

## ANALISIS KOORDINASI SISTEM PROTEKSI OVER CURRENT RELAY DAN GROUND FAULT RELAY PADA BAY TRANSFORMATOR DAYA 4 (60 MVA)

### COORDINATION ANALYSIS OF OVER CURRENT RELAY AND GROUND FAULT RELAY PROTECTION SYSTEMS ON THE BAY OF POWER TRANSFORMERS 4 (60 MVA)


 Feby Renaldi<sup>1</sup>, Hari Prasetijo, S.T., M.T.<sup>2</sup>, Ari Fadli, S.T., M.Eng.<sup>3</sup>

[feby.renaldi@mhs.unsoed.ac.id](mailto:feby.renaldi@mhs.unsoed.ac.id)<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Mahasiswa Pemakalah, <sup>2</sup> Dosen Pembimbing 1, <sup>3</sup> Dosen Pembimbing 2

<sup>1,2</sup> Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Jenderal Soedirman

---

**Abstrak** - *Setting* dan evaluasi OCR dan GFR penting dilakukan secara berkala untuk meningkatkan keandalan koordinasi proteksi sistem tenaga listrik. *Setting* ulang tersebut dilakukan karena adanya pertumbuhan penggunaan beban pada penyulang dan besarnya gangguan arus hubung singkat. Kontribusi studi ini adalah mengevaluasi dan melakukan *setting* ulang pada OCR dan GFR sisi penyulang, sisi 20 kV dan 150 kV. Metode yang digunakan adalah perhitungan matematis sesuai standar *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) dan simulasi untuk menganalisis *trip Circuit Breaker* (CB) berdasarkan kurva karakteristik waktu *Time Multiple Setting* (TMS) menggunakan ETAP 12.6.0. *Setting* awal menunjukkan nilai TMS OCR 150 kV adalah 0,23 s dengan waktu kerja 0,92 s. Nilai TMS OCR sisi 20 kV adalah 0,21 dengan waktu kerja 0,76 s. Sedangkan untuk nilai TMS GFR sisi 150 kV adalah 0,42 s dengan waktu kerja 1,5 s. Nilai TMS GFR 20 kV adalah 0,35 s dengan waktu kerja 1,2 s. Dengan demikian, nilai delta TMS OCR sebesar 0,02 s dan delta TMS GFR sebesar 0,07 s. Hasil *setting* awal tidak sesuai dengan standar IEC 60255, yang menyatakan bahwa rentang TMS antara relay *incoming* dan relay *outgoing* yang memenuhi adalah 0,3 s – 0,5 s, sehingga perlu diadakan *setting* ulang. Setelah dilakukan *setting* ulang, didapat nilai TMS OCR 150 kV adalah 0,41 s dengan waktu kerja 1,6 s. Nilai TMS OCR 20 kV adalah 0,1 dengan waktu kerja 0,4 s. Sedangkan untuk nilai TMS GFR 150 kV adalah 0,52 s dengan waktu kerja 2,2 s. Nilai TMS GFR sisi 20 kV adalah 0,16 dengan waktu kerja 0,7 s. Dengan demikian, nilai delta TMS OCR sebesar 0,31 s dan delta TMS GFR sebesar 0,32 s. Nilai delta TMS ini sesuai dengan standar IEC 60255. *Setting* ulang tersebut telah disimulasikan untuk mendapatkan grafik koordinasi kerja OCR dan GFR.

**Kata kunci** — *Over Current Relay*, *Ground Fault Relay*, Transformator Daya, ETAP

---

**Abstract** - *Setting and evaluating OCR and GFR is important to be carried out regularly to improve the reliability of the coordination of the protection of the electric power system. The reset is done because of the growth in the use of the load on the feeder and the magnitude of the short-circuit current disturbance. The contribution of this study is to evaluate and reset the OCR and GFR on the feeder side, 20 kV and 150 kV sides. The method used is a mathematical calculation according to the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) standard and a simulation to analyze the Circuit Breaker (CB) trip based on the Time Multiple Setting (TMS) time characteristic curve using ETAP 12.6.0. The initial setting shows the TMS OCR 150 kV value is 0.23 s with a working time of 0.92 s. The 20 kV side OCR TMS value is 0.21 with a working time of 0.76 s. Meanwhile, the TMS value of the 150 kV side GFR is 0.42 s with a working time of 1.5 s. The value of TMS GFR 20 kV is 0.35 s with a working time of 1.2*

*s. Thus, the TMS OCR delta value is 0.02 s and the TMS GFR delta is 0.07 s. The results of the initial setting are not in accordance with the IEC 60255 standard, which states that the TMS range between the incoming and outgoing relays that meet the requirements is 0.3 s – 0.5 s, so it needs to be reset. After resetting, the value of TMS OCR 150 kV is 0.41 s with a working time of 1.6 s. The value of TMS OCR 20 kV is 0.1 with a working time of 0.4 s. As for the value of TMS GFR 150 kV is 0.52 s with a working time of 2.2 s. The 20 kV side GFR TMS value is 0.16 with a working time of 0.7 s. Thus, the TMS OCR delta value is 0.31 s and the TMS GFR delta is 0.32 s. The TMS delta value is in accordance with the IEC 60255 standard. The re-setting has been simulated to obtain a graph of the OCR and GFR work coordination.*

**Keyword** — Over Current Relay , Ground Fault Relay, Power Transformers, ETAP.

---

## I. PENDAHULUAN

### A. Latar Belakang

Bay Transformator memiliki sistem proteksi utama bernama *Differential Relay* , yang berfungsi melindungi transformator dari gangguan hubung singkat antar fasa dan fasa dengan tanah. Alat proteksi cadangan bagi *Differential Relay* adalah *Over Current Relay* (OCR) dan *Ground Fault Relay* (GFR). Kedua jenis *Relay* ini berfungsi sebagai *back up protection* bagi Bay Transformator apabila *Differential Relay* sebagai proteksi utama, mengalami kegagalan kerja [1].

Urgensi adanya penelitian ini yaitu untuk menganalisis faktor kehandalan koordinasi sistem proteksi cadangan pada OCR dan GFR dalam mendeteksi gangguan hubung singkat yang melewati jalur penghantar menuju Transformator Daya. Selain itu, penulis melakukan *setting* ulang pada OCR dan GFR karena adanya pertumbuhan penggunaan beban pada penyulang dan besarnya gangguan arus hubung singkat. Kontribusi studi ini adalah mengevaluasi dan melakukan *setting* ulang pada OCR dan GFR sisi penyulang, sisi 20 kV dan 150 kV. Penelitian ini merupakan perkembangan

dari penelitian sebelumnya (Ridwan Abdurrahman, 2020) yang melakukan penelitian mengenai “Analisis Koordinasi OCR dan *Differential Relay* pada Transformator 5 (60 MVA) di Gardu Induk 150 kV Kalibakal”, penulis menjadikan referensi utama dalam menentukan studi kasus yang akan dibahas pada tahap penelitian selanjutnya, yaitu analisis kinerja OCR dan GFR dalam melakukan proteksi pada fasa yang terjadi di Bay Transformator menggunakan studi literatur dan aplikasi ETAP 12.6.0.

Penelitian ini juga meningkatkan efektifitas waktu yang lebih cepat bagi teknisi dan *engineer* yang ada di gardu induk, dalam melakukan *setting* OCR dan GFR menggunakan simulasi ETAP 12.6.0. Metode yang digunakan adalah perhitungan matematis sesuai standar IEEE dan simulasi untuk menganalisis *trip Circuit Breaker* (CB) berdasarkan kurva karakteristik waktu *Time Multiple Setting* (TMS) menggunakan ETAP 12.6.0

Berdasarkan uraian diatas penelitian ini dilakukan dengan menganalisis kinerja OCR dan GFR menggunakan simulasi gangguan hubung singkat di daerah proteksi yang terbatas pada Bay Transformator, yaitu daerah proteksi

di sekitar *Busbar A* pada sisi *High Voltage* 150 kV dan daerah proteksi disekitar *Busbar B* pada sisi *Low Voltage* 20 kV. Pada masing-masing sisi tegangan, daerah gangguan hubung singkat dibagi lagi menjadi dua daerah, yaitu daerah di dalam sistem proteksi transformator, dan daerah di luar sistem proteksi transformator. Namun, penulis tidak membahas secara detail mengenai analisis perhitungan pada *Differential Relay* sebagai proteksi utama pada Bay Transformator.

## II. TINJAUAN PUSTAKA

### 1) Penelitian Terdahulu

- 1) Pada penelitian (Hermawan Yuli Kustanto, Muhammad Suyanto, dan Slamet Hani) yang melakukan penelitian dengan judul “Analisis OCR (*Over Current Relay*) Dan GFR (*Ground Fault Relay*) pada Transformator Daya 1 (60 MVA) Gardu Induk Bantul 150 kV”.
- 2) Pada penelitian (Fauzia Haz, Ichsan Aditya M N, 2020) melakukan penelitian mengenai “Analisis *Setting* Proteksi *Over Current Relay* dan *Ground Fault Relay* pada Transformator Daya (60 MVA) di Gardu Induk 150 kV Cibatuh”.
- 3) Pada penelitian (Sutantiyo, 2018), melakukan penelitian ilmiah tentang “Keandalan Relai Arus Lebih (*Over Current Relay*) MCGG 82 Pada Transformator Tenaga Saat Terjadi Gangguan di GI Pandean Lamper”.
- 4) Pada penelitian (Ridwan Abdurrahman, 2020) melakukan penelitian mengenai “Analisis Koordinasi OCR dan *Differential Relay* pada Transformator 5 (60 MVA) di Gardu Induk 150 kV Kalibakal” Penelitian ini merupakan acuan utama yang digunakan dalam merancang rumusan masalah pada makalah ini.

### 2) Sistem Proteksi Bay Transformator

#### 1) Sistem Proteksi pada Sisi *High Voltage* 150 kV

Terlihat bahwa aliran arus listrik yang mengalir dari pembangkit yang menuju Gardu Induk Kalibakal melalui penghantar, masuk melalui CT 1, yang terkoneksi dengan OCR 150 KV, GFR 150 KV serta CB 150 kV sebagai proteksi utama sisi 150 kV. Setelah memasuki sisi internal Transformator, terdapat CT 2, yang terkoneksi dengan *Differential Relay*.

#### 2) Sistem Proteksi Pada Sisi *Low Voltage* 20 kV

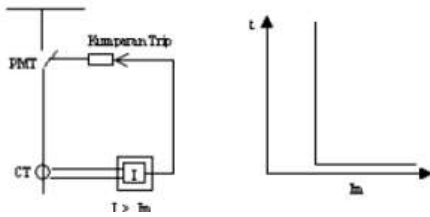
Pada daerah ini, terdapat peralatan proteksi yang lain seperti CT 3, yang terkoneksi dengan *Differential Relay* serta OCR 20 kV dan GFR 20 KV yang terhubung dengan CB 20 kV sebagai proteksi utama sebelum memasuki Busbar C.

Hal ini berfungsi untuk memproteksi jalur Busbar C, yang terhubung dengan penyulang 20 kV di Gardu Induk 150 kV. Setelah memasuki Busbar C atau pada zona diluar daerah proteksi, terdapat CT 5, yang terkoneksi dengan OCR KBL 09, GFR KBL 09 serta CB 3 20 kV.

#### 3) *Over Current Relay*

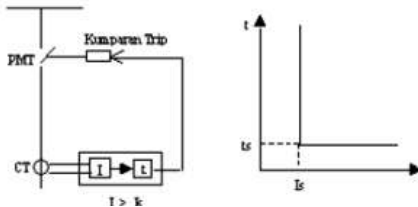
Prinsip kerja dari *Over Current Relay* yaitu berdasarkan adanya arus lebih yang melebihi nilai *setting*, baik disebabkan oleh adanya gangguan hubung singkat atau *overload* (beban lebih) kemudian memberikan perintah ke PMT untuk *trip* sesuai dengan karakteristik waktunya [2].

**a. Over Current Relay seketika  
(Instantaneous)**



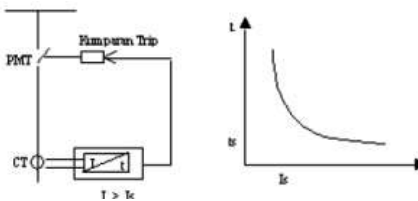
**Gambar 1** Karakteristik waktu seketika

**b. Over Current Relay waktu tertentu  
(Definite Time)**



**Gambar 2** Karakteristik waktu tertentu

**c. Over Current Relay waktu berbanding terbalik  
(Inverse Time)**



**Gambar 3** Karakteristik waktu terbalik

Penyetelan *Over Current Relay* dan *Ground Fault Relay* pada sisi primer dan sisi sekunder transformator tenaga terlebih dahulu harus dihitung arus nominal transformator tenaga [3].

