



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE091399

**ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI SISTEM KELISTRIKAN PT.LINDE  
INDONESIA GRESIK AKIBAT INTEGRASI DENGAN GRID PLN**

Aji Dwi Satria

NRP 2209 100 041

Dosen Pembimbing

Dr.Ir. Margo Pujiantara, MT.

Ir. Arif Musthofa, MT.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

Fakultas Teknologi Industri

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya 2014



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - TE091399

***PROTECTION COORDINATION ANALYSIS OF PT  
LINDE INDONESIA GRESIK ELECTRICAL SYSTEM  
CAUSED BY INTEGRATING WITH PLN GRID***

Aji Dwi Satria  
NRP 2209 100 041

Advisor  
Dr.Ir. Margo Pujiantara, MT  
Ir. Arif Musthofa, MT.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT  
Faculty of Industrial Technology  
Sepuluh Nopember Institute of Technology  
Surabaya 2014

# **ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI SISTEM KELISTRIKAN PT. LINDE INDONESIA GRESIK AKIBAT INTEGRASI DENGAN GRID PLN**

**Nama** : Aji Dwi Satria  
**Pembimbing I** : Dr.Ir.Margo Pujiantara, MT.  
**Pembimbing II** : Ir. Arif Musthofa, MT.

## **ABSTRAK**

Koordinasi proteksi adalah pemilihan atau pengaturan dari peralatan pengaman yang bertujuan untuk mengisolasi hanya bagian dari sistem yang terjadi gangguan. Gangguan pada sistem tenaga listrik sangat bervariasi besar dan jenisnya. Koordinasi sistem proteksi yang baik akan mengisolasi daerah gangguan dan mencegah pemadaman di daerah lain. Hal ini dapat meningkatkan keandalan sistem dengan menjaga kontinuitas suplai pada beban. Untuk menjaga dan meningkatkan performa sistem proteksi perlu dilakukan suatu studi terhadap koordinasi rele pengaman yang terpasang. Tugas Akhir ini bertujuan untuk menyajikan analisis terhadap koordinasi rele pengaman pada pabrik PT. Linde Indonesia Gresik. Dari 5 tipikal koordinasi yang dianalisis dapat diketahui bahwa ada beberapa kesalahan koordinasi pada setelan (*setting*) *pick-up* dan *time delay*. Dari hasil analisis dalam tugas akhir ini, direkomendasikan penyetelan ulang rele dan pada proteksi ground fault hanya menggunakan kurva definit. Selain itu rekomendasi lainnya penambahan rele reverse power pada bus 3 untuk mengantisipasi jika terjadi gangguan pada grid PLN yang berintegrasi dengan sistem kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik

Kata Kunci : koordinasi, rele pengaman, gangguan

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

***PROTECTION COORDINATION ANALYSIS OF PT LINDE  
INDONESIA GRESIK ELECTRICAL SYSTEM CAUSED BY  
INTEGRATING WITH PLN GRID***

**Name : Aji Dwi Satria**  
**Advisor I : Dr.Ir.Margo Pujiantara, MT.**  
**Advisor II : Ir. Arif Musthofa, MT.**

***ABSTRACT***

*Coordination of protection is the selection or arrangement of the safety equipment that aims to isolate just a part of that system disruption. Disorders of the power system is very large and varied kind. Coordinating a good protection system will isolate the area and prevents fault suppression in other areas. This can improve system reliability by maintaining continuity of supply to the load. To maintain and improve the performance of protection systems need to be done a study on the coordination of safety relays installed. This final project aims to present an analysis of the safety relay coordination in the PT. Linde Indonesia Gresik. From 5 typical coordination is analyzed it can be seen that there is some error coordination in setting (setting) pick-up and time delay. From the analysis in this thesis, it is recommended to reset the relay and ground fault protection using only definite curve. Besides other recommendation is additioning of reverse power relay at bus 3 to anticipate the PLN grid disturbances in the electrical system that integrates with PT. Linde Indonesia Gresik*

*Keywords: coordination, protection relay, fault*

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

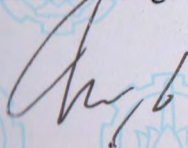
**ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI SISTEM KELISTRIKAN  
PT. LINDE INDONESIA GRESIK AKIBAT INTEGRASI  
DENGAN GRID PLN**

**TUGAS AKHIR**

Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada  
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga  
Jurusan Teknik Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui :

Dosen Pembimbing I



Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.  
NIP. 196603181990101001

Dosen Pembimbing II



Ir. Arif Musthofa, MT.  
NIP. 196608111992031004



## KATA PENGANTAR

*Alhamdulillah* Robbil 'Alamin, terucap syukur kehadiran Allah atas limpahan rahmat dan karunia yang tak terkira terutama berupa kekuatan, kesabaran, dan kelancaran sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini. Adapun tujuan dari penyusunan Tugas Akhir ini adalah sebagai salah satu persyaratan untuk mendapatkan gelar sarjana teknik pada bidang studi Teknik Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Dalam kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang banyak berjasa terutama dalam penyusunan tugas Akhir ini, yaitu :

1. Segenap keluarga, Mama, Papa, mbak Maya dan adik Faiz tercinta yang selalu memberikan dukungan, semangat, dan doa untuk keberhasilan putra dan saudara tercintanya ini.
2. Bapak Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT dan Bapak Ir. Arif Musthofa, MT selaku dosen pembimbing yang telah memberikan saran serta bimbingannya sehingga tugas akhir ini terselesaikan dengan baik.
3. Seluruh rekan asisten dan warga laboratorium LIPIST "B-204" terutama untuk Waskito Aji, Andikta Dwi Hirlanda, Revan Arwisi terima kasih atas dukungan, semangat, bantuan, kebersamaan, dan kerjasamanya selama ini.
4. Nur Rohman Widiyanto alias "Cak Wid", rekan sejawat yang sangat membantu saya dalam mengawali proses pengerjaan tugas akhir ini dan seluruh rekan E-49, ini akan menjadi cerita yang akan selalu saya kenang.

Besar harapan penulis agar tugas akhir ini dapat memberikan manfaat dan masukan bagi banyak pihak. Oleh karena itu penulis mengharapkan kritik, koreksi, dan saran dari pembaca yang bersifat membangun untuk pengembangan ke arah yang lebih baik.

Surabaya, Juni 2014

Penulis



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# DAFTAR ISI

HALAMAN

<b>JUDUL</b>	
<b>LEMBAR PERNYATAAN</b>	
<b>LEMBAR PENGESAHAN</b>	
<b>ABSTRAK</b> .....	i
<b>ABSTRACT</b> .....	iii
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	v
<b>DAFTAR ISI</b> .....	vii
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	xi
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xv

## **BAB 1 PENDAHULUAN**

1.1. Latar Belakang Masalah.....	1
1.2. Perumusan Permasalahan.....	2
1.3. Tujuan dan Manfaat .....	2
1.4. Metodologi.....	2
1.5. Sistematika Penulisan .....	6

## **BAB 2 PROTEKSI SISTEM KELISTRIKAN**

2.1. Definisi Gangguan dan Macamnya .....	9
2.2. Faktor Penyebab Timbulnya Gangguan pada Sistem Tenaga Listrik.....	11
2.2.1. Gangguan Beban Lebih .....	11
2.2.2. Gangguan Hubung Singkat.....	11
2.2.3. Gangguan Tegangan Lebih.....	11
2.3. Gangguan Hubung Hubung Singkat .....	12
2.3.1. Arus Hubung Singkat Standar ANSI/IEEE .....	13
2.4. Rele Pengaman .....	15
2.4.1. Tipe Rele Pengaman .....	16
2.4.2. Elemen Dasar Rele Pengaman.....	17
2.4.3. Syarat Rele Pengaman .....	18
2.5. Rele Arus Lebih ( <i>Over Current Relay</i> ).....	20
2.5.1. Prinsip Kerja Arus Lebih .....	20
2.5.2. Konstruksi Rele Arus Lebih.....	21
2.5.3. Penggunaan Rele Arus Lebih .....	21

2.5.4.	Setting Rele Arus Lebih untuk Gangguan Fasa....	22
2.6.	Karakteristik Arus Lebih.....	24
2.6.1	Rele Arus Lebih Seketika .....	24
2.6.2	Rele Arus Lebih Waktu Tertentu .....	24
2.6.3	Rele Arus Lebih Terbalik.....	25
2.6.4	Inverse Definite Minimum Time .....	28
2.7.	Rele Gangguan Tanah .....	29

### **BAB 3 SISTEM KELISTRIKAN PT. LINDE INDONESIA GRESIK**

3.1.	Rating Tegangan .....	31
3.2.	Sistem Pembangkit Tenaga Listrik PT. Linde.....	31
3.3.	Sistem Distribusi PT. Linde Indonesia Gresik.....	33
3.4.	Sistem Pentanahan.....	34
3.5.	Spesifikasi Motor.....	35

### **BAB 4 HASIL SIMULASI DAN ANALISIS**

4.1.	Pemodelan Sistem Kelistrikan .....	37
4.1.1	Pemilihan Tipikal Koordinasi Proteksi Pada PT. Linde Indonesia Gresik .....	37
4.1.2	Analisis Hubung Singkat .....	38
4.1.3	Analisis Hubung Singkat Minimum 30 <i>Cycle</i> .....	38
4.1.4	Hubung Singkat Maksimum 4 <i>Cycle</i> .....	40
4.1.5	Proteksi Rele Arus Lebih Untuk Gangguan Fasa. 41	
4.1.5.1.	Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 1.....	42
4.1.5.2.	Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 2.....	49
4.1.5.3.	Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 3.....	56
4.1.5.4.	Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 4.....	64
4.1.5.5.	Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 5.....	71
4.1.6	Proteksi Rele Arus Lebih Untuk Gangguan ke Tanah .....	80
4.1.6.1.	Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Ke Tanah Tipikal 1 .....	80

4.1.6.2. Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Ke Tanah Tipikal 2 .....	86
4.1.6.3. Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Ke Tanah Tipikal 3 .....	91
4.1.6.4. Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Ke Tanah Tipikal 4 .....	98
4.1.6.5. Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Ke Tanah Tipikal 4 .....	103
4.2. Stabilitas Transient.....	107
4.3. Kriteria Stabilitas Transient .....	108
4.4. Konfigurasi Jaringan .....	108
4.5. Studi Kasus.....	108
4.6. Hasil Simulasi dan Analisis.....	105
4.7. Analisa Rekomendasi.....	112

## **BAB 5 PENUTUP**

5.1. Kesimpulan .....	117
5.2. Saran .....	117

<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	117
-----------------------------	-----

## **BIODATA PENULIS**

*Halaman Ini Sengaja Dikosongkan*

## DAFTAR TABEL

	HALAMAN
Tabel 2.1 Standar kepatuhan perhitungan hubung singkat standar ANS.....	14
Tabel 2.2. Data nilai koefisien GE Multilin 735 (ANSI Curve).....	28
Tabel 2.3. Data nilai koefisien GE Multilin GE MIFII .....	28
Tabel 3.1. Pembangkitan tenaga listrik PT. Linde.....	32
Tabel 3.2. Data transformator .....	33
Tabel 3.3. Data transformator ( pentanahan) .....	34
Tabel 3.4. Spesifikasi motor.....	35
Tabel 4.1. Data hubung singkat minimum 30 <i>cycle</i> .....	39
Tabel 4.2. Data isc kontribusi minimum 30 <i>cycle</i> .....	40
Tabel 4.3. Data hubung singkat maksimum 4 <i>cycle</i> .....	41
Tabel 4.4. Data isc kontribusi maksimum 4 <i>cycle</i> .....	41
Tabel 4.5. Analisis studi kasus transien.....	109
Tabel 4.6. Skema generator .....	110
Tabel 4.7. Data respon frekuensi,tegangan dan kondisi .....	111
Tabel 4.8. Data respon aliran daya .....	111
Tabel 4.9. Rekomendasi setting rele.....	112
Tabel 4.10.Respon tegangan dan frekuensi setelah penambahan rele.....	113

*Halaman Ini Sengaja Dikosongkan*

## DAFTAR GAMBAR

	HALAMAN
Gambar 1.1 <i>Flow chart</i> metodologi tugas akhir .....	4
Gambar 2.1 Macam-macam gangguan hubung singkat.....	13
Gambar 2.2 Skema konsep kerja dan elemen dasar rele pengaman .....	17
Gambar 2.3 Konsep selektivitas rele .....	19
Gambar 2.4 Skema rele arus lebih .....	21
Gambar 2.5 Batas ketelitian setting arus berdasarkan standard BS 142.....	22
Gambar 2.6 Karakteristik rele arus lebih waktu seketika .....	24
Gambar 2.7 Karakteristik rele arus lebih waktu tertentu .....	25
Gambar 2.8 Karakteristik rele waktu inverse.....	26
Gambar 2.9 Karakteristik rele waktu IDMT .....	29
Gambar 2.10 Rangkaian zero sequence current filter .....	30
Gambar 4.1 Skema koordinasi proteksi .....	38
Gambar 4.2 Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 1(phase fault).....	42
Gambar 4.3 Plot kurva pengaman <i>resetting</i> tipikal 1(phase fault).....	48
Gambar 4.4 Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 2 (phase fault).....	49
Gambar 4.5 Plot kurva pengaman <i>resetting</i> tipikal 2 (phase fault).....	55
Gambar 4.6 Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 3 (phase fault).....	57
Gambar 4.7 Plot kurva pengaman <i>resetting</i> tipikal 3 (phase fault).....	63
Gambar 4.8 Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 4 (phase fault).....	64
Gambar 4.9 Plot kurva pengaman <i>resetting</i> tipikal 4 (phase fault).....	70
Gambar 4.10 Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 5 (phase fault).....	72
Gambar 4.11 Plot kurva pengaman <i>resetting</i> tipikal 5(phase fault).....	79



Gambar 4.12	Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 1(ground fault).....	80
Gambar 4.13	Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 1(ground fault).....	81
Gambar 4.14	Plot kurva pengaman <i>resetting</i> tipikal 1(ground fault).....	84
Gambar 4.15	Plot kurva pengaman <i>resetting</i> tipikal 1(ground fault).....	85
Gambar 4.16	Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 2 (ground fault).....	86
Gambar 4.17	Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 2 (ground fault).....	87
Gambar 4.18	Plot kurva pengaman <i>resetting</i> tipikal 2 (ground fault).....	90
Gambar 4.19	Plot kurva pengaman <i>resetting</i> tipikal 2 (ground fault).....	91
Gambar 4.20	Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 3 (ground fault).....	92
Gambar 4.21	Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 3(ground fault).....	93
Gambar 4.22	Plot kurva pengaman <i>resetting</i> tipikal 3(ground fault).....	96
Gambar 4.23	Plot kurva pengaman <i>resetting</i> tipikal 3(ground fault).....	97
Gambar 4.24	Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 4 (ground fault).....	98
Gambar 4.25	Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 4 (ground fault).....	99
Gambar 4.26	Plot kurva pengaman <i>resetting</i> tipikal 4 (ground fault).....	102
Gambar 4.27	Plot kurva pengaman <i>resetting</i> tipikal 4 (ground fault).....	103
Gambar 4.28	Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 5 (ground fault).....	104
Gambar 4.29	Plot kurva pengaman <i>existing</i> tipikal 5 (ground fault).....	107
Gambar 4.30	Respon frekuensi <i>bus</i> pada kasus PLN <i>off</i> .....	114

Gambar 4.31 Respon Tegangan <i>bus</i> pada kasus PLN <i>off</i> .....	114
Gambar 4.32 Respon frekuensi <i>bus</i> pada kasus beban lepas.....	115
Gambar 4.33 Respon Tegangan <i>bus</i> pada kasus beban lepas.....	115
Gambar 4.34 Respon frekuensi <i>bus</i> pada kasus hubung singkat.....	116
Gambar 4.35 Respon tegangan <i>bus</i> pada kasus hubung singkat.....	116

*Halaman sengaja dikosongkan*

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang Masalah

Koordinasi proteksi adalah pemilihan atau pengaturan dari peralatan pengaman yang bertujuan untuk mengisolasi hanya bagian dari sistem yang terjadi gangguan. Gangguan pada sistem tenaga listrik sangat bervariasi besar dan jenisnya. Apabila gangguan tersebut bersifat sementara, maka peralatan yang terkena gangguan tersebut siap dioperasikan kembali setelah CB memutuskan gangguan. Sedangkan apabila gangguan tersebut permanen, maka peralatan yang terkena gangguan harus diperbaiki atau diganti terlebih dahulu. Gangguan-gangguan tersebut dapat mengakibatkan terganggunya kontinuitas penyaluran tenaga listrik. Untuk mengisolir bagian yang terganggu agar tidak meluas dan meminimalkan kerusakan pada bagian yang terganggu, maka diperlukan adanya koordinasi proteksi yang baik.

PT. Linde Indonesia Gresik sebagai sebuah perusahaan pengolah gas bumi di Indonesia memiliki 8 generator penyuplai energi listrik sebagai penunjang keberlangsungan proses pengolahan dan produksi. 8 generator tersebut terdiri dari 1 generator STG, 3 generator CTG, dan 4 generator GEG dengan total kapasitas 39,21 MW.

Dengan peningkatan kegiatan operasional sekaligus peningkatan kinerja, PT Linde Indonesia Gresik berintegrasi dengan PLN guna menambah pasokan suplai energi listrik. Dalam keadaan normal, PLN terus menyuplai energi listrik menuju PT. Linde Indonesia Gresik, namun adakalanya PLN mengalami gangguan, PT. Linde Indonesia Gresik sebagai penerima juga terkena dampaknya. Salah satunya yaitu terserap energi listrik yang dihasilkan PT. Linde Indonesia Gresik saat generator PLN mengalami gangguan atau mati. Hal ini menyebabkan daya listrik PT. Linde Indonesia Gresik menyuplai beban PLN.

Pada tugas akhir ini, diperlukan analisis koordinasi proteksi PT. Linde Indonesia Gresik, seperti *resetting* rele dan penambahan rele pengaman terutama pada outgoing PLN,

sehingga permasalahan diatas dapat diantisipasi. Selain itu analisis stabilitas transient saat upaya pemutusan hubungan dengan utility PLN.

## 1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas pada tugas akhir ini adalah:

1. *Resetting* koordinasi proteksi pada sistem kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik.
2. Analisis stabilitas transient saat pemutusan hubungan antara sistem kelistrikan PT.Linde Indonesia Gresik dengan utility PLN.

## 1.3 Tujuan dan Manfaat

Tugas akhir ini memiliki tujuan sebagai berikut:

1. Memodelkan, menyimulasikan, dan menganalisis sistem kelistrikan PT.Linde Indonesia Gresik setelah proses resetting
2. Mendapatkan setelan dan koordinasi rele pengaman sistem kelistrikan PT. Linde Gresik yang tepat berhubungan dengan terjadinya gangguan pada PLN.
3. Menjadi acuan penambahan rele *reverse power*, *under voltage* dan *under frequency* untuk mengantisipasi ketika PLN mengalami gangguan

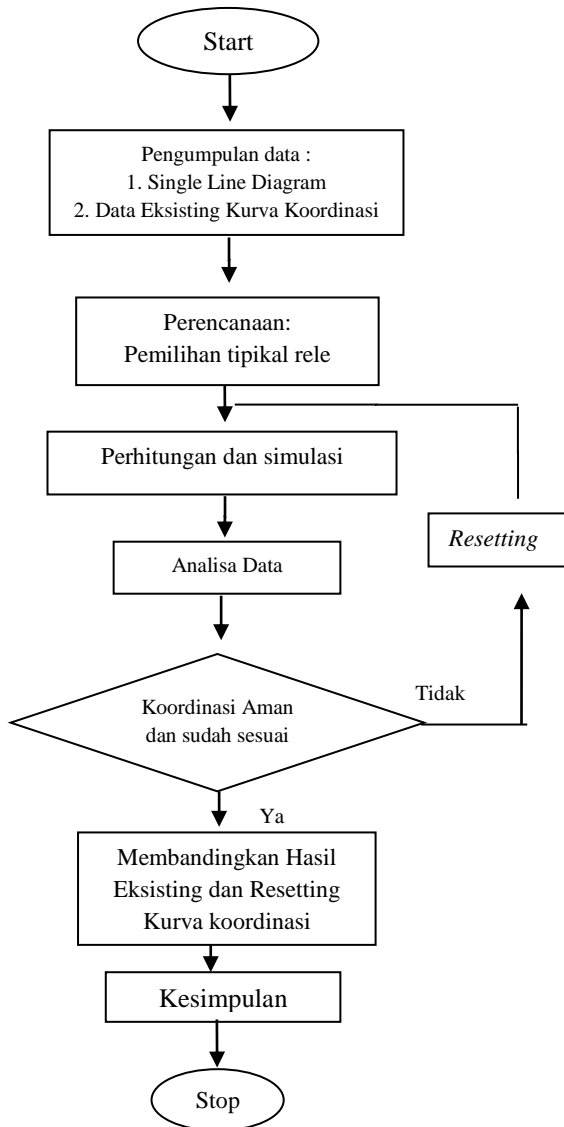
## 1.4 Metodologi

Pada tugas akhir ini akan dilakukan pertama adalah Pengumpulan data seperti *single line diagram*, rating kabel, transformator, generator, bus, rele dan sistem pentanahan akan digunakan dalam pemodelan sistem pada simulasi. Selanjutnya dilakukan pemodelan sistem dalam *single diagram* menggunakan software. Hal ini dilakukan untuk menganalisis aliran *load flow* dan *short circuit*. Lalu dengan simulasi *load flow* serta *short circuit* dapat diketahui nilai *short circuit maximum* dan *minimum* pada bus yang dihitung koordinasi rele pengamannya.

Langkah selanjutnya melakukan perhitungan baik low set, high set sehingga didapatkan tipe kurva *current transformer ratio (CT)*, *time dial*, serta *time delay*. Jka terjadi ketidak

sesuaian pada kurva koordinasi rele ,maka harus dicek ulang dengan kembali melakukan simulasi, jika sesuai maka lanjut dengan pembuatan laporan.

Alur metodologi penyelesaian tugas akhir ini dapat digambarkan dalam *flow chart* :



**Gambar 1.1** Flow chart metodologi tugas akhir

Metode yang digunakan dalam penyusunan Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

### **1. Pengumpulan Data**

Pengumpulan data rating kabel, transformator, generator, bus, rele dan sistem pentanahan akan digunakan dalam pemodelan sistem pada simulasi. Data rating yang dibutuhkan berupa manufaktur, kV rating, *full load ampere (FLA)*.

### **2. Pemodelan Sistem**

Setelah mendapatkan data-data yang lengkap, maka dilakukan pemodelan dalam bentuk *Single Line Diagram* menggunakan *software*. Pemodelan ini dibutuhkan agar dapat melakukan analisis *load flow*, *short circuit* dan *star-protective device coordination*.

### **3. Analisis Load Flow**

Hasil dari simulasi analisis *load flow* ini digunakan untuk mengetahui aliran daya *existing* pada *single line diagram* yang telah dibuat.

### **4. Simulasi dan Analisis Short Circuit**

Dengan simulasi dan analisis *short circuit* ini didapatkan nilai *short circuit maximum* dan *short circuit minimum* pada bus-bus yang akan dihitung koordinasi rele pengamannya. Dimana nilai *short circuit maximum* merupakan *short circuit* 3 fasa dan *short circuit minimum* merupakan *short circuit* 2 fasa.



## **5. Perhitungan *Setting* Rele**

Pada Perhitungan *setting* rele arus lebih gangguan fasa akan dihitung *time overcurrent pickup*, *time dial*, *instantaneous pickup*, dan *time delay*. Dan perlu untuk ditentukan *manufactur model* rele, jenis kurva serta nCT yang digunakan. Pada perhitungan rele gangguan ke tanah memperhatikan sistem pentanahan yang digunakan pada trafo dan generator.

## **6. Plot *TCC* pada *Star-Protective Device Coordination***

Plot *TCC* ini dilakukan setelah mendapatkan hasil perhitungan rele pengaman arus lebih dan rele gangguan ke tanah sehingga bisa dilihat *setting* koordinasi yang benar. Koordinasi rele ini harus memperhitungkan rele yang berada di atasnya atau dibawahnya. Jika terjadi ketidaksesuaian pada kurva koordinasi rele, maka harus dilakukan pengecekan kembali dengan melakukan perhitungan dan simulasi ulang. Apabila koordinasi proteksi telah sesuai maka dilanjutkan dengan pembuatan laporan.

## **7. Pembuatan Laporan Tugas akhir**

Pada pembuatan laporan tugas akhir merupakan kesimpulan yang dapat menggambarkan tugas akhir. Kesimpulan ini berisi analisa yang telah dilakukan penulis terhadap koordinasi proteksi PT. Linde Indonesia Gresik.

## **1.5 SistematikaPenulisan**

Untuk memudahkan pembahasan yang akan dilakukan, tugas akhir ini dibagi menjadi lima bab dengan sistematika sebagaiberikut :

### **Bab I : Pendahuluan**

Bab ini meliputi latarbelakang, perumusan masalah, tujuan dan manfaat, metodologi, dan sistematika pembahasan.

