

Pengaruh Kopel 20 kV Antar Trafo terhadap Proteksi dan Keandalan Distribusi

Yudha Adhe Widodo^{*a)}, Resi Dwi Jayanti Kartika Sari^{a)}, Rahman Arifuddin^{a)}

(Received 11 Desember 2025 || Revised 21 Desember 2025 || Published 28 Februari 2026)

Abstract: Lumajang Substation operates three power transformers; however, to date, a 20 kV coupling system between Transformer 2 and Transformer 3 has not yet been implemented. The absence of this coupling potentially leads to transformer overloading, protection coordination mismatch, and reduced reliability of the power supply. This study aims to analyze the impact of implementing a 20 kV inter-transformer coupling on protection system performance and distribution reliability improvement, as indicated by changes in SAIDI, SAIFI, and CAIDI indices at Lumajang Substation. After the implementation of the 20 kV coupling between Transformer 2 and Transformer 3, the SAIDI index decreased from 5.93% to 2.636%, the SAIFI index declined from 137.97% to 72.30%, and the CAIDI index was reduced from 0.269% to 0.242%. Short-circuit current calculations and simulations show that the maximum fault current, represented by a three-phase fault, reaches 17.981 kA, while the minimum fault current, represented by a single-phase-to-ground fault, is 23.092 A. The results yield an OCR setting with an Ipickup of 0.625 A and a TMS of 0.1565 SI, as well as a GFR setting with an Ipickup of 0.1385 A and a TMS of 0.6092 SI. The fault clearing time of the OCR on the coupling is 0.4 seconds, while that of the GFR is 4 seconds. These values fall between the clearing times of the 20 kV incoming feeder and outgoing feeders, thereby satisfying protection coordination principles as verified through simulations using ETAP 19.0.1 software.

Keywords: Power Transformer, 20 kV Coupling, Load Transfer, ETAP, Over Current Protection, SAIDI, SAIFI.

1. Pendahuluan

Gardu Induk Lumajang merupakan salah satu gardu induk yang berada di bawah naungan PT PLN (Persero) Unit Layanan Transmisi dan Gardu Induk (ULTG) Jember, yang berperan sebagai sumber utama penyaluran energi listrik untuk memenuhi kebutuhan seluruh wilayah Kabupaten Lumajang. Keandalan operasional Gardu Induk Lumajang sangat berpengaruh terhadap kontinuitas pasokan listrik [1] [2], baik untuk sektor rumah tangga, komersial, maupun industri [4], sehingga diperlukan sistem distribusi yang andal, fleksibel, dan mampu merespons berbagai kondisi operasional secara optimal.

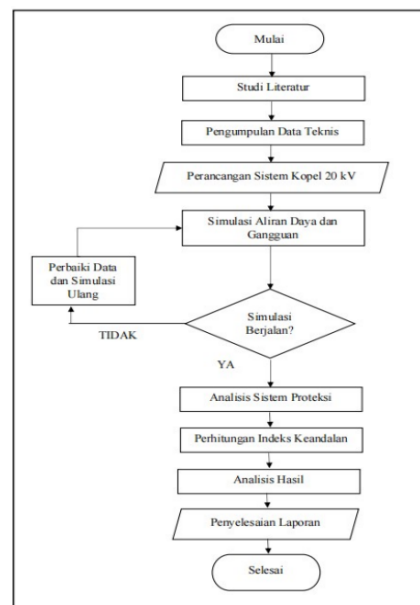
Dalam kondisi tersebut, jika Trafo 2 mengalami pemadaman, baik yang bersifat terencana maupun akibat gangguan, maka proses pelimpahan beban hanya dapat dilakukan ke Trafo 1. Trafo 1 pada kondisi normal telah beroperasi dengan tingkat pembebanan yang relatif tinggi, sehingga tambahan beban akibat pelimpahan berpotensi menyebabkan kondisi *overload* [1]. Sementara itu, Trafo 3 masih memiliki kapasitas cadangan yang relatif besar, namun tidak dapat dimanfaatkan secara optimal karena tidak adanya sistem kopel 20 kV yang menghubungkan kedua transformator tersebut. Kondisi ketidakseimbangan pemanfaatan kapasitas transformator ini berpotensi menimbulkan berbagai permasalahan teknis, antara lain meningkatnya risiko *overload* pada Trafo 1, penurunan umur peralatan akibat pemanasan berlebih [2]. Selain itu, keterbatasan fleksibilitas sistem dalam melakukan manuver jaringan juga dapat menyebabkan durasi pemadaman menjadi lebih lama, sehingga berdampak langsung terhadap menurunnya tingkat keandalan distribusi tenaga listrik [3] [5].

