

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Deskripsi Data

Data teknis yang digunakan pada penelitian ini bersumber dari dokumen *Single Line Diagram* (SLD) hasil inspeksi Jaringan Tegangan Rendah (JTR) Penyulang Samson yang diperoleh dari PLN UP3 Cengkareng, dengan titik asal penyulang dari Gardu Induk Duri Kosambi dan nomor identifikasi jaringan KMS 7394. Inspeksi lapangan pada jaringan tersebut dilaksanakan oleh petugas PLN, yaitu Puji dan Kamal, dengan tujuan untuk mendokumentasikan kondisi eksisting jaringan distribusi tegangan rendah yang disuplai oleh Gardu Distribusi TG62H. Dokumen SLD memuat informasi mengenai konfigurasi jaringan, percabangan saluran, panjang penghantar antar tiang, kondisi fisik jaringan, posisi titik pengukuran tegangan ujung, serta berbagai temuan lapangan yang digunakan sebagai dasar dalam pelaksanaan analisis jatuh tegangan dan rugi daya pada penelitian ini. Seluruh data yang digunakan merupakan data aktual hasil inspeksi lapangan sehingga dapat menggambarkan kondisi jaringan yang sebenarnya.

Sebagaimana telah dijelaskan pada sub-bab 1.5 mengenai ruang lingkup penelitian, objek yang menjadi fokus analisis pada penelitian ini dibatasi hanya pada Gardu Distribusi TG62H beserta jaringan tegangan rendah yang disuplainya. Seluruh proses analisis, mulai dari identifikasi konfigurasi jaringan, penentuan titik pengukuran, perhitungan jatuh tegangan, perhitungan rugi daya, hingga evaluasi hasil, dilakukan berdasarkan data yang berasal dari jaringan Gardu TG62H. Informasi yang terdapat pada SLD digunakan untuk mengidentifikasi kondisi teknis jaringan, seperti panjang penghantar, percabangan saluran, posisi beban, kondisi sambungan penghantar, serta lokasi titik pengukuran tegangan ujung yang menjadi dasar dalam proses analisis. Dengan pembatasan tersebut, hasil penelitian diharapkan mampu memberikan gambaran mengenai kondisi aktual jaringan tegangan rendah Gardu TG62H serta menjadi dasar dalam penyusunan rekomendasi teknis untuk meningkatkan kualitas tegangan dan mengurangi rugi daya pada jaringan distribusi tersebut.



PT PLN (Persero)
Distribusi Jakarta Raya
UP3 Cengkareng

LAPORAN PENGUKURAN BEBAN TRAF0

Gardu	TG62H	Jenis Gardu	BETON	Petugas	FIKRI/IMAN
Penyulang	SAMSON	Jenis Pelayanan	UMUM	Jam-Tgl Pengukuran	21:45:00 15/04/2026
GI	DAAN MOGOT	Alamat	JL. KARYA UTAMA PEDONGKELAN BELAKANG (PASAR DANGDUT) KAPUK CENGKARENG JAKARTA BARAT	Waktu Pengukuran	MALAM

Data Transformator

Merk TRAFINDO
Nomor 1313008532
Daya (kVA) 630
Elastimold

Nomor 2

Data Rak TR

Merk SOCOMEC
Kapasitas 1250
Jumlah Jurusan 6
Keterangan
Jurusan yang Aktif 5

Pengukuran Teg. di Rak TR (Volt)					
R-N	S-N	T-N	R-S	R-T	S-T
237	235	234	404	407	406
Pengukuran Arus Total					
R	S	T	R		% Daya Total
433	491	506	196		53

Jur.	Opstig Kabel		Beban dan Fuse Terpasang												Teg Ujung			Ketidak seimbangan(%)	Keterangan		
	Tipe	Penampang mm2	R			S			T			N			R-N Volt	S-N Volt	T-N Volt				
			Beban	Cos	Fuse	Beban	Cos	Fuse	Beban	Cos	Fuse	Beban	Cos	Fuse							
A	CU	4 x 95	98	0.965	250	133	0.956	250	164	0.955	250	73			211	210	209	40.24	-		
B	CU	4 x 95	28	0.98	250	13	0.981	250	6	0.989	250	12			214	216	217	78.57	SEIMBANGKAN BEBAN		
C	CU	4 x 95	223	0.951	315	230	0.956	315	206	0.953	315	56			209	211	210	10.43	TURUNKAN BEBAN R.S.T		
D	-	-	0	0		0	0		0	0		0			0	0	0	0	-		
E	CU	4 x 95	6	0.982	160	10	0.985	160	28	0.979	160	10			215	214	213	78.57	SEIMBANGKAN BEBAN		
F	CU	4 x 95	78	0.963	250	105	0.96	250	102	0.966	250	45			212	210	211	25.71	-		
Jumlah Beban per Fasa Trafo (A)			433			491			506			196			Jumlah Beban Fasa Max Trafo			506(A)		56.38(%)	
Jumlah Beban per Fasa Trafo (%)			48.87			54.95			56.38			20.53			Kondisi Beban Fasa Trafo Terbesar : PEMBEBANAN RENDAH						
Keseimbangan Fasa Trafo (%)			11.46			2.96			14.43			Kondisi Beban Trafo : PEMBEBANAN RENDAH									
Daya Trafo (kVA)			336.52			Presentase Daya Trafo (%) 53.42														Rekomendasi Trafo : MASIH LAYAK DIGUNAKAN	

Catatan :

