG | GAS | Sewa | 50 |
| 11 | PLTG SEWA DURI (PT. PJB) (SW) | PLTGU | GAS | Sewa | 22 |
| 12 | PLTMG 30 MW PT. HALLEYORA TL. LEMBU (SW) | PLTG | GAS | Sewa | 60 |
| 13 | PLTMG 40 MW PT MAX POWER BALAI PUNGUT (SW) | PLTMG | GAS | PLN | 40 |
| 14 | PLTG PT RIAU POWER (SEWA) (SW) | PLTG | GAS | PLN | 32 |
| 15 | PLTD Tersebar (SW) WRKR | PLTD | HSD | Sewa | 78 |
| 16 | PLTD TEMBILAHAN | PLTD | HSD | PLN | 23 |
| 17 | PLTD TANJUNG BATU (SW) | PLTB | HSD | Sewa | 5 |
| 18 | PLTD TEMBILAHAN (SW) | PLTD | HSD | Sewa | 23 |
| Total | | | | | 736 |

Sistem Isolated

Sistem isolated di Provinsi Riau tersebar di Sistem Tembilahan dan Sistem Kuala Enok (Indragiri Hilir), Sistem Bengkalis (Bengkalis), Sistem Bagan Siapi-api (Rokan Hilir) , Sistem Pasir Pangaraian (Rokan Hulu), Sistem Siak (Siak) , Sistem Rengat (Indragiri Hulu), Pelalawan danSelat Panjang (Meranti).Adapun beberapa Sistem besarnya dapat dilihat pada Gambar berikut ini.



Sedangkan daftar pembangkit pada sistem *isolated* diberikan pada Tabel A3.2.

Tabel A3.2. Pembangkit *Isolated*

| UNIT | Jumlah (unit) | Daya | |
|----------------|------------------|-------------------|---------------|
| | | Terpasang (MW) | Mampu (MW) |
| AREA PEKANBARU | | | |
| 1. Mesin PLN | 50 | 11.5 | 6.5 |
| 2. Mesin Sewa | 6 | 31.2 | 24 |
| 3. IPP | - | - | - |
| 4. Excess | 2 | 7.0 | 7.0 |
| JUMLAH | 58 | 49.7 | 37.5 |
| AREA DUMAI | | | |
| 1. Mesin PLN | 78 | 36.6 | 27.5 |
| 2. Mesin Sewa | 16 | 46.5 | 31.6 |
| 3. IPP | - | - | - |
| 4. Excess | - | - | - |
| JUMLAH | 94 | 83.1 | 59.1 |
| AREA RENGAT | | | |
| 1. Mesin PLN | 67 | 27.7 | 14.7 |
| 2. Mesin Sewa | 14 | 56.5 | 39.6 |
| 3. IPP | - | - | - |
| 4. Excess | - | - | - |
| JUMLAH | 81 | 84.2 | 54.3 |

Sebagian besar kondisi sistem *isolated Riau* masih mengalami kekurangan pasokan daya yang disebabkan oleh :

- 1. menurunnya daya mampu pembangkit.
- 2. meningkatnya konsumsi listrik oleh pelanggan
- 3. Pasokan dari *excess power* telah melampaui kesepakatan perjanjian jual beli (kontrak),

Untuk Jangka Panjang direncana pengembangan Gardu Induk (GI) dan transmisi 150 kV untuk mengatasi kekurangan daya pada sistem *isolated Riau*.

A3.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan ekonomi Riau diperkirakan masih akan terus meningkat pada tahun mendatang, dimana target pertumbuhan ekonomi yang tinggi menjadi perhatian para investor untuk menanamkan modalnya di Provinsi Riau. Maka Pemerintah Daerah perlu membantu memberikan kemudahan dalam pemberian perijinan, sedangkan PLN bertugas menyiapkan ketersediaan sarana Ketenagalistrikan.

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 penjualan listrik PLN lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 dapat dilihat pada Tabel A3.3.

Tabel A3.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Sales (Gwh) | Produksi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|--------|-------------------------------|----------------|-------------------|-------------------------|-----------|
| 2016 | 3.0 | 4,121 | 4,571 | 770 | 1,334,500 |
| 2017 | 3.2 | 4,663 | 5,158 | 867 | 1,456,538 |
| 2018 | 3.4 | 5,296 | 5,822 | 977 | 1,582,202 |
| 2019 | 3.6 | 5,826 | 6,379 | 1,069 | 1,689,929 |
| 2020 | 2.9 | 6,407 | 6,998 | 1,171 | 1,783,849 |
| 2021 | 2.9 | 7,060 | 7,691 | 1,285 | 1,866,370 |
| 2022 | 2.9 | 7,761 | 8,432 | 1,407 | 1,950,437 |
| 2023 | 2.9 | 8,538 | 9,252 | 1,542 | 2,036,128 |
| 2024 | 2.9 | 9,410 | 10,171 | 1,692 | 2,123,606 |
| 2025 | 2.9 | 10,138 | 10,930 | 1,816 | 2,187,050 |
| Growth | 3.1% | 10.5% | 10.2% | 10.0% | 5.7% |

Apabila kapasitas pembangkit yang tersedia mencukupi, pertumbuhan listrik di Provinsi Riau diperkirakan dapat lebih tinggi lagi, karena seiring dengan perkembangan yang sangat pesat pada setiap kabupaten dan adanya rencana pengembangan wilayah menjadi kawasan industri di Datuk Laksamana, Pelintung, Lubuk Gaung di Kota Dumai dan Tenayan Raya, Pasir Putih di Kota Pekanbaru.

A3.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan pembangkit baik yang terhubung pada sistem interkoneksi maupun pada sistem *isolated* serta pengembangan jaringan transmisi dan distribusi untuk menjangkau pelanggan.

Potensi Sumber Energi

Sumber energi yang tersedia di provinsi Riau untuk membangkitkan tenaga listrik berupa sumber-sumber gas alam di banyak lapangan, antara lain Seng, Segat di kabupaten Pelalawan, Bento dan Baru di Pekanbaru yang saat ini dikelola PT. Kalila yang sebagian produksi gasnya dialokasikan untuk PLTG Teluk Lembu. Disamping itu terdapat potensi batubara yang tersebar di Kabupaten Indragiri Hulu, dan Kuantan Singingi dengan cadangan 1,55juta metrik ton². Selain itu menurut data dari Dinas Perkebunan Provinsi Riau menerangkan bahwa Provinsi Riau merupakan daerah potensial untuk pembangunan pembangkit dengan memanfaatkan energy terbarukan seperti energi biomassa. Keunggulan Riau yang memiliki sawit yang memiliki luas 2,3 juta hectare atau bisa menghasilkan 613 ton per jam dengan 146 pabrik kelapa sawit per jam sangat potensial untuk menjadi energy terbarukan untuk menciptakan tenaga listrik. Oleh karena itu potensi energi terbarukan bisa menjadi salah satu alternatif untuk kehandalan sistem ketenagalistrikan provinsi Riau.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025 dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di sistem Interkoneksi 150 kV dan sistem *isolated* dan pengembangan jaringan transmisi 150 kV yang memasok sistem Riau. Pembangkit yang direncanakanakan dibangun di Provinsi Riau baik yang masuk ke Sistem *Grid*Sumatera berkapasitastotal sekitar 1.649 MW seperti ditampilkan pada Tabel A3.4

Tabel A3.4. Pengembangan Pembangkit

| NO | PROYEK | JENIS | Asumsi Pengembang | Kapasitas (MW) | COD | Status |
|-------|-----------------------------------|---------|-------------------|----------------|-----------|------------|
| 1 | Riau Amandemen FTP1 (Tenayan) | PLTU | PLN | 220 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Tembilahan (rengat) | PLTG/MG | Swasta | 30 | 2017 | Pengadaan |
| 3 | Kampar | PLTMG | Swasta | 8 | 2017 | Pengadaan |
| 4 | Riau Peaker | PLTGU | PLN | 200 | 2017 | Pengadaan |
| 5 | Bengkalis | PLTMG | Swasta | 20 | 2018 | Pengadaan |
| 6 | Selat Panjang -1 | PLTMG | Swasta | 20 | 2018 | Pengadaan |
| 7 | Riau | PLTGU | Swasta | 250 | 2018 | Pengadaan |
| 8 | Tembilahan | PLTG/MG | Unallocated | 14 | 2019 | Konstruksi |
| 9 | Riau-1 | PLTU | Swasta | 600 | 2019 | Rencana |
| 10 | Rengat | PLTG/MG | Swasta | 6 | 2020 | Committed |
| 11 | Tembilahan | PLTG/MG | Swasta | 6 | 2020 | Committed |
| 12 | Dumai | PLTGU | Swasta | 250 | 2022 | Rencana |
| 13 | Pembangkit Biomass/Biofuel Terseb | PLTBm | Swasta | 16 | 2016-2025 | Rencana |
| 14 | Pembangkit Sampah Tersebar | PLTSa | Swasta | 10 | 2016-2025 | Rencana |
| Total | | | | 1,649 | | |

Rencana pengoperasian PLTU Riau 2x110 MW di kawasan industri Tenayan-Kota Pekanbaru merupakan salah satu proyek percepatan pembangkit 10.000 MW tahap 1 yang saat ini sedang tahap konstruksi dan dijadwalkan beroperasi pada tahun

² Sumber : Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Riau

2016. Rencana pengoperasian PLTGU/MG Riau *peaker* dengan kapasitas total 200 MW merupakan upaya PLN untuk meningkatkan pasokan daya di Riau dengan memanfaatkan gas dari lapangan Jambi Merang dengan sistem CNG (*Commpresses Natural Gas*). Pembangkit Riau *peaker* tersebut dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan daya pada kondisi beban puncak sistem Sumatera. PLTU Riau Mulut Tambang 1200 MW ditawarkan kepada swasta sebagai IPP, merupakan proyek strategis untuk memanfaatkan potensi batubara local di Riau sekaligus untuk menurunkan biaya produksi, direncanakan beroperasi pada tahun 2019, PLTU dengan kapasitas 1200 ini akan dibangun jika Interkoneksi Sumatera-Malaysia terjadi, jika tidak terjadi maka yang akan dibangun hanya 600 MW. Selain itu, PLN berupaya memanfaatkan semua potensi gas yang mungkin dapat digunakan untuk membangkitkan tenaga listrik, termasuk gas skala kecil, seperti di Kampar.

Untuk penyediaan listrik jangka panjang dan sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik pada sistem *isolated* direncanakan akan dibangun GI 150 kV sertapenambahan pembangkit PLTG/MG *dual fuel*.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Guna menyalurkan energi listrik yang berasal dari pembangkit yang masuk ke sistem interkoneksi 150 kV, hingga tahun 2025 diperlukan pengembangan GI 150 kV baru dan *extension* dengan kapasitas seperti diperlihatkan pada Tabel A3.5.

Tabel A3.5. Pembangunan GI

| No | GARDU INDUK | TEGANGAN | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|----|---------------------|-----------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 1 | Tenayan | 150/20 kV | New | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Rengat | 150/20 kV | New | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | New Garuda Sakti | 150/20 kV | New | 60,0 | 2016 | Pengadaan |
| 4 | Pasir Pangarayan | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Konstruksi |
| 5 | Pasir Putih | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Konstruksi |
| 6 | KID | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Proposed |
| 7 | Pangkalan Kerinci | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Konstruksi |
| 8 | Perawang | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Proposed |
| 9 | Bagan Siapi-api | 150/20 kV | New | 30,0 | 2017 | Konstruksi |
| 10 | GIS Kota Pekan Baru | 150/20 kV | New | 100,0 | 2017 | Proposed |
| 11 | Perawang | 150/20 kV | New | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 12 | Tembilahan | 150/20 kV | New | 60,0 | 2018 | Proposed |
| 13 | Siak Sri Indra Pura | 150/20 kV | New | 60,0 | 2018 | Proposed |
| 14 | Lipat Kain | 150/20 kV | New | 60,0 | 2018 | Proposed |
| 15 | PLTGU Dumai | 150/20 kV | New | 4 LB | 2022 | Rencana |
| 16 | Pakning | 150/20 kV | New | 60,0 | 2022 | Rencana |
| 17 | Kuala Enok | 150/20 kV | New | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 18 | Lubuk Gaung | 150/20 kV | New | 60,0 | 2023 | Rencana |
| | TOTAL | | | 970,0 | | |
| 19 | Teluk Lembu | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 20 | Teluk Lembu | 150/20 kV | Uprate | 2 LB | 2016 | Pengadaan |
| 21 | Garuda Sakti | 150/20 kV | Uprate | 2 LB | 2016 | Pengadaan |
| 22 | Teluk Kuantan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 23 | Bangkinang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Pengadaan |
| 24 | Garuda Sakti | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 25 | Tenayan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 26 | Koto panjang | 150/20 kV | Ext | 1 TB | 2016 | Konstruksi |
| 27 | Teluk kuantan | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 28 | Bangkinang | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 29 | Dumai | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 30 | Pasir Putih | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 31 | New Garuda Sakti | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 32 | Tenayan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 33 | Dumai | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 34 | Rengat | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 35 | Rengat | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 36 | Pangkalan Kerinci | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 37 | Bangkinang | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2017 | Konstruksi |
| 38 | Bagan batu | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Pengadaan |
| 39 | Kota Panjang | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2017 | Proposed |
| 40 | Tenayan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Committed |
| 41 | Rengat | 150 kV | Ext | 2 TB | 2018 | Konstruksi |
| 42 | Bangkinang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 43 | Rengat | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Proposed |
| 44 | New Garuda Sakti | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Proposed |
| 45 | Balai Pungut | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Proposed |
| 46 | Pasir Putih | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Proposed |
| 47 | Tenayan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 48 | Duri | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 49 | Siak Sri Indra Pura | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 50 | Teluk Kuantan | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2020 | Rencana |
| 51 | Pasir Putih | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 52 | Koto panjang | 150/20 kV | Ext | 1 TB | 2021 | Rencana |
| 53 | GIS Kita Pekanbaru | 150/20 kV | Ext | 100 | 2021 | Rencana |
| 54 | Rengat | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 55 | Tembilahan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 56 | Pasir Pangarayan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 57 | GIS Kota Pekanbaru | 150/20 kV | Ext | 100 | 2021 | Rencana |
| 58 | Bagan Siapi-api | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |

| No | GARDU INDUK | TEGANGAN | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|-------|--------------------|-----------|-------------------|------------------------|------|---------|
| 59 | KID | 150 kV | Ext | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 60 | Pangkalan Kerinci | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 61 | GIS Kota Pekanbaru | 150/20 kV | Ext | 100 | 2022 | Rencana |
| 62 | Tembilahan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 63 | Garuda sakti | 150/20 kV | Uprate | 100 | 2023 | Rencana |
| 64 | Teluk kuantan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 65 | Perawang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 66 | New Garuda Sakti | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 67 | Tenayan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 68 | Balai Pungut | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 69 | Bangkinang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 70 | Lipat Kain | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 71 | Pasir Pangarayan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 72 | Teluk Lembu | 150/20 kV | Uprate | 100 | 2025 | Rencana |
| TOTAL | | | | 2.000,0 | | |

Project interkoneksi dengan Malaysia, yang direncanakan menggunakan sistem 500 kV DC. Jika sudah dicapai kesepakatan untuk dilakukan interkoneksi, maka akan dibangun stasiun konverter HVDC ± 500 kVDC di GITET Perawang serta switching facilities di Pulau Rumpat. Project Interkoneksi tersebut merupakan project interkoneksi ASEAN Power Grid, yang akan megabungkan sistem kelistrikan antar negara-negara di ASEAN.

Proyek pengembangan GITET dan SUTET adalah seperti pada Tabel A3.6.

Tabel A3.6. Pembangunan GI 275kV, dan 500 kV

| No | GARDU INDUK | TEGANGAN | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|-------|--|------------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 1 | Perawang (eX New Garuda Sakti) | 275/150 kV | New | 500.0 | 2017 | Rencana |
| 2 | Peranap/Riau 1 | 500/275 kV | New | 4 LB | 2018 | Rencana |
| 3 | GITET Riau 2/Perawang/x New Garuda Sakti | 500/275 kV | New | 1,000.0 | 2018 | Rencana |
| 4 | Peranap | 275 kV | New | 250.0 | 2020 | Rencana |
| 5 | Rengat | 275 kV | New | 250.0 | 2020 | Rencana |
| 6 | Perawang HVDC Sta. Converter | 500 kV DC | New | 600.0 | 2020 | Rencana |
| TOTAL | | | | 2,600.0 | | |
| 7 | Perawang (eX New Garuda Sakti) | 275/150 kV | Ext | 500.0 | 2018 | Pelelangan |
| 8 | Peranap | 500 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 9 | Peranap | 500 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 10 | Peranap | 500/275 kV | Ext | 500.0 | 2020 | Rencana |
| 11 | Peranap | 275 kV | Ext | 250.0 | 2025 | Rencana |
| 12 | GITET Riau 2/Perawang/x New Garuda Sakti | 500/275 kV | Ext | 2 LB | 2022 | Rencana |
| TOTAL | | | | 1,250.0 | | |

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi di Provinsi Riau hingga tahun 2025 adalah sepanjang 2.224 kms (150 kV) dan 2.163 kms seperti ditampilkan dalam Tabel A3.7 dan Tabel A3.8. Seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya, bahwa terdapat kemungkinan dilakukan nya interkoneksi Sumatera-Malaysia menggunakan system HVDC 500 kV. Kebutuhan penghantar HVDC dapat dilihat pada table A3.8 berikut.

Tabel A3.7. Pembangunan Transmisi 150 kV

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|--------|------------------------|---------------------------------|----------|---------------------------|-------|------|------------|
| 1 | Teluk Kuantan | Rengat | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 194 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Tenayan / PLTU Riau | Pasir Putih | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 35 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Tenayan / PLTU Riau | Teluk Lembu | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | New Garuda Sakti | Inc. 2 Pi (G.Sakti - Duri) | 150 kV | 2 cct, HTLS 1 x 350 mm2 | 6 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Garuda Sakti (up rate) | Teluk Lembu (Up rate) | 150 kV | 2 cct, HTLS 1x310 mm2 | 36 | 2016 | Committed |
| 6 | Bangkinang | Pasir Pangarayan | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 220 | 2017 | Konstruksi |
| 7 | Pasir Putih | Garuda Sakti | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 55 | 2017 | Konstruksi |
| 8 | Dumai | Kawasan Industri Dumai (KID) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 56 | 2017 | Konstruksi |
| 9 | Pasir Putih | Pangkalan Kerinci | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 134 | 2017 | Konstruksi |
| 10 | Dumai | Bagan Siapi api | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 228 | 2017 | Konstruksi |
| 11 | Perawang | New Garuda Sakti | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 40 | 2017 | Rencana |
| 12 | Tenayan / PLTU Riau | Perawang | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 50 | 2017 | Rencana |
| 13 | GIS Kota Pekanbaru | Inc. 2 Pi (G.Sakti-Teluk Lembu) | 150 kV | 2 cct, XLPE CU 1x1600 mm2 | 40 | 2017 | Rencana |
| 14 | Rengat | Pangkalan Kerinci | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 220 | 2017 | Rencana |
| 15 | Tenayan | PLTGU Riau | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 100 | 2018 | Committed |
| 16 | Rengat | Tembilahan | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 120 | 2018 | Rencana |
| 17 | Perawang | Siak Sri Indra Pura | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 100 | 2018 | Rencana |
| 18 | Bangkinang | Lipat Kain | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 70 | 2018 | Rencana |
| 19 | KID | Siak Sri Indra Pura | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 300 | 2020 | Rencana |
| 20 | KID | PLTGU Dumai | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 20 | 2022 | Committed |
| 21 | Kuala Enok | Tembilahan | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 60 | 2023 | Rencana |
| 22 | Lubuk Gaung | Inc. 2 Pi (Dumai-Tj.Api) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 120 | 2023 | Rencana |
| Jumlah | | | | | 2.224 | | |

Tabel A3.8. Pembangunan Transmisi 275 kV. 500 kV dan HVDC ± 500 kV

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|--------|------------------------|-----------------------------|-----------|---------------------|-------|------|-----------|
| 1 | Payakumbuh | Perawang (New Garuda Sakti) | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 300 | 2017 | Committed |
| 2 | Peranap/Riau 1 | Perawang/Riau 2 | 500 kV | 2 cct, 4 Zebra | 360 | 2018 | Pengadaan |
| 3 | Border | Pulau Rupat | 500 kV DC | 2 Cable MI with IRC | 53 | 2019 | Rencana |
| 4 | Pulau Rupat Utara | Pulau Rupat Selatan | 500 kV DC | 2 cct, 4 Falcon | 100 | 2019 | Rencana |
| 5 | P. Rupat Selatan | Sumatra Landing Point | 500 kV DC | 2 Cable MI with IRC | 12 | 2019 | Rencana |
| 6 | Sumatera Landing Point | New Garuda Sakti | 500 kV DC | 2 cct, 4 Falcon | 278 | 2019 | Rencana |
| 7 | Peranap/Riau 1 | PLTU Riau-1 | 500 kV | 2 cct, 4 Zebra | 40 | 2020 | Committed |
| 8 | Peranap | Kiliranjao | 275 kV | 2 cct, 4 Zebra | 300 | 2020 | Rencana |
| 9 | Peranap | Rengat | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 160 | 2020 | Rencana |
| 10 | Rantau Prapat/Sumut 1 | Perawang/Riau 2 | 500 kV | 2 cct, 4 Zebra | 560 | 2022 | Rencana |
| Jumlah | | | | | 2,163 | | |

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 971 ribu pelanggan sampai dengan 2025 atau rata-rata 97,1 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan tegangan menengah(JTM) 3.141 kms,jaringan tegangan rendah(JTR) sekitar 13.112 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar740 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A3.9.dengan investasi selama 10 tahun sebesar 408,7 Juta USD.

Tabel A3.9. Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Tambahan Pelanggan | Total Inv Juta USD |
|-------|------------|------------|--------------|-----------------------|-----------------------|
| 2016 | 292.1 | 899.5 | 74 | 118,496 | 37.2 |
| 2017 | 302.2 | 991.2 | 77 | 122,037 | 39.2 |
| 2018 | 313.4 | 1,095.8 | 77 | 125,664 | 40.8 |
| 2019 | 314.4 | 1,172.5 | 74 | 107,727 | 40.1 |
| 2020 | 315.1 | 1,253.5 | 76 | 93,921 | 40.5 |
| 2021 | 316.0 | 1,342.0 | 76 | 82,521 | 40.8 |

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Tambahan Pelanggan | Total Inv Juta USD |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------------------|-----------------------|
| 2022 | 315.9 | 1,432.3 | 73 | 84,067 | 41.3 |
| 2023 | 315.7 | 1,529.2 | 74 | 85,691 | 42.5 |
| 2024 | 315.8 | 1,634.9 | 67 | 87,478 | 42.5 |
| 2025 | 340.3 | 1,761.5 | 71 | 63,444 | 43.8 |
| 2016-2025 | 3,140.8 | 13,112.4 | 740 | 971,046 | 408.7 |

A3.4. SISTEM KELISTRIKAN BENGKALIS

Kabupaten Bengkalis merupakan salah satu Kabupaten di Propinsi Riau yang wilayahnya mencakup daratan pulau Sumatera dan sebagian wilayah kepulauan, dengan 8 Kecamatan. Kabupaten ini memiliki potensi wisata diantaranya : Pantai Rupert Utara Tanjung Medang, Tasik Putri Pepuyu, Tasik Nambus, Pantai Selat Baru, Pantai Prapat Tunggal, Taman Andam Dewi dan Sungai Pakning. Sistem kelistrikannya saat ini disuplai oleh 2 sistem yaitu sistem *isolated* PLTD berbahan bakar HSD dan Sistem Interkoneksi Sumatera. Sistem *Isolated* Bengkalis meliputi wilayah kecamatan Bukit Batu (Bengkalis) dengan beban puncak total 17,1 MW. Dengan sudah tingginya beban di Pulau Bengkalis, maka saat ini sedang dilakukan studi mengenai kemungkinan dilakukanya interkoneksi baik menggunakan tegangan TM ataupun menggunakan TT.

Gambar A3.2. Rencana Kabel Laut Interkoneksi Sumatera-Bengkalis



A3.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi hingga tahun 2025 adalah seperti tersebut dalam Tabel A3.10

Tabel A3.10. Ringkasan

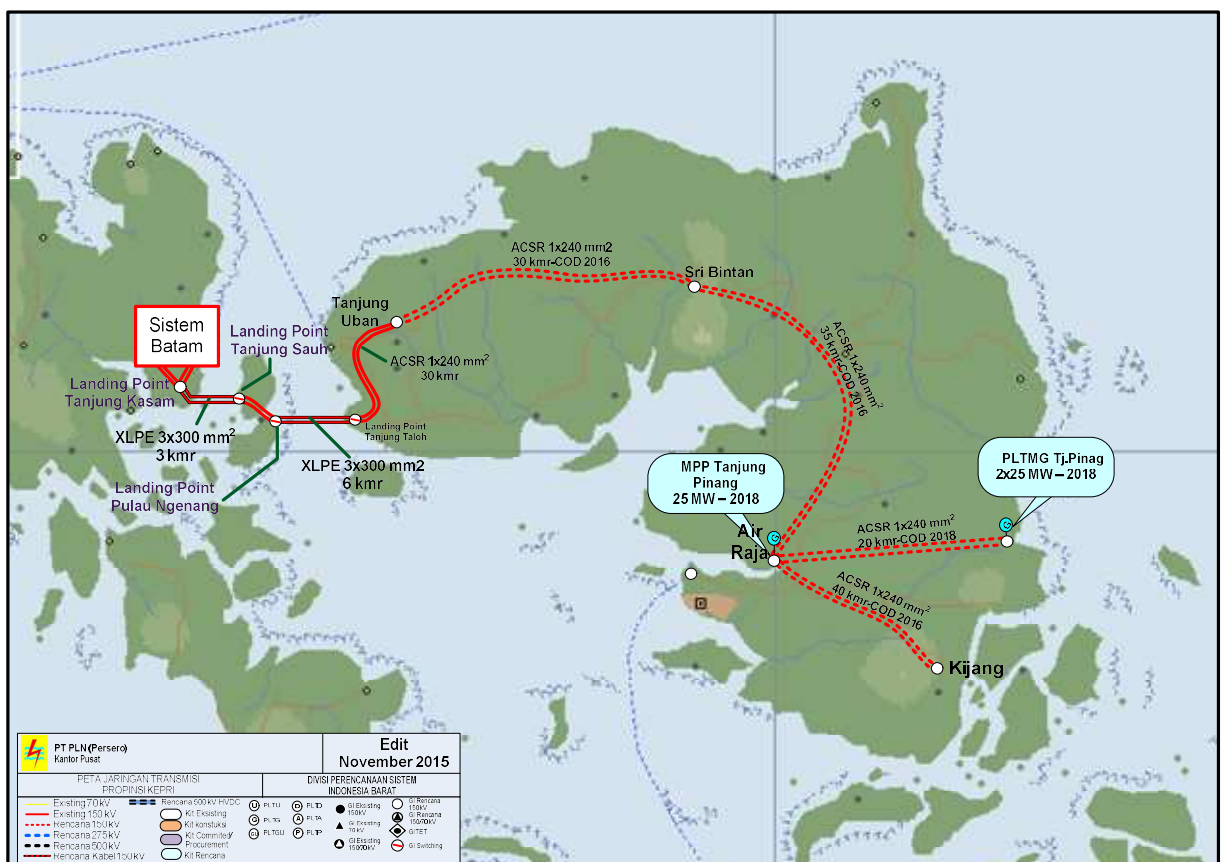
| Tahun | Energy Sales (Gwh) | Produksi Energi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|----------------|--------------------|-----------------------|-------------------|-----------------|----------|-----------------|-----------------------|
| 2016 | 4.121 | 4.571 | 770 | 234 | 300 | 291 | 446 |
| 2017 | 4.663 | 5.158 | 867 | 248 | 1.110 | 1.343 | 747 |
| 2018 | 5.296 | 5.822 | 977 | 292 | 1.920 | 750 | 680 |
| 2019 | 5.826 | 6.379 | 1.069 | 607 | 120 | 0 | 840 |
| 2020 | 6.407 | 6.998 | 1.171 | 18 | 1.720 | 1.243 | 736 |
| 2021 | 7.060 | 7.691 | 1.285 | 0 | 440 | 0 | 62 |
| 2022 | 7.761 | 8.432 | 1.407 | 250 | 220 | 580 | 610 |
| 2023 | 8.538 | 9.252 | 1.542 | 0 | 520 | 180 | 91 |
| 2024 | 9.410 | 10.171 | 1.692 | 0 | 120 | 0 | 47 |
| 2025 | 10.138 | 10.930 | 1.816 | 0 | 350 | 0 | 66 |
| Growth/ Jumlah | 10,5% | 10,2% | 10,0% | 1.649 | 6.820 | 4.387 | 4.324 |

LAMPIRAN A.4
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
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.

Provinsi Kepulauan Riau mencakup Kota Tanjungpinang, Batam, Kabupaten Bintan, Kabupaten Karimun, Kabupaten Natuna, dan Kabupaten Anambas yang terdiri dari 2.408 pulau besar dan kecil dimana 40% belum bernama dan berpenduduk, dengan 95% dari wilayahnya merupakan lautan.



Gambar A4.1. Peta Wilayah Provinsi Kepulauan Riau

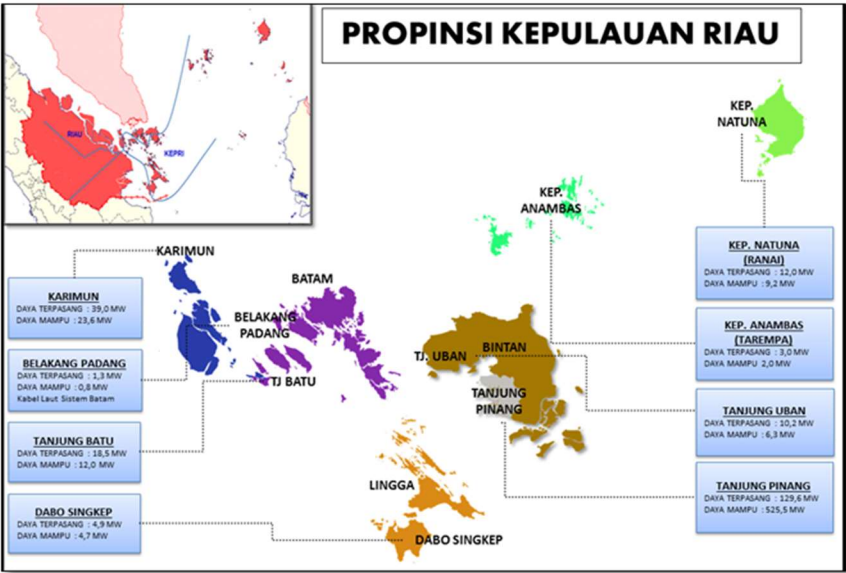
Penerapan kebijakan KEK di Batam-Bintan-Karimun merupakan bentuk kerjasama yang erat antara Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah dengan partisipasi dunia usaha. KEK ini nantinya merupakan simpul-simpul dari pusat kegiatan ekonomi unggulan yang perlu didukung dengan infrastruktur yang berdaya saing 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 melalui sistem Tanjung Pinang yang melayani 3 daerah administrasi, yaitu Provinsi Kepulauan Riau, Kotamadya Tanjung Pinang dan serta Kabupaten Bintan, Sistem Tanjung Pinang dipasok dari PLTD Air Raja dan PLTD Sukaberenang serta PLTG/MG Tokojo, PLTG/MG Dompok serta PLTU Galang Batang dengan kapasitast erpasang 122,15MW dengan daya mampu sebesar 55,5 MW sedangkan beban puncak saat ini yang telah mencapai 57,3 MW melalui jaringan 20 kV.

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 TBK FTP 1 (1 x 7 MW) dengan Kapasitas terpasang total 37,17 MW dengan daya mampu 22.8 MW sedangkan beban puncak saat ini telah mencapai 24,2 MW.

Sistem-Sistem isolated tersebar lainnya di provinsi Kepulauan Riau mempunyai kapasitas terpasang 77,11 MW dengan daya mampu 50,14 MW sedangkan beban puncak saat ini telah mencapai 36,95 MW. Adapun beberapa sistem besarnya ditunjukkan padaGambar di bawah ini.



Gambar A4.2. Peta Wilayah Provinsi Kepulauan Riau

Sistem-sistem*isolated* di Provinsi Kepulauan Riau mempunyai 249 unit pembangkit kecil tersebar dengan kapasitas total 469 MW dan daya mampu 337.4 MW seperti terlihat pada Tabel A4.1.

Tabel A4.1. Pembangkit *Isolated*

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) |
|----|-----------------|-------|-------------------|---------|--------------------------|
| 1 | Tersebar WRKR | PLTD | HSD | PLN | 87.5 |
| 2 | KOTA LAMA | PLTD | HSD | PLN | 23.9 |
| 3 | AIR RAJA | PLTD | HSD | PLN | 56.2 |
| 4 | SUKABERENANG | PLTD | HSD | PLN | 42.3 |

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) |
|-------|-------------------|-------|-------------------|---------|--------------------------|
| 5 | BUKIT CAROK | PLTU | Batubara | PLN | 14.0 |
| 6 | BUKIT CAROK | PLTD | HSD | PLN | 22.2 |
| 7 | AIR RAJA (SW) | PLTU | Batubara | PLN | 30.0 |
| 8 | BUKIT CAROK (SW) | PLTD | HSD | Sewa | 22.2 |
| 9 | AIR RAJA (SW) | PLTGB | HSD | Sewa | 30.0 |
| 10 | TANJUNG BATU (SW) | PLTBM | BIOMASS | Sewa | 4.8 |
| 11 | SUKABERENANG (SW) | PLTD | HSD | Sewa | 42.3 |
| 12 | AIR RAJA (SW) | PLTD | HSD | Sewa | 56.2 |
| 13 | KOTA LAMA (SW) | PLTD | HSD | Sewa | 23.9 |
| Total | | | | | 455.45 |

Sebagian besar sistem *isolated* mengalami kekurangan pasokan dan ini telah berlangsung beberapa tahun terakhir. Kondisi kekurangan pasokan pada umumnya disebabkan oleh keterbatasan jumlah daya mampu mesin pembangkit, baik karena gangguan mesin pembangkit maupun usia pembangkit yang sudah tua, serta meningkatnya pertumbuhan pemakaian tenaga listrik. Untuk mengatasi kekurangan pasokan pada beberapa sistem *isolated* dalam jangka pendek dilakukan dengan sewa pembangkit, serta penambahan pembangkit PLTG/MG.

Dengan beroperasinya sistem interkoneksi Batam-Bintan akan memperbaiki pasokan daya sub sistem Tanjung Pinang. Saat ini telah dilakukan *energizetest* untuk kabel laut dan GI Tanjung Uban, dengan rencana COD 2016.

A4.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan Ekonomi Kepulauan Riau diperkirakan masih akan terus meningkat pada tahun mendatang, dimana target pertumbuhan ekonomi yang tinggi menjadi perhatian para investor untuk menanamkan modalnya di Provinsi Kepulauan Riau. Maka Pemerintah Daerah perlu membantu memberikan kemudahan dalam pemberian perijinan, sedangkan PLN bertugas menyiapkan ketersediaan sarana Ketenagalistrikan.

Rencana pengembangan ekonomi tersebut, ditandai dengan akan dibangunnya kawasan-kawasan industri seperti Kawasan Industri Lobam, Galang Batang, Senggarang, Dompok dan Soma serta beberapa Kabupaten telah dicanangkan sebagai Kawasan Ekonomi Khusus.

Proyeksi Kebutuhan Listrik Provinsi Kepulauan Riau 2015-2024

Dari realisasi penjualan listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 seperti pada Tabel A4.2.

Tabel A4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Sales (Gwh) | Produksi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|--------|-------------------------------|----------------|-------------------|-------------------------|-----------|
| 2015 | 6.8 | 745 | 817 | 152 | 220,791 |
| 2016 | 7.2 | 812 | 888 | 165 | 235,882 |
| 2017 | 7.4 | 886 | 965 | 179 | 251,763 |
| 2018 | 7.5 | 968 | 1,051 | 195 | 268,530 |
| 2019 | 7.3 | 1,059 | 1,149 | 213 | 286,271 |
| 2020 | 7.3 | 1,160 | 1,258 | 233 | 305,141 |
| 2021 | 7.3 | 1,273 | 1,381 | 255 | 325,307 |
| 2022 | 7.3 | 1,401 | 1,518 | 280 | 346,940 |
| 2023 | 7.3 | 1,545 | 1,672 | 308 | 363,469 |
| 2024 | 7.3 | 1,707 | 1,847 | 340 | 383,303 |
| Growth | 7.3% | 9.6% | 9.5% | 9.4% | 6.3% |

A4.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Menurut informasi dari Kementerian ESDM, di West Natuna Basin terdapat potensi gas alam sebesar 51,46 TCF. Selain itu di kawasan blok D-Alpha Natuna terdapat cadangan gas yang sangat besar, yaitu 222 TCF dan 500 juta barel minyak. Sedangkan potensi tenaga air relatif kecil.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025 dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di sistem interkoneksi 150 kV dan sistem *isolated* total sekitar 257 MW. Rencana pengembangan pembangkit ditampilkan pada Tabel A4.3.

Tabel A4.3. Pengembangan Pembangkit

| No. | PROYEK | JENIS | Asumsi Pengembang | Kapasitas (MW) | COD | Status |
|-----|-------------------------------------|---------|----------------------|-------------------|-----------|------------|
| 1 | TB. Karimun #2 (FTP1) | PLTU | PLN | 7 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Mobile PP Tanjung Pinang | PLTMG | Swasta | 25 | 2017 | Rencana |
| 3 | Dabo Singkep-1 | PLTMG | Swasta | 10 | 2018 | Pengadaan |
| 4 | Natuna-2 | PLTG/MG | Swasta | 20 | 2018 | Pengadaan |
| 5 | Tanjung Balai Karimun Peaker | PLTG/MG | Swasta | 20 | 2018 | Pengadaan |
| 6 | Tanjung Batu | PLTMG | Swasta | 10 | 2018 | Pengadaan |
| 7 | Tanjung Pinang | PLTMG | Swasta | 50 | 2018 | Pengadaan |
| 8 | Tanjung Batu-2 | PLTMG | Swasta | 10 | 2020 | Committed |
| 9 | Tanjung Balai Karimun-1 | PLTU | Unallocated | 40 | 2020 | Rencana |
| 10 | Dabo Singkep | PLTMG | Unallocated | 20 | 2021 | Rencana |
| 11 | Natuna-3 | PLTG/MG | Unallocated | 25 | 2021 | Rencana |
| 12 | Tanjung Batu-3 | PLTMG | Unallocated | 30 | 2022/23 | Rencana |
| 13 | Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar | PLTBm | Swasta | 1 | 2016-2025 | Rencana |
| | Total | | | 268 | | |

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Sampai dengan tahun 2025 diperlukan sekitar 540 MVA kapasitas trafo, seperti diperlihatkan pada Tabel A4.4.

Tabel A4.4. Pengembangan GI 150 kV Baru

| No | Gardu Induk | Tegangan | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|----|---------------------------|-----------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 1 | Sri Bintan | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Air Raja | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Kijang | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Tj.Pinang/PLTMG Tj.Pinang | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Pengadaan |
| | TOTAL | | | 180 | | |
| 5 | Tanjung Uban | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Air Raja | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Konstruksi |
| 7 | Air Raja | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 8 | Tanjung Uban | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 9 | Kijang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| | TOTAL | | | 180 | | |

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 150 kV, diperlukan pengembangan transmisi 150 kV sepanjang 250 kms seperti ditampilkan dalam Tabel A4.5.

Tabel A4.5. Pembangunan SUTT 150 kV

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|----|---------------------------|------------|----------|---------------|------------|------|------------|
| 1 | Tanjung Uban | Sri Bintan | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Sri Bintan | Air Raja | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 70 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Air Raja | Kijang | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 80 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Tj.Pinang/PLTMG Tj.Pinang | Air Raja | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 40 | 2018 | Committed |
| | Jumlah | | | | 250 | | |

Walaupun di sistem kelistrikan Bintan telah direncanakan pembangkit yang cukup banyak seperti pada tabel A4.3, sistem ini direncanakan akan diinterkoneksi dengan sistem Batam melalui kabel laut 150 kV. Tujuan interkoneksi tersebut adalah untuk menggantikan peran PLTD di sistem Bintan, baik *peak* maupun *baseload*, dengan transfer energi dari Batam yang biaya produksinya lebih rendah. Interkoneksi ini juga dimaksudkan untuk meningkatkan keandalan sistem Bintan karena terinterkoneksi dengan sistem kelistrikan yang jauh lebih besar.

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 168 ribu pelanggan sampai dengan 2025 atau rata-rata 16,8 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 505 kms, JTR sekitar 2.101 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 142 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A4.6 berikut.

Tabel A4.6. Pengembangan Sistem Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR Kms | Trafo MVA | Tambahan Pelanggan | Total Inv Juta USD |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------------------|-----------------------|
| 2016 | 50.6 | 155.9 | 13.7 | 5.974 | 5,8 |
| 2017 | 50.4 | 165.5 | 13.9 | 15.091 | 6,4 |
| 2018 | 50.3 | 175.7 | 14.0 | 15.881 | 6,6 |
| 2019 | 50.1 | 186.8 | 13.6 | 16.767 | 6,7 |
| 2020 | 49.9 | 198.5 | 14.2 | 17.741 | 7,0 |
| 2021 | 49.8 | 211.3 | 14.5 | 18.870 | 7,3 |
| 2022 | 49.7 | 225.3 | 14.4 | 20.166 | 7,5 |
| 2023 | 49.7 | 240.6 | 15.0 | 21.633 | 7,8 |
| 2024 | 49.7 | 257.3 | 14.1 | 16.529 | 7,5 |
| 2025 | 54.9 | 284.3 | 15.4 | 19.834 | 8,4 |
| 2016-2025 | 505.1 | 2,101.4 | 142.8 | 168.486 | 71,0 |

A4.4. SISTEM KELISTRIKAN NATUNA

Kabupaten Natuna terletak paling utara dari wilayah Republik Indonesia di kawasan Laut Cina Selatan seperti terlihat pada Gambar A4.2.



Gambar A4.2. Peta Pulau Natuna

Natuna berada pada jalur pelayaran internasional Hongkong, Jepang, Korea dan Taiwan. Kabupaten ini terkenal dengan penghasil migas dengan cadangan yang sangat besar sebagaimana diuraikan pada butir A4.3. Kelistrikan Pulau Natuna dipasok dari PLTD dengan Kapasitas terpasang 22 MW dan beban puncak 12 MW. Sistem distribusi berupa SUTM sepanjang 57,4 kms dengan jumlah gardu hubung 29 unit dan kapasitas terpasang 2.450 kVA. Adapun rencana pengembangan kelistrikan di Pulau Natuna berupa penambahan PLTG/MG sebesar 10 MW ditahun 2018 dan 25 MW di tahun 2021. Dengan beroperasinya PLTG/MG tersebut maka penggunaan PLTD di kepulauan Natuna dapat dihilangkan.

A4.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 adalah seperti tersebut dalam Tabel A4.7.

Tabel A4.7. Ringkasan

| Tahun | Energy Sales (Gwh) | Produksi Energi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|----------------|--------------------|-----------------------|-------------------|-----------------|----------|-----------------|-----------------------|
| 2016 | 745 | 817 | 152 | 8 | 150 | 210 | 64,3 |
| 2017 | 812 | 888 | 165 | 25 | - | - | 23,9 |
| 2018 | 886 | 965 | 179 | 110 | 30 | 40 | 96,1 |
| 2019 | 968 | 1.051 | 195 | - | 60 | - | 8,8 |
| 2020 | 1.059 | 1.149 | 213 | 50 | - | - | 28,0 |
| 2021 | 1.160 | 1.258 | 233 | 45 | - | - | 38,8 |
| 2022 | 1.273 | 1.381 | 255 | 15 | - | - | 18,0 |
| 2023 | 1.401 | 1.518 | 280 | 15 | - | - | 18,3 |
| 2024 | 1.545 | 1.672 | 308 | - | - | - | 7,5 |
| 2025 | 1.707 | 1.847 | 340 | - | 120 | - | 12,6 |
| Growth/ Jumlah | 9,6% | 9,5% | 9,4% | 268 | 360 | 250 | 316,3 |

LAMPIRAN A.5

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)

DI PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG

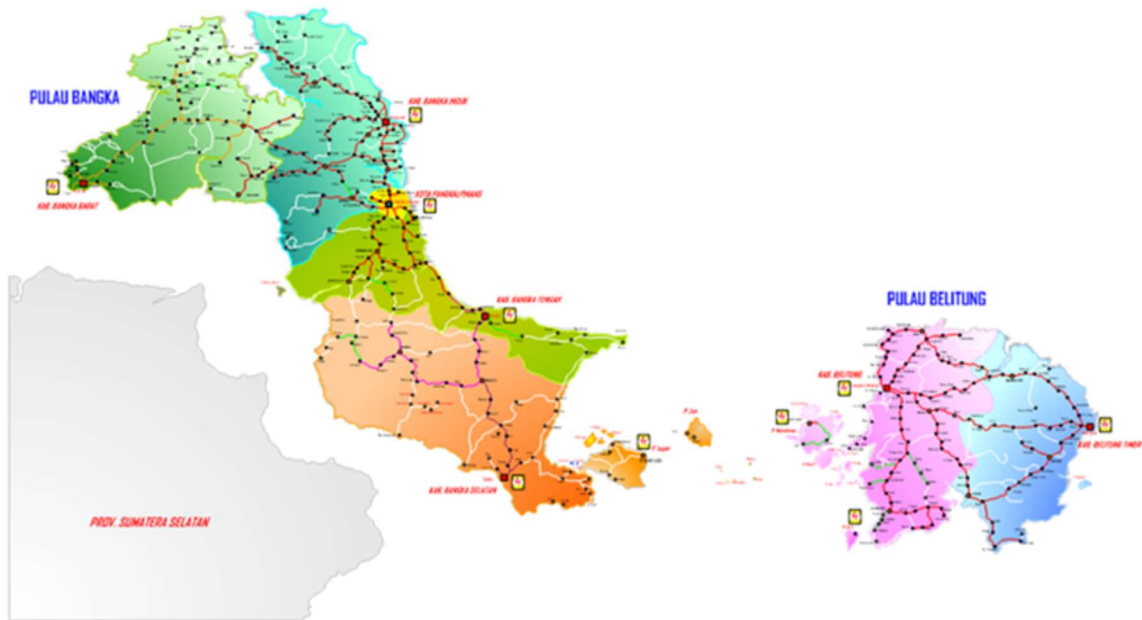
A5.1. KONDISI SAAT INI

Sistem kelistrikan di Provinsi Bangka Belitung secara garis besar dikelompokkan menjadi dua sistem kelistrikan yang terpisah yaitu:

1. Sistem Bangka yang dipasok dari 4 PLTD milik PLN dan 1 PLTBm IPP, yaitu: PLTD Merawang, PLTD Mentok, PLTD Koba,PLTD Toboali, dan PLTBm IPP Listrindo. Pembangkit-pembangkit tersebut terinterkoneksi melalui jaringan distribusi 20 kV.
2. Sistem Belitung yang dipasok dari 2 PLTD PLN,1PLTBm IPP dan 1 PLTBg IPP, yaitu: PLTD Pilang, PLTD Manggar, PLTBm IPP Belitung Energy dan PLTBg IPP PT Austindo Aufwind New Energy (PT AANE).

Pembangkit - pembangkit tersebut terinterkoneksi melalui jaringan distribusi 20 kV.

Sistem kelistrikan 20 kV di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung seperti ditunjukkan pada GambarA5.1.



Gambar A5.1. Peta Jaringan SUTM di Provinsi KepulauanBangka BelitungSaat Ini

Pada saat ini sebagian besar pasokan listrik di Provinsi Bangka Belitung diperoleh dari pembangkit dengan bahan bakar HSD. Total kapasitas terpasang adalah 304,5 MW. Tabel A5.1memperlihatkan komposisi sistem pembangkitan di Provinsi Bangka Belitung.

Tabel A5.1. Kapasitas Terpasang dan Daya Mampu Pembangkit

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) |
|----|--------------------------|-------|-------------------|---------|--------------------------|
| 1 | PLTD Tersebar BABEL | PLTD | HSD | PLN | 9.19 |
| 2 | PLTD Tersebar (SW) BABEL | PLTD | HSD | Sewa | 27 |
| 3 | PLTU SUGE | PLTU | Batubara | PLN | 16.5 |

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) |
|-------|------------------------------|-------|-------------------|---------|--------------------------|
| 4 | PLTS PONGOK | PLTS | Surya | PLN | 0.13 |
| 5 | PLTU 3 BABEL | PLTU | Batubara | PLN | 60 |
| 6 | PLTD PILANG | PLTS | Surya | PLN | 0 |
| 7 | PLTS BUKU LIMAU | PLTS | Surya | PLN | 0 |
| 8 | PLTS CELAGEN | PLTS | Surya | PLN | 0.08 |
| 9 | PLTD PILANG | PLTD | HSD | PLN | 27.44 |
| 10 | PLTS GERSIK | PLTS | Surya | PLN | 0 |
| 11 | PLTU SUGE | PLTU | Batubara | PLN | - |
| 12 | PILANG ALTRAK | PLTS | Surya | PLN | - |
| 13 | PLTD MERAUWANG | PLTD | HSD | PLN | 42.3 |
| 14 | PLTS BUKU LIMAU | PLTS | Surya | PLN | 0.1 |
| 15 | PLTS PULAU GERSIK | PLTS | Surya | PLN | 0.0 |
| 16 | PLTD MERAUWANG (SW) | PLTD | HSD | Sewa | 42.3 |
| 17 | PLTD PILANG (SW) | PLTD | HSD | Sewa | 27.4 |
| 18 | PLTD AIR ANYIR SEWATAMA (SW) | PLTD | HSD | Sewa | 52.0 |
| Total | | | | | 304.48 |

A5.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Provinsi Kep.Bangka Belitung merupakan provinsi pemekaran dari Provinsi Sumatera Selatan. Sebagai provinsi baru maka sangat memerlukan banyak sarana prasarana untuk mendukung aktivitas perekonomian dan program pemerintahan terutama untuk menarik investasi ke Provinsi Kepulauan Bangka Belitung. 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 ketenagalistrikan dan meningkatkan efisiensi penyaluran tenaga listrik.

Komposisi penjualan per Sektor pelanggan provinsi Bangka Belitung adalah seperti pada tabel A5.2

Tabel A5.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

| No. | Kelompok Tarif | Energi Jual (GWh) | Porsi (%) |
|--------|-------------------|----------------------|--------------|
| 1 | Rumah Tangga | 576 | 70% |
| 2 | Komersil | 130 | 17% |
| 3 | Publik | 54 | 7% |
| 4 | Industri | 45 | 6% |
| JUMLAH | | 805 | 100% |

Dari realisasi penjualan listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi dan industri, pertambahan penduduk, dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik Bangka Belitung pada tahun 2016-2025 dapat dilihat pada Tabel A5.3

Tabel A5.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Sales (Gwh) | Produksi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|--------|----------------------------|----------------|----------------|-------------------------|-----------|
| 2016 | 6,0 | 950 | 1.107 | 183 | 390.316 |
| 2017 | 6,5 | 1.056 | 1.228 | 203 | 401.932 |
| 2018 | 6,9 | 1.174 | 1.364 | 227 | 414.166 |
| 2019 | 7,3 | 1.311 | 1.520 | 254 | 427.126 |
| 2020 | 5,9 | 1.461 | 1.692 | 283 | 440.692 |
| 2021 | 5,9 | 1.632 | 1.887 | 317 | 455.020 |
| 2022 | 5,9 | 1.829 | 2.112 | 356 | 470.178 |
| 2023 | 5,9 | 2.060 | 2.376 | 402 | 486.273 |
| 2024 | 5,9 | 2.331 | 2.686 | 456 | 503.431 |
| 2025 | 5,9 | 2.652 | 3.053 | 520 | 521.887 |
| Growth | 6,2% | 12,1% | 11,9% | 12,3% | 3,3% |

A5.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Pengembangan sarana untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung yaitu pengembangan sarana pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi.

Potensi Sumber Energi

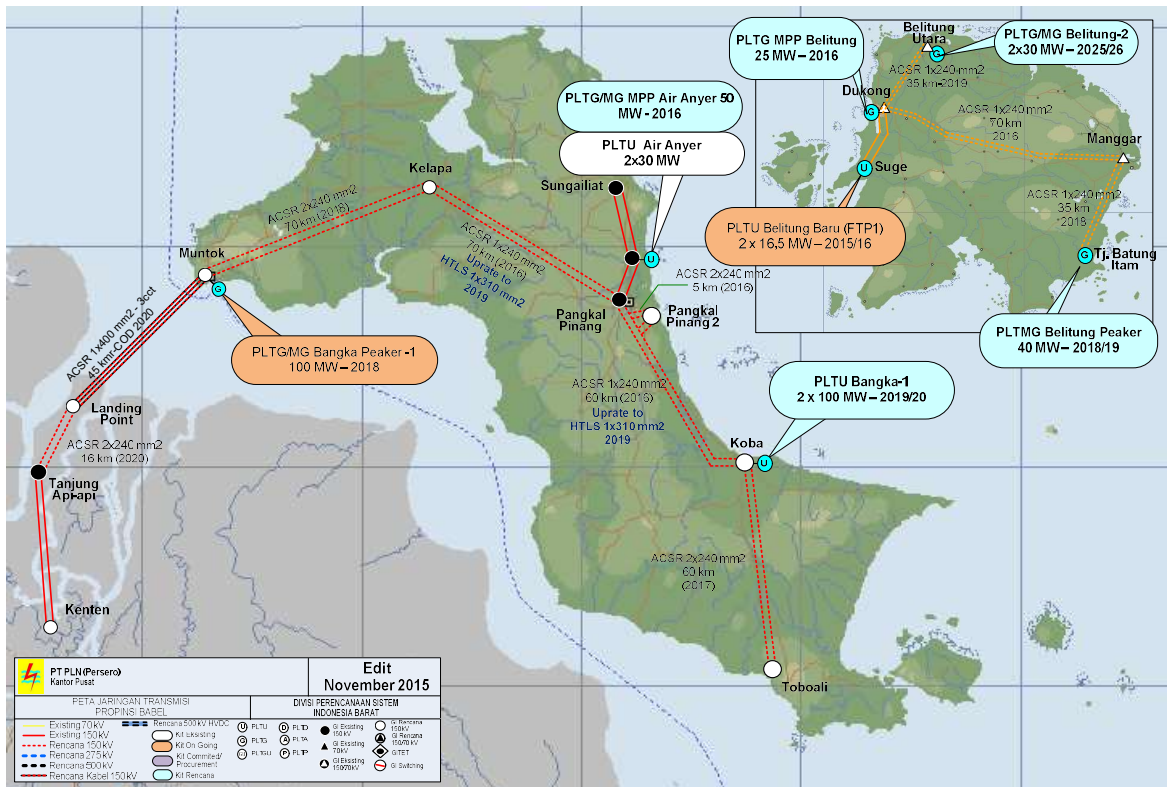
Sumber energi di Bangka Belitung untuk membangkitkan energi listrik sangat terbatas. Oleh sebab itu kebutuhan energi primer untuk pembangkitan tenaga listrik di Babel harus didatangkan dari luar wilayah berupa batubara, gas, dan BBM.

Pengembangan Pembangkit

Selama ini Sistem Kelistrikan 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 ketiga hal mendasar di atas, pendekatan pengembangan Sistem Kelistrikan Provinsi Bangka Belitung tidak lagi menggunakan pendekatan Sistem *Isolated* Besar terutama Pulau Bangka, di mana nantinya Sistem Bangka akan dihubungkan dengan sistem Sumatera seperti pada Gambar A5.2.



Gambar A5.2 Rencana Sistem Kelistrikan Bangka

Rencana pengembangan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Bangka Belitung sampai dengan tahun 2025 adalah seperti ditampilkan pada Tabel A5.4. berikut. Potensi energi terbarukan di Provinsi Bangka Belitung antara lain Pembangkit Biomass/Biofuel sekitar 43.3 MW dan Pembangkit surya sekitar 20 MW. Untuk pembangkit surya operasinya bertahap sesuai dengan kemampuan sistem.

Tabel A5.4. Pengembangan Pembangkit

| No. | PROYEK | JENIS | Asumsi Pengembang | Kapasitas (MW) | COD | Status |
|-----|-------------------------------------|---------|----------------------|-------------------|-----------|------------|
| 1 | Mobile PP belitung | PLTG/MG | Swasta | 25.0 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Belitung Baru (FTP1) #2 | PLTU | PLN | 16.5 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Mobile PP Bangka | PLTG/MG | Swasta | 50.0 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Belitung Peaker | PLTG/MG | Swasta | 20.0 | 2018 | Rencana |
| 5 | Bangka Peaker | PLTG/MG | Swasta | 100.0 | 2018 | Pengadaan |
| 6 | Belitung Peaker | PLTG/MG | Swasta | 20.0 | 2019 | Pengadaan |
| 7 | Bangka-1 | PLTU | Swasta | 200.0 | 2019/20 | Rencana |
| 8 | Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar | PLTBm | Swasta | 43.4 | 2016-2025 | Rencana |
| 9 | Pembangkit Surya tersebar | PLTS | Swasta | 20.0 | 2016-2025 | Rencana |
| | Total | | | 494.9 | | |

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Sampai dengan tahun 2024 diperlukan pengembangan GI 150 kV dan 70 kV seperti diperlihatkan pada Tabel A5.5.

Tabel A5.5. Pembangunan GI 150 kV

| No | Gardu Induk | Tegangan | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|----|---------------------------------|-----------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 1 | Kelapa | 150/20 kV | New | 30,0 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Koba | 150/20 kV | New | 30,0 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Manggar | 70/20 kV | New | 30,0 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Toboali | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Committed |
| 5 | Muntok | 150/20 kV | New | 60,0 | 2018 | Konstruksi |
| 6 | PLTMG Belitung | 70/20 kV | New | 30,0 | 2018 | Pengadaan |
| 7 | Belitung Utara/Tj. Tinggi | 70/20 kV | New | 30,0 | 2018 | Proposed |
| 8 | Pangkalan Baru/Pangkal Pinang 2 | 150/20 kV | New | 60,0 | 2020 | Rencana |
| | Total | | | 330,0 | | |
| 9 | Pangkal Pinang | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 10 | Kelapa | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 11 | Pangkal Pinang | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 12 | Manggar | 70/20 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Pengadaan |
| 13 | Dukong | 70/20 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 14 | Dukong | 70/20 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 15 | Koba | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Committed |
| 16 | Pangkal Pinang | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 17 | Sungailiat | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2017 | Committed |
| 18 | Pangkal Pinang/Kampak | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2017 | Committed |
| 19 | Air Anyir | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2017 | Committed |
| 20 | Pangkal Pinang | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 21 | Sungai Liat | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 22 | Bangka Landing Point (muntok) | 150/20 kV | Ext | 3 LB | 2020 | Rencana |
| 23 | Koba | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2021 | Rencana |
| 24 | Belitung Utara/Tj. Tinggi | 70/20 kV | Ext | 30,0 | 2021 | Rencana |
| 25 | Dukong | 70/20 kV | Ext | 30,0 | 2016 | Konstruksi |
| | Total | | | 390,0 | | |

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 150 kV dan 70 kV, diperlukan pengembangan transmisi 150 kV dan 70 kV sepanjang 1.065 kms seperti ditampilkan pada Tabel A5.6.

Tabel A5.6. Pembangunan SUTT 150 kV & 70 kV

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | | kms | COD | Status |
|----|--|--------------------------------|----------|-----------|---------------------------------------|------|------|------------|
| 1 | Pangkal Pinang | Kelapa | 150 kV | 2 | cct, 2 Hawk | 140 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Kelapa | muntok | 150 kV | 2 | cct, 2 Hawk | 140 | 2018 | Konstruksi |
| 3 | Pangkal Pinang | Koba | 150 kV | 2 | cct, 1 Hawk | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | PLTMG Belitung Peaker/Tanjung Batu Itam | Manggar | 70 kV | 2 | cct, 1 Hawk | 70 | 2018 | Pengadaan |
| 5 | Dukong | Belitung Utara | 70 kV | 2 | cct, 1 Hawk | 70 | 2019 | Rencana |
| 6 | Dukong | Manggar | 70 kV | 2 | cct, 1 Hawk | 140 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Koba | Toboali | 150 kV | 2 | cct, 1 Hawk | 120 | 2017 | Rencana |
| 8 | Pangkal Pinang (Rekonduktoring) | Koba (Rekonduktoring) | 150 kV | 2 | cct, HTLS 1x310 mm2 | 120 | 2019 | Rencana |
| 9 | Sumatera Landing Point | Bangka Landing Point | 150 kV | 3 | cct, XLPE CU 1x400 mm2 (Under Sea) | 135 | 2020 | Committed |
| 10 | Pangkal Pinang 2 | Inc. 2Pi (Pangkal Pinang-Koba) | 150 kV | 2 | cct, HTLS 1x310 mm2 | 10 | 2020 | Rencana |
| | Jumlah | | | | | 1065 | | |

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 142 ribu pelanggan sampai dengan 2025 ataurata-rata 14,2 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut. diperlukan

pembangunan JTM 1.403 kms, JTR sepanjang 2.617 kms,gardu distribusi 176 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A5.7 berikut.

Tabel A5.7. Pengembangan Sistem Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Tambahan Pelanggan | Total Inv Juta USD |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------------------|-----------------------|
| 2016 | 238.9 | 404.5 | 13 | 11,023 | 14.6 |
| 2017 | 308.6 | 368.8 | 14 | 11,616 | 16.0 |
| 2018 | 190.8 | 196.3 | 15 | 12,234 | 10.7 |
| 2019 | 148.8 | 264.3 | 16 | 12,959 | 10.7 |
| 2020 | 102.5 | 229.3 | 17 | 13,567 | 9.2 |
| 2021 | 77.5 | 211.4 | 17 | 14,328 | 8.3 |
| 2022 | 78.8 | 215.5 | 18 | 15,158 | 8.6 |
| 2023 | 80.5 | 224.4 | 20 | 16,096 | 9.1 |
| 2024 | 82.6 | 235.5 | 22 | 17,158 | 9.7 |
| 2025 | 94.0 | 267.9 | 24 | 18,456 | 10.9 |
| 2016-2025 | 1,403 | 2,618 | 176 | 142,594 | 107.8 |

A5.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2025 adalah seperti tersebut dalam Tabel A5.8.

Tabel A5.8. Ringkasan

| Tahun | Energy Sales (Gwh) | Produksi Energi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|-------------------|--------------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------------|
| 2016 | 950 | 1.107 | 183 | 95 | 120 | 400 | 182 |
| 2017 | 1.056 | 1.228 | 203 | - | 240 | 120 | 40 |
| 2018 | 1.174 | 1.364 | 227 | 160 | 120 | 210 | 193 |
| 2019 | 1.311 | 1.520 | 254 | 120 | - | 190 | 179 |
| 2020 | 1.461 | 1.692 | 283 | 100 | 60 | 145 | 321 |
| 2021 | 1.632 | 1.887 | 317 | - | 90 | - | 12 |
| 2022 | 1.829 | 2.112 | 356 | - | - | - | 9 |
| 2023 | 2.060 | 2.376 | 402 | - | - | - | 9 |
| 2024 | 2.331 | 2.686 | 456 | - | 120 | - | 15 |
| 2025 | 2.652 | 3.053 | 520 | - | - | - | 11 |
| Growth/ Jumlah | 12,1% | 11,9% | 12,3% | 475 | 750 | 1.065 | 971 |

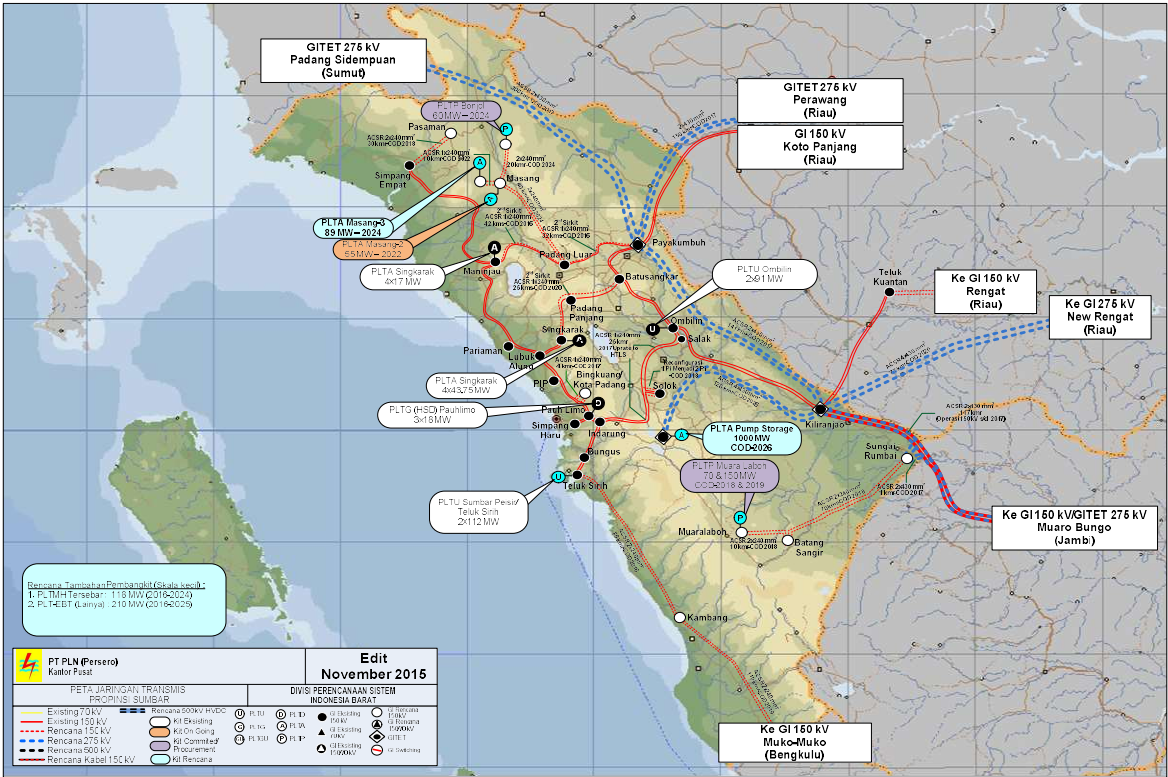
LAMPIRAN A.6

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)

DI PROVINSI SUMATERA BARAT

A6.1. KONDISI SAAT INI

Pasokan sistem kelistrikanProvinsi Sumatera Barat diluar kepulauan Mentawai berasal dari sistem interkoneksi 150 kV Sumatera Bagian Tengah (Jambi-Sumbar-Riau) melalui 16 Gardu Induk dengan kapasitas total 744 MVA dan beban puncak sebesar 512 MW seperti yang terlihat pada Gambar A6.1.1



Gambar A6.1.1 Sistem Interkoneksi di Provinsi Sumatera Barat

Saat ini di Provinsi Sumatera Barat terdapat pembangkit-pembangkit besar sebagaimana ditunjukkan pada Tabel A6.1.

Tabel A6.1 Kapasitas Pembangkit di Sistem Interkoneksi

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) |
|-------|----------------------|-------|-------------------|---------|--------------------------|
| 1 | MANINJAU | PLTA | Hydro | PLN | 68.0 |
| 2 | BATANG AGAM | PLTA | Hydro | PLN | 10.5 |
| 3 | PAUH LIMO | PLTG | HSD | PLN | 142.6 |
| 4 | OMBILIN | PLTU | Batubara | PLN | 190.0 |
| 5 | SINGKARAK | PLTA | Hydro | PLN | 175.0 |
| 6 | TELUK SIRIH | PLTU | Batubara | PLN | 224.0 |
| 7 | PAUH LIMO (SW) | PLTD | HSD | Sewa | 142.6 |
| 8 | Tersebar Sumbar | PLTD | HSD | PLN | 1.6 |
| 9 | Tersebar (SW) Sumbar | PLTD | HSD | Sewa | 1.3 |
| 10 | PLTM Tersebar Sumbar | PLTM | Hydro | PLN | 66.0 |
| Total | | | | | 1021 |

Sebagian besar pembangkit di subsistem Sumbar adalah jenis *hydro*, sehingga saat kondisi musim kering rawan terjadi defisit daya.

Untuk sistem kelistrikan *isolated* antara lain Kepulauan Mentawai, saat ini mempunyai beban puncak 1,9 MW yang dipasok dari beberapa PLTD berkapasitas kecil yang berjumlah 31 unit dan tersebar di 8 sentral PLTD dengan kapasitas terpasang seperti yang dijabarkan pada tabel A6.2

Beberapa daerah di Pesisir Selatan seperti sebagian Kambang, sebagian Balai Selasa, sebagian Lakuak, dan Lunang membentuk sistem-sistem *isolated* sendiri dengan beban puncak total sebesar 12.6 MW. Hal tersebut terjadi karena kualitas tegangan di daerah tersebut sangat rendah akibat jauhnya jarak (± 260 km) dari GI Pauh Limo sebagai pemasok tenaga listrik daerah Pesisir Selatan.

Selain itu Solok Selatan juga masih sistem *isolated* dengan sumberdaya berasal dari PLTM Pinang Awan yang beroperasi paralel dengan sistem 20 kV untuk membantu menaikkan tegangan di daerah tersebut mengingat jaraknya yang jauh dari GI Solok sebagai pemasok tenaga listrik daerah tersebut.

Tabel A6.2. Pembangkit di Sistem *Isolated*

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) |
|-----------------------|-----------------|-------|-------------|---------|--------------------------|
| Kepulauan Mentawai | | | | | 2,8 |
| 1 | Sikabalu | PLTD | HSD | PLN | 0.1 |
| 2 | Sikakap | PLTD | HSD | PLN | 0.4 |
| 3 | Sipora | PLTD | HSD | PLN | 0.1 |
| 4 | Seay Baru | PLTD | HSD | PLN | 0.1 |
| 5 | Saumangayak | PLTD | HSD | PLN | 0.2 |
| 6 | Simalakopa | PLTD | HSD | PLN | 0.0 |
| 7 | Simalepet | PLTD | HSD | PLN | 0.2 |
| 8 | Tua Pejat | PLTD | HSD | PLN | 1.6 |
| Pesisir Selatan | | | | | 7,3 |
| 1 | Lakuak | PLTD | HSD | PLN | 1.9 |
| 2 | Balai Selasa | PLTD | HSD | PLN | 0.6 |
| 3 | Indra Pura | PLTD | HSD | PLN | 1.3 |
| 4 | Tapan | PLTD | HSD | PLN | 0.9 |
| 5 | Lunang | PLTD | HSD | PLN | 2.2 |
| 6 | Salido Kecil | PLTMH | Air | Swasta | 0.3 |
| Solok Selatan | | | | | 0,4 |
| 1 | Pinang Awan | PLTM | Air | PLN | 0.4 |
| Total <i>Isolated</i> | | | | | 10,5 |

A6.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Penjualan energi per-kelompok tarif tahun 2014 adalah seperti pada tabel A6.3 berikut.

Tabel A6.3 Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

| No | Kelompok Tarif | Energi Jual (GWh) | Porsi (%) |
|--------|----------------|-------------------|-----------|
| 1 | Rumah Tangga | 1,497 | 49,8 |
| 2 | Komersial | 412 | 13,7 |
| 3 | Publik | 252 | 8,4 |
| 4 | Industri | 844 | 28,1 |
| Jumlah | | 3.005 | 100,0 |

Dari realisasi penjualan listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi dan industri, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik Sumatera Barat pada tahun 2016-2025 dapat dilihat pada Tabel A6.4.

Tabel A6.4 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Sales (Gwh) | Produksi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|--------|-------------------------|-------------|----------------|-------------------|-----------|
| 2016 | 7,1 | 3.374 | 3.634 | 567 | 1.283.158 |
| 2017 | 7,6 | 3.659 | 3.936 | 654 | 1.365.829 |
| 2018 | 8,0 | 3.967 | 4.262 | 707 | 1.432.375 |
| 2019 | 8,6 | 4.292 | 4.606 | 756 | 1.496.696 |
| 2020 | 6,8 | 4.610 | 4.941 | 814 | 1.559.092 |
| 2021 | 6,8 | 4.887 | 5.232 | 859 | 1.595.829 |
| 2022 | 6,8 | 5.194 | 5.554 | 909 | 1.627.222 |
| 2023 | 6,8 | 5.509 | 5.886 | 961 | 1.649.920 |
| 2024 | 6,8 | 5.867 | 6.265 | 1.019 | 1.672.129 |
| 2025 | 6,8 | 6.236 | 6.683 | 1.084 | 1.693.848 |
| Growth | 7,2% | 7,1% | 7,0% | 7,5% | 3,1% |

A6.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi, dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Sumber energi yang tersedia di Sumatera Barat antara lain batubara, panas bumi, dan tenaga air. Menurut informasi dari Bapeda Sumatera Barat, potensi batubara tersebar di Kota Sawahlunto, Kabupaten Sijunjung, Kabupaten Pesisir Selatan, Kabupaten Solok, Kabupaten Limapuluh Kota dan Kabupaten Solok Selatan. Menurut informasi dari Kementerian ESDM, potensi panas bumi di Sumatera Barat adalah sekitar 908 MW dan berada di Muaralabuh – Kabupaten Solok Selatan dan di Talang - Kabupaten Solok. Sedangkan potensi tenaga air tersebar hampir di Provinsi Sumatera Barat seperti terlihat pada Tabel A6.5.

Tabel A6.5 Potensi Tenaga Air

| No | Lokasi | DAS | Type | Kapasitas (MW) | Kabupaten/ Kecamatan | No | Lokasi | DAS | Type | Kapasitas (MW) | Kabupaten/ Kecamatan |
|----|--------------|------------------|------|----------------|----------------------|----|--------------|-------------------|------|----------------|----------------------|
| 1 | Pasaman | Bt. Pasaman | ROR | 21.2 | Pasaman | 25 | Batanghari-3 | Batanghari | RSV | 34.8 | Sik Selatan |
| 2 | Sangir-2 | Bt. Sangir | ROR | 2.2 | Solok | 26 | Batanghari-5 | Batanghari | ROR | 6.7 | Sik Selatan |
| 3 | Sangir-3 | Bt. Sangir | ROR | 7.8 | Solok | 27 | Batanghari-6 | Batanghari | ROR | 10.1 | Sik Selatan |
| 4 | Sinamar-2 | Bt. Sinamar | ROR | 13.1 | Tanah Datar | 28 | Batanghari-7 | Batanghari | ROR | 6.9 | Dhamasraya |
| 5 | Masang-2 | Bt. Masang | ROR | 14.5 | Agam | 29 | Fatimah | Fatimah | ROR | 2.8 | Pasbar |
| 6 | Tuik | Bt. Tuik | ROR | 6.4 | Pessel | 30 | Sikarbau | Sikarbau | ROR | 2.4 | Pasbar |
| 7 | Lanajan-2 | Bt. Lengayang | ROR | 3.1 | Pessel | 31 | Balangir | Balangir | ROR | 0.4 | Sik Selatan |
| 8 | Lubuk-2 | Bt. Rokan | ROR | 4.6 | Pasaman | 32 | Landai-1 | Bt. Langir | ROR | 6.8 | Pessel |
| 9 | Asik | Bt. Asik | RSV | 1.7 | Pasaman | 33 | Sumani | Bt. Sumani | ROR | 0.6 | Solok |
| 10 | Lubuk-4U | Bt. Lubuk | ROR | 4.8 | Pasaman | 34 | Guntung | Bt. Guntung | ROR | 4.0 | Agam |
| 11 | Sumpur-1U | Bt. Sumpur | RSV | 2.7 | Pasaman | 35 | Sungai Putih | Bt. Lumpo | ROR | 1.7 | Pessel |
| 12 | Kampar KN-1 | Bt. Kampar Kanan | RSV | 29.4 | 50 Kota | 36 | Kerambil | Bt. Bayang Janiah | ROR | 1.6 | Pessel |
| 13 | Kampar KN-2 | Bt. Kampar Kanan | RSV | 8.6 | 50 Kota | 37 | Muaro Sako | Bt. Muaro Sako | ROR | 3.0 | Pessel |
| 14 | Kapur-1 | Bt. Kapur | RSV | 10.6 | 50 Kota | 38 | Induring | Bt. Jalamu | ROR | 2.2 | Pessel |
| 15 | Mahat-10 | Bt. Mahat | RSV | 12.6 | 50 Kota | 39 | Palangai-3 | Bt. Palangai | ROR | 4.1 | Pessel |
| 16 | Mahat-2U | Bt. Mahat | RSV | 2.2 | 50 Kota | 40 | Kambang-1 | Bt. Kambang | ROR | 5.5 | Pessel |
| 17 | Sumpur-K1 | Bt. Sumpur | RSV | 8.1 | S. Sijunjung | 41 | Kapas-1 | Bt. Tumpatih | ROR | 8.1 | Pessel |
| 18 | Palangki-1 | Bt. Palangki | RSV | 11.8 | S. Sijunjung | 42 | Landai-2 | Bt. Air Haji | ROR | 7.1 | Pessel |
| 19 | Palangki-2 | Bt. Palangki | RSV | 17.9 | S. Sijunjung | 43 | Sumpur-K2 | Bt. Sumpur | ROR | 4.2 | Tanah Datar |
| 20 | Sibakur | Bt. Sibakur | RSV | 5.5 | S. Sijunjung | 44 | Lawas-1D | Bt. Lawas | RSV | 11.2 | S. Sijunjung |
| 21 | Sibayang | Bt. Sibayang | RSV | 15.0 | Agam | 45 | Gumanti-1 | Bt. Gumanti | ROR | 5.9 | Solok |
| 22 | Sukam | Bt. Sukam | RSV | 19.4 | S. Sijunjung | 46 | Sikiah-1 | Bt. Gumanti | RSV | 30.4 | Solok |
| 23 | Kuantan-1 | Bt. Kuantan | ROR | 3.4 | S. Sijunjung | 47 | Sikiah-2 | Bt Sikiah | RSV | 18.0 | Solok |
| 24 | Batanghari-2 | Batanghari | RSV | 22.2 | Sik Selatan | | | | | | |

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik hingga tahun 2025 direncanakan pengembangan pembangkit di Sumatera Barat berkapasitas total 759,8 MW, dan transfer energi dengan sistem interkoneksi Sumatera. Pengembangan pembangkit interkoneksi di Sumatera Barat ditampilkan pada Tabel A6.6.

Tabel A6.6 Pengembangan Pembangkit di Sistem Interkoneksi dan *Isolated*

| No. | PROYEK | JENIS | Asumsi Pengembangan | Kapasitas (MW) | COD | Status |
|-----|-------------------------------|-------|---------------------|----------------|-----------|------------|
| 1 | Manggani | PLTM | Swasta | 1.2 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Guntung | PLTM | Swasta | 4.0 | 2017 | Konstruksi |
| 3 | Induring | PLTM | Swasta | 2.0 | 2017 | Konstruksi |
| 4 | Lintau I | PLTM | Swasta | 9.0 | 2017 | Konstruksi |
| 5 | Lubuk Sao II | PLTM | Swasta | 2.6 | 2017 | Konstruksi |
| 6 | Muara Laboh (FTP2) | PLTP | Swasta | 220.0 | 2018/19 | Konstruksi |
| 7 | Batang Anai-1 | PLTM | Swasta | 3.0 | 2019 | Committed |
| 8 | Batang Sumpur | PLTM | Swasta | 7.6 | 2019 | Committed |
| 9 | Gumanti III | PLTM | Swasta | 6.5 | 2019 | Committed |
| 10 | Muara Sako | PLTM | Swasta | 3.0 | 2019 | Committed |
| 11 | Sangir Hulu | PLTM | Swasta | 10.0 | 2019 | Committed |
| 12 | Siamang Bunyi | PLTM | Swasta | 1.7 | 2019 | Committed |
| 13 | Sikarbau | PLTM | Swasta | 2.0 | 2019 | Committed |
| 14 | Tuik | PLTM | Swasta | 6.3 | 2019 | Committed |
| 15 | Pelangai Hilir | PLTM | Swasta | 3.6 | 2020 | Committed |
| 16 | Pelangai Hulu | PLTM | Swasta | 9.8 | 2020 | Committed |
| 17 | Masang-2 (FTP2) | PLTA | PLN | 52.0 | 2022 | Committed |
| 18 | Bonjol (FTP2) | PLTP | Swasta | 60.0 | 2024 | Committed |
| 19 | Masang-3 | PLTA | PLN | 89.0 | 2024 | Rencana |
| 20 | Pembangkit Minihidro Tersebar | PLTM | Swasta | 51.6 | 2016-2025 | Rencana |
| 21 | Pembangkit Geotermal Tersebar | PLTP | Swasta | 205.0 | 2016-2025 | Rencana |
| 22 | Pembangkit Sampah Tersebar | PLTSa | Swasta | 10.0 | 2016-2025 | Rencana |
| | Total | | | 759.8 | | |

Selain itu PLN juga sedang menjalin kerjasama dengan Pemda dan swasta untuk mengembangkan pembangkit hidro skala kecil dan menengah seperti terlihat pada Tabel A6.7.

Tabel A6.7 Pengembangan Pembangkit Hidro Skala Kecil

| No | Lokasi | Kabupaten/ Kecamatan | Kapasitas (MW) | COD | Status | No | Lokasi | Kabupaten/ Kecamatan | Kapasitas (MW) | COD | Status |
|----|------------------------------|-------------------------|-------------------|------|------------|----|-----------------------|-------------------------|-------------------|------|------------|
| 1 | Salido Kecil | Pessel | 0.60 | 2012 | Operasi | 18 | Pinti Kayu | Solok | 10.00 | 2016 | Proses PPA |
| 2 | Mangani | 50 kota | 1.17 | 2013 | Konstruksi | 19 | Batang Anai | Pd Pariaman | 3.20 | 2016 | Proses PPA |
| 3 | Napal | Kerinci | 0.58 | 2013 | Konstruksi | 20 | Batang Sangir | Solok Sltn | 10.00 | 2017 | Proses PPA |
| 4 | Melintang Lubuk Gadang | Solok Sltn | 7.50 | 2013 | Konstruksi | 21 | Hydro power | Solok Sltn | 10.00 | 2017 | Proses PPA |
| 5 | Guntung | Agam | 4.00 | 2015 | Konstruksi | 22 | Sangir 1 | Solok Sltn | 10.00 | 2017 | Proses PPA |
| 6 | Lubuk Sao II | Agam | 2.60 | 2015 | Konstruksi | 23 | Sungai Garam Hydro | Solok Sltn | 10.00 | 2017 | Proses PPA |
| 7 | Bayang | Pessel | 4.50 | 2015 | Sudah PPA | 24 | Gunung Tujuh | Kerinci | 8.00 | 2017 | Proses PPA |
| 8 | Tarusan | Pessel | 3.20 | 2015 | Sudah PPA | 25 | Tuik | Pessel | 6.42 | 2016 | Proses PPA |
| 9 | Lintau 1 | Tanah Datar | 9.00 | 2015 | Sudah PPA | 26 | Muara Sako | Pessel | 3.00 | 2016 | Proses PPA |
| 10 | Gumanti-3 | Solok | 6.45 | 2015 | Sudah PPA | 27 | Kerambil | Pessel | 1.40 | 2016 | Proses PPA |
| 11 | Induring | Pessel | 1.20 | 2015 | Sudah PPA | 28 | Gumanti 1 | Solok | 4.00 | 2016 | Proses PPA |
| 12 | Batang Sumpur | Pasaman | 8.00 | 2016 | Proses PL | 29 | Batang Samo | 50 kota | 7.00 | 2016 | Proses PPA |
| 13 | Bukit Cubadak | 50 kota | 9.21 | 2016 | Proses PL | 30 | Alahan Panjang | Pasaman | 3.00 | 2016 | Proses PPA |
| 14 | Patimah | Pasaman | 2.80 | 2016 | Proses PL | 31 | Kambahan | Pasaman | 3.00 | 2016 | Proses PPA |
| 15 | Sianok Duku | Agam | 6.60 | 2016 | Proses PL | 32 | Rabi Jonggor | Pasaman Brt | 9.50 | 2016 | Proses PPA |
| 16 | Iaruang Gosan | 50 kota | 4.00 | 2016 | Proses PL | 33 | Sungai Aur | Pasaman Brt | 2.30 | 2016 | Proses PPA |
| 17 | Siamang Bunyi | 50 kota | 1.70 | 2016 | Proses PL | 34 | Sikarbau | Pasaman Brt | 2.40 | 2016 | Proses PPA |

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI di Provinsi Sumatera Barat sampai dengan tahun 2025 berupa GI 275 kV dan GI 150 kV yang diperlihatkan pada Tabel A6.8 dan Tabel A6.9.

Tabel A6.8 Pembangunan GI 275 kV

| No | GARDU INDUK | TEGANGAN | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|----|---------------|------------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 1 | Kiliranjao | 275/150 kV | New | 250 | 2017 | Konstruksi |
| 2 | Payakumbuh | 275/150 kV | New | 500 | 2017 | Konstruksi |
| 3 | Sungai Rumbai | 275/150 kV | New | 250 | 2017 | Committed |
| | Total | | | 1000.00 | | |
| 4 | Kiliranjao | 275 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 5 | Kiliranjao | 275/150 kV | Ext | 250 | 2017 | Committed |
| 6 | Payakumbuh | 275 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Pengadaan |
| 7 | Sungai Rumbai | 275/150 kV | Ext | 250 | 2018 | Pengadaan |
| 8 | Kiliranjao | 275 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| | Total | | | 500.00 | | |

Tabel A6.9 Pengembangan GI 150 kV Baru

| No | GARDU INDUK | TEGANGAN | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|----|--------------------------------|------------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 1 | Kambang | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Operasi |
| 2 | Bingkuang | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 3 | Batang Sangir (Muaro Laboh) | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 4 | Pasaman | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 5 | Masang | 150/20 kV | New | 60 | 2022 | Rencana |
| 6 | Sungai Rumbai | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Committed |
| 7 | Muaralabuh / Btg. Sangir (New) | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 8 | Kiliranjao | 275/150 kV | New | 250 | 2017 | Konstruksi |
| 9 | Payakumbuh | 275/150 kV | New | 500 | 2017 | Konstruksi |
| 10 | Sungai Rumbai | 275/150 kV | New | 250 | 2017 | Committed |
| | Total | | | 360 | | |

| No | GARDU INDUK | TEGANGAN | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|----|-----------------------------|------------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 11 | Teluk Sirih | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 12 | Maninjau | 150 kV | Ext | 1 LB | 2016 | Konstruksi |
| 13 | Padangluar | 150 kV | Ext | 1 LB | 2016 | Konstruksi |
| 14 | Payakumbuh | 150 kV | Ext | 1 LB | 2016 | Konstruksi |
| 15 | Sungai Rumbai | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 16 | Batang Sangir (Muaro Laboh) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 17 | Simpang Empat | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 18 | Solok | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 19 | Singkarak | 150 kV | Ext | 1 LB | 2020 | Rencana |
| 20 | Batu Sangkar | 150 kV | Ext | 1 LB | 2020 | Rencana |
| 21 | Masang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2024 | Committed |
| 22 | Payakumbuh | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2024 | Committed |
| 23 | Simpang empat | 150/20 kV | Ext | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 24 | PIP | 150/20 kV | Uprate | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 25 | Payakumbuh | 150/20 kV | Ext | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 26 | Padang luar | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 27 | Kiliranjao | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 28 | Padang panjang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Proposed |
| 29 | Kambang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 30 | PLTU Teluk Sirih | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 31 | Bangko | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 32 | GIS Simpang haru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 33 | Pariaman | 150/20 kV | Ext | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 34 | Maninjau | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Committed |
| 35 | Kiliranjao | 150/20 kV | Ext | 30 | 2017 | Konstruksi |
| 36 | Bungus | 150/20 kV | Ext | 30 | 2018 | Konstruksi |
| 37 | Bungus | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Konstruksi |
| 38 | Batusangkar | 150/20 kV | Uprate | 1 TB | 2016 | Konstruksi |
| 39 | PIP | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Committed |
| 40 | Payakumbuh | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2024 | Rencana |
| 41 | Payakumbuh | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2017 | Konstruksi |
| 42 | Pariaman | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2021 | Pengadaan |
| 43 | Kambang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 44 | Payakumbuh | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Committed |
| 45 | Kambang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 46 | Salak | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2021 | Rencana |
| 47 | Padang luar | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 48 | GIS/Bangkinang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 49 | Pauh Limo | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 50 | Lubuk Alung | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 51 | Solok | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 52 | Kambang | 150/20 kV | Ext | 30 | 2025 | Rencana |
| 53 | Kiliranjao | 275/150 kV | Ext | 250 | 2017 | Committed |
| 54 | Kiliranjao | 275 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 55 | Payakumbuh | 275 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Committed |
| 56 | Payakumbuh | 275 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Committed |
| 57 | Sungai Rumbai | 275/150 kV | Ext | 250 | 2023 | Rencana |
| 58 | Kiliranjao | 275 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| | Total | | | 1790 | | |

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 275 & 150kV, seperti ditampilkan dalam Tabel A6.10 dan Tabel A6.11.

Tabel A6.10 Pembangunan Transmisi 275 kV Baru

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|----|----------------------|--------------------------------------|----------|----------------|-----|------|------------|
| 1 | New Padang Sidempuan | Payakumbuh | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 600 | 2017 | Konstruksi |
| 2 | Kiliranjao | Payakumbuh | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 282 | 2017 | Konstruksi |
| 3 | Sungai Rumbai | Inc. 2 pi (Muara Bungo - Kiliranjao) | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 1 | 2017 | Commited |
| | Jumlah | | | | 883 | | |

Tabel A6.11 Pembangunan Transmisi 150 kV Baru

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|----|---------------------------------|-------------------------------------|----------|----------------------------|-----|------|------------|
| 1 | PLTU Sumbar Pesisir/Teluk Sirih | Kambang | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 160 | 2016 | Operasi |
| 2 | Maninjau | Padang Luar | 150 kV | 1 cct, 1 Hawk (2nd sirkit) | 42 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Padang Luar | Payakumbuh | 150 kV | 1 cct, 1 Hawk (2nd sirkit) | 32 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | GI Bingkuang | Inc. 2 Pi (Pauh Limo - L.Alung/PIP) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 8 | 2017 | Rencana |
| 5 | Sungai Rumbai | Batang Sangir | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 140 | 2018 | Rencana |
| 6 | Batang Sangir | PLTP Muara Laboh | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 20 | 2018 | Rencana |
| 7 | Pasaman | Simpang Empat | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 60 | 2018 | Rencana |
| 8 | Solok | Inc. 2 Pi (Ombilin - Indarung) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 2 | 2018 | Rencana |
| 9 | Singkarak | Batusangkar | 150 kV | 1 cct, 1 Hawk (2nd sirkit) | 25 | 2020 | Konstruksi |
| 10 | Masang 2 | Padang Luar | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 80 | 2022 | Rencana |
| 11 | Masang-3 | Masang 2 | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 20 | 2024 | Commited |
| 12 | Masang 2 | PLTP Bonjol | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 20 | 2024 | Rencana |
| | Jumlah | | | | 609 | | |

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. diproyeksikan akan terjadi penambahan pelanggan baru sekitar 475 ribu pelanggan sampai dengan tahun 2025, atau rata-rata 47,5 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut. diperlukan pembangunan JTM 4.200 kms, JTR sekitar 4.129 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 715 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A6.12.

Tabel A6.12 Pengembangan Sistem Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR Kms | Trafo MVA | Tambahan Pelanggan | Total Inv Juta USD |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------------------|-----------------------|
| 2016 | 433.9 | 408.4 | 66 | 64,156 | 31.6 |
| 2017 | 418.3 | 451.8 | 68 | 82,671 | 33.2 |
| 2018 | 419.9 | 427.9 | 76 | 66,547 | 33.2 |
| 2019 | 428.1 | 416.4 | 78 | 64,321 | 33.7 |
| 2020 | 421.3 | 417.2 | 78 | 62,395 | 33.3 |
| 2021 | 419.5 | 401.0 | 72 | 36,737 | 30.6 |
| 2022 | 415.3 | 395.5 | 75 | 31,393 | 30.7 |
| 2023 | 409.4 | 391.6 | 64 | 22,699 | 28.0 |
| 2024 | 404.5 | 396.9 | 67 | 22,209 | 28.4 |
| 2025 | 429.9 | 421.9 | 71 | 21,719 | 30.1 |
| 2016-2025 | 4,200.1 | 4,128.6 | 715 | 474,846 | 312.8 |

A6.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di Provinsi Sumatera Barat sampai tahun 2025 diberikan padaTabel A6.13

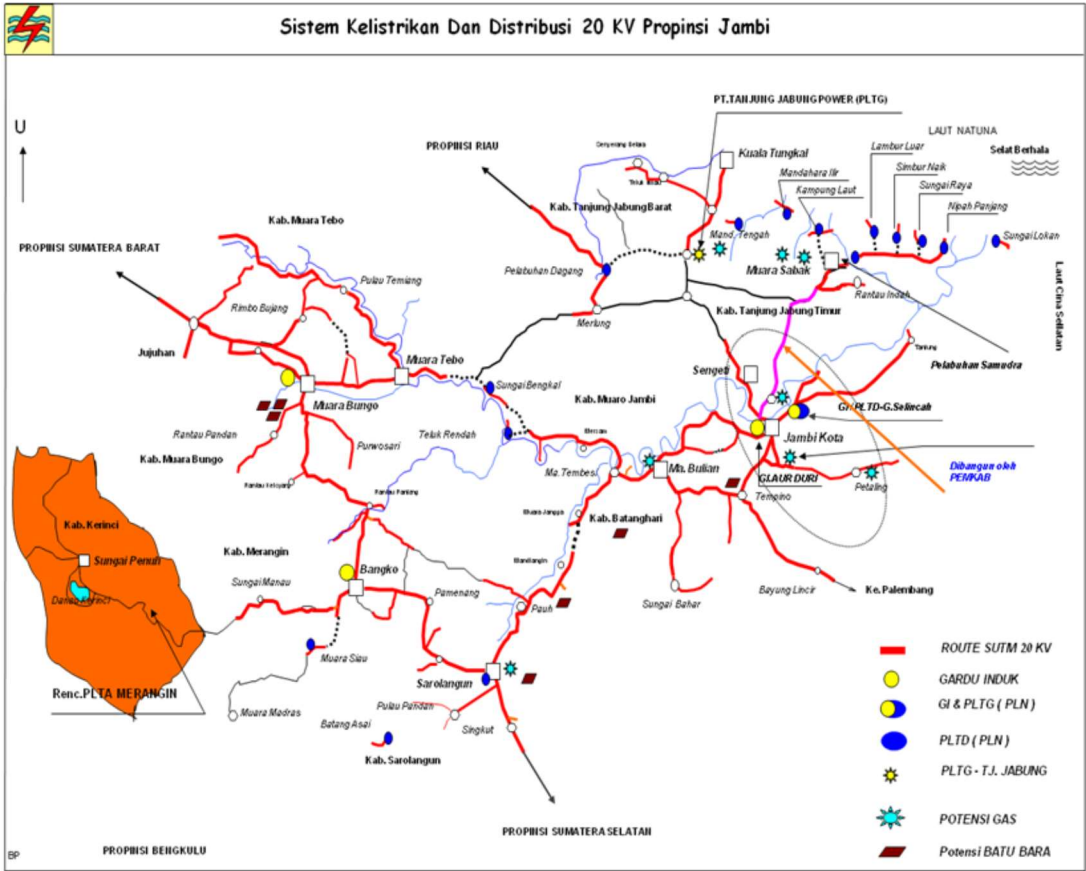
Tabel A6.13 Ringkasan

| Tahun | Energy Sales (Gwh) | Produksi Energi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|----------------|--------------------|-----------------------|-------------------|-----------------|----------|-----------------|-----------------------|
| 2016 | 3.374 | 3.634 | 567 | 1 | 330 | 234 | 88 |
| 2017 | 3.659 | 3.936 | 654 | 18 | 1.790 | 891 | 500 |
| 2018 | 3.967 | 4.262 | 707 | 80 | 270 | 222 | 260 |
| 2019 | 4.292 | 4.606 | 756 | 190 | 0 | 0 | 494 |
| 2020 | 4.610 | 4.941 | 814 | 13 | 0 | 25 | 73 |
| 2021 | 4.887 | 5.232 | 859 | 0 | 120 | 0 | 35 |
| 2022 | 5.194 | 5.554 | 909 | 73 | 120 | 80 | 178 |
| 2023 | 5.509 | 5.886 | 961 | 61 | 370 | 0 | 176 |
| 2024 | 5.867 | 6.265 | 1.019 | 174 | 120 | 40 | 366 |
| 2025 | 6.236 | 6.683 | 1.084 | 150 | 90 | 0 | 410 |
| Growth/ Jumlah | 7,1% | 7,0% | 7,5% | 760 | 3.210 | 1.492 | 2.581 |

LAMPIRAN A.7
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI JAMBI

A7.1. KONDISI SAAT INI

Jumlah beban puncak *non-coincident* system kelistrikan Provinsi Jambi (interkoneksi dan *isolated*) saat ini sebesar 338 MW dan dipasok dari sistem interkoneksi Sumbagselteng melalui saluran transmisi 150 KV dengan 6 GI, yaitu GI Aur Duri, GI Payo Selincah, GI Muara Bulian, GI Muara Bungo, GI Bangko, dan GI Sei Gelam, dan terdapat 3 GI rencana di tahun 2016 akan beroperasi yaitu GI Sabak, Sarolangun, dan New Aurduri. Peta jaringan distribusi Provinsi Jambi seperti ditunjukkan pada Gambar A7.1.