### **Bab II : Koordinasi Proteksi Sistem Kelistrikan**

Pada bab ini akan dijelaskan mengenai teori-teori yang digunakan dalam tugas akhir ini.

**Bab III : Sistem Kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik**

Bab ini menjelaskan mengenai konfigurasi kelistrikan eksisting yang berada pada PT. Linde Indonesia Gresik.

**Bab IV : Hasil Simulasi dan Analisis Koordinasi Proteksi PT. Linde Indonesia Gresik**

Dalam bab ini akan dibahas mengenai perhitungan-perhitungan dan hasil simulasi yang telah dilakukan. Bab ini menyajikan analisis terhadap koordinasi setelan rele yang baru ketika terjadi hubung singkat serta beberapa rekomendasi untuk setelan rele baru sehingga menghasilkan koordinasi yang lebih baik.

**Bab V : Penutup**

Bab ini berisi kesimpulan dan saran dari hasil simulasi, studi literatur dan analisis yang telah dilakukan.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## **BAB 2**

### **PROTEKSI SISTEM KELISTRIKAN**

Rele pengaman sistem tenaga listrik adalah peralatan listrik yang dirancang untuk mengkoordinasikan beroperasinya pemutus daya untuk meningkatkan keandalan sistem penyaluran tenaga listrik dengan dasar pemisahan bagian yang mengalami gangguan agar tidak berpengaruh pada bagian yang bekerja normal.

Dalam suatu industri, konfigurasi rele pengaman tidak hanya melindungi beberapa peralatan terkadang hingga ratusan peralatan dalam suatu sistem kelistrikan. Dalam prakteknya sebuah peralatan tidak hanya di lindungi oleh satu jenis rele, 2 atau lebih rele dengan cara yang berbeda dan tergantung pada level arus dan tegangan yang berbeda, diperlukan untuk melindungi sebuah peralatan.

#### **2.1. Definisi Gangguan dan Macamnya**

Dalam Sistem tenaga listrik gangguan adalah keadaan dimana terjadi penyimpangan nilai suatu parameter dari nilai yang sudah ditetapkan, sehingga terjadi ketidak stabilan pada sistem tenaga listrik yang menyebabkan kontinuitas penyaluran daya terganggu.

Dalam Operasi kelistrikan gangguan ini dapat menyebabkan bekerjanya suatu rele pengaman tenaga listrik. Pada saat terjadi gangguan akan mengalir arus yang sangat besar pada fasa yang terganggu menuju titik gangguan, dimana arus gangguan tersebut mempunyai harga yang jauh lebih besar dari rating arus maksimum yang diijinkan, sehingga terjadi kenaikan temperatur yang dapat mengakibatkan kerusakan pada peralatan listrik yang digunakan.

Gangguan dapat terjadi karena 2 faktor yaitu dari dalam sistem dan dari luar sistem. Gangguan yang berasal dari luar sistem antara lain[1]:

1. Pengaruh lingkungan seperti pohon, binatang dan benda-benda asing serta akibat kecerobohan manusia.

2. Gangguan-gangguan mekanis karena pekerjaan galian saluran lain. Gangguan ini terjadi untuk sistem kelistrikan bawah tanah.
3. Pengaruh cuaca seperti hujan, angin, serta surja petir. Pada gangguan surja petir dapat mengakibatkan gangguan tegangan lebih dan dapat menyebabkan gangguan hubung singkat karena tembus isolasi peralatan ( *breakdown* ).

Untuk gangguan yang berasal dari dalam sistem antara lain[1]:

1. Terjadinya kenaikan level tegangan dan arus yang sangat besar, sehingga menghasilkan panas yang berlebih pada komponen dalam sistem tenaga listrik.
2. Terjadinya hubung singkat dan muncul sebagai busur listrik (arcflash) didalam aliran fluida (udara). Sehingga menyebabkan temperatur yang sangat tinggi pada busur listrik yang akan melelehkan materi apapun, dan menyebabkan kebakaran serta kerusakan.
3. Kesalahan pemasangan instalasi beban lebih.
4. Kerusakan material seperti isolator pecah, kawat putus, atau kabel cacat isolasinya.
5. Kesalahan mekanis karena proses penuaan.

Macam gangguan ( *fault* ) pada sistem tenaga listrik dapat dibagi atas dua kelompok[1]:

1. Gangguan yang bersifat permanen, dimana untuk membebaskannya diperlukan tindakan perbaikan dan/atau menyingkirkan penyebab gangguan tersebut.
2. Gangguan yang bersifat temporer, yang dapat hilang dengan sendirinya atau dengan memutuskan sesaat bagian yang terganggu dari sumber tegangannya. Gangguan sementara jika tidak dapat hilang dengan segera, baik hilang dengan sendirinya maupun karena bekerjanya alat pengaman dapat berubah menjadi gangguan permanen.

Untuk gangguan yang bersifat sementara setelah arus gangguannya terputus misalnya karena terbukanya *circuit breaker* oleh rele pengamannya, peralatan atau saluran yang terganggu tersebut siap dioperasikan kembali. Sedangkan pada gangguan permanen terjadi kerusakan yang bersifat permanen

sehingga baru bisa dioperasikan kembali setelah bagian yang rusak diperbaiki atau diganti.

## **2.2. Faktor penyebab Timbulnya Gangguan pada Sistem Tenaga Listrik**

Gangguan – gangguan arus lebih yang mungkin terjadi pada sistem kelistrikan 3 fasa adalah sebagai berikut yaitu :

### **2.2.1. Gangguan Beban Lebih ( *overload* )**

Gangguan ini terjadi karena peralatan di paksa mengalirkan arus yang melebihi dari kapasitas peralatan listrik dan pengamanan yang terpasang, sehingga pada waktu tertentu akan mengakibatkan kerusakan pada peralatan tersebut.

### **2.2.2. Gangguan Hubung Singkat**

Gangguan hubung singkat dapat terjadi dua fasa, tiga fasa, satu fasa ke tanah, dua fasa ke tanah, atau 3 fasa ke tanah. Gangguan hubung singkat ini sendiri dapat digolongkan menjadi dua kelompok yaitu : gangguan hubung singkat simetri dan gangguan hubung singkat tak simetri (asimetri). Yang termasuk dalam rangkaian hubung singkat simetri yaitu gangguan hubung singkat tiga fasa , sedangkan gangguan yang lainnya merupakan gangguan hubung singkat tak simetri (asimetri). Gangguan ini akan mengakibatkan arus lebih pada fasa yang terganggu dan juga akan dapat mengakibatkan kenaikan tegangan pada fasa yang tidak terganggu.

Hampir semua gangguan yang terjadi pada sistem tenaga listrik adalah gangguan tidak simetri. Gangguan tidak simetri ini terjadi sebagai akibat gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah, gangguan hubung singkat dua fasa, atau gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah.

Gangguan-gangguan tidak simetri akan menyebabkan mengalirnya arus tak seimbang dalam sistem sehingga untuk analisa gangguan digunakan metode komponen simetri. untuk menentukan arus maupun tegangan disemua bagian sistem setelah terjadi gangguan.

### **2.2.3. Gangguan Tegangan Lebih**

Gangguan ini diakibatkan karena adanya ketidaknormalan atau tidak sesuainya standard pada sistem. Gangguan tegangan lebih dapat terjadi antara lain karena :

- gangguan petir
- gangguan surja hubung, di antaranya adalah penutupan saluran tak serempak pada pemutus tiga fasa, penutupan kembali saluran dengan cepat, pelepasan beban akibat gangguan, penutupan saluran yang semula tidak masuk sistem menjadi masuk sistem, dan sebagainya.

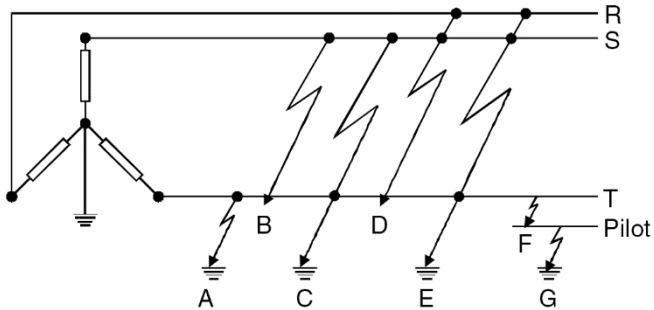
### **2.3 Gangguan Hubung Singkat pada Sistem Tenaga Listrik**

Gangguan hubung singkat biasanya melewati arus yang sangat besar, menghasilkan panas yang berlebih pada komponen peralatan dalam sistem tenaga listrik disekitar titik gangguan. Seperti dijelaskan sebelumnya bahwa gangguan hubung singkat dalam sistem tenaga dibagi menjadi dua macam yaitu: gangguan hubung singkat simetri dan asimetri.

Gangguan hubung singkat simetri terdiri dari gangguan hubung singkat tiga fasa (L-L-L) dan tiga fasa ke tanah (L-L-L-G). Gangguan hubung singkat tidak simetri terdiri dari gangguan hubung singkat satu fase ke tanah (L-G), dua fase ketanah (L-L-G) dan antar fase (L-L)[2] .

Hampir semua gangguan yang terjadi pada sistem tenaga listrik merupakan gangguan tidak simetri. Seperti disebutkan diatas, gangguan ini disebabkan oleh gangguan hubung singkat satu fase ketanah, dua fase ketanah dan gangguan antar fase. Gangguan-gangguan tidak simetri akan menyebabkan mengalirnya arus tidak seimbang dalam sistem, sehingga untuk analisa gangguan digunakan metode komponen simetri. Hal ini digunakan untuk menentukan arus maupun tegangan disemua bagian sistem setelah terjadi gangguan[3].

Gambar 2.1 berikut ditunjukkan ilustrasi terjadinya hubung singkat.



(A) hubung singkat 1 fasa ke tanah; (B) hubung singkat antar fasa; (C) hubung singkat 2 fasa ke Tanah; (D) hubung singkat 3 fasa; (E) hubung singkat 3 fasa ke tanah; (F) hubung singkat 1 fasa ke pilot; (G) hubung singkat pilot ke tanah[4]

**Gambar 2.1** Macam-macam gangguan hubung singkat

### 2.3.1 Arus Hubung singkat standar ANSI / IEEE

PowerStation menyediakan dua metode perhitungan arus hubung singkat berdasarkan ANSI / IEEE dan standar IEC. Pada PowerStation dapat dipilih metode perhitungan Short-Circuit Studi Kasus Editor. Bagian ini menjelaskan metode standar perhitungan ANSI / IEEE. Standar Kepatuhan perhitungan arus hubung singkat PowerStation per standar ANSI / IEEE sepenuhnya sesuai dengan dokumentasi ANSI / IEEE terbaru seperti tercantum pada table 2.1 berikut.



**Tabel 2.1** Standar kepatuhan perhitungan arus hubung singkat powerStation per standar ANSI/IEEE[5]

<b>Standar</b>	<b>Pub. Tahun</b>	<b>Judul</b>
IEEE C37.04	1979	Standard Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical
IEEE C37.010	1979-1999	Standard Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical
IEEE C37.13	1990	Standard for Low-Voltage AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures
IEEE C37.013	1997	Standard for AC High-Voltage Generator Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis
IEEE C37.20.1	1993 2002	Standard for Metal Enclosed Low-Voltage Power Circuit Breaker Switchgear
IEEE Std 141	1986, 1993, 2002	Electric Power Distribution for Industrial Plants – the Red Book
IEEE Std 242	1986 2001	IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems – the Buff Book

Standar-standar ini adalah untuk perhitungan arus hubung singkat dan peringkat peralatan dalam sistem tegangan ac dengan

tegangan nominal hingga 240 kV dan beroperasi pada 50 Hz atau 60 Hz. Standar-standar perhitungan arus hubung singkat dan peringkat peralatan mencakup tiga fase, line-to-ground, line-to-line, dan line-to-line-to-ground.

Perhitungan praktis untuk menghitung besar arus hubung singkat dalam sistem dapat dilakukan sebagai berikut:

a. Gangguan hubung singkat tiga fasa

$$I_{hs_{3\phi}} = \frac{V_f}{Z_1} \dots\dots\dots(2.1)$$

b. Gangguan hubung singkat fasa – fasa

$$I_{hs_{2\phi}} = \frac{\sqrt{3} V_f}{Z_1 + Z_2} \dots\dots\dots(2.2)$$

$Z_1$  dan  $Z_2$  masing-masing merupakan impedansi urutan positif dan negatif yang mempunyai besaran nilai yang sama, maka didapatkan :

$$I_{hs_{2\phi}} = \frac{\sqrt{3} V_f}{2Z_1} \dots\dots\dots(2.3)$$

Dimana :  $V_f$  adalah tegangan sebelum terjadi hubung singkat

## 2.4 Rele Pengaman

Gangguan dapat mengakibatkan kerusakan pada peralatan. Seperti telah disebutkan sebelumnya bahwa dalam sistem tenaga listrik banyak sekali terjadi gangguan yang sesungguhnya merupakan peristiwa hubung singkat. Untuk melindungi peralatan terhadap gangguan yang terjadi dalam sistem diperlukan alat-alat pengaman. Alat-alat pengaman tersebut

antara lain rele. Rele ini mempunyai beberapa fungsi sebagai berikut[6]:

1. Membunyikan alarm, menutup rangkaian trip dari pemutus rangkaian, untuk membebaskan peralatan dari gangguan yang terjadi.
2. Membebaskan bagian yang bekerja tidak normal
3. Membebaskan dengan segera bagian yang terganggu
4. Melokalisir akibat dari gangguan
5. Memberikan petunjuk atas lokasi serta macam dari gangguan

#### **2.4.1 Tipe Rele Pengaman**

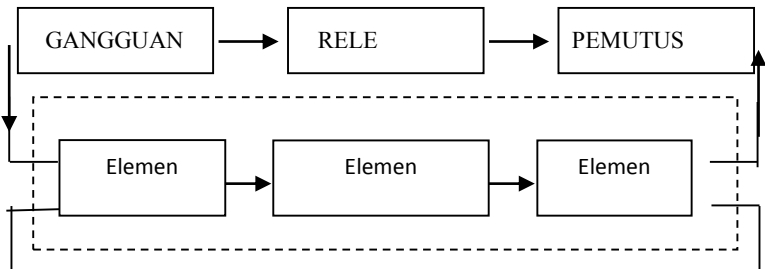
Pada dasarnya sistem pengaman arus lebih yang digunakan dalam sistem tenaga listrik tidak berdiri sendiri-sendiri, artinya dalam pengoperasiannya dibantu oleh rele lain. Untuk tujuan sistem pengamanan, rele dapat dibagi kedalam beberapa tipe sesuai dengan fungsinya antara lain:

- a. Rele Arus Lebih ( *Overcurrent Relay* )  
Rele arus lebih adalah rele perlindungan yang bekerja bila arus yang mengalir pada saluran melebihi arus penyetelan rele arus lebih tersebut. Rele ini merupakan yang paling sederhana bila dibandingkan dengan rele-rele yang lain. Hanya satu variabel yang dibutuhkan untuk mengoperasikan rele ini lebih bekerja yaitu arus. Walaupun prinsipnya sederhana, rele ini mempunyai banyak karakteristik yang dapat dikembangkan hanya dengan variabel arus dan waktu.
- b. Rele Arah ( *Dirrectional Relay* )  
Rele arah bekerja bila arus gangguan mempunyai arah tertentu dan arah sebaliknya tidak bekerja. Apabila rele arah ini digabungkan sering dikatakan rele arus lebih terarah.
- c. Rele Jarak ( *Distance Relay* )  
Rele jarak bekerja atas dasar perbandingan tegangan (V) dan arus (I) yang terukur pada lokasi dimana rele tersebut ditempatkan pada saat terjadi gangguan. Apabila  $V/I$  yang terukur lebih kecil dari  $V/I$  yang diamankan atau impedansi (Z) saluran yang diamankan maka rele bekerja. Sedangkan bila  $V/I$  yang terukur lebih besar dari impedansi saluran yang diamankan maka rele tidak bekerja.

- d. Rele Differensial (*Differential Relay*)  
Merupakan rele yang didesain bekerja berdasar perbedaan atau perbandingan antara arus masukan dan keluaran.
- e. Rele Gangguan Tanah (*Ground Fault Relay*)  
Rele gangguan ketanah bekerja bila terjadi gangguan hubung singkat ke tanah atau antara fasa dengan tanah.
- f. Rele Turun Tegangan  
Apabila terjadi gangguan pada saluran yang menyebabkan tegangan sistem turun dibawah harga penyetelan rele ini, maka rele bekerja.

**2.4.2. Elemen Dasar Rele Pengaman**

Pada dasarnya rele pengaman terdiri dari tiga elemen yang terlihat skemanya pada gambar 2.2.



**Gambar 2.2** Skema konsep kerja dan elemen dasar rele pengaman

Gambar 2.2 menjelaskan sebagai berikut:

a. Elemen Sensor

Elemen ini berfungsi untuk merasakan besaran-besaran listrik seperti arus, tegangan, frekuensi dan sebagainya tergantung rele yang digunakan.

b. Elemen Pembanding

Elemen ini berfungsi menerima besaran setelah terlebih dahulu besaran itu diterima oleh elemen pengindera untuk membandingkan besaran listrik pada saat keadaan normal dengan besaran yang disetting pada rele

c. Elemen Kontrol

Elemen ini berfungsi untuk mengadakan perubahan secara cepat pada besaran ukurnya dan akan segera memberikan isyarat untuk membuka pemutus tenaga atau memberikan sinyal trip. Komponen yang berfungsi sebagai elemen kontrol adalah kumparan penjatuh (*trip-coil*).

**2.4.3. Syarat-syarat Rele Pengaman**

Rele merupakan kunci kelangsungan kerja dari suatu sistem tenaga maka untuk menjamin keandalan sistem tenaga yang bersangkutan , dalam memilih suatu perlindungan yang sesuai dengan kepentingan dan keadaan daerah perlindungan, maka diperlukan pertimbangan-pertimbangan kemampuan untuk melindungi suatu sistem tenaga, rele pengaman harus memenuhi persyaratan sebagai berikut :

a. Kecepatan Bereaksi

Kecepatan bereaksi rele adalah saat rele mulai merasakan adanya gangguan sampai dengan pelaksanaan pembukaan pemutus tenaga (*circuit breaker*). Waktu bereaksi diusahakan sesingkat mungkin sehingga kerusakan yang terjadi semakin kecil, serta dapat mengurangi meluasnya akibat dari adanya gangguan itu sendiri sehingga kestabilan sistem dapat menjadi lebih baik. Kecepatan bereaksi rele merupakan faktor yang sangat penting dalam pengamanan.

Saat mulai ada gangguan sampai pelepasan pemutus, dimana kadang-kadang diperlukan kelambatan waktu[7] :

$$top = tp + tcb \dots\dots\dots(2.4)$$

- dimana; *top* = waktu total
- tp* = waktu bereaksi dari unit rele
- tcb* = waktu pelepasan CB

Kecepatan pemutus arus gangguan dapat mengurangi kerusakan serta menjaga stabilitas operasi mesin-mesin.

b. Kepekaan Operasi (*Sensitivity* )

Kepekaan suatu sistem perlindungan dinyatakan dengan perbandingan antara arus gangguan minimum dengan arus minimum yang menyebabkan rele bekerja. Kemampuan rele pengaman untuk memberikan respon bila merasakan gangguan walaupun yang dikenakan pada sistem merupakan besaran yang kecil. Namun kepekaan operasi perlu dibatasi

agar tidak beroperasi bila ada arus kenaikan arus beban yang masih dalam batas toleransi dan untuk gangguan yang terjadi diluar daerah perlindungan, rele tidak boleh bekerja. Persamaan tersebut sebagai berikut.

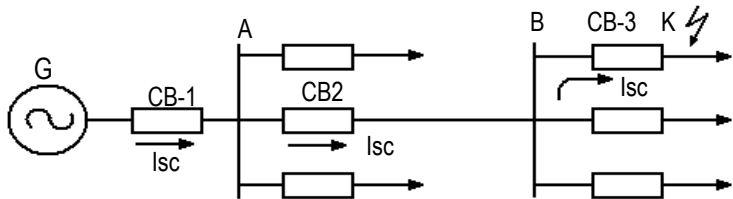
$$K_s = I_{hsmin}/I_{pp} \dots\dots\dots (2.5)$$

dimana;  $I_{hs min}$  = arus hubung singkat minimum

$I_{pp}$  = arus *pick-up* pada sisi primer trafo arus

c. Selektif ( *Selectivity* )

Kemampuan rele pengaman untuk menentukan titik dimana gangguan muncul dan memutuskan rangkaian dengan membuka CB terdekat. Rele harus mampu memisahkan bagian yang terkena gangguan dari bagian sistem lain sehingga pengaruh gangguan terhadap sistem secara keseluruhan dapat dikurangi sampai sekecil mungkin. Pada Gambar 2.3 dibawah ini, dimisalkan terjadi gangguan hubung singkat dititik K, maka CB-3 akan bekerja. CB-2 akan trip bila CB-3 tidak mampu membuka setelah selang waktu tertentu. Dengan terpisahnya rangkaian yang terkena gangguan maka sistem yang lain masih dapat beroperasi dengan baik. Untuk itu diperlukan koordinasi antar peralatan perlindungan agar rele-rele hanya akan bekerja untuk gangguan-gangguan yang terjadi pada daerah perlindungannya.



**Gambar 2.3** Konsep selektivitas rele

d. Keandalan ( *Reliability* )

Keandalan rele dapat dihitung dari jumlah rele yang bekerja untuk mengamankan gangguan berbanding jumlah gangguan yang terjadi. Keandalan rele yang baik adalah 90-99 %[8]. Semakin tinggi keandalan maka sistem tersebut semakin baik

dan dapat meminimalkan terjadinya kerusakan yang disebabkan oleh gangguan. Untuk mendapatkan keandalan yang tinggi tentunya tidak lepas dari kualitas peralatan yang digunakan dan cara pemasangannya. Keandalan harus memenuhi beberapa faktor yaitu: *dependable*: peralatan harus trip ketika dibutuhkan dan *secure*: tidak boleh trip saat tidak dibutuhkan.

e. Ekonomis

Penggunaan rele selain memenuhi syarat diatas juga harus disesuaikan dengan harga peralatan yang diamankan. Karena itu tidak semua peralatan harus dilengkapi dengan pengamanan yang lengkap karena harga peralatan pengaman juga harus diperhitungkan tanpa menghilangkan efektivitas penyaluran daya listrik. Sisi ekonomis perlu dipertimbangkan setelah aspek teknis telah terpenuhi untuk kelayakan operasi peralatan.

## **2.5. Rele Arus Lebih (*Overcurrent Relay*)**

Rele arus lebih berfungsi sebagai pengaman gangguan hubung singkat, tetapi dalam beberapa hal dapat berfungsi sebagai pengaman beban lebih. Fungsi rele ini disamping sebagai pengaman utama untuk seksi yang diamankan juga berfungsi sebagai pengaman cadangan pada seksi berikutnya.

### **2.5.1. Prinsip Kerja Rele Arus Lebih**

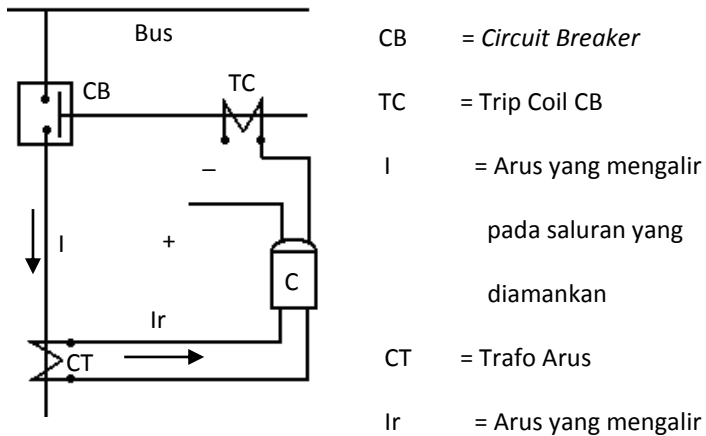
Rele arus lebih merupakan suatu jenis rele yang bekerja berdasarkan besarnya arus masukan, dan apabila besarnya arus masukan melebihi suatu harga tertentu yang dapat diatur ( $I_p$ ) maka rele arus lebih bekerja. Dimana  $I_p$  merupakan arus kerja yang dinyatakan menurut gulungan sekunder dari trafo arus (CT). Bila suatu gangguan terjadi didalam daerah perlindungan rele, besarnya arus gangguan  $I_f$  yang juga dinyatakan terhadap gulungan sekunder CT juga. Rele akan bekerja apabila memenuhi keadaan sebagai berikut[1] :

$I_f > I_p$  rele bekerja ( *trip* )

$I_f < I_p$  tidak bekerja ( *block* )

### 2.5.2. Konstruksi Rele Arus Lebih

Gangguan-gangguan yang dapat diamankan pengaman arus lebih (*phase fault*) ini antara lain, gangguan hubung singkat antar fasa, tiga fasa dan tiga fasa ke tanah. Apabila arus beban melebihi nilai tertentu atau nilai setting pada rele maka rele ini akan bekerja. Skema rele arus lebih dapat dilihat pada gambar 2.4:



**Gambar 2.4** Skema rele arus lebih

### 2.5.3. Penggunaan Rele Arus Lebih

Rele Arus lebih secara umum digunakan pada:

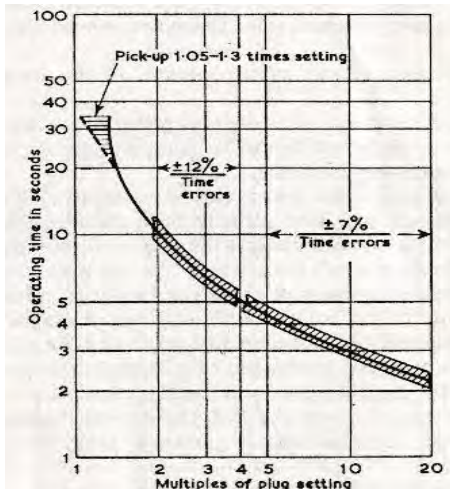
- Sistem tenaga listrik yang relatif kecil dengan jaringan distribusi radial.
- Jaringan tegangan menengah (jaringan distribusi).
- Generator, motor, transformator dengan kapasitas daya kecil.
- Generator, motor, transformator dengan kapasitas daya besar sebagai pengaman cadangan.
- Saluran transmisi tegangan tinggi (SUTT) sebagai pengaman cadangan.
- Saluran transmisi tegangan extra tinggi (SUTET) sebagai pengaman cadangan.



