

# Studi Kinerja *Relay* Proteksi pada Transformator II 150/20 KV 50 MVA dengan Penyulang Lakarsantri di GIS Karangpilang PT. PLN (Persero) UPT Malang ULTG

Riska Salsabila Sugiarto<sup>\*a)</sup>, Ummu Hanik<sup>a)</sup>, Ir. Budi Eko Prasetyo, M.MT.<sup>a)</sup>

Rhezal Agung Ananto, S.T., M.T.<sup>a)</sup>

(Artikel diterima: Mei 2021, direvisi: Juni 2021)

**Abstract:** *The substation is one of the components of the electric power system that is an important role in the distribution of electrical energy and load regulation. In the process of distributing electrical energy, continuity of good service is needed, but the interferences still often occur, both internal and external. On Sunday, July 21, 2019 there was an interference, Lakarsantri feeder CB failed to trip so make the incoming 20kV CB trip. That interference was caused by the burning of the Switching Substation in the Citraland area. Therefore, a new relay setting is needed as a recommendation to use transformator 2 to avoid the recurrence of a similar fault.*

*The relay settings have shown good results where the working time of the relay on the outgoing feeder side is faster than the incoming feeder 20kV and the incoming transformator 150kV side, when coordination simulated using the E-TAP 12.6.0 software by entering the current setting and the time setting, it shows good coordination because when there is an interference on the outgoing feeder, CB outgoing feeder works first, not the incoming feeder 20kV CB or the incoming transformator 150kV CB.*

*Preventive maintenance on other equipment such as CB and CT need to be done to increase of equipment reliability to reduce the occurs of protection failure or damage to the equipment.*

**Keywords :** *Coordination, Protection, Relay, Transformator*

## 1. Pendahuluan

Gardu Induk merupakan salah satu komponen sistem tenaga listrik yang memegang peranan penting dalam penyaluran energi listrik dan pengaturan beban. Di dalam penyaluran energi listrik diperlukan kontinuitas pelayanan yang baik kepada konsumen.

Dalam proses penyaluran energi listrik, masih sering terjadi gangguan, baik gangguan internal maupun eksternal. Berdasarkan aturan kesepakatan pengelolaan sistem proteksi transformator - penyulang 20kV oleh PT. PLN (Persero) Distribusi Jawa Timur dan PT. PLN (Persero) UIT Jawa Bagian Timur dan Bali, penyebab trip dan kerusakan transformator yang paling dominan adalah akibat dari arus gangguan eksternal yang terjadi pada penyulang[1-4]. Gangguan yang mungkin terjadi sebagian besar adalah hubungan singkat baik gangguan hubung singkat 3 fasa, 2 fasa, 2 fasa ketanah, dan 1 fasa ke tanah. Hubung singkat menurut IEC 60909 - 0 adalah hubungan konduksi sengaja atau tidak sengaja melalui hambatan atau impedansi yang cukup rendah antara dua lebih titik[5-8].

Pada hari Minggu, 21 Juli 2019 telah terjadi gangguan yaitu kegagalan trip PMT penyulang Lakarsantri yang mengakibatkan trip incoming 20kV transformator 2. Gangguan pada penyulang Lakarsantri diakibatkan oleh terbakarnya Gardu Hubung di daerah Citraland. Oleh karena itu diperlukan studi dalam perhitungan setting relay proteksi transformator 2 untuk menghindari terulangnya kembali gangguan serupa.

Dari hasil perhitungan akan didapatkan setting relay yang baru sebagai rekomendasi untuk digunakan transformator 2 dan akan disimulasikan menggunakan software ETAP 12.6. Perhitungan yang akan dilakukan pada transformator 2 yakni

perhitungan relay DIFF, relay REF primer, OCR HV, GFR HV, OCR LV, dan SBEF serta OCR dan DGR Penyulang Lakarsantri dengan mengacu pada data-data yang didapatkan dari PT.PLN (Persero) UIT JBTB UPT Malang ULTG Krian

## 2. Tinjauan Pustaka

### 2.1 Gardu Induk

Gardu Induk merupakan suatu instalasi terdiri dari sekumpulan peralatan listrik yang disusun menurut pola tertentu dengan pertimbangan teknis, ekonomi serta keindahan, yang berfungsi untuk :

- Mentransformasi energi tenaga listrik
- Pengukuran
- Pengaturan daya

Peralatan yang terdapat di gardu induk yaitu:

- PMT dan PMS - *Wavetrap*
- Transformator - *Line Matching Unit (LMU)*
- Current Transformer (CT)* - Panel Pembagi Arus
- Potential Transformer (PT)* - Trafo Pemakaian Sendiri
- Lightning Arrester (LA) - Rectifier
- Netral Grounding Resistor (NGR)- Baterai
- Netral Current Transformer (NCT)-Power Line Carrier (PLC)

### 2.2 Pemeliharaan Transformator Tenaga

Pemeliharaan merupakan kegiatan yang dilakukan terhadap instalasi dan sarana pendukung untuk mencegah kerusakan / memulihkan instalasi dan sarannya pada keadaan yang layak. Jenis pemeliharaan dibedakan menjadi empat, yaitu :

- *Predictive Maintenance (Conditional Maintenance)*
- *Preventive Maintenance (Time Base Maintenance)*

\* Korespondensi: [rsalsabila46@gmail.com](mailto:rsalsabila46@gmail.com)

a) Prodi Sistem Kelistrikan, Jurusan Teknik Elektro, Polinema.  
Jalan Soekarno-Hatta No. 9 Malang 65141

- *Corrective Maintenance*
- *Breakdown Maintenance*

### 2.3 Setting Relay Proteksi Pada Transformator

Pada transformator tenaga terdapat pengaman utama dan pengaman cadangan. Berikut adalah pengaman yang ada dalam transformator :

