

## ANALISIS KINERJA RELAI DIFERENSIAL PADA SISTEM PROTEKSI TRANSFORMATOR DAYA PLTA BAKARU

Indar Chaerah Gunadin  
Departemen Teknik Elektro  
Universitas Hasanuddin  
Makassar, Indonesia  
indar@eng.unhas.ac.id

Yustinus Upa Sombolayuk  
Departemen Teknik Elektro  
Universitas Hasanuddin  
Makassar, Indonesia  
sombolayuk@unhas.ac.id

Caesar William Alexander  
Departemen Teknik Elektro  
Universitas Hasanuddin  
Makassar, Indonesia  
alexandercw18d@student.unhas.ac.id

**Abstrak-** Relai diferensial adalah salah satu peralatan yang dipasang pada kedua terminal kumparan transformator daya untuk mendeteksi keadaan operasi abnormal dalam suatu pembangkit listrik. Fungsinya mendeteksi perbedaan arus yang tidak proporsional yang mengalir pada kedua ujung terminal kumparan transformator daya sebagai indikator adanya gangguan pada transformator daya. Selanjutnya mengirim sinyal ke pemutus daya, sehingga memutuskan suplai daya pada transformator daya. Penelitian ini bertujuan menentukan cara setting relai diferensial yang tepat, berdasarkan karakteristiknya agar dapat bekerja secara akurat sesuai fungsinya. Penentuan setting relai diferensial menggunakan slope titik curam. Secara analisis didapatkan setting *slope* 1 sebesar 9,51% dan *slope* 2 sebesar 19,02% sementara data terpasang (*existing*) setting *slope* 1 sebesar 8,87% dan *slope* 2 sebesar 17,74%. Berdasarkan penentuan setting relai diferensial menggunakan slope titik curam secara analisis dan data terpasang (*existing*) pada transformator daya, diperoleh bahwa setting relai diferensial dari hasil analisis lebih sensitif dengan sudut  $5,43^\circ$  dari setting terpasang dengan sudut  $5,02^\circ$ . Kemudian saat disimulasikan pada software ETAP 19.0.1, diperoleh arus gangguan hubung singkat tiga fasa internal dan eksternal, dimana pada saat gangguan hubung singkat internal, relai diferensial pada transformator daya PLTA Bakar langsung bekerja mendeteksi adanya kondisi abnormal/gangguan di dalam trafo, sedangkan pada gangguan hubung singkat eksternal, relai diferensial tidak bekerja mendeteksi adanya kondisi abnormal/gangguan diluar daerah kerjanya.

**Kata Kunci :** Deteksi gangguan, Transformator Daya, *Slope*, Relai Diferensial, Simulasi ETAP.

### I. PENDAHULUAN

Listrik merupakan salah satu hal yang sangat penting bagi kehidupan manusia. Kebutuhan listrik yang besar membuat perusahaan listrik negara harus menyediakan pasokan listrik yang cukup bagi kalangan masyarakat. Faktor yang dapat mempengaruhi kualitas dari energi listrik adalah tegangan, arus, dan daya listrik. Ketersediaan listrik tersebut tentunya harus juga memiliki sistem tenaga listrik yang handal. Di dalam sistem tenaga listrik memiliki 3 elemen utama yaitu pusat pembangkit, sistem transmisi, dan sistem distribusi.

Proses penyaluran listrik tidak dipungkiri bahwa akan terjadi gangguan-gangguan. Gangguan yang terjadi, salah satunya dapat dialami pada transformator daya. Dalam pengoperasiannya transformator daya dapat terjadi gangguan pada berbagai titik yang dapat digolongkan sebagai gangguan internal dan eksternal. Gangguan internal merupakan gangguan yang terjadi di dalam transformator itu sendiri. Sedangkan gangguan eksternal merupakan gangguan yang terjadi di luar transformator daya tetapi dapat menimbulkan gangguan pada transformator yang bersangkutan.

Gangguan-gangguan pada transformator sewaktu-waktu dapat terjadi, maka transformator tersebut dilengkapi dengan peralatan proteksi yang dipergunakan sesuai dengan permasalahan yang terjadi. Salah satu peralatan yang digunakan adalah relai diferensial yang bekerja apabila terdapat gangguan pada daerah di sekitar transformator dalam ruang lingkup yang diproteksi oleh relai diferensial. Untuk mencegah terjadinya keterlambatan kerja dari proteksi perlu dilakukan analisa keandalan sistem.

### II. TINJAUAN PUSTAKA

#### A. Pembangkit Listrik Tenaga Air

Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) sesuai dengan namanya menggunakan tenaga air sebagai sumber energi untuk memutar turbin. Selanjutnya putaran turbin digunakan untuk memutar generator. Energi berasal dari air yang berbeda pada ketinggian tertentu yang dialirkan melalui sudu-sudu turbin. Pembangkit listrik tenaga air (PLTA) memiliki prinsip kerja yang secara garis besar dapat diketahui sebagai berikut:

1. Air sungai yang mengalir ditampung di waduk sehingga mempunyai ketinggian tertentu. Di dekat waduk pada daerah yang lebih rendah dipasang turbin air.
2. Dari waduk air di alirkan ke turbin melalui pipa pesat. Aliran air diatur sesuai dengan kebutuhan turbin.
3. Air yang mengalir dengan tekanan tinggi digunakan untuk memutar turbin air
4. Selanjutnya air yang keluar turbin

dialitkan kembali ke sungai untuk keperluan pengairan atau untuk keperluan lain.

Pada pipa pesat diperlukan pendatar air yang berfungsi mengendalikan tekanan pada pipa pesat ketika terjadi kerusakan pada turbin yang mengakibatkan aliran air terhambat.

Dibandingkan dengan pembangkit jenis lain PLTA mempunyai keuntungan biaya operasionalnya relatif murah, akan tetapi pembangunannya sangat tergantung dari ketersediaan sumber air yang cukup banyak dan kontinu. Di samping itu pembangunannya memerlukan waktu yang lama dan membutuhkan lahan yang luas. [1].

## B. Transformator

Transformator merupakan suatu alat listrik statis, yang dipergunakan untuk memindahkan daya dari satu rangkaian ke rangkaian lain, dengan mengubah tegangan, tanpa mengubah frekuensi. Dalam bentuknya yang paling sederhana transformator terdiri atas dua kumparan dan satu induktansi mutual. Kumparan primer adalah yang menerima daya, dan kumparan sekunder tersambung pada beban. Kedua kumparan dibelit pada suatu inti yang terdiri atas material magnetik berlaminasi. Landasan fisik transformator adalah induktansi mutual (timbal balik) antara kedua rangkaian yang dihubungkan oleh suatu fluks magnetik bersama yang melewati suatu jalur dengan reluktansi rendah. Kedua kumparan memiliki induktansi mutual yang tinggi. Jika satu kumparan disambung pada suatu sumber tegangan bolak-balik, suatu fluks bolak-balik terjadi di dalam inti berlaminasi yang sebagian besar akan mengait pada kumparan lainnya, dan di dalamnya akan terinduksi suatu gaya-ggerak-listrik (ggl) sesuai dengan hukum-hukum induksi elektromagnetik Faraday, yaitu

$$e = M \frac{di}{dt} \quad (1)$$

dengan :

e = gaya-ggerak-listrik yang diinduksikan

M = induktansi mutual

Bilamana rangkaian sekunder ditutup, maka arus akan mengalir dan dengan demikian energi listrik dipindah (sepenuhnya secara magnetik) dari kumparan primer ke kumparan sekunder. [2]