Gambar A7.1. Peta Jaringan Distribusi di Provinsi Jambi

Kapasitas pembangkit *eksisting* di Provinsi Jambi adalah sekitar 1186,8 MW seperti ditunjukkan pada Tabel A7.1.

Tabel A7.1. Kapasitas Pembangkit

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) |
|----|--------------------|-------|-------------------|---------|--------------------------|
| 1 | SUNGAI GELAM | PLTMG | GAS | PLN | 116.7 |
| 2 | PAYO SELINCAH | PLTMG | GAS | PLN | 164.8 |
| 3 | PAYO SELINCAH | PLTG | GAS | PLN | 164.8 |
| 4 | BATANG HARI | PLTG | GAS | PLN | 60.0 |
| 5 | SUNGAI GELAM | PLTG | GAS | PLN | 116.7 |
| 6 | SUNGAI GELAM (SW) | PLTMG | GAS | Sewa | 116.7 |
| 7 | PAYO SELINCAH (SW) | PLTG | GAS | Sewa | 164.8 |

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) |
|----|--------------------|-------|-------------------|---------|--------------------------|
| 8 | PAYO SELINCAH (SW) | PLTMG | GAS | Sewa | 164.8 |
| 9 | SUNGAI GELAM (SW) | PLTG | GAS | Sewa | 116.7 |
| 10 | Tersebar S2JB | PLTD | IDO | PLN | 0.9 |
| | Total | | | | 1186.8 |

A7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Komposisi penjualan per-sektor pelanggan tahun 2014, adalah seperti pada Tabel A7.2.

Tabel A7.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

| No | Kelompok Tarif | Energi Jual (GWh) | Porsi (%) |
|--------|----------------|-------------------|-----------|
| 1 | Rumah Tangga | 966 | 65,9 |
| 2 | Komersil | 287 | 19,6 |
| 3 | Publik | 103 | 7,0 |
| 4 | Industri | 111 | 7,5 |
| Jumlah | | 1.467 | 100 |

Dari realisasi penjualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi. pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang. maka proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 dapat dilihat pada Tabel A7.3.

Tabel A7.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Sales (Gwh) | Produksi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|--------|-------------------------|-------------|----------------|-------------------|-----------|
| 2016 | 7,5 | 1.879 | 2.091 | 410 | 775.746 |
| 2017 | 9,7 | 2.131 | 2.368 | 463 | 807.869 |
| 2018 | 10,2 | 2.437 | 2.703 | 527 | 851.351 |
| 2019 | 10,9 | 2.805 | 3.105 | 603 | 893.937 |
| 2020 | 8,7 | 3.149 | 3.479 | 673 | 941.027 |
| 2021 | 8,7 | 3.516 | 3.878 | 748 | 967.741 |
| 2022 | 8,7 | 3.918 | 4.314 | 829 | 987.338 |
| 2023 | 8,7 | 4.365 | 4.800 | 920 | 1.007.162 |
| 2024 | 8,7 | 4.861 | 5.340 | 1.020 | 1.027.261 |
| 2025 | 8,7 | 5.412 | 5.946 | 1.131 | 1.047.657 |
| Growth | 9,1% | 12,5% | 12,3% | 11,9% | 3,4% |

A7.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi, dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Sumber energi yang tersedia di Provinsi Jambi terdiri dari batubara. gas dan tenaga air.Berdasarkan informasi dari Pemerintah Provinsi Jambi.potensi batubara yang layak ditambang adalah 779 juta ton dengan nilai kalori rata-rata 5.715 kkal/kg yang tersebar di seluruh daerah kabupaten kecuali Kabupaten Kerinci. Potensi gas terdapat di Kabupaten Tanjung Jabung dan Kabupaten Muaro Jambi dan potensi

tenaga air terdapat di Kabupaten Merangin (sungai Merangin dan sungai Batang Air Batu).

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025 di Jambi direncanakan akan dipenuhi dengan mengembangkan pembangkit di Jambi dan di daerah lain pada sistem interkoneksi Sumatera. Adapun pembangkit yang direncanakan berada di Provinsi Jambi mempunyai kapasitas total 2.021 MW seperti ditampilkan pada Tabel A7.4.

Tabel A7. 4 Pengembangan Pembangkit

| No. | PROYEK | JENIS | Asumsi Pengembang | Kapasitas (MW) | COD | Status |
|-------------|-------------------------------------|----------|----------------------|-------------------|-------------|------------|
| 1 | Mobile PP Sumbagselteng/ T.Jabung | PLTG/MG | Swasta | 75.0 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Batanghari Ekspansi (ST) | PLTGU | PLN | 30.0 | 2017 | Konstruksi |
| 3 | Jambi Peaker | PLTGU/MG | Swasta | 100.0 | 2018 | Pengadaan |
| 4 | Jambi | PLTU | Swasta | 1,200.0 | 2019 | Rencana |
| 5 | Sungai Penuh (FTP2) | PLTP | PLN | 110.0 | 2020 & 2022 | Committed |
| 6 | Merangin | PLTA | Swasta | 350.0 | 2022 | Rencana |
| 7 | Pembangkit Hidro Tersebar | PLTA | Swasta | 20.7 | 2016-2025 | Rencana |
| 8 | Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar | PLTBm | Swasta | 15.0 | 2016-2025 | Rencana |
| 9 | Pembangkit Geotermal Tersebar | PLTP | Swasta | 110.0 | 2016-2025 | Rencana |
| 10 | Pembangkit Sampah Tersebar | PLTSa | Swasta | 10.0 | 2016-2025 | Rencana |
| Jambi Total | | | | 2,020.7 | | |

PLTU Jambi dengan kapasitas 2x600 MW, titik koneksi SUTET 500 kV ke Muara Enim dan New Aur Duri, di Provinsi Sumatera Selatan dan/atau Jambi akan dilaksanakan oleh swasta (IPP).

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Sampai dengan tahun 2025 diperlukan pengembangan seperti pada Tabel A7.5 dan Tabel A7.6.

Tabel A7.5. Pengembangan GI 275 dan 500 kV

| No | GARDU INDUK | TEGANGAN | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|----|---------------------|------------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 1 | Muaro Bungo | 275/150 kV | New | 250 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Bangko | 275/150 kV | New | 250 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | New Aurduri | 275/150 kV | New | 250 | 2016 | Pelelangan |
| 4 | New Aurduri/Jambi 2 | 500/275 kV | New | 500 | 2018 | Rencana |
| | | | | 1,250 | | |
| 5 | Muaro Bungo | 275/150 kV | Ext | 250 | 2016 | Committed |
| 6 | Bangko | 275 kV | Ext | Reac | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Bangko | 275/150 kV | Ext | 250 | 2016 | Committed |
| 8 | New Aurduri | 275/150 kV | Ext | 250 | 2016 | Pelelangan |
| 9 | New Aurduri/Jambi 2 | 500/275 kV | Ext | 500 | 2019 | Rencana |
| 10 | New Aurduri | 275/150 kV | Ext | 1000 | 2025 | Rencana |
| 11 | New Aurduri | 275/150 kV | Ext | TB | 2018 | Rencana |
| 12 | Muara Enim | 500 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Committed |
| 13 | New Aurduri/Jambi 2 | 500 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Committed |
| | TOTAL | | | 2,250 | | |

Tabel A7.6. Pengembangan GI 150 kV

| No | GARDU INDUK | TEGANGAN | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|----|-----------------------------|-----------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 1 | Sungai Penuh | 150/20 kV | New | 30,0 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | New Aurduri | 150/20 kV | New | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Muara Sabak | 150/20 kV | New | 30,0 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Sarolangun | 150/20 kV | New | 30,0 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Tebo | 150/20 kV | New | 60,0 | 2016 | Committed |
| 6 | Kuala Tungkal | 150/20 kV | New | 30,0 | 2018 | Proposed |
| 7 | GIS Kota Jambi | 150/20 kV | New | 60,0 | 2020 | Rencana |
| 8 | Pelabuhan Dagang | 150/20 kV | New | 30,0 | 2020 | Rencana |
| 9 | PLTP Sungai Penuh | 150/20 kV | New | 30,0 | 2020 | Rencana |
| 10 | Kotoroyo | 150/20 kV | New | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 11 | Merangin | 150/20 kV | New | 30,0 | 2022 | Committed |
| 12 | Kotorato | 150/20 kV | New | 60,0 | 2022 | Rencana |
| | Total | | | 510,0 | | |
| 13 | Bangko | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 14 | Muara Bulian | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 15 | Sei gelam | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Committed |
| 16 | New Aurduri/Seibertam | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2017 | Committed |
| 17 | Payoselincah (line Bay GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 18 | Sei Gelam | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 19 | Sei Gelam | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Committed |
| 20 | Muara Sabak | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 21 | Kuala Tungkal | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 22 | Sungai Penuh | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 23 | Tebo | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 24 | Sarolangun | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 25 | Sungai Penuh | 150/20 kV | Ext | 30,0 | 2017 | Konstruksi |
| 26 | Muaro bungo | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 27 | Sei Gelam | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 28 | Tebo | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2019 | Pengadaan |
| 29 | Aur duri | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2020 | Committed |
| 30 | Muara Sabak | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2018 | Proposed |
| 31 | Muara Bungo | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2020 | Rencana |
| 32 | Payoselincah | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2019 | Rencana |
| 33 | Bangko | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2019 | Proposed |
| 34 | Aurduri | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2020 | Rencana |
| 35 | New Aur Duri | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2020 | Rencana |
| 36 | Muara Bungo | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2020 | Rencana |
| 37 | Sarolangun | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2021 | Rencana |
| 38 | Kotarayo | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 39 | Pelabuhan Dagang | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 40 | Kuala Tungkal | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2025 | Rencana |
| | Total | | | 930,0 | | |

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan Sistem Sumatera diperlukan pengembangan transmisi seperti ditampilkan dalam Tabel A7.7 dan Tabel A7.8.

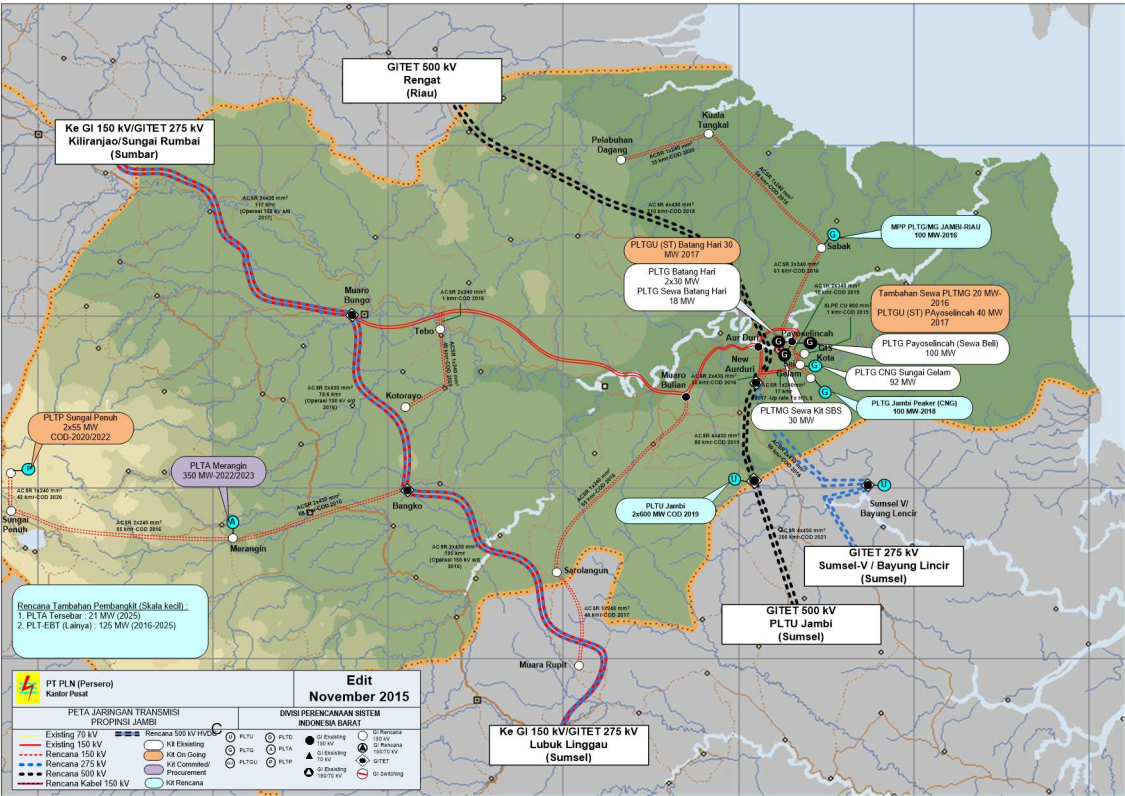
Tabel A7.7. Pembangunan Transmisi 150 kV

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|--------|-------------------------------|--|----------|--------------------------|-------|------|------------|
| 1 | Tebo | Inc. 2 Pi (Muara Bungo-Muara Bulian) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2x340 mm2 | 1 | 2016 | Committed |
| 2 | Bangko | PLTA Merangin | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 136 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | PLTA Merangin | Sungai Penuh | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 110 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | New Aur Duri | 2 pi incomer (Aur Duri-Sei Gelam) | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Muara Sabak | Inc. 1 Pi (Payo Selincah - Aur Duri) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2x340 mm2 | 121.6 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Muara Bulian | Sarolangun | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 130 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | New Aur Duri (rekonduktoring) | Sei Gelam (rekonduktoring) | 150 kV | 2 cct, HTLS 1x310 mm2 | 34 | 2017 | Committed |
| 8 | Sei gelam | Jambi Peaker | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 10 | 2017 | Committed |
| 9 | GIS Kota Jambi | Inc. 2 Pi (Payoselincah-Sei Gelam) | 150 kV | 2 cct, XLPE CU 1x800 mm2 | 2 | 2018 | Rencana |
| 10 | Muara Sabak | Kuala Tungkal | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 108.8 | 2018 | Rencana |
| 11 | Payo Selincah | Sei Gelam | 150 kV | 2 cct, ACSR 2x340 mm2 | 20 | 2019 | Rencana |
| 12 | Pelabuhan Dagang | Kuala Tungkal | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 70 | 2020 | Rencana |
| 13 | PLTP Sungai Penuh | Sungai Penuh | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 84 | 2020 | Rencana |
| 14 | Tebo | Kotorayo | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 80 | 2025 | Rencana |
| Jumlah | | | | | 937 | | |

Tabel A7.8. Pembangunan Transmisi 275 dan 500 kV

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|--------|---------------------|-----------------------------|----------|----------------|-----|------|------------|
| 1 | New Aurduri | Bayung Lincir/PLTU Sumsel-5 | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | New Aurduri/Jambi 2 | Peranap/Riau 1 | 500 kV | 2 cct, 4 Zebra | 420 | 2018 | Pengadaan |
| Jumlah | | | | | 540 | | |

Peta sistem kelistrikan Provinsi Jambi diperlihatkan pada Gambar A7.2.



Gambar A7.2. Peta Jaringan Provinsi Jambi

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik akan dilakukan penambahan pelanggan barusebanyak 427 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025 atau rata-rata 42,9 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut. diperlukan pembangunan JTM 5.585 kms.JTR sekitar 1.879 kms dan

tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 449 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A7.9.

Tabel A7.9. Pengembangan Sistem Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Tambahan Pelanggan | Total Inv Juta USD |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------------------|-----------------------|
| 2016 | 339,7 | 177,4 | 35 | 126.208 | 25,3 |
| 2017 | 386,9 | 186,0 | 36 | 37.979 | 21,8 |
| 2018 | 437,3 | 180,5 | 37 | 49.439 | 24,1 |
| 2019 | 493,9 | 189,5 | 40 | 48.644 | 26,4 |
| 2020 | 528,2 | 184,3 | 41 | 49.741 | 27,8 |
| 2021 | 573,2 | 185,1 | 41 | 29.811 | 28,2 |
| 2022 | 620,7 | 184,8 | 46 | 20.962 | 30,1 |
| 2023 | 671,7 | 191,5 | 52 | 21.201 | 33,0 |
| 2024 | 726,3 | 189,5 | 57 | 21.484 | 35,7 |
| 2025 | 807,9 | 210,2 | 63 | 21.792 | 39,6 |
| 2016-2025 | 5.585,8 | 1.879,0 | 449 | 427.260 | 292,0 |

A7.4. SISTEM *ISOLATED*

Provinsi Jambi masih memiliki 6 PLTD berbahan bakar minyak, yaitu PLTD Pelabuhan Dagang, PLTD Sungai Lokan, PLTD Mendahara Tengah, dan PLTD Kuala Tungkal, PLTD Batang Asai, dan PLTD Sarolangun serta satu pembangkit IPP berbahan bakar gas yang beroperasi di Kabupaten Tanjung Jabung kapasitas terpasang 7.2 MW.

Tabel A7.10. Pembangkit pada Sistem *Isolated*

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Kapasitas (MW) | Pemilik |
|----|----------------------|---------|-------------------|---------|
| 1 | Pelabuhan Dagang | PLTD | 6.4 | PLN |
| 2 | Sungai Lokan | PLTD | 1.2 | PLN |
| 3 | Mendahara Tengah | PLTD | 0.4 | PLN |
| 4 | Kuala Tungkal | PLTD | 3.5 | PLN |
| 5 | Batang Asai | PLTD | 0.8 | PLN |
| 6 | Sarolangun | PLTD | 3.0 | PLN |
| 7 | Tanjung Jabung Power | PLTG/MG | 7.2 | Swasta |
| | Total | | 22.5 | |

Untuk penyediaan listrik jangka panjang dan sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik pada sistem *isolated* direncanakan di interkoneksi dengan *Grid* Sumatera.

A7.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di Provinsi Jambi sampai tahun 2025 diberikan pada Tabel A7.11

Tabel A7.11. Ringkasan

| Tahun | Energy Sales (Gwh) | Produksi Energi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|----------------|--------------------|-----------------------|-------------------|-----------------|----------|-----------------|-----------------------|
| 2016 | 1.879 | 2.091 | 410 | 90 | 1.830 | 649 | 364,8 |
| 2017 | 2.131 | 2.368 | 463 | 30 | 30 | 44 | 64,5 |
| 2018 | 2.437 | 2.703 | 527 | 110 | 590 | 531 | 383,7 |
| 2019 | 2.805 | 3.105 | 603 | 1.200 | 680 | 20 | 1.642,1 |
| 2020 | 3.149 | 3.479 | 673 | 55 | 420 | 154 | 172,2 |
| 2021 | 3.516 | 3.878 | 748 | - | 60 | - | 30,3 |
| 2022 | 3.918 | 4.314 | 829 | 230 | 90 | - | 403,3 |
| 2023 | 4.365 | 4.800 | 920 | 175 | - | - | 295,5 |
| 2024 | 4.861 | 5.340 | 1.020 | - | 120 | - | 39,9 |
| 2025 | 5.412 | 5.946 | 1.131 | 131 | 1.120 | 80 | 352,2 |
| Growth/ Jumlah | 12,5% | 12,3% | 11,9% | 2.021 | 4.940 | 1.477 | 3.748,5 |

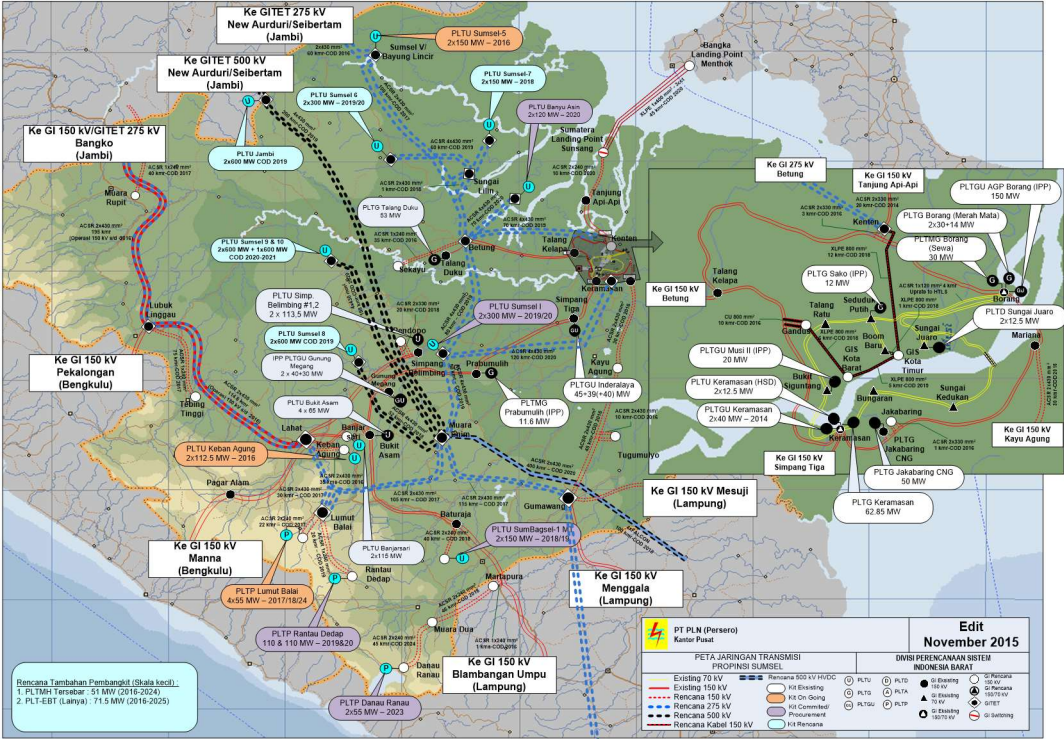
LAMPIRAN A.8

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)

DI PROVINSI SUMATERA SELATAN

A8.1. KONDISI KELISTRIKAN SAAT INI

Beban puncak sistem kelistrikan Sumatera Selatan saat ini sebesar 889MW dipasang dari pembangkit yang terinterkoneksi melalui *Grid* 150 kV dan 70 kV. Untuk sistem *isolated* yang lokasinya tersebar dipasang dari pembangkit IPP dan PLTD.



Gambar A8.1. Peta Kelistrikan Provinsi Sumatera Selatan

Pembangkit yang memasok Provinsi Sumsel diberikan padaTabel A8.1.

Tabel A8.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) |
|----|-------------------------------------|-------|-------------------|---------|--------------------------|
| 1 | PT ASTA KRAMASAN ENERGI (SEWA) (SW) | PLTD | MFO | Sewa | 65.0 |
| 2 | TALANG DUKU | PLTG | GAS | PLN | 77.6 |
| 3 | JAKA BARING | PLTG | GAS | PLN | 60.0 |
| 4 | BUKIT ASAM | PLTU | Batubara | PLN | 260.0 |
| 5 | MERAH MATA LM 2000 (EX T. DUKU) | PLTG | GAS | PLN | 14.0 |
| 6 | KERAMASAN (G) | PLTMG | GAS | PLN | 220.9 |
| 7 | SUNGAI JUARO | PLTD | IDO | PLN | 25.0 |
| 8 | INDERALAYA | PLTGU | GAS | PLN | 125.0 |
| 9 | INDERALAYA | PLTG | GAS | PLN | 125.0 |
| 10 | KERAMASAN (G) | PLTG | GAS | PLN | 220.9 |
| 11 | KERAMASAN (G) | PLTGU | GAS | PLN | 220.9 |
| 12 | TALANG DUKU (SW) | PLTG | GAS | Sewa | 77.6 |
| 13 | INDERALAYA (SW) | PLTG | GAS | Sewa | 125.0 |
| 14 | BORANG (G) (SW) | PLTG | GAS | Sewa | 67.2 |
| 15 | KERAMASAN (G) (SW) | PLTG | GAS | Sewa | 220.9 |
| 16 | KERAMASAN (G) (SW) | PLTMG | GAS | Sewa | 220.9 |
| 17 | PLTM Tersebar S2JB | PLTM | Hydro | PLN | 1.6 |
| | Total | | | | 2,127.3 |

Kota Palembang dipasok dari ring transmisi 70 kV dan ring transmisi 150 kV, dengan 4 trafo IBT 150/70 kV yang berada di GI Borang dan GI Keramasan dengan kapasitas 400 MVA. Gardu induk terpasang di Provinsi Sumatera Selatan sebanyak 22GI dengan total kapasitas trafo 1521 MVA, terdiri dari 7 GI 70/20kV dan 15 GI 150/20 kV.

A8.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI SUMATERA SELATAN

Komposisi penjualan per-sektor pelanggan tahun 2014, adalah seperti pada Tabel A8.2.

Tabel A8.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

| No | Kelompok Tarif | Energi Jual (GWh) | Porsi (%) |
|--------|----------------|-------------------------|--------------|
| 1 | Rumah Tangga | 2.376 | 58,2 |
| 2 | Komersil | 698 | 17,1 |
| 3 | Publik | 307 | 7,5 |
| 4 | Industri | 704 | 17,2 |
| Jumlah | | 4.085 | 100,0 |

Dari realisasi penjualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk, dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 seperti pada Tabel A8.3.

Tabel A8.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Sales (Gwh) | Produksi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|--------|-------------------------------|----------------|-------------------|-------------------------|-----------|
| 2016 | 6,8 | 5.185 | 5.185 | 1.029 | 1.727.229 |
| 2017 | 7,3 | 5.805 | 5.805 | 1.139 | 1.832.387 |
| 2018 | 7,8 | 6.527 | 6.527 | 1.266 | 1.935.344 |
| 2019 | 8,3 | 7.378 | 7.378 | 1.416 | 2.036.133 |
| 2020 | 6,6 | 8.166 | 8.166 | 1.549 | 2.139.978 |
| 2021 | 6,6 | 9.000 | 9.000 | 1.689 | 2.203.908 |
| 2022 | 6,6 | 9.889 | 9.889 | 1.836 | 2.238.475 |
| 2023 | 6,6 | 10.868 | 10.868 | 1.996 | 2.273.442 |
| 2024 | 6,6 | 11.943 | 11.943 | 2.170 | 2.308.898 |
| 2025 | 6,6 | 13.133 | 13.133 | 2.362 | 2.344.997 |
| Growth | 7,0% | 10,9% | 10,9% | 9,7% | 3,5% |

A8.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, Transmisi, dan distribusi sebagai berikut.

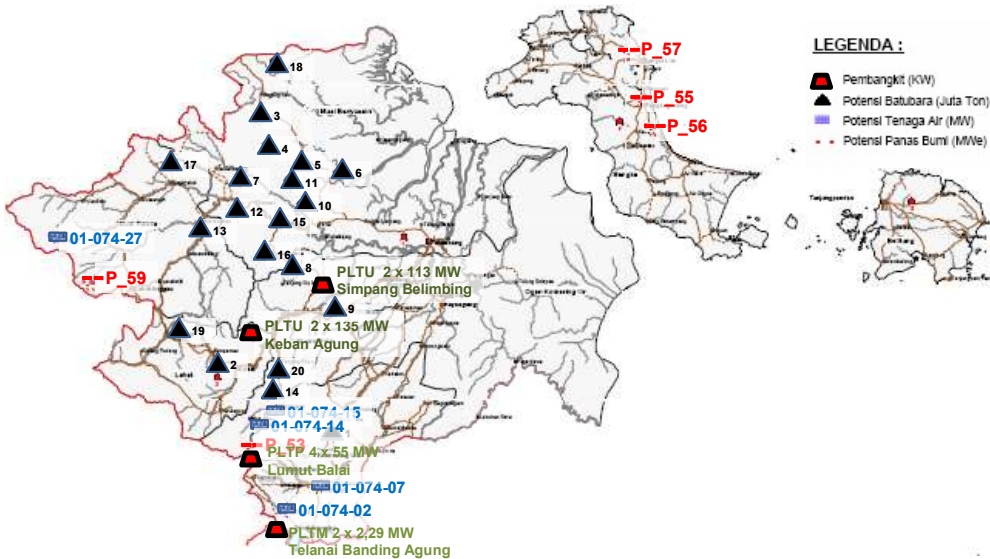
Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi di provinsi ini sangat banyak berupa batubara, gas bum, minyak bumi, panas bumi dan gas metan batubara (CBM), sebagaimana diperlihatkan pada Tabel A8.4.

Tabel A8.4. Potensi Sumber Energi

| Sumber Daya | Potensi | Produksi |
|--------------------------------|-----------------|-----------------------|
| Minyak Bumi (Oil) | 757.6 MMSTB | 27.933.07 ribu BBL |
| Gas Bumi | 24179.5 BSCF | 434.108.64 ribu MMBTU |
| Batubara | 47.1 Milyar Ton | 9.276.361 ton |
| Coal Bed Methane | 183.00 TCF | Belum dimanfaatkan |
| Panas Bumi (Geothermal) | 1.911 MW | Belum dimanfaatkan |
| Gambut | 64.200 Ha | Belum dimanfaatkan |
| Potensi Air (Mini/Mikro Hidro) | 9.385.728 kW | Sebagian dimanfaatkan |
| Energi Surya | 53.85 x 10 MW | Telah dimanfaatkan |
| Biomassa | 16.034.24 GWh | Sebagian dimanfaatkan |
| Biogas | 235.01 kWh | Belum dimanfaatkan |

Sumber : Dinas Pertambangan dan Pengembangan Energi Prov. Sumatera Selatan 2008



Gambar A8.2. Peta Potensi Sumber Energi di Provinsi Sumatera Selatan

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 3.648 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A8.5.

Tabel A8.5. Pengembangan Pembangkit

| No. | Proyek | Jenis | Asumsi Pengembang | Kapasitas (MW) | COD | Status |
|-----|-------------------------------------|-------|-------------------|----------------|----------------|------------|
| 1 | Keban Agung | PLTU | Swasta | 225 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Sumsel-5 (Bayung Lencir) | PLTU | Swasta | 300 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Lumut Balai (FTP2) | PLTP | Swasta | 220 | 2017/18 & 2024 | Committed |
| 4 | Komerling | PLTM | Swasta | 1.4 | 2018 | Konstruksi |
| 5 | Sumbagsel-1 | PLTU | Swasta | 300 | 2018/19 | Konstruksi |
| 6 | Sumsel-7 | PLTU | Swasta | 300 | 2018 | Rencana |
| 7 | Rantau Dadap (FTP2) | PLTP | Swasta | 220 | 2019/20 | Committed |
| 8 | Sumsel-1 | PLTU | Swasta | 600 | 2019 | Committed |
| 9 | Sumsel-6 | PLTU | Swasta | 600 | 2019/20 | Rencana |
| 10 | Banyuasin | PLTU | Swasta | 240 | 2020 | Rencana |
| 11 | Danau Ranau (FTP2) | PLTP | Swasta | 110 | 2023 | Committed |
| 12 | Sumatera-1 | PLTGU | Unallocated | 400 | 2024 | Rencana |
| 13 | Lahat | PLTM | Swasta | 9.99 | 2025 | Konstruksi |
| 14 | Niagara | PLTM | Swasta | 1.7 | 2025 | Konstruksi |
| 15 | Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar | PLTBm | Swasta | 6.5 | 2016-2025 | Rencana |
| 16 | Pembangkit Geothermal Tersebar | PLTP | Swasta | 65 | 2016-2025 | Rencana |
| 17 | Pembangkit Minihidro Tersebar | PLTM | Swasta | 38.02 | 2016-2025 | Rencana |
| 18 | Pembangkit Sampah Tersebar | PLTSa | Swasta | 10 | 2016-2025 | Rencana |
| | SUMSEL Total | | | 3,648 | | |

PLTU Jambi dengan kapasitas 2x600 MW, titik koneksi SUTET 500 kV ke Muara Enim dan New Aur Duri, di Provinsi Sumatera Selatan dan/atau Jambi akan dilaksanakan oleh swasta (IPP).

Sedangkan PLTU MT Sumsel-8, Sumsel-9, dan Sumsel-10 dengan kapasitas total 3.000 MW merupakan PLTU batubara mulut tambang dengan memanfaatkan tersedianya cadangan batubara *low rank*. Listrik dari ketiga PLTU ini akan disalurkan ke Pulau Jawa melalui transmisi HVDC 500 kV Jawa-Sumatera.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk

Provinsi Sumsel memerlukan pengembangan GI 150 kV dan 70 kV dengan kapasitas sebesar 3.190 MVA sampai dengan tahun 2025 seperti pada Tabel A8.6.

Tabel A8.6. Pengembangan GI 150 kV dan 70 kV

| No | GARDU INDUK | TEGANGAN | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|----|---------------|-----------|----------------|---------------------|------|------------|
| 1 | Muara Rupit | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 2 | Kenten | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Sekayu | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Gandus | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Tebing Tinggi | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Konstruksi |
| 6 | Jakabaring | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Kayu Agung | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Committed |
| 8 | Tugumulyo | 150/20 kV | New | 30 | 2019 | Rencana |
| 9 | Pendopo | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 10 | Muara Dua | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Committed |

| No | GARDU INDUK | TEGANGAN | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|----|-------------------------------|-----------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 11 | Lumut Balai | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 12 | Martapura | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Konstruksi |
| 13 | GIS Kota Barat | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 14 | GIS Kota Timur | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 15 | GIS Kota Timur | 150/70 kV | New | 100 | 2018 | Rencana |
| 16 | Sungai Lilin | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Konstruksi |
| 17 | Landing Point Sumatera-Bangka | 150 kV | New | 3 LB | 2020 | Rencana |
| | TOTAL | | | 850 | | |
| 18 | Bukit Asam | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 19 | Betung | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 20 | Gandus | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 21 | Lahat | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 22 | Lubuk Linggau | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 23 | Jakabaring | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 24 | Gumawang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 25 | Kayu Agung | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 26 | Mariana | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Committed |
| 27 | Martapura | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 28 | Gandus | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 29 | kenten | 150 kV | Ext | 1 LB | 2018 | Rencana |
| 30 | Baturaja | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Committed |
| 31 | Muara Dua | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Committed |
| 32 | Gumawang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 33 | Tanjung Api-Api/Mariana | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 34 | Prabumulih | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 35 | Pagar Alam | 150/20 kV | Uprate | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 36 | Lubuk Linggau | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 37 | Lahat | 150/20 kV | Uprate | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 38 | Gumawang | 150/20 kV | Ext | 30 | 2017 | Konstruksi |
| 39 | Betung | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 40 | Baturaja | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 41 | Mariana | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2017 | Committed |
| 42 | Betung | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2017 | Committed |
| 43 | Pagar Alam | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 44 | Lahat | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 45 | Talang Kelapa | 70/20 kV | Ext | 30 | 2016 | Pengadaan |
| 46 | Seduduk Putih | 70/20 kV | Ext | 30 | 2018 | Rencana |
| 47 | Prabumulih | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 48 | Bukit Siguntang | 70/20 kV | Ext | 30 | 2017 | Rencana |
| 49 | Borang | 70/20 kV | Ext | 30 | 2017 | Rencana |
| 50 | Betung | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 51 | Mariana | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 52 | Keramasan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 53 | Tebing Tinggi | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 54 | Simpang Tiga | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 55 | Sekayu | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 56 | Kayu Agung | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 57 | Gunung Megang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 58 | Kenten | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |

| No | GARDU INDUK | TEGANGAN | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|-------|-----------------|-----------|-------------------|------------------------|------|---------|
| 59 | Gandus | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 60 | Borang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 61 | Pendopo | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 62 | Muara Rupit | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 63 | Martapura | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 64 | Keramasan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 65 | GIS Kota Barat | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 66 | Kenten | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 67 | Gandus | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 68 | Tanjung Api-Api | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 69 | Talang Kelapa | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 70 | Muara Rupit | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 71 | Baturaja | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 72 | Tebing Tinggi | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 73 | Sungai Lilin | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 74 | Betung | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| TOTAL | | | | 2430 | | |

Di Provinsi Sumatera Selatan juga banyak dikembangkan proyek-proyek GI 275 kV. GI 500 kV dan stasiun konverter transmisi HVDC 500 kV seperti pada Tabel A8.7. Satsiun konverter dan SUTET HVDC menghubungkan sistem Sumatera dan Jawa.

Tabel A8.7. Pengembangan GI 275 kV,500 kV, dan 500 kV HVDC

| No | GARDU INDUK | TEGANGAN | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|-------|----------------------------------|------------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 1 | Lubuk Linggau | 275/150 Kv | New | 250 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Lahat | 275/150 kV | New | 1000 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Bayung Lincir/PLTU Sumsel - 5 | 275 kV | New | 4 LB | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Betung | 275/150 kV | New | 250 | 2016 | Committed |
| 5 | Gumawang | 275/150 kV | New | 500 | 2017 | Konstruksi |
| 6 | Lumut Balai | 275/150 kV | New | 500 | 2017 | Committed |
| 7 | Sungai Lilin | 275/150 kV | New | 250 | 2018 | Rencana |
| 8 | Palembang-1/Palembang Utara | 275/150 kV | New | 500 | 2019 | Rencana |
| 9 | PLTU Sumsel-1 | 275/150 kV | New | 2 LB | 2019 | Committed |
| 10 | Muara Enim | 275 kV | New | 6 LB | 2017 | Pengadaan |
| 11 | Muara Enim/Sumsel 1 | 500/275 kV | New | 500 | 2019 | Rencana |
| 12 | Palembang-2 / Palembang Tenggara | 275/150 kV | New | 500 | 2019 | Pengadaan |
| 13 | PLTU Jambi *) | 500 KV | New | 2 LB | 2019 | Committed |
| TOTAL | | | | 4250 | | |
| 14 | Lubuk Linggau | 275 kV | Ext | Reac | 2016 | Konstruksi |
| 15 | Lubuk Linggau | 275/150 kV | Ext | 250 | 2016 | Committed |
| 16 | Lahat | 275/150 kV | Ext | 500 | 2016 | Committed |
| 17 | Betung | 275/150 kV | Ext | 250 | 2017 | Committed |
| 18 | Lahat | 275 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Pengadaan |
| 19 | Betung | 275 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 20 | Sungai Lilin | 275 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Pengadaan |
| 21 | Sungai Lilin | 275 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Pengadaan |
| 22 | Betung | 275 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Pengadaan |
| 23 | PLTU Sumsel-1 | 275 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |

*) PLTU Jambi terkoneksi ke GITET Muara Enim/Sumsel 1 dan New Aur Duri/Jambi 2

| No | GARDU INDUK | TEGANGAN | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|-------|---------------------|------------|-------------------|------------------------|------|----------|
| 24 | Muara Enim | 275 kV | Ext | TB | 2019 | Rencana |
| 25 | Lumut Balai | 275 kV | Ext | 250 | 2019 | Commited |
| 26 | Gumawang | 275/150 kV | Ext | 250 | 2019 | Rencana |
| 27 | Gumawang | 275/150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 28 | Betung | 275/150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Commited |
| 29 | PLTU Sumsel-1 | 275 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 30 | Muara Enim/Sumsel 1 | 500 kV | Ext | 500 | 2021 | Rencana |
| TOTAL | | | | 1500 | | |

Pengembangan Transmisi

Di Provinsi Sumatera Selatan diperlukan pengembangan transmisi 150 kV, 275 kV, 500 kV dan 500 kV DC seperti ditampilkan dalam Tabel A8.8.dan Tabel A8.9.

Tabel A8.8. Pembangunan Transmisi 150 kV

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|----|-------------------------|---------------------------------------|----------|--------------------------|-------|------|------------|
| 1 | Sarolangun | Muara Rupit | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 80 | 2017 | Committed |
| 2 | Betung (rekonduktoring) | Talang Kelapa (rekonduktoring) | 150 kV | 2 cct, HTLS 2x310 mm2 | 110 | 2017 | Rencana |
| 3 | Kenten | Inc. 2 Pi (Talang Kelapa - Borang) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2x330 mm2 | 1 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Kenten | Tx. Tanjung Api-Api | 150 kV | 2 cct, ACSR 2x330 mm2 | 2 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Betung | Sekayu | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 70 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Gandus | Inc. 2 Pi (Keramasan - Talang Kelapa) | 150 kV | 2 cct, XLPE CU 1x800 mm2 | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Lahat | PLTU Keban Agung | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 70 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | Lubuk Linggau | Tebing Tinggi | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 150 | 2017 | Konstruksi |
| 9 | Jakabaring | Inc. 2 Pi (Keramasan - Mariana) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2x330 mm2 | 2 | 2016 | Konstruksi |
| 10 | Mariana | Kayu Agung | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 11 | Kayu Agung | Gumawang | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 90 | 2016 | Konstruksi |
| 12 | Tugumulyo | Inc. 2 Pi (Kayu Agung - Gumawang) | 150 kV | 4 cct, 2 Zebra | 40 | 2019 | Rencana |
| 13 | Pendopo | Inc. 2 Pi (Lahat - Simpang Belimbing) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2x330 mm2 | 40 | 2018 | Rencana |
| 14 | Martapura | Inc. 2 pi (Baturaja-B. Kemuning) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 2 | 2016 | Konstruksi |
| 15 | Tanjung Api-Api | Sunsang (Sumatera Landing Point) | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 20 | 2020 | Rencana |
| 16 | Muara Dua | Martapura | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 92 | 2018 | Rencana |
| 17 | PLTP Lumut Balai | Lumut Balai | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 44 | 2017 | Pengadaan |
| 18 | Gandus | GIS Kota Barat | 150 kV | 1 cct, XLPE CU 1x800 mm2 | 6 | 2018 | Rencana |
| 19 | Kenten | GIS Kota Timur | 150 kV | 1 cct, XLPE CU 1x800 mm2 | 12 | 2018 | Rencana |
| 20 | Boom Baru | GIS Kota Timur | 70 kV | 1 cct, XLPE CU 1x800 mm2 | 1 | 2018 | Rencana |
| 21 | GIS Kota Barat | GIS Kota Timur | 150 kV | 1 cct, XLPE CU 1x800 mm2 | 5 | 2019 | Rencana |
| 22 | PLTU Sumbagsel-1 | Baturaja | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 80 | 2018 | Committed |
| 23 | Muara Dua | PLTP Danau Ranau | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 90 | 2023 | Committed |
| 24 | PLTP Rantau dadap | Lumut Balai | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 40 | 2019 | Committed |
| | Total | | | | 1,127 | | |

Tabel A8.9. Pembangunan Transmisi 275 kV, 500 kV, dan 500 kV DC

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|----|-----------------------------|--|----------|----------------|-------|------|------------|
| 1 | Lahat | Muara Enim | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 210 | 2017 | Committed |
| 2 | Muara Enim | Gumawang | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 230 | 2017 | Committed |
| 3 | Lumut Balai | Inc.2 Pi (Lahat-Muara Enim) | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 60 | 2017 | Committed |
| 4 | Bayung Lincir/PLTU Sumsel-5 | Betung | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 200 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Sungai Lilin | Inc. 2pi (Betung-Sumsel-5) | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 2 | 2018 | Rencana |
| 6 | Betung | GITET Palembang - 1/Palembang Utara | 275 kV | 2 cct, 4 Zebra | 140 | 2019 | Rencana |
| 7 | Sumsel-6 | Sungai Lilin | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 120 | 2019 | Committed |
| 8 | Sumsel-7 | Sungai Lilin | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 120 | 2018 | Committed |
| 9 | PLTU Sumsel-1 | Betung | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 160 | 2019 | Committed |
| 10 | Muara Enim | PLTU Sumsel-1 | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 100 | 2019 | Committed |
| 11 | PLTU Banyuasin | Betung | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 100 | 2020 | Committed |
| 12 | Sumsel-1 | GITET Palembang - 2/Palembang Tenggara | 275 kV | 2 cct, 4 Zebra | 240 | 2020 | Rencana |
| 13 | Muara Enim/Sumsel 1 | PLTU Jambi *) | 500 kV | 2 cct, 4 Zebra | 240 | 2019 | Committed |
| 14 | PLTU Jambi *) | New Aur Duri/ Jambi 2 | 500 kV | 2 cct, 4 Zebra | 240 | 2019 | Committed |
| | Total | | | | 2.162 | | |

Selain proyek-proyek transmisi yang tercantum dalam Tabel A8.8 dan Tabel A8.9 terdapat pula ruas transmisi 500 kV AC yang menghubungkan PLTU mulut tambang Sumsel-8, Sumsel-9, dan Sumsel-10 ke GI 500 kV Muara Enim.

*) PLTU Jambi terkoneksi ke GITET Muara Enim/Sumsel 1 dan New Aur Duri/Jambi 2

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. diperlukan tambahan sebesar 721 juta pelanggan atau rata-rata 72 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan JTM 12.734kms,JTR sekitar 4.131 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 826 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A8.10. Dengan total investasi rata-rata sebesar 639.6 Juta USD pertahun

Tabel A8.10. Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR Kms | Trafo MVA | Tambahan Pelanggan | Total Inv Juta USD |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------------------|-----------------------|
| 2016 | 814.0 | 410.8 | 75 | 104,210 | 50.5 |
| 2017 | 923.0 | 424.6 | 73 | 105,158 | 53.6 |
| 2018 | 1,031.9 | 407.1 | 72 | 102,957 | 56.4 |
| 2019 | 1,150.9 | 423.6 | 75 | 100,789 | 60.5 |
| 2020 | 1,218.4 | 406.4 | 74 | 103,845 | 62.4 |
| 2021 | 1,310.1 | 405.0 | 74 | 63,930 | 62.8 |
| 2022 | 1,404.1 | 400.0 | 82 | 34,567 | 65.3 |
| 2023 | 1,503.7 | 411.0 | 92 | 34,967 | 70.5 |
| 2024 | 1,608.9 | 401.5 | 100 | 35,456 | 75.3 |
| 2025 | 1,769.2 | 441.5 | 109 | 36,099 | 82.3 |
| 2016-2025 | 12,734.2 | 4,131.5 | 826 | 721,978 | 639.6 |

A8.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2025 diperlihatkan padaTabel A8.11.

Tabel A8.11. Ringkasan

| Tahun | Energy Sales (Gwh) | Produksi Energi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|-------------------|--------------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------------|
| 2016 | 5.185 | 5.185 | 1.029 | 529,0 | 3.060,0 | 517,0 | 969,4 |
| 2017 | 5.805 | 5.805 | 1.139 | 67,5 | 2.090,0 | 884,4 | 412,0 |
| 2018 | 6.527 | 6.527 | 1.266 | 506,4 | 950,0 | 352,5 | 979,5 |
| 2019 | 7.378 | 7.378 | 1.416 | 860,0 | 2.090,0 | 605,0 | 1.543,1 |
| 2020 | 8.166 | 8.166 | 1.549 | 950,0 | 120,0 | 360,0 | 1.598,6 |
| 2021 | 9.000 | 9.000 | 1.689 | 17,5 | 560,0 | 480,0 | 343,4 |
| 2022 | 9.889 | 9.889 | 1.836 | 10,0 | 180,0 | - | 91,4 |
| 2023 | 10.868 | 10.868 | 1.996 | 110,0 | 120,0 | 90,0 | 352,4 |
| 2024 | 11.943 | 11.943 | 2.170 | 526,0 | 60,0 | - | 759,7 |
| 2025 | 13.133 | 13.133 | 2.362 | 71,2 | 300,0 | - | 255,0 |
| Growth/ Jumlah | 44% | 44% | 48% | 3.647,6 | 9.530,0 | 3.288,9 | 7.304,5 |

LAMPIRAN A.9

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)

DI PROVINSI BENGKULU

A9.1. KONDISI KELISTRIKAN SAAT INI

Beban puncak pada sistem kelistrikan Provinsi Bengkulu saat ini mencapai sekitar175 MW.Pasokan utamabersumber dari sistem interkoneksi Sumbagselteng melalui transmisi 150 kV dan 70 kV.Sedangkan sistem *isolated*dipasok dari PLTD dan PLTMH.Peta kelistrikan Provinsi Bengkulu diperlihatkan pada Gambar A9.1.



Gambar A9.1. Peta Kelistrikan Provinsi Bengkulu

Pembangkit di Provinsi Bengkulu diberikan pada Tabel A9.1.

Tabel A9.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) |
|-------|--------------------|-------|-------------------|---------|--------------------------|
| 1 | MUSI | PLTA | Hydro | PLN | 213.0 |
| 2 | TES I | PLTA | Hydro | PLN | 22.0 |
| 3 | Tersebar S2JB | PLTD | HSD | PLN | 20.6 |
| 4 | Tersebar (SW) S2JB | PLTD | HSD | Sewa | 9.3 |
| Total | | | | | 264.8 |

A9.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI BENGKULU

Komposisi penjualan per-sektor pelanggan tahun 2014,adalah seperti pada Tabel A8.2.

Tabel A9.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

| No | Kelompok Tarif | Energi Jual (GWh) | Porsi (%) |
|--------|----------------|-------------------|-----------|
| 1 | Rumah Tangga | 545 | 75 |
| 2 | Komersil | 103 | 14 |
| 3 | Publik | 55 | 8 |
| 4 | Industri | 27 | 4 |
| Jumlah | | 730 | 100 |

Dari realisasi penujualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi. pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang. maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 dapat dilihat pada Tabel A9.3.

Tabel A9.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

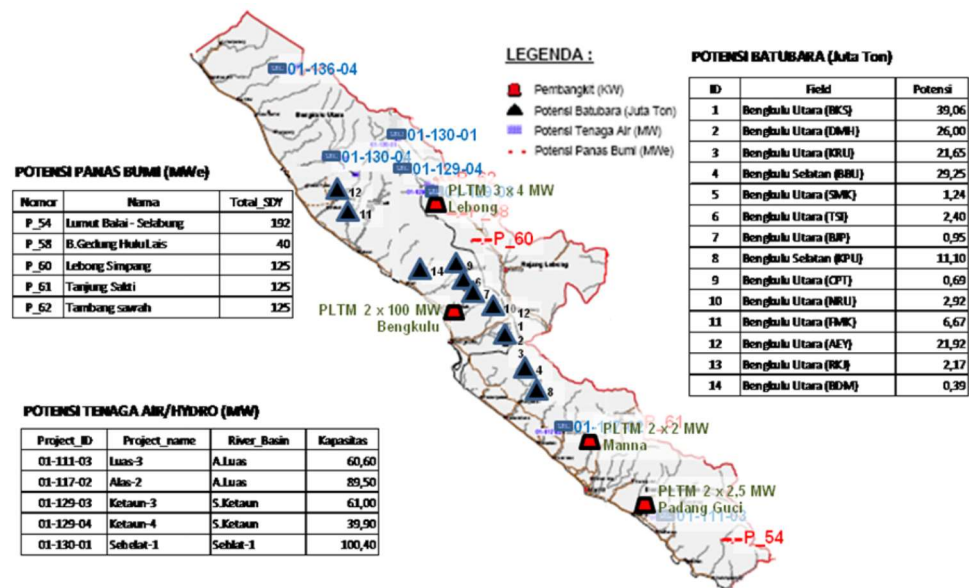
| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Sales (Gwh) | Produksi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|--------|-------------------------|-------------|----------------|-------------------|-----------|
| 2016 | 7,1 | 942 | 1.055 | 217 | 455.995 |
| 2017 | 7,6 | 1.063 | 1.188 | 242 | 478.704 |
| 2018 | 8,1 | 1.201 | 1.340 | 271 | 500.996 |
| 2019 | 8,6 | 1.362 | 1.517 | 304 | 523.068 |
| 2020 | 6,9 | 1.519 | 1.689 | 335 | 545.208 |
| 2021 | 6,9 | 1.678 | 1.861 | 366 | 557.506 |
| 2022 | 6,9 | 1.849 | 2.047 | 400 | 567.837 |
| 2023 | 6,9 | 2.036 | 2.252 | 436 | 578.283 |
| 2024 | 6,9 | 2.241 | 2.476 | 475 | 588.813 |
| 2025 | 6,9 | 2.465 | 2.724 | 518 | 599.499 |
| Growth | 7,3% | 11,3% | 11,1% | 10,2% | 3,1% |

A9.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi, dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Menurut informasi dari Kementerian ESDM, sumber energi yang tersedia di Bengkulu untuk membangkitkan energi listrik terdiri dari potensi tenaga air dan panas bumi dengan perkiraan potensi mencapai 400 MW untuk PLTA dan 500 MW PLTP.Selain itu terdapat cadangan batubara sebesar 120 juta ton.GambarA9.2 memperlihatkan sebaran dan jumlah potensi energi tersebut.



Gambar A9.2. Peta Potensi Energi Primer

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 413.9 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A9.4.

Tabel A9.4. Pengembangan Pembangkit

| No. | Proyek | Jenis | Asumsi Pengembang | Kapasitas (MW) | COD | Status |
|-------|-------------------------------------|---------|-------------------|----------------|-----------|------------|
| 1 | Muko-muko | PLTG/MG | PLN | 25,0 | 2017 | Rencana |
| 2 | Air Putih | PLTA | Swasta | 21,0 | 2018 | Pengadaan |
| 3 | Hululais (FTP2) | PLTP | PLN | 55,0 | 2018 | Committed |
| 4 | Bengkulu | PLTU | Swasta | 200,0 | 2019 | Committed |
| 5 | Hululais (FTP2) | PLTP | PLN | 55,0 | 2019 | Committed |
| 6 | Ketahun-1 | PLTA | PLN | 25,0 | 2023 | Rencana |
| 7 | Batu Balai / manna | PLTM | Swasta | 4,0 | 2025 | Konstruksi |
| 8 | Muara Sahung | PLTM | Swasta | 9,9 | 2025 | Rencana |
| 9 | Batu Ampar | PLTM | Swasta | 3,0 | 2025 | Rencana |
| 10 | Pembangkit Hidro Tersebar | PLTA | Swasta | 27,5 | 2016-2025 | Rencana |
| 11 | Pembangkit Minihidro Tersebar | PLTM | Swasta | 84,1 | 2016-2025 | Rencana |
| 12 | Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar | PLTBm | Swasta | 6,0 | 2016-2025 | Rencana |
| 13 | Pembangkit Geotermal Tersebar | PLTP | Swasta | 165,0 | 2016-2025 | Rencana |
| 14 | Pembangkit Sampah Tersebar | PLTSa | Swasta | 10,0 | 2016-2025 | Rencana |
| Total | | | | 690,5 | | |

Pembangunan PLTU batu bara skala kecil memiliki tingkat kesulitan cukup tinggi dan keberhasilannya relative rendah. Untuk mengejar target operasi pada tahun 2017, maka rencana pembangunan PLTU Muko-Muko 2x7 MW diganti menjadi PLTG/MG Muko-Muko 25 MW.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk di Provinsi Bengkulu hingga tahun 2025 yaitu penambahan GI baru pengembangan GI *eksisting* dengan total kapasitas mencapai 600 MVA dengan rincian kegiatan seperti pada Tabel A9.5.

Tabel A9.5. Pengembangan GI Baru 150 kV dan 70 Kv

| No | Gardu Induk | Tegangan | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|-------|---------------|-----------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 1 | Air Putih | 70/20 kV | New | 30 | 2018 | Pengadaan |
| 2 | Pulau Baai | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Muko Muko | 150/20 kV | New | 60 | 2020 | Rencana |
| 4 | PLTU Bengkulu | 150/20 kV | New | 30 | 2019 | Commited |
| 5 | Arga makmur | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 6 | Bintuhan | 150/20 kV | New | 30 | 2019 | Rencana |
| 7 | Hululais | 150/20 kV | New | 30 | 2019 | Commited |
| 8 | Ketahun | 150/20 kV | New | 60 | 2023 | Rencana |
| Total | | | | 360 | | |
| 9 | Tes | 70/20 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Commited |
| 10 | Pekalongan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 11 | Pulau Baai | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Commited |
| 12 | PLTU Bengkulu | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 13 | Arga Makmur | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 14 | Muko Muko | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 15 | Manna | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Konstruksi |
| 16 | Pekalongan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Commited |
| 17 | Arga makmur | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 18 | Manna | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2017 | Proposed |
| 19 | TES | 70/20 kV | Uprate | 30 | 2018 | Proposed |
| 20 | Sukamerindu | 70/20 kV | Uprate | 30 | 2016 | Proposed |
| 21 | Pekalongan | 70/20 kV | Uprate | 30 | 2017 | Rencana |
| 22 | PULAU BAAI | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 23 | Pekalongan | 150/20 kV | Ext | 30 | 2025 | Rencana |
| Total | | | | 240 | | |

Pengembangan Transmisi

Untuk mengikuti perkembangan gardu induk dan pembangkit.dibutuhkan juga pengembangan jaringan transmisi sepanjang 1.220 kms.Rincian kegiatan terdapat pada Tabel A9.6.

Tabel A9.6. Pembangunan Transmisi

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|----|----------------|---------------|----------|-----------------------|------|------|------------|
| 1 | Tess | Air Putih | 70 kV | 2 cct, ACSR 1x210 mm2 | 80 | 2018 | Konstruksi |
| 2 | Pekalongan | Pulo Baai | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 90 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | PLTU Bengkulu | Pulo Baai | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 10 | 2019 | Rencana |
| 4 | Pulo Baai | Arga Makmur | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 160 | 2018 | Commited |
| 5 | Muko-Muko | Arga Makmur | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 360 | 2020 | Commited |
| 6 | Manna | Bintuhan | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 140 | 2019 | Commited |
| 7 | Pekalongan | PLTP Hululais | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 100 | 2019 | Rencana |
| 8 | Kambang | Muko-Muko | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 220 | 2019 | Rencana |
| 9 | PLTA Ketahun-3 | Arga Makmur | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 60 | 2023 | Rencana |
| | Jumlah | | | | 1220 | | |

Pengembangan Distribusi

Proyeksi penambahanpelangganbaru mencapai161 ribu sambungan untuk kurun waktu 2016-2025 atau rata-rata 16,1 ribu pelanggan per tahun, dengan kebutuhan pertambahan JTM sebanyak 2.597 kms,JTR sepanjang 841 kms, dan penambahan kapasitas gardu distribusi sebesar 185MVA seperti pada Tabel A9.7. Dengan rata-rata investasi sebesar 13 Juta USD pertahun.

Tabel A9.7. Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR Kms | Trafo MVA | Tambahan Pelanggan | Total Inv Juta USD |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------------------|-----------------------|
| 2016 | 163.4 | 82.5 | 16 | 17,082 | 10.0 |
| 2017 | 186.4 | 85.8 | 16 | 22,709 | 11.1 |
| 2018 | 209.2 | 82.5 | 16 | 22,292 | 11.7 |
| 2019 | 233.6 | 86.0 | 17 | 22,072 | 12.7 |
| 2020 | 248.8 | 83.0 | 17 | 22,139 | 13.1 |
| 2021 | 267.7 | 82.7 | 17 | 12,299 | 13.1 |
| 2022 | 287.2 | 81.8 | 19 | 10,331 | 13.9 |
| 2023 | 307.9 | 84.2 | 21 | 10,446 | 15.1 |
| 2024 | 329.6 | 82.3 | 23 | 10,530 | 16.1 |
| 2025 | 362.6 | 90.5 | 25 | 10,686 | 17.6 |
| 2016-2025 | 2,596.6 | 841.2 | 185 | 160,586 | 134.5 |

A9.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2025 diperlihatkan pada Tabel A9.8.

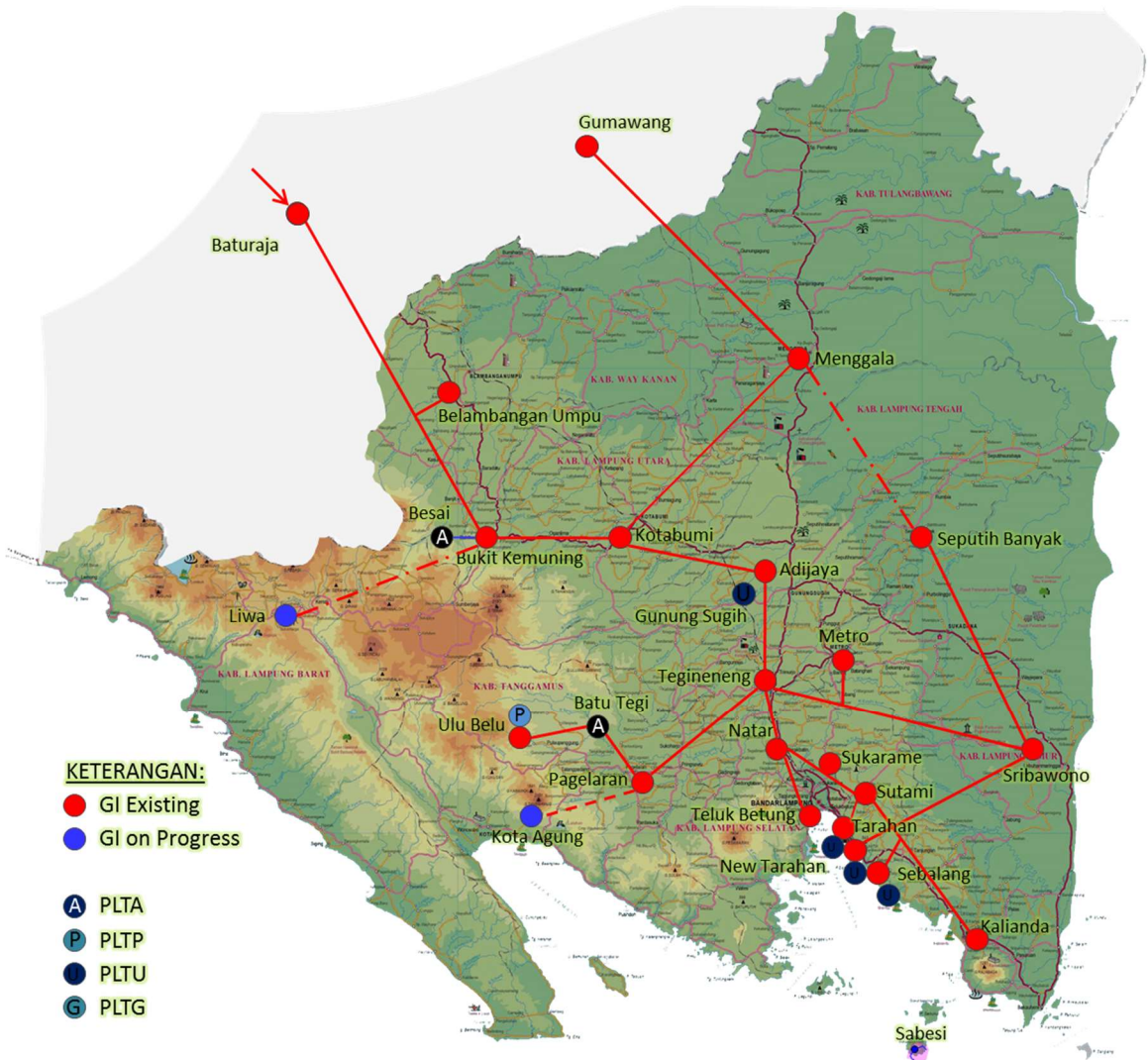
Tabel A9.8. Ringkasan

| Tahun | Energy Sales (Gwh) | Produksi Energi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|-------------------|--------------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------------|
| 2016 | 942 | 1.055 | 217 | 6 | 90 | 90 | 248 |
| 2017 | 1.063 | 1.188 | 242 | 25 | 150 | - | 202 |
| 2018 | 1.201 | 1.340 | 271 | 76 | 120 | 240 | 292 |
| 2019 | 1.362 | 1.517 | 304 | 255 | 90 | 470 | 648 |
| 2020 | 1.519 | 1.689 | 335 | 10 | 60 | 360 | 111 |
| 2021 | 1.678 | 1.861 | 366 | - | - | - | 28 |
| 2022 | 1.849 | 2.047 | 400 | 28 | 60 | - | 63 |
| 2023 | 2.036 | 2.252 | 436 | 25 | 60 | 60 | 63 |
| 2024 | 2.241 | 2.476 | 475 | - | - | - | 18 |
| 2025 | 2.465 | 2.724 | 518 | 253 | 30 | - | 589 |
| Growth/ Jumlah | 11,3% | 11,1% | 10,2% | 678 | 660 | 1.220 | 2.264 |

LAMPIRAN A.10
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI
PROVINSI LAMPUNG

A10.1.KONDISI SAAT INI

Sistem ketenagalistrikan di Provinsi Lampung adalah bagian dari sistem interkoneksi Sumatera seperti ditunjukkan pada Gambar A10.1.



Gambar A10.1.Peta Sistem Interkoneksi & Sistem Isolated

Sub Sistem kelistrikan Lampung akan dikembangkan untuk mencakup daerah-daerah sebagai berikut: Kota Agung di Kabupaten Tanggamus, Liwa, dan Ulubelu di Kabupaten Lampung Barat, Pakuan Ratu di Kabupaten Tulang Bawang Barat dan Simpang Pematang di Kabupaten Mesuji. Peta kelistrikan Provinsi Lampung diperlihatkan pada Gambar A10.2.



Gambar A10.2 .Peta Kelistrikan Provinsi Lampung

Beban puncak Lampung pada tahun 2015 adalah 854 MW. Pembangkit yang berada di Provinsi Lampung ditunjukkan pada Tabel A10.1.

Tabel A10.1. Kapasitas Pembangkit

| No | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) |
|-------|----------------------------|-------|-------------------|---------|--------------------------|
| 1 | PLTD Tersebar Lampung | PLTD | HSD | PLN | 0.0 |
| 2 | PLTD Tersebar (SW) Lampung | PLTD | HSD | Sewa | 0.0 |
| 3 | PLTM Tersebar Lampung | PLTM | Hydro | PLN | 1.1 |
| 4 | PLTP ULU BELU | PLTP | GEO | PLN | 110.0 |
| 5 | TARAHAN | PLTD | HSD | PLN | 23.2 |
| 6 | TARAHAN (G) | PLTG | HSD | PLN | 16.2 |
| 7 | WAY BESAI | PLTA | Hydro | PLN | 90.0 |
| 8 | BATUTEGI | PLTA | Hydro | PLN | 28.6 |
| 9 | TARAHAN (U) | PLTU | Batubara | PLN | 300.0 |
| 10 | TARAHAN (SW) | PLTD | HSD | Sewa | 23.2 |
| 11 | PLTD Tersebar Lampung | PLTD | HSD | PLN | 1.2 |
| 12 | PLTD Tersebar (SW) Lampung | PLTD | HSD | Sewa | 0.0 |
| Total | | | | | 593.5 |

A10.2.PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Komposisi penjualan per-sektor pelanggan tahun 2015, adalah seperti pada tabel A8.2.

Tabel A10.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

| NO | KELOMPOK TARIF | ENERGI JUAL (GWh) | PORSI (%) |
|--------|-------------------|-------------------------|--------------|
| 1 | Rumah Tangga | 2.036 | 55,7 |
| 2 | Komersial | 476 | 13,0 |
| 3 | Publik | 226 | 6,2 |
| 4 | Industri | 918 | 25,1 |
| Jumlah | | 3.656 | 100,0 |

Dari realisasi penjualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 dapat dilihat pada Tabel A10.3.

Tabel A10.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Sales (Gwh) | Produksi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|--------|-------------------------------|----------------|-------------------|-------------------------|-----------|
| 2016 | 6.8 | 3,959 | 4,395 | 893 | 1,841,594 |
| 2017 | 7.3 | 4,365 | 4,837 | 972 | 1,960,349 |
| 2018 | 7.7 | 4,839 | 5,353 | 1,059 | 2,048,834 |
| 2019 | 8.3 | 5,377 | 5,938 | 1,153 | 2,133,765 |
| 2020 | 6.6 | 5,947 | 6,556 | 1,257 | 2,220,548 |
| 2021 | 6.6 | 6,569 | 7,228 | 1,370 | 2,264,179 |
| 2022 | 6.6 | 7,249 | 7,962 | 1,493 | 2,291,497 |
| 2023 | 6.6 | 7,991 | 8,768 | 1,628 | 2,318,227 |
| 2024 | 6.6 | 8,801 | 9,648 | 1,776 | 2,344,409 |
| 2025 | 6.6 | 9,688 | 10,682 | 1,937 | 2,370,271 |
| Growth | 7.0% | 10.5% | 10.4% | 9.0% | 2.9% |

A10.3. PENGEMBANGAN KETENAGALISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Lampung.potensi sumber energi utama yang berada di provinsi ini adalah panas bumi dan tenaga air sebagaimana diberikan pada Tabel A10.4 danTabel A10.5.Selain itu juga terdapat potensi biomassa dan batubara.

Tabel A10.4. Potensi Panas Bumi

| No. | Area | Regency | Potency (Mwe) | | Reserve (Mwe) | | |
|---------------------------|---------------|-----------------|---------------|------------|---------------|----------|--------|
| | | | Speculative | Hipothetic | Possible | Probable | Proven |
| 1 | Way Umpu | Way Kanan | 100 | - | - | - | - |
| 2 | Danau Ranau | Lampung Barat | - | 185 | 222 | 37 | - |
| 3 | Purunan | Lampung Barat | 25 | - | - | - | - |
| 4 | Gn. Sekincau | Lampung Barat | - | 100 | 130 | - | - |
| 5 | Bacingot | Lampung Barat | 225 | - | - | - | - |
| 6 | Suoh Antata | Lampung Barat | - | 163 | 300 | - | - |
| 7 | Pajar Bulan | Lampung Barat | 100 | - | - | - | - |
| 8 | Natar | Lampung selatan | 25 | - | - | - | - |
| 9 | Ulu Belu | Tanggamus | - | 156 | 380 | - | 110 |
| 10 | Lempasing | Lampung selatan | 225 | - | - | - | - |
| 11 | Way Ratai | Lampung selatan | - | 194 | - | - | - |
| 12 | Kalianda | Lampung selatan | - | 40 | 40 | - | - |
| 13 | Pmt. Belirang | Lampung selatan | 225 | - | - | - | - |
| Total Potency = 2,855 Mwe | | | 925 | 838 | 1,072 | 37 | 110 |

Tabel A10.5. Potensi Tenaga Air

| No. | Lokasi | Kapasitas (MW) | No. | Lokasi | Kapasitas (MW) |
|-----|----------------------|----------------|-----|--------------------|----------------|
| I | Mesuji Tulang bawang | | III | Semang ka | |
| 1 | Besai / Umpu | 7.50 | 1 | Semang ka Atas I | 26.8 |
| 2 | Giham Pukau | 16.00 | 2 | Semang ka Atas II | 23.2 |
| 3 | Giham Aringik | 80.00 | 3 | Semang ka Atas III | 28.2 |
| 4 | Tangkas | 1.60 | 4 | Semang ka Bawah I | 35.5 |
| 5 | Campang Limau | 1.00 | 5 | Semang ka Bawah II | 40.4 |
| 6 | Sinar Mulia | 978.00 | 6 | Semung I | 23.8 |
| 7 | Way Abung | 600.00 | 7 | Semung II | 38.7 |
| 8 | Way Umpu | 600.00 | 8 | Semung III | 17.0 |
| | | | 9 | Manula I | 5.7 |
| | | | 10 | Manula II | 8.4 |
| | | | 11 | Simpang Lunik I | 6.1 |
| II | Seputih / Sekampung | | 12 | Simpang Lunik II | 3.8 |
| 1 | Bumiayu | 39.20 | 13 | Simpang Lunik III | 3.9 |

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 1.093 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A10.6.

Tabel A10.6. Pengembangan Pembangkit

| No. | Proyek | Jenis | Asumsi Pengembang | Kapasitas (MW) | COD | Status |
|-----|-------------------------------|---------|-------------------|----------------|-----------|------------|
| 1 | Mobile PP Sumbagsel | PLTG/MG | Swasta | 100.0 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Tarahan #4 FTP1 (Sebalang) | PLTU | PLN | 100.0 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Ulubelu #3 & #4 (FTP2) | PLTP | Swasta | 110.0 | 2016/17 | Konstruksi |
| 4 | Lampung Peaker | PLTGU | PLN | 200.0 | 2018 | Rencana |
| 5 | Semangka (FTP2) | PLTA | Swasta | 56.0 | 2018 | Konstruksi |
| 6 | Rajabasa (FTP2) | PLTP | Swasta | 220.0 | 2023/24 | Committed |
| 7 | Wai Ratai (FTP2) | PLTP | Swasta | 55.0 | 2023 | Committed |
| 8 | Sumatera-2 | PLTGU | Unallocated | 400.0 | 2025 | Rencana |
| 9 | Suoh Sekincau (FTP2) | PLTP | Swasta | 220.0 | 2025 | Committed |
| 10 | Pembangkit Hidro Tersebar | PLTA | Swasta | 27.0 | 2016-2025 | Rencana |
| 11 | Pembangkit Minihidro Tersebar | PLTM | Swasta | 32.0 | 2016-2025 | Rencana |
| 12 | Pembangkit Sampah Tersebar | PLTSa | Swasta | 15.0 | 2016-2025 | Rencana |
| | Total | | | 1,520.0 | | |

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan GI

Di Provinsi Lampung direncanakan pembangunanGI baru dan pengembangan GI *existing* sampai dengan tahun 2025 seperti diperlihatkan pada Tabel A10.7.

Tabel A10.7.Rencana GI Baru 150 Kv, 275 kV, dan 500 kV DC

| No | Gardu Induk | Tegangan | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|----|-----------------------|------------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 1 | Kota Agung | 150/20 kV | New | 30,0 | 2016 | Operasi |
| 2 | Liwa | 150/20 kV | New | 30,0 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Mesuji | 150/20 kV | New | 30,0 | 2017 | Konstruksi |
| 4 | Jati Agung | 150/20 kV | New | 60,0 | 2018 | Pengadaan |
| 5 | Pakuan Ratu/Way Kanan | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Pengadaan |
| 6 | Bandar Surabaya | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Proposed |
| 7 | Dipasena | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Pengadaan |
| 8 | Gedong Tataan | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Proposed |
| 9 | Teluk Ratai | 150/20 kV | New | 30,0 | 2017 | Proposed |
| 10 | Ketapang | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Committed |
| 11 | Langkapura | 150/20 kV | New | 60,0 | 2017 | Pengadaan |
| 12 | Sukadana | 150/20 kV | New | 60,0 | 2022 | Rencana |
| 13 | Sidomulyo | 150/20 kV | New | 60,0 | 2022 | Rencana |
| 14 | Kota Gajah | 150/20 kV | New | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 15 | GIS Garuntang | 150/20 kV | New | 60,0 | 2021 | Rencana |
| 16 | Kali Rejo/Lampung I | 150/20 kV | New | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 17 | Bengkunat | 150/20 kV | New | 60,0 | 2019 | Rencana |
| 18 | KIM/Tenggamus | 150/20 kV | New | 60,0 | 2019 | Rencana |
| 19 | Penemangan | 150/20 kV | New | 60,0 | 2021 | Rencana |
| 20 | Rajabasa | 150/20 kV | New | 60,0 | 2021 | Rencana |
| 21 | Lampung-1/Sribawono | 275/150 kV | New | 500,0 | 2019 | Rencana |
| | Total | | | 1.580,0 | | |
| 22 | Pagelaran | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 23 | Bukit Kemuning | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 24 | Menggala | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Konstruksi |
| 25 | Kotabumi | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Konstruksi |
| 26 | Menggala | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 27 | Seputih banyak | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 28 | Sukarame | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Proposed |
| 29 | Sukarame | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Proposed |
| 30 | Blambangan Umpu | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Proposed |
| 31 | Blambangan Umpu | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Proposed |
| 32 | Seputih banyak | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Proposed |
| 33 | Bandar Surabaya | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Proposed |
| 34 | Dipasena | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Proposed |
| 35 | Mesuji | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Committed |
| 36 | Ulu Belu | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Committed |
| 37 | Pagelaran | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Proposed |
| 38 | Gedong Tataan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Proposed |
| 39 | Kalianda | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Committed |
| 40 | Teluk betung | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 41 | New Tarahan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 42 | Kota Agung | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Committed |
| 43 | Kotabumi | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 44 | Liwa | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 45 | Kota Agung | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 46 | KIM/Tenggamus | 150 kV | Ext | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 47 | Bengkunat | 150 kV | Ext | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 48 | Besai | 150 kV | Ext | 2 LB | 2021 | Committed |
| 49 | Besai | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2021 | Rencana |
| 50 | Bukit Kemuning | 150 kV | Uprate | 2 LB | 2021 | Rencana |

| No | Gardu Induk | Tegangan | NEW/ EXTENSION | KAPASITAS (MVA/BAY) | COD | Status |
|-------|-----------------------|-----------|-------------------|------------------------|------|------------|
| 51 | Menggala | 150 kV | Ext | 2 LB | 2021 | Rencana |
| 52 | Teluk Ratai | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Committed |
| 53 | kalianda | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Committed |
| 54 | Sebalang | 150/20 kV | Ext | 2 TB | 2017 | Committed |
| 55 | GIS Garuntang | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 56 | Teluk Betung | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 57 | Kotabumi | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 58 | Tegineneng | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 59 | Sukarame | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 60 | Sribawono | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 61 | Blambangan Umpu | 150/20 kV | Ext | 1 TB | 2016 | Konstruksi |
| 62 | Tarahan | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2017 | Committed |
| 63 | Menggala | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2017 | Konstruksi |
| 64 | Menggala | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2016 | Konstruksi |
| 65 | Natar | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2017 | Committed |
| 66 | Tegineneng | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2018 | Committed |
| 67 | Seputih Banyak | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2018 | Committed |
| 68 | New Tarahan | 150/20 kV | Ext | 100,0 | 2019 | Committed |
| 69 | Liwa | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2017 | Rencana |
| 70 | Kota Agung | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2017 | Rencana |
| 71 | New Tarahan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2019 | Rencana |
| 72 | Jati Agung | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2020 | Rencana |
| 73 | Adijaya | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2017 | Proposed |
| 74 | Adijaya | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2021 | Rencana |
| 75 | Natar | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 76 | New Tarahan | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 77 | Metro | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2018 | Rencana |
| 78 | Teluk Ratai | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2020 | Rencana |
| 79 | Mesuji | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2020 | Rencana |
| 80 | Peneumangan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2022 | Rencana |
| 81 | Sidomulyo | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 82 | Gedong Tataan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 83 | Pakuan Ratu/Way Kanan | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 84 | Langkapura | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 85 | Kota Gajah | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 86 | Dipasena | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 87 | KIM/Tenggamus | 150/20 kV | Uprate | 100,0 | 2021 | Rencana |
| 88 | KIM/Tenggamus | 150/20 kV | Ext | 100,0 | 2023 | Rencana |
| 89 | Blampangan Umpu | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2023 | Rencana |
| 90 | Sukadana | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 91 | Tarahan | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2018 | Rencana |
| 92 | Sutami | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2017 | Rencana |
| 93 | Sutami | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2024 | Rencana |
| 94 | Kalianda | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 95 | Kotabumi | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 96 | Sribawono | 150/20 kV | Uprate | 60,0 | 2025 | Rencana |
| 97 | Pagelaran | 150/20 kV | Ext | 60,0 | 2021 | Rencana |
| Total | | | | 2.640,0 | | |

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi 150 kV dan 500 kV sampai dengan 2025 sepanjang 2.332 kms diperlihatkan pada Tabel A10.8.

Untuk meningkatkan jalur evakuasi daya ke sistem Lampung, juga direncanakan GITET dan SUTET 275kV. Di provinsi ini juga melintas transmisi 500 kV HVDC

Sumatera-Jawa dengan *switching station* dan *landing point* kabel laut 500 kV HVDC akan berada di Ketapang.

Tabel A10.8. Rencana Pengembangan Transmisi

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|----|-----------------------|-------------------------------------|----------|----------------------------|------|------|------------|
| 1 | Bukit Kemuning | Liwa | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 80 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Gumawang | Mesuji | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 160 | 2017 | Konstruksi |
| 3 | Menggala | Kotabumi | 150 kV | 1 cct, 2 Hawk (2nd sirkit) | 57,5 | 2020 | Konstruksi |
| 4 | Menggala | Seputih Banyak | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Sukarame | Jatiagung | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 16 | 2018 | Proposed |
| 6 | Sukarame | Inc. 2 Pi (Sutami-Natar) | 150 kV | 2 cct, HTLS 1x310 mm2 | 2 | 2018 | Committed |
| 7 | Pakuan Ratu/Way Kanan | Blambangan Umpu | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 30 | 2017 | Proposed |
| 8 | Blambangan Umpu | Inc. 2 Pi (Martapura-Bk.Kemuning) | 150 kV | 2 cct, HTLS 1x310 mm2 | 2 | 2017 | Proposed |
| 9 | Seputih banyak | Dipasena | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 200 | 2017 | Proposed |
| 10 | Bandar Surabaya | 2 Pi Inc. (Seputih Banyak-Dipasena) | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 20 | 2017 | Proposed |

| No | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | kms | COD | Status |
|----|---------------------------------|---------------------------------------|----------|--------------------------|--------|------|-----------|
| 11 | Mesuji | Dipasena | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 152 | 2017 | Committed |
| 12 | PLTP Ulubelu #3,4 | Ulubelu | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 20 | 2016 | Committed |
| 13 | Pagelaran | Gedong Tataan | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 60 | 2017 | Committed |
| 14 | Gedon Tataan | Teluk Ratai | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 60 | 2017 | Proposed |
| 15 | Kalianda | Ketapang | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 90 | 2017 | Committed |
| 16 | Langkapura | Inc. 2 Pi (Natar - Teluk Betung) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 2 | 2017 | Proposed |
| 17 | Teluk Betung | New Tarahan | 150 kV | 2 cct, XLPE CU 1x800 mm2 | 30 | 2019 | Rencana |
| 18 | Sidomulyo | Inc. 2 Pi (Kalianda-Sebalang) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 10 | 2022 | Rencana |
| 19 | Sukadana | Inc. 2 Pi (Sribawono-Seputih Banyak) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 10 | 2022 | Rencana |
| 20 | Kota Gajah | Inc. 2 Pi (Seputih Banyak - Menggala) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 10 | 2023 | Rencana |
| 21 | Garuntang | Inc. 2 Pi (New Tarahan-Teluk Betung) | 150 kV | 2 cct, XLPE CU 1x800 mm2 | 10 | 2021 | Rencana |
| 22 | PLTA Semangka | Kota Agung | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 112 | 2018 | Committed |
| 23 | Kalirejo | Kotabumi | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 70 | 2023 | Rencana |
| 24 | Liwa | Bengkunat | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 120 | 2019 | Committed |
| 25 | KIM Tenggamus | Kota Agung | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 40 | 2019 | Committed |
| 26 | Bengkunat | KIM | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 120 | 2022 | Rencana |
| 27 | Besai | PLTP Suoh sekincau | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 38 | 2021 | Rencana |
| 28 | Bukit Kemuning (rekonduktoring) | Besai (rekonduktoring) | 150 kV | 2 cct, HTLS 1x310 mm2 | 70 | 2021 | Rencana |
| 29 | Peneumangan | Menggala | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 40 | 2021 | Rencana |
| 30 | Teluk Ratai | PLTP Wai Ratai | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 40 | 2023 | Rencana |
| 31 | Kalianda | PLTP Rajabasa | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 40 | 2023 | Rencana |
| 32 | Gumawang | Lampung-1/Sribawono | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 500 | 2019 | Rencana |
| | | | | | 2331,5 | | |

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik.penambahanpelanggan barusampai dengan 2025 adalah 616 ribu pelanggan ataurata-rata 61,6 ribupelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 1.792 kms, JTR sekitar 3.378 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 879 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A10.9.Dengan rata-rata jumlah investasi sebesar 334.9 Juta USD pertahun.

Tabel A10.9. Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Tambahan Pelanggan | Total Inv Juta USD |
|-----------|----------|----------|-----------|--------------------|--------------------|
| 2016 | 205.2 | 306.4 | 71 | 87,563 | 31.2 |
| 2017 | 196.6 | 310.2 | 75 | 118,756 | 33.8 |
| 2018 | 189.7 | 316.1 | 79 | 88,485 | 32.9 |
| 2019 | 183.9 | 323.2 | 83 | 84,931 | 33.6 |
| 2020 | 178.0 | 329.8 | 87 | 86,783 | 34.7 |
| 2021 | 172.7 | 336.8 | 91 | 43,631 | 32.9 |
| 2022 | 167.9 | 344.4 | 93 | 27,318 | 32.6 |
| 2023 | 163.5 | 352.5 | 96 | 26,730 | 33.2 |
| 2024 | 159.5 | 361.1 | 99 | 26,181 | 33.9 |
| 2025 | 175.5 | 397.4 | 104 | 25,862 | 36.0 |
| 2016-2025 | 1,792.53 | 3,377.94 | 879 | 616,240 | 334.9 |

A10.4. Ringakasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2025 diberikan pada Tabel A10.10.

Tabel A10.10. Ringkasan

| Tahun | Energy Sales (Gwh) | Produksi Energi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|----------------|--------------------|-----------------------|-------------------|-----------------|----------|-----------------|-----------------------|
| 2016 | 3.959 | 4.395 | 893 | 260 | 480 | 220 | 446,2 |
| 2017 | 4.365 | 4.837 | 972 | 55 | 840 | 776 | 348,5 |
| 2018 | 4.839 | 5.353 | 1.059 | 256 | 300 | 130 | 287,0 |
| 2019 | 5.377 | 5.938 | 1.153 | 0 | 780 | 690 | 371,2 |
| 2020 | 5.947 | 6.556 | 1.257 | 0 | 180 | 58 | 48,5 |
| 2021 | 6.569 | 7.228 | 1.370 | 17 | 400 | 158 | 161,2 |
| 2022 | 7.249 | 7.962 | 1.493 | 48,76 | 180 | 140 | 163,0 |
| 2023 | 7.991 | 8.768 | 1.628 | 165 | 400 | 160 | 451,6 |
| 2024 | 8.801 | 9.648 | 1.776 | 110 | 120 | - | 280,2 |
| 2025 | 9.688 | 10.682 | 1.937 | 623,22 | 600 | - | 953,3 |
| Growth/ Jumlah | 10,5% | 10,4% | 9,0% | 1.535 | 4.280 | 2.332 | 3.510,6 |

LAMPIRAN B

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM

KELISTRIKAN

PER PROVINSI

WILAYAH OPERASI JAWA BALI

LAMPIRAN B1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA

LAMPIRAN B2. PROVINSI BANTEN

LAMPIRAN B3. PROVINSI JAWA BARAT

LAMPIRAN B4. PROVINSI JAWA TENGAH

LAMPIRAN B5. PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA

LAMPIRAN B6. PROVINSI JAWA TIMUR

LAMPIRAN B7. PROVINSI BALI

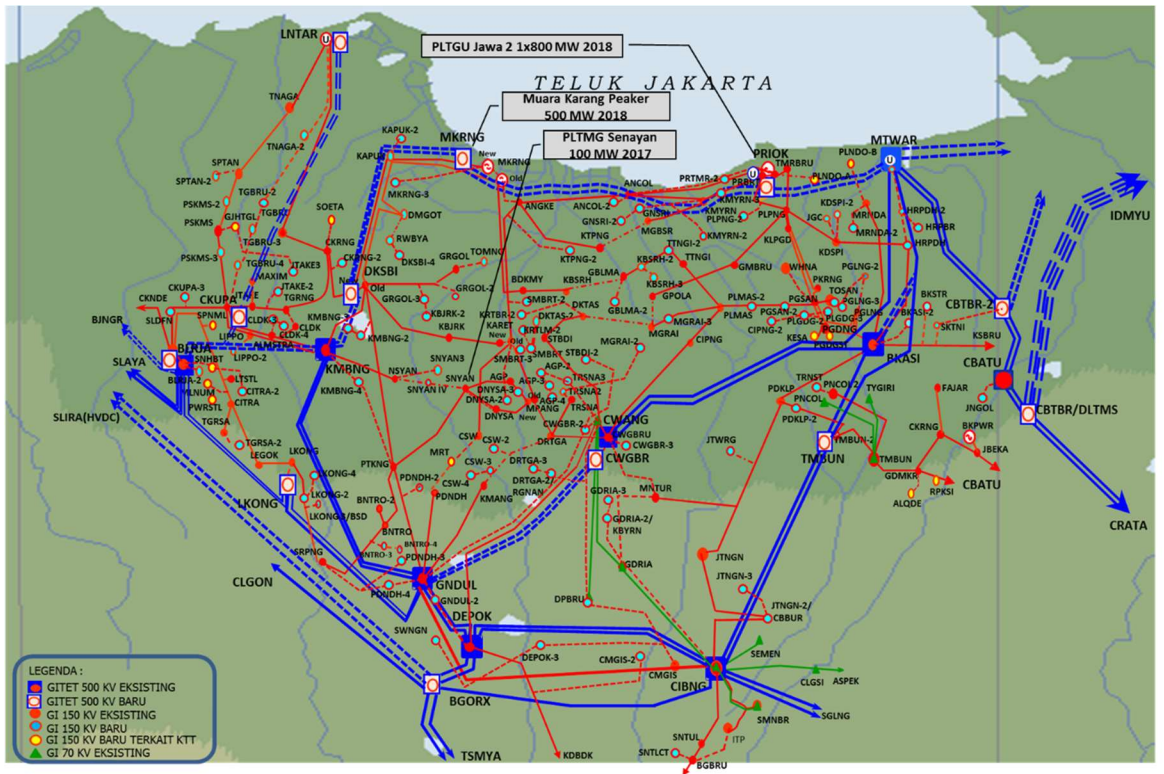
LAMPIRAN B.1

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO)
DI PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA (DKI) JAKARTA

B1.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi DKI Jakarta (tidak termasuk Kepulauan Seribu) diperkirakan sampai Agustus 2015 sekitar 4.615 MW. 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.

Pasokan dari *grid* 500 kV melalui 6 GITET, yaitu Gandul, Kembangan, Cawang, Bekasi, Cibinong dan Depok dengan kapasitas total 8.000 MVA. Peta sistem kelistrikan DKI Jakarta ditunjukkan pada Gambar B1.1.



Gambar B1.1. Peta Kelistrikan di Provinsi DKI Jakarta

Secara kelistrikan 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 sebagian Jakarta Timur.
5. GITET Kembangan memasok Jakarta Barat dan sebagian Tangerang.

6. GITET Depok memasok Depok, sebagian Jakarta Selatan dan sebagian Jakarta Pusat.

Pembangkit di Muara Karang dan Priok mempunyai kapasitas 3.690 MW seperti ditunjukkan pada Tabel B1.1.

Tabel B1.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang di Muara Karang dan Priok

| No | Nama Pembangkit | Jenis Pembangkit | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang | Daya Mampu |
|--------|---------------------|------------------|-------------------|-----------------|---------------------|------------|
| | | | | | MW | MW |
| 1 | Muara Karang Blok 1 | PLTGU | Gas /HSD | PJB | 509 | 394 |
| 2 | Muara Karang Blok 2 | PLTGU | Gas | PJB | 710 | 680 |
| 3 | Muara Karang 4-5 | PLTU | Gas /MFO | PJB | 400 | 324 |
| 4 | Priok 1-2 | PLTU | MFO | Indonesia Power | 100 | 0 |
| 5 | Priok Blok 1 | PLTGU | Gas /HSD | Indonesia Power | 590 | 548 |
| 6 | Priok Blok 2 | PLTGU | Gas /HSD | Indonesia Power | 590 | 548 |
| 7 | Priok Blok 3 | PLTGU | Gas | Indonesia Power | 740 | 720 |
| 8 | Priok | PLTG | HSD | Indonesia Power | 52 | 0 |
| Jumlah | | | | | 3691 | 3214 |

B1.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 – 2025 diperlihatkan pada Tabel B1.2.

Tabel B1.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------|-----------|
| 2016 | 7.82 | 29,029 | 31,042 | 4,643 | 3,215,386 |
| 2017 | 8.42 | 33,108 | 35,368 | 5,287 | 3,250,278 |
| 2018 | 8.89 | 35,374 | 37,752 | 5,641 | 3,292,144 |
| 2019 | 9.48 | 37,635 | 40,124 | 5,992 | 3,328,073 |
| 2020 | 7.59 | 40,114 | 42,723 | 6,377 | 3,364,565 |
| 2021 | 7.59 | 42,321 | 45,027 | 6,717 | 3,396,399 |
| 2022 | 7.59 | 44,642 | 47,452 | 7,075 | 3,428,873 |
| 2023 | 7.59 | 47,001 | 49,931 | 7,441 | 3,461,949 |
| 2024 | 7.59 | 49,236 | 52,276 | 7,786 | 3,495,700 |
| 2025 | 7.59 | 51,532 | 54,713 | 8,145 | 3,530,140 |
| Pertumbuhan (%) | 8.01 | 6.58 | 6.50 | 6.44 | 1.04 |

B1.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

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 akan habis pada tahun 2018, sehingga perlu memperpanjang kontrak pasokan gas yang ada. Untuk menutupi kekurangan pasokan gas tersebut, PT Nusantara Regas telah mengoperasikan FSRU LNG untuk memasok pembangkit di Jakarta dengan kapasitas 400 bbtud.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025 dipenuhi dengan pengembangan kapasitas pembangkit di sistem Jakarta sendiri 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 *peaker* (bisa *daily start-stop*) dengan kapasitas 500 MW dan PLTGU Jawa-2 (*Load Follower*) 800 MW di lokasi Priok, seperti ditampilkan pada Tabel B1.3. Selain itu dipertimbangkan untuk membangun pembangkit di pusat beban Jakarta, yaitu PLTMG 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*. Namun masih perlu dikaji kembali terkait ketersediaan pasokan gas dan koneksi jaringannya.

Sedangkan PLTU Jawa-12 yang pada RUPTL sebelumnya direncanakan dibangun di daerah Jakarta, ditunda pelaksanaannya hingga setelah tahun 2025 sehingga tidak tercantum dalam RUPTL 2016-2025. Penundaan ini dilakukan untuk memenuhi target bauran energi dari batubara sekitar 50% pada tahun 2025 sesuai Draft RUKN 2015-2034. Pertimbangan lain adalah bahwa PLTU batubara tidak dikembangkan di kawasan yang dekat pusat kota Jakarta untuk menjaga kualitas udara/lingkungan.

Tabel B1.3 Pengembangan Pembangkit di Jakarta

| No | Asumsi Pengembang | Jenis | Nama Proyek | Kapasitas MW | COD | Status |
|--------|-------------------|-------|---------------------|--------------|------|-----------|
| 1 | PLN | PLTMG | Senayan | 100 | 2017 | Rencana |
| 2 | PLN | PLTGU | Peaker Muara Karang | 500 | 2018 | Pengadaan |
| 3 | PLN | PLTGU | Jawa-2 | 800 | 2018 | Pengadaan |
| Jumlah | | | | 1400 | | |

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan GI

Pengembangan GITET 500 kV sampai tahun 2025 adalah pembangunan 4 GITET baru (4.000 MVA) yang akan mengoptimalkan pasokan ke pusat beban dari sumber-sumber PLTU Murah di Sistem 500 kV dan meningkatkan keandalan pasokan ke Subistem-Subsistem di Jakarta. Penambahan IBT 500/150 kV untuk dan spare IBT satu fasa untuk meningkatkan keandalan pasokan sistem Jakarta. serta usulan baru IBT di GITET Kembangan, seperti diperlihatkan pada Tabel B1.4.

Tabel B1.4 Pengembangan GITET 500 kV di DKI Jakarta

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|--------------------|------------|------------|----------------------------|------|------------|
| 1 | Duri Kosambi (GIS) | 500/150 kV | New | 1000 | 2017 | Rencana |
| 2 | Muara Karang (GIS) | 500/150 kV | New | 1000 | 2018 | Rencana |
| 3 | Priok (GIS) | 500/150 kV | New | 1000 | 2018 | Rencana |
| 4 | Cawang Baru (GIS) | 500/150 kV | New | 1000 | 2020 | Rencana |
| 5 | Bekasi | 500/150 kV | Spare | 167 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Cawang (GIS) | 500/150 kV | Spare | 167 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Bekasi | 500 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 8 | Cawang (GIS) | 500/150 kV | Spare | 167 | 2017 | Konstruksi |
| 9 | Duri Kosambi (GIS) | 500/150 kV | Spare | 167 | 2017 | Konstruksi |
| 10 | Kembangan (GIS) | 500/150 kV | Ext | 500 | 2017 | Rencana |
| 11 | Kembangan (GIS) | 500 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 12 | Duri Kosambi (GIS) | 500/150 kV | Ext | 500 | 2018 | Rencana |
| 13 | Duri Kosambi (GIS) | 500/150 kV | Ext | 500 | 2018 | Rencana |
| 14 | Kembangan (GIS) | 500 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Lelang |
| | Jumlah | | | 6168 | | |

Khusus untuk untuk Provinsi DKI Jakarta kriteria pembebanan trafo adalah lebih besar dari 60% (kriteria provinsi lain 80%). Selanjutnya untuk melayani konsumen direncanakan pembangunan GI 150 kV Baru dan ekstensi trafo 150/20 kV dengan total kebutuhan 18.660 MVA seperti ditampilkan pada Tabel B1.5.

