

Analisis Sistem Koordinasi Proteksi DGR (*Directional Ground Relay*) pada Penyulang Parengan PLN UP3 Mojokerto untuk Mengatasi Gangguan *Sympathetic*

Guido Dias Kalandro¹, Supriyadi Prasetyono², dan Muhammad Afif³
Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Jember 1
guidokalandro89@unej.ac.id

Abstrak

Analisis Sistem Koordinasi DGR (*Direction Ground Relay*) pada penyulang parengan PLN UP3 Mojokerto untuk mengatasi gangguan *sympathetic* pada penyulang parengan sangat penting untuk memenuhi kebutuhan masyarakat karena merupakan daerah padat penduduk untuk kestabilan, oleh karena itu dibutuhkan sistem koordinasi proteksi yang handal agar kontinuitas sistem berjalan dengan baik. Penyulang parengan pada gardu induk Sekarputih merupakan distribusi tenaga listrik 20 kV menggunakan sistem NGR (*neutral ground resistance*) dengan tahanan tinggi sebesar 500 Ohm untuk pertanahannya, sehingga arus gangguan 1 fasa ke tanah maksimum sebesar 23.09 A. Penelitian kali ini membahas tentang koordinasi proteksi relai OCR (*overcurrent relay*) dan GFR (*ground fault relay*) dalam mengatasi gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah. Namun pada kasusnya terdapat gangguan lain saat terjadi gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah yaitu gangguan *sympathetic trip*. Gangguan ini merupakan gangguan *tripping* oleh CB (*circuit breaker*) pada penyulang terdekat dari penyulang yang terjadi gangguan 1 fasa ke tanah, sehingga untuk mengatasinya diperlukan proteksi arah yaitu relai DGR (*directional ground relay*). Metode yang digunakan adalah analisis kurva sistem koordinasi proteksi menggunakan *software* ETAP 16.0.0, dimana pada pengujiannya dilakukan analisis perbandingan antara relai ketika tidak diberi proteksi arah dan relai saat diberi proteksi arah dengan memberikan 3 titik gangguan yang berbeda. Dari hasil penelitian diketahui bahwa proteksi arah relai DGR dapat mengatasi gangguan *sympathetic trip* dengan besar sudut 45° dan arah *forward*.

Kata Kunci — Gangguan 1 fasa ke tanah, Relai arus lebih, Relai gangguan tanah, Relai tanah terarah, *sympathetic trip*.

Abstract

The stability of the electric power system at the parengan feeder is very important to supply the needs of the community because it is a densely populated area, therefore a reliable protection coordination system is needed so that the continuity of the system runs well. The parengan feeder at the Sekarputih substation is a 20 kV electric power distribution using an NGR (neutral ground resistance) system with a high resistance of 500 Ohms for grounding, so that the 1-phase fault current to ground is a

maximum of 23.09 A. This study discusses the coordination of OCR relay protection. (overcurrent relay) and GFR (ground fault relay) in overcoming single-phase short-circuit faults to ground. However, in this case, there are other fault when there is a 1-phase short-circuit to ground, namely the sympathetic trip fault. This fault is a tripping fault by a CB (circuit breaker) on the nearest feeder from the feeder where there is a 1-phase to ground fault, so to overcome it, directional protection is needed, namely the DGR relay (directional ground relay). The method used is the analysis of the curve of the protection coordination system using ETAP 16.0.0 software, which in the test a comparative analysis is carried out between the relay when it is not given directional protection and the relay when it is given directional protection by providing 3 different fault points. From the result of the research, it is known that the protection of the DGR relay direction can overcome sympathetic trip interference with 45degree angle and forward direction

Keywords — *Directional ground relay, Ground fault relay, Line to ground fault, overcurrent relay, sympathetic trip*

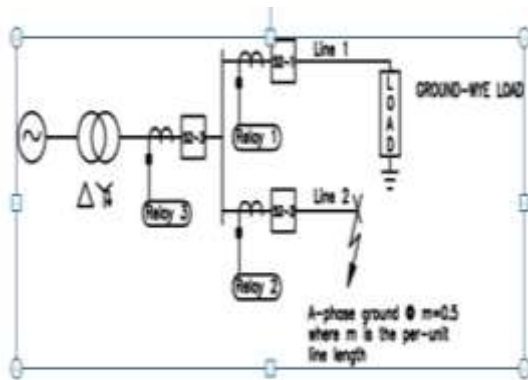
I. PENDAHULUAN

Dengan berkembangnya zaman, penyediaan energi listrik semakin dibutuhkan. Pendistribusian energi listrik tegangan tinggi dan tegangan menengah sangat penting bagi konsumen. Energi listrik ini digunakan oleh masyarakat untuk kebutuhan sehari-hari. Oleh karena itu, pendistribusian energi listrik yang ada di UP3 Mojok Gangguan yang sering terjadi pada saluran tegangan 20 kV adalah gangguan *sympathetic trip* pada erto daerah padat tentunya perlu mendapat perhatian lebih. Gangguan *sympathetic trip* pada penyulang sehat ketika terjadi gangguan 1 fasa ke tanah pada penyulang lain, sehingga *circuit breaker* penyulang lain yang tidak terkena gangguan akan trip karena ikut merasakan gangguan tersebut. Interferensi yang dapat menyebabkan seringnya pemadaman listrik di penyulang yang sehat akibat kelebihan beban. Oleh karena itu diperlukan sistem koordinasi proteksi rele penyulang yang handal dan sensitif, serta koordinasi proteksi arah rele DGR (*directional ground relay*) yang dilengkapi sudut dan peka terhadap arus gangguan kecil [1]. Rele DGR adalah relai tanah terarah

