

Koordinasi Setting Proteksi Akibat Uprating Transformator 70/11,5 kV Menggunakan DIgSILENT 15.1.7 dan ETAP 16

¹ Chandra Prayoga, ² Dwi Songgo Panggayudi, ³ Marwan Rosyadi, ⁵ Reynanda Bagus Widyo Astomo

¹ Teknik Elektro, Universitas Muhammadiyah Surabaya, Surabaya

² Teknik Elektro, Universitas Muhammadiyah Surabaya, Surabaya

³ Teknik Elektro, Universitas Muhammadiyah Surabaya, Surabaya

⁴ Teknik Elektro, Universitas Muhammadiyah Surabaya, Surabaya

¹ chandraprayoga@gmail.com, ² dwisonggopanggayudi@gmail.com, ³ marwanrosyadi@gmail.com, ⁴ reynandabagus@ft.um-surabaya.ac.id

Abstract - Power transformers have a very vital role in the distribution power system from generators to consumers. The higher demand for electricity supply, especially for industrial customers or high voltage consumers, has prompted the operation of Transformer 5 in Driyorejo Substation. However, after the commissioning test, the 32-year-old transformer could not be re-operated because the test values did not meet the standards in the tan-delta test aspect and the transformer winding insulation resistance, so repairs and resetting processes were needed. To maintain the energy supply, transformer 5 was replaced from the original capacity of 6 MVA to 30 MVA. With the new transformer, it is necessary to calculate and analyze the protection relay settings to minimize the failure of the protection system due to setting errors. This study was simulated using the software DIgSILENT 15.1.7 and ETAP 16. From the results of calculations and simulations of protection coordination, it is known that the process of resetting the calculation results is in accordance with applicable standards, there is no miscoordination in the graphics and simulations in the software, making these settings applicable to the protection relay that will be installed on the new transformer 5 in Driyorejo Substation.

Keywords — Protection coordination, transformer, relay, DIgSILENT, ETAP

Abstrak—Transformator daya memiliki peran yang sangat vital dalam sistem penyaluran energi listrik dari pembangkit hingga konsumen. Semakin tinggi permintaan pasokan tenaga listrik khususnya untuk pelanggan industri atau konsumen tegangan tinggi (KTT) mendorong untuk dioperasikannya kembali Transformator 5 di Gardu Induk Driyorejo. Tetapi setelah dilakukan commissioning test, transformator yang sudah berusia 32 tahun tersebut tidak mungkin dioperasikan kembali karena nilai pengujian yang tidak memenuhi standar pada aspek pengujian tan-delta belitan dan tahanan isolasi belitan transformator, sehingga diperlukan perbaikan dan proses pengaturan ulang. Untuk tetap menjaga pasokan energi, maka dilakukan penggantian transformator 5 dari semula berkapasitas 6 MVA menjadi 30 MVA. Dengan adanya transformator baru, maka perlu dilakukan perhitungan serta analisa pengaturan rele proteksi untuk meminimalisir kegagalan kerja sistem proteksi akibat kesalahan setting. Penelitian ini disimulasikan menggunakan perangkat lunak DIgSILENT 15.1.7 dan ETAP 16. Dari hasil perhitungan dan simulasi koordinasi proteksi diketahui proses pengaturan ulang hasil perhitungan telah sesuai

dengan standar yang berlaku, dengan tidak adanya miskoordinasi pada grafik dan simulasi pada perangkat lunak, membuat setting tersebut bisa diaplikasikan pada rele proteksi yang akan dipasang pada transformator 5 yang baru di Gardu Induk Driyorejo.

Kata Kunci— Koordinasi proteksi, transformator, rele, DIgSILENT, ETAP

I. PENDAHULUAN

Semakin tingginya permintaan pasokan tenaga listrik khususnya untuk pelanggan industri atau konsumen tegangan tinggi mendorong PT. PLN (Persero) Unit Pelayanan Transmisi (UPT) Malang untuk mengoperasikan kembali Transformator 5 di Gardu Induk Driyorejo yang sudah lama tidak beroperasi, yang rencananya digunakan untuk menambah pasokan daya untuk KTT PT. Dayasa Aria Prima (DAP).

Namun setelah dilakukan commissioning test pada Transformator 5, transformator tersebut tidak mungkin dioperasikan kembali dan perlu perbaikan serius dikarenakan hasil commissioning test tidak memenuhi nilai standar pada sisi pengujian tan-delta transformator serta tahanan isolasi belitan transformator. Dimana nilai yang didapat dari hasil pengujian tan-delta di atas 1 %, sementara nilai standarnya adalah di bawah 1% serta pengujian tahanan isolasi di bawah nilai standar yaitu 1 M Ω / kV. Sehingga dapat disimpulkan bahwa transformator tersebut telah mengalami degradasi. Sehingga perlu dilakukan penggantian transformator 5 dari semula berkapasitas 6 MVA diganti dengan transformator baru berkapasitas 30 MVA untuk tetap menjaga ketersediaan pasokan energi listrik.

Dengan adanya transformator baru, maka tentunya diperlukan analisa serta perhitungan setting rele pengaman transformator. Hal ini bertujuan untuk meminimalisir risiko kegagalan sistem proteksi akibat kesalahan nilai setting rele yang dapat mengakibatkan gangguan atau *outage* pada sistem tenaga listrik.

Selain analisa serta perhitungan, diperlukan juga simulasi koordinasi rele proteksi transformator agar di dapatkan selektivitas dan koordinasi yang baik [1]. Penelitian yang telah

dilakukan sebelumnya hanya dilakukan perhitungan dan analisa proteksi transformator secara manual serta hanya mencakup rele OCR dan GFR [3], [4], [5].