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} V_{base}} \quad (1)$$

Dimana :

$I_{base}$  = arus nominal (A)

$S_{base}$  = daya semu (VA)

$V_{base}$  = tegangan (sesuai sisi transformator) (V)

**d. Setting Arus Over Current Relay**

Ini adalah perhitungan matematis dalam menentukan *setting* arus *Over Current Relay*:

$$I_{set (primer)} = 1,2 \times I_n \quad (2)$$

$$I_{set (sekunder)} = I_{set (1)} \times \frac{I}{Rasio CT} \quad (3)$$

dimana:

$I_{set (1)}$  = arus *setting* primer (A)

$I_{set (2)}$  = arus *setting* sekunder (A)

$I_n$  = arus nominal transformator

**4) Ground Fault Relay**

*Ground Fault Relay* adalah suatu Relay yang bekerja berdasarkan adanya kenaikan arus yang melebihi suatu nilai seting pengaman tertentu dan dalam jangka waktu tertentu bekerja apabila terjadi gangguan hubung singkat fasa ke tanah [4].

**a. Setting Arus Ground Fault Relay**

Ini adalah perhitungan matematis dalam menentukan *setting* arus *Over Current Relay*:

$$I_{set (primer)} = 0,4 \times I_n \quad (4)$$

$$I_{set (sekunder)} = I_{set (1)} \times \frac{I}{Rasio CT} \quad (5)$$

dimana:

$I_{set (1)}$  = arus *setting* primer (A)

$I_{set (2)}$  = arus *setting* sekunder (A)

$I_n$  = arus nominal transformator

**5) Hubungan antara OCR dan GFR**

**a. Setting Waktu Standar OCR dan GFR**

$$t = TMS (Td) \times \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^a - 1} + C \quad (6)$$

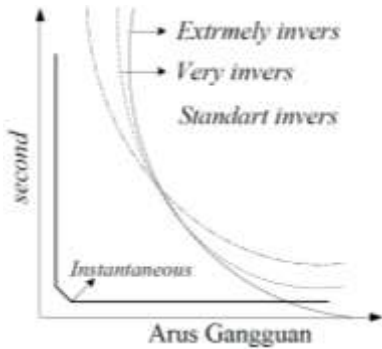
dimana :

$t$  = waktu kerja (s)

TMS = *Time Multiple Setting* (s)

- k = konstanta *standard inverse*  
I = arus gangguan hubung singkat (A)  
Is = arus *seting primer* pada Relay (A)  
 $\alpha$  = konstanta *standard inverse*  
c = konstanta *standard inverse*

Berikut ini kurva karakteristik konstanta OCR dan GFR.

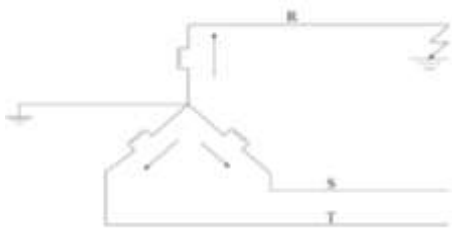


Gambar 4 Karakteristik OCR dan GFR

## 6) Jenis-Jenis Gangguan Hubung Singkat

Berikut ini adalah jenis-jenis dan perhitungan matematis dalam menentukan nilai arus gangguan hubung singkat pada sistem tenaga listrik [5].

### a. Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah



Gambar 5 Gangguan Hubung Singkat Satu Fasa Ke Tanah

Untuk menghitung nilai arus gangguan satu fasa ke tanah dapat menggunakan persamaan (7).

$$I_{1\text{fasa}} = \frac{3 \times V_{ph}}{(2 \times Z_{1eq}) + Z_{0eq}} \quad (7)$$

Dimana :

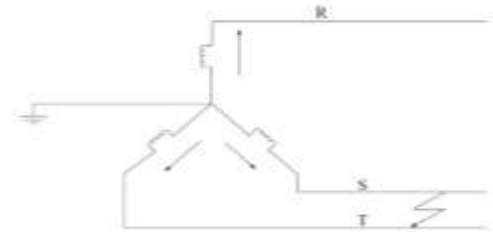
$I_{1\text{fasa}}$  = Arus gangguan hubung singkat satu fasa (A)

$V_{ph}$  = Tegangan fasa-netral sistem 20 kV

$Z_{1eq}$  = Impedansi ekivalen urutan positif (ohm)

$Z_{0eq}$  = Impedansi ekivalen urutan nol (ohm)

### b. Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa



Gambar 6 Gangguan Hubung Singkat Dua Fasa

Rumus dasar yang digunakan untuk menghitung besarnya arus gangguan hubung singkat dua fasa ada pada persamaan 8.

$$I_{2\text{fasa}} = \frac{V_{ph-ph}}{2 \cdot Z_{1eq}} \quad (8)$$

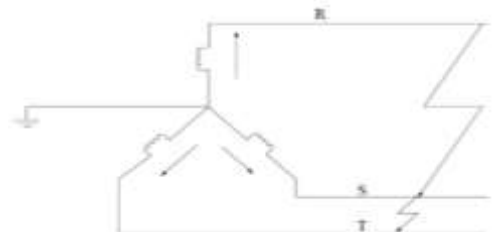
Dimana :

$I_{2\text{fasa}}$  = Arus gangguan hubung singkat dua fasa (A)

$V_{ph-ph}$  = Tegangan fasa-fasa sistem 20 kV

$Z_{1eq}$  = Impedansi ekivalen urutan positif (ohm)

### c. Gangguan Hubung Singkat Tiga Fasa



Gambar 7 Gangguan Hubung Singkat Tiga Fasa

Selain itu, terdapat rumus dasar yang digunakan untuk menghitung besarnya arus gangguan hubung singkat tiga fasa pada persamaan (9).

$$I_{3 \text{ fasa}} = \frac{V_{ph}}{Z_{1eq}} \quad (9)$$

Dimana :

- $I_{3 \text{ fasa}}$  = Arus hubung singkat tiga fasa (A)  
 $V_{ph-ph}$  = Tegangan fasa-netral sistem 20 kV  
 $Z_{1eq}$  = Impedansi ekivalen urutan positif (ohm)

### III. METODE PENELITIAN

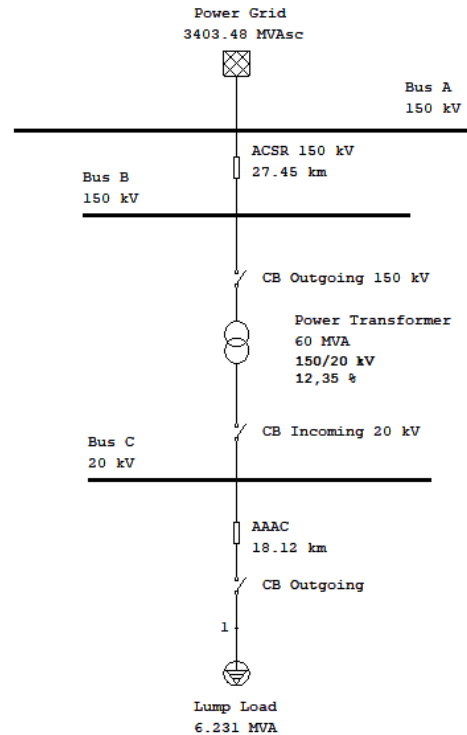
Penelitian ini menggunakan metode perhitungan dan simulasi ETAP 12.6.0 berdasarkan Pada tahap pertama, penulis melakukan studi lapangan langsung dan mengamati pengambilan data-data yang dibutuhkan. Data – data yang diambil adalah sebagai berikut.

#### 1. Data Sisi 150 kV dan Sisi 20 kV Bay Transformator :

- Data *Over Current Relay* 150/20 kV
- Data *Ground Fault Relay* 150/20 kV
- Data *Current Transformator* 150/20 kV
- Data *Circuit Breaker* 150/20 kV
- Data Busbar 150 kV
- Data Busbar Penyulang KBL
- Data Bay Penghantar 150 kV
- Data Internal Transformator Daya 4 mulai dari nilai tegangan, tap, impedansi, kapasitas daya, arus nominal, dan jenis pendingin ONAN/ONAF.

Setelah semua data terkumpul dan terorganisir dengan baik, langkah selanjutnya yaitu melakukan analisa perhitungan dan

simulasi. Gambar single line diagram yang mendasari adanya simulasi dapat dilihat pada gambar 9 berikut.



Gambar 8 Single Line Diagram Bay Transformator

Berdasarkan gambar 8 diatas, berikut ini adalah urutan analisa yang digunakan penulis selama melaksanakan penelitian :

- Melakukan perhitungan daya gangguan hubung singkat yang terjadi pada Bay Transformator berdasarkan pada persamaan 7, persamaan 8 dan persamaan 9.
- Melakukan *setting* dan perhitungan nilai arus nominal dan rasio arus pada current transformator dan waktu tunda pada OCR dan GFR dari persamaan 1 hingga persamaan 6.
- Melakukan *setting* ulang pada OCR dan GFR berdasarkan pada gambar 7 kurva karakteristik konstanta OCR dan GFR menggunakan standard inverse.

- Melakukan simulasi koordinasi sistem proteksi OCR dan GFR sesuai dengan single line diagram Bay Transformator.
- Melakukan perbandingan hasil simulasi dan perhitungan manual berdasarkan teori dan data yang ada.

## IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

### A. Spesifikasi Peralatan di Bay Transformator Daya 4

Pada Bay Transformator Gardu Induk Kalibakal, terdapat peralatan proteksi yang digunakan sebagai bahan analisis penelitian ini. Berikut ini adalah spesifikasi peralatan berdasarkan data yang ada di lapangan.

#### 1. Data Transformator Daya 4

Tabel 1 Spesifikasi Transformator Daya 4

Merek		UNINDO
Frekuensi (Hz)		50
Daya (MVA)		60
Impedansi (%)		12,5
Tegangan (kV)	Primer	150
	Sekunder	20
Sistem Pendingin		ONAN/ONAF

#### 2. Data Pemutus Tenaga (PMT) atau *Circuit Breaker* (CB)

Tabel 2 Spesifikasi PMT

Sisi Proteksi	Merek	Frek (Hz)	Tegangan Nominal (kV)	Arus Nominal (A)
150 kV	SIEMENS	50	170	1250
20 kV	ABB		24	3150
KBL 09	ABB		25,8	1600
KBL 10	ABB		25	1250
KBL 11	ABB		24	1000
KBL 12	ABB		25	2000

### 3. Data Current Transformers (CT)

Tabel 3 Spesifikasi Current Transformers

Sisi Proteksi	Merek	Rasio Arus (A)
150 kV	TRENCH	300/5
20 kV	AREVA	2000/5
KBL 09	ABB	300/5
KBL 10	ABB	
KBL 11	ABB	
KBL 12	ABB	

### 4. Data Penyulang

Tabel 4 Data beban di penyulang 20 kV

Nama Penyulang	Tegangan (kV)	Arus (A)	Daya		
			MVA	MW	Mvar
KBL 09	20 kV	181.1	6,231	5,296	3,282
KBL 10	20 kV	177.8	6,132	5,212	3,23
KBL 12	20 kV	169	5,672	4,821	2,988
KBL 13	20 kV	227.1	7,836	6,661	4,128

### 5. Data *Over Current Relay*

Tabel 5 Spesifikasi *Over Current Relay*

Daerah Proteksi	Merek	Tipe	Karakteristik	TMS (s)	Waktu kerja (s)
150 kV	ALSTOM	MICOM P123	<i>Standard Inverse</i>	0,23	0,92
20 kV	AREVA	MICOM P122	<i>Standard Inverse</i>	0,2	0,76
KBL 09	ALSTOM	MICOM P123	<i>Standard Inverse</i>	0,05	0,19

### 6. Data *Ground Fault Relay*

Tabel 6 Spesifikasi *Ground Fault Relay*

Daerah Proteksi	Merek	Tipe	Karakteristik	TMS (s)	Waktu kerja (s)
150 kV	ALSTOM	MICOM P123	<i>Standard Inverse</i>	0,4	1,5
20 kV	AREVA	MICOM P122	<i>Standard Inverse</i>	0,35	1,2
KBL 09	ALSTOM	MICOM P123	<i>Standard Inverse</i>	0,09	0,35

## 7. Data penghantar Bay Transfotmator Daya 4

- a. Merek : IKI
- b. Tipe : NA 2XSY
- c. Ukuran :  $1 \times 400 \text{ cm} / 35 \text{ mm}^2$

### B. Perhitungan Daya Hubung Singkat Pada Sisi Sumber 150 kV

Pada kasus ini, penulis menganalisis kasus gangguan arus hubung singkat pada sisi *High Voltage* 150 kV, dimana pada data terakhir tertulis bahwa nilai arus hubung singkat pada 3 fasa sebesar sebesar 13,95 kA.

$$MVA_{(SC)} = \sqrt{3} \times V_p \times I_{hs} \quad (10)$$

Keterangan :

$MVA_{(SC)}$  = Daya hubung singkat (MVA)

$V_p$  = Tegangan sisi primer (kV)

$I_{hs}$  = Arus hubung singkat (kA)

Sehingga, jika data angka dimasukkan, maka akan menghasilkan daya hubung singkat sebesar :

$$\begin{aligned} MVA_{(SC)} &= \sqrt{3} \times 150 \text{ kV} \times 13,95 \text{ kA} \\ &= 3.624,32 \text{ MVA} \end{aligned}$$

### C. Perhitungan Arus Gangguan Hubung Singkat Pada Setiap Fasa

Berikut ini adalah ketiga arus gangguan hubung singkat perhitungaannya berdasarkan sisi tegangan primer dan sekunder yang diambil dari data impedansi tahun 2020 dengan nilai yang bisa dilihat pada tabel berikut [5] .