Mengetahui

Diperiksa

10 Jul 2026
Petugas Pengukur

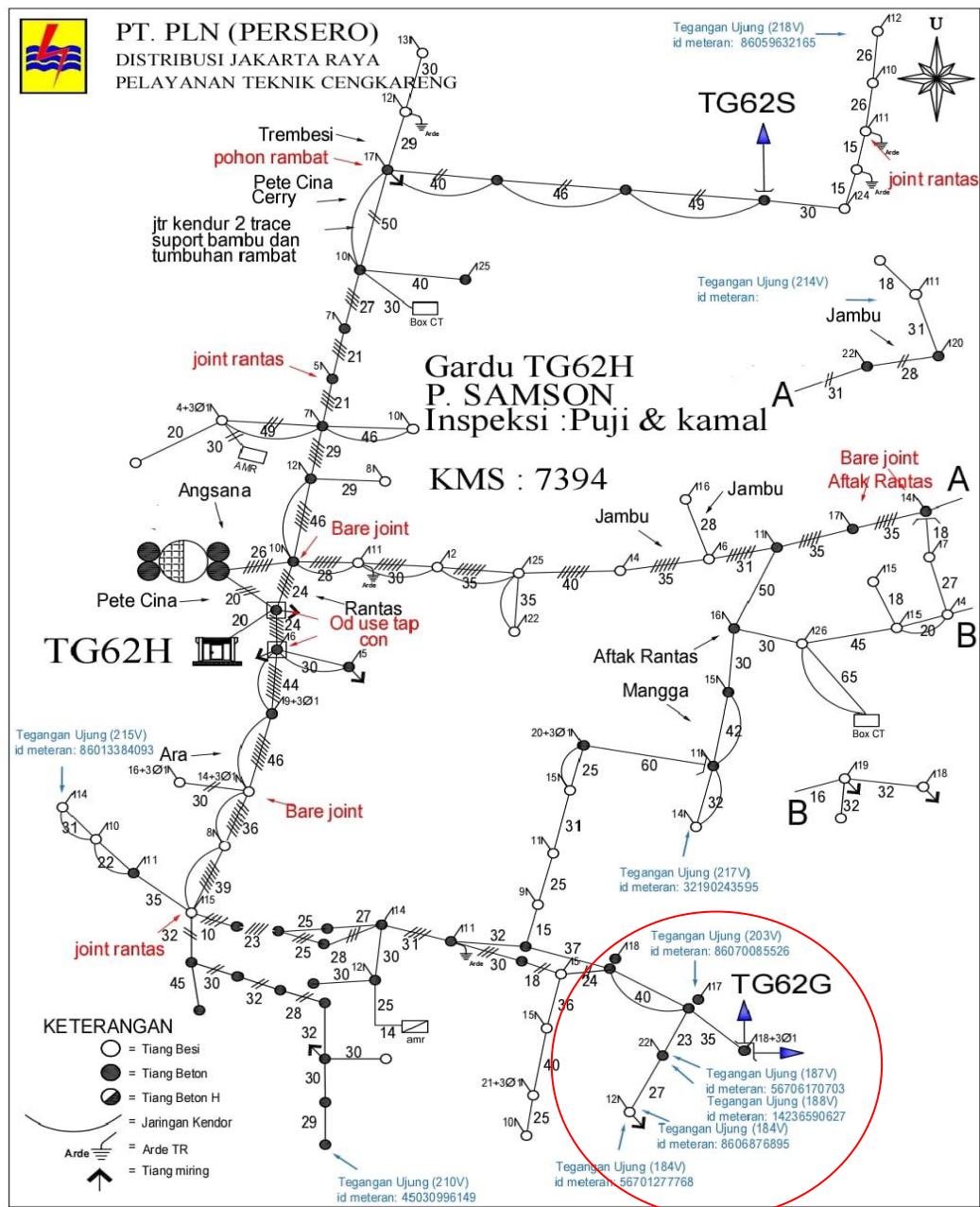
TRI EFENDI

SUPRIYANTO

FIKRI/IMAN

Gambar 4. 1 Hasil Pengukuran beban pada gardu TG62H

Pengukuran beban pada penelitian ini dilakukan pada saat kondisi beban puncak agar kondisi jaringan dapat diamati ketika menerima pembebanan maksimum. Berdasarkan hasil pengukuran yang ditunjukkan pada gambar, terlihat bahwa beban pada setiap jurusan tidak terdistribusi secara merata sehingga arus yang mengalir pada masing-masing jurusan berbeda. Perbedaan besarnya arus tersebut menjadi salah satu faktor yang memengaruhi besarnya jatuh tegangan pada jaringan. Semakin besar arus yang mengalir pada penghantar, maka semakin besar pula jatuh tegangan dan rugi daya yang terjadi akibat adanya hambatan penghantar. Oleh karena itu, hasil pengukuran beban pada kondisi beban puncak digunakan sebagai dasar dalam menganalisis pengaruh pembebanan terhadap jatuh tegangan dan rugi daya pada jaringan tegangan rendah Gardu Distribusi TG62H, sehingga kondisi aktual jaringan dapat dievaluasi dengan lebih akurat.



Gambar 4.2 SLD Asli Gardu TG62H Penyulang Samson (Sumber: PLN UP3 Cengkareng)

Gambar 4.2 menunjukkan *Single Line Diagram* (SLD) yang diperoleh dari PLN UP3 Cengkareng. SLD tersebut digunakan sebagai dasar analisis jaringan tegangan rendah Gardu Distribusi TG62H. Seluruh pembahasan pada bab ini difokuskan pada jaringan yang disuplai oleh Gardu TG62H.

4.2 Spesifikasi Teknis Jaringan Tegangan Rendah Gardu TG62H

Spesifikasi teknis jaringan tegangan rendah Gardu TG62H diperoleh dari hasil rekapitulasi data inspeksi lapangan (Excel Realisasi Inspeksi JTR Penyulang Samson). Data tersebut mencakup jumlah dan jenis tiang penyangga, jumlah gawang (*span*) saluran, panjang total jaringan, jenis dan luas penampang penghantar, serta kondisi fisik jaringan hasil temuan lapangan. Rekapitulasi spesifikasi teknis disajikan pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Spesifikasi Teknis Jaringan Tegangan Rendah Gardu TG62H
(Sumber: Hasil olah data inspeksi lapangan PLN UP3 Cengkareng)

Parameter	Keterangan / Nilai
Lokasi Gardu Induk	Duri Kosambi
Penyulang	Samson (KMS 7394)
Gardu Distribusi (objek penelitian)	TG62H (Portal Beton 9R)
Tegangan Nominal Sisi Sekunder	220/380 Volt, 50 Hz
Jenis Penghantar JTR	Kabel pilin (twisted cable) NFA2X, alumunium
Konfigurasi Penampang Penghantar	3 x 70 mm ² + N (3 fasa + netral)
Jumlah Tiang Penyangga	100 batang (47 tiang besi, 49 tiang beton, sisanya box CT/AMR)
Jumlah Gawang (<i>span</i>) Saluran	101 gawang
Panjang Total Jaringan JTR	± 3.105 meter (3,1 km)
Rata-rata Panjang Gawang	± 30,7 meter/gawang
Konfigurasi Jaringan	Radial dengan beberapa percabangan (jurusan)
Jumlah Jurusan Aktif	232 jurusan/sambungan aktif

Selain data spesifikasi umum, hasil inspeksi lapangan juga mencatat kondisi fisik komponen jaringan yang menjadi indikasi awal terhadap potensi terjadinya jatuh tegangan dan rugi daya. Rekapitulasi kondisi tiang dan penghantar disajikan pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Rekapitulasi Temuan Kondisi Fisik Jaringan Gardu TG62H (Sumber: Hasil inspeksi lapangan PLN UP3 Cengkareng)

Temuan Kondisi Jaringan	Jumlah	Keterangan
Kondisi Tiang - Baik	97 titik	-
Kondisi Tiang - Miring	9 titik	Perlu diluruskan/ditegakkan kembali
Kondisi Penghantar - Baik	81 gawang	-
Kondisi Penghantar - Kendor (jaringan kendur)	25 gawang	Berpotensi menambah rugi-rugi mekanis dan risiko gangguan
Titik Bare Joint (sambungan terkelupas)	3 titik	Menambah resistansi sambungan
Titik Joint Rantas (sambungan hampir putus)	4 titik	Berisiko menimbulkan titik panas (<i>hot-spot</i>) dan pemutusan
Titik Aftak Rantas	1 titik	Sambungan percabangan hampir putus
Kondisi Arde Tidak Baik	5 titik	Sistem pentanahan tidak optimal
Gangguan Vegetasi (pohon rambat)	1 titik	Kontak pohon dengan penghantar JTR

Temuan-temuan pada Tabel 4.2, khususnya kondisi penghantar kendur, *bare joint*, dan *joint* rantas, merupakan indikasi teknis yang relevan untuk menjelaskan penyebab jatuh tegangan dan rugi daya yang akan dianalisis lebih lanjut pada sub-bab pembahasan.

