

Simulasi Kinerja Relay OCR *Transformator* 20 MVA Pada Sistem Tegangan 150 KV Dan 20 KV Di Gardu Induk Situbondo

Berlian Surya Kusuma Nugroho*, Muhammad A'an Auliq, Sofia Ariyani

Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Muhammadiyah Jember
Jl. Karimata, No. 49, Jember, Jawa timur
E-mail: berliansurya16@gmail.com

Naskah Masuk: 25 Juni 2025; Diterima: 28 September 2026; Terbit: 30 September 2026

ABSTRAK

Abstrak - Relay Arus Lebih (OCR) berperan penting dalam proteksi jaringan transmisi listrik dengan mendeteksi dan mengisolasi gangguan arus lebih. Efektivitas proteksi dipengaruhi oleh pengaturan arus dan waktu tunda. Saat ini, setting arus gangguan di sisi 150 kV adalah 277,2 A dan di sisi 20 kV sebesar 5 A, dengan TMS masing-masing 3,55 s dan 2,74 s. Dengan setting saat ini yang diterapkan masih mengalami gangguan oleh karena itu perlu dilakukan analisa dengan mensimulasikan menggunakan software ETAP menghasilkan nilai arus setting primer OCR untuk sisi 150 KV sebesar 92,4 A dengan persentase toleransi arus sebesar 1,45 % dan sisi 20 KV sebesar 3,36 A dengan persentase toleransi arus sebesar 0,48 %. Dengan penentuan parameter akurasi arus *PickUp* yaitu nilai persentase kesalahan standar sebesar $\pm 5\%$ dari arus setting, maka OCR dapat beroperasi dengan selektif dan andal dalam melindungi sistem dari gangguan arus lebih. dengan nilai TMS sisi 150 KV adalah 0,86 s dan nilai TMS sisi 20 KV adalah 1,12 s

Kata kunci: *Over Current Relay, Proteksi, Simulasi, Gardu Induk, Tegangan 150 kV*

ABSTRACT

Abstract - Overcurrent Relay (OCR) plays an important role in the protection of the electrical transmission network by detecting and isolating overcurrent faults. The effectiveness of protection is influenced by the current setting and delay time. Currently, the fault current setting on the 150 kV side is 277.2 A and on the 20 kV side is 5 A, with TMS of 3.55 s and 2.74 s respectively. With the current setting applied is still experiencing interference, therefore it is necessary to analyze by simulating using ETAP software to produce a primary current setting current value of OCR for the 150 KV side of 92.4 A with a percentage of current tolerance of 1.45 % and the 20 KV side of 3.36 A with a current tolerance percentage of 0.48 %. By determining the accuracy parameter of the *PickUp* current, which is a standard error percentage value of $\pm 5\%$ of the setting current, OCR can operate selectively and reliably in protecting the system from overcurrent interference. with the TMS value of the 150 KV side is 0.86 s and the TMS value of the 20 KV side is 1.12 s

Keywords: *Over Current Relay, Protection, Simulation, Substation, Voltage 150 kV*

Copyright © 2026 Jurnal Teknik Elektro dan Komputasi (ELKOM)

1. PENDAHULUAN

Keandalan sistem tenaga listrik sangat dipengaruhi oleh kemampuan sistem proteksi dalam mendeteksi dan mengisolasi gangguan secara cepat, selektif, dan andal. Gangguan hubung singkat dapat menyebabkan arus yang besar dan berpotensi merusak peralatan apabila tidak segera diisolasi. Salah satu perangkat proteksi yang digunakan untuk mengamankan sistem tenaga listrik terhadap gangguan arus lebih adalah Over Current Relay (OCR). OCR bekerja dengan mendeteksi arus yang melebihi nilai pickup yang telah ditentukan dan selanjutnya memberikan perintah trip kepada circuit breaker. Oleh karena itu, penentuan pickup current, karakteristik waktu-arus, dan Time Multiplier Setting (TMS) yang tepat diperlukan agar relay dapat bekerja secara selektif dan andal [1].

Gardu Induk (GI) Situbondo merupakan salah satu bagian dari sistem tenaga listrik yang berfungsi dalam proses transformasi dan penyaluran energi listrik. GI Situbondo memiliki tiga transformator daya, yaitu dua transformator berkapasitas 60 MVA dan satu transformator berkapasitas 20 MVA. Transformator

20 MVA beroperasi pada sistem tegangan 150 kV/20 kV, sehingga diperlukan sistem proteksi yang mampu mendeteksi dan mengisolasi gangguan pada sisi tegangan tinggi maupun sisi tegangan menengah. Penelitian mengenai koordinasi proteksi pada transformator 150/20 kV menunjukkan bahwa perbedaan karakteristik arus pada kedua sisi transformator perlu dipertimbangkan dalam menentukan setting dan waktu kerja OCR [2], [3].

Pada sistem Gardu Induk Situbondo terdapat kondisi gangguan tiga fasa dengan arus sebesar 1.448,39 A pada sisi 150 kV dan 10.862,66 A pada sisi 20 kV. Perbedaan nilai arus tersebut menunjukkan bahwa kondisi gangguan pada masing-masing sisi transformator memiliki karakteristik yang berbeda. Oleh karena itu, diperlukan perhitungan arus gangguan sebagai dasar dalam menentukan parameter setting OCR. Ketepatan setting sangat penting karena relay yang bekerja terlalu lambat dapat meningkatkan risiko kerusakan peralatan, sedangkan setting yang tidak terkoordinasi dapat menyebabkan pemutusan pada bagian sistem yang tidak mengalami gangguan.

Evaluasi kinerja OCR dapat dilakukan melalui perhitungan dan simulasi sistem tenaga listrik. Simulasi memungkinkan kondisi gangguan dimodelkan berdasarkan konfigurasi sistem sehingga respons relay dapat diamati tanpa melakukan pengujian gangguan secara langsung pada sistem yang sedang beroperasi. Penggunaan ETAP dapat membantu dalam melakukan perhitungan arus hubung singkat serta menganalisis setting dan koordinasi OCR berdasarkan waktu operasi relay [4]. Analisis koordinasi relay juga diperlukan untuk memastikan bahwa relay yang paling dekat dengan titik gangguan bekerja terlebih dahulu, sementara relay lainnya tetap berfungsi sebagai proteksi cadangan [5].

Berdasarkan kondisi tersebut, evaluasi terhadap kinerja OCR pada transformator 20 MVA di GI Situbondo diperlukan untuk mengetahui kesesuaian respons relay terhadap gangguan tiga fasa pada sisi 150 kV dan 20 kV. Analisis dilakukan dengan mempertimbangkan nilai arus gangguan, arus pickup, karakteristik relay, TMS, dan waktu operasi relay. Hasil simulasi dapat digunakan untuk mengetahui kemampuan OCR dalam mendeteksi gangguan serta mengevaluasi koordinasi sistem proteksi pada transformator. Hasil analisis diharapkan dapat memberikan gambaran mengenai kinerja OCR dan menjadi bahan evaluasi terhadap sistem proteksi transformator 20 MVA di Gardu Induk Situbondo.

2. KAJIAN PUSTAKA

2.1. Penelitian Terdahulu

Penelitian Multi dan Addaus [6] mengenai proteksi Over Current Relay (OCR) dan Ground Fault Relay (GFR) pada transformator daya menganalisis arus hubung singkat dan setting OCR pada sisi 150 kV dan 20 kV. Hasil penelitian menunjukkan arus gangguan tiga fasa masing-masing sebesar 1.631,29 A dan 12.245,32 A, dengan setting OCR sebesar 277,2 A (TMS 0,31) pada sisi 150 kV dan 2.078,4 A (TMS 0,23) pada sisi 20 kV. Hasil tersebut menunjukkan pentingnya penentuan setting OCR berdasarkan karakteristik arus gangguan pada masing-masing sisi transformator.

Sayrifuddin dkk. [2] menganalisis kinerja OCR pada transformator 30 MVA 150/20 kV di Gardu Induk Sengkang melalui pengujian menggunakan Omicron CMC 356. Hasil pengujian menunjukkan rasio Drop Off/Pick Up sebesar 95,83% pada sisi 150 kV dan 95,28% pada sisi 20 kV, sedangkan kesalahan arus Pick Up masing-masing sebesar 3,92% dan 1,87%. Hasil pengujian waktu kerja relay juga memenuhi standar PT PLN (Persero) dengan kesalahan kurang dari $\pm 5\%$ [7].

2.2. Sistem Tenaga Listrik GI Situbondo

Sistem tenaga listrik merupakan suatu interkoneksi yang saling terintegrasi yang dihubungkan oleh jaringan transmisi yang mencakup dari bagian sentral atau pusat tenaga listrik hingga ke gardu induk sebagai pusat beban. *Generator, transformator*, saluran transmisi, saluran distribusi hingga ke beban yang merupakan kumpulan komponen-komponen yang selalu dikaitkan dengan sistem tenaga listrik yang sama-sama terhubung menjadi satu integrasi hingga menciptakan suatu sistem [8].

