

BAB IV

HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

4.1 Gardu Induk Medari 150 KV

Gardu Induk Medari 150 kV terletak di Caturharjo, Kec. Sleman, Kabupaten Sleman, Daerah Istimewa Yogyakarta 55515. Gardu induk ini merupakan salah satu gardu induk pasang luar dengan tegangan 150/20 kV dengan tegangan sisi primer sebesar 150 kV dan tegangan sisi sekunder 20 kV dengan pembagian konsumsi daya yaitu besar tegangan tersebut akan di salurkan kepada konsumen.

Pada Gardu Induk Medari 150 kV dilengkapi dengan 3 (tiga) buah transformator daya yang beroperasi yaitu transformator 1 (TF 1) dengan kapasitas 30 MVA, transformator 2 (TF 2) dengan kapasitas 60 MVA dan juga transformator 3 (TF 3) dengan kapasitas 60 MVA.

Transformator-transformator tersebut terdiri dari beberapa jenis penulang yang terbagi sebagai berikut yaitu transformator 1 memiliki 3 penyulang yaitu MDI 2, MDI 4, MDI 6. Transformator 2 memiliki 3 penyulang yaitu MDI 7, MDI 8, MDI 9. Transformator 3 memiliki 4 penyulang yaitu MDI 1, MDI 3, MDI 5, MDI 10. Dilakukannya hal tersebut dikarenakan agar dapat menjamin setiap energi listrik yang di distribusikan tidak mengalami gangguan maka diperlukan koordinasi *relay* yang baik supaya energi listrik yang di dapatkan tidak mengalami gangguan disisi 150 kV, di sisi *incoming* juga di setiap penyulangnya.

4.1.2 Data dan Spesifikasi Transformator

Pada Gardu Induk Medari 150 kV terdapat tiga (3) buah transformator yaitu transformator 1, transformator 2, dan transformator 3. Maka dari ketiga transformator tersebut didapat data dan spesifikasi sebagai berikut:

Tabel 4. 1 Data dan Spesifikasi Transformator 1 pada Gardu Induk Medari 150 kV

Data dan Spesifikasi Transformator 1 Gardu Induk Medari 150 kV	
<i>Name</i>	Trafo 1
<i>Merk/Type</i>	Xian / SFZ-3000/150
<i>Installaton</i>	<i>Out-Door</i>
<i>Nominal Rating</i>	18/30 MVA
<i>Frequency Hertz</i>	50 Hz
Tegangan Primer	150 kV
Tegangan Sekunder	20 kV
<i>Short Circuit 150 kV</i>	40 Ka
<i>Short Circuit 20 kV</i>	16 Ka
<i>Nominal Current</i>	1732 A
<i>Imedance</i>	12,9 %
<i>Vector Group</i>	<i>YNyn0 (d)</i>
<i>Rn (Tahanan Pentanahan)</i>	<i>0,3 Ohm</i>

Dari table diatas dapat dilihat bahwa Transformator 1 yang ada pada gardu induk Medari merupakan transformator instalasi luar dengan merk Xian memiliki kapasitas sebesar 30 MVA, beroperasi pada frekuensi 50 Hertz (Hz) bertegangan 150/20 kV. Transformator 1 ini memiliki arus hubung singkat 150 kV sebesar 40 kA, arus hubung singkat 20 kV sebesar 16 kA, dengan arus nominalnya 1732 A. Selain dari pada itu impedansi yang dimiliki transformator 1 sebesar 12,9 % dengan tahanan pentanahan sebear 0,3 *Ohm*.

Tabel 4. 2 Data dan Spesifikasi Transformator 2 pada Gardu Induk Medari 150 kV

Data dan Spesifikasi Transformator 2 Gardu Induk Medari 150 kV	
<i>Name</i>	Trafo 2
<i>Merk/Type</i>	B&D / PX-001-FOHB
<i>Installaton</i>	<i>Out-Door</i>
<i>Nominal Rating</i>	36/60 MVA
<i>Frequency Hertz</i>	50 Hz
Tegangan Primer	150 kV
Tegangan Sekunder	20 kV
<i>Short Circuit 150 kV</i>	40 Ka
<i>Short Circuit 20 kV</i>	25 Ka
<i>Nominal Current</i>	2500 A
<i>Imedance</i>	12,71 %
<i>Vector Group</i>	<i>YNyn0+d</i>
<i>Rn (Tahanan Pentanahan)</i>	0,3 <i>Ohm</i>

Dari table diatas dapat dilihat bahwa Transformator 2 yang ada pada gardu induk Medari merupakan transformator instalasi luar dengan merk B&D memiliki kapasitas sebesar 60 MVA, beroperasi pada frekuensi 50 Hertz (Hz) bertegangan 150/20 kV. Transformator 2 ini memiliki arus hubung singkat 150 kV sebesar 40 kA, arus hubung singkat 20 kV sebesar 25 kA, dengan arus nominalnya 2500 A. Selain dari pada itu impedansi yang dimiliki transformator 2 sebesar 12,71 % dengan tahanan pentanahan sebear 0,3 *Ohm*.

Tabel 4. 3 Data dan Spesifikasi Transformator 3 pada Gardu Induk Medari 150 kV

Data dan Spesifikasi Transformator 3 Gardu Induk Medari 150 kV	
<i>Name</i>	Trafo 3
<i>Merk/Type</i>	UNINDO / VVIII 400Y/10183WR
<i>Installaton</i>	<i>Out-Door</i>
<i>Nominal Rating</i>	36/60 MVA
<i>Frequency Hertz</i>	50 Hz
Tegangan Primer	150 kV
Tegangan Sekunder	20 kV
<i>Short Circuit 150 kV</i>	40 Ka
<i>Short Circuit 20 kV</i>	25 Ka
<i>Nominal Current</i>	3150 A
<i>Vector Group</i>	<i>YNyn0(d1)</i>
<i>Rn (Tahanan Pentanahan)</i>	<i>0,3 Ohm</i>

Dari table diatas dapat dilihat bahwa Transformator 3 yang ada pada gardu induk Medari merupakan transformator instalasi luar dengan merk UNINDO memiliki kapasitas sebesar 60 MVA, beroperasi pada frekuensi 50 Hertz (Hz) bertegangan 150/20 kV. Transformator 3 ini memiliki arus hubung singkat 150 kV sebesar 40 kA, arus hubung singkat 20 kV sebesar 25 kA, dengan arus nominalnya 3150 A. Selain dari pada itu yang dimiliki transformator 3 yaitu sistem tahanan pentanahan sebear 0,3 *Ohm*.

4.1.3 Data Relay OCR dan GFR

Sebuah komponen *relay* OCR (*Over Current Relay*) merupakan *relay* yang sangat penting bagi Gardu Induk, untuk transformator karena *relay* ini berfungsi untuk mendeteksi kenaikan arus atau beban yang melebihi kapasitas yang ditetapkan (*setting*) sehingga *relay* sehingga *relay* memberi perintah kepada PMT (*Circuit Breaker*) untuk memutuskan atau membuka (dilakukan proteksi) pada jaringan yang terdeteksi.

Dibawah ini adalah data OCR dan GFR yang ada pada Gardu Induk 150 kV Medari.

Tabel 4. 4 Data Relay dan OCR Gardu Induk 150 kV Medari

Jenis Relay	Relay Incoming			Relay Penyulang		
	Merk	Inominal	Rasio CT	Merk	Inominal	Rasio CT
OCR	AVERA	1 A	1000/1	AVERA	1 A	400/1
GFR	AVERA	1 A	1000/1	AVERA	1 A	400/1

Relay GFR (*Ground Fault Relay*) yaitu merupakan *relay* yang akan memutuskan aliran pada saat terjadinya gangguan hubung singkat ke tanah/ *ground* (Fasa ke tanah). Pada Gardu Induk Medari *Relay* OCR dan GFR yang akan digunakan pada sisi *Incoming* dengan merk AVERA dengan arus nominal 1 *Ampere* dengan perbandingan rasio 1000/1 sedangkan *relay* OCR dan GFR untuk sisi penyulang dengan merk yang sama dengan arus nominal 1 *Ampere* dan perbandingan rasio 400/1 seperti yang ada pada data diatas.

4.1.4 Setting Relay OCR dan GFR

Tabel dibawah ini merupakan jenis relay yang digunakan.

Tabel 4. 5 Setting Relay OCR dan GFR

Jenis Relay	Setting	Sisi Incoming	Sisi Penyulang
OCR (Standard Inverse)	TMS	0,23	0,20
	t (detik)	0,6	0,3
GFR (Standard Inverse)	TMS	0,43	0,29
	t (detik)	0,6	0,3

Pada Gadu Induk 150 kV Medari ini, OCR dan GFR yang digunakan memiliki karakteristik *standard inverse*, dengan nilai TMS dan t (*time*) disetiap sisi berbeda-beda. Sisi *incoming relay* OCR memiliki nilai TMS sebesar 0,23 dengan t 0,6 detik. Sedangkan *relay* GFR memiliki nilai TMS sebesar 0,43 dengan t 0,6 detik juga. Dari sisi penyulang, *relay* OCR ini memiliki nilai TMS sebesar 0,20 dengan t 0,3 detik, sedangkan *relay* GFR nya sendiri memiliki nilai TMS sebesar 0,29 dengan t 0,3 detik juga.

4.1.5 Data Penghantar Penyulang pada Transformator

Tabel 4. 6 Data Penghantar Penyulang MDI

Jenis Penghantar	Diameter Penghantar	Panjang Jaringan
AAAC (A3C)	240 mm ²	2.50 Km

Berdasarkan table diatas, penyulang menggunakan penghantar berjenis AAAC, Berdiameter 240 mm² untuk penghantar fase dan fase-netralnya dengan panjang jaringan terjauh yaitu sekitar 2,5 Km (Kilo Meter).

Tabel 4. 7 Impedansi Urutan Positif/Negatif dan Nol berdasarkan SPLN.

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

Berdasarkan Standar Perusahaan Umum Listrik Negara (SPLN) 1985 halaman 64 menyebutkan bahwa penghantar AAAC dengan diameter 240 mm²

memiliki impedansi urutan positif/negative sebesar $0,1344+j 0,3158$ dan urutan nol sebesar $0,2824+j 1,6033$.

