

**ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI *OVERCURRENT RELAY*  
PADA JARINGAN DISTRIBUSI 70 kV PT MAKMUR  
SEJAHTERA WISESA**

**SKRIPSI**

untuk memenuhi salah satu persyaratan  
mencapai derajat Sarjana S1



**Disusun oleh:**

**M Refhan Naparin**

**14524132**

**Jurusan Teknik Elektro  
Fakultas Teknologi Industri  
Universitas Islam Indonesia  
Yogyakarta**

**2018**

## LEMBAR PENGESAHAN

ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI *OVERCURRENT RELAY* PADA JARINGAN  
DISTRIBUSI 70 kV PT MAKMUR SEJAHTERA WISESA

**TUGAS AKHIR**  
**ISLAM**  
Diajukan sebagai Salah Satu Syarat untuk Memperoleh  
Gelar Sarjana Teknik  
pada Program Studi Teknik Elektro  
Fakultas Teknologi Industri  
Universitas Islam Indonesia

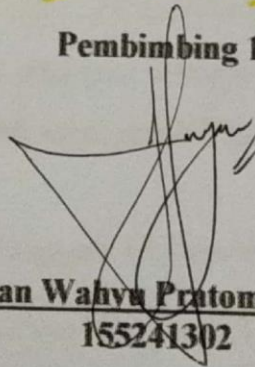
Disusun oleh:

M Refhan Naparin  
14524132

Yogyakarta, 13 Desember 2018

Menyetujui,

Pembimbing 1



Setyawan Wahyu Pratomo S.T, M.T  
155241302

**LEMBAR PENGESAHAN**

**SKRIPSI**

**ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI *OVERCURRENT RELAY* PADA JARINGAN  
DISTRIBUSI 70 kV PT MAKMUR SEJAHTERA WISESA**

Dipersiapkan dan disusun oleh:

**M Refhan Naparin**

14524132

Telah dipertahankan di depan dewan penguji

Pada tanggal: 29 November 2018

Susunan dewan penguji

Ketua Penguji : Setyawan Wahyu Pratomo S.T, M.T.,

Anggota Penguji 1: Husein Mubarak, ST, M.Eng.

Anggota Penguji 2: Wahyudi Budi Pramono, ST, M.Eng.,

Skripsi ini telah diterima sebagai salah satu persyaratan  
untuk memperoleh gelar Sarjana

Tanggal: 13 Desember 2018

Ketua Program Studi Teknik Elektro



Yusuf Anrullah, S.T., M.Sc., Ph.D

045240101

## PERNYATAAN

Dengan ini Saya menyatakan bahwa:

1. Skripsi ini tidak mengandung karya yang diajukan untuk memperoleh gelar kesarjanaan di suatu Perguruan Tinggi, dan sepanjang pengetahuan Saya juga tidak mengandung karya atau pendapat yang pernah ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini dan disebutkan dalam daftar pustaka.
2. Informasi dan materi Skripsi yang terkait hak milik, hak intelektual, dan paten merupakan milik bersama antara tiga pihak yaitu penulis, dosen pembimbing, dan Universitas Islam Indonesia. Dalam hal penggunaan informasi dan materi Skripsi terkait paten maka akan diskusikan lebih lanjut untuk mendapatkan persetujuan dari ketiga pihak tersebut diatas.

Yogyakarta, 07 November 2018



M Refhan Naparin

## KATA PENGANTAR



*Assalamu'alaykum Warahmatullahi Wabarakatuh*

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT, atas segala limpahan rahmat serta insyaf- Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan laporan Skripsi ini yang berjudul :”**ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI *OVERCURRENT RELAY* PADA JARINGAN DISTRIBUSI 70 kV PT MAKMUR SEJAHTERA WISESA**” dapat diselesaikan dengan baik dan lancar. Laporan Skripsi ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar sarjana program studi Teknik Elektro, Universitas Islam Indonesia. Penulis menyadari bahwa dalam penyelesaian tugas akhir ini tentunya juga tidak terlepas dari bantuan dan dukungan dari berbagai pihak. Untuk itu dengan segala hormat penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT, karena atas segala karunia-Nya dan rahmat-NYA laporan skripsi ini dapat terselesaikan dengan lancar dan tanpa kendala yang berarti.
2. Kedua orang tua serta keluarga tercinta atas semua dukungan dan doa yang telah mereka berikan.
3. Bapak Yusuf Aziz Amrullah ST.,M.Sc.,ph.D selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri Universitas Islam Indonesia.
4. Bapak Setyawan Whayu Pratomo S.T, M.T. selaku dosen pembimbing Skripsi yang selalu memberi masukan pada penyusunan laporan Skripsi ini.
5. Segenap Dosen Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri Universitas Islam Indonesia yang telah memberi ilmunya dan telah membimbing selama duduk di bangku kuliah.
6. Teman-teman Teknik Elektro UII angkatan 2014 yang telah membantu dan memberi semangat selama kegiatan Skripsi.
7. Teman-teman Kos Wisma Darussallam Efry, Irfan, Destian, mas Akbar, Zulfikar, serta teman-teman lainnya yang selalu memberikan semangat dalam penyusunan laporan skripis ini.

8. Teman-teman futsal MTA yang selalu menghibur dan memberikan semangat agar dapat menyelesaikan skripsi ini. Semoga kita semua menjadi orang yang sukses dan bermanfaat di dunia dan di akhirat
9. Dan semua pihak yang tidak dapat disebutkan penulis seluruhnya yang telah membantu dalam kegiatan penyusunan laporan Skripsi.

Penulis memohon maaf kepada para pembaca apabila terdapat kesalahan dan kekurangan dalam laporan Skripsi ini. Penulis berharap para pembaca dapat memberikan kritik dan saran sehingga dapat memberikan perbaikan dan kesempurnaan pada laporan Skripsi ini.

Semoga laporan Skripsi ini dapat bermanfaat bagi para pembaca dan dapat berkontribusi dalam memperkaya ilmu pengetahuan, terutama rekan-rekan mahasiswa Program Studi Teknik Elektro, Universitas Islam Indonesia.

## ARTI LAMBANG DAN SINGKATAN

Singkatan	Keterangan
ETAP	<i>Electrical Transients and Analysis Program</i>
V	Tegangan
I	Arus
CB	<i>Circuit Breaker</i>
TMS	<i>Time Setting Multiplier</i>
GI	Gardu Induk
RSS	<i>Remote Substation</i>
WTP	<i>Water Treatment Plant</i>
OC 51	<i>Overcurrent relay</i>
MSW	Makmur Sejahtera Wisesa

Lambang	Keterangan
	Generator
	<i>Overcurrent relay</i>
	<i>Circuit Breaker</i>
	<i>Current transformer</i>
	Kabel
	Gardu Induk / <i>Power Grid</i>
	<i>Lumped Load</i>
	Bus
	Trasnformator

## ABSTRAK

Sistem proteksi merupakan sistem yang sangat berpengaruh pada sistem kelistrikan. Terutama pada sebuah sistem kelistrikan yang memiliki karakteristik beban dan jaringan yang berbeda. Dengan adanya perbedaan karakteristik jaringan dan beban itu maka sistem proteksinya menjadi sedikit lebih rumit. Terkadang sering terjadi kesalahan pada sistem proteksi yang membuat sistem mati tanpa ada gangguan yang jelas. Selain itu perbedaan standar nilai *setting* sebuah sistem proteksi yang di buat oleh PLN dan perusahaan sering menjadi kendala dari sistem proteksi jaringan. Untuk menyelesaikan permasalahan itu maka perlu menentukan nilai *setting* relai, terutama *Overcurrent relay* yang menjadi konsentrasi utama pada sebuah sistem proteksi. Dimana relai ini dapat mendeteksi gangguan antar fasa ataupun *shortcircuit* yang menimbulkan nilai arus melonjak tajam. Dengan nilai *setting relay* yang benar kerja sistem proteksi dari *Overcurrent relay* bisa lebih efisien. Agar dapat mempermudah menemukan nilai *setting* dari relai, maka dapat disimulasikan pada ETAP dengan membuat Single Line Diagram dari jaringan distribusi 70 kV PT Makmur Sejahtera Wisesa. Metode yang digunakan untuk menganalisa koordinasi proteksi berdasarkan besarnya arus dan arah arus gangguan. Setelah diketahui arus hubung singkat dan arus nominal beban maka dapat memperhitungkan nilai *setting relay*. Jenis kurva yang digunakan adalah relai inverse dengan nilai  $I_n(\text{setting})$  1,5 kali dari arus nominal beban. Sedangkan untuk TMS jeda antar relai bekerja nya adalah 0,3 untuk setiap perhitungannya. Pada sisi BUS 3 perlu di tambah *Overcurrent relay* agar sistem proteksi jaringan ke Gardu Induk bisa lebih baik. Karena pada keadaan sebenarnya untuk jaringan 70 kV ke Gardu induk pada sisi primer trafo tidak ada proteksi *Overcurrent relay*.

Kata kunci : distribusi , ETAP , *Overcurrent relay*



# DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN.....	i
LEMBAR PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
ARTI LAMBANG DAN SINGKATAN .....	vi
ABSTRAK .....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR .....	x
DAFTAR TABEL .....	xi
BAB 1 PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang Masalah .....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	1
1.3 Batasan Masalah .....	2
1.4 Tujuan Penelitian .....	2
1.5 Manfaat Penelitian .....	2
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA .....	3
2.1 Studi Literatur .....	3
2.2 Tinjauan Teori.....	4
2.2.1 Sistem Tenaga Listrik .....	4
2.2.2 Sistem Proteksi .....	4
2.2.3 Sakelar Pemutus Tenaga (PMT) .....	5
2.2.4 Sakelar Pemisah (PMS) .....	5
2.2.5 Jaringan Distribusi .....	5
2.2.6 <i>Overcurrent Relay</i> (OCR) .....	6
2.2.7 Jenis OCR Berdasarkan Karakteristik Waktu.....	7

2.2.8 <i>Setting Relay</i> .....	8
BAB 3 METODOLOGI .....	10
3.1 Metode Penelitian .....	10
3.2 Prosedur Penelitian .....	11
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN .....	12
4.1 <i>Single Line Diagram</i> .....	12
4.2 Simulasi Gangguan .....	14
4.2.1 Gangguan Pada BUS Remote Substation .....	14
4.2.2 Gangguan pada jaringan Gardu Induk 70 kV .....	15
4.2.3 Gangguan pada jaringan WTP & <i>Office</i> .....	16
4.3 Perhitungan .....	17
4.4 Hasil Simulasi Perbaikan Nilai <i>Setting Relay</i> .....	20
4.4.1 Simulasi Gangguan Bus RSS .....	20
4.4.2 Simulasi Gangguan Jaringan Gardu Induk .....	22
4.4.3 Simulasi Gangguan Jaringan WTP & <i>Office</i> .....	24
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN .....	26
5.1 Kesimpulan .....	26
5.2 Saran .....	26
DAFTAR PUSTAKA .....	27
LAMPIRAN .....	28

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1 Alur penelitian .....	11
Gambar 4.1 Single Line Diagram PT MSW .....	13
Gambar 4.2 Simulasi gangguan di Bus RSS .....	14
Gambar 4.3 Simulasi gangguan di jaringan GI .....	15
Gambar 4.4 Simulasi gangguan jaringan WTP & Office .....	16
Gambar 4.5 Respon relay terhadap gangguan di bus RSS .....	20
Gambar 4.6 Grafik koordinasi relai 1, 3 dan 4 .....	21
Gambar 4.7 Respon relay terhadap gangguan di bus 3 .....	22
Gambar 4.8 Grafik koordinasi relai 1, 3 dan 4 .....	23
Gambar 4.9 Respon relai terhadap gangguan di bus 8 .....	24
Gambar 4.10 Grafik koordinasi relai 3, 4 dan WTP & Office New 1 .....	25

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Nilai variabel a dan n berdasarkan kurva karakteristik .....	9
Tabel 4.1 Letak gangguan .....	12
Tabel 4.2 Beban yang di suplai PT MSW .....	12
Tabel 4.3 Arus Nominal .....	17
Tabel 4.4 Arus gangguan .....	17

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang Masalah

Pada sebuah sistem kelistrikan seringkali terjadi gangguan yang menyebabkan pemadaman aliran listrik bahkan kerusakan pada alat-alat kelistrikan. Gangguan ini bisa terjadi di bagian mana saja misalnya jaringan distribusi listrik. Gangguan ini bisa disebabkan oleh binatang, sambaran petir bahkan *setting* dari sistem proteksi yang salah. Kesalahan sebuah sistem proteksi biasanya disebabkan oleh adanya 2 jaringan yang berbeda karakteristik bebannya. Misalnya sebuah pembangkit yang mendistribusikan listrik ke jaringan PLN dan jaringan milik perusahaan itu sendiri. Dalam hal ini bisa saja terjadi perbedaan nilai *setting Overcurrent relay* sebagai salah satu proteksi antara jaringan PLN dan milik perusahaan. Sehingga saat ada perubahan nilai beban menyebabkan sistem proteksi aktif dan mendeteksi kenaikan beban yang juga menaikkan nilai arus sebagai gangguan. Maka jaringan distribusi akan otomatis mati.

