

**Analisis Perbaikan Profil Tegangan 20 kV pada Jaringan Distribusi
Studi Kasus Perbaikan Profil Tegangan Ujung Penyulang BTL02
Gardu Induk Batulicin dengan Pembangunan Penyulang 20 kV Baru
dan Pemasangan Kapasitor**

Afrias Evindra¹; Abdul Azis¹; Aris Aprianto^{1)}*

1. PT PLN (Persero) UP3 Kotabaru, Jl. H. Hasan Basri No.4, Semayap, Pulau Laut Utara,
Kotabaru, Kalimantan Selatan 72113, Indonesia

**)Email: aris.aprianto@pln.co.id*

ABSTRACT

The voltage profile in the distribution network is very important so that the power system is reliable and delivered with good quality. If the voltage profile in the power system does not meet the applicable standards, this will cause poor quality and continuity of the distribution network. If not resolved quickly, this can result in system failure. One of the causes of a poor voltage profile in a system is too long distribution lines. Long distribution networks can also cause large capacitance in the lines with air as the medium. With the capacitance in the line, reactive current will flow along the line and cause a drop in voltage and power losses in the system. In this paper, we will discuss improving the voltage profile on distribution lines that have end voltages that do not comply with PLN standards by planning the construction of a new 20 kV distribution line from the substation and installing capacitors as reactive power compensators in the system. These repair options will be compared by considering the profile of the system, savings, and financial feasibility when the repair options are implemented.

Keywords: Voltage drop, 20 kV distribution network, capacitor, financial analysis

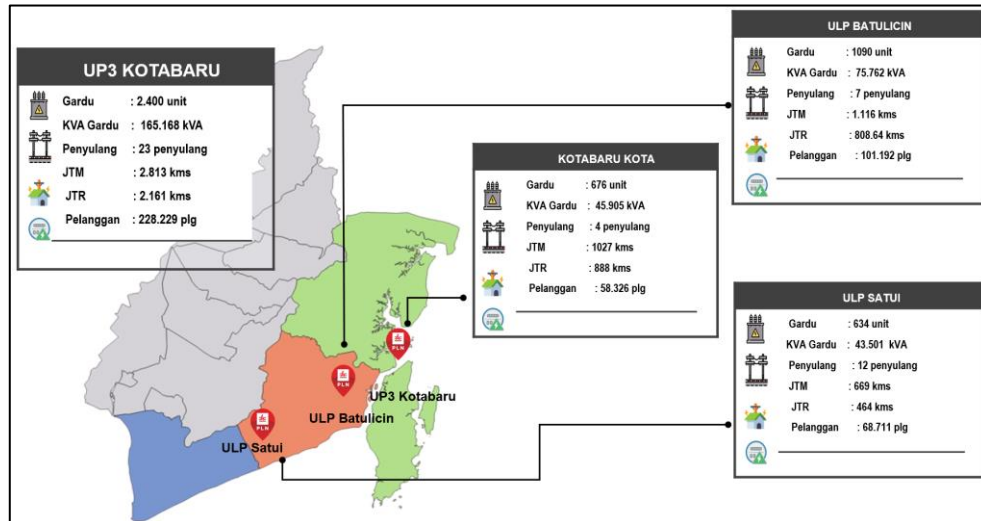
ABSTRAK

Pada jaringan distribusi tenaga listrik, profil tegangan memegang peranan krusial dalam menjaga kualitas dan keandalan sistem tenaga listrik. Ketidaksesuaian profil tegangan terhadap standar yang berlaku dapat mengakibatkan penurunan kualitas dan kontinuitas jaringan distribusi. Jika masalah ini tidak segera ditangani, dampaknya bisa mencakup kegagalan pada sistem. Salah satu faktor penyebab buruknya profil tegangan pada sistem adalah panjangnya saluran distribusi. Saluran distribusi yang terlalu panjang dapat mengakibatkan penurunan tegangan pada sistem, terutama pada ujung saluran. Selain itu, jaringan distribusi yang memanjang juga berpotensi menyebabkan terjadinya kapasitansi yang signifikan pada saluran udara. Keberadaan kapasitansi pada saluran ini akan menghasilkan arus reaktif yang mengalir sepanjang saluran dan berkontribusi pada penurunan tegangan dan kerugian daya. Makalah ini akan membahas strategi perbaikan profil tegangan pada saluran distribusi yang memiliki tegangan ujung di luar standar yang ditetapkan oleh PLN. Pendekatan yang diusulkan mencakup perencanaan pembangunan jaringan baru berbasis 20 kV dari gardu induk, serta pemasangan kapasitor sebagai kompensator daya reaktif dalam sistem. Kami akan membandingkan opsi perbaikan ini dengan mempertimbangkan profil tegangan sistem, penghematan dalam hal kerugian daya, dan aspek-aspek kelayakan finansial saat mengimplementasikan opsi perbaikan ini.

Kata kunci: Tegangan Jatuh, Jaringan 20 kV, Kapasitor, Kajian Finansial

1. PENDAHULUAN

PLN UP3 Kotabaru merupakan bagian dari PT PLN Unit Induk Distribusi Kalimantan Selatan dan Tengah. Luas wilayah pelayanan UP3 Kotabaru yaitu 15.653 km² dari Wilayah Provinsi Kalimantan Selatan sebesar 38.744 km² menaungi 3 (tiga) Kabupaten yaitu Kabupaten Tanah Laut, Kabupaten Tanah Bumbu dan Kabupaten Kotabaru. Unit Layanan yang bertanggung jawab untuk area ini terdapat 2 Unit Layanan Pelanggan (ULP), yaitu ULP Satui, ULP Batulicin, dan Pelayanan Kotabaru.



Gambar 1. Wilayah Layanan dan Data Perusahaan PT PLN (Persero) UP3 Kotabaru

Sistem Kelistrikan di Kabupaten Tanah Bumbu bagian utara dan Kabupaten Kotabaru daratan hampir secara menyeluruh disuplai dari Gardu Induk Batulicin dan terdapat beberapa sistem isolated. Beban puncak Gardu Induk Batulicin mencapai 30,64 MW. Gardu Induk Batulicin menyuplai 7 penyulang dengan panjang total sampai dengan 1.118 kms. Panjangnya jaringan ini menyebabkan tegangan jatuh di masing-masing ujung penyulang. Seiring berjalannya waktu penambahan asset jaringan untuk melayani pelanggan juga terus dilakukan untuk mengimbangi kebutuhan energi listrik yang semakin meningkat setiap tahunnya. Kondisi ini menyebabkan surplus daya mampu semakin berkurang dan tegangan ujung semakin rendah sehingga mengurangi keandalan pasokan listrik suplai ke pelanggan yang berada di ujung penyulang.

Tabel 1. Data Aset Penyulang Gardu Induk Batulicin

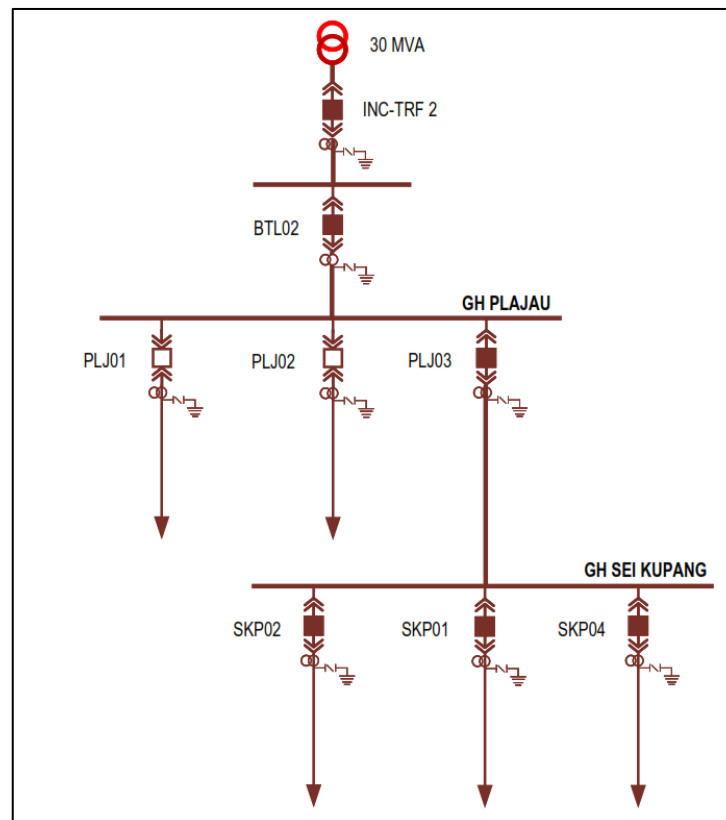
GI Batulicin 2 x 30 MVA	Panjang Penyulang (kms)	Jumlah Trafo	Panjang Penghantar (kms)		
			3x240	3x150	3x70
BTL 01	28.16	118	12.58	-	15.59
BTL 02	9.22	2	9.17	0.05	-
BTL 03	54.79	58	0.21	44.14	10.45
BTL 04	21.17	-	21.17	-	-
BTL 05	198.93	185	1.95	0.05	195.91
BTL 06	40.34	52	4.15	-	36.19
BTL 07	44.70	103	6.07	-	38.63

Penyulang BTL-02 memiliki panjang 9,22 kms dari GI Batulicin ke GH Plajau, dibagi menjadi 3 penyulang yaitu penyulang PLJ-01, PLJ-02, dan PLJ-03.

Tabel 2. Data Aset Penyulang Lanjutan BTL-02

Penyulang Induk	Nama Penyulang	Panjang Penyulang (kms)	Jumlah Trafo	Panjang Penghantar (kms)		
				3x240	3x70	3x35
BTL02/ GH Plajau	PLJ 01	0.54	4	-	0.54	-
	PLJ 02	2.59	12	-	2.42	0.17
	PLJ 03	222.09	183	40.32	181.77	-

Berikut adalah gambaran *single line diagram* khusus untuk penyulang BTL02 dan penyulang-penyulang setelahnya.



Gambar 2. Single Line Diagram Penyulang BTL02

Penyulang PLJ-03 sepanjang 222,09 kms dari gardu hubung sampai ke gardu hubung berikutnya yaitu GH Sei Kupang yang kemudian dipecah menjadi 3 penyulang sebagai berikut.

Tabel 3. Data Aset Penyulang Lanjutan BTL-02

Penyulang Induk	Nama Penyulang	Panjang Penyulang (kms)	Jumlah Trafo	Panjang Penghantar (kms)	
				3x240	3x70
PLJ03/ GH Sei Kupang	SKP 01	134.29	53	2.40	131.89
	SKP 02	12.53	16	-	12.53
	SKP 04	87.42	41	-	87.42

Dengan kondisi jaringan yang dominan radial dan rata-rata panjang penyulang sekitar ± 100 kms, secara teknis dapat menyebabkan terjadi nya drop tegangan yang melebihi batasan tingkat mutu pelayanan (TMP) yaitu +5% dan -10% dan terjadi rugi – rugi jaringan (susut) distribusi.

Penyulang BTL02 dan perpanjangannya merupakan penyulang yang memiliki kondisi profil tegangan yang tidak sesuai dengan standar PLN. GH Sei Kupang, merupakan GH paling ujung dari perpanjangan penyulang BTL02, saat ini memiliki tegangan incoming sebesar 16,4 kV. Lokasi GH Sei Kupang berada setelah penyulang BTL02 yang memiliki panjang penyulang 9,22 kms dan PLJ03 yang memiliki panjang 222,09 kms. Dengan jauhnya lokasi ini menyebabkan tegangan jatuh yang signifikan di GH Sei Kupang.

2. LANDASAN TEORI

2.1. Tegangan Jatuh

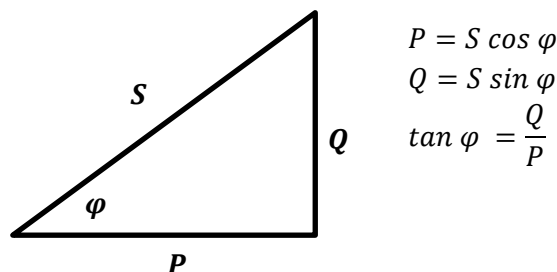
Tegangan jatuh merupakan besarnya tegangan yang hilang pada suatu penghantar atau selisih antara tegangan pada titik kirim dan tegangan pada titik terima. Tegangan jatuh pada saluran tenaga listrik berbandin lurus dengan panjang saluran dan beban, namun berbanding terbalik dengan luas penampang dari konduktor penghantar.

Besarnya tegangan jatuh dinyatakan dalam volt atau persen (%). Sedangkan untuk batas maksimal dan minimal dari tegangan jatuh ini ditentukan oleh penyedia tenaga listrik pada suatu negara. PLN mengatur batas tegangan jatuh ini pada SPLN Nomor 72 Tahun 1987 dengan nilai +5% dan -10% dari tegangan kerja.