Oleh karena itu, diperlukan suatu kajian teknis yang komprehensif terkait penerapan sistem kopel 20 kV, khususnya antara Trafo 2 dan Trafo 3 yang dapat memberikan solusi teknis dalam meningkatkan fleksibilitas operasi sistem, mengoptimalkan pemanfaatan kapasitas transformator [6], serta meningkatkan keandalan distribusi tenaga listrik secara keseluruhan.

2. Metode Penelitian

Diagram alir penelitian dapat dilihat di Gambar 2.1. Penelitian

ini diawali dengan studi literatur terkait sistem kopel 20 kV, proteksi sistem tenaga, serta indeks keandalan distribusi. Selanjutnya dilakukan pengumpulan data teknis transformator, beban, dan data proteksi [4]. Berdasarkan data tersebut, dilakukan perancangan sistem kopel 20 kV yang menjadi objek penelitian. Rancangan sistem kemudian dianalisis melalui simulasi aliran daya gangguan menggunakan perangkat lunak ETAP 19.0.1 [7]. Hasil simulasi dievaluasi untuk memastikan simulasi berjalan dengan baik. Apabila simulasi belum memenuhi kriteria yang diharapkan, maka dilakukan perbaikan data dan simulasi ulang hingga diperoleh hasil yang valid.



GAMBAR 2.1 DIAGRAM ALIR PENYELESAIAN PENELITIAN

Setelah simulasi dinyatakan berhasil, dilakukan analisis sistem proteksi, termasuk penentuan dan evaluasi setting OCR dan GFR [7] [8]. Tahap selanjutnya adalah perhitungan indeks keandalan, yaitu SAIDI, SAIFI, dan CAIDI, untuk menilai dampak penerapan sistem kopel 20 kV terhadap keandalan distribusi [10] [12]. Hasil perhitungan dan simulasi kemudian dilakukan analisis hasil secara

*Korespondensi: widodo.yudha28@gmail.com

a) Prodi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Merdeka Malang, Kota Malang, Indonesia

menyeluruh, yang selanjutnya dituangkan dalam tahap penyelesaian laporan penelitian hingga penelitian dinyatakan selesai. Saat ini terdapat tiga buah transformator yang digunakan dalam mendukung sistem distribusi tenaga listrik di Gardu Induk Lumajang dengan detail sesuai dengan Tabel 2.1.

TABEL 2.1 SPESIFIKASI TRAF0 DAYA

Spesifikasi	Trafo 1	Trafo 2	Trafo 3
Merk	XD Sakti Indonesia	Unindo	ABB
Type	SFZ – 60000/150	P060LEC673- 22	Z2495
Rasio Transformasi	150/22 kV	150/20 kV	150/22kV
Konfigurasi Belitan	YNyn0 + d	YNyn0 + d	YNyn0 + d
Impedansi	12,01 %	11,86%	12,85%
Sistem Pendinginan	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF	ONAN/ONAF

Tabel 2.2. menunjukkan distribusi daya pada tujuh penyulang dengan total daya aktif (P) sebesar 36,33 MW, daya reaktif (Q) sebesar 11,19 MVAR, dan daya semu (S) sebesar 38,02 MVA. Penyulang dengan beban terbesar adalah Klakah dengan daya aktif 10,19 MW dan daya semu 10,73 MVA, yang berarti menyumbang sekitar 28% dari total beban sistem. Disusul oleh Tempeh sebesar 8,04 MW dan Keting sebesar 6,04 MW. Penyulang dengan beban paling kecil adalah Sukodono sebesar 2,29 MW.

TABEL 2.2 PEMBEBANAN TRAF0 1

Penyulang	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)
Tempeh	8,035711	2,641211	8,458643
Pronojwo	4,248767	1,396502	4,472386
Keting	6,038329	1,984703	6,356136
Sudirman	5,530324	1,817730	5,821394
Sukodono	2,286021	0,751379	2,406338
Klakah	10,194731	3,350846	10,731296
Trafo PS 2	0,000000	0,000000	0,000000
Total	36,333883	11,190992	38,018276

Tabel 2.3. menunjukkan kelompok penyulang lain dengan total daya aktif sebesar 15,72 MW, daya reaktif sebesar 5,17 MVAR, dan daya semu sebesar 16,55 MVA. Penyulang dengan kontribusi beban terbesar adalah Kalibendo sebesar 5,27 MW (sekitar 33% dari total beban kelompok ini), diikuti oleh Suwandak sebesar 3,06 MW. Penyulang dengan beban terkecil adalah Bodang sebesar 0,94 MW.

