Penentuan Koordinasi Proteksi *Overcurrent Relay* dan *Ground Fault Relay* pada Gardu Induk *Air Insulated Switchgear* 150 kV Genteng

Muhammad Ainul Yaqin

S1 Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Negeri Surabaya
Email: muhammadainul.22132@mhs.unesa.ac.id

Subuh Isnur Haryudo

S1 Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Negeri Surabaya
Email: subuhisnur@unesa.ac.id

Abstrak

Koordinasi relai proteksi yang tepat diperlukan agar gangguan hubung singkat pada gardu induk dapat diisolasi secara selektif sehingga kontinuitas penyaluran tenaga listrik tetap terjaga. Penelitian ini bertujuan menentukan *setting* dan mengevaluasi koordinasi *Overcurrent Relay* (OCR) dan *Ground Fault Relay* (GFR) pada Gardu Induk *Air Insulated Switchgear* (AIS) 150 kV Genteng. Penelitian menggunakan pendekatan kuantitatif dengan desain studi kasus melalui perhitungan manual arus hubung singkat, penentuan *setting* relai, dan simulasi koordinasi pada ETAP dengan acuan IEC 60255-151:2009 dan IEEE Std C37.010-2016. Hasil perhitungan manual pada sisi 22 kV menunjukkan arus hubung singkat tiga fasa sebesar 6,878 kA, dua fasa 5,957 kA, dan satu fasa ke tanah 8,678 kA (3,78–5,51 kali arus nominal 1575 A), dengan selisih terhadap simulasi ETAP sebesar 0,00% (di bawah 0,01%) untuk ketiga jenis gangguan. *Pickup lowset* OCR pada Relai 12, Relai 7, dan Relai 3 berturut-turut sebesar 1378 A, 250 A, dan 700 A, sedangkan *pickup highset* GFR sebesar 875 A, 125 A, dan 250 A, dengan waktu kerja masing-masing 0,2 s, 0,4 s, dan 0,6 s. Kurva *Time-Current Characteristic* (TCC) menunjukkan Relai 12 sebagai proteksi utama serta Relai 7 dan Relai 3 sebagai proteksi cadangan pertama dan kedua dengan *grading time* 0,2 s. Koordinasi ini memenuhi prinsip selektivitas karena hanya relai terdekat dengan gangguan yang bekerja lebih dahulu, keandalan karena tersedia dua tingkat proteksi cadangan, dan kecepatan karena relai utama bekerja dalam 0,2 s pada gangguan sisi 22 kV.
Kata Kunci: hubung singkat, OCR, GFR, ETAP, koordinasi proteksi.

Abstract

Proper protection relay coordination is required so that short-circuit faults in a substation are isolated selectively and the continuity of power supply is maintained. This study determines the settings and evaluates the coordination of Overcurrent Relay (OCR) and Ground Fault Relay (GFR) at the 150 kV Genteng Air Insulated Switchgear (AIS) Substation. A quantitative case-study approach was used, combining manual short-circuit calculations, relay setting determination, and coordination simulation in ETAP referring to IEC 60255-151:2009 and IEEE Std C37.010-2016. On the 22 kV side, the manual three-phase, line-to-line, and single line-to-ground short-circuit currents were 6.878 kA, 5.957 kA, and 8.678 kA (3.78–5.51 times the 1575 A rated current), with a difference from the ETAP simulation of 0.00% (below 0.01%) for all three fault types. The OCR lowset pickup of Relay 12, Relay 7, and Relay 3 was 1378 A, 250 A, and 700 A, while the GFR highset pickup was 875 A, 125 A, and 250 A, with operating times of 0.2 s, 0.4 s, and 0.6 s, respectively. The Time-Current Characteristic (TCC) curves show Relay 12 as the primary protection and Relay 7 and Relay 3 as the first and second backup protection with a grading time of 0.2 s. The coordination satisfies selectivity because only the relay closest to the fault operates first, reliability because two levels of backup protection are available, and speed because the primary relay operates within 0.2 s for faults on the 22 kV side.
Keywords: *short circuit, OCR, GFR, ETAP, protection coordination.*

PENDAHULUAN

Keandalan sistem tenaga listrik merupakan faktor krusial dalam menjamin pasokan energi yang stabil dan berkualitas bagi konsumen. Gangguan seperti hubung singkat dapat menyebabkan pemadaman yang luas dan kerugian ekonomi yang signifikan, sehingga diperlukan sistem proteksi yang andal untuk mendeteksi dan mengisolasi gangguan secara cepat dan selektif (Masdi dkk., 2025). Gardu Induk (GI) *Air Insulated Switchgear* (AIS) 150 kV berfungsi sebagai titik interkoneksi, transformasi tegangan, dan distribusi daya pada sistem transmisi (Arifandi, 2021).

