

## BAB IV

### PEMBAHASAN

#### 4.1 Gardu Induk Godean

Gardu Induk Godean berada di jalan Godean Yogyakarta, ditinjau dari peralatannya, Gardu Induk ini merupakan gardu induk pasangan luar, gardu induk godean memiliki kapasitas tegangan sebesar 150/20 kV, dimana 150 kV merupakan tegangan pada sisi primer dan 20 kV pada sisi sekunder yang nantinya akan didistribusikan kepada para konsumen.

Gardu Induk Godean memiliki 2 buah transformator daya, yaitu Trafo I dan Trafo II dengan masing-masing berkapasitas 30 MVA, dengan 5 buah penyulang setiap Trafonya, dengan 3 penyulang yang beroperasi, dan 2 penyulang sebagai penyulang cadangan disetiap trafo.

Pada Gardu Induk Godean, Trafo II, 3 buah penyulang yang beroperasi memiliki sistem koordinasi terhadap *relay* yang dipasang, beberapa *relay* yang dipasang berada disisi sebelum penyulang, setelah penyulang dan ada juga *relay* yang dipasang pada jaringan yaitu *recloser*.



## 4.2. Transformator Daya

Di Gardu Induk Godean terdapat 2 buah transformator dengan setiap transformator berkapasitas 30 MVA, untuk sampel maka data yang dimasukkan adalah data Trafo II dengan spesifikasi sebagai berikut:

Tabel 4.1 Spesifikasi Trafo II di Gardu Induk Godean

DATA TRAF0 DI GARDU INDUK GODEAN	
GARDU INDUK	GODEAN
TRAF0	GODEAN II
MERK TRAF0	ABB
OUTGOING	
ARUS HS. 3 PHS	9,23 kA
ARUS HS. 150 KV	2398,18 MVA
KAPASITAS TRAF0	30 MVA
TEGANGAN SISI PRIMER	150 kV
TEGANGAN SISI SEKUNDER	20 kV
IMPEDANSI TRAF0	13,27 %
IMP URT POS/NEG	0,1344 RL1 (Ohm)
	0,3158 XL1 (Ohm)
IMP URT NOL	0,3631 RL0 (Ohm)
	1,6034 XL0 (Ohm)
I NOMINAL TRAF0	866 A
Rn (NGR)	0,3 Ohm
AKAR.3 ( $\sqrt{3}$ )	17,321

Trafo II yang digunakan pada Gardu Induk Godean adalah trafo dengan merk ABB, dengan Arus Hubung singkat perfasa sebesar 9,23 kA, dan arus hubung singkat 3 fasa sebesar 2398,18 MVA, untuk kapasitasnya, trafo ini memiliki daya sebesar 30 MVA dengan sisi primer bertegangan 150 kV dan tegangan disisi sekunder sebesar 20 kV, serta arus nominal sebesar 866 Ampere.

Data teknik trafo II pada Gardu Induk Godean diatas digunakan untuk pendukung perhitungan impedasi sumber, impedasi penyulang, arus hubung singkat dan penyetelan *setting* pada *relay* OCR, GFR, serta *Recloser*.

#### 4.3 *Overcurrent Relay* dan *Ground Fault Relay* Pada Jaringan di Gardu Induk Godean

*Overcurrent relay* atau yang biasa dikenal dengan *relay* arus lebih merupakan *relay* yang berfungsi sebagai pengaman dan juga untuk memutus suatu jaringan jika terjadi kenaikan arus yang melebihi nilai yang telah *disetting* pada alat dengan waktu yang telah ditetapkan. Pada umumnya *relay* terhubung dengan CB ataupun PMT, jika terjadi suatu kenaikan arus yang melebihi dari nilai yang telah *disetting* maka *relay* akan mengirimkan sinyal kepada CB untuk trip dan memutus arus abnormal yang terjadi. Sama halnya dengan *Ground Fault relay*, merupakan *relay* yang berfungsi sebagai pemutus suatu jaringan jika terjadi kenaikan arus yang disebabkan menyatunya kabel fasa ke tanah. Dalam hal ini *relay* yang digunakan sebagai sampel adalah data *setting relay* pada sisi trafo II Gardu Induk Godean Yogyakarta.

Tabel 4.2 *Spesifikasi OCR dan GFR*

No	Proteksi	Merk	type	Rasio CT
	OCR dan GFR 150 kV	Schneider	E Micom P122	150/1
	OCR dan GFR <i>INCOMING</i> 20 kV	Areva	Micom P122	800/1
	OCR dan GFR PENYULANG	GE Multilin	MIF II	400/5

Untuk sistem proteksi pada trafo II di Gardu Induk Godean, dipasang beberapa *relay* OCR dan GFR, untuk sisi *Incoming* 20 kV, *relay* yang digunakan bermerk Areva dengan tipe Micom P122 dengan rasio CT sebesar 800 : 1. Sedangkan untuk sisi penyulangannya, digunakan *relay* bermerk Multilin MIF II yang memiliki rasio CT sebesar 400 : 5.

#### **4.4 Data *setting* Relay OCR di Gardu Induk Godean**

Data *setting relay* terdiri dari rasio trafo yang dipakai pada masing-masing *relay*, *setting* nilai arus dan juga waktu *inverse* ( $I >$ ) ditunjukkan pada Tabel 4.3. Pada sisi 150 kV nilai *setting* arus yang mengalir pada *relay* tidak lebih dari 0,92 Ampere dengan waktu yang telah ditetapkan sebesar 0,35 detik, sedangkan untuk *relay* disisi *incoming* nilai arus *setting* sebesar 1,18 Ampere dengan waktu 0,225 detik dan untuk sisi penyulang arus yang *disetting* sebesar 6 Ampere dengan waktu 0,19 detik.

Sedangkan untuk *relay* gangguan tanahnya pada sisi 150 kV *disetting* dengan arus 0,31 Ampere dan waktu 0,7 detik, sedangkan untuk sisi *incoming* 20 kV *disetting* arus sebesar 0,395 Ampere dengan waktu 0,42 detik, dan untuk sisi penyulang *disetting* arus sebesar 3 Ampere dengan waktu sebesar 0,24 detik.



#### 4.5 Data *Setting Recloser* yang Digunakan pada Jaringan Penyulang GDN 1 Trafo II

*Recloser* merupakan suatu komponen listrik yang berfungsi sebagai pemutus tenaga yang dilengkapi dengan sistem kontrol, peralatan ini dapat merasakan arus gangguan dan memerintahkan operasi buka tutup kepada pemutus tenaga, *recloser* juga sering disebut sebagai Penutup Balik Otomatis (PBO). Untuk jaringan distribusi pada penyulang di Gardu Induk godean GDN 1, dipasanglah *recloser* dengan ketentuan data sebagai berikut :

Merk : Nulec

Arus nominal : 630 A

Arus HS : 12,4 kA

Tegangan nominal : 24 kV

Media Peredam : Vacum

Rasio CT : 1000/1

#### 4.6 Data Konduktor yang Digunakan pada Jaringan Penyulang GDN 1 Trafo 2

Tabel 4.4 Panjang Jenis Penghantar di GI Godean, Penyulang GDN 1

Jenis Konduktor	Diameter Konduktor	Panjang Jaringan
AAAC	240 mm <sup>2</sup>	6,2 km
AAAC	150 mm <sup>2</sup>	6,2 km

Penghantar pada jaringan distribusi yang terdapat disisi penyulang GDN 1 Trafo II Gardu Induk Godean adalah penghantar dengan jenis konduktor AAAC dengan

menggunakan dia meter  $240 \text{ mm}^2$  untuk penghantar fasanya dan  $150 \text{ mm}^2$  untuk penghantar fasa-netralnya. Dengan panjang jaringan sepanjang 6,2 km.

Tabel 4.5 Impedansi Jenis Penghantar di GI Godean, GDN 1

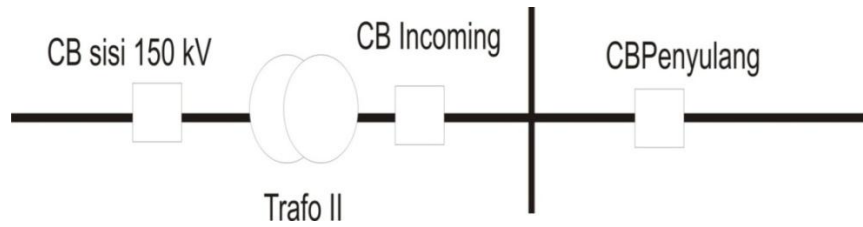
jenis Konduktor	Diameter Konduktor	Urutan Positif / Negatif	Urutan Nol
AAAC	$240 \text{ mm}^2$	$0,1344 + j 0,3158$	$0,2824 + j 1,6034$
AAAC	$150 \text{ mm}^2$	$0,2162 + j 0,3305$	$0,3631 + j 1,6034$

Data penghantar ini digunakan untuk melakukan perhitungan manual, maka dibutuhkan data impedansi urutan positif/negative pada konduktor 3 fasa dan impedansi urutan nol untuk fasa-netralnya, data ini digunakan untuk mengetahui seberapa besar kemungkinan arus gangguan yang dapat terjadi pada jaringan dengan jarak tertentu.

#### 4.7 PERHITUNGAN DAN ANALISIS

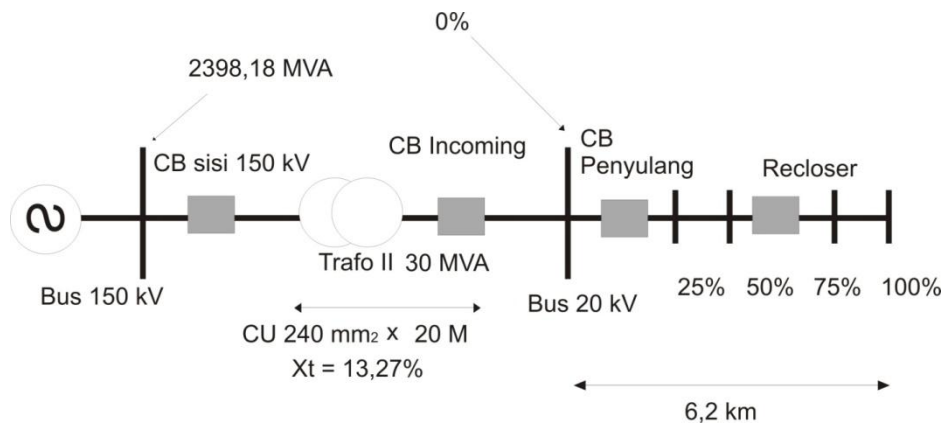
Setiap sistem tenaga listrik dibagi menjadi beberapa seksi yang dibatasi oleh CB/PMT, dan setiap seksi memiliki batas atau wilayah yang harus diamankan jika terjadi suatu gangguan abnormal dengan menaruh *relay* proteksi pada setiap bagian seksi. Jika terjadi keadaan abnormal pada jaringan, maka *relay* akan bekerja mendeteksi gangguan dan memberikan sinyal kepada PMT untuk trip. Tujuan dari sistem proteksi ini sendiri untuk melindungi seksi yang lain atau sebagai pembatas untuk memperkecil zona gangguan yang terjadi pada jaringan.