**Tabel 7** Impedansi Ekuivalen Jaringan Urutan Positif dan Negatif

Sisi Tegangan (kV)	$Z_s$	$Z_t$	$Z_{eq}$ ( $\Omega$ )
150	j6,21	j46,31	j52,52
20	j0,11	j0,83	j0,94

**Tabel 8** Impedansi Ekuivalen Jaringan Urutan Nol

Sisi Tegangan (kV)	$Z_{t0}$	$R_N$	$Z_{0eq}$
150	j463,1	0	j463,1
20	j8,3	0	j8,3

### 1) Perhitungan Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa

Arus hubung singkat yang muncul pada gangguan jenis ini disebabkan karena salah satu fasa terhubung singkat ke tanah [17].

Berikut ini adalah Tabel 9 hasil perhitungan arus hubung singkat 3 fasa berdasarkan persamaan 9 :

**Tabel 9** Arus Hubung Singkat 3 Fasa

Sisi Tegangan (kV)	$V_{ph}$ (V)	$Z_{1eq}$	$I_{3fasa}$ (A)
150	$\frac{150.000}{\sqrt{3}}$	j52,52	1.648,94
20	$\frac{20.000}{\sqrt{3}}$	j0,94	12,284,05

Terlihat bahwa, nilai arus hubung singkat 3 fasa pada sisi tegangan 150 kV lebih kecil dibandingkan dengan arus hubung singkat 3 fasa pada sisi 20 kV. Hal ini disebabkan adanya perubahan arus yang terjadi di dalam transformator dan juga arus kontribusi yang berasal dari sisi penyulang.



## 2) Perhitungan Arus Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa

Jenis gangguan ini biasanya disebabkan karena fasa dan fasa antar kedua fasa terhubung singkat dan tidak terhubung ke tanah. [17].

Berikut ini adalah Tabel 10 hasil perhitungan arus hubung singkat 3 fasa berdasarkan persamaan 8 :

**Tabel 10** Arus Hubung Singkat 2 Fasa

Sisi Tegangan (kV)	$V_{ph-ph}$ (V)	$2 \times Z_{1eq}$	$I_{2fasa}$ (A)
150	150.000	j105,04	1.427,03
20	20.000	j1,86	10.638,3

Sama seperti sebelumnya, arus hubung singkat 1 fasa pada sisi sekunder 20 kV jauh lebih besar dibandingkan dengan arus hubung singkat 1 fasa pada sisi primer transformator.

## 3) Perhitungan Arus Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Jenis gangguan ini biasanya terjadi ketika kedua fasa terhubung singkat ke tanah. Pada jenis gangguan ini, *Ground Fault Relay* mulai berfungsi untuk membaca nilai arus hubung singkat 1 fasa tersebut [17].

Berikut ini adalah Tabel 11 hasil perhitungan arus hubung singkat 3 fasa berdasarkan persamaan 7 :

**Tabel 11** Arus Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Sisi Tegangan (kV)	$2 \times V_{ph-ph}$ (V)	$2 \times Z_{1eq}$	$Z_{0eq}$	$I_{1fasa}$ (A)
150	$3 \times \frac{150.000}{\sqrt{3}}$	j105,04	j463,1	457,31
20	$3 \times \frac{20.000}{\sqrt{3}}$	j1,86	j8,3	3.402,85

Sama seperti sebelumnya, arus hubung singkat 1 fasa pada sisi sekunder 20 kV jauh

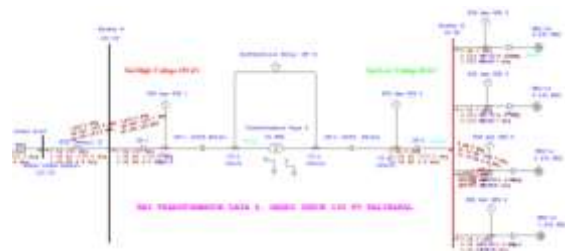
lebih besar dibandingkan dengan arus hubung singkat 1 fasa pada sisi primer transformator.

## D. Simulasi *Short Circuit Analysis* pada ETAP 12.6.0

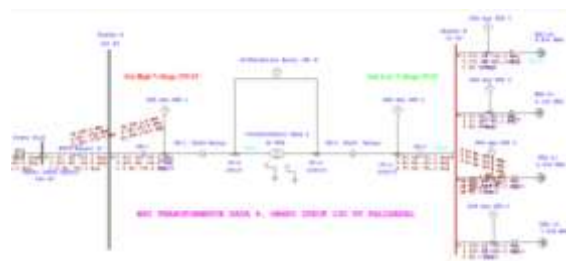
Pada subbab ini, terdapat simulasi gangguan hubung singkat atau *short circuit analysis* pada rangkaian sistem proteksi yang telah disusun pada ETAP. Simulasi dilakukan dengan memberikan gangguan atau *fault* pada *Busbar C* (sisi *Low Voltage*). Tipe gangguan pada *Busbar C* yang digunakan sebanyak 3 jenis, yaitu tipe gangguan 3 fasa, gangguan 2 fasa dan, gangguan satu fasa ke tanah.



**Gambar 9** Simulasi Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa



**Gambar 10** Simulasi Gangguan Hubung Singkat 2 Fasa



**Gambar 11** Simulasi Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

Berdasarkan gambar diatas, nilai-nilai yang muncul berupa besarnya arus hubung singkat yang terjadi di *Busbar B* dan *Busbar C*. Untuk menghitung persentase kesalahan, digunakan rumus sebagai berikut :

**% Kesalahan Fasa :**

$$\frac{\text{hasil perhitungan} - \text{hasil simulasi}}{\text{hasil simulasi}} \times 100\% \quad (11)$$

$$= \left| \frac{A - B}{B} \times 100\% \right|$$

Berikut ini adalah rangkuman hasil perhitungan berdasarkan persamaan 11 yang disajikan dalam Tabel 12 dibawah ini.

**Tabel 12** Perbandingan Simulasi dan Perhitungan Arus Hubung Singkat

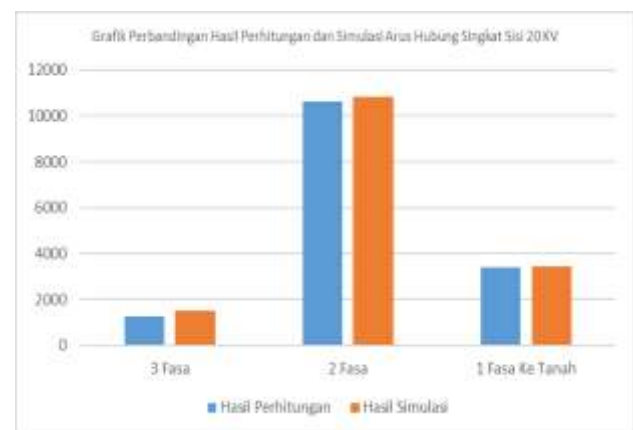
Jenis Arus Hubung Singkat	Sisi Tegangan	Hasil Perhitungan (A)	Hasil Simulasi (B)	% Kesalahan
3 Fasa	<i>Busbar A</i>	1.648,94 A	1.670 A	1,26 %
	<i>Busbar B</i>	1284,05 A	1510 A	1,81 %
2 Fasa	<i>Busbar A</i>	1.427,03 A	1.440 A	0,9 %
	<i>Busbar B</i>	10.638,3 A	10.830 A	1,5 %
1 Fasa ke Tanah	<i>Busbar A</i>	457,31 A	461 A	0,8 %
	<i>Busbar B</i>	3.402,85 A	3.460 A	1,65 %

Berdasarkan tabel diatas, terlihat hasil dari persentase kesalahan berada pada rentang 0,8 % hingga 1,8 %. Hal ini masih masuk dalam toleransi perhitungan yang tidak lebih dari 2% berdasarkan hasil simulasi. Penyebab utama mengapa bisa terjadi demikian, yaitu karena adanya perbedaan operasi matematika, yaitu pembulatan angka. Penulis melakukan pembulatan 2 angka di belakang koma. Sedangkan pada aplikasi ETAP sendiri menggunakan pembulatan keatas, sehingga dapat dilihat bahwa hasil dari simulasi cenderung berupa bilang bulat tanpa koma.

Berikut ini adalah grafik seluruh isi pada tabel diatas yang merupakan hasil simulasi dan hasil perhitungan.



**Gambar 12** Grafik Perbandingan Hasil Perhitungan dan Hasil Simulasi Arus Hubung Singkat Sisi 150 kV



**Gambar 13** Grafik Perbandingan Hasil Perhitungan dan Hasil Simulasi Arus Hubung Singkat Sisi 20 kV

### E. Perhitungan *Setting* Arus Nominal

*Setting Relay* yang dilakukan pada kedua sisi tegangan 150 kV dan 20 kV, terlebih dahulu dilakukan perhitungan nilai arus nominalnya.

Berikut ini adalah perhitungan arus nominal pada sisi 150 kV dan sisi 20 kV transformator berdasarkan persamaan 10 :

**Tabel 13** Hasil Perhitungan *Setting* Arus Nominal

Sisi Tegangan (kV)	$S_{base}$ (KVA)	$V_{base}$ (kV)	$I_{base}$ (A)
150	60.000	150	230,95
20		20	1.734,05

Terlihat hasil dari perhitungan, didapat nilai arus nominal pada sisi 150 kV sebesar 230,95 A, lebih kecil dibandingkan dengan arus nominal pada sisi 20 kV. Nilai dari kedua arus *setting* nominal ini akan digunakan sebagai dasar untuk perhitungan matematis OCR dan GFR

## F. Perhitungan Matematis *Over Current Relay* Pada Bay Transformator

### 1) *Setting* Primer dan Sekunder Arus Pada *Over Current Relay*

Berikut ini adalah Tabel 14 hasil perhitungan *setting* primer OCR pada sisi tegangan 150 kV dan 20 kV berdasarkan persamaan 2 :

**Tabel 14** Hasil Perhitungan *Setting* Primer Arus

Sisi Tegangan (kV)	Konstanta Relay	$I_n$ (A)	$I_{set}$ (primer) (A)
150	1,2	230,95	277,14
20		1734,05	2080,86

Berikut ini adalah Tabel 15 hasil perhitungan *setting* primer OCR pada sisi tegangan 150 kV dan 20 kV berdasarkan persamaan 3.

**Tabel 15** Hasil Perhitungan *Setting* Sekunder Arus

Sisi Tegangan (kV)	Rasio CT	$I_{set}$ (primer) (A)	$I_{set}$ (sekunder) (A)
150	300/5	230,95	4,62
20	2000/5	1.734,05	5,2

Nilai arus sekunder pada tabel tersebut, digunakan sebagai spesifikasi *pick-up* pada OCR yang ada di simulasi ETAP.

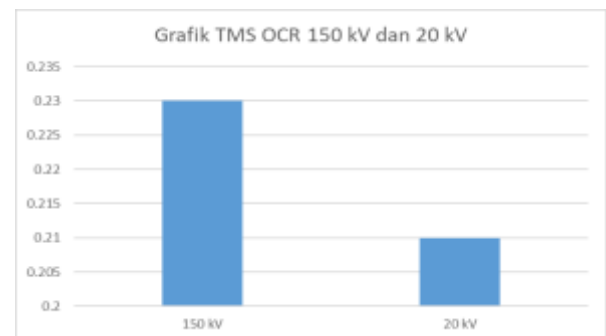
### 2) Perhitungan TMS (*Time Multiple Setting*) pada *Over Current Relay*

Pada perhitungan matematis *Relay* ini, menggunakan nilai  $T_k$  OCR sisi 150 kV saat *setting* awal *Relay* sebesar 0,92 s, sedangkan untuk sisi sekunder 20 kV sebesar 0.76 s. Berikut ini adalah Tabel 16 yang merupakan hasil perhitungan TMS GFR pada sisi 150 kV dan sisi 20 kV berdasarkan persamaan 6 :

**Tabel 16** Hasil Perhitungan TMS OCR

Sisi Tegangan (kV)	$T_k$ (s)	$I_{hs\ 3ph}$ (A)	$I_{set}$ (primer) (A)	TMS
150	0,92	1.648,94	277,14	0,23
20	0,76	1284,05	2080,86	0,21

Berdasarkan tabel diatas, terlihat bahwa rentang waktu TMS OCR pada hasil perhitungan TMS OCR mendapatkan rentang TMS sebesar 0,02 s. Berikut ini adalah grafik perbandingan antar TMS OCR.



