

**ANALISIS KOORDINASI RELAY PROTEKSI PADA
TRANSFORMATOR DISTRIBUSI 30 MVA 150/20 KV DI GI
HARAPAN BARU SAMARINDA MENGGUNAKAN
SOFTWARE ETAP POWER STATION**

SKRIPSI



Disusun oleh :

**VERNANDO MARTUA VENTONYA SI. M
NIM 10.12.022**

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
2014**

LEMBAR PERSETUJUAN

ANALISIS KOORDINASI RELAY PROTEKSI PADA
TRANSFORMATOR DISTRIBUSI 30 MVA 150/20 kV DI GI HARAPAN
BARU SAMARINDA MENGGUNAKAN *SOFTWARE* ETAP
POWER STATION


SKRIPSI

*Disusun dan diajukan untuk melengkapi dan memenuhi persyaratan guna
mencapai gelar Sarjana Teknik*


Disusun oleh :
VERNANDO MARTUA VENTONYA SI. M
NIM. 10.12 022

Diperiksa dan Disetujui oleh:

Dosen Pembimbing I


Ir. Yusrif Ismail Nakhoda, MT
NIP.Y 1018800189

Dosen Pembimbing II


Ir. Choirul Saleh, MT
NIP.Y 1018800190


Mengetahui,
Ketua Program Studi Teknik Elektro S-1

M. Ibrahim Ashari, ST, MT
NIP. P. 1030100358

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
2014

MILIK
PERPUSTAKAAN
ITN MALANG

SURAT PERNYATAAN ORISINALITAS

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Vernando Martua Ventonya Si.M

NIM : 1012022

Program Studi : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

Dengan ini menyatakan bahwa Skripsi yang saya buat adalah hasil karya sendiri, tidak merupakan plagiasi dari karya orang lain. Dalam Skripsi ini tidak memuat karya orang lain, kecuali dicantumkan sumbernya sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

Demikian surat pernyataan ini saya buat, dan apabila di kemudian hari ada pelanggaran atas surat pernyataan ini, saya bersedia menerima sanksinya.

Malang, September 2014

Yang membuat Pernyataan,



Vernando Martua Ventonya Si.M
NIM. 1012022

ABSTRAK

ANALISIS KOORDINASI RELAY PROTEKSI PADA TRANSFORMATOR DISTRIBUSI 30 MVA 150/20 kV DI GI HARAPAN BARU SAMARINDA MENGGUNAKAN *SOFTWARE* ETAP POWER STATION

Vernando Martua Ventonya Si. M, NIM 1012022

e-mail : nandoventonya@gmail.com

Dosen Pembimbing : Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT dan Ir. Choirul Saleh, MT

Tenaga listrik merupakan salah satu kebutuhan pokok saat ini, oleh karenanya tenaga listrik harus tersedia secara ekonomis dengan memperhatikan mutu baik tegangan maupun frekuensi dan keandalan. Untuk menjaga kelangsungan tenaga listrik diperlukan sistem proteksi yang sesuai dengan kebutuhan. Transformator merupakan salah satu peralatan listrik yang berperan penting dalam suatu pembangkit listrik, adanya gangguan yang terjadi pada transformator dapat merusak atau memadamkan sistem kelistrikan.

Oleh karena itu perlu adanya sistem proteksi untuk melindungi transformator dari gangguan. Dalam menjaga penyaluran tenaga listrik di GI Harapan Baru Samarinda agar ketika terjadi gangguan, kehandalan dari transformator tidak berkurang dilakukan penyetelan ulang relay proteksi pada sistem kelistrikan di GI Harapan Baru Samarinda, diketahui besar arus gangguan yang terjadi pada sisi sekunder trafo 0,767 kA dan arus gangguan yang terjadi pada sisi primer trafo 7,796 kA. Setelah dilakukan perhitungan manual relay *Over Current Relay* (OCR) dan *Ground Fault Relay* (GFR) dengan perubahan *setting* arus relay dan waktu kerja relay, koordinasi selektifitas relay pada area sistem yang terganggu menjadi lebih handal dan selektif dalam mengamankan area sistem yang terganggu.

Kata kunci : Transformator, Proteksi, Selektif, Handal, *Over Current Relay* (OCR), *Ground Fault Relay* (GFR)

KATA PENGANTAR

Puji Syukur ke hadirat Tuhan Yang Maha Kuasa atas segala limpahan berkat, rahmat-Nya dan kehendak-Nya lah penelitian yang berjudul ***ANALISIS KOORDINASI RELAY PROTEKSI PADA TRANSFORMATOR DISTRIBUSI 30 MVA 150/20 kV DI GI HARAPAN BARU SAMARINDA MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION*** dapat diselesaikan.

Adapun maksud dan tujuan dari penulisan laporan ini merupakan salah satu syarat dalam mendapatkan gelar Sarjana Teknik Elektro S-1.

Sebagai penulis sangat menyadari tanpa adanya kemauan dan usaha serta bantuan dari berbagai pihak, maka laporan ini tidak dapat diselesaikan dengan baik, oleh sebab itu, penulis ingin mengucapkan terima kasih sebanyak banyaknya kepada yang terhormat :

- Bapak Ir. Soeparno Djiwo, MT selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
- Bapak Ir. H. Anang Subardi, MT selaku Dekan Fakultas Teknologi Industri ITN Malang.
- Bapak M.Ibrahim Ashari, ST, MT selaku Ketua Jurusan Elektro ITN Malang.
- Bapak Aryuanto Soetedjo, Dr. Eng, ST, MT selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro ITN Malang.
- Bapak Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT selaku Dosen pembimbing 1.
- Bapak Ir. Choirul Saleh, MT selaku Dosen pembimbing 2.
- Mamah, Papah, Adik adik saya, dan seluruh keluarga serta sahabat-sahabat penulis yang telah mendukung sepenuhnya untuk penyelesaian laporan ini.

Penulis menyadari bahwa masih banyaknya kekurangan yang terdapat pada penelitian ini, oleh karena itu penulis berharap para pembaca dapat memberikan kritik dan saran yang membangun agar penelitian ini menjadi lebih sempurna.

Malang, September 2014

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PERSETUJUAN.....	i
ABSTRAK.....	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL.....	xii
DAFTAR GRAFIK.....	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Manfaat Penelitian	3
1.6 Metode Penelitian.....	3
1.7 Sistematika Penulisan	4
BAB II KAJIAN PUSTAKA.....	5
2.1 Definisi dan Macam Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik.....	5
2.2.1 Gangguan Hubung Singkat.....	5
2.2.2 Dasar-Dasar Sistem Proteksi.....	6
2.2 Fungsi dan Persyaratan Relay Pengaman.....	7
2.3 Jenis-Jenis Relay Pengaman.....	7
2.3.1 Relay Arus Lebih (<i>Over Current Relay</i>).....	9
2.3.1.1 Relay Arus Lebih Waktu Tertentu (<i>Deviniti Time Relay</i>).....	8

2.3.1.2 Relay Arus Lebih Waktu Terbalik (<i>Inverse Time Relay</i>).....	9
2.3.1.3 Relay Arus Lebih Waktu Seketika (<i>Instantaneous Relay</i>).....	10
2.3.1.4 Relay Arus Lebih <i>Inverse Devinite Minimum Time Time (IDMT)</i>	11
2.3.2 Relay Gangguan Tanah (<i>Ground Fault Relay</i>).....	11
BAB III SISTEM JARINGAN GARDU INDUK HARAPAN BARU SAMARINDA WILAYAH KALTIM	14
3.1 Gambaran Umum.....	14
3.2 Data Yang Diperoleh.....	16
3.3 Pengaman Trafo.....	21
3.4 Peralatan Yang Digunakan.....	23
3.5 Persamaan Yang Digunakan.....	23
3.6 Algoritma Simulasi Software ETAP Power Station	26
3.7 Diagram Alir Simulasi (<i>flowchart</i>).....	28
3.8 Perancangan Simulasi Menggunakan ETAP Power Station.....	29
BAB IV ANALISA DAN HASIL	32
4.1 Analisa Jaringan Kelistirkan GI Harapan Baru Samarinda Menggunakan <i>Software</i> ETAP Power Station.....	32
4.2 Analisa Gangguan Hubung Singkat (<i>Short Circuit Analysis</i>).....	33
4.2.1 Analisa Gangguan Hubung Singkat Pada Masing-masing Trafo	36
4.2.2 Perhitungan Setting Relay Pengaman.....	37
4.3 Simulasi Kondisi Awal Relay Pengaman Sebelum Setting Ulang.....	39

4.3.1 Kondisi Setting Awal Relay 1 OCR (<i>Over Current Relay</i>).....	39
4.3.2 Kondisi Setting Awal Relay 1 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>).....	40
4.3.3 Kondisi Setting Awal Relay 51 OCR (<i>Over Current Relay</i>).....	41
4.3.4 Kondisi Setting Awal Relay 51 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>).....	42
4.3.5 Kondisi Setting Awal Relay 15 OCR (<i>Over Current Relay</i>).....	43
4.3.6 Kondisi Setting Awal Relay 15 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>).....	44
4.3.7 Kondisi Setting Awal Relay 57 OCR (<i>Over Current Relay</i>).....	45
4.3.8 Kondisi Setting Awal Relay 57 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>).....	46
4.3.9 Simulasi Kinerja Relay Proteksi Pada Trafo Terhadap Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa Sebelum Resetting.....	47
4.3.8 Simulasi Kinerja Relay Proteksi Pada Trafo Terhadap Arus Gangguan Hubung Singkat Fasa ke Tanah Sebelum Resetting.....	48
4.4 Perhitungan dan Setting Ulang Relay Proteksi.....	49
4.4.1 Penyetelan Relay Arus Lebih Untuk Gangguan Fasa.....	49

4.4.2	Penyetelan Relay Gangguan Tanah Untuk Gangguan Fasa ke Tanah.....	51
4.4.3	Kondisi Setelah Resetting Relay 1 OCR (<i>Over Current Relay</i>).....	59
4.4.4	Kondisi Setelah Resetting Relay 1 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>).....	60
4.4.5	Kondisi Setelah Resetting Relay 51 OCR (<i>Over Current Relay</i>).....	61
4.4.6	Kondisi Setelah Resetting Relay 51 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>).....	62
4.4.7	Kondisi Setelah Resetting Relay 15 OCR (<i>Over Current Relay</i>).....	63
4.4.8	Kondisi Setelah Resetting Relay 15 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>).....	64
4.4.9	Kondisi Setelah Resetting Relay 57 OCR (<i>Over Current Relay</i>).....	65
4.4.10	Kondisi Setelah Resetting Relay 57 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>).....	66
4.5	Simulasi Kondisi Relay Proteksi Setelah Resetting.....	67
4.5.1	Simulasi Kinerja Relay Proteksi Pada Trafo Terhadap Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa Setelah Resetting.....	67
4.5.2	Simulasi Kinerja Relay Proteksi Pada Trafo Terhadap Arus Gangguan Hubung Singkat Fasa ke Tanah Setelah Resetting.....	68

BAB V PENUTUP.....	70
5.1 Kesimpulan.....	70
5.2 Saran.....	70
DAFTAR PUSTAKA.....	71
LAMPIRAN.....	72

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Karakteristik Relay Arus Lebih Waktu Tertentu.....	8
Gambar 2.2 Karakteristik Relay Arus Waktu Terbalik.....	9
Gambar 2.3 Karakteristik Relay Arus Lebih Waktu Sektika.....	11
Gambar 3.1 Single Line Diagram Sistem GIHarapan Baru.....	15
Gambar 3.2 Diagram Alir Analisis Sistem (<i>flowchart</i>)	28
Gambar 3.3 Single Line Sistem Jaringan Kelistrikan GI Harapan Baru.....	29
Gambar 3.4 Input Rating Trafo di ETAP Power Station.....	29
Gambar 3.5 Input Rating Generator di ETAP Power Station.....	30
Gambar 3.7 Input Parameter Relay di ETAP Power Station.....	30
Gambar 3.8 Input Parameter Current Transformer di ETAP Power Station.....	31
Gambar 4.1 Analisa Jaringan Kelistrikan GI Harapan Baru Samarinda Menggunakan Software ETAP Power Station.....	32
Gambar 4.2 Analisa Gangguan Hubung Singkat (<i>Short Circuit Analysis</i>) Pada Software ET AP Power Station.....	33
Gambar 4.3 Simulasi Gangguan Hubung Singkat Pada Trafo Dengan Software ETAP Power Station.....	36
Gambar 4.4 Input Parameter Setting Awal Relay 1 OCR (<i>Over Current Relay</i>) Tipe MCGG.....	39
Gambar 4.5 Input Parameter Setting Awal Relay 1 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>) Tipe MCGG.....	40
Gambar 4.6 Input Parameter Setting Awal Relay 51 OCR (<i>Over Current Relay</i>) Tipe MCGG.....	41

Gambar 4.7 Input Parameter Setting Awal Relay 51 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>) Tipe MCGG.....	42
Gambar 4.8 Input Parameter Setting Awal Relay 15 OCR (<i>Over Current Relay</i>) Tipe MCGG.....	43
Gambar 4.9 Input Parameter Setting Awal Relay 15 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>) Tipe MCGG.....	44
Gambar 4.10 Input Parameter Setting Awal Relay 57 OCR (<i>Over Current Relay</i>) Tipe MCGG.....	45
Gambar 4.11 Input Parameter Setting Awal Relay 57 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>) Tipe MCGG.....	46
Gambar 4.12 Simulasi Kondisi Relay Saat Terjadi Hubung Singkat Pada Trafo 2.....	47
Gambar 4.13 Simulasi Kondisi Relay Saat Terjadi Hubung Singkat Pada Trafo 4.....	48
Gambar 4.14 Input Parameter Setelah Resetting Relay 1 OCR (<i>Over Current Relay</i>) Tipe MCGG.....	59
Gambar 4.15 Input Parameter Setelah Resetting Relay 1 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>) Tipe MCGG.....	60
Gambar 4.16 Input Parameter Setelah Resetting Relay 51 OCR (<i>Over Current Relay</i>) Tipe MCGG.....	61
Gambar 4.17 Input Parameter Setelah Resetting Relay 51 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>) Tipe MCGG.....	62
Gambar 4.18 Input Parameter Setelah Resetting Relay 15 OCR (<i>Over Current Relay</i>) Tipe MCGG.....	63
Gambar 4.19 Input Parameter Setelah Resetting Relay 15 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>) Tipe MCGG.....	64

Gambar 4.20 Input Parameter Setelah Resetting Relay 57 OCR (<i>Over Current Relay</i>) Tipe MCGG.....	65
Gambar 4.21 Input Parameter Setelah Resetting Relay 57 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>) Tipe MCGG.....	66
Gambar 4.22 Simulasi Selektifitas Relay Setelah di Resetting Untuk Gangguan Hubung Singkat Tiga Fasa	67
Gambar 4.23 Simulasi Selektifitas Relay Setelah di Restting Untuk Gangguan Hubung Singkat Fasa ke Tanah.....	68

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Data PLTU Kalimantan Powerindo.....	16
Tabel 3.2 Data PLTD Keledang.....	16
Tabel 3.3 Data Beban di GI Harapan Baru.....	17
Tabel 3.4 Data CB di GI Harapan Baru.....	18
Tabel 3.5 Data Trafo Tenaga 1 di GI Harapan Baru.....	18
Tabel 3.6 Data Trafo Tenaga 2 di GI Harapan Baru	20
Tabel 3.7 Konstanta Karakteristik Relay Arus Lebih Menurut Standard ANSI/IEEE.....	24
Tabel 3.8 Karakteristik Kurva Inverse Berdasarkan IEEE.....	25
Tabel 4.1 Hasil Simulasi Gangguan Hubung Singkat (<i>Line to Ground, 3 Phasa</i>).....	34
Tabel 4.2 Hasil Simulasi Gangguan Hubung Singkat (<i>Line to Line, Line-Line to Ground</i>).....	35
Tabel 4.3 Hasil Simulasi Gangguan Hubung Singkat Pada Masing-Masing Trafo.....	37
Tabel 4.4 Setting Awal OCR dan GFR.....	38
Tabel 4.5 Karakteristik Kurva Inverse Berdasarkan IEEE.....	50
Tabel 4.6 Setting Relay OCR dan GFR Setelah Resetting	69

DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1 Kurva Arus Kerja Relay 1 OCR (<i>Over Current Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Sebelum Resetting.....	39
Grafik 4.2 Kurva Arus Kerja Relay 1 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Sebelum Resetting.....	40
Grafik 4.3 Kurva Arus Kerja Relay 51 OCR (<i>Over Current Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Sebelum Resetting.....	41
Grafik 4.4 Kurva Arus Kerja Relay 51 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Sebelum Resetting.....	42
Grafik 4.5 Kurva Arus Kerja Relay 15 OCR (<i>Over Current Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Sebelum Resetting.....	43
Grafik 4.6 Kurva Arus Kerja Relay 15 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Sebelum Resetting.....	44
Grafik 4.7 Kurva Arus Kerja Relay 57 OCR (<i>Over Current Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Sebelum Resetting	45
Grafik 4.8 Kurva Arus Kerja Relay 57 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Sebelum Resetting.....	46
Grafik 4.9 Kurva Arus Kerja Relay 1 OCR (<i>Over Current Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Setelah Resetting.....	59
Grafik 4.10 Kurva Arus Kerja Relay 1 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Setelah Resetting.....	60
Grafik 4.11 Kurva Arus Kerja Relay 51 OCR (<i>Over Current Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Setelah Resetting.....	61
Grafik 4.12 Kurva Arus Kerja Relay 51 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Setelah Resetting.....	62

Grafik 4.13 Kurva Arus Kerja Relay 15 OCR (<i>Over Current Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Setelah Resetting.....	63
Grafik 4.14 Kurva Arus Kerja Relay 15 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Setelah Resetting.....	64
Grafik 4.15 Kurva Arus Kerja Relay 57 OCR (<i>Over Current Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Setelah Resetting.....	65
Grafik 4.16 Kurva Arus Kerja Relay 57 GFR (<i>Ground Fault Relay</i>)	
Terhadap Arus Gangguan Setelah Resetting.....	66

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dalam penyaluran energi listrik, diperlukan *kontinuitas* pelayanan yang baik kepada konsumen untuk memenuhi kebutuhan tersebut pada sistem jaringan harus memiliki sistem proteksi yang baik. Sistem proteksi merupakan komponen penting dalam system tenaga listrik salah satunya pada sistem jaringan kelistrikan pada pembangkit listrik. Tenaga listrik yang di hasilkan tidak akan dapat di transmisikan dan di distribusikan dengan tingkat kualitas dan keandalan yang tinggi kepada konsumen tanpa adanya sistem pengaman yang baik. Sistem proteksi adalah suatu pengaman terhadap peralatan-peralatan yang terpasang pada sistem distribusi untuk melindungi peralatan saat terjadi gangguan pada sistem

Gangguan yang terjadi sebagian besar adalah gangguan hubung singkat baik antara fasa ke fasa maupun fasa ke tanah, pada umumnya besar arus saat terjadi gangguan hubung singkat akan berlipat ganda dari besar arus nominal dan akan menimbulkan kerusakan pada peralatan jaringan maupun beban yang dilalui oleh arus gangguan tersebut.

Transformator merupakan peralatan yang sangat vital dalam penyaluran sistem tenaga listrik karena transformator merupakan peralatan yang menyalurkan energi listrik langsung ke konsumen baik konsumen tegangan tinggi, konsumen tegangan menengah maupun konsumen tegangan rendah. Dalam sistem jaringan pada pembangkit listrik tidak menutup kemungkinan terjadi gangguan terutama gangguan yang disebabkan oleh alam. Gangguan yang sering terjadi antara lain kawat penghantar putus, kerusakan pada pembangkit, gangguan pada saluran akibat petir, gangguan hubung singkat maupun gangguan dari peralatan itu sendiri. Dengan adanya gangguan yang tidak dapat di prediksi maka diperlukan suatu peralatan pengaman (sistem proteksi) yang tepat dan dapat diandalkan pada peralatan sistem tenaga listrik serta pengoprasian dan pemeliharaan yang baik. Relay proteksi harus dapat mengenal kondisi abnormal pada sistem tenaga dan

melakukan langkah-langkah yang dianggap perlu untuk menjamin pemisahan gangguan dengan kemungkinan gangguan terkecil terhadap operasi normal.

Berdasarkan standard IEC 60255 aruslebih yang diizinkan adalah besarnya 105 % dari arus kerja peralatan, dan kondisi *setting* relay di lapangan tidak sesuai dengan *standard* tersebut yaitu sebesar 120 % dari arus kerja trafo relay pengaman baru akan bekerja, hal tersebut akan berdampak buruk terhadap kondisi peralatan yang akan menyebabkan kerusakan atau usia dari peralatan tersebut tidak sesuai dengan yang diharapkan. Dengan menggunakan *software* ETAP Power Station akan mempermudah dalam melakukan analisa gangguan hubung singkat dan perhitungan penyetelan ulang relay pengaman.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang permasalahan yang telah dijelaskan diatas, maka rumusan masalah dalam skripsi ini adalah :

1. Apakah *setting* dari relay proteksi pada trafo tenaga di GI Harapan Baru sudah sesuai dengan keandalan yang diharapkan.
2. Bagaimana menganalisa dan menyetting koordinasi relay proteksi trafo tenaga agar dapat bekerja maksimal jika terjadi gangguan.

1.3 Tujuan

Berdasarkan permasalahan yang dikemukakan di atas maka, tujuan dalam penulisan skripsi ini adalah :

1. Melakukan analisis terhadap sistem proteksi transformator tenaga di GI Harapan Baru Samarinda.
 2. Melakukan *setting* ulang relay proteksi OCR (*over current relay*) dan GFR (*ground fault relay*).
-

1.4 Batasan Masalah

Agar permasalahan yang dibahas tidak terlalu meluas, maka ruang lingkup pembahasan adalah sebagai berikut:

1. Relay pengaman yang di *setting* dan di koordinasikan adalah relay arus lebih (*over current relay*), dan relay gangguan tanah (*ground fault relay*).
2. Hanya membahas sistem proteksi relay transformator tenaga di GI Harapan Baru Samarinda.
3. Tidak membahas pada bagian *feeder* dan jaringan setelahnya.
4. Gangguan yang dibahas dan disimulasikan hanya gangguan hubung singkat 3 fasa dan gangguan hubung singkat fasa ke tanah.

1.5 Manfaat Penelitian

Dengan menganalisa dan melakukan koordinasi ulang relay proteksi trafo diharapkan dapat membantu dalam *setting* relay proteksi guna mengamankan daerah yang terkena gangguan dan meminimilasi jumlah pelanggan yang terkena pemadaman akibat gangguan yang terjadi serta mencegah kerusakan trafo akibat gangguan.