Gambar 4.2 Letak OCR dan GFR pada Jaringan di Gardu Induk Godean

Pada Gambar 4.3, menjelaskan tentang kapasitas trafo II yang ada pada Gardu Induk Godean dan juga jenis saluran serta panjang kabel yang digunakan pada Gardu Induk yang beroperasi dari PMT ke Trafo II dan panjang penyulang GDN 1.



Gambar 4.3 Panjang dan Jenis Saluran Jaringan di Gardu Induk Godean GDN 1

#### 4.8 Perhitungan Arus Gangguan Hubung Singkat Arus Lebih

Gangguan hubung singkat Arus Lebih pada suatu jaringan dapat berupa :

1. Gangguan hubung singkat 3 fasa
2. Gangguan hubung singkat 2 fasa
3. Gangguan hubung singkat 1 fasa - ground

Perhitungan gangguan hubung singkat ini dihitung besarnya berdasarkan panjang penyulang, dimana perhitungan arus lebih ini diasumsikan terjadi pada penyulang GDN 1 di titik 25%, 50%, *recloser*, 75%, dan 100% panjang penyulang (lihat Gambar 4.3)

#### 4.8.1 Menghitung Impedansi Sumber

Data hubung singkat di bus primer (150 kV) pada Gardu Induk Godean adalah 2398,18 MVA, yang diambil dari rumus  $P_{sc} = \sqrt{3} \times I_{sc} \times V$

$$\begin{aligned} P_{sc} &= \sqrt{3} \times 9,2306 \text{ kA} \times 150 \text{ kV} \\ &= 2398,18 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Maka untuk menghitung Impedansi sumber ( $X_s$ ) adalah

$$\begin{aligned} X_s \text{ (sisi 150 kV)} &= \frac{\text{kV(sisi Primer trafo)}^2}{\text{MVA Hubung singkat di sisi Primer}} \\ &= \frac{150^2}{2398,18} = 9,38 \Omega \end{aligned}$$

Untuk mengetahui impedansi sisi sekunder, yaitu di bus sisi 20 kV maka :

$$\begin{aligned} X_s \text{ (sisi 20 kV)} &= \frac{\text{kV(sisiSekunder trafo)}^2}{\text{kV(sisi Primer trafo)}^2} \times X_s \text{ (Primer)} \\ &= \frac{20^2}{150^2} \times 9,38 = 0,166 \Omega \end{aligned}$$

#### 4.8.2 Menghitung Reaktansi pada Trafo

Sebagaimana yang diketahui, trafo II pada Gardu Induk Godean memiliki reaktansi sebesar 13,27%, untuk mengetahui besarnya nilai reaktansi urutan positif dan negatif serta reaktansi urutan nol dalam ohm, maka perlu dihitung dulu besar nilai ohm pada 100% nya.

Besarnya nilai ohm pada 100% :

$$X_t (\text{ pada } 100\%) = \frac{kv \text{ sisi bus}^2}{MVA \text{ trafo}}$$

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

Nilai reaktansi trafo tenaga :

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

$$X_t = 13,27\% \times 13,33 = 1,76 \Omega (\text{Ohm})$$

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

Karena Trafo daya pada Gardu induk Godean memiliki hubungan YN yn0, maka diasumsikan besarnya  $X_{t0}$  berkisar antara 9 s.d 14 .  $X_{t1}$ . Dalam perhitungan ini diambil nilai  $X_{t0}$  lebih kurang 10.  $X_{t1}$ . Dengan demikian perhitungan  $X_{t0} = 10 \times 1,76 = 17,6\Omega (\text{Ohm})$

#### 4.8.3 Menghitung Impedansi pada Penyulang

Dari data yang didapat, diketahui bahwa Gardu Induk Godean menggunakan 1 jenis penghantar dengan 2 diameter yang berbeda, yaitu: AAAC 240 mm<sup>2</sup> dan AAAC mm<sup>2</sup> (lihat table 4.2 dan 4.3).

Panjang penyulang = 6,2 km, dengan panjang penghantar AAAC 240 mm<sup>2</sup> = 6,2 Km

$$Z_1=Z_2 \text{ (AAAC 240 mm}^2\text{)} = (0,1344 + j 0,315) \Omega/\text{km} \times 6,2 \text{ Km}$$

$$Z_1\&Z_2 = 0,833 + j 1,957 \Omega$$

Sedangkan untuk Z<sub>0</sub> adalah:

$$Z_0 \text{ (AAAC 150 mm}^2\text{)} = (0,3631 + j 1,6034) \Omega/\text{km} \times 6,2 \text{ Km}$$

$$Z_0 = 2,251 + j 9,94108 \Omega$$

Dari perhitung diatas maka nilai impedansi penyulang untuk lokasi gangguan dengan jarak 0%, 25%, 50%, *recloser*, 75% dan 100% panjang penyulang adalah sebagai berikut :

- Urutan Positif

Tabel 4.6 Impedansi Penyulang Urutan Positif dan Negatif

panjang jaringan %	jarak (Km)	Perhitungan	impedansi Penyulang Z <sub>1</sub> dan Z <sub>2</sub>
0	0	0% . (0,833 + j 1,957)	0
25	1.55	25% . (0,833 + j 1,957)	0,2082 + j 0,4892 Ohm
50	3.1	50% . (0,833 + j 1,957)	0,4165 + j 0,9785 Ohm
Recloser	4.4	4.4 x (0,1344 + j 0,3157)	0,5913 + j 1,3895 Ohm
75	4.65	75% . (0,833 + j 1,957)	0,6247 + j 1,4677 Ohm
100	6.2	100% . (0,833 + j 1,957)	0,833 + j1,957 Ohm

- Urutan Nol

Tabel 4.7 Impedansi Penyulang Urutan Nol

panjang jaringan %	jarak (Km)	Perhitungan	Impedansi Penyulang Z <sub>0</sub>
0	0	0% . (2,251 + j 9,94108)	0
25	1.55	25% . (2,251 + j 9,94108)	0,5627 5 + j 2,4852 Ohm
50	3.1	50% . (2,251 + j 9,94108)	1,1255 + j 4,9705 Ohm

Tabel 4.7 Impedansi Penyulang Urutan Nol (Lanjutan)

Panjang Jaringan	Jarak (Km)	Perhitungan	Impedansi Penyulang $Z_0$
Recloser	4.4	$4.4 \times (0,3631 + j 1,6034)$	$1,5976 + j 7,0549 \text{ Ohm}$
75	4.65	$75\% \cdot (2,251 + j 9,94108)$	$1,688 + j 7,4558 \text{ Ohm}$
100	6.2	$100\% \cdot (2,251 + j 9,94108)$	$2,251 + j 9,94108 \text{ Ohm}$

#### 4.8.4 Menghitung Impedansi Ekivalen Jaringan

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

$$Z_{1eq} = Z_{2eq} = Z_{is} (\text{sisi } 20 \text{ kv}) + Z_{iT} + Z_1 \text{ Penyulang}$$

$$= j 0,166 + j 1,76 + Z_1 \text{ Penyulang}$$

$$= j 1,926 + Z_1 \text{ Penyulang}$$

Karena lokasi gangguan diasumsikan terjadi pada 0%, 25%, 50%, *recloser*, 75%, 100% pada penyulang, maka  $Z_{1eq}$  ( $Z_{2eq}$ ) yang diperoleh adalah sebagai berikut :

Tabel 4.8 Impedansi Ekivalen  $Z_{1eq}$  dan  $Z_{2eq}$ 

panjang jaringan %	Perhitungan	impedansi Penyulang $Z_1$ dan $Z_2$
0	$0 + j 1,926$	$0 + j 1,926 \text{ Ohm}$
25	$0,2082 + j 0,4892 + j 1,926$	$0,2082 + j 2,4152 \text{ Ohm}$
50	$0,4165 + j 0,9785 + j 1,926$	$0,4165 + j 2,9045 \text{ Ohm}$
Recloser	$0,5913 + j 1,3895 + j 1,926$	$0,5913 + j 3,3155 \text{ Ohm}$
75	$0,6247 + j 1,4677 + j 1,926$	$0,6247 + j 3,3937 \text{ Ohm}$
100	$0,833 + j 1,957 + j 1,926$	$0,833 + j 3,883 \text{ Ohm}$

Perhitungan  $Z_{0eq}$ :

$$Z_{0eq} = Z_{0t} + 3 R_n + Z_0 \text{ Penyulang}$$

$$= j 17,6 + (3 \times 0,3) + Z_0 \text{ Penyulang}$$

$$= 0,9 + j 17,6 + Z_0 \text{ Penyulang}$$

Karena lokasi gangguan diasumsikan terjadi pada 0%, 25%, 50%, *recloser*, 75%, 100% pada penyulang, maka  $Z_{1eq}$  ( $Z_{2eq}$ ) yang diperoleh adalah sebagai berikut :

Tabel 4.9 Impedansi Ekvivalen  $Z_{0eq}$

panjang jaringan %	Perhitungan	impedansi Penyulang $Z_0$
0	$0 + 0,9 + j 17,6$	$0,9 + j 17,6 \text{ Ohm}$
25	$0,56275 + j 2,4852 + 0,9 + j 17,6$	$1,4627 + j 20,0852 \text{ Ohm}$
50	$1,1255 + j 4,9705 + 0,9 + j 17,6$	$2,0255 + j 22,5705 \text{ Ohm}$
<i>recloser</i>	$1,5976 + j 7,0549 + 0,9 + j 17,6$	$2,4976 + j 24,6549 \text{ Ohm}$
75	$1,688 + j 7,4558 + 0,9 + j 17,6$	$2,588 + j 25,0558 \text{ Ohm}$
100	$2,251 + j 9,94108 + 0,9 + j 17,6$	$3,151 + j 27,54108 \text{ Ohm}$

#### 4.8.5 Menghitung Arus Gangguan Hubung singkat

Setelah mendapatkan impedansi ekivalen sesuai lokasi gangguan yang diasumsikan, selanjutnya perhitungan arus gangguan hubung singkat yang dapat terjadi, dihitung dengan menggunakan rumus dasar ( $I = V/Z$ ), hanya saja impedansi ekivalen mana yang akan dimasukkan ke dalam rumus dasar tersebut, tergantung dari jenis arus gangguan hubung singkatnya, dimana arus gangguan hubung singkat arus lebih tersebut bisa saja arus gangguan hubung singkat 3 fasa ataupun 2 fasa.

