

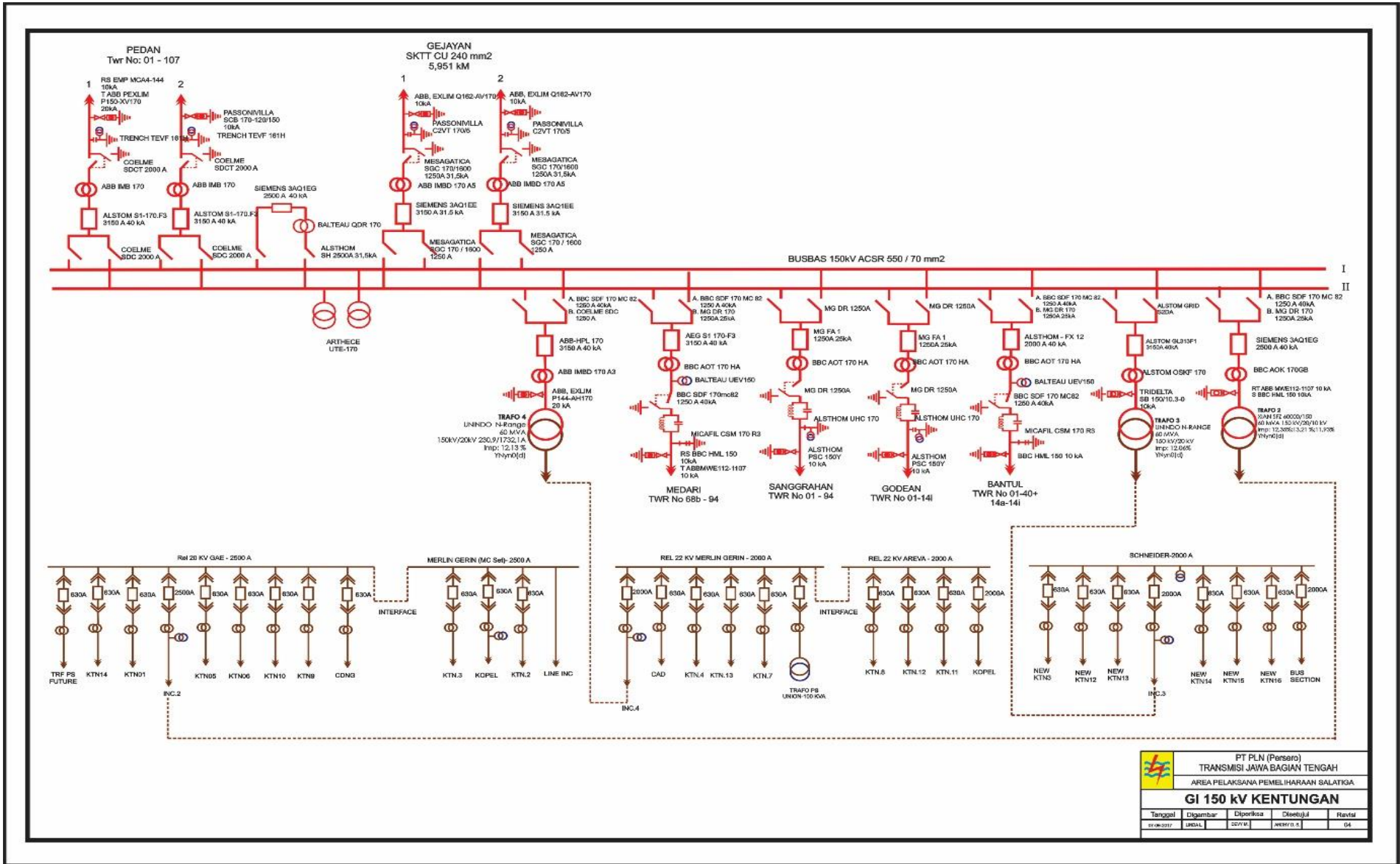
BAB IV PEMBAHASAN

4.1. Gardu Induk Kentungan 150 KV

Gardu Induk Kentungan 150 kv terletak di Banteng, Jalan Kaliurang Km 6,5 Sinduharjo, Ngaglik, Sleman, Yogyakarta merupakan salah satu gardu induk pasangan luar dengan tegangan 150/20 kV dimana tegangan sisi primer sebesar 150 kV dan tegangan sisi sekunder sebesar 20 kV dengan pembagian konsumsi daya yaitu besar tegangan ini akan disalurkan ke konsumen.. Disebut gardu induk pasangan luar karena peralatan berada di luar ruangan atau terbuka.

Pada Gardu Induk Kentungan 150 kV dilengkapi 3 buah transformator daya untuk memenuhi kebutuhan konsumsi energi listrik pada daerah tersebut, dimana kapasitas daya trafo pada ketiga trafo yaitu trafo II, trafo III dan trafo IV tersebut masing-masing memiliki spesifikasi daya trafo adalah 60 MVA pada masing masing trafo yang terpasang pada gardu induk kentungan 150 kV.

Gardu Induk Kentungan 150 kV di trafo III dengan 8 penyulang dimana delapan penyulang tersebut yang dioperasikan mempunyai sebuah koordinasi sistem proteksi terhadap relay yang digunakan, bermacam dan jenis relay yang terpasang tiap penyulang dan relay-relay yang terpasang di sebuah jaringan.



Gambar 4. 1 Single Line Diagram Gardu Induk Kentungan 150 Kv

PT PLN (Persero) TRANSMISI JAWA BAGIAN TENGAH AREA PELAKSANA PEMELIHARAAN SALATIGA				
GI 150 kV KENTUNGAN				
Tanggal	Digambar	Diperiksa	Ditetujui	Revisi
01/08/2017	abdul	arif	andri	04

4.2. Transformator Daya

Pada Gardu Induk Kentungan 150 kV memiliki 3 Transformator dengan spesifikasi trafo dengan kapasitas yang sama, dimana trafo II, III dan IV memiliki spesifikasi yang sama yang disesuaikan dengan kebutuhannya. dibawah ini merupakan spesifikasi trafo III yang digunakan di Gardu induk Kentungan 150kV antara lain:

4.2.1. Spesifikasi Transformator III-60 MVA

1. Merk : UNINDO
2. Type : P060LED764-23
3. Tahun : 2015
4. Nominal rating : 42/60 MVA
5. Frekuensi : 50 Hz
6. *Short Circuit* 150 kV : 31,5 kA
7. *Short Circuit* 20 kV : 16 kA
8. Impedansi : 12,8%
9. Tegangan Primer : 150 kV / 230,9 A
10. Tegangan Sekunder : 20 kV / 1732,1 A
11. Vector Grup : Ynyn0
12. Nilai Rn (Tahanan Pentanahan) : 0,3 Ohm

Transformator III yang ada di Gardu Induk Kentungan 150 kV adalah trafo dengan merk UNINDO, dengan arus nominal sisi primer 230,9 A dan arus nominal pada sisi sekunder sebesar 1732,1 A. Kapasitas trafo II yang dimiliki sebesar 60 MVA dengan nilai impedansi sebesar 12,8%. Nilai arus hubung singkat pada sisi 150 kV adalah 31,5 kA sedangkan pada bagian sisi 20 kV adalah sebesar 16 kA. Data teknik transformator III di Gardu Induk Kentungan ini untuk perhitungan impedansi sumber, impedansi penyulang, arus hubung singkat dan penyetelan *setting* pada *relay* OCR.

4.2.2. Over Current Relay dan Ground Fault Relay Pada Jaringan di Gardu Induk Kentungan 150 KV

Relay arus lebih atau *Over Current relay* adalah *relay* yang berfungsi sebagai pengaman peralatan dan juga memutus suatu jaringan ketika terjadi sebuah gangguan arus berlebih yang mana melebihi nilai yang *disetting* pada alat yang sudah ditetapkan sebelumnya. Sedangkan Ground Fault Relay adalah sebuah komponen proteksi yang memiliki fungsi yaitu pengaman ketika terjadi gangguan tanah.

Relay ini biasanya terhubung dengan CB (Circuit Breaker) maupun PMT (Sakelar Pemutus Tenaga), ketika terjadi sebuah gangguan kenaikan nilai arus yang melebihi nilai setting maka relay akan mengirimkan sinyal untuk CB agar CB bekerja untuk trip dan memutus arus abnormal yang telah terjadi.

Tabel 4. 1 Spesifikasi OCR dan GFR yang terpasang

No	Proteksi	Merk	Type	Rasio CT
1	OCR dan GFR 20 kV	AREVA	MICOM P122	2000/5
2	OCR dan GFR Penyulang	GE	MULTILIN 350	600/5

Sistem Proteksi Trafo di Gardu Induk Kentungan 150 kV, terpasang beberapa pengaman relay OCR dan GFR dengan merk dan type adalah, pada sisi 20kV relay yang dipasang adalah merk AREVA dengan type Micom P122 dengan rasio 2000 : 5 dan pada sisi penyulang merk GE type MULTILIN 350 dengan rasio CT yang dimiliki sebesar 600 : 5.

4.2.3. Data Setting Relay OCR di Gardu Induk Kentungan 150 KV

Setting relay dimana terdiri dari beberapa rasio trafo yang digunakan di masing-masing relay, pada *setting* nilai waktu dan nilai arus ($I>$) yang ditunjukkan pada tabel 4.2. Pada *setting relay* di sisi incoming atau sisi 20 kV

adalah 1.00 Ampere dengan setting waktu sebesar 0.25 detik dan terakhir pada sisi penyulang *setting relay* arusnya 0,8 Ampere dengan waktu *setting* sebesar 1,2 detik.