TABEL 2.3 PEMBEBANAN TRAF0 2

Penyulang	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)
Tempeh	8,035711	2,641211	8,458643
Pronojwo	4,248767	1,396502	4,472386
Keting	6,038329	1,984703	6,356136
Sudirman	5,530324	1,817730	5,821394
Sukodono	2,286021	0,751379	2,406338
Klakah	10,194731	3,350846	10,731296
Trafo PS 2	0,000000	0,000000	0,000000
Total	36,333883	11,190992	38,018276

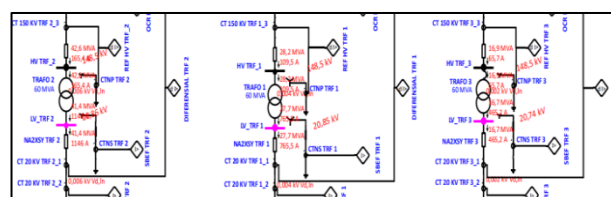
Tabel 2.4. menunjukkan distribusi pembebanan pada enam penyulang dengan total daya aktif (P) sebesar 15,72 MW, daya reaktif (Q) sebesar 5,17 MVAR, dan daya semu (S) sebesar 16,55 MVA. Penyulang dengan kontribusi beban terbesar adalah Kalibendo sebesar 5,27 MW dengan daya semu 5,55 MVA, yang berarti menyumbang sekitar sepertiga dari total beban kelompok ini. Posisi berikutnya adalah Suwandak dengan 3,06 MW, kemudian Klumprit dan Bumirejo yang masing-masing berada pada kisaran 2,2–2,3 MW. Beban terkecil terdapat pada Bodang, yaitu 0,94 MW.

Sesuai dengan Tabel 2.2, Tabel 2.3, dan Tabel 2.4, digunakan data beban tertinggi dalam kurun waktu enam bulan terakhir pada Waktu Beban Puncak Malam (WBP Malam) pukul 19.00 WIB [9]. Maka dapat diketahui maka daya yang ditopang oleh masing-masing trafo saat kondisi eksisting adalah : Trafo 1 sebesar 26,926 MVA (44,87% dari kapasitas); Trafo 2 sebesar 38,018 MVA (63,36% dari kapasitas); dan Trafo 3 sebesar 16,551 MVA (27,58% dari kapasitas).

TABEL 2.4 PEMBEBANAN TRAF0 3

Penyulang	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)
Klumprit	2,327273	0,764938	2,449761
Bodang	0,937856	0,308258	0,987217
Bumirejo	2,246223	0,738298	2,364446
Suwandak	3,056716	1,004694	3,217596
Kalibendo	5,268204	1,731575	5,545478
PG Jatiroto	1,887291	0,620322	1,986622
Total	15,723564	5,168085	16,551120

Dari simulasi *load flow* kondisi eksisting Gambar 2.2 tersebut, didapatkan beban ditopang oleh masing-masing transformator tanpa dilakukan paralel. Trafo 1 menopang beban sebesar 27,650 MVA (46,90% dari kapasitas), Trafo 2 menopang beban sebesar 41,411 MVA (69,00% dari kapasitas) dan Trafo 3 menopang beban sebesar 16,714 MVA (27,90%). Maka deviasi perhitungan dan simulasi Trafo 1 sebesar 2,616%, Trafo 2 sebesar 4,193% dan Trafo 3 sebesar 0,97%. Hasil tersebut merupakan hasil perhitungan yang valid mengingat seluruh deviasinya di bawah 5%.



GAMBAR 2.2 SIMULASI LOAD FLOW KONDISI EKSIKTING

3. Hasil dan Pembahasan

Setelah memenuhi syarat paralel, maka perlu dihitung beban yang ditopang oleh masing-masing transformator saat bekerja secara paralel [13].

$$Z_{trf2} = 11,86\% = 0,1186 \text{ pu.} \tag{3-1}$$

$$Z_{trf3} = 12,85\% = 0,1285 \text{ pu.} \tag{3-2}$$

$$S_{2init} = 38,018276 \text{ MVA} \tag{3-3}$$

$$S_{3init} = 16,551120 \text{ MVA} \tag{3-4}$$

$$S_{total} = S_{2init} + S_{3init} = 38,018276 + 16,551120 = 54,569396 \text{ MVA} \tag{3-5}$$