**Gambar 14** Grafik TMS OCR 150 kV dan 20 kV

Hasil dari perhitungan TMS ini akan ditetapkan sebagai spesifikasi *setting* awal pada simulasi ETAP 12.6.0.

### G. Perhitungan Matematis *Ground Fault Relay* Pada Bay Transformator

#### 1) *Setting Primer dan Sekunder Arus Pada Ground Fault Relay*

Berikut ini adalah Tabel 17 hasil perhitungan *setting* primer GFR pada sisi tegangan 150 kV dan 20 kV berdasarkan pada persamaan 4 :

Tabel 17 Hasil Perhitungan *Setting* Primer Arus

Sisi Tegangan (kV)	Konstanta Relay	$I_n$ (A)	$I_{set}$ (primer) (A)
150	0.4	230,95	92,38
20		1734,05	693,62

Berikut ini adalah Tabel 18 hasil perhitungan arus *setting* sekunder pada kedua sisi 150 kV dan 20 kV berdasarkan persamaan 5.

Tabel 18 Hasil Perhitungan *Setting* Sekunder Arus

Sisi Tegangan (kV)	Rasio CT	$I_{set}$ (primer) (A)	$I_{set}$ (sekunder) (A)
150	300/5	92,38	1,54
20	2000/5	693,62	1,73

Nilai arus sekunder pada tabel tersebut, digunakan sebagai spesifikasi *pick-up* pada GFR yang ada di simulasi ETAP.

#### 2) Perhitungan TMS (*Time Multiple Setting*) pada *Ground Fault Relay*

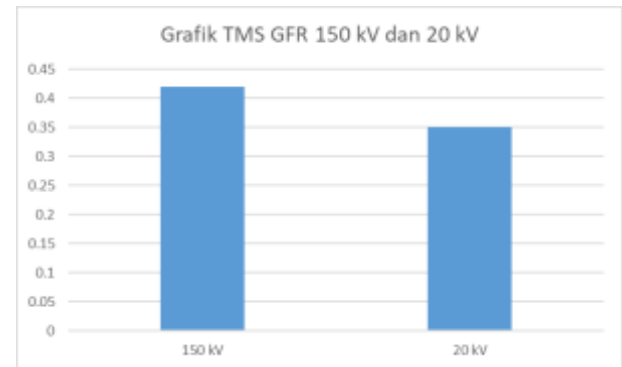
Pada perhitungan matematis *Relay* ini, menggunakan nilai  $T_k$  GFR sisi 150 kV saat *setting* awal *Relay* sebesar 1,5 s, sedangkan untuk sisi sekunder 20 kV sebesar 1,2 s.

Berikut ini adalah Tabel 19 hasil perhitungan TMS GFR pada sisi 150 kV dan sisi 20 kV berdasarkan persamaan 6.

Tabel 19 Hasil Perhitungan TMS GFR

Sisi Tegangan (kV)	$T_k$ (s)	$I_{hs}$ lph (A)	$I_{set}$ (primer) (A)	TMS
150	1,7	457,31	92,38	0,42
20	1,5	3.402,85	693,62	0,35

Pada tabel, terlihat bahwa rentang TMS GFR sebesar 0,07 s. Berikut ini adalah grafik TMS GFR 150 kV dan 20 kV.



Gambar 15 Grafik TMS GFR 150 kV dan 20 kV

Hasil dari perhitungan TMS ini akan ditetapkan sebagai spesifikasi *setting* awal pada simulasi ETAP 12.6.0.

### H. Simulasi Sistem Proteksi Over Current Relay dan Ground Fault Relay

Simulasi ini menggunakan fitur pada ETAP 12.6.0 yaitu fitur *star protective coordination* yang bertujuan untuk melakukan simulasi dan gambaran urutan *trip line* pada masing-masing *Relay* dan CB yang telah terpasang.

**Tabel 20** Perbandingan OCR dan GFR Data 2018 dan Perhitungan

Jenis Relay	Sisi Tegangan	Setting Aksi		Waktu Kerja (s)	TMS Spiek	Delta TMS Spiek 2018	TMS Hutang (s)	Delta TMS Hutang
		Ia (A)						
		Prim.	Sek.					
OCR	150 kV	277,14	4,62	0,92	0,23	0,05	0,23	0,02
	20 kV	2080,86	5,2	0,76	0,2		0,21	
GPR	150 kV	92,18	1,54	1,5	0,4	0,06	0,42	0,07
	20 kV	693,82	1,73	1,2	0,34		0,35	

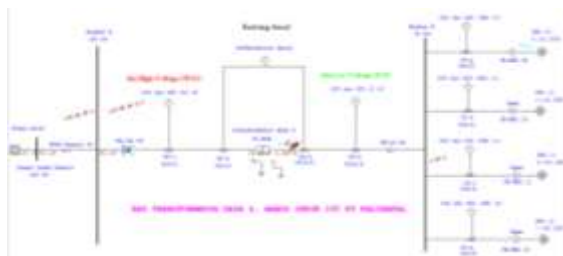
Berdasarkan tabel diatas, terlihat bahwa rentang waktu TMS OCR pada spesifikasi data 2018 sebesar 0,05 s, dan rentang waktu TMS GFR sebesar 0,06 s. Sedangkan hasil perhitungan TMS OCR mendapatkan rentang TMS sebesar 0,02 s dan rentang TMS GFR sebesar 0,07 s. Hasil dari perhitungan TMS ini akan ditetapkan sebagai spesifikasi *setting* awal pada simulasi ETAP 12.6.0.

### 1) Simulasi Koordinasi Sistem Proteksi *Over Current Relay*

Simulasi ini dilakukan untuk memastikan tingkat keandalan dari OCR (OCR 150 kV dan OCR 20 kV ) dalam berkoordinasi dengan *Differential Relay*.

### a. Sisi Internal Transformator dengan *Differential Relay*

Berikut ini adalah gambar dibawah yang memvisualisasikan sistem kerja *Differential Relay* ketika terjadi gangguan di sisi 20 kV Transformator dan melakukan *trip* pada CB - 150 kV dan CB - 20 kV.

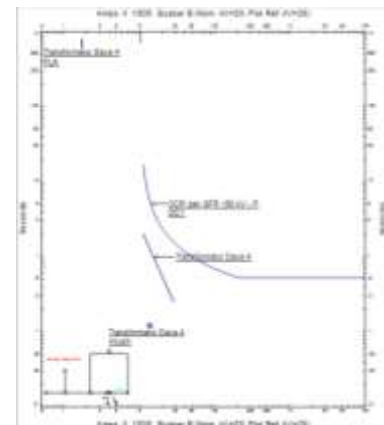


**Gambar 16** Simulasi OCR Internal Transformator dengan *Differential Relay*

Dari gambar diatas, dapat disimpulkan bahwa, apabila terjadi gangguan pada sisi internal Transformator, maka CB - 150 kV akan langsung mengalami *trip* akibat perintah waktu instan pertama dari *Differential Relay*.

Kemudian urutan *trip* yang kedua dialami oleh CB - 150 kV lagi, yang kali ini dikontrol oleh OCR 150 KV , sebagai indikator bahwa apabila terjadi kegagalan *trip* pada CB - 150 kV dengan *Differential Relay*, maka OCR 150 kV bertindak sebagai proteksi cadangan.

Berikut ini adalah kurva *Standard Inverse* untuk koordinasi waktu kerja dari simulasi ini.



**Gambar 17** Kurva *Standard Inverse* OCR 150 kV dan *Differential Relay*

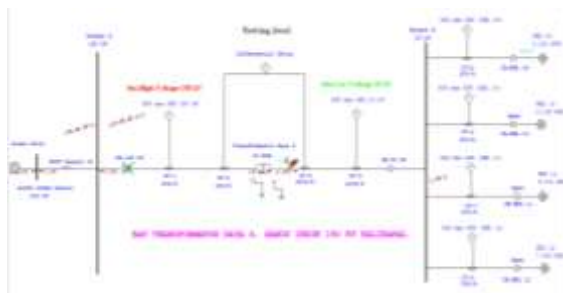
Berdasarkan gambar kurva diatas, terlihat bahwa garis kurva melengkung yang mewakili respon waktu kerja OCR 150 kV tidak mengalami perpotongan dengan garis *linear* yang mewakili respon waktu *Differential Relay*. Terlihat juga bahwa waktu dari *Differential Relay* lebih cepat dibandingkan respon waktu kerja OCR. Hal tersebut menandakan bahwa koordinasi waktu *Relay* sudah dalam kondisi baik.



### b. Sisi Internal Transformator tanpa *Differential Relay*

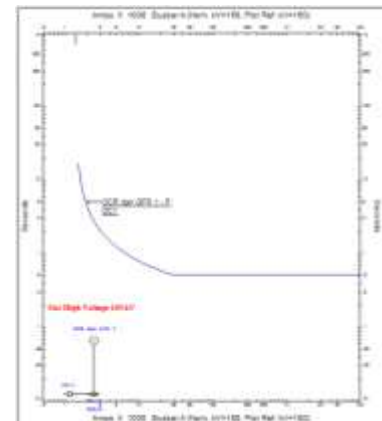
Simulasi dilanjutkan dengan menonaktifkan fitur *Differential Relay* untuk menguji kemampuan proteksi cadangan OCR 150 kV dalam melakukan *trip* pada CB - 150 kV atau sebagai proteksi cadangan. Meskipun di simulasi sebelumnya CB - 150 kV tetap mengalami *trip*, namun simulasi ini perlu dilakukan untuk memastikan kondisi sistem proteksi cadangan dalam kondisi baik untuk menghindari adanya gangguan akibat kegagalan kerja dari *Differential Relay*.

Berikut ini adalah hasil simulasi yang telah dilakukan pada gambar dibawah ini.



**Gambar 18** Simulasi OCR Internal Transformator tanpa *Differential Relay*

Pada gambar diatas, CB - 150 kV mengalami *trip* akibat perintah dari OCR-1 dengan respon waktu sekian. Tidak aktifnya *Differential Relay* mengakibatkan CB - 150 kV hanya menunjukkan *trip* sebanyak 1 kali. Hal ini menandakan bahwa OCR 150 kV dapat melakukan *back up protection* bagi *Differential Relay* yang mati atau gagal bekerja sehingga Transformator tetap terjaga dari pengaruh gangguan arus hubung singkat yang bisa membahayakan Transformator. Berikut ini adalah kurva TMS OCR 150 kV sebagai *back up protection*.



**Gambar 19** Kurva OCR tanpa *Differential Relay*

Pada gambar kurva diatas, terlihat bahwa dengan tidak aktifnya fitur *Differential Relay*, OCR 150 kV tetap dapat bekerja dengan baik dengan respon waktu yang dapat dilihat gambar kurva tersebut. Terlihat juga bahwa tidak ada perbedaan pada bentuk kurva saat simulasi pertama dan simulasi kedua. Ini menandakan bahwa TMS OCR 150 kV cenderung konstan.

### c. Sisi Beban KBL 09

Pada simulasi bagian ini bertujuan untuk menguji bagaimana respon yang dilakukan oleh OCR 150 KV , OCR 20 kV , OCR KBL 09 terhadap masing-masing CB yang terpasang, ketika terjadi gangguan di sisi beban 20 kV. Terdapat 4 beban dengan penggunaan daya yang dapat dilihat pada gambar dibawah ini. Simulasi gangguan hanya dilakukan pada sisi beban KBL 09 yang letak gangguannya diantara CT dan komponen *lump load*nya.