Tabel 4. 2 Data *Setting Relay* di sisi *Incoming* Jaringan Gardu Induk Kentungan

Relay di Sisi Incoming 20 Kv				
Relay	Arus	CT	Karakteristik	
	(A)		Inverse	
		2000/5	I Set	Tms
OCR/ I>	7000		1.00	0.25
GFR/ Io>	5200		0.35	0.45

Tabel 4. 3 Data *Setting Relay* di sisi Penyulang Jaringan Gardu Induk Kentungan

Relay di Sisi Penyulang				
Relay	Arus	CT	Karakteristik	
	(A)		Inverse	
		600/5	I Set	Tms
OCR/ I>	5520		0,8	1,2
GFR/ Io>	4140		0,4	1,3

4.2.4. Data Konduktor yang Digunakan pada Jaringan Penyulang Gardu Induk Kentungan 150 KV Trafo 3

Tabel 4. 4 Data Kabel Panjang Jenis Penghantar di Gardu Induk Kentungan, Penyulang KNT 03

Jenis Konduktor	Diameter Konduktor	Panjang Jaringan
AAAC	240 mm ²	6,49 km

Pada penghantar di jaringan distribusi yang terletak pada bagian sisi penyulang KNT 03 pada Trafo III di Gardu Induk Kentungan 150 kV adalah sebuah penghantar konduktor dengan jenis AAAC memiliki diameter sebesar 240 mm² dengan panjang yang sama yaitu 6,49 km.

Tabel 4. 5 Tabel Impedansi Jenis Penghantar di Gardu Induk Kentungan 150 kV

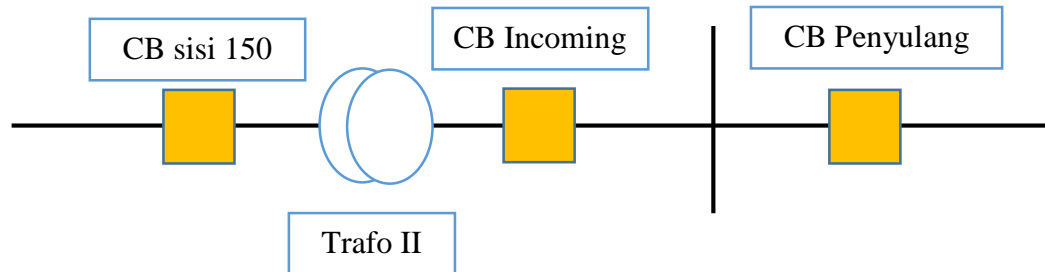
Jenis Konduktor	Diameter Konduktor	Urutan Positif/ Negatif	Urutan Nol
AAAC	240 mm ²	0,1344 + j 0,3158	0,2824 + j 1,6034

Data diatas adalah data penghantar yang digunakan sebagai perhitungan manual nanti, data yang diperlukan adalah data impedansi urutan positif/ negatif pada bagian konduktor 3 fasa dan nilai impedansi urutan nol antara fasa ke netral, data yang digunakan ini sebagai perhitungan untuk mengetahui kemungkinan terjadi sebuah arus gangguan ketika terjadi di jaringan pada jarak tertentu.

4.2.5. Perhitungan dan Analisis

Pada sistem tenaga listrik dibutuhkan pengamanan yang baik sehingga biasanya ada pembatas antara bagian agar terkoordinasi dengan baik, pembatas ini biasanya CB/ PMT dimana memiliki sebuah wilayah atau bagian sendiri yang harus diamankan dengan memasang relay proteksi di setiap bagian tersebut.

Ketika terjadi gangguan atau keadaan abnormal pada sebuah jaringan, sehingga relay mendeteksi dan mengirimkan sinyal untuk bekerja mendeteksi sebuah gangguan ke PMT untuk melakukan sebuah trip. Adapun tujuannya sistem proteksi ini adalah sebagai pengamanan atau pelindung wilayah yang dilindungi supaya dapat memperkecil daerah gangguan yang telah terjadi akibat gangguan.



Gambar 4. 2 Letak OCR Pada Jaringan di Gardu induk Kentungan

Pada gambar diatas 4.2 adalah penjelasan tentang kapasitas trafo III di Gardu induk Kentungan 150 kV dan menjelaskan tentang alur dan jenis saluran juga panjang kabel yang digunakan di Gardu Induk Kentungan 150 kV dimana beroperasi dari PMT ke Trafo III.

4.3. Perhitungan Arus Gangguan Hubung Singkat Arus Lebih

Adapun beberapa 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

Pada perhitungan gangguan hubung singkat berdasarkan dari panjang penyulang, dimisalkan ketika terjadi gangguan hubung singkat terjadi pada bagian penyulang KNT 03 di area titik 25%, 50%, 75%, dan 100% dengan panjang penyulang 6,49 km.

4.3.1. Menghitung impedansi Sumber

Data hubung singkat di bagian Bus primer (150kV) Pada Gardu Induk Kentungan adalah sebesar 4156,92 MVA, dimana nilai ini didapat dari perhitungan di bawah ini:

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

Yaitu :

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

V : Tegangan pad sisi primer (kV)

sehingga didapat perhitungan di bawah ini :

$$P_{sc} = \sqrt{3} \times 16 \text{ kA} \times 150 \text{ kV}$$

$$P_{sc} = 4156,92 \text{ MVA}$$

Dari perhitungan di atas didapat nilai impedansi sumber sebesar 8183,94 MVA, Selanjutnya dapat menghitung nilai Impedansi sumber (X_s) adalah :

$$X_s (\text{sisi } 150 \text{ kV}) = \frac{kV (\text{sisi primer trafo})^2}{MVA \text{ hubung singkat di sisi primer}}$$

$$X_s (\text{sisi } 150 \text{ kV}) = \frac{150^2}{4156,92}$$

$$X_s (\text{sisi } 150 \text{ kV}) = 5,41 \Omega$$

Sedangkan untuk mengetahui nilai impedansi sisi sekunder, di bagian bus 20 kV yaitu:

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

$$X_s (\text{sisi } 20 \text{ kV}) = \frac{(20 \text{ kV})^2}{(150 \text{ kV})^2} \times 5,41 \Omega$$

$$X_s (\text{sisi } 20 \text{ kV}) = 0,097 \Omega$$

4.3.2. Menghitung Reaktansi Pada Trafo 3

Untuk mendapatkan nilai reaktansi pada trafo III yaitu 60 MVA, di Gardu Induk Kentungan 150 kV nilai Impedansi trafo III adalah sebesar 12,8 %, maka agar mendapatkan nilai reaktansi trafo urutan positif dan negatif serta nilai

reaktansi urutan nol dalam satuan ohm, sehingga pertama melakukan perhitungan besar nilai ohm dalam skala 100% terlebih dahulu.

Besar nilai Ohm di 100 % yaitu :

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

$$X_t \text{ (pada nilai 100\%)} = \frac{20^2}{60 \text{ MVA}} = 6,66 \Omega$$

Selanjutnya nilai reaktansi trafo tenaga yaitu :

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

$$X_t = 12,8\% \times 6,66 = 0,852 \Omega$$

Nilai reaktansi urutan nilai nol (X_{t0})

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

$$X_{t0} = 10 \times 0,852 = 8,52 \Omega$$

4.3.3. Menghitung Impedansi Pada Penyulang

Dari penelitian di Gardu Induk Kentungan 150 kV di dapatkan data penghantar menggunakan kabel dengan jenis AAAC. Diameter kabel AAAC yang di gunakan adalah 240mm^2 yang sudah tercantum dalam tabel kabel (hal 4. 3 dan 4. 4). Panjang penghantar yang digunakan di Gardu Induk wates 150 kV ini adalah 6,49 km, dengan menggunakan jenis penghantar $240 \text{ mm}^2 = 6,49 \text{ km}$.

$$Z_1 = Z_2 (\text{AAAC } 240 \text{ mm}^2)$$

$$Z_1 \& Z_2 = (0,1344 + j 0,315) \Omega/\text{km} \times 6,49 \text{ km}$$

$$Z_1 \& Z_2 = 0,8722 + j 2,0443 \Omega$$

Selanjutnya untuk nilai Z_0 adalah sebagai berikut :

$$Z_0(\text{AAAC } 240 \text{ mm}^2) = (0,2824 + j 1,6034) \Omega/\text{km} \times 6,49\text{km}$$

$$Z_0 = 1,8327 + j 10,4060 \Omega$$

Sehingga dari perhitungan yang dilakukan diatas maka nilai pada penyulang untuk lokasi gangguan dengan jarak 0%, 25%, 50%, 75% dan 100% panjang 6.49 km pada penyulang KNT 03 dapat dilihat perhitungan dibawah ini :

1. Urutan Positif

Tabel 4. 6 Tabel Nilai Impedansi pada Penyulang Urutan Positif dan Negatif

Panjang Jaringan	Jarak (km)	Perhitungan	Impedansi penyulang Z_1 dan Z_2
0%	0	0%(0,8722+ j 2,0443)	0
25%	1,6225	25%(0,8722+ j 2,0443)	1,4151 + j 3,3168 Ohm
50%	3,245	50%(0,8722+ j 2,0443)	2,3802 + j 6,6337 Ohm
75%	4,8675	75%(0,8722+ j 2,0443)	4,2454 +j 9,9506 Ohm
100%	6,49	100%(0,8722+ j 2,0443)	5,6605 + j 13,2675 Ohm

2. Urutan Nol

Tabel 4. 7 Tabel Nilai Impedansi pada Penyulang Urutan Nol

Panjang Jaringan	Jarak (km)	Perhitungan	Impedansi penyulang Z_0
0%	0	0%(1,8327 + j 10,4060)	0
25%	1,6225	25%(1,8327 + j 10,4060)	2,9735 + j 16,8837 Ohm
50%	3,245	50%(1,8327 + j 10,4060)	5,9471 + j 33,8611 Ohm
75%	4,8675	75%(1,8327 + j 10,4060)	8,9206 + j 50,6512 Ohm
100%	6,49	100%(1,8327 + j 10,4060)	11,8942 + j 67,534 Ohm

4.3.4. Menghitung Impedansi Ekuivalen Jaringan

Untuk mendapatkan nilai Impedansi jaringan maka dilakukan perhitungan $Z_{1eq} = Z_{2eq}$ dibawah ini :

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

$$= j 0,097 + j 0,852 + Z_1 \text{ Penyulang}$$

$$= j 0,949 + Z_1 \text{ Penyulang}$$

Karena diibaratkan area lokasi gangguan terjadi pada titik 0%, 25%, 50%, 75% dan 100% di penyulang KNT 03 dengan jarak 6,49 km, sehingga Z_{1eq} (Z_{2eq}) dari perhitungan didapatkan nilai dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 4. 8 Tabel Nilai Impedansi Ekvivalen Z_{1eq} dan Z_{2eq}

