

BAB IV

HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

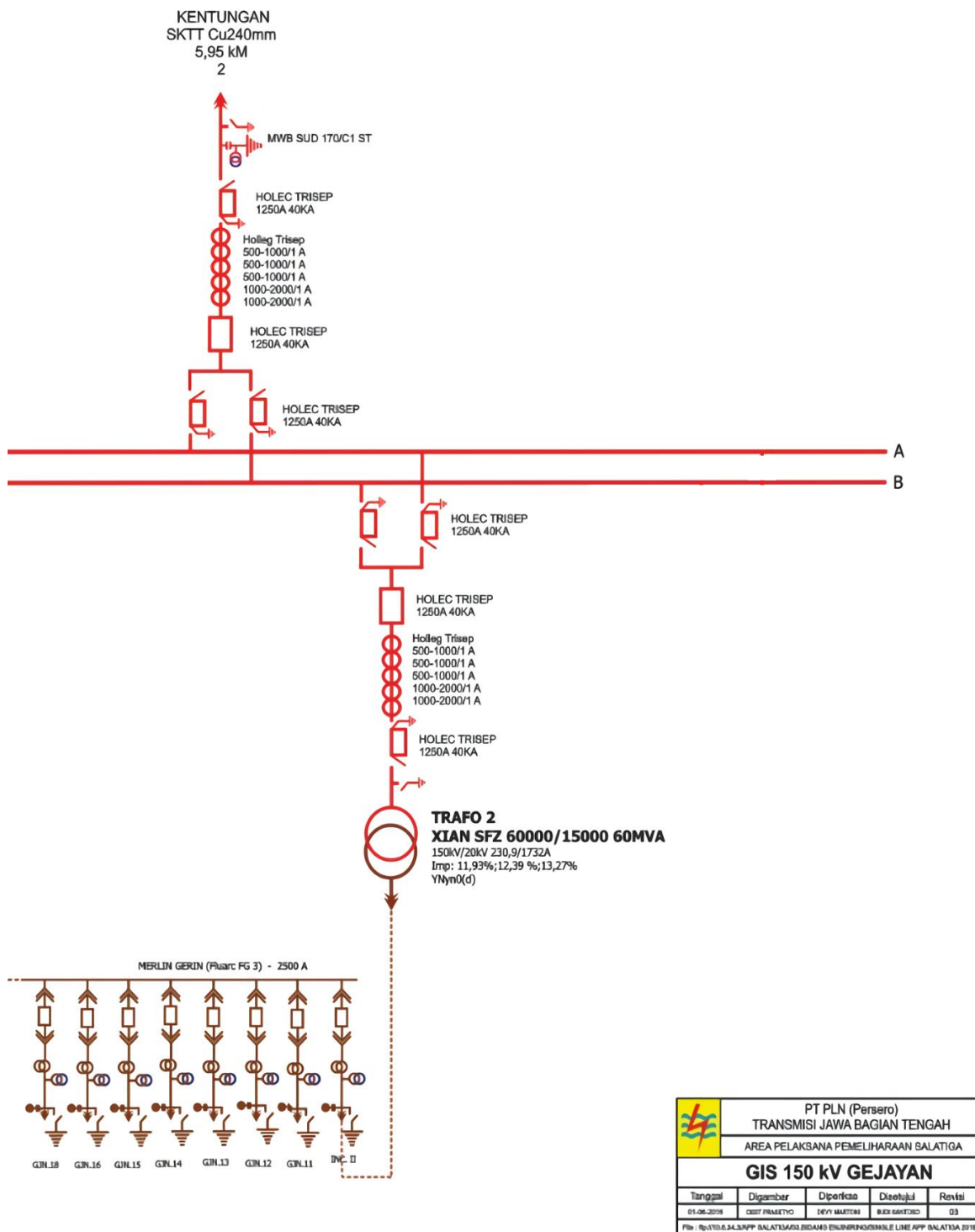
4.1 Gardu Induk Gejayan 150 KV

Gardu Induk Gejayan 150 kv terletak di Jalan Affandi No. 19 Mrican, Caturtunggal, Depok, Sleman, Yogyakarta merupakan salah satu gardu induk GIS (*Gas Insulated Switchgear*) pasasng dalam dengan tegangan 150/20 kV dimana tegangan sisi primer sebesar 150 kV dan tegangan sisi sekunder sebesar 20 kV. Gardu induk gejayan disebut gardu induk pasang dalam karena sebagian besar peralatan berada di dalam ruangan.

Gardu Induk Gejayan 150 kV memiliki 2 buah transformator daya untuk mensuplai kebutuhan energi listrik di daerah tersebut. Kapasitas pada kedua trafo yaitu trafo I dan trafo II tersebut masing-masing memiliki spesifikasi daya trafo yaitu 60 MVA yang terpasang pada gardu induk gejayan 150 kV.

Gardu Induk Gejayan 150 kV di trafo II memiliki 7 penyulang yang setiap penyulang tersebut memiliki koordinasi system proteksi terhadap relay yang digunakan.

□



Gambar 4.1 Single Line Diagram Gardu Induk Gejayan 150 kV

4.2 Transformator Daya

Gardu Induk Gejayan 150 kV memiliki 2 transformator dengan spesifikasi kapasitas trafo yang sama, dibawah ini merupakan spesifikasi trafo II yang digunakan di Gardu Induk Gejayan 150 kV yaitu :

4.2.1 Spesifikasi Transformator II 60 MVA

1. Merk : XIAN
2. Type : SFZ-60000/150
3. Nominal Rating : 36/60 MVA
4. Frekuensi : 50 Hz
5. Phasa : 3
6. Instalasi : Outdoor
7. Tegangan Primer : 150 kV / 230,9 A
8. Tegangan Sekunder : 20 kV / 1732 A
9. *Short Circuit* 150 kV : 40 kA
10. *Short Circuit* 20 kV : 16 kA
11. Impedansi : 12,4%
12. Manufacture : 1995
13. Nilai Rn (Tahanan Pertanahan) : 0,3 Ohm

Transformator II yang ada di Gardu Induk Gejayan 150 kV yang bermerk XIAN, dengan arus nominal sisi primer 230,9 A dan arus nominal pada sisi sekunder sebesar 1732 A. Kapasitas yang dimiliki trafo II yaitu 60 MVA dengan nilai impedansi sebesar 12,4%. Nilai arus hubung singkat pada sisi 150 kV adalah 40 kA dan pada bagian sisi 20 kV adalah 16 kA. Data dari transformator II di Gardu Induk Gejayan ini untuk perhitungan impedansi sumber, impedansi penyulang, arus hubung singkat dan penyetelan *setting* pada *relay* OCR.

4.2.2 Over Current Relay dan Ground Fault Relay Di Gardu Induk Gejayan 150 KV

Over Current Relay adalah relai yang berfungsi sebagai pengaman peralatan dengan cara memutus suatu jaringan ketika terjadi sebuah gangguan arus berlebih yang mana melebihi nilai yang di setting pada alat yang sudah ditetapkan sebelumnya. Sedangkan *Ground Fault Relay* adalah sebuah proteksi yang memiliki fungsi yaitu pengaman ketika terjadi gangguan tanah. Relai ini biasanya terhubung dengan CB maupun PMT ketika terjadi sebuah gangguan kenaikan nilai arus yang melebihi nilai setting maka relay akan mengirimkan sinyal untuk CB agar CB bekerja untuk trip dan memutus arus abnormal yang telah terjadi.