4.2 Perhitungan Arus Hubung Singkat

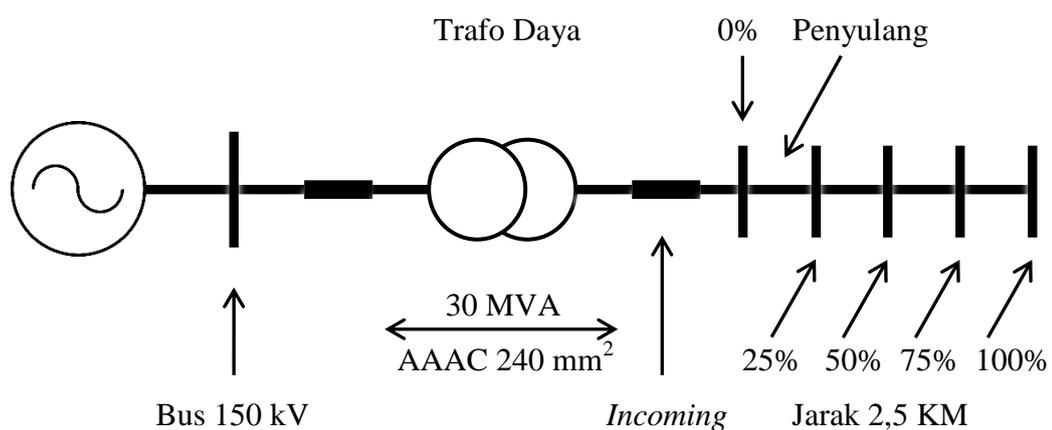
Pada arus hubung singkat yang ada didalam system distribusi tenaga listrik dikelompokkan menjadi tiga jenis yaitu: arus hubung singkat 3 fasa, arus hubung singkat 2 fasa, dan juga arus hubung singkat 1 fasa ke tanah.

Untuk cara mengetahui besarnya nilai arus gangguan hubung singkat di setiap fasa maka diperlukan perhitungan dari data yang telah tertera di PLN.

Adapun perhitungan ataupun data yang diperlukan adalah sebagai berikut, yaitu:

1. Menghitung impedansi sumber.
2. Menghitung reaktansi transformator.
3. Menghitung impedansi penyulang.
4. Menghitung impedansi ekuivalen jaringan.

Untuk gangguan arus hubung singkat yang dilakukan sepanjang jaringan dan diasumsikan di titik-titik gangguan yang terjadi adalah pada lokasi 0%, 25%, 50%, 75%, dan juga 100% seperti gambar dibawah ini.



Gambar 4. 2 Asumsi Lokasi Gangguan

4.2.1 Menghitung Impedansi Sumber

Untuk menghitung sebuah besarnya nilai impedansi sumber yang dapat diuraikan menggunakan rumus dibawah ini:

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

Dimana:

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

V = Tegangan Sisi primer (kV)

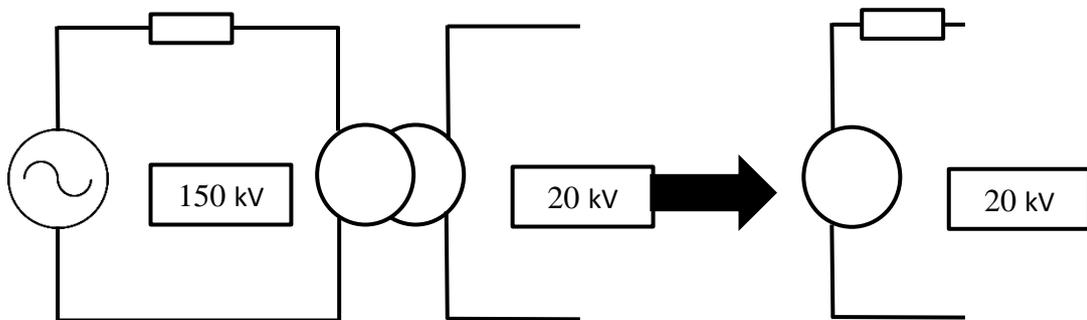
Maka:

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

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

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

Karena yang dibutuhkan adalah nilai sisi 20 kV maka hasil impedansi sumber tersebut dikonversi ke sisi 20 kV dengan cara



Gambar 4. 3 Konversi Impedansi 150 kV ke 20 kV

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

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

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

Sehingga:

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

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

4.2.2 Menghitung Reaktansi Pada Transformator 1

Untuk mendapatkan sebuah nilai reaktansi pada trafo 1 yaitu 30 MVA, di Gardu Induk Medari 150 kV memiliki nilai impedansi trafo 1 sebesar 12,71 %, maka apabila ingin mendapatkan nilai reaktansi trafo urutan positif dan negatifnya serta nilai reaktansi urutan nol dalam satuan ohm, maka pertama yang harus dilakukan menghitung besarnya nilai ohm dalam skala 100% terlebih dahulu.

Besar nilai ohm pada 100% yaitu:

$$X_t(\text{pada nilai } 100\%) = \frac{(kV \text{ sisi Bus})^2}{MVA \text{ Trafo}}$$

$$X_t(\text{pada nilai } 100\%) = \frac{20^2}{30 \text{ MVA}} = 13,33\Omega$$

Selanjutnya nilai reaktansi trafo tenaga yaitu:

Nilai reaktansi urutan nilai positif dan nilai negative ($X_{t1} = X_{t2}$)

$$X_t = 12,71\% \times 13,33 = 1,69\Omega$$

Nilai reaktansi urutan nilai nol (X_{t0})

Karena pada transformator daya di Gardu Induk Medari 150 kV menggunakan YN yn0, sehingga nilai X_{t0} memiliki nilai kisaran 9 sampai dengan 14. X_{t1} . Maka dalam perhitungan menggunakan nilai X_{t0} lebih kurang 10 X_{t1} . Sehingga didapat nilai reaktansi urutan nol seperti perhitungan dibawah ini:

$$X_{t0} = 10 \times 1,68 = 16,9\Omega$$

4.2.3 Menghitung Impedansi Pada Penyulang

Dari hasil penelitian pada Gardu Induk Medari 150 kV didapatkan data penghantar menggunakan jenis kabel AAAC dengan diameter 240 mm² dengan panjang penyulang sejauh 2,50 Km, maka dapat dihitung:

$Z_1 = Z_2$ (AAAC 240 mm²) = impedansi urutan positif/negatif x panjang penyulang

$$Z_1 = Z_2 = (0,1344 + j 0,3158)\Omega/\text{km} \times 2,50 \text{ km}$$

$$Z1 = Z2 = 0,336 + j 0,7895 \Omega$$

Sedangkan perhitungan nilai Z0 ya adalah:

$$Z0 \text{ (AAAC } 240 \text{ mm}^2\text{)} = \text{impedansi urutan nol} \times \text{panjang penyulang}$$

$$Z0 = (0,2824 + j 1,6033)\Omega/\text{Km} \times 2,50 \text{ Km}$$

$$Z0 = 0,706 + j 4,00825 \Omega$$

Dari perhitungan diatas dapat diasumsikan pada titik gangguan yang terjadi yaitu pada 0%, 25%, 50%, 75%, 100% dari panjangnya jaringan (2,50 Km), maka dapat diketahui bahwa besarnya nilai impedansi penyulang yaitu:

1. Impedansi penyulang urutan positif dan negative

Tabel 4. 8 Impedansi penyulang urutan positif dan negatif

Panjang jaringan %	Jarak (Km)	Perhitungan	Impedansi penyulang Z1 & Z2
0	0	0% x (0,336 + j 0,7895)	0 Ω
25	0,625	25% x (0,336 + j 0,7895)	0,084 + j 0,1973 Ω
50	1,25	50% x (0,336 + j 0,7895)	0,168 + j 0,3947 Ω
75	1,875	75% x (0,336 + j 0,7895)	0,252 + j 0,5921 Ω
100	2,50	100% x (0,336 + j 0,7895)	0,336 + j 0,7895 Ω

2. Impedansi penyulang urutan nol

Tabel 4. 9 Impedansi penyulang urutan nol

Panjang jaringan %	Jarak (Km)	Perhitungan	Impedansi penyulang Z0
0	0	0% x (0,706 + j 4,00825)	0 Ω
25	0,625	25% x (0,706 + j 4,00825)	0,1765 + j 1,0020 Ω
50	1,25	50% x (0,706 + j 4,00825)	0,353 + j 2,0041 Ω
75	1,875	75% x (0,706 + j 4,00825)	0,5295 + j 3,0061 Ω
100	2,50	100% x (0,706 + j 4,00825)	0,706 + j 4,00825 Ω

4.2.4 Menghitung Impedansi Ekuivalen Jaringan

Perhitungan $Z1_{eq} = Z2_{eq}$ dengan rumus:

$$\begin{aligned} Z1_{eq} = Z2_{eq} &= Z_{is} \text{ (sisi 20 kV)} + Z_{iT} + Z1 \text{ penyulang} \\ &= j 0,097 + j 1,71957 + Z1 \text{ penyulang} \\ &= j 1,8165 + Z1 \text{ penyulang} \end{aligned}$$

Maka impedansi ekuivalen $Z1_{eq}$ dan $Z2_{eq}$ adalah seperti table dibawah ini.

Tabel 4. 10 Impedansi ekuivalen $Z1_{eq}$ dan $Z2_{eq}$.

