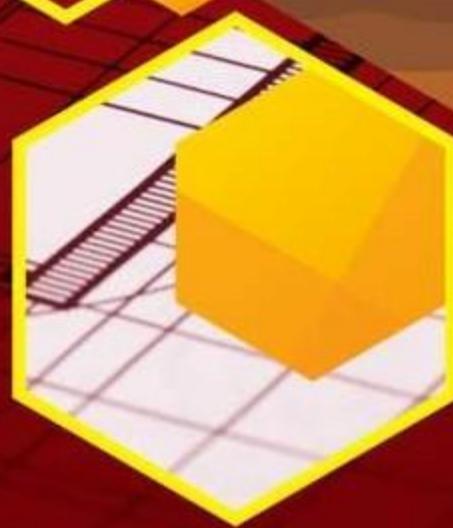


# MASTER PLAN SISTEM DISTRIBUSI

# 2025-2034



# MASTER PLAN SISTEM DISTRIBUSI



Rev - 0



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

Jl. Musyawarah Pekanbaru- Riau

---

## KATA PENGANTAR



Puji dan syukur kami panjatkan kehadirat Allah SWT, atas rahmat dan karunia-Nya Dokumen Master Plan Sistem Distribusi PLN UID Riau dan Kepulauan Riau Tahun 2025 – 2039 dapat disusun sesuai dengan rencana. Master Plan Sistem Distribusi PLN UID Riau dan Kepulauan Riau Tahun 2025 – 2034 disusun berdasarkan peraturan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 0019.P/DIR/2020 tentang Pedoman Perencanaan Sistem Distribusi Tenaga Listrik PT PLN (Persero) dan Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) tahun 2025 – 2039 serta surat nomor 0309/MNJ.01.05/F01050100/2023 tanggal 02 Januari 2023 untuk Menyusun *Master Plan* Distribusi Unit yang akan dijadikan panduan dalam melakukan pengembangan jaringan kelistrikan selama 10 tahun kedepan.

Master Plan Sistem Distribusi Tenaga Listrik PLN UID Riau dan Kepulauan Riau Tahun 2025 – 2039 menyajikan kondisi terkini terkait sistem kelistrikan dan perencanaan & pengembangan sistem kelistrikan di Provinsi Riau dan Kepulauan Riau dari sisi Tenaga Listrik, Isolated Sistem, Energi Baru Terbarukan, SPKLU dan Rencana Anggaran & Belanja (RAB) PLN UID Riau dan Kepulauan Riau.

Perubahan peraturan pemerintah berupa regulasi dan perubahan kebijakan internal PLN yang akan terjadi disetiap tahun berjalananya memiliki pengaruh pengambilan keputusan bagi manajemen dalam memutuskan rencana pengembangan sistem kelistrikan yang ada. Oleh sebab itu, Master Plan Sistem Distribusi ini bersifat *living document* yang selalu dimutakhirkan dan direview secara berkala setiap tahunnya (*annual review*). Dengan adanya *rolling forecasting* Master Plan Sistem Distribusi Tenaga Listrik akan sangat membantu manajemen dalam monitoring, mengendalikan dan memutuskan setiap pengembangan sistem distribusi di setiap tahunnya dengan informasi yang disajikan lebih akurat, komprehensif, dan valid.

Manajemen PT PLN UID Riau dan Kepulauan Riau menyampaikan rasa terima kasih dan penghargaan yang setinggi – tingginya atas partisipasi dan kontribusi dari semua pihak yang telah membantu hingga Master Plan Sistem Distribusi Tenaga Listrik PLN UID Riau dan Kepulauan Riau Tahun 2025 – 2039 dapat disusun sesuai dengan rencana dan kaidah yang tepat.

Pekanbaru, Juni 2025

General Manager  
PT PLN (Persero) UID Riau dan Kepulauan Riau  
JONI

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru- Riau

---

### LEMBAR REVISI

Berikut ini contoh Revision History yang dapat digunakan terkait produk Studi Master Plan Distribusi PLN UID Riau dan Kepulauan Riau :

No Revisi	Bab & Halaman	Isi Revisi	Tanggal Revisi	Disiapkan/ direvisi oleh	Disetujui oleh;
00					

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

Jl. Musyawarah Pekanbaru- Riau

---

## DISCLAIMER

### [SANGKALAN]

Studi Masterplan Distribusi ini dibuat berdasarkan Panduan Masterplan Distribusi yang dibuat oleh PT PLN (Persero) Pusat Enjiniring Ketenagalistrikan. Studi Masterplan Distribusi disusun oleh Tim Penyusunan Masterplan Sistem Distribusi Unit Induk Distribusi Riau dan Kepulauan Riau sesuai dengan Surat Keputusan General Manager PT PLN (Persero) Unit Induk Distribusi Riau dan Kepulauan Riau Nomor 0015.K/GM.UIDRKR/2024 tentang Pembentukan Tim Penyusun Dokumen Master Plan Sistem Distribusi PT PLN (Persero) Unit Induk Riau dan Kepulauan Riau tanggal 26 Maret 2024.

Studi Masterplan distribusi dibuat berdasarkan kondisi eksisting pada tahun 2024 dan dengan mempertimbangkan dokumen perencanaan yang sudah ada pada waktu disusunnya dokumen ini, yaitu:

1. RUPTL 2025-2034,
2. RKAP 2025, dan
3. RKAP 2026-2027.

Apabila dalam pelaksanaannya terjadi perubahan-perubahan kondisi yang dapat mempengaruhi kesahihan dan keabsahan isi dari dokumen Studi Master Plan Distribusi ini maka hasil Studi Master Plan Distribusi ini menjadi tidak berlaku.

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

Jl. Musyawarah Pekanbaru- Riau

---

## EXECUTIVE SUMMARY

### [RINGKASAN EKSEKUTIF]

Sebagai pedoman dalam perencanaan Sistem Distribusi PT PLN (Persero) Unit Induk Distribusi Riau dan Kepulauan Riau, menyusun Masterplan Distribusi untuk jangka waktu 10 (sepuluh tahun) tahun kedepan yang memberikan gambaran informasi mengenai kondisi kelistrikan masa lalu dan saat ini, proyeksi kebutuhan Tenaga Listrik, rencana pengembangan Gardu Induk existing dan rencana pengembangan jaringan dan peralatan distribusi termasuk di dalamnya pengembangan SCADA dan Telekomunikasi. Dasar pembuatan Masterplan Sistem Distribusi (MPSD) adalah dengan Surat Keputusan Direksi Nomor : 074.K/DIR/2007 Tentang Pedoman Pengelolaan Aset Sistem Distribusi pada tanggal 29 Februari 2008, di dalam Bab-II pasal 5 menyatakan bahwa “Setiap PLN Unit Pelaksana khususnya Ibukota Provinsi/kota-kota besar, pada dasarnya harus memiliki Master Plan Sistem Distribusi dengan jangkauan waktu 10 tahun mendatang” dan Merujuk kepada Peraturan menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No 20 tahun 2020 tentang aturan distribusi tenaga listrik. Penyusunan MPSD ini bertujuan agar pengembangan sistem distribusi 20 kV di UID RKR menjadi lebih terarah, punya tahapan pembangunan dan sasaran yang jelas, dikaitkan dengan pencapaian mutu, keandalan dan efisiensi sesuai sasaran dalam jangka panjang serta sesuai dengan jenis/kelompok pelanggan yang akan dilayani. PLN UID RKR mempunyai wilayah kerja di 2 Provinsi, yaitu Riau dan Kepulauan Riau, sehingga prakiraan beban untuk 10 tahun dibuat per Provinsi dikarenakan data BPS yang didapatkan dan diolah berasal dari masing-masing Provinsi menggunakan simple-E. Adapun hasil dari prakiraan beban, prakiraan jumlah pelanggan dan prakiraan total MVA untuk tahun 2025-2034. Berdasarkan hasil simulasi rata-rata pertumbuhan penjualan energi natural Provinsi Riau 3 %, dan Provinsi Kepulauan Riau 4,8%. Namun jika diinjeksi dengan pelanggan potensial, pertumbuhan penjualan Provinsi Riau menjadi 1,21%, dan Provinsi Kepulauan Riau menjadi 2,76%. Sehingga dengan proyeksi pertumbuhan penjualan tersebut akan direncanakan pembangunan Gardu Induk baru ataupun Gardu Induk Ekstension di beberapa lokasi. Saat ini masih ditemukan kondisi

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

Jl. Musyawarah Pekanbaru- Riau

tegangan layanan belum standar di wilayah kerja PLN UID RKR yaitu sebanyak 35 Penyulang (10,32% dari total Penyulang) sehingga perlu dilakukan rencana perbaikan untuk mengatasinya. Beberapa program yang direncanakan seperti pekerjaan evakuasi daya dan perluasan JTM. Berdasarkan hasil simulasi load flow analysis yang dilakukan dan perhitungan excel, untuk pekerjaan evakuasi daya dan perluasan JTM 2026 berpotensi mendapatkan saving sebesar 95.054.048 kWh dengan Usulan Biaya Investasi sebesar Rp 49.033.098.800,-. Selain itu pekerjaan Efisiensi JTM berupa perbaikan mutu tegangan dan Uprating/Rekonfigurasi JTM berpotensi menghasilkan saving sebesar 5.693.027 kWh dengan usulan Investasi sebesar Rp 28.680.233.500,- MPSD ini akan dijabarkan secara tahunan dalam bentuk Rencana Pengembangan dengan Anggaran Perusahaan (RKAP) dalam lingkup pengembangan investasi untuk instalasi dan sarana sistem distribusi yang diharapkan akan meningkatkan mutu pelayanan sehingga dapat memberikan kepuasan kepada pelanggan secara optimal, meningkatkan mutu dan keandalan pasokan listrik serta meningkatkan efisiensi perusahaan.

Dalam Dokumen Master Plan Sistem Distribusi ini memuat materi sebagai berikut:

- Uraian ringkas tentang latar belakang, maksud dan tujuan pembuatan Studi Penyusunan Master Plan Distribusi, dsb.
- Uraian ringkas tentang lokasi dan kondisi site PLN Unit terkait Studi Master Plan Distribusi dsb.
- Uraian ringkas tentang metoda dan hasil Prakiraan Beban dan asumsi utama yang mendasarinya (misalkan bahwa pertumbuhan ekonomi, laju inflasi diambil berdasarkan RUPTL dsb).
- Uraian ringkas tentang metoda dan hasil Analisa Jaringan Distribusi dan asumsi utama yang mendasarinya (misalkan perhitungan menggunakan PSS-SINCAL dan DIGSilent versi 12.6/PSS Sincal, bahwa beban puncak gardu pelanggan TM dihitung berdasarkan kWh pemakaian pertahun, beban puncak gardu distribusi umum diperoleh dari PLN unit terkait dsb).
- Uraian ringkas tentang biaya pengembangan sistem distribusi dan asumsi utama yang mendasarinya (misalkan bahwa biaya peralatan dihitung berdasarkan harga satuan dari PLN Wilayah dan PLN Pusat dsb).
- Uraian tentang kesimpulan Studi Master Plan Distribusi.
- Uraian ringkas tentang rekomendasi yang disarankan untuk dilakukan oleh

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

Jl. Musyawarah Pekanbaru- Riau

---

stakeholder / pemangku kepentingan terkait.

Tim Proyek	Validator

**DAFTAR ISI**

<b>BAB I</b>	<b>PENDAHULUAN</b>	1
1.1.	Latar Belakang	1
1.2.	Maksud Dan Tujuan	1
1.2.1.	Maksud	2
1.2.2.	Tujuan	2
1.3.	Lingkup Pekerjaan	3
1.4.	Jadwal Pelaksanaan Pekerjaan	3
1.5.	Prosedur Pelaksanaan Pekerjaan	3
1.5.1.	Diagram Alir Pelaksanaan Pekerjaan	3
1.5.2.	Pekerjaan Persiapan	4
1.5.3.	Pekerjaan Pengumpulan Data	5
1.5.4.	Verifikasi dan Validasi Kondisi Terakhir Jaringan Tenaga Listrik	6
1.5.5.	Data Entry dan Mapping Sistem Ketenagalistrikan Terpasang	6
<b>BAB II</b>	<b>KRITERIA DAN METODOLOGI</b>	7
2.1.	Kriteria Jaringan Distribusi	7
2.1.1.	Kriteria Perencanaan	7
2.1.2.	Kriteria Operasi jaringan Distribusi	12
2.2.	Metodologi Studi	15
2.2.1.	Prakiraan Beban	15
2.2.2.	Analisis Sistem Distribusi dan SCADA Eksisting	17
2.2.3.	Pengembangan Sistem Distribusi	22
2.2.4.	Pengembangan Sistem SCADA dan Telekomunikasi Sistem Distribusi	23
2.2.5.	Kebutuhan Biaya Investasi	30
<b>BAB III</b>	<b>PRAKIRAAN BEBAN</b>	31
3.1	Umum	31
3.2	Prakiraan Pertumbuhan Beban Dasar	31
3.2.1	Data-Data Yang Diperlukan	33
3.2.2	Menentukan Metode Prakiraan Beban	34

Tim Proyek	Validator



---

3.2.3	Hasil Prakiraan Beban.....	35
3.3	Prakiraan Beban Pelanggan Baru Dan Penyambungan Pelanggan Baru....	37
3.3.1	Prakiraan beban pelanggan baru (waiting list).....	37
3.3.2	Prakiraan Beban Teknologi Baru.....	38
3.4	Prakiraan Beban Penyulang & Gardu Induk .....	39
3.4.1	Prakiraan Beban Penyulang.....	39
3.4.2	Prakiraan Beban Gardu Induk/Pembangkit .....	40
3.5	Distributed Energy Resource (DER).....	41
3.6	Prakiraan Permintaan / Beban Puncak.....	42
<b>BAB IV</b>	<b>TINJAUAN DAN ANALISIS SISTEM DISTRIBUSI TERPASANG .....</b>	<b>46</b>
4.1	Tinjauan Sistem Distribusi Terpasang .....	46
4.1.1	Kondisi Umum.....	46
4.1.1.1	Area pelayanan .....	46
4.1.1.2	Karakteristik pertumbuhan beban dan kepadatan beban .....	47
4.1.1.3	Pasokan Daya .....	48
4.1.1.4	Sistem Jaringan Distribusi Tegangan Menengah.....	48
4.1.1.5	Overview sistem SCADA .....	49
4.1.1.6	Informasi Pelayanan Jaringan dan Pelanggan (Customer Information System dan Automatic Meter Reading).....	49
4.1.2	Pasokan Daya.....	50
4.1.2.1	Kapasitas dan Beban Gardu Induk/ Pembangkit.....	50
4.1.2.2	Kondisi Tegangan Pelayanan dan Area Pelayanan Gardu Induk/Pembangkit	
	.....	51
4.1.3	Sistem Distribusi Tegangan Menengah.....	53
4.1.3.1	Konfigurasi Jaringan dan Sistem Pengaman. ....	53
4.1.3.2	Interkoneksi Penyulang .....	56
4.1.3.3	Peta Jaringan/ Geografis Jaringan.....	56
4.1.3.4	Data Jaringan Tegangan Menengah.....	57

Tim Proyek	Validator



58 4.1.4 Sistem SCADA dan Telekomunikasi .....	60
4.1.4.1 Sistem SCADA Distribusi.....	60
4.1.4.2 Sistem Komunikasi .....	61
4.2 Analisis Sistem Distribusi Terpasang.....	62
4.2.1 Analisis Pasokan Daya Gardu Induk Dan Pembangkit .....	62
4.2.2 Analisis Jaringan Tegangan Menengah .....	66
4.2.3 Analisis Sistem Scada dan Telekomunikasi .....	72
4.2.3.1 Kinerja Sistem Scada dan Telekomunikasi .....	72
4.2.3.2 Sistem SCADA .....	73
4.2.3.3 Sistem Komunikasi .....	76
BAB V RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM DISTRIBUSI .....	77
5.1 Umum .....	77
5.2 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi.....	80
5.2.1 Rencana Pengembangan Gardu Induk .....	82
5.2.2 Pengembangan Pembangkit Skala Kecil Dan Excess Power .....	84
5.2.3 Rencana Pengembangan Jaringan Distribusi.....	88
5.2.4 Rencana Pengembangan Scada Dan Telekomunikasi.....	104
5.2.5 Rencana Pengembangan Pelayanan Pelanggan .....	112
5.3 PENGELOLAAN LINGKUNGAN DAN REGULASI .....	122
BAB VI KEBUTUHAN BIAYA INVESTASI.....	126
6.1 Analisa Kebutuhan Peralatan Dan Instalasi Pengembangan Jaringan Distribusi .....	126
6.2 Analisa Kebutuhan Lahan .....	136
BAB VII KESIMPULAN DAN REKOMENDASI .....	138
7.1 Kesimpulan .....	138
7.2 Rekomendasi .....	142

Tim Proyek	Validator



## DAFTAR TABEL

Tabel II-1	Tegangan Pelayanan dan Fluktuasi tegangan pada titik sambung	8
Tabel II-2	Batas Maksimum Distorsi Harmonisa –Tegangan	8
Tabel II-3	Batas Maksimum Distorsi Harmonisa – Arus	8
Tabel II-4	Frekuensi rerata (Kali/Tahun)	14
Tabel II-5	Lama Pemadaman Rata - Rata (Jam/Tahun)	14
Tabel III-1	Data-data yang diperlukan beserta sumber datanya	33
Tabel III-2	Contoh tabel Data PDRB Per Lapangan Usaha Aceh (untuk no.1 tabel 3-1)	34
Tabel III-3	Contoh Tabel Hasil Perhitungan Prakiraan Beban dengan Simple-E	36
Tabel III-4	Contoh Tabel Prakiraan Beban Penyalang	40
Tabel III-5	Contoh Tabel Prakiraan Beban Gardu Induk	41
Tabel IV-1	Contoh Tabel Kerapatan Beban Kota Samarinda	47
Tabel IV-2	Contoh Tabel Jumlah Trafo Eksisting dan Pembangkit di Kota Samarinda	50
Tabel IV-3	Kondisi Tegangan Pelayanan Gardu Induk	51
Tabel IV-4	Contoh Tabel Data Penghantar Penyalang	57
Tabel IV-5	Contoh Tabel Data Penyalang Kota Samarinda	57
Tabel IV-6	Contoh Tabel Data Gardu Distribusi Umum	59
Tabel IV-7	Contoh Data Pelanggan TM	59
Tabel IV-8	Data Aset Distribusi yang belum terintegrasi SCADA	61
Tabel IV-9	Contoh Tabel data Sistem Komunikasi Peralatan Remote	62
Tabel IV-10	Daya Tersambung, Produksi dan Distribusi Listrik Kota Samarinda Tahun 2019	63
Tabel IV-11	Jumlah & Kapasitas Daya Terpasang dan Beban Puncak Kota Samarinda	63
Tabel IV-12	Contoh Tabel Konfigurasi Feeder di Gardu Induk Solo Baru dan GI Gandul	64
Tabel IV-13	Pembebanan Trafo GI di Kota Samarinda	65
Tabel IV-14	Hasil Analisis Aliran Daya (MW) penyulang Jaringan Distribusi di Kota Samarinda	67
Tabel IV-15	Contoh Format Data dan Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebanan >80% (Overload)	68
Tabel IV-16	Contoh Format Data dan Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebanan <20% (Underload)	69
Tabel IV-17	Contoh Tabel hasil perhitungan SAIDI dan SAIFI Penyalang di GI Cikande	70
Tabel IV-18	Contoh Tabel Hasil Perhitungan Short Circuit	71

Tim Proyek	Validator



---

Tabel IV-19 Contoh KPI SCADA DCC	72
Tabel IV-20 Analisa Data Aset Distribusi yang belum terintegrasi SCADA	75
Tabel V-1 Rencana pengembangan Gardu Induk dan penambahan kapasitas GI sistem Riau Daratan	82
Tabel V-2 Rencana pengembangan Gardu Induk dan penambahan kapasitas GI sistem Riau Daratan	82
Tabel V-3 Rencana Pengembangan pembangkit skala kecil (DER)	86
Tabel V-4 contoh rekap hasil simulasi analisis aliran daya menggunakan aplikasi ETAP sebelum dan sesudah dilakukan pengembangan penyulang baru	90
Tabel V-5 Rekap kebutuhan pengembangan distribusi UID RKR 2025-2029	92
Tabel V-6 Rekap kebutuhan pengembangan distribusi UID RKR 2030-2034	93
Tabel V-7 Jam Operasional sistem isolated UID Riau dan Kepulauan Riau	94
Tabel V-8 Penambahan kapasitas unit mesin pada sistem isolated	94
Tabel V-9 Pengembangan perangkat lunak master station sesuai level DCC	108
Tabel V-10 Rekap pekerjaan pengembangan SCADA dan telekomunikasi	111
Tabel V-11 Kebutuhan untuk program pelayanan pelanggan	121
Tabel V-12 Rekap rencana pengelolaan lingkungan, resiko & mitigasinya	124
Tabel VI-1 Rekapitulasi Jenis dan Volume pekerjaan yang diperlukan untuk pengembangan jaringan distribusi	126
Tabel VI-2 Tabel Estimasi Biaya yang diperlukan untuk pengembangan jaringan Distribusi	130
Tabel VI-3 Contoh tabel breakdown harga satuan biaya penyambungan pelanggan TR	
134 Tabel VI-4 Contoh tabel rincian harga satuan per units biaya pekerjaan pembangunan Gardu Distribusi Sisipan( tipe Portal)	134
Tabel VI-5 Tabel rincian harga satuan per km biaya pekerjaan pembangunan SUTM	135
Tabel VI-6 Contoh tabel rincian harga satuan biaya pekerjaan pembangunan Uprating 60 MVA Gardu Induk	135
Tabel VI-7 Contoh tabel breakdown harga satuan biaya pembangunan master station SCADA	136
Tabel VI-8 Tabel Kebutuhan Lahan untuk Masing – masing Insfrastruktur	136

Tim Proyek	Validator



## DAFTAR GAMBAR

Gambar I-1	Diagram Alir Pelaksanaan Pekerjaan.	4
Gambar II-1	Gambar Diagram Alir Proses Pengembangan Gardu Induk	11
Gambar III-1	Contoh Peta Zona Urgensi Pengembangan Wilayah Jakarta	38
Gambar III-2	Contoh Grafik Beban Puncak Siang 2 Subsistem	43
Gambar III-3	Contoh Grafik Beban Puncak Malam 2 Subsistem	44
Gambar III-4	Contoh Grafik Beban Harian Penyulang Kalimatan (Industri /Perkotaan)	45
Gambar III-5	Contoh Grafik Beban Harian Penyulang Seribu (Perdesaan /Rumah Tangga)	45
Gambar IV-1	Contoh Peta Area Pelayanan GI Bukanan	53
Gambar IV-2	Contoh konfigurasi jaringan dan sistem pengaman penyulang GI Solo Baru	54
Gambar IV-3	Contoh konfigurasi jaringan dan sistem pengaman Spindel GH 71 GI Gandul	55
Gambar IV-4	Contoh Gambar Penyulang Gardu Induk Karet	56
Gambar IV-5	Aristekture SCADA Distribusi Level 2	61
Gambar V-1	Opsi rencana pengembangan system distribusi	79
Gambar V-2	Flowchart tahapan pengembangan system distribusi	80
Gambar V-3	Peta rencana pengembangan Gardu Induk Sistem Riau Daratan	84
Gambar V-4	Peta rencana pengembangan Gardu Induk Sistem Kepulauan Riau	84
Gambar V-5	Skema Excess Power yang terinterkoneksi di Jaringan TR dan TM	85
Gambar V-6	Studi interkoneksi pembangkit skala kecil ke jaringan distribusi menggunakan aplikasi <i>load flow analysis</i>	87
Gambar V-7	Rencana program Evakuasi Gardu Induk Lubuk Gaung pada Arcgis	89
Gambar V-8	Analisis aliran daya menggunakan aplikasi <i>load flow analysis</i>	90
Gambar V-9	Roadmap peningkatan jaman nyala sistem isolated	90
Gambar V-10	Sistem SCADA di jaringan distribusi	106
Gambar V-11	Konfigurasi master station distribusi level 1	106
Gambar V-12	Konfigurasi master station distribusi level 2	107
Gambar V-13	Konfigurasi master station distribusi level 3	108
Gambar V-14	Konfigurasi remote station	109
Gambar V-15	Konfigurasi RTU	109

Tim Proyek	Validator



---

Gambar V-16	Konfigurasi komunikasi data	110
Gambar V-17	Konfigurasi jaringan komunikasi data GH/LBS/Recloser Sub Sistem Pekanbaru	110
Gambar V-18	SPLU, SPKLU dan SPBKLU	113
Gambar V-19	Konsep penerapan AMR di PLN	114
Gambar V-20	Infrastruktur dari AMI	115
Gambar V-21	Fitur-fitur di AMI (Advanced Metering Infrastructure)	115
Gambar V-22	TALIS dan BESS	116
Gambar V-23	Mobile Power Bank dan Mobile UPS PLN	117
Gambar V-24	aplikasi APKT Mobile dan PLN Mobile	121
Gambar V-25	Dampak lingkungan akibat penggalian kabel tanah PLN	123

Tim Proyek	Validator

## BAB I PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Riau adalah sebuah provinsi di Indonesia yang terletak di bagian tengah pulau Sumatra, yaitu di sepanjang pesisir Selat Melaka. Ibu kota dan kota terbesar Riau adalah Pekanbaru. Kota besar lainnya antara lain Dumai, Selat panjang, Bagansiapiapi, Bengkalis, Bangkinang, Tembilahan, dan Rengat. Riau saat ini merupakan salah satu provinsi terkaya di Indonesia, dan sumber dayanya didominasi oleh sumber daya alam, terutama minyak bumi, gas alam, karet, kelapa sawit dan perkebunan serat. Untuk menunjang kegiatan harian maupun kegiatan ekonomi, listrik di provinsi Riau dan Kepulauan Riau didistribusikan oleh PLN UID Riau dan Kepulauan Riau. Seiring berjalanannya waktu, ekonomi di daerah Riau dan Kepulauan Riau akan mengalami pertumbuhan. Pertumbuhan ekonomi ini juga akan diikuti dengan konsumsi listrik baik oleh industri, pemerintahan, maupun rumah tangga sehingga PLN UID Riau dan Kepulauan Riau harus melakukan pengembangan pada sistem distribusi tenaga listrik. Sebagai pedoman dalam perencanaan sistem distribusi, PLN UID Riau dan Kepulauan Riau merujuk pada Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) tahun 2025-2034 untuk jangka waktu 5 (lima) tahun yang memberikan gambaran informasi mengenai kondisi kelistrikan masa lalu dan saat ini, proyeksi kebutuhan tenaga listrik, rencana pengembangan gardu induk, rencana penempatan gardu induk baru dan rencana pengembangan distribusi.

RUPTL tahun 2025-2034 ini akan dijabarkan secara tahunan dalam bentuk Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan (RKAP) dengan lingkup pengembangan investasi untuk instalasi dan sarana sistem distribusi yang diharapkan akan meningkatkan mutu pelayanan sehingga dapat memberikan kepuasan kepada pelanggan secara optimal, meningkatkan mutu dan keandalan pasokan listrik serta meningkatkan efisiensi perusahaan.

Namun, RUPTL belum mengatur kondisi kelistrikan sampai ke sistem distribusi. Oleh sebab itu, dipandang perlu adanya sebuah studi perencanaan sistem distribusi untuk menghasilkan skenario pengembangan sistem yang optimum. Sehingga PLN Distribusi Riau dan Kepri harus melakukan studi pengembangan sistem distribusi sendiri dengan tetap mengacu pada koridor yang tercantum di RUPTL. Salah satu metode untuk melakukan studi pengembangan distribusi ini dilakukan dengan membagi per kota yang berada dibawah PLN Unit Induk Distribusi (UID) Riau dan Kepri.

PLN UID Riau dan Kepri memiliki 5 (lima) Unit Pelaksana Pelayanan Pelanggan (UP3), 2 (dua) UP2K

Tim Proyek	Validator



dan 1 (satu) Unit Pelaksana Pengatur Distribusi (UP2D) yaitu UP3 Pekanbaru, UP3 Dumai, UP3 Rengat, UP3 Tanjung Pinang dan UP3 Bangkinang melalui Keputusan Direksi PT PLN (Persero) no. 0237.P/DIR/2023 tanggal 7 Desember 2023, UP2K Riau, UP2K Kepri serta UP2D Riau. PLN UP3 Pekanbaru terletak di Kota Pekanbaru Provinsi Riau yang mempunyai area pelayanan yang terdiri dari 1 (satu) Kota madya dan 2 (dua) Kabupaten yaitu Kota Pekanbaru, Kabupaten Kabupaten Pelalawan, dan Kabupaten Siak. PLN UP3 Dumai terletak di Kota Dumai yang memiliki area pelayanan terdiri dari 1 (satu) Kota madya dan 3 (tiga) Kabupaten yaitu Kota Dumai, Kabupaten Bengkalis, Kabupaten Kep. Meranti dan Kabupaten Rokan Hilir. PLN UP3 Rengat terletak di Kabupaten Indragiri Hulu yang memiliki area pelayanan terdiri dari 3 (tiga) Kabupaten yaitu Kabupaten Indragiri Hulu, Kabupaten Indragiri Hilir dan Kabupaten Kuantan Singingi. Untuk PLN UP3 Tanjung Pinang terletak di Kota Tanjung Pinang yang memiliki area pelayanan hampir 1 (satu) Provinsi Kepulauan Riau terdiri dari 1 (satu) Kota Madya dan 5 (lima) Kabupaten yaitu Kota Tanjung Pinang, Kabupaten Bintan, Kabupaten Karimun, Kabupaten Kep. Anambas, Kabupaten Lingga dan Kabupaten Natuna. UP3 Bangkinang memiliki 2(dua) Kabupaten yaitu Kabupaten Kampar dan Kabupaten Rokan Hulu.

Untuk perencanaan pengembangan distribusi di UID Riau dan Kepulauan Riau sendiri dilakukan dalam cakupan 5 (lima) tahun ke depan. Rencana pengembangan distribusi ini dilakukan dengan melakukan demand forecast berdasarkan data yang didapatkan dari Badan Pusat Statistika sebagai acuan untuk melakukan proyeksi pertumbuhan ekonomi, dimana diasumsikan bahwa pertumbuhan listrik berjalan sesuai dengan pertumbuhan ekonomi. Hal ini tentunya sejalan dengan adanya Peraturan Menteri Energi & SDM No: 04 Tahun 2009 Tentang Peraturan Distribusi Tenaga Listrik Tanggal 20 Februari 2009 yang berisi:

1. PD (Pengelola Distribusi) harus mengumpulkan dan memproses data perencanaan yang dikirim oleh PSD (Pemasok Sistem Distribusi) dan konsumen ke dalam data prakiraan beban yang akan digunakan sebagai rencana pengembangan system distribusi.
2. PD (Pengelola Distribusi) harus mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi dan rencana pengembangan wilayah dari instansi terkait (termasuk PLN Pusat).
3. Rencana pengembangan sistem distribusi mencakup:
  - Prakiraan pertumbuhan beban dan energi
  - Usulan peningkatan kapasitas maupun lokasi pembangunan GI baru
  - Perbaikan mutu, keandalan dan efisiensi operasi jaringan distribusi
  - Ringkasan analisis teknis dan ekonomis yang dilakukan untuk pengembangan sistem distribusi.
4. Rencana pengembangan sistem distribusi untuk listrik pedesaan dikoordinasikan dengan

Tim Proyek	Validator

Direktorat Jenderal Listrik dan Pemanfaatan Energi.

## 1.2. Maksud Dan Tujuan

### 1.2.1. Maksud

Maksud disusunnya dokumen Studi Master Plan Sistem Distribusi ini adalah agar dapat digunakan sebagai salah satu dokumen referensi bagi pengambil keputusan di PLN UID Riau dan Kepulauan Riau, antara lain:

- Membantu PLN UID Riau dan Kepulauan Riau dalam membuat keputusan yang efisien tentang kapan dan jenis investasi yang diperlukan untuk memenuhi: (i) prakiraan pertumbuhan beban, (ii) kebutuhan kinerja keandalan, keamanan, keselamatan, efisiensi dan power quality, dan (iii) target energi terbarukan dan pengembangan kendaraan listrik dari Pemerintah.
- Memenuhi tuntutan keandalan yang lebih tinggi dan susut yang minimal pada sistem distribusi di jaringan distribusi. Dengan melaksanakan evaluasi dan analisis pada sistem distribusi existing, maka selanjutnya dapat diajukan usulan untuk perbaikan pada sistem distribusi serta perubahan pola dasar jaringan distribusi yang diperlukan.

### 1.2.2. Tujuan

Tujuan penyusunan Master Plan Sistem Distribusi PLN UID Riau dan Kepulauan Riau 2025-2034 adalah untuk:

- i. Merencanakan dan mengembangkan sistem distribusi untuk menyediakan energi listrik berkualitas yang andal, aman, efisien, dan ekonomis kepada konsumen baru maupun yang sudah ada.
- ii. Mengadopsi teknologi terkini dalam memperbarui sistem distribusi untuk memenuhi permintaan layanan distribusi yang andal, aman dan berkualitas.
- iii. Meningkatkan kemampuan PLN UID Riau dan Kepulauan Riau untuk memenuhi kebijakan energi atau target Regulasi Pemerintah, termasuk integrasi sumber energi terbarukan yang lebih banyak ke dalam sistem distribusi.
- iv. Meningkatkan keandalan Sistem Kelistrikan Distribusi PLN UID Riau dan Kepulauan Riau .

Tim Proyek	Validator

### 1.3. Lingkup Pekerjaan

Ruang lingkup pembahasan dari Studi Penyusunan Master Plan Distribusi meliputi:

- a) Melakukan analisis prakiraan pertumbuhan beban menggunakan data demand Forecast.
- b) Melakukan review atau tinjauan kondisi eksisting dan pola operasi sistem jaringan tenaga listrik.
- c) Melakukan verifikasi kondisi terakhir jaringan tenaga listrik.
- d) Melakukan entri data dan mapping sistem ketenagalistrikan terpasang.
- e) Melakukan analisis sistem distribusi.
- f) Membuat rencana atau rekomendasi pengembangan Sistem Jaringan Distribusi.
- g) Menyusun Laporan Studi.

### 1.4. Jadwal Pelaksanaan Pekerjaan

Master Plan Sistem Distribusi ini akan dipergunakan dan dilaksanakan dalam rentang waktu tahun 2025 sampai tahun 2034.

### 1.5. Prosedur Pelaksanaan Pekerjaan

Prosedur yang digunakan dalam pelaksanaan pekerjaan ini sesuai Diagram Alir Pelaksanaan Pekerjaan terlampir:

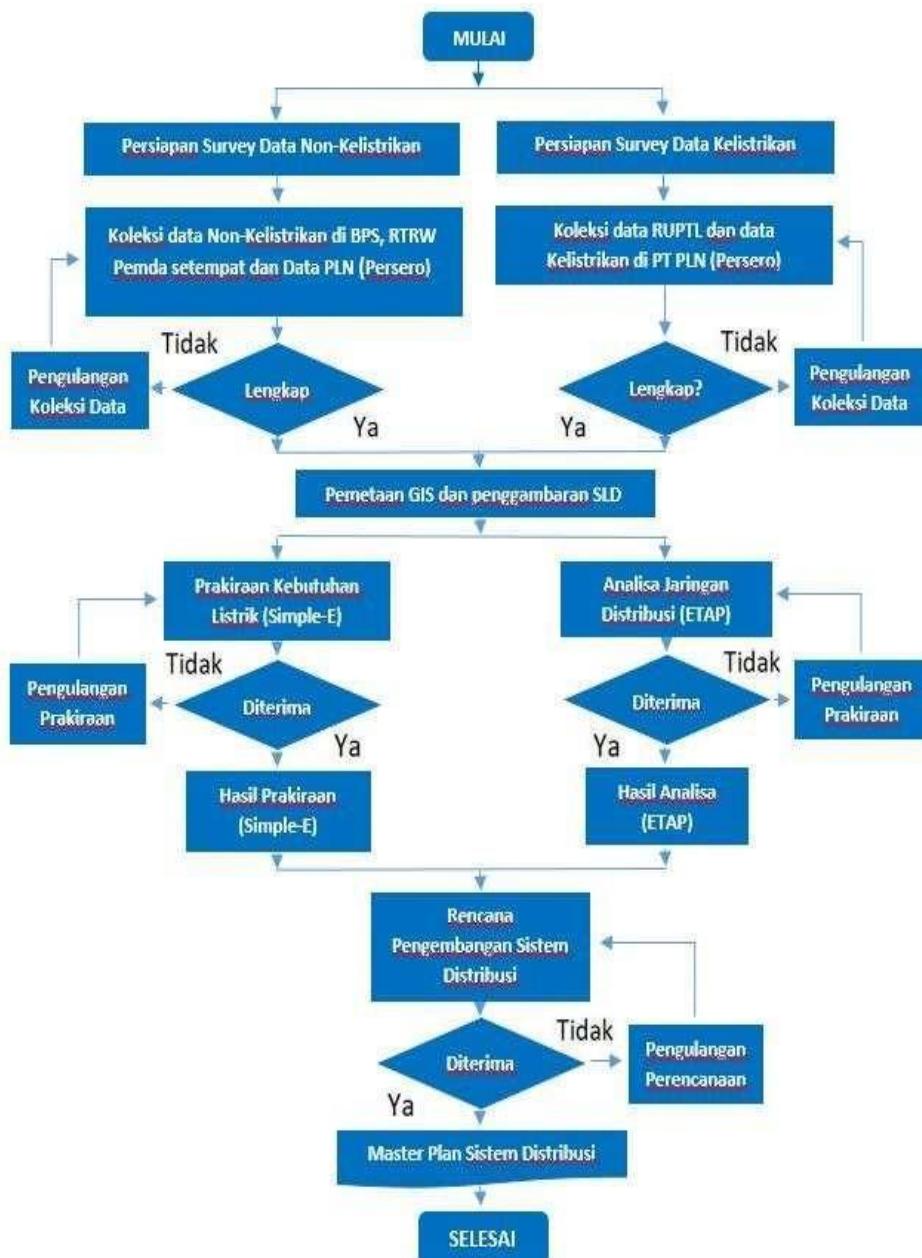
#### 1.5.1. Diagram Alir Pelaksanaan Pekerjaan

Diagram alir pelaksanaan pekerjaan Studi Master Plan Sistem Distribusi dapat dilihat pada Gambar I-1. Studi diawali dengan pengumpulan data jaringan kelistrikan dan non-jaringan kelistrikan.

Data jaringan kelistrikan digunakan untuk analisis jaringan distribusi sedangkan data non-jaringan kelistrikan digunakan untuk analisis prakiraan kebutuhan listrik. Hasil analisis jaringan distribusi dan prakiraan kebutuhan listrik digunakan

Tim Proyek	Validator

untuk menyusun rencana pengembangan sistem distribusi yang selanjutnya dijadikan dasar untuk menyusun Master Plan Sistem Distribusi Tenaga Listrik.



Gambar I-1 Diagram Alir Pelaksanaan Pekerjaan.

### 1.5.2. Pekerjaan Persiapan

Melakukan kegiatan awal untuk mendapatkan data-data teknis dan data-data non teknis yang diperlukan untuk melakukan analisis dan evaluasi sebagai acuan dalam penyusunan Studi Master Plan Sistem Distribusi. Pekerjaan

Tim Proyek	Validator

persiapan ini meliputi studi literatur, penyiapan instrument pengambilan data dan pertemuan-pertemuan untuk penyiapan pelaksanaan pekerjaan.

### 1.5.3. Pekerjaan Pengumpulan Data

Data-data yang diperlukan untuk pembuatan Studi Master Plan Sistem Distribusi ini secara umum dibagi atas 3 (tiga) macam, yaitu data teknis, data non-teknis dan data operasi pada cakupan meliputi wilayah kerja.

Data-data yang diperlukan adalah sebagai berikut:

1. Data gardu induk/Pembangkit (meliputi tipe, alamat, titik koordinat, layout, Single Line Diagram, kapasitas/beban puncak (historis) trafo dan data beban puncak (historis) penyulang).
2. Data jaringan distribusi SKTM / SUTM (meliputi Single Line Diagram lengkap dengan panjang seksi jaringan, tipe dan ukuran penghantar, kVA gardu distribusi umum / pelanggan TM).
3. Data beban puncak (historis) penyulang.
4. Data beban puncak dan kapasitas trafo distribusi umum maupun pelanggan Tegangan Menengah.
5. Data gardu distribusi dan gardu hubung (meliputi ID, tipe, alamat, titik koordinat, nama penyulang dan gardu induk yang melayani serta jumlah pelanggan tersambung).
6. Data Sistem Maping GIS (Geographical Information System). (jika sudah ada).
7. Data sistem SCADA (Arsitektur / Sistem / kapasitas Master Station, peralatan jaringan yang sudah/belum terintegrasi dengan SCADA).
8. Data beban pelanggan besar / khusus dan waiting listnya.
9. Data tempat-tempat yang mendapat pelayanan khusus dan rencana pengembangannya.
10. Data sistem CIS (Customer Information System)/AMR (Auto Meter Reading) (jika unit tersebut telah menerapkan CIS / AMR).
11. Data kependudukan perkelurahan dan RTRW. Perencanaan tata ruang dan rencana wilayah.
12. Data pengusahaan masing masing kategori pelanggan (historis) PLN terkait selama 5 tahun terakhir.

Tim Proyek	Validator

13. RUPTL dan RJP PLN Wilayah terkait.

Untuk memperoleh data-data tersebut diperlukan kegiatan sebagai berikut:

- a) Melakukan kompilasi data sistem ketenagalistrikan terpasang, baik dari sisi tegangan tinggi maupun tegangan menengah 20 kV.
- b) Bekerja sama dengan PLN Unit Pelaksana terkait untuk memberikan dan mengirimkan data kelistrikan maupun non-kelistrikan untuk selanjutnya akan dilakukan verifikasi atas data tersebut dengan PLN Unit Pelaksana terkait.
- c) Pekerjaan pengumpulan data dilakukan dengan melihat langsung ke lapangan sebagai data primer maupun dengan pengumpulan data melalui data kantor PLN Unit Pelaksana terkait, sebagai data sekunder.

**1.5.4. Verifikasi dan Validasi Kondisi Terakhir Jaringan Tenaga Listrik**

Setelah data-data yang diperlukan diperoleh, maka akan dilakukan verifikasi dan validasi data untuk memastikan kesesuaian dengan kondisi lapangan dan selanjutnya data ini dijadikan dasar dalam melaksanakan Pembuatan Studi Master Plan Sistem Distribusi.

**1.5.5. Data Entry dan Mapping Sistem Ketenagalistrikan Terpasang**

Kegiatan yang dilakukan dalam tahap ini sebagai berikut:

- a) Penggambaran single line diagram dan entry data sistem distribusi terpasang kedalam aplikasi PSS Syncal atau aplikasi lain yang relevan.
- b) Penggambaran peta jaringan distribusi ke dalam aplikasi ArcMap 10.7.

Dari hasil entry data kedalam aplikasi PSS Syncal ini selanjutnya akan dilakukan analisis sistem distribusi

Tim Proyek	Validator

## BAB II KRITERIA DAN METODOLOGI

### 2.1. Kriteria Jaringan Distribusi

Jaringan Tegangan Menengah pada Sistem Distribusi Tenaga Listrik yang dikembangkan saat ini adalah Jaringan Tegangan Menengah 20 kV. Jaringan Tegangan Menengah (JTM) ini terdiri dari Saluran Udara Tegangan Menengah (SUTM) dan Saluran Kabel Tegangan Menengah (SKTM).

#### a. SUTM

Jaringan distribusi tenaga listrik saluran udara ini, terutama untuk distribusi tenaga listrik yang beroperasi secara radial, dengan jangkauan luas, biaya murah, dengan keandalan kontinuitas penyaluran minimal tingkat-1.

Untuk mengurangi luasnya dampak pemadaman akibat gangguan dipasang fasilitas-fasilitas Pole Top Switch / Air-Break Switch, Pemutus Balik Otomatis (PBO), Saklar Seksi Otomatis (SSO), Fused Cut Out (FCO) pada lokasi tertentu. Pemakaian Saluran Udara sebagai sistem distribusi daerah perkotaan dapat dilakukan dengan memperpendek panjang saluran dan didesain menjadi struktur “Radial Open Loop”.

Pemakaian penghantar berisolasi guna mengurangi akibat gangguan temporer dan pemasangan kawat petir dapat meningkatkan tingkat kontinuitas penyaluran. Untuk perencanaan di suatu daerah baru, pemilihan PBO, SSO, FCO merupakan satu kesatuan yang memperhatikan koordinasi proteksi dan optimasi operasi distribusi dan sistem pembumian transformator Gardu Induk pada jaringan tersebut.

#### b. SKTM

SKTM adalah konstruksi yang aman & handal untuk mendistribusikan tenaga listrik tegangan menengah. Penggunaan SKTM sebagai jaringan utama pendistribusian tenaga listrik adalah sebagai upaya untuk peningkatan kualitas. Dibandingkan dengan saluran udara Tegangan Menengah (SUTM), penggunaan SKTM akan memperkecil resiko kegagalan operasi akibat faktor eksternal/ meningkatkan kemanan ketenagalistrikan sehingga Saluran Kabel tanah Tegangan Menengah (SKTM) dipakai pada hal-hal khusus, antara lain:

1. Daerah padat beban tinggi
2. Segi estetika
3. Jenis pelanggan premium

Tim Proyek	Validator

#### 4. Permintaan khusus

Salah satu masalah pada penggunaan SKTM adalah adanya masalah faktor perletakan (laying factor) yang akan mengurangi Kemampuan Hantar Arus kabel, sehingga penampang kabel outgoing dari Gardu Induk dipilih setingkat lebih besar dari penampang kabel penyulang operasi.

Beberapa hal yang perlu dipertimbangkan pada JTM adalah:

- a. Kerapatan Beban
- b. Konfigurasi Jaringan
- c. Tingkat Keandalan
- d. Drop Tegangan
- e. Susut Jaringan
- f. Jangka Waktu Pengembangan Jaringan Baru
- g. Pembebanan Jaringan

##### 2.1.1. Kriteria Perencanaan

Jaringan Tegangan Menengah pada Sistem Distribusi Tenaga Listrik yang dikembangkan saat ini adalah Jaringan Tegangan Menengah 20 kV. Jaringan Tegangan Menengah (JTM) ini terdiri dari Saluran Udara Tegangan Menengah (SUTM) dan Saluran Kabel Tegangan Menengah (SKTM). Standard yang digunakan dalam studi ini sebagai berikut :

- SPLN 59: 1985 tentang Keandalan Pada Sistem Distribusi 20 kV dan 6 kV
- SPLN 52-3: 1983 tentang Pola Pengamanan Sistem 6 kV dan 20 kV
- KEPDIR Nomor: 475.K/DIR/2010 tentang Penetapan Kriteria Desain Enjiniring Konstruksi Jaringan Distribusi Tenaga Listrik
- SPLN No. D3.002-1: 2007 tentang Spesifikasi Transformator Distribusi
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No 04 tahun 2009 tentang Aturan Distribusi Tenaga Listrik
- Permen ESDM No. 28 Tahun 2016 tentang Golongan Tarif Listrik

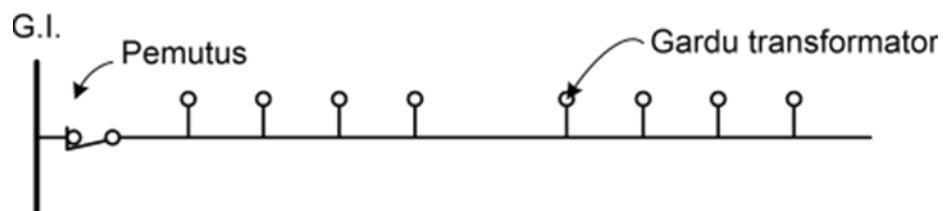
Secara umum tipe-tipe konfigurasi yang sering digunakan untuk jaringan distribusi tegangan menengah menggunakan konfigurasi berikut:

###### 1. Sistem Radial

Pada sistem ini, terdapat beberapa penyulang dari Gardu Induk yang menyuplai beberapa gardu distribusi secara radial. Sistem Radial merupakan Sistem yang paling sederhana dan menjadi dasar operasi dari seluruh Sistem

Tim Proyek	Validator

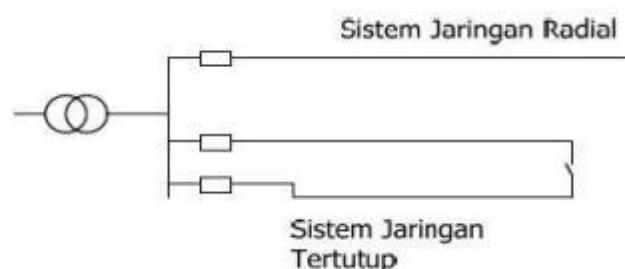
jaringan distribusi di PLN selama ini. Penyalang dengan sistem radial dapat dibebani 100% dari kemampuan arus penghantar yang digunakan, namun mengakibatkan berkurangnya keandalan. Sistem ini umumnya digunakan untuk konsumen dengan beban yang kecil dan tersebar. Dalam kondisi gangguan, baik itu diujung line maupun di dekat gardu induk, seluruh Sistem jaringan tersebut akan padam sampai selesainya perbaikan jaringan. Kapasitas arus yang dapat dilewatkan pada Sistem jaringan radial adalah 100% dari kapasitas maksimal saluran yang digunakan. Dengan kondisi ini jumlah daya listrik yang dapat disalurkan kepada pelanggan adalah semaksimal mungkin. Hal ini disebabkan karena tidak ada kemungkinan untuk melakukan manuver beban pada Sistem ini. Untuk menurunkan kemungkinan Energi Not Sales (ENS) dan memberikan keandalan pada pelanggan yang dipasok dari konfigurasi jaringan radial, maka pada konfigurasi radial ini wajib dipasang peralatan Line Switching berupa Load Break Switch, Sectionalizer, Recloser ataupun jenis Switch lain guna melokalisir/memperkecil daerah gangguan sehingga daerah jaringan yang sehat sebelum daerah terganggu dapat dioperasikan lagi. Konfigurasi sistem radial dapat dilihat pada gambar 2



gambar Model Jaringan Radial

## 2. Konfigurasi Jaringan Bentuk Tertutup

Konfigurasi jaringan tertutup (Close Loop) merupakan konfigurasi jaringan yang memiliki alternatif pasokan tenaga listrik jika terjadi gangguan. Sehingga bagian yang mengalami pemadaman (black-out) dapat dikurangi atau bahkan dihindari.



Tim Proyek	Validator

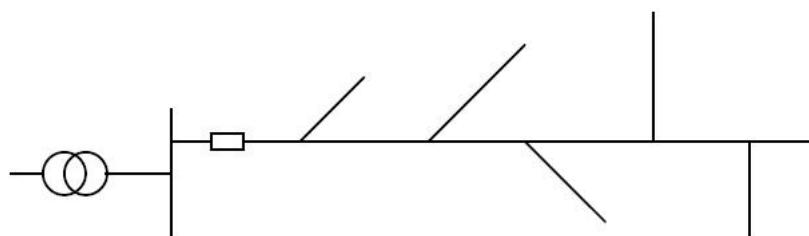


Gambar 2. 2 Konfigurasi Jaringan Pola Tertutup

Berdasarkan kedua pola dasar tersebut (konfigurasi radia dan pola tertutup), akan di tingkatkan melalui sistem konfigurasi jaringan sesuai dengan maksud perencanaannya sebagai berikut:

**3. Konfigurasi Tulang Ikan (Fish Bone)**

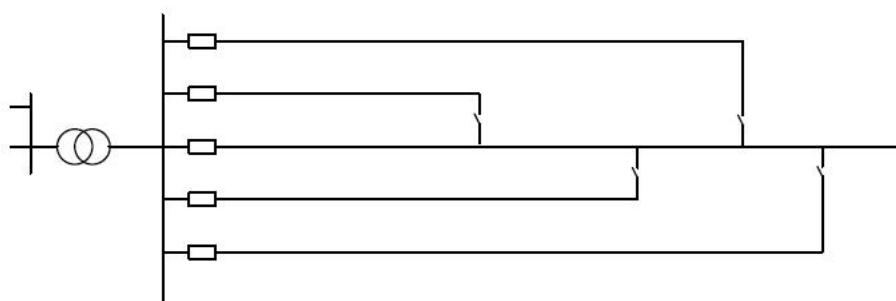
beroperasi radial. Pengurangan luas pemadaman dilakukan dengan mengisolasi bagian yang terkena gangguan dengan memakai Pole Top Switch (PTS), Air Break Switch (ABSW) dengan koordinasi relay atau dengan SCADA. Pemutus Balik Otomatis PBO (Automatic Recloser) dipasang pada saluran utama dan Saklar Seksi Otomatis SSO (Automatic Sectionalizer) pada pencabangan.



Gambar Konfigurasi Tulang Ikan (Fish Bone)

**4. Konfigurasi Kluster (Cluster/Leap Frog)**

Konfigurasi Tegangan Menengah yang sudah bertipikal sistem tertutup, namun beroperasi radial (Radial Open Loop). Saluran bagian tengah merupakan penyulang cadangan dengan luas penampang penghantar besar.



Gambar Konfigurasi Kluster

**5. Konfigurasi Jaringan Spindel**

Sistem Spindel merupakan pengembangan dari radial Sistem dengan metode peningkatan reliabilitas keberadaan aliran listrik dengan memberikan satu jaringan baru (feeder) yang tidak diberi beban sama sekali. Dengan kata lain operasi dari Sistem ini adalah full radial dengan

Tim Proyek	Validator

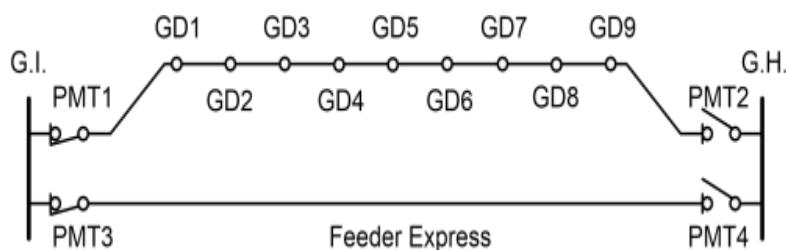


tambahan spare penyulang (penyulang cadangan) tak berbeban. Dengan demikian perbedaan Sistem ini dengan Sistem radial adalah pada spare feeder yang disebut juga dengan express feeder.

Sistem ini banyak diterapkan untuk jaringan Saluran Kabel Tegangan Menengah (SKTM), karena dalam Sistem akan dapat diterapkan metode proses lokalisasi ganguan secara otomatis, menimbang hal tersebut spesifikasi kabel tidak diperbolehkan dalam waktu dekat langsung diberi tegangan lagi jika terjadi trip, hal ini karena ditakutkan akan menimbulkan kerusakan yang lebih besar. Selain dari pada itu pada jaringan kabel bawah tanah jika terjadi trip sudah diperkirakan pasti ada kerusakan pada kabel tersebut.

Pada jaringan ini penghitungan arus maksimal yang dapat dialirkan pada kabel Tegangan Menengah suatu line feeder cukup mudah yaitu sesuai dengan Sistem radial, hal ini disebabkan batasan daerah yang akan dibebani feeder tersebut dalam beban maksimal sangat jelas. Dengan demikian semua feeder dapat dialiri sampai dengan 100% beban kapasitas maximum sesuai KHA Kabel, kecuali express feeder yang tidak boleh dibebani sama sekali.

Berdasarkan konsep Spindel jumlah penyulang pada 1 spindel adalah 6 (enam) penyulang operasi dan 1 (satu) penyulang cadangan sehingga faktor pembebahan konfigurasi spindel penuh adalah 85 %. Ujung-ujung penyulang berakhir pada gardu yang disebut Gardu Hubung (GH) dengan kondisi penyulang operasi “ NO” (Normally Open), kecuali penyulang cadangan dengan kondisi “ NC” (Normally Close).

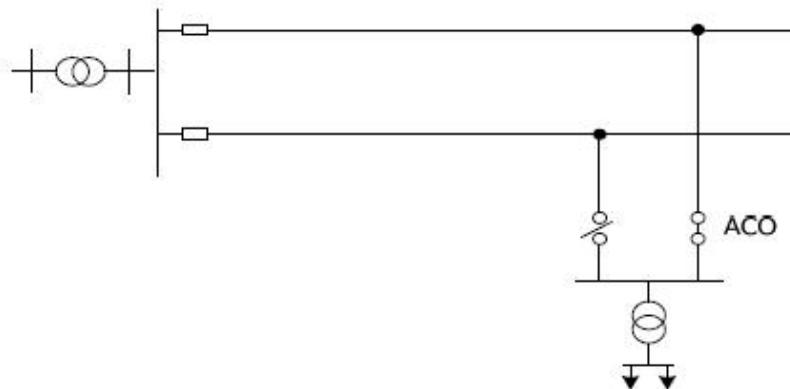


Tim Proyek	Validator

Gambar 2. 5 Konfigurasi jaringan spindel

#### 6. Konfigurasi Fork

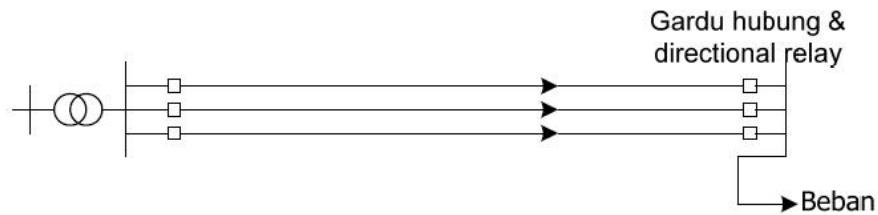
Konfigurasi ini memungkinkan 1 (satu) Gardu Distribusi dipasok dari 2 (dua) penyulang berbeda dengan selang waktu pemadaman sangat singkat (Short Break Time). Jika penyulang operasi mengalami gangguan, dapat dipasok dari penyulang cadangan secara efektif dalam waktu sangat singkat dengan menggunakan fasilitas Automatic Change Over Switch (ACOS). Pencabangan dapat dilakukan dengan sadapan Tee-Off (TO) dari Saluran Udara atau dari Saluran Kabel Tanah melalui Gardu Distribusi.



Gambar 2. 6 Konfigurasi Fork

#### 7. Konfigurasi Spotload (Parallel Spot Configuration)

Konfigurasi yang terdiri sejumlah penyulang beroperasi paralel dari sumber atau Gardu Induk yang berakhir pada Gardu Distribusi. Konfigurasi ini dipakai jika beban pelanggan melebihi kemampuan hantar arus penghantar. Salah satu penyulang berfungsi sebagai penyulang cadangan, guna mempertahankan kontinuitas penyaluran. Sistem harus dilengkapi dengan Rele Arah (Directional Relay) pada Gardu Hilir (Gardu Hubung).



Gambar 2. 7 Konfigurasi Spotload

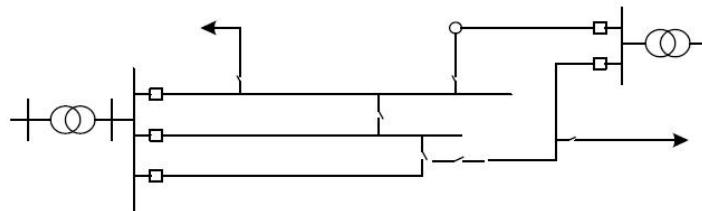
#### 8. Konfigurasi Jala-Jala

Konfigurasi jala-jala, memungkinkan pasokan tenaga listrik dari berbagai

Tim Proyek	Validator



arah ke titik beban. Rumit dalam proses pengoperasian, umumnya dipakai pada daerah padat beban tinggi dan pelanggan-pelanggan pemakaian khusus.



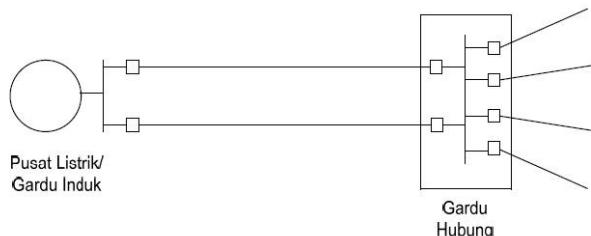
Gambar 2. 8 Konfigurasi Jala-Jala (Grid Mesh)

#### Konfigurasi Lain-Lain

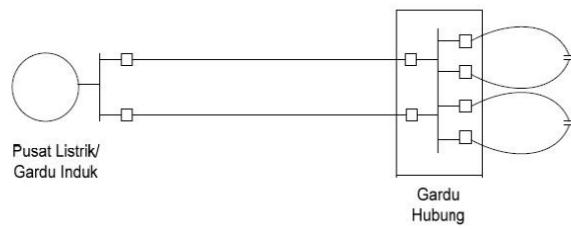
Selain dari model konfigurasi jaringan yang umum dikenal sebagaimana di atas, terdapat beberapa model struktur jaringan yang dapat dipergunakan sebagai alternatif model-model struktur jaringan.

#### 9. Struktur Garpu dan Bunga

Struktur ini dipakai jika pusat beban berada jauh dari pusat listrik/Gardu Induk. Jaringan Tegangan Menengah (JTM) berfungsi sebagai pemasok, Gardu Hubung sebagai Gardu Pembagi, Pemutus Tenaga sebagai pengaman dengan rele proteksi gangguan fasa-fasa dan fasa-tanah pada JTM yang berawal dari Gardu Hubung.



Gambar 2. 9 Konfigurasi Struktur Garpu

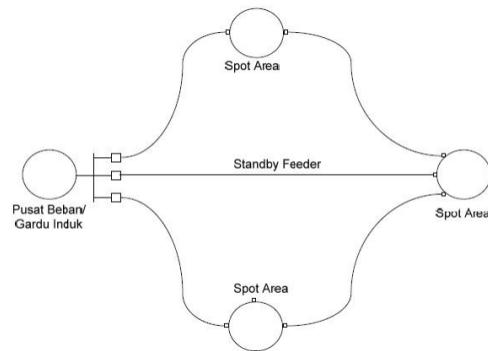


Gambar 2. 10 Konfigurasi Struktur Bunga Struktur Rantai

#### 10. Struktur Rantai

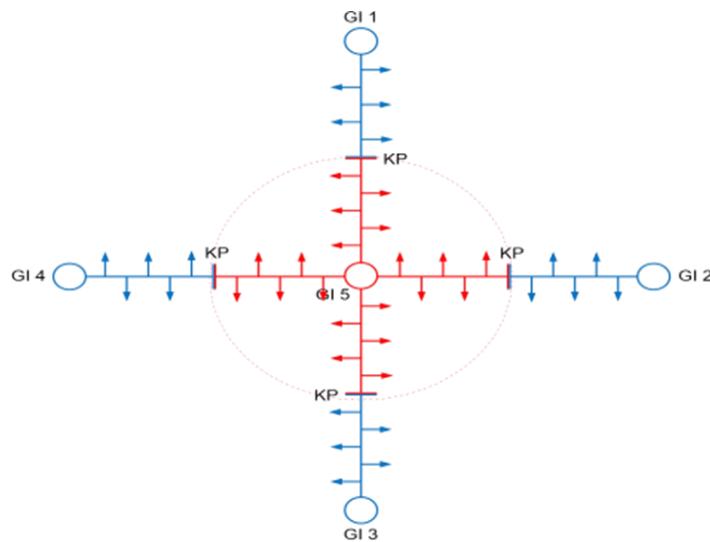
Tim Proyek	Validator

Struktur ini dipakai pada suatu kawasan yang luas dengan pusat-pusat beban yang berjauhan satu sama lain.



### 11. Struktur Open Loop (GI ke GI)

Struktur ini dipakai pada suatu kawasan yang padat dengan tingkat pertumbuhan yang rendah dan membutuhkan kehandalan yang tinggi



Gambar 2. 12 Konfigurasi Struktur Open Loop (GI ke GI)

#### 2.1.1.1. Kualitas Pelayanan Daya (Power Quality)

Kualitas daya (Power Quality) sebagai suatu istilah yang sering didefinisikan sebagai kemampuan grid dari jaringan listrik untuk memasok aliran listrik selalu dalam tegangan dan frekwensi yang stabil sesuai batas toleransinya dengan frekuensi bentuk sinusoidal gelombang murni bebas dari harmonisa, kedip, transient, flicker dan sebagainya.