Tabel B1.5 Pengembangan GI 150 kV di DKI Jakarta

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|--|-----------|------------|----------------------------|------|------------|
| 1 | Cakung Township (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | CSW II / Antasari / Kemang Village (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Gandaria (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Gunung Sahari (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Harapan Indah (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Jatirangon II / Cibubur | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | Jatiwaringin (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 9 | Kapuk / PIK (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Operasi |
| 10 | Semanggi Barat (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 11 | Abadi Guna Papan II (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 12 | Duren Tiga II / Ragunan (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 13 | Gambir Lama II (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 14 | Grogol II (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 15 | Kebon Sirih II (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 16 | Kembangan II (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 17 | Marunda II (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 18 | Pasar Kemis II | 150/20 kV | New | 180 | 2017 | Rencana |
| 19 | PLTMG Senayan | 150 kV | New | 6 LB | 2017 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas | COD | Status |
|-----|--|-----------|------------|---------------|------|---------|
| | | | | (MVA atau LB) | | |
| 20 | Pondok Indah II / Cirendeu (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 21 | Senayan III (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 22 | Tomang (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 23 | Cipinang II / Jatinegara (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 24 | CSW III (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 25 | Danayasa II / Semanggi Timur (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 26 | Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 27 | Gandaria II / Kebayoran (GIS) | 150/20 kV | New | 180 | 2018 | Rencana |
| 28 | Kemayoran II (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 29 | Penggilingan II (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 30 | Plumpang II (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 31 | Pulo Gadung II (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 32 | Semanggi Barat II / Benhil (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 33 | Taman Rasuna II / Pengadegan Timur (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 34 | Trans II | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 35 | Ancol (GIS) | 150 kV | New | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 36 | Ancol II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 37 | Cawang Baru II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 38 | Dukuh Atas II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 39 | Gandul II | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 40 | Gunung Sahari II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 41 | Jatirangon III | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 42 | Kandang Sapi II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 43 | Karet Baru II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 44 | Karet Lama II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 45 | Kebon Jeruk II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 46 | Kembangan III (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 47 | Manggarai II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 48 | Muara Karang III / Kamal | 150/20 kV | New | 100 | 2019 | Rencana |
| 49 | Petukangan II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 50 | Pondok Indah III / Ciputat (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 51 | Pondok Kelapa II | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 52 | Priok Timur II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 53 | Pulo Mas II | 150/20 kV | New | 4 LB | 2019 | Rencana |
| 54 | Senayan IV (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 55 | Tanah Tinggi II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 56 | Abadi Guna Papan III (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2020 | Rencana |
| 57 | Penggilingan III (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2020 | Rencana |
| 58 | Harapan Indah II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2021 | Rencana |
| 59 | Kapuk II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2021 | Rencana |
| 60 | Grogol III (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2022 | Rencana |
| 61 | Kemayoran III (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2022 | Rencana |
| 62 | Ketapang II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2022 | Rencana |
| 63 | Pulo Gadung III (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2022 | Rencana |
| 64 | Setiabudi II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2022 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas | COD | Status |
|-----|-------------------------------|-----------|------------|---------------|------|------------|
| | | | | (MVA atau LB) | | |
| 65 | Ciledug IV (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2023 | Rencana |
| 66 | Cipinang III / Klender (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2023 | Rencana |
| 67 | Danayasa III (GIS) | 150/20 kV | New | 100 | 2023 | Rencana |
| 68 | Duren Tiga III / Andara (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2023 | Rencana |
| 69 | Kebon Sirih III (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2023 | Rencana |
| 70 | Manggarai III (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2023 | Rencana |
| 71 | Pasar Kemis III | 150/20 kV | New | 200 | 2023 | Rencana |
| 72 | Semanggi Barat III (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2023 | Rencana |
| 73 | CSW IV / Pasar Mede (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2024 | Rencana |
| 74 | Pondok Indah IV (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2024 | Rencana |
| 75 | Abadi Guna Papan IV (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2025 | Rencana |
| 76 | Cawang Baru III (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2025 | Rencana |
| 77 | Duri Kosambi IV (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2025 | Rencana |
| 78 | Gandaria III (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2025 | Rencana |
| 79 | Gunung Sahari III (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2025 | Rencana |
| 80 | Harapan Baru (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2025 | Rencana |
| 81 | Kembangan IV (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2025 | Rencana |
| 82 | Pegangsaan II (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2025 | Rencana |
| 83 | Cawang Lama | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 84 | Duren Tiga (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 85 | Gambir Baru | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Lelang |
| 86 | Karet Baru | 150 kV | Ext | 1 LB | 2016 | Konstruksi |
| 87 | Karet Lama | 150 kV | Ext | 1 LB | 2016 | Konstruksi |
| 88 | Karet Lama | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 89 | Kemayoran | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 90 | Manggarai (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 91 | Miniatur (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 92 | Miniatur (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 93 | Petukangan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 94 | Plumpang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Lelang |
| 95 | Priok Barat | 150 kV | Ext | 1 LB | 2016 | Operasi |
| 96 | Pulo Gadung | 150 kV | Ext | 1 LB | 2016 | Konstruksi |
| 97 | Tanah Tinggi (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 98 | Abadi Guna Papan (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 99 | Angke | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 100 | Cawang Lama | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 101 | Cawang Lama | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 102 | Cawang Lama | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Konstruksi |
| 103 | Cibinong | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 104 | Ciledug | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 105 | CSW (GIS) | 150 kV | Ext | 1 LB | 2017 | Lelang |
| 106 | Danayasa (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 107 | Duri Kosambi | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Lelang |
| 108 | Gambir Lama (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 109 | Gandaria (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 110 | Grogol (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 111 | Jatirangon | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Lelang |
| 112 | Kandang Sapi (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|---|-----------|------------|----------------------------|------|------------|
| 113 | Karet Lama | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 114 | Kemayoran | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 115 | Mampang Baru (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 116 | Mampang Baru (GIS) | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 117 | Mampang Dua (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 118 | Marunda | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Lelang |
| 119 | Marunda | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 120 | Muara Karang | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 121 | New Senayan (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 122 | Penggilingan (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Lelang |
| 123 | Pondok Indah (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 1 LB | 2017 | Lelang |
| 124 | Pondok Indah (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 125 | Priok Timur | 150 kV | <i>Ext</i> | 1 LB | 2017 | Lelang |
| 126 | Priok Timur (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 127 | Pulo Gadung | 150 kV | <i>Ext</i> | 1 LB | 2017 | Rencana |
| 128 | Senayan (GIS) | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 129 | Taman Rasuna (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 130 | Cawang Baru (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 131 | Cawang Lama | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Konstruksi |
| 132 | CSW II / Antasari / Kemang Village (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 133 | Dukuh Atas (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 134 | Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 135 | Gandaria (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 136 | Jatirangon II / Cibubur | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 137 | Kemang | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 138 | Kembangan II (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 139 | Miniatur (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 140 | Penggilingan (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 141 | Pulo Gadung II (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 142 | Taman Rasuna (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 143 | Tanah Tinggi (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 144 | Abadi Guna Papan II (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 145 | Budi Kemuliaan | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 146 | Cakung Township (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 147 | Ciledug | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 148 | Dukuh Atas II (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 149 | Duren Tiga II / Ragunan (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 150 | Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 151 | Gambir Baru | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 152 | Gandaria (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 153 | Grogol II (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 154 | Grogol III (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 155 | Gunung Sahari (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 156 | Gunung Sahari (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 157 | Harapan Indah (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 158 | Jatirangon II / Cibubur | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 159 | Jatirangon II / Cibubur | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas | COD | Status |
|-----|--|-----------|------------|---------------|------|---------|
| | | | | (MVA atau LB) | | |
| 160 | Kandang Sapi (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 161 | Kapuk / PIK (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 162 | Kebon Sirih II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 163 | Kelapa Gading | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 164 | Kemayoran II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 165 | Muara Karang | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 166 | Muara Karang Lama | 150 kV | Upr | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 167 | Penggilingan II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 168 | Petukangan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 169 | Pulo Gadung II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 170 | Semanggi Barat (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 171 | Semanggi Barat (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 172 | Taman Rasuna II / Pengadegan Timur (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 173 | Abadi Guna Papan II (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 174 | Danayasa II / Semanggi Timur (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 175 | Duren Tiga II / Ragunan (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 176 | Gambir Lama II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 177 | Jatirangon III | 150/20 kV | Ext | 100 | 2020 | Rencana |
| 178 | Kebon Sirih II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 179 | Marunda II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 180 | Pasar Kemis II | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 181 | Penggilingan II (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 182 | Pulo Gadung II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 183 | Semanggi Barat (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 184 | Semanggi Barat II / Benhil (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 185 | Cipinang II / Jatinegara (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 186 | CSW III (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 187 | Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 188 | Jatiwaringin (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 189 | Kandang Sapi (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 190 | Kapuk / PIK (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2021 | Rencana |
| 191 | Kembangan III (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2021 | Rencana |
| 192 | Petukangan II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2021 | Rencana |
| 193 | Plumpang II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 194 | Pondok Indah III / Ciputat (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2021 | Rencana |
| 195 | Cawang Baru II (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 196 | Cawang Baru II (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 197 | Karet Baru II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2022 | Rencana |
| 198 | Kembangan II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 199 | Muara Karang III / Kamal | 150/20 kV | Ext | 100 | 2022 | Rencana |
| 200 | Penggilingan III (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2022 | Rencana |
| 201 | Pulo Gadung II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 202 | Cawang Baru II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2023 | Rencana |
| 203 | Ciledug III (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 204 | Cipinang II / Jatinegara (GIS) | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas | COD | Status |
|--------|-------------------------------------|-----------|------------|---------------|------|---------|
| | | | | (MVA atau LB) | | |
| 205 | CSW III (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 206 | Duren Tiga II/Ragunan (GIS) | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 207 | Harapan Indah II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2023 | Rencana |
| 208 | Jatirangon III | 150/20 kV | Ext | 100 | 2023 | Rencana |
| 209 | Kandang Sapi II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2023 | Rencana |
| 210 | Kebon sirih II (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 211 | Manggarai II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2023 | Rencana |
| 212 | Marunda II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 213 | Senayan III (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 214 | Senayan IV (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2023 | Rencana |
| 215 | Tomang (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 216 | CSW III (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2024 | Rencana |
| 217 | Gandaria II / Kebayoran (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 218 | Grogol II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 219 | Gunung Sahari II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2024 | Rencana |
| 220 | Jatiwaringin (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 221 | Manggarai II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2024 | Rencana |
| 222 | Abadi Guna Papan III (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2025 | Rencana |
| 223 | Abadi Guna Papan III (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 224 | Ancol (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 225 | Cawang Baru (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 226 | Dukuh Atas II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2025 | Rencana |
| 227 | Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 228 | Gandaria II / Kebayoran (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 229 | Grogol III (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2025 | Rencana |
| 230 | Harapan Indah II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 231 | Pondok Indah II / Cirendeui (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| Jumlah | | | | 18660 | | |

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV diperlukan pengembangan transmisi 500 kV khususnya di sisi utara Jakarta (Looping Utara Jakarta), sepanjang 138 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B1.6.

Tabel B1.6 Pengembangan Transmisi 500 kV di DKI Jakarta

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|--------|--------------------|----------------------------|----------|---------------------|-----|------|------------|
| 1 | Bekasi | Tx. Muara Tawar – Cibinong | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xDove | 12 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Kembangan | Duri Kosambi (GIS) | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 6 | 2017 | Konstruksi |
| 3 | Muara Karang (GIS) | Duri Kosambi (GIS) | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 30 | 2018 | Rencana |
| 4 | Priok | Muara Tawar | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 30 | 2018 | Rencana |
| 5 | Priok | Muarakarang (GIS) | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 20 | 2019 | Rencana |
| 6 | Cawang Baru (GIS) | Gandul | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 40 | 2020 | Rencana |
| Jumlah | | | | | 138 | | |

Selanjutnya, selaras dengan pembangunan GI 150 kV baru dan kebutuhan perkuatan transmisi 150 kV, maka diperlukan pengembangan transmisi 150 kV sepanjang 1.370 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B1.7.

Tabel B1.7 Pembangunan Transmisi 150 kV di DKI Jakarta

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|--|------------------------------------|----------|------------------------|-----|------|------------|
| 1 | Cakung Township (GIS) | Kandang Sapi | 150 kV | 2 cct, CU 1x2000 | 10 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | CSW II / Antasari / Kemang Village (GIS) | Inc. (Durentiga - Kemang) | 150 kV | 4 cct, CU 1x1000 | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Duren Tiga | Kemang | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 6 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS) | Inc. (Duri Kosambi - Muara Karang) | 150 kV | 4 cct, GTACSR 2xTDrake | 2 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Gandaria (GIS) | Miniatur (GIS) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 24 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Gedung Pola | Manggarai | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 8 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Gunung Sahari (GIS) | Kemayoran | 150 kV | 2 cct, CU 1x800 | 12 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | Harapan Indah (GIS) | Inc. (Bekasi - Plumpang) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 2 | 2016 | Konstruksi |
| 9 | Jatake | Maximangando | 150 kV | 1 cct, CU 1x1000 | 1.1 | 2016 | Konstruksi |
| 10 | Jatirangon II / Cibubur | Inc. (Jatirangon - Cibinong) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 4 | 2016 | Konstruksi |
| 11 | Jatiwaringin (GIS) | Inc. (Pondok Kelapa - Jatirangon) | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 0.4 | 2016 | Konstruksi |
| 12 | Kapuk / PIK (GIS) | Inc. (Muara Karang - Duri Kosambi) | 150 kV | 4 cct, GTACSR 2xTDrake | 4 | 2016 | Operasi |
| 13 | Karet Baru | Karet Lama | 150 kV | 1 cct, CU 1x1000 | 1 | 2016 | Lelang |
| 14 | Ketapang | Mangga Besar | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 12 | 2016 | Konstruksi |
| 15 | Manggarai (GIS) | Dukuh Atas (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 16 | 2016 | Konstruksi |
| 16 | Pelindo II Priok | Priok Barat | 150 kV | 1 cct, CU 1x1000 | 5.6 | 2016 | Operasi |
| 17 | Abadi Guna Papan (GIS) | Tx (Danayasa - Mampang) | 150 kV | 1 cct, CU 1x240 | 4 | 2017 | Rencana |
| 18 | Abadi Guna Papan II (GIS) | Cawang Lama | 150 kV | 2 cct, CU 2x800 | 6 | 2017 | Rencana |
| 19 | Danayasa | Tx (Senayan - Abadi Guna Papan) | 150 kV | 1 cct, CU 1x240 | 3 | 2017 | Rencana |
| 20 | Duren Tiga II / Ragunan (GIS) | Cawang Lama | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 21 | Duren Tiga II / Ragunan (GIS) | Depok II | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 22 | Gambir Lama II (GIS) | Gambir Lama (GIS) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 2 | 2017 | Rencana |
| 23 | Gandaria (GIS) | Cibinong | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 24 | 2017 | Rencana |
| 24 | Grogol II (GIS) | Inc. (Duri Kosambi - Grogol) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 25 | Jatiwaringin / Trans I | Tx Miniatur | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 24 | 2017 | Rencana |
| 26 | Karet Lama | Tx. Semanggi Barat | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 8 | 2017 | Lelang |
| 27 | Kebon Sirih | Gambir Lama | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 4 | 2017 | Lelang |
| 28 | Kebon sirih II (GIS) | Inc. (Gambir Lama - Pulo Mas) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 29 | Kembangan II (GIS) | Kembangan (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 10 | 2017 | Rencana |
| 30 | Mampang Baru (GIS) | Abadi Guna Papan | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 7 | 2017 | Rencana |
| 31 | Marunda II (GIS) | Marunda | 150 kV | 2 cct, CU 2x800 | 10 | 2017 | Rencana |
| 32 | Muara Karang | Angke | 150 kV | 2 cct, CU 2x1000 | 12 | 2017 | Rencana |
| 33 | Muara Karang Lama | Muarakarang Baru | 150 kV | 2 cct, CU 1x2000 | 2 | 2017 | Konstruksi |
| 34 | New Senayan (GIS) | Senayan | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 12 | 2017 | Lelang |

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|--|---|----------|-------------------------------------|-------|------|---------|
| 35 | Pegangsaan | Penggilingan | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake) | 20 | 2017 | Rencana |
| 36 | Pegangsaan | Penggilingan | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake) | 20 | 2017 | Rencana |
| 37 | Pelindo II Kalibaru | Marunda | 150 kV | 2 cct, CU 1x1200 | 10 | 2017 | Lelang |
| 38 | Pelindo II Priok | Priok Timur | 150 kV | 1 cct, CU 1x1000 | 5 | 2017 | Lelang |
| 39 | Petukanan | Bintaro | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk) | 18 | 2017 | Rencana |
| 40 | PLTMG Senayan | GIS Senayan | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 2 | 2017 | Rencana |
| 41 | PLTMG Senayan | Inc. Karet Lama - CSW | 150 kV | 4 cct, ACSR 2x240 | 4 | 2017 | Rencana |
| 42 | Plumpang | Gambir Baru | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 10 | 2017 | Lelang |
| 43 | Pondok Indah II / Cirendeui (GIS) | Inc. (Petukanan - Gandul) | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake) | 6 | 2017 | Rencana |
| 44 | Senayan (GIS) | Danayasa | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 6 | 2017 | Rencana |
| 45 | Senayan III (GIS) | New Senayan | 150 kV | 2 cct, CU 2x1000 | 32 | 2017 | Rencana |
| 46 | Tomang (GIS) | Grogol | 150 kV | 2 cct, CU 2x800 | 10 | 2017 | Rencana |
| 47 | Tx Pondok Kelapa | Tx Jatiwaringin / Trans I | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 24 | 2017 | Rencana |
| 48 | Tx. Semanggi Barat | Tx. Semanggi Timur | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 6 | 2017 | Lelang |
| 49 | Tx. Semanggi Timur | Mampang | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 12 | 2017 | Lelang |
| 50 | Cipinang II / Jatinegara (GIS) | Pulo Gadung II | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 10 | 2018 | Rencana |
| 51 | Danayasa II / Semanggi Timur (GIS) | Inc. (Karet - Tx. Semanggi Timur) | 150 kV | 4 cct, CU 2x1000 | 20 | 2018 | Rencana |
| 52 | Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS) | Duri Kosambi II | 150 kV | 2 cct, CU 1x800 | 10 | 2018 | Rencana |
| 53 | Gandaria II / Kebayoran (GIS) | Gandaria | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 30 | 2018 | Rencana |
| 54 | Kemayoran II (GIS) | Inc. (Kemayoran - Gunung Sahari) | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 6 | 2018 | Rencana |
| 55 | Miniatur (GIS) | Cawang Baru (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 2x1000 | 16 | 2018 | Rencana |
| 56 | Penggilingan II (GIS) | Penggilingan (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 12 | 2018 | Rencana |
| 57 | Plumpang II (GIS) | Inc. (Priok Barat - Plumpang) | 150 kV | 4 cct, CU 2x800 | 28 | 2018 | Rencana |
| 58 | Priok Timur (GIS) | Ancol (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 2x1000 | 14 | 2018 | Rencana |
| 59 | Pulo Gadung II (GIS) | Inc. Pegangsaan (Pulo Gadung (GIS)) - Penggilingan | 150 kV | 4 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake) | 20 | 2018 | Rencana |
| 60 | Semanggi Barat II / Benhil (GIS) | Inc. (Karet - Angke) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 4 | 2018 | Rencana |
| 61 | Taman Rasuna II / Pengadegan Timur (GIS) | Taman Rasuna | 150 kV | 2 cct, CU 2x1000 | 10 | 2018 | Rencana |
| 62 | Tigaraksa II (GIS) | Tigaraksa | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2018 | Rencana |
| 63 | Trans II | Inc. (Jatirangon - Pondok Kelapa) | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 0.4 | 2018 | Rencana |
| 64 | Trans II | Inc. (Trans I - Pondok Kelapa) | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 0.4 | 2018 | Rencana |
| 65 | Ancol (GIS) | Kemayoran | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xZebra) | 12.55 | 2019 | Rencana |
| 66 | Ancol II (GIS) | Ancol (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 10 | 2019 | Rencana |
| 67 | Cawang Baru II (GIS) | Inc. (Cawang Lama - Gandul) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xGannet | 20 | 2019 | Rencana |
| 68 | Ciledug III (GIS) | Ciledug II / Alam Sutra (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 2x800 | 20 | 2019 | Rencana |
| 69 | Dukuh Atas II | Semanggi Barat (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 2x800 | 10 | 2019 | Rencana |
| 70 | Gandul II | Inc. (Gandul - Depok) | 150 kV | 4 cct, ACSR 4xZebra | 10 | 2019 | Rencana |

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|----------------------------------|--|----------|---------------------|-----|------|---------|
| 71 | Gunung Sahari II (GIS) | Gunung Sahari | 150 kV | 2 cct, CU 1x800 | 10 | 2019 | Rencana |
| 72 | Jatirangon III | Jatirangon II | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2019 | Rencana |
| 73 | Kandang Sapi II (GIS) | Kandang Sapi (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 2x1000 | 10 | 2019 | Rencana |
| 74 | Karet Baru II (GIS) | Dukuh Atas (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 2x800 | 4 | 2019 | Rencana |
| 75 | Karet Lama II (GIS) | Semanggi Barat (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 2x1000 | 5 | 2019 | Rencana |
| 76 | Kebon Jeruk II (GIS) | Grogol III (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 1x2000 | 10 | 2019 | Rencana |
| 77 | Kembangan III (GIS) | Kembangan II (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 10 | 2019 | Rencana |
| 78 | Manggarai II (GIS) | Taman Rasuna II / Pengadegan Timur (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 2x1000 | 10 | 2019 | Rencana |
| 79 | Muara Karang III / Kamal | Inc. Muara Karang Baru - Duri Kosambi | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2019 | Rencana |
| 80 | Petukangan II (GIS) | Petukangan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2019 | Rencana |
| 81 | Pondok Indah III / Ciputat (GIS) | Inc. (Gandul - Serpong) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2019 | Rencana |
| 82 | Pondok Kelapa II | Inc. (Pondok Kelapa-Tambun) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2019 | Rencana |
| 83 | Priok Timur II (GIS) | Inc. (Priok Timur - Ancol) | 150 kV | 4 cct, CU 2x1000 | 8 | 2019 | Rencana |
| 84 | Pulo Mas II | Inc. (Pegangsaan II-Pulomas) | 150 kV | 4 cct, CU 2x800 | 20 | 2019 | Rencana |
| 85 | Semanggi Barat (GIS) | Inc. (Tx. Semanggi Timur - Karet Lama) | 150 kV | 2 cct, CU 2x1000 | 16 | 2019 | Rencana |
| 86 | Senayan IV (GIS) | Inc. (Senayan - New Senayan) | 150 kV | 4 cct, CU 1x1000 | 4 | 2019 | Rencana |
| 87 | Tanah Tinggi II (GIS) | Inc. (Tanah Tinggi-Gambir Lama) | 150 kV | 4 cct, CU 2x800 | 20 | 2019 | Rencana |
| 88 | Abadi Guna Papan III (GIS) | Abadi Guna Papan II (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 2x800 | 10 | 2020 | Rencana |
| 89 | Ciledug | Tangerang | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 9 | 2020 | Rencana |
| 90 | Penggilingan III (GIS) | Penggilingan II (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 10 | 2020 | Rencana |
| 91 | Pondok Kelapa | Tambun | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 28 | 2020 | Rencana |
| 92 | Harapan Indah II (GIS) | Inc. (Harapan Indah - Muara Tawar) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2021 | Rencana |
| 93 | Kapuk II (GIS) | Kapuk/PIK (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 4 | 2021 | Rencana |
| 94 | Grogol III (GIS) | Inc. (Grogol - Duri Kosambi) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2022 | Rencana |
| 95 | Kemayoran III (GIS) | Inc. (Kemayoran-Priok Barat) | 150 kV | 4 cct, CU 2x1000 | 8 | 2022 | Rencana |
| 96 | Ketapang II (GIS) | Inc. (Angke-Karet Lama) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2022 | Rencana |
| 97 | Pulo Gadung III (GIS) | Pulo Gadung II (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 2x1000 | 10 | 2022 | Rencana |
| 98 | Setiabudi II (GIS) | Cawang Baru II (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 2x1000 | 14 | 2022 | Rencana |
| 99 | Ciledug IV (GIS) | Ciledug III (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 10 | 2023 | Rencana |
| 100 | Cipinang III / Klender (GIS) | Cipinang II / Jatinegara | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 10 | 2023 | Rencana |
| 101 | Danayasa III (GIS) | Inc. (Abadi Guna Papan - Mampang Baru) | 150 kV | 4 cct, CU 1x1000 | 8 | 2023 | Rencana |
| 102 | Duren Tiga III / Andara (GIS) | Duren Tiga II / Ragunan (GIS) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2023 | Rencana |
| 103 | Kebon Sirih III (GIS) | Kebon Sirih II (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 1x2000 | 5 | 2023 | Rencana |
| 104 | Manggarai III (GIS) | Inc. (Manggarai-Pulomas) | 150 kV | 4 cct, CU 2x1000 | 20 | 2023 | Rencana |
| 105 | Pasar Kemis III | Inc. (Pasar Kemis - Cikupa) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2023 | Rencana |
| 106 | Semanggi Barat III (GIS) | Inc. (Karet Lama-Semanggi Barat) | 150 kV | 4 cct, CU 2x1000 | 8 | 2023 | Rencana |

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|---------------------------|-------------------------------------|----------|---------------------|------|------|---------|
| 107 | CSW IV / Pasar Mede (GIS) | CSW III (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 2x800 | 10 | 2024 | Rencana |
| 108 | Pondok Indah IV (GIS) | Inc. (Pondok Indah III-Gandul) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2024 | Rencana |
| 109 | Abadi Guna Papan IV (GIS) | Abadi Guna Papan III (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 10 | 2025 | Rencana |
| 110 | Cawang Baru III (GIS) | Cawang Baru (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 2x800 | 10 | 2025 | Rencana |
| 111 | Duri Kosambi IV (GIS) | Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 1x2000 | 5 | 2025 | Rencana |
| 112 | Gandaria III (GIS) | Gandaria II / Kebayoran (GIS) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2025 | Rencana |
| 113 | Gunung Sahari III | Ancol (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 2x800 | 10 | 2025 | Rencana |
| 114 | Harapan Baru (GIS) | Harapan Indah II (GIS) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2025 | Rencana |
| 115 | Kembangan IV (GIS) | Inc. (Kembangan-Petukangan) | 150 kV | 4 cct, CU 2x1000 | 20 | 2025 | Rencana |
| 116 | Pegangsaan II (GIS) | Inc. (Pegangsaan-Pulomas) | 150 kV | 4 cct, CU 2x800 | 20 | 2025 | Rencana |
| | | Jumlah | | | 1370 | | |

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 341 ribu pelanggan sampai dengan 2025 atau rata-rata 34 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 6.199 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 6.062 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sebesar 3.825 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B1.8 berikut.

Tabel B1.8 Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM (kms) | JTR (kms) | Trafo (MVA) | Pelanggan | Total Investasi (Juta USD) |
|--------|-----------|-----------|-------------|-----------|----------------------------|
| 2016 | 635 | 657 | 337 | 26,813 | 86 |
| 2017 | 673 | 595 | 357 | 34,892 | 91 |
| 2018 | 630 | 632 | 352 | 41,866 | 89 |
| 2019 | 624 | 617 | 395 | 35,929 | 93 |
| 2020 | 600 | 592 | 383 | 36,492 | 87 |
| 2021 | 573 | 603 | 421 | 31,835 | 93 |
| 2022 | 604 | 565 | 399 | 32,473 | 90 |
| 2023 | 636 | 615 | 406 | 33,076 | 94 |
| 2024 | 666 | 577 | 399 | 33,751 | 97 |
| 2025 | 558 | 609 | 377 | 34,441 | 88 |
| Jumlah | 6,199 | 6,062 | 3,825 | 341,568 | 908 |

Dalam RUPTL 2016-2025, direncanakan juga pengembangan distribusi 20 kV di Kepulauan Seribu yaitu terdiri dari rencana pembangunan kabel laut 20 kV tahap-2 dan tahap-3 yang sebelumnya akan dilaksanakan oleh Pemda DKI Jaya, dialihkan pelaksanaannya oleh PLN dengan sumber dana APBN 2014. Proyek pembangunan kabel laut ini akan dijelaskan lebih lanjut pada butir B1.4.

B1.4. SISTEM DISTRIBUSI KE KEPULAUAN SERIBU

Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu mengalami perubahan dari 2 tahap menjadi 3 tahap yaitu:

- Tahap 1 sudah eksisting, pelaksanaan pembangunan oleh Pemda DKI.
- Tahap 2 tahun 2015/2016: dari GI Teluk Naga sampai P. Tidung kecil sepanjang 42,5 km dengan perkiraan kebutuhan biaya USD 13,9 juta.
- Tahap 3 tahun 2017: dari P. Tidung Kecil sampai Pulau Panjang Besar untuk menghubungkan pulau-pulau lainnya sepanjang 34,29 km dengan perkiraan kebutuhan biaya USD 11,2 juta.

Lingkup pekerjaan tahap 2 dan tahap 3 adalah sebagai berikut:

- a. Tahap 2 jalur selatan, merupakan penambahan sirkit kedua yang menghubungkan GI Teluk Naga melalui penyulang ke GH Tanjung Pasir dan selanjutnya radial hingga ke pulau Tidung Besar seperti pada Tabel B1.9.

Tabel B1.9 Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu Jalur Selatan (Tahap 2)

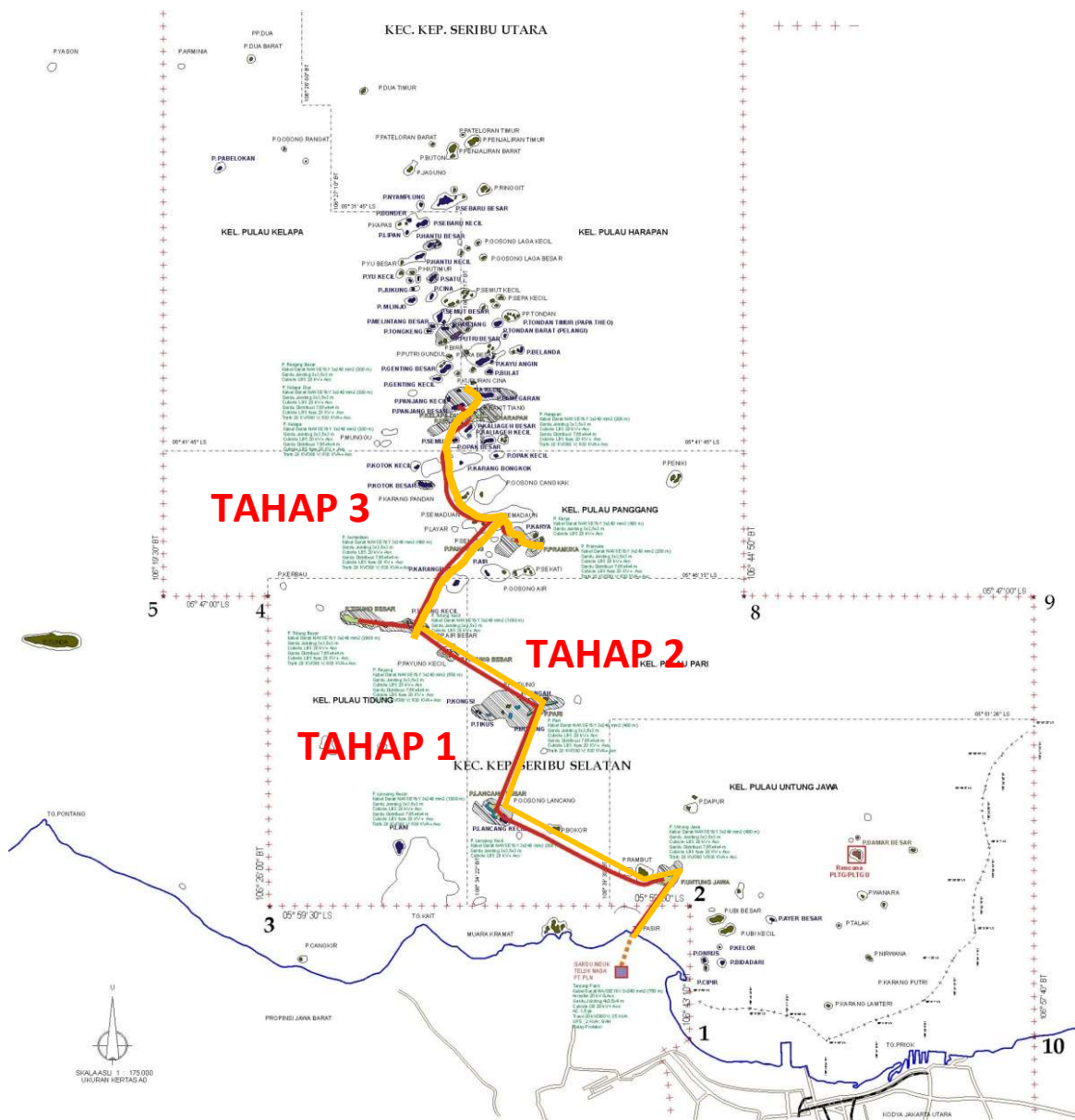
| No. | Section | SKLTM (kms) | SKTM ke GD (kms) |
|-----|-------------------------------------|----------------|---------------------|
| 1 | GH Tg Pasir-GH P. U.jawa | 5,69 | 0,4 |
| 2 | GH P U.jawa-GH P.L Kecil | 13,39 | 0,8 |
| 3 | GH P.L Kecil-GH P.L Besar | 0,46 | 1,0 |
| 4 | GH P.L Besar–GH Pulau Pari | 9,46 | 0,4 |
| 5 | GH Pulau Pari-GH P. Payung Besar | 8,85 | 0,8 |
| 6 | GH.P.Payung Besar-GH P.Tidung Kecil | 3,56 | 0,6 |
| 7 | GH P.Payung Kecil-GH P.Tidung Besar | 0,83 | 2,0 |
| | TOTAL | 42,24 | 6,0 |

- b. Tahap 3 jalur utara, adalah penyambungan SKLTM radial dari pulau Tidung Besar ke pulau-pulau di sebelah utara seperti pada Tabel B1.10.

Tabel B1.10 Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu Jalur Utara

| No | Section | SKLTM (kms) | SKTM ke GD (kms) | Trafo GD (kVA) | JTR (kms) |
|----|--|----------------|---------------------|------------------------------|--------------|
| 1 | P. Tidung Kecil-P. Karya | 16,51 | 0,34 | 1x630 kVA (P. Karya) | 3,20 |
| 2 | P. Karya-P. Panggang | 0,20 | 1,66 | 2x630 kVA (P. Panggang) | 6,40 |
| 3 | P. Panggang-P. Pramuka | 1,76 | 0,96 | 1x630 kVA (P. Pramuka) | 3,20 |
| 4 | P. Karya-P. Kelapa | 16,95 | 2,24 | 4x630 kVA (P. Kelapa) | 12,80 |
| 5 | P. Kelapa-P. Kelapa dua/Harapan | 0,62 | 1,45 | 1x630 kVA (P. Kelapa Dua) | 3,20 |
| 6 | P. Kelapa Dua/Harapan-P. Panjang Besar | 0,94 | 0,84 | 1x630 kVA (P. Panjang Besar) | 3,20 |
| 7 | P. Panjang Besar-P. Sabira | 1,20 | - | 1x630 kVA (P. Sabira) | 3,20 |
| | TOTAL | 38,18 | 7,15 | 11x630 kVA | 35,20 |

Rencana pembangunan tahap 2 dan tahap 3 seperti ditampilkan pada gambar B1.2.



Gambar B1.2. Peta Jaringan Kabel Laut Kepulauan Seribu

B1.5. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi DKI Jakarta sampai dengan tahun 2025 adalah USD 7,5 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di DKI Jakarta adalah seperti tersebut dalam Tabel B1.11.

Tabel B1.11 Rangkuman

| Tahun | Proyeksi Kebutuhan | | | Pembangunan Fasilitas Kelistrikan | | | Investasi |
|-------|------------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------|-----------------|-----------|
| | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | Gardu Induk (MVA) | Transmisi (kms) | Juta USD |
| 2016 | 29,029 | 31,042 | 4,643 | | 1,894 | 140 | 581 |
| 2017 | 33,108 | 35,368 | 5,287 | 100 | 3,934 | 399 | 1,303 |
| 2018 | 35,374 | 37,752 | 5,641 | 1,300 | 4,800 | 251 | 2,183 |
| 2019 | 37,635 | 40,124 | 5,992 | | 4,720 | 310 | 1,133 |
| 2020 | 40,114 | 42,723 | 6,377 | | 2,040 | 97 | 310 |

| Tahun | Proyeksi Kebutuhan | | | Pembangunan Fasilitas Kelistrikan | | | Investasi |
|--------|------------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------|-----------------|-----------|
| | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | Gardu Induk (MVA) | Transmisi (kms) | Juta USD |
| 2021 | 42,321 | 45,027 | 6,717 | | 1,060 | 24 | 172 |
| 2022 | 44,642 | 47,452 | 7,075 | | 1,300 | 72 | 412 |
| 2023 | 47,001 | 49,931 | 7,441 | | 2,340 | 91 | 598 |
| 2024 | 49,236 | 52,276 | 7,786 | | 780 | 30 | 205 |
| 2025 | 51,532 | 54,713 | 8,145 | | 1,960 | 95 | 670 |
| Jumlah | 409,993 | 436,407 | 65,106 | 1,400 | 24,828 | 1,508 | 7,567 |

LAMPIRAN B.2

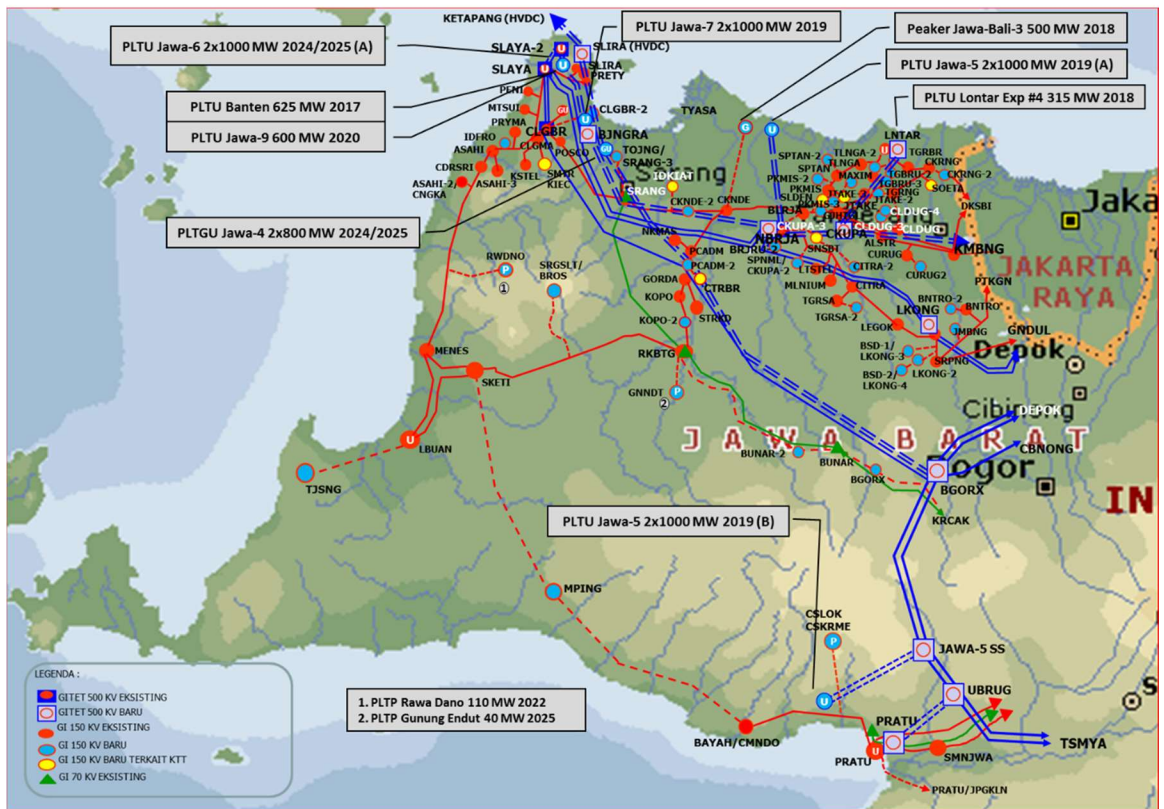
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO)
DI PROVINSI BANTEN

B2.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Banten saat ini sekitar 3.747 MW, dipasok dari pembangkit yang berada di *grid* 150 kV sebesar 2.285 MW dan yang berada di *grid* 500 kV sebesar 4.025 MW.

Pasokan dari pembangkit listrik yang berada di *grid* 500 kV dan *grid* 150 kV di Banten ada di 4 lokasi yaitu PLTU Suralaya, PLTGU Cilegon, PLTU Labuan dan PLTU Lontar dengan total daya terpasang 6.310 MW.

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 3 GITET, yaitu Suralaya, Cilegon dan Balaraja, dengan kapasitas 3.000 MVA. Peta sistem kelistrikan Banten ditunjukkan pada Gambar B2.1.



Gambar B2.1. Peta Kelistrikan di Provinsi Banten

Kelistrikan Provinsi Banten terdiri atas 3 subsistem yaitu:

1. GITET Suralaya memasok daerah industri Merak dan Salira.
2. GITET Cilegon, PLTGU Cilegon, PLTU Labuan memasok Kab. Serang, Kota Cilegon, Kab. Pandeglang dan Kab. Lebak.
3. GITET Balaraja dan PLTU Labuan memasok Kab/Kota Tangerang dan Tangerang Selatan.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B2.1.

Tabel B2.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

| No. | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis | Pemilik | Kapasitas Terpasang MW | Daya Mampu MW |
|--------|-----------------|-------|----------|-----------------|------------------------|---------------|
| 1 | Suralaya 1-7 | PLTU | Batubara | Indonesia Power | 3,400 | 3,212 |
| 2 | Suralaya 8 | PLTU | Batubara | PLN | 625 | 590 |
| 3 | Cilegon | PLTGU | Gas Alam | PLN | 740 | 660 |
| 4 | Labuan 1-2 | PLTU | Batubara | PLN | 600 | 560 |
| 5 | Lontar 1-3 | PLTU | Batubara | PLN | 945 | 840 |
| Jumlah | | | | | 6.310 | 5.862 |

B2.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 – 2025 diperlihatkan pada Tabel B2.2.

Tabel B2.2 Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------|-----------|
| 2016 | 7.19 | 23,515 | 25,020 | 4,035 | 3,252,725 |
| 2017 | 7.74 | 26,997 | 28,707 | 4,628 | 3,377,833 |
| 2018 | 8.17 | 29,477 | 31,326 | 5,044 | 3,500,958 |
| 2019 | 8.72 | 32,200 | 34,195 | 5,497 | 3,601,244 |
| 2020 | 6.97 | 35,106 | 37,254 | 5,980 | 3,704,500 |
| 2021 | 6.97 | 37,639 | 39,914 | 6,399 | 3,805,585 |
| 2022 | 6.97 | 40,705 | 43,134 | 6,904 | 3,909,125 |
| 2023 | 6.97 | 43,950 | 46,551 | 7,438 | 4,014,402 |
| 2024 | 6.97 | 47,528 | 50,319 | 8,026 | 4,122,503 |
| 2025 | 6.97 | 51,348 | 54,359 | 8,656 | 4,234,021 |
| Pertumbuhan (%) | 7.37 | 9.07 | 9.00 | 8.85 | 2.97 |

B2.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di provinsi Banten diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi.

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 ton¹. Kebutuhan batubara untuk pembangkit di Banten sebagian besar dipasok dari Sumatera Selatan dan

¹Sumber: Draft RUKN 2015-2034

sisanya dari Kalimantan, sedangkan kebutuhan gas dipasok dari CNOOC dan PGN.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2025 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 7.998 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B2.3.

Tabel B2.3 Pengembangan Pembangkit

| No | Asumsi Pengembang | Jenis | Nama Proyek | Kapasitas MW | COD | Status |
|--------|-------------------|----------|----------------------------|--------------|------|------------|
| 1 | Swasta | PLTM | Cikotok | 4.2 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Swasta | PLTM | Situmulya | 3 | 2017 | Konstruksi |
| 3 | Swasta | PLTM | Lebak Tundun | 8 | 2017 | Rencana |
| 4 | Swasta | PLTU | Banten | 625 | 2017 | Konstruksi |
| 5 | PLN | PLTU | Lontar Exp | 315 | 2018 | Konstruksi |
| 6 | Swasta | PLTGU/MG | Peaker Jawa-Bali 3 | 500 | 2018 | Pengadaan |
| 7 | Swasta | PLTB | Tersebar | 35 | 2019 | Rencana |
| 8 | Swasta | PLTM | Bojong Cisono | 1.5 | 2019 | Rencana |
| 9 | Swasta | PLTU | Jawa-7 | 1000 | 2019 | Pengadaan |
| 10 | Swasta | PLTU | Jawa-5 (FTP2) | 1000 | 2019 | Pengadaan |
| 11 | Swasta | PLTU | Jawa-7 | 1000 | 2019 | Pengadaan |
| 12 | Swasta | PLTU | Jawa-5 (FTP2) | 1000 | 2019 | Pengadaan |
| 13 | Swasta | PLTB | Tersebar | 35 | 2020 | Rencana |
| 14 | Swasta | PLTM | Karang Ropong (Cibareno 1) | 5 | 2020 | Pengadaan |
| 15 | Swasta | PLTU | Jawa-9 | 600 | 2020 | Pengadaan |
| 16 | Swasta | PLTM | Bulakan | 7 | 2021 | Pengadaan |
| 17 | Swasta | PLTM | Nagajaya | 6 | 2021 | Rencana |
| 18 | Swasta | PLTM | Cikidang | 2 | 2022 | Pengadaan |
| 19 | Swasta | PLTM | Cisimeut | 2 | 2022 | Pengadaan |
| 20 | Swasta | PLTM | Cisungsang II | 3 | 2022 | Pengadaan |
| 21 | Swasta | PLTM | Cidano | 1.5 | 2022 | Pengadaan |
| 22 | Swasta | PLTP | Rawa Dano (FTP2) | 110 | 2022 | Rencana |
| 23 | Unallocated | PLTGU | Jawa-4 | 800 | 2024 | Rencana |
| 24 | Swasta | PLTM | Cisiih Mandiri | 8 | 2024 | Rencana |
| 25 | Swasta | PLTM | Cibareno | 3 | 2024 | Rencana |
| 26 | Swasta | PLTM | Cisiih Leutik | 4 | 2024 | Rencana |
| 27 | Swasta | PLTB | Tersebar | 80 | 2025 | Rencana |
| 28 | Unallocated | PLTGU | Jawa-4 | 800 | 2025 | Rencana |
| 29 | Swasta | PLTP | Gunung Endut (FTP2) | 40 | 2025 | Rencana |
| Jumlah | | | | 7998 | | |

Pemerintah melalui Draft RUKN 2015-2034 menargetkan agar bauran energi dari batubara sekitar 50% pada tahun 2025, sehingga beberapa PLTU skala besar di Jawa-Bali ditunda pelaksanaannya hingga setelah tahun 2025. Sebagai gantinya

ditambahkan pembangkit berbahan bakar EBT dan gas, untuk mencapai target baruran energi dari EBT sekitar 25% dan gas sekitar 24%. Salah satu pembangkit gas baru yaitu PLTGU Jawa-4 (*Load Follower*) yang akan dikembangkan di Banten karena ada potensi pasokan gas/LNG.

Rencana pengembangan pembangkit di Banten cukup besar, namun kapasitas transmisi di Banten sangat terbatas, sehingga perkuatan transmisi menjadi masalah utama yang perlu diselesaikan.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Pengembangan gardu induk dibagi atas 2 bagian yaitu Gardu Induk Tegangan Ekstra Tinggi (GITET) 500 kV dan Gardu Induk Tegangan Tinggi (GI) 150 kV.

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV baru, IBT 500/150 kV, dan *spare* trafo IBT sebesar total 4.834 MVA. GITET Baru pada RUPTL ini adalah GITET Cikupa yang akan meningkatkan pasokan ke Tangerang dan sekitarnya dan GITET Lontar yang akan meningkatkan keandalan pasokan terkait PLTU Lontar. Daftar lengkap pengembangan GITET seperti pada Tabel B2.4.

Tabel B2.4 Pengembangan GITET 500 kV di Banten

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|--|------------|--------------|----------------------------|------|------------|
| 1 | Lengkong | 500/150 kV | <i>New</i> | 1000 | 2017 | Lelang |
| 2 | PLTU Banten | 500 kV | <i>New</i> | 4 LB | 2017 | Konstruksi |
| 3 | Cikupa | 500/150 kV | <i>New</i> | 1000 | 2019 | Rencana |
| 4 | PLTU Jawa-5 | 500 kV | <i>New</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 5 | PLTU Jawa-7 | 500 kV | <i>New</i> | 4 LB | 2019 | Rencana |
| 6 | Tanjung Pucut / Salira Switching Station | 500 kV DC | <i>New</i> | - | 2019 | Konstruksi |
| 7 | Lontar | 500/150 kV | <i>New</i> | 1000 | 2025 | Rencana |
| 8 | Balaraja | 500/150 kV | <i>Ext</i> | 500 | 2016 | Operasi |
| 9 | Balaraja | 500/150 kV | <i>Spare</i> | 167 | 2016 | Konstruksi |
| 10 | Cilegon | 500/150 kV | <i>Spare</i> | 167 | 2016 | Konstruksi |
| 11 | Balaraja | 500 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2018 | Lelang |
| 12 | Balaraja | 500 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 13 | Balaraja | 500 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 14 | Suralaya Lama | 500 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 15 | Cikupa | 500/150 kV | <i>Ext</i> | 1000 | 2020 | Rencana |
| | Jumlah | | | 4834 | | |

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GI 150 kV baru dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 10.080 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B2.5.

Tabel B2.5 Pengembangan GI 150 kV di Banten

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|----------------------------------|-----------|------------|----------------------------|------|------------|
| 1 | Cikupa II / Spinmill (GIS) | 150/20 kV | New | 5 LB | 2016 | Rencana |
| 2 | Cilegon Baru II | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Millenium | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Operasi |
| 4 | Bandara Soetta / Cengkareng II | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 5 | BSD I | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 6 | Gajah Tunggal | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 7 | Jatake II (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 8 | Lengkong II | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Konstruksi |
| 9 | Malimping | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Konstruksi |
| 10 | Puncak Ardi Mulya II | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Lelang |
| 11 | Sepatan II | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 12 | Sinar Sahabat | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 13 | Tangerang Baru II | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 14 | Citra Baru Steel | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 15 | Lippo Curug II | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 16 | PLTGU / MG Peaker Jawa-Bali-3 | 150 kV | New | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 17 | Tangerang Baru III | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 18 | Tanjung Lesung | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 19 | Teluk Naga II | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 20 | Tigaraksa II (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 21 | Balaraja II | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 22 | BSD II | 150/20 kV | New | 100 | 2019 | Rencana |
| 23 | Cikupa New | 150 kV | New | 8 LB | 2019 | Rencana |
| 24 | Ciledug III (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 25 | Citra Habitat II | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 26 | Jatake III | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 27 | Kopo II | 150/20 kV | New | 100 | 2019 | Rencana |
| 28 | Serpong II | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 29 | Bintaro III / Jombang (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2020 | Rencana |
| 30 | Serang Selatan / Baros | 150/20 kV | New | 120 | 2020 | Rencana |
| 31 | Tangerang Baru IV | 150/20 kV | New | 200 | 2020 | Rencana |
| 32 | Tigaraksa III (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2020 | Rencana |
| 33 | Jatake IV | 150/20 kV | New | 200 | 2021 | Rencana |
| 34 | Sulindafin | 150/20 kV | New | 120 | 2021 | Rencana |
| 35 | BSD I | 150/20 kV | New | 200 | 2022 | Rencana |
| 36 | PLTP Rawadano | 150/20 kV | New | 4 LB | 2022 | Rencana |
| 37 | Cengkareng III | 150/20 kV | New | 200 | 2023 | Rencana |
| 38 | Cikupa III / Suwarna (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2023 | Rencana |
| 39 | Legok II | 150/20 kV | New | 200 | 2023 | Rencana |
| 40 | Bintaro IV (GIS) | 150/20 kV | New | 200 | 2024 | Rencana |
| 41 | BSD III | 150/20 kV | New | 200 | 2024 | Rencana |
| 42 | Citra Habitat III | 150/20 kV | New | 200 | 2024 | Rencana |
| 43 | Sepatan III | 150/20 kV | New | 200 | 2024 | Rencana |
| 44 | Lippo Curug III | 150/20 kV | New | 200 | 2025 | Rencana |
| 45 | PLTP Gunung Endut | 150/20 kV | New | 60 | 2025 | Rencana |
| 46 | Bintaro | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas | COD | Status |
|-----|-----------------------------------|-----------|------------|---------------|------|------------|
| | | | | (MVA atau LB) | | |
| 47 | Cilegon Baru | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 48 | Pasar Kemis | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 49 | Saketi Baru | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 50 | Saketi Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 51 | Serang | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 52 | Tangerang Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 53 | Tigaraksa | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 54 | Balaraja | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 55 | Balaraja New | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 56 | Balaraja New | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 57 | Bayah / Cemindo Gemilang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Konstruksi |
| 58 | Bintaro II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 59 | Ciledug II / Alam Sutra (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 60 | Cilegon Lama | 150 kV | Ext | 1 LB | 2017 | Rencana |
| 61 | Legok | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 62 | Lengkong | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Lelang |
| 63 | Lippo Curug | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 64 | Malimping | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 65 | Menes | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 66 | Millenium | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 67 | Pasar Kemis | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 68 | PLTU Lontar | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 69 | Rangkasbitung II | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 70 | Sepatan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 71 | Sepatan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 72 | Tigaraksa | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 73 | Kopo | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 74 | Lautan Steel / Telaga Sari | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 75 | Lippo Curug | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 76 | Millenium | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 77 | Puncak Ardi Mulya II | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 78 | Salira Indah (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 79 | Sepatan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 80 | Serang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Lelang |
| 81 | Tangerang Baru II | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 82 | Tigaraksa | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 83 | Balaraja New | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 84 | Bandara Soetta / Cengkareng II | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 85 | BSD I | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 86 | Cikupa II / Spinmill (GIS) | 150/20 kV | Ext | 120 | 2019 | Rencana |
| 87 | Gajah Tunggal | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 88 | Gajah Tunggal | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 89 | Jatake II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 90 | Lautan Steel / Telaga Sari | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 91 | Lengkong New | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 92 | Lengkong New | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 93 | Lippo Curug II | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas | COD | Status |
|-----|--------------------------------|-----------|------------|---------------|------|---------|
| | | | | (MVA atau LB) | | |
| 94 | Sepatan II | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 95 | Sinar Sahabat | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 96 | Sinar Sahabat | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 97 | Tangerang Baru II | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 98 | Ciledug II / Alam Sutra (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 99 | Sepatan II | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 100 | Teluk Naga II | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 101 | Tigaraksa II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 102 | Balaraja II | 150/20 kV | Ext | 100 | 2021 | Rencana |
| 103 | Bandara Soetta / Cengkareng II | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 104 | Bintaro III / Jombang (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2021 | Rencana |
| 105 | Cikupa II / Spinmill (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 106 | Cilegon Lama | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 107 | Jatake III | 150/20 kV | Ext | 100 | 2021 | Rencana |
| 108 | Jatake III | 150 kV | Ext | 2 LB | 2021 | Rencana |
| 109 | Tangerang Baru III | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 110 | Citra Habitat II | 150/20 kV | Ext | 100 | 2022 | Rencana |
| 111 | Lippo Curug II | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 112 | Tangerang Baru III | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 113 | Balaraja II | 150/20 kV | Ext | 100 | 2023 | Rencana |
| 114 | BSD I | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 115 | BSD II | 150/20 kV | Ext | 100 | 2023 | Rencana |
| 116 | Cengkareng II | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 117 | Ciledug III (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2023 | Rencana |
| 118 | Lengkong New | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 119 | Lengkong New | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 120 | Jatake IV | 150/20 kV | Ext | 100 | 2024 | Rencana |
| 121 | Sulindafin | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 122 | Tigaraksa III (GIS) | 150/20 kV | Ext | 100 | 2024 | Rencana |
| 123 | BSD II | 150/20 kV | Ext | 100 | 2025 | Rencana |
| 124 | PLTU Lontar | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 125 | Rangkasbitung | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| | Jumlah | | | 10080 | | |

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Transmisi 500 kV (termasuk SUTET/SKLTET Interkoneksi Sumatera Jawa) dan rekonduktoring dengan total sepanjang 1.166 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B2.6. Opsi untuk mengganti SUTET dengan tower 1 sirkit menjadi tower 2 sirkit menjadi pilihan jika dibandingkan dengan rekonduktoring SUTET eksisting.

Tabel B2.6 Pengembangan Transmisi 500 kV di Banten

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|--------|------------------------|--|-----------|--|-------|------|------------|
| 1 | Bojanegara | Balaraja | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xDove | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Suralaya Baru | Bojanegara | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xDove | 32 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Lengkong | Inc. (Balaraja - Gandul) | 500 kV | 4 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove) | 8 | 2017 | Rencana |
| 4 | PLTU Banten | Inc. (Suralaya Baru - Balaraja) | 500 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove) | 40 | 2017 | Konstruksi |
| 5 | Suralaya Lama | Suralaya Baru | 500 kV | 1 cct, ACSR 4xZebra | 1 | 2017 | Rencana |
| 6 | Balaraja | Kembangan | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 80 | 2018 | Rencana |
| 7 | Suralaya Lama | Balaraja | 500 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove) | 128.7 | 2018 | Rencana |
| 8 | Balaraja | Gandul | 500 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove) | 92.4 | 2019 | Rencana |
| 9 | Bogor X | Inc. (Cilegon - Cibinong) | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xDove | 60 | 2019 | Lelang |
| 10 | Bogor X | Inc. (Depok - Tasikmalaya) | 500 kV | 4 cct, ACSR 4xDove | 6 | 2019 | Lelang |
| 11 | Bogor X | Tanjung Pucut / Salira | 500 kV DC | 2 cct, Bipole, HVDC OHL (4xFalcon) | 220 | 2019 | Lelang |
| 12 | Bojanegara | Balaraja | 500 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove) | 120 | 2019 | Rencana |
| 13 | Cikupa | Inc. Balaraja – Kembangan | 500 kV | 4 cct, ACSR 4xZebra | 16 | 2019 | Rencana |
| 14 | PLTU Jawa-5 | Balaraja atau Inc. Switching (Tasik - Depok) | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 60 | 2019 | Rencana |
| 15 | PLTU Jawa-7 | Inc. (Suralaya Baru - Balaraja) | 500 kV | 4 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove) | 20 | 2019 | Rencana |
| 16 | Suralaya Baru | Bojanegara | 500 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove) | 32 | 2019 | Rencana |
| 17 | Tanjung Pucut / Salira | Ketapang | 500 kV DC | 2 cct, Bipole, HVDC Submarine Cable | 80 | 2019 | Lelang |
| 18 | Lontar | Cikupa | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 50 | 2025 | Rencana |
| Jumlah | | | | | 1166 | | |

Pada Tabel B2.6 dapat dilihat bahwa terdapat rencana pembangunan transmisi HVDC dari BogorX ke Salira dan terus menyeberangi selat Sunda. Transmisi ini merupakan bagian dari suatu sistem transmisi dengan teknologi *high voltage direct curent* (HVDC) yang transfer energi listrik dari PLTU batubara mulut tambang di Sumatera Selatan ke pulau Jawa.

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV baru, diperlukan pembangunan transmisi 150 kV terkaitnya serta perkuatan transmisi 150 kV dengan total sepanjang 1.223 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B2.7.

Tabel B2.7 Pengembangan Transmisi 150 kV di Banten

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|----------------------------|-----------------------------|----------|---------------------|-----|------|------------|
| 1 | Balaraja New | Citra Habitat | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 24 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Bayah / Cemindo Gemilang | PLTU Pelabuhan Ratu | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 140 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Cikupa II / Spinmill (GIS) | Inc. (Balaraja New - Citra) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2016 | Rencana |

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|----------------------------------|--|----------|-------------------------------------|------|------|------------|
| 4 | Cilegon | Serang | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake) | 45 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Lengkong | Serpong | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHen) | 11.6 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Millenium | Inc. (Lautan - Citra) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 8 | 2016 | Operasi |
| 7 | PLTU Cilegon | Cilegon Baru II | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 5.4 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | Bandara Soetta | Tx. Cengkareng | 150 kV | 2 cct, CU 2x2000 | 1 | 2017 | Rencana |
| 9 | Bandara Soetta | Cengkareng | 150 kV | 2 cct, CU 2x2000 | 1 | 2017 | Rencana |
| 10 | Bayah | Malimping | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 70 | 2017 | Rencana |
| 11 | Bintaro | Serpong | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk) | 18 | 2017 | Lelang |
| 12 | BSD I | Inc. (Lengkong - Legok) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2017 | Rencana |
| 13 | Gajah Tunggal | Pasar Kemis | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2017 | Rencana |
| 14 | Jatake II (GIS) | Inc. (Jatake - Tangerang Lama) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 15 | Lengkong | Legok | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xZebra) | 0.6 | 2017 | Rencana |
| 16 | Lengkong II | Inc. (Serpong - Lengkong) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 1.2 | 2017 | Lelang |
| 17 | Malimping | Saketi | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 80 | 2017 | Konstruksi |
| 18 | Pasar Kemis II | Inc. (Pasar Kemis - Sepatan) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 19 | Puncak Ardi Mulya II | Inc. (Pucam - Kopo) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 4 | 2017 | Lelang |
| 20 | Samator KIEC | Cilegon Lama | 150 kV | 1 cct, ACSR 1xZebra | 5 | 2017 | Rencana |
| 21 | Sawangan | Depok / Rawadenok (Depok III) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 40 | 2017 | Rencana |
| 22 | Sepatan II | Sepatan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2017 | Rencana |
| 23 | Sinar Sahabat | Balaraja New | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 30 | 2017 | Rencana |
| 24 | Tangerang Baru II | PLTU Lontar | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 26 | 2017 | Rencana |
| 25 | Balaraja New | Millenium | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 30 | 2018 | Rencana |
| 26 | Citra Baru Steel | Puncak Ardi Mulya II | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 4 | 2018 | Rencana |
| 27 | CSW III (GIS) | Inc. (Kemang - Antasari) | 150 kV | 4 cct, CU 1x1000 | 20 | 2018 | Rencana |
| 28 | Lippo Curug II | Lippo Curug | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2018 | Rencana |
| 29 | PLTGU / MG Peaker Jawa-Bali-3 | Cikande atau Switching (Cikande - Balaraja) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2018 | Rencana |
| 30 | Tangerang Baru III | Tangerang Baru II | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 10 | 2018 | Rencana |
| 31 | Tangerang Baru III | Cikupa | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 60 | 2018 | Rencana |
| 32 | Tanjung Lesung | PLTU Labuhan | 150 kV | 2 cct, ACSR 1xZebra | 70 | 2018 | Rencana |
| 33 | Teluk Naga II | Inc. (Lontar - Tangerang Baru II) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2018 | Rencana |
| 34 | Balaraja II | Inc. (Balaraja New - Millenium) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2019 | Rencana |
| 35 | BSD II | Lengkong II | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2019 | Rencana |
| 36 | Cikupa New | Inc. (Cikupa - Jatake) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 8 | 2019 | Rencana |
| 37 | Cikupa New | Inc. (Cikupa - Pasar Kemis) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 8 | 2019 | Rencana |
| 38 | Citra Habitat II | Sinar Sahabat | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 5.4 | 2019 | Rencana |
| 39 | Jatake III | Gajah Tunggal | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2019 | Rencana |
| 40 | Serpong II | Inc. (Pondok Indah III- Serpong) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2019 | Rencana |
| 41 | Bintaro III / Jombang (GIS) | Inc. (Bintaro - Serpong) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 8 | 2020 | Rencana |
| 42 | Serang Selatan / Baros | Inc. (Saketi - Rangkas) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2020 | Rencana |
| 43 | Tangerang Baru IV | Inc. (Tangeran Baru III- Cikupa) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2020 | Rencana |
| 44 | Tigaraksa III (GIS) | Inc. (Citra Habitat-Legok) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2020 | Rencana |

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|--------|----------------------------|-------------------------------|----------|---------------------|------|------|---------|
| 45 | Jatake IV | Jatake III | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2021 | Rencana |
| 46 | Sulindafin | Inc. (Balaraja Lama - Cikupa) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2021 | Lelang |
| 47 | PLTP Rawadano | Inc. (Menes - Asahimas) | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 30 | 2022 | Rencana |
| 48 | Cengkareng III | Cengkareng II | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x520 | 10 | 2023 | Rencana |
| 49 | Cikupa III / Suwarna (GIS) | Inc. (Balaraja Lama - Cikupa) | 150 kV | 4 cct, ACSR 4xZebra | 4 | 2023 | Rencana |
| 50 | Legok II | Lengkong New | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2023 | Rencana |
| 51 | Bintaro IV (GIS) | Bintaro III / Jombang (GIS) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2024 | Rencana |
| 52 | BSD III | BSD II | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2024 | Rencana |
| 53 | Citra Habitat III | Citra Habitat II | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 5 | 2024 | Rencana |
| 54 | Sepatan III | Inc. (Lontar-Tangeran Baru) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2024 | Rencana |
| 55 | Lippo Curug III | Inc. (Lippo Curug-Cikupa) | 150 kV | 4 cct, ACSR 4xZebra | 20 | 2025 | Rencana |
| 56 | PLTP Gunung Endut | Rangkas Bitung | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 80 | 2025 | Rencana |
| Jumlah | | | | | 1223 | | |

Tabel B2.8 Pembangunan Gardu Induk Terkait Interkoneksi

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|--------|------------------|-----------|------------|-------------------------|------|------------|
| 1 | Ketapang | 500 kV DC | New | - | 2019 | Konstruksi |
| 2 | Muara Enim | 500 kV DC | New | 3000 | 2019 | Konstruksi |
| 3 | Muara Enim | 500 kV | New | 2 LB | 2019 | Konstruksi |
| 4 | PLTU Sumsel-8 | 500 kV | New | 2 LB | 2019 | Konstruksi |
| 5 | PLTU Sumsel-9&10 | 500 kV | New | 2 LB | 2021 | Rencana |
| 6 | Muara Enim | 500 kV | Ext | 2 LB | 2021 | Konstruksi |
| Jumlah | | | | 3000 | | |

Seiring dengan pekerjaan Gardu Induk diatas maka pengembangan transmisi interkoneksi (HVDC) sepanjang 1300 kms hingga ke *Switching Point* Pulau Sumatera seperti ditampilkan dalam Tabel B2.9.

Tabel B2.9 Pembangunan Transmisi Terkait Interkoneksi

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|--------|---------------------------------|---------------------------------|-----------|------------------------------------|------|------|------------|
| 1 | Muara Enim | Tx. Perbatasan Sumsel & Lampung | 500 kV DC | 2 cct, Bipole, HVDC OHL (4xFalcon) | 200 | 2019 | Konstruksi |
| 2 | PLTU Sumsel-8 | Muara Enim | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 104 | 2019 | Konstruksi |
| 3 | Tx. Perbatasan Sumsel & Lampung | Ketapang | 500 kV DC | 2 cct, Bipole, HVDC OHL (4xFalcon) | 600 | 2019 | Konstruksi |
| 4 | PLTU Sumsel-9&10 | Muara Enim | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 396 | 2021 | Rencana |
| Jumlah | | | | | 1300 | | |

Teknologi yang digunakan transmisi interkoneksi adalah HVDC karena teknologi ini mampu untuk mentransfer energi dengan tidak mengganggu kestabilan masing-masing sistem. Interkoneksi Sumatera Jawa mampu mentransfer daya sebesar 3000 MW.

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 1,15 juta pelanggan atau rata-rata 115 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 9.791 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 6.259 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 4.425 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B2.10 berikut.

Tabel B2.10 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM (kms) | JTR (kms) | Trafo (MVA) | Pelanggan | Total Investasi (Juta USD) |
|--------|--------------|--------------|----------------|-----------|-------------------------------|
| 2016 | 959 | 638 | 391 | 172,946 | 95 |
| 2017 | 929 | 569 | 408 | 125,108 | 92 |
| 2018 | 887 | 617 | 401 | 123,125 | 92 |
| 2019 | 922 | 640 | 446 | 100,286 | 98 |
| 2020 | 894 | 612 | 428 | 103,256 | 95 |
| 2021 | 930 | 623 | 463 | 101,085 | 101 |
| 2022 | 981 | 607 | 447 | 103,540 | 101 |
| 2023 | 1,070 | 646 | 476 | 105,278 | 106 |
| 2024 | 1,151 | 636 | 484 | 108,100 | 109 |
| 2025 | 1,069 | 670 | 482 | 111,518 | 106 |
| Jumlah | 9,791 | 6,259 | 4,425 | 1,154,242 | 994 |

B2.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Banten sampai dengan tahun 2025 adalah USD 13.3 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi untuk provinnsi Banten sampai dengan tahun 2025 seperti tersebut dalam Tabel B2.11.

Tabel B2.11 Rangkuman

| Tahun | Proyeksi Kebutuhan | | | Pembangunan Fasilitas Kelistrikan | | | Investasi |
|-------|------------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------|-----------------|-----------|
| | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | Gardu Induk (MVA) | Transmisi (kms) | Juta USD |
| 2016 | 23,515 | 25,020 | 4,035 | 4 | 1,374 | 406 | 234 |
| 2017 | 26,997 | 28,707 | 4,628 | 636 | 2,860 | 406 | 1,169 |
| 2018 | 29,477 | 31,326 | 5,044 | 815 | 1,080 | 443 | 1,245 |
| 2019 | 32,200 | 34,195 | 5,497 | 4,037 | 2,980 | 788 | 6,543 |
| 2020 | 35,106 | 37,254 | 5,980 | 640 | 1,900 | 68 | 1,121 |
| 2021 | 37,639 | 39,914 | 6,399 | 13 | 860 | 30 | 164 |

| Tahun | Proyeksi Kebutuhan | | | Pembangunan Fasilitas Kelistrikan | | | Investasi |
|--------|------------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------|-----------------|-----------|
| | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | Gardu Induk (MVA) | Transmisi (kms) | Juta USD |
| 2022 | 40,705 | 43,134 | 6,904 | 119 | 420 | 30 | 578 |
| 2023 | 43,950 | 46,551 | 7,438 | | 1,020 | 24 | 152 |
| 2024 | 47,528 | 50,319 | 8,026 | 815 | 1,060 | 45 | 908 |
| 2025 | 51,348 | 54,359 | 8,656 | 920 | 1,360 | 150 | 1,241 |
| Jumlah | 368,466 | 390,778 | | 7,998 | 14,914 | 2,389 | 13,357 |

LAMPIRAN B.3

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO)

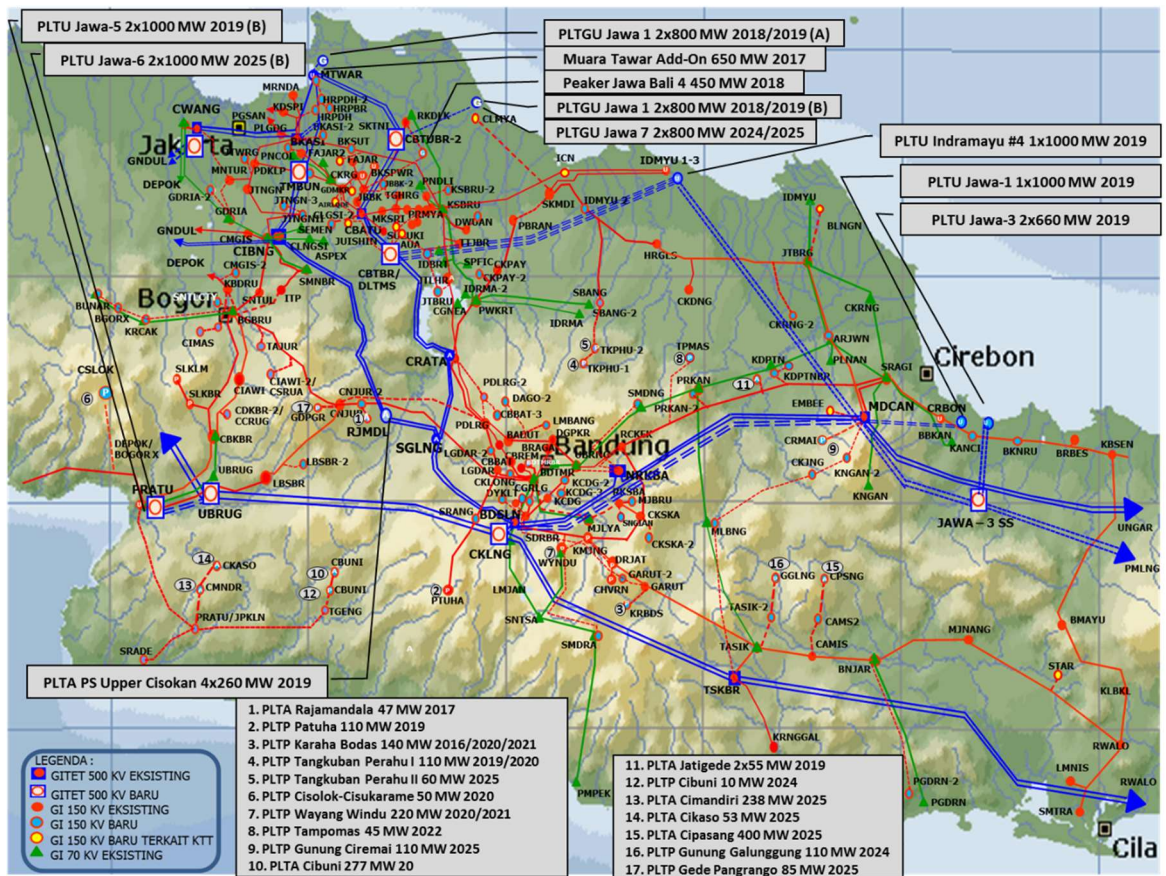
DI PROVINSI JAWA BARAT

B3.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Barat diperkirakan sampai Agustus 2015 sekitar 6.364 MW. Beban dipasok oleh pembangkit yang berada di *grid* 500 kV dan 150 kV sebesar 8.588 MW.

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.

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 7 GITET yaitu Bandung Selatan, Cibatu, Cirata, Tasikmalaya, Ujung Berung (belum optimal), Cibinong dan Mandirancan dengan kapasitas 7.000 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Barat ditunjukkan pada Gambar B3.1.



Gambar B3.1. Peta Jaringan Kelistrikan di Provinsi Jawa Barat

Kelistrikan Provinsi Jawa Barat terdiri atas 6 subsistem yaitu:

- GITET Bandung Selatan & memasok Kab/Kota Bandung dan Kota Cimahi. GITET Ujungberung saat belum dapat optimal membantu pasokan 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 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.

Rincian pembangkit terpasang sebesar 8.178 MW seperti ditunjukkan pada Tabel B3.1.

Tabel B3.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

| No. | Nama | Jenis | Jenis | Pemilik | Kapasitas Terpasang MW | Daya Mampu MW |
|--------|--------------------|-------|------------|-----------------|------------------------|---------------|
| 1 | Ubrug | PLTA | Air | Indonesia Power | 18 | 18 |
| 2 | Kracak | PLTA | Air | Indonesia Power | 19 | 19 |
| 3 | Plengan | PLTA | Air | Indonesia Power | 7 | 7 |
| 4 | Lamajan | PLTA | Air | Indonesia Power | 20 | 20 |
| 5 | Cikalong | PLTA | Air | Indonesia Power | 19 | 19 |
| 6 | Bengkok | PLTA | Air | Indonesia Power | 3 | 3 |
| 7 | Dago | PLTA | Air | Indonesia Power | 1 | 1 |
| 8 | Parakan | PLTA | Air | Indonesia Power | 10 | 10 |
| 9 | Saguling | PLTA | Air | Indonesia Power | 701 | 698 |
| 10 | Cirata | PLTA | Air | PJB | 1,008 | 948 |
| 11 | Jatiluhur | PLTA | Air | Swasta | 150 | 180 |
| 12 | M. Tawar B-1 | PLTGU | BBM/Gas | PJB | 640 | 615 |
| 13 | M. Tawar B-2 | PLTG | BBM/Gas | PJB | 280 | 274 |
| 14 | M. Tawar B-3-4 | PLTG | BBM/Gas | PLN | 858 | 840 |
| 15 | M. Tawar B-5 | PLTGU | Gas | PLN | 234 | 214 |
| 16 | Cikarang Listrindo | PLTG | Gas | Swasta | 300 | 300 |
| 17 | Sunyaragi 1-2 | PLTG | BBM/Gas | Indonesia Power | 20 | 18 |
| 18 | Sunyaragi 3-4 | PLTG | BBM/Gas | Indonesia Power | 0 | 0 |
| 19 | Salak 1-3 | PLTP | Panas Bumi | Indonesia Power | 165 | 170 |
| 20 | Salak 4-6 | PLTP | Panas Bumi | Swasta | 165 | 183 |
| 21 | Kamojang 1-3 | PLTP | Panas Bumi | Indonesia Power | 140 | 105 |
| 22 | Kamojang 4 | PLTP | Panas Bumi | Swasta | 60 | 61 |
| 23 | Kamojang 5 | PLTP | Panas Bumi | Swasta | 30 | 33 |
| 24 | Drajat 1 | PLTP | Panas Bumi | Indonesia Power | 55 | 52 |
| 25 | Drajat 2 | PLTP | Panas Bumi | Swasta | 70 | 90 |
| 26 | Drajat 3 | PLTP | Panas Bumi | Swasta | 110 | 106 |
| 27 | Wayang Windu | PLTP | Panas Bumi | Swasta | 220 | 225 |
| 28 | Indramayu 1-3 | PLTU | Batubara | PLN | 990 | 870 |
| 29 | Cirebon | PLTU | Batubara | IPP | 660 | 660 |
| 30 | Pelabuhan Ratu 1-3 | PLTU | Batubara | PLN | 1,050 | 969 |
| 31 | Bekasi Power | PLTGU | Gas | IPP | 120 | 120 |
| 32 | Patuha | PLTP | Panas Bumi | Swasta | 55 | 55 |
| Jumlah | | | | | 8178 | 7899 |

B3.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 – 2025 diperlihatkan pada Tabel B3.2.

Tabel B3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (Gwh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------|------------|
| 2016 | 7.19 | 46,536 | 50,015 | 7,755 | 12,545,304 |
| 2017 | 7.74 | 50,866 | 54,603 | 8,455 | 13,125,536 |
| 2018 | 8.17 | 56,213 | 60,281 | 9,322 | 13,742,765 |
| 2019 | 8.72 | 60,224 | 64,528 | 9,965 | 13,970,876 |
| 2020 | 6.97 | 63,956 | 68,477 | 10,561 | 14,330,077 |
| 2021 | 6.97 | 68,504 | 73,309 | 11,291 | 14,562,543 |
| 2022 | 6.97 | 72,733 | 77,797 | 11,966 | 14,795,958 |
| 2023 | 6.97 | 77,279 | 82,618 | 12,690 | 15,030,793 |
| 2024 | 6.97 | 82,239 | 87,869 | 13,478 | 15,267,065 |
| 2025 | 6.97 | 87,641 | 93,615 | 14,340 | 15,505,147 |
| Pertumbuhan (%) | 7.37 | 7.29 | 7.21 | 7.07 | 2.38 |

B3.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

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 berada pada 5 lokasi Cibareno-1, Rajamandala, Jatigede, Upper Cisokan dan Grindulu. 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 TCF².

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.

² Sumber: Draft RUKN 2015-2034

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit sampai dengan tahun 2025 sebesar 13.535 MW dengan perincian ditampilkan pada Tabel B3.3 berikut.

Tabel B3.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

| No | Asumsi Pengembang | Jenis | Nama Proyek | MW | COD | Status |
|----|-------------------|----------|-----------------------------------|-------|------|------------|
| 1 | Swasta | PLTBm | Tersebar | 12 | 2016 | Rencana |
| 2 | Swasta | PLTM | Cianten 1 | 2 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Swasta | PLTM | Cisanggiri | 3 | 2016 | Pendanaan |
| 4 | Swasta | PLTP | Karaha Bodas (FTP2) | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Swasta | PLTSa | Tersebar | 14 | 2016 | Rencana |
| 6 | Swasta | PLTSa | Tersebar | 10 | 2016 | Rencana |
| 7 | PLN | PLTGU | Muara Tawar Add-on 2,3,4 | 650 | 2017 | Rencana |
| 8 | Swasta | PLTA | Rajamandala | 47 | 2017 | Konstruksi |
| 9 | Swasta | PLTM | Cirompang | 8 | 2017 | Konstruksi |
| 10 | Swasta | PLTM | Cianten 2 | 5 | 2017 | Konstruksi |
| 11 | Swasta | PLTM | Cianten 1B | 6 | 2017 | Pengadaan |
| 12 | Swasta | PLTM | Cianten 3 | 6 | 2017 | Rencana |
| 13 | Swasta | PLTSa | Tersebar | 10 | 2017 | Rencana |
| 14 | Swasta | PLTB | Tersebar | 80 | 2018 | Rencana |
| 15 | Swasta | PLTGU | Jawa-1 | 800 | 2018 | Pengadaan |
| 16 | Swasta | PLTGU/MG | Peaker Jawa-Bali 4 | 450 | 2018 | Rencana |
| 17 | Swasta | PLTM | Cibalapulang | 9 | 2018 | Konstruksi |
| 18 | Swasta | PLTM | Cilaki 1B | 10 | 2018 | Pendanaan |
| 19 | Swasta | PLTM | Cibalapulang-2 | 7 | 2018 | Pendanaan |
| 20 | Swasta | PLTM | Cibalapulang-3 | 6 | 2018 | Pendanaan |
| 21 | Swasta | PLTM | Pusaka-1 | 9 | 2018 | Pendanaan |
| 22 | Swasta | PLTM | Pusaka-3 | 3 | 2018 | Pendanaan |
| 23 | Swasta | PLTSa | Tersebar | 10 | 2018 | Rencana |
| 24 | PLN | PLTA | Jatigede (FTP2) | 55 | 2019 | Konstruksi |
| 25 | PLN | PLTA | Jatigede (FTP2) | 55 | 2019 | Konstruksi |
| 26 | PLN | PLTU | Indramayu-4 (FTP2) | 1,000 | 2019 | Rencana |
| 27 | PLN | PS | Upper Cisokan Pump Storage (FTP2) | 260 | 2019 | Konstruksi |
| 28 | PLN | PS | Upper Cisokan Pump Storage (FTP2) | 260 | 2019 | Konstruksi |
| 29 | PLN | PS | Upper Cisokan Pump Storage (FTP2) | 260 | 2019 | Konstruksi |
| 30 | PLN | PS | Upper Cisokan Pump Storage (FTP2) | 260 | 2019 | Konstruksi |
| 31 | Swasta | PLTB | Tersebar | 80 | 2019 | Rencana |
| 32 | Swasta | PLTGU | Jawa-1 | 800 | 2019 | Pengadaan |
| 33 | Swasta | PLTM | Cimandiri | 3 | 2019 | Pendanaan |
| 34 | Swasta | PLTM | Pakenjeng Bawah | 6 | 2019 | Pendanaan |
| 35 | Swasta | PLTM | Cikopo-2 | 7 | 2019 | Pendanaan |
| 36 | Swasta | PLTM | Cicatih | 6 | 2019 | Pendanaan |
| 37 | Swasta | PLTP | Patuha (FTP2) | 55 | 2019 | Konstruksi |
| 38 | Swasta | PLTP | Tangkuban Perahu 1 (FTP2) | 55 | 2019 | Rencana |

| No | Asumsi Pengembang | Jenis | Nama Proyek | MW | COD | Status |
|----|-------------------|-------|---------------------------|-------|------|-----------|
| 39 | Swasta | PLTP | Patuha (FTP2) | 55 | 2019 | Rencana |
| 40 | Swasta | PLTU | Jawa-1 (FTP2) | 1,000 | 2019 | Pengadaan |
| 41 | Swasta | PLTU | Jawa-3 (FTP2) | 660 | 2019 | Pengadaan |
| 42 | Swasta | PLTU | Jawa-3 (FTP2) | 660 | 2019 | Pengadaan |
| 43 | Swasta | PLTB | Tersebar | 90 | 2020 | Rencana |
| 44 | Swasta | PLTM | Kalapa Nunggal | 3 | 2020 | Pendanaan |
| 45 | Swasta | PLTM | Kertamukti | 6 | 2020 | Rencana |
| 46 | Swasta | PLTM | Pesantren-1 | 2 | 2020 | Rencana |
| 47 | Swasta | PLTM | Cikaengan-2 | 7 | 2020 | Pengadaan |
| 48 | Swasta | PLTP | Tangkuban Perahu 1 (FTP2) | 55 | 2020 | Rencana |
| 49 | Swasta | PLTP | Karaha Bodas (FTP2) | 55 | 2020 | Rencana |
| 50 | Swasta | PLTP | Cisolok-Cisukarame (FTP2) | 50 | 2020 | Rencana |
| 51 | Swasta | PLTP | Wayang Windu 3 (FTP2) | 110 | 2020 | Rencana |
| 52 | Swasta | PLTM | Cikaengan | 5 | 2021 | Pengadaan |
| 53 | Swasta | PLTM | Cikandang | 6 | 2021 | Pengadaan |
| 54 | Swasta | PLTM | Sukamaju | 8 | 2021 | Rencana |
| 55 | Swasta | PLTM | Kanzy-5 | 5 | 2021 | Rencana |
| 56 | Swasta | PLTM | Cilayu Kulon | 5 | 2021 | Rencana |
| 57 | Swasta | PLTM | Ciherang | 2 | 2021 | Rencana |
| 58 | Swasta | PLTM | Cibuni Mandiri | 2 | 2021 | Rencana |
| 59 | Swasta | PLTM | Cibuni | 3 | 2021 | Rencana |
| 60 | Swasta | PLTP | Karaha Bodas (FTP2) | 55 | 2021 | Rencana |
| 61 | Swasta | PLTP | Wayang Windu 4 (FTP2) | 110 | 2021 | Rencana |
| 62 | Swasta | PLTSa | Tersebar | 16 | 2021 | Rencana |
| 63 | Swasta | PLTM | Cilaki 1A | 3 | 2022 | Pengadaan |
| 64 | Swasta | PLTM | Ciasem | 3 | 2022 | Pengadaan |
| 65 | Swasta | PLTM | Caringin | 4 | 2022 | Pengadaan |
| 66 | Swasta | PLTP | Tampomas (FTP2) | 45 | 2022 | Rencana |
| 67 | Swasta | PLTM | Ciarinem | 3 | 2023 | Pengadaan |
| 68 | Swasta | PLTM | Cibatarua Panyairan | 8 | 2023 | Rencana |
| 69 | Swasta | PLTM | Toblong | 6 | 2023 | Rencana |
| 70 | Unallocated | PLTGU | Jawa-7 | 800 | 2024 | Rencana |
| 71 | Swasta | PLTM | Jatisari | 5 | 2024 | Rencana |
| 72 | Swasta | PLTM | Cikaengan Najaten | 7 | 2024 | Rencana |
| 73 | Swasta | PLTM | Cirompang Mekarmukti | 4 | 2024 | Rencana |
| 74 | Swasta | PLTM | Cileat | 5 | 2024 | Rencana |
| 75 | Swasta | PLTM | Cimaja | 3 | 2024 | Rencana |
| 76 | Swasta | PLTP | Cibuni (FTP2) | 10 | 2024 | Rencana |
| 77 | Unallocated | PLTP | Gunung Galunggung | 110 | 2024 | Rencana |
| 78 | Unallocated | PLTA | Cimandiri-3 | 119 | 2025 | Rencana |
| 79 | Unallocated | PLTA | Cimandiri-3 | 119 | 2025 | Rencana |
| 80 | Unallocated | PLTA | Cikaso-3 | 53 | 2025 | Rencana |
| 81 | Unallocated | PLTA | Cipasang | 200 | 2025 | Rencana |
| 82 | Unallocated | PLTA | Cipasang | 200 | 2025 | Rencana |
| 83 | Unallocated | PLTA | Cibuni-3 | 172 | 2025 | Rencana |
| 84 | Unallocated | PLTA | Cibuni-4 | 105 | 2025 | Rencana |
| 85 | Swasta | PLTB | Tersebar | 160 | 2025 | Rencana |
| 86 | Unallocated | PLTGU | Jawa-7 | 800 | 2025 | Rencana |

| No | Asumsi Pengembang | Jenis | Nama Proyek | MW | COD | Status |
|--------|-------------------|-------|---------------------------|-------|------|-----------|
| 87 | Swasta | PLTM | Cijampang 1 | 1 | 2025 | Pengadaan |
| 88 | Swasta | PLTM | Cikaniki 1 | 3 | 2025 | Pengadaan |
| 89 | Swasta | PLTM | Cikaniki 2 | 3 | 2025 | Pengadaan |
| 90 | Swasta | PLTM | Pakenjeng Atas | 4 | 2025 | Pengadaan |
| 91 | Swasta | PLTM | Cikawung Bawah | 3 | 2025 | Rencana |
| 92 | Swasta | PLTM | Cikawung Atas | 5 | 2025 | Rencana |
| 93 | Swasta | PLTP | Tangkuban Perahu 2 (FTP2) | 30 | 2025 | Rencana |
| 94 | Swasta | PLTP | Tangkuban Perahu 2 (FTP2) | 30 | 2025 | Rencana |
| 95 | Swasta | PLTP | Gunung Ciremai (FTP2) | 55 | 2025 | Rencana |
| 96 | Swasta | PLTP | Gunung Ciremai (FTP2) | 55 | 2025 | Rencana |
| 97 | Unallocated | PLTP | Gede Pangrango | 85 | 2025 | Rencana |
| 98 | PLN | PLTU | Jawa-6 (FTP2) | 1,000 | 2025 | Rencana |
| 99 | PLN | PLTU | Jawa-6 (FTP2) | 1,000 | 2025 | Rencana |
| Jumlah | | | | 13535 | | |

Ada beberapa pembangkit yang ditunda dan dipindahkan lokasinya dari Jawa Barat, yaitu:

- PLTU Jawa-6 yang dalam RUPTL sebelumnya direncanakan di Provinsi Jawa Barat terkendala masalah RTRW (Rencana Tata Ruang dan Wilayah) sehingga dibuka alternatif lokasi di Jawa Barat atau Banten.
- PLTGU/MG Peaker Jawa-Bali 1 yang semula direncanakan di lokasi Sunyaragi (Jawa Barat) tidak memperoleh kepastian pasokan gas, sehingga dipindah lokasinya ke Tambaklorok (Jawa Tengah) dan kapasitasnya ditingkatkan dari 400 MW menjadi 700 MW.
- PLTU Jawa-11 ditunda pelaksanaannya hingga setelah tahun 2025, untuk memenuhi target bauran energi dari batubara sekitar 50% pada tahun 2025 sesuai Draft RUKN 2015-2034.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV khususnya untuk meningkatkan penjualan dan pasokan di Industri-Industri dan Kawasan Industri di sepanjang Bekasi, Cikarang, dan Karawang beserta peningkatan pasokan di GITET eksisting. GITET baru pada RUPTL ini adalah GITET Ubrug sebagai GITET yang akan meningkatkan keandalan pasokan terkait dengan PLTU Pelabuhan Ratu.

Kapasitas total pengembangan GITET 500 kV sebesar 13.502 MVA seperti pada Tabel B3.4.

Tabel B3.4 Pengembangan GITET 500 kV di Jawa Barat

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|-----------------------------|------------|------------|----------------------------|------|------------|
| 1 | Cibatu Baru / Deltamas | 500/150 kV | New | 1000 | 2017 | Rencana |
| 2 | Tambun (GIS) | 500/150 kV | New | 1000 | 2017 | Rencana |
| 3 | Cibatu Baru II / Sukatani | 500/150 kV | New | 1000 | 2018 | Rencana |
| 4 | Cikalong | 500/150 kV | New | 500 | 2018 | Rencana |
| 5 | PLTGU Jawa-1 | 500 kV | New | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 6 | Bogor X | 500/150 kV | New | 1000 | 2019 | Rencana |
| 7 | Bogor X (Converter Station) | 500 kV DC | New | 3000 | 2019 | Rencana |
| 8 | Indramayu | 500 kV | New | 4 LB | 2019 | Rencana |
| 9 | Jawa-3 PLTU | 500 kV | New | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 10 | Jawa-3 Switching | 500 kV | New | 4 LB | 2019 | Rencana |
| 11 | PLTU Jawa-1 | 500 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 12 | Upper Cisokan PLTA PS | 500 kV | New | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 13 | Matenggeng PLTA PS | 500 kV | New | 4 LB | 2023 | Rencana |
| 14 | Ubrug | 500/150 kV | New | 1000 | 2025 | Rencana |
| 15 | Cibinong | 500/150 kV | Spare | 167 | 2016 | Konstruksi |
| 16 | Cirata | 500/150 kV | Spare | 167 | 2016 | Konstruksi |
| 17 | Gandul | 500/150 kV | Spare | 167 | 2016 | Konstruksi |
| 18 | Muara Tawar | 500/150 kV | Spare | 167 | 2016 | Konstruksi |
| 19 | New Ujungberung | 500/150 kV | Spare | 167 | 2016 | Konstruksi |
| 20 | Bandung Selatan | 500 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Lelang |
| 21 | Cibatu | 500/150 kV | Spare | 167 | 2017 | Rencana |
| 22 | Cibinong | 500/150 kV | Ext | 500 | 2017 | Rencana |
| 23 | Cirata | 500/150 kV | Ext | 500 | 2017 | Rencana |
| 24 | Gandul | 500/150 kV | Ext | 500 | 2017 | Rencana |
| 25 | Bandung Selatan | 500 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 26 | Mandirancan | 500/150 kV | Ext | 500 | 2018 | Rencana |
| 27 | Mandirancan | 500 kV | Ext | 1 LB | 2018 | Rencana |
| 28 | Muara Tawar | 500/150 kV | Ext | 1000 | 2018 | Konstruksi |
| 29 | Cibatu Baru / Deltamas | 500 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 30 | Depok | 500 kV | Upr | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 31 | Gandul | 500 kV | Upr | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 32 | Gandul | 500 kV | Upr | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 33 | Mandirancan | 500 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 34 | Tx. Mandirancan | 500 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 35 | Gandul | 500 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 36 | Tambun (GIS) | 500/150 kV | Ext | 1000 | 2020 | Rencana |
| | Jumlah | | | 13502 | | |

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GI 150 kV baru dan penambahan trafo pada GI eksisting dengan total kapasitas 12.270 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B3.5.