- Gangguan Arus Hubung Singkat 3 Fasa

Rumus yang digunakan untuk menghitung besarnya arus gangguan hubung singkat 3 fasa adalah :

$$I = V/Z$$

Dimana : I : Arus gangguan hubung singkat 3 fasa

V : Tegangan fasa – Netral sistem 20 kV ( $V_{ph}$ ) = 20 kV /  $\sqrt{3}$

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

Sehingga arus gangguan hubung singkat 3 fasa dapat dihitung sebagai berikut :

$$I_{3 \text{ fasa}} = V_{ph} / Z_{1eq}$$

$$I_{3 \text{ fasa}} = 11547 / Z_{1eq}$$

Tabel 4.10 Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa

panjang jaringan %	Perhitungan	Arus gangguan 3 fasa
0	$11547 : \sqrt{0^2 + 1,926^2}$	5995,3 Ampere
25	$11547 : \sqrt{0,2082^2 + 2,4152^2}$	4763,3 Ampere
50	$11547 : \sqrt{0,4165^2 + 2,9045^2}$	3935,3 Ampere
Recloser	$11547 : \sqrt{0,5913^2 + 3,3155^2}$	3428,6 Ampere
75	$11547 : \sqrt{0,6247^2 + 3,3937^2}$	3346,2 Ampere
100	$11547 : \sqrt{0,833^2 + 3,883^2}$	2907,5 Ampere

- Gangguan Arus Hubung Singkat 2 Fasa

Rumus dasar yang digunakan untuk menghitung besarnya arus gangguan hubung singkat 2 fasa adalah :

$$I = V/Z$$

Dimana : I : Arus gangguan hubung singkat 2 fasa

V : Tegangan fasa – fasa sistem 20 kV ( $V_{ph}$ )

Z : Jumlah Impedansi urutan positif ( $Z_{1eq}$ ) dan urutan negat ( $Z_{2eq}$ )

Sehingga arus ganggaun hubung singkat 2 fasa dapat dihitung sebagai berikut :

$$\begin{aligned} I_{2fasa} &= V_{ph-ph} / Z_{1eq} + Z_{2eq} \\ &= 20000 / Z_{1eq} + Z_{2eq} \\ &= 20000 / 2 \times Z_{1eq} \end{aligned}$$

Dan nilai arus gangguan hubung singkat 2 fasa dapat dihitung sesuai lokasi gangguan sebagai berikut :

Tabel 4.11 Gangguan Arus Hubung Singkat 2 Fasa

panjang jaringan %	Perhitungan	Arus gangguan 2 fasa
0	$20000 : 2 \sqrt{0^2 + 1,926^2}$	5192,1 Ampere
25	$20000 : 2 \sqrt{0,2082^2 + 2,415^2}$	4125,4 Ampere
50	$20000 : 2 \sqrt{0,4165^2 + 2,9045^2}$	3408,07 Ampere
Recloser	$20000 : 2 \sqrt{0,5913^2 + 3,3155^2}$	2969,2 Ampere
75	$20000 : 2 \sqrt{0,6247^2 + 3,3937^2}$	2897,9 Ampere
100	$20000 : 2 \sqrt{0,833^2 + 3,883^2}$	2518,03 Ampere

- Gangguan Arus Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Rumus dasar yang digunakan untuk menghitung besarnya arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah (*ground*) adalah :

$$I = V/Z$$



Dimana : I : Arus urutan Nol atau ( $I_0$ )

V : Tegangan fasa – netral sistem 20 kV ( $V_{ph}$ ) =  $20000 / \sqrt{3}$

Z : Jumlah Impedansi urutan positif ( $Z_{1eq}$ ) dan urutan negati ( $Z_{2eq}$ ) dan impedansi urutan Nol ( $Z_{0eq}$ )

Sehingga arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah dapat dihitung sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 I_{1\text{fasa}} &= 3 \times V_{ph} / Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq} \\
 &= 3 \times (20000 / \sqrt{3}) / Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq} \\
 &= 34641,016 / 2 \times Z_{1eq} + Z_{0eq}
 \end{aligned}$$

Dan nilai arus gangguan hubung singkat 1 fasa dapat dihitung sesuai lokasi gangguan sebagai berikut :

Tabel 4.12 Gangguan Arus Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

panjang jaringan %	Perhitungan	Arus gangguan 1 fasa
0	$34641,016 : 2 \sqrt{0^2 + 1,926^2} + \sqrt{0,9^2 + 17,6^2}$	1623,08 Ampere
25	$34641,016 : 2 \sqrt{0,2082^2 + 2,4152^2} + \sqrt{1,4627^2 + 20,0852^2}$	1386,3 Ampere
50	$34641,016 : 2 \sqrt{0,4165^2 + 2,9045^2} + \sqrt{2,0255^2 + 22,5705^2}$	1214,2 Ampere
recloser	$34641,016 : 2 \sqrt{0,5913^2 + 3,3155^2} + \sqrt{2,4976^2 + 24,6549^2}$	1099,1 Ampere
75	$34641,016 : 2 \sqrt{0,6247^2 + 3,3937^2} + \sqrt{2,588^2 + 25,0558^2}$	1079,4 Ampere
100	$34641,016 : 2 \sqrt{0,833^2 + 3,883^2} + \sqrt{3,151^2 + 27,5408^2}$	971,3 Ampere

Dengan hasil perhitungan arus gangguan hubung singkat ini (gangguan 3 fasa, gangguan 2 fasa dan gangguan 1 fasa ke tanah), dapat digunakan untuk penentuan nilai

*setting relay* arus lebih dan juga arus gangguan tanah. Maka dapat dibuat suatu perbandingan besarnya arus ganggaun terhadap titik gangguan (lokasi ganggaun pada penyulang dinyatakan dalam %) dengan menggunakan tabel sebagai berikut :

Tabel 4.13 Gangguan Arus Hubung Singkat 3 Fasa, 2 Fasa dan 1 Fasa

panjang jaringan %	jarak (Km)	Arus gangguan 3 fasa	Arus gangguan 2 fasa	Arus gangguan 1 fasa ke tanah
0	0	5995,3 Ampere	5192,1 Ampere	1623,08 Ampere
25	1.55	4763,3 Ampere	4125,4 Ampere	1386,3 Ampere
50	3.1	3935,3 Ampere	3408,07 Ampere	1214,2 Ampere
Recloser	4.4	3428,6 Ampere	2969,2 Ampere	1099,1 Ampere
75	4.65	3346,2 Ampere	2897,9 Ampere	1079,4 Ampere
100	6.2	2907,5 Ampere	2518,03 Ampere	971,3 Ampere

Dari data perhitungan yang diperoleh, dapat diketahui bahwa arus gangguan hubung singkat dipengaruhi oleh jarak titik gangguan, semakin jauh jarak titik gangguan maka semakin kecil pula arus ganggaunnya begitu pula sebaliknya. Jika ditinjau dari gangguan per fasa maka dapat diketahui bahwa gangguan hubung singkat yang terjadi pada 3 fasa lebih besar dari gangguan hubung singkat 2 fasa begitu pula arus gangguan yang terjadi pada 1 fasa ke tanah.

#### **4.9. Penentuan Nilai *Setting Relay* Arus Lebih dan *Relay* Gangguan Tanah**

Diketahui pada penyulang GDN 1 Trafo II Gardu Induk Godean arus yang terpasang mempunyai rasio 400 : 5 A, dan arus beban maksimum pada penyulang tersebut sebesar 6 Ampere dan *relay* gangguan arus lebih dengan karakteristik standar inverse.

#### 4.9.1 Nilai *Setting Relay* OCR di Sisi Penyulang 20 kV

##### *Setting relay* arus lebih

Untuk nilai *setting relay* yang terpasang di penyulang dihitung berdasarkan arus beban pada Gardu Induk Godean, untuk *relay inverse* biasa *disetting* sebesar 1,05 sampai dengan  $1,1 \times I_{maks}$ . Persyaratan lainnya yang harus dipenuhi yaitu untuk penentuan nilai *setting* waktu minimum dari *relay* arus lebih (*disetting* sebesar 0,3detik), keputusan ini diambil agar *relay* tidak samapi trip lagi akibat adanya arus *inrush* dari trafo-trafo distribusi yang sudah tersambung di jaringan distribusi, pada saat PMT penyulang tersebut dimasukkan.

##### Nilai *Setting* Arus

$I_{beban}$  : 115 Ampere CT 400/5 Ampere

$I_{set}$  (primer) :  $1,05 \times I_{beban}$

:  $1,05 \times 115$  Ampere

: 120,75 Ampere

Nilai arus tersebut merupakan nilai *setting* pada sisi primer, sedangkan nilai yang akan *disetting* pada *relay* adalah nilai sekundernya, oleh karena itu dihitung menggunakan nilai rasio terafo arus yang terpasang pada penyulang.

Besarnya nilai arus pada sisi sekundernya adalah :

$I_{set}$  (sekunder) :  $I_{set}$  (primer)  $\times$  1/ratio CT Ampere

:  $120,75 \times (5/400)$  Ampere

: 1,5 Ampere.

- Nilai *Setting* TMS (*Time Multiplier Setting*)

Arus gangguan yang dipilih untuk menentukan besarnya *setting* TMS *relay* OCR pada sisi penyulang 20 kV transformator tenaga yaitu arus gangguan hubung singkat 3 fasa di 0 % panjang penyulang. Waktu kerja yang ditetapkan adalah  $t = 0,3$  *secon*, keputusan ini diambil agar *relay* tidak sampai trip lagi akibat adanya arus *inrush* dari trafo-trafo distribusi yang sudah tersambung pada jaringan distribusi, pada saat PMT penyulang tersebut dimasukan.