## 2.5.4. Setting Rele Arus Lebih untuk Gangguan Fasa

### a. Setting Arus

Pada dasarnya batas penyetelan rele arus lebih adalah rele tidak boleh bekerja pada saat beban maksimum. Arus settingnya harus lebih besar dari arus beban maksimumnya. Batas penyetelan harus memperhatikan kesalahan pick up, menurut *standart british* BS 142 batas penyetelan antara nominal 1.05 – 1.3 Iset[9]. Kurva *standart british* bisa dilihat pada gambar 2.5



**Gambar 2.5** Batas ketelitian setting arus berdasarkan standard BS 142

Pada penyetelan rele arus lebih juga harus memperhatikan batas maksimum setting, untuk alasan keamanan dan *back up* hingga ke sisi muara (*downstream*) estimasi setting ditetapkan :

$$I_{pp} < 0.8 I_{sc} \text{ min} \dots \dots \dots (2.6)$$

Dengan  $I_{sc \text{ min}}$  adalah arus hubung singkat 2 fasa dengan pembangkitan minimum yang terjadi diujung saluran seksi berikutnya. Besar arus ini diperoleh dari arus hubung singkat 3 fasa pada pembangkitan minimum dikalikan 0,866. Mengacu pada konsep diatas persyaratan setelan arus dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$(1,05-1.3) I_{\text{maks}} < I_s < 0,8 I_{sc \text{ min}} \dots \dots \dots (2.7)$$

Untuk operasi yang selektif, apabila terdapat beberapa rele arus lebih pada suatu jaringan radial. Maka rele pada ujung yang terjauh dari sumber harus disetel untuk dapat bekerja pada waktu yang sesingkat mungkin.

b. Setting Waktu

Penyetelan waktu kerja rele terutama dipertimbangkan terhadap kecepatan dan selektivitas kerja dari rele, sehingga rele tidak salah operasi, yang dapat menyebabkan tujuan pengaman tidak berarti. Selain itu juga harus diketahui karakteristik relenya. Untuk menentukannya harus dihitung arus hubung singkat maximum, yaitu arus hubung singkat tiga fasa pada pembangkitan maksimum. Gangguan yang dihitung di daerah yang paling dekat dengan CB atau di bus.

Selain itu juga perlu diketahui waktu operasi dari rangkaian pengaman, yaitu waktu yang diperlukan untuk rele mulai pick-up sampai kontak CB terbuka.

Berdasar standard IEEE 242, yaitu sebagai berikut:

waktu terbuka circuit breaker : 0,04 – 0,1 det

(2-5 Cycle)

*overtravel* dari rele : 0,1 det

faktor Keamanan : 0,12 – 0,22 det

Untuk rele statik dan rele digital berbasis microprosesor *overtravel time* dari rele dapat diabaikan. Sehingga total waktu yang diperlukan adalah 0,2 sampai 0,4 detik. Interval waktu ini sangat bermanfaat untuk digunakan sebagai pertimbangan dalam koordinasi setting antar rele pada suatu sistem tenaga listrik.

Selain rele arus lebih juga terdapat rele beban lebih, setting rele ini biasanya antara  $(110-120)\% \times I_n$ .

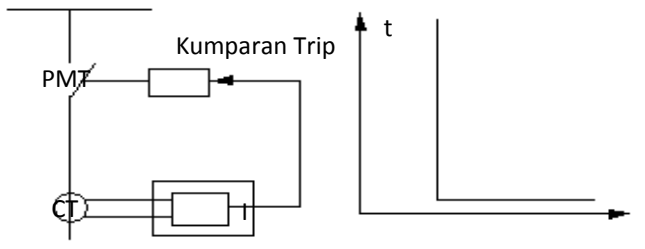
## 2.6 Karakteristik Rele Arus Lebih

Berdasarkan karakteristik waktunya rele arus lebih dibedakan dalam beberapa jenis antara lain :

- *Inverse Relay*
- *Inverse Definite Minimum Time Rele (IDMT)*
- *Instantaneous Relay*
- *Definite Relay*

### 2.6.1. Rele Arus Lebih Waktu Seketika (*Instantaneous Relay*)

Rele Instan bekerja dengan nilai yang sudah ditetapkan dan seketika (tanpa waktu tunda) ketika arus yang mengalir melebihi nilai settingnya, rele akan bekerja dalam waktu beberapa mili detik. Rele ini jarang berdiri sendiri tetapi umumnya dikombinasikan dengan rele arus lebih dengan karakteristik yang lain. Ilustrasi karakteristik kurvanya ditunjukkan pada gambar 2.6

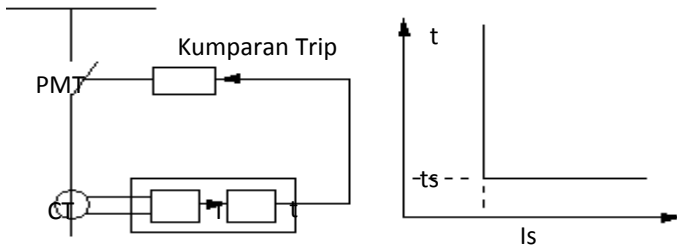


**Gambar 2.6** Karakteristik rele arus lebih waktu seketika

### 2.6.2. Rele Arus Lebih Waktu Tertentu (*Definite*)

Rele Definite akan memberikan perintah pada PMT pada saat terjadi gangguan hubung singkat dan besarnya arus gangguan melampaui settingnya, dan jangka waktu kerja rele mulai pick up sampai kerja rele diperpanjang dengan waktu tertentu tidak tergantung besarnya arus yang mengerjakan rele.

Ilustrasi karakteristik kurvanya ditunjukkan pada gambar 2.7

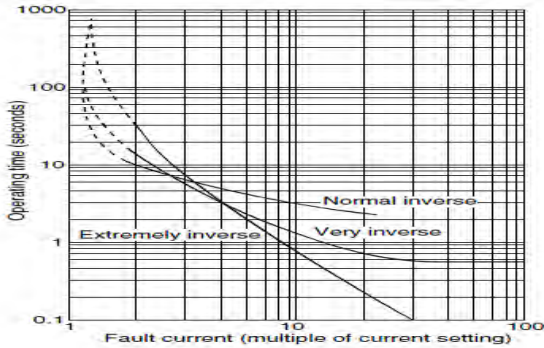


**Gambar 2.7** Karakteristik rele arus lebih waktu tertentu

### 2.6.3. Rele Arus Lebih Waktu Terbalik (*Inverse*)

Rele ini akan bekerja dengan waktu tunda yang tergantung dari besarnya arus secara terbalik (*inverse time*), makin besar arus makin kecil waktu tundanya. Karakteristik ini bermacam-macam dan setiap pabrik dapat membuat karakteristik yang berbeda-beda, karakteristik waktunya dapat dibedakan dalam beberapa kelompok :

- Normal inverse
- Very inverse
- Extremely inverse
- Long inverse



**Gambar 2.8** Karakteristik rele waktu inverse[9]

Gambar 2.8 diatas menunjukkan kurva karakteristik rele waktu inverse. Adapun karakteristik operasi rele *invers* berdasarkan British Standard (BS 142) adalah sebagai berikut:

a. *Standart Inverse*:

$$t = \frac{0,14 \times D}{(I)^{0,02} - 1} \dots\dots\dots(2.8)$$

b. *Very Inverse*:

$$t = \frac{13.5 \times D}{(I) - 1} \dots\dots\dots(2.9)$$

c. *Extremely Inverse*:

$$t = \frac{80 \times D}{(I)^2 - 1} \dots\dots\dots(2.10)$$

d. *Long Inverse* :

$$t = \frac{120 \times D}{(I) - 1} \dots\dots\dots(2.11)$$

Dimana:

- $t$  = waktu *tripnya* rele  
 $I$  = arus pengali untuk setting arus input =  $\frac{I_f}{I_{set}}$   
 (ampere)  
 $I_f$  = arus gangguan  
 $I_{set}$  = arus setting actual pada rele  
 $D$  = time multiplier setting = time dial

Dalam buku ini untuk menghitung besaran rele inverse tidak hanya menggunakan rumus *standart british* (BS 142), tapi juga menggunakan rumus dari jenis rele yang di produksi GE Multilin[10]. Berikut rumus dari jenis rele GE Multilin yang digunakan dalam buku ini :

$$T = M \times \left[ A + \frac{B}{(V-C)} + \frac{D}{(V-C)^2} + \frac{E}{(V-C)^3} \right]$$

$T$  = waktu operasi

$M$  = time dial

$A, B, C, D, E$  = besaran yang di tentukan berdasarkan jenis rele

$V$  = arus pick up > 1.05

Tabel 2.2 ini adalah besaran nilai kurva rele dengan model GE Multilin 735, sementara tabel 2.3 adalah nilai kurva rele dengan model GE MIFII.

**Tabel 2.2** Data nilai koefisien GE Multilin 735 (ANSI curve)

Kurva koef	<i>Extremely inverse</i>	<i>Very inverse</i>	<i>Inverse</i>	<i>Moderately inverse</i>
A	0.0399	0.0615	0.274	0.1735
B	0.02294	0.7989	2.2614	0.6791
C	0.5000	0.3400	0.3000	0.8000
D	-3.0094	-0.2840	-4.1899	-0.08000
E	0.7222	4.0505	9.1272	0.1271

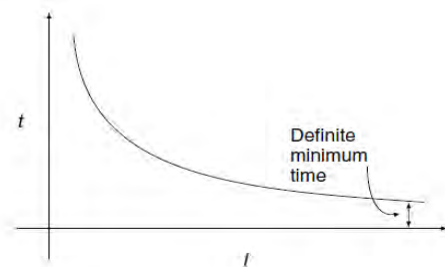
**Tabel 2.3** Nilai koefisien rele dengan model GE MIFII (ANSI curve)

Kurva koef	<i>Extremely inverse</i>	<i>Very inverse</i>	<i>Inverse</i>
A	0.0399	0.0615	0.274
B	0.02294	0.7989	2.2614
C	0.5000	0.3400	0.3000
D	-3.0094	-0.2840	-4.1899
E	0.7222	4.0505	9.1272

#### 2.6.4. Inverse Definite Minimum Time (IDMT)

Rele dengan karakteristik ini mempunyai kombinasi antara invers dan definite time rele. Rele bekerja pada daerah invers jika arus gangguan minimum melebihi arus setting rele, sedangkan jika arus gangguan maksimum rele bekerja pada daerah definite tergantung pada setelan waktunya.

Dengan karakteristik ini maka rele mampu bekerja untuk gangguan 2 fasa di ujung akhir seksi berikutnya pada kondisi pembangkitan minimum. Arus settingnya harus lebih besar dari arus beban maksimum. Penyetelannya pun harus memperhatikan kesalahan pick up sesuai *British Standard Pick Up* = 1.05 s/d 1.3 Iset. Gambar 2.9 menunjukkan karakteristik rele waktu IDMT.



**Gambar 2.9** Karakteristik rele waktu IDMT

## 2.7. Rele Gangguan Tanah (*Ground Fault Relay*)

Gangguan satu fasa ketanah dan dua fasa ketanah dapat diamankan dengan rele gangguan tanah. Rele ini tidak lain adalah merupakan pengaman arus lebih yang dilengkapi *zero sequence current filter*. Rele gangguan ketanah dapat digunakan pada sistem yang mampu membatasi arus gangguan ketanah. Misalnya sistem dengan pentanahan resistansi dimana impedansi yang rendah mampu mengurangi arus gangguan ketanah atau pada sistem tegangan rendah. Range setting dari rele ini misal 20% - 80% dari rating arusnya atau bahkan lebih rendah, 10% - 40% , referensi lain menggunakan 10% - 50%.

Prinsip kerja rele ini dapat dilihat pada gambar 2.10. Pengaman ini akan aktif jika arus sisa  $I_{res} = I_a + I_b + I_c$  yang mengalir naik melebihi setting *threshold*. akan aktif bila arus



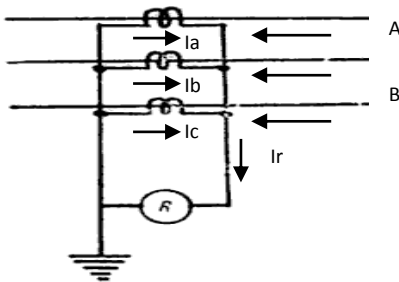
yang mengalir melalui pentanahan netral naik melebihi setting *threshold*.

Simetri

$$I_r = I_a + I_b + I_c = 0 \dots\dots\dots (2.12)$$

Tak simetri

$$I_r = I_a + I_b + I_c = 3I_{a0} \dots\dots\dots (2.13)$$



**Gambar 2.10** Rangkaian *zero sequence current filter*



## **BAB 3**

### **SISTEM KELISTRIKAN PT. LINDE INDONESIA**

PT. Linde Indonesia Gresik adalah sebuah perusahaan terkemuka di Indonesia yang bergerak di bidang gas. Berdiri pada tahun 1971, PT. Linde Indonesia Gresik melayani berbagai industri sebagai konsumennya dalam beberapa sektor terutama besi dan baja, logam, otomotif, kesehatan. Untuk menunjang kegiatan operasionalnya, PT Linde Indonesia Gresik memerlukan keandalan dalam sistem kelistrikkannya yang berguna dalam kontinuitas suplai daya listrik untuk mendukung produksinya.

Dalam bab ini, hal yang akan dilakukan adalah mengumpulkan data literatur. Data yang dikumpulkan adalah data-data sistem kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik. Data-data tersebut antara lain, data spesifikasi peralatan seperti generator, transformator dan kompresor.

#### **3.1 Rating Tegangan**

Pada system kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik terdapat *rating* tegangan yang digunakan, yaitu : 20 KV, 11 KV, 6,6 KV, 0,4 KV

#### **3.2 Sistem Pembangkit Tenaga Listrik PT. Linde Indonesia Gresik**

Pembangkitan pada PT. Linde Indonesia Gresik dilayani oleh tujuh unit *generator* dan satu utility PLN.

Rincian pembangkitan pada operasi normal dapat dilihat pada table 3.1 di bawah ini

**Tabel 3.1** Pembangkitan tenaga listrik PT. Linde Indonesia Gresik.

no	Nama Generator	kapasitas daya	keterangan
1	1TGK-CTG-1	9.07 MW	11 KV;80%PF,11.3 38 MVA;4 pole; Voltage Control
2	1TGK-CTG-2	9.07 MW	11 KV;80%PF,11.3 38 MVA;4 pole; Voltage Control
3	1TGK-CTG-3	9.07 MW	11 KV;80%PF,11.3 38 MVA;4 pole; Voltage Control
4	1TGA-STG-1	9 MW	11 KV;85%PF,10.5 88 MVA;4 pole; Voltage Control
5	1TGG-GEG-2	3 MW	11 KV;80%PF,3.75 MVA;4 pole; Voltage Control
6	1TGG-GEG-3	3 MW	11 KV;80%PF,3.75 MVA;4 pole; Voltage Control
7	1TGG-GEG-4	3 MW	11 KV;80%PF,3.75 MVA;4 pole; Voltage Control
8	PLN UTILITY	4.636 MW	150 kV;800 MVAsc;Swing

### 3.3. Sistem Distribusi PT. Linde Indonesia Gresik

Tenaga listrik yang di suplai dari tujuh untuk *generator* dan satu *utility* PLN akan didistribusikan ke seluruh beban yang ada. Pendistribusian ini didukung oleh beberapa transformator daya dengan rating tegangan tertentu. Berikut ini adalah table 3.2, yang berisikan rating tegangan dan kapasitas transformator yang ada pada PT. Linde Indonesia Gresik.

**Tabel 3.2** Data transformator di PT. Linde Indonesia Gresik

No	Transformator	Primer KV	Sekunder KV	MVA
1	1APC-XF-1	11	0,4	2
2	1APC-XF-2	11	0,4	2
3	1APD-XF-1	11	3,37	2
4	1APD-XF-2	11	3,37	2
5	1APF-XF-1	11	20	20
6	100-TF-101	11	6	15
7	100-TF-201	11	6	15
8	200-TF-001	11	6	5
9	300-TF-001	11	6	15
10	400-TF-001	11	6	15
11	420-TF-001	11	0,4	6,455
12	420-TF-002	11	0,4	6,455
13	420-TF-0033	11	0,4	2
14	TR-PLN	150	20	60

### 3.4. Sistem Pentanahan Peralatan

Sistem pentanahan peralatan yang digunakan, baik pada generator, maupun pada transformator yang terdapat pada PT. Linde Indonesia Gresik dapat dilihat pada tabel 3.3. berikut ini:

**Tabel 3.3** Data transformator di PT. Linde Indonesia Gresik

No	Peralatan	Rating Tegangan	Hubungan Belitan	Pentanahan
1	<i>Generator</i> 1TGK-CTG-1	11 KV	Bintang	NGR 100 A (63.5085 $\Omega$ )
2	<i>Generator</i> 1TGK-CTG-2	11 KV	Bintang	NGR 100 A (63.5085 $\Omega$ )
3	<i>Generator</i> 1TGK-CTG-3	11 KV	Bintang	NGR 100 A (63.5085 $\Omega$ )
4	<i>Generator</i> HV1TGA-STG-1	11 KV	Bintang	NGR 100 A (63.5085 $\Omega$ )
5	<i>Generator</i> HV1TGG-GEG-1	11 KV	Bintang	NGR 100 A (63.5085 $\Omega$ )
6	Transformator 1APD-XF-1	11 KV	Delta-Bintang	NGR 100 A (9.52628 $\Omega$ )
7	Transformator TR-PLN	150 KV	Delta-Bintang	NGR 100 A (115.47 $\Omega$ )

### 3.5. Spesifikasi Motor

Motor GC-1A, GC-1C memiliki rating daya sebesar 350 kw dengan efisiensi 94.92 % serta pf 0,9206. Sedangkan motor BC memiliki rating daya 240 kW dengan efisiensi sebesar 94.72% serta PF 0.9190. spesifikasi daya motor bisa dilihat pada tabel 3.4

**Tabel 3.4** Spesifikasi data motor

No	Peralatan	Daya (kW)	Effisiensi (%)	PF
1.	Motor GC-1A	350	94,92	0,9206
2.	Motor GC-1B	350	94,92	0,9206
3.	Motor GC-1C	350	94,92	0,9206
4.	Motor BC	240	94,72	0,919

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



## **BAB 4**

### **HASIL SIMULASI DAN ANALISIS**

#### **4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik**

Pada bab ini akan dilakukan simulasi dan analisa pada sistem kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik. Simulasi dilakukan dengan memodelkan sistem kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik ke dalam *software* simulasi, dan selanjutnya akan dilakukan koordinasi proteksi dan analisa stabilitas transien.

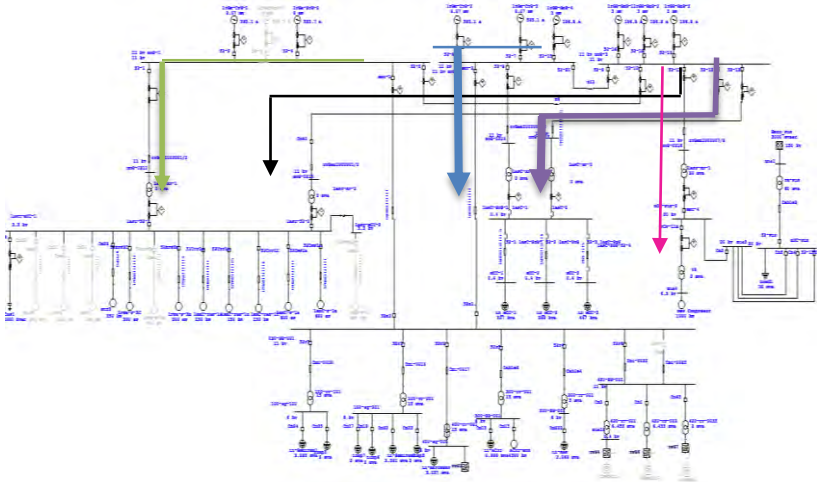
Untuk *setting* koordinasi proteksi akan dilakukan dengan cara mengatur rele arus lebih dan rele gangguan ke tanah rele-rele pada tipikal yang telah ditentukan dan untuk stabilitas transient akan dilakukan sesuai dengan studi kasus yang diperlukan.

##### **4.1.1 Pemilihan Tipikal Koordinasi Proteksi pada PT. Linde Indonesia Gresik**

Dalam studi ini, sistem kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik direpresentasikan oleh 5 tipikal untuk gangguan fasa dan 4 tipikal untuk gangguan ke tanah. Pemilihan tipikal ini bertujuan untuk mempermudah analisa koordinasi proteksi pada sistem kelistrikan PT. Linde Indonesia Gresik. Rincian tipikal yang telah dipilih adalah sebagai berikut :

1. Tipikal 1 : koordinasi proteksi rele arus lebih dari generator STG 1 dan CTG 1 pada *bus* 1 dengan level tegangan 11 kV menuju *bus* MCC 1.
2. Tipikal 2 : koordinasi proteksi rele arus lebih dari generator CTG 1 dan STG 2 pada *bus* 2 dengan level tegangan 11 kV menuju *bus* 1 APC SUS 1.
3. Tipikal 3 : koordinasi proteksi rele arus lebih dari generator GEG 1, GEG 2, GEG 3 pada *bus* 3 dengan level tegangan 11 kV menuju *bus* MCC 1
4. Tipikal 4 : koordinasi proteksi rele arus lebih dari generator GEG 1, GEG 2 dan GEG 3 pada *bus* 3 dengan level tegangan 11 kV, menuju *bus* APC SUS 1
5. Tipikal 5 : koordinasi proteksi rele arus lebih dari generator GEG 1, GEG 2 dan GEG 3 pada *bus* 3 dengan level tegangan 11 kV menuju trafo 8.

Lima tipikal tersebut dapat dilihat pada gambar 4.1. Garis hijau, biru, hitam, ungu, dan merah muda secara berurutan merepresentasikan tipikal 1, 2, 3, 4, dan 5 secara berurutan.



**Gambar 4.1** Skema koordinasi proteksi

#### **4.1.2 Analisis Arus Gangguan Hubung Singkat**

Analisis ini digunakan untuk menentukan *setting* rele arus lebih. Untuk perhitungan arus hubung singkat digunakan 2 parameter, yaitu hubung singkat maksimum dan hubung singkat minimum. Pada analisis ini dilakukan pada *bus-bus* tipikal yang dipilih.

#### **4.1.3 Hubung Singkat Minimum 30 cycle**

Hubung singkat minimum terjadi pada saat 7 generator beroperasi “ON” dan utility PLN dalam keadaan terintegrasi “OFF”. Hubung singkat minimum ini digunakan sebagai batasan *pickup (setting)* rele arus lebih instan. Sehingga diharapkan apabila ada gangguan hubung singkat pada arus gangguan minimum, rele tersebut dapat bekerja dengan instan atau sesuai dengan *time delay* yang telah ditentukan.

Pada simulasi hubung singkat minimum 30 *cycle* dilakukan pada *bus* yang telah ditipikal. Sehingga hasilnya dapat dilihat pada tabel 4.1.

**Tabel 4.1** Data hubung singkat minimum 30 *cycle*

No.	<i>Bus</i>	Tegangan (kV)	Arus Hubung Singkat Minimum (kA)
1	1	11	13.08
2	2	11	13.08
3	3	11	10.34
4	APD-MCC-1	3,3	8.42
5	APC-SUS-1	0,4	49.86
6	BOC -PLN-2	20	3.15
7	0212	11	12.96
8	0213	11	10.54
9	0214	11	12.58
10	0215	11	10.62
11	0216	11	10.6
12	7	20	3.15

Untuk beberapa kasus diperlukan juga *Isc* kontribusi min dari beberapa peralatan untuk batasan *pickup* rele arus lebih instan. Karena itu di tabel 4.2 dibawah ini berisi *Isc* kontribusi min yang diperlukan untuk mensetting rele pada tipikal yang telah dipilih.