dengan sudut (perlindungan satu arah). Ketika terjadi gangguan 1 fasa ke tanah, gangguan ini juga dapat menyebabkan gangguan lain yaitu gangguan *sympathetic* trip dengan tegangan dan arus yang tidak seimbang. Prinsip kerja yaitu ZCT (*zero current transformer*) akan mendeteksi arus urutan nol (I_0) dan GPT (*ground potential transformer*) akan mendeteksi tegangan urutan nol (V_0) pada sistem unbalance saat terjadi gangguan [2]. Penelitian ini membahas tentang analisis koordinasi relai DGR pada penyulang Parengan yang terjadi gangguan *sympathetic* trip, karena penyulang Gajahmada mengalami gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah di daerah distribusi UP3 Mojokerto. Gangguan *tripping* ini sering terjadi pada penyulang tegangan 20 kV, terlebih dahulu menentukan besar nilai arus gangguan maksimum 1 fasa ke tanah untuk menentukan nilai *setting* rele DGR. Sehingga terciptanya sistem koordinasi proteksi relai yang baik dan handal, demi menjaga kontinuitas penyaluran daya ke penyulang tetap terjaga.

II. METODOLOGI PENELITIAN

Gangguan ini merupakan gangguan yang terjadi pada penyulang sehat karena adanya gangguan lain yang berada disebelah penyulang tersebut. Sehingga ketika terjadi gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah pada penyulang tertentu, maka dapat menimbulkan gangguan lain yaitu *sympathetic* trip karena penyulang yang seharusnya tidak trip juga merasakan gangguan tersebut. Hal ini juga dapat disebut dengan sistem koordinasi proteksi yang tidak terkoordinasi, oleh karena itu dibutuhkan relai proteksi arah agar tiap penyulang yang berada disebelah dapat membaca gangguan dibawahnya dan tidak membaca gangguan yang berada diatasnya.



Gbr. 1 Single line gangguan *sympathetic* trip

B. Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Gangguan ini merupakan gangguan hubung singkat dimana dua titik memiliki beda potensial sehingga terjadi ketidakseimbangan antara tegangan urutan nol (V_0) dan arus urutan nol (I_0) yang mengalir di setiap fasanya. Dalam menentukan arus gangguan maksimum dibutuhkan analisa hubung singkat 1 fasa ke tanah yang nantinya digunakan untuk menentukan arus kerja relai DGR (*directional ground relay*). Berikut adalah rumus perhitungan untuk menentukan besar nilai arus hubung singkat 1 fasa ke tanah [7]:

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = 3E_a / (Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_n + 3Z_f) \quad (1)$$

C. DGR (Directional Ground Relay)

Relai ini merupakan relai proteksi tanah yang dilengkapi dengan arah dan sudut, dimana akan bekerja berdasarkan arus urutan nol (I_0) dan tegangan urutan nol (V_0). Prinsip kerja relai tanah terarah ini adalah apabila terjadi ketidakseimbangan sistem maka ZCT (*Zero Current Transformer*) akan mendeteksi arus urutan nol dan GPT (*Ground Potential Transformer*) akan mendeteksi tegangan urutan nol, hal inilah yang menyebabkan timbulnya arus residu (I_r) yang kembali ke sumber. Dalam menentukan tegangan urutan nol dapat menggunakan rumus sebagai berikut:

$$V_0 = 5\% \times \text{nominal kV} \quad (2)$$

Sedangkan, untuk menentukan arus (I_0) relai DGR sebagaiberikut:

$$I_{set} = 10\% \times I_{f \text{ maksimum}} \quad (3)$$

D. Sistem Per Unit

Sistem ini digunakan untuk mempermudah perhitungan dalam sistem jaringan karena pada umumnya transformator memiliki tingkatan yang berbeda – beda. Nilai per unit dapat ditentukan dari pembagian nilai asli dengan nilai dasar sebagaiberikut:

$$\text{Nilai per unit} = \text{nilai asli} / \text{nilai dasar} \quad (4)$$

Untuk menghitung besar nilai I_{dasar} pada sistem sebagai berikut:

$$I_{\text{dasar}} = \text{KVA}_{3\phi} \text{ dasar} / \sqrt{3} \times \text{Tegangan kV}_{L-L} \text{ dasar} \quad (5)$$

Sedangkan untuk mencari nilai Z_{dasar} pada sistem jaringan distribusi seperti perhitungan dibawah:

$$Z_{\text{dasar}} = (\text{Tegangan kV}_{L-L} \text{ dasar})^2 / \text{MVA}_{3\phi} \text{ dasar} \quad (6)$$

E. TMS (Time Multiple Setting)

TMS digunakan untuk menentukan waktu kerja relai DGR bekerja sesegera mungkin saat terjadi gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah. Waktu tersebut dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\text{TMS} = (t \times (I_r / I_{set})^\alpha - 1) / \beta \quad (7)$$

$$t = (\beta \times TMS)/(I_f/I_{set})^\alpha - 1 \quad (8)$$

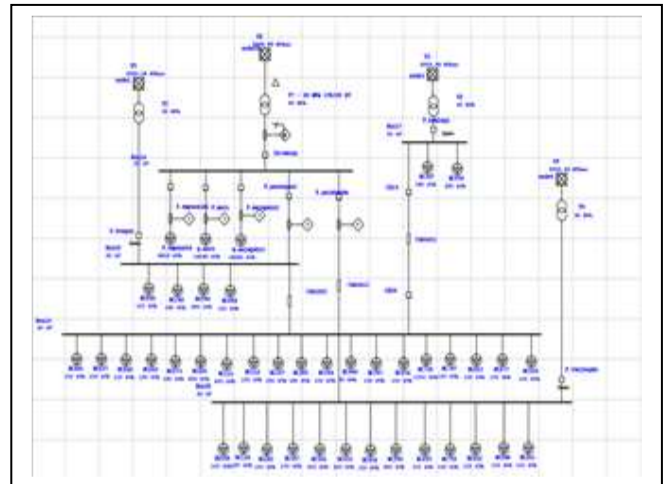
C. *Alat dan Bahan Penelitian*

Adapun alat dan bahan yang diperlukan pada penelitian kali ini adalah:

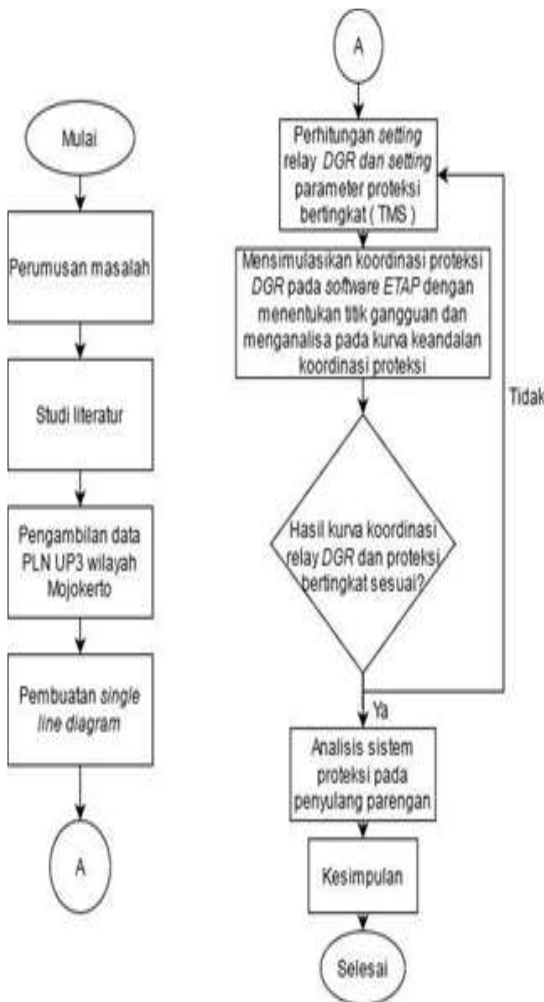
1. Laptop/PC
2. *Software* ETAP
3. Data trafo 150/20 kV 60 MVA
4. Data beban tiap penyulang
5. Data *setting* relai OCR, GFR dan DGR

D. *Flowchart Penelitian*

Dalam penelitian kali ini terdapat kerangka konsep yang akan dilakukan untuk menyelesaikan penelitian ini antara lain adalah sebagai berikut:



Gbr. 2 *Single line* diagram kelistrikan penyulang parengan



Gbr. 2 *Flowchart* penelitian

C. *Pemodelan Sistem*

Pemodelan *single line* diagram kelistrikan penyulang Parengan dilakukan dengan cara memodelkan pada *software* ETAP agar dapat memudahkan dalam menganalisis sistem koordinasi proteksinya. Pemodelan sistem ini juga digunakan untuk mempermudah *setting* relai dan mengetahui tingkatan proteksi koodinasinya, sehingga dapat dilakukan analisa kurva koordinasi proteksi ketika terjadi gangguan. merupakan gambaran *single line* diagram kelistrikan pada penyulang Parengan PLN UP3 Mojokerto:

F. *Prosedur Pengujian*

Penelitian ini memiliki tahapan pengujian untuk mengetahui kehandalan suatu sistem koordinasi proteksinya dalam menangani gangguan yang ada, serta menganalisa besar nilai arus gangguan yang terjadi ketika diberi 3 titik gangguan yang berbeda. Berikut merupakan tahapan pengujian analisisnya:

1. Analisis *load flow*
2. Analisis *short circuit*
3. Analisis sistem koordinasi proteksi OCR, GFR dan DGR. Terdapat 3 macam pengujian yaitu gangguan hubung singkat 3 fasa, gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah dan grafik koordinasi proteksi
4. Besar nilai arus gangguan pada 3 titik yang berbeda. Terdapat 2 macam pengujian yaitu gangguan hubung singkat 3 fasa dan gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah
5. Sebelum pemasangan DGR. Terdapat 2 macam pengujian yaitu gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah dan grafik koordinasi proteksi
6. Setelah pemasangan DGR (proteksi arah). Terdapat 2 macam pengujian yaitu gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah dan grafik koordinasi proteksi.

II.HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Analisa setting relai OCR (Overcurrent Relay)

Pada relai OCR terdapat 2 jenis relai proteksi yaitu relai 50 dan relai 51, dimana kedua relai tersebut bekerja secara terkoordinasi dengan relai 50 merupakan proteksi instan sedangkan relai 51 sebagai backup. Prinsip kerja dari kedua relai tersebut adalah ketika terjadi gangguan maka relai pertama yang melindungi adalah relai 50 sebagai proteksi instannya disusul dengan relai 51 sebagai proteksi backup ketika relai 50 tidak bekerja. Cara *setting* relai OCR dimulai dengan *typical* tingkatan paling bawah yaitu relai penyulang kemudian *typical* atas relai *incoming*. Berikut merupakan perhitungan *setting* koordinasi relai OCR:

-Relai Penyulang Parengan

Diketahui data spesifikasi relai yang digunakan sebagai berikut:

- Jenis relai = Schneider Altsom
- Micom P127Tipe Kurva = Standard inverse
- Ratio CT = 400:5
- Arah = Forward
- Sudut = 45°
- TMS = 0.2s
- TD = 0.3s

Sebelum menentukan arus pickup I_0 relai 51 dan arus instan relai 50 yaitu menghitung nilai FLA terlebih dahulu:

$$\begin{aligned} \text{FLA} &= (\text{Beban} / \sqrt{3}) / 20 \text{ kV} \\ &= (4620 / \sqrt{3}) / 20 \\ &= 133.3679122 \text{ A} \end{aligned}$$

Setelah nilai FLA didapatkan, maka dapat menentukan nilai arus pickup I_0 relai 51 dan arus instan relai 50 sebagai berikut:

$$\begin{aligned} I_0(\text{pickup}) &= 1.2 \times \text{FLA} \\ &= 1.2 \times 133.3679122 \\ &= 160.0414946 \text{ A} \\ I_{\text{instan}} &= 6 \times \text{FLA} \\ &= 6 \times 133.3679122 \\ &= 800.2074732 \text{ A} \end{aligned}$$

Relai Incoming

Diketahui data spesifikasi relai yang digunakan sebagai berikut:

- Jenis relai = Schneider Altsom
- Micom P127Tipe Kurva = Standard inverse
- Ratio CT = 1740:5
- Arah = Forward
- Sudut = 45°
- TMS = 0.35s
- TD = 0.5s

Sebelum menentukan arus pickup I_0 relai 51 dan arus instan relai 50 yaitu menghitung nilai FLA terlebih dahulu:

$$\text{FLA} = 1732 \text{ A}$$

Tabel 1

DATA HASIL SETTING RELAI OCR

Relay	Kurva	CT	FLA (A)	I_0 (A)	I_{instan} (A)
Incoming	SI	1740/5	1732.0	2078.4	8660.0
Gajahmada	SI	400/5	49.1	60.0	294.4
Parengan	SI	400/5	133.4	160.0	800.2
Majapahit	SI	400/5	533.8	640.5	3202.6
Meri	SI	400/5	406.0	487.2	2436.1
Empunala	SI	400/5	277.6	333.1	1665.4

Relay	TMS (s)	TD (s)	Arah	Sudut (°)
Incoming	0.35	0.5	Forward	45
Gajahmada	0.2	0.3	Forward	45
Parengan	0.2	0.3	Forward	45
Majapahit	0.2	0.3	Forward	45
Meri	0.2	0.3	Forward	45
Empunala	0.2	0.3	Forward	45

Dari beberapa perhitungan *setting* relai yang telah dilakukan, maka didapatkan data *setting* relai. Berikut merupakan tabel 1 nilai *setting* relai OCR (*Overcurrent Relay*) pada masing-masing penyulang

B. Analisa Setting Relai Tanah

Pada *setting* relai tanah dimulai dengan *typical* paling bawah yaitu relai penyulang kemudian *typical* atas relai *incoming*, relai tanah ini dikoordinasikan dengan relai lainnya. Cara mengkoordinasikannya yaitu dengan mengatur nilai TMS (*Time Multiple Setting*) dan TD (*Time Delay*) pada relai proteksi tanah lebih rendah dengan nilai *time* yang ada pada relai OCR, sehingga ketika terjadi gangguan maka relai pertama yang akan membaca gangguan tersebut adalah relai tanah dengan disusul oleh relai OCR sebagai backup. Berikut merupakan perhitungan *setting* relai tanah untuk mengatasi gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah:

$$\begin{aligned} I_{\text{dasar}} &= \text{kVA}_{3\phi \text{ dasar}} / (\text{Tegangan}_{\text{kV}} \times \sqrt{3}) \\ &= 60000 / (20 \times \sqrt{3}) \\ &= 1732.050808 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{dasar}} &= (\text{Tegangan}_{\text{dasar}} \text{ kV})^2 / \text{MVA}_{3\phi} \\ &= (20)^2 / 60 \\ &= 6.666667 \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_n(\text{pu}) &= 500 / 6.666667 \quad , Z_n = 500 \Omega \\ &= 74.99999625 \approx 75 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Sehingga,} \\ 3Z_n &= 3 \times 75 \\ &= 225 \text{ pu} \end{aligned}$$

Setelah menghitung impedansi NGR, kemudian menentukan arus I_0 yang nantinya digunakan untuk menentukan arus gangguan maksimum pada sistem sebagai berikut:

$$I_0 = 3 \times E_{\text{fasa}} / (Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_n + Z_f)$$



$$= 3 \times 1 / ((0.0027398 + j0.02752335) + (0.0026593 + j0.0274693) + 225 + 0 + (0.01040469 + j0.0378033))$$

$$= 3 / 225.01580388 + j0.09279581$$

$$= 3 / 225.0158208 < 0.02084893545^\circ$$

$$= 0.01333239587 \text{ pu}$$

Sehingga nilai arus gangguan maksimum dapat ditentukan, dengan nilai I_{0set} dan nilai kV_0 sebagai berikut:

$$I_{fmaks} = I_{0(pu)} \times I_{dasar}$$

$$= 0.01333239587 \times 1732.050808$$

$$= 23.09238704 \text{ A}$$

$$I_{0set} = 10\% \times I_{fmaks}$$

$$= 0.1 \times 23.09401077$$

$$= 2.309401077 \text{ A}$$

$$kV_0 = 5\% \times \text{nominal kV} = 0.5 \times 20 \text{ kV}$$

$$= 1 \text{ kV}_0$$

Diketahui data spesifikasi relai yang digunakan sebagai berikut:

Jenis relai	= Schneider Altsom
Micom P127 Tipe Kurva	= Standard inverse
Ratio CT	= 400:5
Arah	= Forward
Sudut	= 45°
TMS	= 0.025s
TD	= 0.05s

Setelah menentukan arus gangguan maksimum adalah menentukan arus pickup I_0 relai 51 dan arus instan relai 50 seperti pada perhitungan dibawah:

$$I_0(\text{pickup}) (50) = 10\% \times I_{fmaks}$$

$$= 0.1 \times 23.09401077$$

$$= 2.309 \text{ A}$$

$$I_{\text{instan}} (51) = 30\% \times I_{fmaks}$$

$$= 0.3 \times 23.09401077$$

$$= 6.927 \text{ A}$$

Sehingga didapatkan waktu kerja relai trip dari nilai TMS sebesar:

$$t = (\beta \times \text{TMS}) / (I_f / I_{set})^\alpha - 1$$

$$= (0.14 \times 0.025) / (23.09 / 2.309)^{0.02} - 1$$

$$= 0.0035 / (1.047128548 - 1)$$

$$= 0.0742649656 \approx 0.07 \text{ s}$$

- Relai Incoming

Diketahui data spesifikasi relai yang digunakan sebagai berikut:

Jenis relai	= Schneider Altsom
Micom P127 Tipe Kurva	= Standard inverse
Ratio CT	= 1740:5
Arah	= Forward
Sudut	= 45°
TMS	= 0.225s
TD	= 0.25s

Setelah menentukan arus gangguan maksimum adalah menentukan arus pickup I_0 relai 51 dan arus instan relai 50 seperti pada perhitungan dibawah:

$$I_0(\text{pickup}) (50) = 15\% \times I_{fmaks}$$

$$= 0.15 \times 23.09401077$$

$$= 3.4635 \text{ A}$$

$$I_{\text{instan}} (51) = 35\% \times I_{fmaks}$$

$$= 0.35 \times 23.09401077$$

$$= 8.0815 \text{ A}$$

Sehingga didapatkan waktu kerja relai trip dari nilai TMS sebesar:

$$t = (\beta \times \text{TMS}) / (I_f / I_{set})^\alpha - 1$$

$$= (0.14 \times 0.225) / (23.09 / 2.309)^{0.02} - 1$$

$$= 0.00315 / (1.047128548 - 1)$$

$$= 0.6683846904 \approx 0.7 \text{ s}$$

Dari beberapa perhitungan setting relai yang telah dilakukan, maka didapatkan data setting relai. Berikut merupakan tabel nilai setting relai tanah pada masing-masing penyulang:

TABEL III
 DATA HASIL SETTING RELAI TANAH

Relay	Kurva	Ratio CT	I_f (A)	I_0 (A)	I_{ins} (A)
Incoming	SI	1740/5	23.094	3.464	8.082
Gajahmada	SI	400/5	23.094	2.309	6.927
Parengan	SI	400/5	23.094	2.309	6.927
Majapahit	SI	400/5	23.094	2.309	6.927
Meri	SI	400/5	23.094	2.309	6.927
Empunala	SI	400/5	23.094	2.309	6.927

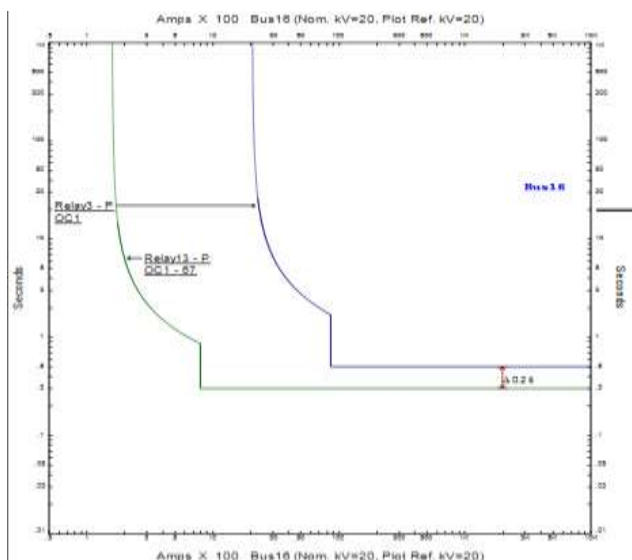
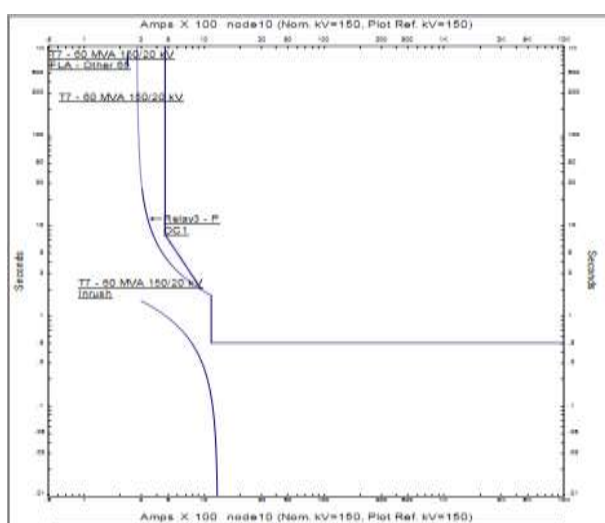
Relay	TMS (s)	TD (s)	Arah	Sudut (°)	t (s)
Incoming	0.23	0.25	Forward	45	0.7
Gajahmada	0.03	0.05	Forward	45	0.07
Parengan	0.03	0.05	Forward	45	0.07
Majapahit	0.03	0.05	Forward	45	0.07
Meri	0.03	0.05	Forward	45	0.07
Empunala	0.03	0.05	Forward	45	0.07