#### 2.3.1 Pengaman Utama Transformator

Pengaman Utama menurut SPLN 52-1 : 1983, merupakan suatu pengaman yang biasanya dimaksudkan untuk mempraksainnya pada waktu terjadinya gangguan dalam kawasan yang harus dilindungi. Berikut pengaman utama yang terdapat pada transformator :

##### a. Relay Differential (DIFF)

*Relay Differential* adalah suatu *relay* yang memiliki prinsip kerja berdasarkan keseimbangan (*balance*), yang membandingkan arus – arus sekunder transformator arus (CT) terpasang pada terminal – terminal peralatan atau instalasi listrik yang diamankan. Langkah – langkah dalam menentukan *setting relay differential* sebagai berikut :

- Menghitung arus nominal transformator dan arus rating

$$I_{nom} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V} \quad (2 - 1)$$

- $I_n$  = Arus nominal (A)
- $S$  = Daya tersalur (MVA)
- $V$  = Tegangan pada sisi primer dan sekunder (kV)

Selanjutnya untuk arus rating menggunakan persamaan:

$$I_{rating} = 110\% \times I_n \quad (2 - 2)$$

- Menentukan *error mismatch*

Menghitung besarnya arus *mismatch* yaitu dengan cara membandingkan rasio CT ideal dengan CT yang terpasang, dengan ketentuan *error* tidak boleh melebihi 5% dari rasio yang terpilih. Untuk PLN sendiri menggunakan 4% untuk *error mismatch*. Perhitungan besarnya *error mismatch* menggunakan rumus : (Fitriani, 2017)

$$\text{Error Mismatch} = \frac{CT_{ideal}}{CT_{terpasang}} \times 100\% \quad (2 - 3)$$

Dimana:

$$\frac{CT_2}{CT_1} = \frac{V_1}{V_2}$$

- CT1 (Ideal) = Transformator harus ideal
- $V_1$  = Tegangan HV
- $V_2$  = Tegangan LV

- Menghitung Arus Sekunder CT

Arus sekunder CT merupakan arus yang dikeluarkan CT, dimana arus sekunder dihitung dengan persamaan sebagai berikut (Fitriani, 2017) :

$$I_{sekunder} = \frac{1}{rasio\ CT} \times I_n \quad (2 - 4)$$

- Menghitung Arus *Differential*

Arus *differential* merupakan arus selisih antara arus sekunder CT sisi tegangan tinggi dan tegangan rendah. Arus *differential* dihitung dengan menggunakan arus sekunder dengan persamaan sebagai berikut :

$$I_{diff} = I_2 - I_1 \quad (2 - 5)$$

- Menghitung Arus *Restrain*

Arus *restrain* diperoleh dengan cara menjumlahkan arus sekunder CT<sub>1</sub> dan CT<sub>2</sub> kemudian dibagi 2. Berikut rumus untuk mencari arus *restrain* dari pabrikan Alstom, ABB, Toshiba, GE:

$$I_{rest} = \frac{I_{hv} - I_{lv}}{2} \quad (2 - 6)$$

Sementara untuk Pabrikan Siemens menggunakan rumus :

$$I_{rest} = I_{hv} + I_{lv} \quad (2 - 7)$$

- Menentukan *Percent Slope (Setting* kecuraman)

Pengaruh kesalahan (*error*) yang harus dikompensasi dalam menentukan *setting* kecuraman *slope* yaitu kesalahan sadapan 10%, kesalahan CT 10%, *mismatch* 4%, arus eksitasi 1%, faktor keamanan 5%. Maka pertimbangan pemilihan penyetingan *slope* dengan mempertimbangkan faktor diatas adalah sebagai berikut (Anonim) :

$$Slope\ 1 = 25 - 30\%$$

$$Slope\ 2 = 50 - 80\%$$

Dimana *slope* adalah (Anonim) :

$$Slope = \frac{I_d}{I_{rest}} \times 100\% \quad (2 - 8)$$

- Menghitung Arus *Setting*

Arus *setting* didapat dengan mengalikan antar *slope* dan arus *restrain*. Arus *restrain* inilah yang akan dibandingkan dengan arus *differential* (Anonim, 2013)

$$I_{set} = \% slope \times I_{restrain} \quad (2 - 9)$$

##### b. Relay Restricted Earth Fault (REF)

*Relay Restricted Earth Fault* (REF) berfungsi untuk mengaman transformator bila ada gangguan satu fasa ke tanah di dekat titik netral transformator yang tidak dirasakan oleh *relay differential*. *Relay* REF memiliki prinsip kerja yaitu membandingkan besarnya arus sekunder kedua trafo arus yang digunakan. Daerah pengamanan REF yaitu daerah yang tidak terdeteksi oleh *relay differential*. Untuk menentukan *setting* tipikal arus kerja REF adalah :

$$I_{pickup} = (0,15 - 0,25) \times I_n \text{ transformator} \quad (2 - 10)$$

Catatan : arus kerja REF memperhatikan *error* maksimum arus *differential* urutan nol pada saat operasi normal trafo

#### 2.3.2 Pengaman Cadangan Transformator

Pengaman cadangan menurut SPLN 52-1:1983, merupakan suatu pengaman yang dipasang untuk bekerja sebagai pengganti pengaman utama pada saat pengaman utama gagal atau tidak dapat bekerja sebagaimana mestinya. Pada transformator OCR / GFR dipilih sebagai *relay* cadangan. Karena OCR / GFR adalah *relay* yang bekerja setelah waktu tunda maka *relay* ini harus dikoordinasikan (Anonim, 2013).

##### a. Relay Arus Lebih (*Over Current Relay / OCR*)

*Relay* arus lebih adalah *relay* pengaman yang bekerja karena adanya besaran arus berdasarkan *setting* waktu yang ditentukan. *Relay* arus lebih digunakan untuk pengamanan hubung singkat dan pengaman lebih. Tiga macam jenis *relay* arus lebih yaitu :

- *Relay* Arus Lebih Waktu Seketika (*Instantaneous Relay*)

*Relay* yang bekerja seketika (tanpa waktu tunda) ketika arus yang

mengalir melebihi dari nilai settingnya, *relay* akan bekerja dalam waktu beberapa mili detik ( 10-20 ms).