Definisi simbol dan besaran:

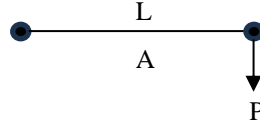
P	: Beban (watt)	Q	: Daya reaktif (VAR)
V	: Tegangan saluran (Volt)	Q_c	: Kapasitas dari kapasitor (VAR)
I	: Arus beban (A)	$\%V_D$: Tegangan jatuh (%)
L	: Panjang saluran (m)	σ	: Konduktivitas bahan penghantar ($\Omega^{-1}m^{-1}$)
A	: Luas penampang saluran (mm^2)	ρ	: Resistivitas bahan penghantar (Ωm)
V_D	: Tegangan jatuh (Volt)		

2.2. Perhitungan Tegangan Jatuh



2.2.1. Sistem Satu Fasa, $\cos \varphi \approx 1$

Besarnya tegangan jatuh pada saluran dengan beban I, panjang L, dan luas penampang A dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut.



$$V_d = \frac{2\rho LI}{A} \text{ (Volt) dengan } \%V_d = \frac{V_d}{V} \times 100 (\%) \dots (1)$$

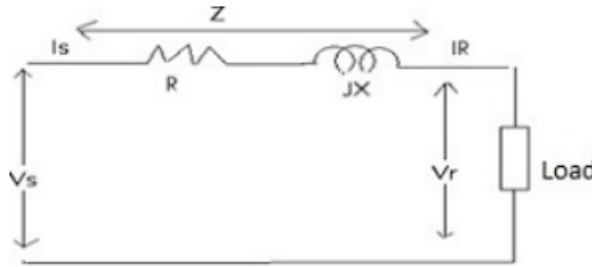
2.2.2. Sistem Tiga Fasa dengan $\cos \varphi$

Besarnya tegangan jatuh pada saluran dengan beban I, panjang L, dan luas penampang A dapat dihitung sebagai berikut

$$V_d = \sqrt{3} \frac{\rho LI}{A} \cos \varphi \text{ (Volt) dengan } \%V_d = \frac{V_d}{V} \times 100 (\%) \dots (2)$$

2.2.3. Sistem Tiga Fasa Pada Jaringan

Pada jaringan distribusi terdapat beban resistif dan beban induktif. Oleh karena itu perhitungan tegangan jatuh pada sistem distribusi akan dipengaruhi juga oleh nilai reaktansi dari jaringan.



$$V_s = V_r + ZI_r$$

$$V_s = V_r + (R + jX_{Total})I_r = V_r + \frac{(R + jX_{Total}) S^*}{V_r}$$

$$V_s = V_r + \frac{(R + jX_{Total}) (P_r - jQ_r)}{V_r} = V_r + \frac{(P_r R + Q_r X_{Total})}{V_r}$$

Dengan

$$V_d = V_s - V_r$$

Maka

$$V_d = \frac{(P_r R + Q_r X_{Total})}{V_r}$$

Pada sistem tiga fasa untuk pada sistem distribusi dengan menggunakan konduktor sebagai penghantar dengan panjang saluran L dan luas penampang konduktor sebesar A, maka persamaan tegangan drop diatas menjadi seperti berikut.

$$V_d = \sqrt{3} \rho L \frac{(P_r R + Q_r X_{Total})}{A V_r} \text{ Volt} = \sqrt{3} \rho P_r L \frac{(R + X_{Total} \tan \varphi)}{A V_r} \text{ Volt}$$

$$V_d = \sqrt{3} \rho I_r L \frac{(R + X_{Total} \tan \varphi)}{A} \text{ Volt} \dots (3)$$

$$\%V_d = \frac{V_d}{V_r} \times 100 \% = \sqrt{3} \rho P_r L \frac{(R + X \tan \varphi)}{A V_r^2} \times 100 \% \dots (4)$$

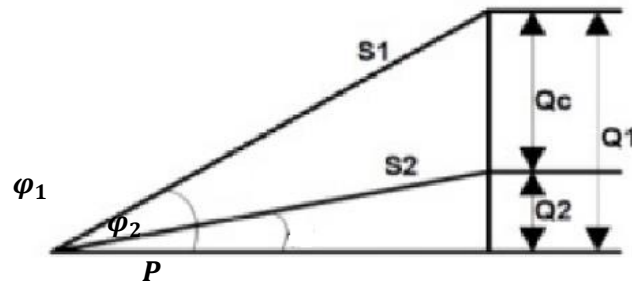
dengan

X: Reaktansi penghantar (Ωm)

R: Resistansi penghantar (Ωm)

2.3. Kapasitor Sebagai Kompensator Daya Reaktif

Beban pada sistem distribusi sebagian besar bersifat induktif yang berasal dari trafo dan saluran, dan peralatan motor yang konsumsi daya reaktif. Hal ini menyebabkan terjadinya penurunan profil tegangan pada sistem distribusi dan peningkatan susut jaringan.



$$Q_c = Q_1 - Q_2$$

$$Q_c = P_1 \tan \varphi_1 - P_2 \tan \varphi_2$$

Dengan $P_1 = P_2$, maka

$$Q_c = P(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \dots (5)$$

2.4. Kapasitor Sebagai Perbaikan Tegangan Jatuh

Beban pada sistem distribusi sebagian besar bersifat induktif yang berasal dari trafo dan saluran, dan peralatan motor yang konsumsi daya reaktif. Hal ini menyebabkan terjadinya penurunan

Untuk mengetahui tegangan jatuh setelah ditambahkan nya kapasitor, dengan menggunakan persamaan (3) maka didapatkan

$$\begin{aligned} \Delta V_d &= V_{d1} - V_{d2} \\ &= \sqrt{3} I_r L (R + X_{Total} \tan \varphi) \\ &= \sqrt{3} P_1 L \frac{(R + X_{Total} \tan \varphi_1)}{V_r} - \sqrt{3} P_2 L \frac{(R + X_{Total} \tan \varphi_2)}{V_r} \end{aligned}$$

Dengan $P_1 = P_2$, maka

$$\begin{aligned} &= \sqrt{3} P_1 L \left[\frac{(R + X_{Total} \tan \varphi_1) - (R + X_{Total} \tan \varphi_2)}{V_r} \right] \\ &= \sqrt{3} P_1 X_{Total} L \left[\frac{(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)}{V_r} \right] \end{aligned}$$

Dengan mensubstitusikan persamaan (5), maka didapatkan perubahan tegangan jatuh setelah pemasangan kapasitor sebagai berikut.

$$\begin{aligned} &= \sqrt{3} X_{Total} L \frac{Q_c}{V_r} \\ \Delta V_d &= \sqrt{3} \frac{X_{Total} Q_c L}{V_r} \dots (6) \end{aligned}$$

Namun perlu diperhatikan bahwa dalam pemasangan kapasitor perlu dibatasi dengan limitasi kapasitas dari kapasitor hanya boleh maksimal atau lebih kecil dari *demand* daya reaktif pada sistem. Karena ketika kapasitas yang dipasang terlalu besar, maka susut pada jaringan akan terjadi karena arus reaktif yang kembali mengalir disebabkan oleh kapasitas kapasitor yang terlalu besar, sistem yang awalnya *lagging* menjadi *leading*.

2.5. Perhitungan Susut

2.5.1. Load Factor (LDF)

Load Factor atau Faktor Beban adalah rasio antara beban rata-rata dan beban puncak pada suatu periode waktu tertentu.

$$\text{Load Factor (LDF)} = \frac{\text{Average load}}{\text{Peak load}}$$

2.5.2. Loss Factor (LSF)

Loss Factor atau Faktor Susut adalah rasio antara rata-rata susut dan susut maksimum pada suatu periode waktu tertentu.

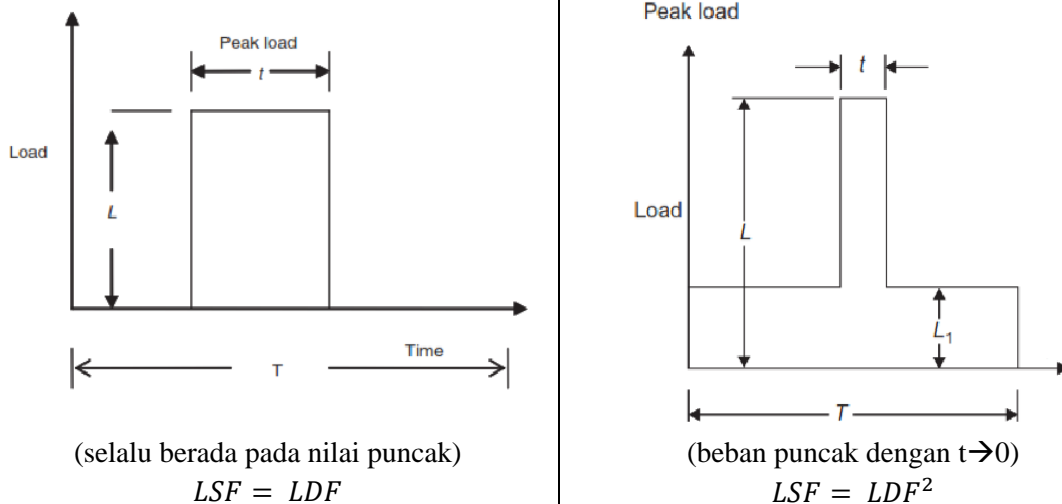
$$\text{Loss Factor (LSF)} = \frac{\text{Average loss}}{\text{Peak loss}}$$

Karena susut proporsional dengan kuadrat dari beban, maka

$$\text{Loss Factor (LSF)} = \frac{\text{Average loss}}{\text{Peak loss}} = \frac{\text{Average (load)}^2}{\text{Maximum (load)}^2}$$

2.5.3. Hubungan Load Factor (LDF) dan Loss Factor (LSF) pada Beban Sistem

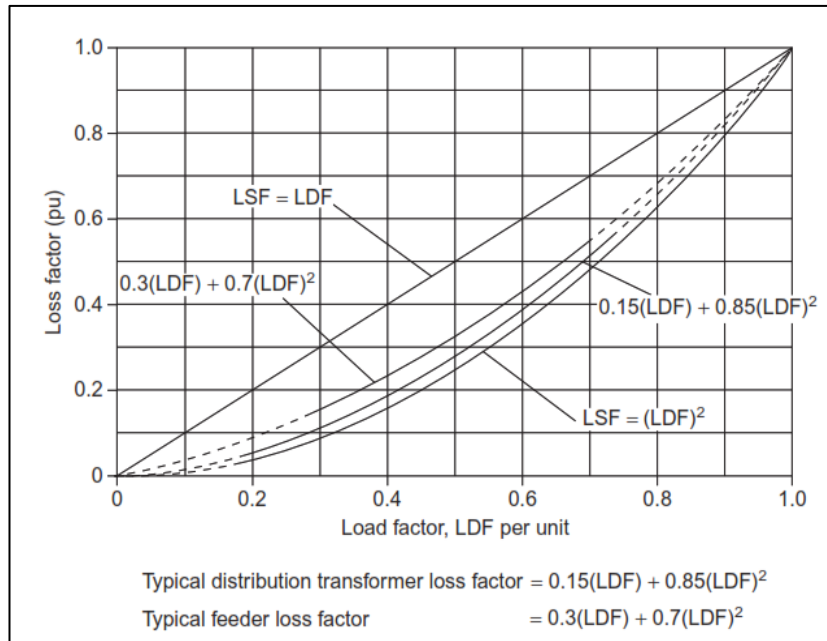
Tipikal kurva beban puncak dengan t maksimum dan t minimum pada sistem dapat dilihat pada gambar berikut



Dengan

- L = Peak Load Demand
- L_1 = Normal Load Demand
- t = Periode waktu beban puncak
- T = Periode waktu total beban

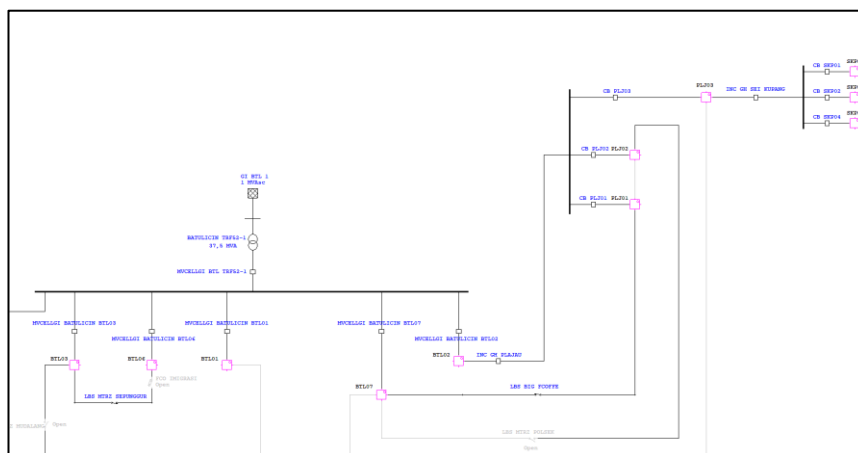
Berikut kurva hubungan antara *Loss Factor* dan *Load Factor* pada sistem distribusi dengan variasi periode (t) waktu beban puncak pada suatu sistem.



Untuk sistem distribusi, digunakan $LSF = 0,3(LDF) + 0,7(LDF)^2$ sebagai perhitungan susut pada sistem.