## C. Sistem Proteksi

Filosofi dasar dari sistem proteksi adalah bagaimana melindungi sistem tenaga listrik dari eksese gangguan yang terjadi pada sistem, dengan cara memisahkan gangguan tersebut dari sistem lainnya dengan cepat dan tepat. Kualitas sistem proteksi yang diinginkan adalah cepat, selektif dan andal. [3]

Karakteristik relai proteksi yang baik digunakan yaitu :

- 1) Cepat
- 2) Sensitif
- 3) Selektif
- 4) Andal

Relai proteksi dapat merasakan adanya gangguan pada peralatan yang diamankan dengan mengukur atau membandingkan besaran-besaran yang diterimanya, misalnya arus, tegangan, daya, sudut fasa, frekuensi, impedansi dan sebagainya, dengan besaran yang telah ditentukan, kemudian mengambil keputusan untuk seketika ataupun dengan perlambatan waktu membuka pemutus tenaga. [4]

## D. Relai Diferensial

Relai diferensial adalah relai yang bekerja berdasarkan Hukum Kirchoff, dimana arus yang masuk pada suatu titik sama dengan arus yang keluar dari titik tersebut. Titik yang dimaksud pada proteksi diferensial ialah daerah pengaman, dalam hal ini dibatasi oleh 2 buah trafo arus. Relai diferensial membandingkan arus yang melalui daerah pengaman Fungsi relai diferensial pada trafo tenaga adalah mengamankan transformator dari gangguan hubung singkat yang terjadi di dalam transformator, antara lain hubung singkat antara kumparan dengan kumparan atau antara kumparan dengan tangki. Relai ini harus bekerja kalau terjadi gangguan di daerah pengamanan, dan tidak akan bekerja dalam keadaan normal atau gangguan di luar daerah pengamanan. Relai ini merupakan unit pengamanan dan mempunyai selektivitas mutlak. [5]

## III. METODOLOGI PENELITIAN

### A. Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Pembangkit Listrik Tenaga Air Bakaru yang beralamat di Desa Ulu Saddang dan Desa Bakaru, Kecamatan Lembang, Kabupaten Pinrang, Sulawesi Selatan

### B. Waktu Penelitian

Pelaksanaan penelitian dari tugas akhir ini akan dimulai November 2021 sampai bulan April 2021. Adapun penulisan tugas akhir dimulai dari bulan November 2021 sampai Juni 2023

### C. Metode Pengumpulan Data

Metode pengumpulan data yang akan digunakan oleh peneliti untuk menyelesaikan laporan tugas akhir adalah melakukan observasi dan melakukan dokumentasi pada objek-objek atau benda-benda yang dibutuhkan. Data yang digunakan ialah ada dua yaitu data primer dan sekunder. Yang dimaksud dengan sumber data primer ialah data yang berasal dari hasil penelitian yang dilakukan oleh peneliti

sedangkan sumber data sekunder ialah data yang didapatkan untuk menunjang penelitian yang dilakukan, berupa studi jurnal, skripsi, dan referensi-referensi yang berasal dari internet

#### D. Metode Analisis Data

Metode analisis data yang akan digunakan oleh peneliti untuk menyelesaikan laporan tugas akhir adalah metode penentuan *setting* relai menggunakan perhitungan metode *percent slope*. Sehingga untuk menentukan *setting* relai diferensial pada transformator dibutuhkan indikator data seperti rasio CT, error mismatch, arus sekunder CT, arus diferensial, arus restrain, perhitungan *percent slope*, dan arus *setting*. Dari hasil perhitungan tersebut didapatkan nilai yang sesuai atau tidak hasil dengan pengujian di lapangan, jika hasilnya sesuai maka selanjutnya akan dilakukan simulasi dengan menggunakan *software* ETAP. Apabila hasil yang didapatkan belum sesuai maka dilakukan perhitungan ulang dengan parameter yang berbeda.

#### Perhitungan *Setting* Relai Diferensial

##### 1. Perhitungan Rasio CT

Pemilihan CT disesuaikan dengan alat ukur dan proteksi. Pemilihan CT dengan kualitas baik akan memberikan perlindungan sistem yang baik pula. Relai diferensial sangat tergantung terhadap karakteristik CT.

Jika karakteristik CT bekerja dengan baik, maka sistem akan terlindungi oleh relai diferensial ini secara optimal. CT ditempatkan di kedua sisi peralatan yang akan diamankan (transformator daya). Rasio CT untuk relai diferensial yang dipilih sebaiknya memiliki nilai yang mendekati nilai  $I_{rating}$ .

$$I_1 = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_p} \quad (3)$$

$$I_2 = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_s} \quad (4)$$

$$I_{rating} = 110\% \times I_{nominal} \quad (5)$$

$$\text{Rasio CT}_1 = \text{rasio CT}_2 \times \frac{V_s}{V_p} \quad (6)$$

$$\text{Rasio CT}_2 = \text{rasio CT}_1 \times \frac{V_p}{V_s} \quad (7)$$

Dengan :

I = Arus Nominal (A)

S = Daya Tersalur (MVA)

V<sub>p</sub> = Tegangan Primer (V)

V<sub>s</sub> = Tegangan Sekunder (V)

Rasio CT = Rasio Transformator Arus Ideal

*rasio CT* = Nilai CT Terpasang

##### 2. Perhitungan *Error Mismatch*

*Error Mismatch* adalah kesalahan dalam membaca perbedaan arus dan tegangan di sisi primer dan sekunder transformator daya. *Error mismatch* diharapkan nilainya sekecil mungkin agar proteksi relai diferensial bekerja secara optimal dalam mengamankan transformator daya. Dengan syarat kesensitifan relai diferensial dalam pengoperasian *error mismatch* tidak boleh lebih dari 5 %. Syarat ini ditentukan untuk proteksi agar optimal menjaga sistem tenaga listrik dari gangguan. *Error mismatch* didapatkan dari perbandingan nilai ratio CT ideal dengan nilai ratio CT yang terpasang / yang ada dipasaran. Berikut adalah persamaannya :

$$\text{Error Mismatch} = \frac{\text{rasio CT Ideal}}{\text{rasio CT Terpasang}} \quad (8)$$

##### 3. Perhitungan Arus Sekunder CT

Arus sekunder CT merupakan arus yang terbaca oleh transformator arus. Persamaan yang digunakan untuk mencari arus sekunder CT adalah :

$$i = \frac{1}{\text{rasio CT}} \times I_{Nominal} \quad (9)$$

Dengan nilai :

i = Arus Sekunder CT

$I_{Nominal}$  = Arus Nominal

##### 4. Perhitungan Arus Diferensial

Arus diferensial merupakan selisih arus pada sisi tegangan tinggi dengan sisi tegangan rendah. Persamaan yang digunakan untuk mencari arus diferensial adalah :

$$I_{diferensial} = i_2 - i_1 \quad (10)$$

Dengan nilai :

$I_{diferensial}$  = Arus Diferensial

$i_1$  = Arus Sekunder CT<sub>1</sub>(A)

$i_2$  = Arus Sekunder CT<sub>2</sub>(A)