Metode perhitungan pembagian beban *steady state* berdasarkan impedansi masing-masing transformator dengan persamaan fraksi [14] :

$$\%R_{\text{pos-grid150kV}} = 0,96427\% \quad (3-22)$$

$$\%X_{\text{pos-grid150kV}} = 4,5417\% \quad (3-23)$$

$$Z_{\text{grid100MVA}} = 0,0096427 + j0,045417 \Omega \quad (3-24)$$

$$Z_{\text{grid60MVA}} = Z_{\text{grid100MVA}} \times \frac{100 \text{ MVA}}{60 \text{ MVA}} \quad (3-25)$$

$$= (0,0096427 + j0,045417) \times 1,6667$$

$$= 0,01607117 + j0,075695 \text{ pu}$$

$$Z_{\text{base,150kV}} = \frac{(150 \text{ kV})^2}{60 \text{ MVA}} = 375 \Omega \quad (3-26)$$

$$Z_{\text{grid60MVA;150kV}} = Z_{\text{grid60MVA}} \times Z_{\text{base,150kV}} \quad (3-27)$$

$$= (0,01607117 + j0,075695) \times 375$$

$$= 6,0266875 + j28,385625$$

$$Z_{\text{grid60MVA;20kV}} = Z_{\text{grid60MVA;150kV}} \times \frac{(20 \text{ kV})^2}{(150 \text{ kV})^2} \quad (3-28)$$

$$= (6,0266875 + j28,385625) \times 0,01778$$

$$= 0,107141 + j0,504633 \Omega$$

$$L_{\text{kabel}} = 0,01 \text{ km} / 2 = 0,005 \text{ km} \quad (3-29)$$

$$Z_{\text{spec}} = 0,0233 + j0,03333 \Omega/\text{km}$$

$$Z_{\text{kabel2-3}} = Z_{\text{spec}} \times L_{\text{kabel}} \quad (3-30)$$

$$= (0,0233 + j0,03333) \times 0,005$$

$$= 0,00000039 + j0,0000222 \Omega$$

$$Z_{1,\text{total}} = Z_{\text{grid60MVA;20kV}} + Z_{\text{trf3}} + Z_{\text{kabel2-3}} \quad (3-30)$$

$$= (0,107141 + j0,504633) + j0,1285 + (0,00000039 + j0,0000222)$$

$$= 0,10714139 + j0,6331552 \Omega$$

$$Z_{1,\text{total-mag}} = \sqrt{(0,10714139)^2 + (0,6331552)^2} \quad (3-31)$$

$$= 0,642156 \Omega$$

$$I_{\text{sc3}\phi} = \frac{V_{LL-20}}{\sqrt{3} \cdot Z_{1,\text{total-mag}}} \quad (3-31)$$

$$= \frac{20.000}{\sqrt{3} \cdot 0,642156}$$

$$= 17.981,61037 \text{ A}$$

$$= 17,981 \text{ kA}$$

Perhitungan arus hubung singkat satu fasa ke tanah sebagai arus hubung singkat minimum yang terjadi di fasilitas Kopel 2-3 :

$$\%R_0 = 2,000094\% \quad (3-32)$$

$$\%X_0 = 9,41833\% \quad (3-33)$$

Dengan cara seperti persamaan (3-25) - (3-31) didapatkan nilai :

$$Z_{0;\text{grid60MVA;20kV}} = 0,222326 + j1,046481 \Omega \quad (3-34)$$

$$3R_{\text{NGR}} = 3 \times 500 \Omega = 1500 \Omega \quad (3-34)$$

$$Z_{0;\text{total}} = Z_{0;\text{grid60MVA;20kV}} + Z_{\text{trf3}} + Z_{\text{kabel2-3}} + 3R_{\text{NGR}} \quad (3-35)$$

$$= (0,222326 + j1,046481) + j0,1285 + (0,00000039 + j0,0000222) + 1500 = 1500,113556 + j1,368261$$

$$Z_{0;\text{total-mag}} = \sqrt{(1500,113556)^2 + (1,368261)^2} \quad (3-36)$$

$$= 1500,11418 \Omega$$

$$Z_{2;\text{total-mag}} = Z_{1;\text{total-mag}} = 0,642156 \Omega$$

$$I_{\text{sc1}\phi\text{-ground}} = \frac{3 \cdot V_{LL-20}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{1;\text{total-mag}} + Z_{2;\text{total-mag}} + Z_{0;\text{total-mag}})} \quad (3-36)$$

$$= \frac{3 \cdot 20.000}{\sqrt{3} \cdot (0,642156 + 0,642156 + 1500,11418)}$$

$$= 23,072499 \text{ A}$$

Dari simulasi di Gambar 3.4, didapatkan nilai arus hubung singkat tiga fasa sebesar 18,320 kA dan arus hubung singkat satu fasa ke tanah sebesar 25,0 A. Nilai deviasi perhitungan dan simulasi sebesar 7,7151%.

