

**OPTIMASI KOORDINASI PROTEKSI OCR DAN GFR SEBAGAI PENGAMAN
HUBUNGAN SINGKAT 1 FASA - TANAH ATAU FASA - FASA
PADA JARINGAN DISTRIBUSI 20KV G.I CEMPAKA BANJARBARU
KALIMANTAN SELATAN**

SKRIPSI



**Disusun Oleh:
DWI AVIANANTO
07.12.006**



**JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
2012**

1948

REPUBLIC OF INDONESIA
MINISTRY OF EDUCATION AND CULTURE
DEPARTMENT OF HIGHER EDUCATION
JANUARY 1948

UNIVERSITY OF
SURABAYA
1948

UNIVERSITY

UNIVERSITY OF SURABAYA

UNIVERSITY OF SURABAYA DEPARTMENT OF EDUCATION AND CULTURE

UNIVERSITY OF SURABAYA DEPARTMENT OF EDUCATION AND CULTURE

UNIVERSITY OF SURABAYA DEPARTMENT OF EDUCATION AND CULTURE

LEMBAR PERSETUJUAN

**OPTIMASI KOORDINASI PROTEKSI OCR DAN GFR SEBAGAI PENGAMAN HUBUNG
SINGKAT 1FASA – TANAH ATAU FASA – FASA
PADA JARINGAN DISTRIBUSI 20KV G.I CEMPAKA BANJARBARU
KALIMANTAN SELATAN**

SKRIPSI

Disusun dan diajukan untuk melengkapi dan memenuhi persyaratan
guna mencapai gelar sarjana

Disusun oleh :

Dwi Aviananto

NIM. 07.12.006

Mengetahui,



Ketua Program Studi Teknik Elektro S-1

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
NIP. Y. 1018800189

Diperiksa dan Disetujui,

Pembimbing I,

Ir. H. Taufik Hidayat, MT
NIP. Y. 1018700151

Pembimbing II,

Awan Uji Krismanto, ST, MT
NIP. 1980039012005011502

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

2012



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

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

PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan 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

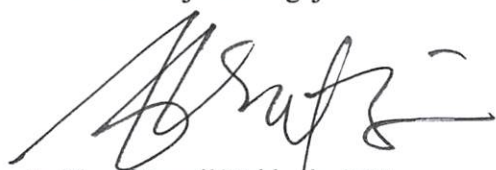
Nama : Dwi Aviananto
NIM : 07.12.006
Jurusan : Teknik elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Judul : OPTIMASI KOORDINASI PROTEKSI OCR DAN GFR SEBAGAI PENGAMAN HUBUNG SINGKAT 1FASA – TANAH ATAU FASA – FASA PADA JARINGAN DISTRIBUSI 20KV G.I CEMPAKA BANJARBARU KALIMANTAN SELATAN

Dipertahankan dihadapan majelis penguji skripsi jenjang strata satu (S-1) pada :

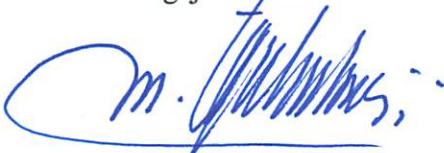
Hari : Sabtu
Tanggal : 18 Februari 2012
Nilai : 84,75 (A) *r*

Panitia Ujian Skripsi:

Ketua Majelis Penguji

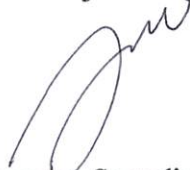

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
NIP.Y.1018800189

Penguji Pertama



Ir. Teguh Herbasuki, MT
NIP. Y.1038900209

Sekretaris Majelis Penguji


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

Penguji Kedua



Ir. Choirul Saleh, MT
NIP.Y.1018800190

SURAT PERNYATAAN ORISINALITAS

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Dwi Aviananto

NIM : 07.12.006

Program Studi : T. Elektro S1

Konsentrasi : 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, 21 Februari 2012

Yang membuat Pernyataan,

Dwi Aviananto
NIM. 0712006

Lembar Serambahan

Assalamualaikum W. Wb.

Pertama - tama saya panjatkan puji syukur kehadirat Allah SWT. Berserta junjungan kita nabi besar Muhammad SAW. Yang dimana berkat dan safaat daripada Allah lah akhirnya skripsi ini dapat terselesaikan.

Ucapan terima kasih saya ucapkan kepada Ayah dan ibu kerayang yang dimana Dukungan moral dan materi yang mereka berikan Sehingga saya mampu menyelesaikan skripsi ini. Buat alooh terima kasih sudah kemari Dan membantu dalam berbagai proses penyelesaian skripsi ini, kerna? semua baik yang dari Banjar, Jawa, NTT, dari abang sampai meraike dan sampai pada timor lete terima kasih semua $\nabla \nabla \nabla$

Masa lalu merupakan pembelajaran untuk lebih dewasa Dalam menyikapi masalah Yang mungkin sama dengan yang kita alami Dimasa lalu.

Jika sudah bisa membayangkan mimpi dan bisa menemukannya jalannya. Sudah cukup dan sekarang jempitlah mimpi itu realism nyatauu.

Wassallamuallakum W. Wb.

**OPTIMASI KOORDINASI PROTEKSI OCR DAN GFR SEBAGAI PENGAMAN
GANGGUAN HUBUNG SINGKAT 1FASA-TANAH DAN FASA-FASA PADA
JARINGAN DISTRIBUSI 20KV G.I CEMPAKA BANJARBARU KALIMANTAN
SELATAN**

DWI AVIANANTO

07.12.006

Jurusan Teknik Elektro S-1 Fakultas Teknologi Industri

Institut Teknologi Nasional Malang

Edho.Ebound@yahoo.co.id

ABSTRAK

Gangguan sering terjadi pada jaringan distribusi 20KV. Gangguan –Gangguan tersebut disebabkan oleh berbagai macam pengaruh seperti sambaran petir, binatang, dahan pohon dan sebagainya. Sebagai perlindungan sistem dari gangguan pada system distribusi digunakan rele sebagai pengaman rele yang digunakan adalah rele OCR dan GFR . Perhitungan arus gangguan hubung singkat dan koordinasi dimulai terlebih dahulu dari penentuan arus gangguan hubung singkat yang terjadi pada jaringan distribusi 20kv dan dari nilai-nilai gangguan yang didapat dimasukkan kedalam perhitungan untuk menentukan batas Iset dan tms pada relay, dan setelah perhitungan dan penyettingan. tentukan selektivitas daripada kerja relay, dimana selektivitas relay ditentukan agar relay yang bekerja lebih selektive dalam mengatasi gangguan. Studi kasus dari penelitian ini adalah menghitung kembali setting pengaturan dan selektivitas pada rele dengan menggunakan software ETAP POWERSTATION.

Kata Kunci : Distribusi 20kv, Gangguan, Relay OCR dan GFR, Setting, ETAP Powerstation.

ABSTRACT

The troubles are often happened on 20kv distribution signal. It is influenced by many things such as thunderbolt attack, animals, tree's branches, and soon. As then system protector of the trouble's on distribution system, relay which is used is relay OCR and GFR. The counting on arys of short conection trouble, the coordination of relay is strated first before tehe determination of short stream relation's trouble which is happened on distribution signal. Then, the values of troubles which have been gotten are put in the counting to decide the limitation of Iset and tms on relay. After counting and setting, decide selectivity on relay where the selectivity of relay is used to make the relay works more selectively in solving the troubles. The case study of thid researchis to recount the setting and the selectivity of relay using ETAP Powerstation software.

Keywords: Distribtion 20kv, Trouble, Relay OCR and GFR, Setting, ETAP Powerstation.

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah puji dan syukur penulis panjatkan ke hadirat Allah SWT zat yang Maha Indah dengan segala keindahan-Nya, zat yang Maha Pengasih dengan segala kasih sayang-Nya, yang tidak terlepas dari semua sifat makhluk-Nya, karena berkat rahmat dan hidayah-Nya penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul **Optimasi Koordinasi Proteksi OCR dan GFR Sebagai Pengaman Hubung Singkat 1fasa – tanah atau fasa – fasa pada Jaringan Distribusi 20kv Gardu Induk Cempaka Banjarbaru Kalimantan Selatan** dapat diselesaikan.

Skripsi ini dibuat untuk memenuhi salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana teknik. Akhirnya dengan segala keredahan hati izinkanlah penulis untuk menyampaikan terima kasih dan penghargaan yang sebesar-besarnya kepada semua pihak yang telah berjasa memberikan motivasi dalam rangka menyelesaikan skripsi ini. Untuk itu, penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Ir. Soeparno Djiwo, MT selaku Rektor ITN Malang
2. Bapak Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT, selaku ketua jurusan Teknik Elektro ITN Malang
3. Rekan – rekan teman satu angkatan.
4. Semua pihak yang telah membantu dalam penulisan dan penyusunan skripsi ini.
5. Orang tua yang selalu memberikan motivasinya sehingga skripsi ini bisa selesai tepat pada waktunya.

Semoga kebaikan yang diberikan oleh semua pihak kepada penulis menjadi amal sholeh yang senantiasa mendapat balasan yang berlipat ganda dari *Allah Subhana wa Ta'ala*. Amin.

Akhir kata, penulis menyadari bahwa masih terdapat kekurangan dalam skripsi ini, untuk itu saran dan kritik yang sifatnya membangun sangat penulis harapkan.

Malang, Februari 2012

Penulis

DAFTAR ISI

| | |
|---|------|
| Abstrak..... | i |
| Kata Pengantar..... | ii |
| Daftar Isi..... | iii |
| Daftar Gambar..... | vi |
| Daftar Tabel..... | vii |
| Daftar Grafik..... | viii |
| Bab I Pendahuluan..... | 1 |
| 1.1 Latar Belakang..... | 1 |
| 1.2 Rumusan Masalah..... | 1 |
| 1.3 Tujuan..... | 2 |
| 1.4 Batasan Masalah..... | 2 |
| 1.5 Sistematika Penulisan..... | 2 |
| 1.6 Relevansi..... | 3 |
| 1.7 Metode Penelitian..... | 3 |
| 1.7.1 Jenis dan Rancangan Penelitian..... | 3 |
| 1.7.2 Lokasi Penelitian..... | 3 |
| 1.7.3 Data dan Sumber Data..... | 3 |
| 1.7.4 Teknik Pengumpulan Data..... | 4 |
| Bab II Dasar Teori..... | 5 |
| 2.1 Umum..... | 5 |
| 2.2 Sistem Jaringan Distribusi..... | 5 |
| 2.2.1 Jaringan Pada Sistem Distribusi Primer..... | 6 |
| 2.2.2 Sistem Distribusi Sekunder (Jaringan Tegangan Rendah 380/220V)..... | 10 |
| 2.3 Pertimbangan Desain Sistem Distribusi Tenaga Listrik..... | 11 |
| 2.4 Gangguan Yang Terjadi Pada Jaringan Distribusi 20 kv..... | 11 |
| 2.4.1 Pengaruh Arus Gangguan Hubung Singkat Terhadap Sistem Tenaga Listrik..... | 12 |
| 2.4.2 Usaha Usaha Untuk Mengatasi Gangguan..... | 13 |
| 2.5 Sistem Proteksi..... | 13 |
| 2.5.1 Tujuan Proteksi..... | 13 |
| 2.5.2 Fungsi Proteksi..... | 14 |
| 2.5.3 Perangkat Proteksi..... | 14 |

| | |
|---|-----------|
| 2.5.4 Persyaratan Proteksi..... | 15 |
| 2.5.5 Klasifikasi Relai Proteksi..... | 16 |
| 2.6 Peralatan Pengaman Pada Jaringan 20 Kv..... | 18 |
| 2.6.1 Setting Koordinasi Relay Arus Lebih Koordinasi OCR..... | 19 |
| 2.6.2 Setting Relay Berdasarkan karakteristik..... | 20 |
| 2.6.3 Kurva Karakteristik Setting OCR..... | 21 |
| Bab III Koordinasi Proteksi OCR dan GFR Pada Jaringan Distribusi 20 Kv..... | 23 |
| 3.1 Sistem Jaringan Distribusi Wilayah Pulang Pisau..... | 23 |
| 3.1.1 Data Saluran Penyulang..... | 23 |
| 3.1.2 Pengaman Pada Gardu Induk..... | 24 |
| 3.2 Setting Koordinasi Relay Arus Lebih..... | 26 |
| 3.2.1 Penentuan Nilai Dari Arus Gangguan (Short Circuit)..... | 26 |
| 3.2.2 Rumus yang dipakai dalam perhitungan settingan relay pada jarring distribusi pulang pisau..... | 26 |
| 3.3 Selektivitas Relay..... | 27 |
| 3.4 ETAP Powerstation Simulasi..... | 27 |
| 3.4.1 Perangkat lunak ETAP Powerstation..... | 27 |
| 3.4.2 Algoritma Simulasi Software ETAP Powerstation..... | 28 |
| 3.4.3 Flowchart simulasi program ETAP..... | 29 |
| Bab IV Simulasi dan Analisa Hasil..... | 30 |
| 4.1 Simulasi Jaringan Distribusi 20KV Pulang Pisau Dengan Software Etap PowerStation..... | 30 |
| 4.1.1 Analisa Short Circuit Dengan ETAP Powerstation..... | 31 |
| 4.2 Perhitungan Setting Relay..... | 32 |
| 4.2.1 Setting Koordinasi relay Arus Lebih..... | 32 |
| 4.2.2 Perhitungan Relay per penyulang..... | 32 |
| 4.3 Setting Relay pada rangkaian ETAP | 38 |
| 4.4 Selektivitas dari relay..... | 40 |
| 4.5 Grafik kerja relay sebelum dan sesudah perhitungan | 40 |
| 4.5.1 Grafik Sebelum Perhitungan..... | 40 |
| 4.5.2 Grafik setelah perhitungan..... | 47 |
| 4.5.3 Grafik dari Relay pada Incoming 150KV PP.1 | 52 |
| 4.6 Analisa Hasil..... | 55 |

| | |
|----------------------------|-----------|
| Bab V Penutup..... | 56 |
| 5.1 Kesimpulan..... | 56 |
| 5.2 Saran..... | 57 |
| Daftar Pustaka..... | 58 |

DAFTAR GAMBAR

| | | |
|------|--|----|
| 2.1 | Tiga komponen utama dalam Penyaluran Tenaga Listrik..... | 6 |
| 2.2 | Konfigurasi Jaringan Radial..... | 6 |
| 2.3 | Konfigurasi Jaringan Hantaran Penghubung..... | 7 |
| 2.4 | Konfigurasi Jaringan Loop..... | 8 |
| 2.5 | Konfigurasi Jaringan Spindel..... | 8 |
| 2.6 | Konfigurasi Sistem Kluster..... | 9 |
| 2.7 | Hubungan tegangan menengah ke tegangan rendah dan konsumen..... | 10 |
| 2.8 | Gangguan pada jaringan distribusi..... | 12 |
| 2.9 | Relai proteksi..... | 14 |
| 2.10 | Kawasan Pengamanan dari Pengaman Sistem Tenaga Listrik..... | 15 |
| 2.11 | Single line relay..... | 18 |
| 2.12 | Cara kerja OCR..... | 18 |
| 2.13 | Cara kerja GFR..... | 19 |
| 2.14 | Kurva Karakteristik Inverse..... | 20 |
| 2.15 | Karakteristik tunda waktu tertentu (definite time)..... | 21 |
| 2.16 | Karakteristik Tunda Waktu Inverse..... | 21 |
| 2.17 | Karakteristik Kombinasi Instant Dengan Tunda Waktu Inverse t (detik)..... | 22 |
| 2.18 | Karakteristik Kombinasi Instant Dengan Tunda Waktu Tertentu (Definite Time).. | 22 |
| 2.19 | Karakteristik Instant = Moment T (detik)..... | 22 |
| 3.1 | Single line jaringan distribusi 20kv pulang pisau..... | 23 |
| 3.2 | Tampilan lembar kerja software ETAP Powerstation..... | 28 |
| 4.1 | Single line distribusi dalam ETAP..... | 30 |
| 4.2 | Short sircuit pada jaringan distribusi..... | 31 |
| 4.3 | Setting relay pada ETAP..... | 39 |
| 4.4 | Data relay pada ETAP berdasarkan hasil perhitungan..... | 39 |
| 4.5 | Simulasi gangguan dan selektivitas relay..... | 40 |

DAFTAR TABEL

| | |
|--|----|
| 4.1 Hasil short sircuit per penyulang..... | 31 |
| 4.2 Tabel hasil perhitungan setting relay..... | 38 |
| 4.3 Hasil Kerja Kordinasi Relay Sebelum di Setting..... | 54 |
| 4.4 Hasil dari Koordinasi Setting Relay OCR dan GFR..... | 54 |

DAFTAR GRAFIK

| | | |
|------|---|----|
| 4.1 | Kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang PP.2..... | 41 |
| 4.2 | Kerja relay pada gangguan 1 fasa – tanah penyulang PP.2..... | 41 |
| 4.3 | Kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang PP.3..... | 42 |
| 4.4 | Kerja relay pada gangguan 1 fasa – tanah penyulang PP.3..... | 42 |
| 4.5 | Kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang PP.4..... | 43 |
| 4.6 | Kerja relay pada gangguan 1 fasa-tanah penyulang PP.4..... | 43 |
| 4.7 | Kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang GH TM.1..... | 44 |
| 4.8 | Kerja relay pada gangguan 1 fasa-tanah penyulang GH TM.1..... | 44 |
| 4.9 | Kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang GH TM.2..... | 45 |
| 4.10 | Kerja relay pada gangguan 1 fasa-tanah penyulang GH TM.2..... | 45 |
| 4.11 | Kerja relay pada gangguan fasa-fasa incoming 150Kv PP.1..... | 46 |
| 4.12 | Kerja relay pada gangguan 1 fasa-Tanah incoming 150Kv PP.1..... | 46 |
| 4.13 | Kerja reley pada gangguan fasa – fasa penyulang PP.2..... | 47 |
| 4.14 | Kerja relay pada gangguan 1 fasa – tanah penyulang PP.2..... | 48 |
| 4.15 | Kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang PP.3..... | 48 |
| 4.16 | Kerja relay pada gangguan 1 fasa – tanah penyulang PP.3..... | 49 |
| 4.17 | Kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang PP.4..... | 49 |
| 4.18 | Kerja relay pada gangguan 1 fasa-tanah penyulang PP.4..... | 50 |
| 4.19 | Kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang GH TM.1..... | 50 |
| 4.20 | Kerja relay pada gangguan 1 fasa-tanah penyulang GH TM.1..... | 51 |
| 4.21 | Kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang GH TM.2..... | 51 |
| 4.22 | Kerja relay pada gangguan 1 fasa-tanah penyulang GH TM.2..... | 52 |
| 4.23 | Kerja relay pada gangguan fasa-fasa incoming 150Kv PP.1..... | 52 |
| 4.24 | Kerja relay pada gangguan 1 fasa-Tanah incoming 150Kv PP.1..... | 53 |

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sistem proteksi merupakan komponen penting dalam sistem tenaga listrik salah satunya pada sistem distribusi 20kv secara keseluruhan. tenaga listrik yang dihasilkan tidak dapat ditransmisikan dan didistribusikan dengan tingkat kualitas yang tinggi kepada konsumen tanpa adanya pengaman. Sistem proteksi adalah sebuah pengaman terhadap peralatan-peralatan yang terpasang di sistem distribusi saat kondisi jaringan tidak normal atau saat terjadinya gangguan.

