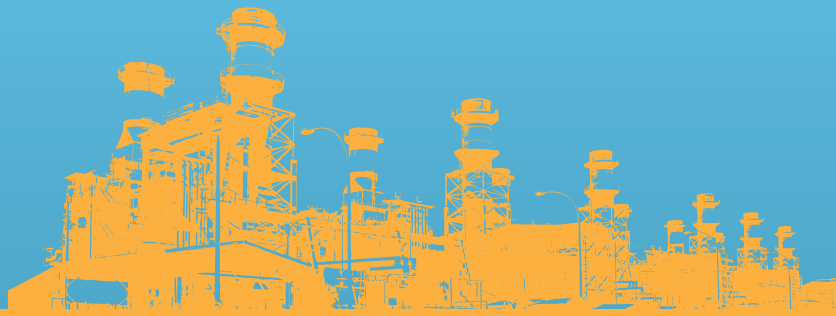




PT PLN (Persero)



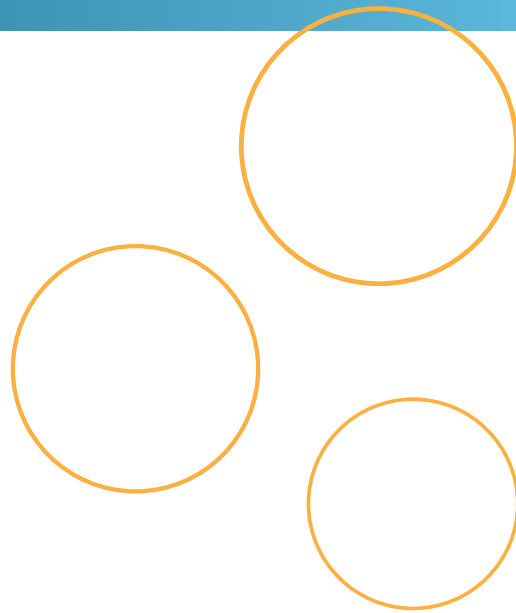
Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2013-2022



PT PLN (Persero)



Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2013-2022





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

KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA

NOMOR : 4092 K/21/MEM/2013

TENTANG

PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2013 S.D. 2022

DENGAN RAHMAT TUHAN YANG MAHA ESA

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA,

- Menimbang : a. bahwa sehubungan dengan telah terjadi perubahan yang berpengaruh pada subsektor ketenagalistrikan, maka PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) telah mengubah Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Tahun 2012 s.d. 2021 dengan menetapkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Tahun 2013 s.d. 2022 melalui Keputusan Direksi PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Nomor 0766.K/DIR/2013 tanggal 11 Desember 2013;
- b. bahwa berdasarkan ketentuan Pasal 16 ayat (2) Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik, Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Tahun 2013 s.d. 2022 sebagaimana dimaksud dalam huruf a harus disahkan oleh Menteri;
- c. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a dan huruf b, perlu menetapkan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2013 s.d. 2022;
- Mengingat : 1. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2009 Nomor 133, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5052);

2. Peraturan ...

2. 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);
3. Keputusan Presiden Nomor 59/P Tahun 2011 tanggal 18 Oktober 2011;
4. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 18 Tahun 2010 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2010 Nomor 552) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 22 Tahun 2013 (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2013 Nomor 1022);
5. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2682 K/21/MEM/2008 tanggal 13 November 2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional;

MEMUTUSKAN:

- Menetapkan :** KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT. PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2013 S.D. 2022.
- KESATU :** Mengesahkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2013 s.d. 2022, selanjutnya disebut RUPTL 2013-2022, sebagaimana tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan Menteri ini.
- KEDUA :** PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) wajib menyampaikan laporan perkembangan pelaksanaan RUPTL 2013-2022 sebagaimana dimaksud dalam Diktum Kesatu secara berkala setiap 4 (empat) bulan kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral c.q. Direktur Jenderal Ketenagalistrikan.
- KETIGA :** Pada saat Keputusan Menteri ini mulai berlaku, Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 3440 K/21/MEM/2012 tanggal 28 Desember 2012 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) Tahun 2012 s.d. 2021 dicabut dan dinyatakan tidak berlaku.

KEEMPAT : ...

KEEMPAT : Keputusan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 31 Desember 2013

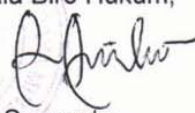
MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

JERO WACIK

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
Kepala Biro Hukum,




Susyanto

PT PLN (PERSERO)

KEPUTUSAN DIREKSI PT PLN (PERSERO)

NOMOR : 0766 .K/DIR/ 2013

TENTANG

RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK (RUPTL) PT PLN (PERSERO) TAHUN 2013 – 2022

DIREKSI PT PLN (PERSERO)

- Menimbang** :
- a. bahwa telah diterbitkan Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 624.K/DIR/2012 tentang Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) Tahun 2012 – 2021 tanggal 19 Desember 2012 dan telah disahkan dengan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 3440.K/21/MEM/2012 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) Tahun 2012 S.D.2021 tanggal 28 Desember 2012;
 - b. bahwa dalam rangka mendukung rencana pemerintah untuk menyediakan tenaga listrik bagi masyarakat Indonesia sesuai RUPTL sebagaimana dimaksud dalam huruf a di atas, PT PLN (persero) perlu secara berkala melakukan evaluasi atas implementasi RUPTL dan melakukan penyesuaian untuk menyikapi perkembangan situasi yang terjadi di sekitar ketenagalistrikan;
 - c. bahwa dengan adanya hasil evaluasi atas implementasi RUPTL yang telah disesuaikan dengan perkembangan saat ini, maka dipandang perlu melakukan Penyempurnaan atas RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2012-2021;
 - d. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a, b dan c di atas, perlu menetapkan Keputusan Direksi PT PLN (Persero) tentang Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) Tahun 2013 – 2022.

- Mengingat** :
1. Undang-undang RI Nomor 19 Tahun 2003 tentang Badan Usaha Milik Negara;
 2. Undang-undang RI Nomor 40 Tahun 2007 tentang Perseroan Terbatas;
 3. Undang-undang RI Nomor 30 tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan;
 4. Peraturan Pemerintah RI Nomor 23 Tahun 1994 tentang Pengalihan Bentuk Perusahaan Umum (Perum) Listrik Negara menjadi Perusahaan Perseroan (Persero);
 5. Peraturan Pemerintah RI Nomor 45 Tahun 2005 tentang Pendirian, Pengurusan, Pengawasan dan Pembubaran Badan Usaha Milik Negara;
 6. Peraturan Pemerintah RI Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik;
 7. Keputusan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Nomor 2682 K/21/MEM/2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan 2008 s.d.2027;
 8. Anggaran Dasar PT PLN (Persero);
 9. Keputusan Menteri Negara Badan Usaha Milik Negara Nomor KEP-58/MBU/2008 jis Keputusan Menteri Badan Usaha Milik Negara Nomor KEP-252/MBU/2009 dan Keputusan Menteri Negara Badan Usaha Milik Negara Nomor KEP-224/MBU/2011 tentang Pemberhentian dan Pengangkatan Anggota-Anggota Direksi Perusahaan Perseroan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara;

10. Keputusan Direksi...

10. Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 001.K/030/DIR/1994 tentang Pemberlakuan Peraturan Sehubungan dengan Pengalihan Bentuk Hukum Perusahaan;
11. Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 304.K/DIR/2009 tentang Batasan Kewenangan Pengambilan Keputusan di Lingkungan PT PLN (Persero) sebagaimana telah diubah dengan Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 1387.K/DIR/2011;
12. Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 023.K/DIR/2012 tentang Organisasi dan Tata Kerja PT PLN (Persero).

MEMUTUSKAN :

Menetapkan: KEPUTUSAN DIREKSI PT PLN (PERSERO) TENTANG RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK (RUPTL) PT PLN (PERSERO) TAHUN 2013 – 2022

PERTAMA: Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) Tahun 2013-2022 adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran Keputusan ini.

KEDUA: RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2013-2022 sebagaimana tercantum dalam Lampiran Keputusan ini digunakan sebagai pedoman dalam Penyusunan Rencana Jangka Panjang Perusahaan (RJPP) dan Penetapan Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan (RKAP) PT PLN (Persero).

KETIGA: RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2013-2022 sebagaimana dimaksud dalam Diktum PERTAMA, akan ditinjau ulang setiap tahun sesuai perkembangan yang terjadi.

KEEMPAT: Pada saat Keputusan ini mulai berlaku, maka Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 624.K/010/DIR/2012 tentang Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) Tahun 2012 – 2021, dicabut dan dinyatakan tidak berlaku lagi

Keputusan ini mulai berlaku terhitung sejak tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di : Jakarta
pada tanggal : 11 Desember 2013

DIREKTUR UTAMA,


NUR PAMUDJI

KATA PENGANTAR

Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) tahun 2013-2022 ini disusun untuk memenuhi amanat Peraturan Pemerintah Nomor 14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik yang menyatakan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum dilaksanakan sesuai dengan Rencana Umum Ketenagalistrikan dan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL).

PT PLN (Persero), selanjutnya disebut PLN dalam buku ini, sebagai Pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Kepmen ESDM No. 634-12/20/600.3/2011 tanggal 30 September 2011) wajib menyusun RUPTL dengan memperhatikan ketentuan-ketentuan dalam Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2682.K/21/MEM/2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2008–2027 dan draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2012–2031 yang telah disusun oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.

RUPTL ini disusun untuk menjadi pedoman pengembangan sarana ketenagalistrikan di wilayah usaha PLN pada kurun waktu 2013–2022, yang akan digunakan dalam penyusunan rencana jangka panjang perusahaan dan penyusunan rencana kerja dan anggaran perusahaan tahunan. Wilayah usaha PLN meliputi seluruh wilayah Republik Indonesia kecuali yang ditetapkan oleh Pemerintah sebagai wilayah usaha bagi BUMN lain, BUMD, badan usaha swasta atau koperasi.

Sejalan dengan perkembangan dan perubahan kondisi industri kelistrikan di Indonesia, RUPTL ini akan dievaluasi secara berkala dan diubah seperlunya agar rencana pengembangan sistem kelistrikan lebih sesuai dengan kondisi terkini. Dalam RUPTL ini disajikan juga mengenai skenario terhadap risiko pendanaan dan risiko keterlambatan penyelesaian proyek-proyek dan ketersediaan energi primer. Kedua risiko tersebut merupakan risiko yang berdampak besar dan mempunyai peluang untuk terjadi.

Risiko keterbatasan kemampuan finansial PLN akan disampaikan dalam Bab VII – Kebutuhan Dana Investasi dibandingkan dengan kondisi bila PLN tidak mempunyai kendala dalam penyediaan tenaga listrik. Dalam bab tersebut juga diuraikan alternatif yang bisa ditempuh untuk tetap melayani kebutuhan tenaga listrik.

Sementara itu dalam risiko keterlambatan beroperasinya pembangkit dan ketersediaan energi primer akan diuraikan di dalam Bab VIII Analisis Risiko. Akibat-akibat yang ditimbulkan oleh risiko mundurnya jadwal penyelesaian pembangkit dan tidak tersedianya pasokan gas maupun panas bumi akan diuraikan. Akibat dari kondisi ini antara lain adalah kenaikan kebutuhan BBM yang signifikan.

Dengan demikian dapat diketahui opsi serta mitigasi yang dapat ditempuh dalam upaya untuk terus melayani pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik ke depan.

Akhirnya kami mengucapkan terima kasih dan penghargaan atas kontribusi semua pihak sehingga RUPTL ini dapat diselesaikan.

Jakarta, Desember 2013

DIREKTUR UTAMA

NUR PAMUDJI

DAFTAR ISI

KEPUTUSAN MENTERI ESDM	iii
KEPUTUSAN DIREKSI PT PLN (PERSERO)	vii
KATA PENGANTAR	ix
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR	xiv
DAFTAR TABEL	xv
DAFTAR LAMPIRAN	xviii
SINGKATAN DAN KOSAKATA	xx

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang	1
1.2. Landasan Hukum	2
1.3. Visi dan Misi Perusahaan	2
1.4. Tujuan dan Sasaran Penyusunan RUPTL	3
1.5. Proses Penyusunan RUPTL dan Penanggungjawabnya	3
1.6. Ruang Lingkup dan Wilayah Usaha	5
1.7. Sistematika Dokumen RUPTL	7

BAB II KEBIJAKAN UMUM PENGEMBANGAN SARANA KETENAGALISTRIKAN

2.1. Kebijakan Pelayanan Penyediaan Tenaga Listrik untuk Melayani Pertumbuhan Kebutuhan Tenaga Listrik	11
2.2. Kebijakan Pengembangan Kapasitas Pembangkit	11
2.3. Kebijakan Pengembangan Transmisi	14
2.4. Kebijakan Pengembangan Distribusi	15
2.5. Kebijakan Pengembangan Listrik Perdesaan	16
2.6. Kebijakan Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan	16
2.7. Kebijakan Mitigasi Perubahan Iklim	17

BAB III KONDISI KELISTRIKAN SAAT INI

3.1. Penjualan Tenaga Listrik	21
3.1.1. Jumlah Pelanggan	22
3.1.2. Rasio Elektrifikasi	22
3.1.3. Pertumbuhan Beban Puncak	23
3.2. Kondisi Sistem Pembangkitan	23
3.2.1. Wilayah Luar Jawa-Bali	23
3.2.2. Wilayah Jawa-Bali	25
3.3. Kondisi Sistem Transmisi	26
3.3.1. Sistem Transmisi Wilayah Luar Jawa-Bali	26
3.3.2. Sistem Transmisi Jawa-Bali	27

3.4.	Kondisi Sistem Distribusi	28
3.4.1.	Susut Jaringan Distribusi	28
3.4.2.	Keandalan Pasokan	28
3.5.	Masalah-Masalah yang Mendesak	29
3.5.1.	Upaya Penanggulangan Jangka Pendek	29
3.5.2.	Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Luar Jawa-Bali	30
3.5.3.	Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Sistem Jawa-Bali	31

BAB IV KETERSEDIAAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN (EBT)

4.1.	Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan	35
4.2.	Panas Bumi	36
4.3.	Tenaga Air	36
4.4.	PLTMH	38
4.5.	PLTS	39
4.6.	Biomassa	39
4.7.	PLT Bayu	39
4.8.	Energi Kelautan	39
4.9.	<i>Coal Bed Methane</i> (CBM)	40
4.10.	Nuklir	40

BAB V KETERSEDIAAN ENERGI PRIMER NON-EBT

5.1.	Batubara	43
5.2.	Gas Alam	44
5.2.1.	LNG dan Mini-LNG	47
5.2.2.	CNG (<i>Compressed Natural Gas</i>)	48

BAB VI RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK 2013 – 2022

6.1.	Kriteria Perencanaan	51
6.1.1.	Perencanaan Pembangkit	51
6.1.2.	Perencanaan Transmisi	52
6.1.3.	Perencanaan Distribusi	53
6.2.	Asumsi Dalam Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik	54
6.2.1.	Pertumbuhan Ekonomi	55
6.2.2.	Pertumbuhan Penduduk	55
6.3.	Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik 2013 - 2022	56
6.4.	Rencana Pengembangan Pembangkit	60
6.4.1.	Kategorisasi Kandidat Pembangkit	60
6.4.2.	Program Percepatan Pembangkit Berbahan Bakar Batubara (Perpres No. 71/2006 jo Perpres No.59/2009)	61

6.4.3. Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2	63
6.4.4. Program Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) berdasarkan PerPres No. 13/2010	65
6.4.5. Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang	65
6.4.6. Rencana Penambahan Kapasitas (Gabungan Indonesia)	66
6.4.7. Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Wilayah Luar Jawa - Bali	67
6.4.8. Penambahan Kapasitas Pada Sistem Jawa - Bali	78
6.4.9. Partisipasi Listrik Swasta	84
6.5. Proyeksi Neraca Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar	84
6.5.1. Sasaran <i>Fuel Mix</i> Indonesia	84
6.5.2. Sasaran <i>Fuel Mix</i> Sumatera	86
6.5.3. Sasaran <i>Fuel Mix</i> Indonesia Timur	87
6.5.4. Sasaran <i>Fuel Mix</i> Jawa - Bali	89
6.6. Proyeksi Emisi CO ₂	90
6.7. Proyek Pendanaan Karbon	93
6.8. Pengembangan Sistem Penyaluran dan Gardu Induk	93
6.8.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Operasi Sumatera	94
6.8.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Indonesia Timur	96
6.8.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Sistem Jawa - Bali	97
6.9. Pengembangan Sistem Distribusi	99
6.9.1 Wilayah Operasi Luar Jawa - Bali	99
6.9.2 Sistem Jawa - Bali	100
6.10. Pengembangan Listrik Perdesaan	100
6.11. Proyek PLTU Skala Kecil Tersebar	101
6.12. Pembangkit Thermal Modular Pengganti Diesel (PTMPD)	104

BAB VII KEBUTUHAN DANA INVESTASI

7.1. Proyeksi Kebutuhan Investasi Indonesia	109
7.2. Proyeksi Kebutuhan Investasi Jawa - Bali	110
7.3. Proyeksi Kebutuhan Investasi Wilayah Luar Jawa - Bali	111
7.4. Kebutuhan Investasi Kelistrikan PLN dan IPP	113
7.5. Sumber Pendanaan dan Kemampuan Keuangan PLN	114
7.6. Kemampuan Finansial Korporat untuk Berinvestasi	115
7.6.1. Financial Leverage Perusahaan	115
7.6.2. Simulasi Program Investasi Sesuai Kemampuan Pendanaan PLN	117
7.6.3. Perbaikan Struktur Moadal Perusahaan	119
7.6.4. Pengembangan Model Bisnis Kerjasama PLN dan Pihak Ketiga Non - IPP	120

BAB VIII ANALISIS RISIKO JANGKA PANJANG

8.1.	Profil Risiko Jangka Panjang 2013 - 2022	123
8.2.	Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang 2013 - 2022	125
8.3.	Risiko Keterlambatan Proyek PLN dan IPP	126
8.4.	Mitigasi Risiko	128

BAB IX KESIMPULAN	131
--------------------------	------------

DAFTAR PUSTAKA	135
-----------------------	------------

DAFTAR GAMBAR

GAMBAR BAB I

Gambar 1.1	Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL	4
Gambar 1.2	Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero)	6

GAMBAR BAB VI

Gambar 6.1	Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2013 dan 2022	58
Gambar 6.2	Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2013 - 2022	58
Gambar 6.3	Perbandingan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik RUPTL dan RUKN	60
Gambar 6.4	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Gabungan Indonesia (GWh)	85
Gambar 6.5	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Sumatera (GWh)	87
Gambar 6.6	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Timur (GWh)	88
Gambar 6.7	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa - Bali (GWh)	89
Gambar 6.8	Emisi CO ₂ per Jenis Bahan Bakar (Gabungan Indonesia)	91
Gambar 6.9	Emisi CO ₂ per Jenis Bahan Bakar pada Sistem Jawa - Bali	92
Gambar 6.10	Emisi CO ₂ per Jenis Bahan Bakar pada Wilayah Operasi Sumatera	92
Gambar 6.11	Emisi CO ₂ per Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Timur	93

GAMBAR BAB VII

Gambar 7.1	Proyeksi Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)	109
Gambar 7.2	Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Sistem Jawa – Bali	110
Gambar 7.3	Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Operasi Sumatera	111
Gambar 7.4	Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Operasi Indonesia Timur	112
Gambar 7.5	Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP	113
Gambar 7.6	Posisi Indikator DSCR dan CICR Periode 2002 - 2012	116
Gambar 7.7	Posisi Indikator DER Periode 2002 - 2012	117
Gambar 7.8	Perbandingan Antara Kebutuhan Investasi dan Kemampuan Investasi	118
Gambar 7.9	Proyeksi Indikator Covenant PLN untuk Skenario 1 dan Skenario 2	118
Gambar 7.10	Perbandingan Beban Puncak Skenario 1 dan 2 dengan Tambahan Pembangkit Skenario 2	119

GAMBAR BAB VIII

Gambar 8.1	Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang 2013 - 2022	126
Gambar 8.2	Perbandingan Beban Puncak Skenario 1 dan 3 dengan Tambahan Pembangkit Skenario 3	127
Gambar 8.3	<i>Reserve Margin</i> Sumatera dan Jawa untuk Skenario 1 dan Skenario 3	128
Gambar 8.4	Kebutuhan BBM Skenario 1 dan 3	128

DAFTAR TABEL

TABEL BAB I

Tabel 1.1	Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL	5
-----------	---	---

TABEL BAB III

Tabel 3.1	Penjualan Tenaga Listrik PLN (TWh)	21
Tabel 3.2	Perkembangan Jumlah Pelanggan (Ribuan Unit)	22
Tabel 3.3	Perkembangan Rasio Elektrifikasi (%)	22
Tabel 3.4	Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa - Bali 2008 – 2013	23
Tabel 3.5	Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Luar Jawa - Bali (MW) s.d September Tahun 2013	24
Tabel 3.6	Daftar Sewa Pembangkit Wilayah Operasi Sumatera s/d September 2013	25
Tabel 3.7	Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa - Bali Tahun 2013	25
Tabel 3.8	Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Luar Jawa - Bali (MVA)	26
Tabel 3.9	Perkembangan Saluran Transmisi Wilayah Luar Jawa - Bali (Kms)	27
Tabel 3.10	Perkembangan Kapasitas Trafo GI Sistem Jawa - Bali	27
Tabel 3.11	Perkembangan Saluran Transmisi Sistem Jawa - Bali	27
Tabel 3.12	Kapasitas Pembangkit dan Interbus Transformer (IBT)	28
Tabel 3.13	Rugi Jaringan Distribusi (%)	28
Tabel 3.14	SAIDI dan SAIFI PLN	28

TABEL BAB IV

Tabel 4.1	Potensi dan Pemanfaatan Energi Baru dan Terbarukan Skala Kecil	35
Tabel 4.2	Rencana Pengembangan Pembangkit EBT Skala Kecil (MW)	35
Tabel 4.3	Biaya Pengembangan Pembangkit EBT Skala Kecil (Juta US\$)	35
Tabel 4.4	Potensi Proyek PLTA Berdasarkan <i>Masterplan of Hydro Power Development</i>	36

TABEL BAB V

Tabel 5.1	Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Jawa - Bali	44
Tabel 5.2	Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Luar Jawa - Bali	46

TABEL BAB VI

Tabel 6.1	Pertumbuhan Ekonomi Indonesia	55
Tabel 6.2	Asumsi Pertumbuhan Ekonomi Indonesia	55
Tabel 6.3	Pertumbuhan Penduduk (%)	56
Tabel 6.4	Pertumbuhan Ekonomi, Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik dan Beban Puncak Periode 2013 – 2022	56
Tabel 6.5	Proyeksi Jumlah Penduduk, Pertumbuhan Pelanggan dan Rasio Elektrifikasi Periode 2013 – 2022	57

Tabel 6.6	Prakiraan Kebutuhan Listrik, Angka Pertumbuhan dan Rasio Elektrifikasi	57
Tabel 6.7	Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2013 - 2022 per Kelompok Pelanggan (GWh)	59
Tabel 6.8	Asumsi Harga Bahan Bakar	61
Tabel 6.9	Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW (Peraturan Presiden No. 71/2006 jo Perpres No. 59/2009) Status September 2013	61
Tabel 6.10	Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2	63
Tabel 6.11	Proyek yang Terdapat dalam Buku KPS 2013 Bappenas	65
Tabel 6.12	Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW)	66
Tabel 6.13	Kebutuhan Pembangkit Wilayah Operasi Sumatera (MW)	68
Tabel 6.14	Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2013 - 2022	69
Tabel 6.15	Rencana Penambahan Pembangkit Wilayah Operasi Indonesia Timur (MW)	72
Tabel 6.16	Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2013 - 2022	73
Tabel 6.17	Neraca Daya Sistem Kalseltengtim Tahun 2013 - 2022	74
Tabel 6.18	Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2013 - 2022	75
Tabel 6.19	Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2013 - 2022	77
Tabel 6.20	Rencana Penambahan Pembangkit Sistem Jawa-Bali (MW)	79
Tabel 6.21	Neraca Daya Sistem Jawa - Bali Tahun 2013 - 2022	80
Tabel 6.22	<i>Regional Balance</i> Sistem Jawa - Bali Tahun 2012	84
Tabel 6.23	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar	85
Tabel 6.24	Kebutuhan Bahan Bakar Gabungan Indonesia	86
Tabel 6.25	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Sumatera (GWh)	86
Tabel 6.26	Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Operasi Sumatera	87
Tabel 6.27	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Timur (GWh)	87
Tabel 6.28	Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Timur	88
Tabel 6.29	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa - Bali (GWh)	89
Tabel 6.30	Kebutuhan Bahan Bakar Sistem Jawa - Bali	90
Tabel 6.31	Kebutuhan Fasilitas Transmisi Indonesia	94
Tabel 6.32	Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Indonesia	94
Tabel 6.33	Kebutuhan Fasilitas Transmisi Wilayah Operasi Sumatera	95
Tabel 6.34	Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Wilayah Operasi Sumatera	96
Tabel 6.35	Kebutuhan Fasilitas Transmisi Indonesia Timur	96
Tabel 6.36	Kebutuhan Trafo Indonesia Timur	96
Tabel 6.37	Kebutuhan Fasilitas Transmisi Sistem Jawa - Bali	98
Tabel 6.38	Kebutuhan Trafo Sistem Jawa - Bali	98

Tabel 6.39	Kebutuhan Fasilitas Distribusi di Indonesia	99
Tabel 6.40	Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Operasi Sumatera	99
Tabel 6.41	Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Operasi Indonesia Timur	100
Tabel 6.42	Kebutuhan Fasilitas Distribusi Sistem Jawa-Bali	100
Tabel 6.43	Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia 2013 - 2022	101
Tabel 6.44	Rekap Kebutuhan Investasi Program Listrik Perdesaan Indonesia 2013 - 2022 (Juta Rp)	101
Tabel 6.45	Proyek PLTU Merah Putih di Luar Jawa – Bali	102
Tabel 6.46	Proyek PLTU Skala Kecil di Luar Jawa – Bali	102
Tabel 6.47	Daftar Proyek PTMPD	104

TABEL BAB VII

Tabel 7.1	Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)	109
Tabel 7.2	Kebutuhan Dana Investasi untuk Sistem Jawa – Bali	110
Tabel 7.3	Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Operasi Sumatera	111
Tabel 7.4	Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Operasi Indonesia Timur	112
Tabel 7.5	Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP	113

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH OPERASI SUMATERA 137

A1.	PROVINSI ACEH	141
A2.	PROVINSI SUMATERA UTARA	153
A3.	PROVINSI RIAU	167
A4.	PROVINSI KEPULAUAN RIAU	179
A5.	PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG	187
A6.	PROVINSI SUMATERA BARAT	195
A7.	PROVINSI JAMBI	207
A8.	PROVINSI SUMATERA SELATAN	217
A9.	PROVINSI BENGKULU	229
A10.	PROVINSI LAMPUNG	237

LAMPIRAN B RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH OPERASI INDONESIA TIMUR 247

B1.	PROVINSI KALIMANTAN BARAT	251
B2.	PROVINSI KALIMANTAN SELATAN	261
B3.	PROVINSI KALIMANTAN TENGAH	269
B4.	PROVINSI KALIMANTAN TIMUR	277
B5.	PROVINSI KALIMANTAN UTARA	285
B6.	PROVINSI SULAWESI UTARA	291
B7.	PROVINSI SULAWESI TENGAH	299
B8.	PROVINSI GORONTALO	307
B9.	PROVINSI SULAWESI SELATAN	313
B10.	PROVINSI SULAWESI TENGGARA	323
B11.	PROVINSI SULAWESI BARAT	331
B12.	PROVINSI MALUKU	337
B13.	PROVINSI MALUKU UTARA	345
B14.	PROVINSI PAPUA	353
B15.	PROVINSI PAPUA BARAT	361
B16.	PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT	367
B17.	PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR	377

LAMPIRAN C RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH OPERASI JAWA BALI	387
C1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA	391
C2. PROVINSI BANTEN	405
C3. PROVINSI JAWA BARAT	415
C4. PROVINSI JAWA TENGAH	435
C5. PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA	447
C6. PROVINSI JAWA TIMUR	453
C7. PROVINSI BALI	467
 LAMPIRAN D. ANALISIS RISIKO	 475

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 Foot</i> , satuan yang biasa digunakan untuk mengukur volume gas pada tekanan dan suhu tertentu
MMSCFD	: <i>Million Metric Standard Cubic Foot per Day</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
<i>Peaking/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.
<i>Ultra super critical</i>	: Teknologi PLTU batubara yang beroperasi pada suhu dan tekanan diatas titik kritis air
<i>Unallocated Project</i>	: 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 <i>off-taker</i> sepenuhnya
WKP	: Wilayah Kerja Pertambangan

Bab 1

Pendahuluan



1.1. Latar Belakang

PT PLN (Persero), selanjutnya disebut PLN, sebagai sebuah perusahaan listrik merencanakan dan melaksanakan proyek-proyek kelistrikan dengan *lead time* panjang, sehingga PLN secara alamiah perlu mempunyai sebuah rencana pengembangan sistem kelistrikan yang berjangka panjang¹. Dengan demikian rencana pengembangan sistem kelistrikan yang diperlukan PLN harus berjangka cukup panjang, yaitu 10 tahun, agar dapat mengakomodasi *lead time* yang panjang dari proyek-proyek kelistrikan.

Perlunya PLN mempunyai rencana pengembangan sistem kelistrikan jangka panjang juga didorong oleh keinginan 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 sebuah 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.

Namun demikian diperlukan analisis untuk melihat risiko-risiko yang mungkin muncul dan dapat menghambat jalannya rencana penyediaan tenaga listrik. Hal ini dituangkan dalam 3 macam skenario, yaitu Skenario 1 yang sesuai dengan kebutuhan konsumsi listrik, Skenario 2 yang membahas keterbatasan kemampuan pendanaan PLN dalam berinvestasi, dan Skenario 3 yang melihat risiko yang timbul sebagai akibat mundurnya jadwal penyelesaian pembangunan proyek dan tidak tersedianya pasokan gas maupun ketidaksiapan pembangkit panas bumi.

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 tahun 2013 – 2022 ini untuk memenuhi amanat Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik dan didorong oleh timbulnya kebutuhan untuk memperbaharui RUPTL 2012 – 2021 setelah memperhatikan adanya keterlambatan beberapa proyek pembangkit tenaga listrik seperti pembangkit listrik tenaga panas bumi, beberapa pembangkit listrik tenaga air dan pembangkit listrik tenaga uap batubara, baik proyek PLN maupun proyek listrik swasta atau IPP (*independent power producer*), serta perkembangan lain yang mempengaruhi kondisi pasokan dan kebutuhan tenaga listrik.

Selanjutnya sejalan dengan UU No.30/2009 dimana Pemerintah Provinsi (dan juga Pemerintah kabupaten/kota) wajib membuat Rencana Umum Ketenagalistrikan Daerah atau RUKD, maka dalam RUPTL 2013 – 2022 ini juga terdapat perencanaan sistem kelistrikan per Provinsi. Namun demikian proses optimisasi perencanaan tetap dilakukan per sistem kelistrikan apabila telah ada jaringan interkoneksi untuk mengoptimalkan pemanfaatan dan alokasi sumber daya. RUPTL per Provinsi tersebut akan bermanfaat untuk memperlihatkan apa yang telah direncanakan oleh PLN pada setiap Provinsi.

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

¹ Sebagai contoh, diperlukan waktu 8-9 tahun untuk mewujudkan sebuah PLTU batubara kelas 1.000 MW sejak dari rencana awal hingga beroperasi.

² Sebuah PLTU batubara diharapkan beroperasi komersial selama 25 – 30 tahun.

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. Regulasi *power wheeling* akan diatur di dalam peraturan perundangan yang masih disiapkan oleh Pemerintah.

Proyek transmisi dan distribusi pada dasarnya akan dilaksanakan oleh PLN. 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, khususnya pasal berikut :
 - (1) Pasal 8 yang menyatakan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum dilaksanakan sesuai Rencana Umum Ketenagalistrikan dan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik.
 - (2) Pasal 14 ayat 1 yang menyatakan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik disusun dengan memperhatikan Rencana Umum Ketenagalistrikan.
3. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 2682 K/21/MEM/2008 tanggal 13 November 2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional.
4. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 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."

Selain visi tersebut, saat ini PLN tengah bercita-cita untuk berubah menjadi perusahaan kelas dunia, bebas subsidi, menguntungkan, ramah lingkungan dan dicintai pelanggan.

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 dan lebih terencana, 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, 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 hingga kontribusi produksi pembangkit berbahan bakar minyak menjadi kurang dari 1% terhadap total produksi energi listrik pada tahun 2022.
- 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 oleh RUKN.
- Tercapainya keandalan dan kualitas listrik yang makin baik.
- Tercapainya angka rugi jaringan transmisi dan distribusi yang makin baik.

1.5. Proses Penyusunan RUPTL dan Penanggungjawabnya

Penyusunan RUPTL 2013-2022 di PLN dibuat dengan proses sebagai berikut:

- 2008 - 2027 dan *draft* RUKN 2012 - 2031 digunakan sebagai pertimbangan, khususnya mengenai kebijakan Pemerintah tentang perencanaan ketenagalistrikan, kebijakan pemanfaatan energi primer untuk pembangkit tenaga listrik, kebijakan perlindungan lingkungan, kebijakan tingkat cadangan (*reserve margin*), asumsi pertumbuhan ekonomi dan prakiraan kebutuhan tenaga listrik.
- PLN Kantor Pusat menetapkan kebijakan dan asumsi dasar setelah memperhatikan RUKN dan kebijakan Pemerintah lainnya, misalnya pengembangan EBT yang semakin besar.
- Dilakukan evaluasi terhadap asumsi dasar tersebut dan realisasinya dalam RUPTL periode sebelumnya dalam Forum Perencanaan, yaitu sebuah forum pertemuan antara Unit-Unit Bisnis PLN dan PLN Kantor Pusat untuk membahas dan menyepakati parameter kunci untuk menyusun prakiraan pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik.
- Dengan memperhatikan asumsi-asumsi dasar, terutama pertumbuhan ekonomi, selanjutnya disusun prakiraan beban (*demand forecast*), rencana pembangkitan, rencana transmisi dan gardu induk (GI), rencana distribusi dan rencana pengembangan sistem kelistrikan yang *isolated*. Penyusunan ini dilakukan oleh Unit-Unit Bisnis dan PLN Kantor Pusat sesuai tanggung-jawab masing-masing. *Demand forecast*, perencanaan GI dan perencanaan distribusi dibuat oleh PLN Distribusi/Wilayah. Perencanaan transmisi dibuat oleh PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (PLN P3B) atau oleh PLN Wilayah yang mengelola transmisi. Rencana pembangkitan dilakukan oleh PLN Kantor Pusat dengan memperhatikan masukan dari Unit-unit PLN.
- Penyusunan *demand forecast* oleh PLN Wilayah/Distribusi dibuat dengan metoda regresi-ekonometrik menggunakan data historis penjualan energi listrik, pertumbuhan ekonomi, jumlah penduduk, daya tersambung dan jumlah pelanggan. Selanjutnya dengan memperhatikan proyeksi pertumbuhan ekonomi dan populasi, dibentuk model yang valid.
- *Workshop* perencanaan yang melibatkan Unit-Unit Bisnis PLN dan PLN Kantor Pusat dilaksanakan minimal 1 kali dalam setahun, dimaksudkan untuk memverifikasi dan menyepakati *demand forecast*,

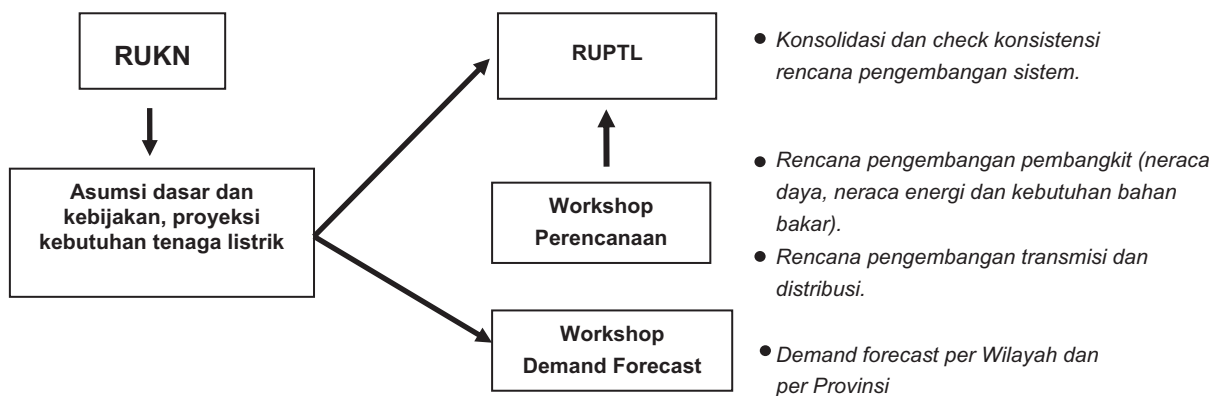
3 Tingkat keandalan dicerminkan oleh tersedianya cadangan atau *reserve margin*.

capacity balance dan rencana gardu induk, rencana transmisi dan rencana pembangkit sistem *isolated* yang dihasilkan oleh Unit-unit Bisnis PLN. Pada *workshop* perencanaan 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).

Proses penyusunan RUPTL ditunjukkan pada Gambar 1.1.

Pada *workshop demand forecast*, PLN Kantor Pusat dan PLN Distribusi/ Wilayah membahas dan menyepakati asumsi-asumsi dasar untuk pembuatan *demand forecast* di setiap wilayah, dilanjutkan dengan menyusun *demand forecast* secara agregat, namun belum dibuat secara spasial. Berbekal hasil kerja pada *workshop demand forecast* tersebut, setiap unit PLN Distribusi/Wilayah kembali ke tempat masing-masing dan membuat *capacity balance* atau penjabaran *demand forecast* secara spasial untuk memperkirakan kenaikan pembebanan setiap gardu induk dan sinyal penambahan trafo atau gardu induk baru, yang harus diselesaikan dalam waktu dua bulan.



Gambar 1.1 Proses Penyusunan RUPTL

Pada saat yang sama, PLN Kantor Pusat membuat rencana pengembangan pembangkit pada sistem interkoneksi dan perencanaan transmisi tegangan tinggi bersama dengan PLN P3B/Wilayah.

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
<i>Demand forecasting</i>			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 <i>Isolated</i>			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 2013 - 2022 ini mencakup seluruh Wilayah Usaha PLN yang ditetapkan dengan Surat Keputusan Menteri ESDM tersebut, yaitu tidak termasuk 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 sistem pada tiga wilayah besar yaitu Sumatera, Jawa-Bali dan Indonesia Timur. Selain itu RUPTL ini juga menampilkan rencana pengembangan sistem per Provinsi.

Berikut adalah penjelasan mengenai Wilayah Usaha PLN saat ini.

Wilayah Operasi Sumatera

Wilayah operasi Sumatera terdiri dari Pulau Sumatera serta Pulau-Pulau di sekitarnya seperti Bangka - Belitung, Kepulauan Riau, dan lain-lain.

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, PLN Distribusi Lampung, PLN Wilayah Bangka – Belitung serta PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Sumatera.

Pembangkit tenaga listrik 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. Pulau Batam sendiri merupakan wilayah usaha anak perusahaan PLN, yaitu PT Pelayanan Listrik Nasional Batam, sehingga tidak tercakup dalam RUPTL PT PLN (Persero).

Wilayah Operasi Indonesia Timur

Wilayah operasi Indonesia Timur terdiri dari Kalimantan, Sulawesi, Kepulauan Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara. Khusus untuk Pulau Tarakan merupakan wilayah usaha anak perusahaan PLN, yaitu PT Pelayanan Listrik Nasional Tarakan, sehingga tidak tercakup dalam RUPTL PT PLN (Persero).

Kalimantan

Wilayah usaha PLN di Kalimantan yang merupakan wilayah operasi Indonesia Timur dilayani oleh PLN Wilayah Kalimantan Barat, PLN Wilayah Kalimantan Selatan-Tengah dan PLN Wilayah Kalimantan Timur.

Sulawesi

Wilayah usaha PLN di Sulawesi dilayani oleh PLN Wilayah Sulawesi Utara-Tengah-Gorontalo dan PLN Wilayah Sulawesi Selatan-Tenggara-Barat.

Nusa Tenggara

Wilayah usaha PLN di Kepulauan Nusa Tenggara dilaksanakan oleh PLN Wilayah Nusa Tenggara Barat dan PLN Wilayah Nusa Tenggara Timur.

Maluku dan Papua

Wilayah usaha PLN di Kepulauan Maluku dilayani oleh PLN Wilayah Maluku & Maluku Utara, sedangkan wilayah usaha PLN di Papua dilayani oleh PLN Wilayah Papua & Papua Barat.

Wilayah Operasi Jawa – Bali

Wilayah usaha PLN di Jawa dan Bali dilayani oleh PLN Distribusi Jawa Barat & Banten, PLN Distribusi Jakarta Raya & Tangerang, PLN Distribusi Jawa Tengah & DI Yogyakarta, PLN Distribusi Jawa Timur dan PLN Distribusi Bali. Di wilayah ini terdapat unit operasi dan pemeliharaan pembangkitan, yaitu PLN Pembangkitan Tanjung Jati B dan PLN Pembangkitan Jawa – Bali. Selain itu terdapat PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Jawa– Bali dan anak perusahaan PLN di bidang pembangkitan, yaitu PT Indonesia Power dan PT Pembangkitan Jawa – Bali, serta beberapa listrik swasta.

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 menjelaskan latar belakang, landasan hukum, visi dan misi perusahaan, tujuan dan sasaran, dan sistematika dokumen. Bab II menjelaskan kebijakan umum pengembangan sarana yang meliputi kebijakan-kebijakan pengembangan sistem. Bab III menjelaskan kondisi kelistrikan saat ini, Bab IV menjelaskan ketersediaan energi primer fosil, Bab V menjelaskan pengembangan energi baru dan terbarukan. Bab VI menjelaskan rencana penyediaan tenaga listrik, 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 investasi dan skenario pendanaan dimana diuraikan juga mengenai kemampuan PLN dalam berinvestasi. Bab VIII menjelaskan analisis risiko dan langkah mitigasinya, termasuk risiko keterlambatan proyek dan tidak tersedianya pasokan gas maupun ketidaksiapan panas bumi. Bab IX memberikan kesimpulan.

Selanjutnya rencana pengembangan sistem yang rinci diberikan dalam lampiran-lampiran yang menjelaskan rencana kelistrikan setiap sistem kelistrikan dan setiap Provinsi.

Bab 2

Kebijakan Umum Pengembangan Sarana Ketenagalistrikan



Pengembangan sarana ketenagalistrikan dalam RUPTL 2013 - 2022 ini dibuat dengan memperhatikan RUKN 2008 - 2027 dan draft RUKN 2012 - 2031 serta kebijakan perusahaan dalam merencanakan pertumbuhan penjualan, pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi. Bab II ini menjelaskan kebijakan dimaksud.

2.1. Kebijakan Pelayanan Penyediaan Tenaga Listrik untuk Melayani Pertumbuhan Kebutuhan Tenaga Listrik

Tugas PLN berkewajiban untuk menyediakan tenaga listrik dalam jumlah yang cukup kepada masyarakat di seluruh Indonesia secara terus menerus, baik dalam jangka pendek maupun jangka panjang. Dengan demikian PLN pada dasarnya bermaksud melayani kebutuhan tenaga listrik masyarakat di seluruh wilayah Indonesia.

Dalam jangka pendek dimana kapasitas pembangkit PLN masih terbatas karena proyek-proyek pembangkit belum sepenuhnya selesai, PLN telah dan akan memenuhi permintaan tenaga listrik dengan menyewa pembangkit sebagai solusi sementara. Pada tahun-tahun berikutnya dimana penambahan kapasitas pembangkit dan transmisi diharapkan telah selesai⁵ dan *reserve margin* telah mencukupi, maka penjualan akan dipacu untuk mengoptimalkan pemanfaatan pembangkit listrik.

RUPTL ini disusun dengan berdasar pada proyeksi kebutuhan tenaga listrik dalam RUKN 2008 - 2027 yang diperbaharui dengan draft RUKN 2012 - 2031 yang telah disusun oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.

RUPTL ini juga disusun untuk mempercepat peningkatan rasio elektrifikasi secara signifikan dengan menyambung konsumen residensial baru dalam jumlah yang cukup tinggi setiap tahun, dan melayani semua daftar tunggu yang ada. Pada daerah-daerah tertentu RUPTL ini telah mempertimbangkan permintaan listrik yang tinggi karena pelaksanaan Undang-Undang No. 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara.

Kebijakan lain yang dianut dalam RUPTL 2013 - 2022 ini adalah belum diperhitungkannya dampak program *demand side management* (DSM) dan program *energy efficiency* dalam membuat prakiraan *demand*. Kebijakan ini diambil untuk memperoleh perencanaan pembangkitan yang lebih aman, disamping karena implementasi kedua program tersebut memerlukan waktu yang cukup lama untuk menjadi efektif.

Pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik dalam RUPTL ini telah direncanakan cukup tinggi sehingga diperkirakan akan cukup untuk mendukung pertumbuhan ekonomi pada setiap koridor pertumbuhan ekonomi sebagaimana direncanakan dalam Master Plan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia (MP3EI).

2.2. Kebijakan Pengembangan Kapasitas Pembangkit

Pengembangan kapasitas pembangkit tenaga listrik diarahkan untuk memenuhi pertumbuhan beban yang direncanakan, 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 sejauh mungkin dilakukan 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) dan cadangan daya (*reserve margin*)⁷. Pembangkit sewa dan *excess power* tidak diperhitungkan dalam

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

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 IV.

membuat rencana pengembangan kapasitas jangka panjang, namun dalam jangka pendek diperhitungkan untuk menggambarkan upaya PLN dalam mengatasi kondisi krisis kelistrikan.

Namun demikian, sejalan dengan kebijakan Pemerintah untuk lebih banyak mengembangkan dan memanfaatkan energi terbarukan, pengembangan panas bumi dan tenaga air tidak mengikuti kriteria *least cost*, sehingga dalam proses perencanaan mereka diperlakukan sebagai *fixed plant*⁸. Namun demikian perencanaan pembangkit panas bumi dan tenaga air tetap memperhatikan keseimbangan *supply-demand* dan besar cadangan yang tidak berlebihan, serta status kesiapan pengembangannya.

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, PLN mempunyai kebijakan untuk membolehkan rencana *reserve margin* yang tinggi. 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 yang banyak di Sumatera, Sulawesi dan Kalimantan akan memicu tumbuhnya *demand* listrik yang jauh lebih cepat⁹.

Adanya kemungkinan dalam keterlambatan penyelesaian pembangunan pembangkit, diperlukan cadangan yang melebihi dari kebutuhan *reserve margin* yang wajar. PLN akan memonitor progres implementasi proyek pembangkit dari tahun ke tahun. Apabila progres fisik proyek pembangkit berjalan baik atau dapat diselesaikan lebih awal, maka PLN akan mengimbangnya dengan mitigasi tertentu. Mitigasi tersebut misalnya pemasaran agresif untuk menyeimbangkan penjualan dengan pasokan maupun memastikan interkoneksi dengan sistem kelistrikan lain sehingga dapat dilakukan *power exchange*.

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.

Untuk memenuhi kebutuhan beban puncak, pembangkit berbahan bakar BBM tidak direncanakan lagi. Untuk selanjutnya PLN hanya merencanakan pembangkit beban puncak yang beroperasi dengan gas (LNG, mini LNG, CNG). Apabila ada potensi, PLN lebih mengutamakan pembangkit hidro, seperti *pumped storage*, PLTA *peaking* dengan *reservoir*.

Proyek PLTGU berbahan bakar gas lapangan (gas pipa) hanya direncanakan apabila terdapat kepastian pasokan gas.

Dalam hal tidak tersedia pasokan gas lapangan, maka PLTGU sebagai pembangkit medium (pemikul beban menengah) menjadi tidak dapat direncanakan. Konsekuensinya sebagian pembangkit beban dasar, yaitu PLTU batubara, dapat dioperasikan sebagai pemikul beban menengah dengan *capacity factor* yang relatif rendah, walaupun untuk fungsi tersebut PLTU batubara perlu dibantu oleh pembangkit jenis lain yang mempunyai *ramping rate*¹² tinggi seperti PLTG.

Mengingat masih banyaknya pulau-pulau yang dipasok oleh PLTD, diperlukan teknologi pengganti agar dapat mengurangi pemakaian BBM. Teknologi yang memungkinkan untuk mengganti PLTD antara lain PLTU batubara skala kecil, pembangkit thermal modular pengganti diesel (PTMPD) serta pembangkit energi terbarukan yang *di-hybrid* dengan PLTD maupun alternatif penggunaan bahan bakar *biofuel* untuk PLTD.

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

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.

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

Untuk sistem kelistrikan Jawa-Bali, PLN telah merencanakan PLTU batubara kelas 1.000 MW dengan teknologi *ultra super critical*¹³ untuk memperoleh efisiensi yang lebih baik dan emisi CO₂ yang lebih rendah. Penggunaan ukuran unit sebesar ini dimotivasi oleh manfaat *economies of scale* dan didorong oleh semakin sulitnya memperoleh lahan untuk membangun pusat pembangkit skala besar di Pulau Jawa. Pertimbangan lainnya adalah ukuran sistem Jawa – Bali telah cukup besar untuk mengakomodasi unit pembangkit kelas 1.000 MW.

Secara umum pemilihan lokasi pembangkit diupayakan untuk memenuhi prinsip *regional balance*. *Regional balance* adalah situasi dimana kebutuhan listrik suatu region dipenuhi sebagian besar oleh pembangkit yang berada di region tersebut dan tidak banyak tergantung pada transfer daya dari region lain melalui saluran transmisi interkoneksi. Dengan prinsip ini, kebutuhan transmisi interkoneksi antar region 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 sendiri membangun seluruh kebutuhan pembangkit baru. Dengan demikian 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 (IUPL) lain dan memanfaatkan jaringan transmisi atau distribusi milik PLN atau pemegang IUPL lain melalui skema *power wheeling*, dengan tetap memperhatikan kemampuan transmisi atau distribusi tersebut.

Berikut ini kebijakan PLN dalam mengalokasikan *ownership* 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.

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 2024.

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

- 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 oleh Pemda 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.

2.3. Kebijakan Pengembangan Transmisi

Pengembangan saluran transmisi 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. 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 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 dan tegangan 500 kV AC pada saat diperlukan 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 dan 250 kV DC¹⁹.

Demikian juga untuk kondisi di Sulawesi, dimana letak sumber energi primer hidro terbesar terletak di sekitar perbatasan Sulawesi Selatan, Sulawesi Tengah dan Sulawesi Barat dengan pusat beban yang sangat jauh yaitu di Makassar. 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 sekitarnya.

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 super infrastruktur dari sistem tenaga listrik maka framework perencanaan kapasitas transmisi harus melihat waktu yang lebih panjang dari jangka waktu RUPTL, yaitu sekitar 20 - 30 tahun.

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.

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 tarif 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.

19 Berbeda dengan teknologi HVAC yang mempunyai standar tegangan internasional dan nasional, teknologi HVDC tidak mempunyai standar tegangan. Pemilihan tegangan HVDC disesuaikan dengan kapasitas daya yang akan disalurkan dan kelas kabel (kabel laut) yang banyak digunakan di dunia, misalnya 500 kV DC (India, Kanada), 250 kV DC (Jepang, Swedia).

Pada jaringan yang memasok ibukota negara 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 SNI, SPLN atau standar internasional yang berlaku.

Kebijakan lebih rinci mengenai pengembangan transmisi adalah sebagai berikut:

- a. 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.
- b. Pengembangan GI baru juga dimaksudkan untuk mendapatkan tegangan yang baik di ujung jaringan tegangan menengah.
- c. Trafo daya (TT/TM) pada dasarnya direncanakan mempunyai kapasitas sampai dengan 60 MVA.
- d. Trafo IBT GITET (500/150 kV dan 275/150 kV) dapat dipasang hingga 4 unit per GITET dengan pola operasi terpisah dan dengan 2 unit per sub-sistem.
- e. *Spare* trafo IBT 1 fasa disediakan per lokasi untuk GITET jenis GIS, dan 1 fasa per tipe per Provinsi untuk GITET jenis konvensional.
- f. Untuk melistriki komunitas dengan kebutuhan listrik yang dalam jangka panjang diperkirakan akan tumbuh lambat, dapat dibangun gardu induk dengan desain minimalis.

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 70 kV sebagai saluran distribusi ke pelanggan besar, ditentukan oleh manajemen unit melalui analisis dan pertimbangan keekonomian jangka panjang dan pencapaian tingkat mutu pelayanan yang lebih baik, dengan tetap memenuhi standar SNI atau SPLN yang berlaku.

2.5. Kebijakan Pengembangan Listrik Perdesaan

Pembangunan listrik perdesaan yang merupakan program Pemerintah untuk melistriki masyarakat perdesaan yang pendanaannya diperoleh dari APBN, dan diutamakan pada Provinsi dengan rasio elektrifikasi yang masih rendah. Kebijakan yang diambil oleh Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan (DJK) dan PLN dalam pembangunan listrik desa untuk menunjang rasio elektrifikasi 80% di tahun 2014 sesuai Rencana Pembangunan Jangka Menengah (RPJM) 2010 - 2014 adalah:

- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari proyek GI Baru atau *Extension* Trafo GI yang pendanaannya diperoleh dari APBN.
- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari proyek PLTU skala kecil tersebar dan pembangkit mikro/mini tenaga air yang pendanaannya diperoleh dari APBN maupun APLN.
- Melistriki desa baru maupun desa lama yang sebagian dari dusun tersebut belum berlistrik, daerah terpencil dan daerah perbatasan.
- Dimungkinkan pemasangan *load break switch* untuk menunjang perbaikan keandalan jaringan tegangan menengah dan tiang 14 meter serta konduktor maksimum 240 mm² untuk mengantisipasi kebutuhan pengembangan sistem.
- Dimungkinkan pengadaan *hybrid* PLTS dan *hybrid* PLTB²⁰ yang sistemnya terhubung dengan grid PLN.
- Melaksanakan program penyambungan listrik dan instalasi gratis bagi masyarakat yang tidak mampu dan daerah tertinggal.

2.6. Kebijakan Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan

Sejalan dengan kebijakan Pemerintah untuk lebih optimal lagi dalam memanfaatkan energi baru dan terbarukan (EBT) sebagaimana dimaksud dalam Peraturan Presiden No. 4 Tahun 2010 mengenai penugasan Pemerintah kepada PLN untuk melakukan percepatan pembangunan pembangkit tenaga listrik dengan menggunakan energi terbarukan, batubara dan gas serta Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 02/2010 jo Peraturan Menteri ESDM No. 15/2010 jo Peraturan Menteri ESDM No. 01/2012 jo Peraturan Menteri ESDM No. 21/2013, maka PLN akan memprioritaskan pengembangan panas bumi dan tenaga air. Kedua jenis energi baru ini dapat masuk ke sistem tenaga listrik kapan saja mereka siap, walaupun dengan tetap memperhatikan kebutuhan *demand* dan adanya rencana pembangkit yang lain.

Khusus untuk panas bumi, penambahan kapasitas pembangkit di PLTP yang baru tidak boleh mengorbankan pasokan uap untuk pembangkit yang eksisting.

Untuk tenaga air, kebijakan ini tidak membatasi PLN untuk merencanakan sebuah proyek PLTA tanpa menganut prinsip *demand driven*²¹ 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 MW²² untuk melistriki 7 kabupaten baru di dataran tinggi Pegunungan Tengah yang sama sekali belum memiliki listrik. Proyek ini diharapkan akan mendorong kegiatan ekonomi di daerah tersebut untuk pengolahan sumber daya alam sejalan dengan tujuan MP3EI di koridor Papua – Maluku.

Berdasar kebijakan tersebut PLN dalam RUPTL ini merencanakan pengembangan panas bumi yang sangat besar, pembangkit tenaga air skala besar, menengah dan kecil serta EBT skala kecil tersebar berupa PLTS, PLTB, biomasa, biofuel 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*.

20 PLTS: Pembangkit Listrik Tenaga Surya, PLTB: Pembangkit Listrik Tenaga Bayu.

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

22 Dapat dikembangkan menjadi 100 MW.

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 pelayanan²³ 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 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 PLTA dan PLTP untuk masuk ke sistem tenaga listrik kapan saja mereka siap²⁴. Hal ini mengindikasikan bahwa nilai keekonomian PLTP dan PLTA 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.

PLN telah berpengalaman mengembangkan proyek yang dapat menghasilkan kredit karbon, baik dalam kerangka UNFCCC maupun di luar kerangka UNFCCC. Oleh karena itu kebijakan PLN terkait mitigasi perubahan iklim adalah untuk terus memanfaatkan pendanaan karbon guna mendukung kelayakan ekonomi proyek-proyek rendah karbon, terutama PLTP dan PLTA.

2. Menggunakan teknologi rendah karbon

Penyediaan tenaga listrik PLN hingga tahun 2022 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 ultra-supercritical* untuk PLTU batubara yang akan dikembangkan di Pulau Jawa.

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.

4. Efisiensi energi di pusat pembangkit

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.

²³ Jam nyala per hari.

²⁴ Kebijakan ini disertai dengan kajian bahwa ada kebutuhan beban dan tetap memperhatikan rencana pembangkit lain.

Bab 3

Kondisi Kelistrikan Saat Ini



3.1. Penjualan Tenaga Listrik

Penjualan tenaga listrik pada lima tahun terakhir tumbuh rata-rata 7,5% per tahun sebagaimana dapat dilihat pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1. Penjualan Tenaga Listrik PLN (TWh)

Wilayah	2008	2009	2010	2011	2012	2013*)	Rata-rata
Indonesia	127,6	133,1	145,7	156,3	172,2	137,8	
Pertumbuhan (%)	6,4	4,3	9,4	7,3	10,2	8,6	7,5
Jawa - Bali	100,8	104,1	113,4	120,8	132,1	105,4	
%	5,4	3,3	8,9	6,5	9,3	8,2	6,7
Sumatera	16,4	17,6	19,7	21,5	24,2	19,2	
%	11,9	7,2	11,6	9,3	12,6	8,0	10,5
Kalimantan	4,2	4,7	5,1	5,7	6,4	7,2	
%	8,2	9,7	10,3	10,1	12,9	7,8	10,2
Sulawesi	4,2	4,6	5,1	5,6	6,4	5,4	
%	7,4	8,8	10,7	11,0	13,7	14,4	10,3
Maluku, Papua & Nusa Tenggara	2,0	2,2	2,4	2,7	3,1	2,6	
%	8,3	9,7	10,7	13,0	16,1	13,9	11,6

*) Data realisasi sd Sept 2013 thd Jan-Sept 2012

Pada Tabel 3.1 dapat dilihat bahwa pertumbuhan rata-rata penjualan listrik di Jawa – Bali (6,7% per tahun) relatif lebih rendah daripada pertumbuhan rata-rata di Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, Maluku, Papua dan Nusa Tenggara.

Pertumbuhan penjualan yang rendah di Jawa – Bali pada tahun 2008 diakibatkan mulai terjadi krisis finansial global hingga akhir tahun 2009 yang menyebabkan penjualan tenaga listrik tahun 2009 hanya tumbuh 3,3%. Pertumbuhan di Jawa pulih kembali dari dampak krisis keuangan global mulai tahun 2010. Selanjutnya pada tahun 2012 tumbuh cukup tinggi akibat program penyambungan pelanggan yang cukup tinggi mencapai 3,5 juta pelanggan “go grass” dan penyelesaian daftar tunggu yang masih ada di tahun 2011 yang berdampak pada tahun 2012.

Penjualan tenaga listrik di Sumatera tumbuh jauh lebih tinggi, yaitu rata-rata 9,6% per tahun. Pertumbuhan ini tidak seimbang dengan penambahan kapasitas pembangkit yang hanya tumbuh rata-rata 5,2% per tahun, sehingga di banyak daerah terjadi krisis daya yang kronis hingga tahun 2009 dan diatasi dengan sewa pembangkit sepanjang tahun 2010.

Penjualan tenaga listrik di Kalimantan tumbuh rata-rata 10,2% per tahun, sedangkan penambahan kapasitas pembangkit rata-rata hanya 1% per tahun, sehingga di banyak daerah terjadi krisis daya dan penjualan dibatasi.

Penjualan tenaga listrik di Sulawesi tumbuh rata-rata 10,3% per tahun, sementara penambahan kapasitas pembangkit rata-rata hanya 2,7% per tahun. Hal ini telah mengakibatkan krisis penyediaan tenaga listrik yang cukup parah hingga tahun 2009 khususnya di Sulawesi Selatan, dan pada tahun 2010 diatasi dengan sewa pembangkit. Mulai akhir 2012 Sulawesi Selatan sudah tersedia daya dalam jumlah besar setelah beberapa proyek pembangkit sudah mulai beroperasi yaitu PLTU IPP Bosowa di Jeneponto, PLTG/U IPP Sengkang dan IPP PLTA Poso.

Hal yang sama terjadi di daerah Indonesia Timur lainnya, yaitu Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara.

Pertumbuhan di Sumatera, Kalimantan, Sulawesi dan Indonesia Timur diperkirakan masih berpotensi untuk meningkat lebih tinggi 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 2008 – 2012 mengalami peningkatan dari 38,6 juta menjadi 49,5 juta atau bertambah rata-rata 2,7 juta tiap tahunnya. Penambahan pelanggan terbesar masih terjadi pada sektor rumah tangga, yaitu rata-rata 2,5 juta per tahun, diikuti sektor bisnis dengan rata-rata 122 ribu pelanggan per tahun, sektor publik rata-rata 62 ribu pelanggan per tahun, dan terakhir sektor industri rata-rata 1.500 pelanggan per tahun. Tabel 3.2 menunjukkan perkembangan jumlah pelanggan PLN menurut sektor pelanggan dalam lima tahun terakhir.

Tabel 3.2. Perkembangan Jumlah Pelanggan (Ribu Unit)

Jenis Pelanggan	2008	2009	2010	2011	2012	2013*)
Rumah Tangga	35.835	36.897	39.109	42.348	45.991	48.608
Komersial	1.687	1.770	1.878	2.019	2.175	2.257
Publik	1.052	1.165	1.148	1.214	1.300	1.365
Industri	46	48	48	50	52	51
Total	38.621	39.880	42.182	45.631	49.519	52.280

*) Data realisasi sd Sept 2013

3.1.2 Rasio Elektrifikasi

Rasio elektrifikasi didefinisikan sebagai jumlah rumah tangga yang sudah berlistrik dibagi dengan jumlah rumah tangga yang ada. Perkembangan rasio elektrifikasi secara nasional²⁵ dari tahun ke tahun mengalami kenaikan, yaitu dari 62,3% pada tahun 2008 menjadi 75,9% pada tahun 2012.

Pada periode tersebut kenaikan rasio elektrifikasi pada wilayah-wilayah Jawa – Bali, Sumatera, Kalimantan, Sulawesi dan pulau lainnya diperlihatkan pada Tabel 3.3.

Tabel 3.3. Perkembangan Rasio Elektrifikasi*) (%)

Wilayah	2008	2009	2010	2011	2012
Indonesia	62,3	65,0	67,5	71,2	75,9
Jawa-Bali	68,0	69,8	71,4	72,3	77,9
Sumatera	60,2	60,9	67,1	69,4	77,4
Kalimantan	53,9	55,1	62,3	64,3	76,7
Sulawesi	54,1	54,4	62,7	66,6	67,5
Indonesia Bag. Timur	30,6	31,8	35,7	44,2	54,0

*) Tidak termasuk PLN Batam dan PLN Tarakan

Pada Tabel tersebut terlihat bahwa terjadi pertumbuhan rasio elektrifikasi yang tidak merata pada masing-masing daerah, dengan rincian sebagai berikut:

²⁵ Tidak termasuk PLN Batam dan PLN Tarakan.

- Sumatera: rasio elektrifikasi mengalami pertumbuhan sekitar 4,29% per tahun.
- Sulawesi: pertumbuhan rasio elektrifikasinya sekitar 3,34% per tahun. Rasio elektrifikasi naik cukup tajam pada tahun 2010 karena adanya pembangkit sewa.
- Jawa – Bali: rasio elektrifikasi mengalami pertumbuhan sekitar 2,46% per tahun.
- Kalimantan: rasio elektrifikasi mengalami kenaikan cukup signifikan sekitar 5,7% per tahun mulai tahun 2010 karena teratasinya masalah pembangkitan dengan adanya beberapa pembangkit sewa.
- Indonesia bagian Timur: rasio elektrifikasi mengalami pertumbuhan 5,8% per tahun. Kesulitan utama adalah keterbatasan kemampuan pembangkit dan situasi geografis yang tersebar.

3.1.3 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 5,2%, 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 baru²⁶.

Tabel 3.4. Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa – Bali 2008–2013

Deskripsi	Satuan	2008	2009	2010	2011	2012	2013*)
Kapasitas Pembangkit	MW	22.296	22.906	23.206	26.664	31.185	31.815
Daya Mampu	MW	20.369	21.784	21.596	23.865	28.722	29.352
Beban Puncak Bruto	MW	16.892	17.835	18.756	20.439	22.067	22.826
Beban Puncak Netto	MW	16.301	17.211	18.100	19.739	21.237	21.968
Pertumbuhan	%	0,3	5,6	5,2	9,1	7,6	3,4
Faktor Beban	%	78,7	77,7	79,5	77,8	78,2	78,8

*) Hingga September 2013

Informasi mengenai pertumbuhan beban puncak 5 tahun terakhir untuk sistem kelistrikan di luar Jawa Bali tidak dapat disajikan seperti di atas karena sistem kelistrikan di luar Jawa Bali masih terdiri dari beberapa subsistem yang beban puncaknya *non coincident*.

3.2. Kondisi Sistem Pembangkitan

Sampai dengan September 2013 kapasitas terpasang pembangkit PLN dan IPP di Indonesia adalah 40.533 MW yang terdiri dari 31.815 MW di sistem Jawa-Bali dan 8.718 MW di sistem-sistem kelistrikan Wilayah Operasi Sumatera dan Indonesia Timur. Pembangkit sewa tidak termasuk dalam angka tersebut.

3.2.1 Wilayah Luar Jawa-Bali

Kapasitas terpasang pembangkit milik PLN dan IPP yang tersebar di Luar Jawa-Bali s.d. September 2013 adalah 8.718 MW dengan perincian ditunjukkan pada Tabel 3.5. Kapasitas pembangkit tersebut sudah termasuk IPP dengan kapasitas 1.496 MW. Walaupun kapasitas terpasang pembangkit adalah 8.718 MW, kemampuan netto dari pembangkit tersebut lebih rendah dari angka tersebut karena banyak PLTD yang telah berusia lebih dari 10 tahun dan mengalami *derating*²⁷.

²⁶ Kebijakan pembatasan beban puncak ditiadakan dengan berlakunya TDL 2010.

²⁷ Daya mampu pembangkit diperkirakan sekitar 75% dari kapasitas terpasang.

Tabel 3.5. Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Luar Jawa-Bali (MW) s.d September Tahun 2013 ²⁸

MW

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	-	-	111	-	-	2	-	113	-	15	-	-	-	-	-	15	128
Sumut	-	-	13	-	-	-	-	13	-	-	-	-	-	-	-	-	13
Sumbar	-	-	31	-	-	1	-	32	-	-	-	-	-	1	-	1	33
Riau	-	7	156	-	-	-	-	163	-	-	2	-	-	-	-	2	165
S2JB	-	-	56	-	-	2	-	58	-	35	-	65	-	12	-	112	1 70
Babel	-	-	88	-	-	-	-	88	-	-	12	-	-	-	-	12	1 00
Lampung	-	-	4	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Kit Sumbagut	818	90	151	40	-	254	-	2.053	-	-	-	-	-	-	-	-	2.053
Kit Sumbagsel	40	85	244	24	110	606	-	2.009	-	-	-	-	-	-	-	-	2.009
P3B Sumatera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114	-	230	-	180	-	524	524
SUMATERA	858	1.182	854	664	110	865	-	4.533	-	164	14	295	-	193	-	666	5.199
Kalbar	-	-	185	34	-	2	-	221	-	7	-	-	-	-	-	7	228
Kalselteng	-	2 60	206	21	-	30	-	517	-	47	-	-	-	-	-	47	564
Kaltim	60	-	208	48	-	-	-	316	-	87	-	-	-	-	-	87	403
Suluttenggo	-	50	260	-	80	66	1	457	-	30	-	-	-	22	-	52	509
Sulselrabar	-	62	168	123	-	158	2	513	135	200	60	60	-	152	-	607	1.120
Maluku	-	-	194	-	-	-	1	195	-	-	-	-	-	-	-	-	195
Papua	-	-	140	-	-	6	-	146	-	-	10	10	-	-	-	20	166
NTB	-	25	144	-	-	1	1	171	-	-	-	-	-	6	-	6	177
NTT	-	-	147	-	3	1	2	53	-	-	-	-	4	-	-	4	57
INDONESIA TIMUR	60	397	1.652	226	83	264	7	2.689	135	371	70	70	4	180	-	830	3.519
JUMLAH	918	1.579	2.506	890	193	1.129	7	7.222	135	535	84	365	4	373	-	1.496	8.718

Beban puncak sistem kelistrikan Luar Jawa-Bali mencapai 7.314 MW pada tahun 2012. Jika beban puncak dibandingkan dengan daya mampu pembangkit pada saat ini dan apabila menerapkan kriteria cadangan 40%, maka diperkirakan terjadi kekurangan sekitar 2.000 MW.

Untuk menanggulangi kekurangan pembangkit tersebut, hampir seluruh unit usaha PLN di Luar Jawa-Bali telah melakukan sewa pembangkit. Kapasitas pembangkit sewa yang ada di Luar Jawa-Bali sampai dengan September 2013 mencapai 2.933 MW sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 3.6.

²⁸ Sumber: Statistik PT PLN (Persero) tahun 2011 untuk kapasitas pembangkit PLN, dan Laporan Keuangan PLN tahun 2011 untuk data IPP.

Tabel 3.6. Daftar Sewa Pembangkit Wilayah Luar Jawa-Bali (MW) s.d September 2013

No	PLN Wilayah	PLTU	PLTD	PLTG/MG	Jumlah MW
1	Aceh	-	63	-	63
2	Sumut	-	14	-	14
3	Sumbar	-	27	-	27
4	Riau	16	146	21	183
5	S2JB	-	12	-	12
6	Babel	-	90	-	90
7	Lampung	-	-	-	-
8	Kit Sumbagut	-	296	53	349
9	Kit Sumbagsel	-	120	427	547
10	Bali	-	-	155	155
11	Kalbar	-	229	-	229
12	Kalselteng	-	129	-	129
13	Kaltim	2	190	32	224
14	Suluttenggo	-	179	-	179
15	Sulselrabar	-	310	-	310
16	Maluku	-	85	-	85
17	Papua	-	107	-	107
18	NTB	-	156	-	156
19	NTT	-	74	-	74
	Jumlah	18	2.227	688	2.933

3.2.2. Wilayah Jawa – Bali

Pembangkit baru yang masuk ke sistem Jawa-Bali pada tahun 2012 adalah PLTGU Priok Blok 3 (740 MW), PLTU Lontar (2x315 MW), PLTU Tanjung Jati B Unit 4 (660 MW), PLTU Paiton Unit 3 (815 MW) dan PLTU Cirebon (660 MW). Sedangkan pembangkit yang beroperasi tahun 2013 hanya PLTU Pacitan (2x315 MW) dengan kapasitas tambahan total tahun 2012 - 2013 sebesar 4.135 MW. Penambahan pasokan daya pembangkit tersebut membantu meningkatkan kemampuan pasokan sistem Jawa – Bali menjadi total sebesar 31.815 MW.

Rincian kapasitas pembangkit sistem Jawa-Bali berdasarkan jenis pembangkit dapat dilihat pada Tabel 3.7.

Tabel 3.7. Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa-Bali Tahun 2013²⁹

No	Jenis Pembangkit	PLN	IPP	Jumlah	
				MW	%
1	PLTA	2.386	150	2.536	8.0%
2	PLTU	14.080	3.865	17.945	56.4%
3	PLTG	2.086	300	2.386	7.5%
4	PLTGU	7.827	-	7.827	24.6%
5	PLTP	360	685	1.045	3.3%
6	PLTD	76	-	76	0.2%
	Jumlah	26.815	5.000	31.815	100.0%

²⁹ Hingga September 2013.

3.3. Kondisi Sistem Transmisi

3.3.1. Sistem Transmisi Wilayah Luar Jawa-Bali

Sistem penyaluran di Wilayah Luar Jawa-Bali dalam kurun waktu 5 tahun terakhir menunjukkan perkembangan yang cukup berarti terutama di sistem Sumatera, Kalimantan dan Sulawesi dengan selesainya beberapa proyek transmisi. Sedangkan Pulau lainnya, yaitu Nusa Tenggara Timur, Maluku, dan Papua belum memiliki saluran transmisi.

Pembangunan gardu induk meningkat rata-rata 11,3% per tahun dalam periode 2008–2012, dimana kapasitas terpasang gardu induk pada tahun 2008 sekitar 8.335 MVA meningkat menjadi 13.369 MVA pada tahun 2012.

Pada Tabel 3.8 diperlihatkan perkembangan kapasitas trafo pada gardu induk di Luar Jawa-Bali selama 5 tahun terakhir.

Tabel 3.9 menunjukkan bahwa pembangunan sarana transmisi meningkat rata-rata 5,8% per tahun dalam kurun waktu 2008 – 2012, dimana panjang saluran transmisi pada tahun 2008 sekitar 13.552 kms meningkat menjadi 16.698 kms pada tahun 2012.

Tabel 3.8. Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Luar Jawa – Bali (MVA) ³⁰

Region	2008	2009	2010	2011	2012
Sumatera					
275/150 kV	160	160	160	410	410
150/20 kV	4.804	5.170	5.920	6.215	7.862
70/20 kV	360	350	335	395	395
Kalimantan					
150/20 kV	1.174	1.383	1.453	1.553	1.722
70/20 kV	157	153	187	148	187
Sulawesi					
150/20 kV	1.074	1.064	1.064	1.267	2.328
70/20 kV	606	546	560	514	465
Sub-Total					
275/150 kV	160	160	160	410	410
150/20 kV	7.052	7.617	8.437	9.035	11.912
70/20 kV	1.123	1.049	1.082	1.057	1.047

³⁰ Sumber: Statistik PT PLN (Persero) tahun 2012

Tabel 3.9. Perkembangan Saluran Transmisi Wilayah Luar Jawa – Bali (kms)³¹

Region	2008	2009	2010	2011	2012
Sumatera					
275 kV	781	1.011	1.011	1.028	1.028
150 kV	8.423	8.221	8.224	8.439	8.753
70 kV	334	334	331	332	332
Kalimantan					
150 kV	1.429	1.429	1.567	1.680	2.477
70 kV	123	123	123	123	123
Sulawesi					
150 kV	1.957	1.957	2.304	2.988	3.450
70 kV	505	519	528	528	534
Sub-Total					
275 kV	781	1.011	1.011	1.028	1.028
150 kV	11.809	11.607	12.095	13.107	14.680
70 kV	962	976	982	983	989

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 3.10 dan Tabel 3.11.

Tabel 3.10. Perkembangan Kapasitas Trafo GI Sistem Jawa – Bali³²

Level Tegangan	Unit	2008	2009	2010	2011	2012	2013*)
150/20 kV	MVA	26.150	27.080	28.440	33.720	37.680	39.720
70/20 kV	MVA	2.750	2.740	2.750	2.727	3.027	3.087
Jumlah	MVA	28.900	29.820	31.190	36.447	40.707	42.807
Beban Puncak	MW	16.301	17.211	18.100	19.739	21.237	21.968

*) Hingga September 2013

Tabel 3.11. Perkembangan Saluran Transmisi Sistem Jawa Bali³³

Level Tegangan	Unit	2008	2009	2010	2011	2012	2013*)
500 kV	kms	5.090	5.110	5.050	5.052	5.052	5.053
150 kV	kms	11.850	11.970	12.370	12.906	13.100	13.656
70 kV	kms	3.610	3.610	3.610	3.474	3.239	3.270

*) Hingga September 2013

Dari Tabel 3.11 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.

31 Sumber: Statistik PT PLN (Persero) tahun 2012.

32 Sumber: Laporan Evaluasi Operasi Tahunan P3B Jawa Bali tahun 2012.

33 Sumber: Laporan Evaluasi Operasi Tahunan P3B Jawa Bali tahun 2012.

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 3.12.

Tabel 3.12. Kapasitas Pembangkit dan Interbus Transformer (IBT)³⁴

Level Tegangan	Satuan	2008	2009	2010	2011	2012	2013*)
Kit. Sistem 500 kV	MW	12.970	12.970	12.970	14.221	17.094	17.094
Trf. 500/150 kV	MVA	17.000	17.500	18.500	21.500	24.000	24.500
Kit. Sistem 150 kV	MW	9.010	10.110	10.410	11.480	13.489	13.694
Trf. 150/70 kV	MVA	3.580	3.820	3.820	3.820	3.820	3.820
Kit. Sistem 70 kV	MW	270	270	270	270	270	270
Trf. 150/20 kV	MVA	26.150	26.330	28.440	29.660	37.680	39.720
Trf. 70/20 kV	MVA	2.750	2.740	2.750	2.750	3.027	3.087

*) hingga September 2013

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 2007 cenderung menurun sejalan dengan usaha-usaha menekan susut jaringan seperti terlihat pada Tabel 3.13.

Tabel 3.13. Rugi Jaringan Distribusi (%)

Tahun	2008	2009	2010	2011	2012
Susut Distribusi	8,29	7,93	7,09	7,34	6,96

3.4.2. Keandalan Pasokan

Realisasi keandalan pasokan listrik kepada konsumen yang diukur dengan indikator SAIDI dan SAIFI³⁵ jaringan PLN pada lima tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 3.14.

Tabel 3.14. SAIDI dan SAIFI PLN

Tahun	2008	2009	2010	2011	2012
SAIDI (jam/pelanggan/tahun)	80,90	16,70	7,00	4,71	3,85
SAIFI (kali/pelanggan/tahun)	13,33	10,78	6,85	4,90	4,22

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

³⁴ Sumber : Laporan Evaluasi Operasi Tahunan P3B Jawa Bali tahun 2012.

³⁵ SAIDI adalah System Average Interruption Duration Index, SAIFI adalah System Average Interruption Frequency Index

3.5. Masalah-Masalah yang Mendesak

Masalah mendasak yang saat ini dihadapi PLN antara lain upaya memenuhi daerah-daerah yang kekurangan pasokan listrik dan mengganti pembangkit berbahan bakar minyak dengan bahan bakar non-minyak serta melistriki daerah yang belum mendapatkan pasokan listrik, termasuk daerah-daerah perbatasan dan terpencil, baik dalam jangka pendek maupun jangka panjang.

Pada tahun 2012 sistem kelistrikan Sumatera pada dasarnya mengalami kekurangan pasokan daya. Sistem Sumbagut hampir sepanjang tahun tidak mempunyai cadangan operasi, sering mengalami defisit dan mengoperasikan banyak pembangkit berbahan bakar BBM (lebih dari 65%). Sistem Sumbagselteng memiliki cadangan operasi yang mencukupi sejak masuknya beberapa pembangkit baru berbahan bakar murah seperti PLTU Simpang Belimbing dan PLTG Borang. Namun, hal tersebut masih terkendala oleh batas transfer daya pada sistem transmisi eksisting. Gas, batubara dan hidro sudah mengambil peran besar dalam pembangkitan di Sumbagselteng.

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 dan pembangkit FTP1 yang diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2013 masih mengalami keterlambatan, seperti PLTU Pangkalan Susu #1,2 dan PLTU Nagan Raya #1,2, di lain pihak realisasi permintaan tenaga listrik tinggi.

Pada saat ini hampir 100% pasokan listrik di Kalimantan Barat bersumber dari pembangkit berbahan bakar minyak. Kecukupan dan keandalan pasokan masih relatif rendah dengan cadangan pembangkitan yang tidak memadai. Kebutuhan listrik untuk daerah perdesaan di perbatasan antara Kalimantan Barat dan Sarawak juga masih belum tercukupi.

Dalam periode satu sampai dua tahun ke depan, beberapa sistem diindikasikan akan mengalami kekurangan pasokan daya akibat beberapa proyek pembangkit dan transmisi interkoneksi diperkirakan mundur penyelesaiannya, antara lain sistem Sulbagut, sistem Barito, sistem Sultra, sistem Lombok, sistem Kupang dan sistem Maluku.

Demikian juga dengan kondisi sistem kecil yang melayani ibukota kabupaten, beberapa diantaranya mengalami kekurangan pasokan dan bahkan sebagian sudah mengalami defisit daya sehingga sering terjadi pemadaman.

Realisasi operasi sistem kelistrikan Jawa – Bali sepanjang tahun 2012 dan 2013 pada umumnya berjalan normal dan aman. Pada tahun 2012 selama periode beban puncak tidak mengalami defisit daya, hanya dalam kondisi siaga 1 hari. Hidrologi waduk kaskade Citarum selama tahun 2012 termasuk kategori 90% dari perkiraan normal, sehingga mampu memproduksi sesuai rencana. Transfer listrik dari region Timur/Tengah ke region Barat masih dalam batas termal dan stabilitas. Sebagian besar GITET 500 kV mengalami tegangan di bawah standar³⁶, demikian juga dengan GI 150 kV. Namun demikian masih terdapat banyak ruas transmisi 150 kV yang pembebanannya telah melampaui kriteria keandalan N-1, terutama di Jawa Tengah dan Jawa Timur. Pembebanan sebagian besar trafo IBT 500/150 kV telah sangat tinggi, yaitu mendekati 80%-100%, demikian pula halnya dengan pembebanan trafo 150/20 kV.

3.5.1. Upaya Penanggulangan Jangka Pendek

Wilayah Luar Jawa-Bali

Kondisi kekurangan pasokan penyediaan tenaga listrik di Luar Jawa-Bali pada dasarnya disebabkan oleh keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit tenaga listrik, baik proyek PLN maupun IPP.

³⁶ GITET Bekasi pernah mencapai tegangan terendah hingga 439 kV.

Kondisi jangka pendek yang perlu diatasi adalah memenuhi kekurangan pasokan dan menggantikan pembangkit BBM *existing* yang tidak efisien serta menaikkan rasio elektrifikasi secara cepat pada daerah yang elektrifikasinya tertinggal.

Tindakan yang telah dilakukan oleh PLN untuk menanggulangi hal tersebut meliputi sewa pembangkit, pembelian energi listrik dari IPP skala kecil, bermitra/kerjasama operasi pembangkit dengan Pemda setempat, pembelian *excess power*, percepatan pembangunan PLTU batubara PerPres 71/2006, membangun saluran transmisi, mengamankan kontinuitas pasokan energi primer dan memasang beberapa PLTS *centralized* dan *solar home system* secara terbatas.

Untuk membantu mengatasi permasalahan pasokan listrik, PLN telah membeli semua potensi *excess power* yang ada, namun jumlahnya masih belum cukup untuk memenuhi kebutuhan, sehingga PLN perlu menambahnya dengan menyewa pembangkit sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 3.6.

Sewa pembangkit tersebut dilakukan 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 *existing* yang tidak efisien dengan PLTD yang mempunyai *sfc* (*specific fuel consumption*) lebih baik; (iii) menaikkan rasio elektrifikasi secara cepat pada daerah yang elektrifikasinya tertinggal dan tidak tersedia sumber daya EBT lainnya. Sewa pembangkit tersebut meliputi sewa PLTD MFO/HSD, PLTG gas dan PLTMG (*gas engine*).

Wilayah Jawa Bali

Upaya jangka pendek yang dilakukan PLN di Jawa – Bali adalah mempercepat pengadaan trafo 150/20 kV dan trafo IBT 500/150 kV, menambah kapasitas pembangkit di Bali, mempercepat pembangunan kabel laut Jawa-Bali 150 kV sirkit 3 dan 4, memasang kapasitor di sistem Jakarta untuk perbaikan tegangan.

3.5.2. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Luar Jawa-Bali

Upaya-upaya mendesak yang harus segera dilaksanakan/diselesaikan pada wilayah Luar Jawa – Bali adalah sebagai berikut.

Pembangkitan

Mempercepat penyelesaian proyek-proyek PLTU batubara dalam program FTP1 10.000 MW.

- Mempercepat pembangunan proyek pembangkit milik PLN lainnya, seperti PLTA Asahan III 174 MW, PLTA Peusangan 88 MW, PLTA Masang-2 55 MW, PLTU Pangkalan Susu #3,4 2x200 MW, PLTG Kaltim Peaking 2x50 MW, PLTG/MG Bangkanai 280 MW, PLTU Punagaya 2x100 MW³⁷, PLTG/GU/MG Makassar 450 MW, PLTG/GU/MG Minahasa 150 MW dan PLTG/GU/MG Lombok 150 MW serta banyak PLTU batubara skala kecil.
- Mempercepat pembangunan proyek-proyek pembangkit lainnya yang terdapat dalam neraca daya pada Lampiran A1.2, Lampiran A2.2 dan Lampiran B1.2 dan Lampiran B2.2.
- Secara khusus berikut ini disebutkan proyek-proyek pembangkit *peaker* untuk memenuhi kebutuhan sistem kelistrikan Sumatera: i) PLTMG Arun 200 MW dan PLTGU/MGU Sumbagut-1 250 MW yang keduanya direncanakan beroperasi dengan gas yang akan dipasok dari regasifikasi LNG di Arun. ii) PLTMG Sei Gelam 104 MW yang akan dipasok dari gas CNG Sei Gelam sebesar 4,5 bbtud. iii) PLTG/MG Riau 200 MW yang direncanakan akan dipasok dari gas Jambi Merang sebesar 10 bbtud dan disimpan sebagai CNG. iv) PLTG/MG Jambi 100 MW yang diharapkan dapat memperoleh gas dari Jambi Merang dan disimpan sebagai CNG. v) PLTG/MG Lampung 200 MW yang diharapkan akan mendapatkan gas dari beberapa alternatif sumber gas, juga perlu disimpan sebagai CNG. vi) PLTG Kaltim Peaker 2x50 MW, PLTG/MG Bangkanai 280 MW yang akan beroperasi dengan gas Bangkanai 20 bbtud dengan membangun fasilitas CNG. viii)

³⁷ Sebelumnya bernama PLTU Takalar.

PLTG/GU/MG Makassar *Peaker* 450 MW, PLTG/GU/MG Minahasa *Peaker* 150 MW, PLTG/GU/MG Kalsel *Peaker* 200 MW yang direncanakan akan dipasok dari mini LNG. ix) PLTG/MG/GU Lombok *Peaker* 150 MW direncanakan akan dipasok dengan gas CNG *marine*.

- Mempercepat pembangunan proyek-proyek pembangkit lainnya yang terdapat dalam neraca daya.

Transmisi dan Gardu Induk

- Mempercepat konstruksi transmisi 275 kV PLTU Pangkalan Susu - Binjai dan IBT 275/150 kV di Binjai yang harus dapat beroperasi seiring dengan beroperasinya PLTU Pangkalan Susu pada tahun 2014.
- 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.
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV jalur Timur Sumatera dari Betung - New Aur Duri, untuk dapat mengevakuasi *power* dari PLTU IPP Sumsel-5 dan Sumsel-7.
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV Kiliranjao - Payakumbuh - Padang Sidempuan dan Payakumbuh - Garuda Sakti untuk meningkatkan kemampuan transfer daya ke Provinsi Sumbar dan Riau.
- Mempercepat penyelesaian konstruksi transmisi 275 kV Simangkok - Galang dan IBT 275/150 kV di Galang untuk evakuasi daya pembangkit besar berbahan bakar murah menuju pusat beban di Medan.
- Mempercepat pembangunan T/L 150 kV Tenayan - Teluk Lembu, untuk dapat mengevakuasi *power* dari PLTU Tenayan yang diperkirakan dapat beroperasi pada awal 2015.
- Mempercepat pembangunan GI 150 kV Arun dan transmisi terkait, untuk dapat mengevakuasi *power* dari PLTMG Arun yang diperkirakan dapat beroperasi pada awal 2015.
- Mempercepat interkoneksi 150 kV Batam - Bintan melalui kabel laut untuk memenuhi kebutuhan sistem Bintan dan menurunkan biaya produksi di Pulau Bintan.
- Mempercepat interkoneksi 150 kV Sumatera - Bangka melalui kabel laut. Tujuan interkoneksi adalah untuk memenuhi kebutuhan listrik di Pulau Bangka karena ketidak-pastian penyelesaian proyek PLTU di sana, menurunkan biaya produksi dan meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di Pulau Bangka. Interkoneksi dengan kabel laut ini diharapkan dapat beroperasi pada 2016.
- Mempercepat proyek transmisi 275 kV interkoneksi Kalbar - Serawak agar dapat beroperasi pada awal 2015 untuk memenuhi kebutuhan sistem Kalbar, mengurangi ketidak-pastian kecukupan daya, menurunkan biaya produksi dan meningkatkan keandalan.
- Mempercepat penyelesaian konstruksi interkoneksi 150 kV Kalselteng - Kaltim, transmisi 150 kV Bangkanai - Muara Teweh - Buntok - Tanjung, transmisi 150 kV Kasongan - Sampit - Pangkalan Bun.
- Mempercepat penyelesaian konstruksi transmisi 150 kV Poso - Palu, interkoneksi 150 kV Sulsel - Sultra dan transmisi 70 kV sistem Ambon, sistem Ende, sistem Kupang dan sistem Jayapura.
- Mempercepat penyelesaian konstruksi transmisi 150 kV Ampenan - Tanjung, dan Sengkol - Selong - Pringgabaya di sistem Lombok.

3.5.3. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Sistem Jawa - Bali

Upaya-upaya mendesak yang harus segera dilaksanakan/diselesaikan pada sistem Jawa - Bali meliputi antara lain:

- Penguatan pasokan Jakarta terdiri dari beberapa program:
 - Mempercepat pembangunan GITET baru/IBT baru di 2 lokasi, yaitu: Durikosambi 2x500 MVA (2016) dan Muaratawar 2x500 MVA (2015).
 - Membangun ruas SUTET baru, yaitu SUTET Tanjung Jati-Tx Ungaran, rekonduktoring SUTET Suralaya Baru - Bojanegara - Balaraja, SUTET Balaraja - Kembangan (2016) dan Kembangan - Durikosambi (2016).
 - Rekonfigurasi SUTET Muara Tawar - Cibinong - Bekasi - Cawang (2014).

- Penguatan pasokan lainnya terdiri dari beberapa program, yaitu:
 - Penambahan IBT 500/150 kV 1x500 MVA di lokasi, yaitu: IBT-3 Cilegon, IBT-3 & IBT-4 Balaraja, IBT-3 Cawang (GIS), IBT-2 Tasikmalaya, IBT-4 Krian, IBT-2 Ngimbang, IBT-3 & IBT-4 Pedan dan IBT-3 Kediri.
 - Mengoperasikan GITET baru di lokasi (2.000 MVA), yaitu Ujung Berung 1x500 MVA (2014), Rawalo/ Kesugihan 1x500 MVA (2014) serta mempercepat pembangunan/penyelesaian GITET Surabaya Selatan 2x500 MVA (2014) dan GITET Lengkong 2x500 MVA (2016).
 - Mempercepat penyelesaian SUTET Grati – Surabaya Selatan (2014).
- Penguatan pasokan subsistem Bali terdiri dari beberapa program yaitu:
 - Pembangunan kabel laut 150 kV Jawa – Bali sirkit 3 & 4 (2014).
 - Pembangunan Jawa Bali *Crossing* 500 kV dari PLTU Paiton ke Kapal (2017).
 - Mempercepat konstruksi PLTU IPP Celukan Bawang 1x130 MW + 2x125 MW (2014).

Bab 4

Ketersediaan Energi Baru dan Terbarukan (EBT)



4.1. Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan

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

Tabel 4.1. Potensi dan Pemanfaatan Energi Baru dan Terbarukan Skala Kecil

No	Energi Baru dan Terbarukan 1	Sumber Daya 2	Kapasitas Terpasang 3	Rasio (%) 4 = 3/2
1	Mini/Mikrohidro	500 MWe	86,1 MWe	17,22
2	Biomass	49.810 Mwe	445,0 MWe	0,89
3	Tenaga Surya	4,80 kWh/m2/hari	12,1 MWe	-
4	Tenaga Angin	9.290 MWe	1,1 MWe	0,01
5	Kelautan	240 GWe	1,1 MWe	0,01

Sumber: Draft KEN 2010-2050

Roadmap pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT) skala kecil seperti terlihat pada Tabel 4.2 dengan biaya investasi diperlihatkan pada Tabel 4.3.

Tabel 4.2. Rencana Pengembangan Pembangkit EBT Skala Kecil (MW)

No	Pembangkit - EBT	Kapasitas	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Jumlah
1	PLTMH	MW	33	42	96	149	237	192	186	156	190	200	1.481
2	PLT Surya	MWp	6	104	75	54	36	60	75	75	75	75	634
3	PLT Bayu	MW	-	-	50	20	20	20	30	40	50	50	280
4	PLT Biomass	MW	48	10	15	20	30	40	50	50	50	50	363
5	PLT Kelautan	MW	-	-	1	-	1	3	3	5	5	10	28
6	PLT Bio-Fuel	Ribu Kilo Liter	15	400	400	500	500	600	600	600	600	600	4.815
Jumlah			87	156	237	243	324	315	344	326	370	385	2.786

*) Rencana PLTS sd 2015 adalah program 1.000 Pulau, sedangkan tahun selanjutnya masih indikasi

**) Asumsi pemakaian biofuel hanya untuk PLTD

Tabel 4.3. Biaya Pengembangan Pembangkit EBT Skala Kecil (Juta US\$)

No	Pembangkit - EBT	Satuan	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Jumlah
1	PLTMH	Juta US\$	83	105	240	373	593	480	465	390	475	500	3.703
2	PLT Surya	Juta US\$	28	468	337	241	160	270	338	338	338	338	2.853
3	PLT Bayu	Juta US\$	-	-	85	34	34	34	51	68	85	85	476
4	PLT Biomass	Juta US\$	144	30	45	60	90	120	150	150	150	150	1.089
5	PLT Kelautan	Juta US\$	-	-	4	-	4	12	12	20	20	40	112
6	PLT Bio-Fuel	Juta US\$	14	364	364	455	455	545	545	545	545	545	4.377
Jumlah			268	967	1.075	1.162	1.335	1.461	1.561	1.511	1.613	1.658	12.610

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.

Dalam RUPTL ini terdapat rencana untuk mengembangkan banyak proyek PLTP, terutama di Sumatera, Jawa dan beberapa di Sulawesi Utara dan Nusa Tenggara dan Maluku. Dalam penugasan Pemerintah kepada PLN untuk mengembangkan pembangkit listrik yang menggunakan energi terbarukan, batubara dan gas sesuai Peraturan Presiden No. 4/2010 dan Peraturan Menteri ESDM No. 15/2010 jo Peraturan Menteri ESDM No. 01/2012 jo Peraturan Menteri ESDM No. 21/2013³⁸ 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.

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 for Hydro Power Development in Indonesia* oleh Nippon Koei pada tahun 2011, potensi tenaga air setelah menjalani *screening* lebih lanjut³⁹ 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, mulai dari tidak begitu sulit hingga sangat sulit. Berdasarkan hal tersebut studi ini merekomendasikan daftar kandidat proyek PLTA seperti pada Tabel 4.4.

Tabel 4.4. Potensi Proyek PLTA Berdasarkan *Masterplan of Hydro Power Development*

No	Nama	Tipe	Provinsi	Kap. (MW)	COD	PLN/IPP
1	Peusangan 1-2	ROR	Aceh	86	2015	PLN
2	Jambo Papeun-3	ROR	Aceh	25	2019	PLN
3	Kluet-1	ROR	Aceh	41	2019	PLN
4	Meulaboh-5	ROR	Aceh	43	2019	PLN
5	Peusangan-4	ROR	Aceh	31	2019	PLN
6	Kluet-3	ROR	Aceh	24	2021	PLN
7	Sibubung-1	ROR	Aceh	32	2021	PLN
8	Seunangan-3	ROR	Aceh	31	2021	PLN
9	Teunom-1	RES	Aceh	24	2023	PLN
10	Woyla-2	RES	Aceh	242	2024	PLN
11	Ramasan-1	RES	Aceh	119	2024	PLN
12	Teripa-4	RES	Aceh	185	2024	PLN
13	Teunom-3	RES	Aceh	102	2024	PLN
14	Tampur-1	RES	Aceh	330	2025	PLN

³⁸ Dikenal sebagai program percepatan pembangunan pembangkit tahap 2, atau *fast track program phase 2* (FTP2).

³⁹ *Screening* yang melihat kesulitan dari aspek status kehutanan (*nature forest reserve*), sosial (*resettlement*), luas *reservoir*.

Tabel 4.4. Potensi Proyek PLTA Berdasarkan Masterplan Of Hydro Power Development

lanjutan

No	Nama	Tipe	Provinsi	Kap. (MW)	COD	PLN/IPP
15	Teunom-2	RES	Aceh	230	2026	PLN
16	Padang Guci-2	ROR	Bengkulu	21	2020	PLN
17	Warsamson	RES	Irian Jaya	49	2019	PLN
18	Jatigede	RES	Jabar	175	2014	PLN
19	Upper Cisokan-PS	PST	Jabar	1000	2015	PLN
20	Matenggeng	PST	Jabar	887	2020	PLN
21	Merangin-2	ROR	Jambi	350	2016	PLN
22	Merangin-5	RES	Jambi	24	2024	PLN
23	Maung	RES	Jateng	360	2028	PLN
24	Kalikonto-2	0	Jatim	62	2016	PLN
25	Karangates Ext.	RES	Jatim	100	2018	PLN
26	Grindulu-PS-3	PST	Jatim	1000	2021	PLN
27	K. Konto-PS	PST	Jatim	1000	2027	PLN
28	Pinoh	RES	Kalbar	198	2020	PLN
29	Kelai-2	RES	Kaltim	168	2020	PLN
30	Besai-2	ROR	Lampung	44	2020	PLN
31	Semung-3	ROR	Lampung	21	2020	PLN
32	Isal-2	RES	Maluku	60	2019	PLN
33	Tina	ROR	Maluku	12	2020	PLN
34	Tala	RES	Maluku	54	2021	PLN
35	Wai Rantjang	ROR	NTT	11	2020	PLN
36	Bakaru (2nd)	ROR	Sulsel	126	2016	PLN
37	Poko	RES	Sulsel	233	2020	PLN
38	Masuni	RES	Sulsel	400	2023	PLN
39	Mong	RES	Sulsel	256	2024	PLN
40	Batu	RES	Sulsel	271	2027	PLN
41	Poso-2	ROR	Sulteng	133	2018	PLN
42	Lariang-6	RES	Sulteng	209	2024	PLN
43	Konaweha-3	RES	Sulteng	24	2026	PLN
44	Lasolo-4	RES	Sulteng	100	2026	PLN
45	Watunohu-1	ROR	Sultra	57	2020	PLN
46	Tamboli	ROR	Sultra	26	2020	PLN
47	Sawangan	ROR	Sulut	16	2014	PLN
48	Poigar-3	ROR	Sulut	14	2018	PLN
49	Masang-2	ROR	Sumbar	40	2018	PLN
50	Sinamar-2	ROR	Sumbar	26	2020	PLN
51	Sinamar-1	ROR	Sumbar	37	2020	PLN

Tabel 4.4. Potensi Proyek PLTA Berdasarkan *Masterplan of Hydro Power Development*

lanjutan

No	Nama	Tipe	Provinsi	Kap. (MW)	COD	PLN/IPP
52	Anai-1	ROR	Sumbar	19	2020	PLN
53	Batang Hari-4	RES	Sumbar	216	2027	PLN
54	Kuantan-2	RES	Sumbar	272	2028	PLN
55	Endikat-2	ROR	Sumsel	22	2019	PLN
56	Asahan 3	ROR	Sumut	174	2015	PLN
57	Asahan 4-5	RES	Sumut	60	2017	PLN
58	Simanggo-2	ROR	Sumut	59	2018	PLN
59	Kumbih-3	ROR	Sumut	42	2019	PLN
60	Sibundong-4	ROR	Sumut	32	2019	PLN
61	Bila-2	ROR	Sumut	42	2019	PLN
62	Raisan-1	ROR	Sumut	26	2020	PLN
63	Toru-2	ROR	Sumut	34	2020	PLN
64	Ordi-5	ROR	Sumut	27	2020	PLN
65	Ordi-3	ROR	Sumut	18	2020	PLN
66	Siria	ROR	Sumut	17	2020	PLN
67	Lake Toba	PST	Sumut	400	2020	PLN
68	Toru-3	RES	Sumut	228	2026	PLN
69	Lawe Mamas	ROR	Aceh	50	2016	IPP
70	Simpang Aur	ROR	Bengkulu	29	2014	IPP
71	Rajamandala	ROR	Jabar	58	2014	IPP
72	Cibareno-1	ROR	Jabar	18	2020	IPP
73	Mala-2	ROR	Maluku	30	2020	IPP
74	Malea	ROR	Sulsel	182	2017	IPP
75	Bonto Batu	ROR	Sulsel	100	2017	IPP
76	Karama-1	RES	Sulsel	800	2022	IPP
77	Poso-1	ROR	Sulteng	204	2011	IPP
78	Gumanti-1	ROR	Sumbar	16	2020	IPP
79	Wampu	ROR	Sumut	84	2016	IPP

COD yang dimaksud pada Tabel 4.4 adalah COD tercepat menurut *master plan* namun dapat diubah sesuai kebutuhan.

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

4.4. PLTMH

Pengembangan pembangkit mini dan mikro hidro sampai dengan 10 MW, termasuk yang belum tercantum dalam RUPTL, diharapkan dapat tumbuh dengan cepat mengingat regulasi mengenai pengembangan PLTMH ini sudah sangat mendukung. Hal-hal yang masih memerlukan perbaikan antara lain adanya tumpang-tindih perijinan dalam satu daerah aliran sungai serta adanya pengembangan PLTMH yang menghambat pengembangan PLTA yang lebih besar.

4.5. PLTS

PLN akan mengembangkan program PLTS di 1.000 lokasi/pulau terutama di wilayah yang terluar maupun yang terisolasi untuk mempercepat rasio elektrifikasi. PLTS ini akan dikembangkan berupa PLTS terpusat/komunal dengan mode *hybrid*.

Mempertimbangkan sebaran penduduk pada geografi yang sangat luas dan sulitnya menjangkau daerah terpencil, PLN merencanakan untuk membangun PLTS sebagai berikut:

- PLTS terpusat/komunal (mode operasi mandiri & *hybrid*) dengan kapasitas diberikan pada Tabel 4.2.
- SHS (panel surya + lampu LED dengan baterai di dalamnya) skala kecil tersebar, namun terbatas di Provinsi-Provinsi yang RE nya masih sangat rendah dan di daerah yang dalam waktu 5 tahun belum akan mendapatkan listrik konvensional.

Pengembangan PLTS tersebut dimaksudkan untuk melistriki 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.

Program elektrifikasi dengan SHS atau lentera 'super hemat energi' (SEHEN) bukan merupakan program pengembangan kapasitas sistem kelistrikan. Dengan demikian program elektrifikasi dengan SEHEN lebih bersifat sementara dan hanya diterapkan secara terbatas di provinsi-provinsi yang rasio elektrifikasinya masih rendah, yaitu NTB, NTT dan Papua dengan terlebih dahulu dibuat kajian kelayakannya. Program SEHEN juga dapat diganti dengan PLTS terpusat/komunal (*centralized PV*)".

Pembangunan PLTS dan pemasangan SHS tersebut akan didahului dengan kajian kelayakan proyek.

Disamping itu dengan keluarnya Permen ESDM No. 17/2013 tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PLN dari PLTS akan mempercepat pengembangan PLTS dengan melibatkan pengembang swasta.

4.6. Biomassa

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

Dalam rangka pengembangan ini, diperlukan kerjasama dengan Pemerintah daerah untuk menyediakan lahan serta regulasi mengenai harga jangka panjang dari pasokan biomassa.

4.7. PLT Bayu

Potensi energi angin di Indonesia telah teridentifikasi di beberapa lokasi terutama di wilayah Sulsel, Nusa Tenggara dan Maluku. Beberapa pengembang telah mengusulkan pembangunan PLTB di beberapa lokasi seperti: Sukabumi, Sidrap, Bantul dan Jenepono. Salah satu hal yang perlu dicermati dalam masuknya PLTB ke sistem adalah stabilitas sistem menerima masuknya unit PLTB.

4.8. Energi Kelautan

Saat ini pembangkit listrik menggunakan energi kelautan masih dalam tahap penelitian. PLN akan mempertimbangkan pengembangan energi kelautan apabila teknologinya telah matang dan tersedia secara komersial.

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. Nuklir

Dalam RUPTL ini tidak terdapat program pengembangan tenaga nuklir untuk kelistrikan. Hal ini terjadi karena dalam RUKN 2008 – 2027 dan draft RUKN 2012 – 2031, PLTN merupakan opsi terakhir setelah mempertimbangkan ketersediaan sumber energi yang ada, sains dan teknologi, sumber daya manusia, aspek keselamatan yang ketat dan daya dukung lingkungan serta aspirasi masyarakat yang berkembang. Selain itu perencanaan sistem pembangkit yang dilakukan oleh PLN menunjukkan keekonomian PLTN belum dapat bersaing dengan jenis pembangkit *baseload* lainnya, yaitu PLTU batubara kelas 1.000 MW *ultra super-critical*⁴⁰.

Kesulitan terbesar dalam merencanakan PLTN adalah tidak jelasnya biaya kapital, biaya *radioactive waste management & decommissioning* serta biaya terkait *nuclear liability*⁴¹. Untuk biaya kapital misalnya, sebuah studi bersama antara PLN dan sebuah perusahaan listrik dari luar negeri pada tahun 2006 mengindikasikan biaya pembangunan 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.

Dengan semakin mahalnya harga BBM yang juga diikuti oleh kenaikan harga energi fosil lainnya dan dengan semakin nyata 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, keselamatan nuklir, penerimaan sosial, budaya, perubahan iklim dan perlindungan lingkungan. Dengan adanya berbagai aspek yang multi dimensional tersebut, program pembangunan PLTN hanya dapat diputuskan oleh Pemerintah.

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

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

Bab 5

Ketersediaan Energi Primer Non EBT



5.1 Batubara

Menurut *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2012* yang diterbitkan oleh Pusdatin Kementerian ESDM pada tahun 2012, sumber daya batubara Indonesia adalah 120,3 miliar ton yang tersebar terutama di Kalimantan (64,6 miliar ton), Sumatera (55,4 miliar ton) dan daerah lainnya (0,38 miliar ton), namun cadangan batubara dilaporkan hanya 28 miliar ton (Kalimantan 14,8 miliar ton, Sumatera 13,2 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 5.100 kkal/kg, sebagian besar (66%) berkualitas medium (antara 5.100 dan 6.100 kkal/kg) dan hanya sedikit (12%) yang berkualitas tinggi (6.100 – 7.100 kkal/kg). Angka ini dalam *adb* (*ash dried basis*)⁴². Walaupun cadangan batubara Indonesia tidak terlalu besar, namun tingkat produksi batubara sangat tinggi, yaitu mencapai 386 juta ton pada tahun 2012⁴³. Sebagian besar dari produksi batubara tersebut diekspor ke China, India, Jepang, Korea Selatan dan Taiwan dan negara lain⁴⁴. Produksi pada tahun-tahun mendatang diperkirakan akan meningkat sejalan dengan meningkatnya kebutuhan domestik dan semakin menariknya pasar batubara internasional. Jika tingkat produksi tahunan adalah 400 juta ton, maka seluruh cadangan batubara Indonesia yang 28 miliar ton di atas akan habis dalam waktu sekitar 70 tahun apabila tidak dilakukan eksplorasi baru. Untuk menjamin pasokan kebutuhan domestik yang terus meningkat, Pemerintah telah menerapkan kebijakan *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 2012 akibat melemahnya *demand* batubara global telah membuat ketersediaan batubara untuk pasar domestik meningkat.

Dalam RUPTL tahun 2013 – 2022 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.

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.

42 Angka *calorific value* yang sering dipakai oleh PLN dalam rangka desain PLTU adalah menggunakan standar GAR (*gross as received*). Perbedaan antara *adb* dan GAR dapat dihitung sesuai dengan nilai TM (*total moisture*), namun secara rata-rata dapat dikatakan nilai GAR sekitar 1.000 s.d 1.300 lebih kecil dari *adb*.

43 Direktorat Jenderal Minerba, Kementerian ESDM.

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

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 164,99 Tscf yang tersebar terutama di Kepulauan Natuna (53,06 Tscf), Sumatera Selatan (26,68 Tscf), dan Kalimantan Timur (21,49 Tscf) serta Tangguh di Irian Jaya yang diperkirakan setara dengan cadangan di Natuna.

Namun pada kenyataannya kebutuhan gas alam untuk pembangkitan tenaga listrik di Indonesia tidak selalu tercukupi. PLN menghadapi persoalan kecukupan pasokan gas di beberapa pembangkit skala kecil maupun skala besar. Pasokan gas ke pusat pembangkit PLN pada kenyataannya mengalami penurunan, ketidakpastian bahkan kelangkaan pasokan dalam beberapa tahun terakhir ini sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 5.1 dan Tabel 5.2.

Tabel 5.1. Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Jawa – Bali

bbtud

No	Pembangkit	Pemasok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Muara Karang dan Priok	PHE ONWJ (GSA)	100	110	110	110	110					
		PGN - Priok (GSA-IP)	30	30	30	30	30	30	-	-	-	-
		FSRU PT NR (proses GSA)	192	207	176	136	136	136	229	229	197	197
		Jumlah	322	347	316	276	276	166	229	229	197	197
2	Muara Tawar	PERTAMINA - P Tengah (GSA)	25	25	25							
		PGN (GSA)	79	41	41	41	41	41				
		MEDCO Eks Keramasan/ Lap SCS	20	17								
		MEDCO Lematang/Lap Singa		35								
		SWAP JOB Jambi Merang	25	25	26	21	21	25	26			
		Tambahan dari PHE (Potensi)				30	30	30	30	30	30	30
		Program Swap FSRU Jawa Barat (Potensi)	30	35	40							
		Swap Premier (Potensi)		5	3							
3	Cilegon	Jumlah	179	182	134	92	92	96	56	30	30	30
		CNOOC (GSA)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
		PGN (GSA)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
4	Tambaklorok	Jumlah	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
		PCML	-	-	48	116	116	116	116	89	70	70
		SPP (GSA-IP)	-	50	50	50	50	50	50	50	50	50
5	Gresik	Jumlah	-	50	98	166	166	166	166	139	120	120
		PHE WMO eks Kodeco	123	98	104	83	64	49				
		Hess (GSA)	89	87	78	75	72	70	70	69	69	69
		Kangean Energy Indonesia	130	130	60	60	60	60	53	50	43	43
		Media Karya Sentosa	11									
		Wali Nusa Energi	17	12	12	12	4	4				
		Petronas-Bukit Tua (Potensi)		12	43	51	19	9	-	-	-	-
		Santos Lapongan Peluang (Proses Kontrak)		-	25	25	17	10	-	-	-	-
		Exxon (Potensi)					100	100	100	100	100	100
		Jumlah	370	339	322	306	336	302	223	219	212	212

Tabel 5.1. Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Jawa – Bali

lanjutan

No	Pembangkit	Pemasok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
6	Grati	Santos Oyong (GSA-IP)	40	40	40							
		Santos Wortel (GSA-IP)	30	30	30	20	14	1				
		Sampang Mandiri Perkasa (GSA-IP)	17	17	17	17	17	17				
		Pasuruan Migas (GSA-IP)	3	3	3	3	3	3				
		Jumlah	90	90	90	40	34	21	-	-	-	-
7	Pesanggaran	LNG Sengkang (Potensi)			30	30	20	20	-	-	-	-
		Jumlah	-	-	30	30	20	20	-	-	-	-
Jumlah Rencana Pasokan Gas di Jawa-Bali			1.071		1.101	1.019	1.034	881	783	727	668	668

Disamping cadangan gas lapangan terus mengalami *depletion*, PLN juga menghadapi kesulitan dalam memperoleh akses ke 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 Jakarta yang memasok Muara Karang dan Priok, dan PLN telah memperoleh kepastian alokasi pasokan LNG dari lapangan Tangguh untuk dikirim ke Fasilitas regasifikasi di Arun untuk kebutuhan gas di Sumut dan Aceh serta ke FSRU Jakarta untuk kebutuhan Muara Karang dan Priok.

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 akan dibutuhkan gas dalam jumlah banyak yang sebagian besar dipasok dari LNG FSRU Jawa Barat.

Muara Tawar

Pasokan gas untuk Muara Tawar dalam RUPTL ini diperkirakan lebih tinggi dari RUPTL sebelumnya karena diharapkan akan tersedia tambahan pasokan gas dari perpanjangan kontrak yang sudah ada. Selain itu juga ada beberapa potensi pasokan yang diharapkan dapat terlaksana. Pembangkit Muara Tawar ini juga bersifat *must run* dengan tingkat produksi yang tinggi, sehingga diperkirakan akan terjadi defisit gas apabila potensi pasokan tidak dapat terlaksana.

Tambak Lorok

Pada tahun 2013 akan ada pasokan gas untuk Tambak Lorok dari lapangan Gundih sebesar 25 bbtud dan akan meningkat menjadi 50 bbtud pada 2014. Selain itu PLN sangat berharap untuk mendapatkan tambahan pasokan dari lapangan Kepodang (116 bbtud) yang telah sangat lama menunggu dibangunnya pipa transmisi dari Kepodang ke Tambak Lorok oleh sebuah perusahaan swasta.