**Tabel 4.2** Data Isc kontribusi peralatan minimum 30 *cycle*

No.	Peralatan	Tegangan (kV)	Isc Kontribusi Minimum (kA)
1	CTG 1	11	2.64
2	CTG 2	11	2.64
3	CTG 3	11	2.64
4	STG 2	11	2.86
5	GEG 1	11	0.806
6	GEG 2	11	0.806
7	GEG 3	11	0.806
8	GEG 4	11	0.815

#### **4.1.4 Hubung Singkat Maksimum 4 *cycle***

Hubung singkat maksimum terjadi pada saat 7 generator beroperasi “ON” dan utility PLN terintegrasi “ON”. digunakan hubung singkat ketika 4 *cycle* karena rele arus lebih bekerja pada 3 – 5 *cycle*. Hubung singkat maksimum ini digunakan sebagai batasan arus hubung singkat terbesar yang mungkin terjadi. Pada simulasi hubung singkat maksimum 4 *cycle* dilakukan pada bus yang telah ditipikal. Hasil hubung singkat maksimum 4 *cycle* dapat dilihat pada tabel 4.3.

**Tabel 4.3** Data hubung singkat maksimum 4 cycle

No.	Bus	Tegangan (kV)	Arus Hubung Singkat Maximum (kA)
1	1	11	28.66
2	2	11	28.55
3	3	11	25.92
4	APD-MCC-1	3,3	13.28
5	APC-SUS-1	0,4	62.68
6	BOC -PLN-2	20	18.04
7	0212	11	27.8
8	0213	11	25.19
9	0214	11	26.2
10	0215	11	26.63
11	0216	11	25.81
12	7	20	18.04

**Tabel 4.4** Data Isc peralatan maksimum 4 cycle

No.	Peralatan	Tegangan (kV)	Isc Kontribusi Minimum (kA)
1	CTG 1	11	3.77
2	CTG 2	11	3.77
3	CTG 3	11	3.77
4	STG 4	11	3.41
5	GEG 1	11	1.31
6	GEG 2	11	1.31
7	GEG 3	11	1.31.

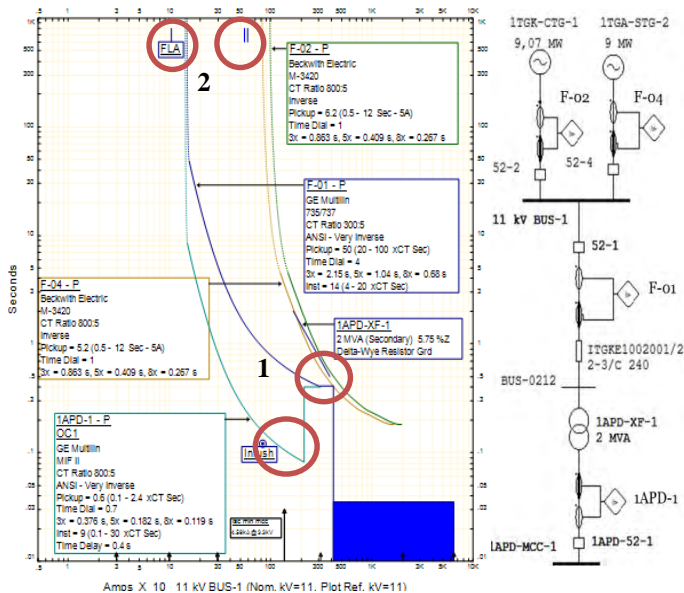
#### 4.1.5 Proteksi Rele Arus Lebih Untuk Gangguan Fasa

Koordinasi rele arus lebih gangguan fasa disini berguna untuk mengamankan gangguan arus lebih fasa yang berupa *over load* dan *short circuit*. Di dalam melakukan setting rele arus lebih ini tidak diharapkan adanya peralatan pengaman yang bekerja secara bersamaan.

### 4.1.5.1 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 1

Koordinasi proteksi dari tipikal 1 adalah rele arus lebih dari generator STG 1 dan CTG 1 pada level tegangan 11 kV menuju bus MCC 1.

Berdasarkan data *existing* yang diperoleh, *time current curve* dan *single line diagram* untuk tipikal 1 dapat dilihat pada gambar 4.2.



**Gambar 4.2** Plot kurva pengaman *existing* tipikal 1

Untuk *existing* koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 1, ada beberapa koordinasi yang harus dikoreksi sebagaimana yang ditunjukkan oleh lingkaran merah pada gambar 4.2.

Berikut penjelasan kesalahan yang di beri lingkaran merah :

1. *Setting* kurva *definite* dari rele 1APD-1 masih kurang tepat karena ketika arus hubung singkat terjadi pada

MCC bus, seharusnya hal tersebut dilindungi oleh kurva definite rele 1APD-1. Tapi pada gambar terlihat bahwa hal tersebut dilindungi oleh kurva *inverse* dengan *time dial* yang rendah sehingga membuat waktu pengamanannya menjadi sangat singkat. Hal yang kurang tepat lainnya adalah rele APD-1 dan F-01 memiliki *time delay* yang sama sehingga jika terjadi gangguan dengan arus maksimum keduanya akan *trip* bersamaan.

2. *Setting overload* dari 1APD-1, F-01, F-02 dan F-04 kurang tepat karena tidak memenuhi standar BS 142-1983.

Untuk memperbaiki kesalahan yang terjadi maka diperlukan resetting dengan menghitung secara manual rele-rele yang terdapat pada tipikal 1.

### **Rele 1APD-1**

<i>Manufacturer</i>	: GE MIFII
<i>Curve Type</i>	: <i>very inverse (ansi curves)</i>
FLA sekunder trafo 1APD-XF1	: 349.9 A
<i>CT Ratio</i>	: 800/ 5
Isc min 1APD MCC1	: 8.42 kA (3.3 kV)
Isc max 1APD MCC1	: 13.28 kA (3.3 kV)

### **Time Overcurrent Pickup**

$$1.05 \times \text{FLA 1APD-XF1} < \text{Iset} < 1.3 \times \text{FLA 1APD-XF1}$$

$$1.05 \times 349.9 < \text{Iset} < 1.3 \times 349.9$$

$$367.395 < \text{Iset} < 454.87$$

$$\frac{367.395}{800} \text{In} < \text{Iset} < \frac{454.87}{800} \text{In}$$

$$\text{Dipilih Iset} = \frac{444}{800} \text{In}$$

$$\text{Tap} = 0,555 \text{ In}$$

### **Time Dial**

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 2 s

$$t_d = T \times \left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]$$

$$T = \frac{td}{\left[ A + \frac{B}{(I_{set}-C)} + \frac{D}{(I_{set}-C)^2} + \frac{E}{(I_{set}-C)^3} \right]}$$

$$T = \frac{0.2}{\left[ 0.0615 + \frac{0.7989}{(444-0,3400)} + \frac{(-0.2840)}{(444-0,3400)^2} + \frac{4.0505}{(444-0,3400)^3} \right]}$$

$$T = 3,01$$

### Instantaneous Pickup

$$I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min}}$$

$$I_{set} < 0,8 \times 8.42 \text{ KA}$$

$$I_{set} < 6.736 \text{ KA}$$

$$\text{Dipilih } I_{set} = \frac{1920}{800} \text{ In}$$

$$\text{Tap} = 2.4 \text{ In}$$

### Time Delay

$$\text{Dipilih } \textit{time delay} = 0.3\text{s}$$

### **Rele F-01**

<i>Manufacturer</i>	: GE MULTILIN 735
<i>Curve Type</i>	: <i>very inverse (ansi curves)</i>
FLA Primer Trafo 1	: 105 A
APD-XF-1	
<i>CT Ratio</i>	: 300 / 5
Isc min bus 02012	: 12.96 kA (11 kV)
Isc max bus 02012	: 27.8 kA (11 kV)

### Time Overcurrent Pickup

$$1.05 \times \text{FLA Primer Trafo} < I_{set} < 1.3 \times \text{FLA Primer Trafo}$$

$$1.05 \times 105 < I_{set} < 1.3 \times 105$$

$$110.25 < I_{set} < 137,5$$

$$\frac{110.25}{300} \text{ In} < I_{set} < \frac{137.5}{300} \text{ In}$$

$$\text{Dipilih } I_{set} = \frac{136.5}{300} \text{ In}$$

$$\text{Tap} = 0.455 \text{ In}$$

### Time Dial

$$\text{Dipilih waktu operasi } (t_d) = 0.2 \text{ s}$$



$$td = T \times \left[ A + \frac{B}{(I_{set}-C)} + \frac{D}{(I_{set}-C)^2} + \frac{E}{(I_{set}-C)^3} \right]$$

$$T = \frac{td}{\left[ A + \frac{B}{(I_{set}-C)} + \frac{D}{(I_{set}-C)^2} + \frac{E}{(I_{set}-C)^3} \right]}$$

$$T = \frac{0.3}{\left[ 0.0615 + \frac{0.7989}{(136.5-0.3400)} + \frac{(-0.2840)}{(136.5-0.3400)^2} + \frac{4.0505}{(136.5-0.3400)^3} \right]}$$

$$T = 4$$

### Instantaneous Pickup

$$I_{set} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min bus 0212}$$

$$I_{set} < 0,8 \times 12,96 \text{ KA}$$

$$1,05 < I_{set} < 10,36 \text{ KA}$$

$$\text{Dipilih } I_{set} = \frac{4200}{300} I_n$$

$$\text{Tap} = 14 I_n$$

### Time Delay

Dipilih *time delay* = -

### **Relé F-02**

*Manufacturer* : BACKWITH 3420

*Curve Type* : *Inverse*

FLA Generator CTG 1 : 595.1 A

*CT Ratio* : 800 / 5

Isc Kontribusi min : 2.64 kA (11 kV)

CTG 1

Isc Kontribusi max : 3.77 kA (11 kV)

CTG 1

### Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA CTG 1} < I_{set} < 1,3 \times \text{FLA CTG 1}$$

$$1,05 \times 595,1 < I_{set} < 1,3 \times 595,1$$

$$624,8 < I_{set} < 773,6$$

$$\text{Dipilih } I_{set} = 768 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{nCT} = \frac{768}{800/5} = 4.8 \text{ A}$$

### Time Dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.3 s

$$t_d = \frac{0,14 \times T}{2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I_{sc \text{ kontribusi max}}}{\text{tap} \times CT \text{ primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,3 \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{3,77 \text{ kA}}{4,8 \times 800} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = 2$$

### **Rele F-04**

*Manufacturer* : BECKWITH 3420

*Curve Type* : *Inverse*

FLA Generator STG 2 : 555.7 A

*CT Ratio* : 800 / 5

Isc Kontribusi min : 2.86 kA (11 kV)

STG 2

Isc Kontribusi max : 3.41 kA (11 kV)

STG 2

### Time Overcurrent Pickup

$1.05 \times \text{FLA STG 2} < I_{set} < 1.3 \times \text{FLA STG 2}$

$1.05 \times 555.7 < I_{set} < 1.3 \times 555.7$

$583.485 < I_{set} < 722.41$

Dipilih  $I_{set} = 720 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{nCT} = \frac{720}{800/5} = 4.5 \text{ A}$$

### Time Dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.3 s

$$t_d = \frac{0,14 \times T}{2,97 \times \left[ \left( \frac{1}{IEB} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

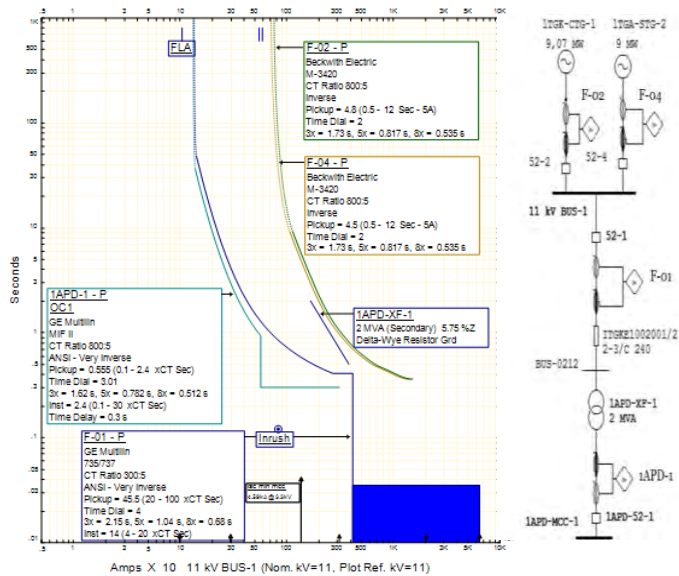
$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{1}{IEB} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I_{sc} \text{ kontribusi max}}{I_{tap} \times CT_{primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,3 \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{3,41 \text{ KA}}{4,8 \times 800} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = 2$$

Dari Perhitungan diatas lalu dibuat plot kurva koordinasi pengaman pada software simulasi. Hasil plot koordinasi rele pengaman dapat dilihat pada gambar 4.3.



**Gambar 4.3** Plot kurva pengamanan *resetting* tipikal 1

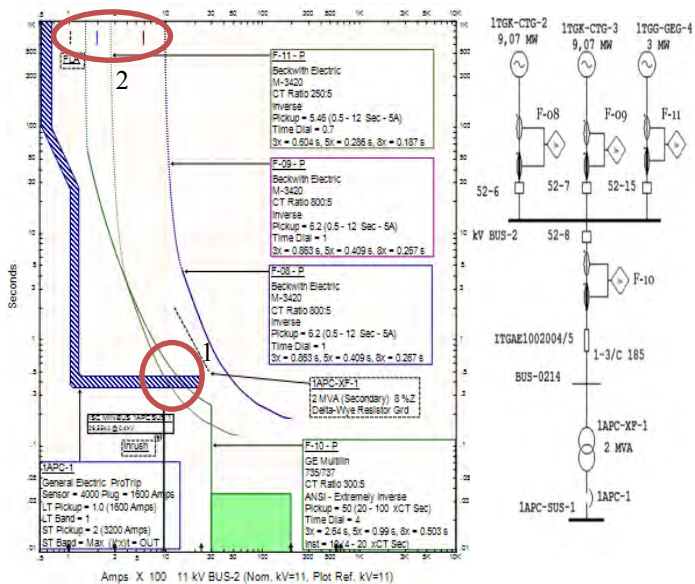
Dari *plot* kurva diatas dapat disimpulkan :

1. Rele 1APD-1 untuk melindungi sisi sekunder dari trafo 1APD-XF-1 ketika terjadi hubung singkat pada bus MCC 1. Selain itu, rele ini juga sebagai pelindung beban lebih pada sisi sekunder dari trafo 1APD-XF-1. *Time delay* pada saat hubung singkat adalah 0,3 s.
2. Rele F-01 adalah untuk melindungi bus-1 jika short circuit terjadi pada bus-0212 (*incoming* trafo 1APD-XF-1) dan sebagai *back up* ketika rele 1APD-1 gagal mengisolasi gangguan.
3. Rele F-02 ini adalah untuk melindungi generator CTG 1 ketika terjadi hubung singkat pada bus 1 dan sebagai *back up* dari rele F-01 ketika gagal mengisolasi gangguan. *Time delay* saat hubung singkat adalah 2 s.
4. Rele F-04 ini adalah untuk melindungi generator STG 1 ketika terjadi hubung singkat pada bus 1 dan sebagai *back up* dari rele F-01 ketika gagal mengisolasi gangguan. *Time delay* saat hubung singkat adalah 2 s.

### 4.5.1.2 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 2

Koordinasi proteksi tipikal 2 adalah koordinasi rele arus lebih dari CTG 2, GEG 4 dan CTG 3 pada level tegangan 11 kV menuju bus 1APC-SUS 1.

Berdasarkan data *existing* yang diperoleh, *time current curve* dan *single line diagram* untuk tipikal 2 dapat dilihat pada gambar 4.4.



**Gambar 4.4** Plot kurva pengaman *existing* tipikal 2

Untuk *existing* koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 2, ada beberapa koordinasi yang harus dikoreksi sebagaimana yang ditunjukkan oleh lingkaran merah pada gambar 4.4.

Berikut penjelasan kesalahan yang di beri lingkaran merah :

1. Rele 1APC, F-10, dan F-11 memiliki kesamaan *time delay*. Hal tersebut membuat ketiga rele ini akan *trip* secara bersamaan jika terjadi gangguan.
2. *Setting overload* untuk rele F-08, F-09, F-10, dan F-11 tidak memenuhi BS 142-1983.
3. Kurva dari 1APC-1 tidak aman karena berada dibawah FLA trafo.

Untuk memperbaiki kesalahan yang terjadi maka dipoerlukan resetting dengan menghitung secara manual rele-rele yan terdapat pada tipikal 2.

### 1APC-1 LVCB

<i>Manufacturer</i>	: GE MULTILIN PRO 17
<i>Curve Type</i>	: -
FLA sekunder trafo	: 349.9 A
1APD-XF1	
<i>CT Ratio</i>	: 4000/ 5
Isc min 1APC SUS 1	: 49.86 kA (0.4 kV)
Isc max 1APC SUS 1	: 62.68 kA (0.4 kV)

### Long Time Pick Up

$$1.05 \times \text{FLA sekunder trafo} < I_{set} < 0.8 \times I_{sc \text{ Min}}$$

$$1.05 \times 349.9 < I_{set} < 0.8 \times 49860$$

$$199.395 < I_{set} < 39888$$

$$\text{Dipilih } I_{set} = 3600\text{A}$$

$$LT \text{ Pick Up} = \frac{I_{set}}{I_{rating}} = \frac{3600}{3000} = 1.2$$

### Long Time Band

$$\text{Dipilih } LT \text{ Band} = 1$$

### Short Time Pick Up

$$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc \text{ Min}}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 49860$$

$$I_{set} \leq 39888$$

$$\text{Dipilih } I_{set} = 7200 \text{ A}$$

$$ST \text{ Pick Up} = \frac{I_{set}}{I_{rating}} = \frac{7200}{3000} = 2.4$$

### Short Time Band

Dipilih ST Band (time delay) = 0.4 s

### **Rele F-08**

Manufacturer	: BECKWITH 3420
Curve Type	: Inverse
FLA Generator CTG 2	: 595.1 A
CT Ratio	: 800 / 5
Isc Kontribusi min CTG 2	: 2.86 kA (11 kV)
Isc Kontribusi max CTG 2	: 3.77 kA (11 kV)

### Time Overcurrent Pickup

$$1.05 \times \text{FLA CTG 2} < \text{Iset} < 1.3 \times \text{FLA CTG 2}$$

$$1.05 \times 595.1 < \text{Iset} < 1.3 \times 595.1$$

$$624.8 < \text{Iset} < 773.6$$

$$\text{Dipilih Iset} = 768 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{nCT}} = \frac{768}{800/5} = 4.8 \text{ A}$$

### Time Dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$t_d = \frac{0,14 \times T}{2,97 \times \left[ \left( \frac{1}{\text{IEB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{1}{\text{IEB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{\text{Isc kontribusi max}}{\text{tap} \times \text{CT primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,3 \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{3,77 \text{ kA}}{4,8 \times 800} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = 1,4$$

### **Rele F-09**

*Manufacturer* : BECKWITH 3420

*Curve Type* : *Inverse*

FLA Generator CTG 2 : 595.1 A

*CT Ratio* : 800 / 5

Isc Kontribusi min : 2.86 kA (11 kV)

CTG 2

Isc Kontribusi max : 3.77 kA (11 kV)

CTG 2

#### Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA CTG 2} < \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA CTG 2}$$

$$1,05 \times 595,1 < \text{Iset} < 1,3 \times 595,1$$

$$624,8 < \text{Iset} < 773,6$$

Dipilih Iset = 768 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{n_{CT}} = \frac{768}{800/5} = 4,8 \text{ A}$$

#### Time Dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$t_d = \frac{0,14 \times T}{2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{\text{Isc kontribusi max}}{\text{tap} \times \text{CT primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,3 \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{3,77 \text{ kA}}{4,8 \times 800} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$



$$T = 1.4$$

### **Rele F-10**

<i>Manufacturer</i>	: GE MULTILIN 735
<i>Curve Type</i>	: <i>normal inverse (ansi curves)</i>
FLA Primer Trafo 1	: 105 A
APC-XF-1	
<i>CT Ratio</i>	: 300 / 5
Isc min bus 02014	: 12.58 kA (11 kV)
Isc max bus 02014	: 26.2 kA (11 kV)

### **Time Overcurrent Pickup**

$$1.05 \times \text{FLA Primer Trafo} < \text{Iset} < 1.3 \times \text{FLA Primer Trafo}$$

$$1.05 \times 105 < \text{Iset} < 1.3 \times 105$$

$$110.25 < \text{Iset} < 137,5$$

$$110.25 < \text{Iset} < 137,5$$

$$\frac{367.395}{300} \text{In} < \text{Iset} < \frac{137.5}{300} \text{In}$$

$$\text{Dipilih Iset} = \frac{136.5}{300} \text{In}$$

$$\text{Tap} = 0.455 \text{ In}$$

### **Time Dial**

$$\text{Dipilih waktu operasi (td)} = 0.2 \text{ s}$$

$$td = T \times \left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]$$

$$T = \frac{td}{\left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]}$$

$$T = \frac{0.1}{\left[ 0.0274 + \frac{2.2164}{(136,5-0,3000)} + \frac{(-4.1899)}{(136,5-0,3000)^2} + \frac{9.1272}{(136,5-0,3000)^3} \right]}$$

$$T = 3$$

### **Instantaneous Pickup**

$$\text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min bus 0214}$$

$$\text{Iset} < 0,8 \times 12.58 \text{ KA}$$

$$1.05 < \text{Iset} < 10.064 \text{ KA}$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Iset} &= \frac{3000}{300} I_n \\ \text{Tap} &= 10 I_n \end{aligned}$$

### Time Delay

Dipilih *time delay* = -

### **Rele F-11**

<i>Manufacturer</i>	: BACKWITH 3420
<i>Curve Type</i>	: <i>Inverse</i>
FLA Generator GEG 4	: 196.8 A
<i>CT Ratio</i>	: 250 / 5
Isc Kontribusi min GEG 4	: 0.806 kA (11 kV)
Isc Kontribusi max GEG 4	: 1.31 kA (11 kV)

### Time Overcurrent Pickup

$$1.05 \times \text{FLA STG GEG 4} < \text{Iset} < 1.3 \times \text{FLA GEG 4}$$

$$1.05 \times 196.8 < \text{Iset} < 1.3 \times 196.8$$

$$206.64 < \text{Iset} < 255.84$$

Dipilih Iset = 250 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{n_{CT}} = \frac{250}{250/5} = 5 \text{ A}$$

### Time Dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$t_d = \frac{0,14 \times T}{2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

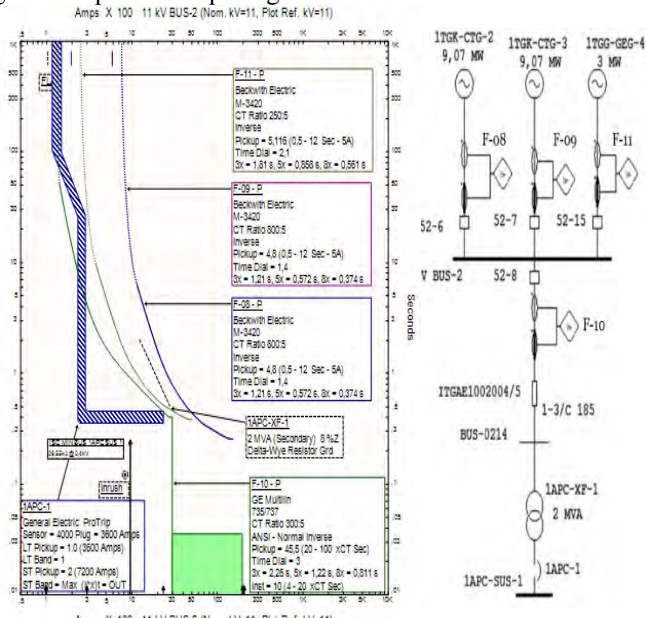
$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{\text{Isc kontribusi max}}{\text{tap} \times CT_{primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{\times 2.97 \times \left[ \left( \frac{1.31 \text{ KA}}{5 \times 250} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$T = 2.1$$

Dari Perhitungan tersebut lalu dibuat plot kurva koordinasi pengaman pada software simulasi. Hasil plot koordinasi rele pengaman dapat dilihat pada gambar 4.5.