Gangguan yang terjadi sebagian besar adalah gangguan hubung singkat, pada umumnya besaran arus saat hubung singkat terjadi akan berlipat ganda dari arus nominal dan dapat merusak peralatan yang dilalui oleh arus gangguan itu. seringnya terjadi hubung singkat fasa-fasa dan 1fasa-tanah yang membuat penyaluran tenaga listrik dikota banjarbaru dan pulang pisau tidak maksimal, sehingga mengharuskan memiliki sebuah sistem jaringan yang handal. dimana kehandalan sebuah sistem jaringan distribusi tergantung pada, pengaturan, dan koordinasi peralatan pengaman.

Dengan perhitungan dan bantuan penggunaan software ETAP *Powerstation* pada penelitian ini, dapat menganalisa kembali arus hubung singkat dan pola koordinasi OCR (Over current Relay) dan GFR (ground fault Relay) untuk re setting Relay yang lebih tepat, selektif dan sensitif. agar dapat meminimalisasi gangguan yang terjadi dan meningkatkan keandalan sistem distribusi pada saat terjadi gangguan.

1.2. Rumusan Masalah

Jaringan distribusi merupakan sistem penyaluran tenaga listrik dari gardu induk ke konsumen, salah satu gangguan yang terjadi pada sistem distribusi tersebut adalah gangguan arus hubung singkat. Seringnya terjadi gangguan arus hubung singkat, sehingga mengharuskan dalam jaringan distribusi memiliki sistem pengaman yang handal untuk mengatasinya, adapun sistem pengaman yang dipakai pada jaringan ditribusi adalah OCR dan GFR. Bagaimana pengaruh gangguan hubung singkat dan pengaruh setting relay terhadap gangguan – gangguan hubung

singkat yang terjadi pada jaringan distribusi. Berdasarkan pada deskripsi permasalahan dan latar belakang tersebut diatas maka skripsi ini diberi judul:

**OPTIMASI KOORDINASI PROTEKSI OCR DAN GFR SEBAGAI
PENGAMAN GANGGUAN HUBUNG SINGKAT FASA-FASA / 1FASA-
TANAH PADA JARINGAN DISTRIBUSI 20KV G.I CEMPAKA
BANJARBARU KALIMANTAN SELATAN**

1.3 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai adalah mengetahui dan memahami penyebab gangguan hubung singkat yang terjadi pada jaringan disitribusi serta menganalisis perhitungan setting relay yang tepat guna untuk meminimalisasi gangguan hubung singkat pada jaringan disitribusi. Hasil penelitian yang dulakukan dapat dimanfaatkan sebagai data baru untuk pengembangan jaringan disitribusi terutama pada settingan relay yang tepat guna mengatasi gangguan hubung singkat yang terjadi pada jaringan dsitribusi 20kv.

1.4 Batasan Masalah

Pada skripsi ini hanya dibahas gangguan arus gangguan hubung singkat dengan OCR dan GFR sebagai pengaman pada jaringan distribusi.

1.5 Sistematika Penulisan

BAB I PENDAHULUAN

Berisikan latar belakang, rumusan masalah, dan hal-hal berhubungan dengan sistem distribusi dengan permasalahan secara garis besar agar dapat memberikan gambaran mengenai apa yang akan dibahas pada skripsi.

BAB II DASAR TEORI

Dasar teori berisikan tentang teori gangguan yang terjadi dan teori system proteksi yang terpasang pada system jaringan distribusi.

BAB III KORDINASI PROTEKSI OCR DAN GFR PADA JARINGAN DISTRIBUSI 20KV

Bersisikan tentang bagaimana prosedur penelitian yang dilakukan dari pengambilan data dilapangan sampai penelitian yang dilakukan pada software ETAP Powerstation.

BAB IV SIMULASI DAN ANALISA HASIL

Analisa dan hasil berisikan tentang hasil dari analisa dari koordinasi proteksi dan perbandingan antara setting relay yang lama dengan setting relay yang baru setelah penelitian.

BAB V PENUTUP

Berisikan tentang kesimpulan dan saran-saran.

1.6 Relevansi

Dengan melakukan analisis gangguan hubung singkat yang terjadi pada jaringan distribusi, maka diharapkan bisa dilakukan koordinasi peralatan proteksi sehingga dapat mengurangi daerah yang terkena gangguan dan meminimalisasi jumlah pelanggan yang terkena pemadaman akibat gangguan yang terjadi.

1.7 Metode penelitian

1.7.1 Jenis dan Rancangan Penelitian

Dalam penulisan ini, tipe penelitian yang dipakai adalah tipe penelitian deskriptif dan bersifat studi kasus yang dikaji secara kualitatif. Menurut Moh. Nazir penelitian deskriptif adalah suatu metode dalam meneliti status sekelompok manusia, suatu obyek, suatu set kondisi, suatu sistem pemikiran ataupun suatu kelas pada masa sekarang. Sementara menurut Hadari Nawawi, sifat penelitian penjelasan dimaksudkan sebagai sebuah penjelasan masalah yang diselidiki dengan menggambarkan kondisi subyek ataupun obyek penelitian saat sekarang berdasarkan fakta-fakta yang tampak atau sebagaimana adanya.

1.7.2 Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian tugas akhir ini bertempat di Gardu Induk (GI) Cempaka Banjarbaru Kalimantan Selatan.

1.7.3 Data dan Sumber Data

Data yang ditemukan adalah perlunya penggunaan suatu proteksi sebagai pengaman suatu jaringan distribusi 20 kV sehingga dapat meminimalisasi gangguan hubung singkat.

Beberapa sumber data yang dipergunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Diperoleh dari sumber primer, yaitu berupa data pengalaman, pemahaman dan pengetahuan informan yang mewakili informasi. Data pengalaman dimaksudkan sebagai data yang diperoleh langsung dari pegawai atau karyawan PT. PLN (Persero) Wilayah Kalselteng.
2. Sementara data sekunder terdiri dari dokumen-dokumen lain berupa data hasil kinerja jaringan distribusi.

1.7.4 Teknik Pengumpulan Data

Adapun teknik pengumpulan data yang dipergunakan dalam penelitian ini adalah:

1. Teknik wawancara (interview), yaitu melakukan tanya jawab antara peneliti dengan nara sumber yang disebutkan diatas yang dianggap layak atau relevan dalam penelitian ini. Teknik wawancara ini dilakukan secara terbuka dan mendalam untuk memberikan kesempatan kepada yang diwawancarai menjawab secara bebas. Hal ini dimaksudkan untuk memperoleh kejelasan yang belum didapat pada dokumentasi dan untuk mendapatkan pengertian dan penjelasan yang lebih mendalam tentang obyek yang diteliti.
2. Teknik dokumentasi, yaitu pengumpulan bahan-bahan atau data yang berasal dari dokumentasi langsung objek .

BAB II

DASAR TEORI

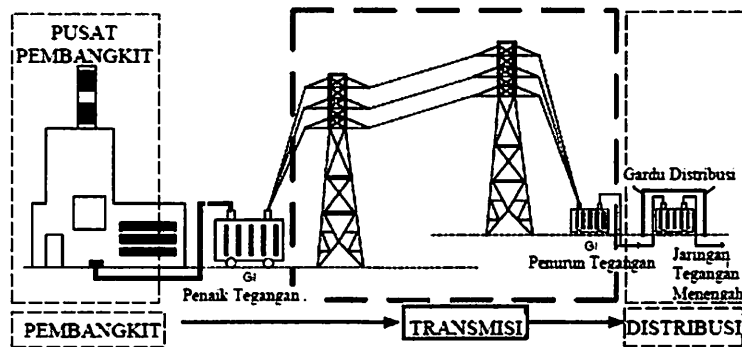
2.1 Umum

Pusat tenaga listrik umumnya terletak jauh dari pusat bebannya. Energi listrik yang dihasilkan pusat pembangkitan disalurkan melalui jaringan transmisi. Tegangan generator pembangkit relatif rendah (6 kV – 24 kV). Maka tegangan ini dinaikin dengan transformator daya ke tegangan yang lebih tinggi antara 150 kV – 500 kV. Tujuan peningkatan tegangan ini, selain mempebesar daya hantar dari saluran (berbanding lurus dengan kwadrat tegangan), juga untuk memperkecil rugi daya dan susut tegangan pada saluran transmisi. Penurunan tegangan dari jaringan tegangan tinggi/ekstra tinggi sebelum ke konsumen dilakukan dua kali. Yang pertama dilakukan di gardu induk (GI), menurunkan tegangan dari 500 kV ke 150 kV atau dari 150 kV ke 70 kV. Yang kedua dilakukan pada gardu induk distribusi dari 150 kV ke 20 kV atau dari 70 kV ke 20kV. Saluran listrik dari sumber pembangkit tenaga listrik sampai transformator terakhir, sering disebut juga sebagai saluran transmisi, sedangkan dari transformator terakhir, sampai konsumen terakhir disebut saluran distribusi atau saluran primer.

Ada dua macam saluran transmisi/distribusi PLN yaitu saluran udara (overhead lines) dan saluran kabel bawah tanah (underground cable). Kedua cara penyaluran tersebut masing-masing mempunyai keuntungan dan kerugian. Dari segi estetik, saluran bawah tanah lebih disukai dan juga tidak mudah terganggu oleh cuaca buruk: hujan, petir, angin, dan sebagainya namun saluran bawah tanah jauh lebih mahal dibanding saluran udara, tetapi saluran bawah tanah tidak cocok untuk daerah rawan banjir karena bila terjadi gangguan akan berbahaya.

2.2. Sistem Jaringan Distribusi

Ada tiga bagian penting dalam proses penyaluran tenaga listrik, yaitu: Pembangkitan, Penyaluran (transmisi) dan distribusi seperti pada gambar berikut :



Gambar 2.1. Tiga komponen utama dalam Penyaluran Tenaga Listrik.

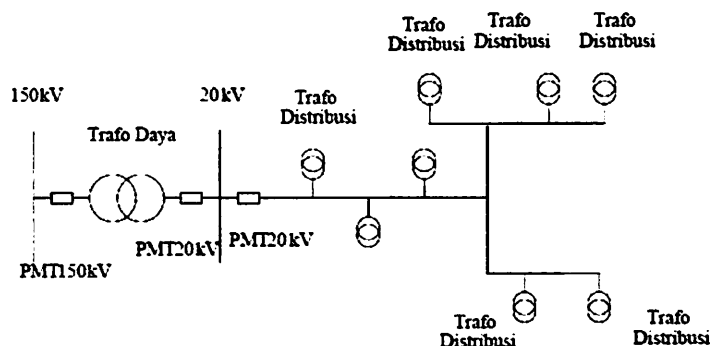
Tegangan sistem distribusi dapat dikelompokkan menjadi 2 bagian besar, yaitu distribusi primer (20kV) dan distribusi sekunder (380/220V). Jaringan distribusi 20kV sering disebut Sistem Distribusi Tegangan Menengah dan jaringan distribusi 380/220V sering disebut jaringan distribusi sekunder atau disebut Jaringan Tegangan Rendah 380/220V.

2.2.1. Jaringan Pada Sistem Distribusi Primer

Jaringan Pada Sistem Distribusi tegangan menengah (Primer 20kV) dapat dikelompokkan menjadi lima model, yaitu Jaringan Radial, Jaringan hantaran penghubung (*Tie Line*), Jaringan Lingkaran (*Loop*), Jaringan Spindel dan Sistem Gugus atau Kluster.

a. Jaringan Radial

Sistem distribusi dengan pola Radial seperti Gambar 2.2. adalah sistem distribusi yang paling sederhana dan ekonomis. Pada sistem ini terdapat beberapa penyulang yang menyuplai beberapa gardu distribusi secara radial.

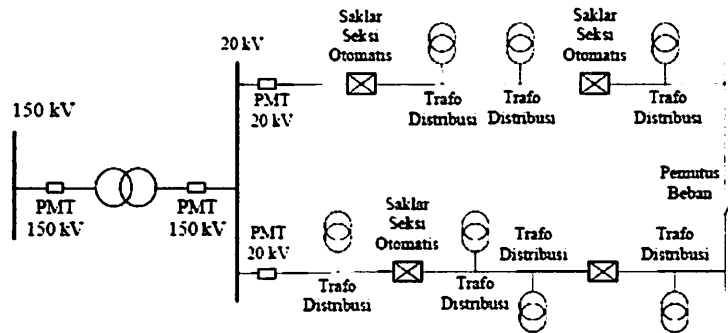


Gambar 2.2. Konfigurasi Jaringan Radial.

Dalam penyulang tersebut dipasang gardu-gardu distribusi untuk konsumen. Gardu distribusi adalah tempat dimana trafo

c. Jaringan Lingkar (Loop)

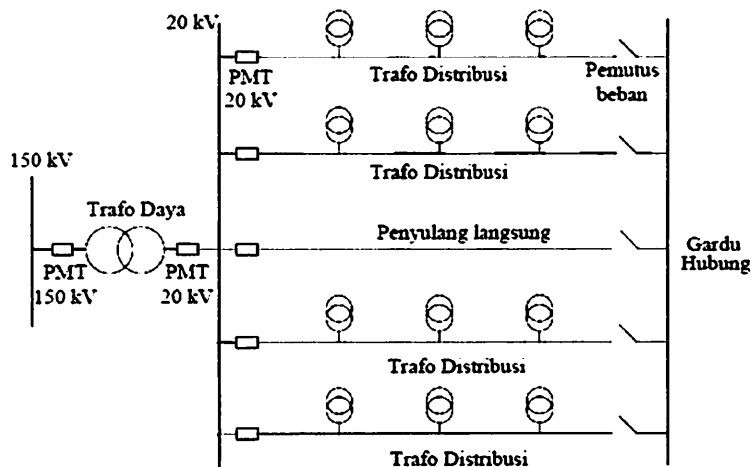
Pada Jaringan Tegangan Menengah Struktur Lingkaran (Loop) seperti Gambar 2.4. dimungkinkan pemasokannya dari beberapa gardu induk, sehingga dengan demikian tingkat keandalannya relatif lebih baik.



Gambar 2.4. Konfigurasi Jaringan Loop

d. Jaringan Spindel

Sistem Spindel seperti pada Gambar 2.5. adalah suatu pola kombinasi jaringan dari pola Radial dan Ring. Spindel terdiri dari beberapa penyulang (feeder) yang tegangannya diberikan dari Gardu Induk dan tegangan tersebut berakhir pada sebuah Gardu Hubung (GH).



Gambar 2.5. Konfigurasi Jaringan Spindel

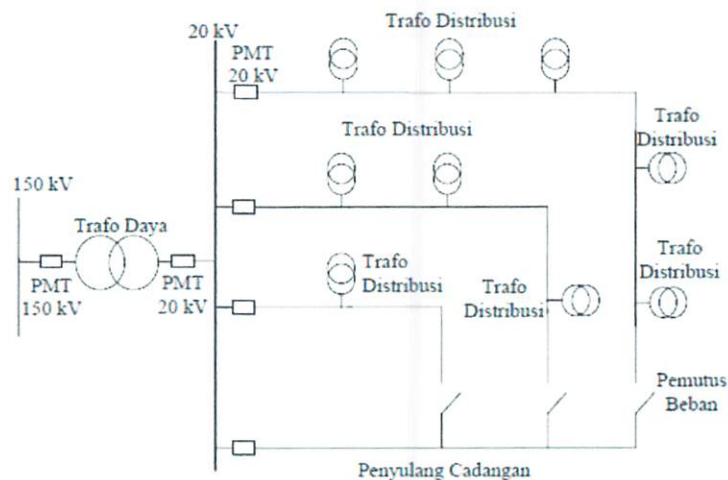
Pada sebuah spindel biasanya terdiri dari beberapa penyulang aktif dan sebuah penyulang cadangan (*express*) yang akan dihubungkan melalui gardu hubung. Pola Spindel biasanya digunakan pada jaringan tegangan menengah (JTM) yang

menggunakan kabel tanah/saluran kabel tanah tegangan menengah (SKTM).

Namun pada pengoperasiannya, sistem Spindel berfungsi sebagai sistem Radial. Di dalam sebuah penyulang aktif terdiri dari gardu distribusi yang berfungsi untuk mendistribusikan tegangan kepada konsumen baik konsumen tegangan rendah (TR) atau tegangan menengah (TM).

e. Sistem Gugus atau Sistem Kluster

Konfigurasi Gugus seperti pada Gambar 2.6. banyak digunakan untuk kota besar yang mempunyai kerapatan beban yang tinggi. Dalam sistem ini terdapat Saklar Pemutus Beban, dan penyulang cadangan.

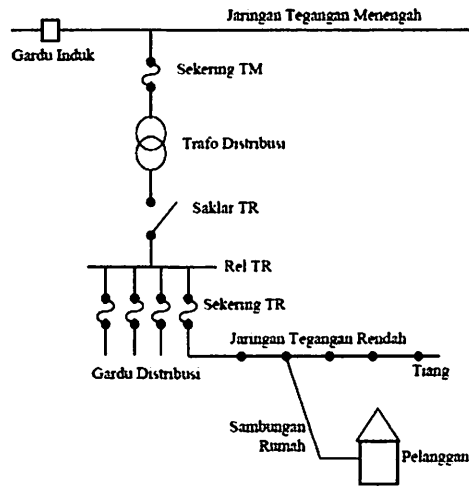


Gambar 2.6. Konfigurasi Sistem Kluster

Dimana penyulang ini berfungsi bila ada gangguan yang terjadi pada salah satu penyulang konsumen maka penyulang cadangan inilah yang menggantikan fungsi suplai ke konsumen.

2.2.2. Sistem Distribusi Sekunder (Jaringan Tegangan Rendah 380/220V)

Sistem distribusi sekunder seperti pada Gambar 2.7. merupakan salah satu bagian dalam sistem distribusi, yaitu mulai dari gardu trafo sampai pada pemakai akhir atau konsumen.



Gambar 2.7. Hubungan tegangan menengah ke tegangan rendah dan konsumen.

Melihat letaknya, sistem distribusi ini merupakan bagian yang langsung berhubungan dengan konsumen, jadi sistem ini selain berfungsi menerima daya listrik dari sumber daya (trafo distribusi), juga akan mengirimkan serta mendistribusikan daya tersebut ke konsumen. Mengingat bagian ini berhubungan langsung dengan konsumen, maka kualitas listrik selayaknya harus sangat diperhatikan.

