

BAB IV

ANALISIS DATA DAN PERHITUNGAN

4.1 Deskripsi Data

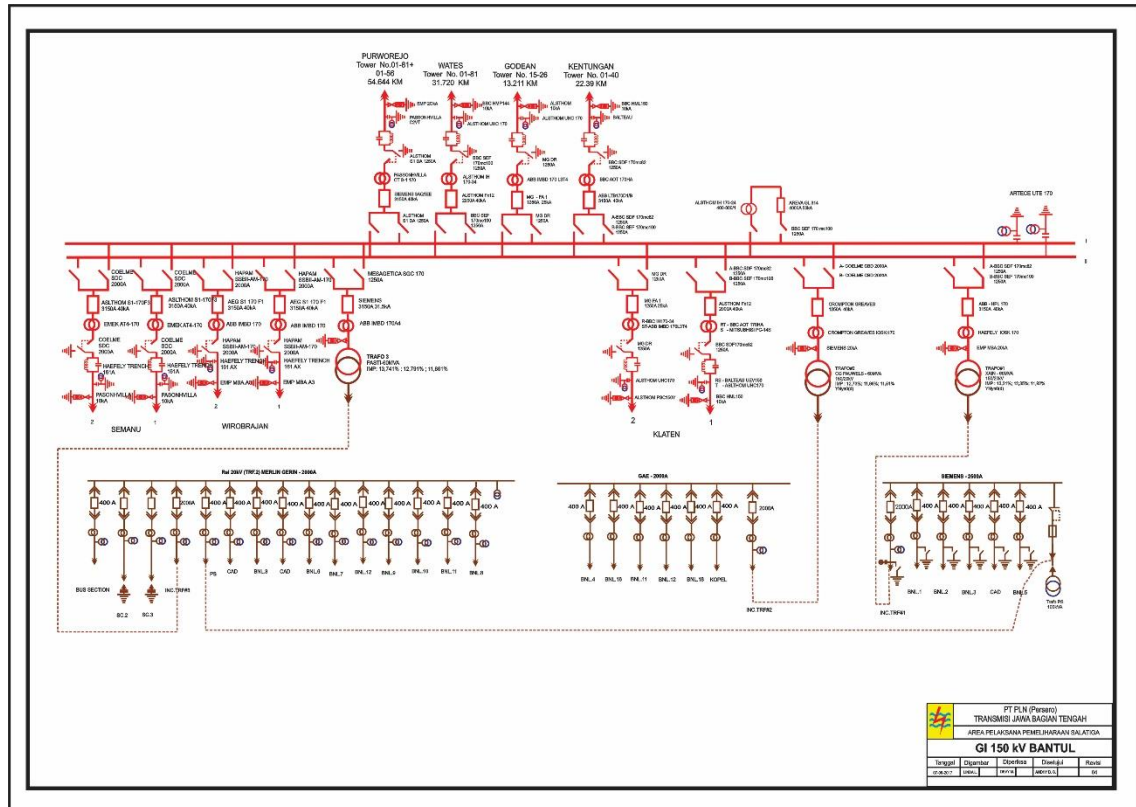
Dalam penelitian ini akan dibahas mengenai analisis perhitungan *setting relay* jarak. Perhitungan *setting relay* merupakan proses yang wajib dilakukan sebelum *relay* proteksi akan dipasang, dimana hal ini bertujuan agar *relay* proteksi dapat bekerja sesuai dengan fungsi yang telah ditentukan. Didalam perhitungan dan pengaturan *relay* proteksi perlu diketahui parameter-parameter yang dibutuhkan oleh *relay* proteksi seperti rasio *potential transformer* (PT), rasio *current transformer* (CT), besaran tegangan, besaran arus, hambatan maupun impedansi dari suatu sistem yang akan diproteksi.

Didalam penelitian ini akan dibahas mengenai perhitungan *setting relay* jarak (*distance relay*) pada saluran udara tegangan tinggi (SUTT) 150 kV Gardu Induk Bantul- Godean- Kentungan, untuk melakukan perhitungan tersebut telah didapatkan data dari PT. PLN Persero Gardu Induk Bantuk 150 kV, *Basecamp* Yogyakarta, yaitu berupa data sebagai berikut:

1. Gambar *single line diagram* (SLD) PLN Gardu induk 150 kV Bantul-Godean dan Kentungan
2. Data *setting relay* jarak
3. Spesifikasi kawat penghantar saluran transmisi
4. Spesifikasi *relay* jarak yang digunakan
5. Rasio trafo CT dan PT
6. Panjang Saluran Transmisi

Data-data yang telah diperoleh akan diolah dan dianalisis, data akan diolah dengan metode perhitungan *setting relay* jarak sesuai dengan zona proteksinya kemudian dibandingkan dengan data *setting* dan pengujian dari PT. PLN. Untuk memberi gambaran lebih jelas adapun rincian data-data diatas adalah sebagai berikut:

1. Gambar Garis Tunggal Gardu induk Bantul- Godean- Kentungan (Single Line Diagram)



Gambar 4.1 Single Line Diagram GI Bantul

Dari gambar 4.1 diagram garis tunggal dapat diketahui, jarak dari suatu gardu induk satu dengan gardu induk yang lain serta jenis kawat penghantar yang digunakan pada saluran udara tegangan tinggi sebagai berikut:

- GI Bantul- GI Godean dengan jarak 13,211 km dan menggunakan kawat penghantar jenis ACSR 240/40 mm²
- GI Bantul- GI Kentungan dengan jarak 22,390 km dan menggunakan kawat penghantar jenis ACSR 240/40 mm²
- GI Bantul- GI Purworejo dengan jarak 54,664 km dan menggunakan kawat penghantar jenis ACSR 240/40 mm²
- GI Bantul- GI Wates dengan jarak 31,720 km dan menggunakan kawat penghantar jenis ACSR 240/40 mm²

2. Data Setting (Setelan) Relay Jarak

GI Bantul Arah GI Godean

Jenis relai	: DISTANCE		
Merek/Tipe relai	: SIFANG/CSC-101		
LOKASI	: BANTUL		
PROTEKSI	: GODEAN		
L1, L2	: 13,211	,	9,1771 Km
L3, L4	: 9,1771	,	10,663 Km
Z1	: 0,1370	,	0,3966 Ω /Km
Z11	: 0,1370	,	0,3966 Ω /Km
Z12	: 0,1370	,	0,3966 Ω /Km
Z0	: 0,287	+j,	1,19 Ω /Km
CT	: 1000	/	1 Ampere
PT	: 150	kV/	100 Volt
In	: 1	A	
Z1PP	: 3,138	Z1PE	: 7,068
Z2PP	: 4,842	Z2PE	: 13,117
Z3PP	: 7,7	Z3PE	: 14,804
Φ	: 70,943 $^{\circ}$		

Tabel 4.1 Data Setelan Relay Jarak GI Bantul – GI Godean

No	Menu Text	value	No	Menu Text	Value
	FUNC TEST			FUNC CT FAIL	
1	Imp.oper.Zone	0 CW	1	Func_CT Fail	0 CW
2	Test Pos. Imp	0 CW	2	3I0_CT Fail	1 A
	FUNC COMMON			FUNC BROKEN KONDUKTOR	
1	VT Line	1 CW	1	Func_Broken Conduct	1 CW
2	AR Init By 2p	1 CW	2	Broken Conduct Trip	0 CW
3	AR Init By 3p	0 CW		FUNC FAULT LOCATOR	
4	Relay Trip 3pole	1 CW	1	Kx	0,667
5	CB Close state	1 CW Condition	2	Kr	0,365
6	I_ abrupt	0,15 A	3	Km	0,335
7	T Relay Reset	1 s	4	X_Line	5,239 Ω
8	U_Primary	150 kV	5	R_Line	1,81 Ω
9	U_Secondary	100 V	6	Line lenght	13,211 km
10	CT_Primary	0,6 kV		FUNC TELE DISTANCE	
11	CT_Secondary	1 A	1	Weak Infeed	0 CW
	FUNC VT FAIL		2	Blocking Mode	0 CW