**Gambar 4.5** Plot kurva pengaman *resetting* tipikal 2

Dari *plot* kurva diatas dapat disimpulkan :

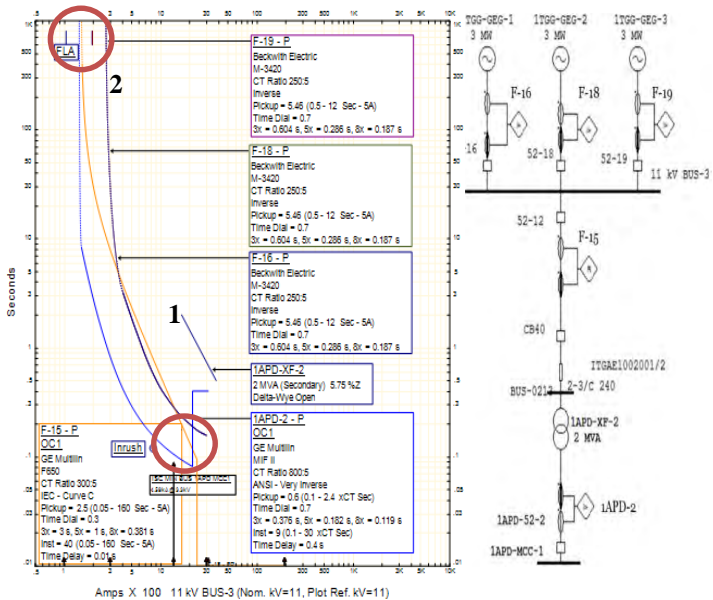
1. IAPC-1 LVCB untuk melindungi sisi sekunder dari trafo IAPC-XF-1 ketika terjadi hubung singkat pada bus APC-SUS-1. Selain itu, rele ini juga sebagai pelindung beban lebih pada sisi sekunder dari trafo IAPC-XF-1
2. Rele F-10 adalah untuk melindungi bus-2 jika short circuit terjadi pada bus-0214 (*incoming* trafo IAPC-XF-

- 1) dan sebagai *back up* ketika rele 1APC-1 gagal mengisolasi gangguan.
3. Rele F-08 dan F-09 ini adalah untuk melindungi generator CTG 2 dan CTG 3 ketika terjadi hubung singkat pada *bus 2* dan sebagai *back up* dari rele F-10 ketika gagal mengisolasi gangguan. *Time delay* saat hubung singkat terjadi adalah 0.4 s.
4. Rele F-11 ini adalah untuk melindungi generator GEG 4 ketika terjadi hubung singkat pada *bus 2* dan sebagai *back up* dari rele F-10 ketika gagal mengisolasi gangguan. *Time delay* saat hubung singkat terjadi adalah 2.1 s.

#### **4.1.5.3 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 3**

Koordinasi proteksi dari tipikal 3 adalah rele arus lebih dari generator GEG 1, GEG 2 dan GEG 3 pada level tegangan 11 kV menuju *bus MCC 1*.

Berdasarkan data *existing* yang diperoleh, time current curve dan single line diagram untuk tipikal 3 dapat dilihat pada gambar 4.6.



**Gambar 4.6** Plot kurva pengaman *existing* tipikal 3

Untuk *existing* koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 3, ada beberapa koordinasi yang harus dikoreksi sebagaimana yang ditunjukkan oleh lingkaran merah pada gambar 4.6.

- Berikut penjelasan kesalahan yang di beri lingkaran merah :
1. Rele F-16, F-18, F-19 dan IAPD-2 memiliki kesamaan *time delay* sehingga akan *trip* secara bersamaan jika terjadi gangguan.
  2. *Setting overload* dari F-16, F-18, F-19 dan IAPD-2 kurang tepat karena tidak memenuhi standar BS 142-1983.

Untuk memperbaiki kesalahan yang terjadi maka diperlukan resetting dengan menghitung secara manual rele-rele yang terdapat pada tipikal 3.

### **Rele 1APD-2**

<i>Manufacturer</i>	: GE MIFII
<i>Curve Type</i>	: <i>very inverse (ansi curves)</i>
FLA sekunder trafo	: 349.9 A
1APD-XF2	
<i>CT Ratio</i>	: 800/ 5
Isc min 1APD MCC1	: 8.42 kA (3.3 kV)
Isc max 1APD MCC1	: 13.28 kA (3.3 kV)

### **Time Overcurrent Pickup**

$$1.05 \times \text{FLA 1APD-XF2} < \text{Iset} < 1.3 \times \text{FLA 1APD-XF2}$$

$$1.05 \times 349.9 < \text{Iset} < 1.3 \times 349.9$$

$$367.395 < \text{Iset} < 454.87$$

$$\frac{367.395}{800} \text{In} < \text{Iset} < \frac{454.87}{800} \text{In}$$

$$\text{Dipilih Iset} = \frac{444}{800} \text{In}$$

$$\text{Tap} = 0,555 \text{ In}$$

### **Time Dial**

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$td = T \times \left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]$$

$$T = \frac{td}{\left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]}$$

$$T = \frac{0.2}{\left[ 0.0615 + \frac{0.7989}{(444-0,3400)} + \frac{(-0.2840)}{(444-0,3400)^2} + \frac{4.0505}{(444-0,3400)^3} \right]}$$

$$T = 3,01$$

### **Instantaneous Pickup**

$$\text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$\text{Iset} < 0,8 \times 8.42 \text{ KA}$$

$$\text{Iset} < 6.736 \text{ KA}$$

$$\text{Dipilih Iset} = \frac{1920}{800} \text{In}$$

Tap = 2.4 In

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0.3s

**Rele F15**

*Manufacturer*

: GE MULTILIN F650

*Curve Type*

: normally inverse (*ansi curves*)

FLA primer trafo

: 105 A

1APD-XF2

*CT Ratio*

: 300/ 5

Isc min bus 0213

: 10.54 kA (11 kV)

Isc max bus 0213

: 25.19 kA (11 kV)

Time Overcurrent Pickup

$1.05 \times \text{FLA primer trafo} < \text{Iset} < 1.3 \times \text{FLA trafo}$

$1.05 \times 105 < \text{Iset} < 1.3 \times 105$

$110.25 < \text{Iset} < 136.5$

$110.25 < \text{Iset} < 137,5$

$\frac{367.395}{300} \ln < \text{Iset} < \frac{137.5}{300} \ln$

Dipilih Iset =  $\frac{136.5}{300} \ln$

Tap = 0.455 In

Time Dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$t_d = T \times \left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]$$

$$T = \frac{t_d}{\left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]}$$

$$T = \frac{0.8}{\left[ 0.274 + \frac{2.2614}{(136.2-0,3000)} + \frac{(-4.1899)}{(136.2-0,3000)^2} + \frac{9.1272}{(136.2-0,3000)^3} \right]}$$

T = 2,77

Instantaneous Pickup

$$I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min}}$$

$$I_{set} < 0,8 \times 10,54 \text{ KA}$$

$$I_{set} < 8,736 \text{ KA}$$

$$\text{Dipilih } I_{set} = \frac{3780}{300} I_n$$

$$\text{Tap} = 12,6 I_n$$

Time Delay

$$\text{Dipilih } time \text{ delay} = 0,1 \text{ s}$$

**Rele F-16**

*Manufacturer* : BACKWITH 3420

*Curve Type* : *Inverse*

FLA Generator GEG 1 : 196,8 A

*CT Ratio* : 250 / 5

Isc Kontribusi min : 0,806 kA (11 kV)

GEG 1

Isc Kontribusi max : 1,31 kA (11 kV)

GEG 1

Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA STG GEG 1} < I_{set} < 1,3 \times \text{FLA GEG 1}$$

$$1,05 \times 196,8 < I_{set} < 1,3 \times 196,8$$

$$206,64 < I_{set} < 255,84$$

$$\text{Dipilih } I_{set} = 250 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{n_{CT}} = \frac{250}{250/5} = 5 \text{ A}$$

Time Dial

$$\text{Dipilih waktu operasi } (t_d) = 0,2 \text{ s}$$

$$t_d = \frac{0,14 \times T}{2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$



$$T = \frac{t_d \times 2.97 \times \left[ \left( \frac{I_{sc} \text{ kontribusi max}}{\text{tap} \times CT \text{ primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{\times 2.97 \times \left[ \left( \frac{1,31 \text{ KA}}{5 \times 250} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = 2.1$$

### **Relé F-18**

<i>Manufacturer</i>	: BACKWITH 3420
<i>Curve Type</i>	: <i>Inverse</i>
FLA Generator GEG 2	: 196.8 A
<i>CT Ratio</i>	: 250 / 5
Isc Kontribusi min GEG 2	: 0.806 kA (11 kV)
Isc Kontribusi max GEG 2	: 1.31 kA (11 kV)

### Time Overcurrent Pickup

$$1.05 \times \text{FLA STG GEG 1} < I_{set} < 1.3 \times \text{FLA GEG 1}$$

$$1.05 \times 196.8 < I_{set} < 1.3 \times 196.8$$

$$206.64 < I_{set} < 255.84$$

Dipilih Iset = 250 A

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{n_{CT}} = \frac{250}{250/5} = 5 \text{ A}$$

### Time Dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$t_d = \frac{0,14 \times T}{2.97 \times \left[ \left( \frac{1}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$T = \frac{t_d \times 2.97 \times \left[ \left( \frac{1}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2.97 \times \left[ \left( \frac{I_{sc} \text{ kontribusi max}}{\text{tap} \times CT \text{ primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{\times 2.97 \times \left[ \left( \frac{1.31 \text{ kA}}{5 \times 250} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$T = 2.1$$

### **Rele F-19**

<i>Manufacturer</i>	: BACKWITH 3420
<i>Curve Type</i>	: <i>Inverse</i>
FLA Generator GEG 3	: 196.8 A
<i>CT Ratio</i>	: 250 / 5
Isc Kontribusi min GEG 3	: 0.806 kA (11 kV)
Isc Kontribusi max GEG 3	: 1.31 kA (11 kV)

### **Time Overcurrent Pickup**

$$1.05 \times \text{FLA STG GEG 1} < \text{Iset} < 1.3 \times \text{FLA GEG 1}$$

$$1.05 \times 196.8 < \text{Iset} < 1.3 \times 196.8$$

$$206.64 < \text{Iset} < 255.84$$

Dipilih Iset = 250 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{nCT}} = \frac{250}{250/5} = 5 \text{ A}$$

### **Time Dial**

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$t_d = \frac{0.14 \times T}{2.97 \times \left[ \left( \frac{I}{\text{IEB}} \right)^{0.02} - 1 \right]}$$

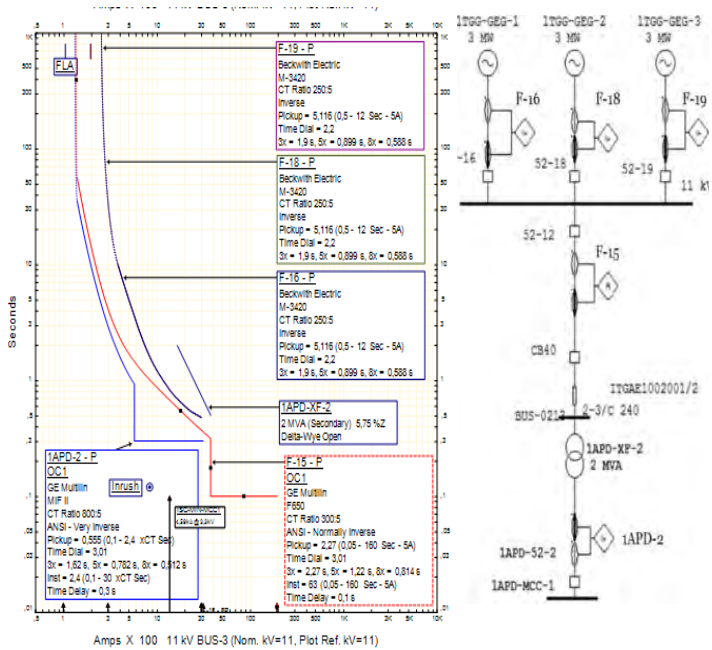
$$T = \frac{t_d \times 2.97 \times \left[ \left( \frac{I}{\text{IEB}} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2.97 \times \left[ \left( \frac{\text{Isc kontribusi max}}{\text{tap} \times \text{CT primary}} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

$$T = \frac{\times 2.97 \times \left[ \left( \frac{1.31 \text{ kA}}{5 \times 250} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0.14}$$

T= 2.1

Dari Perhitungan diatas lalu dibuat plot kurva koordinasi pengaman pada software simulasi. Hasil plot koordinasi rele pengaman dapat dilihat pada gambar 4.7.



Gambar 4.7 Plot kurva pengaman *resetting* tipikal 3

Dari *plot* kurva diatas dapat disimpulkan :

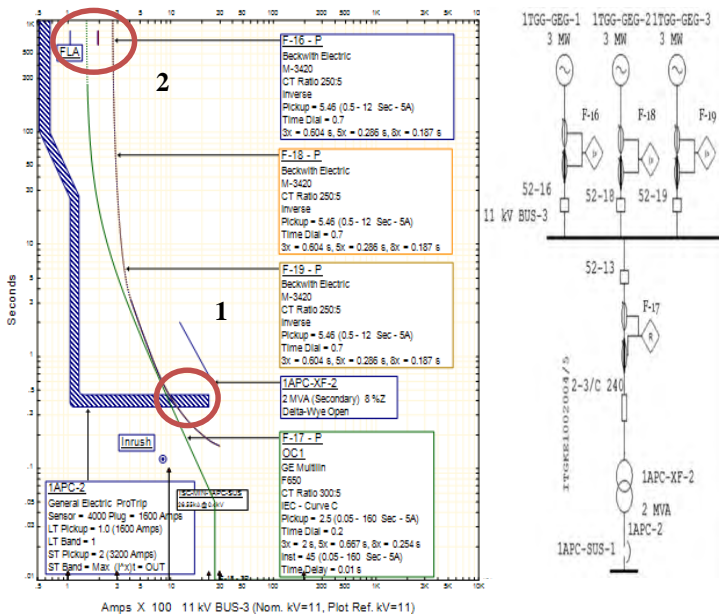
1. Rele 1APD-2 untuk melindungi sisi sekunder dari trafo 1APD-XF-2 ketika terjadi hubung singkat pada bus MCC 1. Selain itu, rele ini juga sebagai pelindung beban lebih pada sisi sekunder dari trafo 1APD-XF-2.
2. Rele F-15 adalah untuk melindungi bus-3 jika short circuit terjadi pada bus-0213 (*incoming* trafo 1APD-XF-2) dan sebagai *back up* ketika rele 1APD-2 gagal mengisolasi gangguan.

3. Rele F-16, F18, F19 ini adalah untuk melindungi generator GEG1, GEG 2, dan GEG 3 ketika terjadi hubung singkat pada bus 3 dan sebagai *back up* dari rele F-15 ketika gagal mengisolasi gangguan. Time delay saat hubung singkat terjadi adala 2.1 s.

#### 4.1.5.4 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 4

Koordinasi proteksi dari tipikal 4 adalah rele arus lebih dari generator GEG 1, GEG 2 dan GEG 3 pada level tegangan 11 kV menuju bus 1APC-SUS.

Berdasarkan data *existing* yang diperoleh, time current curve dan single line diagram untuk tipikal 4 dapat dilihat pada gambar 4.8



Gambar 4.8 Plot kurva penganaman *existing* Tipikal 4

Untuk *existing* koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 4, ada beberapa koordinasi yang harus dikoreksi sebagaimana yang ditunjukkan oleh lingkaran merah pada gambar 4.8.

Berikut penjelasan kesalahan yang di beri lingkaran merah :

1. Rele F-16, F-18, F-17 dan 1APC-2 memiliki kesamaan *time delay* sehingga akan *trip* secara bersamaan jika terjadi gangguan.
3. *Setting overload* dari F-16, F-18, F-17 dan F-19 kurang tepat karena tidak memenuhi standar BS 142-1983 (1,05-1,3 dikalikan oleh nominal arus).
4. Kurva dari 1APC-1 tidak aman karena berada dibawah FLA trafo.

Untuk memeperbaiki kesalahan yang terjadi maka diperlukan resetting dengan menghitung secara manual rele-rele yang terdapat pada tipikal 4.

### **1APC-2 LVCB**

<i>Manufacturer</i>	: GE MULTILIN PRO 17
<i>Curve Type</i>	: -
FLA sekunder trafo 1APC-XF1	: 349.9 A
<i>CT Ratio</i>	: 4000/ 5
Isc min 1APC SUS 1	: 49.86 kA (0.4 kV)
Isc max 1APC SUS 1	: 62.68 kA (0.4 kV)

### **Long Time Pick Up**

$$1.05 \times \text{FLA sekunder trafo} < \text{Iset} < 0.8 \times \text{Isc Min}$$

$$1.05 \times 349.9 < \text{Iset} < 0.8 \times 49860$$

$$199.395 < \text{Iset} < 39888$$

$$\text{Dipilih Iset} = 3600\text{A}$$

$$\text{LT Pick Up} = \frac{\text{Iset}}{\text{Irating}} = \frac{3600}{3000} = 1.2$$

### **Long Time Band**

$$\text{Dipilih LT Band} = 1$$

### **Short Time Pick Up**

$$\text{Iset} \leq 0,8 \times \text{Isc Min}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 49860$$

$$I_{set} \leq 39888$$

Dipilih  $I_{set} = 7200 \text{ A}$

$$ST \text{ Pick Up} = \frac{I_{set}}{I_{rating}} = \frac{7200}{3000} = 2.4$$

### Short Time Band

Dipilih  $ST \text{ Band (time delay)} = 0.4 \text{ s}$

### **Rele F-16**

*Manufacturer* : BACKWITH 3420

*Curve Type* : *Inverse*

FLA Generator GEG 1 : 196.8 A

*CT Ratio* : 250 / 5

Isc Kontribusi min : 0.806 kA (11 kV)

GEG 1

Isc Kontribusi max : 1.31 kA (11 kV)

GEG 1

### Time Overcurrent Pickup

$$1.05 \times \text{FLA STG GEG 1} < I_{set} < 1.3 \times \text{FLA GEG 1}$$

$$1.05 \times 196.8 < I_{set} < 1.3 \times 196.8$$

$$206.64 < I_{set} < 255.84$$

Dipilih  $I_{set} = 250 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{n_{CT}} = \frac{250}{250/5} = 5 \text{ A}$$

### Time Dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$t_d = \frac{0,14 \times T}{2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I_{sc \text{ kontribusi max}}}{\text{tap} \times CT \text{ primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{\times 2.97 \times \left[ \left( \frac{1.31 \text{ KA}}{5 \times 250} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = 2.1$$

### **Rele F-18**

<i>Manufacturer</i>	: BACKWITH 3420
<i>Curve Type</i>	: <i>Inverse</i>
FLA Generator GEG 2	: 196.8 A
<i>CT Ratio</i>	: 250 / 5
Isc Kontribusi min GEG 2	: 0.806 kA (11 kV)
Isc Kontribusi max GEG 2	: 1.31 kA (11 kV)

### **Time Overcurrent Pickup**

$$1.05 \times \text{FLA STG GEG 2} < \text{Iset} < 1.3 \times \text{FLA GEG 2}$$

$$1.05 \times 196.8 < \text{Iset} < 1.3 \times 196.8$$

$$206.64 < \text{Iset} < 255.84$$

Dipilih Iset = 250 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{nCT}} = \frac{250}{250/5} = 5 \text{ A}$$

### **Time Dial**

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$t_d = \frac{0,14 \times T}{2.97 \times \left[ \left( \frac{I}{\text{IEB}} \right)^{0.02} - 1 \right]}$$

$$T = \frac{t_d \times 2.97 \times \left[ \left( \frac{I}{\text{IEB}} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2.97 \times \left[ \left( \frac{\text{Isc kontribusi max}}{\text{tap} \times \text{CT primary}} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{\times 2.97 \times \left[ \left( \frac{1.31 \text{ KA}}{5 \times 250} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = 2.1$$

### **Rele F-19**

<i>Manufacturer</i>	: BACKWITH 3420
<i>Curve Type</i>	: <i>Inverse</i>
FLA Generator GEG 3	: 196.8 A
<i>CT Ratio</i>	: 250 / 5
Isc Kontribusi min GEG 3	: 0.806 kA (11 kV)
Isc Kontribusi max GEG 3	: 1.31 kA (11 kV)

### **Time Overcurrent Pickup**

$$1.05 \times \text{FLA STG GEG 3} < \text{Iset} < 1.3 \times \text{FLA GEG 3}$$

$$1.05 \times 196.8 < \text{Iset} < 1.3 \times 196.8$$

$$206.64 < \text{Iset} < 255.84$$

Dipilih Iset = 250 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{n_{CT}} = \frac{250}{250/5} = 5 \text{ A}$$

### **Time Dial**

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$t_d = \frac{0,14 \times T}{2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{\text{Isc kontribusi max}}{\text{tap} \times \text{CT primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{\times 2,97 \times \left[ \left( \frac{1,31 \text{ kA}}{5 \times 250} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = 2.1$$



**Rele F15**

Manufacturer	: GE MULTILIN F650
Curve Type	: normally inverse (ansi curves)
FLA primer trafo	: 105 A
1APD-XF2	
CT Ratio	: 300/ 5
Isc min bus 0213	: 10.62kA (3.3 kV)
Isc max bus 0213	: 26.63 kA (3.3 kV)

Time Overcurrent Pickup

$$1.05 \times \text{FLA primer trafo} < \text{Iset} < 1.3 \times \text{FLA trafo}$$

$$1.05 \times 105 < \text{Iset} < 1.3 \times 105$$

$$110.25 < \text{Iset} < 136.5$$

$$110.25 < \text{Iset} < 137.5$$

$$\frac{110.25}{300} \text{In} < \text{Iset} < \frac{137.5}{300} \text{In}$$

$$\text{Dipilih Iset} = \frac{136.5}{300} \text{In}$$

$$\text{Tap} = 0.455 \text{ In}$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$t_d = T \times \left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]$$

$$T = \frac{t_d}{\left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]}$$

$$T = \frac{0.8}{\left[ 0.274 + \frac{2.2614}{(136.2-0.3000)} + \frac{(-4.1899)}{(136.2-0.3000)^2} + \frac{9.1272}{(136.2-0.3000)^3} \right]}$$

$$T = 2,77$$

Instantaneous Pickup

$$I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min}}$$

$$I_{set} < 0,8 \times 10,62 \text{ KA}$$

$$I_{set} < 8,496 \text{ KA}$$

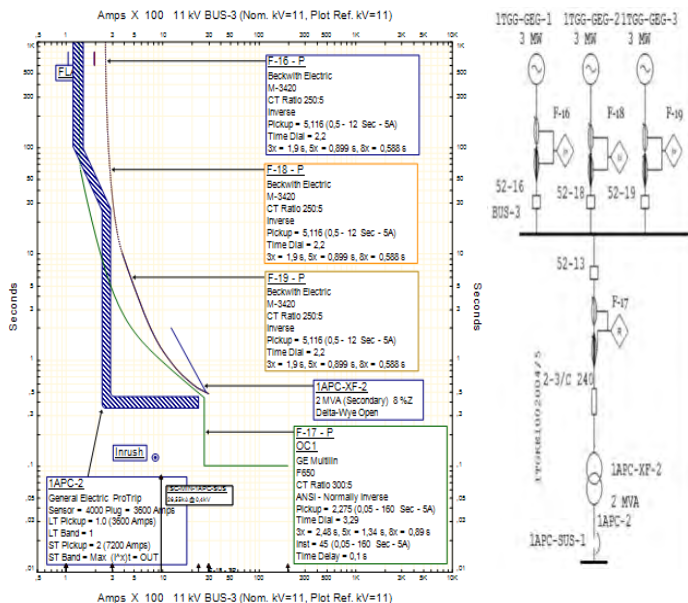
$$\text{Dipilih } I_{set} = \frac{2700}{300} I_n$$

$$\text{Tap} = 9 I_n$$

Time Delay

$$\text{Dipilih } \text{time delay} = 0.1 \text{ s}$$

Dari Perhitungan lalu dibuat plot kurva koordinasi pengaman pada software simulasi. Hasil plot koordinasi rele pengaman dapat dilihat pada gambar 4.9 dibawah ini :



**Gambar 4.9** Plot kurva pengaman *resetting* tipikal 4

Dari *plot* kurva diatas dapat disimpulkan :

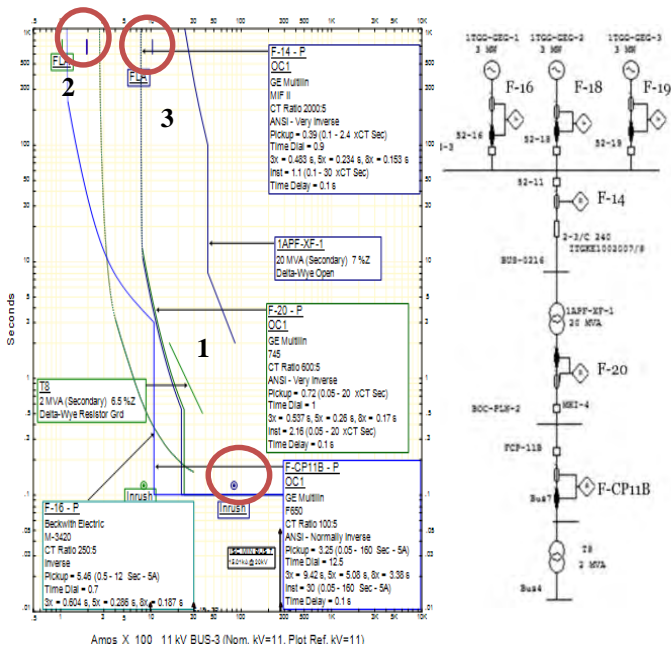
1. 1APC-2 untuk melindungi sisi sekunder dari trafo 1APC-XF-2 ketika terjadi hubung singkat pada bus 1APC-SUS

1. Selain itu, rele ini juga sebagai pelindung beban lebih pada sisi sekunder dari trafo 1APC-XF-2.
2. Rele F-17 untuk melindungi bus-3 jika short circuit terjadi pada bus-0215 (*incoming* trafo 1APC-XF-2) dan sebagai *back up* ketika rele 1AP2-2 gagal mengisolasi gangguan. *Time delay* saat hubung singkat terjadi adalah 0.1 s.
3. Rele F-16, F18, F19 ini adalah untuk melindungi generator GEG1, GEG 2, dan GEG 3 ketika terjadi hubung singkat pada bus 3 dan sebagai *back up* dari rele F-15 ketika gagal mengisolasi gangguan. *Time delay* saat terjadi hubung singkat adalah 2.1 s.