Panjang Jaringan	Perhitungan	Impedansi penyulang Z_1 dan Z_2
0%	$0 + j 0,949$	$0 + j 0,949$ Ohm
25%	$1,4151 + j 3,3168 + j 0,949$	$1,4151 + j 4,265$ Ohm
50%	$2,3802 + j 6,6337 + j 0,949$	$2,3802 + j 7,5827$ Ohm
75%	$4,2454 + j 9,9506 + j 0,949$	$4,2454 + j 10,8996$ Ohm
100%	$5,6605 + j 13,2675 + j 0,949$	$5,6605 + j 14,2165$ Ohm

Selanjutnya melakukan perhitungan mencari nilai Z_{0eq} dengan rumus di bawah ini :

$$\begin{aligned}
 Z_{0eq} &= Z_{0t} + 3 R_n + Z_0 \text{ Penyulang} \\
 &= j 8,52 + (3 \times 0,3) + Z_0 \text{ Penyulang} \\
 &= 0,9 + j 8,52 + Z_0 \text{ Penyulang}
 \end{aligned}$$

Karena diibaratkan area lokasi gangguan terjadi pada titik 0%, 25%, 50%, 75% dan 100% di penyulang KNT 03 dengan jarak 6,49 km, sehingga Z_{1eq} (Z_{2eq}) dari perhitungan didapatkan nilai dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 4. 9 Tabel Nilai Impedansi Ekvivalen Z_0

Panjang Jaringan	Perhitungan	Impedansi penyulang Z_0
0%	$0 + 0,9 + j 8,52$	$0,9 + j 8,52$ Ohm
25%	$2,9735 + j 16,8837 + 0,9 + j 8,52$	$3,8735 + j 25,4037$ Ohm
50%	$5,9471 + j 33,8611 + 0,9 + j 8,52$	$6,8471 + j 43,3811$ Ohm
75%	$8,9206 + j 50,6512 + 0,9 + j 8,52$	$9,8206 + j 59,1712$ Ohm
100%	$11,8942 + j 67,534 + 0,9 + j 8,52$	$12,794 + j 76,054$ Ohm

4.3.5. Menghitung Arus Gangguan Hubung Singkat

Dari perhitungan yang dilakukan tadi dan mendapatkan nilai impedansi ekuivalen berdasarkan titik lokasi gangguan yang terjadi, kemudian melakukan perhitungan untuk mencari nilai arus gangguan hubung singkat yang dapat terjadi dimana menggunakan rumus dasar yaitu ($I = V/Z$), namun kita perlu mengetahui nilai impedansi ekuivalen mana yang akan dimasukkan dalam rumus untuk melakukan perhitungan. Perlu dilakukan analisis gangguan hubung singkatnya diantaranya :

1. Dimana letak terjadi gangguan hubung singkatnya
2. Jenis gangguan hubung singkat
3. Diman terjadi gangguan arus lebih bisa 3 fasa atau 2 fasa

a. Gangguan Arus Hubung Singkat 3 Fasa

Dalam mencari nilai gangguan arus hubung singkat 3 fasa maka melakukan perhitung dengan rumus dibawah ini :

$$I = V / Z$$

Yaitu :

I : Nilai Arus Gangguan hubung Singkat 3 fasa

V : Nilai Tegangan Fasa-Netral Di Sistem 20 kV (V_{ph}) = $20kV / \sqrt{3}$

Z : Nilai Impedansi Urutan Positif (Z_{1eq})

Setelah didapat rumus diatas selanjutnya melakukan perhitungan nilai arus hubung singkat 3 fasa dibawah ini :

$$I (3 \text{ fasa}) = V_{ph} / Z_{1eq}$$

$$I (3 \text{ fasa}) = (20kV / \sqrt{3}) / Z_{1eq}$$

Tabel 4. 10 Tabel Nilai Arus Hubung Singkat 3 Fasa Pada Penyulang KNT 03

Panjang Jaringan	Perhitungan	Arus gangguan 3 fasa
------------------	-------------	----------------------

0	$11547 : \sqrt{0^2 + 0,949^2}$	12167,5 Ampere
25%	$11547 : \sqrt{1,4151^2 + 4,265^2}$	2569,63 Ampere
50%	$11547 : \sqrt{2,3802^2 + 7,5827^2}$	1452,91 Ampere
75%	$11547 : \sqrt{4,2454^2 + 10,8996^2}$	987,15 Ampere
100%	$11547 : \sqrt{5,6605^2 + 14,2165^2}$	754,60 Ampere

b. Gangguan Arus Hubung Singkat 2 Fasa

Selanjutnya melakukan perhitungan pada arus gangguan hubung singkat 2 fasa dimana perhitungan dilakukan dengan menggunakan rumus dasar dibawah ini :

$$I = V / Z$$

Yaitu :

I : Nilai Arus Gangguan hubung Singkat 2 fasa

V : Nilai Tegangan Fasa – Fasa di Sistem 20 kV (V_{ph}) = 20.000 V

Z : Nilai Jumlah Impedansi Urutan Positif (Z_{1eq}) dan Urutan Negatif (Z_{2eq})

Setelah didapat rumus diatas selanjutnya melakukan perhitungan nilai arus hubung singkat 2 fasa dibawah ini :

$$I (2 \text{ fasa}) = V_{ph} / Z_{1eq} + Z_{2eq}$$

$$I (2 \text{ fasa}) = 20 \text{ kV} / Z_{1eq} + Z_{2eq}$$

$$I (2 \text{ fasa}) = \frac{20000 \text{ V}}{Z_{1eq} + Z_{2eq}}$$

Dari rumus perhitungan diatas dapat dilihat hasil perhitungan dimana sesuai titik lokasi gangguan dari arus gangguan hubung singkat 2 fasa dibawah ini :

Tabel 4. 11 Tabel Nilai Arus Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa pada Penyulang KNT 03

Panjang Jaringan	Perhitungan	Arus gangguan 2 fasa
0	$20000 : 2\sqrt{0^2 + 0,949^2}$	10537,40 Ampere
25%	$20000 : 2\sqrt{1,4151^2 + 4,265^2}$	2225,37 Ampere
50%	$20000 : 2\sqrt{2,3802^2 + 7,5827^2}$	1258,25 Ampere
75%	$20000 : 2\sqrt{4,2454^2 + 10,8996^2}$	854,90 Ampere
100%	$20000 : 2\sqrt{5,6605^2 + 14,2165^2}$	653,51 Ampere

c. Gangguan Arus Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Selanjutnya pada arus hubung singkat 1 fasa ke tanah (*Ground*) dengan melakukan perhitungan dengan rumus dasar, untuk mendapatkan nilai arus hubung singkat 1 fasa ke tanah menggunakan rumus di bawah ini :

$$I = V / Z$$

Yaitu :

I : Nilai Arus Urutan Nol atau (I_0)

V : Nilai Tegangan Fasa – Netral di Sistem 20 kV (V_{ph}) = $20 \text{ kV} / \sqrt{3}$

Z : Nilai Jumlah Impedansi Urutan Positif (Z_{1eq}) dan Urutan Negatif (Z_{2eq})

dan nilai impedansi urutan nol (Z_{0eq})

Setelah didapat rumus diatas selanjutnya melakukan perhitungan nilai arus hubung singkat 1 fasa ke tanah (*ground*) dengan rumus dibawah ini :

$$I(1 \text{ fasa}) = 3 \times V_{ph} / Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}$$

$$I(1 \text{ fasa}) = 3 \times (20.000 / \sqrt{3}) / Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}$$

$$I(1 \text{ fasa}) = 34641,01 / 2 \times Z_{1eq} + Z_{0eq}$$

Dari rumus perhitungan diatas dapat dilihat hasil perhitungan dimana sesuai titik lokasi gangguan dari arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah (*ground*) dibawah ini :

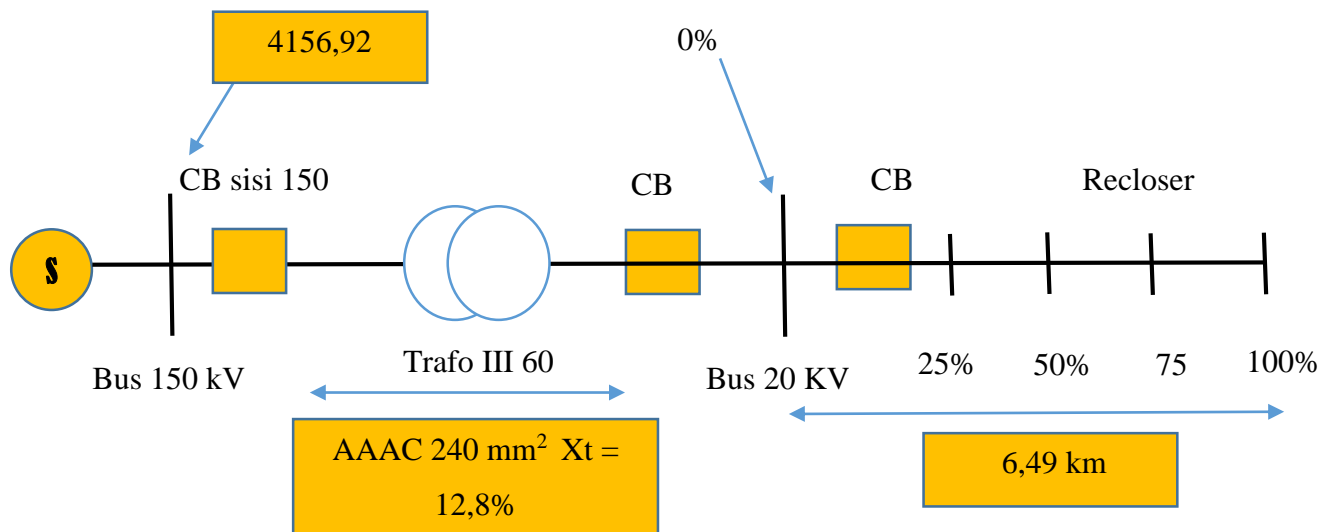
Tabel 4. 12 Tabel Nilai Arus Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah (*Ground*)