##### 5. Perhitungan Arus *Restrain*

Arus *restrain* adalah arus penahan yang digunakan sebagai parameter kerja dari relai diferensial. Arus *restrain* digunakan untuk mengetahui arus rata-rata yang mengalir pada transformator sisi tegangan rendah dan tegangan tinggi.

$$I_{restrain} = \frac{i_1 + i_2}{2}$$

(11)

Dengan Nilai :

$$I_{restrain} = \text{Arus } Restrain \text{ (A)}$$

$$i_1 = \text{Arus Sekunder CT}_1 \text{ (A)}$$

$$i_2 = \text{Arus Sekunder CT}_2 \text{ (A)}$$

### 6. Perhitungan Percent Slope

Hasil perhitungan *percent slope* dapat diperoleh dengan membagi arus diferensial dan arus *restrain*. *Slope 1* berfungsi untuk menentukan arus diferensial agar tidak dapat bekerja terhadap gangguan internal sedangkan *slope 2* bertugas untuk tidak bekerja pada saat gangguan eksternal. Berikut persamaan untuk menghitung *percent slope*

$$Slope 1 = \frac{I_d}{I_r} \times 100\%$$

(12)

$$Slope 2 = \left(\frac{I_d}{I_r} \times 2\right) \times 100\%$$

(13)

Dengan :

$$I_d = \text{Arus Diferensial (A)}$$

$$I_r = \text{Arus } Restrain \text{ (A)}$$

*Slope 1* = batas arus diferensial bekerja terhadap gangguan internal

*Slope 2* = batas arus diferensial tidak bekerja terhadap gangguan eksternal

### 7. Perhitungan Arus Setting

Arus *setting* merupakan batasan dalam menentukan apakah relai diferensial akan bekerja atau tidak dengan cara membandingkan dengan arus diferensial. Jika arus diferensial nilainya melebihi arus *setting* maka relai akan bekerja untuk men-*tripkan* jaringan. Berikut merupakan rumus untuk menghitung arus *setting*

$$I_{sett1} = slope 1 \times I_{restrain}$$

(14)

$$I_{sett2} = slope 2 \times I_{restrain}$$

(15)

Dengan :

$$I_{sett} = \text{Arus } Setting \text{ (A)}$$

$$I_r = \text{Arus } Restrain \text{ (A)}$$

*Slope 1* = batas arus diferensial bekerja terhadap gangguan internal

*Slope 2* = batas arus diferensial tidak bekerja terhadap gangguan eksternal

### 8. Gangguan Hubung Singkat Pada Transformator

Pada perhitungan gangguan ini digunakan untuk memberikan perkiraan relai diferensial akan bekerja atau tidak terhadap arus gangguan yang diberikan dengan perhitungan gangguan dapat dilakukan dengan persamaan :

$$I_f \text{ Relai} = I_f \times \text{Rasio CT}$$

(16)

$$I_d = i_{2fault} - i_1$$

(17)

$$I_d = i_{1fault} - i_2$$

(18)

Dengan nilai :

$I_f$  Relai = Arus gangguan yang terbaca pada relai (A)

$I_f$  = Arus Gangguan (A)

Rasio CT = rasio CT terpasang

$i_1 \text{ fault}$  = Arus Sekunder CT<sub>1</sub> saat terjadi gangguan (A)

$i_2 \text{ fault}$  = Arus Sekunder CT<sub>2</sub> saat terjadi gangguan (A)

### E. Rancangan Penelitian

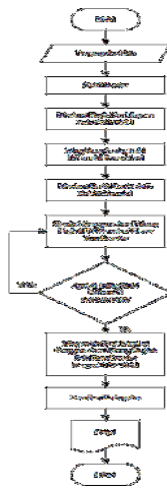
Rancangan penelitian menjelaskan hubungan antar variabel sebab, variabel antara sampai pada variabel akibat yang diteliti. Oleh karena itu, penelitian ini membahas variabel arus diferensial yang dapat timbul dalam trafo yang dapat menyebabkan bekerjanya pemutus daya (*Circuit Breaker*) sehingga aliran daya listrik menjadi terputus. Hubungan variabel-variabel tersebut dapat dinyatakan dalam Tabel 3.1 di bawah ini

Tabel 3.1 Rancangan Penelitian

No	Variabel Sebab	Variabel Antara		Variabel Akibat
1	V (Tegangan) I (Arus)	Hubung Singkat 3 Fasa (Z Mendekati Nol) di dalam Trafo	Membandingkan kedua CT pada kedua sisi Trafo	Arus diferensial melewati arus setting (CB Trip)
2	V (Tegangan) I (Arus)	Hubung Singkat 3 Fasa (Z Mendekati Nol) di luar Trafo	Membandingkan kedua CT pada kedua sisi Trafo	Arus diferensial tidak melewati arus setting (CB No Trip)

## F. Alir Penelitian

Adapun alir dari penelitian ini dapat dilihat pada Gambar 1 sebagai berikut :



Gambar 1 Alir Penelitian

## IV. HASIL DAN PENJELASAN

### Menghitung Setting Relai Diferensial Secara Hasil Analisis

#### 1. Perhitungan Rasio CT

Berikut hasil dari menghitung arus nominal untuk sisi primer (11 kV) dan untuk sisi sekunder (150 kV) :

Perhitungan pada sisi tegangan 11 kV :

$$I_1 = \frac{70.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 11 \text{ kV}}$$

$$I_1 = 3674,04 \text{ A}$$

Perhitungan pada sisi tegangan 150 kV :

$$I_2 = \frac{70.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 150 \text{ kV}}$$

$$I_2 = 269,43 \text{ A}$$

Kemudian menghitung  $I_{rating}$  dari 11 kV dan 150 kV :

Untuk 11 kV :

$$I_{rating} = 1,2 \times 3674,04 \text{ A}$$

$$I_{rating} = 4408,84 \text{ A}$$

Untuk 150 kV:

$$I_{rating} = 1,2 \times 269,43 \text{ A}$$

$$I_{rating} = 323,32 \text{ A}$$

Kemudian melakukan perhitungan CT ideal untuk mencari *error mismatch* seperti dibawah ini:

Perhitungan CT ideal

$$CT_1 (\text{Ideal}) = \text{rasio } CT_2 \times \frac{V_s}{V_p}$$

$$= \frac{400}{5} \times \frac{150}{11}$$

$$= 1090,90 \text{ A}$$

$$CT_2 (\text{Ideal}) = \text{rasio } CT_1 \times \frac{V_p}{V_s}$$

$$= \frac{5000}{5} \times \frac{11}{150}$$

$$= 73,33 \text{ A}$$

#### 2. Perhitungan Error Mismatch

Pada sisi tegangan 11 kV :

$$\text{Error Mismatch} = \frac{\text{rasio CT ideal}}{\text{rasio CT terpasang}}$$

$$\text{Error Mismatch} = \frac{1090,90}{5000}$$

$$\text{Error Mismatch} = 0,218 \%$$

Pada sisi tegangan 150 kV :

$$\text{Error Mismatch} = \frac{\text{rasio CT ideal}}{\text{rasio CT terpasang}}$$

$$\text{Error Mismatch} = \frac{73,33}{400}$$

$$\text{Error Mismatch} = 0,183 \%$$

#### 3. Perhitungan Arus Sekunder

Pada sisi tegangan 11 kV:

$$I_1 = \frac{5}{5000} \times 4408,84 = 4,408 \text{ A}$$

Pada sisi tegangan 150 kV:

$$I_2 = \frac{5}{400} \times 323,32 = 4,041 \text{ A}$$

#### 4. Perhitungan Arus Restrain

Menghitung arus diferensial digunakan untuk menghitung *setting* pada *slope*.