1.6 Metode Penelitian

Metode yang digunakan dalam penyusunan skripsi ini adalah sebagai berikut :

1. Pengumpulan materi dan *studi* literatur melakukan pengumpulan materi dan *studi* yang berhubungan dengan arus hubung singkat, *setting* relay proteksi dan koordinasi proteksi.
 2. Pengumpulan data, data yang diperoleh dari GI Harapan Baru Samarinda Kalimantan Timur.
 3. Perencanaan dan perhitungan dari data-data tersebut di atas melakukan perencanaan dan perhitungan berdasarkan formulasi yang telah diketahui.
 4. Simulasi hubung singkat menggunakan ETAP Power station dan koordinasi peralatan proteksi menggunakan Power Plot.
 5. Analisis dan pembahasan terhadap hasil dari simulasi program dengan data lapangan sebagai validasi.
-

6. Pembuatan laporan skripsi. Menyelesaikan penulisan laporan yang menunjukkan hasil dari skripsi ini.

1.7 Sistematika Penulisan

Sistematika dari pembahasan di dalam skripsi ini adalah sebagai berikut :

BAB I : PENDAHULUAN

Berisikan latar belakang, rumusan masalah, tujuan, batasan masalah, metodologi penelitian, dan sistematika penulisan.

BAB II : KAJIAN PUSTAKA

Membahas dasar-dasar teori tentang jenis gangguan yang sering terjadi pada sistem kelistrikan, serta beberapa jenis proteksi yang digunakan.

BAB III : SISTEM JARINGAN GI. HARAPAN BARU SAMARINDA

Pada bab ini menjelaskan tentang sistem jaringan listrik di GI Harapan Baru Samarinda Kalimantan Timur.

BAB IV : ANALISIS SISTEM DAN SIMULASI

Pada bab ini berisi data dan hasil simulasi dari ETAP Powerstation

BAB V : PENUTUP

Berisi kesimpulan dan saran.

DAFTAR PUSTAKA

BAB II KAJIAN PUSTAKA

2.1 Definisi dan Macam Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik^[5]

Gangguan pada sistem jaringan listrik dapat di artikan sebagai kondisi abnormal di dalam sistem yang disebabkan oleh pengaruh dari luar sistem maupun dari dalam sistem itu sendiri, sebagai contoh gangguan dari luar adalah gangguan alam (petir, bencana, pohon, dll). Gangguan pada sistem jaringan listrik dapat mengakibatkan penurunan kualitas maupun keandalan dari sistem tenaga listrik, sehingga tenaga listrik yang disalurkan ke konsumen akan terganggu bahkan dapat menimbulkan kerusakan pada peralatan listrik.

Gangguan sendiri sebagai dalam berbagai jenis dilihat dari waktu terjadinya gangguan maupun jenis penyebab gangguan. Pada bab ini akan dibahas mengenai beberapa jenis gangguan yang sering terjadi di dalam sistem jaringan listrik serta prinsip dari alat-alat pengaman.

2.1.1 Gangguan Hubung Singkat^[6]

Gangguan hubung singkat merupakan gangguan yang sangat berbahaya bagi peralatan karena arus yang mengalir menjadi sangat besar di sekitar titik gangguan. 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 gangguan hubung singkat tiga fasa ke tanah (L-L-L-G).Gangguan hubung singkat tidak simetri terdiri dari tiga gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah (L-G), dua fasa ke tanah (L-L-G) dan antar fasa ke tanah (L-L).Semua gangguan hubung singkat tadi sangatlah mengganggu jalannya sebuah sistem kelistrikan dan juga berbahaya bagi manusia di sekitar.Maka dari itu diperlukan koordinasi peralatan pengaman untuk mengurangi bahaya gangguan hubung singkat dan gangguan yang terjadi pada sistem jaringan kelistrikan PLTD.

2.1.2 Dasar-Dasar Sistem Proteksi^[5]

Keandalan dan kemampuan sistem tenaga listrik dalam sebuah jaringan sangat tergantung pada sistem proteksi yang digunakan. Oleh sebab itu dalam perencanaan suatu sistem tenaga listrik, perlu dipertimbangkan kondisi-kondisi gangguan yang mungkin terjadi pada sistem, melalui analisa gangguan. Dari hasil penelitian gangguan, dapat ditentukan sistem proteksi yang akan digunakan, seperti spesifikasi *switchgear*, rating pemutus tenaga (CB) serta penetapan besaran-besaran yang menentukan bekerjanya suatu relay (*relay setting*) untuk keperluan proteksi. Definisi sistem proteksi tenaga listrik adalah sistem proteksi yang dipasang pada peralatan-peralatan listrik suatu sistem tenaga listrik, misalnya generator, transformator, jaringan dan lain-lain terhadap kondisi abnormal operasi sistem itu sendiri. Kondisi abnormal itu dapat berupa antara lain : hubung singkat, tegangan lebih, beban lebih, dengan kata lain sistem proteksi itu bermanfaat untuk :

1. Menghindari ataupun mengurangi kerusakan peralatan-peralatan akibat gangguan (*kondisi abnormal sistem*). Semakin cepat reaksi perangkat proteksi yang digunakan maka akan semakin kecil pengaruh gangguan terhadap kemungkinan kerusakan alat.
2. Cepat melokalisir jangkauan daerah yang terkena gangguan, menjadi *sekecil mungkin*.
3. Dapat menyalurkan listrik dengan keandalan yang tinggi kepada beban yang dialiri dan juga mutu listrik yang baik.
4. Mengamankan manusia terhadap bahaya yang ditimbulkan oleh listrik.

Pengetahuan mengenai arus-arus yang timbul dari berbagai tipe gangguan pada suatu lokasi merupakan hal yang sangat dasar bagi kelangsungan operasi proteksi secara efektif. Jika terjadi gangguan pada sistem, para operator yang merasakan adanya gangguan tersebut diharapkan segera dapat mengoperasikan pemutus-pemutus tenaga yang tepat untuk mengeluarkan sistem yang terganggu atau memisahkan peralatan dari jaringan yang terganggu. Sangat sulit bagi seorang operator untuk mengawasi gangguan-gangguan yang mungkin terjadi dan menentukan CB mana yang dioperasikan untuk mengisolir gangguan tersebut

secara manual. Mengingat arus gangguan yang cukup besar, maka perlu secepat mungkin dilakukan proteksi. Hal ini perlu suatu peralatan yang digunakan untuk mendeteksi keadaan-keadaan yang tidak normal tersebut dan selanjutnya menginstruksikan pemutus tenaga yang tepat untuk bekerja memutuskan rangkaian atau sistem yang terganggu. Dan peralatan tersebut kita kenal dengan relay.

2.2 Fungsi dan Persyaratan Relay Pengaman^[5]

Fungsi dari relay pengaman pada sistem tenaga listrik sebagai berikut :

- Mendeteksi arus gangguan pada sistem yang terganggu serta memisahkan secara cepat dan tepat sehingga sistem lainnya tidak terganggu.
- Mengurangi kerusakan yang lebih parah dari peralatan yang terganggu.
- Mengurangi pengaruh gangguan terhadap bagian sistem yang lain yang tidak terganggu di dalam sistem tersebut serta mencegah meluasnya gangguan.
- Memperkecil bahaya bagi manusia.

Untuk melaksanakan fungsi di atas maka relay pengaman harus memenuhi persyaratan-persyaratan sebagai berikut :

- Dapat diandalkan (*reliable*)
- Selektif
- Waktu kerja relay cepat
- Peka (*sensitif*)
- Ekonomis dan sederhana

2.3 Jenis-Jenis Relay Pengaman^[5]

Dalam sistem proteksi banyak sekali jenis relay pengaman yang digunakan disesuaikan dengan kebutuhan, jenis gangguan maupun tergantung dari jenis peralatan yang diproteksi, sebagai contoh : relay pengaman arus lebih (*over current relay*), relay pengaman gangguan ke tanah (*ground vault relay*), relay keseimbangan arus (*differential relay*), dll.

2.3.1 Relay Arus Lebih (*Over Current Relay*)

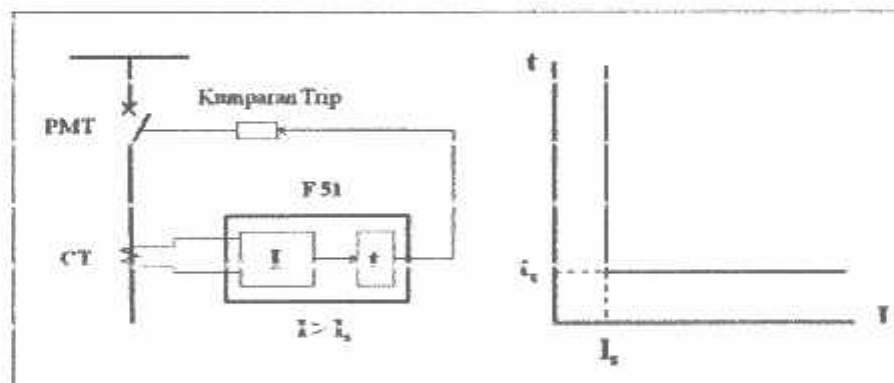
Relay arus lebih yaitu relay yang bekerja berdasarkan adanya kenaikan arus yang melebihi suatu nilai pengaman tertentu dan jangka waktu tertentu. Fungsi utama dari relay arus lebih ini adalah untuk mendeteksi adanya arus lebih kemudian memberi perintah kepada pemutus tenaga (PMT) untuk membuka (*open circuit*).

Sistem proteksi dengan menggunakan relay arus lebih mempunyai beberapa keuntungan antara lain :

- Sistem pengaman yang sederhana.
- Dapat berfungsi sebagai pengaman cadangan maupun pengaman utama.
- Harganya relative murah.

2.3.1.1 Relay Arus Lebih Waktu Tertentu (*Deviniti Time Relay*)

Relay ini memberikan perintah kepada pemutus tenaga (PMT) pada saat terjadi gangguan bila besar arus dan waktu terjadinya gangguan melebihi setting dari relay, jangka waktu kerja relay mulai "*pick up*" sampai kerja relay di perpanjang dengan waktu tertentu tergantung pada besarnya arus gangguan.



Gambar 2.1 Karakteristik Relay Arus Lebih Waktu Tertentu

Waktu operasi relay dapat diset di suatu harga tertentu untuk harga arus yang sama dan lebih besar dari nilai "*pick up*" nya sehingga waktu operasi relay dapat diatur sesuai dengan kebutuhan koordinasi.

Keuntungan dari *Definiti Time Relay* yaitu :

- Koordinasinya mudah.
- Waktu kerja tidak tergantung oleh kapasitas pembangkit.

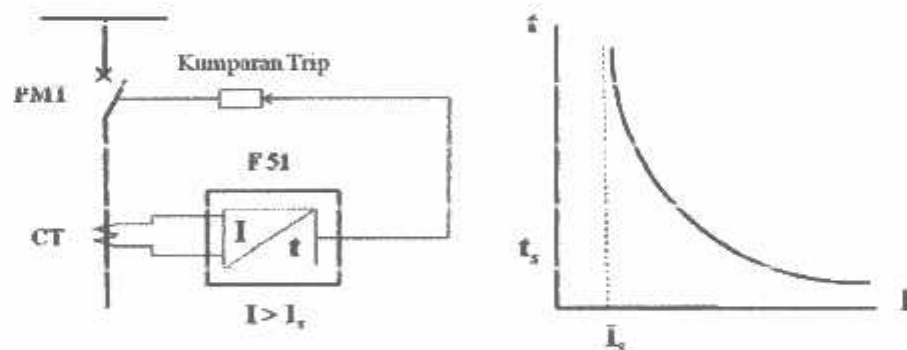
Kelemahan dari *Definiti Time Relay* yaitu :

- Terjadi komulasi waktu pada relay di hulu, untuk sistem besar, akumulasi waktu tidak diharapkan.
- Bila diterapkan pada pengamanan gangguan tanah jaringan distribusi radial, bias menimbulkan masalah *simpatetik tripping*.

2.3.1.2 Relay Arus Lebih Waktu Terbalik (*Inverse Time Relay*)

Relay arus lebih terbalik memberikan perintah kepada pemutus tenaga (PMT) pada saat terjadi gangguan bila besar arus ganggguannya melampaui arus penyetelannya dan jangka waktu kerja relay dari *pick up*, waktunya berbanding terbalik dengan besar arusnya.

Jadi dapat dikatakan bahwa relay arus lebih waktu tertentu terbalik mempunyai waktu operasi yang semakin singkat untuk arus gangguan yang semakin besar dan waktu operasi yang semakin lama untuk arus gangguan yang semakin kecil.



Gambar 2.2 Karakteristik Relay Arus Lebih Waktu Terbalik

Relay arus waktu terbalik ini dapat dibagi lagi menjadi empat, yaitu :

1. Berbanding terbalik (*inverse*)
2. Sangat berbanding terbalik (*very inverse*)
3. Sangat berbanding terbalik (*extremely inverse*)
4. *Long inverse*

Sedangkan lamanya waktu kerja *relay inverse*, *very inverse*, *extremely inverse* dan *long inverse* dapat dilihat pada rumus di bawah

$$(inverse) \quad t = \frac{0.14}{(I^{0,02}-1)} \dots\dots\dots (2.1)$$

$$(very inverse) \quad t = \frac{13.5}{(I-1)} \dots\dots\dots (2.2)$$

$$(extreme invers) \quad t = \frac{80}{(I^2-1)} \dots\dots\dots (2.3)$$

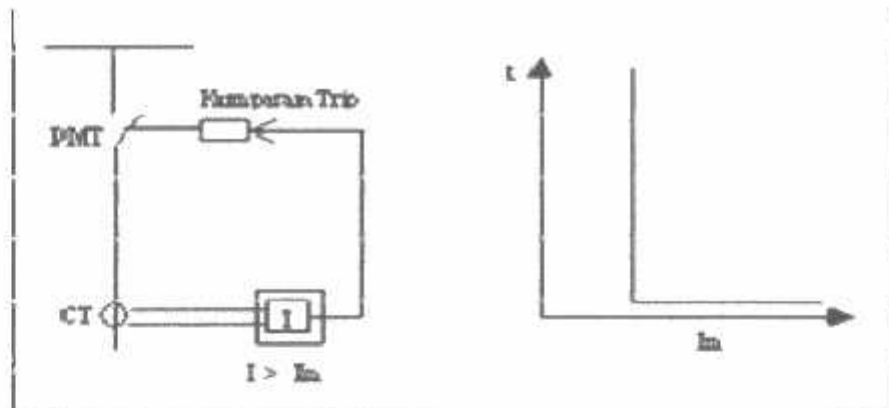
$$(long inverse) \quad t = \frac{120}{(I-1)} \dots\dots\dots (2.4)$$

Dimana : I : Perbandingan arus

t : Waktu kerja relay

2.3.1.3 Relay Arus Lebih Waktu Seketika (*Instantenous Relay*)

Relay arus lebih waktu seketika yaitu relay yang jangka waktu mulai *pick up* sampai selesainya kerja relay sangat singkat (20-40 ms) tanpa penundaan waktu kerja. Kerja dari relay ini tidak tergantung dari besarnya arus gangguan / arus yang menggerakkannya. Jadi relay ini akan memberikan perintah kepada pemutus beban (PMT) pada saat terjadi gangguan bila besar arus gangguannya melampaui penyctelannya (I_n) dan jangka waktu kerjanya singkat.



Gambar 2.4 Karakteristik Relay Arus Lebih Waktu Seketika

2.3.1.4 Relay Arus Lebih *Inverse Devinite Minimum Time* (IDMT)

Relay arus lebih IDMT merupakan kombinasi karakteristik antara relay arus lebih waktu terbalik dan relay arus lebih waktu tertentu. Relay arus lebih dengan karakteristik IDMT ialah relay yang mempunyai karakteristik kerja waktu arus berbanding terbalik untuk arus gangguan yang kecil dan waktu tertentu untuk arus gangguan yang besar.

Disebut dengan relay IDMT karena jangka waktu mulai relay *pick up* sampai selesainya kerja relay mempunyai waktu arus berbanding terbalik untuk nilai arus gangguan kecil setelah *pick up* dan berubah menjadi waktu tertentu untuk nilai arus gangguan besar.

2.3.2 Relay Gangguan Tanah (*Ground Fault Relay*)^[4]

Gangguan satu fasa ke tanah dan dua fasa ke tanah dapat diamankan dengan relay gangguan tanah. Karakteristik relay sangat penting untuk diperhatikan guna mendapat sistem pengaman yang sesuai. Relay gangguan tanah dirancang sedemikian rupa dengan kecepatan kerja yang seketika. Dari hasil pengesetan kurva karakteristik seperti pada gambar terlihat bahwa semakin besar arus gangguan yang mengalir ketanah, semakin cepat trip dari relay gangguan tanah.

Relay gangguan tanah hanya bekerja apabila terjadi gangguan hubung singkat yang melibatkan tanah. Hal ini disebabkan relay gangguan tanah

mendeteksi adanya arus sisa (*residual current*). Arus sisa ini muncul jika terdapat adanya arus urutan nol yang mengalir di saluran. Seperti diketahui bahwa relay gangguan tanah tidak akan bekerja pada kondisi normal, maka penyetelan waktu kerja di bagian paling hilir adalah paling cepat.

Hal ini dapat dicapai dengan relay waktu seketika dan atau relay waktu terbalik dengan memilih kurva karakteristik yang terendah. Selanjutnya dikoordinasikan dengan relay di pengaman trafo lain dengan interval waktu 0,1-0,5 detik. Penentuan tetapan atur pada relay gangguan tanah sama seperti pada relay arus lebih tetapi yang menjadi acuan penentuan besaran atur adalah besarnya gangguan hubung singkat ke tanah.

Untuk memudahkan perhitungan arus gangguan ke tanah dapat dihitung dengan menggunakan rumus umum yaitu :

$$|I_{gg.I\phi}| = \left| \frac{cxVf}{Z_0+Z_f} \right| \dots\dots\dots (2.5)$$

Dimana :

$I_{gg.I\phi}$ = arus gangguan fasa ke fasa dalam ampere

Vf = tegangan fasa netral

C = factor tegangan

Z_f = impedansi titik gangguan

Z_1, Z_2, Z_0 = masing-masing impedansi urutan positif, negatif, nol

Rumus dasar yang digunakan untuk menghitung besarnya arus gangguan hubung singkat antar fasa adalah sebagai berikut :

$$I = \frac{V}{Z} \dots\dots\dots (2.6)$$

Dimana :

- I = arus gangguan hubung singkat
 V = tegangan sumber
 Z = impedansi di titik gangguan/impedansi ekivalent

$$I_{a1} = \left[\frac{V_f}{Z_1 + Z_1} \right] \dots\dots\dots (2.7)$$

Dimana :

- V_f = tegangan fasa netral
 I_{a1} = arus urutan positif
 I_{a2} = arus urutan negative
 Z_1, Z_2 = masing-masing impedansi urutan positif dan negatif

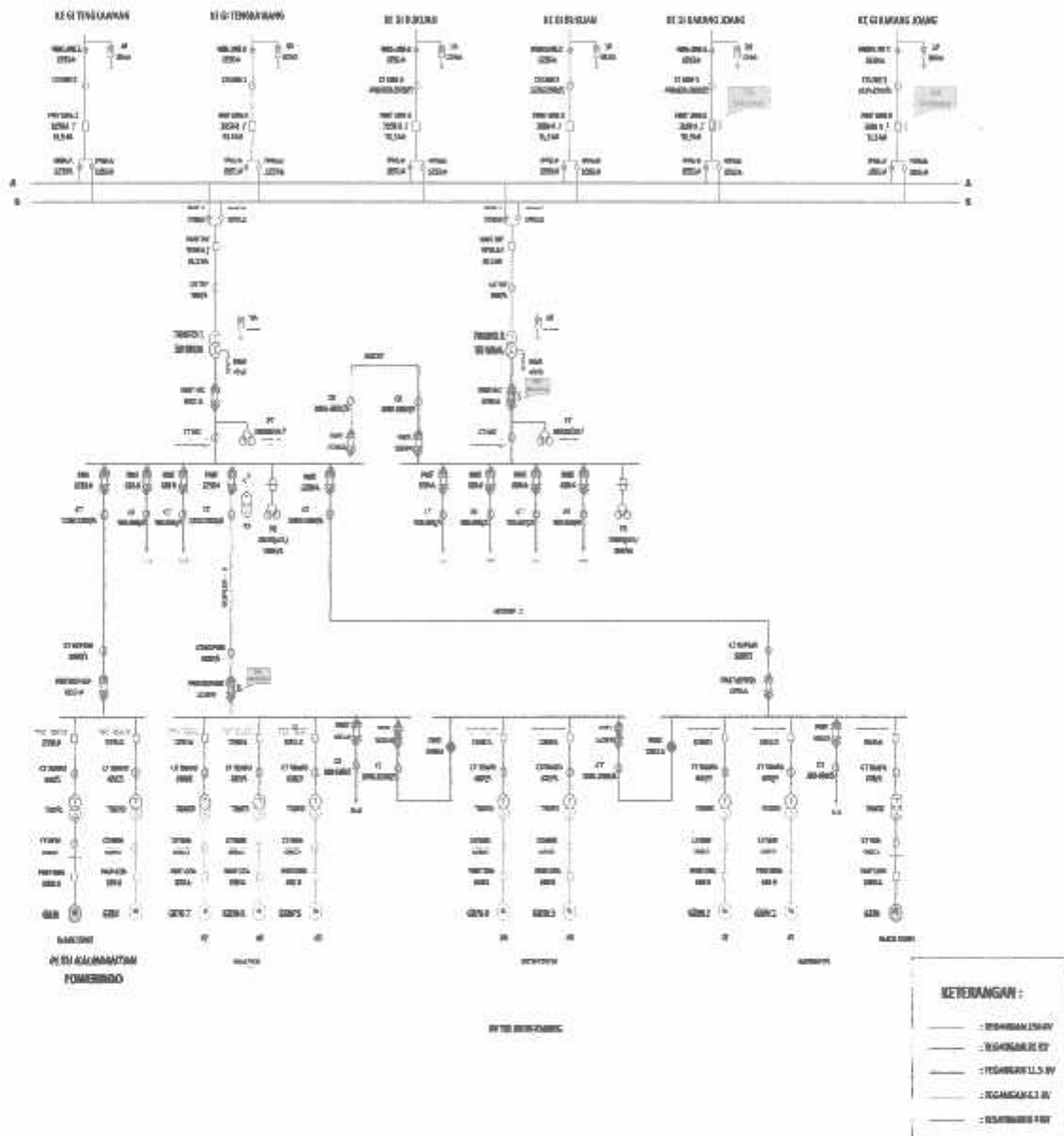
BAB III
SISTEM JARINGAN GARDU INDUK HARAPAN BARU SAMARINDA
WILAYAH KALTIM

3.1 Gambaran Umum

Sistem Mahakam terdiri dari Subsistem Balikpapan dan Subsistem Samarinda. Subsistem Balikpapan menyuplai Gardu Induk 150 kV Industri, Manggar sari dan Karang Joang. Subsistem Samarinda menyuplai Gardu Induk 150 kV Bukit Biru, Embalut, Tengkawang, Harapan Baru, Bukuan dan Sambutan. Kedua system dihubungkan melalui sirkuit transmisi Harapan Baru-Karang Joang sepanjang 75,4kMR. Gardu induk Harapan Baru merupakan salah satu gardu induk yang ada dalam system kelistrikan di Kalimantan timur. Sistem kelistrikan ini disebut dengan Sistem Mahakam. Sistem Mahakam terdiri dari Sembilan pembangkit dan Sembilan gardu induk yang melayani seluruh beban di Kalimantan timur. Gardu induk harapan baru melayani beban khusus di daerah samarinda.