Jatuh tegangan pada sistem distribusi mencakup jatuh tegangan pada:

1. Penyulang Tegangan Menengah (TM)
2. Transformator Distribusi
3. Penyulang Jaringan Tegangan Rendah
4. Sambungan Rumah
5. Instalasi Rumah.

Jatuh tegangan adalah perbedaan tegangan antara tegangan kirim dan tegangan terima karena adanya impedansi pada penghantar. Maka pemilihan penghantar (penampang penghantar)

untuk tegangan menengah harus diperhatikan. Jatuh tegangan yang di-ijinkan tidak boleh lebih dari 5% ($\Delta V \geq 5\%$). Secara umum ΔV dibatasi sampai dengan 3,5%.

2.3 **Pertimbangan Desain Sistem Distribusi Tenaga Listrik^[1]**

Didalam menentukan desain system distribusi tenaga listrik, tiga hal utama yang perlu mendapat perimbangan yaitu :

- a. Jenis sistem kelistrikan: Arus searah atau arus bolak balik bila arus bolak balik perlu ada pertimbangan, satu fase atau multi fase.
- b. Jenis sistem penyediaan: radial, loop, atau jaringan.
- c. Jenis konstruksi : saluran udara atau kable tanah

Selanjutnya ada pula beberapa faktor yang perlu mendapatkan pertimbangan. Pertama keamanan sehingga energi listrik dapat disampaikan kepada para pemakai dengan resiko bahaya yang minimal. Faktor kedua adalah bahwa penyediaan tenaga listrik dilakukan secara teratur, datar dan tidak bergejolak. Sedangkan faktor ketiga adalah pertimbangan ekonomi. Energi listrik harus dapat disampaikan kepada para konsumen dengan harga yang memadai.

2.4 **Gangguan Yang Terjadi Pada Jaringan Distribusi 20 kv^[3,4]**

Gangguan sistem dapat disebabkan oleh :

- Karena kesalahan manusia
- Dari dalam / sistem atau dari alat itu sendiri
- Dari luar alam binatang
 1. Jika mempergunakan kabel tanah : beban lebih atau terpacul
 2. Jika mempergunakan kawat udara: Petir, Binatang dan pohon.

Jenis gangguan yang sering terjadi pada jaringan dsitribusi 20 Kv biasanya seperti ini :

1. Beban lebih
2. Hubung singkat
3. Tegangan lebih
 - # Tegangan lebih power frequency
 - # Tegangan lebih Transient

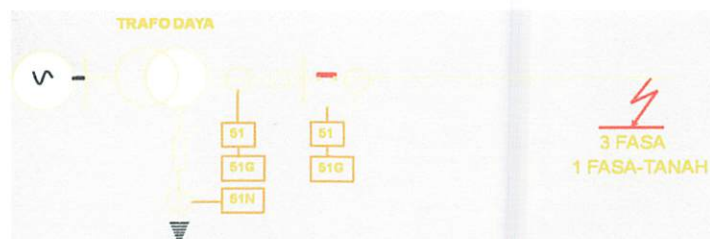
- Surja Petir [lightning surge]
- Surja hubung [switching surge]

4. Gangguan Stabilitas.

Gangguan-gangguan di atas tersebut bisa menyebabkan terjadinya berbagai macam gangguan, diantaranya adalah sebagai berikut :

1. Gangguan 3 fasa bisa terjadi pada fasa R , S dan T terhubung singkat.
2. Gangguan 2 fasa bisa terjadi antara :
 - fasa R & S,
 - fasa T & S atau
 - R & T terhubung singkat
3. Gangguan 2 fasa & 1 fasa - ketanah
4. Gangguan 1 fasa-ke tanah bisa terjadi antara :
 - fasa R - ketanah
 - fasa S - ketanah atau
 - fasa T - ketanah

2.4.1 Pengaruh Arus Gangguan Hubung Singkat Terhadap Sistem Tenaga Listrik



Gambar 2.8 Gangguan pada jaringan distribusi

1. tegangan di bus 20 kv turun
2. pengaruh tegangan turun dirasakan oleh semua feeder yang tersambung pada bus bersama.
3. saat terjadi gangguan hs berpengaruh pada trafo tenaga dan gen
4. saat pmt terbuka tegangan naik.

5. gangguan hs 1 fasa ketanah dapat menaik teg pada fasa yang sehat.

Hubungan paralel antar pusat listrik saat terjadi gangguan di salah satu feeder :

- ada sumbangan arus dari pltd a dan pltd b ketitik gangguan.
- rele di 3 dan 5 akan trip
- rele di 1 & 6 akan pick up
- jika setelan rele antara kedua pusat listrik tidak sesuai, akan terjadi black out (seluruh pusat listrik padam)

2.4.2 Usaha Usaha Untuk Mengatasi Gangguan

1. MENGURANGI TERJADINYA GANGGUAN
 - a. Menggunakan peralatan yang dapat diandalkan
 - b. Spesifikasi yang tepat dan desain yang baik
 - c. Pemasangan yang benar
 - d. Penebangan / pemangkasan pohon
 - e. Operasi dan pemeliharaan yang baik

2. MENGURANGI AKIBATNYA
 - a. Mengurangi besarnya arus gangguan
 - b. Melepas bagian sistem yang terganggu dengan menggunakan Pmt dan relai pengaman
 - c. Penggunaan pola load shedding dan system splitting / islanding
 - d. Penggunaan relai , PMT yang cepat untuk menghinari gangguan instability.

2.5 Sistem Proteksi^[3,4]

Pengertian proteksi relai arus lebih yaitu relai yang bekerjanya berdasarkan adanya kenaikan arus yang melampaui nilai settingnya .

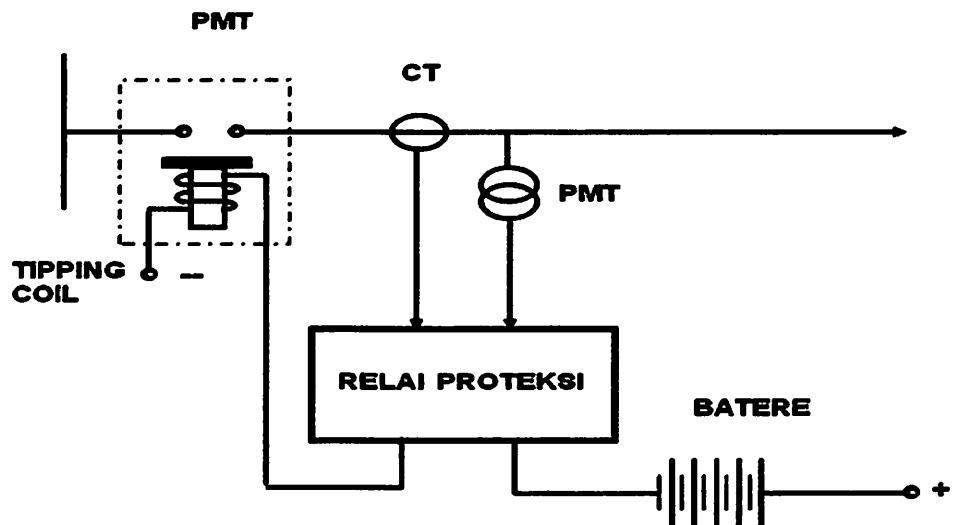
2.5.1 Tujuan Proteksi

1. Mencegah kerusakan peralatan yang terganggu ,maupun peralatan yang dilewati oleh arus gangguan .

2. Mengisolir bagian sistem yang terganggu sekecil mungkin dan secepat mungkin .
3. Mencegah meluasnya gangguan.

2.5.2 Fungsi Proteksi

1. Mendeteksi adanya gangguan atau keadaan abnormal pada bagian sistem yang diamankan
2. Melepas bagian sistem yang terganggu , sehingga bagian sistem yang lainnya masih dapat terus beroperasi .



Gambar 2.9 Relai proteksi

2.5.3 Perangkat Proteksi

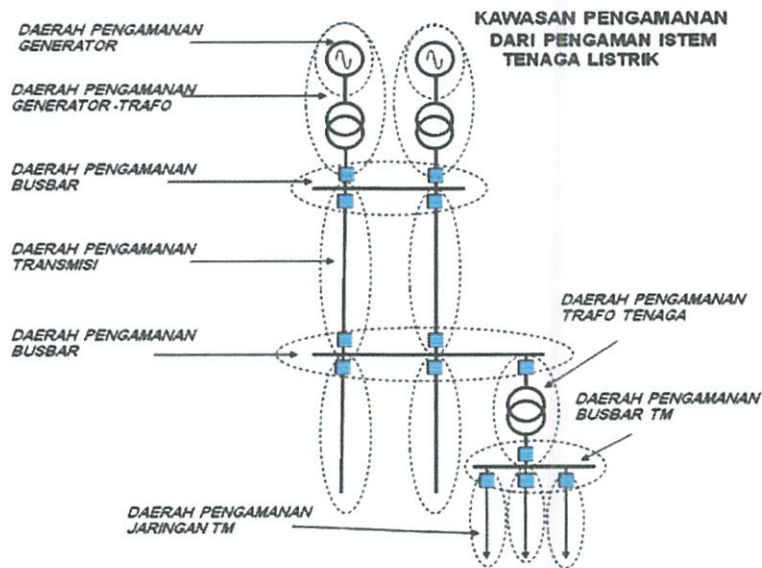
1. Relai pengaman sebagai elemen perasa / pengukur untuk mendeteksi gangguan .
2. Pemutus tenaga [pmt] sebagai pemutus arus dalam sirkuit tenaga untuk melepas bagian sistem yang terganggu .
3. Trafo arus dan atau trafo tegangan mengubah besarnya arus dan atau tegangan dari sirkuit primer ke sirkuit sekunder [relai]
4. Batere / aki sebagai sumber tenaga untuk mentripan pmt dan catu daya untuk relai statik dan relai bantu .
5. Wiring untuk menghubungkan komponen komponen proteksi sehingga menjadi satu sistem.

2.5.4 Persyaratan Proteksi

1. *Selektivitas*
2. *Keandalan [reliable]*
3. *Kecapatan*
4. *Sensitivitas*
5. *Ekonomis*

SELEKTIVITAS

Pengaman harus dapat memisahkan bagian Sistem yang terganggu sekecil mungkin, yaitu seksi yang terganggu saja yang Menjadi kawasan pengamanannya. Pengaman yang demikian disebut pengaman Yang “ selektif “ .Jadi relai harus dapat membedakan apakah Gangguan terletak di daerah pengamanannya[dimana relai harus bekerja dengan cepat]. Atau di seksi berikutnya [dimana relai kerja Dengan tunda waktu atau tidak kerja sama Sekali] .



Gambar 2.10 Kawasan Pengamanan dari Pengaman Sistem Tenaga Listrik

Selektivitas dapat diperoleh dengan ;

1. Pembagian atas daerah – daerah pengamanan[zona pengamanan].
2. Koordinasi dengan pertingkatan waktu [time grading] .

KEANDALAN [RELIABILITY]

1. Dependability yaitu tingkat kepastian bekerja jadi tidak boleh gagal kerja .
2. Security yaitu tingkat kepastian untuk tidak salah kerja salah kerja mengakibatkan pemadaman yang seharusnya tidak perlu terjadi .

KECEPATAN

1. Untuk memperkecil kerugian / kerusakan akibat gangguan maka relai harus bekerja secepat mungkin untuk memisahkan bagian sistem yang lain .
2. Untuk mendapatkan selektivitas mungkin saja suatu pengaman diberi *tunda waktu [time delay]*, namun waktu tunda harus secepat mungkin .

KEPEKAAN [SENSITIVITY]

Pada prinsipnya relai harus peka , Sehingga dapat mendeteksi gangguan Walaupun dalam kondisi yang memberikan Rangsangan yang minimum

KAWASAN PENGAMANAN

1. Sistem tenaga listrik terbagi dalam beberapa seksi – seksi . Yang satu dengan yang lainnya dapat dihubungkan atau diputus oleh pmt .
2. Setiap seksi diamankan oleh relai ,dan setiap relai mempunyai kawasan pengamanan.

2.5.5 Klasifikasi Relai Proteksi

1. Berdasarkan Besaran Input

- | | | |
|------------------|---|--|
| 1 Arus [I] | : | Relai Arus lebih [OCR] Relai Arus kurang [UCR] |
| 2 Tegangan [U] | : | Relai tegangan lebih [OVR] Relai tegangan kurang [UVR] |
| 3. Frekuensi [f] | : | Relai frekuensi lebih {OFR} Relai frekuensi kurang [UFR] |
| 4. Daya [P ; Q] | : | Relai daya Max / MinRelai arah / Directional Relai Daya balik |

Impedansi [Z] : Relai jarak [Distance]

Beda arus : Relai diferensial

2. Berdasarkan Karakteristik Waktu kerja
 - a. Seketika [Relai instnsnt / Moment /high speed]
 - b. Penundaan waktu [time delay], Definite time relay,
Inverse time relay
 - c. Kombinai instant dengan tunda waktu

3. Berdasarkan jenis kontak
 - a. Relai dengan kontak dalam keadaan normal terbuka [normally open contact]
 - b. Relai dengan kontak dalam keadaan normal tertutup [normally close contact]

4. Berdasarkan Prinsip Kerja
 1. Tipe Elektromekanis
 - a. Tarikan magnit : - tipe Plunger
- tipe hinged armature
- tipe tuas seimbang
 - b. Indiksi : - tipe shaded pole
- tipe KWH
- tipe mangkok { Cup }

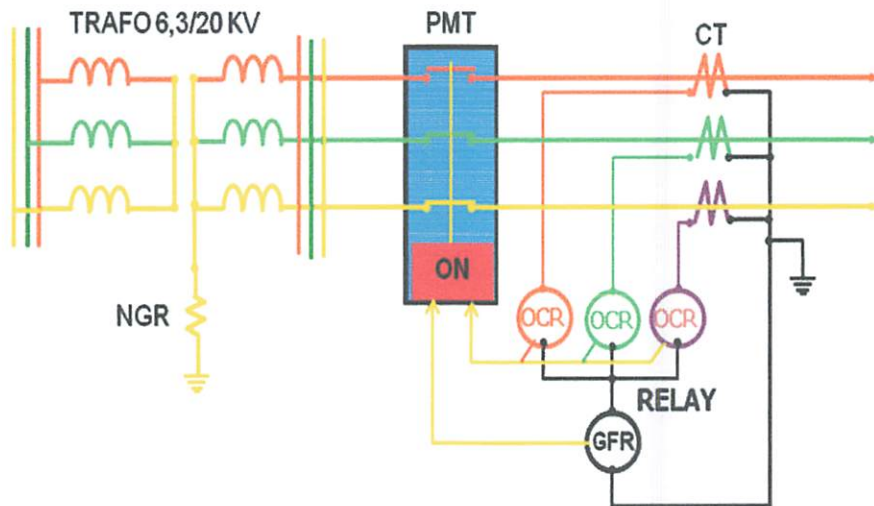
 2. Tipe Thermis
 3. Tipe gas ; relai bucholz
 4. Tipe Tekanan ; pressure relay
 5. Tipe Statik [Elektronik]

5. Berdasarkan Fungsi
 1. Relai Proteksi
 2. Relai Monitor
 3. Relai programming ; Reclosing relay synchro check relay
 4. Relai pengaturan {regulating relay}

5. Relai bantu sealing unit lock out relay closing relay dan tripping relay

2.6 Peralatan Pengaman Pada Jaringan 20 Kv ^[2,3]

1. Pengaman Gangguan Antar Fasa (OCR)
2. Pengaman Gangguan Satu Fasa Ketanah (GFR)

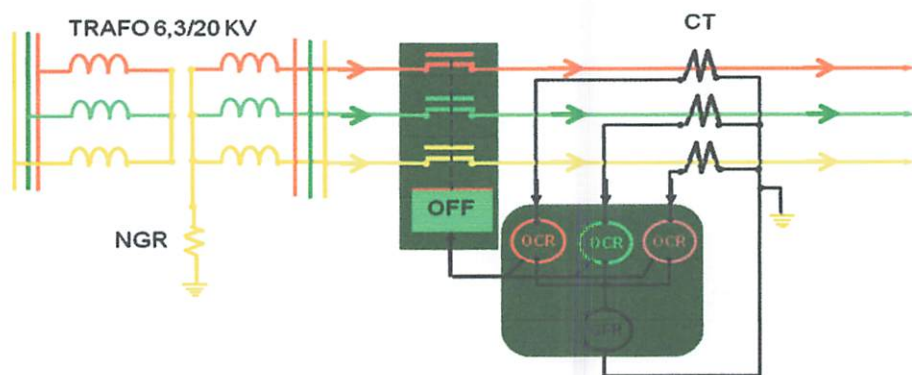


Gambar 2.11 Single line relay

a. Over Current Relai

Berfungsi untuk memproteksi motordari beban lebih, hubung singkat, arus starting yang tinggi, arus tidak seimbang atau unbalance.

CARA KERJA OCR :



Gambar 2.12 cara kerja OCR

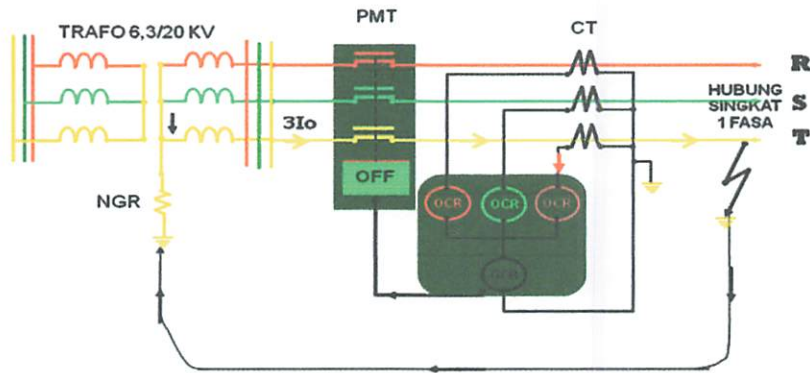
Gangguan terjadi pada fasa R,S dan T Arus gangguan hubung singkat mengalir di jaringan,Karena arus tersebut > dari ratio CT pada

sekunder CT mengalir arus Masuk ke OCR --> OCR memasok arus ke PMT--> PMT trip.

b. Ground Fault Relai

Berfungsi untuk meemproteksi motor jika salah satu fasa atau lebih bocor ke pentanahan.

CARA KERJA GFR



Gambar 2.13 Cara kerja GFR

Gangguan HS terjadi pada fasa T, arus mengalir masuk ke GFR → PMT trip .