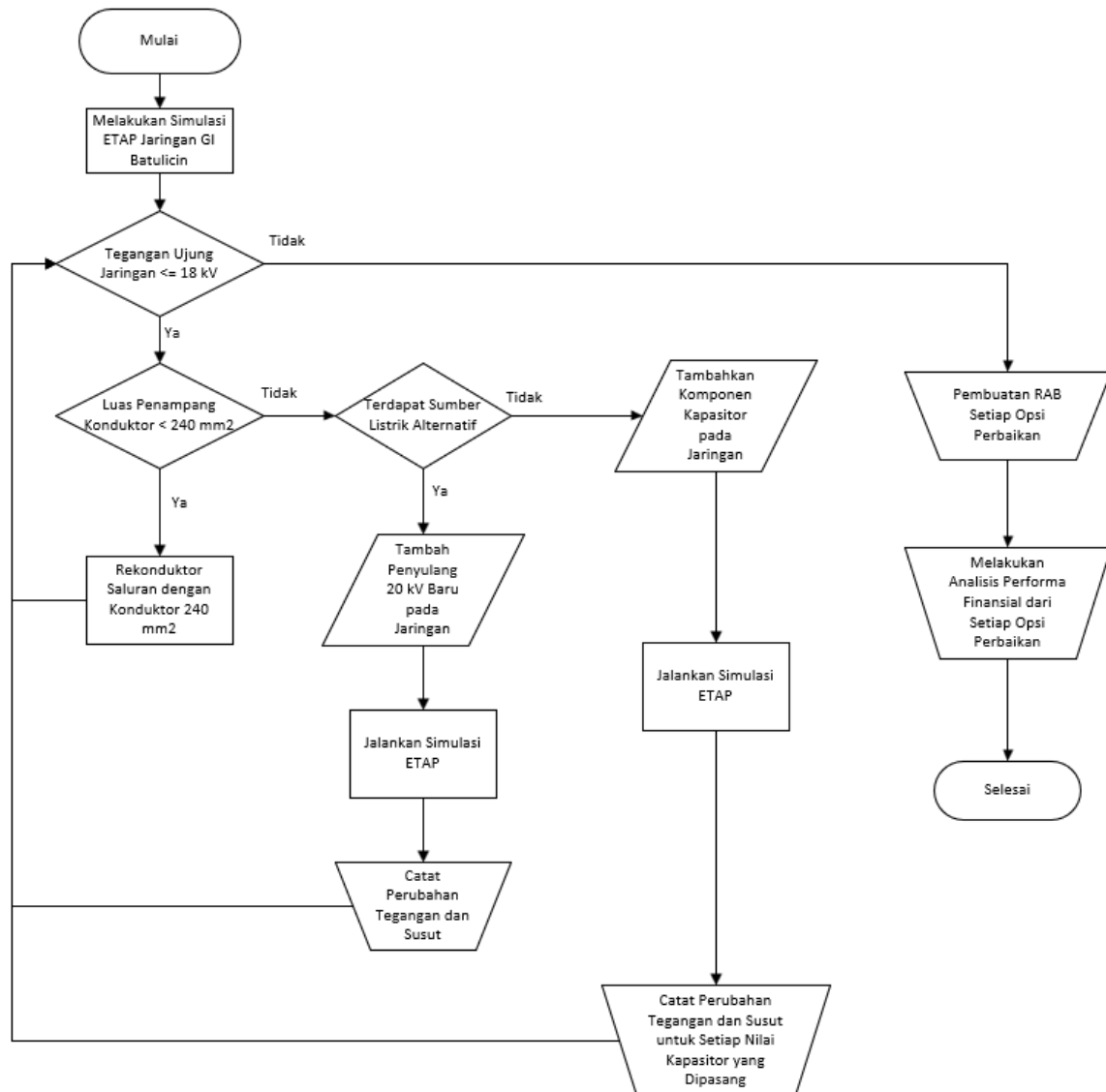
2. METODE/PERANCANGAN PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan untuk studi kasus perbaikan tegangan ujung penyulang pada sistem distribusi ini adalah menggunakan aplikasi analisis sistem tenaga yaitu ETAP. ETAP (Electric Transient Analysis Program) adalah aplikasi yang digunakan untuk menganalisis suatu sistem tenaga. Dengan menggunakan ETAP, dapat dilihat respon dari jaringan ketika dilakukan perubahan komponen maupun topologi jaringan. Respon yang dimaksud ini bermacam-macam, tergantung analisis simulasi yang dijalankan pada aplikasi ETAP. Untuk mengetahui besar tegangan jatuh pada jaringan, analisis yang digunakan pada aplikasi ETAP adalah simulasi analisis aliran daya. Oleh karena itu sebelum melakukan analisis aliran daya pada jaringan GI Batulicin, maka sistem perlu dimodelkan terlebih dahulu dengan menggunakan ETAP



Gambar 3. Model ETAP GI Batulicin, Penyulang BTL02, dan Penyulang Lanjutan BTL02

Untuk melakukan perhitu Alur pekerjaan pada studi ini digambarkan pada *flowchart* berikut.



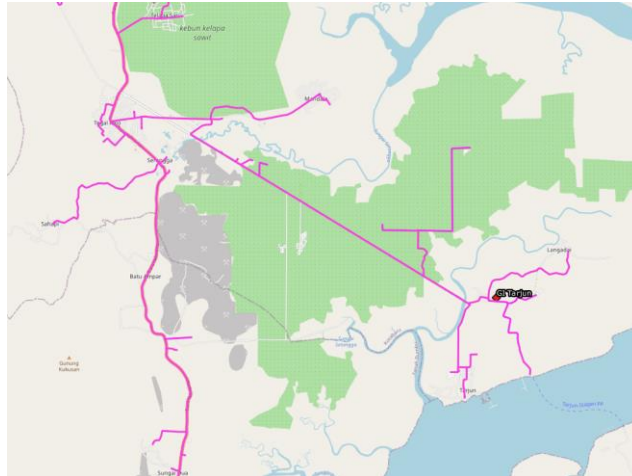
Gambar 4. Alur Kerja Analisis Perbaikan Tegangan 20 kV

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Pembangunan Jaringan 20 kV Evakuasi Daya GI Tarjun untuk pecah beban Penyulang PLJ 03

Pada Tahun 2023, PT PLN (Persero) membangun Gardu Induk baru yakni Gardu Induk Tarjun yang berlokasi di Kecamatan Kelumpang Hilir, Kabupaten Kotabaru. GI Tarjun mempunyai kapasitas sebesar 30 MVA dan akan digunakan untuk memasok kebutuhan listrik Kawasan Industri Tarjun sebesar 26 MVA melalui 4 penyulang. Dengan kapasitas 30 MVA yang digunakan untuk melayani kebutuhan kawasan industri sebesar 26 MVA, maka masih terdapat sisa kapasitas sebesar 4 MVA pada GI Tarjun yang dapat dimanfaatkan.

Kapasitas 4 MVA ini dapat digunakan sebagai alternatif solusi untuk pembangunan jaringan 20 kV baru untuk mengatasi kualitas tegangan yang buruk pada penyulang lanjutan dari BTL02.



Gambar 5. Lokasi Pembangunan GI Tarjun

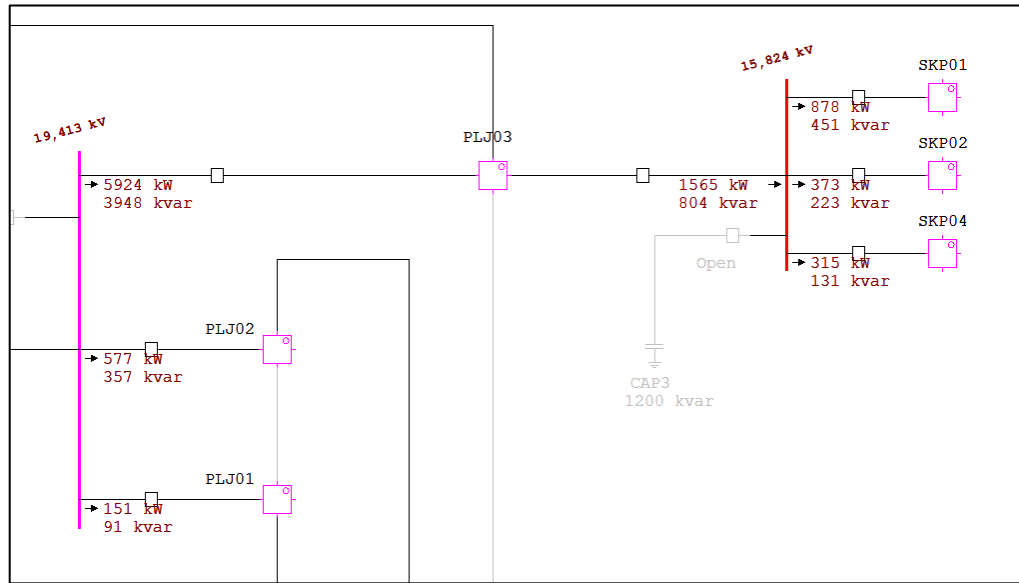
Pembangunan dilakukan dengan cara menambahkan penyulang 20 kV di GI Tarjun (pada Gambar 5 ditandai dengan warna hitam) kemudian penyulang 20 kV yang baru ini akan di-interkoneksi dengan penyulang PLJ03 yang berada di dekat lokasi pembangunan GI Tarjun (pada Gambar 5 ditandai dengan warna merah). Di sisi barat laut penyulang eksisting akan dilakukan perpanjangan jalur 20 kV di Desa Mandala (pada Gambar 5 ditandai dengan garis berwarna biru) sebagai *support* untuk jalur 20 kV yang baru.



Gambar 6. Rencana Pembangunan Jaringan 20 kV Evakuasi Daya GI Tarjun untuk Pecah Beban Penyulang PLJ03. Jalur Interkoneksi di depan GI (atas) dan Jalur Penopang di Desa Mandala (bawah)

3.1.1. Analisis Aliran Daya Pada Jaringan 20 kV Evakuasi GI Tarjun

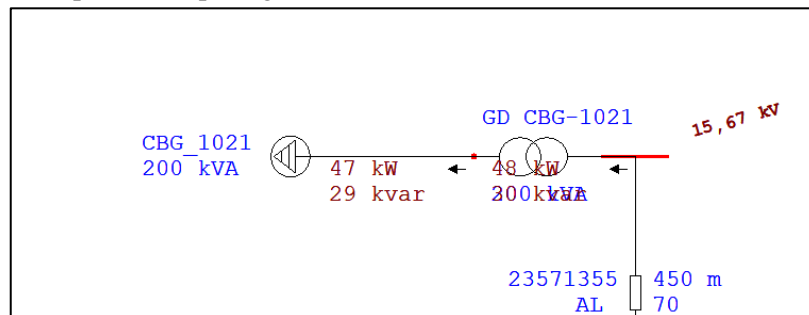
a. Sebelum Interkoneksi Jaringan 20 kV Baru GI Tarjun



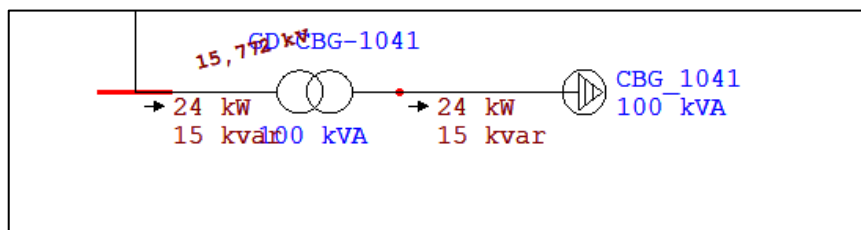
Gambar 7. Kondisi Normal GH Sei Kupang

Simulasi ETAP akan dilakukan dengan menggunakan pendekatan beban pada Gardu Induk Batulicin dengan input pembebanan dari masing-masing trafo pada ETAP sebesar 45%.

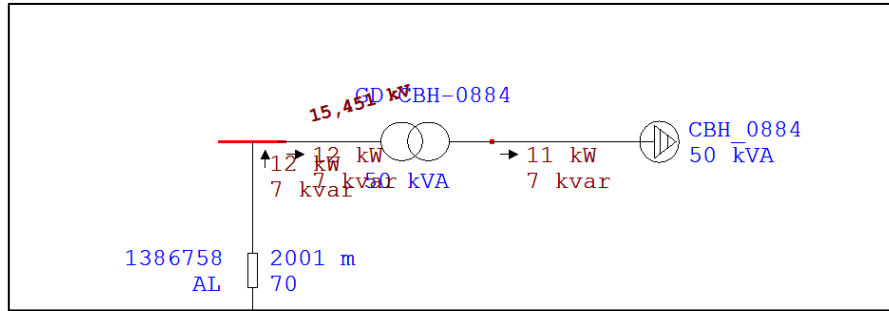
GH Sei Kupang merupakan GH yang memiliki profil tegangan dibawah standar dari PLN dan merupakan GH paling jauh dari penyulang BTL02. Dengan menjalankan simulasi analisis aliran daya, perkiraan tegangan pada ujung-ujung jaringan pada penyulang BTL02 dapat dilihat. Sebalum interkoneksi jaringan 20 kV dari GI Tarjun untuk pecah beban PLJ03, tegangan pada GH Sei Kupang dan tegangan ujung masing-masing penyulang SKP01, SKP02, dan SKP03 dapat dilihat pada gambar berikut.