Tabel 4.1 Spesifikasi OCR dan GFR yang terpasang

No	Proteksi	Merk	Type	Rasio CT
1	OCR dan GFR 20 kV	AREVA	MiCom P122	2000/1
2	OCR dan GFR Penyulang	AREVA	MiCom P122	400/1

Sistem proteksi trafo di Gardu Induk Gejayan 150 kV terdapat beberapa pengaman relay OCR dan GFR dengan merk dan type yang sama yaitu AREVA dengan type MiCom P122.

4.2.3 Data Setting Relay OCR di Gardu Induk Gejayan 150 kV

Setting relay yang digunakan pada trafo Gardu Induk Gejayan yaitu yang seperti ditunjukkan pada tabel 4.2

Tabel 4.2 Data Setting Relay di sisi Incoming Jaringan gardu Induk Gejayan

Jenis Relay	Setting	Sisi Incoming	Sisi Penyulang
-------------	---------	---------------	----------------

OCR	TMS	0.23	0.25
	T (detik)	0.6	0.3
	I set	1.04	1.20
GFR	TMS	0.43	0.34
	T (detik)	0.6	0.3
	I set	0.35	0.50

Karakteristik Gardu Induk Gejayan 150 kV, relay OCR dan GFR adalah karakteristik *standard inverse*, setiap sisi pada nilai TMS dan t (Time) berbeda. Nilai TMS pada sisi incoming relay OCR adalah 0.25 dengan t(time) 0.6 detik, sementara nilai TMS relay GFR adalah 0.43 dengan t(time) 0,6 detik. Nilai TMS pada sisi penyulang relay OCR adalah 0,25 dengan t 0,3 detik, sementara nilai TMS relay GFR adalah 0,34 dengan t 0,3 detik.

4.2.4 Data Penghantar Penyulang GIN 13 Transformator 2

Tabel 4.3 Data Penghantar Penyulang GIN 13

Jenis Penghantar	Diameter Penghantar	Panjang Jaringan
AAAC (A3C)	240 mm 2	1.80 Km

Dari tabel diatas penyulang GIN 13 menggunakan penghantar jenis AAAC, dengan diameter 240 mm² untuk penghantar fase dan fase-netralnya.

Tabel 4.4 Impedansi Urutan Positif/Negatif dan Nol berdasarkan SPLN

Jenis Penghantar	Diameter Penghantar	Impedansi Urutan Positif/Negatif	Impedansi Uurtan Nol
AAAC (A3C)	240 mm ²	0,1344+j 0,3158	0,2824+j 1,6033

Berdasarkan Standar Perusahaan Umum Listrik Negara (SPLN) 1985 hal 64 menyebutkan bahwa penghantar AAAC dengan diameter 240 mm² memiliki impedansi urutan positif/negative sebesar 0,1344+j 0,3158 dan impedansi urutan nol 0,2824+j 1,6033.

4.3 Perhitungan Arus Hubung Singkat

Pada system distribusi tenaga listrik terdapat 3 jenis arus hubung singkat, yaitu : Arus hubung 3 fasa, arus hubung singkat 2 fasa dan arus hubung singkat 1 fasa ke tanah. Untuk mengetahui besarnya nilai arus gangguan arus hubung singkat maka perlu dilakukan perhitungan dari data yang didapatkan dari PLN.

Pada gangguan arus hubung singkat berdasarkan dari panjang jaringan penyulang GIN 13 diumpamakan terjadi adanya gangguan hubung singkat di titik 0%, 25%, 50%, 100% dengan Panjang penyulang 1,8 km



Gambar 4.2 Alur Incoming dan Penyulang

4.3.1 Menghitung Impedansi Sumber

Menghitung Impedansi sumber dapat menggunakan rumus :

$$MVA_{sc} = \sqrt{3} \times I_{sc} \times V \dots\dots\dots (3.1)$$

dimana :

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

v : Tegangan sisi primer (kV)

Jadi,

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

Menurut perhitungan diatas, maka nilai impedansi sumber dapat dihitung sebagai berikut ini :

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

Karena yang dibutuhkan adalah nilai sisi 20 kV maka impedansi sumber di konversikan ke 20 kV

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

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

4.3.2 Menghitung Reaktansi Transformator

Menurut data dan spesifikasi transformator 2 pada gardu induk gejayan 150 kV mempunyai nilai impedansi sebesar 12,4% dengan menggunakan nilai impedansi tersebut kita dapat mencari besarnya nilai reaktansi urutan positif dan negative serta reaktansi urutan nol. Tetapi kita perlu mengetahui lebih dahulu nilai ohm pada 100% nya

$$\begin{aligned} X_t(\text{pada } 100\%) &= \frac{kV(\text{sisi sekunder})^2}{MVA \text{ Trafo}} \\ &= \frac{20^2}{60MVA} = 6,66 \Omega \end{aligned}$$

Maka besarnya nilai reaktansi urutan positif dan negative serta reaktansi urutan nol adalah sebagai berikut:

1. Reaktansi urutan positif dan negative ($X_{t1}=X_{t2}$)

$$\begin{aligned} X_t &= \text{Impedansi} \times X_t(100\%) \\ &= 12,4\% \times 6,66 = 0,825\Omega \end{aligned}$$

2. Reaktansi urutan nol (X_{t0})

Menurut data spesifikasi trafo, trafo tersebut memiliki vector group YNyn0 (d) yaitu dalam trafo tersebut tidak terdapat belitan delta didalamnya, lalu diambil nilai sebesar $10 \times X_{t1}$. Maka ,

$$X_{t0} = 10 \times 0,825 = 8,25\Omega$$

4.3.3 Menghitung Impedansi Penyulang

Menurut tabel penyulang GIN 13 pada Gardu Induk Gejayan 150kV menggunakan jenis penghantar AAAC dengan diameter $240mm^2$ dengan Panjang penyulang sejauh 1,80 km, maka dapat dihitung:

$$Z1 = Z2(AAAC 240mm^2)$$

$$Z1 = Z2 = (0,1344 + j 0,3158)\Omega/km \times 1,80 km$$

$$Z1 = Z2 = 0,24192 + j 0,56844\Omega$$

Sedangkan perhitungan nilai Z0 nya yaitu

$$Z0(AAAC 240mm^2)$$

$$Z0 = (0,2824 + j 1,6033)\Omega/km \times 1,80 km$$

$$Z0 = 0,50832 + j 2,88594\Omega$$

Kemudian hasil nilai diatas dapat kita misalkan pada titik gangguan yang terjadi yaitu (0%, 25%, 50%, 75%, 100%) dari panjangnya jaringan yaitu 1,80 km, maka dapat kita ketahui bahwa besarnya nilai impedansi penyulang yaitu:

1. Impedansi penyulang positif dan negative

Tabel 4.5 Tabel Perhitungan Impedansi Penyulang Positif dan Negatif

Panjang Jaringan	Jarak (km)	Perhitungan	Impedansi penyulang Z1&Z2
0%	0	0% x (0,24192 + j 0,56844	0
25%	0,45	25% x (0,24192 + j 0,56844	0,108864 + j 0,255798 Ω
50%	0,9	50% x (0,24192 + j 0,56844	0,217728 + j 0,511596 Ω
75%	1,35	75% x (0,24192 + j 0,56844	0,326592 + j 0,767394 Ω
100%	1,80	100% x (0,24192 + j 0,56844	0,435456 + j 1,023192 Ω