4.3 Perhitungan Resistansi dan Reaktansi Penghantar

Perhitungan resistansi penghantar dilakukan menggunakan persamaan (3.1) berdasarkan data hasil inspeksi lapangan, yaitu panjang total jaringan JTR Gardu TG62H sepanjang 3.105 meter dengan luas penampang penghantar 70 mm² (aluminium, $\rho = 2,82 \times 10^{-8} \Omega m$), sebagaimana tercantum pada Tabel 4.1.

$$R = \rho \times \left(\frac{L}{A} \right)$$

$$R = (2,82 \times 10^{-8} \Omega m) \times \left(\frac{3.105 m}{70 \times 10^{-6} m^2} \right)$$

$$R = 1,2509 \Omega$$

Nilai reaktansi induktif penghantar tidak diperoleh dari hasil pengukuran langsung di lapangan, sehingga digunakan nilai tipikal reaktansi kabel pilin jenis NFA2X sebesar 0,08 Ω/km yang umum digunakan pada studi jaringan tegangan rendah PLN. Dengan panjang saluran 3,105 km, maka reaktansi total saluran adalah:

$$X = 0,08 \Omega/km \times 3,105 km = 0,2484 \Omega$$

Nilai resistansi ($R = 1,2509 \Omega$) dan reaktansi ($X = 0,2484 \Omega$) tersebut selanjutnya digunakan sebagai dasar perhitungan jatuh tegangan dan rugi daya secara analitis pada sub-bab berikut.

4.4 Perhitungan Jatuh Tegangan, Estimasi Arus Beban, Rugi Daya, dan Efisiensi Penyaluran pada Seluruh Titik Pengukuran

Perhitungan berikut dilakukan pada seluruh titik pengukuran sebagaimana disajikan pada Tabel 4.3, dengan menggunakan pendekatan yang sama seperti pada persamaan (3.2) dan (3.3) untuk menghitung jatuh tegangan, menggunakan persamaan (3.4) dan (3.5) untuk menghitung rugi daya, menggunakan persamaan (3.6), (3.7) dan (3.8) untuk menghitung efisiensi penyaluran listrik dan Menggunakan persamaan (3.9) untuk menghitung estimasi arus. Nilai resistansi (R) dan reaktansi (X) penghantar yang digunakan

adalah $R = 1,2509 \, \Omega$ dan $X = 0,2484 \, \Omega$, dengan faktor daya $\cos \varphi = 0,85$ dan $\sin \varphi = 0,5268$.

4.4.1 Perhitungan pada Titik TG62S

Jatuh tegangan hasil pengukuran:

$$\Delta V = V_{nominal} - V_{ujung} = 220 - 218 = 2 \text{ Volt}$$

$$\% \Delta V = \left(\frac{\Delta V}{V_{nominal}} \right) \times 100\% = \left(\frac{2}{220} \right) \times 100\% = 0,91\%$$

Estimasi arus beban (I) yang mengalir pada titik ini:

$$I = \frac{\Delta V}{(R \cos \varphi + X \sin \varphi)}$$

$$I = \frac{2}{(1,2509 \times 0,85 + 0,2484 \times 0,5268)} = \frac{2}{1,1941} = 1,67 \text{ A}$$

Rugi daya aktif dan reaktif pada titik ini:

$$P_{losses} = I^2 \times R = (1,67)^2 \times 1,2509 = 3,49 \text{ Watt}$$

$$Q_{losses} = I^2 \times X = (1,67)^2 \times 0,2484 = 0,69 \text{ VAR}$$

Efisiensi penyaluran daya pada titik ini:

$$P_{ kirim} = V_{nominal} \times I \times \cos \varphi = 220 \times 1,67 \times 0,85 = 312,3 \text{ Watt}$$

$$P_{terima} = P_{ kirim} - P_{losses} = 312,3 - 3,49 = 308,8 \text{ Watt}$$

$$\eta = \left(\frac{P_{terima}}{P_{ kirim}} \right) \times 100\% = \left(\frac{308,8}{312,3} \right) \times 100\% = 98,88\%$$

4.4.2 Perhitungan pada Titik Jambu

Jatuh tegangan hasil pengukuran:

$$\Delta V = V_{nominal} - V_{ujung} = 220 - 214 = 6 \text{ Volt}$$

$$\% \Delta V = \left(\frac{\Delta V}{V_{nominal}} \right) \times 100\% = \left(\frac{6}{220} \right) \times 100\% = 2,73\%$$

Estimasi arus beban (I) yang mengalir pada titik ini:

$$I = \frac{\Delta V}{(R \cos \varphi + X \sin \varphi)}$$

$$I = \frac{6}{(1,2509 \times 0,85 + 0,2484 \times 0,5268)} = \frac{6}{1,1941} = 5,02 \text{ A}$$

Rugi daya aktif dan reaktif pada titik ini:

$$P_{losses} = I^2 \times R = (5,02)^2 \times 1,2509 = 31,52 \text{ Watt}$$

$$Q_{losses} = I^2 \times X = (5,02)^2 \times 0,2484 = 6,26 \text{ VAR}$$

Efisiensi penyaluran daya pada titik ini:

$$P_{ kirim } = V_{ nominal } \times I \times \cos \varphi = 220 \times 5,02 \times 0,85 = 938,7 \text{ Watt}$$

$$P_{ terima } = P_{ kirim } - P_{ losses } = 938,7 - 31,52 = 907,2 \text{ Watt}$$

$$\eta = \left(\frac{P_{ terima }}{P_{ kirim }} \right) \times 100\% = (907,2/938,7) \times 100\% = 96,64\%$$

4.4.3 Perhitungan pada Titik Mangga / Aftak Rantas

Jatuh tegangan hasil pengukuran:

$$\Delta V = V_{ nominal } - V_{ ujung } = 220 - 217 = 3 \text{ Volt}$$

$$\% \Delta V = \left(\frac{\Delta V}{V_{nominal}} \right) \times 100\% = \left(\frac{3}{220} \right) \times 100\% = 1,36\%$$

Estimasi arus beban (I) yang mengalir pada titik ini:

$$I = \frac{\Delta V}{(R \cos \varphi + X \sin \varphi)}$$

$$I = \frac{3}{(1,2509 \times 0,85 + 0,2484 \times 0,5268)} = \frac{3}{1,1941} = 2,51 \text{ A}$$