Gambar 8. Tegangan Terima di Ujung SKP01 Sebelum Interkoneksi Jaringan 20 kV dari GI Tarjun



Gambar 9. Tegangan Terima di Ujung SKP02 Sebelum Interkoneksi Jaringan 20 kV dari GI Tarjun



Gambar 10. Tegangan Terima di Ujung SKP04 Sebelum Interkoneksi Jaringan 20 kV dari GI Tarjun

Tabel 4. Tegangan Ujung Pada GI Batulicin Sebelum Interkoneksi Jaringan 20 kV dari GI Tarjun

Penyulang	Tegangan Ujung (kV)
SKP01	15.67
SKP02	15.772
SKP04	15.451

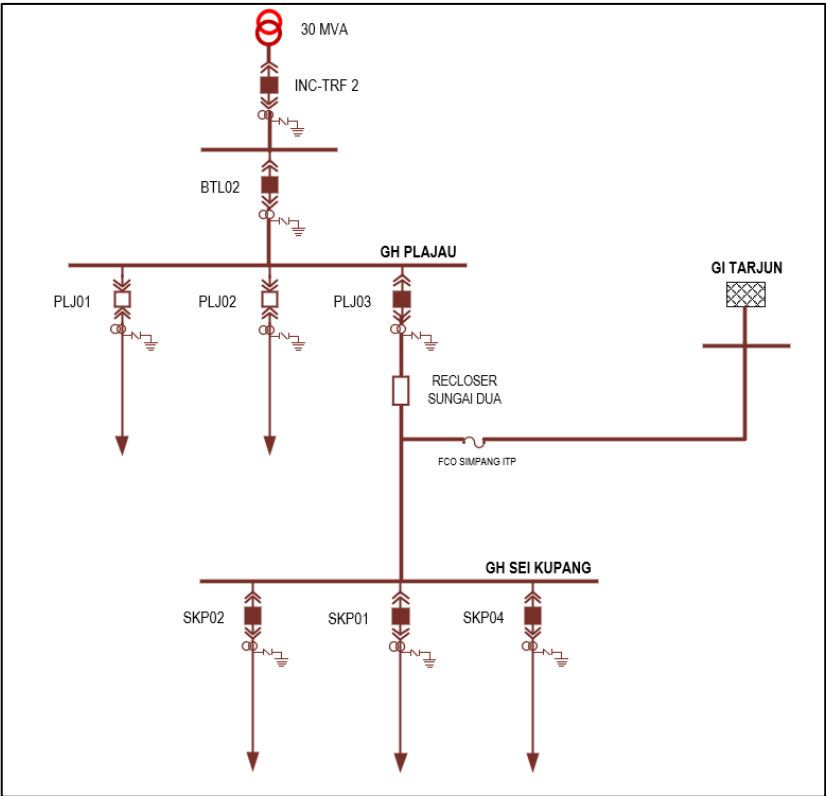
Susut GI Batulicin sebelum interkoneksi jaringan 20 kV dari GI Tarjun di PLJ03 bernilai sebesar 4.136 MW.

Tabel 5. Susut GI Batulicin Sebelum Interkoneksi Jaringan 20 kV dari GI Tarjun

Study ID	Normal
Study Case ID	LF
Data Revision	Base
Configuration	Normal
Loading Cat	45
Generation Cat	Design
Diversity Factor	Normal Loading
Buses	4563
Branches	4558
Generators	0
Power Grids	5
Loads	1702
Load-MW	54,739
Load-Mvar	37,734
Generation-MW	54,739
Generation-Mve	37,734
Loss-MW	4,136
Loss-Mvar	6,417
Mismatch-MW	0
Mismatch-Mvar	0

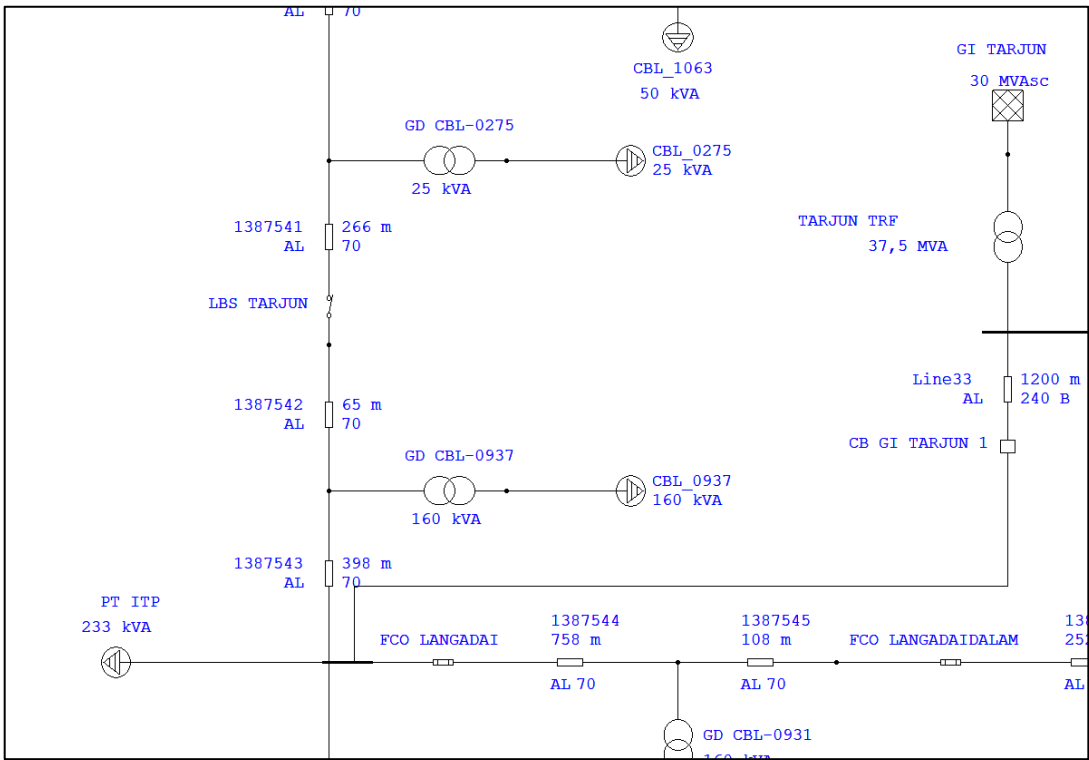
b. Setelah Interkoneksi Jaringan 20 kV Baru GI Tarjun

Jaringan 20 kV Evakuasi Daya GI Tarjun akan memecah beban eksisting dari penyulang PLJ03. Jaringan yang baru akan diinterkoneksi pada PLJ03 sesuai penjelasan Gambar 5. Gambar 11 menunjukkan SLD simpel saat operasi jaringan 20 kV evakuasi daya GI Tarjun beroperasi



Gambar 11. Simple SLD Interkoneksi Jaringan 20 kV Evakuasi Daya GI Tarjun

Sementara itu *recloser* yang berada di Sungai Dua (lokasi Sungai Dua berada di kiri bawah Gambar 5) akan dibuka sehingga jaringan 20 kV dari GI Tarjun ini akan menjadi pangkal.



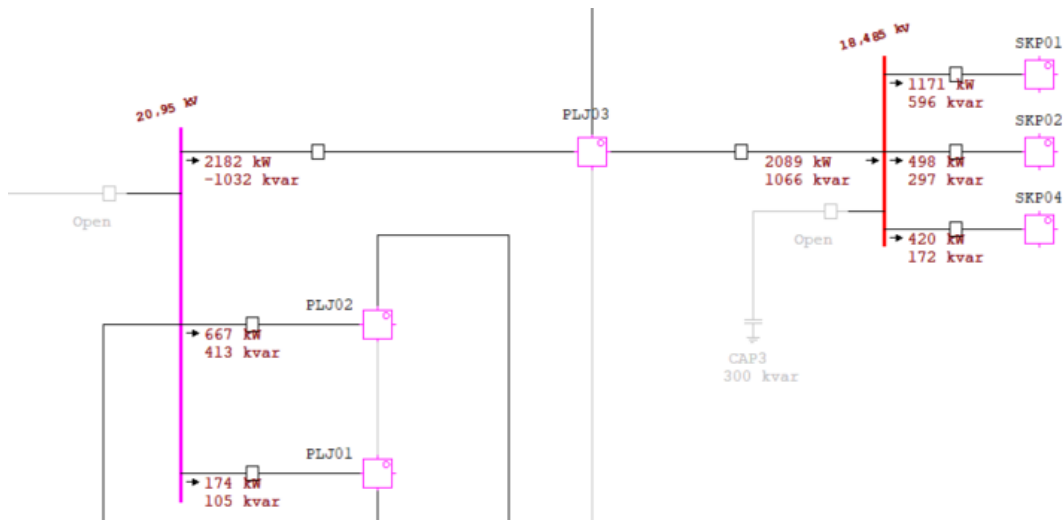
Gambar 12. Single Line Diagram Interkoneksi Jaringan 20 kV dari GI Tarjun

Jaringan 20 kV dari GI Tarjun akan di-interkoneksi ke PLJ03 setelah Trafo CBL-0937.

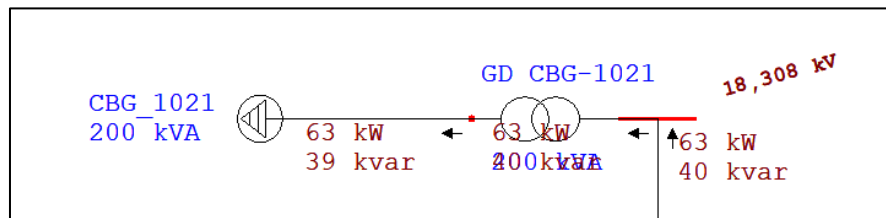


Gambar 13. Jalur Jaringan 20 kV Baru dari GI Tarjun

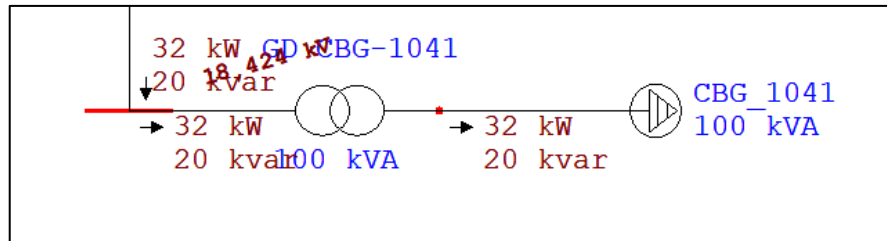
Setelah dilakukan simulasi aliran daya pada aplikasi ETAP, didapatkan tegangan pada GH Sei Kumpang dan tegangan ujung penyulang SKP01, SKP02, dan SKP04 sebagai berikut.



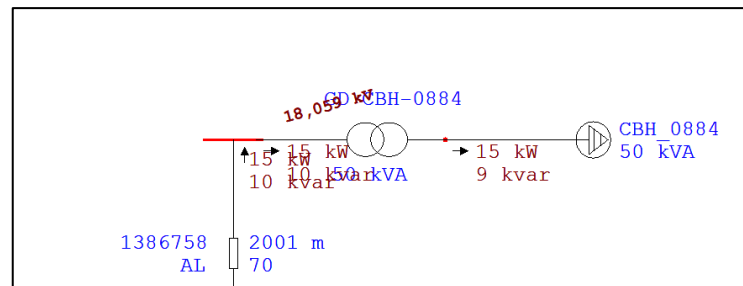
Gambar 14. Tegangan Pada GH Sei Kumpang Setelah Interkoneksi Jaringan 20 kV dari GI Tarjun



Gambar 15. Tegangan Terima di Ujung SKP01 Setelah Interkoneksi Jaringan 20 kV dari GI Tarjun



Gambar 16. Tegangan Terima di Ujung SKP02 Setelah Interkoneksi Jaringan 20 kV dari GI Tarjun



Gambar 17. Tegangan Terima di Ujung SKP04 Setelah Interkoneksi Jaringan 20 kV dari GI Tarjun

Tabel 6. Tegangan Ujung Pada GI Batulicin Setelah Interkoneksi Jaringan 20 kV dari GI Tarjun

Penyulang	Tegangan Ujung (kV)
SKP01	18.302
SKP02	18.424
SKP04	18.059

Susut pada sistem setelah operasi jaringan 20 kV dari GI Tarjun adalah 3.939 MW. Berikut tampilan hasil simulasi dengan operasi jaringan 20 kV dari GI Tarjun.

Tabel 7. Susut Sistem Setelah Interkoneksi Jaringan 20 kV dari GI Tarjun

Study ID	GI TARJUN ON
Study Case ID	LF
Data Revision	Base
Configuration	GI TARJUN_ON
Loading Cat	45
Generation Cat	Design
Diversity Factor	Normal Loading
Buses	4562
Branches	4558
Generators	0
Power Grids	5
Loads	1702
Load-MW	56.452
Load-Mvar	37.381
Generation-MW	56.452
Generation-Mve	37.381
Loss-MW	3.939
Loss-Mvar	4.883
Mismatch-MW	0
Mismatch-Mvar	0

3.1.2. Perhitungan Perubahan Susut Setelah Interkoneksi Jaringan 20 kV Baru GI Tarjun

Dari hasil simulasi dapat dihitung nilai penghematan yang didapatkan dari pembangunan jaringan 20 kV dari GI Tarjun. Berikut hasil perhitungan sebelum dan setelah operasi jaringan 20 kV dari GI Tarjun. Dengan operasi jaringan 20 kV dari GI Tarjun untuk melakukan perbaikan tegangan di GH Sei Kupang, didapatkan saving kWh sebesar 82.108 kWh/bulan atau 985.300 kWh/tahun.