#### **4.1.5.5 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 5**

Koordinasi proteksi dari tipikal 5 adalah rele arus lebih dari generator GEG 1, GEG 2 dan GEG 3 pada level tegangan 11 kV menuju trafo 8.

Berdasarkan data *existing* yang diperoleh, time current curve dan single line diagram untuk tipikal 5 dapat dilihat pada gambar 4.10.



**Gambar 4.10** Plot kurva pengaman *existing* tipikal 5

Untuk *existing* koordinasi proteksi rele arus lebih tipikal 5, ada beberapa koordinasi yang harus dikoreksi sebagaimana yang ditunjukkan oleh lingkaran merah pada gambar 4.10.

Berikut penjelasan kesalahan yang di beri lingkaran merah :

1. Rele F-CP11B, F-20, F-14 dan 1APD-2 memiliki kesamaan *time delay* sehingga akan *trip* secara bersamaan jika terjadi gangguan. Selain itu, rele 14 akan *trip* saat trafo mulai beroperasi.
2. *Setting overload* dari F-16, F-18, F-19 dan kurang tepat karena tidak memenuhi standar BS 142-1983.
3. Kurva F-20, F-14 tidak aman karena berada dibawah FLA trafo.

Untuk memperbaiki kesalahan yang terjadi maka diperlukan resetting dengan menghitung secara manual rele-rele yang terdapat pada tipikal 5.

**Rele F-14**

Manufacturer	: GE MIFII
Curve Type	: very inverse (ansi curves)
FLA primer trafo	: 1050 A
1APF-XF1	
CT Ratio	: 2000/ 5
Isc min bus 0216	: 10.6 kA (3.3 kV)
Isc max bus 0216	: 25.81 kA (3.3 kV)

Time Overcurrent Pickup

$$1.05 \times \text{FLA 1APF-XF1} < \text{Iset} < 1.3 \times \text{FLA 1APf-XF1}$$

$$1.05 \times 1050 < \text{Iset} < 1.3 \times 1050$$

$$1102.5 < \text{Iset} < 1365$$

$$\frac{1102.5}{2000} \text{In} < \text{Iset} < \frac{1365}{2000} \text{In}$$

$$\text{Dipilih Iset} = \frac{1365}{2000} \text{In}$$

$$\text{Tap} = 0.68 \text{ In}$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.9 s

$$td = T \times \left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]$$

$$T = \frac{td}{\left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]}$$

$$T = \frac{0.9}{\left[ 0.0615 + \frac{0.7989}{(1240-0,3400)} + \frac{(-0.2840)}{(1240-0,3400)^2} + \frac{4.0505}{(1240-0,3400)^3} \right]}$$

$$T = 1.4$$

Instantaneous Pickup

$$\text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min bus 0212}$$

$$\text{Iset} < 0.8 \times 10.6 \text{ KA}$$

$$\text{Iset} < 8.48 \text{ KA}$$

$$\text{Dipilih Iset} = \frac{3800}{2000} \text{In}$$

$$\text{Tap} = 1.9 \text{ In}$$

### Time Delay

Dipilih *time delay* = 0.3 s

### **Rele F-16**

*Manufacturer* : BACKWITH 3420

*Curve Type* : *Inverse*

FLA Generator GEG 1 : 196.8 A

*CT Ratio* : 250 / 5

Isc Kontribusi min : 0.806 kA (11 kV)

GEG 1

Isc Kontribusi max : 1.31 kA (11 kV)

GEG 1

### Time Overcurrent Pickup

$1.05 \times \text{FLA STG GEG 1} < \text{Iset} < 1.3 \times \text{FLA GEG 1}$

$1.05 \times 196.8 < \text{Iset} < 1.3 \times 196.8$

$206.64 < \text{Iset} < 255.84$

Dipilih Iset = 250 A

$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{nCT}} = \frac{250}{250/5} = 5 \text{ A}$

### Time Dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$t_d = \frac{0,14 \times T}{2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{\text{IEB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{\text{IEB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{\text{Isc kontribusi max}}{\text{tap} \times \text{CT primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{\times 2,97 \times \left[ \left( \frac{1,31 \text{ kA}}{5 \times 250} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = 2.1$$

### **Rele F-18**

<i>Manufacturer</i>	: BACKWITH 3420
<i>Curve Type</i>	: <i>Inverse</i>
FLA Generator GEG 2	: 196.8 A
<i>CT Ratio</i>	: 250 / 5
Isc Kontribusi min GEG 2	: 0.806 kA (11 kV)
Isc Kontribusi max GEG 2	: 1.31 kA (11 kV)

### **Time Overcurrent Pickup**

$$1.05 \times \text{FLA STG GEG 2} < I_{set} < 1.3 \times \text{FLA GEG 2}$$

$$1.05 \times 196.8 < I_{set} < 1.3 \times 196.8$$

$$206.64 < I_{set} < 255.84$$

Dipilih  $I_{set} = 250 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{nCT} = \frac{250}{250/5} = 5 \text{ A}$$

### **Time Dial**

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$t_d = \frac{0,14 \times T}{2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I_{sc} \text{ kontribusi max}}{\text{tap} \times CT \text{ primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{\times 2,97 \times \left[ \left( \frac{1,31 \text{ KA}}{5 \times 250} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = 2.1$$

### **Rele F-19**

<i>Manufacturer</i>	: BACKWITH 3420
<i>Curve Type</i>	: <i>Inverse</i>

FLA Generator GEG 3	: 196.8 A
CT Ratio	: 250 / 5
Isc Kontribusi min GEG 3	: 0.806 kA (11 kV)
Isc Kontribusi max GEG 3	: 1.31 kA (11 kV)

Time Overcurrent Pickup

$$1.05 \times \text{FLA STG GEG 3} < I_{set} < 1.3 \times \text{FLA GEG 3}$$

$$1.05 \times 196.8 < I_{set} < 1.3 \times 196.8$$

$$206.64 < I_{set} < 255.84$$

Dipilih  $I_{set} = 250 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{n_{CT}} = \frac{250}{250/5} = 5 \text{ A}$$

Time Dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$t_d = \frac{0,14 \times T}{2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I}{I_{EB}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{t_d \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{I_{sc \text{ kontribusi max}}}{\text{tap} \times CT_{primary}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = \frac{\times 2,97 \times \left[ \left( \frac{1,31 \text{ kA}}{5 \times 250} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

T = 2.1

**Rele F-20**

Manufacturer	: GE MULTILIN 745
Curve Type	: <i>very inverse (ansi curves)</i>
FLA sekunder trafo 1APF-XF1	: 577.4 A
CT Ratio	: 600/ 5
Isc min BOC PLN	: 3.15 kA (20 kV)
Isc max BOC PLN	: 18.04 kA (20 kV)



### Time Overcurrent Pickup

$$1.05 \times \text{FLA 1APF-XF1} < \text{Iset} < 1.3 \times \text{FLA 1APF-XF1}$$

$$1.05 \times 577.4 < \text{Iset} < 1.3 \times 577.4$$

$$606.27 < \text{Iset} < 750.62$$

Dipilih Iset = 648 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{nCT}} = \frac{648}{600/5} = 5.4 \text{ A}$$

### Time Dial

Dipilih waktu operasi ( $t_d$ ) = 0.2 s

$$t_d = T \times \left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]$$

$$T = \frac{t_d}{\left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]}$$

$$T = \frac{0.2}{\left[ 0.0615 + \frac{0.7989}{(648-0.3400)} + \frac{(-0.2840)}{(648-0.3400)^2} + \frac{4.0505}{(648-0.3400)^3} \right]}$$

$$T = 2.9$$

### Instantaneous Pickup

$$\text{Iset} < 0.8 \times \text{Isc min}$$

$$\text{Iset} < 0.8 \times 3.15 \text{ KA}$$

$$\text{Iset} < 2.52 \text{ KA}$$

Dipilih Iset = 2304 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{nCT}} = \frac{2304}{600/5} = 30 \text{ A}$$

### Time Delay

Dipilih time delay = 0.3s

### **Rele CP11B**

<i>Manufacturer</i>	: GE MULTILIN F650
<i>Curve Type</i>	: normally inverse (ansi curves)
FLA primer trafo 8	: 57.74 A
CT Ratio	: 100/ 5
Isc min bus 0213	: 3.15 kA (20 kV)
Isc max bus 0213	: 18.04 kA (20 kV)

Time Overcurrent Pickup

$$1.05 \times \text{FLA primer trafo} < \text{Iset} < 1.3 \times \text{FLA trafo}$$

$$1.05 \times 57.74 < \text{Iset} < 1.3 \times 57.74$$

$$60.627 < \text{Iset} < 75.062$$

$$\frac{60.627}{100} \text{In} < \text{Iset} < \frac{75.062}{100} \text{In}$$

$$\text{Dipilih Iset} = \frac{65}{100} \text{In}$$

$$\text{Tap} = 0.65 \text{In}$$

Time Dial

$$\text{Dipilih waktu operasi (t}_d\text{)} = 0.9 \text{ s}$$

$$t_d = T \times \left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]$$

$$T = \frac{t_d}{\left[ A + \frac{B}{(\text{Iset}-C)} + \frac{D}{(\text{Iset}-C)^2} + \frac{E}{(\text{Iset}-C)^3} \right]}$$

$$T = \frac{0.8}{\left[ 0.274 + \frac{2.2614}{(136.2-0.3000)} + \frac{(-4.1899)}{(136.2-0.3000)^2} + \frac{9.1272}{(136.2-0.3000)^3} \right]}$$

$$T = 1,4$$

Instantaneous Pickup

$$\text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$\text{Iset} < 0,8 \times 3,15 \text{ KA}$$

$$\text{Iset} < 2,52 \text{ KA}$$

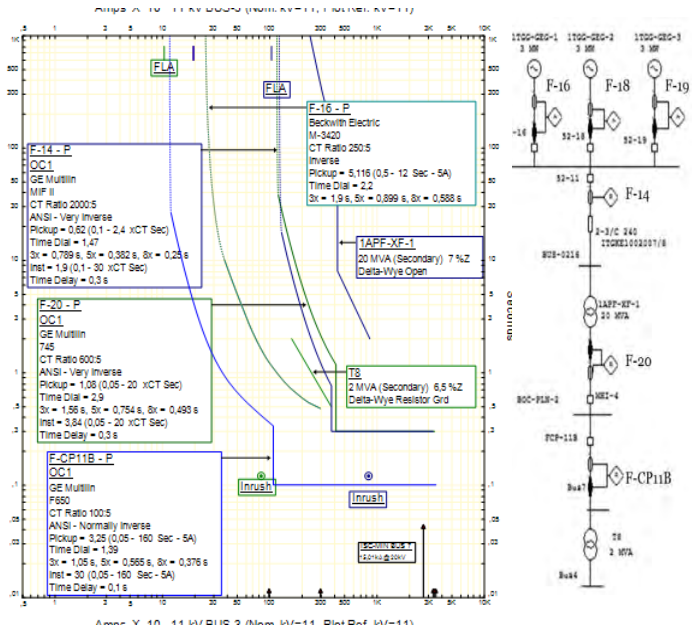
$$\text{Dipilih Iset} = \frac{600}{100} \text{In}$$

$$\text{Tap} = 0.6 \text{In}$$

Time Delay

$$\text{Dipilih time delay} = 0.1 \text{ s}$$

Dari Perhitungan lalu dibuat plot kurva koordinasi pengamanan pada software simulasi. Hasil plot koordinasi rele pengamanan dapat dilihat pada gambar 4.11.



Gambar 4.11 Plot kurva pengaman *resetting* tipikal 5

Dari *plot* kurva diatas dapat disimpulkan :

1. Rele F-CP11B adalah untuk melindungi BOC-PLN-2 ketika terjadi hubung singkat pada trafo 8. Selain itu, rele ini juga sebagai pelindung beban lebih trafo.
2. Rele F-20 adalah untuk melindungi sisi sekunder trafo APF-XF-1 saat hubung singkat terjadi di BOC-PLN2 dan sebagai *back up* ketika rele F-CP11B gagal mengisolasi gangguan.
3. Rele F-16, F18, F19 ini adalah untuk melindungi generator GEG1, GEG 2, dan GEG 3 ketika terjadi hubung singkat pada bus 3 dan sebagai *back up* dari rele F-14 ketika gagal mengisolasi gangguan.
4. Rele F-14 adalah untuk bus 3 saat terjadi hubung singkat di bus 0216 dan sebagai *back up* F-20 ketika gagal mengisolasi gangguan.

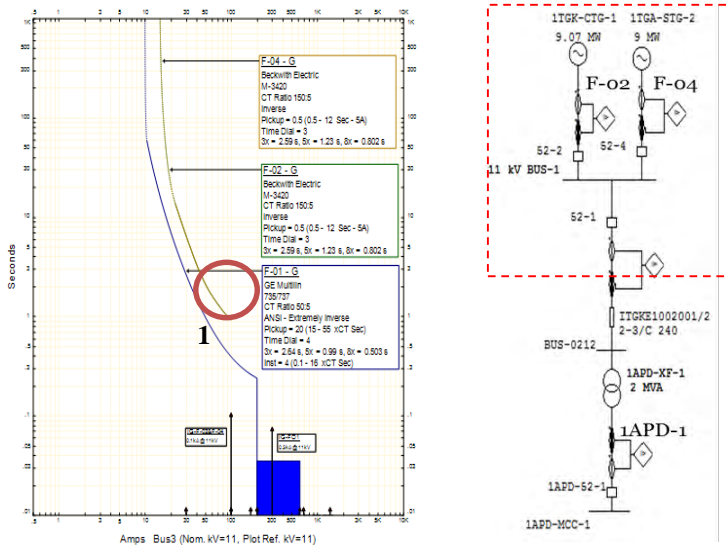
#### 4.1.6 Proteksi Rele Arus Lebih Untuk Gangguan ke Tanah

Setting dar rele gangguan ketanah di pengaruhi oleh instalasi neutral grounding resistor (NGR) karena arus terbesar gangguan ke tanah dibatasi oleh rating arus NGR. Masing-masing generator STG dan CTG menggunakan NGR 100A. GEG 1, 2, 3, dan 4 menggunakan juga menggunakan NGR 100 A.

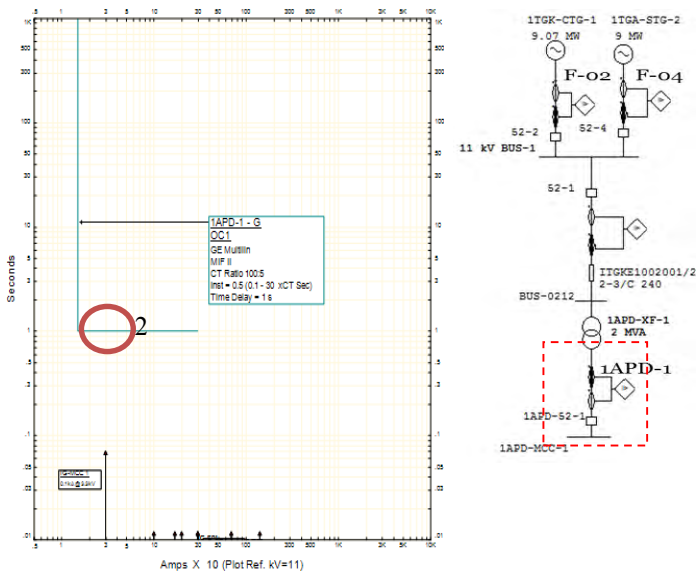
##### 4.1.6.1 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan ke Tanah Tipikal 1

Koordinasi proteksi dari tipikal 1 adalah rele arus lebih dari generator STG 1 dan CTG 1 pada level tegangan 11 kV menuju bus MCC 1.

Berdasarkan data *existing* yang diperoleh, time current curve dan single line diagram untuk tipikal 1 dapat dilihat pada gambar 4.12 dan 4.13.



Gambar 4.12 Plot kurva pengaman *existing* tipikal 1



**Gambar 4.13** Plot kurva pengaman *existing* tipikal 1

Berikut penjelasan kesalahan yang di beri lingkaran merah :

1. Rele F-02, F-01, F-03 belum terkoodinasi (kurva belum memakai *definite*).
2. *Time delay* dari 1APD-1 untuk gangguan ke tanah terlalu tinggi.

Untuk memperbaiki kesalahan, diperlukan analisis proteksi arus lebih gangguan ketanah untuk tipikal 1.

**Rele 1APD-1**

<i>Manufacturer</i>	: GE MIIFII
<i>Curve Type</i>	: <i>Definite Time</i>
<i>CT Ratio</i>	: 100 / 5
NGR Trafo APD-XF 1	: 100 A

**Instantaneous Pickup**

$$10\% \times \text{NGR trafo} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR trafo}$$

$$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$$

$$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$$

$$\frac{10}{100} I_n < I_{set} < \frac{50}{100} I_n$$

$$\text{Dipilih } I_{set} = \frac{15}{100} I_n$$

$$\text{Tap} = 0.15 I_n$$

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0.3s

**Rele F-01**

*Manufacturer* : GE Multilin 735  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 50 / 5  
 Generator CTG 1 dan STG 1 : 100 A

Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

$$\frac{10}{50} I_n < I_{set} < \frac{50}{50} I_n$$

$$\text{Dipilih } I_{set} = \frac{20}{50} I_n$$

$$\text{Tap} = 0.4 I_n$$

Time Delay

Dipilih *time delay* = -

**Rele F-02**

*Manufacturer* : Beckwith 3420  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 150 / 5  
 Generator CTG 1 : 100 A

Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

Dipilih  $I_{set} = 20 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{nCT} = \frac{20}{150/5} = 0.666 \text{ A}$$

Time Delay

Dipilih *time delay* = 1.3 s

**Rele F-04**

*Manufacturer* : Beckwith 3420

*Curve Type* : *Definite Time*

*CT Ratio* : 150 / 5

Generator STG 1 : 100 A

Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

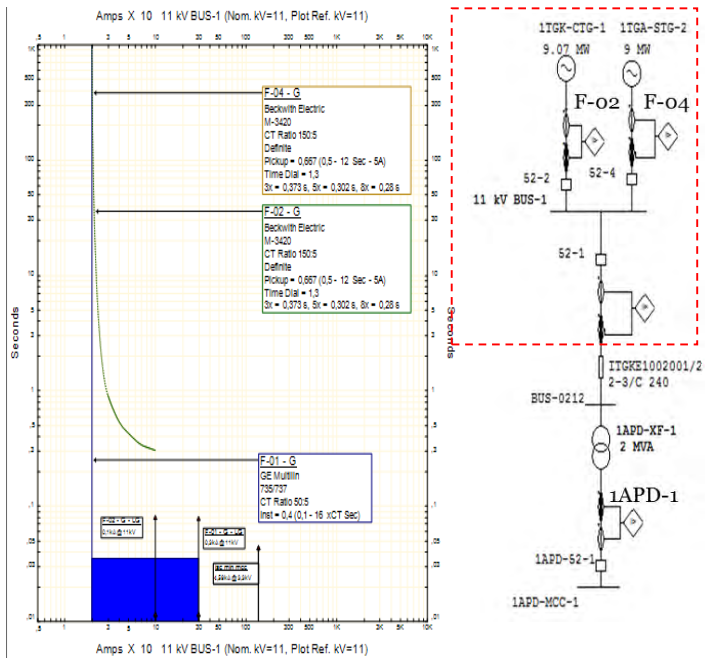
Dipilih  $I_{set} = 20 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{nCT} = \frac{20}{150/5} = 0.666 \text{ A}$$

Time Delay

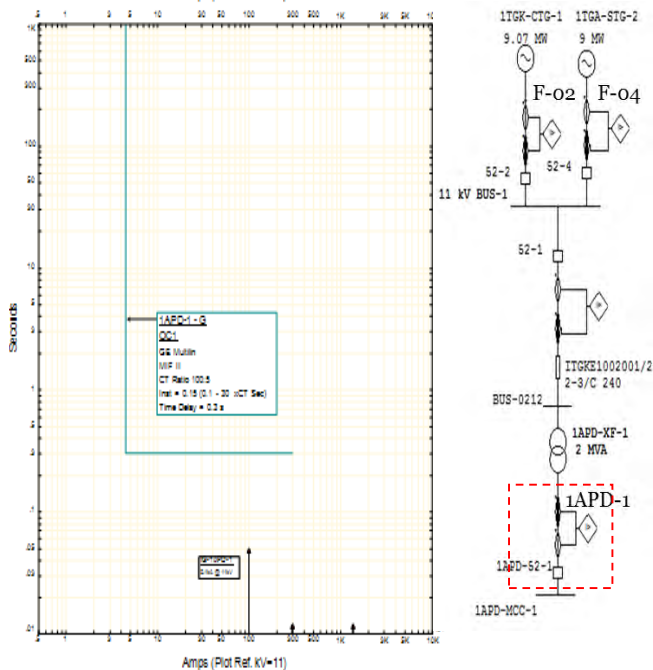
Dipilih *time delay* = 1.3 s

Dari Perhitungan diatas lalu dibuat plot kurva koordinasi pengaman pada software simulasi. Hasil plot koordinasi rele pengaman dapat dilihat pada gambar 4.14 dan 4.15.



**Gambar 4.14** Plot kurva pengaman *resetting* tipikal 1





**Gambar 4.15** Plot kurva pengaman *resetting* tipikal 1

Dari *plot* kurva diatas dapat disimpulkan :

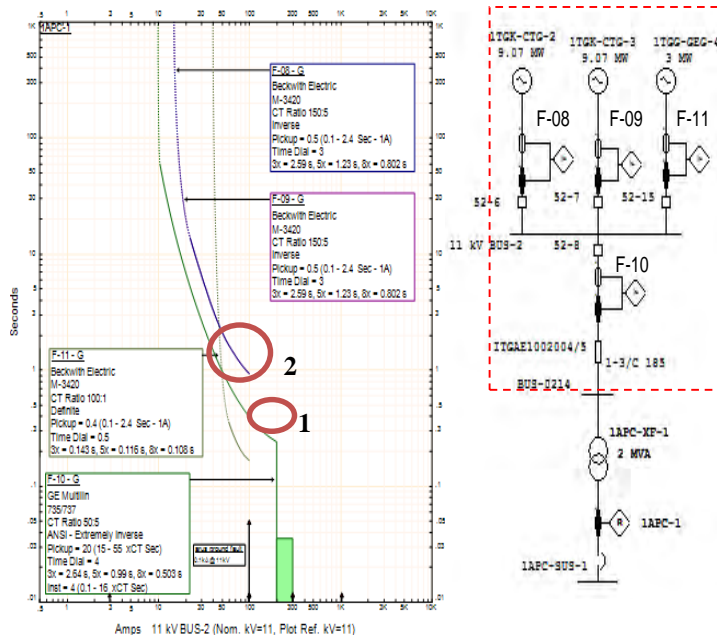
Untuk *resetting* kurva koordinasi arus dan waktu dari proteksi arus lebih tipikal 1 semua setting gangguan ke tanah menggunakan kurva definite. Karena arus gangguan ke tanah konstan, maka cukup melihat grading timenya saja. NGR trafo juga diganti dari 1000 A menjadi 100 A untuk keamanan, karena jika tetap memakai 1000 A akan menghasilkan gangguan ke tanah yang terlalu tinggi dan tidak aman bagi manusia peralatan disekitarnya.

*Setting* rele arus dari gangguan ke tanah harus di *setting* sekecil mungkin untuk memastikan gangguan ke tanah dapat dideteksi dan dilokalisir lebih awal. Pada kurva diatas *pickup* yang dipilih adalah 20 A untuk *outgoing feeder* .Pengaturan rele gangguan ke tanah 1APD-1 dipilih 15 A dengan waktu tunda 0,3.