Jadi didapat perhitungan nilai TMS sebagai berikut:

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

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

$$\text{TMS} = 0,3 : \frac{0,14}{\left(\frac{5995,3}{120,75}\right)^{0,02} - 1} = 0,174$$

#### 4.9.2 Nilai *Setting* Relay Gangguan Tanah pada Sisi Penyulang 20 kV

Untuk nilai *setting* arus di penyulang menggunakan setelan arus gangguan tanah dengan *setting* 10% x arus gangguan tanah terkecil pada penyulang tersebut, hal ini bertujuan untuk menampung tahanan busur.

$$I_{\text{set primer}} = 10\% \times \text{gangguan di } 100\% \text{ panjang penyulang}$$

$$= 10\% \times 971,3 \text{ Ampere}$$

$$= 97,13 \text{ Ampere}$$

Nilai *setting* pada sisi sekunder :

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

$$= 97,13 \times \frac{5}{400} \text{ Ampere}$$

$$= 1,5 \text{ Ampere}$$

- Nilai *Setting* TMS (*Time Multiplier Setting*)

Arus yang digunakan untuk menentukan nilai *setting* TMS pada *relay* GFR di sisi penyulang 20 kV transformator tenaga, yaitu gangguan hubung singkat satu fasa di 0% panjang penyulang. Waktu kerja arus gangguan sebesar 0,3 *secon*, maka untuk mencari TMS adalah sebagai berikut:

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

$$0,3 = \frac{0,14 \times \text{TMS}}{\left(\frac{I_{\text{gangguan 1}\Phi \text{ fasa ke tanah terkecil}}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1}$$

$$\text{TMS} = 0,3 : \frac{0,14}{\left(\frac{1613,08}{97,13}\right)^{0,02} - 1} = 0,12$$

Tabel 4.14 Tabel Nilai *Setting* Hasil Perhitungan pada Sisi Penyulang

Relay Penyulang	Setting Hasil Hitung	
	OCR	TMS
rasio CT		400/5
t (s)		0,29
Iset Primer		120,75 Ampere
Iset Sekunder		1,5 Ampere

Tabel 4.14 Nilai *Setting* Hasil Perhitungan pada Sisi Penyulang (Lanjutan)

Relay penyulang	<i>Setting</i> Hasil Hitung	
GFR	TMS	0,12
	rasio CT	400/5
	t (s)	0,29
	Iset Primer	97,13 Ampere
	Iset Sekunder	1,2 Ampere

#### 4.9.3 Nilai *Setting* Relay OCR di sisi *Incoming* 20 kV

Penentuan nilai *setting relay* arus lebih pada sisi *incoming* 20 kV trafo tenaga sama halnya dengan penentuan nilai *setting relay* pada sisi penyulang, yaitu harus diketahui terlebih dahulu nilai arus normal trafo tenaga tersebut.

Data yang diperoleh:

Kapasitas : 30 MVA

Tegangan : 150/20 kV

Impedansi : 13,27%

CT/Rasio : 800/1 (pada sisi *Incoming* 20 kV)

Setelan Arus

Arus nominal trafo pada sisi 20 kV :

$$\begin{aligned}
 I_{\text{nominal}} (\text{sisi } 20 \text{ kV}) &= \frac{\text{kVA}}{\text{kV}\sqrt{3}} \\
 &= \frac{30000}{20\sqrt{3}} \\
 &= 866 \text{ Ampere}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
I_{\text{set primer}} &= 1,05 \times I_{\text{beban}} \\
&= 1,05 \times 866 \text{ Ampere} \\
&= 909,3 \text{ Ampere}
\end{aligned}$$

Nilai setelan pada sisi sekunder :

$$\begin{aligned}
I_{\text{set sekunder}} &= I_{\text{set (primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\
&= 909,3 \times \frac{1}{800} \text{ Ampere} \\
&= 1,1 \text{ Ampere}
\end{aligned}$$

- Nilai *Setting* TMS (*Time Multiplier Setting*)

Besarnya arus gangguan yang akan dipilih menentukan besarnya nilai *setting* TMS *relay* OCR pada sisi *Incoming* 20 kV transformator tenaga yaitu, gangguan arus hubung singkat 3 fasa di 0% panjang penyulang. Waktu kerja *relay incoming* didapat dengan waktu kerja *relay* awal + 0,4 detik.

$$t_{\text{Incoming}} = (0,2 + 0,4) = 0,6 \text{ detik}$$

jadi perhitungan TMS sebagai berikut:

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

$$0,6 = \frac{0,14 \times \text{TMS}}{\left(\frac{\text{gangguan hubung singkat } 3\Phi \text{ fasa}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1}$$

$$\text{TMS} = 0,6 : \frac{0,14}{\left(\frac{5995,3}{909,3}\right)^{0,02} - 1} = 0,164$$

#### 4.9.4 Nilai *Setting Relay GFR / Gangguan Tanah pada Sisi Incoming*

Untuk nilai *setting* pada *relay* gangguan tanah di sisi *incoming* 20 kV harus lebih sensitif, hal ini bertujuan agar *relay* pada sisi *incoming* bekerja sesuai kriterianya, yaitu *relay* cadangan, maka dibuatlah perhitungannya dengan 8 % x arus gangguan terkecil.

$$\begin{aligned} I_{\text{set primer}} &= 8\% \times \text{gangguan di } 100\% \text{ panjang penyulang} \\ &= 8\% \times 971,3 \text{ Ampere} \\ &= 77,7 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

Nilai *setting* pada sisi sekunder :

$$\begin{aligned} I_{\text{set sekunder}} &= I_{\text{set (primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 77,7 \times \frac{5}{400} \text{ Ampere} \\ &= 0,09 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

- Nilai *Setting TMS (Time Multiplier Setting)*

Besarnya arus gangguan yang akan dipilih menentukan besarnya nilai *setting TMS relay GFR* pada sisi *Incoming* 20 kV transformator tenaga yaitu, ganggaun arus hubung singkat 1 fasa di 0% panjang penyulang. Waktu kerja *relay incoming* didapat dengan waktu kerja *relay* awal + 0,4 detik.

$$t_{\text{Incoming}} = (0,2 + 0,4) = 0,6 \text{ detik}$$

jadi perhitungan TMS sebagai berikut:



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

$$0,3 = \frac{0,14 \times \text{TMS}}{\left(\frac{I_{\text{gangguan } 1\Phi \text{ fasa ke tanah terkecil}}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1}$$

$$\text{TMS} = 0,3 : \frac{0,14}{\left(\frac{1613,08}{77,7}\right)^{0,02} - 1} = 0,26$$

Tabel 4.15 Nilai *Setting* Hasil Perhitungan pada Sisi Incoming

<i>Relay Incoming</i>	<i>Setting</i> Hasil Hitung	
OCR	TMS	0,164
	rasio CT	800/1
	t (s)	0,59
	Iset Primer	909,3 Ampere
	Iset Sekunder	1,1 Ampere
GFR	TMS	0,26
	rasio CT	800/1
	t (s)	0,58
	Iset Primer	77,7 Ampere
	Iset Sekunder	0,09 Ampere

#### 4.10 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay*

Untuk mengetahui waktu kerja *relay* maka dilakukan pemeriksaan terhadap besarnya arus gangguan di tiap titik gangguan yang diasumsikan terjadi pada 0%, 25%, 50%, *recloser*, 75% dan 100% panjang penyulang.

##### 4.10.1 Waktu Kerja *Relay* pada Gangguan 3 fasa

Karena nilai arus gangguan hubung singkat yang didapat bersal dari hasil perhitungan arus gangguan hubung singkat adalah nilai arus primer, maka untuk

pemeriksaan juga nilai arus ganggaun pada sisi primer akan digunakan, untuk lokasi gangguan 0% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,164}{\left(\frac{5995,3}{909,3}\right)^{0,02} - 1} = 0,59 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,174}{\left(\frac{599,3}{120,75}\right)^{0,02} - 1} = 0,29 \text{ detik}$$

Untuk lokasi gangguan 25% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,164}{\left(\frac{4763,3}{909,3}\right)^{0,02} - 1} = 0,68 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,174}{\left(\frac{4763,3}{120,75}\right)^{0,02} - 1} = 0,31 \text{ detik}$$

Untuk lokasi gangguan 50% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,164}{\left(\frac{3935}{909,3}\right)^{0,02} - 1} = 0,77 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,174}{\left(\frac{3935}{120,75}\right)^{0,02} - 1} = 0,33 \text{ detik}$$

Untuk lokasi gangguan 75% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,164}{\left(\frac{3346,2}{909,3}\right)^{0,02} - 1} = 0,86 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,174}{\left(\frac{3346,2}{120,75}\right)^{0,02} - 1} = 0,35 \text{ detik}$$

Untuk lokasi gangguan 100% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,164}{\left(\frac{2907,5}{909,3}\right)^{0,02} - 1} = 0,97 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,174}{\left(\frac{2907,5}{120,75}\right)^{0,02} - 1} = 0,37 \text{ detik}$$

#### 4.10.2 Waktu Kerja *Relay* pada Gangguan 2 fasa

Karena nilai arus gangguan hubung singkat yang didapat bersal dari hasil perhitungan arus gangguan hubung singkat adalah nilai arus primer, maka untuk pemeriksaan juga nilai arus ganggaun pada sisi primer akan digunakan, untuk lokasi gangguan 0% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,164}{\left(\frac{5192,1}{909,3}\right)^{0,02} - 1} = 0,64 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,174}{\left(\frac{5192,1}{120,75}\right)^{0,02} - 1} = 0,31 \text{ detik}$$

Untuk lokasi gangguan 25% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,164}{\left(\frac{4125,4}{909,3}\right)^{0,02} - 1} = 0,74 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,174}{\left(\frac{4125,4}{120,75}\right)^{0,02} - 1} = 0,33 \text{ detik}$$

Untuk lokasi gangguan 50% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,164}{\left(\frac{3408,07}{909,3}\right)^{0,02} - 1} = 0,85 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,174}{\left(\frac{3408,07}{120,75}\right)^{0,02} - 1} = 0,35 \text{ detik}$$

Untuk lokasi gangguan 75% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,164}{\left(\frac{2897,9}{909,3}\right)^{0,02} - 1} = 0,97 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,174}{\left(\frac{2897,9}{120,75}\right)^{0,02} - 1} = 0,37 \text{ detik}$$

Untuk lokasi gangguan 100% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,164}{\left(\frac{2518,03}{909,3}\right)^{0,02} - 1} = 1,1 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,174}{\left(\frac{2518,03}{120,75}\right)^{0,02} - 1} = 0,38 \text{ detik}$$

#### 4.10.3 Waktu Kerja *Relay* pada Gangguan 1 fasa ke tanah

Waktu kerja *relay* arus lebih pada penyulang dan *incoming* 20 kV trafo untuk gangguan 1 fasa ke tanah yang terjadi di lokasi 0%, 25%, 50%, *recloser*, 75%, dan 100% panjang penyulang dapat dihitung dengan menggunakan rumus yang sama.