$$I_{diferensial} = |4,041 - 3,674| = 0,367 \text{ A}$$

#### 5. Perhitungan Arus Restrain

Menghitung arus *restrain* ini digunakan sebagai patokan untuk mencari nilai arus relai diferensial untuk menanggapi gangguan dalam dan gangguan luar dari daerah kerja.

$$I_{restrain} = \frac{3,674 + 4,041}{2} = 3,857 \text{ A}$$

#### 6. Perhitungan Percent Slope

Menghitung *Slope* 1 :

$$\text{Slope } 1 = \frac{I_d}{I_r} \times 100\%$$

$$\text{Slope } 1 = \frac{0,367}{3,857} \times 100\% = 9,51\%$$

Menghitung *Slope* 2 :

$$\text{Slope } 2 = \left( \frac{I_d}{I_r} \times 2 \right) \times 100\%$$

$$\text{Slope 2} = \left( \frac{0,367}{3,857} \times 2 \right) \times 100\% = 19,02 \%$$

## 7. Perhitungan Arus Setting

Arus *setting* dapat didapatkan dengan hasil perhitungan arus *setting* berikut ini :

$$\begin{aligned} I_{\text{set1}} &= \text{Slope 1} \times I_{\text{restrain}} \\ &= 9,51 \% \times 3,857 = 0,366 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set2}} &= \text{Slope 2} \times I_{\text{restrain}} \\ &= 19,02 \% \times 3,857 = 0,733 \text{ A} \end{aligned}$$

## Menghitung Setting Relai Diferensial dengan Data Existing

### 1. Perhitungan Rasio CT

Berikut hasil dari menghitung arus nominal untuk sisi primer (11 kV) dan untuk sisi sekunder (150 kV) :

Perhitungan pada sisi tegangan 11 kV :

$$I_1 = \frac{70.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 11 \text{ kV}}$$

$$I_1 = 3674,04 \text{ A}$$

Perhitungan pada sisi tegangan 150 kV :

$$I_2 = \frac{70.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 150 \text{ kV}}$$

$$I_2 = 269,43 \text{ A}$$

Kemudian menghitung  $I_{\text{rating}}$  dari 11 kV dan 150 kV :

Untuk 11 kV :

$$I_{\text{rating}} = 1,2 \times 3674,04 \text{ A}$$

$$I_{\text{rating}} = 4408,84 \text{ A}$$

Untuk 150 kV:

$$I_{\text{rating}} = 1,2 \times 269,43 \text{ A}$$

$$I_{\text{rating}} = 323,32 \text{ A}$$

Kemudian melakukan perhitungan CT ideal untuk mencari *error mismatch* seperti dibawah ini:

Perhitungan CT ideal

$$\begin{aligned} \text{CT}_1 (\text{Ideal}) &= \text{rasio CT}_2 \times \frac{V_s}{V_p} \\ &= \frac{2000}{1} \times \frac{150}{11} \\ &= 27272,72 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{CT}_2 (\text{Ideal}) &= \text{rasio CT}_1 \times \frac{V_p}{V_s} \\ &= \frac{25000}{1} \times \frac{11}{150} \\ &= 1833,33 \text{ A} \end{aligned}$$

### 2. Perhitungan Error Mismatch

Pada sisi tegangan 11 kV :

$$\text{Error Mismatch} = \frac{\text{rasio CT ideal}}{\text{rasio CT terpasang}}$$

$$\text{Error Mismatch} = \frac{27272,72}{25000}$$

$$\text{Error Mismatch} = 1,090 \%$$

Pada sisi tegangan 150 kV :

$$\text{Error Mismatch} = \frac{\text{rasio CT ideal}}{\text{rasio CT terpasang}}$$

$$\text{Error Mismatch} = \frac{183,33}{2000}$$

$$\text{Error Mismatch} = 0,916 \%$$

### 3. Perhitungan Arus Sekunder

Pada sisi tegangan 11 kV:

$$I_1 = \frac{1}{25000} \times 4408,84 = 0,176 \text{ A}$$

Pada sisi tegangan 150 kV:

$$I_2 = \frac{1}{2000} \times 323,32 = 0,161 \text{ A}$$

### 4. Perhitungan Arus Restrain

Menghitung arus diferensial digunakan untuk menghitung *setting* pada *slope*.

$$I_{\text{diferensial}} = |0,161 - 0,176| = 0,015 \text{ A}$$

### 5. Perhitungan Arus Restrain

Menghitung arus *restrain* ini digunakan sebagai patokan untuk mencari nilai arus relai diferensial untuk menanggapi gangguan dalam dan gangguan luar dari daerah kerja.

$$I_{\text{restrain}} = \frac{0,161 + 0,176}{2} = 0,169 \text{ A}$$

### 6. Perhitungan Percent Slope

Menghitung *Slope 1* :

$$\text{Slope 1} = \frac{I_d}{I_r} \times 100\%$$

$$\text{Slope 1} = \frac{0,015}{0,169} \times 100\% = 8,87\%$$

Menghitung *Slope 2* :

$$\text{Slope 2} = \left( \frac{I_d}{I_r} \times 2 \right) \times 100\%$$

$$\text{Slope 2} = \left( \frac{0,015}{0,169} \times 2 \right) \times 100\% = 17,74\%$$

### 7. Perhitungan Arus Setting

Arus *setting* dapat didapatkan dengan hasil perhitungan arus *setting* berikut ini :

$$I_{\text{set1}} = \text{Slope 1} \times I_{\text{restrain}}$$

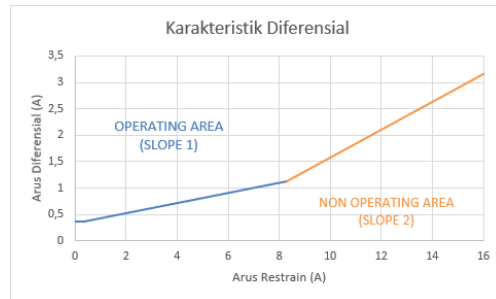
$$= 8,87 \% \times 0,169 = 1,499 \text{ A}$$

$$I_{\text{set2}} = \text{Slope 2} \times I_{\text{restrain}}$$

$$= 17,74 \% \times 0,169 = 2,998 \text{ A}$$

## Karakteristik Relai Diferensial

### Karakteristik Slope Relai Diferensial Secara Hasil Analisis



Gambar 2 Grafik Karakteristik Slope Relai Diferensial Hasil Analisis

Pada Gambar 2 dibagi menjadi 2 daerah kerja relai (*operating area*), yaitu daerah kerja atau daerah *trip* dan daerah tidak bekerja atau daerah *no trip*. Pada grafik diatas dibagi menjadi 2 sumbu yaitu sumbu X untuk arus *restrain* ( $I_r$ ) atau arus bias dan sumbu Y untuk arus diferensial ( $I_d$ ). Pada sumbu arus diferensial terdiri dari  $I_{setting}$  lalu pada sumbu arus *restrain* terdiri dari arus *restrain* dan *knee point*. Nilai sudut yang terdapat pada grafik karakteristik *slope* hasil analisis bisa didapatkan dengan rumus,