Tabel 8. Perhitungan Saving dari Interkoneksi Jaringan 20 kV dari GI Tarjun

Parameter Perhitungan	Sebelum Operasi	Setelah Operasi
Load (MW)	54,74	56,45
Loss (MW)	4,14	3,94
Load Factor (LDF)	0,72	0,72
Loss Factor (LSF) ($LSF = 0,3(LDF) + 0,7(LDF)^2$)	0,58	0,58
Periode Waktu (24 jam x 30 hari)	720	720
Load (MWh)	28,377	29,265
Loss (MWh)	1.724	1.642
Loss (kWh)	1.723.858	1.641.750
Persentase (%)	6,07%	5,61%
Saving kWh per bulan	82.108 kWh	
Saving kWh per tahun	985.300 kWh	
Saving Rp per tahun (Saving kWh x Harga Rata-Rata Transfer Price Rp/kWh UID KSKT Maret 2023*). Harga rata-rata transfer price Rp 694.17/kWh	Rp 683.962.466 /tahun	

*Mengacu ke surat No: 18104/KIT.00.01/F01030000/2023 perihal Harga Transfer TSA (*Transmission Service Agreement*), dan PSA (*Power Sales Agreement*) Tahun 2023 di Sistem Kalimantan dari Direktur Manajemen Pembangkitan PT PLN (Persero)

3.1.3. Biaya Investasi Jaringan 20 kV dari GI Tarjun

Untuk pembangunan Jaringan 20 kV dari GI Tarjun, Rancangan Anggaran Biaya menggunakan sket pada Gambar 6 sebagai acuan. Dari GI penyulang akan menggunakan Saluran Kabel Tegangan Menengah (SKTM), kemudian saluran akan keluar dari GI melalui *cable duct*, SKTM kemudian menuju *Riser Pole* untuk selanjutnya menjadi Saluran Udara Tegangan Menengah (SUTM). Penghantar SUTM akan menggunakan konduktor All Aluminium Alloy Conductor-Sheated (AAAC-S) dengan luas penampang 240mm² dan ditopang oleh tiang beton dengan spesifikasi tiang dengan ketinggian 14 meter dan daya dukung 350 daN.

Berikut rekapitulasi rencana anggaran biaya Jaringan 20 kV Evakuasi Daya GI Tarjun.

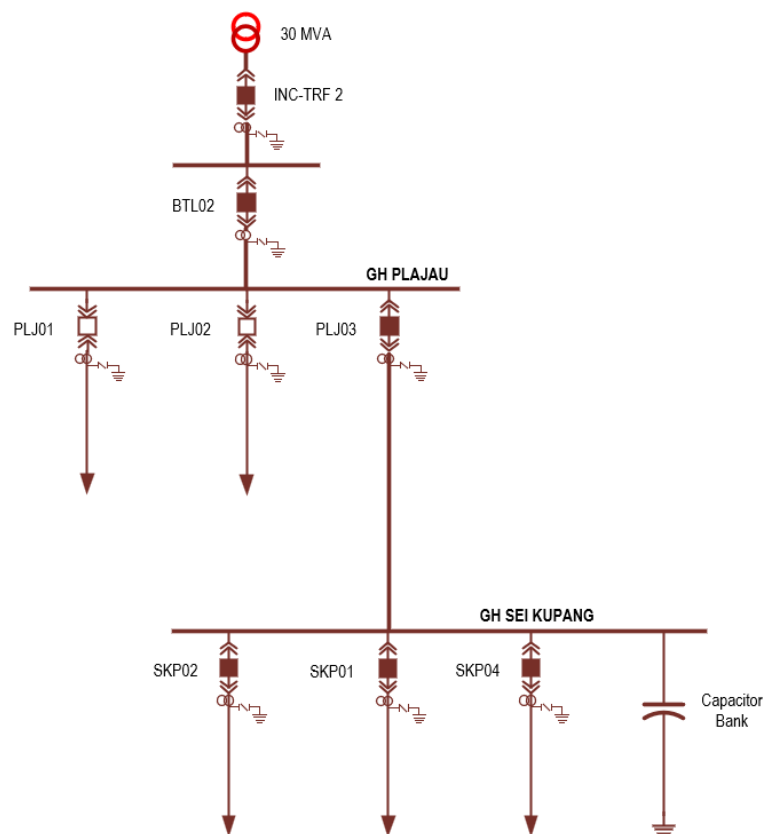
Tabel 9. Total Biaya Investasi Untuk Pembangunan Jaringan 20 kV Evakuasi Daya GI Tarjun

Pekerjaan	Total Biaya
Jaringan 20 kV Evakuasi Daya GI Tarjun GI Tarjun	Rp 1.809.759.482,00
Perpanjangan Jaringan 20 kV di Desa Mandala	Rp 767.161.006,00
Total	Rp 2.576.920.388,00

3.2. Pemasangan Kapasitor Pada Jaringan TM

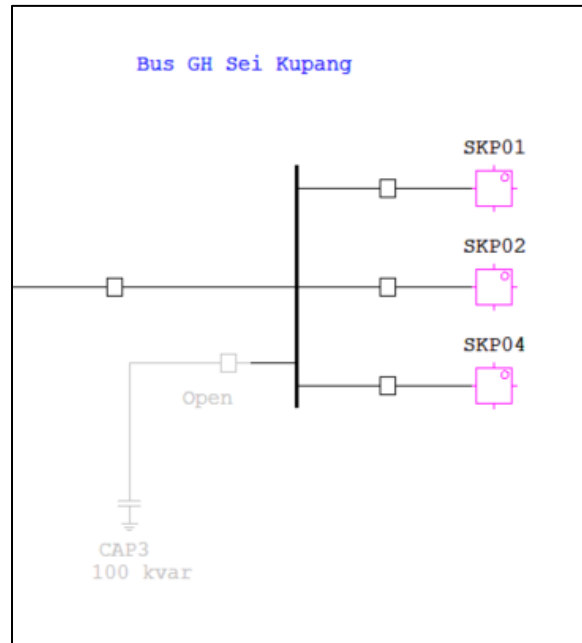
3.2.1. Analisis Aliran Daya Pemasangan Kapasitor Pada Jaringan

Selain pembangunan jaringan 20 kV baru dari GI Tarjun, pemasangan kapasitor juga dapat digunakan untuk perbaikan tegangan pada jaringan. Tegangan pada GH Sei Kupang diketahui sebesar 16.4 kV pada waktu beban puncak. Nilai ini sudah berada dibawah standar tegangan PLN.



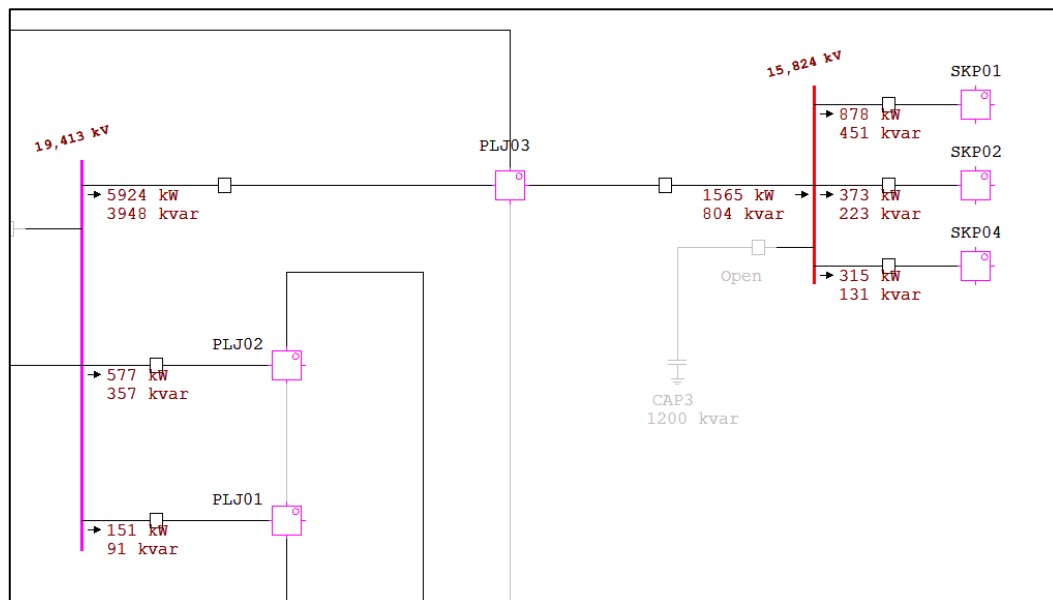
Gambar 18. Simpel SLD Pemasangan Kapasitor di GH Sei Kupang

Pada kasus ini akan digunakan ETAP untuk simulasi jaringan distribusi untuk mengetahui pengaruh perubahan kapasitas kapasitor terhadap level tegangan pada jaringan.



Gambar 19. Model Pemasangan Kapasitor Pada ETAP

Kapasitor pada ETAP dimodelkan dengan melakukan pemasangan kapasitor bank pada GH Sei Kupang, yaitu GH dengan level tegangan yang sudah dibawah standar. Saat kondisi normal (tidak terdapat kapasitor pada sistem) nilai tegangan pada GH Sei Kupang setelah dijalankan simulasi aliran daya adalah 15.82 kV.



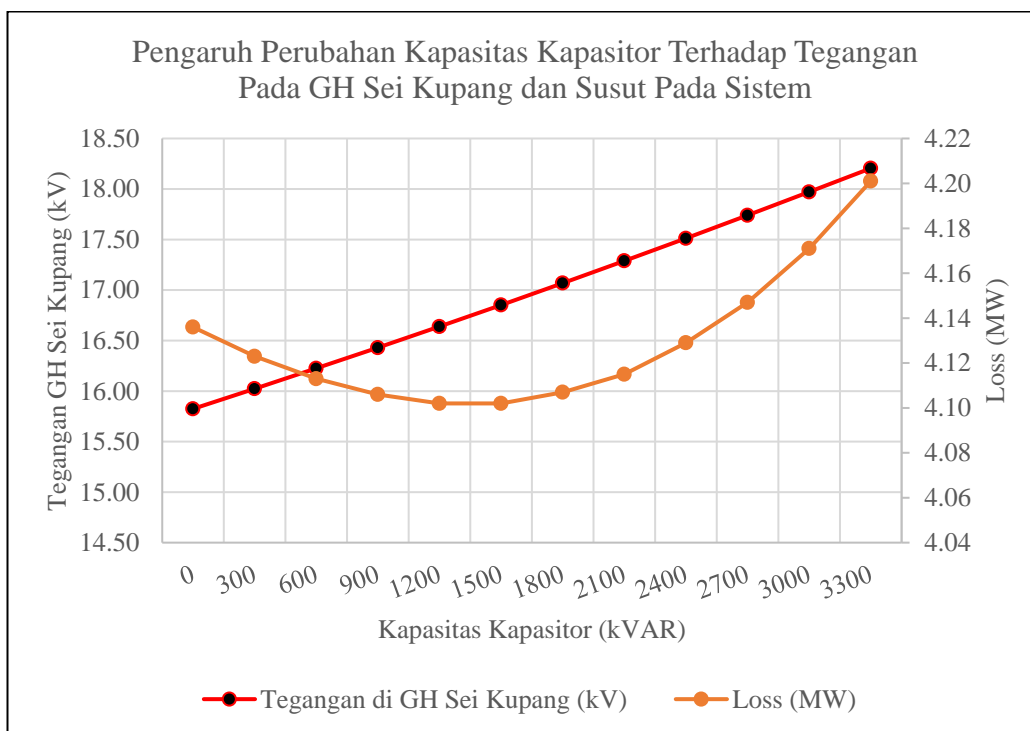
Gambar 20. Kondisi Normal GH Sei Kupang

Kapasitas kapasitor akan ditambah secara bertahap hingga tegangan dari bus GH Sei Kupang mencapai nilai standar batas bawah PLN yaitu 18 kV. Tabel 10 merupakan hasil simulasi dari pertambahan nilai kapasitor pada jaringan.

Tabel 10. Pengaruh Perubahan Kapasitas Kapasitor Terhadap Tegangan GH Sei Kupang

Lokasi	Kapasitas Kapasitor (kVAR)											
	0	300	600	900	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3300
Tegangan di GH Sei Kupang (kV)	15.82	16.02	16.23	16.43	16.64	16.85	17.07	17.29	17.51	17.74	17.97	18.21
Loss (MW)	4.14	4.12	4.11	4.11	4.10	4.10	4.11	4.12	4.13	4.15	4.17	4.20

Dari hasil simulasi didapatkan bahwa tegangan mencapai nilai 18.205 kV di GH Sei Kupang ketika dipasang kapasitor dengan kapasitas 3300 kVAR. Selain sebagai perbaikan tegangan pada jaringan, penggunaan kapasitor juga berfungsi sebagai koreksi faktor daya. Faktor daya yang awalnya *lagging*, dikarenakan kompensasi daya reaktif yang negatif dari kapasitor, maka faktor daya bisa mendekati 1. Namun ketika kapasitor yang dipasang terlalu besar maka faktor daya akan menjadi *leading* dan arus reaktif akan kembali pada sistem. Pemasangan kapasitas kapasitor yang lebih dari yang seharusnya ditunjukkan pada Tabel 10 ketika susut daya pada sistem yang pada awalnya berkurang, dikarenakan kompensasi daya reaktif, kembali meningkat karena arus reaktif mengalir kembali pada sistem dikarenakan kapasitas kapasitor yang berlebih. Gambar 21 dibawah ini menunjukkan visualisasi dari perubahan tegangan dan susut dikarenakan penambahan kapasitas kapasitor pada GH Sei Kupang.