- Rele detektor hanya bekerja- dengan arus kecil → akurat
- CT mentransfer besaran primer ke besaran sekunder
- Perlu sumber Volt DC untuk - tripping PMT
- Karakteristik bisa dipilih → Definite, Inverse, Very-Inverse atau Extremely Invers

2.6.1 Setting Koordinasi Relay Arus Lebih Koordinasi OCR

Prinsip setting OCR sebagai berikut :

#Iset Tunda waktu ($I > I_0$)

$$* I_s = k I_n$$

Ket. : I_n = Arus Nominal

$$k = \text{Faktor pabrik (1 s/d 2) atau } 0,05 \text{ s/d } 2,4$$

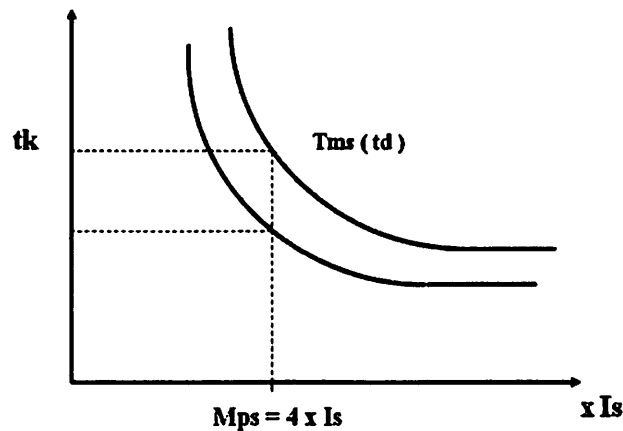
dengan step 0.05

* Plug Setting

* Numeric

* Definite (Langsung atau dengan Tms)

Inverse (Td atau Tms dan Mps = I / Is)



Gambar 2.14 Kurva Karakteristik Inverse

Td = Time dial setting

Tms = Time multiple setting

Mps = Multiple plug setting

.... X Is

Is instant /moment (I>> / Io>>)

* Is instant = k In atau k Is

In = Arus Nominal

Is = Arus setting tunda waktu

k = Faktor pabrik

* Plug setting

* Numeric

2.6.2 Setting Relay Berdasarkan karakteristik

@ Setting Arus Ocr /Gfr Dengan Tunda Waktu

$$I_s = \sum I_N$$

I_s = ARUS SETTING

I_N = ARUS NOMINAL RELAI

\sum = FAKTOR PABRIK

@ STANDARD / NORMAL INVERSE (SI)

$$t = \frac{0,14}{I^{0,02} - 1} tms$$

@ VERY INVERSE (VI)

$$t = \frac{13,5}{I - 1} tms$$

@ EXTREMELY INVERSE (EI)

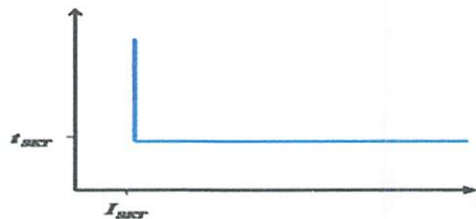
$$t = \frac{80}{I^2 - 1} tms$$

@ LONG TIME INVERSE (LTI)

$$t = \frac{120}{I - 1} tms$$

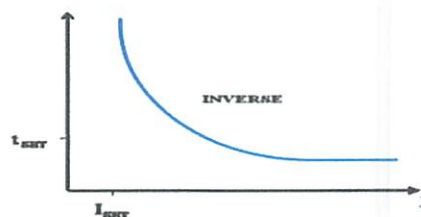
2.6.3 Kurva Karakteristik Setting OCR

Kurva karakteristik setting OCR yang digunakan adalah definite, inverse, instant.

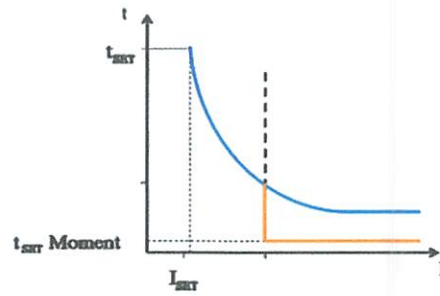


Gambar 2.15 Karakteristik tunda waktu tertentu (definite time) t (detik).

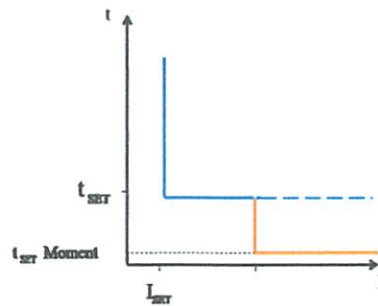
Karakteristik Definite Time: Bisa Di Setting Arus Besar
Setting Waktu Kecil



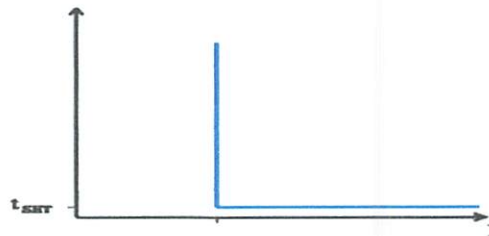
Gambar 2.16 Karakteristik Tunda Waktu Inverse



Gambar 2.17 Karakteristik Kombinasi Instant Dengan Tunda Waktu Inverse t (detik).



Gambar 2.18 Karakteristik Kombinasi Instant Dengan Tunda Waktu Tertentu (Definite Time)



Gambar 2.19 Karakteristik Instant = Moment **T (detik)**

Pada karakteristik instant mempunyai waktu minimum: 40 S/D 80 milisecond dengan arus yang besar digunakan: untuk back up pada pengaman distribusi.

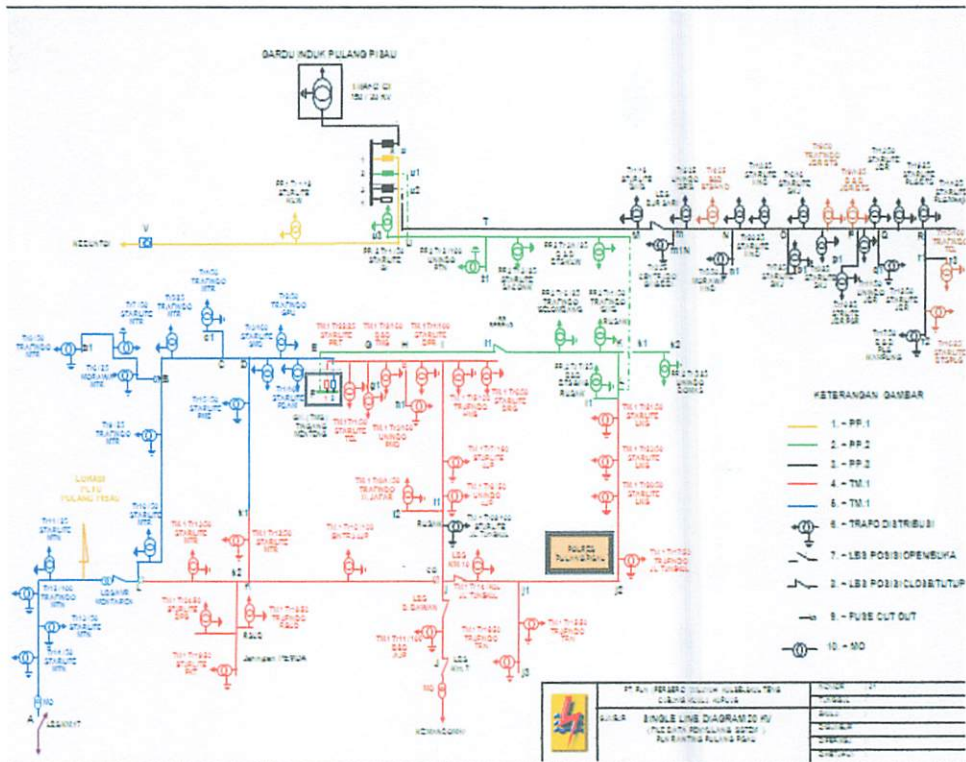
BAB III

KOORDINASI PROTEKSI OCR DAN GFR

PADA JARINGAN DISTRIBUSI 20KV

3.1 Sistem Jaringan Distribusi Wilayah Pulang Pisau

Gardu Induk Pulang Pisau memiliki kapasitas 60 MVA dengan tegangan 150/20KV perolehan pasokan energi pada Gardu Induk Pulang Pisau dipasok dari pembangkit PLTD Kapuas dan PLTU Asam – Asam yang interkoneksi, Gardu Induk Pulang Pisau juga sudah interkoneksi dengan Gardu Induk P3B Gardu Induk Pusat Cempaka Banjarbaru. Gambar dibawah menunjukkan single line pada jaringan distribusi 20kv.



Gambar 3.1 single line jaringan distribusi 20kv pulang pisau^[4].

3.1.1 Data Saluran Penyulang^[4]

Berdasarkan Sumber data dari PT.PLN (Persero) maka data untuk setiap penyulang didapat sebagai berikut:

1. Penyulang PP.2

- Ibeban : 2,16 MW
- Ampere : 64,8 A
- Panjang Saluran : 144106 Kms

2. Penyulang PP.3

| | |
|-----------------|-------------|
| Ibeban | : 0,40 MW |
| Ampere | : 20 A |
| Panjang Saluran | : 18142 Kms |
3. Penyulang PP.4

| | |
|-----------------|-------------|
| Ibeban | : 0,34 MW |
| Ampere | : 10,2 A |
| Panjang Saluran | : 40931 Kms |
4. Penyulang TM.1

| | |
|-----------------|--------------|
| Ibeban | : 1,30 MW |
| Ampere | : 39 A |
| Panjang Saluran | : 144106 Kms |
5. Penyulang TM.2

| | |
|-----------------|--------------|
| Ibeban | : 0,80 MW |
| Ampere | : 24 A |
| Panjang Saluran | : 28002 Kms. |

3.1.2 Pengaman Pada Gardu Induk⁽⁴⁾

Pengaman pada Gardu Induk untuk penyulang meliputi PMT sebagai pemutus rangkaian listrik yang didalam operasinya mendapatkan intruksi membuka dari relay yaitu OCR.

1. PMT

PMT atau pemutus tegangan adalah suatu pemutus rangkaian listrik yang mampu beroperasi dalam keadaan beban normal ataupun pada saat terjadi gangguan.

Syarat – syarat yang harus dipenuhi oleh suatu pemutus tenaga adalah :

1. Harus mampu menutup dan dialiri arus beban penuh dalam waktu lama.
2. Membuka Otomatis untuk memutuskan beban atau beban lebih.
3. Celah (gap) harus tahan terhadap tegangan rangkaian, bila kontak membuka.
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.

Data spesifikasi PMT yang digunakan untuk proteksi di setiap penyulang Pada G.I Pulang Pisau adalah :

| | |
|--------|---------------------|
| Pabrik | : Square D |
| Jenis | : HVCB |
| Type | : VR-27040-20 sym 3 |
| Rating | : 27KV |
| Ip | : 2000A. |

2. Relay Over current

Pengertian relai arus lebih yaitu relai yang bekerjanya berdasarkan adanya kenaikan arus yang melampaui nilai settingnya. Tujuan proteksi mencegah kerusakan peralatan yang terganggu maupun peralatan yang dilewati oleh arus gangguan. Mengisolir bagian sistem yang terganggu sekecil mungkin dan secepat mungkin mencegah meluasnya gangguan fungsi proteksi yang mendeteksi adanya gangguan atau keadaan abnormal pada bagian sistem yang diamankan melepas bagian sistem yang terganggu, sehingga bagian sistem yang lainnya masih dapat terus beroperasi.

Perangkat proteksi pada relai arus lebih adalah sebagai berikut :

1. Relai 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 dan atau trafo tegangan mengubah besarnya arus dan atau tegangan dari sirkuit primer ke sirkuit sekunder [relai]
4. Baterai / aki sebagai sumber tenaga untuk mentriapkan pmt dan catu daya untuk relai statik dan relai bantu.
5. Wiring untuk menghubungkan komponen komponen proteksi sehingga menjadi satu sistem.

Data spesifikasi over current relay yang digunakan untuk proteksi di setiap penyulang Pada G.I Pulang Pisau adalah :

| | |
|--------|---------------|
| Pabrik | : Square D |
| Type | : Sepam 1000+ |

3.2 Setting Koordinasi Relay Arus Lebih^[2,3]

3.2.1 Penentuan Nilai Dari Arus Gangguan (Short Circuit)

Arus gangguan yang terjadi pada jaringan distribusi disetiap penyulang tentunya memiliki perbedaan antara satu sama lainnya dan untuk memntukan nilai batasan dari relay diperlukan mengetahui terlebih dahulu nilai arus gangguan yang terjadi pada jaringan distribusi dan disetiap penyulangnya sampai pada Incoming 150KV Gardu Induk.

3.2.2 Rumus yang dipakai dalam perhitungan settingan relay pada jarring distribusi pulang pisau

Setelan Relay ; Setelan Arus

Berdasarkan Arus Beban

| | | |
|----------------|---|------------------------------------|
| Relai Definite | : | 1.2 x IBEBAN |
| Relai Inverse | : | 1.05 x IBEBAN |
| Relay Definite | : | Langsng pada TAP |
| Relay Inverse | : | Dihitung Berdasarkan Arus Gangguan |

Dihitung Berdasarkan Arus Gangguan Yang Mengalir Relay paling hilir bekerja dalam waktu 0.3 detik untuk gangguan yang yerjadi Di depannya Dalam Hal Ini : Relay Di Penyulang 20 Kv Untuk Gangguan H.S Di Depan Penyulang Tsb. Rumus Setelan Waktu Relay Inverse.

$$t = \frac{0.14 \times t_{ms}}{\left[\left(\frac{I_F}{I_{SET}} \right)^{0.02} - 1 \right]}$$

$$T_{ms} = t_{set} \times \frac{\left[\left(\frac{I_F}{I_{set}} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$I_{SET} = I_{beban} \times \frac{1}{\text{Raio CT}}$$

Setelan Relay incoming 20Kv

$$I \text{ nominal TRAFO : } I = \frac{KVA}{KV \times \sqrt{3}}$$

3.3 Selektivitas Relay

Keandalan dari sebuah relay tergantung pada selektivitas dari kerja relay tersebut, selektivitas relay diperuntukan untuk menentukan area kerja relay dimana selektivitas relay harus maksimal agar gangguan yang terjadi pada salah satu penyulang tidak mempengaruhi penyulang yang lain sehingga pemutusan atau penghentian penyalurank listrik hanya terjadi pada daerah yang terjadi gangguan.

Selektivitas dapat diperoleh dengan :

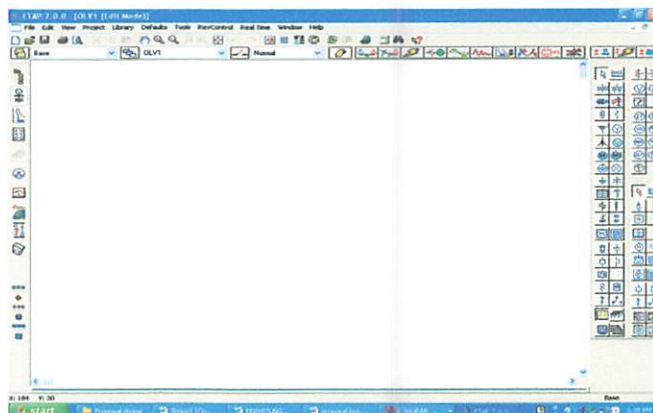
1. Pembagian atas daerah – daerah pengamanan [zona pengamanan].
2. Koordinasi dengan pertingkatan waktu [time grading] .

3.4 ETAP Powerstation Simulasi

3.4.1. Perangkat lunak ETAP Powerstation

ETAP Powerstation merupakan perangkat lunak yang berbasis pemodelan dan menganalisa secara grafis pada suatu system tenaga listrik. Pemodelan system tenaga listrik menggunakan tampilan single – line diagram pada edit mode. Untuk menganalisa setting waktu relay pada system digunakan relay coordination mode pada tab program power station. Pada mode ini, simulasi system berjalan secara real time untuk mengetahui kinerja koordinasi setting waktu relay pada system tenaga listrik hasil dan pemodelan.

Pada gambar dibawah ini dapat dilihat lembar kerja dari ETAP Powerstation dengan toolbar – toolbar komponen sampai dengan pensimulasian koordinasi relay.

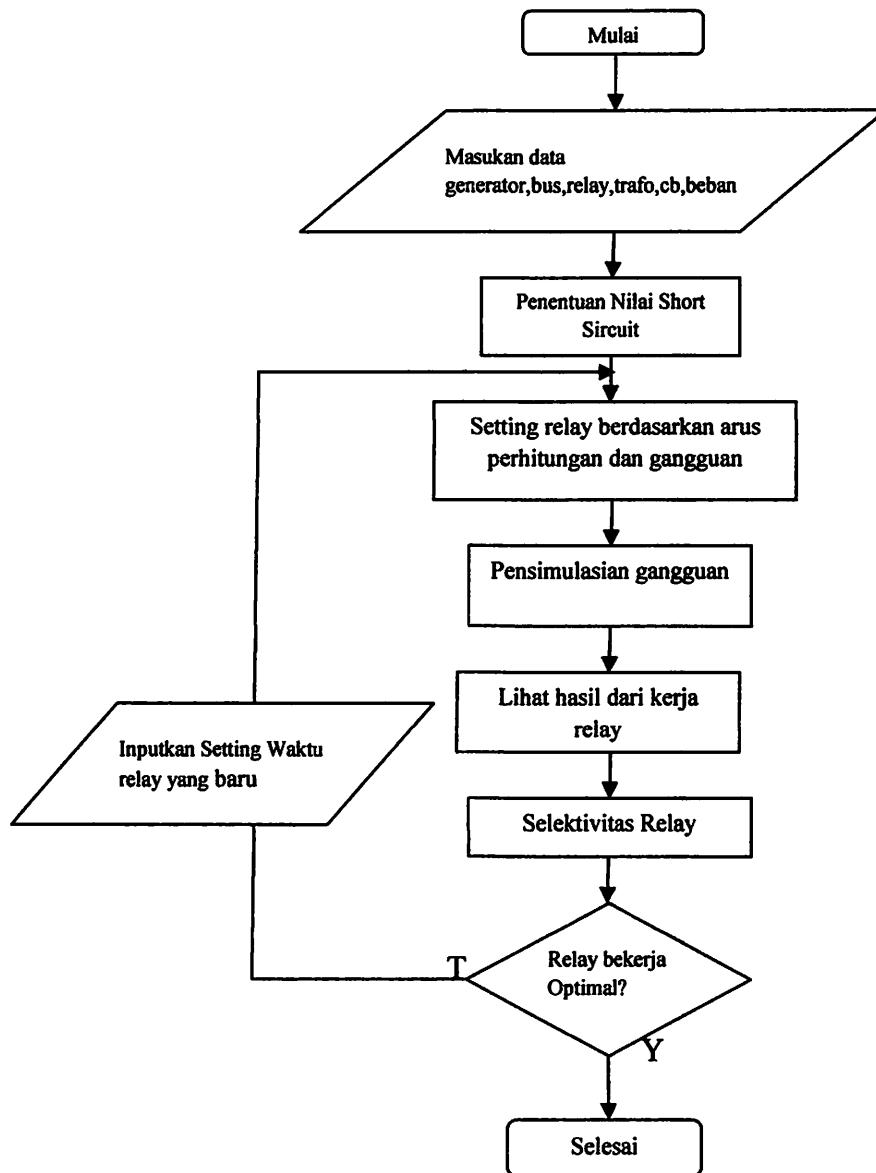


Gambar 3.2 Tampilan lembar kerja software ETAP Powerstation.