Semua titik sambung mengikuti persyaratan dalam Aturan Distribusi (Permen ESDM No.: 04 TAHUN 2009) sebagai berikut:

Tim Proyek	Validator



1. Frekuensi nominal sistem adalah 50 Hz dan frekuensi normal mempunyai rentang antara 49.3 Hz sampai dengan 50.5 Hz.

2. Tegangan sistem distribusi harus dijaga pada batas-batas kondisi normal yaitu maksimal +5% dan minimal -10% dari tegangan nominal.

Fluktuasi tegangan pada suatu titik sambung pelayanan mengacu kepada Aturan Distribusi adalah sebagai berikut:

Tabel II-1 Tegangan Pelayanan dan Fluktuasi tegangan pada titik sambung

Konsumen	Tegangan Pelayanan	Tegangan Pelayanan	
		Minimum	Maksimum
Tegangan Rendah 1Ø	230 V	207 V	241 V
Tegangan Rendah 3 Ø	400/230V	360/207 V	430/241 V
Tegangan Menengah	20 kV	18 kV	21 kV
Tegangan Tinggi 70 kV	66 kV	69.3 kV	59.4 kV
Tegangan Tinggi 150 kV	150 kV	135 kV	157.5 kV

3. Distorsi harmonik total maksimal adalah seperti tabel berikut.

Tabel II-2 Batas Maksimum Distorsi Harmonisa –Tegangan

Distorsi Harmonisa Tegangan Individu (%)	Distorsi Harmonisa Tegangan Total (%)

Tabel II-3 Batas Maksimum Distorsi Harmonisa – Arus

Harmonisa Ganjil, h	h<11	11<h<17	17<h:23	23<h<35	35<h	TDD
Distorsi Harmonisa Arus (%)	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0

Batas Maksimum Distorsi Harmonisa- Arus Genap adalah 25 % dari nilai pada Tabel di atas

Tim Proyek	Validator

### 2.1.1.2. Efisiensi Jaringan Distribusi

Untuk mencapai kinerja keuangan perusahaan yang semakin baik maka perlu diupayakan kegiatan yang mendukung penurunan susut distribusi secara berkelanjutan. Adapun roadmap susut distribusi UID Riau dan Kepulauan Riau sebagai berikut :

<b>Susut Distribusi (%)</b>	6.57	6.52	6.47	6.42	6.37

Pengelolaan susut teknis akan sangat menentukan dalam pencapaian susut distribusi baik dari sisi Jaringan Tegangan Menengah, Trafo Distribusi, maupun Jaringan tegangan rendah.

Susut teknis pada sistem 3 phasa 3 kawat untuk beban merata dan seimbang

$$E \text{ susut teknis} = 3 * (I)^2 * R * L * LLF * LDF \text{ dimana :}$$

I = Arus beban yang mengalir pada Jaringan (Ampere) R

= Resistansi Jaringan (Ohm/km)

L = Panjang Jaringan (km)

LLF = Loss Load Factor

LDF = Load Density Factor (0,333)

Tabel Korelasi panjang jaringan terhadap susut, seperti Tabel 2.4. sd Tabel 2.8.

BEBAN PENYULANG		TEGANGAN L-L (KV)	PANJANG JTM (KM)					
			LOSSES YANG DIHARAPKAN (%)					
(MVA)	(A)	(KV)	2.0	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0
2.00	58	20	70.90	106.36	124.08	141.81	159.53	177.26
3.00	87	20	47.27	70.90	82.72	94.54	106.36	118.17
4.00	115	20	35.45	53.18	62.04	70.90	79.77	88.63
5.00	144	20	28.36	42.54	49.63	56.72	63.81	70.90
6.00	173	20	23.63	35.45	41.36	47.27	53.18	59.09
7.00	202	20	20.26	30.39	35.45	40.52	45.58	50.65
8.00	231	20	17.73	26.59	31.02	35.45	39.88	44.32
9.00	260	20	15.76	23.63	27.57	31.51	35.45	39.39
10.00	289	20	14.18	21.27	24.82	28.36	31.91	35.45
20.16	585	20	7.03	10.55	12.31	14.07	15.83	17.59

Catatan : KHA A3C 240 mm<sup>2</sup> adalah 585 Ampere

Tim Proyek	Validator



BEBAN PENYULANG		TEGANGAN L-L (KV)	PANJANG JTM (KMS)					
			LOSSES YANG DIHARAPKAN (%)					
(MVA)	(A)	(KV)	2.0	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0
2.00	58	20	46.41	69.62	81.22	92.82	104.42	116.03
3.00	87	20	30.94	42.10	54.15	61.88	69.62	77.35
4.00	115	20	25.21	34.81	40.61	46.41	52.21	58.01
5.00	144	20	18.56	27.85	31.49	37.13	41.77	46.41
6.00	173	20	15.47	23.21	27.07	30.94	34.81	38.68
7.00	202	20	13.26	19.89	23.21	26.52	29.84	33.15
8.00	231	20	11.60	17.40	20.30	23.21	26.11	29.01
14.65	425	20	6.34	9.51	11.09	12.68	14.26	15.84

Catatan : KHA A3C 150 mm<sup>2</sup> adalah 425 Ampere  
Kolerasi Panjang Jaringan A3C 70 mm<sup>2</sup> Terhadap Susut

BEBAN PENYULANG		TEGANGAN L-L (KV)	PANJANG JTM (KMS)					
			LOSSES YANG DIHARAPKAN (%)					
(MVA)	(A)	(KV)	2.0	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0
2.00	58	20	22.24	33.27	38.93	44.49	50.05	55.61
3.00	87	20	14.83	22.24	25.95	29.66	33.37	37.07
4.00	115	20	11.12	16.68	19.46	22.24	25.03	27.81
5.00	144	20	8.90	13.35	15.57	17.80	20.02	22.24
8.79	255	20	5.06	7.59	8.86	10.13	11.39	12.66

Catatan : KHA A3C 70 mm<sup>2</sup> adalah 255 Ampere

Kolerasi Panjang Jaringan KTM 300 mm<sup>2</sup> Terhadap Susut

BEBAN PENYULANG		TEGANGAN L-L (KV)	PANJANG JTM (KMS)					
			LOSSES YANG DIHARAPKAN (%)					
(MVA)	(A)	(KV)	2.0	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0
2.00	58	20	97.27	145.89	170.17	194.48	218.79	243.10
3.00	87	20	64.83	97.24	113.45	129.65	145.86	162.07
4.00	115	20	48.62	72.93	85.09	97.24	109.40	121.55
5.00	144	20	38.90	58.34	68.07	77.79	87.52	97.24
6.00	173	20	32.41	48.62	56.72	64.83	72.93	81.03
7.00	202	20	27.78	41.67	48.62	55.57	62.51	69.46
8.00	231	20	24.31	36.47	42.54	48.62	54.70	60.78
13.79	398	20	14.11	21.16	24.69	28.21	31.74	35.27

Catatan : KHA KTM XLPE 300 mm<sup>2</sup> adalah 398 Ampere

Kolerasi Panjang Jaringan KTM 240 mm<sup>2</sup> Terhadap Susut

Tim Proyek	Validator



BEBAN PENYULANG	TEKANAN AN L-L (KV)	LOSSES YANG DIHARAPKAN (%)						
		2.0	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	
2.00	58	20	77.94	116.91	136.40	158.88	175.37	194.85
3.00	87	20	51.96	77.94	90.93	103.92	116.91	129.90
4.00	115	20	38.97	58.46	68.20	77.94	87.68	97.43
5.00	144	20	31.18	46.76	54.56	62.35	70.15	77.94
6.00	173	20	25.98	38.97	45.47	51.96	58.46	64.95
7.00	202	20	22.27	33.40	38.97	44.54	50.10	55.67
8.00	231	20	19.49	29.23	34.10	38.97	43.84	48.71
12.40	358	20	12.57	18.85	22.00	25.14	28.28	31.42

Catatan : KHA KTM XLPE 240 mm<sup>2</sup> adalah 358 Ampere

Loss Load Factor sebagai koefisien yang diperhitungkan dalam menghitung susut sebagai perbandingan antara rugi-rugi daya rata-rata terhadap rugi daya beban puncak.

$$LLF = 0,3 LF + 0,7 * (LF)^2$$

Dimana LF = Load Factor Sistem Region

a. Trafo Distribusi

LOSSES TRAFO =  $(i + c. (Pr)2.LLF)$  dimana :

$i$  = Rugi Besi Trafo (kW)  $c$  = Rugi Tembaga (kW)

LLF = Load Loss factor

$Pr$  = Pembebahan Transforator rata-rata (%)

Catatan : Rugi Besi dan tembaga diambil dari SPLN 50 : 1997  
Losses maksimum pada beban nominal 2,12 % (pada temperatur 75 0C).

Susut transformator distribusi dan korelasi pembebahan terhadap susut transformator distribusi, seperti Tabel 2.9. dan Tabel 2.10.

Susut Transformator Distribusi

STANDAR RUGI SESUAI SPLN 50 TAHUN 1997

Tim Proyek	Validator



NO	DAYA (KVA)	RUGI BESI (KW)	RUGI TEMBAGA (CU) (KW)	LOSSES (%)
1	25	0,075	0,425	2,12
2	50	0,150	0,800	2,02
3	100	0,300	1,600	2,02
4	160	0,400	2,000	1,60
5	200	0,480	2,500	1,59
6	250	0,600	3,000	1,54
7	315	0,770	3,900	1,58
8	400	0,930	4,600	1,48
9	500	1,100	5,500	1,41
10	630	1,300	6,500	1,32
11	800	1,750	9,100	1,44
12	1000	2,300	12,100	1,53

Catatan : Suhu belitan Trafo Distribusi 75 0C

#### Korelasi Pembebanan Terhadap Susut Transformator Distribusi

DAYA TRAFO	SUSUT (%)											
	PEMBERANAN TRAFO											
KVA	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	110%	
25	4,91	2,70	2,08	1,84	1,77	1,78	1,83	1,91	2,00	2,12	2,24	
50	4,90	2,68	2,05	1,81	1,72	1,72	1,76	1,83	1,92	2,02	2,13	
100	4,90	2,68	2,05	1,81	1,72	1,72	1,76	1,83	1,92	2,02	2,13	
160	4,08	2,22	1,68	1,47	1,39	1,38	1,41	1,46	1,53	1,60	1,69	
200	3,92	2,14	1,63	1,43	1,36	1,36	1,39	1,44	1,51	1,59	1,67	
250	3,92	2,13	1,61	1,41	1,34	1,33	1,35	1,40	1,46	1,54	1,62	
315	3,99	2,17	1,65	1,45	1,37	1,36	1,39	1,44	1,51	1,58	1,67	
400	3,79	2,06	1,56	1,36	1,29	1,28	1,30	1,35	1,41	1,48	1,56	
500	3,59	1,95	1,48	1,30	1,23	1,22	1,24	1,28	1,34	1,41	1,48	
630	3,37	1,83	1,39	1,22	1,15	1,14	1,16	1,20	1,26	1,32	1,39	
800	3,57	1,95	1,48	1,30	1,24	1,24	1,26	1,31	1,37	1,44	1,52	
1000	3,76	2,05	1,56	1,38	1,31	1,31	1,34	1,39	1,46	1,53	1,62	

Catatan : Pembebanan yang menghasilkan susut rendah adalah pada pembebanan 50% s/d 60%

#### b. Jaringan Tegangan Rendah

Formula susut JTR dengan beban merata seimbang :

$E_{susut\ teknis} = 3 * (I^2 * R * L * LLF * 0,333)$  dimana :

$I$  = Arus beban yang mengalir pada Jaringan (Ampere)  $R$  = Resistansi Jaringan (Ohm/km)

$L$  = Panjang Jaringan (km)

Tim Proyek	Validator



LLF = Loss Load Factor

Tabel korelasi panjang JTR terhadap susut, seperti Tabel 2.11. dan Tabel 2.12.

Korelasi Panjang JTR TIC 3x70 + 50 mm<sup>2</sup> Terhadap Susut

BEBAN FEEDER		TEGANGAN L-L	PANJANG JTR (MS)					
			LOSSES YANG DIHARAPKAN (%)					
(KVA)	(A)	(V)	2,0	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
25	36	400	704	1056	1232	1408	1584	1760
50	72	400	352	528	616	704	792	880
75	108	400	235	352	411	469	528	587
100	144	400	176	264	308	352	396	440
136	196	400	130	194	227	259	292	324

Catatan : KHA TIC 3x70 + 50 mm<sup>2</sup> adalah 196 Ampere

Korelasi Panjang JTR TIC 3x150 + 50 mm<sup>2</sup> Terhadap Susut

BEBAN FEEDER		TEGANGAN L-L	PANJANG JTR (MS)					
			LOSSES YANG DIHARAPKAN (%)					
(KVA)	(A)	(V)	2,0	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
25	36	400	359	539	628	718	808	898
50	72	400	180	269	314	359	404	449
75	108	400	120	180	209	239	269	299
88	127	400	102	153	179	204	230	255

### 2.1.1.3. Hubung Pendek (Short Circuit)

Untuk Sistem 20 kV nilai Arus Hubung Pendek maksimum adalah 12.5 kA dalam satu detik.

### 2.1.1.4. Keandalan

Menurut SPLN 52-3: 1983 tentang Pola Pengamanan Sistem 6 kV dan 20 kV, tingkat keandalan kontinuitas penyaluran dibagi atas 5 tingkat, yaitu:

a. Tingkat 1

Pemadaman dalam orde beberapa jam. Umumnya terjadi pada sistem saluran udara dengan konfigurasi radial.

b. Tingkat 2

Pemadaman dalam orde kurang dari 1 jam. Mengisolasi penyebab gangguan dan pemulihannya kurang dari 1 jam. Umumnya terjadi pada sistem dengan pasokan penyulang cadangan atau sistem loop.

Tim Proyek	Validator



c. Tingkat 3

Pemadaman dalam orde beberapa menit. Umumnya terjadi pada sistem yang mempunyai sistem SCADA.

d. Tingkat 4

Padam beberapa detik. Pemadaman dan manipulasi secara otomatis.

e. Tingkat 5

Tanpa padam, dilengkapi instalasi cadangan terpisah dan otomatisasi penuh.

#### 2.1.1.5. Kriteria Keamanan Pasokan Daya (Gardu Induk dan Pembangkit)

Gardu Induk/Pembangkit harus direncanakan sedemikian rupa sehingga jika ada kegagalan pada satu transformatornya, beban dapat dialihkan ke transformator lainnya di gardu induk/PLT tersebut atau ke gardu induk/PLT sekitarnya melalui penyulang distribusi.

Jika transfer beban diperkirakan melebihi 100% dari kapasitas transformator maka diperlukan peningkatan transformator (uprating atau penambahan transformator) atau perlu dipertimbangkan gardu induk baru.

Pengembangan gardu induk secara fisik dibedakan menjadi dua, yaitu:

1. Penambahan kapasitas transformator gardu induk eksisting

Penambahan kapasitas gardu induk eksisting dilakukan dengan menambah kapasitas transformator tenaga pada gardu induk atau mengganti transformator tenaga dengan kapasitas yang lebih besar. Pada penambahan kapasitas daya ini tidak diikuti penarikan jaringan transmisi baru. Hal ini disebabkan karena pembebatan tetap dibebankan pada jaringan transmisi yang telah ada.

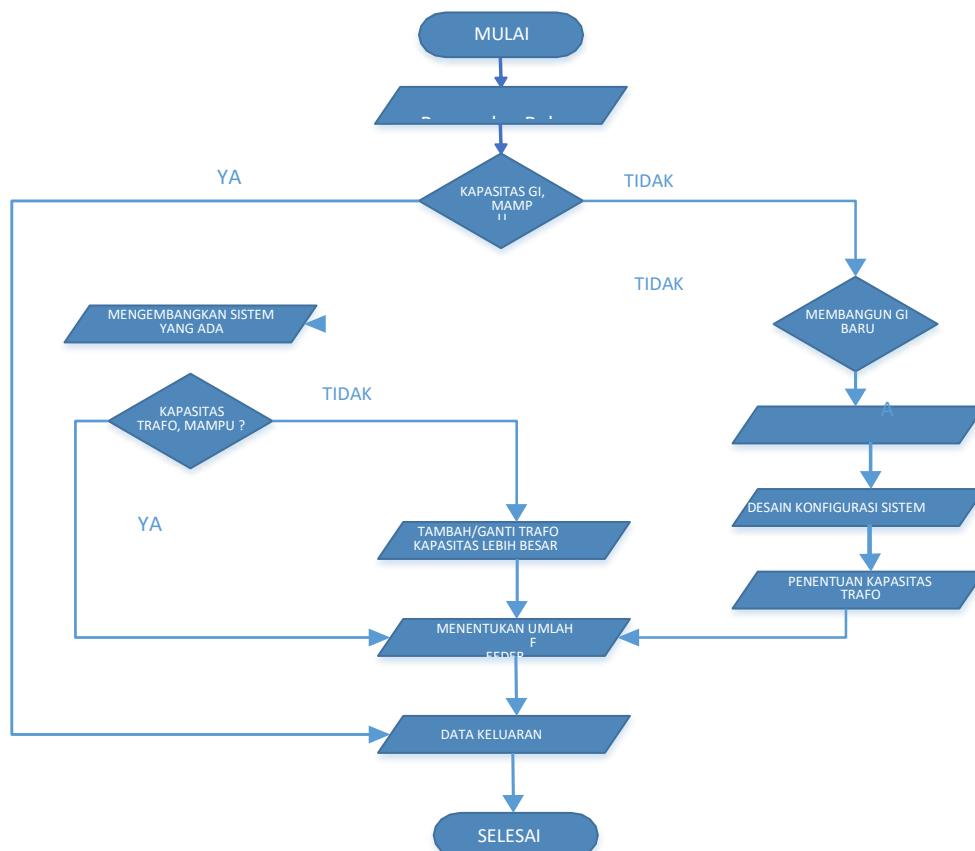
2. Pembangunan gardu induk baru

Pembangunan gardu induk baru jika gardu induk yang eksisting sudah tidak mampu lagi untuk memenuhi kebutuhan beban, selanjutnya untuk penambahan kapasitas daya sudah tidak mungkin karena arus yang mengalir pada konduktor penghantar jaringan transmisi telah melebihi batas

Tim Proyek	Validator

kapasitas hantar arus yang diijinkan pada penghantar tersebut.

Dari beberapa faktor dasar dan pertimbangan-pertimbangan di atas terutama prakiraan pertumbuhan beban sebagai faktor yang terpenting dalam hal pengembangan kapasitas gardu induk, maka dapat disusun proses pengembangan gardu induk seperti diagram alir berikut:



Gambar II-1 Gambar Diagram Alir Proses Pengembangan Gardu Induk

Pada Bab III akan dilakukan analisis penambahan beban secara bertahap terhadap kemampuan pembebanan GI eksisting. Penambahan beban transformator GI ini harus memperhatikan kriteria pembebanan transformator GI. Jika kapasitas transformator GI eksisting masih mampu dibebani maka langkah selanjutnya adalah menentukan jumlah penyulang dan kapasitas penyulang outgoing GI yang akan ditambah dengan memperhatikan kriteria pembebanan normal penyulang terkait susut penyulang, tingkat kehandalan

Tim Proyek	Validator

serta sistem konfigurasinya. Jika kapasitas transformator GI eksisting sudah tidak mampu lagi dibebani maka direncanakan untuk menambah transformator baru atau dapat juga dengan mengganti transformator eksisting dengan transformator baru yang kapasitasnya lebih besar dengan juga mempertimbangkan anggaran yang ada.

### **2.1.2. Kriteria Operasi jaringan Distribusi**

Pada bagian ini agar diuraikan perihal:

1. Kriteria Pengaturan Tegangan
2. Kriteria Pengaturan Beban
3. Pengendalian SAIDI-SAIFI

#### **2.1.2.1. Kriteria Pengaturan Tegangan**

Untuk tegangan pangkal peyulang minimum 20 kV dan untuk tegangan ujung penyulang minimum 19 kV sesuai dengan trafo distribusi yang digunakan. Kriteria pengaturan tegangan dapat dilihat pada Tabel 2-1 Tegangan Pelayanan dan Fluktuasi tegangan pada titik sambung.

Pengendalian dan pengaturan tegangan dapat dilakukan dengan cara:

- a. Pengendalian On Load Tap Changers (OLTC's) pada Transformator Daya Gardu Induk.

Untuk mengendalikan penurunan tegangan 5 % pada saluran tegangan 20 kV, disarankan agar pengaturan tegangan di setiap gardu induk disesuaikan untuk mempertahankan posisi sadapannya pada On Load Tap Changers (OLTC's) + 5 %.

- b. Pemasangan Kapasitor

Untuk mempertahankan faktor daya pada 95% atau lebih dan memberikan tegangan pelanggan yang tepat digunakan kapasitor yang memadai pada jaringan.

Ukuran kapasitor harus dibatasi untuk menyebabkan tidak lebih dari 3% kenaikan tegangan pada rangkaian.

- c. AVR (Automatic Voltage Regulator)

Untuk jaringan panjang dan berbeban berat, dimana kapasitor tidak dapat memberikan tegangan yang memadai, dapat dipasang AVR (Automatic

Tim Proyek	Validator

Voltage Regulator) untuk sementara, tetapi tidak boleh dianggap sebagai solusi jangka panjang.

- d. Pembatasan panjang penyulang dan upgrade ukuran penghantar penyulang

#### 2.1.2.2. Kriteria Pengaturan Beban

Pembebanan maksimum transformator daya gardu induk tidak melebihi 80 % dari kapasitasnya (dengan memperhitungkan deratingnya). Jika pembebanan > 80 % perlu dilakukan pengalihan beban ke transformator daya lainnya di gardu induk tersebut atau ke gardu induk sekitarnya melalui penyulang distribusi.

Pembebanan maksimum transformator distribusi tidak melebihi 80 % dari kapasitasnya Untuk transformator distribusi pembebanan > 80 % perlu dilakukan uprating kapasitas atau penambahan transformator sisipan.

Pembebanan maksimum penghantar tidak melebihi 60 % dari KHA (kuat hantar Arus) penghantarnya.

Pembebanan maksimum peralatan pemisah (PTS, LBS, Recloser, Sectionalizer, AVS, FCO) tidak melebihi 80 % dari nilai pengenalnya (rating nominal).

Untuk penyulang pembebanan dibatasi sebagai berikut:

- Penyulang distribusi 20 kV di PLN pada umumnya direncanakan untuk kapasitas arus maksimum 400 Ampere, sehingga pembebanan maksimum penyulang adalah 320 Ampere.
- Khusus untuk penyulang Radial yang interkoneksi dengan satu penyulang lain pada ujungnya (Open Loop) dibebani Maksimum 50 % ( $\pm 5$  MW)
- Ketidakseimbangan pembebanan arus antar fase tidak boleh melebihi kisaran antara 10% hingga 15%.

Tim Proyek	Validator

### 2.1.2.3. Pengendalian SAIDI-SAIFI

Penentuan batas TMP terkait SAIDI/SAIFI sesuai yang ditetapkan dalam Permen ESDM no.27 tahun 2017 dan target yang diberikan ke unit distribusi setiap triwulan. Untuk kriteria dan contoh cara perhitungan SAIDI/SAIFI tiap konfigurasi sistem sesuai standar SPLN 59 tahun 1985.

Tabel II-4 Frekuensi rerata (Kali/Tahun)<sup>1</sup>

Kumparan	SUTM Radial	SUTM Radial dengan PBO ditengah	Spindel tanpa PPJD	Spindel dengan PPJD	Spot Network
Pemutus	0.004	0.004	0.004	0.004	0
SUTM	3.2	2.4	-	-	-
PBO	-	0.005	-	-	-
SKTM	-	-	1.12	1.12	0
Pemisah	-	-	0.003	0.003	0
Terminal Kabel	-	-	0.066	0.066	0
Trafo Distrbusi	0.005	0.005	0.005	0.005	0
Rel TR	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002
Pelindung NP	-	-	-	-	0.008
Jumlah	3.21	2.415	1.199	1.199	0.01

Tabel II-5 Lama Pemadaman Rata - Rata (Jam/Tahun)<sup>2</sup>

Kumparan	SUTM Radial	SUTM Radial dengan PBO ditengah	Spindel tanpa PPJD	Spindel dengan PPJD	Spot Network
Pemutus	0.042	0.042	0.0027	0.0007	0
SUTM	20.992	12.672	-	-	0
PBO	-	0.0678	-	-	0
SKTM	-	-	3.987	3.0531	0
Pemisah	-	-	0.0461	0.0382	0
Terminal Kabel	-	-	0.268	0.1799	0
Trafo Distrbusi	0.05	0.05	0.05	0.05	0

<sup>1</sup> SPLN 59 tahun 1985 Keandalan Pada Sistem Distribusi 20 kV dan 6 kV

<sup>2</sup> SPLN 59 tahun 1985 Keandalan Pada Sistem Distribusi 20 kV dan 6 kV

Tim Proyek	Validator

Kumparan	SUTM Radial	SUTM Radial dengan PBO ditengah	Spindel tanpa PPJD	Spindel dengan PPJD	Spot Network
Rel TR	0.01	0.01	0.01	0.01	0.002
Pelindung NP	-	-	-	-	0.008
Jumlah	21.094	12.842	4.364	3.3312	0.01

Pengendalian SAIDI SAIFI dapat dilakukan dengan cara :

- Transformator daya gardu Induk dihubungkan bus tie dengan transformator daya lainnya di gardu induk tersebut sehingga jika ada kegagalan, beban dapat dialihkan ke transformator daya lainnya.
- Transformator daya gardu Induk dihubungkan penyulang express ke gardu induk sekitarnya sehingga jika ada kegagalan, sebagian beban dapat dialihkan ke transformator daya gardu induk sekitarnya
- Penyulang diinterkoneksi ke penyulang tetangganya, dengan demikian pada saat kehilangan pasokan pada salah satu penyulang, penyulang yang berdekatan dapat digunakan untuk memulihkan beban dengan cara menutup saklar interkoneksi.
- Untuk penyulang dengan konfigurasi radial, jumlah dan lokasi interkoneksi harus sedemikian rupa sehingga pemulihan bagian yang terganggu dapat dipulihkan secepatnya. Umumnya, akan diperlukan tiga saklar interkoneksi. Untuk penyulang konfigurasi spindel interkoneksi dengan penyulang express melalui gardu hubung.

Untuk penerapannya bisa dilakukan secara manual tanpa SCADA, dengan SCADA maupun secara Distribution Automation.

## 2.2. Metodologi Studi

### 2.2.1. Prakiraan Beban

Tim Proyek	Validator



Prakiraan beban memberikan informasi penting untuk keputusan pengembangan sistem distribusi. Prakiraan beban harus menghasilkan poin-poin sebagai berikut:

1. Prakiraan energi tahunan dan beban puncak untuk seluruh area layanan distribusi, gardu induk, dan penyulang distribusi untuk 10 tahun ke depan.
2. Pertumbuhan beban secara geografis termasuk pusat-pusat beban baru yang besar untuk 5 hingga 10 tahun mendatang.
3. Profil beban gardu induk dan penyulang.
4. Prakiraan penetrasi sumber daya energi terdistribusi (DER) dan produksi tahunan pembangkit (termasuk langgam beban, apabila dibutuhkan).
5. Prakiraan beban netto (i.e. prakiraan beban bruto minus pembangkitan DER).

Prakiraan beban harus mencakup:

1. Pertumbuhan beban dasar dari pertumbuhan populasi/pelanggan secara umum, dan pertumbuhan ekonomi, komersial dan industri.
2. Beban baru yang besar dari program pengembangan baru seperti kota baru, pusat bisnis baru, zona industri baru, pusat perbelanjaan baru, usaha pertambangan baru, pabrik peleburan baru, dll, serta transfer beban, jika ada.
3. Prakiraan pembangkit listrik dari generator dari sisi pelanggan seperti PLTS atap, genset dan generator tersebar yang dimiliki oleh pengembang swasta yang terhubung atau dihubungkan ke jaringan distribusi.

Prakiraan kebutuhan listrik disusun untuk kurun waktu 10 tahun mendatang. Metodologi yang digunakan dalam penyusunan prakiraan listrik adalah Simple-E, yang menggabungkan beberapa model (ekonometri, kecenderungan dan analitis) dan pendekatan sektoral dengan mengelompokkan pelanggan menjadi empat sektor (rumah tangga, komersil, publik dan industri). Pendekatan penyusunan prakiraan kebutuhan listrik dilakukan dengan menghitung prakiraan secara regional (daerah Area Pelayanan dan Jaringan).

Prakiraan kebutuhan listrik disusun dengan memperhatikan pertumbuhan masa lalu, kemudian untuk beban puncak gardu induk dapat dihitung dengan beban puncak regional dari prakiraan beban dikalikan faktor diversity. Prakiraan beban per penyulang dapat dihitung dengan menggunakan beban dari masing-masing

Tim Proyek	Validator



penyulang dikalikan dengan pertumbuhan beban pada gardu induk. Selanjutnya prakiraan di setiap pusat beban dapat dihitung dengan memperhatikan pembebanan setiap penyulang yang memasoknya.

### **2.2.2. Analisis Sistem Distribusi dan SCADA Eksisting**

Analisis sistem distribusi dan SCADA eksisting secara bersamaan diharapkan dapat menentukan pemilihan teknologi SCADA dan peralatan Distribusi yang sesuai kedepannya. Dengan demikian seluruh pengembangan SCADA eksisting menjadi terencana dengan baik, terkonsep sesuai kriteria pengembangan SCADA distribusi.

#### **2.2.2.1. Analisis Sistem Distribusi Eksisting**

Analisa Jaringan pada suatu sistem distribusi terlalu kompleks jika dilakukan dengan perhitungan manual/perhitungan tangan mengingat jumlah busnya mencapai puluhan ribu. Karena itu diperlukan penggunaan aplikasi komputer untuk melakukan Analisa Aliran Daya (Load Flow Study), Analisa Hubung Pendek (Short Circuit Analisys) dan Analisa Keandalan (Reliability Assessment Analysis).

Saat ini di pasaran banyak terdapat aplikasi komputer untuk melakukan Analisa Aliran Daya (Load Flow Study), Analisa Hubung Pendek (Short Circuit Analisys) dan Analisa Keandalan (Reliability Assessment Analysis) antara lain ETAP, PSS-SINCAL, CYMDIST, EDSA, DIGSilent dan lainnya, Dan yang biasanya juga terdapat di dalamnya aplikasi untuk melakukan Stability Study (transient and steady state), Analisis Harmonic dsb.

1. PLN Pusenlis mempunyai lisensi penggunaannya
2. Dapat menganalisa sampai dengan 100.000 bus/node
3. Dapat menghitung arus/beban masing masing fasa (unbalance load flow)
4. Kemudahan mengisi data entry (dapat menggunakan Ms.Excel, Ms.Acces)
5. Dapat diintegrasikan dengan GIS (Geographic Information Systems)

Dalam membuat analisis jaringan distribusi dibatasi pada sistem tegangan menengah 20 kV dan dilakukan dengan menggunakan rangkaian listrik dengan parameter utama berupa jaringan distribusi tegangan menengah, beban transformator distribusi dan tegangan sisi sekunder transformator tenaga di

Tim Proyek	Validator



garu induk atau sumber lainnya sebagai tegangan standar. Parameter jaringan distribusi meliputi impedansi, resistansi dan reaktansi dari pada penghantar dan transformator yang terpasang.

Untuk komponen lain yang berpotensi mempengaruhi kinerja sistem distribusi, namun sulit dinyatakan secara kuantitatif, dianggap tidak memiliki parameter yang mempengaruhi analisis jaringan. Termasuk dalam hal ini adalah konektor jaringan (sambungan/percabangan) maupun ketidak seimbangan beban. Untuk kedua hal tersebut analisis dan rekomendasi perbaikannya dilakukan secara kualitatif.

Analisis jaringan distribusi dilakukan dengan menggunakan Aplikasi ETAP untuk setiap penyulang, garu induk dan sistem se-Area Pelayanan dan Jaringan. Analisis jaringan distribusi yang dilakukan dari aplikasi ETAP ini diantaranya adalah:

a. Analisis Aliran Daya

Analisa Aliran Daya (Power Flow Study) adalah prosedur perhitungan (algoritma numerik) yang diperlukan untuk menentukan karakteristik steady-state dari suatu jaringan sistem distribusi berdasarkan data garu distribusi dan saluran distribusinya

Analisa Aliran Daya merupakan studi yang penting dalam perencanaan pengembangan sistem distribusi oleh Perencana Sistem Distribusi, disamping juga digunakan pada kondisi sistem eksisting dalam menentukan operasi sistem terbaik oleh Pengatur Beban. Analisa Aliran Daya digunakan untuk fungsinya sebagai alat perencanaan pengembangan sistem distribusi.

Informasi yang dihasilkan dari Analisa Aliran Daya adalah:

1. Besaran (magnitude) dan sudut fasa (phase angle) tegangan di setiap bus
2. Aliran daya aktif dan reaktif di setiap saluran.
3. Total system losses (rugi-rugi total sistem).
4. Individual line losses (rugi-rugi setiap saluran).
5. Posisi sadapan transformator distribusi untuk menjamin tegangan yang memenuhi persyaratan pada lokasi yang kritis

Tim Proyek	Validator



6. Perlu tidaknya pemasangan kompensator VAR di area kritis untuk memperbaiki tegangan.

Penyusun dalam melakukan Power Flow Study setidaknya perlu mengkaji beberapa skenario berikut ini:

1. Kondisi sistem ketenagalistrikan dalam keadaan existing sebelum pengembangan.
2. Kondisi sistem ketenagalistrikan setelah pengembangan.

Dari skenario tersebut di atas, Penyusun setidaknya harus menampilkan hasil yang dibahas pada Bab IV.

Ulasan tentang hasil Analisa Aliran Daya harus ditampilkan oleh Penyusun, menguraikan apakah kondisi sistem berada dalam batas normal ataukah ada yang berada di luar batas normal. Dalam hal yang terakhir itu, maka perlu disampaikan usulan tindakan untuk mengatasinya.

b. Analisa Hubung Pendek

Analisa hubung pendek adalah prosedur perhitungan untuk mengetahui besar arus gangguan yang terjadi. Arus gangguan yang terjadi disebut Arus Hubung Pendek. Rating arus hubung pendek suatu peralatan merupakan nilai besaran arus listrik yang bisa ditahan oleh suatu peralatan tanpa menyebabkan pemutusan fuse atau terbukanya pemutus tenaga. Breaking capacity (kapasitas pemutusan) adalah arus listrik maksimum yang dapat diputuskan sebelum peralatan tersebut mengalami kegagalan/kerusakan.

Pada saat terjadinya gangguan, suatu peralatan bisa trip atau gagal bergantung pada breaking capacity dari peralatan tersebut.

1. Untuk menentukan arus maksimum dan minimum hubung pendek.
2. Untuk menentukan arus gangguan tak simetris bagi gangguan satu dan dua line ke tanah, gangguan line ke line, dan rangkaian terbuka.
3. Penyelidikan operasi rele-rele proteksi.
4. Untuk menentukan kapasitas pemutus dari circuit breaker.
5. Untuk menentukan distribusi arus gangguan dan tingkat tegangan busbar selama gangguan.

c. Analisa Keandalan (Reliability Assessment)

Tim Proyek	Validator



Tingkat keandalan suatu sistem distribusi dapat ditentukan dengan menghitung frekuensi pemadaman dan lamanya pemadaman yang dialami oleh sistem distribusi dalam kurun waktu tertentu. Keandalan sistem distribusi dapat dihitung berdasarkan indeks keandalan yaitu:

1. System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

SAIDI merupakan nilai Indeks Rerata Durasi atau lamanya gangguan Pada Sistem. SAIDI adalah durasi rerata gangguan per konsumen sepanjang tahun. SAIDI dinyatakan dalam durasi (menit) gangguan yang dirasakan konsumen.

2. System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

SAIFI merupakan nilai Indeks Rerata Frekuensi Gangguan Pada Sistem. SAIFI adalah rerata jumlah gangguan yang dialami per konsumen sepanjang tahun. SAIFI adalah rasio jumlah gangguan tahunan terhadap jumlah konsumen.

Perhitungan indeks keandalan ini sangat penting dalam evaluasi analisa keandalan untuk meningkatkan kualitas pelayanan ke konsumen.

#### 2.2.2. Analisa Scada Eksisting

Analisa sistem SCADA dilakukan dengan cara menghitung keberadaan jumlah peralatan sistem distribusi yang sudah terintegrasi dengan sistem SCADA dengan kriteria performansi distribusi, apakah dengan adanya sistem SCADA tersebut dapat membantu untuk meningkatkan performansi layanan:

- Lama gangguan seharusnya lebih kecil dibandingkan dengan sistem tanpa SCADA, sebab kondisi sistem dapat dimonitor dan lokasi gangguan dapat dengan cepat diketahui.
- Durasi gangguan seharusnya lebih kecil dibandingkan sistem tanpa SCADA, sebab dalam mengoperasikan sistem akan terpantau pembebaran setiap penyulang, maupun setiap transformator distribusi sehingga akan kecil kemungkinannya beban melewati batas kapasitas peralatan.

Analisa SCADA eksisting adalah prosedur yang dilakukan penyusun dengan metode pengolahan/menganalisa berdasarkan data sistem SCADA distibusi eksisting yang telah dijelaskan pada Bab I, khususnya data update sistem SCADA distribusi eksisting yang menyeluruh meliputi:

Tim Proyek	Validator



1. Data & kondisi Master Station/DCC eksisting tentang kapasitas dan terpasang
2. Data & kondisi sistem komunikasi eksisting beserta macamnya
3. Data & kondisi Remote Station eksisting beserta protocol yang digunakan
4. Data & kondisi kehandalan supply daya dari perangkat-perangkat SCADA diatas.
5. Data peralatan distribusi yang terintegrasi dengan sistem SCADA
6. Data peralatan distribusi yang belum terintegrasi dengan sistem SCADA beserta kendalanya.

Dengan analisis data sistem SCADA diatas diharapkan penyusun dapat menguraikan apakah kondisi sistem SCADA eksisting dalam batas normal/sesuai persyaratan operasional yang dipersyaratkan SPLN (SPLN S3.001: 2008 tentang Peralatan SCADA sistem Tenaga Listrik, SPLN S3.001-1: 2011 tentang Master Station Spesifikasi Teknis Fungsi SCADA & SPLN S3.001-2 2012 & tentang Master Station Spesifikasi Teknis Fungsi DMS) masih mencukupi ataukah diperlukan upgrade pada level control center yang lebih tinggi, ataukah ada yang perlu dilakukan perbaikan bahkan pengembangan teknologi.

Analisis juga dapat berkembang apabila sistem distribusi merupakan sistem terpisah dan memiliki beberapa macam pembangkit terintegrasi (PLTNG, PLTS, PLTB, PLTD), terkait dengan hal tersebut sistem SCADA dapat dikembangkan menjadi Smart Grid Distribution dll. Apabila sudah diterapkan teknologi tersebut maka penyusun perlu menggali lebih dalam terkait hal-hal sebagai berikut:

1. Kinerja Smart Grid Distribution yang akan diterapkan di sistem distribusi unit PLN tersebut. Smart Grid yang akan diterapkan harus mencakup pembangkitan, penyaluran (TM) dan pengatur pembangkitan dan pengaturan beban distribusi, serta dapat terintegrasi dengan scada eksisting (bila ada).
2. Rencana Jangka pendek/jangka Panjang dari pengembangan Smart Grid Distribution tersebut.
3. Integrasi dengan sistem SCADA eksisting apakah dimungkinkan atau diupgrade secara keseluruhan sistem SCADA yang ada.

Tim Proyek	Validator



### 2.2.3. Pengembangan Sistem Distribusi

Rencana pengembangan sistem distribusi diantaranya menyusun kebutuhan jaringan distribusi untuk kurun waktu 10 tahun mendatang yang perhitungannya berpedoman pada prakiraan kebutuhan listrik, hasil analisis jaringan distribusi dan proyeksi pengembangan kapasitas gardu induk. Proyeksi pengembangan kapasitas gardu induk disusun dengan menggunakan perhitungan Capacity Balance.

Perhitungan kebutuhan jaringan distribusi untuk jangka panjang 10 tahun mendatang dihitung secara total per-tahun yang meliputi kebutuhan SUTM, SKTM, Gardu Distribusi, (JTR dan SR jika diperlukan) dan lain-lain. Sedangkan perhitungan kebutuhan jaringan distribusi untuk jangka pendek atau perencanaan pada tahun pertama dihitung secara rinci yaitu sudah menunjukkan dimensi, kapasitas, lokasi dan mengakomodir rencana perubahan konfigurasi jaringan dalam rangka perbaikan sistem secara menyeluruh dengan mempertimbangkan faktor prioritas berdasarkan hasil analisis yang ada.

Pengembangan sistem distribusi agar memperhatikan Regulasi yang ada dan memperhatikan dampak lingkungan akibat pengembangan tersebut.

### 2.2.4. Pengembangan Sistem SCADA dan Telekomunikasi Sistem Distribusi

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) adalah sistem kendali Jaringan Listrik Tegangan Tinggi dan Tegangan Menengah berbasis komputer yang dipakai untuk pengontrolan suatu proses, produksi (pembangkit), penyaluran dan distribusi tenaga listrik.

Dengan kemajuan otomasi sistem distribusi, teknologi komunikasi dan kontrol, serta peningkatan penetrasi Distribusi Energy Resource. Sistem distribusi perlu bertransformasi dari peran pasif dalam manajemen kontingen menjadi manajemen sistem distribusi aktif. Oleh karena itu pengembangan SCADA harus mempertimbangkan integrasi antara sistem SCADA yang sudah ada dengan Distribution Automation dan berdasarkan Roadmap Smart Grid yang disusun PLN.

Pengembangan sistem SCADA dan Telekomunikasi distribusi agar memperhatikan Regulasi yang ada dan memperhatikan dampak lingkungan

Tim Proyek	Validator

akibat pengembangan tersebut.

#### 2.2.4.1. Distribution Automation (sistem distribusi otomatis)

Pengembangan Distribution Automation, didasarkan pada keberadaan jaringan distribusi yang diterapkan dalam road map dan ketersediaan sistem telekomunikasi. Perencanaan atau pengembangan otomasi distribusi ini harus sejalan dengan pengembangan sistem kelistrikan yang akan dikembangkan antara lain:

- Peralatan CB, LBS, recloser harus memiliki kemampuan untuk digerakkan dengan motor (motorize), memiliki catu daya dan ketersediaan port komunikasi sesuai dengan standar yang digunakan.
- Peralatan relay proteksi dan peralatan GH/GD harus memiliki kemampuan remote supervise dan memiliki catu daya battery.

Dari hal tersebut diatas, maka perencana dapat membangun baru atau mengembangkan sistem SCADA sebagai alat bantu operasi sistem dengan mempertimbangkan dan memperhitungkan:

- Jumlah penyulang yang dikelola oleh sistem distribusi
- Jumlah peralatan CB, LBS dan recloser yang ada dalam sistem distribusi
- Jumlah GH/GD
- Jumlah Pembangkit yang terinterkoneksi dengan sistem 20KV (bila ada)

Dari kesemua peralatan distribusi tersebut dapat dihitung berapa jumlah Teleinformation Plan (TIP) yang dibutuhkan (sesuai SPLN S5.003-1 2014 Teleinformasi Data Operasi dan SPLN S5.003-2 2014 Teleinformasi Data Pemeliharaan). Dengan diketemukannya jumlah TIP ini maka ditentukan seberapa besar master station yang dibutuhkan dalam mengoperasikan sistem distribusi tersebut. Dan software apa saja yang diperlukan dalam menunjang operasi seperti tertuang dalam SPLN S3.001 2008.

Dibawah ini dijelaskan pemanfaatan sistem SCADA untuk operasional jaringan distribusi. Untuk mengembangkan Distribution Automation System (DAS), dapat dilakukan dengan dua cara, dimana pertama dilakukan secara sentralisasi yang berarti bahwa software DAS ditanam dalam Master Station

Tim Proyek	Validator



sehingga semua informasi dikirim ke master dan dikembalikan lagi ke RTU untuk melakukan aksi, kedua software ditanam pada setiap RTU yang berperan dalam sistem DAS, untuk hal ini kemampuan RTU harus dapat melakukan prosesing dan aksi serta kemampuan dan keandalan telekomunikasi juga sangat menentukan keberhasilan DAS.

Manfaat dari Distribution Automation (sistem distribusi otomatis) adalah:

1. Meningkatkan keandalan dan keamanan sistem distribusi melalui peningkatan kemampuan
  - a. Peringatan dini, isolasi dan pemulihan gangguan pada sistem dengan cepat.
  - b. Pemantauan jaringan dan peralatannya, dan self diagnosis apabila ada masalah di peralatan sebelum terjadi gangguan (teknologi kecerdasan buatan), serta manajemen kegiatan perbaikan dan pemeliharaan.
2. Meningkatkan manajemen tegangan jaringan distribusi dan susut energi.
3. Meningkatkan manajemen beban puncak, pemantauan dan peramalan beban distribusi.
4. Mengintegrasikan dan mengelola pembangkit DER yang saling terkoneksi.
5. Meningkatkan manajemen aset dan peralatan distribusi.
6. Meningkatkan pengendalian dan pemantauan terhadap konsumsi tenaga listrik oleh pelanggan.

Otomatisasi merupakan langkah awal untuk mengubah sistem distribusi biasa menjadi sistem distribusi cerdas secara keseluruhan. Awalnya, perencana sistem distribusi harus memilih satu atau dua sistem distribusi sebagai proyek percontohan. Sistem distribusi yang dipilih adalah sistem distribusi yang melayani infrastruktur kritis, pelanggan khusus dan objek vital nasional di mana diperlukan standar keandalan jaringan yang lebih tinggi, atau sistem distribusi yang memiliki beberapa pembangkit DER dalam sistem.

Sistem distribusi otomatis menggunakan Internet of Things (IOT) dan teknologi Artificial Intelligence dengan protokol komunikasi nirkabel untuk melaksanakan pemantauan, pelacakan, komunikasi, pengendalian dan pengelolaan operasi sistem distribusi yang cerdas.

Tim Proyek	Validator



Sistem distribusi yang sepenuhnya otomatis membutuhkan kemampuan utama sebagai berikut:

1. Semua peralatan/perangkat diharapkan, direncanakan memiliki kemampuan komunikasi dan kontrol penuh, termasuk:
  - a. Semua pengontrol peralatan distribusi (pengontrol tap changer, pengontrol voltage regulator, pengontrol kapasitor Pengontrol LBS dan pengontrol Recloser)
  - b. Semua perangkat proteksi jaringan
  - c. Pengontrol switchgear
  - d. Switched capacitor bank (untuk mengganti fixed capacitor bank)
  - e. Reclosers yang dikontrol secara elektronik (untuk menggantikan reclosers mekanik)
  - f. Alat Pembatas dan Pengukur
2. Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) distribusi diperbaharui dengan teknologi IOT dan Artificial Intelligence
3. Substation automation interoperability (IEC Standard 61968 series)
4. Teknologi sensor nirkabel untuk mencari gangguan dan memuat data menggunakan telekomunikasi modern
5. Sistem manajemen gangguan dan pemadaman, misalnya, lokasi gangguan, teknologi isolasi dan pemulihan sistem - sistem otomatis atau semi-otomatis.
6. Optimasi sistem manajemen daya reaktif (volt var) untuk mengurangi susut, dan dapat mengintegrasikan energi terbarukan yang terdistribusi
7. Sistem informasi geografis dan integrasi data – data sekunder
8. Sistem manajemen aset distribusi otomatis

#### **2.2.4.2. Roadmap menuju Smart Grid**

IEC mendefinisikan "Smart Grid" sebagai jaringan listrik cerdas yang mengintegrasikan aktivitas semua komponen yang terhubung ke jaringan - generator, konsumen dan atau keduanya untuk memberikan pasokan listrik yang berkelanjutan, ekonomis dan aman secara efisien. Smart Grid menggunakan produk dan layanan inovatif dengan pemantauan cerdas,

Tim Proyek	Validator

kontrol, komunikasi, dan teknologi self-healing untuk:

- a. Memudahkan penyambungan dan pengoperasian seluruh pembangkit;
- b. Memungkinkan konsumen untuk berperan dalam mengoptimalkan operasi sistem distribusi;
- c. Menyediakan informasi dan pilihan pasokan daya yang lebih luas kepada konsumen;
- d. Secara signifikan mengurangi dampak lingkungan dari sistem pasokan listrik secara keseluruhan;
- e. Memberikan peningkatan tingkat keandalan dan keamanan pasokan.
- f. Meningkatkan kepuasan pelanggan.

Di masa depan ketika sektor listrik semakin berkembang, perencana sistem distribusi harus menyusun rencana untuk mengabungkan beberapa sistem distribusi percontohan yang telah dimodernisasi menjadi Smart Grid. Roadmap Standardisasi Smart Grid IEC menguraikan tahapan untuk mengembangkan Smart Distribution Grid.

Selain otomatisasi sistem distribusi yang telah dijelaskan di atas, Smart Distribution Grid memiliki kemampuan tambahan seperti:

- a. Advanced Metering infrastructure (AMI) - Terdiri dari meter cerdas di sisi pelanggan, jaringan komunikasi antara pelanggan dan pusat kendali distribusi, serta sistem pengumpulan dan manajemen data yang menyediakan informasi konsumsi listrik real-time kepada pelanggan dan pusat kendali distribusi. Hal ini akan memungkinkan pelanggan untuk mengelola konsumsi listrik mereka dengan lebih bijaksana, dan membantu mengurangi beban puncak sistem dan susut jaringan.
- b. Sistem Manajemen DER - Sistem berbasis perangkat lunak yang memungkinkan operator untuk melihat status DER (sumber daya energi terbarukan dan tidak terbarukan) termasuk penyimpanan energi milik PLN, meningkatkan fleksibilitas operator untuk mengontrol dan mengelola pembangkit DER serta memungkinkan pembangkit DER untuk meningkatkan stabilitas sistem distribusi bila diperlukan.
- c. Integrasi Energi Hijau (Green Energy) - Jaringan distribusi cerdas akan

Tim Proyek	Validator



meningkatkan kemampuan PLN untuk mencapai target bauran energi terbarukan pemerintah sebesar 23% pada tahun 2025, dan 31% pada tahun 2050. Pembangkit listrik energi terbarukan yang lebih bervariasi (variable renewable energy - VRE) (PV surya, pembangkit listrik tenaga bayu) diharapkan dapat terhubung dengan sistem distribusi PLN, dan lebih banyak sistem PLTS atap dipasang di sisi pelanggan.

Jaringan distribusi cerdas dapat memungkinkan pusat kontrol distribusi untuk memitigasi potensi dampak buruk pada sistem distribusi yang disebabkan oleh pembangkit VRE, sehingga dimungkinkan lebih banyak pembangkit VRE yang masuk ke jaringan.

- d. Pemberdayaan dan Kepuasan Pelanggan (smart customer) - Kebutuhan konsumen listrik akan berubah dan beragam ketika pasar ritel listrik berkembang di masa depan. PLN harus dapat beradaptasi untuk memenuhi kebutuhan pelanggannya.

Beberapa pelanggan yang memiliki sistem PLTS atap juga bisa menjadi pemasok listrik. Lebih banyak pelanggan akan menginginkan fasilitas untuk memantau dan mengelola konsumsi listrik mereka sehingga mereka bisa menerapkan strategi untuk menghemat konsumsi listrik. Smart Grid mampu memberikan data konsumsi listrik secara real-time dan informasi tarif yang bisa dipilih oleh pelanggan.

Pengelolaan sistem distribusi yang didalamnya selain jaringan distribusi juga terdapat beberapa macam pembangkit yang terintegrasi dalam sistem 20 KV, maka sebaiknya menerapkan sistem Smart Grid, dimana sistem ini selain akan mengatur pembebanan yang dibutuhkan juga akan mengatur pembangkitan yang diperlukan dalam sistem pada saat tersebut, jadi Smart Grid akan mengatur jumlah pembangkitan dan load yang dibutuhkan dalam sistem secara on-line dan dapat disesuaikan dengan keandalan dan ekonomis pembangkitan.

Secara peralatan Hardware Master station antara SCADA biasa dan SCADA Smart Grid tidak ada bedanya, kemungkinan besaran dari server saja yang akan lebih besar (belum tentu dan dapat dihitung) karena software yang dibenamkan dalam server akan bertambah jumlahnya. Hal ini disebabkan Master Station harus melakukan perhitungan keandalan pasokan daya dan keekonomisan pembangkit untuk mensuplai daya pada sistem.

Tim Proyek	Validator

#### 2.2.4.3. Sistem Telekomunikasi SCADA Sistem Distribusi

Sistem telekomunikasi SCADA sistem distribusi merupakan jaringan komunikasi untuk sistem distribusi yang memungkinkan untuk memperoleh dan atau menyalurkan data dari sensor, proses data, dan mengirim sinyal kontrol untuk mengoperasikan peralatan system distribusi.

Penerapan jaringan komunikasi untuk tujuan ini meningkatkan kemampuan operator jaringan komunikasi untuk mengelola aliran daya dan memahami masalah kehandalan. Kebanyakan utilitas untuk kehandalan menggunakan sistem “multi-layered” untuk berkomunikasi antara informasi dan sistem kontrol dan perangkat lapangan.

Dalam banyak kasus, jaringan komunikasi “two-layer” yang digunakan biasanya, lapisan pertama dari jaringan menghubungkan gardu dan Distribution Management Systems (DMS) di DCC dan terdiri dari sistem komunikasi serat optik kecepatan tinggi. PLN dapat menggunakan sistem komunikasi SCADA yang sudah ada untuk lapisan ini. Lapisan kedua dari jaringan biasanya menghubungkan gardu dengan perangkat lapangan dan menggunakan jaringan komunikasi nirkabel (leased line provider (MPLS) maupun radio data PLN) atau Power Line Communications (PLC) / Broadband over Powerline (BPL). Levelisasi pemilihan media komunikasi data yang diijinkan mengikuti SPLN S3.002: 2013 dengan availability yang diijinkan adalah:

1. Media dengan kawat/kabel (FO, PLC, BPL)  $\geq 99,9\%$ ,
2. Media tanpa kawat/kabel (Radio Data, MPLS)  $\geq 99,5\%$ .

Pengembangan sistem telekomunikasi diharapkan dapat memenuhi kebutuhan operasi sistem. Misalnya:

- Sistem radio VHF dikembangkan untuk memenuhi komunikasi suara untuk regu pemeliharaan distribusi, radio ini tidak bisa digunakan untuk mentransmisikan data.
- Sistem komunikasi Radio digital yang biasanya dimanfaatkan untuk Data dan suara, maka sistem ini dapat dikembangkan untuk memenuhi jaringan data bagi LBS/Recloser, GD yang tersebar diseluruh wilayah pengelolaan

Tim Proyek	Validator



distribusi, namun perlu diperhatikan bahwa sistem komunikasi radio haruslah line-off-sight (lurus dan tidak boleh terhalang bukit). Sistem ini dapat dipilih selama wilayah areanya tidak berbukit.

- Sistem komunikasi data dengan GPRS, sistem ini menggunakan jaringan data cellulair untuk mentransmisikan data pada LBS/Recloser ataupun GH/GD kecil.
- Sistem telekomunikasi fiber optic dapat dipergunakan untuk memenuhi kebutuhan penyaluran data dari GI/GH/GD/Pembangkit dan lainnya dengan kapasitas besar dan cepat.

Teknologi telekomunikasi adalah salah satu teknologi yang berkembang sangat cepat dalam dekade ini, kemajuan teknologi telekomunikasi yang sangat pesat mendorong peran PLN dan struktur pasar ketenagalistrikan di masa depan. Berbagai kemajuan teknologi di pembangkitan, transmisi dan distribusi, optimalisasi operasi, inovasi EBT (Energi Baru dan Terbarukan), serta digitalisasi tidak bisa lepas dari teknologi telekomunikasi.

Penyusun diharapkan menuliskan peluang sistem telekomunikasi yang tepat dan dapat diterapkan dalam sistem telekomunikasi SCADA eksisting karena teknologi baru seperti smart grid, big data, internet of things (IoT) dan AI (Artificial Intelligence), distributed energy resources, blockchain, cyber security, dan beragam teknologi baterai telah mewarnai industri ketenagalistrikan.

#### **2.2.5. Kebutuhan Biaya Investasi**

Untuk perencanaan sistem distribusi pembuatan master plan distribusi menjadi sangat penting dalam perencanaan sistem distribusi untuk jangka panjang misalnya periode 10 tahun kedepan.

Tujuan dari perencanaan sistem distribusi salah satunya adalah dapat mengetahui besarnya dan kapan investasi yang tepat untuk dapat dilaksanakan. Besarnya biaya yang akan diinvestasikan dalam setiap periodenya akan menjadi bahan pertimbangan dalam mengambil keputusan.

Dalam menentukan besarnya kebutuhan investasi hal-hal yang perlu diketahui adalah:

1. Mengetahui rencana kerja sampai dengan beberapa periode kedepan.

Tim Proyek	Validator



2. Rencana dari pengembangan sistem distribusi.
3. Rencana kebutuhan material maupun teknologi yang tepat dalam pengembangan distribusi.
4. Perhitungan biaya investasi meliputi biaya material, jasa serta biaya-biaya lainnya.
5. Referensi yang digunakan dalam merencanakan kebutuhan biaya investasi dapat menggunakan referensi dari:
  - a. Kontrak yang sedang berjalan maupun kontrak tahun sebelumnya,
  - b. Harga Pabrikan
  - c. Pagu harga yang sudah ditetapkan oleh Unit setempat
  - d. Sumber-sumber lain yang dapat dipertanggung jawabkan.
6. Nilai inflasi maupun eskalasi dari sumber yang jelas misalnya website [bps.go.id](http://bps.go.id)

Tim Proyek	Validator

## BAB III PRAKIRAAN BEBAN

### 3.1 Umum

Dalam study master plan Distribusi, prakiraan beban merupakan point yang cukup penting dikarenakan didalam perencanaan pengembangan study master plan distribusi prakiraan beban merupakan dasar atau perencanaan awal dalam pengembangan.

Demand forecasting atau prakiraan beban merupakan awal dan dasar dari semua proses perencanaan pembangkit, transmisi dan distribusi, sehingga jangan sampai terjadi Over-forecasting menyebabkan over investment, maupun Under-forecasting menyebabkan load curtailment.

Berbagai metode perencanaan yang dilakukan antara lain dengan metode regresi maupun dengan metode-metode yang lain, dalam panduan ini akan dijelaskan bagaimana menentukan prakiraan beban yang biasa dilakukan.

Secara garis besar pembuatan prakiraan beban dapat dibagi dalam tiga tahap, yaitu:

- a. Pengumpulan dan penyiapan data.
- b. Pengolahan dan analisa data.
- c. Penentuan metoda dan pembuatan model.

### 3.2 Prakiraan Pertumbuhan Beban Dasar

Prakiraan pertumbuhan beban dasar ini dilakukan dengan melihat berapa tahun kedepan. Periode kajian setidaknya adalah mulai tahun 0 (tahun terkini) sampai dengan 10 tahun atau lebih sesuai lingkup pekerjaan.

Pertumbuhan beban dasar ini lebih melihat kedalam artinya melihat perkembangan penduduk, perkembangan perekonomian, perkembangan kebutuhan tenaga listrik yang mempengaruhi konsumsi tenaga listrik secara normal tanpa melihat adanya rencana pengembangan yang lain. Hasil prakiraan pertumbuhan beban dasar ini nantinya akan digunakan untuk menyusun Neraca Daya (Power Balance) yang akan digunakan untuk menentukan besar pasokan daya yang harus disediakan guna memenuhi kebutuhan beban tenaga listrik pada

Tim Proyek	Validator



wilayah tersebut.

Selain untuk menentukan pasokan daya untuk wilayah tersebut, prakiraan pertumbuhan beban dasar ini dapat juga digunakan sebagai dasar untuk menentukan rencana pengembangan selanjutnya, baik itu perencanaan pembangunan Pembangkit, pembangunan Transmisi dan Gardu Induk serta juga pembangunan jaringan Distribusi pada wilayah tersebut.

Cara memprakirakan pertumbuhan beban dasar:

#### **Melihat kondisi umum daerah setempat**

Kondisi umum merupakan gambaran dari kondisi masyarakat setempat maupun rencana pengembangan wilayah tersebut, dapat terlihat semakin tinggi peningkatan ekonomi dari masyarakat sekitar dan juga peningkatan jumlah penduduk maka kebutuhan akan pasokan listrik juga dapat meningkat.

Data dari kondisi umum masyarakat setempat bisa didapatkan dari Data Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) di wilayah tersebut sesuai dengan data yang dirilis oleh BPS dan juga rencana Capacity Balance dari PLN Wilayah setempat.

Untuk prakiraan pertumbuhan beban dasar di suatu wilayah / provinsi, dapat menggunakan model prakiraan beban antara lain:

- 1. Metode ekonometrik** - prakiraan pertumbuhan beban menggunakan analisis regresi multi-variabel dari sejumlah variabel independen termasuk pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan populasi/pelanggan, produksi industri, produksi pertanian, kegiatan komersial, pendapatan rumah tangga, harga listrik, cuaca, dan variabel ekonomi lainnya di wilayah tersebut. Model ekonometrik biasanya digunakan untuk prakiraan beban tahunan jangka panjang (10 tahun atau lebih) jika tersedianya data-data produksi ekonomi, demografis dan industri (termasuk kondisi historis dan prakiraan). Prakiraan beban dapat dilakukan di seluruh sistem atau di sebagian subsistem jika data variabel independennya tersedia. Untuk menghitung prakiraan beban di suatu wilayah / provinsi digunakan Metode Simple-E yaitu Model prakiraan beban regresi berganda.
- 2. Metode trend** digunakan untuk memperkirakan kebutuhan energi masa depan berdasarkan pola pertumbuhan beban sebelumnya. Metode trend umumnya menerapkan analisis regresi pada data beban historis untuk

Tim Proyek	Validator



memproyeksikan pertumbuhan beban di masa depan. Metode trend lebih sederhana dan lebih mudah daripada model ekonometrik dan digunakan ketika data ekonomi dan demografis regional terbatas. Namun penerapan metode ini kurang sesuai apabila terlalu banyak variasi data pertumbuhan beban historis

### 3.2.1 Data-Data Yang Diperlukan

Selain ekonomi masyarakat, pertumbuhan konsumsi listrik juga dipengaruhi oleh pertumbuhan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi. Oleh sebab itu, data kependudukan dan ekonomi diperlukan untuk diidentifikasi korelasinya dengan pertumbuhan kebutuhan listrik. Data-data tersebut didapatkan dari BPS dan PLN Unit setempat.

Prakiraan beban dengan metode ekonometri membutuhkan data informasi historis yang meliputi, variabel-variabel yang dianggap penting dalam mendorong konsumsi listrik, seperti Gross Domestic Product (GDP) atau produk domestik bruto, jumlah penduduk dan sebagainya.

Prakiraan beban dengan metode ekonometri merupakan pengembangan dari metode trending.