Rugi daya aktif dan reaktif pada titik ini:

$$P_{losses} = I^2 \times R = (2,51)^2 \times 1,2509 = 7,88 \text{ Watt}$$

$$Q_{losses} = I^2 \times X = (2,51)^2 \times 0,2484 = 1,56 \text{ VAR}$$

Efisiensi penyaluran daya pada titik ini:

$$P_{ kirim} = V_{nominal} \times I \times \cos\varphi = 220 \times 2,51 \times 0,85 = 469,4 \text{ Watt}$$

$$P_{terima} = P_{ kirim} - P_{losses} = 469,4 - 7,88 = 461,5 \text{ Watt}$$

$$\eta = \left(\frac{P_{terima}}{P_{ kirim}} \right) \times 100\% = \left(\frac{461,5}{469,4} \right) \times 100\% = 98,32$$

4.4.4 Perhitungan pada Titik Jurusan TG62H-1

Jatuh tegangan hasil pengukuran:

$$\Delta V = V_{Nominal} - V_{Ujung} = 220 - 203 = 17 \text{ Volt}$$

$$\% \Delta V = \left(\frac{\Delta V}{V_{Nominal}} \right) \times 100\% = \left(\frac{17}{220} \right) \times 100\% = 7,73\%$$

Estimasi arus beban (I) yang mengalir pada titik ini:

$$I = \frac{\Delta V}{(R \cos\varphi + X \sin\varphi)}$$

$$I = \frac{17}{(1,2509 \times 0,85 + 0,2484 \times 0,5268)} = \frac{17}{1,194} = 14,24 \text{ A}$$

Rugi daya aktif dan reaktif pada titik ini:

$$P_{losses} = I^2 \times R = (14,24)^2 \times 1,2509 = 253,65 \text{ Watt}$$

$$Q_{losses} = I^2 \times X = (14,24)^2 \times 0,2484 = 50,37 \text{ VAR}$$

Efisiensi penyaluran daya pada titik ini:

$$P_{Kirim} = V_{Nominal} \times I \times \cos\phi = 220 \times 14,24 \times 0 = 2.662,9 \text{ Watt}$$

$$P_{Terima} = P_{Kirim} - P_{Losses} = 2.662,9 - 253,65 = 2.409,3 \text{ Watt}$$

$$\eta = \left(\frac{P_{Terima}}{P_{Kirim}} \right) \times 100\% = \left(\frac{2.409,3}{2.662,9} \right) \times 100\% = 90,48\%$$

4.4.5 Perhitungan pada Titik Jurusan TG62H-2

Jatuh tegangan hasil pengukuran:

$$\Delta V = V_{Nominal} - V_{Ujung} = 220 - 187 = 33 \text{ Volt}$$

$$\% \Delta V = \left(\frac{\Delta V}{V_{Nominal}} \right) \times 100\% = \left(\frac{33}{220} \right) \times 100\% = 15,00\%$$

Estimasi arus beban (I) yang mengalir pada titik ini:

$$I = \frac{\Delta V}{(R \cos\phi + X \sin\phi)}$$

$$I = \frac{33}{(1,2509 \times 0,85 + 0,2484 \times 0,5268)} = \frac{33}{1,194} = 27,64 \text{ A}$$

Rugi daya aktif dan reaktif pada titik ini:

$$P_{losses} = I^2 \times R = (27,64)^2 \times 1,2509 = 955,65 \text{ Watt}$$

$$Q_{losses} = I^2 \times X = (27,64)^2 \times 0,2484 = 189,77 \text{ VAR}$$

Efisiensi penyaluran daya pada titik ini:

$$P_{Kirim} = V_{Nominal} \times I \times \cos\phi = 220 \times 27,64 \times 0,85 = 5.168,7 \text{ Watt}$$

$$P_{Terima} = P_{Kirim} - P_{Losses} = 5.168,7 - 955,65 = 4.213,1 \text{ Watt}$$

$$\eta = \left(\frac{P_{Terima}}{P_{Kirim}} \right) \times 100\% = \left(\frac{4.213,1}{5.168,7} \right) \times 100\% = 81,51\%$$

4.4.6 Perhitungan pada Titik Jurusan TG62H-3

Jatuh tegangan hasil pengukuran:

$$\Delta V = V_{Nominal} - V_{Ujung} = 220 - 188 = 32 \text{ Volt}$$

$$\% \Delta V = \left(\frac{\Delta V}{V_{Nominal}} \right) \times 100\% = \left(\frac{32}{220} \right) \times 100\% = 14,55\%$$

Estimasi arus beban (I) yang mengalir pada titik ini:

$$I = \frac{\Delta V}{(R \cos \varphi + X \sin \varphi)}$$

$$I = \frac{32}{(1,2509 \times 0,85 + 0,2484 \times 0,5268)} = \frac{32}{1,194} = 26,80 \text{ A}$$

Rugi daya aktif dan reaktif pada titik ini:

$$P_{losses} = I^2 \times R = (26,80)^2 \times 1,2509 = 898,45 \text{ Watt}$$

$$Q_{losses} = I^2 \times X = (26,80)^2 \times 0,2484 = 178,41 \text{ VAR}$$

Efisiensi penyaluran daya pada titik ini:

$$P_{Kirim} = V_{Nominal} \times I \times \cos \varphi = 220 \times 26,80 \times 0,85 = 5.011,6 \text{ Watt}$$

$$P_{Terima} = P_{Kirim} - P_{Losses} = 5.011,6 - 898,45 = 4.113,2 \text{ Watt}$$

$$\eta = \left(\frac{P_{terima}}{P_{kirim}} \right) \times 100\% = \left(\frac{4.113,2}{5.011,6} \right) \times 100\% = 82,07\%$$

4.4.7 Perhitungan pada Titik Jurusan TG62H-4

Jatuh tegangan hasil pengukuran:

$$\Delta V = V_{Nominal} - V_{Ujung} = 220 - 184 = 36 \text{ Volt}$$

$$\% \Delta V = \left(\frac{\Delta V}{V_{Nominal}} \right) \times 100\% = \left(\frac{36}{220} \right) \times 100\% = 16,36\%$$

Estimasi arus beban (I) yang mengalir pada titik ini:

$$I = \frac{\Delta V}{(R \cos\phi + X \sin\phi)}$$

$$I = \frac{36}{(1,2509 \times 0,85 + 0,2484 \times 0,5268)} = \frac{36}{1,1941} = 30,15 \text{ A}$$

Rugi daya aktif dan reaktif pada titik ini:

$$P_{losses} = I^2 \times R = (30,15)^2 \times 1,2509 = 1.137,10 \text{ Watt}$$

$$Q_{losses} = I^2 \times X = (30,15)^2 \times 0,2484 = 225,80 \text{ VAR}$$

Efisiensi penyaluran daya pada titik ini:

$$P_{Kirim} = V_{Nominal} \times I \times \cos\phi = 220 \times 30,15 \times 0,85 = 5.638,1 \text{ Watt}$$

$$P_{Terima} = P_{Kirim} - P_{Losses} = 5.638,1 - 1.137,10 = 4.501,0 \text{ Watt}$$

$$\eta = \left(\frac{P_{terima}}{P_{kirim}} \right) \times 100\% = \left(\frac{4.501,0}{5.638,1} \right) \times 100\% = 79,83$$