3.4.2 Algoritma Simulasi Software ETAP Powerstation

1. Mulai
2. Pemodelan Online diagram
3. Inputkan data generator , bus, relay, Trafo, CB, Beban
4. Menjalankan Program
5. Hasil setelah menjalankan Program
6. Bila terdapat gangguan lanjutkan ke langkah berikutnya jika tidak inputkan gangguan kembali keproses nomor 4
7. Cetak hasil menjalankan Program
8. Bila setting time relay Optimal Lanjutkan ke langkah berikutnya bila tidak inputkan setting time relay baru dan kembali ke proses 4
9. Program selesai dijalankan.

3.4.3 Flowchart simulasi program ETAP

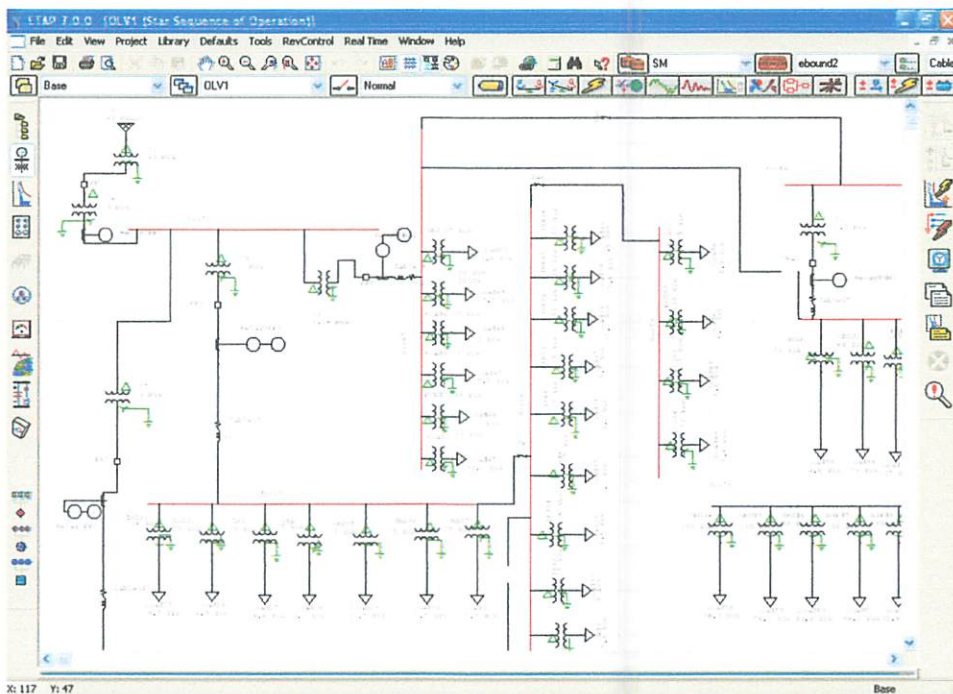


BAB IV

SIMULASI DAN ANALISA HASIL

4.1 Simulasi Jaringan Distribusi 20KV Pulang Pisau dengan Software Etap PowerStation

Penganalisaan dengan menggunakan software Etap dilakukan dengan membuat single line diagram pada ETAP Power station dan masukan data - data trafo, kabel, beban, pengaman yaitu relay yang di set berdasarkan perhitungan, CT, HVCB (High Votage Circuit Breaker) / PMT yang terhubung dengan relay yang akan memberikan perintah kepada PMT untuk memutus apabila relay merasakan adanya arus gangguan yang melewatinya. Gambar dibawah ini adalah gambar dimana single line jaringan distribusi yang sudah digambar pada software ETAP:

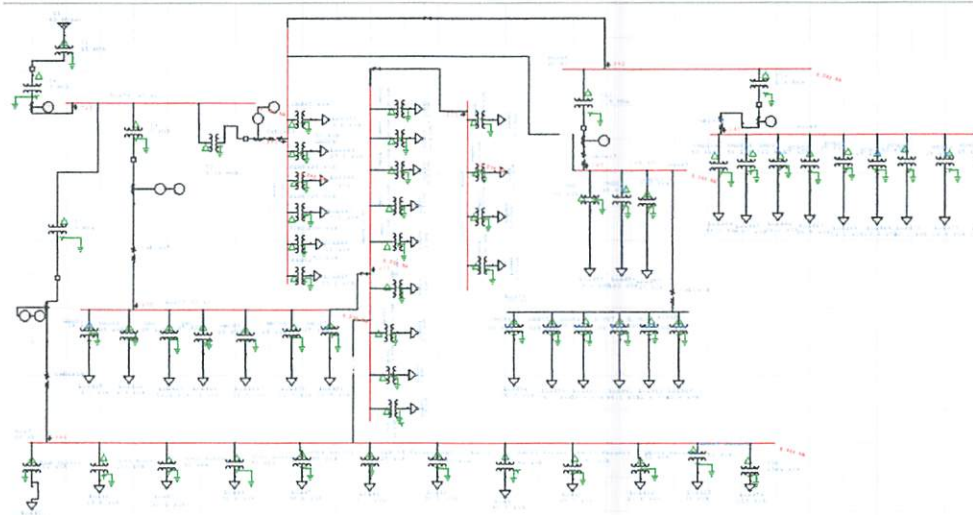


Gambar 4.1 single line distribusi dalam ETAP

Setelah menggambar single line lakukan penentuan gangguan short sircuit pada software etap untuk mengetahui nilai dari gangguan yang terjadi pada setiap penyulang masuk pada sub bab 4.2 analisa short sircuit.

4.1.1 Analisa Short Sircuit Dengan ETAP Powerstation

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



Gambar 4.2 short sircuit pada jaringan distibusi.

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

Tabel 4.1 hasil short sircuit per penyulang.

| No. | Penyulang ID | To Bus ID | kA Real | kA imaginary | Imag/ Real | kA symm magnitude |
|-----|--------------|-----------|---------|--------------|------------|-------------------|
| 1 | PP.2 | Bus 3 | 0,81 | -0,489 | 5,4 | 0,446 |
| 2 | PP.3 | Bus 33 | 0,060 | -0,227 | 3,8 | 0,235 |
| 3 | PP.4 | Bus 45 | 0,121 | -0,210 | 1,7 | 0,242 |
| 4 | TM.1 | Bus 65 | 0,079 | -0,144 | 1,8 | 0,165 |
| 5 | TM.2 | Bus 69 | 0,055 | -0,130 | 2,4 | 0,141 |
| 6 | PP.1 | Bus 72 | 0,052 | -0,721 | 13,8 | 0,723 |

Untuk perhitungan setting relay lebih lanjut pilih dan menentukan arus yang diambil untuk masukan ke dalam perhitungan setting relay maka diambil nilai dari kA magnitudenya. Dan masukkan nilai short circuit yang sudah didapat pada perhitungan setting relay.

4.2 Perhitungan Setting Relay

Sebelum setting relay, dilakukan terlebih dahulu perhitungan untuk menentukan nilai-nilai satuan untuk dimasukkan ke dalam relay dari batas arus yang dibaca oleh relay sampai pada setting waktu untuk relay dalam mendeteksi gangguan.

4.2.1 Setting Koordinasi relay Arus Lebih

Yang dimaksud koordinasi relay adalah mengkoordinasikan setelan waktu tunda dari masing-masing relay yang digunakan. Tujuannya adalah untuk melindungi peralatan agar terhindar dari kerusakan akibat mengalirnya arus gangguan yang sangat besar bagi peralatan, sekaligus meminimalisasi daerah yang terkena pemutusan aliran daya karena adanya gangguan pada peralatan atau jaringan lain.

Setting relay dapat dihitung dari analisa gangguan short circuit yang terjadi pada jaringan distribusi.

4.2.2 Perhitungan Relay per penyulang

Berikut ini dilakukan analisa dan perhitungan terhadap setting relay pengamanan arus lebih pada Gardu induk pulang pisau di Setiap penyulang pada Bus-bus 20kv yang ada pada penyulang. analisa dilakukan dari Penyulang PP.2 Bus3, PP.3 Bus33, PP.4 Bus45 dan pada GH TM.1 Bus65 sampai dengan TM.2 Bus69 dan dilanjutkan dengan perhitungan penentuan settingan relay incoming 150kv Gardu Induk PP.1 dan Bus72.

❖ **Perhitungan pada PP.2 short sircuit Bus3**

$$\text{ISET primer} = 1.05 \times \text{IBEBAN}$$

$$\text{ISET} = \text{Ibeban} \times \frac{1}{\text{Raio CT}}$$

$$t = \frac{0.14 \times \text{tms}}{\left[\left(\frac{\text{IF}}{\text{ISET}} \right) 0.02 \right] - 1}$$

$$\text{tms} = 0,3 \times \frac{\left[\left(\frac{\text{IF}}{\text{ISET}} \right) 0.02 \right] - 1}{0,14}$$

$$1.05 \times \text{IBEBAN} = 1,05 \times 64$$

$$= 67,248 \text{ A}$$

$$\text{ISET} = \text{Iset Primer} \times \frac{1}{\text{Raio CT}}$$

$$= 67,284 \times 5/25$$

$$= 13,45\text{A}$$

$$t = \frac{0.14 \times 0,08}{\left[\left(\frac{453}{67,384} \right) 0.02 \right] - 1}$$

$$= 0,28 \text{ s}$$

$$\text{tms} = 0,3 \times \frac{\left[\left(\frac{453}{67,284} \right) 0.02 \right] - 1}{0,14}$$

$$= 0,08$$

❖ **Perhitungan pada penyulang PP.3 Bus 33**

$$\text{ISET primer} = 1.05 \times \text{IBEBAN}$$

$$\text{ISET} = \text{Ibeban} \times \frac{1}{\text{Raio CT}}$$

$$t = \frac{0.14 \times \text{tms}}{\left[\left(\frac{\text{IF}}{\text{ISET}} \right)^{0.02} - 1 \right]}$$

$$\text{tms} = 0,3 \times \frac{\left[\left(\frac{\text{IF}}{\text{ISET}} \right)^{0.02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\begin{aligned} \text{Iset} &= 1,05 \times 12 \\ &= 12,6 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Iset} &= 12,6 \times \frac{5}{25} \\ &= 2,52 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} t &= \frac{0,14 \times 0,13}{\left(\left(\frac{237}{12,6} \right)^{0,02} - 1 \right)} \\ &= 0,30\text{s} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{tms} &= \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{237}{12,6} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} \\ &= 0,13 \end{aligned}$$

❖ **Perhitungan pada Penyulang PP.4 pada Bus 64**

$$\text{ISET primer} = 1.05 \times \text{IBEBAN}$$

$$\text{ISET} = \text{Ibeban} \times \frac{1}{\text{Raio CT}}$$

$$t = \frac{0.14 \times \text{tms}}{\left[\left(\frac{\text{IF}}{\text{ISET}} \right)^{0.02} - 1 \right]}$$

$$tms = 0,3 \times \frac{\left[\left(\frac{IF}{ISET} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$Iset = 1,05 \times 10,2 \\ = 10,71$$

$$Iset = 10,71 \times \frac{5}{25} \\ = 2,142A$$

$$t = \frac{0,14 \times 0,14}{\left(\left(\frac{244}{10,71} \right)^{0,02} - 1 \right)}$$

$$tms = \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{244}{10,71} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14}$$

❖ **Perhitungan pada penyulang TM.1 Bus 65**

$$ISET \text{ primer} = 1,05 \times \text{IBEBAN}$$

$$ISET = \text{Ibeban} \times \frac{1}{\text{Raio CT}}$$

$$t = \frac{0,14 \times tms}{\left[\left(\frac{IF}{ISET} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$tms = 0,3 \times \frac{\left[\left(\frac{IF}{ISET} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$Iset = 1,05 \times 39 \\ = 40,95$$

$$Iset = 40,95 \times \frac{5}{25}$$

$$t = \frac{0,14 \times 0,06}{\left(\left(\frac{166}{40,95} \right)^{0,02} - 1 \right)}$$

$$= 0,3s$$

$$tms = \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{166}{40,95} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14}$$

$$= 0,06$$

❖ **Perhitungan Pada penyulang TM.2 Bus 69**

$$\text{ISET primer} = 1,05 \times \text{IBEBAN}$$

$$\text{ISET} = \text{Ibeban} \times \frac{1}{\text{Raio CT}}$$

$$t = \frac{0,14 \times tms}{\left[\left(\frac{\text{IF}}{\text{ISET}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$tms = 0,3 \times \frac{\left[\left(\frac{\text{IF}}{\text{ISET}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$I_{set} = 1,05 \times 24$$

$$= 25,2A$$

$$I_{set} = 25,2 \times \frac{5}{25}$$

$$= 5,04A$$

$$t = \frac{0,14 \times 0,07}{\left(\left(\frac{141}{25,2} \right)^{0,02} - 1 \right)}$$

$$= 0,27s$$

$$t_{ms} = \frac{0,3 \times \left(\left(\frac{141}{25,2} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14}$$

$$= 0,07$$

Perhitungan pada incoming 150kv PP.1 Bus 72

$$\text{ISET primer} = 1,05 \times \text{IBEBAN}$$

$$\text{ISET} = \text{Ibeban} \times \frac{1}{\text{Raio CT}}$$

$$t = \frac{0,14 \times t_{ms}}{\left[\left(\frac{\text{IF}}{\text{ISET}} \right)^{0,02} - 1 \right]}$$

$$t_{ms} = 0,3 \times \frac{\left[\left(\frac{\text{IF}}{\text{ISET}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{Trafo Kapsitas} = \frac{0,14}{60\text{MVA}}$$

$$\text{Tegangan} = 150/20\text{KV}$$

$$\text{Impedansi} = 9,50$$

$$\text{Rasio CT} = 100/5$$

$$\text{Tset} = 1,5$$

$$I_{\text{Nomimal Trafo}} = \frac{\text{KVA}}{\text{KV} \times \sqrt{3}}$$

$$= \frac{150}{20} \times \sqrt{3}$$

$$= 4,33$$

$$I_{\text{set}} = 1,05 \times 4,33$$

$$= 4,54\text{A}$$

$$I_{\text{set}} = 4,33 \times \frac{5}{100} = 90,93\text{A}$$

$$t = \frac{0,14 \times 1,16}{\left(\left(\frac{741}{4,54}\right)^{0,02} - 1\right)} = 1,49s$$

$$t_{ms} = \frac{1,5 \times \left(\left(\frac{741}{4,54}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} = 1,16$$

Tabel 4.2. Tabel hasil perhitungan setting relay

| No. | Penyulang | If(A) | Iset(A) | T(s) |
|-----|----------------------------|-------|---------|------|
| 1 | PP.2 Bus 3 | 453 | 13,45 | 0,28 |
| 2 | PP.3 Bus 33 | 237 | 2,52 | 0,30 |
| 3 | PP.3 Bus 45 | 244 | 2,142 | 0,30 |
| 4 | TM.1 Bus 65 | 166 | 8,18 | 0,30 |
| 5 | TM.2 Bus 69 | 141 | 5,04 | 0,27 |
| 6 | Incoming 150KV PP.1 Bus 72 | 741 | 90,93 | 1,49 |

4.3 Setting Relay pada rangkaian ETAP

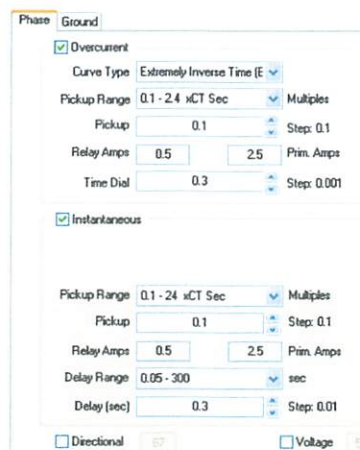
Berdasarkan hasil analisa dari perhitungan setting relay yang telah dilakukan pada setiap penyulang dari PP.2 – GH TM.2 dan Pada Incoming 150KV maka dapat diketahui batas – batas keandalan relay dalam mendeteksi arus gangguan maka dapat dimasukkan settingan sebagai berikut :

1. Menentukan jenis relay yang akan dipasang pada menu library.
2. Memilih karakteristik curve pada curve type.



Gambar 4.3 setting relay pada ETAP

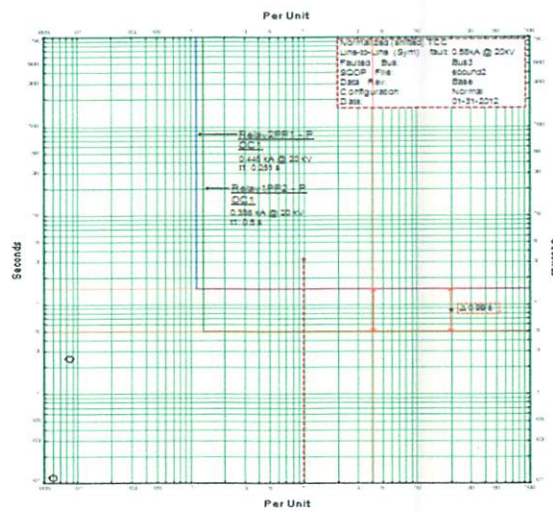
3. Masukan nilai I_{set} yang sudah dihitung pada Pickup.
4. Masukan T_{set} pada Time Delay untuk menentukan setting waktu relay.



Gambar 4.4 data relay pada ETAP berdasarkan hasil perhitungan

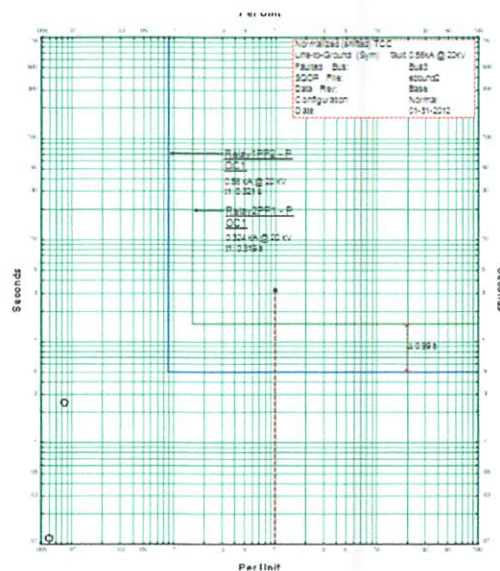
Setelah semua nilai dari perhitungan sudah dimasukkan kedalam setting relay, lakukan pensimulasian gangguan untuk melihat hasil dari kerja relay kemudian optimal dan tidaknya sebuah proteksi dapat ditentukan dari hasil selektivitas kerja relay yang sudah disetting berdasarkan hasil gangguan dan perhitungan.