Untuk perhitungan *setting* OCR didasarkan pada nilai CCC (*Current Carrying Capacity*) terkecil yang terpasang pada sistem yaitu CB Kopel 20 kV sebesar 1250 A. Perhitungan *setting* arus OCR Kopel 20 kV:

$$I_{\text{pickup-primary}} = 1,0 \times \text{CCC} \quad (3-37)$$

$$= 1,0 \times 1250 \text{ A} = 1250 \text{ A}$$

$$I_{\text{nomOCR}} = 1 \text{ A}$$

$$CT_{\text{ratioprimary}} = 2000 \text{ A}$$

$$CT_{\text{ratiosecondary}} = 5 \text{ A}$$

$$I_{\text{pickup-secondary}} = I_{\text{pickup-primary}} \times \frac{CT_{\text{ratiosecondary}}}{CT_{\text{ratioprimary}}} \quad (3-38)$$

$$= 1250 \times \frac{5}{2000} = 3,125 \text{ A}$$

$$I_{\text{pickup-OCR}} = I_{\text{pickup-secondary}} \times \frac{I_{\text{nomOCR}}}{CT_{\text{ratiosecondary}}} \quad (3-39)$$

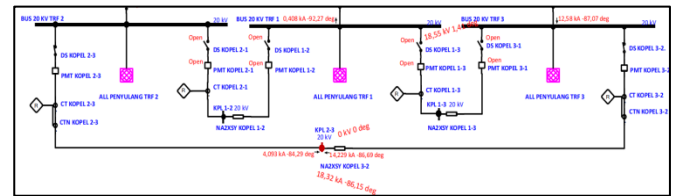
$$= 3,125 \times \frac{1}{5}$$

$$= 0,625 \text{ A}$$

Perhitungan *setting* waktu OCR Kopel 20 kV sesuai persamaan berikut :

$$t_{\text{OCR-Kopel}} = \text{TDS} \times \frac{0,14}{\left(\frac{17,981 \text{ kA}}{1,250 \text{ kA}}\right)^{0,02} - 1} \quad (3-40)$$

$$= 2,5561 \times \text{TDS}$$



GAMBAR 3.4 SIMULASI SHORT CIRCUIT PADA KOPEL 2-3

Dalam Kepdir 520 untuk *clearing time* OCR penyulang adalah 0,3 detik, dan OCR incoming 20 kV adalah 0,6 detik. Maka untuk fasilitas Kopel 2-3 ini diambil nilai 0,4 detik.

$$\text{TDS} = \frac{t_{\text{OCR-Kopel}}}{2,5561} = \frac{0,4}{2,5561} = 0,1565 \text{ SI}$$

Perhitungan *setting* arus GFR Kopel 20 kV :

$$I_{\text{g,pickup-primary}} = 0,3 \times I_{\text{sc1}\phi\text{-ground}} \quad (3-40)$$

$$= 0,3 \times 23,073 \text{ A} = 6,9219 \text{ A}$$

$$I_{\text{nomGFR}} = 1 \text{ A}$$

$$CT_{\text{g,ratioprimary}} = 50 \text{ A}$$

$$CT_{\text{g,ratiosecondary}} = 5 \text{ A}$$

$$I_{\text{g,pickup-secondary}} = I_{\text{g,pickup-primary}} \times \frac{CT_{\text{g,ratiosecondary}}}{CT_{\text{g,ratioprimary}}} \quad (3-40)$$

$$= 6,9219 \times \frac{5}{50} = 0,62919 \text{ A}$$

$$I_{\text{pickup-OCR}} = I_{\text{g,pickup-secondary}} \times \frac{I_{\text{nomGFR}}}{CT_{\text{g,ratiosecondary}}} \quad (3-40)$$

$$= 0,62919 \times \frac{1}{5} = 0,1385 \text{ A}$$

Dalam Kepdir 520 untuk *clearing time* GFR penyulang adalah 3 detik, dan OCR *incoming* 20 kV adalah 5 detik. Maka untuk fasilitas Kopel 2-3 ini diambil nilai 3,5 detik.