Tabel B3.5 Pengembangan GI 150 kV di Jawa Barat

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|---|-----------|------------|----------------------------|------|------------|
| 1 | Arjawinangun Baru | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Bogor Baru II / Tajur (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Bogor Kota (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Cikarang Baru Lippo | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Cimanggis II / Tengah | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Jatiluhur Baru | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Kanci | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | PLTP Karaha Bodas | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 9 | Rajapaksi | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 10 | Rancakasumba New | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 11 | Sukatani Gobel | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 12 | Balongan | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 13 | Bandung Timur Baru | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 14 | Bekasi II / Pinggir Kali / Sumarecon | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 15 | Bekasi Utara / Tarumajaya | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 16 | Bengkong Baru / Dago II (GIS) | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 17 | Bunar Baru | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 18 | Cangkring Baru / Kapetakan | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 19 | Cianjur II / PLTA Rajamandala | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 20 | Cibatu Baru / Deltamas | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 21 | Cikijing | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Konstruksi |
| 22 | Cikumpay II / Sadang | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 23 | Dayeuhkolot (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Konstruksi |
| 24 | Depok II (GIS) | 150/20 kV | New | 180 | 2017 | Lelang |
| 25 | Indomulia Cipta Nusantara | 150 kV | New | 5 LB | 2017 | Rencana |
| 26 | Jababeka II / Pamahan | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 27 | Kadipaten | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Konstruksi |
| 28 | Kadipaten Baru II / Kertajati | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 29 | Kiaracondong II / Rancanumpang | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Lelang |
| 30 | KIIC II / Margakaya | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 31 | Kracak Baru | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 32 | Kuningan Baru | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 33 | Majalaya Baru | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 34 | Malangbong Baru | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Konstruksi |
| 35 | Muara Tawar | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Konstruksi |
| 36 | Pelabuhan Ratu Baru | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Konstruksi |
| 37 | Poncol Baru II (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 38 | Rengasdengklok II / Cilamaya | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 39 | Samator KIEC | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 40 | Sawangan | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 41 | Sumedang Baru / Tanjung Sari | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 42 | Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 43 | Tanggeung / Cianjur Selatan | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Konstruksi |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas | COD | Status |
|-----|--|-----------|------------|---------------|------|------------|
| | | | | (MVA atau LB) | | |
| 44 | Babakan Baru | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 45 | Bandung Selatan II / Soreang | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 46 | Cibadak Baru II / Cicurug | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 47 | Cikalong | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 48 | Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 49 | Parakan Kondang Baru | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 50 | Taman Mekar | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 51 | Telukjambe II | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 52 | Bogor X | 150/20 kV | New | 120 | 2019 | Rencana |
| 53 | Cikande II | 150/20 kV | New | 100 | 2019 | Rencana |
| 54 | PLTP Tangkuban Perahu I | 150/20 kV | New | 60 | 2019 | Rencana |
| 55 | Rancakasumba II / Sangian | 150/20 kV | New | 120 | 2019 | Rencana |
| 56 | Subang Baru / Pamanukan | 150/20 kV | New | 120 | 2019 | Rencana |
| 57 | Dawuan II / Cipasanggrahan | 150/20 kV | New | 100 | 2020 | Rencana |
| 58 | Pangandaran Baru / Cikatomas | 150/20 kV | New | 120 | 2020 | Rencana |
| 59 | PLTP Cisolak Sukarame | 150/20 kV | New | 4 LB | 2020 | Rencana |
| 60 | Sentul City | 150/20 kV | New | 200 | 2020 | Rencana |
| 61 | Panasia II / Warung Lobak | 150/20 kV | New | 120 | 2021 | Rencana |
| 62 | Fajar Surya Wisesa II / Muktiwari (GIS) | 150/20 kV | New | 100 | 2022 | Rencana |
| 63 | Garut II / Leles | 150/20 kV | New | 60 | 2022 | Rencana |
| 64 | Lembursitu Baru II / Sukalarang | 150/20 kV | New | 120 | 2022 | Rencana |
| 65 | PLTP Tampomas | 150/20 kV | New | 60 | 2022 | Rencana |
| 66 | Ciamis II / Kawali | 150/20 kV | New | 60 | 2023 | Rencana |
| 67 | Ciawi Baru II / Cisarua | 150/20 kV | New | 120 | 2023 | Rencana |
| 68 | Cibabat III / Gunung Batu | 150/20 kV | New | 100 | 2023 | Rencana |
| 69 | Kosambi Baru II | 150/20 kV | New | 100 | 2024 | Rencana |
| 70 | PLTP Cibuni | 150/20 kV | New | 60 | 2024 | Rencana |
| 71 | PLTP Gunung Galunggung | 150/20 kV | New | 60 | 2024 | Rencana |
| 72 | Sumadra Baru | 150/20 kV | New | 120 | 2024 | Rencana |
| 73 | Cikasungka II / Nagreg | 150/20 kV | New | 120 | 2025 | Rencana |
| 74 | Lagadar II / Bojong | 150/20 kV | New | 100 | 2025 | Rencana |
| 75 | PLTA Cibuni | 150/20 kV | New | 60 | 2025 | Rencana |
| 76 | PLTA Cikaso | 150/20 kV | New | 60 | 2025 | Rencana |
| 77 | PLTA Cimandiri | 150/20 kV | New | 60 | 2025 | Rencana |
| 78 | PLTA Cipasang | 150/20 kV | New | 60 | 2025 | Rencana |
| 79 | PLTP Gede Pangrango | 150/20 kV | New | 60 | 2025 | Rencana |
| 80 | PLTP Gunung Ciremai | 150/20 kV | New | 60 | 2025 | Rencana |
| 81 | PLTP Tangkuban Perahu II | 150/20 kV | New | 60 | 2025 | Rencana |
| 82 | Ubrug New | 150 kV | New | 4 LB | 2025 | Rencana |
| 83 | Bandung Selatan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 84 | Bandung Selatan | 150 kV | Upr | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 85 | Banjar | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 86 | Brebes | 150 kV | Upr | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 87 | Brebes | 150 kV | Upr | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 88 | Chandra Asri | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Rencana |
| 89 | Ciamis | 150 kV | Upr | 2 LB | 2016 | Konstruksi |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|-----------------------|-----------|------------|----------------------------|------|------------|
| 90 | Cianjur | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2016 | Operasi |
| 91 | Ciawi Baru | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 92 | Cibeureum | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2016 | Rencana |
| 93 | Drajat | 150 kV | <i>Upr</i> | 4 LB | 2016 | Konstruksi |
| 94 | Garut | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 95 | Garut | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 96 | Garut | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 97 | Garut | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 98 | Haurgeulis | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 99 | Kamojang | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2016 | Lelang |
| 100 | Kamojang | 150 kV | <i>Upr</i> | 4 LB | 2016 | Konstruksi |
| 101 | Kebasen | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 102 | Kedungbadak Baru | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 103 | Kedungbadak Baru | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2016 | Rencana |
| 104 | Kosambi Baru | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2016 | Operasi |
| 105 | Lembursitu Baru | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2016 | Lelang |
| 106 | Malangbong | 70/20 kV | <i>Upr</i> | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 107 | Maligi | 150 kV | <i>Ext</i> | 1 LB | 2016 | Konstruksi |
| 108 | Pabuaran | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 109 | PLTU Pelabuhan Ratu | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 110 | Poncol Baru | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 111 | Poncol Baru | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 112 | Rancakasumba New | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 113 | Santosa | 70/20 kV | <i>Ext</i> | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 114 | Sukamandi | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 115 | Sunyaragi | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 116 | Tasikmalaya New | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 117 | Telukjambe | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2016 | Rencana |
| 118 | Arjawinangun | 70/20 kV | <i>Upr</i> | 30 | 2017 | Rencana |
| 119 | Babakan | 70/20 kV | <i>Ext</i> | 30 | 2017 | Rencana |
| 120 | Banjar | 150/70 kV | <i>Upr</i> | 100 | 2017 | Rencana |
| 121 | Bekasi | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 122 | Bekasi | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Lelang |
| 123 | Bekasi | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 124 | Bogor Baru | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 125 | Bogor Baru | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 126 | Chandra Asri | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Lelang |
| 127 | Cibatu | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 128 | Cibatu | 150 kV | <i>Ext</i> | - | 2017 | Rencana |
| 129 | Cikande | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Lelang |
| 130 | Cikarang Baru Lippo | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 131 | Cikasungka | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 132 | Cikedung | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 133 | Cikijing | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 134 | Cikumpay | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 135 | Cimanggis | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 136 | Cirata | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 137 | Depok II (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 138 | Depok III / Rawadenok | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 139 | Depok III / Rawadenok | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas | COD | Status |
|-----|-------------------------------------|-----------|------------|---------------|------|------------|
| | | | | (MVA atau LB) | | |
| 140 | Depok III / Rawadenok | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 141 | Garut | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 142 | ITP | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 143 | Jatibarang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 144 | Jatiluhur | 150 kV | Upr | 4 LB | 2017 | Rencana |
| 145 | Kadipaten Baru | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 146 | Kedung Badak | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 147 | Kedungbadak | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 148 | Kedungbadak Baru | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 149 | KIIC II / Margakaya | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 150 | Kosambi Baru | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 151 | Kuningan | 70/20 kV | Ext | 30 | 2017 | Rencana |
| 152 | Lagadar | 150/20 kV | Upr | 60 | 2017 | Lelang |
| 153 | Malangbong Baru | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 154 | Mandirancan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 155 | Mekarsari | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 156 | Padalarang | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 157 | Padalarang | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 158 | Padalarang | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 159 | Padalarang Baru | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 160 | Padalarang Baru | 150/20 kV | Upr | 60 | 2017 | Lelang |
| 161 | Pameungpeuk | 70/20 kV | Ext | 30 | 2017 | Rencana |
| 162 | Panasia | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 163 | Pangandaran | 70/20 kV | Ext | - | 2017 | Rencana |
| 164 | Parakan | 70/20 kV | Ext | 30 | 2017 | Rencana |
| 165 | Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 166 | Peruri | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 167 | Pinayungan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 168 | PLTU Pelabuhan Ratu | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 169 | Plumpang | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 170 | Poncol Baru | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 171 | Poncol Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Lelang |
| 172 | Rancaekek | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 173 | Rancakasumba | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 174 | Rancakasumba | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Lelang |
| 175 | Rancakasumba New | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 176 | Rancakasumba New | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 177 | Rancakasumba New | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 178 | Semen Baru Cibinong | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 179 | Semen Baru Cibinong | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 180 | Sentul | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 181 | Sukamandi | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 182 | Sunyaragi | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 183 | Sunyaragi | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 184 | Tasikmalaya | 150/70 kV | Ext | 100 | 2017 | Rencana |
| 185 | Tasikmalaya New | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 186 | Tatajabar Sejahtera | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 187 | Tegal Herang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 188 | Telukjambe | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|--|-----------|------------|----------------------------|------|---------|
| 189 | Ujungberung | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Lelang |
| 190 | Bandung Utara | 150 kV | Ext | - | 2018 | Rencana |
| 191 | Bunar Baru | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 192 | Cibeureum | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 193 | Cigereleng | 150 kV | Ext | - | 2018 | Rencana |
| 194 | Cikande | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 195 | Cileungsi II / Jonggol | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 196 | Gandul | 150 kV | Upr | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 197 | Jababeka | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 198 | Kadipaten Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 199 | Karangnunggal | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 200 | Kemang | 150 kV | Upr | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 201 | KIIC II / Margakaya | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 202 | Kosambi Baru | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 203 | Kracak Baru | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 204 | Lagadar | 150/20 kV | Ext | - | 2018 | Rencana |
| 205 | Mekarsari | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 206 | Pabuaran | 150/20 kV | Ext | - | 2018 | Rencana |
| 207 | Padalarang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 208 | Pameungpeuk | 70/20 kV | Upr | 30 | 2018 | Rencana |
| 209 | Parungmulya | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 210 | PLTU Labuhan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 211 | Rancaekek | 150/20 kV | Ext | - | 2018 | Rencana |
| 212 | Rancakasumba New | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 213 | Rengasdengklok | 70/20 kV | Ext | - | 2018 | Rencana |
| 214 | Sukamandi | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 215 | Sukatani Gobel | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 216 | Ujungberung | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 217 | Bogor Baru II | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 218 | Cianjur | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 219 | Ciawi Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 220 | Padalarang | 150/20 kV | Ext | - | 2019 | Rencana |
| 221 | Rancakasumba | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 222 | Subang Baru / Pamanukan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 223 | Banjar | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 224 | Cimanggis II / Tengah | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 225 | Dawuan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 226 | Pabuaran | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 227 | Tegal Herang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 228 | Trans I | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 229 | Cianjur II / PLTA Rajamandala | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 230 | Lembursitu Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 231 | Kanci | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 232 | Rengasdengklok II / Cilamaya | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 233 | Tasikmalaya | 150/20 kV | Upr | 60 | 2022 | Rencana |
| 234 | Ciamis | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 235 | Kadipaten Baru II / Kertajati | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 236 | Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|-------------------------------------|-----------|------------|----------------------------|------|---------|
| 237 | Tanggeung / Cianjur Selatan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 238 | Arjawinangun Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 239 | Tasikmalaya | 150 kV | Ext | 2 LB | 2024 | Rencana |
| 240 | Tasikmalaya New | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 241 | Wayang Windu | 150 kV | Ext | 2 LB | 2024 | Rencana |
| 242 | Ciamis II / Kawali | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 243 | Cianjur | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 244 | Cianjur II / PLTA Rajamandala | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 245 | Cikasungka | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 246 | Mandirancan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 247 | Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 248 | PLTA Cimandiri | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 249 | Poncol Baru II (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 250 | Sukatani Gobel | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 251 | Tambun II / Pasar Kalong | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 252 | Tanggeung | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 253 | Telukjambe II | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| | Jumlah | | | 12270 | | |

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV beserta perkuatan SUTET terkait (termasuk sebagian pekerjaan *Central-West Java Transmission Lines*) sepanjang 1252 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B3.6.

Tabel B3.6 Pengembangan Transmisi 500 kV di Jawa Barat

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|---------------------------|--|----------|---------------------------------------|-----|------|------------|
| 1 | Bandung Selatan | Inc. (Tasik - Depok) | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xGannet | 4 | 2017 | Konstruksi |
| 2 | Cibatu Baru / Deltamas | Inc. (Cibatu - Cirata) | 500 kV | 4 cct, ACSR 4xGannet | 8 | 2017 | Rencana |
| 3 | Tambun (GIS) | Inc. (Bekasi - Cibinong) | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xDove | 12 | 2017 | Lelang |
| 4 | Cibatu Baru II / Sukatani | Inc. (Muara Tawar - Cibatu) | 500 kV | 4 cct, ACSR 4xGannet | 20 | 2018 | Rencana |
| 5 | Cikalong | Inc. (Tasik - Depok) | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xGannet | 2 | 2018 | Rencana |
| 6 | Mandirancan | Bandung Selatan | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 236 | 2018 | Rencana |
| 7 | PLTGU Jawa-1 | Muara Tawar atau Cibatu Baru II / Sukatani | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 2 | 2018 | Rencana |
| 8 | Indramayu | Cibatu Baru / Deltamas | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 260 | 2019 | Rencana |
| 9 | Jawa-3 Switchyard | Jawa-3 Switching | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 20 | 2019 | Rencana |
| 10 | PLTU Jawa-1 | Mandirancan | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 20 | 2019 | Rencana |
| 11 | Suralaya Lama | Balaraja | 500 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove) | 15 | 2019 | Rencana |

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|--------|-----------------------|--|----------|---------------------------------|------|------|---------|
| 12 | Switching PLTU Jawa-3 | Inc. (Batang - Indramayu) | 500 kV | 4 cct, ACSR 4xZebra | 40 | 2019 | Rencana |
| 13 | Tx. Mandirancan | Indramayu | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 180 | 2019 | Rencana |
| 14 | Upper Cisokan PLTA PS | Inc. (Cibinong - Saguling) | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xGannet | 30 | 2019 | Rencana |
| 15 | Gandul | Depok | 500 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove) | 15 | 2020 | Rencana |
| 16 | Matenggeng PLTA PS | Inc. (Tasikmalaya - Rawalo) | 500 kV | 4 cct, ACSR 4xDove | 120 | 2023 | Rencana |
| 17 | Indramayu | Cibatu Baru / Deltamas atau Tambun (GIS) | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 260 | 2025 | Rencana |
| 18 | Ubrug | Inc. (Tasik - Depok) | 500 kV | 4 cct, ACSR 4xGannet | 8 | 2025 | Rencana |
| Jumlah | | | | | 1252 | | |

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya beserta perkuatan transmisi dengan total sepanjang 4.279 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B3.7.

Tabel C3.7 Pengembangan Transmisi 150 kV di Jawa Barat

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|-----------------------------|--|----------|----------------------------------|-------|------|------------|
| 1 | Arjawinangun Baru | Inc. (Jatibarang - Mandirancan) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 2 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Bandung Selatan | Garut | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 66 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Bandung Selatan | Tx. Wayang Windu | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 66 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Bogor Baru II / Tajur (GIS) | Inc. (Bogor Baru - Cianjur) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xDove | 0.4 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Bogor Kota (GIS) | Kedungbadak Baru | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Cikarang Baru Lippo | Inc. (Cibatu - Gandamekar) | 150 kV | 4 cct, ACSR 1xZebra | 2 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Cimanggis II / Tengah | Inc. (Kedungbadak - Depok / Rawadenok (Depok III)) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 15.2 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | Drajat | Tasikmalaya | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 130 | 2016 | Konstruksi |
| 9 | Drajat | Garut | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 50.72 | 2016 | Konstruksi |
| 10 | Gandul | Petukangan | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake) | 28 | 2016 | Lelang |
| 11 | Gandul | Serpong | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 40 | 2016 | Konstruksi |
| 12 | Garut | Tasikmalaya | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 80.5 | 2016 | Konstruksi |
| 13 | Jatiluhur Baru | PLTA Jatiluhur | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 14 | Jatiluhur Baru | Inc. (Kosambi Baru - Padalarang) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 91.6 | 2016 | Konstruksi |
| 15 | Kamojang | Drajat | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 27.8 | 2016 | Konstruksi |
| 16 | Kanci | Inc. (PLTU Kanci - Brebes) | 150 kV | 4 cct, 2xTACSR410 | 24 | 2016 | Konstruksi |
| 17 | Kosambi Baru | Bekasi | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 118.2 | 2016 | Konstruksi |
| 18 | Lagadar | Padalarang | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 21.66 | 2016 | Konstruksi |
| 19 | Padalarang | Cibabat | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 40 | 2016 | Konstruksi |
| 20 | PLTP Kamojang | Kamojang | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 2 | 2016 | Lelang |
| 21 | PLTP Karaha Bodas | Garut | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2016 | Konstruksi |

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|---------------------------------------|--|----------|---------------------------------|-------|------|------------|
| 22 | Rancakasumba New | Inc. (Ujungberung - Rancaekek) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 40 | 2016 | Konstruksi |
| 23 | Sukatani / Gobel | Inc. (Bekasi Utara - Kosambi Baru) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 24 | Tasikmalaya New | Tx. Ciamis - Tasikmalaya | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 128 | 2016 | Konstruksi |
| 25 | Tx. Wayang Windu | Kamojang | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 62 | 2016 | Konstruksi |
| 26 | Aspek | Cileungsi | 70 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 1 | 2017 | Rencana |
| 27 | Balongan | Jatibarang | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 34 | 2017 | Rencana |
| 28 | Bandung Timur Baru | Ujungberung | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 18 | 2017 | Rencana |
| 29 | Bandung Utara | Padalarang | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 25.6 | 2017 | Lelang |
| 30 | Bekasi | Plumpang | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 32 | 2017 | Rencana |
| 31 | Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon | Bekasi | 150 kV | 2 cct, CU 2x1000 | 8 | 2017 | Rencana |
| 32 | Bekasi Utara / Tarumajaya | Inc. (Bekasi - Kosambi Baru) | 150 kV | 4 cct, ACSR 1xZebra | 16 | 2017 | Rencana |
| 33 | Bengkong Baru / Dago II(GIS) | Inc. (Bandung Utara - Dago Pakar) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 34 | Bogor Baru | Kedung Badak Baru | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2017 | Rencana |
| 35 | Bunar Baru | Rangkasbitung II | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 72 | 2017 | Rencana |
| 36 | Cangkring Baru / Kapetakan | Inc. (Jatibarang - Haurgeulis) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 37 | Cianjur II / PLTA Rajamandala | Inc. (Cianjur - Cigereleng) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 8 | 2017 | Rencana |
| 38 | Cibadak Baru II / Cicurug | PLTU Pelabuhan Ratu | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x520 | 280 | 2017 | Konstruksi |
| 39 | Cibadak Baru II / Cicurug | Inc. (Cibadak Baru - Ciawi) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2017 | Rencana |
| 40 | Cibatu Baru / Deltamas | KIIC II / Margakaya | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 22 | 2017 | Rencana |
| 41 | Cibatu Baru / Deltamas | Gandamekar | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 31 | 2017 | Rencana |
| 42 | Cibinong | Cimanggis | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 13.2 | 2017 | Rencana |
| 43 | Cigereleng | Bandung Selatan II / Soreang | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 78.2 | 2017 | Rencana |
| 44 | Cigereleng | Lagadar | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 32.76 | 2017 | Rencana |
| 45 | Cikijing | Mandirancan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 80 | 2017 | Konstruksi |
| 46 | Cikumpay II / Sadang | Inc. (Cirata - Cikumpay) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 47 | Dayeuhkolot (GIS) | Inc. (Bandung Selatan - Cigereleng) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 6 | 2017 | Lelang |
| 48 | Depok II (GIS) | Inc. (Tx. Cimanggis - Rawadenok (Depok III)) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xDrake | 8 | 2017 | Lelang |
| 49 | Depok III / Rawadenok | Depok II | 150 kV | 2 cct, CU 2x1000 | 8 | 2017 | Lelang |
| 50 | Indomulia Cipta Nusantara | Inc. (Indramayu - Kosambi) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 12 | 2017 | Rencana |
| 51 | ITP | Bogor Baru | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 52 | Jababeka II / Pamahan | Inc. (Jababeka - Tegalherang) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 53 | Jatiluhur | Padalarang | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHen) | 81.6 | 2017 | Rencana |
| 54 | Kadipaten | Inc. (Sunnyaragi - Rancaekek) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 8 | 2017 | Rencana |
| 55 | Kadipaten Baru II / Kertajati | Kadipaten Baru | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 32 | 2017 | Rencana |
| 56 | Kiaracondong II / Rancanumpang | Inc. (Kiaracondong - Ujungberung) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 16 | 2017 | Lelang |
| 57 | KIIC II / Margakaya | Pinayungan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 58 | Kosambi Baru | Jatiluhur | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk) | 45.8 | 2017 | Rencana |
| 59 | Kracak Baru | Kedung Badak | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2017 | Rencana |

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|---|---|----------|----------------------------------|------|------|------------|
| 60 | Kuningan Baru | Inc. (Cikijing - Mandiracan) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 61 | Majalaya Baru | Rancakasumba | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 30 | 2017 | Rencana |
| 62 | Malangbong Baru | New Tasikmalaya | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 74 | 2017 | Lelang |
| 63 | Malangbong Baru | Cikijing | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 80 | 2017 | Rencana |
| 64 | Muara Tawar | Inc. (Bekasi - Plumpang) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2017 | Rencana |
| 65 | Pabuaran | Sukamandi | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 40 | 2017 | Rencana |
| 66 | PLTGU Pelabuhan Ratu | Pelabuhan Ratu Baru | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 60 | 2017 | Konstruksi |
| 67 | Poncol Baru II (GIS) | Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS) | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake) | 12 | 2017 | Konstruksi |
| 68 | Poncol Baru II (GIS) | Poncol Baru | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 2 | 2017 | Rencana |
| 69 | Purwakarta | Semen Pasific | 70 kV | 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 17.5 | 2017 | Rencana |
| 70 | Purwakarta | Kosambi Baru | 70 kV | 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 23 | 2017 | Rencana |
| 71 | Rajapaksi | Inc. (Cikarang - Gandamekar) | 150 kV | 4 cct, CU 1x2000 | 12 | 2017 | Lelang |
| 72 | Rancaekek | Sunyaragi | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 166 | 2017 | Konstruksi |
| 73 | Rengasdengklok II / Cilamaya | Sukamandi | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 40 | 2017 | Rencana |
| 74 | Sumedang Baru / Tanjung Sari | Rancakasumba / Ujungberung New | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 75 | Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS) | Box Bojong Menteng | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x520 | 2 | 2017 | Rencana |
| 76 | Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS) | Inc. (Pondok Kelapa - Tambun) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 8 | 2017 | Rencana |
| 77 | Tanggeung / Cianjur Selatan | Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon | 150 kV | 2 cct, ACSR 1xZebra | 120 | 2017 | Rencana |
| 78 | Babakan Baru | Inc. (Kanci - Brebes) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 60 | 2018 | Rencana |
| 79 | Bandung Selatan II / Soreang | Inc. (Lagadar - Patuha) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2018 | Rencana |
| 80 | Bunar Baru | Kracak Baru | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 30 | 2018 | Rencana |
| 81 | Cibatu Baru / Deltamas | AUA / Heksa / Taman Mekar | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 13.4 | 2018 | Rencana |
| 82 | Cikalong | Inc. (Cigereleng - Lagadar) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2018 | Rencana |
| 83 | Gandul | Kemang | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 24 | 2018 | Rencana |
| 84 | KIIC II / Margakaya | Kosambi Baru | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 60 | 2018 | Rencana |
| 85 | Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong | Padalarang Baru | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2018 | Rencana |
| 86 | Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong | Cirata | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 60 | 2018 | Rencana |
| 87 | PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru | Inc. (Rancaekek - Sunyaragi) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2018 | Rencana |
| 88 | PLTGU / MG Peaker Jawa-Bali-4 | Jababeka | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 10.2 | 2018 | Rencana |
| 89 | PLTGU / MG Peaker Jawa-Bali-4 | Sukatani | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 16 | 2018 | Rencana |
| 90 | Telukjambe II | AUA / Heksa / Taman Mekar | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 28 | 2018 | Rencana |
| 91 | Telukjambe II | Inc. (Tatajabar - Jatiluhur Baru) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 40 | 2018 | Rencana |
| 92 | Bogor X | Inc. (Bunar Baru - Kracak Baru) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 8 | 2019 | Rencana |
| 93 | Cianjur | Padalarang | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 83.2 | 2019 | Rencana |
| 94 | Cikande II | Inc. (Serang - Cikande) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2019 | Rencana |

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|---|---|----------|---------------------|------|------|------------|
| 95 | PLTP Tangkuban Perahu I | Subang Baru / Pamanukan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 15 | 2019 | Rencana |
| 96 | Rancakasumba II / Sangian | Rancakasumba | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2019 | Rencana |
| 97 | Rancakasumba New | Ujungberung | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2019 | Konstruksi |
| 98 | Sentul City | Bogor Baru II | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2019 | Rencana |
| 99 | Subang Baru | Inc. (Sukamandi - Haurgeulis) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 40 | 2019 | Rencana |
| 100 | Dawuan II / Cipasanggrahan | Dawuan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2020 | Rencana |
| 101 | Pangandaran Baru / Cikatomas | Banjar | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 100 | 2020 | Rencana |
| 102 | PLTP Cisolok Sukarame | Inc. (Pelabuhan Ratu - Bayah) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 32 | 2020 | Rencana |
| 103 | Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS) | Tambun | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x520 | 12.4 | 2020 | Rencana |
| 104 | Trans I | Box Bojong Menteng | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x520 | 30 | 2020 | Rencana |
| 105 | Panasia II / Warung Lobak | Inc. (Bandung Selatan - Panasia) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 40 | 2021 | Rencana |
| 106 | Fajar Surya Wisesa II / Muktiwari (GIS) | Inc. (Kosambi Baru - Bekasi) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 100 | 2022 | Rencana |
| 107 | Garut II / Leles | Inc. (Garut - Bandung Selatan) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 40 | 2022 | Rencana |
| 108 | Lembursitu Baru II / Sukalarang | Inc. (Lembursitu Baru - Cianjur) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 2 | 2022 | Rencana |
| 109 | PLTP Tampomas | Inc. (Sunyaragi - Rancaekek) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 35 | 2022 | Rencana |
| 110 | Surade | Pelabuhan Ratu / Jampang Kulon | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2022 | Rencana |
| 111 | Ciamis II / Kawali | Ciamis | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2023 | Rencana |
| 112 | Ciawi Baru II / Cisarua | Inc. (Bogor Baru - Cianjur) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2023 | Rencana |
| 113 | Cibabat III / Gunung Batu | Padalarang Baru II | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 12 | 2023 | Rencana |
| 114 | Kosambi Baru II | Inc. (Kosambi Baru - Bekasi) | 150 kV | 4 cct, 2xTACSR410 | 32 | 2024 | Rencana |
| 115 | PLTP Cibuni | Inc. (PLTA Cibuni - Tanggeung) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 100 | 2024 | Rencana |
| 116 | PLTP Gunung Galunggung | Tasikmalaya | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2024 | Rencana |
| 117 | Sumadra Baru | Wayang Windu | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2024 | Rencana |
| 118 | Cikasungka II / Nagreg | Cikasungka | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 12 | 2025 | Rencana |
| 119 | Lagadar II / Bojong | Inc. (Lagadar - Padalarang) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 8 | 2025 | Rencana |
| 120 | PLTA Cibuni | Tanggeung | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2025 | Rencana |
| 121 | PLTA Cikaso | PLTA Cimandiri | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2025 | Rencana |
| 122 | PLTA Cimandiri | Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2025 | Rencana |
| 123 | PLTA Cipasang | Ciamis II / Kawali | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2025 | Rencana |
| 124 | PLTP Gede Pangrango | Cianjur | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2025 | Rencana |
| 125 | PLTP Gunung Ciremai | Mandirancan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 40 | 2025 | Rencana |
| 126 | PLTP Tangkuban Perahu II | Inc. (Tangkuban Perahu I - Subang Baru / Pamanukan) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 4 | 2025 | Rencana |
| 127 | Ubrug New | Inc. (Pelabuhan Ratu - Cbadak Baru) | 150 kV | 4 cct, ACSR 4xZebra | 8 | 2025 | Rencana |
| | Jumlah | | | | 4397 | | |

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 3,8 juta pelanggan atau rata-rata 379 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 21.521 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 13.164 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 7.676 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B3.8.

Tabel B3.8 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM (kms) | JTR (kms) | Trafo (MVA) | Pelanggan | Total Investasi (Juta USD) |
|--------|-----------|-----------|-------------|-----------|----------------------------|
| 2016 | 2,339 | 1,432 | 865 | 829,397 | 297 |
| 2017 | 2,081 | 1,248 | 789 | 580,232 | 259 |
| 2018 | 2,078 | 1,377 | 793 | 617,229 | 263 |
| 2019 | 2,210 | 1,457 | 781 | 228,112 | 243 |
| 2020 | 2,118 | 1,320 | 770 | 359,201 | 244 |
| 2021 | 2,263 | 1,317 | 752 | 232,466 | 238 |
| 2022 | 2,137 | 1,277 | 697 | 233,415 | 224 |
| 2023 | 2,147 | 1,257 | 746 | 234,835 | 233 |
| 2024 | 2,083 | 1,242 | 740 | 236,271 | 230 |
| 2025 | 2,065 | 1,236 | 744 | 238,082 | 230 |
| Jumlah | 21,521 | 13,164 | 7,676 | 3,789,240 | 2,461 |

B3.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Jawa Barat sampai dengan tahun 2025 adalah USD 25.6 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B3.9.

Tabel B3.9 Rangkuman

| Tahun | Proyeksi Kebutuhan | | | Pembangunan Fasilitas Kelistrikan | | | Investasi |
|--------|------------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------|-----------------|-----------|
| | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | Gardu Induk (MVA) | Transmisi (kms) | Juta USD |
| 2016 | 46,536 | 50,015 | 7,755 | 71 | 2,625 | 1,116 | 892 |
| 2017 | 50,866 | 54,603 | 8,455 | 732 | 8,877 | 1,920 | 1,980 |
| 2018 | 56,213 | 60,281 | 9,322 | 1,383 | 4,530 | 682 | 2,151 |
| 2019 | 60,224 | 64,528 | 9,965 | 5,538 | 4,580 | 781 | 8,836 |
| 2020 | 63,956 | 68,477 | 10,561 | 378 | 1,600 | 199 | 1,648 |
| 2021 | 68,504 | 73,309 | 11,291 | 217 | 240 | 40 | 1,011 |
| 2022 | 72,733 | 77,797 | 11,966 | 55 | 520 | 187 | 501 |
| 2023 | 77,279 | 82,618 | 12,690 | 17 | 400 | 172 | 315 |
| 2024 | 82,239 | 87,869 | 13,478 | 944 | 460 | 162 | 1,522 |
| 2025 | 87,641 | 93,615 | 14,340 | 4,200 | 1,940 | 390 | 6,821 |
| Jumlah | 666,192 | 713,113 | | 13,535 | 25,772 | 5,649 | 25,676 |

LAMPIRAN B.4

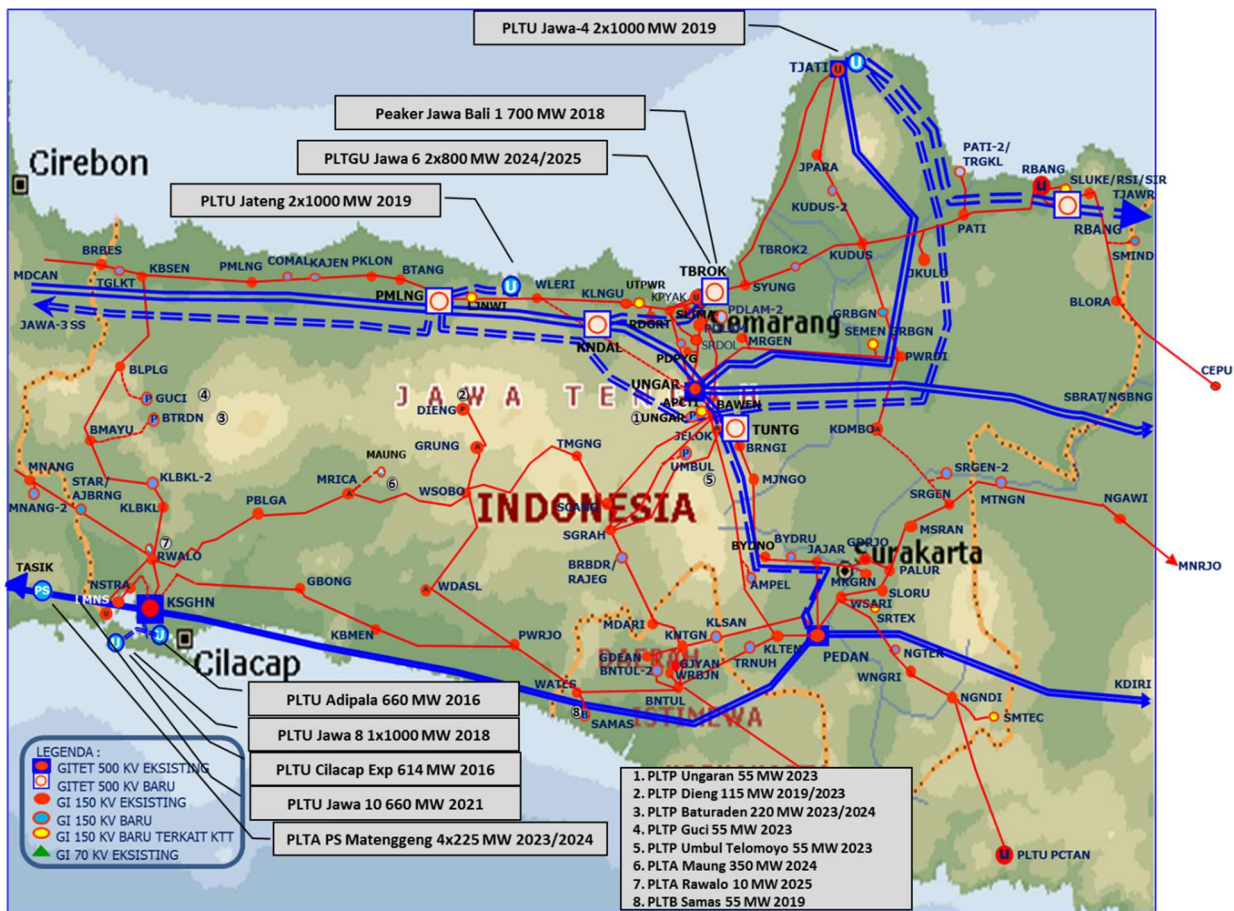
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO)
DI PROVINSI JAWA TENGAH

B4.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Tengah diperkirakan sampai Agustus tahun 2015 sekitar 3.313 MW. Beban dipasok oleh pembangkit yang berada di *grid* 500 kV dan *grid* 150 kV dengan kapasitas hingga 5.625 MW.

Pembangkit listrik di Jawa Tengah yang berada di *grid* 500 kV adalah PLTU Tanjung Jati B dan di *grid* 150 kV adalah PLTGU/PLTU Tambak Lorok, PLTU Cilacap, PLTP Dieng, PLTA Mrica dan PLTA tersebar. PLTU Adipala 660 MW direncanakan akan beroperasi pada kuartal tahun pertama tahun 2016.

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 3 GITET, yaitu Tanjung Jati, Ungaran dan Pedan, dengan kapasitas 3.500 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Tengah ditunjukkan pada Gambar B4.1.



Gambar B4.1. Peta Kelistrikan di Provinsi Jawa Tengah

Kelistrikan 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 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.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B4.1.

Tabel B4.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

| No. | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis | Pemilik | Kapasitas Terpasang MW | Daya Mampu MW |
|--------|---------------------|-------|------------|-----------------|------------------------|---------------|
| 1 | Jelok | PLTA | Air | Indonesia Power | 21 | 20 |
| 2 | Timo | PLTA | Air | Indonesia Power | 12 | 12 |
| 3 | Keteranganenger | PLTA | Air | Indonesia Power | 8 | 8 |
| 4 | Gerung | PLTA | Air | Indonesia Power | 26 | 26 |
| 5 | Wonogiri | PLTA | Air | Indonesia Power | 12 | 12 |
| 6 | Sempor | PLTA | Air | Indonesia Power | 1 | 1 |
| 7 | Mrica | PLTA | Air | Indonesia Power | 181 | 179 |
| 8 | Wadas Lintang | PLTA | Air | Indonesia Power | 18 | 18 |
| 9 | Kedung Ombo | PLTA | Air | Indonesia Power | 23 | 22 |
| 10 | Lambu | PLTA | Air | Indonesia Power | 1 | 1 |
| 11 | Pengkol | PLTA | Air | Indonesia Power | 1 | 1 |
| 12 | Selorejo | PLTA | Air | Indonesia Power | 1 | 1 |
| 13 | Tambak Lorok 1-2 | PLTU | BBM | Indonesia Power | 100 | 56 |
| 14 | Tambak Lorok 3 | PLTU | BBM | Indonesia Power | 200 | 158 |
| 15 | Tambak Lorok Blok 1 | PLTGU | BBM | Indonesia Power | 517 | 422 |
| 16 | Tambak Lorok Blok 2 | PLTGU | BBM | Indonesia Power | 517 | 442 |
| 17 | Cilacap | PLTG | BBM | Indonesia Power | 55 | 40 |
| 18 | Dieng | PLTP | Panas Bumi | Swasta | 60 | 45 |
| 19 | Cilacap 1-2 | PLTU | Batubara | Swasta | 600 | 562 |
| 20 | Tanjung Jati B 1-2 | PLTU | Batubara | PLN | 1,320 | 1,322 |
| 21 | Tanjung Jati B 3-4 | PLTU | Batubara | PLN | 1,320 | 1,322 |
| 22 | Rembang | PLTU | Batubara | PLN | 630 | 560 |
| Jumlah | | | | | 5625 | 5233 |

B4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016–2025 diperlihatkan pada Tabel B4.2.

Tabel B4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-------|-------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------|------------|
| 2016 | 6.52 | 22,158 | 23,597 | 3,465 | 9,186,868 |
| 2017 | 7.01 | 24,328 | 25,882 | 3,786 | 9,559,463 |
| 2018 | 7.41 | 26,273 | 27,926 | 4,069 | 9,928,793 |
| 2019 | 7.90 | 28,448 | 30,208 | 4,385 | 10,299,420 |
| 2020 | 6.32 | 30,342 | 32,188 | 4,654 | 10,563,140 |
| 2021 | 6.32 | 32,332 | 34,265 | 4,936 | 10,846,732 |
| 2022 | 6.32 | 34,423 | 36,449 | 5,231 | 11,054,337 |
| 2023 | 6.32 | 36,621 | 38,756 | 5,541 | 11,269,553 |

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|----------------------------|---------------------------|--------------------------|----------------------|------------|
| 2024 | 6.32 | 38,935 | 41,182 | 5,866 | 11,492,945 |
| 2025 | 6.32 | 41,371 | 43,759 | 6,209 | 11,725,141 |
| Pertumbuhan (%) | 6.68 | 7.18 | 7.10 | 6.70 | 2.75 |

B4.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

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 MWe yang tersebar di 14 lokasi yaitu Banyugaram, Bumiayu, Baturaden - G. Slamet, Guci, Mangunan – Wanayasa, Candradimuka, Dieng, Krakal, Panulisan, G. Ungaran, G. Umbul – Telomoyo, Kuwuk, G. Lawu dan Klepu serta potensi dari batubara sebesar 0,82 juta ton³.

Saat ini pasokan gas untuk PLTGU Tambak Lorok sudah mulai tercukupi, yaitu dari Lapangan Gundih (SPP) dan dari Lapangan Kepodang (Petronas). Selain itu Pertamina 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.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 11.195 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B4.3 berikut.

Tabel B4.3. Rencana Pengembangan Pembangkit

| No | Asumsi Pengembang | Jenis | Nama Proyek | MW | COD | Status |
|----|----------------------|----------|--------------------|--------|------|------------|
| 1 | PLN | PLTMG | Karimunjawa | 4.0 | 2016 | Pengadaan |
| 2 | PLN | PLTU | Adipala | 660.0 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Swasta | PLTM | Banyubiru | 0.2 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Swasta | PLTM | Logawa Baseh | 3.0 | 2016 | Pendanaan |
| 5 | Swasta | PLTM | Banyumlayu | 0.5 | 2016 | Pengadaan |
| 6 | Swasta | PLTSa | Tersebar | 7.0 | 2016 | Rencana |
| 7 | Swasta | PLTU | Cilacap exp | 614.0 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | Swasta | PLTM | Kunci Putih | 1.0 | 2017 | Konstruksi |
| 9 | Swasta | PLTGU/MG | Peaker Jawa-Bali 1 | 700.0 | 2018 | Rencana |
| 10 | Swasta | PLTU | Jawa-8 | 1000.0 | 2018 | Pengadaan |
| 11 | Swasta | PLTM | Lebak Barang | 7.0 | 2019 | Rencana |

³ Sumber: Draft RUKN 2015-2034

| No | Asumsi Pengembang | Jenis | Nama Proyek | MW | COD | Status |
|----|-------------------|-------|-----------------------|--------|------|------------|
| 12 | Swasta | PLTP | Dieng (FTP2) | 55.0 | 2019 | Rencana |
| 13 | Swasta | PLTU | Jawa Tengah (PPP) | 950.0 | 2019 | Pendanaan |
| 14 | Swasta | PLTU | Jawa-4 (FTP2) | 1000.0 | 2019 | Rencana |
| 15 | Swasta | PLTU | Jawa Tengah (PPP) | 950.0 | 2019 | Pendanaan |
| 16 | Swasta | PLTU | Jawa-4 (FTP2) | 1000.0 | 2019 | Rencana |
| 17 | PLN | PLTMG | Karimunjawa | 2.0 | 2020 | Rencana |
| 18 | Swasta | PLTM | Karekan | 8.0 | 2020 | Rencana |
| 19 | Swasta | PLTM | Danawarih | 0.6 | 2020 | Rencana |
| 20 | Swasta | PLTM | Kalipelus | 0.5 | 2020 | Rencana |
| 21 | PLN | PLTS | Karimunjawa | 1.0 | 2021 | Rencana |
| 22 | Unallocated | PLTU | Jawa-10 | 660.0 | 2021 | Rencana |
| 23 | Swasta | PLTM | Gelang | 0.3 | 2022 | Pengadaan |
| 24 | Swasta | PLTM | Adipasir 1 | 0.3 | 2022 | Pengadaan |
| 25 | Swasta | PLTM | Adipasir 2 | 0.3 | 2022 | Pengadaan |
| 26 | Swasta | PLTM | Ambal | 2.1 | 2022 | Pengadaan |
| 27 | Swasta | PLTM | Pagarpelah | 3.2 | 2022 | Pengadaan |
| 28 | Swasta | PLTM | Gunung Wugul | 3.0 | 2022 | Pengadaan |
| 29 | Swasta | PLTM | Pageruyung-1 | 4.4 | 2022 | Rencana |
| 30 | Unallocated | PS | Matenggeng PS | 225.0 | 2023 | Rencana |
| 31 | Unallocated | PS | Matenggeng PS | 225.0 | 2023 | Rencana |
| 32 | Swasta | PLTM | Kaliwadas | 0.4 | 2023 | Rencana |
| 33 | Swasta | PLTP | Ungaran (FTP2) | 55.0 | 2023 | Rencana |
| 34 | Swasta | PLTP | Dieng (FTP2) | 60.0 | 2023 | Rencana |
| 35 | Swasta | PLTP | Baturaden (FTP2) | 110.0 | 2023 | Rencana |
| 36 | Swasta | PLTP | Guci (FTP2) | 55.0 | 2023 | Rencana |
| 37 | Swasta | PLTP | Umbul Telumoyo (FTP2) | 55.0 | 2023 | Rencana |
| 38 | Swasta | PLTSa | Tersebar | 16.0 | 2023 | Rencana |
| 39 | Unallocated | PLTGU | Jawa-6 | 800.0 | 2024 | Rencana |
| 40 | Unallocated | PS | Matenggeng PS | 225.0 | 2024 | Rencana |
| 41 | Unallocated | PS | Matenggeng PS | 225.0 | 2024 | Rencana |
| 42 | Unallocated | PLTA | Maung | 350.0 | 2024 | Rencana |
| 43 | Swasta | PLTM | Preng-1 | 1.8 | 2024 | Rencana |
| 44 | Swasta | PLTM | Preng-2 | 4.5 | 2024 | Rencana |
| 45 | Swasta | PLTM | Tulis | 9.0 | 2024 | Rencana |
| 46 | Swasta | PLTM | Harjosari | 9.9 | 2024 | Rencana |
| 47 | Swasta | PLTM | Lambur | 8.0 | 2024 | Rencana |
| 48 | Swasta | PLTM | Prukut Sambirata | 1.5 | 2024 | Rencana |
| 49 | Swasta | PLTM | Dadapayam | 3.0 | 2024 | Rencana |
| 50 | Swasta | PLTM | Binangun | 3.8 | 2024 | Rencana |
| 51 | Swasta | PLTM | Jimat | 0.5 | 2024 | Rencana |
| 52 | Swasta | PLTM | Pageruyung (Damar) | 2.1 | 2024 | Rencana |
| 53 | Swasta | PLTP | Baturaden (FTP2) | 110.0 | 2024 | Rencana |
| 54 | Unallocated | PLTP | Gunung Lawu | 55.0 | 2024 | Rencana |
| 55 | Unallocated | PLTP | Gunung Lawu | 55.0 | 2024 | Rencana |
| 56 | Unallocated | PLTP | Gunung Lawu | 55.0 | 2024 | Rencana |
| 57 | Unallocated | PLTA | Rawalo-2 | 10.0 | 2025 | Rencana |
| 58 | Unallocated | PLTGU | Jawa-6 | 800.0 | 2025 | Rencana |
| 59 | Swasta | PLTM | Logawa Sunyalangu | 1.5 | 2025 | Konstruksi |
| 60 | Swasta | PLTM | Banjaran Kebonmanis | 2.2 | 2025 | Pendanaan |
| 61 | Swasta | PLTM | Logawa Babakan | 1.3 | 2025 | Pendanaan |

| No | Asumsi Pengembang | Jenis | Nama Proyek | MW | COD | Status |
|----|-------------------|-------|--------------------------|-------|------|-----------|
| 62 | Swasta | PLTM | Logawa Baseh Karangpelem | 1.9 | 2025 | Pendanaan |
| 63 | Swasta | PLTM | Palumbungan | 1.6 | 2025 | Pendanaan |
| 64 | Swasta | PLTM | Bendosari | 4.0 | 2025 | Pengadaan |
| 65 | Swasta | PLTM | Pugeran | 6.0 | 2025 | Pengadaan |
| 66 | Swasta | PLTM | Serayu | 8.6 | 2025 | Pengadaan |
| | | | | 11195 | | |

Di Jawa Tengah terdapat subsistem *isolated* di Karimunjawa dengan beban puncak saat ini sekitar 2 MW dan diperkirakan akan meningkat menjadi 3,4 MW pada 2025. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut akan dibangun PLTMG CNG Karimunjawa 4 MW pada tahun 2016 serta PLTS 1 MW di 2021.

PLTGU/MG Peaker Jawa-Bali 1 yang semula direncanakan di lokasi Sunyaragi tidak memperoleh kepastian pasokan gas, sehingga dipindah lokasinya ke Tambaklorok (Jawa Tengah) yang pasokan gasnya tersedia. Sedangkan PLTU Jawa-13 yang semula direncanakan di Jawa Tengah, ditunda pelaksanaannya hingga setelah tahun 2025, untuk memenuhi target bauran energi dari batubara sekitar 50% pada tahun 2025 sesuai Draft RUKN 2015-2034.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Perkuatan pasokan di Jawa Tengah dengan adanya GITET Rawalo sebagai koneksi Pembangkit besar di Selatan Jawa beserta pasokan ke beban-beban konsumen di sekitar daerah tersebut. Pembangunan GITET 500 kV di Jawa Tengah akan mengantisipasi pertumbuhan beban di sekitar Pantura (GITET Batang ex-Pemalang) dan sekitar Boyolali (GITET Ampel / Tuntang). GITET Baru pada RUPTL ini adalah GITET Tambolorok (dan Switching Kendal) dan GITET Rembang sebagai perkuatan pasokan terkait pembangkit - pembangkit berkapasitas besar yang terkoneksi ke sitem 150 kV. Total pengembangan kapasitas sebesar 9.334 MVA seperti pada Tabel B4.4.

Tabel B4.4. Pengembangan GITET 500 kV di Jawa Tengah

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|--------------------|------------|------------|-------------------------|------|------------|
| 1 | PLTU Adipala | 500 kV | New | 4 LB | 2016 | Konstruksi |
| 2 | PLTU Cilacap Exp | 500 kV | New | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Rawalo / Kesugihan | 500/150 kV | New | 500 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Batang | 500 kV | New | 4 LB | 2018 | Rencana |
| 5 | Ampel / Tuntang | 500/150 kV | New | 1000 | 2019 | Rencana |
| 6 | PLTU Jateng | 500 kV | New | 3 LB | 2019 | Rencana |
| 7 | Rembang | 500/150 kV | New | 1000 | 2025 | Rencana |
| 8 | Switching Kendal | 500 kV | New | 4 LB | 2025 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|--------------------|------------|------------|----------------------------|------|------------|
| 9 | Tambaklorok | 500/150 kV | New | 1000 | 2025 | Rencana |
| 10 | Pedan | 500/150 kV | Ext | 500 | 2016 | Konstruksi |
| 11 | Pedan | 500/150 kV | Ext | 500 | 2016 | Konstruksi |
| 12 | Pedan | 500/150 kV | Spare | 167 | 2016 | Lelang |
| 13 | Rawalo / Kesugihan | 500/150 kV | Ext | 500 | 2016 | Konstruksi |
| 14 | Tanjung Jati B | 500/150 kV | Ext | 500 | 2017 | Rencana |
| 15 | Ungaran | 500/150 kV | Spare | 167 | 2017 | Rencana |
| 16 | Batang | 500/150 kV | Ext | 1000 | 2018 | Rencana |
| 17 | Rawalo / Kesugihan | 500/150 kV | Ext | 1000 | 2018 | Rencana |
| 18 | Ungaran | 500 kV | Ext | 1 LB | 2018 | Rencana |
| 19 | Pedan | 500 kV | Ext | 1 LB | 2019 | Rencana |
| 20 | Ungaran | 500/150 kV | Ext | 500 | 2020 | Rencana |
| 21 | Ampel / Tuntang | 500/150 kV | Ext | 1000 | 2023 | Rencana |
| 22 | Tanjung Jati | 500 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| | Jumlah | | | 9334 | | |

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GI 150 kV baru dan penambahan trafo di GI eksisting dengan total kapasitas 6.840 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B4.5.

Tabel B4.5 Pengembangan GI 150 kV di Jawa Tengah

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|--|-----------|------------|----------------------------|------|------------|
| 1 | Nguter / Rayon Utama Makmur (RUM) | 150 kV | New | 5 LB | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Semen Indonesia | 150 kV | New | 3 LB | 2016 | Lelang |
| 3 | Sinar Tambang Arta Lestari / Ajibarang | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Ampel | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 5 | Comal | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 6 | Kudus II / Nalumsari | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 7 | Lohdjinawi | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 8 | Semen Grobogan | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 9 | Semen Indonesia Rembang | 150 kV | New | 3 LB | 2017 | Rencana |
| 10 | Semen Ultratech | 150 kV | New | 3 LB | 2017 | Rencana |
| 11 | Sluke II (Smelter Rembang) | 150/20 kV | New | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 12 | Tawang Sari (Sritex) | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 13 | Trunuh | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 14 | Batang New | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 15 | Pati II / Trangkil | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 16 | Tambaklorok Baru / Gajah | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 17 | Ampel New / Tuntang New | 150 kV | New | 8 LB | 2019 | Rencana |
| 18 | Pandeanlamper II / Banget Ayu | 150/20 kV | New | 120 | 2019 | Rencana |
| 19 | Sanggrahan II / Rajeg | 150/20 kV | New | 60 | 2019 | Rencana |
| 20 | Majenang II / Sidareja | 150/20 kV | New | 60 | 2020 | Rencana |
| 21 | Tegal Kota | 150/20 kV | New | 120 | 2021 | Rencana |
| 22 | Ampel New / Tuntang New | 150 kV | New | - | 2023 | Rencana |
| 23 | PLTP Baturaden | 150/20 kV | New | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 24 | PLTP Guci | 150/20 kV | New | 60 | 2023 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas | COD | Status |
|-----|------------------------|-----------|------------|---------------|------|------------|
| | | | | (MVA atau LB) | | |
| 25 | PLTP Umbul Telomoyo | 150/20 kV | New | 60 | 2023 | Rencana |
| 26 | PLTP Ungaran | 150/20 kV | New | 60 | 2023 | Rencana |
| 27 | Kalibakal II | 150/20 kV | New | 60 | 2024 | Rencana |
| 28 | PLTA Maung | 150/20 kV | New | 60 | 2024 | Rencana |
| 29 | Sragen II | 150/20 kV | New | 120 | 2024 | Rencana |
| 30 | Banyudono | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 31 | Beringin | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Operasi |
| 32 | Blora | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Operasi |
| 33 | Bumiayu | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 34 | Cepu | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Lelang |
| 35 | Gombang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Operasi |
| 36 | Grogol / Solo Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 37 | Kalibakal | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 38 | Klaten | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 39 | Krapyak | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 40 | Lomanis | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 41 | Majenang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 42 | Mrica PLTA | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 43 | New Rawalo / Kesugihan | 150 kV | Ext | - | 2016 | Konstruksi |
| 44 | Pandeanlamper | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Operasi |
| 45 | Pati | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 46 | Pekalongan | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 47 | PLTU Tambaklorok (GIS) | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 48 | Purwodadi | 150 kV | Upr | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 49 | Purworejo | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 50 | Rawalo | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 51 | Sanggrahan | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Operasi |
| 52 | Secang | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 53 | Semanu | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Operasi |
| 54 | Sragen | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Operasi |
| 55 | Sragen | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 56 | Srondol | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 57 | Temanggung | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Lelang |
| 58 | Ungaran | 150 kV | Upr | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 59 | Ungaran | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 60 | Wonosobo | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 61 | Balapulang | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 62 | Banyudono | 150 kV | Ext | - | 2017 | Rencana |
| 63 | Banyudono | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 64 | Banyudono | 150/20 kV | Upr | 60 | 2017 | Lelang |
| 65 | Batang | 150 kV | Ext | - | 2017 | Rencana |
| 66 | Batang | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 67 | Batang | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 68 | Beringin | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 69 | Brebes | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 70 | Grogol / Solo Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Lelang |
| 71 | Jelok | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 72 | Jelok | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 73 | Jepara | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 74 | Jepara | 150/20 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|---------------------------|-----------|------------|----------------------------|------|---------|
| 75 | Kebasen | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 76 | Kebasen | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 77 | Kebumen | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 78 | Kedungombo PLTA | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 79 | Klaten | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 80 | Krapyak | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 81 | Kudus | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 82 | Medari | 150 kV | <i>Ext</i> | - | 2017 | Rencana |
| 83 | Medari | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 84 | Medari | 150 kV | <i>Upr</i> | 1 LB | 2017 | Rencana |
| 85 | Mojosongo | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2017 | Lelang |
| 86 | Mranggen | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Lelang |
| 87 | Nguntoronadi | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 88 | Palur Baru / Gondang Rejo | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 89 | Pandeanlamper | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Lelang |
| 90 | Pedan | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Lelang |
| 91 | Pedan | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Lelang |
| 92 | Pedan | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 93 | Pekalongan | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 94 | Pekalongan | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 95 | Pemalang | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 96 | Pemalang | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 97 | Pemalang | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 98 | PLTU Rembang / Sluke | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 99 | PLTU Rembang / Sluke | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 100 | PLTU Rembang / Sluke | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 101 | Pudak Payung (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 102 | Purwodadi | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2017 | Lelang |
| 103 | Rembang | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Lelang |
| 104 | Sanggrahan | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2017 | Lelang |
| 105 | Sanggrahan | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 106 | Sanggrahan | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 107 | Semen Nusantara | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 108 | Tambaklorok | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 109 | Tambaklorok | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 110 | Tanjung Jati | 150 kV | <i>Ext</i> | - | 2017 | Rencana |
| 111 | Tanjung Jati | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 112 | Weleri | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2017 | Lelang |
| 113 | Weleri | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 114 | Weleri | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 115 | Wonosari | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 116 | Batang | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 117 | Beringin | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 118 | Jekulo | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 119 | Kentungan | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 120 | Medari | 150 kV | <i>Upr</i> | 1 LB | 2018 | Rencana |
| 121 | Mojosongo | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 122 | New Rawalo / Kesugihan | 150 kV | <i>Ext</i> | - | 2018 | Rencana |
| 123 | Pati | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 124 | Pekalongan | 150/20 kV | <i>Ext</i> | - | 2018 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|---------------------------------|-----------|------------|----------------------------|------|---------|
| 125 | Purbalingga | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 126 | Ungaran | 150/20 kV | Ext | - | 2018 | Rencana |
| 127 | Dieng | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 128 | Gondangrejo | 150 kV | Upr | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 129 | Jajar | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 130 | Jajar | 150 kV | Upr | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 131 | Kalibakal | 150 kV | Upr | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 132 | Kalisari | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 133 | Masaran | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 134 | Masaran | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 135 | Pandeanlamper | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 136 | Pandeanlamper | 150 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 137 | Rawalo | 150 kV | Upr | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 138 | Simpang Lima | 150 kV | Ext | 4 LB | 2019 | Rencana |
| 139 | Wonosari | 150/20 kV | Upr | 60 | 2019 | Rencana |
| 140 | Bumiayu | 150 kV | Upr | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 141 | Gondangrejo | 150 kV | Upr | 1 LB | 2020 | Rencana |
| 142 | Kalibakal | 150 kV | Upr | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 143 | Kaliwungu | 150 kV | Upr | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 144 | Kedungombo | 150 kV | Upr | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 145 | Kudus II / Nalumsari | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 146 | Majenang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 147 | Palur | 150 kV | Upr | 1 LB | 2020 | Rencana |
| 148 | Purwodadi | 150 kV | Upr | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 149 | Ungaran | 150 kV | Ext | - | 2020 | Rencana |
| 150 | Weleri | 150 kV | Upr | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 151 | New Rawalo / Kesugihan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 152 | Sritex | 150/20 kV | Ext | 120 | 2021 | Rencana |
| 153 | Tawang Sari (Sritex) | 150/20 kV | Ext | - | 2021 | Rencana |
| 154 | Wonosobo | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 155 | Ampel | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 156 | Bawen | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 157 | Blora | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 158 | BSB (Bukit Semarang Baru) (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 159 | Comal | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 160 | Jepara | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 161 | Lomanis | 150/20 kV | Upr | 60 | 2022 | Rencana |
| 162 | Palur Baru / Gondang Rejo | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 163 | Pati II / Trangkil | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 164 | Sragen | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 165 | Tambaklorok Baru / Gajah | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 166 | Wadaslintang | 150/20 kV | Upr | 30 | 2022 | Rencana |
| 167 | Balapulang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 168 | Bawen | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 169 | Bumiayu | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 170 | Dieng | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 171 | Kaliwungu | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 172 | Tawang Sari (Sritex) | 150/20 kV | Ext | - | 2023 | Rencana |
| 173 | Ungaran | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|--------------------------|-----------|------------|----------------------------|------|---------|
| 174 | Brebes | 150/20 kV | Upr | 60 | 2024 | Rencana |
| 175 | Gombong | 150/20 kV | Upr | 60 | 2024 | Rencana |
| 176 | Kebasen II / Balapulang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 177 | Kebumen | 150/20 kV | Upr | 60 | 2024 | Rencana |
| 178 | Kedungombo PLTA | 150 kV | Ext | 2 LB | 2024 | Rencana |
| 179 | Nguntoronadi | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 180 | PLTA Mrica | 150 kV | Ext | 2 LB | 2024 | Rencana |
| 181 | Rawalo | 150/20 kV | Upr | 60 | 2024 | Rencana |
| 182 | Sragen | 150 kV | Ext | 2 LB | 2024 | Rencana |
| 183 | Jajar | 150/20 kV | Upr | 60 | 2025 | Rencana |
| 184 | Rembang | 500 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 185 | Rembang | 150/20 kV | Upr | 60 | 2025 | Rencana |
| 186 | Semanu | 150/20 kV | Upr | 60 | 2025 | Rencana |
| 187 | Tambaklorok Baru / Gajah | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| | Jumlah | | | 6840 | | |

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV beserta perkuatan transmisi terkait pembangunan koridor *backbone* baru di Utara Jawa (sebagian dari Central West Java Transmission Line) maka diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV dengan total sepanjang 1.318 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B4.6.

Tabel B4.6. Pengembangan Transmisi 500 kV di Jawa Tengah

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|-----------------------|------------------------------|----------|----------------------|------|------|------------|
| 1 | Cilacap Exp. PLTU | Adipala PLTU | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Rawalo / Kesugihan | PLTU Adipala | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 28.6 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Tanjung Jati B | Tx. (Ungaran - Pedan) | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 260 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Ampel / Tuntang | Inc. (Ungaran - Pedan) | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xGannet | 2 | 2019 | Rencana |
| 5 | Batang | Tx. Mandirancan | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 334 | 2019 | Rencana |
| 6 | Batang | Inc. (Ungaran - Mandirancan) | 500 kV | 4 cct, ACSR 4xGannet | 80 | 2019 | Rencana |
| 7 | Pedan | Ampel / Tuntang | 500 kV | 1 cct, ACSR 4xGannet | 56 | 2019 | Rencana |
| 8 | PLTU Jateng | Batang | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 40 | 2019 | Rencana |
| 9 | Tx. (Ungaran - Pedan) | Batang | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 63 | 2019 | Rencana |
| 10 | Ungaran | Ampel / Tuntang | 500 kV | 1 cct, ACSR 4xGannet | 22 | 2019 | Rencana |
| 11 | Switching Kendal | Inc. Ungaran - Mandirancan | 500 kV | 4 cct, ACSR 4xDove | 12 | 2025 | Rencana |
| 12 | Tambaklorok | Switching Kendal | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 60 | 2025 | Rencana |
| 13 | Tanjung Jati | Rembang | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 340 | 2025 | Rencana |
| | Jumlah | | | | 1318 | | |

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV baru, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya beserta perkuatan transmisi dengan total sepanjang 1.999 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B4.7.

Tabel B4.7 Pengembangan Transmisi 150 kV di Jawa Tengah

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|--|-------------------------------|----------|---------------------------------|-------|------|------------|
| 1 | New Rawalo / Kesugihan | Rawalo | 150 kV | 2 cct, ACSR 1xHawk | 3.6 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Nguter / Rayon Utama Makmur (RUM) | Inc. (Wonogiri - Wonosari) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Purwodadi | Ungaran | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 68.2 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Sayung | Tx. (Bawen - Tambaklorok) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Semen Indonesia | Inc. (Rembang - Blora) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 16 | 2016 | Lelang |
| 6 | Semen Nusantara | Inc. (Kesugihan - Lomanis) | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 3.6 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Sinar Tambang Arta Lestari / Ajibarang | Inc. (Rawalo - Majenang) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 36 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | Sunyaragi | Brebes | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 72.8 | 2016 | Konstruksi |
| 9 | Tanjung Jati | Sayung | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x520 | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 10 | Weleri | Ungaran | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xHawk | 76 | 2016 | Konstruksi |
| 11 | Ampel | Inc. (Bawen - Klaten) | 150 kV | 4 cct, 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 12 | Banyudono | Inc. (Mojosongo - Jajar) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 0.2 | 2017 | Rencana |
| 13 | Batang | Weleri | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 62 | 2017 | Rencana |
| 14 | Beringin | Jelok | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x420 | 16 | 2017 | Rencana |
| 15 | Comal | Inc. (Pekalongan - Pemalang) | 150 kV | 4 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 40 | 2017 | Rencana |
| 16 | Jelok | Sanggrahan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 86 | 2017 | Rencana |
| 17 | Kebasen | Pemalang | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 56 | 2017 | Rencana |
| 18 | Kudus | Jepara | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 53.4 | 2017 | Rencana |
| 19 | Kudus II / Nalumsari | Inc. (Kudus - Jepara) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 20 | Lohdjiniawi | Inc. (Batang - Weleri) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2017 | Rencana |
| 21 | Medari | Inc. (Sanggrahan - Kentungan) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 1 | 2017 | Rencana |
| 22 | Pedan | Wonosari | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 44.28 | 2017 | Rencana |
| 23 | Pekalongan | Batang | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 32.8 | 2017 | Rencana |
| 24 | Pemalang | Pekalongan | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 62 | 2017 | Rencana |
| 25 | PLTU Tambaklorok (GIS) | Tambaklorok | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 26 | Sanggrahan | Medari | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 56 | 2017 | Rencana |
| 27 | Semen Grobogan | Inc. (Mranggen - Purwodadi) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2017 | Rencana |
| 28 | Semen Indonesia Rembang | PLTU Rembang / Sluke | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 16 | 2017 | Rencana |
| 29 | Semen Ultratech | Nguntoronadi | 150 kV | 2 cct, ACSR 1xZebra | 30 | 2017 | Rencana |
| 30 | Sluke II (Smelter Rembang) | PLTU Rembang / Sluke | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2017 | Rencana |
| 31 | Tanjung Jati | Jepara | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk) | 48.2 | 2017 | Rencana |
| 32 | Tawang Sari (Sritex) | Inc. (Wonogiri - Wonosari) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 2 | 2017 | Rencana |
| 33 | Trunoh | Inc. (Bantul-Klaten) | 150 kV | 4 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove) | 1.2 | 2017 | Rencana |
| 34 | Batang New | Inc. (Batang - Weleri) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 40 | 2018 | Rencana |
| 35 | Beringin | Mojosongo | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 60 | 2018 | Rencana |
| 36 | Medari | Kentungan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 22 | 2018 | Rencana |
| 37 | Pati II / Trangkil | Pati | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2018 | Rencana |

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|-------------------------------|----------------------------|----------|----------------------------------|-----------|------|---------|
| 38 | Tambaklorok | Ungaran | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake) | 58.2 | 2018 | Rencana |
| 39 | Tambaklorok | Pandean Lamper | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk) | 12.6 | 2018 | Rencana |
| 40 | Tambaklorok Baru / Gajah | PLTU Tambaklorok | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xHawk | 20 | 2018 | Rencana |
| 41 | Ampel New / Tuntang New | Inc. (Bawen - Klaten) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 2 | 2019 | Rencana |
| 42 | Ampel New / Tuntang New | Inc. (Beringin - Jelok) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x420 | 10 | 2019 | Rencana |
| 43 | Bantul | Tx. Trunuh | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove) | | 2019 | Rencana |
| 44 | Gondangrejo | Jajar | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove) | 18.8 8 | 2019 | Rencana |
| 45 | Klaten | Tx. Trunuh | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove) | | 2019 | Rencana |
| 46 | Masaran | Inc. (Palur - Sragen) | 150 kV | 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 25 | 2019 | Rencana |
| 47 | Masaran | Sragen | 150 kV | 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 10.9 | 2019 | Rencana |
| 48 | Pandeanlamper | Simpang Lima | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 20 | 2019 | Rencana |
| 49 | Pandeanlamper II / Banget Ayu | Pandeanlamper | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 10 | 2019 | Rencana |
| 50 | PLTP Dieng | Dieng | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2019 | Rencana |
| 51 | Rawalo | Kalibakal | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk) | 32 | 2019 | Rencana |
| 52 | Sanggrahan II / Rajeg | Inc. (Sanggrahan - Medari) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2019 | Rencana |
| 53 | Simpang Lima | Kalisari | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 20 | 2019 | Rencana |
| 54 | Kalibakal | Bumiayu | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 70.1 2 | 2020 | Rencana |
| 55 | Majenang II / Sidareja | Majenang | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2020 | Rencana |
| 56 | Palur | Gondangrejo | 150 kV | 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove) | 11.6 | 2020 | Rencana |
| 57 | Purwodadi | Kedungombo | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 42.0 2 | 2020 | Rencana |
| 58 | Weleri | Kaliwungu | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 43.9 | 2020 | Rencana |
| 59 | Palur | Masaran | 150 kV | 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 12.3 | 2021 | Rencana |
| 60 | Tegal Kota | Inc. (Kebasen - Brebes) | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk) | 10 | 2021 | Rencana |
| 61 | PLTP Baturaden | Bumiayu | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2023 | Rencana |
| 62 | PLTP Guci | Balapulang | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2023 | Rencana |
| 63 | PLTP Umbul Telomoyo | Inc. (Sanggrahan - Bawen) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 64 | 2023 | Rencana |
| 64 | PLTP Ungaran | Bawen | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 60 | 2023 | Rencana |
| 65 | Kalibakal II | Inc. (Kalibakal - Bumiayu) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 40 | 2024 | Rencana |
| 66 | PLTA Maung | PLTA Mrica | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2024 | Rencana |
| 67 | Sragen II | Kedungombo | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2024 | Rencana |
| 68 | Sragen II | Sragen | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2024 | Rencana |
| | Jumlah | | | | 1999 | | |

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 2,8 juta pelanggan atau rata-rata 281 ribu pelanggan setiap

tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 12.408 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 9.745 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 3.405 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B4.8 berikut.

Tabel B4.8 Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM (kms) | JTR (kms) | Trafo (MVA) | Pelanggan | Total Investasi (Juta USD) |
|--------|-----------|-----------|-------------|-----------|----------------------------|
| 2016 | 1,530 | 946 | 269 | 276,315 | 88 |
| 2017 | 1,245 | 973 | 255 | 372,595 | 87 |
| 2018 | 1,262 | 1,053 | 282 | 369,330 | 91 |
| 2019 | 1,266 | 1,054 | 312 | 370,626 | 95 |
| 2020 | 1,190 | 1,042 | 346 | 263,720 | 91 |
| 2021 | 1,160 | 1,012 | 338 | 283,592 | 91 |
| 2022 | 1,234 | 1,025 | 361 | 207,605 | 90 |
| 2023 | 1,193 | 909 | 386 | 215,217 | 91 |
| 2024 | 1,167 | 870 | 414 | 223,392 | 94 |
| 2025 | 1,160 | 861 | 443 | 232,196 | 98 |
| Jumlah | 12,408 | 9,745 | 3,405 | 2,814,587 | 916 |

B4.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Jawa Tengah sampai dengan tahun 2025 adalah USD 18,2 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B4.9.

Tabel B4.9 Rangkuman

| Tahun | Proyeksi Kebutuhan | | | Pembangunan Fasilitas Kelistrikan | | | Investasi |
|--------|------------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------|-----------------|-----------|
| | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | Gardu Induk (MVA) | Transmisi (kms) | Juta USD |
| 2016 | 22,158 | 23,597 | 3,465 | 1,289 | 3,877 | 745 | 2,150 |
| 2017 | 24,328 | 25,882 | 3,786 | 1 | 2,647 | 717 | 343 |
| 2018 | 26,273 | 27,926 | 4,069 | 1,700 | 2,420 | 233 | 2,250 |
| 2019 | 28,448 | 30,208 | 4,385 | 3,962 | 1,360 | 776 | 6,223 |
| 2020 | 30,342 | 32,188 | 4,654 | 11 | 620 | 178 | 164 |
| 2021 | 32,332 | 34,265 | 4,936 | 661 | 360 | 22 | 1,042 |
| 2022 | 34,423 | 36,449 | 5,231 | 14 | 690 | | 145 |
| 2023 | 36,621 | 38,756 | 5,541 | 801 | 1,360 | 164 | 1,873 |
| 2024 | 38,935 | 41,182 | 5,866 | 1,919 | 600 | 70 | 2,905 |
| 2025 | 41,371 | 43,759 | 6,209 | 837 | 2,240 | 412 | 1,174 |
| Jumlah | 315,230 | 334,213 | | 11,195 | 16,174 | 3,316 | 18,269 |

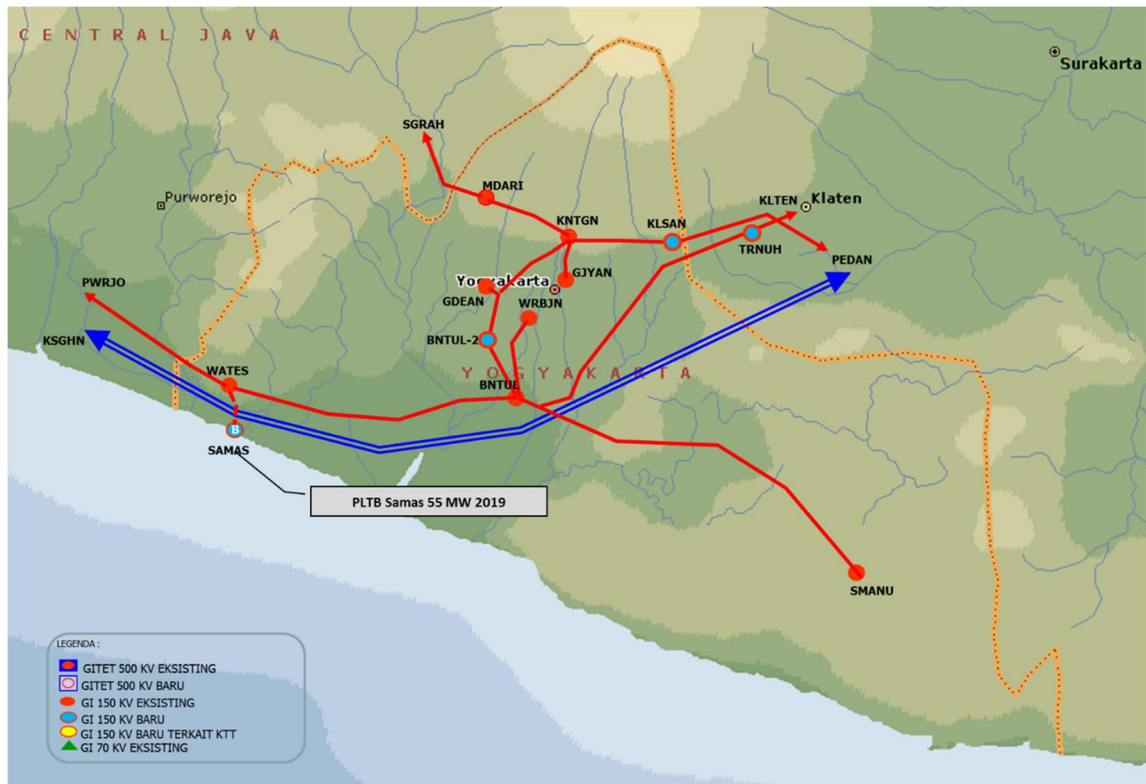
LAMPIRAN B.5

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO)
DI PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA (DIY)

B5.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi DIY diperkirakan sampai Agustus tahun 2015 sekitar 410 MW, seluruhnya dipasok dari subsistem Pedan di provinsi Jawa Tengah.

Peta sistem kelistrikan DIY Jakarta ditunjukkan pada Gambar B5.1.



Gambar B5.1. Peta Kelistrikan di Provinsi DIY

B5.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 – 2025 diperlihatkan pada tabel B5.1.

Tabel B5.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------|-----------|
| 2016 | 6.81 | 2,655 | 2,821 | 452 | 1,102,586 |
| 2017 | 7.33 | 2,968 | 3,150 | 504 | 1,175,021 |
| 2018 | 7.74 | 3,268 | 3,465 | 554 | 1,249,283 |
| 2019 | 8.25 | 3,612 | 3,826 | 611 | 1,326,262 |
| 2020 | 6.60 | 3,910 | 4,138 | 659 | 1,399,617 |
| 2021 | 6.60 | 4,228 | 4,470 | 711 | 1,453,091 |
| 2022 | 6.60 | 4,566 | 4,823 | 767 | 1,500,429 |
| 2023 | 6.60 | 4,927 | 5,202 | 826 | 1,549,777 |
| 2024 | 6.60 | 5,312 | 5,605 | 888 | 1,601,287 |
| 2025 | 6.60 | 5,722 | 6,037 | 955 | 1,655,126 |
| Pertumbuhan (%) | 6.98 | 8.90 | 8.82 | 8.67 | 4.62 |

B5.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Provinsi D.I.Yogyakarta memiliki potensi panas bumi yang diperkirakan mencapai 10 MWe di 1 lokasi yaitu pada Parangtritis, Gunung Kidul⁴.

Pengembangan Pembangkit

Di provinsi D.I. Yogyakarta direncanakan penambahan pembangkit sebesar 60,6 MW yang terdiri atas PLT Bayu Samas 50 MW (2018), PLTM Semawung 0,6 MW (2020) dan PLT Bayu Tersebar 10 MW (2025).

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Untuk melayani pertumbuhan beban akan dibangun GI baru dan ekstension trafo di GI eksisting dengan total sebesar 660 MVA seperti pada Tabel B5.2.

Tabel B5.2 Pengembangan GI 150 kV di DIY

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|--------------------------|-----------|------------|-------------------------|------|------------|
| 1 | Bantul II / Tuksono | 150/20 kV | New | 120 | 2019 | Rencana |
| 2 | Kentungan Baru / Kalasan | 150/20 kV | New | 120 | 2019 | Rencana |
| 3 | Kentungan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Wirobrajan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Godean | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Lelang |
| 6 | Wates | 150 kV | Ext | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 7 | Wates | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 8 | Godean | 150/20 kV | Upr | 60 | 2020 | Rencana |
| 9 | Kentungan Baru / Kalasan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 10 | Godean | 150/20 kV | Upr | 60 | 2024 | Rencana |
| | Jumlah | | | 660 | | |

⁴ Sumber: Draft RUKN 2012-2031

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 76 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B5.3.

Tabel B5.3 Pengembangan Transmisi 150 kV di DIY

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|--------|--------------------------|------------------------------------|----------|---------------------|-----|------|---------|
| 1 | PLTB Samas | Wates | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 46 | 2018 | Rencana |
| 2 | Bantul II / Tuksono | Inc. (Bantul - Godean / Kentungan) | 150 kV | 4 cct, ACSR 1xHawk | 10 | 2019 | Rencana |
| 3 | Kentungan Baru / Kalasan | Inc. (Pedan - Kentungan) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2019 | Rencana |
| Jumlah | | | | | 76 | | |

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 623 ribu pelanggan atau rata-rata 62 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 1.653 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 1.299 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 1.207 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B5.5 berikut.

Tabel B5.4 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM (kms) | JTR (kms) | Trafo (MVA) | Pelanggan | Total Investasi (Juta USD) |
|--------|-----------|-----------|-------------|-----------|----------------------------|
| 2016 | 189 | 117 | 99 | 70,546 | 21 |
| 2017 | 157 | 122 | 93 | 72,435 | 19 |
| 2018 | 162 | 135 | 102 | 74,262 | 21 |
| 2019 | 166 | 138 | 112 | 76,979 | 22 |
| 2020 | 158 | 139 | 123 | 73,354 | 23 |
| 2021 | 156 | 137 | 120 | 53,474 | 22 |
| 2022 | 169 | 140 | 127 | 47,338 | 22 |
| 2023 | 166 | 126 | 135 | 49,348 | 23 |
| 2024 | 164 | 122 | 143 | 51,510 | 24 |
| 2025 | 166 | 123 | 153 | 53,839 | 25 |
| Jumlah | 1,653 | 1,299 | 1,207 | 623,086 | 223 |

B5.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi DI Yogyakarta sampai dengan tahun 2025 adalah USD 400 juta. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B5.5.

Tabel B5.5 Rangkuman

| Tahun | Proyeksi Kebutuhan | | | Pembangunan Fasilitas Kelistrikan | | | Investasi |
|--------|------------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------|-----------------|-----------|
| | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | Gardu Induk (MVA) | Transmisi (kms) | Juta USD |
| 2016 | 2,655 | 2,821 | 452 | | 120 | | 25 |
| 2017 | 2,968 | 3,150 | 504 | | 60 | | 22 |
| 2018 | 3,268 | 3,465 | 554 | 50 | 0 | 46 | 137 |
| 2019 | 3,612 | 3,826 | 611 | | 300 | 30 | 48 |
| 2020 | 3,910 | 4,138 | 659 | 1 | 60 | | 26 |
| 2021 | 4,228 | 4,470 | 711 | | | | 22 |
| 2022 | 4,566 | 4,823 | 767 | | | | 22 |
| 2023 | 4,927 | 5,202 | 826 | | 60 | | 25 |
| 2024 | 5,312 | 5,605 | 888 | | 60 | | 26 |
| 2025 | 5,722 | 6,037 | 955 | 10 | | | 47 |
| Jumlah | 41,169 | 43,537 | | 61 | 660 | 76 | 400 |

LAMPIRAN B.6

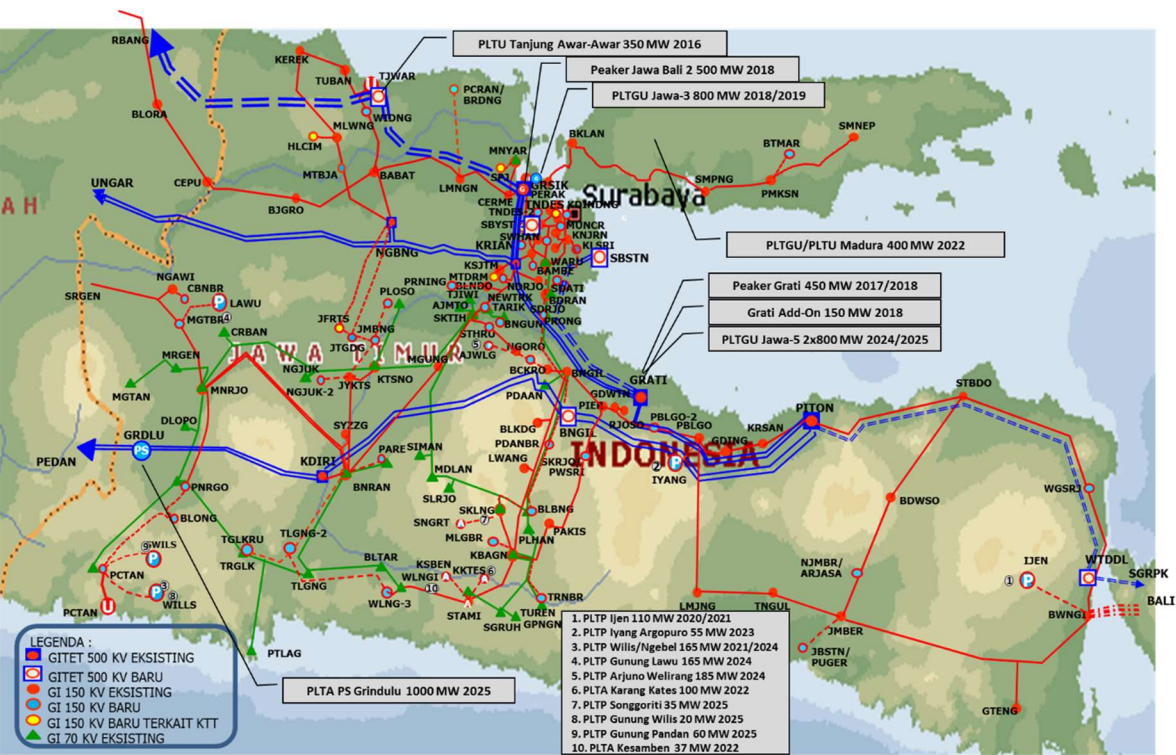
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO)
DI PROVINSI JAWA TIMUR

B6.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Timur diperkirakan sampai Agustus tahun 2015 sekitar 5.096 MW. Beban dipasok dari pembangkit yang berada di *grid* 500 kV dan 150 kV dengan kapasitas 9.125 MW.

Pembangkit listrik di Jawa Timur yang berada di *grid* 500 kV adalah PLTU Paiton, PLTGU Gresik dan PLTGU Grati, sedang yang terhubung ke *grid* 150 kV adalah PLTGU/PLTU Gresik, PLTU Perak, PLTG Grati, PLTU Pacitan, PLTU Tanjung Awar-awar dan PLTA tersebar (Sutami, Tulung Agung, dll).

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 6 GITET, yaitu Krian, Gresik, Grati, Kediri, Paiton dan Ngimbang, dengan kapasitas 8.000 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Timur ditunjukkan pada Gambar B6.1.



Gambar B6.1. Peta Kelistrikan di Provinsi Jawa Timur

Kelistrikan 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.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B6.1.

Tabel B6.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

| No. | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis | Pemilik | Kapasitas Terpasang | Daya Mampu |
|--------|---------------------|-------|----------|-----------------|---------------------|------------|
| | | | | | MW | MW |
| 1 | Karang Kates | PLTA | Air | PJB | 105 | 103 |
| 2 | Wlingi | PLTA | Air | PJB | 54 | 54 |
| 3 | Ledoyo | PLTA | Air | PJB | 5 | 5 |
| 4 | Selorejo | PLTA | Air | PJB | 5 | 5 |
| 5 | Sengguruh | PLTA | Air | PJB | 29 | 29 |
| 6 | Tulung Agung | PLTA | Air | PJB | 36 | 36 |
| 7 | Mendalan | PLTA | Air | PJB | 23 | 21 |
| 8 | Siman | PLTA | Air | PJB | 11 | 10 |
| 9 | Madiun | PLTA | Air | PJB | 8 | 8 |
| 10 | Paiton | PLTU | Batubara | PJB | 800 | 740 |
| 11 | Paiton PEC | PLTU | Batubara | Swasta | 1,230 | 1,220 |
| 12 | Paiton JP | PLTU | Batubara | Swasta | 1,220 | 1,220 |
| 13 | Gresik 1-2 | PLTU | Gas | PJB | 200 | 160 |
| 14 | Gresik 3-4 | PLTU | Gas | PJB | 400 | 340 |
| 15 | Perak | PLTU | BBM | Indonesia Power | 100 | 72 |
| 16 | Gresik | PLTG | Gas | PJB | 62 | 31 |
| 17 | Gilitimur | PLTG | BBM | PJB | 40 | 0 |
| 18 | Grati Blok 1 | PLTGU | Gas | Indonesia Power | 462 | 456 |
| 19 | Grati Blok 2 | PLTG | Gas | Indonesia Power | 302 | 300 |
| 20 | Gresik B-1 | PLTGU | Gas | PJB | 526 | 480 |
| 21 | Gresik B-2 | PLTGU | Gas | PJB | 526 | 480 |
| 22 | Gresik B-3 | PLTGU | Gas | PJB | 526 | 480 |
| 23 | Paiton 3 | PLTU | Batubara | Swasta | 815 | 815 |
| 24 | Paiton 9 | PLTU | Batubara | PLN | 660 | 615 |
| 25 | Pacitan 1-2 | PLTU | Batubara | PLN | 630 | 560 |
| 26 | Tanjung Awar-awar 1 | PLTU | Batubara | PLN | 350 | 323 |
| Jumlah | | | | | 9125 | 8561 |

B6.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016-2025 diperlihatkan pada Tabel B6.2.

Tabel B6.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-------|-------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------|------------|
| 2016 | 7.70 | 33,242 | 35,248 | 4,968 | 10,531,166 |
| 2017 | 8.29 | 37,102 | 39,303 | 5,532 | 10,880,814 |

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|----------------------------|---------------------------|--------------------------|----------------------|------------|
| 2018 | 8.75 | 40,355 | 42,713 | 6,003 | 11,231,693 |
| 2019 | 9.34 | 44,016 | 46,543 | 6,533 | 11,582,698 |
| 2020 | 7.47 | 47,481 | 50,160 | 7,030 | 11,933,567 |
| 2021 | 7.47 | 51,257 | 54,097 | 7,572 | 12,006,121 |
| 2022 | 7.47 | 55,280 | 58,294 | 8,148 | 12,074,797 |
| 2023 | 7.47 | 59,698 | 62,920 | 8,782 | 12,140,604 |
| 2024 | 7.47 | 64,496 | 67,940 | 9,469 | 12,203,551 |
| 2025 | 7.47 | 69,546 | 73,260 | 10,197 | 12,262,647 |
| Pertumbuhan (%) | 7.89 | 8.55 | 8.47 | 8.32 | 1.71 |

B6.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

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, Karangates 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 Bondowoso⁵.

Pasokan gas untuk pembangkit PLN di Jawa Timur (Gresik dan Grati) cukup besar, antara lain dari Kodeco, Hess, KEI, WNE dan Santos. Namun demikian volumenya akan semakin menurun dan diperkirakan akan terjadi kekurangan pasokan gas untuk pembangkit di Jawa Timur pada tahun 2019. Walaupun demikian sebenarnya potensi gas di Jawa Timur cukup banyak, sehingga diharapkan kekurangan tersebut dapat terpenuhi. Selain itu juga diperkirakan ada potensi gas dari Lapangan Cepu, sehingga direncanakan pembangunan 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.

⁵ Sumber: Draft RUKN 2015-2034

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 6.114 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B6.3.

Tabel B6.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

| No | Asumsi Pengembang | Jenis | Nama Proyek | MW | COD | Status |
|----|-------------------|----------|-----------------------------|-------|------|------------|
| 1 | PLN | PLTU | Tj. Awar-awar | 350 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Swasta | PLTSa | Tersebar | 9 | 2016 | Rencana |
| 3 | PLN | PLTGU | Peaker Grati | 300 | 2017 | Konstruksi |
| 4 | PLN | PLTMG | Bawean | 2 | 2017 | Rencana |
| 5 | PLN | PLTMG | Kangean | 2 | 2017 | Rencana |
| 6 | PLN | PLTMG | Sapudi | 1 | 2017 | Rencana |
| 7 | PLN | PLTGU | Peaker Grati | 150 | 2018 | Konstruksi |
| 8 | PLN | PLTGU | Grati Add-on Blok 2 | 150 | 2018 | Rencana |
| 9 | Swasta | PLTGU | Jawa-3 | 500 | 2018 | Rencana |
| 10 | Swasta | PLTGU | Jawa-3 | 300 | 2019 | Rencana |
| 11 | Swasta | PLTGU/MG | Peaker Jawa-Bali 2 | 500 | 2018 | Rencana |
| 12 | Swasta | PLTSa | Tersebar | 9.96 | 2019 | Rencana |
| 13 | Unallocated | PLTMG | Kangean | 1 | 2020 | Rencana |
| 14 | PLN | PLTS | Bawean | 1 | 2020 | Rencana |
| 15 | Swasta | PLTM | Pacet | 1.5 | 2020 | Pengadaan |
| 16 | Swasta | PLTM | Lodagung | 1.3 | 2020 | Rencana |
| 17 | Swasta | PLTP | Ijen (FTP2) | 55 | 2020 | Rencana |
| 18 | Unallocated | PLTMG | Bawean | 3 | 2021 | Rencana |
| 19 | Swasta | PLTP | Ijen (FTP2) | 55 | 2021 | Rencana |
| 20 | Swasta | PLTP | Wilis/Ngebel (FTP2) | 55 | 2021 | Rencana |
| 21 | Unallocated | PLTA | Karangates #4-5 | 100 | 2022 | Rencana |
| 22 | Unallocated | PLTA | Kesamben | 37 | 2022 | Rencana |
| 23 | Swasta | PLTSa | Tersebar | 36 | 2022 | Rencana |
| 24 | Unallocated | PLTU/GU | Madura | 400 | 2022 | Rencana |
| 25 | Unallocated | PLTMG | Sapudi | 1 | 2023 | Rencana |
| 26 | Swasta | PLTM | Kanzy-1 | 2.36 | 2023 | Rencana |
| 27 | Swasta | PLTP | Iyang Argopuro (FTP2) | 55 | 2023 | Rencana |
| 28 | Unallocated | PLTGU | Jawa-5 | 800 | 2024 | Rencana |
| 29 | Swasta | PLTM | Jompo 1 (Jompo Atas) | 2.118 | 2024 | Rencana |
| 30 | Swasta | PLTM | Jompo 2 (Jompo Bawah) | 3.163 | 2024 | Rencana |
| 31 | Swasta | PLTM | Kali Tengah (Sungai Tengah) | 1.412 | 2024 | Rencana |
| 32 | Swasta | PLTM | Ketajek | 3.256 | 2024 | Rencana |
| 33 | Swasta | PLTM | Zeelandia | 2.18 | 2024 | Rencana |
| 34 | Swasta | PLTP | Wilis/Ngebel (FTP2) | 55 | 2024 | Rencana |
| 35 | Swasta | PLTP | Wilis/Ngebel (FTP2) | 55 | 2024 | Rencana |
| 36 | Unallocated | PLTP | Arjuno Welirang | 185 | 2024 | Rencana |
| 37 | Unallocated | PLTGU | Jawa-5 | 800 | 2025 | Rencana |
| 38 | Unallocated | PS | Grindulu | 250 | 2025 | Rencana |
| 39 | Unallocated | PS | Grindulu | 250 | 2025 | Rencana |
| 40 | Unallocated | PS | Grindulu | 250 | 2025 | Rencana |
| 41 | Unallocated | PS | Grindulu | 250 | 2025 | Rencana |
| 42 | Swasta | PLTM | Lodoyo | 9.5 | 2025 | Rencana |
| 43 | Swasta | PLTM | Balelo | 4.3 | 2025 | Pengadaan |

| No | Asumsi Pengembang | Jenis | Nama Proyek | MW | COD | Status |
|--------|-------------------|-------|---------------|------|------|---------|
| 44 | Unallocated | PLTP | Songgoriti | 35 | 2025 | Rencana |
| 45 | Unallocated | PLTP | Gunung Wilis | 10 | 2025 | Rencana |
| 46 | Unallocated | PLTP | Gunung Wilis | 10 | 2025 | Rencana |
| 47 | Unallocated | PLTP | Gunung Pandan | 60 | 2025 | Rencana |
| Jumlah | | | | 6114 | | |

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 3,5 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 tambahan lagi sebesar 2 MW di 2017 dan 3 MW di 2021. Selain itu juga terdapat beberapa sistem *isolated* di Sumenep yang dipasok dengan PLTD direncanakan akan dilaksanakan gasifikasi, yaitu di pulau Kangean dan Sapudi. Saat ini beban puncak pulau Kangean sebesar 2,7 MW direncanakan akan dibangun PLTMG 2 MW tahun 2017 dan tambahan 1 MW pada tahun 2020. Sedangkan pulau Sapudi direncanakan akan dibangun PLTMG 1 MW tahun 2017 dan tambahan 1 MW pada tahun 2023.

Kebutuhan listrik di Madura dipasok melalui kabel laut Gresik-Gilitimur dan 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 PLTU/GU dengan kapasitas sebesar 400 MW di Madura. Apabila pasokan gas tersedia, maka akan dibangun PLTGU 400 MW sesuai dengan kebijakan pemerintah untuk meningkatkan porsi bauran energi dari gas. Namun apabila pasokan gas tidak tersedia, maka akan dibangun PLTU batubara 400 MW. Sebelum beroperasinya PLTU/GU 400 MW tersebut, direncanakan tambahan pembangkit *interim* 50 MW yang bertujuan untuk mengatasi permasalahan rendahnya tegangan di ujung timur pulau Madura dengan memanfaatkan pasokan gas yang telah tersedia di Gresik. Sebelum pembangkit *interim* tersebut diimplementasikan, perlu dilakukan kajian kelayakan operasi dan ekonomi untuk mengetahui pola operasi pembangkit yang tepat dan tarif pembangkit yang layak.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Pembangunan GITET untuk meningkatkan pasokan ke Surabaya dari GITET Tandes dan GITET Surabaya Selatan, sedangkan GITET Bangil akan memasok

Pasuruan dan Malang. GITET baru pada RUPTL ini adalah GITET Tanjung Awar-Awar sebagai perkuatan pasokan terkait Pembangkit Tanjung Awar-Awar. Kapasitas total sebesar 6.668 MVA seperti pada Tabel B6.4.