Panjang Jaringan	Perhitungan	Arus gangguan 1 fasa ke tanah
0	$34641,016 : 2 \sqrt{0^2 + 0,949^2 + \sqrt{0,9^2 + 8,52^2}}$	3310,05 Ampere
25%	$34641,016 : 2 \sqrt{1,4151^2 + 4,265^2 + \sqrt{3,8735^2 + 25,4037^2}}$	998,74 Ampere
50%	$34641,016 : 2 \sqrt{2,3802^2 + 7,5827^2 + \sqrt{6,8471^2 + 43,3811^2}}$	579,15 Ampere
75%	$34641,016 : 2 \sqrt{4,2454^2 + 10,8996^2 + \sqrt{9,8206^2 + 59,1712^2}}$	415,48 Ampere
100%	$34641,016 : 2 \sqrt{5,6605^2 + 14,2165^2 + \sqrt{12,794^2 + 76,054^2}}$	321,564 Ampere

Dari semua perhitungan diatas pada bagian penyulang KNT 03 dengan jarak 6,49 km didapat hasil yaitu perhitungan arus gangguan hubung singkat 3 fasa, arus gangguan hubung singkat 2 fasa dan arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah (Ground), selanjunya dapat digunakan sebagai penentu nilai *setting relay* arus lebih. Sehingga dapat dibuat perbandingan nilai besar arus gangguan sesuai dengan titik lokasi gangguan yang terjadi pada bagian penyulang KNT 03 dalam skala persen (%) pada tabel dibawah ini :

Tabel 4. 13 Tabel Semua Nilai Gangguan Arus Hubung Singkat 3 fasa, 2 fasa, dan 1 fasa ke tanah

Panjang Jaringan %	Jarak (km)	Arus Gangguan 3 fasa	Arus Gangguan 2 fasa	Arus Gangguan 1 fasa ke tanah
0	0	12167,5 Ampere	10537,40 Ampere	3310,05 Ampere
25	1,6225	2569,63 Ampere	2225,37 Ampere	998,74 Ampere
50	3,245	1452,91 Ampere	1258,25 Ampere	579,15 Ampere
75	4,8675	987,15 Ampere	854,90 Ampere	415,48 Ampere
100	6,49	754,60 Ampere	653,51 Ampere	321,564 Ampere



Gambar 4. 3 Panjang dan jenis Saluran Jaringan di Gardu Induk Kentungan 150 kV

Dapat dilihat pada tabel diatas diketahui bahwa nilai arus gangguan hubung singkat dipengaruhi oleh jarak atau titik gangguan yang terjadi, dengan jarak pada penyulang KNT 03 yaitu dengan jarak 6,49 km yaitu didapat hasil dari perhitungan diketahui jika semakin jauh jarak titik gangguan yang terjadi maka arus gangguan yang terjadi nilainya semakin kecil, dapat dilihat misalkan jarak 50% dengan jarak 100% maka nilai arus gangguan hubung singkat lebih kecil di jarak 100% begitu seterusnya maka semakin panjang jaraknya maka akan hilang nilai arus hubung singkatnya . Jika dilihat dari gangguan per fasanya maka bisa dilihat pada tabel diatas yaitu nilai arus ganggun hubung singkat pada 3 fasa memiliki nilai arus gangguan lebih besar dari nilai arus gangguan 2 fasa dan arus gangguan 1 fasa ke tanah (*ground*).

4.4. Penentuan Nilai Setting Relay Arus Lebih

Pada penyulang KNT 03 di trafo III 60 MVA pada Gardu Induk Kentungan 150 kV dimana arus CT yang terpasang memiliki rasio 600 : 5 Ampere, dimana pada penyulang memiliki arus maksimum sebesar 6 Ampere dan *relay* gangguan arus lebih dengan karakteristik standar *inverse*.

4.4.1. Nilai Setting Relay OCR di sisi penyulang 20 kV

1. Nilai *Setting relay* arus lebih

Pada *Setting relay* yang terdapat pada penyulang itu sesuai dengan arus beban di Gardu Induk Kentungan 150 kV, untuk nilai setting *relay inverse* pada penyulang 20 kV KNT 03 adalah 1,05 sampai $1,1 \times I_{maks}$. Adapun syarat lainnya yang digunakan untuk nilai *setting* waktu minimum dari relay arus lebih (disetting nilainya 0,3 detik), nilai tersebut dibuat agar ketika terjadi gangguan arus hubung singkat maka *relay* tidak sampai trip lagi karena disebabkan arus *inrush* dari trafo ke trafo distribusi dimana yang tersambung langsung di jaringan distribusi, disaat PMT pada penyulang tersebut dimasukkan.

Nilai Setting Arus :

I_{beban}	: 480 Ampere
Rasio CT	: 600 / 5 Ampere
$I_{\text{set}} \text{ (Primer)}$: $1,1 \times I_{\text{beban}}$
	: $1,1 \times 480 \text{ Ampere}$
	: 528 Ampere

Dari perhitungan di atas di dapat nilai *setting* pada sisi primer sebesar 528 Ampere, kemudian nilai yang akan dimasukkan pada setting relay merupakan nilai sekundernya, oleh sebab itu menggunakan perhitungan nilai rasio tarfo arus pada penyulang. Untuk mendapatkan nilai arus pada sisi sekunder adalah dengan cara dibawah ini :

$$\begin{aligned} I_{\text{set}} \text{ (Sekunder)} &= I_{\text{set}} \text{ (Primer)} \times I / \text{ratio CT Ampere} \\ &= 528 \text{ Ampere} \times (5 / 600) \text{ Ampere} \\ &= 4,4 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

2. Nilai *Setting* TMS (*Time Multiplier Setting*)

Untuk menentukan nilai *setting* TMS *Relay* OCR pada sisi penyulang 20 kV transformator tenaga yaitu arus gangguan yang digunakan pada gangguan hubung singkat 3 fasa pada jarak 0% di panjang penyulang. Waktu kerja *relay* yang ditetapkan adalah $t : 0,3$ detik, nilai setting ini diambil memiliki fungsi agar saat bekerja *relay* tidak sampai trip akibat adanya arus *inrush* antara trafo ke trafo distribusi dimana sudah saling tersambung pada jaringan distribusi, ketika PMT itu dimasukkan.

Dari data diatas dapat dilakukan perhitungan nilai TMS dibawah ini :

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

$$0,3 = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{\text{gangguan}} \text{ hubung singkat 3 fas}}{I_{\text{set}}}\right)^{0,22} - 1}$$

$$TMS = 0,3 : \frac{0,14}{\left(\frac{12167,5}{528}\right)^{0,22} - 1}$$

$$TMS = 0,099 \text{ detik}$$

4.4.2. Nilai *Setting Relay* Gangguan Tanah pada Sisi Penyulang 20 KV

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

$$\begin{aligned} I_{\text{set primer}} &= 10\% \times \text{gangguan di } 100\% \text{ panjang penyulang} \\ &= 10\% \times 321,56 \text{ Ampere} \\ &= 32,15 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

Nilai *setting* pada sisi sekunder :

$$\begin{aligned} I_{\text{set sekunder}} &= I_{\text{set (primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 32,15 \times \frac{5}{600} \text{ Ampere} \\ &= 0,26 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

- Nilai *Setting TMS (Time Multiplier Setting)*

Jadi untuk menentukan nilai *setting TMS* pada relay GFR pada bagian sisi penyulang 20 kV maka arus yang digunakan adalah pada gangguan hubung singkat di satu fasa 0% dari panjang penyulang. Waktu kerja sebuah arus gangguan adalah 0,3 detik, sehingga dapat mencari TMS dengan perhitungan di bawah ini :

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

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

$$TMS = \frac{0,14}{\left(\frac{3310,05}{32,15}\right)^{0,02-1}} = 1,44$$

Tabel 4. 14 Tabel Nilai Setting Hasil dari perhitungan pada Sisi Penyulang

Relay Penyulang	Nilai Setting Hasil Hitung	
OCR	TMS	0,099
	Rasio CT	600 / 5 Ampere
	t (s)	0,29 detik
	Iset Primer	528 Ampere
	Iset Sekunder	4,4 Ampere
Relay Penyulang	Nilai Setting Hasil Hitung	
GFR	TMS	1,44
	Rasio CT	600 / 5 Ampere
	t (s)	0,30 detik
	Iset Primer	32,15 Ampere
	Iset Sekunder	0,26 Ampere

4.4.3. Nilai Setting Relay OCR Di Sisi Incoming 20 KV

Selanjutnya pada bagian sisi incoming 20 kV trafo tenaga yaitu mencari nilai *setting relay* arus lebih dimana pada perhitungan menggunakan penentuan nilai *setting relay* pada bagian sisi penyulang, yaitu terlebih dahulu mengetahui nilai arus nominal trafo tenaga tersebut.