Pada penelitian ini dilakukan perhitungan serta analisa setting dan koordinasi proteksi antara rele Differensial, OCR, serta GFR pada Transformator 5 baru yang akan dipasang di GI Driyorejo secara manual menggunakan bantuan perangkat MathCad serta disimulasikan menggunakan perangkat lunak DIgSILENT 15.1.7 dan ETAP 16 dengan cara membuat skenario gangguan pada transformator. Skenario gangguan dibuat berdasarkan data anomali gangguan yang didapatkan dari UPT Malang. Gangguan yang disimulasikan yaitu gangguan 3 fasa, serta 1 fasa ke tanah.

II. METODE PENELITIAN

A. Proteksi Transformator Tenaga

Dalam penerapan pola proteksi transformator [6], jenis proteksi dibagi atas 2 bagian yaitu:

1) Proteksi Mekanik dan Deteksi Panas

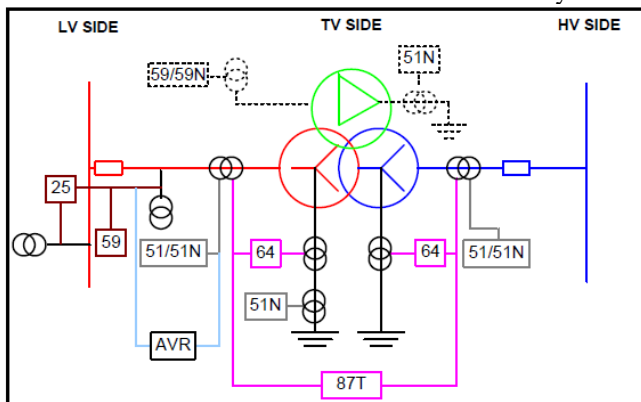
Metode proteksi mekanik rele dan deteksi panas merupakan jenis deteksi gangguan transformator yang tidak dapat terukur oleh rele elektrik [7]. Untuk mendeteksi nilai-nilai yang tidak terukur dapat dilakukan menggunakan dua metode deteksi kondisi gangguan transformator [8].

2) Proteksi Elektrik

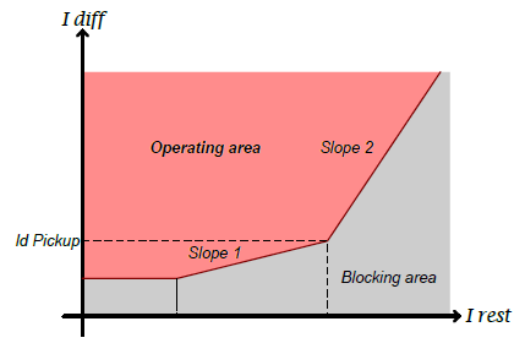
Proteksi elektrik merupakan sebuah rele yang mengambil parameter pengukuran dari besaran analog listrik yaitu tegangan dan arus. Skema proteksi elektrik transformator ditunjukkan pada gambar 1.

Keterangan gambar berdasarkan ANSI/IEEE Standart Device Numbers adalah sebagai berikut:

- 25 : Synchronizing or Synchronism Check Relay
- 59 : Overvoltage Relay
- 51/51N : Invers / Instantaneous Overcurrent Relay
- AVR : Automatic Voltage Relay
- 64 : Restricted Earth Fault Relay
- 87T : Transformator Differential Protective Relay



Gambar 1. Skema Proteksi Elektrik Transformator



Gambar 2. Kurva Karakteristik Rele Differensial [9]

B. Pengukuran dan Metode Analisis Proteksi Transformator Tenaga

1) Perhitungan Setting Diferensial

Untuk mengetahui karakteristik setting rele differensial, berikut kurva karakteristik secara umum dari sebuah rele differensial yang ditunjukkan pada gambar 2.

$$I_{Diff} = (0.2 - 0.3) \times I_n \text{ Transformator} \quad (1)$$

$$\text{Slope-1} = (25-35\%) \quad (2)$$

$$\text{Slope-2} = (50-80\%) \quad (3)$$

2) Perhitungan Setting Arus Over Current Relay (OCR)

$$I_{OCR} > = 1.2 \times I_n \text{ Transformator} \quad (4)$$

$$OCR \gg I_{nc} TD = I_{OCR} L_v \gg = 2.4 \times I_n \quad (5)$$

3) Perhitungan Setting Arus Ground Fault Relay (GFR)

$$\text{Tanpa belitan delta: } I \text{ set GFR HV} = 0.2 \times I_n \quad (6)$$

$$\text{Dengan belitan delta: } I \text{ set GFR HV} = (0.5-0.8) \times I_n \quad (7)$$

4) Karakteristik OCR

Setting waktu OCR pada transformator akan diproses selama 1 detik pada hubung singkat maksimum di busbar terhubung. Pemilihan karakteristik waktu OCR menggunakan standar Inverse / Normaly Inverse.

$$\text{Standard Invers (SI): } t = TMS \times \frac{0.14}{I_1^{0.02-1}} \quad (8)$$

$$\text{Very Inverse (VI): } t = TMS \times \frac{13.5}{I_1-1} \quad (9)$$

$$\text{Extremely Inverse (EI): } t = TMS \times \frac{80}{I_1^2-1} \quad (10)$$

$$\text{Long Time Standby Earth Fault: } t = TMS \times \frac{120}{I_1-1} \quad (11)$$

5) Perhitungan Waktu dan Pola Koordinasi Proteksi Trafo Berdasarkan Standar

Tabel 1. Pola Koordinasi Proteksi Trafo 70/20kV [10]