Tabel 5.2. Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di luar Jawa – Bali

bbtud

No	Pembangkit	Pemasok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Aceh Timur	Medco Blok A	-	-	-	-	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
2	Belawan, P. Pasir,	Kambuna	5,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sumbagut-1 dan	FSRU LNG Tangguh	-	-	47,5	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1
	Arun	PEP Benggala	2,0	2,0	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-
3	Teluk Lembu	Kalila Bentu	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
4	PLTMG Rawa Minyak Bengkalis	Petroselat Rawa Minyak (Potensi)*	-	2,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0			
5	PLTG sewa Jabung	Petro China (Potensi)	-	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0			
6	Sungai Gelam	PEP - TAC (Own Operation)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	-	-	-	-	-
		PEP - TAC Sungai Gelam	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	-	-	-	-	-
7	Simpang Tuan	Perusda Jambi	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	-				
8	Payo Selincih,	Energasindo	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	-	-	-	-
	Batanghari	Jambi Merang	20,0	20,0	18,0	16,0	14,0	14,0	14,0	-	-	-
9	Jakabaring (CNG)	PDPDE Sumsel	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	-	-
10	Indralaya	Medco E&P Indonesia	21,0	10,0	17,0	-	-	-	-	-	-	-
11	Talang Duku	PGN	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	-	-	-
12	Borang	Medco E&P Indonesia	18,0	18,0	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Keramasan	Medco E&P Indonesia	15,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pertamina EP	15,0	15,0	15,0	-	-	-	-	-	-	-
14	Gunung Megang	Medco E & P Indonesia	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	-	-	-	-
15	Borang	Pertamina EP (Asri Gita)	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	-	-	-	-	-
16	PLTMG Duri, Duri Relokasi, Riau Peaker	Jambi Merang	25,0	26,0	30,0	30,0	30,0	27,0	27,0	-	-	-
17	PLTGU Duri	Jambi Merang	-	-	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	-	-	-
18	Rengat	Jambi Merang	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	-	-	-
19	Lampung Peaker	FSRU Lampung (Potensi)		-	-	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
20	Lampung Sewa	PGN (Potensi)	-	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	-	-	-	-
21	Sei Raya	LNG PLN Batam (Rencana)					2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
22	Pontianak Peaker	LNG PLN Batam (Rencana)					5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
23	Bangkanai	Salamander		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
24	Kalsel Peaker	Salamander (Potensi)					5,0	8,0	13,0	13,0	13,0	13,0
25	Bontang	Salamander Lapangan Tutung (Potensi)				6,0	5,0	4,0	3,0	2,0	1,0	1,0
26	Bontang	Total Bontang	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0					
27	Tanjung Batu	TAC Semco	4,0	4,0	4,0	-	-	-	-	-	-	-
28	Sambera	VICO (Potensi)	-	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	-	-	-	-
29	Kaltim Peaker	JOB Simenggaris (Potensi)		21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
30	Nunukan	Pertamina EP TAC Sembakung	2,5	2,5	2,5	2,5						
31	Nunukan 2	Medco South Sebuku Bengara (Potensi)					2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
32	Tarakan	GSA Pertamina EP	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
33	Tarakan	Manhattan KI		2,5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
34	Tanjung Selor	Perusda Nusa Serambi Persada	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
35	Senipah	Total Senipah		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
36	Minahasa Peaker	LNG Sengkang				6,0	6,0	6,0				

Tabel 5.2. Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di luar Jawa – Bali

lanjutan

No	Pembangkit	Pemasok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
37	Gorontalo Peaker	Donggi (Potensi)				5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
38	Morowali	Tiaka (Potensi)			5,0	5,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
38	Sengkang	Energy Equity Epic (Sengkang)	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
40	Makassar Peaker	LNG Sengkang		5,0	10,0	15,0	23,0	23,0				
41	Lombok Peaker	Marine CNG dari Gresik				6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	9,5
42	KTI Tersebar	LNG Sengkang (Potensi)			3,0	3,0	3,0	4,0				
		Perusda Salawati (Potensi)					15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
		Sorong Petrochina (Rencana)						4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
		BP Berau (Potensi)						3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Jumlah			283,5	377,0	450,0	497,9	535,9	502,9	396,9	317,9	313,9	316,6

Pada Tabel 5.1 dan 5.2 diberikan perkiraan pasokan gas yang tersedia untuk pembangkit PLN di Jawa – Bali dan di luar Jawa – Bali.

Pada tahun 2012 telah mulai beroperasi FSRU Jakarta untuk memasok pembangkit Muara Karang dan Priok. Rencana FSRU Belawan telah dibatalkan oleh Pemerintah dan sebagai gantinya Pemerintah akan merevitalisasi fasilitas LNG Arun sebagai *storage* dan regasifikasi LNG. Sumber LNG untuk FSRU Jakarta pada saat ini berasal dari lapangan Bontang dan Tangguh, dan sumber LNG untuk Arun direncanakan dari lapangan Tangguh. Pada saat ini terdapat rencana Pemerintah cq PGN untuk membangun FSRU Lampung, yang direncanakan mulai beroperasi pada akhir 2014, namun belum bisa dipastikan kemampuannya memasok ke Pulau Jawa terkait kendala kapasitas pipa transmisi gas Sumatera – Jawa SSWJ 1 dan 2.

PLN berupaya mengurangi pemakaian BBM yang dipakai pada pembangkit beban puncak dengan beralih ke CNG atau LNG/ mini-LNG. Hal ini akan dijelaskan lebih lanjut di bawah ini.

5.2.1. LNG dan Mini-LNG

Mengingat harga gas dari LNG sangat tinggi, 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. Sedangkan di Indonesia Timur dan Barat, PLN merencanakan pemanfaatan mini-LNG untuk pembangkit beban puncak.

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

- **Arun:** Sejalan dengan rencana Pemerintah untuk merevitalisasi gas Arun, maka akan tersedia fasilitas *storage* dan regasifikasi LNG di Arun. PLN bermaksud memanfaatkan gas dari fasilitas regasifikasi Arun untuk pembangkit *peaker* di Arun sebesar 200 MW dan Sumbagut-1 (rencana lokasi di Pangkalan Brandan atau Belawan) sebesar 250 MW. Gas dari fasilitas Arun ini juga akan disalurkan ke Belawan melalui pipa sepanjang sekitar 460 km untuk mengoperasikan PLTGU Belawan yang telah ada dan beberapa PLTG di Paya Pasir. Kebutuhan gas tersebut adalah sebanyak 10 bbtud untuk Arun, 10 bbtud untuk Sumbagut-1, 75 bbtud untuk Belawan dan 10 bbtud untuk Paya Pasir, sehingga total gas yang dibutuhkan adalah 105 bbtud.

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

- PLN akan mengambil gas dari Simenggaris yang dijadikan LNG untuk memasok pembangkit *peaker* di Kalimantan Timur, yaitu ke Batakan dan jika diperlukan juga akan dibawa ke Tanjung Batu dan Sambera yang sementara ini direncanakan akan dipasok dari lapangan VICO Kaltim.

- Pembangkit *peaker* di Makassar 600 MW, Minahasa 150 MW, Kupang 40 MW dan Pesanggaran 250 MW, PLN akan mengirimkan gas dari lapangan Sengkang (Lapangan Wasambo) dengan teknologi mini LNG.
- Proyek pembangkit *peaker* di Ambon 50 MW dan Jayapura 40 MW akan memanfaatkan potensi gas sebesar 15 bbtud dari lapangan Salawati di Sorong mulai tahun 2016 menggunakan teknologi mini LNG.
- Sedangkan pembangkit *peaker* di Kalsel 200 MW dan di Gorontalo 100 MW belum terindikasi sumber pasokan LNG-nya.

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 *baseloader* 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), yang mulai beroperasi pada Februari 2013.

Rencana pemanfaatan CNG lainnya di Sumatera adalah: (i) CNG Sungai Gelam dengan kapasitas sebesar 4,5 bbtud akan digunakan untuk pembangkit *peaker* 104 MW. (ii) CNG dari gas Jambi Merang sebesar 10 bbtud akan dialokasikan untuk pembangkit *peaker* di Duri dengan kapasitas sekitar 200 MW. (iii) CNG untuk pembangkit *peaker* di Jambi dengan kapasitas sebesar 100 MW. (iv) CNG untuk pembangkit *peaker* di Lampung dengan kapasitas sebesar 200 MW.

Rencana pemanfaatan CNG di Indonesia Timur adalah pembangkit *peaker* Bangkanai di Kalimantan Tengah dan Lombok. Berbeda dengan di tempat lain yang memanfaatkan pasokan gas pipa pemasok ke Pembangkit, untuk Lombok pasokan CNG direncanakan akan diperoleh dari pemasok gas pipa di Gresik yang akan di kompresikan terlebih dahulu lalu ditransportasikan ke Lombok menggunakan *CNG Vessel*.

Untuk Pulau Jawa, kebutuhan gas dalam bentuk CNG adalah sebagai berikut: i) Grati 30 bbtud sudah beroperasi Juni 2013 untuk mengoperasikan PLTG *peaker* eksisting dan rencana PLTGU *peaker* Grati, (ii) Tambak Lorok sebanyak 16 bbtud untuk mengoperasikan sebagian dari PLTGU sebagai pembangkit *peaker*, (iii) Gresik sebanyak 20 bbtud untuk mengoperasikan pembangkit *peaking* dan sebagian CNG untuk dikirim ke Lombok, (iv) Muara Tawar sebanyak 30 bbtud untuk memenuhi kebutuhan operasi *peaking*.

Bab 6

Rencana Penyediaan Tenaga Listrik 2013-2022



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%⁴⁵. Hal ini berarti kemungkinan/probabilitas terjadinya beban puncak melampaui kapasitas pembangkit yang tersedia adalah lebih kecil dari 0,274%.

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 unit⁴⁶.

Pada sistem Jawa – Bali, kriteria LOLP < 0.274% adalah setara dengan *reserve margin* > 25-30% dengan basis daya mampu netto⁴⁷. Apabila dinyatakan dengan daya terpasang, maka *reserve margin* yang dibutuhkan adalah sekitar 35%⁴⁸.

Sedangkan untuk sistem-sistem di wilayah operasi Indonesia Timur dan Barat, *reserve margin* ditetapkan sekitar 40% dengan mengingat jumlah unit pembangkit yang lebih sedikit, *unit size* yang relatif besar dibandingkan beban puncak, *derating* yang persentasenya lebih besar, dan pertumbuhan yang lebih tinggi dibanding Jawa – Bali.

Pembangkit energi terbarukan, khususnya panas bumi dan tenaga air, dalam proses optimisasi diperlakukan sebagai *fixed system* (dipaksa/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*⁴⁹, baik proyek PLN maupun IPP, dan tidak memperhitungkan semua pembangkit sewa serta *excess power*. Selain itu beberapa pembangkit berbahan bakar minyak yang sudah tua, tidak efisien dan dapat digantikan perannya dengan PLTU batubara, diasumsikan akan dihapuskan (*retired*) atau dijadikan sebagai pembangkit *stand-by* yang tidak dioperasikan tetapi tetap dipelihara (*mothballed*).

Selanjutnya penambahan kapasitas pembangkit pemikul beban dasar diutamakan berupa pembangkit berbahan bakar batubara, dan pembangkit sumber energi terbarukan (panas bumi dan tenaga air tertentu).

Untuk kepentingan perhitungan proyeksi BPP jangka panjang, simulasi produksi dilakukan dengan menggunakan neraca daya yang telah dimodifikasi dengan mengeluarkan proyek-proyek pembangkit yang realisasinya diperkirakan tidak pasti.

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

46 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.

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

48 Dengan asumsi *derating* pembangkit sekitar 5%.

49 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 di sini 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 untuk melakukan *life-extension* atau menutup/menghentikan suatu pembangkit memerlukan kajian yang 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.

Kriteria yang pada umumnya diterapkan dalam RUPTL ini adalah kebutuhan penambahan kapasitas trafo di suatu GI ditentukan pada saat pembebanan trafo mencapai 70% - 80%.

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 2013 – 2022 ini juga direncanakan pembangunan GI minimalis, yaitu sebuah GI dengan spesifikasi yang paling minimal (*single busbar* atau bahkan tanpa *busbar*; peralatan proteksi & kontrol, *supply AC/DC & battery* dikemas dalam kontainer; tanpa operator) dan konfigurasi GI *taping (single pi* atau T) namun dapat terus dikembangkan hingga menjadi sebuah GI yang lengkap/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 disuplai 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 standar 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.

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

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

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*).

6.2. Asumsi dalam Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik

Merujuk pada Pasal 28 dan Pasal 29 Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan, PLN selaku Pemegang Ijin 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 pengalihan *captive power* ke jaringan PLN.

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 2,8 juta per tahun, sehingga rasio elektrifikasi akan mencapai 97,7% pada tahun 2022. 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 ketiga yang menjadi pendorong pertumbuhan permintaan tenaga listrik PLN adalah pengalihan dari *captive power* (penggunaan pembangkit sendiri berbahan bakar minyak) menjadi pelanggan PLN. *Captive power* ini 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. Pengalihan *captive power* ke PLN juga didorong oleh tingginya harga BBM untuk membangkitkan tenaga listrik milik konsumen industri/bisnis, sementara harga jual listrik PLN relatif lebih murah. Faktor ketiga ini sangat bergantung kepada kemampuan pasokan PLN di suatu daerah/sistem kelistrikan dan skema bisnis jual beli listrik PLN dengan *captive power*, jadi tidak berlaku umum.

Faktor lain yang dapat mempengaruhi pertumbuhan kebutuhan listrik adalah kemampuan finansial perusahaan untuk melakukan investasi dalam rangka melayani pertumbuhan kebutuhan pelanggan dan masyarakat untuk mendapatkan pasokan listrik yang cukup dan andal. Penyambungan pelanggan baru tergantung dari ketersediaan pendanaan.

Penyusunan prakiraan kebutuhan listrik dibuat dengan menggunakan sebuah model prakiraan beban yang disebut "*Simple-E*". Model ini menggunakan metoda regresi yang menggunakan data historis dari penjualan energi listrik, daya tersambung, jumlah pelanggan, pertumbuhan ekonomi, dan populasi untuk membentuk persamaan yang *fit*. Kemudian untuk memproyeksikan kebutuhan listrik ke depan dipilih variabel bebas yang mempunyai pengaruh besar (korelasi yang kuat) terhadap permintaan listrik, yaitu pertumbuhan ekonomi dan populasi. Dalam hal terdapat daftar tunggu yang cukup besar, maka digunakan juga daya tersambung sebagai variabel. Aplikasi ini dilengkapi juga dengan fasilitas melihat tingkat ketelitian dari model yang dibentuk seperti parameter tingkat korelasi, dan uji statistik.

6.2.1. Pertumbuhan Ekonomi

Pertumbuhan perekonomian Indonesia selama 12 tahun terakhir yang dinyatakan dalam produk domestik bruto (PDB) dengan harga konstan tahun 2000 mengalami kenaikan rata-rata 5,36% per tahun, atau lebih rendah dibandingkan pertumbuhan 4 tahun terakhir yang mencapai 4,5% – 6,5% seperti diperlihatkan pada Tabel 6.1.

Tabel 6.1. Pertumbuhan Ekonomi Indonesia

PDB	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PDB (Triliun Rp) Harga konstan	1,57	1,66	1,75	1,85	1,96	2,08	2,17	2,22	2,46	2,62
Growth PDB (%)	4,78	5,05	5,67	5,50	6,32	6,06	4,50	6,08	6,49	6,23

Sumber: Statistik Indonesia, BPS

Pertumbuhan ekonomi tahun 2009 yang relatif rendah (4,5%) 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 6,1% dan menguat pada tahun 2011 sebesar 6,5% yang kemudian menurun kembali di tahun 2012 dengan pertumbuhan ekonomi hanya sebesar 6,23%. Pemerintah memandang pertumbuhan ekonomi akan semakin membaik sebagaimana dituangkan dalam Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional (RPJMN, Perpres No. 5 Tahun 2010) 2010 – 2014 yaitu antara 6,3 – 7%. Namun dengan kondisi perekonomian global yang belum pulih maka pertumbuhan ekonomi 2013 & 2014 menggunakan asumsi pertumbuhan ekonomi pada APBNP 2013 antara 6,2 – 6,5% dan tahun 2014 menjadi 6% sesuai dengan pernyataan Menteri Keuangan dalam seminar investasi yang digelar Bank Mandiri 11 November 2013, (Kompas, Selasa tanggal 12 November 2013 pada rubrik ekonomi “Pertumbuhan 2014 Diredam”).

Untuk periode tahun 2015 – 2022, RUPTL ini mengadopsi angka pertumbuhan ekonomi yang ada pada *draft* RUKN 2010-2029, yaitu rata-rata 6,9% per tahun, walaupun *draft* RUKN 2012 – 2031 mengasumsikan pertumbuhan ekonomi yang lebih tinggi. Adanya perbedaan asumsi pertumbuhan ekonomi ini akan membuat proyeksi *demand* listrik dalam RUPTL sedikit lebih rendah dari pada proyeksi *demand* dalam *draft* RUKN 2012-2031, khususnya setelah tahun 2016. Hal ini adalah sesuatu yang wajar, karena penyediaan tenaga listrik di Indonesia selain dipenuhi oleh PLN juga akan dipenuhi oleh entitas lain⁵⁰ dalam rangka mendorong pertumbuhan ekonomi.

Dengan demikian asumsi pertumbuhan ekonomi yang digunakan dalam RUPTL ini diperlihatkan pada Tabel 6.2.

Tabel 6.2. Asumsi Pertumbuhan Ekonomi Indonesia

Wilayah	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Indonesia	6,50	5,80	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90
Jawa Bali	6,85	6,11	7,27	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28
Luar Jawa Bali	6,44	5,77	6,89	6,91	6,94	6,97	7,00	7,03	7,06	7,08

6.2.2. Pertumbuhan Penduduk

Jumlah penduduk Indonesia pada tahun 2010 adalah 240,6 juta orang dan jumlah rumah tangga 61,2 juta KK berdasar sensus penduduk tahun 2010. Sedangkan untuk memperkirakan jumlah penduduk hingga tahun 2022 PLN menggunakan laju pertumbuhan penduduk dari Buku Proyeksi Penduduk Bappenas-BPS-UNFPA Desember 2012.

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

Pada Tabel 6.3 dapat dilihat perkiraan pertumbuhan penduduk untuk Jawa-Bali, luar Jawa-Bali dan Indonesia sepuluh tahun mendatang.

Tabel 6.3. Pertumbuhan Penduduk (%)

Tahun	Indonesia	Jawa - Bali	Luar Jawa Bali
2013	1,29	1,08	1,58
2014	1,26	1,06	1,53
2015	1,19	0,97	1,49
2016	1,16	0,96	1,43
2017	1,14	0,94	1,41
2018	1,12	0,93	1,37
2019	1,08	0,90	1,31
2020	1,02	0,82	1,28
2021	0,99	0,81	1,24
2022	0,97	0,79	1,20

Sumber: Proyeksi Penduduk 2010-2035 Bappenas-BPS-UNFPA, Desember 2012

6.3. Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik 2013-2022

Menunjuk asumsi-asumsi pada butir 6.2, kebutuhan tenaga listrik selanjutnya diproyeksikan dan hasilnya diberikan pada Tabel 6.4. Dari Tabel tersebut dapat dilihat bahwa kebutuhan energi listrik pada tahun 2022 akan menjadi 386 TWh, atau tumbuh rata-rata 8,4% per tahun. Sedangkan beban puncak *non coincident* pada tahun 2022 akan menjadi 64.930 MW atau tumbuh rata-rata 8,2% per tahun.

Tabel 6.4. Pertumbuhan Ekonomi, Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik dan Beban Puncak Periode 2013 – 2022

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi %	Sales TWh	Jumlah Beban Puncak (non-coincident) MW
2013	5,8	189 ,0	31.892
2014	6,0	207,8	34.987
2015	6,9	226,8	38.128
2016	6,9	246 ,5	41.303
2017	6,9	266,0	44.526
2018	6,9	286,4	47.850
2019	6,9	308,0	51.337
2020	6,9	331,6	55.226
2021	6,9	357,7	59.518
2022	6,9	386 ,6	64.299

Jumlah pelanggan pada tahun 2012 sebesar 49,7 juta akan bertambah menjadi 77,2 juta pada tahun 2022 atau bertambah rata-rata 2,7 juta per tahun. Penambahan pelanggan tersebut akan meningkatkan rasio elektrifikasi dari 75,2% pada 2012 menjadi 97,8% pada tahun 2022. Proyeksi jumlah penduduk, pertumbuhan pelanggan dan rasio elektrifikasi diperlihatkan pada Tabel 6.5.

Tabel 6. 5. Proyeksi Jumlah Penduduk, Pertumbuhan Pelanggan dan Rasio Elektrifikasi Periode 2013 – 2022

Tahun	Penduduk Juta	Pelanggan Juta	RE (%)	RE RUKN 08-27 (%)	RE Draft RUKN 10-29 (%)	RE Draft RUKN 12-31 (%)
2013	248,7	53,7	79,6			77,7
2014	251,9	56,8	82,6		83,2	80,0
2015	254,9	60,1	85,9	79,2		83,2
2016	257,8	63,3	88,9			86,4
2017	260,8	66,6	91,9			89,6
2018	263,7	69,0	93,7			92,8
2019	266,5	71,4	95,3		92,2	96,0
2020	269,2	73,8	96,8	90,4		99,2
2021	271,9	75,6	97,4			99,3
2022	274,5	77,2	97,7			99,3

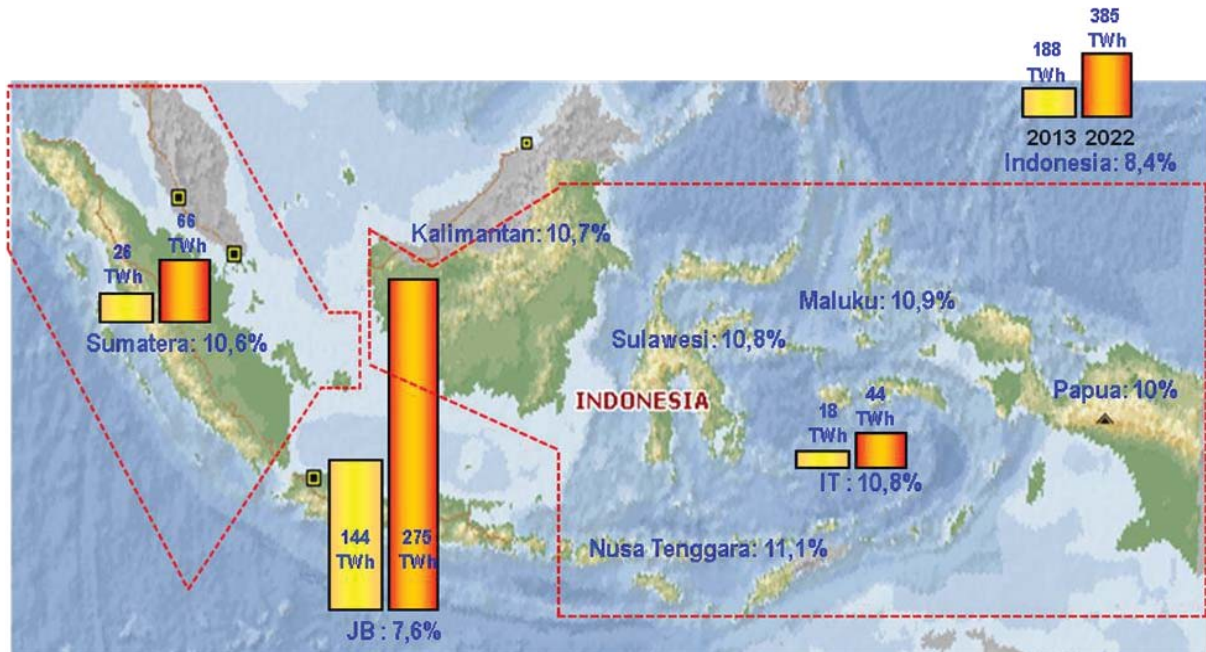
Dibandingkan dengan sasaran yang ingin dicapai oleh Pemerintah dalam RUKN tahun 2008 – 2027, rasio elektrifikasi dalam RUPTL ini pada tahun 2015 diproyeksikan akan lebih tinggi daripada RUKN (6,7%) sebagaimana dapat dilihat pada Tabel 6.6.

Tabel 6.6. Prakiraan Kebutuhan Listrik, Angka Pertumbuhan dan Rasio Elektrifikasi

URAIAN	Satuan	2013*	2014	2016	2018	2020	2022
1. Energi Demand	Twh						
- Indonesia		189,0	207,8	246,4	287,7	334,2	386,6
- Jawa Bali		144,0	157,2	183,5	211,5	241,8	274,8
- Indonesia Timur		18,5	21,2	26,9	32,3	38,7	46,0
- Indonesia Barat		26,5	29,4	35,9	43,9	53,6	65,7
2. Pertumbuhan	%						
- Indonesia		9,7	9,9	8,7	7,7	7,7	8,2
- Jawa Bali		8,8	9,1	8,3	6,8	6,8	7,5
- Indonesia Timur		16,2	14,5	12,0	9,5	9,5	9,0
- Indonesia Barat		10,4	11,0	10,5	10,5	10,6	10,8
3. Rasio Elektrifikasi	%						
- Indonesia		79,6	82,6	88,9	93,7	96,8	97,7
- Jawa Bali		80,6	83,8	90,3	95,2	98,6	99,3
- Indonesia Timur		72,0	75,7	82,1	87,5	91,5	93,9
- Indonesia Barat		83,5	85,6	91,1	94,9	96,8	96,5

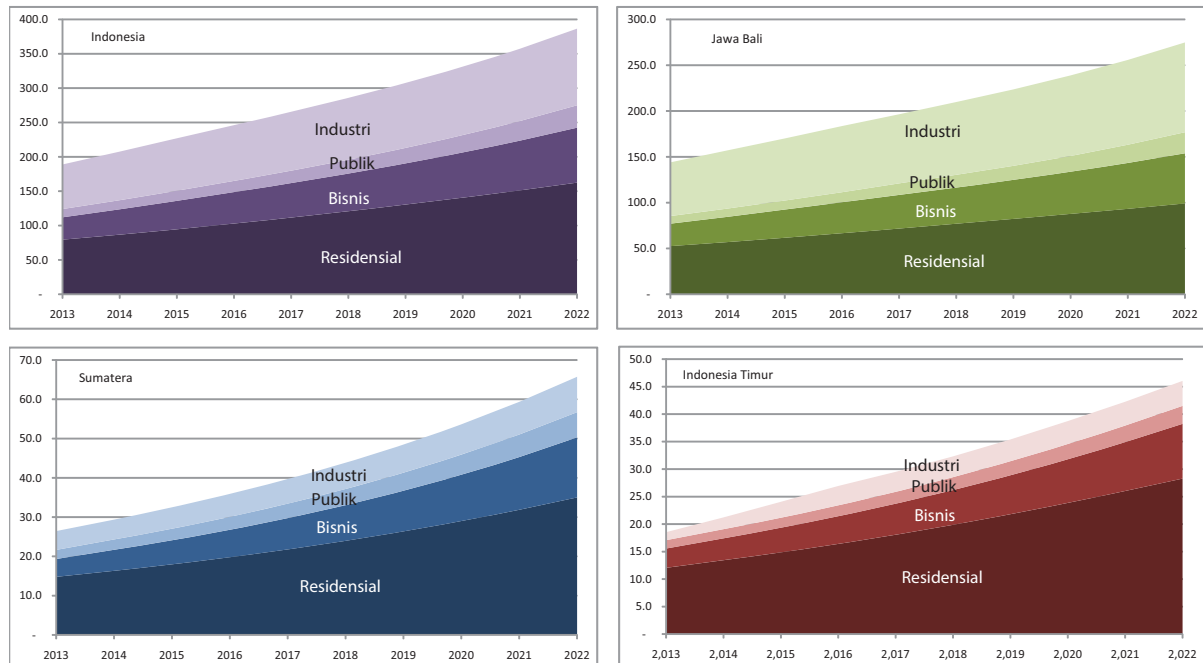
* Estimasi realisasi Energi Jual

Proyeksi prakiraan kebutuhan listrik periode 2013 – 2022 ditunjukkan pada Tabel 6.6 dan Gambar 6.1. Pada periode 2013 – 2022 kebutuhan listrik sistem Jawa Bali diperkirakan akan meningkat dari 144 TWh pada tahun 2013 menjadi 275 TWh pada tahun 2022, atau tumbuh rata-rata 7,6% per tahun. Untuk Indonesia Timur pada periode yang sama, kebutuhan listrik akan meningkat dari 18,5 TWh menjadi 46 TWh atau tumbuh rata-rata 11,2% per tahun. Wilayah Sumatera tumbuh dari 26,5 TWh pada tahun 2013 menjadi 65,7 TWh pada tahun 2022 atau tumbuh rata-rata 10,6% per tahun.



Gambar 6.1. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2013 dan 2022

Proyeksi penjualan tenaga listrik per kelompok pelanggan dapat dilihat pada Gambar 6.2 dan Tabel 6.7. Gambar tersebut memperlihatkan bahwa pada sistem Jawa – Bali kelompok pelanggan industri mempunyai porsi yang cukup besar, yaitu rata-rata 38,5% dari total penjualan. Sedangkan di Indonesia Timur dan Sumatera rata-rata porsi pelanggan industri adalah relatif kecil, yaitu masing-masing hanya 11% dan 15,8%. Pelanggan residensial masih mendominasi penjualan hingga tahun 2022, yaitu 62% untuk Indonesia Timur dan 55% untuk Sumatera.

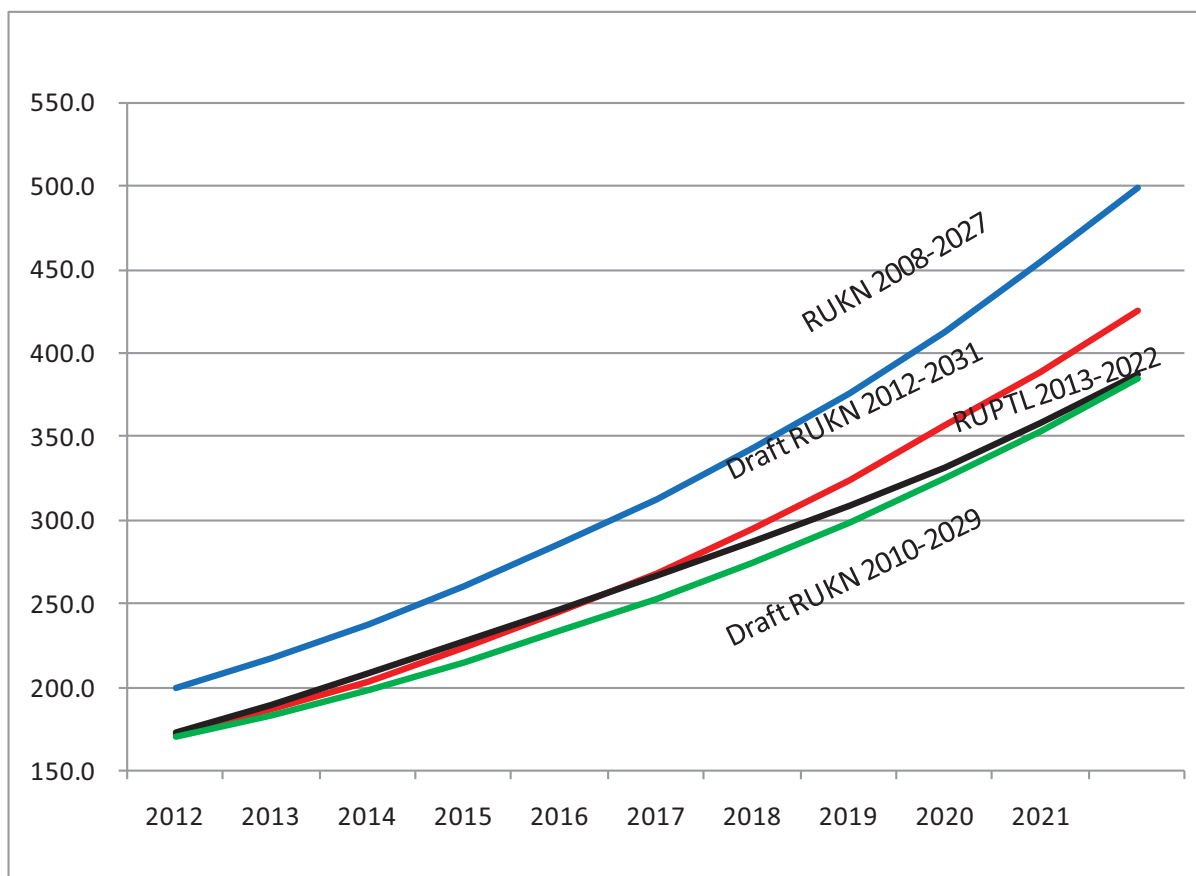


Gambar 6.2. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2013 – 2022

Tabel 6.7. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2013-2022 per Kelompok Pelanggan (GWh)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Jawa-Bali										
Rumah Tangga	52.628	57.011	61.663	66.613	71.857	77.062	82.306	87.680	93.275	99.164
Bisnis	24.510	27.560	30.728	33.700	36.658	39.592	42.541	45.862	50.098	54.744
Publik	8.259	9.004	9.933	11.058	12.514	13.748	15.360	17.392	19.869	22.947
Industri	58.613	63.589	67.871	72.212	75.778	79.833	83.881	88.294	92.830	97.994
Jumlah	144.010	157.164	170.196	183.583	196.808	210.235	224.089	239.228	256.072	274.850
Sumatera										
Rumah Tangga	14.813	16.339	17.984	19.791	21.787	23.979	26.380	29.006	31.879	35.028
Bisnis	4.534	5.355	6.127	6.993	7.974	9.087	10.353	11.791	13.428	15.291
Publik	2.312	2.629	2.941	3.289	3.676	4.108	4.591	5.130	5.733	6.409
Industri	4.798	5.052	5.455	5.860	6.251	6.684	7.168	7.710	8.322	9.019
Jumlah	26.458	29.375	32.507	35.933	39.688	43.859	48.491	53.637	59.363	65.746
Indonesia Timur										
Rumah Tangga	12.046	13.437	14.877	16.400	18.056	19.850	21.797	23.890	26.025	28.279
Bisnis	3.506	3.979	4.497	5.037	5.643	6.322	7.082	7.933	8.885	9.952
Publik	1.530	1.672	1.822	1.985	2.161	2.352	2.559	2.784	3.018	3.273
Industri	1.451	2.136	2.860	3.517	3.650	3.795	3.955	4.130	4.323	4.536
Jumlah	18.534	21.224	24.056	26.939	29.509	32.319	35.393	38.738	42.253	46.040
Indonesia										
Rumah Tangga	79.487	86.787	94.524	102.804	111.700	120.891	130.483	140.577	151.180	162.471
Bisnis	32.550	36.895	41.352	45.729	50.274	55.001	59.976	65.586	72.411	79.987
Publik	12.102	13.304	14.697	16.332	18.352	20.208	22.510	25.306	28.620	32.629
Industri	64.863	70.777	76.187	81.589	85.679	90.313	95.004	100.134	105.476	111.549
Jumlah	189.002	207.764	226.759	246.454	266.005	286.412	307.972	331.603	357.688	386.636

Hingga tahun 2017 proyeksi penjualan pada RUPTL 2013 – 2022 hampir sama dengan proyeksi pada draft RUKN 2012 – 2031 dan mulai tahun 2018 hingga 2022 RUPTL 2013 – 2022 lebih rendah dari Draft RUKN 2012 – 2031 namun sedikit lebih tinggi dari *Draft* RUKN 2010-2029, dan juga lebih rendah daripada RUKN 2008 – 2027 seperti terlihat pada Gambar 6.3.



Gambar 6.3. Perbandingan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik RUPTL dan RUKN

6.4. Rencana Pengembangan Pembangkit

6.4.1. Kategorisasi Kandidat Pembangkit

Wilayah Luar Jawa-Bali

Kandidat pembangkit yang digunakan pada simulasi penambahan pembangkit di Luar Jawa-Bali cukup bervariasi tergantung kepada kapasitas sistem. Untuk sistem Sumatera misalnya, kandidat PLTU batubara adalah 100 MW, 200 MW, 300 MW dan 400 MW. PLTG/GU pemikul beban puncak 100 MW, 150 MW. Untuk sistem Kalimantan dan Sulawesi, kandidat PLTU batubara adalah 25 MW, 50 MW, 100 MW dan 150 MW serta kandidat PLTG/GU pemikul beban puncak 50 MW sampai 100 MW. 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 750 MW, PLTG/GU LNG pemikul beban puncak 200-500 MW dan PLTA *Pumped Storage* 250 MW⁵¹. Selain itu terdapat beberapa PLTP kelas 55 MW dan 110 MW, serta PLTA. PLTN jenis *pressurised water reactor* kelas 1.000 MW juga disertakan sebagai kandidat dalam model optimisasi perencanaan pembangkitan.

⁵¹ Mengacu pada desain PLTA *Pumped Storage Upper* Cisokan

Pemilihan ukuran unit PLTU batubara untuk sistem Jawa-Bali sebesar 1.000 MW per unit didasarkan pada pertimbangan efisiensi⁵² dan kesesuaian dengan ukuran sistem tenaga listrik Jawa-Bali yang beban puncaknya sudah akan melampaui 25.000 MW.

Asumsi harga bahan bakar dapat dilihat pada Tabel 6.8.

Tabel 6.8. Asumsi Harga Bahan Bakar

Jenis Energi Primer	Harga	Nilai Kalor
Batubara – Sub Bituminous	USD 80/Ton	5.100 kcal/kg
Batubara – Lignite	USD 60/Ton	4.200 kcal/kg
Batubara – Lignite di Mulut Tambang	USD 35/Ton	< 4.000 kcal/kg
Gas alam	USD 7/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
LNG	USD 16/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
HSD *)	USD 0,86/Liter	9.070 kcal/l
MFO *)	USD 0,70/Liter	9.370 kcal/l
Uap Panas Bumi	(tidak mempengaruhi hasil simulasi perencanaan karena diperlakukan sebagai <i>fixed plant</i>)	
Bahan bakar nuklir	USD 1400 /kg	

*) Harga tersebut adalah untuk harga crude oil US\$100/barrel

6.4.2. Program Percepatan Pembangkit Berbahan Bakar Batubara (Perpres No. 71/2006 jo Perpres No.59/2009)

Dengan Peraturan Presiden No.71 Tahun 2006 yang direvisi dengan Peraturan Presiden No. 59 Tahun 2009 dan Peraturan Presiden No. 47 Tahun 2011, 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 6.9.

**Tabel 6.9. Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW
(Peraturan Presiden No.71/2006 jo Perpres No.59/2009) Status September 2013**

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU 2 di Banten (Labuan)	2x300	2009-2010
PLTU 1 di Jabar (Indramayu)	3x330	2011
PLTU 1 di Banten (Suralaya Unit 8)	1x625	2011
PLTU 3 di Banten (Lontar)	3x315	2011-2012
PLTU 2 di Jabar (Pelabuhan Ratu)	3x350	2013-2014
PLTU 1 di Jateng (Rembang)	2x315	2011
PLTU 2 di Jateng (PLTU Adipala)	1x660	2014
PLTU 1 di Jatim (Pacitan)	2x315	2013

⁵² Mengambil *benefit* dari *economies of scale* dan menggunakan teknologi boiler *supercritical* yang mempunyai efisiensi jauh lebih tinggi daripada teknologi *subcritical*.

**Tabel 6.9. Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW
(Peraturan Presiden No.71/2006 jo Perpres No.59/2009) Status September 2013**

lanjutan

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU 2 di Jatim (Paiton Unit 9)	1x660	2012
PLTU 3 di Jatim (Tanjung Awar-awar)	2x350	2013-2014
PLTU di Aceh (Meulaboh/Nagan Raya)	2x110	2013-2014
PLTU 2 di Sumut (Pangkalan Susu)	2x220	2014-2015
PLTU 1 di Riau (Bengkalis)	2x10	Batal
PLTU Tenayan di Riau	2x110	2015
PLTU di Kepri (Tanjung Balai)	2x7	2013
PLTU 4 di Babel (Belitung)	2x16,5	2014
PLTU 3 di Babel (Air Anyer)	2x30	2013-2014
PLTU 2 di Riau (Selat Panjang)	2x7	Batal
PLTU 2 di Kalbar (Pantai Kura-Kura)	2x27,5	2015
PLTU di Sumbar (Teluk Sirih)	2x112	2013-2014
PLTU di Lampung (Tarahan Baru)	2x100	2013
PLTU 1 di Kalbar (Parit Baru)	2x50	2015
PLTU di Kaltim (Teluk Balikpapan)	2x110	2014
PLTU 1 di Kalteng (Pulang Pisau)	2x60	2015
PLTU di Kalsel (Asam-Asam)	2x65	2013
PLTU 2 di Sulut (Amurang)	2x25	2012
PLTU di Gorontalo (Anggrek)	2x25	2015
PLTU di Maluku Utara (Tidore)	2x7	2014
PLTU 2 di Papua (Jayapura)	2x10	2014
PLTU 1 di Papua (Timika)	2x7	Batal
PLTU di Maluku (Ambon)	2x15	2014-2015
PLTU di Sultra (Kendari)	2x10	2012-2013
PLTU di Sulsel (Barru)	2x50	2012-2013
PLTU 2 di NTB (Lombok)	2x25	2014
PLTU 1 di NTT (Ende)	2x7	2013
PLTU 2 di NTT (Kupang)	2x16,5	2013
PLTU 1 di NTB (Bima)	2x10	2014-2015
PLTU 1 Sulut	2x25	2016-2017
PLTU 2 di Kalteng	2x7	Batal

Sampai dengan September 2013 pembangunan Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW yang telah selesai dan beroperasi komersial adalah PLTU Labuan (2x300 MW), PLTU Suralaya Unit 8 (625 MW), PLTU Indramayu (3x330 MW), PLTU Lontar (3x315 MW), PLTU Rembang (2x315 MW), PLTU Paiton Unit 9 (660 MW) dan PLTU Pacitan (2x315 MW). Untuk Sumatera dan Indonesia Timur yang telah selesai dan beroperasi komersial adalah PLTU Asam-Asam (2x65 MW), PLTU Barru (2x50 MW), PLTU Amurang (2x25 MW), PLTU Kendari (1x10 MW) dan PLTU Tanjung Balai Karimun Unit 2 (1x7 MW).

6.4.3. Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2

Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 (FTP2) yang ditetapkan dengan Peraturan Presiden No. 4 Tahun 2010 jo Peraturan Presiden No. 48 Tahun 2011 dan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) No. 15/2010 jo Peraturan Menteri ESDM No. 01/2012 jo Peraturan Menteri ESDM No. 21/2013 mempunyai kapasitas total 17.918 MW yang terdiri dari PLTU batubara 10.870 MW, PLTP 4.965 MW, PLTG 280 MW dan PLTA 1.803 MW, dengan rincian pada Tabel 6.10.

Tabel 6.10. Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2

Provinsi	Pemilik	Jenis	Proyek Pembangkit	MW	COD
Aceh	Swasta	PLTA	Peusangan-4	83	2020
		PLTP	Jaboi	10	2019
		PLTP	Seulawah Agam	2 x 55	2021-2022
Banten	Swasta	PLTP	Endut	1 x 55	2021
		PLTP	Rawa Dano	1 x 110	2019
Bengkulu	PLN	PLTP	Hululais	2 x 55	2018-2019
Jambi	PLN	PLTP	Sungai Penuh	2 x 55	2024
Jawa Barat	PLN	PLTA	Upper Cisokan PS	4 x 260	2017
		PLTA	Jatigede	2 x 55	2017
		PLTU	Indramayu	1 x 1.000	2022
		PLTU	Jawa-6	2 x 1.000	2021
	Swasta	PLTP	Cibuni	1 x 10	2019
		PLTP	Cisolok-Cisukarame	1 x 50	2019
		PLTP	Gn. Ciremai	2 x 55	2021
		PLTP	Kamojang 5	1 x 30	2015
		PLTP	Karaha Bodas	1 x 30	2016
		PLTP	Karaha Bodas	2 x 55	2019
		PLTP	Patuha	3 x 55	2014&2017
		PLTP	Tampomas	1 x 45	2019
		PLTP	Tangkuban Perahu 1	2 x 55	2019
		PLTP	Tangkuban Perahu 2	2 x 30	2019
		PLTP	Wayang Windu	2 x 110	2019
		PLTU	Jawa-1	1 x 1.000	2018
		PLTU	Jawa-3	2 x 660	2019-2020
		PLTU	Jawa-5	2 x 1.000	2019-2020
Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Baturaden	2 x 110	2019
		PLTP	Dieng	55 + 60	2017
		PLTP	Guci	1 x 55	2019
		PLTP	Umbul - Telomoyo	1 x 55	2021
		PLTP	Ungaran	1 x 55	2019
		PLTU	Jawa-4	2 x 1.000	2019-2020

Tabel 6.10. Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2

lanjutan

Provinsi	Pemilik	Jenis	Proyek Pembangkit	MW		COD
Jawa Timur	Swasta	PLTP	Ijen	2 x	55	2019
		PLTP	Iyang Argopuro	1 x	55	2020
		PLTP	Wilis/Ngebel	3 x	55	2019 - 2020
		PLTU	Madura	2 x	200	2022
Kalbar	PLN	PLTU	Parit Baru	2 x	50	2016
Kalsel	Swasta	PLTU	Kalsel	2 x	100	2017 - 2018
Kalteng	PLN	PLTG	Bangkanai		280	2015 - 2017
Kaltim	Swasta	PLTU	Kaltim	2 x	100	2017 - 2018
Lampung	Swasta	PLTA	Semangka		56	2017
		PLTP	Danau Ranau	2 x	55	2022
		PLTP	Rajabasa	2 x	110	2021 - 2022
		PLTP	Suoh Sekincau	2 x	110	2021 - 2022
		PLTP	Ulubelu 3 dan 4	2 x	55	2016 - 2017
		PLTP	Wai Ratai		55	2022
Maluku	PLN	PLTP	Tulehu	2 x	10	2018
Maluku Utara	Swasta	PLTP	Jailolo	2 x	5	2019
NTB	PLN	PLTP	Songa Wayaua		5	2019
		PLTP	Sembalun	2 x	10	2020
	Swasta	PLTU	Lombok	2 x	25	2017
		PLTP	Huu		20	2021
NTT	Swasta	PLTP	Atadei		5	2017
		PLTP	Mataloko		5	2018
		PLTP	Sokoria	3 x	5	2018 - 2020
		PLTP	Oka Ile Ange		10	2020
Sulsel	PLN	PLTU	Punagaya	2 x	100	2016
	Swasta	PLTA	Bonto Batu		110	2019
		PLTA	Malea		90	2020
Sulteng	Swasta	PLTP	Bora Pulu		55	2022
		PLTP	Marana/Masaingi		20	2022
Sulut	PLN	PLTP	Kotamobagu 1 dan 2	2 x	20	2022
		PLTP	Kotamobagu 3 dan 4	2 x	20	2022
	Swasta	PLTP	Lahendong V dan VI	2 x	20	2017 - 2018
Sumbar	PLN	PLTA	Masang-2		55	2020
	Swasta	PLTP	Bonjol	3 x	55	2022
		PLTP	Muara Laboh	4 x	55	2017 - 2018
Sumsel	Swasta	PLTP	Lumut Balai	4 x	55	2017 - 2019
		PLTP	Rantau Dadap	4 x	55	2019 - 2020

Tabel 6.10. Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2

lanjutan

Provinsi	Pemilik	Jenis	Proyek Pembangkit	MW	COD
Sumut	PLN	PLTA	Asahan III	174	2018
		PLTU	Pangkalan Susu 3 dan 4	2 x 200	2016 - 2017
	Swasta	PLTA	Hasang	40	2018
		PLTA	Wampu	45	2015
		PLTP	Sarulla 1	3 x 110	2017 - 2018
		PLTP	Sarulla 2	110	2022
		PLTP	Simbolon Samosir	110	2022
		PLTP	Sipoholon Ria-ria	55	2022
		PLTP	Sorik Marapi	3 x 80	2020 - 2021
Jumlah				17.918	

Proyek-proyek berikut ditambahkan di FTP2 melalui Peraturan Menteri ESDM No. 21/2013: PLTU Jawa 1, Jawa 3, Jawa 4, Jawa 5, Jawa 6, PLTA Jatigede dan PLTP Oka ile Ange. Sementara proyek berikut dikeluarkan dari FTP2: PLTP Kamojang 6, PLTA Rajamandala, PLTA Simpang Aur, PLTU Bangka Baru 1, semua PLTGB dan PLTU skala kecil.

Porsi pembangkit EBT (PLTP dan PLTA) dalam FTP2 akan menjadi 38%. Pengembangan ini merupakan bagian dari rencana yang lebih besar lagi dalam RUPTL yang mencapai 13.000 MW hingga tahun 2022. Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 sebesar 17.918 MW tersebut terdiri atas 5.749 MW sebagai proyek PLN dan 12.169 MW sebagai proyek IPP.

6.4.4. Program Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) berdasarkan PerPres No. 67/2005 jo PerPres No. 13/2010

Pada saat ini terdapat 4 proyek kelistrikan dalam buku KPS 2013 yang diterbitkan oleh Bappenas seperti ditunjukkan pada Tabel 6.11.

Tabel 6.11. Proyek yang Terdapat dalam Buku KPS 2013 Bappenas

No	Nama Proyek	Kapasitas	Provinsi	Status	Keterangan
1	PLTU Jateng	2x1000 MW	Jateng	Sudah PPA	Proses <i>financial closing</i>
2	PLTU Sumsel-9	2x600 MW	Sumsel	Prioritas	Proses Pengadaan
3	PLTU Sumsel-10	1x600 MW	Sumsel	Prioritas	Proses Pengadaan
4	PLTA Karama	450 MW	Sulbar	Prioritas	Review FS

6.4.5. Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang

Dalam RUPTL ini terdapat rencana pembangunan 7.785 MW PLTU batubara yang berlokasi di dekat tambang batubara di Sumatera. 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 pantai⁵³ dan diperlukan investasi

⁵³ PLTU mulut tambang lebih mahal karena dimensi *boiler* lebih besar dan sistem pendingin membutuhkan '*cooling tower*'.

transmisi untuk menyalurkan listrik dari PLTU mulut tambang ke pusat beban.

Untuk menjamin *economic sustainability* suatu PLTU mulut tambang, diperlukan adanya kebijakan Pemerintah yang menetapkan harga batubara untuk PLTU mulut tambang tidak mengikuti harga pasar internasional. PLN telah mengusulkan kepada Pemerintah agar harga batubara untuk PLTU mulut tambang ditetapkan berdasarkan '*cost plus*'.

6.4.6. Rencana Penambahan Kapasitas (Gabungan Indonesia)

Rencana penambahan kapasitas pembangkit gabungan seluruh Indonesia ditunjukkan pada Tabel 6.11. Kapasitas tersebut hanya meliputi pembangkit-pembangkit yang direncanakan untuk sistem-sistem besar (interkoneksi), dan sudah mencakup Program Percepatan Pembangkit Tahap 1 dan 2.

Tabel 6.12. Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW)

Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Jumlah
PLN											
PLTU	2.404	2.270	1.067	1.172	318	50	-	15	2.000	1.000	10.296
PLTP	-	5	-	-	-	75	55	20	-	80	235
PLTGU	-	80	330	900	150	900	-	-	-	-	2.360
PLTG	108	524	607	831	130	8	-	-	3	-	2.211
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	6	10	7	5	3	-	-	-	-	-	30
PLTA	-	20	-	10	228	201	-	55	-	164	678
PS	-	-	-	-	1.040	-	-	-	-	-	1.040
PLT Lain	-	-	2	1	-	-	-	-	-	-	3
Jumlah	2.518	2.908	2.013	2.919	1.869	1.234	55	90	2.003	1.244	16.852
IPP											
PLTU	60	661	463	1.674	614	6.368	4.710	3.060	-	400	18.010
PLTP	-	55	30	85	580	420	1.590	615	625	625	4.625
PLTGU	90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90
PLTG	142	15	20	10	-	-	-	-	-	-	187
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	16	97	171	224	209	10	-	-	-	-	727
PLTA	-	-	45	-	103	40	110	273	766	510	1.847
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	6	50	-	10	-	-	-	-	-	-	66
Jumlah	314	878	729	2.003	1.506	6.838	6.410	3.948	1.391	1.535	25.552
Unallocated											
PLTU	-	-	15	45	1.082	921	2.223	2.565	932	1.880	9.663
PLTP	-	-	-	-	-	-	20	15	45	1.120	1.200
PLTGU	-	-	-	300	800	1.450	-	-	-	-	2.550
PLTG	-	-	15	535	143	120	165	60	120	120	1.278
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	2	20	29	21	5	3	-	-	79
PLTA	-	-	-	-	10	43	276	343	407	150	1.229
PS	-	-	-	-	-	-	-	450	450	-	900

Tabel 6.12. Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW)

lanjutan

Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2010	2021	2022	Jumlah
PLT Lain	-	-	64	126	20	-	-	-	-	4	214
Jumlah	-	-	96	1.026	2.084	2.555	2.689	3.435	1.954	3.274	17.112
Total											
PLTU	2.464	2.931	1.545	2.891	2.014	7.339	6.933	5.640	2.932	3.280	37.969
PLTP	-	60	30	85	580	495	1.665	650	670	1.825	6.060
PLTGU	90	80	330	1.200	950	2.350	-	-	-	-	5.000
PLTG	250	539	642	1.376	273	128	165	60	123	120	3.676
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	21	107	180	249	241	31	5	3	-	-	836
PLTA	-	20	45	10	341	284	386	671	1.173	824	3.753
PS	-	-	-	-	1.040	-	-	450	450	-	1.940
PLT Lain	6	50	65	137	20	-	-	-	-	4	282
Jumlah	2.831	3.786	2.838	5.948	5.459	10.627	9.154	7.473	5.348	6.053	59.515

Tabel 6.12 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit selama 10 tahun mendatang (periode 2013 – 2022) untuk seluruh Indonesia adalah 59,5 GW atau pertambahan kapasitas rata-rata mencapai 6 GW per tahun.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 38 GW atau 63,8%, sementara PLTGU gas dengan kapasitas 5 GW atau 8,4% dan PLTG/MG sebesar 3,7 GW atau 6,2%. Untuk energi terbarukan, yang terbesar adalah PLTA sebesar 6,5 GW atau 11,0% dari kapasitas total, disusul oleh panas bumi sebesar 6,0 GW atau 10,2%. Sedangkan pembangkit lain sebesar 0,3 GW atau 0,5% berupa pembangkit termal modular, PLTS, PLTB dan lainnya.

6.4.7. Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Wilayah Luar Jawa-Bali

Sistem PLN di wilayah Luar Jawa-Bali terdiri dari 6 sistem interkoneksi, yaitu: (1) Sistem Sumatera, (2) Sistem Kalimantan Barat, (3) Sistem Kalimantan Selatan-Tengah, Sistem Kalimantan Timur, (4) Sistem Sulawesi Utara-Gorontalo, (5) Sistem Sulawesi Selatan, serta (6) Sistem Lombok.

Di luar sistem interkoneksi tersebut pada saat ini terdapat 5 sistem *isolated* yang cukup besar dengan beban puncak di atas 50 MW, yaitu Bangka, Tanjung Pinang, Palu, Kendari dan Kupang, serta terdapat beberapa sistem *isolated* dengan beban puncak di atas 10 MW, yaitu Takengon, Sungai Penuh, Rengat, Tanjung Balai Karimun, Belitung, Sintang, Ketapang, Sampit, Pangkalan Bun, Bontang, Sangatta, Tanjung Redep, Luwuk, Kolaka, Bau-Bau, Ambon, Ternate, Jayapura, Sorong, Sumbawa, Bima.

Penambahan Pembangkit Wilayah Operasi Sumatera

Pada Tabel 6.13 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu 2013-2022 untuk wilayah operasi Sumatera.

Tabel 6.13. Kebutuhan Pembangkit Wilayah Operasi Sumatera (MW)

Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Jumlah
PLN											
PLTU	480	519	587	492	203	-	-	-	-	-	2.281
PLTP	-	-	-	-	-	55	55	-	-	-	110
PLTGU	-	80	30	-	-	750	-	-	-	-	860
PLTG	-	467	300	500	-	-	-	-	-	-	1.267
PLTD											-
PLTM											-
PLTA	-	-	-	-	88	174	-	55	-	-	317
PLT Lain											-
Jumlah	480	1.066	917	992	291	979	55	55	-	-	4.835
IPP											-
PLTU	40	455	193	314	157	1.207	400	400	-	-	3.166
PLTP	-	-	-	55	330	390	305	490	385	550	2.505
PLTGU	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
PLTG	-	15	-	10	-	-	-	-	-	-	25
PLTD											-
PLTM	2	43	65	53	-	-	-	-	-	-	163
PLTA	-	-	45	-	56	40	-	83	350	510	1.084
PLT Lain											-
Jumlah	72	513	303	432	543	1.637	705	973	735	1.060	6.973
Unallocated											-
PLTU	-	-	15	15	314	350	931	1.287	400	330	3.642
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	20	220	240
PLTGU	-	-	-	300	-	-	-	-	-	-	300
PLTG	-	-	-	25	17	60	60	10	-	40	212
PLTD											-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	59	225	-	284
PLT Lain	-	-	-	71	9	-	-	-	-	-	80
Jumlah	-	-	15	411	340	410	991	1.356	645	590	4.758
Total											-
PLTU	520	974	795	821	674	1.557	1.331	1.687	400	330	9.089
PLTP	-	-	-	55	330	445	360	490	405	770	2.855
PLTGU	30	80	30	300	-	750	-	-	-	-	1.190
PLTG	-	482	300	535	17	60	60	10	-	40	1.504
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	2	43	65	53	-	-	-	-	-	-	163
PLTA	-	-	45	-	144	214	-	197	575	510	1.685
PLT Lain	-	-	-	71	9	-	-	-	-	-	80
Jumlah	552	1.579	1.235	1.835	1.174	3.026	1.751	2.384	1.380	1.650	16.565

Tabel 6.13 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2013 – 2022 adalah 16,6 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 1,7 GW per tahun, termasuk PLTM skala kecil tersebar sebesar 163 MW dan PTMPD 80 MW.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit thermal yang akan dibangun, yaitu mencapai 9,1 GW atau 54,9%, disusul oleh PLTG/MG dengan kapasitas 1,5 GW atau 9,1% dan PLTGU 1,2 GW atau 7,2%. Sementara untuk energi terbarukan khususnya panas bumi sebesar 2,9 GW atau 17,2%, PLTA/PLTM/*pumped storage* sebesar 1,8 GW atau 11,2%, dan pembangkit lainnya 0,08 GW atau 0,5%.

Neraca Daya

Neraca daya sistem Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.14

Tabel 6.14. Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2013 – 2022

Proyek		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kebutuhan											
Produksi	GWh	28.935	31.603	34.918	38.562	42.599	47.047	51.981	57.456		70.312
Faktor Beban	%	70	69	69	70	70	71	72	72	73	73
Beban Puncak Bruto	MW	4.742	5.227	5.770	6.316	6.912	7.566	8.288	9.088	9.976	10.961
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	5.722	5.607	5.492	4.832	4.542	4.384	4.384	4.384	4.384	4.384
Daya Mampu	MW	4.711	4.672	4.542	4.019	3.849	3.742	3.742	3.742	3.742	3.742
PLN	MW	3.126	3.093	3.093	2.960	2.795	2.773	2.773	2.773	2.773	2.773
SEWA	MW	728	728	688	298	293	208	208	208	208	208
IPP	MW	857	851	761	761	761	761	761	761	761	761
Retired & Mothballed (PLN)	MW	90	33	-	133	166	22	-	-	-	-
Tambahan Kapasitas											
PLN ON-GOING & COMMITTED											
Tarahan (FTP1)	PLTU	200									
Meulaboh (Nagan Raya) #1,2 (FTP1)	PLTU	110	110								
Teluk Sirih #1,2 (FTP1)	PLTU	112	112								
Pangkalan Susu #1,2 (FTP1)	PLTU		220	220							
Riau (Amandemen FTP1)	PLTU			220							
Pangkalan Susu #3,4 (FTP2)	PLTU				200	200					
Sungai Gelam (CNG/Peaker)	PLTMG		92								
Duri	PLTMG		112								
Arun (Peaker)	PLTG/MG			200							
Batanghari	PLTGU			30							
Keramasan	PLTGU		80								
Hululais (FTP2)	PLTP						55	55			
Sungai Penuh (FTP2)	PLTP										
Peusangan 1-2	PLTA					88					
Asahan III (FTP2)	PLTA						174				
Masang-2 (FTP2)	PLTA								55		
SEWA											
Dumai	PLTU				240						
Lampung (Sribawono + Sutami)	PLTG/MG		200					-200			
Payo Selincih	PLTG/MG		50					-50			
Tanjung Jabung Timur	PLTG/MG			100					-100		
TAMBAHAN SEWA (PLTD/PLTG/MG)											

Tabel 6.14. Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2013-2022

lanjutan

Proyek		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Sumbagut	MW	165	265			-175	-255				
Sumbagselteng	MW	50	80			-130					
IPP ON-GOING & COMMITTED											
Banjarsari	PLTU		230								
Keban Agung	PLTU		225								
Sumsel - 5	PLTU			150	150						
Sumsel - 7	PLTU				150	150					
Riau Kemitraan (PLN-TNB-PTBA)	PLTU						1.200				
Jambi	PLTU							400	400		
Gunung Megang, ST Cycle	PLTGU	30									
Lumut Balai (FTP2)	PLTP					55	55	110			
Ulubelu #3,4 (FTP2)	PLTP				55	55					
Sarulla I (FTP2)	PLTP					110	220				
Muara Laboh (FTP2)	PLTP					110	110				
Rantau Dadap (FTP2)	PLTP							110	110		
Sorik Marapi (FTP2)	PLTP								80	160	
Seulawah Agam (FTP2)	PLTP									55	55
Rajabasa (FTP2)	PLTP									110	110
Suoh Sekincau (FTP2)	PLTP									110	110
Sipoholon Ria-Ria (FTP2)	PLTP										55
Wai Ratai (FTP2)	PLTP										55
Sarulla II (FTP2)	PLTP										110
Simbolon Samosir (FTP2)	PLTP										110
Danau Ranau (FTP2)	PLTP										110
Bonjol (FTP2)	PLTP										165
PLTM Tersebar Sumut	PLTM		25	25	46						
Wampu (FTP2)	PLTA			45							
Semangka (FTP2)	PLTA					56					
Hasang (FTP2)	PLTA						40				
Merangin	PLTA									350	
Peusangan-4 (FTP2)	PLTA								83		
Batang Toru (Tapsel)	PLTA										510
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Meulaboh (Nagan Raya) #3,4	PLTU						200	200			
Sumut-1	PLTU					300					
Sumut-2	PLTU								300	300	
Sumsel-1 MT	PLTU								600		
Sumsel-6 MT	PLTU							300	300		
Sumbagsel-1 MT	PLTU						150	150			
Bengkulu	PLTU							200			
Banyuasin	PLTU										230
Aceh	PLTG				25						
Riau	PLTGU				50						
Lampung Peaker	PLTG/MG				200						
Jambi Peaker	PLTG/MG				100						
Riau Peaker	PLTG/MG				200						
Sumbagut-1 Peaker	PLTGU/MGU				250						

Tabel 6.14. Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2013-2022

lanjutan

Proyek		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Sumbagut-2 Peaker (Arun)	PLTGU/MGU						250				
Sumbagut-3 Peaker (Medan)	PLTGU/MGU						250				
Sumbagut-4 Peaker (Medan)	PLTGU/MGU						250				
G. Talang	PLTP									20	
Kepahiyang	PLTP										220
Simonggo-2	PLTA									90	
Meureubo-2	PLTA								59		
Ketahun-3	PLTA									61	
Kumbih-3	PLTA									42	
Sibundong-4	PLTA									32	
Total Tambahan	MW	667	1.801	990	1.666	819	2.699	1.275	1.887	1.330	1.840
Total Kapasitas Sistem	MW	6.389	8.075	8.950	9.956	10.485	12.426	13.701	15.588		18.758
Total Daya Mampu Netto	MW	5.378	7.140	8.000	9.143	9.792	11.784	13.059	14.946		18.116

Neraca Daya sistem interkoneksi Sumatera direncanakan dengan *reserve margin* yang tinggi, yaitu mencapai 65% pada tahun 2022, angka ini sudah lebih rendah bila dibandingkan *reserve margin* pada RUPTL 2012-2021 yang mencapai 70% pada tahun 2018. Potensi beban di Sumatera masih bisa lebih tinggi dari yang telah direncanakan. Dengan *reserve margin* yang cukup tinggi maka memungkinkan untuk mengambil potensi beban yang tinggi tersebut. Namun apabila *reserve margin* lebih rendah dari 40% perlu dilakukan pengendalian beban.

Pada RUPTL 2013 – 2022 terdapat rencana tambahan pembangkit baru pada sistem Sumatera, yaitu sebagai berikut :

- PLTU Sumut-1 (300 MW), COD tahun 2017.
- PLTU Sumut-2 (2x300 MW), COD tahun 2020/2021.
- PLTU Sumbagsel-1 MT (2x150 MW), COD tahun 2018/2019.
- PLTU Bengkulu (2x100 MW), COD tahun 2019.
- PLTGU/MGU Sumbagut-2 *peaker* (250 MW), COD tahun 2018.
- PLTGU/MGU Sumbagut-3 (250 MW), COD tahun 2018.
- PLTGU/MGU Sumbagut-4 (250 MW), COD tahun 2018.
- PLTA Meurebo-2 (59 MW), COD tahun 2020.

Proyek-proyek Strategis

1. Proyek PLTU Percepatan Tahap I (PLTU Meulaboh, PLTU Pangkalan Susu, PLTU Sumbar Pesisir, PLTU Tarahan, PLTU Tenayan) dan PLTA Peusangan 1-2 serta PLTA Asahan III, merupakan proyek yang sangat strategis karena selain proyek-proyek ini akan dapat mengatasi defisit pasokan daya yang saat ini terjadi juga sekaligus akan mengurangi pemakaian BBM dari pembangkit-pembangkit yang eksisting.
2. Pembangkit-pembangkit *Peaker* yaitu : PLTMG Arun (200 MW), Sumbagut-1 (250 MW), Riau (200 MW), Jambi (100 MW) dan Lampung (200 MW) merupakan proyek pembangkit strategis karena untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sistem Sumatera pada saat beban puncak yang saat ini masih dioperasikan dengan BBM.
3. PLTU Mulut Tambang Riau Kemitraan (1200 MW), COD tahun 2018 merupakan proyek strategis karena terkait dengan rencana interkoneksi Sumatera – Semenanjung Malaysia melalui transmisi HVDC 250 kV, sebagai realisasi ASEAN Power Grid yang telah diratifikasi oleh Pemerintah Indonesia.
4. Pembangkit skala besar yang listriknya juga akan disalurkan ke sistem interkoneksi Sumatera disamping ditransfer ke Jawa melalui transmisi 500 kV HVDC harus dapat diselesaikan selaras dengan penyelesaian proyek interkoneksi Jawa-Sumatera 500 kV HVDC.

5. PLTA Merangin 350 MW di Provinsi Jambi akan memenuhi kebutuhan sistem Sumatera dan sekaligus menurunkan BPP.

Penambahan Pembangkit Wilayah Operasi Indonesia Timur

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban periode 2013 – 2022, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 11,45 GW untuk seluruh wilayah operasi Indonesia Timur, termasuk *committed* dan *ongoing projects* seperti ditunjukkan pada Tabel 6.15 di bawah.

Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTU Batubara yang mencapai 6,3 GW (55,2%), disusul PLTG/GU/MG 2,6 GW (22,8%), kemudian PLTA/PLTM 2,0 GW (15,0%) dan PLTP serta pembangkit lainnya 0,1 GW (1,3%).

Tabel 6.15. Rencana Penambahan Pembangkit Wilayah Operasi Indonesia Timur (MW)

Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Jumlah
PLN											
PLTU	244	391	480	680	115	50	-	15	-	-	1.975
PLTP	-	5	-	-	-	20	-	20	-	80	125
PLTGU	-	-	-	300	150	150	-	-	-	-	600
PLTG	108	-	155	330	130	5	-	-	-	-	728
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	5,55	10	7	5	3	-	-	-	-	-	30
PLTA	-	20	-	10	30	27	-	-	-	164	251
PLT Lain	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	2
Jumlah	358	426	644	1.325	428	252	-	35	-	244	3.710
IPP											-
PLTU	20	76	20	121	457	811	100	-	-	-	1.605
PLTP	-	-	-	-	25	30	20	15	20	75	185
PLTGU	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60
PLTG	142	-	20	-	-	-	-	-	-	-	162
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	8	33	38	45	78	10	-	-	-	-	212
PLTA	-	-	-	-	-	-	110	190	416	-	716
PLT Lain	6	-	-	10	-	-	-	-	-	-	16
Jumlah	236	109	78	176	560	851	230	205	436	75	2.956
Unallocated											-
PLTU	-	-	-	30	453	571	292	278	532	550	2.706
PLTP	-	-	-	-	-	-	10	15	25	45	95
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	-	-	15	510	126	60	105	50	120	80	1.066
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	2	20	29	21	5	3	-	-	79
PLTA	-	-	-	-	10	43	77	284	182	150	746
PLT Lain	-	-	64	55	11	-	-	-	-	4	133
Jumlah	-	-	81	615	628	695	489	629	859	829	4.824

Tabel 6.15. Rencana Penambahan Pembangkit Wilayah Operasi Indonesia Timur (MW)

lanjutan

Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Jumlah
PLTU	264	467	500	831	1.025	1.432	392	293	532	550	6.286
PLTP	-	5	-	-	25	50	30	50	45	200	405
PLTGU	60	-	-	300	150	150	-	-	-	-	660
PLTG	250	-	190	840	256	65	105	50	120	80	1.956
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	13	42	48	70	110	31	5	3	-	-	321
PLTA	-	20	-	10	40	70	187	474	598	314	1.712
PLT Lain	6	-	65	65	11	-	-	-	-	4	151
Jumlah	593	534	803	2.116	1.616	1.798	719	869	1.295	1.148	11.491

Neraca Daya Sistem Kalbar:

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Kalbar periode 2013-2022 sebagaimana terdapat pada Tabel 6.16 berikut :

Tabel 6.16. Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2013 – 2022

Proyek		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kebutuhan											
Produksi	GWh	1.371	1.632	1.855	2.373	2.907	3.302	3.675	4.088	4.544	5.040
Faktor Beban	%	67	67	66	66	66	66	66	66	67	67
Beban Puncak	MW	234	280	319	413	506	575	636	703	776	856
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	335	434	136	79	131	139	139	139	139	139
Daya Mampu	MW	270	360	123	71	119	126	126	126	126	126
PLN	MW	105	105	30	30	30	30	30	30	30	30
PLTG-HSD PLN (Siantan)	MW	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
PLTD-MFO PLN (Sei Raya & Siantan)	MW	61	61	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD-MFO PLN (Sei Wie & Sudirman)	MW	14	14	-	-	-	-	-	-	-	-
Interkoneksi sistem-sistem isolated	MW	-	-	-	41	89	96	96	96	96	96
Sewa	MW	164	254	93	-	-	-	-	-	-	-
Retired & Mothballed (PLN)	MW	-	-	75	-	-	-	-	-	-	-
Tambahan Kapasitas											
PLN ON-GOING DAN COMMITTED											
Pantai Kura-Kura (FTP1)	PLTU			55							
Parit Baru (FTP1)	PLTU			100							
Parit Baru (FTP2)	PLTU				100						
IPP ON-GOING DAN COMMITTED											
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Kalbar - 1	PLTU					100	100				
Kalbar - 2 (usulan baru)	PLTU								200	200	
Peaker	PLTG/MG					100					
Nanga Pinoh*)	PLTA										98
Pade Kembang	PLTA										30
Power Purchase dgn SESCo (Peaking)	275 KV			180							
Power Purchase dgn SESCo (Baseload)	275 KV			50					-50		
Total Tambahan	MW	0	0	385	100	200	100	0	150	200	128
Total Kapasitas Sistem	MW	335	434	471	514	766	874	874	1074	1274	1402
Total Daya Mampu Netto	MW	270	360	508	556	804	911	911	1061	1261	1389

Interkoneksi dengan SESCO dapat diperpanjang, namun dengan masuknya PLTU Kalbar-2, import dari SESCO hanya untuk Peaking.

Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra:

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Kalseltengtimra (Kalimantan Selatan, Tengah, Timur dan Utara) periode 2013 – 2022 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.17. Rencana penempatan pembangkit disesuaikan beban regional sistem secara seimbang dengan menganut kriteria *regional balance*.

Beberapa hal yang menjadi perhatian pada Sistem Kalseltengtimra antara lain:

- Sistem ini direncanakan akan terbentuk pada tahun 2016 setelah konstruksi transmisi interkoneksi 150 kV Kalselteng – Kaltim selesai dan beroperasi, yang membentang dari Tanjung, Kuaro, Petung hingga Karangjoang.
- Di sistem Kalseltengtimra akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar untuk memberikan kepastian kepada masyarakat setempat bahwa ke depan di Kalseltengtimra akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup dan bahkan berlebih.
- Untuk memenuhi kebutuhan beban puncak dan sekaligus sebagai antisipasi mengisi kekurangan daya sebagai akibat adanya beberapa proyek pembangkit IPP yang terindikasi akan mundur dari jadwal semula, direncanakan memperbesar kapasitas pembangkit *peaker* di Kalsel dengan menggunakan bahan bakar LNG.
- Penyiapan kecukupan pasokan LNG untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar pembangkit *peaker* tersebut termasuk pembangkit *existing*.
- Adanya proyek-proyek tersebut, maka *reserve margin* 2016 – 2022 masih dalam batas yang diperbolehkan yaitu antara 30% sampai 53%.

Tabel 6.17. Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2013 – 2022

Proyek		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
					Interkoneksi Kalselteng - Kaltim (2016)						
					Interkoneksi Kalselteng-Kaltim-Kaltara (2018)						
Kebutuhan											
Produksi	GWh	5.154	6.304	7.744	8.495	9.376	10.545	11.390	2.277	13.178	14.190
Faktor Beban	%	69,5	69,5	69,8	69,7	70,8	71,2	71,5	71,6	71,8	71,9
Beban Puncak	MW	847	1.036	1.266	1.391	1.511	1.690	1.819	1.956	2.095	2.252
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	970	969	862	682	335	390	390	390	390	390
Daya Mampu	MW	815	814	708	527	299	354	354	354	354	354
PLN		388	394	400	400	238	272	272	272	272	272
SWASTA		428	420	308	128	61	82	82	82	82	82
Retired & Mothballed		21	-	-	-	143	-	-	-	-	-
Tambahan Kapasitas											
PLN On Going & Committed											
Pulang Pisau (FTP1)	PLTU	-	-	120	-	-	-	-	-	-	-
Asam Asam (FTP1)	PLTU	130	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bangkaai (FTP2)	PLTG/MG/GU	-	-	155	70	70	-	-	-	-	-
Kaltim Peaking (APBN)	PLTG	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Muara Jawa/Teluk Balikpapan (FTP1)	PLTU	-	220	-	-	-	-	-	-	-	-
Sampit	PLTU	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-
IPP On Going & Committed											
Senipah	PLTG	82	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Embalut (Ekspansi)	PLTU	-	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Senipah (ST)	PLTGU	-	-	-	-	35	-	-	-	-	-
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											

Tabel 6.17. Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2013 – 2022

lanjutan

Proyek		20132	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kalsel Peaker 1	PLTG/MG/GU	-	-	-	200	-	-	-	-	-	-
Kalsel Peaker 2	PLTG/MG/GU	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-
Kaltim Peaker 2	PLTG/MG/GU	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-
Kaltim Peaker 3	PLTG/MG/GU	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-
Kelai	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55
Kusan	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65
Kalsel (FTP2)	PLTU	-	-	-	-	100	100	-	-	-	-
Kalselteng 1	PLTU	-	-	-	-	-	100	100	-	-	-
Kalselteng 2	PLTU	-	-	-	-	200	-	-	-	-	-
Kalselteng 3	PLTU	-	-	-	-	50	50	-	-	-	-
Kaltim (FTP2)	PLTU	-	-	-	-	100	100	-	-	-	-
Kaltim (MT)	PLTU	-	-	-	-	-	55	-	-	-	-
Kaltim 3	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	150	150	-
Kaltim 4	PLTU	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-
Total Tambahan Kapasitas	MW	312	270	275	420	555	505	100	150	250	120
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	1.282	1.551	1.719	1.959	2.167	2.727	2.827	2.977	3.227	3.347
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	1.127	1.396	1.565	1.804	2.131	2.691	2.791	2.941	3.191	3.311

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.

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di sistem Sulbagut periode 2013-2022 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.18.

Tabel 6.18. Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2013 – 2022

Proyek		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kebutuhan		Interkoneksi Sulut - Gorontalo - Tolitoli (2016)									
Produksi Energi	GWh	1.777	2.000	2.182	2.536	2.787	3.075	3.391	3.740	4.119	4.539
Load Factor	%	65	65	66	65	65	66	66	66	66	67
Beban Puncak	MW	311	349	379	445	487	535	587	645	708	777
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	386	386	386	282	195	195	195	195	195	195
Daya Mampu Netto	MW	336	336	336	232	168	168	168	168	168	168
PLN	MW	227	227	227	227	164	164	164	164	164	164
SWASTA	MW										
IPP	MW	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
SEWA	MW	104	104	104	-	-	-	-	-	-	-
Retired & Mothballed		-	-	-	-	63	-	-	-	-	-
Tambahan Kapasitas											
SEWA											
PLTU Sewa Amurang (2x25)	PLTU				50						
PLN ON GOING & COMMITTED											
Gorontalo (FTP1)	PLTU			50							
Sulut I (FTP1)	PLTU				25	25					
IPP ON GOING & COMMITTED											
Molotabu	PLTU	20	-								
Gorontalo (Terkendala)	PLTU		12*)								

Tabel 6.18. Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2013 – 202

lanjutan

Proyek		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Tolitoli	PLTU				15	30					
Sulut 3	PLTU						100				
Sulbagut 1	PLTU							50	50		
Sulbagut 2	PLTU					-				100	100
Sulbagut 3	PLTU						60				
Poigar 2	PLTA							30			
Sawangan	PLTA							12			
Minahasa Peaker	PLTG/MG/GU			-	150						
Gorontalo Peaker	PLTG/MG/GU					100					
Kotamobagu 1, 2 (FTP2)	PLTP										40
Kotamobagu 3, 4 (FTP2)	PLTP										40
Lahendong 5 (FTP2)	PLTP			-		20					
Lahendong 6 (FTP2)	PLTP				-		20				
Total Tambahan Kapasitas	MW	20	0	50	240	175	180	92	50	100	180
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	406	406	456	592	680	860	952	1002	1102	1282
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	356	356	406	542	653	833	925	975	1075	1255

Beberapa hal yang menjadi perhatian pada Sistem Sulbagut antara lain:

Pada tahun 2014 - 2015 perlu dilakukan penambahan kapasitas pembangkit secara cepat dan bersifat sementara agar tidak terjadi defisit daya, sebelum pembangkit non-BBM selesai pembangunannya.

Adanya indikasi bahwa beberapa proyek PLTU batubara diperkirakan akan mundur dari jadwal semula. Untuk mengisi kekurangan daya dan sekaligus dalam rangka memenuhi kebutuhan beban puncak, direncanakan penambahan kapasitas pada proyek *peaker* yaitu PLTG/GU/MG Minahasa *Peaker* 150 MW dan Gorontalo *Peaker* 100 MW.

Adanya proyek-proyek tersebut, maka *reserve margin* 2016 - 2022 masih dalam batas yang diperbolehkan yaitu antara 30% sampai 58%.

Neraca Daya Sistem Sulbagsel:

Sistem Sulbagsel merupakan penggabungan sistem Sulsel-Sulbar, Sulteng dan sistem Sultra. Sistem ini direncanakan akan terbentuk pada tahun 2016 setelah proyek transmisi 150 kV interkoneksi sistem Sulsel dengan sistem Sultra selesai dibangun termasuk IBT 275/150 kV GI Wotu. Rencana penempatan pembangkit di sistem Sulsel-Sulbar, Sultra, Sulteng diupayakan seimbang dengan menganut kriteria *regional balance*.

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Sulbagsel periode 2013-2022 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.19.

Tabel 6.19. Neraca Daya Sistem Sulbassel Tahun 2013 - 2022

PROYEK		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kebutuhan			Sistem Susel interkoneksi dengan Palu (2014) dan Sultra (2016)								
Produksi	GWh	5.776	6.892	8.066	9.491	10.431	11.474	12.482	13.849	15.014	16.191
Faktor Beban	%	63	63	63	64	65	65	65	65	65	65
Beban Puncak Bruto	MW	1.042	1.241	1.451	1.690	1.842	2.013	2.186	2.426	2.626	2.830
Pasokan											
Kapasitas Terpasang		1.533	1.495	1.490	1.270	1.140	909	909	935	935	935
Daya Mampu	MW	1.396	1.366	1.361	1.141	1.013	835	835	861	861	861
PLN	MW	370	379	379	379	380	202	202	228	228	228
IPP	MW	695	695	695	695	633	633	633	633	633	633
Sewa	MW	331	293	288	68	-	-	-	-	-	-
Retired & Mothballed		25	-	-	-	-	178	-	-	-	-
Tambahan Kapasitas											
Rencana											
PLN On Going & Comitted											
Susel Barru #1 (FTP1)	PLTU	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nii Tanasa/Kendari #2 (FTP1)	PLTU	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nii Tanasa/Kendari (Ekspansi)	PLTU	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM Tersebar	PLTM	-	-	4	6	-	-	-	-	-	-
IPP On Going & Committed											
Sengkang (GT 22)	PLTG	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sengkang (ST 28)	PLTGU	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mamuju	PLTU	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-
Tawaeli Ekspansi	PLTU	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Makassar Peaker	PLTG/MG/GU	-	-	-	300	150	150	-	-	-	-
Punagaya (FTP2)	PLTU	-	-	-	200	-	-	-	-	-	-
Jeneponto 2	PLTU	-	-	-	-	-	225	-	-	-	-
Kendari 3	PLTU	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-
Susel Barru 2	PLTU	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-
Susel 2	PLTU	-	-	-	-	-	200	200	-	-	-
Palu 3	PLTU	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-
Susel 3/Takalar	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200
Wajo	PLTMG	-	-	20	-	-	-	-	-	-	-
Poso 2 2x66	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	66	66
Poko	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	117	117	-
Konawe	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-
Watunohu	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-
Bakaru 2	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	126	-	-
Karama Baseload (Unsolicited)	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	100	-	-
Karama Peaking (Unsolicited)	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	350	-
Bonto Batu (FTP2)	PLTA	-	-	-	-	-	-	110	-	-	-
Malea (FTP2)	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	90	-	-
Bora Pulu (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55
Marana/Masaingi (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Lainea	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20

Tabel 6.19. Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2013 - 2022

lanjutan

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
PLTM Tersebar	PLTM	-	19	21	34	38	-	-	-	-	-
Total Tambahan Kapasitas	MW	180	29	45	620	388	675	310	433	598	361
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	1.713	1.703	1.744	2.143	2.401	2.846	3.156	3.615	4.213	4.574
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	1.576	1.575	1.615	2.015	2.274	2.771	3.081	3.540	4.138	4.499

Beberapa hal yang menjadi perhatian pada Sistem Sulbagsel antara lain:

- Sampai dengan tahun 2014, pasokan daya di sistem ini diperkirakan tersedia dalam jumlah yang cukup dan bahkan sedikit berlebih.
- Periode 2015 – 2017 diperkirakan tidak ada proyek pembangkit non-BBM *base load* yang akan masuk sistem karena mundur dari jadwal semula, namun di sisi lain banyak calon pelanggan *smelter* yang diperkirakan akan mulai beroperasi sehingga daya yang ada diperkirakan akan terserap habis dan bahkan mungkin tidak semuanya dapat dilayani.
- Untuk mengisi kekurangan daya agar sampai dengan 2017 tidak terjadi defisit, proyek pembangkit *peaker* berbahan bakar LNG yaitu PLTG/GU/MG Makassar Peaker dipercepat pembangunannya dan kapasitasnya menjadi 450 MW, sekaligus untuk memenuhi kebutuhan beban puncak.

Proyek – Proyek Strategis

Beberapa proyek kelistrikan strategis di Indonesia Timur meliputi antara lain:

- Proyek pembangkit PerPres 71 mengingat banyaknya daerah yang mengalami kekurangan pasokan tenaga listrik dan untuk mengurangi pemakaian BBM.
- Proyek-proyek pembangkit IPP yang telah berstatus PPA dan konstruksi.
- Proyek-proyek pembangkit panas bumi dan atau tenaga air di Sulawesi, Maluku dan Papua yang menjadi andalan pasokan listrik setempat.
- PLTG/GU/MG Bangkanai 280 MW dan PLTG/GU/MG Lombok 150 MW yang dilengkapi CNG *storage* untuk dapat dioperasikan sebagai pembangkit *peaking*, pembangunan PLTG/GU/MG *peaking* di Kalimantan, Sulawesi, dan kawasan lainnya dengan bahan bakar LNG.
- PLTA Baliem 50 MW di Wamena untuk melistriki Kabupaten Wamena dan tujuh Kabupaten Baru di Pegunungan Puncak Papua yang selama ini belum dilayani listrik PLN.
- Mini LNG/CNG untuk memenuhi kebutuhan pembangkit *peaking* dan pembangkit kecil tersebar di wilayah operasi Indonesia Timur.
- Proyek transmisi 275 kV Palopo – Enrekang – Sidrap – Daya Baru – Bantaeng, untuk evakuasi daya dari beberapa proyek PLTA ke pusat beban di Makassar dan sekitarnya hingga Bantaeng, dimana lokasi PLTA diperkirakan di sekitar perbatasan Sulsel, Sulbar dan Sulteng.
- Proyek transmisi 150 kV di Kalimantan Utara untuk mendukung percepatan pembangunan pembangkit non-BBM.
- Proyek-proyek transmisi terkait dengan evakuasi daya dari pembangkit non-BBM ke pusat beban.

6.4.8. Penambahan Kapasitas pada Sistem Jawa Bali

Penambahan Pembangkit Sistem Jawa Bali

Pada Tabel 6.20 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu 2013 – 2022 untuk wilayah Jawa-Bali.

Tabel 6.20. Rencana Penambahan Pembangkit Sistem Jawa-Bali (MW)

Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Jumlah
PLN											
PLTU	1.680	1.360							2.000	1.000	6.040
PLTP											-
PLTGU			300	600							900
PLTG		57	152	1		3			3		216
PLTM											-
PLTA					110						110
PS					1.040						1.040
PLT Lain				1							1
Jumlah	1.680	1.417	452	602	1.150	3	-	-	2.003	1.000	8.307
IPP											
PLTU		130	250	1.239		4.350	4.210	2.660		400	13.239
PLTP		55	30	30	225		1.265	110	220		1.935
PLTGU											-
PLTG											-
PLTM	7	22	68	126	131						353
PLTA					47						47
PS											-
PLT Lain		50									50
Jumlah	7	257	348	1.395	403	4.350	5.475	2.770	220	400	15.624
<i>Unallocated</i>											
PLTU					315		1.000	1.000		1.000	3.315
PLTP							10			855	865
PLTGU					800	1.450					2.250
PLTG											-
PLTM											-
PLTA							199				199
PS								450	450		900
PLT Lain											-
Jumlah	-	-	-	-	1.115	1.450	1.209	1.450	450	1.855	7.529
Total											
PLTU	1.680	1.490	250	1.239	315	4.350	5.210	3.660	2.000	2.400	22.594
PLTP	-	55	30	30	225	-	1.275	110	220	855	2.800
PLTGU	-	-	300	600	800	1.450	-	-	-	-	3.150
PLTG	-	57	152	1	-	3	-	-	3	-	216
PLTM	7	22	68	126	131	-	-	-	-	-	353
PLTA	-	-	-	-	157	-	199	-	-	-	356
PS	-	-	-	-	1.040	-	-	450	450	-	1.940
PLT Lain	-	50	-	1	-	-	-	-	-	-	51
Jumlah	1.687	1.674	800	1.997	2.668	5.803	6.684	4.220	2.673	3.255	31.460

Tabel 6.20 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2013 – 2022 adalah 31,5 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 31,2 GW per tahun, termasuk PLTM skala kecil tersebar sebesar 353 MW dan PLT Bayu 50 MW.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 22,6 GW atau 71,8%, disusul oleh PLTGU gas dengan kapasitas 3,1 GW atau 10,0% dan PLTG/MG 0,2 GW atau 0,7%. Sementara untuk energi terbarukan khususnya panas bumi sebesar 2,8 GW atau 8,9%, PLTA/PLTM/*pumped storage* sebesar 2,6 GW atau 8,4%, dan pembangkit lainnya 0,05 GW atau 0,2%.

Neraca Daya Sistem Jawa Bali

Neraca daya sistem Jawa-Bali dapat dilihat pada Tabel 6.21.

Tabel 6.21. Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2013-2022

Proyek		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kebutuhan	GWh	144.010	157.183	170.232	183.486	197.293	211.527	226.314	241.805	257.968	274.850
Pertumbuhan	%	8,8	9,1	8,3	7,8	7,5	7,2	7,0	6,8	6,7	6,5
Produksi	GWh	163.501	178.009	192.714	207.605	223.336	239.235	255.816	273.475	292.238	312.111
Faktor Beban	%	78,4	78,5	78,6	78,7	78,8	78,9	79,0	79,1	79,2	79,3
Beban Puncak Bruto	MW	23.801	25.880	27.982	30.106	32.346	34.605	36.957	39.458	42.112	44.919
KAPASITAS											
Daya Mampu Netto	MW	29.053	29.028	29.028	29.028	29.028	29.028	27.997	27.997	27.997	27.997
Kapasitas Terpasang	MW	30.285	30.261	30.261	30.261	30.261	30.261	29.229	29.229	29.229	29.229
PLN	MW	24.625	24.601	24.601	24.601	24.601	24.601	23.569	23.569	23.569	23.569
Retired/Mothballed		-200	-25	0	0	0	0	-1031	0	0	0
IPP	MW	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660	5.660
PLN On-going dan Committed											
Pelabuhan Ratu	PLTU	700	350								
Pacitan	PLTU	630									
Tj. Awar-awar	PLTU	350	350								
Adipala	PLTU		660								
Indramayu #4 (FTP2)	PLTU										1.000
Upper Cisokan PS (FTP2)	PLTA					1.040					
Sub Total PLN On-going & Committed		1.680	1.360	-	-	1.040	-	-	-	-	1.000
IPP On-going dan Committed											
Celukan Bawang	PLTU		130	250							
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						
Madura 2x200 MW (FTP2)	PLTU										400
Jawa Tengah (PPP)	PLTU						950	950			
Rajamandala	PLTA					47					
Patuha (FTP2)	PLTP		55			110					
Kamojang-5 (FTP2)	PLTP			30							
Karaha Bodas (FTP2)	PLTP				30			110			
Tangkuban Perahu 1 (FTP2)	PLTP							110			
Ijen (FTP2)	PLTP							110			
Iyang Argopuro (FTP2)	PLTP								55		
Wilis/Ngebel (FTP2)	PLTP							110	55		

Tabel 6.21. Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2013-2022

lanjutan

Proyek		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Cibuni (FTP2)	PLTP							10			
Tangkuban Perahu 2 (FTP2)	PLTP							60			
Cisolok - Cisukarame (FTP2)	PLTP							50			
Ungaran (FTP2)	PLTP							55			
Wayang Windu (FTP2)	PLTP							220			
Dieng (FTP2)	PLTP					115					
Tampomas (FTP2)	PLTP							45			
Baturaden (FTP2)	PLTP							220			
Guci (FTP2)	PLTP							55			
Rawa Dano (FTP2)	PLTP							110			
Umbul Telomoyo (FTP2)	PLTP									55	
Gn. Ciremai (FTP2)	PLTP									110	
Gn. Endut (FTP2)	PLTP									55	
Sub Total IPP On-going & Committed		-	185	280	1.269	272	3.350	2.815	110	220	400
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Jawa-1 (Load Follower)	PLTGU					800					
Jawa-2 (Load Follower)	PLTGU						800				
Muara Tawar Add-on Blok 2,3,4	PLTGU						650				
Peaker Muara Karang	PLTGU				450						
Peaker Grati	PLTGU			300	150						
Peaker Pesanggaran	PLTMG		50	150							
Karangates #4-5 (Jatim)	PLTA							100			
Kesamben (Jatim)	PLTA							37			
Kalikonto-2 (Jatim)	PLTA							62			
Jatigede (FTP2)	PLTA					110					
Matenggeng PS	PLTA								450	450	
Indramayu #5	PLTU										1.000
Lontar Exp #4	PLTU					315					
Jawa-1 (FTP2)	PLTU						1.000				
Jawa-3 (FTP2)	PLTU							660	660		
Jawa-4 (FTP2)	PLTU							1.000	1.000		
Jawa-5 (FTP2)	PLTU							1.000	1.000		
Jawa-6 (FTP2)	PLTU									2.000	
Jawa-7	PLTU							1.000	1.000		
Iyang Argopuro	PLTP										220
Cisolok - Cisukarame	PLTP										110
Ungaran	PLTP										140
Dieng	PLTP										110
Bedugul	PLTP							10			
Gn. Lawu	PLTP										165
Arjuno Welirang	PLTP										110
Sub Total Rencana Tambahan Kapasitas		-	50	450	600	1.225	2.450	3.869	4.110	2.450	1.855
Total Tambahan Kapasitas		1.680	1.595	730	1.869	2.537	5.800	6.684	4.220	2.670	3.255
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	31.965	33.536	34.266	36.135	38.672	44.472	50.124	54.344	57.014	60.269
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	30.733	32.303	33.033	34.902	37.439	43.239	48.892	53.112	55.782	59.037

Pada Tabel 6.21 dapat dilihat bahwa proyek PLTU batubara 10.000 MW (PerPres No. 71/2006) yang telah selesai dan beroperasi hingga triwulan ketiga tahun 2013 adalah sebesar 630 MW, yaitu PLTU Pacitan Unit 1-2 (2x315 MW), sedangkan yang akan beroperasi sampai akhir Desember 2013 sebesar 1.050 MW, yaitu PLTU Pelabuhan Ratu Unit 1-2 (2x350 MW) dan PLTU Tanjung Awar-Awar Unit-1 (1x350 MW).

Dari neraca daya sistem Jawa Bali di atas diperoleh *reserve margin* (RM) daya mampu netto bervariasi antara 16 – 36%, dengan cadangan paling rendah terjadi pada tahun 2015 (18%), 2016 (16%) dan 2017 (16%) karena keterlambatan beberapa pembangkit besar seperti PLTU Sumsel-8 (2x600 MW), PLTU Jawa Tengah (2x950 MW), PLTU Madura (2x200 MW), PLTU Jawa-1 (1x1.000 MW), PLTU Jawa-3 (2x660 MW) serta beberapa PLTP sebesar 400 MW. Kondisi RM yang tipis terjadi pada tahun 2015 hingga 2017, oleh karena itu diperlukan antisipasi langkah-langkah operasi untuk mengatasi RM yang tipis tersebut.

Dalam neraca daya sistem Jawa Bali terdapat beberapa pembangkit yang jadwal COD nya mundur, pembangkit yang COD nya harus dimajukan untuk menaikkan *reserve margin* pada tahun tertentu, perubahan nama pembangkit, perubahan *unit size* dan adanya tambahan pembangkit baru, yaitu:

- Pembangkit yang jadwalnya mundur dalam tahun 2013-2016 adalah:
 - PLTU FTP-1 Pelabuhan Ratu (350 MW) dan PLTU Tanjung Awar-Awar (350 MW) mundur dari tahun 2013 ke 2014.
 - PLTU Exp Lontar #4 (315 MW) mundur dari tahun 2016 ke 2017.
 - PLTU IPP Celukan Bawang (2x125 MW) mundur dari tahun 2014 ke 2015, PLTU IPP Sumsel 8 MT (1.200 MW) mundur dari tahun 2016 ke 2018 dan PLTU IPP Madura (400 MW) mundur dari tahun 2016 ke 2022.
 - PLTGU Peaker Muara Karang (450 MW) mundur dari tahun 2015 ke 2016 dan PLTGU Jawa-1 (800 MW) mundur dari tahun 2015 ke 2017.
 - PLTA Rajamandala (47 MW) dan PLTA Jatigede (110 MW) mundur dari tahun 2016 ke 2017 dan sebagian besar PLTP FTP-2 (220 MW) mundur dari tahun 2016 ke 2019.
- Pembangkit yang jadwalnya mundur dalam tahun 2017 – 2022 adalah:
 - PLTU IPP Jawa Tengah (2x950 MW) mundur dari 2017/2018 ke 2018/2019, PLTU Jawa-1 (1.000 MW) mundur dari 2017 ke 2018, PLTU Jawa-3 (2x660 MW) mundur dari tahun 2017 ke 2019/2020, PLTU MT Sumsel-9 (600 MW) mundur dari 2018 ke 2019, PLTU Jawa-5 (1.000 MW) mundur dari 2018 ke 2019.
 - PLTU Indramayu #4 (1.000 MW) mundur dari tahun 2018 ke 2022 dan PLTU Indramayu #5 (1.000 MW) mundur dari tahun 2020 ke 2022.
 - PLTA Karang Kates (100 MW), PLTA Kesamben (37 MW) dan PLTA Kalikonto (62 MW) mundur dari 2018 ke 2019.
- Akibat keterlambatan pembangkit yang semula direncanakan beroperasi pada tahun 2015 - 2017, RM netto tahun 2015 - 2017 turun menjadi sangat rendah. PLTGU Muara Karang (450 MW), PLTGU Grati (450 MW), PLTMG Pesanggaran (200 MW) dan PLTGU Jawa 1 (800 MW) serta PLTU IPP seperti; PLTU Celukan Bawang, PLTU Banten, PLTU Cilacap Ekspansi harus bisa beroperasi dalam tahun 2014 – 2017 untuk menjaga RM tidak makin menurun.
- Pembangkit yang mengalami perubahan sebagai berikut: (i) Perubahan jenis pembangkit dan *unit size*: PLTG Muara Karang (400 MW) menjadi PLTGU Muara Karang (450 MW) dan PLTG Grati (300 MW) menjadi PLTGU Grati (450 MW), dengan pertimbangan PLTGU lebih efisien dan mampu beroperasi *daily start-stop* sebagai *peaker*, (ii) PLTGU Jawa 1 dan Jawa 2 dari 750 MW menjadi 800 MW mengikuti perkembangan kapasitas sesuai teknologi terkini yang lebih efisien, (iii) Perubahan lokasi yaitu PLTU Jawa-6 lokasi Bojonegara menjadi lokasi Karawang, (iv) Penambahan pembangkit baru: PLTU Jawa 7 (2x1.000 MW),

(v) Pembangkit yang dikeluarkan dari RUPTL: PLTG Semarang (150 MW) karena masa berlaku *Loan* telah berakhir dan tidak diperpanjang, dan PLTP Kamojang Unit 6 (60 MW), karena dari hasil studi *reservoir* PGE tidak dimungkinkan untuk mengembangkan PLTP Kamojang 6, namun hanya bisa untuk mengembangkan PLTP Kamojang 5 (30 MW).

- Terdapat beberapa proyek pembangkit strategis berskala besar 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 PerPres No. 67/2005 jo PerPres No. 13/2010, dibutuhkan sistem pada tahun 2017 dan 2018, tapi karena pembebasan lahan belum tuntas, maka COD mundur menjadi tahun 2018/2019.
 - PLTU Indramayu (2x1.000 MW): Proyek ini sangat strategis, relatif dekat dengan pusat beban di Jabodetabek. Dibutuhkan sistem pada tahun 2018/2020, karena pada saat ini PLTU Indramayu menghadapi ketidakpastian mendapatkan perizinan dari Pemda, sehingga ada risiko COD mundur menjadi tahun 2022. Sebagai mitigasi risiko keterlambatan tersebut, PLN mempunyai opsi untuk membangun PLTU Jawa-7 yang berlokasi di Bojonegara pada tahun 2019 karena telah dilakukan pre-FS dan PLN telah memiliki lahan di Bojonegara.
 - 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 dengan lokasi di Karawang/Bekasi atau di tempat lain sesuai kebutuhan sistem yang berfungsi untuk menjaga tegangan sistem 500 kV di Jakarta sehingga ditempatkan sedekat mungkin dengan pusat beban Jakarta dengan titik koneksi GITET Muara Tawar untuk beroperasi pada tahun 2019/2020.
 - PLTU Jawa-6 (2x1.000 MW) akan dilaksanakan oleh PLN: Pada RUPTL 2012 - 2021 pembangkit ini berlokasi di Bojanegara. Dalam RUPTL ini lokasi PLTU Jawa-6 dipindah ke Karawang/Bekasi atau di tempat lain sesuai kebutuhan sistem yang berfungsi untuk menjaga tegangan sistem 500 kV di Jakarta sehingga ditempatkan sedekat mungkin dengan pusat beban Jakarta dengan titik koneksi GITET Muara Tawar untuk beroperasi pada tahun 2021.
 - PLTU Jawa-7 (2x1.000 MW): dapat dikembangkan sebagai proyek PLN atau IPP, berlokasi di Bojonegara dengan titik koneksi *Incomer - double pi* SUTET Suralaya Baru – Bojanegara – Balaraja Baru pada tahun 2019/2020.
 - PLTGU Jawa-1 (800 MW): berlokasi di Gresik untuk memenuhi kebutuhan pembangkit medium, direncanakan akan beroperasi mulai dari tahun 2017, diharapkan akan mendapat pasokan gas dari blok Cepu.
 - PLTGU Jawa-2 (800 MW): berlokasi di Grati untuk memenuhi kebutuhan pembangkit medium, pada saat ini belum ada indikasi pasokan gas untuknya.
- Lokasi PLTU dan PLTGU masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan dalam penyiapan proyek di lapangan.

Regional Balance Sistem Jawa Bali

Apabila dilihat *reserve margin* per region yang sangat berbeda antara Jawa Bagian Barat, Jawa Tengah dan Jawa Timur & Bali pada saat ini sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 6.22, maka dapat dimengerti apabila PLN merencanakan lokasi pembangkit baru di Jawa bagian Barat agar dapat diperoleh *regional balance*.

Tabel 6.22. Regional Balance Sistem Jawa Bali Tahun 2012

<i>Regional Balance</i>	Jawa Bagian Barat	Jawa Tengah	Jawa Timur dan Bali
Kapasitas Terpasang (MW)	16.751	5.470	8.304
Beban Puncak (MW)	13.166	3.277	5.835
<i>Reserve (%)</i>	27	67	42

Kandidat lokasi untuk membangun pembangkit baru tersebut adalah Bekasi, Indramayu, Cirebon, Banten, Lontar, Bojonegara dan Muara Karang.

6.4.9. 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 proses pengembang listrik swasta dibutuhkan proses pengadaan yang dapat mendapatkan pengembang yang betul-betul mampu melaksanakan proyek dengan baik. Secara umum porsi listrik swasta terbuka cukup besar 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. Proyeksi Neraca Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar

Dalam menyusun proyeksi neraca energi dan kebutuhan bahan bakar pada skenario ini, disebut dengan skenario 1, 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. Pada Bab VIII Analisis Risiko RUPTL 2013-2022 akan diuraikan skenario lain dimana pasokan gas/LNG tidak diperoleh dan penyelesaian proyek-proyek sebagian besar terlambat.

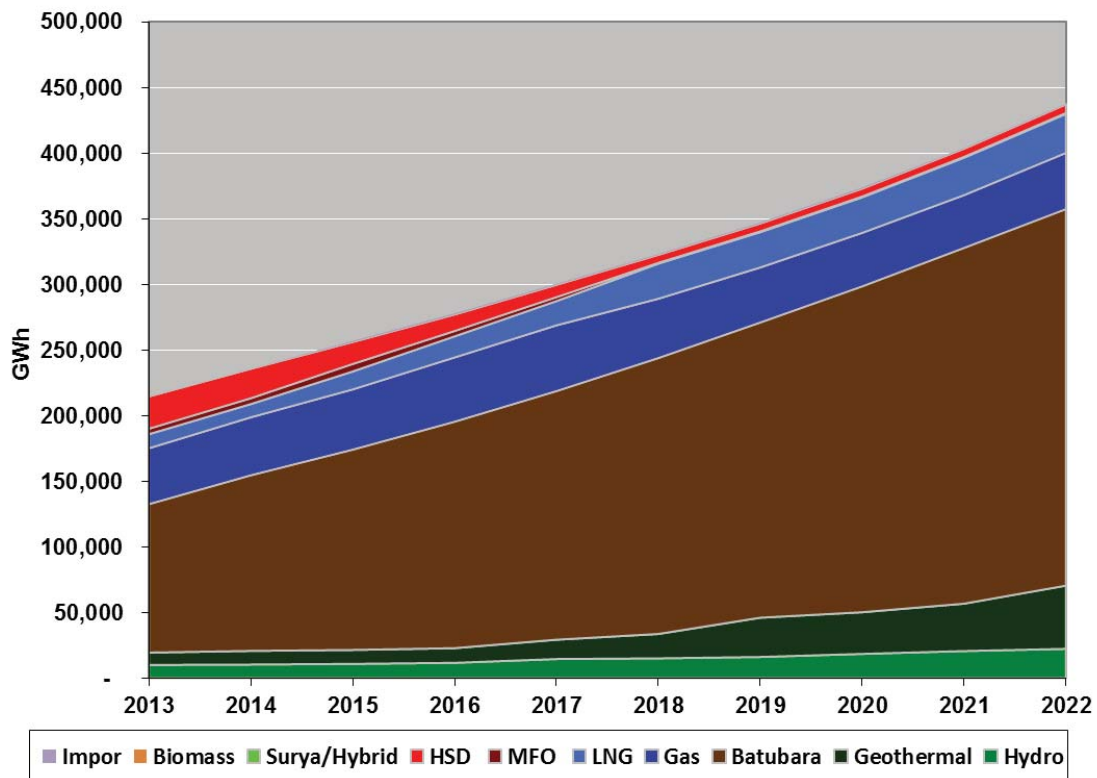
6.5.1. Sasaran *Fuel Mix* Indonesia

Fuel Mix 2013-2022

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer untuk gabungan Indonesia diproyeksikan pada tahun 2022 akan menjadi 65,6% batubara, 16,6% gas alam (termasuk LNG), 11% panas bumi, 5,1% tenaga air, 1,7% minyak dan bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.23 dan Gambar 6.4.

Tabel 6.23. Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Gabungan Indonesia (GWh)

FUEL TYPE	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
HSD	25.356	22.668	17.288	12.476	9.702	5.918	6.072	5.874	6.266	6.855
MFO	4.640	4.662	5.524	5.179	3.980	635	656	653	660	721
Gas	42.468	44.317	45.895	48.860	49.929	45.149	41.762	40.504	39.990	42.553
LNG	10.769	10.105	13.695	16.472	18.564	26.771	26.839	27.038	28.554	29.753
Batubara	113.033	134.066	153.229	173.111	189.722	211.721	226.459	250.577	273.059	288.807
Hydro	10.205	10.475	11.127	11.743	14.635	15.227	16.209	18.196	20.062	21.990
Surya/Hybrid	2	4	4	5	6	6	6	6	7	7
Biomass	37	37	37	105	148	117	109	109	109	109
Impor	-	-	767	767	767	657	767	767	767	767
Geothermal	9.399	10.375	10.618	11.179	14.693	18.575	29.849	31.695	36.050	48.089
TOTAL	215.909	236.709	258.184	279.899	302.145	324.775	348.727	375.420	405.524	439.650



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

Kebutuhan bahan bakar gabungan Indonesia dari tahun 2013 sampai dengan tahun 2022 diberikan pada Tabel 6.24.

Tabel 6.24. Kebutuhan Bahan Bakar Gabungan Indonesia

No.	Fuel Type	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	HSD (x 10 ³ kl)	6.679	6.007	4.711	3.414	2.651	1.740	1.812	1.757	1.862	2.019
2	MFO (x 10 ³ kl)	1.267	1.238	1.599	1.544	1.185	183	191	190	194	212
3	Gas (bcf)	387	396	412	447	448	400	366	357	354	375
4	LNG (bcf)	92	87	119	147	174	242	244	245	258	269
5	Batubara (10 ⁶ ton)	59	71	83	94	106	114	120	131	143	151
6	Biomass (10 ³ ton)	1	80	286	474	693	738	745	752	761	770

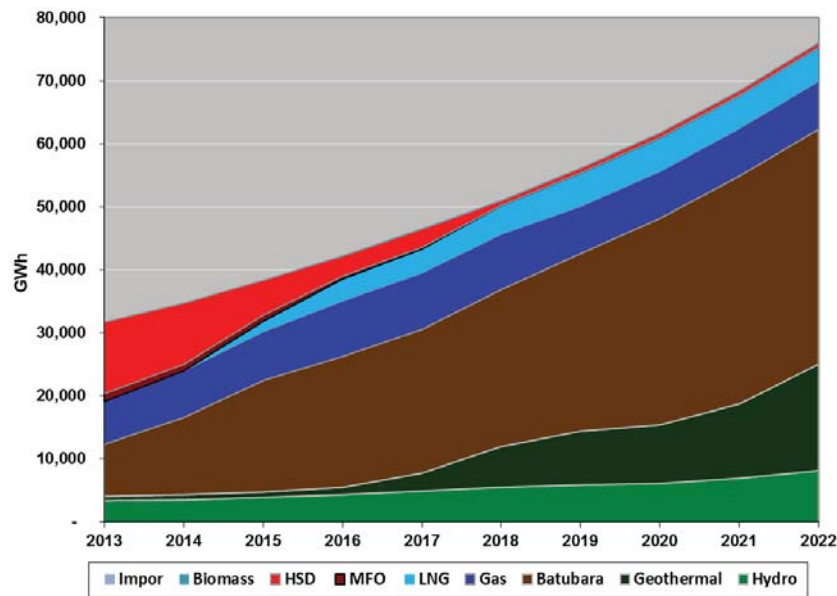
Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (biofuel)

6.5.2. Sasaran Fuel Mix Sumatera

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Sumatera diproyeksikan pada tahun 2022 akan menjadi 49% batubara, 17% gas alam, 11% tenaga air, 1% minyak dan 22% panas bumi seperti diperlihatkan pada Tabel 6.25 dan Gambar 6.5.

Tabel 6.25. Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Sumatera (GWh)

No.	Fuel Type	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	HSD	11.310	9.724	5.566	3.178	2.889	744	727	726	713	701
2	MFO	1.263	1.005	952	447	262	38	40	42	-	-
3	Gas	6.755	7.388	7.708	8.797	8.948	8.756	7.482	7.428	7.533	7.599
4	LNG	-	-	1.640	3.475	3.781	4.520	5.247	5.321	5.231	5.354
5	Batubara	8.242	12.238	17.714	20.770	22.788	24.901	28.190	32.758	36.139	37.274
6	Hydro	3.411	3.539	3.932	4.355	4.907	5.516	5.890	6.122	6.960	8.160
7	Surya/Hybrid	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Biomass	37	37	37	105	148	117	109	109	109	109
9	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Geothermal	701	815	825	1.140	2.860	6.470	8.515	9.286	11.778	16.884
	T O T A L	31.719	34.747	38.374	42.268	46.582	51.062	56.200	61.792	68.464	76.080



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

Kebutuhan bahan bakar di Sumatera dari tahun 2013 sampai dengan tahun 2022 diberikan pada Tabel 6.26.

Tabel 6.26. Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Operasi Sumatera

No	Fuel Type	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	HSD (x 10 ³ kl)	2.84	2.444	1.455	844	765	186	180	179	175	170
2	MFO (x 10 ³ kl)	393	295	328	191	106	10	10	11	-	-
3	Gas (bcf)	67	748	79	93	95	94	78	79	81	82
4	LNG (bcf)	1	2	17	36	39	47	54	54	53	55
5	Batubara (10 ⁶ ton)	5	7	10	12	13	14	16	18	20	21
6	Biomass (10 ³ ton)	1	8	286	474	693	738	745	752	761	770

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

6.5.3. Sasaran Fuel Mix Indonesia Timur

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Indonesia Timur diproyeksikan pada tahun 2022 akan menjadi 60% batubara, 12% tenaga air, 16% gas alam, 4% panas bumi dan 7% minyak seperti diperlihatkan pada Tabel 6.27 dan Gambar 6.6.