Tabel 4.1 Lanjutan

No	Menu Text	value	No	Menu Text	Value
1	Func_VT Fail	1 CW	3	PUR Mode	1 CW
2	Solid Earth	0 CW	4	POR Mode	0 CW
3	I_VT Fail	0,1 A	5	Func_ Tele EF	0 CW
4	3I02_VT Fail	1 A	6	Tele_ EF_Inrush Block	0 CW
5	Upe_VT Fail	8 A	7	Tele_ EF_Init AR	0 CW
6	Upp_VT Fail	16 V	8	Parallel Line Mode	0 CW
7	Upe_VT Normal	40 V	9	T_Tele Reversal	100 ms
			10	3I0_Tele EF	0,2 A
			11	T0_Tele EF	0,1 A
	FUNC DISTANCE			FUNC DISTANCE	
1	Func Z1	1 CW	34	X1Ext PE	0,1 Ω
2	Func Z2	1 CW	35	T1 PE	0 s
3	Func Z3	1 CW	36	T2 PE	0,4 s
4	Func Z4	0 CW	37	T3 PE	1,6 s
5	Reverse Z4	0 CW	38	T4 PE	10 s
6	Func Z5	0 CW	39	T5 PE	10 s
7	Reverse Z5	0 CW	40	T1 Ext PE	10 s
8	Func Z1 ext	0 CW	41	R1 PP	1,168 Ω
9	Z1 PS Blocking	1 CW	42	X1 PP	2,913 Ω
10	Z2 PS Blocking	1 CW	43	R2 PP	1,704 Ω
11	Z3 PS Blocking	1 CW	44	X2 PP	4,532 Ω
12	Z4 PS Blocking	1 CW	45	R3 PP	2,113 Ω
13	Z5 PS Blocking	1 CW	46	X3 PP	7,405 Ω
14	Z1 ext PS Bloking	0 CW	47	R4 PP	0,1 Ω
15	Z2 Speedup	0 CW	48	X4 PP	0,1 Ω
16	Z3 Speedup	0 CW	49	R5 PP	0,1 Ω
17	Z23 Speedup Inrush Block	0 CW	50	X5 PP	0,1 Ω
18	Mho Characteristic	0 CW	51	R1Ext PP	0,1 Ω
19	Use PE LoadCutOut	0 CW	52	X1Ext PP	0,1 Ω
20	Use PP LoadCutOut	0 CW	53	T1 PP	0 s
21	Fast Distance	0 CW	54	T1 PP	0,8 s
22	I PSB	0,9 A	55	T1 PP	1,2 s
23	R1 PE	6,44 Ω	56	T1 PP	10 s
24	X1 PE	2,913 Ω	57	T1 PP	10 s
25	R2 PE	12,31 Ω	58	T1 Ext PP	10 s
26	X2 PE	4,532 Ω	59	I SOFT Dist	1,2 A

Tabel 4.1 Lanjutan

No	Menu Text	value	No	Menu Text	Value
27	R3 PE	12,82 Ω	60	3I0 Dist PE	0,1 A
28	X3 PE	7,405 Ω	61	3U0 Dist PE	1 V
29	R4 PE	0,1 Ω	62	AngleLoadCutOut	41,87°
30	X4 PE	0,1 Ω	63	R LoadCutOut PE	48,113 Ω
31	R5 PE	0,1 Ω	64	AngleLoadCutOut PP	41,87°
32	X5 PE	0,1 Ω	65	R LoadCutOut PP	48,113 Ω
33	R1Ext PE	0,1 Ω	66	Xs OHM	0,01 Ω
	FUNC SOFT			FUNC SOFT	
1	Func SOFT	1 CW	4	T OC SOFT	0 CW
2	SOTF Inrush Block	1 CW	5	3I0 SOFT	1,2 CW
3	I SOFT	1,2 CW	6	T EF SOFT	0 CW

GI Godean Arah GI Kentungan

Jenis relai	: DISTANCE		
Merek/Tipe relai	: MICOM P442		
LOKASI	: GODEAN		
PROTEKSI	: KENTUNGAN		
L1, L2	: 9,1771	,	10,638 Km
L3, L4	: 31,192	,	--
Z1	: 0,1370	+j	0,3966 Ω /Km
Z11	: 0,1370	+j	0,3966 Ω /Km
Z12	: 0,1370	+j	0,3966 Ω /Km
Z0	: 0,287	+j	1,19 Ω /Km
CT	: 600	/	1 Ampere
PT	: 150	kV/	100 Volt

Tabel 4.2 Data Setelan Relay Jarak GI Godean – GI Kentungan

No	Menu Text	value	No	Menu Text	Value
1	SYSTEM DATA		6	Group 1 Distance Element	
	System Frequency	50 Hz		Line Setting	---
				Line Length	9,1771 km
2	CB CONTROL			Line Impedance	1,54 Ω
	A/R Single Pole	Enable		Line Angle	70,9°
	A/R Three Pole	Disable		Zone Setting	---
				Zone Status	11010
				Z2	Enable

Tabel 4.2 Lanjutan

No	Menu Text	value	No	Menu Text	Value
3	CONFIGURATION			Z3	Enable
	Distance Protection	Enable		Z4	Enable
	Power Swing	Enable		kZ1 Res Comp	0,641
	Supervision	Enable		kZ1 Angle	8,3 ⁰
	Internal A/R	Enable		Z1	1,232 Ω
	CT & VT Ratios	Visible		R1G	15,84 Ω
	Distrub Recorder	Visible		R1Ph	11,88 Ω
	Measuret Setup	Visible		tZ1	0 s
	Setting Values	Secondary		kZ2 Res Comp	0,641
				kZ2 Angle	8,3 ⁰
4	VT AND CT RATIOS			Z2	2,375 Ω
	Main VT Primary	150 kV		R2G	22,63 Ω
	Main VT Secondary	100 V		R2Ph	16,97 Ω
	Phase CT Primary	600 A		tZ2	0,4 s
	Phase CT Secondary	1 A		kZ3/4 Res Comp	0,641
	Main VT Location	Line		kZ3/4 Angle	8,3 ⁰
				Z3	6,088 Ω
5	MEASUREMENT SETUP			R3G - R4G	32,33 Ω
	Local Values	Secondary		R3Ph - R4Ph	24,25 Ω
	Distance Unit	Kilometers		tZ3	1,6 s
	Fault Location	Distance		Z4	0,154 Ω
				tZ4	1,6 s
	Fault Locator	---	9	Group 1 Supervision	
	kZm Mutual Comp	0,24		VT SUPERVISION	---
	kZm Angle	9,6 ⁰		VTS Time Delay	5 s
				VTS I2> & I0> Inh	50 mA
7	Group 1 Distance Schemes			Detect 3P	Enable
	Program Mode	Open Sch		Threshold 3P	30 V
	Standard Mode	PUP Z2		Delta I>	100 mA
	Fault Type	Both Enable		CT SUPERVISION	---
	Trip Mode	1p, Z1, Z2, & CR		CTS Status	Disable
	Sig. Send Zone	CsZ1			
	Dist CR	Perm Z2		Group 1 Autoreclose	
	TOR- SOFT Mode	0111000		1P Trip Mode	1/3
	TOR All Zones	Enable		3P Trip Mode	3/3
	TOR Distance Sch	Enable		1P Dead Time 1	1 s
	SOFT All Zones	Enable		3P Dead Time 1	3 s

Tabel 4.2 Lanjutan

No	Menu Text	value	No	Menu Text	Value
	Weak Infeed	---		Reclaim Time	40 s
	WI: Mode Status	Disable		Reclose Pulse Time	0,2 s
	Loss of Load	---		Autoreclose Lockout	
	LoL: Mode Status	Disable		Block A/R	011
				At tZ2	Enable
8	Group 1 Power Swing			At Tz3	Enable
	Delta R	7,275			
	Delta X	7,275			
	Blocking Zones	00000111			
	Z1 Blocking	Enable			
	Z2 Blocking	Enable			
	Z3 Blocking	Enable			

Dari tabel 4.1 sampai dengan tabel 4.2 merupakan data setelan relay jarak (*distance relay*) yang digunakan pada saluran udara tegangan tinggi 150 kV (SUTT) GI Bantul arah GI Godean dan GI Godean arah GI Kentungan. Untuk angka bercetak tebal merupakan nilai impedansi setting yang digunakan.