Untuk lokasi gangguan 0% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

$$t = \frac{0,14 \times \text{TMS}}{\left(\frac{I_{\text{Fault}}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1}$$
$$t = \frac{0,14 \times 0,26}{\left(\frac{1613,08}{77,7}\right)^{0,02} - 1} = 0,58 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

$$t = \frac{0,14 \times \text{TMS}}{\left(\frac{I_{\text{Fault}}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1}$$
$$t = \frac{0,14 \times 0,12}{\left(\frac{1613,08}{97,13}\right)^{0,02} - 1} = 0,29 \text{ detik}$$

Untuk lokasi gangguan 25% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

$$t = \frac{0,14 \times \text{TMS}}{\left(\frac{I_{\text{Fault}}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1}$$
$$t = \frac{0,14 \times 0,26}{\left(\frac{1386,3}{77,7}\right)^{0,02} - 1} = 0,61 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

$$t = \frac{0,14 \times \text{TMS}}{\left(\frac{I_{\text{Fault}}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1}$$
$$t = \frac{0,14 \times 0,12}{\left(\frac{1386,3}{97,13}\right)^{0,02} - 1} = 0,3 \text{ detik}$$

Untuk lokasi gangguan 50% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

$$t = \frac{0,14 \times \text{TMS}}{\left(\frac{I_{\text{Fault}}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1}$$
$$t = \frac{0,14 \times 0,26}{\left(\frac{1214,2}{77,7}\right)^{0,02} - 1} = 0,64 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

$$t = \frac{0,14 \times \text{TMS}}{\left(\frac{I_{\text{Fault}}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,02} - 1}$$
$$t = \frac{0,14 \times 0,12}{\left(\frac{1214,2}{97,13}\right)^{0,02} - 1} = 0,32 \text{ detik}$$

Untuk lokasi gangguan 75% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,26}{\left(\frac{1079,4}{77,7}\right)^{0,02} - 1} = 0,67 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,12}{\left(\frac{1079,4}{97,13}\right)^{0,02} - 1} = 0,34 \text{ detik}$$

Untuk lokasi gangguan 100% adalah:

Waktu kerja *relay* di :

*Incoming* 20 kV trafo tenaga

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,26}{\left(\frac{971,3}{77,7}\right)^{0,02} - 1} = 0,7 \text{ detik}$$

Penyulang 20 kV

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

$$t = \frac{0,14 \times 0,12}{\left(\frac{971,3}{97,13}\right)^{0,02} - 1} = 0,35 \text{ detik}$$

Untuk melihat waktu kerja *relay* yang sudah dihitung secara keseluruhan dari *relay* arus lebih di sisi penyulang dan sisi *incoming* 20 kV trafo tenaga serta dengan berbagai lokasi arus gangguan 3 fasa, arus gangguan 2 fasa dan arus ganggaun 1 fasa ke tanah maka dibuatlah table berikut :

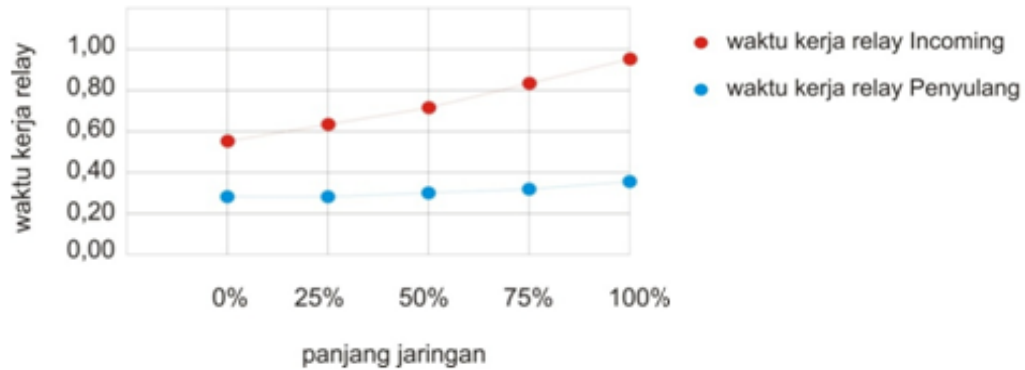
Untuk pemeriksaan waktu kerja relay arus hubung singkat 3 fasa pada jaringan ditunjukkan oleh Tabel 4.16. Pada tabel tersebut dapat diketahui bahwa waktu kerja



*relay* disisi *Incoming* lebih lambat dari pada waktu kerja *relay* yang ada di sisi penyulang, ini dikarenakan *relay* pada sisi penyulang adalah *relay* utama dan *relay* pada sisi *Incoming* merupakan *relay* cadangan. Perbedaan waktu pada *relay* berselisih 0,4 detik dengan waktu kerja pada titik gangguan paling dekat dengan trafo akan bekerja lebih cepat dari pada waktu kerja pada titik gangguan yang jauh dari trafo.

Tabel 4.16 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* untuk Gangguan 3 Fasa

Lokasi Gangguan	Waktu Kerja <i>Relay Incoming</i>	Waktu Kerja <i>Relay</i> Penyulang	Selisih Waktu
0	0,59	0,29	0,3
25	0,68	0,31	0,37
50	0,77	0,33	0,44
75	0,86	0,35	0,51
100	0,97	0,37	0,6



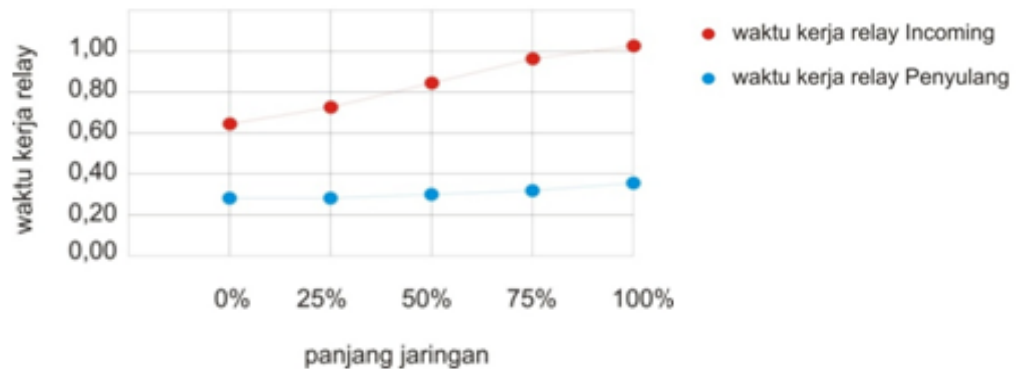
Gambar 4.4 Kurva Waktu Kerja *Relay* Gangguan 3 Fasa

Pemeriksaan waktu kerja *relay* untuk arus gangguan hubung singkat 2 fasa yang terjadi pada jaringan 2 ditunjukkan oleh Tabel 4.17. Pada tabel tersebut dapat diketahui bahwa waktu kerja *relay* disisi *Incoming* lebih lambat dari pada waktu kerja *relay* yang ada di sisi penyulang, ini dikarenakan *relay* pada sisi penyulang adalah *relay* utama dan

*relay* pada sisi *Incoming* merupakan *relay* cadangan. erbedaan waktu pada *relay* berselisih 0,4 detik dengan waktu kerja pada titik gangguan paling dekat dengan trafo akan bekerja lebih cepat dari pada waktu kerja pada titik gangguan yang jauh dari trafo.

Tabel 4.17 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* Ganggaun 2 Fasa

Lokasi Gangguan	Waktu Kerja <i>Relay Incoming</i>	Waktu Kerja <i>Relay Penyulang</i>	Selisih Waktu
0	0,64	0,31	0,33
25	0,74	0,33	0,41
50	0,85	0,35	0,5
75	0,97	0,37	0,6
100	1,1	0,38	0,72

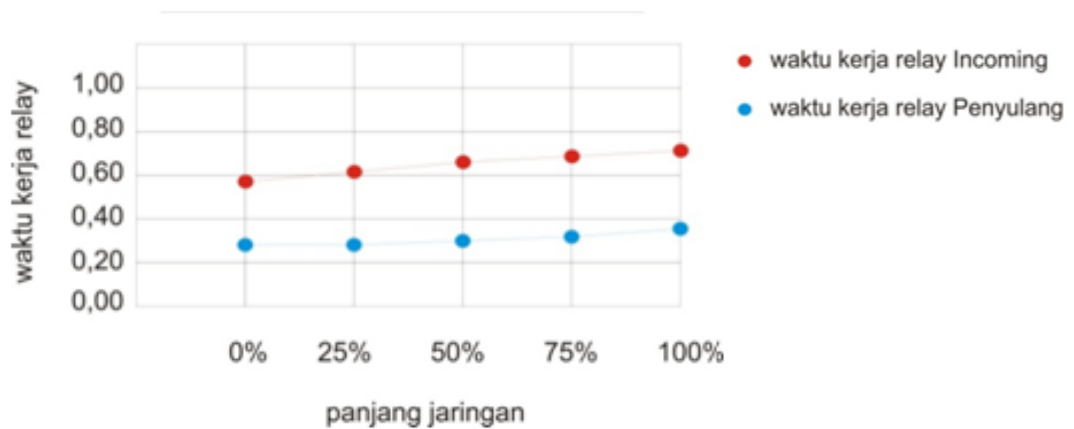


Gambar 4.5 Kurva Waktu Kerja *Relay* Ganggaun 2 Fasa.

Berikut ini data tabel pemeriksaan waktu kerja *relay* pada gangguan 1 fasa ke tanah atau *Ground* yang ditunjukkan oleh Tabel 4.18. Pada tabel tersebut dapat diketahui bahwa waktu kerja *relay* disisi *Incoming* lebih lambat dari pada waktu kerja *relay* yang ada di sisi penyulang, ini dikarenakan *relay* pada sisi penyulang adalah *relay* utama dan *relay* pada sisi *Incoming* merupakan *relay* cadangan. erbedaan waktu pada *relay* berselisih 0,4 detik dengan waktu kerja pada titik gangguan paling dekat dengan trafo akan bekerja lebih cepat dari pada waktu kerja pada titik gangguan yang jauh dari trafo.