*Overcurrent Relay* merupakan relai yang bekerja saat mengalami arus lebih. Saat terjadi arus lebih *relay* akan menerima sinyal dan sinyal ini akan mengaktifkan PMT (pemutus) untuk memutus arus di jaringan. *Overcurrent relay* biasanya terpasang pada jaringan transmisi sampai ke distribusi. Seiring dengan bertambahnya jumlah beban maka nilai *setting* pada *Overcurrent relay* juga perlu diperbaharui. Terkadang hal ini jarang diperhatikan karena penambahan jumlah beban yang hanya sedikit. Namun lama kelamaan beban akan menumpuk dan menyebabkan nilai *setting Overcurrent relay* sudah tidak relevan lagi. Sehingga diperlukan nilai *setting* relai yang memenuhi syarat yakni selektivitas, sensitivitas, reliabilitas dan kecepatan.

Dengan *setting relay* yang tepat maka tidak akan ada relai yang bekerja secara bersamaan. Dimana apabila itu terjadi relai yang seharusnya tidak bekerja akan memadamkan jaringan yang tidak mengalami gangguan. Maka apabila koordinasi antar sistem proteksi sudah bekerja dengan baik dapat meningkatkan kehandalam jaringan transmisi dan distribusi listrik.

### 1.2 Rumusan Masalah

- Bagaimana menentukan koordinasi proteksi antar OCR yang tepat untuk jaringan distribusi 70 kV PT MSW ?

### **1.3 Batasan Masalah**

- Jaringan distribusi 70 kV yang menjadi pokok pembahasan adalah milik PT MSW.
- Sistem proteksi yang menjadi konsentrasi utama dalam pembahasan adalah OCR waktu tunda *normal inverse*.
- Simulasi proteksi OCR jaringan distribusi 70 kV menggunakan perangkat lunak ETAP 12.6.
- Sistem koordinasi proteksi yang menjadi pokok pembahasan berada di sisi Remote substation , jaringan ke GI Tanjung 70/150 kV dan jaringan WTP & *Office*.
- Beban yang digunakan hanya dari jaringan Gardu Induk , WTP & Office sebesar 60,7 MW .

### **1.4 Tujuan Penelitian**

- Untuk mengetahui skema koordinasi proteksi dan nilai *setting Overcurrent relay* yang tepat pada jaringan distribusi 70 kV.
- Untuk meningkatkan kualitas dan kehandalan pada jaringan distribusi 70 kV milik PT MSW.

### **1.5 Manfaat Penelitian**

- Untuk meningkatkan kehandalan dan kualitas koordinasi sistem proteksi pada jaringan distribusi 70 kV milik PT MSW.
- Sebagai panduan untuk perusahaan di dalam melakukan koordinasi proteksi dan *setting Overcurrent Relay* pada jaringan distribusi 70kV.

## BAB 2

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Studi Literatur

Pada penelitian [1] di industri gas dan minyak sistem proteksi sangat berpengaruh pada sistem kelistrikan yang dapat merugikan perekonomian. Masalah sering terjadi ketika berbagai sumber terhubung untuk memasok beban. Untuk sistem proteksi perlu mempertimbangkan besarnya arus dan arah arus. Untuk setiap operasi, nilai arus akan berubah ubah sehingga untuk mengkoordinasikan relai akan berubah secara dinamis. Metode yang dilakukan untuk mengatasi masalah ini adalah dengan menggunakan relai digital.

Pada studi kasus [2] di PT.VICO Indonesia, banyak terjadi kesalahan koordinasi relai dan *overlapping* diantara relai *backup* & relai utama. Ketika beban penuh harus memperhitungkan *Damage Curve* di trafo dan kurva *starting* generator. Sehingga dapat menentukan nilai *Setting Existing relay* pengaman arus lebih. Untuk mencegah relai mendeteksi arus lebih saat trafo *energize* atau motor *starting* sebagai gangguan. Maka pada *Setting Existing* relai arus lebih nilai FLA (*Full Load Ampere*) trafo juga beban dibawahnya diabaikan.

Menurut Studi Analisis yang dilakukan Yoyok, dkk [3] pada distribus PLTU Rembang nilai *setting* relai masih kurang tepat. Hal ini dikarenakan nilai *setting pickup* dan *grading time* antar relai pengaman masih kurang terkoordinasi dengan baik. Resiko yang bisa ditimbulkan oleh masalah ini adalah relai bisa saja *trip* tanpa ada gangguan pada jaringan. Pada relai di motor setelah *overload* juga perlu diperhatikan. Apabila hal ini tidak diperhatikan maka usia motor akan pendek karena tidak bisa mendeteksi keadaan motor saat kelebihan beban. Untuk *setting Grading time* yang ada pada PLTU Rembang menggunakan nilai 0,584 detik. Nilai *setting* ini dinilai terlalu lama karena menurut standar IEE std 242-1986 nilai kerja antara 2 buah relai adalah 0,2 detik 0,4 detik. Pada simulasi untuk hubung singkat minimum digunakan hubing singkat 2 fasa di 30 *cycle*. Untuk *Short Circuit* maksimum yang digunakan adalah *Short circuit* 3 fasa di 4 *cycle*.

Pada peneltian [4] yang dilakukan untuk mendapatkan koordinasi *Overcurrent relay* yang optimal. Perlu memperhatikan waktu operasional relay yang diminimalkan dengan mempertahankan kriteria antara relay utama dan relay cadangan. Dengan memperhatikan kinerja fungsi objektif yang berbeda dan dievaluasi terhadap sistem 30 bus IEEE menggunakan *Sequential*

*Quadratic Programming* (SQP). Kemudian dari keseluruhan fungsi objektif tadi dibandingkan metode formulasi yang paling efisien untuk koordinasi relay.

Pada studi kasus [5] bangunan komersial 11 kV di selatan Malaysia karena bertambahnya pertumbuhan bangunan dan perkembangan kota sistem proteksi pada bangunan semakin banyak dan rumit. Penelitian ini dilakukan dengan melakukan simulasi *single line diagram* bangunan dengan sumber dari jaringan dan genset juga jaringan distribusi pada setiap bangunan pada ETAP. Dengan menentukan nilai TMS dan In setting dari relay melalui *load flow study* dan *shortcircuit analysis*. Nilai TMS yang digunakan pada relay setting adalah 0,1 s. Dengan menggunakan ETAP sangat memudahkan dalam menentukan lapisan sistem proteksi juga mempermudah koordinasi antara setiap lapisan sistem proteksi.

## **2.2 Tinjauan Teori**

### **2.2.1 Sistem Tenaga Listrik**

Sistem tenaga listrik adalah serangkaian proses yang dilakukan oleh alat untuk pembangkitan listrik, pendistribusian tenaga listrik hingga listrik dapat digunakan oleh konsumen. Energi listrik dihasilkan oleh pembangkit (*Power Plant*) dengan beragam sumber energi contohnya Batu bara (PLTU), Air (PLTA), gas alam (PLTG) dan lain-lain. Energi listrik tidak hanya dikonsumsi oleh beban rumah tangga, namun juga perindustrian dan transportasi umum. Sehingga energi listrik sangat berpengaruh pada segala sektor kehidupan sehari-hari.

Pada proses pendistribusian energi listrik ini tidak selalu berjalan lancar dimana pada proses pendistribusian bisa terjadi gangguan. Semakin Panjang jalur distribusinya maka kemungkinan terjadi gangguan terutama gangguan *eksternal* akan semakin besar. Oleh karena itu diperlukan sistem proteksi yang baik untuk meningkatkan kehandalan sistem tenaga listrik.

### **2.2.2 Sistem Proteksi**

Sistem Proteksi adalah segala bentuk tindakan yang dilakukan untuk melindungi peralatan-peralatan listrik pada sebuah sistem tenaga seperti generator, transformator jaringan dan lain-lain, terhadap gangguan kondisi abnormal operasi sistem itu sendiri. Sehingga proses penyaluran energi listrik dari sisi pembangkit energi listrik, hingga saluran distribusi dapat disalurkan sampai pada



konsumen pengguna listrik dengan aman. Sistem proteksi bekerja dengan cara melokalisir gangguan, agar jaringan yang lain tidak terkena gangguan.

Cara sistem proteksi untuk melokalisir gangguan adalah mendeteksi lalu memerintahkan PMT(pemutus) untuk memutus jaringan. Pada sistem tenaga listrik ada beragam peralatan proteksi seperti CB (*Circuit Breaker*) , *Over Voltage Relay* , OCR (*OverCurrent Relay*) dan lain-lain. Peralatan tersebut tidak hanya berada pada sisi pembangkit ataupun beban. Namun juga berada pada sisi jaringan distribusi.

### **2.2.3 Sakelar Pemutus Tenaga (PMT)**

Berfungsi untuk menghubungkan dan memutuskan rangkaian pada saat berbeban (pada kondisi arus beban normal atau pada saat terjadi arus gangguan). Pada waktu menghubungkan atau memutus beban, akan terjadi tegangan *recovery* yaitu suatu fenomena tegangan lebih dan busur api, oleh karena itu sakelar pemutus dilengkapi dengan media peredam busur api tersebut, seperti media udara dan gas SF<sub>6</sub>. Jenis-jenis PMT berdasarkan media insulator dan material dielektriknya, terbagi menjadi empat jenis, yaitu: sakelar PMT minyak, sakelar PMT udara hembus, sakelar PMT vakum dan sakelar dengan gas SF<sub>6</sub>. Selain itu PMT dapat memutus arus hubung singkat dengan kecepatan tinggi agar arus hubung singkat tidak sampai merusak peralatan sistem, membuat sistem kehilangan kestabilan, dan merusak pemutus tenaga itu sendiri.

### **2.2.4 Sakelar Pemisah (PMS)**

Berfungsi untuk mengisolasi peralatan listrik dari peralatan lain atau instalasi lain yang bertegangan. PMS boleh dibuka atau ditutup hanya pada rangkaian yang tidak berbeban. Selain itu PMS berfungsi untuk mengamankan dari arus tegangan yang timbul sesudah saluran tegangan tinggi diputuskan atau induksi tegangan dari penghantar atau kabel lainnya. Hal ini perlu untuk keamanan bagi orang-orang yang bekerja pada peralatan instalasi. Sebutan lain dari PMS adalah Disconnecting Switch (DS).

### **2.2.5 Jaringan Distribusi**

Sistem distribusi merupakan proses yang menghantarkan energi listrik yang dibangkitkan oleh pembangkit menuju konsumen. Sistem ini adalah bagian dari sistem tenaga listrik. Tenaga listrik yang dikeluarkan pada sebuah pembangkit listrik memiliki tegangan dari 11 kV sampai 24 kV lalu dinaikan tegangannya dengan transformator *Step Up*. Sehingga tegangan menjadi 70 kV, 154 kV, 220 kV atau 500 kV kemudian disalurkan melalui saluran transmisi.