4.4.8 Perhitungan pada Titik Jurusan TG62H-5

Jatuh tegangan hasil pengukuran:

$$\Delta V = V_{Nominal} - V_{Ujung} = 220 - 184 = 36 \text{ Volt}$$

$$\% \Delta V = \left(\frac{\Delta V}{V_{Nominal}} \right) \times 100\% = \left(\frac{36}{220} \right) \times 100\% = 16,36\%$$

Estimasi arus beban (I) yang mengalir pada titik ini:

$$I = \frac{\Delta V}{(R \cos\phi + X \sin\phi)}$$

$$I = \frac{36}{(1,2509 \times 0,85 + 0,2484 \times 0,5268)} = \frac{36}{1,1941} = 30,15 \text{ A}$$

Rugi daya aktif dan reaktif pada titik ini:

$$P_{losses} = I^2 \times R = (30,15)^2 \times 1,2509 = 1.137,10 \text{ Watt}$$

$$Q_{losses} = I^2 \times X = (30,15)^2 \times 0,2484 = 225,80 \text{ VAR}$$

Efisiensi penyaluran daya pada titik ini:

$$P_{Kirim} = V_{Nominal} \times I \times \cos\varphi = 220 \times 30,15 \times 0,85 = 5.638,1 \text{ Watt}$$

$$P_{terima} = P_{kirim} - P_{losses} = 5.638,1 - 1.137,10 = 4.501,0 \text{ Watt}$$

$$\eta = \left(\frac{P_{terima}}{P_{kirim}} \right) \times 100\% = \left(\frac{4.501,0}{5.638,1} \right) \times 100\% = 79,83\%$$

4.4.9 Perhitungan pada Titik Ara-1

Jatuh tegangan hasil pengukuran:

$$\Delta V = V_{Nominal} - V_{Ujung} = 220 - 215 = 5 \text{ Volt}$$

$$\% \Delta V = \left(\frac{\Delta V}{V_{Nominal}} \right) \times 100\% = \left(\frac{5}{220} \right) \times 100\% = 2,27\%$$

Estimasi arus beban (I) yang mengalir pada titik ini:

$$I = \frac{\Delta V}{(R \cos\varphi + X \sin\varphi)}$$

$$I = \frac{5}{(1,2509 \times 0,85 + 0,2484 \times 0,5268)} = \frac{5}{1,1941} = 4,19 \text{ A}$$

Rugi daya aktif dan reaktif pada titik ini:

$$P_{losses} = I^2 \times R = (4,19)^2 \times 1,2509 = 21,96 \text{ Watt}$$

$$Q_{losses} = I^2 \times X = (4,19)^2 \times 0,2484 = 4,36 \text{ VAR}$$

Efisiensi penyaluran daya pada titik ini:

$$P_{Kirim} = V_{Nominal} \times I \times \cos\varphi = 220 \times 4,19 \times 0,85 = 783,5 \text{ Watt}$$

$$P_{terima} = P_{kirim} - P_{losses} = 783,5 - 21,96 = 761,5 \text{ Watt}$$

$$\eta = \left(\frac{P_{terima}}{P_{kirim}} \right) \times 100\% = \left(\frac{761,5}{783,5} \right) \times 100\% = 97,19\%$$

4.4.10 Perhitungan pada Titik Ara-2

Jatuh tegangan hasil pengukuran:

$$\Delta V = V_{Nominal} - V_{Ujung} = 220 - 210 = 10 \text{ Volt}$$

$$\% \Delta V = \left(\frac{\Delta V}{V_{Nominal}} \right) \times 100\% = \left(\frac{10}{220} \right) \times 100\% = 4,55\%$$

Estimasi arus beban (I) yang mengalir pada titik ini:

$$I = \frac{\Delta V}{(R \cos \varphi + X \sin \varphi)}$$

$$I = \frac{10}{(1,2509 \times 0,85 + 0,2484 \times 0,5268)} = \frac{10}{1,1941} = 8,37 \text{ A}$$

Rugi daya aktif dan reaktif pada titik ini:

$$P_{losses} = I^2 \times R = (8,37)^2 \times 1,2509 = 87,63 \text{ Watt}$$

$$Q_{losses} = I^2 \times X = (8,37)^2 \times 0,2484 = 17,40 \text{ VAR}$$

Efisiensi penyaluran daya pada titik ini:

$$P_{Kirim} = V_{Nominal} \times I \times \cos \varphi = 220 \times 8,37 \times 0,85 = 1.565,2 \text{ Watt}$$

$$P_{terima} = P_{kirim} - P_{losses} = 1.565,2 - 87,63 = 1.477,6 \text{ Watt}$$

$$\eta = \left(\frac{P_{terima}}{P_{kirim}} \right) \times 100\% = \left(\frac{1.477,6}{1.565,2} \right) \times 100\% = 94,40\%$$

4.4.11 Data Hasil Pengukuran Tegangan Ujung Jaringan Tegangan Rendah Gardu TG62H

Tabel 4.3 Rekapitulasi Estimasi Jatuh Tegangan, Arus, Rugi Daya, dan Efisiensi Penyaluran pada Seluruh Titik Pengukuran JTR Gardu TG62H
(Sumber: Hasil olah data dan perhitungan penulis)

No	Titik Pengukuran	ΔV (V)	I (A)	P_{losses} (W)	Q_{losses} (VAR)	P_{kirim} (W)	P_{terima} (W)	η (%)
1	TG62S	2	1,67	3,49	0,69	312,3	308,8	98,88
2	Jambu	6	5,02	31,52	6,26	938,7	907,2	96,64
3	Mangga / Aftak Rantas	3	2,51	7,88	1,56	469,4	461,5	98,32
4	Jurusan TG62H-1	17	14,24	253,65	50,37	2.662,9	2.409,3	90,48
5	Jurusan TG62H-2	33	27,64	955,65	189,77	5.168,7	4.213,1	81,51
6	Jurusan TG62H-3	32	26,80	898,45	178,41	5.011,6	4.113,2	82,07
7	Jurusan TG62H-4	36	30,15	1.137,10	225,80	5.638,1	4.501,0	79,83
8	Jurusan TG62H-5	36	30,15	1.137,10	225,80	5.638,1	4.501,0	79,83
9	Ara-1	5	4,19	21,96	4,36	783,5	761,5	97,19
10	Ara-2	10	8,37	87,63	17,40	1.565,2	1.477,6	94,40

Berdasarkan Tabel 4.4, terlihat bahwa titik-titik pada Jurusan TG62H-4 dan TG62H-5 memiliki jatuh tegangan, rugi daya, serta penurunan efisiensi penyaluran yang paling signifikan dibandingkan titik-titik lainnya, sedangkan titik TG62S menunjukkan kondisi jaringan yang paling baik dengan efisiensi penyaluran mendekati 100%.