Panjang Jaringan %	Perhitungan	Impedansi ekuivalen $Z1_{eq}$ dan $Z2_{eq}$
0	$0 + j 1,8165$	$0 + j 1,8165$
25	$0,084 + j 0,1973 + j 1,8165$	$0,084 + j 2,0138$
50	$0,168 + j 0,3947 + j 1,8165$	$0,168 + j 2,2112$
75	$0,252 + j 0,5921 + j 1,8165$	$0,252 + j 2,4085$
100	$0,336 + j 0,7895 + j 1,8165$	$0,336 + j 2,606$

Perhitungan $Z0_{eq}$, besarnya nilai $Z0_{eq}$ dapat dicari dengan rumus berikut ini:

$$\begin{aligned} Z0_{eq} &= Z0T + 3 \times R_n + Z0 \text{ penyulang} \\ &= j 17,1957 + 3 \times 0,3 + Z0 \text{ penyulang} \\ &= j 17,1957 + 0,9 + Z0 \text{ penyulang} \end{aligned}$$

Tabel 4. 11 Impedansi ekuivalen $Z0_{eq}$

Panjang Jaringan %	Perhitungan	Impedansi ekuivalen $Z0_{eq}$
0	$0 + 0,9 + j 17,1957$	$0,9 + j 17,1957$
25	$0,1765 + j 1,0020 + 0,9 + j 17,1957$	$1,0765 + j 18,1977$

Panjang Jaringan %	Perhitungan	Impedansi ekuivalen Z_{0eq}
50	$0,353 + j 2,0041 + 0,9 + j 17,1957$	$1,253 + j 19,1998$
75	$0,5295 + j 3,0061 + 0,9 + j 17,1957$	$1,4295 + j 20,2018$
100	$0,706 + j 4,0082 + 0,9 + j 17,1957$	$1,606 + j 21,2039$

4.2.5 Menghitung Arus Hubung Singkat

1. Gangguan Arus Hubung Singkat 3 Fasa

Besarnya nilai arus hubung singkat 3 fasa dapat ditentukan dengan rumus:

$$I = \frac{V}{Z}$$

Dimana:

I = Arus gangguan hubung singkat

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

Z = Impedansi urutan positif (Z_{1eq}) $02 + 1,81652$

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

$$\begin{aligned}
 I_{3\text{fasa}} &= \frac{V_{eq}}{Z_{1eq}} \\
 &= \frac{20000/\sqrt{3}}{Z_{1eq}} \\
 &= \frac{11547}{Z_{1eq}}
 \end{aligned}$$

Tabel 4. 12 Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa

Panjang Jaringan %	Perhitungan	Arus gangguan hubung singkat 3 fasa (A)

Panjang Jaringan %	Perhitungan	Arus gangguan hubung singkat 3 fasa (A)
0	$\frac{11547}{0+j 1,8165} = \frac{11547}{\sqrt{0^2+1,8165^2}}$	6356,7
25	$\frac{11547}{0,084+j 2,0138} = \frac{11547}{\sqrt{0,084^2+2,0138^2}}$	5728,9
50	$\frac{11547}{0,168+j 2,2112} = \frac{11547}{\sqrt{0,168^2+2,2112^2}}$	5207,0
75	$\frac{11547}{0,252+j 2,4085} = \frac{11547}{\sqrt{0,252^2+2,4085^2}}$	4768,2
100	$\frac{11547}{0,336+j 2,606} = \frac{11547}{\sqrt{0,336^2+2,606^2}}$	4394,5

2. Gangguan Arus Hubung Singkat 2 Fasa

Dapat dihitung menggunakan rumus sebagai berikut:

$$I_{2\text{fasa}} = \frac{V_{ph-ph}}{Z_{1eq}+Z_{2eq}}$$

$$= \frac{20000}{2 \times Z_{1eq}}$$

Tabel 4. 13 Gangguan arus hubung singkat 2 fasa

Panjang Jaringan %	Perhitungan	Arus gangguan hubung singkat 2 fasa (A)
0	$\frac{20000}{2 \times (0+j 1,8165)} = \frac{20000}{2 \times \sqrt{0^2+1,8165^2}}$	5505,0
25	$\frac{20000}{2 \times (0,084+j 2,0138)} = \frac{20000}{2 \times \sqrt{0,084^2+2,0138^2}}$	4961,4
50	$\frac{20000}{2 \times (0,168+j 2,2112)} = \frac{20000}{2 \times \sqrt{0,168^2+2,2112^2}}$	4509,4
75	$\frac{20000}{2 \times (0,252+j 2,4085)} = \frac{20000}{2 \times \sqrt{0,252^2+2,4085^2}}$	4129,4
100	$\frac{20000}{2 \times (0,336+j 2,606)} = \frac{20000}{2 \times \sqrt{0,336^2+2,606^2}}$	3805,7

3. Gangguan Arus Hubung Singkat 2 Fasa ke Tanah

Dapat dihitung menggunakan rumus sebagai berikut:

$$I_{2\text{fasa ke tanah}} = \frac{V}{Z_1 + \frac{Z_2 \times Z_0}{Z_2 + Z_0}}$$

Dimana :

V : Tegangan di titik gangguan sesaat sebelum terjadinya gangguan (V)

Z₀ : Impedansi urutan nol dilihat dari titik gangguan (Ω)

Z₁ : Impedansi urutan positif dilihat dari titik gangguan (Ω)

Tabel 4. 14 Gangguan arus hubung singkat 2 fasa ke Tanah

Panjang Jaringan %	Perhitungan	Arus gangguan hubung singkat 2 fasa ke tanah (A)
0	$\frac{20000}{1,8165 + \frac{1,8165 \times 17,1957}{1,8165 + 17,1957}} =$	5789,9
25	$\frac{20000}{2,0138 + \frac{2,0138 \times 18,1977}{2,0138 + 18,1977}} =$	5226,0
50	$\frac{20000}{2,2112 + \frac{2,2112 \times 19,1998}{2,2112 + 19,1998}} =$	4768,6
75	$\frac{20000}{2,4085 + \frac{2,4085 \times 20,2018}{2,4085 + 20,2018}} =$	4385,5
100	$\frac{20000}{2,606 + \frac{2,606 \times 21,2039}{2,606 + 21,2039}} =$	4059,4

Dari perhitungan diatas dapat dilihat bahwa arus hubung singkat 2 fasa ke tanah lebih besar dibandingkan dengan arus hubung singkat 2 fasa namun tidak lebih besar daripada arus hubung singkat yang terjadi pada 3 fasa.

4. Gangguan Arus Hubung Singkat 1 Fasa Tanah

Dapat dihitung menggunakan rumus sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 I \text{ 1 fasa tanah} &= \frac{3 \times V_{ph}}{Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}} \\
 &= \frac{3 \times \frac{20000}{\sqrt{3}}}{2 \times Z_{1eq} + Z_{0eq}} \\
 &= \frac{3461,016}{2 \times Z_{1eq} + Z_{0eq}}
 \end{aligned}$$

Tabel 4. 15 Gangguan Arus Hubung Singkat 1 Fasa ke tanah

Panjang Jaringan %	Perhitungan	Arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah (A)
0	$\frac{3461,016}{2 \times (0 + j 1,8165) + (0,9 + j 17,1957)}$	1692,3
25	$\frac{3461,016}{2 \times (0,084 + j 2,0138) + (1,0675 + j 18,1977)}$	1476,5
50	$\frac{3461,016}{2 \times (0,168 + j 2,2112) + (1,253 + j 19,1998)}$	1374,0
75	$\frac{3461,016}{2 \times (0,252 + j 2,4085) + (1,4295 + j 20,2018)}$	1285,2
100	$\frac{3461,016}{2 \times (0,336 + j 2,606) + (1,606 + j 21,2039)}$	1207,2

Setelah dilakukan perhitungan 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 untuk *relay* arus lebih maupun *relay* gangguan tanah yang ada pada sisi *incoming* dan juga sisi penyulang.

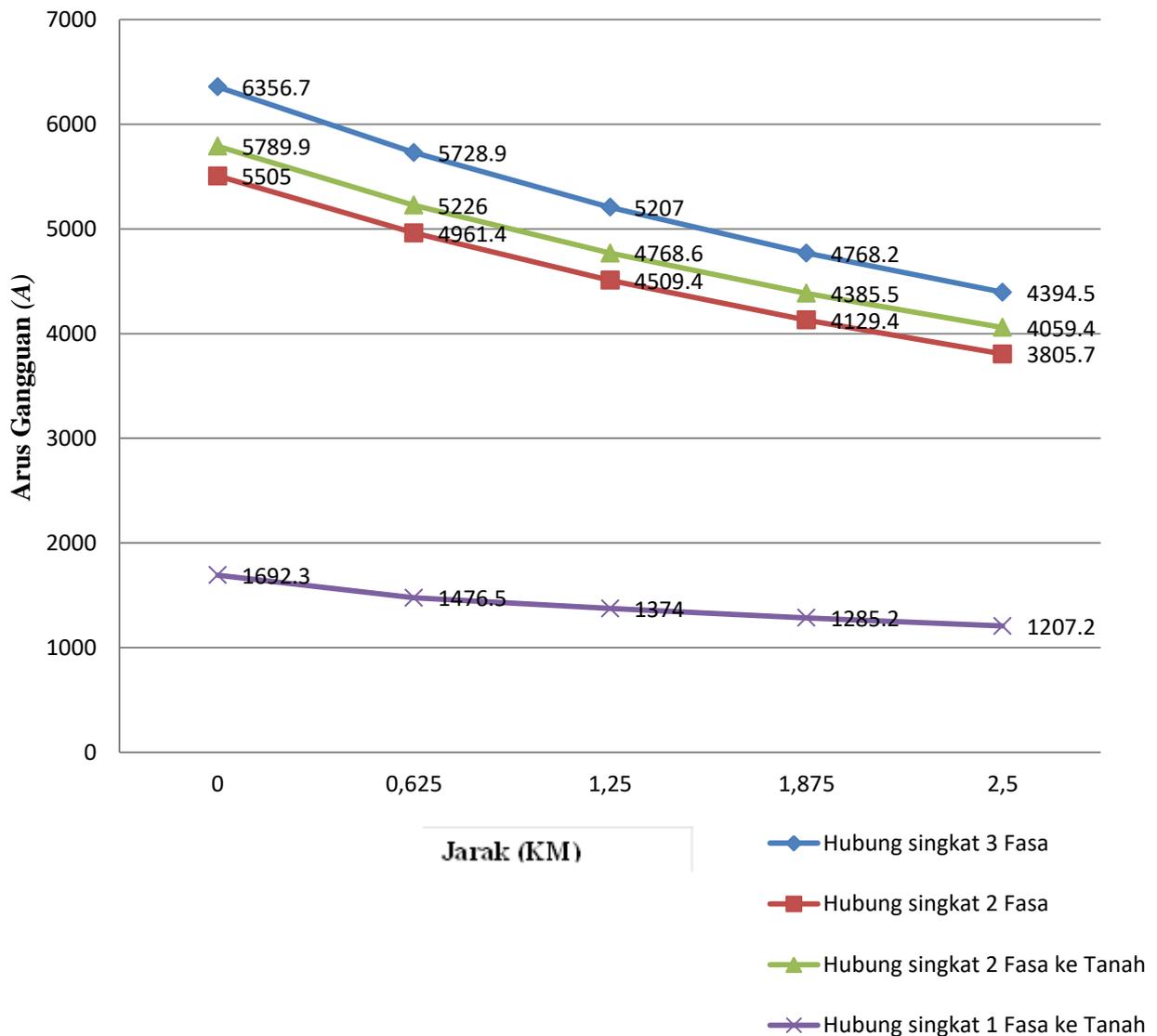
Nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasa, 2 fasa, dan 1 fasa ke tanah terhadap titik lokasi gangguan dapat dibandingkan sebagai berikut. Dari table diatas dapat diketahui bahwa besarnya arus gangguan hubung singkat berbanding terbalik dengan jarak ataupun panjang jaringan, dimana semakin jauh jarak titik gangguan maka semakin kecil pula nilai arus gangguan hubung singkat yang terjadi.