2. Impedansi penyulang urutan nol

Tabel 4.6 Tabel Perhitungan Impedansi Penyulang Urutan Nol

Panjang Jaringan	Jarak (km)	Perhitungan	Impedansi penyulang Z ₀
0%	0	0% x (0,50832 + j 2,88594)	0
25%	0,45	25% x (0,50832 + j 2,88594)	0,228744 + j 1,298673 Ω
50%	0,9	50% x (0,50832 + j 2,88594)	0,457488 + j 2,597346 Ω
75%	1,35	75% x (0,50832 + j 2,88594)	0,686232 + j 3,896019 Ω
100%	1,80	100% x (0,50832 + j 2,88594)	0,914976 + j 5,194692 Ω

4.3.4 Menghitung Impedansi Ekivalen Jaringan

Perhitungan $Z_{1eq} = Z_{2eq}$ menggunakan rumus :

$$\begin{aligned}
 Z_{1eq} &= Z_{2e1} = Z_{s1} + Z_{t1} + Z_{1penyulang} \\
 &= j 0,097 + j 0,825 + Z_{1penyulang} \\
 &= j 0,922 + Z_{1penyulang}
 \end{aligned}$$

Maka impedansi ekivalen Z_{1eq} dan Z_{2eq} yaitu

Tabel 4.7 Tabel Perhitungan Impedansi Ekivalen Z_{1eq} dan Z_{2eq}

Panjang Jaringan	Perhitungan	Impedansi ekivalen Z_{1eq} dan Z_{2eq}
0%	0 + j 0,922	0+ j 0,922
25%	0,108864+j 0,255798+j 0,922	0,108864+j 1,177798
50%	0,217728+j 0,511596+j 0,922	0,217728+j 1,433596
75%	0,326592+j 0,767394+j 0,922	0,326592+j 1,689394
100%	0,435456+j 1,023192 +j 0,922	0,435456+j 1,945192

Perhitungan nilai Z_{0eq} dapat dicari menggunakan rumus sebagai berikut

$$\begin{aligned}
 Z_{0eq} &= Z_{t0} + 3Rn + Z_{0penyulang} \\
 &= j 8,25 + (3 \times 0,3) + Z_{0penyulang} \\
 &= 0,9 + j 8,25 + Z_{0penyulang}
 \end{aligned}$$

Maka impedansi ekuivalen Z_{0eq} yaitu

Tabel 4.8 Tabel Perhitungan Impedansi Ekivalen Z_{0eq}

Panjang Jaringan	Perhitungan	Impedansi ekivalen Z_{0eq}
0%	$0 + 0,9 + j 8,25$	$0,9 + j 8,25$
25%	$0,228744 + j 1,298673 + 0,9 + j 8,25$	$1,128744 + j 9,548673$
50%	$0,457488 + j 2,597346 + 0,9 + j 8,25$	$1,357488 + j 10,847346$
75%	$0,686232 + j 3,896019 + 0,9 + j 8,25$	$1,586232 + j 12,146019$
100%	$0,914976 + j 5,194692 + 0,9 + j 8,25$	$1,814976 + j 13,444692$

4.3.5 Menghitung Arus Hubung Singkat

Menghitung arus hubung singkat 3 fasa, 2 fasa, dan 1 fasa ke tanah menggunakan perhitungan sebagai berikut

1. Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa

Nilai arus hubung singkat 3 fasa dapat ditentukan menggunakan rumus sebagai berikut:

$$I = \frac{V}{Z} \dots\dots\dots (3.2)$$

dimana :

I = Arus gangguan hubung singkat

V= Tegangan fasa-netral system 20 kV (Vph) = $\frac{20000}{\sqrt{3}}$

Z= Impedansi urutan positif (Z_{1eq})

Jadi, arus gangguan hubung singkat 3 fasa adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} I &= \frac{V_{ph}}{Z_{1eq}} \\ &= \frac{20000}{\sqrt{3}} \\ &= \frac{11547}{Z_{1eq}} \end{aligned}$$

Titik Gangguan pada Panjang penyulang 0%

$$\begin{aligned} I &= \frac{\frac{20000}{\sqrt{3}}}{0 + 0,922} \\ &= \frac{11547}{0,922} \\ &= 12523,86 \text{ A} \end{aligned}$$

Titik Gangguan pada Panjang penyulang 25%

$$\begin{aligned} I &= \frac{\frac{20000}{\sqrt{3}}}{0,108864 + j 1,177798} \\ &= \frac{11547}{1,1828} \\ &= 9762,42 \text{ A} \end{aligned}$$

Titik Gangguan pada Panjang penyulang 50%

$$\begin{aligned} I &= \frac{\frac{20000}{\sqrt{3}}}{0,217728 + j 1,433596} \\ &= \frac{11547}{1,45} \\ &= 7963,44 \text{ A} \end{aligned}$$

Titik gangguan pada Panjang penyulang 75%

$$I = \frac{\frac{20000}{\sqrt{3}}}{0,326592 + j 1,689394}$$

$$= \frac{11547}{1,7207}$$

$$= 6710,64 \text{ A}$$

Titik Gangguan pada Panjang prnyulang 100%

$$I = \frac{\frac{20000}{\sqrt{3}}}{0,435456 + j 1,945192}$$

$$= \frac{11547}{1,9933}$$

$$= 5792,9 \text{ A}$$

Tabel 4.9 Tabel Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa

Panjang Jaringan	Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa
0%	12523,86 A
25%	9762,42 A
50%	7963,44 A
75%	6710,64 A
100%	5792,9 A

2. Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa

Nilai arus hubung singkat 2 fasa dapat ditentukan menggunakan rumus sebagai berikut:

$$I = \frac{V}{Z} \dots\dots\dots(3.3)$$

dimana :

I = Arus gangguan hubung singkat

$$V = \text{Tegangan fasa-netral system } 20 \text{ kV (Vph)} = \frac{20000}{\sqrt{3}}$$

Z= Impedansi urutan positif ($Z1eq$)

Jadi, arus gangguan hubung singkat 2 fasa adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} I &= \frac{V_{ph} - ph}{Z1eq + Z2eq} \\ &= \frac{20000}{2 \times Z1eq} \end{aligned}$$

Titik Ganguan pada Panjang penyulang 0%

$$\begin{aligned} I &= \frac{20000}{2 \times (0 + j 0,922)} \\ &= \frac{20000}{1,844} \\ &= 10845,98 \text{ A} \end{aligned}$$

Titik Ganguan pada Panjang penyulang 25%

$$\begin{aligned} I &= \frac{20000}{2 \times (0,108864 + j 1,177798)} \\ &= \frac{20000}{2,3656} \\ &= 8454,51 \text{ A} \end{aligned}$$

Titik Ganguan pada Panjang penyulang 50%

$$\begin{aligned} I &= \frac{20000}{2 \times (0,217728 + j 1,433596)} \\ &= \frac{20000}{2,9} \\ &= 6896,55 \text{ A} \end{aligned}$$

Titik Ganguan pada Panjang penyulang 75%

$$\begin{aligned} I &= \frac{20000}{2 \times (0,326592 + j 1,689394)} \\ &= \frac{20000}{3,4414} \\ &= 5811,58 \text{ A} \end{aligned}$$