Gambar 21. Grafik Pengaruh Perubahan Kapasitor Terhadap Tegangan Pada GH Sei Kupang dan Susut Pada Sistem (MW)

Dari Tabel 10 dan Gambar 21 dapat dilihat bahwa pemasangan kapasitor lebih dari 2400 kVAR mengakibatkan susut yang lebih besar dibandingkan dengan tidak dipasang kapasitor pada jaringan. Oleh karena itu pemasangan kapasitor lebih dari 2400 kVAR tidak disarankan untuk dipasang di GH Sei Kupang.

3.2.2. Perhitungan Saving Operasi Pemasangan Kapasitor

Perhitungan susut dari pemasangan kapasitor pada jaringan dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel 11. Perhitungan Saving Susut dari Pemasangan Kapasitor di GH Sei Kupang

Parameter Perhitungan	Kondisi Normal	Setelah Pemasangan Kapasitor										
		300 kVar	600 kVar	900 kVar	1200 kVar	1500 kVar	1800 kVar	2100 kVar	2400 kVar	2700 kVar	3000 kVar	3300 kVar
Load (MW)	54.74	54.82	54.90	54.99	55.08	55.18	55.29	55.40	55.53	55.65	55.79	55.93
Loss (MW)	4.136	4.123	4.113	4.106	4.102	4.102	4.107	4.115	4.129	4.147	4.171	4.201
Load Factor		0.72										
Loss Load		0.58										
Factor		0.58										
Periode Waktu (24 jam x 30 hari)		720										
Load (MWh)	28,376.70	28,456.60	28,539.22	28,624.55	28,713.67	28,805.53	28,901.19	29,000.67	29,103.98	29,211.15	29,322.70	29,439.18
Loss (MWh)	1,723.86	1,720.83	1,719.03	1,718.49	1,719.19	1,721.56	1,726.04	1,731.78	1,740.06	1,750.05	1,762.59	1,777.70
Loss (kWh)	1,723,858.33	1,720,826.74	1,719,033.94	1,718,485.17	1,719,185.61	1,721,560.18	1,726,036.08	1,731,780.30	1,740,062.34	1,750,046.60	1,762,591.19	1,777,700.54
Percentage (%)	6.07%	6.05%	6.02%	6.00%	5.99%	5.98%	5.97%	5.97%	5.98%	5.99%	6.01%	6.04%
Saving kWh per bulan (Loss kWh Normal - Loss kWh Dengan Kapasitor)		3,031.59 kWh	4,824.39 kWh	5,373.16 kWh	4,672.72 kWh	2,298.15 kWh	-2,177.75 kWh	-7,921.97 kWh	-16,204.01 kWh	-26,190.27 kWh	-38,732.86 kWh	-53,842.21 kWh
Saving kWh per tahun		36,379.13 kWh	57,892.63 kWh	64,477.97 kWh	56,072.63 kWh	27,577.84 kWh	-26,132.96 kWh	-95,063.67 kWh	-194,448.11 kWh	-314,283.21 kWh	-464,794.33 kWh	-646,106.49 kWh
Saving Rp per tahun (Saving kWh x Harga Rate-Rata Transfer Price Rp/kWh UDI KSKT Maret 2023 ¹). Harga rata-rata transfer price Rp 894.17/kWh		Rp 25,253,182.68	Rp 40,187,134.71	Rp 44,758,457.45	Rp 38,923,752.27	Rp 19,143,619.49	-Rp18,140,628.84	-Rp65,990,033.42	-Rp134,979,394.64	-Rp218,164,931.11	-Rp322,644,730.47	-Rp448,505,589.98

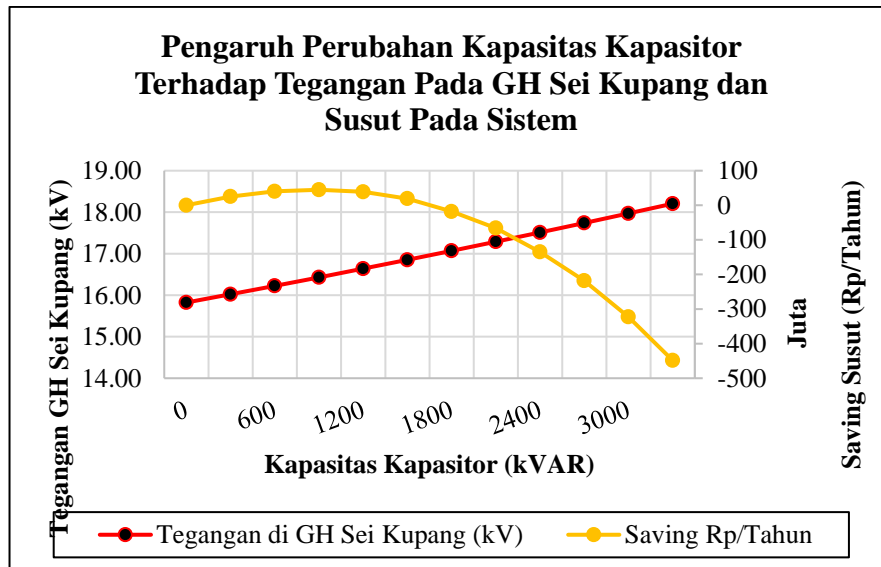
Engagico ke surat No. 1810/4/IT-00.07/FO1030000/2023 perihal Harga Transfer TSA (Transmission Service Agreement), dan PSA (Power Sales Agreement) Tahun 2023 di Sistem Kallimantan dan Direktu Manajemen Pembangkitan PT PLN (Persero)

¹Mengacu ke surat No: 18104/KT.00.01/F0103000/2023 perihal Harga Transfer TSA (Transmission Service Agreement) dan PSA (Power Sales Agreement) Tahun 2023 di Sistem Kalimantan dari Direktur Manajemen Pembangunan PT PLN (Persero)

3.2.2. Perhitungan **Saving Operasi Pemasangan Kapasitor**

Perhitungan susut dari pemasangan kapasitor pada jaringan dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel 11 merupakan hasil perhitungan *saving* susut dari sistem ketika ditambahkan kapasitor. Dari hasil perhitungan dapat dilihat bahwa pemasangan kapasitor dengan kapasitas 1800 kVAR (dengan profil tegangan 17.07 kV) dan seterusnya menyebabkan bertambahnya susut pada sistem sehingga terjadi kerugian Rupiah/Tahun karena pemasangan kapasitor. Sedangkan tegangan pada jaringan baru mencapai batas bawah standar PLN ketika kapasitor yang dipasang mempunyai kapasitas 3300 kVAR dengan profil tegangan sistem sebesar 18.21 kV.



Gambar 22. Grafik Pengaruh Perubahan Kapasitor Terhadap Tegangan Pada GH Sei Kupang dan Susut Pada Sistem (Rp/Tahun)

3.2.4. Biaya Investasi Pemasangan Kapasitor

Biaya dari pemasangan kapasitor dengan variasi kapasitas hingga kapasitas 3300 kVAR dapat dilihat pada Tabel 12.

Tabel 12. Biaya Investasi Pemasangan Kapasitor

Kapasitas Kapasitor (kVAR)	Total Biaya Investasi
300	Rp 98,015,758.12
600	Rp 196,031,516.24
900	Rp 294,047,275.36
1200	Rp 392,063,033.48
1500	Rp 490,078,791.60
1800	Rp 588,094,550.72
2100	Rp 686,110,308.84
2400	Rp 784,126,066.96
2700	Rp 882,141,826.08
3000	Rp 980,157,584.20
3300	Rp 1,078,173,342.32

3.3. Kajian Finansial Tiap Opsi Perbaikan Tegangan

Selain melakukan analisis terkait dampak operasi jaringan 20 kV baru dan pemasangan kapasitor terhadap sistem, analisis secara finansial juga perlu dilakukan untuk melihat apakah suatu proyek layak untuk dilaksanakan. Proyek yang layak dapat diidentifikasi jika tingkat pengembaliannya ($IRR=Internal\ Rate\ of\ Return$) diatas pengembalian yang diharapkan dengan nilai NPV (*Net Present Value*) positif.

Pada program perbaikan tegangan pada penyulang BTL02 ini, saving dari susut merupakan penghematan yang didapatkan ketika proyek dieksekusi. Saving susut disini berarti berkurangnya biaya yang dikeluarkan untuk transaksi energi listrik, yang awalnya harus mengeluarkan biaya lebih banyak, karena terdapat perbaikan pada sistem mengakibatkan berkurangnya biaya yang dikeluarkan untuk transaksi energi listrik saat memenuhi kebutuhan listrik yang sama.

Estimasi biaya didasarkan pada Kontrak Harga Satuan (KHS) PT PLN (Persero) Unit Induk Distribusi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah yang berupa Material Distribusi Utama (MDU), Material non-MDU, dan harga jasa.

Berikut asumsi dasar yang digunakan untuk analisis finansial.

Tabel 13. Asumsi-Asumsi Dasar untuk Kajian Finansial

Komponen	Satuan	Nilai	Sumber
Tingkat Inflasi	%	4	Bank Indonesia
Tingkat Suku Bunga	%	5.75	Bank Indonesia
Tingkat Diskonto (<i>Discount Rate</i>)	%	9.24	Estimasi Penulis
Pajak Penghasilan Badan/ PPH Badan	%	22	UU HPP 2021
PPN	%	11	UU HPP 2021
Harga Rata-Rata Transfer Price UID KSKT	Rp/kWh	694,17	Surat Direktur Manajemen Pembangkitan PT PLN (Persero) Tahun 2023
Masa Operasi	Tahun	25	Asumsi Penulis
IRR (<i>Internal Rate of Return</i>)	%	10	Estimasi Penulis

3.3.1. Kajian Finansial Opsi Perbaikan dengan Jaringan 20 kV Evakuasi Daya GI Tarjun

Total biaya proyek dari opsi perbaikan dengan menggunakan jaringan 20 kV dari GI Tarjun ditunjukkan pada Tabel 14.

Tabel 14. Total Biaya Investasi Opsi Perbaikan dengan Jaringan 20 kV Evakuasi Daya GI Tarjun

URAIAN	KEBUTUHAN ANGGARAN			TOTAL BIAYA (Rp)
	MDU (Rp)	NON MDU (Rp)	JASA (Rp)	
SUTM	1,152,011,718	172,817,754	165,595,567	1,490,425,039
SKTM	742,255,315	156,188,493	137,635,444	1,036,079,252
TERMINASI	-	40,426,200	9,990,000	50,416,200
TOTAL + PPN 11%	1,894,267,033	369,432,447	313,221,010	2,576,920,491

Dengan menggunakan asumsi parameter finansial yang disebutkan sebelumnya, dan asumsi saving susut (kWh/tahun) dari operasi pertahun dianggap flat, didapatkan performa keuangan dari perbaikan menggunakan jaringan 20 kV Evakuasi Daya GI Tarjun sebagai berikut.

Tabel 15. Hasil Kajian Finansial Operasi Jaringan 20 kV Evakuasi Daya GI Tarjun

Komponen	Satuan	Nilai
Internal Rate of Return (IRR)	%	12,55
Net Present Value (NPV) – Arus Kas	Rp	852.833.237
Break Even Point (BEP)	Tahun	9,01

Dari hasil kajian finansial, didapatkan nilai IRR sebesar 12.55%. Nilai ini lebih besar dari target awal yang ingin dicapai pada proyek yaitu 10%. Selain itu nilai *Net Present Value* (NPV) dari cashflow selama estimasi operasi dari Jaringan 20 kV Evakuasi Daya GI Tarjun adalah Rp 852.833.237. Untuk detail dari hasil kajian finansial dapat dilihat pada lampiran.

3.3.2. Kajian Finansial Opsi Perbaikan dengan Pemasangan Kapasitor

Kajian finansial untuk pemasangan kapasitor akan dilakukan pada kapasitas kapasitor yang memiliki saving (Rp/kWh) yang paling besar mengacu kepada 3.2.2. Perhitungan **Saving Operasi Pemasangan Kapasitor**

Perhitungan susut dari pemasangan kapasitor pada jaringan dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel 11. Oleh karena itu dipilih pemasangan kapasitor dengan kapasitas 900 kVAR sebagai acuan untuk kajian finansial ini. Total biaya proyek dari opsi perbaikan dengan menggunakan kapasitor ditunjukkan pada tabel berikut.

Tabel 16. Total Biaya Investasi Opsi Perbaikan dengan Kapasitor

URAIAN	KEBUTUHAN ANGGARAN			TOTAL BIAYA (Rp)
	MDU (Rp)	NON MDU (Rp)	JASA (Rp)	
Kapasitor	8.188.929	234.098.484	22.620.042	264.907.455
PPN 11%	900.782	25.750.833	2.488.204	29.139.820
Kapasitor + PPN 11%	9.089.711	259.849.317	25.108.246	294.047.275

Dengan menggunakan asumsi parameter finansial yang disebutkan sebelumnya, dan asumsi saving susut (kWh/tahun) dari pemasangan kapasitor pertahun dianggap flat, didapatkan performa keuangan dari perbaikan menggunakan kapasitor sebagai berikut.