1. Spesifikasi Kawat Penghantar yang Digunakan Pada Saluran Udara Tegangan Tinggi GI Bantul, GI Godean, Dan GI Kentungan

Dari hasil pengumpulan data yang dilakukan selama penelitian, jenis kawat penghantar yang digunakan pada saluran udara tegangan tinggi GI Bantul, GI Godean dan GI Kentungan adalah jenis kawat penghantar ACSR 240/40 mm² dengan spesifikasi sebagai berikut:

- 1) Luas Area
 - Besi : 39,5 mm²
 - Alumuniun : 243 mm²
 - Total : 282 mm²
- 2) Diameter kawat penghantar keseluruhan
 - Inti : 8,04 mm
 - Total : 21,9 mm
- 3) Resistivitas pada suhu 20° = 0,1188 Ω/km

- 4) Jumlah pilin = 61 buah
 - 5) Radius = 0,008740 m
 - 6) Faktor GMR = 0,772
 - 7) Panjang kawat penghantar GI Bantul – GI Godean = 13,211 km
 - 8) Panjang Kawat pengantar GI Godean – GI kentungan = 9,1771 km
- Untuk kawat tanah / GSW yang digunakan adalah 50 mm² dengan spesifikasi sebagai berikut:

- 1) Diameter seluruhnya = 9,6 mm
- 2) Radius = 0,0048 m
- 3) Jumlah pilin = 7 buah
- 4) Resistivitas pada 20° C = 12 μΩcm
- 5) Harga T₀ = 180°C

2. Spesifikasi *Relay* Jarak pada GI Bantul – GI Godean, GI Godean – GI Kentungan

Spesifikasi *relay* jarak yang digunakan pada GI Bantul – GI Godean adalah sebagai berikut:

- Merk : Sifang *Line Protection IED*
- Type : CSC-101
- Tegangan Kerja : 110 VDC

Spesifikasi *relay* jarak yang digunakan pada GI Godean – GI Kentungan adalah sebagai berikut:

- Merk : Schneider Electric
- Type/ No.Seri : Micom P442 / 31519305/10/10
- Tegangan Kerja : 110 - 125 VDC

3. Rasio Transformator CT dan Transformator PT

Rasio tranformator CT dan transformator PT yang digunakan di GI Bantul dan GI Godean memiliki perbedaan yaitu sebagai berikut:

Rasio Trafo CT dan PT pada **GI Bantul**

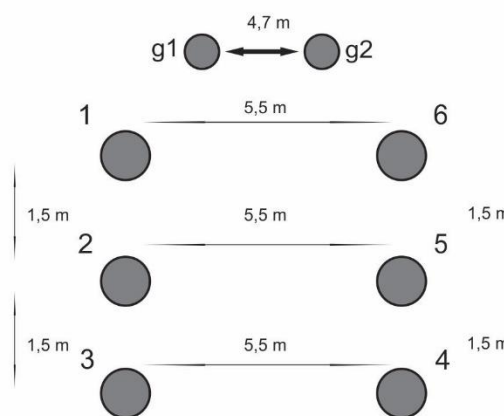
- Trafo CT : 1000 Ampere / 1 Ampere

- Trafo PT : 150 KV / 100 Volt

Rasio Trafo CT dan PT pada **GI Godean**

- Trafo CT : 600 Ampere / 1 Ampere
- Trafo PT : 150 KV / 100 Volt

4. Jarak antar Kawat Fasa



Gambar 4.2 Jarak antar Konduktor

Jarak antar konduktor fasa dapat dilihat pada gambar 4.2 diatas dan untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada tabel 4.3 dibawah ini:

Tabel 4.3 Jarak antar Konduktor

No	Jarak antar Konduktor	Panjang (m)	Keterangan
1	1 – 2	1,5 m	D_{12}
2	1 – 3	3 m	D_{13}
3	1 – 4	6,26 m	D_{14}
4	1 – 5	5,70 m	D_{15}
5	1 – 6	5,5 m	D_{16}
6	2 – 3	1,5 m	D_{23}
7	2 – 4	5,70 m	D_{24}
8	2 – 5	5,5 m	D_{25}

Tabel 4.3 Lanjutan

No	Jarak antar Konduktor	Panjang (m)	Keterangan
9	2 – 6	5,70 m	D ₂₆
10	3 – 4	5,5 m	D ₃₄
11	3 – 5	5,70 m	D ₃₅
12	3 – 6	6,26 m	D ₃₆
13	4 – 5	1,5 m	D ₄₅
14	4 – 6	3 m	D ₄₆
15	5 – 6	1,5 m	D ₅₆
16	g1 – g2	4,7 m	D _{g12}

4.2 Pengaturan *relay* jarak GI Bantul- GI Godean- GI Kentungan

Pengaturan *relay* jarak yang dilakukan di GI Bantul- GI Godean- GI Kentungan berdasarkan pada daerah saluran transmisi yang akan diproteksi oleh *relay* jarak. Untuk memperoleh tingkat selektifitas yang tinggi pada saluran transmisi yang mengalami gangguan maka pada *relay* jarak yang terdapat di GI Bantul - GI Godean - GI Kentungan dikoordinasikan dengan baik sehingga tidak terjadi *overlapping relay* jarak satu dengan yang lainnya. Zona proteksi *relay* jarak yang terdapat di GI Bantul- GI Godean- GI Kentungan terbagi menjadi tiga zona yaitu sebagai berikut:

1. Zona 1 akan mengamankan saluran yang diproteksi (*protected line*), Pengaturan zona 1 adalah 70-80% impedansi dari panjang saluran transmisi yang diproteksi. Zona 1 terdapat pada saluran udara tegangan tinggi dari GI Bantul sampai dengan GI Godean.
2. Zona 2 akan mengamankan saluran yang diproteksi (*protected line*) dan saluran berikutnya (*adjacent line*). Pengaturan zona 2 adalah 120% impedansi dari panjang saluran transmisi yang diproteksi. Zona 2 terdapat pada saluran udara tegangan tinggi dari GI Godean menuju GI Kentungan dengan mengambil impedansi *setting* terendah.

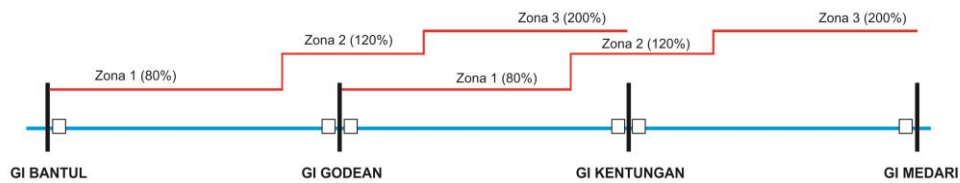
3. Zona 3 Jangkauan *relay* zona 3 diatur untuk melampaui bus 3 dan 4, untuk memberikan *back up* dan memberikan pengamanan jangkauan saluran berikutnya (*adjacent line*). Pengaturannya adalah 100% dari jalur 1 dan 2 ditambah dengan 120% dari bus 2-3 atau 2-4. Zona 3 terpadat pada saluran udara tegangan tinggi dari GI Godean menuju GI Kentungan dan melampaui hingga GI Medari.

Ada 2 hal yang harus dikoordinasikan pada *relay* jarak, yaitu :

1. Ujung *relay* jarak satu dengan ujung *relay* jarak lainnya harus dikoordinasikan dalam satu saluran transmisi yang diamankan, sehingga jika *relay* bekerja maka *relay* pada ujung yang lain juga akan bekerja sesuai dengan waktu yang telah ditentukan, apabila waktu *relay* bekerja seketika maka *relay* pada ujung lainnya akan bekerja seketika pula.
2. *Relay* pada suatu zona pengamanan dengan *relay* seksi berikutnya juga harus dikoordinasi, agar tidak terjadi tumpang tindih pengamanan (*overlapping*), apabila terjadi tumpang tindih maka akan diberi perlambatan waktu untuk *relay* yang tidak bekerja pada zona proteksinya.

4.3 Perhitungan *Setting Relay* Jarak GI Bantul- GI Godean, GI Godean- GI Kentungan

Untuk dapat melakukan perhitungan *setting relay* jarak (*distance relay*) terlebih dahulu harus melakukan perhitungan nilai resistivitas dari kawat penghantar yang digunakan, nilai reaktansi induktif kawat penghantar, dan menghitung impedansi saluran GI Bantul- GI Godean, GI Godean- GI Kentungan, kemudian dilakukan perhitungan proteksi sesuai dengan zona proteksi *relay* jarak yaitu zona 1, zona 2, dan zona 3.



