

## **BAB IV**

### **PEMBAHASAN**

#### **4.1 Data dan Spesifikasi Peralatan**

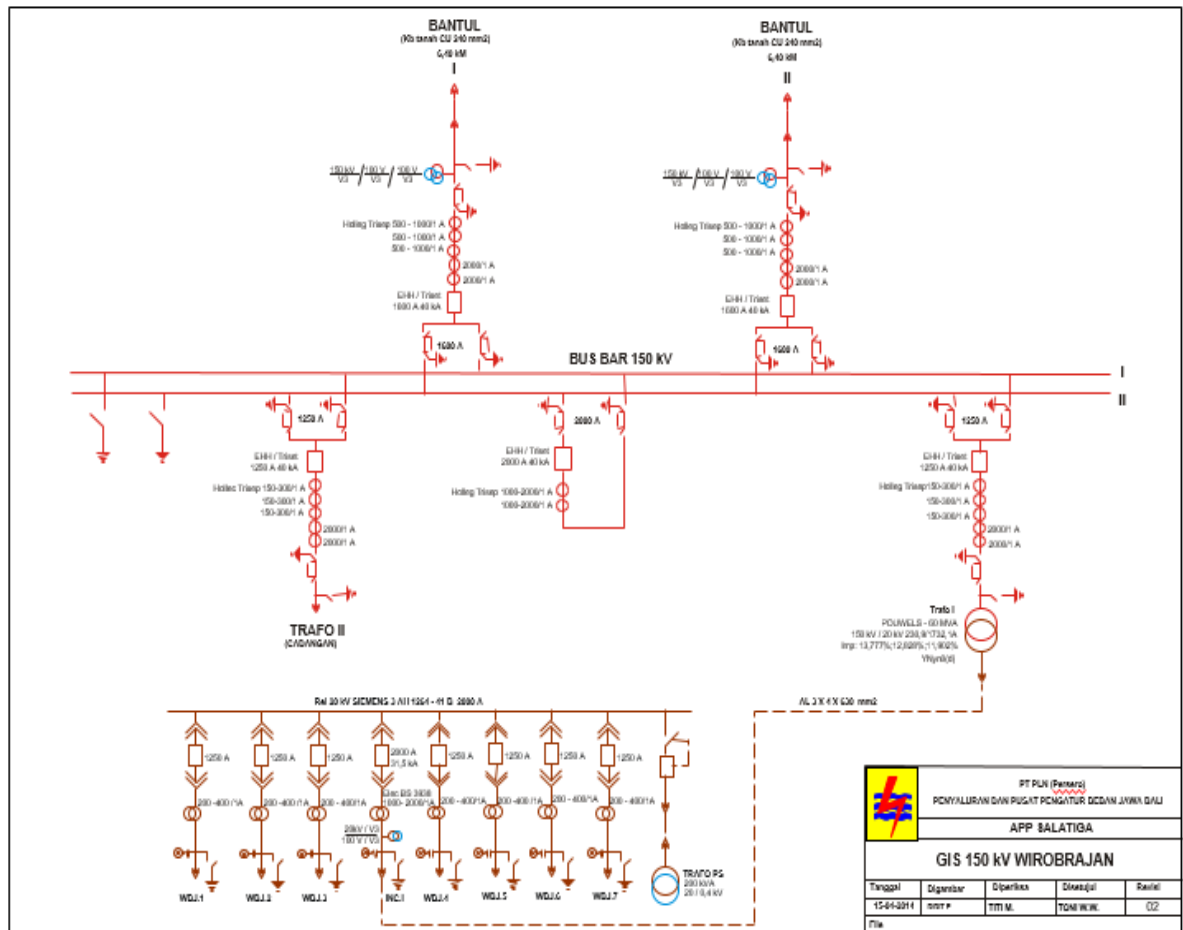
##### **4.1.1 *Single Line Diagram* Gardu Induk Wirobrajan**

Gardu Induk Wirobrajan 150 kV terletak di Jl. R. E. Martadinata No. 1, Wirobrajan, gardu induk wirobrajan termasuk jenis gardu induk pasangan dalam dengan tegangan 150/20 kV dimana tegangan sisi primer sebesar 150 kV dan tegangan sisi sekunder sebesar 20 kV.

Pada gambar 4.1 dapat kita lihat *single line diagram* gardu induk wirobrajan 150 kV. Pada gardu induk wirobrajan 150 kV terdapat 2 (dua) buah Transformator tenaga yaitu Transformator 1 (TF 1), dan Transformator 2 (TF 2) dengan kapasitas sebesar 60 MVA pada masing-masing transformator, tetapi hanya Transformator 1 (TF 1) saja yang beroperasi.

Transformator 1 memiliki 7 (tujuh) penyulang yaitu WBJ 1, WBJ 2, WBJ 3, WBJ 4, WBJ 5, WBJ 6, dan WBJ 7.

Untuk menjamin setiap energi listrik yang didistribusikan tidak mengalami gangguan maka diperlukan sistem koordinasi *relay* yang baik disisi 150 kV, disisi *Incoming*, dan ditiap penyulangnya.



**Gambar 4. 1** Single line diagram gardu induk wirobrajan 150 kV

#### 4.1.2 Data dan Spesifikasi Transformator

Pada gardu induk wirobrajan 150 kV terdapat 2 (dua) buah transformator yaitu transformator 1, dan transformator 2. Untuk penyulang yang digunakan pada pembahasan ini adalah WBJ 1 dimana penyulang WBJ 1 terdapat di transformator 1 maka diperoleh data dan spesifikasi dari transformator 1 adalah sebagai berikut:

**Tabel 4. 1** Spesifikasi Transformator 1 Gardu Induk Wirobrajan 150 kV.

Spesifikasi Transformator 1 Gardu Induk Wirobrajan 150 kV	
<i>Name</i>	Trafo 1
<i>Merk/Type</i>	Pauwels/96P0026
<i>Installation</i>	<i>Out-Door</i>
<i>Year of Manufacture</i>	1996
<i>Rated Power</i>	60 MVA
<i>Standard</i>	IEC 76
<i>Frequency Hertz</i>	50 Hz
<i>Phases</i>	3
<i>Vector group</i>	YNyn0+d
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>Rn</i>	0,4 Ohm
<i>Impedance</i>	13,77 %

Dapat dilihat dari tabel diatas transformator 1 di gardu induk wirobrajan merupakan trafo instalasi luar dengan merk Pauwels yang dirancang tahun 1996 dengan standard IEC 76. Trafo ini memiliki kapasitas sebesar 60 MVA, dan memiliki vector group YNyn0+d yang berarti trafo ini memiliki belitan delta, beroperasi pada frekuensi 50 Hz serta bertegangan 150 kV pada sisi primer dan 20 kV pada sisi sekunder. Trafo ini memiliki short circuit atau arus hubung singkat 150 kV sebesar 40 kA, dan pada 20 kV sebesar 16 kA, dengan tahanan pentanahan (Rn) sebesar 0,4 Ohm dan nilai impedansi sebesar 13,77 %.

#### 4.1.3 Data Relay OCR dan GFR

Data *relay* OCR dan GFR yang ada pada Gardu Induk 150 kV Wirobrajan adalah sebagai berikut:

**Tabel 4. 2** Data *Relay* OCR dan GFR.

Jenis <i>Relay</i>	<i>Relay Incoming</i>			<i>Relay Penyulang</i>		
	Merk	Inominal	Rasio CT	Merk	Inominal	Rasio CT
OCR	AREVA/ MICOM P122	1 A	2000/1	GEALSTOM/ MICOM P14NZ	1 A	400/1
GFR	AREVA/ MICOM P122	1 A	2000/1	GEALSTOM/ MICOM P14NZ	1 A	400/1

*Relay* OCR (*Over Current Relay*) merupakan relay adalah ketika adanya arus lebih yang dirasakan *relay*, baik disebabkan oleh adanya gangguan hubung singkat atau *overload* (beban lebih), ketika kenaikan arus itu melebihi jumlah yang telah ditetapkan atau disetting pada *relay*, kemudian *relay* akan memberikan perintah trip ke pemutus tenaga (PMT) sesuai dengan karakteristik waktunya.

*Relay* GFR (*Ground Fault Relay*) akan bekerja ketika timbul arus urutan nol pada kawat netral yang disebabkan oleh gangguan hubung singkat ke tanah (fasa ke tanah) ataupun ketidakseimbangan arus.

Pada gardu induk wirobrajan *relay* OCR dan GFR yang digunakan pada sisi *incoming* mempunyai merk AREVA dengan *type* MICOM P122 mempunyai arus nominal 1 *ampere* dengan perbandingan rasio 2000/1, sedangkan *relay* OCR dan GFR pada sisi penyulang mempunyai merk GEALSTOM dengan *type* MICOM P14NZ mempunyai arus nominal 1 A dengan perbandingan rasio 400/1.

#### 4.1.4 Setting Relay OCR dan GFR

*Setting relay* OCR dan GFR yang ada pada Gardu Induk 150 kV Wirobrajan adalah sebagai berikut:

**Tabel 4. 3** Data Nilai *Setting Relay* OCR dan GFR.

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

*Relay* OCR dan GFR yang digunakan di gardu induk 150 kV wirobrajan memiliki karakteristik *standard inverse*, mempunyai nilai TMS dan t (*time*) di tiap sisi berbeda. Pada sisi *incoming*, *relay* OCR yang digunakan memiliki nilai TMS 0,23 dengan t 0,7 detik, dan *relay* GFR nya memiliki nilai TMS 0,43 dengan t 0,7 detik. Sedangkan pada sisi penyulang, *relay* OCR yang digunakan memiliki nilai TMS 0,23 dengan t 0,3 detik, dan *relay* GFR nya memiliki nilai TMS 0,30 dengan t 0,3 detik.