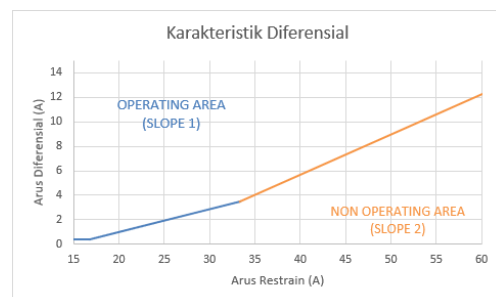
$$\tan \alpha = \frac{|I_d|}{|I_r|}$$

$$\tan \alpha = \frac{|0,367|}{|3,857|}$$

$$\tan \alpha = 0,0951$$

$$\alpha = 5,43^\circ$$

### Karakteristik Slope Relai Diferensial dengan Data Existing



Gambar 3 Grafik Karakteristik Slope Relai Diferensial dengan Data Existing

Pada Gambar 3 dibagi menjadi 2 daerah kerja relai (*operating area*), yaitu daerah kerja

atau daerah *trip* dan daerah tidak bekerja atau daerah *no trip*. Pada grafik diatas dibagi menjadi 2 sumbu yaitu sumbu X untuk arus *restrain* ( $I_r$ ) atau arus bias dan sumbu Y untuk arus diferensial ( $I_d$ ). Pada sumbu arus diferensial terdiri dari  $I_{setting}$  lalu pada sumbu arus *restrain* terdiri dari arus *restrain* dan *knee point*. Nilai sudut yang terdapat pada grafik karakteristik *slope* dengan data *existing* bisa didapatkan dengan rumus,

$$\tan \alpha = \frac{|I_d|}{|I_r|}$$

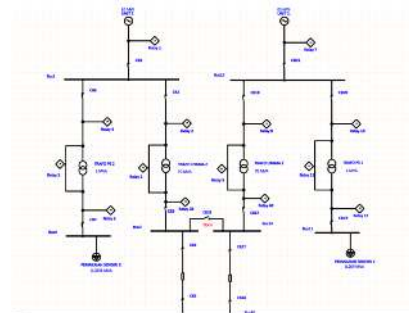
$$\tan \alpha = \frac{|0,015|}{|0,169|}$$

$$\tan \alpha = 0,088$$

$$\alpha = 5,02^\circ$$

### Pemodelan Single Line Diagram Menggunakan ETAP 19.0.1

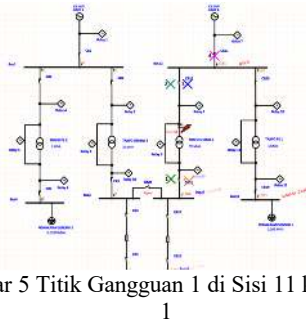
Pemodelan single line diagram pada PLTA Bakaru dapat dilakukan menggunakan *software* ETAP 19.0.1. Untuk membuat sebuah *single line diagram*, perlu dilakukan pengumpulan data yang meliputi data transformator daya, generator, bus, beban yang ditanggung, dan setelan relai *existing*. Dari pembuatan single line diagram tersebut dapat dilakukan simulasi untuk mengetahui sistem kelistrikan *existing*. Simulasi yang akan dilakukan adalah simulasi gangguan hubung singkat 3 fasa di sisi dalam dan luar transformator daya. Pemodelan *single line diagram* PLTA Bakaru dapat dilihat pada Gambar 4



Gambar 4 Single Line Diagram PLTA Bakaru

## Simulasi Gangguan Dalam Relai Diferensial

### 1. Titik Gangguan 1 di Sisi Tegangan 11 kV Unit 1



Gambar 5 Titik Gangguan 1 di Sisi 11 kV Unit 1

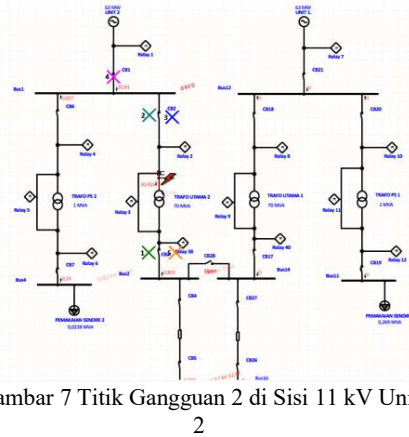
Berdasarkan hasil simulasi pada Gambar 5, ketika titik gangguan 1 mengalami gangguan hubung singkat 3 fasa pada sisi 11 kV maka relai 9 mendeteksi adanya arus gangguan hubung singkat 3 fasa dengan waktu tunda 20 ms dan memerintahkan CB 17 *trip* dengan waktu tunda 80 ms dan pada CB 18 *trip* dengan waktu tunda 100ms. Ketika relai 9 gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 8 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 20976 A dengan waktu tunda 831 ms akan memerintahkan CB 18 untuk *trip* dengan waktu tunda 911 ms. Jika relai 8 gagal bekerja maka relai 7 akan bekerja mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 20910 A dengan waktu tunda 1122 ms dan memerintahkan CB 21 untuk *trip* dengan waktu tunda 1202 ms. Namun jika relai 7 juga gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 40 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 804 A dengan waktu tunda 1182 ms dan memerintahkan CB 17 untuk *trip* dengan waktu tunda 1242 ms. Nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasa dan waktu tunda relai dan CB dapat dilihat pada Gambar 6.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between TRAFU UTAMA 1 & CT18. Adjacent bus: Bus12					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 12-09-2023	
Time (ms)	ID	I (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20.0	Relay 9	20.0	20.0		Phase - 87
80.0	CB17	60.0			Tripped by Relay 9 Phase - 87
100.0	CB18	80.0			Tripped by Relay 9 Phase - 87
831	Relay 8	20.976	831		Phase - OC1 - 51
911	CB18	80.0			Tripped by Relay 8 Phase - OC1 - 51
1122	Relay 7	20.91	1122		Phase - OC1 - 51
1182	Relay 40	0.804	1182		Phase - OC1 - 51
1202	CB21	80.0			Tripped by Relay 7 Phase - OC1 - 51
1242	CB17	60.0			Tripped by Relay 40 Phase - OC1 - 51

Gambar 6 Sequence of Operation Events Titik Gangguan 1

### 2. Titik Gangguan 2 di Sisi Tegangan 11 kV Unit 2



Gambar 7 Titik Gangguan 2 di Sisi 11 kV Unit 2

Berdasarkan hasil simulasi pada Gambar 7, ketika titik gangguan 2 mengalami gangguan hubung singkat 3 fasa pada sisi 11 kV maka relai 3 mendeteksi adanya arus gangguan hubung singkat 3 fasa dengan waktu tunda 20 ms dan memerintahkan CB 3 *trip* dengan waktu tunda 80 ms dan pada CB 2 *trip* dengan waktu tunda 100 ms. Ketika relai 3 gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 2 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 20916 A dengan waktu tunda 832 ms akan memerintahkan CB 2 untuk *trip* dengan waktu tunda 912 ms. Jika relai 2 gagal bekerja maka relai 1 akan bekerja mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 20910 A dengan waktu tunda 1122 ms dan memerintahkan CB 2 untuk *trip* dengan waktu tunda 1202 ms. Namun jika relai 1 juga gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 38 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 803 A dengan waktu tunda 1184 ms dan memerintahkan CB 3 untuk *Trip* dengan waktu tunda 1244 ms. Nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasa dan waktu tunda relai dan CB dapat dilihat pada Gambar 8.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