Tabel B6.4 Pengembangan GITET 500 kV di Jawa Timur

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|--------|-------------------|------------|------------|----------------------------|------|------------|
| 1 | Bangil | 500/150 kV | New | 1000 | 2017 | Rencana |
| 2 | Tandes | 500/150 kV | New | 1000 | 2018 | Rencana |
| 3 | Surabaya Selatan | 500/150 kV | New | 1000 | 2019 | Konstruksi |
| 4 | Grindulu PLTA PS | 500 kV | New | 4 LB | 2025 | Rencana |
| 5 | Tanjung Awar-Awar | 500/150 kV | New | 1000 | 2025 | Rencana |
| 6 | Grati | 500/150 kV | Spare | 167 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Kediri | 500/150 kV | Spare | 167 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | Krian | 500/150 kV | Spare | 167 | 2016 | Konstruksi |
| 9 | Ngimbang | 500/150 kV | Spare | 167 | 2016 | Konstruksi |
| 10 | Gresik | 500/150 kV | Spare | 500 | 2017 | Rencana |
| 11 | Kediri | 500/150 kV | Ext | 500 | 2018 | Rencana |
| 12 | Paiton (GIS) | 500 kV | Ext | 2 LB | 2019 | Konstruksi |
| 13 | Paiton | 500/150 kV | Ext | 500 | 2020 | Rencana |
| 14 | Gresik | 500 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 15 | Surabaya Selatan | 500/150 kV | Ext | 500 | 2025 | Rencana |
| Jumlah | | | | 6668 | | |

Selanjutnya untuk melayani konsumen diperlukan pengembangan GI 150 kV baru dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 11.490 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B6.5.

Tabel B6.5 Pengembangan GI 150 kV di Jawa Timur

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|----------------------------|-----------|------------|----------------------------|------|------------|
| 1 | Bambe | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Gempol / New Porong | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Jatigedong / Cheil Jedang | 150 kV | New | 3 LB | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Java Fortis | 150 kV | New | 3 LB | 2016 | Rencana |
| 5 | Kalisari | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Tandes II / Sambikerep | 150/20 kV | New | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Wlingi II | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | Bangil New | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 9 | Blimbing Baru | 150/20 kV | New | 180 | 2017 | Rencana |
| 10 | Buduran (GIS) | 150 kV | New | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 11 | Gembong (GIS) | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 12 | Kedinding (GIS) | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Lelang |
| 13 | Multi Baja Industri | 150 kV | New | 5 LB | 2017 | Rencana |
| 14 | New Buduran / Sedati (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Konstruksi |
| 15 | Pandaan Baru | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 16 | Simogunung (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Konstruksi |
| 17 | Surabaya Steel | 150 kV | New | 5 LB | 2017 | Lelang |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas | COD | Status |
|-----|--|-----------|------------|---------------|------|------------|
| | | | | (MVA atau LB) | | |
| 18 | The Master Steel (Semangat Pangeran Jayakarta) | 150 kV | New | 3 LB | 2017 | Lelang |
| 19 | Tulungagung II | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Konstruksi |
| 20 | Jember II / Arjasa | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 21 | Tandes New | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 22 | Bungah | 150/20 kV | New | 200 | 2019 | Rencana |
| 23 | Caruban Baru | 150/20 kV | New | 120 | 2019 | Rencana |
| 24 | Driyorejo II / Wringinanom | 150/20 kV | New | 100 | 2019 | Rencana |
| 25 | Jember Selatan / Puger | 150/20 kV | New | 100 | 2019 | Rencana |
| 26 | Magetan Baru | 150/20 kV | New | 120 | 2019 | Rencana |
| 27 | Ngawi | 150 kV | New | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 28 | Perning | 150/20 kV | New | 100 | 2019 | Rencana |
| 29 | Trenggalek Baru | 150/20 kV | New | 120 | 2019 | Rencana |
| 30 | Batu Marmar | 150/20 kV | New | 120 | 2020 | Rencana |
| 31 | New Tarik | 150/20 kV | New | 100 | 2020 | Rencana |
| 32 | Pare Baru | 150/20 kV | New | 120 | 2020 | Rencana |
| 33 | PLTP Ijen | 150/20 kV | New | 60 | 2020 | Rencana |
| 34 | Probolinggo II / Tongas | 150/20 kV | New | 100 | 2020 | Rencana |
| 35 | Sungkono (GIS) | 150/20 kV | New | 100 | 2020 | Rencana |
| 36 | Turen Baru | 150/20 kV | New | 120 | 2020 | Rencana |
| 37 | Wongsorejo | 150/20 kV | New | 100 | 2020 | Rencana |
| 38 | Balong | 150/20 kV | New | 120 | 2021 | Rencana |
| 39 | Mantingan | 150/20 kV | New | 60 | 2021 | Rencana |
| 40 | PLTP Wilis / Ngebel | 150/20 kV | New | 60 | 2021 | Rencana |
| 41 | Gunung Anyar | 150/20 kV | New | 100 | 2022 | Rencana |
| 42 | Madura PLTU | 150 kV | New | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 43 | PLTA Karangates | 150/20 kV | New | 60 | 2022 | Rencana |
| 44 | Sekarputih II / Gondang | 150/20 kV | New | 100 | 2022 | Rencana |
| 45 | Sukodono | 150/20 kV | New | 100 | 2022 | Rencana |
| 46 | Widang | 150/20 kV | New | 120 | 2022 | Rencana |
| 47 | Ngoro II | 150/20 kV | New | 100 | 2023 | Rencana |
| 48 | PLTP Iyang Argopuro | 150/20 kV | New | 60 | 2023 | Rencana |
| 49 | PLTP Gunung Lawu | 150/20 kV | New | 60 | 2024 | Rencana |
| 50 | Muncar | 150/20 kV | New | 100 | 2025 | Rencana |
| 51 | PLTP Gunung Pandan | 150/20 kV | New | 60 | 2025 | Rencana |
| 52 | PLTP Songgoriti | 150/20 kV | New | 60 | 2025 | Rencana |
| 53 | Bulukandang | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Operasi |
| 54 | Bumi Cokro | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 55 | Gili Timur | 150/20 kV | Upr | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 56 | Karangpilang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 57 | Kediri Baru | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 58 | Lamongan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 59 | Manyar | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 60 | Mojoagung | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 61 | New Jombang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 62 | Pier | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 63 | PLTU Perak | 150 kV | Ext | 1 LB | 2016 | Lelang |
| 64 | Sekarputih | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Rencana |
| 65 | Tulungagung II | 150 kV | Ext | 2 LB | 2016 | Konstruksi |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas | COD | Status |
|-----|-------------------------|-----------|------------|---------------|------|------------|
| | | | | (MVA atau LB) | | |
| 66 | Alta Prima | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 67 | Alta Prima | 150/20 kV | Upr | 60 | 2017 | Rencana |
| 68 | Babadan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 69 | Babat / Baureno | 150/20 kV | Upr | 60 | 2017 | Rencana |
| 70 | Babat / Baureno | 150/20 kV | Upr | 60 | 2017 | Rencana |
| 71 | Babat / Baureno | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 72 | Bangil (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 73 | Blimbing Baru | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 74 | Blitar Baru | 70/20 kV | Ext | 30 | 2017 | Rencana |
| 75 | Cerme | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 76 | Cerme | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 77 | Cheil Jedang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 78 | Cheil Jedang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 79 | Driyorejo (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 80 | Gempol / New Porong | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 81 | Grati | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 82 | Jember | 150/20 kV | Upr | 60 | 2017 | Rencana |
| 83 | Kebonagung | 150/70 kV | Upr | 100 | 2017 | Lelang |
| 84 | Kediri | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 85 | Kediri Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Lelang |
| 86 | Kertosono | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 87 | Kertosono | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 88 | Kertosono | 150/70 kV | Ext | 100 | 2017 | Lelang |
| 89 | Kraksaan | 150 kV | Upr | 4 LB | 2017 | Konstruksi |
| 90 | Lamongan | 150 kV | Upr | 4 LB | 2017 | Rencana |
| 91 | Lumajang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 92 | Manyar | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 93 | Manyar | 150/70 kV | Upr | 100 | 2017 | Rencana |
| 94 | Mliwang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Lelang |
| 95 | Nganjuk | 70/20 kV | Upr | 30 | 2017 | Rencana |
| 96 | Ngimbang | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 97 | Ngoro | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 98 | Pacitan Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Lelang |
| 99 | Paiton | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 100 | Pare | 70/20 kV | Upr | 30 | 2017 | Rencana |
| 101 | Pier | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 102 | PLTA Sengguruh | 70/20 kV | Ext | 30 | 2017 | Lelang |
| 103 | PLTA Wlingi | 150/20 kV | Upr | 60 | 2017 | Rencana |
| 104 | PLTU Pacitan / Sudimoro | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 105 | Ponorogo II | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 106 | Probolinggo | 150/20 kV | Upr | 60 | 2017 | Lelang |
| 107 | Probolinggo | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 108 | Rungkut | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 109 | Sawahan | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 110 | Sby Selatan (Wonorejo) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Lelang |
| 111 | Segoro Madu | 150/20 kV | Ext | 20 | 2017 | Rencana |
| 112 | Segoromadu | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 113 | Sekarputih | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 114 | Sekarputih | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 115 | Sekarputih | 70/20 kV | Upr | 100 | 2017 | Konstruksi |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|-------------------------|-----------|------------|----------------------------|------|------------|
| 116 | Sekarputih | 150/70 kV | <i>Upr</i> | 100 | 2017 | Konstruksi |
| 117 | Sengkaling | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 118 | Sengkaling | 70/20 kV | <i>Upr</i> | 100 | 2017 | Konstruksi |
| 119 | Sengkaling | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 120 | Sukolilo | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 121 | Sukolilo | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 122 | Sumenep | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 123 | Tandes | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 124 | Tanggul | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 125 | Tarik | 70/20 kV | <i>Upr</i> | 30 | 2017 | Rencana |
| 126 | Tuban | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 127 | Undaan (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 128 | Wonogiri | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2017 | Rencana |
| 129 | Balongsendo | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 130 | Banaran | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 131 | Bangil | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 132 | Brondong / Paciran | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 133 | Cerme | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 134 | Jaya Kertas | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 135 | Karangpilang | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 136 | Kenjeran | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 137 | Krian | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 138 | Manyar | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 139 | New Jombang | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 140 | Pakis / Malang Timur | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 141 | Pamekasan | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 142 | Sampang | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2018 | Rencana |
| 143 | Ujung | 150 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 144 | Bangkalan | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 145 | Cerme | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 146 | Karangates | 70/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 147 | Kedinding (GIS) | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 148 | Kraksaan | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 149 | Manisrejo | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 150 | Manyar | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 151 | Manyar | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 152 | Sby. Selatan (Wonorejo) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 153 | Segoro Madu | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 154 | Sidoarjo | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 155 | Surabaya Selatan | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2019 | Konstruksi |
| 156 | Wonokromo (GIS) | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2019 | Rencana |
| 157 | Banaran | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 158 | Banyuwangi | 150 kV | <i>Ext</i> | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 159 | Gondang Wetan | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2020 | Rencana |
| 160 | Kalisari | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2020 | Rencana |
| 161 | Lawang | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2020 | Rencana |
| 162 | Mojoagung | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2020 | Rencana |
| 163 | Ngagel | 150/20 kV | <i>Upr</i> | 60 | 2020 | Rencana |
| 164 | Nganjuk | 70/20 kV | <i>Upr</i> | 30 | 2020 | Rencana |
| 165 | Ngawi | 150/20 kV | <i>Ext</i> | 60 | 2020 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas | COD | Status |
|-----|--------------------------|-----------|------------|---------------|------|---------|
| | | | | (MVA atau LB) | | |
| 166 | Pamekasan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 167 | Petrokimia | 150/20 kV | Ext | - | 2020 | Rencana |
| 168 | Petrokimia | 150/20 kV | Upr | 60 | 2020 | Rencana |
| 169 | Siman | 70/20 kV | Ext | 30 | 2020 | Rencana |
| 170 | Sutami | 150 kV | Ext | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 171 | Tulungagung II | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 172 | Wlingi II | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 173 | Bojonegoro | 150/20 kV | Upr | 60 | 2021 | Rencana |
| 174 | Genteng | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 175 | Genteng | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 176 | Gili Timur | 150/20 kV | Upr | 60 | 2021 | Rencana |
| 177 | Kebonagung | 150/20 kV | Upr | 60 | 2021 | Rencana |
| 178 | Kedinding (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 179 | New Buduran / Sedati | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 180 | New Jombang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 181 | Pacitan Baru | 150 kV | Ext | 2 LB | 2021 | Rencana |
| 182 | Pandaan Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 183 | Segoro Madu | 150/20 kV | Upr | 60 | 2021 | Rencana |
| 184 | Situbondo | 150/20 kV | Upr | 60 | 2021 | Rencana |
| 185 | Bambe | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 186 | Bangkalan atau Pamekasan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 187 | Banyuwangi | 150/20 kV | Upr | 60 | 2022 | Rencana |
| 188 | Bondowoso | 150/20 kV | Upr | 60 | 2022 | Rencana |
| 189 | Kasih Jatim | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 190 | Manisrejo | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 191 | Manyar | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 192 | Paciran | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 193 | Petrokimia | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 194 | Sidoarjo | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 195 | Sukorejo II / Purwosari | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 196 | Sutami | 150 kV | Ext | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 197 | Tuban | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 198 | Wonorejo | 150 kV | Ext | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 199 | Babadan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 200 | Gondang Wetan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 201 | Kedinding (GIS) | 150/20 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 202 | Kertosono | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 203 | Mojoagung | 150/20 kV | Upr | 60 | 2023 | Rencana |
| 204 | Pakis / Malang Timur | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 205 | Perning | 150/20 kV | Ext | 100 | 2023 | Rencana |
| 206 | PLTA Sengguruh | 70/20 kV | Ext | 30 | 2023 | Rencana |
| 207 | Probolinggo | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 208 | Wonogiri | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 209 | Banyuwangi | 150/20 kV | Upr | 60 | 2024 | Rencana |
| 210 | Bojonegoro | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 211 | Caruban Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 212 | Gempol / New Porong | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 213 | Karangpilang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 214 | Lawang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas | COD | Status |
|--------|----------------------------|-----------|------------|---------------|------|---------|
| | | | | (MVA atau LB) | | |
| 215 | Lumajang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 216 | Sengkaling | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 217 | Tandes | 150/20 kV | Upr | 60 | 2024 | Rencana |
| 218 | Tuban | 150/20 kV | Upr | 60 | 2024 | Rencana |
| 219 | Babat / Baureno | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 220 | Driyorejo II / Wringinanom | 150/20 kV | Ext | 100 | 2025 | Rencana |
| 221 | Kedinding (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 222 | Kertosono | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 223 | Kraksaan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 224 | Magetan | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 225 | New Jombang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| 226 | Ngoro | 150 kV | Ext | 1 LB | 2025 | Rencana |
| 227 | Sengkaling | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| 228 | Tanjung Awar-Awar | 500 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| Jumlah | | | | 11490 | | |

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sepanjang 734 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B6.6.

Tabel B6.6 Pengembangan Transmisi 500 kV di Jawa Timur

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|--------|-------------------|------------------------|----------|----------------------|------|------|------------|
| 1 | Bangil | Inc. (Paiton - Kediri) | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xGannet | 4 | 2017 | Rencana |
| 2 | Tandes | Inc. (Krian - Gresik) | 500 kV | 4 cct, ACSR 4xGannet | 20 | 2018 | Rencana |
| 3 | Paiton (GIS) | Watudodol | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 262 | 2019 | Konstruksi |
| 4 | Surabaya Selatan | Tx. Gunung Anyar | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xDove | 60 | 2019 | Konstruksi |
| 5 | Tx. Gunung Anyar | Tx. Kalang Anyar | 500 kV | 2 cct, CU 2x1000 | 20 | 2019 | Rencana |
| 6 | Tx. Kalang Anyar | Grati | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xDove | 100 | 2019 | Konstruksi |
| 7 | Watudodol | Segararupek | 500 kV | 2 cct, ACS 380 | 8.24 | 2019 | Konstruksi |
| 8 | Grindulu PLTA PS | Inc. (Pedan - Kediri) | 500 kV | 4 cct, ACSR 4xGannet | 40 | 2025 | Rencana |
| 9 | Rembang | Tanjung Awar-Awar | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 20 | 2025 | Rencana |
| 10 | Tanjung Awar-Awar | Gresik | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 200 | 2025 | Rencana |
| Jumlah | | | | | 734 | | |

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 2.590 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B6.7.

Tabel B6.7 Pengembangan Transmisi 150 kV di Jawa Timur

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|--|-------------------------|----------|---------------------|-----|------|------------|
| 1 | Bambe | Karangpilang | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Gempol / New Porong | Inc. (Buduran - Bangil) | 150 kV | 4 cct, TACSR 1x330 | 8 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Sukolilo | Kalisari | 150 kV | 2 cct, CU 1x1600 | 2.4 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Tandes II / Sambu Kerep | Inc. (Waru - Gresik) | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 4 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | The Master Steel (Semangat Pangeran Jayakarta) | Manyar | 70 kV | 1 cct, CU 1x1000 | 2 | 2016 | Konstruksi |

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|----------------------------|--|----------|--------------------------------------|-------|------|------------|
| 6 | Wlingi II | Tulungagung II | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 68 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Bangil New | Inc. (Blimbing Baru - Gempol / New Porong) | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x520 | 20 | 2017 | Rencana |
| 8 | Bangil New | Inc. (Bangil - Lawang Bulu Kandang) | 150 kV | 4 cct, ACSR 1x330 | 20 | 2017 | Rencana |
| 9 | Blimbing Baru | Inc. (Kebon Agung - Lawang) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 2 | 2017 | Rencana |
| 10 | Cheil Jedang | Ngimbang | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 22 | 2017 | Rencana |
| 11 | Grati | Pier | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 64 | 2017 | Konstruksi |
| 12 | Java Fortis | Cheil Jedang | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2017 | Rencana |
| 13 | Jember II / Arjasa | Inc. (Bondowoso - Jember) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Rencana |
| 14 | Kalisari | Surabaya Selatan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 24 | 2017 | Konstruksi |
| 15 | Kedinding (GIS) | Tx. Ujung (Sementara Tx. Bangkalan) | 150 kV | 1 cct, CU 1x1200 | 1.2 | 2017 | Rencana |
| 16 | Kedinding (GIS) | Tx. Kenjeran | 150 kV | 1 cct, CU 1x1200 | 1.2 | 2017 | Rencana |
| 17 | Kediri Baru | Jayakertas / Kertosono | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk) | 64 | 2017 | Rencana |
| 18 | Kedungombo | Sragen | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 30 | 2017 | Rencana |
| 19 | Kraksaan | Probolinggo | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting TACSR 1x330) | 58.8 | 2017 | Konstruksi |
| 20 | Multi Baja Industri | Inc. (Ngimbang - Mliwang) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 64 | 2017 | Rencana |
| 21 | New Buduran / Sedati (GIS) | Buduran (GIS) | 150 kV | 4 cct, TACSR 1x330 | 4 | 2017 | Rencana |
| 22 | Paiton | Kraksaan | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting TACSR 1x330) | 39.6 | 2017 | Konstruksi |
| 23 | Pandaan Baru | Bangil (GIS) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 40 | 2017 | Rencana |
| 24 | Sekarputih | Kertosono | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 88.2 | 2017 | Rencana |
| 25 | Sengkaling | Blimbing Baru | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 18 | 2017 | Rencana |
| 26 | Simogunung (GIS) | Inc. (Sawahan - Waru) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Konstruksi |
| 27 | Surabaya Steel | Inc. (Krian - Cerme & KasihJatim - Cerme) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xGannet | 8 | 2017 | Rencana |
| 28 | Tandes | Sawahan | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting ACSR 2x330) | 8 | 2017 | Rencana |
| 29 | Tandes New | Tandes | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x520 | 20 | 2017 | Rencana |
| 30 | Tulungagung II | Kediri | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 80 | 2017 | Konstruksi |
| 31 | Tx. Bangil | Blimbing Baru | 150 kV | 2 cct, TACSR 1x520 | 90 | 2017 | Rencana |
| 32 | Tx. Bangil | Gempol / New Porong | 150 kV | 4 cct, TACSR 1x330 | 20 | 2017 | Rencana |
| 33 | Waru | Rungkut | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2017 | Konstruksi |
| 34 | New Wlingi | Wlingi | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 28 | 2018 | Rencana |
| 35 | Perak | Ujung | 150 kV | 2 cct, ACSR 2x330 | 6.31 | 2018 | Rencana |
| 36 | Perak | Krempangan | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 10 | 2018 | Rencana |
| 37 | Sukolilo | Kenjeran | 150 kV | 2 cct, ACSR 2x330 | 8.74 | 2018 | Rencana |
| 38 | Tandes | Perak | 150 kV | 2 cct, ACSR 2x330 | 17.7 | 2018 | Rencana |
| 39 | Tandes New | Tx. Sawahan | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x520 | 20 | 2018 | Rencana |
| 40 | Tx Ujung | Ujung | 150 kV | 1 cct, CU 2x800 | 3.155 | 2018 | Rencana |
| 41 | Ujung | Kenjeran | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1x330) | 17 | 2018 | Rencana |
| 42 | Bangkalan | Tx. Bangkalan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 24 | 2019 | Rencana |
| 43 | Bungah | Paciran | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 50 | 2019 | Rencana |
| 44 | Caruban Baru | Ngawi | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2019 | Rencana |
| 45 | Driyorejo II / Wringinanom | Inc. (Balongbendo - Krian) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2019 | Rencana |

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|-------------------------|---|----------|---------------------------------|--------|------|---------|
| 46 | Jember Selatan / Puger | Tanggul | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 38 | 2019 | Rencana |
| 47 | Kedinding (GIS) | Tx. Bangkalan | 150 kV | 2 cct, CU 1x800 | 22 | 2019 | Rencana |
| 48 | Magetan Baru | Ngawi | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 50 | 2019 | Rencana |
| 49 | Perning | Balombangdo | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 30 | 2019 | Rencana |
| 50 | Trenggalek Baru | Tulungagung II | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 59.6 | 2019 | Rencana |
| 51 | Undaan | Kenjeran | 150 kV | 2 cct, CU 2x1600 | 10 | 2019 | Rencana |
| 52 | Batu Marmar | Pamekasan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 40 | 2020 | Rencana |
| 53 | New Tarik | Inc. (Balombangdo - Sekarputih dan Driyorejo II - Sekarputih) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2x340 | 8 | 2020 | Rencana |
| 54 | Pare Baru | Banaran | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2020 | Rencana |
| 55 | PLTA Kesamben | Sutami | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2020 | Rencana |
| 56 | PLTP Ijen | Banyuwangi | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 60 | 2020 | Rencana |
| 57 | Probolinggo II / Tongas | Inc. (Probolinggo - Gondangwetan) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 12 | 2020 | Rencana |
| 58 | Sungkono (GIS) | Inc. (Sawahan - Waru) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2x340 | 20 | 2020 | Rencana |
| 59 | Turen Baru | Inc. (Kebon Agung - Pakis) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 80 | 2020 | Rencana |
| 60 | Wongsorejo | Inc. (Situbondo - Banyuwangi) | 150 kV | 4 cct, ACSR AW 2x340 | 20 | 2020 | Rencana |
| 61 | Balong | Inc. (Ponorogo New - Pacitan) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2021 | Rencana |
| 62 | Bangkalan | Sampang | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 110.64 | 2021 | Rencana |
| 63 | Bungah | Manyar | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 50 | 2021 | Rencana |
| 64 | Mantingan | Inc. (Sragen - Ngawi) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xHawk | 20 | 2021 | Rencana |
| 65 | Pamekasan | Sumenep | 150 kV | 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 47.17 | 2021 | Rencana |
| 66 | PLTP Wilis / Ngebel | Pacitan Baru | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 60 | 2021 | Rencana |
| 67 | Sampang | Pamekasan | 150 kV | 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 27.22 | 2021 | Rencana |
| 68 | Sampang | Sumenep | 150 kV | 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 74.39 | 2021 | Rencana |
| 69 | Tuban | Paciran | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 90 | 2021 | Rencana |
| 70 | Gunung Anyar | Wonorejo | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 20 | 2022 | Rencana |
| 71 | Madura PLTU | Bangkalan atau Pamekasan | 150 kV | 2 cct, TACSR 2x410 | 40 | 2022 | Rencana |
| 72 | Ngoro | New Porong | 150 kV | 2 cct, CU 2x800 | 40 | 2022 | Rencana |
| 73 | PLTA Karangates | Sutami | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2022 | Rencana |
| 74 | Sekarputih II / Gondang | Inc. (Sekarputih - Kertosono) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2022 | Rencana |
| 75 | Sukodono | Balombangdo | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2022 | Rencana |
| 76 | Widang | Inc. (Tj. Awar Awar - Babat) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2022 | Rencana |
| 77 | Kedinding (GIS) | Tx. Ujung | 150 kV | 1 cct, CU 1x1200 | 1.2 | 2023 | Rencana |
| 78 | Kedinding (GIS) | Tx. Kenjeran | 150 kV | 1 cct, CU 1x1200 | 1.2 | 2023 | Rencana |
| 79 | Kedinding (GIS) | Tx. Bangkalan | 150 kV | 2 cct, CU 1x800 | 2.4 | 2023 | Rencana |
| 80 | Ngoro II | Inc. (Ngoro - Bumicokro) | 150 kV | 4 cct, ACSR 2xZebra | 12 | 2023 | Rencana |
| 81 | PLTP Iyang Argopuro | Probolinggo | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 60 | 2023 | Rencana |
| 82 | Muncar | Genteng | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 32 | 2025 | Rencana |
| 83 | Ngawi | Cepu | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 64 | 2025 | Rencana |
| 84 | Pacitan Baru | Kertosono | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 60 | 2025 | Rencana |
| 85 | PLTP Gunung Lawu | Magetan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xHawk | 32 | 2025 | Rencana |
| 86 | PLTP Songgoriti | Sengkaling | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 10 | 2025 | Rencana |
| | Jumlah | | | | 2590 | | |

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 2,1 juta pelanggan atau rata-rata 2 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 13.350 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 10.657 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 6.541 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B6.8 berikut.

Tabel B6.8 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM (kms) | JTR (kms) | Trafo (MVA) | Pelanggan | Total Investasi (Juta USD) |
|--------|-----------|-----------|-------------|-----------|----------------------------|
| 2016 | 1,295 | 1,009 | 617 | 349,155 | 151 |
| 2017 | 1,222 | 1,057 | 607 | 349,648 | 149 |
| 2018 | 1,296 | 1,009 | 614 | 350,879 | 151 |
| 2019 | 1,389 | 1,082 | 609 | 351,005 | 155 |
| 2020 | 1,318 | 1,026 | 620 | 350,869 | 153 |
| 2021 | 1,245 | 1,038 | 616 | 72,554 | 134 |
| 2022 | 1,343 | 1,045 | 645 | 68,676 | 140 |
| 2023 | 1,450 | 1,112 | 689 | 65,807 | 150 |
| 2024 | 1,343 | 1,097 | 749 | 62,947 | 153 |
| 2025 | 1,448 | 1,183 | 774 | 59,096 | 161 |
| Jumlah | 13,350 | 10,657 | 6,541 | 2,080,636 | 1,496 |

B6.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Jawa Timur sampai dengan tahun 2025 adalah USD 11.1 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B6.9.

Tabel B6.9 Rangkuman

| Tahun | Proyeksi Kebutuhan | | | Pembangunan Fasilitas Kelistrikan | | | Investasi |
|--------|------------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------|-----------------|-----------|
| | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | Gardu Induk (MVA) | Transmisi (kms) | Juta USD |
| 2016 | 33,242 | 35,248 | 4,968 | 359 | 1,478 | 94 | 741 |
| 2017 | 37,102 | 39,303 | 5,532 | 305 | 4,790 | 861 | 825 |
| 2018 | 40,355 | 42,713 | 6,003 | 1,300 | 2,520 | 131 | 1,513 |
| 2019 | 44,016 | 46,543 | 6,533 | 310 | 2,220 | 774 | 1,070 |
| 2020 | 47,481 | 50,160 | 7,030 | 60 | 1,920 | 270 | 503 |
| 2021 | 51,257 | 54,097 | 7,572 | 113 | 900 | 499 | 680 |
| 2022 | 55,280 | 58,294 | 8,148 | 573 | 960 | 160 | 840 |
| 2023 | 59,698 | 62,920 | 8,782 | 58 | 650 | 77 | 439 |
| 2024 | 64,496 | 67,940 | 9,469 | 1,107 | 660 | | 2,104 |
| 2025 | 69,546 | 73,260 | 10,197 | 1,929 | 2,060 | 458 | 2,464 |
| Jumlah | 502,473 | 530,477 | | 6,114 | 18,158 | 3,324 | 11,179 |

LAMPIRAN B.7

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO)
DI PROVINSI BALI

B7.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem Bali tahun 2015 mencapai sebesar 808 MW. Daya dipasok dari pasokan dari kabel laut Jawa-Bali 400 MW dan pembangkit 150 kV sebesar 998 MW yang terdiri atas pembangkit BBM 618 MW, PLTU Celukan Bawang 380 MW dan PLT Sampah 2 MW. Dengan beroperasinya PLTU Celukan Bawang, maka pembangkit BBM tidak perlu dioperasikan untuk menekan biaya penyediaan tenaga listrik. Saat ini sedang dilaksanakan pembangunan mini LNG terminal di Bali, sehingga diharapkan tidak ada lagi pembangkit di Bali yang menggunakan BBM.

Peta sistem kelistrikan Bali ditunjukkan pada Gambar B7.1.



Gambar B7.1. Peta Kelistrikan di Provinsi Bali

Pasokan dari Jawa melalui kabel laut Jawa-Bali (4 sirkit) dengan daya mampu 340 MW, sehingga jumlah daya mampu sistem Bali sebesar 1.302 MW.

Rincian pembangkit terpasang ditunjukkan pada Tabel B7.1.

Tabel B7.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

| No. | Nama Pembangkit | Jenis | Jenis | Pemilik | Kapasitas Terpasang MW | Daya Mampu MW |
|--------|-----------------|-------|----------|-----------------|------------------------|---------------|
| 1 | Pesanggaran | PLTG | BBM | Indonesia Power | 126 | 112 |
| 2 | Gilimanuk | PLTG | BBM | Indonesia Power | 134 | 130 |
| 3 | Pemaron | PLTG | BBM | Indonesia Power | 98 | 80 |
| 4 | Pesanggaran | PLTD | BBM | Indonesia Power | 0 | 0 |
| 5 | Pesanggaran BOO | PLTD | BBM | Indonesia Power | 10 | 10 |
| 6 | Pesanggaran BOT | PLTD | BBM | Indonesia Power | 51 | 50 |
| 7 | Pesanggaran | PLTDG | BBM | Indonesia Power | 200 | 200 |
| 8 | Celukan Bawang | PLTU | Batubara | Swasta | 380 | 380 |
| Jumlah | | | | | 998 | 962 |

B7.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 – 2025 diperlihatkan pada Tabel B7.2.

Tabel B7.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------|-----------|
| 2016 | 6.70 | 4,919 | 5,211 | 877 | 1,242,931 |
| 2017 | 7.21 | 5,627 | 5,956 | 1,002 | 1,310,357 |
| 2018 | 7.61 | 6,152 | 6,506 | 1,094 | 1,367,325 |
| 2019 | 8.12 | 6,708 | 7,087 | 1,192 | 1,409,075 |
| 2020 | 6.49 | 7,253 | 7,656 | 1,274 | 1,452,708 |
| 2021 | 6.49 | 7,826 | 8,253 | 1,374 | 1,498,546 |
| 2022 | 6.49 | 8,440 | 8,893 | 1,480 | 1,540,919 |
| 2023 | 6.49 | 9,090 | 9,572 | 1,594 | 1,585,762 |
| 2024 | 6.49 | 9,794 | 10,310 | 1,716 | 1,633,374 |
| 2025 | 6.49 | 10,559 | 11,115 | 1,831 | 1,683,971 |
| Pertumbuhan (%) | 6.86 | 8.86 | 8.78 | 8.53 | 3.43 |

B7.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik Bali diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi.

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-Batu⁶. Selain itu juga terdapat potensi tenaga air sebesar 30 MW, tenaga surya dan pembangkit menggunakan bahan bakar sampah, sejalan dengan visi pemerintah provinsi Bali, yaitu *clean and green*. Kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit di Bali harus dikirim dari provinsi lain, meliputi BBM, batubara terkait dengan PLTU Celukan Bawang dan mini LNG ke Pesanggaran sesuai dengan kelayakan keekonomiannya.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi sebagian dari kebutuhan listrik Bali hingga tahun 2025, direncanakan tambahan pembangkit sebesar 33 MW yang terdiri dari pembangkit seperti diberikan pada Tabel B7.3⁷.

Tabel B7.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

| No | Asumsi Pengembang | Jenis | Nama Proyek | MW | COD | Status |
|--------|-------------------|-------|----------------|-------|------|-----------|
| 1 | Swasta | PLTBM | Tersebar | 0.4 | 2016 | Rencana |
| 2 | Swasta | PLTSa | Tersebar | 1.7 | 2016 | Rencana |
| 3 | Swasta | PLTS | Tersebar | 50 | 2018 | Rencana |
| 4 | Swasta | PLTS | Tersebar | 50 | 2019 | Rencana |
| 5 | Swasta | PLTSa | Tersebar | 3 | 2017 | Rencana |
| 6 | Swasta | PLTM | Muara | 1.4 | 2018 | Pendanaan |
| 7 | Swasta | PLTB | Tersebar | 5 | 2019 | Rencana |
| 8 | Swasta | PLTB | Tersebar | 5 | 2020 | Rencana |
| 9 | Swasta | PLTSa | Tersebar | 0.5 | 2021 | Rencana |
| 10 | Swasta | PLTM | Telagawaja | 4 | 2022 | Pengadaan |
| 11 | Swasta | PLTM | Sambangan | 1.852 | 2022 | Pengadaan |
| 12 | Swasta | PLTM | Ayung | 2.34 | 2024 | Rencana |
| 13 | Swasta | PLTM | Tukad Daya | 8.2 | 2024 | Rencana |
| 14 | Swasta | PLTM | Sunduwati | 2.2 | 2024 | Rencana |
| 15 | Swasta | PLTM | Telagawaja Ayu | 1 | 2024 | Rencana |
| 16 | Swasta | PLTM | Tukad Balian | 2.5 | 2024 | Rencana |
| 17 | Swasta | PLTP | Bedugul | 10 | 2025 | Rencana |
| Jumlah | | | | 149 | | |

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV di Bali dengan kapasitas 1.000 MVA terkait *Jawa Bali Crossing* seperti pada Tabel B7.4.

⁶ Sumber: Draft RUKN 2015-2034

⁷ Pembangkit di Bali hanya memenuhi sebagian dari kebutuhan, selebihnya akan dipasok dari pulau Jawa melalui saluran transmisi.

Tabel B7.4. Pengembangan GITET 500 kV di Bali

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas | COD | Status |
|-----|----------------|------------|------------|---------------|------|------------|
| | | | | (MVA atau LB) | | |
| 1 | Antosari (GIS) | 500/150 kV | New | 1000 | 2019 | Konstruksi |
| | Jumlah | | | 1000 | | |

Selanjutnya untuk melayani konsumen diperlukan pengembangan GI 150 kV baru dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 1.590 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B7.5.

Tabel B7.5 Pengembangan GI 150 kV di Bali

| No. | Gardu Induk | Tegangan | Keterangan | Kapasitas (MVA atau LB) | COD | Status |
|-----|----------------------------|-----------|------------|----------------------------|------|------------|
| 1 | New Sanur | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Pesanggaran (GIS) | 150/20 kV | New | 13 LB | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Kapal II / Tanah Lot (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 4 | Nusa Dua II / Pecatu (GIS) | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 5 | Gianyar II | 150/20 kV | New | 60 | 2019 | Rencana |
| 6 | Pesanggaran II | 150/20 kV | New | 120 | 2021 | Rencana |
| 7 | Kubu | 150/20 kV | New | 120 | 2023 | Rencana |
| 8 | Padangsambian II | 150/20 kV | New | 60 | 2023 | Rencana |
| 9 | PLTP Bedugul | 150/20 kV | New | 60 | 2025 | Rencana |
| 10 | Kapal | 150/20 kV | Upr | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 11 | Amlapura | 150/20 kV | Upr | 60 | 2017 | Lelang |
| 12 | Bandara (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 13 | Gilimanuk | 150 kV | Upr | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 14 | Negara | 150 kV | Upr | 4 LB | 2017 | Konstruksi |
| 15 | Negara | 150 kV | Upr | 4 LB | 2017 | Konstruksi |
| 16 | Nusa Dua | 150 kV | Ext | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 17 | Sanur | 150/20 kV | Upr | 60 | 2017 | Lelang |
| 18 | Antosari (Ekstension) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Konstruksi |
| 19 | Gilimanuk | 150 kV | Upr | 2 LB | 2018 | Konstruksi |
| 20 | Padangsambian | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 21 | Negara | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 22 | Payangan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 23 | Pemecutan Kelod | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 24 | Amlapura | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 25 | Kapal II / Tanah Lot (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 26 | Kapal II / Tanah Lot (GIS) | 150 kV | Ext | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 27 | New Sanur | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 28 | Pemaron | 150/20 kV | Ext | 30 | 2023 | Rencana |
| 29 | Bandara (GIS) | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 30 | Baturiti | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 31 | Pesanggaran II | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 32 | Amlapura | 150/20 kV | Upr | 60 | 2025 | Rencana |
| 33 | Antosari | 150/20 kV | Upr | 60 | 2025 | Rencana |
| 34 | Baturiti | 150 kV | Ext | 2 LB | 2025 | Rencana |
| | Jumlah | | | 1590 | | |

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 kebutuhan tenaga listrik meningkat pesat sehingga dibutuhkan tambahan pasokan daya yang sangat besar. Salah satu upaya PLN untuk memenuhi kebutuhan listrik jangka panjang di Bali tersebut adalah membangun transmisi berkapasitas sangat 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 dengan jarak span 2,7 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 BBM, karena listrik murah dari PLTU batubara 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 direncanakan beroperasi pada tahun 2018. SUTET yang diperlukan sepanjang 205 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B7.6.

Tabel B7.6 Pembangunan SUTET 500 kV

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|-------------|-----------|----------|---------------------|-------|------|------------|
| 1 | Gilimanuk | Antosari | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 184.8 | 2019 | Konstruksi |
| 2 | Segararupek | Gilimanuk | 500 kV | 2 cct, ACSR 4xZebra | 20 | 2019 | Konstruksi |
| | Jumlah | | | | 205 | | |

Selain *Jawa Bali Crossing* juga akan dikembangkan transmisi 150 kV di Bali sepanjang 702 kms seperti ditampilkan dalam seperti dapat dilihat pada tabel B7.7.

Tabel B7.7 Pembangunan Transmisi 150 kV

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|-----|----------------------------|-------------------------|----------|---------------------------------|-------|------|------------|
| 1 | Negara | Gilimanuk | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 76.08 | 2016 | Rencana |
| 2 | New Sanur | Inc. (Gianyar - Sanur) | 150 kV | 4 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 2 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Antosari | Negara | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 44 | 2017 | Rencana |
| 4 | Antosari | Kapal | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk) | 46.62 | 2017 | Rencana |
| 5 | Bandara (GIS) | Nusa Dua | 150 kV | 2 cct, CU 1x1200 | 20 | 2017 | Rencana |
| 6 | Baturiti | Payangan | 150 kV | 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 28.01 | 2017 | Rencana |
| 7 | Celukan Bawang & Tx | Pemaron | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk) | 56.9 | 2017 | Rencana |
| 8 | Kapal II / Tanah Lot (GIS) | Inc. (Antosari - Kapal) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 40 | 2017 | Rencana |

| No. | Dari | Ke | Tegangan | Konduktor | Kms | COD | Status |
|--------|----------------------------|------------------------------------|----------|---------------------------------|-------|------|------------|
| 9 | Nusa Dua II / Pecatu (GIS) | Inc. (Bandara - Nusa Dua) | 150 kV | 4 cct, CU 1x1200 | 20 | 2017 | Rencana |
| 10 | Payangan | Kapal | 150 kV | 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 21.48 | 2017 | Rencana |
| 11 | Pemaron | Baturiti | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 40.86 | 2017 | Rencana |
| 12 | Pemecutan Kelod | Nusa Dua | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 33.64 | 2017 | Rencana |
| 13 | Pesanggaran | Sanur | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 15.5 | 2017 | Rencana |
| 14 | Sanur | Gianyar | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 36.76 | 2017 | Rencana |
| 15 | Antosari (Ekstension) | Inc. (Celukan Bawang PLTU - Kapal) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 54 | 2018 | Konstruksi |
| 16 | Kapal | Gianyar | 150 kV | 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 38.42 | 2018 | Rencana |
| 17 | Kapal | Pemecutan Kelod | 150 kV | 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk) | 14.09 | 2019 | Rencana |
| 18 | Pesanggaran (GIS) | Tx. Nusa Dua | 150 kV | 2 cct, CU 1x1200 | 10 | 2019 | Rencana |
| 19 | Gianyar II | Inc. (Kapal - Gianyar) | 150 kV | 4 cct, TACSR 2x410 | 20 | 2020 | Rencana |
| 20 | Pesanggaran II | Inc. (Pesanggaran - Kuta) | 150 kV | 4 cct, TACSR 1x240 | 20 | 2021 | Rencana |
| 21 | Kubu | Amlapura | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 40 | 2023 | Rencana |
| 22 | Padangsambian II | Kapal II / Tanah Lot (GIS) | 150 kV | 2 cct, CU 1x1000 | 20 | 2023 | Rencana |
| 23 | PLTP Bedugul | Baturiti | 150 kV | 2 cct, ACSR 2xZebra | 4 | 2025 | Rencana |
| Jumlah | | | | | 702 | | |

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 514 ribu pelanggan atau rata-rata 51 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 2.099 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 3.880 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 950 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B7.8 berikut.

Tabel B7.8 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM (kms) | JTR (kms) | Trafo (MVA) | Pelanggan | Total Investasi (Juta USD) |
|--------|-----------|-----------|-------------|-----------|----------------------------|
| 2016 | 232 | 450 | 104 | 73,065 | 47 |
| 2017 | 230 | 406 | 106 | 67,426 | 46 |
| 2018 | 228 | 413 | 107 | 56,968 | 46 |
| 2019 | 217 | 468 | 109 | 41,750 | 46 |
| 2020 | 211 | 398 | 102 | 43,633 | 43 |
| 2021 | 203 | 367 | 81 | 45,839 | 37 |
| 2022 | 193 | 346 | 82 | 42,372 | 37 |
| 2023 | 188 | 333 | 84 | 44,843 | 36 |
| 2024 | 191 | 336 | 85 | 47,612 | 37 |
| 2025 | 206 | 363 | 90 | 50,597 | 40 |
| Jumlah | 2,099 | 3,880 | 950 | 514,105 | 414 |

B7.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Bali sampai dengan tahun 2025 adalah USD 1,7 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi diperlihatkan pada Tabel B7.9.

Tabel B7.9 Rangkuman

| Tahun | Proyeksi Kebutuhan | | | Pembangunan Fasilitas Kelistrikan | | | Investasi |
|--------|------------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------|-----------------|-----------|
| | Penjualan Energi (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | Gardu Induk (MVA) | Transmisi (kms) | Juta USD |
| 2016 | 4,919 | 5,211 | 877 | 2 | 120 | 78 | 132 |
| 2017 | 5,627 | 5,956 | 1,002 | 3 | 300 | 404 | 470 |
| 2018 | 6,152 | 6,506 | 1,094 | 1 | 120 | 92 | 72 |
| 2019 | 6,708 | 7,087 | 1,192 | 5 | 1,240 | 229 | 225 |
| 2020 | 7,253 | 7,656 | 1,274 | 105 | | 20 | 406 |
| 2021 | 7,826 | 8,253 | 1,374 | 1 | 120 | 20 | 49 |
| 2022 | 8,440 | 8,893 | 1,480 | 6 | | | 48 |
| 2023 | 9,090 | 9,572 | 1,594 | | 330 | 60 | 154 |
| 2024 | 9,794 | 10,310 | 1,716 | 16 | 180 | | 78 |
| 2025 | 10,559 | 11,115 | 1,831 | 10 | 180 | 4 | 91 |
| Jumlah | 76,368 | 80,558 | | 149 | 2,590 | 907 | 1,724 |

LAMPIRAN C

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH OPERASI INDONESIA TIMUR

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 C6. PROVINSI SULAWESI UTARA

LAMPIRAN C7. PROVINSI SULAWESI TENGAH

LAMPIRAN C8. PROVINSI GORONTALO

LAMPIRAN C9. PROVINSI SULAWESI SELATAN

LAMPIRAN C10. PROVINSI SULAWESI TENGGARA

LAMPIRAN C11. PROVINSI SULAWESI BARAT

LAMPIRAN C12. PROVINSI MALUKU

LAMPIRAN C13. PROVINSI MALUKU UTARA

LAMPIRAN C14. PROVINSI PAPUA

LAMPIRAN C15. PROVINSI PAPUA BARAT

LAMPIRAN C16. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT (NTB)

LAMPIRAN C17. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR (NTT)

LAMPIRAN C.1
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI KALIMANTAN BARAT

C1.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan di Kalimantan Barat terdiri atas satu sistem interkoneksi 150 kV dan beberapa sistem isolated. Sistem interkoneksi meliputi sekitar Pontianak hingga Singkawang. Sistem isolated terdiri atas Sistem Sambas, Bengkayang, Ngabang, Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga Pinoh, Putussibau, Ketapang, dan sistem tersebar.

Pertumbuhan penjualan 5 tahun terakhir di Kalimantan Barat rata-rata 10,03% pertahun. Penjualan tenaga listrik diserap oleh konsumen rumah tangga dan sosial (65,11%), konsumen komersil (21,02%), konsumen industri (4,98%) dan konsumen publik (8,88%). Rasio pelanggan rumah tangga berlistrik PLN di Kalimantan Barat pada akhir tahun 2015 adalah sebesar 74,71%. Sistem interkoneksi merupakan yang terbesar dimana sekitar 66,77% produksi listrik di Kalimantan Barat berada di sistem ini.

Sampai dengan Bulan September 2015, lebih dari 95% pasokan listrik di Kalimantan Barat 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. Pasokan listrik di Kalimantan Barat terdiri atas PLTD Sewa 266 MW (52,71%), PLTD/PLTG Sendiri 222 MW (43,97%) , dan sisanya berasal dari PLTS, PLTMH, dan pembelian listrik dari Excess Power dari Sarawak, Malaysia. Kapasitas terpasang pembangkit adalah 506 MW dengan daya mampu 434 MW dan total beban puncak sebesar 405 MW. Komposisi pembangkit di sistem kelistrikan Kalimantan Barat diperlihatkan pada Tabel C1.1.

Tabel C1.1. Komposisi Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat

| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Daya Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|--------------|-----------------|--------|-------------------|----------|---------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Interkoneksi | PLTD/G | BBM | PLN/Sewa | 319 | 284 | 283 |
| 2 | Bengkayang | PLTD/M | BBM/Air | PLN/Sewa | 4 | 3 | 3 |
| 3 | Ngabang | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 9 | 7 | 6 |
| 4 | Sanggau | PLTD | BBM/Air | PLN/Sewa | 24 | 22 | 26 |
| 5 | Sekadau | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 12 | 11 | 7 |
| 6 | Sintang | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 22 | 19 | 22 |
| 7 | Putussibau | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 7 | 6 | 6 |
| 8 | Nangapinoh | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 8 | 8 | 7 |
| 9 | Ketapang | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 31 | 23 | 29 |
| 10 | <i>Isolated</i> | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 70 | 51 | 15 |
| TOTAL | | | | | 506 | 434 | 405 |

C1.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Perhitungan proyeksi pertumbuhan penduduk mempertimbangkan realisasi penjualan tenaga listrik, pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk, target peningkatan rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN di masa datang dan harga jual

listrik. Pertumbuhan ekonomi selama 2010-2014 cukup tinggi yaitu rata-rata 5,7% per tahun. Penduduk Kalimantan Barat tiap tahunnya tumbuh rata-rata 1,69% pertahun. Harga jual listrik cukup mempengaruhi kenaikan penjualan, terutama pada pelanggan sektor komersil dan industri. Proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 dapat dilihat pada Tabel C1.2.

Tabel C1.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Prov. Kalbar

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|------------------------|-------------------------|-----------------|----------------|-------------------|-------------|
| 2016 | 6.6 | 2,100 | 2,507 | 416 | 996,414 |
| 2017 | 7.1 | 2,347 | 2,798 | 464 | 1,048,816 |
| 2018 | 7.5 | 2,612 | 3,111 | 515 | 1,102,953 |
| 2019 | 8.0 | 2,945 | 3,504 | 579 | 1,158,921 |
| 2020 | 6.4 | 3,271 | 3,888 | 641 | 1,216,902 |
| 2021 | 6.4 | 3,639 | 4,321 | 711 | 1,277,012 |
| 2022 | 6.4 | 4,012 | 4,740 | 779 | 1,309,180 |
| 2023 | 6.4 | 4,445 | 5,249 | 861 | 1,343,215 |
| 2024 | 6.4 | 4,930 | 5,812 | 952 | 1,379,429 |
| 2025 | 6.4 | 5,474 | 6,441 | 1,053 | 1,418,152 |
| Pertumbuhan (%) | 6.8% | 11.2% | 11.1% | 10.9% | 4.0% |

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi 150 kV dan pengambil alihan beban sistem-sistem tersebar yaitu Sistem Sambas, Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga Pinoh, Ngabang dan Ketapang secara bertahap, maka diprediksi beban puncak pada tahun 2025 menjadi 1.124 MW atau tumbuh rata-rata 10,7% per tahun.

C1.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

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 survey dan studi yang mendalam. Pada saat ini potensi yang dapat dikembangkan adalah PLTA Nanga Pinoh dengan kapasitas sekitar 98 MW.

Potensi Biomassa di Provinsi Kalimantan Barat paling banyak didapat dari adanya limbah perkebunan sawit yang tersebar di Provinsi Kalimantan Barat sebagai bahan energi primer untuk PLTU Biomassa. Pemanfaatan potensi ini sebenarnya sangat didukung oleh banyaknya pabrik pengolahan sawit yang ada di Kalimantan Barat. Selain itu, potensi sampah kota sebesar 300 ton/hari dapat dimanfaatkan menjadi sumber energi PLTU berbasis sampah.

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 pada saat ini belum dilakukan eksploitasi karena terkendala

infrastruktur transportasi. Sumber batubara ini dapat digunakan sebagai bahan bakar untuk PLTU di Sanggau dan Sintang.

Potensi uranium yang digunakan sebagai energi primer PLTN, terdapat di Kabupaten Melawi. Namun pemanfaatan uranium sebagai energi primer masih menunggu adanya kebijakan dari Pemerintah yang didukung studi kelayakan pembangunan PLTN.

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 kelistrikan 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).

Hingga tahun 2025, kebutuhan tenaga listrik dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit non-BBM serta pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTM, PLTBM dan PLT Sampah di sistem interkoneksi dan sistem-sistem isolated sebagaimana ditampilkan pada Tabel C1.3.

Tabel C1.3. Pengembangan Pembangkit

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS | COD | Status |
|--------|-------------------------|---------|-------------------|-----------|-----------|------------|
| 1 | Sintang | PLTU | PLN | 3x7 | 2016/17 | Konstruksi |
| 2 | Ketapang | PLTU | PLN | 10 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | MPP Kalbar | PLTG | PLN | 100 | 2016 | Committed |
| 3 | Parit Baru (FTP1) | PLTU | PLN | 2x50 | 2017/18 | Konstruksi |
| 4 | Pantai Kura-Kura (FTP1) | PLTU | PLN | 2x27.5 | 2018 | Konstruksi |
| 5 | Parit Baru (FTP2) | PLTU | PLN | 2x50 | 2018 | Konstruksi |
| 6 | Mahap | PLTM | PLN | 1.3 | 2019 | Rencana |
| 7 | Jitan | PLTM | PLN | 3.4 | 2019 | Rencana |
| 8 | Kalis | PLTM | PLN | 3 | 2019 | Rencana |
| 9 | Kembayung 1 | PLTM | PLN | 4.5 | 2019 | Rencana |
| 10 | Kembayung 2 | PLTM | PLN | 2.5 | 2019 | Rencana |
| 11 | Melanggar | PLTM | PLN | 0.5 | 2019 | Rencana |
| 12 | Ketapang (IPP) | PLTU | Swasta | 2x6 | 2016/17 | Konstruksi |
| 13 | Tersebar | PLTSa | Swasta | 7 | 2017-2018 | Rencana |
| 14 | Tersebar | PLTBM | Swasta | 40 | 2017-2019 | Rencana |
| 15 | Kalbar/Pontianak Peaker | PLTG/MG | Swasta | 100 | 2018 | Committed |
| 16 | Kalbar 1 | PLTU | Swasta | 2x100 | 2019 | Committed |
| 17 | Kalbar 2 | PLTU | Swasta | 1x200 | 2021 | Rencana |
| 18 | Kalbar 3 | PLTU | Swasta | 1x200 | 2022 | Rencana |
| 19 | Tersebar | PLTSa | Swasta | 2 | 2023 | Rencana |
| 20 | Tersebar | PLTSa | Swasta | 2 | 2024 | Rencana |
| 21 | Tersebar | PLTBM | Swasta | 5 | 2025 | Rencana |
| 22 | Kalbar Peaker 2 | PLTGU | Unallocated | 250 | 2023/24 | Rencana |
| 23 | Kalbar 4 | PLTU | Unallocated | 1x200 | 2025 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 1,629 | | |

Pembelian Tenaga Listrik dari Sarawak

Sebagai bagian dari rencana penyediaan tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Barat, PLN berencana membeli tenaga listrik dari Sarawak melalui transmisi interkoneksi 275 kV dengan daya kontrak pembelian hingga 230 MW. PLN bermaksud mengimpor tenaga listrik untuk memenuhi kebutuhan *base load* sebesar 50 MW dan kebutuhan *peak load* hingga 230 MW dalam kurun waktu 5 tahun (2016-2020). Kontrak ini dapat diperpanjang berdasarkan kesepakatan kedua belah pihak. Rencana import *base load* sebesar 50 MW adalah untuk mengantisipasi ketidakpastian penyediaan pembangkit *base load* di Sistem Kalimantan Barat. Sedangkan impor *peak load* sebesar hingga 230 MW adalah untuk menggantikan pemakaian BBM di Sistem Kalimantan Barat.

Dengan pola *transfer energy* seperti ini PLN akan terhindar dari pemakaian BBM untuk pembangkit beban puncak dalam periode sampai dengan tahun 2020. Namun untuk mengurangi ketergantungan yang sangat besar terhadap pasokan/impor dari Sarawak, maka direncanakan pula pembangunan pembangkit *peaker* dengan kapasitas 100 MW yang menggunakan bahan bakar LNG dan PLTU Kalbar-1, PLTU Kalbar-2, PLTU Kalbar-3 dan PLTU Kalbar-4 yang menggunakan bahan bakar batubara.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Di Provinsi Kalimantan Barat akan dikembangkan GI 150 kV baru dan pengembangan trafo GI eksisting sebesar 1.830 MVA. Selain itu akan dibangun pula GI 275 kV sebagai simpul interkoneksi antara Kalimantan Barat dan Serawak. Rencana pembangunan GI diberikan pada Tabel C1.4 dan Tabel C1.5. 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.

Tabel C1.4. Pengembangan GI 150 kV

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|---------------------------|-----------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Ngabang | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Bengkayang | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Operasi |
| 3 | Tayan | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | PLTU Singkawang/Kura2 | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 5 | Sanggau | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 6 | Sekadau | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 7 | Ketapang | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 8 | Sintang | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 9 | Sukadana | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 10 | Kendawangan | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 11 | Cemara | 150/20 kV | NEW | 60 | 2019 | Rencana |
| 12 | Sandai | 150/20 kV | New | 60 | 2020 | Rencana |
| 13 | Putussibau | 150/20 kV | New | 30 | 2020 | Rencana |
| 14 | Nanga Pinoh | 150/20 kV | New | 30 | 2022 | Rencana |
| 15 | Kota Baru 2 | 150/20 kV | New | 60 | 2023 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 16 | Siantan | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 17 | Tayan (arah Ngabang) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2016 | Rencana |
| 18 | Kota Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2016 | Rencana |
| 19 | Singkawang | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2016 | Rencana |
| 20 | Sei Raya | 150/20 kV | Upr | 60 | 2017 | Rencana |
| 21 | Sei Raya (arah Kota Baru) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2017 | Pengadaan |
| 22 | Singkawang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 23 | Sambas | 150/20 kV | Ext | 60 | 2017 | Rencana |
| 24 | Tayan (arah Sanggau) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 25 | Sintang | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2018 | Rencana |

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|---------------------|-----------|---------------------|---------------|------|------------------|
| 26 | Sanggau | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 27 | Kota Baru | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 28 | Parit Baru | 150/20 kV | Uprate | 60 | 2018 | Rencana |
| 29 | Cemara | 150/20 kV | Ext | 60 | 2018 | Rencana |
| 30 | Kota Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 31 | Ngabang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2019 | Rencana |
| 32 | Tayan (arah Sandai) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 33 | Mempawah | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 34 | Sintang | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 35 | Ketapang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2020 | Rencana |
| 36 | Sintang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 37 | Sei Raya | 150/20 kV | Ext | 60 | 2021 | Rencana |
| 38 | Singkawang | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 39 | Siantan | 150/20 kV | Ext | 60 | 2022 | Rencana |
| 40 | Nanga Pinoh | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 41 | Putussibau | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 42 | Sekadau | 150/20 kV | Ext | 60 | 2023 | Rencana |
| 43 | Kota Baru | 150/20 kV | Ext | 60 | 2024 | Rencana |
| 44 | Parit Baru | 150/20 kV | Ext | 30 | 2025 | Rencana |
| 45 | Sukadana | 150/20 kV | Ext | 60 | 2025 | Rencana |
| | Total | | | 1830 | | |

Tabel C1.5. Pengembangan GITET 275 kV

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | | COD |
|----|------------------|------------|---------------------|---------------|------------|------|
| 1 | Bengkayang | 275/150 kV | New | 500 | Konstruksi | 2016 |
| | Total | | | 500 | | |

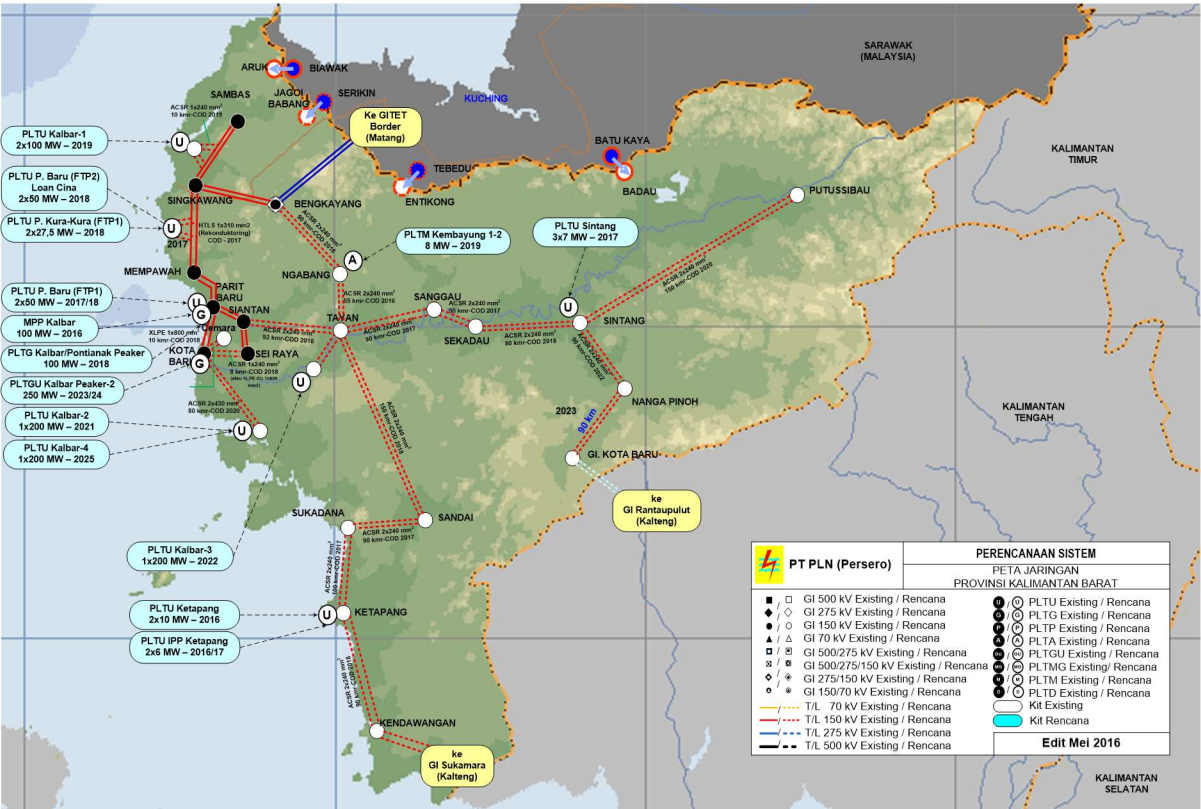
PengembanganTransmisi

Pengembangan jaringan transmisi di Provinsi Kalimantan Barat hingga tahun 2025 adalah sepanjang 3.346 kms dengan rincian seperti terlihat padaTabel C1.6.

Tabel C1.6. PengembanganTransmisi 150 kV

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|-----------------------|---------------------------------|----------|----------------------|------|------|---------------|
| 1 | Bengkayang | Perbatasan | 275 kV | 2 cct, 2 Zebra | 180 | 2016 | Selesai |
| 2 | Siantan | Tayan | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 184 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Bengkayang | Ngabang | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 180 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Ngabang | Tayan | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 110 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | PLTU Singkawang/Kura2 | Inc. 2 pi (Singkawang-Mempawah) | 150 kV | 2 cct, 1 Hawk | 40 | 2017 | Konstruksi |
| 6 | Sanggau | Sekadau | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 100 | 2017 | Konstruksi |
| 7 | Tayan | Sanggau | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 180 | 2017 | Pengadaan |
| 8 | Singkawang | PLTU Singkawang (Perpres)/Kura2 | 150 kV | 2 cct, HTLS 310 mm2 | 60 | 2017 | Rencana |
| 9 | PLTU Singkawang/Kura2 | Nempawan | 150 kV | 2 cct, HTLS 310 mm2 | 60 | 2017 | Rencana |
| 10 | Nempawan | Parit Baru | 150 kV | 2 cct, HTLS 310 mm2 | 60 | 2017 | Rencana |
| 11 | Sei Raya | Kota Baru | 150 kV | 2 cct, 2xZebra | 32 | 2018 | Konstruksi |
| 12 | Sintang | Sekadau | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 180 | 2018 | Pengadaan |
| 13 | Kotabaru | Cemara | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 20 | 2018 | Rencana |
| 14 | Ketapang | Sukadana | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 200 | 2018 | Rencana |
| 15 | Kendawangan | Ketapang | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 190 | 2018 | Rencana |
| 16 | Singkawang | Bengkayang | 150 kV | Rekonduktoring, HTLS | 120 | 2018 | Rencana |
| 17 | Sukadana | Sandai | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 180 | 2020 | Rencana |
| 18 | Sandai | Tayan | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 300 | 2020 | Rencana |
| 19 | Sintang | Putusibau | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 300 | 2020 | Rencana |
| 20 | PLTU Kalbar-2 | Kotabaru | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 60 | 2020 | Rencana |
| 21 | PLTU Kalbar-3 | Tayan | 150 kV | 2 cct, 2 Zebra | 60 | 2021 | Rencana |
| 22 | Sintang | Nanga Pinoh | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 180 | 2022 | Rencana |
| 23 | Nanga Pinoh | Kota Baru 2 | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 180 | 2023 | Rencana |
| 24 | Sukamara (Kalteng) | Kendawangan (Kalbar) | 150 kV | 2 cct, 2 Hawk | 190 | 2025 | Rencana |
| | Total | | | | 3346 | | |

Untuk mewujudkan interkoneksi antara Kalimantan Barat dan Sarawak tersebut, PLN sedang menyelesaikan pembangunan transmisi 275 kV sepanjang 180 kms dari GI Bengkayang ke perbatasan Negara dan trafo IBT berkapasitas 2x250 MVA. Pengembangan kelistrikan Kalimantan Barat dapat dilihat pada Gambar C1.1.



Gambar C1.1. Pengembangan Kelistrikan Provinsi Kalimantan Barat

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik tahun 2016-2025, tambahan pelanggan yand dapat dilayani adalah sekitar 47,2 ribu sambungan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM sepanjang 2.093 kms, JTR sekitar 2.120 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi 164 MVA. Tabel C1.7. memperlihatkan rencana pengembangan sistem distribusi di Kalimantan Barat tahun 2016-2025.

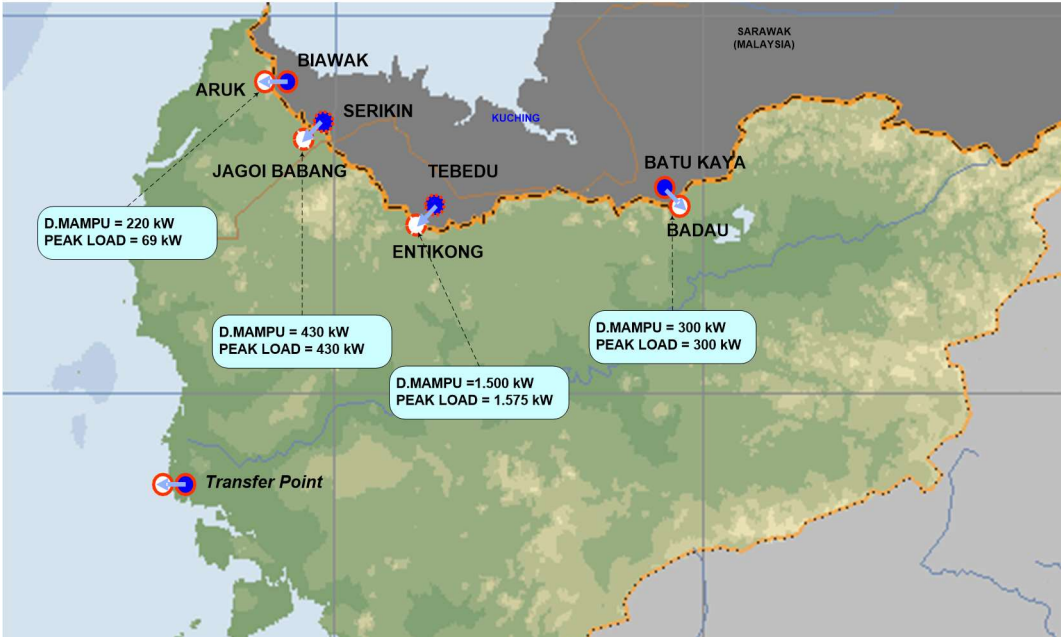
Tabel C1.7. Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|---------|---------|-----------|-----------|
| 2016 | 181.3 | 195.5 | 14.8 | 50,727 |
| 2017 | 266.7 | 206.9 | 16.0 | 52,401 |
| 2018 | 216.4 | 207.0 | 16.1 | 54,137 |
| 2019 | 204.3 | 210.4 | 16.2 | 55,969 |
| 2020 | 201.0 | 210.9 | 16.4 | 57,981 |
| 2021 | 201.7 | 212.0 | 16.6 | 60,109 |
| 2022 | 199.4 | 211.8 | 16.6 | 32,168 |
| 2023 | 199.5 | 212.9 | 16.6 | 34,035 |
| 2024 | 200.1 | 214.7 | 16.7 | 36,214 |
| 2025 | 222.2 | 238.4 | 18.0 | 38,723 |
| 2016-2025 | 2,093 | 2,120 | 164 | 472,465 |

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 kelistrikan 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 2 sistem isolated di daerah perbatasan yaitu sistem Sajingan sebesar 200 kVA dan sistem Badau sebesar 400 kVA. Berikutnya untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik yang semakin meningkat di daerah perbatasan, akan dilakukan penambahan daya di Sajingan menjadi sebesar 800 kVA dan pembelian listrik baru di Entikong sebesar 1500 kVA. Peta kelistrikan di daerah perbatasan diberikan pada Gambar C1.2.



Gambar C1.2. PetaKelistrikan di Daerah Perbatasan

C1.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi di Provinsi Kalimantan Barat tahun 2016-2025 diberikan pada Tabel C1.8.

Tabel C1.8. Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|-----------------|-----------------------|-------------------|-----------------|----------|-----------------|-----------------------|
| 2016 | 2100 | 2507 | 416 | 133 | 710 | 654 | 287 |
| 2017 | 2347 | 2798 | 464 | 95 | 330 | 500 | 244 |
| 2018 | 2612 | 3111 | 515 | 327 | 300 | 742 | 520 |
| 2019 | 2945 | 3504 | 579 | 215 | 180 | 0 | 348 |
| 2020 | 3271 | 3888 | 641 | 0 | 210 | 780 | 96 |
| 2021 | 3639 | 4321 | 711 | 200 | 120 | 60 | 307 |
| 2022 | 4012 | 4740 | 779 | 200 | 150 | 240 | 326 |
| 2023 | 4445 | 5249 | 861 | 162 | 180 | 180 | 221 |
| 2024 | 4930 | 5812 | 952 | 92 | 60 | 0 | 112 |
| 2025 | 5474 | 6441 | 1053 | 205 | 90 | 190 | 297 |
| Jumlah | | | | 1,629 | 2,330 | 3,346 | 2,756 |

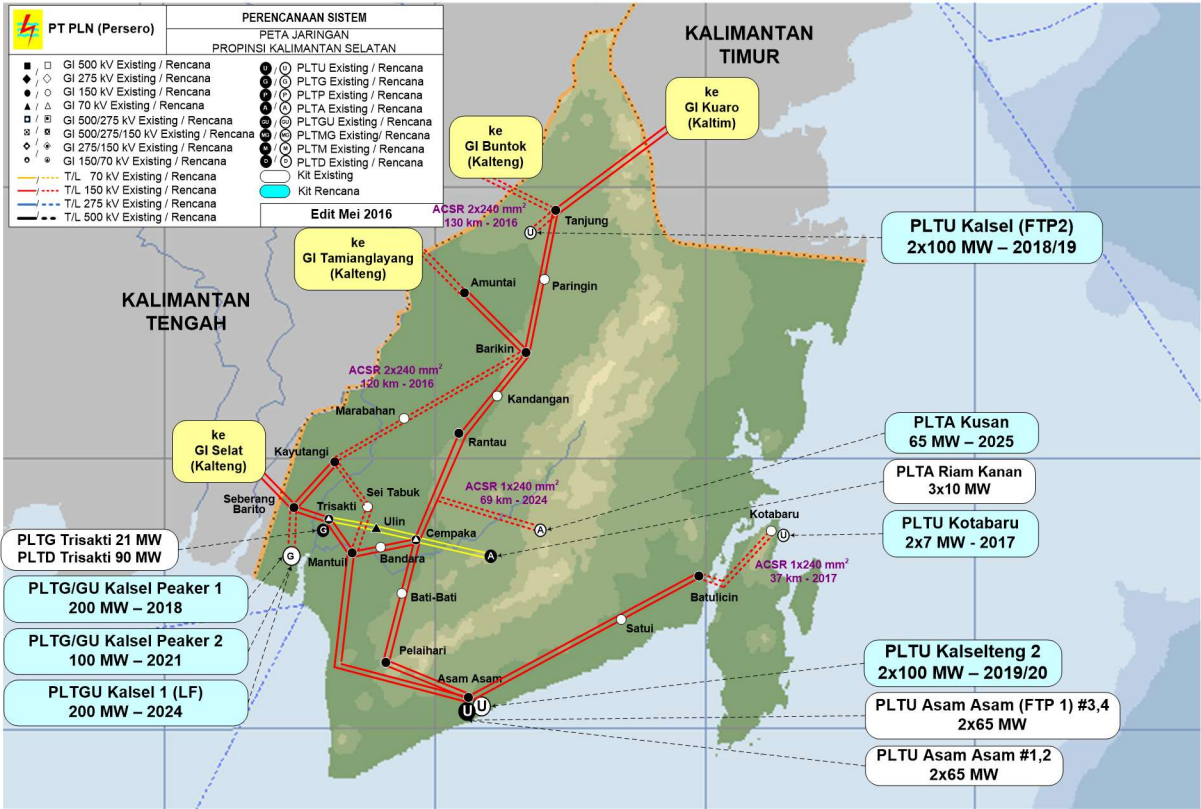
LAMPIRAN B.2

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI KALIMANTAN SELATAN

C2.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan 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. Sampai dengan September 2015, daya terpasang total adalah 588 MW dengan daya mampu sekitar 498 MW dan beban puncak 389 MW. Jumlah pelanggan pada waktu yang sama adalah sekitar 990 ribu pelanggan. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 adalah sebesar 86,04%.

Sistem Barito merupakan sistem interkoneksi kelistrikan terbesar di Kalimantan Selatan, membentang dari Batu Licin sampai Tanjung hingga ke Sampit di Kalimantan Tengah. Konfigurasi sistem kelistrikan interkoneksi di Kalimantan Selatan saat ini dan rencana kedepan dapat dilihat pada Gambar C2.1.



Gambar C2.1 Peta pengembangan sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Selatan

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 dengan total daya terpasang 639 MW, daya mampu sekitar 540 MW dan beban puncak 494 MW. Sedangkan beban puncak di Kalsel yang tersambung ke sistem

Barito adalah 370 MW. Pusat beban Sistem Barito berada di Provinsi Kalimantan Selatan dengan porsi sekitar 75% dari seluruh beban Sistem Barito.

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 PLTU Pulang Pisau dan PLTMG Bangkanai 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 dinterkoneksi dengan sistem Barito melalui jaringan transmisi SUTT 150 kV dan kabel laut yang menghubungkan Batulicin dengan Kotabaru (Pulau Laut).
- ULD merupakan sistem kelistrikan kecil yang tersebar di daerah terpencil untuk memenuhi kebutuhan masyarakat desa setempat dan bebannya masih rendah. Jumlah ULD adalah sebanyak 18 unit dengan daya terpasang 7,8 MW.

Daya terpasang dan beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Kalimantan Selatan dapat dilihat pada Tabel C2.1.

Tabel C2.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Kalimantan Selatan

| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Daya Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|----------------|-----------------------|----------|-------------------|-----------------|---------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Sistem Barito | PLTU | Batubara | PLN | 260 | 223 | 370.35 |
| | | PLTA | Air | PLN | 30 | 28.5 | |
| | | PLTG | BBM | PLN | 21 | 16.5 | |
| | | PLTD | BBM | PLN | 87.11 | 57.75 | |
| | | PLTD | BBM | SWASTA - SEWA | 74.5 | 67.5 | |
| | | PLTU | Batubara | SWASTA - EXCESS | 86 | 81 | |
| | | JUMLAH : | | | 558.61 | 474.25 | |
| 2 | Sistem Kotabaru | PLTD | BBM | PLN | 5.4 | 4.6 | 10.7 |
| | | PLTD | BBM | SWASTA - SEWA | 10 | 10 | |
| | | JUMLAH : | | | 15.4 | 14.6 | |
| 3 | ULD Isolated Tersebar | PLTD | BBM | PLN | 14.4 | 10.8 | 7.8 |
| | | PLTD | BBM | SWASTA - SEWA | | | |
| TOTAL KALSEL : | | | | | 588.41 | 499.65 | 388.85 |

C2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Provinsi Kalsel 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 termasuk adanya daftar tunggu yang cukup besar dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 diberikan pada Tabel C2.2.

Tabel C2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------|-----------------|----------------|-------------------|-----------|
| 2016 | 5.7 | 2,486 | 3,035 | 493 | 1,051,053 |
| 2017 | 6.1 | 2,911 | 3,600 | 567 | 1,097,365 |
| 2018 | 6.3 | 3,219 | 4,023 | 622 | 1,145,454 |
| 2019 | 6.4 | 3,553 | 4,404 | 678 | 1,195,497 |
| 2020 | 6.2 | 3,897 | 4,793 | 736 | 1,246,227 |
| 2021 | 6.2 | 4,240 | 5,178 | 793 | 1,298,418 |
| 2022 | 6.2 | 4,552 | 5,526 | 845 | 1,325,571 |
| 2023 | 6.2 | 4,884 | 5,899 | 900 | 1,352,846 |
| 2024 | 6.2 | 5,238 | 6,291 | 958 | 1,380,260 |
| 2025 | 6.2 | 5,614 | 6,715 | 1,021 | 1,407,911 |
| Pertumbuhan (%) | 6.2% | 9.5% | 9.3% | 8.5% | 3.3% |

C2.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan 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 C2.3. Deposit batubara diperkirakan lebih dari 1,8 miliar ton, sementara produksinya rata-rata mencapai 12 juta ton per tahun. Energi primer yang berpotensi untuk dikembangkan khususnya bagi desa-desa tertinggal yang sulit dijangkau oleh jaringan PLN adalah tenaga air (mini hidro) dan energi surya. Sampai saat ini batubara Kalsel telah dipakai sebagai bahan bakar di berbagai PLTU di Indonesia termasuk di PLTU Asam-Asam.

Tabel C2.3 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 |
| TOTAL | | | 5518 | 334 | 3249 | 9101 | 1868 |

Sumber : Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi KESDM, 2006

Sumber Tenaga Air/Hidro

Selain batubara dan gas methane, Provinsi Kalimantan Selatan juga mempunyai potensi 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 tenaga air dapat dilihat pada Tabel C2.4.

Tabel C2.4 Potensi energi air di Kalimantan Selatan

| NO | NAMA BENDUNGAN | KABUPATEN | KAPASITAS |
|-------|----------------------|---------------------|-----------|
| 1 | PLTA Kusan | Tanah Bumbu | 65 MW |
| 2 | PLTM Riam Kiwa | Banjar | 10 MW |
| 3 | PLTM Muara Kendihin | Hulu Sungai Selatan | 0,6 MW |
| 4 | PLTM Kiram Atas | Banjar | 0.86 MW |
| 5 | PLTM Sampanahan | Kotabaru | 0.6 MW |
| 6 | PLTM Gendang Timburu | Kotabaru | 0,6 MW |
| Total | | | 99,6 MW |

Sumber: Dinas Pertambangan dan Energi, Provinsi Kalimantan Selatan

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik periode 2016-2025, direncanakan penambahan proyek pembangkit listrik dengan total kapasitas 992 MW. Proyek pembangkit ini meliputi PLTU batubara, PLTA dan PLTG/MG/GU *peaker* serta beberapa pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTBM dan PLT sampah. Tabel C2.5 menampilkan perincian pengembangan pembangkit di Kalimantan Selatan.

Tabel C2.5 Rencana Pengembangan Pembangkit di Kalimantan Selatan

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|--------------------------|-----------|-------------------|----------------|-----------|------------|
| 1 | Tersebar | PLTS | PLN | 2 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Kotabaru | PLTU | PLN | 2x7 | 2017 | Konstruksi |
| 3 | Kalsel Peaker 1 | PLTGU/MGU | PLN | 200 | 2018 | Rencana |
| 4 | Kalselteng 2 | PLTU | PLN | 2x100 | 2019/20 | Pengadaan |
| 5 | Kalsel Peaker 2 | PLTG/MG | PLN | 100 | 2021 | Rencana |
| 6 | Kusan | PLTA | PLN | 65 | 2025 | Rencana |
| 7 | Tersebar | PLTBM | Swasta | 5 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | Tersebar | PLTSa | Swasta | 6 | 2018-2024 | Rencana |
| 9 | Kalsel (FTP2) | PLTU | Swasta | 2x100 | 2018/19 | Committed |
| 10 | Kalsel 1 (Load Follower) | PLTGU | Unallocated | 200 | 2024 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 992 | | |

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 2016-2025 direncanakan akan dibangun saluran transmisi 150 kV sepanjang 970 kms dengan rincian seperti ditampilkan dalam Tabel C2.6.

Tabel C2.6 Rencana pembangunan Transmisi 150 kV

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|-------------------------|---------------------------------------|----------|-------------------------|-----|------|---------------|
| 1 | Tanjung | Perbatasan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 244 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Bandara | Incomer 2 phi (Cempaka-Mantuil) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 2 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Barikin | Kayutangi | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 240 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Satui | Incomer 1 phi (Asam-asam - Batulicin) | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 30 | 2016 | Rencana |
| 5 | Batu Licin | Landing point Batulicin | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 6 | 2017 | Rencana |
| 6 | Landing point P. Laut | Kotabaru | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 74 | 2017 | Rencana |
| 7 | Landing point Batulicin | Landing point P. Laut | 150 kV | 2 cct, kabel laut | 6 | 2017 | Rencana |
| 8 | Seberang Barito | Trisakti | 150 kV | 2 cct, Uprating ke AC3 | 12 | 2017 | Rencana |
| 9 | Trisakti | Ulin (GIS) | 150 kV | Uprating tegangan | 20 | 2018 | Rencana |
| 10 | Sei Tabuk | Mantuil | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 30 | 2018 | Rencana |
| 11 | PLTU Kalsel 1 (FTP 2) | Tanjung | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 100 | 2018 | Rencana |
| 12 | Kayutangi | Sei Tabuk | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 30 | 2018 | Rencana |
| 13 | PLTGU Kalselteng Peaker | Seberang Barito | 150 kV | 2 cct, 2 x ZEBRA | 6 | 2018 | Rencana |
| 14 | Sei Tabuk | Ulin (GIS) | 150 kV | Uprating tegangan | 20 | 2019 | Rencana |
| 15 | GI Bati-Bati | Inc. 1 phi (Asam Asam-Cempaka) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 12 | 2019 | Rencana |
| 16 | PLTA Kusan | 1 phi (Cempaka - Rantau) | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 138 | 2024 | Rencana |
| | Total | | | | 970 | | |

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Jumlah GI baru yang direncanakan akan dibangun sampai dengan tahun 2025 adalah 8 buah. Kapasitas total GI termasuk perluasannya sampai tahun 2025 adalah 1.830 MVA.

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 GIS (*gas insulated switchgear*).

SCADA Kalsel saat ini masih dalam tahap penyelesaian dan diharapkan dapat selesai serta beroperasi pada tahun 2016. Proyek ini sebelumnya didanai melalui APBN dan dilanjutkan melalui pendanaan APLN.

Tabel C2.7 Pengembangan GI

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|--|-----------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Bandara | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Satui | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Kotabaru | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 4 | Paringin | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 5 | Sei Tabuk | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 6 | Banjarmasin/Ulin (GIS) | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 7 | Marabahan | 150/20 kV | New | 30 | 2019 | Rencana |
| 8 | Bati-Bati | 150/20 kV | New | 30 | 2019 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 9 | Barikin (arah kayutangi) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 10 | Tanjung Ext LB | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 11 | Tanjung | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 12 | Cempaka | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 13 | Trisakti | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 14 | Batulicin | 150/20 kV | Extension | 30 | 2016 | Rencana |
| 15 | Mantuil | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 16 | Rantau | 150/20 kV | Extension | 30 | 2016 | Rencana |
| 17 | Batuilcin (Arah Kotabaru) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 18 | Pelaihari | 150/20 kV | Extension | 30 | 2017 | Rencana |
| 19 | Amuntai | 150/20 kV | Extension | 60 | 2017 | Rencana |
| 20 | Barikin | 150/20 kV | Extension | 60 | 2017 | Rencana |
| 21 | Kayutangi | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 22 | Trisakti | 150 kV | EXT LB | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 23 | Tanjung Ext LB (PLTU Kalsel (FTP2)) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 24 | Riam Kanan | 70/20 kV | Uprating | 30 | 2018 | Rencana |
| 25 | Kayutangi (arah Sei Tabuk) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 26 | Trisakti (arah Ulin (GIS)) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 27 | Mantuil (arah Sei Tabuk) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 28 | Seberang Barito (arah Kalselteng Peak) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2018 | Rencana |
| 29 | Satui | 150/20 kV | Extension | 60 | 2019 | Rencana |
| 30 | Trisakti | 150/20 kV | Extension | 60 | 2019 | Rencana |
| 31 | Kotabaru | 150/20 kV | Extension | 60 | 2019 | Rencana |
| 32 | Batulicin | 150/20 kV | Extension | 60 | 2019 | Rencana |
| 33 | Sei Tabuk (arah Ulin (GIS)) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 34 | Pulang Pisau | 150/20 kV | Extension | 30 | 2020 | Rencana |
| 35 | Kayutangi | 150/20 kV | Extension | 60 | 2020 | Rencana |
| 36 | Cempaka | 150/20 kV | Extension | 60 | 2021 | Rencana |
| 37 | Rantau | 150/20 kV | Extension | 60 | 2021 | Rencana |
| 38 | Banjarmasin/Ulin (GIS) | 150/20 kV | Extension | 60 | 2022 | Rencana |
| 39 | Trisakti | 70/20 kV | Uprating | 30 | 2023 | Rencana |
| 40 | Asam-Asam | 150/20 kV | Uprating | 60 | 2023 | Rencana |
| 41 | Bandara | 150/20 kV | Extension | 60 | 2023 | Rencana |
| 42 | Trisakti | 150/20 kV | Extension | 120 | 2024 | Rencana |
| 43 | Seberang Barito | 150/20 kV | Extension | 30 | 2024 | Rencana |
| 44 | Amuntai (arah Tamiang Layang) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2024 | Rencana |
| 45 | Cempaka | 150/20 kV | Extension | 120 | 2025 | Rencana |
| | Total | | | 1830 | | |

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 2025 termasuk untuk listrik pedesaan adalah 7.629 kms untuk JTM, 7.691 kms untuk JTR dan 658 MVA untuk trafo distribusi. Penambahan infrastruktur tersebut dimaksudkan untuk mendukung penambahan

pelanggan sebanyak 401 ribu . Rincian pengembangan sistem distribusi Kalimantan Selatan ditunjukkan pada Tabel C2.8.

Tabel C2.8 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 637 | 520 | 65 | 44,653 |
| 2017 | 593 | 573 | 55 | 46,312 |
| 2018 | 596 | 643 | 62 | 48,089 |
| 2019 | 667 | 715 | 71 | 50,043 |
| 2020 | 722 | 770 | 74 | 50,730 |
| 2021 | 782 | 833 | 83 | 52,191 |
| 2022 | 802 | 812 | 66 | 27,153 |
| 2023 | 871 | 874 | 70 | 27,275 |
| 2024 | 945 | 941 | 66 | 27,414 |
| 2025 | 1,013 | 1,009 | 45 | 27,651 |
| 2016-2025 | 7,629 | 7,691 | 658 | 401,511 |

C2.4 Sistem Kelistrikan Isolated

Kalimantan Selatan dengan wilayah daratan yang sangat luas mempunyai banyak kelompok penduduk yang tersebar jauh dan terisolasi. Sistem kelistrikannya dipasok dari PLTD dan dikelola oleh Unit Listrik Desa (ULD). Sistem ini secara bertahap diupayakan dapat tersambung ke grid (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. Selain itu PLN juga akan bekerja sama dengan investor untuk mengembangkan PLTS komunal melalui kontrak IPP.

C2.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 di Provinsi Kalimantan Selatan diberikan pada Tabel C2.9.

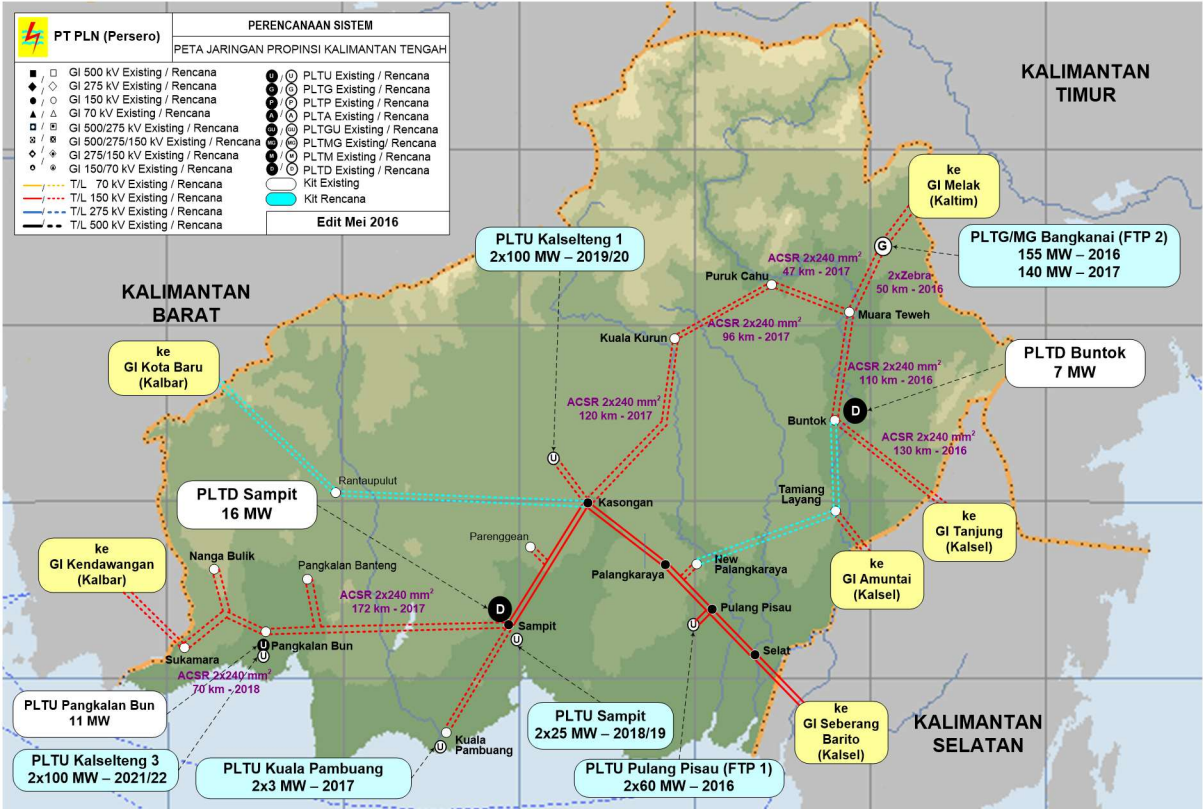
Tabel C2.9 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|--------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|-----------------------------|
| 2016 | 2,486 | 3,035 | 493 | 7 | 390 | 516 | 147 |
| 2017 | 2,911 | 3,600 | 567 | 14 | 240 | 98 | 93 |
| 2018 | 3,219 | 4,023 | 622 | 302 | 210 | 186 | 425 |
| 2019 | 3,553 | 4,404 | 678 | 200 | 300 | 32 | 333 |
| 2020 | 3,897 | 4,793 | 736 | 100 | 90 | 0 | 178 |
| 2021 | 4,240 | 5,178 | 793 | 100 | 120 | 0 | 110 |
| 2022 | 4,552 | 5,526 | 845 | 0 | 60 | 0 | 35 |
| 2023 | 4,884 | 5,899 | 900 | 2 | 150 | 0 | 44 |
| 2024 | 5,238 | 6,291 | 958 | 202 | 150 | 138 | 267 |
| 2025 | 5,614 | 6,715 | 1,021 | 65 | 120 | 0 | 139 |
| Jumlah | | | | 992 | 1,830 | 970 | 1,770 |

LAMPIRAN C.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI KALIMANTAN TENGAH

C3.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Kalimantan Tengah dipasok dari sistem interkoneksi 150 kV Barito melalui beberapa GI di Kalteng yaitu GI Selat, GI Pulang Pisau, GI Palangkaraya, GI Kasongandan GI Sampit. GI Selat memasok beban di Kabupaten Kuala Kapuas dan sekitarnya, GI Pulang Pisau memasok beban di Kabupaten Pulang Pisau, GI Palangkaraya memasok beban Kota Palangkaraya, GI Kasongan memasok Kabupaten Katingan dan GI Sampit memasok sebagian daerah Kab Kotawaringin Timur dan Kabupaten Seruyan. Sistem kelistrikan lainnya merupakan sistem isolated dengan daya mampu pembangkitan rata-rata dalam kondisi cukup namun tanpa cadangan yang memadai. Peta sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah dan rencana pengembangannya sebagaimana diperlihatkan pada Gambar B. 3.1



Gambar C3.1. Peta kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah

Kapasitas terpasang seluruh pembangkit di Provinsi Kalimantan Tengah adalah 186 MW, dengan daya mampu sekitar 155 MW dan beban puncak tertinggi *non coincident* adalah 198 MW. Sebagian beban Kalimantan Tengah yaitu 123 MW dipasok dari Sistem Barito dan selebihnya 75 MW tersebar di berbagai tempat terisolasi dipasok dari pembangkit setempat.

Sampai dengan triwulan III tahun 2015, jumlah pelanggan PLN di Provinsi Kalimantan Tengah adalah 465 ribu pelanggan dengan rasio jumlah pelanggan rumah tangga

berlistrik PLN pada tahun 2015 adalah sebesar 62,44%. Rincian data pembangkitan, kemampuan mesin dan beban puncak tertinggi sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah dapat dilihat pada Tabel C3.1.

Tabel C3.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah

| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Daya Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|-----------------|-----------------------|----------|-------------------|-----------------|---------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Sistem Barito | PLTD | BBM | PLN | 32.4 | 20.3 | 123.45 |
| | | PLTD | BBM | SWASTA - SEWA | 41.5 | 39 | |
| | | PLTU | Batubara | SWASTA - EXCESS | 3 | 3 | |
| | | PLTG | Biogas | SWASTA - EXCESS | 3 | 3 | |
| | | JUMLAH : | | | 79.9 | 65.3 | |
| 2 | Sistem Pangkalan Bun | PLTD | BBM | PLN | 12.82 | 6.4 | 29.65 |
| | | PLTD | BBM | SWASTA - SEWA | 13.4 | 13.4 | |
| | | PLTU | Biomass | SWASTA - EXCESS | 2 | 2 | |
| | | PLTU | Batubara | SWASTA - IPP | 11 | 11 | |
| | | JUMLAH : | | | 39.22 | 32.8 | |
| 3 | Sistem Buntok | PLTD | BBM | PLN | 5.58 | 4.3 | 9.13 |
| | | PLTD | BBM | SWASTA - SEWA | 7 | 7 | |
| | | JUMLAH : | | | 12.58 | 11.3 | |
| 4 | Sistem Muara Teweh | PLTD | BBM | PLN | 3.53 | 2.7 | 8.23 |
| | | PLTD | BBM | SWASTA - SEWA | 7.5 | 7.5 | |
| | | JUMLAH : | | | 11.03 | 10.2 | |
| 5 | Sistem Kuala Pambuang | PLTD | BBM | PLN | 1.8 | 1.1 | 3.07 |
| | | PLTD | BBM | SWASTA - SEWA | 4 | 4 | |
| | | JUMLAH : | | | 5.8 | 5.1 | |
| 6 | Sistem Nanga Bulik | PLTD | BBM | PLN | 2.5 | 1.7 | 3.58 |
| | | PLTD | BBM | SWASTA - SEWA | 2 | 2 | |
| | | JUMLAH : | | | 4.5 | 3.7 | |
| 7 | Sistem Kuala Kurun | PLTD | BBM | PLN | 2.07 | 0.9 | 3.32 |
| | | PLTD | BBM | SWASTA - SEWA | 3 | 3 | |
| | | JUMLAH : | | | 5.07 | 3.9 | |
| 8 | Sistem Puruk Cahu | PLTD | BBM | PLN | 1.5 | 0.8 | 3.94 |
| | | PLTD | BBM | SWASTA - SEWA | 4 | 4 | |
| | | JUMLAH : | | | 5.5 | 4.8 | |
| 9 | Sistem Sukamara | PLTD | BBM | PLN | 1 | 0.7 | 2.51 |
| | | PLTD | BBM | SWASTA - SEWA | 2 | 2 | |
| | | JUMLAH : | | | 3 | 2.7 | |
| 10 | ULD Isolated Tersebar | PLTD | BBM | PLN | 19.7 | 14.9 | 11.1 |
| TOTAL KALTENG : | | | | | 186.3 | 154.7 | 197.98 |

C3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Kalimantan Tengan dalam lima tahun terakhir tumbuh cukup tinggi yaitu rata-rata sebesar 6,8% 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 5 tahun mendatang diperkirakan masih tinggi.

Memperhatikan realisasi penjualan dalam lima tahun sebelumnya termasuk dengan memperhitungkan daftar tunggu yang cukup besar dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan jumlah penduduk dan

peningkatan rasio elektrifikasi dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik Provinsi Kalimantan Tengah tahun 2016–2025 diberikan pada Tabel C3.2.

Tabel C3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Tengah

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------|-----------------|----------------|-------------------|-----------|
| 2016 | 8.4 | 1,175 | 1,411 | 236 | 514,700 |
| 2017 | 9.1 | 1,348 | 1,649 | 272 | 553,799 |
| 2018 | 9.6 | 1,483 | 1,838 | 296 | 596,043 |
| 2019 | 10.2 | 1,634 | 2,002 | 322 | 641,841 |
| 2020 | 8.2 | 1,786 | 2,163 | 349 | 689,159 |
| 2021 | 8.2 | 1,946 | 2,334 | 376 | 737,862 |
| 2022 | 8.2 | 2,120 | 2,519 | 406 | 789,821 |
| 2023 | 8.2 | 2,310 | 2,720 | 438 | 845,256 |
| 2024 | 8.2 | 2,464 | 2,885 | 464 | 880,285 |
| 2025 | 8.2 | 2,631 | 3,066 | 493 | 916,425 |
| Pertumbuhan (%) | 7.4 | 9.4% | 9.1% | 8.6% | 6.6% |

C3.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan 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. Survey 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 C3.3

Tabel C3.3 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 |
| TOTAL | | | 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 C3.4 berikut.