Tabel 4. 16 Arus Gangguan Hubung singkat secara keseluruhan.

Panjang Jaringan (%)	Jarak (Km)	Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa (A)	Arus Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa (A)	Arus Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa ke Tanah (A)	Arus Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa ke tanah (A)
0	0	6356,7	5505,0	5789,9	1692,3
25	0,625	5728,9	4961,4	5226,0	1476,5
50	1,25	5207,0	4509,4	4768,6	1374,0
75	1,875	4768,2	4129,4	4385,5	1285,2
100	2,50	4394,5	3805,7	4059,4	1207,2

Sebagai contoh pada saat adanya arus gangguan hubung singkat 3 fasa pada titik 0% atau jarak 0 Km arus gangguan tercatat sebesar 6356,7 A, dan kemudian pada titik 50% atau berada pada jarak 1,25 Km arus gangguan mengalami penurunan dan tercatat sebesar 5207,0 A dan terus berkurang hingga titik 100%. Hal tersebut juga terjadi pada arus gangguan hubung singkat 2 fasa dan 1 fasa ke tanah. Selain itu arus gangguan hubung singkat 3 fasa lebih besar dari arus hubung singkat 2 fasa dan juga arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah.

Dari perhitungan arus hubung singkat yang telah tertera pada table diatas maka dapat dibuat grafik sebagai berikut:



Gambar 4. 4 Kurva Arus Hubung Singkat Keseluruhan

Dapat dilihat dari grafik diatas bahwa semakin jauh titik gangguan maka semakin kecil arus gangguannya. Arus hubung singkat 3 fasa, 2 fasa, 2 fasa ke tanah lebih besar daripada arus hubung singkat 1 fasa ke tanah. Perbedaan arus gangguan 1 fasa ke tanah cukup jauh dari pada ketiga arus hubung singkat lainnya.

4.3 Setting OCR dan GFR pada sisi Penyulang 20 KV

Berdasarkan tabel 4.4 pada penyulang Gardu Induk 150 kV Medari mempunyai arus yang terpasang dengan rasio 400/1 A, dengan beban arus maksimal sebesar 1 A dan memiliki karakteristik *standard inverse*.

Besarnya sebuah nilai *setting relay* di sisi penyulang ditentukan oleh arus beban maksimal dan rasio CT pada penyulang. *Relay* yang berkarakter *standard inverse* dapat di *setting* sebesar 1,05 sampai dengan $1,1 \times I_{\text{load maks}}$. Persyaratan lainnya yaitu *setting* waktu kerja pada sisi hilir (waktu minimum relay) sebesar 0,3 detik, persyaratan ini dilakukan agar sebuah *relay* tidak mengalami *trip* (membuka) dikarenakan adanya arus *inrush* dari trafo-trafo distribusi yang terkoneksi di jaringan distribusi pada saat PMT penyulang dimasukkan.

4.3.1 Perhitungan Nilai Setting Relay OCR

1. Setelan arus

Diketahui:

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

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

$$\begin{aligned} I_{\text{set (primer)}} &= 1,1 \times I_{\text{beban}} \\ &= 1,1 \times 480 \text{ A} \\ &= 528 \text{ A (sisi primer)} \end{aligned}$$

Setelah didapat hasil nilai pada sisi primer, maka dapat dihitung nilai *setting* pada sisi sekundernya dengan rumus dibawah ini:

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

2. Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

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

$$\begin{aligned}t &= \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} \\TMS &= \frac{t \times \left(\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\&= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{I_{gangguan\ hubung\ singkat\ 3\ fasa}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\&= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{6356,7}{528}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14}\end{aligned}$$

$$TMS = 0,1093$$

4.3.2 Perhitungan Nilai Setting Relay GFR (Gangguan Tanah)

1. Setelan Arus

Untuk mendapatkan nilai *setting primer relay* gangguan tanah dengan cara 10% x arus gangguan 1 fasa ke tanah terkecil. Dimana arus gangguan terkecil tersebut terletak di lokasi gangguan 100% maka dapat diketahui sebagai berikut:

$$\begin{aligned}I_{set\ (primer)} &= 10\% \times \text{Arus Gangguan 1 fasa ke tanah (titik 100\%)} \\&= 10\% \times 1207,2\ \text{A} \\&= 120,72\ \text{A}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}I_{set\ (sekunder)} &= I_{set\ (primer)} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\&= 120,72\ \text{A} \times \frac{1}{400/1} \\&= 0,3018\ \text{A (sisi Sekunder)}\end{aligned}$$

2. Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

Seperti yang telah dilakukan sebelumnya waktu ketetapan t yang digunakan sebesar 0,3 detik sehingga besarnya nilai TMS dapat dihitung sebagai berikut:

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

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

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

$$= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{1692,3}{120,72}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14}$$

$$TMS = 0,1161$$

Tabel 4. 17 Setting OCR dan GFR terhitung sisi penyulang.

Relay Penyulang	Setting Hasil Perhitungan	
OCR	TMS	0,1093
	Rasio CT	400/1
	t (detik)	0,29
	I set primer	528 A
	I set sekunder	1.32 A
GFR	TMS	0,1161
	Rasio CT	400/1
	t (detik)	0,29
	I set primer	120,72 A
	I set sekunder	0,3018 A

4.3.3 Setting Relay Pada Sisi Incoming 20 kV

Pada sisi *Incoming* berbeda dengan sisi penyulang, pada sisi *incoming* 20 kV diperlukan nilai arus nominal dalam menentukan setting *relay* tersebut.

Data yang diperoleh:

Kapasitas transformator : 30 MVA
Tegangan transformator : 150/20 kV
Impedansi : 12,71 %
CT/Rasio : 1000/1 A

1. *Setting Relay* Arus Lebih OCR

a. Setelan Arus

Arus Nominal trafo pada sisi 20 kV

$$\begin{aligned} I_{\text{nominal (sisi 20 kV)}} &= \frac{kVA}{kV\sqrt{3}} \\ &= \frac{30000}{20\sqrt{3}} \\ &= 1764,7 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (primer)}} &= 1,1 \times I_{\text{nominal}} \\ &= 1,1 \times 1764,7 \text{ A} \\ &= 1941,17 \text{ A} \end{aligned}$$

Nilai I sekunder adalah:

$$\begin{aligned} I_{\text{set (sekunder)}} &= I_{\text{set (primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 1941,17 \times \frac{1}{1000/1} \\ &= 1,941 \text{ A} \end{aligned}$$

b. Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

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

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

$$\begin{aligned} \text{TMS} &= \frac{t \times \left(\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} \\ &= \frac{0,7 \times \left(\left(\frac{\text{I gangguan hubung singkat 3 fasa}}{I_{\text{set}}} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} \\ &= \frac{0,7 \times \left(\left(\frac{6365,7}{1941,17} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} \\ &= 0,1201 \text{ A} \end{aligned}$$

2. Relay gangguan tanah GFR

1. Setelan Arus

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

$$\begin{aligned} I_{\text{set (primer)}} &= 8\% \times \text{gangguan } 100\% \text{ panjang penyulang} \\ &= 8\% \times 1207,2 \text{ A} \\ &= 96,576 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (sekunder)}} &= I_{\text{set (primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 96,576 \text{ A} \times \frac{1}{400/1} \\ &= 96,576 \text{ A} \times \frac{1}{400} \\ &= 0,241 \text{ A} \end{aligned}$$

2. Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

Nilai dari waktu kerja *relay* yang digunakan sisi *incoming* sebesar waktu kerja *relay* penyulangawal + 0,4 detik, sehingga dapat diketahui:

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

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

$$\begin{aligned} TMS &= \frac{t \times \left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1}{0,14} \\ &= \frac{0,7 \times \left(\frac{I_{gangguan \text{ hubung singkat 1 fasa ke tanah}}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1}{0,14} \\ &= \frac{0,7 \times \left(\frac{1692,3}{96,576}\right)^{0,02} - 1}{0,14} \\ &= 0,294 \end{aligned}$$

Tabel 4. 18 Setting OCR dan GFR terhitung sisi *Incoming*.

<i>Relay</i> Penyulang	Setting Hasil Perhitungan	
OCR	TMS	0,1201
	Rasio CT	1000/1
	t (detik)	0,69
	I set primer	1941,17 A
	I set sekunder	1,941 A
GFR	TMS	0,294
	Rasio CT	1000/1
	t (detik)	0,69
	I set primer	96,576 A
	I set sekunder	0,241 A

4.4 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay

Penggunaan *relay* yang memiliki karakteristik *standard inverse* maka besarnya nilai pemeriksaan waktu kerja *relay* disetiap titik-titik lokasi gangguan 0% sampai dengan 100% dapat diuraikan dengan rumus:

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

4.4.1 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 3 Fasa

Berikut ini adalah table rekapitulasi dari pemeriksaan waktu kerja *relay* pada gangguan 3 fasa baik dari sisi *incoming* maupun sisi penyulang di titik gangguan lokasi 0%, 25%, 50%, 75%, dan juga 100%.

Tabel 4. 19 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 3 fasa.