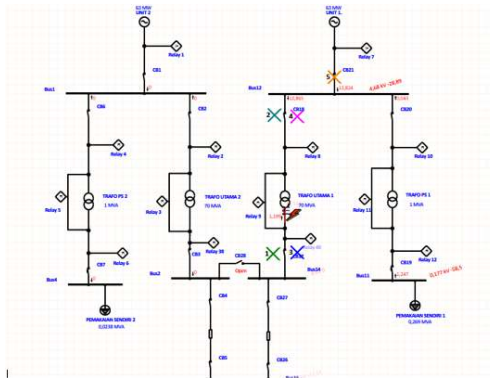
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between TRAFU UTAMA 2 & CT3. Adjacent bus: Bus1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 12-09-2023	
Time (ms)	ID	I (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20.0	Relay 3	20.0	20.0		Phase - 87
80.0	CB3	60.0			Tripped by Relay 3 Phase - 87
100.0	CB2	80.0			Tripped by Relay 3 Phase - 87
832	Relay 2	20.916	832		Phase - OC1 - 51
912	CB2	80.0			Tripped by Relay 2 Phase - OC1 - 51
1122	Relay 1	20.91	1122		Phase - OC1 - 51
1184	Relay 38	0.803	1184		Phase - OC1 - 51
1202	CB1	80.0			Tripped by Relay 1 Phase - OC1 - 51
1244	CB3	60.0			Tripped by Relay 38 Phase - OC1 - 51

Gambar 8 Sequence of Operation Events Titik Gangguan 2



### 3. Titik Gangguan 3 di Sisi Tegangan 150 kV

#### Unit 1



Gambar 9 Titik Gangguan 3 di Sisi 150 kV Unit 1

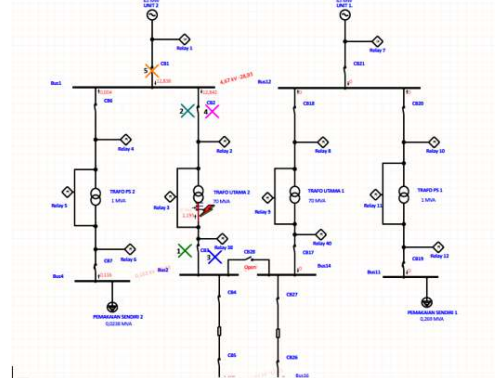
Berdasarkan hasil simulasi pada Gambar 9, ketika titik gangguan 3 mengalami gangguan hubung singkat 3 fasa pada sisi 11 kV maka relai 9 mendeteksi adanya arus gangguan hubung singkat 3 fasa dengan waktu tunda 20 ms dan memerintahkan CB 17 *trip* dengan waktu tunda 80 ms, dan pada CB 18 *trip* dengan waktu tunda 100ms. Ketika relai 9 gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 40 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat sebesar 1199 A dengan waktu tunda 854 ms akan memerintahkan CB 17 untuk *trip* dengan waktu tunda 914 ms. Jika relai 40 gagal bekerja maka relai 8 akan bekerja mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 12865 A dengan waktu tunda 1184 ms dan memerintahkan CB 18 untuk *trip* dengan waktu tunda 1264 ms. Namun jika relai 8 juga gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 7 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 12824 A dengan waktu tunda 1654 ms dan memerintahkan CB 21 untuk *trip* dengan waktu tunda 1734 ms. Nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasa dan waktu tunda relai dan CB dapat dilihat pada Gambar 10.

Time (ms)	ID	I (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20.0	Relay 9	20.0	20.0		Phase - 87
80.0	CB17	60.0	80.0		Tripped by Relay 9 Phase - 87
100.0	CB18	80.0	80.0		Tripped by Relay 9 Phase - 87
854	Relay 40	1,199	854		Phase - OC1 - 51
914	CB17	60.0	60.0		Tripped by Relay 40 Phase - OC1 - 51
1184	Relay 8	12,865	1184		Phase - OC1 - 51
1264	CB18	80.0	80.0		Tripped by Relay 8 Phase - OC1 - 51
1654	Relay 7	12,824	1654		Phase - OC1 - 51
1734	CB21	80.0	80.0		Tripped by Relay 7 Phase - OC1 - 51

Gambar 10 Sequence of Operations Events Titik Gangguan 3

### 4. Titik Gangguan 4 di Sisi Tegangan 150 kV

#### Unit 2



Gambar 11 Titik Gangguan 4 di Sisi 150 kV Unit 2

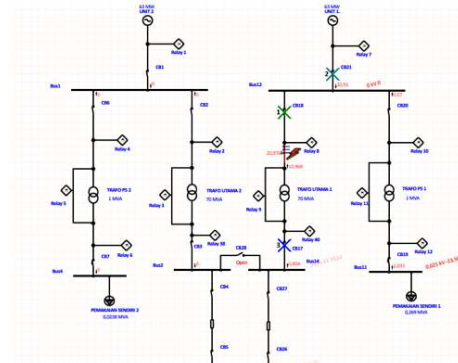
Berdasarkan hasil simulasi pada Gambar 11, ketika titik gangguan 4 mengalami gangguan hubung singkat 3 fasa pada sisi 11 kV maka relai 3 mendeteksi adanya arus gangguan hubung singkat 3 fasa dengan waktu tunda 20 ms dan memerintahkan CB 3 *trip* dengan waktu tunda 80 ms, dan pada CB 2 *trip* dengan waktu tunda 100 ms. Ketika relai 3 gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 38 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat sebesar 1195 A dengan waktu tunda 856 ms akan memerintahkan CB 3 untuk *trip* dengan waktu tunda 916 ms. Jika relai 38 gagal bekerja maka relai 2 akan bekerja mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 12842 A dengan waktu tunda 1186 ms dan memerintahkan CB 2 untuk *trip* dengan waktu tunda 1266 ms. Namun jika relai 2 juga gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 1 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 12838 A dengan waktu tunda 1652 ms dan memerintahkan CB 1 untuk *trip* dengan waktu tunda 1732 ms. Nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasa dan waktu tunda relai dan CB dapat dilihat pada Gambar 12.

Time (ms)	ID	I (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20.0	Relay 3	20.0	20.0		Phase - 87
80.0	CB3	60.0	80.0		Tripped by Relay 3 Phase - 87
100.0	CB2	80.0	80.0		Tripped by Relay 3 Phase - 87
856	Relay 38	1,195	856		Phase - OC1 - 51
916	CB3	60.0	60.0		Tripped by Relay 38 Phase - OC1 - 51
1186	Relay 2	12,842	1186		Phase - OC1 - 51
1266	CB2	80.0	80.0		Tripped by Relay 2 Phase - OC1 - 51
1652	Relay 1	12,838	1652		Phase - OC1 - 51
1732	CB1	80.0	80.0		Tripped by Relay 1 Phase - OC1 - 51

Gambar 12 Sequence of Operations Events Titik Gangguan 4

## Simulasi Gangguan Dalam Relai Diferensial

### 1. Titik Gangguan 5 di Sisi Tegangan 11 kV Unit 1



Gambar 13 Titik Gangguan 5 di Sisi 11 kV Unit 1

Arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 20965 A di titik gangguan 5 :

$$\begin{aligned}
 I_{fRelai\ 1} &= I_f \times Rasio\ CT \\
 &= 20976 \times \frac{1}{25000} \\
 &= 0,839\ A
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_d &= I_{fRelai\ 1} - I_2 \\
 &= 0,839 - 0,161 \\
 &= 0,678\ A
 \end{aligned}$$

Dengan arus gangguan sebesar 20976 A di titik gangguan 5, menghasilkan arus diferensial sebesar 0,678 A sesuai dengan perhitungan. Oleh karena itu relai diferensial tidak akan bekerja karena nilai arus diferensial tidak melebihi arus setting sebesar 2,998 A.