Dengan menaikkan tegangan maka kerugian daya listrik pada saluran transmisi dapat diminimalisir. Rugi-rugi daya sebanding dengan kuadrat arus yang mengalir ( $I^2 R$ ). Dengan jumlah daya yang sama nilai tegangannya dinaikkan, maka arus akan semakin mengecil. Maka rugi-rugi daya juga akan mengecil. Dari saluran distribusi primer gardu-gardu distribusi mendapatkan tegangan untuk diturunkan tegangannya dengan trafo *step down*, menjadi sistem tegangan rendah, yakni 220/380 Volt. Lalu dialirkan melalui saluran distribusi sekunder ke sejumlah konsumen. Oleh karena itu jaringan distribusi sangat berperan penting dalam sistem tenaga listrik.

Berdasarkan nilai tegangannya jaringan distribusi digolongkan dalam 2 jenis :

1. Saluran distribusi Primer, Terletak di sisi primer trafo distribusi, yakni antara titik Sekunder trafo Gardu Induk, dengan titik primer trafo distribusi. Saluran memiliki tegangan menengah 20 kV. Apabila jaringan listrik 70 kV atau 150 kV langsung menyalurkan energi listrik ke pelanggan, maka bisa dikategorikan jaringan distribusi.
2. Saluran Distribusi Sekunder, berada pada sisi sekunder trafo distribusi, diantara titik sekunder dengan titik cabang menuju beban. Tegangan yang ada pada jaringan adalah 220/380 V.

Pada jaringan distribusi ini sistem proteksi yang sering digunakan adalah *Overcurrent Relay*. Karena saat terjadi gangguan eksternal seperti hubung singkat antar fasa maka nilai arus pada jaringan akan berubah secara cepat dan bisa membahayakan jaringan. Sehingga diperlukan alat yang dapat mendeteksi perubahan arus pada jaringan.

#### **2.2.6 Overcurrent Relay (OCR)**

*Overcurrent Relay* merupakan sistem proteksi yang bekerja untuk mendeteksi arus lebih yang terjadi antara fasa. Relai ini bekerja dengan cara membaca arus input yang melewati relai dan membandingkannya dengan nilai *setting* nya. Apabila nilai arus melebihi batas *setpoint* maka relai akan mengirimkan sinyal ke PMT untuk memutus jaringan.

Relai akan bekerja pada 2 keadaan yakni :

- a. Arus *drop-off* ( $I_d$ ) adalah nilai arus maksimum yang menyebabkan relai berhenti bekerja. Sehingga kontak akan membuka kembali. Arus ini disebut juga arus kembali.
- b. Arus *pick-up* ( $I_p$ ) adalah nilai arus minimum yang dapat menyebabkan relai bekerja dan menutup kontakannya. Nilai arus ini disebut arus kerja. Menurut *British Standard* kesalahan *pick-up* berkisar antara 1,05 - 1,5 dari tiap *setting* arusnya.

### 2.2.7 Jenis OCR Berdasarkan Karakteristik Waktu

Berdasarkan karakteristik waktu kerjanya *Overcurrent Relay* dapat digolongkan menjadi 3 golongan yakni :

#### 1. Relay Waktu Seketika (*Instantaneous relay*)

Relay yang bekerja seketika (tanpa waktu tunda) apabila nilai arus yang mengalir melebihi nilai *settingnya*. Maka relai akan bekerja dalam waktu beberapa mili detik (10 – 20 ms). Relai ini biasanya dikombinasikan dengan *Overcurrent Relay* dengan karakteristik yang lain.

#### 2. Relai arus lebih waktu tertentu (*definite time relay*)

Relai ini akan memberikan perintah pada PMT ketika terjadi *short circuit* dan besarnya arus gangguan melampaui *settingnya* ( $I_s$ ), dan jangka waktu kerja relai dari pick up sampai kerja relai ditambah dengan waktu tertentu, namun tidak bergantung pada besarnya arus yang mengaktifkan relai.

#### 3. Relai arus lebih terbalik (*inverse*)

Relai ini bekerja dengan waktu tunda yang bergantung pada besarnya arus secara terbalik (*inverse time*), makin besar arus maka semakin kecil juga waktu tundanya. Karakteristik ini beragam dan setiap pabrik dapat membuat karakteristik yang berbeda-beda. Namun dilihat dari karakteristik waktunya dapat dikelompokkan menjadi :

- *Standard inverse*
- *Very inverse*
- *Extremely inverse*

### 2.2.8 Setting Relay

#### 1) Setting nilai Arus

Batas pengaturan minimum menyatakan bahwa relai arus tidak boleh bekerja ketika terjadi beban maksimum, sehingga :

$$I_s = \frac{K_{fk}}{K_d} \times I_{maks} \quad (2.1)$$

Dimana :

$I_s$  = Penyetelan Arus.

$K_{fk}$  = Faktor keamanan, mempunyai nilai antar 1,1 – 1,2.

$K_d$  = Faktor arus kembali,  $I_d = 0,7-0,9$  (relai *definite*),  $I_p = 1,0$  (relai *inverse*).

$I_{maks}$  = Arus maksimum dari peralatan , dimana umumnya diambil arus nominalnya.

Batas Pengaturan maksimum *Overcurrent relay* adalah bahwa relai harus bekerja bila terjadi gangguan *short circuit* pada relai berikutnya. Batas penyetelan maksimumnya adalah :

$I_s = I_{hs}$  2 fasa pada pembangkitan minimum.

Cara penyetelan arus lebih *definite*. Penyetelan arus  $I_s$  :

$$I_s = k \cdot I_n$$

Dimana :

$k$  = Nilai tergantung dari pembuatan relai , umumnya bernilai 0,6 – 1,4 atau 1,0 – 2,0

$I_n$  = Arus nominal. Merupakan 2 nilai kelipatannya , misalnya 2,5 A atau 5,0 A.

#### 2) Setting Waktu

Untuk mendapatkan pengamanan yang selektif, maka penyetelan waktunya dibuat secara bertingkat. Selain itu secara keseluruhan relai harus bekerja secepat mungkin , namun tetap selektif.

$$\text{Setting waktu relai arus lebih } \textit{definite time} \ t = \frac{a \times (Tms)}{\left[ \frac{I_n(\text{setting})}{I_{sc}(\text{setting})} \right]^n - c} \quad (2.2)$$

Dimana :

t paling ujung (hilir) = 0,1 – 0,5 detik

t berikutnya = t paling ujung +  $\Delta t$

$\Delta t$  = 0,3 – 0,5 detik

n = eksponensial

a	= konstanta
t	= waktu kerja relai ( <i>second</i> / s)
Tms	= waktu yang diinputkan pada relai agar relai bekerja
<i>In</i>	= Arus nominal beban (A) 16
<i>In(setting)</i>	= Arus nominal <i>setting</i> pada relai (kA)
<i>Isc(setting)</i>	= Arus <i>setting</i> hubung singkat terendah (kA)
c	= 1 (standar relai)
<i>I<sub>sc</sub></i>	= Arus hubung singkat terkecil (kA)

Tabel 2.1 Nilai variabel a dan n berdasarkan kurva karakteristik

no	Kurva Karakteristik	a	n
1	<i>Standart Inverse</i> / SI	0,14	0,02
2	<i>Very Inverse</i> / VI	13,5	1
3	<i>Long Time Inverse</i> / LTI	120	1
4	<i>Extremely Inverse</i> / EI	80	2

## BAB 3

### METODOLOGI

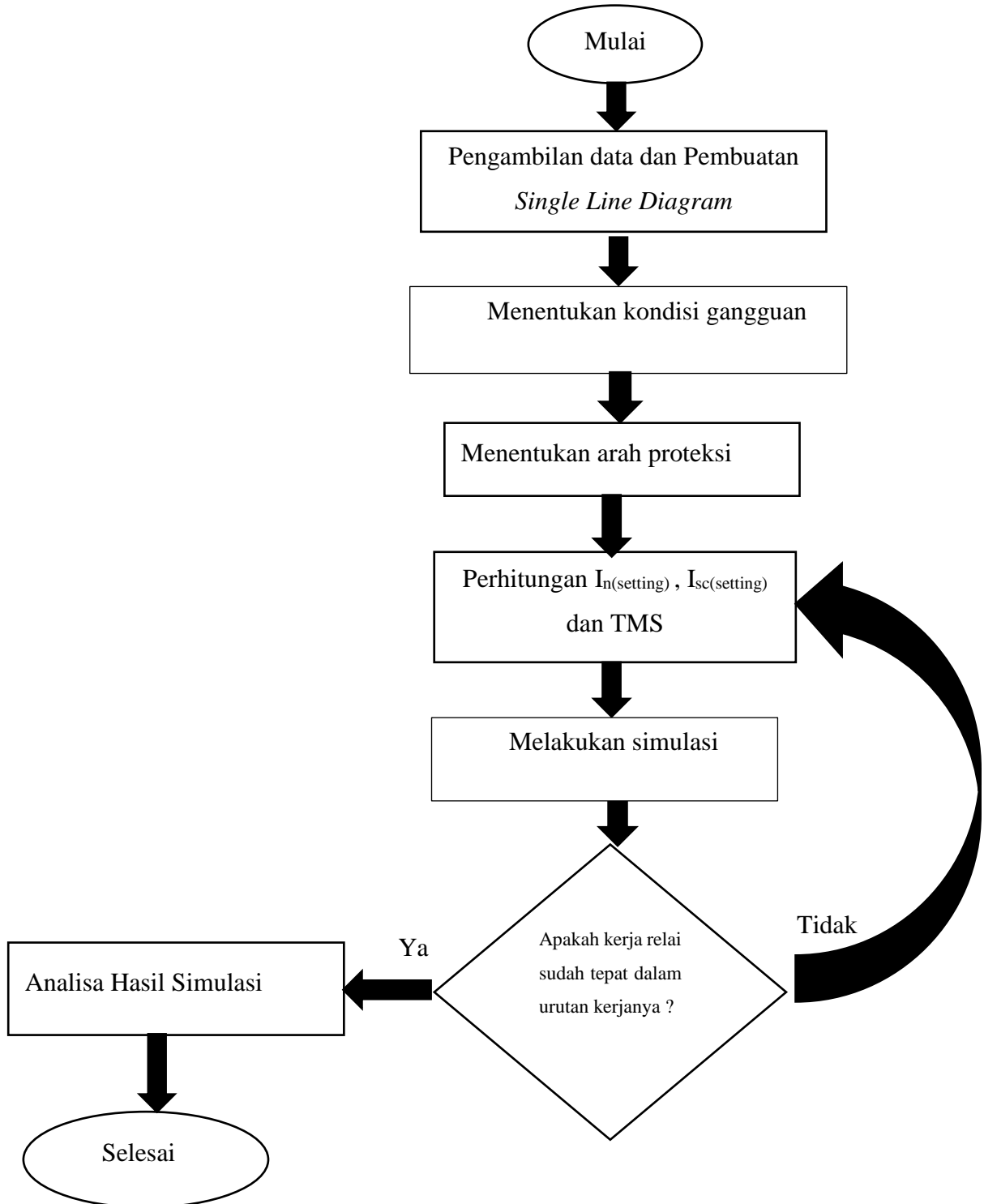
Bab ini berkaitan dengan waktu dan tempat penelitian , alat , bahan rancangan sistem , metode penelitian dan prosedur penelitian. Pada prosedur penelitian akan dilakukan beberapa langkah yakni pengujian gangguan antara fasa , gangguan pada jaringan yang mensuplai beban WTP & *Office* dan gangguan pada jaringan yang menyuplai ke jaringan transmisi ke Gardu Induk. Penjelasan lebih mendalam tentang metodologi penelitian akan dipaparkan sebagai berikut :

#### **3.1 Metode Penelitian**

Metode Penelitian berisi : Pembuatan sistem proteksi jaringan dengan menentukan nilai *setting Overcurrent relay* lalu diuji kehandalan sistem proteksi terhadap gangguan. Metode penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif. Dengan mengamati grafik kerja *overcurrent relay* yang dihasilkan lewat simulasi ETAP maka dapat dilihat respon kerja relai sudah sesuai atau belum. Nilai setting relai berdasarkan arah arus dan besarnya arus.