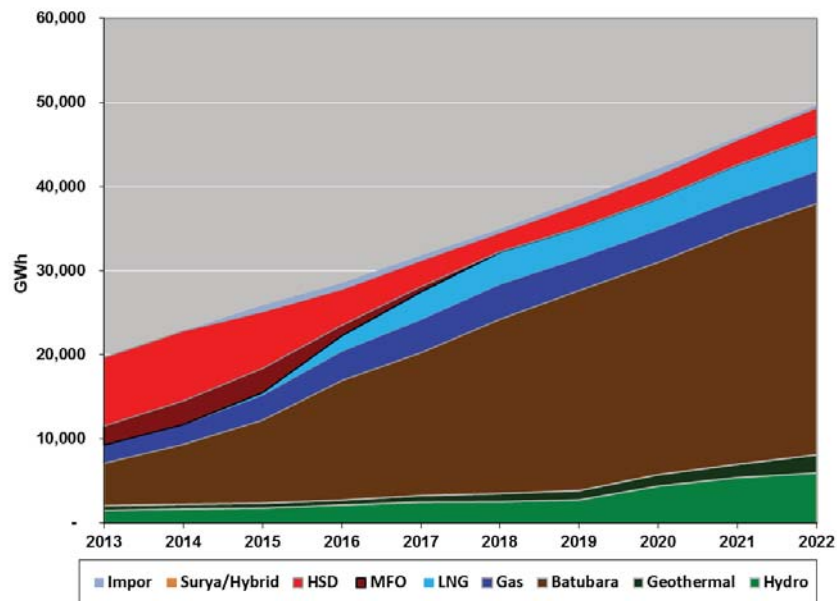
Tabel 6.27. Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Timur (GWh)

No.	Fuel Type	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	HSD	8.938	8.588	7.286	4.199	3.415	2.112	2.806	2.620	3.025	3.626
2	MFO	2.728	3.015	2.698	2.336	1.597	73	40	40	40	40
3	Gas	2.155	2.595	3.096	3.494	3.893	4.207	3.780	3.701	3.672	3.712
4	LNG	-	-	290	2.197	3.288	3.797	3.502	3.648	4.012	4.167
5	Batubara	4.974	7.385	10.516	14.838	17.320	22.266	25.371	27.618	29.830	31.852
6	Hydro	1.521	1.663	1.922	2.115	2.453	2.546	2.681	4.007	4.698	5.484

Tabel 6.27. Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Timur (GWh)

lanjutan

No.	Fuel Type	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
7	Surya/Hybrid	2	4	4	5	6	6	6	6	7	7
8	Impor	-	-	767	767	767	657	767	767	767	767
9	Geothermal	569	569	569	569	753	1.021	1.122	1.350	1.595	2.162
	Total	20.887	23.819	27.148	30.520	33.492	36.685	40.075	43.757	47.646	51.817



Gambar 6.6. Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Timur (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di Indonesia Timur dari tahun 2012 sampai dengan tahun 2021 diberikan pada Tabel 6.28.

Tabel 6.28. Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Timur

No.	Fuel Type	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	HSD (x 10 ³ kl)	2.413	2.319	1.967	1.134	922	570	758	708	817	979
2	MFO (x 10 ³ kl)	677	748	669	579	396	18	10	10	10	10
3	Gas (bcf)	21	25	30	34	38	41	37	36	36	36
4	LNG (bcf)	-	-	3	21	32	37	34	36	39	41
5	Batubara (10 ⁶ ton)	3	5	7	10	12	15	17	19	20	22
6	Biomass (10 ³ ton)										

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

6.5.4. Sasaran *Fuel Mix* Jawa-Bali

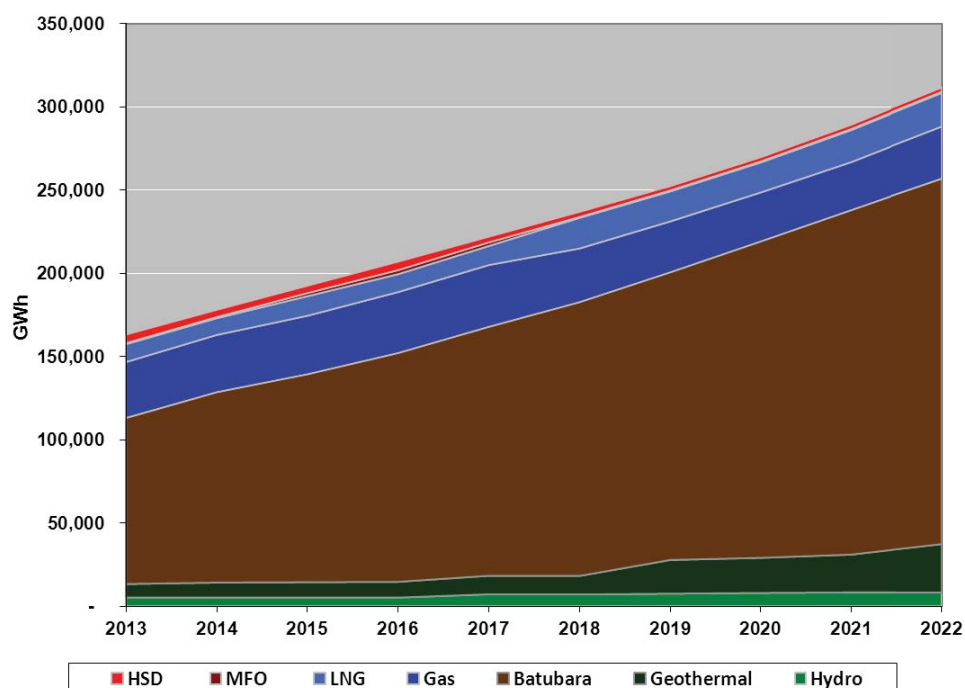
Rencana penyediaan energi dan kebutuhan bahan bakar untuk periode tahun 2013 - 2022 berdasarkan jenis bahan bakarnya diberikan pada Tabel 6.29 dan Gambar 6.7.

Dalam kurun waktu 2013-2022, kebutuhan batubara meningkat lebih dari 2 kali dan kebutuhan gas alam meningkat hampir 1,3 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 6.29. Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)

<i>Fuel Type</i>	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
HSD	5.108	4.356	4.436	5.099	3.398	3.062	2.539	2.528	2.528	2.528
MFO	649	642	1.874	2.396	2.122	524	576	571	620	681
Gas	33.558	34.335	35.092	36.569	37.088	32.186	30.500	29.374	28.785	31.242
LNG	10.769	10.105	11.765	10.800	11.495	18.454	18.089	18.069	19.311	20.232
Batubara	99.817	114.443	124.999	37.503	149.614	164.554	172.899	190.201	207.090	219.682
Hydro	5.273	5.273	5.273	5.273	7.275	7.165	7.637	8.067	8.404	8.346
Surya/Hybrid										
Geothermal	8.129	8.991	9.224	9.470	11.080	11.083	20.212	21.059	22.677	29.043
TOTAL	163.304	178.144	192.662	207.111	222.071	237.028	252.452	269.870	289.414	311.753



Gambar 6.7. Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)

Pada Tabel 6.29 terlihat bahwa batubara mendominasi energi primer lainnya, yaitu 220 TWh dari total produksi 312 TWh (70%) pada tahun 2022. Panas bumi mengalami peningkatan secara signifikan dari 8,1 TWh pada tahun 2013 menjadi 29,0 TWh pada tahun 2021, atau meningkat hingga 3,5 kali lipat. Sedangkan pangsa tenaga air relatif tidak berubah karena potensi tenaga air di sistem Jawa Bali sudah sulit untuk dikembangkan. Produksi listrik dari gas alam (termasuk LNG) mengalami peningkatan sejak tahun 2013 menjadi hampir 1,2 kali lipat pada tahun 2022.

Neraca energi pada Gambar 6.8 merefleksikan produksi energi setiap pembangkit, termasuk pembangkit Muara Karang, Priok dan Muara Tawar yang menggunakan gas. Situasi pada Gambar 6.8 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*).

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.

Proyeksi kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit milik PLN dan IPP dapat dilihat pada Tabel 6.30. Volume kebutuhan batubara terus meningkat sampai tahun 2021. Hal ini merupakan konsekuensi dari rencana pengembangan pembangkit yang mengandalkan PLTU batubara sebagai pemikul beban dasar.

Tabel 6.30. Kebutuhan Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali

No.	Fuel Type	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	HSD (x 10 ³ kl)	1.419	1.244	1.289	1.437	963	984	874	870	870	870
2	MFO (x 10 ³ kl)	198	195	602	774	683	155	171	169	184	202
3	Gas (bcf)	299	296	302	319	315	265	252	242	237	256
4	LNG (bcf)	91	85	99	90	102	158	155	155	165	173
5	Batubara (10 ⁶ ton)	51	60	66	72	81	85	87	93	102	108
6	Biomass (10 ³ ton)										

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

6.6. Proyeksi Emisi CO₂

Proses perencanaan sistem pada RUPTL 2013 - 2022 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 dan PLTA yang ditetapkan masuk dalam sistem kelistrikan walaupun mereka bukan merupakan solusi biaya terendah. Penggunaan teknologi *boiler supercritical* dan *ultra-supercritical* di Pulau Jawa 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 IPCC⁵⁴.

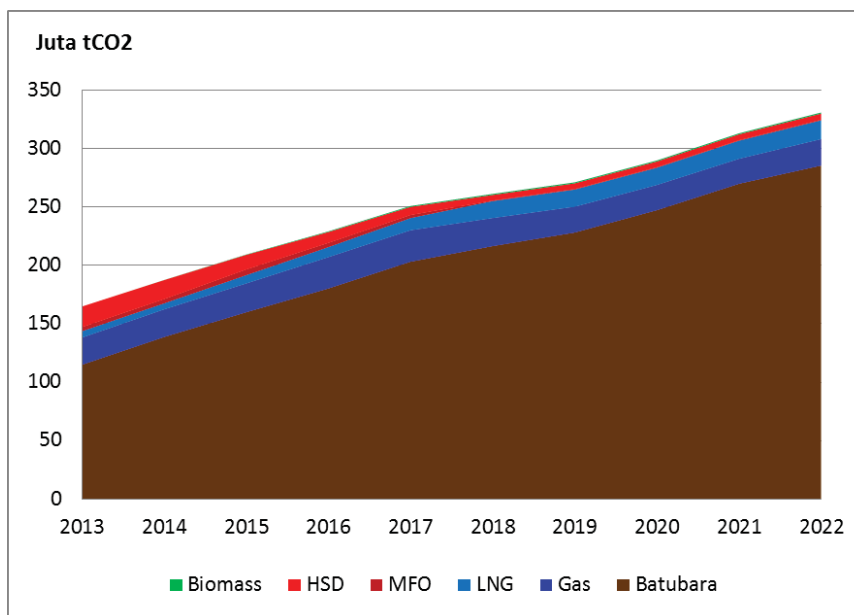
Pemerintah telah menetapkan Perpres No. 4 Tahun 2010 jo Permen ESDM No. 15 Tahun 2010 jo Permen ESDM No. 1 Tahun 2012 jo Permen ESDM No. 21 Tahun 2013 mengenai Program Percepatan Pembangkit Tahap 2. Program tersebut didominasi oleh pembangkit dengan menggunakan energi terbarukan, khususnya panas bumi. Dengan adanya intervensi kebijakan Pemerintah mengenai pengembangan PLTP dan energi

⁵⁴ IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

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 2 kali lipat dari 165 juta ton pada 2013 menjadi 339 juta ton tahun 2022. Dari 339 juta ton emisi tersebut, 294 juta ton (86%) berasal dari pembakaran batubara.



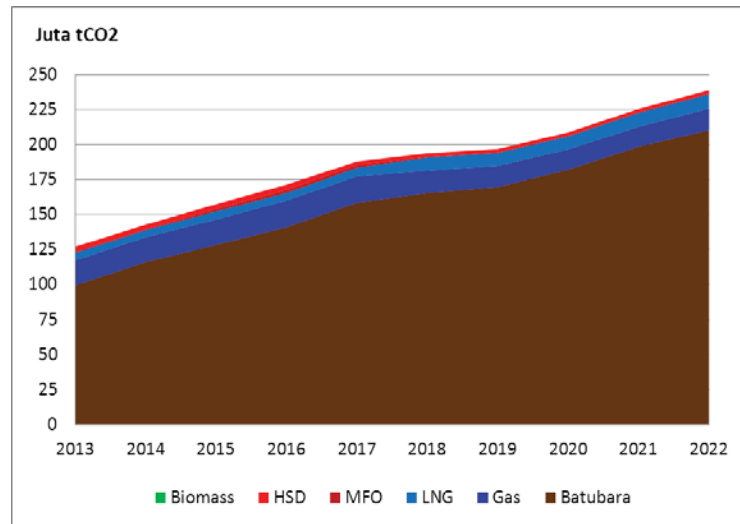
Gambar 6.8. Emisi CO₂ per Jenis Bahan Bakar (Gabungan Indonesia)

*Average grid emission factor*⁵⁵ untuk Indonesia pada tahun 2013 adalah 0,766 kgCO₂/kWh, akan meningkat hingga 0,846 kgCO₂/kWh pada tahun 2017 karena banyak beroperasinya PLTU batubara. Masih tingginya *grid emission factor* pada tahun 2017 juga disebabkan terlambatnya proyek-proyek PLTP dan PLTA. Namun selanjutnya setelah beroperasinya proyek-proyek PLTP dan PLTA tersebut maka *average grid emission factor* akan menurun menjadi 0,773 kgCO₂/kWh pada tahun 2022.

Emisi CO₂ Sistem Jawa-Bali

Proyeksi emisi CO₂ dari sistem Jawa Bali diperlihatkan pada Gambar 6.9. Emisi akan meningkat hampir 2 kali lipat dari 127 juta ton pada 2013 menjadi 239 juta ton pada 2022. *Grid emission factor* akan meningkat dari 0,778 kgCO₂/kWh pada 2013 menjadi 0,847 kgCO₂/kWh pada 2017 karena banyak beroperasinya PLTU FTP-1 dan PLTU IPP, namun selanjutnya akan membaik menjadi 0,767 kgCO₂/kWh pada 2022. Perbaikan faktor emisi ini dicapai dari peningkatan pemakaian gas alam, panas bumi dan penggunaan teknologi *supercritical*.

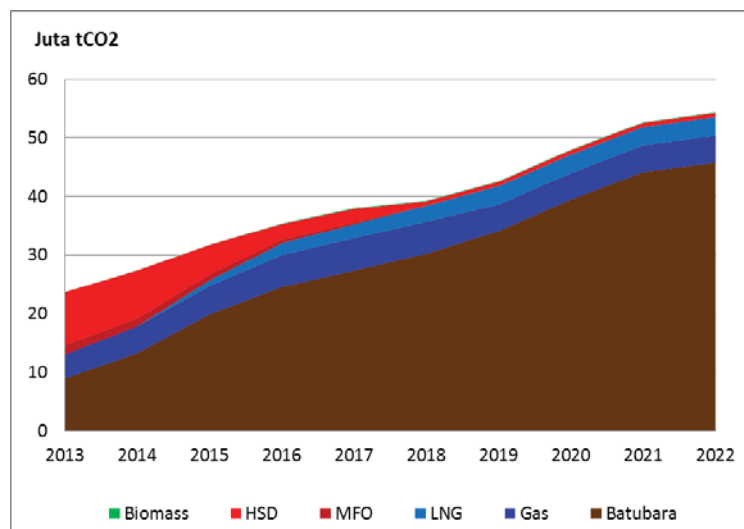
⁵⁵ *Grid emission factor* didefinisikan sebagai jumlah CO₂ [kg] per produksi listrik [kWh]



Gambar 6.9. Emisi CO₂ per Jenis Bahan Bakar pada Sistem Jawa Bali

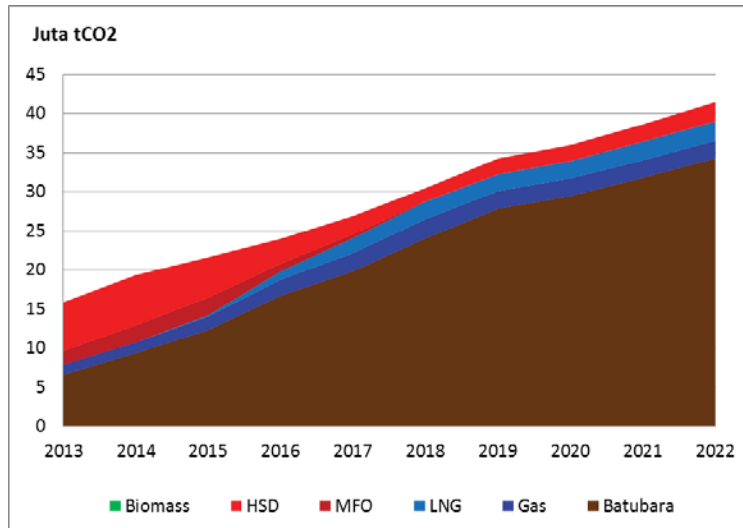
Emisi CO₂ Wilayah Operasi Sumatera

Proyeksi emisi CO₂ dari pembangkitan listrik di Sumatera diperlihatkan pada gambar 6.10. Emisi diproyeksikan akan naik hampir 2 kali lipat dari 22 juta ton menjadi 50 juta ton. *Grid emission factor* meningkat dari 0,688 kgCO₂/kWh pada 2013 menjadi 0,797 kgCO₂/kWh pada 2016 karena banyak beroperasinya PLTU batubara namun akan menurun menjadi 0,662 kgCO₂/kWh pada 2022 dengan asumsi produksi listrik dari panas bumi terkendala oleh keterlambatan konstruksi.



Gambar 6.10. Emisi CO₂ per Jenis Bahan Bakar pada Wilayah Operasi Sumatera

Proyeksi emisi CO₂ dari pembangkitan listrik di Indonesia Timur diperlihatkan pada Gambar 6.11. Emisi naik hampir 3 kali lipat dari 17 juta ton pada 2013 menjadi 50 juta ton pada 2022. *Grid emission factor* meningkat dari 0,788 kgCO₂/kWh pada 2013 menjadi 1,019 kgCO₂/kWh pada 2019 dengan masuknya PLTU batubara, dan berangsur-angsur menurun menjadi 0,971 kgCO₂/kWh pada 2022. Faktor emisi yang membaik ini disebabkan oleh kontribusi positif dari pemanfaatan panas bumi dan tenaga air.



Gambar 6.11. Emisi CO₂ per Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Timur

6.7. Proyek Pendanaan Karbon

PLN akan memanfaatkan peluang pendanaan karbon baik melalui kerangka UNFCCC maupun di luar 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 akan 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.

6.8. Pengembangan Sistem Penyaluran dan Gardu Induk

Pada periode 2013 – 2022 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 2022 diproyeksikan sebesar 132.799 MVA untuk pengembangan gardu induk serta 57.132 kms pengembangan jaringan transmisi dengan perincian pada Tabel 6.31 dan Tabel 6.32.

Tabel 6.31. Kebutuhan Fasilitas Transmisi Indonesia

Satuan kms

Transmisi	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
500 kV AC	-	46	164	1.029	588	2.608	1.193	20	-	-	5.648
500 kV DC	-	-	-	-	-	1.100	-	-	-	-	1.100
275 kV	-	140	2.179	1.552	-	1.005	80	1.430	-	-	6.386
250 kV DC	-	-	-	-	462	-	-	-	-	-	462
150 kV	3.113	8.068	7.092	8.646	5.966	2.990	1.333	543	956	887	39.593
70 kV	50	1.760	920	892	120	91	50	-	60	-	3.943
Total	3.163	10.014	10.355	12.119	7.136	7.793	2.656	1.993	1.016	887	57.132

Tabel 6.32. Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Indonesia

Satuan MVA

Trafo	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
500/275 kV	-	-	-	-	1.000	2.000	1.000	-	-	-	4.000
500/150 kV	4.169	4.337	4.001	6.167	8.500	5.500	1.500	500	-	1.000	35.674
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	90	3.030	4.750	2.500	2.000	2.500	-	1.700	500	-	17.070
250 kV DC	-	-	-	-	600	-	-	-	-	-	600
150/70 kV	60	60	150	120	-	30	60	-	-	-	480
150/20 kV	6.855	12.550	10.246	8.470	8.040	5.670	5.730	5.170	4.920	5.230	72.881
70/20 kV	360	900	440	500	200	270	160	310	450	140	3.730
Total	11.534	20.877	19.587	17.757	20.340	15.970	8.450	7.680	5.870	6.370	134.435

6.8.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Operasi 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 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.

Rencana pengembangan sistem transmisi dalam RUPTL 2013 - 2022 akan banyak mengubah topologi jaringan dengan terwujudnya sistem interkoneksi 275 kV dan 500 kV di Sumatera. Pengembangan juga banyak dilakukan untuk memenuhi pertumbuhan *demand* dalam bentuk penambahan kapasitas trafo. Pengembangan untuk meningkatkan keandalan dan *debottlenecking* yang juga terdapat di beberapa sistem, antara lain rencana pembangunan sirkit kedua dan *reconductoring* beberapa ruas transmisi di sistem Sumbagut dan Sumbagsel.

Rencana interkoneksi dengan tegangan 275 kV di Sumatera diprogramkan untuk terlaksana seluruhnya pada tahun 2017. Selain itu terdapat pembangunan beberapa gardu induk dan transmisi 150 kV untuk mengambil alih beban dari pembangkit diesel ke sistem interkoneksi (*dedieselisasi*).

Rencana pengembangan sistem penyaluran Wilayah Operasi Sumatera hingga tahun 2022 diproyeksikan sebesar 41.215 MVA untuk pengembangan gardu induk (500 kV, 275 kV, 150 kV dan 70 kV) serta 21.851 kms pengembangan transmisi dengan perincian pada Tabel 6.33 dan Tabel 6.34.

Beberapa proyek transmisi strategis di Sumatera antara lain:

- Pembangunan transmisi baru 150 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.
- Pembangunan transmisi 275 kV dan 500 kV sebagai tulang punggung transmisi interkoneksi Sumatera yang akan memudahkan pengiriman daya dari Sumatera bagian Selatan yang kaya akan sumber energi primer ke *demand* di Sumatera bagian Utara.
- Pembangunan transmisi dan kabel laut ± 250 kV HVDC Sumatera – Peninsular Malaysia yang bertujuan untuk mengoptimalkan operasi kedua sistem dengan memanfaatkan perbedaan waktu terjadinya beban puncak pada kedua sistem tersebut.
- Interkoneksi Batam – Bintan dengan kabel laut 150 kV dimaksudkan untuk memenuhi sebagian kebutuhan tenaga listrik Pulau Bintan dengan tenaga listrik dari Batam⁵⁶ dengan mempertimbangkan rencana pengembangan pembangkit di Batam yang akan mencukupi kebutuhan Batam dan sebagian Bintan⁵⁷. Adanya interkoneksi 150 kV tersebut tidak ada hubungannya dengan perluasan wilayah usaha PLN Batam.
- Interkoneksi 150 kV Sumatera – Bangka dengan kapasitas 200 MW pada kondisi N-1 dengan perkiraan COD tahun 2016. Dengan adanya interkoneksi tersebut, maka di Bangka dapat dibangun PLTU dengan kelas yang lebih besar dibandingkan jika seandainya tidak ada interkoneksi, yaitu kelas 65 MW.

Tabel 6.33. Kebutuhan Fasilitas Transmisi Wilayah Operasi Sumatera

Satuan kms

Transmisi	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
500 kV AC	-	-	-	420	-	2.158	270	-	-	-	2.848
500 kV DC	-	-	-	-	-	800	-	-	-	-	800
275 kV	-	140	1.999	1.552	-	1.005	80	120	-	-	4.896
250 kV DC	-	-	-	-	462	-	-	-	-	-	462
150 kV	10	3.232	4.253	2.135	1.096	1.074	220	131	556	480	13.186
70 kV	50	387	230	30	-	-	-	-	-	-	697
TOTAL	60	3.759	6.482	4.137	1.558	5.037	570	251	556	480	22.889

⁵⁶ Biaya produksi listrik di Batam lebih rendah dari pada biaya produksi di Bintan yang masih banyak menggunakan pembangkit BBM.

⁵⁷ Kecukupan pembangkit di Batam sampai dengan tahun 2020 telah dikonfirmasi ke PLN Batam.

Tabel 6.34. Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Wilayah Operasi Sumatera

Satuan MVA

Trafo	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
500/275 kV	-	-	-	-	1.000	2.000	1.000	-	-	-	4.000
500/150 kV	-	-	-	-	500	1.000	1.000	-	-	-	2.500
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	2.750	4.500	2.500	2.000	2.500	-	500	500	-	15.250
250 kV DC	-	-	-	-	600	-	-	-	-	-	600
150/70 kV	-	-	-	60	-	-	-	-	-	-	60
150/20 kV	900	2.480	3.616	2.440	1.880	1.180	1.290	1.270	1.380	1.810	18.246
70/20 kV	60	185	90	90	-	60	60	30	240	60	875
Total	960	5.415	8.206	5.090	5.980	6.740	3.350	1.800	2.120	1.870	41.531

6.8.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Indonesia Timur

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.

Pengembangan transmisi di Sulawesi akan menghubungkan sistem interkoneksi Sulsel, Sulbar dan Sulteng serta Sultra, membentuk sistem Sulawesi bagian Selatan (Sulbagsel).

Pada Tabel 6.35 dan Tabel 6.36 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di sistem Indonesia Timur.

Tabel 6.35. Kebutuhan Fasilitas Transmisi Indonesia Timur

Satuan kms

Transmisi	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
275 kV	-	-	180	-	-	-	-	1.310	-	-	1.490
150 kV	1.356	2.404	1.282	5.525	3.956	1.543	382	370	230	280	17.328
70 kV	-	1.287	690	862	120	91	-	-	60	-	3.110
Total	1.356	3.691	2.152	6.387	4.076	1.634	382	1.680	290	280	21.928

Tabel 6.36. Kebutuhan Trafo Indonesia Timur

Satuan MVA

Trafo	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
275/150 kV	90	280	250	-	-	-	-	1.200	-	-	1.820
150/70 kV	60	60	150	60	-	30	60	-	-	-	420
150/20 kV	360	1.910	2.040	1.470	1.270	950	600	840	570	540	10.550
70/20 kV	120	375	260	350	170	120	100	130	150	50	1.825
Total	630	2.625	2.700	1.880	1.440	1.100	760	2.170	720	590	14.615

Sebagaimana diperlihatkan di dalam Tabel 6.35 dan 6.36 terdapat rencana pembangunan transmisi 275 kV di Sulawesi dan merupakan proyek yang strategis. Transmisi 275 kV antara Poso – Palopo adalah merupakan transmisi yang dibangun dan dimiliki oleh PT Poso Energi yang diperuntukkan untuk menyalurkan daya dari PLTA Poso ke pusat beban.

Selain itu telah direncanakan pula pembangunan transmisi 275 kV dari PLTA Karama ke pusat beban di Makassar melalui Mamuju, Enrekang dan Sidrap untuk menyalurkan daya dari PLTA Karama. Sejalan dengan rencana pembangunan transmisi tersebut, dibangun pula GITET 275/150 kV di Mamuju, Enrekang, Sidrap dan Daya Baru (Makassar). Proyek-proyek tersebut dijadwalkan dapat beroperasi pada tahun 2018 seiring dengan pelaksanaan proyek PLTA Karama. Sebagai antisipasi bila di masa yang akan datang PLTA Poso akan dikembangkan, direncanakan pula pembangunan transmisi 275 kV Enrekang – Palopo untuk menghubungkan transmisi 275 kV eksisting milik PT Poso Energi di Palopo dengan transmisi 275 kV jalur Barat Karama – Mamuju – Enrekang – Makassar. Hubungan antara kedua transmisi 275 kV tersebut juga bermanfaat untuk meningkatkan stabilitas sistem serta menambah fleksibilitas operasi.

Keberadaan GITET 275/150 kV Enrekang selain sebagai titik koneksi transmisi 275 kV jalur Barat dengan transmisi 275 kV milik PT Poso Energi, juga dimaksudkan untuk menyalurkan daya dari PLTA Bonto Batu, Poko dan PLTA lainnya ke pusat beban.

Proyek transmisi strategis lain yang perlu mendapatkan perhatian khusus agar dapat diselesaikan tepat waktu adalah :

- Transmisi 150 kV Tanah Grogot (Kuario) – Petung – Karangjoang untuk menghubungkan sistem Kalselteng dengan sistem Kaltim.
- Transmisi 150 kV Bangkanai – Muara Teweh – Buntok – Tanjung untuk menyalurkan daya dari PLTG/MG Bangkanai 280 MW.
- Transmisi 150 kV Wotu – Malili – Lasusua – Kolaka – Una aha – Kendari untuk menghubungkan sistem Sulsel dengan sistem Sultra
- Transmisi 150 kV Poso – Palu Baru untuk menyalurkan daya dari PLTA Poso ke sistem Palu.
- Transmisi 70 kV di sistem Jayapura untuk menyalurkan daya dari pembangkit non-BBM ke pusat beban di Jayapura.
- Interkoneksi 275 kV Kalbar - Serawak yang bertujuan untuk memfasilitasi pembelian tenaga listrik oleh PLN pada waktu beban puncak sampai dengan tahun 2019 untuk menghilangkan pemakaian BBM selama beban puncak. mengoptimalkan operasi kedua sistem dengan memanfaatkan perbedaan waktu terjadinya beban puncak pada kedua sistem tersebut. Selain itu terbuka kemungkinan bagi PLN untuk juga membeli listrik di luar waktu beban puncak dalam hal 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.

6.8.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Sistem Jawa-Bali

Pengembangan transmisi 500 kV di Jawa pada umumnya dimaksudkan untuk mengevakuasi daya dari pembangkit-pembangkit baru maupun ekspansi 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.

Memperhatikan pembangunan SUTET dan SUTT yang sering terlambat karena masalah perijinan, ROW dan sosial, serta kebutuhan tambahan daya yang mendesak, maka PLN perlu melakukan usaha meningkatkan kapasitas transmisi dalam jangka menengah. Pembangunan SUTET dengan menggunakan rute baru akan memerlukan waktu yang lama sehingga upaya yang dapat dilakukan adalah rekonduktoring beberapa ruas transmisi 500 dan 150 kV.

Pada Tabel 6.37 dan Tabel 6.38 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di sistem Jawa-Bali.

Tabel 6.37. Kebutuhan Fasilitas Transmisi Sistem Jawa – Bali

Satuan kms

Transmisi	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
500 kV AC	-	46	164	609	588	450	923	20			2.800
500 kV DC						300					300
150 kV	1.746	2.431	1.558	986	914	373	731	42	170	127	9.079
70 kV		86					50				136
Total	1.746	2.563	1.722	1.595	1.502	1.123	1.704	62	170	127	12.315

Tabel 6. 38. Kebutuhan Trafo Sistem Jawa – Bali

Satuan MVA

Trafo	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
500/150 kV	4.169	4.337	4.001	6.167	8.000	4.500	500	500	-	1.000	33.174
150/70 kV											-
150/20 kV	5.595	8.160	4.590	4.560	4.890	3.540	3.840	3.060	2.970	2.880	44.085
70/20 kV	180	340	90	60	30	90	-	150	60	30	1.030
Total	9.944	12.837	8.681	10.787	12.920	8.130	4.340	3.710	3.030	3.910	78.289

Dari Tabel 6.37 terlihat bahwa sampai dengan tahun 2022 akan dibangun transmisi 500 kV AC sepanjang 2.800 kms. Transmisi tersebut dimaksudkan untuk mengimbangi program percepatan pembangkit PLTU Suralaya Baru, PLTU Adipala, PLTU IPP Tanjung Jati Unit 3 dan 4, PLTU IPP Jawa Tengah, PLTU Indramayu Unit 4 dan 5, Jawa – Bali Crossing dari Paiton hingga ke pusat beban di Bali, PLTA *pumped storage* Upper Cisokan dan Matenggeng, dan beberapa PLTU baru lainnya.

Ruas transmisi 500 kV yang akan di rekonduktoring adalah SUTET Suralaya Baru - Bojanegara - Balaraja (2018), SUTET Suralaya Lama – Balaraja – Gandul (2019).

Rencana pembangunan transmisi 500 kV baru adalah SUTET Tanjung Jati B – Pemalang – Indramayu – Cibatu, SUTET Balaraja – Kembangan – Durikosambi dan Durikosambi - Muara Karang - Muaratawar membentuk *looping* SUTET jalur Utara Jakarta, untuk perkuatan dan peningkatan keandalan serta fleksibilitas operasi sistem Jakarta.

Trafo interbus 500/150 kV yang direncanakan pada Tabel 6.38 merupakan perkuatan *grid* yang tersebar di Jawa.

Transmisi 500 kV DC pada Tabel 6.37 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 Sumatra.

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 6.37 hanya menunjukkan proyek rekonduktoring 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.

Beberapa proyek transmisi strategis di Jawa-Bali antara lain:

Proyek transmisi SUTET 500 kV Tx Ungaran – Pemalang – Mandirancan - Indramayu tahun 2019/2020.

- Pembangunan transmisi 500 kV HVDC bipole 3,000 MW Sumatra – Jawa berikut GITET X Bogor – Incomer (Tasik - Depok dan Cilegon – Cibinong) untuk menyalurkan listrik dari PLTU mulut tambang di Sumatra Selatan ke sistem Jawa Bali tahun 2018.
- Pembangunan SUTET 500 kV Paiton – New Kapal termasuk *overhead line* 500 kV menyeberangi selat Bali (*Jawa Bali Crossing*) tahun 2017 sebagai solusi jangka panjang pasokan listrik ke Pulau Bali.
- Pembangunan kabel laut Jawa-Bali 150 kV sirkit 3-4 tahun 2014 dimaksudkan untuk dapat menekan pemakaian BBM di Bali dalam jangka pendek.
- SUTET 500 kV Balaraja – Kembangan – Durikosambi - Muara Karang (2017) dan Muara Karang – Priok –Muara Tawar tahun 2019/2020.

6.9. Pengembangan Sistem Distribusi

Rencana pengembangan sistem distribusi di Indonesia dapat dilihat pada Tabel 6.39. Kebutuhan fisik sistem distribusi Indonesia hingga tahun 2022 adalah sebesar 225 ribu kms jaringan tegangan menengah, 217 ribu kms jaringan tegangan rendah, 35,6 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 28,8 juta pelanggan.

Tabel 6.39. Kebutuhan Fasilitas Distribusi di Indonesia

Indonesia		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Jumlah
Jaringan TM	kms	20.183	17.492	21.109	22.346	23.964	24.283	25.437	26.707	21.007	22.243	224.771
Jaringan TR	kms	21.787	20.376	19.350	19.841	21.129	21.191	22.705	23.857	23.255	23.690	217.182
Trafo Distribusi	MVA	3.694	3.245	3.018	3.168	3.273	3.335	3.614	3.623	4.180	4.450	35.600
Tambahan Pelanggan	ribu plgn	4.032	3.127	3.319	3.263	3.412	2.690	2.635	2.688	1.861	1.767	28.794

6.9.1 Wilayah Operasi Luar Jawa-Bali

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Wilayah Operasi Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.40. Kebutuhan fisik sistem distribusi Sumatera hingga tahun 2022 adalah sebesar 48 ribu kms jaringan tegangan menengah 43 ribu kms jaringan tegangan rendah 5,8 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 6,6 juta pelanggan.

Tabel 6.40. Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Operasi Sumatera

Sumatera		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Jumlah
Jaringan TM	kms	4.017	3.530	4.352	4.396	4.536	4.778	5.164	5.585	5.816	6.290	48.463
Jaringan TR	kms	3.497	3.866	3.867	4.034	4.104	4.171	4.519	4.773	5.052	5.360	43.244
Trafo Distribusi	MVA	579	644	553	547	568	550	601	620	576	601	5.837
Tambahan Pelanggan	ribu plgn	971	586	740	672	764	650	633	602	478	470	6.566

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Wilayah Operasi Indonesia Timur dapat dilihat pada Tabel 6.41. Kebutuhan fisik sistem distribusi Wilayah Operasi Indonesia Timur hingga tahun 2022 adalah sebesar 103 ribu kms jaringan tegangan menengah 76 ribu kms jaringan tegangan rendah 13,7 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 6,5 juta pelanggan.

58 Transmisi 500 kV ini tidak connect ke GITET Mandirancan, hanya melintas di dekatnya.

Tabel 6.41. Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Operasi Indonesia Timur

Indonesia Timur		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Jumlah
Jaringan TM	kms	10.494	8.089	10.531	10.694	11.908	11.844	12.430	13.051	7.076	7.296	103.414
Jaringan TR	kms	10.408	8.401	6.756	6.546	7.464	6.986	7.677	7.968	7.026	7.209	76.441
Trafo Distribusi	MVA	1.690	1.483	1.303	1.285	1.349	1.388	1.438	1.488	1.063	1.202	13.688
TambahanPelanggan	ribu plgn	1.072	712	673	656	688	609	601	608	444	443	6.506

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 kabel laut 150 kV.
- Pulau Laut (Kotabaru) - Batulicin dengan kabel laut 150 kV.
- Bitung – Pulau Lembeh (Sulut) dengan kabel laut / 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: *route*, peletakan kabel, lingkungan, struktur dasar laut, dan lain sebagainya.

6.9.2 Sistem Jawa-Bali

Perencanaan kebutuhan fisik untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik dapat diproyeksikan seperti pada Tabel 6.42.

Tabel 6.42. Kebutuhan Fasilitas Distribusi Sistem Jawa-Bali

Jawa – Bali		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Jumlah
Jaringan TM	kms	5.672	5.873	6.227	7.256	7.520	7.661	7.843	8.071	8.114	8.658	72.893
Jaringan TR	kms	7.882	8.110	8.727	9.261	9.560	10.034	10.509	11.117	11.177	11.121	97.498
Trafo Distribusi	MVA	1.425	1.118	1.163	1.336	1.357	1.397	1.575	1.515	2.541	2.647	16.075
TambahanPelanggan	ribu plgn	1.989	1.828	1.907	1.936	1.960	1.431	1.401	1.478	939	853	15.722

Dalam kurun waktu 10 tahun mendatang dari tahun 2013 sampai dengan 2022 untuk sistem Jawa Bali diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah sebanyak 73 ribu kms, jaringan tegangan rendah 97 ribu kms, kapasitas trafo distribusi 16 ribu MVA dan jumlah pelanggan 15,7 juta.

6.10. Pengembangan Listrik Perdesaan

Untuk saat ini pembangunan listrik desa di seluruh Indonesia dilaksanakan oleh 31 Satuan Kerja Listrik Desa/ Satker Lisdes.

Sasaran kuantitatif pembangunan listrik desa adalah bertujuan meningkatkan rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik. Rekap program listrik perdesaan 2013 - 2022 dan investasinya dapat dilihat pada Tabel 6.43 dan Tabel 6.43.

Tujuan pembangunan listrik desa seperti yang disebutkan di atas, 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 6.43. Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia 2013-2022

Tahun		2013*	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
JTM	kms	6.345	4.409	4.731	5.092	5.505	5.951	6.413	6.908	7.450	8.066	60.870
JTR	kms	4.736	4.412	4.790	5.143	5.529	5.990	6.450	6.938	7.524	8.149	59.660
Trafo	MVA	218	198	218	235	253	273	294	317	343	369	2.717
	Unit	3.446	3.217	3.488	3.763	4.050	4.371	4.718	5.083	5.503	5.954	43.593
Jml Pelanggan	PLG	220.170	214.493	230.400	247.317	268.127	290.065	311.672	334.214	361.961	392.817	2.871.236
listrik Murah & Hemat	RTS	95.227	95.100	88.889	88.889	88.889	88.889	88.889	88.889	88.889	88.889	901.438

*) DIPA

Catatan: Pada tahun 2013 & 2014 ada program Penyambungan dan Pemasangan instalasi listrik gratis bagi nelayan & masyarakat tidak mampu sekitar 95 ribu RTS (rumah tangga sasaran).

Tabel 6.44. Rekap Kebutuhan Investasi Program Listrik Perdesaan Indonesia 2013-2022 (Juta Rp)

Tahun	2013*	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
JTM	1.514.989	1.595.633	1.717.392	1.861.233	2.012.623	2.171.400	2.343.627	2.529.509	2.720.312	2.931.183	21.397.900
JTR	769.606	759.527	835.732	897.744	966.567	1.045.166	1.127.618	1.214.498	1.315.953	1.420.766	10.353.178
Trafo	418.382	430.841	471.876	507.898	547.701	589.842	635.643	685.898	740.883	798.485	5.827.447
Lisdes Reguler	2.702.976	2.786.001	3.025.000	3.266.875	3.526.891	3.806.407	4.106.888	4.429.905	4.777.147	5.150.434	37.578.524
Penyambungan listrik gratis	200.000	213.999	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	2.013.998
Total Biaya	2.902.986	3.000.000	3.225.000	3.466.875	3.726.891	4.006.407	4.306.888	4.629.905	4.977.147	5.350.433	39.592.532

*) DIPA

6.11. Proyek PLTU Skala Kecil Tersebar

Tabel 6.45 dan 6.46 menunjukkan lokasi dan kapasitas rencana pengembangan pembangkit PLTU merah putih dan PLTU batubara skala kecil di Sumatera dan Indonesia Timur.

Tabel 6.45. Proyek PLTU Merah Putih di Luar Jawa-Bali

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD Estimasi
Sumatera			
1	PLTU Nias Sumut	2 x 10	2016
2	PLTU Simuelue NAD	2 x 7	2016
3	PLTU Tanjung Balai Karimun Kepri	2 x 15	2016
4	PLTU Tanjung Batu Baru Kepri	2 x 7	2016
5	PLTU Natuna Kepri	2 x 7	2016
6	PLTU Tanjung Pinang Kepri	2 x 15	2016
7	PLTU Belitung 4 Babel	2 x 15	2016
Indonesia Timur			
8	PLTU Putussibau Kalbar	2 x 3	2016
9	PLTU Luwuk Sulteng	2 x 10	2016
10	PLTU Tolitoli Sulteng	3 x 15	2016
11	PLTU Ambon 2 Maluku	2 x 15	2016
12	PLTU Tidore 2 Maluku Utara	2 x 7	2016
13	PLTU Sumbawa NTB	2 x 10	2016
14	PLTU Bima 2 NTB	2 x 10	2016
15	PLTU Maumere NTT	2 x 10	2016
16	PLTU Timika Papua	4 x 7	2015
17	PLTU Holtekamp 2 Papua	2 x 15	2016
18	PLTU Manokwari Papua Barat	2 x 7	2016
19	PLTU Biak Papua	2 x 7	2016

Tabel 6.46. Proyek PLTU Skala Kecil di Luar Jawa-Bali

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD Estimasi
Sumatera			
-PLN			
1	PLTU Ipuh Bengkulu	2 x 3	2016-17
2	PLTU Tebo Jambi	2 x 7	2013
3	PLTU Tembilahan Riau	2 x 7	2015
4	PLTU Dabo Singkep 1 Kepri	2 x 4	2015
5	PLTU Kuala Tungkal Jambi	2 x 3	2013-2014
6	PLTU Belitung 5 Babel	2 x 16.5	2019-2020
-IPP			
7	PLTU Baturaja Sumsel	2 x 10	2013
8	PLTU Muko Muko Bengkulu	2 x 4	2015
9	PLTU Sarolangun Jambi	2 x 6	2013
10	PLTU Selat Panjang 1	3 x 7	2020
11	PLTU Tanjung Batu 1	2 x 7	2017-18
12	PLTU Dabo Singkep 2 Kepri	2 x 7	2019

Tabel 6.46. Proyek PLTU Skala Kecil di Luar Jawa-Bali

lanjutan

NO	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD Estimasi
13	PLTU Natuna 2 Kepri	2 x 7	2017
14	PLTU Nias Sumut	3 x 7	2015-16
15	PLTU Tanjung Pinang Riau	2 x 15	2015
Indonesia Timur			
-PLN			
16	PLTU Sanggau Kalbar	2 x 7	2013-14
17	PLTU Sintang Kalbar	3 x 7	2015
18	PLTU Kotabaru Kalsel	2 x 7	2015
19	PLTU Tanjung Redep Kaltim	2 x 7	2014
20	PLTU Malinau Kaltara	2 x 3	2015
21	PLTU Tanjung Selor Kaltara	2 x 7	2014
22	PLTU Kuala Pambuang Kalteng	2 x 3	2016
23	PLTU Kuala Pambuang 2 Kalteng	1 x 3	2017
24	PLTU Ambon 3 Maluku	1 x 15	2019
25	PLTU Sofifi Maluku Utara	2 x 3	2015
26	PLTU Tidore 3 Maluku Utara	2 x 7	2020
27	PLTU Sumbawa Barat NTB	2 x 7	2014/15
28	PLTU Sumbawa 2 NTB	2 x 10	2018
29	PLTU Atambua NTT	4 x 6	2016
30	PLTU Rote Ndao NTT	2 x 3	2015
31	PLTU Alor NTT	2 x 3	2015
32	PLTU Timor 1 NTT	2 x 15	2018/19
33	PLTU Timor 2 NTT	25	2022
34	PLTU Manokwari 2 NTT	2 x 7	2020/21
35	PLTU Ampana Sulteng	2 x 3	2016
36	PLTU Raha Sultra	2 x 3	2016
37	PLTU Raha 2 Sultra	2 x 3	2018
38	PLTU Kendari (Ekspansi) Sultra	1 x 10	2014
39	PLTU Wangi-Wangi Sultra	2 x 3	2015/16
40	PLTU Bau-Bau Sultra	2 x 10	2014/15
41	PLTU Bau-Bau 2 Sultra	2 x 10	2018/19
42	PLTU Talaud Sultra	2 x 3	2015
-IPP			
43	PLTU Ketapang Kalbar	2 x 10	2016
44	PLTU Ketapang Kalbar	2 x 7	2016
45	PLTU Gorontalo Energy Gorontalo *	2 x 6	2014
46	PLTU Lati (Ekspansi) Kaltim	1 x 7	2015
47	PLTU Tanah Grogot Kaltim	2 x 7	2016

Tabel 6.46. Proyek PLTU Skala Kecil di Luar Jawa-Bali

lanjutan

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD Estimasi
48	PLTU Tobelo Maluku Utara	2 x 7	2019/20
49	PLTU Kupang NTT	2 x 15	2015/16
50	PLTU Biak Papua	2 x 7	2017
51	PLTU Nabire Papua	2 x 7	2017
52	PLTU Jayapura Papua	2 x 15	2018
53	PLTU Klalin/Sorong Papua Barat	2 x 15	2017
54	PLTU Andai/Manokwari Papua Barat	2 x 7	2017
55	PLTU Tawaeli (Ekspansi) Sulteng	2x 15	2016/17
56	PLTU Bau-Bau Sultra	2 x 7	2014

6.12. Pembangkit Thermal Modular Pengganti Diesel (PTMPD)

Sebagai pengganti PLTD di berbagai wilayah di Indonesia, saat ini sedang dilakukan studi kelayakan teknologi pembangkit thermal modular pengganti diesel (PTMPD), yang merupakan teknologi berbasis *Organic Rankine Cycle* (ORC). PTMPD ini akan diimplementasikan sesuai hasil kajian teknis dan keekonomian. Berikut daftar kandidat lokasi pemasangan PTMPD.

Tabel 6.47. Daftar Proyek PTMPD

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD Estimasi
Sumatera			
1	PTMPD Sabang NAD	2 x 3.5	2016
2	PTMPD Sinabang NAD	2 x 3.5	2016
3	PTMPD Bengkalis Riau	2 x 6	2016
4	PTMPD Selat panjang Riau	2 x 3.5	2016
5	PTMPD Ranai Kepri	2 x 3.5	2016
6	PTMPD Dabo Singkep Kepri	2 x 3.5	2016
7	PTMPD Batang Asai Jambi	2 x 1.2	2016
8	PTMPD Muko-muko Bengkulu	2 x 3.5	2016
9	PTMPD Ipuh Baru Bengkulu	2 x 1.2	2016
10	PTMPD Kota bani Bengkulu	2 x 3.5	2016
11	PTMPD Tua Pejat Sumbar	2 x 1.2	2016
12	PTMPD Nias Sumut	2 x 6	2016
Jawa-Bali			
13	PTMPD Pulau Panjang Banten	2 x 1.2	2015
14	PTMPD Karimunjawa Jateng	2 x 1.2	2015
15	PTMPD Kemujan Jateng	2 x 1.2	2015
16	PTMPD Bawean Jatim	2 x 1.2	2015
17	PTMPD Kangean Jatim	2 x 1.2	2015
18	PTMPD Sapudi Jatim	2 x 1.2	2015
Indonesia Timur			
19	PTMPD Kairatu Maluku	1 x 1.2	2015
20	PTMPD Masohi Maluku	1 x 1.2	2015

Tabel 6.47. Daftar Proyek PTMPD

lanjutan

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD Estimasi
21	PTMPD Namlea Maluku	1 x 3.6	2016
22	PTMPD Langgur Maluku	2 x 3.6	2015/16
23	PTMPD Bula Maluku	1 x 2.4	2015
24	PTMPD Saumlaki Maluku	1 x 2.4	2015
25	PTMPD Dobo Maluku	1 x 2.4	2015
26	PTMPD Jailolo Maluku Utara	1 x 2.4	2017
27	PTMPD Sofifi Maluku Utara	1 x 2.4	2016
28	PTMPD Sanana Maluku Utara	1 x 2.4	2016
29	PTMPD Bacan Maluku Utara	1 x 2.4	2015
30	PTMPD Daruba Maluku Utara	1 x 2.4	2016
31	PTMPD Tobelo Maluku Utara	2 x 3.5	2015
32	PTMPD Larantuka NTT	1 x 2.4	2015
33	PTMPD Adonara NTT	1 x 2.4	2016
34	PTMPD Kalabahi NTT	2 x 1.2	2015
35	PTMPD Lembata NTT	2 x 1.2	2015
36	PTMPD Waingapu NTT	2 x 1.2	2015
37	PTMPD Biak Papua	2 x 3.5	2015/16
38	PTMPD Serui Papua	1 x 2.4	2015
39	PTMPD Merauke Papua	1 x 6	2015
40	PTMPD Timika Papua	2 x 3.5	2017
41	PTMPD Kaimana Papua	2 x 1.2	2015
42	PTMPD Sarmi Papua	2 x 1.2	2015
43	PTMPD Sorong Papua Barat	2 x 3.5	2015
44	PTMPD Fak-Fak Papua	2 x 1.2	2015
45	PTMPD Selayar Sulsel	1 x 3.5	2015
46	PTMPD Leok Sulteng	2 x 1.2	2015
47	PTMPD Tolitoli Sulteng	2 x 3.5	2015
48	PTMPD Salakan Sulteng	2 x 1.2	2016/17
49	PTMPD Tahuna Sulut	2 x 3.5	2016/17
50	PTMPD Talaud Sulut	2 x 1.2	2016/17
51	PTMPD Siau Sulut	2 x 1.2	2016/17
52	PTMPD Baranga Sultra	2 x 1.2	2015
53	PTMPD Kasipute Sultra	2 x 1.2	2015
54	PTMPD Raha Sultra	2 x 3.5	2015
55	PTMPD Pulau Laut Kalsel	2 x 3.5	2015
56	PTMPD Kuala Pambuang Kalteng	2 x 1.2	2015
57	PTMPD Sandai Kalbar	2 x 3.5	2015/16
58	PTMPD Nanga Pinoh Kalbar	2 x 3.5	2016
59	PTMPD Putussibau Kalbar	2 x 3.5	2016

Bab 7

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\$ 71,1 miliar dengan *disbursement* tahunan sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 7.1 dan Gambar 7.1. Dana sebesar itu hanya mencakup proyek-proyek PLN saja dan belum mencakup dana investasi untuk proyek listrik yang diasumsikan akan dilaksanakan oleh swasta/IPP.

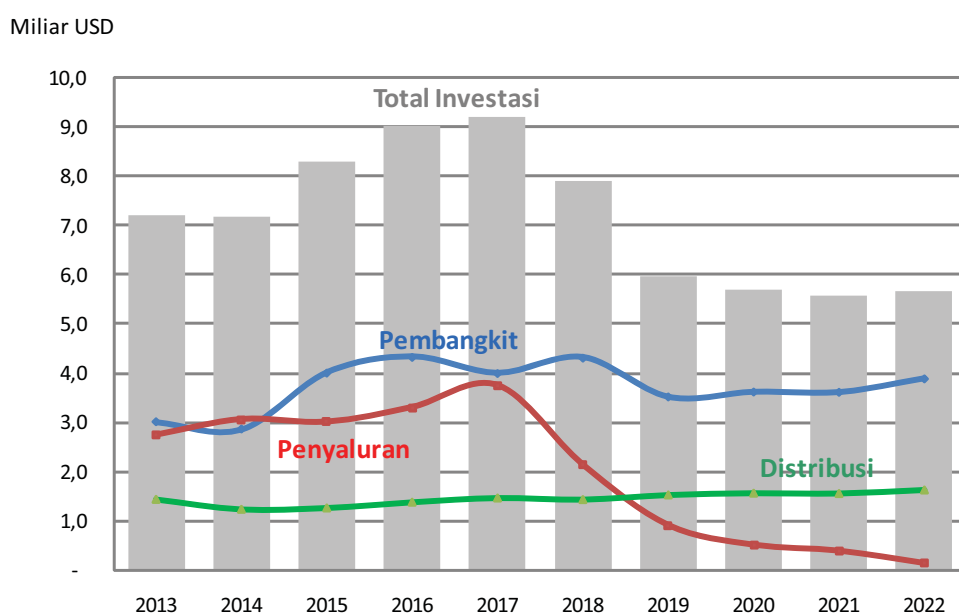
Tabel 7.1. Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)

Juta US\$

Item		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Pembangkit	Fc	1.446	1.928	2.831	3.139	2.805	3.088	2.374	2.447	2.399	2.532	24.988
	Lc	1.565	934	1.181	1.196	1.198	1.231	1.148	1.175	1.218	1.361	12.207
	Total	3.011	2.862	4.012	4.334	4.003	4.319	3.522	3.622	3.617	3.893	37.196
Penyaluran	Fc	2.193	2.374	2.360	2.600	3.004	1.753	749	433	351	95	15.912
	Lc	541	637	579	580	513	300	162	87	47	52	3.500
	Total	2.734	3.011	2.940	3.180	3.517	2.054	912	521	398	147	19.412
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	1.437	1.238	1.266	1.381	1.465	1.433	1.526	1.561	1.555	1.625	14.489
	Total	1.437	1.238	1.266	1.381	1.465	1.433	1.526	1.561	1.555	1.625	14.489
Total	Fc	3.639	4.302	5.192	5.738	5.809	4.841	3.123	2.880	2.750	2.627	40.901
	Lc	3.544	2.809	3.025	3.157	3.176	2.965	2.836	2.824	2.821	3.038	30.196
	Total	7.182	7.111	8.217	8.895	8.985	7.806	5.959	5.704	5.571	5.665	71.097

Melihat kebutuhan dana yang sangat besar tersebut, maka disadari adanya tantangan yang sangat besar 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 *Upper Cisokan pumped storage* dan transmisi HVDC Sumatera – Jawa dengan skema *two step loan*.



Gambar 7. 1. Proyeksi Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)

7.2. Proyeksi Kebutuhan Investasi Jawa-Bali

Pengembangan pembangkitan, transmisi dan distribusi oleh PLN sampai dengan tahun 2022 di sistem Jawa-Bali membutuhkan dana investasi sebesar US\$ 37,2 miliar dengan *disbursement* tahunan sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 7.2 dan Gambar 7.2.

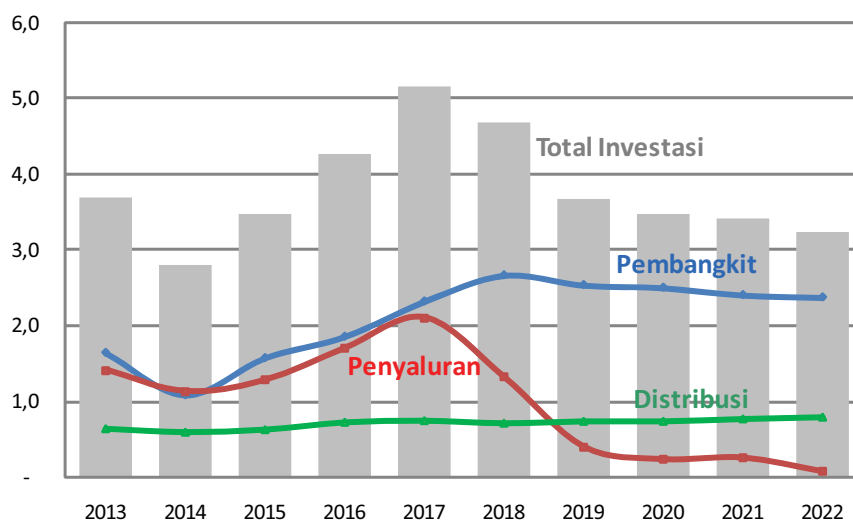
Kebutuhan investasi untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2022 adalah sebesar US\$ 20,9 miliar atau sekitar US\$ 2,1 miliar per tahun.

Tabel 7.2. Kebutuhan Dana Investasi untuk Sistem Jawa – Bali

Juta US\$

Item		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Pembangkit	Fc	497	665	1.056	1.181	1.567	1.876	1.736	1.738	1.622	1.597	13.535
	Lc	1.142	415	514	670	749	783	796	759	777	772	7.377
	Total	1.638	1.080	1.570	1.851	2.316	2.659	2.532	2.497	2.399	2.369	20.911
Penyaluran	Fc	1.202	903	1.005	1.358	1.665	1.096	344	193	223	63	8.053
	Lc	194	167	197	204	197	131	45	37	28	5	1.204
	Total	1.396	1.070	1.202	1.562	1.862	1.226	389	230	251	68	9.257
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	631	584	618	718	739	705	730	730	763	786	7.002
	Total	631	584	618	718	739	705	730	730	763	786	7.002
Total	Fc	1.698	1.569	2.061	2.539	3.233	2.972	2.080	1.931	1.845	1.660	21.588
	Lc	1.967	1.166	1.329	1.591	1.684	1.619	1.571	1.526	1.567	1.563	15.582
	Total	3.665	2.734	3.390	4.131	4.917	4.590	3.651	3.457	3.412	3.223	37.170

Miliar USD



Gambar 7.2. Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Sistem Jawa – Bali

Pembiayaan proyek pembangkitan PLN berasal dari beberapa sumber. Proyek percepatan pembangkit Perpres No.71/2006 didanai dengan pinjaman luar negeri (Cina) dan dalam negeri yang diusahakan oleh PLN dengan jaminan Pemerintah. Proyek *Upper Cisokan pumped storage* 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 diusulkan pendanaannya ke *lender* bilateral.

Kebutuhan dana investasi untuk penyaluran dan distribusi masing-masing sebesar US\$ 9,3 miliar dan US\$ 7,0 miliar. Proyek penyaluran pada tahun 2012-2013 didominasi oleh transmisi yang terkait dengan proyek percepatan pembangkit. Proyek tersebut menurut rencana akan didanai dari APLN, APBN, pinjaman luar negeri (*two step loan*) dan kredit ekspor.

7.3. Proyeksi Kebutuhan Investasi Wilayah Luar Jawa-Bali

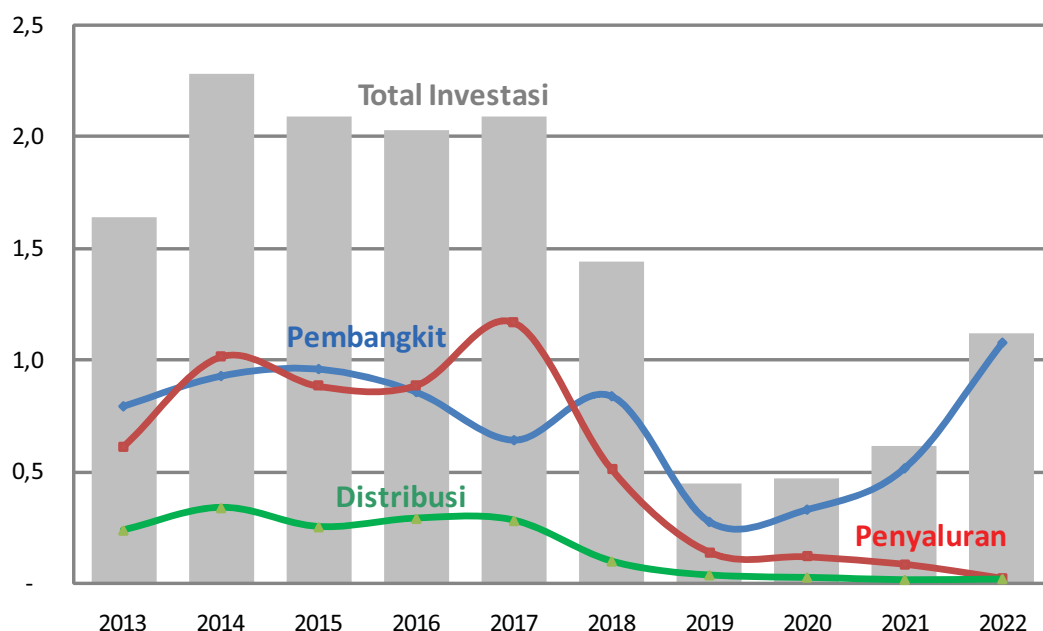
Proyeksi kebutuhan investasi pembangkit, sistem penyaluran dan distribusi dalam kurun waktu 2013-2022 untuk Wilayah Operasi Sumatera adalah sebesar US\$ 17,9 miliar atau rata-rata US\$ 1,8 miliar per tahun dan untuk Wilayah Operasi Indonesia Timur adalah sebesar US\$ 16,0 miliar atau rata-rata US\$ 1,6 miliar, tidak termasuk proyek IPP, dengan *disbursement* tahunan seperti pada Tabel 7.3 dan Tabel 7.4.

Tabel 7.3. Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Operasi Sumatera

Juta US\$

Item		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Pembangkit	Fc	562	685	712	660	475	652	189	196	301	634	5.065
	Lc	232	245	249	197	168	187	86	135	215	445	2.161
	Total	794	930	961	858	642	839	276	331	516	1.079	7.226
Penyaluran	Fc	610	1.014	881	885	1.167	508	137	117	83	20	5.421
	Lc	234	335	249	287	277	94	32	22	11	14	1.555
	Total	844	1.349	1.130	1.172	1.445	602	169	139	94	34	6.976
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	319	305	318	334	357	365	394	423	433	457	3.705
	Total	319	305	318	334	357	365	394	423	433	457	3.705
Total	Fc	1.172	1.698	1.593	1.545	1.642	1.160	326	313	384	654	10.487
	Lc	785	885	816	819	802	646	513	580	659	917	7.421
	Total	1.956	2.584	2.408	2.364	2.443	1.806	839	893		1.570	17.907

Miliar USD

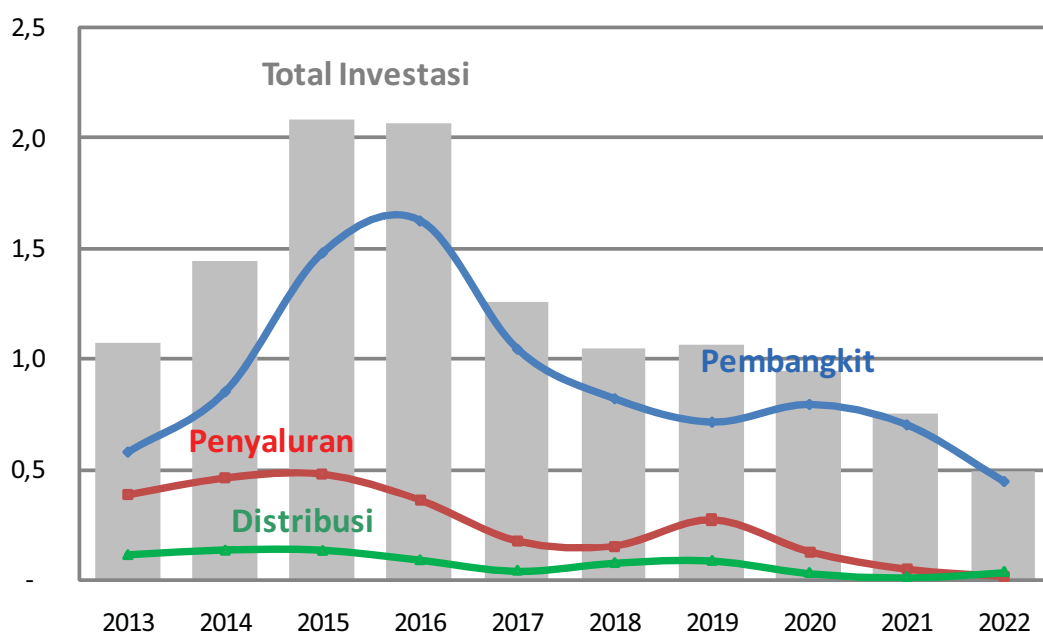


Gambar 7.3. Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Operasi Sumatera

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

Juta US\$												
Item		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Pembangkit	Fc	388	578	1.063	1.297	763	560	449	514	476	302	6.388
	Lc	191	274	418	329	282	261	266	281	226	144	2.669
	Total	579	852	1.481	1.625	1.045	820	714	794	702	445	9.058
Penyaluran	Fc	381	457	474	357	172	150	268	123	44	11	2.438
	Lc	113	134	133	89	39	76	86	29	9	33	741
	Total	494	591	607	446	211	226	354	152	54	45	3.179
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	488	349	331	329	370	364	402	408	359	382	3.782
	Total	488	349	331	329	370	364	402	408	359	382	3.782
Total	Fc	769	1.035	1.538	1.654	935	710	717	637	521	313	8.827
	Lc	792	758	881	747	690	701	753	717	594	559	7.193
	Total	1.561	1.792	2.419	2.401	1.625	1.410	1.470	1.354	1.115	872	16.019

Miliar USD



Gambar 7.4. Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Operasi Indonesia Timur

Kebutuhan investasi Wilayah Operasi Sumatera untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2022 adalah sebesar US\$ 7,2 miliar, sedangkan untuk Wilayah Operasi Indonesia Timur adalah sebesar US\$ 9,1 miliar. *Disbursement* proyek pembangkitan mencapai puncaknya pada tahun 2014 - 2016 yang sebagian besar merupakan proyek percepatan pembangkit Perpres No.71/2006. Sedangkan *disbursement* proyek pembangkitan pada tahun berikutnya terus menurun karena proyek-proyek IPP akan semakin mendominasi sistem-sistem Indonesia Timur dan Sumatera, terutama di sistem Sumatera. Proyek transmisi di Indonesia Timur dan Sumatera didominasi oleh pengembangan transmisi 275 kV untuk interkoneksi seluruh Sumatera, di samping pengembangan transmisi 150 kV di Sumatera, Sulawesi dan Kalimantan serta beberapa wilayah lain seperti NTT dan NTB.

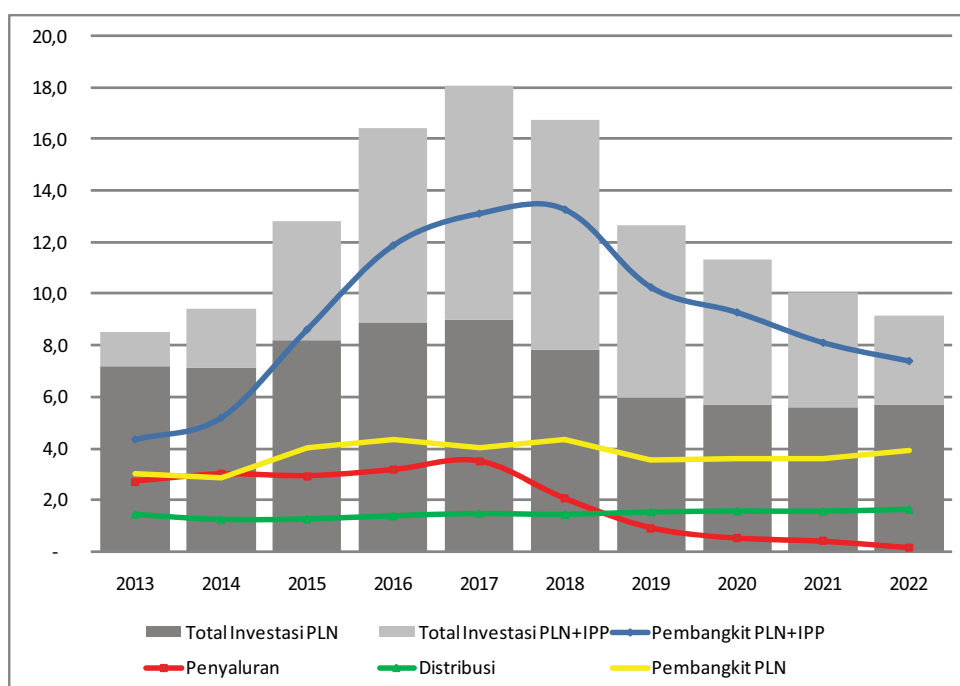
7.4. Kebutuhan Investasi Kelistrikan PLN dan IPP

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\$ 125,2 miliar selama tahun 2013 - 2022. Partisipasi swasta untuk 10 mendatang sebesar US\$ 54,1 miliar atau 43% dari seluruh kebutuhan investasi. *Disbursement* dana tersebut diperlihatkan pada Tabel 7.5.

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

Juta US\$

Item		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Pembangkit PLN	Fc	1.446	1.928	2.831	3.139	2.805	3.088	2.374	2.447	2.399	2.532	24.988
	Lc	1.565	934	1.181	1.196	1.198	1.231	1.148	1.175	1.218	1.361	12.207
	Total	3.011	2.862	4.012	4.334	4.003	4.319	3.522	3.622	3.617	3.893	37.196
Pembangkit IPP	Fc	920	1.521	3.050	5.174	6.463	6.313	4.637	3.837	3.015	2.453	37.382
	Lc	389	782	1.543	2.366	2.646	2.637	2.080	1.809	1.454	1.031	16.739
	Total	1.309	2.304	4.592	7.540	9.110	8.951	6.717	5.646	4.469	3.483	54.121
Penyaluran	Fc	2.193	2.374	2.360	2.600	3.004	1.753	749	433	351	95	15.912
	Lc	541	637	579	580	513	300	162	87	47	52	3.500
	Total	2.734	3.011	2.940	3.180	3.517	2.054	912	521	398	147	19.412
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	1.437	1.238	1.266	1.381	1.465	1.433	1.526	1.561	1.555	1.625	14.489
	Total	1.437	1.238	1.266	1.381	1.465	1.433	1.526	1.561	1.555	1.625	14.489
Total	Fc	4.558	5.823	8.241	10.912	12.273	11.154	7.760	6.717	5.765	5.080	78.283
	Lc	3.933	3.591	4.568	5.523	5.822	5.602	4.917	4.633	4.275	4.069	46.934
	Total	8.492	9.414	12.809	16.435	18.095	16.757	12.676	11.351	10.040	9.149	125.218



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\$ 12,5 miliar per tahun.

7.5. Sumber Pendanaan dan Kemampuan Keuangan PLN

Butir 7.5 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\$ 71,1 miliar⁵⁹ sampai dengan tahun 2022 akan dipenuhi dari berbagai sumber pendanaan, yaitu APBN sebagai penyertaan modal Pemerintah (ekuiti), pinjaman baru, dan dana internal. Sumber dana 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)

Kemampuan pendanaan internal PLN sesungguhnya sangat rendah karena sebelum tahun 2009 PLN tidak memperoleh marjin PSO, sehingga tidak ada investasi PLN yang didanai dari pendanaan internal (seluruh investasi didanai dengan hutang). Rasio hutang terhadap aset PLN sebelum program percepatan pembangkit 10.000 MW tahap 1 (*fast track 1*) adalah sekitar 30%, namun kemudian meningkat menjadi 53% pada tahun 2010 akibat seluruh pendanaan proyek *fast track 1* berasal dari pinjaman komersial dan obligasi. Rasio ini akan semakin besar apabila pendapatan PLN tidak meningkat.

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

Peningkatan pendanaan sendirinya, tentunya harus dilakukan dengan peningkatan pendapatan PLN akan sangat diperlukan untuk meningkatkan kemampuan PLN dalam melakukan investasi untuk memenuhi kebutuhan pertumbuhan listrik.

b. Komposisi Sumber Pendanaan untuk Investasi

Sumber pendanaan investasi PLN berasal dari 3 sumber: (i) ekuitas Pemerintah dari APBN (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 marjin PSO + depresiasi aset dan pembayaran cicilan pokok.

PLN hanya dapat meminjam dalam jumlah yang sangat terbatas karena dibatasi oleh *covenant* pinjaman yang disyaratkan oleh *lender* dan *bond holder*. Kapasitas PLN dalam membuat pinjaman baru dapat ditingkatkan jika *revenue* PLN meningkat, baik dari tarif maupun marjin PSO.

Dengan melihat kemampuan pendanaan internal PLN dan kemampuan meminjam PLN yang sangat terbatas seperti dijelaskan di atas, maka peran APBN setiap tahun menjadi sangat penting untuk memenuhi pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik yang diperlukan untuk mendorong pertumbuhan ekonomi yang ditargetkan oleh Pemerintah. Hal ini menjadi semakin penting karena secara politis sangat sulit menaikkan tarif ke tingkat yang lebih tinggi daripada BPP dalam waktu dekat.

⁵⁹ Hanya mencakup *base cost*, tidak termasuk *financing cost*.

Dari penjelasan di atas dapat disimpulkan bahwa untuk menjaga kemampuan PLN dalam melayani pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik guna mendukung pertumbuhan ekonomi yang ditargetkan oleh Pemerintah, maka harus dilakukan perbaikan antara lain sebagai berikut:

- Peningkatan pendapatan PLN.
- Peningkatan dana dari APBN.

7.6. Kemampuan Finansial Korporat untuk Berinvestasi

7.6.1 Financial Leverage Perusahaan

Estimasi total investasi yang dibutuhkan untuk pengembangan pembangkitan, transmisi dan distribusi sampai dengan 2022 adalah sebesar 125,2 miliar USD. PLN akan mendanai pengembangan pembangkitan, transmisi, dan distribusi sebesar 71,7 miliar USD (tidak termasuk *interest during construction/IDC, development cost*) sedangkan sisanya sebesar 54,1 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. Pada tahun 2012 subsidi listrik mencapai Rp 103,3 triliun. Subsidi listrik yang diberikan sejak tahun 2000–2012 cukup untuk menutupi biaya operasi, tetapi kurang memadai untuk menunjang investasi pengembangan sistem kelistrikan.

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 2009, 2010, 2011, dan 2012 Pemerintah mengalokasikan margin sebesar 5%, 8%, 8%, dan 7% untuk mendukung kemampuan meminjam PLN untuk investasi.

Program percepatan pembangunan pembangkit listrik berbahan bakar batu bara 10.000 MW yang ditugaskan Pemerintah kepada PLN melalui Perpres No.71 Tahun 2006 sepenuhnya didanai oleh pinjaman. Sejak program ini digulirkan, PLN untuk pertama kalinya harus melakukan pinjaman langsung secara besar-besaran, baik melalui penerbitan obligasi internasional maupun pinjaman kepada perbankan nasional dan internasional. Kondisi dengan pinjaman besar-besaran yang dilakukan, sementara struktur pendapatannya belum dibenahi, telah berakibat pada memburuknya neraca keuangan PLN (*financial leverage* menjadi tinggi) yang ditunjukkan dengan meningkatnya *Debt to Equity Ratio* (DER) dari 28% pada tahun 2002 menjadi 187% pada akhir tahun 2012.

Sejak tahun 2005 sebagian besar dana pembangunan bersumber dari utang. Utang tersebut berasal dari utang Pemerintah maupun utang korporasi. Kedua jenis utang tersebut memiliki kewajiban yang harus dijaga oleh PLN untuk menjamin kemampuan pengembalian hutangnya. Kewajiban tersebut adalah *covenant* pinjaman.

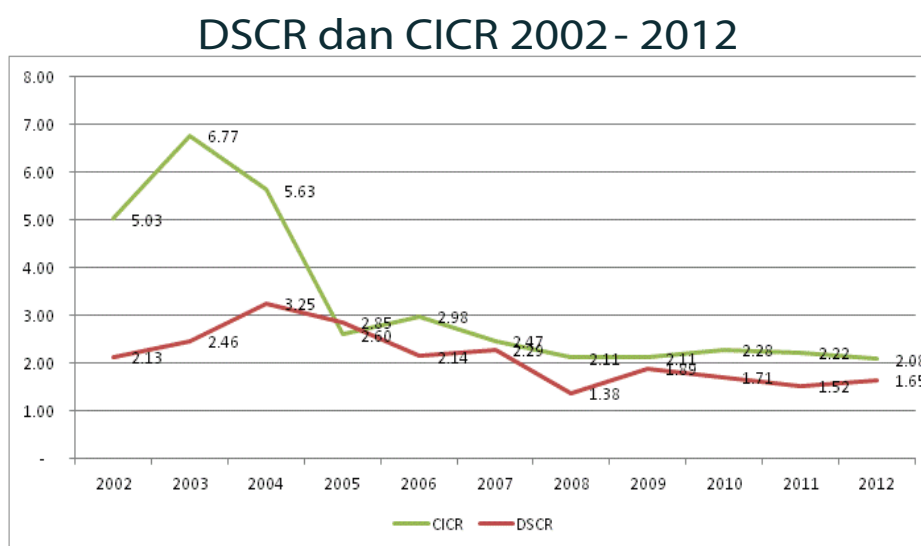
Covenant adalah komitmen untuk menjaga kondisi keuangan perusahaan yang dituangkan dalam sebuah perjanjian hutang. Dari beberapa *covenant* yang ada, umumnya *covenant* yang perlu dijaga oleh PLN terdiri dari 2 (dua) buah indikator: (i) *Consolidated Interest Coverage Ratio* (CICR) dan (ii) *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR). CICR merupakan rasio antara *Consolidated Cash Flow* dengan *Consolidated Interest Expense*, yang merupakan persyaratan *bond holder* dari pendanaan *Global Bond* dengan angka minimum 2 kali. DSCR adalah persyaratan pinjaman dari multilateral bank (2 lender utama PLN yaitu IBRD dan ADB) dengan angka minimum sebesar 1,5 kali. Masing-masing *lender* memberi definisi berbeda untuk DSCR :

"The net revenues of PLN for the twelve months prior to the date of such incurrence shall be at least 1.5 times the estimated maximum debt service requirement of PLN for any succeeding fiscal year on all debts of PLN including the debt to be incurred." (ADB).

"... the estimated net revenues of PLN for each fiscal year during the term of the debt to be incurred shall be at least 1,5 times the estimated debt services requirements of PLN in such year" (IBRD).

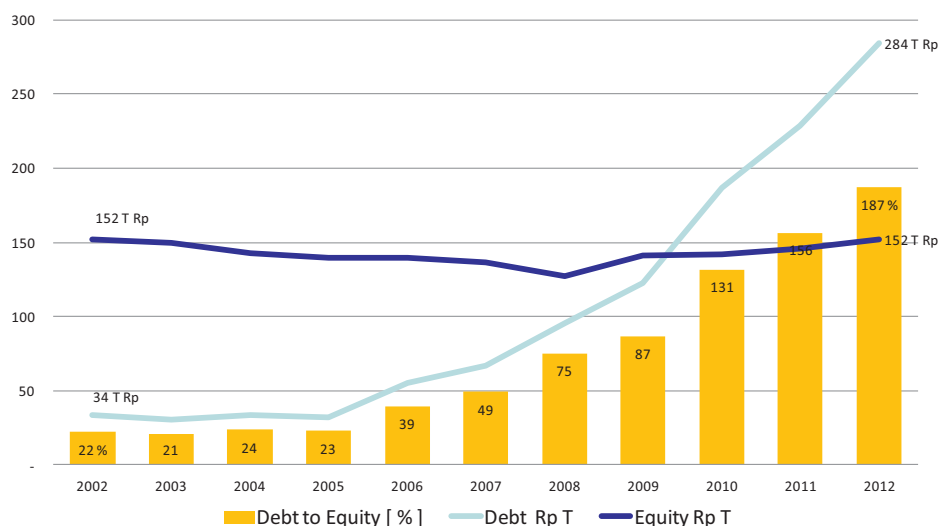
Dalam kurun waktu 2002–2012, PLN masih mampu memenuhi *covenant* pinjaman (DSCR dan CICR) dalam posisi batas aman sebagaimana gambar 7.6.

Namun pada tahun-tahun mendatang PLN akan kesulitan untuk memenuhi *covenant* pinjamannya mengingat makin besarnya beban hutang. Dengan semakin besarnya beban hutang, maka diperlukan kepastian pendapatan yang semakin besar agar beban bunga dan cicilan tetap dapat dipenuhi melalui pendapatan.



Gambar 7. 6. Posisi Indikator DSCR dan CICR periode 2002-2012

Semakin besarnya hutang PLN terlihat pada Gambar 7.7 yang menunjukkan bahwa kecenderungan *Debt to Equity Ratio* (DER) PLN makin membesar. Dalam gambar tersebut terlihat bahwa Modal (*Equity*) PLN relatif tidak bertambah dan berkisar pada nilai Rp 150 Triliun. Sedangkan beban hutang bertambah dari sekitar Rp 34 T menjadi Rp 284 T.



Gambar 7.7. Posisi Indikator DER periode 2002-2012

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.

Kondisi melemahnya kemampuan investasi PLN juga sudah diketahui oleh pasar keuangan. Hal ini dapat terlihat dari pernyataan dari *rating agency* yang menyatakan bahwa *sustainability* PLN mengkhawatirkan karena investasi yang agresif serta *financial leverage* yang sudah mengkhawatirkan. Dalam *roadshow* PLN banyak investor yang mengkhawatirkan *sustainability* PLN akibat semakin membesarnya *debt to ebitda ratio* PLN.

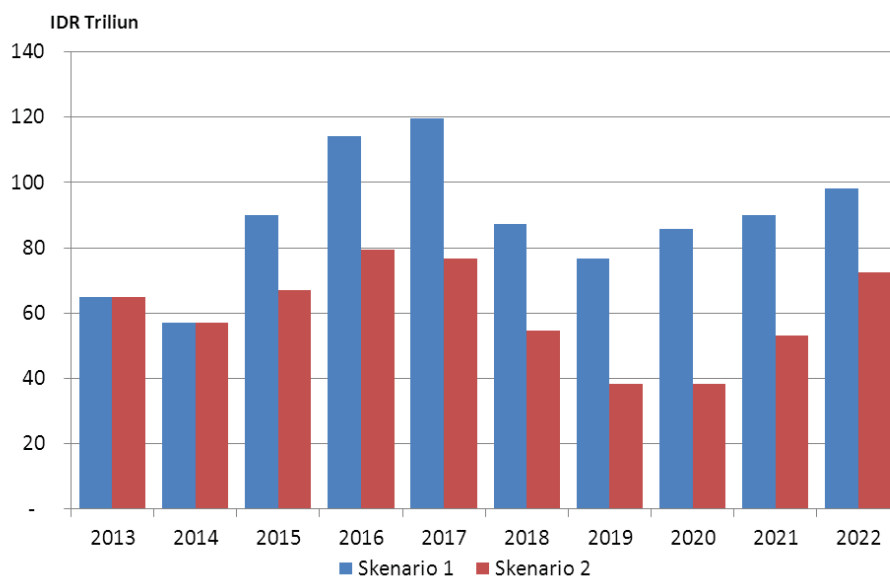
Dengan adanya indikasi memburuknya *financial leverage* PLN, maka akan berakibat pada kemampuan meminjam PLN menjadi semakin lemah.

7.6.2 Simulasi Program Investasi Sesuai Kemampuan Pendanaan PLN

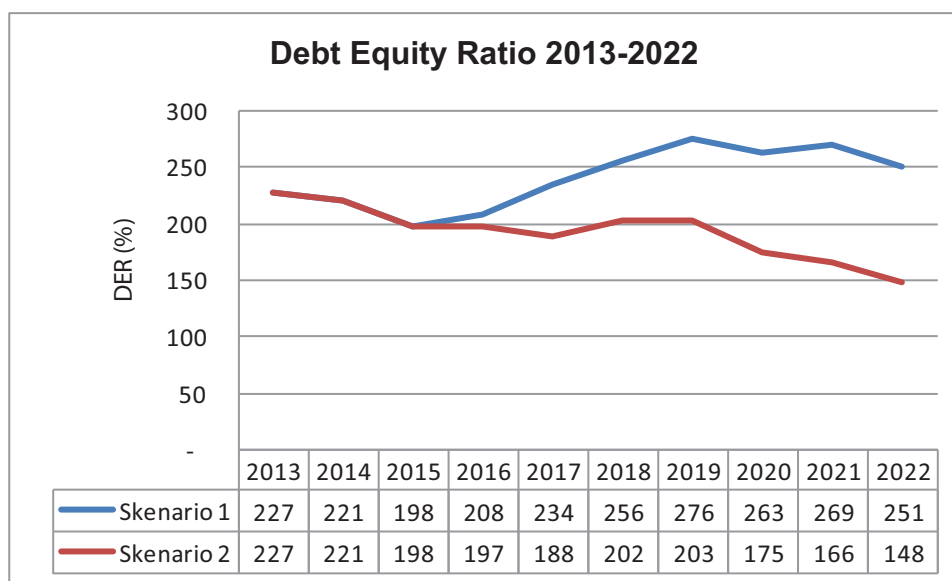
Untuk mengetahui tingkat kemampuan PLN dalam melaksanakan investasi sarana ketenagalistrikan, maka dilakukan juga analisis dengan skenario keterbatasan pendanaan PLN yang digunakan sebagai acuan dalam menyusun program pengembangan sarana kelistrikan, yang disebut dengan Skenario 2.

Agar PLN dapat memperbaiki struktur modal maka investasi PLN dan IPP dibatasi sesuai dengan kemampuan keuangan PLN. Salah satu indikasi membaiknya struktur modal adalah dengan mengurangi DER. Hasil simulasi ini dapat dilihat pada Gambar 7.8-7.9.

Dari hasil simulasi terlihat bahwa kebutuhan investasi PLN pada Skenario 1 mencapai Rp 884 T selama 10 tahun ke depan atau rata-rata Rp 88,4 T per tahun, sedangkan kemampuan PLN sesuai Skenario 2 hanya sebesar Rp 602 T atau sekitar Rp 60,2 T per tahun (termasuk IDC, pajak dan biaya lain yang terkait). Gambar 7.8 menampilkan hasil kebutuhan investasi ini.

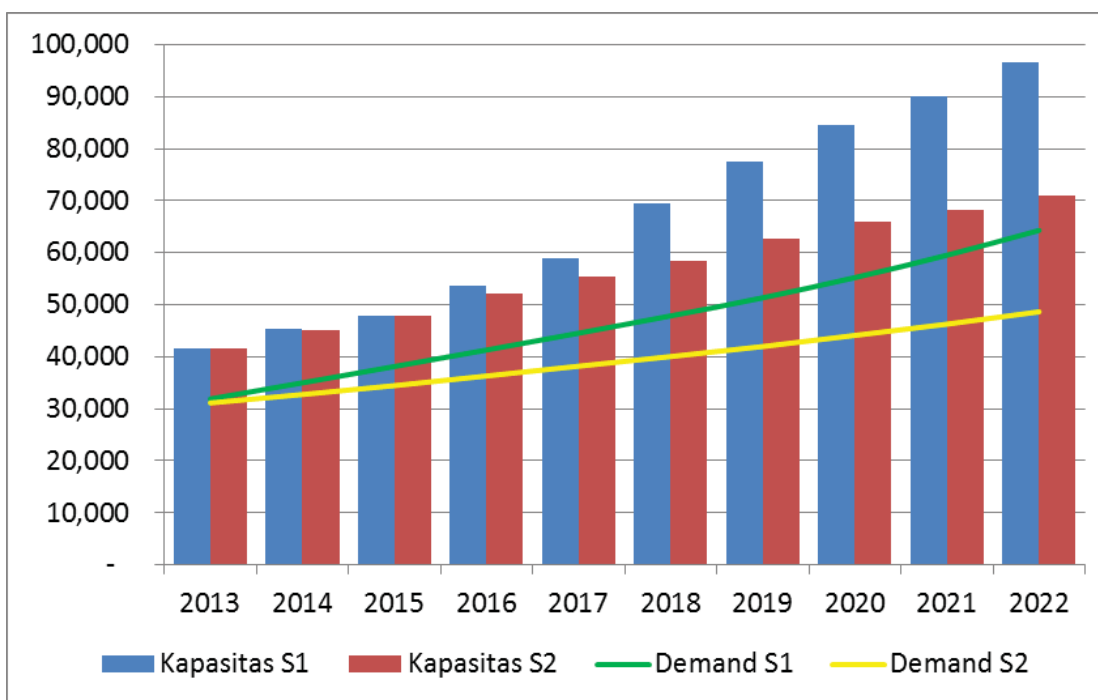


Gambar 7. 8. Perbandingan Antara Kebutuhan Investasi dan Kemampuan Investasi



Gambar 7.9. Proyeksi Indikator *Covenant* PLN untuk Skenario 1 dan Skenario 2

Dari Gambar 7.9 di atas dapat dilihat bahwa *financial leverage* PLN terutama DER akan membaik pada Skenario 2, dimana DER besarnya pada tahun 2022 kurang dari 150%, sedangkan pada Skenario 1 kondisi DER makin buruk dimana pada tahun 2022 DER menjadi 251%. Kondisi perhitungan ini dengan mengasumsikan tarif naik secara bertahap menuju nilai keekonomian. Dari sisi penyediaan daya, apabila konsumsi listrik tumbuh sesuai kebutuhan maka *reserve margin* di Jawa akan turun menjadi kurang dari 10% sejak tahun 2017.



Gambar 7.10. Perbandingan Beban Puncak Skenario 1 dan 2 dengan Tambahan Pembangkit Skenario 2

Dari Gambar 7.10 terlihat bahwa kemampuan pasokan Skenario 2 lebih kecil dibandingkan dengan Skenario 1 sehingga beban yang dapat dilayani juga kecil. Pertumbuhan dalam Skenario 2 sebesar 5,7% sementara pada Skenario 1 dapat tumbuh sebesar 8,4%.

7.6.2. Perbaikan Struktur Modal Perusahaan

Dalam rangka meningkatkan kemampuan PLN dalam menyediakan fasilitas tenaga listrik diperlukan penguatan modal perusahaan. Hal ini dapat dilakukan antara lain dengan cara:

1. Peningkatan pendapatan internal PLN baik melalui kenaikan tarif dan atau subsidi, yang mampu meningkatkan kemampuan investasi.
2. Pemerintah dalam penyediaan dana investasi dalam Penyerahan Modal Negara (PMN) untuk mengurangi beban pinjaman.
3. Apabila butir 1 dan butir 2 masih belum mencukupi, maka diperlukan upaya agar pinjaman PLN yang saat ini cukup besar di-*restructure* antara lain dengan melakukan *swap Sub-Loan Agreement (SLA)* menjadi PMN, serta restrukturisasi pinjaman langsung perusahaan.

Di samping penguatan modal, dapat ditempuh juga program pengendalian konsumsi listrik, yang antara lain dapat berupa :

1. Program Konservasi Energi, antara lain melalui *demand side management*, pola pentarifan dengan *time of use*, kampanye penggunaan peralatan hemat energi dan lain lain.
2. Pembatasan pertumbuhan beban antara lain dengan membatasi penyambungan tenaga listrik.

Terobosan lain dari sisi pembentukan model bisnis yang baru mungkin dapat dilaksanakan dan diuraikan dalam sub-bab 7.6.3.

7.6.3. 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*, penetapan wilayah usaha tersendiri dan sebagainya. Dengan model bisnis seperti ini maka investasi yang dilakukan oleh pihak ketiga non-IPP tidak akan membebani keuangan PLN secara jangka panjang.

Bab 8

Analisis Risiko Jangka Panjang



Sasaran strategis yang ingin dicapai dalam RUPTL 2013 - 2022 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 2013 - 2022, 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 2013-2022

Penggambaran Profil Risiko Jangka Panjang 2013 - 2022 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 politik 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\$ 7,1 miliar USD 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, perijinan, 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 6.000 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 2018 dan 2019 yang sangat besar yaitu 10.627 MW dan 9.154 MW.

- b. **Risiko ketidakselarasan penyelesaian proyek pembangkit dan jaringan.** Sebagaimana diketahui bahwa pembangunan pembangkit (PLN maupun IPP) dan jaringan transmisi dilaksanakan secara terpisah, sejak dari proses pendanaan hingga konstruksinya, sehingga berpotensi terjadi ketidakselarasan yang berdampak pada keterlambatan pengoperasian, dampak finansial berupa pinalti *take-or-pay* (TOP) dari IPP, *bottlenecking*, peningkatan BPP, hingga pemadaman.

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 pinalti (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 ketidaktersediaan 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% (skenario 1) 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 2013 - 2022

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	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	3 10	4 5
	Sedang	C	C.1	C.2	7 11	1 2 9	C.5
	Kecil	B	B.1	B.2	B.3	6 8 12	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 :

- 3 Risiko keterbatasan kemampuan pendanaan
- 4 Risiko keterlambatan penyelesaian proyek PLN dan IPP
- 5 Risiko ketidakselarasan penyelesaian proyek pembangkit dan jaringan
- 10 Risiko kenaikan harga Energi Primer



RISIKO TINGGI

- 1 Risiko perubahan tatanan / kebijakan pada sektor ketenagalistrikan
- 2 Risiko tidak terlaksananya rasionalisasi TTL
- 6 Risiko hambatan pada penyediaan dan pasokan energi primer non-B
- 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 2013 - 2022

8.3. Risiko Keterlambatan Proyek PLN dan IPP

Dari profil risiko di atas, terlihat bahwa salah satu risiko terbesar yang mungkin terjadi adalah keterlambatan penyelesaian proyek PLN maupun IPP. Dari analisis risiko tersebut dikembangkan sebuah skenario kemungkinan keterlambatan penyelesaian proyek serta akibatnya pada pasokan dan komposisi *fuel-mix*.

Keterlambatan proyek dapat terjadi pada :

1. Proses persiapan pembangunan baik dari sisi perizinan, penyiapan lokasi, kesiapan pendanaan dan lain-lain.
2. Ketersediaan energi primer terutama pasokan gas dan LNG.
3. Proses pembangunan/konstruksi yang seringkali menemui kendala di lapangan.

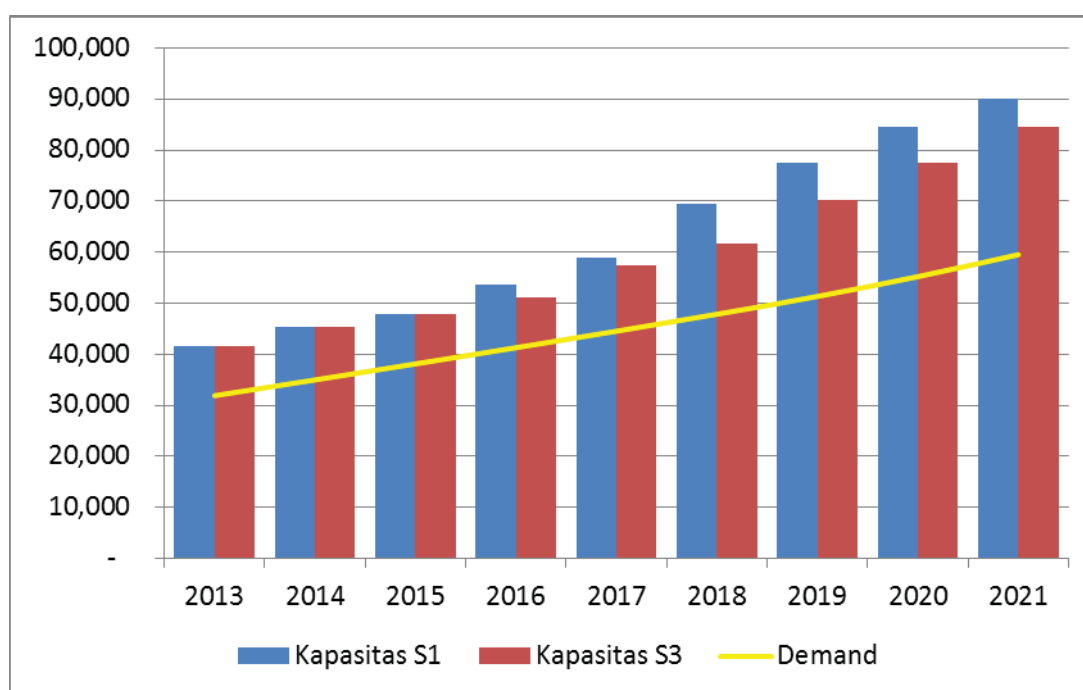
Keterlambatan proses perijinan dalam persiapan pembangunan banyak terjadi pada kasus-kasus perijinan untuk ijin prinsip, ijin lokasi, ijin lingkungan serta ijin kehutanan, dan lain-lain. Beberapa kasus pembangkit besar

mundur karena masalah ini antara lain PLTU Indramayu, PLTU Pangkalan Susu 3&4, PLTP Rajabasa, PLTP Kotamobagu dan masih banyak yang lainnya.

Kepastian pasokan gas seringkali mengalami perubahan lokasi dan kapasitas pasok sehingga terjadi ketidakpastian keputusan investasi di satu lokasi untuk pembangkit berbahan bakar gas. Beberapa contoh pembangkit antara lain PLTGU Tambak Lorok, PLTGU Gresik, PLTGU Muara Tawar Add On, dan lain sebagainya.

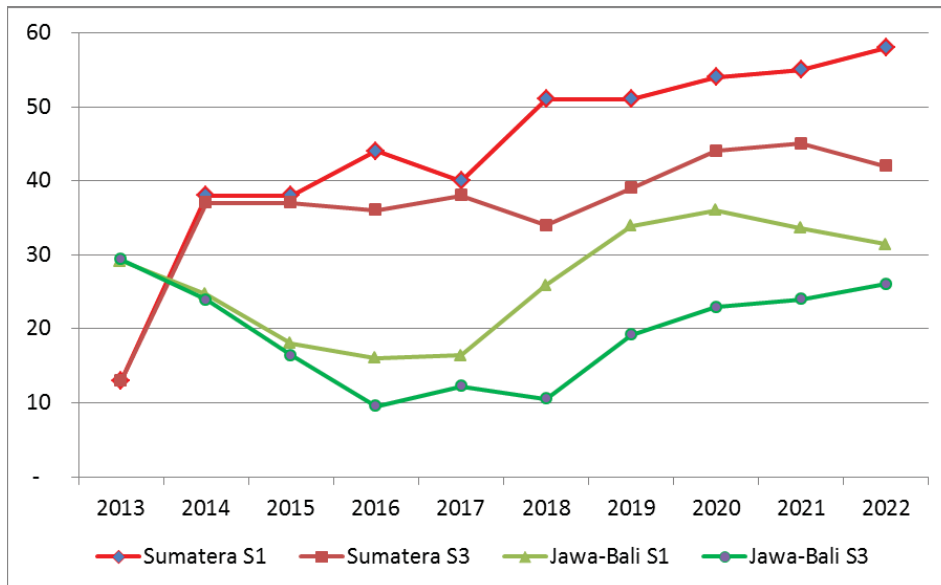
Dalam proses pembangunanpun banyak kendala untuk menyelesaikan proyek antara lain pembebasan tanah, ijin ROW, masalah kompensasi, tumpang-tindih ijin lokasi maupun peruntukan, perubahan RTRW, dan lain-lainnya. Beberapa contoh tertundanya penyelesaian pembangkit akibat hal ini antara lain proyek Interkoneksi HVDC Sumatera Jawa, PLTU Jawa Tengah, dan masih banyak contoh lainnya.

Dengan mempertimbangkan hal-hal tersebut di atas, dibuat skenario keterlambatan yang mungkin terjadi dan akibatnya terhadap pasokan dan *fuel mix*.



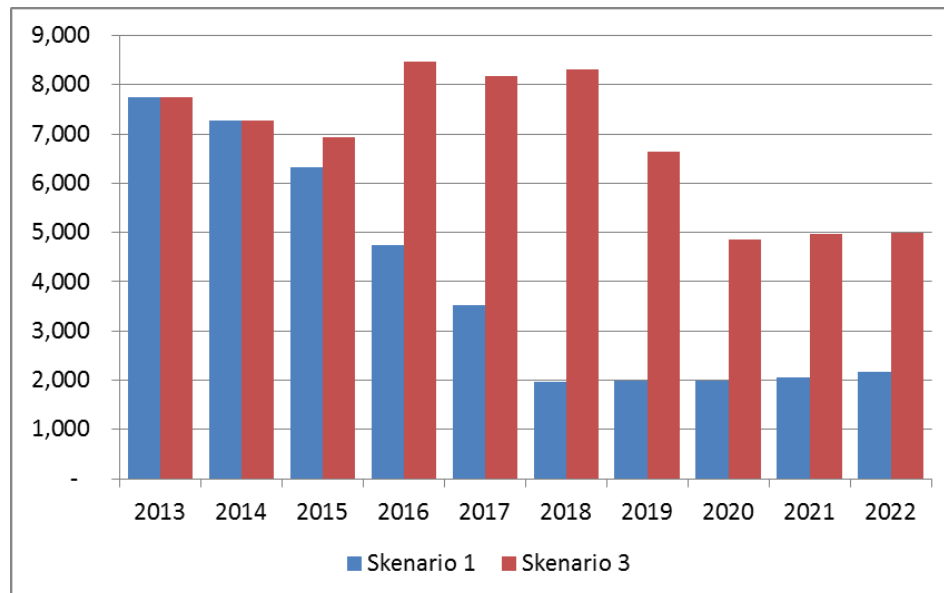
Gambar 8.2. Perbandingan Beban Puncak Skenario 1 dan 3 dengan Tambahan Pembangkit Skenario 3

Gambar 8.2 menunjukkan berkurangnya pasokan ke sistem Jawa Bali dan Sumatera karena keterlambatan proyek dan tidak tersedianya cukup pasokan gas. Rata-rata keterlambatan sebesar 580 MW dimana Jawa-Bali sebesar 330 MW per tahun sedangkan Sumatera sebesar 250 MW per tahun. *Reserve margin* Jawa – Bali dan Sumatera berkurang seperti ditunjukkan pada Gambar 8.3.



Gambar 8.3. Reserve Margin Sumatera dan Jawa untuk Skenario 1 dan Skenario 3

Akibat keterlambatan tersebut maka komposisi BBM dalam *fuel mix* akan naik signifikan karena pengganti keterlambatan proyek yang paling cepat dan dapat dilaksanakan adalah pembangkit BBM. Gambar 8.4 menunjukkan pemakaian BBM antara kondisi proyek tepat waktu dan skenario keterlambatan. Pemakaian BBM yang meningkat seperti pada Gambar 8.4 akan menambah subsidi yang harus disiapkan oleh Pemerintah tiap tahunnya.



Gambar 8.4. Kebutuhan BBM Skenario 1 dan 3

8.4. 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 9

Kesimpulan



Dengan menggunakan asumsi pertumbuhan ekonomi sepuluh tahun mendatang rata-rata 6,9% per tahun dan bergerak dari realisasi kebutuhan tenaga listrik tahun 2012, proyeksi penjualan tenaga listrik pada tahun 2022 diperkirakan akan mencapai 387 TWh, atau mengalami pertumbuhan rata-rata 8,4% selama 10 tahun mendatang. Beban puncak pada tahun 2022 diproyeksikan akan mencapai 64 ribu MW. Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut, diprogramkan pembangunan pembangkit listrik baru untuk periode 2013-2022 sebesar 60 ribu MW.

Sejalan dengan pengembangan pembangkit ini, diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 57.1 ribu kms, yang terdiri atas 5.650 kms SUTET 500 kV AC, 1.100 kms transmisi 500 kV HVDC, 460 kms transmisi 250 kV HVDC, 6.400 kms transmisi 275 kV AC, 39.600 kms SUTT 150 kV, 3.900 kms SUTT 70 kV. Penambahan trafo yang diperlukan adalah sebesar 134.400 MVA yang terdiri atas 73.000 MVA trafo 150/20 kV, 3.700 MVA 70/20 kV dan 35.700 MVA trafo interbus IBT 500/150 kV, 17.000 MVA IBT 275/150 kV, 480 MVA IBT 150/70 kV, 4.000 MVA IBT 500/275 kV dan 600 MVA 250 kV DC. Untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik untuk periode 2013-2022 diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah 225 ribu kms, tegangan rendah 217 ribu kms dan kapasitas trafo distribusi 35,6 ribu MVA.

Kebutuhan investasi pembangkit, penyaluran dan distribusi selama periode 2013 – 2022 untuk memenuhi kebutuhan sarana kelistrikan di Indonesia secara keseluruhan adalah sebesar US\$ 125,2 miliar yang terdiri dari investasi pembangkit (termasuk IPP) sebesar US\$ 91,3 miliar, investasi penyaluran sebesar US\$ 19,4 miliar dan investasi distribusi sebesar US\$ 14,5 miliar.

Kebutuhan investasi PLN akan dipenuhi dari APBN sebagai penyertaan modal Pemerintah (ekuiti), pinjaman baru, dan dana internal. Kemampuan pendanaan internal PLN terbatas sehingga seluruh investasi didanai dengan hutang. Kebutuhan investasi PLN harus ditunjang dengan meningkatnya kemampuan pendanaan sendiri/internal, dan menjaga rasio hutang terhadap aset PLN agar dapat secara terus menerus mendukung perkembangan penyediaan listrik. Peran APBN setiap tahun menjadi sangat penting karena secara politis sangat sulit menaikkan tarif ke tingkat yang lebih tinggi daripada BPP dalam waktu dekat.

Skenario yang mengulas keterbatasan kemampuan pendanaan korporat telah disampaikan dan terlihat bahwa seluruh kebutuhan pembangkit sulit dipenuhi oleh PLN maupun IPP mengingat kondisi keuangan PLN. Dengan demikian diperlukan langkah untuk membuat terobosan model bisnis yang lain di sektor ketenagalistrikan yang memungkinkan partisipasi pihak ketiga non-IPP untuk melayani beban langsung ke konsumen, dengan kata lain PLN tidak lagi menjadi satu-satunya *off-taker*, misalnya melalui skema *power wheeling*, penetapan wilayah usaha tertentu, *excess power* dan sebagainya.

Disamping itu skenario yang mempelajari dampak keterlambatan penyelesaian proyek dan tidak tersedianya pasokan gas/LNG juga telah ditampilkan. Untuk menghindari terjadinya keterlambatan proyek yang mengakibatkan meningkatnya kebutuhan BBM, diperlukan langkah-langkah kerjasama antar institusi untuk melancarkan penyelesaian proyek tepat waktu. Dalam skenario tersebut juga menyebutkan tentang naiknya subsidi yang diperlukan untuk tetap memenuhi kebutuhan tenaga listrik.

Secara umum dapat disimpulkan bahwa pemenuhan kebutuhan tenaga listrik Indonesia memerlukan upaya bersama yang terarah dan terkoordinasi dengan baik dari berbagai stakeholder di sektor ketenagalistrikan.

Daftar Pustaka

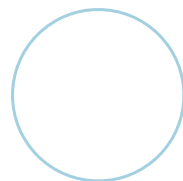
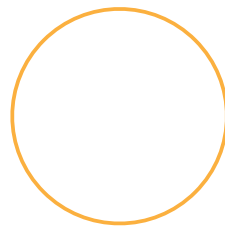


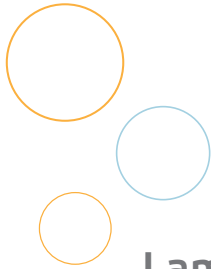
1. Undang-Undang No. 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan
2. Peraturan Pemerintah No. 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik
3. Peraturan Presiden No. 5/2006 tentang Kebijakan Energi Nasional
4. Peraturan Presiden No. 71/2006 jo No. 59/2009 tentang Penugasan kepada PT PLN (Persero) untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Batubara
5. Peraturan Presiden No. 77/2008 tentang Pengesahan *Memorandum of Understanding on the ASEAN Power Grid* (Memorandum Saling Pengertian Mengenai Jaringan Transmisi Tenaga Listrik ASEAN)
6. Peraturan Presiden No. 4/2010 jo No. 48/2011 tentang Perubahan atas Penugasan kepada PT PLN (Persero) untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara dan Gas
7. Peraturan Menteri ESDM No. 1/2012 tentang Perubahan atas Peraturan Menteri ESDM No. 15/2010 tentang Daftar Proyek-proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara dan Gas Serta Transmisi Terkait
8. Keputusan Menteri Hukum dan HAM RI No. AHU-46951.AH.01.02.Tahun 2008 tentang Persetujuan Akta Perubahan Anggaran Dasar Perseroan
9. Keputusan Menteri ESDM No. 634-12/20/600.3/2011 tentang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero)
10. Masterplan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia (MP3EI) 2011-2025, Kemenko Bidang Perekonomian, Jakarta 2011
11. Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2008 – 2027, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2008
12. Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2010 – 2029, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2011
13. Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2012 – 2031, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2012
14. Pidato Sambutan Presiden Republik Indonesia pada Acara Gerakan Menuju Bebas Pemadaman Listrik Bergilir, Mataram, 27 Juli 2010
15. Draft Laporan Studi Penghematan Listrik dan *Load Forecasting*, Konsorsium LEMTEK UI dan Tim Nano UI, November 2012
16. Proyeksi Penduduk Indonesia 2010 – 2035, Bappenas, BPS, *UN Population Fund*, 2012
17. Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) Provisi-Provinsi di Indonesia 2007-2011, BPS, 2012
18. Perkembangan Beberapa Indikator Utama Sosial-Ekonomi Indonesia, BPS, Februari 2013
19. Pendapatan Nasional Indonesia 2001 – 2005, BPS, 2008 dan *update* dari *website* BPS
20. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2009 – 2018, PT PLN (Persero), 2009
21. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2010 – 2019, PT PLN (Persero), 2010

22. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2011– 2020, PT PLN (Persero), 2011
23. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2012 – 2021, PT PLN (Persero), 2012
24. Draft *Energy Outlook* 2008, Pusdatin Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2008
25. *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia* 2012, Pusdatin Kementerian ESDM, 2012
26. Statistik 2007, PT PLN (Persero), 2008
27. Statistik 2008, PT PLN (Persero), 2009
28. Statistik 2009, PT PLN (Persero), 2010
29. Statistik 2010, PT PLN (Persero), 2011
30. Statistik 2011, PT PLN (Persero), 2012
31. Statistik 2012, PT PLN (Persero), 2013
32. *Indonesia Energy Outlook & Statistics* 2006, Pengkajian Energi UI, 2006
33. Berita Resmi Statistik, BPS, Februari 2008
34. Statistik Indonesia, Badan Pusat Statistik, Agustus 2012.
35. Draft Rencana Jangka Panjang Perusahaan 2011 – 2015, PT PLN (Persero), 2011
36. Slide Presentasi dari Badan Geologi Kementerian ESDM Tahun 2010 mengenai Sumber Daya dan Cadangan Batubara.
37. Slide Presentasi dari Ditjen Migas berjudul Peranan Migas dalam Mendukung Ketahanan Energi, 2010
38. *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia*, WestJec, 2007
39. *Draft Report of Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia*, Nippon Koei, 2011
40. Draft Kebijakan Energi Nasional, DEN, 2010
41. Website Kementerian ESDM, Pemerintah Daerah
42. Public Private Partnerships Infrastructure Projects Plan in Indonesia 2012, Bappenas, Jakarta 2012
43. Sistem Informasi Laporan Manajemen, PT PLN (Persero), Oktober 2013
44. Evaluasi Operasi Tahun 2012, PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali, 2013
45. Evaluasi Operasi Tahun 2012, PT PLN (Persero) P3B Sumatera, 2013

Lampiran A

Rencana Pengembangan Sistem Kelistrikan Per Provinsi Wilayah Operasi Sumatera





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

LAMPIRAN A.1

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI ACEH**

A1.1. Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan di Aceh terdiri dari sistem interkoneksi 150 kV Sumut - Aceh dan sub-sistem *isolated* dengan tegangan distribusi 20 kV. Sekitar 70% dari sistem kelistrikan Aceh dipasok oleh sistem interkoneksi 150 kV Sumbagut dan sisanya 30% dilayani oleh pembangkit PLTD *isolated* tersebar. Saat ini daerah yang sudah dipasok sistem interkoneksi 150 kV meliputi pantai Timur Provinsi Aceh melalui 7 gardu induk yang terletak di Kabupaten/Kota: Tamiang, Langsa, Aceh Timur, Lhokseumawe, Bireuen, Pidie dan Pidie Jaya, Banda Aceh dan Aceh Besar, dengan posisi pembangkit sebagian besar berada di Sumut. Peta sistem kelistrikan Provinsi Aceh ditunjukkan pada Gambar A1.1.

Seluruh wilayah pantai barat dan tengah Aceh serta kepulauannya masih dipasok oleh PLTD berbahan bakar HSD dengan sistem kelistrikan 20 kV.



Gambar A1.1. Peta Sistem Kelistrikan & Kapasitas Pembangkit Eksisting Provinsi Aceh

Daerah yang dilayani dari sistem interkoneksi masih dalam kondisi rawan pemadaman karena jumlah kapasitas pembangkit yang masuk grid tidak mempunyai cadangan daya yang cukup. Pemadaman dalam skala besar bisa terjadi apabila ada gangguan pada jaringan transmisi atau gangguan (atau pemeliharaan) pada unit pembangkit berkapasitas besar. Untuk mengantisipasi hal tersebut dilakukan sewa genset sebesar 179 MW di 9 lokasi.

Pada sistem isolated 20 kV yang meliputi Kabupaten Aceh Jaya, Aceh Barat, Nagan Raya, Aceh Barat Daya, Aceh Selatan, Aceh Singkil, Kota Subulussalam, Aceh Tenggara, Gayo Lues, Kota Sabang dan Simeulu terdapat sewa genset dengan kapasitas total 72 MW untuk mengatasi defisit pada sistem isolated tersebut.

