

**ANALISIS KOORDINASI SISTEM PROTEKSI
OVER CURRENT RELAY (OCR) DAN GROUND FAULT RELAY (GFR)
DI GARDU INDUK 150 KV WIROBRAJAN**

M. Latif Rezza¹, Ramadoni Syahputra¹, M. Yusvin Mustar¹

¹Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Muhammadiyah Yogyakarta

Jl. Lingkar Barat, Tamantirto, Kasihan, Bantul, Yogyakarta 55183, Telp: 0274-387656 Fax. 0274-387646

Email: Latifrezza29@gmail.com

Population development is one factor that influences the amount of electricity use capacity. So that the distribution of electrical energy from the substation must also be adequate and ensure the safety of consumers. The greater the electrical energy load will cause an increase in the presentation of the disturbance so that the transformer must be protected from overloading or interference from other factors. In this case, a reliable protection system is needed. Coordination of the protection system Overcurrent Relay (OCR) and Ground Fault Relay (GFR) is needed so that when there is a short circuit or one phase interference to the ground, the interference does not extend to the system or damage the system equipment, so the process of distributing electrical energy is still running well. This study discusses the analysis and evaluation of the protection system at 150 kV Wirobrajan substation. This study also uses ETAP 12.6 Software as a simulator. This study uses a manual calculation method that is done in detail to get good evaluation results. After obtaining a good calculation result, the calculation results are simulated on ETAP software to find out whether the protection system works well or vice versa. If the results obtained are not good, the calculation is done manually again.

KEY WORDS: *Electrical Energy, Protection System, Overcurrent Relay, Ground Fault Relay, ETAP 12.6*

I. PENDAHULUAN

Seiring berkembangnya jumlah penduduk pada suatu daerah, maka kebutuhan listrikpun otomatis semakin meningkat. Sehingga penyaluran energi listrik yang berasal dari Gardu Indukpun (GI) harus memadai dan menjamin keselamatan bagi para konsumen.

Semakin besar beban energi listrik yang dibutuhkan, sehingga arus listrik juga semakin besar. Dengan meningkatnya jumlah beban tentu akan menyebabkan naiknya presentasi terjadinya gangguan, maka transformator harus dilindungi dari beban berlebih menggunakan sistem proteksi yang baik, sehingga transformator tidak mengalami gangguan atau bahkan terbakar.

Sistem proteksi berfungsi untuk mengamankan komponen-komponen kelistrikan dari berbagai gangguan yang terjadi, mengalokasi gangguan dengan waktu minimal, sehingga stabilitas dalam penyaluran energi listrikpun tetap terjaga. Hal ini membuktikan sistem proteksi memegang peran yang sangat penting, maka sistem proteksi yang ada pada Gardu Induk harus mempunyai syarat keandalan, kecepatan, keamanan serta sensitivitas yang benar-benar baik. Keandalan sebuah sistem proteksi sangat dituntut demi terjaganya kontinuitas penyaluran energi listrik. Untuk itu diperlukan koordinasi antar komponen penunjang sistem proteksi. Komponen proteksi yang penting diantaranya *Over Current Relay (OCR)* dan *Ground Fault Relay (GFR)*.

Berdasarkan latar belakang tersebut, penelitian ini akan menganalisis kerja koordinasi sistem *Overcurrent Relay (OCR)* serta *Ground Fault Relay (GFR)* yang ada di Gardu Induk Wirobrajan. Serta menggunakan *software ETAP (Electric Transient and Analysis Program)* 12.6 sebagai simulator utama, dengan harapan sistem kerja *relay OCR* dan *GFR* ini tetap bekerja memenuhi standar untuk tahun-tahun mendatang.

Dalam penyaluran energi listrik, terdapat 3 komponen utama. Ketiga komponen tersebut adalah pembangkitan, transmisi dan distribusi. Energi listrik yang dihasilkan oleh pembangkit disalurkan melalui sistem transmisi. Dari saluran transmisi kemudian diteruskan oleh sistem distribusi kepada para konsumen. Penyaluran energi yang stabil dan kontinuitas menjadi dambaan bagi setiap konsumen. Oleh sebab itu dari ketiga komponen penyaluran energi listrik, sistem distribusi adalah komponen paling penting. Hal tersebut dikarenakan distribusi berhubungan langsung dengan konsumen.

Masalah-masalah yang sering terjadi di Gardu Induk adalah beban berlebih yang sering menjadi penyebab terputusnya arus listrik, khususnya di bagian sistem distribusi, sehingga sistem jaringan transmisi harus memiliki sistem proteksi yang benar-benar baik agar sistem distribusi dapat bekerja dengan baik tanpa mengalami gangguan yang berdampak besar pada sistem transmisi yang merupakan pusat penyaluran energi listrik.

II. TEORI PENDUKUNG

1. Transformator Daya



Gambar 1. Bentuk Fisik Transformator

Transformator adalah sebuah alat listrik statis yang berfungsi mengubah tegangan guna penyaluran daya listrik dari suatu rangkaian ke rangkaian yang lain melalui gandingan magnet berdasarkan prinsip induksi elektromagnetik.