### 3.2 Prosedur Penelitian

Langkah kerja pada penelitian ini akan diberikan melalui sebuah gambaran pada diagram blok berikut :



Gambar 3.1 Alur penelitian

## BAB 4

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### *4.1 Single Line Diagram*

Setelah melakukan pengambilan data selama 4 hari melalui, pengambilan data secara langsung, wawancara dan melihat *Single Line Diagram* yang dimiliki oleh perusahaan. Lalu data yang telah didapatkan, dibuat simulasi *Single Line Diagram* nya ke dalam ETAP, seperti Gambar 4.1. Kemudian dari *Single Line diagram* ini disimulasikan dengan memberikan gangguan pada 3 kondisi. Sesuai dengan posisi yang ada pada Tabel 4.1.

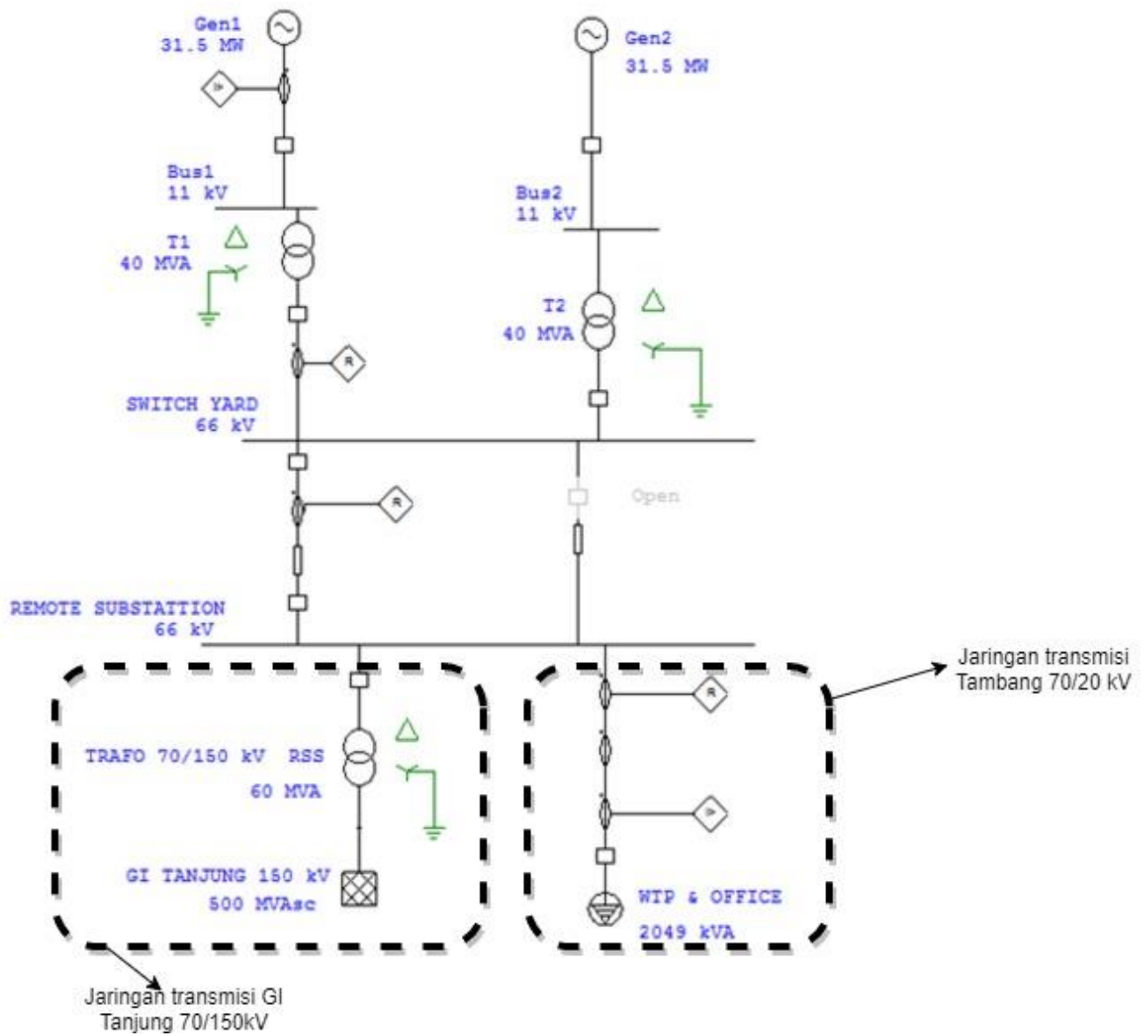
Tabel 4.1 Letak gangguan

Posisi	Tegangan (kV)
Remote Substation	69
Jaringan GI	69
Jaringan WTP & Office	69

Tabel 4.2 Beban yang di suplai PT MSW

Beban	Konsumsi Daya (MW)
GI Tanjung	59
WTP & Office	1,7

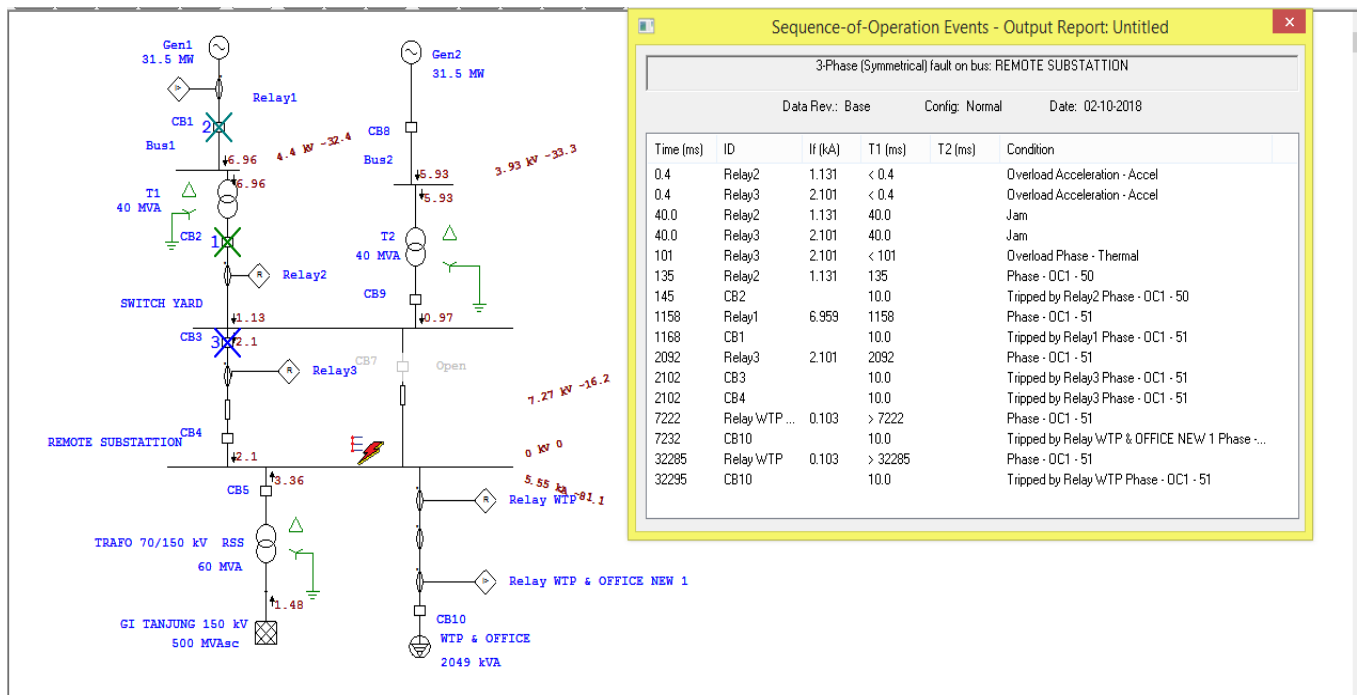




Gambar 4.1 Single Line Diagram PT MSW

## 4.2 Simulasi Gangguan

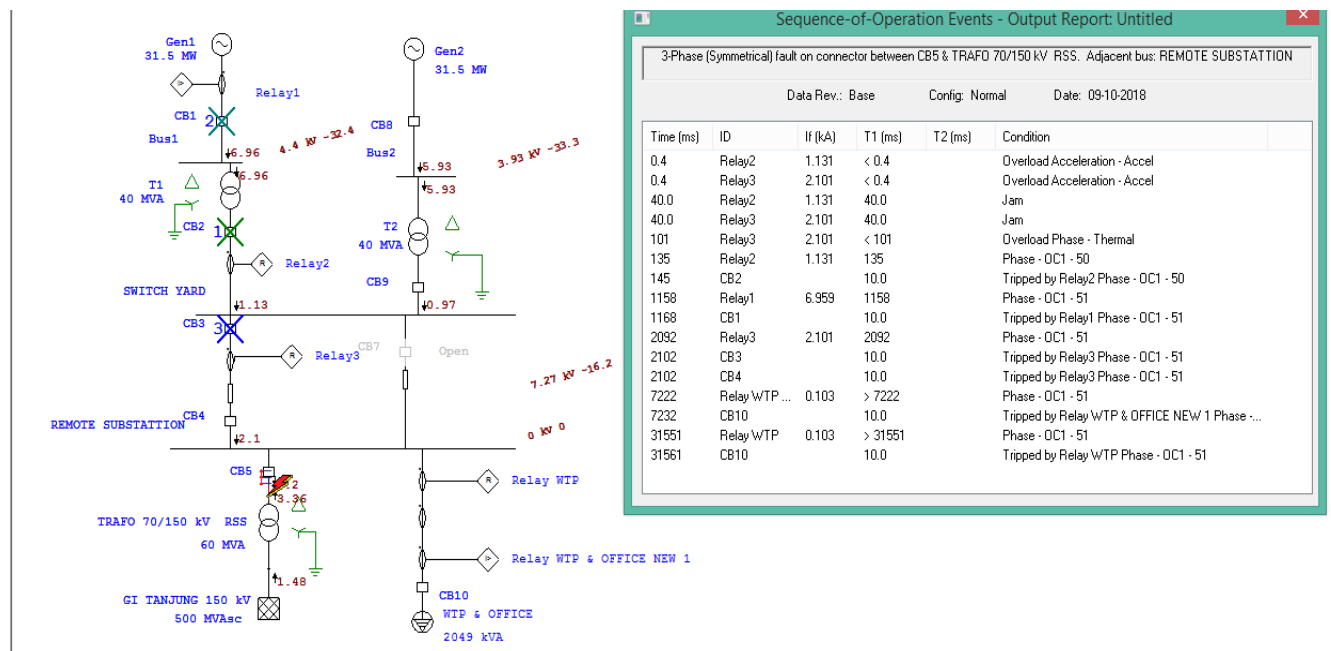
### 4.2.1 Gangguan Pada BUS Remote Substation



Gambar 4.2 Simulasi gangguan di Bus RSS

Pada simulasi ini gangguan antar fasa diletakkan pada BUS RSS. Dari simulasi ini dapat kita lihat respon relai dan CB yang saling berkoordinasi untuk melokalisir gangguan. CB yang paling pertama aktif adalah CB 2 lalu CB 1 dan yang terakhir adalah CB 3. Untuk lebih detailnya respon yang diterima oleh relai saat menerima gangguan dapat dilihat pada kolom *report sequence of operation events*. Relai 2 phase OC1 51 aktif saat 135 ms setelah aktif relai mentrigger CB 2 saat 145 ms. Sesuai *setting* T1 dimana nilai CB 2 10 ms. Sehingga saat relai merespon dan mentrigger CB 2 untuk aktif ada jeda sebesar 10 ms. Lalu diikuti oleh relai 1 yang mengaktifkan CB 2 dan di akhiri oleh relai 3 yang mengaktifkan CB 3 dan CB 4.