Titik Gangguan pada Panjang penyulang 100%

$$\begin{aligned}
 I &= \frac{20000}{2 \times (0,435456 + j 1,945192)} \\
 &= \frac{20000}{3,9866} \\
 &= 5016,8 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Tabel 4.10 Tabel Arus Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa

Panjang Jaringan	Arus Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa
0%	10845,98 A
25%	8454,51 A
50%	6896,55 A
75%	5811,58 A
100%	5016,8 A

3. Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Nilai arus hubung singkat 1 fasa dapat ditentukan menggunakan rumus sebagai berikut:

$$I = \frac{V}{Z} \dots\dots\dots(3.4)$$

dimana :

I = Arus gangguan hubung singkat

V= Tegangan fasa-netral system 20 kV (Vph) = $\frac{20000}{\sqrt{3}}$

Z= Impedansi urutan positif (Z_{1eq})

Jadi, arus gangguan hubung singkat 1 fasa adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 I &= \frac{3 \times V_{ph}}{Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}} \\
 &= \frac{3 \times \frac{20000}{\sqrt{3}}}{2 \times Z_{1eq} + Z_{0eq}} \\
 &= \frac{34641,016}{2 \times Z_{1eq} + Z_{0eq}}
 \end{aligned}$$

Titik Ganguan pada Panjang penyulang 0%

$$\begin{aligned}
 I &= \frac{3 \times \frac{20000}{\sqrt{3}}}{2 \times (0 + j 0,922) + (0,9 + j 8,25)} \\
 &= \frac{34641,016}{1,844 + 8,2989} \\
 &= 3415,29 A
 \end{aligned}$$

Titik Ganguan pada Panjang penyulang 25%

$$\begin{aligned}
 I &= \frac{3 \times \frac{20000}{\sqrt{3}}}{2 \times (0,108864 + j 1,177798) + (1,128744 + j 9,548673)} \\
 &= \frac{34641,016}{2,3656 + 9,6152} \\
 &= 2891,37 A
 \end{aligned}$$

Titik Ganguan pada Panjang penyulang 50%

$$\begin{aligned}
 I &= \frac{3 \times \frac{20000}{\sqrt{3}}}{2 \times (0,217728 + j 1,433596) + (1,357488 + j 10,847346)} \\
 &= \frac{34641,016}{2,9 + 10,9320} \\
 &= 2504,41 A
 \end{aligned}$$

Titik Gangguan pada Panjang penyulang 75%

$$I = \frac{3 \times \frac{20000}{\sqrt{3}}}{2 \times (0,326592 + j 1,689394) + (1,586232 + j 12,146019)}$$

$$= \frac{34641,016}{3,4414 + 12,2492}$$

$$= 2207,75 A$$

Titik Gangguan pada Panjang penyulang 100%

$$I = \frac{3 \times \frac{20000}{\sqrt{3}}}{2 \times (0,435456 + j 1,945192) + (1,814976 + j 13,444692)}$$

$$= \frac{34641,016}{3,9866 + 13,5666}$$

$$= 1973,48 A$$

Tabel 4.11 Tabel Arus Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Panjang Jaringan	Arus Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah
0%	3415,29 A
25%	2891,37 A
50%	2504,41 A
75%	2207,75 A
100%	1973,48 A

Besarnya nilai gangguan arus hubung singkat 3 fasa, 2 fasa dan 1 fasa ke tanah dapat digunakan untuk mencari nilai dari setting relay yang digunakan baik itu relay arus lebih maupun relay gangguan tanah yang ada pada posisi incoming dan penyulang.

Berikut adalah perbandingan nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasa, 2 fasa dan 1 fasa ke tanah terhadap titik lokasi gangguan.

Tabel 4.12 Tabel Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa, 2 Fasa dan 1 Fasa ke Tanah

Panjang Jaringan	Jarak (km)	Arus Hubung Singkat 3 Fasa (Ampere)	Arus Hubung Singkat 2 Fasa (Ampere)	Arus Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah (Ampere)
0%	0	12523,86	10845,98	3415,29
25%	0,45	9762,42	8454,51	2891,37
50%	0,9	7963,44	6896,55	2504,41
75%	1,35	6710,64	5811,58	2207,75
100%	1,80	5792,9	5016,8	1973,48

Dari tabel diatas diketahui bahwa arus gangguan hubung singkat 3 fasa, 2 fasa dan 1 fasa ke tanah berbanding terbalik dengan Panjang jaringan dimana semakin jauh titik gangguan maka semakin kecil pula nilai arus gangguan hubung singkatnya.

Sebagai contoh pada saat arus gangguan hubung singkat 1 fasa di titik 0% atau jarak 0 km arus gangguannya sebesar 3415,29 A , kemudian pada titik 25% atau jarak 0,45 km arus gangguannya sebesar 2891,37 A dan terus mengecil hingga ke titik 100%. Hal ini serupa terjadi pada arus gangguan hubung singkat 3 fasa dan 2 fasa. Selain itu arus gangguan hubung singkat 3 fasa lebih besar dari gangguan arus hubung singkat 2 fasa dan begitu pula arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah.

4.4 Setting OCR dan GFR disisi penyulang 20 kv

Menurut tabel 4.1 pada penyulang GIN 13 Transformator 2 Gardu Induk 150 kV Gejayan mempunyai arus yang terpasang dengan rasio 400: 1 A, dan memiliki karakteristik standart inverse

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

4.4.1 Perhitungan Nilai Setting Relay OCR

1. Setelan arus

Diketahui:

$$\begin{aligned} I_{beban} &= 480 \text{ A} \\ \text{Rasio CT} &= 400:1 \text{ A} \\ I_{set primer} &= 1,1 \times I_{beban} \\ &= 1,1 \times 480 \text{ A} \\ &= 528 \text{ A} \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} I_{set sekunder} &= I_{set primer} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 528 \text{ A} \times \frac{1}{400/1} \text{ A} \\ &= 528 \text{ A} \times \frac{1}{400} \text{ A} \\ &= 1,32 \text{ A} \end{aligned}$$

2. Setelan TMS (Time Multilexer Setting)

Arus gangguan hubung singkat 3 fasa pada sisi penyulang yang diambil adalah pada titik lokasi gangguan 0% dari Panjang jaringan dengan

waktu ketetapan $t=0,1$ detik. Maka, dapat diketahui nilai TMS sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 t &= \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1} \\
 TMS &= \frac{t \times \left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1}{0,14} \\
 &= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{I_{\text{Gangguan hubung singkat 3 fasa}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\
 &= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{12523,86}{528}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\
 TMS &= 0,14
 \end{aligned}$$

4.4.2 Perhitungan Nilai Setting Relay GFR (Gangguan Tanah)

1. Setelan Arus

Untuk mencari nilai setting primer relay gangguan tanah dengan cara $10\% \times$ arus gangguan 1 fasa ke tanah terksecil. Dimana arus gangguan terkecil terletak di lokasi gangguan 100% maka:

$$\begin{aligned}
 I_{\text{set primer}} &= 10\% \times \text{Arus Gangguan 1 Fasa (titik 100\%)} \\
 &= 10\% \times 1973,48 \\
 &= 197,34 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{\text{set sekunder}} &= I_{\text{set primer}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\
 &= 197,34 \times \frac{1}{400/1} \\
 &= 197,34 \times \frac{1}{400} \\
 &= 0,49 \text{ A}
 \end{aligned}$$