Transformator daya digunakan untuk mengubah tegangan dari tegangan tinggi ke tegangan rendah begitupun sebaliknya agar didapatkan penyaluran daya yang efisien. Kemampuan transformator untuk mengubah tegangan ini diperoleh karena dua macam lilitan yaitu lilitan primer dan lilitan sekunder, sehingga perbandingan jumlah lilitan dengan langsung menetapkan perbandingan tegangan dan dengan terbalik menetapkan perbandingan arusnya.

Transformator daya berfungsi sangat penting dalam penyaluran daya listrik, oleh karena itu trafo harus diamankan untuk mencegah kerusakan akibat gangguan, baik gangguan yang terjadi di dalam trafo itu sendiri maupun gangguan yang terjadi diluar trafo yang dapat mengakibatkan kerusakan pada trafo tersebut.

2. Jenis Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik

Jenis gangguan pada sistem tenaga listrik adalah sebagai berikut:

A. Gangguan Internal

Busur api adalah salah satu gangguan internal yang dapat dipicu oleh penyambungan konduktor yang tidak sesuai atau tidak baik, kontak-kontak listrik yang tidak baik, serta kerusakan isolasi antara inti baut.

B. Gangguan pada sistem pendingin

Umumnya pendingin pada transformator adalah minyak transformator mempunyai fungsi sebagai isolasi sekaligus bahan pendingin. Namun, ketika terjadi suatu gangguan didalam transformator maka minyak tersebut memunculkan sejumlah gas yang dapat mengganggu sistem kerja transformator.

C. Gangguan Eksternal

1. *Over Voltage* atau Gangguan Tegangan Lebih

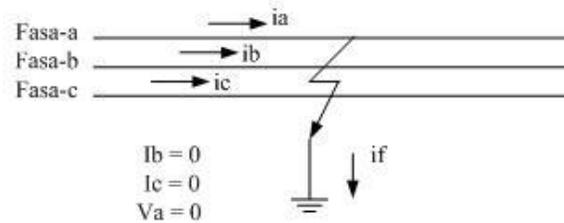
Gangguan tegangan lebih adalah salah satu gangguan yang terjadi dikarenakan adanya sebuah tegangan pada sistem tenaga listrik yang lebih besar dari keadaan normalnya. Gangguan ini dapat terjadi karena beberapa faktor, diantaranya adalah faktor internal dan eksternal. Gangguan yang disebabkan oleh faktor internal biasanya mencakup perubahan beban yang tiba-tiba, operasi pelepasan dan pemutusan yang tiba-tiba dikarenakan adanya gangguan hubung

singkat pada jaringan, serta kegagalan isolasi. Sedangkan dari faktor eksternal biasanya disebabkan oleh petir yang menyambar ke saluran atau tertimpa pohon akibat angin kencang.

2. *Short Circuit Fault* atau Gangguan Hubung Singkat

Gangguan hubung singkat di klarifikasikan menjadi 4 jenis, yaitu:

a. Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah



Gambar 2. Gangguan 1 Fasa Ke Tanah.

Merupakan jenis gangguan yang disebabkan oleh adanya salah satu fasa yang terhubung dengan tanah sehingga menimbulkan hubung arus singkat.

Dengan rumus:
$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2}$$

Dimana:

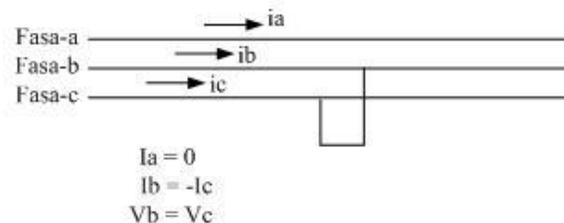
V_f : Tegangan dititik gangguan sesaat sebelum terjadinya gangguan

Z_0 : Impedansi urutan nol dilihat dari titik gangguan

Z_1 : Impedansi urutan positif dilihat dari titik gangguan

Z_2 : Impedansi urutan negatif dilihat dari titik gangguan

b. Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa



Gambar 3. Gangguan 2 Fasa

Merupakan jenis gangguan yang terjadi dikarenakan adanya 2 buah jaringan yang saling terhubung, yang biasa disebabkan oleh hewan seperti ular, monyet dan ranting pohon.

Dengan rumus: $I_{a1} = \frac{V_f}{Z_0 + Z_1}$

Dimana:

V_f : Tegangan dititik gangguan sesaat sebelum terjadinya gangguan

Z_0 : Impedansi urutan nol dilihat dari titik gangguan

Z_1 : Impedansi urutan positif dilihat dari titik gangguan

c. Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa ke Tanah



Gambar 4. Gangguan 2 Fasa Ke Tanah

Merupakan jenis gangguan yang terjadi dikarenakan adanya keterhubungan antara 2 saluran fasa ke tanah.