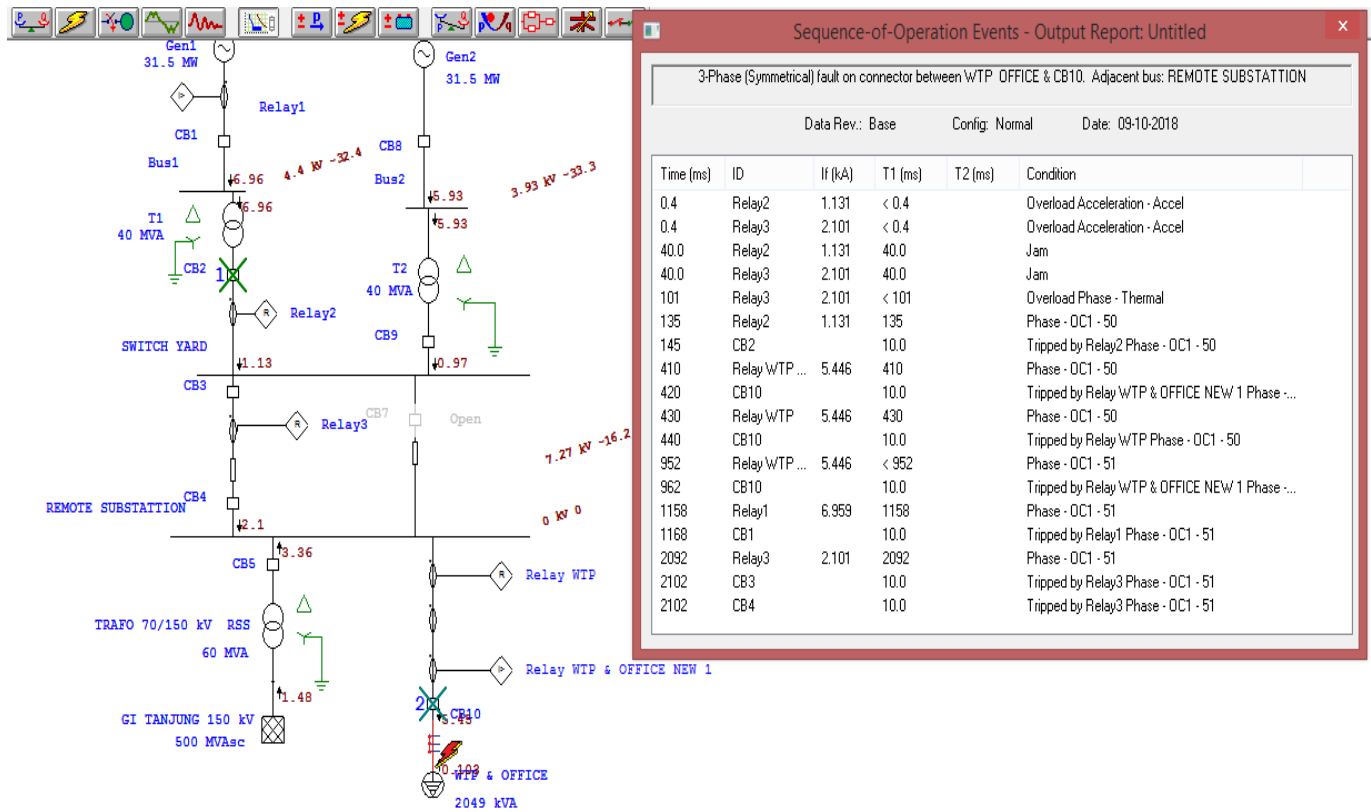
## 4.2.2 Gangguan pada jaringan Gardu Induk 70 kV



Gambar 4.3 Simulasi gangguan di jaringan GI

Pada simulasi gangguan ke 2, gangguan terjadi pada jaringan transmisi 70 kV yang berada pada sisi primer trafo 70/150 kV. Simulasi ini mengkondisikan terjadi gangguan antar fasa pada jaringan tersebut. Relai yang paling awal mendeteksi gangguan pada jaringan adalah relai 2 yang *trigger* untuk CB 2 untuk open. Lalu karena gangguan masih terdeteksi maka Relai 1 aktif dan CB 1 *open*. Ketika gangguan masih terjadi pada 2092 ms relay 3 aktif, lalu memberikan *trigger* agar CB 3 aktif. Dari simulasi ini dapat dilihat dimana *setting relay* untuk proteksi pada jaringan masih kurang tepat. Dimana gangguan yang terjadi di jaringan RSS yang menuju ke GI namun CB yang pertama kali aktif adalah CB pada sisi *Switch yard*. Sehingga nilai efisiensi dari sistem untuk melokalisasi gangguan masih rendah. Selain itu juga dapat berdampak pada terhentinya aliran daya ke WTP & Office yang tidak mengalami gangguan juga ikut terputus aliran dayanya. Hal ini akan menghambat kegiatan operasional WTP & Office.

### 4.2.3 Gangguan pada jaringan WTP & Office



Gambar 4.4 Simulasi gangguan jaringan WTP & Office

Pada percobaan ke 3 simulasi gangguan di lakukan pada jaringan 70 kV yang mengarah ke WTP & Office. Jaringan menyuplai daya ke Tambang dan perkantoran milik PT Adaro dimana PT MSW adalah anak perusahaannya yang bekerja sebagai penyedia energi ke seluruh tambang milik PT Adaro. Gangguan yang disimulasikan adalah gangguan antar fasa pada jaringan. Pada simulasi kali ini juga sama relai 2 adalah yang paling pertama kali merespon gangguan. Sehingga CB 2 aktif, maka secara otomatis semua suplai daya ke jaringan GI dan WTP akan mati. Syarat dari sebuah sistem proteksi yang harus dapat melokalisir gangguan dan selektifitasnya masih belum tepat. Dimana seharusnya CB 10 lah yang paling pertama aktif dan relai WTP & Office New 1 adalah relay yang seharusnya paling pertama mendeteksi gangguannya. Oleh karena itu dari hasil ke 3 simulasi yang telah saya lakukan perlu penambahan relay dan membuat *setting relay* baru yang lebih tepat agar memenuhi kategori sebuah sistem proteksi. Yakni selektifitas, sensitifitas, reliabilitas dan kecepatan.

### 4.3 Perhitungan

Tabel 4.3 Arus Nominal

BUS	Arus Nominal (A)
1	1734.8
2	1724,5
Switch Yard	563,8
BUS	Arus Nominal (A)
3	546.8
8	17.6
Remote Substation	564.4

$$I_n (\text{setting}) = 1,5 \times I_n \quad (4.1)$$

$$\begin{aligned} \text{Bus 1} &= 1,5 \times 1734.8 \\ &= 2602,2 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Bus2} &= 1,5 \times 1724,5 \\ &= 2586,75 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Switch Yard} &= 1,5 \times 563,8 \\ &= 845,7 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{RSS} &= 1,5 \times 564.4 \\ &= 846.6 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{BUS 3} &= 1.5 \times 546.8 \\ &= 820.2 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{BUS 8} &= 1.5 \times 17.6 \\ &= 26.4 \text{ A} \end{aligned}$$

Perhitungan nilai di atas digunakan untuk menentukan arus *pickup* ( $I_p$ ) relai. Sehingga relai dapat bekerja dan memicu CB agar bekerja.

Tabel 4.4 Arus gangguan

BUS	Arus <i>Shortcircuit</i> L-L (kA)
1	21,447
2	20,401
Switch Yard	4,894
3	5.125

BUS	Arus <i>Shortcircuit</i> L-L (kA)
8	5.125
<i>Remote Substation</i>	5.125

$$\begin{aligned}
\text{Isc (setting)} &= \text{Isc} - (10\% \times \text{Isc}) && (4.2) \\
\text{Bus 1} &= 21447 - (10\% \times 21447) \\
&= 19302,3 \text{ A} \\
\text{Bus 2} &= 20401 - (10\% \times 20401) \\
&= 18360,9 \text{ A} \\
\text{Switch Yard} &= 4894 - (10\% \times 4894) \\
&= 4404.6 \text{ A} \\
\text{RSS} &= 5125 - (10\% \times 4909) \\
&= 4612.5 \text{ A} \\
\text{BUS 3} &= 5125 - (10\% \times 4909) \\
&= 4612.5 \text{ A} \\
\text{BUS 8} &= 5125 - (10\% \times 4909) \\
&= 4612.5 \text{ A}
\end{aligned}$$

Nilai diatas digunakan untuk mendapatkan *Isc setting* . Sehingga dapat menentukan nilai TMS

$$\text{TMS} = \frac{\left( \left( \frac{\text{In setting}}{\text{Isc setting}} \right)^{n-1} \right)}{a} \times t \quad (4.3)$$

$$\begin{aligned}
\text{Bus 1} &= \frac{\left( \left( \frac{2.6022}{19.3023} \right)^{0.02-1} \right)}{0.14} \times 1,6 \\
&= 0.453 \text{ Seconds}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Bus 2} &= \frac{\left( \left( \frac{2.58765}{18.3609} \right)^{0.02-1} \right)}{0.14} \times 0.9 \\
&= 0.247 \text{ Seconds}
\end{aligned}$$

$$\text{Switch Yard} = \frac{\left( \left( \frac{0.8457}{4.4046} \right)^{0.02} - 1 \right)}{0.14} \times 0.6$$

$$= 0.1391 \text{ Seconds}$$

$$\text{RSS} = \frac{\left( \left( \frac{0.8466}{4.6125} \right)^{0.02} - 1 \right)}{0.14} \times 0.3$$

$$= 0.06957 \text{ Seconds}$$

$$\text{BUS 3} = \frac{\left( \left( \frac{0.8202}{4.6125} \right)^{0.02} - 1 \right)}{0.14} \times 0.3$$

$$= 0.0727$$

$$\text{BUS 8} = \frac{\left( \left( \frac{0.0264}{4.6125} \right)^{0.02} - 1 \right)}{0.14} \times 0.3$$

$$= 0.21$$

Nilai TMS dihitung untuk mengisi nilai pada *Time Dial*. Dimana nilai ini sangat menentukan urutan waktu kerja relai.

$$\text{Instan/moment} = 4 \times I_n \text{ (sett)} \quad (4.4)$$

$$\begin{aligned} \text{Bus 1} &= 4 \times 2602,2 \\ &= 10408,8 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Bus 2} &= 4 \times 2586,75 \\ &= 10347 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Switch Yard} &= 4 \times 845,7 \\ &= 3380 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{RSS} &= 4 \times 846.6 \\ &= 3386.4 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{BUS 3} = 4 \times 820.2$$

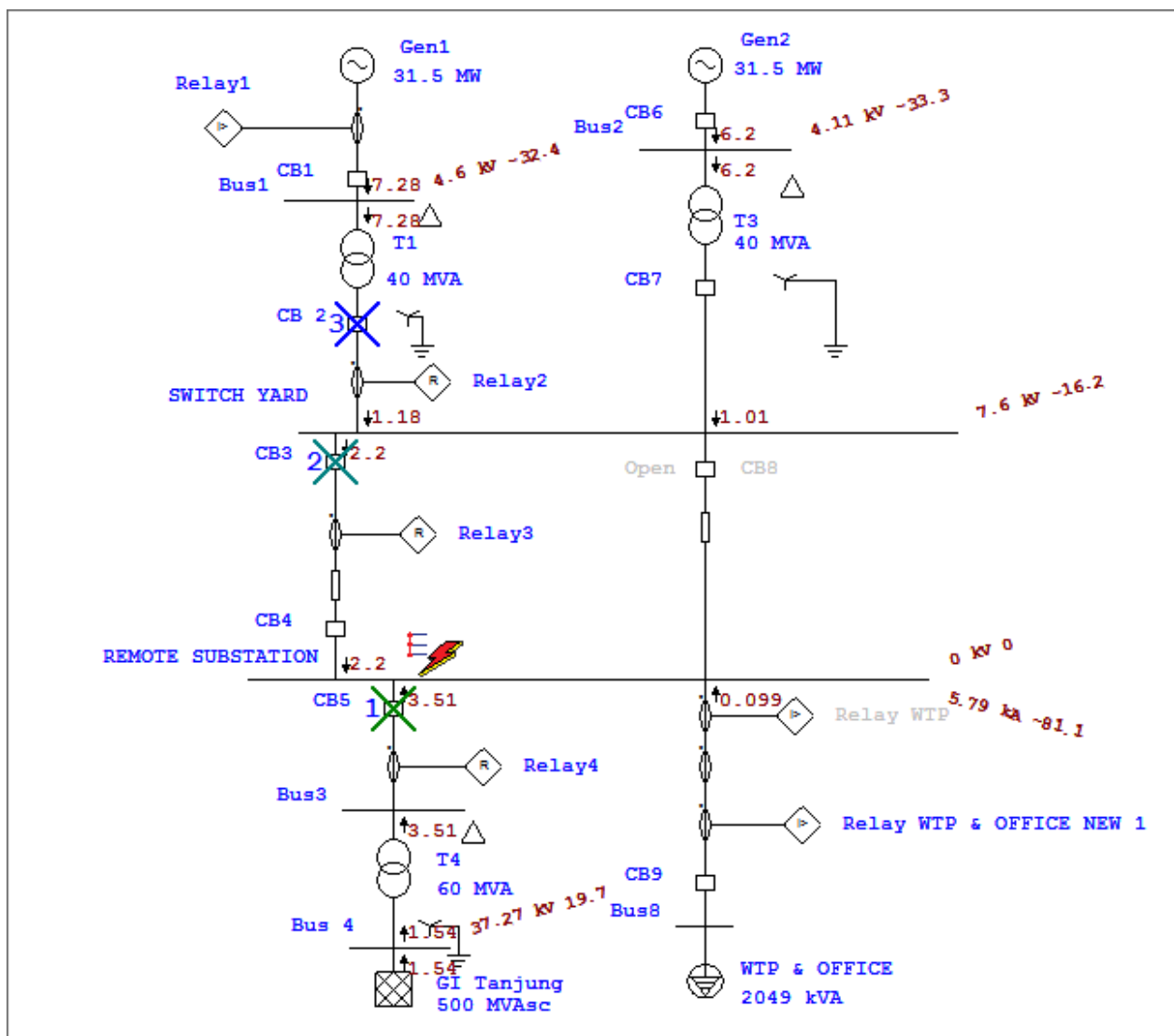
$$= 3280.8$$

$$\begin{aligned} \text{BUS 8} &= 4 \times 26.4 \\ &= 105.6 \text{ A} \end{aligned}$$

Nilai yang dihasilkan dari perhitungan di atas digunakan untuk mengisi nilai *Instantaneous* pada setting relai.