Overcurrent Relay (OCR) melindungi sistem dari arus lebih akibat hubung singkat antarfasa atau beban lebih, sedangkan *Ground Fault Relay* (GFR) mendeteksi arus gangguan ke tanah, khususnya gangguan satu fasa ke tanah. Kedua relai bekerja dengan bantuan *Current Transformer* (CT); apabila arus melebihi nilai *setting*, relai mengirim sinyal *trip* kepada pemutus tenaga (PMT) untuk

mengisolasi bagian yang terganggu (Ridzi dan H.S., 2019; Arya dkk., 2024).

Gangguan hubung singkat pada sistem tenaga dikelompokkan menjadi gangguan tiga fasa, dua fasa (antarfasa), dan satu fasa ke tanah. Ketiganya menimbulkan arus gangguan yang jauh melampaui arus nominal sehingga harus segera diputus sebelum merusak peralatan; besar kelipatan arus gangguan terhadap arus nominal untuk setiap jenis gangguan pada objek penelitian dihitung pada bagian Hasil dan Pembahasan (Tabel 2).

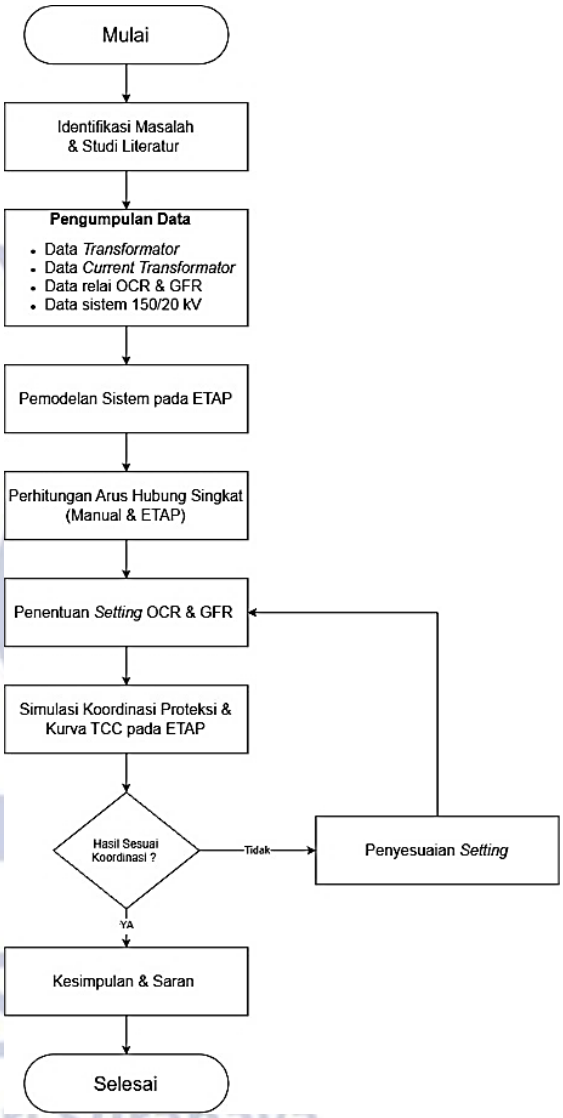
Koordinasi proteksi bertujuan agar hanya perangkat proteksi yang paling dekat dengan titik gangguan yang beroperasi, sedangkan relai di sisi hulu menjadi proteksi cadangan setelah selang waktu tertentu yang disebut *grading time* atau *Coordination Time Interval* (CTI). Koordinasi yang tidak tepat dapat memperluas area pemadaman hingga *blackout* (Panjaitan dkk., 2025; Ulhuda dan A.A., 2024). Pada relai digital, CTI yang umum digunakan berkisar antara 0,2–0,4 detik (Bahri, 2019). Koordinasi diverifikasi menggunakan kurva *Time-Current Characteristic* (TCC), yang kurva-kurva relai berurutannya tidak boleh saling berpotongan (Putri dkk., 2021).

Penelitian terdahulu pada gardu induk 150 kV umumnya menggunakan perhitungan manual dan simulasi untuk menentukan *setting* relai, misalnya Priyono (2010) di GI Krapyak yang menerapkan *time grading* 0,5 detik, Ismoyo (2018) di GI Wonosari, dan Giriwiyono (2019) di GI Medari. Penelitian ini bertujuan (1) menentukan *setting* OCR dan GFR berdasarkan hasil perhitungan arus hubung singkat dan (2) menganalisis koordinasi proteksinya berdasarkan *grading time*, urutan kerja relai, dan kurva TCC pada GI AIS 150 kV Genteng, Banyuwangi.

METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan melalui perhitungan manual dan simulasi menggunakan perangkat lunak ETAP untuk menganalisis koordinasi sistem proteksi pada Gardu Induk AIS 150 kV GI Genteng. Perhitungan manual dilakukan menggunakan Microsoft Excel, sedangkan pemodelan dan simulasi koordinasi proteksi dilakukan menggunakan ETAP. Hasil dari kedua metode tersebut kemudian dibandingkan untuk mengevaluasi kesesuaian koordinasi proteksi pada sistem kelistrikan yang diteliti. Diagram alir penelitian ditunjukkan pada Gambar 1.

Penelitian menggunakan pendekatan kuantitatif dengan desain studi kasus pada sistem proteksi GI AIS 150 kV Genteng, Banyuwangi. Karena berupa analisis sistem tenaga listrik berbasis simulasi, penelitian ini tidak menggunakan populasi dan sampel. Data berupa data sekunder dari dokumen teknis gardu induk yang meliputi *Single Line Diagram* (SLD), data transformator daya, saluran, CT, serta data relai OCR dan GFR. Pemodelan dan simulasi dilakukan dengan perangkat lunak *Electrical Transient Analyzer Program* (ETAP) pada Januari sampai April 2026, dengan acuan IEC 60255-151:2009 untuk karakteristik relai arus lebih dan IEEE Std C37.010-2016 untuk peralatan pemutus.



Gambar 1. Diagram alir penelitian

Tahapan penelitian meliputi identifikasi permasalahan, studi literatur, pengumpulan data, pemodelan sistem pada ETAP, analisis hubung singkat, penentuan *setting* OCR dan GFR, analisis koordinasi dengan kurva TCC, evaluasi *setting*, dan penarikan kesimpulan. Data utama yang dimodelkan adalah transformator T13 (Tabel 1), saluran 150 kV berkonduktor aluminium 350 AWG/kcmil sepanjang 1000 m, serta relai digital *Schneider Electric* SEPAM Series 10 dengan karakteristik *Standard Inverse* untuk OCR dan *Definite Time* untuk GFR. Rasio CT yang digunakan adalah 2500/1 A (Relai 12), 500/1 A (Relai 7), dan 1000/1 A (Relai 3).

Tabel 1. Data jaringan dan transformator daya T13

Parameter	Nilai
Sumber	400 MVA_{sc}
Saluran masuk	2 saluran 150 kV
Penghantar saluran	Aluminium 350 kcmil, 1000 m
Kapasitas transformator	60 MVA
Tegangan primer/sekunder	150 kV / 22 kV
Frekuensi	50 Hz
Impedansi transformator	9,5%
Arus nominal primer	230,9 A
Arus nominal sekunder	1575 A
Relai 12 (CT 2500/1)	Sisi sekunder 22 kV
Relai 7 (CT 500/1)	Sisi primer T13
Relai 3 (CT 1000/1)	Saluran masuk 150 kV

Arus nominal transformator dihitung dengan Persamaan (1), arus hubung singkat tiga fasa dengan Persamaan (2), arus hubung singkat dua fasa dengan $I_{LL} = (\sqrt{3}/2) \times I_{3\varphi}$, dan arus hubung singkat satu fasa ke tanah dengan metode komponen simetris pada Persamaan (3).

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \times V} \quad (1)$$

$$I_{3\phi} = \frac{V}{\sqrt{3} \times Z_1} \quad (2)$$

$$I_{LG} = \frac{3V_\phi}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (3)$$

dengan S daya transformator (VA), V tegangan *line-to-line* (V), V_φ tegangan fasa-netral (V), serta Z_1, Z_2, dan Z_0 berturut-turut impedansi urutan positif, negatif, dan nol pada titik gangguan (Ω). Hasil perhitungan manual dibandingkan dengan hasil simulasi ETAP sebagai validasi, dengan selisih dinyatakan dalam persen: $|I_{manual} - I_{ETAP}| / I_{ETAP} \times 100\%$.