A. Analisis Sistem Koordinasi Proteksi Overcurrent Relay

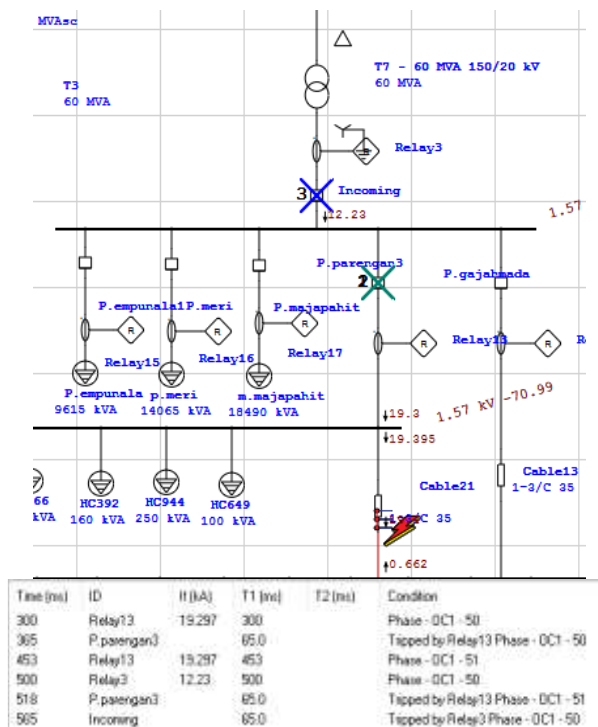
Pengujian koordinasi relai ini yaitu menggunakan gangguan hubung singkat 3 fasa, dimana relai *incoming* berfungsi untuk memproteksi trafo 7 150/20 kV 60 MVA dan relai pada tiap penyulang difungsikan sebagai proteksi oleh beban – beban dan *equipment* yang berada dibawahnya ketika terjadi gangguan. Berikut merupakan hasil kurva koordinasi relai *incoming*:

Kurva diatas merupakan kurva hasil koordinasi proteksi relai *incoming* untuk melindungi trafo 7 150/20 kV 60 MVA. Terlihat bahwa kurva tidak bersinggungan dengan *inrush* trafo dan kurva proteksi tidak berada di area *damage region* trafo, kurva seperti inilah yang sudah terkoordinasi dengan baik

Gbr. 3 Kurva koordinasi proteksi relai *incoming*



Gbr. 5 Hasil *running* koordinasi proteksi relai OCR pada penyulang parengan



Terlihat pada kurva hasil koordinasi diatas bahwa kurva tidak saling bersinggungan antara kurva relai penyulang parengan dan kurva relai *incoming* dengan *standart time different* 0.2 s. Kurva relai penyulang berada di sisi kiri kurva relai *incoming* dengan FLA beban berada di sisi kiri kurva relai penyulang, sehingga ketika terjadi gangguan maka yang pertama memproteksi gangguan tersebut adalah relai penyulang disusul dengan relai *incoming*.

Terlihat pada hasil simulasi diatas ketika diberi gangguan pada titik penyulang parengan relai pertama yang membaca gangguan adalah relai11 50 OCR proteksi fasa pada penyulang parengan dengan besar arus gangguan 19.297 kA pada waktu 300 ms, sehingga CB penyulang parengan trip di waktu 365 ms. Kemudian terbaca oleh relai11 51 OCR proteksi fasa dengan besar arus gangguan 19.297 kA pada waktu 453 ms, selanjutnya relai3 50 OCR proteksi fasa membaca gangguan pada waktu 500 ms dengan besar arus gangguan 12.23 kA. CB pada penyulang gajahmada (51) trip di waktu 518 ms disusul dengan CB pada relai *incoming* di waktu 565 ms. Dari pengujian yang telah dilakukan diatas diketahui bahwa besar nilai arus gangguan dipengaruhi oleh letak titik gangguan dan besar beban tiap penyulang

TABEL V. Data Arus Gangguan Tiap Penyulang

Uji	Gajahmada	Parengan	Majapahit	Empunala
I_f	20.226 kA	19.297 kA	17.455 kA	18.919 kA