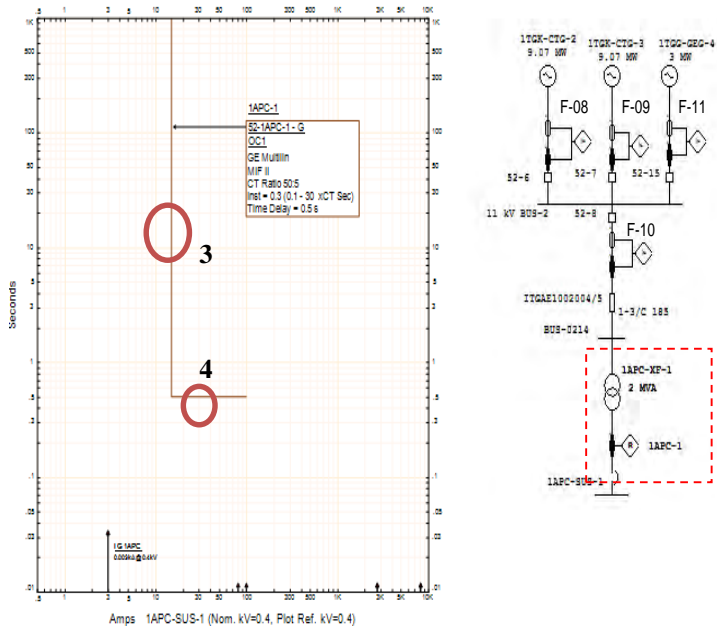
#### 4.1.6.2 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan ke Tanah Tipikal 2

Koordinasi proteksi dari tipikal 2 adalah rele arus lebih dari generator CTG 2, GEG 4 dan CTG 3 pada level tegangan 11 kV menuju bus 1APC-XF-2.

Berdasarkan data *existing* yang diperoleh, time current curve dan single line diagram untuk tipikal 2 dapat dilihat pada gambar 4.16 dan 4.17.



Gambar 4.16 Plot kurva pengaman *existing* tipikal 2



**Gambar 4.17** Plot kurva pengamanan *existing* tipikal 2

- Berikut penjelasan kesalahan yang di beri lingkaran merah :
1. *Setting* kurva F-10 untuk gangguan ketanah tidak memenuhi standar untuk gangguan tanah ( $5\% - 10\% IG < IPP < 50\% IG$ )
  2. F-08, F-09, dan F11 memiliki kesamaa *time delay* yang membuat ketiganya akan *trip* secara bersamaan jika terjadi gangguan. Urutan seharusnya adalah F-11 lalu kemudian F-08 dan F-09
  3. *Setting* kurva 1APC-1 untuk gangguan ketanah tidak memenuhi standar untuk gangguan tanah ( $5\% - 10\% IG < IPP < 50\% IG$ )
  4. *Time delay* dari APC-1 terlalu tinggi.

Untuk memperbaiki kesalahan, diperlukan analisis proteksi arus lebih gangguan ketanah untuk tipikal 2.

### **Rele F-08**

*Manufacturer* : Beckwith 3420  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 150 / 5  
Generator CTG 2 : 100 A

#### Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

Dipilih  $I_{set} = 20 \text{ A}$

Tap =  $\frac{I_{set}}{nCT} = \frac{20}{150/5} = 0.666 \text{ A}$

#### Time Delay

Dipilih *time delay* = 1.3 s

### **Rele F-09**

*Manufacturer* : Beckwith 3420  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 150 / 5  
Generator CTG 3 : 100 A

#### Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

Dipilih  $I_{set} = 20 \text{ A}$

Tap =  $\frac{I_{set}}{nCT} = \frac{20}{150/5} = 0.666 \text{ A}$

#### Time Delay

Dipilih *time delay* = 1.3 s

### **Rele F-11**

*Manufacturer* : Beckwith 3420  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 150 / 5  
Generator CTG 4 : 100 A

#### Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

Dipilih  $I_{set} = 20 \text{ A}$

Tap =  $\frac{I_{set}}{nCT} = \frac{20}{150/5} = 0.666 \text{ A}$

#### Time Delay

Dipilih *time delay* = 1.3 s

### **Rele 1APC-1**

*Manufacturer* : GE MIIFII  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 50 / 5  
NGR Trafo APC-XF1 : 100 A

#### Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR trafo} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR trafo}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

$\frac{10}{100} \text{In} < I_{set} < \frac{50}{100} \text{In}$

Dipilih  $I_{set} = \frac{15}{100} \text{In}$

Tap = 0.15 In

#### Time Delay

Dipilih *time delay* = 0.3s

### **Rele F-10**

*Manufacturer* : GE Multilin 735  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 50 / 5

Generator CTG 2 : 100 A

Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

$\frac{10}{50} I_n < I_{set} < \frac{50}{50} I_n$

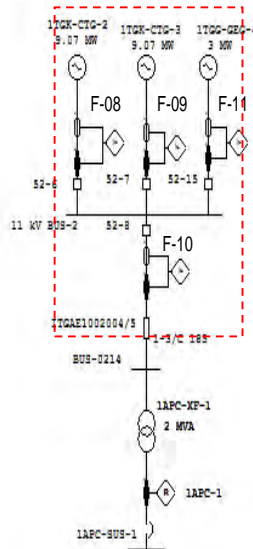
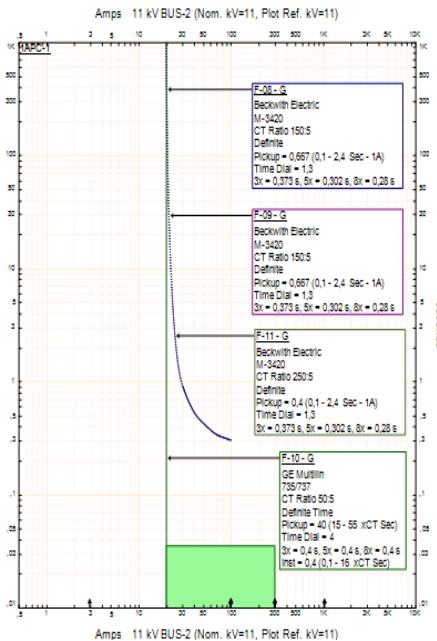
Dipilih  $I_{set} = \frac{20}{50} I_n$

Tap =  $0.4 I_n$

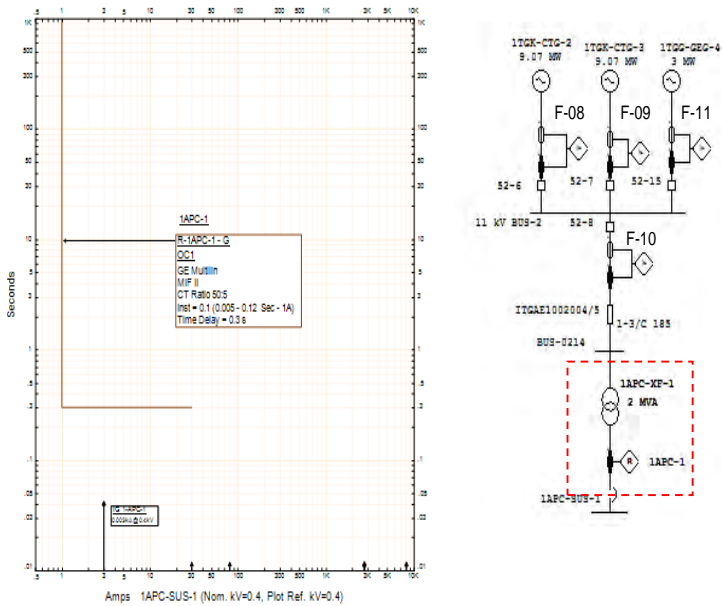
Time Delay

Dipilih *time delay* = -

Dari Perhitungan lalu dibuat plot kurva koordinasi pengaman pada software simulasi. Hasil plot koordinasi rele pengaman dapat dilihat pada gambar 4.18 dan 4.19



Gambar 4.18 Plot kurva pengaman *resetting* tipikal 2



**Gambar 4.19** Plot kurva pengaman *resetting* tipikal 2

Dari *plot* kurva diatas dapat disimpulkan :

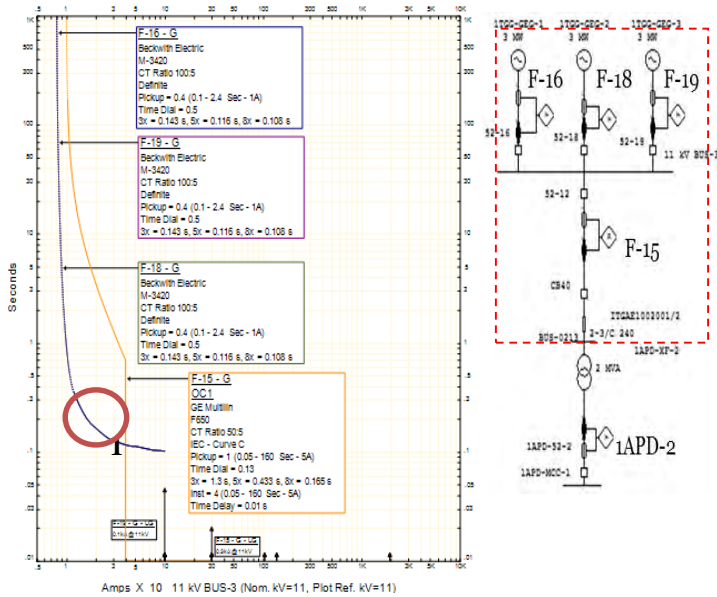
Untuk *resetting* kurva kordinasi arus dan waktu dari proteksi arus lebih tipikal 2 semua setting gangguan ke tanah menggunakan kurva definite. Karena arus gangguan ke tanah konstan, maka cukup melihat grading timenya saja.

*Setting* rele arus dari gangguan ke tanah harus di *setting* sekecil mungkin untuk memastikan gangguan ke tanah dapat dideteksi dan dilokalisir lebih awal. Pada kurva diatas *pickup* yang dipilah adalah 20 A untuk *outgoing feeder*. Pengaturan rele gangguan ke tanah 1APC-1 dipilih 1 A dengan waktu tunda 0,3.

#### 4.1.6.3 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan ketanah tipikal 3

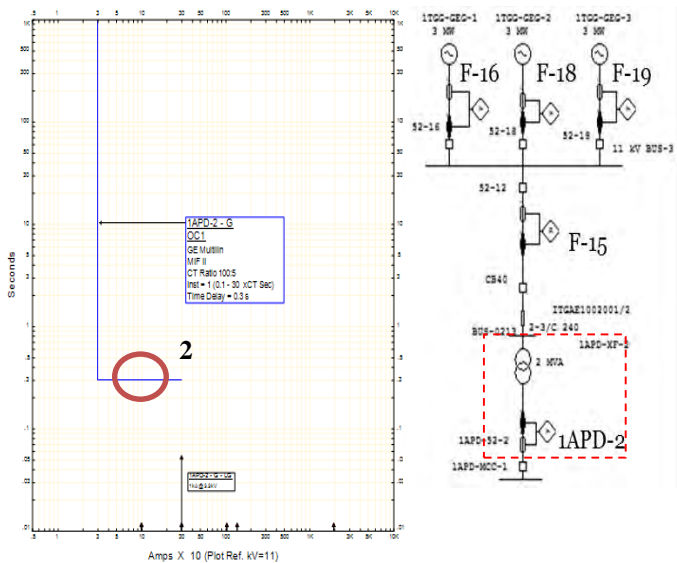
Koordinasi proteksi dari tipikal 3 adalah rele arus lebih dari generator GEG 2 dan GEG 4 pada level tegangan 11 kV menuju bus MCC 1.

Berdasarkan data *existing* yang diperoleh, time current curve dan single line diagram untuk tipikal 3 dapat dilihat pada gambar 4.20 dan 4.21.



**Gambar 4.20** Plot kurva pengaman *existing* tipikal 3





**Gambar 4.21** Plot kurva pengamanan *existing* tipikal 3

Berikut penjelasan kesalahan yang di beri lingkaran merah :

1. Rele F-16, F-18, F-19, F-15 belum terkoordinasi.
2. *Time delay* dari 1APD-2 untuk gangguan ke tanah terlalu tinggi.

Untuk memperbaiki kesalahan, diperlukan analisis proteksi arus lebih gangguan ketanah untuk tipikal 3.

### **Rele 1APD-1**

*Manufacturer* : GE MIIFII  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 100 / 5  
 NGR Trafo APD-XF 1 : 100 A

### **Instantaneous Pickup**

$$10\% \times \text{NGR trafo} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR trafo}$$

$$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$$

$$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$$

$$\frac{10}{50} I_n < I_{set} < \frac{50}{50} I_n$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Iset} &= \frac{15}{50} I_n \\ \text{Tap} &= 0.15 I_n \end{aligned}$$

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0.3s

**Rele F-15**

*Manufacturer* : GE Multilin F650  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 50 / 5  
 Generator GEG 2,3,4 : 100 A

Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

$\frac{10}{50} I_n < I_{set} < \frac{50}{50} I_n$

Dipilih Iset =  $\frac{20}{50} I_n$

Tap = 0.4 I<sub>n</sub>

Time Delay

Dipilih *time delay* = 0.1

**Rele F-16**

*Manufacturer* : Beckwith 3420  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 100 / 5  
 Generator GEG 1 : 100 A

Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

Dipilih  $I_{set} = 20 \text{ A}$

Tap =  $\frac{I_{set}}{nCT} = \frac{20}{100/5} = 1 \text{ A}$

Time Delay

Dipilih *time delay* = 1.4 s

**Rele F-18**

*Manufacturer* : Beckwith 3420  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 100 / 5  
Generator GEG 2 : 100 A

Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

Dipilih  $I_{set} = 20 \text{ A}$

Tap =  $\frac{I_{set}}{nCT} = \frac{20}{100/5} = 1 \text{ A}$

Time Delay

Dipilih *time delay* = 1.4 s

**Rele F-19**

*Manufacturer* : Beckwith 3420  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 100 / 5  
Generator GEG 3 : 100 A

Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

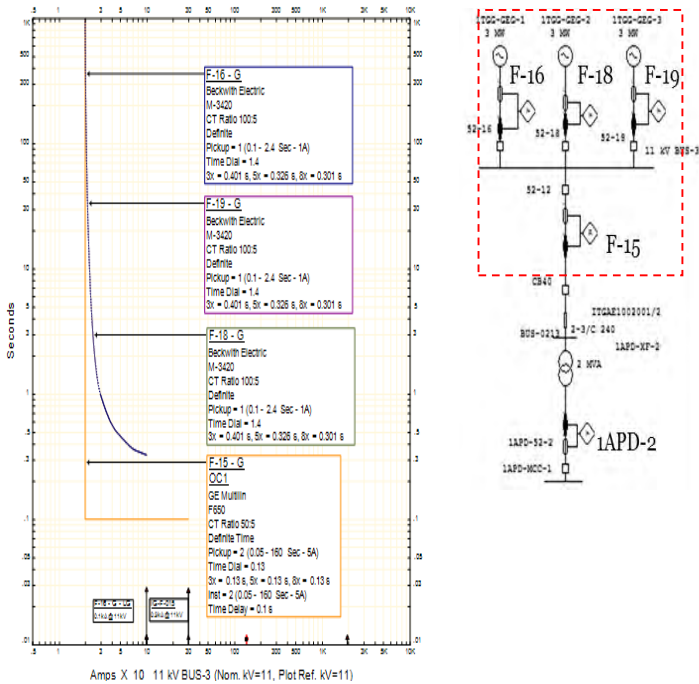
Dipilih  $I_{set} = 20 \text{ A}$

Tap =  $\frac{I_{set}}{nCT} = \frac{20}{100/5} = 1 \text{ A}$

Time Delay

Dipilih *time delay* = 1.4 s

Dari Perhitungan diatas lalu dibuat plot kurva koordinasi pengaman pada software simulasi. Hasil plot koordinasi rele pengaman dapat dilihat pada gambar 4.22 dan 4.23.



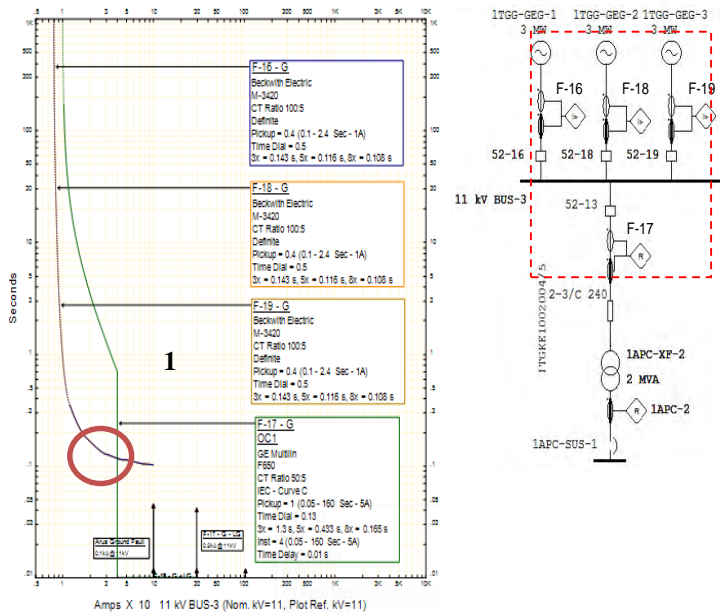
**Gambar 4.22** Plot kurva pengaman *resetting* tipikal 3



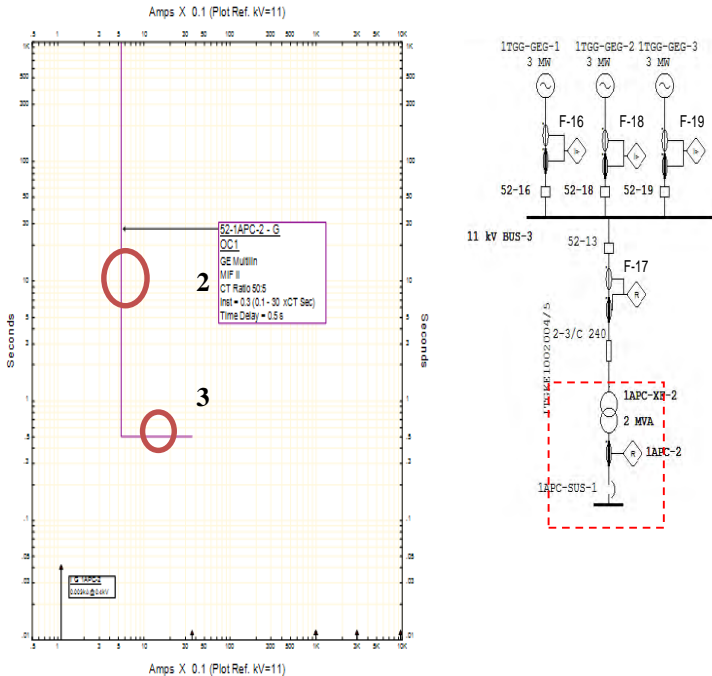
#### 4.1.6.4 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan ke Tanah Tipikal 4

Koordinasi proteksi dari tipikal 4 adalah rele arus lebih dari generator GEG 1, GEG 2 dan GEG 3 pada level tegangan 11 kV menuju bus 1APC-SUS-1.

Berdasarkan data *existing* yang diperoleh, time current curve dan single line diagram untuk tipikal 2 dapat dilihat pada gambar 4.24 dan 4.25.



Gambar 4.24 Plot kurva pengamanan *existing* tipikal 4



**Gambar 4.25** Plot kurva pengamanan *existing* tipikal 4

- Berikut penjelasan kesalahan yang di beri lingkaran merah :
1. *Setting* kurva F-17 untuk gangguan ketanah tidak memenuhi standar untuk gangguan tanah ( $5\% - 10\% IG < IPP < 50\% IG$ ) Rele F-16, F-18, F-19, F-17 belum terkoordinasi.
  2. *Setting* kurva 1APC-2 untuk gangguan ketanah tidak memenuhi standar untuk gangguan tanah ( $5\% - 10\% IG < IPP < 50\% IG$ )
  3. *Time delay* dari APC-2 terlalu tinggi.

Untuk memperbaiki kesalahan, diperlukan analisis proteksi arus lebih gangguan ketanah untuk tipikal 4.

### **Rele F-16**

*Manufacturer* : Beckwith 3420  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 100 / 5  
Generator GEG 1 : 100 A

#### **Instantaneous Pickup**

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

Dipilih  $I_{set} = 20 \text{ A}$

Tap =  $\frac{I_{set}}{nCT} = \frac{20}{100/5} = 1 \text{ A}$

#### **Time Delay**

Dipilih *time delay* = 1.4 s

### **Rele F-18**

*Manufacturer* : Beckwith 3420  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 100 / 5  
Generator GEG 2 : 100 A

#### **Instantaneous Pickup**

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

Dipilih  $I_{set} = 20 \text{ A}$

Tap =  $\frac{I_{set}}{nCT} = \frac{20}{100/5} = 1 \text{ A}$

#### **Time Delay**

Dipilih *time delay* = 1.4 s



### **Rele F-19**

*Manufacturer* : Beckwith 3420  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 100 / 5  
Generator GEG 3 : 100 A

#### **Instantaneous Pickup**

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

Dipilih  $I_{set} = 20 \text{ A}$

Tap =  $\frac{I_{set}}{nCT} = \frac{20}{100/5} = 1 \text{ A}$

#### **Time Delay**

Dipilih *time delay* = 1.4 s

### **Rele 1APC-2**

*Manufacturer* : GE MIIFII  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 50 / 5  
NGR Trafo APC-XF2 : 100 A

#### **Instantaneous Pickup**

$10\% \times \text{NGR trafo} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR trafo}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

$\frac{10}{50} I_n < I_{set} < \frac{50}{50} I_n$

Dipilih  $I_{set} = \frac{15}{50} I_n$

Tap = 0.15  $I_n$

#### **Time Delay**

Dipilih *time delay* = 0.3

### **Rele F-17**

*Manufacturer* : GE Multilin F650  
*Curve Type* : *Definite Time*

CT Ratio : 50 / 5  
 Generator GEG 2,3,4 : 100 A

Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

$\frac{10}{50} I_n < I_{set} < \frac{50}{50} I_n$

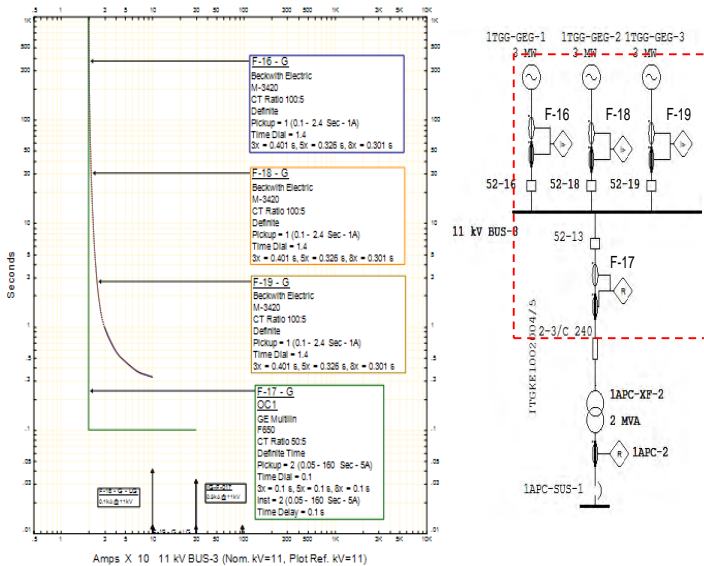
Dipilih Iset =  $\frac{20}{50} I_n$

Tap = 0.4 In

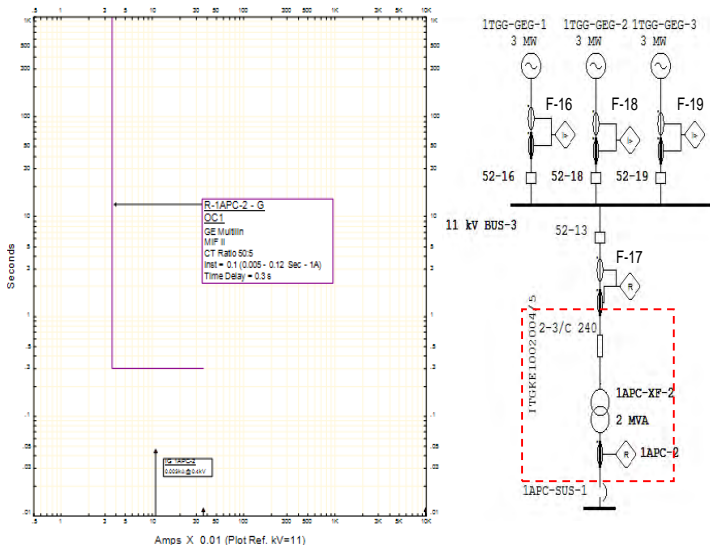
Time Delay

Dipilih time delay = 0.1

Dari Perhitungan lalu dibuat plot kurva koordinasi pengaman pada software simulasi. Hasil plot koordinasi rele pengaman dapat dilihat pada gambar 4.26 dan 4.27.