Tabel 4.18 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* Gangguan 1 Fasa ke Tanah

lokasi gangguan	waktu kerja relay incoming	waktu kerja relay penyulang	selisih weaktu
0	0,58	0,29	0,29
25	0,61	0,3	0,31
50	0,64	0,32	0,32
75	0,67	0,34	0,33
100	0,7	0,35	0,35



Gambar 4.6 Kurva Waktu Kerja *Relay* Gangguan 1 Fasa ke Tanah.

Dari data-data sebelumnya yang telah tercantum, dapat dilihat bahwa waktu kerja *relay* di penyulang lebih cepat dibanding waktu kerja *relay* di sisi *incoming* dengan selisih waktu kurang lebih 0,4, selain dari pada itu dapat dilihat jarak lokasi gangguan mempengaruhi besar ataupun kecilnya selisih waktu kerja *relay* yang bekerja saat terjadinya gangguan. Semakin jauh jarak lokasi gangguan maka semakin besar selisih waktu antara waktu kerja relay di penyulang dengan waktu kerja *relay* di sisi *incoming* dan begitupula sebaliknya, ini bertujuan memberi kesempatan kepada *relay* di penyulang untuk bekerja lebih dulu sebagai pengaman utama, sedangkan *relay* di *incoming* sebagai *relay* cadangan yang akan bekerja jika *relay* pada penyulang tidak bekerja, dapat dilihat juga dari table diatas bahwa waktu kerja *relay* untuk gangguan 3 fasa lebih cepat

dibanding gangguan 2 fasa ataupun satu fasa ke tanah, pada titik gangguan tertentu. Dengan kata lain besar kecilnya arus ganggaun mempengaruhi cepat lambatnya waktu kerja *relay*, ditinjau dari gangguan fasa, semakin besar arus gangguan semakin cepat pula waktu *relay* bekerja dan begitu pula sebaliknya.

#### 4.11 Perhitungan Nilai *Setting Recloser* GDN I

- *Overcurrent Relay (OCR)*

$$I_{set} = 1,05 \times I_{beban\ max} = 1,2 \times 115\ A$$

$$I_{set} = 120,75\ A$$

$$TMS_{Rec} = \frac{\left[ \left( \frac{I_{hubung\ singkat\ 3\Phi\ Rec\ II}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} \times t_{op}$$

$$= \frac{\left[ \left( \frac{3428,6}{120,75} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} \times 0,12$$

$$TMS_{Rec} = 0,05$$

- *Ground fault relay*

$$I_{set} = 0,105 \times I_{hubung\ singkat\ 1\Phi\ tanah\ terkecil} = 0,105 \times 971,3\ A$$

$$I_{set} = 101,9\ A$$

$$TMS_{Rec} = \frac{\left[ \left( \frac{I_{hubung\ singkat\ 1\Phi\ tanah\ Rec\ II}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} \times t_{op}$$

$$= \frac{\left[ \left( \frac{1498.401}{101,9} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} \times 0,16$$

$$TMS_{Rec} = 0,06$$

Setelah dilakukan perhitungan, ada beberapa perbedaan antara nilai *setting* terpasang dengan nilai *setting* hasil perhitungan, dengan hasil yang tidak jauh berbeda, selanjutnya setelah dilakukan perhitungan maka nilai *setting* di lapangan dan nilai perhitungan dimasukkan kedalam *software* aplikasi ETAP 12.60 untuk dilakukan simulasi.

#### 4.12 Simulasi Gangguan Menggunakan *Software* ETAP 12.60

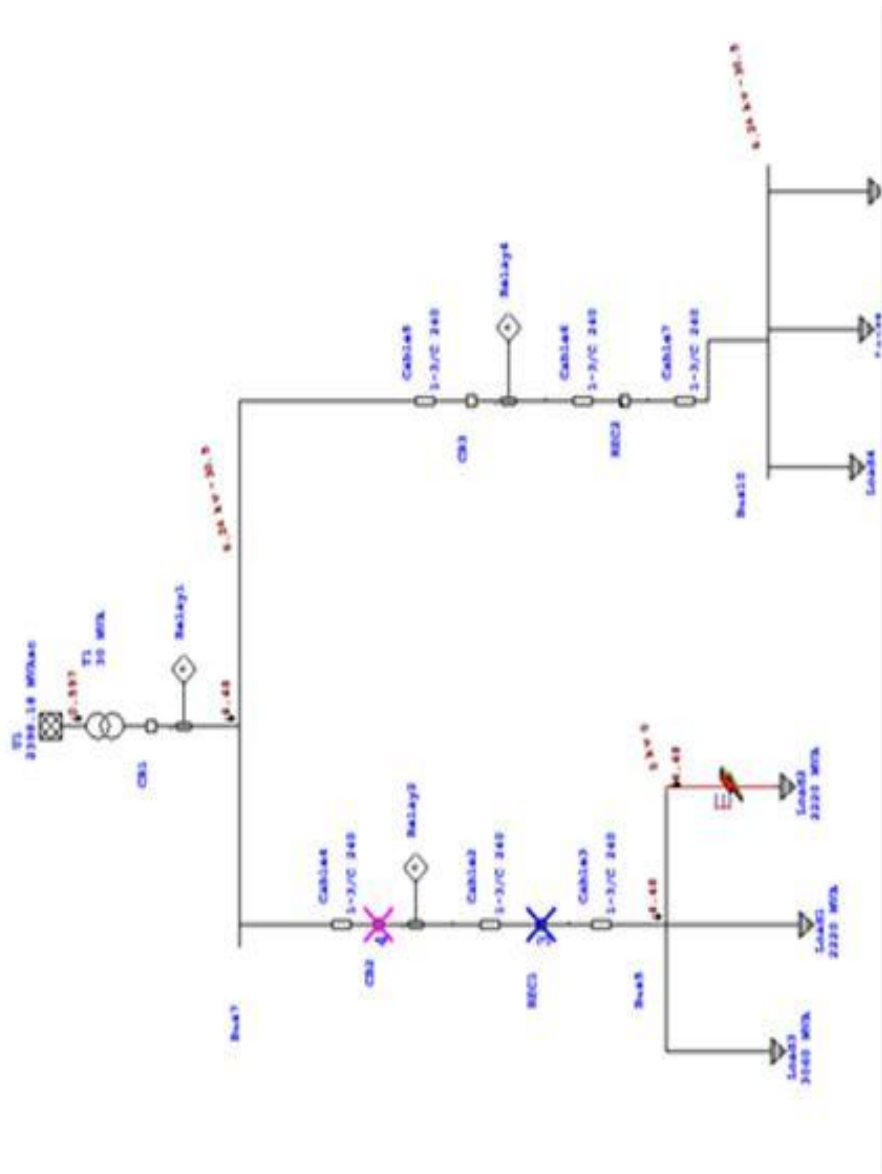
Simulasi ini menggunakan *software* ETAP 12.60 dengan fitur *star protective device coordination* dan juga *short circuit analysis*, dengan cara memberikan gangguan pada bus yang pilihannya *fault insertion* dan memilih bus atau beban mana yang akan di berikan gangguan tersebut. Dalam analisis ini ada 2 simulasi yang digunakan yaitu simulasi dengan menggunakan nilai *setting* terpasang di lapangan dan nilai *setting* terhitung manual.

Simulasi dengan nilai *setting* terpasang di lapangan pada Gardu Induk ini akan dilakukan dengan memberikan arus gangguan pada jaringan. Pertama akan dilakukan simulasi dengan nilai *setting* terpasang di lapangan untuk mengetahui apakah *relay*

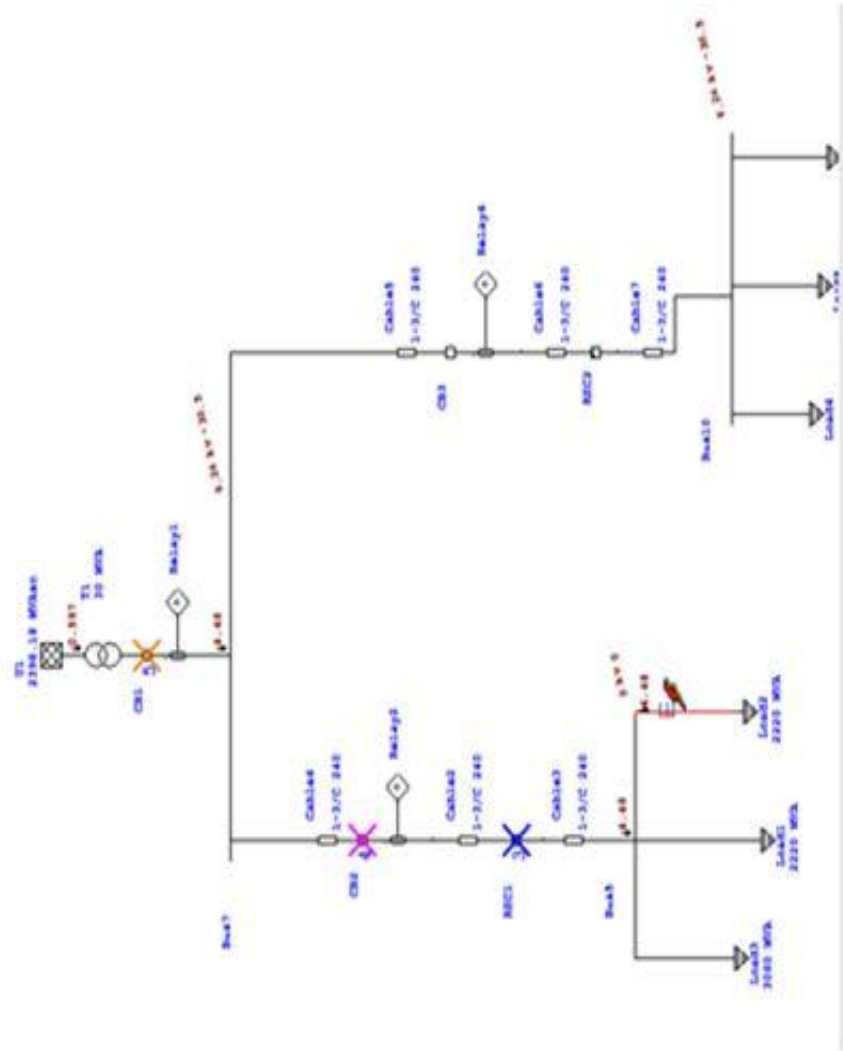
terkoordinasi dengan baik, dapat dilihat pada Gambar 4.7. selanjutnya dilakukan simulasi dengan nilai hasil perhitungan untuk membandingkan apakah *relay* juga bekerja sesuai standar, dapat dilihat pada Gambar 4.8.