Berikut data yang dapat digunakan sebagai masukan untuk membuat perencanaan beban dasar antara lain:

Tabel III-1 Data-data yang diperlukan beserta sumber datanya

No.	Data Variabel	Sumber
1.	PDRB Per Lapangan Usaha	bps.go.id
2.	Inflasi	bps.go.id
3.	Jumlah Penduduk	bps.go.id
4.	Rasio Elektrifikasi PLN	PLN Wilayah
5.	Daya Tersambung	PLN Wilayah
6.	Jumlah Pelanggan	PLN Wilayah
7.	Tarif Listrik	PLN Wilayah

Tim Proyek	Validator



Tabel 3.2. Laju Pertumbuhan Produk Domestik Regional Bruto Atas Dasar Harga Konstan 2010 Provinsi Riau Menurut Lapangan Usaha (persen), 2020–2024

Table 3.2. Growth Rate of Gross Regional Domestic Product of Riau Province at 2010 Constant Market Prices by Industry (percent), 2020–2024

Lapangan Usaha/Industry		2020	2021	2022	2023*	2024**
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
A	Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan/ Agriculture, Forestry and Fishing	4,19	4,14	2,82	3,23	2,23
B	Pertambangan dan Penggalian/Mining and Quarrying	-6,35	-3,12	1,36	2,52	0,36
C	Industri Pengolahan/Manufacturing	1,91	4,08	4,73	3,63	3,72
D	Pengadaan Listrik dan Gas/Electricity and Gas	14,62	4,08	14,34	1,45	6,99
E	Pengadaan Air, Pengelolaan Sampah, Limbah dan Daur Ulang/Water supply, Sewerage, Waste Management and Remediation Activities	0,71	4,95	4,49	5,52	3,71
F	Konstruksi/Construction	-3,28	2,74	4,76	9,17	6,52
G	Perdagangan Besar dan Eceran; Reparasi Mobil dan Sepeda Motor/Wholesale and Retail Trade; Repair of Motor Vehicles and Motorcycles	-11,99	9,95	11,90	6,12	6,05
H	Transportasi dan Pergudangan/Transportation and Storage	-24,44	4,49	18,58	8,31	6,55
I	Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum/Accommodation and Food Service Activities	-21,18	17,44	10,89	4,22	10,70
J	Informasi dan Komunikasi/Information and Communication	12,53	7,28	6,83	7,67	7,56
K	Jasa Keuangan dan Asuransi/Financial and Insurance Activities	4,15	5,15	4,96	4,07	1,30
L	Real Estat/Real Estate Activities	1,92	3,11	5,48	3,94	3,85
M,N	Jasa Perusahaan/Business Activities	-24,65	1,50	12,80	6,58	8,37
O	Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib/Public Administration and Defence; Compulsory Social Security	-3,35	0,79	5,98	5,40	9,45
P	Jasa Pendidikan/Education	2,09	3,33	3,92	3,76	4,42
Q	Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial/Human Health and Social Work Activities	15,93	11,54	2,48	6,97	6,62
R,S,T,U	Jasa lainnya/Other Services Activities	-22,51	4,31	12,93	6,26	7,54
Produk Domestik Regional Bruto/Gross Regional Domestic Product		-1,13	3,36	4,55	4,21	3,52
Produk Domestik Regional Bruto Tidak Miring/Gross Domestic Product						

Tabel III-2 Contoh tabel Data PDRB Per Lapangan Usaha Provinsi Riau (untuk no.1  
tabel 3-1)

Tim Proyek	Validator



Konstan 2010 Menurut Lapangan Usaha (persen), 2020–2024

Table 3.2 *Growth Rate of Gross Regional Domestic Product of Kepulauan Riau Province at 2010 Constant Market Prices by Industry (percent), 2020–2024*

Lapangan Usaha/Industry		2020	2021	2022	2023*	2024**
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	
A Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan/Agriculture, Forestry and Fishing	-4,39	-2,65	5,26	1,53	0,57	
B Pertambangan dan Penggalian/Mining and Quarrying	-4,17	-0,74	-7,00	-2,65	-7,83	
C Industri Pengolahan/Manufacturing	3,25	6,45	4,51	2,46	7,77	
D Pengadaan Listrik dan Gas/Electricity and Gas	-4,38	4,32	16,38	8,03	7,20	
E Pengadaan Air, Pengelolaan Sampah, Limbah dan Daur Ulang/Water Supply, Sewerage, Waste Management and Remediation Activities	-2,78	0,01	8,82	4,45	1,98	
F Konstruksi/Construction	-6,40	4,74	5,00	10,49	5,75	
G Perdagangan Besar dan Eceran; Reparasi Mobil dan Sepeda Motor/Wholesale and Retail Trade; Repair of Motor Vehicles and Motorcycles	-12,72	1,07	13,86	5,87	5,59	
H Transportasi dan Pergudangan/Transportation and Storage	-40,23	-1,70	38,37	14,92	2,51	
I Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum/Accommodation and Food Service Activities	-41,01	-6,69	49,71	27,31	4,21	
J Informasi dan Komunikasi/Information and Communication	16,55	9,59	8,66	19,96	-0,06	
K Jasa Keuangan dan Asuransi/Financial and Insurance Activities	-3,10	0,73	4,17	8,65	7,41	
L Real Estat/Real Estate Activities	-8,33	-3,56	4,64	5,25	5,59	
M,N Jasa Perusahaan/Business Activities	-41,88	14,14	15,18	18,32	5,05	
O Administrasi Pemerintahan, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib/Public Administration and Defence; Compulsory Social Security	7,97	-8,42	3,36	5,13	17,86	
P Jasa Pendidikan/Education	-8,20	-3,38	3,32	3,87	3,94	
Q Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial/Human Health and Social Work Activities	-2,05	12,30	-0,02	-4,82	19,60	
R,S,T,U Jasa Lainnya/Other Services Activities	-68,83	-3,40	69,97	21,51	15,95	
Produk Domestik Regional Bruto/ Gross Regional Domestic Product		-3,80	3,43	5,06	5,16	5,02

Catatan/Notes : \* Angka sementara/Preliminary Figures

\*\* Angka sangat sementara/Very Preliminary Figures

Tabel III-2 Contoh tabel Data PDRB Per Lapangan Usaha Provinsi Kepulauan Riau (untuk no.1 tabel 3-1)

Pada tabel 3.1. Berdasarkan data dari Badan Pusat Statistik melalui portal [www.bps.go.id](http://www.bps.go.id), perkembangan laju pertumbuhan ekonomi dengan harga konstan 2010 (yoy) adalah sebagai berikut:

2020: -1,13 % (kontraksi karena terdampak pandemi COVID-19)

Tim Proyek	Validator



2021: +3,36 % (pemulihan pasca pandemi)

2022: +4,55 %

2023: +4,21 %

2024: +3,5 %

Pada tahun 2020, perekonomian Riau terdampak keras pandemi dan mengalami kontraksi sebesar 1,13 %. Memasuki tahun 2021, ekonomi mulai pulih di tengah pelonggaran pembatasan dan pemulihan sektor komoditas, tumbuh positif di kisaran 3,36 %. Tahun 2022 menjadi momentum kebangkitan lebih lanjut, dengan pertumbuhan mencapai 4,55 %, tercatat sebagai salah satu yang tertinggi di Sumatera. Namun, laju pemulihan sedikit melambat pada tahun 2023 (4,21 %) dan kembali lebih moderate di semester I 2024 (3,70 %), menandakan adanya tantangan global dan tekanan inflasi yang mulai terasa.

Data tahunan dari BPS Kepri menunjukkan perkembangan PDRB sebagai berikut (yoy, cumulative):

2020: -3,80 % (kontraksi tajam karena pandemi)

2021: +3,43 %

2022: +5,09 %

2023: +5,20 % (tertinggi se-Sumatera)

2024: +5,02 %

Ekonomi Kepri anjlok signifikan pada 2020 (-3,80 %) tetapi mulai pulih di 2021 dengan pertumbuhan 3,43 %. Momentum pemulihan semakin kuat di 2022 (+5,09 %) dan mencapai puncaknya di 2023 (+5,20 %), menjadikan Kepri sebagai provinsi dengan pertumbuhan tertinggi di Sumatera. Pada 2024, meskipun pertumbuhan tahunan sedikit turun menjadi 5,02 %, namun performa triwulanan (Q4 yoy 5,14 %, Q4 vs Q3 6,94 %) menunjukkan fundamental ekonomi yang kuat—didukung oleh sektor industri pengolahan, ekspor neto, dan pembentukan modal tetap.

Tabel 3.2. Pertumbuhan Penjualan PLN UID Riau dan Kepulauan Riau 2025-2034\*

Prov	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Riau	8.592	8.862	9.395	9.847	10.226	10.616	11.019	11.455	11.913	12.397
Kepri	1.071	1.123	1.179	1.618	1.682	2.559	2.766	2.961	3.046	3.137
UID	9.663	9.985	10.557	11.46	11.908	13.176	13.785	14.416	14.959	15.534

Tim Proyek	Validator

				6						
Grow th %	3.20	3.33	5.90	8.42	3.86	10.64	4.63	4.57	3.77	3.84

Pada tabel 3.2 dapat terlihat trend pertumbuhan dari PLN UID Riau (Provinsi Riau dan Kepulauan Riau), terlihat trend pertumbuhan listrik dari tahun 2025 sampai dengan 2034, dengan rerata pertumbuhan listrik pertahun adalah sebesar 5,22% pertahun..

### 3.2.2 Menentukan Metode Prakiraan Beban

Metode umum yang sering digunakan untuk prakiraan beban, yaitu:

#### 1. Metode trending

Dalam metode trending, dibutuhkan data pertumbuhan penggunaan listrik periode-periode sebelumnya. Proyeksi penggunaan listrik di masa depan diperkirakan dengan melanjutkan trend pertumbuhan di masa lalu. Metode ini sangat sederhana dan membutuhkan sumber daya dan data yang sangat sedikit, namun tidak mempehitungkan kaitan antara aktivitas ekonomi yang terus berubah-ubah dengan kebutuhan listrik.

#### 2. Metode ekonometri

Metode ekonometri merupakan metode prakiraan permintaan dengan menghubungkan permintaan atas barang/jasa tertentu dengan variabel-variabel ekonomi. Metode ini merupakan metode yang umum digunakan dalam perencanaan sistem pembangkitan, transmisi, dan distribusi. Metode ekonometri memerlukan data-data ekonomi, kependudukan, dan penggunaan listrik. Kebutuhan listrik di masa depan dihitung dengan menggunakan uji statistik dan uji korelasi.

Metode yang dipilih dalam studi ini adalah metode ekonometri. Selain karena sudah lazim digunakan di lingkungan PLN, metode ekonometri memberikan hasil yang cukup akurat dengan jumlah data dan kebutuhan sumber daya tidak terlalu banyak. Salah satu program komputer yang dapat digunakan untuk melakukan analisis ekonometri adalah Simple-E yang merupakan add-in perangkat lunak Microsoft Excel.

### 3.2.3 Hasil Prakiraan Beban

Tim Proyek	Validator



Dari data-data yang telah dikumpulkan diatas merupakan variable-variable yang dianggap penting untuk digunakan dalam menentukan hasil dari prakiraan beban.

Dengan metode peramalan yang telah kita pilih, maka hasil peramalan tersebut dapat dirumuskan sebagai contoh berikut:

Persamaan demand forecast dapat berbentuk sebagai berikut:

- demand (t) = a + b GDP(t) + c Demand(t-1)  
dimana : a, b dan c = koefisien

Dengan melihat data historis, koefisien a, b, c dapat dihitung dengan mudah menggunakan metoda regresi.

Contoh regresi linear sebagai berikut:

- Sederhana :  $Y = a + bX$
- Multipel :  $Y = a + bX_1 + cX_2 + dX_3 + \dots$

Contoh regresi non linear sebagai berikut:

- Quadratic :  $Y_t = b_0 + b_1 t + b_2 t^2$
- Exponential :  $Y_t = b_0 e^{b_1 t}$
- Logaritmic :  $Y_t = b_0 + b_1 \ln(t)$

Dari persamaan tersebut banyak variabel-variabel yang menentukan dan tergantung pandangan forecaster/perencana beban mengenai proyeksi masa depan, namun perlu mempertimbangkan hasil uji statistik.

Dalam perhitungan uji statistik Indikator R (Root square) menunjukkan tingkat korelasi antara variable bebas (X1, X2, X3, dst) dengan variable tidak bebas (Y) memiliki hubungannya erat apabila nilai R mendekati 1.

Indikator t value menunjukkan korelasi antara individu variable bebas dengan variable tidak bebas: (X1 dengan Y), (X2 dengan Y), (X3 dengan Y), dst.

sehingga  $|t| \geq 2$  : Significant

Dengan demikian, disimpulkan bahwa model regresi yang dibuat memiliki kemampuan prediksi yang tinggi dan mampu menjelaskan hubungan antara besaran yang diprediksi dengan variabel-variabel yang dipilih.

Untuk data hasil Energy perlu diuji berdasarkan beban hasil pengukuran di Gardu

Tim Proyek	Validator



### Induk maupun Penyulang.

Dari hasil perhitungan yang dilakukan dengan metode simple E, akan dapat dihasilkan Energy dan Load Demand Forcast seperti contoh contoh pada tabel 3.3 berikut:

Tabel III-3 Contoh Tabel Hasil Perhitungan Prakiraan Beban Riau dengan Simple-E

Calendar Year	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Total Population (10^3)	134.706	139.616	144.898	150.595	156.695	162.998	169.384	176.051	182.936	190.035
- Growth Rate (%)	3,61	3,65	3,78	3,93	4,05	4,02	3,92	3,94	3,91	3,88
Growth of Total GDP (%)	2,70	2,71	2,89	3,16	3,44	3,43	3,29	3,36	3,34	3,32
Electrification Ratio PLN (%)	97,81	98,16	98,45	98,70	98,91	99,08	99,23	99,35	99,45	99,54
Energy Sales (GWh)	<b>8.592,8</b>	<b>8.862,3</b>	<b>9.395,5</b>	<b>9.847,9</b>	<b>10.226,7</b>	<b>10.616,3</b>	<b>11.019,4</b>	<b>11.455,4</b>	<b>11.913,1</b>	<b>12.397,1</b>
<i>Growth (%)</i>	<b>3,00</b>	<b>3,14</b>	<b>6,02</b>	<b>4,82</b>	<b>3,85</b>	<b>3,81</b>	<b>3,80</b>	<b>3,96</b>	<b>4,00</b>	<b>4,06</b>
-- Residential	3.391,7	3.494,0	3.601,3	3.716,3	3.835,5	3.959,4	4.088,5	4.223,0	4.363,6	4.510,6
-- Commercial	1.416,1	1.479,6	1.547,9	1.622,1	1.701,3	1.783,4	1.867,2	1.954,8	2.045,7	2.139,7
-- Public	561,4	588,9	620,7	657,8	699,6	744,7	792,3	844,5	901,1	962,5
-- Industrial	3.223,6	3.299,9	3.625,6	3.851,7	3.990,3	4.128,8	4.271,5	4.433,1	4.602,8	4.784,4
Power Contracted (MVA)	<b>4.375,1</b>	<b>4.494,0</b>	<b>4.820,5</b>	<b>4.944,3</b>	<b>5.069,8</b>	<b>5.195,7</b>	<b>5.321,6</b>	<b>5.448,6</b>	<b>5.576,3</b>	<b>5.704,7</b>
-- Residential	2.405,8	2.464,3	2.522,5	2.580,8	2.638,7	2.696,4	2.754,0	2.811,7	2.869,5	2.927,6
-- Commercial	888,2	909,9	934,3	961,1	989,8	1.019,5	1.050,0	1.081,4	1.113,7	1.146,7
-- Public	357,2	371,2	385,2	398,9	412,1	425,0	437,6	450,2	462,5	474,6
-- Industrial	723,8	748,5	978,5	1.003,6	1.029,2	1.054,7	1.080,0	1.105,3	1.130,6	1.155,8
Number of Customer	<b>2.273.806</b>	<b>2.320.600</b>	<b>2.366.912</b>	<b>2.412.630</b>	<b>2.457.694</b>	<b>2.502.062</b>	<b>2.545.778</b>	<b>2.588.990</b>	<b>2.631.686</b>	<b>2.673.905</b>
-- Residential	2.017.545	2.059.167	2.099.612	2.138.985	2.177.391	2.214.912	2.251.662	2.287.749	2.323.227	2.358.152
-- Commercial	195.854	198.825	202.416	206.514	210.994	215.716	220.589	225.642	230.824	236.114
-- Public	59.680	61.864	64.122	66.352	68.511	70.618	72.693	74.747	76.763	78.748
-- Industrial	728	744	762	779	797	816	834	853	871	890
Total Production (GWh)	<b>9.335,1</b>	<b>9.616,7</b>	<b>10.177,0</b>	<b>10.666,6</b>	<b>11.071,2</b>	<b>11.487,3</b>	<b>11.916,1</b>	<b>12.379,7</b>	<b>12.865,9</b>	<b>13.380,5</b>
Energy Requirement (GWh)	<b>9.126,3</b>	<b>9.401,6</b>	<b>9.949,4</b>	<b>10.428,0</b>	<b>10.823,6</b>	<b>11.230,4</b>	<b>11.649,6</b>	<b>12.102,8</b>	<b>12.578,1</b>	<b>13.081,2</b>
Station Use (GWh)	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64
Station Use (%)	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24
D Losses (GWh) +)	502,01	508,07	522,70	547,43	563,60	580,13	595,65	612,36	629,39	647,81
D Losses (%) +)	5,84	5,73	5,56	5,56	5,51	5,46	5,41	5,35	5,28	5,23
PS Dis (GWH) 1)	24,73	24,73	24,73	24,73	24,73	24,73	24,73	24,73	24,73	24,73
PS Dis (%) 1)	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Load Factor (%)	77,55	77,08	76,61	76,14	75,67	75,20	74,73	74,26	73,79	73,32
Peak Load (MW)	<b>1.374</b>	<b>1.424</b>	<b>1.516</b>	<b>1.599</b>	<b>1.670</b>	<b>1.744</b>	<b>1.820</b>	<b>1.903</b>	<b>1.990</b>	<b>2.083</b>

Tim Proyek	Validator



**Tabel III-3 Contoh Tabel Hasil Perhitungan Prakiraan Beban Kepulauan Riau dengan Simple-E**

Calendar Year	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Total Population (10<sup>3</sup>)</b>	<b>2.274</b>	<b>2.305</b>	<b>2.335</b>	<b>2.364</b>	<b>2.393</b>	<b>2.421</b>	<b>2.448</b>	<b>2.475</b>	<b>2.501</b>	<b>2.527</b>
- Growth Rate (%)	1,38	1,34	1,30	1,25	1,21	1,17	1,14	1,10	1,07	1,04
<b>Growth of Total GDP (%)</b>	<b>6,83</b>	<b>6,87</b>	<b>6,88</b>	<b>6,90</b>	<b>6,88</b>	<b>6,93</b>	<b>6,86</b>	<b>6,84</b>	<b>6,82</b>	<b>1,00</b>
<b>Electrification Ratio PLN (%)</b>	<b>99,63</b>	<b>99,69</b>	<b>99,74</b>	<b>99,78</b>	<b>99,82</b>	<b>99,85</b>	<b>99,87</b>	<b>99,89</b>	<b>99,91</b>	<b>99,91</b>
<b>Energy Sales (GWh)</b>	<b>1.071,16</b>	<b>1.123,63</b>	<b>1.179,96</b>	<b>1.618,40</b>	<b>1.682,01</b>	<b>2.559,77</b>	<b>2.766,34</b>	<b>2.961,01</b>	<b>3.046,65</b>	<b>3.137,49</b>
<b>Growth (%)</b>	<b>4,80</b>	<b>4,90</b>	<b>5,01</b>	<b>37,16</b>	<b>3,93</b>	<b>52,18</b>	<b>8,07</b>	<b>7,04</b>	<b>2,89</b>	<b>2,98</b>
-- Residential	557,71	578,09	599,02	620,58	643	666	690	714	739	765
-- Commercial	350,36	369,96	391,35	414,57	439,82	471,30	505,04	541,16	579,81	621,15
-- Public	117,14	127,73	139,53	152,01	165,34	179,68	195,10	211,69	229,54	248,74
-- Industrial	45,95	47,85	50,05	431,24	434,00	1.242,86	1.376,59	1.494,10	1.497,99	1.502,15
<b>Power Contracted (MVA)</b>	<b>788,75</b>	<b>820,75</b>	<b>853,44</b>	<b>1.261,08</b>	<b>1.295,48</b>	<b>2.992,87</b>	<b>3.029,21</b>	<b>3.066,63</b>	<b>3.105,23</b>	<b>3.145,09</b>
-- Residential	444,49	457,41	470,17	482,79	495,26	507,58	519,76	531,80	543,71	555,47
-- Commercial	217,23	226,37	235,84	245,68	255,95	275,65	286,90	298,70	311,09	324,12
-- Public	101,57	110,75	120,41	130,60	141,32	152,68	164,59	177,14	190,38	204,35
-- Industrial	25,46	26,23	27,01	402,01	402,96	2.056,96	2.057,96	2.058,99	2.060,06	2.061,15
<b>Number of Customer</b>	<b>376.419</b>	<b>383.061</b>	<b>389.661</b>	<b>396.230</b>	<b>402.777</b>	<b>409.324</b>	<b>415.871</b>	<b>422.436</b>	<b>429.038</b>	<b>435.635</b>
-- Residential	329.537	334.151	338.651	343.037	347.316	351.490	355.567	359.551	363.452	367.217
-- Commercial	34.050	35.144	36.271	37.432	38.635	39.886	41.185	42.539	43.953	45.431
-- Public	12.685	13.614	14.585	15.601	16.664	17.783	18.951	20.175	21.461	22.812
-- Industrial	148	152	155	159	162	166	168	171	173	175
<b>Total Production (GWh)</b>	<b>1.141,7</b>	<b>1.197,4</b>	<b>1.257,1</b>	<b>1.723,5</b>	<b>1.790,5</b>	<b>2.722,0</b>	<b>2.940,4</b>	<b>3.145,9</b>	<b>3.236,9</b>	<b>3.333,4</b>
Energy Requirement (GWh)	1.140,7	1.196,4	1.256,0	1.722,0	1.789,0	2.719,7	2.937,9	3.143,2	3.234,2	3.330,6
Station Use (%)	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
D Losses (%) +)	6,01	5,99	5,97	5,93	5,89	5,80	5,76	5,71	5,73	5,73
PS Dis (%) 1)	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	1,09
Load Factor (%)	71,93	71,93	71,93	71,93	71,93	71,93	71,93	71,93	71,93	71,93
<b>Peak Load (MW)</b>	<b>181,2</b>	<b>190,0</b>	<b>199,5</b>	<b>273,5</b>	<b>284,1</b>	<b>432,0</b>	<b>466,6</b>	<b>499,2</b>	<b>513,7</b>	<b>529,0</b>

Tim Proyek	Validator

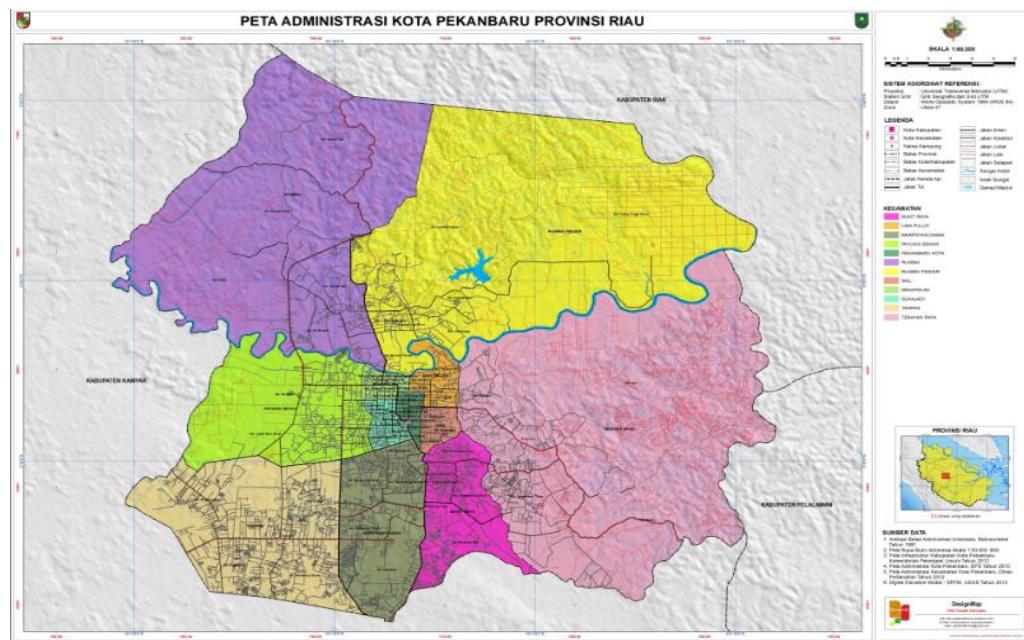
### 3.3 Prakiraan Beban Pelanggan Baru Dan Penyambungan Pelanggan Baru

### 3.3.1 Prakiraan beban pelanggan baru (waiting list)

Pemodelan ekonometrik atau metode trend di atas tidak dapat memperkirakan beban baru yang besar seperti industri pertambangan baru, zona industri, kawasan pusat bisnis, pengembangan real estate, pusat perbelanjaan, proyek irigasi, dll. Dengan demikian, prakiraan pertumbuhan beban perlu mempertimbangkan masuknya beban baru yang besar berdasarkan rencana pengembangan khusus dan rencana penggunaan lahan pemerintah daerah (RTRW) mencakup zona industri baru, pusat kota baru, pemukiman, pusat bisnis/perdagangan baru, proyek transportasi baru, dll.

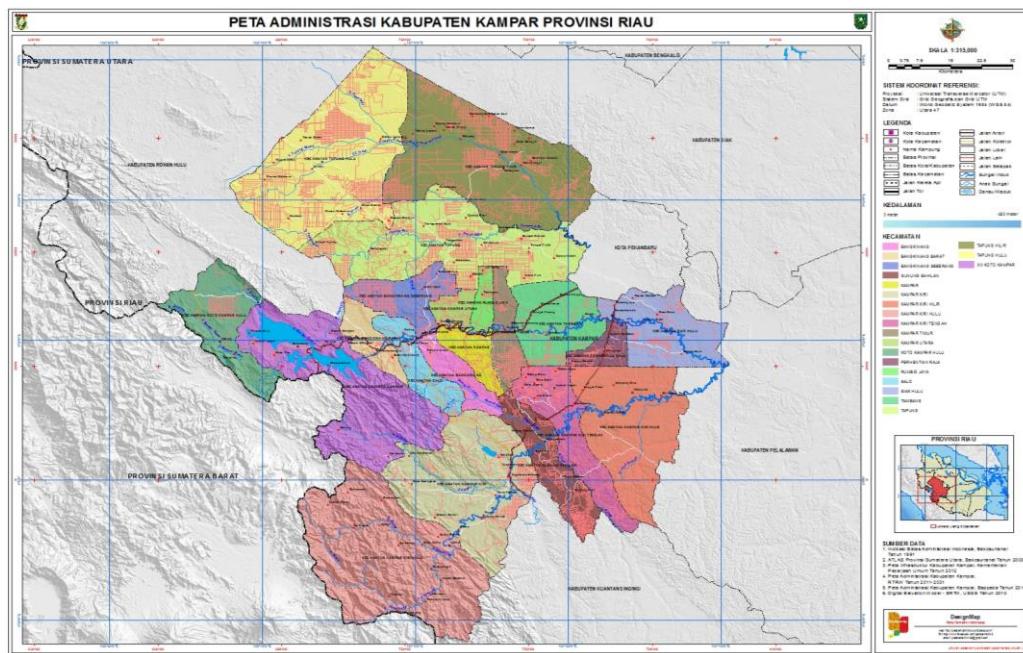
Adanya data – data rencana pengembangan wilayah tersebut sangat penting yang menjadi pertimbangan dalam melakukan transfer energi antar penyulang. Berikut merupakan peta untuk Rencana Tata Ruang Wilayah di daerah Jakarta.

UP3 Pekanbaru

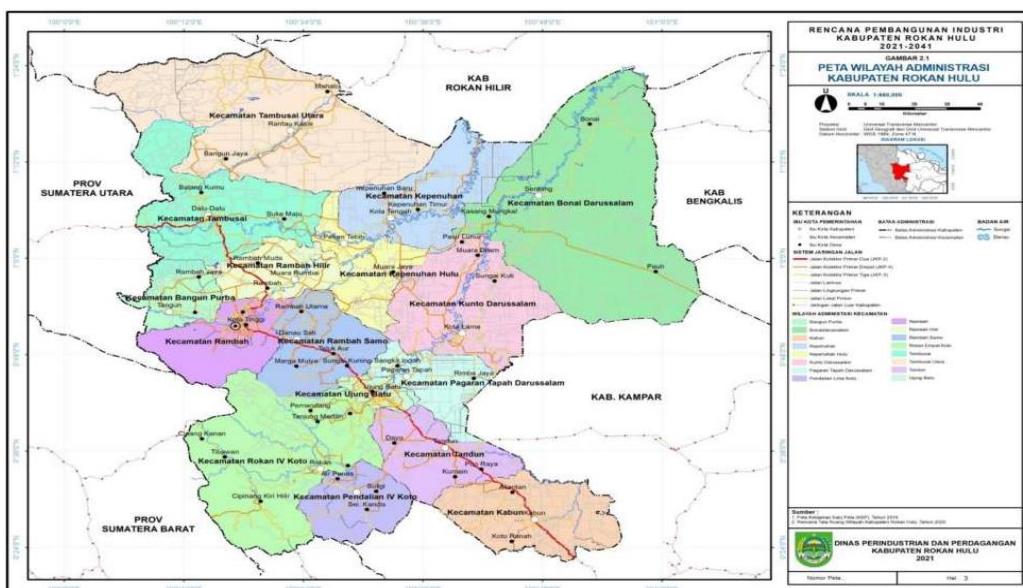


Tim Proyek	Validator

### UP3 Bangkinang



Gambar III-2 Peta Zona Pengembangan Wilayah Kabupaten Kampar

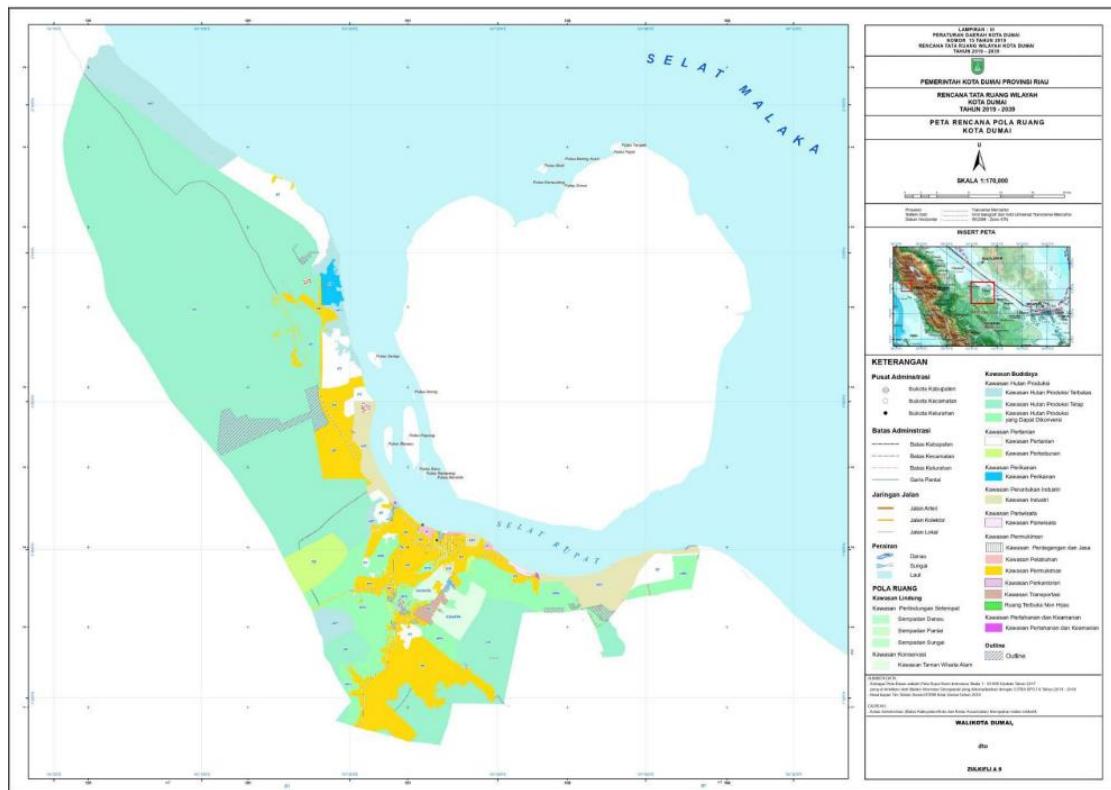


Gambar III-3 Peta Zona Pengembangan Wilayah Kabupaten Rokan Hulu

Tim Proyek	Validator

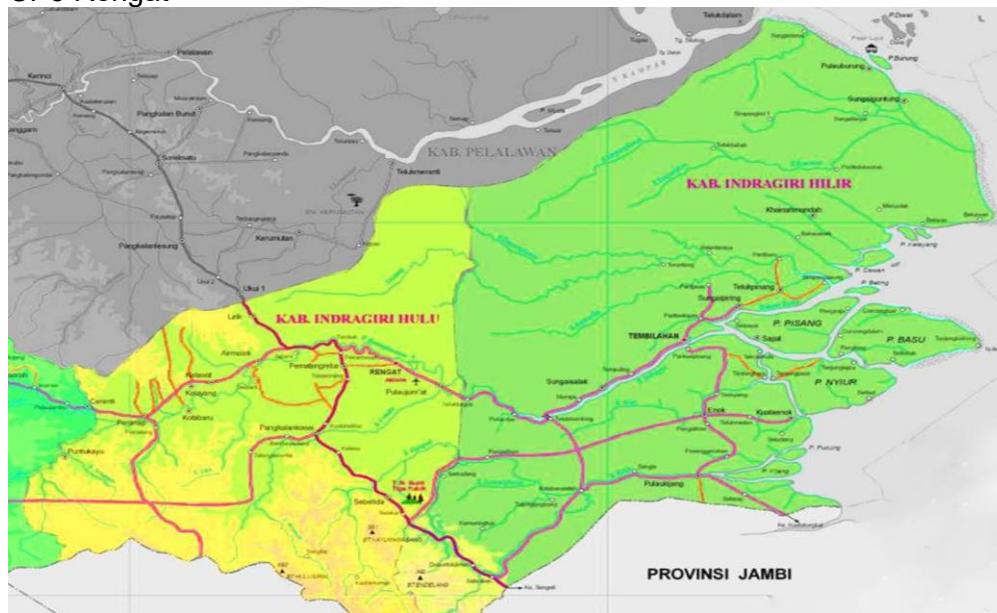


### UP3 Dumai



Gambar III-3 Peta Zona Pengembangan Wilayah Kota Dumai

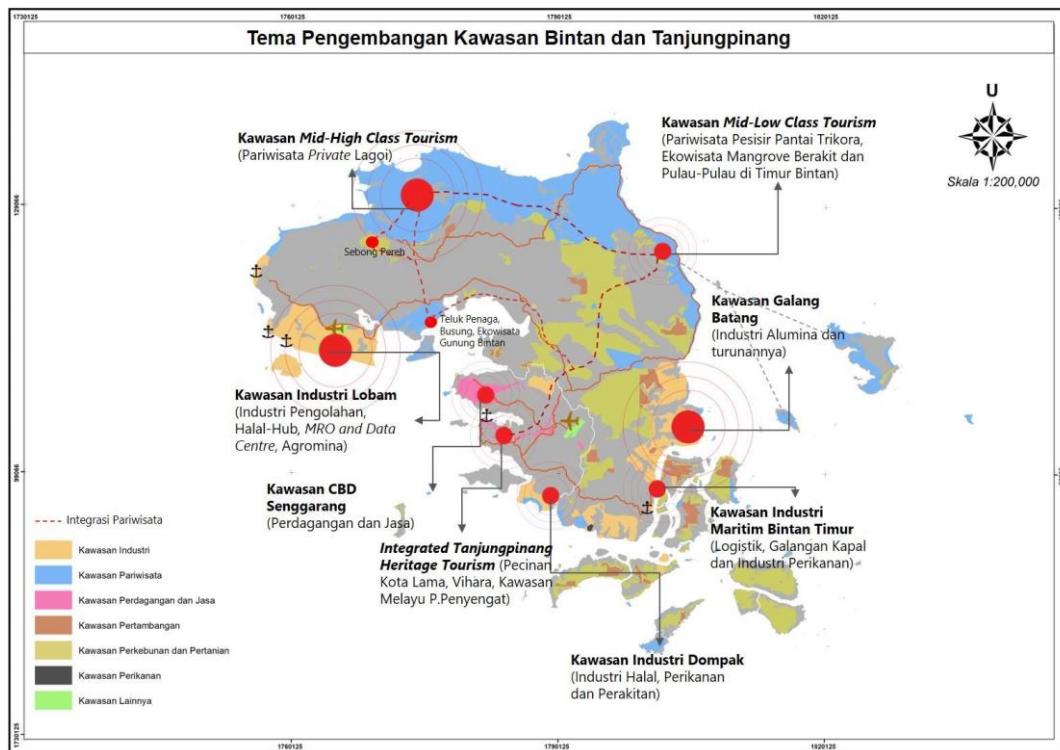
### UP3 Rengat



Gambar III-4 Peta Zona Pengembangan Wilayah Kabupaten Inhu, Inhil & Kuansing

Tim Proyek	Validator

## UP3 Tanjung Pinang



Gambar III-1 Contoh Peta Zona Urgensi Pengembangan Kawasan Bintan dan Tanjung Pinang

### 3.3.2 Prakiraan Beban Teknologi Baru

Memasuki era perkembangan yang menginginkan energy baru yang bebas polusi merupakan tantangan bagi PLN, yang akan dikembangkan oleh PLN salah satunya adalah menciptakan Energy dengan ramah lingkungan, sebagai contoh dengan adanya mobil dengan energy battery memberikan tantangan bagi PLN untuk membuat dan menempatkan stasiun pengisian bahan bakar Listrik. Hal ini juga sangat berpengaruh pada prakiraan beban yang terpisah yang belum pernah terjadi sebelumnya.

Sebagaimana contoh dengan diterbitkannya PerMen ESDM no.13 tahun 2020 Tentang Penyediaan Infrastruktur Pengisian Listrik Untuk Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai sesuai dengan tindak lanjut dari Perpres No.55 tahun 2019 tentang Percepatan Program Kendaraan Bermotor Listrik Berbasis Baterai untuk Transportasi Jalan, hal ini sangat berpengaruh terhadap pertumbuhan dan prakiraan beban, terutama untuk di kota-kota besar.

Tim Proyek	Validator



Untuk ini PLN memiliki program baru untuk memasang stasiun pengisian kendaraan listrik secara nasional. Konsumen juga akan memasang stasiun pengisian di rumah atau fasilitas lainnya untuk kendaraan listrik mereka karena jumlah kendaraan listrik akan meningkat di masa depan. Beban baru ini harus diperkirakan dan ditambahkan ke dalam prakiraan beban lainnya yang telah dijelaskan seperti di atas.

### **3.4 Prakiraan Beban Penyulang & Gardu Induk**

#### **3.4.1 Prakiraan Beban Penyulang**

Prakiraan pertumbuhan beban penyulang diperlukan untuk menentukan apakah penyulang memiliki kapasitas yang cukup untuk menangani beban saat ini dan di masa depan. Prakiraan beban penyulang juga dapat digunakan sebagai acuan untuk menentukan kapasitas utilisasi dan kebutuhan ekspansi sebuah gardu induk. Metode trend dapat digunakan untuk menganalisa beban tahunan penyulang dan jumlah sambungan baru untuk memperkirakan beban di masa mendatang. Prakiraan beban penyulang harus mempertimbangkan pola pertumbuhan beban kurva S. Bagian kurva pertumbuhan beban yang curam biasanya disebabkan oleh adanya pelanggan baru, sementara pertumbuhan beban yang lebih rata berasal dari pertumbuhan konsumsi pelanggan yang sudah ada.

tabel dibawah ini ada contoh beban pada beberapa penyulang dan rencana prakiraan bebannya.

Tim Proyek	Validator



NO	GARDU INDUK	PENYULANG	Growth Rate	Beban Puncak (kW) tahun ke										
				0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	GARUDA SAKTI	MUJAIR	4,0%	5.300	5.512	5.732	5.962	6.200	6.448	6.706	6.974	7.253	7.544	7.845
2	GARUDA SAKTI	PATIN	4,5%	7.033	7.350	7.681	8.026	8.387	8.765	9.159	9.571	10.002	10.452	10.923
3	GARUDA SAKTI	SENANGIN	4,0%	3.233	3.363	3.497	3.637	3.783	3.934	4.091	4.255	4.425	4.602	4.786
4	GARUDA SAKTI	TONGKOL	5,0%	6.500	6.825	7.166	7.525	7.901	8.296	8.711	9.146	9.603	10.084	10.588
5	GARUDA SAKTI	LOUHAN	4,0%	2.600	2.704	2.812	2.925	3.042	3.163	3.290	3.421	3.558	3.701	3.849
6	GARUDA SAKTI	TERI	5,0%	133	140	147	154	162	170	179	188	197	207	217
7	GARUDA SAKTI	NEMO	6,0%	6.967	7.385	7.828	8.297	8.795	9.323	9.882	10.475	11.104	11.770	12.476
8	GARUDA SAKTI	PARI	4,0%	6.267	6.517	6.778	7.049	7.331	7.624	7.929	8.247	8.576	8.919	9.276
9	GARUDA SAKTI	BELANAK	6,0%	5.933	6.289	6.667	7.067	7.491	7.940	8.417	8.922	9.457	10.024	10.626
10	GARUDA SAKTI	SALMON	3,0%	6.433	6.626	6.825	7.030	7.241	7.458	7.682	7.912	8.150	8.394	8.646
11	GARUDA SAKTI	KOI	5,0%	5.700	5.985	6.284	6.598	6.928	7.275	7.639	8.020	8.421	8.843	9.285
12	GARUDA SAKTI	SEPAT	4,0%	6.233	6.483	6.742	7.012	7.292	7.584	7.887	8.203	8.531	8.872	9.227
13	GARUDA SAKTI	KERAPU	4,5%	187	195	204	213	223	233	244	254	266	278	290
14	GARUDA SAKTI	CUPANG	4,0%	5.000	5.200	5.408	5.624	5.849	6.083	6.327	6.580	6.843	7.117	7.401
15	GARUDA SAKTI	NAPOLEON	3,0%	2.667	2.747	2.829	2.914	3.001	3.091	3.184	3.280	3.378	3.479	3.584
16	GARUDA SAKTI	KAKAP	4,0%	9.400	9.776	10.167	10.574	10.997	11.437	11.894	12.370	12.865	13.379	13.914
17	GARUDA SAKTI	BUNTAL	5,0%	6.600	6.930	7.277	7.640	8.022	8.423	8.845	9.287	9.751	10.239	10.751
18	GARUDA SAKTI	SELAIS	4,0%	8.600	8.944	9.302	9.674	10.061	10.463	10.882	11.317	11.770	12.240	12.730
19	GARUDA SAKTI	NILA	4,0%	7.100	7.384	7.679	7.987	8.306	8.638	8.984	9.343	9.717	10.106	10.510
20	GARUDA SAKTI	TOMAN	4,5%	3.000	3.135	3.276	3.423	3.578	3.739	3.907	4.083	4.266	4.458	4.659
21	GARUDA SAKTI	GURAMI	4,0%	4.767	4.957	5.156	5.362	5.576	5.799	6.031	6.273	6.524	6.784	7.056
22	GARUDA SAKTI	BAWAL	5,0%	5.700	5.985	6.284	6.598	6.928	7.275	7.639	8.020	8.421	8.843	9.285
23	GARUDA SAKTI	TUNA	4,0%	5.967	6.205	6.454	6.712	6.980	7.259	7.550	7.852	8.166	8.492	8.832
24	GARUDA SAKTI	LELE	5,0%	4.933	5.180	5.439	5.711	5.996	6.296	6.611	6.942	7.289	7.653	8.036

Tabel III-4 Prakiraan Beban Penyulang GI Garuda sakti - UP3 Pekanbaru

Tabel III-4 Prakiraan Beban Penyulang GI Air Raja - UP3 Tanjung Pinang

NO	GARDU INDUK	PENYULANG	Growth Rate	Beban Puncak (kW) tahun ke										
				0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	AIR RAJA	BAATARA	4,0%	4.200	4.368	4.543	4.724	4.913	5.110	5.314	5.527	5.748	5.978	6.217
2	AIR RAJA	VICTORIA	4,5%	3.700	3.867	4.040	4.222	4.412	4.611	4.818	5.035	5.262	5.499	5.746
3	AIR RAJA	YOSEMITE	4,0%	4.900	5.096	5.300	5.512	5.732	5.962	6.200	6.448	6.706	6.974	7.253
4	AIR RAJA	YUMBILLA	5,0%	5.400	5.670	5.954	6.251	6.564	6.892	7.237	7.598	7.978	8.377	8.796
5	AIR RAJA	DETIAN	4,0%	4.600	4.784	4.975	5.174	5.381	5.597	5.820	6.053	6.295	6.547	6.809
6	AIR RAJA	ANGEL	5,0%	4.933	5.180	5.439	5.711	5.996	6.296	6.611	6.942	7.289	7.653	8.036

Tim Proyek	Validator



7	AIR RAJA	NIAGARA	6,0%	3.900	4.134	4.382	4.645	4.924	5.219	5.532	5.864	6.216	6.589	6.984
8	AIR RAJA	TEMBURUN	4,0%	3.600	3.744	3.894	4.050	4.211	4.380	4.555	4.737	4.927	5.124	5.329
9	AIR RAJA	KAHIWA	6,0%	3.267	3.463	3.670	3.891	4.124	4.372	4.634	4.912	5.207	5.519	5.850
10	AIR RAJA	GULLFOSS	3,0%	4.200	4.326	4.456	4.589	4.727	4.869	5.015	5.165	5.320	5.480	5.644
11	AIR RAJA	IGUAZU	5,0%	3.233	3.395	3.565	3.743	3.930	4.127	4.333	4.550	4.777	5.016	5.267
12	AIR RAJA	NERAJA	4,0%	1.633	1.699	1.767	1.837	1.911	1.987	2.067	2.149	2.235	2.325	2.418
13	AIR RAJA	RESUN	4,5%	1.533	1.602	1.674	1.750	1.829	1.911	1.997	2.087	2.181	2.279	2.381
14	AIR RAJA	PONGKAR	4,0%	4.767	4.957	5.156	5.362	5.576	5.799	6.031	6.273	6.524	6.784	7.056

Pada tabel 3.4 merupakan proyeksi beban untuk beberapa penyulang di Gardu Induk Garuda Sakti - UP3 Pekanbaru dan di Gardu Induk Air Raja - UP3 Tanjung Pinang, pertumbuhan beban rerata dalam perencanaan beban untuk penyulang diprediksi rerata sebesar 4,4%.

### 3.4.2 Prakiraan Beban Gardu Induk/Pembangkit

Prakiraan beban di Gardu Induk/Pembangkit diperlukan untuk mengetahui berapa beban trafo saat ini dan untuk memprakirakan berapa rencana penambahan trafo pada Gardu Induk tersebut sehingga dapat dipastikan dapat melayani perkembangan pertumbuhan penyulang dimasa depan termasuk juga pembebanan dari pembangkit untuk memprakirakan penambahan kapasitas pembangkit di masa depan sesuai dengan rencana/ruang lingkup studi.

Penambahan Trafo dan Kapasitas pembangkit juga tidak lepas dari rencana pertumbuhan dari pelanggan secara normal dalam hal ini dapat terlihat dari rencana pertumbuhan penyulang maupun rencana-rencana pertumbuhan beban lain seperti perkembangan daerah baru/daftar tunggu, rencana perkembangan wilayah/industri, stasiun pengisian bahan bakar listrik maupun adanya pelanggan atau konsumen yang telah menggunakan solar cell seperti PLTS Atap.

Tabel III-5 Prakiraan Beban Gardu Induk

NO	GARDU INDUK	TRAFO	Growth Rate	Beban Puncak (MW) tahun ke										
				0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	GI. AIR RAJA	T1, 60 MVA	4,00%	21,40	22,26	23,15	24,07	25,03	26,04	27,08	28,16	29,29	30,46	31,68
		T2, 60 MVA	5,00%	29,50	30,98	32,52	34,15	35,86	37,65	39,53	41,51	43,58	45,76	48,05
2	GI. KIJANG	T1, 30 MVA	4,00%	6,10	6,34	6,60	6,86	7,14	7,42	7,72	8,03	8,35	8,68	9,03
		T2, 30 MVA	4,00%	4,20	4,37	4,54	4,72	4,91	5,11	5,31	5,53	5,75	5,98	6,22
3	GI. TG UBAN	T1, 60 MVA	2,50%	7,60	7,79	7,98	8,18	8,39	8,60	8,81	9,03	9,26	9,49	9,73
		T2, 60 MVA	2,50%	7,40	7,59	7,77	7,97	8,17	8,37	8,58	8,80	9,02	9,24	9,47

Tim Proyek	Validator



4	GI. SRI BINTAN	T1, 60 MVA	3,00%	2,70	2,78	2,86	2,95	3,04	3,13	3,22	3,32	3,42	3,52	3,63
		T2, 60 MVA	3,00%	6,50	6,70	6,90	7,10	7,32	7,54	7,76	7,99	8,23	8,48	8,74
5	GI. NGENANG	T1, 10 MVA	2,00%	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12
<b>TOTAL</b>				85,50	88,90	92,43	96,12	99,96	103,97	108,14	112,48	117,02	121,74	126,66

Demand	MVA	275	319	329	317	450	464	507	523	540	557	628
Available	MVA	480	600	600	600	600	600	660	660	780	780	840
Margin	MVA	205	281	271	283	150	136	153	137	240	223	212

### 3.5 Distributed Energy Resource (DER)

Sebagai respon dari sasaran kebijakan dan regulasi Pemerintah, saat ini terdapat lebih dari 600 PLTS Atap milik konsumen yang terhubung ke sistem distribusi PLN, dan diperkirakan akan terus bertambah. Selain itu, sejumlah pembangkit DER (kurang dari 10 MW) yang dimiliki oleh pengembang swasta juga telah dibangun dan terhubung ke sistem distribusi PLN. Pembangkit listrik dari DER (termasuk PLTS Atap) akan mempengaruhi perencanaan dan desain jaringan distribusi.

Perencanaan sistem distribusi harus memprediksi instalasi sistem DER (contoh: PLTS Atap) yang akan tersambung dengan sistem distribusi PLN, dan memperkirakan pembangkitan energi tahunan, bulanan, dan / atau per jam dari pembangkit-pembangkit tersebut. Perangkat lunak untuk memproyeksikan produksi energi surya FV tahunan, bulanan dan tiap jam yang tersedia untuk publik antara lain adalah PVGIS6, PVWatts7 dan lainnya.

Untuk perencanaan sistem distribusi harus disusun prakiraan beban netto yang merupakan beban Bruto dikurangi dengan pembangkitan dari pembangkit DER.

### 3.6 Prakiraan Permintaan / Beban Puncak

Prakiraan beban puncak harus dibuat karena perencanaan sistem distribusi didesain untuk memenuhi prakiraan beban puncak sistem. Prakiraan beban puncak dapat diambil dari prakiraan energi tahunan. Prakiraan beban puncak sistem tahunan dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$BP \text{ Tahunan (kW)} = \frac{\text{Prakiraan Energi Sistem Tahunan (kWh)}}{\text{Faktor Beban Rata-Rata Sistem} \times 8760 \text{ (h)}}$$

Dimana Faktor beban adalah dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$Faktor Beban (FB) = \frac{Beban rata-rata tahunan sistem}{Beban Puncak tahunan}$$

Tim Proyek	Validator



---

*sistem*

Tim Proyek	Validator



Beban rata – rata tahunan adalah = Total Energi yang dibangkitkan dalam 1 tahun / Periode 1 tahun (8760)

Dengan mengetahui Faktor Beban pada suatu sistem maka kita dapat menentukan Beban Puncak (BP) Tahunan pada sistem tersebut, dimana Beban rerata pada sistem dapat diambil dari berapa Energi yang akan dibangkitkan atau direncanakan untuk diproduksi dalam periode tertentu misalnya periode selama 1 tahun dikalikan dengan Faktor Beban (FB) didalam sistem tersebut dan sebaliknya jika kita sudah mengetahui rencana Beban Puncak pada masa yang akan datang maka kita dapat menentukan berapa Beban rerata pada sistem tersebut yang kemudian dikalikan dengan periode waktu misalnya 1 tahun maka akan diketahui berapa kebutuhan rencana Energi yang akan dibangkitkan.

Metode ini mengasumsikan tingkat pertumbuhan beban puncak akan sama dengan permintaan beban, dan faktor beban (load factor) tidak akan berubah selama periode prakiraan.

Jika prakiraan energi tahunan dilakukan di tingkat subsistem, beban puncak subsistem tahunan dapat dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$BP \text{ Tahunan sub sistem (kW)} = \frac{\text{Beban Puncak Rata-Rata sub Sistem (kWh)}}{\text{Faktor Beban sub Sistem} \times 8760 \text{ jam}}$$

Kemudian, beban puncak tahunan subsistem digabung untuk menentukan beban puncak sistem untuk rentang waktu yang sama. Beban puncak sistem tersebut digunakan untuk merencanakan kapasitas sistem distribusi. Harus dicatat bahwa beban puncak sistem akan lebih kecil dari jumlah beban puncak masing – masing subsistem karena beban puncak masing-masing subsistem mungkin tidak terjadi pada waktu yang bersamaan.

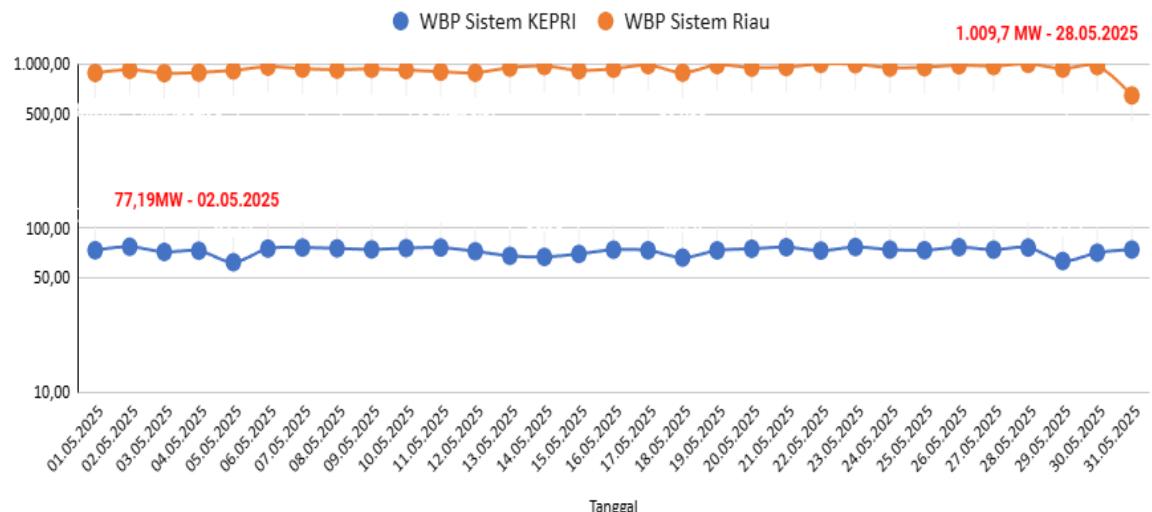
Berikut di bawah ini contoh grafik beban selama 1 bulan untuk 2 subsistem yaitu Sistem Riau dan Sistem Kepulauan Riau.

Gambar III-2 Contoh Grafik Beban Puncak Malam 2 Subsistem

Tim Proyek	Validator

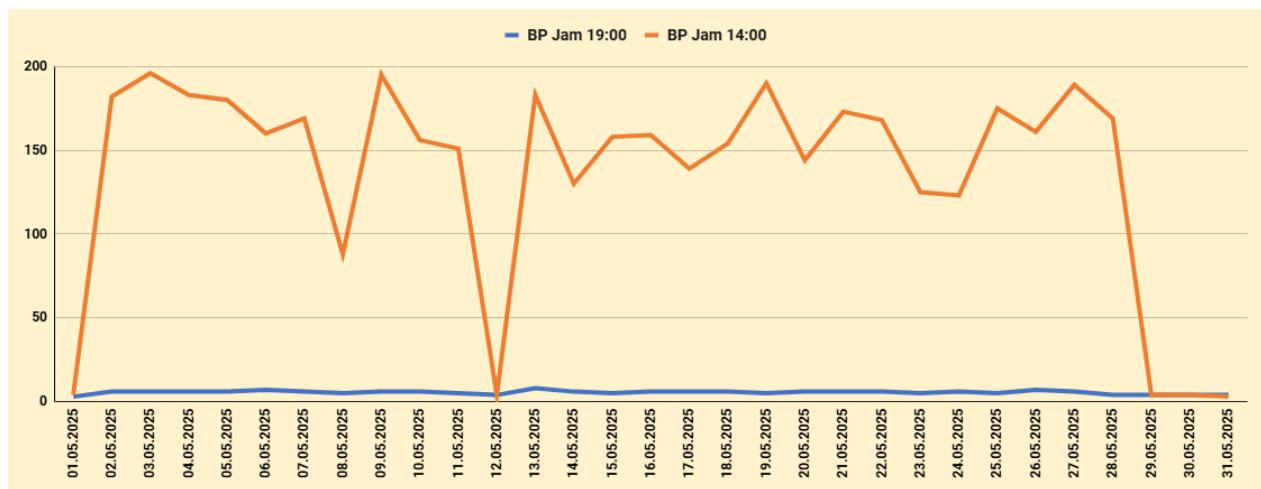


### Kepri and Riau



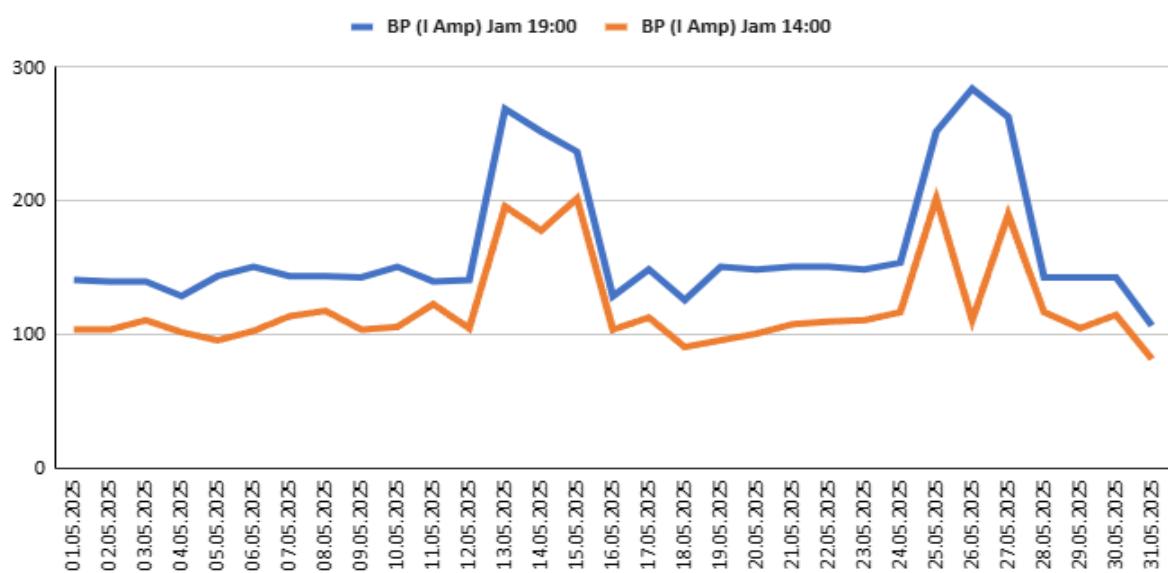
Kondisi tersebut merupakan contoh untuk kondisi subsistem yang besar, tetapi dalam perencanaan Master Plan Distribusi diharapkan adalah beban yang dapat ditampilkan adalah beban kondisi subsistem dari masing – masing Gardu Induk dan Penyulang baik yang terletak di Kota, di Luar Kota ataupun di kawasan Industri, seperti pada gambar berikut yang menggambarkan beberapa contoh beban penyulang untuk lokasi industri (perkotaan) dalam hal ini dapat tergambar pada penyulang Kalimantan dan beban penyulang untuk lokasi perdesaan (rumah tangga) dalam hal ini dapat tergambar pada penyulang tersebut.

Gambar III-4 ContohGrafik Beban Harian Penyulang Merak 1 (Industri /Perkotaan)



Gambar III-5 Grafik Beban Harian Penyulang Balam (Perdesaan /Rumah Tangga)

Tim Proyek	Validator



Tim Proyek	Validator

## BAB IV TINJAUAN DAN ANALISIS SISTEM DISTRIBUSI TERPASANG

### 4.1 Tinjauan Sistem Distribusi Terpasang

Tahap ini adalah untuk memeriksa jaringan distribusi yang ada (termasuk gardu induk, penyulang distribusi serta peralatan dan perangkat lainnya). Tujuannya untuk mengidentifikasi keterbatasan dan kendala saat ini dan di masa depan dalam memenuhi prakiraan pertumbuhan beban dan memenuhi standar kinerja sistem distribusi. Hasil dari tahap ini adalah laporan asesmen atas jaringan distribusi saat ini yang berisi keterbatasan, kendala, dan masalah keselamatan jaringan distribusi. Penilaian akan menjadi acuan untuk pemilihan solusi jaringan dan non-jaringan untuk mengatasi kendala yang ditemukan serta meningkatkan kinerja jaringan distribusi.

#### 4.1.1 Kondisi Umum

##### 4.1.1.1 Area pelayanan

UID Riau dan Kepulauan Riau melayani dua provinsi yaitu Riau dan Kepulauan Riau dengan total 15 kabupaten, 4 kota, 221 kecamatan, 2.159 desa atau kelurahan yang memiliki luas area sebesar 95.225,38 km<sup>2</sup>. Terdapat 5 UP3, 4 di provinsi Riau yaitu UP3 Pekanbaru, UP3 Dumai dan UP3 Rengat, dan UP3 Bangkinang, sementara UP3 Tanjungpinang berada di Kepulauan Riau, sedangkan jumlah ULP di UID Riau dan Kepulauan Riau adalah 34 ULP.

PT PLN UP3 Pekanbaru memiliki daerah pelayanan di Kota Pekanbaru dan 2 Kabupaten (Siak Sri Indrapura dan Pelalawan) yang dilayani oleh delapan (8) Unit Layanan Pelanggan (ULP) yaitu :

- PT PLN (Persero) ULP Kota Timur
- PT PLN (Persero) ULP Kota Barat
- PT PLN (Persero) ULP Simpang Tiga
- PT PLN (Persero) ULP Rumbai
- PT PLN (Persero) ULP Panam
- PT PLN (Persero) ULP Perawang
- PT PLN (Persero) Siak Sri Indrapura
- PT PLN (Persero) Pangkalan Kerinci

Luas wilayah pelayanan PT PLN (Persero) UP3 Pekanbaru adalah 21.946,81

Tim Proyek	Validator



km<sup>2</sup> yang terdiri dari 41 Kecamatan dan 309 Desa/ Kelurahan. Adapun Luas Wilayah per kabupaten/kota dan jumlah kecamatan serta desa adalah sebagai berikut :

- Kotamadya Pekanbaru sebesar 632,27 km<sup>2</sup>, dengan 15 Kecamatan dan 83 Kelurahan
- Kabupaten Pelalawan sebesar 12.758,45 km<sup>2</sup>, dengan 12 Kecamatan dan 104 Desa
- Kabupaten Siak sebesar 8.556,09 km<sup>2</sup>, dengan 14 Kecamatan dan 122 Desa.