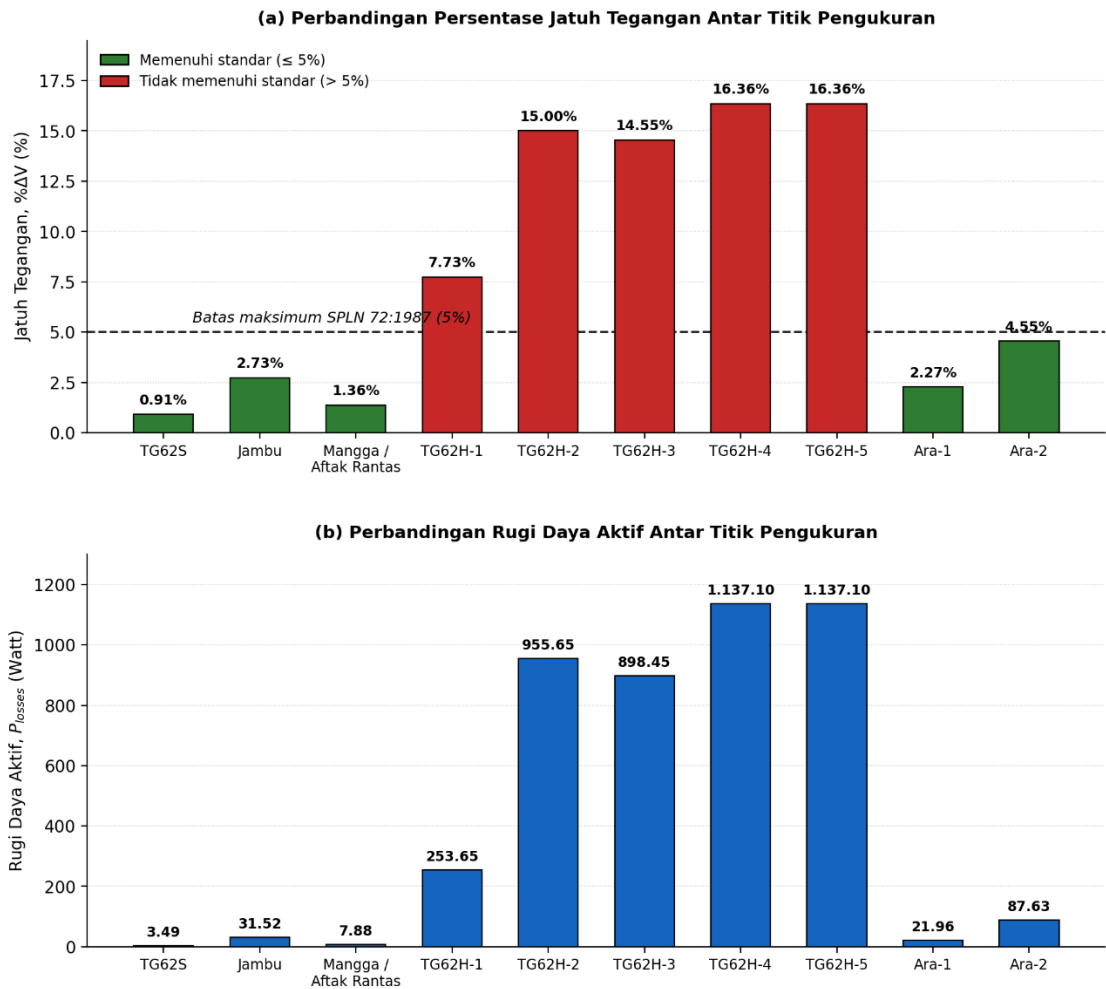
titik TG62S hingga 30,15 A pada Jurusan TG62H-4 dan TG62H-5. Sejalan dengan hukum Joule ($P_{losses} = I^2R$), rugi daya aktif meningkat secara kuadratis terhadap kenaikan arus, sehingga rugi daya pada jurusan dengan arus

terbesar jauh melampaui rugi daya pada jurusan dengan arus kecil, meskipun keduanya melalui penghantar dengan nilai resistansi dan reaktansi yang sama.

Titik dengan kondisi jaringan terbaik adalah TG62S, dengan jatuh tegangan hanya 0,91% (2 Volt), arus estimasi 1,67 A, rugi daya aktif 3,49 Watt, rugi daya reaktif 0,69 VAR, dan efisiensi penyaluran tertinggi sebesar 98,88%. Nilai-nilai tersebut jauh berada di bawah batas maksimum yang diizinkan SPLN 72:1987 dan mengindikasikan bahwa jurusan ini memiliki kombinasi jarak saluran pendek, pembebanan rendah, dan kondisi fisik penghantar yang baik.

Sebaliknya, titik dengan jatuh tegangan terbesar adalah Jurusan TG62H-4 dan Jurusan TG62H-5, yang keduanya memiliki nilai $\% \Delta V$ sebesar 16,36% (36 Volt), arus estimasi 30,15 A, rugi daya aktif 1.137,16 Watt, rugi daya reaktif 225,80 VAR, dan efisiensi penyaluran terendah sebesar 79,83%. Nilai $\% \Delta V$ pada kedua titik ini melampaui lebih dari tiga kali lipat batas maksimum 5% yang diizinkan SPLN 72:1987, sementara efisiensi penyalurannya berada jauh di bawah nilai ideal di atas 95%, menegaskan bahwa kedua jurusan tersebut merupakan prioritas utama untuk dilakukan perbaikan teknis.

Apabila dijumlahkan, total estimasi rugi daya aktif pada sepuluh titik pengukuran yang dianalisis mencapai sekitar 4.534,71 Watt ($\approx 4,53$ kW), dengan kontribusi terbesar berasal dari kelima jurusan menuju Gardu TG62G (TG62H-1 hingga TG62H-5) yang secara kumulatif menyumbang sekitar 94% dari total rugi daya tersebut. Temuan ini mengonfirmasi bahwa permasalahan jatuh tegangan dan rugi daya pada JTR Gardu TG62H bersifat terlokalisasi pada jurusan-jurusan tertentu.



Gambar 4.3 Diagram Blok Perbandingan Jatuh Tegangan dan Rugi Daya Aktif Antar Titik Pengukuran JTR Gardu TG62H (Sumber: Hasil olah data dan perhitungan penulis)

4.5 Rekapitulasi Hasil Perhitungan

Tabel 4.4 merangkum hasil analisis jatuh tegangan pada seluruh titik pengukuran JTR Gardu TG62H dibandingkan dengan standar SPLN 72:1987 (batas jatuh tegangan maksimum 5%) dan PUIL 2020 sebagai acuan keselamatan dan kelaikan instalasi tenaga listrik.