Data yang ada di gardu Induk Wates 150 kV sebagai berikut :

Kapasitas Transformator	: 60 MVA
Tegangan	: 150/20 kV
Impedansi	: 12,8 %
CT/ Rasio	: 2000/5 (Pada sisi <i>incoming</i> 20 kV)

Setting arus nominal trafo pada bagian sisi 20 kV adalah :

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

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

Nilai setting pada bagian sisi sekunder adalah :

$$\begin{aligned}
 I_{\text{set}} (\text{sekunder}) &= I_{\text{set}} (\text{primer}) \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\
 &= 1905,2 \times \frac{1}{2000/5} \\
 &= 1905,2 \times \frac{5}{2000} \\
 &= 4,763 \text{ Ampere}
 \end{aligned}$$

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

Besarnya nilai arus gangguan yang akan digunakan untuk mencari besarnya nilai dari *setting* TMS *relay* OCR pada bagian sisi *incoming* 20 kV *transformator* tenaga adalah, pada gangguan arus hubung singkat 3 fasa di jarak 0% pada panjang penyulang. Sedangkan waktu kerja *relay incoming* diperoleh

dari hasil perhitungan waktu kerja *relay* awal + 0,4 detik, sehingga nilai waktu kerja *relay* incoming yaitu :

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

$$\begin{aligned} TMS &= \frac{t \times \left(\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} \\ &= \frac{(0,3+0,4) \times \left(\left(\frac{I_{\text{Gangguan hubung singkat 3 fasa}}}{I_{\text{set}}} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} \\ &= \frac{0,7 \times \left(\left(\frac{12167,5}{1905,2} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} \\ &= 0,195 \text{ detik} \end{aligned}$$

Nilai t (s) bagian *relay* incoming adalah :

$$\begin{aligned} t &= \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{\text{faul}}}{I_{\text{set}}} \right)^{0,02} - 1} \\ t &= \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{12818,6}{1905,2} \right)^{0,02} - 1} \\ t &= 0,69 \text{ detik} \end{aligned}$$

4.4.4. Nilai Setting Relay GFR / Gangguan Tanah pada Sisi Incoming

Maka untuk mendapatkan nilai setting dai GFR pada bagian sisi incoming 20 KV harus lebih peka, karena bertujuan supaya pada bagian sisi incoming

bekerja sesuai dengan kriterianya, yaitu sebagai *relay* cadangan, sehingga dapat dilakukan perhitungan dengan 8% dengan arus gangguan terkecil.

$$\begin{aligned} I_{\text{set primer}} &= 8\% \times \text{gangguan di } 100\% \text{ dari panjang penyulang} \\ &= 8\% \times 321,56 \text{ Ampere} \\ &= 25,72 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

Nilai *Setting* pada sisi sekunder :

$$\begin{aligned} I_{\text{set sekunder}} &= I_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 25,72 \times \frac{1}{600/5} \\ &= 25,72 \frac{5}{600} \\ &= 0,21 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

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

Buntuk mendapatkan nilai *setting* maka perlu memilih arus gangguan yang akan digunakan pada perhitungan untuk menghasilkan nilai TMS pada *setting* GFR pada sisi *Incoming* 20 kv trafo tenaga, waktu kerja *relay incoming* bisa diperoleh dengan waktu kerja *relay* awal + 0,4 detik.

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

Jadi perhitungannya sebagai berikut ini :

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

$$0,3 = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{3310,05}{25,72}\right)^{0,02-1}}$$

$$TMS = 0,3 : \frac{0,14}{\left(\frac{3310,05}{25,72}\right)^{0,02-1}} = 0,21$$

Tabel 4. 15 Tabel Nilai Setting Hasil dari perhitungan pada Sisi *Incoming*

Relay Incoming	Nilai Setting Hasil Hitung	
OCR	TMS	0,195 detik
	Rasio CT	2000 / 5 Ampere
	t (s)	0,69 detik
	Iset Primer	1905,2 Ampere
	Iset Sekunder	0,952 Ampere
Relay Incoming	Nilai Setting Hasil Hitung	
GFR	TMS	0,21 detik
	Rasio CT	2000 / 5 Ampere
	t (s)	0,70 detik
	Iset Primer	25,72 Ampere
	Iset Sekunder	0,21 Ampere

4.4.5. Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay*

Pemeriksaan dilakukan untuk mengetahui nilai waktu kerja *relay*, dimana rele yang digunakan pada Gardu Induk wates 150 kV memiliki *standar invers* sehingga nilai besarnya arus dilakukan pemeriksaan pada setiap titik gangguan yaitu 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100% sesuai dengan panjang jaringan penyulang 6,49 km dimana dapat dihitung dengan menggunakan rumus dibawah ini :

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

4.9 Waktu kerja *Relay* Pada gangguan 3 fasa

Tabel 4. 16 Tabel Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* antara sisi penyulang dan incoming

Pemeriksaan Waktu Kerja <i>Relay</i> pada Gangguan 3 Fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang 20 kV (s)	Sisi <i>Incoming</i> (s)
0	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{12167,5}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,21$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{12167,5}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,11$
25	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{2569,63}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,43$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{2569,63}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,23$
50	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{1452,91}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,67$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{1452,91}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,44$
75	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{987,15}{528}\right)^{0,02} - 1} = 1,1$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{987,15}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,92$
100	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{754,60}{528}\right)^{0,02} - 1} = 1,9$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{754,60}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 1,4$

Tabel dibawah ini adalah hasil rekapitulasi dari pemeriksaan waktu kerja *relay* pada gangguan 3 fasa pada bagian sisi *incoming* dan sisi penyulang 20 kV pada titik gangguan lokasi yaitu antara 0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%.

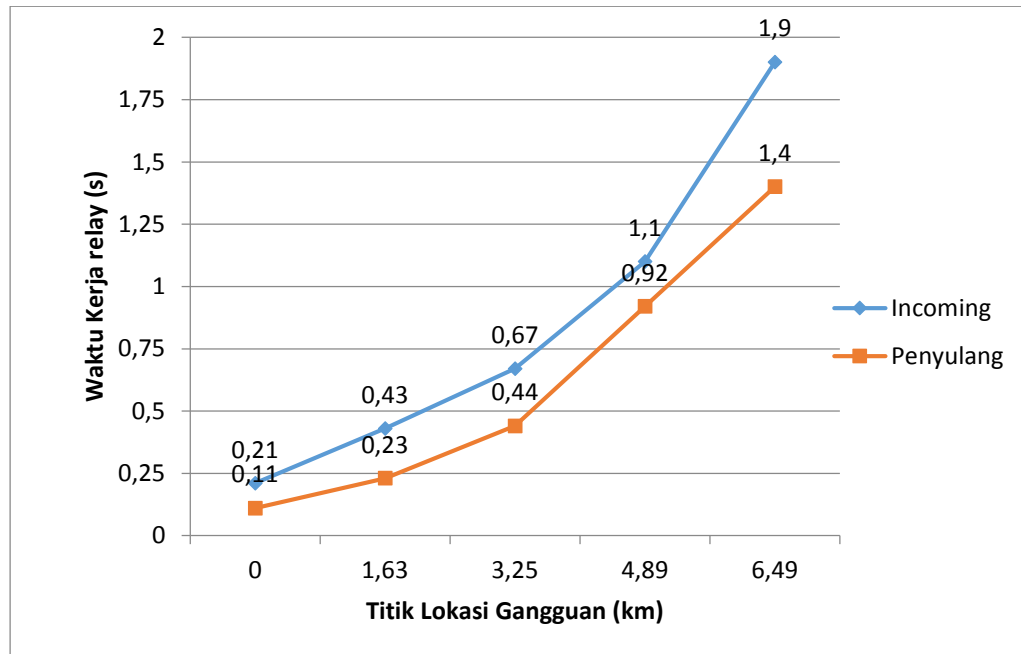
Tabel 4. 17 Tabel Pemeriksaan waktu kerja relay gangguan 3 fasa

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay Gangguan 3 Fasa			
Lokasi Gangguan (%)	Waktu Kerja Relay <i>Incoming</i> (detik)	Waktu Kerja Relay Penyulang (detik)	Selisish Waktu (detik)
0	0,21	0,11	0,1
25	0,43	0,23	0,2
50	0,67	0,44	0,23
75	1,1	0,92	0,18
100	1,9	1,4	0,5

Dari hasil tabel diatas maka dapat diketahui bahwa waktu kerja *relay* pada bagian sisi penyulang 20 kV lebih cepat dari pada pada waktu kerja *relay* pada bagian *incoming* di setiap titik lokasi gangguan berdasarkan jaraknya. Ketika terjadi gangguan dilokasi 0% waktu kerja relay pada bagian penyulang 20 kV adalah sebesar 0,11 detik tetapi pada waktu kerja relay *incoming* adalah sebesar 0,21 detik dimana terdapat selisih waktu kerja *relay* pada penyulang dan *incoming* yaitu sebesar 0,1 detik. Dan pada keadaan lokasi gangguan selanjutnya dengan jarak yang lebih jauh yaitu 50% dimana pada bagian sisi penyulang waktu kerja rele 0,44 detik sedangkan pada bagisn sisi *incoming* nilai waktu kerja relay yaitu 0,67 detik dimana selisi antara keduanya yaitu sebesar 0,23 detik.

Sehingga dengan analisa diatas dapat diambil kesimpulan bahwa pada sisi penyulang adalah rele yang pertama kali merasakan jika terjadi gangguan atau kata lain *relay* pada penyulang merupakan *relay* utama sedangkan pada bagian sisi *incoming* hanya sebagai *back up* atau cadangan setelah *relay* pada sisi penyulang bekerja.

Dari data tabel diatas dan analisa dapat dibuat sebuah kurva berdasarkan waktu kerja gangguan dengan titik lokasi jarak gangguan.



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

Dapat dilihat pada kurva diatas bahwa relay *incoming* adalah berwarna biru dan *relay* penyulang yaitu dengan warna merah, berdasarkan dengan kurva diatas dapat lihat adalah waktu kerja *relay* penyulang lebih cepat dari pada waktu kerja pada bagian *relay incoming*.

Dan pada waktu kerja untuk *relay* pada bagian sisi *incoming* maupun pada bagian sisi penyulang jika semakin jauh titik lokasi gangguan (0%, 25%, 50%, 75%, dan 100%) maka didapat kesimpulan bahwa semakin jauh titik gangguan maka nilai *setting* rele arus lebih semakin lambat, sebaliknya jika semakin dekat titik gangguan maka semakin cepat *setting relay* arus lebih.