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 3 fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang (s)	Sisi Incoming (s)
0	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{6356,7}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,29$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{6356,7}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,69$
25	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{5728,9}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,31$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{5728,9}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,74$
50	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{5207,0}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,32$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{5207,0}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,78$
75	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{4768,2}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,34$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{4768,2}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,82$
100	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{4394,5}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,35$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{4394,5}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,87$

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

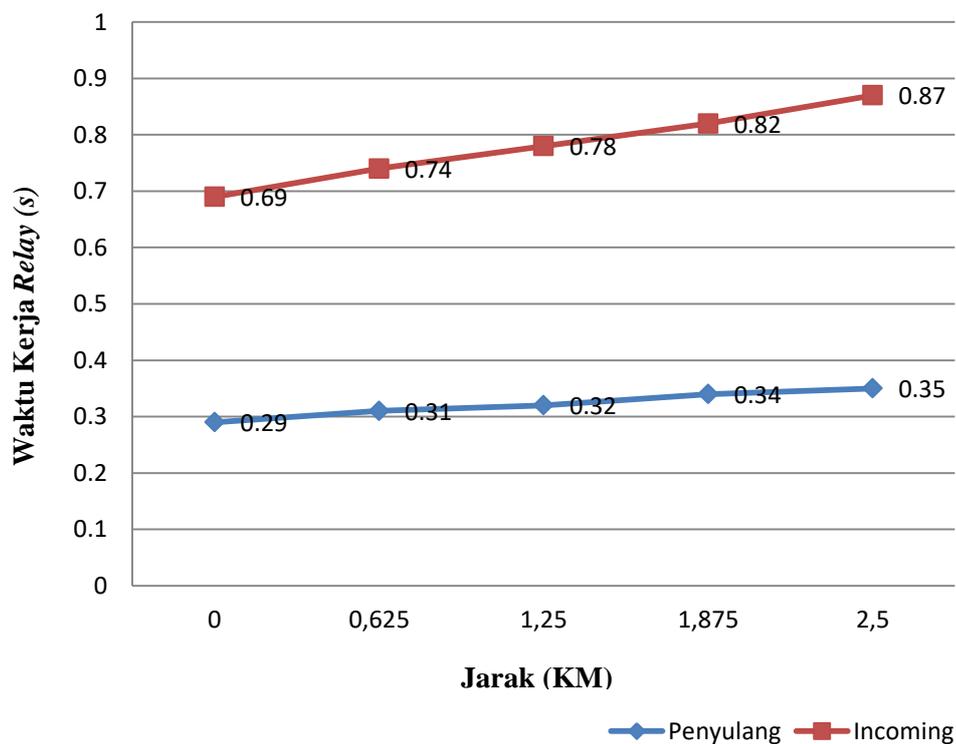
Tabel 4. 20 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* Gangguan 3 Fasa.

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> Gangguan 3 Fasa			
Lokasi Gangguan %	Waktu Kerja <i>Relay Penyulang</i> (detik)	Waktu Kerja <i>Relay Incoming</i> (detik)	Selisih Waktu (detik)
0	0,29	0,69	0,4
25	0,31	0,74	0,43
50	0,32	0,78	0,46
75	0,34	0,82	0,48
100	0,35	0,87	0,52

Pada saat gangguan terjadi di lokasi 0% waktu kerja *relay* penyulang 0,29 detik sedangkan waktu kerja *relay incoming* 0,69 detik sehingga didapatkan selisih 0,4 detik. dan begitu juga selanjutnya pada saat lokasi gangguan semakin jauh. Saat lokasi gangguan 50% waktu kerja *relay* penyulang dan *incoming* memiliki perbedaan waktu sebesar 0,46 detik.

Artinya *relay* sisi penyulang adalah *relay* yang pertama kali merasakan gangguan atau merupakan *relay* utama sedangkan *relay incoming* sebagai *relay* kedua atau cadangan yang merasakan gangguan setelah *relay* penyulang.

Berdasarkan table sebelumnya dapat dibuat kurva hubung singkat lokasi gangguan terhadap waktu kerja *relay*. Pada kurva waktu kerja *relay* diberi warna biru untuk sisi penyulang dan warna merah pada sisi *incoming*, dan dapat diketahui bahwa waktu kerja *relay* penyulang lebih cepat dari pada *relay incoming*



Gambar 4. 5 Kurva Hubungan Lokasi Gangguan dengan Waktu Kerja Relay Arus Gangguan 3 Fasa

Selain dari kurva diatas, waktu kerja untuk *relay* sisi *incoming* maupun sisi penyulang semakin jauh titik lokasi gangguan (0%,25%,50%,75%,dan 100%) maka semakin besar waktu kerja *relay*, sehingga grafik dari kurva terbentuk dari kiri bawah menuju kanan atas.

4.4.2 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Pada Gangguan 2 Fasa.

Dibawah ini adalah tabel pemeriksaan waktu kerja *relay* untuk arus gangguan 2 fasa, sama seperti sebelumnya dengan arus gangguan 3 fasa, pada gangguan 2 fasa ini waktu kerja *relay* sisi penyulang lebih cepat dibandingkan sisi *incoming*.

Tabel 4. 21 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 2 Fasa

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 2 fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang (s)	Sisi Incoming (s)
0	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{5505,0}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,31$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{5505,0}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,75$
25	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{4961,4}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,33$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{4961,4}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,80$
50	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{4509,4}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,34$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{4509,4}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,85$
75	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{4129,4}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,36$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{4129,4}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,90$
100	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1093}{\left(\frac{3805,7}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,38$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,192}{\left(\frac{3805,7}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 0,96$

Hal ini dapat dilihat pada tabel, pada saat titik lokasi gangguan 0% waktu kerja relay sisi penyulang 0,31 detik dan waktu kerja *relay incoming* 0,75 detik. Semakin jauh titik lokasi gangguan, saat titik pada lokasi gangguan 50% waktu kerja *relay* penyulang 0,34 detik dan waktu kerja *relay incoming* 0,85 detik.

Begitu seterusnya saat titik lokasi gangguan pada titik 75% waktu kerja *relay* penyulang 0,36 detik, sedangkan waktu kerja *relay incoming* 0,9 detik dan

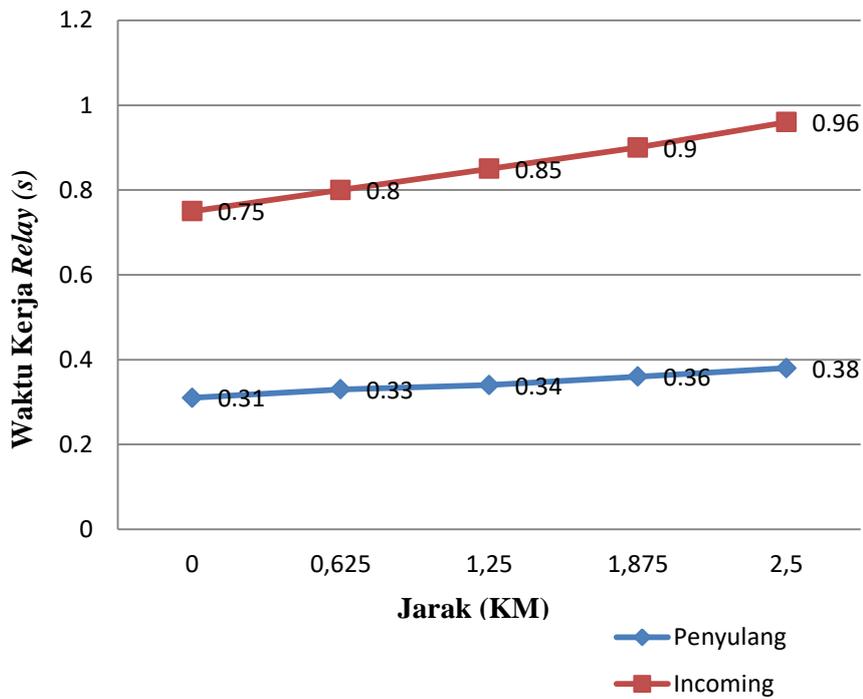
begitu pula waktu kerja *relay* saat titik lokasi gangguan 100% *relay* penyulang akan lebih cepat merespon dibandingkan pada sisi *incoming*.

Tabel 4. 22 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* Gangguan 2 Fasa.

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> Gangguan 2 Fasa			
Lokasi Gangguan %	Waktu Kerja <i>Relay Penyulang</i> (detik)	Waktu Kerja <i>Relay Incoming</i> (detik)	Selisih Waktu (detik)
0	0,31	0,75	0,44
25	0,33	0,80	0,47
50	0,34	0,85	0,51
75	0,36	0,90	0,54
100	0,38	0,96	0,58

Waktu kerja *relay* penyulang lebih cepat dibandingkan *relay incoming*. Ini membuktikan bahwa *relay* penyulang merupakan *relay* yang pertama merasakan gangguan. Selanjutnya dibantu oleh *relay incoming* sebagai *relay* cadangan. Dari table pemeriksaan waktu kerja *relay* gangguan 2 fasa maka dapat dibuat kurva hubungan antara waktu kerja *relay* dengan lokasi gangguan.

Dari kurva hubungan dibawah ini dapat dilihat bahwa *relay incoming* diberi tanda warna merah dan *relay penyulang* ditandai warna biru, bentuk kurva dapat dilihat sebagai berikut:



Gambar 4. 6 Kurva Hubungan Lokasi Gangguan dengan Waktu Kerja Relay Arus Gangguan 2 Fasa

Selain itu waktu kerja untuk *relay* sisi *incoming* maupun sisi *penyulang* semakin jauh titik lokasi gangguan maka semakin besar atau semakin lama waktu kerja *relay* sehingga grafik yang berbentuk adalah dari kiri bawah menuju kanan atas.

4.4.3 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* Pada Gangguan 2 Fasa ke Tanah.

Dibawah ini adalah tabel pemeriksaan waktu kerja *relay* untuk arus gangguan 2 fasa ke tanah, sama seperti sebelumnya dengan arus gangguan 3 fasa, pada gangguan 2 fasa ke tanah ini waktu kerja *relay* sisi penyulang lebih cepat dibandingkan sisi *incoming*.

Tabel 4. 23 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* pada Gangguan 2 Fasa ke Tanah

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> pada Gangguan 2 fasa ke Tanah		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang (s)	Sisi <i>Incoming</i> (s)
0	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{5789,9}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,33$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{5789,9}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 1,12$
25	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{5226,0}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,34$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{5226,0}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 1,19$
50	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{4768,6}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,36$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{4768,6}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 1,26$
75	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{4385,5}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,37$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{4385,5}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 1,33$
100	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{4059,4}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,39$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{4059,4}{962,62}\right)^{0,02} - 1} = 1,40$

Setelah dilakukan perhitungan didapatkan nilai sebagaimana tertera pada table diatas, dapat dilihat dari titik 0% sampai dengan 100% waktu kerja *relay* semakin jauh titik gangguan maka semakin besar nilai yang didapatkan. Pada sisi penyulang maupun pada sisi *incoming* didapatkan selisih sebagai berikut dapat dilihat pada table dibawah ini.