Tabel 4.4 Rekapitulasi Hasil Analisis Jatuh Tegangan JTR Gardu TG62H dibandingkan dengan Standar SPLN 72:1987 dan PUIL 2020

No	Titik Pengukuran	% ΔV (%)	Status thd SPLN 72:1987 (maks. 5%)	Status thd PUIL 2020
1	TG62S	0,91	MEMENUHI	MEMENUHI
2	Jambu	2,73	MEMENUHI	MEMENUHI
3	Mangga / Aftak Rantas	1,36	MEMENUHI	MEMENUHI
4	Jurusan TG62H - 1	7,73	TIDAK MEMENUHI	PERLU EVALUASI
5	Jurusan TG62H - 2	15,00	TIDAK MEMENUHI	PERLU EVALUASI
6	Jurusan TG62H - 3	14,55	TIDAK MEMENUHI	PERLU EVALUASI
7	Jurusan TG62H - 4	16,36	TIDAK MEMENUHI	PERLU EVALUASI
8	Jurusan TG62H - 5	16,36	TIDAK MEMENUHI	PERLU EVALUASI
9	Ara - 1	2,27	MEMENUHI	MEMENUHI
10	Ara - 2	4,55	MEMENUHI	MEMENUHI

Berdasarkan Tabel 4.4, sebanyak 50% dari total titik pengukuran pada JTR Gardu TG62H, seluruhnya berada pada jurusan menuju Gardu TG62G, tidak memenuhi standar jatuh tegangan yang dipersyaratkan SPLN 72:1987. Kondisi ini juga tidak sejalan dengan prinsip keandalan dan kualitas pelayanan tenaga listrik yang diatur dalam PUIL 2020, sehingga jurusan tersebut memerlukan evaluasi dan perbaikan teknis segera.

4.6 Pembahasan

4.6.1 *Penyebab Terjadinya Jatuh Tegangan dan Rugi Daya pada Gardu TG62H*

Berdasarkan hasil analisis pada sub-bab sebelumnya, terdapat beberapa faktor yang menjadi penyebab utama tingginya jatuh tegangan dan rugi daya pada jaringan tegangan rendah Gardu TG62H, khususnya pada jurusan yang mengarah ke Gardu TG62G, yaitu:

1. Panjang saluran yang relatif jauh dari gardu distribusi. Jurusan menuju TG62G merupakan salah satu rute terpanjang pada jaringan JTR Gardu TG62H, sehingga menghasilkan nilai resistansi dan reaktansi penghantar yang besar, sesuai dengan persamaan (3.1) di mana resistansi berbanding lurus dengan panjang penghantar.
2. Pembebanan yang tinggi dan terkonsentrasi. Hasil estimasi arus pada sub-bab 4.6 menunjukkan bahwa jurusan TG62H-4 memikul arus jauh lebih besar dibandingkan jurusan lain, yang mengindikasikan jumlah sambungan rumah (SR) dan jurusan aktif yang terkonsentrasi pada percabangan tersebut.
3. Kondisi fisik jaringan yang kurang optimal. Temuan inspeksi lapangan pada Tabel 4.2 menunjukkan adanya 25 gawang penghantar dalam kondisi kendur, beberapa titik *bare joint* dan *joint* rantas, serta gangguan vegetasi (pohon rambat) yang mengenai jaringan. Kondisi sambungan yang tidak sempurna (*bare joint* dan *joint* rantas) menambah resistansi kontak pada titik sambungan, yang turut memperbesar jatuh tegangan dan menimbulkan titik panas (*hot-spot*) yang berisiko terhadap keandalan jaringan.
4. Konfigurasi jaringan radial dengan banyak percabangan (multi-jurusan). Konfigurasi radial yang diterapkan pada JTR Gardu TG62H, meskipun ekonomis dari sisi investasi, memiliki keterbatasan berupa akumulasi jatuh tegangan yang semakin besar pada titik-titik yang berada jauh dari sumber, terutama apabila tidak diimbangi dengan pemerataan beban antar jurusan.

4.6.2 Rekomendasi Teknis Perbaikan

Berdasarkan penyebab-penyebab yang telah diuraikan, berikut adalah rekomendasi teknis yang dapat dipertimbangkan oleh PLN UP3 Cengkareng untuk memperbaiki kondisi jatuh tegangan dan rugi daya pada JTR Gardu TG62H, khususnya pada jurusan menuju Gardu TG62G:

1. Perbaikan sambungan (*joint*) yang bermasalah. Seluruh titik *bare joint*, *joint* rantas, dan aftak rantas yang teridentifikasi pada Tabel 4.2 perlu segera diperbaiki atau diganti dengan konektor yang sesuai standar PUIL 2020, guna mengurangi resistansi kontak dan risiko titik panas.
2. Penegangan ulang (*re-stringing*) penghantar yang kendur. Sebanyak 25 gawang penghantar dengan kondisi kendur perlu dilakukan penegangan ulang untuk menjaga jarak aman (andongan) sesuai ketentuan Peraturan Menteri ESDM, sekaligus mengurangi risiko gangguan akibat kontak antar fasa atau dengan vegetasi.
3. Pemangkasan vegetasi (pohon rambat) di sekitar jaringan. Tindakan ini penting untuk mencegah gangguan hubung singkat maupun percepatan kerusakan isolasi penghantar akibat gesekan dengan tumbuhan.
4. Pemerataan beban antar jurusan (*load balancing*). Mengingat jurusan menuju TG62G memikul beban yang jauh lebih besar dibandingkan jurusan lain, PLN dapat mempertimbangkan pemindahan sebagian sambungan pelanggan ke jurusan dengan pembebanan lebih rendah, seperti jurusan TG62S atau Ara, untuk meratakan distribusi beban.
5. Penambahan atau pemindahan titik gardu distribusi (*uprating/relokasi*). Untuk solusi jangka menengah-panjang, PLN dapat mengkaji penambahan gardu sisipan atau perpindahan sebagian jurusan TG62G ke gardu terdekat lainnya guna memperpendek jarak saluran dari sumber ke beban.
6. Perbaikan sistem pentanahan (*arde*). Lima titik dengan kondisi arde tidak baik sebagaimana tercatat pada Tabel 4.2 perlu diperbaiki untuk menjamin keselamatan instalasi sesuai persyaratan PUIL 2020.

Penerapan rekomendasi tersebut secara bertahap diharapkan dapat menurunkan nilai jatuh tegangan pada jurusan menuju TG62G hingga berada dalam batas yang diizinkan SPLN 72:1987 ($\leq 5\%$), sekaligus menurunkan rugi daya teknis dan meningkatkan efisiensi penyaluran daya pada jaringan tegangan rendah Gardu TG62H secara keseluruhan.

Secara keseluruhan, kombinasi antara analisis kuantitatif (jatuh tegangan, arus, rugi daya, dan efisiensi) pada seluruh titik pengukuran dengan analisis kualitatif kondisi fisik jaringan memberikan gambaran yang komprehensif mengenai kinerja JTR Gardu TG62H, sekaligus menjadi dasar objektif bagi PLN UP3 Cengkareng dalam menyusun rencana perbaikan jaringan yang terukur dan tepat sasaran.

4.6.3 Perbandingan Hasil Penelitian dengan Studi Terdahulu

Hasil penelitian ini, yaitu nilai $\% \Delta V$ tertinggi sebesar 16,36% pada Jurusan TG62H-4 dan TG62H-5, sejalan dengan temuan Kurniawan dan Susanto (2021) yang juga melaporkan bahwa titik-titik pada ujung jaringan yang berjarak jauh dari gardu distribusi cenderung mengalami jatuh tegangan yang melampaui batas SPLN 72:1987. Pola serupa turut dikonfirmasi oleh Saputra, Luthfi, dan Ridwan (2023) pada studi kasus PLN UP3 Bekasi, di mana jurusan dengan jumlah sambungan rumah (SR) terkonsentrasi mengalami $\% \Delta V$ tertinggi dibandingkan jurusan lain, sebagaimana juga ditemukan pada Jurusan TG62H-4 dan TG62H-5 dalam penelitian ini.