Uraian	Proteksi		
	Penyulang	Sisi LV Trafo	Sisi HV Trafo
Jenis	OCR	OCR	OCR
Kurva IEC	Standar Inverse	Standar Inverse	Standar Inverse
Setting Arus I >	1.2 × CCC/CT	1.2 × In Trafo sisi LV	1.1 × In Trafo sisi HV
Setting Waktu I >	0.5s Ihs 2 ph Bus LV	1s Ihs 2 ph Bus LV	1.5s Ihs 2 ph Bus LV
Setting I >> (momen)	2.4 × In Trafo (30 MVA)	4 × In Trafo	1.2-1.3 × (1 / Z(pu) × In Trafo
Setting Waktu I >>	DT 400 ms	DT 600 ms	DT 0 ms

C. Analisis Grafik Setting Mathcad

Mathcad adalah program yang digunakan untuk menangani permasalahan yang berkaitan dengan pengolahan data numerik. Dalam penelitian ini, penulis menggunakan bantuan perangkat lunak Mathcad untuk mensimulasikan grafik perhitungan koordinasi setting proteksi yang dapat direpresentasikan dalam bentuk grafik koordinasi.

$$t1_p = \frac{0,14}{\left[\frac{IHS \ 2Fasa \ Bus \ 70 \ kV_p}{I \ set \ OCR_{hv}} \right]^{0,02} - 1} td1 \quad (12)$$

$$t2_p = \frac{0,14}{\left[\frac{IHS \ 2Fasa \ Bus \ 11,5 \ kV_p}{I \ set \ OCR_{lv}} \right]^{0,02} - 1} td2 \quad (13)$$

$$t3_p = \frac{0,14}{\left[\frac{IHS \ 2Fasa \ Bus \ 11,5 \ kV_p}{I \ set \ OCR_p} \right]^{0,02} - 1} td3 \quad (14)$$

Keterangan:

- t1p = Waktu trip OCR sisi 70kV (detik)
- t2p = Waktu trip OCR sisi Incoming 11,5kV (detik)
- t3p = Waktu trip OCR sisi penyulang 11,5kV (detik)
- td1 = Setting TMS OCR sisi 70kV (SI)
- td2 = Setting TMS OCR sisi incoming 11,5kV (SI)
- td3 = Setting TMS OCR sisi penyulang 11,5kV (SI)
- I set OCR_{hv} = Arus setting OCR sisi 70kV (A)
- I set OCR_{lv} = Arus setting OCR sisi incoming 11,5kV (A)
- I set OCR_p = Arus setting OCR sisi penyulang 11,5kV (A)

D. Simulasi Koordinasi Proteksi Menggunakan Software DIGSILENT Power Factory

Perangkat lunak DIGSILENT Power Factory adalah sebuah software engineering tool yang berfungsi sebagai alat bantu analisa sistem transmisi, distribusi, serta sistem ketenagalistrikan di dunia industri. Perangkat lunak tersebut telah didesain sedemikian rupa untuk keperluan analisa sistem tenaga listrik dengan tujuan utama perancangan dan optimasi operasi dari suatu sistem [11].

DIGSILENT menyediakan fitur Time-overcurrent plot yang menampilkan karakteristik dari rele dan damage curve dari transformator atau jaringan, kalkulasi arus hubung singkat atau analisa aliran daya, dan menghasilkan waktu trip dari rele tersebut.

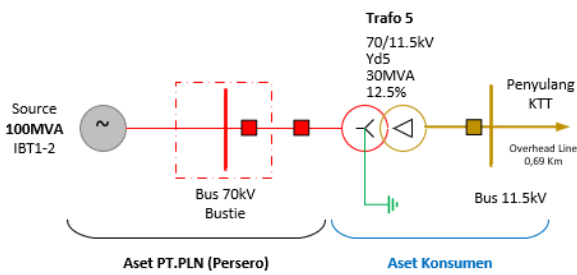
III. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Data Gardu Induk

Gardu Induk 70 kV Driyorejo merupakan salah satu gardu induk aset dari PT. PLN (Persero) UPT Malang ULTG Krian beralamat di Jl. Raya Semambung, Dusun Lopang, Driyorejo, Kabupaten Gresik Jawa Timur. Gardu induk ini mempunyai aset trafo sebanyak 8 buah trafo tenaga dengan rincian 2 buah IBT (Inter Bus Transformator) 150/70 kV dengan kapasitas masing-masing sebesar 50 MVA, dan 4 buah trafo tenaga distribusi dengan total kapasitas 4 x 60 MVA 150/20 kV, serta 2 dua buah trafo yang digunakan menyuplai konsumen KTT PT. Dayasa Aria Prima dengan total kapasitas 12 MVA 70/6 kV serta 1 trafo baru yang rencana terpasang sebesar 30 MVA

Tabel 2. Form Kelengkapan Data Penelitian

No.	Data	Protection Type	Data
1	Transformator No.5	Merek	B&D
		Type	PX-090-CGCB
		Power/Kapasitas	30MVA
		Tegangan	70/11.5kV
		Verctor Group	YNd5
	Impedansi Trafo		12.5%
2	OHL SUTT 70kV Driyo-Miwon	Conductor Type	ACSR/Ostrich 176.7mm
		CT Rasio	400/5A
		CCC	440A
		Lenght Conductor	1.464 Km
2	Penyulang KTT OHL 11.5kV	Conductor Type	ACSR/PARTR 150mm
		CT Rasio	400/5A
		CCC	292A
		Lenght Conductor	0.68 Km
3	Differential Relay Trafo 5	Merek	Siemens
		Type	7UT612
		No. Serie	-
		In	5A
		Rasio CT Primary	500/5A
	Rasio CT Secondary		2000/5A
5	OCR/GFR (70kV)	Merek	AREVA
		Type	MiCOM P123
		No. Serie	
		In	5A
	Rasio CT Primary		500/5
6	OCR/GFR (11.5kV)	Merek	AREVA
		Type	MiCOM P123
		No. Serie	
		In	5A
		Rasio CT Secondary	
7	OCR/GFR Penyulang	Merek	AREVA
		Type	MiCOM P123
		No. Serie	
		In	5A
	Rasio CT Secondary		400/5A
8	OCR Pembatas Bustie	Merek	AREVA
		Type	MiCOM P122
		No. Serie	
		In	1A
	Rasio CT Secondary		400/1A