Dengan rumus: $I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}} \dots\dots$

Dimana:

V_f : Tegangan dititik gangguan sesaat sebelum terjadinya gangguan

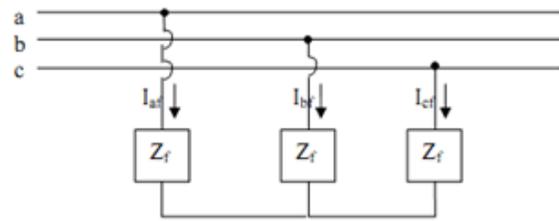
Z_0 : Impedansi urutan nol dilihat dari titik gangguan

Z_1 : Impedansi urutan positif dilihat dari titik gangguan

Z_2 : Impedansi urutan negatif dilihat dari titik gangguan

d. Gangguan Hubung Singkat 3 fasa

$V_a = V_b = V_c$



Gambar 5. Gangguan 3 Fasa

Merupakan jenis gangguan yang disebabkan karena ke 3 buah saluran atau jaringan saling menyatu.

Dengan rumus:

$I_a = I_{a1} \dots\dots\dots$

Atau

$I_a = \frac{V_f}{Z_1} \dots\dots\dots$

Dimana:

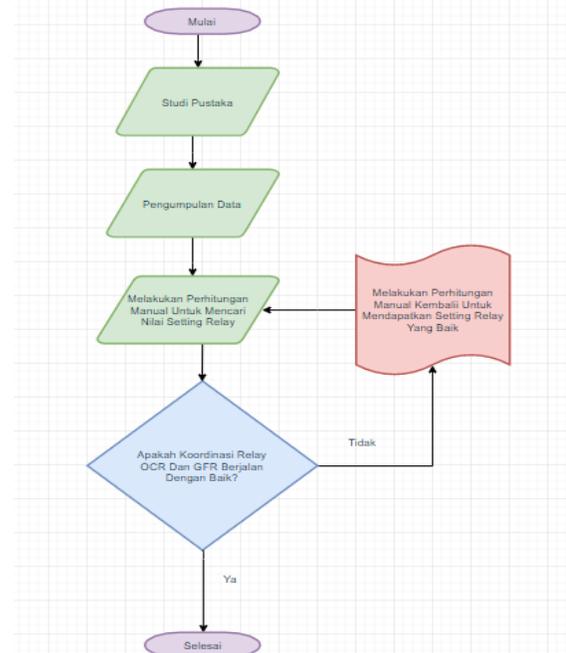
V_f : Tegangan dititik gangguan sesaat sebelum terjadinya gangguan

Z_1 : Impedansi urutan positif dilihat dari titik gangguan

I_a : Arus pada fasa R

III. METODELOGI PENELITIAN

Berikut ini adalah diagram alir analisis dan perhitungan untuk menentukan arus gangguan hubung singkat serta *setting relay*nya.



IV. HASIL PEMBAHASAN

1. Data dan Spesifikasi Transformator

Daya : 60 MVA
 Tegangan : 150/20 kV
 Impedansi : 13,77%
 Vector Group : YNyn0+d
 Rn : 0,4 Ω

2. Data dan Spesifikasi Relay GI Wirobrajan

Jenis Relay	Setting	Sisi Incoming	Sisi Penyulang
OCR (Standard Inverse)	TMS	0,23	0,23
	t (detik)	0,7	0,3
GFR (Standard Inverse)	TMS	0,43	0,30
	t (detik)	0,7	0,3

Tabel 1. Data dan Spesifikasi Relay

3. Data Penghantar Saluran

Penghantar yang digunakan adalah AAAC 240 mm² dengan jarak sejauh 5,7 km. Berdasarkan SPLN 1985:64 penghantar tersebut memiliki imedansi:

Jenis Penghantar	Impedansi Urutan Positif/Negatif	Impedansi Urutan Nol
AAAC (A3C)	0,1344+j 0,3158	0,2824+j 1,6033

Tabel 2. Data Penghantar SPLN

A. Menghitung Impedansi Sumber

$$MVA_{sc} = \sqrt{3} \times I_{sc} \times V$$

Dimana:

I_{sc} = Arus hubung singkat sisi 20 kV (kA)

V = Tegangan sisi primer (kV)

Maka:

$$\begin{aligned}
 MVA_{sc} &= \sqrt{3} \times 16 \text{ kA} \times 150 \text{ kV} \\
 &= 4156,92 \text{ MVA}
 \end{aligned}$$

Dari nilai diatas dapat dihitung besarnya impedansi sumber (X_s) adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 X_{s(150kV)} &= \frac{kV \text{ (sisi primer)}^2}{MVA \text{ hubung singkat}} \\
 &= \frac{150^2}{4156,92} = 5,41 \Omega
 \end{aligned}$$

Karena yang dibutuhkan adalah nilai dari sisi 20 kV maka hasil impedansi sumber (X_{s150kV}) tersebut dikonversikan ke sisi 20 kV dengan cara:

$$MVA_{150kV} = MVA_{20kV}$$

$$\frac{kV1^2}{Z1} = \frac{kV2^2}{Z2}$$

$$Z2 = \frac{kV2^2}{kV1^2} \times Z1$$

Sehingga:

$$X_{s(20kV)} = \frac{kV \text{ (sisi sekunder)}^2}{kV \text{ (sisi primer)}^2} \times X_{s(150kV)}$$

$$\begin{aligned}
 X_{s(20kV)} &= \frac{20^2}{150^2} \times 5,41 \Omega \\
 &= 0,097 \Omega
 \end{aligned}$$