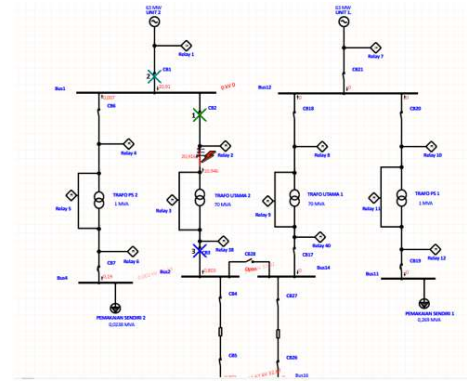
Time (ms)	ID	F (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
831	Relay 8	20,976	831		Phase - OC1 - 51
911	CB18		80,0		Tripped by Relay 8 Phase - OC1 - 51
1122	Relay 7	20,91	1122		Phase - OC1 - 51
1182	Relay 40	0,804	1182		Phase - OC1 - 51
1202	CB21		80,0		Tripped by Relay 7 Phase - OC1 - 51
1242	CB17		60,0		Tripped by Relay 40 Phase - OC1 - 51

Gambar 14 Sequence of Operations Events Titik Gangguan 5

Berdasarkan hasil simulasi pada Gambar 13, ketika titik gangguan 5 mengalami gangguan hubung singkat 3 fasa, relai 8 mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 20976 dengan waktu tunda 831 ms memerintahkan CB 18 *trip* dengan waktu tunda 911 ms. Ketika relai 8 gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 7 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 20910 A dengan waktu tunda

1122 ms akan memerintahkan CB 21 untuk *trip* dengan waktu tunda 1202 ms. Namun jika relai 7 juga gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 40 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 804 A dengan waktu tunda 1182 ms dan memerintahkan CB 17 untuk *trip* dengan waktu tunda 1242 ms. Nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasa dan waktu tunda relai dan CB dapat dilihat pada Gambar 14.

### 2. Titik Gangguan 6 di Sisi Tegangan 11 kV Unit 2



Gambar 15 Titik Gangguan 5 di Sisi 11 kV Unit 2

Arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 20916 A di titik gangguan 6 :

$$\begin{aligned}
 I_{fRelai\ 1} &= I_f \times Rasio\ CT \\
 &= 20916 \times \frac{1}{25000} \\
 &= 0,836\ A
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_d &= I_{fRelai\ 1} - I_2 \\
 &= 0,836 - 0,161 \\
 &= 0,675\ A
 \end{aligned}$$

Dengan arus gangguan sebesar 20916 A di titik gangguan 6, menghasilkan arus diferensial sebesar 0,675 A sesuai dengan perhitungan. Oleh karena itu relai diferensial tidak akan bekerja karena nilai arus diferensial tidak melebihi arus setting sebesar 2,998 A.

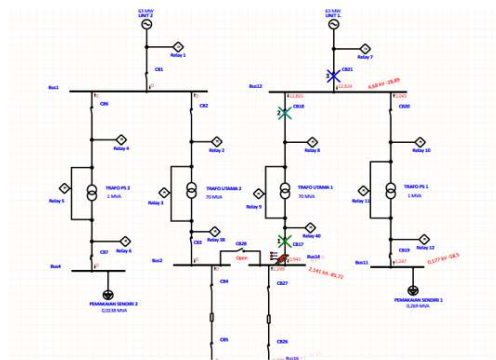
Time (ms)	ID	F (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
832	Relay 2	20,916	832		Phase - OC1 - 51
912	CB2		80,0		Tripped by Relay 2 Phase - OC1 - 51
1122	Relay 1	20,91	1122		Phase - OC1 - 51
1184	Relay 38	0,803	1184		Phase - OC1 - 51
1202	CB1		80,0		Tripped by Relay 1 Phase - OC1 - 51
1244	CB3		60,0		Tripped by Relay 38 Phase - OC1 - 51

Gambar 16 Sequence of Operations Events Titik Gangguan 6

Berdasarkan hasil simulasi pada Gambar 15, ketika titik gangguan 6 mengalami gangguan hubung singkat 3 fasa, relai 2 mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 20916 dengan waktu tunda 832 ms memerintahkan CB 2 *trip* dengan waktu tunda 912 ms. Ketika relai 2 gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 1 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 20910 A dengan waktu tunda 1122 ms akan memerintahkan CB 1 untuk *trip* dengan waktu tunda 1202 ms. Namun jika relai 1 juga gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 38 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 803 A dengan waktu tunda 1184 ms dan memerintahkan CB 3 untuk *trip* dengan waktu tunda 1244 ms. Nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasa dan waktu tunda relai dan CB dapat dilihat pada Gambar 16.

### 3. Titik Gangguan 7 di Sisi Tegangan 150 kV

#### Unit 1



Gambar 17 Titik Gangguan 6 di Sisi 150 kV Unit 1

Arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 943 A di titik gangguan 7 :

$$\begin{aligned} I_{fRelai\ 2} &= I_f \times Rasio\ CT \\ &= 943 \times \frac{1}{2000} \\ &= 0,471\ A \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_d &= I_{fRelai\ 2} - I_1 \\ &= 0,471 - 0,176 \\ &= 0,295\ A \end{aligned}$$

Dengan arus gangguan sebesar 943 A di titik gangguan 7 menghasilkan arus diferensial sebesar 0,295 A sesuai dengan perhitungan. Oleh karena itu relai diferensial tidak akan bekerja karena nilai arus diferensial tidak melebihi arus setting sebesar 2,998 A.

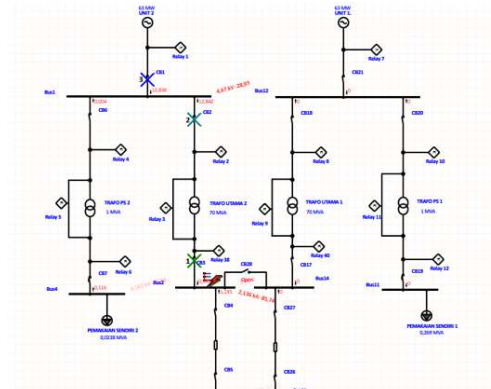
Time (ms)	ID	F (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
1025	Relay 40	0,943	1025		Phase - OC1 - 51
1085	CB17		60,0		Tripped by Relay 40 Phase - OC1 - 51
1184	Relay 8	12,865	1184		Phase - OC1 - 51
1264	CB18		80,0		Tripped by Relay 8 Phase - OC1 - 51
1654	Relay 7	12,824	1654		Phase - OC1 - 51
1734	CB21		80,0		Tripped by Relay 7 Phase - OC1 - 51

Gambar 18 Sequence of Operations Events Titik Gangguan 7

Berdasarkan hasil simulasi pada Gambar 17, ketika titik gangguan 7 mengalami gangguan hubung singkat 3 fasa, relai 40 mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 943 A dengan waktu tunda 1025 ms memerintahkan CB 17 *trip* dengan waktu tunda 1085 ms. Ketika relai 40 gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 8 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 12865 A dengan waktu tunda 1184 ms akan memerintahkan CB 18 untuk *trip* dengan waktu tunda 1264 ms. Namun jika relai 8 juga gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 7 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 12824 A dengan waktu tunda 1654 ms dan memerintahkan CB 21 untuk *trip* dengan waktu tunda 1734 ms. Nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasa dan waktu tunda relai dan CB dapat dilihat pada Gambar 18.