Pada gardu induk harapan baru terpasang dua trafo daya 150/20 kV dimana trafo pertama dan trafo kedua memiliki daya sebesar 30 MVA. Gardu induk harapan baru di suplay dua pembangkit energy listrik yaitu PLTD Keledang, dan PLTD Karang Asam. dan system jaringan yang dipakai adalah interkoneksi. Pada setiap unit transformator terpasang system proteksi untuk melindungi transformator dari kerusakan akibat gangguan. Sistem proteksi / pengaman yang digunakan adalah relay pengaman yaitu relay arus lebih (*over current relay*), relay gangguan tanah (*ground fault relay*). Berikut single diagram Gardu Induk Harapan Baru

GI HARAPAN BARU



Gambar 3.1. Single Line Diagram Sistem GI Harapan Baru

Pada sistem jaringan listrik di GI Harapan Baru terkadang terjadi permasalahan pemadaman total dan kerusakan trafo tenaga. Salah satu penyebab

dari pemadaman dan kerusakan trafo adalah sistem proteksi yang tidak bekerja semestinya.

3.2 Data Yang Diperoleh

Adapun data - data yang diperoleh dari hasil *survey* di GI. Harapan Baru, yang mana nantinya data - data tersebut akan dimasukkan ke dalam *software* ETAP *Power Station* untuk proses pensimulasian.

1. Data Pembangkit

Untuk data pembangkit di GI. Harapan Baru terbagi menjadi dua, yaitu PLTU (Pembangkit Listrik Tenaga Uap) Kalimantan Powerindo dan PLTD (Pembangkit Listrik Tenaga Diesel). Berikut adalah data pembangkit yang diperoleh dari hasil *survey* :

Tabel 3.1 Data PLTU Kalimantan Powerindo

Nama	Daya (MW)	Tegangan (kV)
Gen 1	7.5	0.4
Gen 2	7.5	6.3

Tabel 3.2 Data PLTD Keledang

Nama	Daya (MW)	Tegangan (kV)
Gen 3	6.4	6.3
Gen 4	6.4	6.3
Gen 5	6.4	6.3
Gen 6	5.2	6.3
Gen 7	5.2	6.3

Gen 8	5.22	6.3
Gen 9	5.22	6.3
Gen 10	7.5	0.4

2. Data Beban

Berikut adalah data pembangkit yang diperoleh dari hasil survey :

Tabel 3.3 Data Beban di GI. Harapan Baru

Nama	MW	Mvar
Load 1	6.3	1.2
Load 2	6.15	1.5
Load 3	6.26	0.9
Load 4	1.4	1
Load 5	3.19	0.9
Load 6	4.56	0.1
Load 7	0.02	0.01
Load 8	4.56	0.1
Load 9	Data GI. Tengawang	Data GI. Tengawang
Load 10	Data GI. Tengawang	Data GI. Tengawang
Load 11	Data GI. Bukuan	Data GI. Bukuan

Load 12	Data Gl. Bukuan	Data Gl. Bukuan
Load 13	Data Gl. Krg. Joang	Data Gl. Krg. Joang
Load 14	Data Gl. Krg. Joang	Data Gl. Krg. Joang

3. Data CB

Untuk CB, data yang dimasukkan disesuaikan dengan letak penempatan CB tersebut, dalam sistem kelistrikan di Gl. Harapan Baru, CB terletak di busbar 20 kV dan 150 kV.

Berikut adalah data CB yang diperoleh dari hasil survey :

Tabel 3.4 Data CB di Gl. Harapan Baru

Nama	Merk	Model	Max kA	Max kV
CB di Busbar 20 kV	ABB	27R1	12.5	27
CB di Busbar 150 kV	ABB	169PM20	31.5	169

4. Data Transformator

Berikut adalah data transformator yang didapat dari hasil survey :

Tabel 3.5 Data Trafo Tenaga 1 di Gl. Harapan Baru
DATA TEKNIK TRANSFORMATOR TENAGA No. 1
 Gardu Induk Harapan Baru Samarinda

Terpasang pada	Bay Trafo
Buatan	Sweden
Merek	ABB
Type	UZERN 200 / 150
Serial No.	040 195 0013

Tahun Pembuatan	1995
Tahun Pemasangan	1996
Tahun Pengoperasian	1997
Daya Nominal	18 / 30 MVA
Frekuensi	50 HZ
Phasa	3
Tegangan Impedansi	12.16%
Suhu udara luar	31 ° C
Ambient Temperatur Maximum	40 ° C
Temperatur Rise Oil	53 ° C
Temperatur Rise Winding	58 ° C
Macam Kerja	Terus menerus
Macam Pendingin	ONAN / ONAF
Pada 150,5 KV Arus ONAN / ONAF	69.3 / 115.5 A / LV 866,04
Pada 20 KV Arus	866.04 Ampere
Vektor Group	YNynOd5
Jumlah Terminal - Sisi TT	4 (A B C N)
Jumlah Terminal - Sisi TM	4 (a b c n)
Operasi pada Tegangan	150 KV
Pasangan	Luar
Type Oil	DIALA. B
Berat Tanki	-
Berat Minyak	14.35 Ton / 16.730 ltr

Berat Total	59.36 Tons
Standart Pembuatan	IEC.76 : 1978

Tabel 3.6 Trafo Tenaga 2 di Gl. Harapan Baru
DATA TEKNIK TRANSFORMATOR TENAGA No. 2
 Gardu Induk Harapan Baru Samarinda

Terpasang pada	Bay Trafo
Buatan	Indonesia
Merek	UNINDO
Type	TTUB 150 / 30.000
Serial No.	P 30 LE 299
Tahun Pembuatan	2002
Tahun Pemasangan	2003
Tahun Pengoperasian	2004
Daya Nominal	18 / 30 MVA
Frekuensi	50 HZ.
Phasa	3
Tegangan Impedansi	11.86%
Suhu udara luar	31 ° C
Ambient Temperatur Maximum	40 ° C
Temperatur Rise Oil	53 ° C
Temperatur Rise Winding	58 ° C
Macam Kerja	Terus menerus
Macam Pendingin	ONAN / ONAF

Pada 150,5 KV Arus ONAN / ONAF	69.3 / 115.5 Ampere
Pada 20 KV Arus	866.03 Ampere
Vektor Group	YNynOd5
Jumlah Terminal - Sisi TT	4 (A B C N)
Jumlah Terminal - Sisi TM	4 (a b c n)
Operasi pada Tegangan	150 KV
Pasangan	Luar
Type Oil	DIALA. B
Berat Tanki	
Berat Minyak	13.400 kg
Berat Total	63.200 kg
Standart Pembuatan	IEC.76

3.3 Pengaman Trafo

Pengaman pada trafo penaik tegangan meliputi PMT sebagai pemutus rangkaian listrik yang di dalam operasinya mendapatkan intruksi membuka dari relay pengaman.

1. PMT (*Circuit Breaker*)^[2]

PMT atau *Circuit Breaker* adalah suatu peralatan pemutus rangkaian listrik pada suatu sistem tenaga listrik, yang mampu untuk membuka dan menutup rangkaian listrik pada semua kondisi, termasuk arus hubung singkat, sesuai dengan ratingnya. Juga pada kondisi tegangan yang normal ataupun tidak normal.

Syarat-syarat yang harus dipenuhi oleh suatu PMT agar dapat melakukan hal-hal diatas, adalah sebagai berikut:

1. Mampu menyalurkan arus maksimum sistem secara terus-menerus.

2. Mampu memutuskan dan menutup jaringan dalam keadaan berbeban maupun terhubung.
3. Dapat memutuskan arus hubung singkat dengan kecepatan tinggi agar arus hubung singkat tidak sampai merusak peralatan sistem, membuat sistem kehilangan kestabilan, dan merusak pemutus tenaga itu sendiri.
4. Harus memutus cepat bila terjadi hubung singkat.
5. Mampu dialiri arus hubung singkat.
6. Mampu menahan efek dari arching kontakannya. Gaya elektromagnetik atau kondisi thermal yang tinggi akibat hubung singkat.

Setiap PMT dirancang sesuai dengan tugas yang akan dipikulnya, ada beberapa hal yang perlu dipertimbangkan dalam rancangan suatu PMT, yaitu:

1. Tegangan efektif tertinggi dan frekuensi daya jaringan dimana pemutus daya itu akan dipasang. Nilainya tergantung pada jenis pentanahan titik netral sistem.
2. Arus maksimum kontinyu yang akan dialirkan melalui pemutus daya. Nilai arus ini tergantung pada arus maksimum sumber daya atau arus nominal beban dimana pemutus daya tersebut terpasang.
3. Arus hubung singkat maksimum yang akan diputuskan pemutus daya tersebut.
4. Lamanya maksimum arus hubung singkat yang boleh berlangsung. Hal ini berhubungan dengan waktu pembukaan kontak yang dibutuhkan.
5. Jarak bebas antara bagian yang bertegangan tinggi dengan objek lain disekitarnya.
6. Jarak rambat arus bocor pada isolatornya.
7. Kekuatan dielektrik media isolator selakontak.
8. Iklim dan ketinggian lokasi penempatan pemutus daya.

2. Relay Arus Lebih atau *Over Current Relay* (OCR)^[5]

Relai Arus Lebih merupakan salah satu relai proteksi yang digunakan untuk mengamankan trafo daya, Neutral Grounding Resistor (NGR), dan penyulang 20 kV. Relai ini bekerja dengan cara membandingkan arus yang terbaca dengan nilai setelannya, bila arus yang dibaca lebih besar dari pada nilai

setelan maka relai akan menge-trip-kan Pemutus Tenaga (PMT) atau circuit breaker (CB) setelah waktu tertentu.

Besarnya waktu tunda ini tergantung nilai setelan relai. Pada jaringan 20 kV Relai ini berfungsi untuk memproteksi SUTM terhadap gangguan antar fasa atau tiga fasa, dan pada trafo tenaga relai ini berfungsi untuk mengamankan transformator terhadap gangguan hubung singkat antar fasa di dalam maupun di luar daerah pengaman transformator.

Perangkat proteksi pada relay arus lebih adalah sebagai berikut :

1. Relay pengaman sebagai elemen perasa / pengukur untuk mendeteksi gangguan.
2. Pemutus tenaga (PMT) sebagai pemutus arus dalam sirkuit tenaga untuk melepas bagian sistem yang terganggu.
3. Trafo arus atau trafo tegangan mengubah besarnya arus dan atau tegangan dari sirkuit primer ke sirkuit sekunder (relay).
4. Batere / aki sebagai sumber tenaga untuk mentripkan pmt dan catu daya untuk relay static dan relay bantu.
5. Wiring untuk menghubungkan komponen-komponen proteksi sehingga menjadi satu sistem.

3.4 Peralatan yang digunakan

Dalam proses pelaksanaan penelitian ini selain data-data dan tinjauan pustaka diperlukan peralatan sebagai berikut :

- Komputer untuk menjalankan program
- *Software ETAP Powerstation*

3.5 Persamaan yang digunakan

1. Persamaan Setting OCR (*Over Current Relay*)

Persamaan yang digunakan untuk menentukan parameter untuk menentukan setting relay arus lebih mengacu pada standard IEEE / ANSI^[4].

Tabel 3.7 Konstanta Karakteristik Relay Arus Lebih Menurut Standard ANSI/IEEE^[4]

Relay Characteristic	Equation (IEC 60255)
Standard Inverse (SI)	$t = TMS \times \frac{0.14}{I_r^{0.02-1}}$
Very Inverse (VI)	$t = TMS \times \frac{13.5}{I_r - 1}$
Extremely Inverse (EI)	$t = TMS \times \frac{0.14}{I_r^{2-1}}$
Long time standard earth fault	$t = TMS \times \frac{120}{I_r - 1}$

Pengaturan waktu kerja *relay* :

Menurut standart British BS 142-1983 batas penyetelan antara nominal 1,05 – 1,3 Iset.

$$I \text{ nominal} = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV} \dots\dots\dots(3.1)$$

$$I \text{ set primer} = \geq 1,05 \times I \text{ nominal} \dots\dots\dots(3.2)$$

$$I \text{ set sek} = I \text{ prim} \times \frac{1}{\text{RatioCT}} \dots\dots\dots(3.3)$$

Pada penyetelan relay arus lebih juga harus memperhatikan batas maksimum seting, untuk alasan keamanan dan back up hingga ke sisi muara (*downstream*) estimasi seting ditetapkan (Sutarti, 2010).

$$I_{sc \text{ max, B}} \leq I \text{ set} \leq 0,8 I_{sc \text{ min, A}} \dots\dots\dots(3.4)$$

Untuk menentukan waktu time delay berdasarkan kurva IEEE yaitu :

$$t = TMS(td) \frac{k}{(I/I_s)^a - 1} + c \dots\dots\dots(3.5)$$

Dimana :

- t = Waktu operasi relay (detik)
 k = Time Multiplier seting
 I = Rating arus gangguan di dsisi sekunder (ampere)
 Is = Arus pick up
 c = konstanta

Tabel 3.7 Karakteristik Kurva *Inverse* berdasarkan IEEE

No	Deskripsi	k	c	A
1	Definite Time	-	0-100	-
2	Standart Inverse	0,14	0	0,02
3	Very Inverse	13,5	0	1
4	Extremaly Inverse	80	0	2
5	Long Time Inverse	120	0	1

2. Persamaan *Setting* GFR (*Ground Fault Relay*)

Persamaan yang digunakan untuk menentukan parameter untuk menentukan *setting* relay arus lebih mengacu pada standard IEEE / ANSI^[3]

$$I \text{ set primer} = 0,1 \times I_f \text{ fasa terkecil} \dots \dots \dots (3.6)$$

dan

$$I \text{ set sec} = I \text{ set primer} \times 1 / \text{ratio CT} \dots \dots \dots (3.7)$$

Seting waktu relay standart Invers dihitung dengan menggunakan rumus kurva waktu Vs arus, yang dalam hal ini akan digunakan standard Bristis maka^[1]

:

$$t = \text{TMS} \times \frac{k}{\left(\frac{I_f \text{ fasa}}{I_{\text{setting}}} \right)^n - 1} + c \dots \dots \dots (3.8)$$

Dimana :

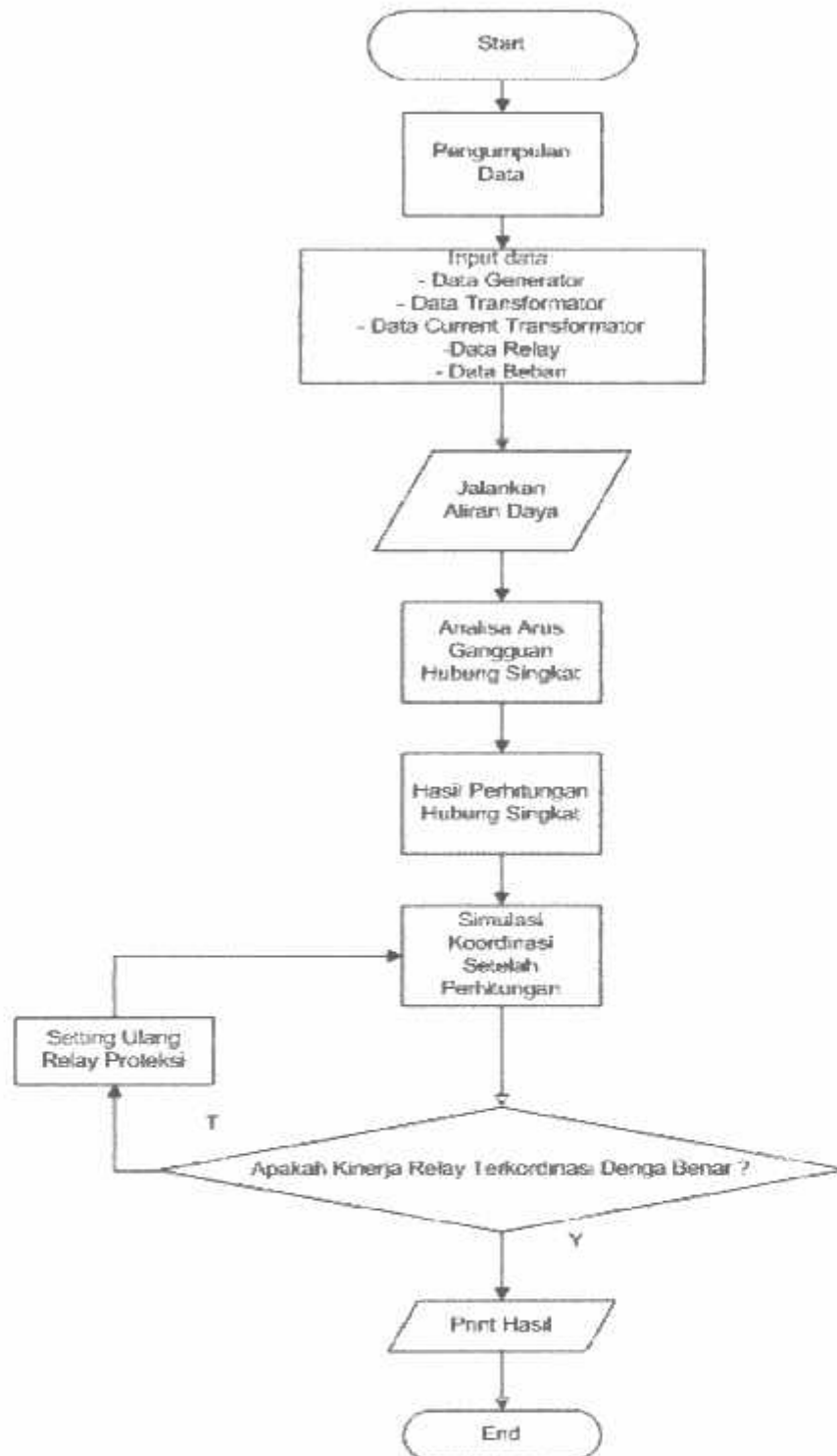
- t = Waktu operasi relay (detik)
- k = Time Multiplier setting
- I_{f1} fasa = Rating arus gangguan minimal
- I_s = Arus setting primer
- c = konstant

3.6 Algoritma Simulasi *Software ETAP Power Station*

- a. Mulai
 - b. Pengumpulan data yang diperlukan untuk pemodelan *single line* diagram GI. Harapan Baru Samarinda. Kalimantan Timur
 - c. Pemodelan *single line* diagram GI. Harapan Baru Samarinda. Kalimantan Timur menggunakan *software ETAP Power Station*
 - d. Masukkan data teknis ke dalam pemodelan *single line* diagram GI yang meliputi kapasitas pembangkit, beban pada tiap – tiap penyulang, rasio CT, relay, penampang, dan LVCB
 - e. Menjalankan fitur program hubung singkat yang terdapat di *software ETAP Power Station*
 - f. Hasil perhitungan arus hubung singkat
 - g. Melakukan perhitungan untuk setelan relay yang cocok berdasarkan hasil perhitungan arus hubung singkat
 - h. Melakukan simulasi gangguan tiga fasa dan satu fasa ke tanah
 - i. Hasil koordinasi relay
 - j. Apabila relay tidak bekerja optimal maka kita akan memasukkan setelan relay yang baru lalu kembali ke poin ke g. Dan apabila koordinasi relay bekerja optimal maka akan langsung ditarik kesimpulan. Maksud dari bekerja optimal adalah relay proteksi sudah memenuhi persyaratan selektivitas dan cepat
-

- k. Analisis dan penarikan kesimpulan
 - l. Selesai
-

3.7 Diagram Alir Simulasi (flowchart)

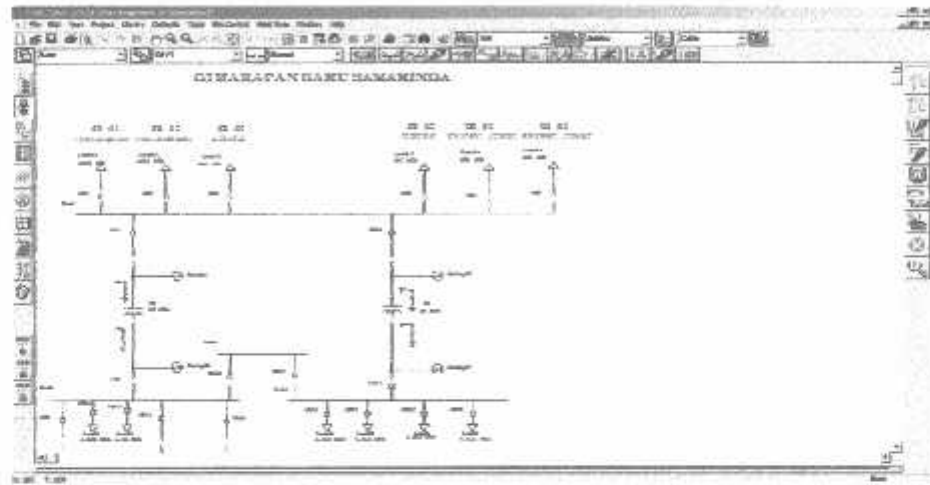


Gambar 3.2 Diagram Alir Analisis Sistem (flowchart)

3.8 Perancangan Simulasi Menggunakan ETAP Powerstation

1. Menggambar *Single Line Diagram* di ETAP Powerstation

Menggambar *single line diagram* pada *software* ETAP Powerstation didasarkan pada *single line diagram* dari data yang di dapat di GI Harapan Baru.