#### 4.1.5 Data Penghantar Penyulang WBJ 1 Transformator 1

Dapat diketahui data penghantar penyulang WBJ 1 pada transformator 1 adalah berdasarkan tabel berikut:

**Tabel 4. 4** Data Penghantar Penyulan WBJ 1.

Jenis Penghantar	Diameter Penghantar	Panjang Jaringan
AAAC (A3C)	240 mm <sup>2</sup>	8,8 km

Data ini didapat dari kantor APD PLN Area Yogyakarta. Berdasarkan tabel, penyulang WBJ 1 Trafo 1 menggunakan jenis penghantar AAAC (A3C) berdiameter 240 mm<sup>2</sup> sebagai penghantar fase dan fase-netralnya dengan panjang jaringan terjauh sebesar 8,8 km.

Lalu dapat diketahui juga data impedansi urutan positif/negative dan nol nya pada tabel berikut:

**Tabel 4. 5** Impedansi Urutan Positif/Negatif dan Nol

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

Pada tabel diatas jenis penghantar AAAC berdiameter 240 mm<sup>2</sup> mempunyai nilai impedansi urutan positif/negatif adalah 0,1344+j 0,3158 dan impedansi urutan nol adalah 0,2824+j 1,6033. Nilai impedansi tersebut berdasarkan Standar Perusahaan Umum Listrik Negara (SPLN) 1985 pada halaman 64.

#### 4.2 Perhitungan Arus Hubung Singkat

Gangguan hubung singkat dalam jaringan sistem kelistrikan dikelompokkan menjadi 3 (tiga) jenis yaitu:

1. Gangguan hubung singkat tiga fasa
2. Gangguan hubung singkat dua fasa
3. Gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah

Untuk menghitung arus gangguan dari ketiga permasalahan diatas menggunakan rumus dasar yaitu:

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

Dimana:

I = Arus yang mengalir pada hambatan Z (A)

V = Tegangan sumber (V)

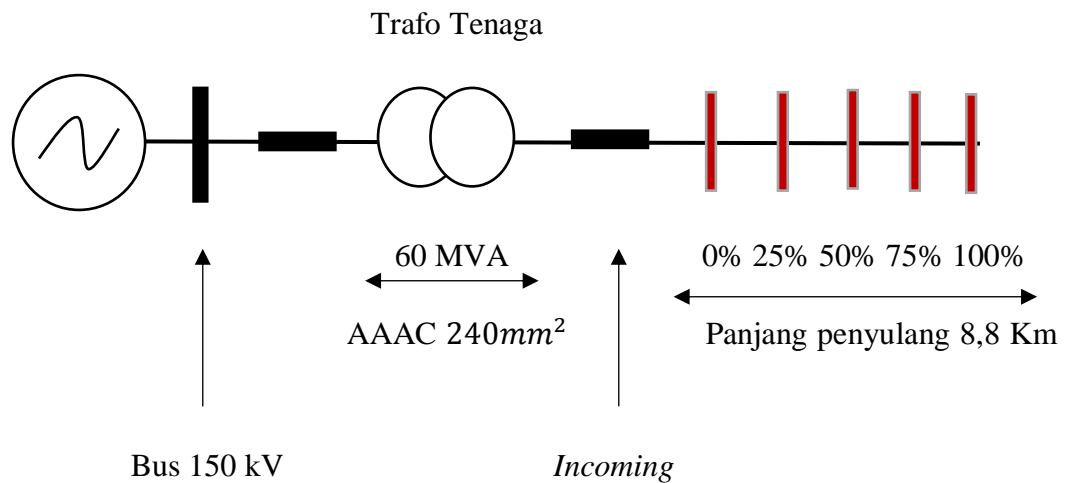
Z = Impedansi jaringan, nilai ekuivalen dari seluruh impedansi di dalam jaringan dari sumber tegangan sampai titik gangguan (ohm).

Untuk menghitung besarnya arus hubung singkat pada tiap fasa ada beberapa tahapan yaitu:

1. Menghitung impedansi sumber

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

Besarnya gangguan hubung singkat dapat dihitung berdasarkan panjang penyulang (8,8km). Titik-titik lokasi yang terjadi gangguan dapat diasumsikan terjadi di 0%, 25%, 50%, 75 %, dan 100 % penyulangnya (8,8km), seperti berikut ini:



#### 4.2.1 Menghitung Impedansi Sumber

Untuk menghitung besarnya nilai impedansi sumber 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 dapat dihitung besarnya impedansi sumber ( $X_s$ ) adalah sebagai berikut:

$$X_{s(150kV)} = \frac{kV(sisi\ primer)^2}{MVA\ hubung\ singkat}$$

$$= \frac{150^2}{4156,92} = 5,41\ \Omega$$

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:

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

$$X_{s(20kV)} = \frac{20^2}{150^2} \times 5,41\ \Omega$$

$$= 0,097\ \Omega$$

#### 4.2.2 Menghitung Reaktansi Transformator

Untuk mencari besarnya nilai reaktansi urutan positif dan negatif serta reaktansi urutan nol dapat menggunakan nilai impedansi yang dimiliki transformator 1 yaitu sebesar 13,77%. Namun, perlu diketahui pula nilai ohm pada 100% nya.

$$X_{t(ada\ 100\%)} = \frac{kV(sisi\ sekunder)^2}{MVA\ Transformator}$$

$$= \frac{20^2}{60} = 6,67\ \Omega$$

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

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



$$\begin{aligned}
 X_t &= \text{Impedansi} \times X_{t(100\%)} \\
 &= 13,77\% \times 6,67 \Omega = 0,9184 \Omega
 \end{aligned}$$

- Reaktansi urutan nol ( $X_{t0}$ )

Transformator 1 memiliki *vector group* YNyn0+d yang artinya transformator 1 memiliki belitan delta didalamnya sehingga diambil nilai sebesar  $3 \times X_{t1}$ .

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

#### 4.2.3 Menghitung Impedansi Penyulang

Dapat diketahui pada tabel 4.3 penyulang WBJ 1 gardu induk 150 kV menggunakan jenis penghantar AAAC dengan diameter  $240\text{mm}^2$  dengan panjang penyulang sejauh 8,8 Km, maka dapat dihitung:

$$Z1 = Z2(\text{AAAC } 240) = \text{Impedansi urutan positif/negatif} \times \text{Panjang penyulang}$$

$$Z1 = Z2 = (0,1344 + j 0,3158)\Omega/\text{km} \times 8,8 \text{ km}$$

$$Z1\&Z2 = 1,182 + j 2,77 \Omega$$

Sedangkan nilai  $Z0$  nya adalah:

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

$$Z0 = (0,2824 + j 1,6033)\Omega/\text{Km} \times 8,8 \text{ Km}$$

$$Z0 = 2,485 + j 14,10 \Omega$$

Lalu nilai diatas diasumsikan di titik-titik gangguan yang terjadi yaitu 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100% dari panjang jaringan (8,8 Km), maka dapat diketahui besarnya impedansi penyulang yaitu:

- Impedansi penyulang urutan positif dan negatif

**Tabel 4. 6** Impedansi penyulang urutan positif dan negatif

Panjang jaringan %	Jarak (Km)	Perhitungan	Impedansi penyulang Z1 & Z2
0	0	0% x (1,182 + j 2,77)	0
25	2,2	25% x (1,182 + j 2,77)	0,2955 + j 0,6925 $\Omega$
50	4,4	50% x (1,182 + j 2,77)	0,591 + j 1,385 $\Omega$
75	6,6	75 % x (1,182 + j 2,77)	0,8865 + j 2,0775 $\Omega$
100	8,8	100% x (1,182 + j 2,77)	1,182 + 2,77 $\Omega$

- Impedansi penyulang urutan nol

**Tabel 4. 7** Impedansi penyulang urutan nol

Panjang jaringan %	Jarak (Km)	Perhitungan	Impedansi penyulang Z0
0	0	0% x (2,485 + j 14,10)	0
25	2,2	25% x (2,485 + j 14,10)	0,6212 + j 3,525 $\Omega$
50	4,4	50% x (2,485 + j 14,10)	1,2425 + j 7,05 $\Omega$
75	6,6	75 % x (2,485 + j 14,10)	1,8637 + j 10,575 $\Omega$
100	8,8	100% x (2,485 + j 14,10)	2,485 + j 14,1 $\Omega$

#### 4.2.4 Menghitung Impedansi Ekuivalen Jaringan

Untuk mencari perhitungan  $Z1_{eq} = Z2_{eq}$  dapat menggunakan rumus:

$$\begin{aligned}
 Z1_{eq} = Z2_{eq} &= Z_{is} \text{ (sisi 20 kV)} + Z_{iT} + Z1 \text{ penyulang} \\
 &= j 0,097 + j 0,9184 + Z1 \text{ penyulang} \\
 &= j 1,0154 + Z1 \text{ penyulang}
 \end{aligned}$$

Maka nilai impedansi ekuivalen  $Z1_{eq}$  dan  $Z2_{eq}$  adalah sebagai berikut:

**Tabel 4. 8** Impedansi ekuivalen  $Z1_{eq}$  dan  $Z2_{eq}$

Panjang jaringan %	Perhitungan	Impedansi ekuivalen $Z1_{eq}$ dan $Z2_{eq}$
0	$0 + j 1,0154$	$0 + j 1,0154$
25	$0,2955 + j 0,6925 + j 1,0154$	$0,2955 + j 1,7079$
50	$0,591 + j 1,385 + j 1,0154$	$0,591 + j 2,4004$
75	$0,8865 + j 2,0775 + j 1,0154$	$0,8865 + j 3,0929$
100	$1,182 + j 2,77 + j 1,0154$	$1,182 + j 3,7854$

Untuk mencari perhitungan  $Z0_{eq}$ , besarnya nilai  $Z0_{eq}$  dengan menggunakan rumus:

$$\begin{aligned} Z0_{eq} &= Z0_T + 3 \times Rn + Z0 \text{ penyulang} \\ &= j 2,755 + 3 \times 0,4 + Z0 \text{ penyulang} \\ &= j 2,755 + 1,2 + Z0 \text{ penyulang} \end{aligned}$$

Maka nilai impedansi ekuivalen  $Z0_{eq}$  nya adalah sebagai berikut:

**Tabel 4. 9** Impedansi ekuivalen  $Z0_{eq}$

Panjang jaringan %	Perhitungan	Impedansi ekuivalen $Z0_{eq}$
0	$0 + 1,2 + j 2,755$	$1,2 + j 2,755$
25	$0,6212 + j 3,525 + 1,2 + j 2,755$	$1,8212 + j 6,28$
50	$1,2425 + j 7,05 + 1,2 + j 2,755$	$2,4425 + j 9,805$
75	$1,8637 + j 10,575 + 1,2 + j 2,755$	$3,0637 + j 13,33$
100	$2,485 + j 14,1 + 1,2 + j 2,755$	$3,685 + j 16,855$

#### 4.2.5 Menghitung Arus Hubung Singkat

##### 1. Gangguan Arus Hubung Singkat 3 Fasa

Untuk mencari besarnya nilai arus hubung singkat 3 fasa dengan rumus:

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

Dimana:

I = Arus gangguan hubung singkat

V = Tegangan fasa-netral sistem 20 kV ( $V_{ph} = \frac{20000}{\sqrt{3}}$ )

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

Sehingga, dapat dihitung arus gangguan hubung singkat 3 fasa:

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

Maka nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasanya adalah sebagai berikut:

**Tabel 4. 10** Arus gangguan hubung singkat 3 fasa

Panjang jaringan %	Perhitungan	Arus gangguan hubung singkat 3 fasa
0	$\frac{11547}{0+j 1,0154} = \frac{11547}{\sqrt{0^2+1,0154^2}}$	11371,8
25	$\frac{11547}{0,2955+j 1,7079} = \frac{11547}{\sqrt{0,2955^2+1,7079^2}}$	6661,9
50	$\frac{11547}{0,591+j 2,4004} = \frac{11547}{\sqrt{0,591^2+2,4004^2}}$	4670,9
75	$\frac{11547}{0,8865+j 3,0929} = \frac{11547}{\sqrt{0,8865^2+3,0929^2}}$	3588,8
100	$\frac{11547}{1,182+j 3,7854} = \frac{11547}{\sqrt{1,182^2+3,7854^2}}$	2911,7

## 2. Gangguan Arus Hubung Singkat 2 Fasa

Untuk mencari nilai arus hubung singkat 2 fasa dapat menggunakan rumus berikut:

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

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

Maka nilai gangguan arus hubung singkat 2 fasa dapat dilihat pada tabel berikut:

**Tabel 4. 11** Gangguan Arus Hubung Singkat 2 Fasa

Panjang jaringan %	Perhitungan	Arus gangguan hubung singkat 2 fasa
0	$\frac{20000}{2 \times (0+j 1,0154)} = \frac{20000}{2 \times \sqrt{0^2+1,0154^2}}$	9848,3
25	$\frac{20000}{2 \times (0,2955+j 1,7079)} = \frac{20000}{2 \times \sqrt{0,2955^2+1,7079^2}}$	5769,4
50	$\frac{20000}{2 \times (0,591+j 2,4004)} = \frac{20000}{2 \times \sqrt{0,591^2+2,4004^2}}$	4045,1
75	$\frac{20000}{2 \times (0,8865+j 3,0929)} = \frac{20000}{2 \times \sqrt{0,8865^2+3,0929^2}}$	3108,0
100	$\frac{20000}{2 \times (1,182+j 3,7854)} = \frac{20000}{2 \times \sqrt{1,182^2+3,7854^2}}$	2521,6

### 3. Gangguan Arus Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Untuk mencari nilai gangguan arus hubung singkat 1 fasa ke tanah dapat menggunakan rumus berikut:

$$\begin{aligned}
 I_{1\text{fasa tanah}} &= \frac{3 \times V_{ph}}{Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}} \\
 &= \frac{3 \times \frac{20000}{\sqrt{3}}}{2 \times Z_{1eq} + Z_{0eq}} \\
 &= \frac{34641,01}{2 \times Z_{1eq} + Z_{0eq}}
 \end{aligned}$$

Maka nilai gangguan arus hubung singkat 1 fasa ke tanah dapat dilihat pada tabel berikut:

**Tabel 4. 12** Gangguan Arus Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Panjang jaringan %	Perhitungan	Arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah
0	$\frac{34641,01}{2 \times (0 + j 1,0154) + (1,2 + j 2,755)}$	5787,1
25	$\frac{34641,01}{2 \times (0,2955 + j 1,7079) + (1,8212 + j 6,28)}$	2861,0
50	$\frac{34641,01}{2 \times (0,591 + j 2,4004) + (2,4425 + j 9,805)}$	1900,1
75	$\frac{34641,01}{2 \times (0,8865 + j 3,0929) + (3,0637 + j 13,33)}$	1422,4
100	$\frac{34641,01}{2 \times (1,182 + j 3,7854) + (3,685 + j 16,855)}$	1136,7

Berikut ini adalah perbandingan nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasa, 2 fasa dan 1 fasa ke tanah pada tiap titik lokasi gangguan:

**Tabel 4. 13** Perbandingan Tiap Arus Gangguan Hubung Singkat

Panjang jaringan (%)	Jarak (Km)	Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa	Arus Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa	Arus Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa Tanah
0	0	11371,8	9848,3	5787,1
25	2,2	6661,9	5769,4	2861,0
50	4,4	4670,9	4045,1	1900,1
75	6,6	3588,8	3108,0	1422,4
100	8,8	2911,7	2521,6	1136,7

Dari tabel diatas dapat diketahui pada arus gangguan hubung singkat 3 fasa, 2 fasa, dan 1 fasa ke tanah bahwa besarnya arus gangguan hubung singkat berbanding terbalik dengan jarak atau panjang jaringan yang berarti semakin jauh jarak titik gangguan maka semakin kecil pula nilai arus gangguan hubung singkatnya. Sebagai contoh pada arus gangguan hubung singkat 3 fasa di titik 0% atau jarak 0 Km arus gangguannya sebesar 11371,8 A, lalu pada titik 50% atau jarak 4,4 Km arus gangguannya mengecil sebesar 4670,9 dan terus mengecil pada titik 75% hingga 100%. Begitupun pada arus gangguan hubung singkat 2 fasa dan arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah, semakin jauh jarak semakin kecil pula nilai arus gangguan hubung singkatnya. Selain itu arus gangguan hubung singkat terbesar terjadi pada arus gangguan hubung singkat 3 fasa.

### 4.3 *Setting* OCR dan GFR Di Sisi Penyulang 20 kV

Berdasarkan tabel 4.2 pada Penyulang WBJ 1 Transformator 1 Gardu Induk 150 kV Wirobrajan mempunyai arus yang terpasang dengan rasio 400 : 1 A, dengan arus beban maksimum sebesar 1 A dan memiliki karakteristik *standard inverse*.

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 x  $I_{load maks}$ . 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.

#### 4.3.1 Nilai *Setting Relay* OCR Di Sisi Penyulang 20 kV

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

- Setelan arus

Diketahui:

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

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

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



- 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:

$$\begin{aligned}
 t &= \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{faul}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} \\
 TMS &= \frac{t \times \left(\left(\frac{I_{faul}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\
 &= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{I_{Gangguan\ hubung\ singkat\ 3\ fasa}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} \\
 &= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{11371,8}{528}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14}
 \end{aligned}$$

$$TMS = 0,1356$$

#### 4.3.2 Nilai *Setting Relay* GFR Di Sisi Penyulang 20 kV

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:

$$\begin{aligned}
 I_{set\ (primer)} &= 10\% \times \text{Arus gangguan 1 fasa ke tanah (titik 100\%)} \\
 &= 10\% \times 1136,7 \text{ A} \\
 &= 113,67 \text{ A (sisi primer)}
 \end{aligned}$$

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

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

- Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

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

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

Maka nilai setting relay OCR dan GFR disisi penyulang adalah sebagai berikut:

**Tabel 4. 14** Setting relay OCR dan GFR di sisi penyulang

<i>Relay Penyulang</i>	<i>Setting Hasil Perhitungan</i>	
OCR	TMS	0,1356
	Rasio CT	400 : 1
	t (s)	0,29
	I set primer	528 A
	I set sekunder	1,32 A
GFR	TMS	0,1752
	Rasio CT	400 : 1
	t (s)	0,29
	I set primer	113,67 A
	I set sekunder	0,284 A

#### 4.4 *Setting Relay OCR dan GFR Di Sisi Incoming 20 kV*

Untuk menentukan nilai setting relay pada sisi *incoming* 20 kV diperlukan nilai arus nominal nya. Adapun data yang diperoleh:

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

##### 4.4.1 *Setting Relay OCR Di Sisi Incoming 20 kV*

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

- Setelan Arus

Arus nominal transformator pada sisi 20 kV

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

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

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

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

- 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.

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

#### 4.4.2 *Setting Relay GFR Di Sisi Incoming 20 kV*

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

- Setelan Arus

Setting *relay* GFR di sisi *incoming* adalah 8%. Dibuat lebih kecil dari sisi penyulang (10%) yang bertujuan agar *relay* GFR di sisi *incoming* lebih peka dalam merasakan gangguan sesuai dengan sifatnya sebagai *backup* setelah *relay* pada sisi penyulang. Maka perhitungannya adalah 8% x arus gangguan 1 fasa ke tanah terkecil yaitu pada titik 100% panjang penyulang.

$$\begin{aligned} I_{set\ (primer)} &= 8\% \times \text{arus gangguan 1 fasa ke tanah (titik 100\%)} \\ &= 8\% \times 1136,7 \text{ A} \\ &= 90,936 \text{ A (sisi primer)} \end{aligned}$$

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

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

- Setelan TMS (*Time Multilexer Setting*)

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

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

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

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

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

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

$$TMS = 0,259$$

Maka nilai setting relay OCR dan GFR pada sisi *incoming* adalah sebagai berikut:

**Tabel 4. 15** *Setting relay OCR dan GFR pada sisi incoming*

<i>Relay Incoming</i>	<i>Setting Hasil Perhitungan</i>	
OCR	TMS	0,1818
	Rasio CT	2000/1
	t (s)	0,69
	I set primer	1905,2 A
	I set sekunder	0,9526 A
GFR	TMS	0,259
	Rasio CT	2000/1
	t (s)	0,69
	I set primer	90,936 A
	I set sekunder	0,045 A