### 4. Titik Gangguan 8 di Sisi Tegangan 150 kV

#### Unit 2



Gambar 19 Titik Gangguan 8 di Sisi 150 kV Unit 2

Arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 942 A di titik gangguan 8 :

$$\begin{aligned} I_{fRelai\ 2} &= I_f \times Rasio\ CT \\ &= 942 \times \frac{1}{2000} \\ &= 0,471\ A \end{aligned}$$

$$I_d = I_{fRelai2} - I_1$$

$$= 0,471 - 0,176$$

$$= 0,295 \text{ A}$$

Dengan arus gangguan sebesar 942 A di titik gangguan 8 menghasilkan arus diferensial sebesar 0,295 A sesuai dengan perhitungan. Oleh karena itu relai diferensial tidak akan bekerja karena nilai arus diferensial tidak melebihi arus setting sebesar 2,998 A.

Time (ms)	ID	# (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
1026	Relay 38	0,942	1026		Phase - OC1 - 51
1086	CB3		60,0		Tripped by Relay 38 Phase - OC1 - 51
1186	Relay 2	12,842	1186		Phase - OC1 - 51
1266	CB2		80,0		Tripped by Relay 2 Phase - OC1 - 51
1652	Relay 1	12,838	1652		Phase - OC1 - 51
1732	CB1		80,0		Tripped by Relay 1 Phase - OC1 - 51

Gambar 20 Sequence of Operation Events Titik Gangguan 8

Berdasarkan hasil simulasi pada Gambar 19, ketika titik gangguan 8 mengalami gangguan hubung singkat 3 fasa, relai 38 mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 942 A dengan waktu tunda 1026 ms memerintahkan CB 3 *trip* dengan waktu tunda 1083 ms. Ketika relai 38 gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 2 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 12842 A dengan waktu tunda 1186 ms akan memerintahkan CB 2 untuk *trip* dengan waktu tunda 1266 ms. Namun jika relai 2 juga gagal bekerja maka akan *dibackup* oleh relai 1 yang mendeteksi arus gangguan hubung singkat 3 fasa sebesar 12838 A dengan waktu tunda 1652 ms dan memerintahkan CB 1 untuk *trip* dengan waktu tunda 1732 ms. Nilai arus gangguan hubung singkat 3 fasa dan waktu tunda relai dan CB dapat dilihat pada Gambar 20.

## V. SIMPULAN

- Hasil pengolahan data sistem yang ada pada PLTA Bakaru didapatkan *slope* 1 sebesar 9,51% dan *slope* 2 sebesar 19,02%. Jika dibandingkan dengan data terpasang yaitu *slope* 1 sebesar 8,87% dan *slope* 2 sebesar 17,74%. Dengan demikian dapat disimpulkan bahwa setting *slope* hasil analisis lebih sensitif mendeteksi gangguan dibandingkan setting *slope* terpasang pada PLTA Bakaru saat ini
  - Grafik karakteristik relai diferensial hasil analisis menunjukkan bahwa grafik tersebut terbagi 2 area yaitu area relai bekerja (*trip*) dan area relai tidak bekerja (*no trip*). Diperoleh besar sudut pada karakteristik relai diferensial hasil analisis 5,43° dan besar sudut secara *data existing* sebesar 5,02°
- Simulasi gangguan hubung singkat 3 fasa pada *Software* ETAP 19.0.1, didapatkan nilai arus gangguan hubung singkat internal dan eksternal,
    - Dimana pada saat gangguan hubung singkat 3 fasa internal :
      - Titik gangguan 1, relai diferensial (relai 9) dengan waktu tunda 20 ms memerintahkan kedua CB untuk mengamankan daerah kerjanya dimana waktu tunda CB 17 sebesar 80 ms dan CB 18 sebesar 100 ms
      - Titik gangguan 2, relai diferensial (relai 3) dengan waktu tunda 20 ms memerintahkan kedua CB untuk mengamankan daerah kerjanya dimana waktu tunda CB 3 sebesar 80 ms dan CB 2 sebesar 80 ms
      - Titik gangguan 3, relai diferensial (relai 9) dengan waktu tunda 20 ms memerintahkan kedua CB untuk mengamankan daerah kerjanya dimana waktu tunda CB 17 sebesar 80 ms dan CB 18 sebesar 100 ms
      - Titik gangguan 4, relai diferensial (relai 3) dengan waktu tunda 20 ms memerintahkan kedua CB untuk mengamankan daerah kerjanya dimana waktu tunda CB 3 sebesar 80 ms dan CB 18 sebesar 100 ms
    - Dimana pada saat gangguan hubung singkat eksternal :
      - Titik gangguan 5 didapatkan nilai arus diferensial sebesar 0,678 A lebih kecil dari nilai arus setting sebesar 2,998 A yang membuat relai diferensial tidak akan bekerja
      - Titik gangguan 6 didapatkan nilai arus diferensial sebesar 0,675 A lebih kecil dari nilai arus setting sebesar 2,998 A yang membuat relai diferensial tidak akan bekerja
      - Titik gangguan 7 didapatkan nilai arus diferensial sebesar 0,295 A lebih kecil dari nilai arus setting sebesar 2,998 A yang membuat relai diferensial

tidak akan bekerja

- iv. Titik gangguan 8 didapatkan nilai arus diferensial sebesar 0,295 A lebih kecil dari nilai arus setting sebesar 2,998 A yang membuat relai diferensial tidak akan bekerja

#### **REFERENSI**

- [1] Suropto, Slamet. 2014. *Buku Ajar Sistem Tenaga Listrik*. Yogyakarta: Universitas Muhammadiyah Yogyakarta
- [2] Kadir, Abdul. 2011. *Transmisi Tenaga Listrik*. Jakarta: Universitas Indonesia
- [3] Tanyadji, Sonny dan Sarma Thaha. 2015. *Sistem Proteksi Tenaga Listrik*, Makassar: Innawa
- [4] Nasution. Elvy Sahnur, Pasaribu. Faisal Irsan, Yusniati, dan Arfianda, Muhammad. 2019. *Relé Diferensial Sebagai Proteksi Pada Transformator Daya Pada Gardu Induk*. Vol 02. Hal 180
- [5] Monita, Erma. 2020. *Analisa Kinerja Relai Diferensial Pada Transformator Daya 30 MVA#2 di GI Bukit Siguntang Palembang Dengan Menggunakan Software ETAP 12.6.0*. Palembang: Politeknik Negeri Sriwijaya