2.3. Transformator Daya

Transformator Daya merupakan peralatan utama dan paling penting dalam suatu sistem penyaluran tenaga listrik. Dalam operasi sistem tenaga listrik, transformator daya bisa dikatakan sebagai jantung dari transmisi dan distribusi tenaga listrik, dikarenakan fungsinya sebagai penyalur daya listrik dan mentransformasikan dari tegangan tinggi ke tegangan rendah atau sebaliknya [9], [10].

2.4. Sistem Proteksi

Sistem proteksi melindungi perangkat listrik seperti generator, transformator, dan saluran transmisi dari gangguan seperti hubung singkat, tegangan abnormal, beban berlebih, dan perubahan frekuensi. Tujuannya adalah membatasi area terdampak dan memisahkan gangguan [11]. Hubung singkat terjadi saat konduktor bertegangan dan tidak bertegangan terhubung langsung tanpa beban, menghasilkan arus besar. Meski perangkat dilindungi isolasi, faktor seperti usia, korosi, dan tekanan mekanis dapat

merusaknya dan memicu gangguan. Dari gangguan hubung singkat di atas, arus gangguannya dapat dihitung menggunakan perhitungan hukum ohm [12],[13]

$$I = \frac{V}{Z} \quad (1)$$

Dimana :

I = arus yang mengalir pada hambatan Z (A)

V = tegangan sumber (V)

Z = impedansi jaringan, nilai ekivalen dari saluran impedansi didalam jaringan dari sumber tegangan sampai titik gangguan (Ohm)

Untuk impedansi sumber harus terlebih dahulu diketahui hubung singkat yang terjadi pada bus 150 kV.

$$MVA (hs) = \sqrt{3} \times \text{data hubung singkat} \quad (2)$$

Dimana :

V = tegangan sisi primer transformator daya

Impedansi sumber pada bus 150 kV.

$$X_s = \frac{KV^2}{MVA} \quad (3)$$

Dimana :

X_s = impedansi sumber (Ohm)

KV^2 = tegangan sisi primer trafo tenaga (kV)

MVA = data hubung singkat di bus 150 kV (MVA)

Impedansi sumber pada bus 20 kV

$$X_s (\text{sisi } 20 \text{ kV}) = \frac{20^2}{150^2} \times X_s (\text{sisi } 150 \text{ kV}) \quad (4)$$

Untuk mencari nilai reaktansi trafo dalam ohm dihitung dengan cara sebagai berikut :

Langkah pertama mencari nilai tahanan pada 100% untuk trafo pada sisi 150 kV dan 20 kV. Dengan rumus sebagai berikut :

$$X_t (\text{pada } 100\%) = \frac{KV^2}{MVA} \quad (5)$$

Dimana :

X_t = impedansi trafo tenaga (ohm)

KV^2 = tegangan trafo tenaga (kV)

MVA = kapasitas daya trafo tenaga (MVA)

Langkah selanjutnya mencari nilai reaktansi tenaganya. Untuk menghitung reaktansi urutan positif dan negatif ($X_{t1} = X_{t2}$).

$$X_t = \% \text{ yang diketahui} \times X_t (\text{pada } 100\%) \quad (6)$$

untuk perhitungan Z_{0eq} ini harus diketahui hubungan belitan trafonya.

Urutan positif dan urutan negatif ($Z_{1eq} = Z_{2eq}$)

$$Z_{1eq} = Z_{2eq} = Z_{s1} + Z_{t1} \quad (7)$$

dimana :

Z_{1eq} = impedansi ekivalen urutan positif (ohm)

Z_{2eq} = impedansi ekivalen urutan negatif (ohm)

Z_{s1} = impedansi sumber (ohm)

Z_{t1} = impedansi trafo tenaga urutan positif dan negatif (ohm)

Urutan nol (Z_{0eq})

$$Z_{0eq} = Z_{t0} + 3.RN \quad (8)$$

Dimana :

Z_{0eq} = impedansi ekivalen urutan nol (ohm)

Z_{t0} = impedansi trafo tenaga urutan nol (ohm)

RN = tahanan tanah trafo tenaga (ohm)

2.5. Gangguan Sistem Pada Tenaga Listrik

Gangguan yang umum terjadi pada sistem tenaga listrik adalah gangguan tidak seimbang (asimetris), termasuk gangguan hubung singkat 3 fasa. Di sistem 150 kV arus gangguannya sebesar 1448,39 A, dan di sistem 20 kV sebesar 10862,65 A. Gangguan ini dapat mengganggu distribusi atau transmisi

listrik. Oleh karena itu, diperlukan analisis untuk menentukan arus gangguan dan kontribusi tiap peralatan, guna menentukan kapasitas PMT dan pengaturan waktu koordinasi antar relay [14]

2.6. Gangguan Hubung Singkat

Konfigurasi jaringan, metode dan ketinggian pentanahan, level tegangan, isolasi, waktu pemutusan gangguan, dan kondisi atmosfer adalah beberapa faktor yang memengaruhi jumlah dan jenis gangguan listrik. Arus gangguan hubung singkat dihitung menggunakan impedansi ekivalen, yang berbeda tergantung pada jenis gangguan, yaitu gangguan satu fasa, dua fasa, atau tiga fasa ke tanah. Perhitungan arus gangguan hubung singkat 3 fasa

$$I_{3fasa} = \frac{V_{ph}}{Z_{1eq}} \quad (9)$$

Dimana :

I_{3fasa} = arus gangguan hubung singkat tiga fasa (A)

V_{ph} = tegangan fasa – netral ($\frac{\text{tegangan sisi trafo}}{\sqrt{3}}$) (V)

Z_{1eq} = impedansi ekivalen urutan positif (ohm)

Perhitungan arus gangguan hubung singkat dua fasa

$$I_{2fasa} = \frac{V_{ph-ph}}{Z_{1eq} + Z_{2eq}} \quad (10)$$

Karena $Z_{1eq} = Z_{2eq}$, maka :

$$I_{2fasa} = \frac{V_{ph-ph}}{2 \times Z_{1eq}} \quad (11)$$

Dimana :

I_{2fasa} = arus gangguan hubung singkat dua fasa (A)

V_{ph-ph} = tegangan fasa – fasa (tegangan sisi trafo) (A)

Z_{1eq} = impedansi urutan positif (ohm)

Perhitungan arus gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah

$$I_{1fasa} = \frac{3 \times V_{ph}}{Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}} \quad (12)$$

Karena $Z_{1eq} = Z_{2eq}$, maka :

$$I_{1fasa} = \frac{3 \times V_{ph}}{2 \times Z_{1eq} + Z_{0eq}} \quad (13)$$

Dimana :

I_{1fasa} = arus gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah (A)

V_{ph} = tegangan fasa – netral ($\frac{\text{tegangan sisi trafo}}{\sqrt{3}}$) (V)

Z_{1eq} = impedansi urutan positif (ohm)

2.7. OCR (Over Current Relay)

Relay arus lebih, atau yang sering disebut sebagai OCR (Over Current Relay), adalah perangkat yang mendeteksi arus berlebih, yang dapat disebabkan oleh gangguan seperti hubung singkat atau kelebihan beban yang berpotensi merusak peralatan dalam sistem tenaga yang berada di area perlindungannya [15], [16].

Pengaturan Relay arus lebih pada sisi pertama dan sisi kedua transformator daya harus diawali dengan perhitungan arus nominal dari transformator daya tersebut [17] dapat dihitung dengan menggunakan rumus :

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} V_{base}} \quad (14)$$

Dimana :

I_{base} = arus nominal (A)

S_{base} = daya semu (VA)

V_{base} = tegangan (sesuai sisi transformator) (V)

Setting Relay arus lebih

$$I_{set} (primer) = 1,2 \times I \text{ nominal trafo} \quad (15)$$

$$I_{set} (sekunder) = I_{set} (primer) \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \quad (16)$$

Setting Waktu (TMS) OCR

$$t = TMS(Td) \times \frac{k}{(I/I_s)^{a-1}} + c \quad (17)$$

Dimana :

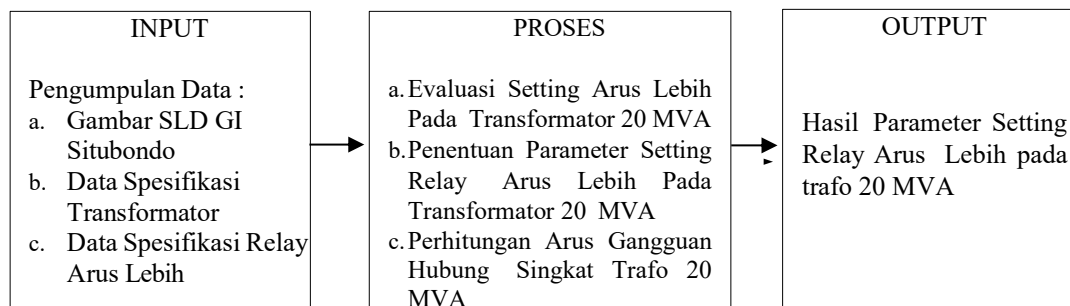
- t = waktu operasi (s)
 TMS = standar waktu setting Relay (s)
 k = konstanta *Standart Inverse*
 I = arus gangguan hubung singkat (Ampere)
 I_s = arus setting primer pada Relay (Ampere)
 a = konstanta *Standart Inverse*
 c = konstanta *Standart Inverse*

3. METODE PENELITIAN

Tahapan penelitian ini meliputi perencanaan penggambaran *Single Line Diagram* (SLD), Evaluasi setting arus lebih pada transformator 20 MVA, perhitungan arus gangguan hubung singkat trafo 20 MVA dan hasil perbandingan parameter setting relay arus lebih pada trafo 20 MVA.