PT PLN UP3 Dumai memiliki daerah pelayanan di Kotamadya Dumai, Kabupaten Bengkalis, Kabupaten Kepulauan Meranti, Kabupaten Siak, Kabupaten Rokan Hulu, dan Kabupaten Rokan Hilir. Daerah kabupaten dan kota dilayani oleh lima (5) Unit Layanan Pelanggan (ULP) yaitu :

- PT PLN (Persero) ULP Dumai Kota
- PT PLN (Persero) ULP Bengkalis
- PT PLN (Persero) ULP Duri
- PT PLN (Persero) ULP Bagan Batu
- PT PLN (Persero) ULP Bagan Siapi-Api
- PT PLN (Persero) ULP Selat Panjang

Luas wilayah pelayanan PT PLN (Persero) UP3 Dumai adalah 25.522 km<sup>2</sup> yang terdiri dari 54 Kecamatan dan 533 Desa/ Kelurahan. Adapun Luas Wilayah per kabupaten/kota dan jumlah kecamatan serta desa adalah sebagai berikut :

- Kotamadya Dumai 5.037 km<sup>2</sup>, dengan 12 Kecamatan dan 97 Desa
- Kabupaten Bengkalis 8.096 km<sup>2</sup>, dengan 13 Kecamatan dan 158 Desa
- Kabupaten Kepulauan Meranti 3.760 km<sup>2</sup>, dengan 9 Kecamatan dan 101 Desa
- Kabupaten Rokan Hilir 7.819 km<sup>2</sup>, dengan 20 Kecamatan dan 197 Desa

PT PLN UP3 Tanjungpinang memiliki daerah pelayanan di 5 kabupaten dan 2 kota dilayani oleh sepuluh (10) Unit Layanan Pelanggan (ULP) yaitu :

- PT PLN (Persero) ULP Bintan Centre
- PT PLN (Persero) ULP Kijang
- PT PLN (Persero) ULP Tanjung Uban
- PT PLN (Persero) ULP Belakang Padang
- PT PLN (Persero) ULP Tanjung Balai Karimun

Tim Proyek	Validator



- PT PLN (Persero) ULP Tanjung Batu
- PT PLN (Persero) ULP Dabo Singkep
- PT PLN (Persero) ULP Natuna
- PT PLN (Persero) ULP Tanjung Pinang Kota
- PT PLN (Persero) ULP Anambas

Luas wilayah pelayanan PT PLN (Persero) UP3 Tanjung Pinang adalah 14.980,86 km<sup>2</sup> yang terdiri dari 65 Kecamatan dan 344 Desa/ Kelurahan. Adapun Luas Wilayah per kabupaten/kota dan jumlah kecamatan serta desa adalah sebagai berikut :

- Kota Tanjung Pinang sebesar 812,7 km<sup>2</sup>, dengan 4 Kecamatan dan 18 Kelurahan
- Kabupaten Bintan sebesar 1.318,21 km<sup>2</sup>, dengan 10 Kecamatan, 15 Kelurahan dan 36 Desa
- Kabupaten Karimun sebesar 7.984 km<sup>2</sup>, dengan 14 Kecamatan, 29 Kelurahan dan 42 Desa
- Kabupaten Lingga sebesar 2.266,77 km<sup>2</sup>, dengan 13 Kecamatan dan 75 Desa
- Kabupaten Natuna sebesar 2.009,04 km<sup>2</sup>, dengan 15 Kecamatan, 6 Kelurahan dan 70 Desa
- Kabupaten Kepulauan Anambas sebesar 590,14 km<sup>2</sup>, dengan 10 Kecamatan, 2 Kelurahan dan 52 Desa

PT PLN UP3 Rengat memiliki daerah pelayanan di 3 Daerah kabupaten (Indragiri Hulu, Indragiri Hilir dan Kuantan Singingi) dilayani oleh lima (5) Unit Layanan Pelanggan (ULP) yaitu :

- PT PLN (Persero) ULP Rengat Kota
- PT PLN (Persero) ULP Taluk Kuantan
- PT PLN (Persero) ULP Kuala Enok
- PT PLN (Persero) ULP Tembilahan
- PT PLN (Persero) ULP Air Molek

Luas wilayah pelayanan PT PLN (Persero) UP3 Rengat adalah 34.667,26 km<sup>2</sup> yang terdiri dari 49 Kecamatan dan 659 Desa/ Kelurahan. Adapun Luas Wilayah per kabupaten/kota dan jumlah kecamatan serta desa adalah sebagai berikut :

- Kabupaten Indragiri sebesar 8.198,26 km<sup>2</sup>, dengan 14 Kecamatan, 16

Tim Proyek	Validator



Kelurahan dan 178 Desa

- Kabupaten Indragiri Hilir sebesar 18.812,97 km<sup>2</sup>, dengan 20 Kecamatan, 39 Kelurahan dan 197 Desa
- Kabupaten Kuantan Singingi sebesar 7.656,03 km<sup>2</sup>, dengan 15 Kecamatan, 11 Kelurahan dan 218 Desa

PT PLN UP3 Bangkinang memiliki daerah pelayanan di 2 Daerah kabupaten (Kampar dan Rokan Hulu) dilayani oleh Lima (5) Unit Layanan Pelanggan (ULP) yaitu :

- PT PLN (Persero) ULP Bangkinang
- PT PLN (Persero) ULP Kampar
- PT PLN (Persero) ULP Lipat Kain
- PT PLN (Persero) ULP Pasir Pangaraian
- PT PLN (Persero) ULP Ujung Batu

Luas wilayah pelayanan PT PLN (Persero) UP3 Bangkinang adalah 18.571,6 km<sup>2</sup> yang terdiri dari 37 Kecamatan dan 403 Desa/ Kelurahan. Adapun Luas Wilayah per kabupaten/kota dan jumlah kecamatan serta desa adalah sebagai berikut :

- Kabupaten Kampar sebesar 10.983,47 km<sup>2</sup>, dengan 21 Kecamatan, 8 Kelurahan dan 242 Desa
- Kabupaten Rokan Hulu sebesar 7.588,13 km<sup>2</sup>, dengan 16 Kecamatan, 6 Kelurahan dan 147 Desa

#### 4.1.1.2 Karakteristik pertumbuhan beban dan kepadatan beban

Kerapatan beban menunjukkan bahwa besarnya daya listrik tersambung pada pelanggan yang ada di suatu wilayah pelayanan dengan satuan MVA per km<sup>2</sup>.

Kerapatan beban dapat dikelompokan menjadi:

- a) Beban ringan, bila terdapat beban rerata kurang dari 0,01 MVA per km<sup>2</sup>.
- b) Beban sedang, bila terdapat beban rerata antara 0,01 MVA sampai 0,1 MVA per km<sup>2</sup>.
- c) Beban padat, bila terdapat beban rerata diatas 0,1 MVA per km<sup>2</sup>.

Kerapatan beban di wilayah PT PLN (Persero) UP3 Pekanbaru dapat dilihat

Tim Proyek	Validator

pada tabel berikut.

Tabel IV-1 Tabel Kerapatan Beban UP3 Pekanbaru

NO	URAIAN	LUAS WILAYAH (KM <sup>2</sup> )	DAYA TERSAMBUNG (MVA)	KERAPATAN BEBAN (MVA/KM <sup>2</sup> )
1	ULP PEKANBARU KOTA TIMUR	395	280.83	0.71
2	ULP PEKANBARU KOTA BARAT	58	304.37	5.25
3	ULP SIMPANG TIGA	355	235.30	0.66
4	ULP PANAM	72	241.49	3.35
5	ULP RUMBIAI	712	108.61	0.15
6	ULP PERAWANG	1936	67.60	0.03
7	ULP PANGKALAN KERINCI	11,763	161.59	0.01
8	ULP SIAK SRI INDERAPURA	5101	99.10	0.02
9	<b>TOTAL UP3 PEKANBARU</b>	<b>20,392</b>	<b>1,498.90</b>	<b>0.07</b>

Daerah pelayanan UP3 Pekanbaru mempunyai kerapatan beban sebesar 0,07 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan Kota Timur mempunyai kerapatan beban sebesar 0,71 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban padat.

Daerah pelayanan ULP Kota Barat mempunyai kerapatan beban sebesar 5,25 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban padat.

Daerah pelayanan ULP Simpang Tiga mempunyai kerapatan beban sebesar 0,66 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban padat.

Daerah pelayanan ULP Panam mempunyai kerapatan beban sebesar 3,35 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban padat.

Daerah pelayanan ULP Rumbai mempunyai kerapatan beban sebesar 0,15 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban padat.

Daerah pelayanan ULP Perawang mempunyai kerapatan beban sebesar 0,03 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Pangkalan Kerinci mempunyai kerapatan beban sebesar 0,01 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Tim Proyek	Validator



Daerah pelayanan ULP Siak Sri Indrapura mempunyai kerapatan beban sebesar 0,02 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Kerapatan beban di wilayah PT PLN (Persero) UP3 Rengat dapat dilihat pada tabel berikut.

URAIAN	LUAS WILAYAH (KM <sup>2</sup> )	DAYA TERSAMBUNG (MVA)	KERAPATAN BEBAN (MVA/KM <sup>2</sup> )
<i>Kabupaten Indragiri Hulu</i>			
<i>ULP Rengat Kota</i>	8.198	232,87	0,03
<i>ULP Air Molek</i>			
<i>Kabupaten Indragiri Hilir</i>			
<i>ULP Tembilahan</i>	12.615	210,36	0,02
<i>ULP Kuala Enok</i>			
<i>Kabupaten Kuantan Singgingi</i>			
<i>ULP Taluk Kuantan</i>	7656	160,2	0,02

Tabel IV-1 Tabel Kerapatan Beban UP3 Rengat

Daerah pelayanan UP3 Rengat mempunyai kerapatan beban sebesar 0,02 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Rengat Kota mempunyai kerapatan beban sebesar 0,03 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Air Molek mempunyai kerapatan beban sebesar 0,03 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Tembilahan mempunyai kerapatan beban sebesar 0,02 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Kuala Enok mempunyai kerapatan beban sebesar 0,02 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Taluk Kuantan mempunyai kerapatan beban sebesar

Tim Proyek	Validator



0,02 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Kerapatan beban di wilayah PT PLN (Persero) UP3 Dumai dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel IV-1 Tabel Kerapatan Beban UP3 Dumai

URAIAN	LUAS WILAYAH (KM <sup>2</sup> )	DAYA TERSAMBUNG (MVA)	KERAPATAN BEBAN (MVA/KM <sup>2</sup> )
UP3 Dumai	25.522	1.324	0,0519
ULP Dumai Kota	5.037	385,75	0,0766
ULP Duri	5.280	535,19	0,1014
ULP Bagan Batu	5.582	157,63	0,0282
ULP Bagan Siapi-Api	2.237	74,52	0,0333
ULP Bengkalis	3.626	100,69	0,0278
ULP Selat Panjang	3.760	69,95	0,0186

Daerah pelayanan UP3 Dumai mempunyai kerapatan beban sebesar 0,0519 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Dumai Kota mempunyai kerapatan beban sebesar 0,0766 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Duri mempunyai kerapatan beban sebesar 0,1014 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban padat.

Daerah pelayanan ULP Bagan Batu mempunyai kerapatan beban sebesar 0,0282 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Bagan Siapi-Api mempunyai kerapatan beban sebesar 0,0333 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Bengkalis mempunyai kerapatan beban sebesar 0,0278 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Tim Proyek	Validator



Daerah pelayanan ULP Selat Panjang mempunyai kerapatan beban sebesar 0,0186 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai kerapatan beban sedang.

Kerapatan beban di wilayah PT PLN (Persero) UP3 Bangkinang dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel IV-1 Tabel Kerapatan Beban UP3 Bangkinang

URAIAN	LUAS WILAYAH (KM <sup>2</sup> )	DAYA TERSAMBUNG (MVA)	KERAPATAN BEBAN (MVA/KM <sup>2</sup> )
<b>KABUPATEN KAMPAR</b>			
<i>ULP Kampar</i>			
<i>ULP Bangkinang</i>	7.756	387,4	0,05
<i>ULP Lipat Kain</i>			
<b>KABUPATEN ROKAN HULU</b>			
<i>ULP Ujung Batu</i>	10.599	222,1	0,02
<i>ULP Pasir Pangaraian</i>			

Daerah pelayanan UP3 Bangkinang mempunyai kerapatan beban sebesar 0,035 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Kampar mempunyai kerapatan beban sebesar 0,05 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Bangkinang mempunyai kerapatan beban sebesar 0,05 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Lipat Kain mempunyai kerapatan beban sebesar 0,05 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Ujung Batu mempunyai kerapatan beban sebesar 0,02 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Pasir Pangaraian mempunyai kerapatan beban sebesar 0,02 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Tim Proyek	Validator



Kerapatan beban di wilayah PT PLN (Persero) UP3 Tanjungpinang dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel IV-1 Tabel Kerapatan Beban UP3 Tanjungpinang

URAIAN	LUAS WILAYAH (KM <sup>2</sup> )	DAYA TERSAMBUNG (MVA)	KERAPATAN BEBAN (MVA/KM <sup>2</sup> )
Kota Tanjungpinang	8170,47	358,02	0,04
ULP Bintan Center	667,44	81,62	0,12
ULP Tanjungpinang Kota	144,56	58,58	0,41
ULP Kijang	645	47,08	0,13
ULP Tanjung Uban	974	24,06	0,02
ULP Belakang Padang	31	6,65	0,22
ULP Tanjung Balai Karimun	413	54,75	0,13
ULP Tanjung Batu	430	24,04	0,05
ULP Dabo Singkep	2266,77	18,31	0,01
ULP Natuna	2.009	27,58	0,01
ULP Anambas	590	15,35	0,03

Daerah Pelayanan UP3 Tanjung Pinang mempunyai kerapatan beban 0,02 MVA per km sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Belakang Padang mempunyai kerapatan beban sebesar 0,22 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban padat.

Daerah pelayanan ULP Tanjung Balai Karimun mempunyai kerapatan beban sebesar 0,13 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban padat.

Daerah pelayanan ULP Tanjung Batu mempunyai kerapatan beban sebesar 0,05 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Dabo Singkep mempunyai kerapatan beban sebesar 0,01 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Daerah pelayanan ULP Natuna mempunyai kerapatan beban sebesar 0,01 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

Tim Proyek	Validator

Daerah pelayanan ULP Anambas mempunyai kerapatan beban sebesar 0,03 MVA per km<sup>2</sup> sehingga daerah tersebut dikatakan mempunyai beban sedang.

#### **4.1.1.3 Pasokan Daya**

UID RKR memiliki sistem grid yang disuplai oleh 23 Gardu Induk dan 82 sistem isolated yang melayani UP3 Pekanbaru, UP3 Dumai, UP3 Tanjung Pinang, UP3 Rengat dan UP3 Bangkinang. Seluruh Gardu Induk tersebut memiliki total kapasitas 2.360 MVA dengan beban total 1054,13 MW. Sedangkan kapasitas pembangkit yang terhubung ke jaringan 20 kV adalah 19,65 MW.

#### **4.1.1.4 Sistem Jaringan Distribusi Tegangan Menengah**

UID Riau dan Kepulauan Riau memiliki total asset gardu distribusi sebanyak 11.313 buah dengan kapasitas sebesar 1.566.540 kVA. Terdapat pelanggan tegangan menengah sebanyak 500 Pelanggan dengan kapasitas terpasang sebesar 456.799 kVA. Dengan jumlah penyulang sebanyak 188 sebagian besar penyulang di UID Riau dan Kepulauan Riau merupakan konduktor A3CS dengan penampang.

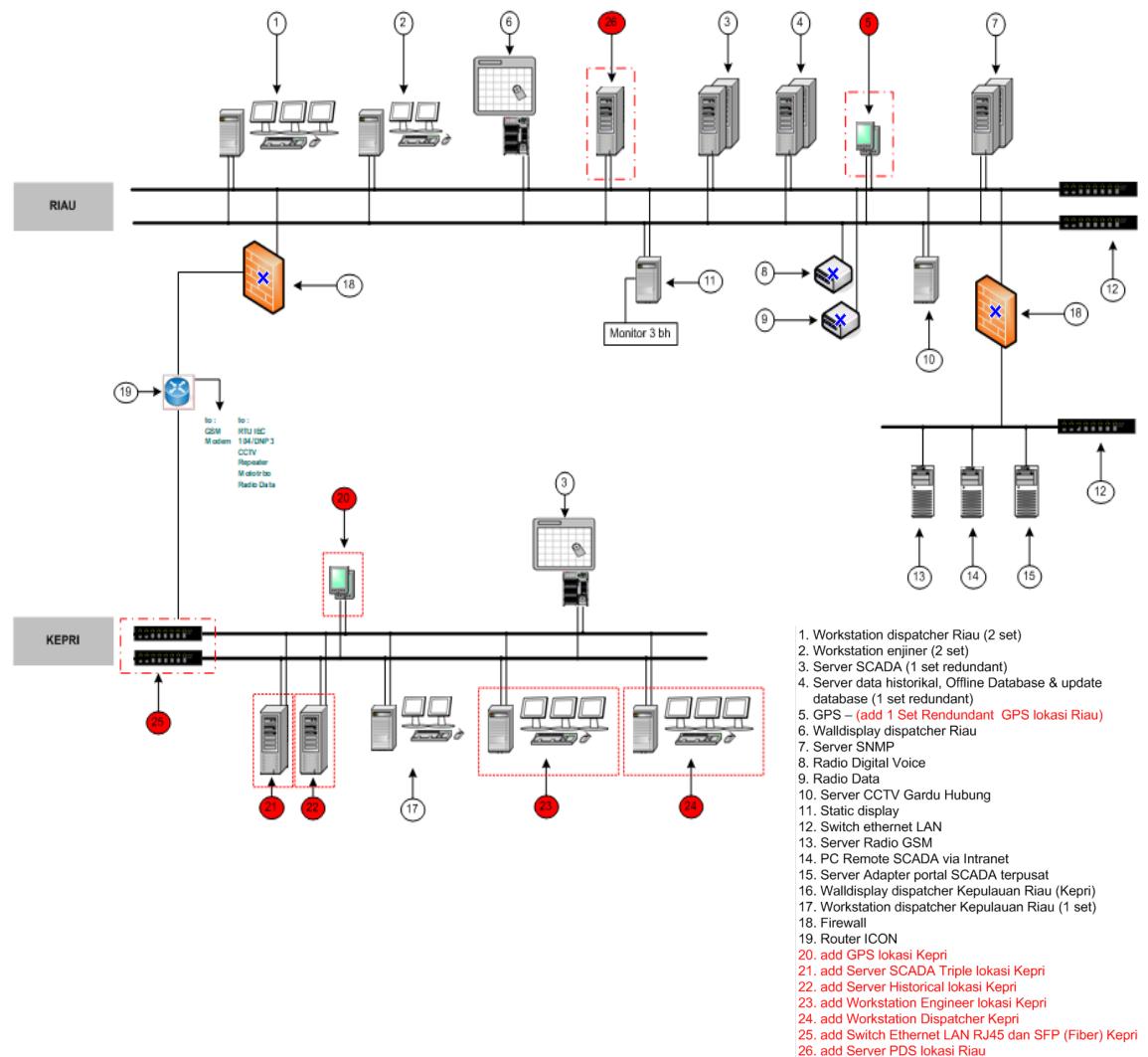
#### **4.1.1.5 Overview sistem SCADA**

UP2D Riau merupakan unit pengatur Distribusi (DCC) yang berada di bawah Unit Induk Distribusi Riau dan Kepulauan Riau yang mengoperasikan jaringan Tegangan Menengah 20 kV di wilayah Riau dan Kepulauan Riau. Master station yang digunakan menggunakan produk SURVALENT yaitu Type ADMS Version 24.3.2 yang mulai dibangun pada tahun 2011 dan mulai dioperasikan pada tahun 2012.

Tim Proyek	Validator



### TOPOLOGY MASTER SCADA UP2D RIAU



Secara topologi, konfigurasi SCADA UP2D Riau Eksisting terdiri dari satu master station (dual redundant) di Pekanbaru dengan dua control center di Pekanbaru dan di Tanjung Pinang. Berikut adalah daftar peralatan Master Station UP2D Riau Pekanbaru :

- Server SCADA dual Redundant
- Server Historical 2 x
- Server Offline 1 x
- GPS Time Synch 1 x

Tim Proyek	Validator



- Server Wall Display Barco dan 2 x 4 @70 inch Barco
- Server Aplikasi (CPanel dan Web dashboard)
- Server GIS UID RKR
- Server Telegram
- Concentrator Modem
- Concentrator Radio Data 3 x
- Repeater Radio Digital 3 x
- Operator Workstation 2 x
- Engineer Workstation 1 x
- Reporting Workstation 1 x
- Server Voice Logger 1 x
- Firewall
- UPS Dual Recti , Dual Inverter, Single Battery 10 kVA @ 8 jam

Berikut adalah daftar peralatan Master Station UP2D Riau Tanjung Pinang :

- Operator Workstation 2 x
- Server Wall Display Barco dan 2 x 4 @70 inch Barco
- UPS Rackmount 15 kVA Single @ 8 jam

Pola operasi sistem SCADA UP2D Riau terkonsentrasi di MasterStation Pekanbaru, dengan 2 control center yaitu Pekanbaru dan Tanjung Pinang. Peralatan Remote Station berkomunikasi ke Master Station secara direct and concentrated melalui 3 jenis media telekomunikasi yaitu Fiber Optic, Radio Data dan Jaringan Celullar. Pemeliharaan peralatan Master Station dilaksanakan sesuai SPLN S7.001: 2008 dilakukan 100 % oleh pegawai UP2D Riau.

UP2D Riau saat ini dalam proses pengembangan Master dan DMS, Beberapa tahapan pengembangan sebagai berikut :

- Network Model
- State Estimator
- Optimal Switching /Loss Minimisation
- Contingency Analysis
- Short Circuit Analysis
- Protection System Coordination
- Laporan Koordinasi Relay

Tim Proyek	Validator

- Volt/Var Control (VVC)
- Load Shedding (LS)

Beberapa feature DMS seperti Network Model, State Estimator Short Circuit Analysis, Protection System Coordination dan Laporan Koordinasi Relay dalam proses pengembangan tahun 2025.

#### **4.1.1.6 Informasi Pelayanan Jaringan dan Pelanggan (Customer Information System dan Automatic Meter Reading)**

Modem Automatic Meter Reading (AMR) yaitu alat yang digunakan untuk pengantar sarana komunikasi pada kWh meter elektronik ke aplikasi website, saat ini pada aplikasi AMR menyediakan pembacaan data Instant, data Load profile, dan data EOB (End Of Billing) yang tersimpan di kWhmeter, AMR tersebut terhubung melalui saluran komunikasi basis data dengan menggunakan Jaringan 2G, 3G dan 4G.



Untuk Memonitoring Pelanggan yang terhubung dengan AMR, terdapat sebuah

Tim Proyek	Validator



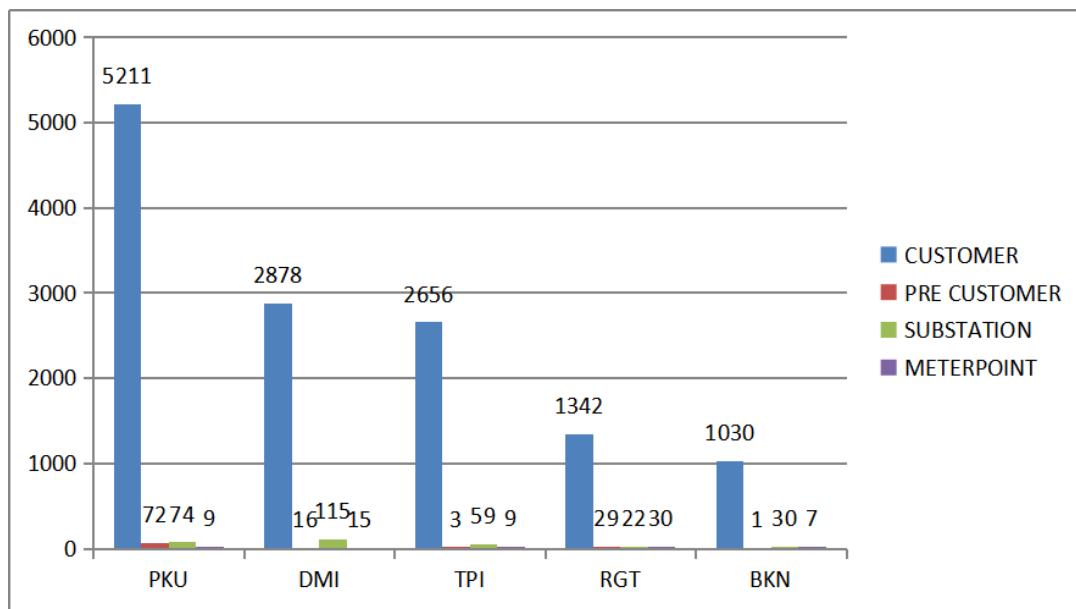
website yang bertujuan untuk membaca, memonitor, menganalisa serta mengevaluasi pelanggan AMR melalui website AMICON, berikut tampilan website aplikasi AMICON :Dalam aplikasi AMICON terdapat 4 Klasifikasi kwh Meter yang ditarik menggunakan AMR, diantaranya ialah :

1. Customer : Pelanggan Aktif yang memiliki AMR dan Pembacaan Billing dilakukan menggunakan data dari AMR
2. Pre-Customer : Pelanggan Aktif yang memiliki AMR namun Pembacaan Billing masih dilakukan pencatatan manual
3. Meter Point : Non-Pelanggan yang berfungsi sebagai titik pengukuran / transaksi baik titik transaksi antar ULP, antara UP3, maupun terima / kirim dari Unit lain.
4. Substation : Non-Pelanggan yang berfungsi sebagai titik pengukuran dengan pembangkit, biasanya dipasang pada pembangkit terdistribusi (Distribusi Generated)

Data AMR bulan Juni 2025 dengan status Customer yang ada di UID Riau dan Kepulauan Riau berjumlah 13.117 Pelanggan, dengan sebaran data sebagai berikut : UP3 Pekanbaru : 5.211 Customer, UP3 Dumai : 2.878 Customer, UP3 Tanjung Pinang : 2.656 Customer, UP3 Rengat : 1.342 Customer, UP3 Bangkinng : 1.030 Customer.

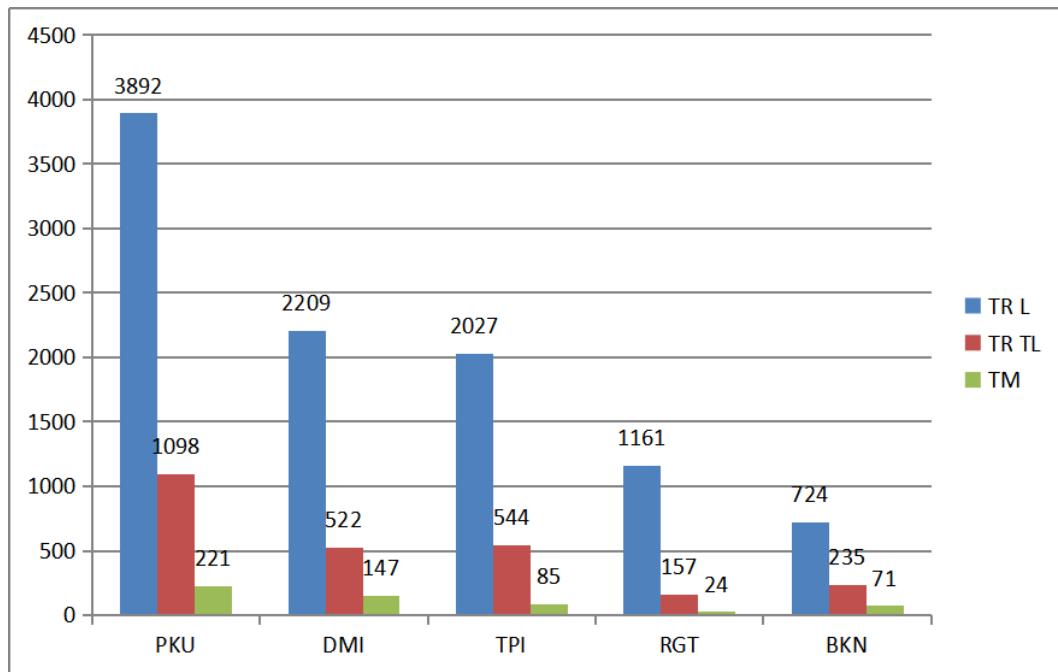
Selain pelanggan Customer untuk AMR di UID Riau dan Kepulauan Riau terdapat 70 titik Meterpoint, 121 titik pre-Customer, dan 300 titik Substation.

Tim Proyek	Validator



Untuk sebaran data Pelanggan atau Customer AMR pada aplikasi Amicon di UID Riau dan Kepulauan Riau adalah pelanggan dengan daya diatas 6,6 KVA keatas pada masing masing UP3 dan akan terus bertambah menyesar pelanggan TR 3 Phasa langsung, untuk sebaran data pelanggan yang masuk kedalam aplikasi Amicon adalah sebagai berikut :

Terdapat 548 Pelanggan TM, 2.556 Pelanggan 3 Phs TR Tak Langsung, 10.013 Pelanggan 3 Phs TR Langsung.



Tim Proyek	Validator



Pelanggan AMR tersebut juga terlayani oleh jaringan komunikasi dengan sebaran jaringan komunikasi di UID Riau dan Kepulauan Riau sebagai berikut:

No	Unit	2G	4G
1	Pekanbaru	2.209	3.002
2	Dumai	1.038	1.840
3	Tanjung Pinang	1.409	1247
4	Rengat	678	664
5	Bangkinang	430	600
<b>Total</b>		<b>5.764</b>	<b>7.353</b>

Terdapat pelanggan dengan jenis Cutomer 7.353 Pelanggan yang menggunakan komunikasi Jaringan 4G, 5.764 yang menggunakan jaringan 2G.

Tim Proyek	Validator



#### 4.1.2 Pasokan Daya

##### 4.1.2.1 Kapasitas dan Beban Gardu Induk/ Pembangkit

Gardu Induk/Pembangkit yang menyuplai UID RKR ada 23 Gardu Induk dan 82 sistem Isolated. Tabel di bawah menunjukkan gardu induk yang melayani Kota UP3 Pekanbaru, UP3 Dumai, UP3 Tanjung Pinang, UP3 Rengat dan UP3 Bangkinang. Terdapat 52 trafo yang terpasang pada 23 gardu induk. Gardu induk-gardu induk tersebut memiliki total kapasitas 2.360 MVA dengan beban total total 1054,1 MW.

Tabel IV-2 Tabel Jumlah Trafo Eksisting dan Pembangkit di Propinsi Riau

Gardu Induk/Pembangkit	Unit	Kapasitas (MVA)	Kapasitas Terpasang/Daya Mampu Pembangkit (MW)	BEBAN PUNCAK TRAFO (MVA)
GI Garuda Sakti 150/20 kV	TRAFO 1	60		43.0
	TRAFO 2	60		52.4
	TRAFO 3	60		55.7
	TRAFO 4	60		44.7
GI Bangkinang 150/20 kV	TRAFO 1	60		58.2
	TRAFO 2	30		19.2
GI Pasir Pangaraian 150/20 kV	TRAFO 1	30		20.8
	TRAFO 2	60		26.6
GI Dumai 150/20 kV	TRAFO 1	60		35.3
	TRAFO 2	30		22.1
	TRAFO 3	60		46.7
GI Koto Panjang 150/20 kV	TRAFO 1	60		10.6
	TRAFO 2	30		11.9
GI Duri 150/20 kV	TRAFO 1	60		39.4
	TRAFO 2	60		43.7
GI Balai Pungut 150/20 kV	TRAFO 1	60		23.1
	TRAFO 2	30		12.7
	TRAFO 1	20		14.6

Tim Proyek	Validator



GI Bagan Batu 150/20 kV	TRAFO 2	20		1.7
	TRAFO 3	60		29.7
GI KID 150/20 kV	TRAFO 1	30		24.3
	TRAFO 2	30		3.6
GI Bagan Siapi Api 150/20 kV	TRAFO 1	30		28.4
GI Teluk Lembu 150/20 kV	TRAFO 1	60		62.4
	TRAFO 2	60		46.3
	TRAFO 3	60		47.1
GI Pasir Putih 150/20 kV	TRAFO 1	30		25.5
	TRAFO 2	30		28.9
	TRAFO 3	60		54.2
GI Perawang 150/20 kV	TRAFO 1	60		20.2
GI Pangkalan Kerinci 150/20 kV	TRAFO 1	30		23.1
	TRAFO 2	60		26.0
GI New Garuda Sakti 150/20 kV	TRAFO 1	60		26.6
	TRAFO 2	30		0.0
GIS Pekanbaru 150/20 kV	TRAFO 1	60		0.0
	TRAFO 2	60		42.4
GI Siak 150/20 kV	TRAFO 1	60		23.6
GI Tenayan 150/20 kV	TRAFO 1	30		11.4
GI Taluk Kuantan 150/20 kV	TRAFO 1	30		15.6
	TRAFO 2	60		31.7
GI Rengat 150/20 kV	TRAFO 1	30		18.9
	TRAFO 2	60		49.3
GI Tembilahan 150/20 kV	TRAFO 1	60		37.7
Jumlah		2050		1259.2

Tabel IV-2 Tabel Jumlah Trafo Eksisting dan Pembangkit di Kota Kepulauan Riau

Tim Proyek	Validator



Gardu Induk/Pembangkit	Unit	Kapasitas (MVA)	Kapasitas Terpasang/Daya Mampu Pembangkit (MW)	BEBAN PUNCAK TRAFO (MVA)
GI Air Raja 150/20kV	TRAFO 1	60		21,4
	TRAFO 2	60		29,5
GI Kijang 150/20kV	TRAFO 1	30		6,1
	TRAFO 2	30		4,2
GI Ngenang 150/20kV	TRAFO 1	10		0,1
GI Sri Bintan 150/20kV	TRAFO 1	30		2,7
	TRAFO 2	30		6,5
GI Tanjung Uban 150/20kV	TRAFO 1	30		7,6
	TRAFO 2	30		7,4
PLTD Suka Berenang			.../3.9	
PLTD Air Raja			.../9	
PLTD Bukit Carok			.../23	
PLTD Ranai			.../3.6	
PLTD Selat Lampa			.../5	
PLTD Lemang			.../3.1	
PLTD Pulau Topang			.../0.37	
PLTD Selat Panjang			.../7.4	
PLTD Tanjung Samak			.../2.63	
PLTD Teluk Buntal			.../1.36	
PLTS Tanjung Samak			.../0.02	
PLTD Bengkalis			.../21.1	
PLTD Tanjung Batu			.../1.68	
PLTD Kundur			.../5.55	

Tim Proyek	Validator

Jumlah	310	.../87.71	103.7
--------	-----	-----------	-------

#### 4.1.2.2 Kondisi Tegangan Pelayanan dan Area Pelayanan Gardu Induk/Pembangkit

##### a) Kondisi Tegangan Pelayanan

Tegangan pelayanan menjadi salah satu parameter dari kualitas pelayanan PLN sehingga perlu dijaga dalam batasan yang telah ditentukan. Berikut ini gambaran tegangan ujung di masing-masing penyulang.

Tabel IV-3 Kondisi Tegangan Pelayanan Gardu Induk UP3 Pekanbaru

Tim Proyek	Validator



Gardu Induk/KIT	Trafo	Feeder	Tegangan Pangkal (kV)	Tegangan Ujung (kV)
BANGKINANG	TD 1	MAWAR	21,00	20,99
		MATAHARI	21,00	18,20
		MELATI	21,00	18,00
		SAKURA	21,00	19,00
		KEMUNING	21,00	17,00
	TD 2	ANGGREK	21,00	13,6
		LAVENDER	21,00	18,5
		LILI	21,00	19,5
GARUDA SAKTI	TD 1	BANDENG	21,00	18,5
	TD 2	GABUS	21,00	19
	TD 4	CAKALANG	21,00	17
		TENGGIRI	21,00	19,5
		ARWANA	21,00	19,5
KOTO PANJANG	TD 1	DIENG	21,10	19
		BOROBUDUR	21,00	20
		PANGKALAN	21,10	19,8
	TD 2	PRAMBANAN	21,00	18
		MENDUT	21,00	19,5
		JAGO	20,90	18
PASIR PANGARAIAN	TD 1	KEBAYA	21,00	20,1
		KESATRIAN	21,00	18,3
		ULOS	21,00	20,54
	TD 2	LURIK	21,00	19,8
		BATIK	21,00	18,3
		PANGSI	21,00	18

Tim Proyek	Validator



Tabel  
IV-3

		BELANGA	21,00	19,8
		SONGKET	21,00	17,3
PASIR PUTIH	TD 1	KACER	21,00	17
GI BAGAN BATU		SINGAPURA	21,00	

Kondisi Tegangan Pelayanan Gardu Induk UP3 Dumai

Gardu Induk/KI T	Trafo	Feeder	Tegangan Pangkal (kV)	Tegangan Ujung (kV)
GI Dumai	Trafo 1	Italia	21,22	20,10
		Jerman	21,22	20,20
		Perancis	21,22	20,00
		Portugal	21,22	20,00
		Spanyol	21,22	20,002
		Swedia	21,22	20,20
		Armenia	21,22	19,80
	Trafo 2	Belanda	21,09	19,00
		Ceko	21,09	19,50
		Denmark	21,09	20,10
		Kroasia	21,09	19,50
	Trafo 3	Belgia	21,01	19,80
		Bosnia	21,01	20,50
		Inggris	21,01	20,00
		Latvia	21,01	20,00
		Malta	21,01	19,80
		Rusia	21,01	20,00
		Swis	21,01	20,30
		Ukraina	21,01	20,50
GI Duri	Trafo 1	Amerika	21,04	18,90
		Brazil	21,04	18,50
		Argentina	21,04	19,00

Tim Proyek	Validator



		Meksiko	21,04	-
		Panama	21,04	19,60
		Paraguail	21,04	18,50
		Venezuela	21,04	19,50
GI Balai Pungut	Trafo 2	Bolivia	21,14	19,60
		Chile	21,14	-
		Kuba	21,14	-
	Trafo 1	Kamerun	20,97	19,00
		Kongo	20,97	19,09
		Mesir	20,97	19,40
GI Bagan Batu	Trafo 2	Maroko	20,91	17,80
	Trafo 1	PAKISTAN	20,99	19,00
		VIETNAM	20,99	20,00
		SPARE1_BB 1	20,99	
	Trafo 2	SPARE1_BB 2	20,99	
		SPARE2_BB 2	20,99	
		SPARE3_BB 2	20,99	
	Trafo 3	LAOS	20,99	16,00
		MALAYSIA	20,99	18,00
		QATAR	20,99	19,00
		SINGAPURA	20,99	16,00
GI KID	Trafo Mobile	TURKI	20,84	20,00
		UZBEKISTA N	20,84	20,16
	Trafo 1	OMAN	21,22	18,70
		BAHRAIN	21,22	18,50
		KUWAIT	21,22	20,00
		SPARE1_ID	21,22	
		YAMAN	21,22	20,20
GI Bagan Siapi-api	Trafo 1	JEPANG	21,00	19,40
		TAIWAN	21,00	19,30

Tim Proyek	Validator



		HONGKONG	21,00	20,80
		MONGOLIA	21,00	19,05
		KORSEL	21,00	20,30
Pulau Halang	PLTD	PADANG	20,20	19,30
		BENGKULU	20,20	19,60
GI Ajamu	Trafo 1	LAMPUNG (BK-01)	20,80	18,80

Tim Proyek	Validator



Tabel IV-3 Kondisi Tegangan Pelayanan Gardu Induk UP3 Rengat

Tim Proyek	Validator



Gardu Induk/KIT	Trafo	Feeder	Tegangan Pangkal (kV)	Tegangan Ujung (kV)
TALUK KUANTAN	TD 1	ATLETICO	21.00	20.00
		LEVANTE	21.00	19.00
		ESPAÑYOL	21.00	18.8
	TD 2	VALENCIA	21.00	19.90
		SEVILLA	21.00	19.00
		ALAVES	21.00	18.00
		GETAFE	21.00	19.00
		BILBAO	21.00	19.50
		EIBAR	21.00	19.00
		BETIS	21.00	20.00
		MADRID	21.00	17,91
RENGAT	TD 1	BARCELONA	21.00	18.90
		AJAX	21.00	20.00
		LYON	21.00	20.00
		JUVENTUS	21.00	19.10
		TORINO	21.00	20.00
	TD 2	MANCHESTER	21.00	18.20
		NAPOLI	21.00	20.00
		MUNCHEN	21.00	19.90
		RANGERS	21.00	18.50
		DORTMUND	21.00	18.70
TEMBILAHAN	TD 1	FIORENTINA	21.00	20.90
		LEEDS	21.00	18.00

Tim Proyek	Validator



		PARMA	21.00	20.00
		PERSIH	21.00	19.20

Tim Proyek	Validator



Tabel IV-3 Kondisi Tegangan Pelayanan Gardu Induk UP3 Bangkinang

Tim Proyek	Validator



Gardu Induk/KIT	Trafo	Feeder	Tegangan Pangkal (kV)	Tegangan Ujung (kV)
BANGKINANG	TD 1	MAWAR	21,00	20,99
		MATAHARI	21,00	18,20
		MELATI	21,00	18,00
		SAKURA	21,00	19,00
		KEMUNING	21,00	17,00
	TD 2	ANGGREK	21,00	13,6
		LAVENDER	21,00	18,5
		LILI	21,00	19,5
GARUDA SAKTI	TD 1	BANDENG	21,00	18,5
	TD 2	GABUS	21,00	19
	TD 4	CAKALANG	21,00	17
		TENGGIRI	21,00	19,5
		ARWANA	21,00	19,5
KOTO PANJANG	TD 1	DIENG	21,10	19
		BOROBUDUR	21,00	20
		PANGKALAN	21,10	19,8
	TD 2	PRAMBANAN	21,00	18
		MENDUT	21,00	19,5
		JAGO	20,90	18
PASIR PANGARAIAN	TD 1	KEBAYA	21,00	20,1
		KESATRIAN	21,00	18,3
		ULOS	21,00	20,54
	TD 2	LURIK	21,00	19,8
		BATIK	21,00	18,3
		PANGSI	21,00	18

Tim Proyek	Validator



		BELANGA	21,00	19,8
		SONGKET	21,00	17,3
<b>PASIR PUTIH</b>	TD 1	KACER	21,00	17

Tabel IV-3 Kondisi Tegangan Pelayanan Gardu Induk UP3 Tanjungpinang

Tim Proyek	Validator



Tim Proyek	Validator



Gardu Induk/KIT	Trafo	Feeder	Tegangan Pangkal (kV)	Tegangan Ujung (kV)
AIR RAJA	TD 2	VICTORIA	20,9	19,7
	TD 1	NIAGARA	20,9	19,8
	TD 1	ANGEL	20,9	19,8
	TD 2	GULFOSS	20,9	19,7
	TD 2	DETIAN	20,9	19,7
	TD 1	TEMBURUN	20,9	19,7
AIR RAJA	TD 2	YUMBILLA	20,9	19,7
	TD 2	BAATARA	20,9	19,8
	TD 1	KAHIWA	20,9	19,6
	TD 1	YOSEMITE	20,9	19,6
	TD 2	PONGKAR	20,9	19,8
	TD 2	RESUN	20,9	19,8
AIR RAJA	TD 1	IGUAZU	20,9	19,6
	TD 1	NERAJA	20,9	20,2
KIJANG	TD 1	BALI	20,9	19,7
	TD 1	SUNDA	20,9	19,8
	TD 1	MALAKA	20,9	19,7
	TD 2	ALOR	20,9	19,7
	TD 2	SELAYAR	20,9	19,7
	TD 2	LOMBOK	20,9	19,7
SRI BINTAN	TD 1	LOSARI	20,9	19,6
	TD 1	MARINA	20,9	19,7
	TD 1	KUTA	20,9	20,2
	TD 1	SANUR	20,9	20,2
TANJUNG UBAN	TD 2	GIBSON	20,9	20,2
	TD 1	ARABIA	20,9	19,8
	TD 1	PATAGONIA	20,9	19,7
	TD 1	SAHARA	20,9	19,7
	TD 1	GOBI	20,9	20,2
	TD 2	SINAI	20,9	20,2
NGENANG	TD 1	TANJUNG	20,9	20,2
SUNGAI HARAPAN / JUR.BELAKANG PADANG		HINDIA	20,3	20,1
		PASIFIK	20,3	20,1
PLTD BUKIT CAROK		KAPUAS	20,5	19,5
		MUSI	20,5	19,6
		KAMPAR	20,5	20,1

Tim Proyek	Validator



	SIAK	20,5	20,1
	CILIWUNG	20,5	19,7
	MAHAKAM	20,5	20,1
	BRANTAS	20,5	20,1
PLTD TANJUNG BATU	MARS	20,5	19,8
	MERKURIUS	20,5	19,7
	PLUTO	20,5	19,7
	JUPITER	20,5	20,1
	VENUS	20,5	20,1
	URANUS	20,5	20,1
	NEPTUNUS	20,5	20,1
	SATURNUS	20,5	20,1
PLTD SETAJAM DABO SINGKEP	SINGGALANG	20	19,6
	RINJANI	20	19,7
	MERAPI	20	19,4
PLTD MUSAI	DAIK	20	19,6
	KERINCI	20	18,7
	KELUD	20	19,1
PLTD NATUNA	MANTANG	20,5	20,1
	KARAS	20,5	20,1
	DENDUN	20,5	20,1
	PANGKIL	20,5	20,1
	PENYENGAT	20,5	20,1
	KELONG	20,5	20,1
	MAPUR	20,5	20,1
PLTD PASIR MANANG	TOBA	19,8	19,7
	SINGKARAK	19,8	19,7
PLTD LADAN	MANINJAU	19,8	19,7
	LADAN	20,3	20,1

**b) Area  
Pelayanan Gardu  
Induk dan sistem  
Isolated**

-  
Berikut ini  
area  
pelayanan  
Gardu  
Induk dan  
Sistem  
Isolated  
yang  
masuk di  
wilayah  
kerja UID  
RKR :

Tim Proyek	Validator



Gambar IV-1 Peta Area Pelayanan di GI UID RKR

#### 4.1.3 Sistem Distribusi Tegangan Menengah

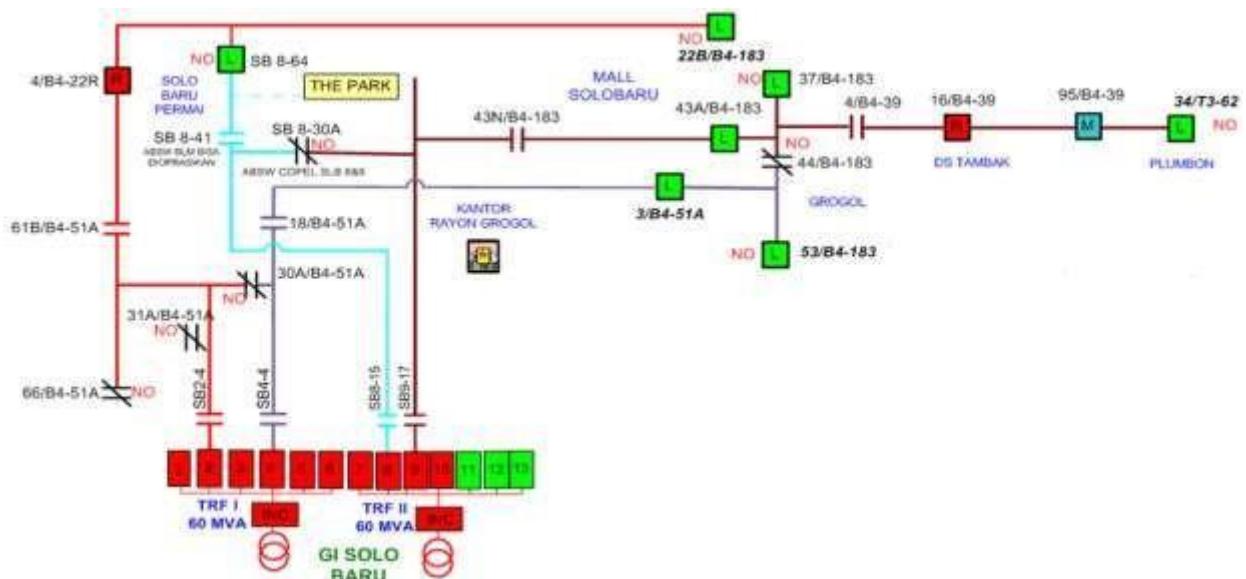
Secara umum konfigurasi jaringan distribusi di UID Riau dan Kepulauan Riau merupakan konfigurasi open-loop dan radial. Pada Gardu Induk yang berdekatan dioptimalkan untuk sistem open-loop, sedangkan untuk sistem atau jaringan yang jauh dari GI atau pembangkit terdekat maka akan menjadi jaringan radial. Berikut beberapa jaringan dengan konfigurasi open-loop Konfigurasi Jaringan dan Sistem Pengaman.

Penyalang I.9 pada GI Industri

Tim Proyek	Validator

Pada sistem pengaman Penyusun perlu menggambarkan single line diagram dalam bentuk operasional dengan alat pengamannya sesuai contoh di bawah.

Contoh:



Gambar IV-2 Contoh konfigurasi jaringan dan sistem pengaman penyulang GI Solo Baru

Tim Proyek	Validator

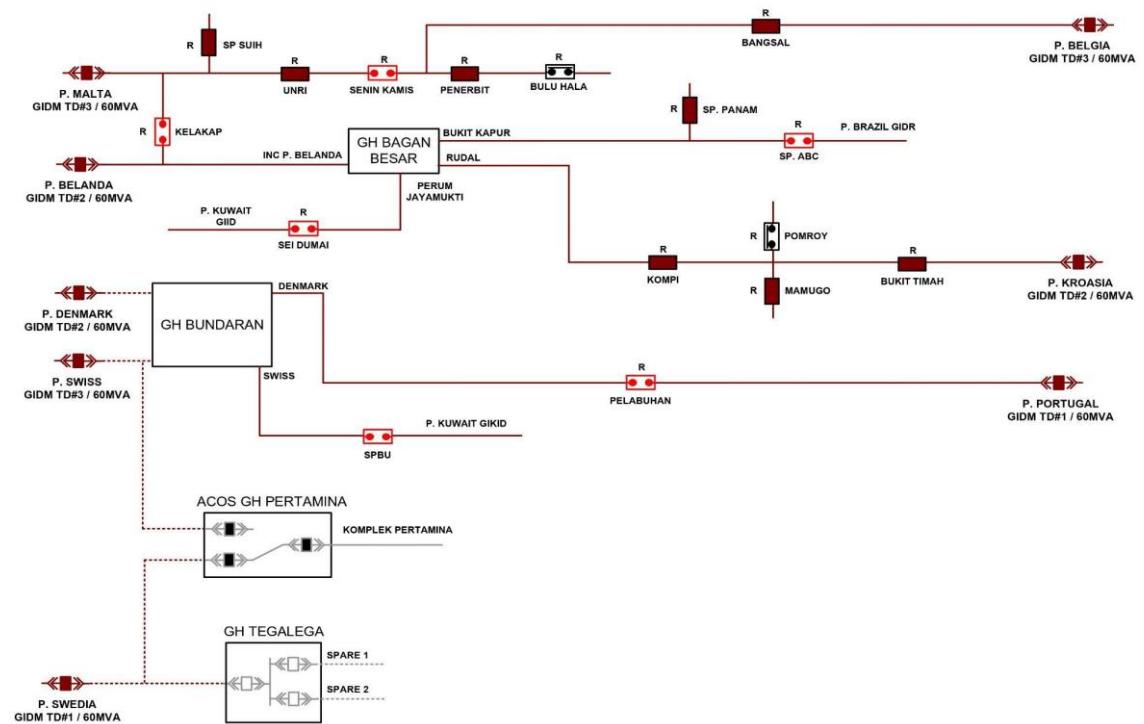


PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau



Gambar IV-3 Konfigurasi jaringan & sistem pengaman Spindel GH Bagan Besar GI Dumai

Tim Proyek	Validator



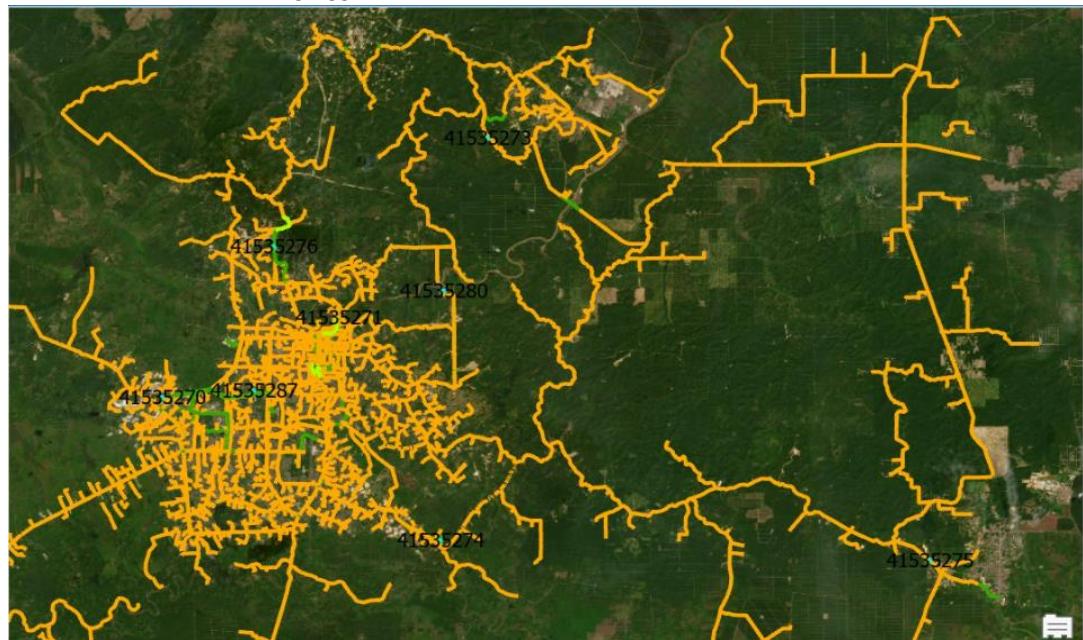
#### 4.1.3.1 Interkoneksi Penyulang

Peralatan keypoint yang terpasang akan sangat membantu dalam pemulihan gangguan dan penekanan ENS baik dalam penyulang yang sama maupun antar penyulang. Keypoint yang menghubungkan dua penyulang atau lebih dapat dilihat pada lampiran.

#### 4.1.3.2 Peta Jaringan/ Geografis Jaringan

Pemetaan jaringan tegangan menengah telah diimplementasikan di seluruh UP3 yang ada di UID RKR dengan menggunakan aplikasi ArcGIS, sehingga dapat diketahui letak semua peralatan distribusi yang ada dalam jaringan distribusi dan wilayah kerja operasi sistem, mulai dari gardu induk /pembangkitan sampai dengan gardu distribusi. Dibawah ini merupakan beberapa tampilan bagian kecil dari peta jaringan yang ada di UID Riau dan Kepulauan Riau.

Contoh



Gambar IV-4 Gambar Penyulang Gardu Induk di UP3 Pekanbaru Pada Aplikasi Arcgis

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

---



Gambar IV-4 Gambar Penyulang Gardu Induk di UP3 Dumai Pada Aplikasi Arcgis



Gambar IV-4 Gambar Penyulang Gardu Induk di UP3 Tanjung Pinang Pada Aplikasi Arcgis

Tim Proyek	Validator

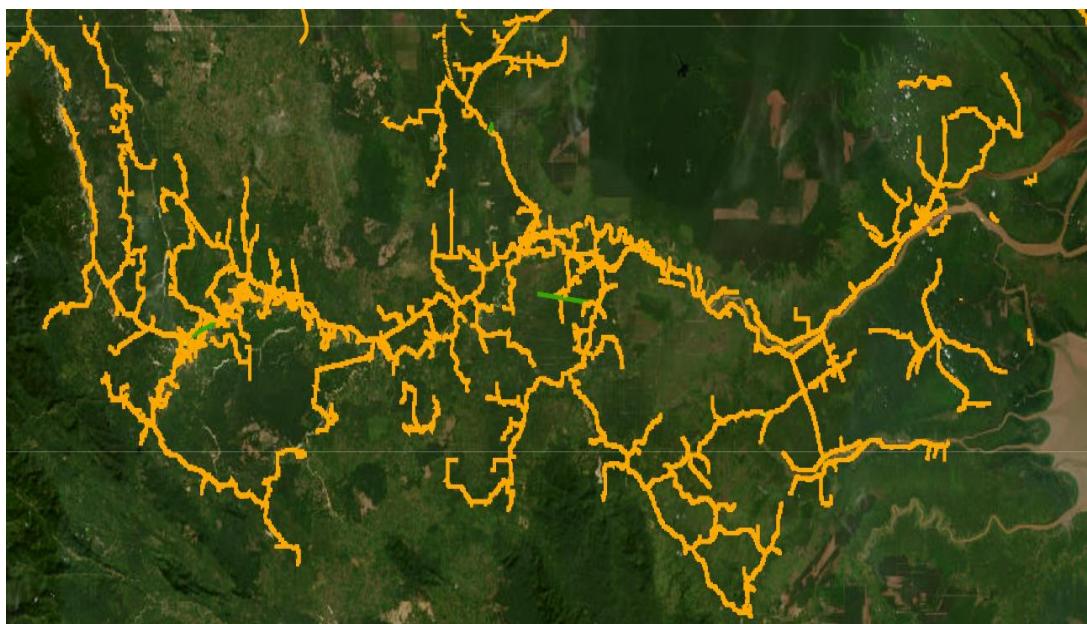


PT PLN (Persero)

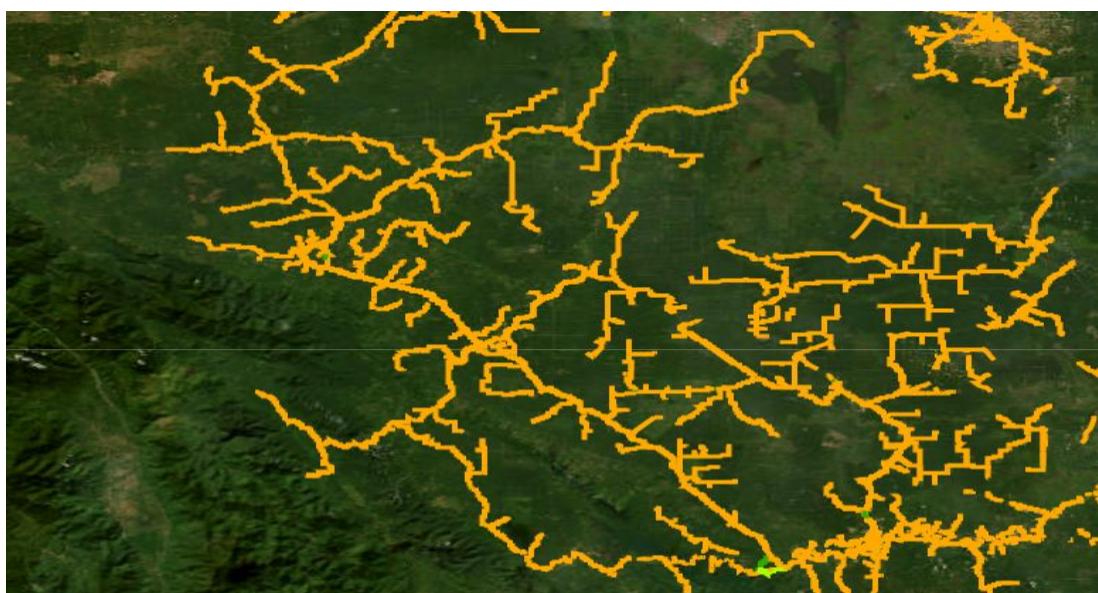
UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau



Gambar IV-4 Gambar Penyulang Gardu Induk di UP3 Rengat Pada Aplikasi Arcgis



Gambar IV-4 Gambar Penyulang Gardu Induk di UP3 Bangkinang Pada Aplikasi Arcgis

Tim Proyek	Validator



#### 4.1.3.3 Data Jaringan Tegangan Menengah

Berikut data penyulang masing-masing UP3 yang akan dianalisa menggunakan aplikasi ETAP dan kemudian dibuat rencana untuk penyulang-penyulang yang perlu dilakukan perbaikan untuk peningkatan kehandalan dan efisiensi.