Gambar 3.3 *Single Line* Sistem Jaringan Kelistrikan GI Harapan Baru

2. Input Data Trafo

Rating		Connected Bus	
Prim	30 MVA	Max MVA	30
Sec	150 MVA	FLA	866
			115.5
		Connected Bus	20
		Nom. kV	150

Impedance		Z Variation		Z Tolerance	
Typical Z & X/R		-5% Tap		0 %	
Positive	Z: 6.75, X/R: 23.7	+5% Tap		0 %	
Zero	Z: 6.75, X/R: 23.7				
Typical Z & X/R					

Gambar 3.4 *Input Rating* Trafo di ETAP Powerstation

3. Input Data Generator

Synchronous Generator Editor - Gen2

Protection Info	PSS Matrix	Harmonic Capability	Reliability Insp/Model	Fuel Cost Grounding	Remarks Inertia	Inciter	Comment Governor
6.3 kV	7.5 MW	Swing					
Rating							
[MW]	kV	% PF	MVA	% BE	Poles		
7.5	6.3	95	8.924	95	4		
% of Bus kVnom			FLA	HPM			
100			908.6	1500			
Gen. Category	% V	Angle	MW	Mvar	% PF	Qmax	Qmin
1 Design	100	0					
2 Normal	100	0					
3 Shutdown	100	0					
4 Emergency	100	0					
5 Standby	100	0					
6 Startup	100	0					
PrimeMover Rating			Mvar Limits				
Continuous			Capacity Curve		Peak Mvar		
HP	MW	HP	Peak MW	-0.000000		4.658	
10058	7.5	10058	7.5				
Operating Values			% V	Vangle	MW	Mvar	
			100	0	3.48	0.825	

Gen2

Gambar 3.5 Input Rating Generator di ETAP Powerstation

4. Input Data Relay

Overcurrent Relay Editor - Relay1

Info	Input	Output	OCR	TCC kA	Model Info	Checker	Remarks	Comments
OC1								
OC Level								
OC1								
<input type="checkbox"/> Enabled								
<input type="checkbox"/> Integrated Curves								
<input type="checkbox"/> Link: TOC - IOC for this level								
Phase: Ground								
<input checked="" type="checkbox"/> Overcurrent								
Curve Type: Definite Time 4s								
Pickup Range: 0.05 - 2.4 aCT Sec								
Pickup: 0.25								
Relay Amps: 1.25								
Time Dial: 0.45								
<input type="checkbox"/> Instantaneous								
Pickup: 1.25								
Time Dial: 0.45								
Relay Amps: 1.25								
Time Dial: 0.45								

Relay1

Gambar 3.7 Input Parameter Relay di ETAP Powerstation

5. Input Data Current Transformer (CT)



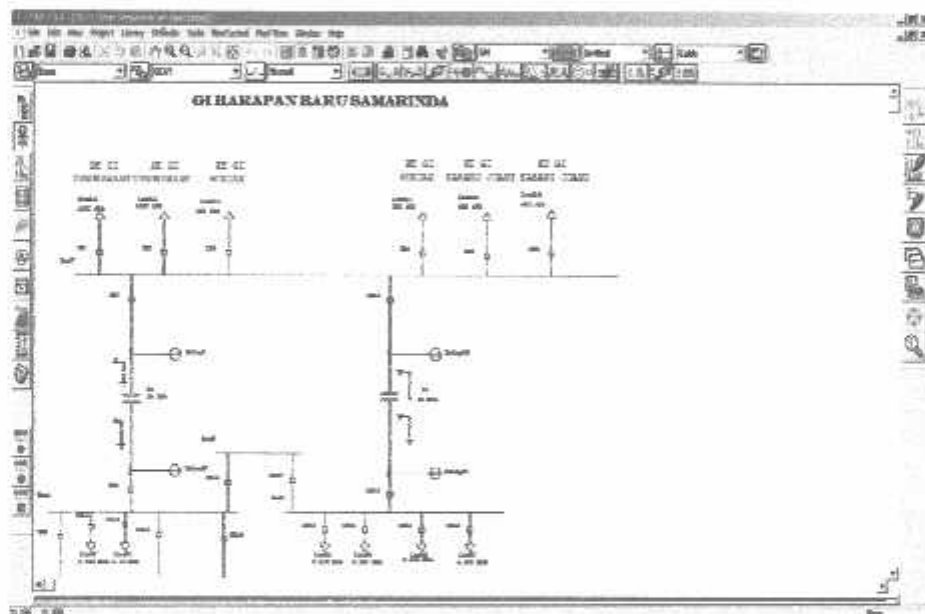
Gambar 3.8 Input Parameter Current Transformer di ETAP Powerstation

BAB IV ANALISA DAN HASIL

4.1 Analisa Jaringan Kelistrikan GI Harapan Baru Samarinda

Menggunakan *Software ETAP Powerstation*

Analisa pada system jaringan menggunakan *Software Etap* dilakukan dengan membuat *single line diagram* pada *ETAP PowerStation* dan memasukan data - data trafo, generator, beban, pengaman yaitu relay yang di set berdasarkan perhitungan, CT, HVCB (High Voltage Circuit Breaker) / PMT yang terhubung dengan relay yang akan memberikan perintah kepada PMT untuk memutus apabila relay merasakan adanya arus gangguan yang melewatinya. Gambar di bawah ini adalah gambar dimana *single line* jaringan GI Harapan Baru Samarinda yang sudah digambar pada *software ETAP*:



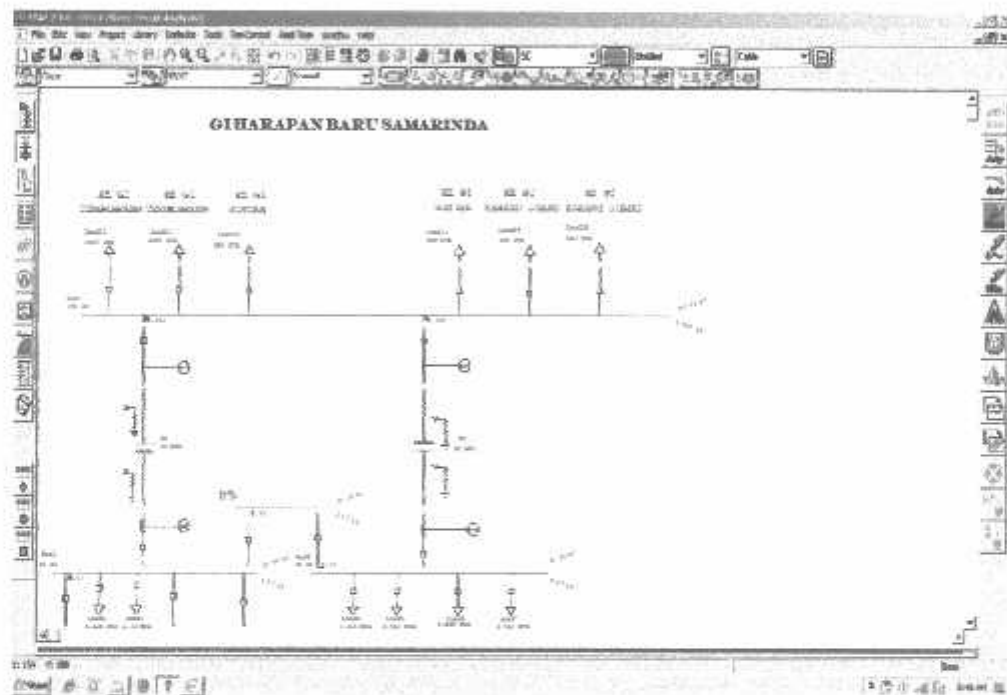
Gambar 4.1 Analisa Jaringan Kelistrikan GI Harapan Baru Samarinda
Menggunakan *Software ETAP Powerstation*

Setelah selesai menggambar *single line diagram* jaringan kelistrikan di *ETAP Powerstation* pastikan semua data peralatan dimasukan dengan benar, langkah selanjutnya adalah melakukan *load flow analysis* untuk mengetahui kontinuitas dari system apakah sudah berjalan dengan norma. Jika pada proses

load flow sistem tidak terjadi penyimpangan maka dapat dilanjutkan pada *short circuit analysis* pada point 4.2.

4.2 Analisa Gangguan Hubung Singkat (*Short Circuit Analysis*)

Sebelum kita menghitung *setting* pada relay terlebih dahulu perlu dilakukan penentuan nilai gangguan yang terjadi pada trafo dan jaringan, penentuan dilakukan di setiap trafo dan asumsikan bus yang mengalami gangguan. Berikut adalah gambar dimana pensimulasian gangguan *short sircuit* pada ETAP :



Gambar 4.2 Analisa Gangguan Hubung Singkat (*Short Circuit Analysis*) pada Software ETAP Power Station

Berdasarkan analisis *short sircuit* yang dilakukan pada *software* ETAP *Powerstation*, maka dapat diketahui besar arus gangguan yang terjadi pada setiap bus adalah sebagai berikut :

Tabel 4.1 Hasil Simulasi Gangguan Hubung Singkat
(line to ground, 3 phasa)

Bus	kV	3-Phase		Line to Ground	
ID		Fault (kA)		Fault (kA)	
		Real	Imag	Real	Imag
Bus 1	20.00	0.468	-7.782	0.367	-4.659
Bus 2	20.00	0.468	-7.782	0.367	-4.659
Bus 3	20.00	0.468	-7.782	0.367	-4.659
Bus 4	20.00	0.468	-7.782	0.367	-4.659
Bus 5	20.00	0.468	-7.782	0.367	-4.659
Bus 6	20.00	0.468	-7.782	0.367	-4.659
Bus 7	150.00	0.042	-0.766	0.075	-0.011
Bus 19	6.30	0.603	-9.079	0.923	-10.737
Bus 20	6.30	0.603	-9.079	0.923	-10.737
Bus 24	0.40	10.332	-160.180	16.615	-167.313
Bus 25	6.30	0.656	10.170	1.065	-12.210
Bus 26	6.30	0.636	-9.732	1.006	-11.608
Bus 27	6.30	0.636	-9.732	1.006	-11.608
Bus 28	6.30	0.636	-9.732	1.006	-11.608
Bus 29	6.30	0.604	-9.090	0.925	-10.751
Bus 30	6.30	0.604	-9.090	0.925	-10.751
Bus 31	0.40	10.332	-160.180	16.781	-192.314

Tabel 4.1 di atas adalah hasil atau *report* dari ETAP *Powerstation* untuk simulasi gangguan hubung singkat fasa ke tanah (*line to ground*) dan 3 fasa (*3 phasa*). Disini disimulasikan semua bus mengalami gangguan atau diasumsikan gangguan maksimum yang terjadi pada sistem.

Tabel 4.2 Hasil Simulasi Gangguan Hubung Singkat
(*line to line, line-line to ground*)

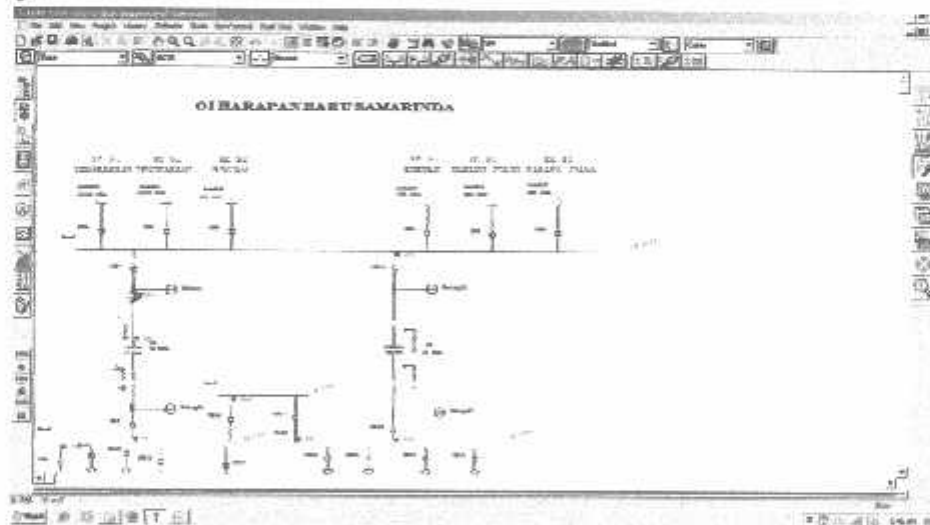
Bus	kV	Line to Line		Line-Line-Ground	
ID		Fault (kA)		Fault (kA)	
		Real	Imag	Real	Imag
Bus 1	20.00	6.847	0.548	6.738	2.154
Bus 2	20.00	6.847	0.548	6.738	2.154
Bus 3	20.00	6.847	0.548	6.738	2.154
Bus 4	20.00	6.847	0.548	6.738	2.154
Bus 5	20.00	6.847	0.548	6.738	2.154
Bus 6	20.00	6.847	0.548	6.738	2.154
Bus 7	150.00	0.671	0.047	-0.690	-0.045
Bus 19	6.30	7.944	0.632	-8.431	5.827
Bus 20	6.30	7.944	0.632	8.431	5.827
Bus 24	0.40	140.394	11.201	-148.763	75.010
Bus 25	6.30	8.914	0.711	-9.476	6.774
Bus 26	6.30	8.523	0.679	-9.054	6.379

Bus 27	6.30	8.523	0.679	-9.054	6.379
Bus 28	6.30	8.523	0.679	-9.054	6.379
Bus 29	6.30	7.953	0.632	-8.441	5.836
Bus 30	6.30	7.953	0.632	-8.441	5.836
Bus 31	0.40	140.394	11.201	-149.251	106.688

Tabel 4.2 di atas adalah hasil atau *report* dari ETAP *Powerstation* untuk simulasi gangguan hubung singkat fasa ke fasa (*line to line*) dan fasa-fasa ke tanah (*line-line to ground*). Disini disimulasikan semua bus mengalami gangguan atau diasumsikan gangguan maksimum yang terjadi pada sistem.

4.2.1 Analisa Gangguan Hubung Singkat Pada Masing-masing Trafo

Analisa hubung singkat pada masing-masing trafo perlu dilakukan untuk mengetahui besarnya arus gangguan yang terjadi pada trafo saat terjadi hubung singkat pada daerah pengaman trafo. Besar arus gangguan inilah yang akan dijadikan acuan dalam penyetelan relay pengaman trafo. Di bawah ini adalah gambar dari simulasi gangguan hubung singkat pada masing-masing trafo dengan *software* ETAP *Powerstation*.



Gambar 4.3 Simulasi Gangguan Hubung Singkat Pada Trafo Dengan *Software* ETAP *Powerstation*

Berdasarkan analisis *short circuit* yang dilakukan pada *software* ETAP *Powerstation*, maka dapat diketahui besar arus gangguan yang terjadi pada masing-masing trafo adalah sebagai berikut :

Tabel 4.3 Hasil Simulasi Gangguan Hubung Singkat
Pada Masing-masing Trafo

Bus ID	kV	Line to Line	Line to Line to Ground	Line to Ground	3 Phasa
		Fault (kA)	Fault (kA)	Fault (kA)	Fault (kA)
Trafo 2	150	0,673	0,691	0,075	0,767
Trafo 4	150	0,673	0,691	0,075	0,767
Trafo 2	20	6,869	7,074	4,674	7,796
Trafo 4	20	6,869	7,074	4,674	7,796

Tabel 4.3 di atas adalah *report* dari ETAP *Powerstation* untuk simulasi arus gangguan hubung singkat fasa ke fasa (*line to line*), fasa-fasa ke tanah (*line-line to ground*), fasa ke tanah (*line to ground*) dan 3 fasa (*3phasa*). Disini disimulasikan arus gangguan yang terjadi pada masing-masing daerah pengaman trafo untuk mengetahui besar arus gangguan maksimal.

4.2.2 Perhitungan *Setting Relay Pengaman*

Analisa dan simulasi relay pengaman sebelum disetting ulang bertujuan untuk melihat dan membandingkan unjuk kerja dari relay pengaman, apakah kerja dari relay pengaman sudah sesuai dengan standar keandalan yang diinginkan. Untuk melakukan simulasi ini, data-data dari setting relay yang digunakan adalah data-data yang diperoleh dari lapangan.

Tabel 4.4 *Setting* Awal OCR dan GFR

Relay ID	CT Ratio	Device Function	Trip Element	Curve	Tap (Pickup) (A)		TD Setting
					Setting	Primary	
RL 1	300 : 5	Overcurrent	Phase	Long Time Inverse	0,250	75,000	0,112
RL 1	1200 : 5	Overcurrent	Ground	Extremely Inverse	0,200	600,000	0,050
RL 51	300 : 5	Overcurrent	Phase	Long Time Inverse	1,950	585,000	0,100
RL 51	1200 : 5	Overcurrent	Ground	Extremely Inverse	10,75	645,000	0,050
RL 15	300 : 5	Overcurrent	Phase	Long Time Inverse	0,250	750,000	0,075
RL 15	1200 : 5	Overcurrent	Ground	Extremely Inverse	1,500	90,000	0,05
RL 57	300 : 5	Overcurrent	Phase	Long Time Inverse	2,400	720,000	0,060
RL 57	1200 : 5	Overcurrent	Ground	Extremely Inverse	10,75	645,000	0,950

Tabel 4.4 di atas adalah tabel *setting* dari relay pengaman sebelum dilakukan penyetelan ulang. *Setting* yang dimasukkan di dapat dari data actual lapangan dan disimulasikan di *software* ETAP *Powerstation*.

4.3 Simulasi Kondisi Awal Relay Pengaman Sebelum *Setting* Ulang

Pada saat melakukan analisa dan simulasi relay pengaman di *software* ETAP *Powerstation* sebelum melakukan *setting* ulang penulis perlu mengetahui

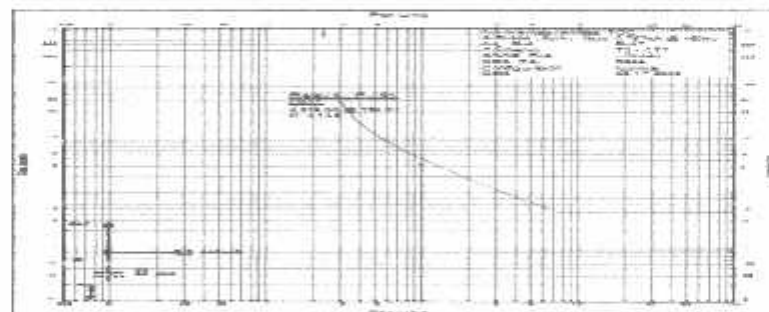
bagaimana kinerja relay pengaman apakah sudah bekerja dengan baik dan benar, untuk itu perlu dilakukan simulasi kinerja relay pengaman sesuai dengan data-data yang di dapat. Sebelum melakukan simulasi adapun beberapa inputan yang harus di masukan meliputi kapasitas pembangkit, beban, rasio CT, Relay OCR dan GFR, dan HVCB (*High Voltage Circuit Breaker*).

4.3.1 Kondisi *Setting Awal Relay 1 OCR (over current relay)*

Relay arus lebih (*over current relay*) untuk pengaman transformator 2 di *setting* dengan kurva *Long Time Inverse* dan Relay Amps : Prim Amps = 1,25 . 75, *Time Dial* = 0,112 s.



Gambar 4.4 Input Parameter *Setting Awal Relay 1 OCR (over current relay)*
Tipe MCGG



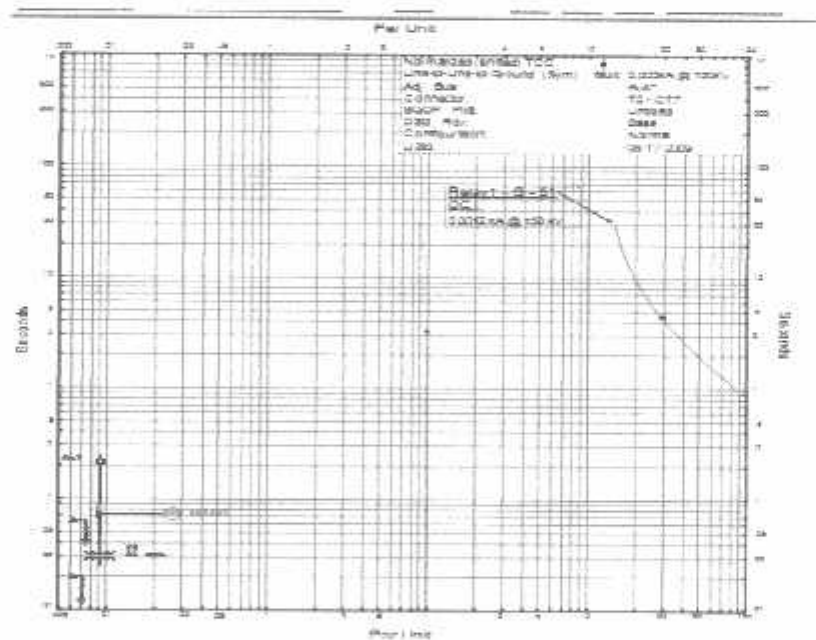
Grafik 4.1 Kurva Arus Kerja Relay 1 OCR (*over current relay*)
Terhadap Arus Gangguan Sebelum *Resetting*

4.3.2 Kondisi *Setting* Awal Relay 1 GFR (*ground fault relay*)

Relay gangguan tanah (*ground fault relay*) untuk pengamanan transformator 2 di *setting* dengan kurva *Extremely Inverse* dan Relay amps : Prim Amps = 0,75 : 180, *Time Dial* = 0,05 s.



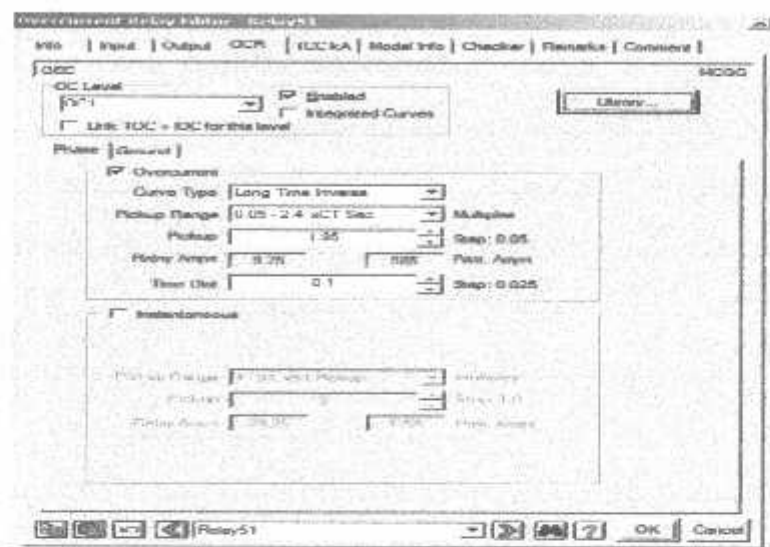
Gambar 4.5 Input Parameter *Setting* Awal Relay 1 GFR (*ground fault relay*) Tipe MCGG



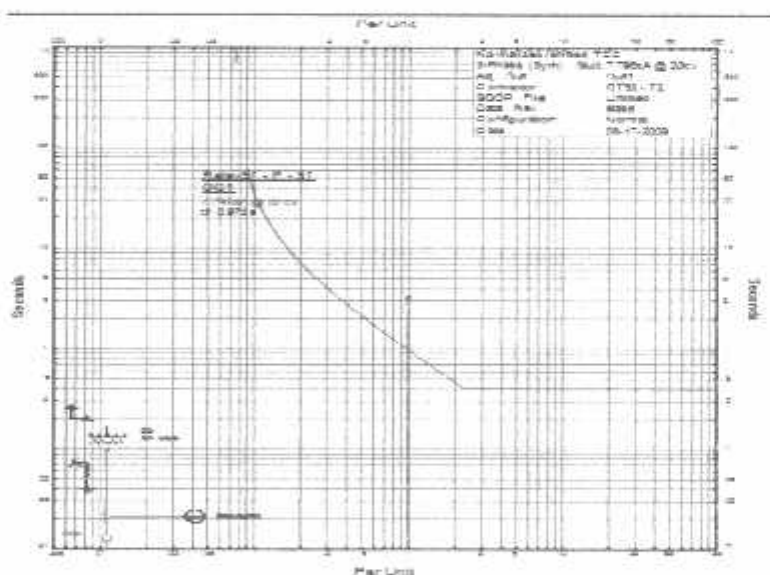
Grafik 4.2 Kurva Arus Kerja Relay 1 GFR (*ground fault relay*) Terhadap Arus Gangguan Sebelum *Resetting*

4.3.3 Kondisi *Setting* Awal Relay 51 OCR (*over current relay*)

Relay arus lebih (*over current relay*) untuk pengamanan transformator 2 di *setting* dengan kurva *Long Time Inverse* dan Relay Amps : Prim Amps = 9.75 : 585, *Time Dial* = 0,1 s.