3.1 Diagram Blok

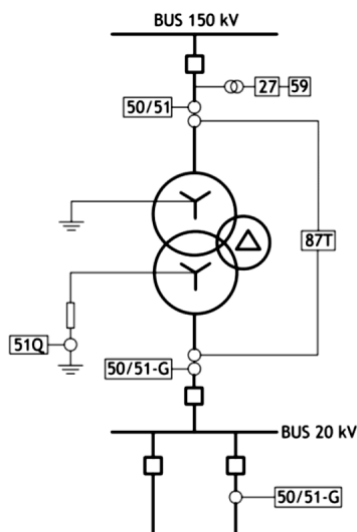
Gambar 1 berikut menunjukkan diagram blok penelitian. Proses alur penelitian pada diagram blok diawali dengan tahap Input yang mengumpulkan data penting berupa gambar *Single Line Diagram* (SLD) Gardu Induk Situbondo, data spesifikasi transformator, serta data spesifikasi relay arus lebih. Selanjutnya pada tahap Proses, data tersebut diolah melalui evaluasi setting arus lebih pada transformator 20 MVA, penentuan parameter setting relay arus lebih, dan perhitungan arus gangguan hubung singkat pada trafo 20 MVA. Tahapan ini berakhir pada bagian Output yang menghasilkan nilai parameter setting relay arus lebih yang optimal dan presisi untuk transformator 20 MVA.



Gambar 1. Diagram Blok

3.2 Skema Perancangan Sistem Proteksi Pada Transformator

Adapun untuk melindungi sistem tenaga listrik dari gangguan. Gardu Induk Situbondo dilengkapi dengan beberapa peralatan proteksi diantaranya sebagai berikut :



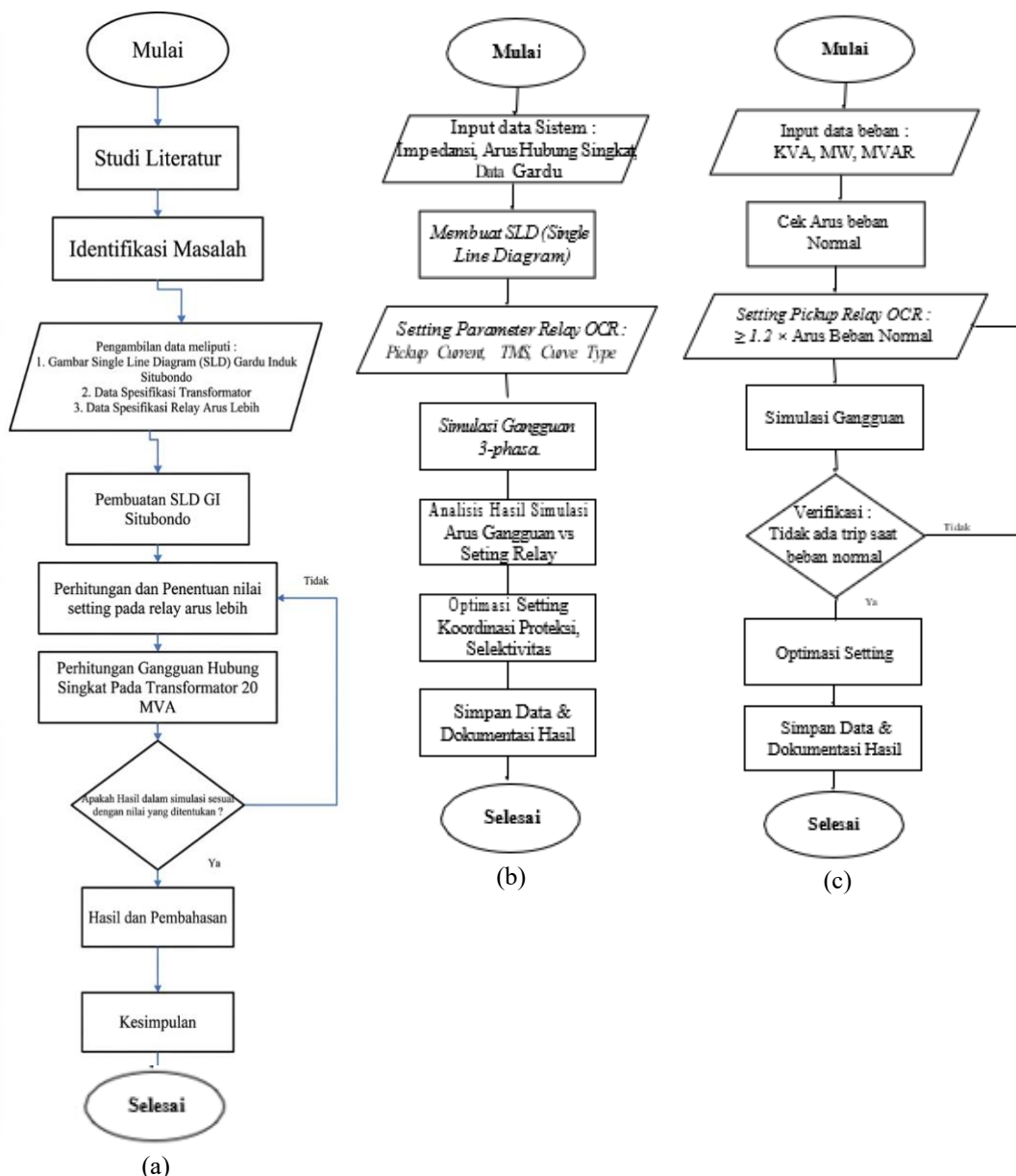
Keterangan :

- Relay Diferensial Transformator (87T)
- Relay Arus Lebih (50/51)
- Relay Tegangan Lebih (59)
- Relay Under Voltage (27)
- Relay Arus Lebih Tanah (50/51-G)
- Relay Arus Lebih Netral (51Q)

Gambar 2. Sistem Proteksi Pada Transformator

3.3 Flowchart Penelitian

Gambar 3 berikut merupakan flowchart penelitian yang meliputi tahapan-tahapan penelitian (Gambar 3a), tahapan simulasi menggunakan ETAP (Gambar 3b), dan implementasi beban (Gambar 3c). Tahapan penelitian (Gambar 3a) diawali dengan studi literatur dan identifikasi masalah, dilanjutkan dengan pengumpulan data yang meliputi gambar Single Line Diagram (SLD) GI Situbondo, data spesifikasi transformator, serta data spesifikasi relay arus lebih. Berdasarkan data tersebut, dilakukan pembuatan SLD GI Situbondo, lalu dilanjutkan dengan perhitungan dan penentuan nilai setting pada relay arus lebih serta perhitungan gangguan hubung singkat pada transformator 20 MVA. Selanjutnya, dilakukan tahapan evaluasi untuk memeriksa apakah hasil dalam simulasi telah sesuai dengan nilai yang ditentukan. Jika hasilnya belum sesuai, alur akan kembali ke proses perhitungan dan penentuan nilai setting relay arus lebih. Apabila hasilnya sudah sesuai, tahap dilanjutkan ke pembahasan hasil, penarikan kesimpulan, dan penelitian dinyatakan selesai.



Gambar 3. Flowchart Penelitian (a) Tahapan-tahapan penelitian, (b) Tahapan simulasi menggunakan ETAP, dan (c) Implementasi beban

Tahapan simulasi menggunakan ETAP (Gambar 3b) dimulai dengan keputusan tingkat awal, yaitu aktivitas simulasi. Langkah pertama adalah input data sistem di mana semua data teknis, seperti impedansi jaringan, arus sirkuit pendek, dan tegangan sistem, dimasukkan ke dalam ETAP untuk memastikan model sistem yang representatif dari kondisi aktual. Single Line Diagram (SLD) kemudian dibuat dalam ETAP. Ini hanya menggambarkan konfigurasi sistem daya, seperti Busbe, Transformers, Gear Channels, dan Loads. Selain itu, parameter Relay OCR diatur. Ini menentukan nilai arus pickup. Ini menentukan pemilihan pengaturan pengali (TMS) dan Relay properti kurva kerja. Setelah menyelesaikan konfigurasi, simulasi interferensi dilakukan dengan analisis sirkuit pendek untuk berbagai skenario seperti: Hasil simulasi memasuki level hasil simulasi untuk menilai apakah Relay berfungsi sesuai dengan pengaturan yang ditentukan untuk kecepatan operasi dan selektivitas kondisi kesalahan. Setelah hasil analisis telah ditentukan, optimasi konfigurasi dilakukan. Penyesuaian, TMS, atau kurva kerja untuk mempertahankan perlindungan fungsional optimal dan penyesuaian antar relay. Semua tingkat simulasi dan optimasi diselesaikan, dan kemudian semua data tentang simulasi, grafik, dan hasil pengaturan dicatat sebagai dokumen teknis untuk menyimpan hasil hasil dan dokumen. Akhirnya, diagram aliran berakhir pada fase penyelesaian, menyelesaikan seluruh proses simulasi dan evaluasi Relay OCR.