Kapasitas terpasang ketujuh GI di Provinsi Aceh adalah 390 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 September 2013

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW)
Sektor Leung Bata						
1	Lueng Bata Total	PLTD	HSD	PLN	58	42
2	Apung Banda Aceh	PLTD	HSD	PLN	10	0
3	Sewa Lueng Bata (Arti Duta)	PLTD	HSD	PLN	7	7
4	Sewa Lueng Bata (Sari Alam)	PLTD	HSD	PLN	5	5
5	Cot Trueng	PLTD	HSD	PLN	8	3
6	Pulau Pisang	PLTD	HSD	PLN	2	2
7	Banda Aceh (Aggreko) #1	PLTD	HSD	Sewa	30	30
8	Banda Aceh (KPT) #2	PLTD	HSD	Sewa	10	15
9	Sigli #1 (BGP)	PLTD	HSD	Sewa	10	10
10	Sigli #2 P.Pisang (BGP)	PLTD	HSD	Sewa	10	10
11	Lhokseumawe #1 (BGP)	PLTD	HSD	Sewa	30	30
12	Lhokseumawe #2 Cot Treung (EPJ)	PLTD	HSD	Sewa	10	10
13	Langsa (SLU)	PLTD	HSD	Sewa	10	10
14	Idie (KPT)	PLTD	HSD	Sewa	5	5
15	Bireun (KPT)	PLTD	HSD	Sewa	30	30
16	Tualang Cut (KPT)	PLTD	HSD	Sewa	15	15
Total					250	224

Tabel A1.2. Kapasitas Gardu Induk Eksisting s/d September 2013

No	Nama	Kapasitas Trafo (MVA)			Peak Load	Keterangan
	Gardu Induk	#1	#2	#3	(MW)	
1	Banda Aceh				85,9	KIT-PLTD // 20 KV= 57.9 MW
	a. Lambaro	30	30	60		
2	Sigli				28,4	KIT-PLTD // 20 KV= 20 MW
	a. Tijue	30	10	20		
3	Lhokseumawe				81,2	KIT-PLTD // 20 KV= 70 MW
	a. Bayu	30	30			
4	Bireun					
	a. Juli	30	30			
5	Langsa				44,2	KIT-PLTD // 20 KV= 15 MW
	a. Alur Dua	30				
	b. Tualang Cut	10	10	10		
	c. Alur Bate, Idi	30				
Jumlah		390			239,7	

Beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Aceh yang telah mencapai sekitar 343 MW sebagian besar dipasok dari pembangkit-pembangkit yang berada di Provinsi Sumut melalui transmisi 150 kV Pangkalan Brandan – Langsa – Idie – hingga ke Banda Aceh dengan transfer daya rata-rata 240 MW dan sistem isolated tersebar rata-rata 92 MW.

Biaya Pokok Penyediaan listrik di Provinsi Aceh masih tinggi, yaitu Rp 2.197/kWh karena masih dioperasikannya banyak PLTD, baik di sistem interkoneksi maupun sistem isolated.

A1.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Provinsi Aceh

Pertumbuhan ekonomi daerah Aceh terus meningkat dalam kurun waktu 5 tahun terakhir. Hal tersebut sangat terkait dengan pelaksanaan rehabilitasi dan rekonstruksi pasca bencana tsunami yang dilakukan Badan Rehabilitasi & Rekonstruksi Aceh-Nias pada tahun 2006 s/d 2010. Kondisi keamanan yang kian membaik setelah penandatanganan MOU Helsinki antara Pemerintah RI dan GAM pun menjadi awal penting dalam pemulihan ekonomi Aceh. Kemajuan di sektor ekonomi dan keamanan ini memberikan kontribusi langsung kepada pertumbuhan kebutuhan energi listrik. Penjualan pada tahun 2012 tumbuh hingga 11,1% dan tahun 2013 akan tumbuh sekitar 10%. Selain itu beban puncak sistem kelistrikan juga naik dari 343 MW pada tahun 2012 menjadi 361 MW pada tahun 2013.

Rata-rata pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir adalah 12% per tahun, dimana penjualan pada tahun 2008 sebesar 1.150 GWh telah meningkat menjadi 1.755 GWh pada tahun 2012.

Penjualan terbesar adalah dari sektor rumah tangga sebesar 1.139 GWh (64,9%), kemudian sektor publik sebesar 290 GWh (16,5%) seperti ditunjukkan pada Tabel A1.3.

Tabel A1.3. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan pada Tahun 2013

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	1.139	64,9
2	Komersil	268	15,3
3	Publik	290	16,5
4	Industri	59	3,3
	Jumlah	1.755	100,0

Dari realisasi pengusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2013 – 2022 diberikan pada Tabel A1.4.

Tabel A1.4. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

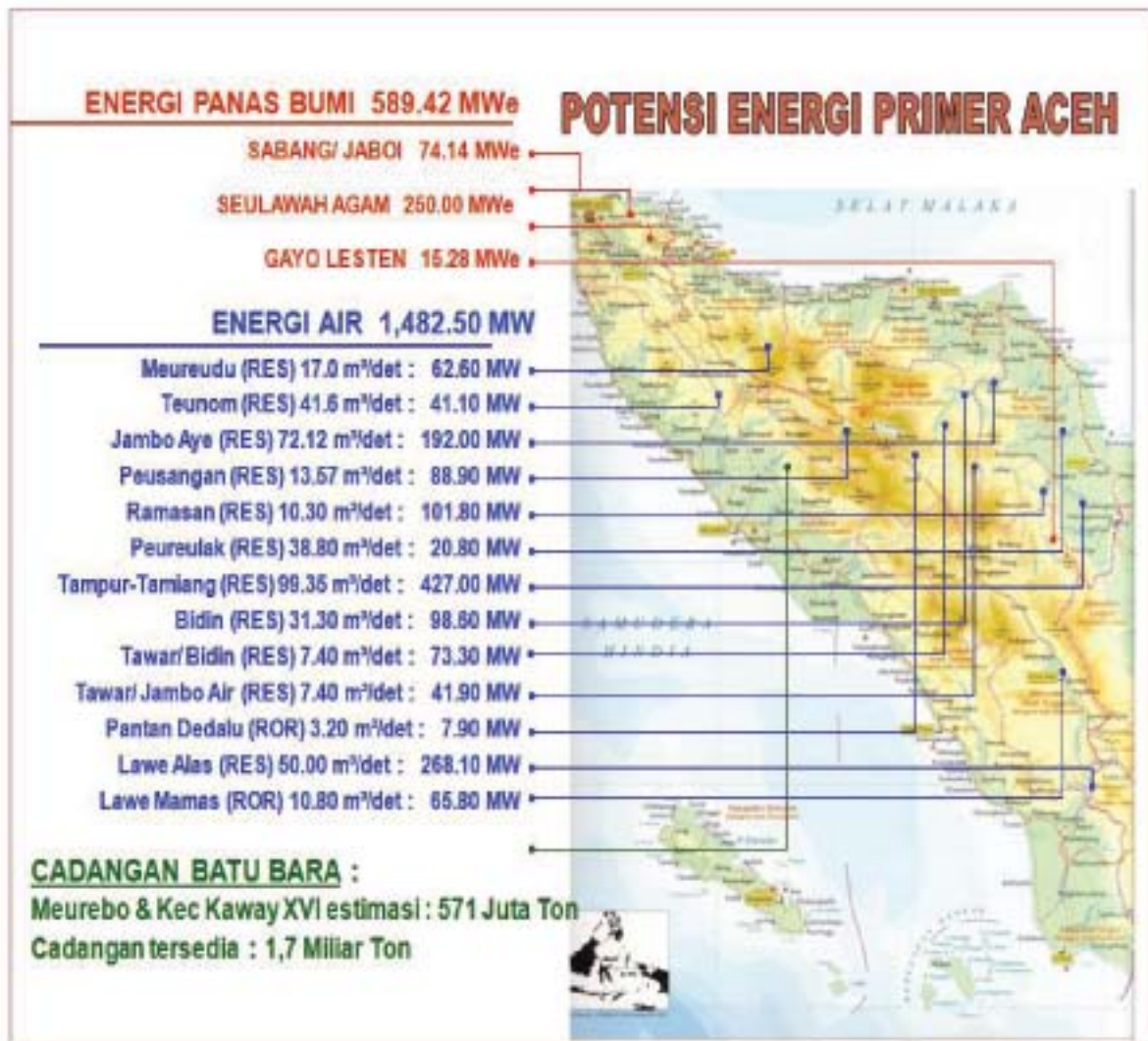
Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	5,28	1.930	2.140	361	1.140.205
2014	5,36	2.115	2.321	391	1.196.438
2015	5,36	2.314	2.534	427	1.276.674
2016	5,36	2.529	2.752	463	1.313.477
2017	5,36	2.764	2.987	503	1.345.792
2018	5,36	3.021	3.244	546	1.378.731
2019	5,36	3.304	3.526	593	1.412.113
2020	5,36	3.619	3.841	646	1.446.235
2021	5,36	3.971	4.205	707	1.480.921
2022	5,36	4.367	4.613	776	1.516.240
Growth	5,35%	9,5%	9,0%	8,6%	3,3%

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 sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi di Provinsi Aceh tersedia cukup besar, yaitu panas bumi 589 MW, tenaga air 1.482 MW dan cadangan batubara 1,7 miliar ton. Peta potensi sumber energi diperlihatkan pada Gambar A1.2. Disamping itu di Provinsi Aceh juga terdapat cadangan gas, namun sudah dieksploitasi dan saat ini sudah jauh berkurang.



GambarA1.2. Peta Sumber Energi di Provinsi Aceh

Pengembangan Pembangkit di Provinsi Aceh

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2022 diperlukan pembangunan pusat pembangkit dalam wilayah Provinsi Aceh dengan daya sebesar 1.583 MW dengan rincian diberikan pada Tabel A1.5.

Tabel A1.5. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Meulaboh #1,2 (FTP1)	PLTU	PLN	220	2013 - 2014
2	PLTM Tersebar Aceh	PLTM	Swasta	65	2014 - 2015 - 2016
3	Arun	PLTG/MG	PLN	200	2015
4	Sinabang (eks Tapaktuan)	PLTU	PLN	14	2015
5	Aceh	PLTG	Unallocated	25	2016
6	Sabang (ORC)	PTMPD	Unallocated	7	2016
7	Sinabang (ORC)	PTMPD	Unallocated	7	2016
8	Peusangan 1-2	PLTA	PLN	88	2017
9	Sumbagut-2 Peaker (Arun)	PLTGU/MGU	PLN	250	2018
10	Jaboi (FTP2)	PLTP	Swasta	10	2018 - 2019
11	Meulaboh #3,4	PLTU	Unallocated	400	2018 - 2019
12	Seulawah Agam (FTP2)	PLTP	Swasta	110	2021 - 2022
13	Peusangan-4 (FTP2)	PLTA	Swasta	83	2020
14	Meurebo-2	PLTM	Unallocated	59	2020
Aceh Total				1.538	

Beroperasinya PLTA Peusangan 88 MW, dan PLTU Meulaboh #1,2 220 MW sangat penting untuk memperbaiki sistem kelistrikan Aceh, mengingat saat ini daya pembangkit dari Sumut yang memasok *demand* di Aceh masih sangat terbatas.

Untuk mengatasi defisit kelistrikan saat ini, sampai dengan beroperasinya PLTU Meulaboh #1,2 220 MW telah dilakukan tambahan sewa pembangkit diesel pada sejumlah subsistem 150 KV dan Isolated 20 KV.

Pembangunan PLTP Seulawah Agam 110 MW saat ini sedang dalam proses pelelangan WKP (Wilayah Kerja Pertambangan) oleh Pemerintah Provinsi Aceh dan WKP PLTP Jaboi di Sabang 10 MW sudah dilelang oleh Pemko Sabang.

Untuk penyediaan listrik jangka panjang dan sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik baik di sistem interkoneksi akan dibangun PLTU Meulaboh #3 dan #4 (400 MW) dan untuk sistem isolated direncanakan dibangun beberapa pembangkit antara lain PLTU skala kecil di Sinabang 2 x 7 MW (merupakan bagian dari program PLTU Merah Putih), Pembangkit Thermal Modular Pengganti diesel (PTMPD) di Simeuleu 2 x 3,5 MW dan di Sabang 2 x 3,5 MW serta PLTP Jaboi 10 MW.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk

Pembangunan GI baru dan kapasitas penambahan trafo (*extension*) sampai dengan tahun 2022 berjumlah 1.690 MVA dan 2.000 MVA masing-masing untuk GI 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
1	Langsa	150/20 kV	Extension	30	2013
2	Tualang Cut	150/20 kV	Uprate	20	2013
3	Idie	150/20 kV	Extension	20	2013
4	Bireun	150/20 kV	Uprate	60	2013
5	Nagan Raya	150/20 kV	New	30	2013
6	Jantho	150/20 kV	New	30	2013
7	Panton Labu	150/20 kV	New	30	2014
8	Lhokseumawe	150/20 kV	Uprate	60	2014
9	Sigli	150/20 kV	Uprate	60	2014
10	Banda Aceh	150/20 kV	Uprate	60	2014
11	Subulussalam	150/20 kV	New	30	2014
12	Nagan Raya	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
13	Meulaboh	150/20 kV	New	30	2014
14	Bireun	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
15	Takengon	150/20 kV	New	60	2014
16	Kuta Cane	150/20 kV	New	30	2014
17	Lhokseumawe	150/20 kV	Uprate	60	2015
18	Banda Aceh	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
19	Ulee Kareng	150/20 kV	New	120	2015
20	Ulee Kareng	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
21	Krueng Raya	150/20 kV	New	30	2015
22	Nagan Raya	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
23	Blang Pidie	150/20 kV	New	30	2015
24	Tapak Tuan	150/20 kV	New	60	2015
25	Cot Trueng	150/20 kV	New	60	2015
26	Takengon	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
27	Blang Kjeran	150/20 kV	New	30	2015
28	Samalanga	150/20 kV	New	30	2015
29	Banda Aceh	150/20 kV	Uprate	60	2016
30	Tualang Cut	150/20 kV	Uprate	60	2016
31	Bireun	150/20 kV	Uprate	60	2016
32	Meulaboh	150/20 kV	Extension	60	2016
33	Meulaboh	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
34	Calang	150/20 kV	New	30	2016
35	Singkil	150/20 kV	New	30	2016
36	Subulussalam	150/20 kV	Extension	2 LB	2016

Tabel A1.6. Pengembangan GI

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	NEW/ EXTENSION	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
37	Banda Aceh	150/20 kV	Extension	2 LB	2018
38	Lampisang	150/20 kV	New	60	2018
39	Calang	150/20 kV	Extension	2 LB	2018
40	Langsa	150/20 kV	Uprate	60	2020
41	Subulussalam	150/20 kV	Extension	60	2020
42	Kuta Cane	150/20 kV	Extension	60	2020
43	Blang Pidie	150/20 kV	Extension	60	2020
44	Idie	150/20 kV	Extension	60	2021
45	Jantho	150/20 kV	Extension	60	2021
Jumlah				1.690	

Tabel A1.7. Pengembangan GI 275 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA)	COD
1	Sigli	275/150 kV	New	500	2017
2	Arun/Lhokseumawe	275/150 kV	New	500	2017
3	Ulee Kareng	275/150 kV	New	500	2017
4	PLTU Meulaboh/Nagan Raya	275/150 kV	New	500	2018
5	Sigli	275/150 kV	Extension	2 LB	2018
Jumlah				2.000	

Pengembangan Transmisi

Rencana pembangunan transmisi sampai dengan tahun 2022 adalah 2.198 kms untuk sistem 150 kV dan 812 kms untuk sistem 275 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
1	Jantho	Inc. 1 Pi (Sigli - B. Aceh)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	1	2013
2	Panton Labu	Inc. 1 Pi (Idi - Lhokseumawe)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2013
3	Langsa	Tualang Cut	150 kV	1 2nd cct, 1 Hawk	24	2014
4	Meulaboh	PLTU Meulaboh/Nagan Raya	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2014
5	Bireun	PLTA Peusangan-1	150 kV	2 cct, 2 Hawk	126	2014
6	Sidikalang	Subulussalam	150 kV	2 cct, 1 Hawk	111	2014
7	Brastagi	Kutacane	150 kV	2 cct, 1 Hawk	290	2014
8	PLTA Peusangan-1	Takengon	150 kV	2 cct, 2 Hawk	22	2014

Tabel A1.8. Pembangunan Transmisi 150 kV

lanjutan

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
9	Lhokseumawe	Idie (Uprate)	150 kV	1 cct, HTLS 310 mm ²	82	2015
10	Idie	Langsa (Uprate)	150 kV	1 cct, HTLS 310 mm ²	47	2015
11	Lhokseumawe	Langsa (Uprate)	150 kV	1 cct, HTLS 310 mm ²	129	2015
12	Bireun	Lhokseumawe (Uprate)	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm ²	123	2015
13	PLTA Peusangan-1	PLTA Peusangan-2	150 kV	2 cct, 2 Hawk	14	2014
14	PLTU Meulaboh/ Nagan Raya	Blang Pidie	150 kV	2 cct, 1 Hawk	190	2015
15	Blang Pidie	Tapak Tuan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	130	2015
16	Ulee Kareng	Banda Aceh	150 kV	2 cct, 2 Zebra	40	2015
17	Krueng Raya	Ulee Kareng	150 kV	2 cct, 2 Hawk	60	2015
18	Cot Trueng	Inc. 2 Pi (Bireun - Lhokseumawe)	150 kV	4 cct, 1 Hawk	6	2015
19	Samalanga	Inc. 1 Pi (Bireun - Sigli)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	4	2015
20	Takengon	Blang Kjeran	150 kV	2 cct, 1 Hawk	174	2015
21	Subulussalam	Singkil	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2016
22	Calang	Meulaboh	150 kV	2 cct, 2 Hawk	160	2016
23	PLTG Aceh Timur/	Inc. 2 Pi (Idie - Lhokseumawe)	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm ²	2	2017
24	Banda Aceh	Lam Pisang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	30	2018
25	Calang	Lampisang	150 kV	2 cct, 1 Hawk	198	2018
26	PLTP Seulawah	2 Pi Inc. (Sigli - Banda Aceh)	150 kV	4 cct, 1 Hawk	32	2021
27	Takengon	PLTA Peusangan-4	150 kV	2 cct, 1 Hawk	20	2020
Jumlah					2.198	

Tabel A1.9. Pembangunan Transmisi 275 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Sigli	Arun/Lhokseumawe	275 kV	2 cct, 2 Zebra	322	2016
2	Pangkalan Susu	Arun/Lhokseumawe	275 kV	2 cct, 2 Zebra	360	2016
3	Sigli	Ulee Kareng	275 kV	2 cct, 2 Zebra	130	2016
Jumlah					812	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan listrik pada butir A1.2 di atas, diperlukan tambahan pelanggan baru 434 ribu pelanggan atau rata-rata 43.402 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan jaringan tegangan menengah 6.056 kms, jaringan tegangan rendah sekitar 6.854 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 728 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A1.10.

Tabel A1.10. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo kVA	Pelanggan
2013	381	431	45.775	57.987
2014	369	418	44.390	56.233
2015	527	596	63.338	80.236
2016	561	635	67.449	36.804
2017	597	676	71.828	32.314
2018	636	720	76.493	32.940
2019	677	767	81.462	33.382
2020	721	816	86.754	34.122
2021	768	870	92.392	34.686
2022	818	926	98.397	35.319
Total	6.056	6.854	728.277	434.022

A1.4. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 adalah seperti tersebut dalam Tabel A1.11.

Tabel A1.11. Rangkuman

Tahun	Energi Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	1.930	2.140	361	110	190	3	194
2014	2.115	2.321	391	128	360	647	294
2015	2.314	2.534	427	254	420	986	448
2016	2.529	2.752	463	46	300	1.092	348
2017	2.764	2.987	503	88	1.500	2	260
2018	3.021	3.244	546	455	560	228	619
2019	3.304	3.526	593	205	-	-	320
2020	3.619	3.841	646	142	240	20	327
2021	3.971	4.205	707	55	120	32	193
2022	4.367	4.613	776	55	-	-	188
Growth	9,5%	9,0%	8,6%	1.538	3.690	3.010	3.191

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 terlayani sekitar 1.374 MW dan dipasok oleh Sektor Pembangkitan Belawan, Sektor Pembangkitan Medan, Sektor Pembangkitan Pandan dan Sektor Pembangkitan Labuhan Angin. Pada saat ini PLN juga melakukan *swap energy* dengan PT Inalum untuk ikut membantu memenuhi kebutuhan beban puncak.

Disamping pusat-pusat pembangkit di atas, ada beberapa PLTMH (PLN), PLTM (IPP), PLTP (IPP) yang memasok listrik langsung ke sistem distribusi (20kV).

Sehubungan dengan kurangnya pasokan listrik di Sumatera Utara sebagai akibat dari tidak seimbangnya penambahan pembangkit dan pertumbuhan beban, maka pada saat beban puncak diberlakukan pemadaman bergilir. Untuk menanggulangi pemadaman yang berkepanjangan, PLN Wilayah Sumatera Utara melakukan *demand side management* dengan cara mengurangi laju pertumbuhan beban, yaitu membuat kuota (pembatasan) jumlah sambungan baru.

Peta kelistrikan sistem Sumatera Utara 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. Namun pasokan tenaga listrik (pembangkitan) mengalami penurunan daya mampu (*derating capacity*) karena umur pembangkit yang semakin tua dan penambahan kapasitas pembangkit baru yang relatif kecil. Secara lebih rinci, kapasitas pembangkit dapat dilihat pada Tabel A2.1.

Kota Medan merupakan pusat beban terbesar di Sumatera Utara (hampir 60% dari seluruh *demand* di Provinsi ini) dengan tingkat pertumbuhan beban yang tinggi. Di Sumatera Utara masih terdapat beberapa daerah pelayanan listrik yang bertegangan rendah akibat dipasok oleh jaringan yang terlalu panjang. Situasi ini telah direncanakan penanggulangannya dalam RUPTL.

Tabel A2.1. Kapasitas Pembangkit Sistem Interkoneksi s/d September 2013

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW)
I	Sektor Belawan				1.527,3	1.297,2
1	Belawan #1	PLTU	MFO	PLN	65,0	50,0
2	Belawan #2	PLTU	MFO	PLN	65,0	45,0
3	Belawan #3	PLTU	MFO	PLN	65,0	52,0
4	Belawan #4	PLTU	MFO	PLN	65,0	50,0
5	Belawan GT 1.1	PLTG	Gas	PLN	117,0	78,0
6	Belawan GT 1.2	PLTG	Gas	PLN	128,8	110,0
7	Belawan ST 1.0	PLTG	Gas	PLN	149,0	105,4
8	Belawan GT 2.1	PLTG	Gas	PLN	130,0	127,0
9	Belawan GT 2.2	PLTG	Gas	PLN	130,0	130,0
10	Belawan ST 2.0	PLTG	Gas	PLN	162,5	129,9
11	Belawan (TTF)	PLTG	Gas	PLN	120,0	90,0
12	Belawan	PLTMG	Gas	PLN	40,0	40,0
13	Sewa 20 MW Glugur	PLTD	HSD	Sewa	20,0	20,0
II	Sektor Medan					
1	Glugur #1	PLTG	HSD	PLN	19,9	-
2	Glugur #2	PLTG	HSD	PLN	12,9	15,0
3	Glugur (TTF)	PLTG	HSD	PLN	11,9	11,0
4	Paya Pasir #1	PLTG	HSD	PLN	14,5	-
5	Paya Pasir #2	PLTG	HSD	PLN	14,5	-
6	Paya Pasir #3	PLTG	HSD	PLN	20,1	14,0
7	Paya Pasir #4	PLTG	HSD	PLN	20,1	14,0
8	Paya Pasir #5	PLTG	HSD	PLN	21,4	16,0
9	Paya Pasir #6 (TTF)	PLTG	HSD	PLN	21,6	-
10	Paya Pasir #7 (TTF)	PLTG	HSD	PLN	34,1	34,0
11	Titi Kuning #1	PLTD	HSD	PLN	4,1	2,5
12	Titi Kuning #2	PLTD	HSD	PLN	4,1	2,0
13	Titi Kuning #3	PLTD	HSD	PLN	4,1	2,5
14	Titi Kuning #4	PLTD	HSD	PLN	4,1	3,0
15	Titi Kuning #5	PLTD	HSD	PLN	4,1	2,5
16	Titi Kuning #6	PLTD	HSD	PLN	4,1	2,7
17	Paya Pasir (Arti Duta)	PLTD	HSD	Sewa	30,0	13,0
18	Paya Pasir #2 (BGP	PLTD	HSD	Sewa	40,0	40,0
19	Paya Pasir #3 (BUGARAWA)	PLTD	HSD	Sewa	20,0	20,0
20	AKE	PLTD	HSD	Sewa	65,0	65,0

Tabel A2.1. Kapasitas Pembangkit Sistem Interkoneksi s/d September 2013

lanjutan

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW))
III	Sektor Pandan					
1	Pandan	PLTMH	Air	PLN	7,6	5,0
2	Sipansihaporas #1	PLTA	Air	PLN	33,0	33,0
3	Sipansihaporas #2	PLTA	Air	PLN	17,0	17,0
4	Lau Renun #1	PLTA	Air	PLN	41,0	40,0
5	Lau Renun #2	PLTA	Air	PLN	41,0	40,0
IV	Sektor Labuhan Angin					
1	LABUHAN ANGIN # 1	PLTU	Batubara	PLN	115,0	95,0
2	LABUHAN ANGIN # 2	PLTU	Batubara	PLN	115,0	95,0
V	IPP					
1	Asahan I.1	PLTA	Air	IPP	90,0	90,0
2	Asahan I.2	PLTA	Air	IPP	90,0	90,0
VI	Sewa Wilayah, Zero Balance Inalum dan Excess Power					
1	INALUM	PLTA	Air	Swasta	45,0	45,0
2	SIBAYAK	PLTP	Panas Bumi	Swasta	10,0	10,0
3	Parlilitan	PLTMH	Air	Swasta	7,5	7,5
4	Sei Silau 2	PLTMH	Air	Swasta	8,0	7,5
5	Parluasan	PLTMH	Air	Swasta	5,0	5,0
6	Hutaraja	PLTMH	Air	Swasta	5,0	5,0
7	KARAI 13	PLTMH	Air	Swasta	5,0	5,0
8	PT GSI-1 (Excess Power)			Swasta	6,0	6,0
9	PT GSI-2 (Excess Power)			Swasta	9,0	9,0
10	PT Growth Asia (Excess Power) #1	PLTU	Biomass	Swasta	10,0	10,0
11	PT Growth Asia (Excess Power) #2	PLTU	Biomass	Swasta	10,0	10,0
12	PT Inalum Porsea (Excess Power 2 MW)			Swasta	2,0	2,0
13	PT Nubika (Excess Power GI R. Prapat)			Swasta	6,0	6,0
14	PT Victorindo (Excess Power GI Sidempuan)			Swasta	5,0	5,0
15	PT Harkat Sejahtera (GI P.SIANTAR)			Swasta	1,0	1,0
16	PTPN III Sei Mangkai (GI KISARAN)			Swasta	3,0	3,0
17	PT Evergreen (Excess Power GI T. Morawa)	PLTU	Batubara	Swasta	2,0	2,0
18	PT PKS RAMBUTAN			Swasta	2,0	2,0
Total Interkoneksi Sumatera					2.318,9	1.930,4

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 Isolated s/d September 2013

No	Lokasi PLTD	Daya	
		Terpasang (kW)	Mampu (kW)
1	Gunung Sitoli		
	- PLTD PLN	8.200	2.150
	- PLTD Sewa	19.600	19.190
	- PLTD Sewa	9.720	4.150
	Total PLTD Gunung Sitoli	37.520	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	700	400
	Total PLTD Pulau Tello	700	400
	Total PLTD Cabang Nias	46.825	30.940

A2.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari penjualan tenaga listrik PLN pada lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa mendatang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2013 – 2022 diberikan pada Tabel A2.3.

Tabel A2.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	6,79	8.425	9.238	1.455	2.944.294
2014	6,79	9.120	9.950	1.607	3.064.386
2015	6,89	9.882	10.770	1.785	3.190.446
2016	6,89	10.694	11.642	1.981	3.270.309
2017	6,89	11.574	12.583	2.194	3.351.470
2018	6,89	12.528	13.602	2.431	3.433.952
2019	6,89	13.563	14.706	2.691	3.517.776
2020	6,89	14.685	15.902	2.966	3.602.965
2021	6,89	15.903	17.198	3.250	3.636.938
2022	6,89	17.224	18.602	3.504	3.671.395
Growth	6,87%	8,27%	8,10%	10,02%	2,33%

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

Sumber energi yang cukup besar tersedia di Sumatera Utara untuk membangkitkan energi listrik adalah tenaga air dan panas bumi. Namun Provinsi ini tidak mempunyai potensi batubara sedangkan sumber gas alam telah mengalami penurunan. Potensi tenaga air Provinsi Sumatera Utara hingga tahun 2026 sebesar 1.201 MW.

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

Tabel A2.4. 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	-	-	-

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik di Sumatera Utara hingga tahun 2022 diperlukan pembangunan pembangkit sebagaimana diperlihatkan pada Tabel A2.5.

Tabel A2.5. Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Pangkalan Susu #1,2 (FTP1)	PLTU	PLN	440	2014-2015
2	PLTM Tersebar Sumut	PLTM	Swasta	96	2014-2016
3	Wampu (FTP2)	PLTA	Swasta	45	2015
4	Nias (FTP2)	PLTU	Swasta	21	2015-2016
5	Nias (merahputih)	PLTU	PLN	20	2016
6	Nias (ORC)	PTMPD	Unallocated	12	2016
7	Pangkalan Susu #3,4 (FTP2)	PLTU	PLN	400	2016-2017
8	Sumut-1	PLTU	Unallocated	300	2017
9	Sarulla I (FTP2)	PLTP	Swasta	330	2017-2018
10	Asahan III (FTP2)	PLTA	PLN	174	2018
11	Hasang (FTP2)	PLTA	Swasta	40	2018
12	Sumbagut-1 Peaker	PLTGU/MGU	Unallocated	250	2016
13	Sumbagut-3 Peaker	PLTGU/MGU	PLN	250	2018

Tabel A2.5. Pengembangan Pembangkit

lanjutan

No	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
14	Sumbagut-4 Peaker	PLTGU/MGU	PLN	250	2018
15	Sorik Marapi (FTP2)	PLTP	Swasta	240	2019-2020
16	Sumut-2	PLTU	Unallocated	600	2020-2021
17	Simonggo-2	PLTA	Unallocated	90	2021
18	Kumbih-3	PLTA	Unallocated	42	2021
19	Sibundong-4	PLTA	Unallocated	32	2021
20	Batang Toru (Tapsel)	PLTA	Swasta	510	2022
21	Sarulla II (FTP2)	PLTP	Swasta	110	2022
22	Simbolon Samosir (FTP2)	PLTP	Swasta	110	2022
23	Sipoholon Ria-Ria (FTP2)	PLTP	Swasta	55	2022
SUMUT Total				4.417	

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 batu bara) 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 2022 diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 4.556 kms guna mendukung program penyaluran dan target yang telah ditetapkan, yaitu untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran daya, mengevaluasi 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.

¹ Di 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 2018.

Tabel A2.6. Rencana Pembangunan Transmisi 275 kV dan 500 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Pangkalan Susu	Binjai	275 kV	2 cct, 2 Zebra	160	2014
2	Simangkok	Galang	275 kV	2 cct, 2 Zebra	318	2015
3	Galang	Binjai	275 kV	2 cct, 2 Zebra	160	2015
4	Sarulla	Simangkok	275 kV	2 cct, 2 Zebra	194	2015
5	Padang Sidempuan	Sarulla	275 kV	2 cct, 2 Zebra	138	2016
6	Rantau Prapat	Sarulla	275 kV	2 cct, 2 Zebra	220	2018
7	PLTA Batang Toru	Inc. 2 Pi (Sarulla-Pd.Sidempuan)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	40	2020
8	Sei Rotan	Rantau Prapat	500 kV	2 cct, 4 Zebra	540	2018
9	Rantau Prapat	New Garuda Sakti	500 kV	2 cct, 4 Zebra	560	2018
Jumlah					2.330	

Tabel A2.7. Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Lamhotma	Belawan	150 kV	1 2nd cct, 2 Hawk	6	2013
2	Martabe	Inc. 2 Pi (PSidempuan-Sibolga)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	1	2013
3	Dolok Sanggul	Inc. 1 Pi (Tele-Tarutung)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	76	2014
4	Sidikalang	Dairi Prima Mineral	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2014
5	Galang	Namurambe	150 kV	2 cct, 2 Zebra	80	2015
6	Galang	Tanjung Morawa	150 kV	2 cct, 2 Zebra	20	2015
7	Rantau prapat	Labuhan Bilik	150 kV	2 cct, 1 Hawk	130	2015
8	Padang Sidempuan	Penyabungan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	140	2015
9	Galang	Negeri Dolok	150 kV	2 cct, 1 Hawk	66	2015
10	Tele	Pangururan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	26	2015
11	PLTG P. Brandan	Pangkalan Brandan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	10	2015
12	Pangkalan Brandan	Binjai (Uprate)	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm ²	102	2015
13	Binjai	Payageli (Uprate)	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm ²	28	2015
14	Tanjung Pura	Inc. 1 Pi (PBrandan-Binjai)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	30	2015
15	GIS Mabar	KIM	150 kV	1 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	5	2015
16	GIS Listrik	GIS Glugur	150 kV	1 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	5	2015
17	Perdagangan	Inc. 2 Pi (Kisaran-K. Tanjung)	150 kV	4 cct, 1 Hawk	40	2015
18	Parlilitan	Dolok Sanggul	150 kV	2 cct, 1 Hawk	50	2015
19	Pakkat	Dolok Sanggul	150 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2015
20	PLTA Wampu	Brastagi	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2015
21	Helvetia	Inc. 2 Pi (Glugur-Paya Geli)	150 kV	2 cct, 1 ACSR 300 mm ²	1	2015
22	Sibuhuan	Gunung Tua	150 kV	2 cct, 1 Hawk	180	2015
23	Sidikalang	Salak	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2016
24	Pematang Siantar	Tanah Jawa	150 kV	2 cct, 1 Hawk	30	2016
25	Tebing Tinggi	Seirotan (Uprate)	150 kV	1 cct, HTLS 310 mm ²	54	2016
26	Seirotan	Perbaungan (Uprate)	150 kV	1 cct, HTLS 310 mm ²	43	2016
27	Perbaungan	Tebing Tinggi (Uprate)	150 kV	1 cct, HTLS 310 mm ²	43	2016
28	PLTU Sewa Sumbagut	Sibolga	150 kV	2 cct, 2 Hawk	0	2016
29	Perbaungan	Kuala Namu	150 kV	2 cct, 1 Hawk	20	2016
30	Tanjung Balai	Kisaran	150 kV	2 cct, 1 Hawk	30	2016

Tabel A2.7. Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV

lanjutan

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
31	Dairi	Inc. 1 Pi (Sidikalang-Sabulussalam)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	20	2016
32	Pangkalan Susu	Pangkalan Brandan	150 kV	2 cct, 2 Zebra	22	2016
33	KIM 2	Inc. 2 Pi (KIM - Sei Rotan)	150 kV	4 cct, 2 ACSR 400 mm ²	4	2016
34	Pancing	KIM 2	150 kV	2 cct, 2 ACSR 400 mm ²	20	2016
35	Selayang	Inc. 2 Pi (Paya Geli - Namurambe)	150 kV	4 cct, ACSR 300 mm ²	4	2016
36	Denai	Pancing	150 kV	2 cct, 2 Hawk	24	2016
37	Padang Sidempuan	New Padangsidempuan	150 kV	2 cct, 2 Zebra	4	2016
38	GI/GIS Batu ginging	Paya Geli	150 kV	1 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	5	2017
39	GI/GIS Batu ginging	GIS Listrik	150 kV	1 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	5	2017
40	Sei kera	Inc. 1 Pi (Denai-Pancing)	150 kV	2 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	12	2017
41	Titik Kuning	Teladan	150 kV	1 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	5	2017
42	Teladan	Sei Kera	150 kV	1 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	6	2017
43	Kuala	Binjai	150 kV	2 cct, 1 Hawk	18	2017
44	Natal	Panyabungan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	100	2017
45	PLTP Sarulla I	Sarulla	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2017
46	Simangkok	PLTA Asahan III(FTP 2)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	22	2018
47	PLTA Hasang	Aek Kanopan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	50	2018
48	PLTP Sorik Marapi (FTP 2)	Inc. 2 Pi (Panyabungan-Natal)	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm ²	20	2021
49	Panyabungan (Uprate)	Padang Sidempuan (Up Rate)	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm ²	140	2021
50	PLTP Simbolon Samosir	Inc. 2 Pi (Tarutung-Sidikalang)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	50	2022
51	PLTP Sipoholon Ria-Ria	Inc. 1 Pi (Tarutung-Sidikalang)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	4	2021
52	PLTMH	Singkil	150 kV	2 cct, 2 Hawk	140	2021
53	Simonggo	Parlilitan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	22	2021
54	Teluk Dalam	PLTU Nias	70 kV	2 cct, 1 Hawk	220	2014
	Jumlah				2.423	

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
1	Lamhotma	150/20 kV	Extension	30	2013
2	Porsea	150/20 kV	Extension	10	2013
3	Sidikalang	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
4	Brastagi	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
5	Sidikalang	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
6	Martabe	150/20 kV	New	10	2013
7	GIS Listrik	150/20 kV	Extension	60	2014
8	Paya Pasir	150/20 kV	Extension	60	2014
9	Labuhan	150/20 kV	Extension	60	2014

Tabel A2.8. Pengembangan Gardu Induk

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
11	Kisaran	150/20 kV	Uprate	30	2014
12	Aek Kanopan	150/20 kV	Extension	30	2014
13	Rantau Prapat	150/20 kV	Uprate	60	2014
14	Kota Pinang	150/20 kV	Extension	30	2014
15	Dolok sanggul	150/20 kV	New	30	2014
16	Kuala Namu	150/20 kV	Uprate	60	2015
17	Tanjung Pura	150/20 kV	New	60	2015
18	Tele	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
19	Pangururan	150/20 kV	New	30	2015
20	Rantau Prapat	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
21	Labuhan Bilik	150/20 kV	New	60	2015
22	Perdagangan	150/20 kV	New	120	2015
23	Perdagangan	150/20 kV	New		2015
24	Titi Kuning	150/20 kV	Extension	60	2015
25	Gunung Para	150/20 kV	Extension	30	2015
26	Dolok sanggul	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
27	Parlilitan	150/20 kV	New	30	2015
28	Namurambe	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
29	Namurambe	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
30	Tanjung Morawa	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
31	Galang	150/20 kV	New	30	2015
32	Galang	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
33	Negeri Dolok	150/20 kV	New	30	2015
34	Dolok sanggul	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
35	Pakkat	150/20 kV	New	30	2015
36	Gunung Tua	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
37	Sibuhuan	150/20 kV	New	60	2015
38	Titi Kuning	150/20 kV	Extension	1 LB	2015
39	Sei Kera	150/20 kV	New	160	2015
40	Helvetia	150/20 kV	New	160	2015
41	Padang Sidempuan	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
42	Panyabungan	150/20 kV	New	60	2015
43	Brastagi	150 kV	Extension	2 LB	2015
44	Pancing	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
45	Denai	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
46	Pangkalan Brandan	150/20 kV	Extension	30	2016
47	Selayang	150/20 kV	New	160	2016
48	KIM II	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
49	Pancing	150/20 kV	New	160	2016
50	Tanjung Morawa	150/20 kV	Extension	60	2016
51	Tanjung Pura	150/20 kV	Extension	60	2016
52	Sidikalang	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
53	Salak	150/20 kV	New	60	2016

Tabel A2.8. Pengembangan Gardu Induk

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
54	KIM 2	150/20 kV	New	160	2016
55	Kisaran	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
56	Tanjung Balai	150/20 kV	New	120	2016
57	Dairi	150/20 kV	New	30	2016
58	Pangkalan Susu	150/20 kV	New	30	2016
59	Pangkalan Brandan	150 kV	Extension	2 LB	2016
60	Padang Sidempuan	150 kV	Extension	2 LB	2016
61	New Padang Sidempuan	150/20 kV	New	30	2016
62	Payegeli	150/20 kV	Extension	1 LB	2017
63	GIS Listrik	150/20 kV	Extension	1 LB	2017
64	GIS Batu Gingging	150/20 kV	New	160	2017
65	KIM	150/20 kV	Extension	60	2017
66	Paya Geli	150/20 kV	Extension	60	2017
67	GIS Batu Gingging	150/20 kV	Extension	100	2017
68	Perdagangan	150/20 kV	Extension	60	2017
69	Panyabungan	150/20 kV	Extension	2 LB	2017
70	Natal	150/20 kV	New	30	2017
71	Binjai	150/20 kV	Extension	2 LB	2017
72	Kuala	150/20 kV	New	60	2017
73	Teladan	150/20 kV	New	60	2017
74	Sarulla	150 kV	New		2017
75	Simangkok	150 kV	Extension	2 LB	2018
76	Pangkalan Brandan	150/20 kV	Uprate	60	2018
77	Aek Kanopan	150 kV	Extension	2 LB	2019
78	Paya Pasir	150/20 kV	Extension	60	2019
79	Mabar	150/20 kV	Extension	60	2019
80	Rantau Prapat	150/20 kV	Extension	60	2019
81	Teladan	150/20 kV	Extension	80	2019
82	KIM	150/20 kV	Extension	60	2020
83	Paya Geli	150/20 kV	Extension	60	2020
84	Kota Pinang	150/20 kV	Extension	60	2020
85	GIS Batu Gingging	150/20 kV	Extension	80	2020
86	Parlilitan	150/20 kV	Extension	2 LB	2020
87	Pancing	150/20 kV	Extension	80	2021
88	Denai	150/20 kV	Extension	60	2021
89	Perdagangan	150/20 kV	Extension	60	2021
90	GIS Batu Gingging	150/20 kV	Extension	100	2021
91	Helvetia	150/20 kV	Extension	80	2021
92	Teladan	150/20 kV	Extension	80	2021
93	GIS Listrik	150/20 kV	Extension	60	2022
94	KIM	150/20 kV	Extension	60	2022
95	Lamhotma	150/20 kV	Extension	60	2022
96	Namurambe	150/20 kV	Extension	60	2022

Tabel A2.8. Pengembangan Gardu Induk

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
97	Sei Rotan	150/20 kV	Extension	60	2022
98	Tebing Tinggi	150/20 kV	Extension	60	2022
99	Kuala Namu	150/20 kV	Uprate	60	2022
100	Selayang	150/20 kV	Extension	80	2022
101	Martabe	150/20 kV	Extension	30	2022
102	Natal	150/20 kV	Extension	30	2022
Jumlah				4.510	

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
1	Binjai	275/150 kV	New	500	2014
2	Pangkalan Susu	275/150 kV	New	0	2014
3	Binjai	275/150 kV	Extension	250	2014
4	Binjai	275 kV	Extension	2 LB	2014
5	Galang	275/150 kV	New	1.000	2015
6	Simangkok	275 kV	Extension	2 LB	2016
7	Simangkok	275/150 kV	Extension	250	2016
8	Sarulla	275/150 kV	New	500	2015
9	New Padang Sidempuan	275/150 kV	New	500	2016
10	Binjai	275/150 kV	Extension	250	2016
11	Pangkalan Susu	275/150 kV	Extension	500	2016
12	Pangkalan Susu	275/150 kV	Extension	500	2017
13	Sarulla	275 kV	Extension	2 LB	2018
14	Rantau Prapat	500/275 kV	New	1.000	2018
15	Rantau Prapat	275/150 kV	New	750	2018
16	Sei Rotan	500/150 kV	New	1.000	2018
17	Sei Rotan	500/150 kV	Extension	1.000	2019
Jumlah				8.000	

Pengembangan Distribusi

Tambahan pelanggan baru sampai dengan tahun 2022 adalah sekitar 868 ribu pelanggan atau rata-rata 86.836 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 2.704 kms, JTR sekitar 3.938 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 1.071 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A2.10.

Tabel A2.10. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	449	295	71	141.268
2014	398	802	208	120.092
2015	397	324	84	126.060
2016	250	333	88	79.862
2017	250	342	92	81.161
2018	251	351	96	82.482
2019	251	359	101	83.824
2020	252	368	105	85.189
2021	102	377	110	33.974
2022	103	386	115	34.457
Total	2.704	3.938	1.071	868.369

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. Jumlah pelanggan adalah sekitar 72 ribu pelanggan, daya tersambung 58,186 MVA dengan penjualan mencapai 6,120 GWh per-bulan. Pembangkitan di Pulau Nias saat ini mempunyai daya terpasang 46.125 kW, daya mampu 30.540 kW, beban puncak 24.680 kW, dan mengingat kondisi pembangkitan sudah tua, maka telah diambil langkah-langkah melaksanakan sewa PLTD untuk jangka pendek dan merencanakan pembangunan PLTU 3x7 MW (IPP), PLTU Merah Putih 2x10 MW dan Pembangkit Thermal Modular Pengganti diesel (PTMPD) sebesar 12 MW.

A2.5. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah untuk membangun sistem kelistrikan sampai dengan tahun 2022 adalah seperti Tabel A2.11 berikut:

Tabel A2.11. Ringkuman

Tahun	Energi Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	8.425	9.238	1.455	-	50	7	39
2014	9.120	9.950	1.607	245	1.140	516	541
2015	9.882	10.770	1.785	297	2.480	1.734	873
2016	10.694	11.642	1.981	542	2.400	516	993
2017	11.574	12.583	2.194	610	1.090	171	1.057
2018	12.528	13.602	2.431	934	2.810	1.392	1.963
2019	13.563	14.706	2.691	80	1.260	-	293
2020	14.685	15.902	2.966	460	260	40	812
2021	15.903	17.198	3.250	464	460	326	765
2022	17.224	18.602	3.504	785	560	50	1.484
<i>Growth/ Jumlah</i>	8,27	8,10	10,02	4.417	12.510	4.753	8.821

LAMPIRAN A.3

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI RIAU

Peta kelistrikan sistem interkoneksi di Provinsi Riau diperlihatkan pada Gambar A3.1.



Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero)

Tabel A3.1. Kapasitas Pembangkit s/d September 2013

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Net (MW)
I	Sektor Pekanbaru					
1	Kotopanjang # 1	PLTA	Air	PLN	38,0	38,0
2	Kotopanjang # 2	PLTA	Air	PLN	38,0	38,0
3	Kotopanjang # 3	PLTA	Air	PLN	38,0	38,0
4	Riau Power	PLTGU	Gas	Sewa	26,0	28,0
5	Teluk Lembu # 1	PLTG	Gas	PLN	21,6	13,0
6	Teluk Lembu # 2	PLTG	HSD	PLN	21,6	14,0
7	Teluk Lembu # 3 (Exs	PLTG	HSD	PLN	20,0	17,0
8	Sewa Teluk Lembu # 1	PLTMG	Gas	Sewa	12,0	13,0
9	Sewa Teluk Lembu # 2	PLTMG	Gas	Sewa	50,0	50,0
10	Sewa Teluk Lembu # 3	PLTMG	Gas	Sewa	30,0	30,0
11	Balai Pungut # 1 (Exs	PLTG	Gas	PLN	20,0	16,0
12	Balai Pungut # 2 (Exs	PLTG	Gas	PLN	20,0	16,0
13	Duri (peaker)	PLTMG	Gas	PLN	100,0	90,0
14	Teluk Lembu	PLTD	HSD	PLN	7,6	4,5
15	Teluk Lembu BGP	PLTD	HSD	Sewa	40,0	20,0
16	Teluk Lembu Sewa	PLTD	HSD	Sewa	30,0	15,0
17	Dumai BGP	PLTD	HSD	Sewa	30,0	30,0
18	Dumai P3	PLTD	HSD	Sewa	10,0	10,0
19	Teluk Lembu (PJBS)	PLTMG	Gas	PLN	30,0	30,0
					582,8	510,5

Sistem Isolated

Sistem isolated di Provinsi Riau tersebar di Kabupaten Indragiri Hulu, Indragiri Hilir, Kabupaten Bengkalis dan Meranti. Seluruh sistem isolated tersebut dipasok oleh PLTD tersebar dengan kapasitas 84 MW dan daya mampu 54 MW.

Sebagian besar sistem isolated mengalami kekurangan pasokan, sehingga PLN menyewa pembangkit diesel untuk mengatasi kekurangan pasokan jangka pendek. Daftar pembangkit pada sistem isolated diberikan pada Tabel A3.2.

Tabel A3.2. Pembangkit Isolated s/d September 2013

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

Kondisi kekurangan pasokan kelistrikan pada sistem isolated disebabkan oleh menurunnya daya mampu pembangkit, meningkatnya konsumsi listrik oleh pelanggan secara alami (bahkan tanpa penyambungan baru) dan kebutuhan sistem *isolated* yang dipasok dari excess power telah melampaui kesepakatan perjanjian jual beli (kontrak).

A3.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Ekonomi Riau tumbuh sangat pesat antara 7,8% pada tahun 2012 (tidak termasuk migas) dan kondisi ini diperkirakan masih akan terus meningkat pada masa yang akan datang. Target pertumbuhan ekonomi yang tinggi menjadi perhatian Pemerintah Daerah dengan memberikan kemudahan kepada investor untuk menanamkan modalnya di Riau. Semua rencana tersebut akan dapat dicapai apabila ada dukungan ketersediaan tenaga listrik di Provinsi Riau.

Perekonomian Provinsi Riau diperkirakan akan makin meningkat, ditandai oleh adanya rencana pembangunan kawasan-kawasan industri pada beberapa kabupaten yang telah dicanangkan sebagai Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), seperti Kawasan Industri Khusus Dumai, Kawasan Buton di Kabupaten Siak Indrapura, Kawasan Kuala Enok Kabupaten Indragiri Hilir dan Kawasan Industri Tenayan di 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 2013 – 2022 dapat dilihat pada Tabel A3.3.

Tabel A3.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	4,43	3.618	4.091	706	1.150.440
2014	4,66	4.029	4.502	776	1.263.784
2015	5,36	4.491	4.970	855	1.384.636
2016	5,36	5.010	5.531	950	1.512.214
2017	5,36	5.594	6.161	1.056	1.645.999
2018	5,36	6.252	6.871	1.175	1.750.315
2019	5,36	6.993	7.670	1.309	1.841.655
2020	5,36	7.830	8.569	1.460	1.933.245
2021	5,36	8.774	9.581	1.629	2.008.942
2022	5,36	9.839	10.722	1.820	2.085.426
Growth	5,20%	11,7%	11,3%	11,1%	6,9%

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 Dumai, Buton, Kuala Enok dan Tenayan-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 1,55 juta metrik ton².

Potensi PLTA skala besar terdapat di Kabupaten Kampar dan Kabupaten Kuantan Singingi. Menurut pra studi kelayakan oleh sebuah konsultan pada tahun 1980-an di Kabupaten Kuantan Singingi dan Sungai Kampar Kiri terdapat potensi tenaga air yang cukup besar, yaitu sebesar masing-masing 830 MW dan 170 MW. Namun perlu dilakukan studi ulang karena saat ini kondisi lingkungan sudah banyak berubah dan dapat mempengaruhi potensi debit air.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2022 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 direncanakan akan dibangun di Provinsi Riau berkapasitas sekitar 2.036 MW seperti ditampilkan pada Tabel A3.4.

² Sumber : Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Riau

Tabel A3.4. Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Duri	PLTMG	PLN	112	2014
2	Tembilahan	PLTU	PLN	14	2014
3	Riau (Amandemen FTP1)	PLTU	PLN	220	2015
4	Dumai	PLTU	Sewa	240	2016
5	Riau	PLTGU	Unallocated	50	2016
6	Riau Peaker	PLTG/MG	PLN	200	2016
7	Riau Kemitraan (PLN-TNB-PTBA)	PLTU	Swasta	1.200	2018
RIAU Total				2.036	

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 2015. PLTG Riau *peaker* dengan kapasitas total 200 MW merupakan upaya PLN untuk secepatnya mengurangi kekurangan pembangkit di Riau dengan memanfaatkan gas dari lapangan Jambi Merang. Pembangkit *peaker* PLTG 200 MW dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan beban puncak sistem Sumatera yang lokasinya sedang dikaji berkaitan dengan penyediaan gas yang dapat disimpan (CNG). PLTU Riau Mulut Tambang 1200 MW ditawarkan kepada swasta sebagai IPP untuk beroperasi pada tahun 2018. Selain itu PLN berupaya memanfaatkan semua potensi gas yang mungkin digunakan untuk membangkitkan tenaga listrik, termasuk gas skala kecil, seperti di Melibur Kabupaten Meranti, Selat Kabupaten Inhil, Bentu Kabupaten Kampar, Tembilahan Kabupaten Inhil.

Untuk penyediaan listrik jangka panjang dan sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik pada sistem isolated direncanakan dibangun beberapa pembangkit antara lain PLTU skala kecil di Tembilahan 2 x 7 MW, Pembangkit Thermal Modular Pengganti diesel (PTMPD) di dua lokasi yaitu di Bengkalis 2 x 6 MW dan di selat Panjang 2 x 3,5 MW, serta tambahan PLTU 3 x 7 MW di Selat Panjang.

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 2022 diperlukan pengembangan GI 150 kV baru dan ekstension dengan kapasitas total 2.230 MVA seperti diperlihatkan pada Tabel A3.5.

Tabel A3.5. Pembangunan GI

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
1	Bangkinang	150/20 kV	Extension	30	2013
2	Teluk Kuantan	150/20 kV	Uprate	30	2013
3	Koto Panjang	150/20 kV	Extension	30	2014
4	Garuda Sakti	150/20 kV	Extension	60	2014
5	Dumai	150/20 kV	Extension	60	2014
6	Balai Pungut/Kandis	150/20 kV	Extension	60	2014
7	Pasir Putih	150/20 kV	New	60	2015
8	Garuda Sakti	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
9	New Garuda Sakti	150/20 kV	New	120	2015

Tabel A3.5. Pembangunan GI

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
10	Pasir Pangarayan	150/20 kV	New	30	2015
11	Bangkinang	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
12	Rengat	150/20 kV	New	60	2015
13	Teluk Kuantan	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
14	Pangkalan Kerinci	150/20 kV	New	30	2015
15	Pasir Putih	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
16	Rengat	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
17	Tenayan	150/20 kV	New	60	2015
18	Teluk Lembu	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
19	Pasir Putih	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
20	KID	150/20 kV	New	60	2015
21	Dumai	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
22	Kandis	150/20 kV	New	30	2015
23	Perawang	150/20 kV	New	30	2016
24	Tenayan	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
25	GIS Kota Pekanbaru/Arengka	150/20 kV	New	120	2016
26	Lubuk Gaung	150/20 kV	New	60	2016
27	Tembilahan	150/20 kV	New	30	2016
28	Rengat	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
29	Bagan Siapi-api	150/20 kV	New	30	2016
30	Dumai	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
31	Siak Sri Indrapura	150/20 kV	New	30	2016
32	Tenayan	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
33	Lipat Kain	150/20 kV	New	30	2016
34	Bangkinang	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
35	Bangkinang	150/20 kV	Extension	60	2016
36	KID	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
37	Teluk Kuantan	150/20 kV	Uprate	60	2017
38	Rengat	150/20 kV	Extension	60	2017
39	Bagan Batu	150/20 kV	Extension	60	2018
40	Pasir Putih	150/20 kV	Extension	60	2017
41	Tembilahan	150/20 kV	Extension	60	2018
42	Perawang	150/20 kV	Extension	60	2019
43	KIT Tenayan	150/20 kV	Extension	60	2019
44	Teluk Lembu	150/20 kV	Extension	100	2019
45	GIS Kota Pekanbaru/Arengka	150/20 kV	Extension	100	2020
46	Lubuk Gaung	150/20 kV	Extension	60	2020
47	Duri	150/20 kV	Extension	80	2021
48	New Garuda Sakti	150/20 kV	Extension	60	2021
49	Bagan Siapi-api	150/20 kV	Extension	60	2021

Tabel A3.5. Pembangunan GI

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
50	Siak Sri Indra Pura	150/20 kV	Extension	60	2021
51	Garuda Sakti	150/20 kV	Extension	60	2022
52	Pasir Pangarayan	150/20 kV	Extension	60	2022
53	KID	150/20 kV	Extension	60	2022
Jumlah				2.230	

Disamping itu juga direncanakan pembangunan GI dengan tegangan ekstra tinggi 275 kV dan 500 kV, serta konverter transmisi HVDC ± 250 kVDC yang merupakan bagian dari link interkoneksi Sumatera – Malaysia seperti pada Tabel A3.6.

Tabel A3.6. Pembangunan GI 275kV, 500 kV dan HVDC ± 250 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
1	New Garuda Sakti	275/150 kV	New	500	2015
2	New Garuda Sakti	275/150 kV	Extension	500	2018
3	New Garuda Sakti	500/275 kV	New	1.000	2018
4	Rengat	500/150 kV	New	500	2017
5	Rengat	500 kV	Extension	-	2018
6	New Garuda Sakti HVDC Sta. Converter	250 kV DC	New	600	2017
7	HVDC Switching Station	250 kV DC	New	-	2017
Jumlah				3.100	

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi di Provinsi Riau hingga tahun 2022 adalah sepanjang 2.050 kms (150 kV) dan 1.312 kms (275 kV, 500 kV dan 250 kV DC) seperti ditampilkan dalam Tabel A3.7 dan Tabel A3.8.

Tabel A3.7. Pembangunan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Garuda Sakti (up rate)	Duri (up rate)	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm ²	230	2014
2	Teluk Kuantan	Rengat	150 kV	2 cct, 2 Hawk	194	2014
3	Bangkinang	Pasir Pangarayan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	220	2015
4	Pasir Putih	Garuda Sakti	150 kV	2 cct, 2 Zebra	55	2015
5	Tenayan / PLTU Riau	Teluk Lembu	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2015
6	Tenayan / PLTU Riau	Pasir Putih	150 kV	2 cct, 2 Zebra	35	2015
7	Dumai	Kawasan Industri Dumai (KID)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	56	2015
8	Pasir Putih	Pangkalan Kerinci	150 kV	2 cct, 2 Hawk	134	2015
9	New Garuda Sakti	Inc. 2 Pi (G.Sakti - Duri)	150 kV	4 cct, HTLS 310 mm ²	12	2015
10	Duri (up rate)	Dumai (up rate)	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm ²	118	2015
11	Teluk Lembu	Garuda Sakti (Uprate)	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm ²	36	2015
12	Kandis	Inc. 2 pi (New G.Sakti - Duri)	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm ²	10	2015
13	Dumai	Bagan Siapi api	150 kV	2 cct, 1 Hawk	228	2016

Tabel A3.7. Pembangunan Transmisi 150 kV

lanjutan

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
14	Tenayan / PLTU Riau	Perawang	150 kV	2 cct, 1 Hawk	50	2016
15	PLTU Sewa Dumai	Kawasan Industri Dumai (KID)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	14	2016
16	Rengat	Pangkalan Kerinci	150 kV	2 cct, 2 Hawk	220	2016
17	GIS Kota Pekanbaru	Inc. 2 Pi (G.Sakti-Teluk Lembu)	150 kV	2 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	10	2016
18	Tenayan / PLTU Riau	Siak Sri Indra Pura	150 kV	2 cct, 1 Hawk	100	2016
19	Rengat	Tembilahan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2016
20	Bangkinang	Lipat Kain	150 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2016
21	Lubuk Gaung	Inc. 2 Pi (Dumai-Bagan Siapi-api)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2016
22	Dumai (Uprate)	Kawasan Industri Dumai (KID)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	56	2017
23	Kuala Enok	Tembilahan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2022
Jumlah					2.050	

Tabel A3.8. Pembangunan Transmisi 275 kV, 500 kV dan HVDC $\pm$ 250 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Payakumbuh	New Garuda Sakti	275 kV	2 cct, 2 Zebra	300	2015
2	Rengat	New Garuda Sakti	500 kV	2 cct, 4 Zebra	440	2018
3	Rengat	PLTU Riau Kemitraan	500 kV	2 cct, 2 Zebra	110	2018
4	Border	Pulau Rupert	250 kV DC	2 Cable MI with IRC	52	2017
5	Pulau Rupert Utara	Pulau Rupert Selatan	250 kV DC	2 cct, 2xCardinal 548 mm ²	60	2017
6	P. Rupert Selatan	Sumatra Landing Point	250 kV DC	2 Cable MI with IRC	10	2017
7	Sumatera Landing Point	New Garuda Sakti	250 kV DC	2 cct, 2xCardinal 548 mm ²	340	2017
Jumlah					1.312	

Pengembangan Distribusi

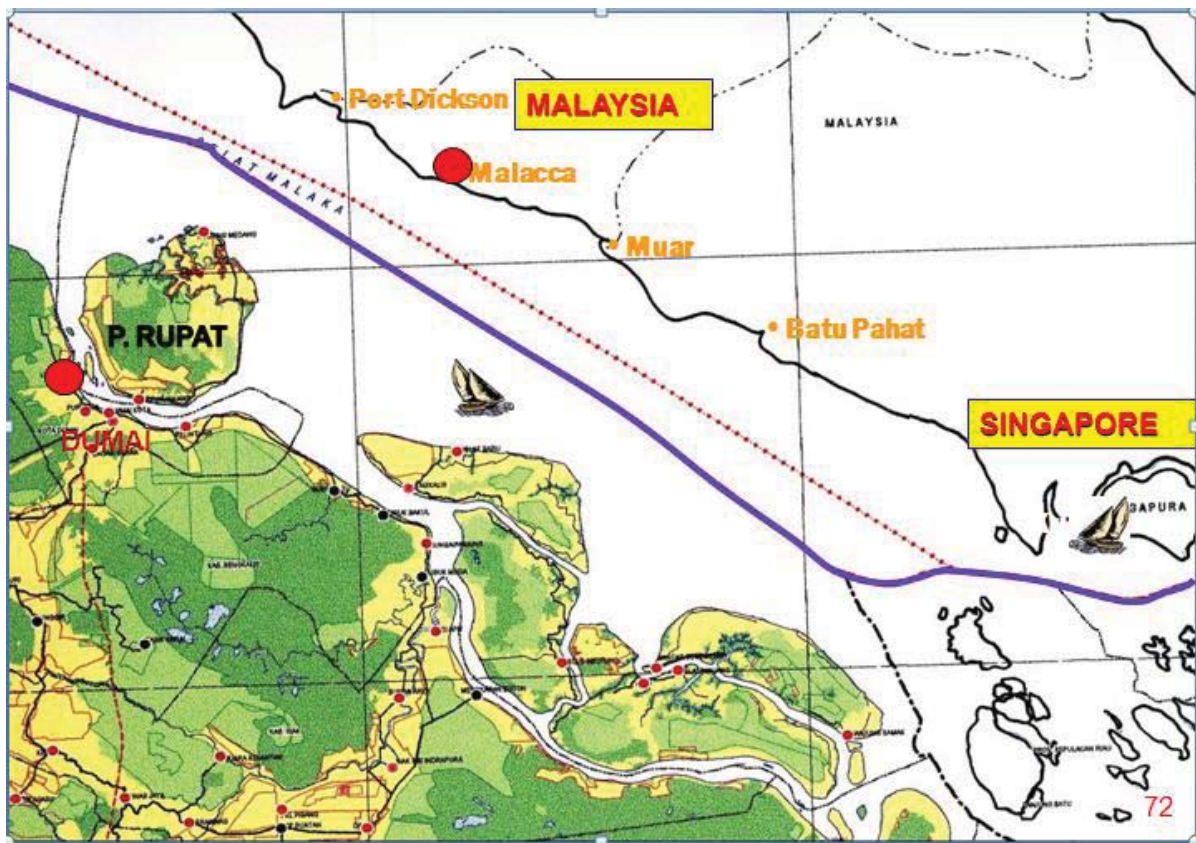
Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 848,5 ribu pelanggan sampai dengan 2022 atau rata-rata 84,9 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan tegangan menengah (JTM) 11.965 kms, jaringan tegangan rendah (JTR) sekitar 10.965 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 827 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A3.9.

Tabel A3.9. Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2013	643	693	80	80.647
2014	738	776	75	93.389
2015	826	848	83	104.473
2016	926	927	86	110.755
2017	1.039	1.015	89	110.438
2018	1.166	1.111	93	85.303
2019	1.309	1.216	97	73.943
2020	1.469	1.331	100	73.353
2021	1.650	1.456	61	57.192
2022	1.853	1.594	64	59.010
Total	11.617	10.965	827	848.502

A3.4. Sistem Kelistrikan Pulau Rupert

Pulau Rupert yang berada di Kabupaten Bengkalis merupakan sebuah Pulau yang istimewa karena kedekatannya dengan Malaka dan Port Dickson Malaysia. Pulau ini sangat indah dan berpotensi menjadi tujuan wisata yang akan sangat diminati. Pulau ini hanya dipisahkan oleh selat sempit pantai Kota Dumai yang telah dirancang sebagai pelabuhan distribusi barang dan jasa untuk Riau daratan dan Pulau Sumatera. Jalur utama pengangkutan dari dan ke Pulau ini adalah melalui laut. Peta Pulau Rupert ditampilkan pada Gambar A3.2.



Gambar A3.2. Peta Pulau Rupert

Saat ini listrik di Pulau Rupert dipasok dari 5 sentral PLTD dengan kapasitas terpasang 3.600 kW namun daya mampunya hanya 1.195 kW dengan beban puncak 841 kW. Sistem distribusi listrik berupa JTM sepanjang 69 kms, JTR 92 kms, gardu distribusi 36 unit, 878 kVA. Rencana pengembangan kelistrikan di Pulau Rupert adalah menginterkoneksi kelima sub-sistem tersebut dengan kabel laut.

Pulau Rupert merupakan landing point dari kabel laut interkoneksi antara Sumatera dan Malaysia.

A3.5. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi hingga tahun 2022 adalah seperti tersebut dalam Tabel A3.10.

Tabel A3.10. Ringkuman

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	3.618	4.091	706	-	60	-	43
2014	4.029	4.502	776	126	210	424	198
2015	4.491	4.970	855	220	950	996	570
2016	5.010	5.531	950	490	390	814	381
2017	5.594	6.161	1.056	-	1.280	518	314
2018	6.252	6.871	1.175	1.200	1.620	550	1.912
2019	6.993	7.670	1.309	-	220	-	78
2020	7.830	8.569	1.460	-	160	-	83
2021	8.774	9.581	1.629	-	260	-	97
2022	9.839	10.722	1.820	-	180	60	106
Growth/ Jumlah	11,7%	11,3%	11,1%	2.036	5.330	3.362	3.783

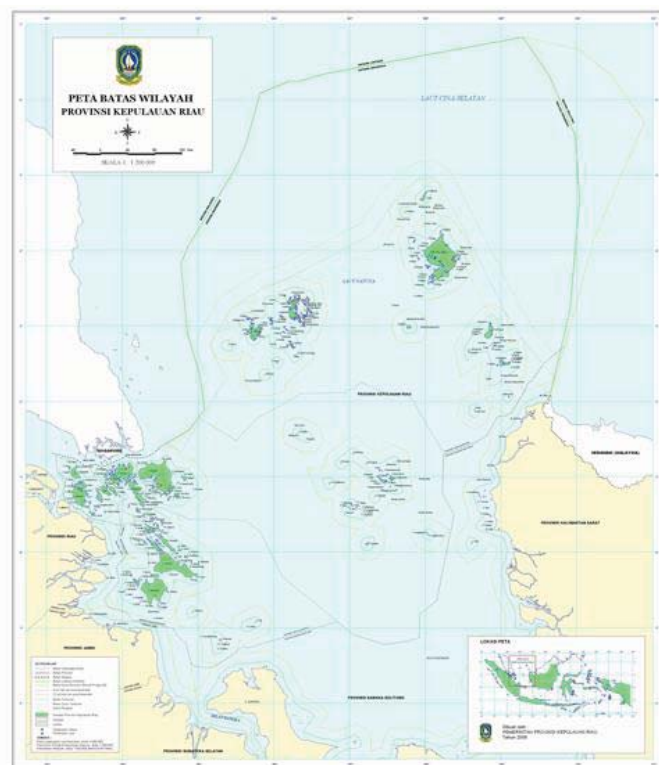
LAMPIRAN A.4

**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 Tanjung Pinang, Batam, Kabupaten Bintan, Kabupaten Karimun, Kabupaten Natuna, dan Kabupaten Lingga 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 andal 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 PLTU Galang Batang dengan kapasitas terpasang 97 MW dengan daya mampu sebesar 55 MW sedangkan beban puncak saat ini yang telah mencapai 51 MW melalui jaringan 20 kV.

Sistem-sistem isolated di Provinsi Kepulauan Riau mempunyai 146 unit pembangkit kecil tersebar dengan kapasitas total 181 MW dan daya mampu 117 MW seperti terlihat pada Tabel A4.1.

Tabel A4.1. Pembangkit Isolated s/d September 2013

Pemilik	Jumlah (Unit)	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
PLN	124	78,9	45,3	103.9
Sewa	19	99,7	70,6	
IPP	-	-	-	
Excess	3	2,7	1,2	
Total	146	181	117	

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, meningkatnya pertumbuhan pemakaian tenaga listrik alami. Untuk mengatasi kekurangan pasokan pada beberapa sistem isolated dalam jangka pendek dilakukan dengan sewa pembangkit.

A4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Perekonomi Kepulauan Riau tumbuh 8,21% pada tahun 2012 (tidak termasuk migas) dan diperkirakan masih akan terus meningkat pada masa yang akan datang. Target pertumbuhan ekonomi yang tinggi menjadi perhatian Pemerintah Daerah dengan memberikan kemudahan kepada investor untuk menanamkan modalnya di Kepulauan Riau. Kegiatan perekonomian di Provinsi Kepulauan Riau terus meningkat, ditandai dengan akan dibangunnya kawasan-kawasan industri dan pada beberapa Kabupaten telah dicanangkan sebagai Kawasan Ekonomi Khusus.

Proyeksi Kebutuhan Listrik Provinsi Kepulauan Riau 2013 - 2022

Dari realisasi penjualan listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2013 – 2022 seperti pada Tabel A4.2.

Tabel A4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	7,51	570	627	117	171.734
2014	7,91	610	670	125	185.674
2015	9,09	651	715	133	200.588
2016	9,09	695	763	142	215.266
2017	9,09	743	814	151	230.943
2018	9,09	794	870	161	247.736
2019	9,09	850	930	172	265.782
2020	9,09	910	995	184	283.898
2021	9,09	975	1.065	197	295.378
2022	9,09	1.045	1.141	211	308.199
Growth	8,82%	6,96%	6,88%	6,79%	6,72%

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 2022 dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di sistem interkoneksi 150 kV dan sistem isolated. Rencana pengembangan pembangkit ditampilkan pada Tabel A4.3.

Tabel A4.3. Pengembangan Pembangkit

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	TB. Karimun #1,2 (FTP1)	PLTU	PLN	14	2013
2	Rawa Minyak	PLTG/MG	Swasta	15	2014
3	Rengat new	PLTG/MG	PLN	12,5	2014
4	Dabo Singkep-1	PLTU	Swasta	6	2015
5	Tanjung Pinang 1 (TLB)	PLTU	Swasta	30	2015
6	Tanjung Pinang 2 (FTP2)	PLTU	PLN	30	2015
7	TB. Karimun -1 (FTP2)	PLTU	PLN	15	2015
8	Natuna-1	PLTU	PLN	14	2015-2016
9	Tanjung Batu Baru	PLTU	PLN	14	2015-2016
10	Kurau	PLTMG	Swasta	10	2016
11	TB. Karimun-1 (FTP2)	PLTU	PLN	15	2016
12	Bengkalis (ORC)	PTMPD	Unallocated	12	2016
13	Selat Panjang (ORC)	PTMPD	Unallocated	7	2016
14	Dabo Singkep (ORC)	PTMPD	Unallocated	7	2016
15	Ranai (ORC)	PTMPD	Unallocated	7	2016
16	Dabo Singkep	PLTG/MG	Unallocated	7	2017
17	Natuna-2	PLTU	Unallocated	14	2017
18	Tanjung Batu-1	PLTU	Swasta	14	2017-2018
19	Dabo Singkep-2	PLTU	Unallocated	14	2019
20	Tanjung Pinang 3	PLTU	Unallocated	100	2019-2020
21	TB. Karimun Peaker	PLTG/MG	Unallocated	20	2019-2020
22	Selat Panjang -1	PLTU	Unallocated	20	2020
Kepri Total				398	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Sampai dengan tahun 2022 diperlukan 4 buah GI 150 kV di Pulau Bintan dan 1 lokasi di Pulau Ngenang seperti diperlihatkan pada Tabel A4.4.

Tabel A4.4. Pengembangan GI 150 kV Baru

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
1	Pulau Ngenang	150/20 kV	New	10	2015
2	Sri Bintan	150/20 kV	New	30	2015
3	Air Raja	150/20 kV	New	60	2015
4	Kijang	150/20 kV	New	60	2015
5	Tanjung Uban	150/20 kV	New	60	2015
6	Sri Bintan	150/20 kV	Extension	60	2015
7	Air Raja	150/20 kV	Extension	60	2019
8	Sri Bintan	150/20 kV	Extension	30	2022
Jumlah				370	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 150 kV, diperlukan pengembangan transmisi 150 kV sepanjang 288 kms seperti ditampilkan dalam Tabel A4.5.

Tabel A4.5. Pembangunan SUTT 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Tanjung Kasam	Tanjung Sauh	150 kV	2 cct, 3 x 300 mm ²	6	2014
2	Tanjung Sauh	Pulau Ngenang	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10	2014
3	Pulau Ngenang	Tanjung Taloh	150 kV	2 cct, 3 x 300 mm ²	12	2014
4	Tanjung Taloh	Tanjung Uban	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2014
5	Tanjung Uban	Sri Bintan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2015
6	Sri Bintan	Air Raja	150 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2015
7	Air Raja	Kijang	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2015
8	Tanjung Pinang	Kijang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	30	2015
Jumlah					288	

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 192 ribu pelanggan sampai dengan 2022 atau rata-rata 19 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 1.670 kms, JTR sekitar 1.593 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 211 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A4.6 berikut.

Tabel A4.6. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2013	120	130	17	25.485
2014	131	138	16	19.956
2015	140	144	18	16.379
2016	149	149	20	16.823
2017	159	155	21	23.347
2018	170	162	24	19.013
2019	181	168	26	17.397
2020	193	175	29	18.237
2021	206	182	19	18.505
2022	220	189	21	17.475
Total	1.670	1.593	211	192.616

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 6.200 kW, daya mampu 5.700 kW dan beban puncak 4.890 kW. Sistem distribusi berupa SUTM sepanjang 57 kms dengan jumlah gardu 29 unit dan kapasitas terpasang 2.450 kVA. Adapun rencana pengembangan kelistrikan di Pulau Natuna berupa penambahan PLTU batubara 2x7 MW yang dijadwalkan beroperasi pada tahun 2015/2016, Pembangkit Thermal Modular Pengganti Diesel (PTMPD) 2 x 3.5 MW direncanakan beroperasi pada tahun 2016.

A4.5. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 adalah seperti tersebut dalam Tabel A4.7.

Tabel A4.7. Ringkuman

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	570	627	117	14	-	-	8,0
2014	610	670	125	28	-	88	8,4
2015	651	715	133	95	280,00	200	8,9
2016	695	763	142	72	-	-	9,5
2017	743	814	151	28	-	-	10,5
2018	794	870	161	7	-	-	11,1
2019	850	930	172	74	60,00	-	12,0
2020	910	995	184	80	-	-	13,0
2021	975	1.065	197	-	-	-	13,8
2022	1.045	1.141	211	-	30,00	-	15,1
Growth/ Jumlah	7,0%	6,9%	6,8%	398	370	288	110,3

LAMPIRAN A.5

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG**

1. Sistem Bangka yang dipasok dari 4 PLTD milik PLN dan 1 PLTU Biomassa IPP, yaitu: PLTD Merawang, PLTD Mentok, PLTD Koba, PLTD Toboali, dan PLTU Listrindo (Biomassa). Pembangkit-pembangkit tersebut terinterkoneksi melalui jaringan distribusi 20 kV.
2. Sistem Belitung yang dipasok dari 2 PLTD PLN dan 1 PLTU IPP Biomassa, yaitu: PLTD Pilang, PLTD Manggar dan PLTU Belitung Energy (IPP). Pembangkit-pembangkit tersebut terinterkoneksi melalui jaringan distribusi 20 kV.



Gambar A5.1. Peta Jaringan SUTM di Provinsi Kep. Babel Saat Ini

Pada saat ini sebagian besar pasokan listrik di Provinsi Bangka Belitung diperoleh dari pembangkit dengan bahan bakar HSD. Total kapasitas terpasang adalah 167,45 MW dengan daya mampu sebesar 147,65 MW. Tabel A5.1 memperlihatkan komposisi sistem pembangkitan di Provinsi Bangka Belitung.

Tabel A5.1. Kapasitas Terpasang dan Daya Mampu Pembangkit s/d September 2013

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW) Mampu
A	Bangka (Sistem Merawang, Koba, Mentok dan Toboali sudah terhubung oleh Jaringan 20 kV)					
I	Sistem Merawang - Koba (Interkoneksi)					
1	Merawang	PLTD	HSD	PLN	42,3	29,2
2	Koba	PLTD	HSD	PLN	3,4	2,1
3	ALTRAK I, Merawang	PLTD	HSD	Sewa	4,1	5,1
4	ALTRAK II, Merawang	PLTD	HSD	Sewa	2,2	3,2
5	KALTIMEX, Merawang	PLTD	HSD	Sewa	7,0	8,0
6	PRASTIWAHYU TRIMITRA E, Merawang	PLTD	HSD	Sewa	5,0	6,0
7	PT. SINARINDO, Merawang	PLTD	HSD	Sewa	13,0	21,2
8	TIGA BINTANG MAS ABADI, Koba	PLTD	HSD	Sewa	5,0	5,0
9	SINARINDO, Jebus	PLTD	HSD	Sewa	5,0	5,0
10	Listrindo Kencana	PLTU	Biomass	IPP	5,0	2,8
					91,9	87,5
II	Sistem Isolated Mentok					
1	Mentok	PLTD	HSD	PLN	10,1	4,0
2	MEGAPOWER MAKMUR, Mentok	PLTD	HSD	Sewa	3,0	3,0
					13,1	7,0
III	Sistem Isolated Toboali					
1	PLTD Toboali	PLTD	HSD	PLN	3,9	2,7
2	MEGAPOWER MAKMUR, Toboali	PLTD	HSD	Sewa	3,5	4,0
3	MEGAPOWER MAKMUR II, Toboali	PLTD	HSD	Sewa	3,5	4,0
					10,9	10,7
IV	Isolated Tersebar					
1	PLTD Tanjung Labu	PLTD	HSD	PLN	0,9	0,8
					0,9	0,8
Total Bangka					116,8	105,9
B	Belitung					
I	Sistem Pilang - Padang (Interkoneksi)					
1	PLTD Pilang	PLTD	HSD	PLN	21,4	14,3
2	PLTD Padang	PLTD	HSD	PLN	5,5	1,7
3	WAHANA, Pilang	PLTD	HSD	Sewa	6,0	6,0
4	ALTRAK, Pilang	PLTD	HSD	Sewa	5,0	6,0
5	SINARINDO, Padang	PLTD	HSD	Sewa	5,0	7,0
6	PLTU Belitung Energy	PLTU	Biomass	IPP	7,0	6,0
					49,9	41,0
II	Isolated Tersebar					
1	PLTD Selat Nasik	PLTD	HSD	PLN	0,6	0,6
2	PLTD Pulau Selu	PLTD	HSD	PLN	0,1	0,1
					0,7	0,7
Total Belitung					50,6	41,7

A5.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Provinsi Kepulauan 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.

Rata-rata pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir adalah 16,3% per tahun, dimana penjualan pada tahun 2008 sebesar 366,19 GWh telah meningkat menjadi 532 GWh s/d September 2013.

Tabel A5.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan s/d September 2013

No.	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	375	70,5
2	Komersil	90	17,0
3	Publik	35	6,6
4	Industri	31	5,9
Jumlah		532	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 2013 - 2022 dapat dilihat pada Tabel A5.3

Tabel A5.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	5,23	758	854	162	299.076
2014	5,51	872	977	176	321.660
2015	6,34	969	1.085	195	340.867
2016	6,34	1.079	1.206	217	357.760
2017	6,34	1.203	1.344	241	374.292
2018	6,34	1.344	1.499	268	390.520
2019	6,34	1.503	1.675	299	407.038
2020	6,34	1.684	1.875	334	423.372
2021	6,34	1.890	2.101	373	439.849
2022	6,34	2.123	2.357	418	456.251
Growth	6,14%	12,1%	12,0%	11,1%	4,8%

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

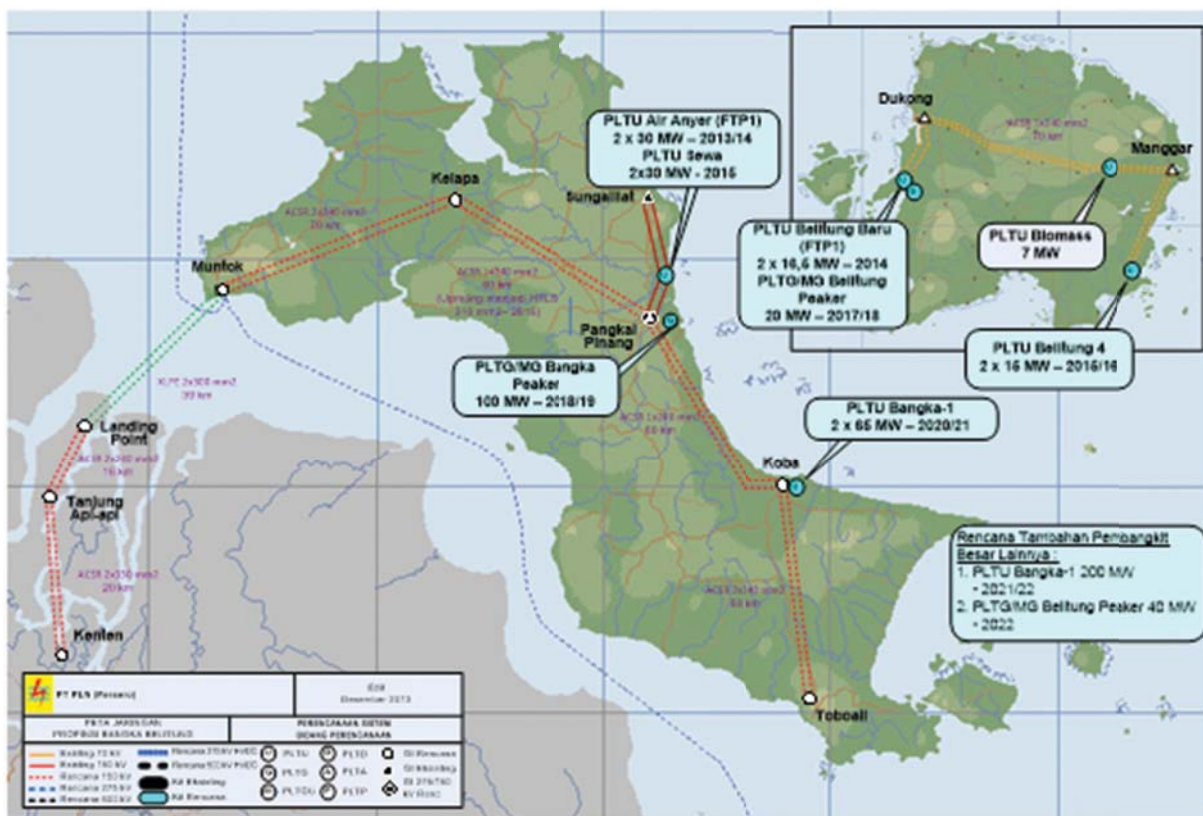
Sumber energi di Bangka Belitung untuk membangkitkan energi listrik sangat terbatas. Oleh sebab itu kebutuhan energi primer untuk pembangkitan tenaga listrik di Bangka Belitung harus didatangkan dari luar wilayah berupa batubara, gas dan BBM.

Pengembangan Pembangkit

Selama ini Sistem Kelistrikan Provinsi Kepulauan Bangka Belitung memiliki 2 sistem *isolated* besar yaitu Sistem Bangka dan Sistem Belitung. Dengan mempertimbangan antara lain :

1. Sumber Energi di Prov. Kepulauan Bangka Belitung untuk membangkitkan energi listrik sangat terbatas. Dimana kebutuhan energy primer untuk pembangkitan tenaga listrik di Babel harus didatangkan dari luar wilayah berupa batubara, gas dan BBM.
2. Perlunya peningkatan kepastian tambahan kapasitas pembangkit tenaga listrik di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung sebagaimana yang sudah direncanakan.
3. Secara Geografis, Provinsi Kepulauan Bangka Belitung dekat dengan Pulau Sumatera, yang merupakan lumbung energy primer untuk Pembangkit Listrik dengan biaya operasi murah, terutama batubara. Selain itu, Pulau Sumatera juga mempunyai surplus energi listrik.

Maka berdasarkan ketiga hal mendasar di atas, pendekatan pengembangan Sistem Kelistrikan Provinsi Kepulauan 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 2022 adalah seperti ditampilkan pada Tabel A5.4. berikut.

Tabel A5.4. Pengembangan Pembangkit

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Air Anyer (FTP1)	PLTU	PLN	60	2013-2014
2	Belitung Baru (FTP1)	PLTU	PLN	33	2014
3	Belitung 4	PLTU	Unallocated	30	2015-2016
4	Sewa Bangka	PLTU	Sewa	60	2015
5	Belitung Peaker-3	PLTG/MG	Unallocated	20	2017-2018
6	Bangka Peaker	PLTG/MG	Unallocated	100	2018-2019
7	Belitung-5	PLTU	Unallocated	34	2019-2020
8	Bangka-1	PLTU	Unallocated	200	2021-2022
9	Belitung-6 Peaker	PLTG/MG	Unallocated	40	2022
BABEL Total				577	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)**Pengembangan GI**

Sampai dengan tahun 2022 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
1	Suge	70/20 kV	New	30	2013
2	Dukong	70/20 kV	New	30	2014
3	Pangkal Pinang	150/20 kV	Extension	4 LB	2014
4	Manggar	70/20 kV	New	30	2015
5	Kelapa	150/20 kV	New	30	2015
6	Koba	150/20 kV	New	30	2015
7	Sungai Liat	150/20 kV	Extension	60	2015
8	Mentok	150/20 kV	New	30	2015
9	Toboali	150/20 kV	New	30	2015
10	Kelapa	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
11	Air Anyir	150/20 kV	Extension	60	2015
12	Tj. Batu Itam	150/20 kV	New	30	2015
13	Dukong	70/20 kV	Extension	30	2016
14	Pangkal Pinang	150/20 kV	Extension	30	2016
15	Sungai Liat	150/20 kV	Uprate	60	2018
16	Kelapa	150/20 kV	Extension	60	2018
17	Air Anyir	150/20 kV	Uprate	60	2018
18	Koba	150/20 kV	Extension	60	2019
19	Manggar	70/20 kV	Extension	30	2021
20	Dukong	70/20 kV	Extension	30	2021
21	Mentok	150/20 kV	Extension	60	2022
22	Air Anyir	150/20 kV	Extension	60	2022
23	Pangkal Pinang 2	150/20 kV	New	60	2022
Jumlah				900	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 150 kV dan 70 kV, diperlukan pengembangan transmisi 150 kV dan 70 kV sepanjang 850 kms seperti ditampilkan pada Tabel A5.6.

Tabel A5.6. Pembangunan SUTT 150 kV & 70 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Suge	Dukong	70 kV	2 cct, 1 Hawk	50	2013
2	Dukong	Manggar	70 kV	2 cct, 1 Hawk	140	2014
3	Pangkal Pinang	Kelapa	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2014
4	Pangkal Pinang	Koba	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2014
5	Kelapa	Mentok	150 kV	2 cct, 2 Hawk	140	2015
6	Koba	Toboali	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2015
7	Tanjung Api-Api	Mentok	150 kV	2 cct, Under Sea Cable XLPE 300	90	2015
8	Tanjung Batu Itam	Manggar	70 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2015
Jumlah					850	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 197 ribu pelanggan sampai dengan 2022 atau rata-rata 19,7 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 4.266 kms, JTR sepanjang 2.504 kms, Gardu Distribusi 260 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A5.7 berikut.

Tabel A5.7. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2013	326	203	57	40.448
2014	385	237	53	22.584
2015	314	191	50	19.206
2016	344	207	13	16.894
2017	378	224	13	16.531
2018	415	243	14	16.229
2019	455	264	15	16.517
2020	499	286	15	16.335
2021	548	311	14	16.476
2022	602	337	15	16.402
Total	4.266	2.504	260	197.623

A5.4. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2022 adalah seperti tersebut dalam Tabel A5.8.

Tabel A5.8. Rangkuman

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	758	854	162	30	30	50	78,9
2014	872	977	176	63	30	380	207,5
2015	969	1.085	195	75	300	420	227,0
2016	1.079	1.206	217	15	60	-	48,3
2017	1.203	1.344	241	10	-	-	24,1
2018	1.344	1.499	268	60	180	-	67,9
2019	1.503	1.675	299	67	60	-	64,9
2020	1.684	1.875	334	17	-	-	29,0
2021	1.890	2.101	373	100	60	-	167,3
2022	2.123	2.357	418	140	180	-	204,3
Growth/ Jumlah	12,1%	12,0%	11,1%	577	900	850	1.119

LAMPIRAN A.6

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SUMATERA BARAT**

A6.1. Kondisi Saat Ini

Pasokan sistem kelistrikan Provinsi Sumatera Barat (diluar Kepulauan Mentawai) berasal dari sistem interkoneksi 150 kV Sumatera Bagian Tengah (Jambi - Sumbar - Riau) melalui 16 Gardu Induk dengan kapasitas total 834 MVA dan beban puncak sebesar 490 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 s/d September 2013

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW)
I Sektor Ombilin						
1	Ombilin # 1	PLTU	Batubara	PLN	91,2	90,0
2	Ombilin # 2	PLTU	Batubara	PLN	91,2	90,0
3	Pauh Limo # 1	PLTG	HSD	PLN	18,0	16,5
4	Pauh Limo # 2	PLTG	HSD	PLN	18,0	16,5
5	Pauh Limo # 3	PLTG	HSD	PLN	18,0	16,5
6	Sewa Pauh Limo BKT	PLTD	HSD	Sewa	40,0	40,0
7	Sewa PIP	PLTD	HSD	Sewa	50,0	50,0

Tabel A6.1. Kapasitas Pembangkit di Sistem Interkoneksi s/d September 2013

lanjutan

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW)
II	Sektor Bukittinggi					
2	Maninjau # 2	PLTA	Air	PLN	17,0	16,9
3	Maninjau # 3	PLTA	Air	PLN	17,0	16,9
4	Maninjau # 4	PLTA	Air	PLN	17,0	16,9
5	Batang Agam # 1	PLTA	Air	PLN	3,5	3,5
6	Batang Agam # 2	PLTA	Air	PLN	3,5	3,5
7	Batang Agam # 3	PLTA	Air	PLN	3,5	3,5
8	Singkarak # 1	PLTA	Air	PLN	43,8	43,5
9	Singkarak # 2	PLTA	Air	PLN	43,8	43,5
10	Singkarak # 3	PLTA	Air	PLN	43,8	43,5
11	Singkarak # 4	PLTA	Air	PLN	43,8	43,5
Total					580,0	571,6

Dengan kapasitas pembangkit 804 MW, maka Provinsi Sumbar pada saat musim hujan mampu memenuhi kebutuhannya sendiri bahkan dapat memasok kebutuhan listrik Provinsi Riau sebesar $\pm$ 150 MW. Namun pada musim kemarau saat PLTA-PLTA di Sumbar mengalami penurunan kapasitas, Provinsi Sumbar mendapat tambahan pasokan dari sistem Sumbagsel sekitar 100 MW.

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 7,3 MW. Hal tersebut terjadi karena kualitas tegangan di daerah tersebut sangat rendah akibat jauhnya jarak dari GI Pauh Limo sebagai pemasok tenaga listrik daerah Pesisir Selatan ($\pm$ 260 km).

Selain itu Solok Selatan juga masih sistem isolated dengan sumber daya berasal dari PLTM Pinang Awan yang beroperasi paralel dengan sistem 20 kV untuk membantu menaikan tegangan di daerah tersebut mengingat jaraknya yang jauh dari GI Solok sebagai pemasok tenaga listrik daerah tersebut.

Tabel A6.2. Pembangkit di Sistem Isolated s/d September 2013

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

Tabel A6.2. Pembangkit di Sistem Isolated s/d September 2013

lanjutan

No	Nama Pembangkit	Jenis	Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
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 Isolated					10,5

A6.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Rata-rata pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir di Provinsi Sumatera Barat adalah 9,37 % per tahun, dimana penjualan pada tahun 2008 sebesar 1.889 GWh telah meningkat menjadi 2.001 GWh s/d September 2013.

Tabel A6.3. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan s/d September 2013

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	999	49,9
2	Komersial	238	11,9
3	Publik	172	8,6
4	Industri	592	29,6
Jumlah		2.001	100,0

Dari realisasi penjualan listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi dan industri, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik Sumatera Barat pada tahun 2013 – 2022 dapat dilihat pada Tabel A6.4.

Tabel A6.4. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	6,35	2.784	2.973	460	1.028.264
2014	5,81	3.021	3.221	498	1.097.682
2015	6,12	3.359	3.579	551	1.148.280
2016	7,03	3.702	3.940	605	1.198.938
2017	7,03	4.028	4.283	656	1.251.191
2018	7,03	4.392	4.665	713	1.304.991
2019	7,03	4.797	5.090	776	1.360.293

Tabel A6.4. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

lanjutan

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2020	7,03	5.249	5.564	846	1.417.435
2021	7,03	5.754	6.092	924	1.460.319
2022	7,03	6.318	6.682	1.010	1.511.482
Growth	6,75%	9,5%	9,4%	9,1%	4,4%

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
1	Pasaman	Bt. Pasaman	ROR	21,2	Pasaman
2	Sangir-2	Bt. Sangir	ROR	2,2	Solok
3	Sangir-3	Bt. Sangir	ROR	7,8	Solok
4	Sinamar-2	Bt. Sinamar	ROR	13,1	Tanah Datar
5	Masang-2	Bt. Masang	ROR	14,5	Agam
6	Tuik	Bt. Tuik	ROR	3,9	Pessel
7	Lanajan-2	Bt. Lengayang	ROR	3,1	Pessel
8	Lubuk-2	Bt. Rokan	ROR	4,6	Pasaman
9	Asik	Bt. Asik	RSV	1,7	Pasaman
10	Lubuk-4U	Bt. Lubuk	ROR	4,8	Pasaman
11	Sumpur-1U	Bt. Sumpur	RSV	2,7	Pasaman
12	Kampar KN-1	Bt. Kampar Kanan	RSV	29,4	50 Kota
13	Kampar KN-2	Bt. Kampar Kanan	RSV	8,6	50 Kota
14	Kapur-1	Bt. Kapur	RSV	10,6	50 Kota
15	Mahat-10	Bt. Mahat	RSV	12,6	50 Kota
16	Mahat-2U	Bt. Mahat	RSV	2,2	50 Kota
17	Sumpur-K1	Bt. Sumpur	RSV	8,1	S. Sijunjung

Tabel A6.5. Potensi Tenaga Air

lanjutan

No	Lokasi	DAS	Type	Kapasitas (MW)	Kabupaten/ Kecamatan
18	Palangki-1	Bt. Palangki	RSV	11,8	S. Sijunjung
19	Palangki-2	Bt. Palangki	RSV	17,9	S. Sijunjung
20	Sibakur	Bt. Sibakur	RSV	5,5	S. Sijunjung
21	Sibayang	Bt. Sibayang	RSV	15,0	Agam
22	Sukam	Bt. Sukam	RSV	19,4	S. Sijunjung
23	Kuantan-1	Bt. Kuantan	ROR	3,4	S. Sijunjung
24	Batanghari-2	Batanghari	RSV	22,2	Slk Selatan
25	Batanghari-3	Batanghari	RSV	34,8	Slk Selatan
26	Batanghari-5	Batanghari	ROR	6,7	Slk Selatan
27	Batanghari-6	Batanghari	ROR	10,1	Slk Selatan
28	Batanghari-7	Batanghari	ROR	6,9	Dhamasraya
29	Fatimah	Fatimah	ROR	0,8	Pasbar
30	Sikarbau	Sikarbau	ROR	0,7	Pasbar
31	Balangir	Balangir	ROR	0,4	Slk Selatan
32	Landai-1	Bt. Langir	ROR	6,8	Pessel
33	Sumani	Bt. Sumani	ROR	0,6	Solok
34	Guntung	Bt. Guntung	ROR	0,6	Agam
35	Sungai Putih	Bt. Lumpo	ROR	1,7	Pessel
36	Kerambil	Bt. Bayang Janiah	ROR	1,6	Pessel
37	Muaro Sako	Bt. Muaro Sako	ROR	2,4	Pessel
38	Induring	Bt. Jalamu	ROR	2,2	Pessel
39	Palangai-3	Bt. Palangai	ROR	4,1	Pessel
40	Kambang-1	Bt. Kambang	ROR	5,5	Pessel
41	Kapas-1	Bt. Tumpatih	ROR	8,1	Pessel
42	Landai-2	Bt. Air Haji	ROR	7,1	Pessel
43	Sumpur-K2	Bt. Sumpur	ROR	4,2	Tanah Datar
44	Lawas-1D	Bt. Lawas	RSV	11,2	S. Sijunjung
45	Gumanti-1	Bt. Gumanti	ROR	5,9	Solok
46	Sikiah-1	Bt. Gumanti	RSV	30,4	Solok
47	Sikiah-2	Bt. Sikiah	RSV	18,0	Solok

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik hingga tahun 2022 direncanakan pengembangan pembangkit di Sumatera Barat berkapasitas total 686 MW dan transfer energi dengan sistem interkoneksi Sumatera.

Untuk Kepulauan Mentawai direncanakan pembangkit yaitu Pembangkit Thermal Modular 2 x 1,2 MW (2016). 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 Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Sumbar Pesisir #1,2 (FTP1)	PLTU	PLN	224	2013-2014
2	Tua Pejat (ORC)	PTMPD	Unallocated	2,4	2016-2017
3	Muara Laboh (FTP2)	PLTP	Swasta	220	2017-2018
4	Masang-2 (FTP2)	PLTA	PLN	55	2020
5	G. Talang	PLTP	Unallocated	20	2021
6	Bonjol (FTP2)	PLTP	Swasta	165	2021-2022
SUMBAR Total				686	

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
1	Mangani	50 kota	1.17	2013	Konstruksi
2	Napal Melintang	Kerinci	0.58	2013	Konstruksi
3	Lubuk Gadang	Solok Sltn	7.50	2013	Konstruksi
4	Guntung	Agam	4.00	2015	Konstruksi
5	Lubuk Sao II	Agam	2.60	2015	Konstruksi
6	Bayang	Pessel	4.50	2015	Sudah PPA
7	Tarusan	Pessel	3.20	2015	Sudah PPA
8	Lintau 1	Tanah Datar	9.00	2015	Sudah PPA
9	Gumanti-3	Solok	6.45	2015	Sudah PPA
10	Induring	Pessel	1.20	2015	Sudah PPA
11	Batang Sumpur	Pasaman	8.00	2016	Proses PL
12	Bukit Cubadak	50 kota	9.21	2016	Proses PL
13	Patimah	Pasaman	2.80	2016	Proses PL
14	Sianok Duku	Agam	6.60	2016	Proses PL
15	Iaruang Gosan	50 kota	4.00	2016	Proses PL
16	Siamang Bunyi	50 kota	1.70	2016	Proses PL
17	Pinti Kayu	Solok	10.00	2016	Proses PPA
18	Batang Anai	Pd Pariaman	3.20	2016	Proses PPA
19	Batang Sangir	Solok Sltn	10.00	2017	Proses PPA
20	Hydro power	Solok Sltn	10.00	2017	Proses PPA
21	Sangir 1	Solok Sltn	10.00	2017	Proses PPA
22	Sungai Garam Hydro	Solok Sltn	10.00	2017	Proses PPA

Tabel A6.7. Pengembangan Pembangkit Hidro Skala Kecil

lanjutan

No	Lokasi	Kabupaten/ Kecamatan	Kapasitas (MW)	COD	Status
23	Gunung Tujuh	Kerinci	8.00	2017	Proses PPA
24	Tuik	Pessel	6.42	2016	Proses PPA
25	Muara Sako	Pessel	3.00	2016	Proses PPA
26	Kerambil	Pessel	1.40	2016	Proses PPA
27	Gumanti 1	Solok	4.00	2016	Proses PPA
28	Batang Samo	50 kota	7.00	2016	Proses PPA
29	Alahan Panjang	Pasaman	3.00	2016	Proses PPA
30	Kambahan	Pasaman	3.00	2016	Proses PPA
31	Rabi Jonggor	Pasaman Brt	9.50	2016	Proses PPA
32	Sungai Aur	Pasaman Brt	2.30	2016	Proses PPA
33	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 2022 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
1	Kiliranjao	275/150 kV	New	250	2014
2	Kiliranjao	275/150 kV	Extension	250	2014
3	Kiliranjao	275 kV	Extension	-	2014
4	Kiliranjao	275 kV	Extension	-	2015
5	Payakumbuh	275/150 kV	New	250	2015
6	Payakumbuh	275/150 kV	Extension	-	2015
7	Sungai Rumbai	275/150 kV	New	500	2016
Jumlah				1.250	

Tabel A6.9. Pengembangan GI 150 kV Baru

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
1	Bungus	150/20 kV	New	30	2013
2	Indarung	150/20 kV	Extension	2 LB	2013
3	PIP	150/20 kV	Uprate	30	2014
4	Sungai Penuh (TB)	150/20 kV	Extension	30	2014

Tabel A6.9. Pembangunan GI 275 kV

lanjutan

No	Gardu Induk	TEGANGAN	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
5	Padang Luar	150/20 kV	Uprate	60	2014
6	Simpang Empat	150/20 kV	Extension	20	2014
7	Payakumbuh	150/20 kV	Extension	30	2014
8	Kambang	150/20 kV	New	30	2014
9	Bungus	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
10	Sungai Penuh	150/20 kV	New	30	2014
11	Bangko	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
12	Simpang Haru	150/20 kV	Extension	60	2015
13	Pariaman	150/20 kV	Uprate	30	2015
14	Simpang Empat	150/20 kV	Extension	30	2015
15	Padang Panjang	150/20 kV	Extension	30	2015
16	Kiliranjao	150/20 kV	Extension	30	2015
17	Payakumbuh	150/20 kV	Extension	10	2015
18	Batusangkar	150/20 kV	Extension	20	2015
19	Bungus	150/20 kV	Extension	30	2016
20	Maninjao	150/20 kV	Extension	60	2016
21	Payakumbuh	150/20 kV	Uprate	60	2016
22	Sungai Rumbai/Gunung Medan	150/20 kV	New	60	2016
23	Bingkuang/GIS Kota Padang	150/20 kV	New	120	2016
24	PIP	150/20 kV	Extension	60	2017
25	Pasaman	150/20 kV	New	60	2017
26	Simpang Empat	150/20 kV	Extension	2 LB	2017
27	Muaralaboh/Batang Sangir	150/20 kV	New	60	2017
28	Sungai Rumbai/Gunung Medan	150/20 kV	Extension	2 LB	2017
29	Muaralaboh/Batang Sangir	150/20 kV	Extension	2 LB	2017
30	Solok	150/20 kV	Extension	2 LB	2017
31	Salak	150/20 kV	Uprate	60	2019
32	Kiliranjao	150/20 kV	Uprate	60	2019
33	Pauh Limo	150/20 kV	Extension	100	2020
34	Kambang	150/20 kV	Extension	60	2020
35	GI/GIS Kota Padang (New)	150/20 kV	Extension	100	2020
36	Lubuk Alung	150/20 kV	Extension	60	2021
37	Solok	150/20 kV	Extension	2 LB	2021
38	Padang Luar	150/20 kV	Extension	60	2022
39	Sungai Rumbai	150/20 kV	Extension	60	2022
40	Payakumbuh	150/20 kV	Uprate	50	2022
41	Payakumbuh	150/20 kV	Extension	2 LB	2022
42	Kambang	150/20 kV	Extension	2 LB	2018
Jumlah				1.590	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 275 & 150kV, diperlukan juga pengembangan transmisi 275 kV sepanjang 884 kms dan transmisi 150 kV sepanjang 702 kms 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
1	Kiliranjao	Payakumbuh	275 kV	2 cct, 2 Zebra	282	2015
2	Padang Sidempuan	Payakumbuh	275 kV	2 cct, 2 Zebra	600	2016
3	Sungai Rumbai	Inc. 2 pi (Muara Bungo - Kiliranjao)	275 kV	4 cct, 2 Zebra	2	2016
Jumlah					884	

Tabel A6.11. Pembangunan Transmisi 150 kV Baru

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	PLTU Sumbar Pesisir/Teluk Sirih	Kambang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	160	2014
2	Kiliranjao	Teluk Kuantan	150 kV	1 2nd cct, 1 Hawk	52	2014
3	Maninjau	Padang Luar	150 kV	1 2nd cct, 1 Hawk	42	2015
4	Padang Luar	Payakumbuh	150 kV	1 2nd cct, 1 Hawk	32	2015
5	GI Bingkuang/GIS Kota	Inc. 2 Pi (Pauh Limo - L.Alung/PIP)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	8	2016
6	Singkarak	Batusangkar	150 kV	1 2nd cct, 1 Hawk	25	2017
7	Sungai Rumbai	Batang Sangir	150 kV	2 cct, 2 Hawk	140	2017
8	Batang Sangir	PLTP Muara Laboh	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2017
9	Pasaman	Simpang Empat	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2017
10	Solok	Inc. 2 Pi (Ombilin - Indarung)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2017
11	Solok	PLTP Gunung Talang	150 kV	2 cct, 1 Hawk	20	2021
12	Masang-2	Inc. 1 Pi (Maninjau-Simpang Empat)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	1	2020
13	Payakumbuh	PLTP Bonjol	150 kV	2 cct, 2 Hawk	140	2022
Jumlah					702	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diproyeksikan akan terjadi penambahan pelanggan baru sekitar 554 ribu pelanggan sampai dengan tahun 2022, atau rata-rata 55,4 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 8.757 kms, JTR sekitar 7.650 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 434 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A6.12.

Tabel A6.12. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM - (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	642	591	49	69.400
2014	709	636	53	74.826
2015	856	698	40	56.112
2016	864	682	41	56.282
2017	822	707	42	57.987
2018	910	762	44	59.647
2019	841	821	45	61.264
2020	932	885	45	59.712
2021	1.034	954	34	29.912
2022	1.147	914	40	29.548
Total	8.757	7.650	434	554.690

A6.4. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di Provinsi Sumatera Barat sampai tahun 2022 diberikan pada Tabel A6.13

Tabel A6.13. Rangkuman

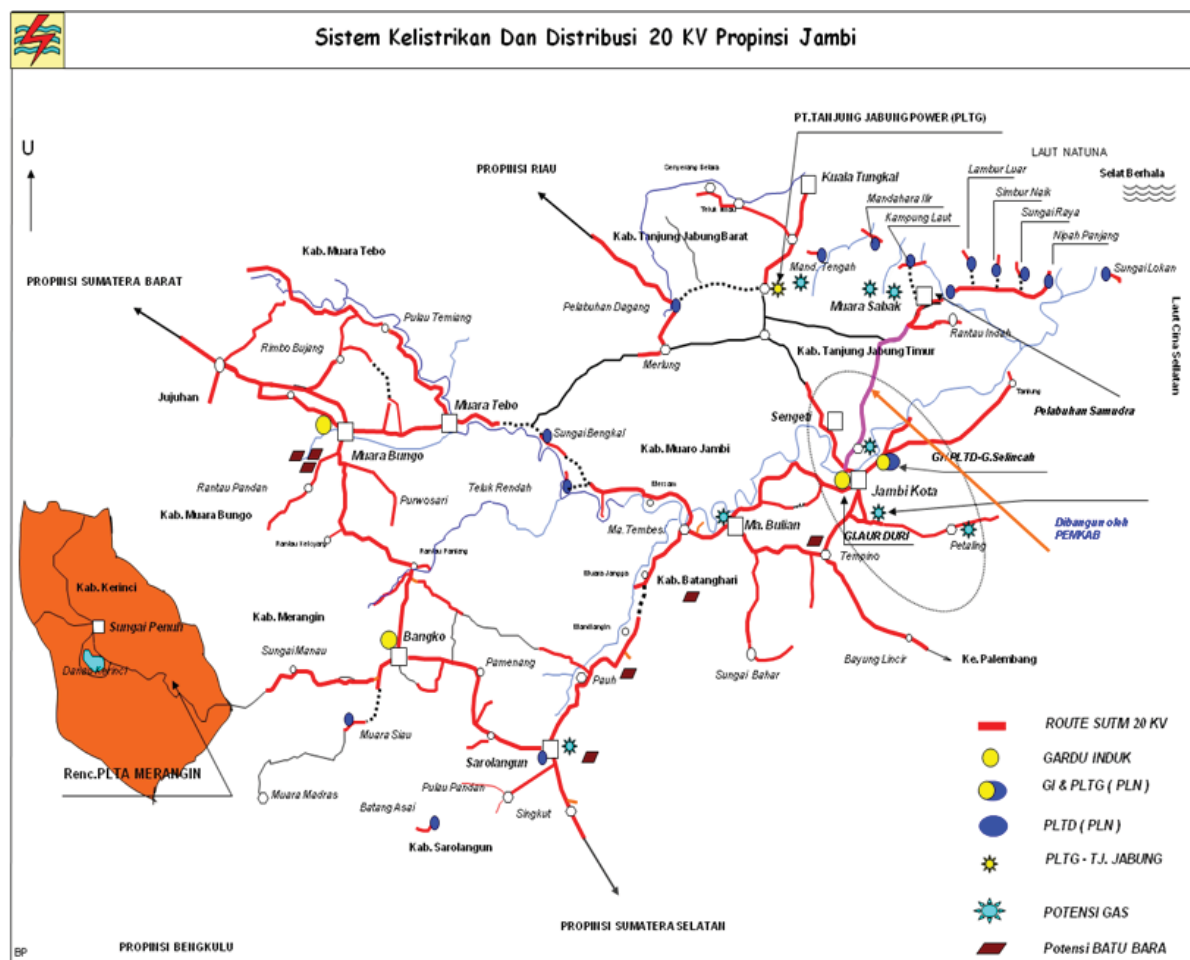
Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	2.784	2.973	460	112	30	-	210
2014	3.021	3.221	498	112	730	212	271
2015	3.359	3.579	551	-	460	356	157
2016	3.702	3.940	605	1	830	610	245
2017	4.028	4.283	656	111	180	247	339
2018	4.392	4.665	713	110	-	-	301
2019	4.797	5.090	776	-	120	-	62
2020	5.249	5.564	846	55	260	1	149
2021	5.754	6.092	924	75	60	20	255
2022	6.318	6.682	1.010	110	170	140	344
Growth/ Jumlah	9,5%	9,4%	9,1%	686	2.840	1.586	2.335

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 231 MW dan dipasok dari sistem interkoneksi Sumbagselteng melalui saluran transmisi 150 KV dengan 5 GI, yaitu GI Aur Duri (2x30 MVA), GI Payo Selincah (2x60MVA), GI Muara Bulian (30 MVA), GI Muara Bungo (2x30 MVA) dan GI Bangko (30 MVA). Peta jaringan distribusi Provinsi Jambi seperti ditunjukkan pada Gambar A7.1.



Gambar A7.1. Peta Jaringan Distribusi di Provinsi Jambi

Kapasitas pembangkit di Provinsi Jambi adalah sekitar 443 MW seperti ditunjukkan pada Tabel A7.1.

Tabel A7.1. Kapasitas Pembangkit s/d September 2013

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Net (MW)
I	Sektor Jambi					
1	Payo Selincah # 1	PLTD	Gas	PLN	5,2	3,6
2	Payo Selincah # 2	PLTD	Gas	PLN	5,2	5,1
3	Payo Selincah # 3	PLTD	Gas	PLN	5,2	5,1
4	Payo Selincah # 4	PLTD	Gas	PLN	5,2	3,6
5	Payo Selincah # 5	PLTD	Gas	PLN	5,2	3,6

Tabel A7.1. Kapasitas Pembangkit s/d September 2013

lanjutan

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Net (MW)
6	Payo Selincih # 6	PLTD	Gas	PLN	5,2	3,6
7	Payo Selincih # 7	PLTD	Gas	PLN	5,2	3,6
8	Batang Hari # 1	PLTG	Gas	PLN	30,0	28,5
9	Batang Hari # 2	PLTG	Gas	PLN	30,0	28,5
10	Batang Hari # 3 (Sewa)	PLTG	Gas	PLN	18,0	16,0
11	BOT Payo Selincih # 1	PLTG	Gas	PLN	50,0	46,8
12	BOT Payo Selincih # 2	PLTG	Gas	PLN	50,0	46,8
II IPP / Lain-Lain						
1	PLTMG Sei Gelam (Sewa Wilayah S2JB)	PLTMG	Gas	Sewa	15,0	12,0
2	PLTU Bio Masa (Jambi)	PLTU	Biomass	PLN	10,0	10,0
Total					239,5	216,7

A7.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Rata-rata pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir adalah 16,5% per tahun, dimana penjualan pada tahun 2008 sebesar 732,8 GWh menjadi 664 GWh s/d September 2013.

Tabel A7.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan pada s/d September 2013

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	611	92,0
2	Komersil	37	5,6
3	Publik	16	2,4
4	Industri	0,2	0,0
Jumlah		664	100

Dari realisasi penjualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2013 – 2022 dapat dilihat pada Tabel A7.3.