- *Relay Arus Lebih Waktu Tertentu ( Definite Time Relay)*

Pada saat terjadinya gangguan hubung singkat, dan besarnya arus gangguan melampaui dari batas setting ( $I_s$ ), dan jangka waktu kerja *relay* mulai *pick up* sampai kerja *relay* di perpanjang dengan waktu tertentu tidak tergantung besarnya arus yang mengerjakan *relay* tersebut.

- *Relay Arus Lebih Waktu Terbalik (Inverse Time)*

*Relay* ini bekerja dengan waktu tunda yang tergantung dari besarnya arus secara terbalik (*inverse time*), semakin besar arusnya maka semakin kecil waktu tundanya. Menurut standar IEC 60255 – 3 untuk menentukan *setting* waktu OCR dengan karakteristik operasi *relay inverse* dibedakan menjadi 3 yaitu :

1. *Standart Inverse (SI)*

Banyak digunakan pada peralatan industri atau peralatan – peralatan pada umumnya. Rumus dari karakteristik *relay* ini adalah :

$$t = TMS \times \frac{0,14}{I_r^{0,02-1}} \quad (2 - 11)$$

2. *Very Inverse (VI)*

Banyak digunakan saat nilai arus gangguan bergantung pada lokasi gangguan tersebut. Rumus dari karakteristik *relay* ini adalah :

$$t = TMS \times \frac{13,5}{I_r - 1} \quad (2 - 12)$$

3. *Long Time Standby Earth Fault*

Fungsi utama dari *long time standby earth fault* adalah cadangan (*backup*) dari proteksi gangguan tanah. Rumus dari karakteristik *relay* ini adalah :

$$t = TMS \times \frac{120}{I_r - 1} \quad (2 - 13)$$

4. *Extremely Inverse (EI)*

Ketika normal *inverse* dan *very inverse relay* gagal bekerja, *extremely inverse relay* digunakan. *Extremely inverse relay* sangat cocok untuk proteksi mesin – mesin melawan *overheating*. Rumus dari karakteristik *relay* ini adalah :

$$t = TMS \times \frac{80}{I_r^{2-1}} \quad (2 - 14)$$

Keterangan :

$$I_r = \frac{I}{I_s} \quad (2 - 15)$$

Dimana :

$I$  = Arus yang terukur, arus yang mengalir pada jaringan

$I_s$  = Arus settingan (parameter arus ditetapkan pada parameter proteksi kurva *inverse*)

TMS = *Time Multiplier Setting* (Parameter waktu ditetapkan pada parameter proteksi kurva *inverse*)

b. *Relay Gangguan Tanah (GFR) SBEF (Standby Earth Fault)*

SBEF merupakan proteksi NGR terhadap arus lebih. Prinsip kerja *relay* gangguan ke tanah sama dengan *relay* arus lebih yang berfungsi untuk mengamankan NGR dari hubung singkat fasa tanah. SBEF harus dikoordinasikan dengan *relay* GFR.

GFR merupakan *relay* yang bekerja dengan input analog arus, dimana *relay* akan bekerja apabila *relay* merasakan arus gangguan 1 fasa ke tanah di atas nilai settingnya. Untuk menghitung *setting* GFR harus memperhatikan 2 hal sebagai berikut (Anonim,2013) :

- Jumlah Belitan Transformator

Ketersediaan belitan ketiga (delta) akan mempengaruhi nilai *setting* GFR sisi tegangan tinggi (*HV side*) transformator, dimana :

1. Tanpa Belitan Delta

$$I_{set} \text{ GFR HV} = 0,2 \times I_n \quad (2 - 16)$$

2. Dengan Belitan Delta

$$I_{set} \text{ GFR HV} = (0,5 - 0,8) \times I_n \quad (2 - 17)$$

Dimana :

$I_n$  = Arus nominal peralatan terkecil (A)

- Sistem Pentanahan Netral

Sistem pentanahan transformator akan mempengaruhi besar arus gangguan hubung singkat fasa – tanah disisi tegangan rendah transformator, sehingga *setting* arus kerja dari GFR akan bervariasi, tergantung dari jenis pentanahan transformator. Besar dari *setting* GFR dan SBEF dapat dilihat pada tabel berikut :

**Tabel 2.1** Tipikal *setting* GFR dan SBEF (Anonim, 2013)

Nominal NGR	GFR LV		SBEF	
	$I_{set}$	TMS	$I_{set}$	TMS
500 $\Omega$	-	-	$0,4 \times I_n$ NGR	$\geq 30\%$ (LTI) Ketahanan thermis NGR
62 $\Omega$	$(0,3 - 0,4) \times I_n$	1 dtk (SI) pada hubung singkat LV	$(0,3 - 0,4) \times I_n$ NGR	$\geq 50\%$ (LTI) Ketahanan thermis NGR
40 $\Omega$	$(0,2-0,4) \times I_n$	1 dtk (SI) pada hubung singkat LV	$(0,3 - 0,4) \times I_n$ NGR	$\geq 50\%$ (LTI) Ketahanan thermis NGR
12 $\Omega$	$(0,2-0,3) \times I_n$	1 dtk (SI) pada hubung singkat LV	$(0,1 - 0,2) \times I_n$ NGR	$\geq 50\%$ (LTI) Ketahanan thermis NGR
Langsung	$0,4 \times I_n$	1 dtk (SI) pada hubung singkat LV	-	-
	$I_{highset} : 3 \times I_n$	500 ms (definite)	-	-

**2.3.3 Setting Relay Proteksi pada Jaringan Distribusi**

a. *Relay* Gangguan Arus Lebih (OCR)