2. Setelan TMS (Time Multilexer Setting)

Sama dengan sebelumnya ketetapan t yang digunakan sebesar $0,3$ sehingga besarnya nilai TMS yaitu

$$\begin{aligned}
t &= \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} \\
TMS &= \frac{t \times \left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1}{0,14} \\
&= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{I \text{ Gangguan hubung singkat 3 fasa}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\
&= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{3415,29}{197,34}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\
TMS &= 0.125
\end{aligned}$$

Tabel 4.13 Tabel Setting Hasil Perhitungan Penyulang

Relay Penyulang	Setting Hasil Perhitungan	
OCR	TMS	0,14
	Rasio CT	400/1
	I set primer	528 A
	I set sekunder	1,32 A
GFR	TMS	0,125
	Rasio CT	400/1
	I set primer	197,34 A
	I set sekunder	0,49 A

4.4.3 Setting Relay Sisi Incoming 20kV

Berbeda dengan sisi penyulang, pada sisi incoming 20kV diperlukan nilai arus nominal dalam menentukan setting relay nya

Data yang diperoleh:

Kapastias transformator : 60 MVA

Tegangan transformator : 150/20 kV

Impedansi : 12,4%

Rasio CT : 2000/1 A

1. Setting Relay Arus lebih OCR

a. Setelan Arusnominal trafo pada sisi 20 kV

$$\begin{aligned} I_{nominal(sisi20kV)} &= \frac{kVA}{kV\sqrt{3}} \\ &= \frac{60000}{20\sqrt{3}} \\ &= 1732,05 A \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{set primer} &= 1,1 \times I_{nominal} \\ &= 1,1 \times 1732,05 \\ &= 1905,25 A \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{set sekunder} &= I_{set primer} \times \frac{1}{Rasio CT} \\ &= 1905,25 \times \frac{1}{2000/1} \\ &= 1905,25 \times \frac{1}{2000} \\ &= 0,9526 A \end{aligned}$$

b. Setelan TMS (Time Multilexer Setting)

Perbedaan yang signifikan antara penentuan setting relay sisi penyulang dengan incoming adalah pada setelan TMS nya dimana untuk sisi incoming waktu kerja relay yang digunakan waktu kerja sisi penyulang (awal)+0,4 detik, sehigga besarnya nilai waktu kerja relay incoming adalah

$$T_{incoming} = 0,3 + 0,4 = 0,7$$

$$\begin{aligned}
TMS &= \frac{t \times \left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1}{0,14} \\
&= \frac{0,7 \times \left(\left(\frac{I_{\text{Gangguan hubung singkat 3 fasa}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\
&= \frac{0,7 \times \left(\left(\frac{12523,86}{1905,25}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14}
\end{aligned}$$

$$TMS = 0,191$$

2. Relay Gangguan Tanah GFR

a. Setelan Arus

Agar relay gangguan tanah sisi incoming lebih peka atau cepat merasakan gangguan sesuai dengan sifatnya sebagai backup setelah relay sisi penyulang maka dalam menentukan setting nya dibuat lebih kecil yaitu 8% x arus gangguan 1 fasa ke tanah terkecil yaitu pada lokasi 100%

$$\begin{aligned}
I_{\text{set primer}} &= 8\% \times \text{gangguan di 100\% panjang penyulang} \\
&= 8\% \times 1973,48 \\
&= 157,878 \text{ A}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
I_{\text{set sekunder}} &= I_{\text{set primer}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\
&= 157,878 \times \frac{1}{400/1} \text{ A} \\
&= 157,878 \times \frac{1}{400} \text{ A} \\
&= 0,394 \text{ A}
\end{aligned}$$

b. Setelan TMS (Time Multilexer Setting)

Nilai waktu kerja relay yang digunakan sisi incoming sebesar waktu kerja relay penyulang (awal atau hilir) + 0,4 detik, sehingga

$$T_{\text{incoming}} = 0,3 + 0,4 = 0,7 \text{ detik}$$

$$\begin{aligned}
TMS &= \frac{t \times \left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1}{0,14} \\
&= \frac{0,7 \times \left(\left(\frac{I \text{ Gangguan hubung singkat 3 fasa}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\
&= \frac{0,7 \times \left(\left(\frac{3415,29}{157,878}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\
TMS &= 0,317
\end{aligned}$$

Tabel 4.14 Tabel Setting Hasil Perhitungan Incoming

Relay Incoming	Setting Hasil Perhitungan	
OCR	TMS	0,191
	Rasio CT	2000/1
	I set primer	1905,25 A
	I set sekunder	0,9526 A
GFR	TMS	0,317
	Rasio CT	2000/1
	I set primer	157,878 A
	I set sekunder	0,394 A

4.5 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay

Relay yang digunakan memiliki karakteristik standart inverse maka besarnya nilai pemeriksaan waktu kerja relay disetiap titik lokasi gangguan 0%, 25%, 50%, 75%, 100% dapat diuraikan dengan rumus:

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

4.5.1 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay OCR pada Gangguan 3 Fasa

Tabel 4.15 merupakan rekapitulasi dari pemeriksaan waktu kerja relay pada gangguan 3 Fasa baik sisi incoming maupun sisi penyulang di titik gangguan lokasi 0%, 25%, 50%, 75%, 100%

Tabel 4.15 Perhitungan Pemeriksaan Waktu Kerja Relay OCR pada Gangguan 3 Fasa

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay OCR pada Gangguan 3 Fasa				
Lokasi	Sisi Penyulang		Sisi Incoming	
0%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,14}{\left(\frac{12523,86}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,299$		$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,191}{\left(\frac{12523,86}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 0,696$	
25%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,14}{\left(\frac{9762,42}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,326$		$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,191}{\left(\frac{9762,42}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 0,804$	
50%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,14}{\left(\frac{7963,44}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,351$		$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,191}{\left(\frac{7963,44}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 0,921$	
75%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,14}{\left(\frac{6710,64}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,375$		$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,191}{\left(\frac{6710,64}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 1,048$	
100%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,14}{\left(\frac{5792,9}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,399$		$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,191}{\left(\frac{5792,9}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 1,188$	

Dapat dilihat bahwa waktu kerja relay sisi penyulang lebih cepat daripada waktu kerja relay sisi incoming pada setiap titik lokasi gangguan

Tabel 4.16 Hasil Perhitungan Pemeriksaan Waktu Kerja Relay OCR Gangguan 3 Fasa

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay OCR Gangguan 3 Fasa				
Lokasi Gangguan (%)	Jarak (km)	Waktu Kerja Relay Incoming (detik)	Waktu Kerja Relay Penyulang (detik)	Selisih Waktu (detik)
0	0	0,696	0,299	0,397
25	0,45	0,804	0,326	0,478
50	0,9	0,921	0,351	0,57

75	1,35	1,048	0,375	0,673
100	1,80	1,188	0,399	0,789

Saat gangguan berada di lokasi 0% waktu kerja relay penyulang 0,299 detik sedangkan waktu kerja relay incoming 0,696 detik sehingga selisihnya 0,397 detik. Begitu pula pada lokasi semakin jauh di 75% waktu kerja relay penyulang 0,375 detik dan relay incoming 1,048 detik sehingga memiliki selisih 0,673 detik. Hal ini menunjukkan sisi penyulang adalah relay pertaman kali yang merasakan gangguan atau merupakan relay utama sedangkan relay incoming sebagai relay cadangan yang merasakan gangguan setelah relay penyulang.