4.10 Waktu kerja Relay Pada gangguan 2 fasa

Tabel 4. 18 tabel Pemeriksaan Waktu Kerja relay pada Gangguan 2 Fasa

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 2 Fasa		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang 20 kV	Sisi <i>Incoming</i>
0	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{10537,40}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,22$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{10537,40}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,12$
25	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{2225,37}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,47$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{2225,37}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,24$
50	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{1258,25}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,79$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{1258,25}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,52$
75	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{854,90}{528}\right)^{0,02} - 1} = 1,0$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{854,90}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,79$
100	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{653,51}{528}\right)^{0,02} - 1} = 1,4$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{653,51}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,98$

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

Tabel 4. 19 Tabel Pemeriksaan Waktu Kerja *Relay* Gangguan 2 Fasa

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)	Selisish Waktu (detik)
0	0,22	0,12	0,1
25	0,47	0,24	0,23
50	0,79	0,52	0,27
75	1,0	0,79	0,21
100	1,4	0,98	0,42

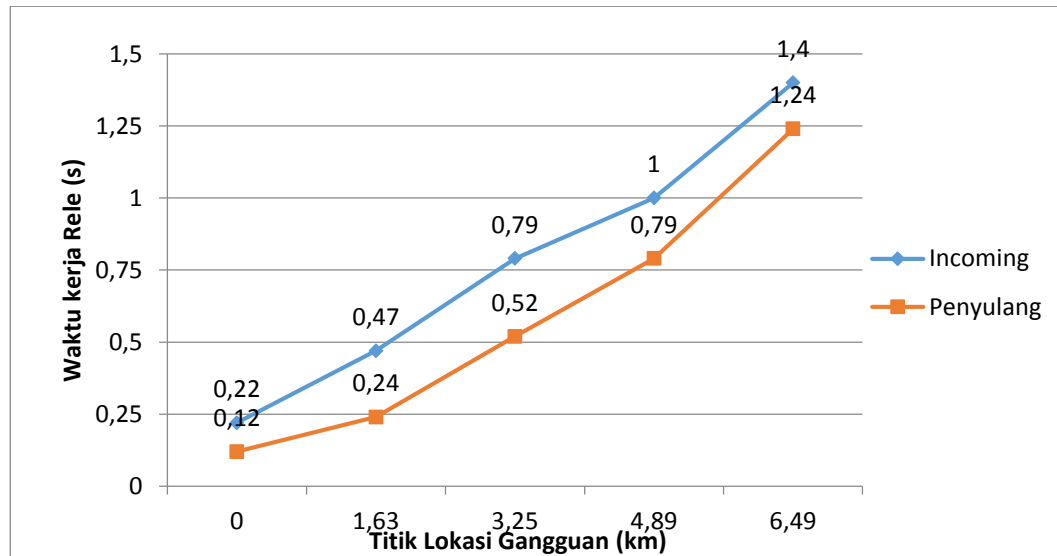
Hal ini terlihat pada tabel, saat titik lokasi gangguan 0% waktu kerja rele penyulang 0,12 detik dan waktu kerja rele *incoming* 0,22 detik. Semakin jauh titik lokasi gangguan, saat titik lokasi gangguan 50% waktu kerja rele penyulang 0,52 detik dan waktu kerja rele *incoming* 0,79 detik,

Begitu seterusnya saat titik lokasi gangguan 75% waktu kerja rele penyulang 0,79 detik sedangkan waktu kerja rele *incoming* 1,0 detik dan begitu pula waktu kerja rele saat titik lokasi gangguan 100% akan lebih cepat waktu kerja rele penyulang dari pada *incoming*.

Waktu kerja rele penyulang lebih cepat dibandingkan rele *incoming* ini membuktikan bahwa rele penyulang merupakan rele yang pertama merasakan gangguan selanjutnya dibantu dengan rele *incoming* sebagai rele cadangan.

Dari tabel pemeriksaan waktu kerja rele gangguan 2 fasa maka dapat dibuat kurva hubungan antara waktu kerja rele dengan lokasi gangguan, bentuk kurva di bawah ini , dimana kesimpulan yang dapat diambil dari kurva di bawah ini adalah semakin jauh titik gangguan maka semkin lama waktu kerja rele,

kebalikanya jika semakin dekat titik gangguan maka semakin cepat waktu kerja rele arus lebih, dapat di lihat pada kurva dibawah ini.



Gambar 4. 5 Gambar Kurva Hubungan Titik Lokasi Gangguan dengan Waktu Kerja Rele Arus gangguan 2 Fasa

4.11 Waktu kerja Relay Pada gangguan 1 Fasa ke Tanah

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

Pemeriksaan Waktu Kerja Relay pada Gangguan 1 Fasa ke Tanah		
Lokasi (%)	Sisi Penyulang 20 kV	Sisi Incoming
0	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{3310,05}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,37$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{3310,05}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,21$
25	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{998,74}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,42$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{998,74}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,29$
50	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{579,15}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,51$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{579,15}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,32$

75	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{415,48}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,65$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{415,48}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,38$
100	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,099}{\left(\frac{321,564}{528}\right)^{0,02} - 1} = 0,7$	$t = \frac{0,14 \times TMS}{\left(\frac{Ifault}{Iset}\right)^{0,02} - 1} = \frac{0,14 \times 0,194}{\left(\frac{321,564}{1905,2}\right)^{0,02} - 1} = 0,43$

Diatas adalah tabel pemeriksaan waktu kerja *relay* untuk arus gangguan 1 fasa ke tanah, sama dengan arus gangguan 3 fasa dan gangguan 2 fasapada 1 fasa ke tanah ini waktu kerja *relay* sisi penyulang lebih cepat dibandingkan *relay* sisi *incoming*.

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

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)	Selisish Waktu (detik)
0	0,37	0,21	0,16
25	0,42	0,29	0,13
50	0,51	0,32	0,19
75	0,65	0,38	0,27
100	0,7	0,43	0,27

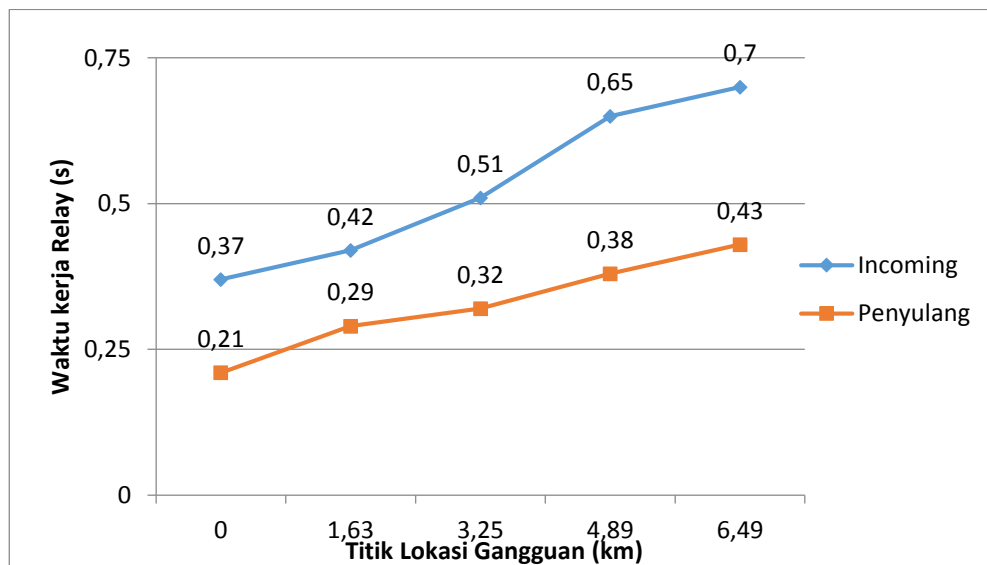
Hal ini terlihat pada tabel, saat titik lokasi gangguan 0% waktu kerja *relay* penyulang 0,21 detik dan waktu kerja *relay incoming* 0,37 detik. Semakin jauh titik lokasi gangguan, saat titik lokasi gangguan 50% waktu kerja *relay* penyulang 0,32 detik dan waktu kerja *relay incoming* 0,51 detik,

Begitu seterusnya saat titik lokasi gangguan 75% waktu kerja *relay* penyulang 0,38 detik sedangkan waktu kerja *relay incoming* 0,65 detik dan

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

Waktu kerja *relay* penyulang lebih cepat dibandingkan *relay incoming* ini membuktikan bahwa *relay* penyulang merupakan *relay* yang pertama merasakan gangguan selanjutnya dibantu dengan *relay incoming* sebagai *relay* cadangan.

Dari tabel pemeriksaan waktu kerja *relay* gangguan 1 fasake tanah maka dapat dibuat kurva hubungan antara waktu kerja *relay* dengan lokasi gangguan, bentuk kurva di bawah ini , diama kesimpulan yang dapat diambil dari kurva di bawah ini adalah semakin jauh titik gangguan maka semakin lama waktu kerja *relay*, kebalikanya jika semakin dekat titik gangguan maka semakin cepat waktu kerja *relay* rus lebih, dapat di lihat pada kurva dibawah ini.



Gambar 4. 6 Gambar Kurva Hubungan Titik Lokasi Gangguan dengan Waktu Kerja *Relay* Arus gangguan 1 fasa ke tanah

4.12 Perbandingan Setting Relay Terpasang dan Terhitung

Tabel 4. 22 Tabel Perbandingan nilai *setting relay* terpasang dengan yang terhitung

Nama Relay		Relay Terpasang		Relay Terhitung	
		Sisi <i>Incoming</i>	Sisi Penyulang	Sisi <i>Incoming</i>	Sisi Penyulang
OCR	TMS	0,23	0,267	0,194	0,099
	Rasio CT	2000/5	600/5	2000/5	600/5
	t	0,7 (detik)	0,3 (detik)	0,69 (detik)	0,29 (detik)
GFR	TMS	0,23	0,267	0,21	0,144
	Rasio CT	2000/5	600/5	2000/5	600/5
	t	0,7 (detik)	0,3 (detik)	0,70 (detik)	0,30 (detik)

Dapat dilihat pada tabel diatas adalah hasil dari perbandingan *setting relay* yang terpasang dengan *relay* yang terhitung secara manual, Nilai *setting* yang terpasang dengan yang terhitung memiliki sedikit perbedaan yaitu nilai TMS dan *t (time)* pada bagian *relay* OCR di sisi *incoming* yang terpasang sebesar 0,23 dan 0,7 detik tetapi pada nilai *setting* pada sisi *incoming* di perhitungan manual di dapatkan nilai 0,194 dan 0,69 detik dengan nilai tersebut memiliki selisih sebesar 0,036 dan 0,01 detik. Pada bagian *relay* sisi penyulang juga terdapat perbedaan pada nilai *setting* TMS dan *t (time)* dimana pada nilai *setting relay* terpasang sebesar 0,267 dan 0,3 detik , sedangkan pada bagian sisi penyulang nilai *setting* dengan perhitungan manual sebesar 0,099 dan 0,3 detik, nilai *setting* pada bagian *t (time)* dan TMS pada bagian sisi penyulang memiliki selisih pada nilai TMS sebesar 0,168 detik dan *t* sebesar 0,0 detik.