Langkah – langkah untuk menyetting *relay* OCR yaitu mengetahui beban tertinggi pada penyulang yang digunakan untuk menghitung jumlah arus *setting* primer (Sarimun, 2012)

$$I_{primer} = (1,05 - 1,3) \times I_{beban} \quad (2 - 18)$$

Selanjutnya, untuk mengetahui rasio CT yang digunakan, rasio pada CT ditentukan dari arus nominal dari peralatan atau dari kabel pada umumnya (Sarimun, 2012)

$$\text{Rasio CT} = \frac{I_{primer}}{I_{sekunder}} \quad (2 - 19)$$

Berdasarkan rasio CT pada *relay*, selanjutnya dapat ditentukanlah arus yang mengalir ke *relay* atau disebut juga dengan arus sekunder (Sarimun, 2012)

$$I_{sekunder} = I_{primer} \times \frac{1}{\text{rasio CT}} \quad (2 - 20)$$

Selanjutnya yaitu menentukan waktu operasi yaitu waktu yang dibutuhkan oleh suatu pengamanan (*relay*) untuk bekerja adalah sebagai berikut :

$$TMS = \frac{k}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{set\ primer}}\right)^{\alpha-1}} \quad (2-21)$$

Dengan:  
 TMS (*Time Multiple Setting*) = standar waktu *relay*  
 K = Konstanta standar *inverse* (0,14)  
 $\alpha$  = Konstanta standar *inverse* (0,02)

**b. Relay Gangguan Tanah (DGR)**

*Relay* DGR adalah *relay* yang bekerja berdasarkan jika mendeteksi sudut fasa yang timbul dari ketidak seimbangan tegangan dan arus pada saat gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah. Untuk *setting* DGR yaitu diambil dari arus gangguan hubung singkat ke tanah yang terkecil. *Setting* GFR dapat di *setting* mulai dari 6% s/d 12% x arus hubung singkat 1 fasa yang terjauh / terkecil (Sarimun, 2012). Arus yang mengalir ke GFR yaitu :

$$I_{set\ sekunder} = I_{set\ primer} \times \frac{1}{Rasio\ CT} \quad (2-22)$$

Menghitung waktu *setting relay* GFR (Nova, 2013)

$$T_s = \frac{k}{(I_{set\ GFR})^{\alpha-1}} \times TMS \quad (2-23)$$

**2.4 Penyebab Terjadinya Kegagalan Proteksi**

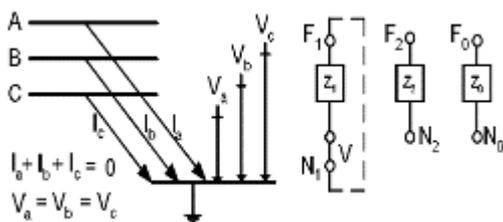
Kegagalan atau keterlambatan kerja proteksi dapat disebabkan antara lain :

- a. *Relay* telah rusak atau tidak konsisten bekerjanya
- b. *Setting relay* tidak benar (kurang *sensitive* atau kurang cepat)
- c. Baterainya lemah atau kegagalan sistem *supply* DC sehingga tidak mampu mengetriapkan PMT
- d. Hubungan kontak kurang baik pada sirkit *tripping* atau terputus

**2.5 Rumus – Rumus Arus Hubung Singkat**

1. Hubung Singkat 3 fasa

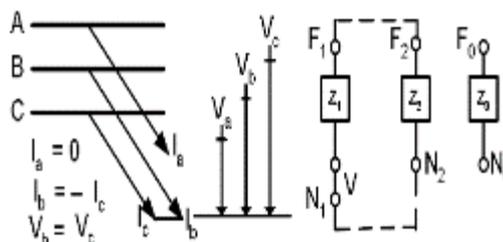
$$I_{3\phi} = \frac{E}{Z_1 + Z_f} \quad (2-24)$$



Gambar 2.1 Rangkaian ekivalen gangguan 3 fasa

2. Hubung Singkat Fasa – Fasa

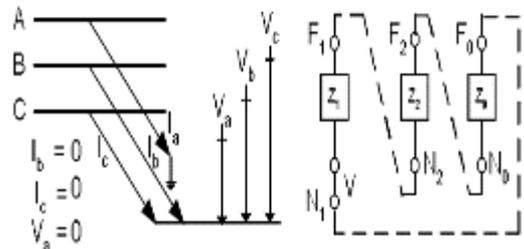
$$I_{\phi-\phi} = \frac{E\sqrt{3}}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (2-25)$$



Gambar 2.2 Rangkaian ekivalen gangguan fasa – fasa

**3. Hubung Singkat Fasa - Tanah**

$$I_{1\phi-tn} = \frac{3E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \quad (2-26)$$

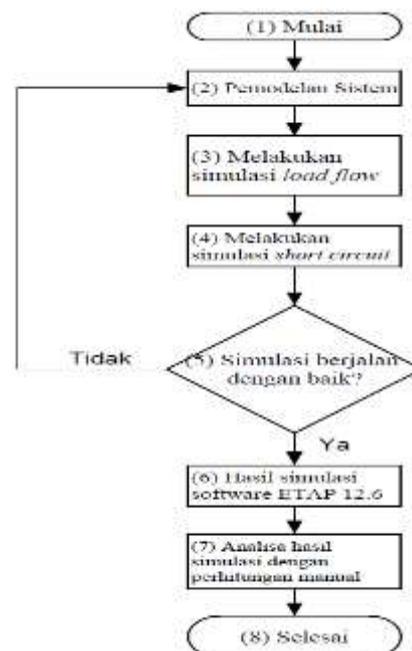


Gambar 2.3 Rangkaian ekivalen gangguan fasa – tanah

Keterangan :