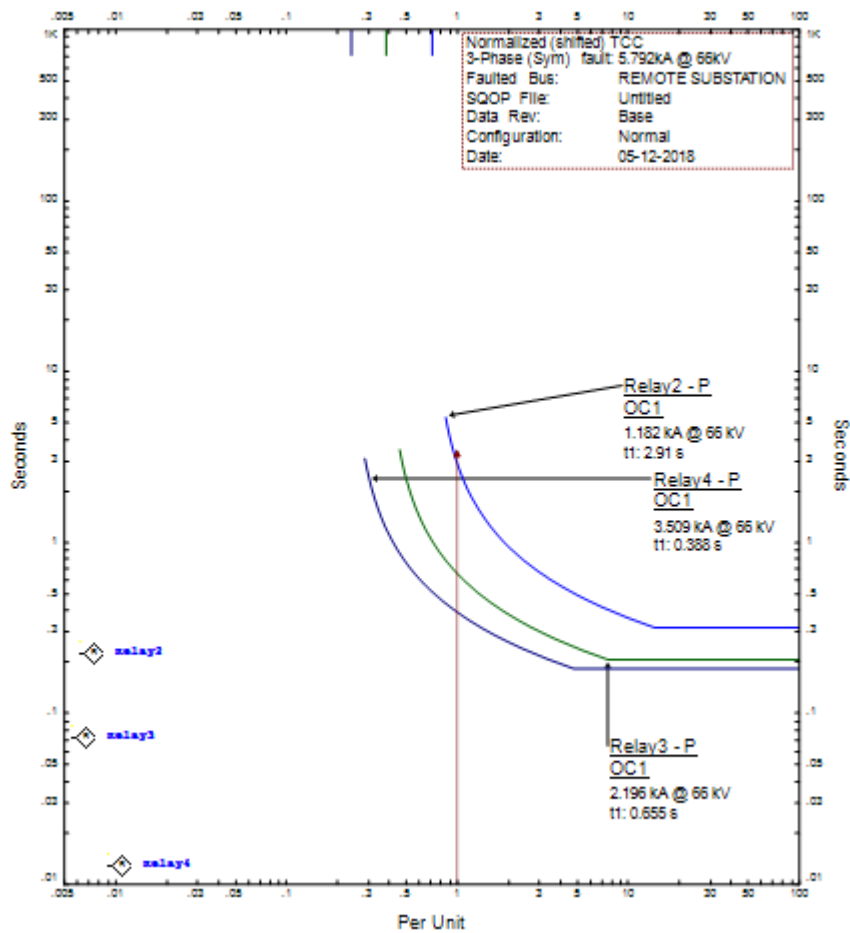
#### 4.4 Hasil Simulasi Perbaikan Nilai *Setting Relay*

##### 4.4.1 Simulasi Gangguan Bus RSS



Gambar 4.5 Respon relai terhadap gangguan di bus RSS

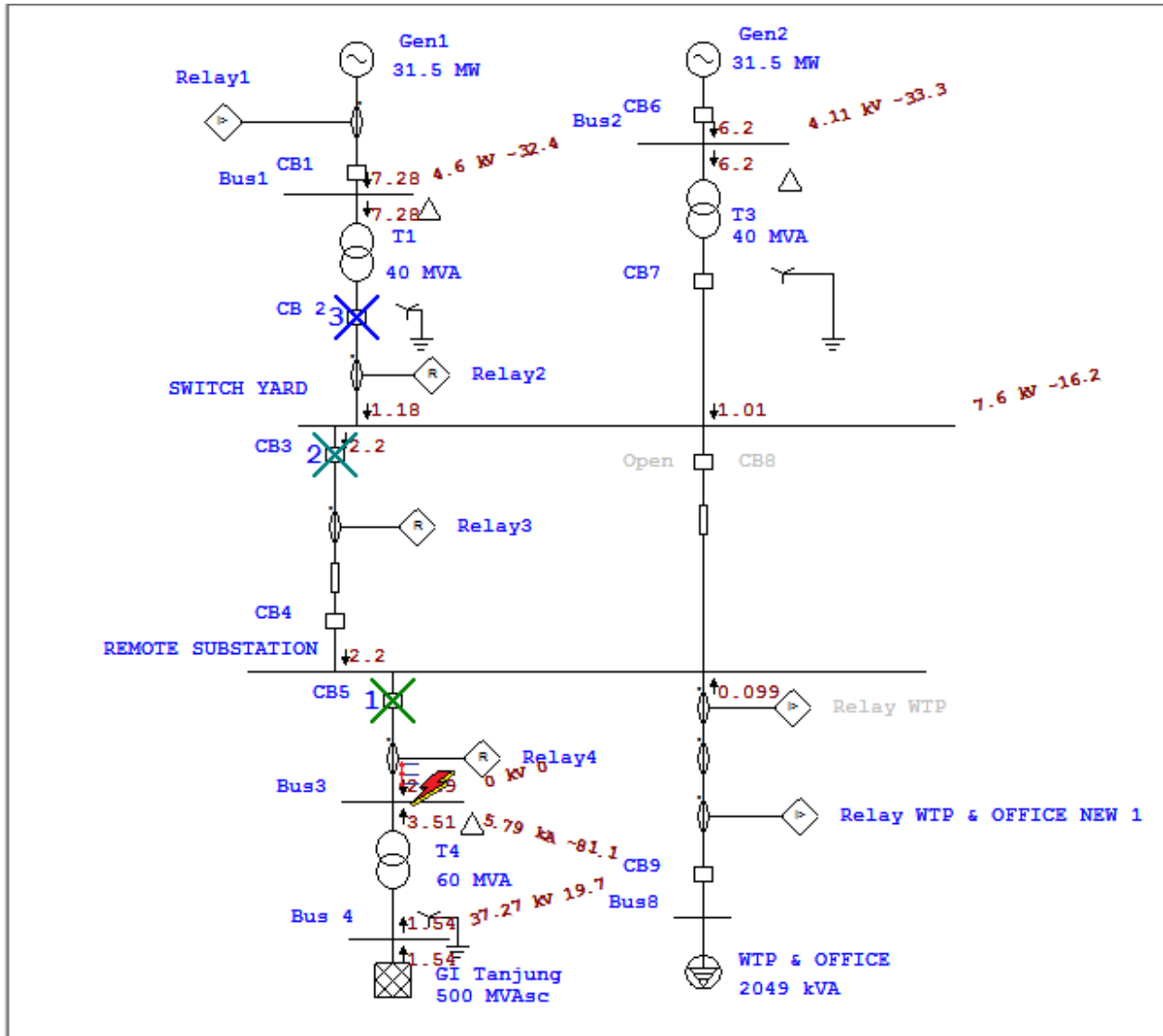




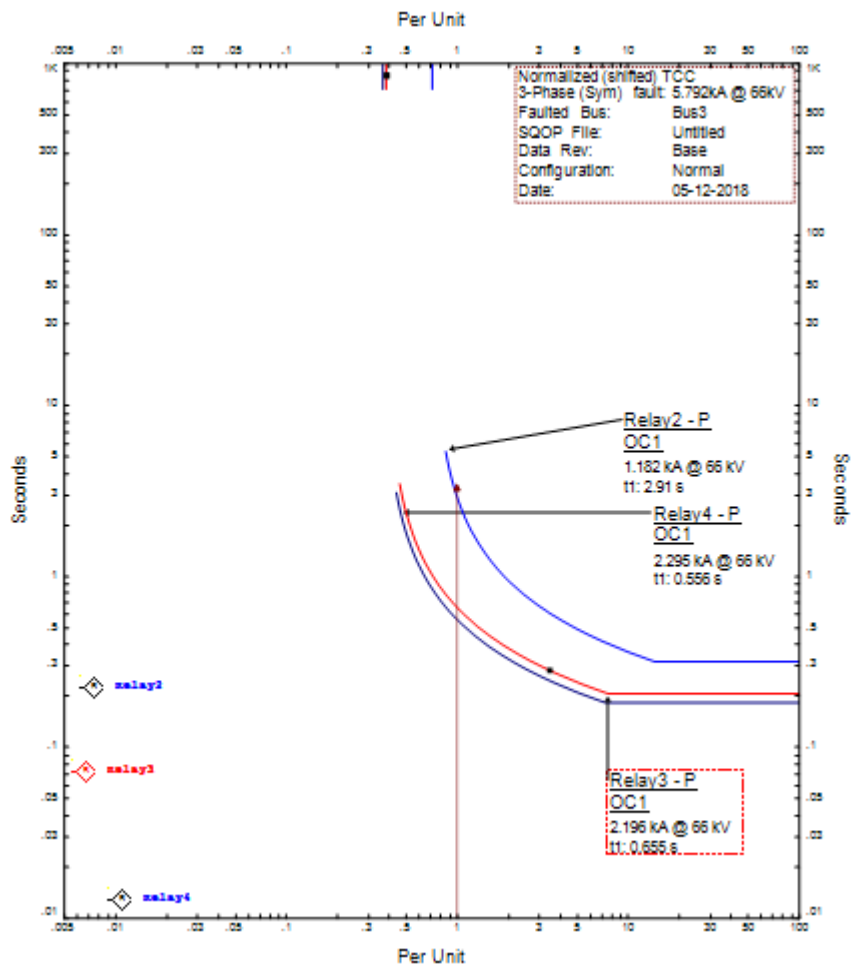
Gambar 4.6 Grafik koordinasi relai 1, 3 dan 4

Dari hasil simulasi yang dilakukan dengan memberikan gangguan pada Bus RSS. Didapat kan hasil seperti gambar 4.5 dimana dapat kita lihat secara jelas CB 5 yang pertama kali bekerja lalu CB 3 lalu CB 1. Selain itu juga dapat dilihat dari grafik kerja relay pada gambar 4.6 garis merah yang merupakan garis gangguan memotong secara berurutan garis grafik kerja relai. Maka dapat kita pahami dengan jelas bahwa koordinasi relai sudah benar . Saat diberi gangguan maka relai terdekat lah yang paling cepat merespon gangguan untuk melokalisir gangguan.