Berdasarkan tabel diatas dapat dibuat grafik hubungan lokasi gangguan terhadap waktu kerja relay sebagai berikut



Gambar 4.3 Grafik Waktu Kerja Relay OCR 3 Fasa

Menurut kurva diatas dapat dilihat bahwa relay incoming diberi tanda berwarna biru dan relay penyulang diberi warna hijau, berdasarkan grafik tersebut dapat diketahui bahwa waktu kerja relay penyulang lebih cepat daripada relay incoming.

Selain itu, waktu kerja untuk relay sisi incoming maupun sisi penyulang, jika semakin jauh titik lokasi gangguan maka akan semakin lama waktu kerja relaynya sehingga grafik yang terbentuk adalah dari kiri bawah menuju kanan atas.

4.5.2 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay OCR pada Gangguan 2 Fasa

Dibawah ini adalah tabel perhitungan pemeriksaan waktu kerja relay untuk arus gangguan 2 fasa

Tabel 4.17 Perhitungan Pemeriksaan Waktu Kerja Relay OCR pada Gangguan 2 Fasa

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay OCR pada Gangguan 2 Fasa		
Lokasi	Sisi Penyulang	Sisi Incoming
0%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,14}{\left(\frac{10845,98}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,314$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,191}{\left(\frac{10845,98}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 0,755$
Pemeriksaan Waktu Kerja Relay OCR pada Gangguan 2 Fasa		
Lokasi	Sisi Penyulang	Sisi Incoming
25%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,14}{\left(\frac{8454,51}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,343$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,191}{\left(\frac{8454,51}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 0,883$
50%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,14}{\left(\frac{6896,55}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,371$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,191}{\left(\frac{6896,55}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 1,026$
75%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,14}{\left(\frac{5811,58}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,398$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,191}{\left(\frac{5811,58}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 1,185$
100%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,14}{\left(\frac{5016,8}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,425$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,191}{\left(\frac{5016,8}{1905,25}\right)^{0,02} - 1} = 1,367$

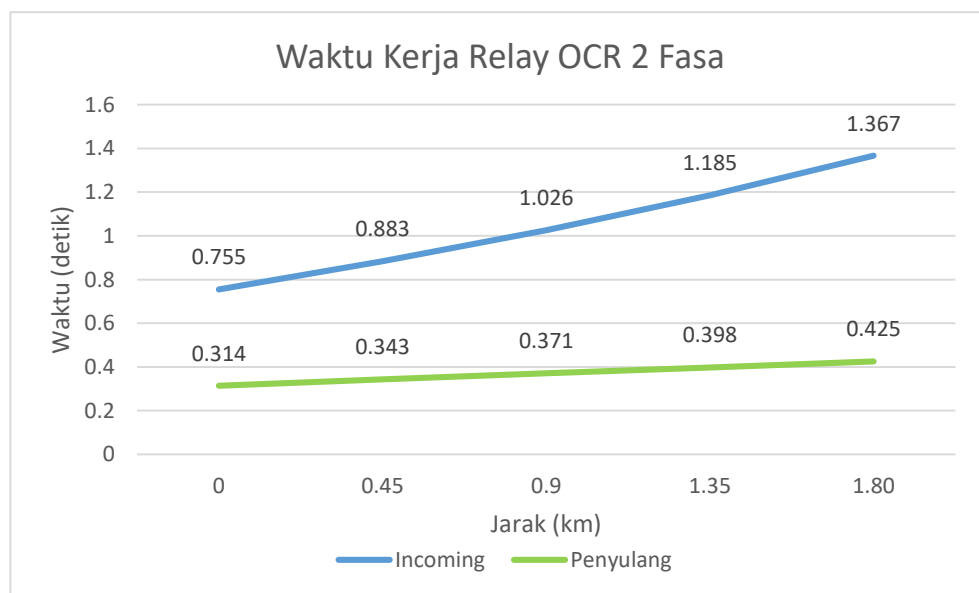
Menurut tabel diatas waktu kerja relay sisi penyulang lebih cepat dibandingkan dengan relay sisi incoming. Hal ini terlihat pada tabel saat titik gangguan 0% waktu relay penyulang 0,314 detik dan waktu kerja relay incoming 0,755 detik, saat titik lokasi gangguan 75% waktu kerja relay penyulang 0,398 detik dan waktu kerja relay incoming 1,185 detik.

Tabel 4.18 Hasil Perhitungan Pemeriksaan Waktu Kerja Relay OCR Gangguan 2 Fasa

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay OCR Gangguan 2 Fasa				
Lokasi Gangguan (%)	Jarak (km)	Waktu Kerja Relay Incoming (detik)	Waktu Kerja Relay Penyulang (detik)	Selisih Waktu (detik)
0	0	0,755	0,314	0,441
25	0,45	0,883	0,343	0,54
50	0,9	1,026	0,371	0,655
75	1,35	1,185	0,398	0,787
100	1,80	1,367	0,425	0,942

Menurut tabel diatas waktu kerja relay penyulang lebih cepat dibandingkan relay incoming , ini membuktikan bahwa relay penyulang merupakan relay yang pertama merasakan gangguan selanjutnya dibantu dengan relay incoming sebagai relay cadangan.

Berdasarkan tabel diatas dapat dibuat grafik hubungan lokasi gangguan terhadap waktu kerja relay sebagai berikut



Gambar 4.4 Grafik Waktu Kerja Relay OCR 2 Fasa

Dari grafik diatas dapat dilihat bahwa relay incoming diberi warna biru dan relay penyulang diberi warna hijau. Berdasarkan grafik diketahui bahwa waktu kerja relay penyulang lebih cepat dibandingkan waktu kerja relay incoming dan semakin jauh lokasi gangguan maka akan semakin lama waktu kerja relay nya .

4.5.3 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay GFR pada Gangguan 1 Fasa ke Tanah

Dibawah ini adalah tabel perhitungan pemeriksaan waktu kerja relay untuk arus gangguan 1 fasa ke Tanah

Tabel 4.19 Perhitungan Pemeriksaan Waktu Kerja Relay GFR pada Gangguan 1 Fasa ke Tanah

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay GFR pada Gangguan 1 Fasa ke Tanah		
Lokasi	Sisi Penyulang	Sisi Incoming
0%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,125}{\left(\frac{3415,29}{197,34}\right)^{0,02} - 1} = 0,298$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,317}{\left(\frac{3415,29}{157,878}\right)^{0,02} - 1} = 0,699$
25%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,125}{\left(\frac{2891,37}{197,34}\right)^{0,02} - 1} = 0,317$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,317}{\left(\frac{2891,37}{157,878}\right)^{0,02} - 1} = 0,741$
Pemeriksaan Waktu Kerja Relay GFR pada Gangguan 1 Fasa ke Tanah		
Lokasi	Sisi Penyulang	Sisi Incoming
50%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,125}{\left(\frac{2504,41}{197,34}\right)^{0,02} - 1} = 0,335$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,317}{\left(\frac{2504,41}{157,878}\right)^{0,02} - 1} = 0,78$
75%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,125}{\left(\frac{2207,75}{197,34}\right)^{0,02} - 1} = 0,353$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,317}{\left(\frac{2207,75}{157,878}\right)^{0,02} - 1} = 0,819$
100%	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,125}{\left(\frac{1973,48}{197,34}\right)^{0,02} - 1} = 0,371$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,317}{\left(\frac{1973,48}{157,878}\right)^{0,02} - 1} = 0,856$