Tabel IV-4 Contoh Tabel Data Penghantar Penyulang

No.	Jenis Penghantar	Ukuran Penghantar (mm <sup>2</sup> )	KHA (A)
1	AAAC	70	255
		95	320
		150	425
2	AAACS	70	248
		150	423
		240	576
3	NA2XSEYBY	70	256
		150	409
		240	358
		300	552
4	NA2XSEYY	35	

Tabel IV-5 Contoh Tabel Data Penyulang Kota Pekanbaru

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

JI. Musyawarah Pekanbaru-Riau

NO	GARDU INDUK/KIT	PENYULANG	PANJANG SIRKIT (KMS)	JUMLAH GARDU DISTIRBUSI	
				JUMLAH	KVA
1	TELUK LEMBU	GITL-AKASIA-CB	18.30	49	10,805
2	TELUK LEMBU	GITL-RENGAS-CB	17.70	51	10,625
3	GARUDA SAKTI	GIGS-NAPOLEON-CB	15.40	57	10,150
4	GARUDA SAKTI	GIGS-SENANGIN-CB	9.50	1	250
5	GARUDA SAKTI	GIGS-TONGKOL-CB	12.00	66	12,480
6	GARUDA SAKTI	GIGS-GURAMI-CB	13.40	48	8,715
7	GARUDA SAKTI	GIGS-TERI-CB	29.50	67	11,925
8	GARUDA SAKTI	GIGS-SALMON-CB	20.10	52	10,850
9	TELUK LEMBU	GITL-UBAR-CB	10.80	25	6,605
10	GARUDA SAKTI	GIGS-BAWAL-CB	14.60	40	7,910
11	GARUDA SAKTI	GIGS-BELANAK-CB	31.90	60	15,190
12	GARUDA SAKTI	GIGS-KERAPU-CB	11.30	22	4,030
13	GARUDA SAKTI	GIGS-LELE-CB	15.50	77	12,815
14	GARUDA SAKTI	GIGS-TUNA-CB	15.60	31	6,120
15	TELUK LEMBU	GITL-KETAPANG-CB	16.70	54	15,165
16	GIS PEKANBARU	GIS-SINGASARI-CB	8.50	0	0
17	GIS PEKANBARU	GIS-KALINGGA-CB	2.30	0	0
18	GIS PEKANBARU	GIS-MATARAM-CB	7.00	1	250
19	GIS PEKANBARU	GIS-TARUMANEGARA-CB	0.40	0	0
20	GIS PEKANBARU	GIS-KEDIRI-CB	5.80	0	0
21	PANGKALAN KERINCI	GIPK-SAFIR-CB	155.00	101	9,936
22	PANGKALAN KERINCI	GIPK-RUBY-CB	193.00	86	8,195
23	PANGKALAN KERINCI	GIPK-BACAN-CB	153.00	61	7,800
24	PANGKALAN KERINCI	GIPK-BERLIAN-CB	132.00	85	9,515
25	PLTMG LIRIK	PLTMG LIRIK-MILAN-CB	104.00	68	7,460
26	PANGKALAN KERINCI	GIPK-ZAMRUD-CB	29.00	62	10,120
27	PANGKALAN KERINCI	GIPK-SPINEL-CB	348.00	105	13,035
28	GARUDA SAKTI	GIGS-SEPAT-CB	24.50	70	11,400
29	GARUDA SAKTI	GIGS-MUJAIR-CB	34.40	133	17,150
30	GARUDA SAKTI	GIGS-LOUHAN-CB	19.90	39	5,970
31	GARUDA SAKTI	GIGS-SELAIS-CB	24.60	102	15,475
32	GARUDA SAKTI	GIGS-PATIN-CB	32.70	78	11,030
33	GARUDA SAKTI	GIGS-PARI-CB	34.80	118	15,990

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

34	GARUDA SAKTI	GIGS-KOI-CB	18.60	69	14,465
35	GARUDA SAKTI	GIGS-BUNTAL-CB	26.25	85	19,620
36	GARUDA SAKTI	GIGS-NILA-CB	10.60	44	9,080
37	PERAWANG	GIPW-ARIES-CB	89.72	82	13,980
38	PERAWANG	GIPW-GEMINI-CB	208.60	78	8,360
39	PERAWANG	GIPW-LIBRA-CB	21.65	17	1,150
40	PERAWANG	GIPW-LEO-CB	35.10	32	5,160
41	PERAWANG	GIPW-TAURUS-CB	21.71	79	10,430
42	TELUK LEMBU	GITL-DAMAR-CB	70.45	59	8,816
43	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-RUSA-CB	63.00	77	13,135
44	TELUK LEMBU	GITL-SUNGKAI-CB		1	250
45	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-KUDA-CB	34.20	82	13,355
46	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-KELINCI-CB	18.00	52	7,870
47	TELUK LEMBU	GITL-MERANTI-CB	16.50	19	3,520
48	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-KIJANG-CB	13.00	34	7,330
49	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-ANOA-CB	12.40	31	4,910
50	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-SERIGALA-CB	2.20	0	0
51	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-HARIMAU-CB	3.30	0	0
52	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-SINGA-CB	15.90	33	8,307
53	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-BERUANG-CB	2.20	0	0
54	SIAK SRI INDRAPURA	GISK-CERES-CB	95.00	68	9,071
55	SIAK SRI INDRAPURA	GISK-VENUS-CB	17.00	1	2,000
56	SIAK SRI INDRAPURA	GISK-MARS-CB	137.00	40	6,610
57	SIAK SRI INDRAPURA	GISK-KRYPTON-CB	136.00	149	20,880
58	SIAK SRI INDRAPURA	GISK-SALACIA-CB	201.00	101	9,108
59	SIAK SRI INDRAPURA	GISK-MERKURIUS-CB	75.00	42	4,887
60	PASIR PUTIH	GIPP-CAKALANG-CB	39.00	34	7,650
61	PASIR PUTIH	GIPP-MERPATI-CB	26.10	36	8,920
62	TELUK LEMBU	GITL-MAHONI-CB	29.00	50	8,365
63	GARUDA SAKTI	GIGS-CUPANG-CB	37.30	60	9,380
64	GARUDA SAKTI	GIGS-TOMAN-CB	32.20	19	4,460
65	GARUDA SAKTI	GIGS-NEMO-CB	51.45	81	14,345
66	GARUDA SAKTI	GIGS-KAKAP-CB	35.00	24	3,635

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

67	PASIR PUTIH	GIPP-PARKIT-CB	31.74	73	18,015
68	PASIR PUTIH	GIPP-BALAM-CB	38.05	63	8,265
69	PASIR PUTIH	GIPP-PIPIT-CB	34.65	68	30,905
70	PASIR PUTIH	GIPP-ELANG-CB	11.00	43	9,175
71	TELUK LEMBU	GITL-PINUS-CB	22.00	1	5,000
72	PASIR PUTIH	GIPP-NURI-CB	8.50	21	3,560
73	PASIR PUTIH	GIPP-PUYUH-CB		0	0
74	PASIR PUTIH	GIPP-MERAK1-CB	3.60	1	5,000
75	PASIR PUTIH	GIPP-MERAK2-CB	3.60		
76	PASIR PUTIH	GIPP-MERAK3-CB	3.60		
77	PASIR PUTIH	GIPP-MERAK4-CB	3.60		
78	PASIR PUTIH	GIPP-MERAK5-CB	3.60		
79	PASIR PUTIH	GIPP-MERAK6-CB	3.60		
80	PASIR PUTIH	GIPP-MERAK7-CB	3.60		
81	TELUK LEMBU	GITL-SENGON-CB	9.90	43	4,720
82	TENAYAN	GITY-ANGGUR-CB	48.90	123	15,820
83	TELUK LEMBU	GITL-JATI-CB	21.90	93	14,085
84	TENAYAN	GITY-APEL-CB	29.10	76	10,639
85	TELUK LEMBU	GITL-MERBAU-CB	22.75	39	6,800
86	TELUK LEMBU	GITL-KULIM-CB	18.45	49	7,640
87	PASIR PUTIH	GIPP-PUNAI-CB	23.85	24	3,410
88	TENAYAN	GITY-MANGGIS-CB	25.30	17	2,440
89	TELUK LEMBU	GITL-CEMARA-CB	12.60	55	9,570
90	TELUK LEMBU	GITL-KURAS-CB	13.40	63	10,910
91	PASIR PUTIH	GIPP-PERKUTUT-CB	21.40	25	5,010
92	TELUK LEMBU	GITL-SURIAN-CB	9.35	48	8,090
93	TELUK LEMBU	GITL-CENDANA-CB	8.10	39	7,990
94	TELUK LEMBU	GITL-RAMIN-CB	5.00	33	6,050
95	TELUK LEMBU	GITL-BAKAU-CB	6.35	64	15,890
96	TELUK LEMBU	GITL-PINANG-CB	10.50	47	7,420
97	TELUK LEMBU	GITL-ROTAN-CB	6.30	30	4,680

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau**

---

**Tabel IV-5 Tabel Data Penyulang UP3 Dumai**

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

NO.	GARDU INDUK	PENYULANG	PANJANG SIRKIT (kms)	JUMLAH GARDU DISTRIBUSI	
				JUMLAH	KVA
1	BAGAN BATU	PAKISTAN	170	148	16.365
		MALAYSIA	157	141	12.980
		SINGAPURA	330	220	19.788
		VIETNAM	15	109	13.885
		QATAR	45	29	3.885
		LAOS	120	29	2.575
3	BALAI PUNGUT	MAROKO	155,78	55	5.715
		KONGO	30,12	27	4.440
		MESIR	205,05	291	26.756
		KAMERUN	85,76	108	10.492
4	DUMAI	POLANDIA	0	0	0
		UKRAINA	17,5	0	0
		MALTA	54,69	75	9.050
		ITALI	8,4	0	0
		SPANYOL	8,46	0	0
		LATVIA	27,15	66	10.140
		INGGRIS	38,22	91	17.375
		PORTUGAL	10,34	15	19.915
		FRANCIS	33,63	209	20.985
		GERMAN	24,34	64	10.110
		BELANDA	197,96	175	26.610
		ARMENIA	15,6	1	12.500
		KROASIA	42,19	90	11.070
		CEKO	16,1	31	21.800
		BELGIA	82,54	7	28.730

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

NO.	GARDU INDUK	PENYULANG	PANJANG SIRKIT (kms)	JUMLAH GARDU DISTRIBUSI	
				JUMLAH	KVA
		RUSIA	16,18	15	3.490
		SWISS	53,14	6	7.850
		DENMARK	14,71	8	7.655
		BOSNIA	16,9	1	3.000
		SWEDIA	10,5	0	0
5	DURI	KUBA	34,05	175	25.566
		BOLIVIA	65,2	110	12.990
		MEKSIKO	0	0	0
		VENEZUELA	41,7	49	3.731
		BRAZIL	28,9	169	14.062
		PARAGUAI	60	2	300
		ARGENTINA	55,17	20	2.710
		AMERIKA	136	25	2.570
		PANAMA	126,65	119	12.435
		CHILE	33,41	111	16.460
6	BAGAN SIAPIAPI	TAIWAN	60	87	7.830
		HONGKONG	10	21	3.420
		MONGOLIA	10	88	9.775
		KORSEL	10	30	4.705
		JEPANG	10	95	8.846
7	KAWASAN INDUSTRI DUMAI	BAHRAIN	277,49	111	12.330
		KUWAIT	57,76	11	1.360
		OMAN	42,72	19	5.180
		YAMAN	6,17	2	14.000
		TURKI	265	143	12.425

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

NO.	GARDU INDUK	PENYULANG	PANJANG SIRKIT (kms)	JUMLAH GARDU DISTRIBUSI	
				JUMLAH	KVA
		UZBEKISTAN	5	2	8.000
8	PLTD GOGOK	GORONTALO	48,76	50	4.371
		PALOPO	16,66	35	3.640
9		MENGKIKIP	43,22	18	2.050
10	PLTD LEMANG	BONE	61,9	57	4.437
11	PLTMG MELIBUR	MENGKIRAU	51,6	46	4.050
		KOTA BELITUNG	20,7	33	2.890
12	PLTD PANGKALAN BATANG	SOLO	20	44	5.630
		BANDUNG	10	213	20.741
		BANTEN	15	57	4.806
		TEGAL	15	0	0
13	PLTD P PANIPAHAN	LAMPUNG	0	37	4.295
14	PLTD P PHLG	PADANG	0	2	150
		BENGKULU	0	7	685
15	PLTD TOPANG	PAREPARE	13,4	0	0
16	PLTD SELATPANJANG	MANADO	13,87	46	6.330
		MAKASAR	13,7	25	3.025
		PALU	4,64	22	3.415
		KENDARI	5,41	21	2.705
17	PLTD TANJUNG SAMAK	GOWA	39,33	35	2.895
		GAYUNG	24	23	2.000
18	PLTD TELUK BUNTAL	TELUK BUNTAL	7,46	26	1.725
19	PLTD TELUK KETAPANG	TELUK KETAPANG	22,3	14	1.175
20	PLTD TOPANG	TOPANG	12,41	8	800

Tabel IV-5 Contoh Tabel Data Penyulang Kota Rengat

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

NO.	GARDU INDUK	PENYULANG	PANJANG SIRKIT (kms)	Jumlah Gardu Distribusi	
				Jumlah	KVA
1	TEMBILAHAN	DORTMUND	194,5	106	13.145
		FIORENTINA	4,77		
		LEEDS	202	48	4.605
		PERSIH	369,2	161	15.350
		PARMA	28,8	65	10.445
2	RENGAT	BARCELONA	196,97	148	16.810
		MUNCHEN	116,59	100	13.385
		LYON	46,35	0	-
		RANGERS	196,31	173	18.635
		JUVENTUS	276,193	139	13.780
		MILAN	51,12	45	5.190
		MANCHESTER	106,03	90	10.461
		NAPOLI	31,6	1	100
		TORINO	110,97	48	4.715
3	TALUK	ATLETICO	26,14	49	4.485
		LEVANTE	139,75	113	10.981
		ESPANYOL	141,86	50	5.290
		VALENCIA	62,83	49	7.145
		SEVILLA	52,19	50	5.290
		ALAVES	61,91	37	3.740
		GETAFE	242,04	137	11.942
		BILBAO	177,32	78	7.210
		EIBAR	315,62	105	10.190
		BETIS	12,82	21	2.445

Tim Proyek	Validator



---

PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Tabel IV-5 Contoh Tabel Data Penyulang Kota Bangkinang

NO.	GARDU INDUK	PENYULANG	PANJANG SIRKIT	Jumlah Gardu Distribusi	
			Kms	Jumlah	KVA
1	BANGKINANG	MAWAR	122,65	126	14.520
2		MATAHARI	149,80	223	13.811
3		MELATI	264,57	131	15.544
4		SAKURA	66,03	145	11.011
5		KEMUNING	57,6	16	13.560
6		ANGGREK	318,16	64	14.520
7		LAVENDER	35,36	130	15.345
8		LILI	45,6	6	4.225
9	GARUDA SAKTI	BANDENG	100,1	140	24.370
10		GABUS	68,8	40	17.715
11		CAKALANG	168,13	141	12.752
12		TENGGIRI	66,49	130	18.820
13		ARWANA	56,56	253	19.495
14	KOTO PANJANG	DIENG	20,15	12	13.061
15		BOROBUDUR			
16		PANGKALAN			
17		PRAMBANAN	247,22	132	5.205
18		MENDUT	126,6	31	25
19		JAGO	14,8	21	13.604
20	PASIR PANGARAIAN	KEBAYA	61,8	76	8795
21		KESATRIAN	65,7	62	6695
22		ULOS	152,49	103	9051

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

23		LURIK	62,5	56	15474
24		BATIK	40,6	82	7970
25		PANGSI	274,43	48	5051
26		BELANGA	286,7	38	11310
27		SONGKET	176,98	165	12226

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Tabel IV-5 Contoh Tabel Data Penyulang Kota Tanjungpinang

#### 4.1.3.4 Data Gardu Distribusi/ Gardu Pelanggan Tegangan Menengah (TM)

Pelanggan Tegangan Menengah di UID Riau dan Kepulauan Riau berjumlah 587 pelanggan dengan total daya kontrak sebesar 677.816 kVA, detil data Pelanggan TM dapat dilihat pada lampiran, berikut ini rekap pelanggan TM pada masing-masing UP3.

Tabel 4-1 Tabel Data Gardu Distribusi Umum

UP3	PELANGGAN TM	KONTRAK DAYA (KVA)
Pekanbaru	258	285.830
Dumai	149	232.485
Tanjungpinang	84	90.657
Rengat	17	30.230
Bangkinang	79	38.614

Tim Proyek	Validator



#### 4.1.4 Sistem SCADA dan Telekomunikasi

##### 4.1.4.1 Sistem SCADA Distribusi

Pada sub-bab ini dijelaskan sistem SCADA Distribusi/DMS yang mengatur sistem jaringan distribusi pada wilayah lingkup studi. Secara umum disampaikan master station yang digunakan pada DCC serta tahun pembangunan dari DCC tersebut. Hal ini sebagai gambaran umur dari sistem SCADA Distribusi eksisting.

Pada sub-bab ini juga diterangkan mengenai Level SCADA pada Master Station sesuai dengan SPLN S3.001:2008 Peralatan Scada Sistem Tenaga Listrik. Hal lain yang perlu disampaikan adalah protokol yang digunakan pada DCC tersebut juga agar disampaikan yaitu bahasa komunikasi antara Master dan Peralatan Remote Station. Rincian data-data master dan remote eksisting dapat disajikan dalam bentuk tabel seperti ditampilkan pada tabel di bawah ini.

Pada sub-bab ini dijelaskan secara singkat mengenai kondisi sistem SCADA eksisting pada wilayah studi antara lain:

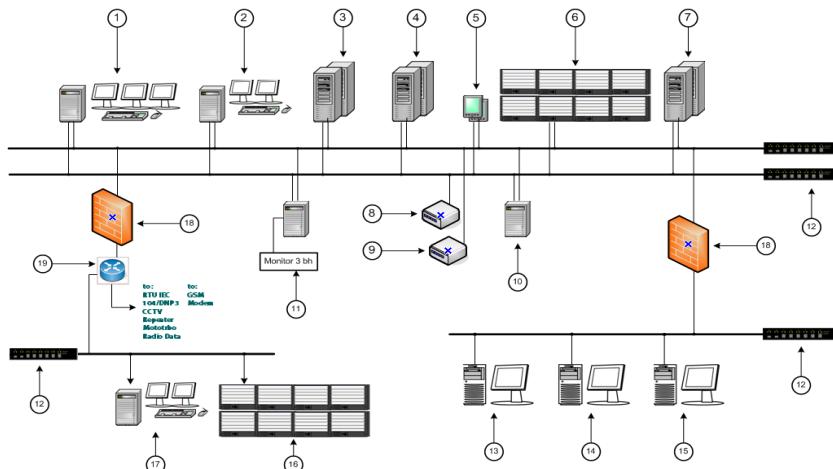
- Penjelasan cakupan wilayah kerja Sistem SCADA eksisting.
- Overview peralatan distribusi yang sudah interkoneksi dan belum interkoneksi dengan sistem SCADA.
- Kapasitas dan Arsitektur Sistem SCADA eksisting.
- Hierarki Sistem SCADA Eksisting.
- Merk dan Tipe SCADA eksisting secara Hardware dan Software dan tahun pembangunan.

Performa secara singkat dari adanya sistem SCADA ini serta gambaran kondisi kinerjanya.

Tim Proyek	Validator

**Contoh:**

TOPOLOGY MASTER SCADA UID RIAU DAN KEPRI

**Keterangan:**

1. Workstation dispatcher Riau (2 set)
2. Workstation engineer (2 set)
3. Server SCADA (1 set redundant)
4. Server data historikal, Offline Database & update database (1 set redundant)
5. GPS
6. Walldisplay dispatcher Riau
7. Server SNMP
8. Radio Digital Voice
9. Radio Data
10. Server CCTV Gardu Hubung
11. Static display
12. Switch ethernet LAN
13. PC CCTV dan Intranet
14. Server Aplikasi Radio Voice dan Internet Corp (icon)
15. Server Adapter portal SCADA terpusat
16. Walldisplay dispatcher Kepulauan Riau (Kepri)
17. Workstation dispatcher Kepulauan Riau (1 set)
18. Firewall
19. Router ICON

SCADA Distribusi Level 2

Gambar IV-5 Arsitektur

Tabel IV-8 Data Aset Distribusi yang belum terintegrasi SCADA

No	Infrastruktur	Aset Distribusi	Belum terintegrasi SCADA
1	Feeder	308	0
2	LBS	344	2
3	Recloser	329	0
4	AVS/SSO	0	0
5	Gardu Hubung	221	0
6	FS (Fuse Saver)	0	0
7	FI (Fault Indicator)	16	0

**4.1.4.2 Sistem Komunikasi**

Pada sub-bab ini diterangkan peralatan komunikasi apa saja yang digunakan pada sistem SCADA. Contoh peralatan komunikasi yang umum digunakan pada sistem

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

---

SCADA Distribusi antara lain Sistem Fiber Optik, Sistem Radio, Pilot Wire (jika ada), GPRS. Data-data tersebut agar ditampilkan dalam bentuk tabel.

**Contoh:**

Tabel IV-9 Contoh Tabel data Sistem Komunikasi Peralatan Remote

No.	Sistem Komunikasi	Protokol Yang Digunakan	Penyalang (GH/Key Poin)	Keterangan/kendala komunikasi
1	Fiber Optik	DNP3, 104	100	Putus FO
2	Radio Digital (UHF)	DNP3	144	-
3	Radio WIFI 2,4 GHZ	-	-	-
4	GPRS	DNP3	709	Loss Sinyal dan Low Sinyal
5	PLC/ DLC	-	-	-
6	Pilot Wire	-	-	-
7	Radio VHF	-	-	-
8	VSAT	DNP3, 104	8	Gangguan Layanan, Over heat, Low Connection

## 4.2 Analisis Sistem Distribusi Terpasang

### 4.2.1 Analisis Pasokan Daya Gardu Induk Dan Pembangkit

#### 4.2.1.1 Analisis Kecukupan / Ketersediaan Pasokan Daya

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Tabel IV-10 Daya

Tersambung,  
Produksi dan  
Distribusi Listrik  
Pekanbaru

TAHUN	UNIT	DAYA TERSAMBUNG (MVA)
2024	ULP PEKANBARU KOTA TIMUR	280.83
	ULP PEKANBARU KOTA BARAT	304.37
	ULP SIMPANG TIGA	235.30
	ULP PANAM	241.49
	ULP RUMBIAI	108.61
	ULP PERAWANG	67.60
	ULP PANGKALAN KERINCI	161.59
	ULP SIAK SRI INDERAPURA	99.10
	<b>UP3 PEKANBARU</b>	<b>1498.90</b>

UP3

Tabel IV-10 Daya

Tersambung,  
Produksi dan  
Distribusi Listrik  
Dumai

TAHUN	UNIT	DAYA TERSAMBUNG (MVA)
2024	ULP Dumai Kota	385,75
	ULP Duri	535,19
	ULP Bagan Batu	157,63
	ULP Bagan Siapi-Api	74,52
	ULP Bengkalis	100,69
	ULP Selat Panjang	69,95
	<b>UP3 DUMAI</b>	<b>1.323,73</b>

UP3

Tabel IV-10 Daya Tersambung, Produksi dan Distribusi Listrik UP3 Tanjung Pinang

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Tabel IV-10  
Tersambung,  
Produksi dan  
Distribusi Listrik  
Rengat

TAHUN	UNIT	DAYA TERSAMBUNG (MVA)
2024	ULP BINTAN CENTER	2,03
	ULP KIJANG	2,12
	ULP TANJUNG UBAN	4,41
	ULP BELAKANG PADANG	3,6
	ULP TANJUNG BALAI KARIMUN	1,84
	ULP TANJUNG BATU	0,76

Daya

UP3

Tabel IV-10  
Tersambung,  
Produksi dan  
Distribusi Listrik  
Bangkinang

TAHUN	UNIT	DAYA TERSAMBUNG (MVA)
2024	ULP PENGAT KOTA	148.16
	ULP TANJUNGPINANG KOTA	11
	ULP AIR MOLEK	85
	ULP ANAMBAS	0,46
2024	ULP TEMBILAHAN	153.92
	<b>UP3 TANJUNGPINANG</b>	<b>15.8</b>
	ULP KUALA ENOK	56.44
	ULP TALUK KUANTAN	160.2
	<b>UP3 RENGAT</b>	<b>603.438</b>

Daya

UP3

TAHUN	UNIT	DAYA TERSAMBUNG (MVA)
2024	ULP BANGKINANG	143.55
	ULP KAMPAR	187.32
	ULP LIPAT KAIN	72.53
	ULP PASIR PANGARAIAN	140.09
	ULP UJUNG BATU	93.09
	<b>UP3 BANGKINANG</b>	<b>233.18</b>

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

---

Tabel IV-11 Jumlah & Kapasitas Daya Terpasang dan Beban Puncak Grid Sumatera  
UID RKR

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

No	Gardu Induk	Unit	Kapasitas (MVA)	Kapasitas Terpasang/Daya Mampu Pembangkit (MVA)	Beban Puncak (MVA)
1	GARUDA SAKTI	TD#1	60		38,4
2	GARUDA SAKTI	TD#2	60		42,1
3	GARUDA SAKTI	TD#3	60		46,5
4	GARUDA SAKTI	TD#4	60		44,6
5	BANGKINANG	TD#1	60		47,5
6	BANGKINANG	TD#2	30		16,3
7	PASIR PANGARAIAN	TD#1	30		18,41
8	PASIR PANGARAIAN	TD#2	60		23,77
9	KOTO PANJANG	TD#1	60		0,87
10	KOTO PANJANG	TD#2	30		10
11	DUMAI	TD#1	60		33,99
12	DUMAI	TD#2	30		22,59
13	DUMAI	TD#3	60		43,58
14	DURI	TD#1	60		35,07
15	DURI	TD#2	60		26,6
16	BALAI PUNGUT	TD#1	60		21,09
17	BALAI PUNGUT	TD#2	30		12,74
18	BAGAN BATU	TD#1	20		14,23
19	BAGAN BATU	TD#2	20		0
20	BAGAN BATU	TD#3	60		29,87
21	KID	TD#1	30		19,85
22	KID	TD#2	30		3,65
23	BAGAN SIAPI API	TD#1	30		23,72
24	TELUK LEMBU	TD#1	60		43,94
25	TELUK LEMBU	TD#2	60		27,89
26	TELUK LEMBU	TD#3	60		31,05
27	PASIR PUTIH	TD#1	30		28,38
28	PASIR PUTIH	TD#2	30		29,27
29	PASIR PUTIH	TD#3	60		49,24
30	PERAWANG	TD#1	60		18,61
31	PANGKALAN KERINCI	TD#1	30		20,66
32	PANGKALAN KERINCI	TD#2	60		23,42
33	NEW GARUDA SAKTI	TD#1	60		27,5
34	NEW GARUDA SAKTI	TD#2	30		0
35	GIS PEKANBARU	TD#1	60		0
36	GIS PEKANBARU	TD#2	60		34,07
37	SIAK	TD#1	60		24,53
38	TENAYAN	TD#1	30		15,1

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

39	TALUK KUANTAN	TD#1	30		13,79
40	TALUK KUANTAN	TD#2	60		29,16
41	RENGAT	TD#1	30		25,51
42	RENGAT	TD#2	60		56,95
43	TEMBILAHAN	TD#1	60		78,59
44	AIR RAJA	TD#1	60		27,76
45	AIR RAJA	TD#2	60		31,65
46	KIJANG	TD#1	30		6,15
47	KIJANG	TD#2	30		5,33
48	NGENANG	TD#1	10		0,08
49	SRI BINTAN	TD#1	30		2,98
50	SRI BINTAN	TD#2	30		8,11
51	TANJUNG UBAN	TD#1	30		13,13
52	TANJUNG UBAN	TD#2	30		7,36

Dari tabel - tabel diatas, daya tersambung UID Riau dan Kepulauan Riau tahun 2024 sebesar 3.675,05 MVA dengan beban puncaknya sebesar 1054.1 MW. Sedangkan ketersediaan daya dari gardu induk di UID RKR adalah 2.360 MVA.

Tim Proyek	Validator



Dari Tabel 4-11 dapat diihat bahwa jika ada gangguan pada TRAFO 2 di GI Sambutan, TRAFO 1 tidak dapat menanggung seluruh beban penyulang dari TRAFO 2. Demikian pula jika ada gangguan pada TRAFO 1 di GI Harapan Baru, TRAFO 2 tidak dapat menanggung seluruh beban penyulang dari TRAFO 1. Karena itu untuk keamanan pasokannya penyulangnya perlu dibuat tabel konfigurasinya seperti tabel 4-12

Dari Tabel 4-11 dapat diihat bahwa Pembebanan Trafo Pada Gardu Induk Tengkawang masing-masing trafo sudah di atas 50 %., sehingga apabila salah satu (misalnya Trafo 3) pada GI Tengkawang mengalami gangguan maka tidak ada Trafo yang lain yang dapat menanggung seluruh beban Trafo 3 yang mengalami gangguan tersebut. Karena itu untuk keamanan pasokan penyulangnya perlu dibuat tabel konfigurasinya seperti tabel 4-12

#### 4.2.1.2 Analisis Keamanan Persediaan Tenaga Listrik

Keamanan persediaan tenaga listrik ditinjau dari seberapa banyak area berbeban tersebut disuplai oleh sumber lain. Sehingga ketika terdapat gangguan, evakuasi daya akan lebih mudah dilakukan. Berikut konfigurasi penyulang di masing-masing UP3.

oh:

Tabel IV-12 Contoh Tabel Konfigurasi Feeder di UP3 Pekanbaru

NO	GARDU INDUK/KIT	PENYULANG	KONFIGURASI	PENYULANG LAIN/GARDU INDUK LAIN
1	TELUK LEMBU	GITL-AKASIA-CB	LOOP	GIGS-TUNA-CB, GITL-BAKAU-CB, GIGS-TONGKOL-CB
2	TELUK LEMBU	GITL-RENGAS-CB	LOOP	GITL-AKASIA-CB, GITL-UBAR-CB, GITL-BAKAU-CB, GIGS-SALMON-CB, GITL-KETAPANG-CB
3	GARUDA SAKTI	GIGS-NAPOLEON-CB	LOOP	GITL-KETAPANG-CB, GITL-SENGON-CB, GIGS-CUPANG-CB
4	GARUDA SAKTI	GIGS-SENANGIN-CB	LOOP	GIGS-BAWAL-CB
5	GARUDA SAKTI	GIGS-TONGKOL-CB	LOOP	GITL-AKASIA-CB, GIGS-TUNA-CB, GITL-BAKAU-CB
6	GARUDA SAKTI	GIGS-GURAMI-CB	LOOP	GIS-SINGASARI-CB, GIGS-KERAPU-CB
7	GARUDA SAKTI	GIGS-TERI-CB	LOOP	GIS-KEDIRI-CB, GIS-TARUMANEGARA-CB
8	GARUDA SAKTI	GIGS-SALMON-CB	LOOP	GIGS-BAWAL-CB, GITL-RENGAS-CB

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

JI. Musyawarah Pekanbaru-Riau

9	TELUK LEMBU	GITL-UBAR-CB	LOOP	GITL-RENGAS-CB, GITL-KETAPANG-CB
10	GARUDA SAKTI	GIGS-BAWAL-CB	LOOP	GIGS-SENANGIN-CB, GIGS-SALMON-CB, GIGS-LELE-CB
11	GARUDA SAKTI	GIGS-BELANAK-CB	LOOP	GIS-SINGASARI-CB, GIGS-KERAPU-CB, GIGS-GURAMI-CB
12	GARUDA SAKTI	GIGS-KERAPU-CB	LOOP	GIS-SINGASARI-CB, GIGS-GURAMI-CB
13	GARUDA SAKTI	GIGS-LELE-CB	LOOP	GIS-KALINGGA-CB, GIGS-BAWAL-CB, GITL-KETAPANG-CB, GIS-KEDIRI-CB
14	GARUDA SAKTI	GIGS-TUNA-CB	LOOP	GIGS-TONGKOL-CB, GITL-AKASIA-CB,
15	TELUK LEMBU	GITL-KETAPANG-CB	LOOP	GIS-KALINGGA-CB, GIS-MATARAM-CB, GITL-RENGAS-CB, GITL-UBAR-CB
16	GIS PEKANBARU	GIS-SINGASARI-CB	LOOP	GIGS-BELANAK-CB, GIGS-KERAPU-CB, GIGS-GURAMI-CB
17	GIS PEKANBARU	GIS-KALINGGA-CB	LOOP	GIGS-LELE-CB, GIGS-BAWAL-CB, GITL-KETAPANG-CB, GIS-KEDIRI-CB
18	GIS PEKANBARU	GIS-MATARAM-CB	LOOP	GIS-KALINGGA-CB, GIGS-LELE-CB, GITL-KETAPANG-CB, GITL-RENGAS-CB
19	GIS PEKANBARU	GIS-TARUMANEGARA-CB	LOOP	GIGS-TERI-CB, GIGS-NEMO-CB, GIS-KEDIRI-CB
20	GIS PEKANBARU	GIS-KEDIRI-CB	LOOP	GIGS-TERI-CB, GIGS-NEMO-CB, GIS-TARUMANEGARA-CB
21	PANGKALAN KERINCI	GIPK-SAFIR-CB	RADIAL	-
22	PANGKALAN KERINCI	GIPK-RUBY-CB	LOOP	GIPK-ZAMRUD-CB, GIPK-BERLIAN-CB, GIPK-SPINEL-CB
23	PANGKALAN KERINCI	GIPK-BACAN-CB	LOOP	GIPK-BERLIAN-CB, GIPK-MERPATI-CB
24	PANGKALAN KERINCI	GIPK-BERLIAN-CB	LOOP	GIPK-RUBY-CB, GIPK-BACAN-CB
25	PLTMG LIRIK	PLTMG LIRIK-MILAN-CB	LOOP	GIPK-RUBY-CB, GIPK-BERLIAN-CB
26	PANGKALAN KERINCI	GIPK-ZAMRUD-CB	LOOP	GIPK-SPINEL-CB
27	PANGKALAN KERINCI	GIPK-SPINEL-CB	LOOP	GIPK-RUBY-CB, GIPK-ZAMRUD-CB
28	GARUDA SAKTI	GIGS-SEPAT-CB	LOOP	GIGS-KOI-CB, GIGS-KAKAP-CB
29	GARUDA SAKTI	GIGS-MUJAIR-CB	LOOP	GIGS-NILA-CB, GIGS-KAKAP-CB, GIGS-PARI-CB
30	GARUDA SAKTI	GIGS-LOUHAN-CB	LOOP	GIS-KUTAI-CB
31	GARUDA SAKTI	GIGS-SELAIS-CB	LOOP	GIGS-BUNTAL-CB, GIGS-KAKAP-CB
32	GARUDA SAKTI	GIGS-PATIN-CB	LOOP	GIGS-NILA-CB
33	GARUDA SAKTI	GIGS-PARI-CB	LOOP	GIGS-KAKAP-CB, GIGS-MUJAIR-CB
34	GARUDA SAKTI	GIGS-KOI-CB	LOOP	GIGS-KAKAP-CB, GIGS-SEPAT-CB
35	GARUDA	GIGS-BUNTAL-	LOOP	GIGS-SELAIS-CB, GIGS-KOI-CB, GIGS-TERI-CB

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

	SAKTI	CB		
36	GARUDA SAKTI	GIGS-NILA-CB	LOOP	GIGS-MUAJIR-CB, GIGS-PATIN-CB
37	PERAWANG	GIPW-ARIES-CB	LOOP	GIPW-LEO-CB, GISK-MERKURIUS, GIPP-MERPATI-CB
38	PERAWANG	GIPW-GEMINI-CB	LOOP	GIPW-TAURUS-CB, GIPW-LEO-CB, GIPW-ARIES-CB
39	PERAWANG	GIPW-LIBRA-CB	LOOP	GIPW-GEMINI-CB, GITL-DAMAR-CB, GINEWGS-RUSA-CB
40	PERAWANG	GIPW-LEO-CB	LOOP	GIPW-ARIES-CB, GISK-MERKURIUS, GIPP-MERPATI-CB
41	PERAWANG	GIPW-TAURUS-CB	LOOP	GIPW-GEMINI-CB, GIPW-LEO-CB, GIPW-ARIES-CB
42	TELUK LEMBU	GITL-DAMAR-CB	LOOP	GIPW-LIBRA-CB, GITL-SUNGKAI-CB
43	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-RUSA-CB	LOOP	GIPW-LIBRA-CB, GINEWGS-KUDA-CB
44	TELUK LEMBU	GITL-SUNGKAI-CB	LOOP	GITL-DAMAR-CB, GINEWGS-ANOA-CB
45	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-KUDA-CB	LOOP	GINEWGS-KELINCI-CB, GINEWGS-RUSA-CB, GIGS-TUNA-CB
46	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-KELINCI-CB	LOOP	GINEWGS-KUDA-CB, GIGS-TUNA-CB
47	TELUK LEMBU	GITL-MERANTI-CB	LOOP	GINEWGS-ANOA-CB, GINEWGS-HARIMAU-CB, GITL-SUNGKAI-CB
48	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-KIJANG-CB	LOOP	GINEWGS-KELINCI-CB, GINEWGS-ANOA-CB, GITL-MERANTI-CB
49	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-ANOA-CB	LOOP	GITL-MERANTI-CB, GINEWGS-HARIMAU-CB, GITL-SUNGKAI-CB
50	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-SERIGALA-CB	LOOP	GINEWGS-HARIMAU-CB, GINEWGS-BERUANG-CB
51	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-HARIMAU-CB	LOOP	GINEWGS-BERUANG-CB, GINEWGS-SERIGALA-CB
52	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-SINGA-CB	LOOP	GINEWGS-ANOA-CB, GITL-MERANTI-CB, GITL-SUNGKAI-CB
53	NEW GARUDA SAKTI	GINEWGS-BERUANG-CB	LOOP	GINEWGS-HARIMAU-CB, GINEWGS-SERIGALA-CB
54	SIAK SRI INDRAPURA	GISK-CERES-CB	LOOP	GISK-KEPLER
55	SIAK SRI INDRAPURA	GISK-VENUS-CB	LOOP	GISK-WOBBLY
56	SIAK SRI INDRAPURA	GISK-MARS-CB	LOOP	GISK-WOBBLY, GIKID-OMAN
57	SIAK SRI INDRAPURA	GISK-KRYPTON-CB	LOOP	GISK-MERKURIUS

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

58	SIAK SRI INDRAPURA	GISK-SALACIA-CB	LOOP	GISK-MERKURIUS, GISK-KEPLER
59	SIAK SRI INDRAPURA	GISK-MERKURIUS-CB	LOOP	GISK-MARS, GIPW-ARIES
60	PASIR PUTIH	GIPP-CAKALANG-CB	LOOP	GIGS-TENGGIRI-CB, GIPP-KACER-CB, GIPP-PIPIT-CB
61	PASIR PUTIH	GIPP-MERPATI-CB	LOOP	GIPK-BACAN-CB, GITY-ANGGUR-CB, GIPW-ARIES-CB
62	TELUK LEMBU	GITL-MAHONI-CB	LOOP	GIGS-NEMO-CB, GITL-PINANG-CB, GITL-SENGON-CB
63	GARUDA SAKTI	GIGS-CUPANG-CB	LOOP	GIPP-BALAM_PP-CB, GITL-MAHONI-CB
64	GARUDA SAKTI	GIGS-TOMAN-CB	LOOP	GIGS-NEMO-CB
65	GARUDA SAKTI	GIGS-NEMO-CB	LOOP	GIGS-TOMAN-CB, GIGS-TERI-CB, GIGS-CUPANG-CB
66	GARUDA SAKTI	GIGS-KAKAP-CB	LOOP	GIGS-MUJAIR-CB, GIGS-SELAIS-CB, GIGS-SEPAT-CB
67	PASIR PUTIH	GIPP-PARKIT-CB	LOOP	GIPP-ELANG-CB, GIGS-NEMO-CB
68	PASIR PUTIH	GIPP-BALAM-CB	LOOP	GIGS-CUPANG-CB
69	PASIR PUTIH	GIPP-PIPIT-CB	LOOP	GIGS-CAKALANG-CB, GIPP-NURI-CB
70	PASIR PUTIH	GIPP-ELANG-CB	LOOP	GIPP-PARKIT-CB
71	TELUK LEMBU	GITL-PINUS-CB	LOOP	GIGS-TOMAN-CB
72	PASIR PUTIH	GIPP-NURI-CB	LOOP	GIPP-PIPIT-CB
73	PASIR PUTIH	GIPP-PUYUH-CB	LOOP	GITY-ANGGUR-CB, GITL-JATI-CB
74	PASIR PUTIH	GIPP-MERAK1-CB	LOOP	GIPP-MERAK2-CB, GIPP-MERAK3-CB, GIPP-MERAK4-CB, GIPP-MERAK5-CB, GIPP-MERAK6-CB, GIPP-MERAK7-CB
75	PASIR PUTIH	GIPP-MERAK2-CB	LOOP	GIPP-MERAK1-CB, GIPP-MERAK3-CB, GIPP-MERAK4-CB, GIPP-MERAK5-CB, GIPP-MERAK6-CB, GIPP-MERAK7-CB
76	PASIR PUTIH	GIPP-MERAK3-CB	LOOP	GIPP-MERAK1-CB, GIPP-MERAK2-CB, GIPP-MERAK4-CB, GIPP-MERAK5-CB, GIPP-MERAK6-CB, GIPP-MERAK7-CB
77	PASIR PUTIH	GIPP-MERAK4-CB	LOOP	GIPP-MERAK1-CB, GIPP-MERAK2-CB, GIPP-MERAK3-CB, GIPP-MERAK5-CB, GIPP-MERAK6-CB, GIPP-MERAK7-CB
78	PASIR PUTIH	GIPP-MERAK5-CB	LOOP	GIPP-MERAK1-CB, GIPP-MERAK2-CB, GIPP-MERAK3-CB, GIPP-MERAK4-CB, GIPP-MERAK6-CB, GIPP-MERAK7-CB
79	PASIR PUTIH	GIPP-MERAK6-CB	LOOP	GIPP-MERAK1-CB, GIPP-MERAK2-CB, GIPP-MERAK3-CB, GIPP-MERAK4-CB, GIPP-MERAK5-CB, GIPP-MERAK7-CB
80	PASIR PUTIH	GIPP-MERAK7-CB	LOOP	GIPP-MERAK1-CB, GIPP-MERAK2-CB, GIPP-MERAK3-CB, GIPP-MERAK4-CB, GIPP-MERAK5-CB, GIPP-MERAK6-CB
81	TELUK LEMBU	GITL-SENGON-CB	LOOP	GIGS-NAPOLEON-CB, GITL-CEMARA-CB
82	TENAYAN	GITY-ANGGUR-CB	LOOP	GIPP-MERPATI-CB, GITL-MERBAU-CB, GIPP-PUNAI-CB
83	TELUK LEMBU	GITL-JATI-CB	LOOP	GIPP-PUNAI-CB, GITL-CEMARA-CB, GITL-PINANG-CB,

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

84	TENAYAN	GITY-APEL-CB	LOOP	GITL-KULIM-CB, GITL-MANGGIS-CB,
85	TELUK LEMBU	GITL-MERBAU-CB	LOOP	GITY-ANGGUR-CB, GITL-MANGGIS-CB, GITY-APEL-CB
86	TELUK LEMBU	GITL-KULIM-CB	LOOP	GITL-CEMARA-CB, GITL-MANGGIS-CB, GITY-APEL-CB
87	PASIR PUTIH	GIPP-PUNAI-CB	LOOP	GITY-ANGGUR-CB, GITL-JATI-CB, GITL-MERBAU-CB
88	TENAYAN	GITY-MANGGIS-CB	LOOP	GITL-CEMARA-CB, GITL-KULIM-CB
89	TELUK LEMBU	GITL-CEMARA-CB	LOOP	GITL-RAMIN-CB, GITL-KULIM-CB, GITL-KURAS-CB, GITL-SENGON-CB,
90	TELUK LEMBU	GITL-KURAS-CB	LOOP	GITL-CEMARA-CB, GITL-SURIAN-CB
91	PASIR PUTIH	GIPP-PERKUTUT-CB	LOOP	GIPP-BALAM-CB, GITL-PINANG-CB, GITL-MAHONI-CB
92	TELUK LEMBU	GITL-SURIAN-CB	LOOP	GITL-KURAS-CB, GITL-ROTAN-CB,
93	TELUK LEMBU	GITL-CENDANA-CB	LOOP	GITL-ROTAN-CB,
94	TELUK LEMBU	GITL-RAMIN-CB	LOOP	GITL-BAKAU-CB, GITL-CEMARA-CB
95	TELUK LEMBU	GITL-BAKAU-CB	LOOP	GITL-AKASIA-CB, GITL-RENGAS-CB, GITL-RAMIN-CB
96	TELUK LEMBU	GITL-PINANG-CB	LOOP	GIPP-PERKUTUT-CB, GITL-JATI-CB
97	TELUK LEMBU	GITL-ROTAN-CB	LOOP	GITL-CENDANA-CB, GITL-SURIAN-CB

Tabel IV-12 Contoh Tabel Konfigurasi Feeder di UP3 Dumai

Gardu Induk/KIT	Feeder	Konfigurasi	Penyulang / Gardu Induk Lain
GI Dumai	Perancis	Radial Interkoneksi	Inggris
	Perancis	Radial Interkoneksi	Kuwait
	Ukraina	Radial Interkoneksi	Bosnia
	Swedia	Radial Interkoneksi	Swiss
	Armenia	Radial Interkoneksi	Ceko
	Kroasia	Radial Interkoneksi	Malta
	Belanda	Radial Interkoneksi	Brazil
	Belanda	Radial Interkoneksi	Kuwait
	Belanda	Radial Interkoneksi	Kroasia

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

	Latvia	Radial Interkoneksi	Jerman
	Rusia	Radial Interkoneksi	Inggris
GI KID	Turkei	Radial Interkoneksi	Oman
	Bahrain	Radial Interkoneksi	Kuwait

Tabel IV-12 Contoh Tabel Konfigurasi Feeder di UP3 Tanjung Pinang

NO	UNIT	GARDU INDUK	PENYULANG	KONFIGURASI	PENYULANG / GI LAIN
1	ULP KOTA TANJUNG PINANG	AIR RAJA	VICTORIA	Radial Interkoneksi	PENYULANG NIAGARA REC ANGPANG
				Radial Interkoneksi	PENYULANG NIAGARA REC TABIB
				Radial Interkoneksi	PENYULANG ANGEL LBSM SUMATERA
			NIAGARA	Radial Interkoneksi	PENYULANG GULFOSS LBSM BAKAR BATU
				Radial Interkoneksi	PENYULANG VICTORIA REC TABIB
			ANGEL	Radial Interkoneksi	PENYULANG VICTORIA LBSM SUMATERA
			GULFOSS	Radial Interkoneksi	PENYULANG DETIAN LBSM BINTAN PLAZA
				Radial Interkoneksi	PENYULANG NIAGARA LBSM BAKAR BATU
2	ULP BINTAN CENTER	AIR RAJA	DETIAN	Radial Interkoneksi	PENYULANG GULFOSS LBSM BINTAN PLAZA
			YUMBILLA	Radial Interkoneksi	PENYULANG BATARA LBSM SATRIA
				Radial Interkoneksi	PENYULANG YOSEMITE LBSM MORBAK
				Radial Interkoneksi	PENYULANG SUNDA GH 10
			BAATARA	Radial Interkoneksi	PENYULANG YOSEMITE LBSM SATRIA
				Radial Interkoneksi	PENYULANG PONGKAR LBS BUKIT RAYA

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

			KAHIWA	Radial Interkoneksi	PENYULANG IGUAZU GH 21 GESEK
				Radial Interkoneksi	PENYULANG RESUN INC GH SENGGARANG
			YOSEMITE	Radial Interkoneksi	PENYULANG BATARA LBSM SATRIA
				Radial Interkoneksi	PENYULANG YUMBILLA LBS MORBAK
				Radial Interkoneksi	PENYULANG TEMBURUN LBS JEMBATAN
				Radial Interkoneksi	PENYULANG MALAKA GH 10
3	ULP KIJANG	AIR RAJA	IGUAZU	Radial Interkoneksi	PENYULANG NERAJA LBSM PULAU PUCUNG
				Radial Interkoneksi	PENYULANG SUNDA LBSM SIMP KAWAL
				Radial Interkoneksi	PENYULANG MALAKA LBS SWADAYA
			NERAJA	Radial Interkoneksi	PENYULANG IGUAZU LBSM PULAU PUCUNG
				Radial Interkoneksi	PENYULANG IGUAZU GH 21 GESEK
				Radial Interkoneksi	PENYULANG LOSARI LBSM 46
		KIJANG	BALI	Radial Interkoneksi	PENYULANG SELAYAR LBSM KOLONG ENAM
			SUNDA	Radial Interkoneksi	PENYULANG IGUAZU LBSM SIMP KAWAL
				Radial Interkoneksi	PENYULANG YUMBILLA GH 10
			MALAKA	Radial Interkoneksi	PENYULANG IGUAZU LBS SIMP KAWAL
				Radial Interkoneksi	PENYULANG YUMBILLA GH 10
				Radial Interkoneksi	PENYULANG IGUAZU LBS SWADAYA
			ALOR	Radial	-
4	ULP TANJUNG	SRI BINTAN	LOSARI	Radial Interkoneksi	PENYULANG BALI LBSM KOLONG ENAM
					PENYULANG MARINA LBSM EKANG LAUT

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

	UBAN			Radial Interkoneksi	PENYULANG NERAJA LBSM 46
			MARINA	Radial Interkoneksi	PENYULANG LOSARI LBSM EKANG LAUT
				Radial Interkoneksi	PENYULANG PATAGONIA LBS PELITA BARU
				Radial Interkoneksi	PENYULANG SAHARA LBSM SEI KECIL
			KUTA	SPINDEL	PENYULANG SANUR GH LAGOI
			SANUR	SPINDEL	PENYULANG KUTA GH LAGOI
	TANJUNG UBAN		GIBSON	SPINDEL	PENYULANG ARABIA GH PERTAMINA
			ARABIA	Radial Interkoneksi	PENYULANG PATAGONIA LBSM SMK
					PENYULANG GIBSON GH PERTAMINA
					PENYULANG SAHARA LBS SD 03
			PATAGONIA	Radial Interkoneksi	PENYULANG ARABIA LBSM SMK
					PENYULANG MARINA LBS PELITA BARU
			SAHARA	Radial Interkoneksi	PENYULANG MARINA LBSM SEI KECIL
					PENYULANG ARABIA LBS SD 03
			GOBI	SPINDEL	PENYULANG SINAI GH LOBAM
			SINAI	SPINDEL	PENYULANG GOBI GH LOBAM
			NGENANG	TANJUNG	Radial
5	ULP TANJUNG BATU	PLTD TANJUNG BATU	MARS	Radial Interkoneksi	PENYULANG NEPTUNUS LBS SMK 2
			MERKURIUS	Radial Interkoneksi	PENYULANG VENUS LBSM TG SESUP
			PLUTO	Radial Interkoneksi	PENYULANG JUPITER LBSM PAYA PANJANG
			JUPITER	Radial Interkoneksi	PENYULANG PLUTO LBSM PAYA PANJANG

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

			VENUS	Radial Interkoneksi	PENULANG MERKURIUS LBSM TG SESUP
			URANUS	Radial	-
			NEPTUNUS	Radial Interkoneksi	PENYULANG MARS LBS SMK 2
			SATURNUS	Radial	-
			MORO	Radial	-
6	ULP DABO SINGKEP	PLTD SETAJAM DABO SINGKEP	SINGGALANG	Radial Interkoneksi	PENYULANG MERAPI LBSM JAGOH
			RINJANI	Radial Interkoneksi	PENYULANG SINGGALANG LBSM SEKOP
			MERAPI	Radial Interkoneksi	PENYULANG SINGGALANG LBSM JAGOH
		PLTD MUSAI	DAIK	Radial Interkoneksi	PENYULANG KELUD LBSM SAWIN
			KERINCI	Radial Interkoneksi	PEYULANG DAIK LBSM SAWIN
			KELUD	Radial Interkoneksi	PENYULANG DAIK LBSM SAWIN
7	ULP NATUNA	PLTD NATUNA	MANTANG	Radial Interkoneksi	PENYULANG PANGKIL LBSM TUGU GASING
			KARAS	Radial	-
			DENDUN	Radial	-
			PANGKIL	Radial Interkoneksi	PENYULANG MANTANG LBSM TUGU GASING
			MAPUR	Radial	-
			KELONG	Radial	-
			PENYENGAT	Radial	-
8	ULP ANAMBAS	PLTD PASIR MANANG ANAMBAS	TOBA	Radial	-
			SINGKARAK	Radial Interkoneksi	PENYULANG MANINJAU LBSM RINTIS
			MANINJAU	Radial Interkoneksi	PENYULANG SINGKARAK LBSM RINTIS
		PLTD LADAN	LADAN	Radial	-
5	ULP BELAKANG	SUNGAI HARAPAN /	HINDIA	Radial Interkoneksi	PENYULANG PASIFIK FCO NURUL IHSAN

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

	PADANG	JUR.BELAKA NG PADANG	PASIFIK	Radial Interkoneksi	PENYULANG HINDIA FCO NURUL IHSAN
6	ULP TANJUNG BALAI KARIMUN	PLTD BUKIT CAROK	KAPUAS	Radial Interkoneksi	PENYULANG MUSI LBSM POLRES
			MUSI	Radial Interkoneksi	PENYULANG KAPUAS LBSM POLRES
				Radial Interkoneksi	PENYULANG MAHKAM LBSM BEA CUKAI
			KAMPAR	Radial Interkoneksi	PENYULANG BRANTAS LBS CAMAT
			SIAK	Radial Interkoneksi	PENYULANG MAHKAM LBSM MANUVER
			CILIWUNG	Radial	-
			MAHKAM	Radial Interkoneksi	PENYULANG MUSI LBSM BEA CUKAI
				Radial Interkoneksi	PENYULANG SIAK LBSM MANUVER
			BRANTAS	Radial Interkoneksi	PENYULANG KAMPAR LBS CAMAT

Tabel IV-12 Contoh Tabel Konfigurasi Feeder di UP3 Rengat

No	Gardu Induk/KIT	Feeder	Konfigurasi	Penyalang / Gardu Induk Lain
1	TEMBILAHAN	DORTMUND	RADIAL	
		FIORENTINA	RADIAL	
		LEEDS	SPINDEL	BARCELONA/GI RENGAT
		PERSIH	RADIAL	
		PARMA	RADIAL	
2	RENGAT	BARCELONA	RADIAL	
		MUNCHEN	RADIAL	
		LYON	RADIAL	
		RANGERS	RADIAL	
		JUVENTUS	SPINDEL	EIBAR/ GI TALUK KUANTAN RUBY/ GI PANGKALAN KERINCI
		MILAN	RADIAL	

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

		MANCHESTER	RADIAL	
		NAPOLI	RADIAL	
		TORINO	RADIAL	
3	TALUK	ATLETICO	RADIAL	
		LEVANTE	RADIAL	
		ESPANYOL	RADIAL	
		VALENCIA	RADIAL	
		SEVILLA	RADIAL	
		ALAVES	RADIAL	
		GETAFE	RADIAL	
		BILBAO	RADIAL	
		EIBAR	RADIAL	
		BETIS	RADIAL	

Tabel IV-12 Contoh Tabel Konfigurasi Feeder di UP3 Bangkinang

No	Gardu Induk/KIT	Feeder	Konfigurasi	Penyalang / Gardu Induk Lain
1	BANGKINANG	MATAHARI (EMH/5916534)	RADIAL	
		SAKURA (EMH/5916533)	RADIAL	
		MELATI (EMH/)	RADIAL	
		KEMUNING (EMH/3811447)	RADIAL	
		MAWAR (EMH/351144)	RADIAL	

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

		LAVENDER (MK6N/211244398)	RADIAL	
		ANGGREK (MK6N/)	RADIAL	
		LILI	RADIAL	
2	GARUDA SAKTI	BANDENG	RADIAL	
		GABUS	RADIAL	
		CAKALANG	RADIAL	
		TENGGIRI	RADIAL	
		ARWANA	RADIAL	
3	KOTO PANJANG	DIENG (MK6N/216549600)	RADIAL	
		BOROBUDUR (MK6N/216549601)	RADIAL	
		PANGKALAN (MK6N/216549605)	RADIAL	
		EXP RIMBO DATAR (MK6N/217215830)	RADIAL	
		JAGO (MK6N/217215831)	OPEN LOOP	KESATRIAN / PASIR PANGARAIAN
		MENDUT (MK6N/217215822)	RADIAL	
		PRAMBANAN (MK6N/217215828)	RADIAL	
4	PASIR PANGARAIAN	KEBAYA (MK10R/250107187)	RADIAL	
		ULOS (MK6E/213037007)	RADIAL	
		KESATRIAAN (MK10E/250108777)	RADIAL	
		PANGSI (CEWE/WP025585)	RADIAL	
		BELANGA (CEWE/WP025578)	OPEN LOOP	PANGKALAN / KOTO PANJANG
		MORI / LURI (CEWE/WP025579)	RADIAL	
		BATIK (CEWE/WP025588)	RADIAL	
		SONGKET	RADIAL	

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

#### 4.2.1.3 Pembebanan Gardu Induk

Beban pada trafo gardu induk perlu dievaluasi secara berkala untuk menjagat pembebanan tidak melebihi 80%, berikut data pembebanan trafo GI pada sistem kelistrikan PLN UID Riau dan Kepulauan Riau.

Tabel IV-13 Pembebanan Trafo GI di Kota Pekanbaru

No	Gardu Induk	Unit	Kapasitas (MVA)	Kapasitas Terpasang/Daya Mampu Pembangkit (MVA)	Beban Puncak (MVA)	Pembebanan Trafo (%)
1	GARUDA SAKTI	TD#1	60	45.59	41.73	69.54%
2		TD#2	60	45.98	36.43	60.71%
3		TD#3	60	37.58	33.66	56.10%
4		TD#4	60	39.44	36.24	60.41%
5	TELUK LEMBU	TD#1	60	29.20	22.49	37.49%
6		TD#2	60	31.07	21.17	35.28%
7		TD#3	60	32.89	25.80	43.00%
10	PASIR PUTIH	TD#1	30	21.01	14.91	49.72%
11		TD#2	30	26.22	20.38	67.94%
12		TD#3	60	52.00	0.73	1.22%
13	PERAWA NG	TD#1	60	18.27	15.95	26.58%
14	PANGKA LAN KERINCI	TD#1	30	20.28	17.30	57.67%
15		TD#2	60	22.63	19.78	32.97%
18	NEW GARUDA SAKTI	TD#1	60	25.09	22.41	37.36%
21	GIS PEKANBARU	TD#1	60	0.00	0.00	0.00%
22		TD#2	60	31.97	27.92	46.54%
23	SIAK	TD#1	60	22.62	21.00	35.00%
24		TD#2	30	0.00	0.00	0.00%

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

25	TENAYA N	TD#1	30	15.88	12.68	42.27%
		<b>TOTAL</b>	<b>990</b>	<b>517.72</b>	<b>390.60</b>	<b>39.45%</b>

Gardu Induk		Total Kapasitas (MVA)	BEBAN TRAFO Eksisting (MW)	Pembebanan Trafo %
Bagan Batu 150/20 kV	TRAFO 1	20	10,73	53,65
	TRAFO 2	20		0,00
	TRAFO 3	60	25,30	42,17
Balai Pungut 150/20 kV	TRAFO 1	60	22,67	37,78
	TRAFO 2	30	9,84	32,80
Bagan Siapi-Api 150/20 kV	TRAFO 1	30	21,55	71,83
Dumai 150/20 kV	TRAFO 1	60	28,08	46,80
	TRAFO 2	30	20,55	68,50
	TRAFO 3	60	32,57	54,28
Duri 150/20 kV	TRAFO 1	60	29,97	49,95
	TRAFO 2	60	15,08	25,13
KID 150/20 kV	TRAFO 1	30	16,89	56,30
	TRAFO M	30	5,34	17,80
Jumlah		550	238,57	

Gardu Induk		Total Kapasitas (MVA)	BEBAN TRAFO Eksisting (MW)	Pembebanan Trafo %
TEMBILAHAN	TRAFO 1	60	23,2	45,49
RENGAT	TRAFO 1	30	16,4	64,31
	TRAFO 2	60	20,4	40,00
TALUK KUANTAN	TRAFO 1	30	12,9	50,59
	TRAFO 1	60	26	50,98

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Gardu Induk		Total Kapasitas (MVA)	BEBAN TRAFO Eksisting (MVA)	Pembebatan Trafo %
<b>BANGKINANG</b>	TRAFO 1	60	47,5	79,17%
	TRAFO 2	30	16,3	54,33%
<b>GARUDA SAKTI</b>	TRAFO 1	60	38,4	64,00%
	TRAFO 2	60	42,1	70,17%
	TRAFO 3	60	46,5	77,50%
	TRAFO 4	60	44,6	74,33%
<b>KOTO PANJANG</b>	TRAFO 1	60	0,9	1,50%
	TRAFO 2	30	10	33,33%
<b>PASIR PANGARAIAN</b>	TRAFO 1	30	18,4	61,33%
	TRAFO 2	60	23,8	39,67%
<b>PASIR PUTIH</b>	TRAFO 1	30	28,4	94,67%

Gardu Induk		Total Kapasitas (MVA)	BEBAN TRAFO Eksisting (MW)	Pembebatan Trafo %
<b>GI AIR RAJA</b>	TRAFO 1	60	30,56	50,93%
<b>150/20 KV</b>	TRAFO 2	60	30,08	50,13%
<b>GI KIJANG</b>	TRAFO 1	30	4,8	16,00%
<b>150/20 KV</b>	TRAFO 2	30	1,6	5,33%
<b>GI TANJUNG UBAN</b>	TRAFO 1	30	7,4	24,67%
<b>150/20 KV</b>	TRAFO 2	30	8,6	28,67%
<b>GI SRI BINTAN</b>	TRAFO 1	30	8	26,67%
<b>150/20 KV</b>	TRAFO 2	30	0	0,00%
<b>GI NGENANG 150/20 KV</b>	TRAFO 1	10	0,4	4,00%
<b>Jumlah</b>		<b>310</b>	<b>91,44</b>	

Tim Proyek	Validator



Dari Tabel 4-13 dapat diihat bahwa Pembebatan Trafo 1 GI Pasir Putih sudah di atas 80 %, sehingga perlu dilakukan rekonfigurasi jaringan atau dilakukan pengalihan beban penyulang ke trafo daya lainnya di gardu induk tersebut atau ke gardu induk sekitarnya melalui penyulang distribusi

#### 4.2.2 Analisis Jaringan Tegangan Menengah

Analisis jaringan tegangan menengah dilakukan dengan melakukan simulasi terhadap konfigurasi sistem Jaringan Distribusi existing yang sudah divalidasi. Analisis jaringan dilakukan dengan mensimulasikan pada aplikasi simulasi sistem tenaga listrik sehingga akan diketahui beberapa parameter yang menjadi dasar untuk rencana pengembangan dan perbaikannya beberapa diantaranya yaitu pembebatan, tegangan ujung, susut dan arus hubung singkat. Analisis yang akan digunakan antara lain aliran daya, keandalan dan hubung singkat

##### 4.2.2.1 Analisis Aliran Daya

Tabel IV-14 Hasil Analisis Aliran Daya (MW) penyulang Jaringan Distribusi di UP3 Pekanbaru

NO	GARDU INDUK/KIT	TRAFO DAYA	PENYULANG	PANJANG PENYULANG (KMS)	BEBAN PUNCAK ETAP (A)	TEGAN PANGKAL (KV)	TEGANGAN UJUNG (KV)	DROP TEGANGGAN (%)	TOTAL SUSUT (KWH)	SUSUT (%)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	TELUK LEMBU	TD#2	GITL-AKASIA-CB	18.30	120	20.50	20.00	2.44%	2.75	0.09
2	TELUK LEMBU	TD#2	GITL-RENGAS-CB	17.70	150	20.50	20.00	2.44%	3.17	0.09
3	GARUDA SAKTI	TD#3	GIGS-NAPOLEON-CB	15.40	145	20.50	20.00	2.44%	5.83	0.09
4	GARUDA SAKTI	TD#4	GIGS-SENANGIN-CB	9.50	185	20.50	20.10	1.95%	1.00	0.00
5	GARUDA SAKTI	TD#2	GIGS-TONGKOL-CB	12.00	180	20.50	20.10	1.95%	6.76	0.09
6	GARUDA SAKTI	TD#2	GIGS-GURAMI-CB	13.40	125	20.50	20.10	1.95%	2.92	0.09
7	GARUDA SAKTI	TD#3	GIGS-TERI-CB	29.50	180	20.50	20.10	1.95%	9.12	0.09
8	GARUDA SAKTI	TD#3	GIGS-SALMON-CB	20.10	230	20.50	20.10	1.95%	4.25	0.09

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

9	TELUK LEMBU	TD#2	GITL-UBAR-CB	10.80	120	21.00	20.80	0.95%	2.83	0.09
10	GARUDA SAKTI	TD#4	GIGS-BAWAL-CB	14.60	120	20.50	20.20	1.46%	6.84	0.08
11	GARUDA SAKTI	TD#3	GIGS-BELANAK-CB	31.90	125	20.50	20.20	1.46%	3.98	0.09
12	GARUDA SAKTI	TD#1	GIGS-KERAPU-CB	11.30	145	20.50	20.20	1.46%	3.60	0.10
13	GARUDA SAKTI	TD#3	GIGS-LELE-CB	15.50	180	20.50	20.20	1.46%	5.89	0.10
14	GARUDA SAKTI	TD#4	GIGS-TUNA-CB	15.60	180	20.50	20.50	0.00%	6.07	0.10
15	TELUK LEMBU	TD#2	GITL-KETAPANG-CB	16.70	185	20.50	20.10	1.95%	7,28	0,09
16	GIS PEKANBARU	TD#1	GIS-SINGASARI-CB	8.50	125	20.50	19.50	4.88%	7,12	0,09
17	GIS PEKANBARU	TD#1	GIS-KALINGGA-CB	2.30	130	20.50	20.10	1.95%	7,27	0,09
18	GIS PEKANBARU	TD#1	GIS-MATARAM-CB	7.00	140	20.50	20.10	1.95%	5,77	0,10
19	GIS PEKANBARU	TD#1	GIS-TARUMANEGARA-CB	0.40	70	20.50	20.40	0.49%	2.12	0.09
20	GIS PEKANBARU	TD#1	GIS-KEDIRI-CB	5.80	180	20.50	20.10	1.95%	4.25	0.09
21	GARUDA SAKTI	TD#4	GIGS-TENGGIRI-CB	73.10	155	20.50	19.50	4.88%	2.83	0.09
22	PANGKALAN KERINCI	TD#1	GIPK-SAFIR-CB	155.00	138	20.50	19.50	4.88%	16.84	0.08
23	PANGKALAN KERINCI	TD#1	GIPK-RUBY-CB	193.00	168	20.50	16.00	21.95%	13.98	0.09
24	PANGKALAN KERINCI	TD#1	GIPK-BACAN-CB	153.00	146	20.50	18.00	12.20%	13.60	0.10
25	PANGKALAN KERINCI	TD#2	GIPK-BERLIAN-CB	132.00	160	20.50	18.00	12.20%	16.84	0.08
26	PLTMG LIRIK	TD#1	PLTMG LIRIK-MILAN-CB	104.00	118	20.50	18.70	8.78%	3.98	0.09
27	PANGKALAN KERINCI	TD#2	GIPK-ZAMRUD-CB	29.00	170	21.00	20.80	0.95%	13.60	0.10
28	PANGKALAN KERINCI	TD#2	GIPK-SPINEL-CB	348.00	183	20.50	18.00	12.20%	12.89	0.10
29	GARUDA SAKTI	TD#2	GIGS-SEPAT-CB	24.50	171	20.50	20.10	1.95%	6.07	0.10
30	GARUDA SAKTI	TD#1	GIGS-MUJAIR-CB	34.40	284	20.50	19.80	3.41%	12.75	0.09
31	GARUDA SAKTI	TD#1	GIGS-LOUHAN-CB	19.90	222	20.50	20.30	0.98%	3.17	0.09
32	GARUDA SAKTI	TD#1	GIGS-SELAIS-CB	24.60	235	20.50	20.20	1.46%	5.83	0.09
33	GARUDA SAKTI	TD#3	GIGS-PATIN-CB	32.70	245	20.50	19.60	4.39%	7,27	0,09
34	GARUDA SAKTI	TD#3	GIGS-PARI-CB	34.80	205	20.50	19.80	3.41%	5,77	0,10