Gambar 3. Single Line Diagram Objek Penelitian 70/11,5 kV yang dimiliki asetnya oleh KTT. Single Line Diagram (SLD) objek penelitian yang dilakukan penulis ditunjukkan pada gambar 3.

Sementara data kelengkapan penelitian ini ditunjukkan pada tabel 2.

B. Analisis Impedansi Sumber

Perhitungan nilai Daya Hubung Singkat (MVAhs):

$$MVAhs = I_{hs} 3 \text{ fasa} \max x (V_{p \text{ trafo}} x \sqrt{3})$$

$$= 7,25 \text{ kA} x 70 \text{ kV} x \sqrt{3} = 878,99 \text{ MVA}$$

C. Analisis Impedansi Transformator

$$X_T(pu) = X_T(\%) x \frac{100}{MVA \text{ Trafo}}$$

$$= 12,5\% x \frac{100}{30} = 0,417 \text{ pu}$$

Diketahui nilai impedansi trafo urutan positif sama dengan nilai impedansi urutan negatif dan impedansi urutan nol atau $X_{t1} = X_{t2} = X_{t0}$.

- Impedansi urutan positif (X_{t1}) = 0,417 pu
- Impedansi urutan negatif (X_{t2}) = 0,417 pu
- Impedansi urutan nol (X_{t0}) = 0,417 pu

D. Perhitungan Penyulang

$$Z_L = (R + jX) \text{ Ohm/km}$$

$$Z_{L1} = Z_{L2} = 0,214 + j 0,408 \text{ Ohm/km}$$

$$|Z_{L1}| = 0,461 \text{ Ohm/km}$$

$$Z_{L0} = 0,364 + j 1,224 \text{ Ohm/km}$$

$$Z_{L1eq}(pu) = \frac{Z_{L1}}{Z_{base} 11,5 \text{ kV}} = 0,162 + j 0,309 \text{ pu}$$

$$Z_{L2eq}(pu) = \frac{Z_{L2}}{Z_{base} 11,5 \text{ kV}} = 0,162 + j 0,309 \text{ pu}$$

$$Z_{L0eq}(pu) = \frac{Z_{L0}}{Z_{base} 11,5 \text{ kV}} = 0,275 + j 0,926 \text{ pu}$$

Tabel 3. Data Impedansi Total

Data Impedansi	Z_1 (pu)	Z_2 (pu)	Z_0 (pu)
Imp. Sumber pada Bus 70kV	0,00320 + j 0,12497	0,00314 + j 0,12492	12,24968 + j 0,13059
Trafo (Xtp) Primer	0,2084 j	0,2084 j	0,2084 j
Trafo (Xts) Sekunder	0,2084 j	0,2084 j	0,2084 j
Penyulang (Z_L)	0,214 + j 0,408	0,214 + j 0,408	0,364 + j 1,224

E. Perhitungan Impedansi Total Ekuivalen

Dalam perhitungan telah dijabarkan perhitungan impedansi dari setiap komponen. Dari data tersebut, telah disajikan tabel data impedansi total yang berfungsi untuk memudahkan pembacaan besar impedansi pada setiap titik. Sehingga untuk besar impedansi pada setiap komponen yang digunakan dalam perhitungan urutan impedansi dapat dilihat pada tabel 3.

F. Perhitungan Impedansi Total Ekuivalen Urutan Fasa

Impedansi ekuivalen jaringan adalah impedansi total dari masing-masing urutan positif dan negatif pada komponen-komponen yang ada. Perhitungan impedansi ekuivalen masing-masing urutan yaitu sebagai berikut.

1) Impedansi Ekuivalen Urutan Positif

$$Z_{1eq} = Z_{s1} + X_{tp1} + X_{ts1} + Z_{L1}$$

$$= (0,00222 + j 0,026) + (j 0,2084) + (j 0,2084) + (0,214 + j 0,408)$$

$$= 0,63322 + j 0,434$$

2) Impedansi Ekuivalen Urutan Negatif

$$Z_{2eq} = Z_{s2} + X_{tp2} + X_{ts2} + Z_{L2}$$

$$= (0,00314 + j 0,125) + (j 0,2084) + (j 0,2084) + (0,214 + j 0,408)$$

$$= 0,63413 + j 0,533$$

3) Impedansi Ekuivalen Urutan Nol

$$Z_{0eq} = Z_{s0} + X_{tp0} + X_{ts0} + Z_{L0}$$

$$= (12,25 + j 0,131) + (j 0,2084) + (j 0,2084) + (0,364 + j 1,224)$$

$$= 13,031 + j 1,355$$

G. Perhitungan Arus Hubung Singkat

Perhitungan hubung singkat simetris merupakan teknik perhitungan prediksi arus hubung singkat yang terjadi pada titik gangguan 100% dari panjang penghantar atau pada ujung penyulang.