Selanjutnya simulasi dilakukan dengan nilai *setting* terpasang di lapangan dengan memberikan arus gangguan dibeberapa titik untuk melihat apakah *relay* bekerja dengan baik atau tidak, untuk mengetahui *relay* pada *recloser* bekerja dengan baik atau tidak pada *setting* terpasang ditunjukkan oleh Gambar 4.9. sedangkan simulasi dengan nilai hitung ditunjukkan oleh Gambar 4.10.

Sedangkan untuk mengetahui *relay* disisi penyulang (*outgoing*) bekerja dengan baik atau tidak, maka simulasi dengan nilai *setting* terpasang dilapangan ditunjukkan oleh Gambar 4.11, sedangkan untuk nilai terhitungnya ditunjukkan oleh Gambar 4.12. dan untuk mengetahui *relay* pada sisi *incoming* bekerja dengan semestinya simulasi dengan nilai *setting* terpasang di lapangan ditunjukkan oleh Gambar 4.13, dan untuk simulasi nilai *setting* hasil perhitungan dapat dilihat pada Gambar 4.14.



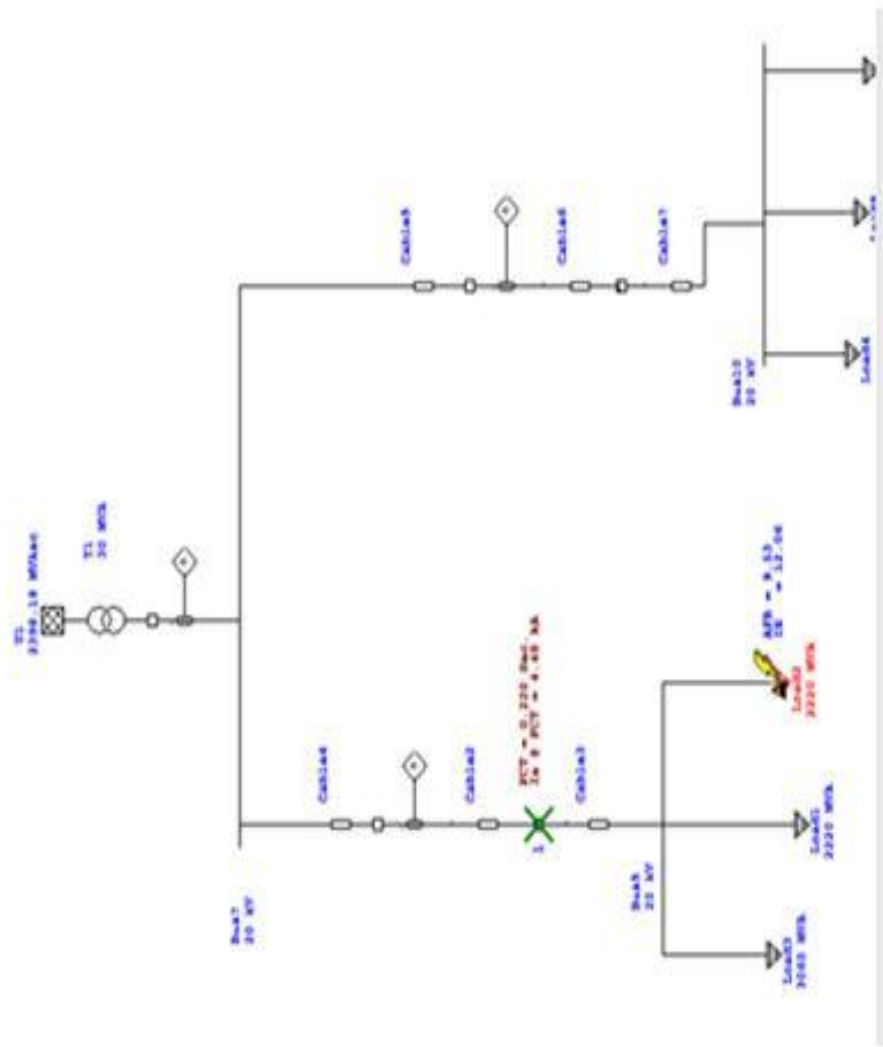
Gambar 4.7 Simulasi Koordinasi OCR dan GFR dengan Nilai Setting Terpasang di Gardu Induk Codean GDN 1



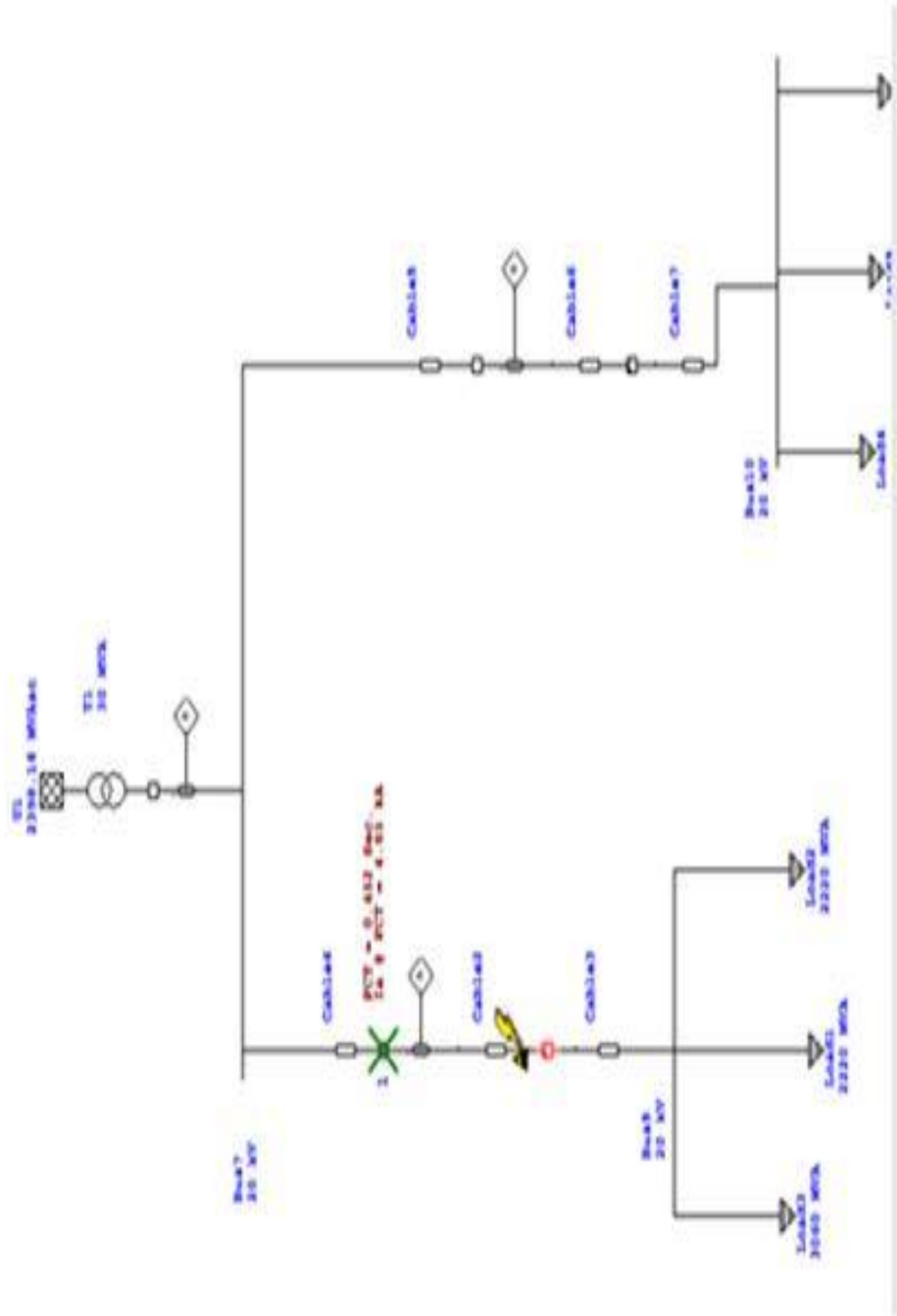
Gambar 4.8 Simulasi Koordinasi OCR dan GFR dengan Nilai Setting Hasil Perhitungan Gertu Induk Godaan GDN I