Gambar 4.6 Input Parameter *Setting* Awal Relay 51 OCR (*over current relay*) Tipe MCGG



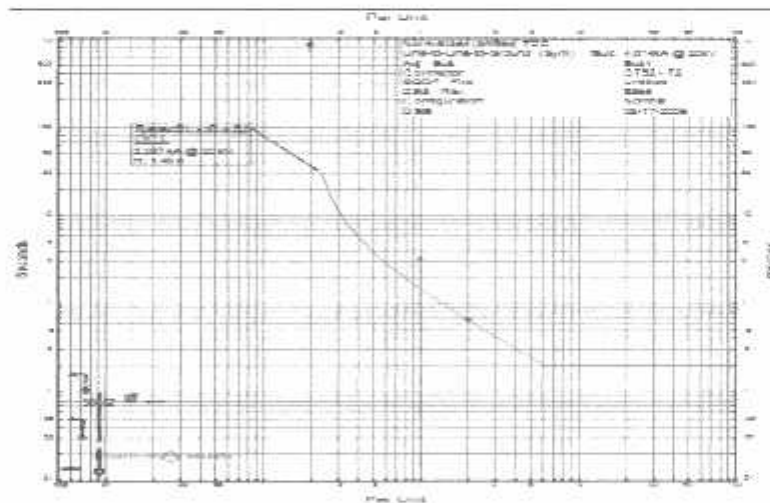
Grafik 4.3 Kurva Arus Kerja Relay 51 OCR (*over current relay*) Terhadap Arus Gangguan Sebelum *Resetting*

4.3.4 Kondisi *Setting Awal* Relay 51 GFR (*ground fault relay*)

Relay gangguan tanah (*ground fault relay*) untuk pengamanan transformator 2 di *setting* dengan kurva *Extremely Inverse* dan Relay amps : Prim Amps = 1,75 : 420, *Time Dial* = 0,3 s.



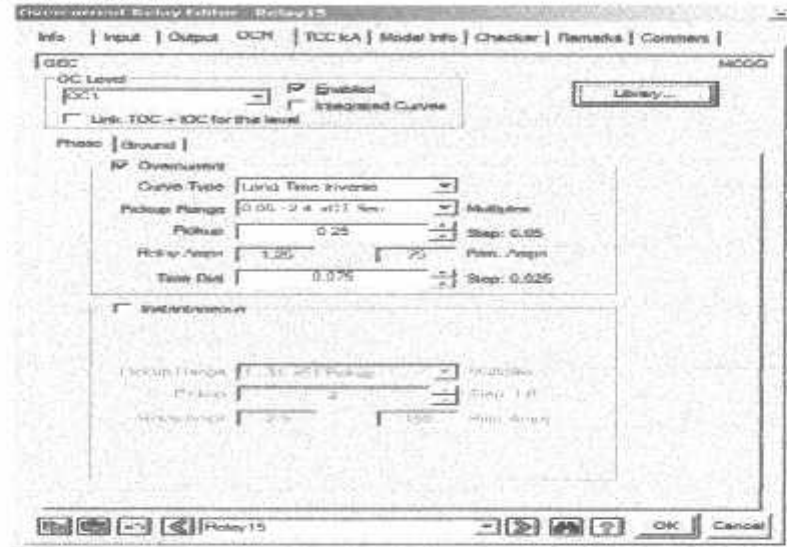
Gambar 4.7 Input Parameter *Setting Awal* Relay 51 GFR (*ground fault relay*) Tipe MCGG



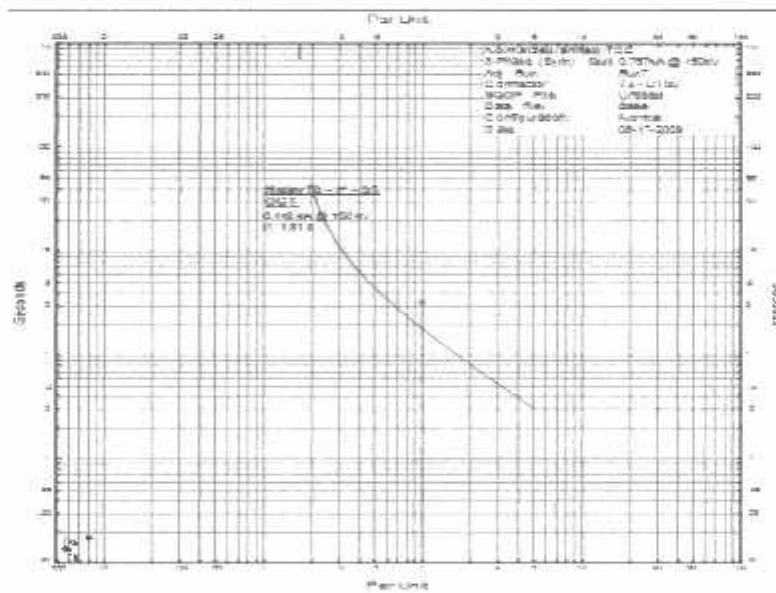
Grafik 4.4 Kurva Arus Kerja Relay 51 GFR (*ground fault relay*) Terhadap Arus Gangguan Sebelum *Resetting*

4.3.5 Kondisi *Setting* Awal Relay 15 OCR (*over current relay*)

Relay arus lebih (*over current relay*) untuk pengamanan transformator 4 di *seiting* dengan nilai *Long Time Inverse* dan Relay Amps : Prim Amps = 1,25 ; 75 , *Time Dial* = 0,075 s.



Gambar 4.8 Input Parameter *Setting* Awal Relay 15 OCR (*over current relay*) Tipe MCGG



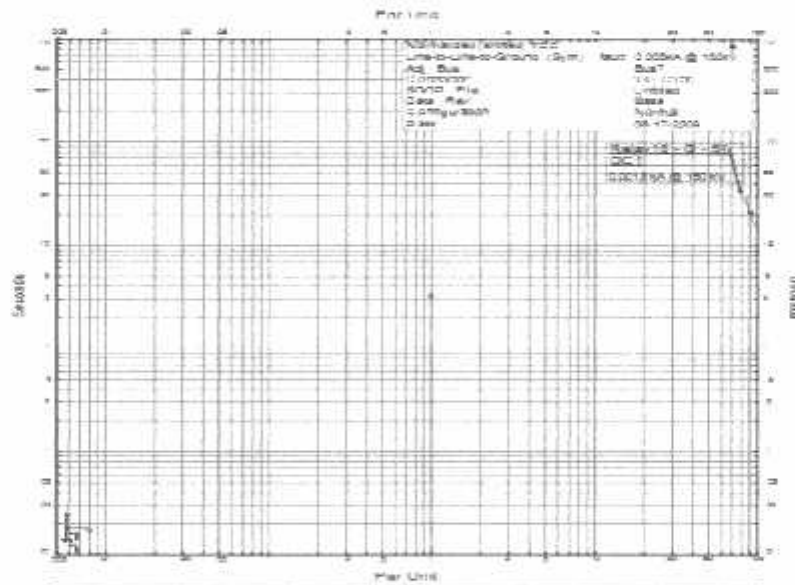
Grafik 4.5 Kurva Arus Kerja Relay 15 OCR (*over current relay*) Terhadap Arus Gangguan Sebelum *Resetting*

4.3.6 Kondisi *Setting* Awal Relay 15 GFR (*ground fault relay*)

Relay gangguan tanah (*ground fault relay*) untuk pengaman transformator 2 di *setting* dengan kurva *Extremely Inverse* dan Relay amps : Prim Amps = 1,725 : 300, *Time Dial* = 0,2 s.



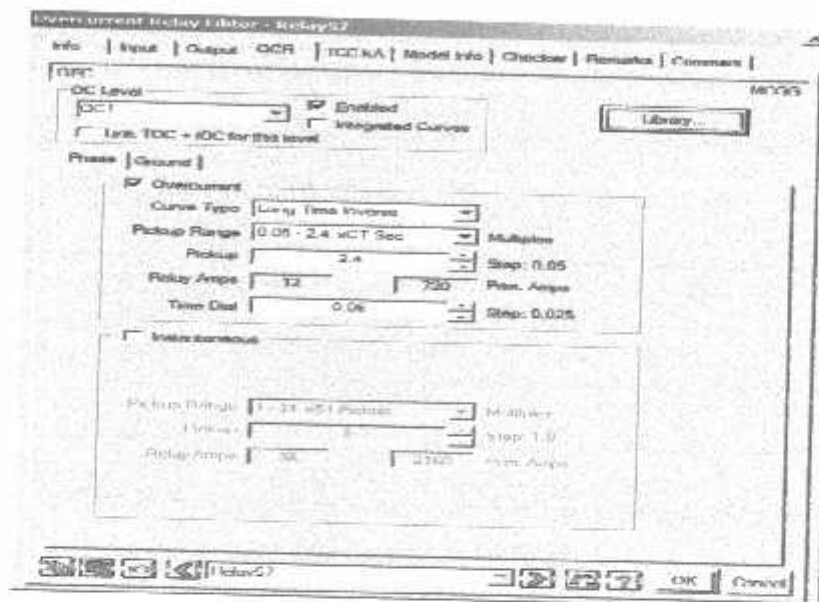
Gambar 4.9 Input Parameter *Setting* Awal Relay 15 GFR (*ground fault relay*) Tipe MCGG



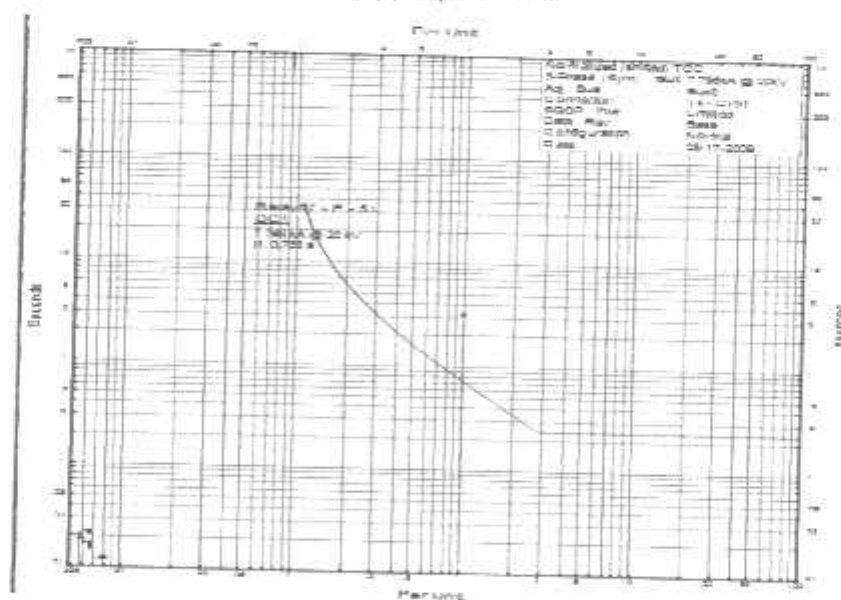
Grafik 4.6 Kurva Arus Kerja Relay 15 GFR (*ground fault relay*) Terhadap Arus Gangguan Sebelum *Resetting*

4.3.7 Kondisi Setting Awal Relay 57 OCR (*over current relay*)

Relay arus lebih (*over current relay*) untuk pengamanan transformator 4 di setting dengan kurva *Long Time Inverse* dan Relay Amps : Prim Amps = 12 : 720, *Time Dial* = 0,06 s.



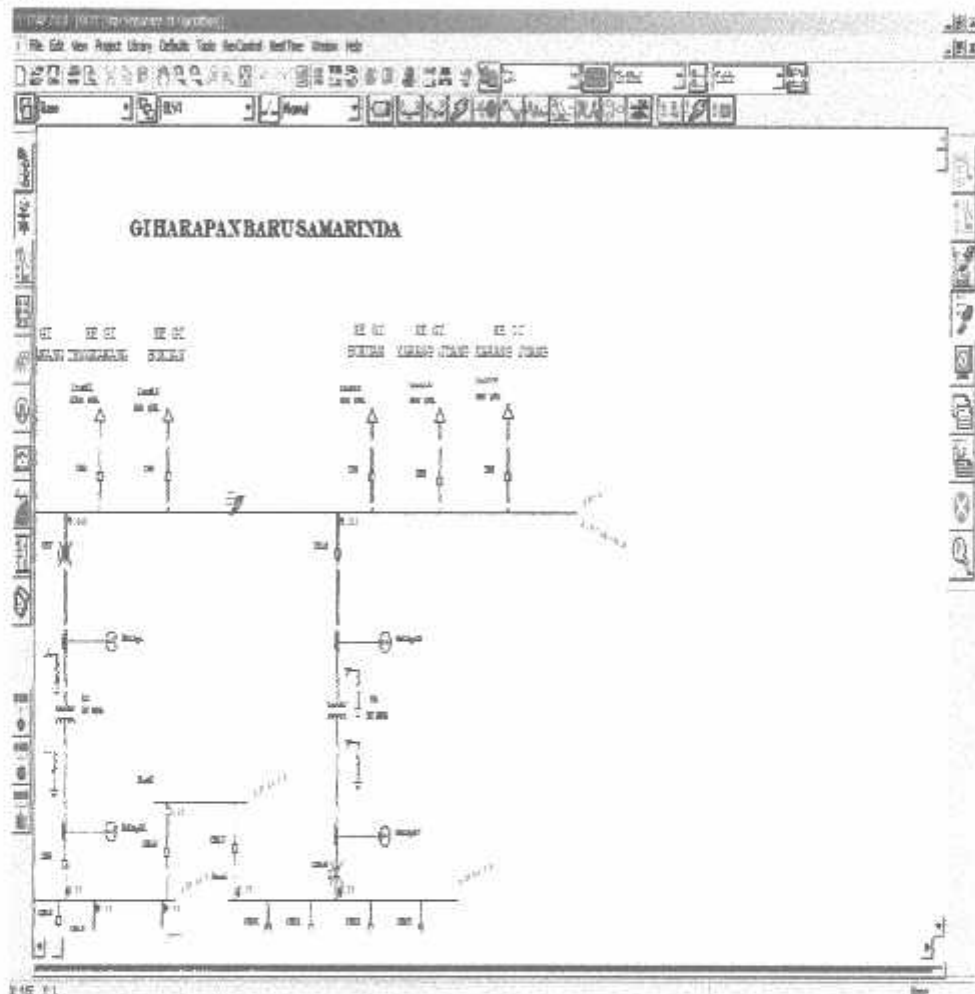
Gambar 4.10 Input Parameter Setting Awal Relay 57 OCR (*over current relay*) Tipe MCGG



Grafik 4.7 Kurva Arus Kerja Relay 57 OCR (*over current relay*) Terhadap Arus Gangguan Sebelum *Resetting*

4.3.9 Simulasi Kinerja Relay Proteksi Pada Trafo Terhadap Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa Sebelum *Resetting*

Simulasi hubung singkat 3 fasa dilakukan untuk mengetahui bagaimana kinerja dari relay proteksi ketika terjadi hubung singkat 3 fasa di daerah bus 7, simulasi yang dilakukan harus sesuai dengan data yang sudah di dapat dari lapangan.



Gambar 4.12 Simulasi Kinerja Relay Saat Terjadi Gangguan Hubung Singkat 3 fasa

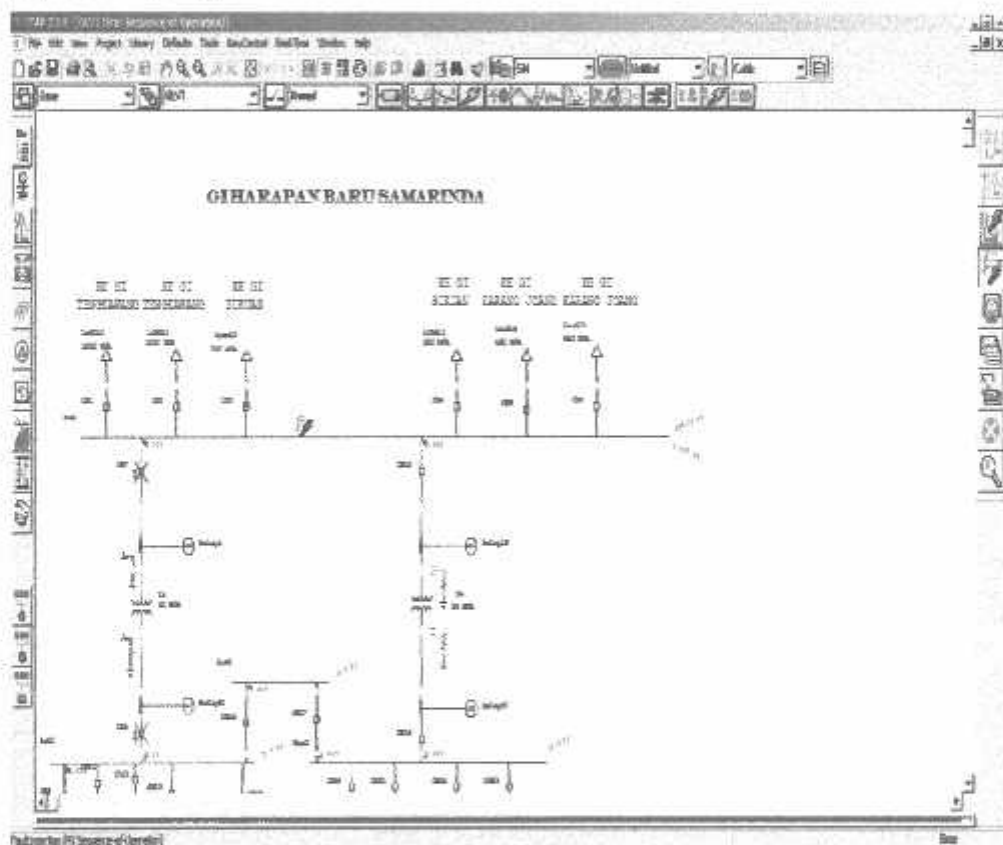
Dari gambar 4.12 di atas menjelaskan bahwa kinerja relay pada saat terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa pada bus 7 terjadi kesalahan, pada saat terjadi

gangguan hubung singkat, relay 1 dan 57 yang memerintahkan CB (*circuit breaker*) trip adalah CB 7 dan CB 19 saja. Keadaan koordinasi relay proteksi tersebut tidak bekerja secara optimal dan selektif, dalam mengamankan trafo dari arus gangguan. Apabila sistem terkena gangguan relay proteksi harus mampu mengamankan dan mengisolir bagian dari sistem yang terkena gangguan.

4.3.10 Simulasi Kinerja Relay Proteksi Pada Trafo Terhadap Arus

Gangguan Hubung Singkat Fasa ke Tanah Sebelum *Resetting*

Simulasi hubung singkat fasa ke tanah dilakukan untuk mengetahui bagaimana kinerja dari relay proteksi ketika terjadi hubung singkat fasa ke tanah di daerah bus 7. simulasi yang dilakukan harus sesuai dengan data yang sudah di dapat dari lapangan..



Gambar 4.13 Simulasi Kinerja Relay Saat Terjadi Gangguan Hubung Singkat Fasa ke Tanah

Dari gambar 4.13 di atas di atas menjelaskan bahwa kinerja relay pada saat terjadi gangguan hubung singkat fasa ke tanah pada bus 7 terjadi kesalahan, pada saat terjadi gangguan hubung singkat, relay 1 dan 51 yang memerintahkan CB (*circuit breaker*) trip adalah CB 7 dan CB 8 saja. Keadaan koordinasi relay proteksi tersebut tidak bekerja secara optimal dan selektif, dalam mengamankan trafo dari arus gangguan. Apabila sistem terkena gangguan relay proteksi harus mampu mengamankan dan mengisolir bagian dari sistem yang terkena gangguan.

4.4 Perhitungan dan *Setting* Ulang Relay Proteksi

Untuk melakukan perhitungan *setting* relay proteksi hal pertama yang pertama yang perlu diketahui adalah parameter yang di *setting* pada relay proteksi adalah arus dan waktu. Untuk menentukan besar arus dan waktu kerja relay diperlukan data-data dari peralatan yang diamankan oleh relay untuk di hitung menggunakan persamaan berikut.

4.4.1 Penyetelan Relay Arus Lebih Untuk Gangguan Fasa

Pada dasarnya batas penyetelan relay arus lebih adalah relay tidak boleh trip pada kondisi beban maksimum. Arus *setting*nya harus lebih besar dari arus beban maksimum yang mungkin dari peralatan yang dilindungi, namun juga tidak terlalu jauh untuk mengantisipasi kerusakan peralatan.