#### 4.5 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay

Relay yang digunakan memiliki karakteristik *standard inverse*. Maka besarnya nilai pemeriksaan waktu kerja relay di tiap titik lokasi terjadi gangguan 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100% panjang penyulang dapat diuraikan dengan rumus:

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

##### 4.5.1 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 3 Fasa

Nilai pemeriksaan waktu kerja relay pada gangguan 3 fasa dapat dilihat pada tabel berikut:

**Tabel 4. 16** Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 3 Fasa

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 3 Fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang (s)	Sisi Incoming (s)
0	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1356}{\left(\frac{11371,8}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,29$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1818}{\left(\frac{11371,8}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,69$
25	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1356}{\left(\frac{6661,9}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,36$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1818}{\left(\frac{6661,9}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 1,00$
50	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1356}{\left(\frac{4670,9}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,42$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1818}{\left(\frac{4670,9}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 1,40$
75	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1356}{\left(\frac{3588,8}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,48$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1818}{\left(\frac{3588,8}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 1,99$
100	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1356}{\left(\frac{2911,7}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,54$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1818}{\left(\frac{2911,7}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 2,98$

Setelah didapat nilai pemeriksaan waktu kerja relay pada gangguan 3 fasa di sisi penyulang dan di sisi incoming di titik gangguan lokasi 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%. Maka dibuat tabel rekapitulasi seperti di bawah ini:

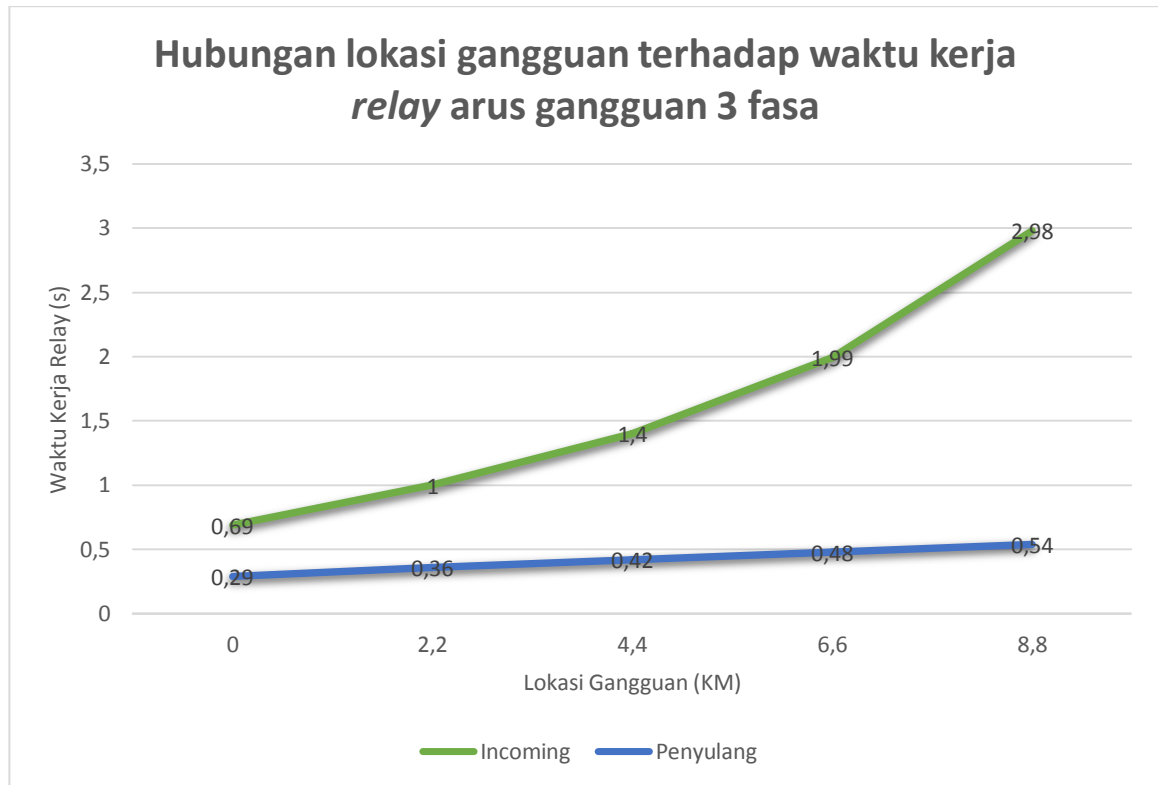
**Tabel 4. 17** Selisih Waktu Kerja *Relay* Gangguan 3 Fasa di sisi *Incoming* dan Penyulang.

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> Gangguan 3 Fasa			
Lokasi Gangguan (%)	Waktu Kerja <i>Relay Incoming</i> (detik)	Waktu Kerja <i>Relay Penyulang</i> (detik)	Selisish Waktu (detik)
0	0,69	0,29	0,4
25	1,00	0,36	0,64
50	1,40	0,42	0,98
75	1,99	0,48	1,51
100	2,98	0,54	2,44

Dapat dilihat dari tabel diatas pada titik lokasi gangguan 0% mempunyai selisih 0,4 detik dari waktu kerja *relay* sisi *incoming* 0,69 detik dan sisi penyulang 0,29 detik. Begitu pula pada titik lokasi gangguan yang semakin jauh, pada titik lokasi gangguan 50% mempunyai selisih 0,64 detik dari waktu kerja *relay* sisi *incoming* 1,40 detik dan sisi penyulang 0,42 detik. Yang artinya semakin jauh jarak nya semakin besar atau lama pula waktu kerja *relay*nya, serta semakin besar selisih waktu kerja dari kedua *relay* tersebut.

Dapat disimpulkan bahwa waktu kerja *relay* sisi penyulang lebih cepat atau lebih peka dibandingkan waktu kerja *relay* sisi *incoming* di tiap titik lokasi gangguan. Artinya *relay* pada sisi penyulang adalah *relay* yang pertama kali atau lebih cepat merasakan gangguan yang merupakan *relay* utama sedangkan *relay* sisi *incoming* sebagai *relay* cadangan (*backup*) yang merasakan gangguan setelah *relay* utama.

Berdasarkan tabel diatas dapat dibuat sebuah kurva hubungan titik lokasi gangguan terhadap waktu kerja *relay* adalah sebagai berikut:



**Gambar 4. 2** Kurva Hubungan Lokasi Gangguan Terhadap Waktu Kerja *Relay* Arus 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* penyulang 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.



#### 4.5.2 Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 2 Fasa

Nilai pemeriksaan waktu kerja relay pada gangguan 2 fasa dapat dilihat pada tabel berikut:

**Tabel 4. 18** Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* pada Gangguan 2 Fasa

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> pada Gangguan 2 Fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang	Sisi <i>Incoming</i>
0	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1356}{\left(\frac{9848,3}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,31$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1818}{\left(\frac{9848,3}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,76$
25	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1356}{\left(\frac{5769,4}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,38$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1818}{\left(\frac{5769,4}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 1,13$
50	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1356}{\left(\frac{4045,1}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,45$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1818}{\left(\frac{4045,1}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 1,67$
75	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1356}{\left(\frac{3108,0}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,52$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1818}{\left(\frac{3108,0}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 2,58$
100	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1356}{\left(\frac{2521,6}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,59$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1818}{\left(\frac{2521,6}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 4,52$

Setelah didapat nilai pemeriksaan waktu kerja *relay* pada gangguan 2 fasa pada sisi *Incoming* dan pada sisi penyulang di titik gangguan lokasi 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%.

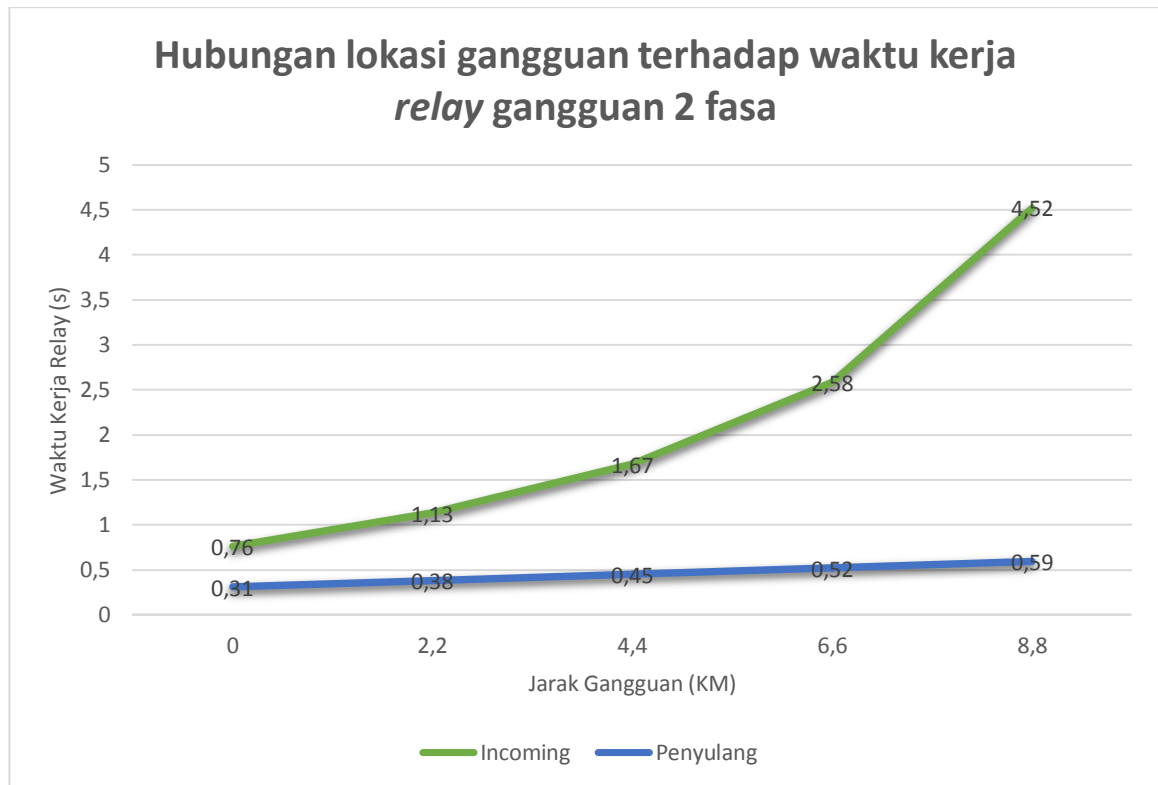
Maka dibuat tabel rekapitulasi seperti di bawah ini:

**Tabel 4. 19** Selisih Waktu Kerja *Relay* Gangguan 2 Fasa di sisi *Incoming* dan Penyulang.

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> Gangguan 2 Fasa			
Lokasi Gangguan (%)	Waktu Kerja <i>Relay Incoming</i> (detik)	Waktu Kerja <i>Relay Penyulang</i> (detik)	Selisih Waktu (detik)
0	0,76	0,31	0,45
25	1,13	0,38	0,75
50	1,67	0,45	1,22
75	2,58	0,52	2,06
100	4,52	0,59	3,93

Dapat dilihat dari tabel diatas selisih waktu kerja *relay* gangguan 2 fasa di titik 0% adalah 0,45 detik dari waktu kerja *relay* di sisi *incoming* 0,76 detik dan dari waktu kerja *relay* di sisi penyulang 0,31 detik. Begitu pula pada titik lokasi yang semakin jauh, pada titik 50% mempunyai selisih waktu 1,22 detik dari waktu kerja *relay* di sisi *incoming* 1,67 detik dan dari waktu kerja *relay* di sisi penyulang 0,45 detik. Yang artinya semakin jauh titik lokasi gangguan maka semakin besar atau semakin lama pula waktu kerja *relay*nya dan akan terus naik sampai titik lokasi terjauh yakni titik 100%.

Berdasarkan tabel diatas dapat dibuat sebuah kurva hubungan titik lokasi gangguan terhadap waktu kerja *relay*:



**Gambar 4. 3** Kurva Hubungan Lokasi Gangguan Terhadap Waktu Kerja *Relay* Gangguan 2 Fasa.

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

### 4.5.3 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* pada Gangguan 1 Fasa ke Tanah

Nilai pemeriksaan waktu kerja relay pada gangguan 1 fasa ke tanah dapat dilihat pada tabel berikut:

**Tabel 4. 20** Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* pada Gangguan 1 Fasa ke Tanah

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> pada Gangguan 1 Fasa ke Tanah		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang	Sisi <i>Incoming</i>
0	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1752}{\left(\frac{5787,1}{113,67}\right)^{0,02} - 1} = 0,29$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,259}{\left(\frac{5787,1}{90,936}\right)^{0,02} - 1} = 0,41$
25	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1752}{\left(\frac{2861,0}{113,67}\right)^{0,02} - 1} = 0,36$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,259}{\left(\frac{2861,0}{90,936}\right)^{0,02} - 1} = 0,50$
50	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1752}{\left(\frac{1900,1}{113,67}\right)^{0,02} - 1} = 0,42$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,259}{\left(\frac{1900,1}{90,936}\right)^{0,02} - 1} = 0,57$
75	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1752}{\left(\frac{1422,4}{113,67}\right)^{0,02} - 1} = 0,47$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,259}{\left(\frac{1422,4}{90,936}\right)^{0,02} - 1} = 0,64$
100	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,1752}{\left(\frac{1136,7}{113,67}\right)^{0,02} - 1} = 0,52$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,259}{\left(\frac{1136,7}{90,936}\right)^{0,02} - 1} = 0,69$

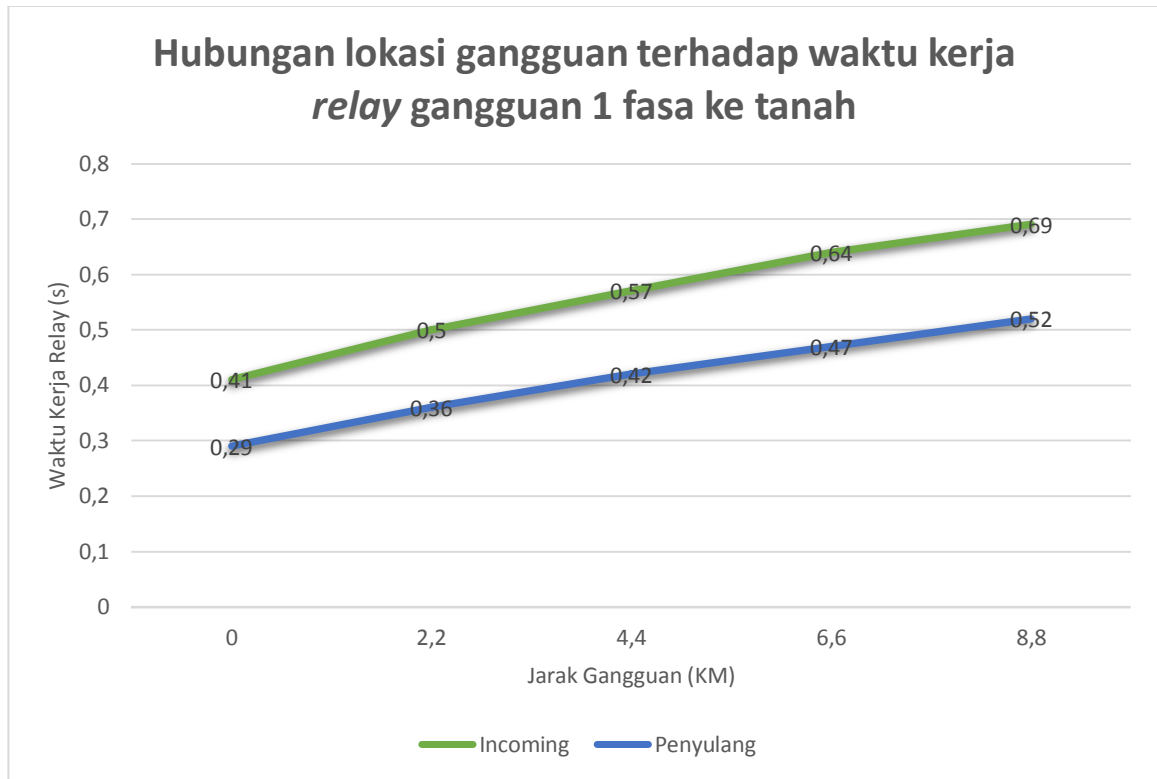
Setelah didapat nilai pemeriksaan waktu kerja *relay* gangguan 1 fasa ke tanah pada sisi *incoming* dan pada sisi penyulang di titik lokasi gangguan 0%, 25%, 50%, 75%, 100%. Maka dibuat tabel rekapitulasi dibawah ini:

**Tabel 4. 21** Selisih 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 Incoming</i> (detik)	Waktu Kerja <i>Relay Penyulang</i> (detik)	Selisih Waktu (detik)
0	0,41	0,29	0,12
25	0,50	0,36	0,14
50	0,57	0,42	0,15
75	0,64	0,47	0,17
100	0,69	0,52	0,17

Dari tabel diatas dapat dilihat selisih waktu kerja *relay* di titik lokasi gangguan 0% adalah 0,12 detik dari waktu kerja *relay* di sisi *incoming* 0,41 detik dan dari waktu kerja *relay* di sisi penyulang 0,29 detik. Semakin jauh jarak gangguannya semakin besar atau lama juga waktu kerja *relay* nya dan akan terus naik hingga titik lokasi terjauh yakni titik lokasi 100%. 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.

Berdasarkan tabel diatas dapat dibuat kurva nya sebagai berikut:



**Gambar 4. 4** Kurva Hubungan Lokasi Gangguan Terhadap Waktu Kerja *Relay* Gangguan 1 Fasa ke Tanah.

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 *relay*nya.

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.

#### 4.6 Perbandingan *Setting Relay* OCR dan GFR Terpasang dengan Terhitung serta Berdasarkan ETAP

Nilai perbandingan setting relay OCR dan GFR dapat dilihat pada tabel berikut ini:

**Tabel 4. 22** Perbandingan *Setting Relay* OCR dan GFR Terpasang dan Terhitung serta Berdasarkan ETAP

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	0,23	0,23	0,1818	0,1356	0,1818	0,1356
	Rasio CT	2000/1	400/1	2000/1	400/1	2000/1	400/1
	T	0,7 (detik)	0,3 (detik)	0,69 (detik)	0,29 (detik)	0,69 (detik)	0,29 (detik)
GFR	TMS	0,4	0,3	0,259	0,1752	-	-
	Rasio CT	2000/1	400/1	2000/1	400/1	-	-
	T	0,7 (detik)	0,3 (detik)	0,69 (detik)	0,29 (detik)	-	-

Berdasarkan tabel diatas dapat dilihat bahwa nilai *setting relay* OCR dan GFR terpasang dan terhitung tidak memiliki perbedaan yang besar. Untuk *relay* pada simulasi ETAP menggunakan nilai *setting relay* yang didapat dari perhitungan, jadi *relay* terhitung dan *relay* simulasi ETAP mempunyai nilai yang sama. 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.