Tabel A7.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	6,81	1.367	1.545	261	664.221
2014	7,17	1.545	1.740	294	673.108
2015	8,24	1.739	1.952	330	707.218
2016	8,24	1.951	2.182	369	752.505
2017	8,24	2.180	2.431	411	799.193
2018	8,24	2.429	2.701	456	822.471
2019	8,24	2.701	2.994	505	846.082
2020	8,24	2.997	3.313	559	876.473
2021	8,24	3.320	3.660	617	896.854
2022	8,24	3.672	4.137	680	917.375
Growth	7,99%	11,6%	11,6%	11,2%	3,7%

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 2022 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 1.564 MW seperti ditampilkan pada Tabel A7.4.

Tabel A7.4. Pengembangan Pembangkit

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Sarolangun	PLTU	Swasta	12	2013
2	Tebo	PLTU	PLN	14	2013
3	Payo Selincah	PLTG/MG	Sewa	50	2014
4	Sungai Gelam (CNG/Peaker)	PLTMG	PLN	92	2014
5	Tanjung Jabung Timur	PLTG/MG	Sewa	100	2015
6	Batanghari	PLTGU	PLN	30	2015
7	Kuala Tungkal	PLTU	PLN	14	2015
8	Jambi Peaker	PLTG/MG	PLN	100	2016
9	Batang Asai (ORC)	PTMPD	Unallocated	2,4	2016
10	Jambi	PLTU	Swasta	800	2019 – 2020
11	Merangin	PLTA	Swasta	350	2021
Jambi Total				1.564	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Sampai dengan tahun 2022 diperlukan pengembangan GI 150 kV baru dan extension GI existing sebesar 1.100 MVA dan GITET sebesar 2.500 MVA seperti pada Tabel A7.5 dan Tabel A7.6.

Tabel A7.5. Pengembangan GI 275 kV dan 500 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
1	Bangko	275/150 kV	New	250	2014
2	Bangko	275 kV	Extension	-	2014
3	Muaro Bungo	275/150 kV	New	250	2014
4	Muaro Bungo	275 kV	Extension	-	2014
5	New Aur Duri	275/150 kV	New	500	2015
6	New Aur Duri	500/275 kV	New	1.000	2017
7	New Aur Duri	275/150 kV	Extension	-	2017
8	PLTU Jambi	500 kV	New	-	2019
9	Bangko	275/150 kV	Extension	500	2021
10	Lubuk Linggau	275 kV	Extension	-	2014
Jumlah				2.500	

Tabel A7.6. Pengembangan GI 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
1	Muara Bulian	150/20 kV	Extension	60	2013
2	Sabak	150/20 kV	New	30	2014
3	Aur Duri	150/20 kV	Extension	60	2014
4	Bangko	150/20 kV	Extension	60	2014
5	Sarolangun	150/20 kV	New	30	2015
6	Muara Bulian	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
7	New Aurduri/Seibertam	150/20 kV	New	120	2015
8	PLTG Peaker Jambi	150/20 kV	New	-	2016
9	Tebo	150/20 kV	New	60	2017
10	Kasang	150/20 kV	New	120	2017
11	Payoselincah (line Bay GIS)	150/20 kV	Extension	2 LB	2017
12	Seigelang	150/20 kV	Extension	2 LB	2017
13	Kuala Tungkal	150/20 kV	New	60	2018
14	Sabak	150/20 kV	Extension	2 LB	2018
15	Aur Duri	150/20 kV	Uprate	30	2018
16	Tebo	150/20 kV	Extension	60	2018
17	Kasang	150/20 kV	Extension	60	2018
18	Sungai Penuh	150/20 kV	Extension	2 LB	2018
19	Sarolangun	150/20 kV	Extension	30	2019
20	Pelabuhan Dagang	150/20 kV	New	20	2020
21	Kuala Tungkal	150/20 kV	Extension	2 LB	2020
22	Sabak	150/20 kV	Extension	30	2020
23	New Aur Duri	150/20 kV	Extension	60	2020
24	Muaro Bungo	150/20 kV	Uprate	60	2020
25	Aur Duri	150/20 kV	Uprate	60	2021
26	Bangko	150/20 kV	Extension	60	2022
27	Muaro Bungo	150/20 kV	Uprate	30	2022
Jumlah				1.100	

Pengembangan Transmisi

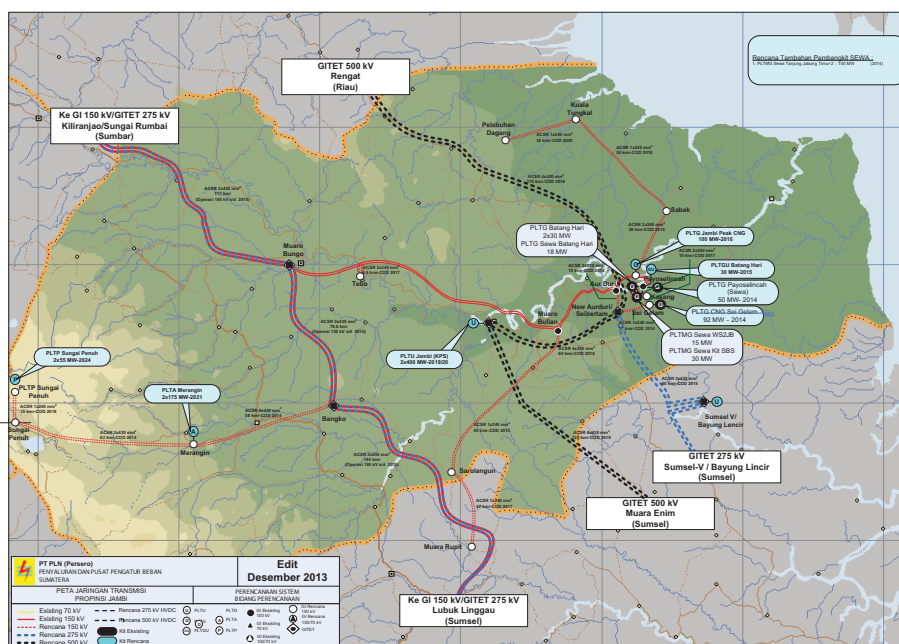
Selaras dengan pengembangan Sistem Sumatera, diperlukan pengembangan transmisi 150 KV, 275 KV dan 500 kV seperti ditampilkan dalam Tabel A7.7 dan Tabel A7.8.

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Bangko	PLTA Merangin	150 kV	2 cct, 2 Zebra	136	2014
2	PLTA Merangin	Sungai Penuh	150 kV	2 cct, 2 Zebra	110	2014
3	PLTG CNG Sei Gelam	New Aur Duri	150 kV	2 cct, 1 Hawk	34	2014
4	New Aur Duri	Aur Duri	150 kV	2 cct, 2 Zebra	30	2014
5	Muara Sabak	Inc. 1 Pi (Payo Selincah - Aur Duri)	150 kV	2 cct, 2 x 340 mm ²	122	2014
6	Muara Bulian	Sarolangun	150 kV	2 cct, 1 Hawk	130	2015
7	Sarolangun	Muara Rupit	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2017
8	Payo Selincah	Sei Gelam	150 kV	2 cct, 2 x 340 mm ²	20	2017
9	Kasang	Inc. 2 Pi (Payoselincah-Sei Gelam)	150 kV	2 cct, 2 x 340 mm ²	10	2017
10	PLTP Sungai Penuh	Sungai Penuh	150 kV	2 cct, 1 Hawk	84	2018
11	Muara Sabak	Kuala Tungkal	150 kV	2 cct, 1 Hawk	109	2018
12	Tebo	Inc. 2 Pi (Muara Bungo-Muara Bulian)	150 kV	2 cct, 2 x 340 mm ²	1	2017
13	Pelabuhan Dagang	Kuala Tungkal	150 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2020
					935	

Tabel A7.8. Pembangunan Transmisi 275 dan 500 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Bayung Lincir/PLTU Sumsel-5	New Aur Duri	275 kV	2 cct, 2 Zebra	120	2015
2	New Aur Duri	Rengat	500 kV	2 cct, 4 Zebra	420	2016
3	Muara Enim	New Aur Duri	500 kV	2 cct, 4 Zebra	240	2019
Jumlah					780	

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 baru sebanyak 309 ribu sambungan sampai dengan tahun 2022 atau rata-rata 31 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 1.053 kms, JTR sekitar 1.328 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 413 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A7.9.

Tabel A7.9. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	170	186	49	56.669
2014	66	95	25	8.888
2015	100	121	34	34.110
2016	117	126	36	45.287
2017	104	129	39	46.688
2018	104	130	41	23.278
2019	110	135	44	23.611
2020	115	138	47	30.391
2021	93	137	49	20.381
2022	74	131	48	20.521
Total	1.053	1.328	413	309.823

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 1 pembangkit IPP berbahan bakar gas yang beroperasi di Kabupaten Tanjung Jabung kapasitas terpasang 7,2 MW.

Tabel A7.10. Pembangkit pada Sistem Isolated s/d September 2013

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	PLTMG	7,2	Swasta
Total			22,5	

Untuk penyediaan listrik jangka panjang dan sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik pada sistem isolated direncanakan interkoneksi sistem isolated dengan grid Sumatera. Serta direncanakan Pembangkit Thermal Modular Pengganti diesel (PTMPD) di Batang asai dengan kapasitas 1,2 MW.

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2022 adalah seperti tersebut dalam Tabel A7.11.

Tabel A7.11. Rangkuman

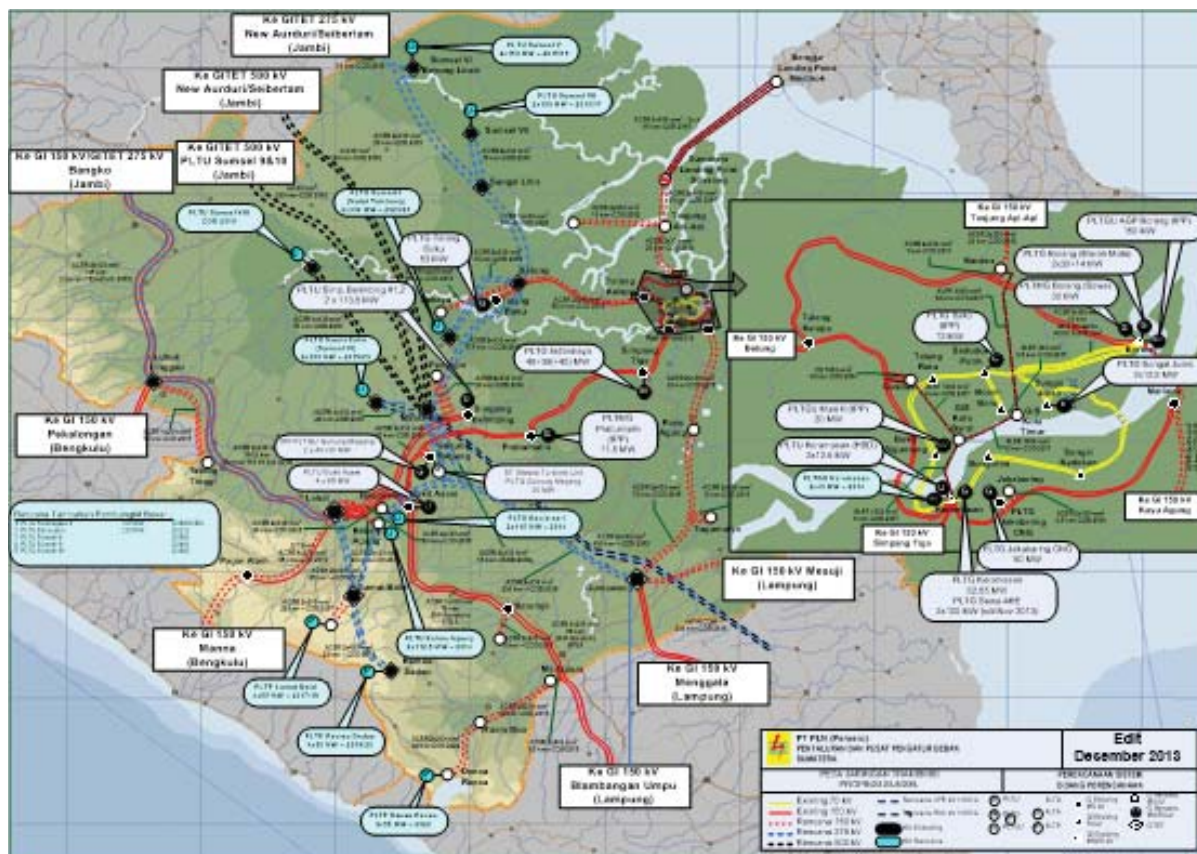
Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	1.367	1.545	261	26	60	-	82,8
2014	1.545	1.740	294	242	650	432	203,0
2015	1.739	1.952	330	44	650	250	149,3
2016	1.951	2.182	369	102	-	420	275,4
2017	2.180	2.431	411	-	1.180	111	111,5
2018	2.429	2.701	456	-	210	193	53,2
2019	2.701	2.994	505	400	30	240	643,3
2020	2.997	3.313	559	400	170	70	566,5
2021	3.320	3.660	617	350	560	-	572,1
2022	3.672	4.137	680	-	90	-	32,5
Growth/ Jumlah	11,6%	11,6%	11,2%	1.564	3.600	1.715	2.690

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 615 MW dipasok dari pembangkit yang terinterkoneksi melalui grid 150 kV dan 70 kV. Untuk sistem isolated yang lokasinya tersebar dipasok dari pembangkit IPP dan PLTD.



Gambar A8.1. Peta Kelistrikan Provinsi Sumatera Selatan

Pembangkit yang memasok Provinsi Sumsel diberikan pada Tabel A8.1.

Tabel A8.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang s/d September 2013

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Net (MW)
I Sektor Keramasan						
1	Keramasan # 1	PLTU	Gas	PLN	12,5	7,5
2	Keramasan # 2	PLTU	Gas	PLN	12,5	7,5
3	Keramasan # 1	PLTG	Gas	PLN	11,8	9,8
4	Keramasan # 2	PLTG	Gas	PLN	11,8	9,8
5	Keramasan # 3	PLTG	Gas	PLN	21,4	17,6
6	Keramasan # 4	PLTG	Gas	PLN	18,0	16,0
7	Sewa AKE # 1	PLTG	Gas	Sewa	50,0	50,0

Tabel A8.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang s/d September 2013

lanjutan

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Baka	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Net (MW)
8	Sewa AKE # 2	PLTG	Gas	Sewa	50,0	50,0
9	Keramasan # 1	PLTG	Gas	PLN	80,0	40,0
10	Keramasan # 2	PLTG	Gas	PLN	80,0	40,0
11	Indralaya GT 1.1	PLTG	Gas	Sewa	45,0	45,0
12	Indralaya GT 1.2	PLTG	Gas	PLN	39,0	37,5
13	Indralaya ST 1.0	PLTG	Gas	PLN	40,0	38,0
14	BOT Borang (LM 6000) # 1	PLTG	Gas	PLN	30,0	33,6
15	BOT Borang (LM 6000) # 2	PLTG	Gas	PLN	30,0	33,6
16	Borang LM 2000	PLTG	Gas	PLN	14,0	12,2
17	Sewa Navigat Borang	PLTMG	Gas	Sewa	30,0	30,0
18	Apung Borang	PLTG	Gas	PLN	30,0	30,0
19	Talang Duku # 1 / FRAME 5	PLTG	Gas	PLN	20,0	14,7
20	Talang Duku # 2 / LM2500 BOT	PLTG	Gas	PLN	35,1	35,1
21	Talang Duku # 3 / TM2500 BOT	PLTG	Gas	PLN	21,5	21,5
22	Jakabaring #1 (Eks Merahmata TM #1)	PLTG	Gas	PLN	20,0	17,5
23	Jakabaring #2 (Eks Merahmata TM #2)	PLTG	Gas	PLN	20,0	17,5
24	Jakabaring #3 (Eks Paya Pasir)	PLTG	Gas	PLN	18,0	17,5
25	Sungai Juaro # 1	PLTD	HSD	PLN	12,5	11,0
26	Sungai Juaro # 2	PLTD	HSD	PLN	12,5	11,0
27	Sewa Keramasan	PLTMG	Gas	Sewa	50,0	50,0
II Sektor Bukit Asam						
1	Bukit Asam # 1	PLTU	Batubara	PLN	65,0	58,0
2	Bukit Asam # 2	PLTU	Batubara	PLN	65,0	59,0
3	Bukit Asam # 3	PLTU	Batubara	PLN	65,0	57,0
4	Bukit Asam # 4	PLTU	Batubara	PLN	65,0	57,0
III IPP / Lain-Lain						
1	AGP Borang	PLTGU	Gas	IPP	150,0	150,0
2	Gunung Megang GT 1.1	PLTGU	Gas	IPP	40,0	40,0
3	Gunung Megang GT 1.2	PLTGU	Gas	IPP	40,0	40,0
4	Gunung Megang ST 1.0	PLTGU	Gas	IPP	30,0	30,0
5	Simpang Belimbing # 1	PLTU	Batubara	IPP	113,5	113,5
6	Simpang Belimbing # 2	PLTU	Batubara	IPP	113,5	113,5
7	Musi II (Sewa Wilayah	PLTGU	Gas	Sewa	20,8	19,0
8	Prabumulih (Sewa Wila	PLTMG	Gas	Sewa	11,6	11,6
9	Sako (Sewa Wilayah S2	PLTMG	Gas	Sewa	12,0	12,0
10	PT BA	PLTU	Batubara	Sewa	30,0	6,0
Total					1.606,9	1.440,5

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 21 GI dengan total kapasitas trafo 932 MVA, terdiri dari 8 GI 70/20/12 kV dan 13 GI 150/20 kV.

A8.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sumatera Selatan

Rata-rata pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir adalah 10.6% per tahun, dimana penjualan pada tahun 2008 sebesar 2.223 GWh telah meningkat menjadi 3.257 GWh s/d September 2013.

Tabel A8.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan pada s/d September 2013

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	1.787	54,9
2	Komersil	588	18,1
3	Publik	239	7,3
4	Industri	643	19,7
Jumlah		3.257	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 2013 – 2022 seperti pada Tabel A8.3.

Tabel A8.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	5,49	3.637	3.984	771	1.412.202
2014	5,78	4.175	4.553	870	1.497.246
2015	6,65	4.652	5.051	953	1.586.948
2016	6,65	5.192	5.613	1.046	1.701.211
2017	6,65	5.803	6.248	1.151	1.801.160
2018	6,65	6.497	6.969	1.268	1.908.133
2019	6,65	7.287	7.788	1.401	2.023.656
2020	6,65	8.188	8.721	1.551	2.089.092
2021	6,65	9.219	9.786	1.720	2.163.972
2022	6,65	10.401	11.007	1.913	2.258.473
Growth	6,44%	12,4%	12,0%	10,6%	5,4%

A8.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

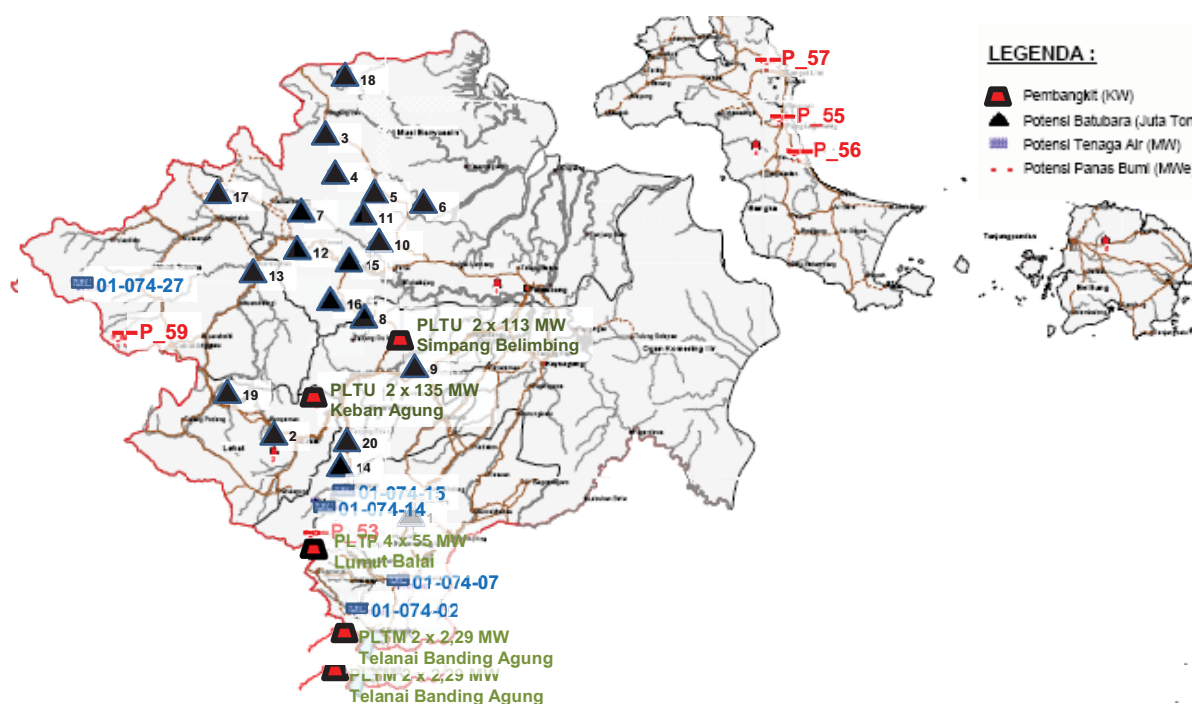
Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi di Provinsi ini sangat banyak berupa batubara, gas bumi, 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 2022, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 3.465 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A8.5.

Tabel A8.5. Pengembangan Pembangkit

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Baturaja	PLTU	Swasta	20	2013
2	Gunung Megang, ST Cycle	PLTGU	Swasta	30	2013
3	Banjarsari	PLTU	Swasta	230	2014
4	Keban Agung	PLTU	Swasta	225	2014
5	Keramasan	PLTGU	PLN	80	2014
6	Sumsel - 5	PLTU	Swasta	300	2015-2016
7	Sumsel - 7	PLTU	Swasta	300	2016-2017
8	Lumut Balai (FTP2)	PLTP	Swasta	220	2017-2019
9	Sumbagsel-1 MT	PLTU	Unallocated	300	2018-2019
10	Sumsel - 6 MT	PLTU	Unallocated	600	2019-2020
11	Rantau Dadap (FTP2)	PLTP	Swasta	220	2019-2020
12	Sumsel - 1 MT	PLTU	Unallocated	600	2020
13	Banyuasin	PLTU	Unallocated	230	2022
14	Danau Ranau (FTP2)	PLTP	Swasta	110	2022
SUMSEL Total				3.465	

Pengembangan PLTU Mulut Tambang di Provinsi Sumatera selatan akan dilaksanakan oleh swasta (IPP), yaitu :

1. PLTU Sumbagsel-1 MT dengan kapasitas 2x150 MW, titik koneksi radial ke GI 150 kV Baturaja.
2. PLTU Sumsel-1 MT dengan kapasitas 2x300 MW, titik koneksi radial ke GITET 275 kV Betung.
3. PLTU Sumsel-6 MT dengan kapasitas 2x300 MW, titik koneksi radial ke GITET 275 kV Muara Enim.

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* di Sumatera Selatan. Listrik dari ketiga PLTU tersebut 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 3.320 MVA sampai dengan tahun 2022 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
1	Bukit Siguntang	70/20 kV	Uprate	30	2013
2	Talang kelapa	150/20 kV	Uprate	60	2013
3	Baturaja	150/20 kV	Extension	60	2013
4	Lubuk Linggau	150/20 kV	Extension	60	2013
5	Lahat	150/20 kV	Extension	2 LB	2013
6	Lahat	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
7	Lahat	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
8	Talang Ratu	70/20 kV	Extension	30	2014
9	Sungai Juaro	70/20 kV	Extension	30	2014
10	Bungaran	70/20 kV	Extension	60	2014
11	Sungai Kedukan	70/20 kV	Extension	30	2014
12	Talang Kelapa	150/20 kV	Extension	60	2014
13	Mariana	150/20 kV	Uprate	30	2014
14	Prabumulih	150/20 kV	Uprate	60	2014
15	Baturaja	150/20 kV	Uprate	60	2014
16	Lahat	150/20 kV	Uprate	30	2014
17	Pagar Alam	150/20 kV	Uprate	30	2014
18	Lubuk Linggau	150/20 kV	Uprate	60	2014
19	Gumawang	150/20 kV	Uprate	60	2014
20	Gunung Megang	150/20 kV	Extension	60	2014
21	Kenten	150/20 kV	New	60	2014
22	Tanjung Api-Api	150/20 kV	New	60	2014
23	Sekayu	150/20 kV	New	30	2014
24	Betung	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
25	Gumawang	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
26	Tebing Tinggi	150/20 kV	New	30	2015
27	Lubuk Linggau	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
28	Seduduk Putih	70/20 kV	Uprate	30	2015
29	Keramasan	150/20 kV	Extension	60	2015
30	Prabumulih	150/20 kV	Extension	60	2015
31	Betung	150/20 kV	Uprate	60	2015
32	Kayu Agung	150/20 kV	New	30	2015
33	Mariana	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
34	Tanjung Api-Api	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
35	Landing Point Sumatera-Bangka	150/20 kV	New	2 LB	2015
36	Sungai Lilin	150/20 kV	New	60	2015
37	Gandus	150/20 kV	New	60	2015
38	Lumut Balai	150/20 kV	New	30	2015
39	Bukit Siguntang	70/20 kV	Uprate	30	2016
40	Bungaran	70/20 kV	Uprate	30	2016
41	Borang	150/20 kV	Extension	10	2016
42	Mariana	150/20 kV	Uprate	60	2016

Tabel A8.6. Pengembangan GI 150 kV dan 70 kV

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
43	Betung	150/20 kV	Uprate	60	2016
44	Gumawang	150/20 kV	Extension	30	2016
45	Kayu Agung	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
46	Gumawang	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
47	Jakabaring	150/20 kV	New	30	2016
48	Tugumulyo	150/20 kV	New	30	2016
49	Simpang Tiga	150/20 kV	Extension	60	2017
50	Lahat	150/20 kV	Extension	60	2017
51	Pagar Alam	150/20 kV	Uprate	60	2017
52	Gandus	150/20 kV	Extension	60	2017
53	GIS Kota Barat	150/20 kV	New	60	2017
54	GIS Kota Timur	150/20 kV	New	60	2017
55	kenten	150/20 kV	Extension	1 LB	2017
56	Gandus	150/20 kV	Extension	1 LB	2017
57	Keramasan	150/20 kV	Extension	1 LB	2017
58	Boom Baru	150/20 kV	Extension	60	2017
59	Muara Dua	150/20 kV	New	30	2017
60	Martapura	150/20 kV	Extension	2 LB	2017
61	Muara Rupit	150/20 kV	New	30	2017
62	Sarolangun	150/20 kV	Extension	2 LB	2017
63	Martapura	150/20 kV	New	30	2017
64	Pendopo	150/20 kV	New	30	2017
65	Boom Baru	70/20 kV	Extension	30	2018
66	Bungaran	70/20 kV	Extension	30	2018
67	Betung	150/20 kV	Extension	60	2018
68	GI Kenten	150/20 kV	Extension	100	2018
69	Sekayu	150/20 kV	Extension	60	2018
70	Baturaja	150/20 kV	Extension	2 LB	2018
71	Bukit Siguntang	70/20 kV	Extension	30	2019
72	Seduduk Putih	70/20 kV	Extension	30	2019
73	Baturaja	150/20 kV	Extension	60	2019
74	Tugumulyo	150/20 kV	Extension	60	2019
75	Bungaran	70/20 kV	Extension	30	2020
76	Lubuk Linggau	150/20 kV	Uprate	60	2020
77	Seduduk Putih	70/20 kV	Extension	30	2021
78	Bungaran	70/20 kV	Extension	30	2021
79	Sungai Kedukan	70/20 kV	Uprate	30	2021
80	Mariana	150/20 kV	Extension	60	2021
81	Simpang Tiga	150/20 kV	Extension	60	2021
82	Betung	150/20 kV	Extension	60	2021
83	Jakabaring	150/20 kV	Extension	60	2021
84	Bukit Siguntang	70/20 kV	Extension	30	2022
85	Boom Baru	70/20 kV	Extension	30	2022

Tabel A8.6. Pengembangan GI 150 kV dan 70 kV

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
86	Borang	150/20 kV	Uprate	60	2022
87	Baturaja	150/20 kV	Extension	60	2022
88	Lubuk Linggau	150/20 kV	Extension	60	2022
89	Muara Dua	150/20 kV	Extension	2 LB	2022
90	Tanjung Api-Api	150/20 kV	Extension	2 LB	2022
Jumlah				3.320	

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.

Tabel A8.7. Pengembangan GI 275 kV, 500 kV dan 500 kV HVDC

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA)	COD
1	Lahat	275/150 kV	New	1000	2014
2	Lubuk Linggau	275/150 kV	New	0	2014
3	Gumawang	275/150 kV	New	500	2015
4	Lahat	275/150 kV	Extension	2 LB	2015
5	Lumut Balai	275/150 kV	New	500	2015
6	Muara Enim	275/150 kV	New	500	2018
7	Betung	275/150 kV	New	500	2015
8	Betung	275/150 kV	Extension	2 LB	2018
9	Betung	275/150 kV	Extension	250	2018
10	Bayung Lincir/PLTU Sumsel - 5	275/150 kV	New	0	2015
11	Sungai Lilin	275/150 kV	New	250	2015
12	Muara Enim	500 kV DC	New	0	2018
13	Muara Enim	500 kV	Extension	2 LB	2018
14	Muara Enim	500/275 kV	Extension	1.000	2019
15	Muara Enim	275 kV	Extension	2 LB	2018
16	Muara Enim	500 kV	Extension	2 LB	2018
17	Muara Enim	500 kV	Extension	4 LB	2018
18	Lumut Balai	275/150 kV	Extension	2 LB	2019
19	Betung	275/150 kV	Extension	2 LB	2019
20	Gumawang	275/150 kV	Extension	2 LB	2018
21	Gumawang	275/150 kV	Extension	500	2020
Jumlah				5.000	

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. Pembanguan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Tanjung Api-Api	Inc. 1 Pi (T. Kelapa-Borang)/Kenten	150 kV	2 cct, 2 x 330 mm ²	40	2014
2	Kenten	Inc. 2 Pi (Talang Kelapa - Borang)	150 kV	2 cct, 2 x 330 mm ²	1	2014
3	Betung	Sekayu	150 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2014
4	Betung	Talang Kelapa	150 kV	1 2nd cct, 2 Hawk	55	2014
5	Gandus	Inc. 2 Pi (Keramasan - Talang Kelapa)	150 kV	2 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	20	2014
6	Bukit Asam (uprate)	Baturaja (uprate)	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm ²	78	2014
7	Borang (uprate)	Seduduk Putih (uprate)	70 kV	2 cct, HTLS 310 mm ²	7	2014
8	Baturaja (uprate)	Bukit Kemuning (uprate)	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm ²	96	2014
9	Lahat	PLTU Banjarsari	150 kV	2 cct, 2 x 330 mm ²	40	2014
10	Lahat	PLTU Keban Agung	150 kV	2 cct, 2 Zebra	70	2014
11	Lahat	Pagar Alam	150 kV	1 2nd cct, 1 Hawk	95	2014
12	Tanjung Api-Api	Mentok/Bangka Landing Point	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2015
13	Mariana	Kayu Agung	150 kV	2 cct, 2 Zebra	60	2015
14	Lubuk Linggau	Tebing Tinggi	150 kV	2 cct, 1 Hawk	150	2015
15	Kayu Agung	Gumawang	150 kV	2 cct, 2 Zebra	90	2016
16	Tugumulyo	Inc. 2 Pi (Kayu Agung - Gumawang)	150 kV	4 cct, 2 Zebra	40	2016
17	Jakabaring	Inc. 2 Pi (Keramasan - Mariana)	150 kV	2 cct, 2 x 330 mm ²	1	2016
18	Pendopo	Inc. 2 Pi (Lahat - Simpang Belimbing)	150 kV	2 cct, 2 x 330 mm ²	40	2016
19	Muara Dua	Martapura	150 kV	2 cct, 2 Hawk	92	2017
20	Martapura	Inc. 2 pi (Baturaja-B. Kemuning)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2017
21	PLTP Lumut Balai	GITET Lumut Balai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	44	2017
22	Gandus	GIS Kota Barat	150 kV	1 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	6	2017
23	Keramasan	GIS Kota Barat	150 kV	1 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	6	2017
24	Kenten	GIS Kota Timur	150 kV	1 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	12	2017
25	Boom Baru	GIS Kota Timur	150 kV	1 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	1	2017
26	GIS Kota Barat	GIS Kota Timur	150 kV	1 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	5	2017
27	Muara Dua	PLTP Danau Ranau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	90	2022
	Jumlah				1.231	

Tabel A8.9. Pembangunan Transmisi 275 kV, 500 kV dan 500 kV DC

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Muara Enim	PLTU Sumsel-8	500 kV	2 cct, 4 Zebra	108	2018
2	Muara Enim	PLTU Sumsel-9&10	500 kV	2 cct, 4 Zebra	400	2018
3	Lahat	Lumut Balai	275 kV	2 cct, 2 Zebra	50	2015
4	Lumut Balai	Gumawang	275 kV	2 cct, 2 Zebra	405	2015
5	Bayung Lincir/PLTU Sumsel-5	Sungai Lilin	275 kV	2 cct, 2 Zebra	100	2015
6	PLTU Sumsel-7	Sungai Lilin	275 kV	2 cct, 2 Zebra	30	2015
7	Betung	Sungai Lilin	275 kV	2 cct, 2 Zebra	40	2015
8	Sumsel-6	Muara Enim	275 kV	2 cct, 4 Zebra	40	2019
9	Sumsel-1	Betung	275 kV	2 cct, 4 Zebra	80	2020
10	Muara Enim	Inc. 2 Pi (Gumawang-Lumut Balai)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	30	2018
11	Muara Enim	Betung	275 kV	2 cct, 2 Zebra	350	2018
12	Muara Enim	perbatasan Sumsel/Lampung	500 kV DC	2 cct 4 Falcon	200	2018
13	PLTP Rantau Dedap	Lumut Balai	275 kV	2 cct, 2 Zebra	40	2019
14	PLTU Jambi	Inc. 2 pi (Muara Enim - New Aur Duri)	500 kV	2 cct, 4 Zebra	30	2019
Jumlah					1.903	

Selain proyek-proyek transmisi yang tercantum dalam tabel A8.7 dan tabel A8.8 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. Panjang dan rute transmisi 500 kV tersebut akan diketahui setelah ditetapkannya pemenang lelang ketiga PLTU mulut tambang tersebut.

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan sebesar 1.002 juta pelanggan atau rata-rata 100 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan JTM 2.843 kms, JTR sekitar 3.594 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 957 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A8.10.

Tabel A8.10. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	453	494	110	161.441
2014	177	258	59	80.323
2015	267	325	77	89.703
2016	312	335	83	114.263
2017	277	342	88	99.949
2018	277	348	94	106.973
2019	297	365	102	115.523
2020	314	376	110	65.435
2021	259	379	115	74.880
2022	211	372	118	94.501
Total	2.843	3.594	957	1.002.992

A8.4. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2022 diperlihatkan pada Tabel A8.11.

Tabel A8.11. Ringkuman

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	3.637	3.984	771	50	210	-	175
2014	4.175	4.553	870	535	1.750	572	943
2015	4.652	5.051	953	150	2.170	855	610
2016	5.192	5.613	1.046	300	280	171	537
2017	5.803	6.248	1.151	205	540	168	559
2018	6.497	6.969	1.268	205	1.030	1.088	1.212
2019	7.287	7.788	1.401	670	1.180	110	1.322
2020	8.188	8.721	1.551	710	590	80	1.220
2021	9.219	9.786	1.720	300	330	-	563
2022	10.401	11.007	1.913	340	240	90	744
Growth/ Jumlah	12,4%	12,0%	10,6%	3.465	8.320	3.134	7.884

LAMPIRAN A.9

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI BENGKULU**

PT PLN (Persero)
PENYALURAN DAN PUSAT PENGATUR BEBAN
SUMATERA

Edit Desember 2013

PETA JARINGAN TRANSMISI PROPINSI BENKULU		PERENCANAAN SISTEM BIDANG PERENCANAAN	
- - - Existing 70 kV	- - - Rencana 275 kV HVDC	● 150 kV	○ 150 kV
- - - Existing 150 kV	- - - Rencana 500 kV HVDC	● 150 kV	○ 150 kV
- - - Rencana 150 kV	- - - Kiri Eksisting	● 150 kV	○ 150 kV
- - - Rencana 275 kV	- - - Kiri Rencana	● 150 kV	○ 150 kV
- - - Rencana 500 kV	- - - Kiri Rencana	● 150 kV	○ 150 kV

Pembangkit di Provinsi Bengkulu diberikan pada Tabel A9.1.

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW)
I	Sektor Bengkulu					
1	Tess # 1	PLTA	Air	PLN	0,6	0,6
2	Tess # 2	PLTA	Air	PLN	0,6	0,6
3	Tess # 3	PLTA	Air	PLN	4,4	4,3
4	Tess # 4	PLTA	Air	PLN	4,4	4,3
5	Tess # 5	PLTA	Air	PLN	4,4	4,3
6	Tess # 6	PLTA	Air	PLN	4,4	4,3
7	Musi # 1	PLTA	Air	PLN	71,0	70,8
8	Musi # 2	PLTA	Air	PLN	71,0	70,8

Tabel A9.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang s/d September 2013

lanjutan

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW)
9	Musi # 3	PLTA	Air	PLN	71,0	70,8
10	Lebong # 1	PLTA	Air	PLN	4,0	4,0
11	Lebong # 2	PLTA	Air	PLN	4,0	4,0
12	Lebong # 3	PLTA	Air	PLN	4,0	4,0
13	Tess Extention	PLTA	Air	PLN	4,4	4,4
					248,3	247,0

A9.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Bengkulu

Rata-rata pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir adalah 12,3% per tahun, dimana penjualan pada tahun 2008 sebesar 342 GWh telah meningkat menjadi 568 GWh s/d September 2013.

Tabel A9.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan pada s/d September 2013

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	418	72
2	Komersil	80	15
3	Publik	44	8
4	Industri	26	5
Jumlah		568	100

Dari realisasi penjualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2013 – 2022 dapat dilihat pada Tabel A9.3.

Tabel A9.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

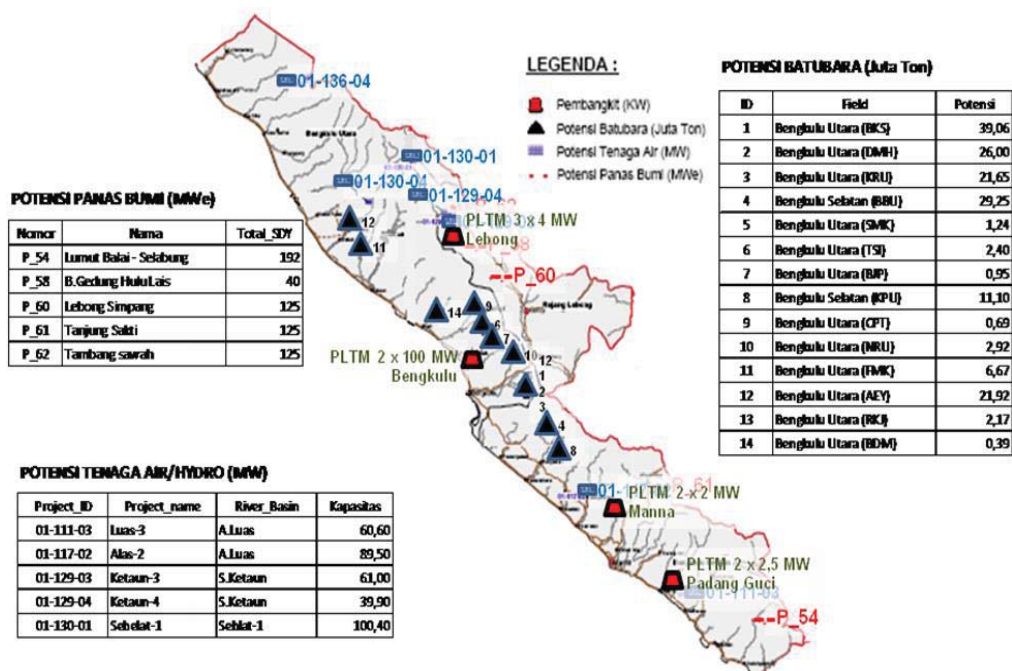
Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	6,05	621	689	140	380.234
2014	6,37	724	801	162	385.514
2015	7,32	805	889	178	406.545
2016	7,32	894	984	196	426.766
2017	7,32	990	1.087	214	446.354
2018	7,32	1.096	1.200	235	465.809
2019	7,32	1.212	1.324	257	485.122
2020	7,32	1.340	1.461	281	501.798
2021	7,32	1.482	1.611	308	510.300
2022	7,32	1.638	1.778	337	518.678
Growth	7,10%	11,4%	11,1%	10,3%	3,5%

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. Gambar A9.2 memperlihatkan sebaran dan jumlah potensi energi tersebut.



Gambar A9.2. Peta Potensi Energi Primer

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2022, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 622 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A9.4.

Tabel A9.4. Pengembangan Pembangkit

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Kepla Curup (Barata)	PLTMH	Swasta	0,5	2013
2	Kepla Curup (Toshiba)	PLTMH	Swasta	1	2013
3	Muko Muko	PLTU	Swasta	8	2013
4	Ipuh (Seblat)	PLTU	PLN	6	2016-2017
5	Muko Muko (ORC)	PTMPD	Unallocated	7	2016-2017
6	Ipuh Baru (ORC)	PTMPD	Unallocated	2,4	2016-2017
7	Kota Bani (ORC)	PTMPD	Unallocated	7	2016-2017

Tabel A9.4. Pengembangan Pembangkit

lanjutan

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
8	Hululais (FTP2)	PLTP	PLN	110	2018-2019
9	Bengkulu	PLTU	Unallocated	200	2019
10	Ketahun-3	PLTA	Unallocated	61	2021
11	Kepahiyang	PLTP	Unallocated	220	2022
Bengkulu Total				622,9	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)**Pengembangan Gardu Induk**

Rencana pengembangan gardu induk di Provinsi Bengkulu hingga tahun 2022 yaitu penambahan GI baru pengembangan GI existing dengan total kapasitas mencapai 675 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
1	Pekalongan	150/20 kV	Extension	10	2013
2	Pulau Baai	150/20 kV	New	120	2014
3	Pekalongan	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
4	Sukamerindu	150/20 kV	Extension	30	2013
5	Tes	70/20 kV	Extension	5	2014
6	Arga makmur	70/20 kV	New	30	2015
7	Tes	70/20 kV	Extension	2 LB	2015
8	Arga makmur	150/70 kV	Uprate	60	2016
9	Arga makmur	150/20 kV	New	60	2016
10	Pulau Baai	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
11	Bintuhan	150/20 kV	New	30	2017
12	Manna	150/20 kV	Extension	2 LB	2017
13	Muko Muko	150/20 kV	New	30	2018
14	Pekalongan	150/20 kV	Extension	2 LB	2018
15	Arga Makmur	150/20 kV	Extension	2 LB	2019
16	Pulau Baai	150/20 kV	Extension	60	2019
17	Pulau Baai	150/20 kV	Extension	2 LB	2019
18	Pekalongan	70/20 kV	Extension	60	2021
19	Pekalongan	150/20 kV	Extension	60	2020
20	Sukamerindu	150/20 kV	Uprate	60	2021
21	Tes	70/20 kV	Uprate	30	2021
22	Muko Muko	150/20 kV	Extension	30	2019
23	Arga makmur	150/20 kV	Extension	2 LB	2021
Jumlah				675	

Pengembangan Transmisi

Untuk mengikuti perkembangan gardu induk dan pembangkit, dibutuhkan juga pengembangan jaringan transmisi sepanjang 1.530 kms. Rincian kegiatan terdapat pada Tabel A9.6.

Tabel A9.6. Pembangunan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Pekalongan	Pulo Baai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	90	2014
2	Tess	Arga Makmur 70kV	70 kV	2 cct, 1 x 210 mm ²	160	2015
3	Pulo Baai	Sukamerindu	70 kV	2 cct, 1 x 210 mm ²	30	2016
4	Pulau Baai	Arga Makmur 150kV	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180	2016
5	Pekalongan	PLTP Hululais	150 kV	2 cct, 2 Hawk	120	2017
6	Manna	Bintuhan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	140	2017
7	Kambang	Muko-Muko	150 kV	2 cct, 2 Hawk	220	2018
8	Muko-Muko	Arga Makmur	150 kV	2 cct, 2 Hawk	360	2018
9	Pulo Baai	PLTU Bengkulu/Seulama	150 kV	2 cct, 2 Hawk	90	2019
10	PLTA Ketahun-3	Arga Makmur 150kV	150 kV	2 cct, 1 x 210 mm	60	2021
11	PLTP Kepahiyang	Inc. 2 Pi (Pekalongan-Pulau Baai)	150 kV	4 cct, 2 Hawk	80	2022
Jumlah					1.530	

Pengembangan Distribusi

Proyeksi penambahan pelanggan baru mendekati 190 ribu sambungan untuk kurun waktu 2013-2022 atau rata-rata 19 ribu pelanggan per tahun, dengan kebutuhan pertambahan JTM sebanyak 477 kms, JTR sepanjang 602 kms dan penambahan kapasitas gardu distribusi sebesar 182 MVA seperti pada Tabel A9.7.

Tabel A9.7. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	77	84	22	42.871
2014	31	45	12	4.720
2015	46	56	16	31.031
2016	54	58	17	20.221
2017	47	58	17	19.588
2018	47	59	18	19.455
2019	49	61	19	19.313
2020	51	62	20	16.676
2021	42	61	21	8.502
2022	33	59	21	8.378
Total	477	602	182	190.755

A9.4. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2022 diperlihatkan pada Tabel A9.8.

Tabel A9.8. Rangkuman

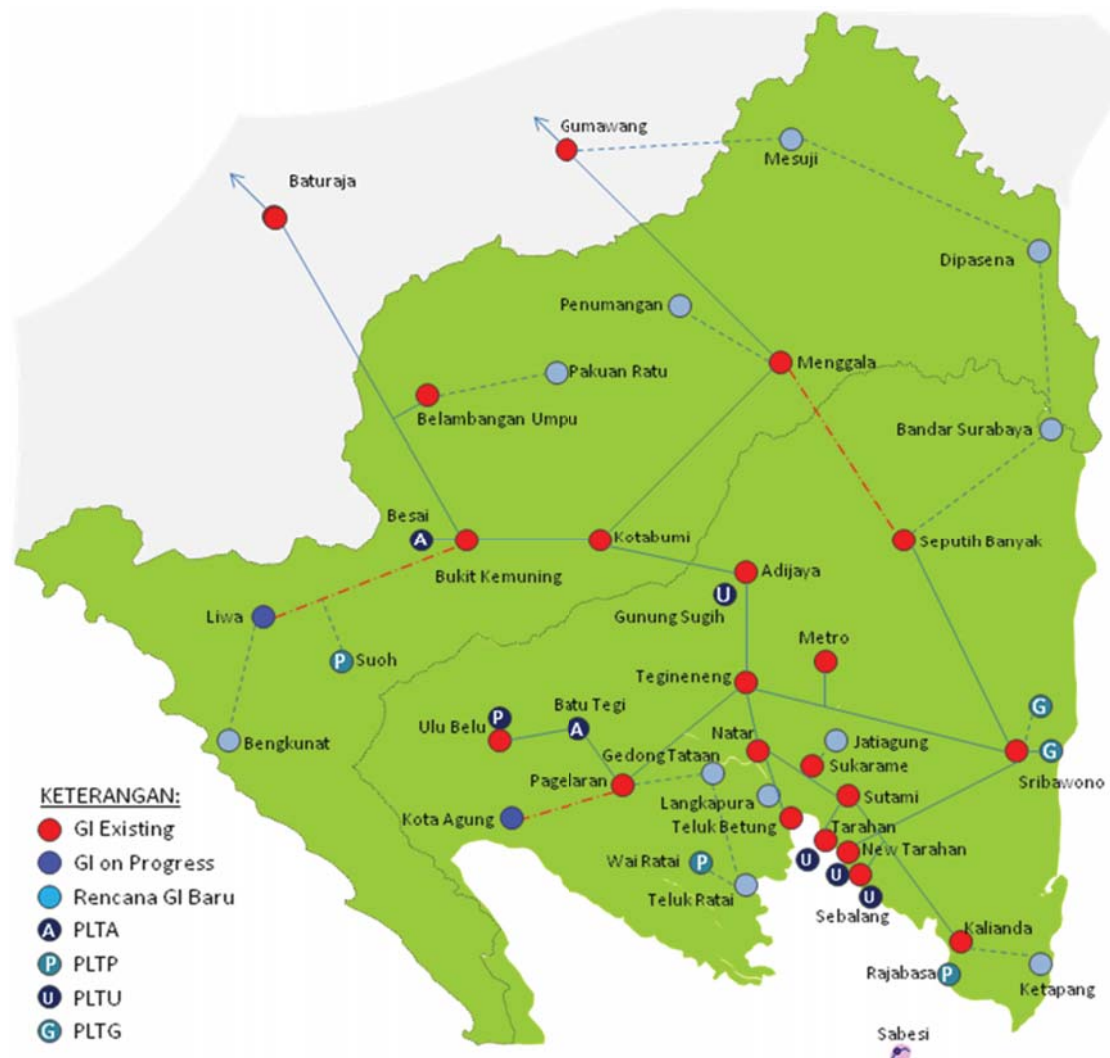
Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	621	689	140	10	40	-	98
2014	724	801	162	-	125	90	88
2015	805	889	178	-	30	160	78
2016	894	984	196	11	120	210	137
2017	990	1.087	214	11	30	260	135
2018	1.096	1.200	235	55	30	580	212
2019	1.212	1.324	257	255	90	90	305
2020	1.340	1.461	281	-	60	-	76
2021	1.482	1.611	308	61	150	60	175
2022	1.638	1.778	337	220	-	80	607
Growth/ Jumlah	11,4%	11,1%	10,3%	623	675	1.530	1.912

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

Sistem di Provinsi Lampung belum tersambung dengan sistem interkoneksi adalah PLTD di lokasi yang terpencil seperti yaitu Pulau Sebesi di Lampung Selatan. Sistem kelistrikan Lampung akan dikembangkan untuk mencakup daerah-daerah sebagai berikut : Kota Agung dan Ulubelu di Kabupaten Tanggamus, Gedong Tataan dan Teluk Ratai di Kabupaten Pesawaran, Liwa dan Suoh di Kabupaten Lampung Barat, Bengkunt di Kabupaten Pesisir Barat, Pakuan Ratu di Kabupaten Way Kanan, Penumangan di Kabupaten Tulang Bawang Barat, Simpang Pematang, Dipasena di Kabupaten Mesuji dan Bandar Surabaya di Kabupaten Lampung Tengah. Peta kelistrikan Provinsi Lampung diperlihatkan pada Gambar A10.2.



Gambar A10.2. Peta Kelistrikan Provinsi Lampung

Beban puncak Lampung pada tahun 2012 adalah 615 MW dengan produksi energi 2.793 GWh.

Pembangkit yang berada di Provinsi Lampung ditunjukkan pada Tabel A10.1.

Tabel A10.1. Kapasitas Pembangkit s/d September 2013

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Net (MW)
I Sektor Bandar Lampung						
1	Besai # 1	PLTA	Air	PLN	45,0	44,8
2	Besai # 2	PLTA	Air	PLN	45,0	44,8
3	Batutegi # 1	PLTA	Air	PLN	14,2	14,2
4	Batutegi # 2	PLTA	Air	PLN	14,2	14,2
5	Tarahan	PLTG	HSD	PLN	18,0	17,0
6	Tarahan # 2	PLTD	HSD	PLN	4,5	4,6
7	Tarahan # 4	PLTD	HSD	PLN	5,5	5,5
8	Tarahan # 5	PLTD	HSD	PLN	6,0	6,0
9	Tarahan # 6	PLTD	HSD	PLN	8,7	5,7
10	Teluk Betung #	PLTD	HSD	PLN	0,9	0,9
11	Teluk Betung #	PLTD	HSD	PLN	0,9	0,9
12	Teluk Betung #	PLTD	HSD	PLN	3,3	3,3
13	Teluk Betung #	PLTD	HSD	PLN	3,3	3,3
14	Teluk Betung #	PLTD	HSD	PLN	3,5	4,3
15	Tegineneng # 1	PLTD	HSD	PLN	6,4	6,0

Tabel A10.1. Kapasitas Pembangkit s/d September 2013

lanjutan

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Net (MW)
16	Tegineneng # 2	PLTD	HSD	PLN	6,4	6,0
17	Tegineneng # 3	PLTD	HSD	PLN	6,4	6,0
18	Sewa Teginenen	PLTD	HSD	Sewa	20,0	20,0
19	Sewa GI Taraha	PLTD	HSD	Sewa	10,0	10,0
20	Sewa Talang Pa	PLTD	HSD	Sewa	10,0	10,0
21	Sewa Wonosobo	PLTD	HSD	Sewa	5,0	5,0
22	Sewa Krui	PLTD	HSD	Sewa	5,0	5,0
23	Sewa New Tarah	PLTD	HSD	Sewa	30,0	30,0
24	Sewa GI Sutami	PLTD	HSD	Sewa	50,0	30,0
25	Ulu Belu # 1	PLTP	Panas Bumi	PLN	50,0	55,0
26	Ulu Belu # 2	PLTP	Panas Bumi	PLN	50,0	55,0
II Sektor Tarahan						
1	Tarahan # 3	PLTU	Batubara	PLN	100,0	88,5
2	Tarahan # 4	PLTU	Batubara	PLN	100,0	88,5
Total					622,1	584,3

A10.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Pertumbuhan penjualan tenaga listrik khususnya Provinsi Lampung dalam lima tahun terakhir sangat tinggi, yaitu mencapai 15,1% pada tahun 2012. Pertumbuhan ini masih berpotensi untuk terus meningkatkan rasio elektrifikasi, karena pada tahun 2012 baru mencapai 70,0 %.

Rata-rata pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir adalah 11,4 % per tahun, dimana penjualan pada tahun 2008 sebesar 1.902 GWh telah meningkat menjadi 2.252 GWh s/d September 2013.

Tabel A10.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan s/d September 2013

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	1.376	61,1
2	Komersial	255	11,3
3	Publik	147	6,5
4	Industri	474	21,1
Jumlah		2.252	100,0

Dari realisasi penjualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2013 – 2022 dapat dilihat pada Tabel A10.3.

Tabel A10.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	5,64	3.231	3.583	704	1.585.548
2014	5,93	3.677	4.036	766	1.691.089
2015	6,82	4.187	4.556	833	1.848.174
2016	6,82	4.762	5.142	908	1.975.907
2017	6,82	5.417	5.825	989	2.151.868
2018	6,82	6.150	6.599	1.078	2.212.479
2019	6,82	6.962	7.454	1.175	2.271.546
2020	6,82	7.857	8.394	1.281	2.318.587
2021	6,82	8.842	9.441	1.397	2.364.952
2022	6,82	9.929	10.598	1.525	2.410.798
Growth	6,61%	13,3%	12,8%	9,0%	4,8%

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 dan Tabel 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 Potensi = 2.885 Mwe			925	838	1.072	37	110

Tabel A10.5. Potensi Tenaga Air

No	Lokasi	Kapasitas (MW)
I Mesuji Tulang bawang		
1	Besai / Umpu	7,50
2	Giham Pukau	16,00
3	Giham Aringik	80,00
4	Tangkas	1,60
5	Campang Limau	1,00
6	Sinar Mulia	978,00
7	Way Abung	600,00
8	Way Umpu	600,00
II Seputih / Sekampung		
1	Bumiayu	39,20
III Semangka		
1	Semangka Atas I	26,8
2	Semangka Atas II	23,2
3	Semangka Atas III	28,2
4	Semangka Bawah I	35,5
5	Semangka Bawah II	40,4
6	Semung I	23,8
7	Semung II	38,7
8	Semung III	11,6
9	Manula I	5,7
10	Manula II	8,4
11	Simpang Lunik I	6,1
12	Simpang Lunik II	3,8
13	Simpang Lunik III	3,9

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2022, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 1.261 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A10.6.

Tabel A10.6. Pengembangan Pembangkit

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Tarahan (FTP1)	PLTU	PLN	200	2013
2	Lampung(Sribawono+Sutami)	PLTG/PLTMG	Sewa	200	2014
3	Lampung Peaker	PLTG/MG	PLN	200	2016
4	Semangka (FTP2)	PLTA	Swasta	56	2017
5	Wai Ratai (FTP2)	PLTP	Swasta	55	2021
6	Ulubelu #3,4 (FTP2)	PLTP	Swasta	110	2016-2017
7	Rajabasa (FTP2)	PLTP	Swasta	220	2020-2021
8	Suoh Sekincau (FTP2)	PLTP	Swasta	220	2020-2021
LAMPUNG Total				1.261	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan GI

Di Provinsi Lampung direncanakan pembangunan GI baru dan pengembangan GI existing sampai dengan tahun 2022 seperti diperlihatkan pada Tabel A10.7.

Tabel A10.7. Rencana GI Baru 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
1	Kalianda	150/20 kV	Extension	30	2013
2	Adijaya	150/20 kV	Extension	60	2013
3	Menggala	150/20 kV	Extension	20	2013
4	Bukit Kemuning	150/20 kV	Extension	60	2013
5	Metro	150/20 kV	Uprate	60	2013
6	New Tarahan	150/20 kV	Extension	60	2013
7	Kota Agung	150/20 kV	New	60	2014
8	Pagelaran	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
9	Liwa	150/20 kV	New	30	2014
10	Bukit Kemuning	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
11	Natar	150/20 kV	Extension	60	2014
12	Tegineneng	150/20 kV	Uprate	60	2014
13	Sribawono	150/20 kV	Extension	60	2014
14	Kotabumi	150/20 kV	Uprate	60	2014
15	Sukarame	150/20 kV	Extension	60	2014
16	Seputih banyak	150/20 kV	Extension	30	2014
17	Gedong Tataan	150/20 kV	New	60	2015
18	Pagelaran	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
19	Teluk Ratai	150/20 kV	New	30	2015
20	Gedong Tataan	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
21	Ketapang	150/20 kV	New	30	2015
22	Kalianda	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
23	Mesuji	150/20 kV	New	30	2015
24	Teluk Betung	150/20 kV	Extension	60	2015
25	Sutami	150/20 kV	Extension	60	2015
26	Blampangan Umpu	150/20 kV	Extension	16	2015
27	Dipasena	150/20 kV	New	120	2015
28	Seputih banyak	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
29	Mesuji	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
30	Jati Agung	150/20 kV	New	60	2016
31	Sukarame	150/20 kV	Extension	2 LB	2016

Tabel A10.7. Rencana GI Baru 150 kV

lanjutan

No	Gardu Induk	Gardu Induk	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
32	Pakuan Ratu/Way Kanan	150/20 kV	New	30	2016
33	Blambangan Umpu	150/20 kV	Extension	4 LB	2016
34	Bandar Surabaya	150/20 kV	New	60	2016
35	Tarahan	150/20 kV	Uprate	60	2016
36	Ulu Belu	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
37	Sribawono	150/20 kV	Extension	2 LB	2016
38	Langkapura	150/20 kV	New	60	2017
39	Tarahan	150/20 kV	Uprate	60	2017
40	Menggala	150/20 kV	Extension	60	2015
41	Mesuji	150/20 kV	Extension	60	2017
42	Kota Agung	150/20 kV	Extension	2 LB	2017
43	Tegineneng	150/20 kV	Uprate	60	2018
44	Seputih banyak	150/20 kV	Extension	60	2018
45	Ulu Belu	150/20 kV	Extension	60	2018
46	Teluk Ratai	150/20 kV	Extension	60	2018
47	Pakuan Ratu	150/20 kV	Extension	60	2018
48	Bengkunat	150/20 kV	New	30	2019
49	Liwa	150/20 kV	Extension	2 LB	2019
50	KIM/Tenggamus	150/20 kV	New	120	2019
51	Liwa	150/20 kV	Extension	60	2019
52	Langkapura	150/20 kV	Extension	60	2019
53	Dipasena	150/20 kV	Extension	60	2019
54	Kota Agung	150/20 kV	Extension	60	2020
55	Bengkunat	150/20 kV	Extension	2 LB	2019
56	Penumangan	150/20 kV	New	60	2021
57	Menggala	150/20 kV	Extension	2 LB	2021
58	Kalianda	150/20 kV	Extension	60	2021
59	Teluk Ratai	150/20 kV	Extension	2 LB	2021
60	Besai	150/20 kV	Extension	2 LB	2021
61	kalianda	150/20 kV	Extension	2 LB	2021
62	Sutami	150/20 kV	Uprate	60	2022
63	Menggala	150/20 kV	Uprate	60	2022
64	Kotabumi	150/20 kV	Extension	60	2022
65	New Tarahan	150/20 kV	Extension	60	2022
66	Sukarame	150/20 kV	Extension	60	2022
67	Gedong Tataan	150/20 kV	Extension	60	2022
68	Ketapang	150/20 kV	Extension	60	2022
69	Lampung	275/150 kV	New	500	2016
70	Ketapang Switching Station	500 kV DC	New	-	2018
Jumlah				3.296	

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi 150 kV dan 500 kV sampai dengan 2022 sepanjang 2.661 kms diperlihatkan pada Tabel A10.8.

Tabel A10.8. Pengembangan Transmisi 500 kV dan 150 kV.

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Sutami (uprate)	Natar (uprate)	150 kV	2 cct, 1 HTLS 310 mm ²	60	2014
2	Menggala	Kotabumi	150 kV	1 2nd cct, 2 Hawk	58	2014
3	Menggala	Seputih Banyak	150 kV	2 cct, 2 Zebra	120	2014
4	Pagelaran	Kota Agung	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2014
5	Bukit Kemuning	Liwa	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2014
6	Pagelaran	Gedong Tataan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	60	2015
7	Gedon Tataan	Teluk Ratai	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2015
8	Kalianda	Ketapang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	90	2015
9	Gumawang	Mesuji	150 kV	2 cct, 2 Hawk	160	2015
10	Mesuji	Dipasena	150 kV	2 cct, 2xDove (Ex Conductor Srlya-Blrja 4x75kms)	152	2015
11	Sukarame	Inc. 2 Pi (Sutami-Natar)	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm ²	2	2015
12	Sukarame	Jatiagung	150 kV	2 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	16	2016
13	PLTG Lampung Peaker	Sribawono	150 kV	2 cct, 2 Hawk	34	2016
14	Pakuan Ratu/Way Kanan	Blambangan Umpu	150 kV	2 cct, 2 Zebra	30	2016
15	Bandar Surabaya	Inc. 2 Pi (S.Banyak-Dipasena)	150 kV	2 cct, 2xDove (2xDove (Ex Conductor Srlya-Blrja 4x75kms)	4	2016
16	Seputih Banyak	Dipasena	150 kV	2 cct, 2xDove (2xDove (Ex Conductor Srlya-Blrja 4x75kms)	200	2016
17	Teluk Betung	New Tarahan	150 kV	2 cct, 1 XLPE CU 1000 mm ²	20	2016
18	Langkapura	Inc. 2 Pi (Natar - Teluk Betung)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2017
19	PLTP Ulubelu #3,4	Ulubelu	150 kV	2 cct, 1 Hawk	20	2017
20	PLTA Semangka	Kota Agung	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2017
21	Liwa	Bengkunat	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2019
22	KIM Tenggamas	Inc. 2 Pi (Kota Agung-Semangka)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10	2019
23	Teluk Ratai	PLTP Wai Ratai	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2020
24	Peneumangan	Menggala	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2021
25	Besai	PLTP Suoh sekincau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	38	2021
26	Kalianda	PLTP Rajabasa	150 kV	2 cct, 2 Hawk	40	2021
27	Bengkunat	KIM	150 kV	2 cct, 2 Hawk	60	2022
28	Gumawang	Lampung	275 kV	2 cct, 2 Zebra	405	2018
29	Ketapang	perbatasan Sumsel/ Lampung	500 kV DC	2 cct 4 Falcon	600	2018
Jumlah					2.661	

Di Provinsi ini melintas transmisi 500 kV HVDC Sumatera-Jawa dengan *switching station* dan *landing point* kabel laut 500 kV HVDC akan berada di Ketapang.

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, penambahan pelanggan baru sampai dengan 2022 adalah 1,05 juta pelanggan atau rata-rata 105 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 2.186 kms, JTR sekitar 3.184 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 754 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A10.9.

Tabel A10.9. Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	479	390	78	226.459
2014	221	461	98	105.541
2015	309	390	87	157.085
2016	243	412	97	127.734
2017	315	377	92	175.960
2018	196	202	50	60.611
2019	153	272	70	59.067
2020	106	237	62	47.041
2021	80	219	59	46.365
2022	82	224	62	45.846
Total	2.186	3.184	754	1.051.709

A10.4. Ringkasan

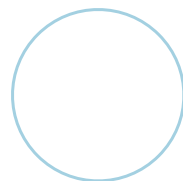
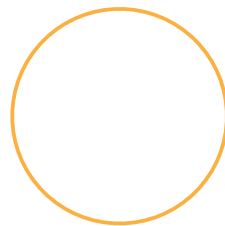
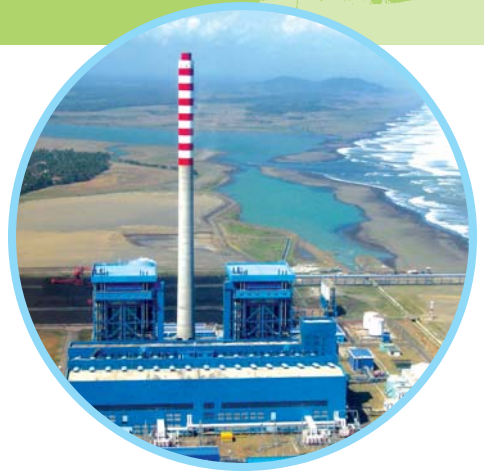
Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2022 diberikan pada Tabel A10.10.

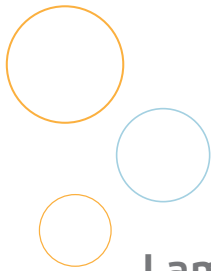
Tabel A10.10. Rangkuman

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	3.231	3.583	704	200,0	290	-	334,5
2014	3.677	4.036	766	200,0	420	398	103,6
2015	4.187	4.556	833	-	466	524	118,3
2016	4.762	5.142	908	255,0	710	304	459,8
2017	5.417	5.825	989	111,0	180	82	278,7
2018	6.150	6.599	1.078	-	300	1.005	344,3
2019	6.962	7.454	1.175	-	330	130	64,9
2020	7.857	8.394	1.281	220,0	60	40	516,1
2021	8.842	9.441	1.397	275,0	120	118	661,4
2022	9.929	10.598	1.525	-	420	60	48,4
Growth/Jumlah	13,3%	12,8%	9,0%	1.261	3.296	2.661	2.930

Lampiran B

Rencana Pengembangan Sistem
Kelistrikan Per Provinsi Wilayah
Operasi Indonesia Timur





Lampiran B

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH OPERASI INDONESIA TIMUR

LAMPIRAN B1. PROVINSI KALIMANTAN BARAT

LAMPIRAN B2. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN

LAMPIRAN B3. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH

LAMPIRAN B4. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR

LAMPIRAN B5. PROVINSI KALIMANTAN UTARA

LAMPIRAN B6. PROVINSI SULAWESI UTARA

LAMPIRAN B7. PROVINSI SULAWESI TENGAH

LAMPIRAN B8. PROVINSI GORONTALO

LAMPIRAN B9. PROVINSI SULAWESI SELATAN

LAMPIRAN B10. PROVINSI SULAWESI TENGGARA

LAMPIRAN B11. PROVINSI SULAWESI BARAT

LAMPIRAN B12. PROVINSI MALUKU

LAMPIRAN B13. PROVINSI MALUKU UTARA

LAMPIRAN B14. PROVINSI PAPUA

LAMPIRAN B15. PROVINSI PAPUA BARAT

LAMPIRAN B16. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT (NTB)

LAMPIRAN B17. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR (NTT)

LAMPIRAN B.1

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI KALIMANTAN BARAT**

B1.1. 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.

Beban puncak di Sistem kelistrikan Kalimantan Barat sampai dengan bulan September 2013 adalah 343 MW dengan produksi 1.756 GWh. Sistem interkoneksi merupakan yang terbesar dimana sekitar 67% produksi listrik di Kalimantan Barat berada di sistem ini. Tabel B1.1 memperlihatkan komposisi sistem kelistrikan di Kalimantan Barat (status sd. September 2013).

Tabel B1.1. 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	259,4	223,1	223,1
2	Bengkayang	PLTD/M	BBM/Air	PLN	4,9	4,9	4,7
3	Sambas	PLTD	BBM	PLN	18,1	16,8	16,8
4	Ngabang	PLTD	BBM	PLN	7,2	6,7	6,7
5	Sanggau	PLTD	BBM	PLN	18,0	18,0	17,9
6	Sekadau	PLTD	BBM	PLN	5,7	5,7	5,7
7	Sintang	PLTD	BBM	PLN	21,9	19,7	19,6
8	Putussibau	PLTD	BBM	PLN	7,8	6,4	5,7
9	Nangapinoh	PLTD	BBM	PLN	7,8	7,2	6,8
10	Ketapang	PLTD	BBM	PLN	28,9	28,9	27,5
11	Isolated	PLTD	BBM	PLN	69,9	31,8	9,0
TOTAL					449,6	369,1	343,5

Pertumbuhan penjualan 5 tahun terakhir sangat tinggi, yaitu rata-rata 10,0% per tahun. Penjualan tenaga listrik diserap oleh konsumen rumah tangga dan sosial (62,9%), konsumen komersil (23,1%), konsumen industri (5,35%) dan konsumen publik (8,63%).

Sampai dengan bulan September 2013 98,94 % 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 207 MW (56,1%), PLTD/PLTG Sendiri 157 MW (42,6 %) , dan sisanya berasal dari PLTS, PLTMH, dan pembelian listrik dari Excess Power dan Malaysia.

Kapasitas pembangkit adalah 449,6 MW dengan daya mampu 369,1 MW seperti diperlihatkan pada Tabel B1.1.

B1.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Kalbar pada 5 tahun terakhir tumbuh rata-rata 10,0% per tahun, dimana permintaan listrik didominasi oleh pelanggan rumah tangga. Pertumbuhan ekonomi selama 2007 – 2012 cukup tinggi yaitu rata-rata 5,5 % per tahun. Rasio elektrifikasi saat ini adalah 67,5 %. Untuk terus meningkatkan rasio elektrifikasi dibutuhkan ketersediaan listrik dalam jumlah yang cukup dan andal.

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 2013 – 2022 dapat dilihat pada Tabel B1.2.

Tabel B1.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Barat

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	6,2	1.788	2.046	371	834.147
2014	6,5	1.997	2.289	402	874.156
2015	6,6	2.230	2.541	457	918.602
2016	6,6	2.486	2.850	512	964.400
2017	6,6	2.767	3.172	569	1.012.070
2018	6,6	3.075	3.528	632	1.061.362
2019	6,6	3.415	3.917	701	1.112.432
2020	6,6	3.788	4.344	777	1.165.896
2021	6,6	4.200	4.815	860	1.221.551
2022	6,6	4.653	5.325	951	1.279.864
Growth	6,6	11,2%	11,2%	11,0%	4,9%

Beban puncak sistem interkoneksi pada tahun 2012 adalah 335 MW, dan sejalan dengan rencana pengembangan transmisi 150 kV hingga mengambil alih beban pada sistem-sistem isolated (Sistem Sambas, Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga Pinoh, Ngabang dan Ketapang) maka beban puncak grid 150 kV pada tahun 2022 menjadi 951 MW atau tumbuh rata-rata 15,2% per tahun. Sedangkan sistem-sistem isolated kecil lainnya masih tetap beroperasi isolated.

B1.3. 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 survei dan studi yang mendalam. Pada saat ini potensi yang dapat dikembangkan adalah PLTA Nanga Pinoh dengan kapasitas 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 dari 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 160.598.700 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/PLTGB 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

Sampai dengan bulan September 2013 biaya pokok produksi (BPP) di Kalimantan Barat mencapai Rp. 3.177,-/ kWh, untuk itu pembangunan PLTU Parit Baru (FTP 1 & FTP2) dan PLTU Pantai Kura-kura (FTP-1) yang terinterkoneksi ke Sistem Khatulistiwa sangat diperlukan untuk menurunkan BPP tersebut. Sedangkan untuk menekan BPP di subsistem lainnya dilakukan pembangunan PLTU skala kecil (Sanggau, Sintang, dan Ketapang) serta pembangunan PTMPD di Nanga Pinoh, Putussibau, dan Ketapang.

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2022 dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di sistem interkoneksi dan sistem-sistem isolated sebagaimana ditampilkan pada Tabel B1.3.

Tabel B1.3. Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembangan	Kapasitas	COD
1	Sanggau	PLTU	PLN	2 x 7	2013/14
2	Sintang	PLTU	PLN	3 x 7	2015
3	Pantai Kura-kura (FTP1)	PLTU	PLN	2 x 50	2015
4	Parit Baru (FTP1)	PLTU	PLN	2 x 27,5	2015
5	Ketapang	PLTU	PLN	2 x 10	2016
6	Parit Baru (FTP2)	PLTU	PLN	2 x 55	2016
7	Peaker	PLTG/MG	PLN	100	2017
8	Sewa Tayan	PLTGB	Swasta	6	2013
9	Ketapang (IPP)	PLTU	Swasta	2 x 6	2016
10	Ketapang	PTMPD	Unallocated	2 x 3,5	2015/16
11	Nanga Pinoh	PTMPD	Unallocated	2 x 3,5	2016
12	Putussibau	PTMPD	Unallocated	2 x 3,5	2016
13	Kalbar-1	PLTU	Unallocated	2 x 100	2018/19
14	Kalbar-2	PLTU	Unallocated	2 x 200	2020/21
15	Nanga Pinoh	PLTA	Unallocated	2 x 49	2022
16	Pade Kembayung	PLTA	Unallocated	3 x 10	2022
Jumlah				1.177	

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 *peakload* hingga 230 MW dalam kurun waktu 5 tahun (2015 - 2019) dan dapat diperpanjang lagi berdasarkan kesepakatan kedua belah pihak. Rencana impor *base load* sebesar 50 MW adalah untuk mengantisipasi ketidakpastian penyediaan pembangkit *base load* di Sistem Kalimantan Barat, sedangkan impor *peakload* sebesar hingga 230 MW adalah untuk menggantikan pemakaian BBM di Sistem Kalbar.

Dengan pola transfer energi seperti ini, PLN akan terhindar dari membakar BBM untuk pembangkit beban puncak dalam periode sampai dengan tahun 2019. Namun untuk mengurangi ketergantungan yang sangat besar terhadap pasokan/impor dari Sarawak, direncanakan pula pembangunan pembangkit *peaker* (PLTG/PLTMG) dengan kapasitas 100 MW yang menggunakan bahan bakar LNG dan PLTU Kalbar-1 dan Kalbar-2 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 *existing* sebesar 990 MVA. Selain itu akan dibangun pula GI 275 kV sebagai simpul interkoneksi antara Kalimantan Barat dan Sarawak. Rencana pembangunan GI diberikan pada tabel B1.4 dan Tabel B1.5. 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 B1.4. Pengembangan GI 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
1	Kota Baru	150/20 kV	New	30	2014
2	Sei Raya	150/20 kV	Extension	120	2013
3	Parit Baru	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
4	PLTU Pantai Kura-kura	150/20 kV	New	30	2014
5	Sambas	150/20 kV	New	30	2014
6	Tayan	150/20 kV	New	30	2014
7	Singkawang	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
8	Siantan	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
9	Mempawah	150/20 kV	Extension	30	2014
10	Siantan	150/20 kV	Extension	60	2014
11	Tayan	150/20 kV	Extension	2 LB	2014
12	Sei Raya	150/20 kV	Extension	2 LB	2015
13	Ngabang	150/20 kV	New	30	2015
14	Bengkayang	150/20 kV	New	30	2015
15	Singkawang	150/20 kV	Extension	60	2015
16	Sanggau	150/20 kV	New	30	2016
17	Tayan	150/20 kV	Extension	4 LB	2016
18	Sekadau	150/20 kV	New	30	2016
19	Sintang	150/20 kV	New	60	2016
20	Kota Baru	150/20 kV	Extension	30	2016
21	Sukadana	150/20 kV	New	30	2017
22	Sandai	150/20 kV	New	30	2017
23	Ketapang	150/20 kV	New	60	2017
24	Putussibau	150/20 kV	New	30	2017
25	Sintang	150/20 kV	Extension	2 LB	2017
26	Nanga Pinoh	150/20 kV	New	30	2018
27	Sintang	150/20 kV	Extension	2 LB	2018
28	Parit Baru	150/20 kV	Extension	60	2018
29	Sambas	150/20 kV	Extension	30	2018
30	Siantan	150/20 kV	Extension	60	2018
31	Sanggau	150/20 kV	Extension	30	2019
32	Kota Baru 2	150/20 kV	New	30	2019
33	Nanga Pinoh	150/20 kV	Extension	2 LB	2019
Jumlah				990	

Tabel B1.5. Pembangunan GI 275 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/BAY)	COD
1	Bengkayang	275/150 kV	New	250	2015

Pengembangan Transmisi

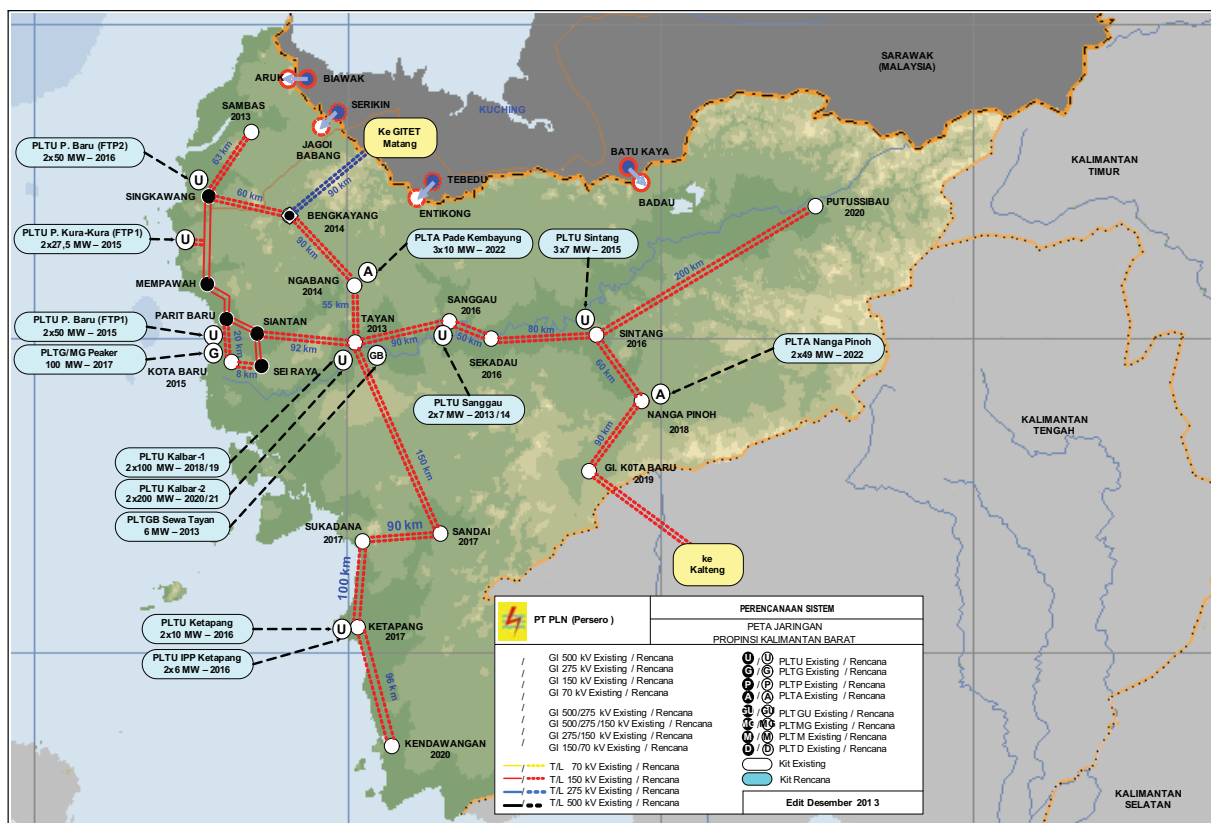
Pengembangan jaringan transmisi sampai dengan tahun 2022 di Kalimantan Barat adalah seperti terlihat pada Tabel B1.6.

Tabel B1.6. Pengembangan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
1	PLTU Pantai Kura-kura	Inc. 2 pi (Singkawang- Mempawah)	150 kV	2cct, 1 Hawk	40	2012
2	Parit Baru	Kota Baru	150 kV	2cct, 1 Hawk	40	2013
3	Sei Raya	Kota Baru	150 kV	2cct, 1 Hawk	32	2015
4	Singkawang	Sambas	150 kV	2cct, 1 Hawk	126	2013
5	Siantan	Tayan	150 kV	2cct, 2 Hawk	184	2014
6	Singkawang	Bengkayang	150 kV	2cct, 2 Hawk	120	2014
7	Tayan	Sanggau	150 kV	2cct, 2 Hawk	180	2016
8	Bengkayang	Ngabang	150 kV	2cct, 2 Hawk	180	2016
9	Ngabang	Tayan	150 kV	2cct, 2 Hawk	110	2016
10	Sanggau	Sekadau	150 kV	2cct, 2 Hawk	100	2016
11	Sintang	Sekadau	150 kV	2cct, 2 Hawk	180	2016
12	Sintang	Nanga Pinoh	150 kV	2cct, 2 Hawk	180	2018
13	Sintang	Putussibau	150 kV	2cct, 2 Hawk	300	2017
14	Ketapang	Sukadana	150 kV	2cct, 2 Hawk	200	2017
15	Sukadana	Sandai	150 kV	2cct, 2 Hawk	180	2017
16	Sandai	Tayan	150 kV	2cct, 2 Hawk	300	2017
17	Nanga Pinoh	Kota Baru 2	150 kV	2cct, 2 Hawk	180	2017
18	Bengkayang	Perbatasan	275 kV	2cct, 2 Zebra	180	2015
Jumlah					2772	

Untuk mewujudkan interkoneksi antara Kalimantan Barat dan Sarawak tersebut, PLN berencana membangun transmisi 275 kV sepanjang 180 kms dari GI Bengkayang ke perbatasan negara dan trafo IBT berkapasitas 250 MVA.

Pengembangan kelistrikan Kalimantan Barat dapat dilihat pada Gambar B1.1.



Gambar B1.1. Pengembangan Kelistrikan Provinsi Kalimantan Barat

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan sebanyak 54,2 ribu sambungan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut diperlukan pembangunan JTM 3.121 kms, JTR sekitar 2.887 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi 298 MVA sampai dengan tahun 2022 seperti ditampilkan dalam Tabel B1.7.

Tabel B1.7. Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	278	259	55	96.703
2014	291	271	22	40.009
2015	299	278	24	44.446
2016	304	282	25	45.799
2017	309	286	26	47.669
2018	314	290	26	49.292
2019	320	295	27	51.071
2020	326	301	28	53.464
2021	334	307	29	55.654
2022	341	314	31	58.313
2013 - 2022	3.121	2.886	298	542.420

Kebutuhan energi listrik untuk daerah terpencil di perbatasan antara Kalimantan Barat dan Sarawak masih belum tercukupi, sementara kondisi kelistrikan di Wilayah Sarawak lebih baik. Hal ini menimbulkan terjadinya kesenjangan pada daerah perbatasan. PLN telah melakukan pembelian tenaga listrik skala kecil untuk 2 sistem isolated di daerah perbatasan, yaitu di Sajingan sebesar 200 kVA dan 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 1.500 kVA. Peta kelistrikan di daerah perbatasan diberikan pada Gambar B1.2.



Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2022 diberikan pada Tabel B1.8.

Tabel B1.8. Rangkuman

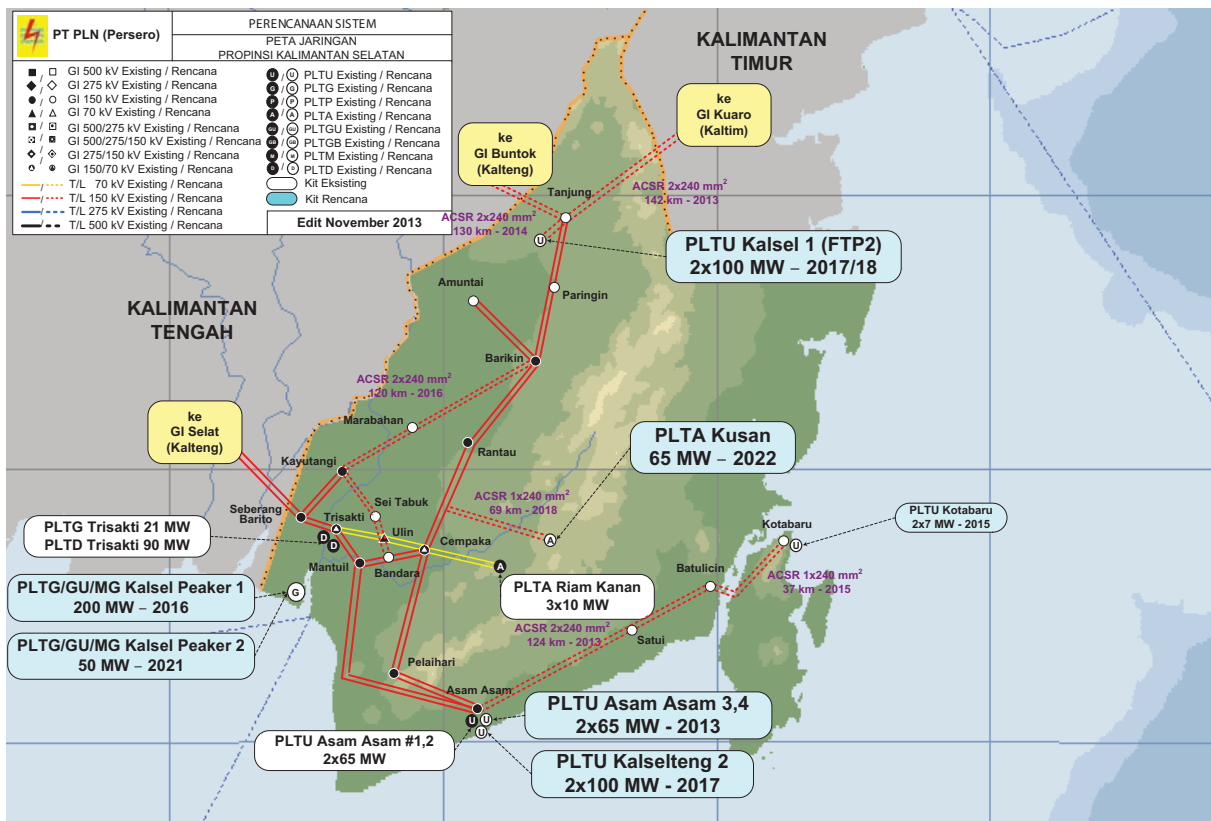
Tahun	Energi Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	1.788	2.046	371	0	150	40	36
2014	1.997	2.289	402	48	90	502	160
2015	2.230	2.541	457	190	520	930	482
2016	2.486	2.850	512	100	30	0	190
2017	2.767	3.172	569	0	60	180	42
2018	3.075	3.528	632	100	180	860	260
2019	3.415	3.917	701	100	30	0	183
2020	3.788	4.344	777	-100	60	0	96
2021	4.200	4.815	860	98	60	300	208
2022	4.653	5.325	951	0	0	0	45
Growth/ Jumlah	11,2%	11,2%	11,0%	736	1.180	2.812	1.701

LAMPIRAN B.2

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI KALIMANTAN SELATAN**

B2.1. Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Selatan sebagian besar dipasok dari Sistem Barito, sedangkan sistem-sistem isolated tersebar antara lain Sistem Pagatan, Kotabaru serta Unit Listrik Desa (ULD)¹ dipasok dari PLTD setempat. Sampai dengan triwulan III tahun 2013, daya terpasang total adalah 610 MW dengan daya mampu sekitar 493 MW dan beban puncak 424 MW. Jumlah pelanggan pada waktu yang sama adalah sekitar 881 ribu pelanggan, dengan rasio elektrifikasi sekitar 80%. Konfigurasi sistem kelistrikan interkoneksi di Kalimantan Selatan saat ini dan rencana dapat dilihat pada gambar B2.1.



Gambar B2.1. 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 631,3 MW, daya mampu sekitar 513,0 MW dan beban puncak 388,0 MW. Sedangkan beban puncak di Kalsel yang tersambung ke Sistem Barito adalah 388 MW. Pusat beban Sistem Barito berada di Provinsi Kalimantan Selatan dengan porsi sekitar 85% 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. Namun karena potensi pelanggan di Sistem Barito cukup besar termasuk pelanggan bisnis dan industri yang selama ini menggunakan genset sendiri selama WBP, maka beberapa sewa PLTD masih dipertahankan sampai dengan beroperasinya PLTU Pulang Pisau dan PLTMG Bangkanai.

¹ ULD adalah unit satuan pelayanan PLN yang dikelola oleh badan usaha di daerah terpencil yang mengelola pembangkit, jaringan dan pelanggan PLN.

Sistem Isolated

Di Kalimantan Selatan masih terdapat sistem-sistem kecil isolated tersebar, dan beberapa diantaranya relatif besar yaitu:

- Sistem Pagatan/Batulicin, merupakan sistem yang terhubung dengan jaringan 20 kV, melayani kebutuhan pelanggan di Kabupaten Tanah Bumbu dan sebagian Kabupaten Kotabaru. Dalam waktu dekat, Sistem Pagatan akan tersambung dengan Sistem Barito menggunakan transmisi 150 kV yang saat ini dalam tahap pembangunan.
- 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 20 kV. Sistem Kotabaru direncanakan akan diinterkoneksi 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 7,51 MW.

Daya terpasang, daya mampu dan beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Kalimantan Selatan dapat dilihat pada Tabel B2.1.

Tabel B2.1. 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 - PLTA - PLTG - PLTD	- Batubara - Air - BBM - BBM	PLN	556,0	453,9	388,0
2	Sistem Batulicin	- PLTU - PLTD	- Batubara - BBM	- Excess Power - PLN	35,1	23,5	21,9
3	Sistem Kotabaru	- PLTD	- BBM	PLN	11,4	10,9	9,6
4	ULD - ULD (18 Lokasi Tersebar)	- PLTD	- BBM	PLN	7,5	5,4	4,8
Total					610,0	493,7	424,3

B2.2. 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 pada 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 2013 – 2022 diberikan pada Tabel B2.2.

Tabel B2.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	5,9	1.964	2.403	406	960.354
2014	6,2	2.206	2.669	447	997.400
2015	6,3	2.407	2.886	476	1.036.362
2016	6,3	2.586	3.072	499	1.071.786
2017	6,3	2.778	3.341	537	1.108.007
2018	6,3	2.983	3.624	580	1.145.043
2019	6,3	3.202	3.855	615	1.182.915
2020	6,3	3.436	4.102	654	1.221.644
2021	6,3	3.668	4.318	688	1.253.667
2022	6,3	3.917	4.582	729	1.282.084
Growth	6,30	8,7%	8,3%	8,7%	4,5%

B2.3. 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 metan batubara (*coal bed methane/CBM*) dan tenaga air. Potensi batubaranya sangat besar dengan berbagai tingkat kalori sebagaimana dapat dilihat pada Tabel B2.3. 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 B2.3. Potensi Batubara Kalimantan Selatan

No	Kualitas Kelas	Kriteria (Kal/gr, adb)	Sumberdaya (Juta Ton)				Cadangan (Juta Ton)
			Tereka	Tertunjuk	Terukur	Jumlah	
1	Kalori Rendah	<5.100	371	0	601	972	536
2	Kalori Sedang	5.100 - 6.100	4.793	301	2.526	7.621	1.287
3	Kalori Tinggi	6.100 - 7.100	336	33	110	479	44
4	Kalori Sangat Tinggi	>7.100	18	0	12	30	0
Total			5.518	334	3.249	9.101	1.868

Sumber : Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi KESDM, 2006

Sumber Tenaga Air/Hidro

Selain batubara dan gas *methane*, Kalimantan Selatan juga mempunyai potensi tenaga air walaupun tidak besar antara lain 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 landai, sehingga *head*-nya relatif kecil. Secara rinci potensi tenaga air dapat dilihat pada Tabel B2.4.

Tabel B2.4. 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 2013-2022 direncanakan tambahan 7 proyek pembangkit listrik berkapasitas 859 MW, meliputi PLTU batubara, PLTA dan PLTG/GU/MG *peaker*. Tabel B2.5 menampilkan rincian pengembangan pembangkit dimaksud.

Tabel B2.5. Rencana Pengembangan Pembangkit di Kalsel

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Asam-asam (FTP 1)	PLN	PLTU	2x65	2013
2	Kotabaru	PLN	PLTU	2x7	2015
3	Kalsel Peaker 1	PLN	PLTG/MG/GU	200	2016
4	Kalsel (FTP 2)	Swasta	PLTU	2x100	2017/18
5	Kalselteng 2	Unallocated	PLTU	2x100	2017
6	Kalsel Peaker 2	Unallocated	PLTG/MG/GU	50	2021
7	Kusan	Unallocated	PLTA	65	2022
JUMLAH				859	

Ket: Asam-asam (FTP 1) telah COD April 2013

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 2013 - 2022 direncanakan akan dibangun saluran transmisi 150 kV sepanjang 1.218 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 150 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B2.6.

Tabel B2.6. Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Asam-asam	Batu licin	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	248	2013
2	Tanjung	Perbatasan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	284	2013
3	Bandara	Incomer 2 phi (Cempaka-Mantuil)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	2	2015
4	Satui	Incomer 1 phi (Asam-asam - Batulicin)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	30	2015
5	Batu Licin	Landing point Batulicin	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	6	2015
6	Landing point P. Laut	Kotabaru	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	74	2015
7	Landing point Batulicin	Landing point P. Laut	150 kV	2 cct, kabel laut	6	2015
8	Barikin	Kayutangi	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	240	2016
9	Kayutangi	Bandara	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	60	2016
10	Seberang Barito	Trisakti	150 kV	2 cct, Uprating ke AC3	30	2016
11	PLTU Kalsel 1 (FTP 2)	Tanjung	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	100	2017
12	PLTA Kusan	Single phi (Cempaka - Rantau)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	138	2018
Jumlah					1218	

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Jumlah GI yang direncanakan akan dibangun sampai dengan tahun 2022 termasuk perluasannya, akan mencapai 26 buah dengan kapasitas total 1.040 MVA. Biaya investasi yang dibutuhkan sekitar USD 64 juta dengan rincian terdapat pada Tabel B3.7, namun belum termasuk kebutuhan investasi untuk gardu induk pembangkit.

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.

Tabel B2.7. Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Tanjung Ext LB (Perbatasan)	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2013
2	Batulicin	150/20 kV	New	30	2013
3	Tanjung	150/20 kV	Extension	30	2014
4	Banjarmasin/Ulin	70/20 kV	Extension	30	2014
5	Tanjung Ext LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2014
6	Cempaka	150/20 kV	Extension	60	2014
7	Bandara	150/20 kV	New	60	2015
8	Rantau (Rekonfigurasi)	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2015
9	Kayutangi	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2015
10	Satui	150/20 kV	New	30	2015
11	Trisakti (IBT)	150/70 kV	Extension	60	2015
12	Trisakti	150/20 kV	Extension	60	2015
13	Batulicin	150/20 kV	Extension	30	2015
14	Mantuil	150/20 kV	Extension	60	2015
15	Pulang Pisau	150/20 kV	Extension	30	2015
16	Rantau	150/20 kV	Extension	30	2015
17	Kotabaru	150/20 kV	New	30	2016
18	Tanjung Ext LB (PLTU IPP)	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2016
19	Barikin	150/20 kV	Extension	60	2016
20	Sei Tabuk	150/20 kV	New	30	2016
21	Paringin	150/20 kV	New	30	2016
22	Rantau Ext LB (Kusan)	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2017
23	Pelaihari	150/20 kV	Extension	30	2017
24	Amuntai	150/20 kV	Extension	30	2017
25	Banjarmasin/Ulin (GIS)	150/20 kV	Extension	60	2017
26	Trisakti	150/20 kV	Extension	2 LB	2017
27	Sei Tabuk	150/20 kV	Extension	30	2018
28	Marabahan	150/20 kV	New	20	2019
29	Cempaka	150/20 kV	Extension	60	2020
30	Kotabaru	150/20 kV	Extension	30	2020
31	Tanjung	150/20 kV	Extension	60	2020
32	Satui	150/20 kV	Extension	30	2020
33	Kayutangi	150/20 kV	Extension	30	2021
Jumlah				1.040	

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 2022 termasuk untuk listrik pedesaan adalah 10.214 kms JTM, 6.464 kms JTR dan 527 MVA trafo distribusi dengan rincian ditunjukkan dalam Tabel B2.8. Proyeksi tersebut dimaksudkan untuk mendukung penambahan pelanggan rata-rata 45.496 pelanggan per tahun selama 10 tahun.

Tabel B2.8. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	1.931	1.226	92	138.270
2014	831	546	47	46.525
2015	871	579	51	49.304
2016	910	568	49	35.419
2017	947	592	50	36.215
2018	986	615	50	37.031
2019	1.023	639	51	37.867
2020	1.057	660	52	38.723
2021	812	508	40	17.649
2022	841	526	40	17.960
2013 - 2022	10.214	6.464	526	454.962

B2.4. 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 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.

B2.5. Rangkuman

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 di Provinsi Kalimantan Selatan diberikan pada Tabel B2.9.

Tabel B2.9. Rangkuman

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Energi Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	5,9	1.964	2.403	406	130	30	532	349
2014	6,2	2.206	2.669	447	0	120	0	46
2015	6,3	2.407	2.886	476	14	360	118	113
2016	6,3	2.586	3.072	499	200	150	330	241
2017	6,3	2.778	3.341	537	300	120	100	493
2018	6,3	2.983	3.624	580	100	30	138	212
2019	6,3	3.202	3.855	615	0	20	0	66
2020	6,3	3.436	4.102	654	0	180	0	77
2021	6,3	3.668	4.318	688	50	30	0	93
2022	6,3	3.917	4.582	729	65	0	0	159
Jumlah					859	1.040	1.218	1.851

LAMPIRAN B.3

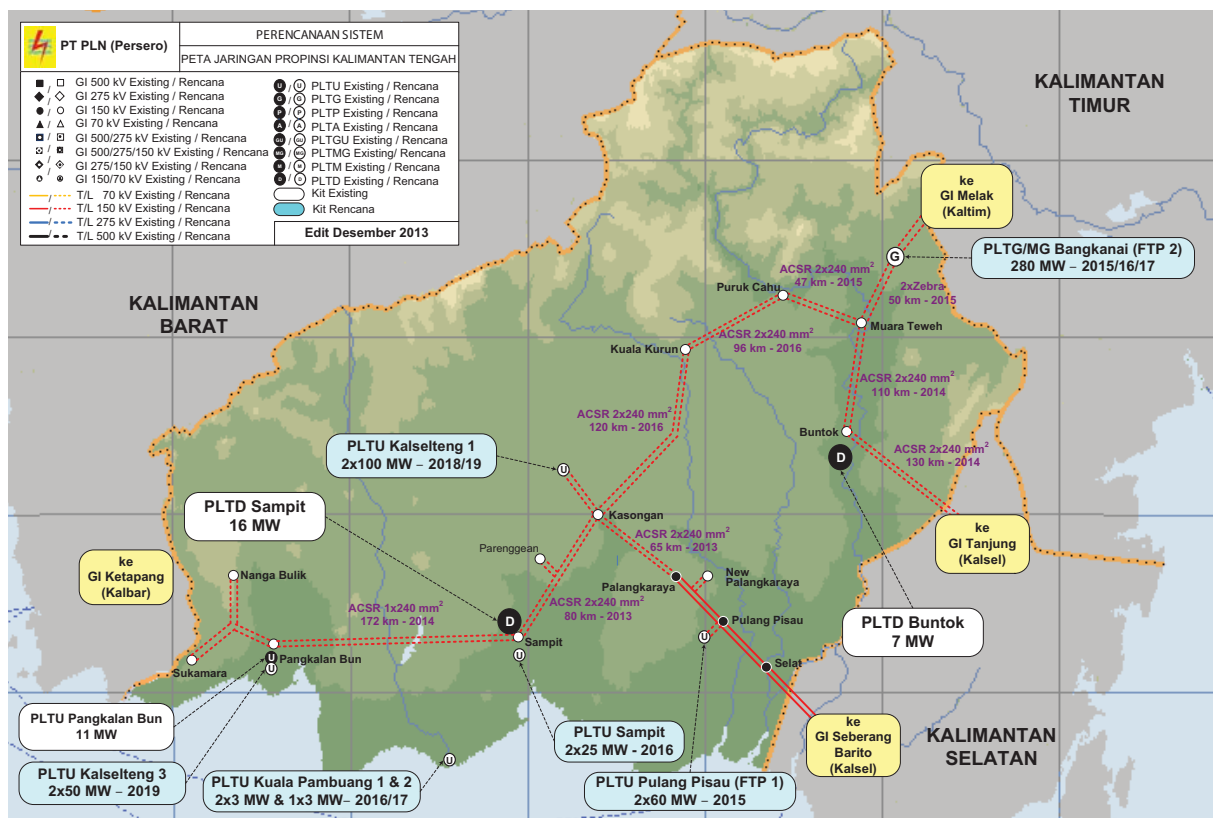
**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI KALIMANTAN TENGAH**

B3.1. 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 dan GI Kasongan. 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 dan GI Kasongan memasok Kabupaten Katingan. Sistem kelistrikan lainnya merupakan sistem *isolated*, dengan daya mampu pembangkitan rata-rata dalam kondisi cukup namun tanpa cadangan yang memadai.

Kapasitas terpasang seluruh pembangkit di Provinsi Kalteng adalah 211,4 MW, dengan daya mampu sekitar 174,4 MW dan beban puncak tertinggi *non coincident* adalah 148,6 MW. Sebagian beban Kalimantan Tengah yaitu 56,0 MW dipasok dari Sistem Barito dan selebihnya 92,6 MW tersebar di berbagai tempat terisolasi dipasok dari pembangkit setempat.

Sampai dengan triwulan III tahun 2013, jumlah pelanggan PLN di Provinsi Kalimantan Tengah adalah 393 ribu pelanggan dengan Rasio Elektrifikasi sebesar 65,5%. Peta sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah dan rencana pengembangannya diperlihatkan pada Gambar B3.1. Sedangkan Rincian data pembangkitan, kemampuan mesin dan beban puncak tertinggi sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah dapat dilihat pada Tabel B3.1.



Gambar B3.1. Peta kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah

Tabel B3.1. Sistem Kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah 2013

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Barito	- PLTD	- BBM	- PLN	75,3	59,1	56,0
2	Sistem Sampit	- PLTD	- BBM	- PLN	33,8	33,0	27,8
3	Sistem Pangkalan Bun	- PLTU - PLTD	- Batubara - BBM	- IPP - PLN	39,0	29,6	24,1
4	Sistem Buntok	- PLTD	- BBM	- PLN	12,6	11,5	8,9
5	Sistem Muara Teweh	- PLTD	- BBM	- PLN	10,1	8,8	7,1
6	Sistem Kuala Pambuang	- PLTD	- BBM	- PLN	4,1	3,4	2,7
7	Sistem Nanga Bulik	- PLTD	- BBM	- PLN	4,3	3,9	3,1
8	Sistem Kuala Kurun	- PLTD	- BBM	- PLN	3,0	3,0	2,6
9	Sistem Puruk Cahu	- PLTD	- BBM	- PLN	5,5	4,8	3,3
10	Sistem Sukamara	- PLTD	- BBM	- PLN	3,4	2,5	2,1
11	UL D (56 Lokasi tersebar)	- PLTD	- BBM	- PLN	20,3	14,9	11,1
Total					211,4	174,4	148,6

B3.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Ekonomi Provinsi Kalimantan Tengah dalam lima tahun terakhir tumbuh cukup tinggi yaitu rata-rata sebesar 6,4% pertahun, masih diatas pertumbuhan ekonomi nasional. 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 elektrifikasi di Kalimantan Tengah masih cukup rendah, maka pertumbuhan kebutuhan listrik hingga 5-7 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 2013 – 2022 diberikan pada Tabel B3.2.

Tabel B3.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Tengah

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	6,9	882	992	177	430.458
2014	7,3	1.032	1.125	198	483.612
2015	7,4	1.179	1.380	240	539.382
2016	7,4	1.298	1.643	281	592.785
2017	7,4	1.424	1.776	299	647.995
2018	7,4	1.557	1.919	320	677.765
2019	7,4	1.701	2.073	343	706.011
2020	7,4	1.825	2.206	363	734.794
2021	7,4	1.939	2.329	381	761.541
2022	7,4	2.060	2.460	402	788.340
Growth	7,4	10,5%	11,0%	10,0%	8,2%

B3.3. 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 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 - Billiton 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 Table B3.3

Tabel B3.3. 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	1.613	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 B3.4 berikut.

Tabel B3.4. 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 2022 termasuk memenuhi daftar tunggu, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 759 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) storage*. Tabel B3.5 berikut menampilkan perincian pengembangan pembangkit di Kalimantan Tengah.

Tabel B3.5. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Pulang Pisau (FTP 1)	PLN	PLTU	2x60	2015
2	Bangkanai (FTP 2)	PLN	PLTG/MG	155	2015
3	Bangkanai (FTP 2)	PLN	PLTG/MG	140	2016/17
4	Kuala Pambuang	PLN	PLTU	2x3	2016
5	Sampit	PLN	PLTU	2x25	2016
6	Kalselteng 1	Swasta	PLTU	2x100	2018/19
7	Kuala Pambuang 2	Unallocated	PLTU	1x3	2017
8	Kalselteng 3	Unallocated	PLTU	2x50	2017/18
Jumlah				774	

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 2013 - 2022 transmisi 150 kV yang akan dibangun sekitar 2.588 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 319 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B3.6.

Tabel B3.6. Rencana pembangunan transmisi 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Palangkaraya	Sampit	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	346	2013
2	Kasongan	Incomer phi (Sampit - P. Raya)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	2	2013
3	Tanjung	Buntok	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	260	2014
4	Muara Teweh	Buntok	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	220	2014
5	Sampit	Pangkalan Bun	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	344	2014
6	PLTG/MG Bangkanai	Muara Teweh	150 kV	2 cct, 2 x Zebra	100	2015
7	PLTU P.Pisau	Incomer 1 phi (P. Raya -Selat)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	4	2015
8	Muara Teweh	Puruk Cahu	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	94	2015
9	Palangkaraya [New]	Incomer 1 phi (Selat - P. Raya)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	2	2015
10	Parenggean	Incomer 1 phi (Kasongan - Sampit)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	30	2015
11	Puruk Cahu	Kuala Kurun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	196	2016
12	PLTU Sampit	Sampit	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	40	2016
13	Kasongan	Kuala Kurun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	240	2016

Tabel B3.6. Rencana pembangunan transmisi 150 kV

lanjutan

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
14	GI Pangkalan Bun	GI Sukamara	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	140	2016
15	GI Nangabulik	Incomer 1-phi (P Bun-S mara)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	70	2016
16	Palangkaraya	Selat	150 kV	2 cct, Uprating ke AC3	248	2016
17	Selat	Seberang Barito	150 kV	2 cct, Uprating ke AC3	84	2016
18	GI Pangkalan Banteng	Incomer 1-phi (P Bun-Sampit)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	48	2017
19	PLTU Kalselteng 1	Kasongan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	120	2018
					2.588	

Pengembangan Gardu Induk

Seiring dengan pembangunan transmisi 150 kV juga akan dibangun gardu induk baru dan perluasan gardu induk yang telah ada. Selama periode 2013-2022 gardu induk yang akan dibangun tersebar di 21 lokasi dengan daya 790 MVA, termasuk trafo untuk perluasan.

Selain itu, untuk menjaga kestabilan sistem akibat saluran transmisi yang panjang yaitu segmen Kasongan – Sampit – Pangkalan Bun dan Tanjung – Buntok – Muara Teweh, perlu dipasang kompensator yaitu reaktor 5 MVAR di GI Sampit / GI Pangkalan Bun dan 5 MVAR di GI Muara Teweh. Dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 59.7 juta (belum termasuk biaya pembangunan reaktor dan GI pembangkit) seperti ditunjukkan pada Tabel B3.7.

Tabel B3.7. Rencana pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Palangkaraya Ext LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2013
2	Kasongan	150/20 kV	New	30	2013
3	Kasongan	150/20 kV	Ext LB	4 LB	2013
4	Sampit	150/20 kV	New	30	2013
5	Sampit Ext LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2014
6	Sampit	150/20 kV	Extension	30	2014
7	Sampit Ext LB (PLTU)	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2014
8	Buntok	150/20 kV	New	30	2015
9	Buntok Ext LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2015
10	Muara Teweh	150/20 kV	New	30	2015
11	Muara Teweh Ext LB (PLTG)	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2015
12	New Palangkaraya Ext LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2015
13	Pangkalan Bun	150/20 kV	New	60	2015
14	Parenggean	150/20 kV	New	30	2015
15	New Palangkaraya	150/20 kV	New	60	2015
16	Puruk Cahu	150/20 kV	New	30	2015
17	Kuala Kurun	150/20 kV	New	30	2016
18	Pangkalan Banteng	150/20 kV	New	30	2016
19	Sukamara	150/20 kV	New	20	2017

Tabel B3.7. Rencana pengembangan GI

lanjutan

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
20	Nangabulik	150/20 kV	New	20	2017
21	Seberang Barito	150/20 kV	Extension	30	2018
22	Kasongan	150/20 kV	Extension	30	2018
23	Sampit	150/20 kV	Extension	60	2018
24	Asam-asam	150/20 kV	Extension	30	2020
25	Palangkaraya	150/20 kV	Extension	60	2020
26	Pangkalan Bun	150/20 kV	Extension	60	2020
27	Selat	150/20 kV	Extension	30	2021
28	Batulicin	150/20 kV	Extension	60	2021
Jumlah				790	

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 2013 - 2022 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 9.539 kms JTM, 5.334 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 462 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel B3.8. Untuk meningkatkan rasio elektrifikasi dan melayani pelanggan lebih banyak setelah pembangkit sudah cukup, khusus pada tahun 2013 akan disambung sekitar 72 ribu pelanggan baru dan tahun-tahun berikutnya akan disambung rata-rata 52 ribu pelanggan.

Tabel B3.8. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	1.230	689	59	72.294
2014	1.015	568	49	57.982
2015	1.063	595	51	61.155
2016	1.034	579	50	59.322
2017	1.070	599	52	61.681
2018	1.109	621	54	64.160
2019	1.176	659	57	68.456
2020	791	441	39	44.617
2021	529	293	26	28.207
2022	523	290	26	28.018
2013 - 2022	9.539	5.334	463	545.890

B3.4. 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 akan dibangun PLTU skala kecil 2x3 MW dan pembangkit termal modular pengganti diesel (PTMPD) kapasitas 2x1,3 MW. Sedangkan untuk daerah isolated yang bebannya masih rendah, direncanakan akan dibangun beberapa PLTS komunal hybrid dengan PLTD.

B3.5. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2022 sebagaimana diperlihatkan pada Tabel B3.9.