Menurut standart British BS 142-1983 batas penyetelan antara nominal 1,05 – 1,3 Iset.

$$I_{\text{nominal}} = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV} \dots\dots\dots(4.1)$$

$$I_{\text{set primer}} = \geq 1,05 \times I_{\text{nominal}} \dots\dots\dots(4.2)$$

$$I_{\text{set sek}} = I_{\text{prim}} \times \frac{1}{\text{RatioCT}} \dots\dots\dots(4.3)$$

Pada penyetelan relay arus lebih juga harus memperhatikan batas maksimum *setting*, untuk alasan keamanan dan *back up* hingga ke sisi muara (*downstream*) estimasi *setting* ditetapkan (Sutarti, 2010).

$$I_{sc \max, B} \leq I_{set} \leq 0,8 I_{sc \min, A} \dots\dots\dots(4.4)$$

Untuk menentukan waktu *time delay* berdasarkan kurva IEEE yaitu :

$$t = \text{IMS}(\text{td}) \frac{k}{(I/I_s)^a - 1} + c \dots\dots\dots(4.5)$$

Dimana :

t = Waktu operasi relay (detik)

k = *Time Multiplier setting*

I = *Rating* arus gangguan di sisi sekunder (ampere)

I_s = Arus pick up

c = konstanta

Tabel 4.5 Karakteristik Kurva *Inverse* berdasarkan IEEE

No	Deskripsi	k	c	A
1	Definite Time	-	0- 100	-
2	Standart Inverse	0,14	0	0,02
3	Very Inverse	13,5	0	1
4	Extremely Inverse	80	0	2
5	Long Time Inverse	120	0	1

Tabel 4.5 di atas adalah tabel kurva *invers* berdasarkan IEEE, tabel di atas digunakan untuk menentukan *setting* waktu kerja relay proteksi pada trafo ,

4.4.2 Penyetelan Relay Gangguan Tanah Untuk Gangguan Fasa ke Tanah

Untuk *setting* relay GFR diambil dari arus gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah yang terkecil pada 100% panjang jaringan. Untuk mengantisipasi tahanan yang tinggi yang diakibatkan penghantar fasa bersentuhan dengan benda lain yang menimbulkan tahanan tinggi, yang akan menyebabkan arus gangguan hubung singkat menjadi kecil, maka arus *setting* primer dikalikan dengan konstanta 0,06 s/d 0,1, maka persamaan Iset primer menjadi : (Zulkarnaini, 2012).

$$I \text{ set primer} = 0,1 \times I_f \text{ 1 fasa terkecil} \dots \dots \dots (4.6)$$

Dan

$$I \text{ set sec} = I \text{ set primer} \times 1 / \text{ratio CT} \dots \dots \dots (4.7)$$

Setting waktu relay *standard Invers* dihitung dengan menggunakan rumus kurva waktu Vs arus, yang dalam hal ini akan digunakan *standard* Bristis maka:

$$t = 1 \text{MS} \times \frac{k}{\left(\frac{I_f \text{ fasa}}{I_{\text{set primer}}} \right)^2 - 1} + c \dots \dots \dots (4.8)$$

Dimana :

t = Waktu operasi relay (detik)

k = *Time Multiplier setting*

I_f fasa = *Rating* arus gangguan minimal

I_s = Arus *setting primer*

c = konstanta

1) *Setting* relay 51 (trafo 2)

Rating trafo 2	: 30000 kVA 20/150 kV
Perbandingan CT	: 300 : 5
Arus Gangguan terbesar sisi 20 kV	: 7796 A

- *Setting* OCR

$$I_{ii} = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 20} = 866,05 \text{ A}$$

$$I_{set \text{ primer}} = 1,05 \times 866,05 = 909,35 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} I_{set \text{ sek}} &= 909,35 \times \frac{1}{300/5} \\ &= 909,35 \times 0,01 \\ &= 9,0 \text{ A} \end{aligned}$$

$$T_{ms} = 5 \text{ (set pabrik)}$$

$$\begin{aligned} t &= TMS(td) \left(\frac{120}{(7796/300)} \right)^{-1} + 0 \\ &= 4,8 \end{aligned}$$

$$TMS(td) = \frac{5}{48} = 1,04 \text{ s}$$

TMS dipilih 1 s

- *Setting* GFR

Arus *setting* sisi primer :

$$\begin{aligned} &= 0,1 \times I_{\text{gangguan}} \\ &= 0,1 \times 6963 \\ &= 696,3 \text{ A} \end{aligned}$$

Arus *setting* sisi sekunder :

$$-1,2 \times \frac{5}{300} = 11,605 \text{ A}$$

Setting waktu GFR

$$T_d = \text{TMS} \times \frac{k}{\left(\frac{I_{t, \text{max}}}{I_{\text{setting}}} \right)^n - 1} + c$$

$$5 = \text{TMS} (T_d) \times \frac{120}{(6963 / 696,3)^n - 1} + 0$$

$$5 = \text{TMS} (T_d) \times \frac{120}{9} + 0$$

$$5 = \text{TMS} (T_d) \times 13,3$$

$$\text{TMS} = \frac{13,3}{5} = 2,6 \text{ s}$$

TMS dipilih 2,6 s

2) *Setting relay 57 (trafo 4)*

Rating trafo 2	: 30000 kVA 20/150 kV
Perbandingan CT	: 300 : 5
Arus Gangguan terbesar sisi 20 kV	: 7796 A

• *Setting OCR*

$$I_m = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 20} = 866,05 \text{ A}$$

$$I_{\text{set primer}} = 1,05 \times 866,05 = 909,35 \text{ A}$$

$$I_{\text{set sek}} = 909,35 \times \frac{1}{300/5}$$

$$= 909,35 \times 0,01$$

$$= 9,0 \text{ A}$$

$$T_{ms} = 5 \text{ (set pabrik)}$$

$$t = TMS(td) \frac{120}{\left(\frac{7796}{300}\right)^k - 1} + c$$

$$= 4,8$$

$$TMS(td) = \frac{5}{48} = 1,04 \text{ s}$$

TMS dipilih 1 s

- *Setting GFR*

Arus setting sisi primer :

$$= 0,1 \times I_{\text{perbebas}}$$

$$= 0,1 \times 6963$$

$$= 696,3 \text{ A}$$

Arus setting sisi sekunder :

$$= 1,9 \times \frac{5}{300} = 11,665 \text{ A}$$

Setting waktu GFR

$$T_d = TMS \times \frac{k}{\left(\frac{I_{\text{dasar}}}{I_{\text{seprimer}}}\right)^k - 1} + c$$

$$5 = TMS(T_d) \times \frac{120}{\left(\frac{6963}{696,3}\right)^k - 1} + 0$$

$$5 = TMS(T_d) \times \frac{120}{9} + 0$$

$$5 = \text{TMS (Td)} \times 13,3$$

$$\text{TMS} = \frac{13,3}{5} = 2,6 \text{ s}$$

TMS dipilih 2,6 s

3) *Setting* relay 1 (trafo 2)

Rating trafo 2	: 30000 kVA 20/150 kV
Perbandingan CT	: 300 : 5
Arus Gangguan terbesar sisi 150 kV	: 767 A

- *Setting* OCR

$$I_u = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 150} = 115,47 \text{ A}$$

$$I_{\text{set primer}} = 1,05 \times 115,47 = 121,24 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set sek}} &= 121,24 \times \frac{1}{300/5} \\ &= 121,24 \times 0,01 \\ &= 1,21 \text{ A} \end{aligned}$$

$$T_{\text{ms}} = 4 \text{ (set pabrik)}$$

$$\begin{aligned} t &= \text{TMS(td)} \frac{120}{\left\{ \frac{767}{300} \right\} - 1} + 0 \\ &= 77,41 \text{ s} \end{aligned}$$

$$\text{TMS (td)} = \frac{4}{77,4} = 0,05 \text{ s}$$

TMS dipilih 0,05 s

- *Setting* GFR

Arus seting sisi primer :

$$\begin{aligned} &= 0,1 \times I_{\text{Awbahut}} \\ &= 0,1 \times 0,767 \\ &= 76,7 \text{ A} \end{aligned}$$

Arus *setting* sisi sekunder :

$$-76,7 \times \frac{4}{300} = 0,297 \text{ A}$$

Setting waktu GFR

$$T_d = \text{TMS} \times \frac{k}{\left(I_{\text{Primer}} / I_{\text{sekunder}} \right)^2 - 1} + c$$

$$4 = \text{TMS} (T_d) \times \frac{120}{(767 / 76,7)^2 - 1} + 0$$

$$4 = \text{TMS} (T_d) \times \frac{120}{9} + 0$$

$$4 = \text{TMS} (T_d) \times 13,3$$

$$\text{TMS} = \frac{13,3}{4} = 3,325 \text{ s}$$

TMS dipilih 3,3 s

4) *Setting* relay 15 (trafo 4)

Rating trafo 2	: 30000 kVA 20/150 kV
Perbandingan CT	: 300 : 5
Arus Gangguan terbesar sisi 150 kV	: 767 A

- *Setting* OCR

$$i_{ii} = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 150} = 115,47 \text{ A}$$

$$I_{\text{set primer}} = 1,05 \times 115,47 = 121,24 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set sek}} &= 121,24 \times \frac{1}{300/5} \\ &= 121,24 \times 0,01 \\ &= 1,21 \text{ A} \end{aligned}$$

$$T_{\text{ms}} = 4 \text{ (set pabrik)}$$

$$\begin{aligned} t &= TMS(\text{td}) \left[\frac{120}{(767/300)^2 - 1} \right] + 0 \\ &= 77,41 \text{ s} \end{aligned}$$

$$TMS (\text{sd}) = \frac{4}{77,4} = 0,05 \text{ s}$$

TMS dipilih 0,05 s

- *Setting* GFR

Arus *setting* sisi primer :

$$= 0,1 \times I_{f(\text{terbesar})}$$

$$= 0,1 \times 0,767$$

$$= 76,7 \text{ A}$$

Arus setting sisi sekunder :

$$= 76,7 \times \frac{4}{300} = 0,997 \text{ A}$$

Setting waktu GFR

$$T_d = \text{TMS} \times \frac{k}{\left(\frac{I_{\text{setting}}}{I_{\text{operasi}}} \right)^2 - 1} + c$$

$$4 = \text{TMS} (T_d) \times \frac{120}{(767 / 76,7)^2 - 1} + 0$$

$$4 = \text{TMS} (T_d) \times \frac{120}{9} + 0$$

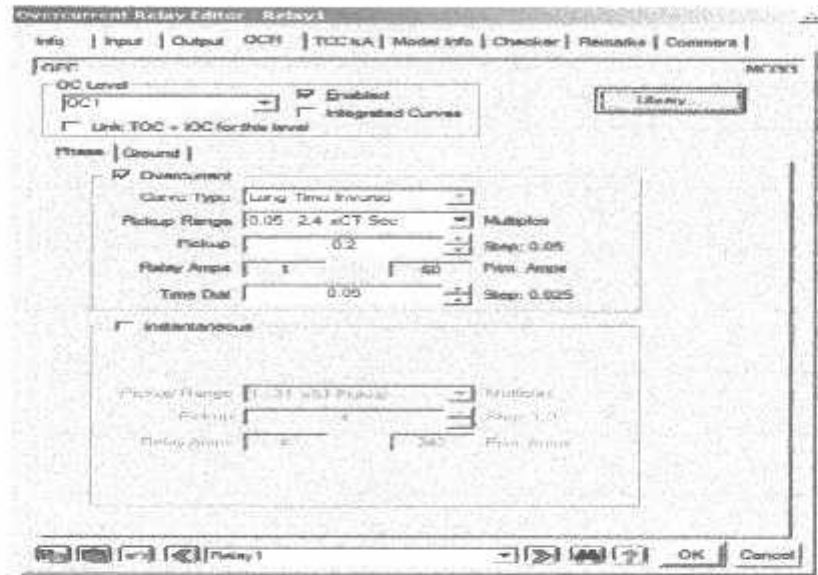
$$4 = \text{TMS} (T_d) \times 13,3$$

$$\text{TMS} = \frac{13,3}{4} = 3,325 \text{ s}$$

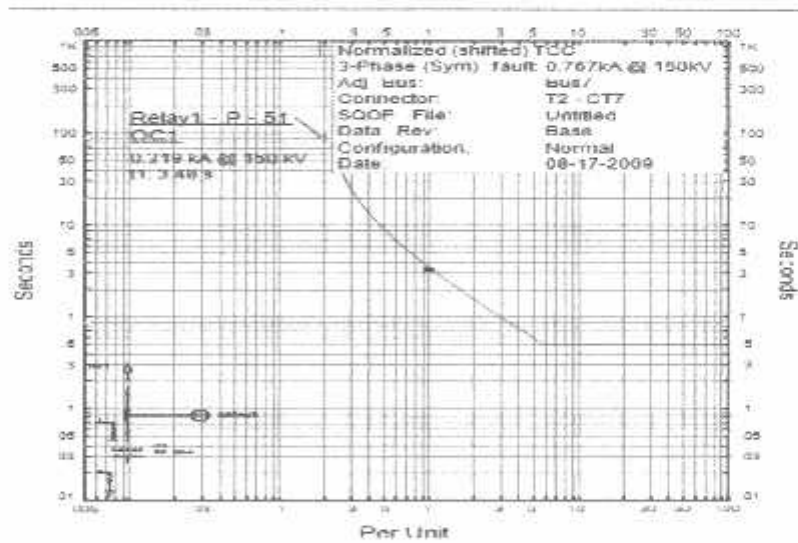
TMS dipilih 3.3 s

4.4.3 Kondisi Setelah *Resetting* Relay 1 OCR (*over current relay*)

Relay arus lebih (*over current relay*) untuk pengaman transformator 2 di *setting* dengan kurva *Long Time Inverse* dan Relay Amps : Prim Amps = 1,00 : 60, *Time Dial* = 0,05 s.



Gambar 4.14 Input Parameter Setelah *Resetting* Relay 1 OCR (*over current relay*) Tipe MCGG



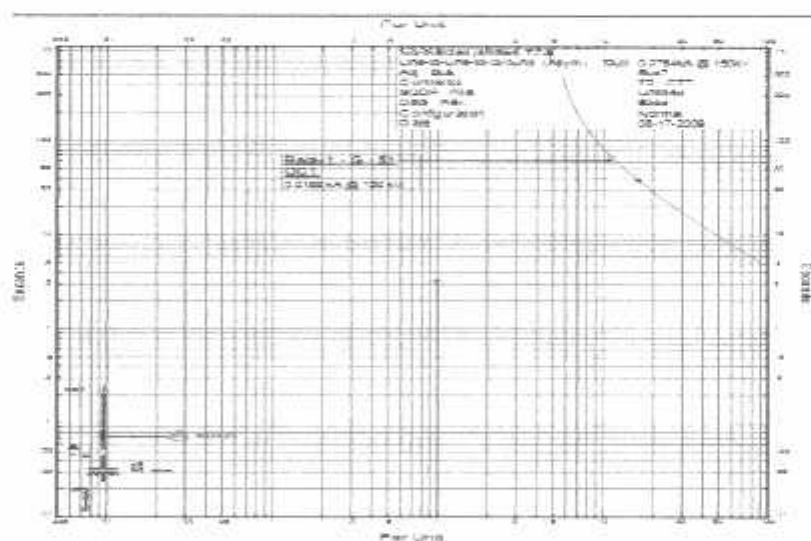
Grafik 4.9 Kurva Arus Kerja Relay 1 OCR (*over current relay*) Terhadap Arus Gangguan Setelah *Resetting*

4.4.4 Kondisi Setelah *Resetting* Relay 1 GFR (*ground fault relay*)

Relay gangguan tanah (*ground fault relay*) untuk pengamanan transformator 2 di *setting* dengan kurva *Long Time Inverse* dan Relay amps : Prim Amps = 1,5 : 90, *Time Dial* = 3,3 s.



Gambar 4.15 Input Parameter Setelah *Resetting* Relay 1 GFR (*ground fault relay*) Tipe MCGG



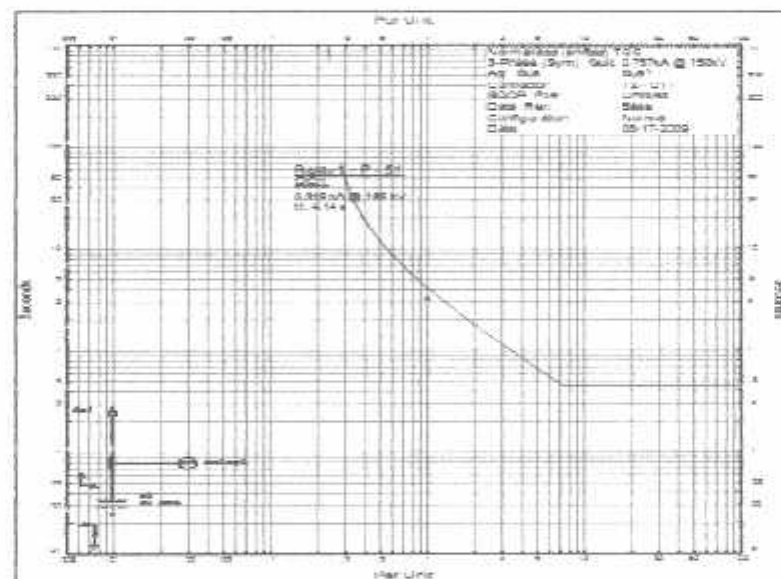
Grafik 4.10 Kurva Arus Kerja Relay 1 GFR (*ground fault relay*) Terhadap Arus Gangguan Setelah *Resetting*

4.4.5 Kondisi Setelah *Resetting* Relay 51 OCR (*over current relay*)

Relay arus lebih (*over current relay*) untuk pengamanan transformator 2 di *setting* dengan kurva *Long Time Inverse* dan Relay Amps · Prim Amps = 9 000 · 540, *Time Dial* = 1 s.



Gambar 4.16 Input Parameter Setelah *Resetting* Relay 51 OCR (*over current relay*) Tipe MCGG



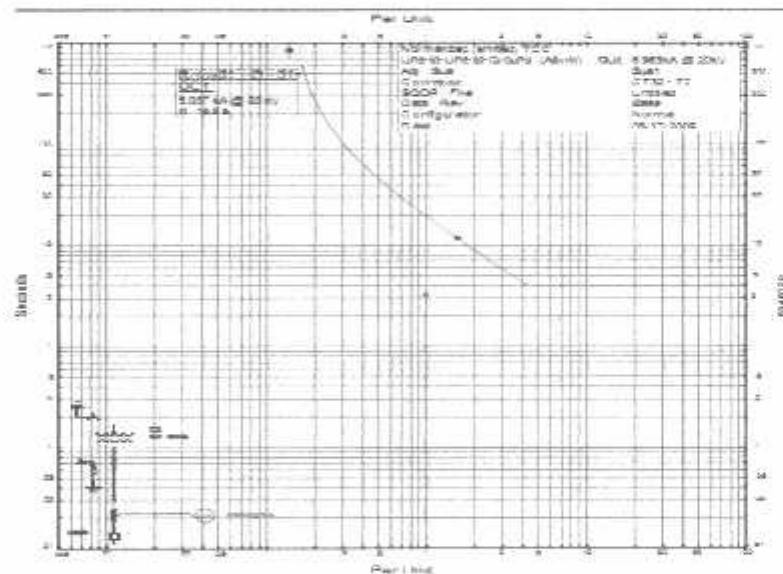
Grafik 4.11 Kurva Arus Kerja Relay 51 OCR (*over current relay*) Terhadap Arus Gangguan Setelah *Resetting*

4.4.6 Kondisi Setelah *Resetting* Relay 51 GFR (*ground fault relay*)

Relay gangguan tanah (*ground fault relay*) untuk pengaman transformator 2 di *setting* dengan kurva *Long Time Inverse* dan Relay amps : Prim Amps = 11,75 : 705, *Time Dial* = 2,6 s.



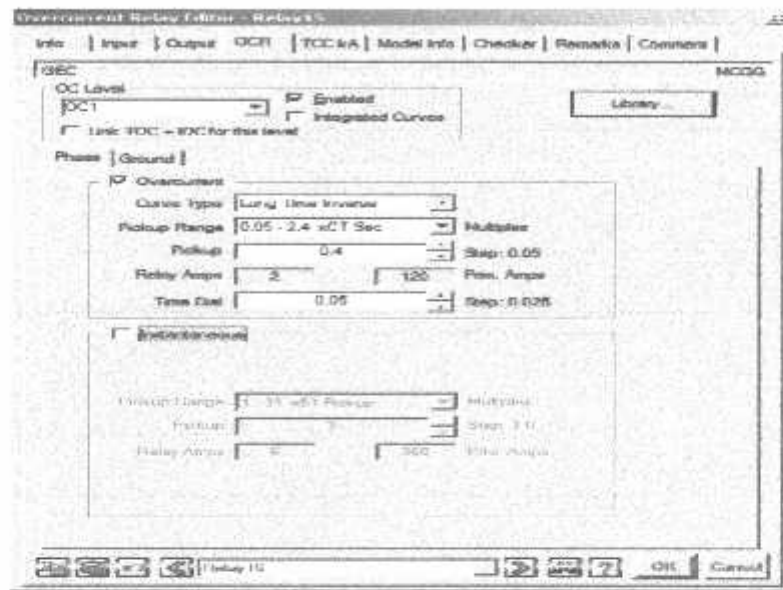
Gambar 4.17 Input Parameter Setelah *Resetting* Relay 51 GFR (*ground fault relay*) Tipe MCGG



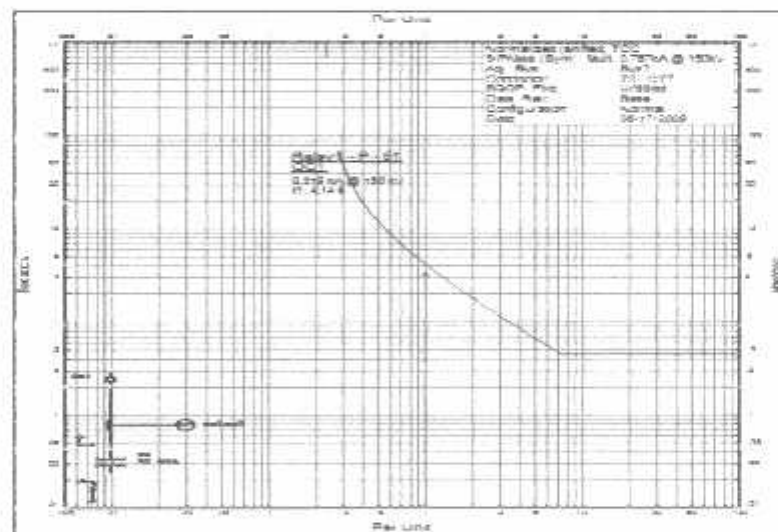
Grafik 4.12 Kurva Arus Kerja Relay 51 GFR (*ground fault relay*) Terhadap Arus Gangguan Setelah *Resetting*

4.4.7 Kondisi Setelah *Resetting* Relay 15 OCR (*over current relay*)

Relay arus lebih (*over current relay*) untuk pengamanan transformator 2 di *setting* dengan kurva *Long Time Inverse* dan Relay Amps : Prim Amps = 2,00 : 120, *Time Dial* = 0,05 s.