$$t_{\text{GFR-Kopel}} = \text{TDS} \times \frac{0,14}{\left(\frac{23,073 \text{ A}}{6,2919 \text{ A}}\right)^{0,02} - 1} \quad (3-40)$$

$$3,5 = 5,7448 \times \text{TDS}$$

$$\text{TDS} = 0,6092 \text{ SI}$$

Gambar 3.5 menunjukkan bahwa relay OCR Kopel 2-3 dan OCR Kopel 3-2 sudah disetting sesuai perhitungan dan aturan yang berlaku. Terlihat bahwa OCR-GFR Kopel 2-3, OCR-GFR Kopel 3-2, OCR *Incoming* 20 kV dan OCR 150 kV Trafo 3 sudah berada dalam *grading* yang benar.

Selanjutnya dilakukan perhitungan SAIDI, SAIFI dan CAIDI sebelum adanya fasilitas Kopel 2-3 tersedia dengan skenario Kopel 2-1 berikut.

$$SAIDI_{2-1} = \frac{\sum(Durasi \times Pelanggan)}{Total \ Pelanggan} \quad (3-41)$$

$$= \frac{242.455}{204.447} = 1,186 \text{ jam/pelanggan/tahun}$$

$$\%SAIDI_{2-1} = \frac{Nilai \ SAIDI}{Target \ SAIDI} \times 100\% \quad (3-42)$$

$$= \frac{1,186}{20} \times 100\% = 5,93\%$$

$$SAIFI_{2-1} = \frac{\sum(Jumlah \ padam \times Pelanggan)}{Total \ Pelanggan} \quad (3-43)$$

$$= \frac{846.206}{204.447} = 4,139 \text{ kali/pelanggan/tahun}$$

$$\%SAIFI_{2-1} = \frac{Nilai \ SAIFI}{Target \ SAIFI} \times 100\% \quad (3-44)$$

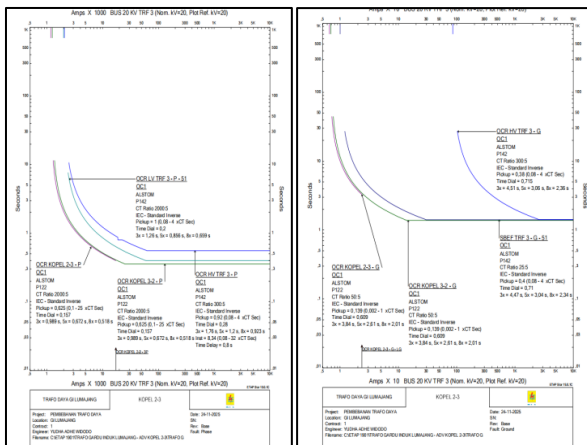
$$= \frac{4,139}{3} \times 100\% = 137,97\%$$

$$CAIDI_{2-1} = \frac{SAIDI_{2-1}}{SAIFI_{2-1}} = \frac{1,186}{4,139} = 0,269 \text{ jam/padam}$$

$$\%CAIDI_{2-1} = \frac{Nilai \ CAIDI}{Target \ CAIDI} \times 100\% \quad (3-45)$$

$$= \frac{0,269}{1} \times 100\% = 0,269\%$$

Berdasarkan perhitungan dari data Tabel 3.1 dan Tabel 3.2 untuk skenario Kopel 2-1 indeks SAIDI sebesar 5,93%, indeks SAIFI 137,97% dan indeks CAIDI sebesar 0,269%.



GAMBAR 3.5 SIMULASI KOORDINASI PROTEKSI

TABEL 3.1 DURASI PELANGGAN PADAM TERENCANA SKENARIO KOPEL 2-1

Penyulang	Durasi Padam (Jam)	Jumlah Pelanggan	Durasi x Jumlah Pelanggan	x
Klakah	1,982	23.840	47.251	
Sukodono	1,443	17.133	24.723	
Sudirman	0,994	6.443	6.404	
Keting	2,827	7.639	21.595	
Pronojwo	3,482	19.882	69.229	
Tempeh	1,381	28.763	39.722	
PG Jatiroto	0,9462	3.891	3.682	
Kalibendo	1,348	9.129	12.306	
Suwandak	0,881	7.821	6.890	
Bumirejo	0,912	4.278	3.902	
Bodang	1,210	2.773	3.355	
Klumprit	0,851	3.991	3.396	
TOTAL Durasi x Pelanggan			242.455	