1) Hubung Singkat 3 Fasa di Bus 11.5 dan 70 kV

$$I_{hs} 3\phi \text{ Bus (11,5 kV)} = \frac{E}{Z_{s1} + j X_{tp1} + j X_{ts1} + Z_{L10}} \cdot I_b 11,5 \text{ kV}$$

$$I_{hs} 3\phi \text{ Bus (70 kV)} = \frac{E}{Z_{s1} + j X_{tp1} + j X_{ts1} + Z_{L10}} \cdot I_b 70 \text{ kV}$$

Perhitungan hubung singkat di bus mengabaikan nilai impedansi penyulang (Z_L). Diketahui nilai hubung singkat 3 fasa di bus 11.5 kV adalah sebesar 9.269 kA dan di sisi 70 kV sebesar 1.523 kA.

2) Hubung Singkat 2 Fasa di Bus 11.5 dan 70 kV

$$I_{hs} 2\phi \text{ Bus (11,5 kV)} = I_{hs} 3\phi \text{ Bus (11,5 kV)} x \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$= 9,269 \text{ kA} x \frac{\sqrt{3}}{2} = 8,037 \text{ kA}$$

$$I_{hs} 2\phi \text{ Bus (70 kV)} = I_{hs} 3\phi \text{ Bus (70 kV)} x \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$= 1,523 \text{ kA} x \frac{\sqrt{3}}{2} = 1,32 \text{ kA}$$



Gambar 4. Grafik Arus Hubung Singkat 3 Fasa pada Bus 70 kV dan 11.5 kV

Gambar 5. Grafik Arus Hubung Singkat 2 Fasa pada Bus 70 kV dan 11 kV

- 3) Hubung Singkat 1 Fasa di Bus 11.5 dan 70 kV
 a. Arus Hubung Singkat 1 Fasa di Bus sisi 11.5kV pada I Base 11.5kV

$$I_{f11p} = \frac{3 \cdot E}{Z_{s0} + X_{tp0} \cdot j + X_{ts0} \cdot j + Z_{s2} + X_{tp2} \cdot j + X_{ts2} \cdot j + Z_{s1} + X_{tp1} \cdot j + X_{ts1} \cdot j} \cdot I_{b11}$$

$$= \frac{3 \cdot E}{Z_{eq1} + Z_{eq2} + Z_{eq0}} \cdot I_{b11} = 1.218 \text{ kA}$$

- b. Arus Hubung Singkat 1 Fasa di Bus Sisi 11.5 kV pada I Base 70 kV



$$I_{f11p} = \frac{3 \cdot E}{Z_{s0} + X_{tp0} \cdot j + X_{ts0} \cdot j + Z_{s2} + X_{tp2} \cdot j + X_{ts2} \cdot j + Z_{s1} + X_{tp1} \cdot j + X_{ts1} \cdot j} \cdot I_{b70}$$

$$= \frac{3 \cdot E}{Z_{eq1} + Z_{eq2} + Z_{eq0}} \cdot I_{b70} = 200.128 \text{ A}$$

H. Perhitungan Setting Rele

- 1) Perhitungan Setting Differensial

$$I_{Diff} = eCT70 + eCT11.5 + edT + eM + eSF$$

$$= 5\% + 5\% + 11.11\% + 0.2\% + 5\% = 26.31\%$$

Sehingga dilakukan pembulatan dan di pilih setelan arus differential adalah 30%.

Setting Slope-1 = 30% (Toleransi max)

Setting Slope-2 = 80%

- 2) Perhitungan Setting Over Current Relay (OCR) dan Ground Fault Relay (GFR)

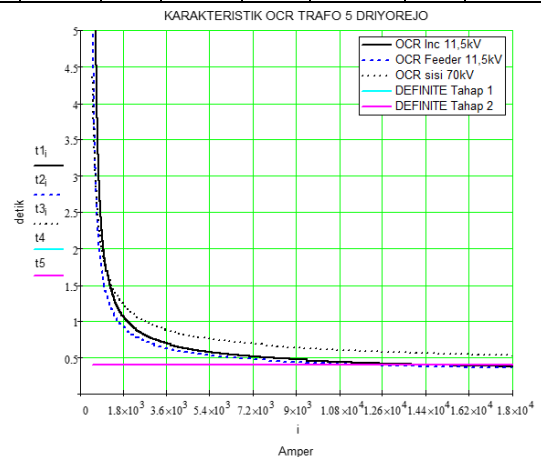
Dari hasil perhitungan arus serta waktu, berikut adalah hasil evaluasi setting yang didapatkan pada tabel 4.

Setelah dilakukan perhitungan untuk setting proteksi transformator pada sub-bab sebelumnya, dilakukan simulasi koordinasi proteksi transformator menggunakan bantuan mathcad. Dengan hasil simulasi ditunjukkan pada gambar 6.

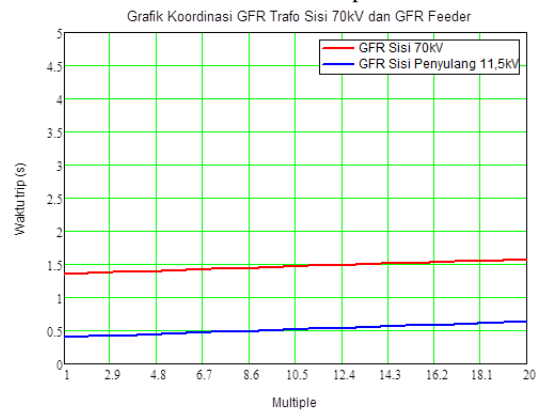
Tabel 4. Hasil Perhitungan Setting Proteksi Transformator 5 30 MVA Driyorejo

Relai	Over Current Relay			t >>	Ground Fault Relay			t ₀ >>
	I set (A)	TM S	Instan		I set (A)	TM S	Im	