#### 4.4.2 Simulasi Gangguan Jaringan Gardu Induk



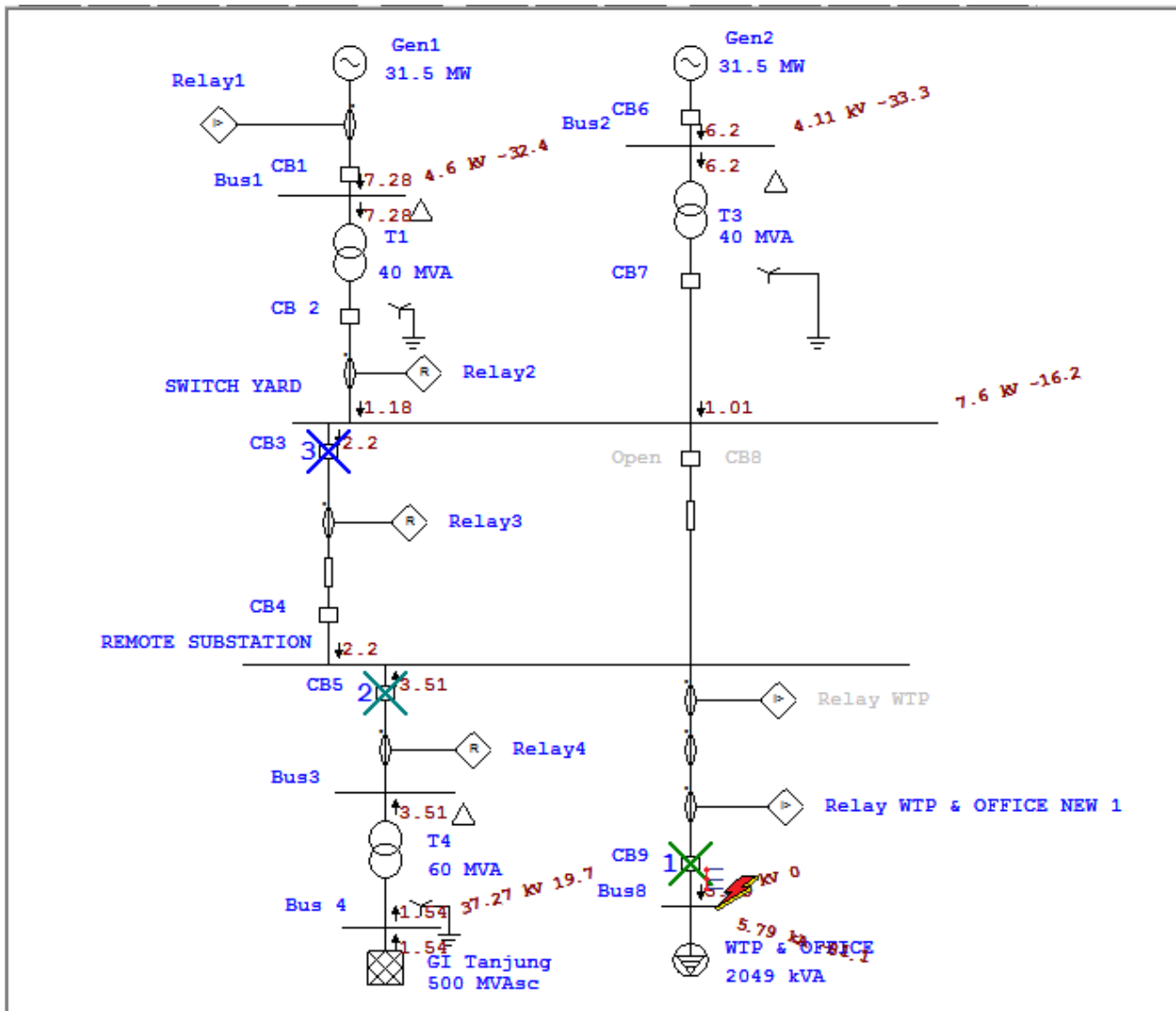
Gambar 4.7 Respon relai terhadap gangguan di bus 3



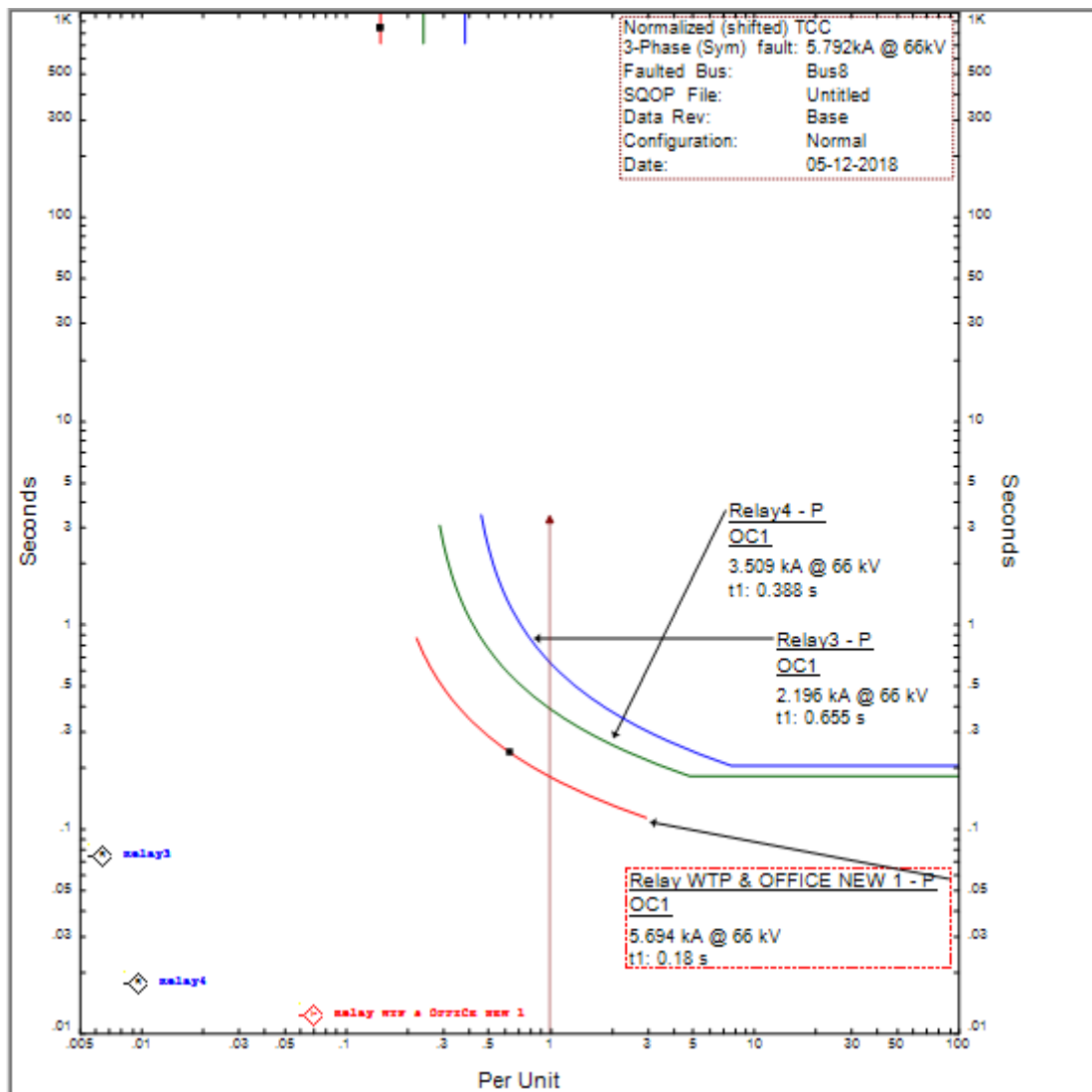
Gambar 4.8 Grafik koordinasi relai 1, 3 dan 4

Pada simulasi kali ini gangguan terjadi pada BUS 3. Pada keadaan yang nyata di lapangan relai 4 tidak ada . Seperti yang ada pada gambar 4.1 maka secara proteksi sistem untuk jaringan ke GI masih kurang, maka saya menambahkan relai 4 sebagai proteksinya. Pada awalnya CB 5 hanya dioperasikan secara *remote* tanpa ada relai yang digunakan agar dapat memicu untuk CB bekerja saat ada gangguan. Setelah menambahkan relai 4 dan melakukan *setting* koordinasi relai. Dapat dilihat hasil simulasi gangguan seperti gambar 4.7 saat ada gangguan pada BUS 3 CB 5 yang paling awal bekerja , lalu CB 3 kemudian CB 1. Dari grafik kerja relai yang ditunjukkan pada gambar 4.8 juga bisa kita lihat garis gangguan (merah) memotong garis kerja relai

#### 4.4.3 Simulasi Gangguan Jaringan WTP & Office



Gambar 4.9 Respon relai terhadap gangguan di bus 8



Gambar 4.10 Grafik koordinasi relai 3, 4 , WTP & *Office New 1*

Dari gambar 4.9 kita dapat melihat urutan CB yang bekerja saat ada gangguan pada BUS 8. CB 9 yang pertama kali bekerja , lalu CB 5 kemudian CB 3. Pada kolom *Sequence of Operation Events output report* dapat dilihat waktu kerja relai dan CB nya. Dimana relai yang paling awal mendeteksi gangguan adalah relai WTP & *Office New 1* dimana relai beroperasi saat 180 ms kemudian diikuti oleh CB 9 yang aktif saat 190 ms. Dari urutan kerja CB dan relai di atas dapat kita lihat sistem proteksi sudah terkoordinasi dengan baik. Dimana saat ada gangguan pada BUS 8 yang pertama kali merespon adalah relai WTP & *Office NEW 1* dengan mentrigger CB 9 untuk open sehingga gangguan bisa di lokalisir . Tanpa harus memutus atau mengaktifkan CB yang berada di jaringan lain terlebih dahulu. Maka dapat dikatakan sistem ini sudah efisien dalam hal koordinasi proteksinya.

## BAB 5

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Dari hasil analisis yang telah di dapatkan bisa di simpulkan bahwa :

1. Nilai  $I_n$  setting menggunakan  $1,5 \times$  arus beban dimana nilai  $I_n$  berfungsi sebagai arus pick up, relay yang bertujuan untuk menentuka seberapa sensitif relai.
2. Nilai TMS berfungsi untuk menentukan *time dial relay*, yang bertujuan menentukan waktu kerja relai , nilai ini sangat berpengaruh dalam urutan kerja relai saat merespon gangguan.
3. Nilai  $t$  yang digunakan dari bus paling dekat beban adalah 0,3 , kemudian 0,6 detik dan yang paling dekat dengan pembangkit 0,9 detik.
4. Untuk memperbaiki sistem proteksi pada jaringan ke GI tanjung pada sisi primer trafo perlu ditambah *Overcurrent* relai sebagai proteksinya.
5. Sistem proteksi yang baik harus dapat molakalisir gangguan secara cepat dan efisien, dimana relai yang pertama kali bekerja harus lah relai yang paling dekat dengan gangguan.

#### 5.2 Saran

1. Perlu ditambahkan relai pada sisi primer trafo 70/150 kV yang digunakan untuk transmisi ke Gardu Induk.
2. Di harapkan untuk sistem proteksi yang lebih besar perlu dilakukan penelitian yang lebih mendalam dan pembuatan single line diagram yang mencakup keseluruhan sistem di pembangkit sampai pada sisi transmisi ke beban.
3. Untuk sistem proteksi dari jenis relai yang berbeda perlu diperhatikan lagi pemilihan jenis relai dan *setting* kerja relai agar tidak bekerja bersamaan.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] G. A. R. L, “Coordination of overcurrent relays in an on Field Electric Distribution System with On-site Generation,” pp. 1–5, 2013.
- [2] E. Yanuwirawan, M. Pujiantara, and R. Wahyudi, “Studi Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih dan Ground Fault Pada Sistem Eksisting PT. VICO Indonesia, Kalimantan Timur.,” vol. 4, no. 2, pp. A148–A153, 2015.
- [3] D. Daya and P. Rembang, “Analisis Studi Rele Pengaman ( Over Current Relay Dan Ground Fault Relay ) pada Pemakaian,” *J. Tek. POMITS*, vol. 2, no. 2, pp. 2–7, 2013.
- [4] J. Shah, N. Khristi, and V. N. Rajput, “A Comparative Study Based on Objective Functions for Optimum Coordination of Overcurrent Relays,” *2017 7th Int. Conf. Power Syst.*, pp. 7–12, 2017.
- [5] E. Engineering, U. T. Mara, and S. Alam, “Overcurrent Relays Coordination for Commercial Building,” no. June, pp. 608–612, 2013.