Gambar 4.18 Input Parameter Setelah *Resetting* Relay 15 OCR (*over current relay*) Tipe MCGG



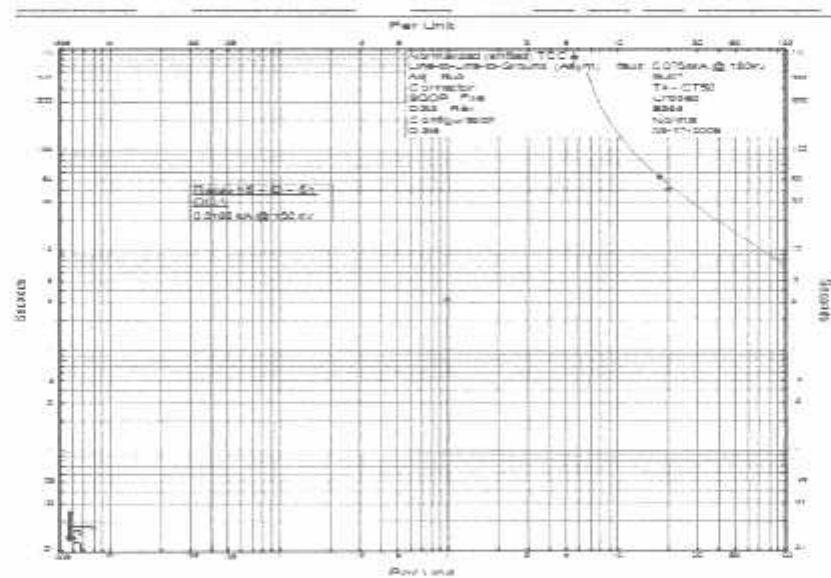
Grafik 4.13 Kurva Arus Kerja Relay 15 OCR (*over current relay*) Terhadap Arus Gangguan Setelah *Resetting*

4.4.8 Kondisi Setelah *Resetting* Relay 15 GFR (*ground fault relay*)

Relay gangguan tanah (*ground fault relay*) untuk pengamanan transformator 2 di *setting* dengan kurva *Long Time Inverse* dan Relay amps : Prim Amps = 1,3 : 78, *Time Dial* = 3,3 s.



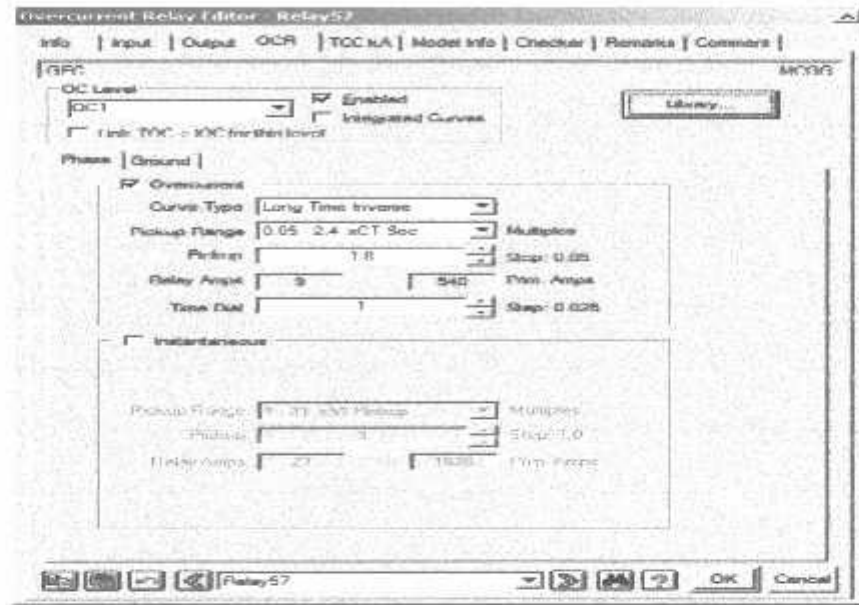
Gambar 4.19 Input Parameter Setelah *Resetting* Relay 15 GFR (*ground fault relay*) Tipe MCGG



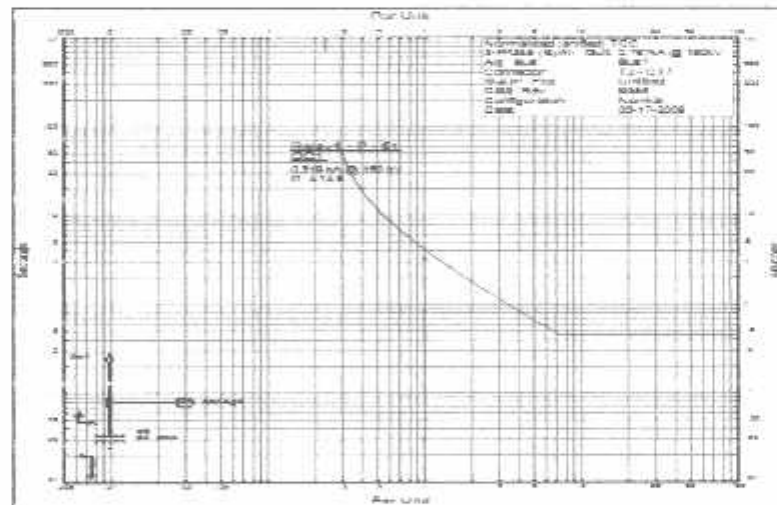
Grafik 4.14 Kurva Arus Kerja Relay 15 GFR (*ground fault relay*) Terhadap Arus Gangguan Setelah *Resetting*

4.4.9 Kondisi Setelah *Resetting* Relay 57 OCR (*over current relay*)

Relay arus lebih (*over current relay*) untuk pengamanan transformator 2 di *setting* dengan kurva *Long Time Inverse* dan Relay Amps : Prim Amps = 9.00 : 540, *Time Dial* = 1 s.



Gambar 4.20 Input Parameter Setelah *Resetting* Relay 57 OCR (*over current relay*) Tipe MCGG



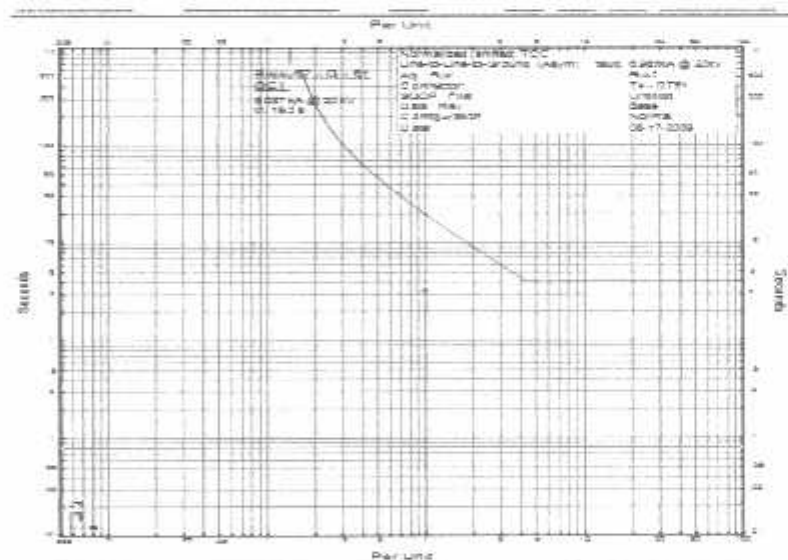
Grafik 4.15 Kurva Arus Kerja Relay 57 OCR (*over current relay*) Terhadap Arus Gangguan Setelah *Resetting*

4.4.10 Kondisi Setelah *Resetting* Relay 57 GFR (*ground fault relay*)

Relay gangguan tanah (*ground fault relay*) untuk pengamanan transformator 2 di *setting* dengan kurva *Long Time Inverse* dan Relay amps : Prim Amps = 11,75 : 705, *Time Dial* = 2,6 s.



Gambar 4.21 Input Parameter Setelah *Resetting* Relay 57 GFR (*ground fault relay*) Tipe MCGG



Grafik 4.16 Kurva Arus Kerja Relay 1 GFR (*ground fault relay*) Terhadap Arus Gangguan Setelah *Resetting*

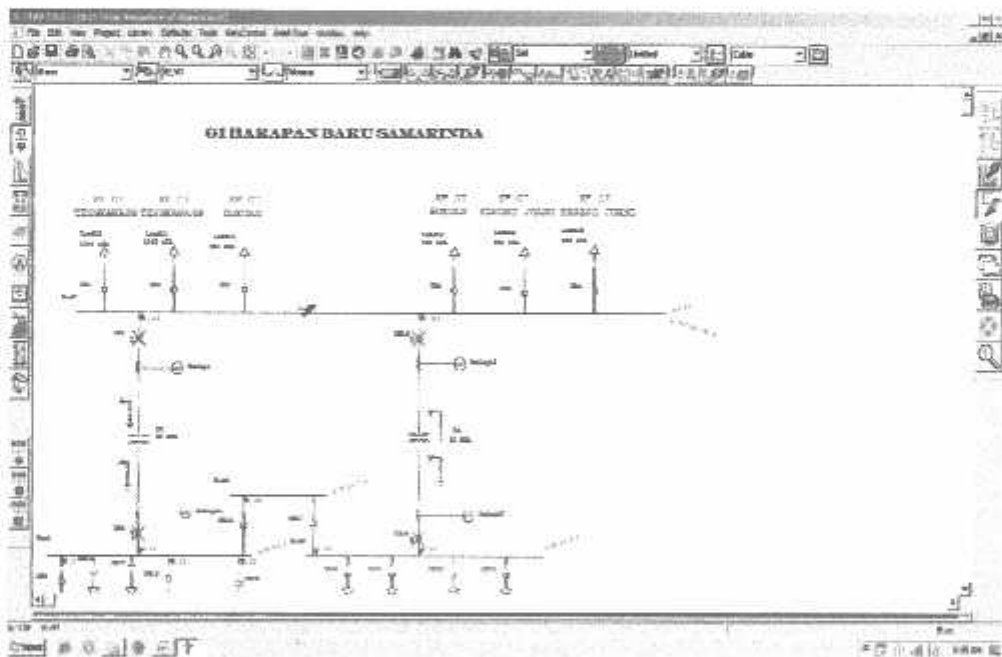
4.5 Simulasi Kondisi Relay Proteksi Setelah *Resetting*

Setelah melakukan perhitungan manual untuk mengetahui berapa besar arus dan waktu kerja relay untuk bekerja memerintahkan trip *circuit breaker* dengan kehandalan, selektifitas, serta koordinasi yang baik agar pada saat terjadi gangguan pada trafo, relay proteksi akan bekerja dengan optimal, adapun hasil dari perhitungan manual sebagai berikut yang di simulasikan di *software* ETAP *Powerstation*.

4.5.1 Simulasi Kinerja Relay Proteksi Pada Trafo Terhadap Arus Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa Setelah *Resetting*

Setelah perubahan seting relay pada Gambar 4.22 di bawah, jika terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa pada bus 7, relay 1 dan 15 memberikan perintah *trip* pada CB 7 dan CB 18 yang ada pada daerah trafo 2 dan 4 jika terjadi gangguan pada daerah tersebut.

Apabila relay 1 dan 15 tidak bekerja untuk memutuskan arus gangguan maka sebagai *back up* yang akan memutuskan adalah relay 51 dan 57 memerintahkan *trip* CB 8 dan CB 19 untuk mengamankan trafo dari arus gangguan.

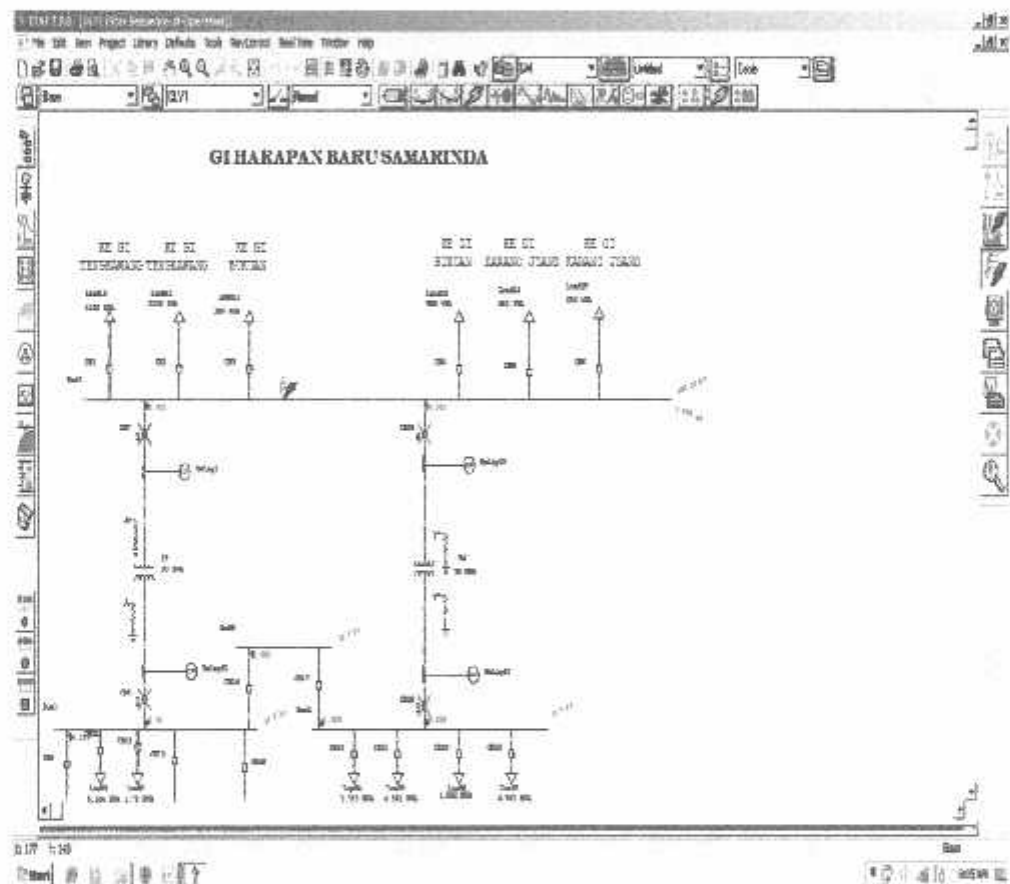


Gambar 4.22 Simulasi Selektifitas Relay Setelah di *Resetting* Untuk Gangguan Hubung Singkat Tiga Fasa

4.5.2 Simulasi Kinerja Relay Proteksi Pada Trafo Terhadap Arus Gangguan Hubung Singkat Fasa ke Tanah Setelah *Resetting*

Setelah perubahan seting relay pada Gambar 4.23 di bawah, jika terjadi gangguan hubung singkat fasa ke tanah pada bus 7, relay 1 dan 15 memberikan perintah *trip* pada CB 7 dan CB 18 yang ada pada daerah trafo 2 dan 4 jika terjadi gangguan pada daerah tersebut.

Apabila relay 1 dan 15 tidak bekerja untuk memutuskan arus gangguan maka sebagai *back up* yang akan memutuskan adalah relay 51 dan 57 memerintahkan *trip* CB 8 dan CB 19 untuk mengamankan trafo dari arus gangguan.



Gambar 4.23 Simulasi Selektifitas Relay Setelah di *Resetting* Untuk Gangguan Hubung Singkat Fasa ke Tanah

Berikut adalah tabel *setting* baru relay OCR dan GFR setelah dilakukan perhitungan :

Tabel 4.6 *Setting* Relay OCR dan GFR Setelah *Resetting*

Relay ID	CT Ratio	Device Function	Trip Element	Curve	Tap (Pickup) (A)		TD Setting
					Setting	Primary	
RL 1	300 : 5	Overcurrent	Phase	Long Time Inverse	1,000	121,000	0,05
RL 1	300 : 5	Overcurrent	Ground	Long Time Inverse	1,270	76,700	3,325
RL 51	300 : 5	Overcurrent	Phase	Long Time Inverse	9,000	909,350	1,040
RL 51	300 : 5	Overcurrent	Ground	Long Time Inverse	11,605	696,300	2,600
RL 15	300 : 5	Overcurrent	Phase	Long Time Inverse	1,210	121,000	0,05
RL 15	300 : 5	Overcurrent	Ground	Long Time Inverse	1,270	76,700	3,325
RL 57	300 : 5	Overcurrent	Phase	Long Time Inverse	9,000	909,350	1,040
RL 57	300 : 5	Overcurrent	Ground	Long Time Inverse	11,605	696,300	2,600

Dari hasil analisa dan perhitungan manual di atas dengan perubahan *setting* arus relay dan waktu kerja CB kinerja koordinasi selektifitas relay pada area sistem yang terganggu menjadi lebih handal dan selektif dalam mengatasi gangguan *short circuit*.

Dimana arus hubung singkat yang paling besar adalah paling dekat dengan sumber, semakin jauh letak gangguan hubung singkat tiga fasa dari sumber maka semakin kecil pula arus yang ditimbulkan.

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Setelah melakukan perancangan dan menganalisa koordinasi relay proteksi transformator pada sistem kelistrikan di GI Harapan Baru Samarinda, maka kesimpulan yang dapat diambil adalah sebagai berikut :

1. Trafo 2 dan 4 memiliki batas arus gangguan yang berbeda pada saat terjadi arus hubung singkat yang terjadi pada sisi primer trafo dan sisi sekunder trafo.
2. Arus gangguan hubung singkat tiga fasa yang terbesar adalah 7,796 kA (sisi sekunder trafo) dengan melakukan perhitungan manual setting pickup arus sebesar 1,8 (sisi relay primer pada trafo), 1,21 (sisi relay sekunder pada trafo) dengan time delay 1,04 s, dan 0,05 s.
3. Besar arus gangguan dua fasa ke tanah pada sisi primer dan sisi sekunder trafo adalah sebesar 691,3 kA dan 0,767 kA dengan pickup 2,35 dengan waktu pemutusannya 2,6 s untuk sisi primer, dan pickup 0,3 dengan waktu pemutusannya 3,3 s untuk sisi sekunder.

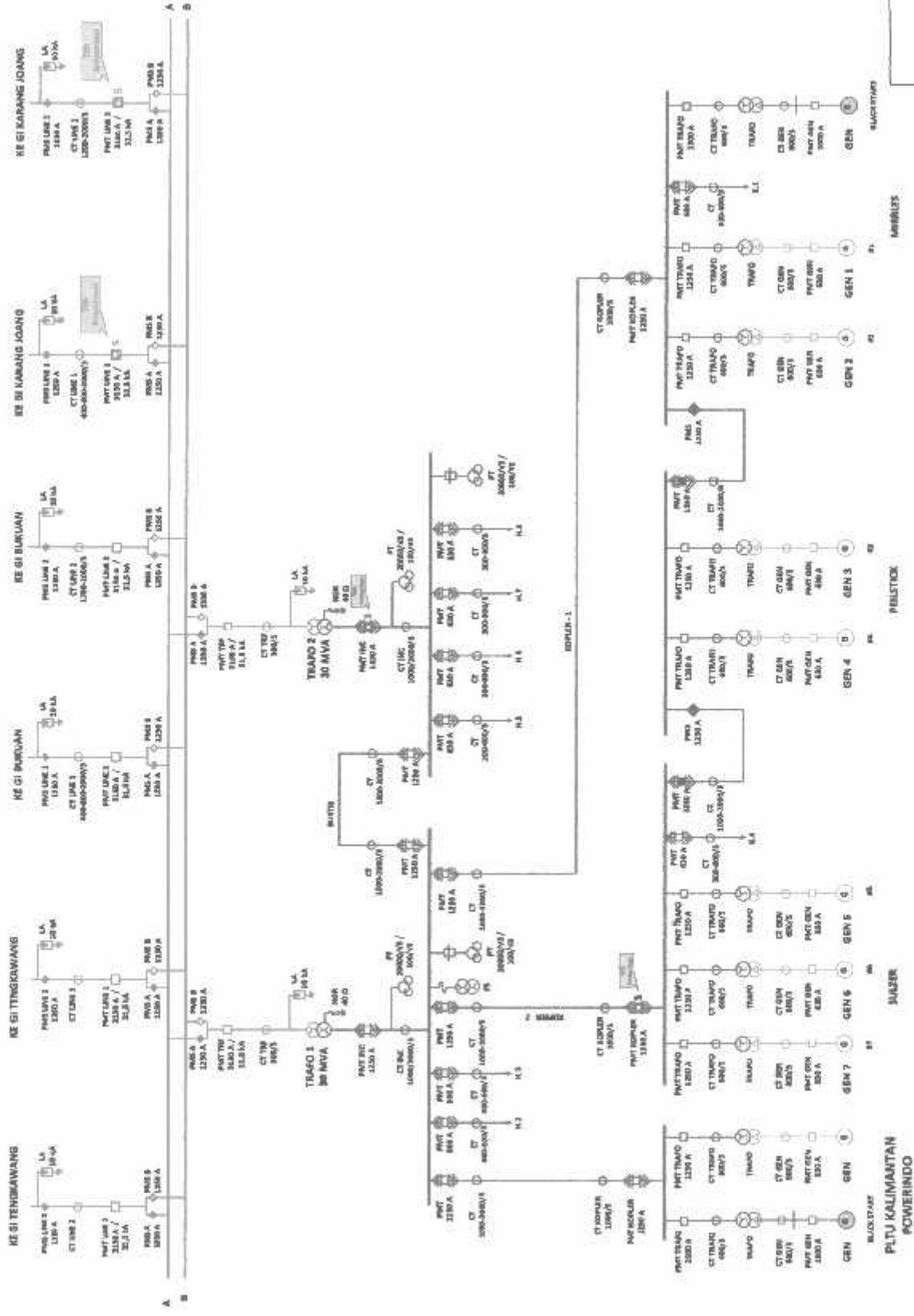
5.2 Saran

Dalam penyaluran tenaga listrik di Indonesia khususnya di daerah Samarinda KALTIM masih sangat perlu untuk meningkatkan kinerja sistem proteksi pada trafo yang dijabarkan dalam penelitian ini. Setting ulang relay proteksi pada trafo perlu dilakukan secara berkala, akan tetapi sebelum melakukan *setting* ulang perlu dilakukan pemeriksaan terlebih dahulu, agar dapat mengetahui kinerja dari relay proteksi apakah masih bekerja dengan baik, karena tidak menutup kemungkinan bahwa kinerja dari relay proteksi akan berkurang dalam mengatasi adanya gangguan hubung singkat pada trafo, oleh karena itu perlu dilakukan pemeriksaan dan *setting* ulang agar kemampuan dari relay proteksi dalam mengamankan trafo dari gangguan hubung singkat dapat bekerja dengan baik dan optimal.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Anderson Avenue, Markham, Ontario 2001. *Transformer Management Relay Instruction Manual* GE Power Management. Canada.
- [2] Denno, K, 1994. *Electric Protective Device : Protection With Energy Saving* McGraw-Hill.
- [3] H. Saadat, "Power System Analysis", McGraw-Hill International Edition, 2004.
- [4] J Lewis, 2004. *Protective Relaying Principles And Applications* second edition. Blackburn.
- [5] Levallois, Perret, 2002. *Network Protection & Automation Guide*. ALSTOM, France.
- [6] Sukmawidjaja, Maula. 1995. Edisi ke-2. *Teori Soal Dan Penyelesaian Analisa Sistem Tenaga Listrik II*. Jurusan Teknik Elektro, Universitas Trisakti. Jakarta.