Pada implementasi beban (Gambar 3c), tahapan pertama adalah memasukkan data beban yang mencakup data kapasitas beban dalam bentuk KVA, MW, dan MVAR dalam model sistem kinerja ETAP. Rephrase Analisis aliran beban kemudian dilakukan untuk menganalisis distribusi daya dan tegangan dalam kondisi operasi normal. Hasil simulasi ini digunakan untuk memeriksa arus beban normal (BBB). Hal ini dimaksudkan untuk menentukan arus aktual yang mengalir melalui elemen jaringan dalam hal kondisi tanpa gangguan. Konfigurasi Relay pickup OCR dibuat berdasarkan nilai arus beban normal. Ini menyesuaikan prinsip regulasi arus beban normal setidaknya 1,2 kali untuk mencegah Relay dari fungsi yang tidak sengaja selama fluktuasi beban normal. Selain itu, simulasi interferensi (sirkuit pendek) dilakukan untuk memastikan bahwa Relay konfigurasi dengan benar mengenali kesalahan. Setelah simulasi interferensi, cek dilakukan, yang berarti bahwa Relay tidak akan berfungsi dalam kondisi beban normal atau akan merespons kondisi yang salah. Jika ketidakcocokan ditemukan, pertahankan penyesuaian perlindungan dalam bentuk penyesuaian pada arus pickup, TMS, atau kurva Relay.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Data Sekunder GI Situbondo

Data yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data sekunder milik PT.PLN (PERSERO) Unit Penyaluran Transmisi (UPT) Probolinggo dan pihak Gardu Induk Situbondo. Diantara data-data yang diperlukan dalam penelitian ini adalah *Single Line* diagram, data impedansi sumber, spesifikasi transfxomator daya, spesifikasi pembangkit tambahan, data peralatan pendukung.

4.1.1. Data Gardu Induk Situbondo

Dalam menentukan rating kapasitas *transformator* daya yang akan digunakan diperlukan beberapa parameter yang digunakan untuk menentukan spesifikasi teknis pada *transformator* tersebut seperti tegangan, frekuensi, daya, tipe pendingin, impedansi pada *transformator*, dan standar yang digunakan.

Tabel 1. Data GI Situbondo

No	Spesifikasi Data	Kapasitas
1	Frekuensi	50 Hz
2	Daya Transformator	20 MVA
3	Phasa	3 fasa
4	Tegangan Primer	150 Kv
5	Tegangan Sekunder	20 Kv
6	Impedansi	10,32 ohm

4.1.2. Data Impedansi Sumber GI Situbondo

Impedansi sumber adalah resistansi atau impedansi internal dari sistem kelistrikan yang disuplai oleh PT. PLN (PERSERO), mencakup komponen seperti generator, transformator, dan jaringan transmisi. Impedansi ini mencerminkan kompleksitas sistem dan perangkat yang digunakan dalam pembangkitan serta distribusi tenaga listrik. Pemahaman karakteristik impedansi sumber sangat penting dalam studi stabilitas dan perencanaan sistem perlindungan. Dalam distribusi tenaga listrik, impedansi sumber berperan penting dalam menentukan keandalan pasokan dan respons sistem terhadap gangguan. Oleh karena itu, analisis yang akurat terhadap impedansi sumber membantu memastikan kinerja sistem yang optimal, koordinasi proteksi yang efektif, serta pengembangan

sistem tenaga yang efisien dan andal. Berikut merupakan data Impedansi sumber yang ada di dalam wilayah PT PLN (PERSERO) UPT PROBOLINGGO ULTG JEMBER:

Tabel 2. Data Impedansi sumber dan Hubung Singkat ULTG JEMBER

No	Gardu Induk	UP3B	Tegangan (KV)	RSI (p.u)	XSI (p.u)	RSO (p.u)	XSO (p.u)	Depth (kA)	Splsh (kA)
1	SITUBONDO	Jawa Timur	150	0,00752	0,05250	0,00752	0,05250	11,88	14,461
2	PROBOLINGGO	Jawa Timur	150	0,00752	0,04574	0,00751	0,04574	6,03	9,35
3	BANYUWANGI	Jawa Timur	150	0,00464	0,04620	0,00464	0,04620	12,92	14,52
4	GENTENG	Jawa Timur	150	0,00537	0,05367	0,00537	0,05367	10,16	12,41
5	BIMEK	Jawa Timur	150	0,01001	0,05074	0,01001	0,05074	6,72	8,87
6	TANGGUL	Jawa Timur	150	0,01001	0,05160	0,01001	0,05160	6,03	8,35
7	PUGER	Jawa Timur	150	0,0425	0,0753	0,0425	0,0753	3,68	5,48
8	LUMAJANG	Jawa Timur	150	0,01005	0,05094	0,01005	0,05094	6,85	8,92

4.2. Data Pembebanan Pada Transformator 20 MVA

Data beban trafo merujuk pada informasi yang menggambarkan pola dan karakteristik beban yang diterima oleh sebuah transformator (trafo) pada suatu sistem tenaga listrik. Data ini mencakup variasi beban dari waktu ke waktu dan membantu dalam merencanakan, mengelola, dan memelihara sistem tenaga listrik dengan efisien. Pada data pembebanan transformator 20 GI Situbondo dapat kita ketahui bahwasanya pada data pembebanan transformator diambil dari data jam 10 pagi dan jam 7 malam sebagai nilai beban puncak yang terjadi pada transformator. Berikut adalah data mengenai beban pada *transformator* yang dicatat pada pukul 10 pagi sebagai berikut :

Tabel 3. Data Pembebanan Trafo 20 MVA pada jam 10 pagi

No	Bulan	Beban (A)	MW	MVAR	Percent (%)	Avrg (%)	OTI	HTI	LTI
1.	Agustus 2023	473	6	5,60	81,98	67,11	53	54	56
2.	September 2023	434	14	4,50	75,20	65,55	52	53	55
3.	Oktober 2023	389	13	4,10	67,42	59,77	51	52	53
4.	November 2023	510	17	5,50	89,40	63,17	55	63	63
5.	Desember 2023	420	16	5,60	68,98	59,20	54	52	55
6.	Januari 2024	425	14	4,90	25,06	57,78	55	58	58
7.	Februari 2024	420	14	4,70	72,96	59,39	58	60	60
8.	Maret 2024	430	19	9,00	73,31	56,80	51	52	56
9.	April 2024	400	13	5,00	69,15	63,05	52	53	55
10.	Mei 2024	396	16	6,00	68,63	63,72	54	55	56
11.	Juni 2024	402	14	4,60	69,50	61,21	58	59	59
12.	Juli 2024	495	16	6,40	85,27	66,70	53	64	64
13.	Agustus 2024	423	14	5,20	74,50	64,12	54	58	59

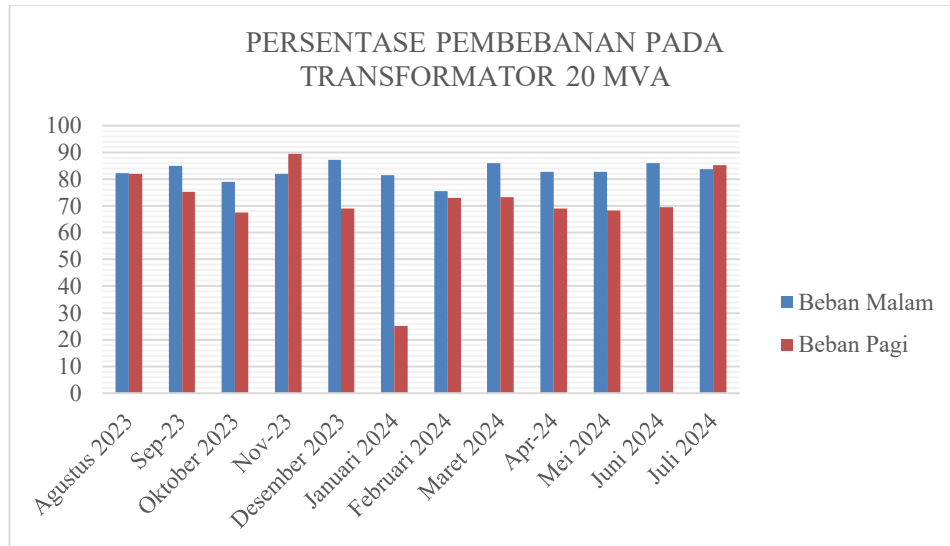
Berikut adalah data mengenai beban pada transformator yang dicatat pada pukul 19.00 malam sebagai berikut:

Tabel 4. Data Pembebanan Trafo 20 MVA pada jam 19.00 malam

No.	Bulan	Beban (A)	MW	MVAR	Percent (%)	Avrg (%)	OTI	HTI	LTI
1.	Agustus 2023	474	16,50	2,40	82,15	79,07	52	53	55
2.	September 2023	490	16,70	2,60	84,93	73,20	53	54	55
3.	Oktober 2023	461	15,90	2,40	79,07	74,00	53	55	59
4.	November 2023	466	16,00	2,70	82,00	76,15	45	59	64
5.	Desember 2023	474	16,40	2,88	87,15	75,44	55	64	60
6.	Januari 2024	507	17,60	3,40	81,44	75,70	54	59	64
7.	Februari 2024	472	16,35	2,60	75,56	75,00	55	64	55
8.	Maret 2024	436	21,05	9,00	85,89	72,64	49	53	60
9.	April 2024	496	17,20	3,30	82,64	78,10	57	59	60
10.	Mei 2024	477	16,50	3,20	82,67	82,28	54	60	60
11.	Juni 2024	492	17,30	2,20	85,96	83,30	57	59	59

No.	Bulan	Beban (A)	MW	MVAR	Percent (%)	Avrg (%)	OTI	HTI	LTI
12.	Juli 2024	483	16,80	3,00	83,71	81,16	56	59	59
13	Agustus 2024	474	16,50	2,40	82,15	79,07	52	53	55

Perbandingan antara beban siang dan beban malam dapat dilihat pada Gambar 4. Berdasarkan gambar tersebut, beban di siang hari nampak lebih tinggi dibandingkan dengan beban di malam hari.



Gambar 4. Grafik Persentase Beban Transformator 20 MVA

Gambar 4 menunjukkan bahwa pada pagi hari terdapat peningkatan yang signifikan. Puncak beban tertinggi tercatat pada bulan November 2023, sedangkan beban terendah terjadi di bulan Januari 2024. Ini menunjukkan bahwa beban pada pagi hari dibatasi di bawah 90%. Saat beban mencapai puncaknya pada malam hari, beban di transformator 20 MVA cenderung berada pada level yang lebih tinggi. Beban terendah pada malam hari dicatat pada bulan Desember 2023, yakni sekitar 87%, sementara beban tertinggi terlihat pada bulan Desember 2023 sekitar 87%. Dari data ini, bisa dilihat bahwa nilai beban malam hari berada di atas 80%.

4.3. Penentuan Nilai Rasio CT Transformator 20 MVA

Saat memilih angka pada trafo arus (CT), lakukanlah yang terbaik karena jika terjadi masalah, sistem akan terlindungi dengan baik. Cara pertama untuk tahu angka CT yang dipakai adalah dengan tahu berapa beban penuh trafo itu. Lalu, hitung arus biasa di kedua sisi trafo dan tentukan angka arusnya. Pilih nilai CT yang mendekati arus rating. Arus rating dapat diperoleh dengan persamaan sebagai berikut :

Perhitungan nilai rasio CT pada sisi Primer :

$$I_n \text{ 150 Kv} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times V_{LL}}$$

$$I_n \text{ 150 Kv} = \frac{20.000.000}{\sqrt{3} \times 150.000} = 76,98 \text{ A}$$

$$I_{rating} = 110\% \times 76,98 \text{ A} = 84,67 \text{ A} \text{ (Maka nilai rasio pada CT Primer yaitu 100/I)}$$

Perhitungan nilai rasio CT pada sisi Sekunder :

$$I_n \text{ 150 Kv} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times V_{LL}}$$

$$I_n \text{ 150 Kv} = \frac{20.000.000}{\sqrt{3} \times 20.000} = 577,35 \text{ A}$$

$$I_{rating} = 110\% \times 577,35 \text{ A} = 635,08 \text{ A} \text{ (Maka nilai rasio pada CT Primer yaitu 1000/I)}$$

Dari perhitungan diatas didapat hasil I_n sisi tegangan primer transformator 76,98 A, sedangkan I_n pada sisi tegangan sekunder transformator 577,35 A. Kemudian hasil dari perhitungan I_{rating} sisi tegangan primer didapat 84,67 A dan pada sisi tegangan sekunder didapat I_{rating} sebesar 635,08 A digunakan untuk pemilihan rasio CT.

4.4. Hasil Perhitungan Impedansi

Berikut merupakan hasil perhitungan impedansi

Tabel 5. Hasil Perhitungan Impedansi

No	Jenis Perhitungan Impedansi	Pada sisi 150 KV	Pada sisi 20 KV
1.	Impedansi Sumber (Z_{sc})	J17,91 ohm	j0,38 ohm
2.	Impedansi Transformator dalam ohm (pada 100%) (Z_t)	j20 ohm	j24,2 ohm
3.	Impedansi Transformator urutan positif dan negatif ($Z_{t1}=Z_{t2}$)	J11,61 ohm	J2,497 ohm
4.	Impedansi Transformator urutan nol (Z_{t0})	J11250 ohm	J242 ohm
5.	Impedansi ekivalen urutan positif dan negative ($Z_{1eq} = 2eq$)	J19,48 ohm	J2,636 ohm
6.	Impedansi ekivalen urutan Nol (Z_{0eq})	J11250,03 ohm	J242,03 ohm

4.5. Hasil Perhitungan Arus Gangguan Hubung Singkat

Berikut merupakan hasil perhitungan impedansi

Tabel 6. Hasil Perhitungan arus gangguan hubung singkat

No	Jenis Perhitungan arus gangguan	Pada sisi 150 KV	Pada sisi 20 KV
1.	(I_{3Fasa})	4445.68 A	4818,55 A
2.	(I_{2Fasa})	3850.10 A	4172,98 A
3.	(I_{1Fasa})	23.01 A	1540 A

Tabel 7. Hasil Perhitungan Arus Nominal I_{base}

No.	Jenis Perhitungan	Pada Sisi 150 KV	Pada Sisi 20 KV
1.	Arus Nominal I_{base}	77 A	525 A

4.6. Relay Arus Lebih (OCR)

4.6.1. Setting Nilai Relay Arus Lebih

Arus Setting Primer sisi 150 Kv

$$I_{set (primer)} = 1,2 \times I_{nominal \ trafo} = 1,2 \times 77 = 92,4 \text{ A}$$

Arus Setting Sekunder sisi 20 Kv

$$I_{set (sekunder)} = I_{set (primer)} \times \frac{1}{Rasio \ CT} = 336 \times \frac{1}{1000/1} = 3,36 \text{ A}$$

4.6.2. Hasil Pengujian Arus *Pickup* Relay OCR Pada Sisi 150 kV

Berdasarkan standar PT. PLN (Persero) No. 0520-3.K/DIR/2014 tentang akurasi arus *PickUp* yaitu nilai persentase kesalahan standar sebesar $\pm 5\%$ dari arus setting. maka dapat diketahui nilai persentase akurasi arus *pickup* sisi 150 KV *Transformator* 20 MVA Gardu Induk Situbondo sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Nilai Persentase (\%)} &= \text{Nilai Arus } Pickup - \text{Nilai Arus Setting} / \text{Nilai Arus Setting} \times 100\% \\ &= 277 \text{ A} - 92,4 \text{ A} / 92,4 \times 100\% \\ &= 1,45 \text{ \%} \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil pengujian, akurasi arus *PickUp* OCR pada sisi 150 KV masih dalam standar $\pm 5\%$ dari arus setting yaitu pada nilai 1,73%. Nilai tersebut dibandingkan dengan nilai persentase

kesalahan standar sebesar $\pm 5\%$. Oleh karena nilai persentase kesalahan realita < persentase kesalahan standar, sehingga akurasi arus *PickUp* relay OCR pada sisi 150 KV dapat dikatakan andal.