# LAMPIRAN

## Laporan analisis aliran daya

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	1
Location:	12.6.0H	Date:	31-10-2018
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename: tes SLD 2		Config.:	Normal

### LOAD FLOW REPORT

Bus	Voltage			Generation		Load		Load Flow				XFMR		
	ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus1	11.000	105.890	7.2	31.500	15.256	0	0	SWITCH YARD	31.500	15.256	1734.8	90.0		
Bus2	11.000	106.528	7.1	31.500	15.256	0	0	SWITCH YARD	31.500	15.256	1724.5	90.0		
Bus3	69.000	98.288	1.8	0	0	0	0	Bus 4	60.267	22.217	546.8	93.8		
								REMOTE SUBSTATION	-60.267	-22.217	546.8	93.8		
* Bus 4	150.000	100.000	0.0	-59.288	-19.803	0	0	Bus3	-59.289	-19.803	240.6	94.8		
Bus8	69.000	98.288	1.8	0	0	1.795	1.034	REMOTE SUBSTATION	-1.795	-1.034	17.6	86.6		
REMOTE SUBSTATION	69.000	98.288	1.8	0	0	0	0	SWITCH YARD	-62.062	-23.188	564.0	93.7		
								Line2~	0.000	-0.064	0.5	0.0		
								Bus3	60.267	22.217	546.8	93.8		
								Bus8	1.795	1.034	17.6	86.6		
SWITCH YARD	69.000	100.362	3.1	0	0	0	0	REMOTE SUBSTATION	62.801	25.086	563.8	92.9		
								Bus1	-31.400	-12.527	281.9	92.9	-1.875	
								Bus2	-31.401	-12.559	282.0	92.8	-2.500	
Line2~	66.000	102.757	1.8	0	0	0	0	REMOTE SUBSTATION	0.000	0.000	0.0	0.0		

## Laporan analisa arus hubung singkat

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	1
Location:	12.6.0H	Date:	16-10-2018
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: tes SLD 2		Config.:	Normal

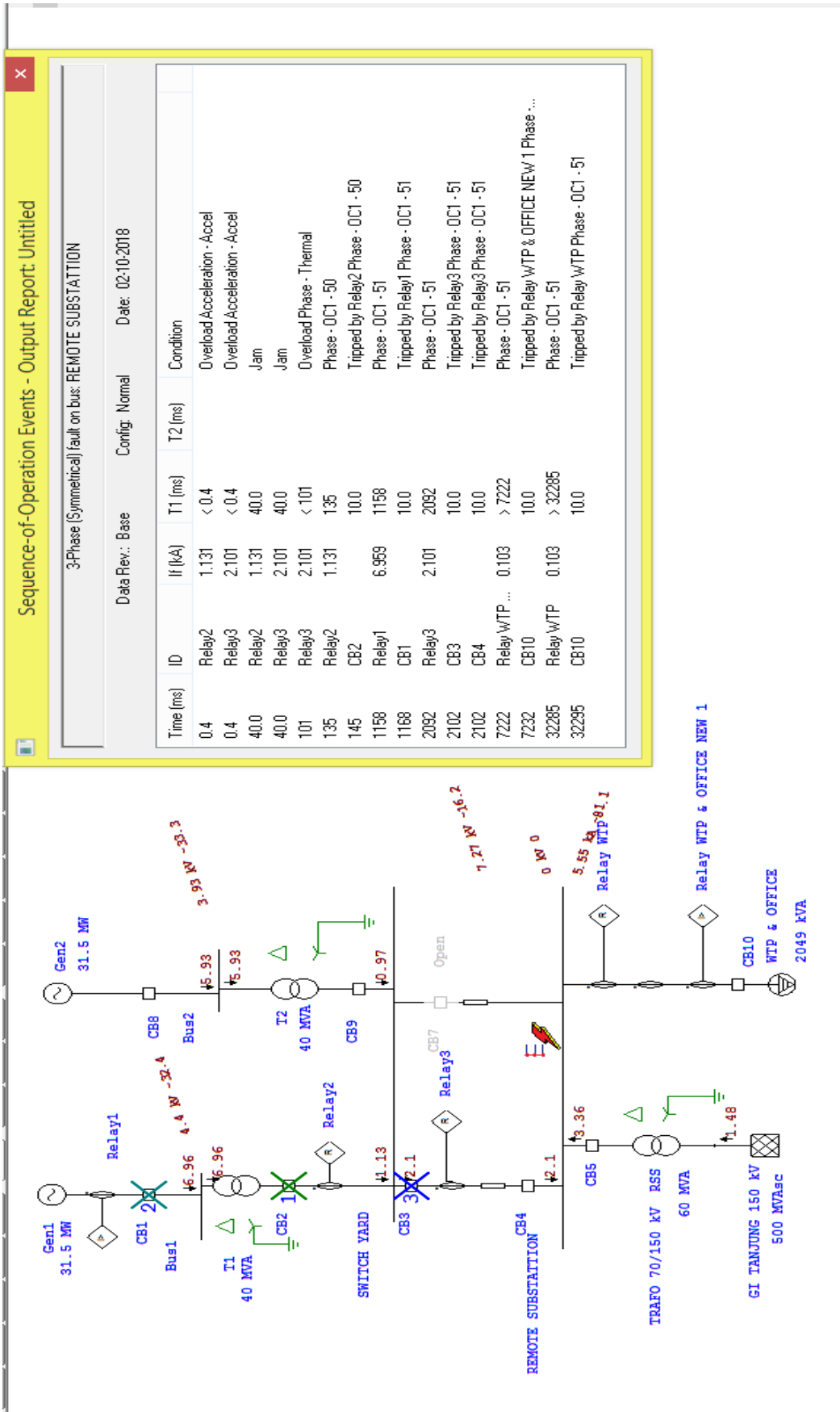
### Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

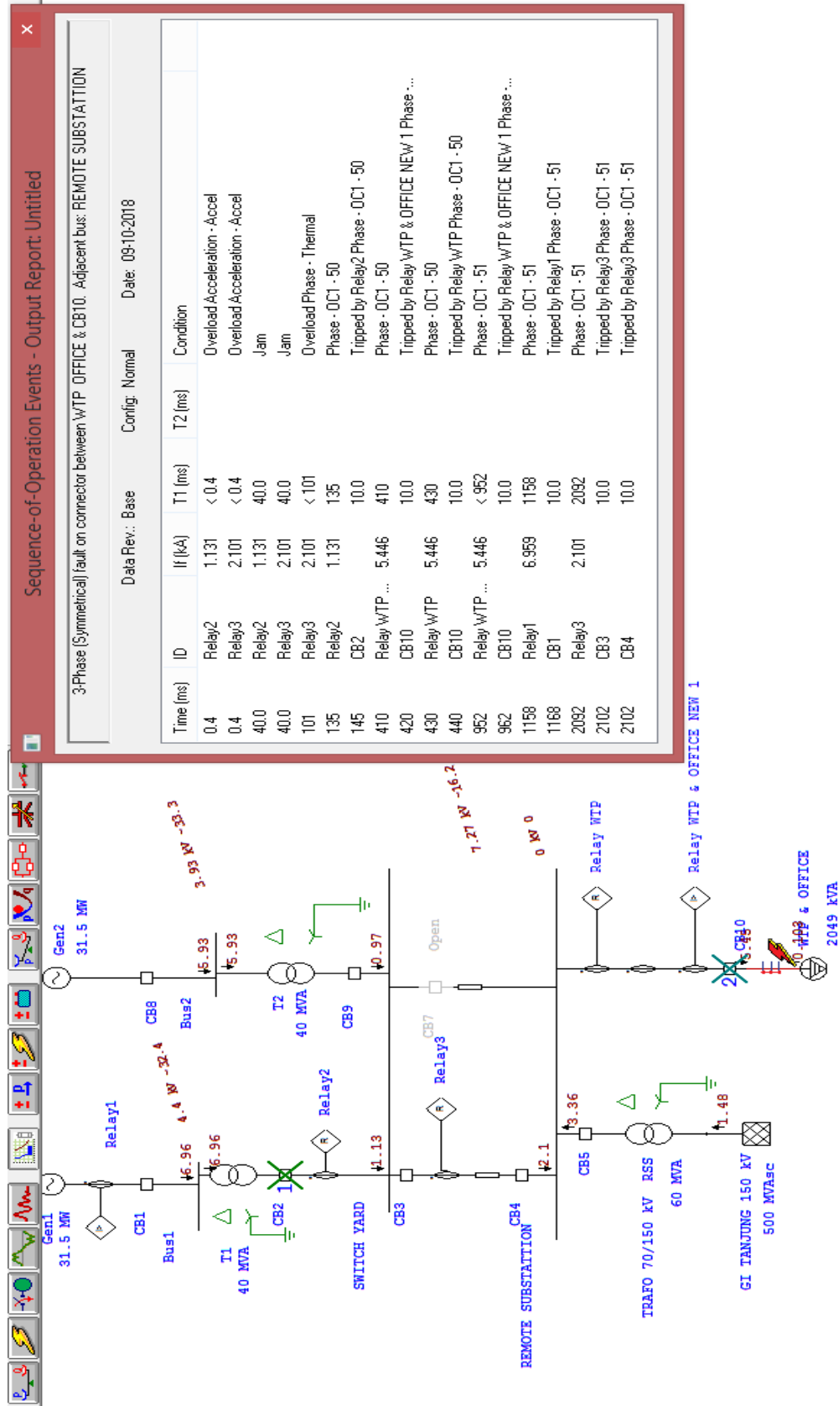
Bus	ID	kV	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
			I <sup>k</sup>	ip	Ik	I <sup>k</sup>	ip	Ib	Ik	I <sup>k</sup>	ip	Ib	Ik	I <sup>k</sup>	ip	Ib	Ik
Bus1		11.000	24.270	61.779	24.169	26.919	68.523	26.919	26.919	21.447	54.594	21.447	21.447	25.967	66.100	25.967	25.967
Bus2		11.000	21.847	55.912	21.750	26.173	66.984	26.173	26.173	20.401	52.213	20.401	20.401	24.241	62.038	24.241	24.241
Bus3		69.000	5.792	13.452	5.694	4.798	11.143	4.798	4.798	5.125	11.902	5.125	5.125	5.520	12.820	5.520	5.520
Bus8		69.000	5.792	13.452	5.694	4.798	11.143	4.798	4.798	5.125	11.902	5.125	5.125	5.520	12.820	5.520	5.520
REMOTE SUBSTATION		69.000	5.792	13.452	5.694	4.798	11.143	4.798	4.798	5.125	11.902	5.125	5.125	5.520	12.820	5.520	5.520
SWITCH YARD		69.000	5.491	12.989	4.740	6.232	14.743	6.232	6.232	4.894	11.578	4.894	4.894	6.093	14.414	6.093	6.093



# Gangguan BUS Remote Substation



# Gangguan Jaringan WTP & Office



# Gangguan Jaringan GI Tanjung

**Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled**

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CB5 & TRAF0 70/150 kV RSS. Adjacent bus: REMOTE SUBSTATION

Data Rev.: Base      Config: Normal      Date: 09-10-2018

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0.4	Relay2	1.131	< 0.4		Overload Acceleration - Accel
0.4	Relay3	2.101	< 0.4		Overload Acceleration - Accel
40.0	Relay2	1.131	40.0		Jam
40.0	Relay3	2.101	40.0		Jam
101	Relay3	2.101	< 101		Overload Phase - Thermal
135	Relay2	1.131	135		Phase - OC1 - 50
145	CB2		10.0		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 50
1158	Relay1	6.959	1158		Phase - OC1 - 51
1168	CB1		10.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
2092	Relay3	2.101	2092		Phase - OC1 - 51
2102	CB3		10.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
2102	CB4		10.0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
7222	Relay WTP ...	0.103	> 7222		Phase - OC1 - 51
7232	CB10		10.0		Tripped by Relay WTP & OFFICE NEW 1 Phase ...
31551	Relay WTP	0.103	> 31551		Phase - OC1 - 51
31561	CB10		10.0		Tripped by Relay WTP Phase - OC1 - 51