B. Menghitung Reaktansi Transformator

Besar impedansi trafo 13,77%, dengan impedansi tersebut dapat diketahui raktansi urutan positif dan negatif, serta nol. Namun, perlu diketahui nilai ohm pada 100%, yaitu:

$$\begin{aligned}
 X_{t(ada 100\%)} &= \frac{kV \text{ (sisi sekunder)}^2}{MVA \text{ Transformator}} \\
 &= \frac{20^2}{60} = 6,67 \Omega
 \end{aligned}$$

Maka besarnya nilai reaktansi urutan positif dan negatif serta reaktansi urutan nol adalah:

- Reaktansi urutan positif dan negatif ($X_{t1} = X_{t2}$)

$$X_t = Impedansi \times X_{t(100\%)}$$

$$= 13,77\% \times 6,67 \Omega = 0,9184 \Omega$$
- Reaktansi urutan nol (X_{t0})
 Transformator 1 memiliki *vector group* YNyn0+d yang artinya transformator 1 memiliki belitan delta didalamnya sehingga diambil nilai sebesar $3 \times X_{t1}$.

Maka, $X_{t0} = 3 \times 0,9184 \Omega = 2,755 \Omega$

C. Perhitungan *Setting Relay OCR* dan *GFR*

Diketahui pada penyulang WBN 1 Transformator 1 (trafo 1) Gardu Induk Wirobrajan arus yang terpasang mempunyai rasio 400 : 1 A, dengan arus beban maksimum pada penyulang sebesar 1 A dan mempunyai karakteristik *standard inverse*.

1. *Setting Relay* Sisi Penyulang 20 kV

Besarnya nilai *setting relay* di sisi penyulang ditentukan oleh arus beban maksimum dan rasio CT pada penyulang. *Relay* yang memiliki karakteristik *standard inverse* biasanya disetting sebesar 1,05 sampai $1,1 \times I_{load maks}$. Persyaratan lainnya yaitu *setting* waktu kerja sisi hilir (waktu minimum *relay*) sebesar 0,3 detik, persyaratan ini dilakukan agar *relay* tidak akan *trip* dikarenakan adanya arus *inrush* dari trafo-trafo distribusi yang terkoneksi di jaringan distribusi disaat PMT penyulang dimasukkan.

a. Nilai *Setting Relay OCR*

Untuk mencari nilai *setting relay* OCR menggunakan rumus sebagai berikut:

- Setelan arus

Diketahui:

$$I_{beban} = 480 \text{ Ampere}$$

$$\text{Rasio CT} = 400 : 1 \text{ Ampere}$$

$$I_{set (primer)} = 1,1 \times I_{beban}$$

$$= 1,1 \times 480 \text{ A}$$

$$= 528 \text{ A}$$

Setelah didapat nilai pada sisi primer, maka dapat dihitung nilai *setting* pada sisi sekundernya dengan cara:

$$\frac{I_{set (sekunder)}}{\text{Rasio CT}} = I_{set (primer)} \times \frac{1}{400/1}$$

$$= 528 \text{ A} \times \frac{1}{400}$$

$$= 528 \text{ A} \times \frac{1}{400}$$

$$= 1,32 \text{ A}$$

- Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

Arus gangguan hubung singkat 3 fasa pada sisi peyulang yang diambil adalah pada titik lokasi gangguan 0% dari panjang jaringan dengan waktu ketetapan $t = 0,3$ detik. Maka, dapat diketahui nilai TMS sebagai berikut:

$$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{faul}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1}$$

$$TMS = \frac{t \times \left(\frac{I_{faul}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1}{0,14}$$

$$= \frac{0,3 \times \left(\frac{I_{Gangguan \text{ hubung singkat 3 fasa}}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1}{0,14}$$

$$= \frac{0,3 \times \left(\frac{11371,8}{528}\right)^{0,02} - 1}{0,14}$$

$$TMS = 0,1356$$

b. Nilai *Setting Relay GFR*

Untuk mencari nilai *setting relay* GFR menggunakan rumus sebagai berikut:

- Setelan arus

Untuk mencari nilai *setting* di sisi primer dengan cara 10% x arus gangguan 1 fasa ke tanah terkecil. Arus gangguan terkecil terjadi di titik 100% maka:

$$I_{set (primer)} = 10\% \times \text{Arus gangguan 1 fasa ke tanah (titik 100\%)}$$

$$= 10\% \times 1136,7 \text{ A}$$

$$= 113,67 \text{ A}$$

Setelah didapat nilai *setting relay* di sisi primer, maka dapat dihitung nilai *setting* di sisi sekunder dengan cara:

$$\begin{aligned} \frac{I_{set} (sekunder)}{rasio CT} &= I_{set} (primer) \times \\ &= 113,67 \text{ A} \times \frac{1}{400/1} \text{ A} \\ &= 113,67 \text{ A} \times \frac{1}{400} \text{ A} \\ &= 0,284 \text{ A} \end{aligned}$$

- Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

Waktu ketetapan yang dipakai adalah $t = 0,3$ detik, sehingga besarnya nilai TMS adalah:

$$\begin{aligned} t &= \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} \\ TMS &= \frac{t \times \left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1}{0,14} \\ &= \frac{0,3 \times \left(\frac{I_{Gangguan\ hubung\ singkat\ 1\ fasa\ tanah}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1}{0,14} \\ &= \frac{0,3 \times \left(\frac{5787,1}{113,67}\right)^{0,02} - 1}{0,14} \\ TMS &= 0,1752 \end{aligned}$$