- $I_{3\phi}$  = Arus hubung singkat 3 fasa (A)
- $I_{\phi-\phi}$  = Arus hubung singkat fasa – fasa (A)
- $I_{1\phi-tn}$  = Arus Hubung singkat fasa – tanah (A)
- E = Tegangan fasa (V)
- $Z_1$  = Impedansi urutan positif ( $\Omega$ )
- $Z_2$  = Impedansi urutan negatif ( $\Omega$ )
- $Z_0$  = Impedansi urutan nol ( $\Omega$ )
- $Z_f$  = Impedansi gangguan dalam ( $\Omega$ )

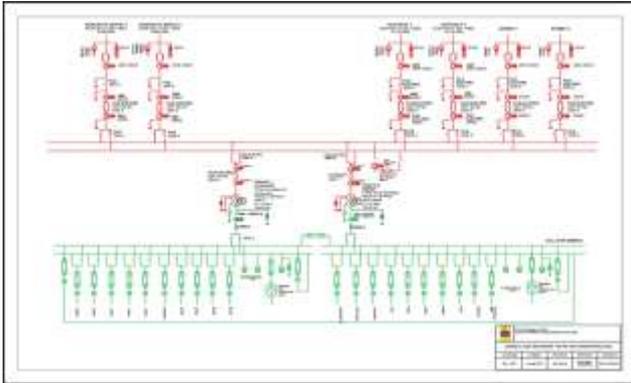
**3. Metodologi**



Gambar 3.1 Diagram Alir Pengerjaan Laporan Akhir

#### 4. Pembahasan

##### 4.1. Overview GIS Karangpilang



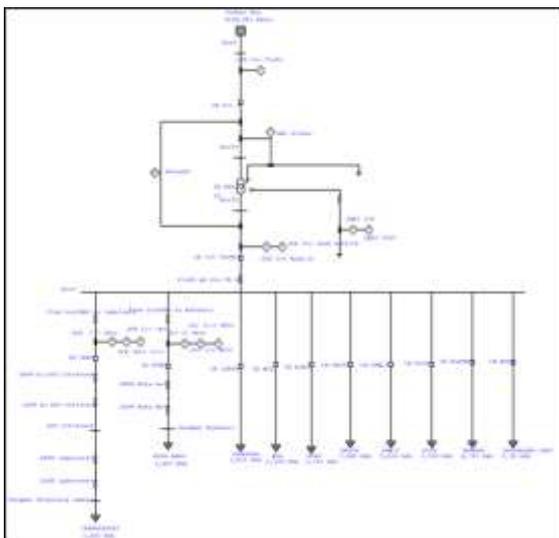
Gambar 4.1. Single Line Diagram GIS Karangpilang

Gas Insulated Switchgear (GIS) Karangpilang merupakan sebuah gardu induk milik PT. PLN (Persero) yang terletak di Jl. Bangkingan, Kec. Lakarsantri, Kota Surabaya, Jawa Timur 60214. Gas Insulated Switchgear (GIS) Karangpilang memiliki 2 buah transformator, untuk transformator yang pertama pada Gas Insulated Switchgear (GIS) Karangpilang memiliki kapasitas 60 MVA, dan untuk transformator yang kedua memiliki kapasitas 50 MVA.

Transformator 2 150/20 kV yang berkapasitas 50 MVA dengan spesifikasi transformator merk UNINDO, mula – mula bekerja secara normal. Pada hari Minggu, 21 Juli 2019 telah terjadi gangguan yaitu kegagalan trip PMT penyulang Lakarsantri yang mengakibatkan trip incoming 20 kV trafo 2. Gangguan pada penyulang Lakarsantri diakibatkan oleh terbakarnya gardu hubung di daerah Citraland. Oleh karena itu, diperlukan studi dalam perhitungan setting relay proteksi transformator 2 untuk menghindari terulangnya kembali gangguan serupa.

##### 4.2. Simulasi Aliran Daya

###### 4.2.1. Permodelan Sistem di E-TAP 12.6



Gambar 4.2. Model Sistem di E-TAP 12.6

##### 4.2.2. Hasil Simulasi

Tabel 4.1. Data Eksisting

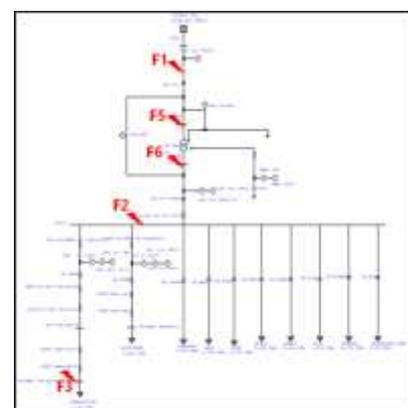
Kode Penyulang	Nama Data				
	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	I (A)	V (KV)
BKBNG	0,797	0,677	0,419	23	20
KDRS	2,494	2,119	1,313	72	20
K. BARU	2,667	2,266	1,404	77	20
LKRSNTR	4,261	3,621	2,244	123	20
LHRPN	4,642	3,945	2,444	134	20
MLTN	1,559	1,325	0,821	45	20
MRNIR	1,905	1,619	1,003	55	20
RNDGN S	2,39	2,031	1,258	69	20
SMWLT	5,646	4,799	2,973	163	20
WYG	1,559	1,325	0,821	45	20

Tabel 4.2. Hasil Simulasi

Kode Penyulang	Nama Data				
	S (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)	I (A)	V (KV)
BKBNG	0,797	0,672	0,417	22,92	19,637
KDRS	2,494	2,104	1,304	71,72	19,637
K. BARU	2,667	2,119	1,314	74,44	19,637
LKRSNTR	4,261	3,216	1,994	115,9	19,637
LHRPN	4,642	3,916	2,427	133,5	19,637
MLTN	1,559	1,315	0,815	44,83	19,637
MRNIR	1,905	1,607	0,996	54,78	19,637
RNDGN S	2,39	2,016	1,249	68,73	19,637
SMWLT	5,646	4,762	2,951	162,4	19,637
WYG	1,559	1,315	0,815	44,83	19,637

Maka dari tabel diatas didapatkan deviasi tiap penyulang antara data eksisting dan hasil simulasi, dan dapat disimpulkan bahwa nilai deviasi tidak besar dikarenakan rata-rata nilai deviasi tidak terlalu signifikan sehingga simulasi load flow pada E-TAP dapat dikatakan sudah benar.