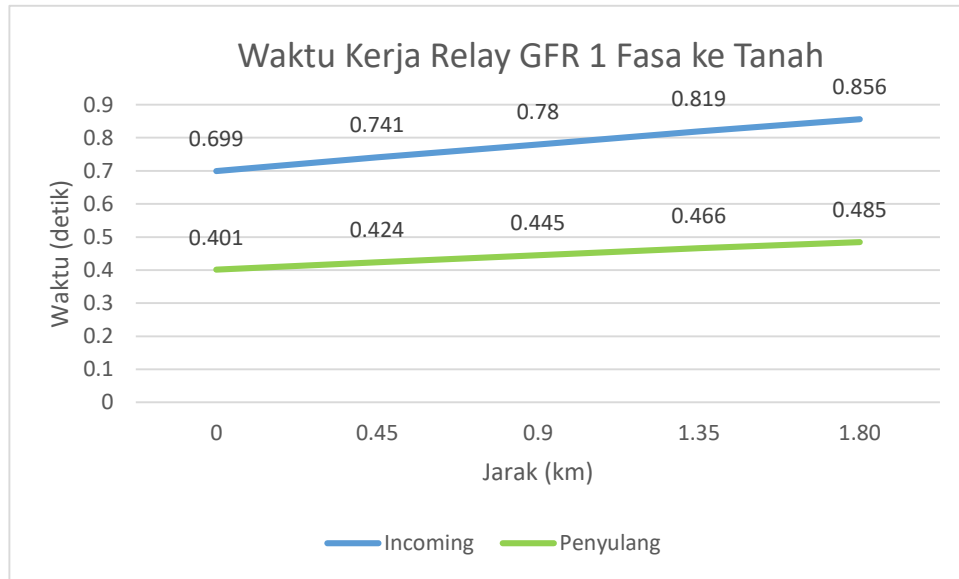
Menurut tabel diatas waktu kerja relay sisi penyulang lebih cepat dibandingkan dengan relay sisi incoming. Hal ini terlihat pada tabel saat titik gangguan 0% waktu relay penyulang 0,298 detik dan waktu kerja relay incoming 0,699 detik, saat titik lokasi ganguan 75% waktu kerja relay penyulang 0,353 detik dan waktu kerja relay incoming 0,819 detik.

Tabel 4.20 Hasil Perhitungan Pemeriksaan Waktu Kerja Relay GFR Gangguan 1 Fasa ke Tanah

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay GFR Gangguan 1 Fasa ke Tanah				
Lokasi Gangguan (%)	Jarak (km)	Waktu Kerja Relay Incoming (detik)	Waktu Kerja Relay Penyulang (detik)	Selisih Waktu (detik)
0	0	0,699	0,298	0,401
25	0,45	0,741	0,317	0,424
50	0,9	0,78	0,335	0,445
75	1,35	0,819	0,353	0,466
100	1,80	0,856	0,371	0,485

Berdasarkan tabel saat titik lokasi gangguan 0% waktu kerja relay sisi penyulang 0,298 detik dan sisi incoming 0,699 detik. Semakin jauh titik lokasi gangguan yang ada maka waktu kerja relay untuk kedua sisi akan semakin lama.

Berdasarkan tabel diatas dapat dibuat grafik hubungan lokasi gangguan terhadap waktu kerja relay sebagai berikut



Gambar 4.5 Grafik Waktu Kerja Relay GFR 1 Fasa ke Tanah

Dari grafik diatas dapat dilihat bahwa relay incoming diberi warna biru dan relay penyulang diberi warna hijau. Berdasarkan grafik diketahui bahwa waktu kerja relay penyulang lebih cepat dibandingkan waktu kerja relay incoming dan semakin jauh lokasi gangguan maka akan semakin lama waktu kerja relaynya. Berbeda dengan grafik-grafik sebelumnya, dimana memiliki selisih waktu kerja yang paling sedikit dibanding grafik-grafik sebelumnya. Hal ini dikarenakan hubung singkat 1 fasa ke tanah harus cepat diatasi, maka dari itu waktu kerja relay pada dua sisi tidak memiliki selisih yang signifikan.

4.6 Simulasi Gangguan Menggunakan Software ETAP

Simulasi gangguan yang terjadi pada koordinasi proteksi penyulang 20 kV dan proteksi konsumen disini menggunakan *software Etap*. Untuk mensimulasikan gangguan menggunakan Etap yaitu menggunakan fitur *star protective device coordination* dan *short circuit analysis*, dengan cara memberikan gangguan pada bus bar atau jaringan yang ingin diketahui kinjerja relay nya.

1.6.1 Perbandingan Data Setting Terpasang Dengan Data Setting Terhitung

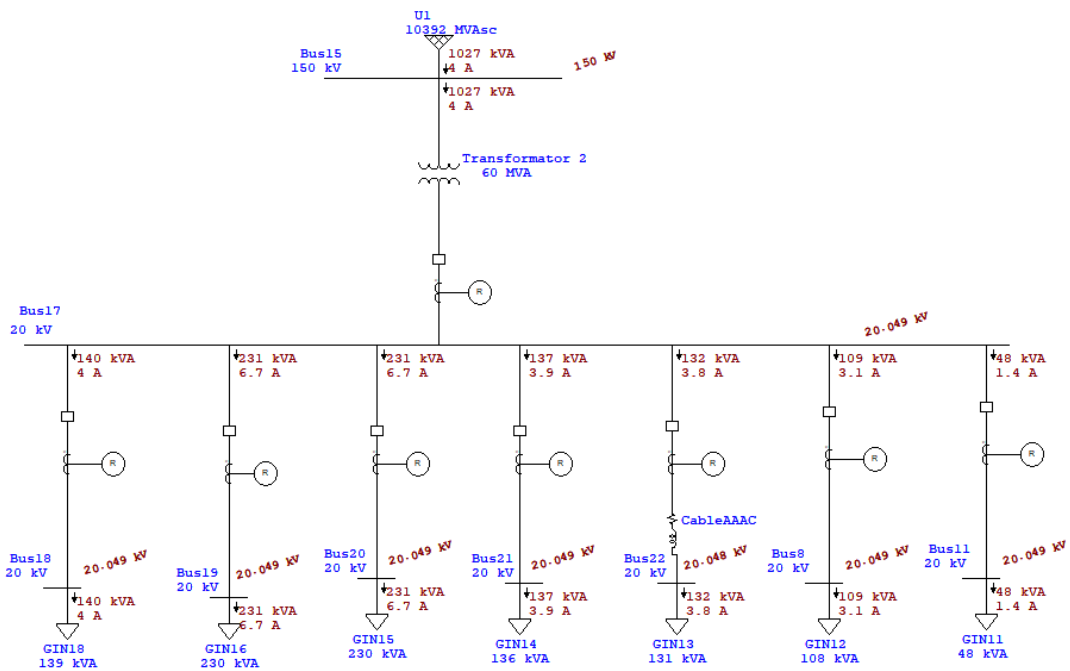
Berikut ini merupakan perbandingan dari data setting terpasang dengan hasil data setting terhitung

Tabel 4.21 Perbandingan Data Setting Terpasang Dengan Data Setting Terhitung

Nama Relay		Relay Terpasang		Relay Terhitung	
		Incoming	Penyulang	Incoming	Penyulang
OCR	TMS	0.23	0.25	0.191	0.14
	Rasio CT	2000:1	400:1	2000:1	400:1
	I pickup (A)	1.04	1.2	0.95	1.32
GFR	TMS	0.43	0.33	0.31	0.12
	Rasio CT	2000:1	400:1	2000:1	400:1
	I pickup (A)	0.35	0.5	0.39	0.49

Dari tabel 4.21 di relay OCR pada data setting terpasang I pickup untuk incomingnya 1.04 A dan untuk penyulangnya 1.2 A sedangkan pada data setting terhitung I pickup untuk incomingnya 0.95 A dan untuk penyulangnya 1.32 A kemudian pada relay GFR data setting terpasang I pickup untuk incomingnya 0.35 A dan untuk penyulangnya 0.5 A sedangkan pada data setting terhitung I pickup untuk incomingnya 0.39 A dan untuk penyulangnya 0.49 A. Dari data setting terpasang dengan data setting terhitung dapat diketahui bahwa hasilnya terdapat perbedaan yang tidak signifikan.