2. Setting Relay Sisi Incoming 20 kV

Data yang diperoleh:

Kapasitas transformator	: 60 MVA
Tegangan Transformator	: 150/20 kV
Impedansi	: 13,77%
CT/Rasio	: 2000/1 A

a. Setting Relay OCR

- Setelan Arus
Arus nominal transformator pada sisi 20 kV

$$\begin{aligned} I_{nominal} (sisi\ 20kV) &= \frac{kVA}{kV\sqrt{3}} \\ &= \frac{60000}{20\sqrt{3}} \\ &= 1732,05 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{set} (primer) &= 1,1 \times I_{nominal} \\ &= 1,1 \times 1732,05 \text{ A} \\ &= 1905,2 \text{ A} \end{aligned}$$

Setelah didapat nilai pada sisi primer, maka dapat dihitung nilai pada sisi sekundernya:

$$\begin{aligned} \frac{I_{set} (sekunder)}{Rasio CT} &= I_{set} (primer) \times \\ &= 1905,2 \times \frac{1}{2000/1} \\ &= 0,9526 \text{ A} \end{aligned}$$

- Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

Setelan TMS untuk sisi incoming waktu kerja *relay* adalah 0,4 detik. Sehingga besarnya nilai waktu kerja *relay incoming* adalah:

$t_{incoming} = 0,3$ (penyulang) + 0,4 (*incoming*) = 0,7 detik.

$$\begin{aligned} TMS &= \frac{t \times \left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1}{0,14} \\ &= \frac{0,7 \times \left(\frac{I_{Gangguan\ hubung\ singkat\ 3\ fasa}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1}{0,14} \\ &= \frac{0,7 \times \left(\frac{11371,8}{1905,2}\right)^{0,02} - 1}{0,14} = 0,1818 \end{aligned}$$

b. Setting Relay GFR

- Setelan Arus

$$\begin{aligned} I_{set} (primer) &= 8\% \times \text{ arus gangguan} \\ &= 8\% \times 1136,7 \text{ A} \\ &= 90,936 \text{ A} \end{aligned}$$

Setelah didapat nilai pada sisi primer, maka dihitung nilai sekundernya:

$$\begin{aligned} \frac{I_{set} (sekunder)}{Rasio CT} &= I_{set} (primer) \times \\ &= 90,936 \text{ A} \times \frac{1}{2000/1} \\ &= 90,936 \text{ A} \times \frac{1}{2000} \\ &= 0,045 \text{ A} \end{aligned}$$

- Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

Nilai waktu kerja *relay* yang digunakan di sisi *incoming* adalah 0,4 detik, sehingga:

$$t_{incoming} = 0,3 \text{ (peyulang)} + 0,4 = 0,7 \text{ detik}$$

$$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1}$$

$$TMS = \frac{t \times \left(\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14}$$

$$= \frac{0,7 \times \left(\left(\frac{I_{Gangguan\ hubung\ singkat\ 1\ fasa\ tanah}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14}$$

$$= \frac{0,7 \times \left(\left(\frac{1136,7}{90,936}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14}$$

$$TMS = 0,259$$

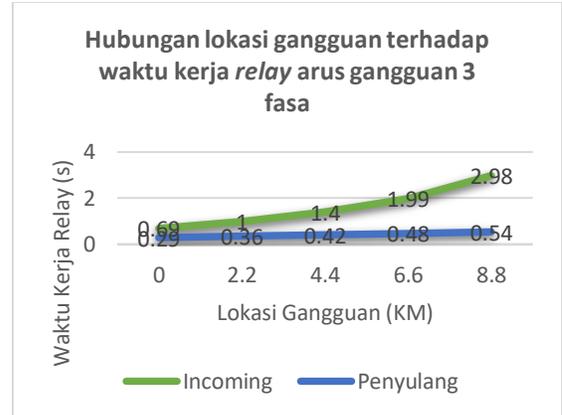
D. Pemeriksaan Waktu Kerja Relay

$$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1}$$

1. Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 3 Fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang (s)	Sisi <i>Incoming</i> (s)
0	0,29	0,69
25	0,36	1,00
50	0,42	1,40
75	0,48	1,99
100	0,54	2,98

Tabel 3. Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Gangguan 3 Fasa



Gambar 5. Grafik Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Gangguan 3 Fasa