Tabel B3.9. Ringkuman

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Energi Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	6,9	882	992	177	0	60	348	104
2014	7,3	1.032	1.125	198	0	30	824	141
2015	7,4	1.179	1.380	240	275	240	230	386
2016	7,4	1.298	1.643	281	126	60	1.018	349
2017	7,4	1.424	1.776	299	123	40	48	197
2018	7,4	1.557	1.919	320	150	120	120	299
2019	7,4	1.701	2.073	343	100	0	0	211
2020	7,4	1.825	2.206	363	0	150	0	57
2021	7,4	1.939	2.329	381	0	90	0	40
2022	7,4	2.060	2.460	402	0	0	0	38
Jumlah					774	790	2.588	1.821

LAMPIRAN B.4

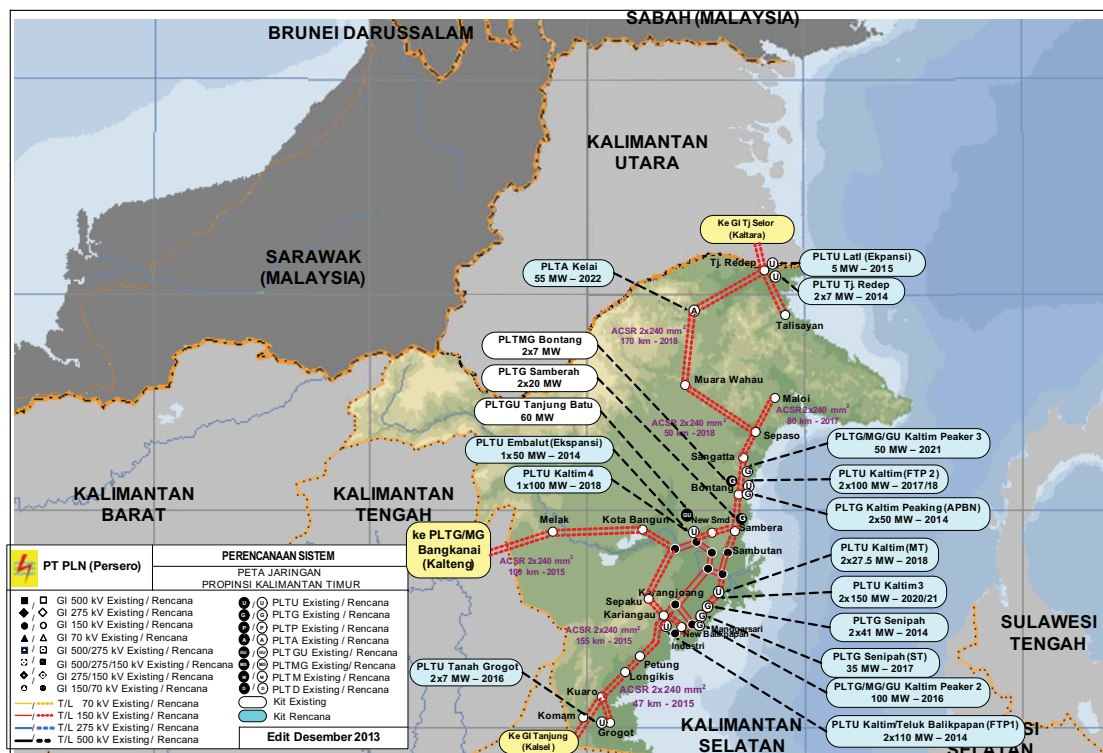
**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI KALIMANTAN TIMUR**

B4.1. Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan di Kalimantan Timur terdiri atas sistem interkoneksi 150 kV dan sistem *isolated* 20 kV. Secara keseluruhan, sistem kelistrikan ini masih didominasi oleh pembangkit-pembangkit berbahan bakar minyak, sehingga biaya pokok produksi masih tinggi. Peta kelistrikan Provinsi Kalimantan Timur secara sederhana ditunjukkan pada Gambar B4.1. Pada tahun 2012 kapasitas terpasang keseluruhan sistem adalah 599 MW, daya mampu sekitar 435 MW dan beban puncak 391 MW. Sedangkan kondisi sampai dengan bulan September 2013, daya mampu sistem Mahakam sekitar 309,5 MW dengan beban puncak 308,6 MW (termasuk *captive power*) serta beberapa sistem *isolated* 20 kV tersebar dengan beban di atas 10 MW sesuai Tabel B4.1.

Sistem kelistrikan yang paling berkembang di Kalimantan Timur adalah Sistem Mahakam, yaitu sebuah sistem interkoneksi tegangan tinggi 150 kV yang melayani kota Samarinda, Balikpapan, Tenggarong. Pertumbuhan beban di sistem ini sangat tinggi dan diperkirakan pada akhir tahun 2013 beban puncak akan mencapai 362 MW sudah termasuk *captive power* yang akan dilayani oleh PLN. Sistem Mahakam dipasok dari beberapa jenis pembangkit yaitu PLTU, PLTD, PLTGU, PLTG dan PLTMG baik milik PLN maupun IPP serta mesin sewa dan *excess power*. Kemampuan sistem ini masih sangat 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, maka sistem ini bisa mengalami defisit daya.

Sistem kelistrikan di beberapa kabupaten lainnya yaitu Kabupaten Kutai Barat (Melak), Kutai Timur (Sangatta dan Bontang), 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 Bontang dan 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 B4.1. Peta Kelistrikan di Provinsi Kaltim

Tabel B4.1. Kondisi Kelistrikan Sistem Kaltim Tahun sd. September 2013

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Mahakam	PLTU/GU/G/D	Batubara/Gas/BBM/BBM	IPP/PLN	429,0	309,5	308,6
2	Petung	PLTD/MG	BBM/Gas	PLN	25,5	16,1	15,4
3	Tanah Grogot	PLTD	BBM	PLN	17,2	15,3	14,2
4	Melak	PLTD	BBM	PLN	24,7	14,5	11,1
5	Bontang	PLTD/MG	BBM/Gas	PLN	33,4	29,1	23,8
6	Sangattta	PLTD	BBM	PLN	19,7	17,9	14,5
7	Berau	PLTU/D	Batubara/BBM	PLN	27,6	27,2	17,5
Total					577,1	429,6	405,1

Rasio elektrifikasi Provinsi Kalimantan Timur tahun 2012 mencapai 76%, sudah termasuk masyarakat yang dilistriki secara swadaya oleh perusahaan swasta dan masyarakat pengguna PLTS.

B4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Kalimantan Timur

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Kaltim dalam dua tahun terakhir sangat mengesankan yaitu mencapai 10,96% per tahun (tanpa minyak dan gas) atau rata-rata 9,68% per tahun selama 2008–2012. Kondisi ini sejalan dengan kebutuhan tenaga listrik yang tumbuh tinggi, yaitu mencapai rata-rata 9,2% per tahun. Pertumbuhan tertinggi adalah pada sektor rumah tangga (13,5% per tahun), sedangkan terendah adalah pada sektor industri (1,35% per tahun).

Dalam beberapa tahun terakhir, kondisi sistem kelistrikan di Kaltim tidak mampu mengimbangi pertumbuhan beban listrik yang begitu tinggi karena keterbatasan daya pembangkit. Akibatnya daftar tunggu terutama calon pelanggan bisnis dan industri menumpuk, membuat tambahan beban yang akan datang diperkirakan naik sangat tinggi setelah PLTU batubara beroperasi.

Mengacu pada realisasi penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir termasuk adanya daftar tunggu calon pelanggan yang cukup besar, dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2013 – 2022 ditunjukkan pada tabel B4.2. Daftar tunggu konsumen besar akan dapat dilayani setelah pembangkit-pembangkit baru skala besar yang saat ini dalam tahap konstruksi sudah beroperasi.

Tabel B4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	3,9	2.585	2.938	467	626.073
2014	4,1	3.080	3.499	555	674.347
2015	4,2	3.429	4.009	636	724.317
2016	4,2	3.759	4.396	697	776.003
2017	4,2	4.129	4.825	765	829.243
2018	4,2	4.541	5.305	840	884.211
2019	4,2	4.999	5.840	925	940.538
2020	4,2	5.508	6.434	1.018	998.595
2021	4,2	6.074	7.094	1.122	1.058.397
2022	4,2	6.702	7.827	1.238	1.119.748
Growth	4,1	12,4%	12,7%	11,9%	7,5%

B4.3. 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, sekitar 214 km dari Tenggarong dan 630 MW Boh 2 di Kabupaten Kutai Kartanegara yang perlu dilakukan studi lebih lanjut.
- Potensi tenaga air mini Hidro 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 dan PLTA. Selama periode 2013 - 2022, direncanakan tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 1.382 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada tabel B4.3 berikut. Diluar tabel tersebut, juga terdapat rencana pengembangan pembangkit energi terbarukan pada sistem dengan beban diatas 3 MW yaitu PLTS IPP On-Grid antara lain di Sistem Tanah Grogot 1,5 MW.

Tabel B4.3. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Kaltim Peaking (APBN)	PLN	PLTG	100	2013
2	Muara Jawa/Teluk Balikpapan (FTP 1)	PLN	PLTU	2x110	2014
3	Tanjung Redep	PLN	PLTU	2x7	2014
4	Senipah	Swasta	PLTG	2x41	2013
5	Embalut (Ekspansi)	Swasta	PLTU	50	2014
6	Lati (Ekspansi)	Swasta	PLTU	5	2015
7	Tanah Grogot	Swasta	PLTU	14	2016
8	Senipah (ST)	Swasta	PLTU	35	2017
9	Kaltim (FTP 2)	Swasta	PLTU	2x100	2017/18
10	Kaltim (MT)	Swasta	PLTU	2x27.5	2018
11	Kaltim Peaker 2	Unallocated	PLTG/MG/GU	100	2016
12	Kaltim Peaker 3	Unallocated	PLTG/MG/GU	50	2021
13	Kelai	Unallocated	PLTA	55	2022
14	Kaltim 4	Unallocated	PLTU	1x100	2018
15	Kaltim 3	Unallocated	PLTU	2x150	2020/21
Jumlah				1.380	

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 PLTG 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 2013 - 2022, direncanakan pengembangan jaringan transmisi 150 kV sepanjang 2.271 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 266,5 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B4.4.

Tabel B4.4. Rencana Pengembangan Transmisi di Kaltim

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Sambera	Incomer Sambutan - Bontang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	2	2013
2	PLTG Senipah	New Industri	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	90	2013
3	Kuaro	Perbatasan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	93	2014
4	Bontang	Sambutan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	180	2014
5	PLTU Teluk Balikpapan	Incomer 2 phi (Karjo - Kuaro)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 428 mm ²	16	2014
6	Karang Joang	Kuaro	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	182	2015
7	Petung	Incomer 2 phi (Karjo - Kuaro)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	46	2015
8	Tenggarong	Kota Bangun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	120	2015
9	New Samarinda	Embalut	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	32	2015
10	PLTG Senipah	Bukuan/Palaran	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	110	2015
11	GI New Balikpapan	Incomer 2 phi (Manggarsari-Industri)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	2	2015
12	PLTG Bangkanai	Melak	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	200	2015
13	New Samarinda	Sambera	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	40	2016
14	Bontang	Sangatta	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	90	2016
15	GI New Balikpapan	GI Kariangau	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	40	2016
16	Kuaro	Grogot	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	32	2016
17	Kariangau	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	50	2016
18	Sangatta	Maloi	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	160	2017
19	PLTU Kaltim 2 (FTP-2)	Bontang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	30	2017
20	Muara Wahau	Tanjung Redep	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	240	2018
21	Melak	GI Kotabangun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	268	2018
22	Muara Wahau	Sangatta	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	100	2018
23	PLTU Kaltim 3	Incomer 2 pi (Senipah-Palaran/Bukuan)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	8	2020
24	Tenggarong/Bukit Biru	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	70	2021
25	Tanjung Redep	Talisayan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	70	2022
Jumlah					2.271	

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 2013 - 2022 tersebar di 20 lokasi termasuk untuk perluasannya, dengan kapasitas total 1.930 MVA dan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 108,6 juta namun belum termasuk kebutuhan investasi untuk gardu induk pembangkit, seperti diperlihatkan pada Tabel B4.5.

Tabel B4.5. Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Bontang	150/20 kV	New	30	2013
2	Sambera (4 LB)	150/20 kV	New	60	2014
3	Bukuan/Palaran	150/20 kV	Extension	60	2014
4	Kuaro / Tanah Grogot	150/20 kV	New (4 LB)	30	2014
5	Tengkawang	150/20 kV	Extension	60	2014
6	Karang Joang/Giri Rejo Ext LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2014
7	Sambutan	150/20 kV	Extension	60	2014
8	Kariangau	150/20 kV	New	60	2014
9	Industri/Gunung Malang	150/20 kV	Uprating	60	2014
10	Sei Kleidang/Harapan Baru	150/20 kV	Uprating	60	2014
11	Tenggarong/Bukit Biru	150/20 kV	Extension	30	2014
12	New Industri	150/20 kV	New	60	2014
13	Kotabangun	150/20 kV	New	20	2014
14	Senipah	150/20 kV	New	30	2014
15	Batakan/Manggarsari	150/20 kV	Uprating	60	2014
16	Petung	150/20 kV	New	30	2015
17	Bontang	150/20 kV	Extension	60	2015
18	New Balikpapan	150/20 kV	New	60	2015
19	New Samarinda	150/20 kV	New	60	2015
20	Melak	150/20 kV	New	30	2015
21	Sangatta	150/20 kV	New	30	2015
22	Tana Paser (Grogot)	150/20 kV	New	30	2015
23	Komam (Batu Sopang)	150/20 kV	New	30	2015
24	Longikis	150/20 kV	New	30	2015
25	Berau/Tj Redep	150/20 kV	New	30	2015
26	Semoi-Sepaku	150/20 kV	New	30	2015
27	Bontang Ext LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2016
28	Petung	150/20 kV	Extension	30	2016
29	Maloy	150/20 kV	New	30	2017
30	Karang Joang/Giri Rejo	150/20 kV	Uprating	60	2017
31	Sangatta	150/20 kV	Extension	60	2017
32	Berau/Tj Redep	150/20 kV	Extension	30	2017
33	Sanga-Sanga	150/20 kV	New	30	2017
34	Sepaso	150/20 kV	New	30	2018
35	Muara Wahau	150/20 kV	New	30	2018

Tabel B4.5. Pengembangan GI

lanjutan

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
36	Sambutan Ext LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2018
37	New Samarinda	150/20 kV	Extension	60	2018
38	Tenggarong / Bukit Biru	150/20 kV	Extension	30	2018
39	Kembang Janggut	150/20 kV	New	30	2018
40	Muara Bengkal	150/20 kV	New	30	2019
41	New Balikpapan	150/20 kV	Extension	60	2019
42	Melak	150/20 kV	Extension	30	2021
43	Tana Paser (Grogot)	150/20 kV	Extension	30	2021
44	Sambutan	150/20 kV	Extension	60	2021
45	Batakan/Manggarsari	150/20 kV	Extension	60	2022
46	Talisayan	150/20 kV	New	30	2022
47	Karang Joang/Giri Rejo	150/20 kV	Extension	60	2022
Jumlah				1.880	

Pengembangan Distribusi

Rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan selama kurun waktu 2013 - 2022 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel B4.6, untuk mendukung rencana penambahan pelanggan baru rata-rata 54.098 sambungan per tahun. Jaringan distribusi yang akan dibangun meliputi JTM sepanjang 22.832 kms, JTR sekitar 27.324 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 1.965 MVA.

Tabel B4.6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	1.699	2.646	261	47.302
2014	2.104	3.248	251	48.274
2015	1.654	1.995	191	49.970
2016	1.537	1.797	152	51.687
2017	1.989	2.297	159	53.240
2018	1.872	2.128	170	54.969
2019	2.456	2.746	187	56.327
2020	2.852	3.134	198	58.056
2021	3.285	3.612	188	59.802
2022	3.384	3.722	208	61.351
2013 - 2022	22.832	27.324	1.965	540.977

B4.4. 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 Sarawak, 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 skala kecil dan perlu dilakukan studi lebih lanjut. Selain itu PLN akan melakukan kerjasama dengan pemerintah daerah dan satuan kerja listrik perdesaan untuk membangun PLTMH dan PLTS.

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.

B.4.5. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 adalah sebagaimana terdapat dalam Tabel B4.7.

Tabel B4.7. Rangkuman

Tahun	Energi Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	2.585	2.938	467	182	30	92	228
2014	3.080	3.499	555	284	650	289	584
2015	3.429	4.009	636	5	420	692	193
2016	3.759	4.396	697	114	30	252	199
2017	4.129	4.825	765	135	210	190	465
2018	4.541	5.305	840	255	180	608	552
2019	4.999	5.840	925	0	90	0	102
2020	5.508	6.434	1.018	150	0	8	321
2021	6.074	7.094	1.122	200	120	70	382
2022	6.702	7.827	1.238	55	150	70	226
Jumlah				1.380	1.880	2.271	3.251

LAMPIRAN B.5

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI KALIMANTAN UTARA**

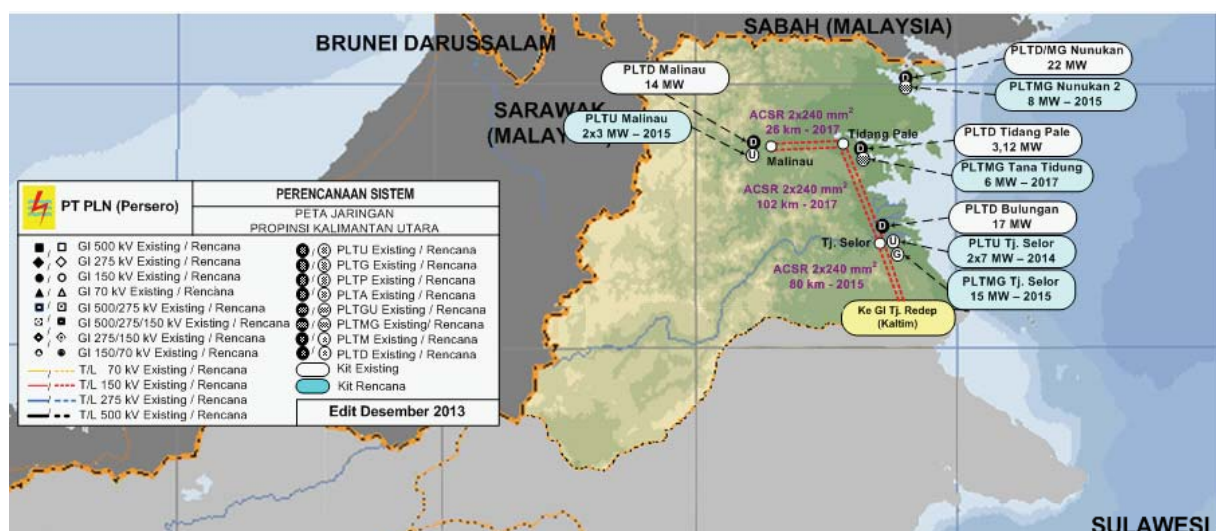
B5.1. Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sesuai dengan Undang-Undang No. 20 Tahun 2012 yang menyatakan bahwa per tanggal 16 November 2012 Provinsi Kalimantan Utara secara resmi telah 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 ke depan 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 2013, kapasitas terpasang pembangkit dengan beban di atas 1 MW adalah 64,3 MW, daya mampu sekitar 42,9 MW dan beban 25,2 MW sesuai Tabel B5.1. Pada umumnya sistem kelistrikan di Kalimantan Utara dalam kondisi terbatas kecuali Nunukan karena sudah ada tambahan PLTMG berbahan bakar 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 2013 beban puncak akan mencapai sekitar 25,6 MW.



Gambar B5.1. Peta Kelistrikan di Provinsi Kalimantan Utara

Tabel B5.1. Kondisi Kelistrikan Sistem Kalimantan Utara Tahun 2013

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Bulungan	PLTD	BBM	PLN	16,6	10,1	7,8
2	Nunukan	PLTD/MG	BBM/Gas	PLN	21,5	15,7	6,5
3	Malinau	PLTD	BBM	PLN	13,9	7,8	6,1
4	Tidung Pale	PLTD	BBM	PLN	3,1	2,7	1,3
5	Bunyu	PLTMG/D	Gas/BBM	PLN	4,0	3,5	1,3
6	Sebatik	PLTD/S	BBM/Surya	PLN	5,2	3,2	2,3
Total					64,3	42,9	25,2

Rasio elektrifikasi Provinsi Kalimantan Utara tahun 2012 mencapai 67,42% (Tanpa Tarakan), sudah termasuk masyarakat yang dilistriki secara swadaya oleh perusahaan swasta dan masyarakat pengguna PLTS.

B5.2. 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 7,12% per tahun (tanpa minyak dan gas) atau rata-rata 8,06% per tahun selama 2008 – 2012. Kondisi ini sejalan dengan kebutuhan tenaga listrik yang tumbuh tinggi², 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, penambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2013 – 2022 ditunjukkan pada Tabel B5.2.

Tabel B5.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	3,9	137,5	153,5	25,6	47.176
2014	4,1	162,1	180,9	30,2	50.814
2015	4,2	188,5	213,1	35,5	54.579
2016	4,2	210,8	235,4	39,2	58.474
2017	4,2	231,5	261,8	43,6	62.486
2018	4,2	254,6	287,9	47,9	66.628
2019	4,2	280,3	316,9	52,7	70.872
2020	4,2	308,9	349,2	58,0	75.247
2021	4,2	340,6	385,0	64,0	79.753
2022	4,2	375,8	424,8	70,5	84.376
Growth	4,1	11,86%	12,02%	11,97%	6,67%

B5.4 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 penduduk.

Potensi Energi Primer

Kalimantan Utara merupakan salah satu lumbung energi nasional yaitu sebagai daerah penghasil batubara

² Tidak termasuk Tarakan

dalam jumlah cukup besar, juga minyak dan gas bumi. Berdasarkan informasi dari Pemprov Kalimantan Utara, sumber energi primer yang ada meliputi :

- Potensi batubara mencapai 1.607,3 juta ton.
- Gas alam di lapangan South Sebuku blok Simenggaris sebesar 25 MSCF, juga di lapangan Bangkudulis sebesar 18 mmscf. Rencana Pemerintah, pasokan gas alam untuk kelistrikan akan ditingkatkan dari 7,65 TSCF menjadi 7,9 TSCF.
- Potensi tenaga air yang sangat besar adalah 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 berada 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 PLTG/MG. Selama periode 2013 - 2022, direncanakan tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 49 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B5.3. Diluar tabel tersebut, juga terdapat rencana pengembangan pembangkit energi terbarukan pada sistem berbeban diatas 3 MW diantaranya PLTS IPP On-Grid (1 MW) di Sistem Tanjung Selor.

Untuk mendukung percepatan pembangunan 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 membeli kelebihan daya dari PLTA tersebut untuk melayani kebutuhan listrik di Kalimantan Utara sesuai kebutuhan.

Tabel B5.3. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Nunukan	PLN	PLTMG	8	2013
2	Tanjung Selor	PLN	PLTU	2x7	2014
3	Malinau	PLN	PLTU	2x3	2015
4	Tanjung Selor	Unallocated	PLTMG	15	2015
5	Tana Tidung	Unallocated	PLTMG	6	2017
Jumlah				49	

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.

Memperhatikan beban sistem kelistrikan di Kalimantan Utara yang 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.

Selama periode 2013 – 2022, direncanakan pengembangan jaringan transmisi 150 kV sepanjang 416 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 51 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B5.4.

Tabel B5.4. Rencana Pengembangan Transmisi di Kaltara

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Tanjung Redep	Tanjung Selor	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	160	2015
2	Tanjung Selor	Tidang Pale	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	204	2017
3	Tidang Pale	Malinau	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	52	2017
					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 2013 – 2022 tersebar di 3 lokasi termasuk untuk perluasannya, dengan kapasitas total 80 MVA dan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 7,62 juta namun belum termasuk kebutuhan investasi untuk gardu induk pembangkit, diperlihatkan pada Tabel B5.5.

Tabel B5.5. Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Bulungan/Tj Selor	150/20 kV	New	30	2015
2	Tidang Pale/Tana Tidung	150/20 kV	New	20	2017
3	Malinau	150/20 kV	New	30	2017
				80	

Pengembangan Distribusi

Rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan selama kurun waktu 2013 – 2022 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel B5.6, untuk mendukung rencana penambahan pelanggan baru rata-rata 4.076 sambungan per tahun. Jaringan distribusi yang akan dibangun meliputi JTM sepanjang 1.266 kms, JTR sekitar 1.012 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 148 MVA.

Tabel B5.6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	88	92	20	3.564
2014	113	117	19	3.638
2015	91	74	14	3.765
2016	86	67	11	3.895
2017	112	87	12	4.012
2018	105	80	13	4.142
2019	138	104	14	4.244
2020	160	118	15	4.375
2021	184	135	14	4.506
2022	190	138	16	4.623
2013 – 2022	1.266	1.012	148	40.764

B5.4. 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). PLTS juga direncanakan dibangun melalui kerjasama 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 kedua 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.

B5.5. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 adalah sebagaimana terdapat dalam tabel B5.7

Tabel B5.7. Ringkuman

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Energi Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	3,9	138	153	26	8	0	0	10
2014	4,1	162	181	30	14	0	0	35
2015	4,2	188	213	36	21	30	160	51
2016	4,2	211	235	39	0	0	0	4
2017	4,2	232	262	44	6	50	256	45
2018	4,2	255	288	48	0	0	0	4
2019	4,2	280	317	53	0	0	0	5
2020	4,2	309	349	58	0	0	0	6
2021	4,2	341	385	64	0	0	0	7
2022	4,2	376	425	71	0	0	0	7
Jumlah					49	80	416	172

LAMPIRAN B.6

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SULAWESI UTARA**

B6.1. 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 yang disebut Sistem Sulawesi Bagian Utara (*Sulbagut*). Sistem Minahasa sendiri 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 dan Marore.

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.

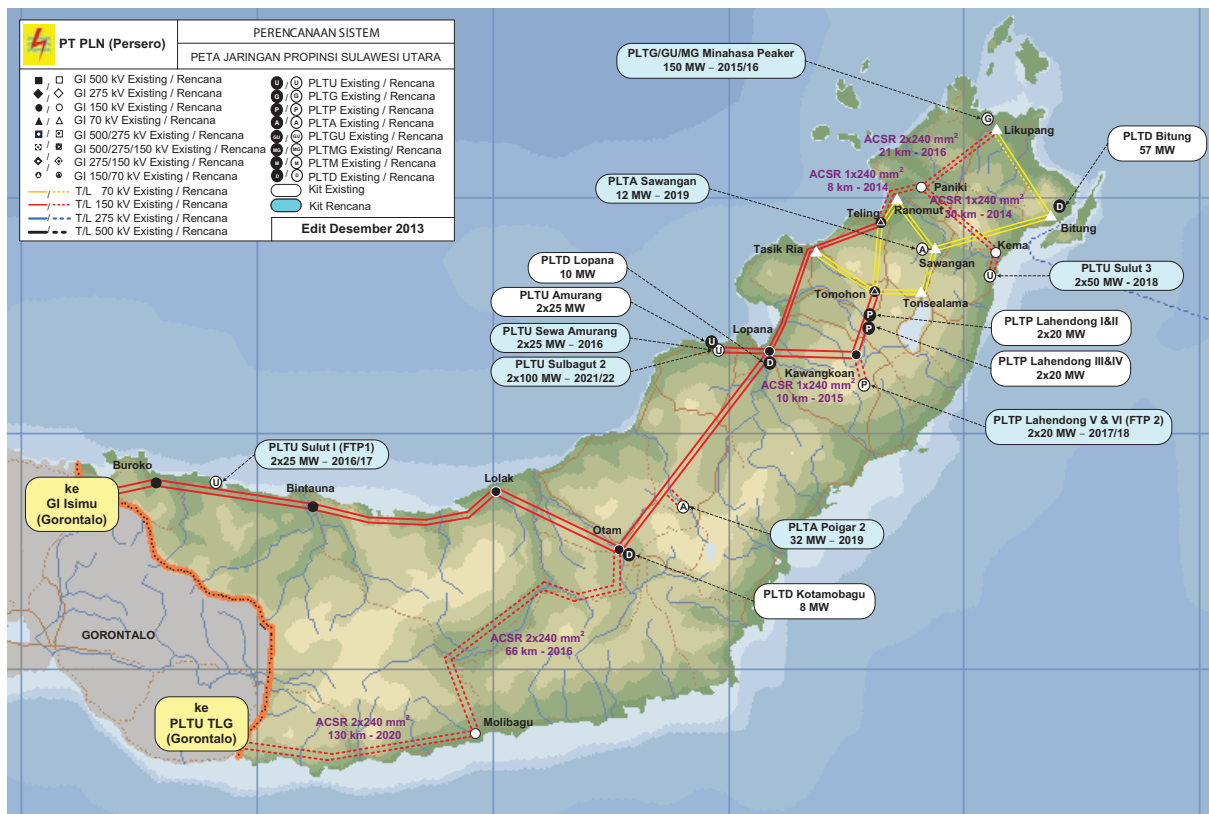
Sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Utara saat ini dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTP, PLTU, PLTA/M dan PLTD HSD dengan total kapasitas terpasang sebesar 374,7 MW dengan komposisi pembangkit PLTD HSD sebesar 49% diikuti PLTP 21%, PLTA/M 16% dan PLTU 13%.

Kemampuan Sistem Sulbagut saat ini adalah sekitar 360 MW, meliputi daya mampu pembangkit di Sulawesi Utara sebesar 305 MW dan di Gorontalo sebesar 55 MW. Sementara beban puncak Sistem Sulbagut sudah mencapai 292 MW. Namun melihat keterbatasan uap panas bumi PLTP Lahendong dan variasi musim sehingga kemampuan PLTA menurun, daya mampu pasok ke Sistem Sulbagut hanya sekitar 320 MW. Dengan demikian, Sistem Sulbagut dalam kondisi sangat terbatas karena hanya tersedia cadangan sekitar 30 MW atau 10% (dibawah cadangan yang wajar).

Tabel B6.1 berikut adalah rincian pembangkit *existing* di Provinsi Sulawesi Utara. Peta sistem kelistrikan *existing* sub Sistem Minahasa (bagian dari Sistem Sulbagut) dan rencana pengembangannya ditampilkan pada Gambar B6.1.

Tabel B6.1. 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	152,3	122,0	228,6
		PLTP	Panas bumi	PLN	80,0	80,0	
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	58,4	53,8	
		PLTU	Batubara	PLN	50,0	50,0	
2	Sistem Grid 20 kV						
	1. Tahuna	PLTD	BBM	PLN	9,4	7,0	6,5
		PLTA/M	Air	PLN	1,0	1,0	
	2. Talaud	PLTD	BBM	PLN	6,8	4,8	2,8
	3. Siau/Ondong	PLTD	BBM	PLN	6,5	3,5	2,6
	4. Lirung	PLTD	BBM	PLN	2,5	1,4	1,1
	5. Tagulandang	PLTD	BBM	PLN	2,3	1,3	1,1
	6. Isolated tersebar daerah Tahuna	PLTD	BBM	PLN	2,1	1,6	1,0
	7. Isolated tersebar daerah Manado	PLTD	BBM	PLN	3,5	2,4	2,0
Total					374,7	328,8	245,8



Gambar B6.1. Peta Kelistrikan di Provinsi Sulawesi Utara

B6.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Utara dalam beberapa tahun terakhir cukup tinggi pada kisaran 7,5% per tahun. Berdasarkan sumbangannya sektor PHR (Perdagangan, Hotel dan Restoran) masih menjadi pendorong utama pertumbuhan ekonomi diikuti oleh sektor bangunan dan 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 dan sektor pengangkutan dan komunikasi.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir rata-rata mencapai 10,8% per tahun. Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor bisnis dengan pertumbuhan dalam 5 tahun terakhir mencapai 16,8% 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 elektrifikasi, proyeksi kebutuhan listrik 2013 – 2022 diperlihatkan pada Tabel B6.2.

Tabel B6.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Utara

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	8,2	1.247	1.483	262	520.836
2014	8,5	1.418	1.669	293	569.836
2015	8,7	1.549	1.806	316	594.440
2016	8,7	1.704	1.969	343	616.506
2017	8,7	1.873	2.147	372	637.792
2018	8,7	2.053	2.348	405	656.356
2019	8,7	2.249	2.566	440	673.058
2020	8,7	2.462	2.803	479	688.814
2021	8,7	2.688	3.054	519	700.608
2022	8,7	2.935	3.327	563	711.324
Growth	8,6	10,5%	9,7%	9,1%	4,1%

B6.3. 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 adalah sebesar 80 MW diantaranya yaitu PLTP Lahendong unit 1, 2, 3 dan 4. Sedangkan sumber energi terbarukan yang berpotensi untuk dikembangkan dapat dilihat pada Tabel B6.3.

Tabel B6.3. Potensi Energi Primer di Sulawesi Utara

Potensi Tenaga Air

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	Tangangah/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

Tabel B6.3. Potensi Energi Primer di Sulawesi Utara

lanjutan

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Interkoneksi ke Sistem	Jarak kit ke Sistem	Status
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	Ulupeliang 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
Jumlah Potensi Panas Bumi			440			

Beberapa potensi tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA dan terdapat di kawasan tersebut adalah Poigar II (30 MW), Poigar III (20 MW), namun masih terkendala oleh peraturan tentang kehutanan. Kendala lain 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.

Untuk daerah Pulau-Pulau, sumber energi primer yang tersedia adalah tenaga angin dan radiasi matahari. Karakteristik tenaga angin yang tidak kontinu dan radiasi matahari yang efektifitasnya rendah, memerlukan penerapan PLTS maupun dan pembangkit tenaga angin (PLTBayu) dengan desain khusus, yaitu menggunakan sistem *hybrid* dengan PLTD *existing*.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2022 direncanakan tambahan 18 unit pembangkit baru dengan kapasitas total 733,3 MW. Jenis pembangkit yang akan dibangun meliputi PLTU, PLTG/GU/MG, PLTA, PLTP dan PTMPD. Tabel B6.4 berikut menampilkan rincian rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Utara.

Tabel B6.4. Pengembangan Pembangkit di Sulawesi Utara

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Talaud	PLN	PLTU	2x3	2015/16
2	Minahasa Peaker	PLN	PLTG/MG/GU	150	2016
3	Sulut 1 (FTP 1)	PLN	PLTU	2x25	2016/17
4	Kotamobagu 1, 2 (FTP 2)	PLN	PLTP	2x20	2022
5	Kotamobagu 3, 4 (FTP 2)	PLN	PLTP	2x20	2022
6	Amurang	Sewa	XPLTU	2x25	2016
7	Duminanga	Swasta	PLTM	1x3.5	2017
8	Lahendong V (FTP 2)	Swasta	PLTP	20	2017
9	Lahendong VI (FTP 2)	Swasta	PLTP	20	2018
10	Sawangan	Unallocated	PLTA	12	2019

Tabel B6.4. Pengembangan Pembangkit di Sulawesi Utara

lanjutan

No	Proyek	Asumsi Pengembangan	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
11	Poigar 2	Unallocated	PLTA	30	2019
12	Sulbagut 2	Unallocated	PLTU	2x100	2021/22
13	Tahuna	Unallocated	PTMPD	2x3.5	2016/17
14	Talaud	Unallocated	PTMPD	2x1.2	2016/17
15	Siau	Unallocated	PTMPD	2x1.2	2016/17
16	Sulut 3	Unallocated	PLTU	2x50	2018
	Jumlah			733,3	

Selain rencana pengembangan pembangkit pada daftar tersebut diatas, juga direncanakan pengembangan pembangkit skala kecil yang berbasis energi terbarukan seperti PLTS jenis terkonsentrasi/komunal.

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 70 kV. Berdasarkan proyeksi beban dan kondisi geografis di Sulawesi Utara, sampai dengan tahun 2022 jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV yang akan dibangun sepanjang 626 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 69,2 juta seperti ditampilkan pada Tabel B6.5.

Tabel B6.5. Pembangunan Transmisi 150 kV dan 70 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Lopana	Teling (GIS)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	96	2014
2	Likupang	Bitung	70 kV	1 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	32	2014
3	Teling (GIS)	Ranomut Baru (Paniki)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	16	2014
4	Ranomut Baru (Paniki)	Tanjung Merah (Kema)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	60	2014
5	PLTU Sulut 1 (FTP1)	Incomer double phi (Lolak - Buroko)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	10	2016
6	Otam	Molibagu	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	132	2016
7	PLTG/MG Minahasa	Likupang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	1	2016
8	Likupang	Paniki	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	42	2016
9	PLTP Lahendong V & VI	Kawangkoan	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	10	2016
10	PLTU Sulut 3	Tanjung Merah (Kema)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	20	2017
11	PLTA Sawangan	Sawangan	70 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	1	2018
12	GI Molibagu	PLTU TLG	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	206	2020
13	PLTP Kotamobagu	Otam	151 kV	3 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	32	2022
Jumlah					658	

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Rencana pengembangan transmisi dan GI sampai dengan tahun 2022 dapat dilihat pada Tabel B6.6. GI 150 kV tersebar di 17 lokasi dan GI 70 kV tersebar di 4 lokasi. Total kapasitas penambahan travo adalah sebesar 810 MVK. Dana investasi yang dibutuhkan sekitar USD 44.0 juta sebagaimana ditunjukkan pada Tabel B6.6.

Tabel B6.6. Pengembangan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Tomohon (IBT)	150/70 kV	Extension	60	2013
2	Sawangan	70/20 kV	Extension	30	2013
3	Bitung	70/20 kV	Extension	30	2013
4	Teling (GIS)	150/20 kV	New	30	2014
5	Kema/Tanjung Merah	150/20 kV	New	30	2014
6	Paniki	150/20 kV	New	30	2014
7	Teling (IBT)	150/70 kV	Extension	60	2014
8	Kawangkoan	150/20 kV	Extension	30	2014
9	Lopana	150/20 kV	Extension	30	2015
10	Bintauna (Town Feeder)	150/20 kV	New	10	2016
11	Paniki	150/20 kV	Extension	60	2016
12	Tomohon	70/20 kV	Extension	30	2016
13	Otam	150/20 kV	Extension	30	2016
14	Molibagu	150/20 kV	New	20	2016
15	Teling (GIS)	150/20 kV	Extension	60	2016
16	Likupang (IBT)	150/70 kV	New	60	2016
17	Tasik Ria	70/20 kV	Extension	30	2016
18	Tonsealama	70/20 kV	Uprating	30	2017
19	Kema/Tanjung Merah	150/20 kV	Extension	60	2018
20	Otam	150/20 kV	Extension	30	2020
21	Teling (GIS)	150/20 kV	Extension	60	2021
Jumlah				810	

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Sulawesi Utara dimaksudkan untuk memenuhi rencana tambahan pelanggan baru sekitar 233 ribu sambungan sampai dengan tahun 2022 atau rata-rata 23.399 sambungan per tahun. 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 2013 – 2022 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 1.489 kms JTM, 2.114 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 739 MVA. Rincian pengembangan distribusi ditampilkan pada tabel B6.7.

Tabel B6.7. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	175	198	57	43.500
2014	191	284	66	49.000
2015	109	163	65	24.604
2016	113	168	66	22.066
2017	160	242	71	21.286
2018	152	231	72	18.563
2019	143	215	75	16.702
2020	155	216	78	15.757
2021	143	194	77	11.794
2022	149	203	113	10.717
2013 – 2022	1.489	2.114	739	233.988

B6.4 Sistem Kelistrikan di Kepulauan

Gugusan kepulauan di Sulawesi Utara merupakan bagian dari Sabuk Wallacea dimana 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 telah ada akan ditingkatkan dengan membangun PLTU Talaut dan pusat listrik tenaga surya (PLTS) dengan sistem *hybrid* (PLTS-PLTD). Saat ini PLTS sudah beroperasi di Pulau Miangas, Pulau Marore dan Pulau Marampit dengan total kapasitas 3 MWp.

B6.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 adalah seperti pada Tabel B6.8.

Tabel B6.8. Rangkuman

Tahun	Energi Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	1.247	1.483	262	0	120	0	19
2014	1.418	1.669	293	0	180	204	47
2015	1.549	1.806	316	4	30	0	21
2016	1.704	1.969	343	234	300	195	232
2017	1.873	2.147	372	54	30	20	149
2018	2.053	2.348	405	120	60	1	221
2019	2.249	2.566	440	42	0	0	76
2020	2.462	2.803	479	0	30	206	40
2021	2.688	3.054	519	100	60	0	154
2022	2.935	3.327	563	180	0	0	267
Jumlah				734	810	626	1.227

LAMPIRAN B.7

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SULAWESI TENGAH**

B7.1. Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem ketenagalistrikan di Provinsi Sulawesi Tengah secara umum terdiri dari sistem interkoneksi 70 kV dan sistem kelistrikan 20 kV. Sistem interkoneksi 70 kV saat ini terdapat pada Sistem Palu yang menghubungkan pusat-pusat pembangkit di Sistem Palu melalui dua gardu induk yaitu GI Talise dan GI Parigi. Sistem interkoneksi 70 kV Palu melayani Kota Palu sebagai ibukota Provinsi, Kabupaten Donggala, Kabupaten Sigi dan sebagian Kabupaten Parigi Moutong.

Untuk sistem kelistrikan yang dipasok melalui jaringan 20 kV meliputi sistem Poso, sistem Tentena, sistem Kolonedale, Sistem Bungku, Sistem Luwuk – Toili, Sistem Ampana – Bunta, Sistem Toli-toli, Sistem Moutong-Kotaraya, Sistem Leok, Sistem Bangkir, dan beberapa Sistem *isolated* tersebar lainnya.

Sampai dengan Triwulan III tahun 2013 sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Tengah dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTU, PLTD dan PLTA/M dengan total kapasitas terpasang sebesar 266 MW dengan komposisi pembangkit masih didominasi oleh PLTD berbahan bakar HSD sebesar 215 MW atau 80% dari total kapasitas pembangkit diikuti oleh PLTU sebesar 27 MW. Sedangkan pembangkit hydro meliputi PLTM sebesar 14,8 MW dan suplai PLTA Poso sebesar 10 MW. Belum maksimalnya evakuasi daya dari PLTA Poso ke Sistem Palu disebabkan oleh belum selesainya pembangunan jaringan Transmisi 150 kV Poso-Palu dan IBT 275/150 kV di Tentena. PLTA Poso saat ini praktis hanya memasok Sistem Poso dan Sistem Tentena dengan memanfaatkan trafo 11/20 kV - 12,5 MVA yang berada di PLTA Poso.

Tabel B7.1 berikut adalah rincian pembangkit *existing* di Provinsi Sulawesi Tengah, sedangkan Gambar B7.1 memperlihatkan peta sistem kelistrikan *existing* Sulawesi Tengah dan rencana pengembangannya.

Tabel B7.1. Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Tengah

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Interkoneksi 150/70 kV						
	1.Sistem Palu-Parigi	PLTD	BBM	PLN	102,7	73,5	85,8
		PLTU	Batubara	IPP	27,0	27,0	
2	Sistem Grid 20 kV						
	1. Poso	PLTD	BBM	PLN	7,7	5,9	9,1
		PLTA/M	Air	PLN	7,6	7,6	
	2. Tentena	PLTD	BBM	PLN	4,1	0,9	4,8
		PLTA/M	Air	Swasta	5,0	5,0	
	3. Luwuk-Toili	PLTD	BBM	PLN	19,5	13,2	17,8
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	5,4	5,4	
	4. Ampana-Bunta	PLTD	BBM	PLN	7,9	5,1	7,0
		PLTA/M	Air	PLN	3,3	3,3	
	5. Toli-toli	PLTD	BBM	PLN	12,7	7,2	8,1
		PLTA/M	Air	PLN	1,6	1,6	
	6. Moutong - Kotaraya	PLTD	BBM	PLN	12,3	6,3	6,3
		PLTA/M	Air	PLN	2,0	1,0	
	7. Kolonedale	PLTD	BBM	PLN	6,8	5,4	4,6
	8. Bungku	PLTD	BBM	PLN	7,3	4,9	2,5
	9. Banggai	PLTD	BBM	PLN	3,3	2,0	1,7
	10.Leok	PLTD	BBM	PLN	8,4	5,4	4,1
	11. Bangkir	PLTD	BBM	PLN	5,0	2,8	1,7

Tabel B7.1. Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Tengah

lanjutan

No.	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
	12.Isolated Tersebar Area Palu	PLTD	BBM	PLN	4,8	2,9	2,2
	13.Isolated Tersebar Area Luwuk	PLTD	BBM	PLN	9,5	6,7	5,5
	14.Isolated Tersebar Area Toli-Toli	PLTD	BBM	PLN	2,9	1,7	1,5
	Total				266,7	194,6	162,7



Gambar B7.1. Sistem Kelistrikan di Sulawesi Tengah

B7.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulawesi Tengah

Dengan penerapan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) di Kota Palu, maka ke depan perekonomian Sulawesi Tengah dipastikan akan meningkat. Hampir seluruh sektor ekonomi akan tumbuh ke arah yang positif. Agar KEK dapat berjalan baik, maka pasokan listrik perlu diperkuat guna mendukung program Pemerintah tersebut. Beberapa proyek komoditas KEK Palu diantaranya *smelter* nikel, pengolahan kakao, pengolahan karet, pengolahan rumput laut, perakitan alat berat, dan pengolahan akhir produk elektrik.

Memperhatikan data penjualan tenaga listrik dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2013 – 2022 diberikan pada Tabel B7.2.

Tabel B7.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	9,6	787	885	177	445.194
2014	10,1	892	1.001	199	483.394
2015	10,2	1.001	1.122	221	512.794
2016	10,2	1.115	1.248	244	540.770
2017	10,2	1.239	1.384	269	568.009
2018	10,2	1.373	1.530	295	594.458
2019	10,2	1.518	1.689	323	620.063
2020	10,2	1.678	1.862	354	645.658
2021	10,2	1.847	2.046	385	668.524
2022	10,2	2.033	2.247	420	691.273
Growth	10,1	11,5%	11,3%	10,4%	5,7%

B7.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Sulawesi Tengah dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat termasuk pola sebaran penduduknya sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Potensi ini meliputi tenaga air, gas alam dan panas bumi. Untuk panas bumi, diprediksi sebesar 380 MWe dapat dikembangkan. Namun, potensi ini sebagian masih bersifat spekulatif. Potensi tenaga air yang besar adalah DAS Poso yang dapat dikembangkan menjadi PLTA skala besar hingga 575 MW. Menurut Indonesia *Energy Outlook and Statistic* 2006 yang dibuat oleh Pengkajian Energi Universitas Indonesia, di Sulawesi Tengah juga 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. Namun demikian, terdapat tantangan dalam pengembangan PLTM karena jarak antara lokasi PLTM ke pusat beban cukup jauh. Masih menurut *Energy Outlook* tersebut, di Sulawesi Tengah 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 Luwuk. Namun yang dialokasikan untuk pembangkit listrik sekitar 25 mmscfd.

Rencana Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2022, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 531,8 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B7.3.

Pengembangan pembangkit di Sulawesi Tengah diprioritaskan menggunakan energi terbarukan utamanya PLTA, mengingat potensinya yang sangat besar. Namun demikian, mengingat Sistem Palu akan terinterkoneksi dengan Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat, maka untuk mengisi kekurangan kapasitas 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.

Tabel B7.3. Pengembangan Pembangkit Sulawesi Tengah

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Ampana	PLN	PLTU	2x3	2016
2	Buleleng (APBN)	PLN	PLTM	1,2	2016
3	Luwuk	PLN	PLTU	2x10	2016
4	Tolitoli	PLN	PLTU	3x15	2016/17
5	Sakita	Swasta	PLTM	2	2014
6	PLTM Tersebar Sulteng	Swasta	PLTM	35,2	2014/15/16/17
7	Wawopada	Swasta	PLTM	6,5	2014/15
8	Lambangan	Swasta	PLTM	3	2014/15
9	Tawaeli Ekspansi	Swasta	PLTU	2x15	2016
10	Poro Kabalo	Swasta	PLTM	2,5	2017
11	Tomasa	Swasta	PLTM	10	2017/18
12	Yaentu	Swasta	PLTM	10	2017/18
13	Marana/Masaingi (FTP 2)	Swasta	PLTP	2x10	2022
14	Bora Pulu (FTP 2)	Swasta	PLTP	55	2022
15	Sawidago 3	Unallocated	PLTM	1,6	2016
16	Luwuk Peaker	Unallocated	PLTG/MG	20	2016/18
17	Morowali	Unallocated	PLTG/MG	20	2016/18
18	Palu 3	Unallocated	PLTU	2x50	2017
19	Poso 2	Unallocated	PLTA	2x66	2021/22
20	Tolitoli	Unallocated	PTMPD	2x3.5	2015
21	Leok	Unallocated	PTMPD	2x1.2	2016
22	Banggai	Unallocated	PTMPD	2x1.2	2016/17
Jumlah				531,8	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Di Sulteng akan dikembangkan dua sistem interkoneksi yaitu sistem Palu – Parigi – Poso yang akan menyatu dengan Sistem Sulselrabar, dan Sistem Tolitoli yang akan menyatu dengan Sistem Gorontalo – Sulut. Untuk evakuasi daya dari PLTA Poso ke Palu, sedang dibangun transmisi 150 kV. Panjang saluran transmisi baru yang akan dibangun untuk kedua sistem tersebut selama periode 2013 – 2022 adalah 2.490 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 291 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B7.4.

Tabel B7.4. Pembangunan Transmisi di Sulawesi Tengah

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	PLTA Poso (Tentena)	Poso	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	80	2013
2	Palu Baru	Silae	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	50	2014
3	Palu Baru	Talise	70 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	30	2014
4	Poso	Palu Baru	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	238	2014
5	PLTU Tawaeli Ekspansi	TIP 24 (Talise-Parigi)	70 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	14	2015
6	PLTU Luwuk - GI Luwuk	Luwuk	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	60	2016
7	PLTMG Luwuk	Luwuk	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	180	2016
8	PLTU Palu 3	Palu Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	90	2016
9	Moutong	Incomer Single phi (Tolitoli-Bangkir)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	220	2016
10	Toli-toli	Leok	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	216	2016

Tabel B7.4. Pembangunan Transmisi di Sulawesi Tengah

lanjutan

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
11	Toli-toli	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	180	2016
12	Tambu	Bangkir	150 kV	1 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	200	2017
13	Poso	Ampana	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	248	2017
14	Bunta	Luwuk	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	190	2017
15	Kolonedale	Incomer single phi Poso-Ampana	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	164	2017
16	Kolonedale	Bungku	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	180	2018
17	Ampana	Bunta	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	170	2022
18	PLTP Borapulu (FTP2)	Incomer double phi (Palu Baru-Poso)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	40	2022
Jumlah					2.490	

Pengembangan Gardu Induk

Penambahan dan perluasan gardu induk untuk menyalurkan daya listrik ke pusat beban selama periode 2013 – 2022 adalah 910 MVA meliputi GI 150 kV dan 70 kV, termasuk IBT 275/150 kV. Dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 72.2 juta belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, sebagaimana diperlihatkan pada tabel B7.5.

Tabel B7.5. Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Talise	70/20 kV	Extension	30	2013
2	Palu Baru	150/20 kV	New	30	2014
3	Poso	150/20 kV	New	30	2014
4	Tentena IBT	275/150 kV	New	180	2014
5	Tentena	150/20 kV	New	10	2014
6	Silae	150/20 kV	New	30	2014
7	Silae	150/20 kV	Extension	30	2015
8	Palu Baru	150/20 kV	Extension	30	2015
9	Parigi	70/20 kV	Extension	30	2015
10	Toli-Toli	150/20 kV	New	30	2016
11	Moutong	150/20 kV	New	30	2016
12	Luwuk	150/20 kV	New	30	2016
13	Moilong	150/20 kV	New	20	2016
14	Poso	150/20 kV	Extension	30	2016
15	Bangkir	150/20 kV	New	20	2016
16	Leok/Buol	150/20 kV	New	20	2017
17	Tambu	150/20 kV	New	20	2017
18	Talise (IBT)	150/20 kV	Relokasi	30	2017
19	Ampana	150/20 kV	New	20	2017
20	Talise	70/20 kV	Extension	30	2017
21	Kolonedale	150/20 kV	New	30	2017
22	Silae	150/20 kV	Extension	60	2017
23	Luwuk	150/20 kV	Extension	30	2018
24	Tentena	150/20 kV	Extension	30	2018
25	Bunta	150/20 kV	New	20	2018

Tabel B7.5. Pengembangan GI

lanjutan

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/Extension	Kap. (MVA)	COD
26	Bungku	150/20 kV	New	30	2018
27	Palu Baru	150/20 kV	Extension	30	2021
				910	

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, juga akan dibangun jaringan distribusi untuk melayani listrik pedesaan. Sampai dengan tahun 2022, jaringan distribusi yang akan dibangun sekitar 1.227 kms JTM, 1.471 kms JTR dan 768 MVA trafo distribusi. Pengembangan sistem distribusi tersebut untuk melayani tambahan pelanggan baru sekitar 291 ribu pelanggan sampai dengan tahun 2022 atau rata-rata 29.158 pelanggan per tahun. Rincian pengembangan distribusi dapat dilihat pada Tabel B7.6.

Tabel B7.6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	130	210	34	45.500
2014	146	166	64	38.200
2015	86	97	66	29.400
2016	90	103	67	27.976
2017	133	148	73	27.239
2018	134	144	78	26.449
2019	133	143	81	25.605
2020	130	157	87	25.595
2021	120	148	88	22.866
2022	125	155	130	22.749
2013 – 2022	1.227	1.471	768	291.579

B7.4. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2022 diperlihatkan pada Tabel B7.7.

Tabel B7.7. Ringkuman

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	787	885	177	0	30	80	20
2014	892	1.001	199	8	280	318	88
2015	1.001	1.122	221	28	90	14	95
2016	1.115	1.248	244	109	160	886	319
2017	1.239	1.384	269	161	210	802	407
2018	1.373	1.530	295	20	110	180	75
2019	1.518	1.689	323	0	0	0	13
2020	1.678	1.862	354	0	0	0	14
2021	1.847	2.046	385	66	30	0	114
2022	2.033	2.247	420	141	0	210	329
Jumlah				532	910	2.490	1.473

Tabel B7.7. Rangkuman

Tahun	Energi Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	787	885	177	0	30	80	20
2014	892	1.001	199	8	280	318	88
2015	1.001	1.122	221	28	90	14	95
2016	1.115	1.248	244	109	160	886	319
2017	1.239	1.384	269	161	210	802	407
2018	1.373	1.530	295	20	110	180	75
2019	1.518	1.689	323	0	0	0	13
2020	1.678	1.862	354	0	0	0	14
2021	1.847	2.046	385	66	30	0	114
2022	2.033	2.247	420	141	0	210	329
Jumlah				532	910	2.490	1.473

LAMPIRAN B.8

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI GORONTALO**

B8.1. Kondisi Kelistrikan Saat Ini

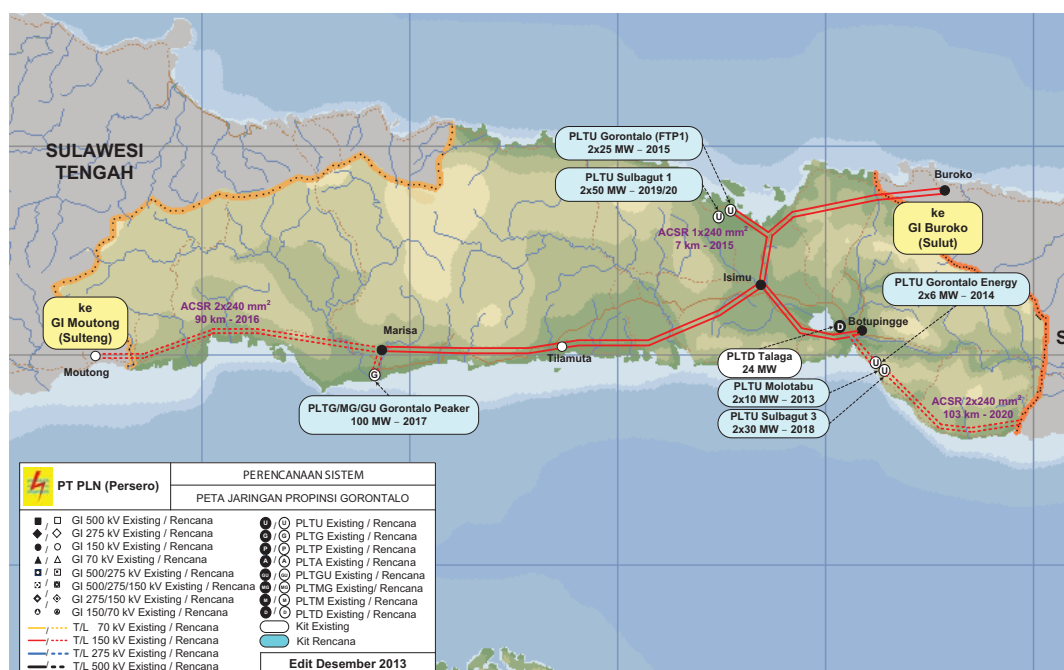
Sistem ketenagalistrikan di Provinsi Gorontalo saat ini secara keseluruhan merupakan bagian dari sistem interkoneksi 150 kV Sulbagut yaitu sistem yang menghubungkan sistem kelistrikan 150 kV dan 70 kV Minahasa di Provinsi Sulawesi Utara dengan sistem kelistrikan 150 kV Provinsi Gorontalo.

Sistem interkoneksi 150 kV Sulbagut 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. Sistem ini meliputi PLTD, PLTM dan PLTU dengan kapasitas terpasang sebesar 62.7 MW, terdiri dari PLTD HSD 49.5 MW, diikuti PLTU 10 MW dan PLTM 3.2 MW. Daya mampu pembangkit di Gorontalo saat ini sebesar 55.2 MW sedangkan beban puncak tertinggi Gorontalo yang pernah dicapai sampai dengan Triwulan III tahun 2013 adalah sebesar 64.4 MW. Kondisi ini menyebabkan adanya aliran daya dari Sulawesi Utara ke Gorontalo melalui jaringan transmisi 150 kV untuk memenuhi kebutuhan listrik di Gorontalo. Adanya tambahan PLTU IPP Molotabu unit 2 sebesar 10 MW pada awal tahun 2014 diharapkan akan menambah daya mampu sistem pembangkitan di Gorontalo dan mengurangi konsumsi BBM dari pembangkit PLTD. Tabel B8.1 berikut adalah rincian pembangkit *existing* di Provinsi Gorontalo, sedangkan gambar B8.1 adalah peta sistem kelistrikan existing Gorontalo dan rencana pengembangannya.

Tabel B8.1. 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	49,6	42,0	64,4
		PLTM	Air	PLN/IPP	3,2	3,2	
		PLTU	Batubara	IPP	10,0	10,0	
Total					62,8	55,2	64,4



Gambar B8.1. Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Gorontalo

B8.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Gorontalo

Pembangunan proyek infrastruktur termasuk fasilitas umum di Provinsi Gorontalo terus dipacu 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 di atas 7% per tahun. Hal ini menyebabkan kebutuhan pasokan listrik meningkat secara signifikan.

Memperhatikan perkembangan penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setempat, pertambahan jumlah penduduk serta target peningkatan rasio elektrifikasi, kebutuhan listrik 2013 - 2022 diperkirakan akan tumbuh seperti ditunjukkan pada Tabel B8.2.

Tabel B8.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	8,0	336	385	68	171.799
2014	8,4	380	433	76	192.299
2015	8,5	429	486	86	202.413
2016	8,5	486	546	96	211.587
2017	8,5	550	615	108	221.354
2018	8,5	624	696	121	230.115
2019	8,5	709	788	137	239.485
2020	8,5	806	894	155	247.788
2021	8,5	917	1.015	176	256.714
2022	8,5	1.044	1.154	199	264.519
Growth	8,4	13,5%	13,0%	12,8%	5,9%

B8.3. 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 potensi tenaga air skala kecil terdapat di Suwawa dan Sumalata dengan potensi total sekitar 8 MW. Sedangkan potensi panas bumi terdapat di Lobong dan Limboto sekitar 14 MW.

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/MG peaker³ untuk memenuhi kebutuhan beban puncak. Sampai dengan tahun 2022, tambahan kapasitas pembangkit yang akan dibangun sekitar 345 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada tabel B.8.3.

Mengenai rencana pengembangan tenaga air yang merupakan energi bersih terbarukan, selain dari yang sudah terdaftar dalam tabel B8.3, tetap dimungkinkan untuk dikembangkan PLTM lain selama hal itu sesuai dengan kebutuhan beban, atau dapat direncanakan sebagai pengganti pembangkit BBM sesuai peranannya dalam sistem kelistrikan.

³ Berbahan bakar gas LNG

Tabel B8.3. Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Gorontalo (FTP 1)	PLN	PLTU	2x25	2015
2	Molotabu	Swasta	PLTU	2x10	2013
3	Gorontalo Energy*	Swasta	PLTU	2x6	2014
4	Taludaa I	Swasta	PLTM	3	2015
5	Gorontalo Peaker	Unallocated	PLTG/MG/GU	100	2017
6	Sulbagut 3	Unallocated	PLTU	2x30	2018
7	Sulbagut 1	Unallocated	PLTU	2x50	2019/20
Jumlah				345	

*) Terkendala

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 230 kms dengan biaya investasi sekitar US\$ 27,2 juta sebagaimana ditampilkan pada Tabel B8.4.

Peta rencana pengembangan transmisi 150 kV sistem Gorontalo sebagaimana ditunjukkan pada Gambar B8.1.

Tabel B8.4. Pengembangan Transmisi 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	PLTU TLG (Molotabu) (IPP)	Incomer single phi Botupingge-Isimu	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	30	2014
2	Marisa	Moutong	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	180	2016
3	New PLTG (Marisa)	Marisa	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	20	2017
					230	

Pengembangan Gardu Induk

Sampai dengan tahun 2022 akan dibangun gardu induk (GI) 150 kV termasuk perluasan dan penambahan trafo tersebar di 7 lokasi dengan kapasitas keseluruhan 200 MVA dan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 14 juta belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, seperti pada tabel B8.5.

Tabel B8.5. Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
1	PLTU Gorontalo	150/20 kV	New	20	2014
2	Botupingge	150/20 kV	Extension	60	2015
3	Isimu	150/20 kV	Extension	30	2015
4	GI Gorontalo Baru	150/20 kV	New	30	2018
5	Botupingge	150/20 kV	Extension	60	2020
6	Isimu	150/20 kV	Extension	30	2020
7	Tilamuta	150/20 kV	New	30	2020
8	Marisa	150/20 kV	Extension	30	2022
				290	

Pengembangan Distribusi

Sampai dengan tahun 2022 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 114 ribu sambungan. Untuk mendukung rencana tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melistriki daerah perdesaan yaitu JTM sepanjang 687 kms, JTR sekitar 1.146 kms dan tambahan trafo distribusi sekitar 197 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B8.6.

Tabel B8.6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2013	70	117	11	22.000
2014	80	133	16	20.500
2015	47	78	16	10.114
2016	50	84	17	9.174
2017	78	130	19	9.767
2018	77	128	20	8.760
2019	75	124	22	9.371
2020	73	122	22	8.303
2021	67	112	22	8.926
2022	70	117	32	7.805
2013 - 2022	687	1.146	197	114.720

B8.4. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 adalah seperti tersebut dalam Tabel B8.7.

Tabel B8.7. Ringkuman

Tahun	Energi Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	336	385	68	20	0	0	45
2014	380	433	76	12	20	30	36
2015	429	486	86	53	90	0	104
2016	486	546	96	0	0	180	26
2017	550	615	108	100	0	20	78
2018	624	696	121	60	30	0	114
2019	709	788	137	50	0	0	81
2020	806	894	155	50	120	0	87
2021	917	1.015	176	0	0	0	5
2022	1.044	1.154	199	0	30	0	8
Jumlah				345	290	230	584

LAMPIRAN B.9

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SULAWESI SELATAN**

B9.1. Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Selatan saat ini terdiri dari sistem interkoneksi 70 kV, 150 kV dan 275 kV serta sistem *isolated* 20 kV. Sistem interkoneksi tersebut merupakan bagian dari sistem interkoneksi Sulawesi Bagian Selatan (Sulbagsel) yang dipasok dari PLTU, PLTA, PLTG/GU, PLTD dan PLTMH. Transmisi 275 kV digunakan untuk menstabilkan energi dari PLTA Poso ke Sistem Sulselbar melalui GI Palopo. Sedangkan sistem kecil *isolated* 20 kV di Pulau-Pulau seperti Selayar, dipasok dari PLTD setempat. Daya mampu pembangkit yang ada adalah 1.223 MW, sedangkan beban puncak pada tahun 2013 adalah sebesar 802 MW⁴. Jumlah gardu induk eksisting di Sulsel adalah 33 buah dengan kapasitas total 1.583 MVA. Untuk sistem kelistrikan di Pulau Selayar, sepenuhnya dilayani PLTD BBM dengan daya mampu pembangkit sekitar 5,1 MW dan beban puncak hanya 4,2 MW.

Tabel B9.1 berikut adalah rincian pembangkit *existing* di Provinsi Sulawesi Selatan, sedangkan Gambar B9.1 adalah peta sistem kelistrikan *existing* Provinsi Sulawesi Selatan dan rencana pengembangannya.

Tabel B9.1. Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Selatan

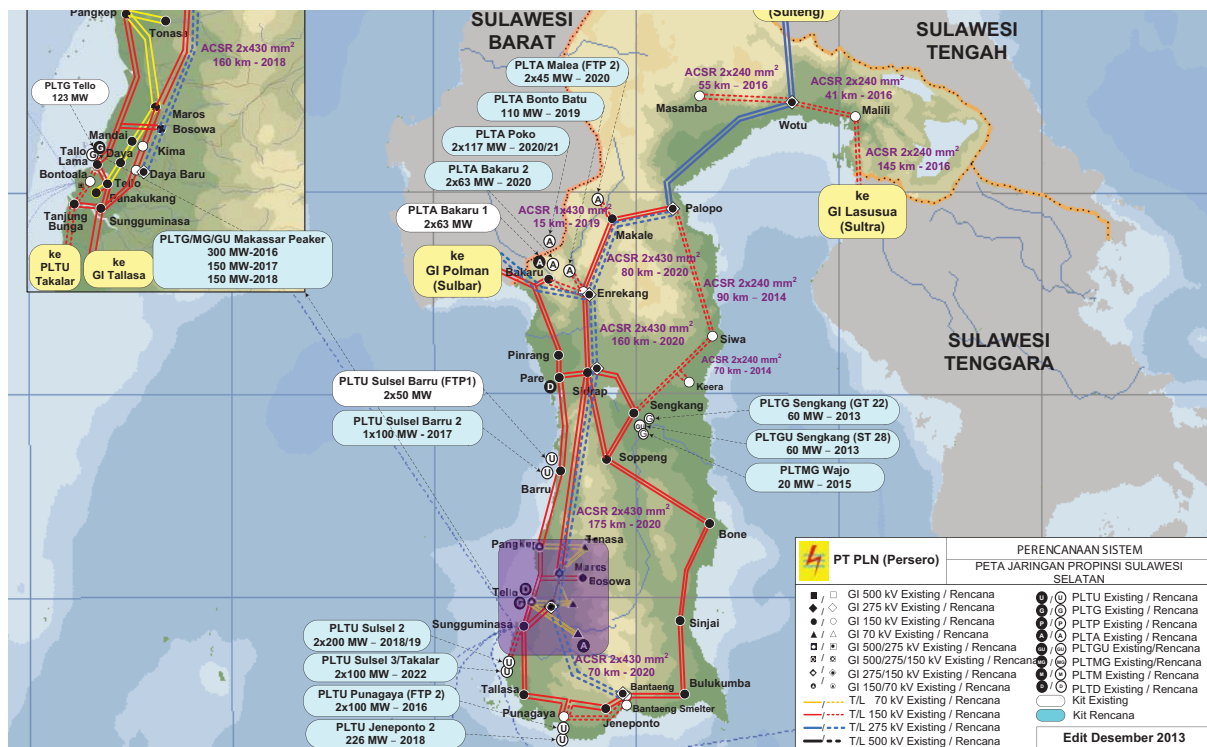
No	Sistem/Pembangkit		Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sulsel	Bakaru 1	PLTA	Air	PLN	63,0	63,0	63,0
		Bakaru 2	PLTA	Air	PLN	63,0	63,0	63,0
		Bili Bili	PLTA	Air	PLN	20,0	20,0	20,0
		Sawitto	PLTM	Air	PLN	1,6	1,0	0,5
		Balla	PLTM	Air	PLN	0,0	0,7	0,6
		Kalukku	PLTM	Air	PLN	0,0	1,3	0,4
		Barru #1	PLTU	Batubara	PLN	50,0	0,0	
		Barru #2	PLTU	Batubara	PLN	50,0	45,0	40,0
		Westcan	PLTG	BBM	PLN	14,4	8,0	
		Alsthom 1	PLTG	BBM	PLN	21,3	8,0	
		Alsthom 2	PLTG	BBM	PLN	20,1	0,0	
		GE 1	PLTG	BBM	PLN	33,4	0,0	
		GE 2	PLTG	BBM	PLN	33,4	20,0	
		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	0,0	
		SWD 2	PLTD	BBM	PLN	12,4	0,0	
		GT 11	PLTG	Gas	IPP	42,5	42,5	
		GT 12	PLTG	Gas	IPP	42,5	42,5	42,0
		ST 18	PLTGU		IPP	50,0	50,0	48,0
		GT 21	PLTG	Gas	IPP	60,0	60,0	58,0
		GT 22	PLTG	Gas	IPP	60,0	60,0	60,0
		ST 28	PLTGU		IPP	60,0	60,0	
		Suppa	PLTD	BBM	IPP	62,2	62,2	
		Jeneponto#1	PLTU	Batubara	IPP	100,0	100,0	100,0
		Jeneponto#2	PLTU	Batubara	IPP	100,0	100,0	100,0
		Tangka Manipi	PLTA	Air	IPP	10,0	10,0	9,7
		Malea	PLTA	Air	IPP	7,0	7,2	7,2

⁴ Beban Sistem Interkoneksi di Sulsel, September 2013

Tabel B9.1. Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Selatan

Lanjutan

No	Sistem/Pembangkit		Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)	
2		Poso 1	PLTA	Air	IPP	65,0	60,0	53,0	
		Poso 2	PLTA	Air	IPP	65,0	60,0	53,0	
		Poso 3	PLTA	Air	IPP	65,0	60,0		
		Sungguminasa	PLTD	BBM	PLN	20,0	20,0	10,0	
		Cogindo	PLTD	BBM	Swasta	50,0	50,0	40,0	
		Tallasa	PLTD	BBM	Swasta	110,0	105,0	20,0	
		Tallo Lama	PLTD	BBM	Swasta	20,0	20,0	8,6	
		Sewatama Masamba	PLTD	BBM	Swasta	5,0	5,0	5,0	
		Makale	PLTD	BBM	Swasta		0,0	0,0	
		Palopo	PLTD	BBM	Swasta		0,0	0,0	
		Masamba	PLTD	BBM	Swasta	6,5	3,0		
		Mamuju	PLTD	BBM	PLN		0,0		
		Total Sistem Sulsel					1.421	1.223	802
	Isolated	Selayar	PLTD	BBM	PLN	7,2	5,1	4,2	
		Malili	PLTD/ PLTA	BBM/Air	PLN/ Swasta	9,2	6,5	5,0	
		Total Sistem Sulsel					16,4	11,6	9,2
	Total						1.437	1.235	811



Gambar B9.1. Peta Sistem Kelistrikan Sulsel

B9.2. 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 di atas 7% pertahun, lebih tinggi daripada pertumbuhan ekonomi nasional.

Pertumbuhan ekonomi yang tinggi tersebut telah mendorong peningkatan kebutuhan listrik yang juga tumbuh secara signifikan. Seiring akan berlakunya UU No. 4 Tahun 2009, telah ada beberapa investor yang mengajukan permohonan penyambungan listrik ke PLN untuk keperluan industri pengolahan bahan tambang (*smelter*) di beberapa daerah diantaranya Kabupaten Bantaeng dan Kabupaten Luwu. Rencana kebutuhan daya dari industri ini bisa mencapai 600 MW. 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 ini dalam 5 tahun terakhir tumbuh cukup tinggi yaitu mencapai 8,64% per tahun. Berdasarkan kondisi tersebut di atas dan adanya calon pelanggan besar *smelter*, memperhatikan pertumbuhan ekonomi regional serta target pencapaian rasio elektrifikasi, proyeksi kebutuhan listrik Provinsi Sulawesi Selatan 2013 – 2022 diberikan pada tabel B9.2.

Tabel B9.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	7,7	4.031	4.517	810	1.609.954
2014	8,0	4.905	5.487	985	1.676.279
2015	8,1	5.834	6.512	1.170	1.757.866
2016	8,1	6.892	7.767	1.381	1.838.611
2017	8,1	7.464	8.492	1.493	1.921.163
2018	8,1	8.091	9.262	1.617	2.005.040
2019	8,1	8.781	10.051	1.753	2.090.468
2020	8,1	9.540	10.902	1.902	2.177.501
2021	8,1	10.323	11.782	2.056	2.221.536
2022	8,1	11.103	12.647	2.209	2.263.371
Growth	8,1	11,9%	12,1%	11,8%	4,5%

B9.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan meliputi pembangkit, transmisi dan 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 adalah sekitar 1.836 MW dan yang dapat dikembangkan menjadi PLTM adalah 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 ⁵.

⁵ Sumber: informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Sulsel.

Pengembangan Pembangkit

Demand di Provinsi Sulawesi Selatan sebagian besar berada di bagian Selatan yaitu di Kota Makassar dan sekitarnya. Sedangkan potensi energi primer (hidro dan gas) berada di bagian Utara Provinsi ini. Kondisi ini menjadi persoalan tersendiri terkait dengan kestabilan sistem karena transmisi yang menghubungkan pusat pembangkit ke pusat beban sangat panjang. PLTA baru yang direncanakan akan dibangun adalah PLTA Bakaru-II, PLTA Malea dan PLTA Bonto Batu.

Selain itu, untuk memenuhi kebutuhan listrik yang tumbuh cepat, direncanakan akan dibangun pembangkit non BBM dengan lokasi mendekati pusat beban. Pembangkit tersebut diantaranya yaitu PLTU batubara di Jeneponto dan Takalar dan PLTG/GU/MG Makassar Peaker di Kota Makassar. Beban di Sulsel juga akan dipenuhi oleh pembangkit yang berada di luar Provinsi Sulsel yaitu PLTA Poso dan PLTA Poko.

Untuk sistem kelistrikan *isolated* di Kabupaten Selayar, akan dibangun pembangkit termal modular pengganti *diesel* (PTMPD) 2x3,5 MW guna memenuhi kebutuhan jangka panjang.

Pada tahun 2013, pembangkit baru yang beroperasi di Provinsi Sulawesi Selatan adalah PLTG/U Sengkang (IPP) 2 x 60 MVA. Tambahan pembangkit baru di Provinsi Sulsel hingga tahun 2022 mencapai sekitar 2.343 MW, dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B9.2 berikut:

Tabel B9.3. Pengembangan Pembangkit di Provinsi Sulsel

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Sulsel Barru (FTP 1)	PLN	PLTU	50	2013
2	Punagaya (FTP 2)	PLN	PLTU	2x100	2016
3	Makassar Peaker	PLN	PLTG/MG/GU	600	2016/17/18
4	Sengkang (GT 22)	Swasta	PLTG	60	2013
5	Sengkang (ST 28)	Swasta	PLTGU	60	2013
6	PLTM Tersebar Sulsel	Swasta	PLTM	94	2014/15/16/17
7	Wajo	Swasta	PLTMG	20	2015
8	Jeneponto 2	Swasta	PLTU	2x113	2018
9	Bonto Batu (FTP 2)	Swasta	PLTA	110	2019
10	Malea (FTP 2)	Swasta	PLTA	90	2020
11	Sulsel Barru 2	Unallocated	PLTU	100	2017
12	Sulsel 2	Unallocated	PLTU	2x200	2018/19
13	Bakaru 2	Unallocated	PLTA	2x63	2020
14	Selayar	Unallocated	PTMPD	7	2015/16
15	Sulsel 3/Takalar	Unallocated	PLTU	2x100	2022
	Jumlah			2.343	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Pembangkit di Sulsel pada umumnya mempunyai kapasitas cukup besar dan berlokasi jauh dari pusat beban sehingga untuk menyalurkan dayanya termasuk untuk melayani beban *smelter* di Kabupaten Bantaeng direncanakan pembangunan transmisi 275 kV. Sedangkan pengembangan transmisi 150 kV diarahkan untuk evakuasi daya dari pembangkit yang akan dibangun dan mengatasi *bottle neck*.

Secara keseluruhan transmisi yang akan dibangun hingga tahun 2022 sekitar 1.817 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 282,4 juta. Ruas transmisi yang direncanakan akan dibangun dapat dilihat pada Tabel B9.3.

Tabel B9.4. Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	KIMA Makassar (New)	Inc. 1 phi (Pangkep-Tello)	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	2	2013
2	Sengkang	Siwa	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	140	2014
3	Keera	Inc. 1 phi Sengkang-Siwa	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	13	2014
4	Siwa	Palopo	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	180	2014
5	Tallo Lama (loop)	Bontoala (loop)	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 400 mm	9	2014
6	Daya Baru	Incomer 2 phi (Maros-Sungguminasa)	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	16	2015
7	Panakukang baru/ Bolangi (New)	Inc. 1 phi (Maros-Sungguminasa)	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	2	2015
8	KIMA Maros	Maros	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	12	2015
9	Sungguminasa	Lanna	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	20	2015
10	PLTGU Makassar Peaker	Tallo Lama	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	8	2016
11	PLTGU Makassar Peaker	KIMA Makassar	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	12	2016
12	Wotu	Malili (New)	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	82	2016
13	GI Punagaya	Tanjung Bunga	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	240	2016
14	Wotu	GI Masamba	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	110	2016
15	KIMA Makassar	Daya Baru	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 400 mm	28	2016
16	Tanjung Bunga	Bontoala (Reroute)	150 kV	1 cct, Zebra, 430 mm	12	2017
17	Punagaya	Bantaeng (Smelter)	150 kV	2 cct, 4 x Zebra	60	2018
18	PLTU Sulsel 2	GI Sungguminasa	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	60	2018
19	PLTU Barru 2	Inc. 2 phi (Sidrap-Maros)	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	5	2018
20	PLTA Bonto Batu	Inc. 2 phi (Makale-Sidrap)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	6	2019
21	PLTA Malea	Makale	150 kV	2 cct, Zebra, 430 mm	30	2020
22	Enrekang	Sidrap	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	80	2020
23	Enrekang	Palopo	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	160	2020
24	Sidrap	Daya Baru	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	350	2020
25	PLTA Bakaru II	Enrekang	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	40	2020
26	Daya Baru	Bantaeng	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	140	2020
					1.817	

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Terkait dengan rencana pembangunan transmisi 275 kV juga akan dibangun gardu induk 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. Selama kurun waktu 2013 – 2022 akan dibangun GI dan GITET baru di 22 lokasi. Penambahan gardu induk baru dan kapasitas trafo GI ini akan dapat menampung penambahan pelanggan baru serta meningkatkan keandalan penyaluran.

Sedangkan penambahan kapasitas trafo GI hingga tahun 2022 adalah 3.760 MVA dengan biaya investasi sekitar US\$ 240 juta belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, sebagaimana terdapat pada Tabel B9.4.

Tabel B9.5. Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Palopo IBT	275/150 kV	New	180	2013
2	Tallo Lama	150/20 kV	Extension	60	2014
3	Bontoala	150/20 kV	Extension	60	2014
4	Tallasa	150/20 kV	Extension	30	2014
5	Sengkang, Ext LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2014
6	Tallo Lama (loop Btoala), Ext 2 LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2014
7	Bontoala (loop T.Lama), Ext 2 LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2014
8	Jeneponto	150/20 kV	Extension	30	2014
9	Makale	150/20 kV	Extension	30	2014
10	Tello	150/20 kV	Extension	60	2014
11	Palopo	150/20 kV	Extension	30	2014
12	Siwa, Ext 4 LB	150/20 kV	Ext LB	4 LB	2014
13	Pinrang	150/20 kV	Extension	30	2014
14	Panakkukang	150/20 kV	Extension	60	2014
15	Malili + 4 LB	150/20 kV	New	30	2014
16	Sungguminasa	150/20 kV	Extension	60	2014
17	Wotu (IBT)	275/150 kV	New	100	2014
18	Siwa	150/20 kV	New	30	2014
19	Keera	150/20 kV	New	30	2014
20	Daya Baru/Pattalasang + 4 LB	150/20 kV	New	60	2015
21	Enrekang	150/20 kV	New	30	2015
22	Maros	150/20 kV	Extension	30	2015
23	Wotu - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	New	30	2015
24	KIMA Maros	150/20 kV	New	60	2015
25	Lanna	150/20 kV	New	30	2015
26	Bantaeng	150/20 kV	New	30	2015
27	Panakkukang Baru/Bolangi	150/20 kV	New	60	2015
28	KIMA Makassar	150/20 kV	Extension	60	2015
29	Soppeng	150/20 kV	Extension	60	2015
30	Sidrap	150/20 kV	Extension	30	2015
31	Bontoala (GIS)	150/20 kV	New	60	2016
32	Punagaya	150/20 kV	New	30	2016
33	Tanjung Bunga, Ext 2 LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2016
34	Panakkukang	150/20 kV	Extension	60	2016
35	Tanjung Bunga	150/20 kV	Extension	60	2016
36	Bontoala (GIS)	150/20 kV	Extension	60	2016
37	Pinrang	150/20 kV	Extension	60	2016
38	Makale, Ext 2 LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2016
39	Palopo	150/20 kV	Extension	60	2016
40	Masamba	150/20 kV	New	30	2016
41	Bantaeng (Smelter)	150/20 kV	New	8 LB	2016
42	Sungguminasa	150/20 kV	Extension	60	2017
43	Sidrap, Ext 2 LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2017
44	Siwa	150/20 kV	Extension	60	2017

Tabel B9.5. Pembangunan Gardu Induk

lanjutan

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
45	Bone	150/20 kV	Extension	30	2018
46	Tallo Lama	150/20 kV	Extension	60	2018
47	Bakaru, Ext 4 LB	150/20 kV	Ext LB	4 LB	2018
48	Pare-Pare	150/20 kV	Extension	30	2018
49	Kajuara	150/20 kV	New	60	2019
50	Malili	150/20 kV	Extension	20	2019
51	Tello	150/20 kV	Extension	60	2019
52	Wotu	150/20 kV	Extension	30	2019
53	Bulukumba	150/20 kV	Extension	60	2019
54	Sengkang	150/20 kV	Extension	60	2019
55	Panakukang Baru/Bolangi	150/20 kV	Extension	60	2020
56	Pangkep	150/20 kV	Extension	60	2020
57	Enrekang - IBT	275/150 kV	New	300	2020
58	Sidrap - IBT	275/150 kV	New	200	2020
59	Daya Baru - IBT	275/150 kV	New	300	2020
60	Bantaeng - IBT	275/150 kV	New	200	2020
61	Makale	150/20 kV	Extension	60	2020
62	Bantaeng	150/20 kV	Extension	60	2020
63	Sidrap	150/20 kV	Extension	60	2021
64	Palopo	150/20 kV	Extension	60	2021
65	Sinjai	150/20 kV	Extension	30	2022
66	Pare-Pare	150/20 kV	Extension	30	2022
67	Tallasa	150/20 kV	Extension	60	2022
68	Daya Baru/Pattalasang	150/20 kV	Extension	60	2022
69	Pinrang	150/20 kV	Extension	60	2022
				3.760	

Pengembangan Distribusi

Sampai dengan tahun 2022 diproyeksikan akan ada tambahan pelanggan baru sebanyak 798 ribu pelanggan. Penambahan pelanggan tersebut akan menyebabkan kenaikan beban puncak menjadi 3 kali lipat dalam kurun waktu 10 tahun dari 725 MW pada tahun 2012 menjadi sekitar 2.170 MW di tahun 2023, belum termasuk beban pelanggan *smelter* yang berkisar 480 MW.

Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan jaringan distribusi tegangan menengah 13.263 kms, jaringan tegangan rendah 5.783 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi 4.024 MVA, seperti dalam tabel B9.5.

Tabel B9.6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2013	1.182	844	431	145.472
2014	521	342	401	66.325
2015	1.239	495	376	81.587
2016	1.438	546	390	80.745
2017	1.779	647	413	82.551
2018	1.777	683	434	83.877
2019	2.023	728	457	85.428
2020	2.321	782	498	87.033
2021	466	349	303	44.035
2022	517	367	320	41.835
2013 – 2022	13.263	5.783	4.024	798.889

B9.4. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 adalah sebagaimana terdapat dalam tabel B9.6.

Tabel B9.7. Rangkuman

Tahun	Energi Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	4.031	4.517	810	170	90	2	235
2014	4.905	5.487	985	19	640	342	154
2015	5.834	6.512	1.170	28	480	50	110
2016	6.892	7.767	1.381	538	420	480	800
2017	7.464	8.492	1.493	287	120	12	434
2018	8.091	9.262	1.617	576	120	125	793
2019	8.781	10.051	1.753	310	290	6	488
2020	9.540	10.902	1.902	216	1.240	800	559
2021	10.323	11.782	2.056	0	120	0	28
2022	11.103	12.647	2.209	200	240	0	315
Jumlah				2.343	3.760	1.817	3.917

LAMPIRAN B.10

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SULAWESI TENGGARA**

B10.1. Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Sulawesi Tenggara terbesar berada di Kendari dan sejak akhir tahun 2011 PLTU Nii Tanasa 2x10 MW Kendari sudah dapat memasok sekitar 20% dari kebutuhan sistem. Daya dari PLTU batubara tersebut disalurkan melalui transmisi 70 kV ke GI Kendari. Dengan demikian sistem Kendari mendapatkan pasokan daya dari PLTU dan PLTD. Selain itu terdapat beberapa sistem kelistrikan yang beroperasi secara *isolated* untuk melayani beban setempat dengan sumber pasokan utama dari PLTD, namun ada juga yang mendapatkan pasokan dari PLTD dan PLTM. Kapasitas terpasang pembangkit berbeban di atas 1 MW yang masuk ke sistem 20 kV adalah 215 MW dengan daya mampu sekitar 153 MW. Beban puncak keseluruhan sistem kelistrikan (*non coincident*) di Provinsi Sulawesi Tenggara pada tahun 2012 adalah 130 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 B10.1.



Gambar B10.1. Peta Sistem Kelistrikan Prov Sulawesi Tenggara

Rincian pembangkit terpasang pada sistem 70 kV dan sistem 20 kV seperti ditunjukkan pada tabel B10.1.

Tabel B10.1. 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	109,2	74,9	62,4
2	Lambuya	PLTD	BBM	PLN	20,6	13,6	11,9
3	Kolaka	PLTD	BBM	PLN	24,1	17,7	14,8
4	Raha	PLTD	BBM	PLN	13,5	11,5	10,4
5	Bau-Bau	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	24,4	17,5	16,8
6	Wangi-Wangi	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	4,6	3,6	2,6
7	Lasusua	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	8,7	7,8	6,0
8	Bombana	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	7,2	5,4	3,6
9	Ereke	PLTD	BBM	PLN	2,3	1,4	1,2
Total					214,6	153,3	129,7

B10.2. 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.

Berdasarkan data PDRB dari BPS, pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Tenggara selama tahun 2007–2011 cukup tinggi, yaitu mencapai rata-rata 7,9% per tahun. Sejalan dengan itu pertumbuhan pemakaian energi listrik dalam periode yang sama meningkat rata-rata 12 % per tahun. Rasio elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Tenggara saat ini masih sekitar 63%, sehingga potensi pelanggan baru masih banyak.

Berdasarkan pertumbuhan penjualan listrik dalam lima tahun terakhir, dan dengan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi yang tinggi dan penambahan jumlah penduduk, maka kebutuhan listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara akan tumbuh seperti pada tabel B10.2. Beban puncak di Sulawesi Tenggara akan meningkat dari 136 MW pada tahun 2013 menjadi 291 MW di tahun 2022. Demikian pula pemakaian listrik pada tahun 2013 sebesar 680 GWh akan meningkat menjadi 1.594 GWh pada tahun 2022, atau tumbuh 9,9 % per tahun.

Tabel B10.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	10,5	588	680	136	362.560
2014	11,0	644	747	148	391.779
2015	11,2	705	816	160	441.441
2016	11,2	773	902	175	494.472
2017	11,2	847	1.017	195	551.061
2018	11,2	930	1.122	213	577.902
2019	11,2	1.020	1.224	230	606.090
2020	11,2	1.121	1.335	249	632.189
2021	11,2	1.231	1.458	269	647.608
2022	11,2	1.353	1.594	291	663.312
Growth	11,1	9,9%	9,9%	8,8%	8,7%

B10.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara adalah sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Di Provinsi Sulawesi Tenggara terdapat banyak potensi sumber energi, terutama tenaga air dengan potensi PLTA sekitar 266 MW dan potensi PLTM sebesar 17 MW. Selain potensi tenaga air, 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 PLTA, PLTP dan PLTU batubara baik kapasitas menengah maupun skala kecil sesuai dengan kebutuhan sistem setempat.

Dari potensi energi terbarukan yang ada, PLN berencana akan membangun PLTA Konawe berkapasitas 50 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 sistem interkoneksi 150 kV di Sulawesi Tenggara.

Selama periode 2013 - 2022, di Provinsi Sulawesi Tenggara akan dibangun pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 287 MW yang akan terhubung ke sistem 150 kV dan sebagian terhubung ke jaringan 20 kV pada sistem *isolated*. Salah satu pembangkit yang cukup besar adalah PLTU batubara Kendari 2x50 MW dan direncanakan akan beroperasi pada tahun 2017. Kebutuhan batubara untuk PLTU ini akan dipasok dari Kalimantan. Rencana penambahan pembangkit selengkapnya dapat dilihat pada tabel B10.3.

Tabel B10.3. Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Kendari (FTP 1)	PLN	PLTU	10	2013
2	Rongi	PLN	PLTM	0,8	2014
3	Nii Tanasa (Ekspansi)	PLN	PLTU	10	2014
4	Bau-Bau	PLN	PLTU	2x10	2014/15
5	Wangi-Wangi	PLN	PLTU	2x3	2015/16
6	Lapai 1 (APBN)	PLN	PLTM	4	2015
7	Lapai 2 (APBN)	PLN	PLTM	4	2016
8	Raha	PLN	PLTU	2x3	2016
9	Bau-Bau	Swasta	PLTU	2x7	2014
10	Kendari 3	Swasta	PLTU	2x50	2018
11	Raha 2	Unallocated	PLTU	2x3	2018
12	Bau-Bau 2	Unallocated	PLTU	2x10	2018/19
13	Konawe	Unallocated	PLTA	50	2021
14	Watunohu	Unallocated	PLTA	15	2021
15	Riorita	Unallocated	PLTM	0,5	2015
16	Toaha	Unallocated	PLTM	0,5	2015
17	Lainea	Unallocated	PLTP	20	2022
Jumlah				287	

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, sekaligus untuk mengganti pasokan yang selama ini menggunakan PLTD beralih ke sistem interkoneksi. Selain itu, pembangunan transmisi juga terkait dengan proyek pembangkit yaitu untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke sistem 150 kV. Selanjutnya transmisi 150 kV tersebut akan dikembangkan untuk melayani ibukota Kabupaten yang selama ini masih berupa sistem *isolated*. Selain itu, pembangunan transmisi juga dimaksudkan untuk menginterkoneksi sistem Raha di pulau Muna dengan sistem Bau-Bau di Pulau Buton. Pembangunan interkoneksi antar pulau tersebut akan didahului dengan kajian kelayakan.

Keseluruhan panjang transmisi yang akan dibangun selama periode 2013 - 2022 adalah 1.406 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 158 juta sebagaimana terdapat dalam Tabel B10.4.

Tabel B10.4. Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Malili	Lasusua	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	290	2016
2	Lasusua	Kolaka	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	232	2016
3	Kolaka	Unahaa	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	150	2016
4	Unahaa	Kendari	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	110	2016
5	Raha	Bau-Bau	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	170	2016
6	GI Kendari 150 kV	GI Kendari 70 kV	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	30	2016
7	Kendari	GI Andolo	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	180	2017
8	GI Andolo	GI Kasipute	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	84	2017
9	PLTA Konawe	Unahaa	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	80	2021
10	PLTA Watunohu 1	Lasusua	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	80	2021
					1.406	

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 2013–2022 akan dibangun gardu Induk baru 150/20 kV termasuk penambahan kapasitas trafo dan IBT 150/70 kV, dengan kapasitas total 660 MVA. Proyek tersebut akan memerlukan dana investasi sekitar US\$ 48 juta belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, seperti diberikan dalam tabel B10.5.

Tabel B10.5. Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Kolaka - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	New	30	2015
2	Kendari	150/20 kV	New	30	2015
3	Lasusua - (GI Baru) + 4 LB	150/20 kV	New	30	2015
4	Kolaka, Ext 4 LB	150/20 kV	Ext LB	4 LB	2015
5	Unaaha + 4 LB	150/20 kV	New	60	2015
6	Kendari - IBT 2x31,5 MVA	150/70 kV	New	60	2016
7	Kendari, Ext 4 LB	150/20 kV	Ext LB	4 LB	2016

Tabel B10.4. Pembangunan Transmisi

lanjutan

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
8	Raha	150/20 kV	New	30	2016
9	Bau Bau	150/20 kV	New	30	2016
10	Kendari	150/20 kV	Extension	60	2016
11	Unaaha	150/20 kV	Extension	60	2017
12	Andolo	150/20 kV	New	10	2017
13	Kasipute	150/20 kV	New	20	2017
14	Nii Tanasa	150/20 kV	Extension	30	2018
15	Kolaka	150/20 kV	Extension	30	2018
16	Bau Bau	150/20 kV	Extension	30	2018
17	Unaaha	150/20 kV	Extension	60	2021
18	Raha	150/20 kV	Extension	30	2022
19	Kendari	150/20 kV	Extension	60	2022
				660	

Pengembangan Jaringan Distribusi

Untuk memenuhi kebutuhan listrik Provinsi Sulawesi Tenggara hingga tahun 2022, direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 371 ribu pelanggan. Untuk menunjang penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melayani perdesaan, yaitu JTM sepanjang 546,9 kms, JTR sekitar 2.622 kms dan trafo distribusi sebesar 734 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B10.6.

Tabel B10.6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	577	359	89	70.879
2014	370	249	68	29.219
2015	687	315	72	49.661
2016	634	302	76	53.031
2017	561	275	78	56.589
2018	772	282	83	26.841
2019	777	286	86	28.188
2020	762	286	79	26.098
2021	156	130	50	15.419
2022	173	137	53	15.704
2013-2022	5.469	2.622	734	371.631

B10.4. Rangkuman

Rangkuman proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi Provinsi Sulawesi Tenggara tahun 2013 - 2022 adalah seperti pada Tabel B10.7.

Tabel B10.7. Rangkuman

Tahun	Energi Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	588	680	136	10	0	0	77
2014	644	747	148	35	0	0	107
2015	705	816	160	18	210	0	105
2016	773	902	175	13	120	982	204
2017	847	1.017	195	0	90	264	83
2018	930	1.122	213	116	90	0	245
2019	1.020	1.224	230	10	0	0	79
2020	1.121	1.335	249	0	0	0	63
2021	1.231	1.458	269	65	60	160	145
2022	1.353	1.594	291	20	90	0	87
Jumlah				287	660	1.406	1.194

LAMPIRAN B.11

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SULAWESI BARAT**

B11.1. Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Kebutuhan tenaga listrik Provinsi Sulawesi Barat saat ini 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* untuk memenuhi kebutuhan setempat. Peta kelistrikan saat ini dan rencana pengembangannya di Provinsi Sulawesi Barat dapat dilihat pada gambar B11.1.



Gambar B11.1. Peta Kelistrikan Provinsi Sulawesi Barat

Kapasitas ketiga gardu induk tersebut saat ini adalah 90 MVA. Sistem *isolated* yang belum tersambung ke sistem masih dipasok dari PLTD. Beban puncak seluruh Provinsi Sulbar adalah 47 MW yang meliputi beban puncak sistem dan sistem *isolated* tersebar. Adapun pembangkit yang beroperasi secara *isolated* pada saat ini diberikan pada Tabel B11.1.

Tabel B11.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Mamuju	PLTD	BBM	PLN	1,5	1,4	1,4
2	Isolated						
	1. Mambi	PLTD	BBM	PLN	0,2	0,2	0,2
	2. Babana	PLTD	BBM	PLN	0,0	0,0	0,0
	3. Topoyo	PLTD	BBM	PLN	0,2	-	-
	4. Karossa	PLTD	BBM	PLN	0,5	0,4	0,4
	5. Baras	PLTD	BBM	PLN	0,8	0,4	0,4
	6. Pasang Kayu	PLTD	BBM	PLN	3,1	2,3	2,3
	7. Sarjo	PLTD	BBM	PLN	0,1	0,1	0,1
	Total				6,5	4,9	4,9

B11.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulbar

Provinsi Sulawesi Barat dengan Mamuju sebagai ibukotanya merupakan daerah yang sedang berkembang. Kondisi ekonomi Sulawesi Barat dalam tiga tahun terakhir tumbuh mengesankan mencapai rata-rata 10,4%. Sedangkan rasio elektrifikasi pada tahun 2012 masih sekitar 67% termasuk listrik non PLN sehingga banyak calon pelanggan rumah tangga yang membutuhkan pasokan listrik.

Dengan pertumbuhan konsumsi listrik dalam lima tahun terakhir yang mencapai rata-rata 14,5 % per tahun dan memperhatikan potensi pertumbuhan ekonomi regional, penambahan jumlah penduduk serta peningkatan rasio elektrifikasi, proyeksi kebutuhan listrik tahun 2013 – 2022 diberikan pada tabel B11.2.

Tabel B11.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Barat

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	10,4	204	231	47	134.024
2014	10,9	231	261	53	146.093
2015	11,1	260	292	60	159.256
2016	11,1	291	331	68	173.438
2017	11,1	324	373	76	188.895
2018	11,1	360	416	85	205.725
2019	11,1	399	460	94	224.079
2020	11,1	440	507	104	244.065
2021	11,1	485	558	114	265.652
2022	11,1	533	611	125	289.164
Growth	11,0	11,6%	11,4%	11,4%	8,9%

B11.3. 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 1000 MW.

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.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2022, di Provinsi Sulawesi Barat direncanakan akan dibangun pembangkit kapasitas total hingga 734 MW yang akan tersambung ke sistem 150 kV sistem Sulselbar. Pembangkit tersebut adalah PLTU batubara 2x25 MW (proyek FTP2) yang akan dibangun oleh swasta dan PLTA Poko 117 MW serta PLTA Karama, sebagaimana diberikan pada tabel B11.3. Apabila tambahan pembangkit baru tersebut selesai beroperasi, maka kelebihan dayanya akan dikirim ke daerah lain melalui sistem interkoneksi.

Proyek PLTA Karama ini merupakan sebuah proyek Kerjasama Pemerintah Swasta (KPS) “*unsolicited*”. Saat ini sedang dilakukan studi ulang terkait dengan adanya masalah sosial. Hasil studi tersebut akan dijadikan dasar untuk penyusunan neraca daya sistem Sulselbar dan proses pengadaan selanjutnya.

Tabel B11.3. Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Mamuju	Swasta	PLTU	2x25	2016
2	Karama Baseload (Unsolicited)	Swasta	PLTA	100	2020
3	Karama Peaking (Unsolicited)	Swasta	PLTA	350	2021
4	Poko	Unallocated	PLTA	2x117	2020/21
Jumlah				734	

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 Bakar. Selain itu, juga rencana akan dibangun transmisi 275 kV untuk menyalurkan daya dari PLTA Karama ke Mamuju dan dari Mamuju ke arah Enrekang, namun untuk pembangunannya akan melihat perkembangan hasil studi ulang PLTA Karama.

Panjang total saluran transmisi yang akan dibangun mencapai 1.182 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 243,6 juta sebagaimana diberikan pada Tabel B11.4.

Tabel B11.4. Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Pasangkayu	Silae	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	90	2014
2	PLTU Mamuju FTP2	Mamuju	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	68	2016
3	Mamuju Baru	Inc. 2 phi (Topoyo-Mamuju)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	4	2017
4	Pasangkayu	Mamuju Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	400	2017
5	PLTA Karama	Mamuju Baru	275 kV	4 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	160	2020
6	Mamuju Baru	Enrekang	275 kV	3 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	420	2020
7	PLTA Poko	Bakar	150 kV	2 cct, Hawk, 2 x 240 mm	40	2020
					1.182	

Pengembangan Gardu Induk

Beberapa gardu induk akan dibangun di Sulawesi Barat seiring dengan pembangunan transmisi terkait. Di Pasangkayu akan dibangun gardu induk baru 150/20 kV 30 MVA dan dijadwalkan akan beroperasi tahun 2014, 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 ulang PLTA Karama. Total daya GI yang akan dibangun termasuk IBT adalah 440 MVA, dengan dana investasi yang diperlukan sekitar US\$ 36 juta, belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, seperti pada Tabel B11.5.

Tabel B11.5. Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	Kap. (MVA)
1	Pasangkayu	150/20 kV	New	30	2014
2	Mamuju	150/20 kV	Extension	30	2015
3	Mamuju	150/20 kV	Extension	60	2017
4	Topoyo	150/20 kV	New	30	2017
5	Mamuju Baru	150/20 kV	New	30	2017
6	Mamuju Baru - IBT	275/150 kV	New	200	2020
7	Polmas	150/20 kV	Extension	60	2021
				440	

Pengembangan Distribusi

Hingga tahun 2022 akan dilakukan penambahan sambungan baru sekitar 165 ribu pelanggan. Beban puncak pada 2022 akan naik menjadi sekitar 3 kali lipat dibanding beban puncak tahun 2012, yaitu naik dari 42 MW menjadi 125 MW pada tahun 2022.

Jaringan distribusi yang akan dibangun, termasuk untuk melistriki perdesaan, terdiri dari JTM sepanjang 2.471 kms, JTR sekitar 1.732 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 591 MVA seperti diberikan pada Tabel B11.6.

Tabel B11.6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	509	385	81	10.500
2014	185	163	70	12.070
2015	334	201	65	13.162
2016	300	188	63	14.182
2017	250	161	62	15.456
2018	263	162	62	16.830
2019	263	163	62	18.355
2020	256	160	56	19.985
2021	53	73	33	21.587
2022	58	77	35	23.512
2013 – 2022	2.471	1.732	591	165.640

B11.4 Ringkasan

Ringkasan prakiraan kebutuhan tenaga listrik, rencana pembangunan fasilitas sistem kelistrikan dan kebutuhan investasi di Provinsi Sulawesi Barat sampai dengan tahun 2022 sebagaimana terdapat dalam tabel B11.7.

Tabel B11.7. Rangkuman

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	204	231	47	0	0	0	57
2014	231	261	53	0	30	90	50
2015	260	292	60	0	30	0	50
2016	291	331	68	50	0	68	143
2017	324	373	76	0	120	404	109
2018	360	416	85	0	0	0	56
2019	399	460	94	0	0	0	59
2020	440	507	104	217	200	620	586
2021	485	558	114	467	60	0	728
2022	533	611	125	0	0	0	27
Jumlah				734	440	1.182	1.866

LAMPIRAN B.12

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI MALUKU**

Beban puncak total *non coincident* seluruh Provinsi Maluku sekitar 96 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 B12.1



Sistem kelistrikan terbesar di Provinsi Maluku adalah Sistem Ambon, dimana sistem ini memiliki jumlah pasokan pembangkit 79,6 MW termasuk PLTD sewa, dengan daya mampu sekitar 50,8 MW dan beban puncak 49 MW. Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku dengan beban puncak di atas 2 MW posisi bulan September 2013 sebagaimana dapat dilihat pada tabel B12.1.

Tabel B12.1. 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	44,7	27,0	27,0
	2. Poka	PLTD	BBM	PLN	34,9	23,8	22,0
	TOTAL				79,6	50,8	49,0
2	Sistem Masohi						
	1. Masohi	PLTD	BBM	PLN	8,1	4,7	4,5
	2. Waipia	PLTD	BBM	PLN	0,4	0,2	0,3
	3. Liang	PLTD	BBM	PLN	1,2	1,2	1,2
	TOTAL				9,7	6,1	6,0
3	Sistem Kairatu - Piru						
	1. Kairatu	PLTD	BBM	PLN	2,9	2,0	4,4
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	3,9	2,2	
	3. Piru	PLTD	BBM	PLN	2,8	1,4	1,2
	TOTAL				9,6	5,6	5,6
4	Sistem Namlea - Mako						
	1. Namlea	PLTD	BBM	PLN	6,4	4,2	4,4
	2. Mako	PLTD	BBM	PLN	4,3	1,4	1,2
	TOTAL				10,7	5,6	5,6
5	Sistem Saparua						
	Saparua	PLTD	BBM	PLN	4,0	2,0	1,5
6	Sistem Tual						
	1. Langgur	PLTD	BBM	PLN	7,6	3,6	
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	4,4	4,0	
	TOTAL				12,0	7,6	7,2
7	Sistem Saumlaki						
	1. Saumlaki	PLTD	BBM	PLN	5,3	2,7	2,5
	TOTAL				5,3	2,7	2,5
8	Sistem Dobo						
	1. Dobo	PLTD	BBM	PLN	4,0	3,1	2,7
	TOTAL				4,0	3,1	2,7
	Total				135,0	83,5	80,1

B12.2. 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% per tahun. Sektor pertanian, perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa lainnya mempunyai kontribusi dominan mencapai hampir 76%, mampu tumbuh diatas 9% kecuali pertanian. Kondisi ekonomi yang membaik ini dan ditopang oleh kondisi keamanan yang kondusif, akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Maluku.

Sampai dengan tahun 2012, jumlah pelanggan PLN masih didominasi oleh kelompok rumah tangga dengan konsumsi mencapai 92,9%, disusul kelompok komersial 4 %, publik 3 % dan industri 0,03%.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan

kecenderungan pertumbuhan ekonomi yang semakin membaik, penambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2013 – 2022 diperlihatkan pada tabel B12.2.

Tabel B12.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	8,1	461	512	97	252.277
2014	8,5	511	567	107	263.336
2015	8,6	562	647	122	274.133
2016	8,6	617	708	133	285.008
2017	8,6	677	784	148	296.145
2018	8,6	743	868	163	307.549
2019	8,6	816	947	178	319.227
2020	8,6	895	1.034	194	331.185
2021	8,6	982	1.128	212	343.330
2022	8,6	1.078	1.232	231	355.767
Growth	8,6	10,5%	10,6%	10,5%	4,5%

B12.3. 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.

Saat ini pengeboran sumur eksplorasi panas bumi di Pulau Ambon tepatnya di desa Suli sedang dilaksanakan untuk rencana pembangunan PLTP Tulehu 2x10 MW. Sedangkan PLTP Haruku masih berupa potensi dan perlu dilakukan survey. 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 jika seluruhnya dikembangkan menjadi PLTA/M.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2022 akan dapat dipenuhi dengan mengembangkan pembangkit di Maluku berkapasitas total sekitar 280 MW, termasuk rencana PLTMG Ambon Peaker 50 MW dan PLTA Wai Tala 54 MW seperti ditampilkan pada tabel B12.3. Selain itu juga akan dikembangkan PLTS *on-grid* oleh swasta dengan kapasitas 10,5 MW.

Tabel B12.3. Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Ambon (FTP 1)	PLN	PLTU	2x15	2014/15
2	Ambon 2	PLN	PLTU	2x15	2016
3	Tulehu (FTP 2)	PLN	PLTP	2x10	2018
4	Wai Tina	Swasta	PLTM	8	2016/17
5	Sapalewa	Swasta	PLTM	8	2016/17
6	Ambon Peaker	Unallocated	PLTMG	50	2016
7	Seram Peaker	Unallocated	PLTMG	10	2016
8	Nua (Masohi)	Unallocated	PLTM	8	2017
9	Isal	Unallocated	PLTM	8	2018/19
10	Wai Tala	Unallocated	PLTA	54	2019/20
11	Ambon 3	Unallocated	PLTU	15	2020
12	Ambon Peaker 2	Unallocated	PLTMG	10	2021
13	Langgur	Unallocated	PTMPD	2x3.5	2015
14	Bula	Unallocated	PTMPD	2x1.2	2015
15	Saumlaki	Unallocated	PTMPD	2x1.2	2015
16	Dobo	Unallocated	PTMPD	2x1.2	2015
17	Kairatu	Unallocated	PTMPD	1x1.2	2015
18	Masohi	Unallocated	PTMPD	1x1.2	2015
19	Namlea	Unallocated	PTMPD	1x3.5	2016
20	Tene	Unallocated	PLTM	4	2016
21	Wae Mala	Unallocated	PLTM	1,5	2017
22	Makariki	Unallocated	PLTM	4	2017
	Jumlah			280,6	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan pembangkit PLTA/M dan PLTP yang jauh dari pusat beban dan pengembangan PLTU batubara skala kecil tersebar di beberapa lokasi, akan dibangun jaringan transmisi 70 kV sepanjang 673 kms untuk menyalurkan energi listrik ke pusat beban. Untuk transmisi 70 kV di Pulau Buru akan dibangun apabila hasil studi menunjukkan bahwa energi yang diproduksi sebagian besar akan dikirim ke Sistem Namlea – Mako.

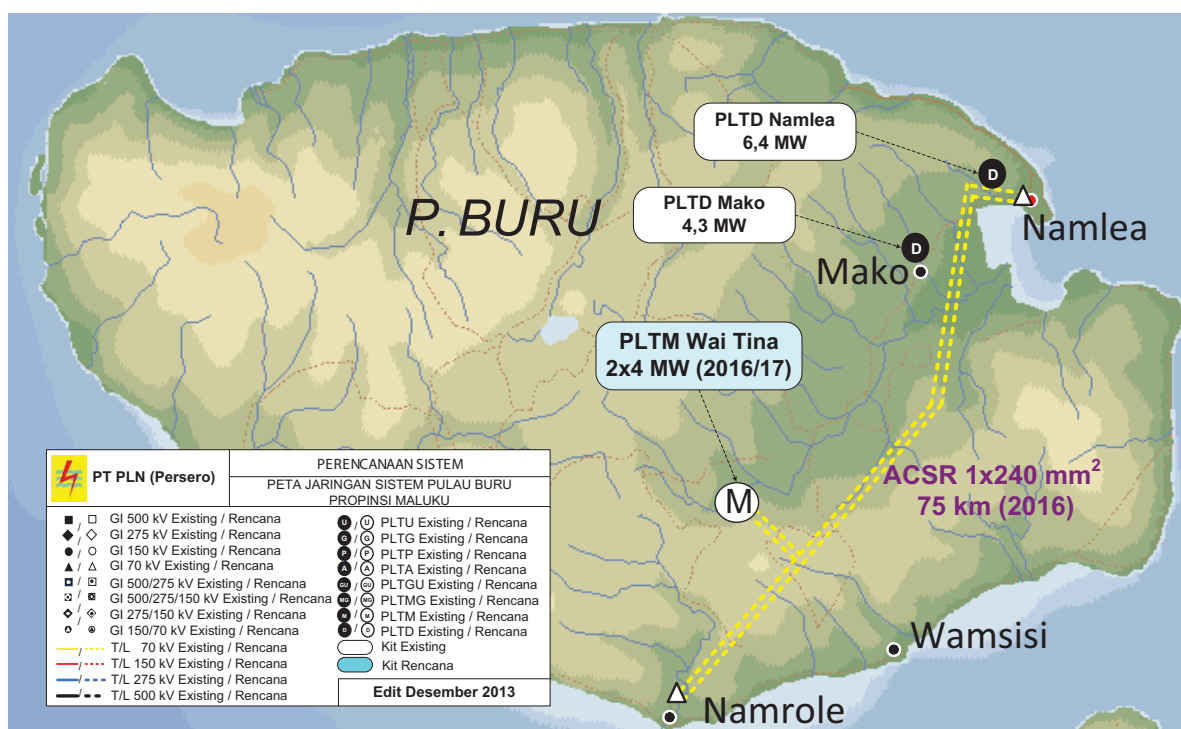
Dana investasi yang dibutuhkan untuk membangun transmisi tersebut sekitar US\$ 39,5 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B12.4.

Tabel B12.4. Pembangunan SUTT 70 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	PLTU Waai	GI Passo	70 kV	1 cct, 1 x 240 HAWK	18	2014
2	PLTU Waai	GI Sirimau	70 kV	1 cct, 1 x 240 HAWK	30	2014
3	GI Passo	GI Sirimau	70 kV	1 cct, 1 x 240 HAWK	12	2014
4	GI Passo	GI Wayame	70 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	26	2015
5	PLTP Tulehu	Incomer single phi Sirimau-Waai	70 kV	1 cct, 1 x 240 HAWK	6	2016
6	GI Piru	GI Kairatu	70 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	110	2016
7	GI Masohi	GI Kairatu	70 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	210	2016
8	GI Piru	GI Taniwel	70 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	60	2016
9	GI Namrole	GI Namlea	70 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	171	2016
10	PLTA Tala	Incomer 2 phi (Kairatu-Masohi)	70 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	30	2017
					673	



Gambar B12.2. Peta Rencana Pengembangan Sistem 70 kV Pulau Ambon dan Pulau Seram



Gambar B12.3. Peta Rencana Pengembangan Sistem 70 kV Pulau Buru

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi terkait proyek PLTA, PLTU dan PLTP serta untuk mendistribusi listrik ke pelanggan, direncanakan pembangunan gardu induk baru. Sampai dengan tahun 2022 diperlukan pembangunan GI 70 kV baru dan pengembangannya di 9 lokasi dengan kapasitas total 270 MVA dan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 24 juta, belum termasuk kebutuhan investasi untuk pembangunan GI pembangkit seperti diperlihatkan pada tabel B12.5.

Tabel B12.5. Pengembangan GI di Maluku

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Sirimau	70/20 kV	New	40	2014
2	Passo	70/20 kV	New	20	2015
3	Passo	70/20 kV	Ext LB	2 LB	2015
4	Poka/Wayame	70/20 kV	New	30	2016
5	Piru	70/20 kV	New	20	2016
6	Taniwel	70/20 kV	New	10	2016
7	Sirimau	70/20 kV	Extension	20	2016
8	Masohi	70/20 kV	New	20	2017
9	Kairatu	70/20 kV	New	20	2017
10	Passo	70/20 kV	Extension	20	2018
11	Poka/Wayame	70/20 kV	Extension	30	2020
12	Masohi	70/20 kV	Extension	20	2020
13	Namrole	70/20 kV	New	10	2017
14	Namlea	70/20 kV	New	10	2017
				270	

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Maluku dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan tambahan pelanggan baru sekitar 126 ribu sambungan sampai dengan tahun 2022, 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 di dekatnya yang masih menggunakan PLTD minyak.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2013–2022 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 1.657 kms JTM, sekitar 928 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 77 MVA, secara rinci ditampilkan pada tabel B12.6.

Tabel B12.6. Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2013	304	180	14	23.221
2014	145	79	7	11.059
2015	141	80	7	10.796
2016	142	80	7	10.876
2017	146	82	7	11.137
2018	149	83	7	11.404
2019	153	84	7	11.678
2020	156	86	7	11.958
2021	159	86	7	12.145
2022	163	88	8	12.437
2013 - 2022	1.657	928	77	126.711

B12.4. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 diberikan pada tabel B12.7.