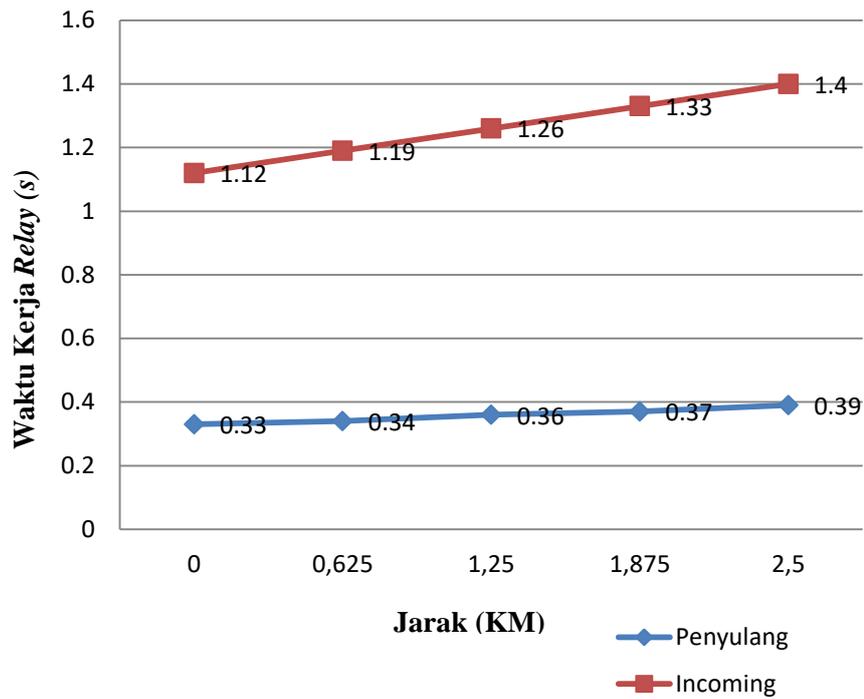
Berikut ini adalah table selisih pemeriksaan waktu kerja *relay* gangguan 2 fasa ke tanah. Dapat dijabarkan sebagai berikut dari sisi *relay* penyulang dan *relay incoming*.

Tabel 4. 24 Selisih Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* Gangguan 2 Fasa ke Tanah

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> Gangguan 2 Fasa ke Tanah			
Lokasi Gangguan %	Waktu Kerja <i>Relay</i> Penyulang (detik)	Waktu Kerja <i>Relay Incoming</i> (detik)	Selisih Waktu (detik)
0	0,33	1,12	0,79
25	0,34	1,19	0,85
50	0,36	1,26	0,90
75	0,37	1,33	0,96
100	0,39	1,40	1,01

Waktu kerja *relay* penyulang lebih cepat dibandingkan *relay incoming*. Ini membuktikan bahwa *relay* penyulang merupakan *relay* yang pertama merasakan gangguan. Selanjutnya dibantu oleh *relay incoming* sebagai *relay* cadangan. Dari table pemeriksaan waktu kerja *relay* gangguan 2 fasa maka dapat dibuat kurva hubungan antara waktu kerja *relay* dengan lokasi gangguan.

Dari kurva hubungan dibawah ini dapat dilihat bahwa *relay incoming* diberi tanda warna merah dan *relay penyulang* ditandai warna biru, bentuk kurva dapat dilihat sebagai berikut:



Gambar 4. 7 Kurva Hubungan Lokasi Gangguan dengan Waktu Kerja Relay Arus Gangguan 2 Fasa ke Tanah

Selain itu waktu kerja untuk *relay* sisi *incoming* maupun sisi penyulang semakin jauh titik lokasi gangguan maka semakin besar atau semakin lama waktu kerja *relay* sehingga grafik yang berbentuk adalah dari kiri bawah menuju kanan atas.

4.4.4 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* Pada Gangguan 1 Fasa ke Tanah

Dari table sebelumnya pemeriksaan waktu kerja *relay* gangguan 1 fasa ke tanah dapat diketahui bahwa waktu kerja *relay* penyulang lebih cepat dibandingkan waktu kerja *relay incoming*. Hal tersebut dapat terjadi karena *relay* penyulang merupakan *relay* utama sedangkan *relay incoming* sebagai *relay* cadangan.

Tabel 4. 25 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* pada Gangguan 1 Fasa ke Tanah.

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> pada Gangguan 3 fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang (s)	Sisi <i>Incoming</i> (s)
0	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{1692,3}{120,72}\right)^{0,02} - 1} = 0,29$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{1692,3}{96,576}\right)^{0,02} - 1} = 0,69$
25	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{1476,5}{120,72}\right)^{0,02} - 1} = 0,31$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{1476,5}{96,576}\right)^{0,02} - 1} = 0,73$
50	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{1476,5}{120,72}\right)^{0,02} - 1} = 0,32$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{1374,0}{96,576}\right)^{0,02} - 1} = 0,75$
75	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{1285,2}{120,72}\right)^{0,02} - 1} = 0,33$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{1285,2}{96,576}\right)^{0,02} - 1} = 0,77$
100	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1161}{\left(\frac{1207,2}{120,72}\right)^{0,02} - 1} = 0,34$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,294}{\left(\frac{1207,2}{96,576}\right)^{0,02} - 1} = 0,79$

Setelah dilakukan perhitungan didapatkan nilai sebagaimana tertera pada table diatas, dapat dilihat dari titik 0% sampai dengan 100% waktu kerja *relay* semakin jauh titik gangguan maka semakin besar nilai yang didapatkan.

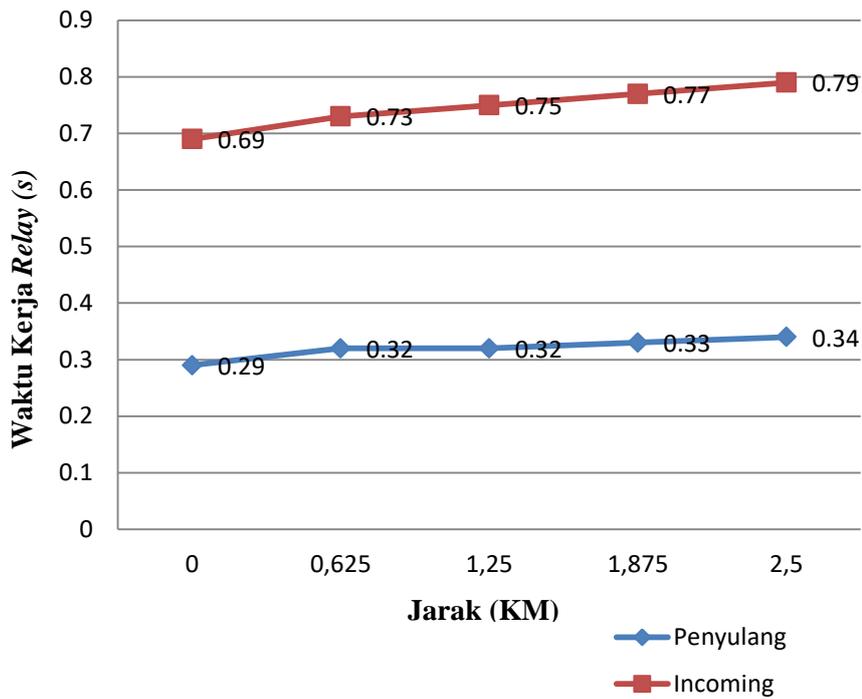
Tabel 4. 26 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* Gangguan 1 Fasa ke Tanah.

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> Gangguan 1 Fasa ke Tanah			
Lokasi Gangguan %	Waktu Kerja <i>Relay Penyulang</i> (detik)	Waktu Kerja <i>Relay Incoming</i> (detik)	Selisih Waktu (detik)
0	0,29	0,69	0,4
25	0,32	0,73	0,42
50	0,32	0,75	0,43
75	0,33	0,77	0,44
100	0,34	0,79	0,45

Dapat dilihat pada saat titik lokasi gangguan 0% waktu kerja *relay* pada sisi penyulang 0,29 detik dan *sisi incoming* 0,69 detik. Semakin jauh jarak titik lokasi gangguan yang ada, maka waktu kerja *relay* untuk kedua sisi semakin lama. Hingga pada saat titik lokasi gangguan 100% waktu kerja *relay*, sisi penyulang 0,34 detik dan sisi *incoming* 0,79 detik.

Selisih waktu antara kerja *relay* penyulang dengan waktu kerja *relay incoming* saat gangguan 1 fasa ketanah tidak terlalu jauh sekitar 0,40 detik. Dari table diatas dapat dibuat kurva hubung antara lokasi gangguan dengan waktu kerja *relay* baik itu *relay* sisi penyulang maupun *relay* sisi *incoming* pada saat gangguan hubung singkat 1 fasa ketanah.

Dari kurva hubungan dibawah ini dapat dilihat bahwa *relay incoming* diberi tanda warna merah dan *relay penyulang* ditandai warna merah, bentuk kurva dapat dilihat sebagai berikut:



Gambar 4. 8 Kurva Hubungan Lokasi Gangguan dengan Waktu Kerja Relay Arus Gangguan 1 Fasa ke Tanah

Dapat dilihat dari kurva yang berbentuk garis miring tidak terlalu signifikan. Berbeda dengan kurva sebelumnya dimana selisih waktu kerja pada arus gangguan 1 fasa ke tanah memiliki waktu kerja lebih sedikit diantara 2 kurva lainnya. Hal ini dikarenakan hubung singkat 1 fasa ketanah harus cepat diatasi, oleh karena itu waktu kerja *relay* dikedua sisi tidak memiliki selisih waktu yang signifikan.

4.5 Perbandingan *Setting Relay* OCR dan GFR Terpasang Dengan Terhitung Serta Berdasarkan ETAP

Dibawah ini merupakan contoh table perbandingan *setting relay* terpasang dan yang terhitung serta berdasarkan ETAP.

Tabel 4. 27 Perbandingan *Setting Relay* Terpasang dan Terhitung.