Tabel 17. Hasil Kajian Finansial Pemasangan Kapasitor

Komponen	Satuan	Nilai
Internal Rate of Return (IRR)	%	0,27

Komponen	Satuan	Nilai
Net Present Value (NPV) – Arus Kas	Rp	-270.616.062
<i>Break Even Point</i> (BEP)	Tahun	24.35

Dari hasil kajian finansial, didapatkan nilai IRR sebesar 0.27%. Nilai ini lebih kecil dari target awal yang ingin dicapai pada proyek yaitu 10%. Selain itu nilai *Net Present Value* (NPV) dari cashflow selama estimasi operasi dari kapasitor bernilai Rp -270.616.061. Untuk detail hasil kajian finansial dapat dilihat pada lampiran.

4. KESIMPULAN DAN SARAN

4.1. Kesimpulan

- Terdapat dua opsi yang dapat dilakukan dalam melakukan perbaikan profil tegangan pada penyulang BTL02. Pertama adalah dengan membangun Jaringan 20 kV Evakuasi Daya dari Gardu Induk Tarjun yang saat ini sedang dibangun ke penyulang PLJ03. Kedua adalah dengan memasang kapasitor di GH Sei Kupang yang merupakan GH terdekat di lokasi yang memiliki tegangan jatuh paling parah
- Perbaikan tegangan dengan opsi Pembangunan jaringan 20 kV dari Gardu Induk Tarjun ke Penyulang PLJ03 dapat menaikkan tegangan pada GH Sei Kupang dari 15,824 kV menjadi 18,845 kV.
- Perbaikan tegangan dengan opsi pemasangan kapasitor dilakukan dengan kapasitor berkapasitas 3300 kVAR dengan perubahan tegangan pada GH Sei Kupang dari 15,824 kV menjadi 18,210 kV
- Saving susut dari perbaikan dengan opsi Pembangunan Jaringan 20 kV dari GI Tarjun ke penyulang PLJ03 sebesar 82.108 kWh/bulan atau 985.300 kWh/tahun setara dengan Rp 683.962.466/tahun
- Saving susut dari opsi perbaikan dengan pemasangan kapasitor berkapasitas 3300 kVAR tidak dapat dicapai dikarenakan kapasitor terlalu besar sehingga menyebabkan bertambahnya susut pada jaringan meskipun standar nilai tegangan PLN dapat dicapai.
- Saving susut dari opsi perbaikan dengan pemasangan kapasitor berkapasitas 900 kVAR sebesar 5.373,16 kWh/bulan atau 64.477,97 kWh/tahun setara dengan Rp 44.758.457,45/tahun. Namun profil tegangan GH hanya dapat mencapai 16,43 kV
- Opsi perbaikan dengan Pembangunan Jaringan 20 kV Evakuasi Daya dari GI Tarjun didapatkan nilai IRR sebesar 12,55% dengan arus kas net selama masa operasi 25 tahun didapatkan sebesar Rp 852.833.237, dan *break-even point* dapat dicapai pada tahun ke-9
- Opsi perbaikan dengan kapasitor berkapasitas 900 kVAR didapatkan nilai IRR sebesar 0,27% dengan arus kas net selama masa operasi 25 tahun didapatkan sebesar Rp -270.616.062, dan *break-even point* dapat dicapai pada tahun ke-24

4.2. Saran

- Perbaikan dengan opsi Pembangunan Jaringan 20 kV Evakuasi Daya GI Tarjun merupakan opsi perbaikan yang bagus untuk dilakukan dengan indikator mutu tegangan yang sesuai standar PLN dapat dicapai, dengan nilai profil tegangan pada GH Sei Kupang yaitu 18,845

kV, dan secara kajian finansial IRR dari pekerjaan didapatkan 12,55% dengan nilai NPV yang positif.

- b. Perbaikan dengan opsi kapasitor tidak disarankan untuk dilakukan dengan lokasi pemasangan di GH Sei Kupang karena untuk indikator mutu tegangan dengan tidak ada penambahan susut pada sistem dan kajian finansial tidak dapat dipenuhi.
- c. Apabila terdapat beberapa opsi perbaikan tegangan jaringan yang salah satunya terdapat pembangunan jaringan tegangan menengah baru dari sumber listrik terdekat, disarankan untuk mengutamakan opsi perbaikan tersebut

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada keluarga besar PT PLN (Persero) UP3 Kotabaru, ULP Batulicin dan ULP Satui, atas dukungan dan bantuan selama penelitian ini dibuat. Tulisan ini dibuat dengan harapan untuk dapat memberikan manfaat kepada rekan-rekan semuanya dan dapat menjadi referensi bagi semua unit kerja PT PLN (Persero) yang ada di Indonesia. Penulis menyadari bahwa banyak kekurangan dalam tulisan ini. Oleh karena itu kritik dan saran dari pembaca sangat kami harapkan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Kelompok Kerja Standar Distribusi Jaringan Distribusi Tenaga Listrik, Kriteria Disain Enjiniring Konstruksi Jaringan Tenaga Listrik, PT PLN (Persero), Jakarta, 2010
- [2] Kelompok Kerja Standar Distribusi Jaringan Distribusi Tenaga Listrik, Standar Konstruksi Sambungan Tenaga Listrik, PT PLN (Persero), Jakarta, 2010
- [3] Kelompok Kerja Standar Distribusi Jaringan Distribusi Tenaga Listrik, Standar Konstruksi Gardu Distribusi dan Gardu Hubung Tenaga Listrik, PT PLN (Persero), Jakarta, 2010
- [4] Kelompok Kerja Standar Distribusi Jaringan Distribusi Tenaga Listrik, Standar Konstruksi Jaringan Tegangan Menengah Tenaga Listrik, PT PLN (Persero), Jakarta, 2010
- [5] S. Mokred, Q. Lijun, G. Kamara and T. Khan, "Comparison of the Effect of Series and Shunt Capacitor Application in 25kV Radial Power Distribution Network," 2020 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia), Weihai, China, 2020
- [6] C. W. Brice, "Voltage-drop calculations and power-flow studies for rural electric distribution lines, 34th Annual Conference on Rural Electric Power, Orlando, FL, USA, 1990
- [7] K. C. C. Laconico and R. A. Aguirre, Optimal Load Balancing and Capacitor Sizing and Siting of an Unbalanced Radial Distribution Network, 2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia), Bangkok, Thailand, 2019
- [8] Bayliss, C., and Hardy, B., *Transmission and Distribution Electrical Engineering* (4th ed.), Elsevier, Oxford, UK, 2012
- [9] Grainger, John J. and Stevenson, William D., *Power System Analysis*, McGraw-Hill, Inc, Singapore, 1994
- [10] N. Wight, S. Alahakoon and P. Pledger, *Voltage drop and unbalance compensation in long distance medium voltage distribution lines a feasibility study*, 2015 IEEE 10th International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS), Peradeniya, Sri Lanka, 2015
- [11] A. Aksoy, M. Çelebi and F. M. Nuroğlu, Technical and Economical Analysis of Medium Voltage Distribution Grid of Erzurum on Overload Condition, 2019 11th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO), Bursa, Turkey, 2019
- [12] A. Osama, H. H. Zeineldin, E. -F. Tarek H.M. and E. F. El-Saadany, Optimal Placement and Sizing of Capacitor Banks in Radial Distribution Systems Using the Whale Optimization Algorithm, 2023 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies - Middle East (ISGT Middle East), Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2023
- [13] K. Özen et al., Implementation of 1 kV on LV feeders: A smart alternative to MV line investments to solve voltage drop problems at LV systems, 2017 5th International Istanbul Smart Grid and Cities

Congress and Fair (ICSG), Istanbul, Turkey, 2017

- [14] S. Saini, M. P. Sharma, B. Vyas and M. Gupta, "A case study for loss reduction in distribution networks using shunt capacitors," 2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES), Delhi, India, 2016
- [15] P. V. Babu and S. P. Singh, "Capacitor allocation in radial distribution system for maximal energy savings," 2016 National Power Systems Conference (NPSC), Bhubaneswar, India, 2016

LAMPIRAN A: Model Perhitungan Finansial Pembangunan Jaringan 20 kV Evakuasi Daya
GI Tarjun

Project Name	Pembangunan Express Feeder Untuk Perbaikan Tegangan Ujung BTL02	Input
		Result

Assumption			Financial Performance	
Items	Unit	Value		
Inflation Rate	%	4.0	IRR on Equity	12.55%
Interest Rate	%	5.75	DSCR	N/A
Discount Rate	%	9.24	Payback Period	9.01
VAT	%	11	NPV	852,833,237
D/E Ratio		0.00		
Repayment Period	years	10		
Corporate Tax	%	22		
Depreciation (Sampai Tahun ke-10)	%	10		
Transfer Price LWBP UID KSKT	Rp/kWh	595.00		
Transfer Price WBP UID KSKT	Rp/kWh	1190		
Harga rata-rata transfer price Rp/kWh UID KSKT	Rp/kWh	694.17		
O&M Cost	%	3.00		

Saving kWh Loss	
Year	kWh
0	-
1	985,300
2	985,300
3	985,300
4	985,300
5	985,300
6	985,300
7	985,300
8	985,300
9	985,300
10	985,300
11	985,300
12	985,300
13	985,300
14	985,300
15	985,300
16	985,300
17	985,300
18	985,300
19	985,300
20	985,300
21	985,300
22	985,300
23	985,300
24	985,300
25	985,300

Financial Calculation																		
Year	Saving Rp/kWh	O&M Cost	EBITDA	Depreciation	Interest	Debt Repayment	Principal	Debt Balance	EBT	Tax	Net Income	FCFF	FCFE	Inflation Factor	Discount Rate	DSCR	Cumulative Cashflow	Payback Period
0																		
1	683,962,466	54,292,784	629,669,681	115,201,172	-	-	-	-	514,468,509	113,183,072	401,285,437	286,084,265	286,084,265	1.00	1.09	N/A	-2,576,920,388	2,576,920,388
2	683,962,466	54,292,784	629,669,681	115,201,172	-	-	-	-	514,468,509	113,183,072	401,285,437	286,084,265	286,084,265	1.04	1.19	N/A	-2,290,836,123	261,885,999
3	683,962,466	54,292,784	629,669,681	115,201,172	-	-	-	-	514,468,509	113,183,072	401,285,437	286,084,265	286,084,265	1.08	1.30	N/A	-2,004,751,857	239,734,529
4	683,962,466	54,292,784	629,669,681	115,201,172	-	-	-	-	514,468,509	113,183,072	401,285,437	286,084,265	286,084,265	1.12	1.42	N/A	-1,718,667,592	219,456,727
5	683,962,466	54,292,784	629,669,681	115,201,172	-	-	-	-	514,468,509	113,183,072	401,285,437	286,084,265	286,084,265	1.17	1.56	N/A	-1,432,583,327	200,894,111
6	683,962,466	54,292,784	629,669,681	115,201,172	-	-	-	-	514,468,509	113,183,072	401,285,437	286,084,265	286,084,265	1.22	1.70	N/A	-1,146,499,061	183,901,603
7	683,962,466	54,292,784	629,669,681	115,201,172	-	-	-	-	514,468,509	113,183,072	401,285,437	286,084,265	286,084,265	1.27	1.86	N/A	-860,414,796	168,346,396
8	683,962,466	54,292,784	629,669,681	115,201,172	-	-	-	-	514,468,509	113,183,072	401,285,437	286,084,265	286,084,265	1.32	2.03	N/A	-574,330,531	154,106,917
9	683,962,466	54,292,784	629,669,681	115,201,172	-	-	-	-	514,468,509	113,183,072	401,285,437	286,084,265	286,084,265	1.37	2.22	N/A	-288,246,265	141,071,876
10	683,962,466	54,292,784	629,669,681	115,201,172	-	-	-	-	514,468,509	113,183,072	401,285,437	286,084,265	286,084,265	1.42	2.42	N/A	2,162,000	129,139,395
11	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	1.48	2.64		283,922,266	118,216,217
12	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	1.54	2.89		775,064,617	100,077,613
13	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	1.60	3.15		1,266,206,968	83,863,610
14	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	1.67	3.45		1,757,349,319	76,770,057
15	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	1.73	3.76		2,248,491,671	70,276,508
16	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	1.80	4.11		2,739,634,022	64,332,212
17	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	1.87	4.49		3,230,776,373	58,890,710
18	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	1.95	4.91		3,721,918,724	53,909,474
19	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	2.03	5.36		4,213,061,075	
20	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	2.11	5.86		4,704,203,427	
21	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	2.19	6.40		5,195,345,778	
22	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	2.28	6.99		5,686,488,129	
23	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	2.37	7.63		6,177,630,480	
24	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	2.46	8.34		6,668,772,832	
25	683,962,466	54,292,784	629,669,681		-	-	-	-	629,669,681	138,527,330	491,142,351	491,142,351	491,142,351	2.56	9.11		7,159,915,183	
												12.55%	12.55%			N/A	7,651,057,534	9.01
																	852,833,237	

LAMPIRAN B: Model Perhitungan Finansial Pemasangan Kapasitor Pada Jaringan TM Kapasitas 900 kVAR

Project Name	Pembangunan Kapasitor Untuk Perbaikan Tegangan Ujung BTL02	Input
		Result