4.6.3. Hasil Perhitungan Arus *Pickup* Relay OCR Pada Sisi 20 kV

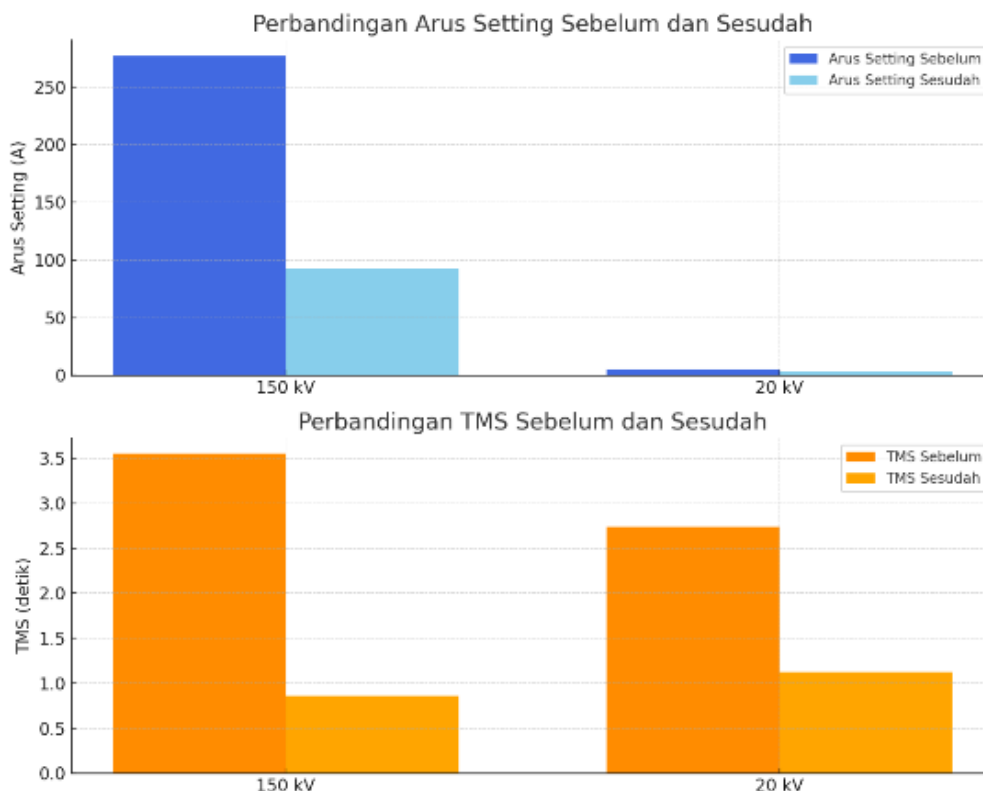
Tabel 8. Hasil Perhitungan Setting Relay Arus Lebih

No.	Relay Arus Lebih (OCR)	Pada Sisi 150 KV	Pada Sisi 20 KV
1.	Arus Setting Primer ($I_{set\ primer}$)	92,4 A	630 A
2.	Arus Setting Sekunder ($I_{set\ sekunder}$)	0.924 A	0,63 A
3.	Setting TMS	0.86 s	1,12 s

Pada pengujian OCR dilakukan simulasi dengan menentukan arus setting yang didasarkan pada besaran arus setting OCR dengan persentase standar SPLN sebesar 5%. Hasil simulasi dapat dilihat pada tabel 9. hasil pengujian OCR.

Tabel 9. Hasil pengujian OCR

No	Tegangan	Arus Setting (sebelum)	Arus Setting (sesudah)	Parameter Arus Setting (maximal)	Persentase Arus Setting (sesudah)	TMS (Sebelum)	TMS (Sesudah)
1.	150 Kv	277 A	92,4 A	5 %	1,45 %	3,55 s	0,86 s
2.	20 Kv	5 A	3,36 A	5 %	0,48 %	2,74 s	1,12 s



Gambar 5. Grafik Perbandingan Arus setting

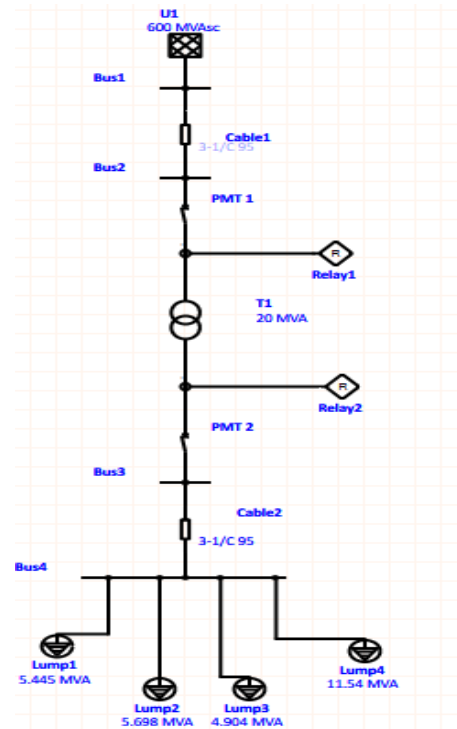
Berikut adalah grafik perbandingan data dari tabel:

- Batang biru menunjukkan Arus Setting Sebelum
- Batang biru muda menunjukkan Arus Setting Sesudah
- Batang oranye menunjukkan TMS Sebelum
- Batang oranye muda menunjukkan TMS Sesudah

Setelah mendapatkan data yang diinginkan, lakukan pemodelan sistem perlindungan dengan menggunakan relay arus lebih terhadap *TRANSFORMATOR* daya. Untuk melakukan ini, gunakan program ETAP *Power Station*..

4.6.4. Hasil Simulasi Menggunakan ETAP 19.01

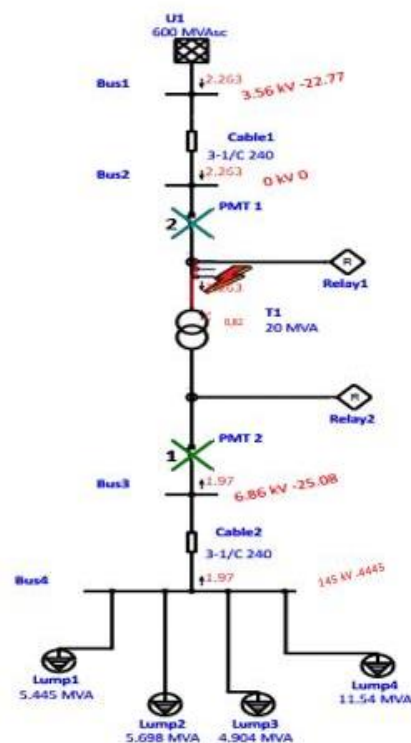
Sistem Gardu Induk Situbondo yang disimulasikan dengan menggunakan software ETAP terdiri dari 3 unit, masing – masing unit dengan kapasitas daya yang berbeda. Unit 1 berkapasitas 20 MVA, unit 2 berkapasitas 60 MVA, dan unit 3 berkapasitas 60 MVA. Pada unit tersebut dilakukan simulasi perubahan arus setting 1,73 % untuk sisi primer 150 kv dan untuk sisi sekunder 20 kv 0,32 %. Gambar 6 merupakan diagram sistem tenaga listrik yang menggambarkan jaringan distribusi dengan sumber daya listrik (U1) berkapasitas 600 MVA.



Gambar 6. Hasil Simulasi Jaringan Penyulang 20 kV saat keadaan normal

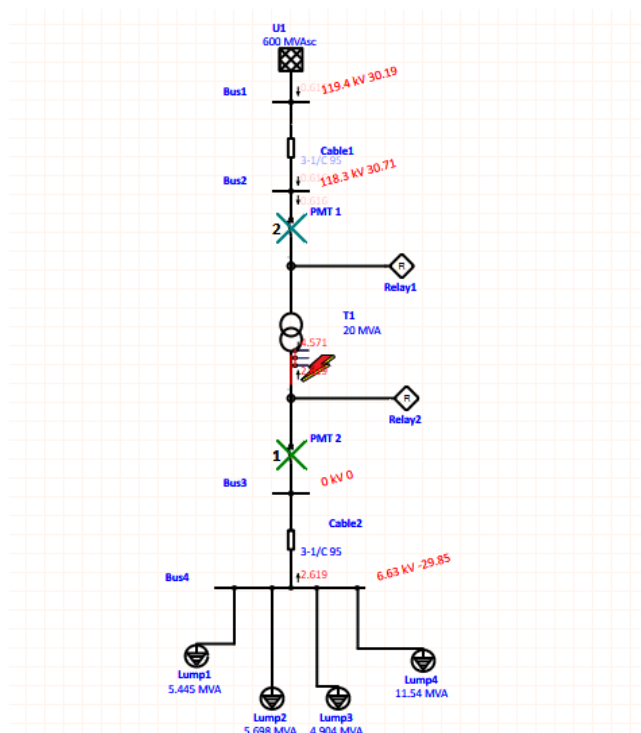
Sistem yang ditunjukkan pada Gambar 6 terdiri atas beberapa busbar (Bus1, Bus2, Bus3, dan Bus4) yang berfungsi sebagai titik distribusi energi listrik. Energi listrik dialirkan melalui kabel transmisi (Cable1 dan Cable2) yang dilindungi oleh pemutus tenaga (PMT1 dan PMT2) guna memastikan keandalan sistem. Terdapat pula transformator (T1) dengan kapasitas 20 MVA yang berfungsi untuk menyesuaikan tegangan sebelum energi listrik didistribusikan ke beban. Selain itu, tersedia dua relay proteksi (Relay1 dan Relay2) yang berperan dalam mendeteksi dan mengisolasi gangguan, demi mencegah kerusakan lebih lanjut pada sistem. Pada bagian akhir jaringan, terdapat beberapa beban (Lump1, Lump2, Lump3, dan Lump4) dengan daya masing-masing, yaitu 5,445 MVA, 5,698 MVA, 4,904 MVA, dan 11,54 MVA. Beban-beban ini mewakili peralatan atau sistem yang mengonsumsi energi listrik dari jaringan. Secara keseluruhan, diagram ini menggambarkan aliran listrik dari sumber, melalui transformator dan kabel transmisi, hingga mencapai beban akhir dengan sistem proteksi yang memastikan keamanan dan stabilitas operasional.