##### 4.3. Simulasi Hubung Singkat



Gambar 4.3. Penamaan Titik Gangguan

### 4.3.1. Perhitungan Arus Hubung Singkat

Untuk menentukan arus hubung singkat dilakukan dengan 2 metode yaitu dengan menggunakan simulasi pada *software* ETAP 12.6.0 dan perhitungan manual. Setelah dilakukan simulasi dan perhitungan manual arus hubung singkat maka diperoleh besar arus gangguan hubung singkat pada titik F1, F2, F3, F4, F5, dan F6.

### 4.3.2. Analisa Setting Relay

Pada hasil analisis resetting perhitungan *setting relay* didapatkan perbandingan setting kondisi eksisting dan perhitungan pada sisi incoming dan outgoing sebagai berikut.

Tabel 4.3. Hasil Perhitungan OCR

Nama	Hasil Perhitungan					
	I>	TMS>	I>>	TMS>>	I>>>	TMS>>>
Outgoing Feeder Lakrsantri	400	0,0382 SI	2800	0,3 definit	5000	0 definit
Incoming Feeder 20 kV	1720	0,0524 SI	5773,3	0,7 definit	-	-
Incoming Transformator	230,93	0,9120 SI	-	-	-	-

Tabel 4.4. Data OCR Eksisting

Nama	Data PLN					
	I>	TMS>	I>>	TMS>>	I>>>	TMS>>>
Outgoing Feeder Lakrsantri	400	0,15 SI	2800	0,3 definit	-	-
Incoming Feeder 20 kV	1720	0,2 SI	4330	0,7 definit	-	-
Incoming Transformator	231	2,88 SI	-	-	-	-

Tabel 4.5. Hasil Perhitungan DGR, SBEF, dan GFR

Nama	Hasil Perhitungan			
	Io>	TMS>	Vo	∠o
DGR Outgoing Feeder	4	0,0514 SI	5	45°
SBEF Sekunder Trafp	11,2	0,0827 LTI	5	45°
GFR Incoming Trafo	96,22	1,3476 SI	-	-

Tabel 4.6. Data Eksisting DGR, SBEF, dan GFR

Nama	Data PLN			
	Io>	TMS>	Vo	∠o
DGR Outgoing Feeder	4	0,05 SI	5	45°
SBEF Sekunder Trafp	10	0,1 LTI	5	45°
GFR Incoming Trafo	96	0,6 SI	-	-

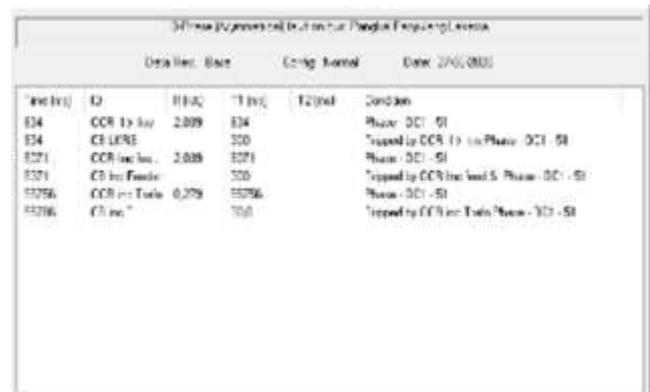
Tabel 4.7. Hasil Perhitungan dan Data Eksisting DIFF dan REF

Nama	Hasil Perhitungan			Data Eksisting PLN		
	Id>	Slope 1	Slope 2	Id>	Slope 1	Slope 2
DIFF	1,2	40%	80%	0,3	30%	80%
REF	1	25%	block	0,2	10%	block

### 4.4. Analisa Kondisi Gangguan

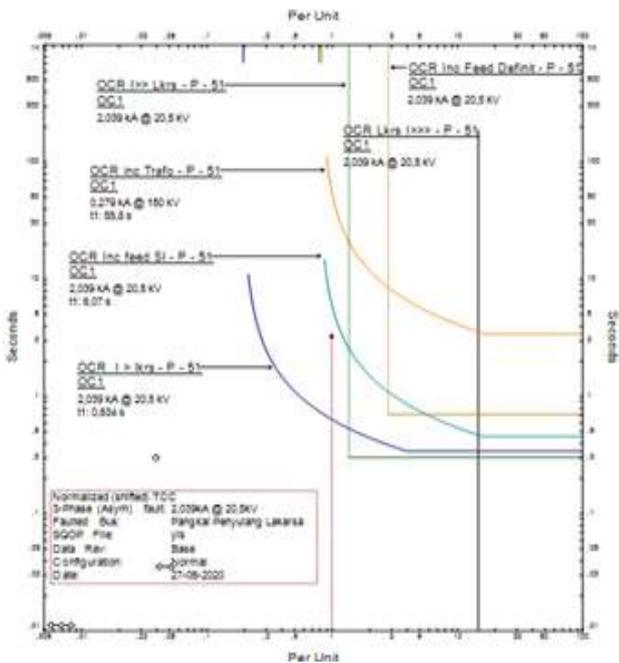
Untuk Analisa kondisi gangguan pada simulasi E-TAP diambil contoh saat terjadi gangguan pada titik F3 atau pada ujung penyulang lakarsantri. Diketahui besarnya arus hubung singkat pada titik F3 adalah 2313,51 A.