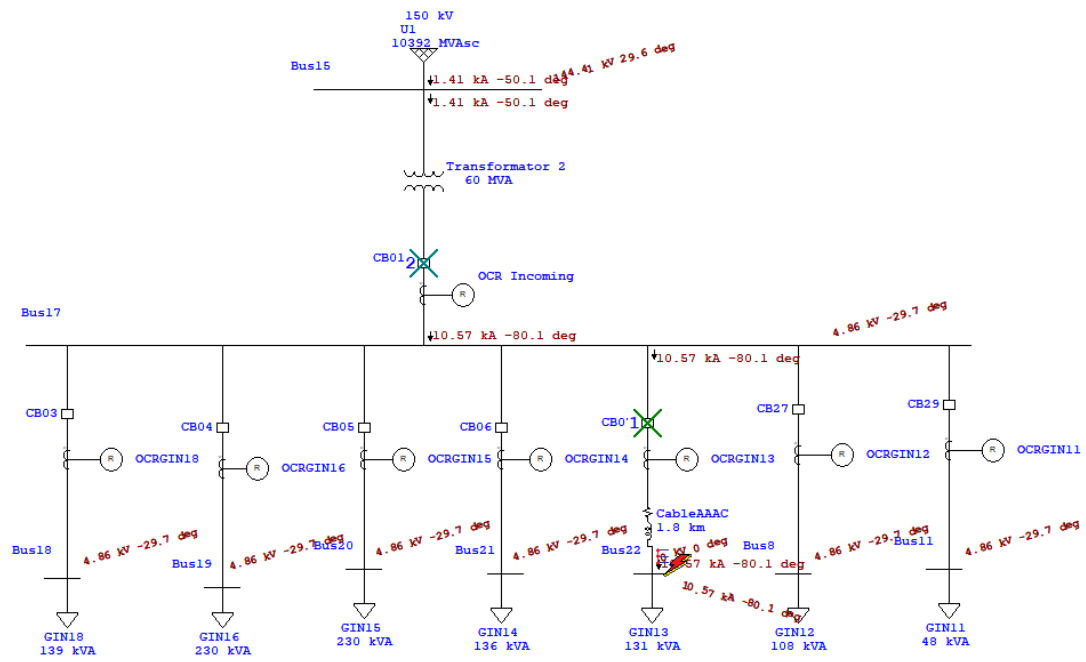
4.6.2 Simulasi ETAP Pada Saat Belum Terjadi Gangguan



Gambar 4.6 Simulasi ETAP saat belum ada gangguan

Pada gambar 4.6 merupakan single line diagram dari trafo 2 yang ada di Gardu Induk 150 kV Gejayan. Trafo ini menyulang 7 beban yang tiap beban sudah terproteksi menggunakan OCR dan GFR.

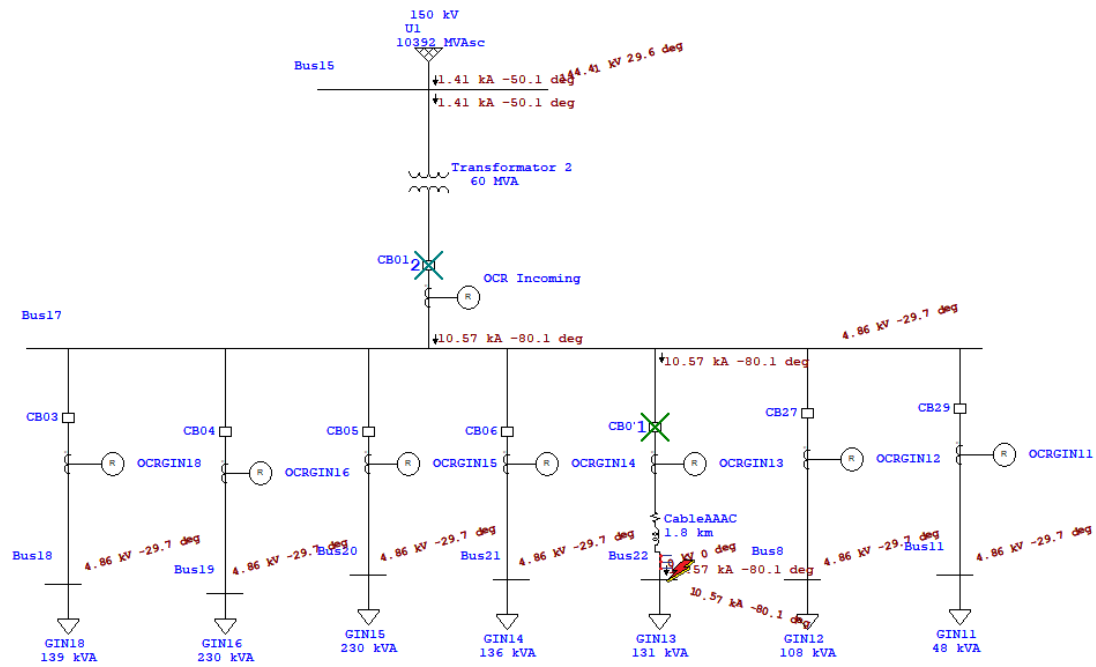
4.6.3 Simulasi ETAP Saat Terjadi Gangguan Setting Terpasang



Gambar 4.7 Simulasi ETAP saat terjadi gangguan setting terpasang

Pada gambar 4.7 pada jaringan penyulang GJN 13 diberikan gangguan, maka selanjutnya relay GJN 13 akan membaca dan mendeteksi besaran arus gangguan yang terjadi dan akan memerintahkan CB 7 untuk bekerja jika arus melebihi batas setting dan selanjutnya CB 7 yang merupakan CB (pemutus) akan bekerja dari kondisi tertutup (close) menjadi terbuka (open) akibat adanya gangguan. Waktu bekerja relay yaitu 0,6 detik. Selanjutnya jika CB 7 tidak dapat mengatasi gangguan maka CB 1 yang akan bekerja dan memutus jaringan .

4.6.4 Simulasi ETAP Saat Terjadi Gangguan Setting Terhitung



Gambar 4.8 Simulasi ETAP saat terjadi gangguan setting terhitung

Pada gambar 4.8 pada jaringan GJN 13 diberi gangguan dengan menggunakan data setting terhitung hasilnya sama. Hal ini dikarenakan setting terpasang dan setting terhitung hasilnya terdapat perbedaan yang tidak signifikan.