Relay PP.2 OCR bekerja 500ms dengan gangguan sebesar 0,386KA.



Grafik 4.1 kerja reley pada gangguan fasa – fasa penyulang PP.2

Relay PP.2 GFR bekerja 329ms dengan gangguan sebesar 0,56KA.

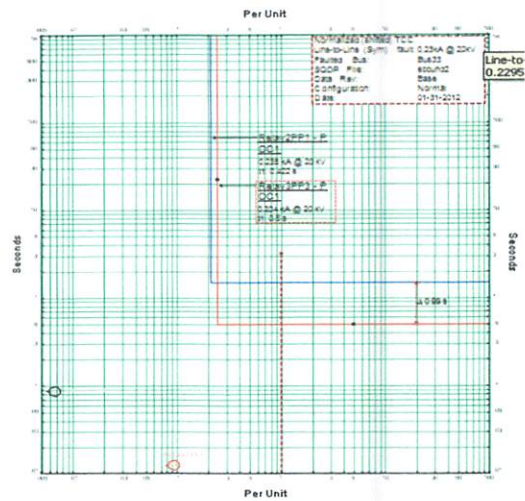


Grafik 4.2 kerja relay pada gangguan 1fasa – tanah penyulang PP.2

• **Grafik dari Relay pada Penyulang PP.3**

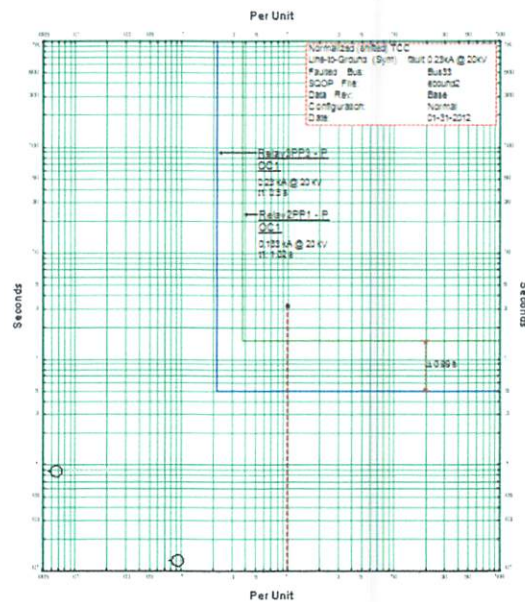
| | |
|-----------------|------------------|
| I beban | : 12 A |
| Rasio CT | : $\frac{5}{50}$ |
| Panjang saluran | : 18142 Kms |
| I set | : 50 A |
| Time delay | : 0,50s |

Relay PP.3 OCR bekerja 380ms dengan gangguan sebesar 0,204KA.



Grafik 4.3 kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang PP.3

Relay PP.3 GFR bekerja 290ms dengan gangguan sebesar 0,23KA.



Grafik 4.4 kerja relay pada gangguan 1 fasa – tanah penyulang PP.3.

• **Grafik dari Relay pada Penyulang PP.4**

I beban : 10,2 A

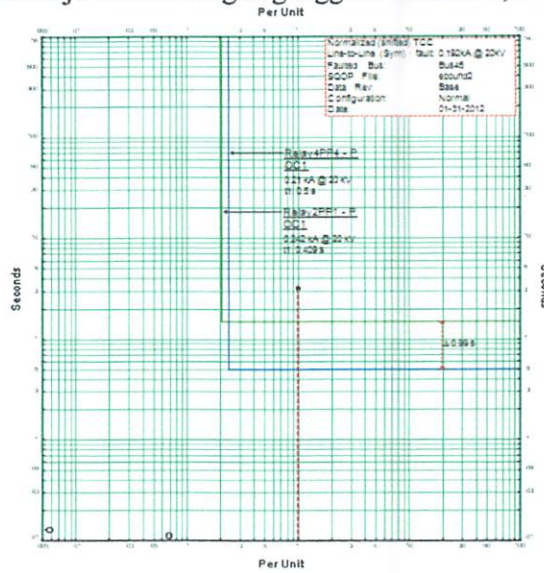
Rasio CT : $\frac{5}{50}$

Panjang saluran : 40931 Kms

Iset : 50 A

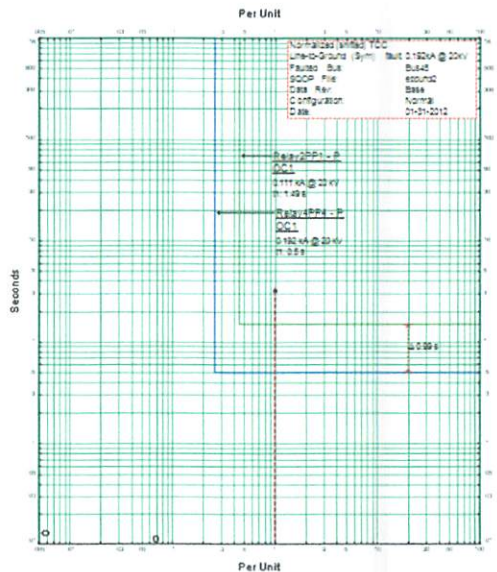
Time delay : 0,50s

Relay PP.4 OCR bekerja 409ms dengan gangguan sebesar 0,21KA.



Grafik 4.5 kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang PP.4

Relay PP.4 GFR bekerja 455ms dengan gangguan sebesar 0,192KA.



Grafik 4.6 kerja relay pada gangguan 1 fasa-tanah penyulang PP.4.

- **Grafik dari Relay pada Penyulang GH TM.1**

Ibeban : 39 A

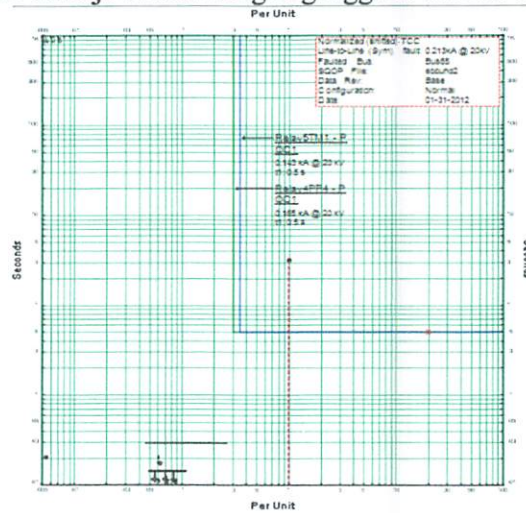
Rasio CT : $\frac{5}{50}$

Panjang saluran : 28002 Kms

Iset : 50 A

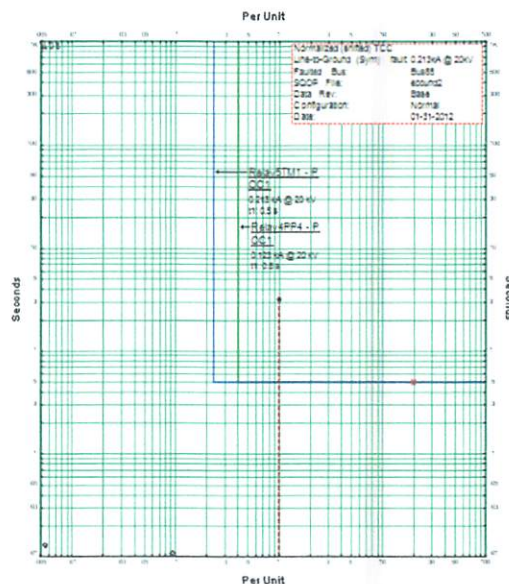
Time delay : 0,50s

Relay TM.1 OCR bekerja 390ms dengan gangguan sebesar 0,143KA



Grafik 4.7 kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang GH TM.1

Relay TM.1 GFR bekerja 390ms dengan gangguan sebesar 0,213KA..



Grafik 4.8 kerja relay pada gangguan 1fasa-tanah penyulang GH TM.1

- **Grafik dari Relay pada Penyulang GH TM.2**

Ibeban : 24 A

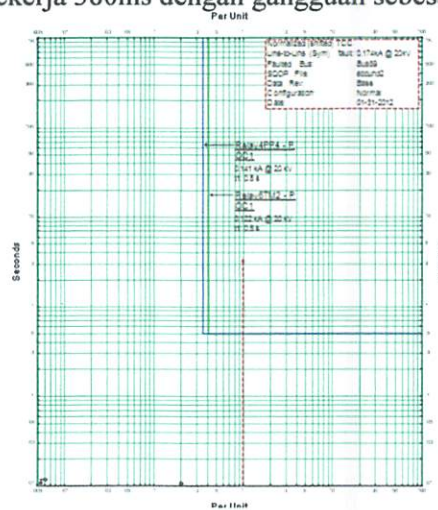
Rasio CT : $\frac{5}{50}$

Panjang saluran : 28002 Kms

Iset : 50 A

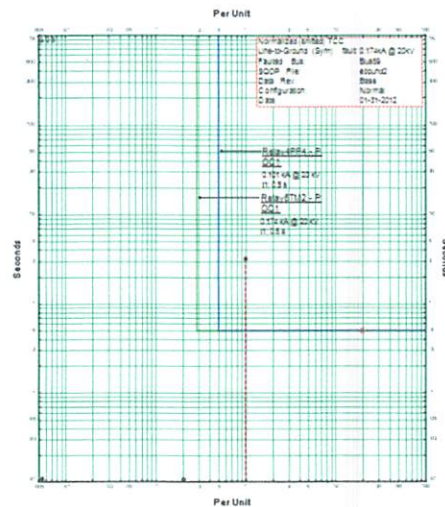
Time delay : 0,50s

Relay TM.2 OCR bekerja 380ms dengan gangguan sebesar 0,121KA



Grafik 4.9 kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang GH TM.2

Relay TM.2 GFR bekerja 380ms dengan gangguan sebesar 0,174KA.



Grafik 4.10 kerja relay pada gangguan 1fasa-tanah penyulang GH TM.2

- **Grafik dari Relay pada Incoming 150KV PP.1**

Kapistas : 60MVA

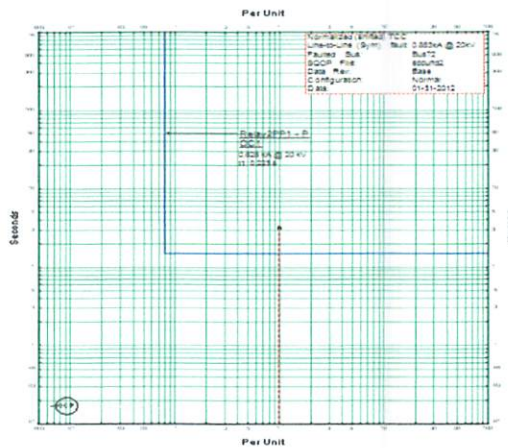
Tegangan : $150/20\text{KV}$

Impedansi : 9,50%

RAsio CT : $\frac{5}{100}$

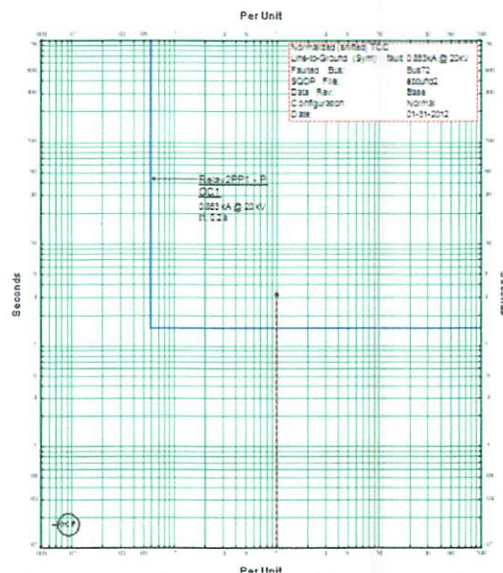
Tset : 2,5s

Relay PP.1 OCR bekerja 650ms dengan gangguan sebesar 0,626KA.



Grafik 4.11 kerja relay pada gangguan fasa-fasa incoming 150Kv PP.1

Relay PP.1 GFR Bekerja 473 dengan gangguan 0,653 KA.



Grafik 4.12 kerja relay pada gangguan 1fasa-Tanah incoming 150Kv PP.1.

4.5.2 Grafik setelah perhitungan

Berdasarkan analisa yang telah dilakukan dari perhitungan settingan relay, setting relay dan penentuan selektivitas relay maka didapatkan Grafik yang menunjukkan kerja relay pada saat gangguan terjadi pada jaringan distribusi.

- **Grafik dari Relay pada Penyulang PP.2**

Ibeban : 64,8 A

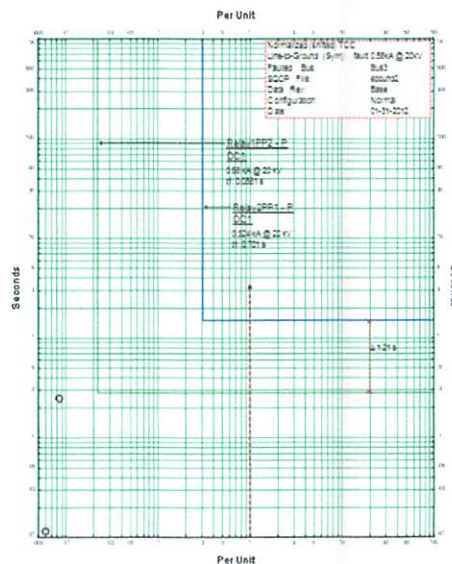
Rasio CT : $\frac{5}{50}$

Panjang saluran : 144106 Kms

Iset : 13,45 A

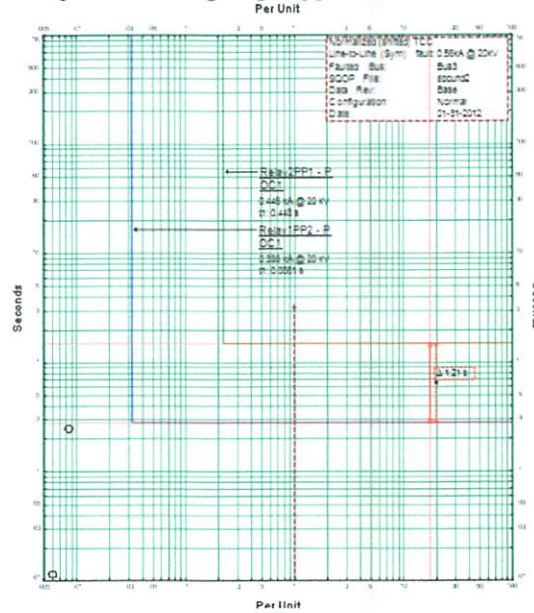
Time delay : 0,28

Relay PP.2 OCR bekerja 56,1ms dengan gangguan sebesar 0,386KA.



Garfik 4.13 kerja reley pada gangguan fasa – fasa penyulang PP.2

Relay PP.2 GFR bekerja 50ms dengan gangguan sebesar 0,56KA.



Grafik 4.14 kerja relay pada gangguan 1fasa – tanah penyulang PP.2

- **Grafik dari Relay Pada Penyulang PP.3**

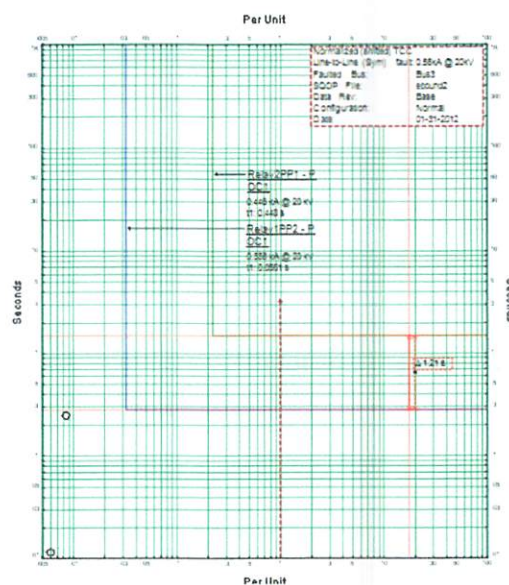
Ibeban : 12 A

Rasio CT : $\frac{5}{50}$

Panjang saluran : 18142 Kms

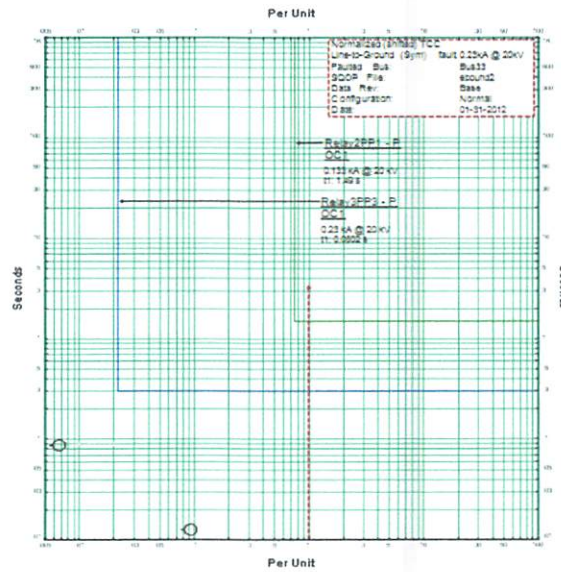
Iset : 2,52 A

Relay PP.3 OCR bekrja 60,2ms dengan gangguan sebesar 0,204KA



Grafik 4.15 kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang PP.3

Relay PP.3 GFR bekerja 60,2ms dengan gangguan sebesar 0,23KA.



Grafik 4.16 kerja relay pada gangguan 1fasa – tanah penyulang PP.3.

- **Grafik dari Relay Pada penyulang PP.4**

Ibeban : 10,2 A

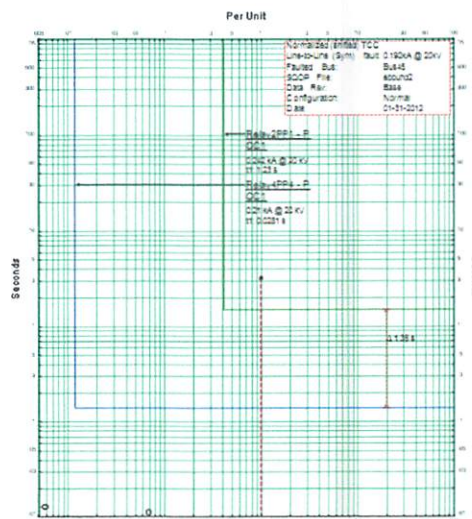
Rasio CT : $\frac{5}{50}$

Panjang Saluran : 40931 Kms

Iset : 2,142 A

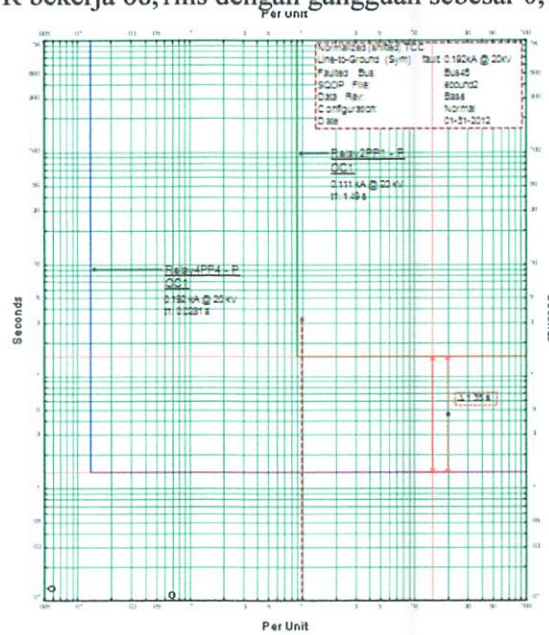
Time Delay : 0,30s

RelayPP.4 OCR bekerja 28,1ms dengan gangguan sebesar 0,21KA.