Temuan mengenai korelasi antara panjang saluran dengan besarnya jatuh tegangan dan rugi daya pada penelitian ini juga konsisten dengan hasil penelitian Yulianto, Mulyono, dan Amri (2020) yang secara khusus mengkaji pengaruh panjang saluran terhadap kedua parameter tersebut. Selain itu, kondisi fisik jaringan yang kurang optimal (penghantar kendur, *bare joint*, dan *joint* rantas) yang ditemukan pada penelitian ini turut memperkuat hasil

Dari sisi solusi, rekomendasi pemerataan beban (*load balancing*) yang diusulkan pada penelitian ini sejalan dengan pendekatan yang digunakan Suherman, Yulistia, dan Priyanto (2021) dalam optimasi penempatan trafo

distribusi, sedangkan rekomendasi perbaikan sambungan dan penegangan ulang penghantar melengkapi solusi berbasis kapasitor bank yang diusulkan Arif, Budiman, dan Nugroho (2021) maupun Rahayu dan Wicaksono (2022). Dengan demikian, hasil penelitian ini dapat dikatakan memperkuat sekaligus melengkapi temuan-temuan pada penelitian terdahulu, khususnya dalam konteks jaringan tegangan rendah dengan konfigurasi radial bercabang banyak seperti pada JTR Gardu TG62H.

4.6.4 Prioritas Penanganan Jurusan Bermasalah

Berdasarkan keseluruhan hasil perhitungan pada Tabel 4.5, kelima jurusan yang tidak memenuhi standar SPLN 72:1987 dapat diurutkan berdasarkan tingkat urgensi penanganan, dengan mempertimbangkan besarnya $\% \Delta V$ dan rugi daya aktif yang ditimbulkan, sebagaimana disajikan pada Tabel 4.5.

Tabel 4.5 Prioritas Penanganan Jurusan Bermasalah pada JTR Gardu TG62H

Peringkat	Jurusan	$\% \Delta V$ (%)	Plosses (Watt)	Prioritas
1	TG62H - 4	16,36	1.137,16	Sangat Tinggi
1	TG62H - 5	16,36	1.137,16	Sangat Tinggi
3	TG62H - 2	15,00	955,87	Tinggi
4	TG62H - 3	14,55	898,42	Tinggi
5	TG62H - 1	7,73	253,62	Sedang

Berdasarkan Tabel 4.5, Jurusan TG62H-4 dan TG62H-5 menempati peringkat prioritas tertinggi karena memiliki $\% \Delta V$ dan rugi daya terbesar secara bersamaan, sehingga perbaikan pada kedua jurusan tersebut perlu dilakukan terlebih dahulu. Jurusan TG62H-2 dan TG62H-3 menyusul pada prioritas tinggi, sedangkan Jurusan TG62H-1 dengan $\% \Delta V$ 7,73% tergolong prioritas sedang karena nilainya masih relatif mendekati batas standar dibandingkan keempat jurusan lainnya. Pengurutan prioritas ini dapat menjadi acuan bagi PLN UP3 Cengkareng dalam merencanakan tahapan perbaikan

jaringan secara bertahap sesuai dengan ketersediaan sumber daya dan anggaran pemeliharaan.

4.6.5 Estimasi Dampak Ekonomis Rugi Daya (Ilustratif)

Sebagai gambaran tambahan mengenai dampak ekonomis dari rugi daya yang dihitung pada sub-bab 4.9.1, dilakukan estimasi kasar (ilustratif) terhadap potensi kerugian energi pada sepuluh titik pengukuran. Total rugi daya aktif sebesar 4.534,71 Watt ($\approx 4,53$ kW), apabila diasumsikan berlangsung secara kontinu selama 24 jam sehari sepanjang tahun (kondisi upper-bound, tanpa memperhitungkan faktor beban/load factor harian yang sesungguhnya bervariasi), akan menghasilkan estimasi energi yang hilang sebesar $4,53 \text{ kW} \times 24 \text{ jam} \times 365 \text{ hari} \approx 39.724 \text{ kWh}$ per tahun.

Dengan asumsi tarif tenaga listrik rata-rata sebesar Rp1.444,70/kWh sebagai acuan ilustratif, estimasi nilai ekonomis rugi daya pada kesepuluh titik pengukuran tersebut adalah sekitar $39.724 \text{ kWh} \times \text{Rp}1.444,70 \approx \text{Rp}57.389.000$ per tahun. Perlu ditekankan bahwa angka ini bersifat ilustratif dan merupakan batas atas (*upper bound*), karena pada kondisi aktual beban jaringan tidak selalu berada pada level pengukuran (mendekati beban puncak) sepanjang waktu, sehingga nilai kerugian riil kemungkinan lebih rendah dari estimasi tersebut.

Meskipun bersifat ilustratif, estimasi ini memberikan gambaran bahwa permasalahan jatuh tegangan dan rugi daya pada JTR Gardu TG62H. Khususnya pada jurusan menuju TG62G, memiliki implikasi ekonomis yang cukup berarti bagi PLN, untuk memperoleh estimasi biaya yang lebih akurat, diperlukan data kurva lama beban (*load duration curve*) aktual pada masing-masing jurusan yang berada di luar cakupan data penelitian ini.

4.6.6 Keterbatasan Penelitian

Penelitian ini memiliki beberapa keterbatasan yang perlu diperhatikan dalam menginterpretasikan hasil analisis. Pertama, nilai arus beban pada setiap titik pengukuran diperoleh melalui estimasi (*reverse calculation*) berdasarkan data jatuh tegangan hasil pengukuran, bukan dari pengukuran arus langsung

menggunakan tang ampere, sehingga terdapat kemungkinan penyimpangan antara nilai estimasi dengan kondisi arus aktual di lapangan.

Kedua, nilai reaktansi penghantar ($X = 0,08 \Omega/\text{km}$) yang digunakan merupakan nilai tipikal kabel NFA2X berdasarkan referensi umum, bukan hasil pengukuran langsung pada penghantar Gardu TG62H, sehingga hasil perhitungan rugi daya reaktif bersifat estimasi. Ketiga, perhitungan resistansi menggunakan nilai pada suhu acuan 20°C tanpa mempertimbangkan kenaikan suhu aktual akibat pembebanan, sebagaimana diuraikan pada sub-bab 2.1.14.

Keempat, estimasi dampak ekonomis bersifat ilustratif dengan asumsi pembebanan konstan sepanjang waktu, sehingga tidak mencerminkan variasi beban aktual sepanjang hari. Meskipun terdapat keterbatasan-keterbatasan tersebut, hasil penelitian ini tetap dapat digunakan sebagai dasar evaluasi awal dan penentuan prioritas perbaikan jaringan, dengan catatan bahwa verifikasi lebih lanjut melalui pengukuran arus langsung di lapangan akan meningkatkan akurasi hasil analisis pada penelitian selanjutnya.