Gambar 4.3 Zona Proteksi Relay Jarak (*Distance Relay*)

4.3.1. Perhitungan Resistivitas Bahan Konduktor

Konduktor yang digunakan pada Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) GI Bantul - GI Godean - GI Kentungan adalah jenis ACSR 240/40 mm² sehingga dapat dihitung nilai resistivitas bahan konduktor berdasarkan persamaan (2.9) - (2.12) adalah sebagai berikut:

Jenis kawat penghantar adalah ACSR 240/40 mm²,

dengan ρ_{20} adalah 2,83 mikro ohm cm = $2,83 \times 10^{-11}$ ohm kilometer

$l = 1$ km

$A = 240 \text{ mm}^2 = 2,40 \times 10^{-10} \text{ km}^2$

Sehingga diperoleh:

$$R_{20} = 2,83 \times 10^{-11} \frac{1}{2,40 \times 10^{-10}} = 0,117916 \Omega/\text{km}$$

Karena kawat penghantar yang digunakan adalah kawat berkas/konduktor pilin (stranded conductor) lebih dari 2 lapis maka harus dikalikan dengan 1,02, sehingga,

$$R_{20} = 1,02 \times 0,117916 \Omega/\text{km} = 0,120274 \Omega/\text{km}$$

Setelah diketahui nilai R pada temperatur 20°C maka untuk mencari R pada temperatur 50°C adalah sebagai berikut:

Berdasarkan tabel 2.1 nilai α_{20} adalah $4,03 \times 10^{-3}$ sehingga,

$$\alpha_{t_1} = \frac{1}{T_0 + t_1} \text{ atau } T_0 = \left(\frac{1}{\alpha_{t_1}} \right) - t_1$$

$$T_0 = \left(\frac{1}{\alpha_{t_1}} \right) - t_1 = \left(\frac{1}{0,00403} \right) - 20 = 228,1389575$$

$$R_{50} = R_{20} \frac{(T_0 + t_2)}{(T_0 + t_1)} = 0,120274 \left(\frac{228,1389575 + 50}{228,1389575 + 20} \right) = \mathbf{0,13481512 \Omega/\text{km}}$$

Untuk nilai R pada suhu 20°C kawat tanah (*GSW/Ground Steel Wire*) 50mm² adalah:

$$R_{20} = 12 \times 10^{-11} \frac{1}{0,55 \times 10^{-10}} = 2,4 \Omega/\text{km}$$

$$R_{50} = R_{20} \frac{(T_0 + t_2)}{(T_0 + t_1)} = 2,4 \left(\frac{180^0 + 50^0}{180^0 + 20^0} \right) = 2,76 \Omega/\text{km}$$

Jadi dapat diketahui nilai resistivitas dari kawat ACSR 240/40mm² adalah **0,13481512 Ω/km** pada temperatur 50°C dan untuk GSW adalah 2,76 Ω/km.

4.3.2. Perhitungan nilai Induktansi bahan konduktor

Konduktor yang digunakan pada saluran transmisi udara tegangan tinggi (SUTT) GI Bantul - GI Godean - GI kentungan adalah jenis ACSR 240/40 mm² sehingga dapat dihitung nilai reaktansi induktif bahan konduktor berdasarkan persamaan (2.13) - (2.15) adalah sebagai berikut:

Berdasarkan tabel 4.3 maka dapat diketahui:

Untuk menghitung D_{eq} , metode GMD mensyaratkan pemakaian D_{12}^p , D_{23}^p , dan D_{31}^p , sehingga nilai GMD fasa-fasa adalah sebagai berikut:

$$D_{12}^p = D_{23}^p = \sqrt[4]{(D_{12} + D_{15})^2} = \sqrt[4]{(1,5 + 5,70)^2} = 2,9240 \text{ m}$$

$$D_{31}^p = \sqrt[4]{(D_{31} + D_{34})^2} = \sqrt[4]{(3 + 5,5)^2} = 4,0620 \text{ m}$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}^p \times D_{31}^p \times D_{23}^p}$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{2,9240 \times 4,0620 \times 2,9240} = \mathbf{3,2626 \text{ m}}$$

Sedangkan untuk GMR adalah perkalian faktor GMR = 0,772 dengan radius dari luas Kawat penghantar 240 mm², dengan perhitungan sebagai berikut:

$$\text{Radius} = \sqrt[2]{\frac{A}{\pi}} = \sqrt[2]{\frac{240}{\pi}} = 8,740 \text{ mm} = 0,008740 \text{ m}$$

$GMR = faktor\ GMR \times Radius = 0,772 \times 0,008740\ m = \mathbf{0,006747\ m}$,

sehingga, dapat dihitung nilai L sebagai berikut:

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{GMD}{GMR} = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{3,2626}{0,006747}$$

$$= 1,2362 \times 10^{-6} H/meter\ per\ fasa$$

Sehingga,

$$1,2362 \times 10^{-6} H/meter\ per\ fasa \times 1000 = 1,2362 \times 10^{-3} H/Km\ per\ fasa$$

$$XL = 2 \times \pi \times F \times L \Omega/km\ per\ fasa$$

Jadi, untuk nilai XL adalah:

$$XL = 2 \times \pi \times 50 \times 1,2362 \times 10^{-3} H/Km\ per\ fasa = \mathbf{0,38836\ \Omega/Km/fasa}$$

nilai $XL = \mathbf{0,38836\ \Omega/Km/fasa}$

4.3.3. Perhitungan nilai *setting relay* jarak GI Bantul- GI Godean

Untuk menghitung nilai *setting relay* jarak GI Bantul - GI Godean terdapat beberapa parameter yang harus diperhatikan, hal ini sesuai dengan ketentuan relay jarak GI Bantul-GI Godean yang memakai merk Sifang CSC-101 yaitu sebagai berikut:

Tabel 4.4 Parameter Relay Jarak GI Bantul-GI Godean Menggunakan Relay Jarak Sifang CSC 101

Keterangan	Parameter	Nilai
GI Bantul – GI Godean	Panjang L1	13,211 km
	R11	0,1370 Ω
	X11	0,3966 Ω/km
	Impedansi urutan Positif	5,543 Ω , 70,943°
	Impedansi urutan Nol	16,169 Ω , 76,43°

Tabel 4.4 Lanjutan

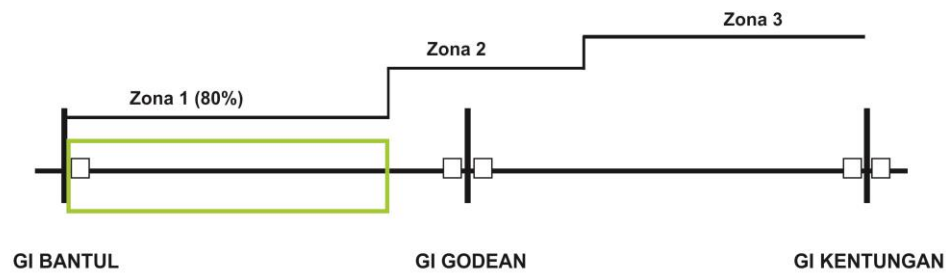
Keterangan	Parameter	Nilai
	Impedansi Mutual	5,565 Ω , 77,93°
GI Godean – GI Kentungan	Panjang L2	9,1771 km
	R11	0,1370 Ω
	X11	0,3966 Ω /km
	Impedansi urutan Positif	3,851 Ω , 70,943°
	Impedansi urutan Nol	11,232 Ω , 76,43°
GI Godean – GI Kentungan	Panjang L3	9,1771 km
	R11	0,1370 Ω
	X11	0,3966 Ω /km
	Impedansi urutan Positif	3,851 Ω , 70,943°
GI Kentungan – GI Medari	Impedansi urutan Nol	11,232 Ω , 76,43°
	Panjang L4	10,663 km
	R11	0,1370 Ω
	X11	0,3966 Ω /km
	Impedansi urutan Positif	4,464 Ω , 70,943°
	Impedansi urutan Nol	13,051 Ω , 76,43°
Trafo GI Godean	Impedansi trafo distribusi 150/20 kV 30 MVA, 12,331%	92,483 Ω
	Impedansi trafo distribusi 150/22 kV 60 MVA, 13,55%	50,813 Ω

Tabel 4.4 Lanjutan

Keterangan	Parameter	Nilai
Rasio Trafo PT Dan CT	Trafo PT	150 kV/100 V
	Trafo CT	1000 A/1 A
	CT/PT	0,667
Parameter <i>Distance relay</i>	Rod insulator length (LarcPE)	3 m
	Phasa to phasa spacing (LarcPP)	4,3 m
	3 Phasa Fault Current (I _{hs3f})	11721 A
	2 Phasa Fault Current (I _{hs2f})	$1,015 \times 10^4$ A
	Foot resistance of tower	8 Ω
	Arc Resistance PP (RarcPP)	0,304 Ω
	Arc Resistance PE (RarcPE)	0,212 Ω

A. Perhitungan Zona 1 Proteksi *Relay* Jarak GI Bantul- GI Godean

Berdasarkan dengan persamaan (2.2 dan 2.3) maka Zona 1 proteksi *relay* jarak dapat dihitung dengan parameter-parameter yang ditunjukkan tabel 4.4 serta menyesuaikan dengan *manual book relay* jarak Sifang CSC 101 sebagai berikut:



Gambar 4.4 Zona 1 Relay Jarak GI Bantul-GI Godean

Group ZONA 1

X (Z1) dan XE (Z1)

$$XL11 = L11 \times XL = 13,211 \times 0,3883 \Omega/km = 5,129 \Omega/km$$

$$XZ1P = 0,8 \times XL11 = 0,8 \times 5,129 = 4,103 \Omega$$

$$XZ1_S = XZ1P \times \frac{CT}{PT} = 4,338 \times \frac{1000}{1500} = 4,103 \times 0,667 = 2,736 \Omega$$

$$XZ1_{SET} = XZ1_S + (XZ1_S \times 0,042) = 2,736 + (2,736 \times 0,042) = \mathbf{2,850 \Omega}$$

maka untuk $\mathbf{XEZ1_{SET} = XZ1_{SET} =}$ yaitu $\mathbf{2,850 \Omega}$

R (Z1)

$$RL11 = L1 \times R = 13,211 \times 0,1348 = 1,78 \Omega$$

$$RZ1P = 0,8 \times RL11 + RarcPP = 0,8 \times 1,78 + 0,304 = 1,728 \Omega$$

$$RZ1_S = RZ1P \times \frac{CT}{PT} = 1,752 \times \frac{1000}{1500} = 1,728 \times 0,667 = \mathbf{1,152 \Omega}$$

maka untuk $\mathbf{RZ1_{SET} = RZ1_S}$ yaitu $\mathbf{1,152 \Omega}$

RE (Z1)

$$RL11 = L1 \times R = 13,211 \times 0,1348 = 1,78 \Omega$$

$$\begin{aligned} REZ1 &= [(0,8 \times RL11) + RarcPE + Rfoot] = [(0,8 \times 1,78) + 0,212 + 8] \\ &= 9,636 \Omega \end{aligned}$$

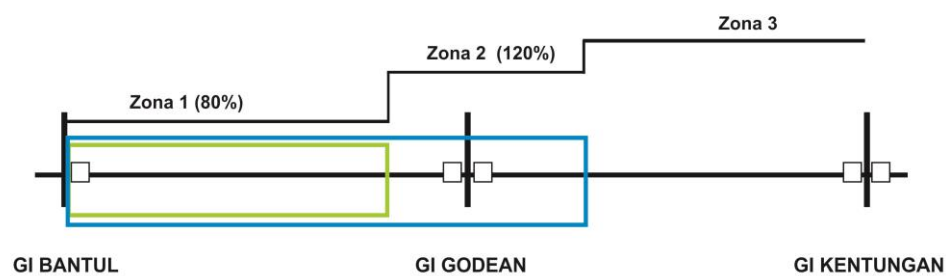
$$REZ1_S = REZ1 \times \frac{CT}{PT} = 9,636 \times \frac{1000}{1500} = 9,636 \times 0,667 = \mathbf{6,427 \Omega}$$

maka untuk $REZ1_{SET} = REZ1_s$ yaitu $6,427 \Omega$

dengan waktu kerja *relay* adalah 0 detik.

B. Perhitungan Zona 2 Proteksi Relay Jarak GI Bantul- GI Godean

Berdasarkan dengan persamaan (2.4 dan 2.6) maka Zona 2 proteksi *relay* jarak dapat dihitung dengan parameter-parameter yang ditunjukkan tabel 4.4 serta menyesuaikan dengan *manual book relay* jarak Sifang CSC 101 sebagai berikut:



Gambar 4.5 Zona 2 Relay Jarak GI Bantul-GI Godean

Group ZONA 2

$X(Z2)$ dan $XE(Z2)$ dengan faktor infeed = 1

$$XL_{21} = L_2 \times XL = 9,1771 \times 0,3883 \Omega/km = 3,563 \Omega/km$$

$$XZ2_{min} = 1,2 \times XL_{11} = 1,2 \times 5,129 = \mathbf{6,154 \Omega}$$

Berdasarkan dengan tabel 4.4 maka di pilih impedansi trafo distribusi yang terbesar di GI Godean yaitu: $92,483 \Omega$

$$XT_{11} = 92,483\Omega \text{ di imajinerkan menjadi } 92,483j$$

Dipilih impedansi trafo terbesar yang ada di gardu induk

$$\begin{aligned} XZ2_{max} &= 0,8(XL_{11} + 0,8 \times XL_{21} \times infeed) = 0,8(5,129 + 0,8 \times 3,563 \times 1) \\ &= \mathbf{6,383 \Omega} \end{aligned}$$

$$XZ2_{TRF} = 0,8(XL_{11} + 0,5 \times XT_{11}j) = 0,8(5,129 + 0,5 \times 92,483j)$$

$$= 0,8(5,129 + 0,5 \times 92,483j) = 0,8(5,129 + 46,2415j)$$

$$= 4,1032 + 36,9932j = \mathbf{37,220 \Omega ,83,67^\circ}$$

$$XZ2_B = XL11 + 0,8 \times XL21 = 5,129 + 0,8 \times 3,563 = \mathbf{7,979 \Omega}$$

Maka dipilih Z2 terbesar namun tidak melebihi XZ2 trafo dan XZ2 beban

$$XZ2_P = XZ2_{max} = 6,383 \Omega$$

$$XZ2_S = XZ2_P \times \frac{CT}{PT} = 6,383 \times \frac{1000}{1500} = 6,383 \times 0,667 = 4,257 \Omega$$

$$XZ2_{SET} = XZ2_S + (XZ2_S \times 0,042) = 4,257 + (4,257 \times 0,042) = \mathbf{4,435 \Omega}$$

maka untuk $\mathbf{XEZ2_{SET} = XZ2_{SET}}$ yaitu $\mathbf{4,435 \Omega}$

R (Z2)

$$RL11 = L1 \times R = 13,211 \times 0,1348 = 1,78 \Omega$$

$$RL21 = L2 \times R = 9,1771 \times 0,1348 = 1,237 \Omega$$

$$RZ2_P = 0,8 \times (RL11 + 0,8 \times RL21 \times infeed) + RarcPP$$

$$= 0,8 \times (1,78 + 0,8 \times 1,237 \times 1) + 0,304 = 2,519 \Omega$$

$$RZ2_S = RZ2_P \times \frac{CT}{PT} = 2,519 \times \frac{1000}{1500} = 2,519 \times 0,667 = \mathbf{1,680 \Omega}$$

maka untuk $\mathbf{RZ2_{SET} = RZ2_S}$ yaitu $\mathbf{1,680 \Omega}$

RE (Z2)

$$REZ2_P = 0,8 \times (RL11 + 0,8 \times RL21 \times infeed) + RarcPE + 2 \times Rfoot$$

$$= 0,8 \times (1,78 + 0,8 \times 1,237 \times 1) + 0,212 + 2 \times 8 = 18,427 \Omega$$

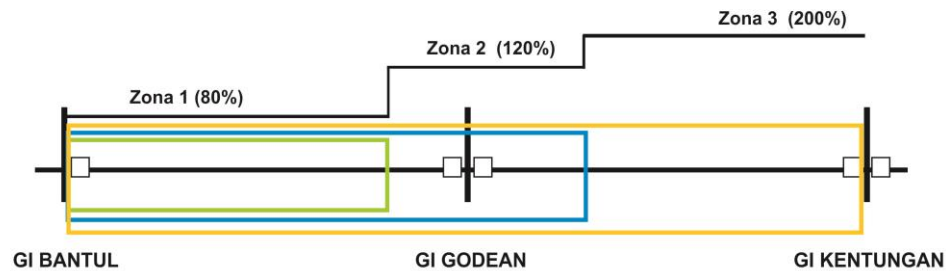
$$REZ2_S = REZ2_P \times \frac{CT}{PT} = 18,427 \times \frac{1000}{1500} = 18,427 \times 0,667 = \mathbf{12,290 \Omega}$$

maka untuk $\mathbf{REZ2_{SET} = REZ2_S}$ yaitu $\mathbf{12,290 \Omega}$

dengan waktu kerja *relay* adalah 0,4 – 0,8 detik.