#### **4.7 Simulasi Gangguan dengan Software ETAP 12.6**

Simulasi gangguan yang digunakan untuk koordinasi proteksi penyulang 20kV dan proteksi pelanggan khusus tegangan menengah disini menggunakan *software etap 12.6*. Untuk simulasi gangguannya menggunakan fitur *short circuit analysis* dan *star protective device coordination* dengan cara memberi gangguan (*fault insertion*) pada *bus* atau jaringan yang ingin diketahui kinerja dari *relay*nya

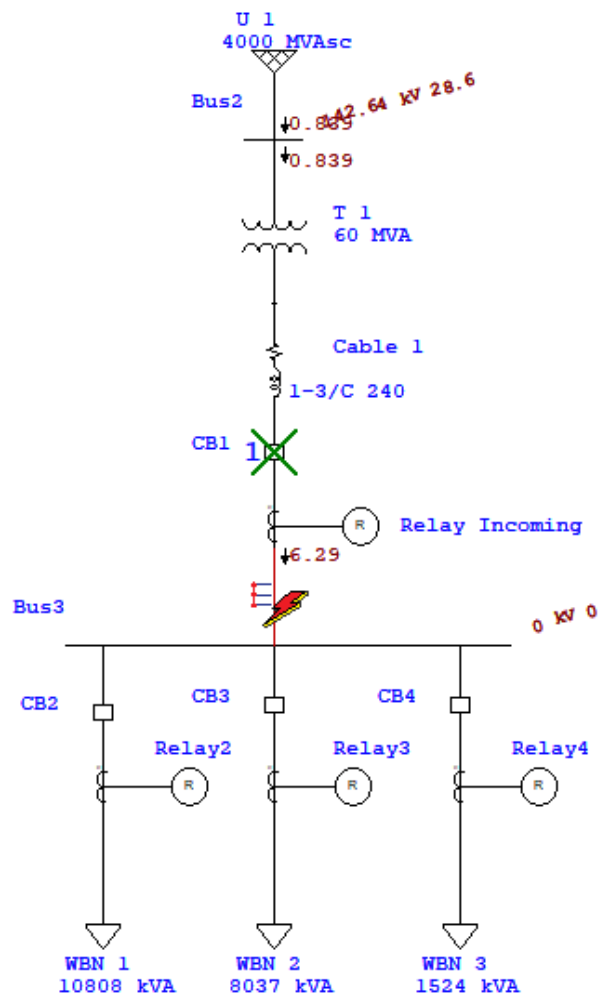
Selain itu simulasi ini terdiri dari simulasi pada jaringan penyulang dan pada jaringan *incoming* 20 kV, dari simulasi gangguan tersebut dapat diketahui bagaimana kinerja dari *relay*nya, apakah layak digunakan atau sebaliknya.

##### **4.7.1 Perbandingan Simulasi Gangguan Pada *Setting Relay* Terpasang dan Terhitung**

Adapun perbandingan *setting relay* terpasang di Gardu Induk 150 kV Wirobrajan dengan *setting relay* yang terhitung secara manual sebagai berikut:



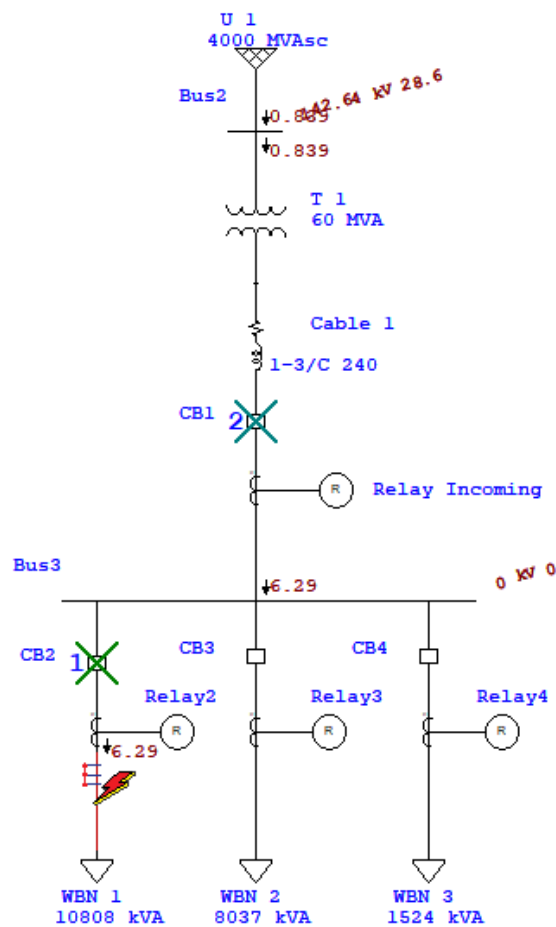
1. Simulasi koordinasi proteksi sisi *incoming* (terpasang di GI)



**Gambar 4. 5** Simulasi koordinasi proteksi sisi *incoming* (terpasang di GI).

Berdasarkan simulasi diatas dapat dilihat ketika ada gangguan yang terjadi pada jaringan setelah trafo 1 atau pada jaringan bus 2 menuju penyulang, maka relay 1 (*relay incoming*) akan bekerja karena relay 1 merupakan relay proteksi terdekat saat gangguan terjadi. Relay 1 akan merasakan dan membaca besaran arus gangguan, jika arus gangguan melebihi batas *setting* maka relay 1 akan memerintahkan CB 1 untuk bekerja dari kondisi tertutup (*close*) menjadi kondisi terbuka (*open*) dengan *setting* waktu kerja relay sebesar 0,7 detik.

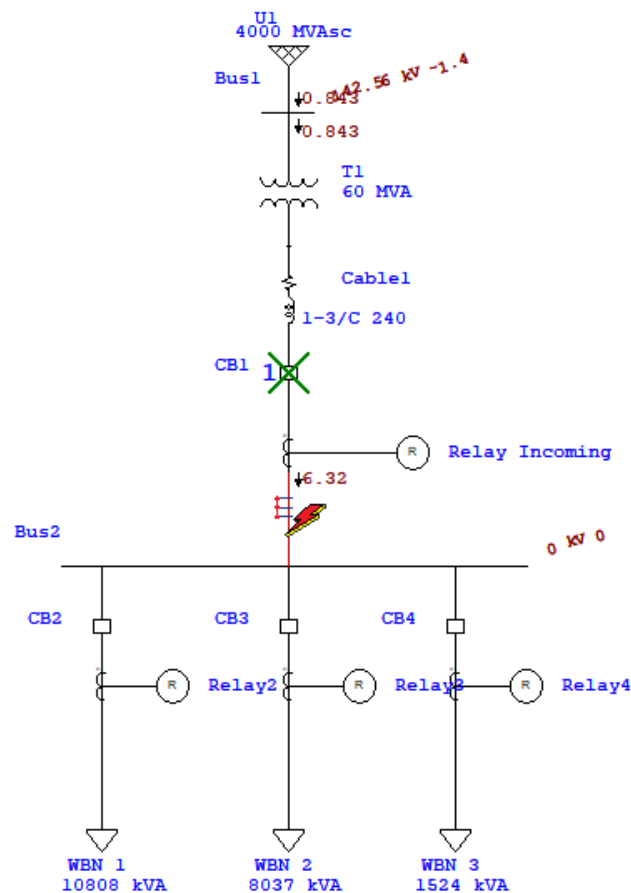
## 2. Simulasi koordinasi proteksi sisi penyulang (terpasang di GI)



**Gambar 4. 6** Simulasi koordinasi proteksi sisi penyulang (terpasang di GI).

Berdasarkan simulasi diatas dapat dilihat gangguan yang terjadi adalah pada jaringan penyulang WBN 01, maka *relay* 2 akan bekerja dikarenakan *relay* 2 adalah *relay* proteksi terdekat dari gangguan. *Relay* 2 akan merasakan dan membaca besaran arus gangguan untuk kemudian memerintahkan CB 2 untuk bekerja dari kondisi tertutup (*close*) menjadi kondisi terbuka (*open*) akibat adanya gangguan yang terjadi dengan *setting* waktu kerja *relay* 0,3 detik. Selanjutnya apabila CB 2 tidak dapat bekerja atau tidak dapat mengatasi gangguan maka CB 1 yang akan bekerja dan *trip* kan jaringan dengan waktu kerja *relay* 0,7 detik.

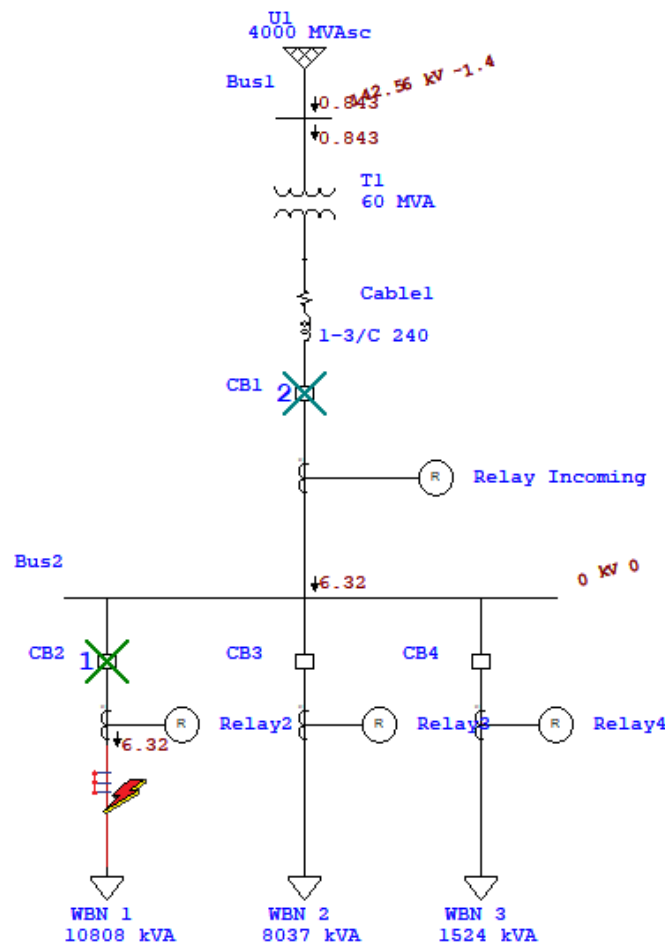
### 3. Simulasi koordinasi proteksi sisi *incoming* (terhitung)



**Gambar 4. 7** Simulasi koordinasi proteksi sisi *incoming* (terhitung).

Berdasarkan simulasi diatas dapat dilihat terjadi gangguan pada jaringan setelah trafo 1 atau pada jaringan *bus 2* menuju penyulang, maka *relay 1* (*relay incoming*) akan bekerja dikarenakan *relay 1* adalah *relay* proteksi terdekat saat gangguan terjadi. *Relay 1* akan merasakan dan membaca besaran dari arus gangguannya, jika arus gangguan melebihi nilai *setting* maka *relay 1* akan memerintahkan CB 1 untuk bekerja dari kondisi tertutup (*close*) menjadi kondisi terbuka (*open*) dengan *setting* waktu kerja *relay* nya sebesar 0,69 detik.