Setting OCR ditentukan dari arus beban penuh (*Full Load Ampere*, FLA) dan arus hubung singkat minimum dengan kriteria *pickup lowset* pada Persamaan (4) dan *pickup highset* pada Persamaan (5).

$$1{,}05\ x\ FLA\ <\ I_{Set}\ <\ 1{,}4\ x\ FLA \quad (4)$$

$$1{,}6 \times FLA < I_{set} < 0{,}8 \times I_{sc(min)} \quad (5)$$

Waktu operasi relai *Standard Inverse* mengikuti IEC 60255 pada Persamaan (6), dan koordinasi dinyatakan baik apabila memenuhi Persamaan (7).

$$t = \frac{0{,}14 \times TMS}{\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^{0{,}02} - 1} \quad (6)$$

$$t_{backup} \geq t_{primary} + CTI \quad (7)$$

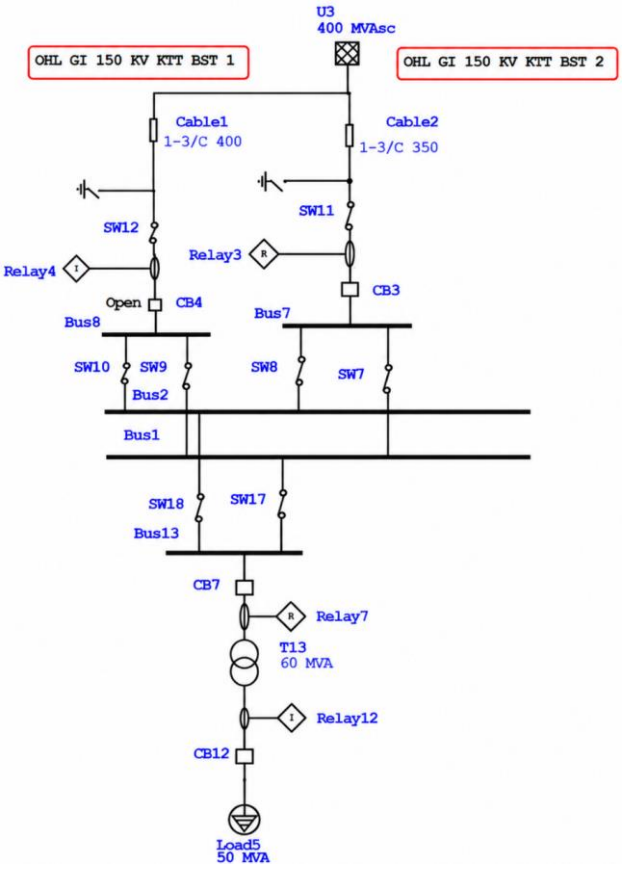
dengan t waktu operasi relai (s), TMS *Time Multiplier Setting*, I arus gangguan, dan CTI *Coordination Time Interval*.

Rating pengaman terhadap arus lebih ditentukan oleh rentang kerja tiap elemen relai. Elemen OCR *lowset* (karakteristik *Standard Inverse*) bekerja pada arus 1,05–1,4 kali FLA, elemen OCR *highset* bekerja dengan *time delay* pasti pada arus di antara 1,6 kali FLA dan 0,8 kali $I_{sc(min)}$ (Persamaan (4) dan (5)), sedangkan GFR berkarakteristik *Definite Time* dengan *pickup* sebesar 10–50% dari arus gangguan satu fasa ke tanah pada lokasi relai. Rentang tersebut dihitung untuk setiap relai pada Tabel 3.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pemodelan Sistem pada ETAP

Model sistem pada ETAP terdiri atas sumber 400 MVAsc, dua saluran masuk 150 kV, busbar, transformator daya T13 60 MVA, CT, PMT, relai OCR/GFR, dan beban sisi 22 kV (Gambar 1). Relai 3 berada pada saluran masuk 150 kV, Relai 7 pada sisi primer T13, dan Relai 12 pada sisi sekunder 22 kV. Model diverifikasi melalui pemeriksaan konektivitas jaringan dan kesesuaian parameter peralatan sebelum simulasi dijalankan.



Gambar 2. *Single Line Diagram* GI AIS 150 kV Genteng pada ETAP

Hasil Analisis Hubung Singkat

Perhitungan manual dilakukan pada Bus 30 sisi 22 kV menggunakan impedansi hasil pemodelan ETAP, yaitu $Z_1 = Z_2 = 0{,}88006 + j1{,}62345\ \Omega$ ($|Z_1| = 1{,}84664\ \Omega$) dan $Z_0 = 0{,}02246 + j0{,}766\ \Omega$ ($|Z_0| = 0{,}76633\ \Omega$). Arus nominal sisi 22 kV dari Persamaan (1) adalah I_n = 60 MVA / ($\sqrt{3} \times 22$ kV) = 1575 A.