Gambar 7 merupakan *Single Line Diagram OCR* saat ada gangguan di 150 Kv. Sistem ini terdiri dari beberapa komponen utama, antara lain sumber daya listrik (U1) dengan kapasitas 600 MVA, sejumlah busbar (Bus1, Bus2, Bus3, dan Bus4), transformator (T1) dengan kapasitas 20 MVA, serta beban (Lump1, Lump2, Lump3, dan Lump4) yang memiliki variasi daya dan terhubung ke dalam sistem. Dalam diagram tersebut, terdapat dua pemutus tenaga (PMT1 dan PMT2) yang berfungsi untuk mengisolasi bagian jaringan dalam keadaan gangguan atau saat pemeliharaan dilakukan. Selain itu, terdapat dua relay proteksi (Relay1 dan Relay2) yang memiliki peran dalam mendeteksi adanya gangguan serta mengaktifkan pemutus tenaga apabila diperlukan. Didapat arus Setting primer OCR untuk sisi 150 kV sebesar 4445 A dan sisi 20 kV sebesar Secara keseluruhan, diagram ini memberikan gambaran mengenai aliran energi listrik dari sumber menuju beban, melalui transformator dan kabel transmisi, dengan adanya perlindungan yang diterapkan menggunakan relay dan pemutus tenaga demi menjaga keandalan serta keamanan sistem tenaga listrik.



Gambar 7. Single Line Diagram OCR saat ada gangguan di sisi 150 kV

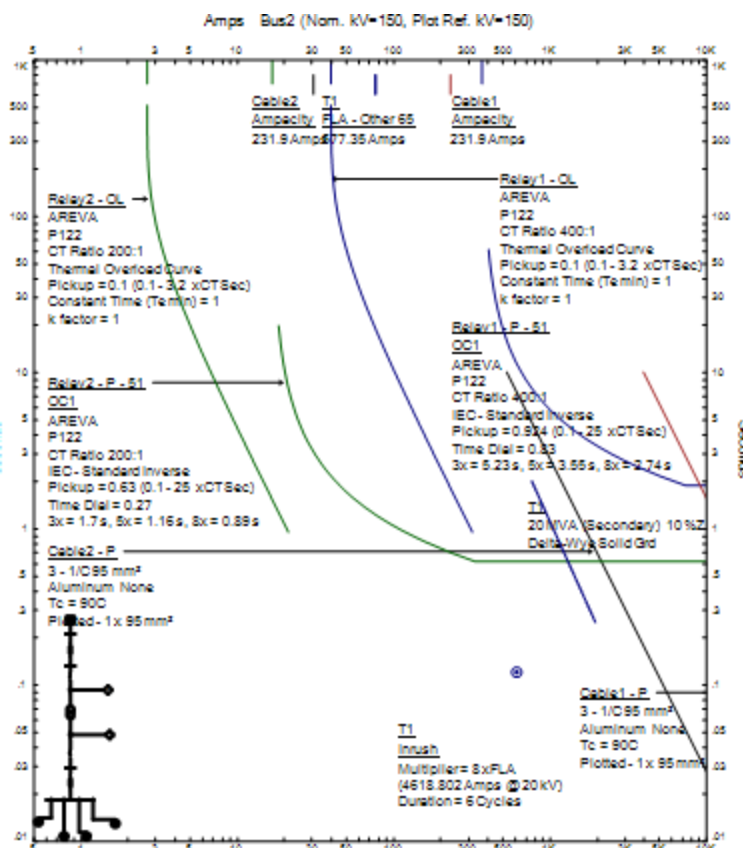
Gambar 8 merupakan diagram sistem tenaga listrik yang menunjukkan simulai kondisi gangguan atau anomali pada jaringan di sisi 20 kV.



Gambar 8. Single Line Diagram OCR saat ada gangguan di sisi 20 kV

Sistem ini terdiri atas sumber daya listrik (U1) dengan kapasitas 600 MVA yang mendistribusikan listrik melalui beberapa busbar (Bus1, Bus2, Bus3, dan Bus4) serta kabel transmisi (Cable1 dan Cable2). Transformator (T1) yang memiliki kapasitas 20 MVA berfungsi untuk menyesuaikan tegangan sebelum distribusi listrik dilakukan ke beban. Dalam diagram tersebut, terlihat bahwa beberapa parameter mengalami perubahan, yang ditandai dengan angka berwarna merah. Nilai tegangan dan daya menunjukkan adanya ketidakseimbangan, khususnya pada beberapa titik seperti sebelum dan sesudah PMT1 dan PMT2. terdapat indikasi bahwa PMT2 telah memutuskan aliran listrik, yang ditunjukkan oleh nilai daya yang tercatat sebesar 0 W. Hal ini menunjukkan bahwa sistem proteksi relay telah berfungsi secara efektif dalam menangani gangguan atau anomali yang terjadi. Pada bagian akhir jaringan, beban listrik (Lump1, Lump2, Lump3, dan Lump4) tetap terhubung; namun, nilai daya yang mengalir mengalami perubahan. Nilai tegangan pada Bus4 (6,63 kV) menunjukkan adanya indikasi kemungkinan gangguan atau pelepasan beban yang diakibatkan oleh pemutusan pada PMT2. Secara keseluruhan, gambar ini menggambarkan kondisi sistem tenaga listrik pada saat terjadinya gangguan, dengan peran penting sistem proteksi relay dan pemutus tenaga dalam mengisolasi masalah guna mencegah dampak yang lebih luas terhadap jaringan.

Gambar 9 menampilkan kurva koordinasi proteksi (Protection Coordination Curve) pada sistem tenaga listrik di Bus2 dengan tegangan nominal 150 kV. Diagram tersebut menggambarkan hubungan antara arus gangguan (dalam satuan Ampere) yang terletak pada sumbu horizontal dan waktu pemutusan (dalam satuan detik) yang terletak pada sumbu vertikal. Kurva ini berfungsi untuk menganalisis kinerja relay proteksi dalam mendeteksi serta menangani gangguan yang terjadi dalam jaringan.



Gambar 9. Karakteristik rekay arus lebih pada 150 kV

Gambar 10 merupakan laporan output dari Sequence-of-Operation Events yang mendokumentasikan kejadian operasi relay selama terjadinya gangguan tiga fase simetris pada konektor antara T1 dan CT2, dengan bus terdekat adalah Bus3.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Gangguan 150

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between T1 & CT2. Adjacent bus: Bus3

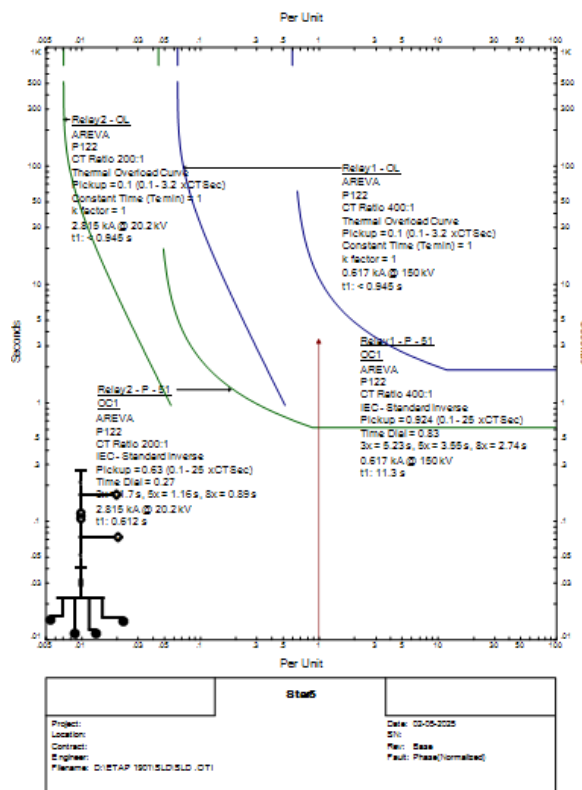
Data Rev.: Base Config: Normal Date: 24-03-2025

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
612	Relay2	2.619	612		Phase - OC1 - 51
612	PMT 2		0.0		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
945	Relay1	0.616	< 945		Overload Phase - Thermal
945	Relay2	2.619	< 945		Overload Phase - Thermal
11330	Relay1	0.616	11330		Phase - OC1 - 51
11330	PMT 1		0.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Gambar 10. Sequence of operation pada kinerja proteksi Gangguan 150 kV

Laporan ini mencatat waktu (dalam milidetik), identifikasi perangkat yang terlibat, arus gangguan (If) dalam kiloampere, serta kondisi yang terjadi selama gangguan berlangsung. Pada waktu 612 ms, Relay2 mendeteksi arus gangguan sebesar 2,619 kA dan segera beroperasi untuk mengisolasi gangguan tersebut dengan memerintahkan PMT2 untuk melakukan pemutusan aliran listrik (trip). Kondisi yang tercatat mengindikasikan bahwa gangguan ini dikategorikan sebagai *Phase - OC1 - 51 (overcurrent trip)*. Pada waktu 945 ms, Relay1 mendeteksi arus gangguan sebesar 0,616 kA, sementara Relay2 masih mencatat arus gangguan sebesar 2,619 kA. Pada titik ini, terjadi pemutusan akibat kelebihan beban termal (*Overload Phase - Thermal*), yang menunjukkan bahwa sistem mengalami pemanasan berlebih akibat gangguan yang terjadi. Pada waktu 11330 ms, Relay1 tetap mendeteksi arus gangguan sebesar 0,616 kA dan akhirnya beroperasi untuk memutus aliran listrik, yang menyebabkan PMT1 mengalami trip. Kondisi ini menunjukkan bahwa Relay1 bertanggung jawab atas proteksi terakhir dalam upaya mengisolasi gangguan guna mencegah kerusakan lebih lanjut.