#### 4. Simulasi koordinasi proteksi sisi penyulang (terhitung)



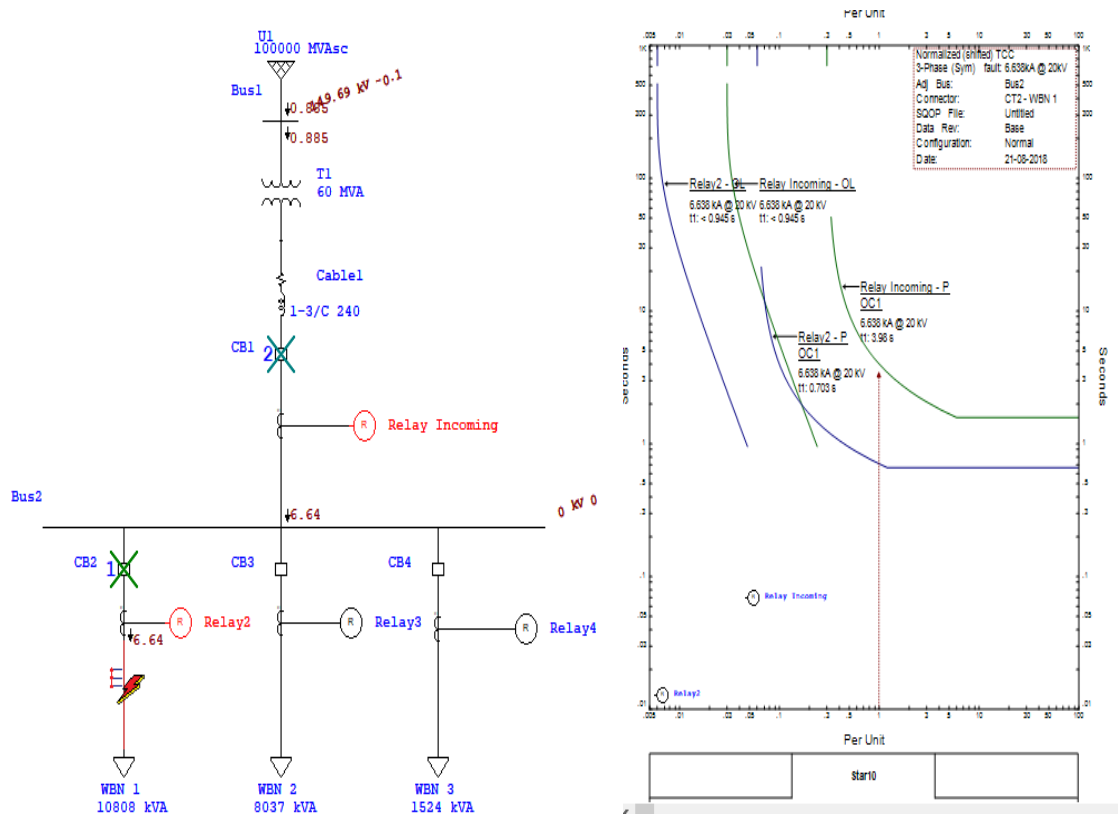
**Gambar 4. 8** Simulasi koordinasi proteksi sisi penyulang (terhitung).

Berdasarkan simulasi diatas dapat dilihat terjadi gangguan pada jaringan penyulang WBN 1 maka *relay 2* akan bekerja dikarenakan *relay 2* adalah *relay* proteksi terdekat saat terjadinya gangguan. *Relay 2* akan merasakan dan membaca arus gangguan, jika arus gangguan melebihi batas *setting*, maka *relay 2* akan memerintahkan CB 2 untuk bekerja dari kondisi tertutup (*close*) menjadi terbuka (*open*) dengan *setting* waktu kerja *relay*nya 0,29 detik. Selanjutnya apabila CB 2 tidak bekerja atau tidak dapat mengatasi gangguan maka CB 1 yang akan bekerja dan *men-trip* kan jaringan dengan waktu kerja *relay* 0,69 detik.

#### 4.7.2 Simulasi Gangguan Di Tiap Titik Asumsi Lokasi Gangguan

Adapun simulasi gangguan di tiap titik asumsi lokasi gangguan dalam persen (0%, 25%, 50%, 75%, 100%) adalah sebagai berikut:

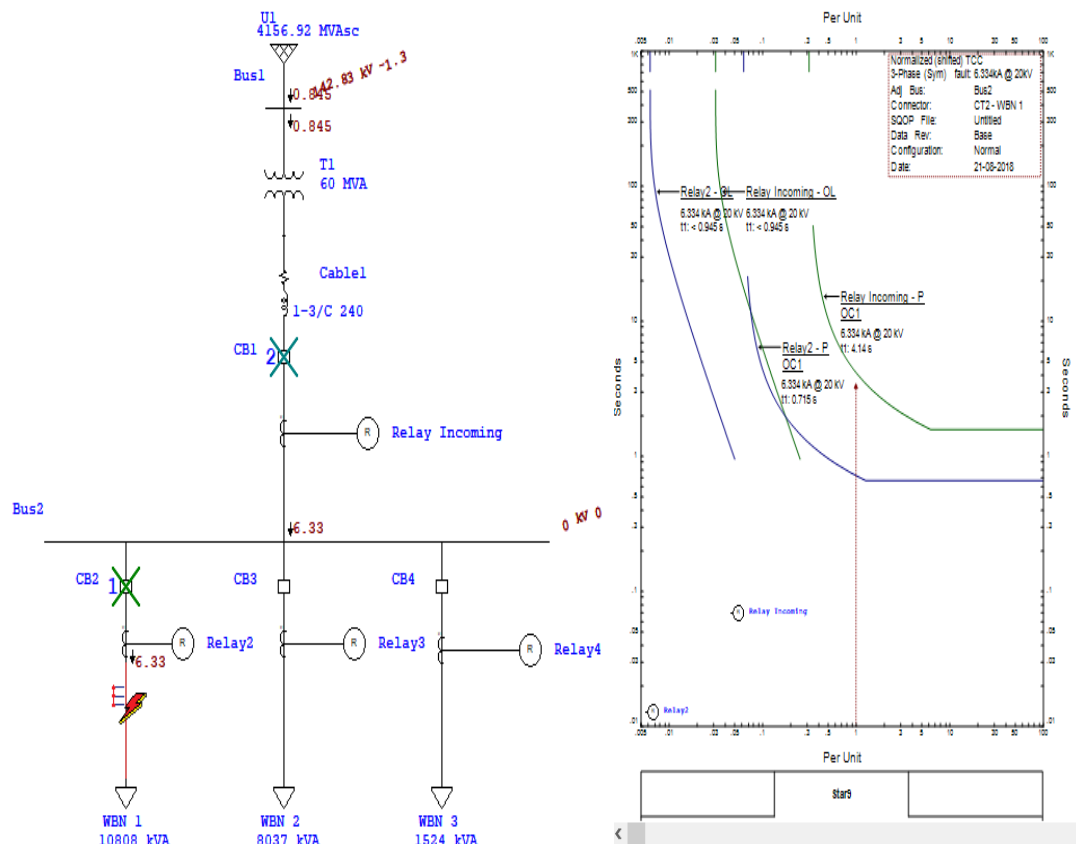
##### 1. Simulasi gangguan di titik lokasi gangguan 0%



**Gambar 4.9** Simulasi gangguan di titik lokasi gangguan 0%

Berdasarkan simulasi diatas dapat dianalisis ketika terjadi gangguan pada penyulang WBN 1 di titik lokasi gangguan 0% dengan arus gangguan sebesar 6,638 kA maka relay 2 akan bekerja dengan memerintahkan CB 2 untuk bekerja dari keadaan close (tertutup) menjadi open (terbuka) dengan setting relay 0,29 dan waktu kerja relay sebesar 0,7 detik. Lalu apabila relay 2 dan CB 2 tidak dapat mengatasi gangguan maka relay incoming akan bekerja dengan memerintahkan CB 1 untuk mentriapkan jaringan dengan setting relay 0,69 detik dan waktu kerja sebesar 3,98 detik.

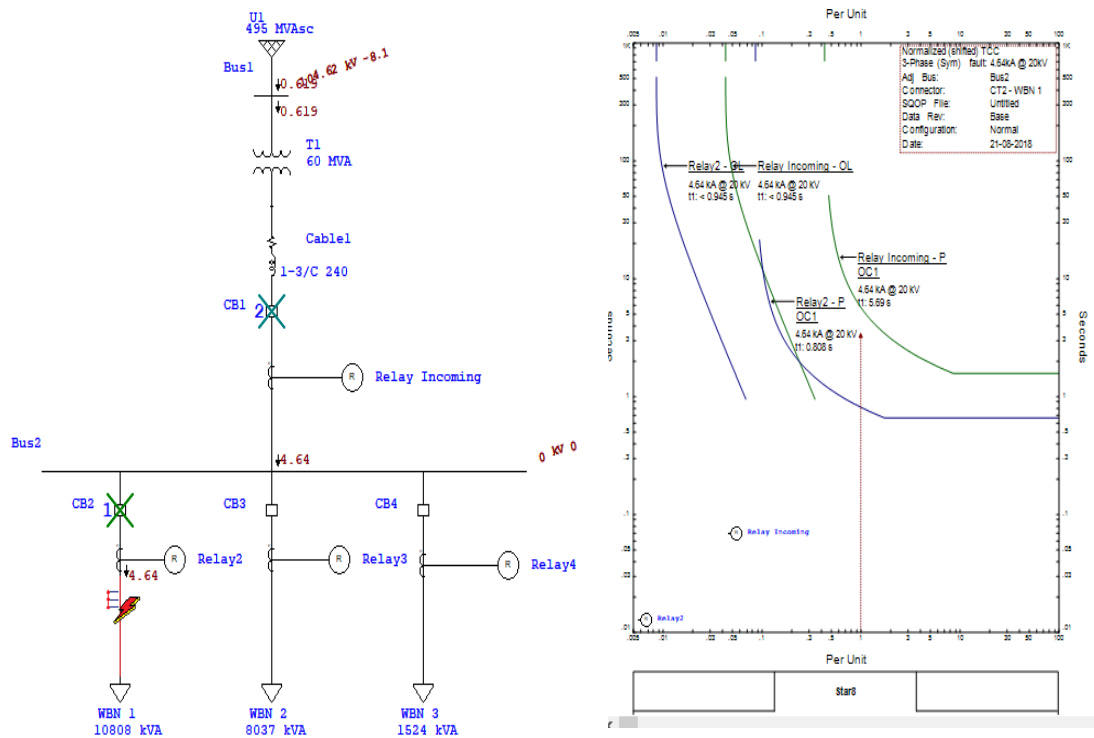
## 2. Simulasi gangguan di titik lokasi gangguan 25%