Dengan Persamaan (2), arus hubung singkat tiga fasa $I_{3\varphi}$ = 22000 / (√3 × 1,84664) = 6878 A, sehingga arus dua fasa I_{LL} = (√3/2) × 6878 = 5957 A. Untuk gangguan satu fasa ke tanah, $Z_1 + Z_2 + Z_0$ = 1,78258 + j4,01290 Ω (4,39101 Ω) dan V_φ = 22000 / √3 = 12702 V, sehingga dari Persamaan (3) diperoleh I_{LG} = 3 × 12702 / 4,39101 = 8678 A.

Simulasi ETAP pada Bus 30 memberikan 6,878 kA (tiga fasa), 5,957 kA (dua fasa), dan 8,678 kA (satu fasa ke tanah). Seperti ditunjukkan Tabel 2, selisih perhitungan manual terhadap ETAP adalah 0,00% (di bawah 0,01%) untuk ketiga jenis gangguan, sehingga perhitungan manual dapat dipakai sebagai dasar penentuan *setting* relai. Gangguan satu fasa ke tanah menghasilkan arus terbesar, yaitu 5,51 kali arus nominal, diikuti gangguan tiga fasa 4,37 kali dan dua fasa 3,78 kali.

Tabel 2. Arus hubung singkat sisi 22 kV (Bus 30): perbandingan manual dan ETAP

Gangguan	Manual (kA)	ETAP (kA)	Selisih (kA)	Selisih (%)	× I_n (1575 A)
Tiga fasa	6,878	6,878	0,000	0,00	4,37
Dua fasa	5,957	5,957	0,000	0,00	3,78
Satu fasa-tanah	8,678	8,678	0,000	0,00	5,51

Penentuan *Setting* OCR

Tabel 3. Rentang *setting* OCR terhadap arus beban penuh (FLA)

Relai	FLA (A)	*Lowset* 1,05–1,4×FLA (A)	*Highset* ≥ 1,6×FLA (A)
12	1312	1377,6–1836,8	2099,2
7	230,9	242,4–323,3	369,4
3	629,7	661,2–881,6	1007,5

Tabel 4. Rekapitulasi *setting* OCR

Relai	CT	*Pickup lowset* (A)	*Time Dial*	*Pickup highset* (A)	*Time delay* (s)
12	2500/1	1378	0,10	2250	0,2
7	500/1	250	0,20	400	0,4
3	1000/1	700	0,02	1050	0,6

Arus beban penuh untuk Relai 12, Relai 7, dan Relai 3 masing-masing 1312 A, 230,9 A, dan 629,7 A. Dengan kriteria pada Persamaan (4) dan (5), rentang *setting* tiap relai disajikan pada Tabel 3. Nilai *pickup lowset* yang dipilih (1378 A, 250 A, dan 700 A) berada dalam rentang 1,05–1,4 kali FLA, dan *pickup highset* yang dipilih (2250 A, 400 A, dan 1050 A) berada di atas batas bawah 1,6 kali FLA. Rekapitulasi *setting* OCR disajikan pada Tabel 4. Relai 12 sebagai relai terhilir diatur bekerja paling cepat (0,2 s), diikuti Relai 7 (0,4 s) dan Relai 3 (0,6 s) sebagai relai di sisi hulu.

Penentuan *Setting* GFR

GFR menggunakan karakteristik *Definite Time* sehingga hanya memerlukan arus *pickup* dan waktu tunda; elemen *lowset* dan *time dial* dinonaktifkan. Nilai *setting* GFR disajikan pada Tabel 5 dengan urutan waktu kerja yang sama dengan OCR. *Pickup* GFR Relai 12 sebesar 875 A setara 10,1% dari arus gangguan satu fasa ke tanah sisi 22 kV (8678 A) sehingga berada dalam rentang 10–50%, sedangkan *pickup* Relai 7 (125 A) dan Relai 3 (250 A) ditentukan dengan kriteria yang sama terhadap arus gangguan tanah pada lokasi masing-masing.