Trafo sisi 70kV	0,6 In 3A (sek) 300A (primer)	0,3 SI	6 In 30A (sek) 3000A (prim)	Instan	0,2 In 1 A (sekunder) 100A (primer)	0,8 SI	Block/Non Active	Bloc k
Incoming Trafo sisi 11,5kV	0,9 In 4,5 A (sek) 1800 A (primer)	0,2 SI	3 In 15A (sek) 6000 A (primer)	Tahap 1 0,6s Tahap 2 0,4s	Disable			
Penyulang KTT 11,5kV	1,2 In 6 A (sek) 480A (primer)	0,1 5 SI	9 In 45A (sek) 3600A (primer)	0,1-0,3s	0,1 In 0,5 A (sek) 40A (primer)	0,2 SI	Non Aktif	Non Aktif



Gambar 6. Grafik Koordinasi OCR Trafo pada Mathcad

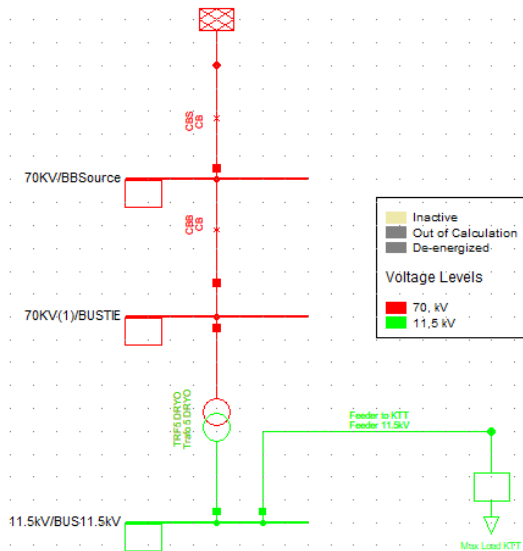


Gambar 7. Grafik Koordinasi GFR Transformator pada Mathcad I. Simulasi Koordinasi Proteksi Cadangan Transformator pada DIGSILENT 15.1.7

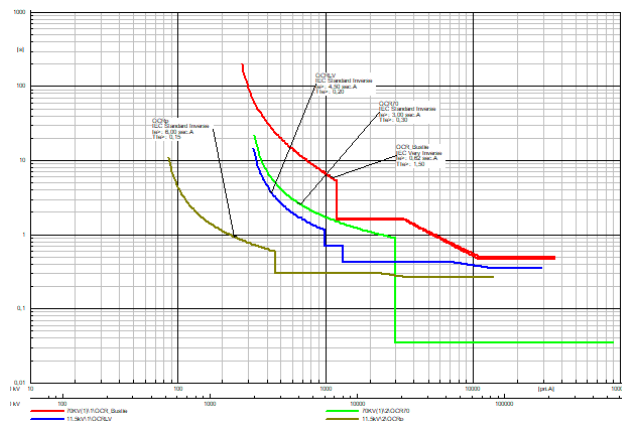
Simulasi koordinasi proteksi transformator dilakukan pertama menggunakan bantuan perangkat lunak DIGSILENT 15.1.7, sebelumnya penulis membuat SLD terlebih dahulu dari sistem yang akan di simulasikan dalam hal ini adalah SLD mulai dari mulai transformator sisi 70 kV sampai pada penyulang KTT.

Sebelum membuat simulasi, terlebih dahulu penulis membuat sistem model *Single Line Diagram* dari sistem. Berikut adalah single line diagram yang dibuat di perangkat lunak DIGSILENT yang ditunjukkan pada gambar 8.

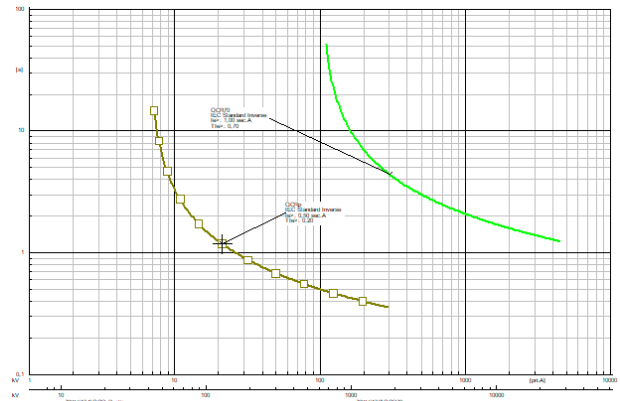
Dari hasil pemodelan di atas dapat di hasilkan grafik koordinasi antara seksi proteksi yaitu sisi 70 kV trafo, sisi incoming 11.5 kV trafo, serta sisi 11.5kV penyulang seperti gambar 9 dan 10.