Tabel B12.7. Ringkuman

Tahun	Energi Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	461	512	97	0	0	0	4
2014	511	567	107	15	40	60	41
2015	562	647	122	32	20	26	105
2016	617	708	133	106	80	556	174
2017	677	784	148	22	60	30	66
2018	743	868	163	26	20	0	49
2019	816	947	178	16	0	0	31
2020	895	1.034	194	56	50	0	98
2021	982	1.128	212	10	0	0	13
2022	1.078	1.232	231	0	0	0	7
Jumlah				281	270	673	588

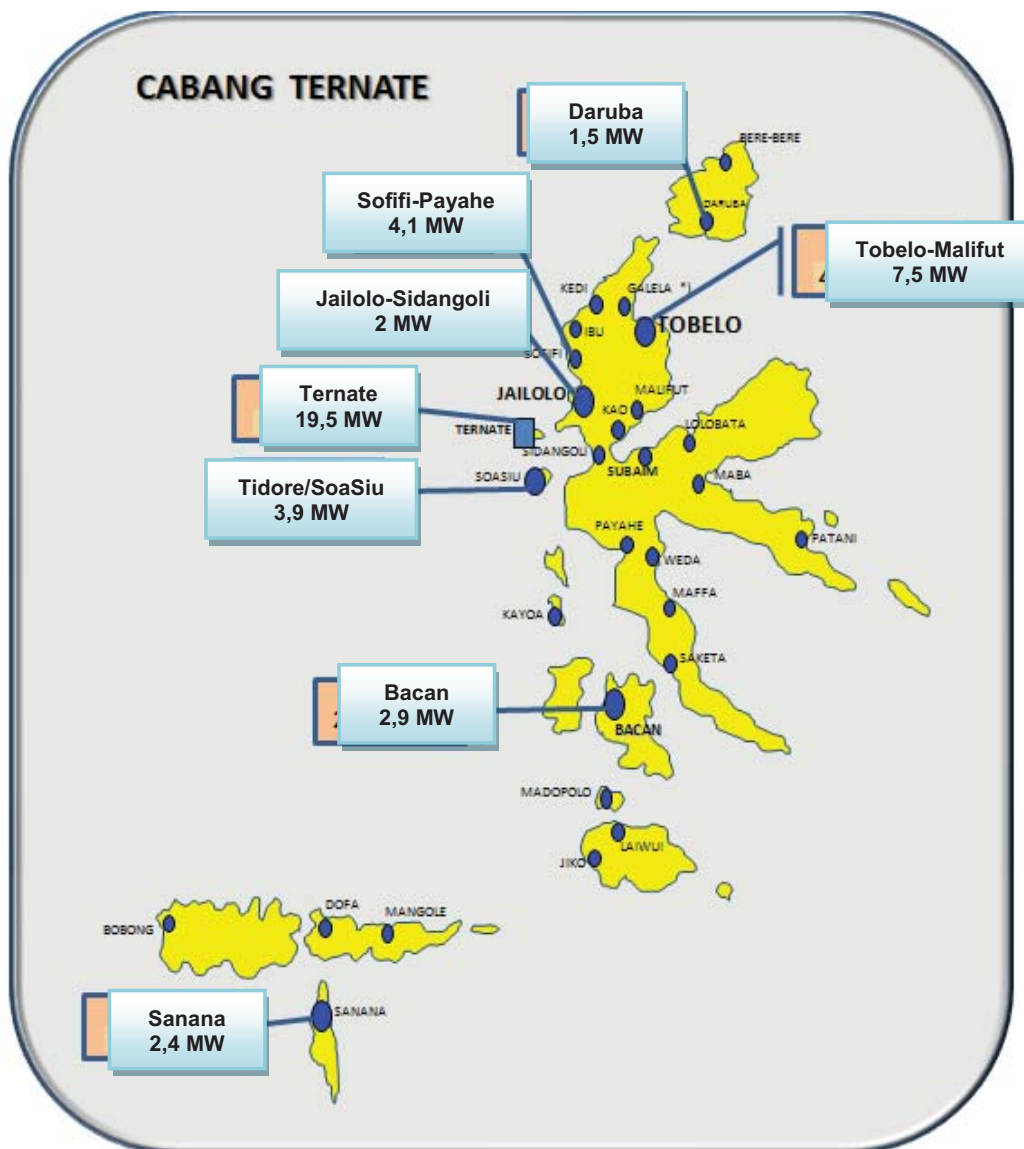
LAMPIRAN B.13

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI MALUKU UTARA**

B13.1. Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara terdiri dari 6 sistem kelistrikan dengan beban di atas 1 MW yaitu Sistem Ternate – Soa –Siu (Tidore), Tobelo – Malifut, Jailolo – Sofifi – Payahe, Bacan, Sanana dan Daruba. Selain itu juga terdapat 19 unit pusat pembangkit skala yang lebih kecil di lokasi tersebar.

Beban puncak gabungan (*non coincident*) sistem-sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara saat ini sekitar 57 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 Vol. Sistem terbesar di Maluku Utara adalah Sistem Ternate – Tidore dimana sistem ini memiliki pasokan pembangkit sekitar 45,9 MW dengan daya mampu 26,3 MW dan beban puncak 23 MW. Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara dengan beban puncak diatas 1 MW posisi bulan September 2013 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	41,0	23,3	19,5
	2. Soa Siu	PLTD	BBM	PLN	4,9	3,1	3,9
Total					45,9	26,4	23,4
2	Sistem Tobelo						
	1. Tobelo	PLTD	BBM	PLN	9,4	6,3	6,3
	2. Malifut	PLTD	BBM	PLN	2,5	1,2	1,2
Total					11,9	7,5	7,5
3	Sistem Jailolo - Sidangoli - Sofifi						
	1. Jailolo-Sidangoli	PLTD	BBM	PLN	4,4	2,9	1,9
	2. Sofifi	PLTD	BBM	PLN	6,7	5,5	4,1
Total					11,1	8,4	6,0
4	Sistem Bacan						
	1. Bacan	PLTD	BBM	PLN	5,8	3,3	
Total					5,8	3,3	2,9
5	Sistem Sanana						
	1. Sanana	PLTD	BBM	PLN	7,5	2,4	
Total					7,5	2,4	2,4
6	Sistem Daruba						
	Daruba	PLTD	BBM	PLN	4,1	2,9	1,4
Total					86,3	50,9	43,7

B13.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Ternate merupakan kota terbesar di Provinsi Maluku Utara dan mempunyai populasi penduduk terbesar di Provinsi ini. Pertumbuhan ekonomi Provinsi ini cukup tinggi dan dalam lima tahun terakhir mencapai rata-rata di atas 7% per-tahun. Kekayaan alamnya juga melimpah berupa tambang nikel dan emas yang banyak tersedia di Pulau Halmahera.

Sesuai rencana MP3EI, kawasan ini 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. Kondisi ini akan dapat mendorong ekonomi di Provinsi ini tumbuh lebih cepat dan pada akhirnya kebutuhan listrik juga akan meningkatkan lebih tinggi.

Dari realisasi penjualan tenaga listrik dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2013 – 2022 sebagaimana diberikan pada tabel B13.2.

Tabel B13.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	6,4	270	301	57	155.573
2014	6,7	301	348	66	171.155
2015	6,8	336	391	73	188.118
2016	6,8	374	443	82	206.003
2017	6,8	417	495	91	224.499
2018	6,8	464	549	100	243.648
2019	6,8	516	605	110	264.136
2020	6,8	573	668	120	285.495
2021	6,8	637	737	131	307.970
2022	6,8	708	813	144	328.801
Growth	6,7	11,6%	11,8%	10,9%	8,8%

B13.3. 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 potensi energi panas bumi yang cukup besar mencapai 40 MW yang akan dikembangkan menjadi PLTP Jailolo. 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

Kebutuhan tenaga listrik 2013 sampai dengan tahun 2022 akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTU batubara, PLTP, PLTM dan PTMPD dengan kapasitas sekitar 146 MW seperti ditampilkan pada tabel B13.3. Selain itu juga akan dikembangkan PLTS oleh swasta dengan kapasitas 6,5 MW.

Tabel B13.3. Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Tidore (FTP 1)	PLN	PLTU	2x7	2014
2	Sofifi	PLN	PLTU	2x3	2015
3	Tidore 2	PLN	PLTU	2x7	2016
4	Jailolo (FTP 2)	Swasta	PLTP	10	2019
5	Songa Wayaua (FTP 2)	Swasta	PLTP	5	2019
6	Ternate Peaker	Unallocated	PLTMG	20	2016
7	Ternate Peaker	Unallocated	PLTMG	10	2018
8	Tobelo	Unallocated	PLTU	2x7	2019/20
9	Tidore 3	Unallocated	PLTU	2x7	2020
10	Ternate Peaker	Unallocated	PLTMG	10	2022
11	Bacan	Unallocated	PTMPD	2x1.2	2015

Tabel B13.3. Pengembangan Pembangkit

lanjutan

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
12	Tobelo	Unallocated	PTMPD	7	2015
13	Sofifi	Unallocated	PTMPD	2x1.2	2016
14	Sanana	Unallocated	PTMPD	2x1.2	2016
15	Daruba	Unallocated	PTMPD	2x1.2	2016
16	Jailolo	Unallocated	PTMPD	2x1.2	2017
17	Maluku Utara Tersebar	Unallocated	PLTM	5	2017/18
18	Jailolo 2	Unallocated	PLTP	5	2020
Jumlah				146	

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 ke pusat-pusat beban. Mengingat lokasi beban tersebar jauh dari pusat pembangkit, maka akan dibangun transmisi 150 kV sepanjang 376 kms. Rencana pembangunan transmisi dan kabel laut 150 kV untuk menyalurkan daya dari PLTP di Halmahera ke pusat beban di Ternate, akan disiapkan apabila hasil studi dasar laut dan kelayakan teknis serta keekonomiannya telah dilaksanakan dan dinyatakan layak. Dana investasi yang dibutuhkan untuk membangun transmisi SUTT tersebut sekitar US\$ 33.5 juta seperti ditampilkan dalam tabel B13.4.

Tabel B13.4. Pembangunan SUTT 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	PLTP Jailolo	Maba	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	110	2019
2	Sofifi	Incomer single pi (Jailolo-Maba)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	46	2019
3	PLTP Jailolo	Tobelo	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	220	2019
					376	

Tabel B14.3 Pengembangan Pembangkit

lanjutan



B13.2. Peta rencana pengembangan sistem 150 kV Halmahera

Pengembangan GI

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi tersebut serta untuk menyalurkan daya listrik ke pelanggan, direncanakan dibangun gardu induk. Sampai dengan tahun 2022 direncanakan pembangunan GI 150 kV di 5 lokasi dengan total kapasitas 140 MVA dan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 12,4 juta, belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI Pembangkit, seperti diperlihatkan pada tabel B13.5.

Tabel B13.5. Pengembangan GI di Maluku Utara

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Soffi	150/20 kV	New	30	2019
2	Maba	150/20 kV	New	30	2019
3	Jailolo	150/20 kV	New	30	2019
4	Tobelo	150/20 kV	New	30	2019
5	Ternate	70/20 kV	New	20	2019
				140	

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Maluku Utara dimaksudkan untuk memenuhi proyeksi tambahan pelanggan baru sekitar 187 ribu sambungan sampai dengan tahun 2022. Pada tahun 2013 saja akan disambung 14.327 pelanggan, dan pada periode selanjutnya akan disambung rata-rata 18.756 pelanggan setiap tahun. Selain itu direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan pulau-pulau yang memiliki potensi sumber energi terbarukan dan murah dengan pulau di dekatnya 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 2013 – 2022 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 1.689 kms JTM, 889 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 120 MVA, secara rinci ditampilkan pada tabel B13.6.

Tabel B13.6. Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku Utara

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	215	115	9	14.327
2014	155	81	7	15.582
2015	156	83	7	16.963
2016	155	82	7	17.885
2017	159	84	7	18.495
2018	163	86	7	19.149
2019	167	88	7	20.489
2020	172	90	7	21.359
2021	171	89	7	22.475
2022	175	91	7	20.831
2013 – 2022	1.689	889	72	187.555

B13.4. 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*, salah satu diantaranya adalah PT Antam di Buli. Adanya industri ekstraksi dan pengolahan tersebut diharapkan akan mendorong pertumbuhan ekonomi 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 melayani 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 dan berfluktuasi. Jenis beban seperti ini tidak cocok bila disambung dengan pelanggan umum lainnya karena akan dapat mengganggu kualitas pasokan listrik ke pelanggan umum.

B13.5. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 sebagaimana diperlihatkan pada tabel B13.7.

Tabel B13.7. Rangkuman

Tahun	Energi Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	270	301	57	0	0	0	5
2014	301	348	66	14	0	0	34
2015	336	391	73	15	0	0	55
2016	374	443	82	41	0	0	77
2017	417	495	91	6	0	0	44
2018	464	549	100	12	0	0	27
2019	516	605	110	22	140	376	108
2020	573	668	120	26	0	0	64
2021	637	737	131	0	0	0	6
2022	708	813	144	10	0	0	13
Jumlah				146	140	376	434

LAMPIRAN B.14

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI PAPUA**

B14.1. Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Provinsi Papua terdiri dari 36 Kabupaten dan 1 Kotamadya yang sistem kelistrikannya *isolated* terdiri dari 8 sistem dengan beban di atas 1 MW yaitu Sistem Jayapura, Genyem, Wamena, Timika, Merauke, Nabire, Serui dan Biak. Selain itu, terdapat sistem kelistrikan *isolated* yang beban puncak < 1 MW (listrik perdesaan) tersebar di 53 lokasi.

Beban puncak seluruh sistem kelistrikan di Provinsi Papua adalah 131,4 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 kedelapan sistem kelistrikan di Provinsi Papua sebagaimana diberikan dalam tabel B14.1.

Peta sistem kelistrikan di Provinsi Papua seperti pada Gambar B14.1.



Gambar B14.1. Sistem kelistrikan di Provinsi Papua

Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Papua posisi s/d September 2013 diberikan pada Tabel B14.1.

Tabel B14.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Jayapura	PLTD	BBM	PLN	88,8	71,3	60,6
2	Genyem	PLTD	BBM	PLN	5,0	2,5	1,3
3	Wamena	PLTD, PLTM	BBM	PLN	7,1	6,2	4,8
4	Timika	PLTD	BBM	PLN	22,7	18,8	17,6
5	Biak	PLTD	BBM	PLN	17,8	14,2	10,2
6	Serui	PLTD	BBM	PLN	8,5	6,2	4,4
7	Merauke	PLTD	BBM	PLN	20,5	16,7	14,8
8	Nabire	PLTD	BBM	PLN	15,7	12,0	11,0
9	Lisdes Tersebar	PLTD, PLTS	BBM/Surya	PLN	16,4	12,7	6,8
Total					202,5	160,5	131,4

B14.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi ekonomi Provinsi Papua dalam lima tahun terakhir tumbuh lebih baik dibanding sebelumnya yaitu rata-rata di atas 7% per tahun. Sektor pertambangan dan penggalan, perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa lainnya mempunyai kontribusi dominan mencapai hampir 78%. Kondisi ekonomi yang membaik ini akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Provinsi Papua.

Sampai dengan tahun 2012, jumlah pelanggan PLN masih didominasi oleh kelompok rumah tangga dengan konsumsi mencapai (55%) disusul kelompok komersial 31,3%, publik 13,4% dan industri 0,3%. 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, penambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi, maka proyeksi kebutuhan listrik 2013 – 2022 diperlihatkan pada tabel B14.2.

Tabel B14.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	9,1	729	828	156	341.342
2014	9,6	799	921	173	373.668
2015	9,7	877	1.018	191	407.586
2016	9,7	962	1.113	208	441.789
2017	9,7	1.055	1.217	226	477.492
2018	9,7	1.156	1.332	246	514.784
2019	9,7	1.267	1.457	268	553.759
2020	9,7	1.389	1.593	292	594.522
2021	9,7	1.523	1.743	319	635.771
2022	9,7	1.670	1.908	348	678.866
Growth	9,6	9,8%	10,1%	11,5%	12,0%

B14.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan 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. 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

Untuk memenuhi kebutuhan beban sampai dengan tahun 2022, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 450 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada tabel B14.3. Selain itu terdapat potensi PLTM yang diharapkan dapat dikembangkan oleh swasta yaitu PLTM Rendani 2x0,65 MW di Kabupaten Yapen, PLTM Serambokan 118 kW dan PLTM Digoel 1,1 MW distrik Okaom di Kabupaten Pegunungan Bintang yang saat ini dalam tahap studi kelayakan serta potensi PLTS yang akan dikembangkan oleh swasta sebesar 13,5 MWp.

Tabel B14.3. Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Walesi 6,7	PLN	PLTM	0,6	2013
2	Orya/Genyem	PLN	PLTA	20	2014
3	Sinagma 4,5	PLN	PLTM	0,4	2014
4	Jayapura (FTP 1)	PLN	PLTU	2x10	2014
5	Timika	PLN	PLTU	4x7	2015
6	Holtekamp 2	PLN	PLTU	2x15	2016
7	Biak	PLN	PLTU	2x7	2016
8	Baliem	PLN	PLTA	50	2016/17/18
9	Kalibumi I (APBN)	PLN	PLTM	2,6	2017
10	Merauke	Swasta	PLTBiomassa	10	2016
11	Biak	Swasta	PLTU	2x7	2017
12	Nabire	Swasta	PLTU	2x7	2017
13	Jayapura	Swasta	PLTU	2x15	2018
14	Jayapura Peaker	Unallocated	PLTMG	40	2016
15	Kalibumi II	Unallocated	PLTM	5	2017/18
16	Orya 2	Unallocated	PLTA	10	2017
17	Kalibumi III Cascade	Unallocated	PLTM	7,5	2018/19/20
18	Timika Peaker	Unallocated	PLTMG	5	2018
19	Merauke	Unallocated	PLTU	2x10	2018/19

Tabel B14.3. Pengembangan Pembangkit

lanjutan

No	Proyek	Asumsi	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
20	Nabire	Unallocated	PLTMG	10	2019/21
21	Jayapura Peaker 2	Unallocated	PLTMG	2x15	2020
22	Timika Peaker	Unallocated	PLTMG	5	2021
23	Jayapura 3	Unallocated	PLTU	2x25	2021/22
24	Serui	Unallocated	PTMPD	2x1.2	2015
25	Merauke	Unallocated	PTMPD	2x3.5	2015
26	Biak	Unallocated	PTMPD	2x3.5	2015/16
27	Timika	Unallocated	PTMPD	2x3.5	2016
28	Mariarotu I	Unallocated	PLTM	1,3	2017
29	Walesi Blok II	Unallocated	PLTM	6x1	2018
30	Mariarotu II	Unallocated	PLTM	1,3	2018
31	Amai	Unallocated	PLTM	1,4	2018
Jumlah				450	

Sebagaimana dapat dilihat pada tabel B14.3, di Provinsi Papua akan dibangun PLTA Baliem secara bertahap (10 MW pada tahun 2016 dan 4x10 MW pada tahun 2017/2018). 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. Selain itu PLN siap membeli kelebihan tenaga listrik di Timika dari rencana pengembangan PLTA Urumuka oleh pihak swasta.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Selaras 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 296 kms dan 150 kV sepanjang 582 kms untuk menyalurkan energi listrik ke pusat beban. Mengingat potensi PLTA Baliem sangat besar dan daya yang dibangkitkan akan disalurkan ke tempat yang cukup jauh, maka sistem yang dikembangkan di Wamena menggunakan tegangan 150 kV. Dana investasi yang dibutuhkan untuk membangun transmisi tersebut sekitar US\$ 68.5 juta, seperti ditampilkan dalam tabel B14.4.

Tabel B14.4. Pembangunan SUTT 70 kV dan 150 kV

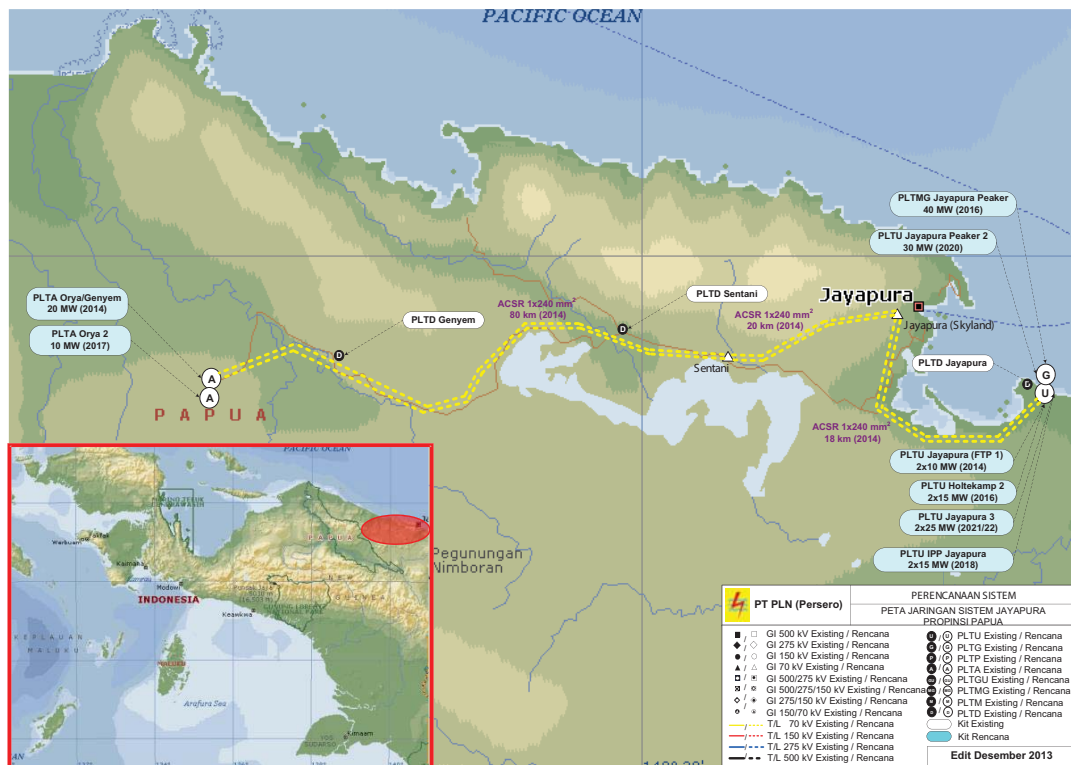
No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	PLTU Holtekamp	GI Skyland	70 kV	2 cct, 1 HAWK	36	2014
2	GI Jayapura (Skyland)	GI Sentani	70 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2014
3	PLTA Genyem	GI Sentani	70 kV	2 cct, 1 HAWK	160	2014
4	PLTU Timika	GI Timika	70 kV	2 cct, 1 HAWK	60	2015
5	PLTA Baliem	GI Wamena	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm ²	50	2016
6	GI Wamena	GI Elelim	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	122	2017
7	GI Wamena	GI Karubaga	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	150	2017
8	GI Karubaga	GI Mulia	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	130	2017
9	GI Mulia	GI Ilaga	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	80	2017
10	PLTA Baliem	GI Sumohai	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm ²	50	2017
					878	

Pengembangan Gardu Induk

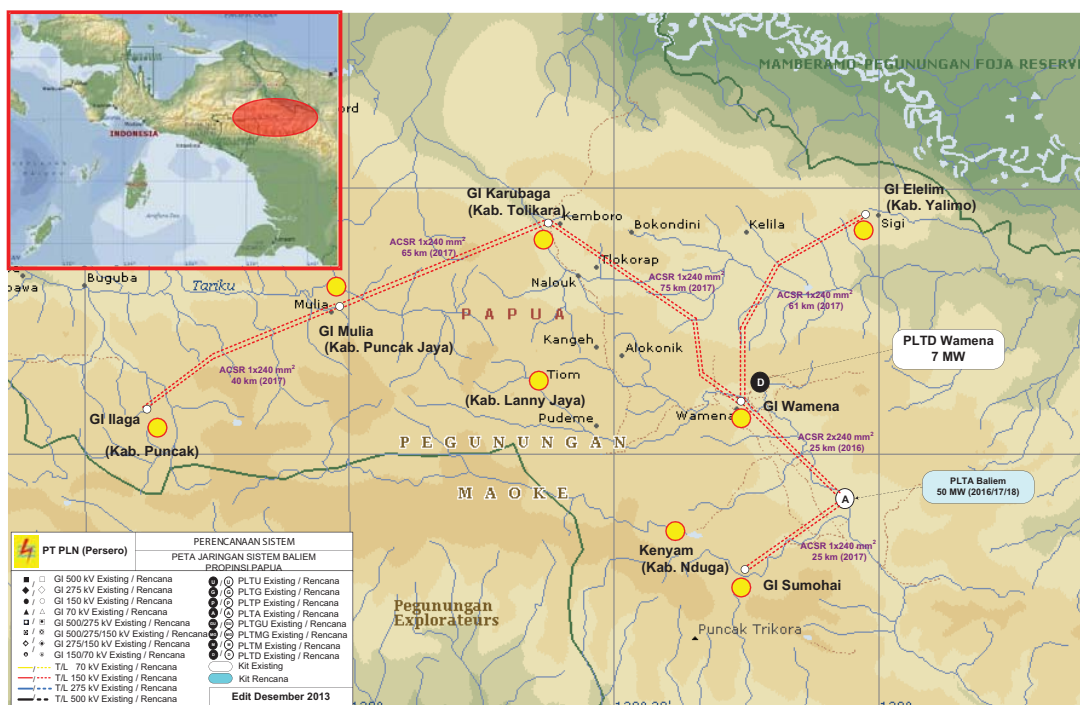
Seiring dengan rencana pembangunan transmisi, akan dibangun juga GI tegangan 70 kV dan 150 kV untuk menyalurkan daya ke beban. Total kapasitas GI yang akan dibangun mulai tahun 2013 sampai dengan 2022 adalah 450 MVA seperti pada tabel B14.5. Dana yang dibutuhkan sekitar US\$ 28,8 juta, belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit seperti pada tabel B14.5.

Tabel B14.5. Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Skyland	70/20 kV	New	20	2014
2	Sentani/Waena	70/20 kV	New	20	2014
3	Timika	70/20 kV	New	30	2015
4	Wamena	150/20 kV	New	30	2016
5	Sumohai	150/20 kV	New	10	2017
6	Elelim	150/20 kV	New	10	2017
7	Karubaga	150/20 kV	New	10	2017
8	Mulia	150/20 kV	New	10	2017
9	Ilaga	150/20 kV	New	10	2017
10	Skyland	70/20 kV	Extension	60	2016
11	Sentani/Waena	70/20 kV	Extension	60	2016
12	Sentani/Waena	70/20 kV	Extension	60	2018
13	Skyland	70/20 kV	Extension	60	2021
14	Sentani/Waena	70/20 kV	Extension	60	2021
				450	



Gambar B14.2. Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 70 kv Jayapura



Gambar B14.3. Peta Rencana Pengembangan Sistem Interkoneksi 150 kV Wamena

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Papua dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan tambahan pelanggan baru sekitar 449 ribu sambungan sampai dengan tahun 2022, 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 di dekatnya yang tidak tersedia energi murah. Namun demikian, interkoneksi ini tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan ekonomis.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2013 – 2023 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 3.617 kms JTM, sekitar 4.982 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 469 MVA, secara rinci ditampilkan pada tabel B14.6.

Tabel B14.6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	902	1.242	133	112.074
2014	260	358	32	32.326
2015	273	376	34	33.918
2016	275	379	34	34.203
2017	287	396	36	35.703
2018	300	413	37	37.292
2019	314	432	39	38.975
2020	328	452	41	40.763
2021	332	457	41	41.248
2022	347	478	43	43.095
2013 – 2022	3.617	4.982	469	449.598

B14.4. Sistem Kelistrikan di Daerah Perbatasan Papua – PNG

Provinsi Papua mempunyai wilayah yang sangat luas, dengan kepadatan 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 yang tersedia setempat. Diprogramkan pada tahun 2013 ibukota kabupaten sudah terlistriki dengan alternatif pertama memanfaatkan potensi tenaga air 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*.

B14.5. Ringkuman

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 adalah seperti dalam tabel B14.7.

Tabel B14.7. Ringkuman

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	729	828	156	1	0	0	47
2014	799	921	173	40	40	236	99
2015	877	1.018	191	40	30	60	139
2016	962	1.113	208	115	150	50	208
2017	1.055	1.217	226	66	50	532	216
2018	1.156	1.332	246	79	60	0	160
2019	1.267	1.457	268	18	0	0	45
2020	1.389	1.593	292	33	0	0	43
2021	1.523	1.743	319	35	120	0	71
2022	1.670	1.908	348	25	0	0	61
Jumlah				450	450	878	1.089

LAMPIRAN B.15

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI PAPUA BARAT**

B15.1. Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Provinsi Papua Barat terdiri dari 10 Kabupaten dan 1 Kotamadya dengan sistem kelistrikan masih *isolated*, terdiri dari 6 sistem dengan beban di atas 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.

Beban puncak total (*non coincident*) seluruh sistem kelistrikan di Papua Barat sekitar 62,6 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 sekitar 31,9 MW.

Peta sistem kelistrikan Provinsi Papua Barat seperti ditunjukkan pada gambar B15.1.



Gambar B15.1. Peta Sistem Kelistrikan Papua Barat

Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Papua Barat posisi s/d September 2013 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel B15.1.

Tabel B15.1. 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	34,2	33,6	32,0
2	Fak Fak	PLTD, PLTM	BBM, Air	PLN	9,6	7,2	4,3
3	Teminabuan	PLTD	BBM	PLN	4,4	3,0	1,2
4	Kaimana	PLTD	BBM	PLN	7,0	4,5	2,8
5	Manokwari	PLTD	BBM	PLN	23,4	17,6	15,8
6	Bintuni	PLTD	BBM	PLN	2,4	1,8	1,2
7	Lisdes Tersebar	PLTD, PLTS	BBM, Surya	PLN	10,9	7,2	5,4
Total					91,8	74,9	62,6

B15.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi ekonomi Provinsi Papua Barat dalam lima tahun terakhir tumbuh lebih baik dibanding sebelumnya yaitu rata-rata di atas 9% per tahun. Sektor pertanian, pertambangan dan penggalian, industri pengolahan, serta sektor jasa-jasa lainnya mempunyai kontribusi dominan mencapai hampir 74%. Kondisi ekonomi yang membaik ini akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Provinsi Papua Barat.

Sampai dengan tahun 2012, penjualan energi listrik PLN pada tahun 2012 adalah sebesar 289 GWh dengan komposisi penjualan terdiri dari kelompok rumah tangga (58,4%), komersial (27,9%), publik (11,9%) dan industri (1,7%).

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN selama lima tahun terakhir, dan dengan memperhatikan pertumbuhan penduduk, proyeksi pertumbuhan ekonomi regional serta peningkatan elektrifikasi, kebutuhan listrik 2013 – 2022 diberikan pada tabel B15.2.

Tabel B15.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	10,5	320	363	67	178.734
2014	11,0	354	401	74	188.756
2015	11,1	392	483	89	196.040
2016	11,1	434	531	97	203.639
2017	11,1	480	583	106	211.573
2018	11,1	530	640	116	219.864
2019	11,1	586	703	127	228.537
2020	11,1	648	772	139	236.995
2021	11,1	716	848	153	245.850
2022	11,1	791	932	167	255.132
Growth	11,0	10,6%	11,1%	11,6%	10,1%

B15.3. 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 24 TSCF, 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 Fak-Fak 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 namun diperkirakan mulai tahun 2018 baru siap untuk dimanfaatkan sebagai bahan bakar pembangkit listrik di Papua Barat.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2022, direncanakan akan dibangun PLTU batubara, PTMPD, PLTA dan PLTM dengan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 148.5 MW dengan perincian seperti pada tabel B15.3.

Selain itu, juga akan dilakukan pembelian tenaga listrik dari *excess power* BP Tangguh dengan kapasitas 5 sampai 8 MW untuk melistriki Kabupaten Teluk Bintuni baik distrik di sisi Utara teluk maupun di sisi Selatan. Untuk pengembangan pembangkit listrik dengan kapasitas yang lebih besar berbahan bakar gas/LNG, akan disiapkan setelah PLN mendapatkan kepastian alokasi gas/LNG Teluk Bintuni. Untuk memperkuat pasokan (non BBM) sistem kelistrikan kota Sorong dan sekitarnya, akan dilakukan pembelian kelebihan listrik (*excess power*) dari Powergen sebesar 15 MW serta pembangunan PLTS 6 MWp yang akan dikembangkan oleh swasta. Sedangkan untuk gas yang ada di Pulau Salawati, juga akan dimanfaatkan sebagai bahan bakar pembangkit listrik (PLTMG) dan energinya akan disalurkan melalui jaringan 20 kV termasuk kabel laut untuk melayani beban di daerah Sorong daratan.

Tabel B15.3. Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Prafi	PLN	PLTM	2,5	2014
2	Kombemur	PLN	PLTM	2x3.3	2014/15
3	Manokwari	PLN	PLTU	2x7	2016
4	Klalin/Sorong	Swasta	PLTU	2x15	2017
5	Andai/Manokwari	Swasta	PLTU	2x7	2017
6	Prafi 2	Unallocated	PLTM	1	2016
7	Warsamson	Unallocated	PLTA	46,5	2018/19
8	Manokwari 2	Unallocated	PLTU	2x7	2020/21
9	Sorong	Unallocated	PTMPD	2x3.5	2015
10	Fak-Fak	Unallocated	PTMPD	2x1.2	2015
11	Waigo	Unallocated	PLTM	1	2015
12	Ransiki	Unallocated	PLTM	6	2016
13	Fak-Fak	Unallocated	PTMPD	3,5	2022
Jumlah				148,5	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

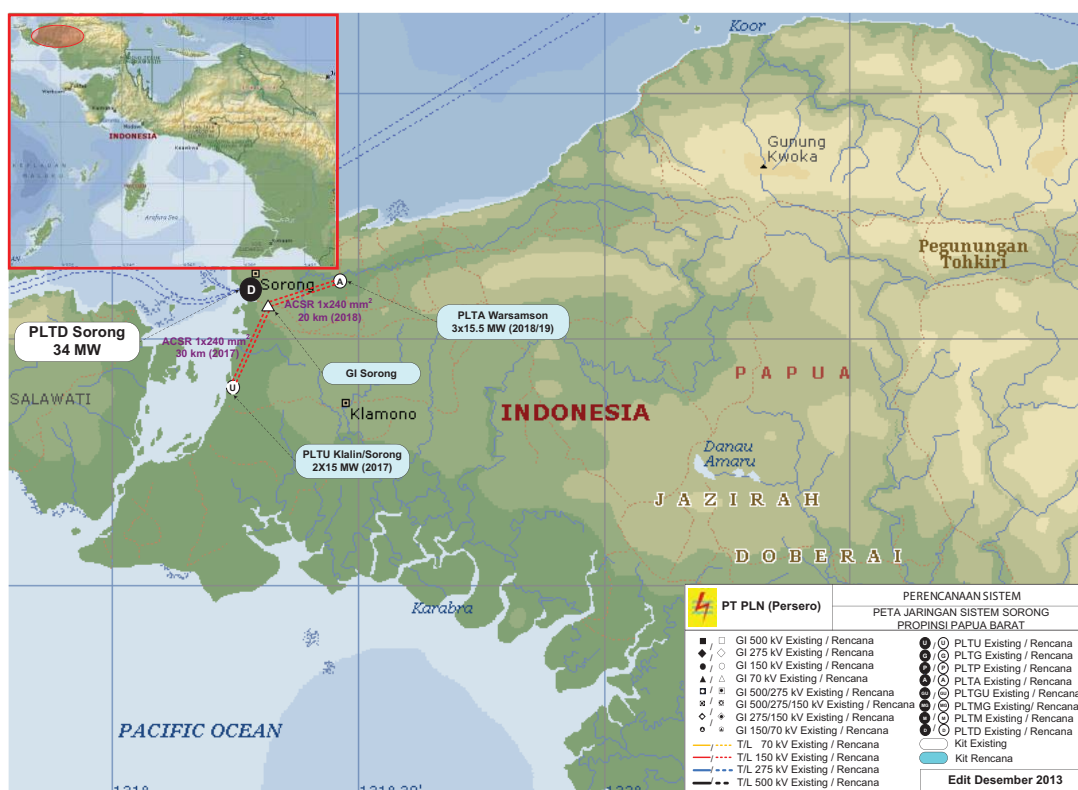
Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan pembangkit baru yaitu PLTU batubara dan PLTA serta untuk menyalurkan tenaga listrik ke pusat beban, direncanakan pengembangan transmisi (SUTT) 150 kV sepanjang 100 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 8,9 juta sebagaimana diberikan pada tabel B15.4.

Selain itu, untuk pengembangan transmisi dan gardu induk di daerah lainnya, akan disiapkan setelah ada kepastian pengembangan pembangkit (PLTG/MG) berbahan bakar gas/LNG dari BP Tangguh di Kabupaten Teluk Bintuni.

Tabel B15.4. Pembangunan SUTT 70 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	PLTU Sorong	GI Sorong	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	2017
2	PLTA Warsamson	GI Sorong	150 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2018
Jumlah					100	



Gambar B15.2. Peta Rencana Pengembangan Kelistrikan Papua Barat

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pembangunan gardu induk dilakukan seiring dengan rencana pembangunan transmisi 150 kV di Sorong yaitu untuk menyalurkan tenaga listrik ke pusat beban. Sampai dengan tahun 2022, kapasitas trafo GI yang akan dibangun adalah 120 MVA dengan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 5,4 juta, belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit sebagaimana pada tabel B15.5.

Tabel B15.5. Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Sorong	150/20 kV	New	60	2017
2	Sorong	150/20 kV	Extension	60	2020
Jumlah				120	

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Papua Barat dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan tambahan pelanggan baru sekitar 146 ribu sambungan sampai dengan tahun 2022, 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 di dekatnya yang tidak tersedia energi murah. Namun demikian, interkoneksi ini tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan ekonomis.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2013 – 2022 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 1.724 kms JTM, sekitar 784 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 134 MVA, secara rinci ditampilkan pada tabel B14.6.

Tabel B15.6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	824	375	62	69.910
2014	118	54	9	10.022
2015	86	39	7	7.284
2016	90	41	7	7.599
2017	93	42	7	7.934
2018	98	44	8	8.291
2019	102	46	8	8.673
2020	100	45	8	8.458
2021	104	47	8	8.855
2022	109	50	9	9.282
2013 - 2022	1.724	784	134	146.308

Selain rencana tersebut, di Kabupaten Teluk Bintuni sedang dibangun jaringan 20 kV SUTM, SKTM dan kabel laut untuk menyalurkan tenaga listrik *excess power* 5 – 8 MW dari BP Tangguh untuk disalurkan ke pelanggan di kota Bintuni dan sekitarnya serta ke kawasan di sekitar BP Tangguh.

B15.4 Sistem Kelistrikan Sorong

Sebagai kota terbesar di Papua Barat, tingkat pertumbuhan ekonomi kota Sorong lebih tinggi dibandingkan daerah lain di provinsi ini. Hal ini selaras dengan pemakaian listrik beberapa tahun terakhir tumbuh sangat tinggi. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut, selain akan dipenuhi dari PLTU batubara yang sedang dalam tahap pembangunan dan dari rencana PLTA, PLN akan mengadakan pembelian listrik dari investor yang akan membangun PLTMG di Pulau Salawati. Selanjutnya listrik tersebut akan disalurkan melalui jaringan 20 kV SUTM dan kabel laut ke darat Sorong dan diinterkoneksi dengan jaringan eksisting.

B15.5 Rangkuman

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 diperlihatkan pada tabel B15.7.

Tabel B15.7. Rangkuman

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	320	363	67	3	0	0	53
2014	354	401	74	6	0	0	22
2015	392	483	89	10	0	0	66
2016	434	531	97	21	0	0	53
2017	480	583	106	44	60	60	103
2018	530	640	116	31	0	40	57
2019	586	703	127	16	0	0	31
2020	648	772	139	7	60	0	24
2021	716	848	153	7	0	0	22
2022	791	932	167	4	0	0	22
Jumlah				149	120	100	452

LAMPIRAN B.16

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT**

B16.1. Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi NTB pada tahun 2013 terdiri atas satu sistem besar 150 kV dan dua sistem menengah 20 kV serta ada beberapa sistem kecil terisolasi. Untuk sistem besar dipasok dari PLTU, PLTD dan PLTM/PLTMH. Sedangkan sistem menengah dan sistem kecil sebagian besar dipasok dari PLTD dan sebagian kecil PLMH. Sistem tersebut adalah:

- Sistem Lombok meliputi 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 terisolasi terdiri dari atas Pulau-Pulau kecil yang tersebar di seluruh wilayah NTB. Pulau-pulau kecil ini mempunyai pembangkit sendiri dan terhubung ke beban melalui jaringan 20 kV atau 220 Volt. Peta sistem kelistrikan di Provinsi NTB untuk ketiga sistem tersebut ditunjukkan pada Gambar B16.1. Pada tahun 2012 dibangun jaringan kabel laut 20 kV yang menginterkoneksi Sistem Tiga Gili (Gili Trawangan, Gili Meno dan Gili Air) ke Sistem Lombok dan telah beroperasi pada 19 September 2012. Dengan adanya kabel laut ini maka PLTD Tiga Gili berada pada kondisi *stand by* dan daya di Tiga Gili dipasok dari Sistem Lombok serta dapat mengoptimalkan operasi PLTS di Tiga Gili.



Gambar B16.1. Peta Kelistrikan Provinsi NTB

Beban puncak gabungan *non coincident* Provinsi NTB sampai dengan Triwulan III tahun 2013 sebesar 2371,1MW dengan total produksi termasuk pembangkit sewa 1.118 GWh, sekitar 70% produksi total NTB ada di Sistem Lombok. Sebesar 86% dari produksi tenaga listrik di Provinsi NTB adalah dari PLTD sehingga mengakibatkan biaya pokok produksi menjadi sangat tinggi, yaitu mencapai Rp 3.182/kWh pada Triwulan III tahun 2013. Sedangkan daya mampu dan beban puncak masing-masing sistem besar dan menengah sesuai pada tabel 17.1.

Daya mampu ketiga sistem tersebut sekitar 78% dari daya terpasang dan beban puncak sekitar 85% dari daya mampu. Daftar tunggu dan calon pelanggan potensial di Provinsi NTB pada Triwulan III tahun 2013 mencapai 96 ribu pelanggan dengan daya 104 MVA telah dapat dilayani dengan menyewa pembangkit. Rincian komposisi kapasitas pembangkit per sistem ditunjukkan dalam tabel B16.1.

Tabel B16.1. Komposisi Kapasitas Pembangkit Tahun 2013

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	248,0	198,9	172,0
	2. Sumbawa	PLTD/M	BBM/Air	PLN	58,4	40,6	29,7
	3. Bima	PLTD	BBM	PLN	54,2	40,1	32,9
2	Sistem Terisolasi						
	Sektor Lombok						
	1. Maringkik	PLTD	BBM	PLN	0,1	0,1	0,1
	Cabang Sumbawa						
	1. Sebotok	PLTD	BBM	PLN	0,1	0,1	0,1
	2. Labuhan Haji	PLTD	BBM	PLN	0,1	0,1	0,1
	3. Lebin	PLTD	BBM	PLN	0,4	0,2	0,2
	4. Bugis Medang	PLTD	BBM	PLN	0,2	0,1	0,1
	5. Klawis	PLTD	BBM	PLN	0,1	0,1	0,1
	6. Lunyuk	PLTD	BBM	PLN	1,0	0,8	0,6
	7. Lantung	PLTD	BBM	PLN	0,3	0,2	0,1
	Cabang Bima						
	1. Bajo Pulau	PLTD	BBM	PLN	0,1	0,1	0,0
	2. Nggelu	PLTD	BBM	PLN	0,1	0,1	0,0
	3. Pai	PLTD	BBM	PLN	0,1	0,1	0,0
	4. Sai	PLTD	BBM	PLN	0,1	0,1	0,0
	5. Sampungu	PLTD	BBM	PLN	0,1	0,1	0,0
	6. Kempo	PLTD	BBM	PLN	0,3	0,2	0,1
	7. Pekat	PLTD	BBM	PLN	2,4	1,9	1,0
	8. Kuta Monta	PLTD	BBM	PLN	0,2	0,2	0,2
Total					366,2	284,7	237,1

Sampai dengan Triwulan III 2013, jumlah pelanggan PLN di Provinsi Nusa Tenggara Barat adalah 840.485 pelanggan dengan rincian 791.913 (94%) pelanggan rumah tangga, 24.203 (3%) pelanggan bisnis, 4.977 (1%) pelanggan publik dan 200 (0.01%) pelanggan industri.

B16.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi perekonomian Provinsi NTB cukup baik dan dalam tiga tahun terakhir tumbuh rata-rata di atas 5,9% pertahun (di luar sektor pertambangan). Sektor pertanian, sektor pertambangan, sektor perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa berkontribusi sebesar 67% terhadap PDRB total Provinsi NTB pada tahun 2012 dan diproyeksikan akan tumbuh positif. Sesuai dengan MP3EI dan kondisi alamnya, Lombok akan berkembang menjadi salah satu pusat tujuan wisata internasional selain Bali. Dengan demikian, ekonomi NTB ke depan 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 11% per tahun. Permintaan terbesar adalah dari sektor rumah tangga (65,8%) disusul sektor bisnis (21,5%). Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi setempat, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi, proyeksi kebutuhan listrik 2013 – 2022 diperlihatkan pada tabel B16.2.

Tabel B16.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	6,6	1.145	1.309	256	824.883
2014	6,9	1.326	1.541	299	971.801
2015	7,0	1.484	1.718	332	1.067.366
2016	7,0	1.653	1.915	368	1.165.593
2017	7,0	1.836	2.144	410	1.266.929
2018	7,0	2.033	2.372	452	1.370.660
2019	7,0	2.242	2.597	492	1.469.855
2020	7,0	2.467	2.841	535	1.529.566
2021	7,0	2.663	3.053	575	1.586.917
2022	7,0	2.878	3.285	619	1.614.505
Growth	6,9	11,5%	11,4%	11,0%	8,4%

Penjualan listrik pada tahun 2013 tumbuh jauh di atas tahun 2012 untuk mengejar target rasio elektrifikasi dari 51.4% menjadi 57.5%.

B16.3. 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 (NTB) adalah potensi panas bumi dan tenaga air, diperkirakan mencapai 231 MW sebagaimana ditunjukkan pada tabel B16.3. Selain itu juga dikembangkan pembangkit energi surya, biomassa, dll. 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 B16.3. 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	0,30	Studi Kelayakan (IPP)
	Batu Bedil	Lombok	0,50	Studi Kelayakan (IPP)
	Karang Bayan	Lombok	1,30	Studi Kelayakan (IPP)
	Nirbaya	Lombok	0,70	Studi Kelayakan (IPP)
	Pekatan	Lombok	2,00	Studi Kelayakan dan Disain Rinci (IPP)
	Brang Beh	Sumbawa	18,00	Studi Kelayakan (PLN)
	Bintang Bano	Sumbawa	8,00	Proses Pengadaan (IPP)
	Brang Rhea	Sumbawa	6,34	Studi Kelayakan (IPP)
	Tengah	Sumbawa	0,31	Identifikasi Lokasi
II	Panas Bumi			
	Semalun	Lombok	100,00	Hasil Studi Geo Sains & Pemboran <i>Thermal Gradient</i>
	Hu'u	Bima	65,00	Pra Studi Kelayakan
	Maronge	Sumbawa	6,00	Identifikasi Lokasi
III	Biomassa			
	Dompu	Bima	1,20	Studi Kelayakan (IPP)

Sumber: Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi NTB

Pengembangan Pembangkit

Kapasitas pembangkit yang direncanakan di Provinsi NTB sampai dengan tahun 2022 adalah 865 MW sebagaimana terdapat pada tabel B16.4. Sebagian besar pembangkit yang akan dibangun adalah PLTU batubara. Untuk meminimalkan penggunaan BBM terutama waktu beban puncak, direncanakan akan dibangun PLTG/ MG/GU dengan bahan bakar gas alam yang disimpan dalam bentuk CNG (*compressed natural gas*).

Tabel B16.4. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Santong	PLN	PLTM	0,85	2013
2	Lombok (FTP 1)	PLN	PLTU	2x25	2014
3	Bima (FTP 1)	PLN	PLTU	2x10	2014/15
4	Sumbawa Barat	PLN	PLTU	2x7	2014/15
5	Lombok Peaker 1, 2	PLN	PLTG/MG/GU	90+60	2016/17
6	Sumbawa	PLN	PLTU	2x10	2016/17
7	Bima 2	PLN	PLTU	2x10	2016
8	Lombok (FTP 2)	PLN	PLTU	2x50	2017/18
9	Semalun (FTP 2)	PLN	PLTP	20	2020
10	Lombok	Sewa	XPLTU	50	2016
11	PLTM Tersebar NTB	Swasta	PLTM	17,2	2013/14/15
12	Lombok Timur	Swasta	PLTU	2x25	2017
13	Hu'u (FTP 2)	Swasta	PLTP	2x10	2021
14	Sumbawa Peaker	Unallocated	PLTMG	20	2016

Tabel B16.4. Rencana Pengembangan Pembangkit

lanjutan

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (Mw)	COD
15	Bima Peaker	Unallocated	PLTMG	20	2016
16	Sumbawa 2	Unallocated	PLTU	2x10	2018
17	Bima Peaker 2	Unallocated	PLTMG	20	2018
18	Brang Beh 1	Unallocated	PLTA	12	2018
19	Brang Beh 2	Unallocated	PLTA	6	2019
20	Sumbawa Peaker 2	Unallocated	PLTMG	20	2020
21	Sembalun 2	Unallocated	PLTP	20	2021
22	Lombok Peaker 2	Unallocated	PLTG/MG/GU	60	2022
23	PLTM Tersebar NTB	Unallocated	PLTM	15	2016/17
24	Lombok 2	Unallocated	PLTU	2x50	2020/21
25	Hu'u 2	Unallocated	PLTP	2x10	2022
	Jumlah			865	

Pembangunan Transmisi dan Gardu Induk

Pembangunan Transmisi

Pembangunan pembangkit PLTU batubara, PLTG/GU/MG, panas bumi dan PLTMH/M/A di beberapa lokasi akan diikuti dengan pembangunan transmisi untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke pusat beban melalui gardu induk. Rincian rencana pembangunan transmisi ditampilkan pada tabel B16.5.

Selama periode 2013 - 2022 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 140 km, akan dibangun transmisi interkoneksi 150 kV. Panjang keseluruhan transmisi yang akan dibangun sekitar 1.321 kms dengan kebutuhan anggaran sekitar US\$ 170 juta. Rencana interkoneksi tersebut akan didahului dengan kajian kelayakan teknis dan keekonomian.

Tabel B16.5. Pembangunan Transmisi 150 kV dan 70 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	GI Sengkol	GI Selong/Paokmotong	150 kV	2 cct, 1 HAWK	76	2013
2	GI Selong/Paokmotong	GI Pringgabaya	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	2013
3	PLTU Bima (FTP1)/Bonto	GI Bima	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	30	2014
4	GI Bima	GI Dompou	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	48	2014
5	Meninting	GI Tanjung	150 kV	2 cct, 1 HAWK	24	2014
6	GI Ampenan	Meninting	150 kV	Kabel Tanah	11	2014
7	GI Mantang	Incomer Jeranjang-Sengkol	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2014
8	GI Alas/Tano	GI Labuhan/Sumbawa	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	120	2014
9	GI Taliwang	GI Alas/Tano	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	30	2014
10	PLTU Sumbawa Barat	GI Taliwang	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	11	2014
11	GI Sape	GI Bima	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	70	2015
12	PLTU Sumbawa (Merah Putih)	GI Labuhan/Sumbawa	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2016
13	GI Rembiga	Inc. 1 phi Ampenan-Tanjung	150 kV	2 cct, 1 HAWK	20	2016
14	GI Dompou	GI Labuhan/Sumbawa	150 kV	2 cct, 1 HAWK	284	2016
15	PLTU Lombok (FTP 2)	GI Pringgabaya	150 kV	2 cct, 1 HAWK	38	2017
16	PLTU Lombok Timur	PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	20	2017
17	Taliwang	Maluk	70 kV	2 cct 1 HAWK	40	2017

Tabel B16.5. Pembangunan Transmisi 150 kV dan 70 kV

lanjutan

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
18	Jeranjang	Sekotong	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2017
19	PLTA Brang Beh	GI Labuhan/Sumbawa	70 kV	2 cct 1 HAWK	90	2018
20	GH Tanjung	GI Bayan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	70	2018
21	GI Bayan	PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	82	2018
22	PLTP Sembalun	Inc. 1 phi Bayan-PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2020
23	PLTU Lombok 2	PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	16	2020
24	PLTP Huu (FTP 2)	GI Dompu	70 kV	2 cct, A3C 1 x 240 mm ²	61	2021
Jumlah					1.321	

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 2013 - 2022 adalah 1.180 MVA dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 99.98 juta belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI Pembangkit. Rincian rencana pembangunan dan perluasan GI diperlihatkan pada tabel B16.6.

Tabel B16.6. Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Sengkol	150/20 kV	New	30	2013
2	Sengkol	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2013
3	Selong	150/20 kV	New	30	2014
4	Pringgabaya	150/20 kV	New	30	2014
5	Mantang	150/20 kV	New	30	2014
6	Labuhan/Sumbawa	70/20 kV	New	30	2014
7	Pringgabaya	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2014
8	Kuta	150/20 kV	New	30	2014
9	Dompu	70/20 kV	New	20	2014
10	Bima	70/20 kV	New	20	2014
11	Ampenan	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2014
12	Tanjung	150/20 kV	New	30	2014
13	Ampenan	150/20 kV	Extension	60	2014
14	Alas/Tano	70/20 kV	New	20	2014
15	Woha	70/20 kV	New	20	2014
17	Taliwang	70/20 kV	New	30	2014
16	Jeranjang	150/20 kV	Extension	30	2015
18	Bima	70/20 kV	Extension	20	2015
19	Labuhan/Sumbawa (IBT)	150/70 kV	New	30	2015
20	Sengkol	150/20 kV	Extension	30	2015
21	Sape	70/20 kV	New	20	2015
22	Mantang	150/20 kV	Extension	30	2015

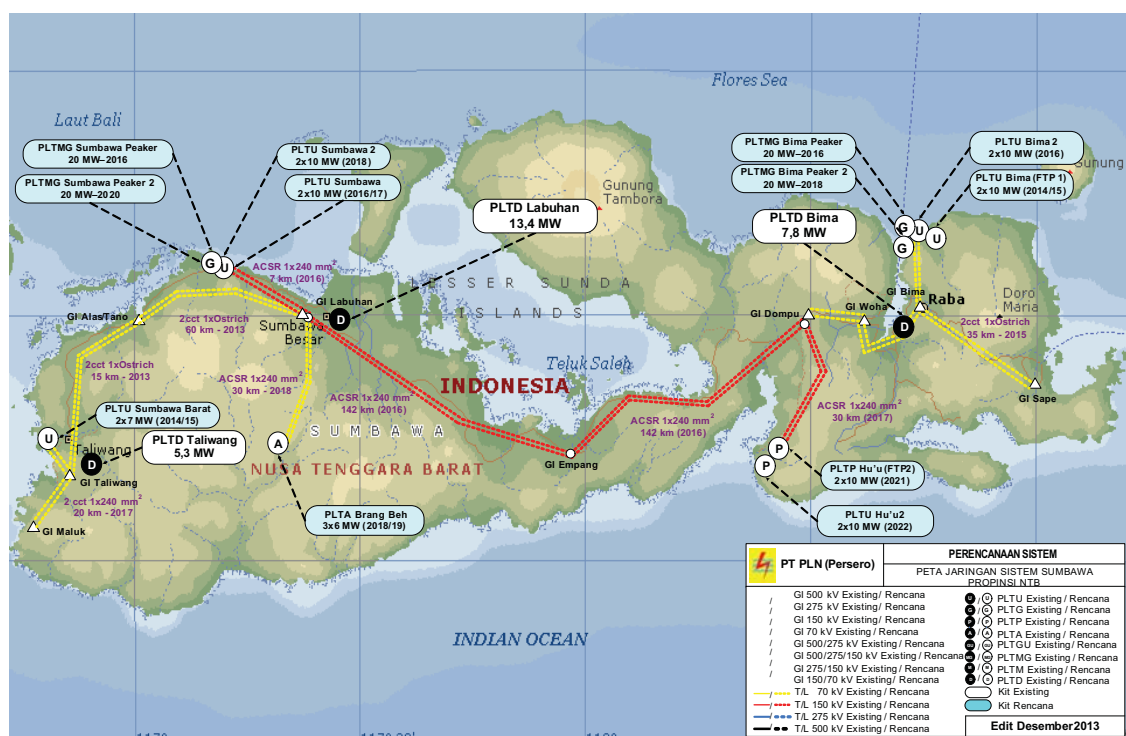
Tabel B16.6. Pembangunan Gardu Induk

lanjutan

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
23	Kuta	150/20 kV	Extension	30	2016
24	Labuhan/Sumbawa	70/20 kV	Ext LB	2 LB	2016
25	Labuhan/Sumbawa	70/20 kV	Extension	30	2016
26	Dompu	70/20 kV	Ext LB	2 LB	2016
27	Dompu	70/20 kV	Extension	20	2016
28	Empang	150/20 kV	New	20	2016
29	Rembiga	150/20 kV	New	60	2016
30	Selong	150/20 kV	Extension	60	2016
31	Sekotong	150/20 kV	New	20	2017
32	Maluk	70/20 kV	New	20	2017
33	Pringgabaya	150/20 kV	Extension	60	2017
34	Bayan	150/20 kV	New	30	2018
35	Dompu (IBT)	150/70 kV	New	30	2018
36	Woha	70/20 kV	Extension	20	2018
37	Alas/Tano	70/20 kV	Extension	20	2018
38	Ampenan	150/70 kV	Extension	60	2019
39	Empang	150/20 kV	Extension	20	2019
40	Bima	70/20 kV	Extension	20	2020
41	Mantang	150/20 kV	Extension	30	2020
42	Sengkol	150/20 kV	Extension	30	2020
43	Tanjung	150/20 kV	Extension	30	2022
44	Labuhan/Sumbawa	70/20 kV	Extension	30	2022
Jumlah				1.180	



Gambar B16.2. Peta Rencana Pengembangan sistem 150 kV Lombok



Gambar B16.3. 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 2022 sekitar 902 ribu pelanggan. Untuk meningkatkan rasio elektrifikasi menjadi 57.5% pada akhir tahun 2013, maka perlu disambung 100 ribu pelanggan baru tarif rumah tangga selama 2013.

Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, direncanakan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk listrik perdesaan, meliputi jaringan tegangan menengah 24.963 kms, jaringan tegangan rendah sekitar 6.315 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 2.275 MVA, seperti dalam tabel B16.7.

Tabel B16.7. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	1.008	705	237	100.753
2014	1.469	1.028	329	146.919
2015	3.342	669	228	95.565
2016	3.531	688	237	98.227
2017	3.758	709	247	101.337
2018	3.938	726	255	103.730
2019	3.601	694	250	99.195
2020	3.761	710	259	101.376
2021	275	192	114	27.430
2022	279	193	119	27.588
2013 - 2022	24.963	6.315	2.275	902.119

B16.4. Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2022 diberikan pada tabel B16.9.

Tabel B16.9. Ringkuman

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	1.145	1.309	256	7	150	136	74
2014	1.326	1.541	299	72	200	304	237
2015	1.484	1.718	332	23	190	70	108
2016	1.653	1.915	368	217	220	334	273
2017	1.836	2.144	410	178	100	128	312
2018	2.033	2.372	452	102	100	242	228
2019	2.242	2.597	492	6	80	0	58
2020	2.467	2.841	535	90	80	46	175
2021	2.663	3.053	575	90	0	60	172
2022	2.878	3.285	619	80	60	0	110
Jumlah				865	1.180	1.321	1.747

LAMPIRAN B.17

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR**

B17.1. Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) terdiri dari 59 pusat listrik yang beroperasi secara terpisah dengan total beban puncak *non coincident* pada bulan September tahun 2013 sekitar 144,30 MW, dipasok dari PLTD, PLTM, PLTS+PLTD hibrid dan PLTP. Tenaga listrik dari pembangkit ke pelanggan disalurkan melalui JTM 20 kV dan JTR 220 Volt.

Kebutuhan terbesar listrik di NTT adalah di Kupang sebagai ibu kota Provinsi, yaitu 36%. Hampir semua pembangkit di NTT menggunakan PLTD dan terdapat tiga unit PLTM serta PLTP, sehingga biaya pokok produksi listrik sangat tinggi. Rincian pembangkit terpasang di Provinsi NTT ditunjukkan pada tabel B17.1.

Tabel B17.1. 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	BBM	PLN	66,7	54,6	52,3
2	Sistem Seba, Oesao	PLTD	BBM	PLN	1,7	1,3	0,8
3	Sistem Soe	PLTD	BBM	PLN	7,9	5,6	4,8
4	Sistem Kefamananu	PLTD	BBM	PLN	8,6	4,8	4,6
5	Sistem Atambua	PLTD	BBM	PLN	9,9	6,5	6,2
6	Sistem Betun	PLTD	BBM	PLN	3,7	2,7	1,8
7	Sistem Kalabahi	PLTD	BBM	PLN	7,8	3,5	3,5
8	Sistem Rote Ndao	PLTD	BBM	PLN	5,1	3,2	2,9
9	Sistem Ende	PLTD	BBM	PLN	11,3	8,8	8,0
10	Sistem Wolowaru	PLTD	BBM	PLN	1,6	1,5	0,9
11	Sistem Aesesa	PLTD	BBM	PLN	2,8	2,2	2,2
12	Sistem Bajawa	PLTD/PLTP/PLTMH	BBM/Surya/Air	PLN	11,7	4,6	4,8
13	Sistem Ruteng	PLTD/PLTP/PLTMH	BBM/Surya/Air	PLN	13,1	10,0	7,2
14	Sistem Labuhan Bajo	PLTD	BBM	PLN	4,1	2,8	3,5
15	Sistem Maumere	PLTD	BBM	PLN	15,1	10,2	9,6
16	Sistem Larantuka	PLTD	BBM	PLN	6,5	3,7	3,7
17	Sistem Adonara	PLTD	BBM	PLN	4,9	3,3	3,1
18	Sistem Lembata	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	6,6	3,5	2,4
19	Sistem Waingapu	PLTD	BBM	PLN	6,9	5,6	5,0
20	Sistem Waikabubak	PLTD/PLTM/PLTS	BBM/Surya/Air	PLN	8,9	7,3	6,1
21	Gab. Isol. Area Kupang	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	6,7	5,1	2,6
22	Gab. Isol. Area FBB	PLTD	BBM	PLN	12,9	9,3	4,9
23	Gab. Isol. Area FBT	PLTD	BBM	PLN	5,6	3,9	2,3
24	Gab. Isol. Area Sumba	PLTD/PLTMH	BBM/Air	PLN/IPP	1,3	1,0	0,9
Total					231,3	165,0	144,3

B17.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi perekonomian Provinsi NTT cukup baik dan dalam lima tahun terakhir tumbuh rata-rata diatas 5,1% 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. Ke depan, tambang mangan ini akan diolah menjadi bahan setengah jadi dengan membangun industri *smelter*. Selain itu, sesuai MP3EI bahwa di NTT akan dikembangkan industri perikanan termasuk budidaya rumput laut serta tumbuhnya industri garam untuk menuju ketahanan pangan

nasional. Sektor pariwisata saat ini menjadi primadona untuk dikembangkan terutama dengan adanya Pulau Komodo sebagai salah satu keajaiban dunia. Selain itu ada beberapa lokasi wisata penyelaman diantaranya 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 16,4% per tahun. Permintaan terbesar adalah dari sektor sosial (66,1%) disusul sektor rumah tangga (32,2%). Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional NTT, penambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi, proyeksi kebutuhan listrik 2013 – 2022 diperlihatkan pada tabel B17.2.

Tabel B17.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	5,6	640	716	140	838.382
2014	5,9	734	830	160	922.977
2015	6,0	802	946	175	1.013.817
2016	6,0	876	1.064	190	1.097.947
2017	6,0	958	1.170	207	1.195.962
2018	6,0	1.050	1.288	226	1.234.115
2019	6,0	1.153	1.424	247	1.254.184
2020	6,0	1.267	1.568	271	1.296.117
2021	6,0	1.394	1.739	296	1.337.533
2022	6,0	1.536	1.921	325	1.374.933
Growth	5,9	10,5%	11,6%	9,6%	7,3%

B17.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik sebagaimana tersebut di atas, direncanakan akan dibangun pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi, dengan memanfaatkan potensi energi setempat.

Potensi Energi Terbarukan

Provinsi NTT mempunyai potensi energi terbarukan yang tersebar di beberapa Pulau. 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 ± 23,2 MW, PLTB.
- Pulau Sumba, mempunyai potensi PLTM ± 12,4 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.

Rencana Pengembangan Pembangkit

Sampai dengan tahun 2022 kebutuhan tenaga listrik Provinsi NTT direncanakan akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTP, PLTU batubara skala kecil, PLTA, PLTM, PLTD, PLTBiomassa, PLTB dan PTMPD tersebar di beberapa lokasi, dengan total kapasitas mencapai 385 MW sebagaimana ditunjukkan pada tabel B17.3.

Untuk mengurangi penggunaan BBM terutama waktu beban puncak di sistem Kupang, akan dibangun PLTM/G dengan bahan bakar gas alam yang disimpan dalam bentuk mini LNG/CNG. Namun untuk merealisasikannya, akan didahului dengan studi kelayakan mengingat harga LNG/CNG untuk sampai di Kupang juga cukup mahal.

Flores sebagai Pulau dengan potensi panas bumi yang besar, maka pembangunan pembangkit diprioritaskan jenis PLTP. Kapasitas total PLTP yang dapat dibangun sampai dengan tahun 2022 mencapai 70 MW. Diharapkan, di masa depan Flores akan menjadi daerah percontohan dimana pasokan listriknya didominasi oleh energi bersih panas bumi.

Tabel B17.3. Rincian Rencana Pengembangan Pembangkit di NTT

No	Proyek	Asumsi Pengembang	Jenis	Kapasitas (MW)	COD
1	Ende (FTP 1)	PLN	PLTU	2x7	2013
2	Kupang (FTP 1)	PLN	PLTU	2x16,5	2013
3	Ndunga	PLN	PLTM	1,9	2014
4	Ulumbu (ADB)	PLN	PLTP	5	2014
5	PLTM Tersebar NTT	PLN	PLTM	3,35	2014/15
6	Rote Ndao	PLN	PLTU	2x3	2015
7	Alor	PLN	PLTU	6	2015
8	Maumere	PLN	PLTU	2x10	2016
9	Atambua	PLN	PLTU	4x6	2016
10	Wae Rancang I	PLN	PLTA	10	2017
11	Wae Rancang II	PLN	PLTA	6,5	2018
12	Kupang	Swasta	PLTU	30	2015/16
13	PLTM Tersebar NTT	Swasta	PLTM	9,15	2014/15/16
14	Mataloko (FTP 2)	Swasta	PLTP	5	2018
15	Atadei (FTP 2)	Swasta	PLTP	5	2017
16	Sokoria (FTP 2)	Swasta	PLTP	3x5	2018/19/20
17	Oka Ile Ange (FTP 2)	Swasta	PLTP	10	2020
18	Kupang Peaker	Unallocated	PLTMG	40	2016
19	Maumere Peaker	Unallocated	PLTMG	20	2017
20	Timor 1	Unallocated	PLTU	2x15	2018/19
21	Kupang Peaker 2	Unallocated	PLTMG	20	2018
22	Bukapiting	Unallocated	PLTP	5	2020
23	Kupang Peaker 2	Unallocated	PLTMG	10	2022
24	Timor 2	Unallocated	PLTU	25	2022
25	Larantuka	Unallocated	PTMPD	2,4	2015
26	Sumba	Unallocated	PLT Biomassa	1	2016
27	Adonara	Unallocated	PTMPD	2x1,2	2016
28	Mataloko 3	Unallocated	PLTP	5	2019
29	Ulumbu 3	Unallocated	PLTP	5	2019
30	Mataloko 4	Unallocated	PLTP	5	2020
31	Ulumbu 4	Unallocated	PLTP	5	2021
32	Sokoria 4	Unallocated	PLTP	5	2022
Jumlah				385	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan jaringan transmisi 70 kV di Provinsi NTT akan dilaksanakan di dua pulau besar yaitu Pulau Flores dan Pulau Timor sesuai prospek beban setempat, sebagaimana terdapat dalam gambar B17.1 dan B17.2. Sedangkan untuk pulau-pulau kecil lainnya direncanakan pembangunan jaringan distribusi 20 kV. Selaras dengan rencana pembangunan pembangkit PLTP, PLTA, PLTM/G dan PLTU batubara tersebar di Pulau Flores dan Pulau Timor, jaringan transmisi 70 kV yang akan dibangun adalah 1.566 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US\$ 81,4 juta sesuai tabel B17.4.

Tabel B17.4. Pembangunan SUTT 70 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Bolok	Maulafa	70 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2014
2	Maulafa	Naibonat	70 kV	2 cct, 1 x ACSR 152/25 (Ostrich)	62	2014
3	Naibonat	Nonohonis/Soe	70 kV	2 cct, 1 x ACSR 152/25 (Ostrich)	102	2014
4	Kefamenanu	Atambua	70 kV	2 cct, 1 HAWK	150	2014
5	Atambua	Atapupu	70 kV	2 cct, 1 HAWK	36	2014
6	Ropa	Ende	70 kV	2 cct, 1 HAWK	88	2014
7	Ropa	Maumere	70 kV	2 cct, 1 HAWK	120	2014
8	Kefamenanu	Nonohonis / Soe	70 kV	2 cct, 1 HAWK	102	2014
9	Ropa	Bajawa	70 kV	2 cct, 1 HAWK	190	2015
10	Bajawa	Ruteng	70 kV	2 cct, 1 HAWK	120	2015
11	PLTP Ulumbu	Ruteng	70 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2015
12	Ruteng	Labuan Bajo	70 kV	2 cct, 1 HAWK	170	2015
13	PLTMG Kupang	GI Naibonat	70 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2016
14	Maumere	Larantuka	70 kV	2 cct, 1 HAWK	200	2016
15	PLTA Wae Rancang	Ruteng	70 kV	2 cct, 1 HAWK	66	2016
16	PLTP Mataloko	Bajawa	70 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2017
17	PLTP Sokoria	Incomer Ropa-Ende	70 kV	2 cct, 1 HAWK	20	2017
Jumlah					1.566	

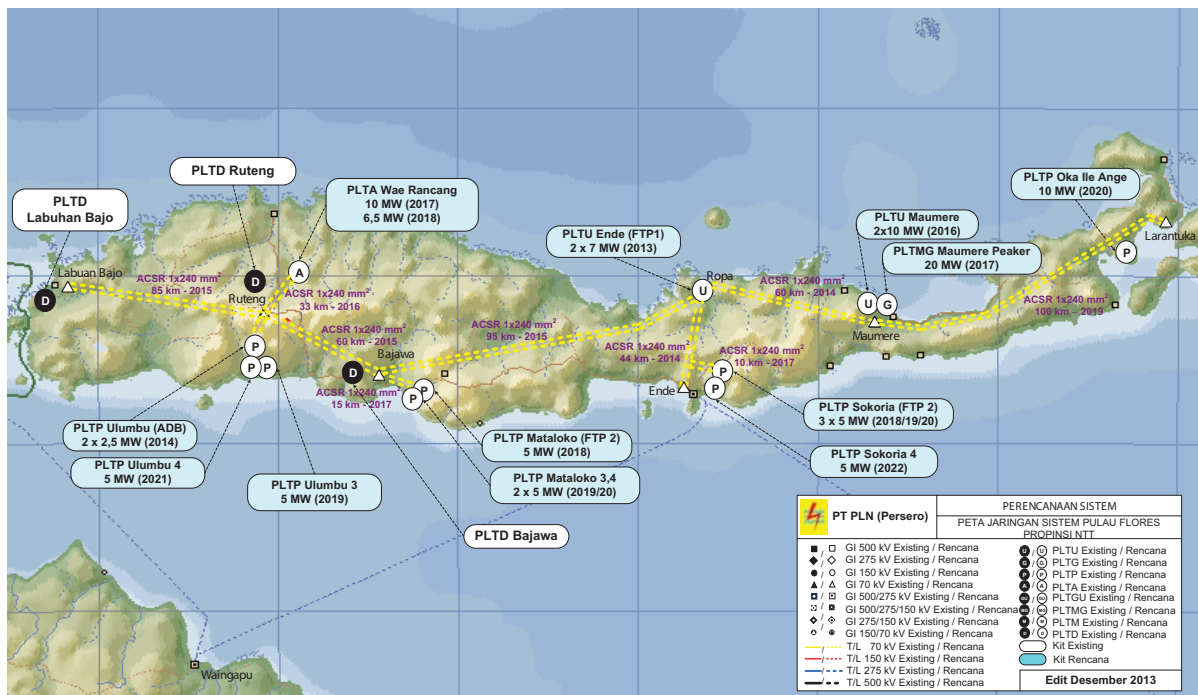
Peta rencana pengembangan sistem transmisi 70 kV di Pulau Timor dan Pulau Flores Provinsi NTT sebagaimana gambar B17.1 dan B17.2.

Pengembangan GI

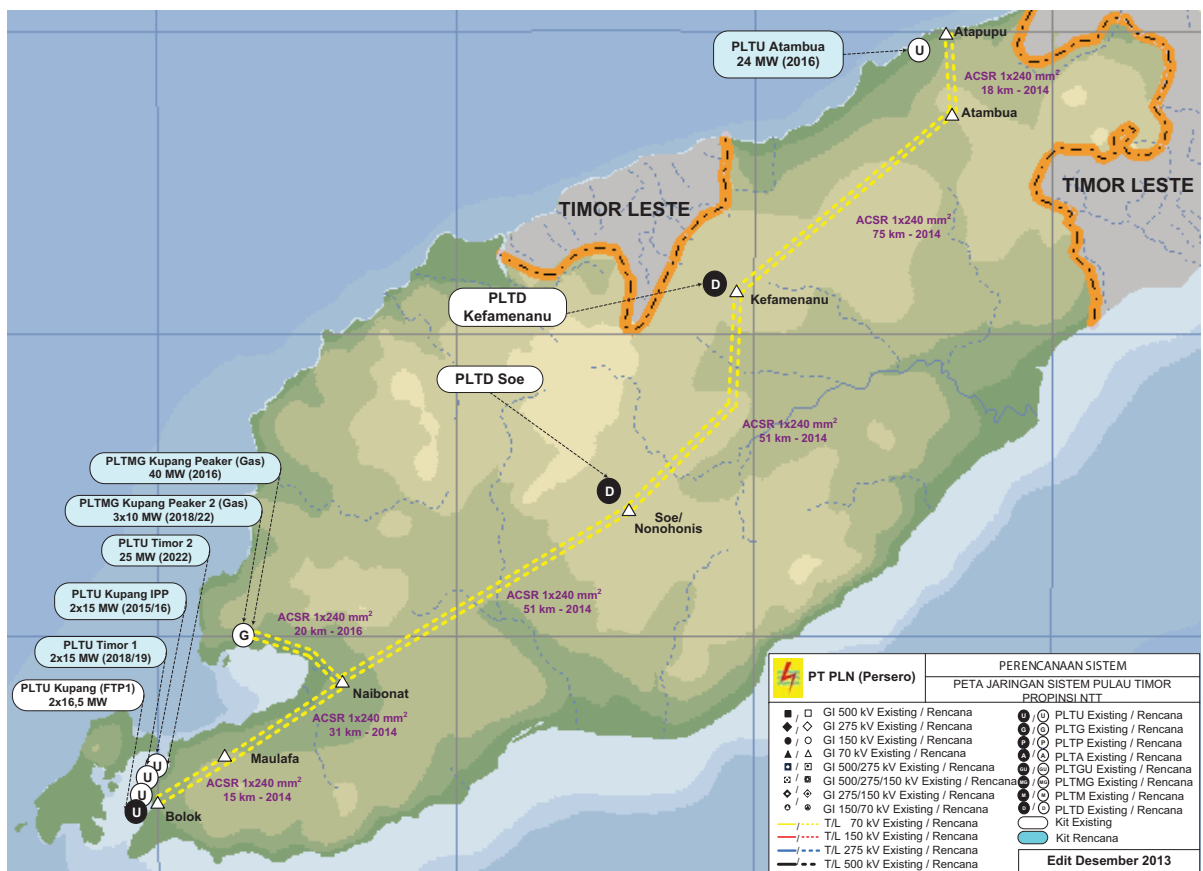
Seiring dengan rencana pembangunan PLTP dan PLTU batubara serta jaringan transmisi 70 kV, juga direncanakan pembangunan gardu induk untuk menyalurkan daya ke beban distribusi. Sampai dengan tahun 2022 direncanakan akan dibangun 28 gardu induk baru 70/20 kV tersebar di Pulau Timor dan Pulau Flores. Kapasitas total trafo GI mencapai 555 MVA dengan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US\$ 42,10 juta belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, sebagaimana dalam tabel B17.5.

Tabel B17.5. Pengembangan GI 70 kV di NTT

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Ropa	70/20 kV	New	5	2014
2	Bolok	70/20 kV	New	20	2014
3	Maulafa	70/20 kV	New	30	2014
4	Ende	70/20 kV	New	10	2014
5	Maumere	70/20 kV	New	10	2014
6	Naibonat	70/20 kV	New	20	2014
7	Nonohonis	70/20 kV	New	20	2014
8	Kefamenanu	70/20 kV	New	20	2014
9	Atambua	70/20 kV	New	20	2014
10	Atapupu	70/20 kV	New	10	2014
11	Labuan Bajo	70/20 kV	New	20	2014
12	Bajawa	70/20 kV	New	20	2015
13	Ruteng	70/20 kV	New	20	2015
14	Maumere	70/20 kV	Extension	20	2015
15	Ende	70/20 kV	Extension	20	2015
16	Maulafa	70/20 kV	Extension	30	2015
17	Naibonat	70/20 kV	Extension	20	2016
18	Bolok	70/20 kV	Extension	20	2016
19	Maulafa	70/20 kV	Extension	30	2017
20	Atambua	70/20 kV	Extension	20	2019
21	Larantuka	70/20 kV	New	20	2019
22	Ropa	70/20 kV	Extension	20	2019
23	Ende	70/20 kV	Extension	20	2019
24	Bajawa	70/20 kV	Extension	20	2020
25	Bolok	70/20 kV	Extension	20	2020
26	Maumere	70/20 kV	Extension	20	2020
27	Maulafa	70/20 kV	Extension	30	2021
28	Nonohonis	70/20 kV	Extension	20	2022
Jumlah				555	



Gambar B17.1. Peta Rencana Jaringan 70 kV Pulau Timor



Gambar B17.2. Peta Rencana Jaringan 70 kV Pulau Flores

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan pembangunan jaringan transmisi dan gardu induk 70 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, direncanakan selama 2013 - 2022 akan dilakukan penambahan pelanggan baru sekitar 683 ribu. Khusus untuk mempercepat peningkatan rasio elektrifikasi menjadi 60% pada akhir tahun 2013, direncanakan akan dilakukan penyambungan pelanggan rumah tangga sebanyak 147 ribu selama 2013. Pada tahun – tahun selanjutnya akan ditambah pelanggan baru rata-rata 59 ribu sambungan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk listrik perdesaan, meliputi JTM sepanjang 4.555 kms, JTR sekitar 4.655 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 208 MVA, seperti ditampilkan dalam tabel B17.6.

Tabel B17.6. Pengembangan Sistem Distribusi di NTT

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2013	763	764	45	147.330
2014	649	716	26	84.595
2015	632	638	28	90.840
2016	585	591	26	84.131
2017	681	689	30	98.015
2018	265	268	12	38.153
2019	227	229	6	20.069
2020	204	207	13	41.933
2021	288	291	13	41.416
2022	260	263	11	37.400
2013 - 2022	4.555	4.655	208	683.881

B17.4. Pengembangan PLTS dan EBT Lainnya

Memperhatikan potensi durasi lama waktu dan banyaknya penyinaran energi radiasi matahari di Provinsi NTT, 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 Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) *On Grid* dengan kapasitas sekitar 15 MW tersebar di 9 (sembilan) lokasi diantaranya pada sistem di daratan Pulau Timor, sistem daratan Pulau Flores, sistem Pulau Alor, sistem Pulau Rote, sistem Pulau Lembata.

Sedangkan di Pulau Sumba akan dibangun PLT Biomassa 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* PLT Biomassa 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, Pulau Pamana, Pulau Samau, Pulau Pantar, Pulau Pura, Pulau Solor dan Pulau Sabu.

B17.5. Ringkasan

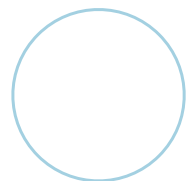
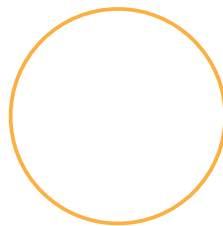
Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, rencana pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 diperlihatkan pada tabel B17.7.

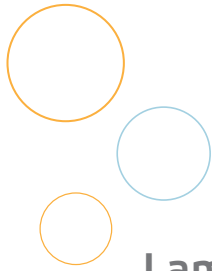
Tabel B17.7. Ringkuman

Tahun	<i>Energy Sales</i> (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US\$)
2013	640	716	140	49	0	0	95
2014	734	830	160	9	185	690	103
2015	802	946	175	36	110	520	144
2016	876	1.064	190	104	40	306	214
2017	958	1.170	207	35	30	50	76
2018	1.050	1.288	226	52	0	0	92
2019	1.153	1.424	247	30	80	0	85
2020	1.267	1.568	271	25	60	0	76
2021	1.394	1.739	296	5	30	0	28
2022	1.536	1.921	325	40	20	0	77
Jumlah				385	555	1.566	990

Lampiran C

Rencana Pengembangan Kelistrikan Per Provinsi Wilayah Operasi Jawa - Bali





Lampiran C

RENCANA PENGEMBANGAN KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH OPERASI JAWA - BALI

LAMPIRAN C1.	PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA
LAMPIRAN C2.	PROVINSI BANTEN
LAMPIRAN C3.	PROVINSI JAWA BARAT
LAMPIRAN C4.	PROVINSI JAWA TENGAH
LAMPIRAN C5.	PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA
LAMPIRAN C6.	PROVINSI JAWA TIMUR
LAMPIRAN C7.	PROVINSI BALI

LAMPIRAN C.1

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA (DKI) JAKARTA**

C1.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi DKI Jakarta (tidak termasuk Kepulauan Seribu) diperkirakan sampai akhir tahun 2013 sekitar 4.530 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 C1.1.



Gambar C1.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi DKI Jakarta

Secara kelistrikan di Provinsi DKI Jakarta terdapat 6 subsistem 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 memasok Jakarta Timur, Depok dan sebagian Bogor.
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 C1.1.

Tabel C1.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang di Muara Karang dan Priok

No	Nama Pembangkit	Jenis		Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
		Pembangkit	Bahan Bakar			
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	60
5	Priok Blok 1	PLTGU	Gas /HSD	Indonesia Power	590	508
6	Priok Blok 2	PLTGU	Gas /HSD	Indonesia Power	590	508
7	Priok Blok 3	PLTGU	Gas	Indonesia Power	740	720
8	Priok	PLTG	HSD	Indonesia Power	52	34
Jumlah					3.690	3.228

C1.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2013 – 2022 diperlihatkan pada Tabel C1.2.

Tabel C1.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	5,95	28.629	30.704	4.530	2.870.839
2014	6,26	30.661	32.831	4.841	2.906.200
2015	7,20	32.731	35.028	5.163	2.941.263
2016	7,20	34.891	37.320	5.498	2.976.306
2017	7,20	37.072	39.632	5.835	3.010.840
2018	7,20	39.333	42.027	6.185	3.045.401
2019	7,20	41.654	44.483	6.543	3.079.501
2020	7,20	44.070	47.038	6.915	3.113.423
2021	7,20	46.582	49.692	7.302	3.147.451
2022	7,20	49.211	52.470	7.706	3.181.101
Growth (%)	6,98	6,21	6,14	6,08	1,15

C1.3. 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 200 bbtud.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2022 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 peaker (bisa *daily start-stop*) dengan kapasitas 450 MW di lokasi Muara Karang.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan GI

Pengembangan GITET 500 kV sampai tahun 2022 adalah pembangunan 5 GITET baru (4.000 MVA), penambahan IBT 500/150 kV (1.500 MVA) di 3 lokasi dan spare IBT satu fasa 5 buah @167 MVA (3 spare IBT rekondisi dan 2 spare IBT baru) yang ditempatkan di GITET Kembangan, Cawang, Bekasi dan Duri Kosambi untuk meningkatkan keandalan pasokan sistem Jakarta, seperti diperlihatkan pada Tabel C1.3.

Tabel C1.3. Pengembangan GITET di Jakarta

No.	Gardu Induk	Kapasitas MVA	COD	Keterangan
1	Kembangan (GIS)	167	2014	Spare (Ex. Rekondisi)
2	Cawang	167	2014	Spare (Ex. Rekondisi)
3	Bekasi	167	2014	spare IBT
4	Cawang (GIS)	500	2014	IBT-3
5	Bekasi	-	2014	Diameter Ext, Arah (M Tawar-Cibinong)
6	Cawang	167	2014	Spare (Ex. Rekondisi)
7	Durikosambi (GIS)	1.000	2016	GITET Baru/GIS (IBT-1-2)
8	Durikosambi (GIS)	167	2016	spare IBT
9	Kembangan (GIS)	-	2016	Diameter Ext, arah Durikosambi
10	Muarakarang (GIS)	1.000	2017	GITET Baru/GIS
11	Durikosambi (GIS)	500	2017	IBT-3
12	Cawang Baru (GIS)	1.000	2017	GITET Baru/GIS (IBT-1-2)
13	Gandul	-	2017	Diameter Ext, Cawang Baru (GIS)
14	Durikosambi (GIS)	500	2018	IBT-4
15	Priok	500	2018	GITET Baru/GIS
16	PLTU Jawa-5/Bekasi	500	2019	GITET Baru/GIS
17	Muaratawar	-	2019	Diameter Ext, arah PLTU Jawa-5/Bekasi
Jumlah		6.335		

Selanjutnya untuk melayani konsumen direncanakan pembangunan GI Baru dan ekstension trafo 150/20 kV dengan total kebutuhan 10.380 MVA atau 176 buah @ 60 MVA seperti ditampilkan pada Tabel C1.4.

Tabel C1.4. Pengembangan GI/GIS di Jakarta

No.	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
1	Kapuk (PIK) (GIS)	150/20 kV	120	2013
2	Tanah Tinggi (GIS)	150/20 kV	60	2013
3	Senayan Baru (GIS)	150/20 kV	60	2013
4	Mangga Besar (GIS)	150/20 kV	60	2013
5	Kandang Sapi (GIS)	150/20 kV	60	2013
6	Cileduk	150/20 kV	60	2013
7	Cipinang (GIS)	150/20 kV	60	2013
8	Muara Karang Baru	150/20 kV	60	2013
9	Cawang Baru (GIS)	150/20 kV	60	2013
10	Jatirangon	150/20 kV	60	2013
11	Legok	150/20 kV	60	2013
12	Harapan Indah (GIS)	150/20 kV	120	2014
13	Gunung Sahari (GIS)	150/20 kV	120	2014
14	Kemayoran	150/20 kV	0	2014
15	Gandaria (GIS)	150/20 kV	180	2014
16	TMII (Miniatur) (GIS)	150/20 kV	0	2014
17	Antasari / CSW 2 / Kemang Village (GIS)	150/20 kV	120	2014
18	Jatiwaringin (GIS)	150/20 kV	120	2014
19	Cakung Township (GIS)	150/20 kV	120	2014
20	Kandang Sapi (GIS)	150/20 kV	0	2014
21	Jatirangon 2/Cibubur	150/20 kV	120	2014
22	Semanggi Barat (GIS)	150/20 kV	120	2014
23	Karet Lama	150/20 kV	0	2014
24	Manggarai (GIS)	150/20 kV	60	2014
25	Tanah Tinggi (GIS)	150/20 kV	60	2014
26	Petukangan	150/20 kV	60	2014
27	Legok	150/20 kV	60	2014
28	Lengkong	150/20 kV	60	2014
29	Duren tiga (GIS)	150/20 kV	60	2014
30	Citra habitat	150/20 kV	60	2014
31	Miniatur (GIS)	150/20 kV	60	2014
32	Tangerang Baru	150/20 kV	60	2014
33	Tigaraksa	150/20 kV	60	2014
34	Pasar kemis	150/20 kV	60	2014
35	Karet Baru	150/20 kV	0	2014
36	Karet Lama	150/20 kV	0	2014
37	Plumpang	150/20 kV	0	2014
38	Gambir Baru	150/20 kV	0	2014
39	Balaraja New	150/20 kV	0	2014
40	Marunda	150/20 kV	0	2014
41	Priok Timur	150/20 kV	0	2014
42	Pulogadung	150/20 kV	0	2014
43	Pulogadung	150/20 kV	0	2014
44	Duri Kosambi	150/20 kV	60	2015

Tabel C1.4. Pengembangan GI/GIS di Jakarta

lanjutan

No.	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
45	Lengkong	150/20 kV	60	2015
46	Penggilingan (GIS)	150/20 kV	60	2015
47	Durikosambi 2 / Daan Mogot (GIS)	150/20 kV	120	2015
48	Duren Tiga II/Ragunan (GIS)	150/20 kV	120	2015
49	Cawang Lama	150/20 kV	0	2015
50	Pondok Indah (GIS)	150/20 kV	0	2015
51	CSW	150/20 kV	0	2015
52	Spinmill	150/20 kV	0	2015
53	Taman Rasuna (GIS)	150/20 kV	60	2015
54	Maximangando	150/20 kV	60	2015
55	Karet Lama	150/20 kV	60	2015
56	Lippo Curug	150/20 kV	60	2015
57	Gambir Baru	150/20 kV	60	2015
58	Kemayoran	150/20 kV	60	2015
59	Legok	150/20 kV	60	2015
60	Mampang Baru	150/20 kV	60	2015
61	Priok Timur	150/20 kV	60	2015
62	Pondok Indah (GIS)	150/20 kV	60	2016
63	Cakung Township (GIS)	150/20 kV	60	2016
64	Tigaraksa	150/20 kV	60	2016
65	Jatirangon	150/20 kV	60	2016
66	Cileduk	150/20 kV	60	2016
67	Kembangan II (GIS)	150/20 kV	120	2016
68	Balaraja	150/20 kV	60	2016
69	Pulo Mas	150/20 kV	60	2016
70	Pondok Indah II/Cirende	150/20 kV	120	2016
71	Jatiwaringin GIS	150/20 kV	60	2017
72	Harapan Indah (GIS)	150/20 kV	60	2017
73	Gajah Tunggal	150/20 kV	120	2017
74	Abadi Guna Papan II (GIS)	150/20 kV	120	2017
75	Cawang Lama	150/20 kV	0	2017
76	Marunda II (GIS)	150/20 kV	120	2017
77	Pasar Kemis II	150/20 kV	120	2017
78	Sinar Sahabat	150/20 kV	120	2017
79	Pulo Gadung II	150/20 kV	120	2017
80	Priok Timur	150/20 kV	60	2017
81	Kandang Sapi (GIS)	150/20 kV	60	2017
82	Gambir Lama II (GIS)	150/20 kV	120	2017
83	Gambir Lama (GIS)	150/20 kV	0	2017
84	Grogol II (GIS)	150/20 kV	60	2017
85	Cawang Baru (GIS)	150/20 kV	60	2017
86	New Balaraja	150/20 kV	60	2017
87	Kebon Sirih II (GIS)	150/20 kV	120	2017

Tabel C1.4. Pengembangan GI/GIS di Jakarta

lanjutan

No.	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
88	Senayan Baru II (GIS)	150/20 kV	120	2017
89	Senayan Baru	150/20 kV	0	2017
90	Tomang (GIS)	150/20 kV	120	2017
91	Semanggi Barat II/Benhil (GIS)	150/20 kV	60	2017
92	Cawang	150/20 kV	60	2017
93	Plumpang II (GIS)	150/20 kV	120	2018
94	Durikosambi III/Rawa Buaya (GIS)	150/20 kV	120	2018
95	Durikosambi II	150/20 kV	0	2018
96	Danayasa II/Semanggi Timur (GIS)	150/20 kV	120	2018
97	Cipinang II/Jatinegara (GIS)	150/20 kV	120	2018
98	Taman Rasuna 2 / Pengadegan Tmr (GIS)	150/20 kV	120	2018
99	Antasari / CSW 2 / Kemang Village (GIS)	150/20 kV	60	2018
100	Gandaria II/Mekar Sari (GIS)	150/20 kV	60	2018
101	Gandaria	150/20 kV	0	2018
102	Penggilingan II (GIS)	150/20 kV	120	2018
103	Penggilingan (GIS)	150/20 kV	0	2018
104	Kemayoran II (GIS)	150/20 kV	60	2018
105	Tanah Tinggi (GIS)	150/20 kV	60	2018
106	Dukuh Atas (GIS)	150/20 kV	60	2018
107	Tigaraksa II	150/20 kV	120	2018
108	Tigaraksa	150/20 kV	0	2018
109	Manggarai II	150/20 kV	120	2019
110	Marunda II (GIS)	150/20 kV	60	2019
111	Kembangan II (GIS)	150/20 kV	60	2019
112	New Balaraja	150/20 kV	60	2019
113	Jatirangon II/Cibubur	150/20 kV	60	2019
114	Abadi Guna Papan II (GIS)	150/20 kV	60	2019
115	Cileduk	150/20 kV	60	2019
116	Duren Tiga II/Ragunan (GIS)	150/20 kV	60	2019
117	Durikosambi 2 / Daan Mogot (GIS)	150/20 kV	60	2019
118	Muara Karang III / Kamal	150/20 kV	120	2019
119	Senayan Baru II (GIS)	150/20 kV	60	2019
120	Cawang Baru 2 (GIS)	150/20 kV	120	2019
121	Pondok Indah III/Ciputat	150/20 kV	120	2019
122	Petukangan II	150/20 kV	120	2020
123	Kapuk (PIK) (GIS)	150/20 kV	60	2020
124	Balaraja Baru II	150/20 kV	120	2020
125	Gajah Tunggal	150/20 kV	60	2020
126	Pulo Gadung II	150/20 kV	60	2020
127	Gambir Lama II (GIS)	150/20 kV	60	2020
128	Kebon Sirih II (GIS)	150/20 kV	60	2020
129	Pasar Kemis II	150/20 kV	60	2020
130	Cengkareng II/Bandara Soetta	150/20 kV	60	2020

Tabel C1.4. Pengembangan GI/GIS di Jakarta

lanjutan

No.	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
131	Gunung Sahari (GIS)	150/20 kV	60	2020
132	Semanggi Barat (GIS)	150/20 kV	60	2020
133	Kembangan II (GIS)	150/20 kV	60	2020
134	Kelapa Gading	150/20 kV	60	2020
135	Grogol II (GIS)	150/20 kV	60	2020
136	Jatake II (GIS)	150/20 kV	60	2020
137	Penggilingan II (GIS)	150/20 kV	60	2021
138	Duren Tiga II/Ragunan (GIS)	150/20 kV	60	2021
139	Kemayoran II (GIS)	150/20 kV	60	2021
140	Cawang	150/20 kV	60	2021
141	Durikosambi III/Rawa Buaya (GIS)	150/20 kV	60	2021
142	Kebon Sirih II (GIS)	150/20 kV	60	2021
143	Lengkong II	150/20 kV	60	2021
144	Grogol II (GIS)	150/20 kV	60	2021
145	Gunung Sahari II	150/20 kV	120	2021
146	Pondok Indah III/Ciputat	150/20 kV	60	2021
147	Citra Habitat II	150/20 kV	120	2022
148	Citra Habitat	150/20 kV	0	2022
149	Karet Baru II (GIS)	150/20 kV	120	2022
150	Semanggi Barat	150/20 kV	0	2022
151	Setiabudi II (GIS)	150/20 kV	60	2022
152	Cawang Baru II (GIS)	150/20 kV	0	2022
153	Muara Karang III / Kamal	150/20 kV	60	2022
154	Plumpang II	150/20 kV	60	2022
155	Cipinang II/Jatinegara (GIS)	150/20 kV	60	2022
156	Tanah Tinggi (GIS)	150/20 kV	60	2022
157	Taman Rasuna 2 / Pengadegan Tmr (GIS)	150/20 kV	60	2022
158	Pasar Kemis II	150/20 kV	60	2022
159	Gandaria II/Mekar Sari (GIS)	150/20 kV	60	2022
160	Danayasa II/Semanggi Timur (GIS)	150/20 kV	60	2022
Jumlah			10.380	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV diperlukan pengembangan transmisi 500 kV khususnya di sisi Utara Jakarta, sepanjang 164 kms seperti ditampilkan dalam Tabel C1.5.

Tabel C1.5. Pembangunan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Panjang kms	COD
1	Bekasi	Tx. Mtawar-Cibinong	12	2014
2	Tx Kembangan	Durikosambi (GIS)	6	2017
3	Kembangan	Durikosambi (GIS)	6	2017
4	Muarakarang (GIS)	Durikosambi (GIS)	30	2017
5	Cawang Baru (GIS)	Gandul	40	2017
6	Priok	Muaratawar	30	2018
7	Priok	Muarakarang (GIS)	20	2019
8	PLTU Jawa-5	Muaratawar	20	2019
Jumlah			164	

Selaras dengan pembangunan GI/GIS baru 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi 150 kV terkaitnya sepanjang 959 kms seperti ditampilkan dalam Tabel C1.6.

Tabel C1.6. Pembangunan SUTT 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD
1	Cileduk II/Alam Sutra	Inc.(Lippo Curug-Kmbngn)	150 kV	2	2013
2	Gandul	Serpong	150 kV	40	2013
3	Kapuk (PIK) (GIS)	Inc. (Mkrang-Dksbi)	150 kV	2	2013
4	Tanah Tinggi (GIS)	Inc. (GmbIm-Plmas)	150 kV	4	2013
5	Harapan Indah (GIS)	Inc.(Mtawar-Bekasi)	150 kV	2	2014
6	Antasari / CSW 2 / Kemang Village (GIS)	Inc. (Drtga/Kemang-Kenvil)	150 kV	10	2014
7	Gandaria (GIS)	TMII (Miniatur)	150 kV	24	2014
8	Gunung Sahari (GIS)	Kemayoran	150 kV	12	2014
9	Jatiwaringin	Inc. (Pdklp-Jtngn)	150 kV	24	2014
10	Manggarai	Dukuh Atas (GIS)	150 kV	4	2014
11	Muarakarang	Angke	150 kV	12	2014
12	New Senayan	Senayan	150 kV	6	2014
13	Petukangan	Bintaro	150 kV	18	2014
14	Semanggi Barat (GIS)	Semanggi Timur (GIS)	150 kV	6	2014
15	Cileungsi II/Jonggol	Cibatu	150 kV	30	2014
16	Duren Tiga	Kemang	150 kV	6	2014
17	Durikosambi	Petukangan	150 kV	52	2014
18	Durikosambi	Muarakarang Lama	150 kV	26	2014
19	Gedung Pola	Manggarai	150 kV	4	2014
20	Cakung TownShip	Harapan Indah / Kandang Sapi	150 kV	10	2014
21	Jatake	Maximangando	150 kV	1	2014
22	Jatirangon 2/Cibubur	Inc.(Jtngn-Cibng)	150 kV	2	2014
23	Semanggi Barat (GIS)	Karet Lama	150 kV	8	2014
24	Marunda	Pelindo II	150 kV	20	2014
25	Plumpang	Gambir Baru	150 kV	10	2014
26	Gandul	Petukangan	150 kV	28	2014

Tabel C1.6. Pembangunan SUTT 150 kV

lanjutan

No	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD
27	Depok	Gandul	150 kV	10	2014
28	Karet Baru	Karet Lama	150 kV	1	2014
29	Kebon Sirih	Gambir Lama	150 kV	2	2014
30	Ketapang	Mangga Besar	150 kV	6	2014
31	Cilegon	Serang	150 kV	45	2014
32	Pelindo II Priok	Priok Timur	150 kV	11	2014
33	Pelindo II Kalibaru	Marunda	150 kV	10	2014
34	Spinmill	Inc. (New Balaraja-Citra)	150 kV	8	2015
35	Durikosambi 2 / Daan Mogot (GIS)	Inc. (Dksbi-Mkrng)	150 kV	2	2015
36	Cengkareng II/Bandara Soetta	Cengkareng	150 kV	1	2015
37	MRT DKI Jakarta (GIS)	CSW	150 kV	2	2015
38	MRT DKI Jakarta (GIS)	Pondok Indah	150 kV	14	2015
39	Duren Tiga II/Ragunan (GIS)	Cawang Lama	150 kV	20	2015
40	Pondok Indah II/Cirende	Inc. (Ptkng-Gndul)	150 kV	6	2016
41	Depok II	Inc. (Cimanggis-Depok/ Rawadenok (Depok III))	150 kV	8	2016
42	Depok/Rawadenok (Depok III)	Cimanggis	150 kV	40	2016
43	Pondok Kelapa	Tambun	150 kV	28	2016
44	Pegangsaan	Penggilingan	150 kV	20	2016
45	Pulogadung	Penggilingan	150 kV	20	2016
46	Pulo Gadung II	Pulogadung (GIS)	150 kV	10	2017
47	Tomang (GIS)	Grogol	150 kV	10	2017
48	Abadi Guna Papan II	Cawang Lama	150 kV	6	2017
49	Gambir Lama II (GIS)	Gambir Lama (GIS)	150 kV	2	2017
50	Lontar	Cikupa	150 kV	60	2017
51	Pulo Gadung II	Inc. (Plmas-Pgsan)	150 kV	8	2017
52	Semanggi Barat II/Benhil (GIS)	Inc. (Karet-Angke)	150 kV	4	2017
53	Senayan Baru 2 (GIS)	Senayan Baru	150 kV	16	2017
54	Plumpang II	Inc. (Priok Barat-Plumpang)	150 kV	14	2018
55	Danayasa II	Danayasa	150 kV	10	2018
56	Taman Rasuna 2 / Pengadegan Tmr (GIS)	Taman Rasuna	150 kV	10	2018
57	Cipinang II/Jatinegara	Inc. (Plmas-Mgrai)	150 kV	10	2018
58	Durikosambi III/Rawa Buaya	Durikosambi II	150 kV	10	2018
59	Gandaria II/Mekar Sari	Gandaria	150 kV	30	2018
60	Kemayoran II (GIS)	Inc. (Priok-Plpng)	150 kV	6	2018
61	Penggilingan II (GIS)	Penggilingan (GIS)	150 kV	12	2018
62	Tigaraksa II	Tigaraksa	150 kV	10	2018
63	Pancoran 2 / Pengadegan Tmr (GIS)	Inc. (Cawang II - Abadi II)	150 kV	10	2019
64	Manggarai II	Taman Rasuna 2 / Pengadegan Tmr (GIS)	150 kV	10	2019

Tabel C1.6. Pembangunan SUTT 150 kV

lanjutan

No.	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD
66	Pondok Indah III/Ciputat	Inc. (Gandul-Serpong)	150 kV	20	2019
67	Petukangan II	Petukangan	150 kV	10	2020
68	Gunung Sahari II	Gunung sahari	150 kV	10	2021
69	Grogol II	Inc. (Dksbi - Grogol)	150 kV	10	2021
70	Muara Karang III / Kamal	Muarakarang	150 kV	10	2021
71	Kebon sirih II GIS	Inc. (Gbr Lama - Pulo Mas)	150 kV	10	2021
72	Karet Baru II	Semanggi Barat	150 kV	4	2022
73	Setiabudi II (GIS)	Cawang Baru 2 (GIS)	150 kV	14	2022
Jumlah				959	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 455 ribu pelanggan sampai dengan 2022 atau rata-rata 45 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 6.612 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 9.899 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sebesar 2.046 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel C1.7 berikut.

Tabel C1.7. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Inv (Juta USD)
2013	394	729	197	88.654	77,2
2014	300	641	94	58.269	52,7
2015	355	789	131	51.470	63,4
2016	817	984	155	37.425	113,0
2017	869	1.034	174	39.301	121,0
2018	810	1.103	127	33.612	110,1
2019	801	1.171	242	34.140	123,2
2020	696	1.238	159	33.932	104,1
2021	753	1.338	367	34.777	134,7
2022	817	871	400	43.715	140,2
2013-2022	6.612	9.899	2.046	455.294	1.040

Dalam RUPTL 2013 – 2022, 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 C1.4.

C1.4. Sistem Distribusi ke Kepulauan Seribu

Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu mengalami perubahan dari 2 tahap menjadi 3 tahap yaitu:

- Tahap 1 sudah eksisting, pembangunan oleh Pemda DKI.

- Tahap 2 tahun 2014/2015: dari GI Teluk Naga sampai P. Tidung kecil sepanjang 42,5 km dengan perkiraan kebutuhan biaya USD 13,9 juta.
- Tahap 3 tahun 2016: 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:

- 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 C1.8.

Tabel C1.8. Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu Jalur Selatan (Tahap II)

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

- Tahap 3 jalur utara, adalah penyambungan SKLTM radial dari Pulau Tidung Besar ke Pulau-Pulau di sebelah utara seperti pada Tabel C1.9.

Tabel C1.9. Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu Jalur Utara

No	Section	SKLTM (kms)	SKTM (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 II dan tahap III seperti ditampilkan pada Gambar C1.2.

C1.5. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di Provinsi DKI Jakarta sampai dengan tahun 2022 adalah USD 4,3 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di DKI Jakarta adalah seperti tersebut dalam Tabel C1.10.

Tabel C1.10. Ringkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	T/L (kms)	Juta USD
2013	28.629	30.704	4.530		720	48	179
2014	30.661	32.831	4.841		2.848	412	753
2015	32.731	35.028	5.163		960	47	204
2016	34.891	37.320	5.498	450	1.827	122	734
2017	37.072	39.632	5.835		4.240	198	787
2018	39.333	42.027	6.185		2.140	142	652
2019	41.654	44.483	6.543		1.520	86	354
2020	44.070	47.038	6.915		1.020	10	161
2021	46.582	49.692	7.302		660	40	205
2022	49.211	52.470	7.706		780	18	316
Jumlah				450	16.715	1.123	4.344

LAMPIRAN C.2

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI BANTEN**

C2.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Banten saat ini sekitar 3.561 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 C2.1.



Gambar C2.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi Banten

Kelistrikan Provinsi Banten terdiri atas 3 sub-sistem 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 C2.1.

Tabel C2.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis B. Bakar	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	PLTU	Batubara	PLN	600	560
5	Lontar 1-3	PLTU	Batubara	PLN	945	870
Jumlah					6.310	5.892

C2.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2013 – 2022 diperlihatkan pada Tabel C2.2.

Tabel C2.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	5,63	20.822	22.266	3.489	2.380.381
2014	5,92	23.886	24.713	3.854	2.531.565
2015	6,81	26.800	26.772	4.155	2.652.858
2016	6,81	29.593	29.216	4.500	2.807.682
2017	6,81	32.186	31.726	4.881	2.922.141
2018	6,81	34.785	34.748	5.336	3.039.573
2019	6,81	37.656	38.237	5.861	3.158.124
2020	6,81	40.795	41.991	6.420	3.273.393
2021	6,81	44.016	45.896	7.015	3.364.103
2022	6,81	47.352	50.367	7.679	3.448.362
Growth (%)	6,60	9,58	9,50	9,16	4,21

C2.3. 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 sisanya dari Kalimantan, sedangkan kebutuhan gas dipasok dari CNOOC dan PGN.

¹ Sumber: Draft RUKN 2012 - 2031

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2022 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 3.152 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C2.3 berikut.

Tabel C2.3 Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas MW	COD	Status
1	Swasta	PLTM	Cisono	3	2014	Konstruksi
2	Swasta	PLTM	Cikotok	4	2014	Konstruksi
3	Swasta	PLTM	Situmulya	3	2014	Konstruksi
4	Swasta	PLTM	Cikidang	2	2016	Pengadaan
5	Swasta	PLTM	Cisimeut	2	2016	Pengadaan
6	Swasta	PLTM	Cisungsang II	3	2016	Pengadaan
7	Swasta	PLTM	Karang Ropong (Cibareno 1)	5	2016	Pengadaan
8	Swasta	PLTM	Bulakan	10	2016	Pengadaan
9	Swasta	PLTM	Cidano	2	2016	Pengadaan
10	Unallocated	PLTU	Lontar Exp	315	2017	Rencana
11	Swasta	PLTM	Cibareno	3	2017	Rencana
12	Swasta	PLTM	Cisiih Leutik	4	2017	Rencana
13	Swasta	PLTM	Nagajaya	6	2017	Rencana
14	Swasta	PLTU	Banten	625	2016	Konstruksi
15	Unallocated	PLTU	Jawa-7	1.000	2019	Rencana
16	Swasta	PLTP	Rawa Dano (FTP2)	110	2019	Rencana
17	Unallocated	PLTU	Jawa-7	1.000	2020	Rencana
18	Swasta	PLTP	Endut (FTP2)	55	2021	Rencana
Jumlah				3.152		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Pengembangan gardu induk dibagi atas 2 bagian yaitu Gardu Induk Tegangan Extra Tinggi (GITET) 500 kV dan Gardu Induk Tegangan Tinggi (GI) 150 kV.

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV baru dengan kapasitas sebesar 1.000 MVA, pengembangan IBT 500/150 kV sebesar 1.500 MVA, dan spare trafo IBT I phase 2 unit di Balaraja dan Cilegon seperti pada Tabel C2.4.

Tabel C2.4. Rencana Pengembangan GITET

No.	Gardu Induk	Kapasitas MVA	COD	Keterangan
1	Cilegon	500	2013	Program N-1 (IBT-3)
2	Balaraja	167	2013	Spare (Ex. Rekondisi)
3	Cilegon	167	2013	Spare
4	Balaraja	500	2015	IBT-3
5	Balaraja	500	2015	IBT-4 (Ex. Depok)
6	Lengkong	1000	2016	GITET Baru
7	PLTU Banten	0	2016	Memotong double phi Suralaya - Balaraja
8	Balaraja	0	2016	arah Kembangan
9	Kembangan	0	2016	arah Balaraja
10	Balaraja	0	2016	Diameter Ext, arah Lengkong
11	Lengkong	0	2016	Diameter Ext, arah Balaraja
12	Lengkong	0	2017	Diameter Ext, arah Gandul
13	Gandul	0	2017	Diameter Ext, arah Lengkong
14	Gandul	0	2017	Diameter Ext, arah Depok
15	Depok	0	2017	Diameter Ext, arah Gandul
16	Balaraja	0	2019	Diameter Upr, arah Gandul
17	Balaraja	0	2019	Diameter Upr, arah Suralaya Lama
Jumlah		2.834		

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GI/GIS baru 150 kV dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 4.440 MVA dengan biaya USD 402 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C2.5.

Tabel C2.5. Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

No.	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
1	Cileduk II/Alam Sutra (GIS)	150/20 kV	120	2013
2	Bintaro II (GIS)	150/20 kV	120	2013
3	Bintaro	150/20 kV	0	2013
4	Asahimas II	150/20 kV	60	2013
5	Serpong	150/20 kV	60	2013
6	Lengkong	150/20 kV	0	2013
7	Serpong	150/20 kV	0	2013
8	Gorda Prima	150/20 kV	0	2013
9	Cilegon Baru II / Kramatwatu	150/20 kV	120	2014
10	Cilegon Baru	150/20 kV	0	2014
11	Lautan Steel	150/20 kV	120	2014
12	Millenium (PT. Power Steel)	150/20 kV	120	2014
13	Lengkong II	150/20 kV	120	2014
14	Saketi Baru	150/20 kV	60	2014
15	Serang	150/20 kV	60	2014
16	Maximangando	150/20 kV	0	2014
17	Jatake	150/20 kV	0	2014
18	Indoferro	150/20 kV	0	2014
19	Malimping	150/20 kV	60	2014

Tabel C2.5. Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

lanjutan

No.	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
20	Cemindo Gemilang/Bayah	150/20 kV	0	2014
21	Puncak Ardi Mulya II	150/20 kV	120	2014
22	Malimping	150/20 kV	0	2015
23	Tangerang Baru II	150/20 kV	120	2015
24	PLTU Lontar	150/20 kV	0	2015
25	Cengkareng II/Bandara Soetta	150/20 kV	120	2015
26	Teluk Naga	150/20 kV	60	2015
27	Sepatan	150/20 kV	60	2015
28	Cemindo Gemilang/Bayah	150/20 kV	60	2015
29	Cikupa	150/20 kV	60	2015
30	Cilegon Lama	150/20 kV	0	2015
31	Millennium (PT Power Steel)	150/20 kV	60	2016
32	Bintaro II (GIS)	150/20 kV	60	2016
33	GIIC	150/20 kV	120	2016
34	Cengkareng	150/20 kV	0	2016
35	Serang	150/20 kV	60	2016
36	Jatake II (GIS)	150/20 kV	120	2017
37	Sulindafin	150/20 kV	0	2017
38	Sepatan II	150/20 kV	120	2017
39	Lengkong III/BSD 1	150/20 kV	120	2017
40	Tangerang Baru III	150/20 kV	60	2017
41	Tangerang Baru II	150/20 kV	0	2017
42	Cileduk II/Alam Sutra (GIS)	150/20 kV	60	2017
43	Serang Selatan/Baros	150/20 kV	120	2018
44	Teluk Naga II	150/20 kV	60	2018
45	Lippo Curug II	150/20 kV	60	2018
46	Lippo Curug	150/20 kV	0	2018
47	Sepatan	150/20 kV	60	2018
48	Salira Indah	150/20 kV	60	2018
49	Cengkareng II/Bandara Soetta	150/20 kV	60	2018
50	Millennium (PT Power Steel)	150/20 kV	60	2018
51	Lautan Steel	150/20 kV	60	2019
52	Lengkong IV/BSD 2	150/20 kV	180	2019
53	Rangkas Bitung	150/20 kV	0	2019
54	Bintaro III/Jombang (GIS)	150/20 kV	120	2019
55	Cikupa II	150/20 kV	120	2019
56	Tangerang Baru II	150/20 kV	60	2019
57	PLTP Rawadano	150/20 kV	0	2019
58	Cilegon Baru II / Kramatwatu	150/20 kV	60	2020
59	Lengkong III/BSD 1	150/20 kV	60	2020
60	Teluk Naga II	150/20 kV	60	2020
61	Sepatan II	150/20 kV	60	2020
62	Tangerang Baru III	150/20 kV	60	2020
63	Lengkong V/BSD 3	150/20 kV	60	2021

Tabel C2.5. Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

lanjutan

No.	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
65	Cilegon Lama	150/20 kV	60	2021
66	Sepatan II	150/20 kV	60	2021
67	Lengkong III/BSD 1	150/20 kV	60	2021
68	Ciamis II/Kawali	150/20 kV	60	2022
69	Bintaro III/Jombang (GIS)	150/20 kV	60	2022
70	Serang Selatan/Baros	150/20 kV	60	2022
71	Lengkong IV/BSD 2	150/20 kV	60	2022
72	Sulindafin	150/20 kV	60	2022
73	Millenium (PT Power Steel)	150/20 kV	60	2022
74	Citra Baru Steel	150/20 kV	60	2022
Jumlah			4.440	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV dan rekonduktoring sepanjang 788 kms seperti ditampilkan dalam Tabel C2.6.