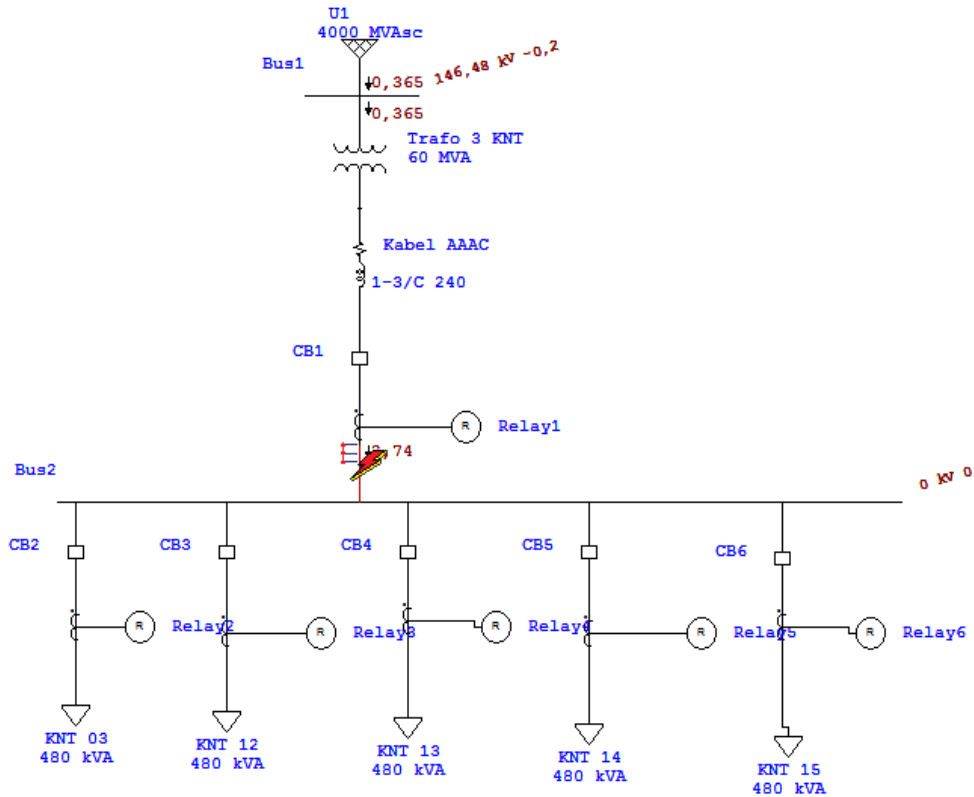
4.13 Simulasi Gangguan Menggunakan Software ETAP 12.6

Untuk simulasi sendiri terletak hanya pada bagian sisi jaringan penyulang 20kV dan pada sisi jaringan *incoming* 20 kV. Dari simulasi gangguan ini maka akan terlihat *relay* yang bekerja tersebut apakah layak dan mampu mengamankan jaringan dari gangguan dengan baik ataukah masih belum maksimal dalam mengamankan saat terjadi gangguan.

Selanjutnya untuk simulasi gangguan pada koordinasi proteksi disisi penyulang 20 kV menggunakan sebuah *software* etap 12.6, dimana pada simulasi gangguan hubung singkat pada *software* etap dengan menggunakan fitur *star protective device coordination* dan *short circuit analysis*, dimana pada percobaanya dengan memberikan gangguan (fault insersion) pada bagian bus ataupun pada bagian sisi jaringan mana yang akan diketahui *relay* yang bekerja dengan baik.

Untuk mengetahui apakah *relay* yang terpasang pada Gardu Induk Kentungan 150kV sudah bekerja dengan baik atau belum, dengan mensimulasikan dan membandingkan setting *relay* yang terpasang dengan setting rele yang terhitung secara manual tersebut.

1. Simulasi Koordinasi Proteksi di Incoming Terpasang di GI Kentungan 150 kV

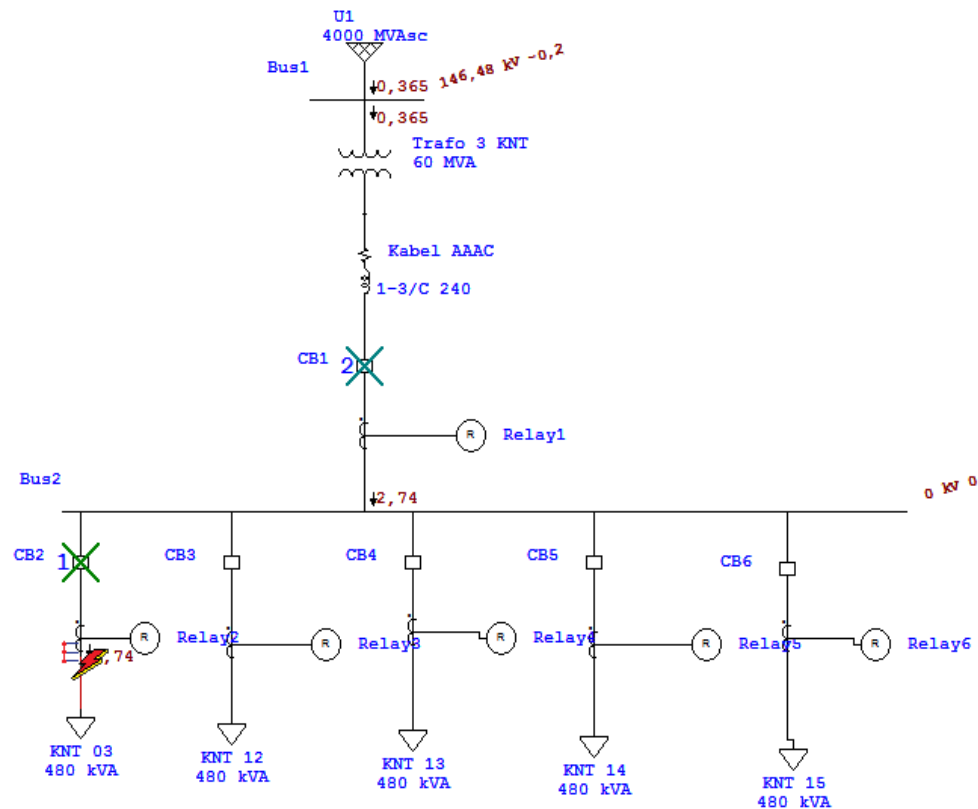


Gambar 4. 7 Koordinasi Proteksi pada sisi Incoming Terpasang Di Gardu induk Kentungan

Pada gambar simulasi di sisi incoming di atas, letak gangguan diberikan pada bagian sisi *incoming* yaitu pada jalur bus 2 atau dibagian jaringan setelah dari komponen *transformator* III menuju area sisi penyulang. Pada koordinasi proteksi ini ketika diberikan sebuah gangguan yaitu yang bekerja adalah pada relay *incoming* itu disebabkan karena pada relay *incoming* adalah yang terdekat dengan terjadinya gangguan, ketika *relay incoming* ketika merasakan sebuah gangguan dimana gangguan tersebut melebihi dari nilai *setting* dari *relay incoming*, maka *relay incoming* akan memberikan perintah kepada CB 1 untuk melakukan trip, dimana pada kondisi CB 1 *close* (tertutup) karena ada gangguan dan dapat perintah untuk open dari *relay incoming* maka kondisi CB1

berubah menjadi *open* (terbuka) dengan waktu kerja *relay* 0,7 detik sehingga jaringan dapat diamankan.

2. Simulasi Koordinasi Proteksi Penyulang Terpasang di GI Kentungan 150 kV.

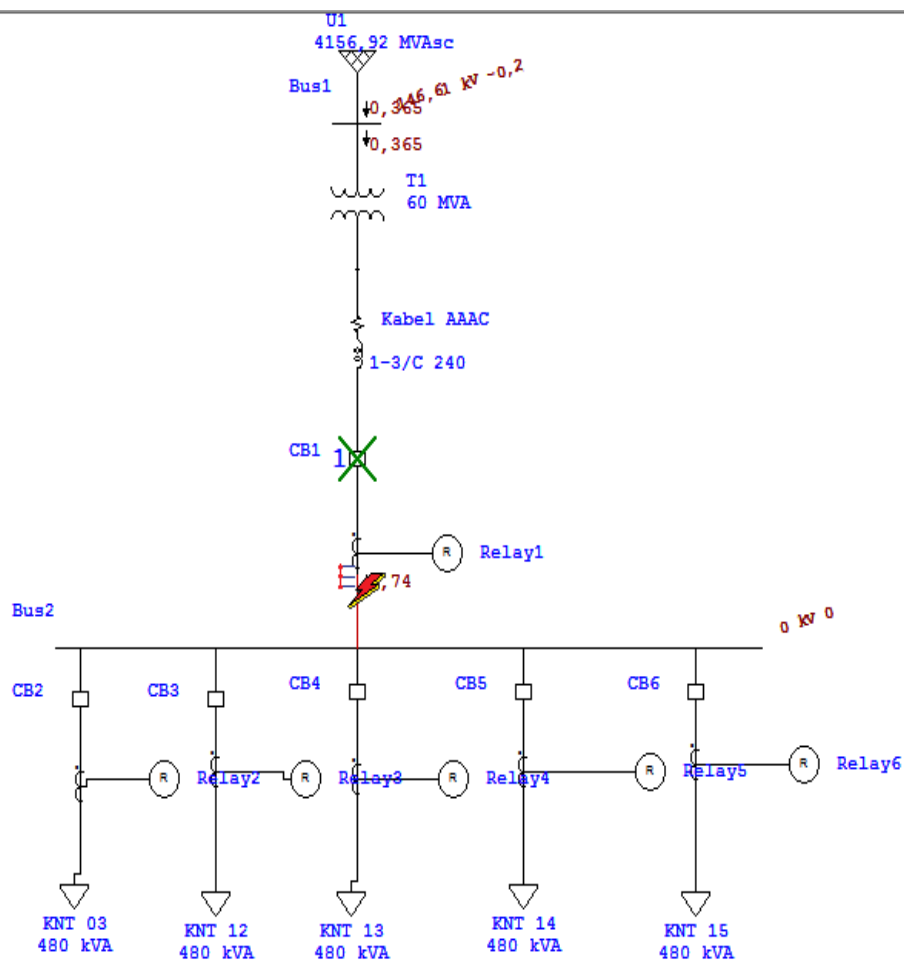


Gambar 4. 8 Gambar Simulasi Koordinasi Proteksi sisi penyulang terpasang di Gardu Induk