Saat dilakukan simulasi dengan memberikan gangguan hubung singkat 3 fasa pada titik F3 menggunakan *software* E-TAP 12.6.0, dapat dilihat dari hasil simulasi pada gambar 4.4. dan 4.5. dibawah ini bahwa relay yang bekerja pertama kali adalah OCR Outgoing Feeder Lakarsantri > yang kemudian membuka CB Outgoing Feeder Lakarsantri dengan waktu total 934 ms, kemudian jika OCR Outgoing Feeder Lakarsantri > gagal mengamankan gangguan, maka dalam waktu 6371 ms OCR Incoming Feeder > yang akan bekerja. Kemudian saat OCR Incoming Feeder > definit gagal mengamankannya, maka OCR Incoming Transformator akan bekerja selama 55756 ms kemudian membuka CB Incoming Transformator dengan waktu tripping sebesar 30 ms. Sehingga simulasi arus hubung singkat 3 fasa



pada titik F3 sudah baik, karena relay bekerja sudah sesuai daerah proteksinya.

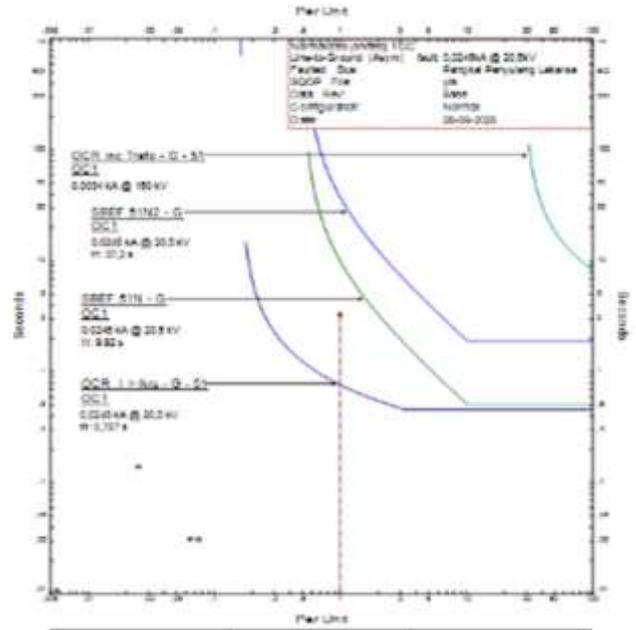
Gambar 4.4. Urutan Pemutusan Gangguan 3 Fasa pada Titik F3



Gambar 4.5. Grafik Koordinasi Gangguan 3 Fasa pada Titik F3

Saat dilakukan simulasi dengan memberikan gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah pada titik F3 menggunakan software E-TAP 12.6.0, dapat dilihat dari hasil simulasi dibawah ini bahwa relay yang bekerja pertama kali adalah DGR Outgoing Feeder Lakarsantri yang kemudian membuka CB Outgoing Feeder Lakarsantri dengan waktu total 1052 ms, kemudian jika DGR Outgoing Feeder Lakarsantri gagal mengamankan gangguan, maka dalam waktu 10220 ms SBEF tahap 1 > yang akan bekerja. Kemudian saat SBEF tahap 1 > gagal mengamankannya, maka SBEF tahap 2 >> akan bekerja selama 37201 ms kemudian membuka CB Incoming Transformator dengan waktu tripping sebesar 30 ms. Sehingga simulasi arus hubung singkat 1 fasa ke tanah pada titik F3 sudah baik, karena relay bekerja sudah sesuai daerah proteksinya.

Line-to-Ground (Asymmetrical) fault on bus: Rangkal Penyulang Lakarsantri					
		Data File: Base	Config: Normal	Date: 20-06-2020	
Time (ms)	ID	I (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
757	OCR 1 > Bus	0.025	757		Ground - OC1 - S1
1057	CB LKRS		300		Tipped by OCR 1 > Bus Ground - OC1 - S1
9820	SBEF S1N	0.025	9820		Ground - OC1 - S1
10220	CB Inc Feeder		300		Tipped by SBEF S1N Ground - OC1 - S1
37201	SBEF S1N2	0.025	37201		Ground - OC1 - S1
37231	CB In T		30.0		Tipped by SBEF S1N2 Ground - OC1 - S1



Gambar 4.6. Urutan Pemutusan Gangguan 1 Fasa pada Titik F3

Untuk relay DIFF, Saat diberikan gangguan diluar daerah proteksinya yang ditunjukkan pada gambar 4.37 dan gambar 4.38, relay yang bekerja adalah OCR Incoming Transformator dan ketika dilakukan simulasi gangguan didalam daerah proteksi atau bisa disebut gangguan internal, dapat dilihat pada gambar 4.39 dan gambar 4.40 dimana relay DIFF bekerja dengan waktu 30 ms dan dengan delay waktu trip CB 30 ms kemudian di back-up oleh relay OCR Incoming Trafo apabila relay DIFF gagal mengamankannya, dengan waktu delay hingga CB terbuka sebesar 4247 ms. Sehingga kinerja relay DIFF sudah baik karena bekerja saat diberikan gangguan didalam zona proteksinya dan tidak bekerja disaat diberi gangguan diluar zona proteksinya.

Sequence of Operation Events - Output Report: ya					
3Phase (Asymmetrical) fault on connector between CT14 & CB Ino T, Adjacent bus: Bus1					
		Data File: Base	Config: Normal	Date: 10-09-2020	
Time (ms)	ID	I (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
3401	OCR inc Trafo	61.538	3401		Phase - OC1 - S1
3430	CB Ino T		30.0		Tipped by OCR inc Trafo Phase - OC1 - S1

Gambar 4.7. Urutan pemutusan pada relay DIFF diluar daerah proteksi

Time (ms)	ID	F (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
30.0	Relay 87		30.0		Phase - 87
60.0	CB inc T		30.0		Tripped by Relay 87 Phase - 87
4217	OCR inc Tribo	2,503	4217		Phase - OC1 - 51
4547	CB inc T		30.0		Tripped by OCR inc Tribo Phase - OC1 - 51