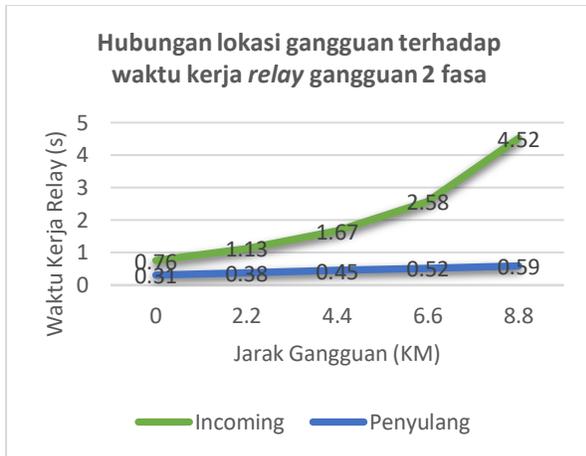
Berdasarkan kurva diatas dapat dilihat bahwa *relay incoming* diberi warna hijau dan *relay peyulang* diberi warna biru. Dapat diketahui bahwa waktu kerja *relay peyulang* lebih cepat daripada *relay incoming* dikarenakan *relay peyulang* adalah *relay* yang pertama kali atau lebih cepat merasakan gangguan yang merupakan *relay* utama sedangkan *relay incoming* sebagai *relay cadangan (backup)* yang merasakan gangguan setelah *relay* utama.

selain itu, semakin jauh titik lokasi gangguan (0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%) maka semakin besar atau lama pula waktu kerja dari kedua *relay*nya sehingga grafik yang terbentuk adalah dari kiri bawah semakin menaik kearah kanan atas.

2. Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 2 Fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang	Sisi <i>Incoming</i>
0	0,31	0,76
25	0,38	1,13
50	0,45	1,67
75	0,52	2,58
100	0,59	4,52

Tabel 4. Waktu Kerja Relay 2 Fasa



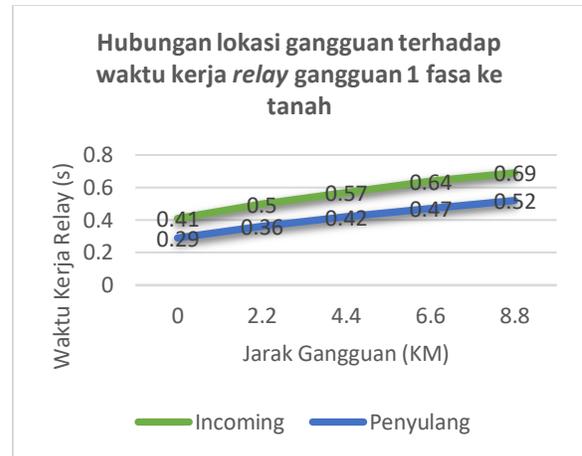
Gambar 6. Grafik Pemeriksaan Waktu Kerja Relay 2 Fasa

Berdasarkan kurva diatas dapat disimpulkan bahwa lokasi gangguan berbanding lurus dengan waktu kerja dari kedua relaynya, artinya semakin jauh titik lokasi (0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%) gangguan yang terjadi maka semakin lama pula waktunya. Selain itu dapat dilihat kurva yang terbentuk adalah dari kiri bawah semakin naik ke atas kanan karena semakin besar atau tinggi waktunya.

3. Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Gangguan 1 Fasa ke Tanah

Lokasi (%)	Sisi Penyulang	Sisi Incoming
0	0,29	0,41
25	0,36	0,50
50	0,42	0,57
75	0,47	0,64
100	0,52	0,69

Tabel 5. Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Gangguan 1 Fasa ke Tanah



Gambar 7. Grafik Pemeriksaan Waktu Kerja Relay 1 Fasa

Berdasarkan kurva diatas dapat diketahui bahwa waktu kerja dari kedua relay terhadap titik lokasi (0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%) gangguan berbanding lurus yang artinya semakin panjang atau jauh titik lokasi gangguan yang terjadi maka semakin lama pula waktu kerja dari kedua relaynya.

Selain itu selisih waktu kerja dari kedua relay (kurva) ini adalah yang paling sedikit diantara 2 kurva lainnya. dikarenakan hubung singkat 1 fase ke tanah harus cepat diatasi, oleh karena itu waktu kerja kedua relay tidak memiliki selisih yang besar.

E. Analisis Setting Relay

Nama Rele		Rele Terpasang		Rele Terhitung	
		Sisi Incoming	Sisi Penyulang	Sisi Incoming	Sisi Penyulang
O C R	TM	0,23	0,23	0,1818	0,1356
	S				
G F R	T	0,10	0,3	0,69	0,29
	S	0,4	0,3	0,259	0,1752
	T	0,10	0,3	0,69	0,29

Tabel 6. Perbandingan Setting Relay Terpasang dengan Terhitung

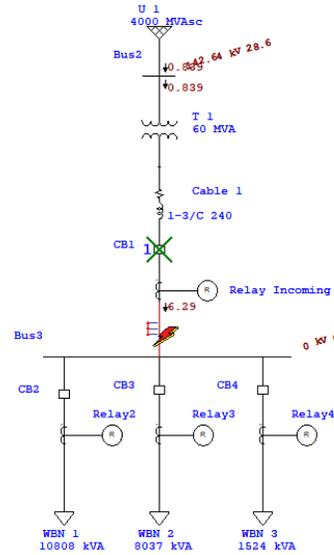
Berdasarkan tabel diatas dapat dilihat bahwa nilai *setting relay* OCR dan GFR terpasang dan terhitung tidak memiliki perbedaan yang besar. Pada *relay* OCR di sisi *incoming* terpasang memiliki nilai TMS dan *t (time)* sebesar 0,23 dan 0,7 detik, sedangkan pada sisi *incoming* terhitung memiliki nilai TMS dan *t (time)* sebesar 0,1818 dan 0,69 detik, sehingga keduanya memiliki selisih sebesar 0,048 dan 0,01 detik. Begitu pula pada *relay* OCR di sisi penyulang terpasang memiliki nilai TMS dan *t (time)* sebesar 0,23 dan 0,3 detik, sedangkan pada sisi penyulang terhitung memiliki nilai TMS dan *t (time)* sebesar 0,1356 dan 0,29 detik, sehingga keduanya memiliki selisih sebesar 0,094 dan 0,01 detik.