Tabel 5. Rekapitulasi *setting* GFR

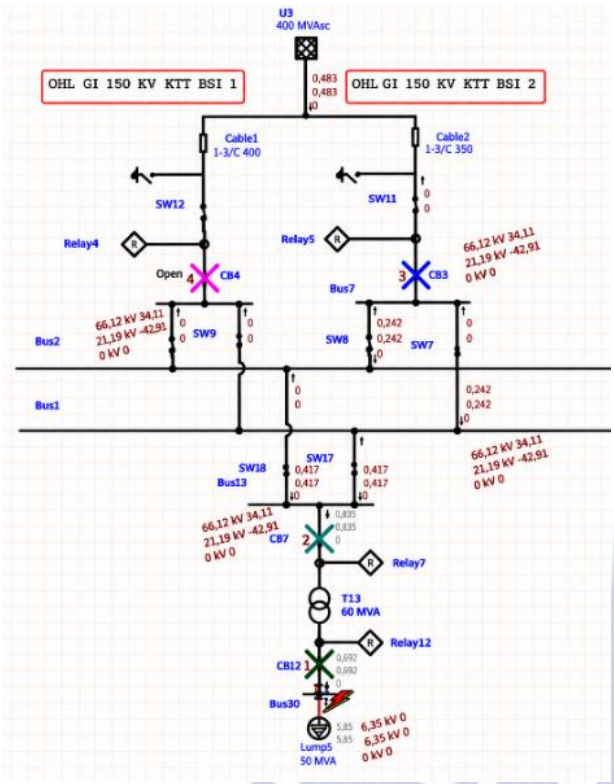
Relai	CT	*Pickup highset* (A)	*Time delay* (s)
12	2500/1	875	0,2
7	500/1	125	0,4
3	1000/1	250	0,6

Koordinasi Berdasarkan *Grading Time*, Urutan Kerja, dan Kurva TCC

Pada gambar di bawah ini ditunjukkan *single line diagram* (SLD) sistem kelistrikan yang dimodelkan menggunakan perangkat lunak ETAP. Diagram ini menggambarkan konfigurasi jaringan 150 kV, busbar, kabel, sakelar, pemutus tenaga (*circuit breaker*), transformator, serta relai proteksi. Pemodelan ini digunakan sebagai dasar untuk melakukan simulasi dan menganalisis koordinasi proteksi OCR dan GFR terhadap gangguan hubung singkat pada sistem kelistrikan.

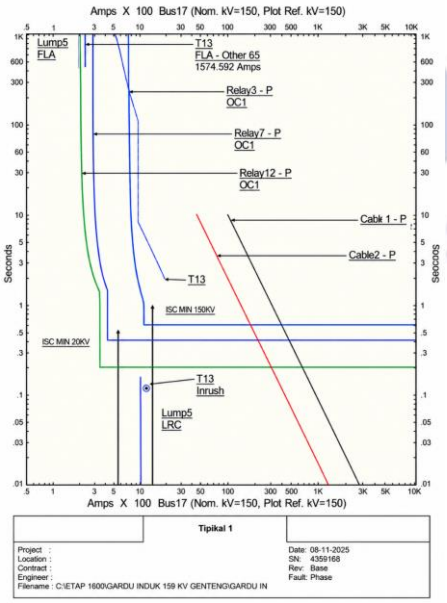
Berdasarkan hasil perhitungan dan simulasi menggunakan perangkat lunak ETAP, koordinasi proteksi OCR dan GFR dianalisis berdasarkan nilai arus gangguan serta waktu kerja masing-masing relai. Pengaturan relai dilakukan untuk memastikan bahwa relai yang paling dekat dengan titik gangguan bekerja terlebih dahulu, sedangkan relai di sisi hulu berfungsi sebagai pengaman cadangan (*backup*).

Evaluasi koordinasi proteksi dilakukan dengan memperhatikan perbedaan waktu kerja antarrelai (*grading time*) serta karakteristik kurva waktu-arus (*Time Current Characteristic/TCC*). Hasil analisis ini digunakan untuk menilai apakah pengaturan relai telah memenuhi prinsip selektivitas, sehingga bagian sistem yang mengalami gangguan dapat diisolasi tanpa menyebabkan pemutusan pada bagian sistem lainnya.