C. Perhitungan Zona 3 Proteksi Relay Jarak GI Bantul- GI Godean

Berdasarkan dengan persamaan (2.7 dan 2.9) maka Zona 3 proteksi *relay* jarak dapat dihitung dengan parameter-parameter yang ditunjukkan tabel 4.4 serta menyesuaikan dengan *manual book relay* jarak Sifang Csc 101 sebagai berikut:



Gambar 4.6 Zona 3 Relay Jarak GI Bantul-GI Godean

Group ZONA 3

X (Z3) dan XE (Z3) dengan faktor infeed = 1

$$XL11 = L1 \times XL = 13,211 \times 0,3883 \Omega/km = 5,129 \Omega/km$$

$$XL31 = L3 \times XL = 9,1771 \times 0,3883 \Omega/km = 3,563 \Omega/km$$

$$XL41 = L4 \times XL = 10,663 \times 0,3883 \Omega/km = 4,140 \Omega/km$$

Berdasarkan dengan tabel 4.4 maka di pilih impedansi trafo distribusi yang terbesar di GI Godean yaitu: 92,483 Ω

$$XT11 = 92,483\Omega \text{ di imajinerkan menjadi } 92,483j$$

Dipilih impedansi trafo terbesar yang ada di gardu induk

$$XZ3 = 1,2 \times (XL11 + XL31) = 1,2 \times (5,129 + 3,563) = \mathbf{10,430 \Omega}$$

$$\begin{aligned} XZ3_{min} &= 0,8 \times (XL11 + 1,2 \times XL31 \times infeed) \\ &= 0,8 \times (5,129 + 1,2 \times 3,563 \times 1) = \mathbf{7,523 \Omega} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 XZ3_{mak} &= 0,8 \times [XL11 + infeed \times [0,8 \times (XL31 + 0,8 \times XL41)]] \\
 &= 0,8 \times [5,129 + 1 \times [0,8 \times (3,563 + 0,8 \times 4,140)]] \\
 &= 0,8 \times [5,129 + [1 \times 5,5]] = \mathbf{8,503 \Omega}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 XZ3_{TRF} &= 0,8(XL11 + 0,8 \times XT11j) = 0,8(5,129 + 0,8 \times 92,483j) \\
 &= 0,8(5,129 + 0,8 \times 92,483j) = 0,8(5,129 + 73,986j) \\
 &= 4,1032 + 59.1888j = \mathbf{59,330 \Omega}, 86,03^\circ
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 XZ3_b &= XL11 + [infeed \times 0,8 \times (XL31 + 0,8 \times XL41)] \\
 &= 5,129 + [1 \times 0,8 \times (3,563 + 0,8 \times 4,140)] \\
 &= 5,129 + [1 \times 0,8 \times (6,875)] = \mathbf{10,629 \Omega}
 \end{aligned}$$

Maka dipilih Z3 terbesar namun tidak melebihi XZ3 trafo dan XZ3 beban

$$XZ3P = XZ3 = \mathbf{10,430 \Omega}$$

$$XZ3_s = XZ3_{mak} \times \frac{CT}{PT} = 10,430 \times \frac{1000}{1500} = 10,430 \times 0,667 = \mathbf{6,956 \Omega}$$

$$XZ3_{SET} = XZ3_s + (XZ3_s \times 0,042) = 6,956 + (6,956 \times 0,042) = \mathbf{7,248 \Omega}$$

maka untuk $\mathbf{XEZ3_{SET} = XZ3_{SET}}$ yaitu $\mathbf{7,248 \Omega}$

R (Z3)

$$\begin{aligned}
 RZ3P &= 1,2 \times (RL21 + RL31 \times infeed) + (0,5 \times RarcPP) \\
 &= 1,2 \times (1,237 + 1,237 \times 1) + (0,5 \times 0,304) \\
 &= 1,2 \times (2,474 \times 1) + (0,152) = 3,120 \Omega
 \end{aligned}$$

$$RZ3_s = RZ3P \times \frac{CT}{PT} = 3,120 \times \frac{1000}{1500} = 3,120 \times 0,667 = \mathbf{2,081 \Omega}$$

maka untuk $\mathbf{RZ3_{SET} = RZ3_s}$ yaitu $\mathbf{2,081 \Omega}$

RE (Z3)

$$\begin{aligned}
 REZ3P &= 1,2 \times (RL21 + RL31 \times infeed) + RarcPE + 2 \times Rfoot \\
 &= 1,2 \times (1,237 + 1,237 \times 1) + 0,212 + 2 \times 8 = 19,180 \Omega
 \end{aligned}$$

$$REZ3_S = REZ3P \times \frac{CT}{PT} = 19,180 \times \frac{1000}{1500} = 19,180 \times 0,667 = \mathbf{12,79 \Omega}$$

maka untuk $REZ3_{SET} = REZ3_S$ yaitu $12,79 \Omega$

dengan waktu kerja *relay* adalah 1,2 detik.

4.3.4. Perhitungan nilai setting relay jarak GI Godean- GI Kentungan

Untuk menghitung nilai *setting relay* jarak GI Godean- GI Kentungan terdapat beberapa parameter yang harus diperhatikan, hal ini sesuai dengan ketentuan relay jarak GI Godean - GI Kentungan yang memakai Schneider Electric Micom 442 yaitu sebagai berikut:

Tabel 4.5 Parameter Relay Jarak GI Bantul-GI Godean Menggunakan Relay Micom 442

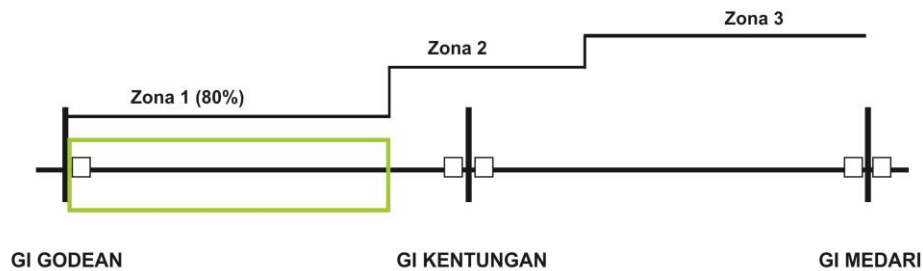
Keterangan	Parameter	Nilai
GI Godean – GI Kentungan	Panjang L1	9,1771 km
	RL11	0,1370 Ω
	XL11	0,3966 Ω /km
	Impedansi urutan Positif	3,851 Ω , 70,943°
	Impedansi urutan Nol	11,232 Ω , 76,43°
	Impedansi Mutual	2,756 Ω , 80,55°
GI Kentungan – GI Medari	Panjang L2	10,638 km
	R11	0,1370 Ω
	X11	0,3966 Ω /km

Tabel 4.5 Lanjutan

Keterangan	Parameter	Nilai
	Impedansi urutan Positif	4,464 Ω , 70,943°
	Impedansi urutan Nol	13,02 Ω , 76,43°
GI Kentungan – GI Sanggrahan	Panjang L3	31,912 km
	R11	0,1370 Ω
	X11	0,3966 Ω /km
	Impedansi urutan Positif	13,39 Ω , 70,943°
	Impedansi urutan Nol	39.058 Ω , 76,43°
Trafo GI Kentungan	Impedansi trafo distribusi 150/20 kV 60 MVA, 12,42%	46,575 Ω
Rasio Trafo PT Dan CT	Trafo PT	150 kV/100 V
	Trafo CT	600 A/1 A
	CT/PT	0,4
Parameter <i>Distance relay</i>	Jarak konduktor fasa	4,3 m
	3 Phasa Fault Current (I _{hs3f})	8638,1 A
	2 Phasa Fault Current (I _{hs2f})	1,015 × 10 ³ A
	Arc Resistance PP (R _{arcPP})	0,466 Ω

A. Perhitungan Zona 1 Proteksi Relay Jarak GI Godean- GI Kentungan

Berdasarkan dengan persamaan (2.2 dan 2.3) maka Zona 1 proteksi *relay* jarak dapat dihitung dengan parameter-parameter yang ditunjukkan tabel 4.5 diatas dengan perhitungan sebagai berikut:



Gambar 4.7 Zona 1 Relay Jarak GI Godean-GI Kentungan

ZONA 1

$$Z_{L11} = (R_{L11} + jX_{L11}) \times L_1 = (0,1348 + 0,3883 \Omega/km) \times 9,1771km$$

$$= 1,2370 + j3,5634 = \mathbf{3,7720 \Omega, 70,85^\circ}$$

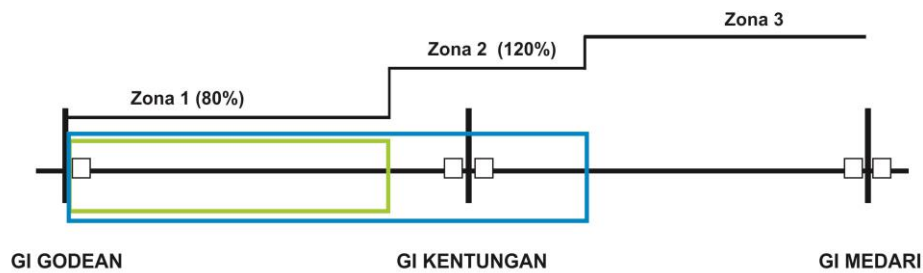
$$Z_{1P} = 0,8 \times Z_{L11} = 0,8 \times 3,7720 \Omega = 3,0176 \Omega$$

$$Z_{1S} = Z_{1P} \times \frac{CT}{PT} = 3,0176 \Omega \times \frac{600}{1500} = 3,0176 \times 0,4 = \mathbf{1,2070 \Omega}$$

Maka untuk zona 1 adalah **1,2070 Ω , 70,85°**
dengan waktu kerja *relay* adalah 0 detik.