Dari simulasi diatas dapat dilihat yaitu memberikan gangguan disisi penyulang KNT 03, sehingga yang terjadi yaitu pada *Relay* 2 akan merasakan sebuah gangguan dan membaca besarnya gangguan yang terjadi selanjutnya *relay* 2 tersebut akan memberikan perintah pada CB 2 untuk bekerja atau trip. Tetapi jika nilai gangguan yang terjadi melebihi dari nilai *setting* pada CB 2 maka selanjutnya *relay* 2 tadi akan memberikan perintah kepada CB 1 atau CB pemutus dimana yang telah diletakkan dekat dengan sisi penyulang dimana CB 1 tadi dalam kondisi awalnya *close* menjadi *open* terbuka sehingga

CB 1 tersebut trip memutus tegangan. Karena terjadi gangguan saat CB 2 tadi waktu kerja *relay* 0,3 detik dan CB 2 tidak mampu mengatasi gangguan yang terjadi maka CB 1 akan bekerja untuk trip (pemutus) kan jaringan karena CB 1 disetting dalam waktu kerja *relay* sebesar 0,5 detik lebih lama dari setting CB 2.

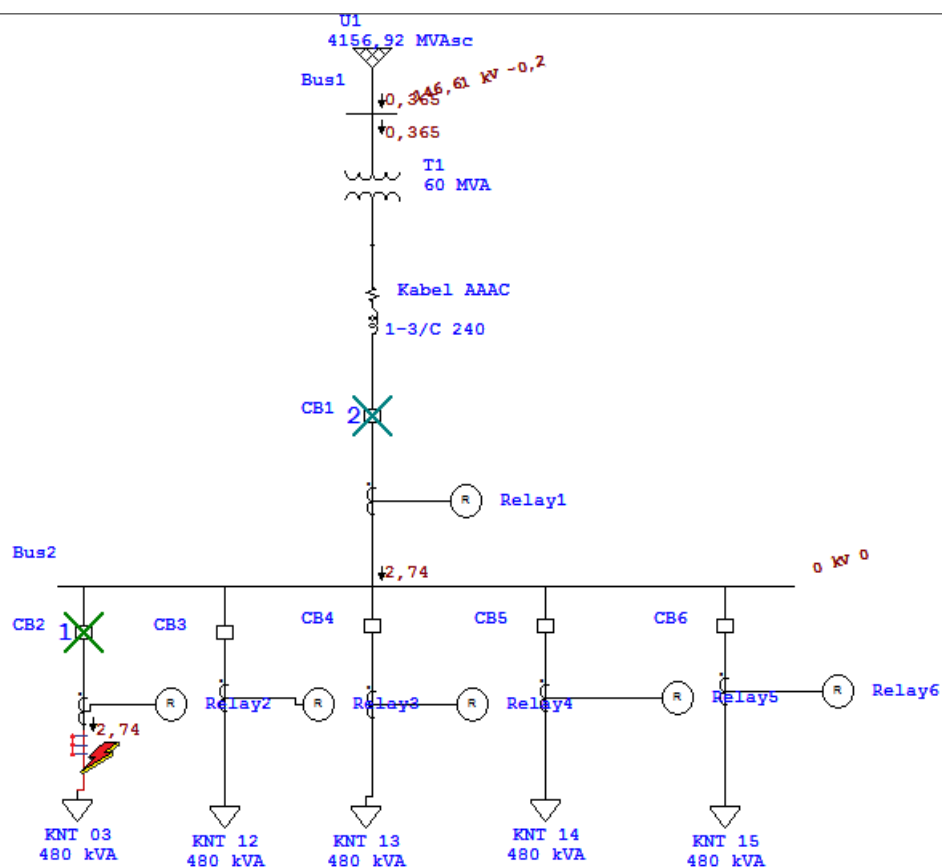
3. Simulasi Koordinasi Proteksi Sisi *Incoming* Terhitung di GI Kentungan 150kV.



Gambar 4. 9 Gambar Simulasi Koordinasi Poteksi sisi *Incoming* Terhitung di Gardu Induk

Dari gambar simulasi di atas dimana diberikan gangguan pada bagian sisi *incoming*, diibaratkan terjadi gangguan pada jaringan *bus 2* dimana terjadi dekat dengan *relay incoming* sehingga *relay incoming* yang dekat dan merasakan terjadinya gangguan. Sehingga *relay incoming* membaca apakah gangguan yang terjadi melebihi nilai *setting* atau tidak, jika melebihi batas nilai *setting* maka *relay incoming* akan memerintahkan CB 1 untuk melakukan *trip* (pemutus) diaman dalam kondisi awal CB 1 adalah *close* (tertutup) menjad *open* (terbuka) untuk mengamankan jaringan dimana *setting* nilai wktu kerja *relay incoming* adalah sebesar 0,69 detik.

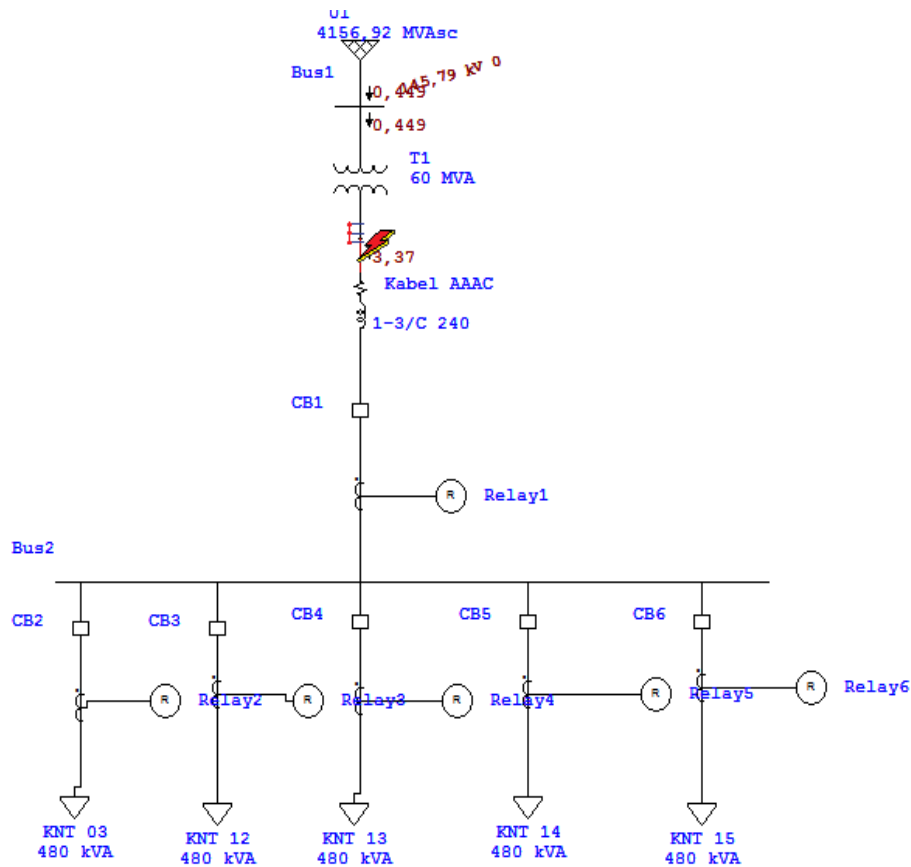
4. Simulasi Koordinasi Proteksi di Penyulang Terhitung di GI Kentungan 150kV



Gambar 4. 10 Gambar Simulasi Koordinasi Proteksi sisi Penyulang Terhitung di GI Kentungan 150kV

Dari gambar simulasi di atas dimana dengan memberikan gangguan pada bagian sisi penyulang jaringan KNT 03. Ketika terjadi gangguan pada penyulang KNT 03 maka pada *relay 2* yang pertama kali akan merasakan dan membaca besar gangguan yang terjadi, ketika nilai gangguan melebihi nilai setting waktu 0,29 detik, maka *relay 2* akan memberikan sinyal ke CB 2 untuk bekerja. Jika CB 2 tidak bisa bekerja untuk trip selanjutnya *relay incoming* yang merasakan terjadinya gangguan dan memprosesnya untuk selanjutnya mengirimkan ke CB 1 untuk bekerja mengamankan dimana nilai *setting* waktu *relay incoming* sebesar 0,69 detik untuk mengamankan, dimana kondisi CB 1 awalnya *close* (tertutup) setelah bekerja menjadi *open* (terbuka) atau *trip* (pemutus).

5. Simulasi Koordinasi Proteksi Gangguan Pada Peralatan GI Kentungan 150kV.



Gambar 4. 11 Gambar Simulasi Koordinasi Proteksi Pada Perlatan di GI Kentungan 150 kV

Simulasi di atas adalah ketika terjadi gangguan pada peralatan di garu induk dalam kondisi terhitung maupun yang terpasang . Simulasi diatas terjadi gangguan pada *transformator* maka yang terjadi adalah *relay* pada bagian sisi *incoming* ataupun pada bagian sisi penyulang tidak bekerja, karena gangguan yang terjadi pada bagian peralatan yaitu trafo, sedangkan rele OCR yang terpasang dan yang terhitung pada sisi incoming dan penyulang tersebut hanya mendeteksi gangguan pada bagian jaringan. Sehingga semua CB tidak akan bekerja memutus gangguan atau trip. Untuk pengaman peralatan saat terjadi gangguan seperti pada simulasi di atas yaitu trafo maka menggunakan sebuah *relay differensial* dimana *relay* ini akan bekerja saat terjadi ketidakseimbangan

dari peralatan trafo tersebut. Karena jika terjadi gangguan jaringan diatas terjadi trip maka tidak akan memutus CB (Circuit Breaker)