Tabel C3.4 Potensi Tenaga Air di Kalimantan Tengah

| No | Nama Bendungan | Kabupaten | Kapasitas |
|-------|------------------|-------------|-----------|
| 1 | PLTA Riam Jerawi | Katingan | 72 MW |
| 2 | PLTA Muara Juloi | Murung Raya | 284 MW |
| Total | | | 356 MW |

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan beban sampai dengan tahun 2025 termasuk memenuhi daftar tunggu, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 883 MW. Jenis pembangkit yang akan dibangun adalah PLTU batubara di beberapa lokasi dan PLTG/MG gas alam di Bangkanai sebagai pembangkit *peaker* dengan menggunakan *CNG (compressed natural gas)* sebagai *storage* serta beberapa pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTBM dan PLT sampah. Tabel C3.5 berikut menampilkan perincian pengembangan pembangkit di Kalimantan Tengah.

Tabel C3.5 Rencana Pengembangan Pembangkit

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|---------------------|---------|-------------------|----------------|---------|------------|
| 1 | Bangkanai (FTP2) | PLTMG | PLN | 155 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Pulang Pisau (FTP1) | PLTU | PLN | 2x60 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Bangkanai (FTP2) | PLTG/MG | PLN | 140 | 2017 | Rencana |
| 4 | Kuala Pambuang | PLTU | PLN | 2x3 | 2017 | Konstruksi |
| 5 | Sampit | PLTU | PLN | 2x25 | 2018/19 | Konstruksi |
| 6 | Tersebar | PLTSa | Swasta | 2 | 2017 | Rencana |
| 7 | Tersebar | PLTBM | Swasta | 10 | 2018 | Rencana |
| 8 | Kalselteng 1 | PLTU | Swasta | 2x100 | 2019/20 | Committed |
| 9 | Kalselteng 3 | PLTU | Swasta | 2x100 | 2021/22 | Pengadaan |
| JUMLAH | | | | 883 | | |

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Rencana pembangunan transmisi 150 kV dimaksudkan untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke pusat beban, menyambung sistem isolated masuk ke grid Barito dan untuk meningkatkan keandalan sistem. Lokasi PLTG/MG Bangkanai jauh dari pusat beban dan sebaran penduduknya sangat berjauhan sehingga transmisi 150 kV yang akan dibangun sangat panjang. Pembangunan transmisi ini akan dapat melistriki lebih banyak penduduk Kalimantan Tengah sekaligus untuk mengambil alih peran PLTD minyak sehingga masuk ke grid Kalselteng 150 kV. Selama tahun 2016-2025 transmisi 150 kV yang akan dibangun adalah sekitar 2.616 kms. Sesuai Gambar B 3.1. terdapat rencana interkoneksi dengan sistem Kalimantan Barat untuk meningkatkan keandalan pasokan dan fleksibilitas operasi. Rincian rencana pembangunan transmisi ditampilkan dalam Tabel C3.6.

Tabel C3.6 Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|----------------------|-----------------------------------|----------|-------------------------|------|------|---------------|
| 1 | Tanjung | Buntok | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 260 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Muara Teweh | Buntok | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 220 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | PLTG/MG Bangkanai | Muara Teweh | 150 kV | 2 cct, 2 x Zebra | 100 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | PLTU Pulang Pisau | Incomer 2 phi (P. Raya -Selat) | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 4 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | PLTU Sampit | Incomer / Sampit | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 84 | 2017 | Konstruksi |
| 6 | Sampit | Pangkalan Bun | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 344 | 2017 | Konstruksi |
| 7 | Muara Teweh | Puruk Cahu | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 94 | 2017 | Konstruksi |
| 8 | Puruk Cahu | Kuala Kurun | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 196 | 2017 | Konstruksi |
| 9 | Paringin | Inc. 1 phi (Barikin-Tanjung) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 2 | 2017 | Rencana |
| 10 | Palangkaraya [New] | Incomer 1 phi (Selat - P raya) | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 2 | 2017 | Rencana |
| 11 | Parenggean | Incomer 1 phi (Kasongan - Sampit) | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 30 | 2017 | Rencana |
| 12 | GI Pangkalan Banteng | Incomer 1-phi (P Bun-Sampit) | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 48 | 2017 | Rencana |
| 13 | Kasongan | Kuala Kurun | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 240 | 2018 | Rencana |
| 14 | GI Pangkalan Bun | GI Sukamara | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 140 | 2018 | Rencana |
| 15 | GI Nangabulik | Incomer 1-phi (P Bun-S mara) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 70 | 2018 | Rencana |
| 16 | Palangkaraya | Selat | 150 kV | 2 cct, Uprating ke AC3 | 248 | 2018 | Rencana |
| 17 | Selat | Seberang Barito | 150 kV | 2 cct, Uprating ke AC3 | 84 | 2018 | Rencana |
| 18 | PLTU Kalselteng 1 | Kasongan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 120 | 2018 | Rencana |
| 19 | Amuntai | Tamiang Layang | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 30 | 2024 | Rencana |
| 20 | Sampit | Kuala Pambuang | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 160 | 2024 | Rencana |
| 21 | Sukamara | Kendawangan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 140 | 2025 | Rencana |
| | Total | | | | 2616 | | |

Pengembangan Gardu Induk

Selama periode 2016-2025, akan dibangun gardu induk baru dan dilakukan perluasan untuk beberapa gardu induk. Total tambahan kapasitas trafo adalah 870 MVA, termasuk trafo untuk perluasan. Rencana pengembangan gardu induk ditunjukkan pada Tabel C3.7.

Tabel C3.7 Rencana Pengembangan GI

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|------------------------------|-----------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Buntok | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Muara Teweh | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Pangkalan Bun | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Pengadaan |
| 4 | Parenggean | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 5 | New Palangkaraya | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 6 | Puruk Cahu | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Konstruksi |
| 7 | Pangkalan Banteng | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 8 | Kuala Kurun | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Konstruksi |
| 9 | Sukamara | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 10 | Nangabulik | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 11 | Tamiang Layang | 150/20 kV | New | 30 | 2024 | Rencana |
| 12 | Kuala Pambuang | 150/20 kV | New | 30 | 2024 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 13 | Buntok Ext LB | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 14 | Muara Teweh Ext LB (PLTG) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 15 | Sampit | 150/20 kV | Extension | 30 | 2016 | Rencana |
| 16 | Sampit Ext LB | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2017 | Konstruksi |
| 17 | Kuala Kurun (arah Kasongan) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 18 | Kasongan (Arah Kuala Kurun) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 19 | Kasongan | 150/20 kV | Extension | 60 | 2017 | Rencana |
| 20 | Pangkalan Bun | 150/20 kV | Extension | 60 | 2017 | Rencana |
| 21 | Sampit Ext LB (PLTU Sampit) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2018 | Konstruksi |
| 22 | Sampit | 150/20 kV | Extension | 60 | 2018 | Rencana |
| 23 | Selat | 150/20 kV | Uprating | 60 | 2020 | Rencana |
| 24 | Buntok | 150/20 kV | Extension | 30 | 2022 | Rencana |
| 25 | Palangkaraya | 150/20 kV | Extension | 60 | 2023 | Rencana |
| 26 | New Palangkaraya | 150/20 kV | Extension | 60 | 2023 | Rencana |
| 27 | Pangkalan Bun | 150/20 kV | Extension | 60 | 2025 | Rencana |
| | Total | | | 870 | | |

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, dilakukan juga rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan. Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2016-2025 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 9.539 kms untuk JTM, 5.334 kms untuk JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 463 MVA. Secara rinci penambahan infrastruktur tersebut ditampilkan pada Tabel C3.8.

Untuk meningkatkan rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN dan melayani pelanggan lebih banyak setelah pembangkit sudah cukup, khusus pada tahun 2016 akan disambung sekitar 36 ribu pelanggan baru dan tahun-tahun berikutnya akan disambung rata-rata 43 ribu pelanggan per tahun.

Tabel C3.8 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 301 | 246 | 82 | 36,155 |
| 2017 | 275 | 266 | 69 | 39,099 |
| 2018 | 275 | 296 | 79 | 42,244 |
| 2019 | 307 | 329 | 90 | 45,798 |
| 2020 | 331 | 353 | 94 | 47,318 |
| 2021 | 359 | 382 | 105 | 48,703 |
| 2022 | 374 | 378 | 86 | 51,959 |
| 2023 | 412 | 414 | 92 | 55,435 |
| 2024 | 445 | 443 | 87 | 35,029 |
| 2025 | 475 | 473 | 60 | 36,140 |
| 2016-2025 | 9,539 | 5,334 | 463 | 545,890 |

C3.4 Sistem-Sistem Isolated

Sistem kelistrikan 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, direncanakan dibangun PLTMG *dual fuel* sambil menunggu beban cukup besar untuk dibangun transmisi 150 kV ke sistem Barito. Sedangkan untuk daerah isolated yang bebannya masih rendah, direncanakan akan dibangun beberapa PLTS komunal *hybrid* dengan PLTD.

C3.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2025 sebagaimana diperlihatkan pada Tabel C3.9.

Tabel C3.9 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|--------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------------|
| 2016 | 1,175 | 1,411 | 236 | 275 | 90 | 668 | 471 |
| 2017 | 1,348 | 1,649 | 272 | 148 | 300 | 716 | 293 |
| 2018 | 1,483 | 1,838 | 296 | 35 | 150 | 902 | 248 |
| 2019 | 1,634 | 2,002 | 322 | 125 | 0 | 0 | 223 |
| 2020 | 1,786 | 2,163 | 349 | 100 | 60 | 0 | 185 |
| 2021 | 1,946 | 2,334 | 376 | 100 | 0 | 0 | 182 |
| 2022 | 2,120 | 2,519 | 406 | 100 | 30 | 0 | 189 |
| 2023 | 2,310 | 2,720 | 438 | 0 | 120 | 0 | 56 |
| 2024 | 2,464 | 2,885 | 464 | 0 | 60 | 190 | 97 |
| 2025 | 2,631 | 3,066 | 493 | 0 | 60 | 140 | 81 |
| Jumlah | | | | 883 | 870 | 2,616 | 2,025 |

LAMPIRAN C.4

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI KALIMANTAN TIMUR

C4.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan di Kalimantan Timur terdiri atas sistem interkoneksi 150 kV dan sistem isolated 20 kV. Secara keseluruhan, peran pembangkit-pembangkit berbahan bakar minyak sudah mulai berkurang dengan beroperasinya PLTU IPP CFK ekspansi 50 MW dan PLTG IPP Senipah 82 MW, sehingga biaya pokok produksi sudah mulai turun. Peta kelistrikan Provinsi Kalimantan Timur secara sederhana ditunjukkan pada Gambar C4.1. Pada Bulan September 2015, kapasitas terpasang keseluruhan sistem adalah 771 MW, daya mampu sekitar 508 MW dan beban puncak 481 MW (termasuk *captive power*) serta beberapa sistem isolated 20 kV tersebar dengan beban diatas 10 MW sesuai Tabel C4.1.

Tabel C4.1 Kondisi kelistrikan sistem Kaltim sd. September 2015

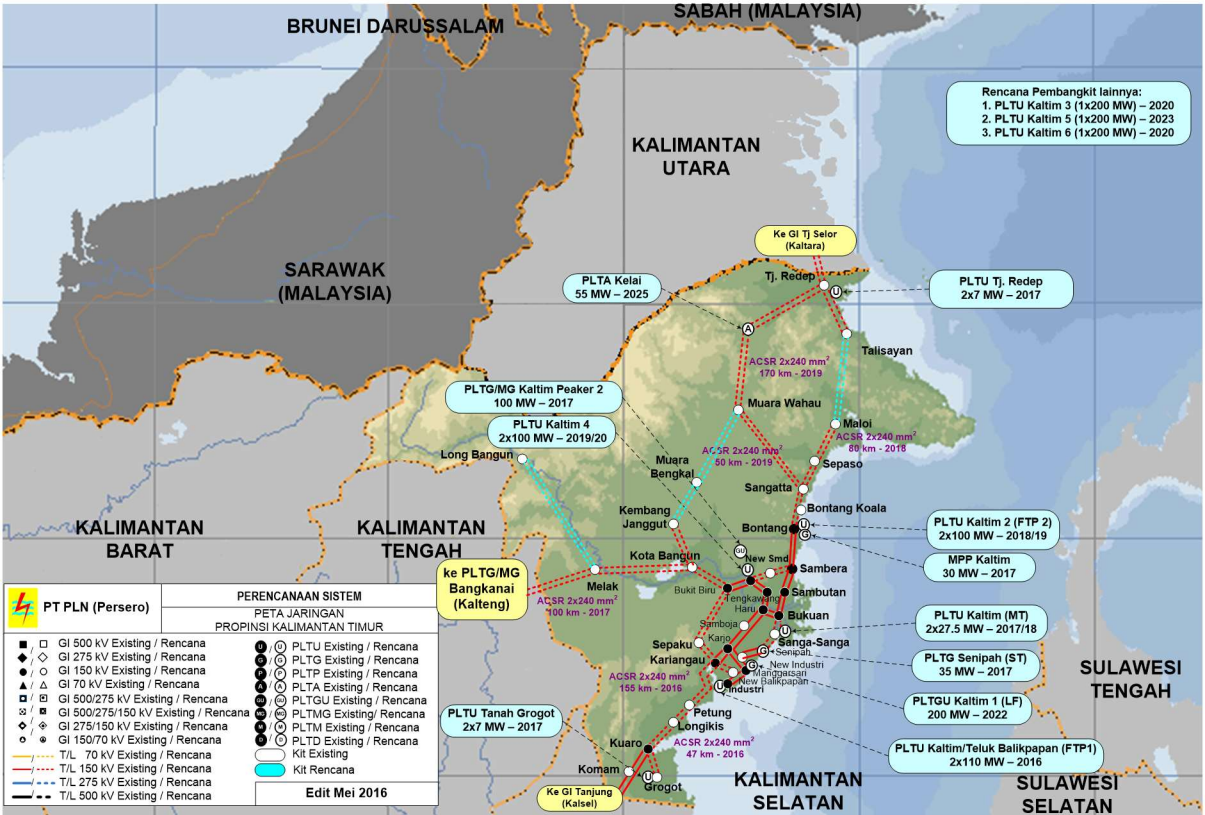
| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Daya Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|-------|--------------|-------------|-------------------|------------|---------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Mahakam | PLTU/GU/G/D | Batubara/Gas/BBM | Swasta/PLN | 660.6 | 425.2 | 405.1 |
| 2 | Petung | PLTD/MG | BBM/Gas | PLN | 21.2 | 14.0 | 13.8 |
| 3 | Tanah Grogot | PLTD | BBM | PLN | 17.2 | 13.8 | 13.2 |
| 4 | Melak | PLTD | BBM | PLN | 24.7 | 16.0 | 11.0 |
| 5 | Sangattta | PLTD | BBM | PLN | 19.7 | 18.2 | 17.1 |
| 6 | Berau | PLTU/D | Batubara/BBM | PLN | 27.6 | 21.4 | 20.9 |
| TOTAL | | | | | 771.0 | 508.4 | 481.0 |

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Kalimantan Timur adalah sebesar 85,80%.

Sistem kelistrikan 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. Pertumbuhan beban di sistem ini sangat tinggi dan diperkirakan pada akhir tahun 2015 beban puncak akan mencapai 457 MW sudah termasuk *captive power* yang akan dilayani oleh PLN. 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*. Kemampuan sistem ini masih terbatas karena belum tersedia cadangan yang cukup sehingga penambahan pelanggan baru terutama yang memerlukan daya cukup besar, masih dikendalikan dan disesuaikan dengan kemampuan pembangkit. Apabila terdapat pemeliharaan atau gangguan unit pembangkit kapasitas besar, maka sistem ini bisa mengalami defisit daya.

Sistem kelistrikan di beberapa Kabupaten lainnya yaitu Kabupaten Kutai Barat (Melak), Kutai Timur (Sangatta), Penajam Paser Utara (Petung), Kabupaten Paser (Tanah Grogot) dan Kabupaten Mahakam Ulu (Long Bagun), masih dilayani melalui jaringan tegangan menengah 20 kV dan dipasok dari PLTD BBM. Khusus untuk kota Petung, selain PLTD BBM juga dipasok dari PLTMG berbahan bakar gas alam. Kemampuan daya di sistem kelistrikan ini juga sama, yaitu masih mengalami

keterbatasan akibat dalam beberapa tahun terakhir hampir tidak ada penambahan kapasitas pembangkit baru, sedangkan beban yang ada terus tumbuh dengan cepat. Untuk beberapa daerah yang berpenduduk relatif sedikit dan terpencil, sistem kelistrikannya masih sangat kecil dan dilayani jaringan tegangan rendah 220 volt yang tersambung langsung dengan PLTD setempat.



Gambar C4.1 Peta kelistrikan di Provinsi Kaltim

C4.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Kalimantan Timur

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Kaltim dalam 5 tahun terakhir rata-rata sekitar 6,3% per tahun selama 2010–2014. Pertumbuhan penjualan tenaga listrik tumbuh rata-rata 8,78% per tahun. Porsi terbesar pemakaian listrik adalah dari pelanggan sektor rumah tangga (rata-rata 61,37% per di tahun 2014).

Dalam beberapa tahun terakhir, kondisi sistem kelistrikan di Kaltim masih belum mampu mengimbangi pertumbuhan beban listrik yang begitu tinggi karena keterbatasan daya pembangkit. Akibatnya daftar tunggu terutama calon pelanggan bisnis dan industri belum dapat dilayani, membuat tambahan beban yang akan datang diperkirakan naik cukup tinggi setelah PLTU batubara beroperasi.

Mengacu pada realisasi penjualan tenaga listrik, termasuk adanya daftar tunggu calon pelanggan yang cukup besar, dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan usaha meningkatkan rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 ditunjukkan pada Tabel C5.2. Daftar tunggu konsumen besar akan dapat dilayani setelah pembangkit-pembangkit baru skala besar yang saat ini dalam tahap konstruksi sudah beroperasi.

Tabel C4.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|--------------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-----------|
| 2016 | 8.7 | 3,154 | 3,623 | 624 | 916,993 |
| 2017 | 9.3 | 3,548 | 4,070 | 700 | 984,106 |
| 2018 | 9.8 | 3,934 | 4,510 | 776 | 1,048,646 |
| 2019 | 10.5 | 4,384 | 5,021 | 863 | 1,112,472 |
| 2020 | 8.4 | 4,783 | 5,472 | 940 | 1,162,278 |
| 2021 | 8.4 | 5,213 | 5,962 | 1,024 | 1,208,669 |
| 2022 | 8.4 | 5,661 | 6,473 | 1,111 | 1,237,510 |
| 2023 | 8.4 | 6,149 | 7,029 | 1,205 | 1,267,233 |
| 2024 | 8.4 | 6,680 | 7,635 | 1,308 | 1,297,878 |
| 2025 | 8.4 | 7,259 | 8,292 | 1,420 | 1,329,486 |
| Pertumbuhan (%) | 8.9% | 9.7% | 9.6% | 9.6% | 4.2% |

C4.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Sebagai upaya untuk memenuhi kebutuhan listrik yang tinggi di Provinsi Kalimantan Timur, direncanakan akan dibangun pembangkit, transmisi, gardu induk dan jaringan distribusi, dengan mempertimbangkan ketersediaan potensi energi primer setempat.

Potensi Energi Primer

Kalimantan Timur sebagai daerah penghasil batubara dan migas dalam jumlah besar merupakan lumbung energi nasional. Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Pemprov Kalimantan Timur, sumber energi yang ada meliputi (termasuk Kalimantan Utara):

- Cadangan batubara mencapai 25 milyar ton dengan tingkat produksi mencapai 120 juta ton per tahun,
- 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 tenaga air cukup besar, antara lain 350 MW di Tabang, Kutai Kartanegara yang lokasinya sekitar 214 km dari kota Tenggarong dan 630 MW Boh 2 di Kabupaten Kutai Kartanegara yang perlu dilakukan studi lebih lanjut.
- Potensi tenaga air mini Hydro antara 200 kW hingga 500 kW di sebelah hulu sungai Mahakam, juga perlu dilakukan studi lebih lanjut.

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 2016-2025, direncanakan tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 2.313 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C4.3 berikut.

Tabel C4.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|--------------------------|---------|----------------------|-------------------|-----------|------------|
| 1 | Teluk Balikpapan (FTP1) | PLTU | PLN | 2x110 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | MPP Kaltim | PLTG/MG | PLN | 30 | 2017 | Pengadaan |
| 3 | Tanjung Redep | PLTU | PLN | 2x7 | 2017 | Konstruksi |
| 4 | Kaltim Peaker 2 | PLTG/MG | PLN | 100 | 2017 | Rencana |
| 5 | Kelai | PLTA | PLN | 55 | 2025 | Rencana |
| 6 | Tersebar | PLTA | PLN | 200 | 2024/25 | Rencana |
| 7 | Tanah Grogot | PLTU | Swasta | 2x7 | 2017 | Konstruksi |
| 8 | Senipah (ST) | PLTGU | Swasta | 35 | 2017 | Pengadaan |
| 9 | Tersebar | PLTBM | Swasta | 21.6 | 2017/18 | Rencana |
| 10 | Kaltim (MT) | PLTU | Swasta | 2x27.5 | 2017/18 | Konstruksi |
| 11 | Kaltim (FTP2) | PLTU | Swasta | 2x100 | 2018/19 | Committed |
| 12 | Tersebar | PLTSa | Swasta | 18 | 2018-2025 | Rencana |
| 13 | Kaltim 4 | PLTU | Swasta | 2x100 | 2019/20 | Pengadaan |
| 14 | Kaltim 3 | PLTU | Swasta | 1x200 | 2020 | Pengadaan |
| 15 | Kaltim 6 | PLTU | Swasta | 1x200 | 2020 | Pengadaan |
| 16 | Tersebar | PLTA | Swasta | 350 | 2024/25 | Rencana |
| 17 | Kaltim 1 (Load Follower) | PLTGU | Unallocated | 200 | 2022 | Rencana |
| 18 | Kaltim 5 | PLTU | Unallocated | 1x200 | 2023 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 2,313 | | |

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Beban Sistem kelistrikan Kalimantan Timur sudah cukup besar tetapi masih banyak daerah yang belum terjangkau oleh sistem interkoneksi Mahakam. Sebagai upaya untuk mengembangkan kelistrikan di Kaltim dan menurunkan penggunaan BBM, di daerah-daerah terpencil yang masih menggunakan PLTD secara bertahap akan dibangun jaringan transmisi 150 kV dan diinterkoneksi dengan sistem Mahakam.

Untuk mempercepat pengembangan kelistrikan di Kabupaten Kutai Barat (Melak) akan dibangun Transmisi 150 kV dari PLTMG Bangkanai ke Melak, jalur tersebut nantinya akan menjadi backbone interkoneksi 150 kV dari Kalimantan Tengah ke Kalimantan Timur melalui daerah Tanjung Issuy dan Muara Muntai.

Untuk menginterkoneksi 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 melalui Sangatta, Muara Wahau. Selama periode 2016-2025, direncanakan pengembangan jaringan transmisi 150 kV sepanjang 2.099 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 367 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C4.4.

Tabel C4.4. Rencana Pengembangan Transmisi di Kaltim

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|-----------------------|----------------------------------|----------|-------------------------|------|------|---------------|
| 1 | Kuaro | Perbatasan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 93 | 2016 | Operasi |
| 2 | PLTU Teluk Balikpapan | Incomer 2 phi (Karjo - Kuaro) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 428 mm2 | 16 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Senipah | Palaran | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 110 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Karang Joang | Kuaro | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 182 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Petung | Incomer 2 phi (Karjo - Kuaro) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 46 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Tenggarong | Kota Bangun | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | GI New Balikpapan | Incomer 2 phi (Manggarsari-Indus | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 2 | 2016 | Rencana |
| 8 | Bontang | Sangatta | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 90 | 2017 | Konstruksi |
| 9 | New Samarinda | Embalut | 150 kV | 2 cct, 2xZebra | 32 | 2017 | Pengadaan |
| 10 | PLTG Bangkanai | Melak | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 200 | 2017 | Rencana |
| 11 | New Samarinda | Sambera | 150 kV | 2 cct, 2xZebra | 40 | 2017 | Rencana |
| 12 | GI New Balikpapan | GI Kariangau | 150 kV | 2 cct, 2xZebra | 40 | 2017 | Rencana |
| 13 | Kuaro | Grogot | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 32 | 2017 | Rencana |
| 14 | PLTU Kaltim 2 (FTP-2) | Bontang | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 30 | 2017 | Rencana |
| 15 | Melak | GI Kotabangun | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 268 | 2017 | Rencana |
| 16 | Lati | Tanjung Redep | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 60 | 2017 | Rencana |
| 17 | Sangatta | Maloi | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 160 | 2018 | Rencana |
| 18 | Muara Wahau | Sangatta | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 100 | 2019 | Rencana |
| 19 | Muara Wahau | Tanjung Redep | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 240 | 2019 | Rencana |
| 20 | Tanjung Redep | Talisayan | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 70 | 2019 | Rencana |
| 21 | Tenggarong/Bukit Biru | Sepaku | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 70 | 2020 | Rencana |
| 22 | Kariangau | Sepaku | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 50 | 2020 | Rencana |
| 23 | Kembang Janggut | Kotabangun | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 40 | 2020 | Rencana |
| 24 | PLTU Kaltim 3 | Bukuan/Palaran | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 8 | 2020 | Rencana |
| | Total | | | | 2099 | | |

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Rencana pengembangan GI di Kalimantan Timur sebagian besar untuk menjangkau sistem isolated menggantikan peran PLTD dan sebagian lainnya untuk peningkatan pelayanan dan keandalan serta untuk mengantisipasi GI yang sudah tidak dapat dikembangkan lagi.

Jumlah GI 150 kV yang akan dibangun dalam periode 2016-2025 tersebar di 27 baru serta untuk perluasannya, dengan kapasitas total 2.650 MVA. Rincian pengembangan gardu induk di Provinsi Kalimantan Timur diperlihatkan pada Tabel C4.5.

Tabel C4.5 Pengembangan GI

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|---|-----------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Senipah | 150/20 kV | NEW | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Kariangau | 150/20 kV | NEW | 60 | 2016 | Rencana |
| 3 | Kotabangun | 150/20 kV | NEW | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | New Balikpapan | 150/20 kV | NEW | 60 | 2016 | Pengadaan |
| 5 | New Samarinda | 150/20 kV | NEW | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Petung | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Kuaro / Tanah Grogot | 150/20 kV | NEW | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | New Industri | 150/20 kV | NEW | 60 | 2017 | Rencana |
| 9 | Melak | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 10 | Lati | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 11 | Sanga-Sanga | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 12 | Sangatta | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 13 | Tana Paser (Grogot) | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 14 | Komam (Batu Sopang) | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 15 | Longikis | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 16 | Berau / Tj Redep | 150/20 kV | NEW | 60 | 2017 | Rencana |
| 17 | Sepaso | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 18 | Maloy | 150/20 kV | NEW | 30 | 2018 | Rencana |
| 19 | Samboja | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 20 | Talisayan | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 21 | Bontang Koala | 150/20 kV | New | 60 | 2019 | Rencana |
| 22 | Muara Wahau | 150/20 kV | New | 30 | 2019 | Rencana |
| 23 | Kembang Janggut | 150/20 kV | New | 30 | 2020 | Rencana |
| 24 | Semai-Sepaku | 150/20 kV | New | 30 | 2020 | Rencana |
| 25 | GIS Balikpapan | 150/20 kV | New | 120 | 2021 | Rencana |
| 26 | GIS Samarinda | 150/20 kV | New | 120 | 2021 | Rencana |
| 27 | Muara Bengkal | 150/20 kV | New | 30 | 2022 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 28 | Bukuan/Palaran | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 29 | Tenggarong / Bukit Biru | 150/20 kV | Uprating | 60 | 2016 | Rencana |
| 30 | Sambutan | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 31 | Industri/Gunung Malang | 150/20 kV | Uprating | 60 | 2016 | Rencana |
| 32 | Sei Kleidang / Harapan Baru | 150/20 kV | Uprating | 60 | 2016 | Rencana |
| 33 | Kotabangun | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 34 | Kariangau (arah New Balikpapan) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2016 | Rencana |
| 35 | Sambera (arah New Samarinda) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2016 | Rencana |
| 36 | Batakan/Manggarsari | 150/20 kV | Uprating | 60 | 2016 | Rencana |
| 37 | Bontang | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 38 | Bontang Ext LB | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2016 | Rencana |
| 39 | Embalut | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2016 | Rencana |
| 40 | PLTU Teluk Balikpapan (arah New Balikpapan) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2016 | Rencana |
| 41 | Kuaro (arah Grogot) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 42 | Bontang (arah PLTU Kaltim FTP2) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 43 | Karang Joang/Giri Rejo | 150/20 kV | Uprating | 60 | 2017 | Rencana |
| 44 | Petung | 150/20 kV | Extension | 60 | 2017 | Rencana |
| 45 | New Samarinda | 150/20 kV | Extension | 60 | 2018 | Rencana |
| 46 | Sangatta (arah M. Wahau) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 47 | Tanjung Redeb (arah M. Wahau) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 48 | New Balikpapan | 150/20 kV | Extension | 60 | 2019 | Rencana |
| 49 | Batakan/Manggarsari | 150/20 kV | Uprating | 60 | 2019 | Rencana |
| 50 | Kariangau (arah Sepaku) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 51 | Tenggarong (arah Sepaku) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 52 | Tana Paser (Grogot) | 150/20 kV | Extension | 60 | 2020 | Rencana |
| 53 | Tenggarong / Bukit Biru | 150/20 kV | Extension | 120 | 2021 | Rencana |
| 54 | Sangatta | 150/20 kV | Extension | 60 | 2021 | Rencana |
| 55 | Berau / Tj Redep | 150/20 kV | Extension | 60 | 2021 | Rencana |
| 56 | Tanjung Redeb (arah Talisayan) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2022 | Rencana |
| 57 | Sambutan | 150/20 kV | Extension | 60 | 2022 | Rencana |
| 58 | Karang Joang/Giri Rejo | 150/20 kV | Extension | 60 | 2022 | Rencana |
| 59 | Embalut | 150/20 kV | Extension | 60 | 2022 | Rencana |
| 60 | Tengkawang | 150/20 kV | Uprating | 60 | 2023 | Rencana |
| 61 | Maloy | 150/20 kV | Extension | 60 | 2024 | Rencana |
| 62 | Senipah | 150/20 kV | Extension | 60 | 2025 | Rencana |
| | Total | | | 2650 | | |

Pengembangan Distribusi

Rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan selama kurun waktu 2016-2025 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C4.6, untuk mendukung rencana penambahan pelanggan baru rata-rata 47 ribu sambungan per tahun. Jaringan distrubusi yang akan dibangun meliputi JTM sepanjang 7.647 kms, JTR sekitar 5.776 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 1.683 MVA.

Tabel C4.6. Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 786 | 585 | 170 | 63,789 |
| 2017 | 815 | 606 | 191 | 67,112 |
| 2018 | 840 | 625 | 214 | 64,540 |
| 2019 | 865 | 644 | 119 | 63,827 |
| 2020 | 874 | 650 | 130 | 49,806 |
| 2021 | 709 | 528 | 142 | 46,392 |
| 2022 | 713 | 530 | 156 | 28,841 |
| 2023 | 717 | 533 | 170 | 29,723 |
| 2024 | 721 | 536 | 187 | 30,645 |
| 2025 | 605 | 540 | 204 | 31,609 |
| 2016-2025 | 7,647 | 5,776 | 1,683 | 476,282 |

C4.4 Sistem Kelistrikan Isolated

Sistem Kelistrikan Daerah Terpencil

Sistem kelistrikan 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 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, PLN berencana mengembangkan kerjasama untuk meyerap kelebihan daya dalam rangka mengurangi konsumsi BBM, seperti yang saat ini telah dilakukan kerjasama *excess power* di Kembang Janggut (Pembangkit Biogas), Talisayan (Pembangkit Biomassa) dan Karangan Dalam (Pembangkit Biomassa).

Sistem Kelistrikan 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 PLMTH 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.

C.4.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 adalah sebagaimana terdapat dalam Tabel C4.7.

Tabel C4.7 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|-----------------|-----------------------|-------------------|-----------------|----------|-----------------|-----------------------|
| 2016 | 3,154 | 3,623 | 624 | 220 | 700 | 569 | 522 |
| 2017 | 3,548 | 4,070 | 700 | 233 | 540 | 792 | 490 |
| 2018 | 3,934 | 4,510 | 776 | 143 | 210 | 160 | 318 |
| 2019 | 4,384 | 5,021 | 863 | 200 | 210 | 410 | 428 |
| 2020 | 4,783 | 5,472 | 940 | 500 | 120 | 160 | 762 |
| 2021 | 5,213 | 5,962 | 1,024 | 0 | 480 | 0 | 82 |
| 2022 | 5,661 | 6,473 | 1,111 | 200 | 210 | 8 | 273 |
| 2023 | 6,149 | 7,029 | 1,205 | 206 | 60 | 0 | 334 |
| 2024 | 6,680 | 7,635 | 1,308 | 275 | 60 | 0 | 481 |
| 2025 | 7,259 | 8,292 | 1,420 | 336 | 60 | 0 | 572 |
| Jumlah | | | | 2,313 | 2,650 | 2,099 | 4,261 |

LAMPIRAN C.5
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI KALIMANTAN UTARA

C5.1 Kondisi Kelistrikan 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.

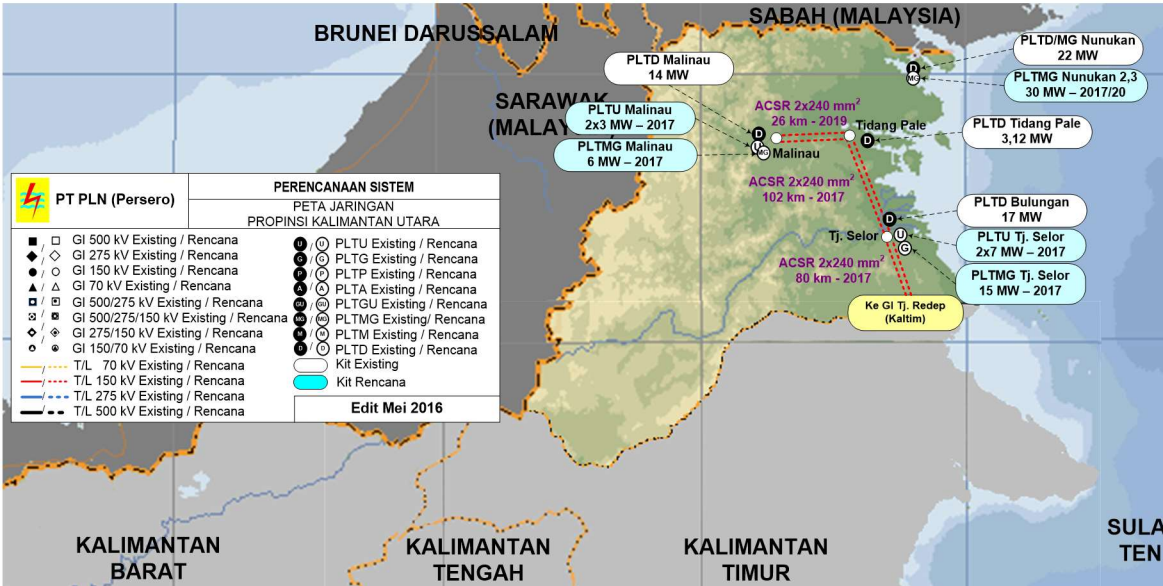
Sejalan dengan terbentuknya Provinsi Kalimantan Utara, maka kebutuhan tenaga listrik dalam beberapa tahun kedepan diperkirakan akan tumbuh tinggi, terutama di kota-kota besar yaitu Tanjung Selor sebagai ibukota provinsi dan ibukota Kabupaten yaitu Tana Tidung, Malinau serta Nunukan.

Sesuai kondisi geografis, sistem kelistrikan 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. Sampai dengan bulan September 2015, kapasitas terpasang pembangkit dengan beban diatas 1 MW adalah 69,4 MW, daya mampu sekitar 34,3 MW dan beban puncak 32,2 MW sesuai Tabel C5.1. Pada umumnya sistem kelistrikan 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 kelistrikannya masih sangat kecil dan dilayani jaringan tegangan rendah 220 volt yang tersambung langsung dengan PLTD setempat.

Pertumbuhan beban di Kalimantan Utara cukup tinggi dan diperkirakan pada akhir tahun 2015 beban puncak diperkirakan akan mencapai sekitar 35,6 MW. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 adalah sebesar 66,62%.

Tabel C5.1 Kondisi kelistrikan sistem Kalimantan Utara sd. September 2015

| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|--------------|-------------|---------|-------------------|---------|--------------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Bulungan | PLTD | BBM | PLN | 18.9 | 9.3 | 9.2 |
| 2 | Nunukan | PLTD/MG | BBM/Gas | PLN | 24.7 | 11.0 | 10.7 |
| 3 | Malinau | PLTD | BBM | PLN | 13.1 | 5.6 | 6.7 |
| 4 | Tidung Pale | PLTD | BBM | PLN | 3.4 | 2.7 | 1.6 |
| 5 | Bunyu | PLTMG/D | Gas/BBM | PLN | 4.0 | 2.6 | 1.3 |
| 6 | Sebatik | PLTD/S | BBM/Surya | PLN | 5.3 | 3.2 | 2.7 |
| TOTAL | | | | | 69.4 | 34.4 | 32.2 |



Gambar C5.1 Peta kelistrikan di Provinsi Kalimantan Utara

C5.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Kalimantan Utara

Pertumbuhan ekonomi kelima Kabupaten/Kota yang berada di wilayah Provinsi Kalimantan Utara (Kaltara) dalam lima tahun terakhir cukup tinggi yaitu mencapai rata-rata 8,06% per tahun selama 2010-2014. Kondisi ini sejalan dengan kebutuhan tenaga listrik yang tumbuh tinggi¹, yaitu mencapai rata-rata 11,06% per tahun. Pertumbuhan tertinggi adalah pada sektor rumah tangga (12,9% per tahun), sedangkan terendah adalah pada sektor industri.

Dalam beberapa tahun terakhir, kondisi sistem kelistrikan 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 tangga berlistrik PLN dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 ditunjukkan pada Tabel C5.2.

¹ Tidak termasuk Tarakan

Tabel C5.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------|-----------------|----------------|-------------------|-----------|
| 2016 | 8.7 | 223 | 248 | 48 | 65,161 |
| 2017 | 9.3 | 249 | 280 | 54 | 69,519 |
| 2018 | 9.8 | 275 | 310 | 59 | 73,651 |
| 2019 | 10.5 | 305 | 344 | 66 | 77,696 |
| 2020 | 8.4 | 331 | 378 | 73 | 80,737 |
| 2021 | 8.4 | 358 | 410 | 79 | 83,527 |
| 2022 | 8.4 | 387 | 443 | 86 | 85,101 |
| 2023 | 8.4 | 419 | 479 | 93 | 86,742 |
| 2024 | 8.4 | 453 | 518 | 101 | 88,452 |
| 2025 | 8.4 | 491 | 560 | 110 | 90,237 |
| Pertumbuhan (%) | 8.9% | 9.2% | 9.5% | 9.8% | 3.7% |

C5.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

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 Sebuks Blok Simenggaris sebesar 25 mscf, juga di lapangan Bangkudulis sebesar 18 mmscfd. Rencana Pemerintah, pasokan gas alam untuk kelistrikan akan ditingkatkan dari 7,65 tscf menjadi 7,9 tscf.
- Potensi tenaga air yang sangat besar, terdapat di daerah aliran sungai (DAS) Kayan mencapai sekitar 6.000 MW yang berlokasi sekitar 300 km dari rencana kawasan industri Maloi/Sangkulirang, Kalimantan Timur. Selain itu juga terdapat potensi PLTA Sembakung, PLTA Bahau dan PLTA Sesayap di Kabupaten Malinau. Potensi beberapa PLTA tersebut perlu dilakukan studi kelayakan untuk dapat dikembangkan lebih lanjut.
- Potensi tenaga air skala kecil untuk PLTMH di Krayan sekitar 2 MW.

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 komprehensif serta mempertimbangkan rencana jangka panjang interkoneksi antara Negara terkait dengan kemampuan menyerap energi listrik yang akan diproduksi, risiko berkenaan variasi musin yang terkait erat dengan daya mampu PLTA serta permasalahan kestabilan sistem.

Namun demikian, dalam rangka mempercepat pembangunan kelistrikan dan peningkatan ekonomi di Kaltara, bilamana terdapat pihak swasta yang bersedia mengembangkan potensi DAS Kayan menjadi PLTA Kayan *Cascade* yang diperuntukkan melayani beban kawasan industri khusus, maka PLN akan mempertimbangkan membeli kelebihan daya dari PLTA tersebut untuk melayani kebutuhan listrik di Kalimantan Utara sesuai kebutuhan.

Selama periode 2016-2025, direncanakan tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 291 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C5.3 berikut. Diluar Tabel tersebut, juga terdapat rencana pengembangan pembangkit energi terbarukan pada sistem berbeban diatas 3 MW yaitu dengan membangun PLTS IPP On-Grid (1 MW) yaitu di sistem Tanjung Selor.

Tabel C5.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|---------------|-------|-------------------|----------------|---------|------------|
| 1 | Malinau | PLTMG | PLN | 6 | 2017 | Pengadaan |
| 2 | Malinau | PLTU | PLN | 2x3 | 2017 | Konstruksi |
| 3 | Tanjung Selor | PLTMG | PLN | 15 | 2017 | Pengadaan |
| 4 | Tanjung Selor | PLTU | PLN | 2x7 | 2017 | Konstruksi |
| 5 | Nunukan 2 | PLTMG | PLN | 10 | 2017 | Pengadaan |
| 6 | Nunukan 3 | PLTMG | PLN | 20 | 2020 | Rencana |
| 7 | Tersebar | PLTA | Swasta | 220 | 2024/25 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 291 | | |

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan sistem kelistrikan 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 kelistrikan 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 dan Malinau sekaligus untuk mengantisipasi pemanfaatan potensi gas di lapangan Sembakung dan Bangkudulis. Selanjutnya akan disambung dengan sistem Kaltim agar menjadi lebih andal dan efisien.

Selama periode 2016-2025, direncanakan pengembangan jaringan transmisi 150 kV sepanjang 416 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 71 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C5.4.

Tabel C5.4. Rencana Pengembangan Transmisi di Kaltara

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|---------------|---------------|----------|-------------------------|-----|------|---------------|
| 1 | Tanjung Redep | Tanjung Selor | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 160 | 2017 | Pengadaan |
| 2 | Tj Selor | Tidang Pale | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 204 | 2017 | Rencana |
| 3 | Tidang Pale | Malinau | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 52 | 2019 | Rencana |
| | Total | | | | 416 | | |

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 kelistrikan di Provinsi Kalimantan Utara.

Jumlah GI 150 kV yang akan dibangun dalam periode 2016-2025 tersebar di 3 lokasi termasuk untuk perluasannya, dengan kapasitas total 170 MVA dan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 12 juta namun belum termasuk kebutuhan investasi untuk gardu induk pembangkit, seperti diperlihatkan pada Tabel C5.5.

Tabel C5.5 Pengembangan GI

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|-------------------------|-----------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Bulungan / Tj Selor | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 2 | Tidang Pale/Tana Tidung | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 3 | Malinau | 150/20 kV | New | 30 | 2019 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 4 | Malinau | 150/20 kV | Extension | 60 | 2024 | Rencana |
| | Total | | | 180 | | |

Pengembangan Distribusi

Rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan selama kurun waktu 2016-2025 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C5.6, untuk mendukung rencana penambahan pelanggan baru rata-rata 2.925 sambungan per tahun. Jaringan distrubusi yang akan dibangun meliputi JTM sepanjang 528 kms, JTR sekitar 401 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 117 MVA.

Tabel C5.6. Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 56 | 42 | 12 | 4,173 |
| 2017 | 57 | 43 | 13 | 4,358 |
| 2018 | 59 | 44 | 15 | 4,132 |
| 2019 | 60 | 45 | 8 | 4,045 |
| 2020 | 60 | 45 | 9 | 3,041 |
| 2021 | 49 | 36 | 10 | 2,790 |
| 2022 | 49 | 36 | 11 | 1,574 |
| 2023 | 49 | 36 | 12 | 1,641 |
| 2024 | 49 | 37 | 13 | 1,711 |
| 2025 | 41 | 37 | 14 | 1,784 |
| 2016-2025 | 528 | 401 | 117 | 29,249 |

C5.4 Sistem Kelistrikan Kalimantan Utara dan Sistem Isolated

Sistem Kelistrikan Daerah Terpencil

Sistem kelistrikan 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 Kelistrikan 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.

C5.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi tahun 2016-2025 adalah sebagaimana terdapat dalam Tabel C5.7

Tabel C5.7 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|-----------------|-----------------------|-------------------|-----------------|----------|-----------------|-----------------------|
| 2016 | 223 | 248 | 48 | 0 | 0 | 0 | 5 |
| 2017 | 249 | 280 | 54 | 51 | 90 | 364 | 142 |
| 2018 | 275 | 310 | 59 | 0 | 0 | 0 | 5 |
| 2019 | 305 | 344 | 66 | 0 | 30 | 52 | 16 |
| 2020 | 331 | 378 | 73 | 20 | 0 | 0 | 20 |
| 2021 | 358 | 410 | 79 | 0 | 0 | 0 | 4 |
| 2022 | 387 | 443 | 86 | 0 | 0 | 0 | 4 |
| 2023 | 419 | 479 | 93 | 0 | 0 | 0 | 4 |
| 2024 | 453 | 518 | 101 | 110 | 60 | 0 | 172 |
| 2025 | 491 | 560 | 110 | 110 | 0 | 0 | 169 |
| Jumlah | | | | 291 | 180 | 416 | 543 |

LAMPIRAN C.6
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SULAWESI UTARA

C6.1 Kondisi Kelistrikan Sulawesi Utara Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Sulawesi Utara terdiri dari sistem interkoneksi 150 kV dan 70 kV yang disebut Sistem Minahasa dan sistem kelistrikan 20 kV isolated. Sistem Minahasa telah tersambung dengan sistem kelistrikan Provinsi Gorontalo dan selanjutnya akan disambung sampai ke Tolitoli dan Buol Provinsi Sulawesi Tengah dan disebut Sistem Sulawesi Bagian Utara (*Sulbagut*). Sistem Minahasa melayani Kota dan Kabupaten se Provinsi Sulawesi Utara yang berada di daratan. Sedangkan sistem kelistrikan 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.

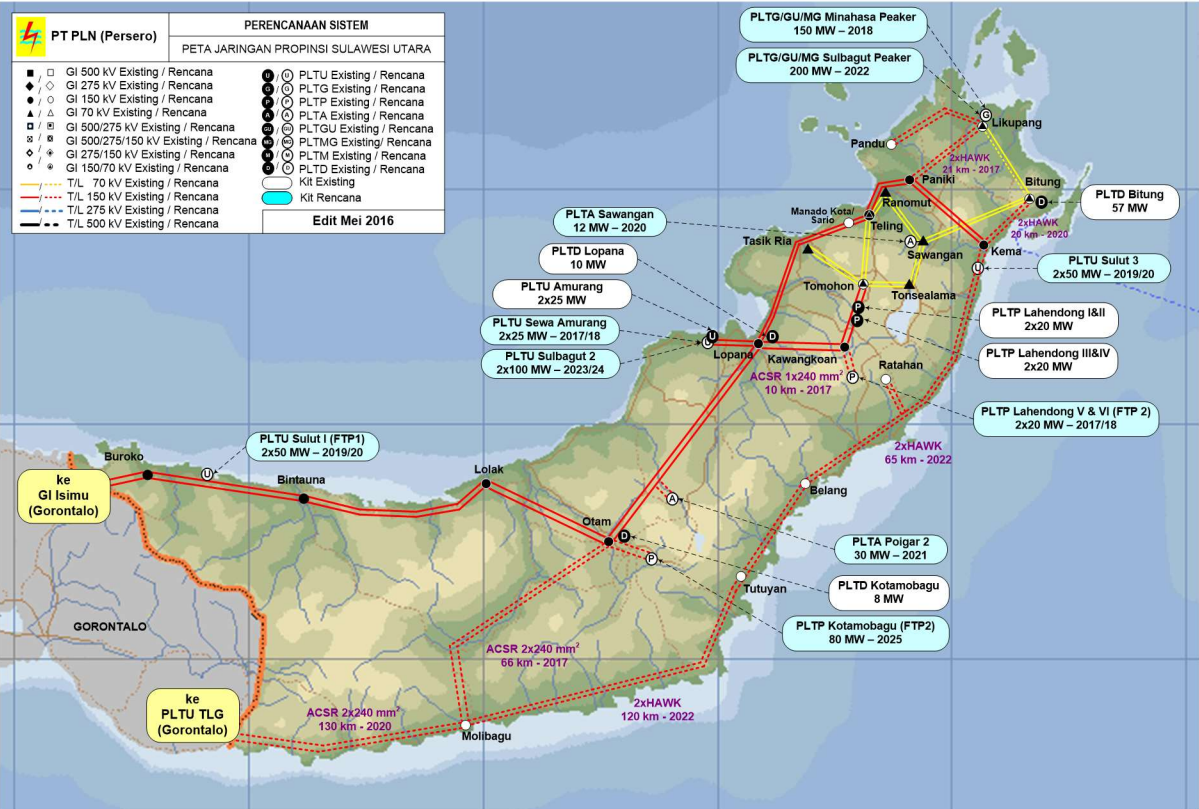
Beberapa pulau kecil di sekitar Kota Manado, Kota Bitung dan Kabupaten Minahasa Utara juga disuplai dari sistem isolated 20 kV meliputi Pulau;Bunaken, Papusungan, Manado Tua, Bangka, Talise, Nain, Mantehage dan Gangga.

Kemampuan sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Utara pada saat ini sekitar 306 MW yang meliputi pembangkit di sistem interkoneksi 150/70 kV sebesar 278 MW dan di sistem 20 kV sebesar 28 MW. Namun melihat keterbatasan uap panas bumi PLTP Lahendong dan variasi musim sehingga kemampuan PLTA sering kali menurun pada musim kering. Sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Utara saat ini dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTP, PLTU, PLTA/M dan PLTD HSD dengan total kapasitas terpasang sebesar 393 MW dengan beban puncak sistem ini adalah 266 MW. Sistem kelistrikan sistem interkoneksi Sulawesi Bagian Utara (*Sulbagut*) 150 kV saat ini berada dalam kondisi defisit sehingga sering dilakukan pemadaman bergilir. Untuk sistem isolated 20 kV, hampir cadangan di semua sistem dibawah 10% (dibawah cadangan yang wajar) sehingga masih sering terjadi pemadaman. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Utara adalah sebesar 87,75%.

Tabel C6.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Utara. Sedangkan Gambar C6.1. adalah peta sistem kelistrikan existing sub sistem Minahasa (bagian dari Sistem Sulbagut) dan rencana pengembangannya.

Tabel C6.1 Data Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Utara

| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Daya Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|----|---|--------|-------------------|----------|---------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Sistem Interkoneksi 150/70 kV 1 Sistem Minahasa-Kotamobagu | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 159.5 | 118.5 | 245.1 |
| | | PLTP | Panas bumi | PLN | 80.0 | 75.0 | |
| | | PLTA/M | Air | PLN/IPP | 58.4 | 51.2 | |
| | | PLTU | Batubara | PLN | 50.0 | 33.0 | |
| | | | | | | | |
| 2 | Sistem Grid 20 kV | | | | | | |
| | 1 Tahuna | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 11.4 | 8.8 | 7.3 |
| | | PLTA/M | Air | PLN | 1.0 | 0.2 | |
| | | PLTS | Surya | PLN | 0.1 | 0.1 | |
| | 2 Talaud | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 6.3 | 4.1 | 3.2 |
| | 3 Siau/Ondong | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 4.9 | 2.8 | 2.8 |
| | 4 Lirung | PLTD | BBM | PLN | 3.9 | 1.4 | 1.2 |
| | 5 Tagulandang | PLTD | BBM | PLN | 3.7 | 1.4 | 1.2 |
| | 6 Molibagu | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 5.2 | 4.2 | 2.5 |
| | 7 <i>Isolated</i> tersebar daerah Tahuna | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 3.4 | 2.2 | 1.4 |
| | | PLTS | Surya | PLN | 0.6 | 0.4 | |
| | 8 <i>Isolated</i> tersebar daerah Manado | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 4.0 | 2.6 | 1.8 |
| | | PLTS | Surya | PLN | 0.3 | 0.2 | |
| | Total | | | | 393 | 306 | 266 |



Gambar C6.1 Peta kelistrikan di Provinsi Sulawesi Utara

C6.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Utara dalam beberapa tahun terakhir cukup tinggi yaitu pada kisaran 7,6% per tahun. Berdasarkan sumbangannya, sektor PHR (Perdagangan, Hotel dan Restoran) masih menjadi pendorong utama pertumbuhan ekonomi diikuti oleh sektor bangunan serta sektor pengangkutan dan komunikasi.

Sulawesi Utara merupakan daerah tujuan wisata dan kegiatan MICE (*Meeting, Incentive, Convention, Exhibition*), sehingga akan menjadi salah satu faktor pendorong tingginya pertumbuhan sektor PHR serta sektor pengangkutan dan komunikasi.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir rata-rata mencapai 9,12% per tahun. Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor publik dengan pertumbuhan dalam 5 tahun terakhir mencapai 12,4% dan sektor rumah tangga dengan pertumbuhan 10,0%.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik 2016-2025 diperlihatkan pada Tabel C6.2.

Tabel C6.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Utara

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-----------|
| 2016 | 8.2 | 1,504 | 1,809 | 294 | 611,776 |
| 2017 | 8.9 | 1,738 | 2,086 | 337 | 637,191 |
| 2018 | 9.4 | 1,950 | 2,335 | 375 | 658,647 |
| 2019 | 10.0 | 2,153 | 2,575 | 411 | 676,443 |
| 2020 | 8.0 | 2,336 | 2,790 | 442 | 689,156 |
| 2021 | 8.0 | 2,533 | 3,021 | 476 | 699,062 |
| 2022 | 8.0 | 2,746 | 3,272 | 513 | 708,227 |
| 2023 | 8.0 | 2,980 | 3,549 | 553 | 717,678 |
| 2024 | 8.0 | 3,235 | 3,852 | 597 | 726,443 |
| 2025 | 8.0 | 3,518 | 4,177 | 643 | 736,550 |
| Pertumbuhan (%) | 8.4 | 9.9% | 9.8% | 9.1% | 2.1% |

C6.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

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, sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Sulawesi Utara memiliki potensi sumber energi terbarukan yang cukup besar berupa panas bumi hingga 700 MW yang tersebar di Lahendong, Tompaso dan Kotamobagu (Gunung Ambang). Dari potensi panas bumi tersebut, yang sudah dieksploitasi sebesar 80 MW yaitu PLTP Lahendong unit 1, 2, 3 dan 4, sedangkan yang berpeluang untuk dikembangkan adalah potensi sebagaimana terdapat pada Tabel C6.3, termasuk potensi tenaga air dan tidak menutup kemungkinan akan ditemukan potensi PLTM lainnya.

Tabel C6.3. Potensi Energi Primer di Sulawesi Utara

| No | Nama Proyek | Lokasi | Potensi (MW) | Interkoneksi ke sistem | Jarak kit ke sistem | Status |
|--------------------|---------------|----------------------------|--------------|------------------------|---------------------|---------------|
| 1 | Poigar II | Wulurmahatus/Modoingding | 30 | Sistem Minahasa | | |
| 2 | Poigar III | Wulurmahatus/Modoingding | 20 | Sistem Minahasa | | |
| 3 | Woran | Woran/Tombasian | 0,6 | Sistem Minahasa | 0,1 | SSI |
| 4 | Morea | Morea/Belang | 0,6 | Sistem Minahasa | 1 | SSI |
| 5 | Molobog | Molobog/Kotabuan | 0,6 | Sistem Minahasa | 1 | SSI |
| 6 | Lobong II | Bilalang IV/Passi | 0,5 | Sistem Minahasa | 4 | SSI |
| 7 | Apado | Bilalang IV/Passi | 0,3 | Sistem Minahasa | 0,55 | SSI |
| 8 | Kinali | Otam/Pasi | 1,2 | Sistem Minahasa | 1 | SSI |
| 9 | Bilalang | Bilalang I/Pasi | 0,3 | Sistem Minahasa | 0,4 | SSI |
| 10 | Salongo | Salongo/Bolaang Uki | 0,9 | Sistem Minahasa | 5,5 | SSI |
| 11 | Tangangah | Tengah/Bolaang Uki | 1,2 | Sistem Minahasa | 1,2 | SSI |
| 12 | Milangodaa I | Milangodaa I/ Bolaang Uki | 0,7 | Sistem Minahasa | 4,5 | FS Tahun 2008 |
| 13 | Milangodaa II | Milangodaa II/ Bolaang Uki | 0,7 | Sistem Minahasa | 5 | FS Tahun 2008 |
| 14 | Pilolahunga | Mamalia/Bolaang Uki | 0,8 | Sistem Minahasa | 2,5 | SSI |
| 15 | Ulupeiang II | Ulung Peliang/Tamako | 0,3 | Sistem Tahuna | 1,5 | SSI |
| 16 | Belengan | Belengan/Manganitu | 1,2 | Sistem Tahuna | 0,05 | SSI |
| Jumlah Potensi Air | | | 59,9 | | | |

Potensi Panas Bumi

| No | Nama Proyek | Lokasi | Potensi (MW) | Interkoneksi ke sistem | Jarak kit ke sistem | Status |
|----|---------------|------------|--------------|------------------------|---------------------|----------|
| 1 | Lahendong V | Tompaso | 20 | Sistem Minahasa | | On Going |
| 2 | Lahendong VI | Tompaso | 20 | Sistem Minahasa | | On Going |
| 3 | Gunung Ambang | Kotamobagu | 400 | Sistem Minahasa | | Pra FS |

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 di kawasan tersebut adalah Poigar II (30 MW), Poigar III (20 MW), namun untuk Poigar II ijin pengalihan status hutan dari Kementerian Kehutanan sudah terbit sehingga proses pembangunan bisa dilanjutkan.

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 (intermitten), maka untuk pengembangannya lebih cocok dibuat hybrid dengan PLTD eksisting.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025 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. Total penambahan kapasitas sampai dengan tahun 2025 adalah 1.016 MW. Tabel C6.4 berikut menampilkan rincian rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Utara.

TabelC6.4 Pengembangan Pembangkit di Sulawesi Utara

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|----------------------------|-------|-------------------|----------------|-----------|------------|
| 1 | Talaud | PLTU | PLN | 2x3 | 2017 | Konstruksi |
| 2 | Tahuna | PLTMG | PLN | 10 | 2018 | Pengadaan |
| 3 | Minahasa Peaker | PLTG | PLN | 150 | 2018 | Rencana |
| 4 | Lelipang | PLTM | PLN | 0.5 | 2019 | Rencana |
| 5 | Tahuna | PLTMG | PLN | 10 | 2020 | Pengadaan |
| 6 | Sawangan | PLTA | PLN | 2x6 | 2020 | Rencana |
| 7 | Sulut 1 | PLTU | PLN | 2x50 | 2019/20 | Rencana |
| 8 | Kotamobagu (FTP 2) | PLTP | PLN | 80 | 2025 | Rencana |
| 9 | Amurang | PLTU | Sewa | 2x25 | 2017/18 | Konstruksi |
| 10 | Lahendong V (FTP 2) | PLTP | Swasta | 20 | 2017 | Konstruksi |
| 11 | Lahendong VI (FTP 2) | PLTP | Swasta | 20 | 2018 | Konstruksi |
| 12 | Duminanga | PLTM | Swasta | 3.5 | 2019 | Rencana |
| 13 | Pidung | PLTM | Swasta | 2 | 2019 | Rencana |
| 14 | Ranowangko | PLTM | Swasta | 2.2 | 2019 | Rencana |
| 15 | Sulut 3 | PLTU | Swasta | 2x50 | 2019/20 | Pengadaan |
| 16 | Tersebar | PLTS | Swasta | 10 | 2021 | Rencana |
| 17 | Poigar 2 | PLTA | Swasta | 30 | 2021 | Rencana |
| 18 | Tersebar | PLTM | Swasta | 9.7 | 2021-2024 | Rencana |
| 19 | Sulbagut 1 (Load Follower) | PLTGU | Unallocated | 200 | 2024 | Rencana |
| 20 | Sulbagut 2 | PLTU | Unallocated | 2x100 | 2023-2024 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 1016 | | |

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Kondisi beban sistem kelistrikan Sulut sudah cukup besar dan untuk menjangkau daerah yang semakin jauh, direncanakan pengembangan transmisi menggunakan tegangan 150 kV dan sebagian kecil 70 kV. Berdasarkan proyeksi beban dan kondisi geografis di Sulawesi Utara, sampai dengan tahun 2025 jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV yang akan dibangun sepanjang 1.014 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 168 juta seperti ditampilkan pada Tabel C6.5.

Tabel C6.5 Pembangunan Transmisi 150 kVdan 70 kV

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|-------------------------|-------------------------------------|----------|---------------------------|------|------|---------------|
| 1 | Likupang | Bitung | 70 kV | 1 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 32 | 2016 | Operasi |
| 2 | Otam | Molibagu | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 132 | 2017 | Konstruksi |
| 3 | PLTP Lahendong V & VI | Kawangkoan | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 10 | 2017 | Rencana |
| 4 | Likupang | Paniki | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 42 | 2017 | Rencana |
| 5 | PLTG/MG Minahasa Peaker | Likupang | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 1 | 2017 | Rencana |
| 6 | PLTU Sulut 1 (FTP1) | Incomer double phi (Lolak - Buroko) | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 10 | 2018 | Rencana |
| 7 | Sario (GIS)/Manado Kota | Inc 2 phi (Teling (GIS)-Lopana) | 150 kV | Steel Pole atau UGC | 8 | 2018 | Rencana |
| 8 | PLTU Sulut 3 | Tanjung Merah (Kema) | 150 kV | 2 cct, 2xZebra | 20 | 2018 | Rencana |
| 9 | Likupang | Pandu | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 24 | 2019 | Rencana |
| 10 | PLTA Sawangan | Sawangan | 70 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 1 | 2020 | Rencana |
| 11 | GI Molibagu | PLTU TLG (Molotabu) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 206 | 2020 | Rencana |
| 12 | PLTA Poigar | Incomer 1 phi (Otam-Lopana) | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 30 | 2020 | Rencana |
| 13 | Kema | Bitung | 150 kV | 2 cct, 2 x 240 HAWK | 40 | 2020 | Rencana |
| 14 | Likupang | Bitung | 150 kV | uprate ke tegangan 150 kV | 32 | 2020 | Rencana |
| 15 | Ratahan | Inc 1 phi (Kema-Belang) | 150 kV | 2 cct, 2 x 240 HAWK | 24 | 2022 | Rencana |
| 16 | Kema | Belang | 150 kV | 2 cct, 2 x 240 HAWK | 130 | 2022 | Rencana |
| 17 | Belang | Molibagu | 150 kV | 2 cct, 2 x 240 HAWK | 240 | 2022 | Rencana |
| 18 | PLTP Kotamobagu | Otam | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 32 | 2024 | Rencana |
| | Total | | | | 1014 | | |

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi, gardu induk yang akan dibangun sampai dengan tahun 2025 adalah 10 gardu induk baru 150 kV dan extension pada 9 GI 150 kV dan 70 kV dengan total kapasitas trafo sekitar 880 MVA. Dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 53 juta sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C6.6,

Tabel C6.6 Pengembangan Gardu Induk

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|-------------------------|-----------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Likupang (IBT) | 150/70 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 2 | Molibagu | 150/20 kV | New | 20 | 2017 | Rencana |
| 3 | Sario (GIS)/Manado Kota | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 4 | Bintauna (Town Feeder) | 150/20 kV | New | 20 | 2018 | Rencana |
| 5 | Pandu | 150/20 kV | New | 60 | 2019 | Rencana |
| 6 | Bitung Baru | 150/20 kV | New | 60 | 2020 | Rencana |
| 7 | Bitung (IBT) | 150/70 kV | New | 60 | 2020 | Rencana |
| 8 | Belang | 150/20 kV | New | 30 | 2022 | Rencana |
| 9 | Ratahan | 150/20 kV | New | 30 | 2022 | Rencana |
| 10 | Tutuyan | 150/20 kV | New | 30 | 2022 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 11 | Otam | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Selesai |
| 12 | Teling (GIS) | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 13 | Tonsealama | 70/20 kV | Extension | 30 | 2016 | Rencana |
| 14 | Kawangkoan | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 15 | Tomohon | 150/20 kV | Extension | 30 | 2016 | Rencana |
| 16 | Kema/Tanjung Merah | 150/20 kV | Extension | 60 | 2017 | Rencana |
| 17 | Tasik Ria | 70/20 kV | Extension | 30 | 2017 | Rencana |
| 18 | Paniki | 150/20 kV | Extension | 60 | 2018 | Rencana |
| 19 | Lopana | 150/20 kV | Extension | 60 | 2022 | Rencana |
| | Total | | | 880 | | |

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Sulawesi Utara dimaksudkan untuk mendukung rencana tambahan pelanggan baru sekitar 154 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025 atau rata-rata sekitar 15 ribu sambungan baru pertahun. Pengembangan jaringan distribusi tersebut belum termasuk adanya rencana interkoneksi dari daratan Sulawesi Utara dengan pulau kecil yang berdekatan, dimana dalam implementasinya akan didahului dengan studi kelayakan dan studi dasar laut.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2016-2025 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 3.653 kms JTM, 1.994 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 850 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C6.7.

Tabel C6.7 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 393 | 187 | 62 | 29,783 |
| 2017 | 487 | 284 | 78 | 25,414 |
| 2018 | 505 | 290 | 84 | 21,457 |
| 2019 | 498 | 286 | 92 | 17,796 |
| 2020 | 466 | 272 | 93 | 12,713 |
| 2021 | 392 | 191 | 90 | 9,906 |
| 2022 | 289 | 148 | 89 | 9,166 |
| 2023 | 233 | 118 | 86 | 9,450 |
| 2024 | 187 | 104 | 93 | 8,766 |
| 2025 | 203 | 114 | 84 | 10,106 |
| 2016-2025 | 3,653 | 1,994 | 850 | 154,557 |

C6.4 Sistem Kelistrikan 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.

C6.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 adalah seperti pada Tabel C6.8.

Tabel C6.8 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|--------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------------|
| 2016 | 1,504 | 1,809 | 294 | 0 | 240 | 32 | 40 |
| 2017 | 1,738 | 2,086 | 337 | 51 | 170 | 185 | 146 |
| 2018 | 1,950 | 2,335 | 375 | 206 | 140 | 38 | 222 |
| 2019 | 2,153 | 2,575 | 411 | 108 | 60 | 24 | 212 |
| 2020 | 2,336 | 2,790 | 442 | 122 | 120 | 309 | 270 |
| 2021 | 2,533 | 3,021 | 476 | 43 | 0 | 0 | 118 |
| 2022 | 2,746 | 3,272 | 513 | 200 | 150 | 426 | 309 |
| 2023 | 2,980 | 3,549 | 553 | 100 | 0 | 0 | 163 |
| 2024 | 3,235 | 3,852 | 597 | 106 | 0 | 0 | 178 |
| 2025 | 3,518 | 4,177 | 643 | 80 | 0 | 0 | 134 |
| Jumlah | | | | 1,016 | 880 | 1,014 | 1,793 |

LAMPIRAN C.7
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SULAWESI TENGAH

C7.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem ketenagalistrikan di Provinsi Sulawesi Tengah secara umum terdiri dari sistem interkoneksi 70 kV, 150 kV dan sistem kelistrikan 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 kelistrikan 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 sistem kelistrikan 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 2015 untuk Provinsi Sulawesi Tengah adalah sebesar 72,28%. Sampai dengan Triwulan III tahun 2015, sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Tengah dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTU, PLTD dan PLTA/M, total kapasitas terpasang sebesar 338,2 MW dengan komposisi pembangkit masih didominasi oleh PLTD berbahan bakar HSD sebesar 216,2 MW (63,92%), PLTA/M 95 MW (28,1%) dan PLTU sebesar 27 MW (7,98%).

Pasokan daya dari PLTA Poso ke sistem kelistrikan Sulawesi Tengah belum maksimal, mengingat proyek transmisi 150 kV dari GI Palu Baru – GI Silae dan Palu Baru – Talise masih dalam tahap konstruksi. Diperkirakan pada akhir tahun 2015 atau pada triwulan ke I tahun 2016 proyek tersebut sudah selesai. Jika proyek pembangunan transmisi tersebut sudah selesai, maka pasokan listrik ke kota Palu dan sekitarnya akan menjadi lebih baik dan lebih andal.

Tabel C7.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Tengah, sedangkan Gambar C7.1. adalah peta sistem kelistrikan eksisting Sulawesi Tengah dan rencana pengembangannya.

Tabel C7.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Tengah

| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|--------------|-------------------------------------|----------------|-------------------|------------------------|--------------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Sistem Interkoneksi 70 kV | | | | | | |
| | 1.Sistem Palu-Parigi | PLTD PLTU | BBM Batubara | PLN/Sewa IPP | 91.0 27.0 | 74.0 27.0 | 103.6 |
| 1 | Sistem Interkoneksi 150 kV | | | | | | |
| | 1. Sistem Poso-Tentena | PLTD PLTA/M | BBM Air | PLN/Sewa PLN/Swasta | 6.0 74.8 | - 66.4 | 56.6 |
| 2 | Sistem Grid 20 kV | | | | | | |
| | 3.Luwuk-Toili | PLTD PLTA/M | BBM Air | PLN/Sewa PLN/IPP | 25.2 8.4 | 21.7 5.5 | 22.2 |
| | 4.Ampana-Bunta | PLTD PLTA/M | BBM Air | PLN/Sewa PLN | 9.8 3.3 | 8.4 3.2 | 9.7 |
| | 5.Toli-toli | PLTD PLTA/M | BBM Air | PLN/Sewa PLN | 14.5 1.6 | 11.0 1.4 | 12.6 |
| | 6.Moutong - Kotaraya | PLTD PLTA/M | BBM Air | PLN/Sewa PLN | 12.3 2.0 | 10.7 1.7 | 10.4 |
| | 7.Kolonedale | PLTD PLTA/M | BBM Air | PLN/Sewa PLN/IPP | 5.9 3.0 | 4.3 3.0 | 7.4 |
| | 8.Bungku | PLTD PLTA/M | BBM Air | PLN/Sewa PLN/IPP | 7.5 2.0 | 5.9 2.0 | 4.9 |
| | 9.Banggai | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 4.8 | 4.7 | 2.3 |
| | 10.Leok | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 11.2 | 7.1 | 6.8 |
| | 11.Bangkir | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 4.2 | 3.6 | 2.8 |
| | 12.Isolated tersebar Area Palu | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 5.0 | 3.5 | 3.0 |
| | 13.Isolated tersebar Area Luwuk | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 15.4 | 11.5 | 10.5 |
| | 14.Isolated tersebar Area Toli-Toli | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 3.3 | 1.9 | 1.9 |
| Total | | | | | 338.2 | 278.3 | 254.8 |



Gambar C7.1. Sistem Kelistrikan Sulawesi Tengah

C7.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulawesi Tengah

Di kota Palu sedang dikembangkan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) Palu sebagai kawasan industri, untuk mengembangkan sektor 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 perekonomian Sulawesi Tengah.

Selain itu, di Kabupaten Morowali sedang dibangun 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.

Memperhatikan data penjualan tenaga listrik dalam lima tahun terakhir 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 2016-2025 diberikan pada Tabel C7.2.

Tabel C7.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-----------|
| 2016 | 7.63 | 1,051 | 1,206 | 233 | 572,118 |
| 2017 | 7.69 | 1,178 | 1,351 | 260 | 613,490 |
| 2018 | 7.75 | 1,297 | 1,485 | 283 | 650,207 |
| 2019 | 7.81 | 1,409 | 1,609 | 305 | 680,484 |
| 2020 | 7.88 | 1,520 | 1,732 | 326 | 704,936 |
| 2021 | 7.94 | 1,629 | 1,850 | 346 | 723,297 |
| 2022 | 8.00 | 1,750 | 1,981 | 368 | 744,375 |
| 2023 | 8.06 | 1,877 | 2,120 | 391 | 763,434 |
| 2024 | 8.13 | 2,008 | 2,262 | 414 | 779,378 |
| 2025 | 8.19 | 2,146 | 2,408 | 437 | 794,105 |
| Pertumbuhan (%) | 7.91 | 8.3% | 8.0% | 7.2% | 3.7% |

C7.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Sulawesi Tengah dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat termasuk pola sebaran penduduknya sebagai berikut.

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 yang besar adalah DAS Poso yang dapat dikembangkan menjadi PLTA skala besar hingga 575 MW. Selain itu juga terdapat potensi pengembangan PLTA di Kabupaten Morowali sebesar 160 MW dari DAS La’a. Sedangkan potensi PLTM terdapat di beberapa 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 mmscf/d yang berasal dari lapangan gas Matindok dan Cendanapura.

Rencana Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 595 MW dengan rincian seperti ditampilkan pada Tabel C7.3.

Tabel C7.3 Pengembangan pembangkit Sulawesi Tengah

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status Proyek |
|--------|--------------------|-------|----------------------|-------------------|-----------|------------------|
| 1 | Ampana | PLTU | PLN | 2x3 | 2017 | Konstruksi |
| 2 | Buleleng | PLTM | PLN | 1.2 | 2017 | Konstruksi |
| 3 | Palu 3 | PLTU | PLN | 2x50 | 2018 | Pengadaan |
| 4 | Luwuk | PLTMG | PLN | 40 | 2018 | Rencana |
| 5 | Halulai | PLTM | PLN | 1.2 | 2019 | Rencana |
| 6 | Tolitoli | PLTU | PLN | 2x25 | 2021 | Rencana |
| 7 | Tersebar | PLTS | Swasta | 30 | 2017-2019 | Rencana |
| 8 | Tawaeli (Ekspansi) | PLTU | Swasta | 2x15 | 2016 | Konstruksi |
| 9 | Tomasa | PLTM | Swasta | 10 | 2019 | Committed |
| 10 | Biak I | PLTM | Swasta | 1.5 | 2019 | Committed |
| 11 | Biak II | PLTM | Swasta | 1.3 | 2019 | Committed |
| 12 | Biak III | PLTM | Swasta | 1.2 | 2019 | Committed |
| 13 | Koro Kabalo | PLTM | Swasta | 2.5 | 2019 | Pengadaan |
| 14 | Alani | PLTM | Swasta | 5.6 | 2019 | Committed |
| 15 | Bambalo 2 | PLTM | Swasta | 1.8 | 2019 | Rencana |
| 16 | Pono | PLTM | Swasta | 6 | 2019 | Rencana |
| 17 | Poso 1 | PLTA | Swasta | 2x35 | 2020 | Committed |
| 18 | Bongkasoa | PLTM | Swasta | 1.4 | 2022 | Rencana |
| 19 | Marana (FTP 2) | PLTP | Swasta | 20 | 2023 | Rencana |
| 20 | Tersebar | PLTSa | Swasta | 1 | 2023 | Rencana |
| 21 | Tersebar | PLTM | Swasta | 14 | 2024 | Rencana |
| 22 | Bora Pulu (FTP 2) | PLTP | Swasta | 40 | 2024 | Rencana |
| 23 | Tersebar | PLTA | Swasta | 160 | 2024/25 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 595 | | |

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, akan dibangun juga PLTU Batubara. Untuk daerah yang mempunyai potensi gas dan mini hidro, akan dikembangkan juga PLTMG dan PLTM untuk memenuhi kebutuhan beban setempat.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Di Sulteng akan dikembangkan dua sistem interkoneksi yaitu Sistem Palu-Parigi-Poso telah menyatu dengan sistem Sulselrabar dan sistem Tolitoli yang akan menyatu dengan sistem Sulut-Gorontalo. Transmisi 150 kV untuk evakuasi daya dari PLTA Poso ke sistem Palu-Parigi telah beroperasi, sedangkan transmisi yang kearah Donggala dan Pasangkayu masih dalam tahap konstruksi.

Panjang saluran transmisi baru yang akan dibangun untuk kedua sistem tersebut selama periode 2016-2025 adalah 2.444 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 413 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C7.4.

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 Sulawesi Bagian Utara, 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.

Tabel C7.4 Pembangunan Transmisi di Sulawesi Tengah

| No. | DARI | KE | TEG | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|-----------------------|---|--------|-------------------------|------|------|---------------|
| 1 | Palu Baru | Silae | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 50 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Palu Baru | Talise | 70 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 40 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | PLTU Tawaeli Ekspansi | TIP 24 (Talise-Parigi) | 70 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 14 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | PLTMG Luwuk | Luwuk | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 180 | 2017 | Rencana |
| 5 | PLTU Palu 3 | Talise Baru | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 90 | 2018 | Rencana |
| 6 | Toli-toli | Leok | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 216 | 2018 | Rencana |
| 7 | Toli-toli | Bangkir | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 180 | 2018 | Rencana |
| 8 | Poso | Ampana | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 248 | 2018 | Rencana |
| 9 | Bunta | Luwuk | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 190 | 2018 | Rencana |
| 10 | Kolonedale | Tentena | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 130 | 2018 | Rencana |
| 11 | Kolonedale | Bungku | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 180 | 2018 | Rencana |
| 12 | Sindue | PLTU Palu 3 | 150 kV | 2 cct, 2 x 240 HAWK | 10 | 2018 | Rencana |
| 13 | Ampana | Bunta | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 170 | 2018 | Rencana |
| 14 | Leok | Bolontio | 150 kV | 2 cct, 2 x 240 HAWK | 220 | 2018 | Rencana |
| 15 | Petobo/Talise Baru | Inc 1 phi (Talise-Palu Baru) | 150 kV | 2 cct, 2 x 240 HAWK | 10 | 2019 | Rencana |
| 16 | Donggala | Silae | 150 kV | 2 cct, 2 x 240 HAWK | 36 | 2019 | Rencana |
| 17 | Tambu | Bangkir | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 90 | 2020 | Rencana |
| 18 | Sigi | Inc. 1 Phi Palu Baru - Mauro/Parigi New | 150 kV | 2 cct, 2 x 240 HAWK | 30 | 2020 | Rencana |
| 19 | Moutong | Bangkir | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 220 | 2022 | Rencana |
| 20 | PLTP Borapulu (FTP2) | Incomer double phi (Palu Baru-Poso) | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 40 | 2023 | Rencana |
| 21 | PLTU Palu 3 (Sindue) | Tambu | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 100 | 2024 | Rencana |
| | Total | | | | 2444 | | |

Pengembangan Gardu Induk

Penambahan gardu induk baru termasuk perluasan untuk menyalurkan daya listrik ke pusat beban selama periode 2016-2025 adalah 17 gardu induk baru beserta ekstensionnya dengan kapasitas total 1.150 MVA meliputi GITET 275 kV, GI 150 kV dan 70 kV.

Dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 85 juta belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, sebagaimana diperlihatkan pada Tabel C7.5.

Tabel C7.5 Pengembangan GI dan GITET di Sulawesi Tengah

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|-------------------|------------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Toili | 150/20 kV | New | 20 | 2017 | Rencana |
| 2 | Luwuk | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 3 | Moutong | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 4 | Toli-Toli | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 5 | Leok/Buol | 150/20 kV | New | 20 | 2018 | Rencana |
| 6 | Ampana | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 7 | Bangkir | 150/20 kV | New | 20 | 2018 | Rencana |
| 8 | Sindue | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 9 | Kolonedale | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 10 | Bunta | 150/20 kV | New | 20 | 2018 | Rencana |
| 11 | Bungku | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 12 | Mauro/Parigi New | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 13 | Petobo | 150/20 kV | New | 60 | 2019 | Rencana |
| 14 | Donggala | 150/20 kV | New | 60 | 2019 | Rencana |
| 15 | Tambu | 150/20 kV | New | 20 | 2020 | Rencana |
| 16 | Sigi | 150/20 kV | New | 30 | 2020 | Rencana |
| 17 | GITET Bungku | 275/150 kV | New | 90 | 2024 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 18 | Palu Baru (IBT) | 150/70 kV | Extension | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 19 | Palu Baru | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 20 | Silae | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 21 | Parigi | 70/20 kV | Extension | 30 | 2016 | Rencana |
| 22 | Poso | 150/20 kV | Extension | 60 | 2017 | Rencana |
| 23 | Talise (IBT) | 150/70 kV | Extension | 30 | 2017 | Rencana |
| 24 | Talise | 150/20 kV | Extension | 30 | 2017 | Rencana |
| 25 | Tentena | 150/20 kV | Extension | 30 | 2017 | Rencana |
| 26 | Otam | 150/20 kV | Extension | 60 | 2022 | Rencana |
| 27 | Toli-Toli | 150/20 kV | Extension | 30 | 2023 | Rencana |
| 28 | Tambu | 150/20 kV | Extension | 30 | 2025 | Rencana |
| 29 | Sawangan | 70/20 kV | Extension | 60 | 2025 | Rencana |
| | Total | | | 1150 | | |

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, juga akan dibangun jaringan distribusi termasuk untuk melayani listrik pedesaan. Sampai dengan tahun 2025, jaringan distribusi yang akan dibangun sekitar 2.389 kms JTM, 1.304 kms JTR dan 631 MVA trafo distribusi, sebagaimana ditunjukkan dalam Tabel C7.6. Pengembangan sistem distribusi tersebut untuk melayani tambahan pelanggan baru sekitar 262 ribu pelanggan sampai dengan tahun 2025 atau rata-rata 26.942 pelanggan per tahun.

Tabel C7.6 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 271 | 129 | 45 | 47,433 |
| 2017 | 330 | 193 | 56 | 41,372 |
| 2018 | 336 | 193 | 61 | 36,717 |
| 2019 | 326 | 187 | 68 | 30,276 |
| 2020 | 303 | 177 | 69 | 24,453 |
| 2021 | 252 | 123 | 67 | 18,360 |
| 2022 | 184 | 94 | 67 | 21,078 |
| 2023 | 147 | 74 | 65 | 19,059 |
| 2024 | 116 | 65 | 70 | 15,944 |
| 2025 | 124 | 69 | 63 | 14,727 |
| 2016-2025 | 2,389 | 1,304 | 631 | 269,420 |

C7.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2025 diperlihatkan pada Tabel C7.7.

Tabel C7.7 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|--------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------------|
| 2016 | 1,051 | 1,206 | 233 | 30 | 180 | 104 | 99 |
| 2017 | 1,178 | 1,351 | 260 | 57 | 230 | 180 | 155 |
| 2018 | 1,297 | 1,485 | 283 | 100 | 300 | 1,634 | 485 |
| 2019 | 1,409 | 1,609 | 305 | 51 | 120 | 46 | 186 |
| 2020 | 1,520 | 1,732 | 326 | 70 | 50 | 120 | 156 |
| 2021 | 1,629 | 1,850 | 346 | 50 | 0 | 0 | 110 |
| 2022 | 1,750 | 1,981 | 368 | 1 | 60 | 220 | 63 |
| 2023 | 1,877 | 2,120 | 391 | 21 | 30 | 40 | 83 |
| 2024 | 2,008 | 2,262 | 414 | 134 | 90 | 100 | 294 |
| 2025 | 2,146 | 2,408 | 437 | 80 | 90 | 0 | 139 |
| Jumlah | | | | 595 | 1,150 | 2,444 | 1,770 |

LAMPIRAN C.8
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI GORONTALO

C8.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem ketenagalistrikan di Provinsi Gorontalo saat ini merupakan bagian dari sistem interkoneksi 150 kV Sulawesi Utara – Gorontalo. Kedepan, sistem 150 kV ini akan dikembangkan sampai ke Sulawesi Tengah dan membentuk sistem kelistrikan Sulawesi Bagian Utara atau disebut Sistem *Sulbagut*. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Gorontalo adalah sebesar 74,19%

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.

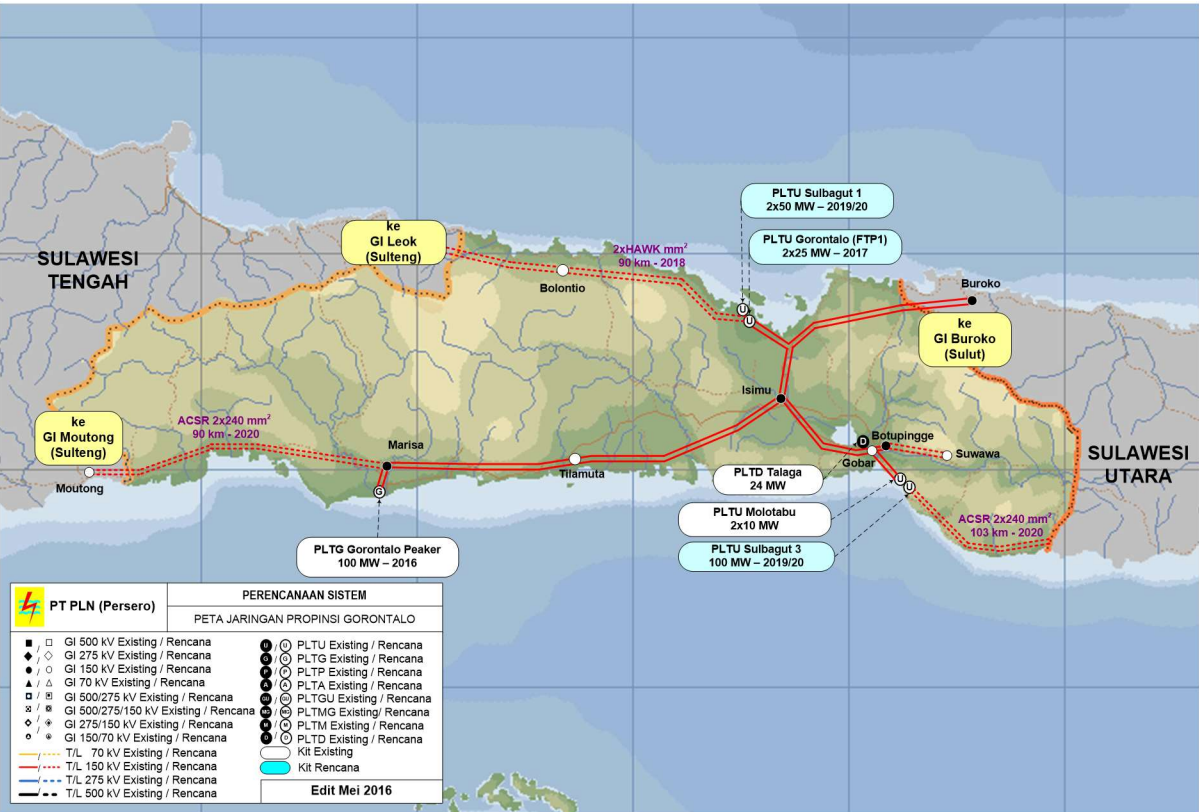
Sistem kelistrikan tersebut dipasok dari beberapa pembangkit di Provinsi Gorontalo sebagai bagian dari sistem interkoneksi Sulbagut meliputi PLTD, PLTM dan PLTU dengan total kapasitas terpasang sebesar 84,1 MW, terdiri dari PLTD HSD 59,6 MW, diikuti PLTU 21 MW dan PLTM 3,5 MW. Daya mampu pembangkit di Gorontalo saat ini sekitar 65 MW dengan beban puncak tertinggi yang pernah dicapai sebesar 81,9 MW. Kondisi ini menyebabkan adanya aliran daya dari Sulawesi Utara ke Gorontalo melalui jaringan transmisi 150 kV untuk memenuhi kebutuhan listrik di Gorontalo. Sistem kelistrikan interkoneksi Sulawesi Bagian Utara (*Sulbagut*) 150 kV saat ini berada dalam kondisi defisit dan sering terjadi pemadaman bergilir.

Adanya tambahan PLTG Gorontalo sebesar 100 MW pada akhir tahun 2015 atau awal tahun 2016 serta PLTU Anggrek unit 1 sebesar 25 MW pada akhir tahun 2016 akan menambah daya mampu sistem pembangkitan di Gorontalo dan mengurangi konsumsi BBM dari pembangkit PLTD.

Tabel C8.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Gorontalo, sedangkan Gambar C8.1 adalah peta sistem kelistrikan eksisting Gorontalo dan rencana pengembangannya.

Tabel C8.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Gorontalo

| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|-------|-------------------------------|-------|-------------------|----------|--------------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Sistem Interkoneksi 150/70 kV | | | | | | |
| | 1. Gorontalo | PLTD | BBM | PLN/Sewa | 59.6 | 41.0 | 81.9 |
| | | PLTM | Air | PLN/IPP | 3.5 | 3.0 | |
| | | PLTU | Batubara | IPP | 21.0 | 21.0 | |
| Total | | | | | 84.1 | 65.0 | 81.9 |



Gambar C8.1 Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Gorontalo

C8.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Gorontalo

Infrastruktur dan fasilitas umum di Provinsi Gorontalo terus dibangun dan dikembangkan untuk dapat mengejar ketertinggalan dari provinsi lain. Pemerintah daerah juga meluncurkan berbagai program unggulan berbasis potensi daerah setempat agar ekonomi dapat tumbuh lebih cepat. Pada beberapa tahun terakhir ekonomi Gorontalo berhasil tumbuh signifikan mencapai rata-rata diatas 7,6% per tahun, dan hal ini mendorong kebutuhan pasokan listrik meningkat signifikan.

Memperhatikan perkembangan penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setempat, pertambahan jumlah penduduk serta target peningkatan rasio rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, kebutuhan listrik 2016-2025 diperkirakan akan tumbuh seperti ditunjukkan pada Tabel C8.2.

Tabel C8.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-----------|
| 2016 | 9.6 | 463 | 535 | 98 | 227,198 |
| 2017 | 10.3 | 536 | 620 | 111 | 242,686 |
| 2018 | 10.9 | 607 | 701 | 124 | 258,223 |
| 2019 | 11.6 | 676 | 779 | 137 | 274,345 |
| 2020 | 9.3 | 741 | 851 | 148 | 290,858 |
| 2021 | 9.3 | 799 | 921 | 157 | 296,576 |
| 2022 | 9.3 | 861 | 992 | 168 | 301,338 |
| 2023 | 9.3 | 930 | 1,071 | 179 | 307,154 |
| 2024 | 9.3 | 1,006 | 1,157 | 191 | 313,195 |
| 2025 | 9.3 | 1,086 | 1,248 | 204 | 318,532 |
| Pertumbuhan (%) | 9.8 | 10.0% | 9.9% | 8.6% | 3.9% |

C8.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

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. Sedangkan potensi panas bumi terdapat di Suwawa dengan cadangan terduga sebesar 40 MWe.

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 direncanakan akan dibangun PLTG peaker² untuk memenuhi kebutuhan beban puncak. Sampai dengan tahun 2025, tambahan kapasitas pembangkit yang akan dibangun sekitar 425 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C8.3.

Mengenai rencana pengembangan tenaga air yang merupakan energi bersih terbarukan, selain dari yang sudah terdaftar dalam Tabel C8.3, tetap dimungkinkan untuk dikembangkan PLTM serta PLTBM selama hal itu sesuai dengan kebutuhan beban, atau dapat direncanakan sebagai pengganti pembangkit BBM sesuai peranannya dalam sistem kelistrikan.

² Berbahan bakar gas LNG

Tabel C8.3 Pengembangan Pembangkit

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|------------------|-------|-------------------|----------------|-----------|------------|
| 1 | Gorontalo Peaker | PLTG | PLN | 100 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | PLTS Tersebar | PLTS | PLN | 2 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Gorontalo (FTP1) | PLTU | PLN | 2x25 | 2017 | Konstruksi |
| 4 | Tersebar | PLTS | Swasta | 2 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Tersebar | PLTBM | Swasta | 6 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Tersebar | PLTS | Swasta | 25 | 2017-2021 | Rencana |
| 7 | Tersebar | PLTBM | Swasta | 6 | 2018 | Rencana |
| 8 | Iya | PLTM | Swasta | 2 | 2019 | Committed |
| 9 | Sulbagut 3 | PLTU | Swasta | 2x50 | 2019/20 | Pengadaan |
| 10 | Sulbagut 1 | PLTU | Swasta | 2x50 | 2019/20 | Committed |
| 11 | Tersebar | PLTP | Swasta | 25 | 2024-2025 | Rencana |
| 12 | Tersebar | PLTM | Swasta | 7.4 | 2024 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 425 | | |

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 150 kV sepanjang 300 kms dengan biaya investasi sekitar US\$ 51 juta sebagaimana ditampilkan pada Tabel C8.4.

Peta rencana pengembangan transmisi 150 kV sistem Gorontalo sebagaimana ditunjukkan pada Gambar C8.4.

Tabel B.8-4. Pengembangan Transmisi 150 kV

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|-----------------------|--------------|----------|-------------------------|-----|------|---------------|
| 1 | PLTG Gorontalo Peaker | Marisa | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Bolontio | PLTU Anggrek | 150 kV | 2 cct, 2 x 240 HAWK | 70 | 2018 | Rencana |
| 3 | Marisa | Moutong | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 180 | 2020 | Rencana |
| 4 | Botupingge | Suwawa | 150 kV | 2 cct, 1 x 240 HAWK | 30 | 2024 | Rencana |
| | Total | | | | 300 | | |

Pengembangan Gardu Induk

Sampai dengan tahun 2025 akan dibangun 3 gardu induk (GI) 150 kV termasuk perluasan dan penambahan trafo tersebar di beberapa lokasi dengan kapasitas keseluruhan 330 MVA dan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 19 juta, seperti pada Tabel C8.5.

Tabel C8.5 Pengembangan GI

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|-------------------|-----------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | GI Gorontalo Baru | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 2 | Tilamuta | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 3 | Bolontio | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 4 | Botupingge | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 5 | Isimu | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 6 | Marisa | 150/20 kV | Extension | 30 | 2023 | Rencana |
| 7 | Gorontalo Baru | 150/20 kV | Extension | 60 | 2023 | Rencana |
| | Total | | | 330 | | |

Pengembangan Distribusi

Sampai dengan tahun 2025 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 106 ribu sambungan. Untuk mendukung rencana tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melistriki daerah perdesaan yaitu JTM sepanjang 1.139 kms, JTR sekitar 622 kms dan tambahan trafo distribusi sekitar 571 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C8.6.

Tabel C8.6 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 119 | 57 | 38 | 14,871 |
| 2017 | 150 | 88 | 50 | 15,488 |
| 2018 | 157 | 90 | 54 | 15,537 |
| 2019 | 156 | 90 | 61 | 16,123 |
| 2020 | 148 | 86 | 63 | 16,512 |
| 2021 | 124 | 60 | 61 | 5,718 |
| 2022 | 91 | 46 | 61 | 4,762 |
| 2023 | 73 | 37 | 59 | 5,816 |
| 2024 | 58 | 32 | 65 | 6,041 |
| 2025 | 63 | 35 | 59 | 5,337 |
| 2016-2025 | 1,139 | 622 | 571 | 106,205 |

C8.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 adalah seperti tersebut dalam Tabel C8.7.

Tabel C8.7 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|--------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------------|
| 2016 | 463 | 535 | 98 | 110 | 120 | 20 | 104 |
| 2017 | 536 | 620 | 111 | 55 | 90 | 0 | 127 |
| 2018 | 607 | 701 | 124 | 6 | 30 | 70 | 31 |
| 2019 | 676 | 779 | 137 | 112 | 0 | 0 | 207 |
| 2020 | 741 | 851 | 148 | 100 | 0 | 180 | 198 |
| 2021 | 799 | 921 | 157 | 10 | 0 | 0 | 50 |
| 2022 | 861 | 992 | 168 | 0 | 0 | 0 | 13 |
| 2023 | 930 | 1,071 | 179 | 0 | 90 | 0 | 17 |
| 2024 | 1,006 | 1,157 | 191 | 27 | 0 | 30 | 91 |
| 2025 | 1,086 | 1,248 | 204 | 5 | 0 | 0 | 26 |
| Jumlah | | | | 425 | 330 | 300 | 862 |

LAMPIRAN C.9

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI SELATAN

C9.1 Kondisi kelistrikan saat ini

Sistem kelistrikan 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 (*Sulbagse*), dipasok dari PLTU, PLTA, PLTG/GU, PLTD dan PLTMH. Transmisi 275 kV digunakan untuk transfer energi dari PLTA Poso ke sistem Sulselbar melalui GI Palopo. Sedangkan sistem kecil isolated 20 kV dan 220 Volt di pulau-pulau seperti di Kabupaten Selayar, Kabupaten Pangkep, dipasok dari PLTD setempat. Kapasitas terpasang pembangkit di Provinsi Sulawesi Selatan adalah sebesar 1.367 MW. Daya mampu pembangkit yang ada sekitar 1.102 MW, sedangkan beban puncak sampai triwulan III tahun 2015 adalah sebesar 950 MW. Jumlah gardu induk eksisting di Sulsel adalah 33 buah dengan kapasitas total 1.888 MVA. Mengenai sistem kelistrikan di Kabupaten Selayar dan pulau-pulau di Kabupaten Pangkep, dilayani PLTD BBM dan sebagian PLTM dengan daya mampu pembangkit sekitar 16,3 MW dan beban puncak 15,8 MW. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Selatan adalah sebesar 84,46%.