Gambar 11 menampilkan kurva waktu-arus untuk fungsi proteksi arus lebih (Overload dan Phase) pada Relay1 dan Relay2. Relay2 dengan rasio CT 200:1 memiliki setting pickup overload 0.1 pu (Tamin 1s, K=1) dan arus gangguan 2.815 kA (20.2 kV), menyebabkan trip pada 0.612 detik.



Gambar 11. Karakteristik relay arus lebih pada 20 kV

Fungsi arus lebih seketika Relay2 menggunakan kurva IEC Standard Inverse dengan pickup 0.7 pu dan Time Dial 0.27. Relay1 dengan rasio CT 400:1 memiliki setting pickup overload 0.1 pu (Tamin 1s, K=1) dan arus gangguan 0.617 kA (150 kV), menyebabkan trip pada 0.945 detik. Fungsi arus lebih seketika Relay1 juga menggunakan kurva IEC Standard Inverse dengan pickup 0.82 pu dan Time Dial 0.83, dengan waktu trip 11.3 detik. Kurva-kurva ini memvisualisasikan hubungan antara arus gangguan dan waktu trip untuk analisis koordinasi proteksi.

Gambar 12 menunjukkan laporan Sequence of operation pada kinerja proteksi Gangguan 20 Kv. Laporan ini mencatat serangkaian kejadian yang terjadi akibat gangguan 3-fasa (simetris) pada konektor antara transformator T1 dan CT2, dengan bus terdekat adalah Bus3. Pada pukul 612 milidetik, terjadi gangguan fasa dan proteksi arus lebih (OC1-51) pada Relay2 bekerja, menyebabkan PMT 2 trip. Kemudian, pada pukul 945 milidetik, Relay1 dan Relay2 mendeteksi kondisi beban lebih (thermal). Akhirnya, pada pukul 11297 milidetik, proteksi arus lebih (OC1-51) pada Relay1 bekerja, yang mengakibatkan PMT 1 trip. Besarnya arus gangguan yang terukur oleh Relay2 saat awal gangguan adalah 2.815 kA, sementara arus gangguan yang terukur oleh Relay1 saat trip adalah 0.617 kA. Waktu kerja proteksi (T1) untuk Relay2 adalah 612 ms dan untuk Relay1 adalah 11297 ms.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Gangguan 20

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between T1 & CT2. Adjacent bus: Bus3

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 02-05-2025

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
612	Relay2	2.815	612		Phase - OC1 - 51
612	PMT 2		0.0		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
945	Relay1	0.617	< 945		Overload Phase - Thermal
945	Relay2	2.815	< 945		Overload Phase - Thermal
11297	Relay1	0.617	11297		Phase - OC1 - 51
11297	PMT 1		0.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Gambar 12. *Sequence of operation* pada kinerja proteksi Gangguan 20 kV

5. KESIMPULAN

Fungsi OCR (*Over Current Relay*) pada transformator daya dapat berfungsi sebagai perlindungan utama untuk gangguan eksternal dan sebagai perlindungan cadangan jika proteksi internal seperti relay diferensial atau REF gagal. OCR bekerja dengan mendeteksi arus lebih dan memerintahkan PMT untuk memutus aliran listrik. Hasil simulasi menggunakan *Software* ETAP pada transformator 20 MVA 150/20 kV menunjukkan bahwa persentase kesalahan arus pickup pada sisi 150 kV sebesar 1,45%, dan sisi 20 kV sebesar 0,48%, di bawah batas toleransi standar $\pm 5\%$. Ini menunjukkan bahwa kinerja OCR andal sesuai standar PT. PLN (Persero). Setelah perhitungan dilakukan, arus setting primer OCR untuk sisi 150 KV adalah 92,4 A dan sisi 20 KV adalah 3,36 A. Nilai TMS untuk sisi 150 KV adalah 0,86, dan nilai TMS untuk sisi 20 KV adalah 1,12.

REFERENSI

- [1] C.R. Chen, C.H. Lee, and C.J. Chang, "Optimal overcurrent relay coordination in power distribution system using a new approach," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 45, no. 1, pp. 217–222, 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.08.057.
- [2] D. Novfowan, M. Mieftah, and H. Sungkowo, "Analisis koordinasi relai proteksi transformator I 150/20 kV GI Bumicokro akibat uprating daya 50 MVA menjadi 60 MVA," *Elposys: Jurnal Sistem Kelistrikan*, vol. 10, no. 2, pp. 112–117, 2023, doi: 10.33795/elposys.v10i2.2521.
- [3] H. Sari and G. Gunoro, "Setting koordinasi relai arus lebih pada tranformator daya 60 MVA 150 KV dan penyulang 20 KV," *Jurnal Ilmiah Tenaga Listrik*, vol. 2, no. 1, pp. 1–11, 2021.

- [4] H. Hambali, "Analisis setting dan koordinasi Overcurrent Relay (OCR) dan Ground Fault Relay (GFR) setelah pergantian Current Transformer," *Jurnal Informatika dan Teknik Elektro Terapan*, vol. 13, no. 3, pp. 2163-2170, 2025, doi: 10.23960/jitet.v13i3.6783.
- [5] Slamet, R. S. Widagdo, A. H. Andriawan, and M. Al Ahyudi, "Coordination analysis of overcurrent relays (OCR) and directional ground relays (DGR) for transformer protection at Segoromadu Substation, Gresik," *Wahana: Tridarma Perguruan Tinggi*, vol. 76, no. 2, pp.65-85, 2024, doi: 10.36456/wahana.v76i2.9805.
- [6] Multi and T. Addaus, "Analisa proteksi Over Current Relay (OCR) dan Ground Fault Relay (GFR) pada transformator daya gardu induk," *Sainstech: Jurnal Penelitian dan Pengkajian Sains dan Teknologi*, vol. 32, no. 1, pp. 1–8, 2022, doi: 10.37277/stch.v32i1.1215.
- [7] F. P. P. Syarifuddin, A. Gaffar, and A. R. Sultan, "Analisis kinerja proteksi Over Current Relay (OCR) pada sisi 150/20 kV transformator 30 MVA Gardu Induk Sengkang," *Journal of Power Energy System*, vol. 1, no. 1, pp. 1–14, 2023.
- [8] D. A. Irawan, Karnoto, and T. Nurhayati, "Analisis koordinasi proteksi Over Current Relay pada Bay Trafo 2 di Gardu Induk 150 kV Mranggen," *Jurusan Teknik Elektro, Universitas Semarang*, pp. 1–8, 2020.
- [9] I. G. P. Arka, N. Mudiana, and G. K. Abasana, "Analisis arus gangguan hubung singkat pada penyulang 20 kV dengan Over Current Relay (OCR) dan Ground Fault Relay (GFR)," *Logic: Jurnal Rancang Bangun dan Teknologi*, vol. 16, no. 1, pp. 46–52, 2016.
- [10] M. Jainuri, H. Setiaji, D. A. Nugraha, and A. Kiswantono, "Simulasi Over Current Relay pada jalur transmisi dengan menggunakan aplikasi ETAP 12.6," *SinarFe7*, vol. 4, no. 1, pp. 674–683, 2021.
- [11] W. W. Masosusa and Syahril, "Studi analisis Over Current Relay dan Ground Fault Relay dengan metoda simulasi," *Prosiding Seminar Nasional Energi, Telekomunikasi dan Otomasi (SNETO)*, pp. 99–106, 2023.
- [12] A. Harjanto, N. R. Alham, B. D. Prabowo, R. M. Utomo, and T. D. Larasati, "Relay koordinasi proteksi Over Current Relay (OCR) pada sistem IEEE 7 Bus Modified berbasis Artificial Neural Network (ANN)," *Jurnal Media Elektro*, vol. 12, no. 1, pp. 29–38, 2023, doi: 10.35508/jme.v0i0.9831.
- [13] A. Laksono, H. Hermawan, and A. Nugroho, "Evaluasi koordinasi proteksi relay arus lebih dan relay gangguan tanah pada penyulang Kedonganan dan Gardenia GI Nusa Dua menggunakan ETAP 12.6.0," *Transient: Jurnal Ilmiah Teknik Elektro*, vol. 7, no. 1, pp. 277–283, 2018, doi: 10.14710/transient.v7i1.277-283.
- [14] G. A. Pratama and A. Budiman, "Analisa koordinasi OCR (Overcurrent Relay) dengan menggunakan simulasi ETAP 12.6.0 & ISA-TDMS pada Gardu Induk Jajar," *Skripsi, Universitas Muhammadiyah Surakarta*, 2019.