TABEL 3.2 FREKUENSI PELANGGAN PADAM TERENCANA UNTUK SKENARIO KOPEL 2-1

Penyulang	Jumlah Padam (Kali)	Jumlah Pelanggan	Jumlah Padam x Jumlah Pelanggan
Klakah	5	23.840	119.200
Sukodono	6	17.133	102.798
Sudirman	7	6.443	45.101
Keting	7	7.639	53.473
Pronojwo	8	19.882	159.056
Tempeh	8	28.763	230.104
PG Jatiroto	3	3.891	11.673
Kalibendo	5	9.129	45.645
Suwandak	4	7.821	31.284
Bumirejo	3	4.278	12.834
Bodang	4	2.773	11.092
Klumprit	6	3.991	23.946
TOTAL Jumlah Padam x Pelanggan			846.206

Selanjutnya dilakukan perhitungan SAIDI, SAIFI dan CAIDI dengan fasilitas skenario Kopel 2-3 berikut.

$$SAIDI_{2-3} = \frac{107.781}{204.447} = 0,527 \text{ jam/pelanggan/tahun}$$

$$\%SAIDI_{2-3} = \frac{0,527}{20} \times 100\% = 2,636\%$$

$$SAIFI_{2-3} = \frac{443.469}{204.447} = 2,169 \text{ kali/pelanggan/tahun}$$

$$\%SAIFI_{2-3} = \frac{2,169}{3} \times 100\% = 72,30\%$$

$$CAIDI_{2-3} = \frac{SAIDI_{2-3}}{SAIFI_{2-3}} = \frac{0,527}{2,169} = 0,242 \text{ jam/padam}$$

$$\%CAIDI_{2-3} = \frac{0,242}{1} \times 100\% = 0,242\%$$

Berdasarkan perhitungan dari data Tabel 3.3 dan Tabel 3.4 untuk skenario Kopel 2-3 indeks SAIDI turun menjadi 2,636%, indeks SAIFI turun menjadi 72,30% dan indeks CAIDI turun menjadi 0,242%.

TABEL 3.3 DURASI PELANGGAN PADAM TERENCANA DENGAN SKENARIO KOPEL 2-3

Penyulang	Durasi Padam (Jam)	Jumlah Pelanggan	Durasi x Jumlah Pelanggan
Klakah	0,476	23.840	11.348
Sukodono	1,443	17.133	24.723
Sudirman	0,523	6.443	3.370
Keting	0,994	7.639	7.593
Pronojwo	0,992	19.882	19.723
Tempeh	0,816	28.763	23.471
PG Jatiroto	0,235	3.891	914
Kalibendo	0,9	9.129	8.216
Suwandak	0,431	7.821	3.371
Bumirejo	0,677	4.278	2.896
Bodang	0,592	2.773	1.642
Klumprit	0,129	3.991	515
TOTAL Durasi x Pelanggan			107.781

TABEL 3.4. FREKUENSI PELANGGAN PADAM TERENCANA UNTUK SKENARIO KOPEL 2-3

Penyulang	Jumlah Padam (Kali)	Jumlah Pelanggan	Jumlah Padam x Jumlah Pelanggan
Klakah	3	23.840	71.520
Sukodono	3	17.133	102.798
Sudirman	5	6.443	32.215
Keting	4	7.639	30.556
Pronojwo	3	19.882	59.646
Tempeh	4	28.763	115.052
PG Jatiroto	2	3.891	7.782
Kalibendo	4	9.129	36.516
Suwandak	3	7.821	23.463
Bumirejo	2	4.278	8.556
Bodang	1	2.773	2.773
Klumpit	1	3.991	3.991
TOTAL Jumlah Padam x Jumlah Pelanggan			443.469