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

35	GARUDA SAKTI	TD#2	GIGS-KOI-CB	18.60	217	20.50	20.40	0.49%	2.12	0.09
36	GARUDA SAKTI	TD#2	GIGS-BUNTAL-CB	26.25	162	20.50	20.10	1.95%	4.25	0.09
37	GARUDA SAKTI	TD#3	GIGS-NILA-CB	10.60	200	20.50	20.50	0.00%	1,21	0,10
38	PERAWANG	TD#1	GIPW-ARIES-CB	89.72	106	20.50	19.80	3.41%	4,05	0,10
39	PERAWANG	TD#1	GIPW-GEMINI-CB	208.60	48	20.50	19.70	3.90%	4,28	0,10
40	PERAWANG	TD#1	GIPW-LIBRA-CB	21.65	159	20.50	20.10	1.95%	5,32	0,09
41	PERAWANG	TD#1	GIPW-LEO-CB	35.10	62	20.50	20.00	2.44%	2,96	0,10
42	PERAWANG	TD#1	GIPW-TAURUS-CB	21.71	95	20.50	20.00	2.44%	2,72	0,10
43	TELUK LEMBU	TD#3	GITL-DAMAR-CB	70.45	112	20.50	19.50	4.88%	1,23	0,10
44	NEW GARUDA SAKTI	TD#1	GINEWGS-RUSA-CB	63.00	94	20.50	19.60	4.39%	2.12	0.09
45	TELUK LEMBU	TD#2	GITL-SUNGKAI-CB	0.00	0	20.50	19.80	3.41%	4.25	0.09
46	NEW GARUDA SAKTI	TD#1	GINEWGS-KUDA-CB	34.20	144	20.50	20.30	0.98%	1,21	0,10
47	NEW GARUDA SAKTI	TD#1	GINEWGS-KELINCI-CB	18.00	126	20.50	20.30	0.98%	4,05	0,10
48	TELUK LEMBU	TD#3	GITL-MERANTI-CB	16.50	20	20.50	20.00	2.44%	4,28	0,10
49	NEW GARUDA SAKTI	TD#1	GINEWGS-KIJANG-CB	13.00	19	20.50	20.20	1.46%	6.84	0.08
50	NEW GARUDA SAKTI	TD#1	GINEWGS-ANOA-CB	12.40	157	20.50	20.30	0.98%	3.98	0.09
51	NEW GARUDA SAKTI	TD#1	GINEWGS-SERIGALA-CB	2.20	14	20.50	20.30	0.98%	3.60	0.10
52	NEW GARUDA SAKTI	TD#1	GINEWGS-HARIMAU-CB	3.30	16	20.50	20.30	0.98%	6.84	0.08
53	NEW GARUDA SAKTI	TD#1	GINEWGS-SINGA-CB	15.90	64	20.50	20.30	0.98%	6.76	0.09
54	NEW GARUDA SAKTI	TD#1	GINEWGS-BERUANG-CB	2.20	3	20.50	20.30	0.98%	2.92	0.09
55	SIAK SRI INDRAPURA	TD#1	GISK-CERES-CB	95.00	65	20.50	20.50	0.00%	2.12	0.09
56	SIAK SRI INDRAPURA	TD#1	GISK-VENUS-CB	17.00	5	21.00	20.80	0.95%	4.25	0.09
57	SIAK SRI INDRAPURA	TD#1	GISK-MARS-CB	137.00	75	20.50	20.10	1.95%	2.83	0.09
58	SIAK SRI INDRAPURA	TD#1	GISK-KRYPTON-CB	136.00	240	20.50	19.37	5.51%	6.84	0.08
59	SIAK SRI INDRAPURA	TD#1	GISK-SALACIA-CB	201.00	175	20.50	19.20	6.34%	3.98	0.09
60	SIAK SRI INDRAPURA	TD#1	GISK-MERKURIUS-CB	75.00	55	20.50	19.90	2.93%	3.60	0.10
61	PASIR PUTIH	TD#1	GIPP-CAKALANG-CB	39.00	160	20.50	20.00	2.44%	12.89	0.10
62	PASIR PUTIH	TD#1	GIPP-MERPATI-CB	26.10	165	20.50	20.00	2.44%	6.07	0.10

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

63	TELUK LEMBU	TD#1	GITL-MAHONI-CB	29.00	130	20.50	20.00	2.44%	7,28	0,09
64	GARUDA SAKTI	TD#2	GIGS-CUPANG-CB	37.30	140	20.50	19.90	2.93%	6.84	0.08
65	GARUDA SAKTI	TD#3	GIGS-TOMAN-CB	32.20	70	20.50	20.10	1.95%	3.98	0.09
66	GARUDA SAKTI	TD#4	GIGS-NEMO-CB	51.45	215	20.50	19.90	2.93%	3.60	0.10
67	GARUDA SAKTI	TD#1	GIGS-KAKAP-CB	35.00	70	20.50	20.00	2.44%	6.84	0.08
68	PASIR PUTIH	TD#2	GIPP-PARKIT-CB	31.74	164	20.50	19.90	2.93%	6.76	0.09
69	PASIR PUTIH	TD#1	GIPP-BALAM-CB	38.05	145	20.50	20.00	2.44%	2.92	0.09
70	PASIR PUTIH	TD#2	GIPP-PIPIT-CB	34.65	200	20.50	20.00	2.44%	2.12	0.09
71	PASIR PUTIH	TD#1	GIPP-ELANG-CB	11.00	100	20.50	20.10	1.95%	3.98	0.09
72	TELUK LEMBU	TD#2	GITL-PINUS-CB	22.00	60	21.00	20.60	1.90%	3.60	0.10
73	PASIR PUTIH	TD#1	GIPP-NURI-CB	8.50	55	20.50	20.20	1.46%	6.84	0.08
74	PASIR PUTIH	TD#2	GIPP-PUYUH-CB	0.00	0	0.00	0.00	0.00%	0.00	0
75	PASIR PUTIH	TD#3	GIPP-MERAK1-CB	3.60	200	21.00	20.90	0.48%	1,21	0,10
76	PASIR PUTIH	TD#3	GIPP-MERAK2-CB	3.60	200	21.00	20.90	0.48%	4,05	0,10
77	PASIR PUTIH	TD#3	GIPP-MERAK3-CB	3.60	200	21.00	20.90	0.48%	4,28	0,10
78	PASIR PUTIH	TD#3	GIPP-MERAK4-CB	3.60	200	21.00	20.90	0.48%	5,32	0,09
79	PASIR PUTIH	TD#3	GIPP-MERAK5-CB	3.60	200	21.00	20.90	0.48%	2,96	0,10
80	PASIR PUTIH	TD#3	GIPP-MERAK6-CB	3.60	200	21.00	20.90	0.48%	2,72	0,10
81	PASIR PUTIH	TD#3	GIPP-MERAK7-CB	3.60	200	21.00	20.90	0.48%	2.75	0.09
82	TELUK LEMBU	TD#3	GITL-SENGON-CB	9.90	121	20.50	20.10	1.95%	3.17	0.09
83	TENAYAN	TD#1	GITY-ANGGUR-CB	48.90	211	20.50	18.05	11.95%	5.83	0.09
84	TELUK LEMBU	TD#1	GITL-JATI-CB	21.90	184	20.50	19.01	7.27%	7,27	0,09
85	TENAYAN	TD#1	GITY-APEL-CB	29.10	186	20.50	20.01	2.39%	5,77	0,10
86	TELUK LEMBU	TD#3	GITL-MERBAU-CB	22.75	164	20.50	19.90	2.93%	2.12	0.09
87	TELUK LEMBU	TD#3	GITL-KULIM-CB	18.45	218	20.50	20.10	1.95%	4.25	0.09
88	PASIR PUTIH	TD#2	GIPP-PUNAI-CB	23.85	116	20.50	20.20	1.46%	1,21	0,10
89	TENAYAN	TD#1	GITY-MANGGIS-CB	25.30	75	20.50	20.10	1.95%	4,05	0,10
90	TELUK LEMBU	TD#1	GITL-CEMARA-CB	12.60	209	20.50	19.10	6.83%	4,28	0,10
91	TELUK LEMBU	TD#2	GITL-KURAS-CB	13.40	209	20.50	19.70	3.90%	2.89	0.10
92	PASIR PUTIH	TD#2	GIPP-PERKUTUT-CB	21.40	99	20.50	19.80	3.41%	6.07	0.10
93	TELUK LEMBU	TD#1	GITL-SURIAN-CB	9.35	144	20.50	19.70	3.90%	7,28	0,09
94	TELUK LEMBU	TD#1	GITL-CENDANA-	8.10	235	20.50	19.40	5.37%	7,12	0,09

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

			CB								
95	TELUK LEMBU	TD#3	GITL-RAMIN-CB	5.00	130	20.50	19.80	3.41%	7,27	0,09	
96	TELUK LEMBU	TD#2	GITL-BAKAU-CB	6.35	156	20.50	20.10	1.95%	2.12	0.09	
97	TELUK LEMBU	TD#3	GITL-PINANG-CB	10.50	127	20.50	19.30	5.85%	3.98	0.09	
98	TELUK LEMBU	TD#3	GITL-ROTAN-CB	6.30	66	20.50	20.10	1.95%	3.60	0.10	

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

---

Tabel IV-14 Hasil Analisis Aliran Daya (MW) penyulang Jaringan Distribusi di  
UP3 Dumai

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Gardu Induk/KIT	Trafo	Feeder	Panjang	Beban	Tegangan	Tegangan	Drop	Total
			Penyalang (kms)	Puncak Etap (MW)	Pangkal (kV)	Ujung (kV)	Tegangan (%)	Susut kW %
GI Dumai	Trafo 1	ITALIA	8,40	4,65	21,22	19,37	8,72	4,24 0,09
		JERMAN	24,34	5,04	21,22	17,87	15,79	4,24 0,08
		PERANCIS	33,63	4,15	21,22	17,57	17,20	3,44 0,08
		PORTUGAL	10,34	2,29	21,22	19,68	7,26	2,12 0,09
		SPANYOL	8,46	4,66	21,22	19,36	8,77	4,25 0,09
		SWEDIA	10,5	3,08	21,22	19,51	8,06	2,83 0,09
		ARMENIA	15,60	8,32	21,22	17,44	17,81	6,84 0,08
	Trafo 2	BELANDA	197,96	4,47	21,09	18,8	10,86	3,98 0,09
		CEKO	16,10	3,71	21,09	20,47	2,94	3,60 0,10
		DENMARK	14,71	3,04	21,09	20,05	4,93	2,89 0,10
		KROASIA	42,19	6,25	21,09	20,48	2,89	6,07 0,10
	Trafo 3							
		BELGIA	82,54	4,86	21,01	19,80	5,76	4,58 0,09
		BOSNIA	16,9	1,24	21,01	20,50	2,43	1,21 0,10
		INGGRIS	38,22	4,25	21,01	20,00	4,81	4,05 0,10
		LATVIA	27,15	4,5	21,01	20,00	4,81	4,28 0,10
		MALTA	54,69	5,64	21,01	19,80	5,76	5,32 0,09
		RUSIA	16,18	3,11	21,01	20,00	4,81	2,96 0,10
		SWISS	53,14	2,81	21,01	20,30	3,38	2,72 0,10
		UKRAINA	17,5	1,26	21,01	20,50	2,43	1,23 0,10
GI Duri	Trafo 1	AMERIKA	136,00	3,06	21,04	18,90	10,17	2,75 0,09
		BRAZIL	28,9	3,61	21,04	18,50	12,07	3,17 0,09
		ARGENTINA	55,17	6,46	21,04	19,00	9,70	5,83 0,09
		MEKSIKO	0,00		21,04	0,00	100,00	0,00 0,00
		PANAMA	126,65	7,26	21,04	19,60	6,84	6,76 0,09

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

		PARAGUAI	60,00	3,32	21,04	18,50	12,07	2,92	0,09
		VENEZUELA	41,7	1,61	21,04	19,50	7,32	1,49	0,09
	Trafo 2	BOLIVIA	65,2	5	21,14	19,60	7,28	4,64	0,09
		CHILE	77,9	6,63	21,14		100,00	0,00	0,00
GI Balai Pungut	Trafo 1	KUBA	34,05	6,19	21,14		100,00	0,00	0,00
		KAMERUN	85,76	3,94	20,97	19,00	9,39	3,57	0,09
		KONGO	30,12	3,32	20,97	19,09	8,97	3,02	0,09
		MESIR	205,05	7,87	20,97	19,40	7,49	7,28	0,09
GI Bagan Batu	Trafo 2	MAROKO	155,78	8,36	20,91	17,80	14,87	7,12	0,09
	Trafo 1	PAKISTAN	170,00	8,03	20,99	19,00	9,48	7,27	0,09
		VIETNAM	15,00	6,06	20,99	20,00	4,72	5,77	0,10
			0,00	6823120					
	Trafo 3	LAOS	120,00	3,71	20,99	16,00	23,77	2,83	0,08
		MALAYSIA	157,00	6,27	20,99	18,00	14,24	5,38	0,09
		QATAR	45,00	4,04	20,99	19,00	9,48	3,66	0,09
		SINGAPURA	330,00	7,49	20,99	16,00	23,77	5,71	0,08
GI KID	Trafo Mobile	TURKI	265,00	3,07	20,84	20,00	4,03	2,95	0,10
		UZBEKISTAN	5,00	2,65	20,84	20,16	3,26	2,56	0,10
	Trafo 1	OMAN	42,72	5,16	21,22	18,70	11,88	4,55	0,09
		BAHRAIN	277,49	5,92	21,22	18,50	12,82	5,16	0,09
		KUWAIT	57,76	2,03	21,22	20,00	5,75	1,91	0,09
		YAMAN	6,17	1,23	21,22	20,20	4,81	1,17	4,81

Tabel IV-15 Contoh Format Data dan Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebanan &gt;80% (Overload)

No.	GARDU INDUK	PENYULANG	Nama Gardu	Daya	Beban
				kVA	%
1	PLTD SELAT PANJANG	MANADO	SLP 17	100	82%
2	PLTD GOGOK	PALOPO	SLP24	100	89%

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

3	PLTD GOGOK	PALOPO	SLP 44	25	80%
4	PLTD GOGOK	PALOPO	SLP 46	50	87%
5	PLTD SELAT PANJANG	PALU	SLP 60	100	85%
6	PLTD SELAT PANJANG	MAKASAR	SLP 66	25	88%
7	PLTD SELAT PANJANG	MAKASAR	SLP104	100	81%
8	PLTD SELAT PANJANG	MANADO	SLP114	50	84%
9	PLTD SELAT PANJANG	MAKASAR	SLP 147	160	83%
10	PLTD SELAT PANJANG	MANADO	SLP 164	100	81%
11	PLTD PULAU HALANG	BENGKULU	PHL 009	50	83%
12	GI AJAMU SUMUT	LAMPUNG	PNP 021	50	89%
13	GI BAGAN SIAPI-API	JEPANG - JUR. ROKAN	BPO 005	200	96%
14	GI BAGAN SIAPI-API	JEPANG - JUR. ROKAN	BPO 006	100	90%
15	GI BAGAN SIAPI-API	JEPANG - JUR. ROKAN	BPO 017	25	96%
16	GI BAGAN SIAPI-API	JEPANG - JUR. ROKAN	BPO 021	50	91%
17	GI BAGAN SIAPI-API	JEPANG - JUR. ROKAN	BPO 030	100	95%
18	GI BAGAN SIAPI-API	TAIWAN - REC. TAMER	TPL 26	50	89%
19	GI BAGAN SIAPI-API	TAIWAN - REC. SEI. SIALANG	TPL 070	100	82%
20	GI BAGAN SIAPI-API	MONGOL - JUR. MEDAN	BAA 09	100	83%
21	GI BAGAN SIAPI-API	KORSEL - JUR. PAHLAWAN	BAA 014	200	81%
22	GI BAGAN SIAPI-API	KORSEL - JUR. PAHLAWAN	BAA 032	200	81%
23	GI BAGAN SIAPI-API	MONGOL - JUR. PALEMBANG	BAA 035	50	91%
24	GI BAGAN SIAPI-API	MONGOL - JUR. PALEMBANG	BAA 45A	160	82%
25	GI BAGAN SIAPI-API	MONGOL - JUR. PALEMBANG	BAA 047	100	92%
26	GI BAGAN SIAPI-API	KORSEL - JUR. KECAMATAN	BAA 056	50	81%
27	GI BAGAN SIAPI-API	KORSEL - JUR. PAHLAWAN	BAA 071	160	85%
28	GI BAGAN SIAPI-API	MONGOL - JUR. PALEMBANG	BAA 087	50	99%
29	GI BAGAN SIAPI-API	TAIWAN - ZONA 1	BAA 097	100	81%
30	GI BAGAN SIAPI-API	TAIWAN - ZONA 1	BAA 098	100	91%
31	GI BAGAN SIAPI-API	MONGOL - JUR. PALEMBANG	BAA 143	100	88%
32	GI BAGAN SIAPI-API	KORSEL - JUR. KECAMATAN	BAA 152	160	92%
33	GI BAGAN SIAPI-API	HONGKONG - ZONA 1	BAA SISIP 188	100	83%
34	GI DUMAI	INGGRIS	DMI018	250	83%
35	GI DUMAI	RUSIA	DMI038	160	81%
36	GI DUMAI	BELANDA	DMI046	200	92%
37	GI DUMAI	JERMAN	DMI054	200	80%
38	GI DUMAI	JERMAN	DMI056	200	97%
39	GI DUMAI	LATVIA	DMI070	100	88%
40	GI DUMAI	PORTUGAL	DMI079	200	80%
41	GI DUMAI	KROASIA	DMI098	200	82%
42	GI DUMAI	KROASIA	DMI106	160	85%
43	GI DUMAI	JERMAN	DMI119	100	91%
44	GI DUMAI	MALTA	DMI129	200	89%
45	GI DUMAI	BELGIA	DMI131	160	85%

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

46	GI DUMAI	MALTA	DMI140	250	83%
47	GI DUMAI	SWISS	DMI150	250	89%
48	GI KID	KWAIT	DMI152	100	93%
49	GI DUMAI	BELGIA	DMI157	100	95%
50	GI DUMAI	MALTA	DMI178	100	96%
51	GI DUMAI	PERANCIS	DMI216	200	87%
52	GI DUMAI	LATVIA	DMI218	160	95%
53	GI DUMAI	BELANDA	DMI219	100	81%
54	GI DUMAI	PERANCIS	DMI232	100	81%
55	GI DUMAI	SWISS	DMI249	200	87%
56	GI DUMAI	KROASIA	DMI252	200	91%
57	GI DUMAI	MALTA	DMI278	100	94%
58	GI DUMAI	JERMAN	DMI291	200	91%
59	GI DUMAI	SWISS	DMI317	200	85%
60	GI DUMAI	JERMAN	DMI331	160	85%
61	GI DUMAI	BELANDA	DMI352	160	90%
62	GI DUMAI	KROASIA	DMI378	200	89%
63	GI DUMAI	BELGIA	DMI382	100	81%
64	GI DUMAI	LATVIA	DMI402	100	86%
65	DURI	BRAZIL	DMI413	50	98%
66	GI DUMAI	BELGIA	DMI469	160	90%
67	GI DUMAI	BELANDA	DMI503	160	86%
68	GI DUMAI	MALTA	DMI536	250	86%
69	GI DUMAI	JERMAN	DMI541	200	82%
70	GI DUMAI	SWISS	DMI550	50	94%
71	GI DUMAI	JERMAN	DMI605	100	91%
72	GI DUMAI	JERMAN	DMI613	50	91%
73	GI DUMAI	BELANDA	DMI625	100	88%
74	GI DUMAI	LATVIA	DMI643	100	82%
75	GI DUMAI	PERANCIS	DMI654	100	85%
76	GI DUMAI	MALTA	DMI661	100	88%
77	GI DUMAI	KROASIA	DMI725	100	80%
78	GI KID	BAHRAIN	RPT021	25	99%
79	GI KID	BAHRAIN	RPT030	50	83%
80	GI KID	BAHRAIN	RPT043	50	86%
81	GI KID	BAHRAIN	RPT066	50	84%
82	GI KID	BAHRAIN	RPT080	50	86%
83	GI KID	BAHRAIN	RPT111	50	92%
84	GI KID	BAHRAIN	RPT113	50	81%
85	GI KID	BAHRAIN	RPT121	50	81%
86	GI KID	BAHRAIN	RPT124	100	83%
87	GI KID	BAHRAIN	RPT127	50	91%
88	GI BALAI PUNGUT	Mesir	BLT 012	100	87%

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

89	GI BALAI PUNGUT	Mesir	BLT 016	100	88%
90	GI BALAI PUNGUT	Mesir	BLT 020	100	83%
91	GI BALAI PUNGUT	Kongo	BLT 037	50	89%
92	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 051	100	89%
93	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 056	100	94%
94	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 057	100	88%
95	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 058	100	94%
96	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 066	100	91%
97	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 068	50	80%
98	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 069	50	90%
99	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 089	100	96%
100	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 091	100	86%
101	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 098	50	95%
102	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 104	160	84%
103	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 117	100	80%
104	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 118	100	97%
105	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 129	100	98%
106	GI BALAI PUNGUT	Mesir	BLT 137	100	84%
107	GI BALAI PUNGUT	Mesir	BLT 139	50	95%
108	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 154	100	89%
109	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 157	100	87%
110	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 165	50	96%
111	GI BALAI PUNGUT	Kongo	BLT 189	250	81%
112	GI BALAI PUNGUT	Kongo	BLT 227	100	83%
113	GI BALAI PUNGUT	Kongo	BLT 233	100	89%
114	GI BALAI PUNGUT	Mesir	BLT 241	100	98%
115	GI BALAI PUNGUT	Mesir	BLT 242	100	91%
116	GI BALAI PUNGUT	Maroko	BLT 260	100	87%
117	GI BALAI PUNGUT	Mesir	BLT 263	100	83%
118	GI BALAI PUNGUT	Kongo	BLT 282	100	82%
119	GI BALAI PUNGUT	Kongo	BLT 290	50	90%
120	GI DURI	Panama	DRI 013	160	84%
121	GI DURI	Argentina	DRI 033	160	92%
122	GI DURI	Chile	DRI 034	160	85%
123	GI DURI	Kuba	DRI 038	100	96%
124	GI DURI	Chile	DRI 051	200	80%
125	GI DURI	Kuba	DRI 058	100	83%
126	GI DURI	Brazil	DRI 071	250	91%
127	GI DURI	Kuba	DRI 073	160	90%
128	GI DURI	Panama	DRI 083	50	85%
129	GI DURI	Bolivia	DRI 104	25	87%
130	GI DURI	Venezuela	DRI 106	50	88%
131	GI DURI	Kuba	DRI 119	100	92%

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

132	GI DURI	Kuba	DRI 125	100	91%
133	GI DURI	Venezuela	DRI 138	100	89%
134	GI DURI	Kamerun	DRI 142	100	87%
135	GI DURI	Argentina	DRI 146	160	80%
136	GI DURI	Chile	DRI 167	250	83%
137	GI DURI	Venezuela	DRI 189	100	95%
138	GI DURI	Chile	DRI 202	25	97%
139	GI DURI	Chile	DRI 203	50	91%
140	GI DURI	Kuba	DRI 213	160	98%
141	GI DURI	Kamerun	DRI 219	160	86%
142	GI DURI	Bolivia	DRI 224	160	99%
143	GI DURI	Brazil	DRI 233	50	85%
144	GI DURI	Brazil	DRI 236	100	83%
145	GI DURI	Panama	DRI 239	160	84%
146	GI DURI	Chile	DRI 246	100	91%
147	GI DURI	Brazil	DRI 265	100	82%
148	GI DURI	Bolivia	DRI 277	100	98%
149	GI DURI	Kuba	DRI 282	160	91%
150	GI DURI	Chile	DRI 327	25	91%
151	GI DURI	Chile	DRI 343	250	97%
152	GI DURI	Venezuela	DRI 361	25	88%
153	GI DURI	Venezuela	DRI 366	100	94%
154	GI DURI	Argentina	DRI 393	160	86%
155	GI DURI	Kamerun	DRI 402	100	87%
156	GI DURI	Bolivia	DRI 425	100	82%
157	GI DURI	Brazil	DRI 433	50	85%
158	GI DURI	Panama	DRI 444	100	85%
159	GI DURI	Kuba	DRI 452	50	85%
160	GI DURI	Bolivia	DRI 459	100	92%
161	GI DURI	Panama	DRI 460	100	90%
162	GI DURI	Panama	DRI 477	100	92%
163	GI DURI	Panama	DRI 478	100	97%
164	GI DURI	Panama	DRI 483	100	84%
165	GI DURI	Bolivia	DRI 488	50	91%
166	GI DURI	Chile	DRI 489	200	83%
167	GI DURI	Argentina	DRI 491	50	83%
168	GI DURI	Kuba	DRI 517	160	90%
169	GI DURI	Panama	DRI 563	160	90%
170	GI DURI	Chile	DRI 589	100	97%
171	GI DURI	Panama	DRI 590	100	90%
172	GI DURI	Bolivia	DRI 656	100	88%
173	GI DURI	CHILE	DRI 761	100	98%
174	GI BAGAN BATU	QATAR	BTU 011	160	89%

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

175	GI BAGAN BATU	QATAR	BTU 024	50	89%
176	GI BAGAN BATU	PAKISTAN	BTU 058	50	81%
177	GI BAGAN BATU	PAKISTAN	BTU 075	100	81%
178	GI BAGAN BATU	QATAR	BTU 079	100	89%
179	GI BAGAN BATU	VIETNAM	BTU 103	250	83%
180	GI BAGAN BATU	VIETNAM	BTU 116	100	92%
181	GI BAGAN BATU	PAKISTAN	BTU 119	100	88%
182	GI BAGAN BATU	PAKISTAN	BTU 169	50	88%
183	GI BAGAN BATU	PAKISTAN	BTU 170	100	81%
184	GI BAGAN BATU	PAKISTAN	BTU 171	50	86%
185	GI BAGAN BATU	VIETNAM	BTU 246	50	88%
186	GI BAGAN BATU	QATAR	BTU 252	50	85%
187	GI BAGAN BATU	PAKISTAN	BTU 266	25	80%
188	GI BAGAN BATU	LAOS	PJD 005	50	80%
189	GI BAGAN BATU	SINGAPURA	PJD 033	50	90%
190	GI BAGAN BATU	LAOS	PJD 039	25	90%
191	GI BAGAN BATU	LAOS	PJD 067	100	96%
192	GI BAGAN BATU	LAOS	PJD 091	100	85%
193	GI BAGAN BATU	LAOS	PJD 092	160	94%
194	GI BAGAN BATU	LAOS	PJD 095	100	98%
195	GI BAGAN BATU	LAOS	PJD 096	100	87%
196	GI BAGAN BATU	SINGAPURA	PJD 110	100	84%
197	GI BAGAN BATU	LAOS	PJD 139	50	84%
198	GI DURI	AMERIKA	SDG 051	50	90%
199	GI DURI	AMERIKA	SDG 058	50	98%
200	GI DURI	AMERIKA	SDG 090	50	86%
201	GI DURI	AMERIKA	SDG 094	50	98%
202	GI DURI	AMERIKA	SDG 099	100	94%
203	GI BAGAN SIAPI-API	JEPANG	TLM 050	50	86%
204	GI BAGAN SIAPI-API	JEPANG	TLM 054	100	81%
205	PLTD BENGKALIS	BANTEN	BKL16	200	82%
206	PLTD BENGKALIS	BANDUNG	BKL21	200	96%
207	PLTD BENGKALIS	BANDUNG	BKL46	50	88%
208	PLTD BENGKALIS	BANDUNG	BKL77	100	86%
209	PLTD BENGKALIS	BANTEN	BKL93	50	91%
210	PLTD BENGKALIS	BANDUNG	BKL94	160	83%
211	PLTD BENGKALIS	BANDUNG	BKL105	100	89%
212	PLTD BENGKALIS	TEGAL	BKL145	25	97%
213	PLTD BENGKALIS	BANDUNG	BKL279	100	83%
214	PLTD BENGKALIS	TEGAL	BTH04	25	80%
215	PLTD BENGKALIS	TEGAL	BTH21	50	87%
216	PLTD BENGKALIS	TEGAL	PBG01	50	87%
217	GI KID	TURKI	SPK83	50	86%

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

218 GI KID

TURKI

SPK86

50

97%

Format Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebanan &gt;80% (Overload)

Daya	Jumlah
kVA	Unit
25	12
50	55
100	93
160	29
200	20
250	9

Tabel IV-16 Contoh Format Data dan Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebanan &lt;20% (Underload)

No.	GARDU INDUK	PENYULANG	Nama Gardu	Daya	Beban
				kVA	%
1	PLTD SELAT PANJANG	MAKASAR	SLP 53	50	15%
2	PLTD SELAT PANJANG	PALU	SLP88	25	14%
3	PLTD SELAT PANJANG	MANADO	SLP92	250	9%
4	PLTD GOGOK	PALOPO	SLP100	50	7%
5	PLTD SELAT PANJANG	KENDARI	SLP111	100	18%
6	PLTD SELAT PANJANG	PALU	SLP112	250	12%
7	PLTD SELAT PANJANG	MANADO	SLP115	100	17%
8	PLTD SELAT PANJANG	MANADO	SLP 125	200	2%
9	PLTD SELAT PANJANG	MAKASAR	SLP 126	50	11%
10	PLTD SELAT PANJANG	MANADO	SLP 129	25	10%
11	PLTD GOGOK	GORONTALO	SLP 130	25	19%
12	PLTD GOGOK	GORONTALO	SLP 135	100	14%
13	PLTD GOGOK	GORONTALO	SLP 136	50	16%
14	PLTD SELAT PANJANG	MAKASAR	SLP 137	100	16%
15	PLTD SELAT PANJANG	PALU	SLP 138	160	18%
16	PLTD GOGOK	PALOPO	SLP 139	200	2%
17	PLTD SELAT PANJANG	MANADO	SLP 144	100	17%
18	PLTD SELAT PANJANG	MANADO	SLP 150	160	16%
19	PLTD SELAT PANJANG	MANADO	SLP 157	100	5%
20	PLTD GOGOK	MENGKIKIP	SLP 160	100	6%

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebanan <20% (Underload)

Daya kVA	Jumlah Unit
25	61
50	195
100	368
160	119
200	67
250	25
315	1
400	1
630	1
683	1
1.600	1

Tabel IV-14 Hasil Analisis Aliran Daya (MW) penyulang Jaringan Distribusi di UP3 Rengat

Gardu Induk/KIT	TRAFO	Feeder	Panjang Penyulang (kms)	Beban Puncak Etap (MW)	Tegangan Pangkal (kV)	Tegangan Ujung (kV)	Drop Tegangan (%)	Total Susut kW	Total Susut %
TALUK KUANTAN	TRAFO 1	ATLETICO	26,14	76	19.89	19.26	4,76%	29,1	0,09
		LEVANTE	139,75	189	19.71	13.28	9,52%	55,3	0,08
		ESPAÑYOL	141,86	159	19.8	15.13	10,48%	35,3	0,08
	TRAFO 2	VALENCIA	62,83	91	19.92	17.65	5,24%	51,8	0,07
		SEVILLA	52,19	79	19.95	18.8	9,52%	48,4	0,09
		ALAVES	61,91	200	19.79	14,71	14,29%	101,7	0,06
		GETAFE	242,04	260	19.91	14,82	9,52%	151,4	0,1
		BILBAO	177,32	103	19.89	12.43	7,14%	34,6	0,05
		EIBAR	315,62	183	19.91	13.3	9,52%	40,8	0,05

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

		BETIS	12,82	32	20.00	19.88	4,76%	1,6	0,02
		MADRID							
RENGAT	TRAFO 1	BARCELONA	196,97	240	21.00	18.90	10,00%	48,3	0,05
		AJAX							
		LYON	46,35	222	21.00	20.00	4,76%	34,1	0,05
		JUVENTUS	276,193	300	21.00	19.10	9,05%	143,1	0,09
		TORINO	110,97	286	21.00	20.00	4,76%	150,8	0,08
	TRAFO 2	MANCHESTER	106,03	354	21.00	18.20	13,33%	187,9	0,1
		NAPOLI	31,6	220	21.00	20.00	4,76%	67,7	0,07
		MUNCHEN	116,59	190	21.00	19.90	5,24%	87,2	0,06
		RANGERS	196,31	318	21.00	18.50	11,90%	45,8	0,09
		DORTMUND	194,5	220	21.00	18.70	10,95%	98,9	0,07
TEMBILAHAN	TRAFO 1	FIORENTINA	4,77	245	21.00	20.90	0,48%	109,9	0,06
		LEEDS	202	220	21.00	18.00	14,29%	99,6	0,06
		PARMA	28,8	160	21.00	20.00	4,76%	87,7	0,06
		PERSIH	369,2	68	21.00	19.20	8,57%	34,5	0,05

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Tabel IV-15 Contoh Format Data dan Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan  
Pembebanan >80% (Overload)

No.	GARDU INDUK	PENYULANG	Nama Gardu	Daya	Beban
				kVA	%
1	RENGAT	OGF MANCHESTER	AM002	160	84
2	RENGAT	OGF MANCHESTER	AM003	160	83
3	RENGAT	OGF MANCHESTER	AM004	160	83
4	RENGAT	OGF MANCHESTER	AM012	160	95
5	RENGAT	AZKI ARIS	RGT176	100	90
6	RENGAT	OGF MANCHESTER	AM028	160	81
7	RENGAT	P. MANCHESTER	AM030	100	83
8	RENGAT	P. MANCHESTER - REC. SIDOMULYO	AM037	100	85
9	RENGAT	P. MANCHESTER - LBS KOMPI	AM041	100	93
10	RENGAT	AZKI ARIS	RGT279	100	91
11	RENGAT	OGF MANCHESTER	AM065	100	82
12	RENGAT	P. MANCHESTER - LBS KOMPI	AM084	160	84
13	RENGAT	P. MANCHESTER - LBS PANGKALAN	AM096	100	88
14	RENGAT	OGF MANCHESTER	AM098	100	95
15	RENGAT	P. MANCHESTER - REC. SIDOMULYO	AM118	100	85
16	RENGAT	P. MANCHESTER - REC. SIDOMULYO	AM122	100	101
17	RENGAT	AZKI ARIS	RGT295	160	90
18	RENGAT	BATANG CENAKU	RGT251	100	105
19	RENGAT	BATANG CENAKU	RGT252	100	109
20	RENGAT	BATANG CENAKU	RGT346	50	105

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Format Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebanan >80% (Overload)

Daya	Jumlah
kVA	Unit
25	3
50	34
100	77
160	34
200	12
250	1

Tabel IV-16 Contoh Format Data dan Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebanan <20% (Underload)

No.	GARDU INDUK	PENYULANG	Nama Gardu	Daya	Beban
				kVA	%
1	RENGAT	P. MANCHESTER	AM016	100	13
2	RENGAT	OGF MANCHESTER	AM019	100	14
3	RENGAT	P. JUVENTUS	AM051	50	12
4	RENGAT	P. JUVENTUS	AM067	16	10
5	RENGAT	P. MILAN	AM076	200	13
6	RENGAT	OGF MANCHESTER	AM102	50	17
7	RENGAT	REC. BOLANG	AM103	50	7
8	RENGAT	REC. BOLANG	AM161	100	13
9	RENGAT	REC. BOLANG	AM176	100	18
10	RENGAT	P. MANCHESTER	AM178	50	11
11	RENGAT	P. MILAN	AM179	50	18
12	RENGAT	P. MILAN	AM186	200	2
13	RENGAT	P. MANCHESTER	AM188	50	13
14	RENGAT	P. MILAN	AM197	160	10
15	RENGAT	LBS. SIMP. MANGGA	AM205	100	12
16	RENGAT	OGF MANCHESTER	AM227	100	19
17	RENGAT	REC. BOLANG	AM230	160	18
18	RENGAT	P. MANCHESTER - REC. TANJAKAN	AM239	250	13
19	RENGAT	P. MILAN	AM240	100	16
20	RENGAT	P. MILAN	AM241	100	17

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

## Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebanan &lt;20% (Underload)

Daya	Jumlah
kVA	Unit
16	2
25	9
50	143
100	294
160	53
200	30
250	20
400	2

Tabel IV-14 Hasil Analisis Aliran Daya (MW) penyulang Jaringan Distribusi di UP3 Bangkinang

Gardu Induk/KIT	TRAFO	Feeder	Panjang Penyulang (kms)	Beban Puncak Etap (MW)	Tegangan Pangkal (kV)	Tegangan Ujung (kV)	Drop Tegangan (%)	Total Susut	
								kW	%
BANGKINANG	TRAFO 1	Matahari	135,2	4,62	21,00	18,2	13,33	4,0040	5,58%
		Melati	131,7	4,41	21,00	18	14,29	3,7800	5,27%
		Kemuning	172,2	4,05	21,00	17	19,05	3,2786	4,57%
		Sakura	80,5	3,8	21,00	19	9,52	3,4381	4,79%
		MAWAR	69,8	0,2	21,00	19	9,52	0,1810	0,25%
	TRAFO 2	LILI	50,5	0,12	21,00	19,5	7,14	0,1114	0,16%
		ANGGREK	347,6	4,41	21,00	13,6	35,24	2,8560	3,98%
KOTO PANJANG	TRAFO 1	Lavender	39,5	2,8	21,00	18,5	11,90	2,4667	3,44%
		Dieng	140,9	0,41	21,00	19,5	7,14	0,3807	0,53%
		Borobudur	9	1	21,00	20	4,76	0,9524	1,33%
		Pangkalan	13	2,59	21,00	19,8	5,71	2,4420	3,41%

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

	TRAFO 2	Prambanan	223	0,46	21,00	18	14,29	0,3943	0,55%
		Jago	175,5	3,78	21,00	18	14,29	3,2400	4,52%
		Mendut	5,3	0,16	21,00	19,5	7,14	0,1486	0,21%
GARUDA SAKTI	TRAFO 1	Bandeng	94,8	2,58	21,00	18,5	11,90	2,2729	3,17%
		Cakalang	130,3	3,67	21,00	17	19,05	2,9710	4,14%
	TRAFO 2	Gabus	90,5	3,52	21,00	19	9,52	3,1848	4,44%
	TRAFO 3	Lele	66	3,21	21,00	20	4,76	3,0571	4,26%
	TRAFO 4	Belanak	49,1	0,31	21,00	20	4,76	0,2952	0,41%
		Arwana	46,2	3,95	21,00	19,5	7,14	3,6679	5,11%
Pasir Putih	TRAFO 1	Kacer	137	3,2	21,00	17	19,05	2,5905	3,61%
Pasir Pangaraian	TRAFO 1	Kesatrian	88,6	3,8	21,00	18,3	12,86	3,3114	4,62%
		Ulos	146,5	3,1	21,00	19	9,52	2,8048	3,91%
		Kebaya	54,41	3,8	21,00	19,5	7,14	3,5286	4,92%
	TRAFO 2	Pangsi	89,7	2,6	21,00	18	14,29	2,2286	3,11%
		Batik	192,7	2,5	21,00	18,3	12,86	2,1786	3,04%
		Songket	176,48	4,8	21,00	17,3	17,62	3,9543	5,51%
		Lurik	62,3	1,8	21,00	19,8	5,71	1,6971	2,37%
		Belanga	188,1	1,26	21,00	19,8	5,71	1,1880	1,66%
Taluk Kuantan	TRAFO 2	Alaves	96,1	2,24	21,00	16	23,81	1,7067	2,38%
	TRAFO 1	Espanyol	34,8	0,98	21,00	19	9,52	0,8867	1,24%
Balai Pungut	TRAFO 2	Maroko	77,6	3,03	21,00	17,4	17,14	2,5106	3,50%

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Tabel IV-15 Contoh Format Data dan Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebatan >80% (Overload)

No.	GARDU INDUK	PENYULANG	Nama Gardu	Daya	Beban
				kVA	%
1	KOTO PANJANG	JAGO	TD 06	50	143%
2	KOTO PANJANG	DIENG	TD 07	100	100%
3	KOTO PANJANG	JAGO	TD 12	160	112%
4	KOTO PANJANG	JAGO	TD 14	100	91%
5	KOTO PANJANG	DIENG	TD 21	50	87%
6	KOTO PANJANG	JAGO	TD 23	100	88%
7	KOTO PANJANG	DIENG	TD 31	16	117%
8	KOTO PANJANG	JAGO	TD 44	100	109%
9	KOTO PANJANG	DIENG	TD 45	50	126%
10	KOTO PANJANG	DIENG	TD 47	160	100%
11	KOTO PANJANG	DIENG	TD 52	50	92%
12	KOTO PANJANG	DIENG	TD 56	50	91%
13	KOTO PANJANG	DIENG	TD 60	50	107%
14	KOTO PANJANG	DIENG	TD 65	50	172%
15	KOTO PANJANG	DIENG	TD 66	160	91%
16	KOTO PANJANG	JAGO	TD 68	160	87%
17	KOTO PANJANG	DIENG	TD 71	25	118%
18	KOTO PANJANG	DIENG	TD 79	25	89%
19	KOTO PANJANG	DIENG	TD 86	100	92%
20	KOTO PANJANG	DIENG	TD 92	25	134%

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Format Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebahan >80% (Overload)

Daya	Jumlah
kVA	Unit
25	34
50	128
100	131
160	35
200	24
250	9

Tabel IV-16 Contoh Format Data dan Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebahan <20% (Underload)

No.	GARDU INDUK	PENYULANG	Nama Gardu	Daya	Beban
				kVA	%
1	KOTO PANJANG	DIENG	TD 48	160	17%
2	KOTO PANJANG	JAGO	TD 62	25	18%
3	KOTO PANJANG	DIENG	TD 63	50	11%
4	KOTO PANJANG	DIENG	TD 67	160	12%
5	KOTO PANJANG	DIENG	TD 73	25	11%
6	KOTO PANJANG	JAGO	TD 91	25	10%
7	KOTO PANJANG	DIENG	TD 94	25	15%
8	KOTO PANJANG	DIENG	TD 99	100	15%
9	KOTO PANJANG	JAGO	TD 100	160	4%
10	KOTO PANJANG	JAGO	TD 107	50	15%
11	KOTO PANJANG	JAGO	TD 118	50	11%
12	KOTO PANJANG	JAGO	TD 119	50	18%
13	KOTO PANJANG	DIENG	TD 124	50	15%
14	KOTO PANJANG	DIENG	TD 125	100	9%
15	KOTO PANJANG	DIENG	TD 126	50	11%
16	KOTO PANJANG	DIENG	TD 128	200	9%
17	KOTO PANJANG	DIENG	TD 130	200	15%
18	KOTO PANJANG	DIENG	TD 131	200	5%
19	KOTO PANJANG	DIENG	TD 133	100	7%
20	KOTO PANJANG	DIENG	TD 134	50	19%

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

**Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebanan <20% (Underload)**

Daya	Jumlah
kVA	Unit
16	2
25	9
50	143
100	294
160	53
200	30
250	20
400	2

**Tabel IV-14 Hasil Analisis Aliran Daya (MW) penyulang Jaringan Distribusi di UP3 Tanjungpinang**

NO	UNIT	GARDU INDUK	PENYULANG	PANJAR	BP ETAP	TEG PANGKAL	TEG UJUNG	DROP TEG	TOTAL SUSUT	
				(kms)	MW	kV	kV		%	kW
1	ULP KOTA TANJUNG PINANG	AIR RAJA	VICTORIA	29,80	185	20,9	19,7	5,74%	52,7	0,03%
			NIAGARA	23,00	109	20,9	19,8	5,26%	110,4	0,10%
			ANGEL	26,55	119	20,9	19,8	5,26%	60,4	0,05%
			GULFOSS	26,90	87	20,9	19,7	5,74%	60,6	0,07%
			DETIAN	7,30	155	20,9	19,7	5,74%	145,2	0,09%
			TEMBURUN	21,20	163	20,9	19,7	5,74%		0,00%
2	ULP BINTAN CENTER	AIR RAJA	YUMBILLA	32,35	130	20,9	19,7	5,74%	48,2	0,04%
			BAATARA	31,35	185	20,9	19,8	5,26%	50,1	0,03%
			KAHIWA	72,40	90	20,9	19,6	6,22%	42,6	0,05%
			YOSEMIT	39,60	226	20,9	19,6	6,22%	205,9	0,09%

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

			PONGKAR		82	20,9	19,8	5,26%	55,3	0,00%
			RESUN		46	20,9	19,8	5,26%	39,7	0,00%
3	ULP KIJANG	AIR RAJA	IGUAZU	87,75	99	20,9	19,6	6,22%	130,2	0,13%
			NERAJA	91,87	57	20,9	20,2	3,35%	40,1	0,07%
		KIJANG	BALI	13,00	45	20,9	19,7	5,74%	36,9	0,08%
			SUNDA	44,55	80	20,9	19,8	5,26%	20,2	0,03%
			MALAKA	51,85	61	20,9	19,7	5,74%	19,9	0,03%
			ALOR	10,90	54	20,9	19,7	5,74%	35,2	0,07%
			SELAYAR	26,30	37	20,9	19,7	5,74%	2,3	0,01%
			LOMBOK	22,40	65	20,9	19,7	5,74%	30,6	0,00%
4	ULP TANJUNG UBAN	SRI BINTAN	LOSARI	51,38	20	20,9	19,6	6,22%	3,8	0,02%
			MARINA	48,68	55	20,9	19,7	5,74%	8,7	0,02%
			KUTA	1,00	1	20,9	20,2	3,35%	0	0,00%
			SANUR	1,00	174	20,9	20,2	3,35%	6,4	0,00%
		TANJUNG UBAN	GIBSON	3,25	93	20,9	20,2	3,35%	6,8	0,01%
			ARABIA	12,82	81	20,9	19,8	5,26%	13,4	0,02%
			PATAGONIA	41,49	70	20,9	19,7	5,74%	19	0,03%
			SAHARA	38,67	49	20,9	19,7	5,74%	9,1	0,02%
			GOBI	6,00	6	20,9	20,2	3,35%	0	0,00%
			SINAI	6,00	185	20,9	20,2	3,35%	36,2	0,02%
			NGENANG	TANJUNG	1,05	1	20,9	20,2	3,35%	0,4

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

---

Tabel IV-15 Contoh Format Data dan Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebanan >80% (Overload)

No.	GARDU INDUK	PENYULANG	Nama Gardu	Daya	Beban
				kVA	%
1	GI TANJUNG UBAN	ARABIA	TRAFO GD TUB 53	160	80-100%
2	GI TANJUNG UBAN	ARABIA	TRAFO GD TUB 160	100	80-100%
3	PLTD KASU	KASU	TRAFO GD BLP-03-PKSU	50	80-100%
4	PLTD PULAU TERONG	TERONG	TRAFO GD BLP-PTRG-0036	50	80-100%
5	GI AIR RAJA	KAHIWA	TRAFO GD RBC 29	160	80-100%
6	GI AIR RAJA	KAHIWA	TRAFO GD RBC 57	100	80-100%
7	GI TANJUNG UBAN	ARABIA	TRAFO GD TU-48	160	80-100%
8	GI KIJANG	MALAKA	TRAFO GD KJG-022	100	>=100%
9	GI KIJANG	MALAKA	TRAFO GD KWL-23	50	80-100%
10	GI KIJANG	MALAKA	TRAFO GD KJG-136	100	80-100%
11	GI KIJANG	MALAKA	TRAFO GD KJG-033	50	80-100%
12	PLTD SETAJAM	MERAPI	TRAFO GD DBS-MR-KR-05	50	>=100%
13	PLTD SETAJAM	MERAPI	TRAFO GD DBS-MR-KR-04	50	80-100%
14	PLTD SETAJAM	MERAPI	TRAFO GD DBS-MR-KR-10	25	>=100%
15	PLTD MUSAI	DAIK	TRAFO GD DBS-DKA-34	50	>=100%
16	PLTD SETAJAM	MERAPI	TRAFO GD DBS-MR-19	50	80-100%
17	GI AIR RAJA	KAHIWA	TRAFO GD RBC 100	100	>=100%
18	GI AIR RAJA	KAHIWA	TRAFO GD RBC 264	50	80-100%
19	GI AIR RAJA	NERAJA	TRAFO GD KWL-095	50	80-100%
20	GI KIJANG	MALAKA	TRAFO GD KJG-095	200	80-100%

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Format Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebanan >80% (Overload)

Daya	Jumlah
kVA	Unit
25	2
50	20
100	12
160	5
200	2

**Tabel IV-16 Contoh Format Data dan Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebanan <20% (Underload)**

No.	GARDU INDUK	PENYULANG	Nama Gardu	Daya	Beban
				kVA	%
1	GI TANJUNG UBAN	SAHARA	TRAFO GD TUB-61	160	0-20%
2	GI AIR RAJA	IGUAZU	TRAFO GD KWL-164	200	0-20%
3	GI AIR RAJA	IGUAZU	TRAFO GD KWL-16	50	0-20%
4	GI KIJANG	BALI	TRAFO GD KJG-027	160	0-20%
5	GI KIJANG	ALOR	TRAFO GD KJG-010	100	0-20%
6	GI AIR RAJA	KAHIWA	TRAFO GD RBC 243	160	0-20%
7	GI AIR RAJA	KAHIWA	TRAFO GD RBC 246	100	0-20%
8	GI TANJUNG UBAN	SAHARA	TRAFO GD TUB 26	250	0-20%
9	PLTD BUKIT CAROK	BRANTAS	TRAFO GD TBK-34	250	0-20%
10	PLTD BUKIT CAROK	BRANTAS	TRAFO GD TBK-79	50	0-20%
11	PLTD BUKIT CAROK	BRANTAS	TRAFO GD TBK-043	160	0-20%
12	GI AIR RAJA	KAHIWA	TRAFO GD RBC 227	100	0-20%
13	GI AIR RAJA	KAHIWA	TRAFO GD RBC 141	25	0-20%
14	GI TANJUNG UBAN	PATAGONIA	TRAFO GD TUB-123	50	0-20%
15	GI AIR RAJA	VICTORIA	TRAFO GD KT-301	100	0-20%
16	GI KIJANG	BALI	TRAFO GD KJG-128	100	0-20%
17	GI AIR RAJA	IGUAZU	TRAFO GD KWL-160	250	0-20%
18	GI AIR RAJA	IGUAZU	TRAFO GD KWL-102	100	0-20%
19	GI AIR RAJA	IGUAZU	TRAFO GD KWL-157	100	0-20%
20	GI AIR RAJA	IGUAZU	TRAFO GD KWL-173	100	0-20%

Tim Proyek	Validator



## Rekapitulasi Gardu Distribusi dengan Pembebanan &lt;20% (Underload)

Daya	Jumlah
kVA	Unit
25	8
50	78
100	93
160	43
200	12
250	14
315	1
400	1

Dari data di atas dapat diketahui terdapat beberapa penyulang yang memiliki drop tegangan di atas 5%, dengan rincian sebagai berikut, UP3 Pekanbaru 10 penyulang, UP3 Dumai 14 penyulang, UP3 Rengat 17 penyulang, UP3 Bangkinang 28 penyulang dan UP3 Tanjung Pinang 24 penyulang. Sedangkan penyulang yang memiliki susut di atas 5% sebanyak 4 penyulang. Beberapa upaya yang dapat dilakukan untuk perbaikan tegangan ujung diantaranya dengan pemasangan AVR atau Kapasitor Bank, sedangkan untuk mengurangi susut dapat dilakukan upaya dengan membagi beban ke penyulang lain atau penyulang baru ataupun mengganti penghantar dengan penampang yang lebih besar.

Selain penyulang, perlu juga dianalisa pembebanan gardu distribusi karena merupakan salah satu Material Distribusi Utama yang cukup vital dalam menyalurkan listrik ke pelanggan, sehingga harus dipastikan bekerja dengan baik dan dalam kondisi sehat. Kondisi beban dapat menjadi salah satu faktor yang menentukan kondisi trafo, jika beban overload (di atas 80%) maka akan mengakibatkan peningkatan temperatur trafo dan menyebabkan susut teknis naik dan rawan terjadi kerusakan, sedangkan jika beban underload (di bawah 20%) maka akan menibulkan susut teknis juga.

#### 4.2.2.2 Analisa Kinerja Keandalan (Reliability Assessment)

Pada sub-bab ini penyusun dapat menampilkan data kinerja keandalan. Data

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

tersebut didapatkan dari simulasi menggunakan ETAP dengan memasukkan parameter reliability yang sesuai dengan SPLN 59: 1985. Sebagai analisa hasil tersebut dapat dibandingkan dengan target kinerja kehandalan yang ditetapkan oleh unit setempat.

**Contoh:**

Tabel IV-17 Tabel hasil perhitungan SAIDI dan SAIFI Penyulang di GI Dumai

GI.

No.	PENYULANG	Panjang	Jumlah	SAIDI	SAIFI
		Penyulang	Pelanggan		
		(m)	(Unit)	jam / tahun	kali / tahun
1	GERMAN	24,34	6.429	10,06	0,07
2	BELANDA	197,96	10.002	32,24	0,22
3	KROASIA	42,19	5.408	19,74	0,21
4	BELGIA	82,54	16	22,13	0,18
5	SPANYOL	8,46	1	0,01	0
6	PORTUGAL	10,34	14	0,01	0
7	CEKO	16,1	1.303	0,05	0
8	FRANCIS	33,63	12.650	30,76	0,39
9	MALTA	54,69	4.203	6,57	0,06
10	LATVIA	27,15	7.229	10,64	0,08
11	DENMARK	14,71	8	0	0
12	SWEDIA	10,5	1	0	0
13	ARMENIA	15,6	1	0	0
14	RUSIA	16,18	2.133	5,19	0,08
15	UKRAINA	17,5	0	0	0
16	ITALI	8,4	0	0	0
17	INGGRIS	38,22	10.594	10,24	0,24
18	SWISS	53,14	279	0,55	0,01
19	BOSNIA	16,9	1	0	0

**DUMAI**

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

---

#### 4.2.2.3 Analisis Hubung Singkat

Dengan adanya Distributed Energy Resource yang masuk ke Jaringan 20 KV maka perlu dilakukan Studi Hubung singkat. Studi Hubung Singkat dilakukan pada titik - titik antara lain: Bus 20 GI, titik sambung antara DER dengan jaringan 20 KV, Bus 20 KV DER dan titik titik lain yang dirasakan perlu misalnya di Gardu Pelanggan TM.

**Contoh:**

Tabel IV-18 Tabel Hasil Perhitungan Short Circuit UP3 Pekanbaru

#### HASIL PEHITUNGAN SHORT CIRCUIT

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

No	GARDU INDUK	Lokasi Gangguan	Gangguan 3 Phase, kA			Gangguan Line to Ground, kA		
			I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ik
1	GARUDA SAKTI	20 KV BUS GI TD#1	13.440	33.730	10.060	0.300	0.800	0.300
2	GARUDA SAKTI	20 KV BUS GI TD#2	7.830	19.970	5.920	0.300	0.800	0.300
3	GARUDA SAKTI	20 KV BUS GI TD#3	15.400	37.630	10.060	0.300	0.800	0.300
4	GARUDA SAKTI	20 KV BUS GI TD#4	15.400	37.630	10.060	0.300	0.800	0.300
5	TELUK LEMBU	20 KV BUS GI TD#1	13.440	33.730	10.060	0.300	0.800	0.300
6	TELUK LEMBU	20 KV BUS GI TD#2	7.830	19.970	5.920	0.300	0.800	0.300
7	TELUK LEMBU	20 KV BUS GI TD#3	15.400	37.630	10.060	0.300	0.800	0.300
8	BANGKINANG	20 KV BUS GI TD#1	4.360	11.250	4.000	0.300	0.800	0.300
9	BANGKINANG	20 KV BUS GI TD#2	10.820	25.970	9.920	0.300	0.800	0.300
10	PASIR PUTIH	20 KV BUS GI TD#1	13.440	33.730	10.060	0.300	0.800	0.300
11	PASIR PUTIH	20 KV BUS GI TD#2	7.830	19.970	5.920	0.300	0.800	0.300
12	PASIR PUTIH	20 KV BUS GI TD#3	15.400	37.630	10.060	0.300	0.800	0.300
13	PERAWANG	20 KV BUS GI TD#1	5.850	11.820	4.540	0.300	0.800	0.800
14	PANGKALAN KERINCI	20 KV BUS GI TD#1	4.360	11.250	4.000	0.300	0.800	0.300
15	PANGKALAN KERINCI	20 KV BUS GI TD#2	10.820	25.970	9.920	0.300	0.800	0.300
16	PASIR PANGARAIAN	20 KV BUS GI TD#1	4.360	11.250	4.000	0.300	0.800	0.300
17	PASIR PANGARAIAN	20 KV BUS GI TD#2	10.820	25.970	9.920	0.300	0.800	0.300
18	NEW GARUDA SAKTI	20 KV BUS GI TD#1	6.220	15.400	5.440	0.300	0.800	0.800
19	KOTO PANJANG	20 KV BUS GI TD#1	4.360	11.250	4.000	0.300	0.800	0.300
20	KOTO PANJANG	20 KV BUS GI TD#2	10.820	25.970	9.920	0.300	0.800	0.300
21	GIS PEKANBARU	20 KV BUS GI TD#1	4.360	11.250	4.000	0.300	0.800	0.300
22	GIS PEKANBARU	20 KV BUS GI TD#2	10.820	25.970	9.920	0.300	0.800	0.300
23	SIAK SRI INDRAPURA	20 KV BUS GI TD#1	4.360	11.250	4.000	0.300	0.800	0.300

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

24	SIAK SRI INDRAPURA	20 KV BUS GI TD#2	10.820	25.970	9.920	0.300	0.800	0.300
25	TENAYAN	20 KV BUS GI TD#1	6.220	15.400	5.440	0.300	0.800	0.800
26	BALAI PUNGUT	20 KV BUS GI TD#1	6.220	15.400	5.440	0.300	0.800	0.800

Dari hasil Analisis Arus Hubung Singkat pada jaringan distribusi dengan menggunakan program aplikasi simulasi sistem tenaga listrik di Gardu Induk dan Gardu Hubung yang terhubung dengan sistem kelistrikan UP3 Pekanbaru.

Tabel IV-18 Tabel Hasil Perhitungan Short Circuit UP3 Dumai

**HASIL PEHITUNGAN SHORT CIRCUIT**

GARDU INDUK	Lokasi Gangguan	Gangguan 3 Phase, kA			Gangguan Line to Ground, kA		
		I"K	ip	Ik	I"K	ip	Ik
GI DURI	20KV BUS GI T1	12,480	31,950	11,140	0,300	0,800	0,300
	20KV BUS GI T2	12,180	31,340	11,250	0,300	0,800	0,300
GI DUMAI	20KV BUS GI T1	13,440	33,730	10,060	0,300	0,800	0,300
	20KV BUS GI T2	7,830	19,970	5,920	0,300	0,800	0,300
	20KV BUS GI T3	15,400	37,630	10,060	0,300	0,800	0,300
GI BAGAN BATU	20KV BUS GI T1	4,360	11,250	4,000	0,300	0,800	0,300
	20KV BUS GI T2	10,820	25,970	9,920	0,300	0,800	0,300
GI BALAI PUNGUT	20KV BUS GI T2	6,355	16,313	5,864	0,300	0,800	0,300
	20KV BUS GI T1	10,613	26,612	10,068	0,300	0,800	0,800
GI BAGAN SIAPI-API	20KV BUS GI	6,220	15,400	5,440	0,300	0,800	0,800
GI KID	20KV BUS GI	5,850	11,820	4,540	0,300	0,800	0,800

Dari hasil Analisis Arus Hubung Singkat pada jaringan distribusi dengan program aplikasi simulasi sistem tenaga listrik di Gardu Induk dan Gardu Hubung yang terhubung dengan sistem kelistrikan UP3 Dumai.

Tabel IV-18 Tabel Hasil Perhitungan Short Circuit UP3 Rengat

**HASIL PEHITUNGAN SHORT CIRCUIT**

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

GARDU INDUK	Lokasi Gangguan	Gangguan 3 Phase, kA			Gangguan Line to Ground, kA		
		I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ik
GI RENGAT	20KV BUS GI 1	8,19	20,56	6,6	0,316	0,792	0,316
	20KV BUS GI 2	11,71	29,24	10,02	0,316	0,789	0,316
	GH PERE 1	6,13	11,79	5,64	2,15	4,14	2,15
	GH PERE 2	6,13	11,79	5,64	2,15	4,14	2,15
	GH AIR MOLEK	3,82	7,55	3,29	1,34	2,66	1,34
GI TEMBILAHAN	20 KV BUS GI	12,65	31,36	10,02	0,316	0,784	0,316
	GH GUNUNG DAEK	4,01	7,78	2,22	4,37	8,49	4,37
GI TALUK KUANTAN	20 KV BUS GI TALUK 1	7,776	19,791	6,624	0,316	0,804	0,316
	20 KV BUS GI TALUK 2	12,17	30,15	10,02	0,316	0,783	0,316

Dari hasil Analisis Arus Hubung Singkat pada jaringan distribusi dengan menggunakan program aplikasi simulasi sistem tenaga listrik di Gardu Induk dan Gardu Hubung yang terhubung dengan sistem kelistrikan UP3 Rengat..

Tabel IV-18 Contoh Tabel Hasil Perhitungan Short Circuit UP3 bangkinang

BB

#### HASIL PEHITUNGAN SHORT CIRCUIT

GARDU INDUK	Lokasi Gangguan	Gangguan 3 Phase, kA			Gangguan Line to Ground, kA		
		I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ik
GI BANGKINANG	20 KV BUS T1	4.360	11.250	4.000	0.300	0.800	0.300
	20 KV BUS T2	10.820	25.970	9.920	0.300	0.800	0.300
GI KOTO PANJANG	20 KV BUS T1	4.360	11.250	4.000	0.300	0.800	0.300
	20 KV BUS T2	10.820	25.970	9.920	0.300	0.800	0.300
GI PASIR PANGARAIAN	20 KV BUS T1	4.360	11.250	4.000	0.300	0.800	0.300
	20 KV BUS T2	10.820	25.970	9.920	0.300	0.800	0.300

Dari hasil Analisis Arus Hubung Singkat pada jaringan distribusi dengan menggunakan program aplikasi simulasi sistem tenaga listrik di Gardu Induk dan Gardu Hubung yang terhubung dengan sistem kelistrikan UP3 Bangkinang..