B. Perhitungan Zona 2 Proteksi Relay Jarak GI Godean- GI Kentungan

Berdasarkan dengan persamaan (2.4 dan 2.6) maka Zona 1 proteksi *relay* jarak dapat dihitung dengan parameter-parameter yang ditunjukkan tabel 4.5 dengan perhitungan sebagai berikut:



Gambar 4.8 Zona 2 Relay Jarak GI Godean-GI Kentungan

ZONA 2

$$\begin{aligned} ZL11 &= (RL11 + jXL11) \times L1 = (0,1348 + 0,3883 \Omega/km) \times 9,1771km \\ &= 1,2370 + j3,5634 = \mathbf{3,7720 \Omega, 70,85^\circ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} ZL21 &= (RL21 + jXL21) \times L2 = (0,1348 + 0,3883 \Omega/km) \times 10,638 km \\ &= 1,4340 + j4,1307 = \mathbf{4,3725 \Omega, 70,85^\circ} \end{aligned}$$

Berdasarkan dengan tabel 4.5 maka di pilih impedansi yang terbesar yaitu:

$$Z_{TRFj} = 46,575 \Omega \text{ di imajinerkan menjadi } 46,575j$$

Dipilih impedansi trafo terbesar yang ada di gardu induk

$$Z2_{min} = 1,2 \times ZL11 = 1,2 \times 3,7720 \Omega = \mathbf{4,5264 \Omega}$$

$$\begin{aligned} Z2_{mak} &= 0,8 \times (ZL11 + 0,8 \times ZL21) = 0,8 \times (3,7720 + 0,8 \times 4,3725) \\ &= 0,8 \times (7,27) = \mathbf{5,816 \Omega} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z2_{TRF} &= 0,8 \times (ZL11 + 0,5 \times Z_{TRFj}) = 0,8 \times (1,2370 + j3,5634 + 0,5 \times j46,575) \\ &= 0,8 \times (1,2370 + 26,8509j) = 0,9896 + 21,48072j = \mathbf{21,503 \Omega, 87,36^\circ} \end{aligned}$$

$$Z2_B = ZL11 + 0,8 \times ZL21 = 3,7720 + 0,8 \times 4,3725 = \mathbf{7,27 \Omega}$$

Dipilih impedansi zona 2 terbesar namun tidak melebihi impedansi Trafo

$$Z2P = Z2_{mak} = 1,9078 + 5,49416j = \mathbf{5,816, 70,85^\circ} \text{ (Pimer)}$$

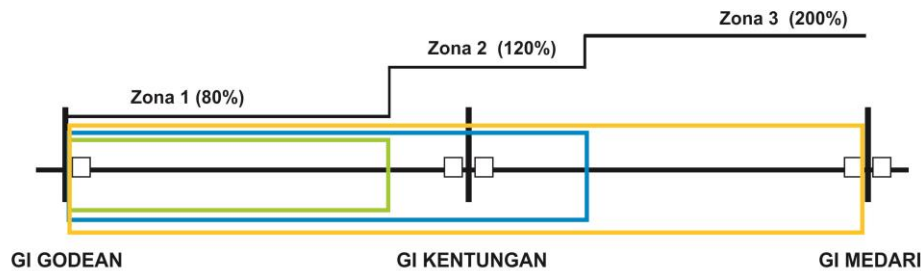
$$Z2S = Z2P \times \frac{CT}{PT} = 5,816 \Omega \times \frac{600}{1500} = 5,816 \times 0,4 = \mathbf{2,3264 \Omega} \text{ (Sekunder)}$$

Maka untuk zona 2 adalah $\mathbf{2,3264 \Omega, 70,85^\circ}$

dengan waktu kerja *relay* adalah 0,4 detik.

C. Perhitungan Zona 3 Proteksi Relay Jarak GI Godean- GI Kentungan

Berdasarkan dengan persamaan (2.7 dan 2.9) maka Zona 1 proteksi *relay* jarak dapat dihitung dengan parameter-parameter yang ditunjukkan tabel 4.5 dengan perhitungan sebagai berikut:



Gambar 4.9 Zona 3 Relay Jarak GI Godean-GI Kentungan

ZONA 3 FORWARD

Dengan faktor infeed = 1,0

$$\begin{aligned} ZL11 &= (RL11 + jXL11) \times L1 = (0,1348 + 0,3883 \Omega/km) \times 9,1771km \\ &= 1,2370 + j3,5634 = \mathbf{3,7720 \Omega, 70,85^\circ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} ZL21 &= (RL21 + jXL21) \times L2 = (0,1348 + 0,3883 \Omega/km) \times 10,638 km \\ &= 1,4340 + j4,1307 = \mathbf{4,3725 \Omega, 70,85^\circ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} ZL31 &= (RL31 + jXL31) \times L3 = (0,1348 + 0,3883 \Omega/km) \times 31,912 km \\ &= 4,3017 + j12,3914 = \mathbf{13,1168 \Omega, 70,85^\circ} \end{aligned}$$

Berdasarkan dengan tabel 4.5 maka di pilih impedansi yang terbesar yaitu:

$$Z_{TRFj} = 46,575 \Omega \text{ di imajinerkan menjadi } 46,575j$$

Dipilih impedansi trafo terbesar yang ada di gardu induk

$$Z3_{min} = 1,2 \times (ZL11 + ZL21) = 1,2 \times (3,7720 + 4,3725) = \mathbf{9,7734 \Omega}$$

$$\begin{aligned} Z3_{mak} &= 0,8 \times ZL11 + 0,8 \times (ZL21 + 0,8 \times ZL31) \\ &= 0,8 \times 3,7720 + 0,8 \times (4,3725 + 0,8 \times 13,1168) \\ &= 3,0176 + 0,8 \times (14,8659) = \mathbf{14,9103 \Omega} \end{aligned}$$

$$Z_{3TRF} = 0,8 \times (Z_{L11} + 0,8 \times Z_{TRF}) = 0,8 \times (1,2370 + j3,5634 + 0,8 \times 46,575j) \\ = 0,8 \times (1,2370 + 40,8234j) = 0,9896 + 32,6587j = \mathbf{32,6736 \Omega, 88,26^\circ}$$

Dipilih impedansi zona 3 terbesar namun tidak melebihi impedansi Trafo

$$Z_{3P} = Z_{3mak} = 4,8912 + 14,0852j = \mathbf{14,9103, 70,85^\circ} \text{ (Primer)}$$

$$Z_{3S} = Z_{3P} \times \frac{CT}{PT} = 14,9103 \Omega \times \frac{600}{1500} = 14,9103 \times 0,4 = \mathbf{5,9641 \Omega} \text{ (Sekunder)}$$

Maka untuk zona 3 adalah **5,9641 Ω , 70,85°**

dengan waktu kerja *relay* adalah 1,6 detik.