Grafik 4.17 kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang PP.4

Relay PP.4 GFR bekerja 68,1ms dengan gangguan sebesar 0,192KA.



Grafik 4.18 kerja relay pada gangguan 1fasa-tanah penyulang PP.4.

- **Grafik dari Relay pada Penyulang GH TM.1**

Ibeban : 39 A

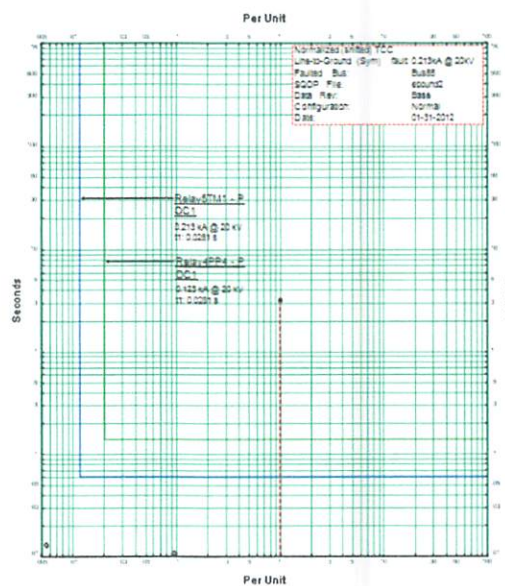
Rasio CT : $\frac{5}{50}$

Panjang Saluran : 44465 Kms

Iset : 8,19 A

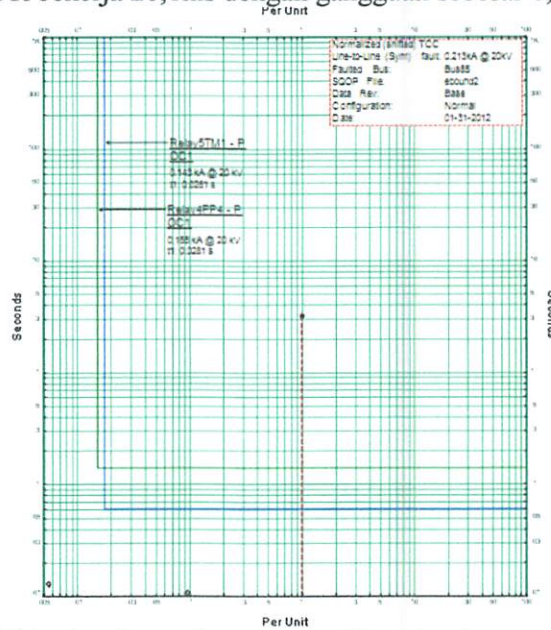
Time Delay : 0,30s

Relay TM.1 OCR bekerja 26,1ms dengan gangguan sebesar 0,143KA



Grafik 4.19 kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang GH TM.1

Relay TM.1 GFR bekerja 26,1ms dengan gangguan sebesar 0,213KA.



Grafik 4.20 kerja relay pada gangguan 1fasa-tanah penyulang GH TM.1

- **Grafik dari Relay pada Penyulang GH TM.2**

Ibeban : 24 A

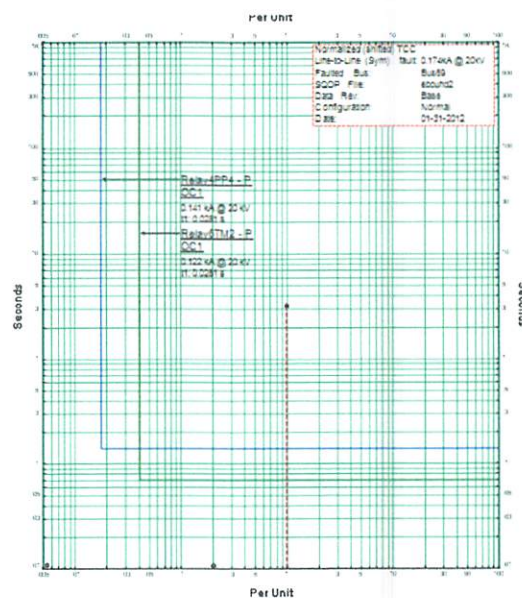
Rasio CT : $\frac{5}{50}$

Panjang Saluran : 28002 Kms

Iset : 5,04 A

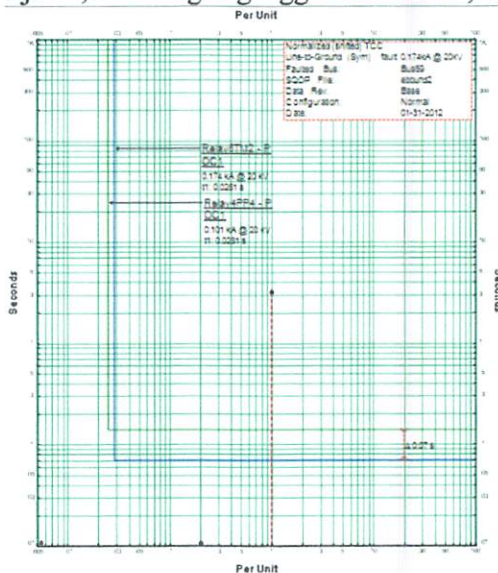
Time Delay : 0,27s

Relay TM.2 OCR bekerja 26,1ms dengan gangguan sebesar 0,121KA



Grafik 4.21kerja relay pada gangguan fasa – fasa penyulang GH TM.2

Relay TM.2 GFR bekerja 44,7ms dengan gangguan sebesar 0,174KA.



Grafik 4.22 kerja relay pada gangguan 1fasa-tanah penyulang GH TM.2

4.5.3 Grafik dari Relay pada Incoming 150KV PP.1

Kapistas : 60MVA

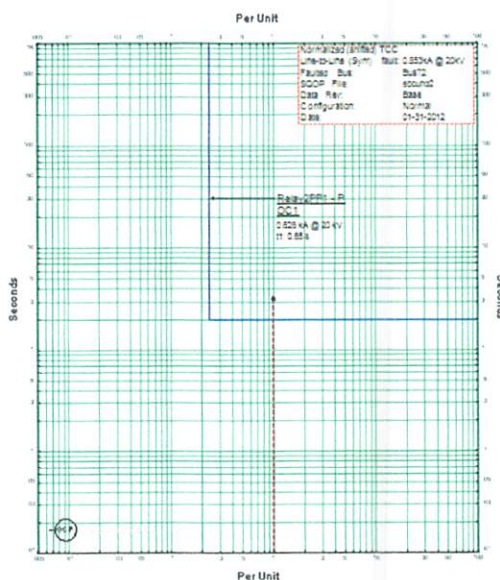
Tegangan : $150/20$ KV

Impedansi : 9,50%

Rasio CT : $\frac{5}{100}$

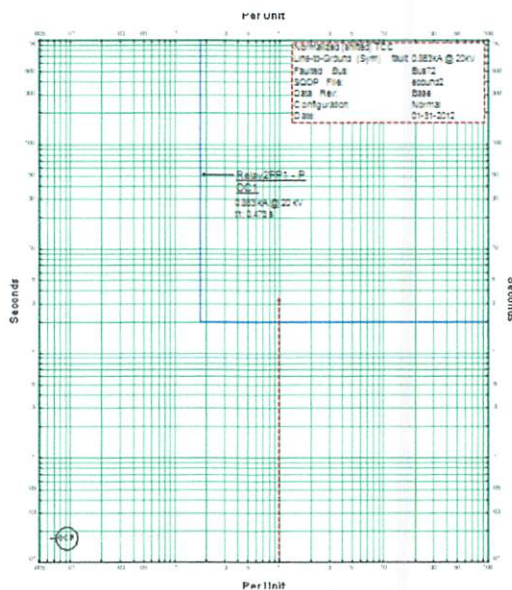
Tset : 1,49

Relay PP.1 OCR bekerja 326ms dengan gangguan sebesar 0,626KA



Grafik 4.23 kerja relay pada gangguan fasa-fasa incoming 150Kv PP.1

Relay PP.1 GFR Bekerja 267ms dengan gangguan 0,653 KA.



Grafik 4.24 kerja relay pada gangguan 1fasa-Tanah incoming 150Kv PP.1

➤ **Tabel 4.3 Hasil Kerja Kordinasi Relay Sebelum di Setting**

| NO. | Fasa – Fasa | | | | PMT | | 1Fasa – Tanah | | | | PMT | |
|-----|---------------------|-------|-------------|---------------------|-------|---------|----------------|-------|-------------|---------------------|-------|---------|
| | Penyulang | T(ms) | Relay | If(K _A) | T(ms) | Kondisi | Penyulang | T(ms) | Relay | If(K _A) | T(ms) | Kondisi |
| 1 | PP.2 | 500 | Relay1 PP.2 | 0,386 | 550 | Trip | PP.2 | 329 | Relay1 PP.2 | 0,56 | 380 | Trip |
| 2 | PP.3 | 380 | Relay3 PP.3 | 0,204 | 450 | Trip | PP.3 | 290 | Relay3 PP.3 | 0,23 | 325 | Trip |
| 3 | PP.4 | 409 | Relay4 PP.4 | 0,21 | 543 | Trip | PP.4 | 455 | Relay4 PP.4 | 0,192 | 480 | Trip |
| 4 | TM.1 | 390 | Relay5 TM.1 | 0,143 | 412 | Trip | TM.1 | 390 | Relay5 TM.1 | 0,213 | 455 | Trip |
| 5 | TM.2 | 380 | Relay6 TM.2 | 0,121 | 410 | Trip | TM.2 | 380 | Relay6 TM.2 | 0,174 | 443 | Trip |
| 6 | Incoming 150KV PP.1 | 650 | Relay2 PP.1 | 0,626 | 783 | Trip | Incoming 150KV | 473 | Relay2 PP.1 | 0,853 | 500 | Trip |

Sebelum perhitungan dan setting, relay bekerja lambat dalam mendeteksi gangguan. Berdasarkan table diatas relay yang paling cepat dalam mendeteksi gangguan adalah relay pada PP.3 dan TM.2 dengan Tms yaitu : 380ms

➤ **Tabel 4.4 Hasil dari Koordinasi Setting Relay OCR dan GFR**

| NO. | Fasa – Fasa | | | | PMT | | 1Fasa – Tanah | | | | PMT | |
|-----|---------------------|-------|-------------|---------------------|-------|---------|----------------|-------|-------------|---------------------|-------|---------|
| | Penyulang | T(ms) | Relay | If(K _A) | T(ms) | Kondisi | Penyulang | T(ms) | Relay | If(K _A) | T(ms) | Kondisi |
| 1 | PP.2 | 56,1 | Relay1 PP.2 | 0,386 | 106 | Trip | PP.2 | 50 | Relay1 PP.2 | 0,56 | 106 | Trip |
| 2 | PP.3 | 60,2 | Relay3 PP.3 | 0,204 | 110 | Trip | PP.3 | 60,2 | Relay3 PP.3 | 0,23 | 110 | Trip |
| 3 | PP.4 | 28,1 | Relay4 PP.4 | 0,21 | 78,1 | Trip | PP.4 | 26,1 | Relay4 PP.4 | 0,192 | 78,1 | Trip |
| 4 | TM.1 | 26,1 | Relay5 TM.1 | 0,143 | 28,1 | Trip | TM.1 | 26,1 | Relay5 TM.1 | 0,213 | 28,1 | Trip |
| 5 | TM.2 | 26,1 | Relay6 TM.2 | 0,121 | 76,1 | Trip | TM.2 | 44,7 | Relay6 TM.2 | 0,174 | 76,1 | Trip |
| 6 | Incoming 150KV PP.1 | 326 | Relay2 PP.1 | 0,626 | 460 | Trip | Incoming 150KV | 267 | Relay2 PP.1 | 0,853 | 401 | Trip |

Setelah Perhitungan dan setting, relay bekerja lebih cepat dalam mendeteksi gangguan dengan dilakukannya perhitungan dan penyetingan ulang pada relay maka berdasarkan table diatas dapat dilihat relay yang bekerja paling cepat adalah TM.1 dan TM.2 Dengan Tms Yaitu: 26,1 ms

4.6 Analisa Hasil

Berdasarkan hasil dari pensimulasian yang dilakukan dan hasil dari sebelum perhitungan, relay bekerja kurang optimal dalam mengatasi gangguan, dilihat dari selektivitas relay dimana saat pensimulasian gangguan dilakukan contoh pada kasus gangguan yang terjadi pada GH. TM2 diberi gangguan dan pada saat yang bersamaan ternyata relay yang beroperasi pada area kerja GH. TM1 juga terjadi Trip kemudian sebelum perhitungan dan setting, relay bekerja lambat dalam mendeteksi gangguan. Berdasarkan table diatas relay yang paling cepat dalam mendeteksi gangguan adalah relay pada PP.3 dan TM.2 dengan Tms yaitu: 380ms.

Setelah perhitungan relay bekerja lebih optimal dalam mengatasi gangguan, pada selektivitas relay dimana saat pensimulasian gangguan dilakukan dan pada kasus gangguan yang sama yaitu pada GH. TM2 diberi gangguan terjadi perubahan dimana pada GH. TM1 tidak terjadi Trip dan relay sudah bekerja sesuai dengan area gangguan dan area relay itu sendiri bekerja, Setelah Perhitungan dan setting, relay bekerja lebih cepat dalam mendeteksi gangguan dengan dilakukannya perhitungan dan penyetingan ulang pada relay maka berdasarkan table diatas dapat dilihat relay yang bekerja paling cepat adalah TM.1 dan TM.2 Dengan Tms Yaitu: 26,1 ms.

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

1. Pada setiap penyulang memiliki beban yang berbeda beda beban penuh terjadi pada malam hari dan mencapai 2,16 MW pada penyulang PP.1. Gangguan terjadi pada setiap penyulang yang paling besar untuk penyulang adalah 721 A pada penyulang PP.1.
2. Perhitungan setting relay harus tergantung pada gangguan yang terjadi pada penyulang gangguan terbesar terjadi pada Penyulang yang dekat dengan Gardu Induk yaitu: PP.1 If: 741A, dan gangguan yang terkecil dan yang paling jauh yaitu: TM.2 If: 0,411A
3. Pengaruh settingan relay berdampak pada kecepatan relay dalam mendeteksi gangguan.
4. Untuk mengetahui selektivitas dari kerja relay, perhitungan dan setting relay dilakukan dari penyulang yang paling jauh.
5. Sebelum perhitungan dan setting relay Tms pada relay paling cepat Adalah 380ms.
6. Setelah perhitungan dan setting ulang relay maka hasil Tms tercepat adalah 26,1ms.
7. untuk menentukan nilai gangguan yang terjadi di jaringan pada Software ETAP Powerstation nilai yang diambil adalah nilai K_A magnitudenya.
8. Relay yang bekerja pada jaringan distribusi setelah pen-settingan ulang menjadi lebih optimal terbukti dengan meningkatnya selektivitas dari kerja relay, dapat dilihat saat pensimulasian gangguan yang dilakukan relay mampu menunjukkan keandalan selektivitasnya saat terjadi gangguan pada salah satu area penyulang relay hanya bekerja pada penyulang yang terkena gangguan dan tidak mempengaruhi pada penyulang lain.

5.2 Saran – Saran

1. Perlunya penyettingan ulang pada relay agar relay dapat mendeteksi gangguan dengan cepat sebelum gangguan terjadi semakin besar.
2. Selektivitas pada relay perlu diperhatikan agar Trip yang terjadi saat gangguan teratur, dan tidak mempengaruhi relay pada penyulang lain yang tidak terkena gangguan.
3. Tanggulanggi gangguan pada daerah penyulang karena gangguan yang terjadi pada daerah penyulang gangguan sangat lah besar dan kemungkinan berdampak kerusakan pada peralatan Gardu Induk.

Daftar Pustaka

- [1] Kadir, Abdul. 2000. *Distribusi dan Utilisasi Tenaga Listrik*. Jakarta : Universitas Indonesia (UI-Press).
- [2] Kadarisman, Pribadi dan Wahyudi, S. N., 2009. *Pemeliharaan Turbin Generator PLTA*. Diklat disajikan dalam Pelatihan Pemeliharaan Turbin Generator PLTA, PT. PLN (PERSERO) UDIKLAT Padang, Desember.
- [3] Kadarisman, Pribadi dan Wahyudi, S. N., 2009. *Koordinasi OCR dan GFR*. Diklat disajikan dalam Pelatihan Pemeliharaan Turbin Generator PLTA, PT. PLN (PERSERO) UDIKLAT Padang, Desember.
- [4] Data Distribusi Penyulang dan PerGardu Triwulan. 2010. Kuala Kapuas: PT. PLN (Persero) WSKT Cabang Kuala Kapuas Ranting Pulang Pisau.
- [5] Tim Penyusun. 2009. *Buku Pedoman Kurikulum dan Silabus 2009-2014*. Malang: ITN Malang.-
- [6] Sugiyono. 2010. *Metode Penelitian Pendidikan Pendekatan Kuantitatif, Kualitatif, dan R&D*. Bandung : Alfabeta.
- [7] headquarters, department of the army, february, 1991
- [8] Siemens Power Engineering Guide · Transmission and Distribution · 4th Edition
- [9] effendi Asnal.2009.Analisis Hubung Singkat 1fasa-tanahTerhadap Pengaturan Setting GFR pada feeder 20kv.Institut Teknologi Padang halaman:3
- [10]A.D Nugroho,H susatyo.2006.analisis Korrdinasi OCR-Recloser Penyulang Kaliwungu03.Universitas Diponegoro.halaman: 1

LAMPIRAN



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

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

PT. BNI (PERSERO) MALANG
 BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan 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

PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Sabtu
 Tanggal : 18 Februari 2012

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : DWI AVIANANTO
2. NIM : 07.12.016
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : OPTIMASI KOORDINASI PROTEKSI OCR DAN GFR SEBAGAI PENGAMAN HUBUNG SINGKAT IFASA – TANAH ATAU FASA – FASA PADA JARINGAN DISTRIBUSI 20KV G.I CEMPAKA BANJARBARU KALIMANTAN SELATAN

| No | Materi Perbaikan | Paraf |
|----|--|-------|
| 1 | Tulisan pada tabel | |
| 2 | Gambar grafik ditengahkan | |
| 3 | Spasi pada daftar isi | |
| 4 | Latar belakang sesuaikan sebagai awal dari pemikiran | |

Mengetahui,

Pembimbing I,

Ir. H. Taufik Hidayat, MT
 NIP. Y. 1018700151

Pembimbing II,

Awan Uji Krismanto, ST, MT
 NIP. 1980039012005011502

Disetujui,

Penguji Pertama

Ir. Teguh Herbasuki, MT
 NIP. Y. 1038900209

Penguji Kedua

Ir. Choirul Saleh, MT
 NIP. Y. 1018800190



PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang betanda tangan dibawah ini :

Nama : DWI AVIANANTO
 NIM : 07.12.006
 Semester : VIII
 Fakultas : Teknologi Industri
 Jurusan : Teknik Elektro S-1
 Konsentrasi : **TEKNIK ELEKTRONIKA**
TEKNIK ENERGI LISTRIK
TEKNIK KOMPUTER DAN INFORMATIKA
TEKNIK KOMPUTER
TEKNIK TELEKOMUNIKASI
 Alamat : JL. MT. HARYONO GG. 17 NO. 150 DINDOYO MALANG

Dengan ini kami mengajukan permohonan untuk mendapatkan persetujuan untuk membuat **SKRIPSI Tingkat Sarjana**. Untuk melengkapi permohonan tersebut, bersama kami lampirkan persyaratan-persyaratan yang harus dipenuhi.