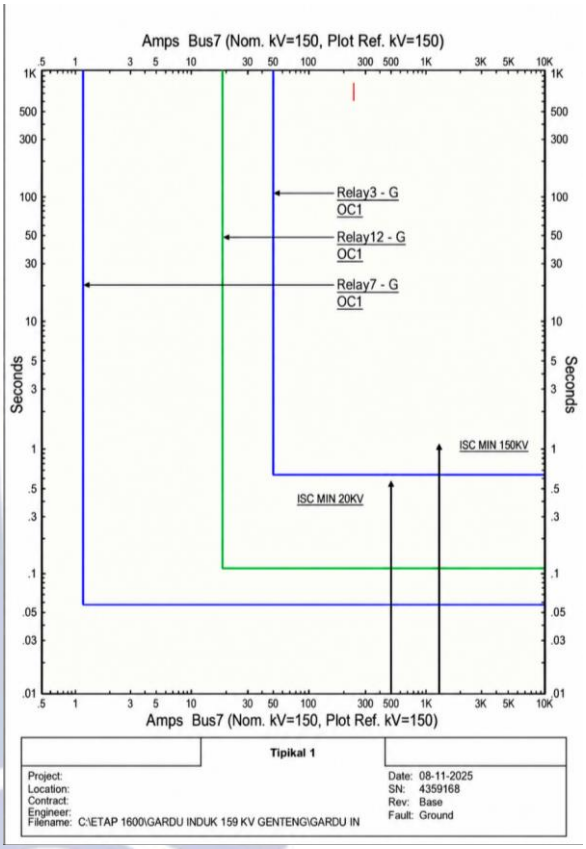
Gambar 3. Urutan kerja koordinasi proteksi

Kurva TCC OCR (Gambar 3) menunjukkan bahwa Relai 12, Relai 7, dan Relai 3 tersusun berurutan tanpa saling berpotongan. Relai 12 pada sisi 22 kV bekerja paling cepat sebagai proteksi utama terhadap gangguan sisi sekunder transformator, Relai 7 menjadi proteksi cadangan pertama, dan Relai 3 pada sisi 150 kV menjadi proteksi cadangan kedua apabila relai di sisi hilir gagal bekerja.



Gambar 4. Kurva TCC koordinasi OCR pada transformator T13

Pola yang sama terlihat pada kurva TCC GFR (Gambar 3): Relai 12 sebagai proteksi utama gangguan satu fasa ke tanah, serta Relai 7 dan Relai 3 sebagai proteksi cadangan pertama dan kedua. Selisih waktu kerja antarrelai (*grading time*) sebesar 0,2 s berada pada rentang CTI relai digital 0,2–0,4 s (Bahri, 2019), sehingga relai utama dan cadangan tidak bekerja bersamaan.



Gambar 5. Kurva TCC koordinasi GFR

Secara kuantitatif (Tabel 6), pada gangguan Bus 30 arus tiga fasa 6878 A dan arus satu fasa ke tanah 8678 A masing-masing 3,06 kali *pickup highset* OCR (2250 A) dan 9,92 kali *pickup* GFR (875 A) Relai 12, sehingga Relai 12 *trip* pada 0,2 s. Apabila Relai 12 gagal, Relai 7 *trip* pada 0,4 s dan, apabila Relai 7 juga gagal, Relai 3 *trip* pada 0,6 s, dengan selisih waktu 0,2 s antartingkat.

Tabel 6. Rekapitulasi koordinasi OCR dan GFR

Relai	Peran	*Highset* OCR (A)	*Pickup* GFR (A)	Waktu kerja (s)	Δt (s)
12	Utama	2250	875	0,2	–
7	Cadangan 1	400	125	0,4	0,2
3	Cadangan 2	1050	250	0,6	0,2

Pembahasan

Selisih antara perhitungan manual dan simulasi ETAP adalah 0,00% (di bawah 0,01%) untuk gangguan tiga fasa, dua fasa, dan satu fasa ke tanah, sehingga model ETAP dan perhitungan komponen simetris konsisten dan dapat dipakai untuk menentukan *setting* relai.

Koordinasi OCR dan GFR memenuhi prinsip selektivitas karena Relai 12 sebagai relai terdekat gangguan bekerja lebih dahulu pada 0,2 s, sedangkan relai hulu menunggu 0,4 s dan 0,6 s; keandalan karena tersedia dua tingkat proteksi cadangan (Relai 7 dan Relai 3); dan kecepatan karena gangguan sisi 22 kV ditangani relai utama dalam 0,2 s. Selisih waktu antartingkat 0,2 s tepat berada pada batas bawah CTI relai digital 0,2–0,4 s.

Hasil ini sejalan dengan Ismoyo (2018) dan Giriwiyono (2019) yang menentukan *setting* OCR dan GFR melalui perhitungan manual berdasarkan arus gangguan tiap zona proteksi, serta dengan Priyono (2010) dan Ismoyo (2018) yang menerapkan perbedaan waktu kerja antara relai penyulang, sisi 20 kV, dan sisi 150 kV. Perbedaan nilai *setting* antarrelai dipengaruhi oleh rasio CT, lokasi pemasangan, dan besar arus gangguan. Penelitian ini memiliki keterbatasan: impedansi untuk perhitungan manual diambil dari model ETAP, objek terbatas pada satu gardu induk, dan pengaruh perubahan konfigurasi serta variasi pembebanan belum dikaji.