Tabel IV-18 Tabel Hasil Perhitungan Short Circuit UP3 Tanjungpinang

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

## HASIL PEHITUNGAN SHORT CIRCUIT

NO	UNIT	GARDU INDUK	PENYULANG	Gangguan 3 Phase, kA			Gangguan Line to Ground, kA		
				I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ik
1	ULP KOTA TANJUNG PINANG	AIR RAJA	BUS 20 KV AIR RAJA 1	9.502	24.850	8.221	9.029	23.615	9.029
			BUS 20 KV AIR RAJA 2	8.714	23.394	8.229	8.541	22.929	8.541
			GH 10 YUMBILLA	6.680	12.966	6.351	5.909	11.468	5.909
			GH SUKA BERENANG	3.001	5.584	2.280	1.333	2.480	1.333
			GH SENGGARANG	2.704	4.446	2.506	1.606	2.641	1.606
2	ULP BINTAN CENTER	AIR RAJA	GH 21 GESEK	3.313	6.319	2.969	1.774	3.383	1.774
			GH DOMPAK	2.668	4.945	2.504	1.473	2.731	1.473
		KIJANG	BUS 20 KV KIJANG 1	8.619	23.217	8.229	8.480	22.842	8.480
			BUS 20 KV KIJANG 2	7.548	20.581	7.492	7.635	20.820	7.635
			GH 26	4.590	9.993	4.357	2.946	6.414	2.946
4	ULP TANJUNG UBAN	SRI BINTAN	BUS 20 KV SRI BINTAN 1	7.702	20.408	6.930	0,317	0,839	0,317
			GH LAGOI	7.240	18.197	6.466	0,316	0,793	0,316
		TANJUNG UBAN	BUS 20 KV TUBAN 1	7.520	19.738	6.407	0,305	0,799	0,305
			BUS 20 KV TUBAN 2	6.772	18.006	6.286	0,302	0,802	0,302
			GH LOBAM	6.068	13.767	4.986	0,300	0,681	0,300
			GH PERTAMINA	5.705	13.334	5.211	0,298	0,697	0,298
		NGENANG	BUS 20 KV NGENANG	2.408	6.538	2.407	0,308	0,836	0,308
5	ULP BELAKANG PADANG	SUNGAI HARAPAN / JUR.BELAKANG PADANG	BUS 20 KV GI SEI HARAPAN	7.390	16.304	7.196	6.896	15.215	6.896
6	ULP TANJUNG BALAI KARIMUN	PLTD BUKIT CAROK	BUS 20 KV PLTD BUKIT CAROK	0,871	2.080	0,283	1.156	2.760	1.156
7	ULP TANJUNG BATU	PLTD TANJUNG BATU	BUS 20 KV PLTD	1.217	2.472	0,935	0,968	1.967	0,968
8	ULP DABO SINGKEP	PLTD SETAJAM DABO SINGKEP	BUS 20 KV SETAJAM	1.983	4.341	0,369	2.568	5.624	2.568
		PLTD MUSAI	BUS 20 KV MUSAI	0,565	1.262	0,126	0,756	1.689	0,756
9	ULP NATUNA	PLTD NATUNA	BUS 20 KV RANAI	2,2	3.774	0,277	0,709	1.216	0,709
10	ULP ANAMBAS	PLTD PASIR MANANG	BUS 20 KV PASIR MANANG	1.129	1.933	0,199	0,476	0,815	0,476

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

		ANAMBAS							
		PLTD LADAN	BUS 20 KV LADAN	0,513	0,878	0,119	0,296	0,507	0,296

Dari hasil Analisis Arus Hubung Singkat pada jaringan distribusi dengan menggunakan program aplikasi simulasi sistem tenaga listrik di Gardu Induk dan Gardu Hubung yang terhubung dengan sistem kelistrikan UP3 Tanjung Pinang..

#### 4.2.3 Analisis Sistem Scada dan Telekomunikasi

##### 4.2.3.1 Kinerja Sistem Scada dan Telekomunikasi

Pada sub-bab ini menjelaskan analisa sistem SCADA dan Telekomunikasi eksisting yang dikaitkan dengan pencapaian KPI (Key Performance Indicator).

Contoh KPI sistem SCADA dan Telekomunikasi antara lain:

Tabel IV-19 Contoh KPI SCADA DCC

No.	Parameter	Satuan	Target	Realisasi	Pencapaian (%)
1	Recovery Time	hh:mm:ss	1:30:00	1:41:06	90
2	Prosentase Keberhasilan Fungsi SCADA	menit	100	96,83	95,83
3	Waktu Remote Control Pada Kesempatan Pertama	%	5	5,58	90
4	Keberhasilan Fungsi HFD	%	100	96,48	96,48
6	Prosentase Keberhasilan Fungsi GFD	%	100	70,20	75
7	Simpatetik Tripping	%	-	0,00	100
8	Penyulang Gagal Trip & Menjatuhkan Trafo	%	1,00	0,97	100
9	Implementasi Aplikasi FDIR	SPINDEL	1,00	1,00	100
10	Pemasangan GFD	%	58,51	58,51	100
11	RC Pada GI-MP-GH (1-1-1)	%	78,02	78,02	100
12	Monitoring Kerja GFD	%	100	100	100

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

No.	Parameter	Satuan	Target	Realisasi	Pencapaian (%)
13	Keberhasilan Proteksi Gardu Pelanggan Khusus & Tidak Menjatuhkan Penyalung	%	100	100	100

Keterangan:

HFD Homopolar Fault

Detector GFD Groundfault

Detector

FDIR Fault, Detection, Isolation & Restoration

Pada sistem tersebut dilakukan identifikasi kendala-kendala yang ada antara lain:

- Cakupan sistem SCADA dan Telekomunikasi dalam area kerja.
- Berapa peralatan GH/GD/LBS/recloser yang sudah diintegrasikan dalam sistem SCADA.
- Berapa peralatan GH/GD/LBS/recloser yang belum diintegrasikan dalam sistem SCADA.
- Bagaimana cakupan dan kendala sistem SCADA dan Telekomunikasi.
- Bagaimana sistem Fiber Optic.
- Bagaimana sistem PLC.
- Bagaimana sistem Radio Data (radio digital/radio UHF).
- Bagaimana sistem Radio voice (radio VHF).

Dari kesemuanya diatas dibuat uraian dan tabel tentang unjuk kerja, jumlah yg integrasi dengan sistem SCADA dan performa serta kendala yang alami oleh masing-masing sistem.

#### 4.2.3.2 Sistem SCADA

Kinerja availability sistem SCADA pada master station dan peralatan remote switching masih dibawah 100% dikarenakan terjadi anomali pada hardware, software dan keterbatasan covarage area jaringan komunikasi data.

Tim Proyek	Validator



a) Analisa Master Station

Master Station Distribution Control Center (DCC) UP2D Riau dibangun tahun 2012 dengan konfigurasi master station distribusi level 2. Pembangunan ini meliputi hardware maupun software master station. Dari segi hardware untuk saat ini pada peralatan master station masih berfungsi dengan normal. Peralatan tersebut antara lain:

- Server SCADA dual Redundant
- Server Historical 2 x
- Server Offline 1 x
- GPS Time Synch 1 x
- Server Wall Display Barco dan 2 x 4 @70 inch Barco 2x
- Server Aplikasi (CPanel dan Web dashboard)
- Server GIS UID RKR
- Server Telegram
- Concentrator Modem
- Concentrator Radio Data 3 x
- Operator Workstation 4 x
- Engineer Workstation 1 x
- Reporting Workstation 1 x
- Server Voice Logger 1 x
- Firewall

b) Peralatan Remote Switching

Analisa peralatan remote switching dilakukan untuk melihat gap antara peralatan terpasang (diuraikan jenisnya dan apakah sdh memiliki kemampuan motorize bagi LBS, Recloser, CB dll) yang bisa dilakukan control jarak jauh agar didapat berapa banyak yang harus dilengkapi dalam periode akan datang. Analisa Peralatan Remote Switching yang belum terhubung ke dalam Sistem SCADA ditunjukan pada tabel berikut:

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Tabel IV-20 Analisa Data Aset Distribusi yang belum terintegrasi SCADA

No	Infrastruktur	Aset distribusi	belum terintegrasi SCADA	Analisa
1	Feeder	308	0	
2	LBS	344	2	- RTU terbakar, Loss Sinyal - Panel Rec tanpa RTU
3	Recloser	329	0	
4	AVS/SSO	0	0	
5	Gardu Hubung	221	0	
6	FS (Fuse Saver)	0	0	
7	FI (Fault Indicator)	16	0	

- 2 LBS Motorized mengalami gangguan atau error disebabkan hardware RTU terbakar sehingga Loss Sinyal dan Panel Tanpa RTU.

Tim Proyek	Validator

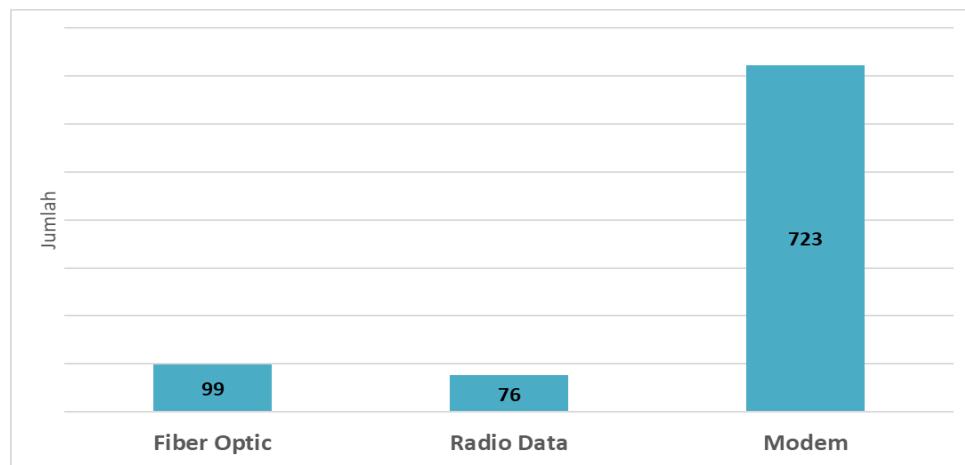


#### 4.2.3.3 Sistem Komunikasi

Sistem telekomunikasi untuk menunjang operasional pengaturan sistem operasi 20 kV terdiri dari 2 bagian :

- Sistem telekomunikasi untuk data (SCADA)
  - Sistem telekomunikasi untuk suara (pengendalian operasi)
- a) Sistem telekomunikasi untuk data (SCADA)

Telekomunikasi Data UP2D Riau terdiri dari 3 sistem, yaitu Fiber Optic, Radio Data, dan Celullar. Berikut jumlah media komunikasi yang digunakan UP2D Riau berdasarkan sistemnya :

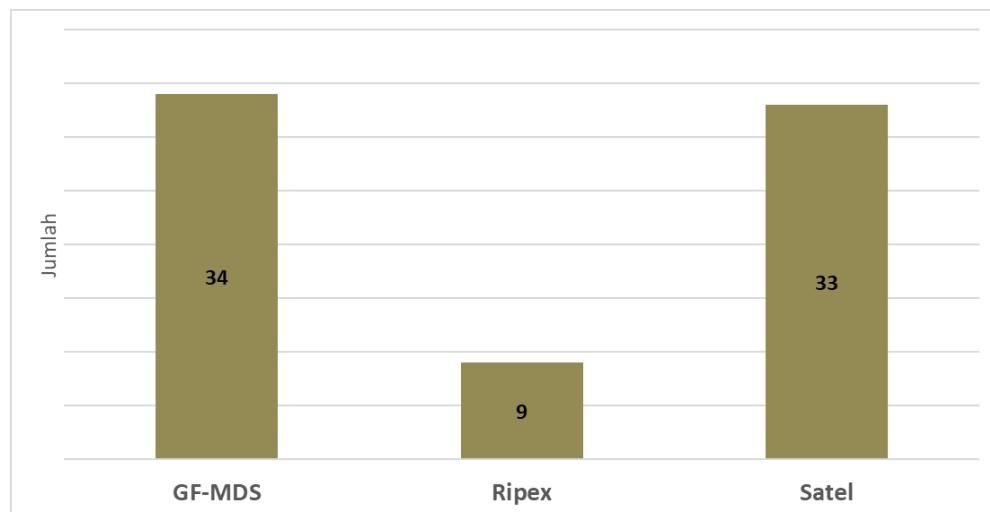


Gambar 4.1 Jumlah Media Komunikasi

Media komunikasi fiber optic dan GSM (Telkomsel) seluruhnya menggunakan jasa layanan Icon plus sedangkan Radio data dikelola seluruhnya oleh UP2D Riau sendiri.

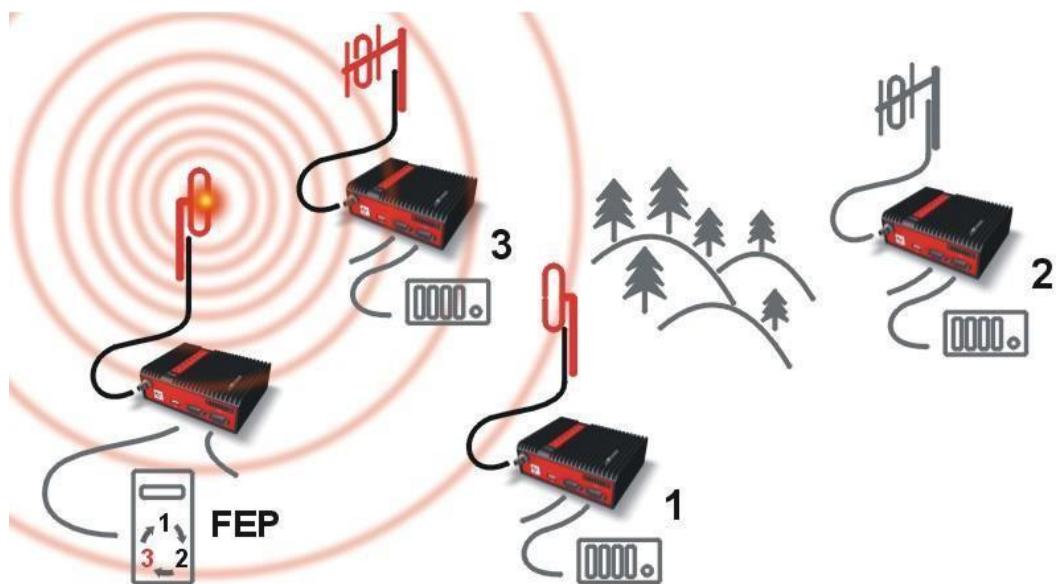
UPD2 Riau telah menggunakan media komunikasi Radio Data sejak tahun 2018 dengan berbagai merek sebagai berikut :

Tim Proyek	Validator



Gambar 4.2 Merek Media Komunikasi Radio Data

berikut topologi komunikasi data menggunakan radio data sebagai media,



Gambar 4.3 Topologi Komunikasi Radio Data

- b) Sistem telekomunikasi untuk suara (pengendalian operasi)

Sistem telekomunikasi UP2D Riau terdiri dari dua yaitu sistem Telekomunikasi Voice dan Sistem Telkomunikasi Data. Sistem Telkomunikasi Voice UP2D Riau sudah menggunakan 100 % Radio Digital sejak tahun 2014. Penggunaan Radio Digital ini dapat menghemat anggaran investasi dikarenakan dengan satu perangkat Repeater dapat digunakan untuk dua channel secara bersamaan sehingga menghemat biaya

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

dan perizinan.



Gambar 4.4 Repeater HT dan RIG Radio Digital

Selain itu UP2D Riau juga telah membangun Radio berbasis GSM yang juga terintegrasi dengan Radio Digital Eksisting. Hal ini dimaksudkan untuk menjangkau daerah yang belum terpasang Repater Digital.



Gambar 4.5 Radio GSM

Tahun 2022 UP2D Riau telah membangun sistem Radio Komunikasi Voice dengan total anggaran 6.4 Milyar. Pembangunan ini meliputi Repeater, Tower dan Radio Subscriber yang terdiri dari HT dan Radio Base. Pada gambar 2.9 di bawah ini dapat dilihat seluruh wilayah kerja JTM telah terpasang Repeater sehingga komunikasi dengan petugas di lapangan menggunakan frekuensi Radio UP2D Riau. Adapun beberapa daerah yang memang tidak memungkinkan dipasang Repeater, komunikasi dilakukan dengan menggunakan Radio GSM yang sudah terintegrasi dengan Radio Digital Eksisting.

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau



Gambar 4.6 Infografis Sebaran Repeater Digital

Dan pada gambar 4.7 di bawah ini merupakan konfigurasi Radio Digital yang dapat dijelaskan sebagai berikut. Terdapat 3 sistem yaitu Pekanbaru Rengat, Dumai dan Tanjung Pinang dimana masing-masing system memiliki satu Master Repeater. Master Repeater ini akan berkomunikasi ke peer Repeater yang tersebar di berbagai lokasi. Setiap system terdiri dari 2 Chanel yang dapat beroperasi secara bersamaan dan hanya membutuhkan satu frekuensi (ISR). Antar system tidak dapat saling berkomunikasi karena berbeda frekuensi. Setiap Repeater dapat dapat dipantau kondisinya menggunakan aplikasi khusus dan setiap percakapan juga direkam menggunakan aplikasi voice logger yang berada di server UP2D Riau.

Tim Proyek	Validator

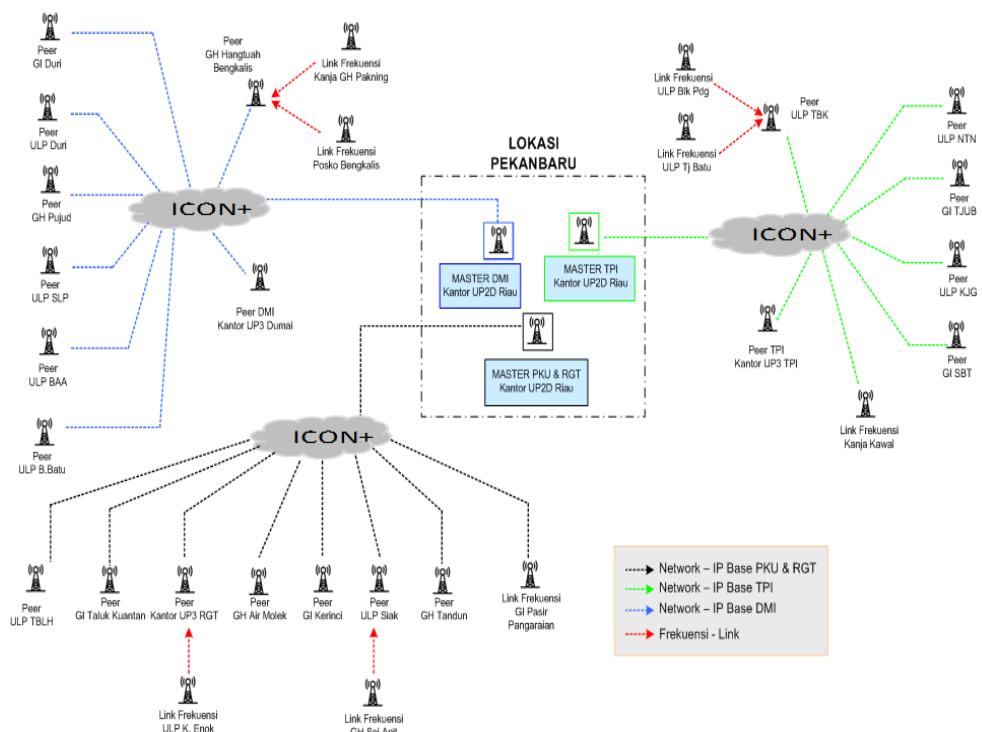


PT PLN (Persero)

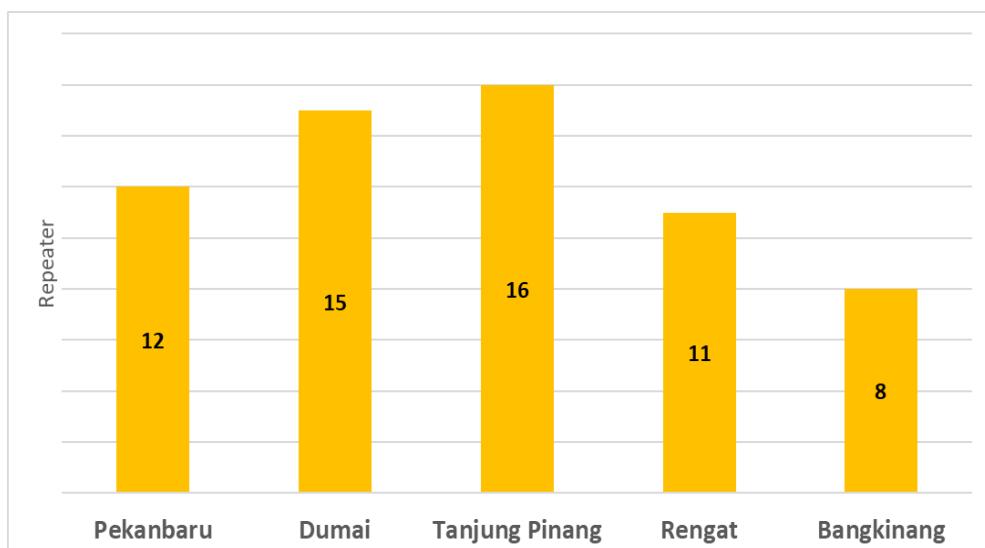
UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau



Gambar 4.7 Konfigurasi Sistem Repeater Digital



Gambar 4.8 Jumlah Repeater tiap UP3

Terdapat 53 Repater yang tersebar di 5 UP3 dimana Repater ini di bawah pengendalian UP2D Riau. Pengoperasian dan pemeliharaan dilakukan oleh Bagian Fasop UP2D Riau.

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

## BAB V RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM DISTRIBUSI

### 5.1 Umum

Pada tahap ini menjelaskan terkait rencana pengembangan sistem distribusi yang meliputi rencana pengembangan gardu induk, pengembangan pembangkit skala kecil (termasuk pembangkit EBT) dan excess power , rencana pengembangan jaringan distribusi, rencana pengembangan SCADA dan telekomunikasi, rencana pengembangan pelayanan pelanggan dan kebutuhan investasinya. Semua rencana pengembangan ini disusun secara bertahap tiap tahunnya dalam rencana pengembangan jangka pendek dan jangka panjang. Adapun maksud dan tujuan rencana pengembangan sistem distribusi ini meliputi :

1. Melayani pelanggan baru, pemberdayaan dan peningkatan kepuasan pelanggan atau diversifikasi pelayanan pelanggan a.l. dengan:
  - Penyambungan pelanggan baru (TT/TM/TR)
  - Penambahan Jaringan Baru (TT/TM/TR)
  - Penambahan Gardu Distribusi Baru dan gardu Distribusi Sisipan
  - Penambahan Gardu Induk Baru dan Uprating Gardu Induk
  - Pengembangan/diversifikasi pelayanan pelanggan (termasuk SPLU/SPKLU, AMR, BESS/Talis)
  - Pemberdayaan dan kepuasan pelanggan ( AMI, Smart Metering)
2. Meningkatkan tingkat keamanan (Safety) penyaluran energi listrik a.l. dengan:
  - Penggantian asset peralatan/material distribusi yang sudah tua
  - Pemindahan/penggeseran asset peralatan/material distribusi
  - Penggantian dari SUTM ke SKUTM (MVTic/A3CS) atau SKTM (Kabel tanah)
3. Meningkatkan kualitas daya sistem distribusi. a.l. dengan:
  - Pemasangan kapasitor bank
  - Pemasangan AVR (Automatic Voltage Regulator)
  - Memecah beban penyulang
  - Penyeimbangan Beban Penyulang dan Gardu Distribusi
4. Meningkatkan tingkat keandalan (Menekan angka SAIDI/SAIFI) a.l. dengan:
  - Pemasangan Penyulang Express
  - Pemasangan saklar interkoneksi antar penyulang dengan LBS, Recloser atau

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

- 
- gardu hubung
  - Pemasangan/penambahan alat pengaman jaringan (Recloser, Sectionaliser, AVS sesuai pola pengaman distribusi)
  - Penambahan pasokan daya baik dari Gardu Induk maupun dari pembangkit skala kecil (kurang dari 10 MW) yang tersebar (DER) baik pembangkit EBT maupun Non EBT atau Excess Power
  - Mendaya gunakan dan memperbaiki sistem SCADA dan telekomunikasi
  - Pengembangan fungsi SCADA, Distribution Automation
5. Meningkatkan Efisiensi penyaluran energi listrik (menekan susut). a.l. dengan:
- Rekonfigurasi jaringan dengan optimalisasi pembebanan penyulang
  - Rekonduktoring penyulang yang overload
  - Revas (revenue assurance) Penyulang
  - Pengintegrasian dan pengelolaan pembangkit DER yang saling terkoneksi
  - Pengintegrasian dan pengelolaan jaringan distribusi yang isolated menjadi saling terkoneksi (a.l. Interkoneksi antar pulau dengan SUTM atau kabel laut)
6. Meningkatkan penggunaan teknologi ramah lingkungan dan memodernisasi teknologi system distribusi a.l. dengan:
- Integrasi Energi Hijau (Green Energy) dari Pembangkit listrik energi terbarukan yang lebih bervariasi (PLTS, PLTMh, dsb) ke Jaringan distribusi.
  - Green Booster (menggenjot bauran biomassa sebagai pengganti batubara dan mengurangi ketergantungan pembangkit diesel)
  - Pilot proyek gardu bawah tanah pada kawasan tertentu
  - Pilot proyek Smart Grid Distribusi pada kawasan tertentu

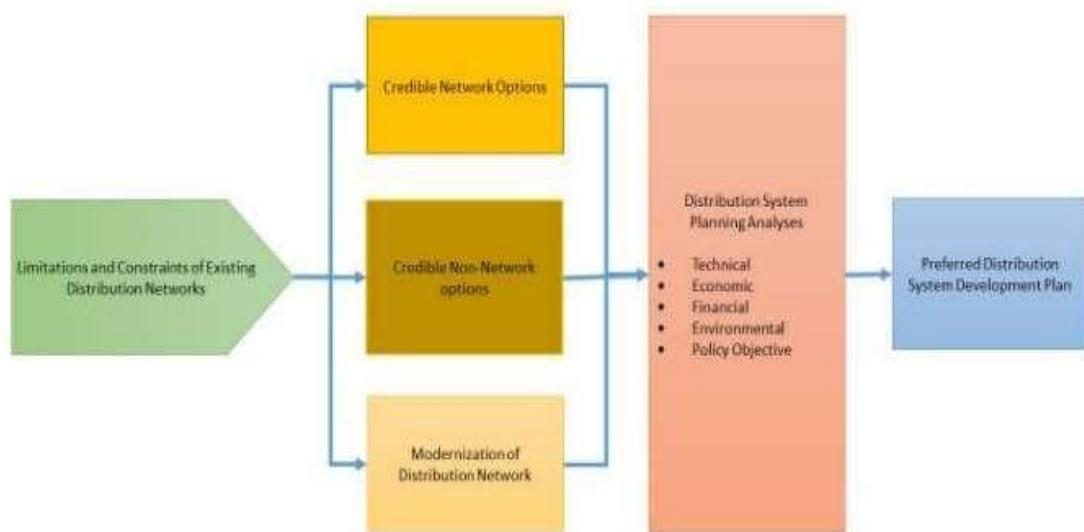
Rencana pengembangan system distribusi ini nantinya akan mendukung KPI (Key Performance Indicator) unit distribusi PLN seperti penekanan angka SAIDI/SAIFI, menurunkan susut jaringan, memperbaiki angka TMP (Tingkat Mutu Pelayanan) dan menurunkan ENS (Energy Not Supplied).

Tim Proyek	Validator



Secara garis besar ada 3 opsi rencana pengembangan sistem distribusi ini yaitu:

1. Opsi jaringan yaitu dengan menambah atau mengganti aset jaringan eksisting seperti penambahan gardu distribusi, rekonduktoring penyulang atau rekonfigurasi jaringan.
2. Opsi non jaringan yaitu dengan mengoptimalkan kinerja aset jaringan yang eksisting bisa dengan penambahan pembangkit skala kecil (kurang dari 10 MW) yang tersebar (DER) baik pembangkit EBT maupun Non EBT atau dengan manajemen sisi permintaan (demand side management) seperti program pengurangan beban puncak untuk pelanggan industry atau efisiensi pemakaian listrik di pelanggan. Selain itu bisa juga dengan opsi Micro-grid sebagai alternatif untuk membangun penyulang yang panjang ke desa-desa yang terpencil dan jauh.
3. Opsi modernisasi jaringan distribusi yaitu dengan mengubah aset jaringan eksisting mengikuti perkembangan teknologi seperti teknologi otomasi dan smart grid.



Gambar V-1 Opsi rencana pengembangan system distribusi

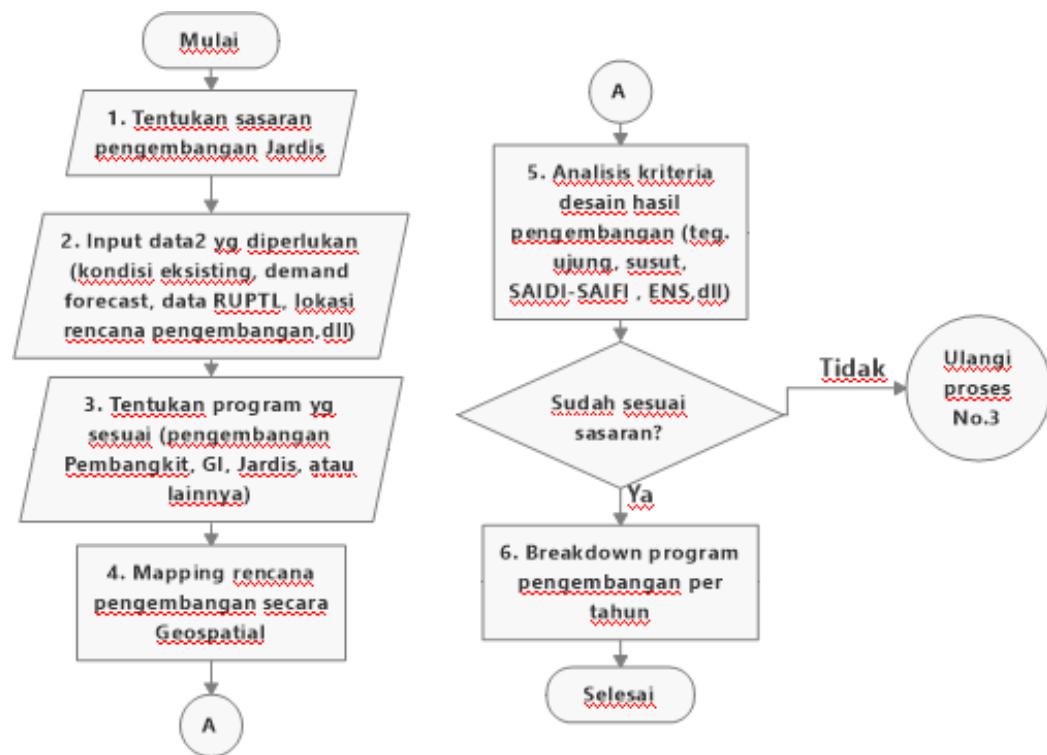
Semua opsi rencana pengembangan sistem distribusi ini harus dipertimbangkan dan dianalisis baik dari sisi teknis maupun finansial serta bagaimana pengelolaan lingkungannya dan regulasi yang ada.

Tim Proyek	Validator



## 5.2 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Untuk merencanakan pengembangan sistem distribusi diperlukan sasaran atau tujuan yang akan dicapai misalnya memperbaiki kinerja (KPI) unit seperti penurunan susut jaringan atau perbaikan kondisi sistem distribusi eksisting. Data-data dari hasil analisis perkiraan beban kedepan, kondisi sistem distribusi eksisting, perencanaan di RUPTL serta kriteria jaringan dan standar teknis yang dipakai juga diperlukan untuk tahapan pengembangan ini. Setelah sasaran rencana pengembangan sistem dan data-data dari analisis sebelumnya diperoleh maka masuk ke tahap selanjutnya yaitu memetakan titik-titik mana dari jaringan distribusi eksisting yang akan dikembangkan dengan juga melihat kondisi jaringan distribusi eksisting secara geospasial yang sudah dipetakan di tahap sebelumnya. Berikut flowchart gambar tahapan pengembangan sistem distribusi.



Gambar V-2 Flowchart tahapan pengembangan sistem distribusi

Tim Proyek	Validator



Dalam tahapan pengembangan ini ada beberapa poin kriteria desain yang harus dimitigasi sesuai rencana jangka pendek dan jangka panjang dengan juga memasukkan rencana prakiraan penambahan beban pada bab sebelumnya. Beberapa poin tersebut adalah :

- Tegangan ujung penyulang
- Penyulang yang sudah overload bebannya
- Nilai susut jaringan
- Nilai SAIDI dan SAIFI (frekuensi gangguan dan durasi gangguan)
- Gardu distribusi yang overload

Lima poin di atas dapat dimitigasi antara lain dengan cara berikut:

- Penambahan/pemecahan penyulang dengan nilai jatuh tegangan yang besar
- Penggantian kabel atau konduktor yang overload
- Penambahan switching station atau gardu hubung di beberapa titik
- Menyisipkan gardu distribusi atau uprate transformator distribusi terhadap gardu distribusi yang overload
- Penambahan Key point baru (Recloser, LBS, AVS, dll)
- Penambahan/uprating transformator GI atau penambahan GI baru
- Rekonfigurasi jaringan
- Penambahan pembangkit terdistribusi (Distributed Generation) atau Excess power
- Pemasangan Kapasitor Bank
- Penggantian dari SUTM ke SKUTM (MVTic/A3CS) atau SKTM (Kabel tanah)

Penentuan mitigasi yang akan dipilih disesuaikan dengan permasalahan atau sasaran yang akan dicapai dengan mengkajinya dari sisi teknis dan finansial, serta bagaimana pengelolaan lingkungannya dari regulasi yang ada.

Semua mitigasi di atas secara garis besar dikelompokkan kedalam pembahasan Bab ini yang harus mencakup perencanaan sebagai berikut:

- Rencana pengembangan gardu induk
- Pengembangan pembangkit skala kecil (termasuk pembangkit EBT) dan excess power
- Rencana pengembangan jaringan distribusi
- Rencana pengembangan SCADA dan telekomunikasi
- Rencana pengembangan pelayanan pelanggan

Tim Proyek	Validator



- Rencana Pengelolaan Lingkungan

### 5.2.1 Rencana Pengembangan Gardu Induk

#### 5.2.1.1. Umum

Gardu induk sebagai komponen sistem tenaga listrik memegang peranan penting pada kontinuitas suplai tenaga listrik kepada konsumen. Dengan semakin bertambahnya permintaan konsumen listrik maka semakin besar pula beban listrik yang ditanggung oleh gardu induk. Apabila beban listrik yang ditanggung oleh gardu induk lebih besar dari kapasitas gardu induk maka gardu induk akan mengalami overload yang berakibat suplai listrik ke konsumen terhenti. Untuk mengatasi hal ini maka perlu dilakukan perencanaan pengembangan kapasitas gardu induk.

Pada perencanaan pengembangan kapasitas gardu induk ini dilakukan dengan memperkirakan pertumbuhan beban puncak gardu induk yang akan datang. Hal ini dimaksudkan agar pengembangan kapasitas gardu induk yang direncanakan harus menjangkau kemungkinan pertumbuhan beban untuk masa-masa yang akan datang. Dengan demikian diharapkan adanya keserasian dan kontinuitas dari perencanaan dan pertumbuhan beban.

Rencana pengembangan Gardu Induk di unit Induk Riau dan Kepulauan Riau dibagi menjadi 2 sistem besar yaitu Sistem Riau Daratan dan Sistem Kepulauan Riau. Sistem Riau Daratan merupakan bagian dari sistem interkoneksi Sumatera sedangkan sistem Kepulauan Riau merupakan bagian dari Sistem Interkoneksi Batam - Bintan.

#### 5.2.1.2. Rekapitulasi Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan Gardu Induk yang sudah termuat di dokumen RUPTL 2025-2034 dengan berdasarkan pada pertumbuhan beban dan analisa *power balance* diperlukan penambahan atau uprating trafo daya pada Gardu Induk. Pengembangan gardu induk pada sistem Riau Daratan dapat dilihat pada tabel berikut :

Tabel V-1 Rencana pengembangan Gardu Induk dan penambahan kapasitas GI eksisting pada Sistem Riau Daratan

		COD TAHUN KE
--	--	--------------

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

No	URAIAN	UNIT	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	GI Mobie Ujung Batu**	MVA	1x20									
2	GI Bagan Siapi-Api (Ext.)	MVA	1x60									
3	GI Lubuk Gaung (New)	MVA	2x60									
4	GI Pakning (New)	MVA	2x60									
5	GI Pasir Putih (Ext.)	MVA	1x60									
6	GI Sorek (New)	MVA	1x30									
7	Bengkalis (New)	MVA		2x30								
8	GI Lipat Kain (New)	MVA		1x60								
9	GI Selat Panjang (New)	MVA		1x30								
10	GI KID Dumai (Ext.)	MVA			1x60							
11	GI Balam (New)	MVA			1x30							
12	GI Selat Panjang (Ext.)	MVA			1x60							
13	GI Dumai (Uprating)	MVA				1x60						
14	GI Lipat Kain (Ext.)	MVA				1x30						
15	GI Peranap (New)	MVA				1x30						
16	GI Garuda Sakti (Ext.)	MVA					1x60					
17	GIS Kota Pekanbaru (Ext.)	MVA						1x60				
18	GI New Garuda Sakti (Ext.)	MVA						1x60				
19	GI Tenayan (Ext.)	MVA						1x60				
20	GI Bengkalis (Ext.)	MVA							1x60			
21	GI Pelangiran (New)	MVA								1x60		
22	GI Dumai (Ext.)	MVA									1x60	
23	GI Pasir Putih (Ext)	MVA										1x60
24	GI Teluk Kuantan (Ext.)	MVA										1x60
25	GI Tembilahan (Ext.)	MVA										1x60
26	GI Garuda Sakti (Ext.)	MVA										1x60
27	GI Pasir Pangaraian (Ext.)	MVA										1x60
28	GI Rengat (Ext.)	MVA										1x60
29	GI Teluk Lembu (Ext.)	MVA										1x60
*) RUPTL 2025-2034												

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau



Gambar V-3 Peta rencana pengembangan Gardu Induk Sistem Riau Daratan

Rencana pengembangan Gardu Induk Sistem Kepulauan Riau mengarah pada Penerapan kebijakan KEK di Batam-Bintan-Karimun yang merupakan bentuk kerjasama antara Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah dengan partisipasi dunia usaha. KEK ini nantinya merupakan simpul-simpul dari pusat kegiatan ekonomi unggulan yang perlu didukung dengan infrastruktur yang berdaya saing internasional. Kepulauan Riau memerlukan dukungan pasokan tenaga listrik yang cukup dan handal terutama di Kota Tanjung Pinang yang merupakan ibu kota Provinsi Kepulauan Riau. Pasokan listrik untuk kota Tanjung Pinang dipasok dari PLTU sewa dan transfer dari Sistem Batam melalui transmisi dan kabel laut Batam-Bintan. Daerah yang juga berkembang pesat yaitu Kabupaten Karimun yang di supply dari Sistem Tanjung Balai Karimun. Sistem tersebut dipasok dari PLTD Bukit Carok dan PLTU Tanjung Balai Karimun. Direncanakan akan dibangun interkoneksi ke Tanjung Balai Karimun melalui transmisi 150 kV Selat Panjang – Pulau Rangsang – Tanjung Balai Karimun. Rencana pengembangan Gardu Induk Sistem Kepulauan Riau dapat dilihat pada tabel berikut :

Tabel V-2 Rencana pengembangan Gardu Induk dan penambahan kapasitas GI eksisting pada Sistem Kepulauan Riau

Tim Proyek	Validator



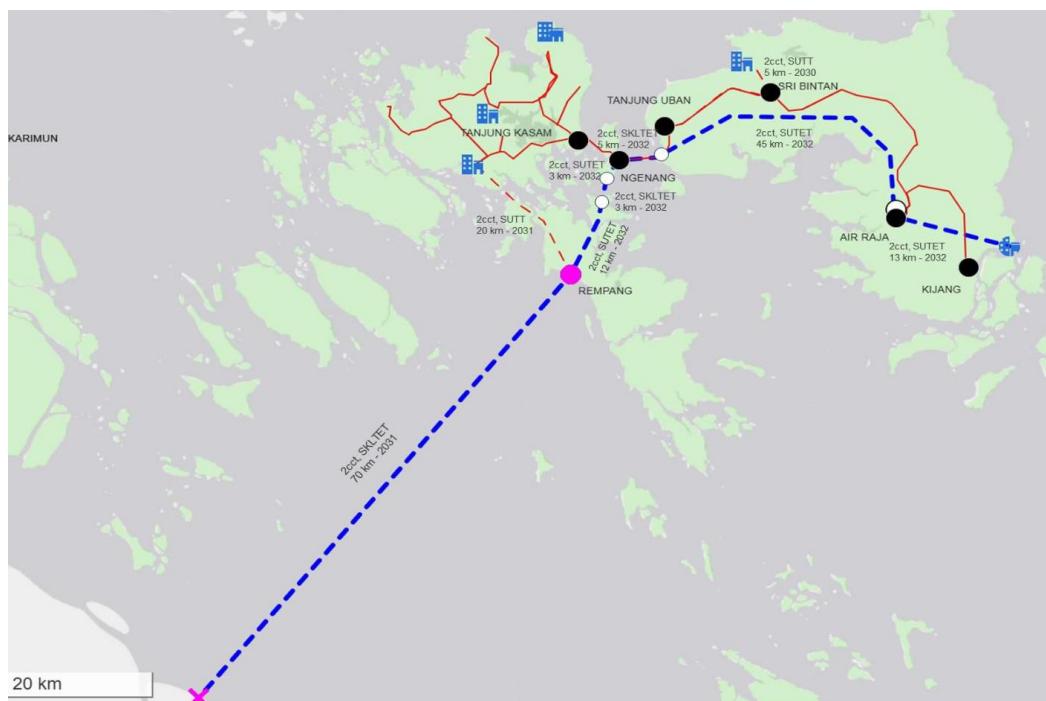
**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

No	URAIAN	UNIT	COD TAHUN KE										
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
1	GI Tanjung Balai Karimun (New)	MVA		2x30									
2	GI Air Raja (Ext.)	MVA						1x60					
3	GI Tanjung Balai Karimun (Ext)	MVA								1x60			
*) RUPTL 2025-2034													



**Gambar V-4 Peta rencana pengembangan Gardu Induk Sistem Kepulauan Riau**

Dari rekap pengembangan Gardu Induk ini dievaluasi apakah rencana ini sudah mengakomodir rencana pengembangan distribusi sesuai target COD yang ada. Jika sudah sesuai maka langkah selanjutnya adalah menyiapkan pengembangan jaringan distribusinya. Jika belum sesuai maka perlu dilakukan revisi Gardu Induk mana di dokumen RUPTL ini yang lokasinya atau kapasitas transformator nya tidak sesuai. Selain itu bisa juga direvisi rencana target COD nya misalnya perlu dipercepat karena kebutuhan mendesak memenuhi penambahan beban akibat adanya pelanggan besar yang akan masuk. Jika ada lokasi rencana pengembangan Gardu Induk yang belum terakomodir dalam

Tim Proyek	Validator



dokumen RUPTL ini maka bisa dimasukkan rencananya ke dalam dokumen Masterplan distribusi untuk diajukan pada RKAP tahun berikutnya.

Rencana pengembangan Gardu Induk dalam RUPTL ini perlu dilakukan analisis pembebanannya mulai dari rencana tahun COD nya sampai 5 atau 10 tahun kedepan. Hal ini bisa dianalisis menggunakan simulasi *loadflow analysis* atau program analisis *power system* lainnya. Output dari analisis ini adalah pada tahun berapa transformator Gardu Induk ini mengalami overload sehingga diperlukan uprating transformatornya, rekonfigurasi jaringan distribusinya (pengalihan sebagian beban), penambahan Gardu Induk baru atau penambahan extension transformator. Selain itu juga harus direncanakan sedemikian rupa sehingga jika ada kegagalan pada satu transformatornya maka beban harus dapat dialihkan ke transformator lainnya dalam Gardu Induk tersebut atau ke Gardu Induk lainnya melalui penyulang distribusi.

Penentuan lokasi Gardu Induk yang tepat dan kapasitas transformator nya harus melihat hasil perkiraan beban sebelumnya. Pada Bab III diperoleh kesimpulan daerah-daerah mana yang pertumbuhan bebannya tinggi dan diperlukan pembangunan Gardu Induk baru karena Gardu Induk sekitarnya sudah tidak mampu lagi dibebani. Lokasi rencana Gardu Induk yang tepat se bisa mungkin dekat dengan pusat beban untuk memperkecil susut jaringan dan drop tegangan. Selain itu lokasi Gardu Induk ini juga harus melihat jalur transmisi eksisting untuk rencana dan perijinan pemasangan tower serta penarikan saluran transmisi melalui kawat udara atau kabel tanah. Untuk daerah-daerah perkotaan dan ibukota propinsi yang memerlukan estetika tata ruang dan keterbatasan lahan maka pemilihan jenis Gardu Induk dan saluran transmisinya juga menjadi pertimbangan misalnya dengan menggunakan GIS (Gas Insulated Substation) dan kabel tanah.

### **5.2.2 Pengembangan Pembangkit Skala Kecil Dan Excess Power**

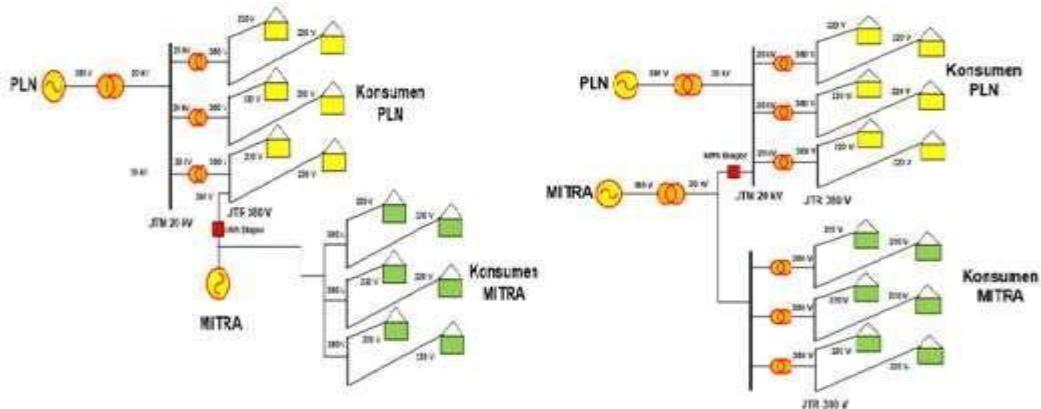
#### **5.2.2.1. Umum**

Pengembangan pembangkit skala kecil (kurang dari 10 MW) dan pembelian kelebihan daya (*excess power*) pelanggan atau swasta dilakukan untuk memperkuat sistem kelistrikan setempat apabila pasokan daya kurang, perbaikan mutu tegangan ujung dan atau untuk menurunkan BPP Pembangkit

Tim Proyek	Validator



di sistem ketenagalistrikan setempat. Pembangkit ini nantinya akan terhubung ke jaringan distribusi PLN baik di sisi TR maupun sisi TM. Pembangkitnya bisa berasal dari pembangkit EBT setempat seperti PLTS (rooftop, solar farm), PLTM/H, PLTB, PLTBm maupun Non EBT (PLTD, Genset, dll) yang terdistribusi (DER).



Gambar V-5 Skema Excess Power yang terinterkoneksi di Jaringan TR dan TM

### 5.2.2.2. Rekapitulasi pengembangan pembangkit skala kecil dan excess power

Rencana pengembangan pembangkit skala kecil dan excess power yang sudah termuat di dokumen RUPTL dan potensi-potensi energi setempat yang sudah pasti statusnya serta target COD nya seperti tabel dibawah ini:

Tabel V-3 Rencana Pengembangan pembangkit skala kecil (DER)

URAIAN	UNIT	TAHUN COD									
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
PLTBg Rokan Hulu/Pasadena	MW			3							
PLTBg Rokan Hulu/Tambusai	MW				1						
PLTBg Rokan Hulu/PT.ISB	MW				1						
PLTBg Pelalawan/PT ISB	MW				1,2						
PLTBg Rokan Hilir/PT. BANI	MW				1,6						
PLTBg Bengkalis	MW					1					
PLTBm Siak	MW					5					
PLTBm Siak-2	MW					3					

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

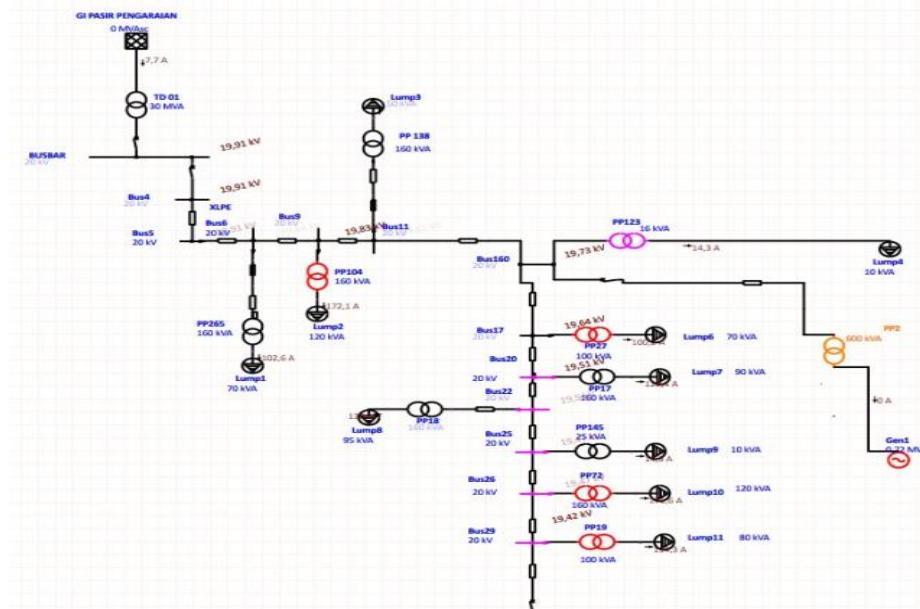
PLTBm Natuna	MW				4						
PLTBm Tanjung Batu	MW				2,4						
PLTBm Rokan Hulu	MW					7					
PLTBm Indragiri Hilir	MW					1					
PLTBg Rokan Hulu-4	MW					3					
PLTBg Indragiri Hilir	MW					5					
PLTS Kep Riau Tahap 1 *	MVAR		6								
PLTS Kep Riau Tahap 2 *	MVAR			8							
PLTS Kep Riau Tahap 3 *	MVAR				8						
PLTS Kep Riau Tahap 4 *						8					
<i>RUPTL, *)Demand Forecast</i>											

Pembangkit skala kecil dan excess power khususnya Pembangkit Listrik Tenaga Biogas (PLTBg) dan Pembangkit Listrik Tenaga Biomas (PLTBm) diperlukan untuk meningkatkan mutu tegangan pelayanan pelanggan diujung-ujung jaringan yang memiliki tegangan ujung dibawah standar dikarenakan jarak dengan sumber energi gardu induk cukup jauh. Sedangkan rencana pembangkit listrik tenaga Surya (PLTS) direncanakan untuk pulau-pulau kecil di Kepulauan Riau yang mana tidak memiliki sumber energi lain dan untuk menurunkan BPP dari Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD).

Dalam melakukan interkoneksi pembangkit skala kecil atau excess power ini ada beberapa opsi titik penyambungan (interkoneksi ke jaringan distribusi TM atau TR.

Tiap-tiap opsi ini perlu dikaji studi kelayakan operasinya agar diketahui opsi mana yang paling layak dan dampak yang ditimbulkan sebelum dan sesudah dilakukan penyambungan ke jaringan distribusi. Studi dampak sistem harus mengacu Permen ESDM No. 04 Tahun 2009 tentang Aturan Distribusi Tenaga Listrik dan Perdir Nomor 064.P/DIR/ 2019, tentang Pedoman Penyambungan Pembangkit Energi Terbarukan Ke Sistem Distribusi PT PLN (PERSERO). Studi interkoneksi pembangkit ke jaringan distribusi ini dilakukan untuk mengidentifikasi perubahan profil aliran daya dari penyambungan dan menentukan desain penyambungan yang akan dilakukan. Studi interkoneksi bisa menggunakan simulasi *load flow analysis* atau program analisis power system lainnya.

Tim Proyek	Validator



Gambar V-6 Studi interkoneksi pembangkit skala kecil PLTBg ke jaringan distribusi menggunakan simulasi *load flow analysis*

Regulasi dan perijinan untuk membangun pembangkit skala kecil atau excess power ini harus sesuai regulasi yang ada dari Pemda setempat dan kementerian ESDM antara lain Kepmen ESDM No. 1122 K/30/MEM/2002 tentang Pedoman Pengusahaan Pembangkit Tenaga Listrik Skala Kecil Tersebar , Permen ESDM No. 38 Tahun 2016 tentang Percepatan Elektrifikasi di Perdesaan Belum Berkembang, Terpencil, Perbatasan, dan Pulau Kecil Berpenduduk Melalui Pelaksanaan Usaha

Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Skala Kecil, Permen ESDM No. 4 Tahun 2012 tentang Harga Pembelian Tenaga Listrik Oleh PT PLN (Persero) Dari Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Energi Terbarukan Skala Kecil Dan Menengah Atau Kelebihan Tenaga Listrik dan Permen ESDM No. 50 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik.

### 5.2.3 Rencana Pengembangan Jaringan Distribusi

#### 5.2.3.1. Umum

Rencana pengembangan Jaringan Distribusi diperlukan untuk mengakomodasi kebutuhan listrik sesuai proyeksi prakiraan beban UID Riau dan Kepulauan Riau

Tim Proyek	Validator



selama 10 tahun kedepan dari tahun 2025 sampai dengan 2034. Rencana pengembangan jaringan distribusi dibagi menjadi 2 yaitu rencana jangka pendek dan rencana jangka panjang.

Ada beberapa program pengembangan jaringan distribusi antara lain:

1. Perluasan Jaringan penyambungan pelanggan TM dan TR
2. Evakuasi daya dan Perluasan JTM
3. Dodieselisasi PLTD
4. Otomatisasi Jaringan Tegangan Menengah
5. Digitalisasi SCADATEL
6. Kehandalan jaringan tegangan menengah
7. Rekonduktoring jaringan tegangan menengah
8. Manajemen dan sisip trafo distribusi
9. Rehabilitasi dan perluasan jaringan tegangan menengah
10. Penggantian Komponen dan peralatan
11. AMRisasi dan peremajaan kwhmeter

Setiap program pengembangan di atas disesuaikan dengan permasalahan atau sasaran pengembangan yang akan dicapai misalnya untuk menurunkan susut distribusi dapat dilakukan dengan program pemecahan penyulang atau penggantian konduktor penyulang yang overload.

Dalam sub-bab ini juga dilakukan penggambaran geospasial lokasi hasil pengembangan menggunakan aplikasi mapping seperti Mapinfo, ArcGis, QGis atau aplikasi mapping lainnya. Ini bertujuan untuk melihat kesediaan lahannya dan lokasi yang tepat di lapangan. Selain itu juga dilakukan analisis aliran daya, analisis hubung singkat dan realibility assessment (kehandalan) hasil pengembangan jaringan distribusinya menggunakan aplikasi *simulasi power system*. Penggambaran dan analisis ini dilakukan secara bertahap tiap tahunnya sesuai tahapan pengembangannya.

Tim Proyek	Validator



Gambar V-7 Rencana program Evakuasi Gardu Induk Lubuk Gaung pada Arcgis

Tim Proyek	Validator

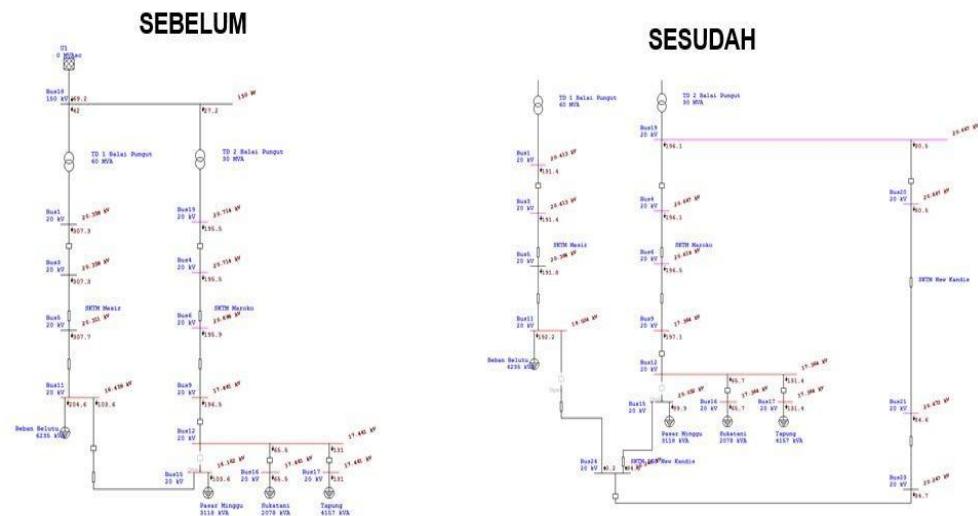


PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau



Gambar V-8 Analisis aliran daya menggunakan aplikasi *loadflow analays*

Tabel V-4 Rekap hasil simulasi analisis aliran daya sebelum dan sesudah dilakukan pengembangan penyulang baru

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

GARDU INDUK	PENYULANG	SEBELUM ADA PNY BARU			SESUDAH ADA PNY BARU			SAVING (KW)
		BEBAN (MW)	V. DROP (%)	SUSUT (KW)	BEBAN (MW)	V. DROP (%)	SUSUT (KW)	
GI BALAI PUNGUT	MAROKO	5,08	13,66	455,20	3,02	7,70	35,03	420,17
	MAROKO - 2				1,74	1,20	5,47	449,73
PLTD BENGKALIS	BANDUNG	4,62	3,65	123,00	3,11	2,46	55,00	68,00
	BANDUNG-2				1,59	0,34	4,00	119,00
GI DURI	PANAMA	6,87	6,47	444,64	3,40	3,23	109,80	334,84
	PANAMA - 2				3,27	1,33	43,49	401,15
GI. TEMBILAHAN	Al Hilal	140	12,86%	500	80	11,19%	353	147
					60	2%	76	
	Dortmund	260	5,57%	280	160	2,57%	168	112
					90	0,50%	54	
	Parma	220	2,57%	342	60	2,86%	222	120
GI PASIR PANGARAIAN					160	0,50%	68	
	SONGKET	220	23,08%	812	145	13,46%	406	191
	TENUN				75	10,10%	215	
GI MOBILE UJUNG BATU (NEW)	JAGO	211	15,8%	572	45	6,25%	30	193
	ARJUNA (NEW)				55	7,21%	45	
	BIMA (NEW)				111	7,69%	204	
GI MOBILE UJUNG BATU (NEW)	BELANGA	188	20,67%	738	45	5,77%	71	416
	GATOTKACA (NEW)				133	9,13%	251	
GI AIR RAJA	VICTORIA	185	5,74%	52,7	118	5,65%	47	71
	NEW VICTORIA				76	6,22%	26	50
	NIAGARA	109	5,26%	110,4	95	5,26%	51	44
	NEW NIAGARA				58	4,31%	33	25
	ANGEL	119	5,26%	60,4	91	4,31%	57	34
	NEW ANGEL				61	4,31%	23	38
	GULFOSS	87	5,74%	60,6	87	5,74%	57	30
	DETIAN	155	5,74%	145,2	100	4,78%	103	-3
	NEW DETIAN				63	4,31%	81	-18
	TEMBURUN	163	5,74%		163	5,74%		163
GI AIR RAJA	YUMBILLA	130	5,74%	48,2	86	4,31%	33	53
	NEW YUMBILLA				64	3,83%	15	49

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

	BAATARA	185	5,26%	50,1	126	3,92%	23	103
	NEW BATARA				68	4,02%	13	55
	KAHIWA	90	6,22%	42,6	90	6,22%	42,6	47
	YOSEMITE	226	6,22%	205,9	122	4,83%	70	52
	NEW YOSEMITE				115	4,88%	63	53
	PONGKAR	51	5,26%	55,3	51	5,26%	55	-4
	RESUN	46	5,26%	39,7	46	5,26%	40	6
GI AIR RAJA	IGUAZU	99	6,22%	130,2	78	5,93%	77	1
	NEW IGUAZU				76	4,35%	65	11
	NERAJA	57	3,35%	40,1	15	3,35%	40	-25
GI KIJANG	BALI	45	5,74%	36,9	45	5,74%	37	8
	SUNDA	80	5,26%	20,2	80	5,26%	20	60
	MALAKA	61	5,74%	19,9	61	5,74%	20	41
	ALOR	54	5,74%	35,2	54	5,74%	35	19
	SELAYAR	37	5,74%	2,3	37	5,74%	2	35
	LOMBOK	65	5,74%	30,6	65	0,00%	31	34
GI SRI BINTAN	LOSARI	20	6,22%	3,8	20	6,22%	4	16
	MARINA	55	5,74%	8,7	55	5,74%	9	46
	KUTA	1	3,35%	0	1	3,35%	0	1
	SANUR	174	3,35%	6,4	174	3,35%	6	168
GI TANJUNG UBAN	GIBSON	93	3,35%	6,8	93	3,35%	7	86
	ARABIA	81	5,26%	13,4	81	5,26%	13	68
	PATAGONIA	70	5,74%	19	70	5,74%	19	51
	SAHARA	49	5,74%	9,1	49	5,74%	9	40
	GOBI	6	3,35%	0	6	3,35%	0	6
	SINAI	185	3,35%	36,2	185	3,35%	36	149
GI NGENANG	TANJUNG	1	3,35%	0,4	1	3,35%	0	1

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

SUNGAI HARAPAN / JUR.BELAKANG PADANG	HINDIA	23	0,99%	17,16	23	0,99%	17	6
	PASIFIK	11	0,99%	7,9	11	0,99%	8	3
PLTD BUKIT CAROK	KAPUAS	236	4,88%	117,2	92	5,07%	117	-25
	NEW KAPUAS				83	3,85%	92	-9
	MUSI	190	4,39%	133,6	88	6,73%	92	-4
	NEW MUSI				77	4,54%	99	-22
	KAMPAR	209	1,95%	15,8	95	4,24%	129	-34
	NEW KAMPAR				76	4,24%	90	-14
	SIAK	176	1,95%	177,7	91	3,90%	106	-15
	NEW SIAK				54	3,85%	28	26
	CILIWUNG	96	3,90%	51,7	84	3,90%	77	7
	MAHAKAM	130	1,95%	83,8	49	4,00%	184	-135
PLTD TANJUNG BATU	NEW MAHAKAM				86	8,34%	64	22
	BRANTAS	68	1,95%	129	68	1,95%	129	-61
	MARS	24	3,41%	56,4	24	1,95%	56	-32
	MERKURIUS	35	3,90%	54,2	35	1,95%	54	-19
	PLUTO	36	3,90%	58,6	36	1,95%	59	-23
	JUPITER	23	1,95%	57,1	23	1,95%	57	-34
	VENUS	21	1,95%	74,8	21	1,95%	75	-54
	URANUS	8	1,95%	61,8	8	1,95%	62	-54
PLTD SETAJAM DABO SINGKEP	NEPTUNUS	25	1,95%	74,2	25	1,95%	74	-49
	SATURNUS	73	1,95%	-	73	1,95%	-	0
	SINGGALANG	28	2,00%	39,8	28	2,00%	40	-12
PLTD MUSAI	RINJANI	16	1,50%	16,9	16	1,50%	17	-1
	MERAPI	21	3,00%	17,1	21	4,00%	17	4
PLTD MUSAI	DAIK	18	2,00%	9,2	18	2,00%	9	9
	KERINCI	12	6,50%	31,3	12	2,00%	31	-19

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

	KELUD	23	4,50%	44,6	23	2,00%	45	-22
PLTD NATUNA	MANTANG	50	1,95%	41,9	50	1,95%	42	8
	KARAS	30	1,95%	25	30	1,95%	25	5
	DENDUN	40	1,95%	25,5	40	1,95%	26	15
	MAPUR	17	1,95%	6,6	17	1,95%	7	10
	KELONG	1	1,95%	0,4	1	1,95%	0	1
	PANGKIL	57	1,95%	36,8	57	1,95%	37	20
	PENYENGAT	11	1,95%	4	11	1,95%	4	7
PLTD PASIR MANANG ANAMBAS	TOBA	59	0,51%	27,8	59	0,51%	28	31
	SINGKARAK	16	0,51%	11,9	16	0,51%	12	4
	MANINJAU	22	0,51%	1,9	22	0,51%	2	20
PLTD LADAN	LADAN	37	0,99%	18,4	37	0,49%	18	19

### 5.2.3.2. Rekapitulasi pengembangan jaringan distribusi

Rencana pengembangan jaringan distribusi diantaranya menyusun kebutuhan jaringan distribusi untuk kurun waktu 10 tahun mendatang yang perhitungannya berpedoman pada prakiraan kebutuhan listrik dan hasil analisis jaringan distribusi dengan aplikasi *loadflow analysis*. Rencana pengembangan sistem distribusi untuk 5 tahun (Jangka Pendek) mendatang disusun per-tahun secara rinci yaitu sudah menunjukan dimensi, kapasitas, lokasi dan mengakomodir tujuan perubahan konfigurasi jaringan dalam rangka perbaikan sistem secara keseluruhan dari tahun sebelumnya.