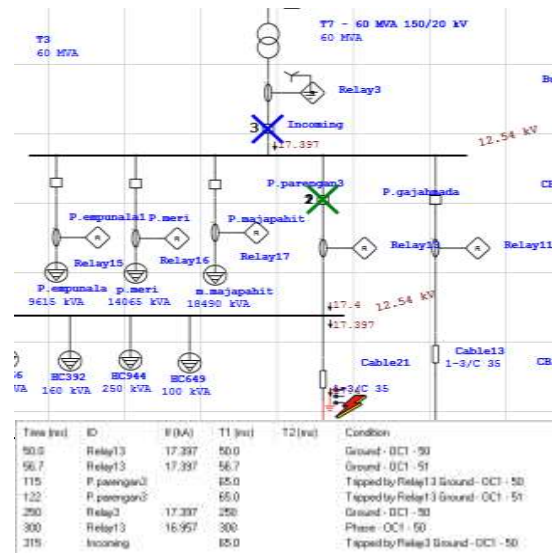
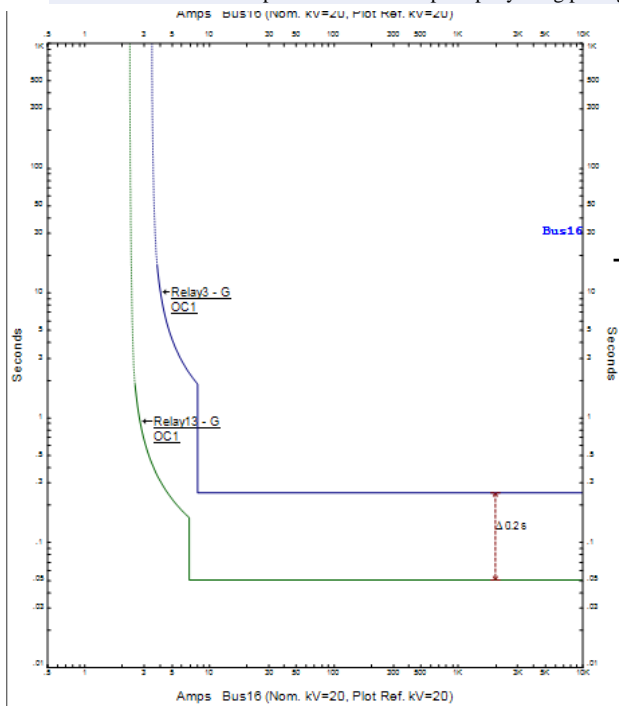
Semakin jauh titik gangguan tersebut dengan penyulang maka nilai arus gangguan juga semakin kecil, sedangkan semakin dekat titik gangguannya dengan penyulang maka semakin besar nilai arus gangguan tersebut.

D. Analisa Sistem Koordinasi Proteksi GFR dan DGR

Pada sistem koordinasi proteksi relai tanah ini nilai TMS dan TD pada *setting* relai tanah lebih rendah dibandingkan dengan nilai TMS dan TD relai arus lebih, sehingga ketika terjadi gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah yang pertama kali membaca gangguan yaitu relai tanah dengan disusul oleh relai arus lebih sebagai backup. Oleh karena itu relai tanah lebih peka terhadap gangguan yang terjadi, berikut merupakan hasil kurva koordinasi proteksi relai tanah pada penyulang parengan

Terlihat pada kurva hasil koordinasi diatas bahwa kurva tidak saling bersinggungan antara kurva relai penyulang parengan dan kurva relai *incoming* dengan *standart time different* 0.2 s, sehingga ketika terjadi gangguan maka yang pertama memproteksi gangguan tersebut adalah relai penyulang disusul dengan relai *incoming*.

Gbr. 6 Kurva hasil koordinasi proteksi relai tanah pada penyulang parengan



Gbr.7 Hasil *running* koordinasi proteksi relai tanah penyulang parengan

Terlihat pada hasil simulasi diatas ketika diberi gangguan pada titik penyulang parengan relai pertama yang membaca gangguan adalah relai13 (50) proteksi tanah pada penyulang parengan pada waktu 50 ms disusul dengan relai13 (51) pada waktu 56.7 dengan besar arus gangguan 17.397 kA, sehingga CB (50) penyulang parengan trip di waktu 115 ms dan CB (51) penyulang parengan trip di waktu 122 ms.

Kemudian terbaca oleh relai3 (50) proteksi tanah dengan besar arus gangguan 17.397 kA pada waktu 250 ms, sehingga CB *incoming* (50) trip di waktu 315 ms. Dari pengujian yang telah dilakukan diatas diketahui bahwa besar nilai arus gangguan dipengaruhi oleh letak titik gangguan. Semakin jauh titik gangguan tersebut dengan penyulang maka nilai arus gangguan juga semakin kecil, sedangkan semakin dekat titik gangguannya dengan penyulang maka semakin besar nilai arus gangguan tersebut.

TABEL IV
 Data Arus Gangguan Tiap Penyulang

Uji	Gajahmada	Parengan	Majapahit	Empunala
I_f	17.386 kA	17.397 kA	17.876 kA	17.876 kA

E. Analisa Pengujian Koordinasi Proteksi Arah

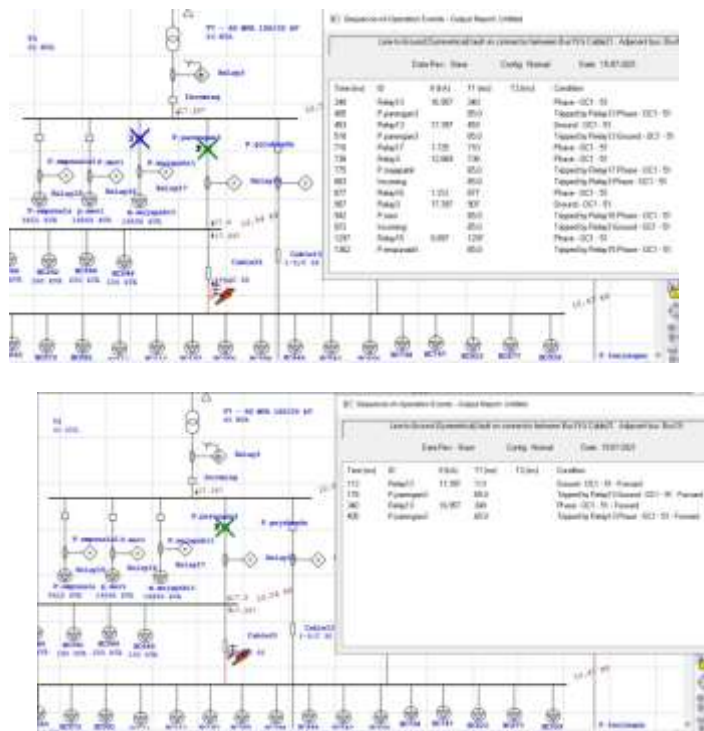
Dalam kasusnya terdapat gangguan lain ketika terjadi gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah yaitu sympathetic trip, oleh sebab itu dibutuhkan proteksi arah dan sudut pada relai tanah. Berikut merupakan tabel perbandingan tripping ketika diberi proteksi arah dan tidak ada proteksi arah:

TABEL VI
 Hasil Uji Perbandingan Proteksi Arah Dan Tanpa Proteksi
 Arah Penyulang Parengan

Proteksi	Urutan Tripping		
	Incoming	Parengan	Majapahit
Arah	2	1	-
Non-Arah	-	1	2

Terlihat pada tabel diatas ketika tanpa proteksi arah masih terjadi *sympathetic* pada penyulang yang berada disebelahnya yaitu penyulang majapahit trip urutan ke-2. Namun ketika diberi proteksi arah tidak terjadi lagi *sympathetic* trip pada penyulang majapahit, trip kedua disusul dengan relai *incoming* yang merupakan *typical* tingkatan diatasnya.

Gambar 8 merupakan perbandingan hasil *running* koordinasi proteksi relai tanah tanpa proteksi arah dan dengan proteksi arah. Pada gambar (a) terlihat bahwa saat terjadi gangguan tanpa proteksi arah maka terjadi *sympathetic* trip pada penyulang majapahit yang berada disebelahnya, namun pada gambar (b) terlihat ketika terjadi gangguan dengan pemberian proteksi arah pada penyulang parengan tidak lagi terjadi gangguan *sympathetic* di penyulang mapajahit yang berada disebelahnya. Hal ini membuktikan bahwa proteksi arah dapat mengatasi gangguan *sympathetic* trip yang diakibatkan oleh gangguan yang ada.



Gbr. 8 (a) Hasil *running* koordinasi proteksi relai tanah pada penyulang parengan tanpa proteksi arah (b) Hasil *running* koordinasi proteksi relai tanah pada penyulang parengan dengan proteksi arah

F. Analisis Perbandingan Koordinasi Proteksi Data Konvensional dan Data Resetting.

Analisis ini membandingkan tentang nilai setting PLN dengan nilai setting perhitungan dan membandingkan hasil kurva koordinasi proteksi dengan mensimulasikan pada software ETAP untuk pemberian gangguan agar diketahui kondisi relai proteksi pada tiap penyulang. Berikut merupakan tabel perbandingan nilai setting konvensional dan nilai reseting

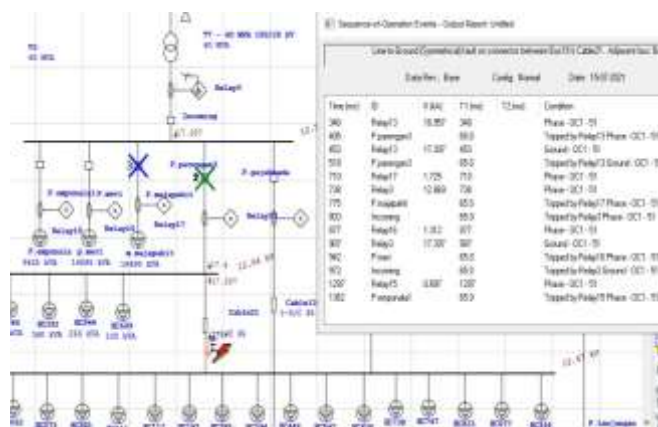
Setelah membandingkan data setting konvensional dan data reseting dilakukan analisis perbandingan hasil *running* koordinasi relai, dimana hasil *running* koordinasi yang diambil dari penyulang parengan sebagai berikut:

TABEL VII
 Tabel Perbandingan Nilai Setting Relai Incoming, Penyulang Gajahmada dan Penyulang Parengan

Relay	Parameter	Incoming		P. Gajahmada		P. Parengan	
		Setting	PLN	Setting	PLN	Setting	PLN
OCR	$I_0(A)$	2078.4	2000	60.0	400	160.0	400
	$I_{instan}(A)$	8660		294.4		800.2	
	TMS (s)	0.35	0.2	0.2	0.15	0.2	0.15
	TD (s)	0.5		0.3		0.3	
GFR	$I_0(A)$	3.464	8	2.309	4	2.309	4
	$I_{instan}(A)$	8.082		6.927		6.927	
	TMS (s)	0.225	0.4	0.025	0.2	0.025	0.2
	TD (s)	0.25		0.05		0.05	
DGR	Arah	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward
	Sudut (°)	45	45	45	45	45	45

TABEL VIII
 Tabel Perbandingan Nilai Setting Relai Majapahit, Penyulang Meri dan Penyulang Empunala

Relay	Parameter	P. Majapahit		P. Meri		P. Empunala	
		Setting	PLN	Setting	PLN	Setting	PLN
OCR	$I_0(A)$	640.5	400	487.2	400	333.1	400
	$I_{instan}(A)$	3202.6		2436.1		1665.4	
	TMS (s)	0.2	0.15	0.2	0.15	0.2	0.15
	TD (s)	0.3		0.3		0.3	
GFR	$I_0(A)$	2.309	4	2.309	4	2.309	4
	$I_{instan}(A)$	6.927		6.927		6.927	
	TMS (s)	0.025	0.2	0.025	0.2	0.025	0.2
	TD (s)	0.05		0.05		0.05	
DGR	Arah	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward
	Sudut (°)	45	45	45	45	45	45



(a)