D. Perhitungan Zona 4 Proteksi Relay Jarak GI Godean- GI Kentungan

ZONA 4 REVERSE

$$Z_{L11} = (R_{L11} + jX_{L11}) \times L_1 = (0,1348 + 0,3883 \Omega/km) \times 9,1771km \\ = 1,2370 + j3,5634 = \mathbf{3,7720 \Omega, 70,85^\circ}$$

$$Z_{4P} = 0,1 \times Z_{L11} = 0,1 \times 3,7720 \Omega = 0,3772 \Omega \text{ (Primer)}$$

$$Z_{4S} = Z_{4P} \times \frac{CT}{PT} = 0,3772 \Omega \times \frac{600}{1500} = 0,3772 \times 0,4 = \mathbf{0,1508 \Omega,}$$

Maka untuk zona 4 adalah **0,1508 Ω , 70,85°**

dengan waktu kerja *relay* adalah 1,6 detik

4.4 Analisis Perbandingan Nilai Perhitungan Dengan Nilai Data Setting Relay Jarak

Setelah melakukan perhitungan manual untuk mendapat nilai *setting relay* jarak pada gardu induk Bantul - Godean, Godean - Kentungan maka dilakukan perbandingan antara data *setting* yang ditetapkan oleh PLN APP Salatiga pada GI Bantul- GI Godean, GI Godean- GI Kentungan dengan hasil perhitungan secara manual, Perbandingan keduanya dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

Relay Jarak GI Bantul – GI Godean

Tabel 4.6 Perbandingan setting Relay Jarak GI Bantul- GI Godean

Nilai <i>setting relay</i> jarak hasil perhitungan Manual	Nilai <i>setting relay jarak</i> yang ditetapkan di Gardu Induk	Perbedaan	Keterangan
R1 PP 1,152 Ω	R1 PP 1,168 Ω	1,36%	Zona 1
X1 PP 2,850 Ω	X1 PP 2,913 Ω	2,16%	
R2 PP 1,680 Ω	R2 PP 1,704 Ω	1,40%	Zona 2
X2 PP 4,435 Ω	X2 PP 4,532 Ω	2,14%	
R3 PP 2,081 Ω	R3 PP 2,113 Ω	1,51%	Zona 3, Forward
X3 PP 7,248 Ω	X3 PP 7,405 Ω	2,12%	

Dari tabel 4.6 dapat dilihat hasil perbandingan nilai *setting relay* jarak hasil perhitungan manual dan data *setting* yang ditetapkan oleh PT.PLN dari tabel diatas nilai perbandingan sangat kecil, pada zona 1 ada perbedaan nilai hasil perhitungan dan nilai *setting* yang diterapkan yaitu sebesar 1,36% dan 2,16%, hal ini masih memenuhi SPLN T5.002-1:2010 karena batas perbedaan untuk nilai pengujian impedansi adalah maksimal 10% dari data *setting* yang diterapkan, zona 1 sangat penting karena zona 1 mengamankan 80% dari panjang saluran, panjang zona 1 sendiri adalah panjang saluran GI Bantul hingga GI Godean dan menjadi perhatian khusus dalam *setting relay* jarak.

Pada zona 2 terdapat perbedaan nilai *setting* dan hasil perhitungan manual sebesar 1,40% dan 2,14% hal ini masih dalam batas toleransi dari standar PT.PLN yaitu batas pengujian adalah 5% dari data *setting* dan masih dapat diterapkan, Zona 2 *relay* jarak GI Bantul- GI Godean adalah panjang saluran terpendek selanjutnya yaitu dari GI Godean ke GI Kentungan dengan mempertimbangkan impedansi trafo pada GI kentungan dan tidak boleh melebihi impedansi terkecil dari trafo yang terdapat di GI Kentungan.

Untuk zona 3 sama dengan halnya zona 2, zona 3 merupakan proteksi cadangan saluran transmisi dengan mempertimbangkan faktor infeed yaitu faktor

penambahan atau pengurangan arus terhadap *relay* yang ditinjau, zona 3 *relay* jarak GI Bantul – GI Godean adalah panjang saluran terpanjang selanjutnya yaitu dari GI Godean ke GI Kentungan dengan mempertimbangkan impedansi trafo pada GI Kentungan dan tidak boleh melebihi impedansi beban dan impedansi terkecil dari trafo yang terdapat di GI Kentungan. Zona 3 dan Zona 2 memiliki panjang yang sama perhitungan zona 3 tetap dilakukan agar tidak terjadi *overlapping* proteksi atau tumpang tindih daerah proteksi *relay* jarak pada saluran transmisi. Dalam perhitungan manual untuk zona 3 terdapat perbedaan 1,51% dan 2,12% dari nilai *setting* yang telah ditentukan.

Relay Jarak GI Godean – GI Kentungan

Tabel 4.7 Perbandingan *setting* Relay Jarak GI Godean- GI Kentungan

Nilai <i>setting</i> relay jarak hasil perhitungan Manual	Nilai <i>setting</i> relay jarak yang ditetapkan di Gardu Induk	Perbedaan	Keterangan
1,207 Ω	1,232 Ω	2,02%	Zona 1
2,3264 Ω	2,375 Ω	2,06%	Zona 2
Maks: 5,816 Ω	-		
5,9641 Ω	6,088 Ω	2,03%	Zona 3, Forward
Maks: 14,9103 Ω	-		
0,1508 Ω	0,1540 Ω	2,07%	Zona 4, Reverse

Dari tabel 4.7 dapat dilihat hasil perbandingan nilai *setting* relay jarak hasil perhitungan manual dan data *setting* yang ditetapkan oleh PT.PLN dari tabel 4.7 diatas nilai perbandingan sangat kecil, pada zona 1 terdapat perbedaan nilai hasil perhitungan dan nilai *setting* yang diterapkan, yaitu sebesar 2,02% hal ini masih dalam toleransi dan masih memenuhi standar PT.PLN SPLN T5.002-1:2010 karena batas perbedaan untuk nilai pengujian impedansi adalah maksimal 10% dari data *setting* yang diterapkan, zona 1 sangat penting karena zona 1 mengamankan 80% dari panjang saluran, panjang zona 1 sendiri adalah panjang saluran GI Godean ke

GI kentungan, Zona 1 GI Godean ke GI kentungan perlu dihitung agar tidak terjadi tumpang tindih dengan zona 2 pada *settingan relay* jarak GI Bantul- GI Godean yang menjadi perhatian khusus dalam *setting relay* jarak sehingga alur koordinasi *relay* dan kinerja *relay* menjadi lebih baik dan diharapkan tidak terjadi kegagalan kerja *relay* jarak.

Pada zona 2 terdapat perbedaan nilai *setting* dan hasil perhitungan manual sebesar 2,06% hal ini masih dalam batas toleransi dan masih memenuhi standar pengujian PT. PLN dan masih dapat diterapkan, Zona 2 *relay* jarak GI Godean- GI Kentungan adalah panjang saluran terpendek selanjutnya yaitu dari GI Kentungan ke GI Medari dengan mempertimbangkan impedansi trafo pada GI Medari dan tidak boleh melebihi impedansi terkecil dari trafo yang terdapat di GI Medari.

Untuk zona 3 sama dengan halnya zona 2, zona tiga merupakan proteksi cadangan saluran transmisi dengan mempertimbangkan faktor infeed yaitu faktor penambahan atau pengurangan arus terhadap *relay* yang ditinjau, zona 3 *relay* jarak GI Godean – GI kentungan adalah panjang saluran terpanjang selanjutnya yaitu dari GI Godean ke GI Medari- Sanggrahan dengan mempertimbangkan impedansi terkecil dari trafo pada GI kentungan dan GI medari dan tidak boleh melebihi impedansi beban pada gardu induk sehingga tidak terjadi kegagalan kinerja *relay* jarak. Dalam perhitungan manual untuk zona 3 terdapat perbedaan 2,03% dari nilai *setting* yang telah ditentukan namun masih dalam batas toleransi yang ditentukan oleh PT.PLN.

Zona 4 reverse tetap dilakukan perhitungan hal ini bertujuan untuk membackup gangguan arah balik atau gangguan dibelakang *relay* pada saluran transmisi listrik yang ada pada GI Godean dan GI kentungan sehingga kinerja dari *relay* jarak dapat maksimal dan transmisi listrik dapat terus terpenuhi.

Berdasarkan pada tabel 4.6 dan 4.7 dapat ditentukan bahwa kinerja *relay* jarak yang digunakan masih baik dan masih memenuhi dari SPLN T5.002-1:2010 Proteksi dan Penghantar serta dapat berfungsi normal jika terdapat gangguan pada saluran udara tegangan tinggi hal ini juga ditunjukkan dengan catatan data gangguan yang ada di PT.PLN, gangguan yang pernah terjadi adalah hubung

singkat akibat layang-layang dan balon udara yang menyentuh kawat penghantar di Zona 2 proteksi *relay* jarak GI Bantul- GI Godean dan *relay* dapat bekerja dengan baik dan Zona 2 mengalami trip dan setelah gangguan dihilangkan saluran transmisi dapat beroperasi kembali sehingga tidak perlu adanya peninjauan ulang setelah *relay* jarak. Pada saat dilakukan penelitian juga terdapat perbaikan dan pergantian *relay* jarak arah GI Bantul- GI Godean, hal ini merupakan langkah yang dilakukan PT.PLN untuk menambah keandalan pada saluran udara tegangan tinggi, sehingga transmisi energi listrik ke konsumen dapat terus berlanjut.