Gambar 4.26 Plot kurva pengaman *resetting* tipikal 4



**Gambar 4.27** Plot kurva pengaman *resetting* tipikal 4

Dari *plot* kurva diatas dapat disimpulkan :

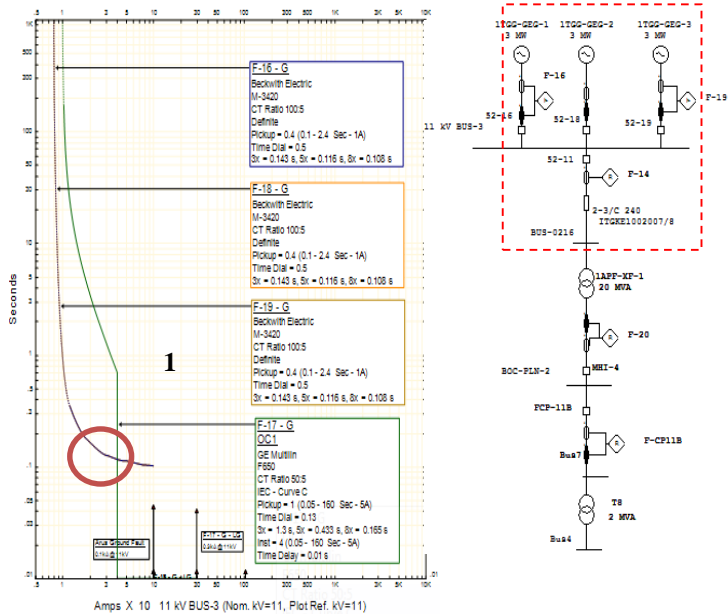
Untuk *resetting* kurva kordinasi arus dan waktu dari proteksi arus lebih tipikal 4 semua setting gangguan ke tanah menggunakan kurva definite. Karena arus gangguan ke tanah konstan, maka cukup melihat grading timenya saja.

*Setting* rele arus dari gangguan ke tanah harus di *setting* sekecil mungkin untuk memastikan gangguan ke tanah dapat dideteksi dan dilokalisir lebih awal. Pada kurva diatas *pickup* yang dipilah adalah 20 A untuk *outgoing feeder*. Pengaturan rele gangguan ke tanah 1APC-2 dipilih 15 A dengan waktu tunda 0,3.

#### 4.1.6.5 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Gangguan ke Tanah Tipikal 5

Koordinasi proteksi dari tipikal 5 adalah rele arus lebih dari generator GEG 1, dan GEG 3 pada level tegangan 11 kV

Berdasarkan data *existing* yang diperoleh, time current curve dan single line diagram untuk tipikal 2 dapat dilihat pada gambar 4.28.



**Gambar 4.28** Plot kurva pengaman *existing* tipikal 5

Berikut penjelasan kesalahan yang di beri lingkaran merah :

1. *Setting* kurva F-16, F-19 untuk gangguan ketanah tidak memenuhi standar untuk gangguan tanah (5%-10% IG < IPP < 50% IG) Rele F-16, F-18, F-19, F-17 belum terkoordinasi.

Untuk memperbaiki kesalahan, diperlukan analisis proteksi arus lebih gangguan ketanah untuk tipikal 4.

### **Rele F-16**

*Manufacturer* : Beckwith 3420  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 100 / 5  
Generator GEG 1 : 100 A

#### Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

Dipilih  $I_{set} = 20 \text{ A}$

Tap =  $\frac{I_{set}}{nCT} = \frac{20}{100/5} = 1 \text{ A}$

#### Time Delay

Dipilih *time delay* = 1.4 s

### **Rele F-18**

*Manufacturer* : Beckwith 3420  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 100 / 5  
Generator GEG 2 : 100 A

#### Instantaneous Pickup

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

Dipilih  $I_{set} = 20 \text{ A}$

Tap =  $\frac{I_{set}}{nCT} = \frac{20}{100/5} = 1 \text{ A}$

#### Time Delay

Dipilih *time delay* = 1.4 s

### **Rele F-19**

*Manufacturer* : Beckwith 3420  
*Curve Type* : *Definite Time*  
*CT Ratio* : 100 / 5  
Generator GEG 3 : 100 A

#### **Instantaneous Pickup**

$10\% \times \text{NGR Generator} \leq I_{set} \leq 50\% \times \text{NGR Generator}$

$10\% \times 100 \leq I_{set} \leq 50\% \times 100 \text{ A}$

$10 \text{ A} \leq I_{set} \leq 50 \text{ A}$

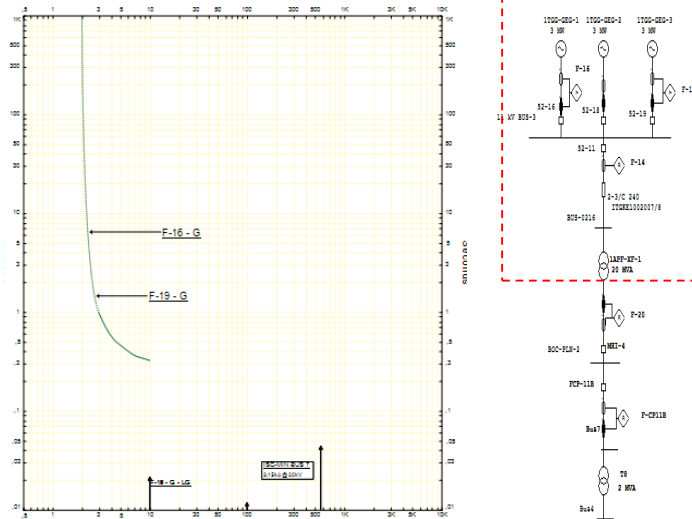
Dipilih  $I_{set} = 20 \text{ A}$

Tap =  $\frac{I_{set}}{nCT} = \frac{20}{100/5} = 1 \text{ A}$

#### **Time Delay**

Dipilih *time delay* = 1.4 s

Dari Perhitungan lalu dibuat plot kurva koordinasi pengaman pada software simulasi. Hasil plot koordinasi rele pengaman dapat dilihat pada gambar 4.29.



**Gambar 4.29** Plot kurva pengaman *resetting* tipikal 5

Dari *plot* kurva diatas dapat disimpulkan :

Untuk *resetting* tipikal 5, rele yang berada pada daerah trafo IAPF-XF-1, tidak di set ulang karena sistem *floating*. Karena arus gangguan ke tanah konstan, maka cukup melihat grading timenya saja pada rele yang mengamankan generator

## 4.2 Stabilitas Transien

Stabilitas transien adalah kemampuan sistem tenaga untuk tetap beroperasi secara seimbang ketika kesalahan transien terjadi dan dapat kembali ke kondisi seimbang setelah terjadinya gangguan . Dalam studi ini akan dianalisis stabilitas transien sistem yang dievaluasi dan diamati berdasarkan pada kemampuan unit pembangkit untuk membuat frekuensi dan tegangan kembali ke nilai yang telah ditentukan setelah gangguan . Gangguan dalam studi transient umumnya terjadi karena kapasitas beban tiba-tiba berubah , kesalahan dalam sistem generasi dan hubung singkat . Dalam studi ini , analisis stabilitas terbatas untuk kesalahan karena beban lepas dari PLN

, kapasitas beban tiba-tiba berubah dan hubung singkat .  
Terhubung.

#### 4.3 Kriteria Stabilitas Transien

Hasil simulasi transien dievaluasi berdasarkan *responses* frekuensi dan tegangan sistem. Sistem stabil jika frekuensi dan tegangan respon dari sistem dapat di *setting* pada nilai *steady state* setelah terjadinya gangguan . Kriteria berikut digunakan dalam kaitannya dengan analisis stabilitas transien

1. Selama gangguan , frekuensi sistem tidak boleh lebih rendah dari 48,7 Hz selama 20 detik. Angka ini mengacu pada *setting* GEG , STG dan CTG *under frequency relay*( UFR ) dari REM 545.
2. Menaikkan atau menurunkan tegangan minimum selama gangguan harus dikonfirmasi dengan *setting* UVR untuk tegangan menengah dan tegangan rendah switchgear. Diperbolehkan di bawah tegangan pada switchgear tegangan menengah dan rendah  $0.8 \times U_n$  dengan 3 detik delay dan  $0.8 \times U_n$  dengan 2 detik delay masing-masing . Angka-angka ini mengacu pada *setting* UVR yang masuk.
3. *Steady state* sistem tegangan pada switchgear / MCC tidak lebih rendah dari 95 % (STANDAR PLN)

#### 4.4 Konfigurasi Jaringan

PT Linde memiliki pembangkit CTG 3 x 9 MW , STG 2 x 9 MW , GEG 4 x 3 MW dan menggunakan daya dari PLN . Dalam studi ini , konfigurasi jaringan dikategorikan oleh skema PT Linde mengoperasikan CTG 3 x 9 , STG 1 x 9 MW , GEG 2 x 3 MW dan sumber PLN selanjutnya.

#### 4.5 Studi Kasus

Kasus pada analisa transien dibagi menjadi 3 tipe yaitu

1. PLN berintegrasi “*off*” atau *out of service*
2. Terjadi beban lepas ( BL)
3. Terjadi hubung singkat (HS)

Kasus dalam stabilitas transient dapat dilihat pada tabel 4.5



**Tabel 4.5** Analisis studi kasus transien

<b>No.</b>	<b>kasus</b>	<b>keterangan</b>
1	PLN off	Respon stabilitas sistem dan <i>power flow</i> dari Linde ke PLN ketika PLN mati seketika
2	Beban lepas	Respon stabilitas sistem dan <i>power flow</i> dari Linde ke PLN ketika ups 4, 6, dan 7 tidak beroperasi
3	Hubung singkat	Respon stabilitas sistem ketika hubung singkat di <i>bus</i> BOC PLN

Detail dari kasus transien diatas adalah sebagai berikut :

1. PLN Off

Kasus ini mendeskripsikan aliran daya dari Linde menuju beban PLN atau konsumen PLN. Analisa kasus ini meliputi respon frekuensi dan tegangan.

2. Beban Lepas

Kasus ini mendiskripsikan aliran daya dari Linde menuju beban PLN atau konsumen PLN. Ups 4, 6 dan 7 dilepas secara bersamaan. Analisa kasus ini meliputi respon tegangan, frekuensi dan perubahan aliran daya dari PLN menuju beban PLN.

3. Hubung singkat

Kasus ini mendiskripsikan respon tegangan ketika terjadi hubung singkat di BOC PLN

Berikut adalah skema operasi generator

**Tabel 4.6** Skema operasi generator

<b>No.</b>	<b>Generator</b>	<b>PLN <i>off</i> (MW)</b>	<b>Beban lepas (MW)</b>	<b>Hubung Singkat (MW)</b>
1	CTG 1	9	9	9
2	CTG 2	9	9	9
3	CTG 3	9	9	9
4	STG 2	7.12	7.12	7.12
5	STG 1	<i>Off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>
6	GEG 1	2	2	2
7	GEG 2	2	2	2
8	GEG 3	2	2	2
9	GEG 4	<i>off</i>	<i>off</i>	<i>off</i>
10	Sumber dari PLN	<i>Trip</i>	2.7	2,7

#### 4.6 Hasil Simulasi dan Analisa

Hasil dari simulasi untuk beban normal pada setiap kasus.

Hasil dari simulasi dapat dilihat pada tabel 4.7 dan 4.8.

**Tabel 4.7** Data respon frekuensi, tegangan dan kondisi

Kasus	Bus ID	Frekuensi (%)		Tegangan (%)		kondisi	
		Min/ max	steady	Min/ max	steady	Frek.	Teg.
PLN Off	Bus 3	30.82	Tidak stabil	Tidak stabil	Tidak stabil	Tidak aman	Tidak aman
Beban Lepas	Bus 3	99.6	99.8	101.7	99.78	aman	aman
Hubung Singkat	Bus 3	99.7	99.5	44.74	100.4	aman	aman

**Tabel 4.8** Respon aliran daya

Kasus	Aliran daya dari Linde ke PLN			
	MW		Mvar	
	Max	Steady	Max	Steady
PLN Off	25	14.54	18.4	10.92
Beban lepas	18.5	11.6	9.5	5.5

Untuk kasus PLN *off*, dilihat bahwa PT. Linde menyuplai sejumlah daya ke beban PLN. Hal itu membuat frekuensi dari generator turun secara perlahan. Rele yang menghubungkan antar PT. Linde dan PLN harus di *switch off* untuk menjaga agar tidak terjadi *black out*.

Ditunjukkan juga jika ada gangguan di sumber PLN dan beban PLN masih terhubung dengan PT. Linde menyebabkan terjadi perubahan aliran daya antara PT. Linde dan PLN. Saat kasus PLN *off*, akan ada perpindahan aliran daya antara PT. Linde dan PLN sebesar 25 MW dan 18.4 Mvar.

Untuk kasus beban lepas dan hubung singkat, frekuensi tegangan dan frekuensi masih memenuhi kriteria. Mekanisme *load shedding* tidak diperlukan.

#### 4.7 Analisa Rekomendasi

Pada bus 3 harus dipasang Rele *reverse power* (32P dan 32Q). Diperlukan analisis aliran daya untuk setting rele *reverse power*. Hal ini diperlukan untuk memastikan rele *reverse power switch off* ketika terjadi kasus PLN *off* dan *switch on* ketika terjadi kasus beban lepas. Hasil respon tegangan dan frekuensi saat sesudah dipasangnya rele *reverse power* akan menjadi acuan untuk setting rele 27 (*under voltage*) dan rele 81 (*under frekuensi*). Kedua rele tersebut harus dipasang di BOC PLN dan bus 3.

Setting rele 27, 81, 32P, dan 32Q dapat dilihat pada tabel 4.9.

**Tabel 4.9** Rekomendasi setting rele

No	Tipe rele	Posisi instalasi	setting
1	81 ( <i>under frekuensi</i> )	BOC-PLN	48.9 HZ
2	27 ( <i>under voltage</i> )	BOC-PLN	0.1 s
3	32P ( <i>Directional active power</i> )	Bus 3	20 MW
4	32Q ( <i>Directional reactive power</i> )	Bus 3	11 Mvar

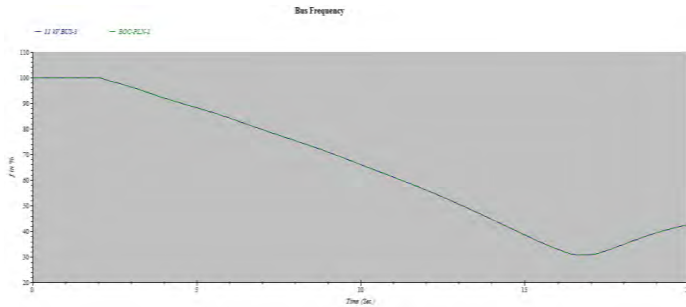
Setelah rele 27, 81, 32P, dan 32Q terpasang dan terjadi gangguan atau PLN tidak bneroperasi., PT. Linde akan tetap pada kondisi stabil. Respon frekuensi dan tegangan dapat dilihat pada tabel 4.10.

**Tabel 4.10** Respon tegangan dan frekuensi setelah penambahan rele

Kasus	Bus ID	Rele yang bekerja	Frekuensi (%)		Tegangan (%)		Kondisi	
			Min/Max	steady	Min/Max	steady	Frekuensi	tegangan
PLN-off	Bus 3	81	97.4	99.99	113	100.4	aman	aman
		27	34	89.84	84.4	98.8	aman	aman
		32P	99.63	100	103.136	100.2	aman	aman
		32Q	99.63	100	90.66	100.2	aman	aman

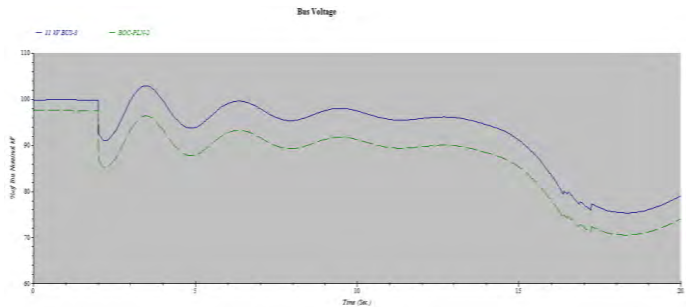
Tabel 4.10 menjelaskan beberapa rele bekerja saat kasus PLN mengalami gangguan. Ditunjukkan bahwa rele 32P dan 32Q merupakan proteksi yang tepat ketika terjadi gangguan pada PLN.

Berikut ini akan ditunjukkan hasil simulasi (respon frekuensi dan tegangan) menggunakan software dari hasil analisis sebelum terpasangnya rele dan sesudah terpasangnya rele proteksi.



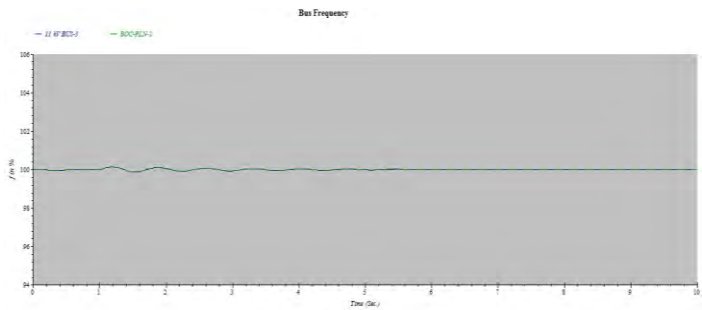
**Gambar 4.30** Respon frekuensi bus pada kasus PLN off

Pada gambar 4.30 terlihat respon frekuensi mengalami ketidak stabilan, dimana setelah 3 s frekuensi menurun dengan penurunan paling minimal 30%. Hal ini membuat kondisi tidak aman untuk sistem operasi PT. Linde.



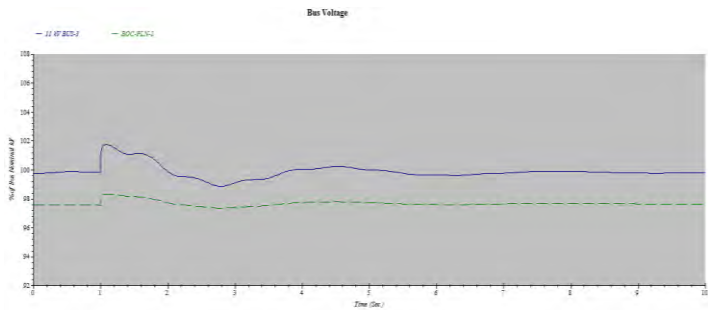
**Gambar 4.31** Respon Tegangan bus pada kasus PLN off

Pada gambar 4.31 terlihat respon tegangan mengalami ketidak stabilan, dimana setelah 3 s PLN off tegangan menurun dengan penurunan paling minimal 30%. Hal ini membuat kondisi tidak aman untuk sistem operasi PT. Linde.



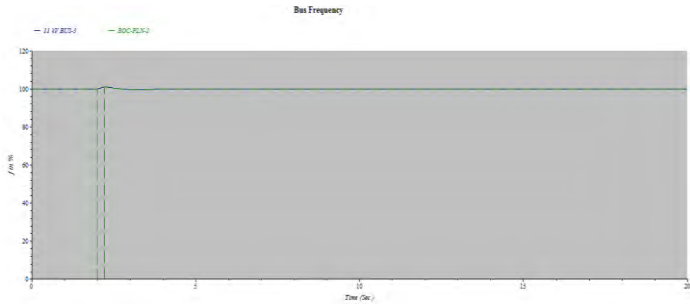
**Gambar 4.32** Respon frekuensi bus pada kasus beban lepas

Pada gambar 4.32 terlihat respon frekuensi kasus beban lepas mengalami kestabilan pada level 99.98%. kondisi aman untuk sistem operasi PT. Linde.



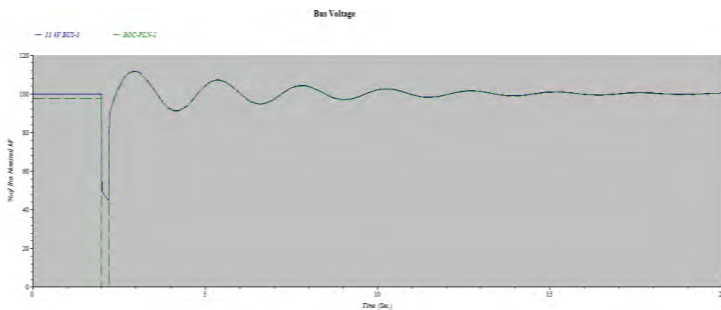
**Gambar 4.33** Respon Tegangan bus pada kasus beban lepas

Pada gambar 4.33 terlihat respon tegangan kasus beban lepas mengalami kestabilan pada level 99.78%. kondisi aman untuk sistem operasi PT. Linde.



**Gambar 4.34** Respon frekuensi bus pada kasus hubung singkat

Pada gambar 4.34 terlihat respon frekuensi kasus hubung singkat mengalami kestabilan pada level 99.95%. kondisi aman untuk sistem operasi PT. Linde.



**Gambar 4.35** Respon tegangan bus pada kasus hubung singkat

Pada gambar 4.35 terlihat respon tegangan hubung singkat mengalami kestabilan pada level 100.4% walaupun sempat turun pada level 44%.. kondisi aman untuk sistem operasi PT. Linde.







## **BAB 5**

### **PENUTUP**

#### **5.1. Kesimpulan**

Berdasarkan hasil studi dan analisis koordinasi rele pengaman pada PT. Linde Indonesia Gresik yang telah dilakukan, maka dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Terdapat beberapa setting rele yang belum tepat dan koordinasi yang kurang baik, terutama pada setting *pickup* dan *grading time* antar rele pengaman. Pada beberapa rele, setting *pickup* kurva inversnya masih menyentuh arus *full load* beban. Hal ini dapat menyebabkan rele tersebut *trip* meski tidak terjadi gangguan.
2. Terdapat setelan instan pada beberapa rele yang belum maksimal, karena belum mencakup seluruh *level* arus hubung singkat. Hal ini mengakibatkan rele tidak dapat bekerja secepat mungkin untuk mengamankan peralatan ketika terjadi gangguan hubung singkat minimum.
3. Pada proteksi *ground fault*, rele-rele pada kurva eksisting masih menggunakan kurva inverse.
4. Ketika terjadi kasus PLN mengalami gangguan terjadi ketidakstabilan sistem pada PT. Linde akibat penurunan respon frekuensi dan tegangan pada.
5. Pada kasus beban lepas dan hubung singkat, kestabilan masih terjaga dan tidak terjadi penurunan respon frekuensi dan tegangan.

#### **5.2 Saran**

Dengan mengacu pada hasil akhir yang telah di studi dalam tugas akhir ini, adapun saran yang dapat dipertimbangkan untuk menjadi masukan kedepannya adalah sebagai berikut :

1. Di rekomendasikan pada proteksi *ground fault* menggunakan kurva definit. Selama arus *ground fault*, masih konstan, cukup hanya melihat *grading time* saja.

2. Rele *reverse power* 32P dan 32Q harus di pasang pada bus 3 . Rele tersebut akan *switch off* ketika terjadi kasus PLN *off*.
3. Penempatan rele *reverse power* sebenarnya juga harus dipasang pada saluran PLN yaitu BOC PLN, namun hal tersebut tidak bisa dilakukan karena PLN tidak mengizinkan penempatan rele tambahan pada salurannya.



## DAFTAR PUSTAKA

1. IEEE Std 242-2001™, “*IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*”, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, Ch. 15, 2001
2. Prévé, Christophe, “*Protection of Electrical Networks*”, ISTE Ltd., London, Ch. 7, 9, 2006
3. Gurevich, Vladimir, “*Electric Relays, Principle and Application*”, CRC Press, USA, Ch. 10, 2006
4. *IEEE Guide for Protective Relay Application to Power System Buses*, IEEE Standard C37.234-2009.
5. Anderson, P.M, “*Power System Protection*”, John Wiley & Sons, Inc., Canada, Ch. 3, 1998
6. Gers, Juan M., dan Holmes, Edward J., “*Protection of Electrical Distribution Network 2<sup>nd</sup> Edition*”, The Institution of Electrical Engineers, London, Ch. 5, 2004
7. Wahyudi, ”*Diklat Kuliah Pengaman Sistem Tenaga Listrik*”, Teknik Elektro ITS, Surabaya, Bab 2, 2004
8. Cahier Technique No. 158, “*Calculation of Short-circuit Currents*”, Schneider Electric, 2005

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama lengkap Aji Dwi Satria, lahir di Mataram, 30 November 1990. Lahir dari keluarga sederhana dengan 3 bersaudara. Penulis yang berhobi olahraga sepakbola ini memulai pendidikannya di SDN 1 Midang tahun 2003, lalu melanjutkan jenjang sekolah menengah pertama di SMPN 2 Mataram tahun 2006 dan sekolah menengah atas di SMAN 1 Mataram tahun 2009. Penulis melanjutkan pendidikan strata 1 di Institut Teknologi Surabaya mulai tahun 2009 mengambil jurusan Teknik Elektro bidang studi Teknik Sistem Tenaga. beramat email di [paparazzi90@rocketmail.com](mailto:paparazzi90@rocketmail.com).



*Halaman ini sengaja dikosongkan*