**Gambar 4. 10** Simulasi gangguan di titik lokasi gangguan 25%

Berdasarkan simulasi diatas dapat dianalisis ketika terjadi gangguan pada penyulang WBN 1 di titik lokasi gangguan 25% dengan arus gangguan sebesar 6,334 kA maka relay 2 akan bekerja dikarenakan relay 2 adalah relay terdekat dari gangguan, relay 2 akan bekerja dengan memerintahkan CB 2 untuk bekerja dari keadaan close (tertutup) menjadi open (terbuka) dengan setting relay 0,29 dan waktu kerja relay sebesar 0,715 detik. Lalu relay incoming sebagai relay backup apabila relay 2 tidak dapat mengatasi gangguan, dengan setting relay 0,69 dan waktu kerja relay sebesar 4,14 detik.

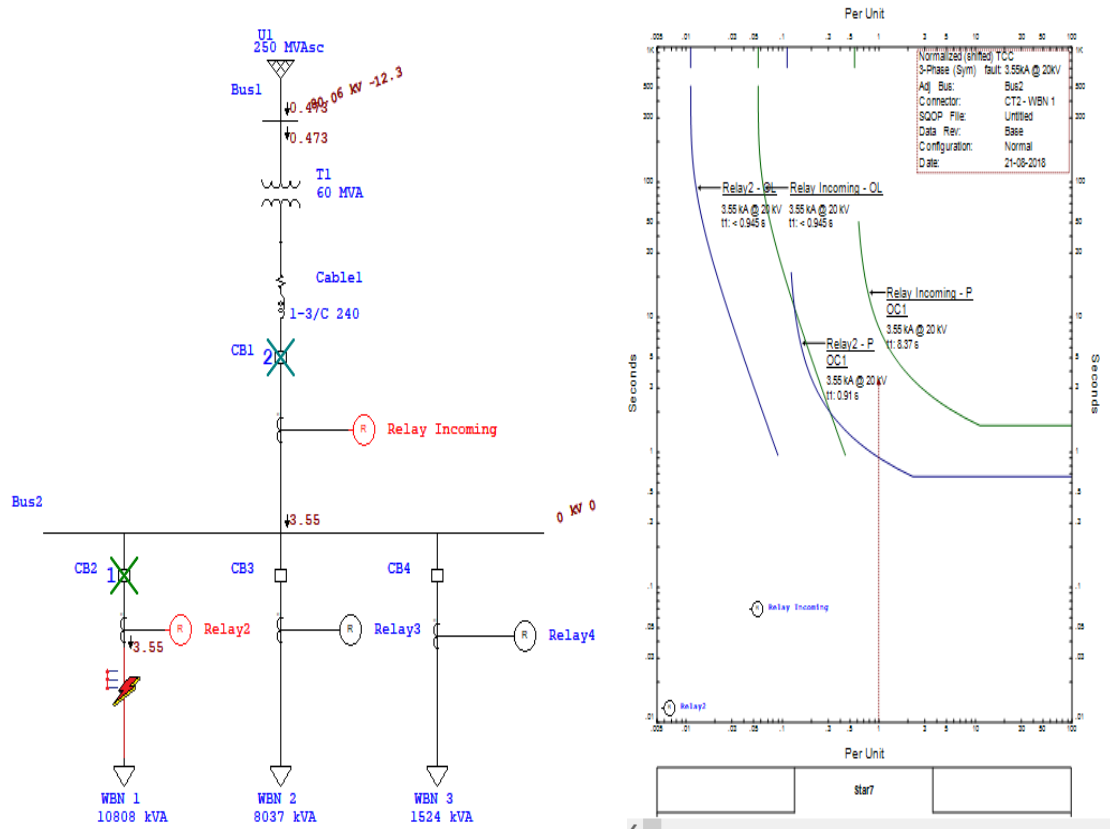
### 3. Simulasi gangguan di titik lokasi gangguan 50%



**Gambar 4. 11** Simulasi gangguan di titik lokasi gangguan 50%

Berdasarkan simulasi diatas dapat dianalisis ketika terjadi gangguan pada penyulang WBN 1 di titik lokasi gangguan 50% dengan arus gangguan sebesar 4,64 kA, maka relay 2 akan bekerja dengan memerintahkan CB 2 untuk bekerja dari kondisi close (tertutup) menjadi open (terbuka) dengan setting relay 0,29 dan waktu kerja relay sebesar 0,808 detik. Lalu apabila relay 2 dan CB 2 tidak dapat mengatasi gangguan maka relay incoming akan bekerja dengan memerintahkan CB 1 untuk mentriapkan gangguan dengan setting relay 0,69 detik dan waktu kerja relay sebesar 5,69 detik.

#### 4. Simulasi gangguan di titik lokasi gangguan 75%

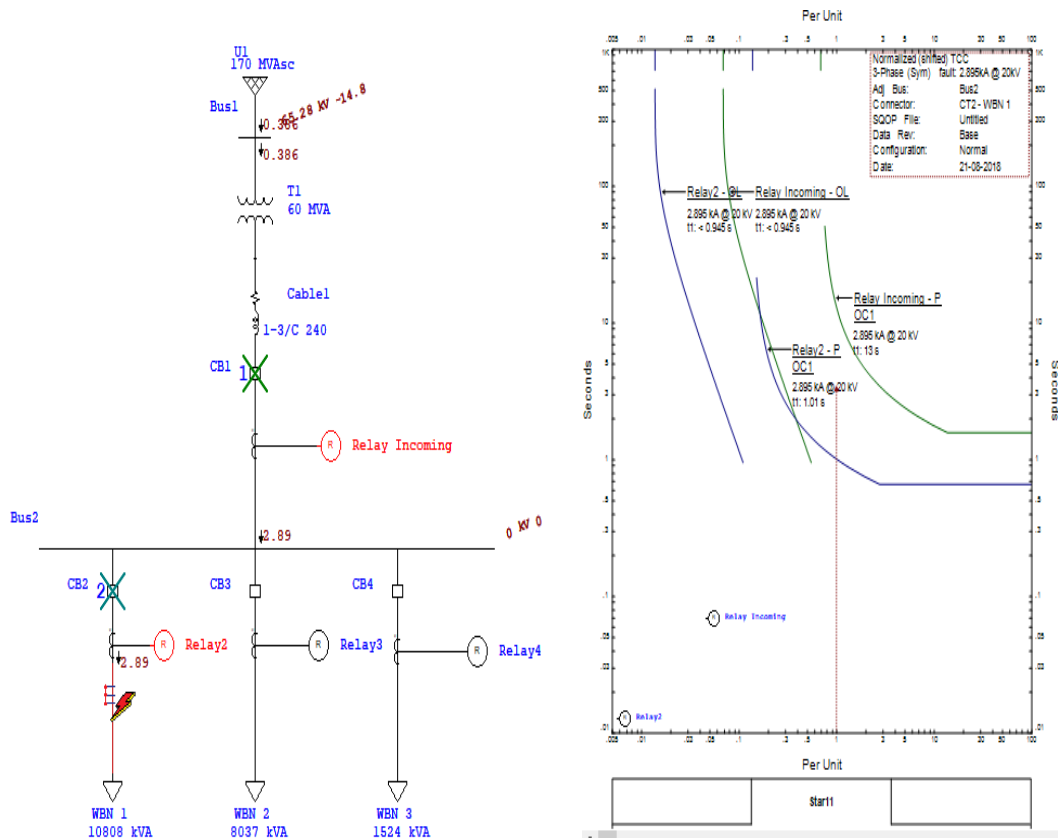


**Gambar 4. 12** Simulasi gangguan di titik lokasi gangguan 75%

Berdasarkan simulasi diatas dapat dianalisis ketika terjadi gangguan pada penyulang WBN 1 di titik lokasi gangguan 75% dengan arus gangguan sebesar 3,55 kA, maka relay 2 akan bekerja karena relay 2 adalah relay terdekat dari titik lokasi gangguan, relay 2 akan bekerja dengan memerintahkan CB 2 untuk bekerja dari kondisi close (tertutup) menjadi open (terbuka) dengan setting relay 0,29 dan waktu kerja relay sebesar 0,91 detik. Lalu apabila relay 2 dan CB 2 tidak bekerja atau tidak dapat mengatasi gangguan maka relay incoming akan bekerja dengan memerintahkan CB 1 untuk bekerja dari kondisi close (tertutup) menjadi open (terbuka) dengan setting relay 0,69 dan waktu kerja relay sebesar 8,37 detik.



## 5. Simulasi gangguan di titik lokasi gangguan 100%



**Gambar 4. 13** Simulasi gangguan di titik lokasi gangguan 100%

Sesuai dengan simulasi diatas dapat dianalisis bahwa ketika terjadi gangguan pada sisi penyulang WBN 1 di titik lokasi gangguan 100% dengan arus gangguan sebesar 2.895 kA, *relay 2* bekerja dengan memerintahkan CB 2 untuk bekerja dari keadaan *close* (tertutup) menjadi *open* (terbuka) dengan *setting relay* 0,29 detik dan waktu kerja *relay* nya sebesar 1,01 detik. Lalu apabila *relay 2* dan CB 2 tidak dapat mengatasi gangguan tersebut maka *relay incoming* akan bekerja dengan memerintahkan CB 1 untuk mentriapkan jaringan dengan *setting relay* 0,69 detik dan waktu kerja *relay*nya sebesar 13 detik.