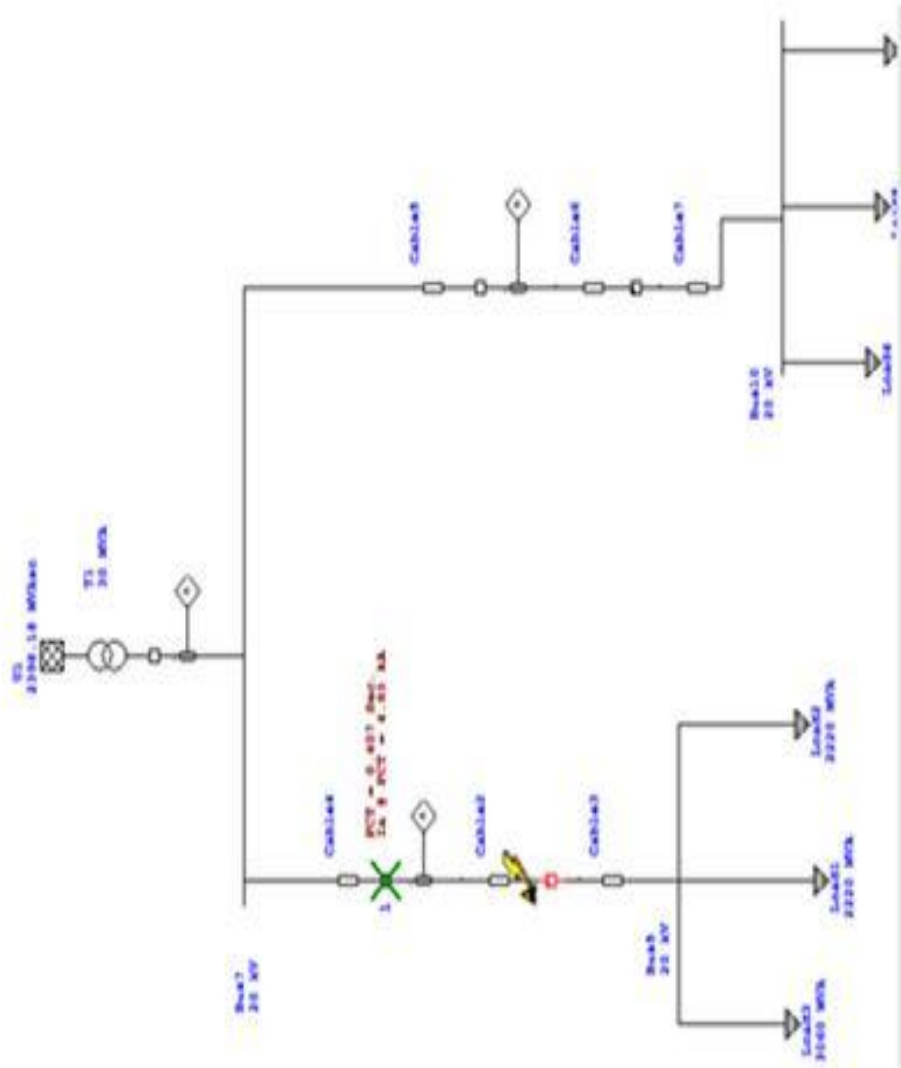




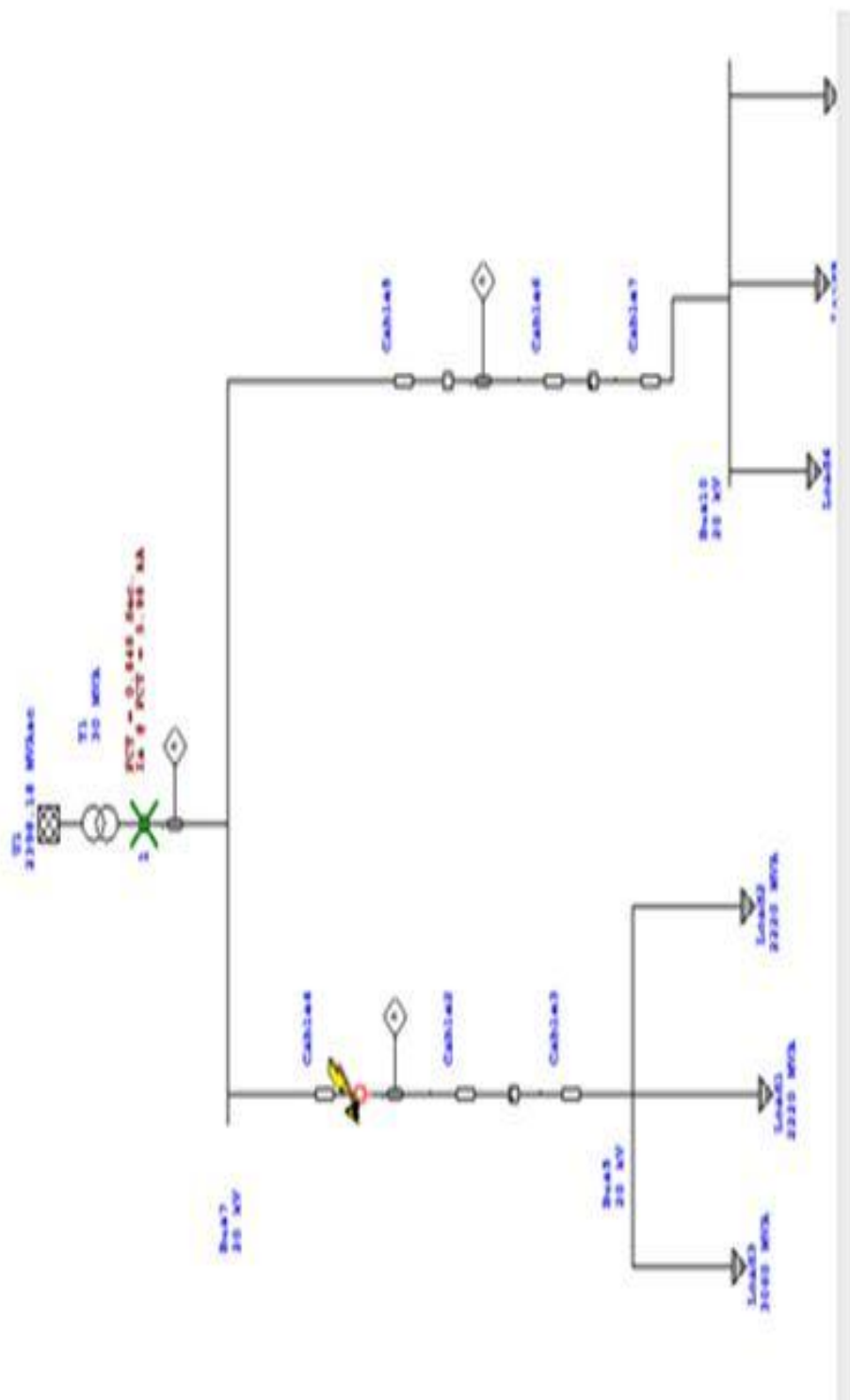
Gambar 4.10 Simulasi Gangguan Nilai Setting Hasil Perhitungan pada Gardu Induk Godaan (Recloser)



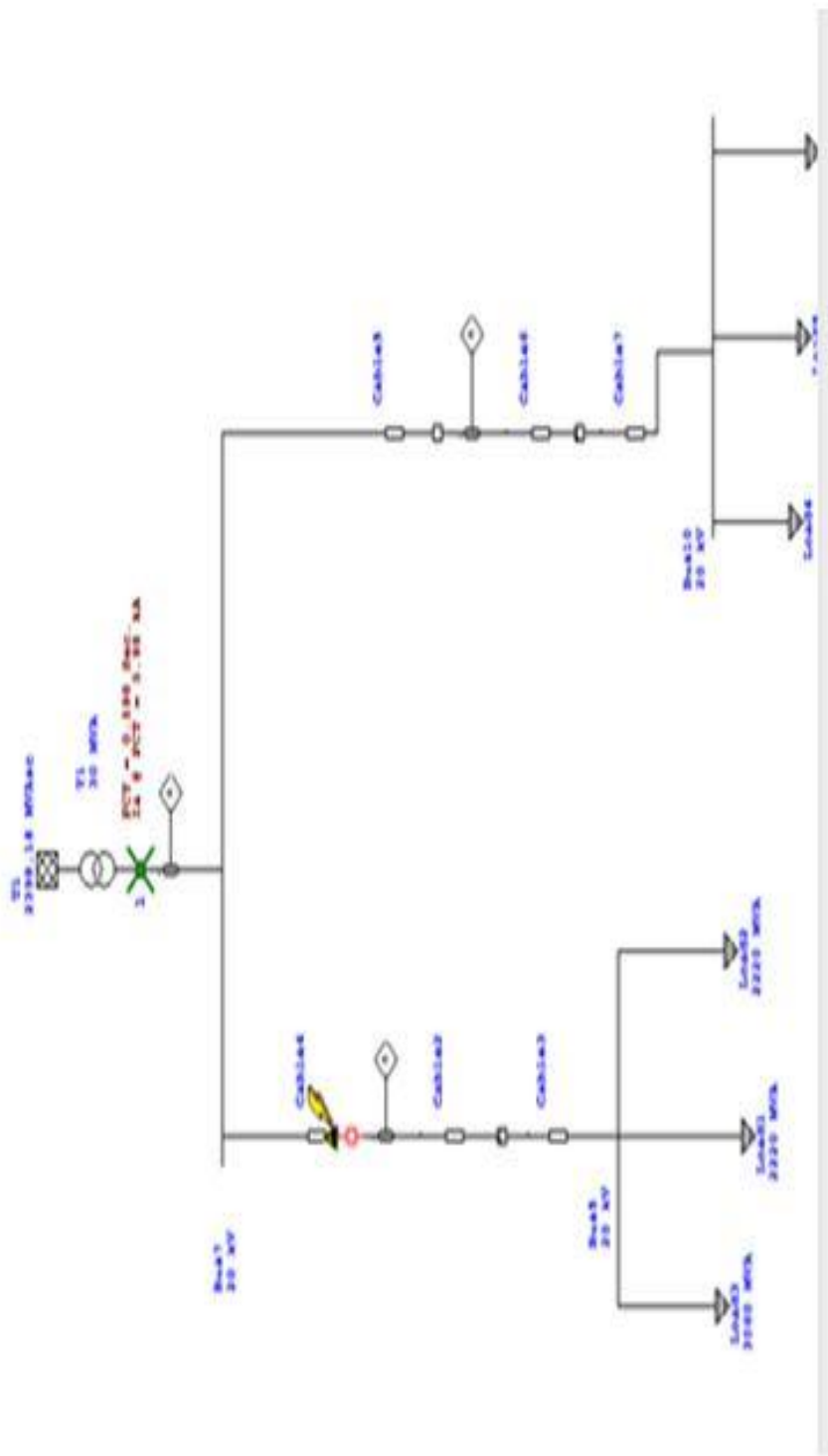
Gambar 4.11 Simulasi gangguan nilai setting terpasang pada gardu Induk Godaan (Pemulang/Outgoing)



Gambar 4.12 Simulasi Gangguan Nilai Setting Hasil Perhitungan pada Gardu Induk Godean (Penyulang/Outgoing)



Gambar 4.13 Simulasi Gangguan Nilai Serting Terpasang pada Gardu Induk Codean (Incoming)



Gambar 4.14 Simulasi Gangguan Nilai Setting Hasil Perhitungan pada Gardu Induk Grodean (Dacoming)

#### 4.13 Analisis Simulasi antara *Setting* Terpasang dan *Setting* Terhitung.

Setelah dilakukan simulasi dengan nilai *setting* terpasang dan *setting* terhitung, dapat diketahui bahwa nilai pada *setting* terpasang di lapangan dan nilai *setting* terhitung tidak jauh berbeda, sehingga dapat disimpulkan bahwa secara keseluruhan nilai *setting* OCR dan GFR yang ada di lapangan sudah baik. Hal itu ditunjukkan pada Tabel 4.19.

Tabel 4.19 Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* di Lapangan dan Hasil Perhitungan Menggunakan *Simulasi Software ETAP 12.60*

Sisi Jaringan		Relay Terpasang	Relay Terhitung	Selisih Waktu
<i>Incoming</i>	waktu kerja relay	0,84 detik	0,59 detik	0,25 detik
	Arus gangguan jaringan	4,48 Ampere	4,48 Ampere	
Penyulang/ <i>Outgoing</i>	waktu kerja relay	0,45 detik	0,40 detik	0,05 detik
	Arus gangguan jaringan	4,85 Ampere	4,85 Ampere	
<i>Recloser</i>	waktu kerja relay	0,36 detik	0,22 detik	0,14 detik
	Arus gangguan jaringan	5,98 Ampere	5,98 Ampere	