LAMPIRAN



KETERANGAN :

- : TEGANGAN 150 KV
- : TEGANGAN 20 KV
- : TEGANGAN 11 KV
- : TEGANGAN 6,3 KV
- : TEGANGAN 0,4 KV

PLTU KELEDANG

PLTU KALIMANTAN POWERINDO

MAZER

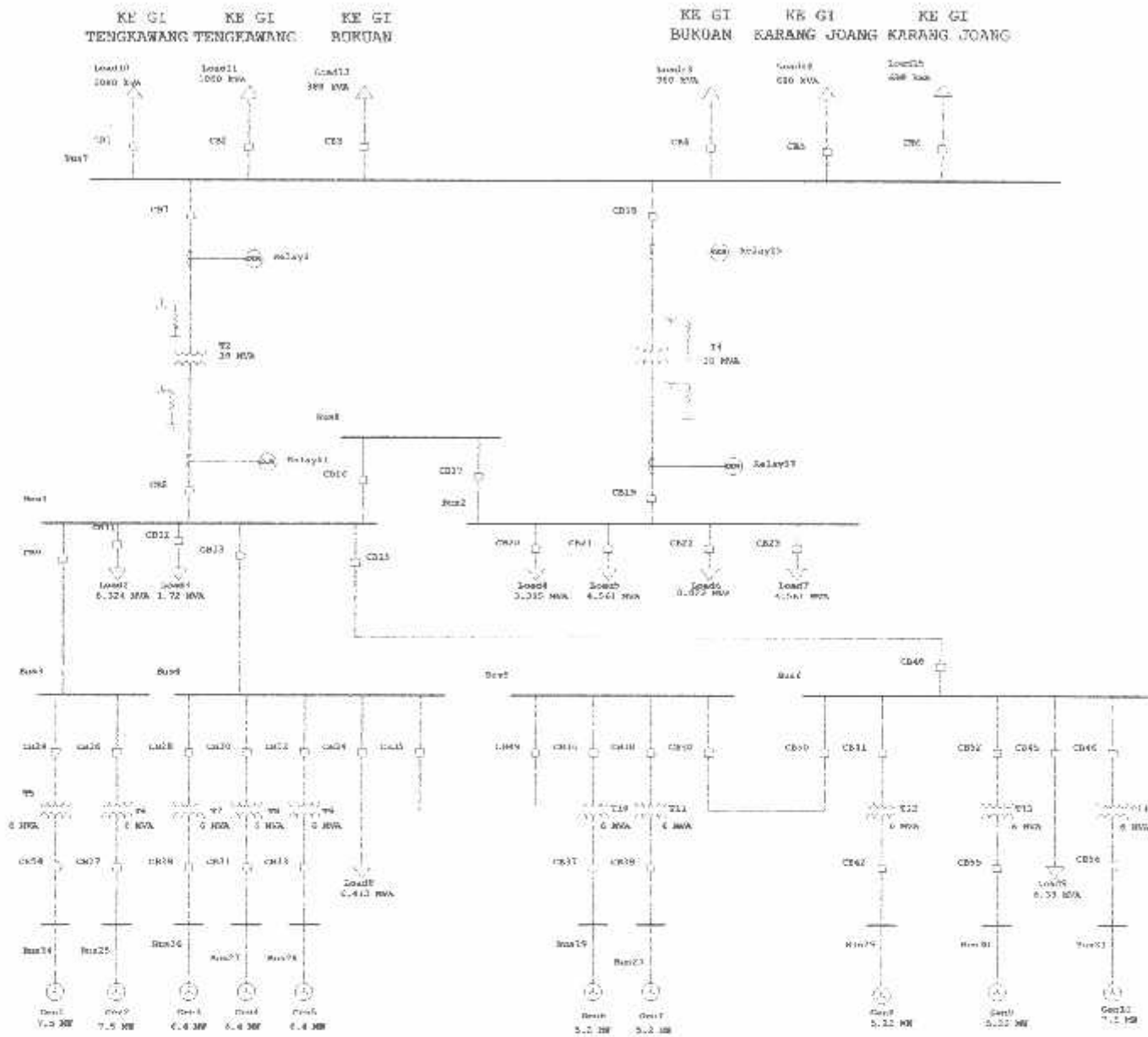
PELSTOK

MARREZ

BLACSTAF

ine Diagram - OLV1 (Star Sequence-of-Operation)

GI HARAPAN BARU SAMARINDA



ETAP
7.0.0
nando proyek 1

ETAP
7.0.0
Study Case: SM

Page: 1
Date: 08-04-2009
SN: 12345678
Revision: Base
Config: Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

ANSI Standard
3-Phase, I.G, I.L, & L.L.G Fault Currents
1/2 Cycle Network

	<u>Swing</u>	<u>Y-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	10	0	8	18

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie P/D</u>	<u>Total</u>
Number of Branches	12	0	0	0	0	7	19

	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>
Number of Machines	10	0	0	0	0	10

System Frequency: 50 Hz
Unit System: English
Object Filename: nando proyek 1
Input Filename: H:\Skripsi Nando\nando Etap\Untitled.SQ1

ETAP
7.0.0
Study Case: SM
nando proyek I

ETAP
7.0.0

Study Case: SM

Page: 2
Date: 08-04-2009
SN: 12345678
Revision: Base
Config: Normal

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

n:
t:
r:
se: nando proyek 1

Study Case: SM

Bus Input Data

ID	Bus				Initial Voltage	
	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag	Ang.
Bus1	Load	20.000	20.000	1	100.00	30.00
Bus2	Load	20.000	20.000	1	100.00	30.00
Bus3	Load	20.000	20.000	1	100.00	30.00
Bus4	Load	20.000	20.000	1	100.00	30.00
Bus5	Load	20.000	20.000	1	100.00	30.00
Bus6	Load	20.000	20.000	1	100.00	30.00
Bus7	Load	150.000	150.000	1	100.00	30.00
Bus8	Load	20.000	20.000	1	100.00	30.00
Bus19	SWNG	6.300	6.300	1	100.00	0.00
Bus20	SWNG	6.300	6.300	1	100.00	0.00
Bus24	SWNG	0.400	0.400	1	100.00	0.00
Bus25	SWNG	6.300	6.300	1	100.00	0.00
Bus26	SWNG	6.300	6.300	1	100.00	0.00
Bus27	SWNG	6.300	6.300	1	100.00	0.00
Bus28	SWNG	6.300	6.300	1	100.00	0.00
Bus29	SWNG	6.300	6.300	1	100.00	0.00
Bus30	SWNG	6.300	6.300	1	100.00	0.00
Bus31	SWNG	0.400	0.400	1	100.00	0.00

18 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

0:
L:
T:
e: nando proyek 1

Study Case: SM

2-Winding Transformer Input Data

transformer ID	Rating				Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift		
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	%Z	X/R	+5%	-5%	% Tol	Prim	Sec.	%Z	Type	Angle
	30.000	20.000	150.000	6.75	23.70	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq.	0.000
	30.000	20.000	150.000	9.50	23.70	0	0	0	0	0	9.5000	Std Pos. Seq.	0.000
	6.000	6.300	20.000	6.75	12.85	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq.	30.000
	6.000	6.300	20.000	6.75	12.85	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq.	30.000
	6.000	6.300	20.000	6.50	12.85	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos. Seq.	30.000
	6.000	6.300	20.000	6.50	12.85	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos. Seq.	30.000
	6.000	6.300	20.000	6.50	12.85	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos. Seq.	30.000
	6.000	6.300	20.000	6.50	12.85	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos. Seq.	30.000
	6.000	6.300	20.000	6.50	12.85	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos. Seq.	30.000
	6.000	6.300	20.000	6.50	12.85	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos. Seq.	30.000
	6.000	6.300	20.000	6.50	12.85	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos. Seq.	30.000
	6.000	6.300	20.000	6.50	12.85	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos. Seq.	30.000
	6.000	6.300	20.000	6.50	12.85	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos. Seq.	30.000
	6.000	0.400	20.000	6.75	12.85	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq.	30.000

2-Winding Transformer Grounding Input Data

transformer ID	Rating			Grounding								
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Conn.		Primary			Secondary			
				Type	Type	kV	Amp	Ohm	Type	kV	Amp	Ohm
	30.000	20.000	150.000	Y/Y	Resistor		20.0	577.35030	Resistor		95.0	911.6027
	30.000	20.000	150.000	Y/Y	Resistor		20.0	577.35030	Resistor		30.0	2886.751
	6.000	0.400	20.000	D/Y					Solid			
	6.000	6.300	20.000	Y/D	Solid							
	6.000	6.300	20.000	Y/D	Solid							
	6.000	6.300	20.000	Y/D	Solid							
	6.000	6.300	20.000	Y/D	Solid							
	6.000	6.300	20.000	Y/D	Solid							
	6.000	6.300	20.000	Y/D	Solid							
	6.000	6.300	20.000	Y/D	Solid							
	6.000	0.400	20.000	Y/D	Solid							

n:
t:
r:
id: nando proyekt 1

Study Case: SM

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAh			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
	2W XFMR	Bus1	Bus7	0.95	22.48	22.50	
	2W XFMR	Bus2	Bus7	1.33	31.64	31.67	
	2W XFMR	Bus24	Bus2	8.73	112.16	112.50	
	2W XFMR	Bus25	Bus3	8.73	112.16	112.50	
	2W XFMR	Bus26	Bus4	8.41	108.01	108.33	
	2W XFMR	Bus27	Bus4	8.41	108.01	108.33	
	2W XFMR	Bus28	Bus4	8.41	108.01	108.33	
	2W XFMR	Bus19	Bus5	8.41	108.01	108.33	
	2W XFMR	Bus20	Bus5	8.41	108.01	108.33	
	2W XFMR	Bus29	Bus6	8.41	108.01	108.33	
	2W XFMR	Bus30	Bus6	8.41	108.01	108.33	
	2W XFMR	Bus31	Bus6	8.73	112.16	112.50	
	Tie Breakr	Bus1	Bus5				
1	Tie Breakr	Bus1	Bus4				
5	Tie Breakr	Bus1	Bus6				
6	Tie Breakr	Bus8	Bus1				
7	Tie Breakr	Bus8	Bus2				
8	Tie Breakr	Bus4	Bus5				
9	Tie Breakr	Bus5	Bus6				

n:
t:
e:
e nando proyck I

Study Case: SM

Synchronous Generator Input Data

Synchronous Generator		Rating			Positive Seq. Impedance					Grounding			Zero Seq. impedance		
					%Xd'			Conn.	Type	Amp	X/R	%R0	%X0		
ID	Type	MVA	kV	RPM	X"/R	% R	Adj							Tol	% Xd'
	Turbo	8.824	0.400	1500	19.00	1.000	19.00	0.0	28.00	Wye	Solid		19.00	0.368	7.00
	Turbo	8.824	6.300	1500	19.00	1.000	19.00	0.0	28.00	Wye	Solid		19.00	0.368	7.00
	Turbo	7.529	6.300	1500	19.00	1.000	19.00	0.0	28.00	Wye	Solid		19.00	0.368	7.00
	Turbo	7.529	6.300	1500	19.00	1.000	19.00	0.0	28.00	Wye	Solid		19.00	0.368	7.00
	Turbo	7.529	6.300	1500	19.00	1.000	19.00	0.0	28.00	Wye	Solid		19.00	0.368	7.00
	Turbo	6.118	6.300	1500	19.00	1.000	19.00	0.0	28.00	Wye	Solid		19.00	0.368	7.00
	Turbo	6.118	6.300	1500	19.00	1.000	19.00	0.0	28.00	Wye	Solid		19.00	0.368	7.00
	Turbo	6.141	6.300	1500	19.00	1.000	19.00	0.0	28.00	Wye	Solid		19.00	0.368	7.00
	Turbo	6.141	6.300	1500	19.00	1.000	19.00	0.0	28.00	Wye	Solid		19.00	0.368	7.00
	Turbo	8.824	0.400	1500	19.00	1.000	19.00	0.0	28.00	Wye	Solid		19.00	0.368	7.00

cted Synchronous Generators (= 10) 23.576 MVA

1.
2.
3.
4. nando proyck 1

Study Case: SM

SHORT-CIRCUIT REPORT

at: Bus7

voltage = 150.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (150.000 kV)
= 100.00 % of base kV (150.000 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc			R1	X1	R0	X0
	Total	0.00	0.767	0.00	172.85	173.48	0.005	0.005	2.78E+000	5.01E+001	2.29E+000	1.26E+002
	Bus7	26.21	0.448	99.93	100.31	99.73	0.005	0.003	4.75E+000	8.57E+001	4.45E+004	2.41E+002
	Bus7	26.21	0.319	99.93	100.31	99.73	0.002	0.002	6.69E+000	1.21E+002	4.73E+004	2.63E+002
	Bus6	45.32	0.539	100.08	99.89	100.01	0.002	0.000	2.47E+001	4.17E+002		
	Bus6	45.32	0.539	100.08	99.89	100.01	0.002	0.000	2.47E+001	4.17E+002		
	Bus6	51.51	0.649	100.07	99.90	100.01	0.005	0.000	2.01E+001	3.27E+002		
	Bus5	65.27	0.508	100.08	99.89	100.01	0.002	0.000	1.48E+001	4.39E+002		
	Bus3	43.27	0.708	100.08	99.89	100.01	0.002	0.000	2.48E+001	4.19E+002		
	Bus4	48.35	0.590	100.08	99.89	100.01	0.003	0.000	2.17E+001	3.60E+002		
	Bus4	48.35	0.590	100.08	99.89	100.01	0.003	0.000	2.17E+001	3.60E+002		
	Bus4	48.35	0.590	100.08	99.89	100.01	0.003	0.000	2.17E+001	3.60E+002		
	Bus3	51.51	0.649	100.07	99.90	100.01	0.015	0.008*	2.01E+001	3.27E+002	8.75E+000	1.12E+002
	Bus3	51.51	0.649	100.07	99.90	100.01	0.003	0.000	2.01E+001	3.27E+002		
	Bus1	26.21	1.298	99.93	100.31	99.73	0.018	0.038				
	Bus1	26.21	2.227	99.93	100.31	99.73	0.010	0.000				
	Bus1	26.21	2.227	99.93	100.31	99.73	0.010	0.000				
	Bus8	26.21	2.320	99.93	100.31	99.73	0.017	0.018				
	Bus2	26.21	2.300	99.93	100.31	99.73	0.017	0.018				
	Bus4	26.21	0.437	99.93	100.31	99.73	0.002	0.000				
	Bus6	26.21	0.559	99.93	100.31	99.73	0.002	0.000				

* fault current contribution is from three-winding transformers

* a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

1.
2.
3.
4. mando proyck 1

Study Case: SM

Short-Circuit Summary Report

de - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	KV	Real	Imag	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag	Mag.	Real	Imag.	Mag.
	150.00	0.042	-0.766	0.767	0.005	0.000	0.005	0.671	0.047	0.673	-0.672	-0.042	0.674

currents are symmetrical momentary (1/2 Cycle network) values in rms kA

ult current is the larger of the two faulted line currents

N
E
C
#

nando proyek I

Study Case SM

Short-Circuit Summary Report

Bus		Positive Sequence Imp. (ohm)			Negative Sequence Imp. (ohm)			Zero Sequence Imp. (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
	150.000	6.25224	112.73270	112.90640	9.31828	109.66680	110.06200	51541.05000	282.53270	51541.82000

nando proyck 1

Study Case: SM

Sequence-of-Operation Event Summary Report

etical 3-Phase Fault between T4 and CT50. Adjacent to Bus7

(ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
215	Relay15	0.448	41.7	215	Phase - OC1 - 50
275	CB18		60.0		Tripped by Relay15 Phase - OC1 - 50
2317	Relay1	0.448	2317		Phase - OC1 - 51
2377	CB7		60.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
3288	Relay15	0.548	3288		Phase - OC1 - 51
3348	CB18		60.0		Tripped by Relay15 Phase - OC1 - 51
4017	Relay51	3.363	4017		Phase - OC1 - 51
4117	CB8		100		Tripped by Relay51 Phase - OC1 - 51
4379	Relay57	2.390	4379		Phase - OC1 - 51
4479	CB19		100		Tripped by Relay57 Phase - OC1 - 51



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

3NI (PERSEFO) MALANG
SANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bencungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

1. Nama : VERNANDO MARTUA VENTONYA SI. M
2. NIM : 1012022
3. Program Studi : TEKNIK ELEKTRO S-1
4. Konsentrasi : TEKNIK ENERGI LISTRIK
5. Judul : ANALISIS KOORDINASI RELAY PROTEKSI
PADA TRANSFORMATOR DISTRIBUSI 30 MVA
150/20 kV DI GI HARAPAN BARU SAMARINDA
MENGUNAKAN *SOFTWARE* ETAP POWER
STATION

Dipertahankan dihadapan Majelis Penguji Skripsi Jenjang Strata Satu (S-1) pada :

Hari : Jum'at
Tanggal : 15 Agustus 2014
Dengan Nilai : 79,3 (B+) *o*

Panitia Ujian Skripsi

Ketua Majelis Penguji

M. Ibrahim Ashari, ST, MT
NIP. P. 1030100358

Sekretaris Majelis Penguji

Dr. Eng. Aryuanto Soetedjo, ST, MT
NIP. Y. 1030800417

Anggota Penguji

Penguji I

Dr. Eng. Ir. I Made Wartana, MT
NIP. 196105031992021001

Penguji II

Ir. Teguh Herbasuki, MT
NIP. Y. 1038900209



PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

Dari hasil ujian skripsi Program studi Teknik Elektro jenjang strata satu (S-1) yang diselenggarakan pada :

Hari : Jum'at
Tanggal : 15 Agustus 2014

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

Nama : Vernando Martua Ventonya Si. M
NIM : 1012022
Perogram Studi : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Judul Skripsi : Analisis Koordinasi Relay Proteksi Pada Transformator Distribusi 30 MVA 150/20 kV Di Gi Harapan Baru Samarinda Menggunakan Software Etap Power Station

No	Penguji	Uraian	Paraf
1.	Penguji I	<ol style="list-style-type: none">1. Simulasi untuk OCR scemestinya gangguan eksternal bukan gangguan internal (dalam skripsi hasil setting ulang salah karena trafo masih terganggu.2. Koordinasi antara relay tidak tampak karena masing-masing relay memproteksi gangguan yang berbeda.3. Koordinasi yang di skripsi masih salah karena koordinasi antar OCR menyebabkan trafo tetap terganggu	
2.	Penguji II	<ol style="list-style-type: none">1. Revisi Tujuan.2. Batasan Masalah.	

Dosen Penguji I

Dr. Eng. Ir. I Made Wartana, MT
NIP. 196105031992021001

Dosen Penguji II

Ir. Teguh Herbasuki, MT
NIP. Y. 1038900209

Dosen Pembimbing I

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
NIP. Y. 10188000189

Dosen Pembimbing II

Ir. Choirul Saleh, MT
NIP.Y. 1018800190

LEMBAR PERSEMBAHAN

Puji Syukur Hambamu Panjatkan Kehadirat Tuhan Yesus Kristus atas, taburan cinta dan kasih sayang-Mu telah memberikanku kekuatan, membekaliku dengan ilmu, serta mengenalkanku dengan cinta. Atas karunia serta kemudahan yang Engkau berikan, akhirnya skripsi yang sederhana ini dapat terselesaikan.

Untuk Bapak dan Mama yang telah memberikan dukungan moral, materi dan motivasi hidup serta selalu mendo'akanku agar menjadi pribadi yang lebih baik, memberikan rasa sayang dan cinta kasih yang tak akan pernah dapat kubalas.

Untuk adikku "Kristono Manullang dan Dewi Sartika Manullang" yang memberikanku semangat dan do'a dalam proses perkuliahan hingga pembuatan skripsi ini.

Untuk kekasihku "Maria Astuti" yang selalu memberikanku semangat, motivasi, dan do'a, terima kasih atas sayang, perhatian, dan kesabaranmu yang memberikanku inspirasi dalam menyelesaikan skripsi ini. *"You always be mine"*.

Buat sahabatku, "Debby Satriyo Nugroho" dan "Krisna Pragendaga" yang selalu memberi semangat, hiburan dan candaan hingga kita dapat menyelesaikan skripsi kita masing – masing.

Terima kasih juga untuk teman – teman Teknik Elektro angkatan 2010 semua konsentrasi, semoga kita dapat berjumpa dikesempatan yang lain, semoga kita selalu diberikan kesehatan dan kesuksesan.

Terima kasih juga kepada bapak Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT dan bapak Ir. Choirul Saleh, MT atas bimbingan yang diberikan.

Dan yang terakhir terima kasih untuk seluruh staf, dosen pengajar Teknik Elektro S-1, teman – teman Persekutuan Mahasiswa Kristen ITN Malang, dan teman – teman asisten Laboratorium Transmisi dan Distribusi Daya Elektrik atas pengalaman yang diberikan.

Institut Teknologi Nasional
Fakultas Teknik
Jurusan Teknik Elektro S-1
Institut Teknologi Nasional Malang

BIOGRAFI PENULIS



Penulis lahir di Muara Badak pada tanggal 13 Juli 1992 dari ayah Janus Manullang dan ibu Agustina Patinggi. Penulis merupakan putra pertama dari tiga bersaudara. Penulis memulai pendidikan pada tahun 1998 di SDN 009 Muara Badak. Pada tahun 2004 penulis menempuh pendidikan di SMP Negeri 1 Muara Badak sampai tahun 2007. Kemudian melanjutkan pendidikan di SMK Negeri 2 Samarinda jurusan Teknik Listrik mulai tahun 2007 dan lulus tahun 2010, kemudian pada tahun yang sama penulis melanjutkan studi di perguruan tinggi Institut Teknologi Nasional Malang. Penulis memilih Program Studi Teknik Elektro S-1, Konsentrasi Teknik Energi

Listrik, Fakultas Teknologi Industri dan diwisuda tanggal 27 September 2014, dengan judul Skripsi “Analisis Koordinasi Relay Proteksi Pada Transformator Distribusi 30 MVA 150/20 kV Di GI Harapan Baru Samarinda Menggunakan *Software* ETAP Power Station”. Selama menjadi mahasiswa, penulis mengikuti Unit Kegiatan Mahasiswa (UKM), yaitu menjadi pengurus Persekutuan Mahasiswa Kristen (PMK) ITN Malang, serta menjadi asisten Laboratorium Transmisi dan Distribusi Daya Elektrik.