4. Kesimpulan

Penambahan fasilitas Kopel 2-3 berdampak signifikan terhadap distribusi tenaga listrik dan keandalan sistem GI Lumajang. Hal ini memungkinkan penyaluran daya tetap berlangsung ketika Trafo 2 mengalami *outage* atau padam baik terencana maupun gangguan. Beban sepenuhnya akan ditopang oleh Trafo 3 melalui fasilitas Kopel 2-3 sehingga kontinuitas pelayanan pelanggan dapat dipertahankan. SAIDI mengalami penurunan dibanding kondisi sebelum adanya Kopel 2-3 dari 5,93% menjadi 2,636%, karena waktu padam lebih singkat. Indeks SAIFI juga mengalami penurunan dari 137,97% menjadi 72,30% , serta CAIDI juga mengalami peningkatan performa dari 0,269% menjadi 0,242% Hasil simulasi menunjukkan titik gangguan berada di fasilitas kabel Kopel 2-3, didapatkan nilai arus hubung singkat maksimum yaitu hubung singkat tiga fasa sebesar 17,981 kA dan nilai arus hubung singkat minimum adalah hubung singkat satu fasa ke tanah sebesar 23,092 A. Hal ini digunakan sebagai setting relai OCR dan GFR pada Kopel 2-3 dan Kopel 3-2 agar relai bisa selektif dan andal sesuai dengan filosofi proteksi yang ditetapkan oleh Kepdir PLN 520 Tahun 2013. Didapatkan setting relai OCR dengan nilai Ipickup-OCR sebesar 0,625 A dan TMS 0,1565 Sl. Untuk setting relai GFR dengan nilai Ipickup-GFR sebesar 0,1385 A dan TMS 0,6092 Sl. Dengan setting tersebut, telah berhasil dikoordinasikan dengan relai-relai OCR dan GFR.

Referensi

[1] Mochammad Rizki Samputro, Arkhan Subari. 2019. "Simulasi

- Pelimpahan Beban Sistem PMT Kopel to Kopel pada Saat Pemeliharaan Trafo Berbasis Arduino Mega 2560 Menggunakan VT SCADA 11.2", GEMA TEKNOLOGI Vol. 20 No.3 Periode April 2019 - Oktober 2019.
- [2] Binka Aji Wibowo, Saiful Manan, "Pemanfaatan PMT Kopel Sebagai Sarana Pengalihan Beban di Gardu Induk Sayung Kabupaten Demak", GEMA TEKNOLOGI Vol. 18 No. 1 Periode April 2014 - Oktober 2014.
- [3] Abriansyah Hasyim, Muhammad Rizal, "Analisis Penggunaan Cubicle 20 kV Double Incoming dengan Automatic Transfer Switch (ATS) dalam Sistem Jaringan Distribusi 20 kV di Bandara Internasional Sultan Hasanuddin", Fakultas Teknik, Universitas Muhammadiyah Makassar, 2019.
- [4] Ramadan Agung, Hermansyah Alam, "Analisis Perbandingan SAIDI-SAIFI pada Penyulang 20 kV Sebelum dan Setelah Pemeliharaan di PT PLN (Persero) ULP Meulaboh Kota", Jurnal Serambi Engineering, Volume IX, No. 2, April 2025, p-ISSN : 2528-3561, e-ISSN : 2541-1934.
- [5] IEEE Std C37.04 - 2018, "IEEE Standard for Ratings and Requirements for AC High-Voltage Circuit Breaker with Rated Maximum Voltage Above 1000 V", IEEE, 2018.
- [6] IEEE Std 242-2001, "IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems", IEEE, 2001.
- [7] IEEE Std C37.91-2000, "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers", IEEE, 2000.
- [8] IEEE Std 1366-2012, "IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices", IEEE, 2012.
- [9] IEC 60076-1, "Power Transformers - General", IEC, 2000.
- [10] Stevenson Jr., William D. 1984. "Analisis Sistem Tenaga Listrik Edisi Keempat", Jakarta Pusat: Penerbit Erlangga.
- [11] Pandjaitan, Bonar. 2012. "Praktik-Praktik Proteksi Sistem Tenaga Listrik", Yogyakarta: Penerbit ANDI.
- [12] Bayu Andik Anggoro, Sukarno Budi Utomo, Ida Widiastuti, "Analisa Rugi-Rugi Daya dan Jatuh Tegangan pada Saluran Transmisi 150 kV GI Pati Bay GI Jekulo Menggunakan ETAP 12.6.0", Elekrika, Vol. 12 No.2 Tahun 2020; hal 80-85.
- [13] PT PLN (Persero) PDM/PGI/01: 2014, "Buku Pedoman Pemeliharaan Transformator Tenaga", PT PLN (Persero), 2014.
- [14] PT PLN (Persero) PDM/PGI/24: 2014, "Buku Pedoman Pemeliharaan Kubikel Tegangan Menengah", PT PLN (Persero), 2014.
- [15] PT PLN (Persero) PDM/SGL/16: 2014, "Buku Pedoman Pemeliharaan Proteksi dan Kontrol Transformator", PT PLN (Persero), 2014.