Gambar 8. Pemodelan SLD di perangkat lunak DIGSILENT



Gambar 9. Grafik Koordinasi OCR Trafo pada DIGSILENT



Gambar 10. Grafik Koordinasi GFR Trafo pada DIGSILENT

J. Simulasi Koordinasi Proteksi Cadangan Transformator pada ETAP 16

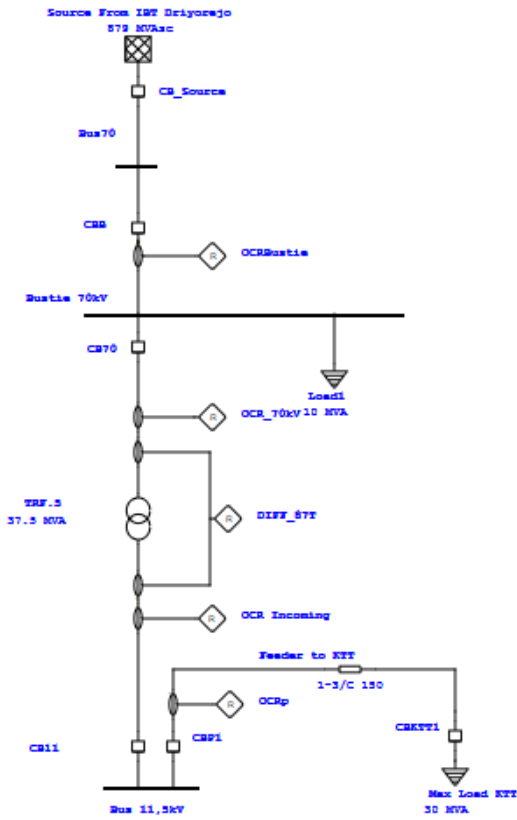
Karena keterbatasan fitur pada versi DIGSILENT yang penulis gunakan pada penelitian ini sehingga simulasi proteksi relai differential trafo tidak bisa dilakukan. Oleh karena itu untuk melakukan simulasi tersebut penulis menggunakan bantuan perangkat lunak ETAP 16.

Untuk membuat simulasi koordinasi proteksi pada transformator pertama adalah membuat pemodelan sistem seperti ditunjukkan pada gambar 11.

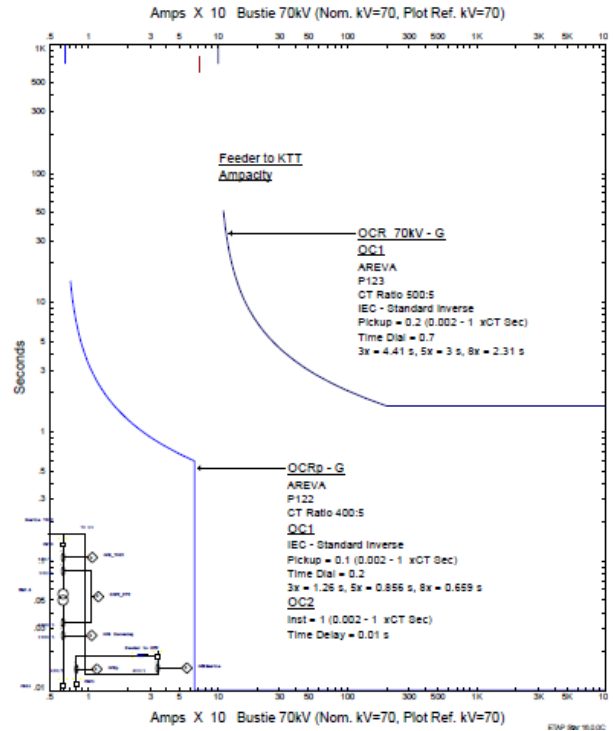
Setelah membuat single line diagram, langkah selanjutnya adalah memasukkan nilai setting relai serta parameter-parameter peralatan terpasang yang dibutuhkan pada ETAP sesuai dengan data perhitungan yang didapatkan pada sub-bab sebelumnya.

Setelah nilai setting serta nilai parameter-parameter peralatan sudah di masukkan, langkah selanjutnya adalah melakukan STAR View Device Coordination, yang merupakan salah satu fitur pada ETAP untuk memunculkan koordinasi proteksi peralatan terpasang dalam bentuk grafik.

Berikut adalah hasil koordinasi proteksi pada STAR View Coordination ETAP yang ditunjukkan pada gambar 12 dan 13.



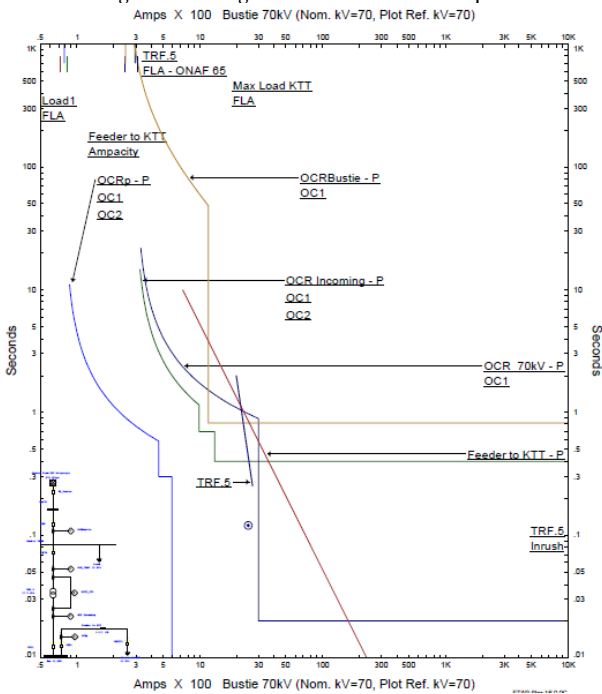
Gambar 11. Single Line Diagram Pemodelan sistem pada ETAP



Gambar 13. Koordinasi Proteksi Gangguan Fasa Tanah Transformator

K. Analisa Hasil Simulasi Koordinasi Proteksi pada DigSILENT 5.1.7 dan ETAP 16

Tabel 5. Perbandingan Waktu Trip Relay Proteksi pada Simulasi DigSILENT dan ETAP



Gambar 12. Koordinasi Proteksi Gangguan Fasa-Fasa Transformator

Jenis Gangguan	Digsi	Etap	Digsi	Etap	Dig si	Eta p	Digsi	Eta p
	OCR Bustie 70kV		OCR/GFR Trafo Sisi 70kV		OCR Trafo Sisi 11,5kV		OCR/GFR Penyulang 11,5kV	
3Fasa Bustie	1,6s	1,6s	-	-	-	-	-	-
3Fasa Bu 70kV	0,7s	0,7	0,035	0,03	0,4s - 0,6s	0,4s - 0,6s	No Trip	No Trip
3Fasa Bu 11,5kV	10,7s	1,6s	OCR 2,3s	OCR 1,07s	1,5s	0,4s	No Trip	No Trip
3Fasa Penyulang	13,915 s	0,82s	OCR 2,946 s	1,07s	1,924 s	0,4s - 0,6s	0,3 s	0,01
3Fasa Bu Penyulang	13,915 s	1,6s	OCR 2,946 s	OCR 1,37s	1,924 s	0,4s - 0,6s	0,3 s	0,01
1Fasa Bustie	1,6s	1,6s	GFR 1,8s OCR 4,7s	OCR 2,031 s	No Trip	No Trip	No Trip	No Trip