Nama <i>Relay</i>		<i>Relay</i> Terpasang		<i>Relay</i> Terhitung		<i>Relay</i> Simulasi ETAP	
		Sisi <i>Incoming</i>	Sisi Penyulang	Sisi <i>Incoming</i>	Sisi Penyulang	Sisi <i>Incoming</i>	Sisi Penyulang
OCR	TMS	0,25	0,21	0,192	0,1093	0,192	0,193
	Rasio CT	1000/1	400/1	1000/1	400/1	1000/1	400/1
	T	0,6 (detik)	0,3 (detik)	0,69 (detik)	0,29 (detik)	0,69 (detik)	0,29 (detik)
GFR	TMS	0,44	0,29	0,294	0,1161	-	-
	Rasio CT	1000/1	400/1	1000/1	400/1	-	-
	t	0,6 (detik)	0,3 (detik)	0,6 (detik)	0,29	-	-

Dari table diatas dapat dilihat bahwa nilai-nilai yang terpasang dengan yang terhitung memiliki sedikit perbedaan dimana nilai TMS dan t (waktu) pada OCR sisi *incoming* terpasang sebesar 0,25 dan 0,6 detik sedangkan yang terhitung sebesar 0,192 dan 0,69 detik sehingga TMS dan t (waktu) memiliki selisih sekitar 0,058 dan 0,19 detik. Begitu pula OCR pada sisi penyulang, TMS dan t (waktu) terpasang sebesar 0,21 dan 0,3 detik, sedangkan yang terhitung sebesar 0,1093 dan 0,29 detik maka memiliki selisih 0,1007 dan 0,1 detik.

Selanjutnya pada bagian GFR sisi *incoming*, TMS dan t (waktu) terpasang sebesar 0,44 dan 0,6 detik, sedangkan terhitung sebesar 0,294 dan 0,6 detik

memiliki selisih 0,146 dan 0 detik. GFR pada sisi penyulang TMS dan t (waktu) terpasang sebesar 0,29 dan 0,3 detik, terhitung sebesar 0,1161 dan 0,29 detik memiliki selisih 0,1739 dan 0,01 detik. Jika diperhatikan selisih yang ada pada nilai TMS dan tidak terlalu besar dan dengan nilai t (waktu) tidak memiliki selisih begitu jauh, karena nilai t (waktu) digunakan *relay* untuk mengaktifkan apabila terjadi gangguan yang dirasakan. Sehingga berdasarkan table tersebut dapat dikatakan bahwa koordinasi proteksi *relay* yang ada masih cukup bagus dan *setting relay* yang terpasang digardu induk sudah cukup baik.

4.6 Simulasi Gangguan Dengan Software ETAP 12.6

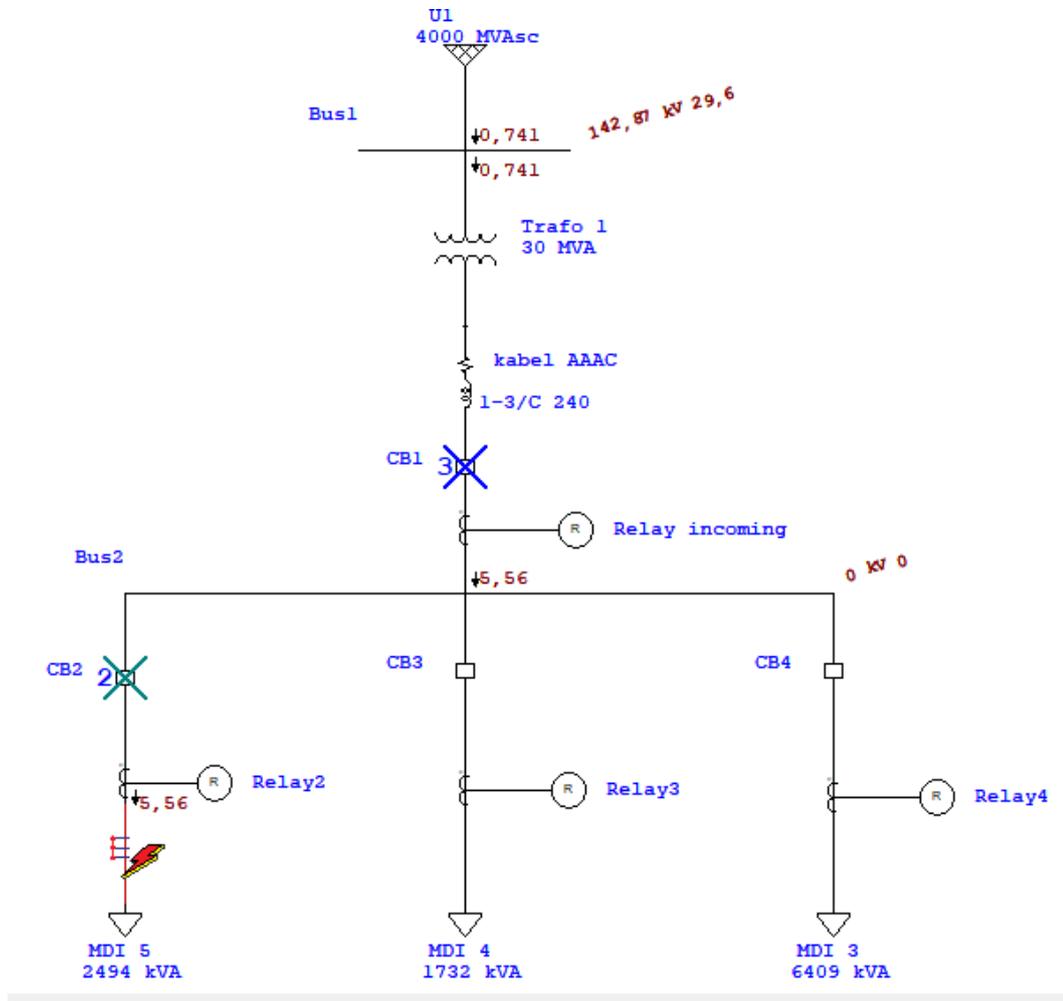
Simulasi gangguan yang terjadi pada koordinasi proteksi penyulang 20 kV dan proteksi untuk pelanggan khusus tegangan menengah menggunakan *software* ETAP. Untuk mensimulasi gangguan pada ETAP menggunakan fitur *star protective device coordination* dan *short circuit analysis*, dengan cara memberikan gangguan (*fault insertion*) pada bus atau jaringan yang ingin diketahui kinerja relaynya.

Pada simulasi ini akan terdiri dari simulasi pada jaringan penyulang dan pada jaringan *incoming* 20 kV, dari simulasi gangguan tersebut akan dilihat bagaimana cara relay yang ada bekerja, apakah sudah bekerja dengan semestinya dan layak digunakan atau malah sebaliknya.

1.6.1 Perbandingan Simulasi Gangguan Pada *Setting Relay* Terpasang dan Terhitung

Adapun simulasi yang ada dengan membandingkan *setting relay* yang ada atau terpasang digardu induk 150 kV medari dengan *setting relay* yang terhitung secara manual.

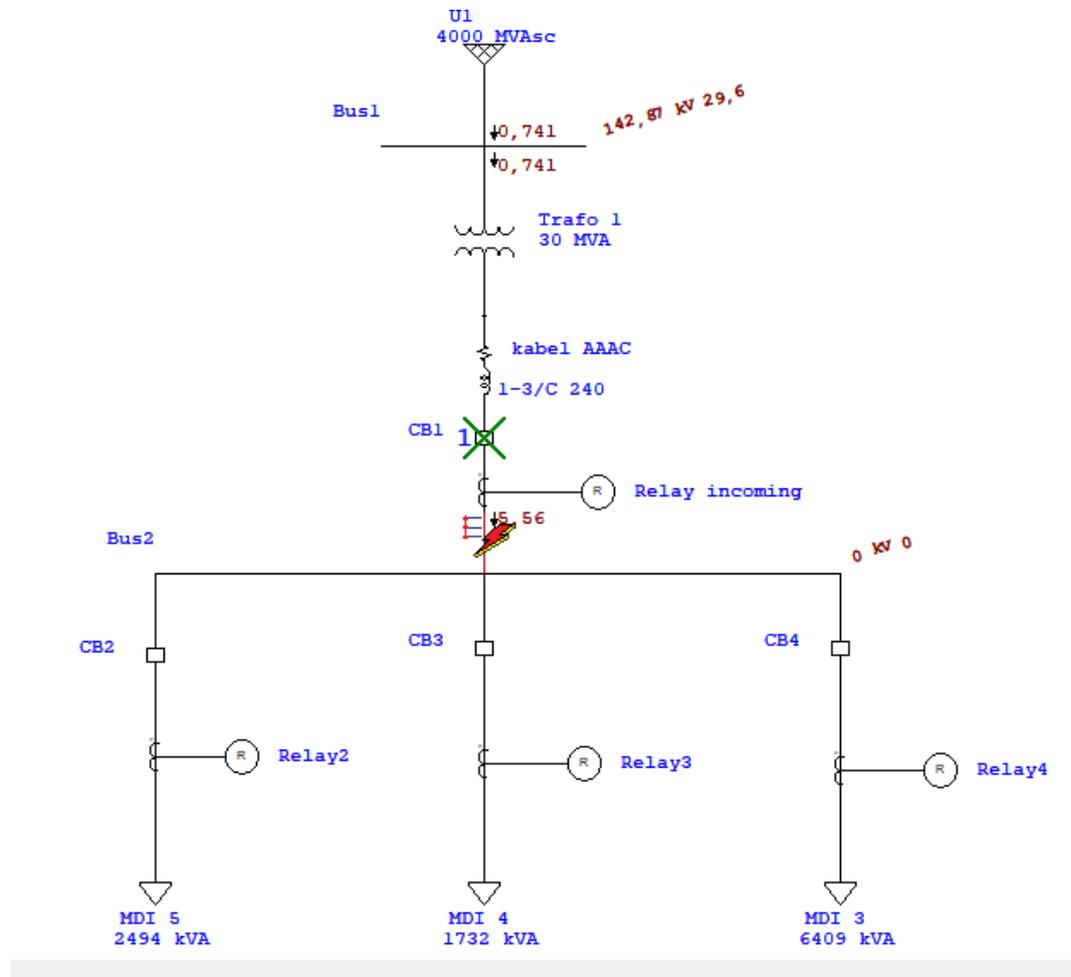
1. Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi Penyulang (Terpasang di GI)



Gambar 4. 9 Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi Penyulang (Terpasang di GI).