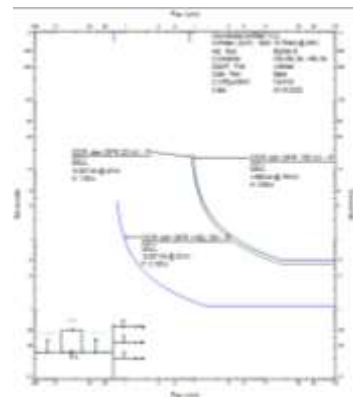
Gambar 20 Simulasi OCR pada Sisi Beban KBL 09

Pada gambar di atas, simulasi telah dilakukan dengan memberikan gangguan pada sisi beban KBL 09. Terlihat bahwa CB - KBL 09 pada sisi beban mengalami *trip* dahulu karena perintah dari OCR KBL 09. Hal ini diakibatkan karena terdapat nilai arus hubung singkat pada penyulang KBL 09 dengan rincian arus hubung singkat dari Busbar B sebesar 12,51 kA dan arus hubung singkat dari sisi beban KBL 09 sebesar 0,257. Nilai arus hubung singkat penyulang KBL 09 memiliki total sebesar 12,767 dan merupakan nilai paling besar diantara nilai arus hubung singkat di zona proteksi lainnya. Selain itu letaknya juga sangat dekat dengan OCR KBL 09. Hal ini mengakibatkan OCR KBL 09 memprioritaskan gangguan tersebut dengan langsung melakukan *trip* pada CB - KBL 09.

Urutan *trip* selanjutnya disusul dengan CB - 20 kV yang mengalami *trip* atas perintah OCR 20 kV. Hal ini terjadi karena 3 hal, yaitu letak OCR 20 kV dan CB - 20 kV paling dekat dengan CB - KBL 09, sehingga bisa dikatakan OCR 20 kV ini sebagai *back up protection* pada OCR-KBL 09. Selain itu terdapat nilai arus hubung singkat terbesar kedua di zona proteksi, yaitu sebesar 12,51 kA dan *setting* TMS yang lebih kecil dibandingkan dengan TMS OCR 150 kV.

Kemudian selang waktu berikutnya CB - 150 kV juga mengalami *trip*. CB - 150 kV

dan OCR 150 kV yang bekerja di urutan ketiga dapat dikatakan juga sebagai proteksi cadangan bagi OCR 20 kV dan OCR KBL 09 apabila kedua *Relay* tersebut mengalami kegagalan kerja. Dilihat dari hasil simulasi, dapat dikatakan bahwa sistem koordinasi proteksi pada Bay Transformator dapat bekerja dengan baik dalam mengatasi gangguan pada sisi beban penyulang KBL 09 dengan mengisolasi gangguan yang ada di daerah proteksinya. Berikut ini adalah kurva *Standard Inverse* dari kerja ketiga *Relay* tersebut.



Gambar 21 Kurva OCR 150 kV, OCR 20 kV, dan OCR KBL 09

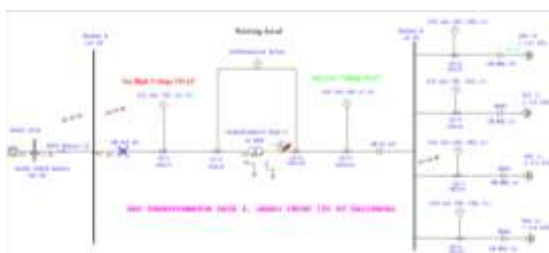
Pada gambar diatas, terlihat bahwa kurva dari OCR 150 kV, OCR 20 kV, dan OCR KBL 09 tidak mengalami perpotongan garis. Terlihat bahwa Kurva OCR 150 kV dan OCR 20 kV memiliki jarak antar kurva yang tipis dan hampir berpotongan. Kedua kurva dengan jarak yang seperti ini bisa mengalami perpotongan sewaktu-waktu jika nilai TMS nya tidak dilakukan *setting* ulang dan dibiarkan begitu saja serta akan rentan terjadi kesalahan TMS terhadap urutan *trip* pada CB - 150 kV dan CB - 20 kV. Sehingga dapat disimpulkan bahwa OCR 150 kV dan OCR 20 kV perlu diadakan *setting* ulang.

## 2) Simulasi Koordinasi Sistem Proteksi *Ground Fault Relay*

Simulasi ini pada dasarnya memiliki tujuan dan prinsip yang sama dengan simulasi OCR sebelumnya. Simulasi dilakukan dengan mengaktifkan fitur *fault insertion*, dan meletakkan gangguannya pada bagian-bagian yang sama dengan simulasi yang dilakukan pada OCR. Simulasi ini juga bertujuan untuk melihat kinerja dari OCR yang berperan sebagai *back up protection* juga bagi GFR. Berikut ini adalah penjelasan dari simulasi GFR.

### a. Sisi Internal Transformator dengan *Differential Relay*

Pada sisi ini, letak gangguan 1 fasa ke tanah terjadi pada bagian internal Transformator, dimana pada bagian ini, merupakan lingkup kerja dari *Differential Relay* yang terhubung langsung dengan CT-2 dan CT-3. Selain itu, terdapat juga OCR 150 kV yang berfungsi sebagai *back up protection* terhadap *Differential Relay*. Pada gambar di bawah ini adalah simulasi yang memvisualisasikan sistem kerja *Differential Relay* ketika terjadi gangguan di sisi 20 kV Transformator.

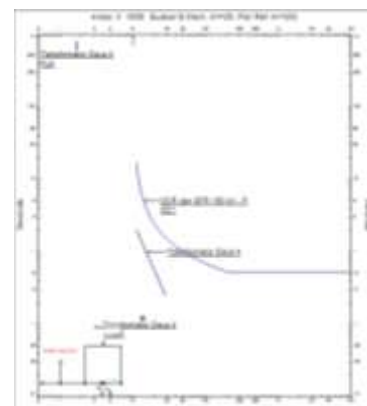


**Gambar 22** Simulasi GFR Internal Transformator dengan *Differential Relay*

Dari gambar diatas, dapat disimpulkan bahwa, apabila terjadi gangguan pada sisi internal Transformator, maka CB - 150 kV

akan langsung mengalami *trip* sebanyak 3 kali. *Trip* sebanyak 3 kali ini akibat perintah dari *Differential Relay*, OCR 150 kV dan GFR 150 kV . Urutan kerja ketiga *Relay* dapat dilihat pada hasil *report*. Dari gambar diatas, apabila terjadi gangguan 1 fasa ke tanah di sisi internal Transformator, maka *Relay* pertama yang bekerja adalah *Differential Relay* akan langsung melakukan *trip* pada CB - 150 kV. Kemudian CB - 150 kV mengalami *trip* yang kedua, dan dikontrol oleh GFR 150 kV , sebagai indikator bahwa apabila terjadi kegagalan *trip Differential Relay* terhadap CB - 150 kV, maka GFR 150 kV bertindak sebagai *back up protection* primer untuk melakukan pemutusan arus hubung singkat 1 fasa ke tanah.

Selanjutnya CB - 150 kV mengalami *trip* yang ketiga, dan dikontrol oleh OCR 150 kV, sebagai indikator bahwa apabila terjadi kegagalan *trip* terhadap CB - 150 kV oleh GFR 150 kV , maka OCR 150 kV bertindak sebagai *back up protection* sekunder untuk melakukan pemutusan arus hubung singkat 1 fasa ke tanah. Berikut ini adalah kurva *Standard Inverse* untuk koordinasi TMS dari simulasi ini.



**Gambar 23** Kurva *Standard Inverse* GFR 150 kV dan *Differential Relay*



Berdasarkan gambar diatas, terlihat bahwa garis kurva melengkung yang mewakili respon TMS GFR tidak mengalami perpotongan dengan garis *linear* yang mewakili respon TMS *Differential Relay*. Terlihat juga bahwa TMS dari *Differential Relay* lebih cepat dibandingkan respon TMS GFR. Hal tersebut menandakan bahwa koordinasi waktu *Relay* sudah dalam kondisi baik.

#### b. Sisi Internal Transformator tanpa *Differential Relay*

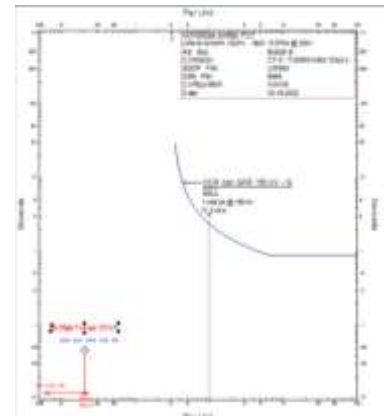
Simulasi dilanjutkan dengan menonaktifkan fitur *Differential Relay* untuk menguji kemampuan proteksi cadangan GFR 150 KV dalam melakukan *trip* pada CB - 150 kV atau sebagai proteksi cadangan. Meskipun di simulasi sebelumnya CB - 150 kV tetap mengalami *trip*, namun simulasi ini perlu dilakukan untuk memastikan kondisi sistem proteksi cadangan dalam kondisi baik untuk menghindari adanya gangguan akibat kegagalan kerja dari *Differential Relay*. Berikut ini adalah hasil simulasi yang telah dilakukan pada gambar dibawah ini.



**Gambar 24** Simulasi GFR Internal Transformator tanpa *Differential Relay*

Pada gambar diatas, CB - 150 kV mengalami *trip* 2 kali akibat perintah dari GFR 150 kV dan OCR 150 kV. Tidak aktifnya *Differential Relay* mengakibatkan CB - 150 kV tidak mengalami *trip* sebanyak 3 kali. Hal ini menandakan bahwa GFR 150 kV dapat melakukan *back up protection* bagi

*Differential Relay* yang mati atau gagal bekerja sehingga Transformator tetap terjaga dari pengaruh gangguan arus hubung singkat. Terlihat juga bahwa CB - 150 kV mengalami *trip* yang kedua, dimana *trip* kedua tersebut adalah perintah yang dilakukan oleh OCR 150 KV . Hal ini membuktikan juga bahwa, OCR 150 kV dapat bertindak sebagai *back up protection* terhadap GFR 150 kV dan *Differential Relay*. Berikut ini adalah kurva TMS GFR 150 kV .



**Gambar 25** Kurva GFR 150 kV tanpa *Differential Relay*

Pada gambar kurva diatas, terlihat bahwa dengan tidak aktifnya fitur *Differential Relay*, GFR 150 kV tetap dapat bekerja dengan baik dengan respon waktu yang dapat dilihat gambar kurva tersebut.

#### c. Sisi Beban KBL 09

Pada simulasi bagian ini bertujuan untuk melihat koordinasi kerja antara GFR KBL 09 dengan GFR 20 kV. Selain itu, pada simulasi ini juga akan diperlihatkan bagaimana koordinasi antara GFR KBL 09 dengan OCR KBL 09, dimana OCR ini berfungsi sebagai *back up protection* pada GFR.

Pada gambar di bawah ini terdapat 4 penyulang dengan penggunaan daya masing-masing. Simulasi gangguan hanya dilakukan

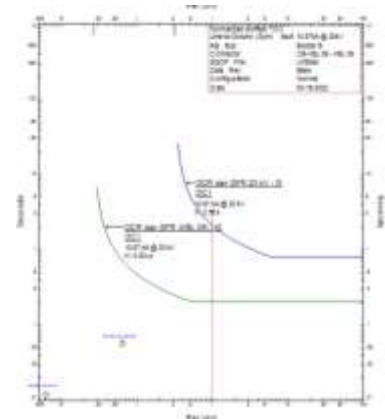
pada sisi beban KBL 09 yang letak gangguannya diantara CT-5 dan komponen *lump load*nya.



**Gambar 26** Simulasi GFR pada Sisi Beban KBL 09

Setelah dilakukan simulasi, terlihat pada gambar di atas bahwa letak gangguan terjadi pada penyulang KBL 09. Terlihat bahwa CB - KBL 09 pada sisi beban mengalami *trip* sebanyak 2 kali. *Trip* yang pertama dilakukan oleh GFR KBL 09 sebagai tindak pencegahan terhadap gangguan 1 fasa ke tanah. *Trip* yang kedua, dilakukan oleh OCR KBL 09. Hal ini terjadi karena OCR KBL 09 bertindak sebagai *back up protection* apabila GFR KBL 09 mengalami kegagalan kerja dalam melakukan *trip* pada CB - KBL 09.

Urutan *trip* selanjutnya dialami oleh CB - 20 kV yang mendapat perintah dari GFR 20 KV. Hal ini menandakan bahwa sistem koordinasi proteksi pada Bay Transformator dapat bekerja dengan baik antara OCR dan GFR dalam mengatasi gangguan pada sisi beban penyulang dengan mengisolasi gangguan yang ada di daerah proteksinya.



**Gambar 27** Kurva GFR 20 KV, dan GFR KBL 09

Pada gambar diatas, terlihat bahwa kurva dari GFR 20 KV, dan GFR KBL 09 tidak mengalami perpotongan garis, serta jarak antar kurva cukup jauh, sehingga menghindari kemungkinan terjadi kesalahan waktu pada *Relay* tersebut. Hal ini membuktikan bahwa hasil simulasi tersebut dapat dikatakan dalam kondisi baik.