Tabel 6. Perbandingan Kinerja Relai Proteksi pada Simulasi DIgSILENT dan ETAP

Jenis Gangguan	Digsilent	Etap	Digsilent	Etap	Digsilent	Etap	Digsilent	Etap
	OCR Bustie 70kV		OCR/GFR Trafo Sisi 70kV		OCR Trafo Sisi 11,5kV		OCR/GFR Penyulang 11,5kV	
Gangguan 3 Fasa di Bustie	Trip	Trip	-	-	-	-	-	-
Gangguan 3 Fasa Bus 70kV	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	No Trip	No Trip
Gangguan 3 Fasa di Bus 11,5kV	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	No Trip	No Trip
Gangguan 3 Fasa di Ruas Penyulang	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip
Gangguan 3 Fasa di Bus Penyulang	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip	Trip
Gangguan 1 Fasa di Bustie	Trip	Trip	Trip	Trip	No Trip	No Trip	No Trip	No Trip

Setelah melakukan simulasi koordinasi proteksi menggunakan perangkat lunak DIgSILENT 15.1.7 dan ETAP 16, berikut adalah hasil simulasi yang ditunjukkan pada tabel 5 dan tabel 6 jika dibandingkan antara keduanya.

Dari tabel 5 dan 6, didapatkan bahwa simulasi kinerja koordinasi relai proteksi transformator 5 sudah sesuai dengan standar yang dijadikan pedoman. Sementara perbedaan waktu trip pada tabel 6 antara perangkat lunak DIgSILENT dan ETAP disebabkan nilai arus gangguan yang berbeda pada kedua perangkat lunak. Dapat dilihat bahwa pada DIgSILENT maupun pada ETAP relai proteksi bekerja sesuai dengan daerah kerjanya, dan urutan kerja proteksi sudah sesuai dengan grafik koordinasi proteksi pada gambar 9 dan 12 pada masing-masing software tersebut.

IV. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil dan pembahasan penelitian, maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

Dari hasil perhitungan *setting* proteksi didapatkan nilai *setting* sebagai berikut: *setting* sisi primer trafo yaitu sisi 70 kV OCR 3 A / 300 A TMS 0.3 SI dengan setelan instan 30 A / 3000 A dengan waktu tunda instan, sisi sekunder trafo 11.5 kV OCR 4,5 A / 1800 A 0.2 SI dengan setelan instan 15 A / 6000 A dengan waktu tunda 0.4-0.6 s, sisi penyulang OCR 6A / 480A 0.15 SI dengan setelan instan 45 A / 3600 A dengan waktu tunda 0.1 – 0.3 s, GFR sisi 70 kV 1 A / 100 A TMS 0.8 SI, serta GFR sisi penyulang 0.5 A / 40 A TMS 0.2 SI.

V. DAFTAR PUSTAKA

- [1] PT. PLN (Persero) 2009. "Perhitungan Setting Relai Proteksi Gardu Induk". PT. PLN (Persero) Pusdiklat, Jakarta.
- [2] PT. PLN (Persero) 2014. "Buku Pedoman Pemeliharaan Proteksi dan Kontrol Transformator". PT. PLN (Persero) Pusdiklat, Jakarta.
- [3] Gonen, T. 1998. "Electric Power Distribution System Engineering". McGraw-Hill Education. London.
- [4] Grainger, J.J.,Stevenson, Jr.W.D. 1994. "Analisis Sistem Tenaga terjemahan Ir.Kamal Idris, cetakan keempat". Jakarta: Erlangga.
- [5] Anderson, P.M. 1999. "Power System Protection" IEEE, PRESS. British.
- [6] Badarudin, dkk. 2014. "Setting Koordinasi Over Current Relay pada Trafo 60 MVA 150/20kV dan Penyulang 20kV". Jurnal SINERGI Vol. 18, Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Mercu Buana, Jakarta.
- [7] Bamber M, dkk. 2011. "Network Protection & Automation Guide: Protective Relays, Measurement & Control". Alstom Grid. Francis.
- [8] Han, Zhiqi, 2014. "Protection Coordination in Networks with Renewable Energy Resources". School of Electrical and Electronic Engineering, University of Manchester England.
- [9] Ir. Arjana D.G.I., MT. 2016. "Koordinasi Sistem Pengaman Transformator Daya Pada Gardu Induk Padang Sambian". Karya Ilmiah Jurusan Teknik Elektro dan Komputer, Universitas Udayana. Bali.
- [10] Karyana, dkk. 2014. "Pedoman dan Petunjuk Sistem Proteksi Tansmisi dan Gardu Induk Jawa Bali, Edisi Pertama". PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali, Jakarta.
- [11] Prabowo, H W. 2018. "Analisa Koordinasi Proteksi Over Current Relay pada Gardu Induk Wonogiri 150kV" Jurnal Teknik Elektro, Universitas Muhammadiyah Surakarta, Surakarta.