Gambar 4.8. Urutan pemutusan pada relay DIFF didalam daerah proteksi

Untuk relay REF, saat diberikan gangguan didalam daerah proteksinya yang ditunjukkan pada gambar 4.41 dan gambar 4.42 relay yang bekerja adalah REF dengan waktu 80 ms dan DIFF dengan waktu 90 ms hingga CB terbuka. Kemudian jika REF dan DIFF gagal mengamankan gangguan maka OCR dan GFR yang mengamankannya. Pada dasarnya REF bekerja jika terdapat gangguan fasa ke tanah didekat titik netral trafo ketika DIFF tidak dapat merasakan gangguan. Pada simulasi ini titik gangguan tidak bisa diberikan pada titik netral trafo sehingga hanya diberikan pada gangguan 1 fasa ketanah didaerah proteksi REF yang juga merupakan zona proteksi DIFF, oleh karena itu relay DIFF juga ikut bekerja. Dapat dilihat pada gambar 4.43 dan gambar 4.44 bahwa saat diberikan gangguan 1 fasa ketanah diluar daerah proteksi relay REF, relay REF tidak bekerja yang bekerja adalah relay OCR dan GFR. Sehingga kinerja relay REF sudah baik karena bekerja saat diberikan gangguan didalam zona proteksinya dan tidak bekerja disaat diberi gangguan diluar zona proteksinya.

Time (ms)	ID	F (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
2721	OCR inc Tribo	54,265	2721		Phase - OC1 - 51
2751	CB inc T		30.0		Tripped by OCR inc Tribo Phase - OC1 - 51
3401	OCR inc Tribo	54,265	3401		Ground - OC1 - 51
3431	CB inc T		30.0		Tripped by OCR inc Tribo Ground - OC1 - 51

Gambar 4.9. Urutan pemutusan pada relay REF diluar daerah proteksi

Time (ms)	ID	F (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
50.0	REF Primer	54,265	50.0		Neutral - OC1 - 51 - Forward
80.0	Relay 87		80.0		Phase - 87
80.0	CB inc T		30.0		Tripped by REF Primer Neutral - OC1 - 51 - Forward
30.0	CB inc T		30.0		Tripped by Relay 87 Phase - 87
3401	OCR inc Tribo	54,265	3401		Phase - OC1 - 51
3401	OCR inc Tribo	54,265	3401		Ground - OC1 - 51
3531	CB inc T		30.0		Tripped by OCR inc Tribo Phase - OC1 - 51
3531	CB inc T		30.0		Tripped by OCR inc Tribo Ground - OC1 - 51

Gambar 4.10. Urutan pemutusan pada relay REF didalam daerah proteksi

## 5. Kesimpulan

Dari hasil analisis dan pembahasan, dapat disimpulkan bahwa :

- 1) Hasil load flow Result E-TAP pada kondisi normal menunjukkan bahwa deviasi sisi 150kV, sisi 20kV, dan tiap feeder tidak besar karena rata-rata nilai deviasi berada dibawah 5% terhadap data dari PT. PLN (Persero) dan tidak ada relay proteksi yang bekerja pada saat kondisi normal atau disaat tidak terjadi gangguan sehingga simulasi load flow pada software E-TAP 12.6.0 dapat dikatakan sudah benar.
- 2) Perhitungan setting relay DIFF, relay REF primer, OCR HV, GFR HV, OCR LV, dan SBEF transformator II 150/20 kV 50 MVA Gas Insulated Switchgear (GIS) Karangpilang serta OCR dan DGR Penyulang Lakarsantri sudah menunjukkan hasil yang baik dimana waktu kerja relay disisi outgoing feeder lebih cepat dari pada sisi incoming feeder 20kV maupun sisi incoming transformator 150kV.
- 3) Koordinasi relay proteksi pada software E-TAP 12.6.0 dengan memasukkan setting arus maupun setting waktu berdasarkan perhitungan, telah menunjukkan koordinasi yang baik ketika terjadi gangguan disisi outgoing feeder yang bekerja dahulu adalah CB outgoing feeder bukan CB incoming feeder 20kV maupun incoming transformator 150kV.

## Daftar Pustaka

- [1] Titarenko, M., dkk. Protective Relaying in Electric Power. Moscow: Peace Publisher
- [2] Tleis, Nasser. (2008). Power Systems Modelling and Fault Analysis, Oxford: Elsevier Ltd
- [3] Karyana, dkk. (2013). Pedoman dan Petunjuk Sistem Proteksi Transmisi dan Gardu Induk Jawa Bali. Jakarta: PT. PLN (persero)
- [4] Pramika, Asda. (2017). Analisis Koordinasi Proteksi pada Trafo 5 150/20 kV 60 MVA Penyulang Doho dan Ngadiluwih di Gardu Induk Banaran Kota Kediri. Skripsi. Malang, Indonesia : Politeknik Negeri Malang
- [5] Fauzan, Mochamad Irfani, dkk. "Analisis Reseting Rele Arus

- Lebih Akibat Perubahan Transformator Daya dan Penambahan Penyulang di Gardu Induk Srandol Semarang,” Transient. vol.5. Semarang: Universitas Diponegoro, 2016, pp. 433-440.
- [6] Dewangga, Ananta Setia. (2015). Studi Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih, Diferensial, dan Ground Fault pada PT. Linde Indonesia Cilegon. Skripsi. Surabaya, Indonesia: Institut Teknologi Sepuluh Nopember
- [7] Upanayana, I Nyoman, dkk. “Pemasangan DGR (*Directional Ground Relay*) untuk Mengatasi Gangguan *Sympathetic Trip* pada GIS Bandara Penyulang Ngurah Rai I dan Ngurah Rai II,” Teknologi Elektro. Vol.16. pp. 118-123
- [8] Primawati, Era. (2019). Analisa Pengaturan Proteksi Rele Diferensial Pada Trafo III 60 MVA di Gardu Induk Banyudono 150kV/20kV. Skripsi. Surakarta, Indonesia: Universitas Muhammadiyah Surakarta