Assumption		
Items	Unit	Value
Inflation Rate	%	4.0
Interest Rate	%	5.75
Discount Rate	%	9.24
VAT	%	11
D/E Ratio		0.00
Repayment Period	years	10
Corporate Tax	%	22
Depreciation (Sampai Tahun ke-10)		10
Transfer Price LWBP UID KSKT	Rp/kWh	595.00
Transfer Price WBP UID KSKT	Rp/kWh	1190
Harga rata-rata transfer price Rp/kWh UID KSKT	Rp/kWh	694.17
O&M Cost	%	3.00

Financial Performance	
IRR on Equity	0.27%
DSCR	N/A
Payback Period	24.35
NPV	-270,616,062

Saving kWh Loss	
Year	kWh
0	-
1	64,478
2	64,478
3	64,478
4	64,478
5	64,478
6	64,478
7	64,478
8	64,478
9	64,478
10	64,478
11	64,478
12	64,478
13	64,478
14	64,478
15	64,478
16	64,478
17	64,478
18	64,478
19	64,478
20	64,478
21	64,478
22	64,478
23	64,478
24	64,478
25	64,478

Financial Calculation																			
Year	Saving Rp/kWh	O&M Cost	EBITDA	Depreciation	Interest	Debt Repayment	Principal	Debt Balance	EBT	Tax	Net Income	FCFF	FCFE	Inflation Factor	Discount Rate	DSCR	Cumulative Cashflow	Payback Period	NPV
0												- 294,047,275	- 294,047,275		1.00		- 294,047,275		- 294,047,275
1	44,758,457	8,821,418	35,937,039	21,818,893	-	-	-	-	14,118,146	3,105,992	11,012,154	- 10,806,739	- 10,806,739	1.00	1.09	N/A	- 304,854,014	n/m	- 9,892,657
2	44,758,457	8,821,418	35,937,039	21,818,893	-	-	-	-	14,118,146	3,105,992	11,012,154	- 10,806,739	- 10,806,739	1.04	1.19	N/A	- 315,660,753	n/m	- 9,055,893
3	44,758,457	8,821,418	35,937,039	21,818,893	-	-	-	-	14,118,146	3,105,992	11,012,154	- 10,806,739	- 10,806,739	1.08	1.30	N/A	- 326,467,492	n/m	- 8,289,906
4	44,758,457	8,821,418	35,937,039	21,818,893	-	-	-	-	14,118,146	3,105,992	11,012,154	- 10,806,739	- 10,806,739	1.12	1.42	N/A	- 337,274,231	n/m	- 7,588,709
5	44,758,457	8,821,418	35,937,039	21,818,893	-	-	-	-	14,118,146	3,105,992	11,012,154	- 10,806,739	- 10,806,739	1.17	1.56	N/A	- 348,080,969	n/m	- 6,946,822
6	44,758,457	8,821,418	35,937,039	21,818,893	-	-	-	-	14,118,146	3,105,992	11,012,154	- 10,806,739	- 10,806,739	1.22	1.70	N/A	- 358,887,708	n/m	- 6,359,230
7	44,758,457	8,821,418	35,937,039	21,818,893	-	-	-	-	14,118,146	3,105,992	11,012,154	- 10,806,739	- 10,806,739	1.27	1.86	N/A	- 369,694,447	n/m	- 5,821,338
8	44,758,457	8,821,418	35,937,039	21,818,893	-	-	-	-	14,118,146	3,105,992	11,012,154	- 10,806,739	- 10,806,739	1.32	2.03	N/A	- 380,501,186	n/m	- 5,328,944
9	44,758,457	8,821,418	35,937,039	21,818,893	-	-	-	-	14,118,146	3,105,992	11,012,154	- 10,806,739	- 10,806,739	1.37	2.22	N/A	- 391,307,924	n/m	- 4,878,198
10	44,758,457	8,821,418	35,937,039	21,818,893	-	-	-	-	14,118,146	3,105,992	11,012,154	- 10,806,739	- 10,806,739	1.42	2.42	N/A	- 402,114,663	n/m	- 4,465,579
11	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	1.48	2.64	-	- 374,083,773	n/m	10,603,233
12	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	1.54	2.89	-	- 346,052,882	n/m	9,706,365
13	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	1.60	3.15	-	- 318,021,992	n/m	8,885,358
14	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	1.67	3.45	-	- 289,991,101	n/m	8,133,795
15	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	1.73	3.76	-	- 261,960,210	n/m	7,445,803
16	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	1.80	4.11	-	- 233,929,320	n/m	6,816,004
17	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	1.87	4.49	-	- 205,898,429	n/m	6,239,476
18	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	1.95	4.91	-	- 177,867,539	n/m	5,711,714
19	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	2.03	5.36	-	- 149,836,648	n/m	5,228,592
20	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	2.11	5.86	-	- 121,805,758	n/m	4,786,335
21	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	2.19	6.40	-	- 93,774,867	n/m	4,381,485
22	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	2.28	6.99	-	- 65,743,976	n/m	4,010,880
23	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	2.37	7.63	-	- 37,713,086	n/m	3,671,622
24	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	2.46	8.34	-	- 9,682,195	n/m	3,361,060
25	44,758,457	8,821,418	35,937,039		-	-	-	-	35,937,039	7,906,149	28,030,891	28,030,891	28,030,891	2.56	9.11	-	- 18,348,695	0.35	3,076,767
												0.27%	0.27%			N/A		24.35	- 270,616,062


LAMPIRAN C: Rencana Anggaran Biaya Pemasangan Kapasitor 900 kVAR

RENCANA ANGGARAN BIAYA

PEKERJAAN : Pekerjaan Pemasangan Jaringan Untuk Melayani Pasang Baru Evakuasi GI Tarjun Jalur Mandala 1 Feeder
FUNGSI : Peningkatan Keandalan 2023
LOKASI : Batulicin

NO.	URAIAN	SAT	LOK	JML	HARGA SATUAN	KEBUTUHAN ANGGARAN			JUMLAH KEBUTUHAN ANGGARAN	
			1			Rp	MDU	NON MDU		JASA
							Rp	Rp		Rp
A	SALURAN UDARA TEGANGAN MENENGAH (SUTM)									
I	MATERIAL DISTRIBUSI UTAMA (MDU)									
1	Konduktor AAACS ; 70mm²	Mtr	189	189	10,261	1,939,329	-	-	1,939,329	
2	LA 24 kV; 10kA; Polimer SIR	Set	9	9	694,400	6,249,600	-	-	6,249,600	
	JUMLAH I					8,188,929	-	-	8,188,929	
II	NON MATERIAL DISTRIBUSI UTAMA (NON MDU)									
1	Besi UNP 8 (P 2200 mm x F 45 mm x T 5 mm) ; (Hotdip Galvanis Min 70 Micron)	Btg	6	6	626,460	-	3,758,760	-	3,758,760	
2	Clamp Beugel 5,0" (L 48 mm x T 5 mm) ; Tanpa Bolt ; (Hotdip Galvanis Min 70 Micron)	Bh	3	3	50,235	-	150,705	-	150,705	
3	Arm Tie Besi L (P 1200 mm x L 70 mm x t 70 mm x T 7 mm) ; (Hotdip Galvanis Min 70 Micron)	Btg	6	6	321,149	-	1,926,894	-	1,926,894	
4	CCO 8T8 (70/150 sqmm - 70/150 sqmm)	Bh	9	9	33,239	-	299,151	-	299,151	
5	SKAT 8 (150 sqmm) ; L1	Bh	45	45	93,917	-	4,226,265	-	4,226,265	
6	Material Arde 5,5 Mtr ; LA + SKTM ; Tipe Ground Rod (Lapis Tembaga 5/8") ; Non Steeles Steel Strip + Yorke	Set	3	3	1,098,376	-	3,295,128	-	3,295,128	
7	Disconnecting Switch 24 kV ; 630 A (Manual) / (Outdoor) / (1 Phase)	Set	3	3	3,480,527	-	10,441,581	-	10,441,581	
8	Capasitor Bank; 3x100kVAR	set	3	3	70,000,000	-	210,000,000	-	210,000,000	
0										
0										
0										
0										
0										
	JUMLAH II					-	234,098,484	-	234,098,484	
III	JASA									
1	Pemasangan Capasitor Bank	Set	3	3	5,218,000	-	-	15,654,000	15,654,000	
2	Pemasangan DS Manual Lkp	Set	3	3	807,089	-	-	2,421,267	2,421,267	
3	Penarikan AAACS 70 mm²	Gwg	3.78	4	284,712	-	-	1,076,211	1,076,211	
4	Pemasangan Pentanahan Arde Dengan Ground Rod 5.5-6 m	Set	3	3	208,596	-	-	625,788	625,788	
5	Pengepresan	Bh	54	54	52,644	-	-	2,842,776	2,842,776	
0										
0										
0										
0										
0										
	JUMLAH III					-	-	22,620,042	22,620,042	
	JUMLAH I + II + III					8,188,929	234,098,484	22,620,042	264,907,455	
	PPN 11%					900,782	25,750,833	2,488,204	29,139,820	
	TOTAL					9,089,711	259,849,317	25,108,246	294,047,275	

LAMPIRAN D: Harga Transfer TSA dan PSA Tahun 2023 di Sistem Kalimantan



Nomor : 18104/KIT.00.01/F01030000/2023

Lampiran : 1 Set

Sifat : Segera

Hal : Harga Transfer TSA, dan PSA Tahun 2023 di Sistem Kalimantan

31 Maret 2023

Kepada

Yth. 1. GENERAL MANAGER UIP3B KALIMANTAN

2. PLT GENERAL MANAGER UID KALBAR

3. GENERAL MANAGER UID KALSELTENG

4. GENERAL MANAGER UID KALTIMRA

Sehubungan dengan kebutuhan perhitungan transaksi tenaga listrik untuk pengukuran kinerja unit dan mengacu kepada RKAP PLN 2023, dengan ini ditetapkan Harga Transfer tahun 2023 Sistem Kalimantan sebagai berikut:

1. Penetapan Harga Transfer Tahun 2023:

a. Harga Transfer Penggunaan dan Pelayanan Sistem Transmisi (*Transmission Service Agreement/TSA*) untuk P3B Kalimantan sebagai berikut:

TSA pada Sistem	Harga TSA (Rp/kVA ^{Available} -tahun)
Kalbar / Khatulistiwa	328.701
Kalseltengtimra / Interkoneksi	268.170

b. Harga Dasar Transfer Penjualan Tenaga Listrik (*Power Sales Agreement/PSA*) ke Unit Induk Wilayah sebagai berikut:

Wilayah		Kalbar	Kalseltengtimra
Harga Kapasitas (Rp/kW.bln)	HK	389.679	466.433
	HE _{LWBP}	895	595
Harga Energi (Rp/kWh)	HE _{WER}	1.791	1.190

2. Pedoman berkaitan dengan poin 1 adalah:

- Untuk harga PSA diberlakukan Penyesuaian Harga Transfer setiap bulan dengan formula dan penjelasan sesuai Lampiran 1
- Rangkuman Transfer Price Sistem Kalimantan Tahun 2023 sebagaimana Lampiran 2
- Mekanisme Transaksi yang diterapkan pada Sistem Kalimantan sebagaimana Lampiran 3

Demikian disampaikan, atas perhatian dan kerjasamanya diucapkan terima kasih.

Jl. Trunojoyo Blok M/135 Kebayoran Baru Jakarta 12160
T (021) 7261875, 7261122, 7262234, 7251234, 7250550
F (021) 7221330, 7397150 W www.pln.co.id

1 dari 2



DIREKTUR
MANAJEMEN PEMBANGKITAN,



ADI LUMAKSO

Tembusan:

1. DIR KEU PLN
2. DIR TRANS PLN
3. DIR DIST PLN
4. EVP PKK PLN
5. EVP PFM PLN
6. EVP AKT PLN
7. EVP ANG PLN

SALINAN

LAMPIRAN E: BIODATA PENULIS

Nama : Afrias Evindra
Tempat, Tanggal Lahir : Batusangkar, 6 April 1997
NIP/Nomor Test : 2301/RBBPLN/S1-ELE/00032
(OJT) Officer Perencanaan dan
Jabatan Saat Ini : Evaluasi Sistem Distribusi
Unit Kerja : PT PLN (Persero) UID Kalselteng,
PT PLN (Persero) UP3 Kotabaru
E-mail : *afriase@gmail.com*
Pendidikan Terakhir : S1 Teknik Tenaga Listrik
Institut Teknologi Bandung



Nama : Abdul Azis
Tempat, Tanggal Lahir : Tarakan, 16 April 1993
NIP : 93163708ZY
Jabatan Saat Ini : Team Leader Perencanaan Sistem
Unit Kerja : PT PLN (Persero) UID Kalselteng,
PT PLN (Persero) UP3 Kotabaru
E-mail : *abdul1111azis@gmail.com*
Pendidikan Terakhir : S1 Teknik Elektro
Universitas Brawijaya



Nama : Aris Aprianto
Tempat, Tanggal Lahir : Surabaya, 13 April 1990
NIP : 9012489ZY
Jabatan Saat Ini : Assistant Manager Perencanaan
Unit Kerja : PT PLN (Persero) UID Kalselteng,
PT PLN (Persero) UP3 Kotabaru
E-mail : *aris.aprianto1304@gmail.com*
Pendidikan Terakhir : D4 Teknik Elektro Industri
Politeknik Elektro Surabaya