Lalu, pada *relay* GFR di sisi *incoming* terpasang memiliki nilai TMS dan *t (time)* sebesar 0,4 dan 0,7 detik, sedangkan pada sisi *incoming* terhitung memiliki TMS dan *t (time)* sebesar 0,259 dan 0,69 detik, sehingga keduanya memiliki selisih sebesar 0,141 dan 0,01 detik. Begitu pula pada *relay* GFR di sisi penyulang terpasang memiliki nilai TMS dan *t (time)* sebesar 0,3 dan 0,3 detik, sedangkan pada sisi penyulang terhitung memiliki nilai TMS dan *t (time)* sebesar 0,1752 dan 0,29 detik, sehingga keduanya memiliki selisih sebesar 0,124 dan 0,01 detik.

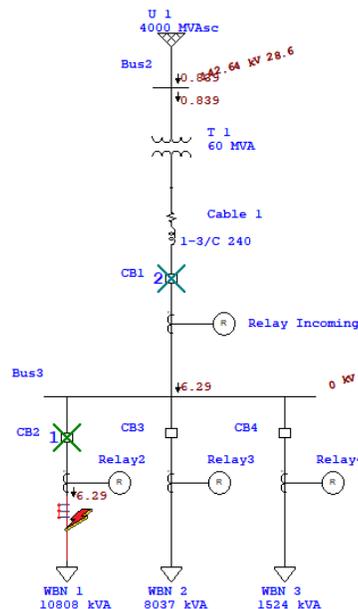
Berdasarkan perbandingan dari selisih nilai TMS dan *t (time)* tidak terlalu besar, dikarenakan nilai *t (time)* berfungsi untuk mem-*pick up* atau aktif ketika merasakan adanya gangguan, sehingga berdasarkan tabel perbandingan diatas dapat disimpulkan bahwa koordinasi *relay* proteksi yang ada masih bagus dan *setting relay* yang terpasang di gardu induk wirobrajan sudah baik.

F. Simulasi ETAP 12.6

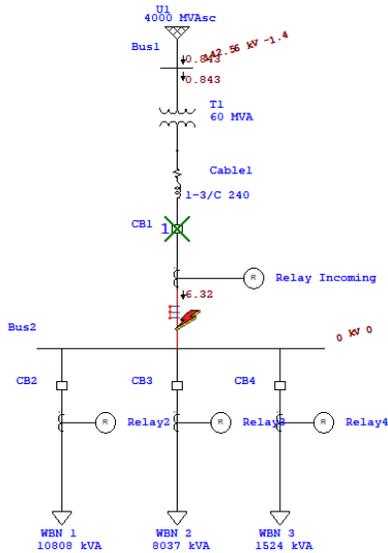
1. Simulasi Koordinasi *Relay* Proteksi pada sisi *Incoming* (Terpasang di GI)



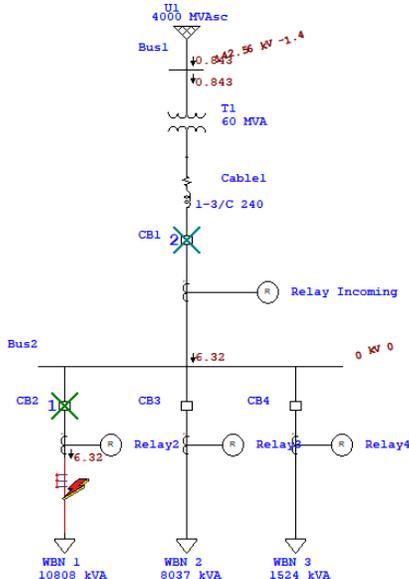
2. Simulasi Koordinasi *Relay* Proteksi pada sisi Penyulang (Terpasang di GI)



3. Simulasi Koordinasi *Relay* Proteksi pada sisi *Incoming* (Terhitung)



4. Simulasi Koordinasi *Relay* Proteksi pada sisi Penyulang (Terhitung)



V. PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari data-data yang telah didapat dari Gardu Induk 150 kV Wirobrajan dan telah diolah secara detail, maka dapat ditarik kesimpulan:

1. Arus hubung singkat terbesar yaitu arus hubung singkat 3 fasa pada titik lokasi gangguan 0% sebesar 11371,8 *Ampere*, selanjutnya arus hubung singkat 2 fasa di titik lokasi gangguan 0% sebesar 9848,3 *Ampere*, dan arus hubung singkat 1 fasa ke tanah pada titik lokasi gangguan 0% sebesar 5787,1 *Ampere*.
2. Waktu kerja *relay* pada gangguan 1 fasa ke tanah memiliki selisih waktu kerja *relay* terkecil yakni 0,17 detik dibandingkan dengan waktu kerja *relay* gangguan 3 fasa yakni 2,44 detik dan waktu kerja *relay* gangguan 2 fasa yakni 3,93 detik. Hal ini dikarenakan arus hubung singkat 1 fasa ke tanah harus cepat diatasi, oleh karena itu waktu kerja *relay* di sisi *incoming* dan sisi penyulang tidak memiliki selisih yang signifikan.
3. Berdasarkan data yang terpasang di Gardu Induk 150 kV Wirobrajan dengan data yang telah dihitung manual tidak memiliki perbedaan atau selisih yang besar. Lalu untuk simulasi yang telah dilakukan menggunakan aplikasi ETAP pada nilai *setting* OCR dan GFR yang terpasang di Gardu Induk 150 kV Wirobrajan pun bekerja dengan benar, sehingga dapat ditarik kesimpulan bahwa koordinasi relay proteksi OCR dan GFR di Gardu Induk 150 kV Wirobrajan masih sesuai atau masih dalam kondisi baik.

5.2 Saran

1. Diperlukan pengecekan *relay* dan pendukung lainnya secara berkala untuk mengetahui apakah *relay* dan peralatan pada Gardu Induk 150 kV Wirobrajan masih layak atau malah sebaliknya. Jika *relay* sudah tidak layak beroperasi maka perlu dilakukan *resetting* agar *relay* tersebut layak digunakan kembali.
2. Jika menentukan *setting relay* arus lebih (OCR) dan *relay* gangguan tanah (GFR) menggunakan perhitungan secara manual maka harus dilakukan dengan sangat teliti dikarenakan jika perhitungan dari tahap awal telah salah maka sampai tahap akhirpun akan salah dan tidak akan mendapatkan hasil koordinasi *relay* yang baik.
3. Tugas akhir ini merupakan sebuah referensi bacaan tentang analisis koordinasi *relay* arus lebih (OCR) dan *relay* gangguan tanah (GFR). Penulis berharap agar pembaca mendapat tambahan wawasan akan koordinasi *relay* proteksi dari tugas akhir ini. Tugas akhir ini dapat dikembangkan lagi dengan cara menambahkan koordinasi-koordinasi *relay* proteksi lainnya.

REFERENSI

- [1] Badaruddin, dkk. 2014. *Setting Koordinasi Over Current Relay pada Trafo 60 MVA 150/20 Kv dan Penyulang 20 KV*. Jurnal Mahasiswa Program Studi Teknik Elektro Universitas Mercu Buana Jakarta.
- [2] Baskara, dkk. 2015. *Studi Koordinasi Peralatan Proteksi OCR Dan GFR Pada Penyulang Tibubeneng*. Jurnal Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro Dan Komputer Universitas Udayana, Bali.
- [3] Budhi, dkk. 2017. *Studi Analisis Koordinasi Over Current Relay (OCR) dan Ground Fault Relay (GFR) pada Recloser di Saluran Penyulang Penebel*. Jurnal Mahasiswa Teknik Elektro Dan Komputer Universitas Udayana Bali.
- [4] Dermawan, dkk. 2010. *Analisa Koordinasi Over Current Relay Dan Ground Fault Relay Di Sistem Proteksi Feeder Gardu Induk 20 kV Jababeka*. Tugas Akhir Pada Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Jakarta.
- [5] Fajrian, R. 2015. *Analisa Koordinasi Proteksi Overcurrent Relay Pada Jaringan Distribusi SUTM 20 kV dengan Menggunakan Software ETAP*. Tugas Akhir Pada Jurusan Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.
- [6] Putra, A. 2017. *Studi Analisis Sistem Koordinasi Proteksi Overcurrent Relay (OCR) dan Ground Fault Relay (GFR) pada Gardu Induk Godean*. Tugas Akhir Pada Jurusan Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.
- [7] Satya, A. 2018. *Analisis Koordinasi Proteksi Overcurrent Relay (OCR) Pada Sistem Kelistrikan Industri Di PT. Dian Swastatika Sentosa Plant 1 Tbk Karawang*. Tugas Akhir Pada Jurusan Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.

- [8] Setiajie, dkk. 2015. *Evaluasi Setting Relay Arus Lebih Dan Setting Relay Gangguan Tanah Pada Gardu Induk Sronдол*. Jurnal Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro Universitas Dipenogoro, Semarang.
- [9] Setiyawan, A. 2017. *Analisis Koordinasi Proteksi Pada PT. PLN (PERSERO) Gardu Induk Wonosobo Menggunakan Software Aplikasi ETAP*. Tugas Akhir Pada Jurusan Teknik Elektro Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.
- [10] Syahputra, R. 2016. "*Transmisi dan Distribusi Tenaga Listrik*". LP3M UMY, Yogyakarta.
- [11] Syahputra, R. 2005. *Transmisi Distribusi*. Diktat Kuliah Pada Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.
- [12] Zulkarnaini, dkk. 2015. *Perhitungan Koordinasi Relay Proteksi OCR/GFR Menggunakan Software Matchcad Pada Trafo Daya Unit II 20 MVA GI Salak*. Jurnal Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro Institut Teknologi Padang.