Tabel C9.1 berikut adalah rincian pembangkit existing di Provinsi Sulawesi Selatan, sedangkan Gambar C9.1 adalah peta sistem kelistrikan eksisting Provinsi Sulawesi Selatan dan rencana pengembangannya.

Tabel C9.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Selatan

| No | Sistem/Pembangkit | | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|-------|---------------------|-------------------------------|-------|-------------------|---------|--------------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Sulsel | Bakaru 1 | PLTA | Air | PLN | 63.0 | 63.0 | |
| | | Bakaru 2 | PLTA | Air | PLN | 63.0 | 63.0 | |
| | | Bili Bili | PLTA | Air | PLN | 20.0 | 18.0 | |
| | | Sawitto | PLTM | Air | PLN | 1.6 | 1.0 | |
| | | Balla Mamasa | PLTM | Air | PLN | 0.7 | 0.5 | |
| | | Kalukku mamuju | PLTM | Air | PLN | 1.4 | - | |
| | | Bonehau mamasa | PLTM | Air | PLN | 4.0 | - | |
| | | Budong2 mamuju | PLTM | Air | PLN | 2.0 | - | |
| | | Barru #1 | PLTU | Batubara | PLN | 50.0 | 40.0 | |
| | | Barru #2 | PLTU | Batubara | PLN | 50.0 | 40.0 | |
| | | Westcan | PLTG | BBM | PLN | 14.4 | - | |
| | | Alsthom 1 | PLTG | BBM | PLN | 21.3 | - | |
| | | Alsthom 2 | PLTG | BBM | PLN | 20.1 | - | |
| | | GE 1 | PLTG | BBM | PLN | 33.4 | 25.0 | |
| | | GE 2 | PLTG | BBM | PLN | 33.4 | 25.0 | |
| | | Mitsubishi 1 | PLTD | BBM | PLN | 12.6 | 8.0 | |
| | | Mitsubishi 2 | PLTD | BBM | PLN | 12.6 | 8.0 | |
| | | SWD 1 | PLTD | BBM | PLN | 12.4 | 8.0 | |
| | | SWD 2 | PLTD | BBM | PLN | 12.4 | - | |
| | | GT 11 | PLTG | Gas | IPP | 42.5 | 42.5 | |
| | | GT 12 | PLTG | Gas | IPP | 42.5 | 42.5 | |
| | | ST 18 | PLTGU | CC Gas | IPP | 50.0 | 50.0 | |
| | | GT 21 | PLTG | Gas | IPP | 60.0 | 60.0 | |
| | | GT 22 | PLTG | Gas | IPP | 60.0 | 60.0 | |
| | | ST 28 | PLTGU | CC Gas | IPP | 60.0 | 60.0 | |
| | | Suppa | PLTD | BBM | IPP | 62.2 | 62.2 | |
| | | Jeneponto#1 | PLTU | Batubara | IPP | 100.0 | 100.0 | |
| | | Jeneponto#2 | PLTU | Batubara | IPP | 100.0 | 100.0 | |
| | | Tangka Manipi Sinjai | PLTM | Air | IPP | 10.0 | 6.0 | |
| | | Simbuang Luwu | PLTM | Air | IPP | 3.0 | 2.0 | |
| | | Siteba Palopo | PLTM | Air | IPP | 7.5 | 5.0 | |
| | | Malea Tabr | PLTM | Air | IPP | 14.0 | 10.0 | |
| | | Ranteballa palopo | PLTM | Air | IPP | 2.4 | 2.0 | |
| | | Bungin Enrekang | PLTM | Air | IPP | 3.0 | 2.5 | |
| | | Poso 1 | PLTA | Air | IPP | 65.0 | 40.0 | |
| | | Poso 2 | PLTA | Air | IPP | 65.0 | 40.0 | |
| | | Poso 3 | PLTA | Air | IPP | 65.0 | - | |
| | | Saluanoa Luwu | PLTM | Air | IPP | 2.0 | 1.5 | |
| | | Tallasa | PLTD | BBM | Sewa | 80.0 | 75.0 | |
| | | Tallo Lama | PLTD | BBM | Sewa | 20.0 | 20.0 | |
| | | Sewatama Masamba | PLTD | BBM | Sewa | 5.0 | 5.0 | |
| | | Total Sistem Sulsel | | | | | | 1,347.4 |
| 2 | Isolated | Selayar | PLTD | BBM | PLN | 8.8 | 5.6 | 5.1 |
| | | Malili (PT Vale excess Power) | PLTA | Air | Sewa | 10.7 | 10.7 | 10.7 |
| | Total Sistem Sulsel | | | | | | 19.5 | 16.3 |
| Total | | | | | | 1,366.9 | 1,102.0 | 949.8 |



Gambar C9.1 Peta Sistem Kelistrikan Sulsel

C9.2 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. Dalam lima tahun terakhir, ekonomi Provinsi Sulawesi Selatan mengalami pertumbuhan yang menggembirakan yaitu mencapai rata-rata 8% pertahun, lebih tinggi daripada pertumbuhan ekonomi nasional.

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.

Penjualan listrik di Provinsi Sulawesi Selatan dalam beberapa tahun terakhir tumbuh cukup tinggi, mencapai diatas 10% 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 Provinsi Sulawesi Selatan 2016–2025 diberikan pada Tabel C9.2.

Tabel C9.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|----------------------|-----------|
| 2016 | 8.9 | 4,856 | 5,486 | 941 | 1,819,730 |
| 2017 | 9.4 | 5,830 | 6,582 | 1,128 | 1,857,581 |
| 2018 | 9.7 | 7,159 | 8,075 | 1,383 | 1,948,596 |
| 2019 | 9.9 | 7,790 | 8,779 | 1,502 | 2,041,303 |
| 2020 | 9.5 | 8,740 | 9,846 | 1,683 | 2,135,396 |
| 2021 | 9.5 | 9,478 | 10,673 | 1,822 | 2,166,906 |
| 2022 | 9.5 | 10,287 | 11,580 | 1,975 | 2,198,571 |
| 2023 | 9.5 | 11,174 | 12,574 | 2,143 | 2,230,386 |
| 2024 | 9.5 | 12,145 | 13,662 | 2,326 | 2,262,400 |
| 2025 | 9.5 | 13,210 | 14,858 | 2,527 | 2,294,930 |
| Pertumbuhan (%) | 9.5 | 11.9% | 11.8% | 11.7% | 2.6% |

C9.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan 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 sekitar 1.836 MW dan yang dapat kembangkan menjadi PLTM sekitar 160 MW. 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 ³.

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 Bakar-II, PLTA Bakar III, 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, dan PLTGU Makassar Peaker di Maros. Beban di Sulsel juga akan dipenuhi dari pembangkit yang berada di luar Provinsi Sulsel yaitu 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

³ Sumber: informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Sulsel.

lainnya. Disamping itu juga akan dikembangkan pembangkit energi baru terbarukan lain seperti PLTB di Sidrap dan Jeneponto.

Untuk sistem kelistrikan isolated di Kabupaten Selayar, akan dibangun pembangkit dual fuel engine (PLTMG) guna memenuhi kebutuhan jangka panjang. Tambahan pembangkit baru di Provinsi Sulsel hingga tahun 2025 mencapai sekitar 4.555 MW, dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C9.3 berikut:

Tabel C9.3 Pengembangan Pembangkit di Provinsi Sulsel

| NO | PROYEK | ASUMSI PENGEMBANG | JENIS | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|-----------------------------|-------------------|-------------|----------------|-----------|------------|
| 1 | Selayar | PLTMG | PLN | 10 | 2017 | Pengadaan |
| 2 | Makassar Peaker | PLTGU | PLN | 450 | 2017/18 | Rencana |
| 3 | Punagaya (FTP2) | PLTU | PLN | 2x100 | 2018 | Konstruksi |
| 4 | Sulsel Barru 2 | PLTU | PLN | 1x100 | 2018 | Pengadaan |
| 5 | Sulsel Peaker | PLTGU | PLN | 450 | 2018/19 | Rencana |
| 6 | Sulsel 2 | PLTU | PLN | 2x200 | 2019/20 | Pengadaan |
| 7 | Bakaru 2 | PLTA | PLN | 140 | 2021/22 | Rencana |
| 8 | Selayar 2 | PLTMG | PLN | 10 | 2021 | Rencana |
| 9 | Poko | PLTA | PLN | 130 | 2022/23 | Rencana |
| 10 | Bakaru 3 | PLTA | PLN | 146 | 2023 | Rencana |
| 11 | Tersebar | PLTBM | Swasta | 10 | 2017 | Rencana |
| 12 | Tersebar | PLTSa | Swasta | 1 | 2017 | Rencana |
| 13 | Wajo | PLTMG | Swasta | 20 | 2017 | Pengadaan |
| 14 | Bantaeng 1 | PLTM | Swasta | 4.2 | 2017 | Konstruksi |
| 15 | Bungin III | PLTM | Swasta | 5 | 2017 | Konstruksi |
| 16 | Sidrap | PLTB | Swasta | 70 | 2017 | Committed |
| 17 | Mallawa | PLTM | Swasta | 5 | 2018 | Pengadaan |
| 18 | Datara | PLTM | Swasta | 7 | 2018 | Committed |
| 19 | Belajen | PLTM | Swasta | 8.3 | 2018 | Konstruksi |
| 20 | Tersebar | PLTB | Swasta | 160 | 2019-2023 | Rencana |
| 21 | Jeneponto 2 | PLTU | Swasta | 2x125 | 2018/19 | Committed |
| 22 | Kondongan | PLTM | Swasta | 3.45 | 2019 | Pengadaan |
| 23 | Pasui | PLTM | Swasta | 1.9 | 2019 | Pengadaan |
| 24 | Baliase | PLTM | Swasta | 9 | 2019 | Pengadaan |
| 25 | Malua | PLTM | Swasta | 5 | 2019 | Pengadaan |
| 26 | Pasui 2 | PLTM | Swasta | 6 | 2019 | Pengadaan |
| 27 | Pongbatik | PLTM | Swasta | 3 | 2019 | Committed |
| 28 | Madong | PLTM | Swasta | 10 | 2020 | Pengadaan |
| 29 | Salu Uro | PLTA | Swasta | 2x47.5 | 2020/21 | Rencana |
| 30 | Malea (FTP 2) | PLTA | Swasta | 90 | 2021 | Committed |
| 31 | Kalaena 1 | PLTA | Swasta | 2x27 | 2021/22 | Rencana |
| 32 | Seko 1 | PLTA | Swasta | 480 | 2023/24 | Rencana |
| 33 | Tumbuan 1 | PLTA | Swasta | 300 | 2023/25 | Rencana |
| 34 | Tersebar | PLTM | Swasta | 15 | 2024 | Rencana |
| 35 | Bonto Batu | PLTA | Swasta | 46 | 2025 | Rencana |
| 36 | Buttu Batu | PLTA | Swasta | 2x100 | 2024 | Rencana |
| 37 | Tersebar | PLTA | Swasta | 210 | 2023-2025 | Rencana |
| 38 | Sulbagsel 1 (Load Follower) | PLTGU | Unallocated | 450 | 2024 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 4,555 | | |

Untuk pengembangan pembangkit perlu di pertimbangkan *reserve margin* sistem yang cukup. Namun pada tahun 2016 dan 2017, *reserve margin* Sistem Sulbagsel, sistem yang mensuplai listrik di Provinsi Sulawesi Selatan, relative rendah (14% dan 18%). Hal ini disebabkan karena pada tahun-tahun tersebut beban smelter di Bantaeng telah diperhitungkan. Selain itu, PLTbayu Sidrap 70 MW tidak diperhitungan untuk *reserve margin* karena karakteristik pembangkit yang *intermitten*.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Pembangkit tenaga hidro di Sulsel berkapasitas cukup besar dan berlokasi jauh dari pusat beban sehingga untuk menyalurkan dayanya termasuk untuk melayani beban smelter di Kabupaten Bantaeng, direncanakan pembangunan transmisi *ekstra high voltage* (EHV) minimal 275 kV. 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*. Secara keseluruhan transmisi yang akan dibangun hingga tahun 2025 sekitar 2.286 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 770 juta. Ruas transmisi yang direncanakan akan dibangun dapat dilihat pada Tabel C9.4.

Tabel C9.4 Pembangunan Transmisi

| No. | DARI | KE | TEG | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|-----------------------------|------------------------------------|--------|-------------------------------------|------|------|---------------|
| 1 | Daya Baru | Incomer 2 phi (Maros-Sungguminasa) | 150 kV | 2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm | 16 | 2016 | Rencana |
| 2 | Panakukang baru/Bolangi (Ne | Inc. 1 phi (Maros-Sungguminasa) | 150 kV | 2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm | 2 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Wotu | Malili (New) | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 82 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | PLTU Barru 2 | Inc. 2 phi (Sidrap-Maros) | 150 kV | 2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm | 5 | 2017 | Rencana |
| 5 | Keera | Inc. 1 phi Sengkang-Siwa | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 13 | 2017 | Rencana |
| 6 | Siwa | Palopo | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 180 | 2017 | Konstruksi |
| 7 | Sungguminasa | Lanna | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 20 | 2017 | Rencana |
| 8 | Sengkang | Siwa | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 133 | 2017 | Konstruksi |
| 9 | Wotu | Inc 2 phi (Tentena-Papolo) | 275 kV | 2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm | 3 | 2017 | Pengadaan |
| 10 | Wotu | GI Masamba | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm ² | 110 | 2017 | Pengadaan |
| 11 | KIMA Makassar | Daya Baru | 150 kV | 2 cct, UGC, XLPE, 400 mm | 28 | 2017 | Rencana |
| 12 | Malili | Lasusua | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 290 | 2017 | Konstruksi |
| 13 | PLTGU Makassar Peaker | Maros | 150 kV | 2 cct, 4 x Zebra | 10 | 2017 | Rencana |
| 14 | KIMA Maros | Maros | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 12 | 2018 | Rencana |
| 15 | Maros | Tallo Lama | 150 kV | 2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm | 20 | 2018 | Rencana |
| 16 | Punagaya | Bantaeng (Smelter) | 150 kV | 2 cct, 4 x Zebra | 60 | 2018 | Rencana |
| 17 | PLTU Jeneponto 2 | GI Punagaya | 150 kV | 2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm | 4 | 2018 | Konstruksi |
| 18 | Makale | Rantepao | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 30 | 2018 | Rencana |
| 19 | Bulukumba | Bira | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm ² | 80 | 2019 | Rencana |
| 20 | Punagaya | Tanjung Bunga | 150 kV | 2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra) | 90 | 2019 | Rencana |
| 21 | PLTA Kalaena 1 | GI Masamba | 150 kV | 2 cct, Hawk, 240 mm | 10 | 2020 | Rencana |
| 22 | Tanjung Bunga | Bontoala | 150 kV | 1 cct, Zebra, 430 mm | 12 | 2020 | Rencana |
| 23 | PLTA Malea | Makale | 150 kV | 2 cct, Zebra, 430 mm | 30 | 2020 | Rencana |
| 24 | Enrekang | PLTA Bakaru II | 275 kV | 2 cct, 4 x 429 ACSR (Zebra) | 50 | 2020 | Rencana |
| 25 | Enrekang | Sidrap | 275 kV | 2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra) | 80 | 2022 | Rencana |
| 26 | Enrekang | Palopo | 275 kV | 2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra) | 160 | 2022 | Rencana |
| 27 | Sidrap | Daya Baru | 275 kV | 2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra) | 350 | 2022 | Rencana |
| 28 | Daya Baru | Punagaya | 275 kV | 2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra) | 140 | 2024 | Rencana |
| 29 | PLTA Bonto Batu | Inc. 2 phi (Makale-Sidrap) | 150 kV | 2 cct, Hawk, 240 mm | 6 | 2024 | Rencana |
| 30 | GITET Wotu | GITET Bungku | 275 kV | 2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra) | 260 | 2024 | Rencana |
| | Total | | | | 2286 | | |

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 2025 adalah 4.410 MVA dengan biaya investasi sekitar US\$ 314 juta, sebagaimana terdapat pada Tabel C9.5.

Tabel C9.5 Pembangunan Gardu Induk

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|------------------------------|------------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Malili + 4 LB | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Siwa | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Bantaeng | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Keera | 150/20 kV | New | 2 LB | 2016 | Rencana |
| 5 | Panakukang Baru/Bolangi | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Bontoala (GIS) | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Masamba | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 8 | Daya Baru/Pattalasang + 4 LB | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 9 | Enrekang | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 10 | Wotu - (GI Baru) + 2 LB | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Pengadaan |
| 11 | Lanna | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 12 | Punagaya | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Konstruksi |
| 13 | Bantaeng (Smelter) | 150/20 kV | New | 8 LB | 2017 | Konstruksi |
| 14 | GITET Wotu | 275/150 kV | New | 90 | 2017 | Pengadaan |
| 15 | KIMA Maros | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 16 | Rantepao | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 17 | Bira | 150/20 kV | New | 30 | 2019 | Rencana |
| 18 | Kajuara | 150/20 kV | New | 60 | 2019 | Rencana |
| 19 | Luwu | 150/20 kV | New | 60 | 2019 | Rencana |
| 20 | Enrekang - IBT | 275/150 kV | New | 300 | 2020 | Rencana |
| 21 | Sidrap - IBT | 275/150 kV | New | 200 | 2022 | Rencana |
| 22 | Maros/Daya Baru - IBT | 275/150 kV | New | 300 | 2022 | Rencana |
| 23 | Bantaeng/JNP - IBT | 275/150 kV | New | 200 | 2022 | Rencana |

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|---------------------------------|------------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | EKSTENSION | | | | | |
| 24 | Sengkang, Ext LB | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2017 | Selesai |
| 25 | Siwa, Ext 4 LB | 150 kV | Ext 4 LB | 4 LB | 2016 | Konstruksi |
| 26 | Palopo | 150/20 kV | Extension | 30 | 2016 | Pengadaan |
| 27 | Bulukumba | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 28 | Maros | 150/20 kV | Extension | 30 | 2016 | Rencana |
| 29 | KIMA Makassar | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 30 | Tanjung Bunga | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 31 | Panakkukang | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 32 | GITET Wotu (IBT) | 275/150 kV | Relokasi | 90 | 2017 | Rencana |
| 33 | Sidrap | 150/20 kV | Extension | 30 | 2017 | Rencana |
| 34 | Sungguminasa | 150/20 kV | Extension | 60 | 2017 | Rencana |
| 35 | Siwa | 150/20 kV | Extension | 60 | 2017 | Rencana |
| 36 | Sinjai | 150/20 kV | Extension | 30 | 2018 | Rencana |
| 37 | Panakukang Baru/Bolangi | 150/20 kV | Extension | 120 | 2018 | Rencana |
| 38 | Tallasa | 150/20 kV | Extension | 60 | 2018 | Rencana |
| 39 | Tanjung Bunga, Ext 2 LB | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2019 | Rencana |
| 40 | Malili | 150/20 kV | Extension | 60 | 2019 | Rencana |
| 41 | Sengkang | 150/20 kV | Extension | 60 | 2019 | Rencana |
| 42 | Daya Baru/Pattalasang | 150/20 kV | Extension | 60 | 2019 | Rencana |
| 43 | Makale, Ext 2 LB (arah PLTA) | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2020 | Rencana |
| 44 | Bakaru, Ext 4 LB | 150 kV | Ext 4 LB | 4 LB | 2021 | Rencana |
| 45 | Soppeng | 150/20 kV | Extension | 60 | 2021 | Rencana |
| 46 | Pinrang | 150/20 kV | Extension | 60 | 2021 | Rencana |
| 47 | Palopo | 150/20 kV | Extension | 120 | 2021 | Rencana |
| 48 | Bantaeng | 150/20 kV | Extension | 60 | 2021 | Rencana |
| 49 | Tanjung Bunga | 150/20 kV | Extension | 60 | 2021 | Rencana |
| 50 | Lanna | 150/20 kV | Extension | 60 | 2021 | Rencana |
| 51 | Enrekang - IBT (arah Bakaru II) | 275 kV | Extension | Ext Dia | 2022 | Rencana |
| 52 | Bontoala (GIS) | 150/20 kV | Extension | 120 | 2022 | Rencana |
| 53 | Wotu | 150/20 kV | Extension | 30 | 2022 | Rencana |
| 54 | KIMA Makassar | 150/20 kV | Extension | 60 | 2022 | Rencana |
| 55 | Panakkukang | 150/20 kV | Extension | 120 | 2022 | Rencana |
| 56 | Sungguminasa | 150/20 kV | Extension | 120 | 2022 | Rencana |
| 57 | Pangkep | 150/20 kV | Extension | 60 | 2023 | Rencana |
| 58 | Sidrap | 150/20 kV | Extension | 60 | 2023 | Rencana |
| 59 | Sidrap, Ext 2 LB | 150/20 kV | Ext LB | 2 LB | 2023 | Rencana |
| 60 | Pare-Pare | 150/20 kV | Extension | 30 | 2024 | Rencana |
| 61 | Bone | 150/20 kV | Extension | 30 | 2024 | Rencana |
| 62 | Panakukang Baru/Bolangi | 150/20 kV | Extension | 120 | 2024 | Rencana |
| 63 | GITET Wotu (arah Seko&Bungku) | 275 kV | Extension | Ext 2 Dia | 2024 | Rencana |
| 64 | Tanjung Bunga | 150/20 kV | Extension | 120 | 2024 | Rencana |
| 65 | Daya Baru/Pattalasang | 150/20 kV | Extension | 120 | 2024 | Rencana |
| 66 | Polmas | 150/20 kV | Extension | 60 | 2024 | Rencana |
| 67 | Kolaka | 150/20 kV | Extension | 60 | 2024 | Rencana |
| 68 | Makale | 150/20 kV | Extension | 60 | 2025 | Rencana |
| 69 | Enrekang | 150/20 kV | Extension | 20 | 2025 | Rencana |
| 70 | Tallo Lama | 150/20 kV | Extension | 120 | 2025 | Rencana |
| | Total | | | 4410 | | |

Pengembangan Distribusi

Sampai dengan tahun 2025 diproyeksikan akan ada tambahan pelanggan baru sebanyak 513 ribu pelanggan. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan jaringan distribusi tegangan menengah sepanjang 8.017 kms, jaringan

tegangan rendah 6.166 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi 3.045 MVA, seperti dalam Tabel C9.6.

Tabel C9.6 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 910 | 605 | 250 | 37,852 |
| 2017 | 1,001 | 640 | 283 | 37,852 |
| 2018 | 910 | 589 | 289 | 91,014 |
| 2019 | 887 | 611 | 281 | 92,707 |
| 2020 | 905 | 652 | 308 | 94,093 |
| 2021 | 684 | 601 | 324 | 31,510 |
| 2022 | 650 | 601 | 329 | 31,665 |
| 2023 | 667 | 611 | 329 | 31,815 |
| 2024 | 708 | 631 | 327 | 32,014 |
| 2025 | 696 | 626 | 326 | 32,530 |
| 2016-2025 | 8,017 | 6,166 | 3,045 | 513,052 |

C9.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 adalah sebagaimana terdapat dalam Tabel C9.7.

Tabel C9.7 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|--------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------------|
| 2016 | 4,856 | 5,486 | 941 | 0 | 510 | 100 | 115 |
| 2017 | 5,830 | 6,582 | 1,128 | 420 | 540 | 792 | 708 |
| 2018 | 7,159 | 8,075 | 1,383 | 895 | 300 | 126 | 1,213 |
| 2019 | 7,790 | 8,779 | 1,502 | 563 | 330 | 170 | 865 |
| 2020 | 8,740 | 9,846 | 1,683 | 298 | 0 | 102 | 526 |
| 2021 | 9,478 | 10,673 | 1,822 | 245 | 420 | 0 | 442 |
| 2022 | 10,287 | 11,580 | 1,975 | 164 | 1,450 | 590 | 748 |
| 2023 | 11,174 | 12,574 | 2,143 | 681 | 120 | 0 | 1,091 |
| 2024 | 12,145 | 13,662 | 2,326 | 928 | 540 | 406 | 1,475 |
| 2025 | 13,210 | 14,858 | 2,527 | 361 | 200 | 0 | 614 |
| Jumlah | | | | 4,555 | 4,410 | 2,286 | 7,797 |

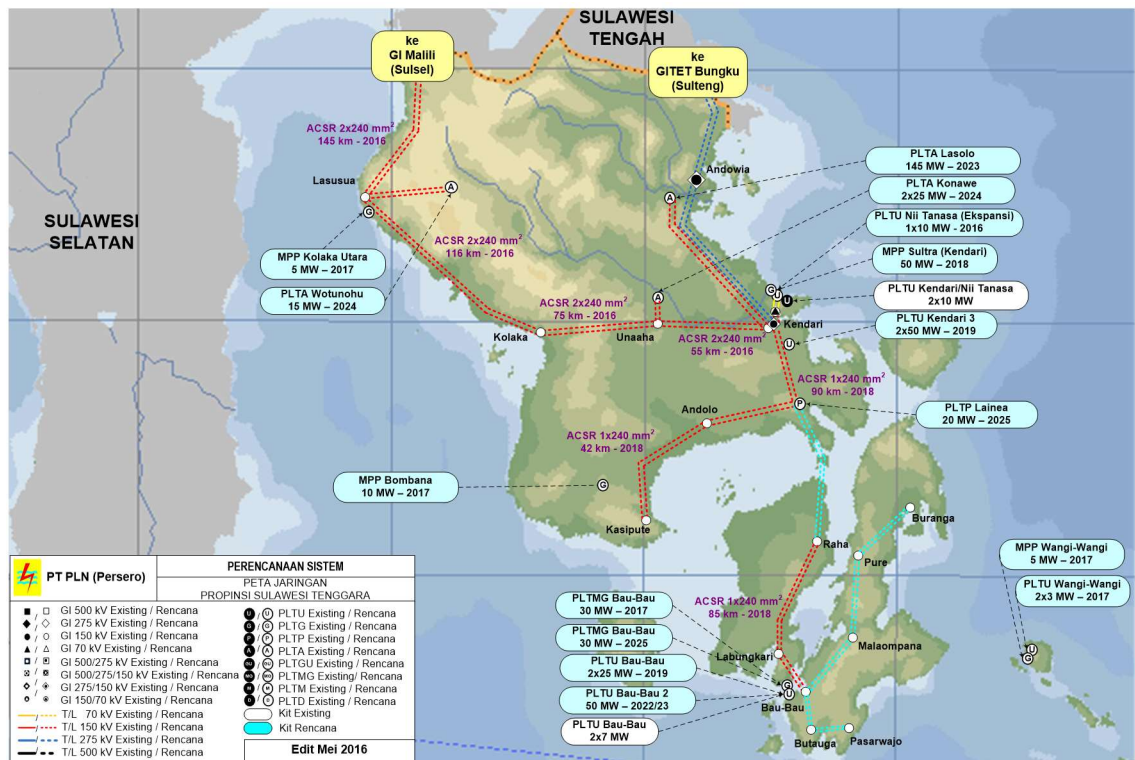
C10.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan 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 kelistrikan 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.

Kapasitas terpasang pembangkit berbeban diatas 1 MW yang masuk ke sistem 20 kV adalah 234 MW dengan daya mampu sekitar 165 MW. Beban puncak keseluruhan sistem kelistrikan (*non coincident*) di Provinsi Sulawesi Tenggara sampai dengan triwulan III 2015 adalah sebesar 151 MW.

Sebagai upaya memperbaiki bauran energi di Provinsi Sulawesi Tenggara, pada tahun 2012 juga telah beroperasi pembangkit dengan energi terbarukan yaitu PLTS Kapota 200 kWp dan PLTS Kabaena 400 kWp. Sedang pada tahun 2013, telah beroperasi PLTM Mikuasi.

Peta kelistrikan saat ini dan rencana pengembangan sistem kelistrikan Sulawesi Tenggara ditunjukkan pada Gambar C10.1.



Gambar C10.1 Peta sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Tenggara

Rincian pembangkit terpasang pada sistem 70 kV dan sistem 20 kV seperti ditunjukkan pada Tabel C10.1.

Tabel C10.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|-------|-------------|-----------|-------------------|---------|--------------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Kendari | PLTU/PLTD | Batubara/BBM | PLN | 106.2 | 75.6 | 75.8 |
| 2 | Lambuya | PLTD | BBM | PLN | 16.5 | 10.3 | 12.3 |
| 3 | Kolaka | PLTD/PLTM | BBM/Air | PLN | 25.1 | 19.6 | 16.5 |
| 4 | Raha | PLTD | BBM | PLN | 11.8 | 10.5 | 10.2 |
| 5 | Bau-Bau | PLTD/PLTM | BBM/Air | PLN | 47.4 | 29.0 | 19.7 |
| 6 | Wangi-Wangi | PLTD | BBM | PLN | 5.9 | 4.7 | 3.6 |
| 7 | Lasusua | PLTD/PLTM | BBM/Air | PLN | 10.1 | 7.8 | 6.2 |
| 8 | Bombana | PLTD | BBM | PLN | 7.6 | 5.4 | 5.2 |
| 9 | Ereke | PLTD | BBM | PLN | 3.4 | 1.8 | 1.6 |
| Total | | | | | 233.9 | 164.6 | 151.2 |

C10.2 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 8,23% per tahun. Sejalan dengan itu pertumbuhan pemakaian energi listrik dalam periode yang sama meningkat rata-rata 14% per tahun. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Tenggara masih sebesar 62,19%, sehingga potensi pelanggan rumah tangga baru masih banyak.

Berdasarkan pertumbuhan penjualan listrik dalam lima tahun terakhir, dan dengan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi yang tinggi, penambahan jumlah penduduk, serta rencana pembangunan *smelter*, maka kebutuhan listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara akan tumbuh seperti pada Tabel C10.2.

Tabel C10.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|----------------------|-----------|
| 2016 | 8.23 | 808 | 910 | 169 | 424,384 |
| 2017 | 8.85 | 978 | 1,156 | 208 | 467,749 |
| 2018 | 9.35 | 1,161 | 1,377 | 244 | 512,602 |
| 2019 | 9.98 | 1,363 | 1,602 | 283 | 558,944 |
| 2020 | 7.98 | 1,563 | 1,825 | 322 | 606,303 |
| 2021 | 7.98 | 1,967 | 2,288 | 401 | 622,919 |
| 2022 | 7.98 | 2,390 | 2,768 | 482 | 646,682 |
| 2023 | 7.98 | 2,996 | 3,457 | 598 | 667,420 |
| 2024 | 7.98 | 3,609 | 4,148 | 713 | 685,732 |
| 2025 | 7.98 | 3,769 | 4,315 | 736 | 709,239 |
| Pertumbuhan (%) | 8.43 | 18.8% | 19.1% | 17.9% | 5.9% |

C10.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

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 266 MW dan potensi PLTM sekitar 17 MW. Selain itu, juga terdapat potensi panas bumi walaupun tidak besar, yaitu di Laenia di Kendari dan Mangolo di Kolaka.

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 2016–2025, di Provinsi Sulawesi Tenggara akan dibangun pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 592 MW yang akan terhubung ke sistem 150 kV dan sebagian terhubung ke jaringan 20 kV pada sistem isolated. Rencana penambahan pembangkit selengkapnya dapat dilihat pada Tabel C10.3.

Tabel C10.3 Pengembangan Pembangkit

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|--------------------|---------|-------------------|----------------|-----------|------------|
| 1 | Kendari (Ekspansi) | PLTU | PLN | 10 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Rongi | PLTM | PLN | 0.8 | 2017 | Konstruksi |
| 3 | Lapai 2 | PLTM | PLN | 4 | 2017 | Konstruksi |
| 4 | Bau-Bau | PLTMG | PLN | 30 | 2017 | Pengadaan |
| 5 | MPP Wangi-Wangi | PLTG/MG | PLN | 5 | 2017 | Pengadaan |
| 6 | MPP Bombana | PLTG/MG | PLN | 10 | 2017 | Pengadaan |
| 7 | MPP Kolaka Utara | PLTG/MG | PLN | 5 | 2017 | Pengadaan |
| 8 | MPP Kendari | PLTG/MG | PLN | 50 | 2018 | Pengadaan |
| 9 | Lapai 1 | PLTM | PLN | 4 | 2019 | Rencana |
| 10 | Riorita | PLTM | PLN | 0.5 | 2019 | Rencana |
| 11 | Toaha | PLTM | PLN | 0.5 | 2019 | Rencana |
| 12 | Wangi-Wangi | PLTU | PLN | 2x3 | 2019 | Konstruksi |
| 13 | Wangi-Wangi | PLTMG | PLN | 5 | 2020 | Rencana |
| 14 | Konawe | PLTA | PLN | 21 | 2024 | Rencana |
| 15 | Watunohu | PLTA | PLN | 15 | 2024 | Rencana |
| 16 | Bau-Bau | PLTMG | PLN | 30 | 2025 | Rencana |
| 17 | Tersebar | PLTS | Swasta | 30 | 2017-2023 | Rencana |
| 18 | Kendari 3 | PLTU | Swasta | 2x50 | 2019 | Committed |
| 19 | Bau-Bau | PLTU | Swasta | 2x25 | 2019 | Rencana |
| 20 | Lasolo | PLTA | Swasta | 2x72.5 | 2023 | Rencana |
| 21 | Bau-Bau | PLTU | Unallocated | 2x25 | 2022/23 | Rencana |
| 22 | Tersebar | PLTP | Unallocated | 20 | 2025 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 592 | | |

Sebagaimana diketahui, sistem interkoneksi Sulsel arah Kendari masih mengalami hambatan sehingga dalam satu hingga dua tahun kedepan, kondisi kelistrikan 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 diharapkan pada tahun 2017 sudah beroperasi.

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 menginterkoneksi 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.

Keseluruhan panjang transmisi yang akan dibangun selama periode 2016-2025 adalah 1.711 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 412 juta sebagaimana terdapat dalam Tabel C10.4.

Tabel C10.4 Pembangunan Transmisi

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|-------------------|----------------------------|----------|-------------------------------------|------|------|---------------|
| 1 | Lasusua | Kolaka | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 232 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Kolaka | Unaaha | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 150 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Unaaha | GI Kendari 150 kV | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 110 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | GI Kendari 150 kV | GI Kendari 70 kV / Puuwatu | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 30 | 2017 | Rencana |
| 5 | MPP Kendari | GI Kendari 70 kV | 70 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 40 | 2017 | Rencana |
| 6 | Raha | Bau-Bau | 150 kV | 2 cct, Hawk, 240 mm | 170 | 2018 | Rencana |
| 7 | PLTU Kendari 3 | Kendari 150 kV | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 40 | 2018 | Rencana |
| 8 | GI Kendari 150 kV | GI Andolo | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm ² | 180 | 2018 | Rencana |
| 9 | GI Andolo | GI Kasipute | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm ² | 84 | 2018 | Rencana |
| 10 | PLTA Lasolo | Kendari 150 kV | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm ² | 120 | 2022 | Rencana |
| 11 | PLTA Konawe | Unaaha | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 80 | 2023 | Rencana |
| 12 | PLTA Watunohu 1 | Lasusua | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 80 | 2023 | Rencana |
| 13 | GITET Bungku | GITET Andowia | 275 kV | 2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra) | 260 | 2024 | Rencana |
| 14 | GITET Andowia | GITET Kendari | 275 kV | 2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra) | 135 | 2024 | Rencana |
| | Total | | | | 1711 | | |

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 2016-2025 akan dibangun gardu Induk baru 150/20 kV, GITET 275/150 kV dan IBT 150/70 kV di 11 lokasi, dengan kapasitas total 890 MVA. Proyek tersebut akan memerlukan dana investasi sekitar US\$ 70 juta belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, seperti diberikan dalam Tabel C10.5.

Tabel C10.5 Pembangunan Gardu Induk

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|----------------------------|------------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Kendari 150 kV | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Unaaha + 4 LB | 150/20 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Kendari - IBT 2x31,5 MVA | 150/70 kV | New | 60 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Kolaka - (GI Baru) + 2 LB | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Lasusua - (GI Baru) + 4 LB | 150/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Raha | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 7 | Bau Bau | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 8 | Andolo | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 9 | Kasipute | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 10 | GITET Andowia | 275/150 kV | New | 90 | 2024 | Rencana |
| 11 | GITET Kendari | 275/150 kV | New | 90 | 2024 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 12 | Kolaka, Ext 4 LB | 150 kV | Ext 4 LB | 4 LB | 2016 | Konstruksi |
| 13 | Kendari 150 kV | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 14 | Kendari, Ext 4 LB | 150 kV | Ext 4 LB | 4 LB | 2016 | Konstruksi |
| 15 | Nii Tanasa | 70/20 kV | Relokasi | 20 | 2017 | Rencana |
| 16 | Raha | 150/20 kV | Extension | 60 | 2019 | Rencana |
| 17 | Bau Bau | 150/20 kV | Extension | 60 | 2020 | Rencana |
| 18 | Kendari | 150/20 kV | Extension | 60 | 2023 | Rencana |
| 19 | Unaaha | 150/20 kV | Extension | 60 | 2025 | Rencana |
| | Total | | | 890 | | |

Pengembangan Jaringan Distribusi

Untuk memenuhi kebutuhan listrik Provinsi Sulawesi Tenggara hingga tahun 2025, direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 335 ribu pelanggan. Untuk menunjang penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melayani perdesaan, yaitu JTM sepanjang 1.539 kms, JTR sekitar 1.225 kms dan trafo distribusi sebesar 555 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C10.6.

Tabel C10.6 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 127 | 85 | 46 | 51,048 |
| 2017 | 147 | 94 | 53 | 43,365 |
| 2018 | 139 | 90 | 54 | 44,853 |
| 2019 | 146 | 100 | 54 | 46,342 |
| 2020 | 152 | 110 | 59 | 47,359 |
| 2021 | 133 | 117 | 60 | 16,616 |
| 2022 | 142 | 131 | 60 | 23,763 |
| 2023 | 168 | 154 | 58 | 20,738 |
| 2024 | 198 | 176 | 56 | 18,312 |
| 2025 | 187 | 168 | 54 | 23,507 |
| 2016-2025 | 1,539 | 1,225 | 555 | 335,903 |

C10.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi Provinsi Sulawesi Tenggara tahun 2016–2025 adalah seperti pada Tabel C10.7.

Tabel C10.7 Ringkasan

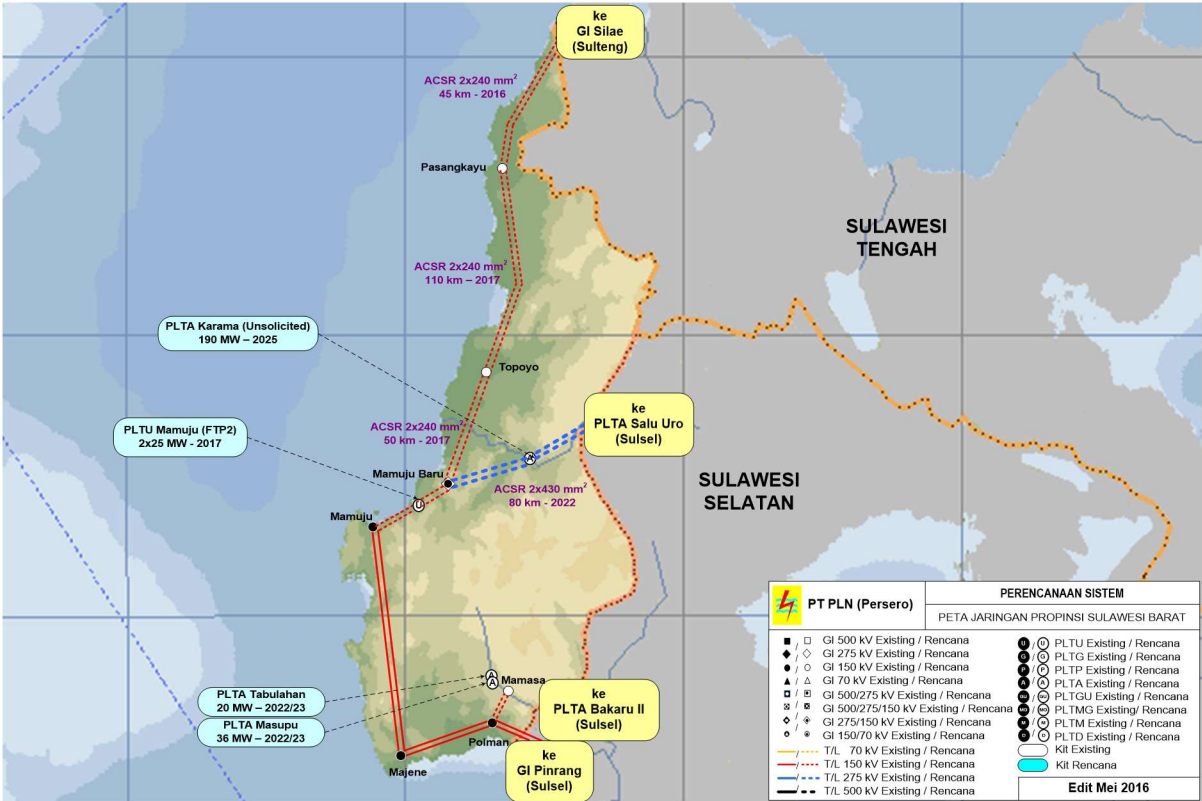
| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|--------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------------|
| 2016 | 808 | 910 | 169 | 10 | 270 | 492 | 141 |
| 2017 | 978 | 1,156 | 208 | 62 | 20 | 70 | 103 |
| 2018 | 1,161 | 1,377 | 244 | 50 | 180 | 474 | 131 |
| 2019 | 1,363 | 1,602 | 283 | 161 | 60 | 0 | 280 |
| 2020 | 1,563 | 1,825 | 322 | 12 | 60 | 0 | 46 |
| 2021 | 1,967 | 2,288 | 401 | 0 | 0 | 0 | 13 |
| 2022 | 2,390 | 2,768 | 482 | 35 | 0 | 120 | 113 |
| 2023 | 2,996 | 3,457 | 598 | 177 | 60 | 160 | 330 |
| 2024 | 3,609 | 4,148 | 713 | 36 | 180 | 395 | 290 |
| 2025 | 3,769 | 4,315 | 736 | 50 | 60 | 0 | 97 |
| Jumlah | | | | 592 | 890 | 1,711 | 1,543 |

LAMPIRAN C.11

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SULAWESI BARAT

C11.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Kebutuhan tenaga listrik Provinsi Sulawesi Barat saat ini sebagian 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 kelistrikan 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 2015 untuk Provinsi Sulawesi Barat masih relatif rendah, yaitu adalah sebesar 57,32%.Peta kelistrikan saat ini dan rencana pengembangannya di Provinsi Sulawesi Barat dapat dilihat pada Gambar C11.1.



Gambar C11.1. Peta kelistrikan Provinsi Sulawesi Barat

Kapasitas trafo ketiga gardu induk tersebut saat ini adalah 136 MVA dan pembangkit yang beroperasi secara isolated sebagaimana diberikan pada Tabel C11.1.

Tabel C11.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|-------|-----------------|-------|-------------------|---------|--------------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Mamuju | PLTD | BBM | PLN | - | - | - |
| 2 | <i>Isolated</i> | | | | | | |
| | 1. Mambi | PLTD | BBM | PLN | - | - | - |
| | 2. Babana | PLTD | BBM | PLN | - | - | - |
| | 3. Topoyo | PLTD | BBM | PLN | - | - | - |
| | 4. Karossa | PLTD | BBM | PLN | - | - | - |
| | 5. Baras | PLTD | BBM | PLN | - | - | - |
| | 6. Pasang Kayu | PLTD | BBM | PLN | 8.41 | 7.03 | 5.83 |
| | 7. Sarjo | PLTD | BBM | PLN | - | - | - |
| Total | | | | | 8.4 | 7.0 | 5.8 |

C11.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulbar

Provinsi Sulawesi Barat dengan Mamuju sebagai ibukotanya merupakan daerah yang sedang berkembang. Kondisi ekonomi Sulawesi Barat dalam lima tahun terakhir tumbuh mengesankan mencapai rata-rata 9,85%.

Dengan pertumbuhan konsumsi listrik dalam lima tahun terakhir yang mencapai rata-rata 16,6% per tahun dan memperhatikan potensi pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk serta peningkatan rasio rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016–2025 diberikan pada Tabel C11.2.

Tabel C11.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Barat

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------|-----------------|----------------|-------------------|-----------|
| 2016 | 7.43 | 274 | 306 | 61 | 201,872 |
| 2017 | 7.56 | 299 | 337 | 67 | 220,573 |
| 2018 | 7.93 | 327 | 371 | 73 | 239,538 |
| 2019 | 8.42 | 357 | 405 | 80 | 258,171 |
| 2020 | 8.67 | 389 | 441 | 87 | 277,899 |
| 2021 | 8.80 | 425 | 480 | 94 | 291,948 |
| 2022 | 8.55 | 463 | 523 | 104 | 300,748 |
| 2023 | 8.55 | 505 | 569 | 113 | 309,798 |
| 2024 | 8.55 | 550 | 618 | 123 | 319,172 |
| 2025 | 8.55 | 599 | 672 | 134 | 328,856 |
| Pertumbuhan (%) | 8.30 | 9.10% | 9.14% | 9.07% | 5.60% |

C11.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

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. Diperkirakan potensi PLTA di Sulawesi Barat bisa mencapai 1.000 MW.

Potensi tenaga air cukup besar, antara lain 450 MW di Tumbuan, Kecamatan Kalumpang, PLTA Karama 190 MW di Mamuju, perlu dilakukan studi lebih lanjut.

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 memadai dan berkualitas.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2025, di Provinsi Sulawesi Barat direncanakan akan dibangun pembangkit dengan kapasitas total hingga 601 MW yang akan tersambung ke sistem 150 kV sistem Sulselbar. Apabila tambahan pembangkit baru tersebut selesai beroperasi, maka kelebihan dayanya akan dikirim ke daerah lain melalui sistem interkoneksi 150 kV. Rencana pengembangan pembangkit tersebut diberikan pada Tabel C11.3.

Tabel C11.3 Pengembangan Pembangkit

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|------------------------------|-------|-------------------|----------------|---------|------------|
| 1 | Mamuju | PLTU | Swasta | 2x25 | 2017 | Konstruksi |
| 2 | Tersebar | PLTBM | Swasta | 5 | 2020 | Rencana |
| 3 | Tabulahan | PLTA | Swasta | 2x10 | 2022/23 | Rencana |
| 4 | Masupu | PLTA | Swasta | 2x18 | 2022/23 | Rencana |
| 5 | Tersebar | PLTA | Swasta | 300 | 2024/25 | Rencana |
| 6 | Karama Peaking (Unsolicited) | PLTA | Swasta | 190 | 2025 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 601 | | |

Proyek PLTA Karama ini merupakan sebuah proyek Kerjasama Pemerintah Swasta (KPS) “*unsolicited*”. Proyek tersebut mengalami hambatan utamanya masalah sosial sehingga sampai saat ini belum bisa berjalan. Untuk menghindari masalah sosial tersebut, saat ini sedang dilakukan studi ulang dan sesuai hasil pra-studi kelayakan, solusi yang akan ditempuh adalah menurunkan tinggi bendungan sehingga luas genangan menjadi berkurang. Akibatnya, kapasitas PLTA akan turun dari semula 450 MW menjadi sekitar 190 MW. Hasil pra-studi tersebut dijadikan dasar untuk penyusunan neraca daya sistem Sulselbar.

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 Bakarui. Selain itu, juga direncanakan akan pembangunan transmisi EHV dengan level tegangan sekurang-kurangnya 275 kV untuk menyalurkan daya dari PLTA Tumbuan dan Karama 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.

Panjang total saluran transmisi yang akan dibangun mencapai 1.252 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 464 juta seperti pada Tabel C11.4.

Tabel C11.4 Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|--------------------|---------------------------------|----------|-----------------------------|------|------|---------------|
| 1 | Pasangkayu | Silae | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 90 | 2017 | Konstruksi |
| 2 | PLTU Mamuju (FTP2) | Mamuju | 150 kV | 2 cct, 2xHawk, 240 mm | 118 | 2017 | Konstruksi |
| 3 | Mamuju Baru | Inc. 2 phi (PLTU Mamuju-Mamuju) | 150 kV | 2 cct, 2xHawk, 240 mm | 4 | 2017 | Konstruksi |
| 4 | PLTU Mamuju (FTP2) | Topoyo | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 50 | 2017 | Konstruksi |
| 5 | Topoyo | Pasangkayu | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 220 | 2017 | Konstruksi |
| 6 | Polman | Mamasa | 150 kV | 2 cct, 2 x Hawk, 240 mm | 80 | 2019 | Rencana |
| 7 | PLTA Salu Uro | Mamuju Baru | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 110 | 2019 | Rencana |
| 8 | PLTA Salu Uro | Wotu | 275 kV | 2 cct, 4 x 429 ACSR (Zebra) | 300 | 2020 | Rencana |
| 9 | PLTA Poko | Bakaru II | 275 kV | 2 cct, 4 x 429 ACSR (Zebra) | 40 | 2021 | Rencana |
| 10 | PLTA Poko | PLTA Salu Uro | 275 kV | 2 cct, 4 x 429 ACSR (Zebra) | 240 | 2021 | Rencana |
| | Total | | | | 1252 | | |

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 PLTA Karama, akan dibangun GITET 275/150 kV dan GI Mamuju Baru 150/20 kV tetapi pelaksanaan pembangunannya akan menunggu hasil studi *master plan* sistem Sulawesi.

Total daya GI yang akan dibangun termasuk IBT 275/150 kV adalah 440 MVA, dengan dana investasi yang diperlukan sekitar US\$ 39 juta, belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk GI pembangkit, seperti pada Tabel C11.5.

Tabel C11.5 Pembangunan Gardu Induk

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|-------------------|------------|---------------------|---------------|------|---------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Pasangkayu | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Pengadaan |
| 2 | Topoyo | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 3 | Mamuju Baru | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 4 | Mamasa | 150/20 kV | new | 30 | 2019 | Rencana |
| 6 | Mamuju Baru - IBT | 275/150 kV | New | 200 | 2021 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 5 | Mamuju | 150/20 kV | Extension | 60 | 2020 | Rencana |
| 7 | Polmas | 150/20 kV | Extension | 60 | 2024 | Rencana |
| | Total | | | 440 | | |

Pengembangan Distribusi

Hingga tahun 2025 akan dilakukan penambahan sambungan baru sekitar 141 ribu pelanggan. Jaringan distribusi yang akan dibangun, termasuk untuk melistriki perdesaan, terdiri dari JTM sepanjang 370 kms, JTR sekitar 283 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 319 MVA. Rincian pengembangan distribusi di Sulawesi Barat diberikan pada Tabel C11.6.

Tabel C11.6 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 46 | 31 | 21 | 14,784 |
| 2017 | 48 | 31 | 24 | 18,702 |
| 2018 | 41 | 27 | 26 | 18,965 |
| 2019 | 41 | 28 | 27 | 18,632 |
| 2020 | 40 | 29 | 31 | 19,729 |
| 2021 | 31 | 27 | 34 | 14,049 |
| 2022 | 29 | 27 | 37 | 8,800 |
| 2023 | 30 | 28 | 38 | 9,050 |
| 2024 | 32 | 29 | 40 | 9,374 |
| 2025 | 32 | 28 | 42 | 9,684 |
| 2016-2025 | 370 | 283 | 319 | 141,768 |

C11.4 Ringkasan

Ringkasan prakiraan kebutuhan tenaga listrik, rencana pembangunan fasilitas sistem kelistrikan dan kebutuhan investasi di Provinsi Sulawesi Barat sampai dengan tahun 2025 sebagaimana terdapat dalam Tabel C11.7.

Tabel C11.7 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|--------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------------|
| 2016 | 274 | 306 | 61 | 0 | 0 | 0 | 5 |
| 2017 | 299 | 337 | 67 | 50 | 90 | 482 | 185 |
| 2018 | 327 | 371 | 73 | 0 | 0 | 0 | 5 |
| 2019 | 357 | 405 | 80 | 0 | 30 | 190 | 51 |
| 2020 | 389 | 441 | 87 | 5 | 60 | 0 | 8 |
| 2021 | 425 | 480 | 94 | 0 | 200 | 280 | 192 |
| 2022 | 463 | 523 | 104 | 28 | 0 | 300 | 223 |
| 2023 | 505 | 569 | 113 | 28 | 0 | 0 | 48 |
| 2024 | 550 | 618 | 123 | 150 | 60 | 0 | 233 |
| 2025 | 599 | 672 | 134 | 340 | 0 | 0 | 516 |
| Jumlah | | | | 601 | 440 | 1,252 | 1,466 |

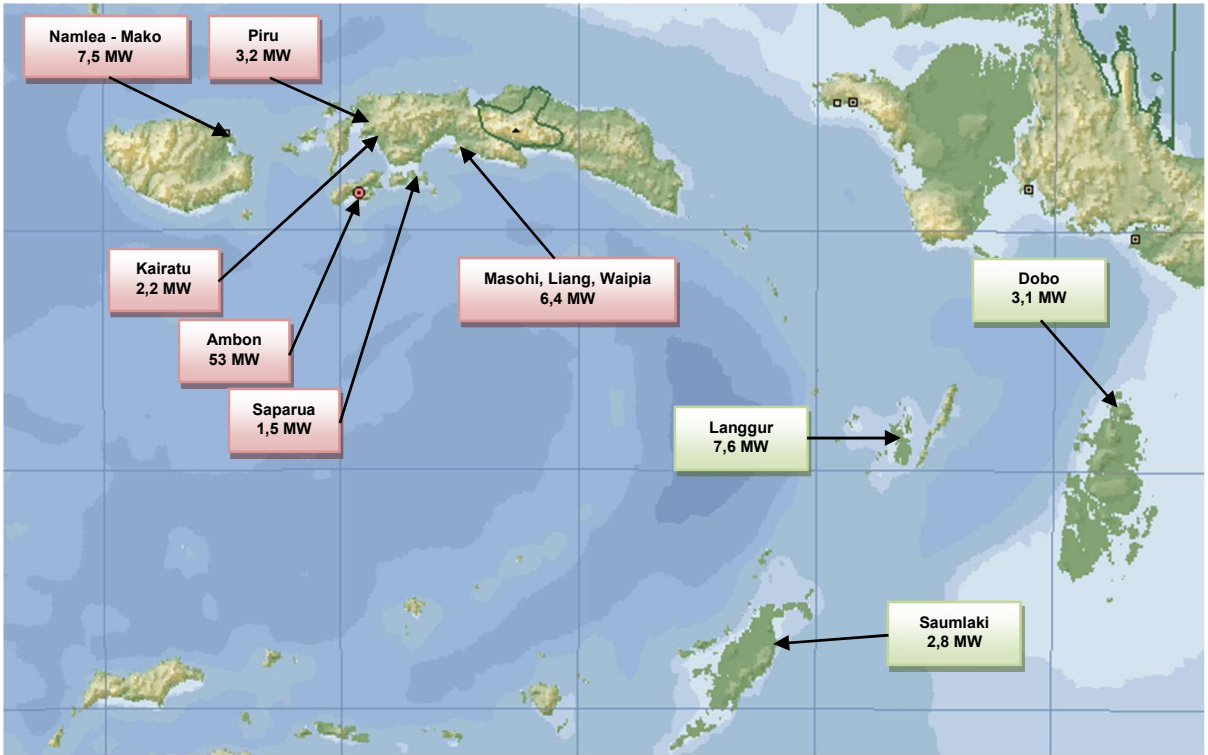
LAMPIRAN C.12

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI MALUKU

C12.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku saat ini terdiri dari 8 sistem kelistrikan dengan beban diatas 2 MW adalah Sistem Ambon, Masohi-Waipia-Liang, Kairatu-Piru, Namlea-Mako, Saparua, Tual, Dobo, dan Saumlaki. Selain itu terdapat 44 pusat pembangkit kecil tersebar.

Beban puncak total *non coincident* seluruh Provinsi Maluku sekitar 106 MW, dipasok dari pembangkit-pembangkit PLTD dan PLTS tersebar yang terhubung langsung ke sistem distribusi 20 kV dan sebagian tersambung langsung ke jaringan 220 Volt pada masing-masing sistem kelistrikan seperti ditunjukkan pada Gambar C12.1



Gambar 12.1 Peta Lokasi Pembangkit di Provinsi Maluku

Sistem kelistrikan terbesar di Provinsi Maluku adalah sistem Ambon, dimana sistem ini memiliki jumlah pasokan pembangkit 88,3 MW termasuk PLTD sewa, dengan daya mampu sekitar 64,6 MW dan beban puncak 53,0 MW. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Maluku adalah sebesar 75,24%.Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku dengan beban puncak diatas 2 MW posisi bulan September 2015 sebagaimana dapat dilihat pada Tabel C12.1.

Tabel B.12.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|--------------|------------------------------|-------|-------------------|---------|--------------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Sistem Ambon | | | | | | |
| | 1. Hative Kecil | PLTD | BBM | PLN | 21,5 | 8,6 | |
| | 2. Sewa Mesin Hative Kecil | PLTD | BBM | PLN | 20,0 | 16,0 | |
| | 3. Poka | PLTD | BBM | PLN | 20,8 | 14,0 | |
| | 4. Sewa Mesin Poka | PLTD | BBM | PLN | 26,0 | 26,0 | |
| | TOTAL | | | | 88,3 | 64,6 | 53,0 |
| 2 | Sistem Masohi | | | | | | |
| | 1. Masohi | PLTD | BBM | PLN | 4,7 | 0,8 | 4,9 |
| | 2. Sewa Mesin Masohi | PLTD | BBM | PLN | 6,0 | 6,0 | |
| | 3. Waipia | PLTD | BBM | PLN | 0,4 | 0,1 | 0,3 |
| | 4. Liang | PLTD | BBM | PLN | 0,0 | 0,0 | 1,2 |
| | 5. Sewa Mesin Liang | PLTD | BBM | PLN | 1,0 | 1,0 | |
| | TOTAL | | | | 12,1 | 7,9 | 6,4 |
| 3 | Sistem Kairatu - Piru | | | | | | |
| | 1. Kairatu | PLTD | BBM | PLN | 1,3 | 0,3 | 2,2 |
| | 2. Sewa Mesin Kairatu | PLTD | BBM | PLN | 4,0 | 4,0 | |
| | 3. Piru | PLTD | BBM | PLN | 1,5 | 0,8 | 3,2 |
| | 4. Sewa Mesin Piru | PLTD | BBM | PLN | 2,0 | 2,0 | |
| | TOTAL | | | | 8,8 | 7,2 | 5,4 |
| 4 | Sistem Namlea - Mako | | | | | | |
| | 1. Namlea | PLTD | BBM | PLN | 4,6 | 2,3 | 5,1 |
| | 2. Sewa Mesin Namlea | PLTD | BBM | PLN | 5,0 | 5,0 | |
| | 3. Mako | PLTD | BBM | PLN | 1,3 | 0,4 | 2,4 |
| | 4. Sewa Mesin Mako | PLTD | BBM | PLN | 2,0 | 0,2 | |
| | TOTAL | | | | 12,9 | 7,9 | 7,5 |
| 5 | Sistem Saparua | | | | | | |
| | Saparua | PLTD | BBM | PLN | 3,2 | 1,0 | 1,5 |
| 6 | Sistem Tual | | | | | | |
| | 1. Langgur | PLTD | BBM | PLN | 9,8 | 2,8 | |
| | 2. Sewa Mesin | PLTD | BBM | PLN | 4,0 | 4,0 | |
| | TOTAL | | | | 13,8 | 6,8 | 7,6 |
| 7 | Sistem Saumlaki | | | | | | |
| | 1. Saumlaki | PLTD | BBM | PLN | 7,0 | 4,7 | 2,8 |
| | 2. Sewa Mesin | PLTD | BBM | PLN | 1,5 | 1,5 | |
| | TOTAL | | | | 8,5 | 6,2 | 2,8 |
| 8 | Sistem Dobo | | | | | | |
| | 1. Dobo | PLTD | BBM | PLN | 2,5 | 1,2 | 3,1 |
| | 2. Sewa Mesin | PLTD | BBM | PLN | 1,5 | 1,5 | |
| | TOTAL | | | | 4,0 | 2,7 | 3,1 |
| Total | | | | | 151,4 | 104,1 | 87,2 |

C12.2 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 tumbuh lebih baik dibanding sebelumnya yaitu rata-rata diatas 6,14% per tahun. Sektor Pertanian, perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa lainnya mempunyai kontribusi dominan dalam peningkatan pertumbuhan ekonomi di Provinsi Maluku. Kondisi ekonomi yang membaik ini dan ditopang oleh kondisi keamanan yang kondusif, akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Maluku.

Jumlah pelanggan PLN di Provinsi Maluku masih didominasi oleh kelompok rumah tangga dengan konsumsi mencapai 63%, disusul kelompok komersial 22%, publik 13% dan sisanya adalah konsumen industri.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi yang semakin membaik, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 - 2025 diperlihatkan pada Tabel C12.2.

Tabel C12.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-----------|
| 2016 | 8.81 | 573 | 652 | 121 | 322,240 |
| 2017 | 9.48 | 667 | 776 | 139 | 338,811 |
| 2018 | 10.01 | 756 | 884 | 155 | 356,401 |
| 2019 | 10.68 | 856 | 993 | 174 | 371,567 |
| 2020 | 8.54 | 945 | 1,097 | 190 | 384,538 |
| 2021 | 8.54 | 1,041 | 1,202 | 206 | 398,221 |
| 2022 | 8.54 | 1,144 | 1,314 | 224 | 412,705 |
| 2023 | 8.54 | 1,256 | 1,435 | 243 | 427,662 |
| 2024 | 8.54 | 1,377 | 1,564 | 264 | 441,986 |
| 2025 | 8.54 | 1,507 | 1,704 | 285 | 457,377 |
| Pertumbuhan (%) | 9.02 | 11.38% | 11.31% | 10.06% | 3.97% |

C12.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan 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 terbatas pada sumber-sumber *hydro* yang berada di Pulau Seram dan Pulau Buru serta panas bumi di Pulau Ambon dan Pulau Haruku.

Potensi panas bumi di Pulau Ambon tepatnya di desa Suli akan dimanfaatkan untuk proyek PLTP Tulehu 2x10 MW. Sumur eksplorasi sudah menghasilkan indikasi bahwa uap panas bumi di Tulehu (Desa Suli) cukup untuk membangkitkan listrik. Sedangkan di Haruku masih berupa potensi dan perlu dilakukan survey lebih lanjut. Selain itu, di Pulau Seram terdapat potensi hidro yang cukup besar bisa mencapai 100 MW lebih, namun sebagian diantaranya berada di kawasan hutan konservasi sehingga ada kemungkinan akan mengalami hambatan jikaseluruh potensi tersebut dikembangkan menjadi PLTA/M.

Pengembangan Pembangkit

Permasalahan jangka pendek dan mendesak untuk diselesaikan di Provinsi Maluku terutama kota Ambon adalah pasokan daya listrik yang tidak mencukupi dan

pembangkit yang ada masih menggunakan BBM. Sementara disisi lain, pelaksanaan proyek pembangkit non-BBM dan transmisi masih mengalami hambatan, sedangkan beban diperkirakan terus tumbuh tinggi. Akibatnya, sampai dengan dua atau tiga tahun kedepan, sistem kelistrikan di Ambon diperkirakan masih akan mengalami defisit daya. Untuk menyelesaikan permasalahan tersebut, di Ambon akan disiapkan PLTMG dengan kapasitas total 30 MW yang diharapkan pada tahun 2017 sudah bisa beroperasi.

Demikian juga dengan kondisi sistem kecil isolated tersebar di pulau-pulau lainnya tidak berbeda jauh dengan keadaan di sistem Ambon. Untuk mengatasi kondisi tersebut, akan dibangun pembangkit *dual fuel* PLTMG untuk mengisi kebutuhan daya sebelum PLTU atau pembangkit non-BBM lainnya beroperasi.

Khusus untuk kelistrikan di pulau-pulau kecil terluar dan daerah isolated yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, mengingat peranannya yang sangat strategis bagi ketuhan NKRI, sedang dibangun PLTD sesuai kebutuhan untuk menjamin kepastian kecukupan pasokan listrik di daerah perbatasan.

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 2025 akan dapat dipenuhi dengan membangun tambahan pembangkit baru di Maluku dengan kapasitas total sekitar 536 MW. Rincian pengembangan pembangkit di Provinsi Maluku ditampilkan pada Tabel C12.3.

Tabel C12.3 Pengembangan Pembangkit

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|----------------|-------|----------------------|-------------------|-----------|------------|
| 1 | Langgur | PLTMG | PLN | 20 | 2017 | Pengadaan |
| 2 | Namlea | PLTMG | PLN | 10 | 2017 | Pengadaan |
| 3 | Saumlaki | PLTMG | PLN | 10 | 2017 | Pengadaan |
| 4 | Dobo | PLTMG | PLN | 10 | 2017 | Pengadaan |
| 5 | Ambon Peaker | PLTMG | PLN | 30 | 2017 | Pengadaan |
| 6 | Seram Peaker | PLTMG | PLN | 20 | 2018 | Pengadaan |
| 7 | Bula | PLTMG | PLN | 10 | 2018 | Rencana |
| 8 | Wetar | PLTMG | PLN | 5 | 2018 | Rencana |
| 9 | Tulehu (FTP2) | PLTP | PLN | 2x10 | 2019 | Committed |
| 10 | Makariki | PLTM | PLN | 2x2 | 2019 | Rencana |
| 11 | Nua (Masohi) | PLTM | PLN | 2x4.4 | 2019 | Rencana |
| 12 | Namrole | PLTMG | PLN | 10 | 2019 | Rencana |
| 13 | Sapalewa | PLTM | PLN | 2x4 | 2019 | Rencana |
| 14 | Ambon | PLTMG | PLN | 70 | 2018 | Rencana |
| 15 | Wae Mala | PLTM | PLN | 2x1 | 2019/20 | Rencana |
| 16 | Isal 3 | PLTM | PLN | 2x2 | 2019/20 | Rencana |
| 17 | Seram Peaker 2 | PLTMG | PLN | 30 | 2020 | Rencana |
| 18 | Langgur 2 | PLTMG | PLN | 20 | 2020 | Rencana |
| 19 | Namlea 2 | PLTMG | PLN | 10 | 2020 | Rencana |
| 20 | Saumlaki 2 | PLTMG | PLN | 10 | 2020 | Rencana |
| 21 | Dobo 2 | PLTMG | PLN | 10 | 2020 | Rencana |
| 22 | Waai (FTP1) | PLTU | PLN | 2x15 | 2021 | Konstruksi |
| 23 | Ambon 2 | PLTU | PLN | 2x50 | 2020/21 | Rencana |
| 24 | Saparua | PLTMG | PLN | 10 | 2022 | Rencana |
| 25 | Moa | PLTMG | PLN | 10 | 2022 | Rencana |
| 26 | Wai Tala | PLTA | PLN | 16 | 2023 | Rencana |
| 27 | Tersebar | PLTBM | Swasta | 6 | 2017 | Rencana |
| 28 | Wai Tina | PLTM | Swasta | 2x6 | 2019 | Pengadaan |
| 29 | Tersebar | PLTS | Swasta | 10 | 2017-18 | Rencana |
| 30 | Tersebar | PLTB | Swasta | 20 | 2019-2025 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 536 | | |

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 2016-2025, transmisi 70 kV dan 150 kV yang akan dibangun sekitar 663 kms. Khusus untuk transmisi 70 kV di Pulau Buru terkait dengan rencana proyek PLTA/M Waitina di Pulau Buru, akan dibangun apabila hasil studi menunjukkan bahwa energi yang diproduksi sebagian besar akan dikirim ke Sistem Namlea-Mako. Dana investasi yang dibutuhkan untuk membangun transmisi tersebut sekitar US\$ 96 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C12.4.

Tabel C12.4 Rencana Pengembangan Transmisi

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|---------------|--------------------------------|----------|-----------------------------|-----|------|---------------|
| 1 | PLTU Waai | GI Passo | 150 kV | 2 cct, 1 x 240 HAWK | 18 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | GI Passo | GI Sirimau | 70 kV | 2 cct, 1 x 240 HAWK | 12 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | GI Passo | GI Wayame | 150 kV | 2 cct, 1 x 240 HAWK | 26 | 2017 | Rencana |
| 4 | GI Piru | GI Kairatu | 150 kV | 2 cct, 2 x 240 HAWK | 110 | 2018 | Rencana |
| 5 | GI Masohi | GI Kairatu | 150 kV | 2 cct, 2 x 240 HAWK | 210 | 2018 | Rencana |
| 6 | GI Piru | GI Taniwel | 150 kV | 2 cct, 1 x 240 HAWK | 60 | 2018 | Rencana |
| 7 | PLTP Tulehu | Incomer 1 phi (Sirimau-Waai) | 150 kV | 2 cct, 1 x 240 HAWK | 6 | 2019 | Rencana |
| 8 | GI Namrole | GI Namlea | 70 kV | 2 cct, 1 x 240 HAWK | 161 | 2019 | Rencana |
| 9 | PLTU Ambon 2 | GI Passo | 150 kV | 2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra) | 20 | 2020 | Rencana |
| 10 | PLTA Wai Tina | Inc. 1 Phi (Namrole-Namlea) | 70 kV | 2 cct, 1 x 240 HAWK | 10 | 2021 | Rencana |
| 11 | PLTA Tala | Incomer 2 phi (Kairatu-Masohi) | 150 kV | 2 cct, 1 x 240 HAWK | 30 | 2023 | Rencana |
| | Total | | | | 663 | | |

Pengembangan Gardu Induk (GI)

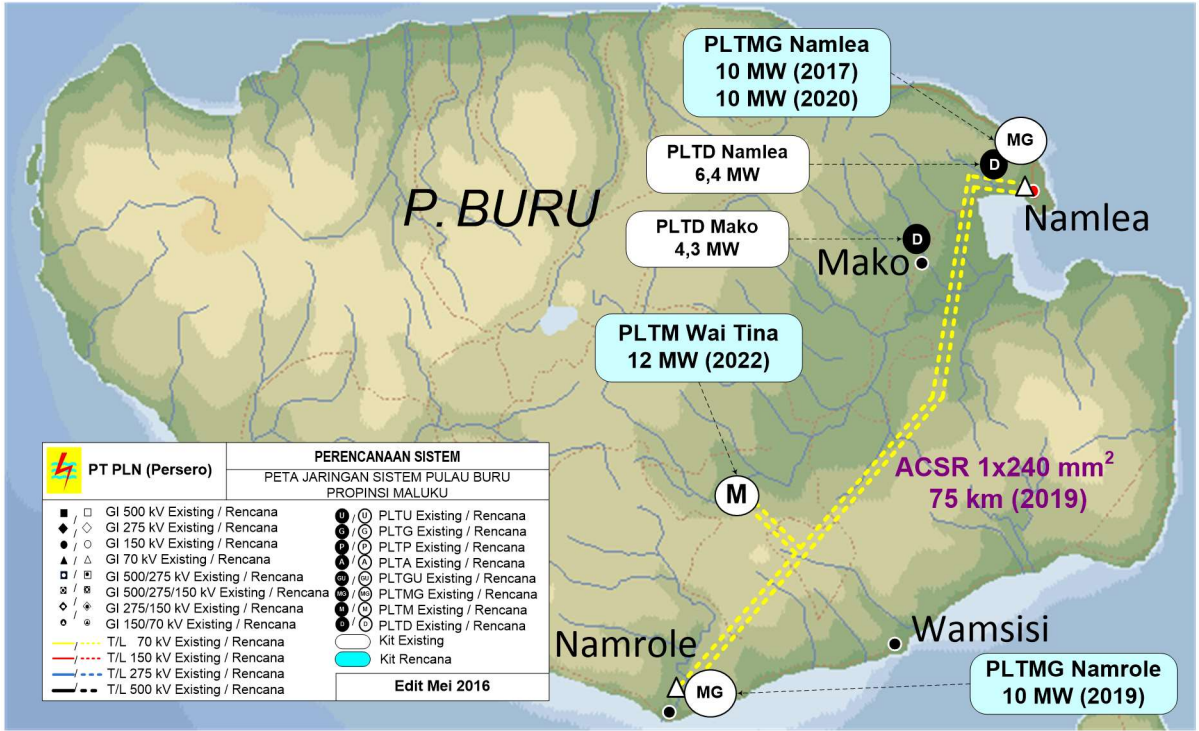
Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi terkait proyek pembangkit serta untuk distribusi listrik ke pelanggan, direncanakan pembangunan GI baru di 9 lokasi. Hingga tahun 2025 direncanakan pembangunan GI dengan kapasitas total 630 MVA. Dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 46 juta, belum termasuk untuk pembangunan GI pembangkit seperti diperlihatkan pada Tabel C12.5.

Tabel C12.5 Pengembangan GI di Maluku

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|----------------------|-----------|---------------------|---------------|------|---------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Sirimau | 70/20 kV | New | 40 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Passo | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Passo | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 4 | Poka/Wayame | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 5 | Passo (IBT) | 150/70 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 6 | Waai (IBT) | 150/70 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 7 | Piru | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 8 | Taniwel (pembangkit) | 150/20 kV | New | 10 | 2018 | Rencana |
| 9 | Kairatu | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 10 | Masohi | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 11 | Namrole | 70/20 kV | New | 30 | 2019 | Rencana |
| 12 | Namlea | 70/20 kV | New | 30 | 2019 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 13 | Passo | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2017 | Rencana |
| 14 | Sirimau | 70/20 kV | Extension | 30 | 2017 | Rencana |
| 15 | Sirimau | 70/20 kV | Extension | 60 | 2022 | Rencana |
| 16 | Namlea | 70/20 kV | Extension | 30 | 2024 | Rencana |
| | Total | | | 640 | | |



Gambar C12.2 Peta Pengembangan Sistem Kelistrikan Pulau Ambon dan Pulau Seram



Gambar C12.3 Peta Pengembangan Sistem Kelistrikan Pulau Buru

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Maluku dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan tambahan pelanggan baru sekitar 153 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025, 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 2016–2025 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 1.339 kms

JTM, sekitar 907 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 133 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C12.6.

Tabel B.12-6 Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 116 | 78 | 12 | 18,838 |
| 2017 | 125 | 84 | 12 | 16,572 |
| 2018 | 131 | 87 | 13 | 17,590 |
| 2019 | 138 | 91 | 14 | 15,166 |
| 2020 | 141 | 92 | 12 | 12,970 |
| 2021 | 144 | 93 | 13 | 13,683 |
| 2022 | 147 | 94 | 13 | 14,484 |
| 2023 | 89 | 96 | 14 | 14,956 |
| 2024 | 153 | 96 | 15 | 14,325 |
| 2025 | 156 | 96 | 16 | 15,391 |
| 2016-2025 | 1,339 | 907 | 133 | 153,975 |

Program Maluku dan Papua Terang & Program Indonesia Terang

Program Maluku dan Papua terang adalah program PLN untuk meningkatkan elektrifikasi di wilayah Maluku dan Papua. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini diindikasikan sebelum Program Indonesia Terang (PIT) dicanangkan. Dengan dicanangkannya PIT oleh pemerintah, maka diperlukan koordinasi antara PLN, pemerintah dan pihak-pihak terkait untuk menisinerigikan kedua program tersebut sehingga kedua program dapat berjalan dengan baik.

C12.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 diberikan pada Tabel C12.7.

Tabel C12.7 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|--------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------------|
| 2016 | 573 | 652 | 121 | 0 | 60 | 30 | 17 |
| 2017 | 667 | 776 | 139 | 61 | 330 | 26 | 92 |
| 2018 | 756 | 884 | 155 | 180 | 100 | 380 | 285 |
| 2019 | 856 | 993 | 174 | 59 | 60 | 167 | 141 |
| 2020 | 945 | 1,097 | 190 | 140 | 0 | 10 | 169 |
| 2021 | 1,041 | 1,202 | 206 | 50 | 0 | 20 | 90 |
| 2022 | 1,144 | 1,314 | 224 | 20 | 60 | 0 | 28 |
| 2023 | 1,256 | 1,435 | 243 | 21 | 0 | 30 | 44 |
| 2024 | 1,377 | 1,564 | 264 | 0 | 30 | 0 | 12 |
| 2025 | 1,507 | 1,704 | 285 | 5 | 0 | 0 | 18 |
| Jumlah | | | | 536 | 640 | 663 | 896 |

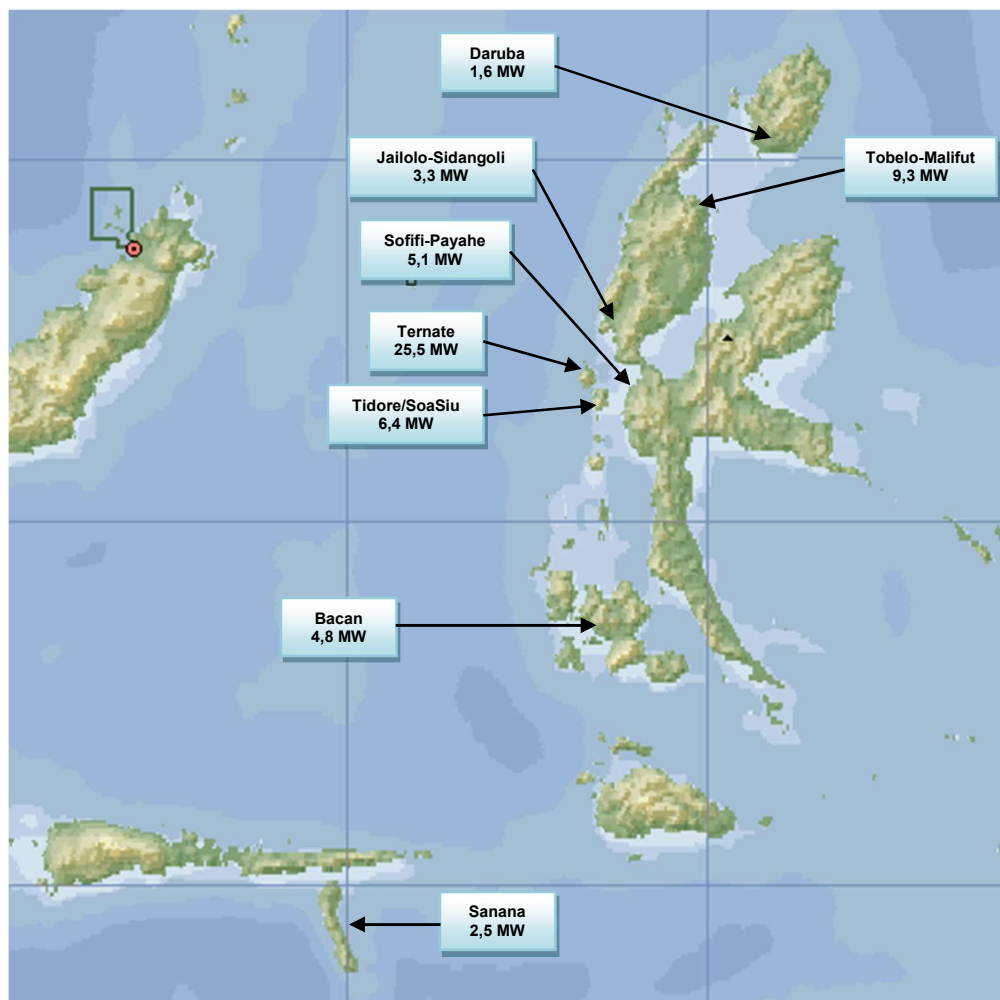
LAMPIRAN C.13

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI MALUKU UTARA

C13.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara terdiri dari 6 sistem kelistrikan 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 2015 untuk Provinsi Maluku Utara adalah sebesar 71,79%.Beban puncak gabungan (*non coincident*) sistem-sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara saat inisekitar 58,6 MW, dipasok oleh PLTD tersebar dan PLTS yang terhubung langsung ke sistem distribusi 20 kV seperti dapat dilihat pada Gambar B13.1.



Gambar B13.1 Peta Lokasi Pembangkit di Provinsi Maluku Utara

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 40,5 MW dengan daya mampu 31,6 MW dan beban puncak 32 MW. Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara dengan

beban puncak diatas 1,5 MW posisi Bulan September 2015 sebagaimana dapat dilihat pada Tabel B13.1.

Tabel B13.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang di Maluku Utara

| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|----|---|-------|-------------------|---------|--------------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Sistem Ternate - Tidore | | | | | | |
| | 1. Kayu Merah | PLTD | BBM | PLN | 11,6 | 5,5 | 25,5 |
| | 2. Sewa Mesin Kayu Merah | PLTD | BBM | PLN | 14,0 | 14,0 | |
| | 3. Soa Siu | PLTD | BBM | PLN | 4,9 | 2,1 | 6,4 |
| | 4. Sewa Mesin Soa Siu | PLTD | BBM | PLN | 10,0 | 10,0 | |
| | TOTAL | | | | 40,5 | 31,6 | 32,0 |
| 2 | Sistem Tobelo | | | | | | |
| | 1. Tobelo | PLTD | BBM | PLN | 6,8 | 3,6 | 8,0 |
| | 2. Sewa Mesin Tobelo | PLTD | BBM | PLN | 4,0 | 4,0 | |
| | 3. Malifut | PLTD | BBM | PLN | 3,2 | 1,3 | 1,3 |
| | TOTAL | | | | 14,0 | 8,9 | 9,4 |
| 3 | Sistem Jailolo-Sidangoli-Sofifi-Payahe | | | | | | |
| | 1. Jailolo-Sidangoli | PLTD | BBM | PLN | 4,6 | 2,2 | 3,3 |
| | 2. Sewa Mesin Jailolo | PLTD | BBM | PLN | 3,0 | 2,0 | |
| | 3. Sofifi | PLTD | BBM | PLN | 3,0 | 2,8 | 5,1 |
| | 4. Sewa Mesin Sofifi | PLTD | BBM | PLN | 3,2 | 2,0 | |
| | 5. Payahe | PLTD | BBM | PLN | 0,4 | 0,2 | - |
| | TOTAL | | | | 14,2 | 9,2 | 8,4 |
| 4 | Sistem Bacan | | | | | | |
| | 1. Bacan | PLTD | BBM | PLN | 3,2 | 1,7 | 4,8 |
| | 2. Sewa Mesin | PLTD | BBM | PLN | 3,0 | 3,0 | |
| | TOTAL | | | | 6,2 | 4,7 | 4,8 |
| 5 | Sistem Sanana | | | | | | |
| | 1. Sanana | PLTD | BBM | PLN | 2,4 | 0,4 | 2,5 |
| | 2. Sewa Mesin | PLTD | BBM | PLN | 4,0 | 3,0 | |
| | TOTAL | | | | 6,4 | 3,4 | 2,5 |
| 6 | Sistem Daruba | | | | | | |
| | Daruba | PLTD | BBM | PLN | 7,3 | 4,7 | 1,6 |
| | TOTAL | | | | 88,7 | 62,4 | 58,6 |

C13.2 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 mencapai rata-rata 5,9% 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.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk

dan peningkatan rasio pelanggan rumah tangga berlistrik di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 – 2025 sebagaimana diberikan pada Tabel C13.2.

Tabel C13.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-----------|
| 2016 | 7.2 | 373 | 427 | 83 | 204,427 |
| 2017 | 7.8 | 430 | 496 | 94 | 215,949 |
| 2018 | 8.2 | 484 | 556 | 105 | 227,280 |
| 2019 | 8.7 | 546 | 638 | 117 | 238,253 |
| 2020 | 7.0 | 601 | 704 | 127 | 248,224 |
| 2021 | 7.0 | 659 | 768 | 138 | 257,971 |
| 2022 | 7.0 | 722 | 836 | 150 | 267,191 |
| 2023 | 7.0 | 791 | 913 | 163 | 276,588 |
| 2024 | 7.0 | 867 | 995 | 177 | 286,553 |
| 2025 | 7.0 | 948 | 1,082 | 191 | 296,082 |
| Pertumbuhan (%) | 7.4 | 11.0% | 10.9% | 9.8% | 4.2% |

C13.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan 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 akan 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. Sumber energi primer lainnya adalah tenaga air namun tidak besar dan hanya dapat dikembangkan menjadi PLTM untuk melayani kebutuhan listrik masyarakat setempat.

Pengembangan Pembangkit

Kondisi kelistrikan sistem 20 kV Ternate – Tidore saat ini tanpa cadangan yang memadai, sedangkan beban puncak sistem diperkirakan masih akan tumbuh cukup tinggi. Proyek pembangkit non-BBM PLTU Tidore 2x7 MW yang saat ini dalam tahap pengujian, diperkirakan tahun 2015 baru akan beroperasi. Proyek pembangkit non-BBM yang lain belum ada yang berjalan sehingga dalam dua sampai tiga tahun kedepan diperkirakan pembangkit yang ada tidak akan bisa mengimbangi kenaikan beban. Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Ternate – Tidore akan disiapkan *mobile power plant* (MPP) kapasitas 30 MW *dual fuel* dan diharapkan tahun 2017 sudah dapat beroperasi agar sistem tidak mengalami defisit daya.

Kondisi yang sama juga terjadi di Sofifi dimana proyek PLTU Sofifi 2x3 MW juga mengalami hambatan. Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, akan dibangun MPP kapasitas 10 MW untuk memberikan kepastian pasokan listrik di Sofifi sebagai ibukota provinsi Maluku Utara.

Selain itu, untuk memberikan kepastian pasokan listrik dimasa depan, akan dibangun beberapa PLTMG *dual fuel* (gas dan HSD) di beberapa sistem lokasi tersebar, serta mengoptimalkan pemanfaatan tenaga panas bumi (PLTP) Jailolo dan Songa Wayaua menggantikan rencana PLTU skala kecil.

Kebutuhan tenaga listrik 2016 sampai dengan tahun 2025 akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTU, PLTMG, PLTP dan PLTM serta PLTS oleh swasta dengan kapasitas total sekitar 380 MW seperti ditampilkan pada Tabel C13.3.

Tabel C13.3 Pengembangan Pembangkit

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|------------------------------|---------|-------------------|----------------|-----------|------------|
| 1 | Maluku Utara / Tidore (FTP1) | PLTU | PLN | 2x7 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | MPP Ternate | PLTG/MG | PLN | 30 | 2017 | Pengadaan |
| 3 | MPP Sofifi | PLTG/MG | PLN | 10 | 2017 | Pengadaan |
| 4 | MPP Tobelo | PLTG/MG | PLN | 10 | 2017 | Pengadaan |
| 5 | Malifut | PLTMG | PLN | 5 | 2017 | Pengadaan |
| 6 | Sofifi | PLTU | PLN | 2x3 | 2018 | Konstruksi |
| 7 | Ternate 2 | PLTMG | PLN | 40 | 2018 | Rencana |
| 8 | Bacan | PLTMG | PLN | 20 | 2018 | Rencana |
| 9 | Sanana | PLTMG | PLN | 15 | 2018 | Rencana |
| 10 | Morotai | PLTMG | PLN | 10 | 2019 | Rencana |
| 11 | Tidore | PLTMG | PLN | 20 | 2020 | Rencana |
| 12 | Tobelo | PLTMG | PLN | 20 | 2020 | Rencana |
| 13 | Maba | PLTMG | PLN | 10 | 2023 | Rencana |
| 14 | Tersebar | PLTS | Swasta | 15 | 2017-2024 | Rencana |
| 15 | Jailolo (FTP2) | PLTP | Swasta | 40 | 2021-2023 | Pengadaan |
| 16 | Songa Wayaua (FTP2) | PLTP | Swasta | 5 | 2024 | Rencana |
| 17 | Tersebar | PLTP | Swasta | 20 | 2024 | Rencana |
| 18 | Tidore | PLTU | Unallocated | 2x25 | 2022/23 | Rencana |
| 19 | Halmahera (Load Follower) | PLTMG | Unallocated | 40 | 2021 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 380 | | |

Khusus untuk kelistrikan di pulau-pulau kecil terluar dan daerah isolated yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, mengingat peranannya yang sangat strategis bagi keutuhan NKRI, sedang diselesaikan pembangunan PLTD untuk menjamin kepastian kecukupan pasokan listrik didaerah perbatasan.

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 yaitu PLTP Jailolo ke pusat-pusat beban. Mengingat lokasi beban tersebar jauh dari pusat pembangkit, maka akan dibangun transmisi 150 kV sepanjang 436 kms. 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 system Halmahera (Sofifi), akan diusulkan dalam RUPTL apabila hasil studi dasar laut, kelayakan teknis serta keekonomiannya dinyatakan layak. Dana investasi yang dibutuhkan untuk membangun transmisi SUTT tersebut sekitar US\$ 64 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C13.4.

Tabel C13.4 Pembangunan SUTT 150 kV

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|---------------|------------------------------|----------|---------------------|-----|------|---------------|
| 1 | PLTMG Ternate | GI Ternate 1 | 150 kV | 2 cct, 2xHawk | 10 | 2018 | Rencana |
| 2 | Jailolo | Tobelo | 150 kV | 2 cct, Hawk, 240 mm | 220 | 2020 | Rencana |
| 3 | Sofifi | Incomer 1 phi (Jailolo-Maba) | 150 kV | 2 cct, Hawk, 240 mm | 46 | 2020 | Rencana |
| 4 | Jailolo | Maba | 150 kV | 2 cct, Hawk, 240 mm | 110 | 2021 | Rencana |
| 5 | PLTU Tidore | GI Ternate 1 | 150 kV | 2 cct, 2xHawk | 20 | 2022 | Rencana |
| 6 | GI Ternate 1 | GI Ternate 2 | 150 kV | 2 cct, 2xHawk | 10 | 2022 | Rencana |
| 7 | PLTU Tidore | GI Tidore | 150 kV | 2 cct, 2xHawk | 20 | 2022 | Rencana |
| | Total | | | | 436 | | |



Gambar C13.2. Peta rencana pengembangan sistem 150 kV Halmahera

Pengembangan GI

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi tersebut untuk menyalurkan daya listrik ke pelanggan, direncanakan dibangun gardu induk baru. Sampai dengan tahun 2025 direncanakan pembangunan GI 150 kV di 8 lokasi beserta perluasannya dengan total kapasitas 340 MVA dan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 27 juta, belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI Pembangkit, seperti diperlihatkan pada Tabel C13.5.

Tabel C13.5 Pengembangan GI di Maluku Utara

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|------------------|-----------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Sofifi | 150/20 kV | New | 30 | 2020 | Rencana |
| 2 | Tobelo | 150/20 kV | New | 30 | 2020 | Rencana |
| 3 | Jailolo | 150/20 kV | New | 30 | 2020 | Rencana |
| 4 | Malifut | 150/20 kV | New | 20 | 2020 | Rencana |
| 5 | Maba | 150/20 kV | New | 20 | 2021 | Rencana |
| 6 | Ternate 1 | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 7 | Ternate 2 | 150/20 kV | New | 60 | 2022 | Rencana |
| 8 | Tidore | 150/20 kV | New | 60 | 2022 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 9 | Tobelo | 150/20 kV | Extension | 30 | 2024 | Rencana |
| | Total | | | 340 | | |

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Maluku Utara dimaksudkan untuk mendukung program penambahan pelanggan baru sekitar 107 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025. 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 2016-2025 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 852 kms JTM, 577 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 84 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C13.6.

TabelC13.6 Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku Utara

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 75 | 51 | 8 | 15,473 |
| 2017 | 81 | 54 | 8 | 11,522 |
| 2018 | 84 | 56 | 8 | 11,331 |
| 2019 | 88 | 58 | 9 | 10,973 |
| 2020 | 90 | 58 | 8 | 9,971 |
| 2021 | 91 | 59 | 8 | 9,747 |
| 2022 | 93 | 59 | 8 | 9,221 |
| 2023 | 56 | 60 | 9 | 9,396 |
| 2024 | 96 | 60 | 9 | 9,965 |
| 2025 | 98 | 61 | 10 | 9,528 |
| 2016-2025 | 852 | 577 | 84 | 107,128 |

C13.4 Pengembangan Sistem Kelistrikan 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.

Mengingat daya yang dibutuhkan cukup besar, maka pembangkit yang disiapkan untuk memasok daya untuk kebutuhan smelter dan industri hilirnya akan dibangun sendiri oleh PT Antam di Buli. Begitu juga calon investor lainnya, juga perlu membangun pembangkit sendiri bila akan membangun industri smelter mengingat daya yang dibutuhkan sangat besar dan sifat beban yang spesifik serta berfluktuasi. Apabila tersedia kelebihan dayanya, PLN akan memanfaatkan kelebihan daya tersebut untuk melayani beban pelanggan umum didaerah sekitar kawasan industri.

C13.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 sebagaimana diperlihatkan pada Tabel C13.7.

Tabel C13.7 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|--------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------------|
| 2016 | 373 | 427 | 83 | 14 | 0 | 0 | 35 |
| 2017 | 430 | 496 | 94 | 60 | 0 | 0 | 68 |
| 2018 | 484 | 556 | 105 | 81 | 60 | 10 | 84 |
| 2019 | 546 | 638 | 117 | 10 | 30 | 0 | 18 |
| 2020 | 601 | 704 | 127 | 40 | 80 | 266 | 86 |
| 2021 | 659 | 768 | 138 | 50 | 20 | 110 | 86 |
| 2022 | 722 | 836 | 150 | 35 | 120 | 50 | 96 |
| 2023 | 791 | 913 | 163 | 55 | 0 | 0 | 114 |
| 2024 | 867 | 995 | 177 | 35 | 30 | 0 | 115 |
| 2025 | 948 | 1,082 | 191 | 0 | 0 | 0 | 8 |
| Jumlah | | | | 380 | 340 | 436 | 710 |

LAMPIRAN C.14

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI PAPUA

C14.1 Kondisi kelistrikan 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 kelistrikan isolated yang berbeban diatas 1 MW ada 9 sistem yaitu Sistem Jayapura, Genyem, Wamena, Timika, Merauke, Nabire, Serui, Biak dan Sarmi. Selain itu, terdapat sistem kelistrikan isolated dengan beban puncak kurang dari 1 MW merupakan listrik perdesaan tersebar di 53 lokasi.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Papua masih sangat rendah, yaitu 39,66 %.Beban puncak seluruh sistem kelistrikan (*non coincident*) di Provinsi Papua sekitar 145.9 MW dan 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. Sistem kelistrikan Jayapura merupakan sistem terbesar di antara kesembilan sistem kelistrikan di Provinsi Papua sebagaimana diberikan dalam Tabel C14.1.

Peta sistem kelistrikan di Provinsi Papua seperti pada Gambar C14.1.



Gambar C14.1 Peta Sistem Kelistrikan Provinsi Papua

Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Papua posisi sampai dengan September 2015 diberikan padaTabel C14.1.

Tabel C14.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|-------|-----------------|------------|-------------------|---------|--------------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Jayapura | PLTD | BBM | PLN | 100.5 | 66.1 | 69.0 |
| 2 | Genyem | PLTD | BBM | PLN | 14.7 | 1.9 | 1.2 |
| 3 | Wamena | PLTD, PLTM | BBM | PLN | 7.3 | 3.6 | 4.5 |
| 4 | Timika | PLTD | BBM | PLN | 28.8 | 19.8 | 18.9 |
| 5 | Biak | PLTD | BBM | PLN | 21.0 | 12.5 | 10.7 |
| 6 | Serui | PLTD | BBM | PLN | 8.4 | 5.6 | 4.5 |
| 7 | Merauke | PLTD | BBM | PLN | 17.7 | 17.5 | 16.4 |
| 8 | Nabire | PLTD | BBM | PLN | 34.5 | 15.6 | 13.4 |
| 9 | Lisdes Tersebar | PLTD, PLTS | BBM/Surya | PLN | 13.9 | 10.0 | 7.3 |
| TOTAL | | | | | 246.9 | 152.4 | 145.9 |

C14.2 Proyeksi KebutuhanTenaga Listrik

Kondisi ekonomi Provinsi Papua dalam lima tahun terakhir tumbuh agar rendah dibanding sebelumnya yaitu rata-rata 5,34% 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 56% terhadap total penjualan listrik pertahunnya. Mengingat kondisi pasokan listrik yang terbatas dan geografi yang cukup sulit sehingga saat ini kebutuhan energi listrik belum seluruhnya dapat dipenuhi.

Memperhatikan data penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan potensi pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 diperlihatkan pada Tabel C14.2.