Dari gambar simulasi diatas, gangguan yang dilakukan pada jaringan penyulang, maka yang terjadi adalah *relay 2* akan membaca dan merasakan besaran dari arus gangguan yang terjadi dan akan memerintahkan CB 2 untuk bekerja jika arus gangguan melebihi batas *setting*. Saat arus gangguan melebihi batas *setting* maka, *relay 2* akan memerintahkan CB 2 yang merupakan CB (pemutus) yang berada terdekat dengan penyulang bekerja dari kondisi tertutup (*close*) menjadi terbuka (*open*) akibat adanya gangguan dengan waktu kerja *relay* 0,3 detik. Selanjutnya jika CB 2 tidak dapat mengatasi gangguan maka CB 1 akan bekerja dan men *trip* kan jaringan dengan waktu kerja *relay* 0,6 detik.

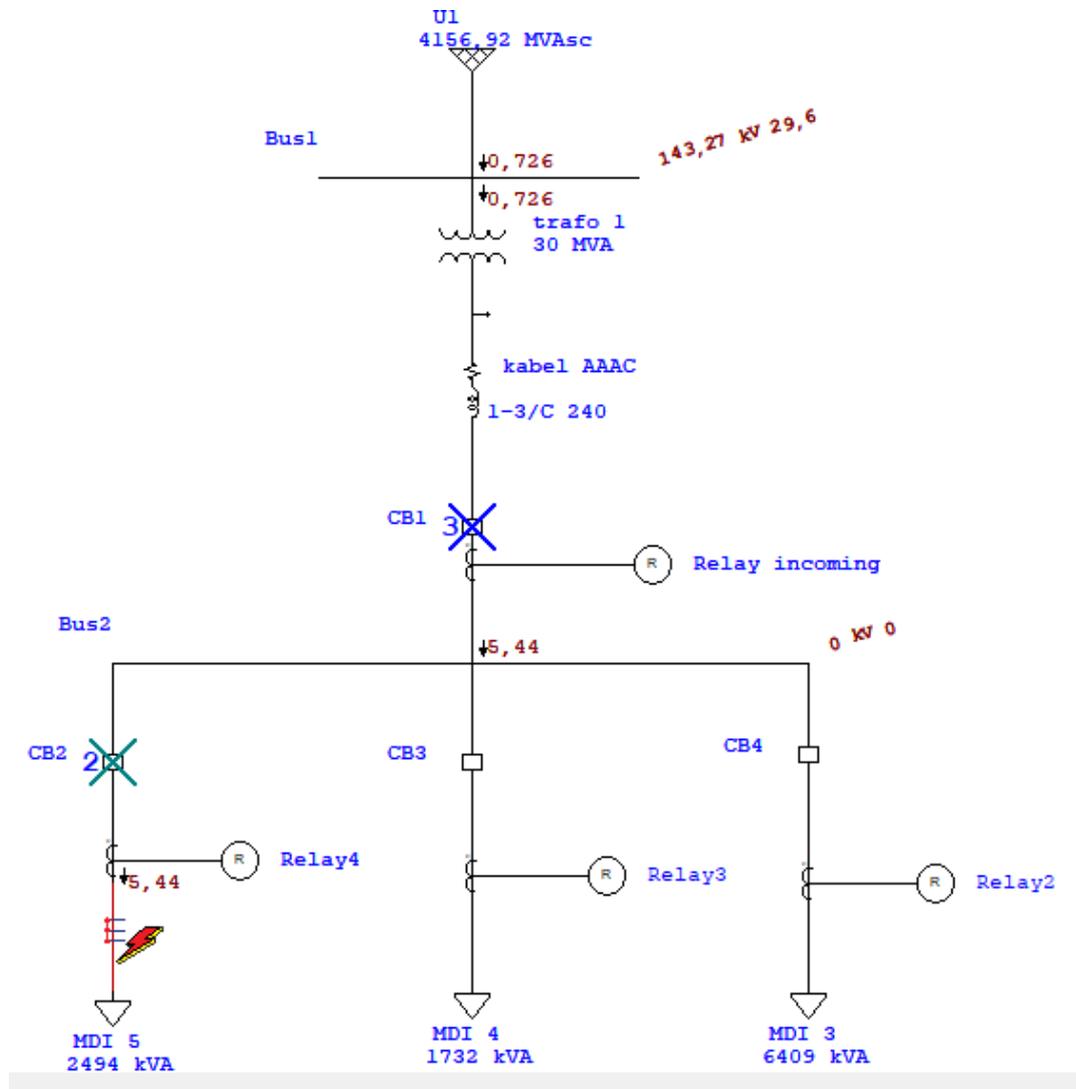
2.Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi *Incoming* (Terpasang di GI)



Gambar 4. 10 Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi *Incoming* (Terpasang di GI).

Berdasarkan gambar diatas, dapat kita lihat titik gangguan terjadi pada jaringan *bus 2* atau jaringan setelah trafo 1 menuju penyulang. *Relay 1* yang akan merasakan gangguan pertama ketika di beri gangguan karena *relay 1* merupakan pengaman yang terdekat saat gangguan terjadi. *Relay 1* merasakan gangguan dan jika melebihi batas *setting* maka, *relay 1* akan memerintahkan CB 1 untuk bekerja dari kondisi tertutup (*close*) menjadi konsisi terbuka (*open*) dengan waktu kerja *relay* 0,6 detik.

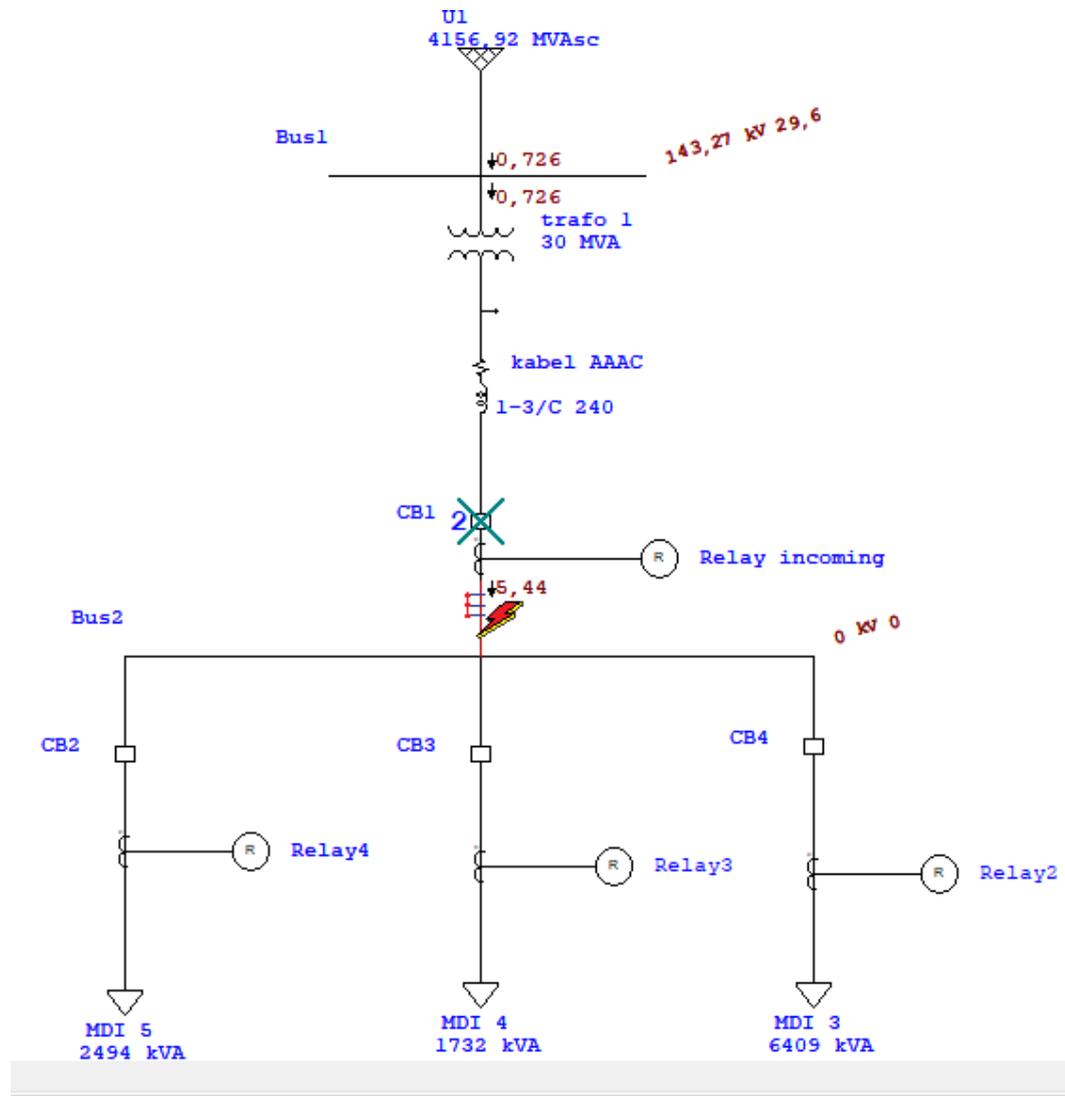
3.Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi Penyulang (Terhitung Manual)



Gambar 4. 11 Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi Penyulang (Terhitung Manual).

Gambar di atas merupakan simulasi yang dilakukan pada sisi penyulang, bus 2 di jaringan MDI 5 maka sama seperti yang sebelumnya CB 2 akan diperintahkan oleh relay 2 untuk bekerja jika ada arus gangguan yang melebihi setting dengan waktu kerja 0,29 detik. Jika CB 2 tidak dapat bekerja maka CB 1 yang akan mendapatkan perintah dari relay 1 untuk bekerja dari kondisi tertutup (*close*) menjadi kondisi terbuka (*open*) dalam waktu 0,69 detik.

4. Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi *Incoming* (Terhitung Manual)



Gambar 4. 12 Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi *Incoming* (Terhitung Manual).

Sama seperti sebelumnya gangguan terjadi pada jaringan bus 2 yang dekat dengan relay 1 maka, relay 1 akan merasakan dan membaca gangguan. Jika nilai gangguan melebihi batas setting maka relay 1 akan memerintahkan CB 1 untuk bekerja dari kondisi tertutup (*close*) menjadi kondisi terbuka (*open*) dengan waktu kerja 0,69 detik