### **I. Setting Ulang Peralatan dan Sistem Proteksi Bay Transformator**

Hasil simulasi yang telah dilakukan, menunjukkan bahwa kinerja dari seluruh *Relay* belum dapat dikatakan dalam kondisi baik. Hal ini dapat dilihat dari kurva Standard Inverse pada OCR 150 kV dan OCR 20 kV yang masih terlihat bersinggungan. Simulasi ini perlu dilakukan *setting* ulang untuk meningkatkan keandalan alat proteksi, terutama pada *setting* TMS OCR dan GFR. *Setting* ulang dilakukan agar urutan *trip* antar CB pada Bay Transformtor 4 dapat bekerja dengan baik, menghindari perpotongan kurva antar *Relay* serta bekerja sesuai dengan standar PLN dan IEC 60255 yang digunakan acuan untuk *setting* sistem proteksi pada penelitian ini.

Seluruh hasil perhitungan OCR dan GFR serta perbandingan TMS OCR GFR berdasarkan spesifikasi, dapat dirangkum dan disajikan dalam bentuk Tabel 20 berikut.

Berdasarkan hasil simulasi yang telah dilakukan sebelumnya, baik OCR maupun GFR perlu diadakan *setting* ulang dengan menggunakan standar IEC 60255, agar koordinasi antara *Relay* dapat bekerja dengan baik dan menghindari kesalahan koordinasi kerja antar *Relay*. Berdasarkan hasil perhitungan, OCR dan GFR *perlu diadakan setting* ulang dilakukan karena antara OCR dan GFR pada kedua sisi tegangan, memiliki rentang TMS yang kurang dari 0,4 s, sehingga belum memenuhi standar IEC 60255 yang menyatakan bahwa rentang TMS antar *Relay* sebesar 0,3 s – 0,5 s.

Untuk melakukan *setting* ulang, dan diperlukan nilai TMS yang baru pada OCR dan GFR, sehingga akan didapatkan nilai TMS baru yang memenuhi standar. TMS baru yang akan digunakan akan dihitung kembali dengan acuan waktu kerja, yang diambil berdasarkan data dari Buku Inspeksi Level 3 Gardu Induk 150 kV Kalibakal Tahun 2020.

Berikut ini adalah tabel spesifikasi OCR dan GFR yang terbaru.

**Tabel 21** Spesifikasi terbaru *Over Current Relay*

Daerah Proteksi	Merek	Tipe	Karakteristik	Rasio CT	Waktu Kerja
High Voltage 150 kV	ALSTOM	MICOM P123	Standard Inverse	300/5	1,6
Low Voltage 20 kV	AREVA	MICOM P122	Standard Inverse	2000/5	0,4

**Tabel 22** Spesifikasi terbaru *Ground Fault Relay*

Daerah Proteksi	Merek	Tipe	Karakteristik	Rasio CT	Waktu Kerja
High Voltage 150 kV	ALSTOM	MICOM P123	Standard Inverse	300/5	2,2
Low Voltage 20 kV	AREVA	MICOM P122	Standard Inverse	2000/5	0,7

Untuk mencari nilai TMS yang baru pada OCR dan GFR, penulis menggunakan karakteristik *Standard Inverse* (SI) dan sesuai standar IEC 60255. Berikut ini adalah perhitungan nilai TMS pada OCR dan GFR berdasarkan nilai  $T_k$  yang baru.

### 1) Perhitungan TMS *Over Current Relay*

Pada perhitungan OCR, menggunakan waktu kerja yang baru dengan nilai  $T_k$  150 kV sebesar 1,6 s dan nilai  $T_k$  20 kV sebesar 0,4 s.

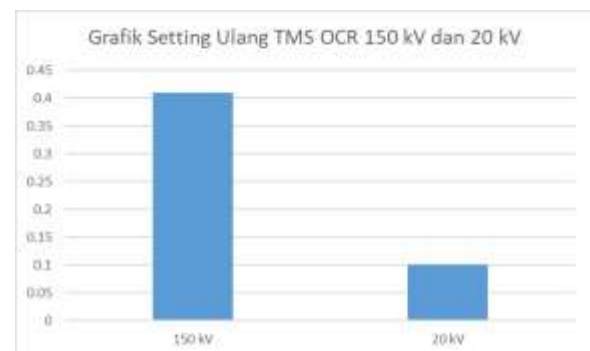
Berikut ini adalah hasil perhitungan ulang TMS OCR pada Tabel 23 yang didasarkan pada persamaan 6 :

**Tabel 23** Hasil Perhitungan Ulang TMS OCR

Sisi Tegangan (kV)	$T_k$ (s)	$I_{hs\ 3ph}$ (A)	$I_{set\ (primer)}$ (A)	TMS	D
150	1,6	1.648,94	277,14	0,41	0,31
20	0,4	1284,05	2080,86	0,1	

Berdasarkan Tabel 27, rentang waktu TMS OCR = 0,41 s – 0,1 s = 0,31 s telah memenuhi standar IEC 60255.

Berikut ini adalah gambar grafik TMS OCR 150 kV dan 20 kV setelah dilakukan *setting* ulang.



**Gambar 28** Grafik TMS OCR 150 kV dan 20 kV setelah *disetting* ulang

### 2) Perhitungan TMS *Ground Fault Relay*

Pada perhitungan GFR, menggunakan waktu kerja yang baru dengan nilai  $T_k$  150 kV sebesar

# ANALISIS KOORDINASI SISTEM PROTEKSI OVER CURRENT RELAY DAN GROUND FAULT RELAY PADA BAY TRANSFORMATOR DAYA 4 (60 MVA) (FEBY RENALDI)

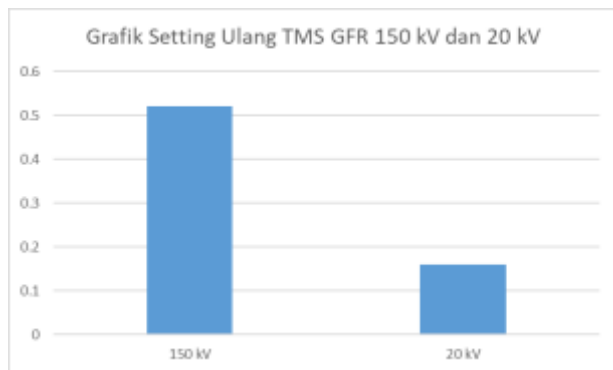
2,2 s dan nilai Tk 20 kV sebesar 0,7 s.

Berikut ini adalah hasil perhitungan ulang TMS OCR pada Tabel 24 yang didasarkan pada persamaan 6 :

**Tabel 24** Hasil Perhitungan Ulang TMS OCR

Sisi Tegangan (kV)	Tk (s)	I <sub>hs 1ph</sub> (A)	I <sub>set (primer)</sub> (A)	TMS	D
150	2,2	457,31	92,38	0,52	0,36
20	0,7	3.402,85	693,62	0,16	

Berdasarkan Tabel 28, rentang waktu TMS GFR = 0,52 s – 0,16 s = 0,36 s telah memenuhi standar IEC 60255. Berikut ini adalah grafik TMS GFR 150 kV dan 20 kV setelah dilakukan *setting* ulang.



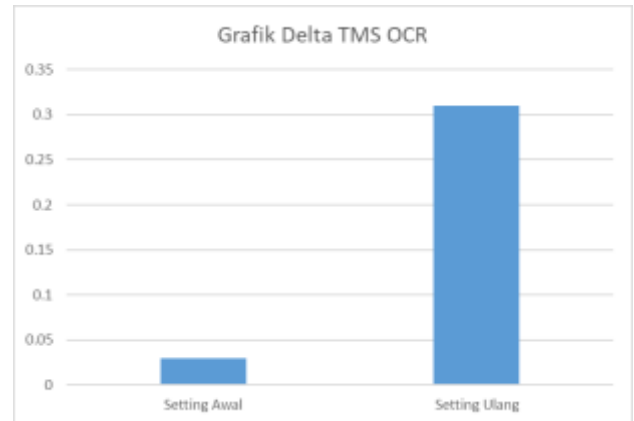
**Gambar 29** Grafik TMS GFR 150 kV dan 20 kV setelah disetting ulang

Selain itu, berikut ini adalah hasil perbandingan dan grafik dari *setting* ulang dan *setting* awal OCR dan GFR pada kedua sisi tegangan 150 kV dan 20 kV. Berikut ini juga ditampilkan grafik perbandingan Delta TMS setelah dilakukan *setting* awal dan *setting* ulang.

**Tabel 25** Perbandingan nilai TMS dan T<sub>k</sub> Over Current Relay

Zona (kV)	Setting Awal (s)			Setting Ulang (s)		
	Tk	TMS	D	Tk	TMS	D
150	0,92	0,23	0,03	1,6	0,41	0,31

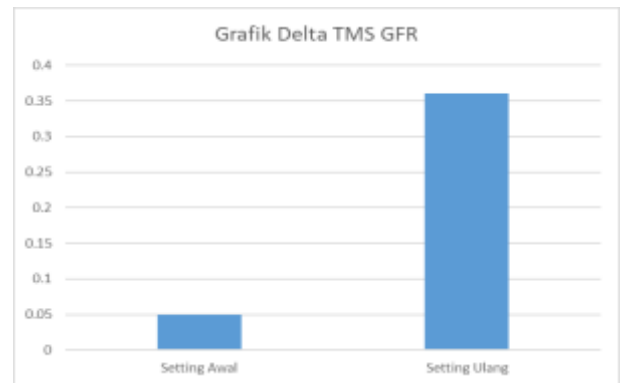
20	0,76	0,2		0,4	0,1	
----	------	-----	--	-----	-----	--



**Gambar 30** Grafik Delta TMS OCR

**Tabel 26** Perbandingan nilai TMS dan T<sub>k</sub> Ground Fault Relay

Zona (kV)	Setting Awal (s)			Setting Ulang (s)		
	Tk	TMS	D	Tk	TMS	D
150	1,5	0,4	0,05	2,2	0,52	0,36
20	1,2	0,5		0,7	0,16	



**Gambar 31** Grafik Delta TMS GFR

Hasil dari Tabel 25 dan 26 terkait nilai TMS baru pada OCR dan GFR, akan dijadikan bahan simulasi ulang pada ETAP 12.6.0.

#### J. Simulasi Ulang *Over Current Relay* dan *Ground Fault Relay*

Setelah tercatat seluruh nilai TMS yang baru, langkah selanjutnya yaitu melakukan simulasi ulang *star protective coordination*, dimana zona proteksinya dengan sama saat simulasi sebelumnya. Simulasi ulang ini akan melihat perbedaan kurva dari masing-masing *Relay*.

Pada simulasi ini, sistem proteksi utama *Differential Relay* diaktifkan sebagai pengaman pada sisi internal Transformator. Fitur ini juga nantinya akan dinonaktifkan untuk melihat respon dari proteksi cadangan OCR dan GFR.

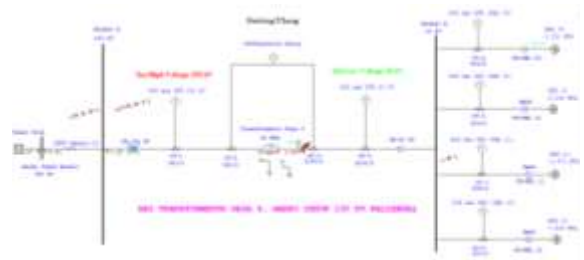
### 1) Simulasi Koordinasi Sistem Proteksi *Over Current Relay*

Simulasi ulang ini dilakukan untuk memastikan tingkat keandalan dari OCR (OCR 150 kV dan OCR 20 kV ) dalam berkoodinasi dengan *Differential Relay* setelah dilakukan *setting* ulang pada TMS-nya.

### a. Sisi Internal Transformator dengan *Differential Relay*

Pada simulasi ulang di sisi internal Transformator, letak gangguan terjadi pada sisi 20 kV Transformator 4. *Differential Relay* yang berperan sebagai sistem proteksi utama pada Transformator tidak dilakukan *setting* ulang, karena waktu kerja yang dihasilkannya memang instan atau 0 sekon. *Differential Relay* juga terhubung langsung dengan CB - 150 kV.

Di bawah ini adalah gambar yang memvisualisasikan ulang sistem kerja *Differential Relay* ketika terjadi gangguan di sisi 20 kV Transformator dan melakukan *trip* pada CB - 150 kV dan CB - 20 kV.