Tabel C14.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------|-----------------|----------------|-------------------|-----------|
| 2016 | 7.07 | 839 | 941 | 140 | 409,163 |
| 2017 | 7.61 | 948 | 1,063 | 158 | 459,950 |
| 2018 | 8.04 | 1,044 | 1,171 | 174 | 512,407 |
| 2019 | 8.57 | 1,147 | 1,286 | 190 | 566,598 |
| 2020 | 6.86 | 1,257 | 1,410 | 208 | 621,931 |
| 2021 | 6.86 | 1,369 | 1,534 | 226 | 678,404 |
| 2022 | 6.86 | 1,493 | 1,673 | 246 | 736,227 |
| 2023 | 6.86 | 1,614 | 1,809 | 266 | 795,354 |
| 2024 | 6.86 | 1,739 | 1,949 | 286 | 855,763 |
| 2025 | 6.86 | 1,875 | 2,101 | 308 | 917,403 |
| Pertumbuhan (%) | 7.24 | 9.4% | 9.3% | 9.2% | 9.4% |

C14.2 Pengembangan Sarana Kelistrikan

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 tenaga air, 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.

Selain potensi tersebut, juga terdapat potensi PLTA di Jayapura dengan kapasitas sekitar 20 MW, memanfaatkan aliran sungai yang berasal dari Danau Sentani.

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.

Pengembangan Pembangkit

Seperti halnya di daerah lain, kondisi sistem kelistrikan di ibukota provinsi yaitu di Jayapura masih belum tercukupi dengan baik dan masih menggunakan PLTD HSD sebagai sumber utamanya. Proyek PLTU Holtekamp dan PLTA Genyem serta transmisi 70 kV terkait dalam tatanan penyelesaian dan diharapkan tahun 2016 sudah beroperasi.

Beban di sistem ini tumbuh cukup tinggi, sedangkan proyek pembangkit baru belum ada yang berjalan sehingga diperkirakan hingga tiga tahun kedepan kondisi sistem masih akan defisit.

Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Jayapura akan dibangun *mobile power plant* (MPP) kapasitas 50 MW *dual fuel* (gas dan HSD) dan diharapkan pada tahun 2017 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.

Dalam rangka memenuhi kebutuhan beban periode 2016 – 2025, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 632 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C14.3. Selain itu terdapat potensi PLTS dan PLTM yang diharapkan dapat dikembangkan oleh swasta yaitu PLTM Rendani 2x0,65 MW di Kabupaten Yapen, PLTM Serambokan 118 kW di distrik Okaom di Kabupaten Pegunungan Bintang yang saat ini dalam tahap studi kelayakan.

Tabel C14.3 Pengembangan Pembangkit

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|----------------------------|---------|-------------------|----------------|-----------|------------|
| 1 | Jayapura (FTP1) | PLTU | PLN | 2x10 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Serui | PLTMG | PLN | 10 | 2017 | Pengadaan |
| 3 | MPP Timika | PLTG/MG | PLN | 10 | 2017 | Pengadaan |
| 4 | Biak | PLTMG | PLN | 15 | 2017 | Pengadaan |
| 5 | Merauke | PLTMG | PLN | 20 | 2017 | Pengadaan |
| 6 | MPP Jayapura | PLTG/MG | PLN | 50 | 2017 | Pengadaan |
| 7 | MPP Nabire | PLTG/MG | PLN | 20 | 2017 | Pengadaan |
| 8 | Timika | PLTMG | PLN | 40 | 2018 | Rencana |
| 9 | Amai | PLTM | PLN | 0.7 | 2018 | Rencana |
| 10 | Jayapura Peaker | PLTMG | PLN | 40 | 2018 | Rencana |
| 18 | Merauke 2 | PLTMG | PLN | 20 | 2018 | Rencana |
| 11 | Timika | PLTU | PLN | 4x7 | 2018/19 | Konstruksi |
| 12 | Mariarotu I | PLTM | PLN | 1.3 | 2019 | Rencana |
| 13 | Kalibumi I | PLTM | PLN | 2.6 | 2019 | Rencana |
| 14 | Serui 2 | PLTMG | PLN | 10 | 2019 | Rencana |
| 15 | Mariarotu II | PLTM | PLN | 1.3 | 2019 | Rencana |
| 16 | Sarmi | PLTMG | PLN | 5 | 2019 | Rencana |
| 17 | Biak 2 | PLTMG | PLN | 20 | 2019 | Rencana |
| 18 | Nabire 2 | PLTMG | PLN | 20 | 2019 | Rencana |
| 19 | Digoel | PLTM | PLN | 3 | 2019 | Rencana |
| 20 | Walesi Blok II | PLTM | PLN | 6x1 | 2019 | Rencana |
| 21 | Jayapura 2 | PLTU | PLN | 2x50 | 2020/21 | Rencana |
| 22 | Orya 2 | PLTA | PLN | 14 | 2023 | Rencana |
| 23 | Baliem | PLTA | PLN | 50 | 2023-2025 | Rencana |
| 24 | Tersebar | PLTS | Swasta | 20 | 2017-2019 | Rencana |
| 25 | Tersebar | PLTBM | Swasta | 10 | 2018 | Rencana |
| 26 | Nabire - Kalibobo | PLTU | Swasta | 2x7 | 2019 | Committed |
| 27 | Tersebar | PLTSa | Swasta | 1 | 2024 | Rencana |
| 28 | Tersebar | PLTA | Swasta | 20 | 2025 | Rencana |
| 29 | Nabire 3 | PLTMG | Unallocated | 10 | 2024 | Rencana |
| 30 | Jayapura 1 (Load Follower) | PLTMG | Unallocated | 50 | 2025 | Rencana |
| JUMLAH | | | 632 | | | |

Sebagaimana dapat dilihat pada Tabel C14.3, 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 kelistrikan di daerah isolated yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, mengingat peranannya yang sangat strategis bagi keutuhan NKRI, telah diselesaikan pembangunan PLTD untuk menjamin kepastian kecukupan pasokan listrik di daerah perbatasan.

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 70 kV sepanjang 244 kms dan transmisi 150 kV sepanjang 782 kms untuk menyalurkan energi listrik ke pusat 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. Dana investasi yang dibutuhkan untuk membangun transmisi tersebut sekitar US\$ 136 juta, seperti ditampilkan dalam Tabel C14.4.

Tabel C14.4 Pembangunan SUTT 70 kV dan 150 kV

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|-----------------------|-----------------------|----------|---------------------------|------|------|---------------|
| 1 | PLTU Holtekamp | GI Jayapura (Skyland) | 150 kV | 2 cct, 1 HAWK | 44 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | GI Jayapura (Skyland) | GI Sentani/Waena | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 40 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | PLTA Genyem | GI Sentani/Waena | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 160 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Jayapura/Skyland | Sentani/Waena | 150 kV | uprate ke tegangan 150 kV | 40 | 2017 | Rencana |
| 5 | PLTU Timika | GI Timika | 150 kV | 2 cct, 1 HAWK | 60 | 2018 | Rencana |
| 6 | GI Jayapura (Skyland) | GI Angkasa | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 20 | 2019 | Rencana |
| 7 | PLTU Holtekamp | GI Waena/Sentani | 150 kV | 2 cct, 2xZebra | 60 | 2019 | Rencana |
| 8 | PLTU Holtekamp | Keerom | 150 kV | 2 cct, 1xZebra | 40 | 2020 | Rencana |
| 9 | PLTA Baliem | GI Wamena | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 50 | 2023 | Rencana |
| 10 | GI Wamena | GI Elelim | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 122 | 2023 | Rencana |
| 11 | GI Wamena | GI Karubaga | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 140 | 2023 | Rencana |
| 12 | GI Karubaga | GI Mulia | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 120 | 2023 | Rencana |
| 13 | GI Mulia | GI Ilaga | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 80 | 2023 | Rencana |
| 14 | PLTA Baliem | GI Sumohai | 150 kV | 2 cct, ACSR 1 x 240 mm2 | 50 | 2023 | Rencana |
| | Total | | | | 1026 | | |

Pengembangan Gardu Induk

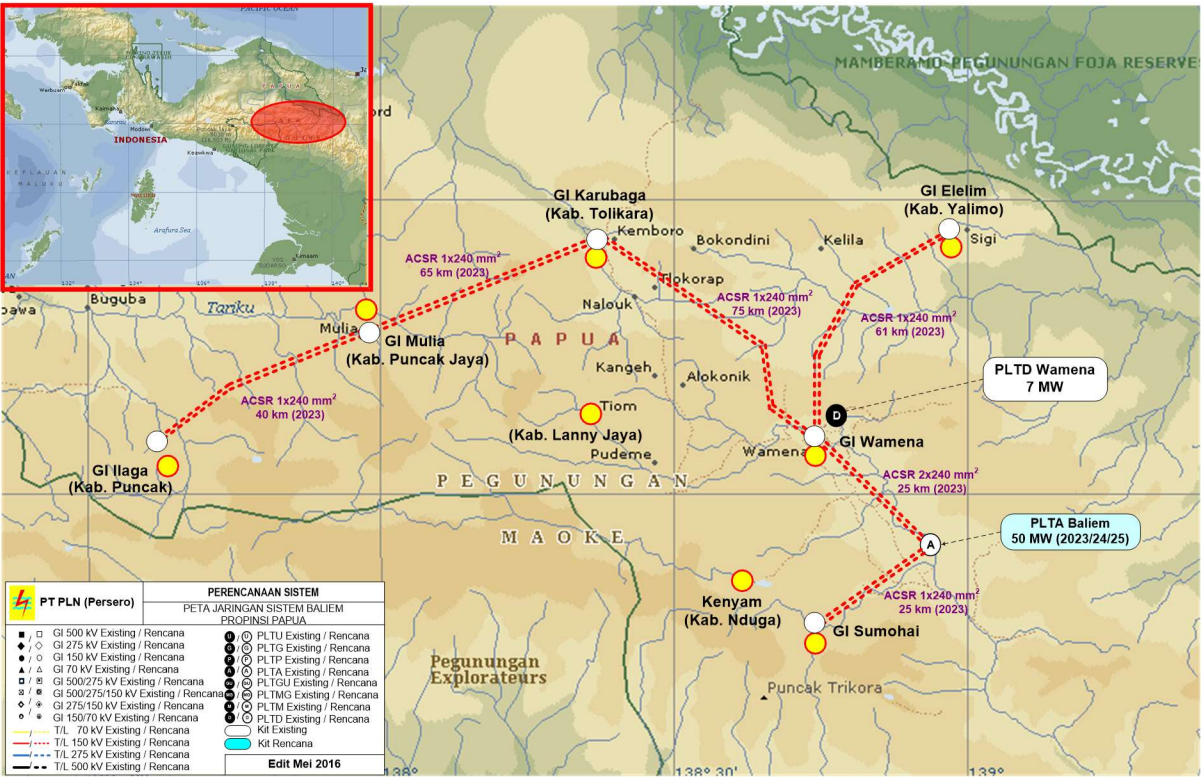
Seiring dengan rencana pembangunan transmisi, akan dibangun juga GI tegangan 70 kV dan 150 kV untuk menyalurkan daya ke beban. Total kapasitas GI yang akan dibangun mulai tahun 2016 sampai dengan 2025 adalah 810 MVA seperti pada Tabel C14.5. Dana yang dibutuhkan sekitar US\$ 58 juta, belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit seperti pada Tabel C14.5.

Tabel C14.5 Pengembangan GI

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|------------------------|-----------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Skyland/Jayapura | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Sentani/Waena | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Skyland/Jayapura | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 4 | Holtekamp (IBT) | 150/70 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 5 | Jayapura/Skyland (IBT) | 150/70 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 6 | Timika | 150/20 kV | New | 120 | 2018 | Rencana |
| 7 | Angkasa | 150/20 kV | New | 60 | 2019 | Rencana |
| 8 | Sentani (IBT) | 150/70 kV | New | 60 | 2019 | Rencana |
| 9 | Sentani Baru | 70/20 kV | New | 60 | 2022 | Rencana |
| 10 | Wamena | 150/20 kV | New | 30 | 2023 | Rencana |
| 11 | Sumohai | 150/20 kV | New | 10 | 2023 | Rencana |
| 12 | Karubaga | 150/20 kV | New | 10 | 2023 | Rencana |
| 13 | Elelim | 150/20 kV | New | 10 | 2023 | Rencana |
| 14 | Mulia | 150/20 kV | New | 10 | 2023 | Rencana |
| 15 | Ilaga | 150/20 kV | New | 10 | 2023 | Rencana |
| 16 | Keerom | 150/20 kV | New | 30 | 2020 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 17 | Sentani/Waena | 70/20 kV | Extension | 60 | 2017 | Rencana |
| 18 | Skyland/Jayapura | 150/20 kV | Extension | 60 | 2023 | Rencana |
| 19 | Angkasa | 150/20 kV | Extension | 60 | 2024 | Rencana |
| | Total | | | 870 | | |



Gambar C14.2 Peta rencana pengembangan sistem interkoneksi 70 kV Jayapura



Gambar C14.3 Peta rencana pengembangan sistem interkoneksi 150 kV Wamena

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Papua dimaksudkan untuk mendukung program tambahan pelanggan baru sekitar 556 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025, termasuk untuk melayani listrik perdesaan dan membangun interkoneksi antar sistem 20 kV.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2016–2025 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 2.368 kms JTM, sekitar 1.818 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 74 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C14.6.

TabelC14.6 RincianPengembanganDistribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 198 | 138 | 8 | 48,720 |
| 2017 | 214 | 166 | 8 | 50,788 |
| 2018 | 224 | 167 | 8 | 52,456 |
| 2019 | 235 | 174 | 8 | 54,191 |
| 2020 | 244 | 180 | 8 | 55,334 |
| 2021 | 253 | 186 | 8 | 56,473 |
| 2022 | 249 | 193 | 8 | 57,822 |
| 2023 | 245 | 197 | 7 | 59,128 |
| 2024 | 243 | 201 | 7 | 60,408 |
| 2025 | 262 | 216 | 4 | 61,641 |
| 2016-2025 | 2,368 | 1,818 | 74 | 556,961 |

C14.3 Sistem Kelistrikan 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). Sehubungan kondisi demografi yang tersebar dan jumlah penduduk yang relatif sedikit, maka sistem kelistrikan yang diperlukan cukup dengan sistem isolated.

C14.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 adalah seperti dalam TabelC14.7.

Tabel C14.7 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|--------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------------|
| 2016 | 839 | 941 | 140 | 20 | 40 | 244 | 82 |
| 2017 | 948 | 1,063 | 158 | 135 | 300 | 40 | 174 |
| 2018 | 1,044 | 1,171 | 174 | 125 | 120 | 60 | 140 |
| 2019 | 1,147 | 1,286 | 190 | 117 | 120 | 80 | 238 |
| 2020 | 1,257 | 1,410 | 208 | 50 | 0 | 0 | 92 |
| 2021 | 1,369 | 1,534 | 226 | 50 | 0 | 0 | 93 |
| 2022 | 1,493 | 1,673 | 246 | | 60 | 0 | 21 |
| 2023 | 1,614 | 1,809 | 266 | 24 | 170 | 602 | 161 |
| 2024 | 1,739 | 1,949 | 286 | 31 | 60 | 0 | 60 |
| 2025 | 1,875 | 2,101 | 308 | 80 | 0 | 0 | 103 |
| Jumlah | | | | 632 | 870 | 1,026 | 1,164 |

LAMPIRAN C.15

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI PAPUA BARAT

C15.1 Kondisi kelistrikan saat ini

Provinsi Papua Barat terdiri dari 10 kabupaten dan 1 kotamadya dengan sistem kelistrikan 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 kelistrikan isolated dengan beban puncak kurang dari 1 MW yaitu listrik perdesaan tersebar di 48 lokasi.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Papua Barat adalah sebesar 75,87%.Beban puncak total (*non coincident*) seluruh sistem kelistrikan di Provinsi Papua Barat sekitar 70,2 MW, dipasok dari pembangkit-pembangkit jenis PLTD, PLTM, PLTS dan dari excess power PLTMG/PLTG, yang terhubung langsung melalui jaringan tegangan menengah 20 kV. Sistem kelistrikan Sorong merupakan sistem terbesar di Provinsi Papua Barat dengan beban puncak sekitar 37 MW.

Peta posisi sistem kelistrikan Provinsi Papua Barat seperti ditunjukkan pada Gambar C15.1.



Gambar C15.1 Peta Sistem Kelistrikan Papua Barat

Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Papua Barat sampai dengan September 2015 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C15.1.

Tabel C15.1 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 | 40.7 | 36.9 |
| 2 | Fak Fak | PLTD, PLTM | BBM, Air | PLN | 9.4 | 4.9 | 4.5 |
| 3 | Teminabuan | PLTD | BBM | PLN | 3.2 | 2.0 | 1.3 |
| 4 | Kaimana | PLTD | BBM | PLN | 8.7 | 2.7 | 2.8 |
| 5 | Manokwari | PLTD | BBM | PLN | 31.5 | 18.5 | 15.5 |
| 6 | Bintuni | PLTD | BBM | PLN | 12.2 | 8.2 | 3.0 |
| 7 | Lisdes Tersebar | PLTD, PLTS | BBM, Surya | PLN | 11.9 | 8.3 | 6.2 |
| TOTAL | | | | | 129.8 | 85.2 | 70.2 |

C15.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi ekonomi Provinsi Papua Barat dalam lima tahun terakhir tumbuh lebih baik dibanding sebelumnya yaitu rata-rata sekitar 10,45% per tahun. Kondisi ekonomi yang membaik ini akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Provinsi Papua Barat.

Penjualan energi listrik PLN pada lima tahun terakhir adalah sebesar rata-rata 260 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 2016–2025 diberikan pada Tabel C15.2.

Tabel C15.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------|-----------------|----------------|-------------------|-----------|
| 2016 | 10.6 | 478 | 537 | 92 | 166,699 |
| 2017 | 11.4 | 545 | 611 | 104 | 175,977 |
| 2018 | 12.1 | 605 | 679 | 115 | 186,105 |
| 2019 | 12.9 | 675 | 757 | 128 | 197,159 |
| 2020 | 10.3 | 739 | 829 | 140 | 208,238 |
| 2021 | 10.3 | 810 | 908 | 153 | 219,872 |
| 2022 | 10.3 | 887 | 994 | 166 | 232,078 |
| 2023 | 10.3 | 971 | 1,088 | 182 | 244,997 |
| 2024 | 10.3 | 1,063 | 1,191 | 198 | 258,575 |
| 2025 | 10.3 | 1,163 | 1,303 | 216 | 272,905 |
| Pertumbuhan (%) | 10.9 | 10.4% | 10.4% | 10.0% | 5.6% |

C15.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan yaitu pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Papua Barat dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer serta sebaran penduduk setempat, sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

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 di beberapa 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 kelistrikan 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 kelistrikan 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. Saat ini sedang dilakukan studi kelayakan ulang untuk mendapatkan kapasitas PLTA yang sesuai, tanpa mengorbankan masalah sosial.

Pengembangan Pembangkit

Kondisi sistem kelistrikan di ibukota provinsi yaitu di Manokwari masih belum tercukupi dengan baik dan menggunakan PLTD HSD sebagai sumber utamanya. Proyek PLTU skala kecil dan transmisi terkait serta proyek PLTM masih mengalami hambatan. Beban di sistem ini tumbuh cukup tinggi, sedangkan proyek pembangkit baru belum ada yang berjalan sehingga diperkirakan hingga tiga tahun kedepan kondisi sistem masih akan defisit.

Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Manokwari akan dibangun pembangkit berbahan bakar gas yaitu *mobile power plant* (MPP) berkapasitas 20 MW *dual fuel* (gas dan HSD) dan diharapkan pada tahun 2017 sudah bisa beroperasi.

Sedikit berbeda dengan kondisi sistem kelistrikan di Sorong, yang hingga saat ini masih mengandalkan pasokan daya dari excess power beberapa perusahaan dan sebagian kecil dari PLTD BBM, sedangkan proyek pembangkit non-BBM PLTU IPP 2x15 MW belum ada perkembangan.

Untuk memberikan kepastian pasokan listrik dimasa depan terutama di beberapa ibukota Kabupaten yaitu Sorong, Fak-Fak dan Teluk Bintuni, juga akan dibangun PLTG/MG *dual fuel* (gas dan HSD).

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2025, direncanakan akan dibangun PLTU batubara, PLTG/MG, PLTA, PLTM dan PLTS dengan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 364 MW dengan perincian seperti pada Tabel C15.3.

Tabel C15.3 Pengembangan Pembangkit

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|------------------------|---------|-------------------|----------------|------|-----------|
| 1 | MPP Manokwari | PLTG/MG | PLN | 20 | 2017 | Pengadaan |
| 2 | Kaimana | PLTMG | PLN | 10 | 2017 | Rencana |
| 3 | MPP Fak-Fak | PLTG/MG | PLN | 10 | 2017 | Pengadaan |
| 4 | Sorong | PLTMG | PLN | 50 | 2017 | Rencana |
| 5 | Raja Ampat | PLTMG | PLN | 10 | 2017 | Rencana |
| 6 | Bintuni | PLTMG | PLN | 10 | 2018 | Rencana |
| 7 | Tersebar | PLTM | PLN | 10 | 2019 | Rencana |
| 8 | Manokwari 2 | PLTMG | PLN | 20 | 2019 | Rencana |
| 9 | Fak-Fak | PLTMG | PLN | 10 | 2019 | Rencana |
| 10 | Sorong | PLTU | PLN | 2x50 | 2019 | Rencana |
| 11 | Warsamson | PLTA | PLN | 20 | 2021 | Rencana |
| 12 | Tersebar | PLTS | Swasta | 10 | 2019 | Rencana |
| 12 | Andai | PLTU | Swasta | 2x7 | 2019 | Committed |
| 13 | Manokwari 3 | PLTMG | Unallocated | 20 | 2022 | Rencana |
| 13 | Sorong (Load Follower) | PLTMG | Unallocated | 50 | 2021 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 364 | | |

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 kelistrikan 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.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

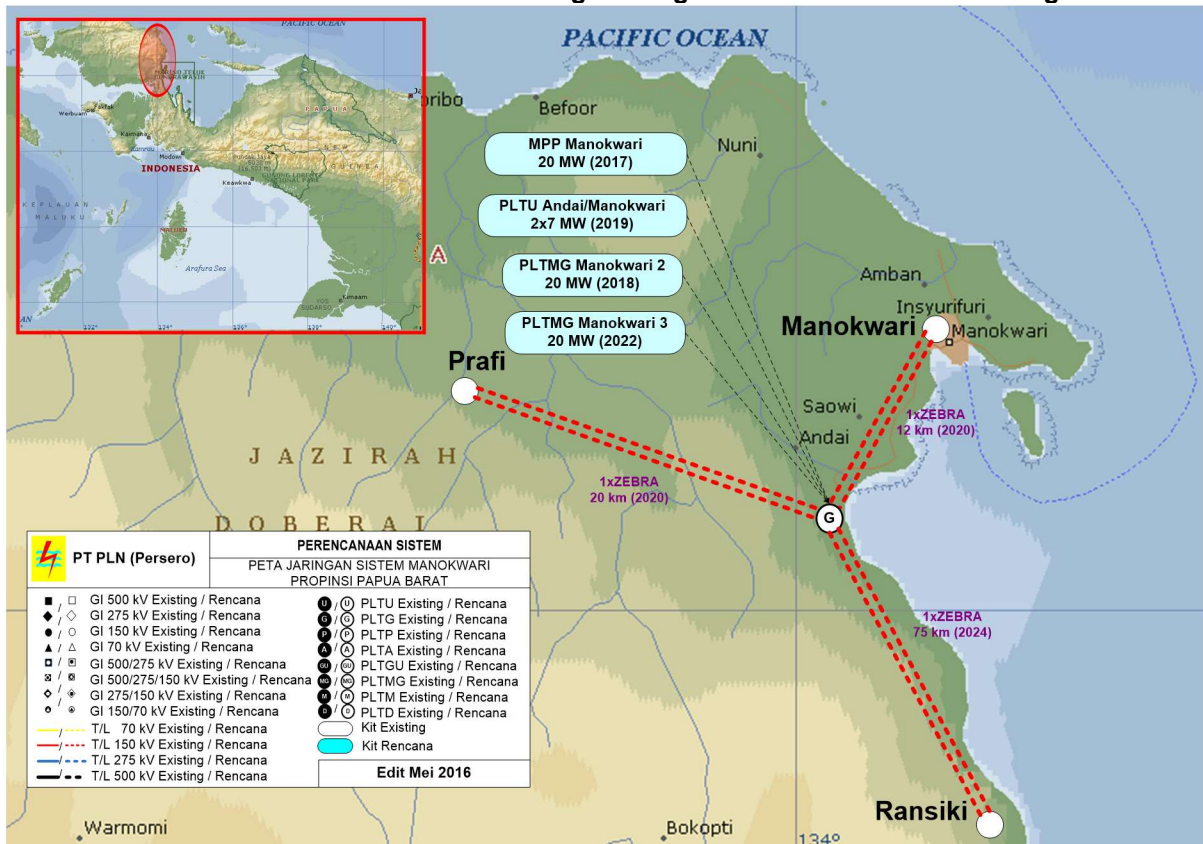
Selaras dengan pengembangan pembangkit baru yaitu PLTU, PLTA dan PLTMG serta untuk menyalurkan daya listrik ke pusat beban, direncanakan pembangunan transmisi 150 kV sepanjang 280 kms, dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 51 juta sebagaimana diberikan pada Tabel C15.4.

Tabel C15.4 Pembangunan SUTT 150kV

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|---------------------------|--------------|----------|-------------------------|-----|------|---------------|
| 1 | PLTU Sorong (Town Feeder) | GI Aimas | 150 kV | 2 cct, 2xZebra | 22 | 2017 | Rencana |
| 2 | GI Aimas | GI Sorong | 150 kV | 2 cct, 2xZebra | 24 | 2017 | Rencana |
| 3 | GI Sorong | GI Rufey | 150 kV | 2 cct, 2xZebra | 20 | 2018 | Rencana |
| 4 | PLTMG Manokwari | GI Manokwari | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 24 | 2020 | Rencana |
| 5 | PLTMG Manokwari | Prafi | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 40 | 2020 | Rencana |
| 6 | PLTMG Manokwari | GI Ransiki | 150 kV | 2 cct, ACSR 2 x 240 mm2 | 150 | 2024 | Rencana |
| | Total | | | | 280 | | |



Gambar C15.2 Peta Rencana Pengembangan Kelistrikan Sistem Sorong



Gambar C15.3 Peta Rencana Pengembangan Kelistrikan Sistem Manokwari

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pembangunan gardu induk dilakukan seiring dengan rencana pembangunan transmisi 150 kV di Sorong dan Manokwari yaitu untuk menyalurkan tenaga listrik dari pembangkit ke pusat beban. Sampai dengan tahun 2025, kapasitas trafo GI yang akan dibangun adalah 420 MVA dengan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 26

juta, belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit sebagaimana pada Tabel C15.5.

Tabel C15.5 Pengembangan GI

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|------------------|-----------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Sorong | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 2 | Aimas | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 3 | Rufey | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 4 | Manokwari | 150/20 kV | New | 120 | 2020 | Rencana |
| 5 | Prafi | 150/20 kV | New | 30 | 2020 | Rencana |
| 6 | Ransiki | 150/20 kV | New | 30 | 2024 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 7 | Sorong | 150/20 kV | Extension | 60 | 2023 | Rencana |
| | Total | | | 420 | | |

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Papua Barat dimaksudkan untuk mendukung program penyambungan pelanggan baru sekitar 114 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025, 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 2016–2025 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 1.407 kms JTM, sekitar 1.081 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 391 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C14.6.

Tabel C15.6 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 115 | 80 | 30 | 8,394 |
| 2017 | 123 | 96 | 35 | 9,278 |
| 2018 | 130 | 97 | 38 | 10,128 |
| 2019 | 138 | 102 | 41 | 11,054 |
| 2020 | 143 | 106 | 44 | 11,079 |
| 2021 | 150 | 110 | 42 | 11,634 |
| 2022 | 148 | 115 | 44 | 12,206 |
| 2023 | 148 | 119 | 44 | 12,919 |
| 2024 | 149 | 123 | 47 | 13,578 |
| 2025 | 163 | 134 | 25 | 14,331 |
| 2016-2025 | 1,407 | 1,081 | 391 | 114,600 |

C15.4 Sistem Kelistrikan 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 kelistrikan yang baik dan andal, yaitu dengan membangun pembangkit beserta sistem transmisi seperti terlihat pada Gambar C.15.3 diatas. Sambil menunggu pembangunan sistem kelistrikan, PLN telah menyampaikan kesediaannya membeli kelebihan daya (excess power) dari PLTU Pabrik Semen untuk memenuhi kebutuhan listrik kota Manokwari dan sekitarnya.

C15. 5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 diperlihatkan pada Tabel C15.7.

Tabel C15.7 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|-----------------|-----------------------|-------------------|-----------------|----------|-----------------|-----------------------|
| 2016 | 478 | 537 | 92 | 0 | 0 | 0 | 12 |
| 2017 | 545 | 611 | 104 | 100 | 180 | 46 | 114 |
| 2018 | 605 | 679 | 115 | 11 | 0 | 20 | 30 |
| 2019 | 675 | 757 | 128 | 163 | 0 | 0 | 275 |
| 2020 | 739 | 829 | 140 | 0 | 150 | 64 | 37 |
| 2021 | 810 | 908 | 153 | 50 | 0 | 0 | 16 |
| 2022 | 887 | 994 | 166 | 20 | 0 | 0 | 73 |
| 2023 | 971 | 1,088 | 182 | 20 | 60 | 0 | 49 |
| 2024 | 1,063 | 1,191 | 198 | 0 | 30 | 150 | 46 |
| 2025 | 1,163 | 1,303 | 216 | 0 | 0 | 0 | 14 |
| Jumlah | | | | 364 | 420 | 280 | 666 |

LAMPIRAN C.16

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT

C16.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan 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.

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 kelistrikan di provinsi NTB untuk ketiga sistem tersebut ditunjukkan pada Gambar C16.1. Sistem kelistrikan 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 C16.1 Peta Kelistrikan Provinsi NTB

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Nusa Tenggara Barat adalah sebesar 71,70%. Beban puncak tertinggi gabungan *non coincident* Provinsi NTB sampai dengan bulan September tahun 2015 sekitar 276 MW. Total kapasitas terpasang sistem ini adalah 359 MW dan total daya mampu sekitar 291 MW. 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 C16.1.

Tabel C16.1 Komposisi Kapasitas Pembangkit

| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|----|---------------------|----------|-------------------|---------|--------------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Sistem Interkoneksi | | | | | | |
| | 1. Lombok | PLTU/D/M | Batubara/BBM/Air | PLN/IPP | 255.15 | 208.50 | 200.22 |
| | 2. Sumbawa | PLTD/M | BBM/Air | PLN | 49.61 | 38.38 | 35.53 |
| | 3. Bima | PLTD | BBM | PLN | 50.72 | 40.75 | 38.35 |
| 2 | Sistem Terisolasi | | | | | | |
| | Sektor Lombok | | | | | | |
| | | | | | | | |
| | Cabang Sumbawa | | | | | | |
| | 1. Sebotok | PLTD | BBM | PLN | 0.12 | 0.99 | 0.07 |
| | 2. Labuhan Haji | PLTD | BBM | PLN | 0.10 | 0.07 | 0.05 |
| | 3. Lebin | PLTD | BBM | PLN | 0.37 | 0.25 | 0.23 |
| | 4. Bugis Medang | PLTD | BBM | PLN | 0.21 | 0.11 | 0.10 |
| | 5. Klawis | PLTD | BBM | PLN | 0.13 | 0.12 | 0.10 |
| | 6. Lunyuk | PLTD | BBM | PLN | 1.88 | 0.90 | 0.80 |
| | 7. Lantung | PLTD | BBM | PLN | 0.47 | 0.25 | 0.14 |
| | Cabang Bima | | | | | | |
| | 1. Bajo Pulau | PLTD | BBM | PLN | 0.22 | 0.16 | 0.05 |
| | 2. Nggelu | PLTD | BBM | PLN | 0.07 | 0.06 | 0.03 |
| | 3. Pekat | PLTD | BBM | PLN | 0.62 | 0.51 | 1.07 |
| | Total | | | | 359.7 | 291.1 | 276.7 |

C16.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi perekonomian Provinsi NTB cukup baik dan dalam tiga tahun terakhir tumbuh rata-rata diatas 5% pertahun (di luar sektor pertambangan). Sektor pertanian, sektor pertambangan, sektor perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa berkontribusi sebesar besar terhadap PDRB total 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 kedepan diharapkan akan tumbuh lebih tinggi lagi dan pada gilirannya kebutuhan listrik juga akan tumbuh pesat.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir rata-rata 13,4% per tahun. Permintaan terbesar adalah dari sektor rumah tangga disusul sektor bisnis. Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi setempat, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 diperlihatkan pada Tabel C16.2.

Tabel C16.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-----------|
| 2016 | 6.7 | 1,525 | 1,798 | 292 | 1,104,802 |
| 2017 | 7.2 | 1,677 | 2,034 | 317 | 1,174,226 |
| 2018 | 7.6 | 1,846 | 2,262 | 344 | 1,245,070 |
| 2019 | 8.1 | 2,037 | 2,479 | 375 | 1,317,291 |
| 2020 | 6.5 | 2,217 | 2,673 | 403 | 1,390,839 |
| 2021 | 6.5 | 2,409 | 2,880 | 433 | 1,465,660 |
| 2022 | 6.5 | 2,615 | 3,102 | 464 | 1,541,698 |
| 2023 | 6.5 | 2,830 | 3,335 | 497 | 1,602,379 |
| 2024 | 6.5 | 3,047 | 3,570 | 529 | 1,625,221 |
| 2025 | 6.5 | 3,278 | 3,823 | 563 | 1,647,808 |
| Pertumbuhan (%) | 6.8 | 8.9% | 8.8% | 7.6% | 4.6% |

C16.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut diatas, direncanakan pembangunan sarana kelistrikan 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, diperkirakan mencapai 231 MW sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C16.3. Selain itu juga dikembangkan pembangkit energi surya, biomassa, dan lain-lain. Sesuai dengan Permen No. 17 tahun 2013 dan Keputusan Dirjen EBTKE No. 979.K/29/DJE/2013 Provinsi NTB mendapat kuota PLTS IPP sebesar maksimal 17 MW dengan perincian 10 MW di sistem Lombok, 3 MW di sistem Sumbawa dan 4 MW di Sistem Bima.

Tabel C16.3 Daftar Potensi Energi Primer

| No. | Energi Primer | Lokasi | Potensi (MW) | Tahapan Yg Sudah Dicapai |
|-----|---------------|---------|--------------|---|
| I | Air | | | |
| | Kokok Babak | Lombok | 2,30 | Proses Pengadaan (IPP) |
| | Sedau Kumbi | Lombok | 1,30 | Proses Pengadaan (IPP) |
| | Lingsar | Lombok | 3,20 | Studi Kelayakan (IPP) |
| | Pringgarata | Lombok | 0.29 | Studi Kelayakan (IPP) |
| | Batu Bedil | Lombok | 0.55 | Studi Kelayakan (IPP) |
| | Karang Bayan | Lombok | 1.3 | Studi Kelayakan (IPP) |
| | Nirbaya | Lombok | 0.63 | Studi Kelayakan (IPP) |
| | Brang Beh-1 | Sumbawa | 2.6 | Pra Studi Kelayakan (PLN) |
| | Brang Beh-2 | Sumbawa | 1.8 | Pra Studi Kelayakan (PLN) |
| | Bintang Bano | Sumbawa | 8.8 | Studi Kelayakan (IPP) |
| | Brang Rea-1 | Sumbawa | 2.54 | Studi Kelayakan (IPP) |
| | Brang Rea-2 | Sumbawa | 3.84 | Studi Kelayakan (IPP) |
| | Brang Rhee | Sumbawa | 0.639 | Pra Studi Kelayakan (PLN) |
| | Brang Utan | Sumbawa | 0.293 | Pra Studi Kelayakan (PLN) |
| | Brang Semonte | Sumbawa | 0.118 | Pra Studi Kelayakan (PLN) |
| | Brang Dalap | Sumbawa | 0.65 | Pra Studi Kelayakan (PLN) |
| II | Panas Bumi | | | |
| | Semalun | Lombok | 100 | Hasil Studi <i>Geo Sains</i> & Pemboran <i>Thermal Gradient</i> |
| | Maronge | Sumbawa | 6 | Identifikasi Lokasi |
| III | Biomassa | | | |
| | Sumbawa Besar | Sumbawa | 1.6 | Studi Kelayakan (IPP) |

Pengembangan Pembangkit

Kapasitas pembangkit yang direncanakan di Provini NTB sampai dengan tahun 2025 adalah 1.194 MW sebagaimana terdapat pada Tabel C16.4. 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*).

Sebagaimana diketahui, sistem Lombok saat ini dalam kondisi tanpa cadangan yang cukup dan bahkan seringkali mengalami defisit. Adanya penambahan beban yang terus meningkat dan rencana operasi beberapa proyek pembangkit non-BBM mundur dari jadwal, maka dalam dua hingga tiga tahun kedepan sistem Lombok diperkirakan masih akan defisit. Untuk mengatasi kondisi tersebut, di sistem Lombok akan dipasang *mobile power plant* (MPP) 50 MW dengan teknologi *dual fuel* (HSD dan Gas) dan diharapkan tahun 2016 sudah bisa beroperasi.

Tabel C16.4 Rencana Pengembangan Pembangkit

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|--------------------------|-----------|-------------------|----------------|-----------|------------|
| 1 | Lombok (FTP1) | PLTU | PLN | 2x25 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | MPP Lombok | PLTG | PLN | 50 | 2016 | Committed |
| 3 | Bima (FTP1) | PLTU | PLN | 2x10 | 2017 | Konstruksi |
| 4 | Sumbawa Barat | PLTU | PLN | 2x7 | 2017 | Konstruksi |
| 5 | Sumbawa | PLTMG | PLN | 50 | 2017 | Pengadaan |
| 6 | Bima | PLTMG | PLN | 50 | 2017 | Pengadaan |
| 7 | Lombok Peaker | PLTGU/MGU | PLN | 150 | 2018 | Pengadaan |
| 8 | Lombok (FTP 2) | PLTU | PLN | 2x50 | 2018/19 | Pengadaan |
| 9 | Lombok 2 | PLTU | PLN | 2x50 | 2019/20 | Rencana |
| 10 | Bima 2 | PLTMG | PLN | 20 | 2020 | Rencana |
| 11 | Brang Beh 1 | PLTA | PLN | 12 | 2023 | Rencana |
| 12 | Brang Beh 2 | PLTA | PLN | 6 | 2024 | Rencana |
| 13 | Sembalun (FTP2) | PLTP | PLN | 2x10 | 2024 | Rencana |
| 14 | Lombok | PLTU | Sewa | 2x25 | 2019 | Pengadaan |
| 15 | Lombok Timur | PLTU | Swasta | 2x25 | 2017 | Konstruksi |
| 16 | Sedau | PLTM | Swasta | 1.3 | 2018 | Konstruksi |
| 17 | Kokok Babaq | PLTM | Swasta | 2.3 | 2019 | Rencana |
| 18 | Brang Rea 2 | PLTM | Swasta | 3.8 | 2019 | Rencana |
| 19 | Brang Rea 1 | PLTM | Swasta | 2.5 | 2019 | Rencana |
| 20 | Bintang Bano | PLTM | Swasta | 8.8 | 2019 | Rencana |
| 21 | Hu'u (FTP2) | PLTP | Swasta | 20 | 2025 | Rencana |
| 22 | Tersebar | PLTSa | Swasta | 2 | 2017-2020 | Rencana |
| 23 | Tersebar | PLTBM | Swasta | 6 | 2017-2021 | Rencana |
| 24 | Tersebar | PLTS | Swasta | 95 | 2017-2025 | Rencana |
| 25 | Tersebar | PLTB | Swasta | 10 | 2019-2021 | Rencana |
| 26 | Sumbawa 2 | PLTU | Unallocated | 2x50 | 2021/22 | Rencana |
| 27 | Lombok 1 (Load Follower) | PLTGU | Unallocated | 100 | 2023 | Rencana |
| 28 | Lombok 3 | PLTU | Unallocated | 2x50 | 2024/25 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 1194 | | |

Pembangunan Transmisi dan Gardu Induk

Pembangunan Transmisi

Pembangunan pembangkit PLTU, PLTG/GU/MG dan panas bumi di beberapa lokasi akan diikuti dengan pembangunan transmisi untuk menyalurkan daya dari beberapa pembangkit ke pusat beban melalui gardu induk. Rincian rencana pembangunan transmisi ditampilkan pada Tabel C16.5.

Selama periode 2016-2025 akan dibangun transmisi 150 kV di Sistem Lombok dan transmisi 70 kV di pulau Sumbawa meliputi sistem Sumbawa dan sistem Bima. Untuk menghubungkan sistem 70 kV Sumbawa dengan sistem 70 kV Bima yang berjarak sekitar 142 km, akan dibangun transmisi interkoneksi 150 kV. Selain itu, untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke pusat beban di Sumbawa dan Bima, akan dibangun transmisi 150 kV. Dalam jangka panjang, yang akan dikembangkan di Pulau Sumbawa adalah sistem 150 kV. Panjang keseluruhan transmisi yang akan dibangun sekitar 1.238 kms dengan kebutuhan anggaran sekitar US\$ 184 juta.

Tabel C16.5 Pembangunan transmisi 150 kV dan 70 kV

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|------------------------|--------------------------------------|----------|--------------------|------|------|---------------|
| 1 | PLTU Bima/Bonto (FTP1) | GI Bima | 70 kV | 2 cct, 1 x Ostrich | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | GI Bima | GI Dompu | 70 kV | 2 cct, 1 x Ostrich | 48 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Meninting | GI Tanjung | 150 kV | 2 cct, 1 HAWK | 24 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | GI Alas/Tano | GI Labuhan/Sumbawa | 70 kV | 2 cct, 1 x Ostrich | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | GI Taliwang | GI Alas/Tano | 70 kV | 2 cct, 1 x Ostrich | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | PLTU Sumbawa Barat | GI Taliwang | 70 kV | 2 cct, 1 x Ostrich | 10 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | GI Ampenan | Meninting | 150 kV | Kabel Tanah | 11.2 | 2016 | Pengadaan |
| 8 | PLTGU Lombok Peaker | Inc. 2 phi (GI Ampenan - Meninting) | 150 kV | Kabel Tanah | 5 | 2016 | Pengadaan |
| 9 | GI Sape | GI Bima | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 70 | 2016 | Pengadaan |
| 10 | PLTMG Sumbawa | GI Labuhan/Sumbawa | 150 kV | 2 cct, 2 ZEBRA | 30 | 2017 | Pengadaan |
| 11 | PLTU Lombok Timur | PLTU Lombok (FTP 2) | 150 kV | 2 cct, 1 HAWK | 20 | 2017 | Rencana |
| 12 | GI Mataram | Inc. 1 phi (Ampenan-Tanjung) | 150 kV | 2 cct, 2 HAWK | 20.0 | 2017 | Rencana |
| 13 | GI Dompu | GI Labuhan/Sumbawa | 150 kV | 2 cct, 2 ZEBRA | 284 | 2017 | Pengadaan |
| 14 | Jeranjang | Sekotong | 150 kV | 2 cct, 1 Zebra | 30 | 2017 | Rencana |
| 15 | PLTU Lombok (FTP 2) | GI Pringgabaya | 150 kV | 2 cct, 1 HAWK | 38 | 2017 | Pengadaan |
| 16 | Taliwang | Maluk | 70 kV | 2 cct 1 HAWK | 40 | 2018 | Rencana |
| 17 | GI Tanjung | GI Bayan | 150 kV | 2 cct, 1 HAWK | 70 | 2018 | Pengadaan |
| 18 | GI Bayan | PLTU Lombok (FTP 2) | 150 kV | 2 cct, 1 HAWK | 82 | 2018 | Konstruksi |
| 19 | Mantang | Mataram | 150 kV | 2 cct, 2 x Zebra | 40 | 2020 | Rencana |
| 20 | PLTA Brang Beh | GI Labuhan/Sumbawa | 70 kV | 2 cct 1 HAWK | 90 | 2023 | Rencana |
| 21 | PLTU Lombok 3 | Bayan | 150 kV | 2 cct, 2 HAWK | 30 | 2023 | Rencana |
| 22 | PLTP Sembalun | Inc. 1 phi Bayan-PLTU Lombok (FTP 2) | 150 kV | 2 cct, 1 HAWK | 30 | 2024 | Rencana |
| 23 | PLTP Hu'u | GI Dompu 150 kV | 150 kV | 2 cct, 1 HAWK | 70 | 2024 | Rencana |
| | Total | | | | 1222 | | |

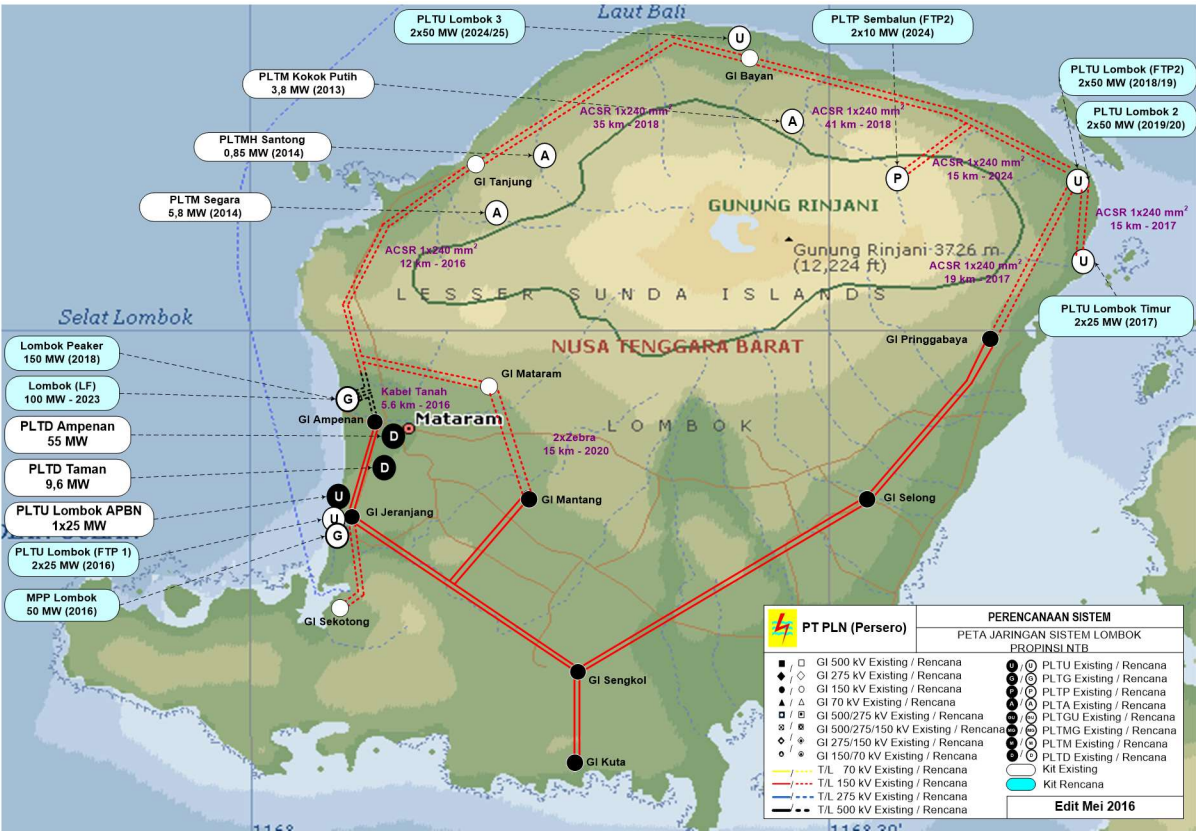
Terdapat beberapa jalur transmisi di Nusa Tenggara Barat yang sebelumnya didanai melalui APBN. Namun karena ijin multi years (IMY) tidak diperpanjang, pendanaan APBN ini dihentikan dan pendanaan dilanjutkan melalui APLN. Salah satu dari jalur tersebut adalah transmisi SUTT 150 kV Ampenan – Tanjung. Saat ini jalur transmisi ini dibagi menjadi dua bagian dengan jalur yang tetap sama yaitu transmisi SKTT 150 kV Ampenan – Meninting dan transmisi SUTT 150 kV Meninting – Tanjung. Perubahan sebagian SUTT menjadi SKTT terkait larangan pemerintah daerah agar jalur transmisi tidak melalui jalur bandara lama (Ampenan).

Pembangunan Gardu Induk (GI)

Berkaitan dengan proyeksi kebutuhan listrik dan penambahan pelanggan baru, akan dibangun GI 150/20 kV dan GI 70/20 kV serta IBT 150/70 kV untuk menyalurkan tenaga listrik dari pembangkit ke beban. Selain itu direncanakan juga perluasan GI untuk meningkatkan kapasitas dan keandalannya dengan menambah trafo di beberapa GI. Jumlah kapasitas trafo GI yang akan dibangun selama kurun waktu 2016-2025 adalah 1.630 MVA dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 106 juta belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI Pembangkit. Rincian rencana pembangunan dan perluasan GI diperlihatkan pada Tabel C16.6.

Tabel C16.6 Pembangunan Gardu Induk

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|-----------------------|-----------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Labuhan/Sumbawa | 70/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Dompu | 70/20 kV | New | 10 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Bonto | 70/20 kV | New | 10 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Bima | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Woha | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Taliwang | 70/20 kV | New | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 9 | Sape | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Alas/Tano | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Pengadaan |
| 8 | Sambelia (Pembangkit) | 150/20 kV | New | 20 | 2016 | Pengadaan |
| 9 | Labuhan/Sumbawa (IBT) | 150/70 kV | New | 60 | 2017 | Pengadaan |
| 10 | Empang | 150/20 kV | New | 20 | 2017 | Pengadaan |
| 11 | Dompu (IBT) | 150/70 kV | New | 60 | 2017 | Pengadaan |
| 12 | Labuhan/Sumbawa | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 13 | Badas/PLTMG Sumbawa | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 14 | Mataram | 150/20 kV | New | 120 | 2017 | Rencana |
| 15 | Sekotong | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 16 | Bayan | 150/20 kV | New | 30 | 2018 | Pengadaan |
| 17 | Maluk | 70/20 kV | New | 20 | 2018 | Rencana |
| 18 | New Mataram | 150/20 kV | New | 60 | 2023 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 19 | Sengkol | 150/20 kV | Extension | 30 | 2016 | Konstruksi |
| 20 | Mantang | 150/20 kV | Extension | 60 | 2016 | Rencana |
| 22 | Dompu | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2017 | Pengadaan |
| 24 | Labuhan/Sumbawa | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2017 | Pengadaan |
| 25 | Pringgabaya | 150 kV | Ext LB | 2 LB | 2017 | Pengadaan |
| 21 | Bima | 70/20 kV | Extension | 30 | 2017 | Rencana |
| 23 | Selong | 150/20 kV | Extension | 120 | 2017 | Rencana |
| 26 | Dompu | 150/20 kV | Extension | 30 | 2017 | Rencana |
| 27 | Ampenan | 150/20 kV | Extension | 60 | 2018 | Rencana |
| 28 | Kuta | 150/20 kV | Extension | 30 | 2019 | Rencana |
| 29 | Pringgabaya | 150/20 kV | Extension | 60 | 2020 | Rencana |
| 30 | Tanjung | 150/20 kV | Extension | 60 | 2020 | Rencana |
| 31 | Woha | 70/20 kV | Extension | 30 | 2021 | Rencana |
| 32 | Empang | 150/20 kV | Extension | 30 | 2022 | Rencana |
| 33 | Sengkol | 150/20 kV | Extension | 60 | 2023 | Rencana |
| 34 | Bima | 70/20 kV | Extension | 60 | 2023 | Rencana |
| 35 | Labuhan/Sumbawa | 150/20 kV | Extension | 60 | 2023 | Rencana |
| 36 | Mantang | 150/20 kV | Extension | 60 | 2024 | Rencana |
| 37 | Alas/Tano | 70/20 kV | Extension | 30 | 2025 | Rencana |
| 38 | Bayan | 150/20 kV | Extension | 30 | 2025 | Rencana |
| 39 | Sambelia (Pembangkit) | 150/20 kV | Extension | 30 | 2025 | Rencana |
| | Total | | | 1540 | | |



Gambar C16.2 Peta rencana pengembangan sistem 150 kV Lombok



Gambar C16.3 Peta rencana pengembangan sistem 150 kV dan 70 kV di pulau Sumbawa

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik di provinsi ini, direncanakan tambahan sambungan baru sampai dengan tahun 2025 sekitar 624 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 5.074 kms, jaringan tegangan rendah sekitar 4.072 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 615 MVA, seperti dalam Tabel C16.7.

Tabel C16.7 Rincian Pengembangan Distribusi

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 574 | 460 | 56 | 81,503 |
| 2017 | 573 | 473 | 59 | 69,424 |
| 2018 | 600 | 484 | 62 | 70,844 |
| 2019 | 551 | 465 | 61 | 72,222 |
| 2020 | 570 | 471 | 63 | 73,548 |
| 2021 | 440 | 343 | 56 | 74,821 |
| 2022 | 442 | 342 | 60 | 76,038 |
| 2023 | 436 | 339 | 64 | 60,681 |
| 2024 | 428 | 335 | 67 | 22,843 |
| 2025 | 461 | 360 | 66 | 22,587 |
| 2016-2025 | 5,074 | 4,072 | 615 | 624,509 |

C16.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2025 diberikan pada Tabel C16.8.

Tabel C16.8 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|--------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------------|
| 2016 | 1,525 | 1,798 | 292 | 100 | 270 | 348 | 219 |
| 2017 | 1,677 | 2,034 | 317 | 206 | 560 | 422 | 436 |
| 2018 | 1,846 | 2,262 | 344 | 266 | 110 | 192 | 522 |
| 2019 | 2,037 | 2,479 | 375 | 172 | 30 | 0 | 228 |
| 2020 | 2,217 | 2,673 | 403 | 71 | 120 | 40 | 136 |
| 2021 | 2,409 | 2,880 | 433 | 60 | 30 | 0 | 107 |
| 2022 | 2,615 | 3,102 | 464 | 50 | 30 | 0 | 100 |
| 2023 | 2,830 | 3,335 | 497 | 112 | 240 | 120 | 164 |
| 2024 | 3,047 | 3,570 | 529 | 76 | 60 | 100 | 148 |
| 2025 | 3,278 | 3,823 | 563 | 80 | 90 | 0 | 192 |
| Jumlah | | | | 1,194 | 1,540 | 1,222 | 2,252 |

LAMPIRAN C.17

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

C17.1 Kondisi Saat Ini

Di Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) terdapat 63 sistem kelistrikan PLN, melayani beban-beban tersebar di beberapa pulau dari yang terbesar sampai pulau-pulau kecil, termasuk didaerah yang berbatasan dengan negara tetangga Timor Leste. Terdapat dua sistem kelistrikan yang cukup besar dengan level tegangan 70 kV dan mulai beroperasi pada tahun 2014, yaitu sistem Kupang dan sistem Ende. 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. Sistem 70 kV Kupang melayani beban di kota Kupang dan di Kabupaten Kupang, dipasok dari PLTU Bolok 2x16,5 MW serta dari PLTD Tenau dan PLTD Kuanino. Sistem Ende, melayani beban di Kabupaten Ende, dipasok dari PLTU Ropa 2x7 MW, PLTM Ndungga dan PLTD Mautupaga. Untuk melayani beban isolated yang masih kecil dan lokasinya sangat jauh dari perkotaan, dipasang PLTS komunal dan sebagian PLTS mandiri (solar home sistem).

Total beban puncak *non coincident* untuk sistem-sistem diatas 500 kW di Provinsi NTT pada Bulan September tahun 2015 sekitar 156 MW.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Nusa Tenggara Timur adalah sebesar 52,33%.Kebutuhan terbesar listrik di NTT adalah di Kupang sebagai ibu kota provinsi, yaitu mencapai 36%. Hampir semua pembangkit di NTT menggunakan PLTD sehingga biaya pokok produksi listrik sangat tinggi. Selain PLTD, terdapat tiga unit PLTM serta PLTP, Rincian pembangkit terpasang di Provinsi NTT ditunjukkan pada Tabel C17.1.

Tabel C17.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang di NTT

| No | Sistem | Jenis | Jenis Bahan Bakar | Pemilik | Kapasitas Terpasang (MW) | Daya Mampu (MW) | Beban Puncak (MW) |
|-------|----------------------------------|-----------------|-------------------|---------|--------------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | Sistem Kupang | PLTD/PLTU | BBM/Batubara | PLN | 107,9 | 61,4 | 56,9 |
| 2 | Sistem Seba, Oesao | PLTD | BBM | PLN | 2,2 | 1,7 | 1,2 |
| 3 | Sistem Soe | PLTD | BBM | PLN | 7,0 | 5,3 | 4,8 |
| 4 | Sistem Kefamananu | PLTD | BBM | PLN | 7,1 | 4,8 | 4,7 |
| 5 | Sistem Atambua | PLTD | BBM | PLN | 14,1 | 10,3 | 7,8 |
| 6 | Sistem Betun | PLTD | BBM | PLN | 4,1 | 3,2 | 2,8 |
| 7 | Sistem Kalabahi | PLTD | BBM | PLN | 6,1 | 5,9 | 4,4 |
| 8 | Sistem Rote Ndao | PLTD | BBM | PLN | 4,9 | 3,2 | 3,1 |
| 9 | Sistem Ende | PLTD/PLTM/PLTU | BBM/Batubara/Air | PLN | 18,4 | 12,1 | 8,6 |
| 10 | Sistem Wolowaru | PLTD | BBM | PLN | 2,2 | 1,3 | 1,1 |
| 11 | Sistem Aesesa | PLTD | BBM | PLN | 3,3 | 2,6 | 2,5 |
| 12 | Sistem Bajawa | PLTD/PLTP/PLTMH | BBM/Surya/Air | PLN | 12,7 | 6,8 | 6,2 |
| 13 | Sistem Ruteng | PLTD/PLTP/PLTMH | BBM/Surya/Air | PLN | 20,7 | 10,8 | 8,3 |
| 14 | Sistem Labuhan Bajo | PLTD | BBM | PLN | 6,5 | 3,9 | 3,7 |
| 15 | Sistem Maumere | PLTD | BBM | PLN | 14,7 | 11,5 | 10,5 |
| 16 | Sistem Larantuka | PLTD | BBM | PLN | 6,7 | 4,5 | 3,9 |
| 17 | Sistem Adonara | PLTD | BBM | PLN | 5,1 | 3,9 | 3,4 |
| 18 | Sistem Lembata | PLTD/PLTS | BBM/Surya | PLN | 5,5 | 3,1 | 2,8 |
| 19 | Sistem Waingapu | PLTD | BBM | PLN | 8,2 | 6,6 | 5,5 |
| 20 | Sistem Waikabubak-Waitabula | PLTD/PLTM/PLTS | BBM/Surya/Air | PLN | 10,4 | 6,2 | 5,4 |
| 21 | Gab. <i>Isolated</i> Area Kupang | PLTD/PLTS | BBM/Surya | PLN | 8,7 | 5,7 | 2,4 |
| 22 | Gab. <i>Isolated</i> Area FBB | PLTD | BBM | PLN | 8,8 | 6,1 | 4,1 |
| 23 | Gab. <i>Isolated</i> Area FBT | PLTD/PLTS | BBM/Surya | PLN | 4,6 | 3,0 | 2,0 |
| 24 | Gab. <i>Isolated</i> Area Sumba | PLTD/PLTMH | BBM/Air | PLN/IPP | 0,8 | 0,7 | 0,2 |
| Total | | | | | 290,7 | 184,5 | 156,2 |

C17.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi perekonomian Provinsi NTT cukup baik dan dalam lima tahun terakhir tumbuh rata-rata 5,4% pertahun. Sektor industri pengolahan, perdagangan dan pertanian yang berkontribusi besar mencapai 56%, sedangkan untuk sektor komunikasi, keuangan dan jasa berkontribusi sekitar 30%. Provinsi NTT mempunyai kekayaan alam yang cukup melimpah, salah satunya adalah adanya potensi kandungan tambang *mangan* yang cukup banyak terdapat di pulau Timor. Kedepan, tambang *mangan* ini 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 spot diving 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.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir rata-rata 12,9% per tahun. Permintaan terbesar adalah dari sektor rumah tangga (60%) disusul sektor komersil (25%), sektor public (10%) dan sisanya sektor Industri (5%). Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional NTT, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi, proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 diperlihatkan pada Tabel C17.2.

Tabel C17.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

| Tahun | Pertumbuhan Ekonomi (%) | Penjualan (GWh) | Produksi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pelanggan |
|-----------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-----------|
| 2016 | 6.6 | 834 | 1,149 | 183 | 773,907 |
| 2017 | 7.1 | 941 | 1,260 | 206 | 834,611 |
| 2018 | 7.5 | 1,044 | 1,364 | 228 | 897,140 |
| 2019 | 8.0 | 1,157 | 1,487 | 252 | 960,593 |
| 2020 | 6.4 | 1,259 | 1,589 | 274 | 1,025,614 |
| 2021 | 6.4 | 1,369 | 1,700 | 297 | 1,092,701 |
| 2022 | 6.4 | 1,485 | 1,818 | 322 | 1,161,243 |
| 2023 | 6.4 | 1,608 | 1,944 | 348 | 1,231,196 |
| 2024 | 6.4 | 1,739 | 2,078 | 376 | 1,302,772 |
| 2025 | 6.4 | 1,877 | 2,222 | 405 | 1,375,982 |
| Pertumbuhan (%) | 6.8 | 9.4% | 7.6% | 9.2% | 6.6% |

C17. 3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik sebagaimana tersebut diatas, 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. Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan Provinsi NTT, potensi energi setempat yang siap dimanfaatkan adalah :

- Pulau Timor – Kupang, mempunyai potensi PLTB ±2,02 MW dan PLTM ±4,8 MW
- Pulau Flores, potensi PLTP ±115 MW, PLTA ± 23 MW dan PLTB.
- Pulau Sumba, mempunyai potensi PLTM ±12,40 MW, PLTBiomassa dan PLTB.
- Pulau Alor, mempunyai potensi PLTP ±20 MW dan PLTM ±28 kW
- Pulau Lembata, mempunyai potensi PLTP ±5 MW
- Pulau Rote, mempunyai potensi PLTB

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 sebesar 100%.

Rencana Pengembangan Pembangkit

Sampai dengan tahun 2025 kebutuhan tenaga listrik Provinsi NTT direncanakan akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTP, PLTU, PLTA, PLTM, PLTS dan PLTMG, tersebar di beberapa lokasi dengan total kapasitas mencapai 737 MW sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C17.3.

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 kelistrikan Flores dengan membangun beberapa PLTMG *dual fuel*.

Sistem kelistrikan Kupang saat ini masih dalam kondisi tanpa cadangan yang cukup, sedangkan beban terus tumbuh begitu tinggi. Sementara disisi lain, pelaksanaan proyek pembangkit dan transmisi masih banyak mengalami hambatan. Atas dasar kondisi tersebut, dalam dua sampai tiga tahun kedepan diperkirakan sistem Kupang pada saat-saat tertentu akan mengalami defisit. Untuk mengatasi kondisi tersebut, di sistem Kupang akan dibangun PLTMG Kupang kapasitas 40 MW dengan bahan bakar *dual fuel* (HSD dan gas) dan diharapkan 2017 sudah bisa beroperasi.

Flores sebagai pulau dengan potensi panas bumi yang besar, maka pembangunan pembangkit diprioritaskan jenis PLTP. Kapasitas total PLTP yang dapat dibangun sampai dengan tahun 2025 mencapai 100 MW. 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 di daerah perbatasan ini sangat penting untuk menjaga integritas NKRI. Selain itu, sebagai salah satu upaya untuk meningkatkan keandalan pasokan listrik di daerah perbatasan dengan Timor Leste, tengah dilakukan kerjasama antara PLN dengan perusahaan listrik Timor Leste (EDTL). Pada tahap awal, jaringan distribusi PLN yang berada di daerah perbatasan akan disambung dengan jaringan distribusi EDTL.

Tabel C17.3 Rincian Rencana Pengembangan Pembangkit di NTT

| NO | PROYEK | JENIS | ASUMSI PENGEMBANG | KAPASITAS (MW) | COD | Status |
|--------|-------------------------|---------|-------------------|----------------|-----------|------------|
| 1 | Ende (FTP1) | PLTU | PLN | 1x7 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Tersebar | PLTS | PLN | 4 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | MPP Flores | PLTG/MG | PLN | 20 | 2017 | Pengadaan |
| 3 | Rote | PLTMG | PLN | 5 | 2017 | Pengadaan |
| 4 | Rote Ndao | PLTU | PLN | 2x3 | 2017 | Konstruksi |
| 5 | Alor | PLTMG | PLN | 10 | 2017 | Pengadaan |
| 6 | Alor | PLTU | PLN | 2x3 | 2017 | Konstruksi |
| 7 | Maumere | PLTMG | PLN | 40 | 2017 | Pengadaan |
| 8 | Kupang Peaker | PLTMG | PLN | 40 | 2017 | Pengadaan |
| 9 | Waingapu | PLTMG | PLN | 10 | 2018 | Pengadaan |
| 10 | Flores | PLTMG | PLN | 10 | 2018 | Rencana |
| 11 | Atambua | PLTU | PLN | 4x6 | 2018 | Konstruksi |
| 12 | Waingapu 2 | PLTMG | PLN | 30 | 2019 | Rencana |
| 13 | Rote 2 | PLTMG | PLN | 5 | 2019 | Rencana |
| 14 | Alor 2 | PLTMG | PLN | 10 | 2019 | Rencana |
| 15 | Timor 1 | PLTU | PLN | 2x50 | 2019 | Rencana |
| 16 | Ulumbu 5 | PLTP | PLN | 20 | 2019 | Rencana |
| 17 | Mataloko (FTP 2) | PLTP | PLN | 20 | 2019 | Rencana |
| 18 | Wae Rancang | PLTA | PLN | 16.5 | 2020 | Rencana |
| 19 | Kupang Peaker 2 | PLTMG | PLN | 50 | 2021 | Rencana |
| 20 | Ulumbu 6 | PLTP | PLN | 20 | 2024 | Rencana |
| 21 | Tersebar | PLTBM | Swasta | 14 | 2016-2024 | Rencana |
| 22 | Kupang | PLTU | Swasta | 2x15 | 2016 | Konstruksi |
| 23 | Tersebar | PLTS | Swasta | 5 | 2016 | Konstruksi |
| 24 | Sita - Borong | PLTM | Swasta | 1 | 2016 | Konstruksi |
| 25 | Wae Roa - Ngada | PLTM | Swasta | 0.4 | 2017 | Konstruksi |
| 26 | Tersebar | PLTSa | Swasta | 1 | 2019 | Rencana |
| 27 | Harunda | PLTM | Swasta | 1.6 | 2019 | Rencana |
| 28 | Tersebar | PLTB | Swasta | 20 | 2019-2023 | Rencana |
| 29 | Sokoria (FTP 2) | PLTP | Swasta | 30 | 2020-2023 | Pengadaan |
| 30 | Tersebar | PLTS | Swasta | 20 | 2020-2023 | Rencana |
| 31 | Oka Ile Ange (FTP 2) | PLTP | Swasta | 10 | 2024 | Rencana |
| 32 | Tersebar | PLTP | Swasta | 5 | 2024 | Rencana |
| 33 | Atadei (FTP 2) | PLTP | Swasta | 5 | 2025 | Rencana |
| 34 | Timor 1 (Load Follower) | PLTMG | Unallocated | 40 | 2022 | Rencana |
| 35 | Timor 2 | PLTU | Unallocated | 2x50 | 2023/24 | Rencana |
| JUMLAH | | | | 737 | | |

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

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 C17.1 dan C17.2. Sedangkan untuk pulau-pulau kecil lainnya direncanakan pembangunan jaringan distribusi 20 kV. 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 yang akan dibangun adalah 1.924 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 284 juta sesuai Tabel C17.4.

Tabel C17.4 Pembangunan SUTT 150 kV dan 70 kV

| No. | DARI | KE | TEGANGAN | KONDUKTOR | KMS | COD | STATUS PROYEK |
|-----|----------------------|----------------------------|----------|----------------------------------|------|------|---------------|
| 1 | Maulafa | Naibonat | 70 kV | 2 cct, 1 x ACSR 152/25 (Ostrich) | 62 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Naibonat | Nonohonis/Soe | 70 kV | 2 cct, 1 x ACSR 152/25 (Ostrich) | 102 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Kefamenanu | Atambua | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 150 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Atambua | Atapupu | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 36 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Ropa | Maumere | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Kefamenanu | Nonohonis / Soe | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 90 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Ropa | Bajawa | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 190 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | Bajawa | Ruteng | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 120 | 2016 | Konstruksi |
| 9 | PLTP Ulumbu | Ruteng | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 40 | 2016 | Konstruksi |
| 10 | Ruteng | Labuan Bajo | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 170 | 2016 | Konstruksi |
| 11 | PLTMG Kupang Peaker | GI Bolok | 150 kV | 2 cct, 2 ZEBRA | 30 | 2017 | Rencana |
| 12 | GI Bolok | GI Tenau | 150 kV | 2 cct, 2 ZEBRA | 30 | 2017 | Rencana |
| 13 | PLTMG Kupang Peaker | GI Maulafa | 150 kV | 2 cct, 2 ZEBRA | 50 | 2017 | Rencana |
| 14 | PLTMG Kupang Peaker | GI Naibonat | 150 kV | 2 cct, 2 ZEBRA | 70 | 2017 | Rencana |
| 15 | Maumere | PLTMG Maumere Peaker | 150 kV | 2 cct, 1 ZEBRA | 56 | 2017 | Rencana |
| 16 | GI Maulafa | GI Kupang/Maulafa Baru | 150 kV | 2 cct, 2 HAWK | 10 | 2018 | Rencana |
| 17 | GI Aesesa | Inc. 1 phi (Bajawa-Ropa) | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 20 | 2018 | Rencana |
| 18 | GI Borong | Inc. 1 phi (Ruteng-Bajawa) | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 30 | 2018 | Rencana |
| 19 | PLTP Mataloko | Inc. 2 phi (Bajawa-Ropa) | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 30 | 2019 | Rencana |
| 20 | GI Waingapu | PLTMG Sumba | 150 kV | 2 cct, 1 HAWK | 30 | 2019 | Rencana |
| 21 | PLTMG Sumba | GI Waitabula | 150 kV | 2 cct, 1 HAWK | 190 | 2019 | Rencana |
| 22 | PLTA Wae Racang | Ruteng | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 66 | 2020 | Rencana |
| 23 | PLTP Sokoria | Incomer 1 phi (Ropa-Ende) | 70 kV | 2 cct, 1 HAWK | 20 | 2020 | Rencana |
| 24 | PLTMG Maumere Peaker | Larantuka | 150 kV | 2 cct, 1 ZEBRA | 212 | 2021 | Rencana |
| | Total | | | | 1924 | | |

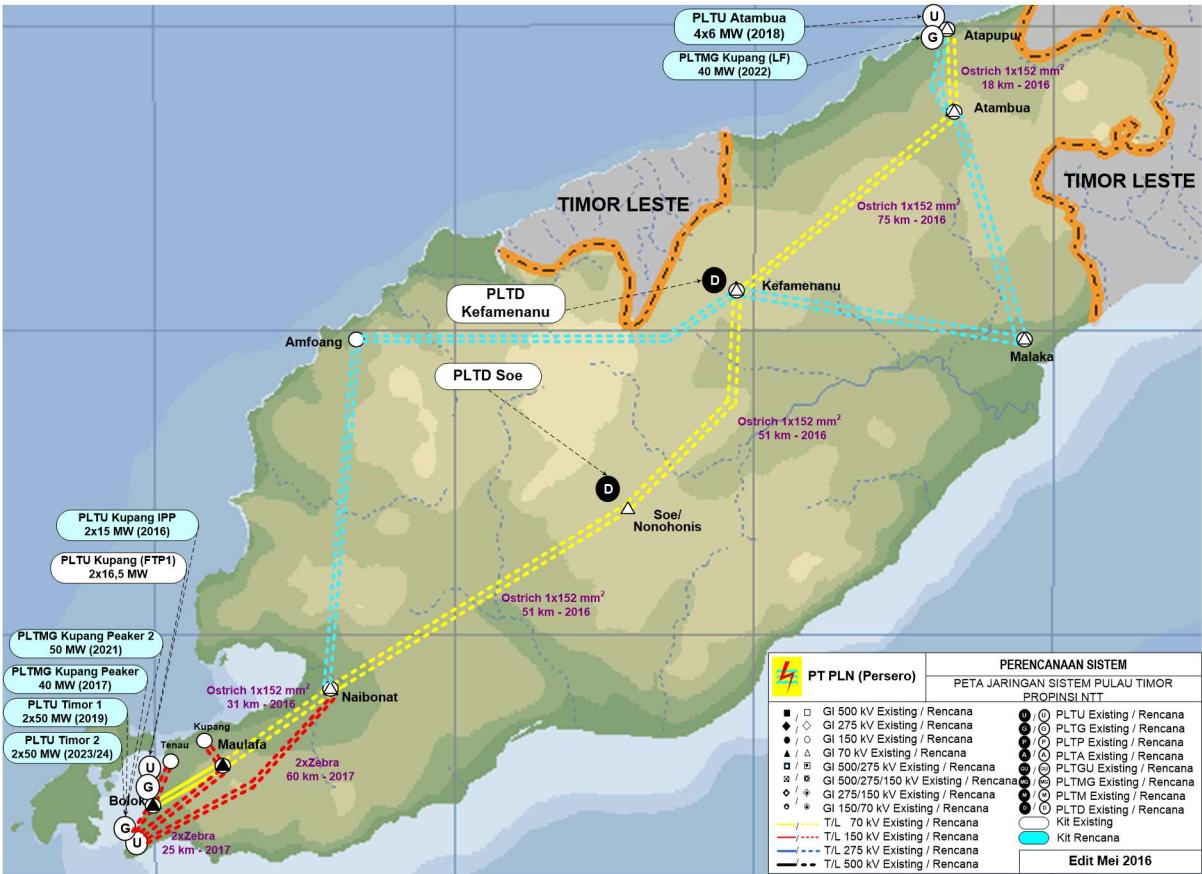
Peta rencana pengembangan sistem transmisi 70 kV dan 150 kV di pulau Timor, Flores dan pulau Sumba sebagaimana Gambar C17.1, C17.2 dan C17.3.

Pengembangan GI

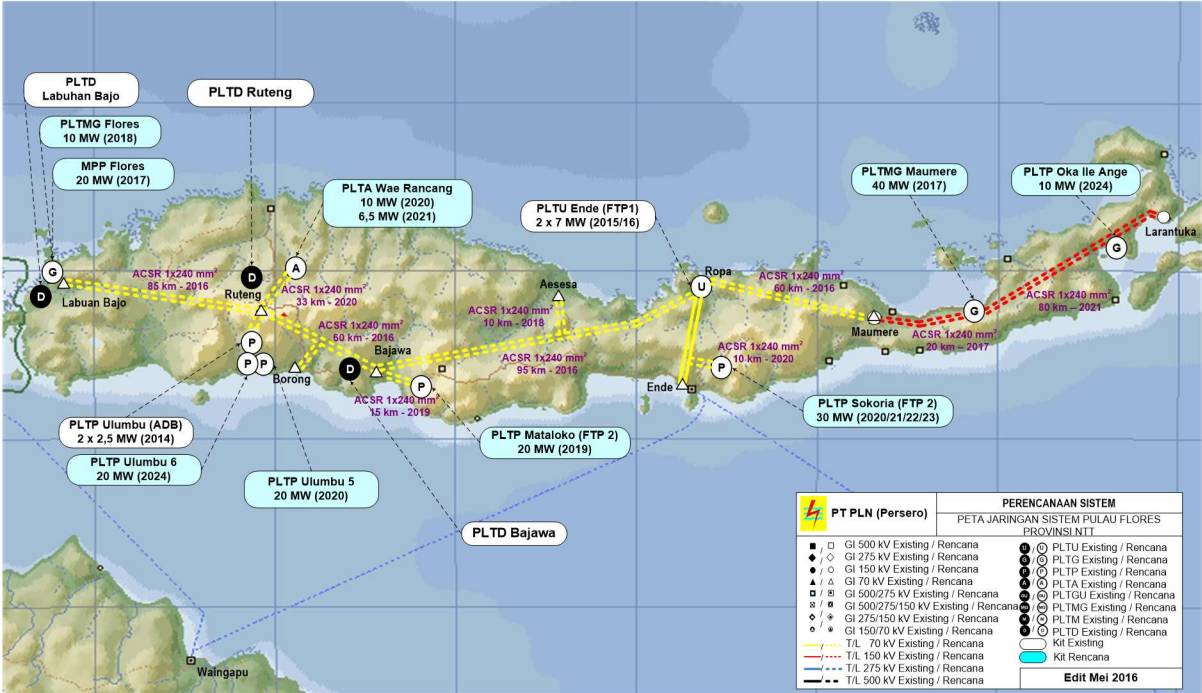
Seiring dengan rencana pembangunan jaringan transmisi 70 kV dan 150 kV, juga direncanakan pembangunan gardu induk untuk menyalurkan daya ke beban distribusi. Sampai dengan tahun 2025 direncanakan pembangunan GI dan IBT dengan kapasitas total trafo GI mencapai 1.210 MVA dengan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 87 juta belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, sebagaimana dalam Tabel C17.5.

Tabel C17.5 Pengembangan GI 150 kV dan 70 kV di NTT

| No | NAMA GARDU INDUK | TEGANGAN | BARU/ EKSTENSION | KAP. (MVA) | COD | STATUS PROYEK |
|----|----------------------------|-----------|---------------------|---------------|------|------------------|
| | NEW | | | | | |
| 1 | Naibonat | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 2 | Nonohonis | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 3 | Kefamenanu | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 4 | Atambua | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 5 | Atapupu | 70/20 kV | New | 10 | 2016 | Konstruksi |
| 6 | Labuan Bajo | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 7 | Bajawa | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 8 | Maumere | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 9 | Ruteng | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 10 | Ulumbu | 70/20 kV | New | 20 | 2016 | Konstruksi |
| 11 | Belok (IBT) | 150/70 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 12 | Naibonat (IBT) | 150/70 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 13 | PLTMG Kupang Peaker/Penaf | 150/20 kV | New | 30 | 2017 | Rencana |
| 14 | Maumere (IBT) | 150/70 kV | NEW | 60 | 2017 | Rencana |
| 15 | Tenau | 150/20 kV | New | 60 | 2017 | Rencana |
| 16 | Maumere Baru (Town Feeder) | 150/20 kV | New | 20 | 2017 | Rencana |
| 17 | Kupang/Maulafa Baru | 150/20 kV | New | 60 | 2018 | Rencana |
| 18 | Aesesa | 70/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 19 | Borong | 70/20 kV | New | 30 | 2018 | Rencana |
| 20 | Waingapu | 150/20 kV | New | 30 | 2019 | Rencana |
| 21 | Waitabula | 150/20 kV | New | 30 | 2019 | Rencana |
| 22 | Larantuka | 70/20 kV | New | 30 | 2020 | Rencana |
| | EKSTENSION | | | | | |
| 23 | So'e / Nonohonis | 70/20 kV | Ext LB | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 24 | Kefamenanu | 70/20 kV | Ext LB | 2 LB | 2016 | Konstruksi |
| 25 | Ende | 70/20 kV | Extension | 20 | 2016 | Rencana |
| 26 | Maulafa | 70/20 kV | Extension | 30 | 2016 | Rencana |
| 27 | Ruteng | 70/20 kV | Extension | 30 | 2017 | Rencana |
| 28 | Belok | 70/20 kV | Extension | 30 | 2018 | Rencana |
| 29 | Atambua | 70/20 kV | Extension | 30 | 2018 | Rencana |
| 30 | Naibonat | 70/20 kV | Extension | 30 | 2019 | Rencana |
| 31 | Nonohonis | 70/20 kV | Extension | 30 | 2019 | Rencana |
| 32 | Ropa | 70/20 kV | Extension | 20 | 2020 | Rencana |
| 33 | Ende | 70/20 kV | Extension | 30 | 2020 | Rencana |
| 34 | Bajawa | 70/20 kV | Extension | 30 | 2020 | Rencana |
| 35 | Tenau | 150/20 kV | Extension | 60 | 2020 | Rencana |
| 36 | Kupang/Maulafa Baru | 150/20 kV | Extension | 60 | 2022 | Rencana |
| 37 | Maulafa | 150/20 kV | Extension | 30 | 2022 | Rencana |
| 38 | Maumere | 150/20 kV | Extension | 60 | 2023 | Rencana |
| 39 | Kefamenanu | 70/20 kV | Extension | 30 | 2023 | Rencana |
| | Total | | | 1210 | | |



Gambar C17.1 Peta rencana jaringan 150 dan 70 kV pulau Timor



Gambar C17.2 Peta rencana jaringan 150 dan 70 kV pulau Flores



Gambar C17.3 Peta rencana jaringan 150 kV Pulau Sumba

Pengembangan Distribusi

Sejalan dengan pembangunan jaringan transmisi dan gardu induk 70 kV dan 150 kV serta penambahan pembangkit di Provinsi NTT, direncanakan pembangunan jaringan distribusi 20 kV dan jaringan tegangan rendah serta penambahan pelanggan baru.

Sesuai proyeksi kebutuhan tenaga listrik, selama 2016-2025 direncanakan akan dilakukan penambahan pelanggan baru sekitar 694 ribu. Untuk mendukung program penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk listrik perdesaan, meliputi JTM sepanjang 3.821 kms, JTR sekitar 3.404 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 282 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C17.6.

Tabel C17.6 Pengembangan Sistem Distribusi di NTT

| Tahun | JTM kms | JTR kms | Trafo MVA | Pelanggan |
|-----------|------------|------------|--------------|-----------|
| 2016 | 353 | 313 | 24 | 92,208 |
| 2017 | 369 | 309 | 25 | 60,704 |
| 2018 | 353 | 313 | 24 | 62,529 |
| 2019 | 406 | 340 | 30 | 63,453 |
| 2020 | 419 | 351 | 31 | 65,021 |
| 2021 | 377 | 335 | 28 | 67,087 |
| 2022 | 391 | 348 | 29 | 68,542 |
| 2023 | 405 | 360 | 29 | 69,952 |
| 2024 | 367 | 373 | 30 | 71,576 |
| 2025 | 380 | 363 | 31 | 73,210 |
| 2016-2025 | 3,821 | 3,404 | 282 | 694,283 |

C17.4 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 94 (sembilan puluh empat) lokasi tersebar di Provinsi NTT dengan

kapasitas ± 20.2 MWp sebagai implementasi penerapan energi baru terbarukan. Namun untuk merealisasikannya akan diawali dengan studi kelayakan.

Selain itu pihak pengembang swasta (IPP) diharapkan berpartisipasi untuk membangun PLTS *On Grid* dengan kapasitas sekitar 15 MW tersebar di 9 lokasi diantaranya pada sistem kelistrikan daratan Pulau Timor, Pulau Flores, Pulau Alor, Pulau Rote, dan di sistem kelistrikan Oulau Lembata.

Sedangkan di Pulau Sumba akan dibangun PLTBiomassa kapasitas ±1 MW sebagai proyek percontohan, menggunakan tanaman sebagai bahan baku utamanya (*feedstock*). Untuk mendukung ketersediaan bahan baku sepanjang tahun, akan disiapkan lahan khusus sekitar ±200 hektar dan akan ditanami pohon yang dapat dipanen sepanjang tahun sebagai feedstock PLTBiomassa tersebut

Selain itu di beberapa pulau kecil direncanakan akan dibangun PLTB, PLTS dan PLTM yang akan dioperasikan secara hybrid dengan PLTD yang ada, yaitu di pulau Ende, Pamana, Samau, Pantar, Pura, Solor dan Sabu.

C17.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, rencana pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 diperlihatkan pada Tabel C17.7.

Tabel C17.7 Ringkasan

| Tahun | Penjualan (GWh) | Produksi Energi (GWh) | Beban Puncak (MW) | Pembangkit (MW) | GI (MVA) | Transmisi (kms) | Investasi (juta US\$) |
|--------|-----------------|-----------------------|-------------------|-----------------|----------|-----------------|-----------------------|
| 2016 | 834 | 1,149 | 183 | 48 | 240 | 1,080 | 254 |
| 2017 | 941 | 1,260 | 206 | 131 | 320 | 226 | 225 |
| 2018 | 1,044 | 1,364 | 228 | 48 | 180 | 60 | 104 |
| 2019 | 1,157 | 1,487 | 252 | 193 | 120 | 250 | 329 |
| 2020 | 1,259 | 1,589 | 274 | 25 | 170 | 86 | 113 |
| 2021 | 1,369 | 1,700 | 297 | 67 | 0 | 212 | 134 |
| 2022 | 1,485 | 1,818 | 322 | 50 | 90 | 0 | 96 |
| 2023 | 1,608 | 1,944 | 348 | 80 | 90 | 0 | 189 |
| 2024 | 1,739 | 2,078 | 376 | 90 | 0 | 0 | 176 |
| 2025 | 1,877 | 2,222 | 405 | 5 | 0 | 0 | 46 |
| Jumlah | | | | 737 | 1,210 | 1,914 | 1,667 |

LAMPIRAN D

ANALISIS RISIKO

IDENTIFIKASI RISIKO

1. Risiko keterlambatan proyek-proyek PLN

Pembangunan instalasi ketenagalistrikan, baik berupa pembangkit, jaringan transmisi maupun jaringan distribusi, dapat terhambat atau mengalami penundaan sehingga realisasinya menyimpang dari target, baik dari sisi kapasitas maupun waktu.

Risiko ini antara lain disebabkan oleh :

- Kesulitan pendanaan untuk proyek PLN akibat: (i) kurangnya dana yang dapat diupayakan oleh PLN, baik yang berasal dari dana internal maupun pinjaman/obligasi, kendala pencairan dana yang semestinya disediakan oleh bank domestik dan bank luar negeri untuk membiayai kontrak EPC, (ii) kurangnya dana yang dapat disediakan oleh pemerintah, baik dalam bentuk penyertaan modal (*equity*) maupun pinjaman berupa SLA.
- Permasalahan perijinan dan persetujuan. Hal ini terkait dengan proses perijinan dan persetujuan yang melibatkan berbagai pihak, dan dapat berlarut-larut karena adanya berbagai kepentingan yang dapat mempengaruhi proses pengambilan keputusan.
- Permasalahan pada fase konstruksi proyek. Hal ini terkait dengan masalah operasional, terutama aspek performance kontraktor, ketersediaan teknologi, sarana pembangunan, dan bencana alam.
- *Cost over-run*. Hal ini menyebabkan biaya melebihi anggaran sehingga dapat mempengaruhi proses pembangunan dan kemampu-labaan Perusahaan.
- Kesalahan desain.
- Aspek keselamatan ketenagalistrikan. Hal ini terkait dengan keselamatan aset, tenaga kerja maupun masyarakat di lingkungan pembangunan.
- Dampak lingkungan. Keberadaan instalasi Perusahaan berpotensi menimbulkan kerusakan lingkungan, yang kemudian dapat berdampak pada aspek-aspek lain, seperti masalah hukum.
- Permasalahan sosial, berupa penolakan masyarakat terhadap keberadaan instalasi PLN karena dipersepsikan mengganggu dan berbahaya.

2. Risiko keterlambatan proyek-proyek IPP

Sama seperti pada risiko keterlambatan proyek-proyek PLN, dengan penekanan pada:

- Permasalahan pendanaan untuk proyek IPP akibat rendahnya kepercayaan investor asing untuk berinvestasi di sektor ketenagalistrikan Indonesia, juga rendahnya kepercayaan bank asing untuk memberi pinjaman kepada proyek di Indonesia.
- Pengembang proyek IPP tidak memperoleh *financial closure* pada waktunya.

3. Risiko Prakiraan Permintaan Listrik

Risiko yang dihadapi jika prakiraan permintaan listrik lebih tinggi daripada realisasi:

- Kapasitas pembangkit, transmisi dan distribusi yang dibangun lebih banyak dari pada yang dibutuhkan. Pembangkit dioperasikan pada CF rendah, atau bahkan sebagian tidak dioperasikan. Dalam hal pembangkit IPP, PLN dapat terkena penalti pengambilan energi minimum. Transmisi dan distribusi juga berbeban rendah.
- Pendapatan dari penjualan listrik lebih rendah daripada yang direncanakan, sehingga tidak cukup untuk membayar pinjaman (pokok berikut bunganya) yang dilakukan untuk mendanai proyek pembangkit, transmisi dan distribusi.
- Menimbulkan kecurigaan pada *stakeholders*, yaitu PLN dianggap melakukan *fraud* dengan membuat prakiraan permintaan listrik yang tinggi untuk menjustifikasi kelayakan proyek kelistrikan tertentu.
- PLN terkena penalti dari kontrak energi primer (batubara, gas) jangka panjang akibat penghentian operasi beberapa pembangkit idle.

Prakiraan beban lebih rendah dari realisasi permintaan, maka resiko yang akan dihadapi :

- Kapasitas pembangkit, transmisi dan distribusi yang dibangun lebih sedikit dari yang dibutuhkan. 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.
- Pertumbuhan ekonomi terhambat akibat tidak tersedia infrastruktur listrik yang memadai,
- Citra PLN terpuruk karena gagal melaksanakan misi yang diberikan oleh Pemerintah untuk menyediakan listrik dalam jumlah yang cukup dan handal.
- Konsumen industri dan bisnis memproduksi listrik sendiri dengan pembangkit skala kecil, secara keekonomian nasional hal ini sangat tidak efisien,

- Sektor swasta membangkitkan listrik dengan gas atau batubara dan menjual produknya langsung ke konsumen dalam kawasan tertentu, PLN kehilangan *market share*.
- 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.

4. Risiko harga dan ketersediaan energi primer

Beberapa risiko dominan yang terkait secara khusus dengan RUPTL adalah:

- Risiko harga energi primer. Perubahan harga energi primer khususnya batubara dan gas akan sangat mempengaruhi program pengembangan ketenagalistrikan yang optimal. Dalam RUPTL, harga batubara diasumsikan USD 70 per ton, harga gas alam USD 7 per mmbtu dan harga *crude oil* USD 70 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 energi primer. RUPTL ini disusun dengan asumsi gas alam dan gas tersedia dengan cukup, andal dan tepat waktu. Namun pengalaman menunjukkan bahwa pasokan gas alam sering terlambat datang ke pembangkit yang membutuhkan, atau tersedia dalam volume yang semakin berkurang akibat depletion. Pasokan batubara ke pembangkit juga sering terkendala, baik karena alasan komersial maupun operasional.

5. Risiko merencanakan *reserve margin* terlalu tinggi.

Dampak yang timbul adalah *over capacity* yang terjadi apabila semua proyek yang direncanakan berjalan baik dan selesai tepat waktu. Jika *over capacity* benar-benar terjadi maka PLN akan mempunyai kewajiban membayar komponen A kepada pihak IPP tanpa manfaat apapun. Jika proyek yang direncanakan adalah proyek PLN, maka aset tidak menghasilkan revenue yang diperlukan untuk membayar *capital debt* ke *lender*.

6. Risiko Likuiditas

Risiko likuiditas terdiri dari:

- Risiko likuiditas kas, yaitu adanya kemungkinan perusahaan tidak dapat menyediakan dana untuk pembayaran kewajiban jatuh tempo. Risiko ini dapat terjadi bila kesehatan keuangan Perusahaan tidak mengalami perbaikan yang signifikan sehingga tidak dapat menghasilkan kas operasional, dan bila terjadi keterlambatan pembayaran subsidi oleh Pemerintah.
- Risiko pencairan dana pinjaman untuk investasi.
- Risiko likuiditas aset

7. 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.

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, polusi, dan kebisingan yang secara potensial menimbulkan risiko lain, seperti tuntutan hukum oleh masyarakat.

10. Risiko Regulasi

Risiko regulasi terutama berkaitan dengan:

- Risiko tarif listrik, yang dapat menghambat atau memperlambat proses penyesuaian tarif listrik sesuai target karena penyesuaian tarif perlu persetujuan parlemen, dan keputusan persetujuan penyesuaian tarif dapat dipengaruhi oleh berbagai kepentingan.
- 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.

11. Risiko Pendanaan

Pendanaan investasi di Bidang ketenagalistrikan akan terus tumbuh seiring pertumbuhan ekonomi. Keterbatasan pendanaan internal PLN telah mendorong pencarian dana dari eksternal/lender. Risiko pendanaan terkait dengan *covenant* yang menjadi perhatian lender.

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 keterlambatan proyek-proyek PLN

- Memanfaatkan pasar modal, lembaga keuangan bilateral/multilateral dan APBN dalam pendanaan proyek-proyek PLN
- Meningkatkan kemampuan PLN dalam menghasilkan dana internal (mengupayakan terus harga jual listrik memberikan *margin* yang memadai)
- Mencari Dukungan/garansi Pemerintah dalam upaya memperoleh pendanaan untuk proyek PLN dan dalam bermitra dengan IPP
- Mengembangkan model *project finance* dimana *EPC Contractors* juga membawa pendanaan proyek
- Meningkatkan koordinasi penyiapan prasarana untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan proyek
- Meningkatkan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam pengurusan perijinan dan persetujuan untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan perijinan dan persetujuan
- 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.
- Memilih kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Menerapkan proyek manajemen yang baik untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Menggunakan *engineering designer* yang berkualitas untuk meminimalisasi kesalahan desain.

- Meningkatkan kualitas survey, antara lain penyelidikan tanah untuk mengurangi kesalahan desain dan *cost overrun*.
- 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.

2. Mitigasi risiko keterlambatan proyek-proyek IPP

- Mengembangkan IPP hanya dipilih yang benar-benar memiliki kemampuan.
- Meningkatkan koordinasi penyiapan prasarana untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan proyek
- Meningkatkan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam pengurusan perijinan dan persetujuan untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan perijinan dan persetujuan
- 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.
- Memilih kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya performance instalasi.
- Menerapkan proyek manajemen yang baik untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Memilih *engineering designer* yang berkualitas untuk meminimalisasi kesalahan desain.
- Meningkatkan kualitas survey, antara lain penyelidikan tanah untuk mengurangi kesalahan desain dan *cost overrun*.
- 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.

3. Mitigasi risiko prakiraan permintaan listrik

Realisasi penjualan lebih rendah daripada *demand forecast*

- 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 (tahunan) mereview dan memperbaharui perhitungan prakiraan kebutuhan listrik dengan menggunakan parameter terbaru yang lebih akurat,

Realisasi penjualan lebih tinggi daripada *demand forecast*

- Mengendalikan atau membatasi penyambungan pelanggan baru maupun tambah daya,
- 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,
- Secara periodik (tahunan) mereview dan memperbaharui perhitungan prakiraan kebutuhan listrik dengan menggunakan parameter terbaru yang lebih akurat,
- Mendorong pembelian listrik dari *excess power*, pembangkit skala kecil.

4. Mitigasi risiko harga dan ketersediaan energi primer

- Membuat kontrak jangka panjang dengan penyedia energi primer untuk memastikan ketersediaannya pada saat instalasi siap beroperasi.
- Mengintegrasikan hulu untuk menjamin ketersediaan sumber energi primer.
- Mensertifikasi sumber gas yang memasok pembangkit.

5. Mitigasi risiko perencanaan reserve margin terlalu tinggi
 - Memacu pertumbuhan penjualan jika proyek-proyek berjalan tepat waktu termasuk mendorong tumbuhnya industri di Kalimantan.
 - Memantau kemajuan pekerjaan proyek-proyek pembangkit dengan cermat, dan apabila penyelesaian proyek dipastikan tepat waktu dan berjalan baik maka PLN menunda proyek-proyek kedepan yang telah direncanakan.
6. Mitigasi risiko likuiditas
 - Mengusulkan mekanisme pencairan subsidi yang lebih efektif untuk mengurangi periode pencairan subsidi.
 - Menyusun Investasi peralatan secara lebih efektif untuk mengurangi jumlah dan nilai aset tidak produktif yang harus dilikuidasi.
7. 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.
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 pengaruh 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.

10. Mitigasi Risiko Regulasi

- Meningkatkan komunikasi dengan pihak terkait supaya proses penyesuaian tarif sejalan dengan rencana.
- Mengembangkan tarif supaya sejalan dengan perkembangan kondisi keuangan Pemerintah sehingga dapat memperkecil ketidakpastian subsidi.

11. Mitigasi Risiko Pendanaan

- Meningkatkan komunikasi dengan Pemerintah selaku pemegang saham terkait keterbatasan pendanaan oleh PLN dalam mengembangkan ketenagalistrikan nasional guna memperoleh struktur pendanaan yang lebih baik.
- Menjaga *covenant* tetap berada dalam batasan aman bagi lender.
- Melakukan prioritas investasi sesuai batasan ketersediaan pendanaan.

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

SUDIRMAN SAID

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
Kepala Biro Hukum,



Hufron Astofi