Tabel C2.6. Rencana Pembangunan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Panjang kms	COD
1	Suralaya Baru	Bojanegara	32	2018
2	Bojanegara	Balaraja Baru	120	2018
3	Lengkong 500 kV	Inc. (Blirja-Gndul)	4	2016
4	Balaraja	Kembangan	80	2017
5	Balaraja	Tx Kembangan	80	2017
6	PLTU Banten	Inc. (Suralaya Baru- Balaraja)	40	2017
7	Bogor X	Tpcut	220	2018
8	Tpcut	Ketapang	80	2018
9	Bogor X	Inc. (Clgon-Cibinong)	60	2018
10	Bogor X	Inc. (Depok-Tsmya)	6	2018
11	Suralaya Lama	Balaraja	129	2019
12	Balaraja	Gandul	92	2019
13	PLTU Jawa 7	Inc. (Suralaya Baru - Bojonegara)	1	2019
Jumlah			788	

Pada Tabel C2.6 dapat dilihat bahwa terdapat rencana pembangunan transmisi HVDC dari BogorX ke Tanjung Pucut dan terus menyeberangi Selat Sunda. Transmisi ini merupakan bagian dari suatu sistem transmisi dengan teknologi *high voltage direct current* (HVDC) yang berfungsi untuk membawa listrik dari PLTU batubara mulut tambang di Sumatra Selatan ke Pulau Jawa.

Selaras dengan pembangunan GI/GIS 150 kV baru, diperlukan pembangunan transmisi 150 kV terkaitnya sepanjang 780 kms seperti ditampilkan dalam Tabel C2.7.

Tabel C2.7. Rencana Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD
1	Krakatau Posco	Cilegon Baru	150 kV	6,8	2013
2	Asahimas II	Inc. (Mnes-Asahi)	150 kV	10	2013
3	Balaraja	Citra Habitat	150 kV	24	2013
4	Bintaro II	Bintaro	150 kV	8	2013
5	PLTU Pelabuhan Ratu	Lembursitu	150 kV	82	2013
6	Lengkong	Serpong	150 kV	11,6	2013
7	Rangkasbitung II	Kopo	150 kV	34	2013
8	Lautan Steel	Inc. (Blrja-Millennium)	150 kV	1	2014
9	Spinmill Indah Industri	Inc. double phi (New Balaraja - Citra Habitat)	150 kV	8	2014
10	Bintaro	Serpong	150 kV	18	2014
11	Indoferro	Inc. double phi (Clgon-Asahi)	150 kV	1	2014
12	Bayah/Cemindo Gemilang	Pelabuhan Ratu PLTU	150 kV	70	2014
13	Malimping	Saketi II	150 kV	80	2014
14	Millennium	Inc. (Lautan-Citra)	150 kV	8	2014
15	Puncak Ardi Mulya II/GORDA	Inc. (Pucam-Kopo)	150 kV	2	2014
16	Cilegon Baru II /Kramatwatu	Cilegon Baru	150 kV	5,4	2014
17	Power Steel Indonesia	New Balaraja	150 kV	10	2014
18	Balaraja New	Millennium	150 kV	30	2014
19	Lengkong II	Inc. Serpong-Lengkong	150 kV	1,2	2014
20	Samator KIEC	Cilegon Lama	150 kV	10	2015
21	Bayah	malimping	150 kV	70	2015
22	Citra Baru Steel	Pucam II	150 kV	2	2015
23	Tangerang Baru II	PLTU Lontar	150 kV	26	2015
24	Kembangan II (GIS)	Inc. (Lippo Curug - Kembangan)	150 kV	2	2016
25	Sawangan	Lengkong	150 kV	20	2016
26	Jatake II	Inc. (Jatake-Tangerang Lama)	150 kV	20	2017
27	Sulindafin	Inc. (Balaraja Lama-Cikupa)	150 kV	20	2017
28	Sepatan II	Sepatan	150 kV	10	2017
29	Gajah Tunggal	Pasar Kemis	150 kV	10	2017
30	Serang II/Baros	Inc. (Saketi-Rangkas)	150 kV	20	2017
31	Lengkong III	Inc.(Serpong-Lengkong II)	150 kV	10	2017
32	Serang Utara/Tonjong	Serang	150 kV	10	2017
33	Pasar Kemis II	Inc. (Pasar Kemis-Sepatan)	150 kV	20	2017
34	Tangerang Baru III	Tangerang Baru II	150 kV	10	2017
35	Lippo Curug II	Lippo Curug	150 kV	10	2018
36	Teluk Naga II	Inc.(Lontar-Tgbru-2)	150 kV	20	2018
37	Bintaro III/Jombang	Inc.(Bntro-Srpng)	150 kV	4	2019

Tabel C2.7. Rencana Pembangunan Transmisi

lanjutan

No.	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD
38	Lengkong IV/BSD 2	Lengkong II	150 kV	10	2019
39	Rawadano PLTP	Inc.(Menes-Asahimas)	150 kV	30	2019
40	Cikupa II	Sulindafin	150 kV	10	2019
41	Lengkong V/BSD 3	Lengkong IV/BSD 2	150 kV	10	2021
42	Citra Habitat III	Citra Habitat II/Sinar Sahabat	150 kV	10	2022
43	Citra Habitat II	Citra Habitat	150 kV	5,4	2022
Jumlah				780	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 56 ribu pelanggan atau rata-rata 6 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 2.591 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 3.879 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 685 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel C2.8 berikut.

Tabel C2.8. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Inv (Juta USD)
2013	154	286	66	57.711	30,9
2014	118	251	32	41.102	21,5
2015	139	309	44	50.589	26,5
2016	320	386	52	67.734	47,7
2017	341	405	58	63.562	50,3
2018	317	432	42	54.361	45,7
2019	314	459	81	55.215	50,2
2020	273	485	53	57.122	43,4
2021	295	524	123	58.544	54,1
2022	320	341	134	51.176	55,2
Jumlah	2.591	3.879	685	557.117	425

C2.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di Provinsi Banten sampai dengan tahun 2022 adalah USD 6,4 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi untuk Provinsi Banten sampai dengan tahun 2022 seperti tersebut dalam Tabel C2.9.

Tabel C2.9. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi Juta USD
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	T/L (kms)	
2013	20.822	154	286		1.194	176	167
2014	23.886	118	251	10	780	235	140
2015	26.800	139	309		1.480	260	95
2016	29.593	320	386	649	1.300	26	194
2017	32.186	341	405	328	480	330	1.569
2018	34.785	317	432		480	396	603
2019	37.656	314	459	1.110	540	355	1.888
2020	40.795	273	485	1.000	300	-	1.454
2021	44.016	295	524	55	300	10	208
2022	47.352	320	341		420	15	79
Jumlah				3.152	7.274	1.724	6.397

LAMPIRAN C.3

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI JAWA BARAT**

Pasokan dari grid 500 kV adalah melalui 5 GITET yaitu Bandung Selatan, Cibatu, Cirata, Tasikmalaya dan Mandirancan dengan kapasitas 5.500 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Barat ditunjukkan pada Gambar C3.1.



Gambar C3.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi Jawa Barat

Kelistrikan Provinsi Jawa Barat terdiri atas 6 sub-sistem yaitu:

- GITET Bandung Selatan memasok Kab./Kota Bandung dan Kota Cimahi.
- GITET Cirata dan PLTA Jatiluhur memasok Kab. Purwakarta, Kab. Subang dan Kab. Bandung Barat.
- GITET Tasikmalaya dan PLTP Kamojang, Darajat dan Wayang Windu memasok Kab. Tasikmalaya, Kab. Garut, Kab. Sumedang, Kab. Banjar dan Kab. Ciamis.
- GITET Mandirancan dan PLTG Sunyaragi memasok Kab. Cirebon, Kab. Kuningan dan Kab. Indramayu.
- GITET Cibatu memasok Tambun Cikarang dan Kab. Karawang, Kab. Bekasi.
- PLTP Salak memasok Kab. Bogor, Kab. Cianjur dan Kab. Sukabumi.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel C3.1.

Tabel C3.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis B. Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Ubrug	PLTA	Air	Indonesia Power	18,4	18,4
2	Kracak	PLTA	Air	Indonesia Power	18,9	18,9
3	Plengan	PLTA	Air	Indonesia Power	6,9	6,9
4	Lamajan	PLTA	Air	Indonesia Power	19,6	19,6
5	Cikalong	PLTA	Air	Indonesia Power	19,2	19,2
6	Bengkok	PLTA	Air	Indonesia Power	3,2	3,2
7	Dago	PLTA	Air	Indonesia Power	0,7	0,7
8	Parakan	PLTA	Air	Indonesia Power	9,9	9,9
9	Saguling	PLTA	Air	Indonesia Power	700,7	698,4
10	Cirata	PLTA	Air	PJB	1.008,0	948,0
11	Jatiluhur	PLTA	Air	Swasta	150,0	180,0
12	M. Tawar B-1	PLTGU	BBM/Gas	PJB	640,0	615,0
13	M. Tawar B-2	PLTG	BBM/Gas	PJB	280,0	290,0
14	M. Tawar B-3-4	PLTG	BBM/Gas	PLN	858,0	840,0
15	M. Tawar B-5	PLTGU	Gas	PLN	234,0	214,0
16	Cikarang Listrindo	PLTG	Gas	Swasta	300,0	300,0
17	Sunyaragi 1-2	PLTG	BBM/Gas	Indonesia Power	40,2	36,0
18	Sunyaragi 3-4	PLTG	BBM/Gas	Indonesia Power	40,1	36,0
19	Salak 1-3	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	165,0	170,0
20	Salak 4-6	PLTP	Panas Bumi	Swasta	165,0	183,0
21	Kamojang 1-3	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	140,0	132,0
22	Kamojang 4	PLTP	Panas Bumi	Swasta	60,0	60,9
23	Drajat 1	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	55,0	52,0
24	Drajat 2	PLTP	Panas Bumi	Swasta	70,0	90,2
25	Drajat 3	PLTP	Panas Bumi	Swasta	110,0	105,8
26	Wayang Windu	PLTP	Panas Bumi	Swasta	220,0	225,2
27	Indramayu	PLTU	Batubara	PLN	990,0	870,0
28	Cirebon	PLTU	Batubara	IPP	660,0	660,0
Jumlah					6.984,6	6.803,3

C3.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2013 – 2022 diperlihatkan pada Tabel C3.2.

Tabel C3.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	5,68	40.837	43.509	5.914	10.254.267
2014	5,98	44.515	46.988	6.370	11.026.888
2015	6,88	47.919	50.589	6.801	11.819.713
2016	6,88	51.307	54.154	7.245	12.580.520
2017	6,88	55.130	58.189	7.727	13.385.852
2018	6,88	58.934	62.204	8.213	13.649.379
2019	6,88	62.604	66.076	8.679	13.842.750
2020	6,88	66.233	69.904	9.146	14.230.987
2021	6,88	70.032	73.925	9.625	14.627.053
2022	6,88	73.968	78.067	10.135	14.965.636
Growth (%)	6,67	6,83	6,71	6,17	4,32

C3.3. 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 599,4 MMSTB, dan gas bumi sebesar 4,24 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.

Karena peran Muara Tawar sebagai pemikul beban puncak Jakarta dan Jawa Bali (pukul 08.00 – 10.00) diperlukan opsi pembangunan CNG atau LNG dengan mempertimbangkan lahan yang tersedia dan harga LNG yang sangat mahal.

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit sampai dengan tahun 2022 sebesar 12.433 MW dengan perInc.ian ditampilkan pada Tabel C3.3 berikut.

Selain itu juga terdapat potensi energi baru dan terbarukan berupa PLT Sampah Bantargebang 120 MW yang memanfaatkan energi dari sampah di Kota Bekasi dan PLT Angin Viron Energy 10 MW di Sukabumi.

² Sumber: Draft RUKN 2012-2031

Tabel C3.3. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	PLN	PLTU	Pelabuhan Ratu	350	2013	Konstruksi
2	PLN	PLTU	Pelabuhan Ratu	350	2013	Konstruksi
3	Swasta	PLTM	Cikaso	5	2013	Operasi
4	PLN	PLTU	Pelabuhan Ratu	350	2014	Konstruksi
5	Swasta	PLTM	Sindang Cai	1	2014	Konstruksi
6	Swasta	PLTM	Cirompang	8	2014	Konstruksi
7	Swasta	PLTP	Patuha (FTP2)	55	2014	Konstruksi
8	Swasta	PLTM	Cianten 2	5	2015	Pendanaan
9	Swasta	PLTM	Cibatarua	5	2015	Pendanaan
10	Swasta	PLTM	Cianten 1	2	2015	Pendanaan
11	Swasta	PLTM	Cibalapulung	9	2015	Pendanaan
12	Swasta	PLTM	Cilaki	7	2015	Pendanaan
13	Swasta	PLTM	Cilaki 1B	10	2015	Pendanaan
14	Swasta	PLTM	Cimandiri	3	2015	Pendanaan
15	Swasta	PLTM	Pakenjeng Bawah	6	2015	Pendanaan
16	Swasta	PLTM	Cikopo-2	6	2015	Pendanaan
17	Swasta	PLTM	Cicatih	6	2015	Pendanaan
18	Swasta	PLTP	Kamojang 5 (FTP2)	30	2015	Konstruksi
19	Swasta	PLTM	Cisanggiri	3	2016	Pendanaan
20	Swasta	PLTM	Cijampang 1	1	2016	Pengadaan
21	Swasta	PLTM	Cibalapulung-2	7	2016	Pengadaan
22	Swasta	PLTM	Cibalapulung-3	6	2016	Pengadaan
23	Swasta	PLTM	Cikaniki 1	3	2016	Pengadaan
24	Swasta	PLTM	Cikaniki 2	3	2016	Pengadaan
25	Swasta	PLTM	Cilaki 1A	3	2016	Pengadaan
26	Swasta	PLTM	Pakenjeng Atas	4	2016	Pengadaan
27	Swasta	PLTM	Kalapa Nunggal	3	2016	Pengadaan
28	Swasta	PLTM	Pusaka-1	9	2016	Pengadaan
29	Swasta	PLTM	Ciasem	3	2016	Pengadaan
30	Swasta	PLTM	Cikaengan	3	2016	Pengadaan
31	Swasta	PLTM	Pusaka-3	3	2016	Pengadaan
32	Swasta	PLTM	Cikandang	6	2016	Pengadaan
33	Swasta	PLTM	Caringin	4	2016	Pengadaan
34	Swasta	PLTM	Ciarinem	3	2016	Pengadaan
35	Swasta	PLTP	Karaha Bodas (FTP2)	30	2016	Konstruksi
36	PLN	PLTA	Jatigede (FTP2)	55	2017	Pendanaan
37	PLN	PLTA	Jatigede (FTP2)	55	2017	Pendanaan
38	PLN	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2017	Konstruksi
39	PLN	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2017	Konstruksi
40	PLN	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2017	Konstruksi

Tabel C3.3. Rencana Pengembangan Pembangkit

lanjutan

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
41	PLN	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2017	Konstruksi
42	Swasta	PLTA	Rajamandala	47	2017	Konstruksi
43	Swasta	PLTM	Cianten 1B	6	2017	Rencana
44	Swasta	PLTM	Cianten 3	6	2017	Rencana
45	Swasta	PLTM	Cikaengan-2	7	2017	Rencana
46	Swasta	PLTM	Cikawung Bawah	3	2017	Rencana
47	Swasta	PLTM	Cikawung Atas	5	2017	Rencana
48	Swasta	PLTM	Cibuni	3	2017	Rencana
49	Swasta	PLTP	Patuha (FTP2)	55	2017	Konstruksi
50	Swasta	PLTP	Patuha (FTP2)	55	2017	Rencana
51	Unallocated	PLTGU	Muara Tawar Add-on 2,3,4	650	2018	Rencana
52	Swasta	PLTU	Jawa-1 (FTP2)	1.000	2018	Rencana
53	Swasta	PLTP	Wayang Windu 3 (FTP2)	110	2019	Rencana
54	Swasta	PLTP	Cibuni (FTP2)	10	2019	Rencana
55	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 2 (FTP2)	30	2019	Rencana
56	Swasta	PLTP	Karaha Bodas (FTP2)	55	2019	Konstruksi
57	Swasta	PLTP	Karaha Bodas (FTP2)	55	2019	Konstruksi
58	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 2 (FTP2)	30	2019	Rencana
59	Swasta	PLTP	Wayang Windu 4 (FTP2)	110	2019	Rencana
60	Swasta	PLTP	Cisolok-Cisukarame (FTP2)	50	2019	Rencana
61	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 1 (FTP2)	55	2019	Rencana
62	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 1 (FTP2)	55	2019	Rencana
63	Swasta	PLTP	Tampomas (FTP2)	45	2019	Rencana
64	Swasta	PLTU	Jawa-3 (FTP2)	660	2019	Rencana
65	Swasta	PLTU	Jawa-5 (FTP2)	1.000	2019	Rencana
66	PLN	PLTU	Indramayu-4 (FTP2)	1.000	2022	Rencana
67	Swasta	PLTU	Jawa-3 (FTP2)	660	2020	Rencana
68	Swasta	PLTU	Jawa-5 (FTP2)	1.000	2020	Rencana
69	PLN	PLTU	Jawa-6 (FTP2)	1.000	2021	Rencana
70	PLN	PLTU	Jawa-6 (FTP2)	1.000	2021	Rencana
71	Swasta	PLTP	Gn Ciremai (FTP2)	55	2021	Rencana
72	Swasta	PLTP	Gn Ciremai (FTP2)	55	2021	Rencana
73	Unallocated	PLTU	Indramayu-5	1.000	2022	Rencana
74	Unallocated	PLTP	Cisolok-Cisukarame	55	2022	Rencana
75	Unallocated	PLTP	Cisolok-Cisukarame	55	2022	Rencana
Jumlah				12.433		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV tersebar di 11 lokasi dengan kapasitas sekitar 9.836 MVA seperti pada Tabel C3.4.

Tabel C3.4. Rencana Pengembangan GITET 500 kV

No.	Gardu Induk	Kapasitas	COD	Keterangan
		MVA		
1	Tasikmalaya	167	2013	Spare IBT
2	Depok	167	2013	Spare (Ex. Rekondisi)
3	Tasikmalaya	500	2013	Program N-1 (IBT-2)
4	New Ujung Berung	167	2013	Spare IBT
5	New Ujung Berung	1.000	2014	GITET Baru
6	Muaratawar	167	2014	Spare IBT
7	Gandul	167	2014	Spare IBT
8	Cibatu	167	2014	Spare
9	Cirata	167	2014	Spare IBT
10	Cibinong	167	2014	Spare IBT
11	Bandung Selatan	0	2015	Arah Ujung Berung
12	Ujungberung	0	2015	Arah Bandung Selatan
13	Mandirancan	0	2015	Arah Ujungberung
14	Ujungberung	0	2015	Arah Mandirancan
15	Bandung Selatan	0	2015	Arah Inc. Tasik-Depok
16	Muaratawar	1.000	2016	Ext. IBT 1,2 Baru
17	Tambun	1.000	2016	GITET Baru IBT 1,2
18	Cirata	500	2016	IBT-3
19	Cibinong	500	2016	IBT-3
20	Mandirancan	0	2016	Arah Ujungberung
21	Ujungberung	0	2016	Arah Mandirancan
22	Mandirancan	0	2016	Arah Bandung Selatan
23	Ujungberung	0	2016	Arah Bandung Selatan
24	Bandung Selatan	0	2016	Arah Mandirancan
25	Bandung Selatan	0	2016	Arah Ujung Berung
26	Upper Cisokan PS	0	2017	GITET Baru/KIT
27	Cikalong	500	2017	GITET Baru
28	Cibatu Baru	1.000	2017	GITET Baru (IBT-1-2)
29	Mandirancan	0	2017	Arah Jawa-1
30	Cibatu	0	2017	Diameter Ext, arah PLTU Indramayu
31	Mandirancan	0	2018	Arah Ungaran
32	Bogor X dan Converter St	1.000	2018	GITET Baru
33	Jawa-3 Switching	0	2018	GITET Baru, arah Jawa-3
34	Mandirancan	500	2018	IBT-3
35	Gandul	0	2019	Diameter Upr, arah Balaraja
36	PLTU Jawa-7	0	2019	GITET Baru/KIT
37	Matenggeng PS	0	2020	GITET Baru/KIT
38	Muaratawar	0	2021	Diameter Ext, arah Jawa-5
39	PLTU Indramayu	1.000	2022	GITET Baru/KIT
Jumlah		9.836		

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GI/GIS 150 kV baru dan penambahan trafo pada GI eksisting dengan total kapasitas 14.620 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel C3.5.

Tabel C3.5. Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

No.	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas	COD
			MVA	
1	Ujung Berung New/Rancakasumba baru	150/20 kV	60	2013
2	Kedungbadak Baru	150/20 kV	120	2013
3	Depok/Rawadenok (Depok II)	150/20 kV	0	2013
4	Dago Pakar/Cimenyan	150/20 kV	120	2013
5	Cibabat II/Leuwigajah	150/20 kV	120	2013
6	Hankook Tire Indonesia	150/20 kV	0	2013
7	Jui Shin Indonesia	150/20 kV	0	2013
8	Karangnunggal	150/20 kV	30	2013
9	New Tasikmalaya	150/20 kV	0	2013
10	Lembursitu Baru	150/20 kV	120	2013
11	Cianjur	150/20 kV	0	2013
12	PLTU Pelabuhan Ratu	150/20 kV	60	2013
13	Lembursitu	150/20 kV	0	2013
14	Telukjambe	150/20 kV	60	2013
15	Sentul	150/20 kV	60	2013
16	Subang	70/20 kV	30	2013
17	Kiarapayung	150/20 kV	60	2013
18	Kosambi Baru	150/20 kV	60	2013
19	Lagadar	150/20 kV	60	2013
20	Maligi	150/20 kV	60	2013
21	Pabuaran	150/20 kV	60	2013
22	Cirata Baru	150/20 kV	60	2013
23	Cikasungka	150/20 kV	60	2013
24	Cikumpay	150/20 kV	60	2013
25	Ciamis	150/20 kV	60	2013
26	Cibadak Baru	150/20 kV	60	2013
27	Bogor Baru	150/20 kV	60	2013
28	Kiarapayung	150/20 kV	60	2013
29	Ujungberung	150/20 kV	60	2013
30	Parungmulya	150/20 kV	60	2013
31	Tasikmalaya	150/20 kV	60	2013
32	Patuha	150/20 kV	60	2013
33	Pinayungan	150/20 kV	60	2013
34	Sunyaragi	150/20 kV	60	2013
35	Pangandaran	70/20 kV	30	2013
36	Rengas Dengklok	70/20 kV	30	2013
37	Majalaya	70/20 kV	30	2013
38	Fajar Surya Wisesa	150/20 kV	60	2013
39	Lagadar	150/20 kV	0	2013
40	Parungmulya	150/20 kV	0	2013
41	Indorama	70/20 kV	0	2013
42	Sunyaragi	150/20 kV	0	2013

Tabel C3.5. Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
43	Braga (GIS)	150/20 kV	120	2014
44	Cigereleng	150/20 kV	0	2014
45	Sukatani /Gobel	150/20 kV	60	2014
46	Kadipaten	150/20 kV	120	2014
47	Cikarang Lippo	150/20 kV	120	2014
48	Cikedung	150/20 kV	60	2014
49	Cikijing	150/20 kV	60	2014
50	Mandirancan	150/20 kV	0	2014
51	Bekasi Utara/Tarumajaya	150/20 kV	120	2014
52	Bogor Kota (GIS)	150/20 kV	120	2014
53	Kedung Badak Baru	150/20 kV	0	2014
54	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150/20 kV	60	2014
55	PLTU Pelabuhan Ratu	150/20 kV	0	2014
56	Arjawinangun Baru	150/20 kV	120	2014
57	Balongan / Pertamina	150/20 kV	120	2014
58	Jatibarang	150/20 kV	0	2014
59	Bogor Baru II/Tajur (GIS)	150/20 kV	120	2014
60	Cimanggis II/Tengah	150/20 kV	120	2014
61	Dayeuhkolot (GIS)	150/20 kV	120	2014
62	Kanci	150/20 kV	60	2014
63	Kiaracondong II/Rancanumpang	150/20 kV	120	2014
64	Muaratawar	150/20 kV	60	2014
65	Tanggeung/Cianjur Selatan	150/20 kV	60	2014
66	Cianjur	150/20 kV	0	2014
67	Gunung Garuda Rajapaksi	150/20 kV	60	2014
68	Jatiluhur Baru	150/20 kV	60	2014
69	Suzuki	150/20 kV	0	2014
70	Cibatu	150/20 kV	0	2014
71	Win Textile	150/20 kV	0	2014
72	Jatiluhur Baru	150/20 kV	0	2014
73	Air Liquide	150/20 kV	0	2014
74	Gandamekar	150/20 kV	0	2014
75	Asahimas Flat Glass	150/20 kV	0	2014
76	Tatajabar Sejahtera	150/20 kV	0	2014
77	Indomulia Cipta Nusantara	150/20 kV	0	2014
78	Indoliberty	150/20 kV	0	2014
79	Maligi	150/20 kV	0	2014
80	Banjar	150/20 kV	60	2014
81	Santosa	70/20 kV	20	2014
82	Haurgeulis	150/20 kV	60	2014
83	Sumadra	70/20 kV	30	2014
84	Bandung selatan	150/20 kV	60	2014
85	Tasikmalaya	150/20 kV	60	2014
86	Parakan	70/20 kV	20	2014

Tabel C3.5. Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
87	Mandirancan	150/20 kV	60	2014
88	New Tasikmalaya	150/20 kV	60	2014
89	Kuningan	70/20 kV	30	2014
90	Depok / Rawadenok	150/20 kV	60	2014
91	Kamojang	150/20 kV	60	2014
92	Padalarang Baru	150/20 kV	60	2014
93	Sumedang	70/20 kV	30	2014
94	Garut	150/20 kV	60	2014
95	Poncol Baru	150/20 kV	60	2014
96	Ciawi Baru	150/20 kV	60	2014
97	Cianjur	150/20 kV	60	2014
98	Ujung Berung New/Rancakasumba Baru	150/20 kV	60	2014
99	Babakan	70/20 kV	60	2014
100	Bunar	70/20 kV	60	2014
101	ITP	150/20 kV	0	2014
102	Semen Cibinong	150/20 kV	0	2014
103	ITP	150/20 kV	0	2014
104	Bogor Baru	150/20 kV	0	2014
105	Patuha	150/20 kV	0	2014
106	Patuha PLTP	150/20 kV	0	2014
107	Pabuaran	150/20 kV	0	2014
108	PLTU Pelabuhan Ratu	150/20 kV	0	2014
109	Sukamandi	150/20 kV	0	2014
110	Ciamis	150/20 kV	0	2014
111	New Tasikmalaya	150/20 kV	0	2014
112	Drajat	150/20 kV	0	2014
113	Kamojang	150/20 kV	0	2014
114	Saketi II	150/20 kV	0	2014
115	New Tasikmalaya	150/20 kV	0	2014
116	PLTGU Cilegon	150/20 kV	0	2014
117	Tatajabar Sejahtera	150/20 kV	0	2014
118	Jatiluhur PLTA	150/20 kV	0	2014
119	Cileungsi II/Jonggol	150/20 kV	120	2015
120	Cibatu	150/20 kV	0	2015
121	Malangbong Baru	150/20 kV	120	2015
122	New Tasikmalaya	150/20 kV	0	2015
123	Bandung Timur Baru	150/20 kV	120	2015
124	Ujungberung	150/20 kV	0	2015
125	Indorama Technology	150/20 kV	0	2015
126	Citra Baru Steel	150/20 kV	60	2015
127	Pucam II	150/20 kV	0	2015
128	Samator KIEC	150/20 kV	0	2015
129	Chandra Asri	150/20 kV	60	2015
130	Bekasi	150/20 kV	60	2015

Tabel C3.5 Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
132	Kosambi Baru	150/20 kV	60	2015
133	Panasia	150/20 kV	60	2015
134	Cibeureum	150/20 kV	60	2015
135	Dawuan	150/20 kV	60	2015
136	Indah Kiat	150/20 kV	60	2015
137	Mekarsari	150/20 kV	60	2015
138	Sentul	150/20 kV	60	2015
139	Semen Baru Cibinong	150/20 kV	120	2015
140	Arjawinangun	70/20 kV	30	2015
141	Padalarang Baru	150/20 kV	60	2015
142	Pameungpeuk	70/20 kV	30	2015
143	Kuningan Baru	150/20 kV	120	2016
144	Babakan Baru	150/20 kV	120	2016
145	Depok II (GIS)	150/20 kV	180	2016
146	Bandung Selatan II/Soreang	150/20 kV	120	2016
147	Bekasi II/Pinggir Kali	150/20 kV	120	2016
148	Bunar Baru	150/20 kV	120	2016
149	Rangkasbitung II	150/20 kV	0	2016
150	Cangkring Baru/Kapetakan	150/20 kV	120	2016
151	Cianjur II/Rajamandala	150/20 kV	120	2016
152	Cibadak Baru II/Cicurug	150/20 kV	120	2016
153	Cikumpay II/Sadang	150/20 kV	120	2016
154	Padalarang Baru II/Ngamprah	150/20 kV	120	2016
155	Cirata	150/20 kV	0	2016
156	Majalaya Baru	150/20 kV	120	2016
157	Rancakusumba	150/20 kV	0	2016
158	Rengas Dengklok II / Cilamaya	150/20 kV	120	2016
159	Sukamandi	150/20 kV	0	2016
160	Subang Baru/Pamanukan	150/20 kV	120	2016
161	Tambun II	150/20 kV	120	2016
162	Tanjung Lesung	150/20 kV	120	2016
163	Malimping	150/20 kV	0	2016
164	Kertajati/Kadipaten Baru II	150/20 kV	120	2016
165	Kadipaten Baru	150/20 kV	0	2016
166	Poncol Baru II/Bj.Menteng	150/20 kV	120	2016
167	KIIC 2	150/20 kV	120	2016
168	Cikarang Lippo	150/20 kV	60	2016
169	Kadipaten	150/20 kV	60	2016
170	Poncol baru	150/20 kV	60	2016
171	Cimanggis	150/20 kV	60	2016
172	Kedungbadak Baru	150/20 kV	60	2016
173	Rancakusumba	150/20 kV	60	2016
174	Sukamandi	150/20 kV	60	2016
175	Lagadar	150/20 kV	60	2016

Tabel C3.5. Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
176	Depok / Rawadenok	150/20 kV	60	2016
177	Garut	150/20 kV	60	2016
178	Depok/Rawadenok (Depok III)	150/20 kV	0	2016
179	Cimanggis	150/20 kV	0	2016
180	Cikijing	150/20 kV	0	2016
181	Malangbong Baru	150/20 kV	0	2016
182	Kamojang	150/20 kV	0	2016
183	Kedung Badak Baru	150/20 kV	0	2016
184	Bogor Baru	150/20 kV	0	2016
185	Padalarang	150/20 kV	0	2016
186	Padalarang	150/20 kV	0	2016
187	Sawangan	150/20 kV	60	2017
188	Lengkong	150/20 kV	0	2017
189	Cibabat III/Gunung Batu	150/20 kV	120	2017
190	Padalarang Baru II/Ngamprah	150/20 kV	0	2017
191	Sumedang Baru/Tj.Sari	150/20 kV	120	2017
192	Rancakasumba/New Ujung Berung	150/20 kV	0	2017
193	Jababeka II/Pamahan	150/20 kV	120	2017
194	Ciawi Baru II/Cisarua	150/20 kV	120	2017
195	Bengkong Baru	150/20 kV	60	2017
196	Kosambi Baru II	150/20 kV	60	2017
197	Kiaracondong III/Cinambo	150/20 kV	60	2017
198	Kiaracondong II/Rancanumpang	150/20 kV	0	2017
199	Kracak Baru	150/20 kV	60	2017
200	Fajar Surya Wisesa	150/20 kV	0	2017
201	Arjawinangun Baru	150/20 kV	60	2017
202	Telukjambe	150/20 kV	60	2017
203	Sukatani/Gobel	150/20 kV	60	2017
204	Cikasungka	150/20 kV	60	2017
205	Ujungberung	150/20 kV	60	2017
206	Menes	150/20 kV	60	2017
207	Cikedung	150/20 kV	60	2017
208	Cileungsi II/Jonggol	150/20 kV	60	2017
209	Kiaracondong II/Rancanumpang	150/20 kV	60	2017
210	Sunyaragi	150/20 kV	60	2017
211	Parakan Kondang Baru	150/20 kV	60	2018
212	Lagadar II/Bojong	150/20 kV	120	2018
213	Rancakasumba II/Sangian	150/20 kV	120	2018
214	Rancakasumba	150/20 kV	0	2018
215	Dawuan II/Cipasanggrahan	150/20 kV	120	2018
216	Dawuan	150/20 kV	0	2018
217	Bogor X	150/20 kV	120	2018
218	Rengas Dengklok II / Cilamaya	150/20 kV	60	2018
219	Tambun II	150/20 kV	60	2018

Tabel C3.5. Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
220	Cibeureum	150/20 kV	60	2018
221	Dayeuhkolot GIS	150/20 kV	60	2018
222	Pameungpeuk	70/20 kV	30	2018
223	Garut II	150/20 kV	60	2019
224	Braga (GIS)	150/20 kV	60	2019
225	Puncak Ardi Mulya II	150/20 kV	60	2019
226	Jababeka II/Pamahan	150/20 kV	60	2019
227	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150/20 kV	60	2019
228	Parungmulya	150/20 kV	120	2019
229	Pabuaran	150/20 kV	60	2019
230	Kanci	150/20 kV	60	2019
231	New Tasikmalaya	150/20 kV	60	2019
232	Subang Baru/Pamanukan	150/20 kV	60	2019
233	Bunar Baru	150/20 kV	60	2019
234	Kertajati/Kadipaten Baru II	150/20 kV	60	2019
235	Tangkuban Perahu II PLTP	150/20 kV	0	2019
236	Garut	150/20 kV	0	2019
237	Mandirancan	150/20 kV	0	2019
238	Subang Baru	150/20 kV	0	2019
239	Cibuni PLTP	70/20 kV	0	2019
240	Cisolok Sukarame PLTP	150/20 kV	0	2019
241	Pelabuhan Ratu	150/20 kV	0	2019
242	Tampo Mas PLTP	150/20 kV	0	2019
243	Cikasungka II/Nagreg	150/20 kV	120	2020
244	Cikasungka	150/20 kV	0	2020
245	Santosa	70/20 kV	30	2020
246	Tegal Herang	150/20 kV	60	2020
247	Gandamekar	150/20 kV	60	2020
248	Tambun II	150/20 kV	60	2020
249	Malangbong Baru	150/20 kV	60	2020
250	Sumadra	70/20 kV	30	2020
251	Lembang	150/20 kV	120	2020
252	Ciawi Baru	150/20 kV	60	2020
253	Menes	150/20 kV	60	2020
254	Sukamandi	150/20 kV	60	2020
255	Poncol Baru II/Bj.Menteng	150/20 kV	60	2020
256	Jatibarang	150/20 kV	60	2020
257	Depok II (GIS)	150/20 kV	60	2020
258	Lembursitu Baru	150/20 kV	60	2020
259	Ujung Berung New	150/20 kV	0	2020
260	Pangandaran Baru/Cikatomas	150/20 kV	60	2021
261	Banjar	150/20 kV	0	2021
262	Karangnunggal	150/20 kV	30	2021
263	Banjar	150/20 kV	60	2021

Tabel C3.5. Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
264	Kuningan Baru	150/20 kV	60	2021
265	Kiaracondong III/Cinambo	150/20 kV	60	2021
266	Dawuan II/Cipasanggrahan	150/20 kV	60	2021
267	Bogor Baru III/Ciomas	150/20 kV	120	2021
268	Sukatani/Gobel	150/20 kV	60	2021
269	Mandirancan	150/20 kV	60	2021
270	Cikumpay II/Sadang	150/20 kV	60	2021
271	Panasia II/Cikalong (GIS)	150/20 kV	120	2022
272	Surade	150/20 kV	60	2022
273	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150/20 kV	0	2022
274	Cigereleng II/Cibolerang (GIS)	150/20 kV	120	2022
275	Tambun III/Mustika Jaya	150/20 kV	120	2022
276	Tambun	150/20 kV	0	2022
277	Fajar Surya W II/Muktiwari	150/20 kV	120	2022
278	Jababeka II/Pamahan	150/20 kV	60	2022
279	Tasikmalaya	150/20 kV	60	2022
280	Kedungbadak Baru	150/20 kV	60	2022
281	Garut II	150/20 kV	60	2022
282	Cileungsi II/Jonggol	150/20 kV	60	2022
283	Mekarsari	150/20 kV	60	2022
Jumlah			14.620	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sepanjang 522 kms seperti ditampilkan dalam Tabel C3.6.

Tabel C3.6 Rencana Pembangunan SUTET 500 kV

No	Dari	Ke	Panjang kms	COD
1	New Ujungberung	Inc. (Mdcan-Bdsln)	2	2014
2	Bandung Selatan	Inc. (Tasik-Depok)	4	2015
3	Tambun 500 kV	Inc. (Bkasi-Cibinong)	2	2016
4	Mandirancan	Ujungberung	80	2016
5	Ujungberung	Bandung Selatan	38	2016
6	Upper Cisokan PLTA (Kit)	Incomer (Cibng-SgIng)	30	2017
7	Cikalong	Dbphi. (BogorX-Tasik)	4	2017
8	Cibatu Baru	Inc (Cbatu-Mtwar)	4	2017
9	Suralaya Lama	Suralaya Baru	2	2018
10	PLTU Jawa-3	Switching S/S Jawa-3	20	2018
11	PLTU Jawa-1	Mandirancan	116	2018
12	Indramayu	Cibatu	200	2019
13	Matenggeng PLTA	Inc. (Tasik-Rawalo)	20	2020
Jumlah			522	

Selaras dengan pembangunan GI/GIS 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 3.932 kms seperti ditampilkan dalam Tabel C3.7.

Tabel C3.7. Rencana Pembangunan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD
1	Cibadak Baru II	Pelabuhan Ratu PLTU	150 kV	140	2013
2	Hankook Tire Indonesia	Inc.double phi (Cbatu-Jbeka)	150 kV	4	2013
3	Bogor Baru	Ciawi Baru	150 kV	17	2013
4	Ciawi Baru	Cibadak Baru II	150 kV	52	2013
5	Cibabat II/Leuwigajah (GIS)	Inc. (Cbbat - Pdalarang)	150 kV	12	2013
6	Dago Pakar	Inc. (Badut-Ujbrg)	150 kV	10	2013
7	Honda Prospect Motor	Parungmulya	150 kV	1	2013
8	Kedung Badak Baru	Depok/Rawadenok (Depok III)	150 kV	46	2013
9	Lembursitu Baru	Cianjur	150 kV	64	2013
10	Lembursitu Baru	Pelabuhan Ratu PLTU	150 kV	64	2013
11	U.Berung New/R.kasumba baru	Ujung Berung	150 kV	10	2013
12	U.Berung New/R.kasumba baru	Inc. (Ubrng-Rckek)	150 kV	10	2013
13	Bandung Selatan	Wayang Windu	150 kV	33	2013
14	Wayang Windu	Kamojang	150 kV	32	2013
15	Indoliberty	Maligi	150 kV	3	2013
16	Wayang Windu	Kamojang	150 kV	32	2013
17	U.Berung New/R.kasumba baru	Inc. (Ubrng-Rckek)	150 kV	10	2013
18	Karang Nunggal	Tasikmalaya New	150 kV	32	2013
19	Braga (GIS)	Cigereleng	150 kV	16	2014
20	Patuha	Lagadar	150 kV	70	2014
21	Sukatani /Gobel/Multistrada	Inc. (Bkasi Utara-Ksbru)	150 kV	40	2014
22	Pelabuhan Ratu Baru	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	60	2014
23	Kadipaten	Inc.double phi (Sragi-Rckek)	150 kV	8	2014
24	Jui Shin Indonesia	Inc.double phi (Cbatu-Clngsi)	150 kV	4	2014
25	Gunung Rajapaksi	Inc. double phi (Ckrg-Gdamekar)	150 kV	12	2014
26	Dayeuhkolot (GIS)	Inc. (Bdsln-Cgrlng)	150 kV	3	2014
27	Cimanggis II/Tengah	Inc. (Kdbdk-Depok/Rawadenok (Depok III))	150 kV	15	2014
28	Cikedung	Inc. (Jtbrg - Hrgls)	150 kV	40	2014
29	Cikarang Lippo	Inc. (Cibatu-Gdamekar)	150 kV	2	2014
30	Bogor Kota (GIS)	Kedung Badak Baru	150 kV	10	2014
31	Cikijing	Mandirancan	150 kV	80	2014
32	Bekasi Utara/Tarumajaya	Inc. (Bkasi-Ksbru)	150 kV	2	2014
33	Air Liquide	Gandamekar	150 kV	6	2014
34	Arjawinangun Baru	Inc.double phi (Jtbrg-Mdcn)	150 kV	20	2014
35	Aspek	Cileungsi	70 kV	1	2014
36	Bandung Selatan	Garut	150 kV	33	2014
37	Bandung Utara	Padalarang	150 kV	26	2014

Tabel C3.7. Rencana Pembangunan Transmisi

lanjutan

No	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD
38	Padalarang	Cibabat	150 kV	20	2014
39	Bogor Baru II/Tajur (GIS)	Inc. (Bgbru - Cianjur)	150 kV	0	2014
40	Cigereleng	Lagadar	150 kV	33	2014
41	Cigereleng	Bandung Selatan II/ Soreang	150 kV	78	2014
42	Bandung Selatan II/Soreang	Cianjur	150 kV	60	2014
43	Drajat	Garut	150 kV	51	2014
44	Drajat	Tasikmalaya	150 kV	65	2014
45	Garut	Tasikmalaya	150 kV	81	2014
46	ITP	Semen Cibinong	150 kV	15	2014
47	ITP	Semen Cibinong	150 kV	15	2014
48	ITP	Bogor Baru	150 kV	20	2014
49	Balongan/Pertamina	Jatibarang	150 kV	34	2014
50	Kamojang	Drajat	150 kV	22	2014
51	Kanci	Inc. (PLTU Kanci-Brebes)	150 kV	12	2014
52	Jatiluhur Baru	Inc. (Kosambi Baru - Padalarang)	150 kV	46	2014
53	Asahimas Flat Glass	Tatajabar Sejahtera	150 kV	15	2014
54	Indomulia Cipta Nusantara	Inc. (Indramayu - Sukamandi)	150 kV	12	2014
55	Lagadar	Padalarang	150 kV	22	2014
56	New Tasikmalaya	Tasik Lama (Tx-Ciamis)	150 kV	64	2014
57	Pabuaran	Sukamandi	150 kV	40	2014
58	Patuha PLTP	Patuha	150 kV	1	2014
59	Purwakarta	Semen Pasific	70 kV	35	2014
60	Purwakarta	Kosambi Baru	70 kV	46	2014
61	Rancaekek	Sunyaragi	150 kV	24	2014
62	Semen Sukabumi Industri	Lembursitu	150 kV	10	2014
63	Tanggeung	Cianjur	150 kV	100	2014
64	Win Textile	Jatiluhur Baru	150 kV	5	2014
65	Jatiluhur Baru	Jatiluhur PLTA	150 kV	20	2014
66	Kiracondong II/ Rancanumpang	Inc. (Krcdg-Ubrng)	150 kV	16	2014
67	Kosambi Baru	Bekasi	150 kV	118	2014
68	Muaratawar	Inc. Tx.(Bkasi-Plumpang)	150 kV	40	2014
69	Suzuki	Cibatu	150 kV	2	2014
70	Indorama Technology	Cikumpay	150 kV	2	2015
71	Bandung Timur Baru	Ujungberung	150 kV	18	2015
72	Bekasi	Plumpang	150 kV	16	2015
73	Malangbong Baru	New Tasikmalaya	150 kV	74	2015
74	Poncol Baru II/Bj.Menteng	Inc. (Tmbun-Pncol)	150 kV	20	2016
75	Babakan Baru	Inc.(Kanci-Brbes)	150 kV	28	2016
76	Bandung Selatan II/Soreang	Inc.omer (CgrIng-Cnjur)	150 kV	20	2016
77	Bekasi II	Inc. (Bkasi-Bkasi Utara)	150 kV	10	2016
78	Bogor baru	Kedung Badak	150 kV	10	2016

Tabel C3.7. Rencana Pembangunan Transmisi

lanjutan

No.	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD
79	Bunar Baru	Rangkasbitung II	150 kV	72	2016
80	Cangkring Baru/Kapetakan	Inc. (Jtbrg-Haurgelis)	150 kV	20	2016
81	Cianjur II/Rajamandala	Inc. (Cnjur-Cgrlg)	150 kV	8	2016
82	Cibadak Baru II/Cicurug	Inc. (Cbdr-Ciawi)	150 kV	20	2016
83	Cikumpay II/Sadang	Inc. (Crata-Ckpay)	150 kV	10	2016
84	Kamojang	Kamojang Bus 4	150 kV	1	2016
85	Kuningan Baru	Inc. (Ckjing - Mdcan)	150 kV	40	2016
86	Majalaya Baru	Rancakasumba	150 kV	30	2016
87	Malangbong Baru	Cikijing	150 kV	80	2016
88	Padalarang Baru II	Cirata	150 kV	20	2016
89	Subang Baru	Inc.(Skmdi-Hrgls)	150 kV	80	2016
90	Kertajati/Kadipaten Baru II	Kadipaten Baru	150 kV	32	2016
91	Citeras	Inc. (Rangkas-Kopo)	150 kV	60	2016
92	Tambun II	Inc. (Pdklp-Tmbun)	150 kV	60	2016
93	Sukatani /Gobel	Cikarang	150 kV	20	2016
94	Rengasdengklok Baru/ Cilamaya	Sukamandi	150 kV	40	2016
95	Tanjung Lesung	Malimping	150 kV	90	2016
96	Sumedang Baru/Tj. Sari	Rancakasumba/New Ujung Berung	150 kV	20	2017
97	Cibabat III/Gunung Batu	Padalarang Baru II	150 kV	12	2017
98	Bengkong Baru	Inc. (Bdutr-Dgpr)	150 kV	10	2017
99	Jababeka II	Inc. (Jbeka-Cbatu)	150 kV	20	2017
100	Kosambi Baru II	Inc. (Ksbru - Bkasi)	150 kV	16	2017
101	Kracak Baru	Kedung Badak	150 kV	20	2017
102	Ciawi Baru II/Cisarua	Inc. (Bgbru-Cnjur)	150 kV	40	2017
103	Kiaracondong III/Cinambo	Kiaracondong II/ Rancanumpang	150 kV	20	2017
104	Parakan Kondang Baru	Inc. (Rckek-Sragi)	150 kV	20	2018
105	PLTP Tampomas	Inc. (Rancaekek-Cikasungka)	150 kV	35	2018
106	Bogor X	Inc. (Bunar-Kracak)	150 kV	8	2018
107	Bunar Baru	Kracak Baru	150 kV	30	2018
108	Lagadar II/Bojong	Inc.omer (Lgdar-Pdlrg)	150 kV	8	2018
109	Rancakasumba II/Sangian	Rancakasumba	150 kV	20	2018
110	Dawuan II/Cipasangrahan	Dawuan	150 kV	10	2018
111	Tampo Mas PLTP	Inc.(Rckek-Ckska)	150 kV	70	2019
112	Tangkuban Perahu I PLTP	Tangkuban Perahu II	150 kV	5	2019
113	Cibuni PLTP	Inc.(Cnjur-Tngng)	70 kV	50	2019
114	Tangkuban Perahu II PLTP	Subang Baru	150 kV	10	2019
115	Cisolok Sukarame PLTP	Pelabuhan Ratu	150 kV	60	2019
116	Karaha Bodas PLTP	Garut	150 kV	20	2019
117	Garut II	Inc. (Garut-Bdsln)	150 kV	40	2019
118	PLTP Gunung Ciremai	Mandirancan	150 kV	40	2019
119	PLTP Gunung Endut	Rangkas Bitung	150 kV	80	2019
120	Lembang 150 kV	Bandung Utara	150 kV	20	2020

Tabel C3.7. Rencana Pembangunan Transmisi

lanjutan

No.	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD
121	Cikasungka II/Nagreg	Cikasungka	150 kV	12	2020
122	Pangandaran II/Cikatomas	Banjar	150 kV	100	2021
123	Bogor Baru III/Ciomas	Bogor Baru II	150 kV	20	2021
124	Ciamis II/Kawali	Ciamis	150 kV	20	2022
125	Tambun III/Mustika Jaya	Tambun II	150 kV	10	2022
126	Cigereleng II/Cibolerang	Inc. (Cgrlg-Lgdar)	150 kV	4	2022
127	Surade	Pelabuhan Ratu/Jampang Kulon	150 kV	10	2022
128	Fajar Surya W II/Muktiwari	Inc. (Ksbru-Bkasi)	150 kV	50	2022
Jumlah				3.932	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 5,5 juta pelanggan atau rata-rata 549 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 23.475 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 28.512 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 3.006 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel C3.8.

Tabel C3.8. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Inv (Juta USD)
2013	1.877	2.511	321	782.478	226,4
2014	2.015	2.636	331	772.621	235,5
2015	2.123	2.721	256	792.826	235,0
2016	2.215	2.776	315	760.807	244,6
2017	2.348	2.878	299	805.332	254,3
2018	2.466	2.957	318	263.527	221,2
2019	2.567	3.010	279	193.371	217,0
2020	2.663	3.054	247	388.236	233,9
2021	2.531	2.903	333	396.066	235,7
2022	2.671	3.066	307	338.584	237,6
2013-2022	23.475	28.512	3.006	5.493.847	2.341

C3.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di Provinsi Jawa Barat sampai dengan tahun 2022 adalah USD 22,2 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel C3.9.

Tabel C3.9. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta USD
	<i>Penjualan Energi (GWh)</i>	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	T/L (kms)	
2013	40.837	43.509	5.914	705	3.011	572	1.468
2014	44.515	46.988	6.370	414	4.785	1.571	1.539
2015	47.919	50.589	6.801	89	1.260	114	578
2016	51.307	54.154	7.245	93	5.940	891	980
2017	55.130	58.189	7.727	1.337	2.880	196	1.767
2018	58.934	62.204	8.213	1.650	810	269	2.339
2019	62.604	66.076	8.679	2.265	780	575	4.157
2020	66.233	69.904	9.146	1.660	960	32	2.608
2021	70.032	73.925	9.625	2.110	630	120	3.344
2022	73.968	78.067	10.135	2.110	900	94	3.409
Jumlah				12.433	21.956	4.434	22.189

LAMPIRAN C.4

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI JAWA TENGAH**

C4.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Jawa Tengah diperkirakan sampai akhir tahun 2013 sekitar 3.013 MW. Beban dipasok oleh pembangkit yang berada di grid 500 kV dan grid 150 kV dengan kapasitas hingga 5.624 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 pertengahan tahun 2014.

Pasokan dari grid 500 kV adalah melalui 2 GITET, yaitu Tanjung Jati, Ungaran dan Pedan, dengan kapasitas 3.500 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Tengah ditunjukkan pada Gambar C4.1.



Gambar C4.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi Jawa Tengah

Kelistrikan Provinsi Jawa Tengah terdiri atas 3 sub-sistem 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 C4.1.

Tabel C4.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis B. Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Jelok	PLTA	Air	Indonesia Power	20,5	20,4
2	Timo	PLTA	Air	Indonesia Power	12,0	11,9
3	Ketenger	PLTA	Air	Indonesia Power	8,0	8,5
4	Gerung	PLTA	Air	Indonesia Power	26,4	26,4
5	Wonogiri	PLTA	Air	Indonesia Power	12,4	12,4
6	Sempor	PLTA	Air	Indonesia Power	1,0	1,0
7	Mrica	PLTA	Air	Indonesia Power	180,9	157,9
8	Wadas Lintang	PLTA	Air	Indonesia Power	18,0	18,0
9	Kedung Ombo	PLTA	Air	Indonesia Power	22,5	22,3
10	Lambu	PLTA	Air	Indonesia Power	1,2	1,2
11	Pengkol	PLTA	Air	Indonesia Power	1,4	1,4
12	Selorejo	PLTA	Air	Indonesia Power	1,4	1,4
13	Tambak Lorok #1-2	PLTU	BBM	Indonesia Power	100,0	56,0
14	Tambak Lorok #3	PLTU	BBM	Indonesia Power	200,0	155,0
15	Tambak Lorok Blok 1	PLTGU	BBM	Indonesia Power	517,0	508,3
16	Tambak Lorok Blok 2	PLTGU	BBM	Indonesia Power	517,0	508,3
17	Cilacap	PLTG	BBM	Indonesia Power	55,0	40,0
18	Dieng	PLTP	Panas Bumi	Swasta	60,0	45,0
19	Cilacap #1-2	PLTU	Batubara	Swasta	600,0	562,0
20	Tanjung Jati B #1-2	PLTU	Batubara	PLN	1.320,0	1.321,6
21	Tanjung Jati B #3-4	PLTU	Batubara	PLN	1.320,0	1.322,2
22	Rembang	PLTU	Batubara	PLN	630,0	560,0
Jumlah					5.624,6	5.361,2

C4.2. 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 2012 – 2021 diperlihatkan pada Tabel C4.2.

Tabel C4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	5,76	17.770	18.945	3.013	7.974.485
2014	6,07	19.123	20.224	3.265	8.344.214
2015	6,98	20.570	21.733	3.441	8.731.472
2016	6,98	22.074	23.293	3.541	9.137.094
2017	6,98	23.666	24.973	3.744	9.561.953
2018	6,98	25.349	26.748	3.970	10.006.965
2019	6,98	27.136	28.632	4.209	10.473.091
2020	6,98	29.038	30.638	4.459	10.961.335
2021	6,98	31.030	32.738	4.725	11.472.753
2022	6,98	33.104	34.925	5.012	12.008.448
Growth (%)	6,77	7,16	7,03	5,83	4,65

C4.3. 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 PLTGU Tambak Lorok masih beroperasi dengan menggunakan BBM. Pasokan gas untuk Tambak Lorok diperkirakan baru akan ada mulai akhir tahun 2013 (dari SPP) dan 2015 (dari Petronas). Selain itu Pertagas berencana untuk membangun FSRU LNG di Tambaklorok untuk memasok gas ke pembangkit PLN di Jawa Tengah dan Jawa Timur. Pasokan gas tersebut akan dialirkan melalui pipa yang rencananya akan dibangun dengan menghubungkan Grati, Gresik, Tambak Lorok hingga Cirebon (telah ada pipa gas dari Cirebon hingga ke Jakarta). Pembangunan pipa Trans-Jawa itu sangat bermanfaat untuk mengintegrasikan pasokan gas ke pembangkit dan mempermudah manuver pasokan gas. Namun demikian, kebutuhan LNG untuk pembangkit-pembangkit yang dapat dipasok dari pipa Trans-Jawa masih perlu dikaji lebih dahulu dengan mempertimbangkan pasokan gas eksisting dan tingginya harga LNG.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2022, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 7.181 MW dengan perlincian seperti ditampilkan pada Tabel C4.3 berikut.

Tabel C4.3. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	Swasta	PLTM	Adipasir 3	0,3	2013	Operasi
2	Swasta	PLTM	Klincang	0,3	2013	Operasi
3	Swasta	PLTM	Singgi	0,2	2013	Operasi
4	Swasta	PLTM	Merden	0,4	2013	Konstruksi
5	PLN	PLTMG	Karimunjawa	4,0	2014	Pengadaan
6	PLN	PLTU	Cilacap Baru/Adipala	660,0	2014	Konstruksi
7	Swasta	PLTM	Kunci Putih	1,0	2014	Konstruksi
8	Swasta	PLTM	Logawa Sunyalangu	1,5	2014	Konstruksi
9	Swasta	PLTM	Banyubiru	0,2	2014	Konstruksi
10	Swasta	PLTM	Logawa Baseh	3,0	2015	Pendanaan
11	Swasta	PLTM	Banjaran Kebonmanis	2,2	2015	Pendanaan
12	Swasta	PLTM	Logawa Babakan	1,3	2015	Pendanaan
13	Swasta	PLTM	Logawa Baseh Karangpelem	1,9	2015	Pendanaan
14	PLN	PLTMG	Karimunjawa	1,0	2016	Rencana

3 Sumber: Draft RUKN 2012-2031

Tabel C4.3. Rencana Pengembangan Pembangkit

lanjutan

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
15	PLN	PLTS	Karimunjawa	1,0	2016	Rencana
16	Swasta	PLTM	Palumbungan	1,6	2016	Pendanaan
17	Swasta	PLTM	Gelang	0,3	2016	Pengadaan
18	Swasta	PLTM	Bendosari	4,0	2016	Pengadaan
19	Swasta	PLTM	Pugeran	6,0	2016	Pengadaan
20	Swasta	PLTM	Adipasir 1	0,3	2016	Pengadaan
21	Swasta	PLTM	Adipasir 2	0,3	2016	Pengadaan
22	Swasta	PLTM	Ambal	2,1	2016	Pengadaan
23	Swasta	PLTM	Banyumlayu	0,5	2016	Pengadaan
24	Swasta	PLTM	Pagarpelah	3,2	2016	Pengadaan
25	Swasta	PLTM	Serayu	8,6	2016	Pengadaan
26	Swasta	PLTM	Gunung Wugul	3,0	2016	Pengadaan
27	Swasta	PLTM	Timbangreja	0,4	2016	Pengadaan
28	Swasta	PLTU	Cilacap exp	614,0	2016	Pengadaan
29	Swasta	PLTM	Preng-1	1,8	2017	Rencana
30	Swasta	PLTM	Preng-2	4,5	2017	Rencana
31	Swasta	PLTM	Tulis	9,0	2017	Rencana
32	Swasta	PLTM	Harjosari	9,9	2017	Rencana
33	Swasta	PLTM	Lambur	8,0	2017	Rencana
34	Swasta	PLTM	Prukut Sambirata	1,5	2017	Rencana
35	Swasta	PLTM	Dadapayam	3,0	2017	Rencana
36	Swasta	PLTM	Binangun	3,8	2017	Rencana
37	Swasta	PLTM	Jimat	0,5	2017	Rencana
38	Swasta	PLTM	Damar	2,1	2017	Rencana
39	Swasta	PLTM	Pageruyung	4,4	2017	Rencana
40	Swasta	PLTP	Dieng (FTP2)	55,0	2017	Rencana
41	Swasta	PLTP	Dieng (FTP2)	60,0	2017	Rencana
42	Swasta	PLTU	Jawa Tengah (PPP)	950,0	2018	Konstruksi
43	Swasta	PLTU	Jawa-4 (FTP2)	1.000,0	2019	Rencana
44	Swasta	PLTP	Ungaran (FTP2)	55,0	2019	Rencana
45	Swasta	PLTP	Baturaden (FTP2)	110,0	2019	Rencana
46	Swasta	PLTP	Guci (FTP2)	55,0	2019	Rencana
47	Unallocated	PLTP	Dieng	55,0	2022	Rencana
48	Swasta	PLTP	Baturaden (FTP2)	110,0	2019	Rencana
49	Swasta	PLTU	Jawa Tengah (PPP)	950,0	2019	Konstruksi
50	Swasta	PLTU	Jawa-4 (FTP2)	1.000,0	2020	Rencana
51	Unallocated	PS	Matenggeng PS	225,0	2020	Rencana
52	Unallocated	PS	Matenggeng PS	225,0	2020	Rencana
53	Unallocated	PLTP	Dieng	55,0	2022	Rencana
54	Unallocated	PS	Matenggeng PS	225,0	2021	Rencana
55	Unallocated	PS	Matenggeng PS	225,0	2021	Rencana
56	Swasta	PLTP	Umbul Telomoyo (FTP2)	55,0	2021	Rencana
57	Unallocated	PLTP	Ungaran	30,0	2022	Rencana
58	Unallocated	PLTP	Ungaran	55,0	2022	Rencana

Tabel C4.3. Rencana Pengembangan Pembangkit

lanjutan

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
59	Unallocated	PLTP	Gunung Lawu	55,0	2022	Rencana
60	Unallocated	PLTP	Gunung Lawu	55,0	2022	Rencana
61	Unallocated	PLTP	Ungaran	55,0	2022	Rencana
62	Unallocated	PLTP	Gunung Lawu	55,0	2022	Rencana
Jumlah				7.086,1		

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 2022. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut akan dibangun PLTMG CNG Karimunjawa 4 MW pada tahun 2014 dan 1 MW di 2016, serta PLTS 1 MW di 2016.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV tersebar di 7 lokasi dengan kapasitas sekitar 5.334 MVA seperti pada Tabel C4.4.

Tabel C4.4. Rencana Pengembangan GITET

No	Gardu Induk	Kapasitas	COD	Keterangan
		MVA		
1	Rawalo/Kesugihan	500	2014	GITET Baru
2	PLTU Adipala	0	2014	GITET B aru
3	Rawalo/Kesugihan	500	2015	IBT 2
4	Tanjung Jati	167	2015	
5	Ungaran	167	2015	
6	Cilacap Exp	0	2016	GITET B aru
7	Tanjung Jati B	500	2017	IBT 3
8	Boyolali/Solo	1000	2017	GITET Baru
9	Rawalo/Kesugihan	1000	2017	IBT 3 & 4
10	Ungaran	0	2017	Arah Pedan
11	Pedan	0	2017	Arah Ungaran
12	Pemalang	1000	2018	GITET Baru
13	PLTU Jateng	0	2018	GITET Baru/KIT
14	Ungaran	0	2018	Arah Mandirancan
15	Ungaran	500	2020	IBT-4
		5.334		

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GI/GIS 150 kV baru dan penambahan trafo di GI eksisting dengan total kapasitas 5.940 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel C4.5.

Tabel C4.5. Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
1	Kudus	150/20 kV	60	2013
2	Purbalingga	150/20 kV	60	2013
3	Pati	150/20 kV	60	2013
4	Batang	150/20 kV	60	2013
5	Masaran	150/20 kV	60	2013
6	Grogol/Solo Baru	150/20 kV	60	2013
7	Pandeanlamper	150/20 kV	30	2013
8	Sayung	150/20 kV	0	2013
9	Ungaran	150/20 kV	0	2013
10	Weleri	150/20 kV	0	2013
11	Apac inti Corpora	150/20 kV	60	2014
12	Bawen	150/20 kV	0	2014
13	Sinar Tambang Arta Lestari	150/20 kV	0	2014
14	Srondol	150/20 kV	60	2014
15	Banyudono	150/20 kV	60	2014
16	Lomanis	150/20 kV	60	2014
17	Majenang	150/20 kV	60	2014
18	Purworejo	150/20 kV	60	2014
19	Klaten	150/20 kV	60	2014
20	Gombong	150/20 kV	60	2014
21	Grogol/Solo Baru	150/20 kV	60	2014
22	Kebumen	150/20 kV	60	2014
23	Dieng	150/20 kV	30	2014
24	Beringin	150/20 kV	60	2014
25	Ungaran	150/20 kV	60	2014
26	Tambak Lorok PLTU	150/20 kV	60	2014
27	Rawalo	150/20 kV	60	2014
28	Sanggrahan	150/20 kV	60	2014
29	Secang	150/20 kV	60	2014
30	Pandeanlamper	150/20 kV	60	2014
31	Pati	150/20 kV	60	2014
32	Pekalongan	150/20 kV	60	2014
33	Kaliwungu	150/20 kV	60	2014
34	Blora	150/20 kV	60	2014
35	Bumiayu	150/20 kV	60	2014
36	Kebasen	150/20 kV	60	2014
37	Wonosobo	150/20 kV	60	2014
38	Krapyak	150/20 kV	60	2014
39	Mrica PLTA	150/20 kV	60	2014
40	Semanu	150/20 kV	60	2014
41	Sragen	150/20 kV	60	2014
42	Sragen	150/20 kV	60	2014
43	Nguter / Rayon Utama Makmur (RUM)	150/20 kV	0	2015

Tabel C4.5. Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
44	Sritex	150/20 kV	0	2015
45	Semen Indonesia	150/20 kV	0	2015
46	Blora	150/20 kV	0	2015
47	Semen Indonesia Rembang	150/20 kV	0	2015
48	PLTU Rembang	150/20 kV	0	2015
49	PLTU Rembang	150/20 kV	60	2015
50	Temanggung	150/20 kV	60	2015
51	Brebes	150/20 kV	60	2015
52	Pudak Payung (GIS)	150/20 kV	60	2015
53	Palur Baru/Gondang Rejo	150/20 kV	60	2015
54	Grogol/Solo Baru	150/20 kV	60	2015
55	Pedan	150/20 kV	60	2015
56	Mojosongo	150/20 kV	60	2015
57	Rembang	150/20 kV	60	2015
58	Mranggen	150/20 kV	60	2015
59	Pandeanlamper	150/20 kV	60	2015
60	Pemalang	150/20 kV	60	2015
61	Cepu	150/20 kV	60	2015
62	Banyudono	150/20 kV	60	2015
63	Purwodadi	150/20 kV	60	2015
64	Sanggrahan	150/20 kV	60	2015
65	Weleri	150/20 kV	60	2015
66	Semen Ultratech	150/20 kV	0	2016
67	Nguntoronadi	150/20 kV	0	2016
68	Pedan	150/20 kV	60	2016
69	Kebasen	150/20 kV	60	2016
70	Kudus II	150/20 kV	60	2017
71	New Pemalang	150/20 kV	60	2017
72	Tambaklorok PLTU (GIS)	150/20 kV	60	2017
73	Comal	150/20 kV	60	2017
74	Medari	150/20 kV	60	2017
75	Semen Nusantara	150/20 kV	60	2017
76	Batang	150/20 kV	60	2018
77	Kalibakal II	150/20 kV	60	2018
78	Pati II	150/20 kV	60	2018
79	Pati	150/20 kV	0	2018
80	Purbalingga	150/20 kV	60	2018
81	Klaten	150/20 kV	60	2018
82	Pandeanlamper Baru	150/20 kV	120	2019
83	Pandeanlamper	150/20 kV	0	2019
84	Ampel	150/20 kV	120	2019
85	Sanggrahan II/Rajeg	150/20 kV	120	2019

Tabel C4.5. Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
86	Bawen	150/20 kV	60	2019
87	Kaliwungu	150/20 kV	60	2019
88	Kebasen II/Balapulang	150/20 kV	60	2019
89	Bawen	150/20 kV	0	2019
90	Bumiayu	150/20 kV	0	2019
91	Masaran	150/20 kV	60	2020
92	Ungaran	150/20 kV	60	2020
93	Nguntoronadi	150/20 kV	60	2020
94	Semanu	150/20 kV	60	2020
95	Gombong	150/20 kV	60	2020
96	Rembang	150/20 kV	60	2020
97	Krapyak	150/20 kV	60	2020
98	Dieng	150/20 kV	30	2021
99	Sron dol	150/20 kV	60	2021
100	Kalibakal II	150/20 kV	30	2021
101	Wonosobo	150/20 kV	60	2021
102	Pati II	150/20 kV	60	2021
103	Comal	150/20 kV	60	2021
104	Ampel	150/20 kV	60	2021
105	Tambaklorok PLTU (GIS)	150/20 kV	60	2021
106	Rawalo	150/20 kV	60	2021
107	Jajar	150/20 kV	60	2021
108	Wadaslintang	150/20 kV	60	2021
109	Sragen	150/20 kV	60	2022
110	Sanggrahan II/Rajeg	150/20 kV	60	2022
111	Kebumen	150/20 kV	60	2022
112	Purworejo	150/20 kV	60	2022
113	Majenang	150/20 kV	60	2022
114	Brebes	150/20 kV	60	2022
115	Krapyak	150/20 kV	60	2022
Jumlah			5.940	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sepanjang 728 kms seperti ditampilkan dalam Tabel C4.6.

Tabel C4.6. Rencana Pengembangan SUTET 500 kV

No	Dari	Ke	Panjang kms	COD
1	Rawalo/Kesugihan	Dbphi (Pedan-Tasik)	4	2014
2	Rawalo/Kesugihan	PLTU Adipala	28	2014
3	PLTU Cilacap Exp	Adipala	10	2016
4	Ampel	Dbphi (Ungaran-Pedan)	4	2017
5	Tanjung Jati B	Tx Ungaran	260	2017
6	PLTU Jateng	Pemalang 500 kV	40	2018
7	Tx Ungaran	Pemalang	126	2019
8	Pemalang	Indramayu	256	2019
Jumlah			728	

Selaras dengan pembangunan GI/GIS 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 1.150 kms seperti ditampilkan dalam Tabel C4.7.

Tabel C4.7. Rencana Pengembangan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD
1	Sunyaragi	Brebes	150 kV	73	2013
2	Kudus	Purwodadi	150 kV	63	2013
3	Purwodadi	Ungaran	150 kV	68	2013
4	Sayung	Inc. Tx (Bawen-Tbrok)	150 kV	20	2013
5	Tanjung Jati	Sayung	150 kV	120	2013
6	Weleri	Ungaran	150 kV	76	2013
7	Semen Nusantara	Inc. (Kesugihan-Lomanis)	150 kV	4	2013
8	Kesugihan	Rawalo	150 kV	4	2013
9	Kesugihan	Gombong	150 kV	8	2013
10	Apac Inti Corpora	Bawen	150 kV	2	2014
11	Sinar Tambang Artalestari	Inc. (Rawalo-Majenang)	150 kV	9	2014
12	Batang	Weleri	150 kV	62	2015
13	Kebasen	Pemalang	150 kV	56	2015
14	Kebasen	Brebes	150 kV	30	2015
15	Kudus	Jepara	150 kV	53	2015
16	Pekalongan	Batang	150 kV	33	2015
17	Pemalang	Pekalongan	150 kV	62	2015
18	Semen Grobogan	Inc. (Kudus-Purwodadi)	150 kV	2	2015
19	Tanjung Jati	Jepara	150 kV	48	2015
20	Semen Indonesia	Blora	150 kV	2	2015
21	Semen Indonesia Rembang	PLTU Rembang	150 kV	16	2015
22	Sritex	Inc. (Wonogiri-Wonosari)	150 kV	24	2015
23	Nguter / Rayon Utama Makmur (RUM)	Inc. (Wonogiri-Wonosari)	150 kV	40	2016

Tabel C4.7. Rencana Pengembangan Transmisi

lanjutan

No	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD
24	Semen Ultratech	Nguntoronadi	150 kV	30	2016
25	Kudus II	Inc.(Kudus-Jepara)	150 kV	10	2017
26	Pemalang New	(Inc. Btang-Wleri)	150 kV	40	2017
27	Comal	Inc. (Pekalongan-Pemalang)	150 kV	20	2017
28	Tambaklorok PLTU (GIS)	Tambaklorok	150 kV	20	2017
29	Kalibakal II	Inc.(Klbkl-Bmayu)	150 kV	20	2018
30	Pati II	Pati	150 kV	20	2018
31	PLTP Baturaden	Bumiayu	150 kV	20	2019
32	Rancakasumba II/ Sangian	Bawen	150 kV	30	2019
33	PLTP Umbul Telomoyo	Inc. (Sanggrahan - Bawen)	150 kV	16	2019
34	PLTP Guci	Inc.(Klbkl-Bmayu)	150 kV	20	2019
35	Ampel	Inc. (Bawen-Klaten)	150 kV	10	2019
36	Pandeanlamper II	Pandeanlamper	150 kV	10	2019
37	Sanggrahan II/Rajeg	Inc.(Sgrahan-Medari)	150 kV	10	2019
Jumlah				1.150	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 3.770 ribu pelanggan atau rata-rata 377 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 14.699 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 28.087 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 6.223 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel C4.8 berikut.

Tabel C4.8. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Inv (Juta USD)
2013	1.140	1.959	431	352.996	67,3
2014	1.285	2.234	359	369.729	68,6
2015	1.299	2.405	396	387.258	71,8
2016	1.495	2.536	439	405.621	78,9
2017	1.494	2.602	460	424.859	81,2
2018	1.509	2.805	507	445.012	85,0
2019	1.505	3.026	558	466.126	88,7
2020	1.543	3.265	615	488.245	93,6
2021	1.654	3.500	1.193	220.595	102,1
2022	1.774	3.754	1.266	209.698	107,1
2013-2022	14.699	28.087	6.223	3.770.139	844

C4.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di Provinsi Jawa Tengah sampai dengan tahun 2022 adalah USD 12,7 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel C4.9.

Tabel C4.9. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	T/L (kms)	Juta USD
2013	17.770	18.945	3.013	1	390	435	143
2014	19.123	20.224	3.265	667	2.270	43	1.123
2015	20.570	21.733	3.441	8	1.854	388	218
2016	22.074	23.293	3.541	646	120	80	1.047
2017	23.666	24.973	3.744	258	2.860	354	856
2018	25.349	26.748	3.970	950	1.300	80	1.513
2019	27.136	28.632	4.209	2.335	540	498	4.388
2020	29.038	30.638	4.459	1.505	920	-	1.967
2021	31.030	32.738	4.725	505	600	-	572
2022	33.104	34.925	5.012	305	420	-	852
Jumlah				7.181	11.274	1.878	12.679

LAMPIRAN C.5

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA (DIY)**

Peta sistem kelistrikan DIY ditunjukkan pada Gambar C5.1.



Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero)

Tabel C5.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	4,87	2.185	2.307	401	9 25.910
2014	5,12	2.349	2.478	439	9 61.355
2015	5,89	2.523	2.660	469	998.206
2016	5,89	2.705	2.848	496	1.036.521
2017	5,89	2.897	3.050	528	1.076.362
2018	5,89	3.100	3.263	553	1.117.792
2019	5,89	3.316	3.490	579	1.160.878
2020	5,89	3.545	3.731	614	1.205.688
2021	5,89	3.785	3.983	651	1.252.297
2022	5,89	4.035	4.246	685	1.300.778
Growth (%)	5,71	7,05	7,01	6,15	3,85

C5.3. 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

Pada tahun 2015 direncanakan akan beroperasi PLT Bayu Samas 50 MW yang akan dikembangkan oleh sebuah perusahaan swasta.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Pengembangan GITET Pedan dengan tambahan 2 unit IBT 500/150 kV dan tambahan 1 phase trafo spare dengan total 1.167 MVA seperti dalam Tabel C5.2.

Tabel C5.2 Pengembangan GITET 500/150 kV

No	Gardu Induk	Kapasitas MVA	COD	Keterangan
1	Pedan	167	2014	Spare
2	Pedan	500	2015	IBT-3
3	Pedan	500	2015	IBT-4
	Jumlah	1.167		

4 Sumber: Draft RUKN 2012-2031

Untuk melayani pertumbuhan beban akan dibangun GI/GIS baru dan penambahan trafo pada GI eksisting sebesar 600 MVA seperti pada Tabel C5.3.

Tabel C5.3. Pengembangan GI 150/20 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
1	Bantul	150/20 kV	60	2013
2	Wirobrajan	150/20 kV	60	2014
3	Kentungan	150/20 kV	60	2014
4	Wates	150/20 kV	60	2014
5	Godean	150/20 kV	60	2015
6	Kentungan	150/20 kV	60	2018
7	Kentungan Baru/Kalasan	150/20 kV	60	2019
8	Gejayan (GIS)	150/20 kV	60	2019
9	Bantul Baru	150/20 kV	120	2021
Jumlah			600	

Pengembangan Transmisi

Tidak ada pengembangan Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV, karena pengembangan hanya pada GITET eksisting.

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 54 kms seperti ditampilkan dalam Tabel C5.4.

Tabel C5.4. Rencana Pengembangan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	Biaya Juta USD	COD
1	Pedan	Wonosari	150 kV	44	4,96	2015
2	Kentungan Baru/Kalasan	Inc.(Pedan-Kentungan)	150 kV	10	1,50	2019
Jumlah				54	6	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 372 ribu pelanggan atau rata-rata 37 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 1.754 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 3.352 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 673 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel C5.5 berikut.

Tabel C5.5. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Inv (Juta USD)
2013	136	234	47	34.094	7,3
2014	153	267	39	35.445	7,4
2015	155	287	43	36.851	7,7
2016	178	303	47	38.315	8,5
2017	178	311	50	39.841	8,7

Tabel C5.5. Rincian Pengembangan Distribusi

lanjutan

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Inv (Juta USD)
2018	180	335	55	41.430	9,1
2019	180	361	60	43.086	9,5
2020	184	390	66	44.811	9,9
2021	197	418	129	30.081	11,9
2022	212	448	137	28.595	12,4
2013-2022	1.754	3.352	673	372.549	92

C5.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di Provinsi DI Yogyakarta sampai dengan tahun 2022 adalah USD 246 juta. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel C5.6

Tabel C5.6 Ringkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	T/L (kms)	Juta USD
2013	2.185	2.307	401		60	-	9
2014	2.349	2.478	439		347	-	16
2015	2.523	2.660	469	50	1.060	44	125
2016	2.705	2.848	496		-	-	9
2017	2.897	3.050	528		-	-	9
2018	3.100	3.263	553		60	-	11
2019	3.316	3.490	579		120	10	23
2020	3.545	3.731	614		-	-	10
2021	3.785	3.983	651		120	-	22
2022	4.035	4.246	685		-	-	12
Jumlah				50	1.767	54	246

LAMPIRAN C.6

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI JAWA TIMUR**

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 6 GITET, yaitu Krian, Gresik, Grati, Kediri, Paiton dan Ngimbang, dengan kapasitas 7.500 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Timur ditunjukkan pada Gambar C6.1.



- 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. Paciran dan Kab. Lamongan.

454

Tabel C6.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Karang Kates	PLTA	Air	PJB	105,0	103,0
2	Wlingi	PLTA	Air	PJB	54,0	53,6
3	Ledoyo	PLTA	Air	PJB	4,5	4,5
4	Selorejo	PLTA	Air	PJB	4,5	4,7
5	Sengguruh	PLTA	Air	PJB	29,0	28,5
6	Tulung Agung	PLTA	Air	PJB	36,0	35,7
7	Mendalan	PLTA	Air	PJB	23,0	20,7
8	Siman	PLTA	Air	PJB	10,8	10,2
9	Madiun	PLTA	Air	PJB	8,1	8,0
10	Paiton	PLTU	Batubara	PJB	800,0	740,0
11	Paiton PEC	PLTU	Batubara	Swasta	1.230,0	1.220,0
12	Paiton JP	PLTU	Batubara	Swasta	1.220,0	1.220,0
13	Gresik 1-2	PLTU	Gas	PJB	200,0	160,0
14	Gresik 3-4	PLTU	Gas	PJB	400,0	333,0
15	Perak	PLTU	BBM	Indonesia Power	100,0	72,0
16	Gresik	PLTG	Gas	PJB	61,6	31,0
17	Gilitimur	PLTG	BBM	PJB	40,2	0,0
18	Grati Blok 1	PLTGU	Gas	Indonesia Power	461,8	454,2
19	Grati Blok 2	PLTG	Gas	Indonesia Power	302,3	300,0
20	Gresik B-1	PLTGU	Gas	PJB	526,3	480,0
21	Gresik B-2	PLTGU	Gas	PJB	526,3	420,0
22	Gresik B-3	PLTGU	Gas	PJB	526,3	480,0
23	Paiton-3	PLTU	Batubara	Swasta	815,0	815,0
24	Paiton-9	PLTU	Batubara	PLN	660,0	615,0
25	Pacitan 1-2	PLTU	Batubara	PLN	630,0	580,0
Jumlah					8.774,7	8.189,1

C6.2. 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 2013 - 2022 diperlihatkan pada Tabel C6.2.

Tabel C6.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	6,65	29.842	31.653	4.904	8.949.806
2014	7,00	32.379	34.234	5.243	9.333.784
2015	8,05	35.034	36.963	5.611	9.774.808
2016	8,05	37.836	39.899	6.016	10.212.705
2017	8,05	40.807	43.099	6.466	10.656.144
2018	8,05	43.989	46.412	6.936	11.105.188
2019	8,05	47.363	49.919	7.439	11.559.910
2020	8,05	50.939	53.632	7.974	11.871.539
2021	8,05	54.683	57.574	8.546	11.965.414
2022	8,05	58.622	61.720	9.150	12.048.960
Growth (%)	7,81	7,79	7,70	7,18	3,37

C6.3. 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 5,73 TSCF, minyak bumi 1.031,94 MMSTB, batubara 0,08 juta ton dan tenaga air 2.162,0 MW pada 4 lokasi yaitu Grindulu-PS-3, K.Konto-PS, Karangjates Ext. dan Kalikonto-2. Serta panas bumi yang diperkirakan mencapai 1.274 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 2016. 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 PLN merencanakan pembangunan PLTGU di Gresik sebesar 750 MW.

Pertagas berencana untuk membangun FSRU LNG di Tambaklorok untuk memasok gas ke pembangkit PLN di Jawa Tengah dan Jawa Timur. Pasokan gas tersebut merupakan satu kesatuan dengan rencana pembangunan pipa Trans-Jawa, yaitu gas akan dialirkan melalui pipa yang rencananya akan dibangun dengan menghubungkan Grati, Gresik, Tambak Lorok hingga Cirebon.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2022, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 4.677 MW dengan perlincian seperti ditampilkan pada Tabel C6.3.

⁵ Sumber: Draft RUKN 2012-2031

Di Jawa Timur terdapat subsistem *isolated* di Bawean dengan beban puncak saat ini sekitar 3 MW dan diperkirakan akan meningkat menjadi 7,8 MW pada 2022. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut akan dibangun PLTMG Bawean 5 MW pada tahun 2014/15 dan tambahan lagi sebesar 3 MW di 2021 dan 3 MW di 2021.

Tabel C6.3. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	PLN	PLTU	Pacitan	315	2013	Operasi
2	PLN	PLTU	Pacitan	315	2013	Operasi
3	PLN	PLTU	Tj. Awar-awar	350	2013	Konstruksi
4	PLN	PLTMG	Bawean	3	2014	Pengadaan
5	PLN	PLTU	Tj. Awar-awar	350	2014	Konstruksi
6	PLN	PLTMG	Bawean	2	2015	Pengadaan
7	PLN	PLTGU	Grati	300	2015	Rencana
8	PLN	PLTGU	Grati	150	2016	Rencana
9	Swasta	PLTM	Pacet	2	2016	Pengadaan
10	Unallocated	PLTGU	Jawa-1	800	2017	Rencana
11	Swasta	PLTM	Lodoyo	10	2017	Rencana
12	Swasta	PLTM	Jompo 1 (Jompo Atas)	2	2017	Rencana
13	Swasta	PLTM	Jompo 2 (Jompo Bawah)	3	2017	Rencana
14	Swasta	PLTM	Kali Tengah (Sungai Tengah)	1	2017	Rencana
15	Swasta	PLTM	Balelo	4	2017	Rencana
16	Swasta	PLTM	Ketajek	3	2017	Rencana
17	Swasta	PLTM	Zeelandia	2	2017	Rencana
18	PLN	PLTMG	Bawean	3	2018	Rencana
19	Unallocated	PLTGU	Jawa-2	800	2018	Rencana
20	Unallocated	PLTA	Karangates #4-5	100	2019	Rencana
21	Unallocated	PLTA	Kalikonto-2	62	2019	Rencana
22	Unallocated	PLTA	Kesamben	37	2019	Rencana
23	Swasta	PLTP	Ijen (FTP2)	55	2019	Rencana
24	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel (FTP2)	55	2019	Rencana
25	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel (FTP2)	55	2019	Rencana
26	Swasta	PLTP	Ijen (FTP2)	55	2019	Rencana
27	Swasta	PLTP	Iyang Argopuro (FTP2)	55	2020	Rencana
28	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel (FTP2)	55	2020	Rencana
29	PLN	PLTMG	Bawean	3	2021	Rencana
30	Swasta	PLTU	Madura (FTP2)	200	2022	Konstruksi
31	Swasta	PLTU	Madura (FTP2)	200	2022	Konstruksi
32	Unallocated	PLTP	Arjuno Welirang	55	2022	Rencana
33	Unallocated	PLTP	Iyang Argopuro	110	2022	Rencana
34	Unallocated	PLTP	Iyang Argopuro	110	2022	Rencana
35	Unallocated	PLTP	Arjuno Welirang	55	2022	Rencana
Jumlah				4.677		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan dan pengembangan GITET 500 kV tersebar di 8 lokasi dengan kapasitas sekitar 6.668 MVA seperti pada Tabel C6.4.

Tabel C6.4. Rencana Pengembangan GITET

No	Gardu Induk	Kapasitas MVA	COD	Keterangan
1	Krian	500	2013	Penghematan BBM (IBT-3)
2	Ngimbang	500	2013	Program N-1 (IBT-2)
3	Kediri	500	2013	IBT-3
4	Krian	167	2013	Spare
5	Paiton	500	2013	Spare, 3 phase
6	Grati	167	2013	Spare, 1 phase
7	Gresik	500	2014	Spare, 3 phase
8	Ngimbang	167	2014	Spare, 1 phase
9	Kediri	167	2015	spare IBT
10	Surabaya Selatan	1.000	2015	Program N-1 (IBT-1)
11	Paiton (GIS)	0	2016	Diameter Ext, arah Antosari/Kapal Baru
12	Bangil	1.000	2017	GITET Baru
13	Surabaya Selatan	500	2017	IBT-3
14	Gresik	0	2017	Diameter ke arah PLTGU Tuban/Cepu
15	Tandes (GIS)	1.000	2018	GITET Baru
		6.668		

Untuk meningkatkan keandalan direncanakan untuk menyediakan 4 buah trafo satu fasa 167 MVA yang ditempatkan di GITET Kediri, Krian, Ngimbang dan Grati.

Selanjutnya untuk melayani konsumen diperlukan pengembangan GI/GIS 150 kV dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 7.530 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel C6.5.

Tabel C6.5. Rencana Pengembangan GI

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
1	New Buduran/Sedati	150/20 kV	120	2013
2	New Jombang	150/20 kV	60	2013
3	Jaya Kertas	150/20 kV	0	2013
4	Ponorogo II	150/20 kV	120	2013
5	Pacitan	150/20 kV	0	2013
6	Simogunung (GIS)	150/20 kV	120	2013
7	Tandes II/Sambi Kerep	150/20 kV	120	2013
8	Sukorejo II/Purwosari	150/20 kV	60	2013
9	Balombangendo	150/20 kV	60	2013
10	Kasih Jatim	150/20 kV	60	2013
11	Kenjeran	150/20 kV	60	2013
12	Krembangan (GIS)	150/20 kV	60	2013

Tabel C6.5. Rencana Pengembangan GI

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
13	Ngoro	150/20 kV	60	2013
14	Petrokimia	150/20 kV	60	2013
15	Situbondo	150/20 kV	60	2013
16	Kebonagung	150/20 kV	60	2013
17	Gondang Wetan	150/20 kV	60	2013
18	Bojonegoro	150/20 kV	60	2013
19	Pakis / Malang Timur	150/20 kV	60	2013
20	Darmo Grande (SBS)	150/20 kV	60	2013
21	Ujung GIS	150/20 kV	60	2013
22	Sengkaling	150/20 kV	60	2013
23	Bangkalan	150/20 kV	60	2013
24	PLTA Wlingi	150/20 kV	60	2013
25	PLTA Tulungagung	70/20 kV	30	2013
26	Tulungagung	70/20 kV	30	2013
27	Mliwang	150/20 kV	0	2013
28	Kediri Baru	150/20 kV	0	2013
29	Rungkut	150/20 kV	0	2013
30	Waru	150/20 kV	0	2013
31	New Porong/Gempol	150/20 kV	60	2014
32	The Master Steel (Semangat Pangeran Jayakarta)	150/70 kV	0	2014
33	Manyar	150/20 kV	0	2014
34	Bambe	150/20 kV	120	2014
35	Karang pilang	150/20 kV	0	2014
36	Sidoarjo	150/20 kV	60	2014
37	Cheil Jedang	150/20 kV	0	2014
38	New Jombang	150/20 kV	0	2014
39	Surabaya Steel	150/20 kV	0	2014
40	Semangat Pangeran Jayakarta	150/20 kV	0	2014
41	Manyar	150/20 kV	0	2014
42	Genteng	150/20 kV	60	2014
43	Babadan	150/20 kV	30	2014
44	Bumi Cokro	150/20 kV	60	2014
45	Lamongan	150/20 kV	60	2014
46	Ponorogo II	150/20 kV	60	2014
47	Banyuwangi	150/20 kV	20	2014
48	Sukorejo II/Purwosari	150/20 kV	20	2014
49	Blitar Baru	150/20 kV	20	2014
50	Pier	150/20 kV	60	2014
51	Mojoagung	150/20 kV	60	2014
52	Dolopo	70/20 kV	30	2014
53	Bulukandang	150/20 kV	60	2014
54	Gili Timur	150/20 kV	60	2014

Tabel C6.5. Rencana Pengembangan GI

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
55	Alta prima	150/20 kV	60	2014
56	Tarik	70/20 kV	30	2014
57	Pare	70/20 kV	30	2014
58	Mliwang	150/20 kV	0	2014
59	Wlingi II	150/20 kV	30	2015
60	Tulungagung II	150/20 kV	0	2015
61	Tulungagung II	150/20 kV	60	2015
62	Kediri	150/20 kV	0	2015
63	Kalisari	150/20 kV	60	2015
64	Surabaya Selatan	150/20 kV	0	2015
65	Kedinding (GIS)	150/20 kV	60	2015
66	Watudodol	150/20 kV	60	2015
67	Pelindo III	150/20 kV	0	2015
68	Alta Prima	150/20 kV	0	2015
69	Multi Baja Industri	150/20 kV	0	2015
70	Java Fortis	150/20 kV	0	2015
71	Ngimbang	150/20 kV	0	2015
72	Cerme	150/20 kV	60	2018
73	Sby Selatan (Wonorejo)	150/20 kV	60	2015
74	Manyar	150/20 kV	60	2015
75	Driyorejo (GIS)	150/20 kV	60	2015
76	PLTA Sengguruh	70/20 kV	30	2015
77	Bondowoso	150/20 kV	60	2015
78	Banaran	150/20 kV	60	2015
79	Jember	150/20 kV	60	2015
80	Tanggul	150/20 kV	60	2015
81	Kertosono	150/20 kV	0	2015
82	Sekarputih	150/20 kV	0	2015
83	Kenjeran	150/20 kV	0	2015
84	Kediri Baru (Gitet)	150/20 kV	60	2015
85	New Pacitan	150/20 kV	60	2016
86	Trenggalek	70/20 kV	30	2016
87	Undaan (GIS)	150/20 kV	60	2016
88	PLTU Pacitan/Sudimoro	150/20 kV	60	2016
89	Ngoro	150/20 kV	60	2016
90	Sekarputih	150/20 kV	60	2016
91	Sengkaling	150/20 kV	60	2016
92	Sumenep	150/20 kV	60	2016
93	PLTA Tulungagung	70/20 kV	30	2016
94	Probolinggo	150/20 kV	60	2016
95	Madura PLTU	150/20 kV	0	2017
96	Bangil New	150/20 kV	120	2017
97	Blimbing Baru	150/20 kV	30	2017

Tabel C6.5. Rencana Pengembangan GI

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
98	Pandaan Baru	150/20 kV	30	2017
99	Jember II / Arjasa	150/20 kV	60	2017
100	Kertosono	150/20 kV	60	2017
101	Lumajang	150/20 kV	60	2017
102	Sukolilo	150/20 kV	60	2017
103	Tuban	150/20 kV	60	2017
104	Turen	70/20 kV	30	2017
105	Alta prima	150/20 kV	60	2017
106	Babat/Baureno	150/20 kV	60	2017
107	Tanggul	150/20 kV	60	2017
108	Sutami	150/20 kV	0	2017
118	Sekarputih/Mojoagung	150/20 kV	0	2017
109	Gembong (GIS)	150/20 kV	120	2018
110	Jaya Kertas	150/20 kV	60	2018
111	Manyar	150/20 kV	60	2018
112	Banaran	150/20 kV	60	2018
113	Sekarputih	150/20 kV	60	2018
114	New Jombang	150/20 kV	60	2018
115	Krian	150/20 kV	60	2018
116	Tulungagung II	150/20 kV	60	2018
117	Magetan	70/20 kV	30	2018
118	Pamekasan	150/20 kV	60	2018
119	Sampang	150/20 kV	60	2018
120	Pakis / Malang Timur	150/20 kV	60	2018
121	Nganjuk	70/20 kV	30	2018
122	Banyuwangi	150/20 kV	0	2018
123	Leces	150/20 kV	60	2019
124	Wonokromo	150/20 kV	60	2019
125	New Buduran / Sedati	150/20 kV	60	2019
126	Sidoarjo	150/20 kV	60	2019
127	Jember II / Arjasa	150/20 kV	60	2019
128	Kediri Baru (Gitet)	150/20 kV	60	2019
129	Karang Pilang	150/20 kV	60	2019
130	Sby. Selatan (Wonorejo)	150/20 kV	60	2019
131	Situbondo	150/20 kV	60	2019
132	Segoro Madu	150/20 kV	60	2019
133	Bojonegoro	150/20 kV	60	2019
134	Probolinggo	150/20 kV	0	2019
135	Magetan	150/20 kV	0	2019
136	Ngoro	150/20 kV	0	2019
137	Pacitan II	150/20 kV	0	2019
138	Lumajang	150/20 kV	60	2020
139	Kupang	150/20 kV	60	2020
140	Kalisari	150/20 kV	60	2020

Tabel C6.5. Rencana Pengembangan GI

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
141	Tandes II/ Sambikerep	150/20 kV	60	2020
142	Caruban	70/20 kV	30	2020
143	Lawang	150/20 kV	60	2020
144	Mojoagung	150/20 kV	60	2020
145	Banyuwangi	150/20 kV	60	2020
146	Nganjuk	70/20 kV	30	2020
147	Pare	70/20 kV	30	2020
148	New Jombang	150/20 kV	60	2021
149	Ngawi	150/20 kV	60	2021
150	Grati	150/20 kV	60	2021
151	PLTU Perak	150/20 kV	60	2021
152	Genteng	150/20 kV	60	2021
153	Kedinding (GIS)	150/20 kV	60	2021
154	Kebonagung	150/20 kV	60	2021
155	Gondang Wetan	150/20 kV	60	2021
156	Gili Timur	150/20 kV	60	2021
157	Bangkalan	150/20 kV	60	2021
158	Meranggen / Maospati	70/20 kV	30	2021
159	Tarik	70/20 kV	30	2021
160	Tulungagung II	150/20 kV	60	2022
161	Alta Prima	150/20 kV	60	2022
162	Manisrejo	150/20 kV	60	2022
163	Siman	70/20 kV	30	2022
164	Ngagel	150/20 kV	60	2022
Jumlah			7.530	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sepanjang 458 kms seperti ditampilkan dalam Tabel C6.6.

Tabel C6.6. Rencana Pembangunan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Panjang kms	COD
1	Surabaya Selatan	Grati	160	2015
2	Paiton	Watu Dodol	262	2016
3	Watu Dodol	Segararupek	8,24	2016
4	Bangil	Inc. (Paiton-Kediri)	4	2017
5	Tandes	Gresik	24	2018
			458	

Selaras dengan pembangunan GIS 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 1.948 kms dengan kebutuhan dana sekitar USD 213,6 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C6.7.

Tabel C6.7. Rencana Pembangunan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD
1	Banaran	Manisrejo	150 kV	142	2011
2	Babat	Tuban	150 kV	60	2012
3	Purwosari/Sukorejo II	Inc. (Pier-Pakis)	150 kV	2	2013
4	Kraksaan	Probolinggo	150 kV	60	2013
5	Pacitan	PLTU Pacitan	150 kV	124	2013
6	Ponorogo II	Pacitan	150 kV	60	2013
7	New Buduran/Sedati	Inc. (Bngil-Waru)	150 kV	2	2013
8	New Jombang	Jayakertas	150 kV	36	2013
9	Probolinggo	Lumajang	150 kV	111	2013
10	Semen Dwima Agung (Holcim)	Mliwang	150 kV	4	2013
11	Simogunung (GIS)	Inc. (Swhan-Waru)	150 kV	10	2013
12	Surabaya Barat	Babadan	150 kV	26	2013
13	Tandes II/Sambi Kerep	Inc. (Waru-Gresik)	150 kV	4	2013
14	Tanjung Awar-awar PLTU	Inc. Babat-Tuban	150 kV	36	2013
15	New Porong/Gempol	Inc. (New Sidoarjo-Bangil)	150 kV	4	2014
16	Surabaya Barat	Driyorejo	150 kV	11	2014
17	Paiton	Kraksaan	150 kV	40	2014
18	Cheil Jedang	New Jombang	150 kV	22	2014
19	Gresik (GIS)	Gresik (Konv)	150 kV	0	2014
20	Sidoarjo	Inc. (Bdran-Bngil)	150 kV	2	2014
21	The Master Steel (Semangat Pangeran Jayakarta)	Manyar	70 kV	4	2014
22	Bambe	Karangpilang	150 kV	10	2014
23	Semangat Pangeran Jayakarta	Manyar	150 kV	2	2014
24	Grati	Pier	150 kV	64	2014
25	Surabaya Steel	Inc. (Krian - Cerme & KasihJatim - Cerme)	150 kV	4	2015
26	Java Fortis	Ngimbang	150 kV	30	2015
27	Wlingi II	Tulungagung II	150 kV	68	2015
28	Tulungagung II	Kediri	150 kV	80	2015
29	Kalisari	Surabaya Selatan	150 kV	24	2015
30	Sekarputih	Kertosono	150 kV	88	2015
31	Ujung	Kenjeran	150 kV	17	2015
32	Kedinding	Inc. (Kenjeran-Ujung)	150 kV	40	2015
33	Kediri Baru	Jayakertas/Kertosono	150 kV	64	2015
34	Pelindo III	Altaprima	150 kV	64	2015
35	Multi Baja Industri	Inc. (Ngimbang-Mliwang)	150 kV	64	2015
36	Madura PLTU	Inc. Sampang-Bangkalan	150 kV	30	2017
37	Blimbing Baru	Inc. (Pier-Pakis)	150 kV	60	2017
38	Pandaan Baru	Inc. (Bangil-Lawang)	150 kV	40	2017
39	Jember II / Arjasa	Inc. (Bondowoso-Jember)	150 kV	20	2017
40	Bangil	Sidoarjo	150 kV	40	2017

Tabel C6.7. Rencana Pembangunan Transmisi

lanjutan

No	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD
41	Bangil New	Inc. (Bangil-Sidoarjo)	150 kV	40	2017
42	Iyang Argopuro PLTP	Probolinggo	150 kV	60	2017
43	Sutami	PLTA Karangates	150 kV	10	2017
44	Kalikonto - II PLTA	Inc. (Mojoagung - Banaran)	150 kV	4	2017
45	Kesamben PLTA	Sekarputih/Mojoagung	150 kV	28	2017
46	Tandes New	Tandes	150 kV	10	2017
47	Ijen PLTP	Banyuwangi	150 kV	60	2018
48	Wilis/Ngebel PLTP	Ponorogo	150 kV	60	2019
49	PLTP Arjuno Welirang	Ngoro	150 kV	74	2019
50	PLTP Lawu	Magetan	150 kV	32	2019
Jumlah				1.948	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 3,6 juta pelanggan atau rata-rata 359 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 16.118 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 12.544 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 1.358 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C6.8 berikut.

Tabel C6.8. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Inv (Juta USD)
2013	1.308	1.018	169	487.426	136,6
2014	1.356	1.055	88	383.978	119,1
2015	1.407	1.094	101	441.024	128,4
2016	1.469	1.143	116	437.897	133,8
2017	1.510	1.175	99	443.439	133,9
2018	1.583	1.232	119	449.044	141,4
2019	1.668	1.299	122	454.722	147,0
2020	1.792	1.395	140	311.629	144,6
2021	1.927	1.499	200	93.875	142,8
2022	2.099	1.633	203	83.547	151,9
Jumlah	16.118	12.544	1.358	3.586.580	1.379

C6.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di Provinsi Jawa Timur sampai dengan tahun 2022 adalah USD 8,6 milyar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel C6.9.

Tabel C6.9. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	T/L (kms)	Juta USD
2013	29.842	31.653	4.904	980	3.954	476	1.744
2014	32.379	34.234	5.243	353	1.627	159	735
2015	35.034	36.963	5.611	452	1.947	703	791
2016	37.836	39.899	6.016	2	540	270	351
2017	40.807	43.099	6.466	1.625	2.190	346	1.165
2018	43.989	46.412	6.936	3	1.840	84	978
2019	47.363	49.919	7.439	220	660	166	720
2020	50.939	53.632	7.974	110	510	-	425
2021	54.683	57.574	8.546	3	660	-	167
2022	58.622	61.720	9.150	730	270	-	1.514
Jumlah				4.477	14.198	2.205	8.591

LAMPIRAN C.7

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI BALI**

C7.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem Bali diperkirakan sampai akhir tahun 2013 sekitar 730 MW. Daya pasok dari pembangkit 150 kV sebesar 559 MW yang semuanya menggunakan BBM dan pasokan dari kabel laut Jawa - Bali 200 MW. Kapasitas pembangkit tersebut sudah termasuk PLTD sewa sebesar 126 MW sejak tahun 2010.

Peta sistem kelistrikan Bali ditunjukkan pada Gambar C7.1.



Gambar C7.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi Bali

Semua pembangkit di Bali menggunakan BBM, sehingga biaya produksi listrik sangat mahal. Rincian pembangkit terpasang ditunjukkan pada Tabel C7.1.

Tabel C7.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis B. Bakar	Pemilik	Kapasitas MW	Daya Mampu MW
1	Pesanggaran	PLTG	BBM	Indonesia Power	125,5	108,3
2	Gilimanuk	PLTG	BBM	Indonesia Power	133,8	130,4
3	Pemaron	PLTG	BBM	Indonesia Power	97,6	40,0
4	Pesanggaran	PLTD	BBM	Indonesia Power	75,8	15,5
5	Pesanggaran BOO	PLTD	BBM	Indonesia Power	30,0	30,0
6	Pesanggaran BOT	PLTD	BBM	Indonesia Power	51,0	50,0
7	Pemaron Sewa	PLTD	BBM	Indonesia Power	45,0	125,0
	Jumlah				559,0	499,2

C7.2. 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 2013 – 2022 diperlihatkan pada Tabel C7.2.

Tabel C7.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	6,08	3.925	4.137	730	991.517
2014	6,40	4.271	4.500	792	1.071.517
2015	7,37	4.656	4.905	861	1.144.055
2016	7,37	5.079	5.351	936	1.217.950
2017	7,37	5.537	5.832	1.017	1.288.056
2018	7,37	6.037	6.359	1.106	1.356.410
2019	7,37	6.585	6.935	1.202	1.427.677
2020	7,37	7.184	7.565	1.307	1.501.977
2021	7,37	7.840	8.255	1.422	1.552.374
2022	7,37	8.557	9.009	1.548	1.601.704
Growth (%)	7,14	9,04	9,03	8,70	5,48

C7.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik Bali diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Bali memiliki potensi energi yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik terdiri dari Potensi panas bumi yang dapat dikembangkan sebesar 296 MWe terdapat di 5 lokasi yaitu Banyuwedang Buleleng, Seririt Buleleng, Batukao Tabanan, Penebel Tabanan dan Buyan-Bratan Buleleng⁶. Kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit di Bali harus dikirim dari Provinsi lain, meliputi BBM seperti saat ini, batubara terkait dengan PLTU Celukan Bawang dan kemungkinan mini LNG ke Pesanggaran sesuai dengan kelayakan keekonomiannya.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi sebagian dari kebutuhan listrik Bali hingga tahun 2022, direncanakan tambahan pembangkit sebesar 611 MW yang terdiri dari pembangkit seperti diberikan pada Tabel C7.3⁷.

⁶ Sumber: Draft RUKN 2012-2031

⁷ Pembangkit di Bali hanya memenuhi sebagian dari kebutuhan, selebihnya akan dipasok dari Pulau Jawa melalui saluran transmisi.

Tabel C7.3. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	Swasta	PLTU	Bali Utara/Celukan Bawang	130	2014	Konstruksi
2	PLN	PLTMG	Pesanggaran	50	2014	Rencana
3	PLN	PLTMG	Pesanggaran	50	2015	Rencana
4	PLN	PLTMG	Pesanggaran	50	2015	Rencana
5	PLN	PLTMG	Pesanggaran	50	2015	Rencana
6	Swasta	PLTU	Bali Utara/Celukan Bawang	125	2015	Konstruksi
7	Swasta	PLTU	Bali Utara/Celukan Bawang	125	2015	Konstruksi
8	Swasta	PLTM	Muara	1	2016	Pendanaan
9	Swasta	PLTM	Telagawaja	4	2016	Pengadaan
10	Swasta	PLTM	Sambangan	2	2016	Pengadaan
11	Swasta	PLTM	Ayung	2	2017	Rencana
12	Swasta	PLTM	Tukad Daya	8	2017	Rencana
13	Swasta	PLTM	Sunduwati	2	2017	Rencana
14	Swasta	PLTM	Telagawaja Ayu	1	2017	Rencana
15	Unallocated	PLTP	Bedugul	10	2019	Rencana
Jumlah				611		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV di Bali dengan kapasitas sekitar 1.000 MVA seperti pada Tabel C7.4.

Tabel C7.4. Rencana Pengembangan GITET

No	Gardu Induk	Kapasitas	COD	Keterangan
		MVA		
1	New Kapal/Antosari (GIS)	1000	2017	GITET Baru
	Jumlah	1.000		

Selanjutnya untuk melayani konsumen diperlukan pengembangan GI/GIS 150 kV dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 1.605 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel C7.5.

Tabel C7.5 Pengembangan GI/GIS

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
1	GIS Bandara	150/20 kV	120	2013
2	Pesanggaran (GIS)	150/20 kV	0	2013
3	Kuta/Pemecutan	150/20 kV	60	2013
4	Baturiti	150/20 kV	15	2013
5	Payangan	150/20 kV	30	2013
6	Antosari	150/20 kV	30	2013
7	Pemaron	150/20 kV	60	2013

Tabel C7.5. Pengembangan GI/GIS

lanjutan

No	Gardu Induk	Tegangan	Kapasitas MVA	COD
8	Negara	150/20 kV	30	2013
9	Negara	150/20 kV	30	2013
10	Gianyar	150/20 kV	60	2013
11	Kapal	150/20 kV	60	2013
12	Kapal	150/20 kV	60	2013
13	Nusa dua	150/20 kV	60	2013
14	Celukan Bawang	150/20 kV	60	2014
15	Kuta/Pemecutan	150/20 kV	60	2014
16	Pemaron	150/20 kV	60	2014
17	Sanur	150/20 kV	60	2015
18	Amlapura	150/20 kV	60	2015
19	Sanur II/Padang Galak	150/20 kV	60	2016
20	Kapal II/Tanah Lot (GIS)	150/20 kV	120	2017
21	Nusa Dua II/Pecatu	150/20 kV	120	2017
22	Gilimanuk	150/20 kV	30	2017
23	Baturiti	150/20 kV	0	2017
24	Gianyar II/Dawam	150/20 kV	60	2019
25	Payangan	150/20 kV	60	2019
26	Negara	150/20 kV	60	2019
27	Nusa Dua II/Pecatu	150/20 kV	60	2021
28	Nusa Dua II/Pecatu	150/20 kV	60	2022
29	Sanur II/Padang Galak	150/20 kV	60	2022
Jumlah			1.605	

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 205 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 2016. SUTET yang diperlukan sepanjang 205 kms dengan kebutuhan dana sekitar 85 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C7.6.

Tabel C7.6. Pembangunan SUTET 500 kV

No	Dari	Ke	Panjang kms	COD
1	Segararupek	Gilimanuk	20	2016
2	Gilimanuk	New Antosari	185	2016
Jumlah			205	

Selain *Jawa - Bali Crossing* juga akan dikembangkan transmisi 150 kV di Bali sepanjang 611 kms seperti ditampilkan dalam seperti dapat dilihat pada Tabel C7.7.

Tabel C7.7 Pembangunan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD
1	Kapal	Pesanggaran	150 kV	17	2013
2	GIS Bandara tahap-1	Inc. Cable Nsdua-Psgrn	150 kV	10	2013
3	Jawa	Bali 3,4	150 kV	12	2013
4	GIS Bandara tahap-2	Pesanggaran	150 kV	10	2014
5	Celukan Bawang	Inc. (Pmron-Glnuk)	150 kV	12	2014
6	Kapal	Celukan Bawang	150 kV	140	2014
7	Celukan Bawang	PLTU Celukan Bawang	150 kV	2	2015
8	Antosari	New Kapal	150 kV	54	2015
9	Antosari	Kapal	150 kV	47	2015
10	Kapal	Pemecutan Kelod	150 kV	28	2015
11	Kapal	Baturiti	150 kV	76	2015
12	Negara	Gilimanuk	150 kV	76	2015
13	Pemecutan Kelod	Nusa Dua	150 kV	34	2015
14	Sanur II/Padang Galak	Inc.(Gnyar-Sanur)	150 kV	1	2016
15	Kapal II/Tanah Lot (GIS)	Inc. (Clk Bawang-Kapal)	150 kV	20	2017
16	Kapal II/Tanah Lot (GIS)	Kapal	150 kV	54	2017
17	Nusa Dua II/Pecatu	Bandara	150 kV	4	2017
18	Bedugul PLTP	Baturiti	150 kV	4	2019
19	Gianyar II/Dawam	Inc.(Kapal-Gianyar)	150 kV	10	2019
Jumlah				611	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 686.187 pelanggan atau rata-rata 69 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 2.727 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 5.253 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 1.511 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C7.8 berikut.

Tabel C7.8. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Inv (Juta USD)
2013	270	620	135	76.000	42,4
2014	224	473	111	80.000	36,1
2015	305	551	143	72.538	43,4
2016	297	552	151	73.895	44,1
2017	288	552	160	70.106	44,4
2018	279	550	169	68.354	44,9
2019	271	552	179	71.267	46,1
2020	362	651	188	74.300	52,4
2021	227	386	134	50.397	34,7
2022	205	366	141	49.329	34,3
2013-2022	2.727	5.253	1.511	686.187	423

C7.4. Ringkasan

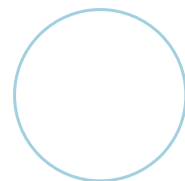
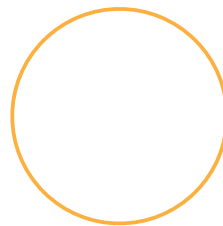
Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di Provinsi Bali sampai dengan tahun 2022 adalah USD 1,7 milyar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi diperlihatkan pada Tabel C7.9.

Tabel C7.9 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi Juta USD
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	T/L (kms)	
2013	3.925	4.137	730		615	39	199
2014	4.271	4.500	792	180	180	162	338
2015	4.656	4.905	861	400	120	317	595
2016	5.079	5.351	936	7	60	206	153
2017	5.537	5.832	1.017	14	1.270	78	192
2018	6.037	6.359	1.106		0	0	45
2019	6.585	6.935	1.202	10	180	14	82
2020	7.184	7.565	1.307		0	0	52
2021	7.840	8.255	1.422		60	0	37
2022	8.557	9.009	1.548		120	0	39
Jumlah				611	2.605	815	1.733

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 kemampuan-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 risiko 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 80 per ton, harga gas alam USD 7 per mmbtu dan harga *crude oil* USD 100 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 gasubara 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 over run*.
 - 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.
 - Untuk sistem Sumatera yang rencana *reserve margin*-nya mencapai 50% pada tahun 2014, untuk menyerap kapasitas yang ada dapat dilakukan pengiriman energi listrik ke Pulau Jawa melalui sistem interkoneksi HVDC Jawa - Sumatera maupun *energy exchange* dengan sistem peninsular Malaysia menggunakan *HVDC link*.
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 pegaruh 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.



Jl. Trunojoyo Blok M1 - No.135
Kebayoran Baru, Jakarta 12160
Telp. (021) 7261122, 7251234, 7250550
Fax. (021) 7221330
www.pln.co.id



PT PLN (Persero)



ISBN 978-979-1203-21-0



9 789791 203210