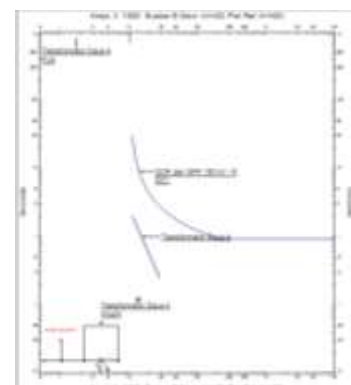


**Gambar 32** Simulasi Ulang OCR Internal Transformator dengan *Differential Relay*

Dari gambar diatas, dapat disimpulkan bahwa, apabila terjadi gangguan pada sisi internal Transformator, maka CB - 150 kV akan langsung mengalami *trip* akibat perintah pertama dari *Differential Relay*.

Kemudian urutan *trip* yang kedua dialami oleh CB - 150 kV lagi, yang kali ini dikontrol oleh OCR 150 KV , sebagai indikator bahwa apabila terjadi kegagalan *trip* pada CB - 150 kV dengan *Differential Relay*, maka OCR 150 kV bertindak sebagai proteksi cadangan untuk melakukan pemutusan arus hubung singkat 3 fasa terhadap CB - 150 kV.

Berikut ini adalah kurva *Standard Inverse* untuk koordinasi waktu kerja dari simulasi ini.



**Gambar 33** Kurva *Standard Inverse* OCR 150 kV dan *Differential Relay*

Berdasarkan gambar diatas, terlihat bahwa garis kurva melengkung yang



mewakili respon waktu kerja OCR 150 kV tidak mengalami perpotongan dengan garis *linear* yang mewakili respon waktu *Differential Relay*. Terlihat juga bahwa waktu dari *Differential Relay* lebih cepat dibandingkan respon waktu kerja OCR. Hal tersebut menandakan bahwa koordinasi waktu *Relay* hasil *setting* ulang sudah dalam kondisi baik.

#### b. Sisi Internal Transformator tanpa *Differential Relay*

Simulasi dilanjutkan dengan menonaktifkan fitur *Differential Relay* untuk menguji kemampuan proteksi cadangan OCR 150 kV dalam melakukan *trip* pada CB - 150 kV atau sebagai proteksi cadangan. Pada simulasi sebelumnya menunjukkan bahwa CB - 150 kV tetap mengalami *trip*, namun simulasi ini perlu dilakukan untuk memastikan kondisi sistem proteksi cadangan dalam kondisi baik untuk menghindari adanya gangguan akibat kegagalan kerja dari *Differential Relay*. Berikut ini adalah hasil simulasi yang telah dilakukan pada gambar di bawah ini.

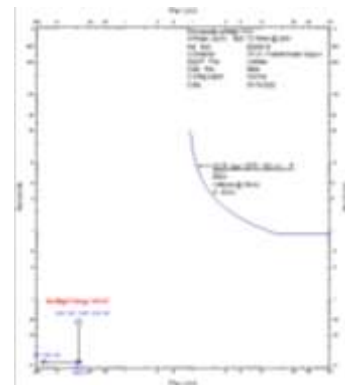


Gambar 34 Simulasi Ulang OCR tanpa *Differential Relay*

Pada gambar diatas, CB - 150 kV mengalami *trip* akibat perintah dari OCR-1 dengan respon waktu yang dapat dilihat pada *output report*. Tidak aktifnya *Differential Relay* mengakibatkan CB - 150 kV hanya

menunjukkan *trip* sebanyak 1 kali dan sama sekali tidak ada *report* bahwa *Differential Relay* bekerja. Hal ini menandakan bahwa OCR 150 kV dapat melakukan *back up protection* bagi *Differential Relay* yang mati atau gagal bekerja sehingga Transformator tetap terjaga dari pengaruh gangguan arus hubung singkat yang bisa membahayakan Transformator.

Berikut ini adalah kurva TMS OCR 150 kV sebagai *back up protection*.



Gambar 35 Kurva OCR tanpa *Differential Relay*

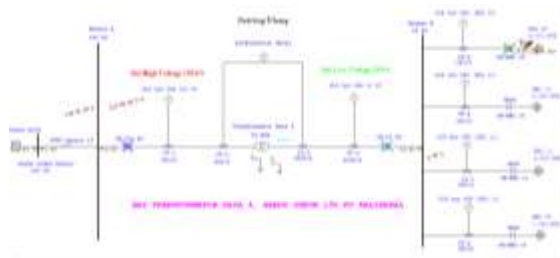
Pada gambar kurva diatas, terlihat bahwa dengan tidak aktifnya fitur *Differential Relay*, OCR 150 kV tetap dapat bekerja dengan baik dengan respon waktu yang dapat dilihat gambar kurva tersebut.

#### c. Sisi Beban KBL 09

Pada simulasi bagian ini bertujuan untuk menguji bagaimana respon yang dilakukan oleh OCR 150 KV , OCR 20 kV , OCR KBL 09 terhadap masing-masing CB yang terpasang, ketika terjadi gangguan di sisi beban 20 kV. Pada simulasi awal, kurva dari OCR 150 kV dan OCR 20 kV menunjukkan jarak antar kurva yang terlalu dekat dan hampir berpotongan. Hal ini yang

menjadi dasar kenapa simulasi dan *setting* ulang perlu dilakukan. Simulasi gangguan hanya dilakukan pada sisi beban KBL 09 yang letak gangguannya diantara CT dan komponen *lump load*nya. Sedangkan pada penyulang lainnya, kondisi CB dalam keadaan open dan *Relay* dalam keadaan non-aktif.

Pada gambar di bawah ini, simulasi ulang telah dilakukan dengan memberikan gangguan pada sisi beban KBL 09. Urutan *trip* pada simulasi ini sama dengan urutan *trip* pada simulasi awal. Terlihat bahwa CB KBL 09 pada sisi beban mengalami *trip* dahulu karena perintah dari OCR KBL 09.



**Gambar 36** Simulasi Ulang OCR pada Sisi Beban  
KBL 09

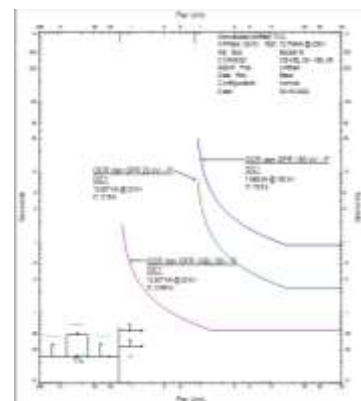
Hal ini diakibatkan karena terdapat nilai arus hubung singkat pada penyulang KBL 09 dengan rincian arus hubung singkat dari *Busbar* B sebesar 12,51 kA dan arus hubung singkat dari sisi beban KBL 09 sebesar 0,257. Nilai arus hubung singkat penyulang KBL 09 memiliki total sebesar 12,767 dan merupakan nilai paling besar diantara nilai arus hubung singkat di zona proteksi lainnya. Selain itu letaknya juga sangat dekat dengan OCR KBL 09. Hal ini mengakibatkan OCR KBL 09 memprioritaskan gangguan tersebut dengan langsung melakukan *trip* pada CB - KBL 09.

Urutan *trip* selanjutnya disusul dengan CB - 20 kV yang mengalami *trip* atas perintah OCR 20 kV . Hal ini terjadi karena 3 hal, yaitu letak OCR 20 kV dan CB - 20

kV paling dekat dengan CB - KBL 09, sehingga bisa dikatakan OCR 20 kV ini sebagai *back up protection* pada OCR KBL 09.

Selain itu terdapat nilai arus hubungan singkat terbesar kedua di zona proteksi, yaitu sebesar 12,51 kA dan *setting* TMS yang lebih kecil dibandingkan dengan TMS OCR 150 KV . Kemudian selang waktu berikutnya CB - 150 kV juga mengalami *trip*. CB - 150 kV dan OCR 150 kV yang bekerja di urutan ketiga dapat dikatakan juga sebagai proteksi cadangan bagi OCR 20 kV dan OCR KBL 09 apabila kedua *Relay* tersebut mengalami kegagalan kerja. Dilihat dari hasil simulasi, dapat dikatakan bahwa sistem koordinasi proteksi pada Bay Transformator dapat bekerja dengan baik dalam mengatasi gangguan pada sisi beban penyulang KBL 09 dengan mengisolasi gangguan yang ada di daerah proteksinya.

Berikut ini adalah kurva *Standard Inverse* dari kerja ketiga *Relay* tersebut.



**Gambar 37** Kurva OCR 150 kV , OCR 20 kV , dan OCR KBL 09

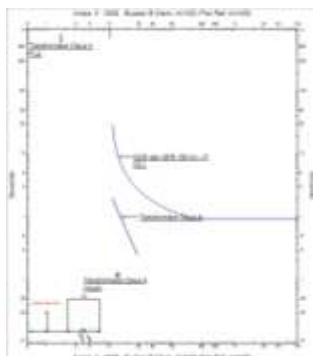
Pada gambar diatas, terlihat bahwa kurva dari OCR 150 KV , OCR 20 kV , dan OCR KBL 09 tidak mengalami perpotongan garis. Terlihat bahwa Kurva OCR 150 kV dan OCR 20 kV memiliki jarak antar kurva yang





fasa ke tanah. Berikut ini adalah kurva *Standard Inverse* untuk koordinasi TMS dari simulasi ini.

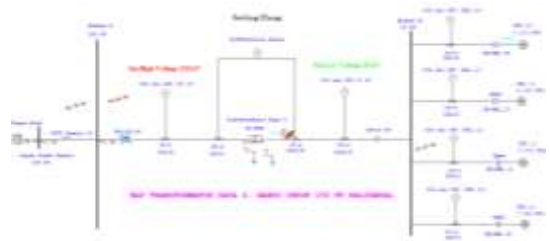
Berdasarkan gambar 30 dibawah, terlihat bahwa garis kurva melengkung yang mewakili respon TMS GFR tidak mengalami perpotongan dengan garis *linear* yang mewakili respon TMS *Differential Relay*. Terlihat juga bahwa TMS dari *Differential Relay* lebih cepat dibandingkan respon TMS GFR. Hal tersebut menandakan bahwa koordinasi waktu *Relay* sudah dalam kondisi baik.



**Gambar 39** Kurva *Standard Inverse* GFR 150 kVdan  
*Differential Relay*

### **b. Sisi Internal Transformator tanpa *Differential Relay***

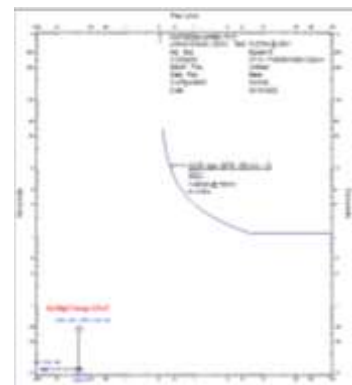
Simulasi ulang dilanjutkan dengan menonaktifkan fitur *Differential Relay* untuk menguji kemampuan proteksi cadangan GFR 150 KV dalam melakukan *trip* pada CB - 150 kV atau sebagai proteksi cadangan. Selain itu simulasi ini juga bertujuan untuk menguji kemampuan OCR 150 kV dalam melakukan *back up protection* terhadap GFR 150 kV dan *Differential Relay*. Berikut ini adalah hasil simulasi yang telah dilakukan pada gambar 32.



**Gambar 40** Simulasi Ulang GFR Internal Transformator tanpa *Differential Relay*

Pada gambar 32, CB - 150 kV mengalami *trip* 2 kali akibat perintah dari GFR 150 kV dan OCR 150 kV. Tidak aktifnya *Differential Relay* mengakibatkan CB - 150 kV tidak mengalami *trip* sebanyak 3 kali. Hal ini menandakan bahwa GFR 150 kV dapat melakukan *back up protection* bagi *Differential Relay* yang mati atau gagal bekerja sehingga Transformator tetap terjaga dari pengaruh gangguan arus hubung singkat.

CB - 150 kV juga mengalami *trip* yang kedua, dimana *trip* kedua tersebut adalah perintah yang dilakukan oleh OCR 150 KV . Hal ini membuktikan juga bahwa, OCR 150 kV dapat bertindak sebagai *back up protection* terhadap GFR 150 kV dan *Differential Relay*. Berikut ini adalah kurva TMS GFR 150 kV .



**Gambar 41** Kurva GFR 150 kV tanpa *Differential Relay*

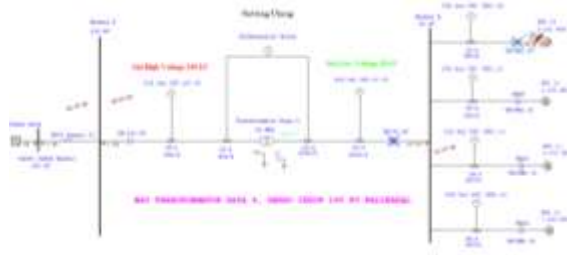
Pada gambar kurva 33 diatas, terlihat bahwa dengan tidak aktifnya fitur

*Differential Relay*, GFR 150 kV tetap dapat bekerja dengan baik dengan respon waktu yang dapat dilihat gambar kurva tersebut.