#### A. Pengembangan jangka pendek

Program pengembangan sistem distribusi dalam melayani pelanggan baru dan program peningkatan kehandalan sistem distribusi jangka pendek UID Riau dan Kepulauan Riau yang sudah disusun adalah sebagai berikut :

Tabel V.5 Rekapitulasi Rencana Pengembangan Distribusi UID RKR

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

NO	URAIAN PROGRAM	STN	KEBUTUHAN (THN)				
			2025	2026	2027	2028	2029
1	Pelanggan TM	Plg	92	93	96	96	98
2	Pelanggan TR	Plg	142250	142616	143317	143592	144092
3	Stasiun Pengisian Listrik	Unit	30	35	39	87	106
4	Evakuasi daya dan Perluasan JTM	Kms	68	49,6	60,7	18,4	-
5	Diedieselisasi	Kms	25	105,8	7,28	23,65	8,46
6	Extention Jaringan Lisdes	Kms	314,4	876,1	377,3	233,6	150
7	Pembangkit dan Jaringan Lisdes	kWp	630	2200	80	-	-
8	Otomatisasi Jaringan	Set	96	91	72	74	82
9	Digitalisasi SCADATEI	Set	14	7	5	-	-
10	Rekonduktoring JTM	Kms	23,9	-	128,6	9	5
11	Penggantian Komponen	Set	10229	608	178	95	90
12	Mutu Tegangan JTM	Kms	4	86	122	10	10
13	Uprating /Rekonduktoring JTM	Kms	278,3	96,5	184,3	55,8	27,3
14	Manajemen Trafo	Unit	409	128	257	212	79
15	Rehab dan Perluasan JTR	Kms	216,6	123,5	222,3	55,6	141,9
16	AMRisasi	Plg	2701	3507	3140	5869	4670
17	Peremajaan kWhmeter	Plg	78141	76357	113369	113368	195573

2025-2029

## B. Pengembangan Jangka Panjang

Program rencana pengembangan sistem distribusi jangka panjang dalam melayani pelanggan baru dan program peningkatan kehandalan sistem distribusi pada 5 tahun berikutnya yaitu tahun 2030 sampai dengan 2034 adalah sebagai berikut :

Tabel V.6 Rekapitulasi Rencana Pengembangan Distribusi UID RKR

2030-2034

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

No	Pekerjaan	Satuan	Kebutuhan (Tahun)				
			2030	2031	2032	2033	2034
1	Pelanggan TM	Plg	98	102	104	106	108
2	Pelanggan TR	Plg	144594	145098	145603	146110	146619
3	Stasiun Pengisian Listrik	Unit	122	140	161	186	214
4	Evakuasi daya dan Perluasan JTM	Kms	33	10	-	55	44
5	Diedieselisasi PLTD	Kms	45,5	15,8	7,28	23,65	8,46
6	Extention Jaringan Lisdes	Kms	-	-	-	-	-
7	Pembangkit dan Jaringan Lisdes	kWp	-	-	-	-	-
8	Otomatisasi Jaringan	Set	82	84	86	88	90
9	Digitalisasi SCADATEI	Set	2	2	2	2	2
10	Rekonduktoring JTM	Kms	7	11	13	15	17
11	Penggantian Komponen	Set	69	90	95	90	95
12	Mutu Tegangan JTM	Kms	10	10	10	10	10
13	Uprating /Rekonduktoring JTM	Kms	9,8	10	-	-	-
14	Manajemen Trafo	Unit	82	84	86	90	92
15	Rehab dan Perluasan JTR	Kms	9,2	10	12	13	14
16	AMRisasi	Plg	2644	2803	2971	3149	3338
17	Peremajaan kWhmeter	Plg	113369	120170	127380	135023	143124

### C. Program peningkatan jam nyala 24 Jam sistem Isolated

PLN Unit Induk Distribusi Riau dan Kepulauan Riau mengelola 133 sistem isolated dengan total kapasitas PLTD 266 MW dimana terdapat 82 sistem isolated tersebut yang beroperasi 14 jam dengan BPP rata-rata untuk 82 Lokasi tersebut adalah RP 5.654, - pada tahun 2024. Dalam rangka mendukung program elektrifikasi nasional maka PLN UID Riau dan Kepulauan Riau merencanakan peningkatan jam nyala/operasional 82 sistem isolated tersebut menjadi 24 Jam.

No	Unit Pelaksana	Total	Jam Operasional (Jam)				
			7	12	14	18	24
1	UP3 Pekanbaru	2	-	-	2	-	-
2	UP3 Dumai	9	-	-	1	-	8
3	UP3 Rengat	13	-	-	11	-	2
4	UP3 Tanjung Pinang	109	-	-	68	-	41
5	UP3 Bangkinang	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>133</b>			<b>82</b>		<b>51</b>

Tabel V-7 Jam Operasional sistem isolated UID Riau dan Kepulauan Riau

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

---

Kapasitas mesin PLTD masing-masing sistem isolated mampu untuk melayani kebutuhan listrik pelanggan. Dalam merealisasikan Peningkatan Jam Operasi 14 Jam Menjadi 24 Jam secara umum dibutuhkan penambahan mesin dengan skema *Ancillary Service* (sewa) adapun total penambahan mesin adalah sebanyak 89 Unit mesin untuk memenuhi N+1, sehingga pelayanan tidak terganggu saat mesin dilakukan pemeliharaan. Adapun 3 lokasi direncanakan program dedieselisasi dengan melakukan pembangunan jaringan 20 kV ke Gardu Induk Tembilahan.

No	Unit Pelaksana	Sistem Isolated	Kebutuhan Daya (kW)	Vol	Total Daya
				(Unit)	(kW)
1	UP3 Pekanbaru	2	780	2	1000
2	UP3 Dumai	1	90	1	100
3	UP3 Rengat	11	3.380	14	3.600
4	UP3 Tanjung Pinang	68	8.550	72	9.550
5	UP3 Bangkinang	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>82</b>	<b>12.800</b>	<b>89</b>	<b>14.250</b>

Tabel V-8 Penambahan kapasitas unit mesin pada sistem isolated

Dalam merealisasikan peningkatan jam nyala dilakukan skala prioritas dengan mempertimbangkan status daerah/sistem, fasilitas kesehatan dan bangunan pendidikan. Adapun roadmap peningkatan jam nyala sistem isolated sebagai berikut :

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau



Gambar V.9 Roadmap Peningkatan Jam Nyala Sistem Isolated UID Riau dan Kepulauan Riau

## 5.2.4 Rencana Pengembangan Scada Dan Telekomunikasi

### 5.2.4.1. Umum

Pengembangan SCADA dan Telekomunikasi dalam masterplan distribusi direncanakan untuk unit distribusi PLN yang sistem kelistrikannya sudah terintegrasi system SCADA maupun unit distribusi yang memiliki roadmap akan mengimplementasikan system SCADA untuk daerah-daerah yang masih manual monitoring maupun eksekusi operasional lapangannya. Untuk unit yang baru akan membangun system SCADA ini bisa mengacu pada SPLN S6.001:2008 Perencanaan dan Pembangunan Sistem SCADA. Untuk pengembangannya bisa mengacu pada SPLN S3.001:2008 Peralatan SCADA Sistem Tenaga Listrik.

Dengan semakin berkembangnya dan kompleksitas sistem jaringan distribusi perlu dibangun suatu sistem SCADA untuk membantu proses monitoring dan pemulihan gangguan dalam sistem distribusi mulai dari pembangkitan sampai pelanggan. Dalam rencana pengembangan SCADA dan Telekomunikasi ini harus dilihat dahulu kehandalan sistem jaringan listrik eksisting terkait kinerja SAIDI dan *Recovery time*. Banyak hal yang mempengaruhi *recovery time*

Tim Proyek	Validator



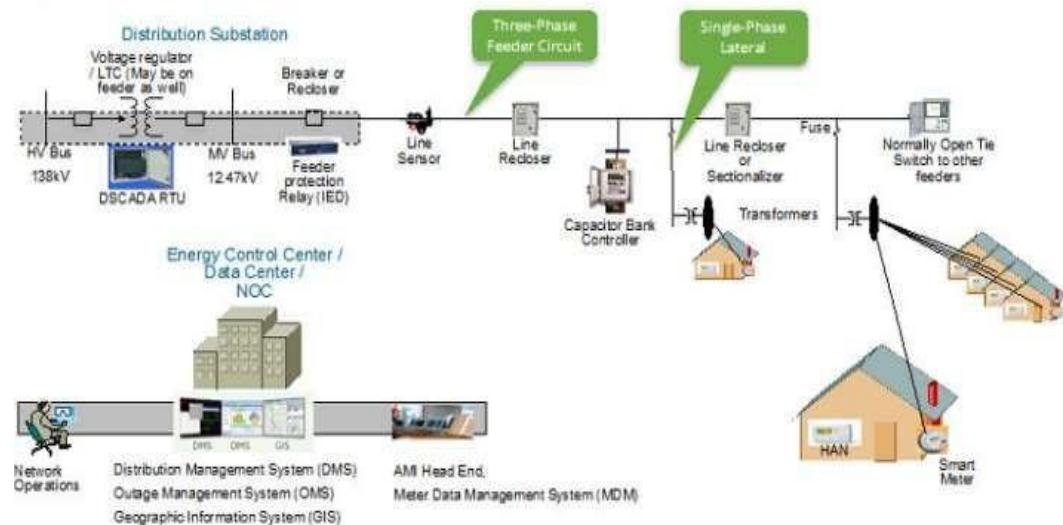
pada saat ini, terutama jarak tempuh dan kemacetan yang harus dilalui petugas lapangan untuk dapat melakukan open/close LBS/Recloser maupun kubikel pada gardu yang mengalami gangguan. Implementasi SCADA diharapkan dapat mempercepat penanganan gangguan ini sehingga kontinuitas pasokan tenaga listrik dapat terjaga dan kerugian yang diakibatkan oleh KwH tidak terjual (ENS) yang disebabkan oleh gangguan dapat diminimalisir.

Dengan kemajuan otomasi sistem distribusi, teknologi komunikasi dan kontrol, serta peningkatan penetrasi *Distribusi Energy Resource* (DER), sistem distribusi perlu bertransformasi dari peran pasif dalam manajemen kontingen menjadi manajemen sistem distribusi aktif. Oleh karena itu pembangunan/pengembangan SCADA harus mempertimbangkan integrasi antara sistem SCADA eksisting dengan rencana Distribution management system (DMS), Distribution Automation System (DAS) serta road map Smart Grid yang disusun PLN.

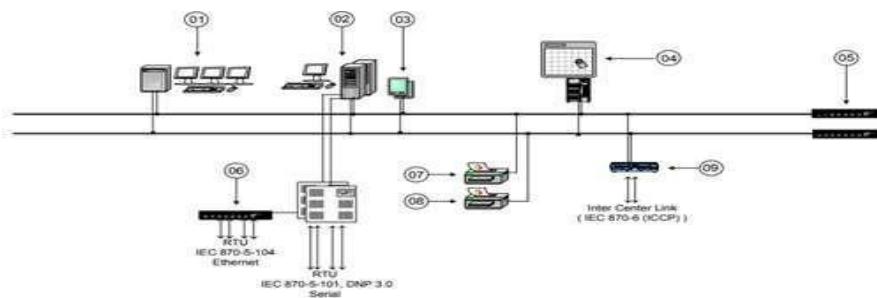
#### 5.2.4.2. Konfigurasi system SCADA dan Telekomunikasi

Dalam sistem distribusi harus direncanakan untuk pengembangan konfigurasi system SCADA dan system telekomunikasinya. Untuk system SCADA nya sendiri pengembangannya bisa dari sisi master stationnya (peningkatan level konfigurasi atau kapasitas), pengembangan fungsi di perangkat lunak dan firewall securitynya maupun pengembangan di sisi remote station dan RTU (menambah jumlah RTU baru, menambah modul I/O, menambah modul komunikasi, dan IED). Sedangkan untuk system telekomunikasinya bisa dikembangkan penggunaan media komunikasi yang lebih handal seperti fiber optics atau teknologi komunikasi lain seperti radio UHF, GPRS yang disesuaikan dengan kebutuhan konfigurasi komunikasi pada RTU baru. Berikut beberapa gambar pengembangan di SCADA system distribusi :

Tim Proyek	Validator



Gambar V-10 Sistem SCADA di jaringan distribusi



## Keterangan :

1. **Workstation dispatcher & enjiner (1 set)**
2. **Server SCADA, data historikal, sub sistem komunikasi (1 set redundant)**
3. **GPS (1 set redundant)**
4. **Projection multimedia (1 set)**
5. **Switch 10/100 Mbps Ethernet LAN**
6. **Switch 100 Mbps ethernet LAN**
7. **Printer laser hitam putih (1 buah)**
8. **Printer laser berwarna (1 buah)**
9. **Gateway atau Router+Firewall (1 set)**

Gambar V-11 Konfigurasi master station distribusi level 1

Tim Proyek	Validator

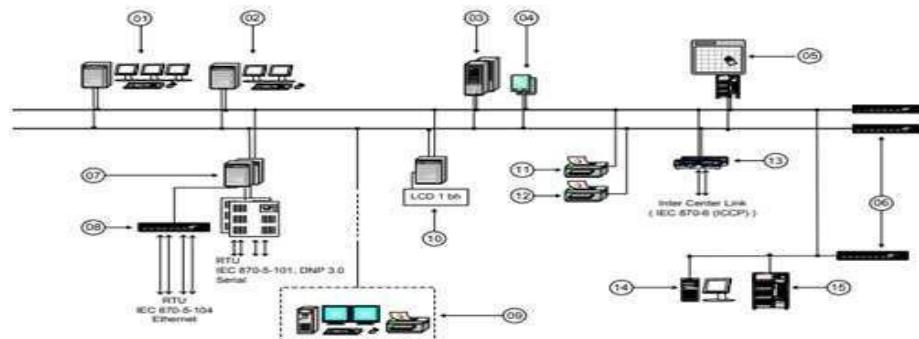


PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

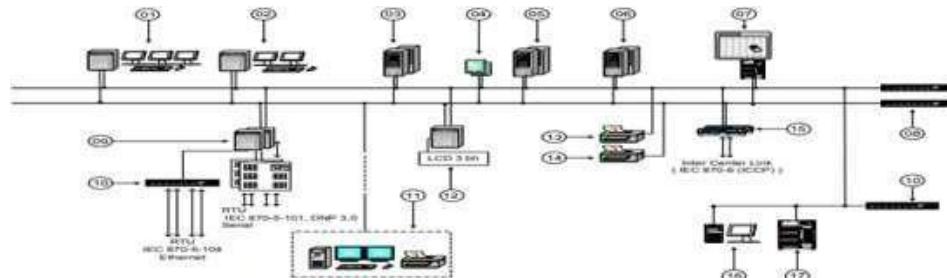
Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau



Keterangan :

1. *Workstation dispatcher* (2 set)
2. *Workstation enjiner & update database* (1 set)
3. *Server SCADA dan data historikal* (1 set *redundant*)
4. *GPS* (1 set *redundant*)
5. *Projection multimedia* (1 set)
6. *Switch 10/100 Mbps Ethernet LAN*
7. *Server sub sistem komunikasi* (1 set *redundant*)
8. *Switch 100 megabit ethernet LAN*
9. *Workstation di luar control center*
10. *Static display*
11. *Printer laser hitam putih* (1 buah)
12. *Printer laser berwarna* (1 buah)
13. *Gateway atau Router+Firewall* (1 set)
14. *Kinerja SCADA, Operasi* (1 set)
15. *Offline database server* (1 set)

Gambar V-12 Konfigurasi master station distribusi level 2



Keterangan:

1. *Workstation dispatcher* (2 set)
2. *Workstation enjiner & update database* (1 set)
3. *Server SCADA* (1 set *redundant*)
4. *GPS* (1 set *redundant*)
5. *Server DMS* (1 set *redundant*)
6. *Server data historikal dan update database* (1 set *redundant*)
7. *Projection multimedia* (1 set)
8. *Switch Gigabit Ethernet LAN*
9. *Server sub sistem komunikasi* (1 set *redundant*)
10. *Switch 100 Megabit Ethernet LAN*
11. *Workstation di luar control center*
12. *Static display*
13. *Printer laser hitam putih* (1 buah)
14. *Printer laser berwarna* (1 buah)
15. *Gateway atau Router+Firewall* (1 set)
16. *Kinerja SCADA, Operasi* (1 set)
17. *Offline database server* (1 set)

Gambar V-13 Konfigurasi master station distribusi level 3

Tabel V-9 Pengembangan perangkat lunak master station sesuai level DCC

Tim Proyek	Validator



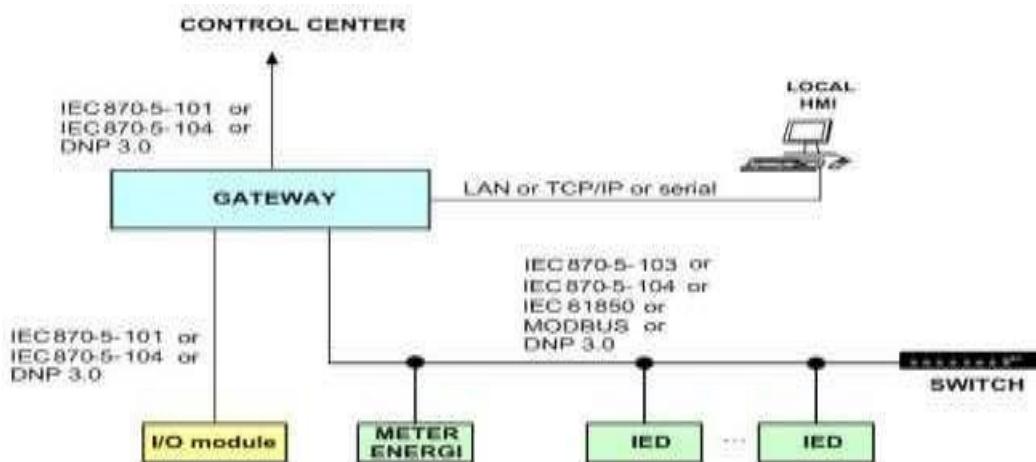
PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

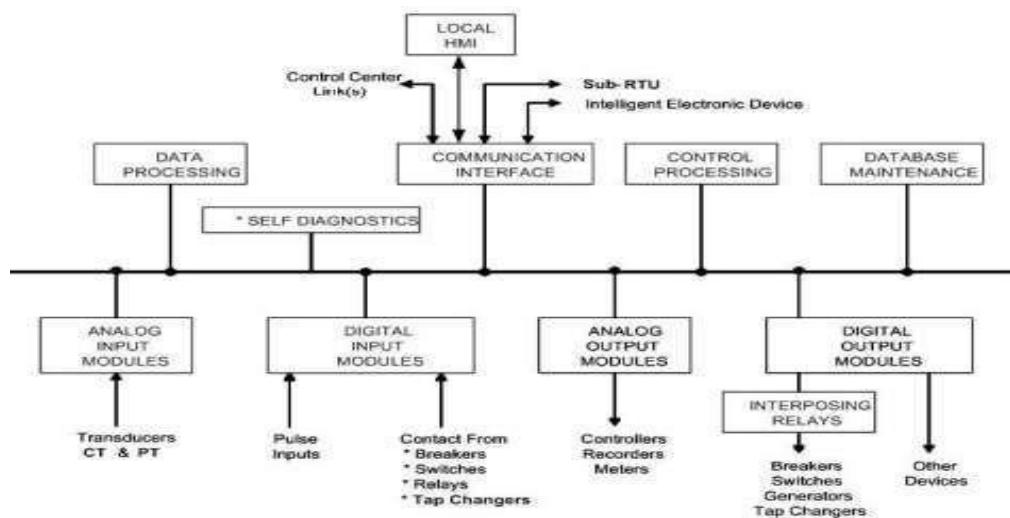
Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

No	Aplikasi	DCC		
		1	2	3
1	SCADA	✓	✓	✓
	Topologi pewarnaan			
	Topologi Jaringan			
2	Applikasi Pelengkap Pusat Kontrol			
	1. Applikasi aliran daya			
	2. Applikasi perhitungan hubung singkat			✓
	3. Applikasi perhitungan losses jaringan			✓
	4. Applikasi perhitungan lokasi gangguan		✓	✓
	5. Applikasi perhitungan SAIDI SAIFI			✓
	6. Applikasi management operasi (SOP, statistik operasi)		✓	✓
3	Demand side management			✓
4	Customer premium services			✓
5	Automatic meter reading			✓
6	Dispatch training simulator			✓

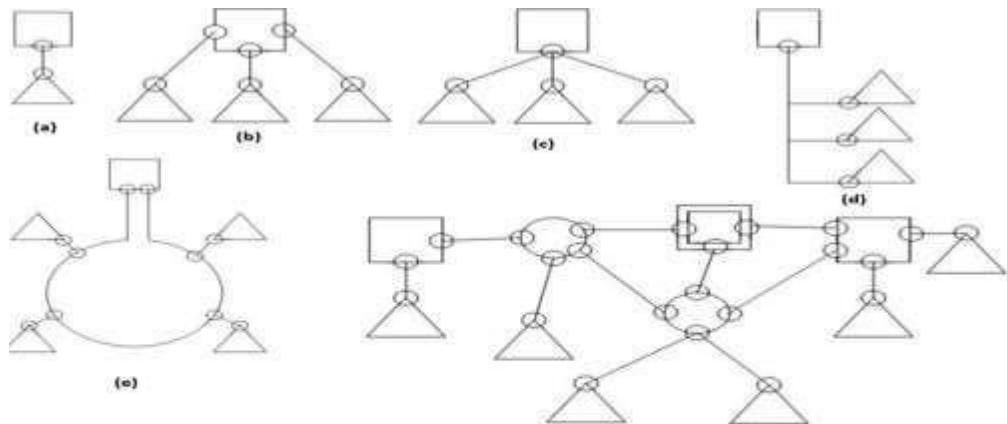


Gambar V-14 Konfigurasi remote station

Tim Proyek	Validator



Gambar V-15 Konfigurasi RTU

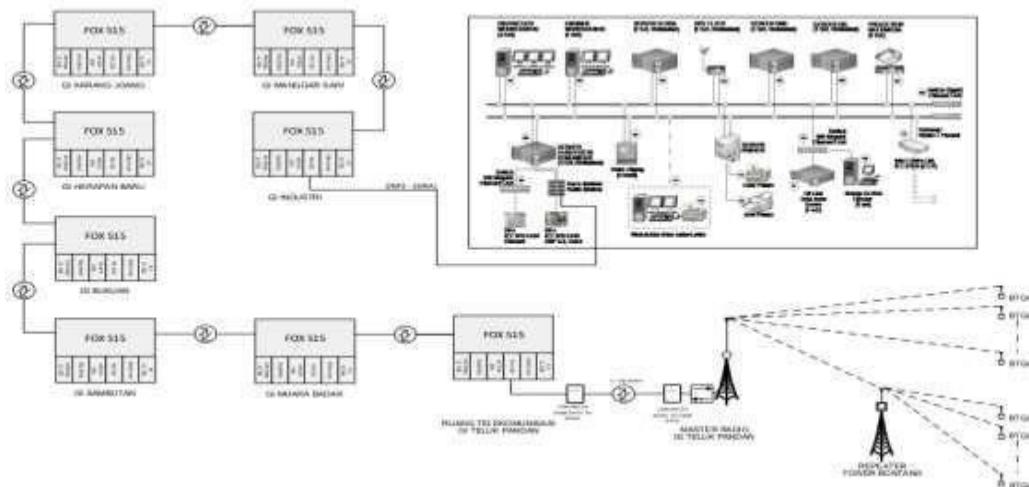


Ket :

- (a) Konfigurasi komunikasi data point-to-point
- (b) Konfigurasi komunikasi data multiple point-to-point
- (c) Konfigurasi komunikasi data multipoint – star
- (d) Konfigurasi komunikasi data multipoint partyline
- (e) Konfigurasi komunikasi data loop
- (f) Konfigurasi komunikasi data gabungan

Gambar V-16 Konfigurasi komunikasi data

Tim Proyek	Validator





**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

sistem radio dan sistem FO)

Semua rencana pengembangan SCADA maupun pembangunan system SCADA baru dan telekomunikasi yang menunjang kebutuhan SCADA selanjutnya direkap dalam sub.bab ini seperti tabel berikut:

**Tabel V-10 Rekapitulasi pekerjaan pengembangan SCADA dan telekomunikasi**

Pekerjaan		Stn	Kebutuhan (Thn ke_)									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>A</b>	Master Station											
	- Server DMS (Distribution Management System)	Set	1									
	- Server OMS (Outage Management System)	Set							1			
	- Server GIS (Geographic Information System)	Set			1							
	- Server MDM (Meter Data Management System)	Set							1			
	- Update SLD (Single Line Diagram) HMI	Set	1	1		1	1	1		1		1
	- Gateway module	Set	1									1
<b>B</b>	Software Master											
	- Upgrade Software Master	Set					1					
	- Upgrade Software AMR	Set					1					1
	- Integrasi software DMS dengan GIS	Set			1							
	- Integrasi software DMS, GIS dengan OMS dan MDM	Set							1			
	- Rekonfigurasi sistem Firewall	Set	1									
	- Module DMS	Set	1									
	- Module OMS	Set							1			
	- Module GIS	Set			1							
	- Module MDM (AMI/AMR)	Set							1			
<b>C</b>	Remote Station											
	>Gardu Induk											
	- RTU di GI	Set		1		1	1				1	
	- Digital I/O module RTU	Set	2						1			1
	- kWh meter digital	Set	7									
	>Feeder											
	- RTU (Outgoing, Recloser, LBS Mot, SSO, AVR,Kapasitor Bank)	Set	26	17	18	10	8	12	7	7	9	11
	>Gardu Hubung											
	- RTU Gardu Hubung	Set	13	1	1	-	2	3	-	3	2	3
	- Digital meter u/ Kubikel lama	Set	12									
	>GarduDistribusi											
	- kWh meter digital (utk AMR Revass GD baru & sisip)	Set	136	83	79	82	82	98	107	100	117	116
	> Penambahan Motorized pada LBS	Set	10	12								
	>Integrasi RTU eksisting dengan Master (konversi protocol)	Set	4									
<b>D</b>	Telekomunikasi											
	Jaringan Fiber Optic (u/ Recloser,LBS Mot, SSO,AVR, Kapasitor Bank)	Km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Perangkat aktif (router)	Set	39	19	19	11	11	15	7	11	11	14
Tower repeater	Set	1					1				
Link repeater	Set	1					1				
Radio Sleeve+Battery (u/ Recloser,LBS Mot, SSO,AVR, Kapasitor Bank)	Set	22	17	18	10	8	12	7	7	9	11
Modem GPRS (u/ Gardu distribusi, Fault Indicator, BESSS, SPKLU)	Bh	227	151	167	179	164	152	183	148	192	186

## 5.2.5 Rencana Pengembangan Pelayanan Pelanggan

### 5.2.5.1. Umum

Pelayanan merupakan unsur yang sangat penting untuk meningkatkan kepuasan pelanggan. Di PLN pelayanan pelanggan ini diatur dalam target TMP (Tingkat Mutu Pelayanan) yang diberikan oleh Dirjen Tenaga Listrik Kementerian ESDM. Untuk mencapai target TMP ini beberapa program yang sekarang sedang berjalan adalah SPLU (Stasiun Pengisian Listrik Umum) dan SPKLU (Stasiun Pengisian Kendaraan Listrik Umum). SPLU biasa ditempatkan di tempat umum seperti pasar dan lokasi PKL dengan kapasitas 5,5 kVA sampai 22 kVA. Sedangkan SPKLU ditempatkan di tempat umum seperti mall, parkiran, dan kantor-kantor pemerintah dengan kapasitas 22 kW sampai 150 kW dan khusus untuk fasilitas pengisian kendaraan listrik (EV). Kecepatan pengisiannya juga ada beberapa macam (normal, cepat dan super cepat). Dengan program SPLU dan SPKLU ini maka pelayanan ke pelanggan bisa ditingkatkan dan PLN juga bisa meningkatkan energi jual. Selain SPKLU ada juga program baru dari Kementerian ESDM yaitu SPBKLU (Stasiun Penukaran Baterai Kendaraan Listrik Umum). Prinsipnya adalah menukar baterai yang sudah kosong dengan baterai yang sudah diisi (Battery Swap) sehingga pengguna kendaraan listrik tidak perlu menunggu baterai di charge sampai penuh.



Gambar V-18 SPLU, SPKLU dan SPBKLU

Program pelayanan lainnya adalah AMR (*Automatic Meter Reading*) dan AMI

Tim Proyek	Validator



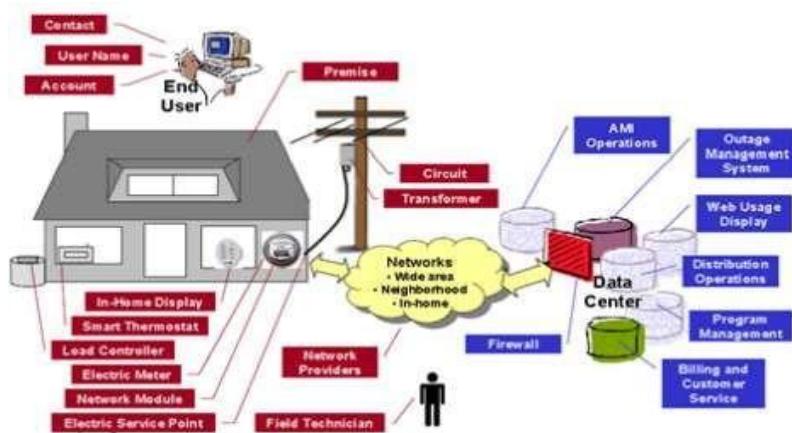
(Advanced Metering Infrastructure). Program ini untuk mengurangi kesalahan pembacaan kWh meter di pelanggan dan juga kesalahan perhitungan rekening listrik terutama untuk pelanggan-pelanggan besar. Di PLN semua unit distribusi hampir semuanya sudah menerapkan AMR terutama untuk pelanggan-pelanggan besar di atas 33 kVA. Sistem AMR ini dipakai untuk menyediakan informasi konsumsi energi dengan fasilitas pemantauan dan evaluasi pemakaian pelanggan. Media komunikasi yang digunakan untuk menghubungkan kWh meter ini dengan server AMR menggunakan modem GSM-GPRS kerja sama dengan Operator seluler. Sedangkan system AMR nya sendiri dikembangkan oleh Icom plus.



Gambar V-19 Konsep penerapan AMR di PLN

Kedepannya PLN akan secara bertahap mengganti teknologi AMR ini dengan teknologi AMI. AMI merupakan teknologi pembacaan meter dengan fitur-fitur di atas AMR yang memungkinkan komunikasi dua arah antara produsen dengan konsumen. Teknologi AMI ini juga adalah dasar dari teknologi Smart Grid terutama untuk grid yang sudah banyak penetrasi dari pembangkit EBT yang terdistribusi (DER). Beberapa pilot project di PLN terkait AMI ini antara lain di Jakarta untuk pelanggan BTS dan Billboard, di BSD Serpong menggunakan jaringan 3G/4G, di Batam sebanyak 1500 meter menggunakan teknologi eLTE-IOT dan di Bali sebanyak 1000 meter menggunakan Low Power WAN.

Tim Proyek	Validator



Gambar V-20 Infrastruktur dari AMI



Gambar V-21 Fitur-fitur di AMI (Advanced Metering Infrastructure)

Untuk daerah-daerah yang jauh dari grid PLN, maka PLN dan Kementerian ESDM membuat program pelayanan untuk berupa TALIS (Tabung Listrik) dan BESS (Battery Energy Storage System). Kedua alat ini bisa digunakan untuk memberikan akses listrik ke daerah-daerah yang 3T (terluar, terdepan, dan tertinggal) dengan rasio elektrifikasi rendah. TALIS merupakan program Kementerian ESDM yang konsepnya sama seperti tabung LPG. Penyimpanan energi listrik di TALIS melalui baterai dengan kapasitas penyimpanan kecil. Setelah habis TALIS ini bisa diisi ulang di SPLU yang ditempatkan di beberapa tempat dan didistribusikan seperti tabung LPG. Sedangkan untuk BESS saat ini sudah digunakan PLN yang diintegrasikan dengan PLTS offgrid. Dengan BESS ini maka kelebihan energi dari PLTS di siang hari bisa disimpan dan dapat

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

digunakan saat malam hari atau saat kondisi cahaya matahari rendah.



**TALIS**



**BESS**

Gambar V-22 TALIS dan BESS

Unit-unit distribusi PLN yang di daerah perkotaan juga membuat program pelayanan kehandalan terutama ketika ada event atau untuk masa konstruksi melalui penyediaan Power Bank dan UPS. Power Bank ini digunakan sebagai pengganti genset dimana polanya PLN tidak menyewakannya tetapi pelanggan hanya membeli kWh. Kapasitasnya ada yang 100 kVA, 250 kVA sampai 400 kVA. Power Bank ini sifatnya mobile dan lebih efisien, efektif, serta ramah lingkungan karena tidak menggunakan bahan bakar fosil seperti genset yang pakai diesel. UPS disediakan satu paket layanan dengan Power Bank ini yang berfungsi untuk penyedia daya listrik cadangan seandainya Power Bank mengalami kendala.

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

---



Gambar V-23 Mobile Power Bank dan Mobile UPS PLN

PLN juga memiliki layanan khusus bagi pelanggan yang menginginkan listriknya dari sumber pembangkit energi baru dan terbarukan (EBT). Ada tiga tipe layanan khusus yang disiapkan PLN untuk pelanggannya, yakni RE-Blue, RE-Green, dan RE-Crystal. Layanan khusus RE-Blue diberikan kepada pelanggan yang pasokan energi listriknya bersumber dari energi terbarukan dengan diberikan sertifikat yang menyatakan pasokan listriknya berasal dari satu atau beberapa unit PLTA. Sedangkan RE-Green sertifikatnya menyatakan sumber pasokan listriknya berasal dari satu unit PLTP atau PLTA. Sementara untuk layanan RE-Crystal sumber pasokan listriknya bebas berasal dari satu unit manapun pembangkit listrik energi terbarukan sesuai keinginan pelanggan

Dalam rangka peningkatan pelayanan pelanggan, maka pemanfaatan sistem tata usaha pelanggan berbasis aplikasi perlu dipercepat dan ditingkatkan agar bisa menjangkau seluruh area layanan wilayah kerja. Untuk itu PLN juga membuat program aplikasi pelayanan antara lain APKT mobile (Aplikasi Pengaduan Keluhan Terpadu) yang bisa di akses oleh petugas gangguan melalui handphone. Dengan kemudahan akses ini maka setiap ada laporan gangguan dari Call center 123 maka laporan gangguan ini langsung bisa diteruskan ke regu gangguan terdekat sehingga penanganan gangguan bisa lebih cepat. Selain itu ada juga aplikasi PLN Mobile yang dibuat untuk memudahkan pelanggan dalam hal proses pengajuan pasang baru, perubahan daya, pengaduan keluhan atau gangguan maupun pembayaran tagihan listrik.

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau



Gambar V-24 aplikasi APKT Mobile dan PLN Mobile

#### 5.2.5.2. Rekapitulasi pengembangan pelayanan pelanggan

Kebutuhan peralatan guna menjalankan program pelayanan pelanggan di UID Riau dan Kepulauan Riau adalah sebagai berikut :

Tabel V-11 Kebutuhan untuk program pelayanan pelanggan UID RKR

NO	URAIAN MATERIAL	Satuan	KEBUTUHAN(Tahun)									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	SPLU Standing type, 5.5 kVA	Unit	8	10	12	25	26	27	28	28	29	29
2	SPLU Hook/Pole Mount type , 5.5 kVA	Unit	5	7	8	20	21	22	23	24	25	26
3	SPKLU Level 2 (normal) @ 22 kVA	Unit	5	6	7	16	17	18	19	20	21	22
4	SPKLU Level 2 (normal) @ 25 kVA	Unit	1	1	5	10	10	11	11	12	12	13
5	SPKLU Level 3 (fast) @ 50 kVA	Unit	8	6	5	10	11	11	12	12	13	13
6	SPKLU Level 3 (fast) @ 100 kVA	Unit	3	3	5	6	12	12	12	12	12	12
7	kWh Meter digital 3 Phase, class 0,5S, 57,7 V/ 100 V + Modem GPRS	Unit	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
8	Smart meter digital 3 phase, class 0,5S, 57,7 V/ 100 V (AMI ready)	Unit	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
9	TaLis 10 kWh ,portabel 230 VAC/ 12 VDC	Unit	0	20	14	20	12	20	14	20	14	20
10	BESS Lithium ion, 1 MWh	Unit	0	5	6	7	8	9	10	11	12	13
11	Power Bank 100 kVA Mobile Type +UPS	Unit	5	2	3	1	2	2	1	2	1	1
12	Power Bank 250 kVA Mobile Type +UPS	Unit	2	1	1	1	2	1	3	1	1	2

Tim Proyek	Validator



## 5.3 PENGELOLAAN LINGKUNGAN DAN REGULASI

### 5.3.1 Umum

Dalam dokumen masterplan distribusi dikaji rencana pengelolaan lingkungan saat pembangunan (konstruksi) serta aturan-aturan atau regulasi pengelolaan lingkungan yang terkait. Untuk unit-unit distribusi biasanya tidak diwajibkan membuat kajian AMDAL (Analisis Mengenai Dampak Lingkungan) maupun UKL (Upaya Pengelolaan Lingkungan) atau UPL (Upaya Pemantauan Lingkungan). Hal ini karena kegiatan konstruksi untuk unit-unit distribusi PLN umumnya tidak berdampak penting terhadap lingkungan hidup sesuai UU RI nomor 32 tahun 2009 tentang Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup. Tetapi sesuai undang-undang ini mereka tetap diwajibkan untuk membuat Surat Pernyataan Kesanggupan Pengelolaan dan Pemantauan Lingkungan Hidup (SPPL).

Untuk kegiatan konstruksi yang berbatasan atau melewati kawasan hutan lindung seperti pembangunan jaringan SUTM atau SKTM yang tidak ada pilihan jalur lain selain melewati kawasan hutan lindung maka sesuai Permen LH nomor 13 tahun 2010 dan Permen LHK nomor P.25/MENLHK/SETJEN/KUM.1/7/2018, kegiatan konstruksi ini wajib dilengkapi dengan kajian AMDAL. Sedangkan untuk kegiatan konstruksi lainnya seperti rencana pilot project pembangunan gardu distribusi bawah tanah harus melihat peraturan dari pemerintah daerah setempat apakah diperlukan UKL-UPL atau SPPL saja karena setiap daerah berbeda regulasinya.

Selain AMDAL, UKL\_UPL dan SPPL, setiap rencana kegiatan konstruksi yang menggunakan lahan atau jalan nasional (milik pemerintah pusat), jalan provinsi (milik pemerintah daerah), jalan kabupaten/kota madya (milik Pemerintah Kota/Daerah) atau instansi (misal PJKA, dll) harus mendapat izin dari instansi terkait seperti Izin Pelaksanaan

Tim Proyek	Validator



Penempatan Jaringan Utilitas (IPPJU). Sedangkan instalasi yang menggunakan/melalui lahan milik perorangan maka kegiatan konstruksi seperti pemasangan tiang besi/beton atau pembangunan gardu distribusi harus mendapat izin dan persetujuan dari pemilik lahan secara tertulis. Izin ini biasanya dalam bentuk Berita Acara Pinjam Pakai (BAPP) atau Berita Acara Tanah Gardu (BATG). Hal ini diperlukan untuk menghindari masalah kedepannya.

Dalam dokumen UKL\_UPL juga mencantumkan tahapan project (prakonstruksi, konstruksi, dan tahap operasi). Setiap tahap ini wajib mencantumkan dampak-dampak terhadap lingkungan yang mungkin terjadi misalnya pada tahap konstruksi tanah bekas galian tidak dipindahkan sementara ke tempat lain dan juga pada tahap operasi setelah pembangunan jaringan SKTM banyak ditemukan jalan yang rusak akibat pekerjaan penggalian yang perbaikan kembalinya tidak sempurna, penempatan kabel SKTM yang tidak standar atau penggalian kabel yang tidak diberi pagar penghalang sehingga berbahaya bagi pengguna jalan.



a) Pemasangan pagar pelindung untuk pekerjaan penggalian kabel tanah PLN

b) Timbunan hasil galian yg tdk dipindahkan sementara ke tempat lain

c) Perbaikan lubang hasil galian kabel tanah yang tidak sempurna

Gambar V-25 contoh dampak lingkungan akibat penggalian kabel tanah PLN

Selain masalah dampak lingkungan dan regulasinya, dalam perencanaan pengembangan SCADATEL juga ada yang terkait regulasi instansi lain misalnya penggunaan jaringan radio untuk telekomunikasi yang di atur masalah penggunaan kanal frekuensinya. Aturan terkait ini misalnya Permen Kominfo nomor 17/PER/M.KOMINFO/9/2005 tentang Tata Cara Perizinan dan Ketentuan Operasional Penggunaan Spektrum Frekuensi Radio.

### 5.3.2 Rencana Pengelolaan Lingkungan

Dalam sub-bab ini dilakukan rekapitulasi program-program pengembangan distribusi mana saja yang memerlukan kajian terkait pengelolaan lingkungan, lokasi dan perizinan

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

yang dibutuhkan, serta rencana mitigasinya seperti apa ketika terdapat kendala masalah perizinan. Berikut rekapitulasi rencana pengelolaan lingkungan dan mitigasi resikonya:

**Tabel V-12 Rekap rencana pengelolaan lingkungan, resiko & mitigasinya**

No	Pekerjaan	Lokasi	Vol	Rencana program	Dampak lingkungan	Dokumen LH / Perizinan	Resiko yang mungkin timbul	Mitigasi resiko
1	Pembangunan Penyulang Baru untuk Pola Operasi Spindle	GIGS s.d SUTM Eksisting	10.00 kms	2025	Mengganggu lalu lintas kendaraan di Jl. Yos Sudarso	SPPL, IPPJU	Tidak diberi izin Penggalian <i>open cut</i>	Untuk segmen tsb akan digunakan Boring
2	Pembangunan SKTM 3x240mm untuk Pecah Beban Penyulang Damar dan Harimau	Eksisting Damar - Eksisting Harimau	0.25 kms	2025	Mengganggu lalu lintas kendaraan di Jl. Yos Sudarso & untuk titik penggalian depan dikawasan padat bangunan	SPPL, IPPJU	Tidak diberi izin Penggalian <i>open cut</i>	Untuk segmen tsb akan digunakan Boring
3	Pembangunan Penyulang Baru untuk Pecah Beban Penyulang Pipit	GIS PKU s.d Portal SKTM Pasar Arengka	5.00 kms	2025	Mengganggu lalu lintas kendaraan di Jl. HR. Soebrantas dan Jl. Soekarno Hatta	SPPL, IPPJU	Tidak diberi izin Penggalian <i>open cut</i>	Untuk segmen tsb akan digunakan Boring
4	Pembangunan Penyulang Baru untuk Pecah Beban Penyulang Nemo	Portal SKTM Jl. Dirgantara s.d SKTM Jl. Rambutan	0.15 kms	2025	Mengganggu lalu lintas kendaraan di Jl. HR. Soebrantas dan Jl. Soekarno Hatta & untuk titik penggalian depan dikawasan padat bangunan	SPPL, IPPJU	Tidak diberi izin Penggalian <i>open cut</i>	Untuk segmen tsb akan digunakan Boring

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

---

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

No	Pekerjaan	Lokasi	Vol	Rencana program	Dampak lingkungan	Dokumen LH / Perizinan	Resiko yang mungkin timbul	Mitigasi resiko
5	Pembangunan Penyulang Baru untuk Pecah Beban Penyulang Merpati	GIPP s.d Sp. Tiga Pasir Putih	1.00 Kms	2025	Jalur penggalian dikawasan padat bangunan sehingga akan susah izin penggalian open cut	Izin RT/RW dan warga sekitar	Tidak diberi izin	Untuk segmen tsb akan digunakan Boring
6	Pembangunan Penyulang Baru untuk Pecah Beban Penyulang Cakalang	Desa Kuburan s.d Rec. Kp Pinang	3.00 Kms	2025	Jalur pembangunan dikawasan padat bangunan sehingga akan susah izin penggalian open cut	Izin RT/RW dan warga sekitar	Tidak diberi izin	Untuk segmen tsb akan digunakan Boring
7	Pembangunan Kabel Laut 3x150mm untuk DediDieselisasi PLTD Teluk Dalam	Sokoi - Teluk Dalam	3.10 Kms	2025	Jalur pembangunan dikawasan Zona Kelautan	SPPL, IPPJU	Tidak diberi izin	Pengurusan perizinan lebih awal
8	Pembangunan SKTM 70mm untuk DediDieselisasi PLTD Teluk Dalam	Sokoi - Teluk Dalam	2.20 Kms	2025	Jalur pembangunan dikawasan padat bangunan sehingga akan susah izin penggalian open cut	Izin RT/RW dan warga sekitar	Tidak diberi izin	Untuk segmen tsb akan digunakan Boring
9	Pembangunan Penyulang Baru untuk Pola Operasi Spindle	Jl. Nangka, Jl. Patimura dan Jl. Sumatera	1.50 Kms	2025	Mengganggu lalu lintas kendaraan di Jl. Nangka, Jl. Patimura dan Jl. Sumatera	SPPL, IPPJU	Tidak diberi izin	Untuk segmen tsb akan digunakan Boring
10	Rekonduktoring SUTM menjadi SKUTM/SKTM Penyulang Ramin, Kuras, Rotan dan Cendana	Tersebar	20.00 Kms	2025	Terdapat 15 titik tiang besi kondisi keropos dan miring (berbahaya untuk warga sekitar)	Izin RT/RW dan warga sekitar	Tiang roboh dan membahayakan warga dan kinerja K2/K3 unit	Untuk 15 tiang besi ini dipercepat penggantianya di tahun pertama (menggunakan anggaran pemeliharaan)
11	Pembangunan JTM untuk Calon Pelanggan Kawasan Industri Tenayan Raya	GITY s.d Kawasan Industri Tenayan Raya	26.00 Kms	2025	Izin penggalian di kawasan industri	Izin pengembangan dan Pemerintah Kota	Tidak diberi izin	Untuk segmen tsb akan digunakan Boring
12	Rekonduktoring SUTM menjadi SKUTM/SKTM Penyulang Ubar dan Rengas	Tersebar	5.00 Kms	2026	Terdapat 5 titik tiang besi kondisi keropos dan miring (berbahaya untuk warga sekitar)	Izin RT/RW dan warga sekitar	Tiang roboh dan membahayakan warga dan kinerja K2/K3 unit	Untuk 5 tiang besi ini dipercepat penggantianya di tahun pertama (menggunakan anggaran pemeliharaan)

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

13	Pembangunan SKTM 3x240mm untuk Pecah Beban Penyulang Mujair dan Buntal	Jl. HR Soebrantas	0.08	2026	Mengganggu lalu lintas kendaraan di Jl. HR. Soebrantas	SPPL, IPPJU	Tidak diberi izin	Untuk segmen tsb akan digunakan Boring
14	Pembangunan Jaringan Evakuasi GI Mobile Tandun	PMKS Tandun	4,6 Kms	2025	Ada beberapa lokasi melewati perkebunan Kelapa Sawit	Izin dari warga pemilik lahan u/ penggalian dan penimbunan	Tidak diberi izin	Sosialisasi ke warga bersama Ketua RT & kompensasi dengan kompensasi jaminan kondisi
15	Program Evakuasi GI Bangkinang - Pembangunan SKTM NA2XSEBY 3x240 mm	GI Bangkinang - Kantor Bupati - ULP Lipat Kain	3,5 Kms	2025	Ada beberapa Lokasi Melewati Hutan Kota	Izin dari Pemkab	Tidak di beri izin	Melakukan pengurusan izin ke pemerintah kabupaten Kampar
16	Program Evakuasi GI Bangkinang - Pembangunan SUTM AAAC-s 150 mm	PT Ciliandra - PT Perawang - Lipat kain	28 Kms	2025	Ada beberapa titik melintasi Perkebunan Kelapa Sawit	Izin dari Pemilik Lahan	Tidak diberi izin	Sosialisasi ke warga bersama Ketua RT & kompensasi dengan kompensasi jaminan kondisi
17	Pembangunan Penyulang Baru untuk Evakuasi GI Lipat Kain	GILK s.d SUTM Eksisting	50.00	2026	Meelintasi perkebunan Masyarakat	Izin dari warga pemilik lahan	Tidak diberi izin	Sosialisasi ke warga bersama Ketua RT & kompensasi dengan kompensasi jaminan kondisi
18	Pembangunan Tower Penyeberangan 20 kV	Desa Sungai Perak dan Desa Teluk Dalam	3 kms	2025	Perkiraan ada 4 tiang transmisi yang melintasi Sungai Indragiri	Izin dari Hubla dan warga u/ pendirian tiang	Tidak diberi izin	Bersurat ke Bupati Indragiri dan Sosialisasi ke warga bersama Ketua RT
19	Pembangunan Kabel Sungai	Tembilahan - Kuala enok	1,5 kms	2026	Lokasi Landing Poin	Izin dari Hubla dan Syahbandar	Tidak diberi izin	Perijinan dilakukan lebih awal
20	Pembangunan SKTM Uprating GI KID	Dari GI KID ke JTM existing	21 kms	2025	Lokasi berada di Kawasan Industri Dumai Pelintung	Izin dari Pengelola KID	Tidak diberi izin	Sosialisasi pada Pihak KID
21	Pembangunan Gardu Hubung	PT EUP	1 unit 20 kms	2026	Mengganggu lalu lintas kendaraan di Kawasan Lubuk Gaung dan akan susah izin penggalian open cut	SPPL, IPPJU	Tidak diberi izin	Penarikan SKTM dengan menggunakan Metode Booring HDD
22	Pembangunan JTM untuk penyulang baru BI Balai Pungut	GI Balai Pungut - Sate Rino	11 kms	2025	Mengganggu lalu lintas kendaraan di Lintas Timur Sumatera dan akan susah izin penggalian open cut	SPPL, IPPJU	Tidak diberi izin	Penarikan SKTM dengan menggunakan Metode Booring HDD

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

23	Pembangun Penyulang Baru untuk Looping Penyulang Ulos	Jl. Lintas Kabupaten	20.00 kms	2026	Meelintasi perkebunan Masyarakat	Izin dari warga pemilik lahan	Tidak diberi izin	Sosialisasi ke warga bersama Ketua RT & kompensasi dengan kompensasi jaminan kondisi
----	---	----------------------	-----------	------	----------------------------------	-------------------------------	-------------------	--

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

## BAB VI KEBUTUHAN BIAYA INVESTASI

### 6.1 Analisa Kebutuhan Pengembangan Jaringan Distribusi

Berdasarkan pengembangan sistem distribusi yang dibahas di bab V, Rekapitulasi volume pekerjaan yang diperlukan untuk Pengembangan Jaringan Distribusi dapat ditunjukkan pada tabel 6-1 berikut :

URAIAN PRK	2025	2026	2027	2029	2030	2031 - 2036
AMR	680,000,000	415,000,000	395,000,000	410,000,000	410,000,000	2,310,000,000
Diedieselisasi	0	32,000,000,00	34,000,000,00	36,000,000,00	0	0
Digitalisasi SCADATEL	16,294,090,914	16,294,090,914	16,294,090,914	16,294,090,914	16,294,090,914	16,294,090,914
Evakuasi Daya	475,099,615,732	714,606,956,690	710,805,994,527	365,380,522,942	83,281,960,962	885,922,081,318
Mutu Tegagan JTM	4,415,600,000	5,903,200,000	2,433,800,000	630,800,000	630,800,000	2,523,200,000
Otomatisasi JTM	20,000,000,000	20,000,000,000	20,000,000,000	20,000,000,000	20,000,000,000	68,000,000,000
Penyambungan Pelanggan TM	487,836,380,000	349,348,313,900	404,719,899,802	263,247,672,506	240,354,527,516	1,162,521,593,723
Penyambungan Pelanggan TR	316,372,916,440	313,010,440,521	307,976,161,533	303,225,171,220	314,596,228,149	1,377,140,501,530
Rehab dan Perluasan JTR	0	0	0	0	0	0
Rekonduktor ing JTM	68,859,475,102	327,578,758,858	253,872,228,649	160,276,843,388	147,072,616,595	514,964,579,644
Stasiun Pengisian	6,861,859,550	9,894,859,550	5,097,859,550	6,663,859,550	5,781,859,550	22,109,928,250

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Listrik						
Uprating / Rekonfigurasi JTM	42,969,500,00	86,639,750,00	46,878,650,00	35,069,100,00	30,296,100,00	186,895,400,000
<b>TOTAL</b>	<b>1,439,389,437,738</b>	<b>1,875,691,370,434</b>	<b>1,802,473,684,975</b>	<b>1,207,198,060,520</b>	<b>858,718,183,686</b>	<b>4,238,681,375,379</b>

Harga satuan masing masing unit satuan pekerjaan di tabel 6.1 harus dirinci seperti contoh pada tabel 6-2, tabel 6-3, tabel 6-4 dan seterusnya .Harga satuan dapat diperoleh dari harga pengadaan terpusat atau kontrak pengadaan sebelumnya maupun harga satuan yang ditetapkan unit.

Tabel VI-2 Contoh tabel breakdown harga satuan biaya penyambungan pelanggan TR

Tabel VI-3 Contoh tabel rincian harga satuan per units biaya pekerjaan pembangunan Gardu Distribusi Sisipan( tipe Portal)

No	Uraian Pekerjaan	Volum e	Satua n	Harga Satuan (Rp)	Total Harga (Rp)
1	2	3	4	5	6 = 5 x 3
<b>1</b>	<b>Material</b>				
1.1.1	Concrete Pole 13 m/ 500 daN	2	each	8.000.000	16.000.000
1.1.2	Transformer platform	1	set	5.000.000	5.000.000
1.1.3	20 kV Arester	3	sets	800.000	2.400.000
1.1.4	20 kV Fuse Cut Out	3	set	975.000	2.925.000
1.1.5	Distribution Transformer 20 kV/400-230V, 315 kVA , Dyn5	1	set	80.000.000	80.000.000
1.1.6	LV Indoor Distribution Panel 600 Amp, 4	1	set	10.300.000	10.300.000

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

	groups				
<b>2</b>	Pekerjaan Sipil & EM Gardu	1	lot	5.000.000	5.000.000
<b>3</b>	Instalasi & Komisining	1	lot	3.000.000	3.000.000
<b>TOTAL</b> :					124.625.000

Tabel VI-4 Contoh tabel rincian harga satuan per km biaya pekerjaan pembangunan SUTM

No	Uraian Pekerjaan	Volume	Satuan	Harga Satuan (Rp)	Total Harga (Rp)
1	2	3	4	5	6 = 5 x 3
<b>1</b>	Material				
1.1	Concrete Pole 11 meter, 350 daN with earthing	28	units	8.000.000	224.000.000
1.2	AAAC 150 mm <sup>2</sup>	3.150	m	30.000	94.500.000
1.3	Pole Top Hardware ( X Arms, Insulator etc)	28	sets	4.000.000	112.000.000
2	Instalasi dan Pekerjaan Sipil	1	km	40.000.000	40.000.000
<b>TOTAL :</b>					470.500.000

Tabel VI-5 Contoh tabel rincian harga satuan biaya pekerjaan pembangunan Uprating 60 MVA

## Gardu Induk

No	Uraian Pekerjaan	Volum e	Satua n	Harga Satuan (Rp)	Total Harga (Rp)
1	2	3	4	5	6 = 5 x 3
<b>1</b>	Material				
1.1	Gantry Extension (Steel Structures, Busbar, Earthing)	1	lot	710.568.363	710.568.363
1.2	150 kV Transformer Bay	1	bay	3.860.846.700	3.860.846.700
1.3	150/20 KV 60 MVA Power Transformers And Auxiliaries	1	units	12.922.461.332	12.922.461.332
1.4	20 kV Switchgears And Power Cables	1	sets	4.942.008.605	4.942.008.605
1.5	Test And Comissioning	1	lot	725.000.000	725.000.000
2	Instalasi dan Pekerjaan Sipil	1	lot	1.703.588.358	1.703.588.358
<b>TOTAL :</b>					24.864.473.358

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

**Tabel VI-6 Contoh tabel breakdown harga satuan biaya pembangunan master station SCADA**

No	Uraian Pekerjaan	Volume	Satuan	Harga Satuan (Rp)	Total Harga (Rp)
1	2	3	4	5	6 = 5 x 3
1	Master Station Hardware	1	Lot	3.621.051.940	3.621.051.940
2	Master Station Software	1	Lot	2.010.013.969	2.010.013.969
3	Master Station Power Supply	1	Lot	868.185.000	868.185.000
4	Pekerjaan Integrasi (Sesuai dengan jumlah RTU yang diintergrasikan ke Master station)	1	Lot	218.880.000	218.880.000
5	Training SCADA/DMS Engineer, Dispatcher, Maintenance	1	Lot	575.960.000	575.960.000
<b>TOTAL :</b>					7.294.090.909

Harga satuan pada estimasi biaya pembangunan master station SCADA di dapat dari kontrak pengadaan sebelumnya.

## 6.2 ANALISA KEBUTUHAN LAHAN

Analisa kebutuhan lahan bertujuan untuk mengestimasi jumlah lahan dan biaya investasi yang diperlukan untuk membangun insfrastruktur kelistrikan, khususnya jaringan distribusi di wilayah yang akan dibangun. Metode perhitungan adalah dengan melakukan studi kebutuhan lahan untuk masing – masing jenis insfrastruktur, serta melakukan kalkulasi sesuai dengan jumlah kebutuhan insfrastruktur kelistrikan.

**Tabel VI-8 Tabel Kebutuhan Lahan untuk Masing – masing Insfrastruktur**

Insfrastruktur	Luas Lahan (m <sup>2</sup> )	Keterangan
Gardu Induk 150 kV (AIS)	20000 m <sup>2</sup>	Luas sudah termasuk akses jalan, taman, dan pagar
Gardu Induk 150 kV (GIS)	6000 m <sup>2</sup>	Luas sudah termasuk akses jalan, taman, dan pagar
Gardu Ditribusi (Beton)	4 x 4 m	Luas sudah termasuk pagar

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

Gardu Distribusi Pelanggan TM	4 x 6 m	Luas sudah termasuk pagar
Gardu Hubung	15 x 15 m	Luas sudah termasuk akses jalan, taman, dan pagar
Jalur SKTM	Lebar jalur 0,4m / cct	Jika memerlukan biaya izin
Control Center	2000 m <sup>2</sup>	Luas sudah termasuk akses jalan, taman, pagar, dan lahan parkir
PLTD/PLTMG <25 MW	10000 m <sup>2</sup>	Luas sudah termasuk akses jalan, taman, pagar, dan lahan parkir
BESS 1 MWh	15 x 15 m	Menggunakan kontainer
Distributed Energy Storage (1MWh)	15 x 15 m	Menggunakan kontainer

Tim Proyek	Validator



## BAB VII KESIMPULAN DAN REKOMENDASI

### 7.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil Prakiraan Beban/*Demand Forecast* (pada bab III) maka pada tahun 2034, diperkirakan ada tambahan pelanggan baru Provinsi Riau menjadi 2.673.906 pelanggan atau sebanyak 390.029 pelanggan dengan total penjualan 13.403 GWh sehingga beban puncak mencapai 2.162 MW. Adapun tambahan pelanggan baru provinsi Kepulauan Riau menjadi 431.568 pelanggan atau sebanyak 81.581 pelanggan dengan total penjualan 6.089 GWh sehingga beban puncak mencapai 1.026 MW. Berdasarkan Tinjauan dan Analisa Jaringan Distribusi Terpasang (pada bab IV) jaringan distribusi yang ada (termasuk gardu induk, penyulang distribusi serta peralatan dan perangkat lainnya) dapat diidentifikasi sebagai berikut:

Untuk peningkatan kepuasan pelanggan atau diversifikasi pelayanan pelanggan maka perlu dilakukan a.l. dengan:

- a. Evakuasi Daya dan Perluasan JTM sepanjang 338,7 kms;
- b. Dedieselisasi 270,88 kms;
- c. Pembangunan Pembangkit PLTS sebesar 2.910 kWp dan Jaringan Distribusi JTM sepanjang 1.951,4 kms;
- d. Otomatisasi Jaringan 845 set;
- e. Digitalisasi Scadatel sebanyak 36 set;
- f. Rekonduktoring JTM sepanjang 229,5 kms;
- g. Penggantian Komponen sebanyak 11.639 set;
- h. Mutu Tegangan JTM 282 kms;
- i. Uprating/Rekonfigurasi JTM sepanjang 662 kms;
- j. Manajemen Trafo sebanyak 1.519 unit;
- k. Rehab dan Perluasan JTR sepanjang 818,1 kms;
- l. AMRisasi pelanggan sebanyak 34.792 Pelanggan;
- m. Peremajaan kWhmeter sebanyak 1.215.874 buah

Berdasarkan Kebutuhan Biaya Investasi (pada bab VI) untuk memenuhi rencana pengembangan sistem distribusi maka diperlukan biaya sebesar Rp. 11.422.152.112.732 untuk memenuhi penambahan pelanggan baru, perbaikan susut, penurunan SAIDI dan SAIFI, peningkatan akurasi APP dan perbaikan mutu layanan.

### 7.2 Rekomendasi

Tim Proyek	Validator



PT PLN (Persero)

UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU

PLN Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

---

Berdasarkan Tinjauan dan Analisa Jaringan Distribusi Terpasang (pada bab IV), rencana pengembangan sistem distribusi (pada bab V) yang direkomendasikan adalah sebagai berikut:

- a. Rencana masuknya beberapa pembangkit EBT intermitten skala kecil yang terhubung ke jaringan TM & TR (Program Lisdes) perlu dibuat kajian kelayakan operasinya terlebih dahulu terkait kekuatan grid distribusi terhadap isu intermitten ini;
- b. Rencana peningkatan jam nyala menjadi 24 jam di Riau dan Kepulauan Riau sebanyak 68 lokasi Kepulauan Riau serta 14 lokasi Riau perlu dilakukan program jangka pendek melalui penambahan mesin genset sambil menunggu program dedieselisasi on grid serta program dieselisasi PLTS hybrid siap dioperasikan sesuai RUPTL 2025 - 2034;
- c. Beberapa rencana pembangunan jaringan distribusi perlu disiapkan dari awal terkait perizinan dan dokumen pengelolaan lingkungannya antara lain rencana pembangunan Program Lisdes, Perluasan JTM, Penyambungan Pelanggan Potensial dan SPKLU;
- d. Rencana Penyambungan Pelanggan KTT perlu diketahui tingkat Level Confidence nya karena membutuhkan transmisi dan gardu induk baru termasuk perizinan terkait;
- e. Pengembangan sistem SCADA dan Telekomunikasi mengacu dengan Roadmap dan kesesuaianya dengan kondisi saat ini. Prioritas pelaksanaan pekerjaan agar disesuaikan dengan urutan prioritas dan kebijakan manajemen

Tim Proyek	Validator



**PT PLN (Persero)**

**UNIT INDUK DISTRIBUSI RIAU DAN KEPULAUAN RIAU**

**PLN**

Jl. Musyawarah Pekanbaru-Riau

---

Tim Proyek	Validator



PLN