PENUTUP

Simpulan

Setting OCR dan GFR pada GI AIS 150 kV Genteng ditentukan berdasarkan perhitungan arus hubung singkat sisi 22 kV (tiga fasa 6,878 kA, dua fasa 5,957 kA, satu fasa ke tanah 8,678 kA; 3,78–5,51 kali arus nominal) yang selisihnya terhadap simulasi ETAP sebesar 0,00% (di bawah 0,01%) untuk ketiga jenis gangguan.

Relai 12 (CT 2500/1, sisi 22 kV) berperan sebagai proteksi utama dengan OCR *pickup lowset* 1378 A, *time dial* 0,10, *pickup highset* 2250 A, serta GFR *pickup* 875 A, dengan waktu kerja 0,2 s.

Relai 7 (CT 500/1, sisi primer T13) berperan sebagai proteksi cadangan pertama dengan OCR *pickup lowset* 250 A, *time dial* 0,20, *pickup highset* 400 A, serta GFR *pickup* 125 A, dengan waktu kerja 0,4 s.

Relai 3 (CT 1000/1, saluran masuk 150 kV) berperan sebagai proteksi cadangan kedua dengan OCR *pickup lowset* 700 A, *time dial* 0,02, *pickup highset* 1050 A, serta GFR *pickup* 250 A, dengan waktu kerja 0,6 s.

Ketiga relai terkoordinasi dengan *grading time* 0,2 s pada kurva TCC OCR maupun GFR sehingga memenuhi prinsip selektivitas, keandalan, dan kecepatan proteksi.

Saran

Penelitian selanjutnya disarankan menggunakan data *setting* relai aktual yang lebih lengkap dan memverifikasi hasil simulasi dengan kondisi operasi di lapangan, mempertimbangkan relai lain seperti *differential relay* dan *distance relay*, serta menguji variasi gangguan, pembebanan, dan konfigurasi sistem.

DAFTAR PUSTAKA

Arifandi, A. 2021. *Analisis Kelayakan Migrasi Air Insulated Switchgear (AIS) ke Gas Insulated Switchgear (GIS) di Gardu Induk 150 kV Kentungan dengan Pembanding Gardu Induk 150 kV Gejayan*. UGM Press.

Arya, E.H., Ermawati, Machdalena dan Hendri, J. 2024. Analisa *Overcurrent Relay* (OCR) dan *Ground Fault Relay* (GFR) pada Jaringan Distribusi 20 kV. *Jurnal Surya Teknika*, 11(2): 755–764.

Bahri, M.S. 2019. *Optimasi Koordinasi Proteksi Relai Arus Lebih pada PT. Yeoh Tiong Lay (YTL) Jawa Timur Menggunakan Metode Neural Network*. Tesis. Universitas Jember.

IEC. 2009. *IEC 60255-151:2009 Measuring Relays and Protection Equipment – Part 151: Functional Requirements for Over/Under Current Protection*. Geneva: IEC.

IEEE. 2016. *IEEE Std C37.010-2016 IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers > 1000 Vac Rated on a Symmetrical Current Basis*. New York: IEEE.

Masdi, H., Tsari, M. dan Hasanah, R.N. 2025. Evaluasi Selektivitas dan Keandalan Relai OCR dan GFR pada Sistem Proteksi Jaringan Distribusi. *SNTE-FORTEI*, 1(1): 353–359.

Panjaitan, R.E., Wibowo, P. dan Anisah, S. 2025. Simulasi Kinerja Operasi *Overcurrent Relay* (OCR) pada Gangguan Hubung Singkat dengan Penyesuaian Pengaturan Waktu. *INTECOMS*, 8(1): 1–8.

Putri, R., Juliadi, E., Jannah, M., Ramji, D.R. dan Al-Ani, W.K.A. 2021. Study Coordination Design of Over Current Relay on the Kiln Area Electrical System. *Journal of Renewable Energy, Electrical, and Computer Engineering*, 1(2): 94–108.

Ridzi, I. dan H.S. 2019. Analisis Koordinasi Sistem Proteksi pada Saluran Transmisi 150 kV Bangil – New Porong. *ELPOSYS Jurnal Sistem Kelistrikan*, 6(2): 91–96.

Ulhuda, F.F. dan A.A. 2024. The Evaluation of Overcurrent Relay and Ground Fault Relay Settings on Power Transformers. *International Journal of Electrical, Energy and Power System Engineering*, 11(2): 100–110.