### c. Sisi Beban KBL 09

Pada simulasi bagian ini bertujuan untuk melihat koordinasi kerja antara GFR KBL 09 dengan GFR 20 kV. Selain itu, pada simulasi ini juga akan diperlihatkan bagaimana koordinasi antara GFR KBL 09 dengan OCR KBL 09, dimana OCR ini berfungsi sebagai *back up protection* pada GFR.

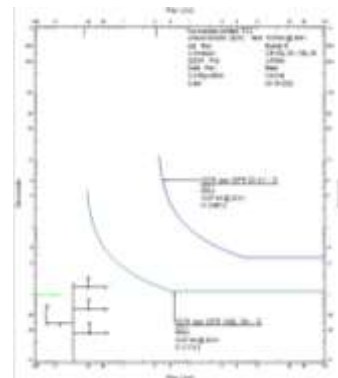
Pada gambar 34 terdapat 4 penyulang dengan penggunaan daya masing-masing. Simulasi gangguan hanya dilakukan pada sisi beban KBL 09 yang letak gangguannya diantara CT-5 dan komponen *lump load*nya.



**Gambar 42** Simulasi Ulang GFR pada Sisi Beban KBL 09

Setelah dilakukan simulasi, terlihat pada gambar 34 bahwa letak gangguan terjadi pada penyulang KBL 09. Terlihat bahwa CB - KBL 09 pada sisi beban mengalami *trip* sebanyak 2 kali. *Trip* yang pertama dilakukan oleh GFR KBL 09 sebagai tindak pencegahan terhadap gangguan 1 fasa ke tanah. *Trip* yang kedua, dilakukan oleh OCR KBL 09. Hal ini terjadi karena OCR KBL 09 bertindak sebagai *back up protection* apabila GFR KBL 09 mengalami kegagalan kerja dalam melakukan *trip* pada CB - KBL 09.

Urutan *trip* selanjutnya dialami oleh CB - 20 kV yang mendapat perintah dari GFR 20 KV. Hal ini menandakan bahwa sistem koordinasi proteksi pada Bay Transformator dapat bekerja dengan baik antara OCR dan GFR dalam mengatasi gangguan pada sisi beban penyulang dengan mengisolasi gangguan yang ada di daerah proteksinya.



**Gambar 43** Kurva GFR 20 kV, dan GFR KBL 09

Pada gambar 35, terlihat bahwa kurva dari GFR 20 KV, dan GFR KBL 09 tidak mengalami perpotongan garis, serta jarak antar kurva cukup jauh, sehingga menghindari kemungkinan terjadi kesalahan waktu pada *Relay* tersebut. Hal ini membuktikan bahwa hasil simulasi tersebut dapat dikatakan dalam kondisi baik.

## V. KESIMPULAN

### A. Kesimpulan

Setelah melakukan pengambilan data di PT. PLN (Persero) Gardu Induk 150 kV Kalibakal, Purwokerto dan melakukan perhitungan *setting* untuk OCR dan GFR kemudian melakukan simulasi unjuk kerja menggunakan aplikasi ETAP 12.6.0,

kesimpulan yang dapat penulis ambil selama analisis adalah:

1. Pada hasil simulasi sistem proteksi OCR dan GFR pada Bay Transformator Daya 4, OCR dan GFR dapat bekerja dengan 2 jenis prioritas gangguan, yaitu proteksi utama dan proteksi cadangan. OCR berperan sebagai proteksi utama penghantar apabila terjadi gangguan di luar Transformator Daya dan *Differential Relay*. OCR dan GFR akan bekerja sebagai proteksi cadangan apabila *Differential Relay* mengalami kegagalan proteksi di dalam Transformator daya. OCR dan GFR ini akan bekerja dengan membaca arus inputan untuk mendeteksi arus berlebih, dimana nilai arus yang terbaca apakah melebihi arus setting yang telah ditentukan.
2. Setelah melakukan perhitungan, didapat nilai *setting* TMS OCR sisi 150 kV adalah 0,23 s dengan waktu kerja 0,92 s. Nilai TMS OCR sisi 20 kV adalah 0,21 s dengan waktu 0,76. Rentang TMS OCR kedua sisi tegangan belum sesuai dengan standar IEC 60255 sehingga diperlukan *setting* ulang.
3. Nilai TMS GFR sisi 150 kV adalah 0,42 s dengan waktu kerja 1,5 s. Nilai TMS GFR sisi 20 kV adalah 0,35 s dengan waktu kerja 1,2 s. Rentang TMS GFR kedua sisi tegangan belum sesuai dengan standar IEC 60255 sehingga diperlukan *setting* ulang.
4. Setelah dilakukan perhitungan ulang, didapat nilai TMS OCR sisi 150 kV adalah 0,41 s dengan waktu kerja 1,6 s. Nilai TMS OCR sisi 20 kV adalah 0,1 dengan waktu kerja 0,4 s. Sedangkan nilai TMS GFR sisi 150 kV adalah 0,52 s dengan waktu kerja 2,2 s. Nilai TMS GFR sisi 20 kV adalah 0,16 dengan waktu kerja 0,7 s.
5. Dari keseluruhan simulasi *Ground Fault Relay* yang telah dilakukan, koordinasi antara OCR 150 kV, OCR 20 kV, OCR KBL 09 dan *Differential Relay* dapat

disimpulkan dalam kondisi baik dan layak dioperasikan sesuai dengan standar IEC 60255.

## B. Saran

Dari hasil skripsi ini dapat di jadikan acuan ataupun referensi untuk perusahaan yang bersangkutan dalam rangka memperbaiki *setting* ulang pada sistem proteksi yang menjadi objek penelitian skripsi ini.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] D. Januardi, Supriyatna., and Supriono, "KOORDINASI *SETTING* RELE PROTEKSI PADA TRANSFORMATOR 60 MVA DI GARDU INDUK AMPENAN," *Jurusan Tek. Elektro, Fak. Tek. Univ. Mataram, Nusa Tenggara Barat*, vol. 1, no. RELE PROTEKSI, pp. 1–11, 2011.
- [2] H. Yuli Kustanto, "ANALISIS OCR ( *OVER CURRENT RELAY* ) DAN GFR ( *GROUND FAULT RELAY* ) PADA TRANSFORMATOR DAYA 1 ( 60 MVA ) GARDU INDUK BANTUL 150 KV MENGGUNAKAN PROGRAM ETAP Jurusan Teknik Elektro , Institut Sains & Teknologi AKPRIND Yogyakarta Jl . Kalisahak 28 Komplek Bal," *Jur. Tek. Elektro, Inst. Sains Teknol. AKPRIND Yogyakarta*, vol. 1, no. Sistem proteksi, p. 11, 2014.
- [3] R. Abdurrahman, "Analisis Koordinasi OCR dan *Differential Relay* pada Transformator 5 60 MVA GI Kalibakal.pdf." *Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Jenderal Soedirman, Purwokerto*, p. 75, 2020.
- [4] SUTANTIYO, *TUGAS AKHIR*

- KEANDALAN RELAI ARUS LEBIH ( Over Current Relay ) MCGG 82 PADA TRANSFORMATOR TENAGA SAAT TERJADI GANGGUAN di GI PANDEAN LAMPER.* Semarang: JURUSAN TEKNIK ELEKTRO FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS SEMARANG, 2018.
- [5] F. Haz and I. Aditya, "Analisis *Setting* Proteksi Relai Arus Lebih dan Relai Gangguan Tanah Pada Transformator Daya 60 MVA di Gardu Induk 150 kV Cibatu," *J. Electrical. Eng. Inf. Technol.*, vol. 18, no. Analisis *Setting* Proteksi, p. 8, 2020, [Online]. Available: <https://mail.epsilon.unjani.ac.id/index.php/epsilon/article/view/25>.
- [6] Gabriel Aditia Tarigan, "PENGERTIAN GARDU INDUK DAN JENIS GARDU INDUK," *bielisme.wordpress.com*, 2016. <https://bielisme.wordpress.com/2016/06/17/pengertian-gardu-induk-dan-jenis-gardu-induk/> (accessed Feb. 15, 2021).
- [7] D. Agusria, "Perusahaan PLN Indonesia," *Electrical. Eng.*, vol. 4, p. 26, 2011, [Online]. Available: [http://eprints.undip.ac.id/61208/3/bab\\_pdf](http://eprints.undip.ac.id/61208/3/bab_pdf).
- [8] Admin, "Transformator Daya dan Cara Pengujiannya," <http://www.elektroindonesia.com/>, 2005. <http://www.elektroindonesia.com/elektro/ener36b.html> (accessed OCT. 26, 2021).
- [9] B. A. Wibowo and S. Manan, "Pemanfaatan Pmt Kopel Sebagai Sarana Pengalihan Beban Di Gardu Induk Sayung Kabupaten Demak," *Gema Teknol.*, vol. 18, no. 1, p. 9, 2014, doi: 10.14710/gt.v18i1.8809.
- [10] Ibnu Hajar, "Kajian Pemasangan Lightning Arrester Pada Sisi HV Transformator Daya Unit Satu Gardu Induk Teluk Betung," *Energi & Kelistrikan*, vol. 9, no. 2, pp. 168–179, 2017.
- [11] M. J. T. Manurung, "STUDI PENGAMAN *BUSBAR* 150 kV PADA GARDU INDUK SIANTAN," *Tek. Elektro Fak. Tek. Univ. Tanjungpura*, vol. 1, no. *Engineering*, p. 6, 2012, [Online]. Available: [ruli\\_manurungk@yahoo.com](mailto:ruli_manurungk@yahoo.com).
- [12] A. Mitajaya, "KUBIKEL 20 KV – *Electricalical* Energy," *armanbacktrak5.wordpress.com*, 2017. <https://armanbacktrak5.wordpress.com/2017/02/12/kubikel-20-kv/> (accessed OCT. 26, 2021).
- [13] S. Anisah and D. P. Wardani, "Analisa *Over Current Relay* ( OCR ) Pada Transformator Daya 60 Mva Dengan Simulasi Matlab Di," *Semin. Soc. Sci. Eng. Hum.*, vol. 1, no. Sistem proteksi, p. 9, 2020.
- [14] S. Annisa, *ANALISIS SETTING OVER CURRENT RELAY (OCR) DAN GROUND FAULT RELAY (GFR) PADA RECLOSER HANGTUAH FEEDER KULIM PT. PLN (PERSERO) AREA PEKANBARU*, 7th ed. Pekanbaru: TEKNIK ELEKTRO FAKULTAS SAINS DAN TEKNOLOGI UNIVERSITAS ISLAM NEGERI SULTAN SYARIF KASIM RIAU, 2019.
- [15] K. Al Ridha and Firdaus, "Evaluasi Koordinasi *Relay* Arus Lebih (OCR) dan Gangguan Tanah (GFR) pada Gardu Induk Garuda Sakti Pekanbaru," *Tek.*

- Elektro Univ. Riau*, vol. 3, no. 1, pp. 1–10, 2016.
- [16] M. Mukmin, A. Kali, and B. Mukhlis, “Perbandingan Nilai Tahanan Pentanahan Pada Area Reklamasi Pantai ( Citraland ),” *Jur. Tek. Elektro Univ. Tadulako*, vol. 1, no. 1, pp. 29–39, 2014.
- [17] F. FRIADI, “Analisa Penggunaan Rele Differensial Sebagai Proteksi Transformator Daya I 30 Mva Di Gardu Induk Boom Baru Pt. Pln (Persero),” vol. 6–38, pp. 6–47, 2015, [Online]. Available: <http://eprints.polsri.ac.id/1682/>.
- [18] Suprianto, “GANGGUAN PADA SISTEM TENAGA LISTRIK,” <http://blog.unnes.ac.id/>, 2015. <http://blog.unnes.ac.id/antosupri/gangguan-pada-sistem-tenaga-listrik/> (accessed Sep. 22, 2021).
- [19] Suprianto, “Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik,” <http://blog.unnes.ac.id/>, 201. <http://blog.unnes.ac.id/antosupri/gangguan-pada-sistem-tenaga-listrik/> (accessed OCT. 05, 2021).
- [20] A. S. Tukiman, Khairul Handono, “Analisis arus hubung singkat pada sistem catu daya listrik iradiator gamma,” vol. 1, pp. 1–9, 2017.
- [21] S. Pandapotan, “Penggunaan ETAP 12 . 6 Sebagai *Software* Analisis Power Quality,” *Tek. Elektro, Prodi Tek. List. Negeri Jakarta*, vol. 1, no. *Electrical Software*, pp. 123–127, 2017.