Adapun persyaratan-persyaratan pengambilan **SKRIPSI** adalah sebagai berikut :

1. Telah melaksanakan semua praktikum sesuai dengan konsentrasinya (.....)
2. Telah lulus dan menyerahkan Laporan Praktek Kerja (.....)
3. Telah lulus seluruh mata kuliah keahlian (MKB) sesuai konsentrasinya (.....)
4. Telah menempuh mata kuliah ≥ 134 sks dengan IPK ≥ 2 dan tidak ada nilai E (.....)
5. Telah mengikuti secara aktif kegiatan seminar skripsi yang diadakan Jurusan (.....)
6. Memenuhi persyaratan administrasi (.....)

Demikian permohonan ini untuk mendapatkan penyelesaian lebih lanjut dan atas perhatiannya kami ucapkan terima kasih.

Telah diteliti kebenaran data tersebut diatas
Recording Teknik Elektro

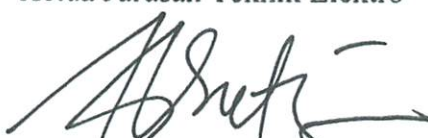

(..... Prof. Haryono))

Malang,201

Pemohon


(..... DWI AVIANANTO))

Disetujui
Ketua Jurusan Teknik Elektro


Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
NIP. Y. 1018300189

Mengetahui
Dosen Wali


(..... IR. TEGUH HERBASUKI, MT))


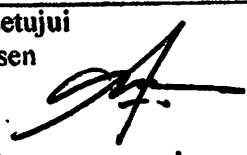
Catatan :

Bagi mahasiswa yang telah memenuhi persyaratan mengambil SKRIPSI agar membuat proposal dan mendapat persetujuan dari Ketua Jurusan/Sekretaris Jurusan T. Elektro S-1



LEMBAR PENGAJUAN JUDUL SKRIPSI JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik / Teknik Elektronika / Teknik Komputer & Informatika / Teknik Komputer / Teknik Telekomunikasi*)

| | | |
|----|---|--|
| 1. | Nama Mahasiswa: <u>DWI AVIANANTO</u> | Nim: <u>07.12.006</u> |
| 2. | Waktu Pengajuan | Tanggal: <u>25</u> |
| | | Bulan: <u>8</u> |
| | | Tahun: <u>2011</u> |
| 3. | Spesifikasi Judul (berilah tanda silang)**) | |
| | a. Sistem Tenaga Elektrik b. Energi & Konversi Energi c. Tegangan Tinggi & Pengukuran d. Sistem Kendali Industri | e. Elektronika & Komponen f. Elektronika Digital & Komputer g. Elektronika Komunikasi h. lainnya |
| 4. | Konsultasikan judul sesuai materi bidang ilmu kepada Dosen*) | Ketua Jurusan |
| | <u>Awan Uji Krisyanto, ST, MT</u> |  Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT NIP. V. 1013800189 |
| 5. | Judul yang diajukan mahasiswa: | OPTIMASI KOORDINASI PROTEKSI DLP DANG ER SEBAGAI PENGAMAN PADA GANGGUAN HUBUNG 1 FASA - TANAH / FASA - FASA PADA JARINGAN DISTRIBUSI 20 KV |
| 6. | Perubahan judul yang disetujui Dosen sesuai materi bidang ilmu | |
| 7. | Catatan: | |
| | Persetujuan Judul skripsi yang dikonsultasikan kepada Dosen materi bidang ilmu | Disetujui Dosen 201  <u>Awan Uji Krisyanto, ST, MT</u> |

Perhatian:

1. Formulir pengajuan ini harap dikembalikan kepada jurusan paling lambat satu minggu setelah disetujui kelompok dosen keahlian dengan dilampirkan proposal skripsi beserta persyaratan skripsi sesuai form S-1
2. Keterangan: *) Coret yang tidak perlu
 **) dilingkari a, b, c, atau g sesuai bidang keahlian



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

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

PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan 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

Malang, 28 Nopember 2011

Nomor : ITN- 848/I.TA/2/11
Lampiran : -
Perihal : BIMBINGAN SKRIPSI

kepada : Yth. Sdr/I. **AWAN UJI KRISMAN'IO, ST, MT**
Dosen Institut Teknologi Nasional Malang

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

Dengan hormat
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi
Untuk Mahasiswa :

Nama : D'WI AVIANANTO
Nim : 0712006
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik **ENERGI LISTRIK**

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya
kepada Saudara/i selama masa waktu (enam) 6 bulan, terhitung mulai
tanggal :

24 Nopember 2011 s/d 24 Mei 2012

Sebagai satu syarat untuk menempuh ujian Sarjana Teknik,
Jurusan Teknik Elektro S-1,
Demikian atas perhatian serta bantuannya kami sampaikan terima kasih



Ketua Jurusan
Teknik Elektro S-1


Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
Nip. Y.1018800189

Tembusan Kepada Yth :

1. Mahasiswa Yang Berangkutan
2. Arsip

Form. S 4a



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

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

PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan 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

Malang, 28 Nopember 2011

Nomor : ITN- 847/I.TA/2/11
Lampiran : -
Perihal : RIMRINGAN SKRIPSI

Kepada : Yth. Sdr/I. **IR. H. TAUFIK HIDAYAT, MT**
Dosen Institut Teknologi Nasional Malang

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

Dengan hormat
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi
Untuk Mahasiswa :

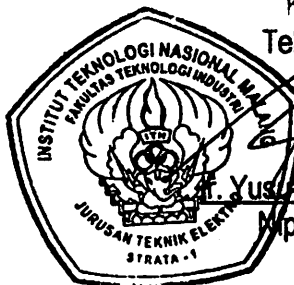
Nama : DWI AVIANANTO
Nim : 0712006
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik **ENERGI LISTRIK**

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya
kepada Saudara/i selama masa waktu (enam) 6 bulan, terhitung mulai
tanggal :

24 Nopember 2011 s/d 24 Mei 2012

Sebagai satu syarat untuk menempuh ujian Sarjana Teknik,
Jurusan Teknik Elektro S-1,
Dernikian atas perhatian serta bantuannya kami sampaikan terima kasih

Ketua Jurusan
Teknik Elektro S-1



Dr. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
Np. Y. 1018800189

Tembusan Kepada Yth :

1. Mahasiswa Yang Berangkutan
2. Arsip

Form. S 4a

| Jumlah VI | | | | | | | 4 | 116 | BAKUR : | 34 | 58,7 | 28 | 30,9 | 28,73 | 21,74 | 56,73 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
|--------------|--------|---|--------|-----|---|-----|-----|--------|---------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|-------|--------|-------|----|-----|------|
| SL.4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | SKY.01 | 50 | BAIK | 35 | 51,2 | 25,7 | 1,5 | 24,84 | 49,84 | | | | | | | |
| | | | | | | | 2 | SKY.02 | 25 | BAIK | 6,8 | 6,3 | 0,1 | 27,6 | 3,04 | 12,14 | 54,55 | | | | | | |
| | | | | | | | 3 | SKY.03 | 25 | BAIK | 0,3 | 1,2 | 2,2 | 1,8 | 0,85 | 3,40 | 78,38 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| Jumlah VII | | | | | | | 3 | 100 | BAKUR : | 42,1 | 58,7 | 28 | 30,9 | 28,73 | 21,74 | 56,73 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| SL.6 | 37,128 | 0 | 37,128 | 820 | 0 | 820 | 1 | MLN.01 | 100 | BAIK | 89 | 86 | 70,4 | 52,4 | 55,95 | 55,95 | 8,80 | 3,509 | 0 | 3,509 | 16 | 16 | |
| | | | | | | | 2 | LNR.02 | 50 | BURUK | 44,2 | 31,9 | 44,7 | 35,9 | 27,42 | 54,84 | 11,01 | 4,014 | 0 | 4,014 | 5 | 5 | |
| | | | | | | | 3 | TBR.03 | 160 | BURUK | 43,6 | 31,4 | 42,8 | 27 | 26,98 | 16,88 | 11,04 | 7,34 | 0 | 7,34 | 50 | 50 | |
| | | | | | | | 4 | TBR.04 | 50 | BAIK | 35,5 | 14,3 | 45 | 36,5 | 21,90 | 43,80 | 42,41 | 2,275 | 0 | 2,275 | 3 | 3 | |
| | | | | | | | 5 | BNJ.05 | 50 | BAIK | 30,6 | 29,2 | 33,1 | 28,9 | 21,55 | 43,11 | 6,89 | 1,309 | 0 | 1,309 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 6 | BSJ.06 | 160 | BAIK | 36,5 | 75,5 | 49,4 | 37,1 | 37,44 | 23,40 | 40,33 | 2,623 | 0 | 2,623 | 29 | 29 | |
| | | | | | | | 7 | STS.07 | 25 | BURUK | 41,6 | 41,2 | 40,4 | 0 | 28,09 | 112,96 | 1,30 | 3,04 | 0 | 3,04 | 16 | 16 | |
| | | | | | | | 8 | BTD.08 | 25 | BURUK | 18,5 | 21,7 | 26,2 | 19,8 | 15,21 | 60,82 | 18,37 | 1,523 | 0 | 1,523 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 9 | BTD.09 | 50 | BURUK | 27,7 | 45,2 | 30,9 | 30,8 | 23,87 | 47,75 | 30,64 | 1,893 | 0 | 1,893 | 2 | 2 | |
| | | | | | | | 10 | MTM.10 | 25 | BAIK | 16,7 | 29,1 | 4,8 | 18,8 | 11,49 | 45,94 | 72,53 | 1,882 | 0 | 1,882 | 23 | 23 | |
| | | | | | | | 11 | BSL.11 | 25 | BURUK | 12,9 | 6,5 | 12,5 | 13,4 | 7,43 | 29,73 | 21,32 | 1,252 | 0 | 1,252 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 12 | PSI.12 | 50 | BAIK | 31,3 | 26,2 | 13,1 | 21,9 | 16,45 | 32,90 | 33,00 | 1,364 | 0 | 1,364 | 17 | 17 | |
| | | | | | | | 13 | KRB.13 | 25 | BAIK | 25,8 | 20,3 | 18,8 | 0 | 14,86 | 59,45 | 19,26 | 2,2 | 0 | 2,2 | 25 | 25 | |
| | | | | | | | 14 | SKD.14 | 25 | BAIK | 29,6 | 15,5 | 5,2 | 21,7 | 11,52 | 46,07 | 76,54 | 1,4 | 0 | 1,4 | 9 | 9 | |
| | | | | | | | 15 | BNJ.15 | 50 | BAIK | 32,5 | 25,8 | 21,8 | 0 | 18,42 | 36,85 | 21,72 | 2,495 | 0 | 2,495 | 27 | 27 | |
| | | | | | | | 16 | BNJ.16 | 25 | BAIK | 25,4 | 23,4 | 24,2 | 0 | 16,43 | 65,70 | 4,38 | 2,05 | 0 | 2,05 | 33 | 33 | |
| | | | | | | | 17 | PNR.17 | 25 | BAIK | 21,4 | 16,4 | 24 | 15,8 | 13,91 | 55,62 | 16,50 | 3,108 | 0 | 3,108 | 48 | 48 | |
| | | | | | | | 18 | MLN.18 | 25 | BURUK | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,12 | 0 | 0,12 | 2 | 2 | |
| | | | | | | | 19 | BTD.19 | 50 | BAIK | 10,9 | 12,5 | 16,7 | 10 | 9,30 | 18,61 | 24,94 | 2,155 | 0 | 2,155 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 20 | TBR.20 | 25 | BAIK | 37,1 | 22 | 32,3 | 29,3 | 20,38 | 81,53 | 21,77 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 21 | AKS.01 | 25 | BAIK | 17 | 15 | 20 | 22 | 11,34 | 45,34 | 15,38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 22 | THB.02 | 50 | BAIK | 46 | 42 | 35 | 30 | 26,57 | 53,14 | 12,20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 23 | THB.03 | 50 | BAIK | 53 | 46 | 53 | 32 | 34,35 | 68,70 | 4,61 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 24 | THJ.04 | 50 | BAIK | 43 | 54 | 45 | 32 | 30,67 | 61,34 | 14,08 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 25 | THJ.05 | 50 | BAIK | 57 | 45 | 47 | 34 | 33,67 | 67,35 | 14,77 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 26 | BHD.06 | 50 | BAIK | 38 | 32 | 23 | 18 | 20,09 | 40,18 | 22,58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 27 | SNG.01 | 16 | BAIK | 18 | 24,7 | 16,5 | 30,5 | 13,14 | 82,14 | 25,17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 28 | BLS.02 | 25 | BAIK | 39,5 | 27,2 | 25 | 32,2 | 19,62 | 78,50 | 29,23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 29 | GDB.03 | 25 | BAIK | 17,5 | 18,5 | 28,1 | 20,2 | 14,04 | 56,15 | 31,51 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 30 | GDB.04 | 25 | BAIK | 13,9 | 22 | 12,2 | 12,7 | 10,58 | 42,33 | 37,21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 31 | PSM.05 | 25 | BAIK | 27 | 24 | 32 | 25,4 | 18,01 | 72,04 | 15,66 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 32 | PSJ.06 | 25 | BAIK | 7,9 | 14,2 | 11 | 21,5 | 7,32 | 29,26 | 28,70 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 33 | SNG.07 | 25 | BAIK | 10,2 | 13,8 | 13,4 | 0 | 8,38 | 33,51 | 10,70 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 34 | PTK.08 | 25 | BAIK | 10 | 12 | 9,5 | 26 | 7,09 | 28,35 | 14,29 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 35 | PTK.09 | 25 | BAIK | 3,2 | 7,1 | 2,6 | 4,9 | 2,89 | 11,56 | 65,12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 36 | PTK.10 | 25 | BAIK | 15 | 10,2 | 12 | 6,8 | 8,33 | 33,33 | 20,97 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 37 | BLS.11 | 50 | BAIK | 45,5 | 39,4 | 39,1 | 25,8 | 27,16 | 54,31 | 10,08 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 38 | BLS.12 | 25 | BAIK | 34,6 | 17,3 | 19,9 | 59,1 | 15,72 | 62,90 | 44,57 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 39 | BLS.13 | 25 | BAIK | 20,5 | 24,7 | 26,4 | 69,8 | 16,11 | 64,44 | 10,61 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 40 | GDB.14 | 25 | BAIK | 10 | 7 | 9 | 23,3 | 5,93 | 23,71 | 15,38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | | | | 41 | GDB.15 | 25 | BAIK | 17,8 | 10 | 19 | 13,6 | 10,18 | 40,62 | 21,79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Jumlah VIII | | | | | | | 41 | 1686 | BAIK : | 1155,4 | 1080,2 | 1055 | 939,1 | 739,77 | 48,30 | 23,11 | 45,552 | 0 | 45,552 | 305 | 0 | 305 | 2089 |
| Jumlah TOTAL | | | | | | | 179 | 8276 | BAIK : | 6304,2 | 5813,3 | 5774,6 | 4397,6 | 3924,57 | 334,39 | 316,98 | 1305,5 | 0 | 1305,5 | 805 | 0 | 805 | 2538 |

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ebound

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 03-18-2012
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus3**

Prefault voltage = 20.000 = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base (20.000 kV)

| Contribution | | 1/2 Cycle | | | | | 1.5 to 4 Cycle | | | | |
|--------------|-----------|--------------|---------|--------------|-------------|--------------------|----------------|---------|--------------|-------------|--------------------|
| From Bus ID | To Bus ID | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude |
| Bus3 | Total | 0.00 | 0.081 | -0.439 | 5.4 | 0.446 | 0.00 | 0.081 | -0.439 | 5.4 | 0.446 |
| Bus101 | Bus3 | 11.07 | 0.081 | -0.439 | 5.4 | 0.446 | 11.07 | 0.081 | -0.439 | 5.4 | 0.446 |
| Bus5 | Bus3 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus6 | Bus3 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus7 | Bus3 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus8 | Bus3 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus4 | Bus3 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus11 | Bus3 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus10 | Bus3 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus9 | Bus3 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus12 | Bus3 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus73 | Bus3 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus29 | Bus3 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus30 | Bus3 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a tie circuit breaker

If faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these PDs will not be reported.

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: ebound

ETAP
7.0.0

Page: 2
Date: 03-18-2012
SN: 12345678
Revision: Base
Config: Normal

Study Case: SC

3-phase fault at bus: **Bus33**

Prefault voltage = 20.000

= 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
= 100.00 % of base (20.000 kV)

| | Contribution | | 1/2 Cycle | | | | 1.5 to 4 Cycle | | | | | |
|---------|--------------|-----------|--------------|---------|--------------|------------|--------------------|--------------|---------|--------------|------------|--------------------|
| | From Bus ID | To Bus ID | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag./Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag./Real | kA Symm. Magnitude |
| Bus33 | Total | | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 |
| Bus98 | Bus33 | | 21.71 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 21.71 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 |
| Bus35 | Bus33 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus36 | Bus33 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus37 | Bus33 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus38 | Bus33 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus39 | Bus33 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus40 | Bus33 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus41 | Bus33 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus46 | Bus34 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus48 | Bus34 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus49 | Bus34 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus50 | Bus34 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus51 | Bus34 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus52 | Bus34 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus43 | Bus34 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus44 | Bus34 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus42 | Bus34 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus54 | Bus53 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus55 | Bus53 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus56 | Bus53 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus57 | Bus53 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| * Bus33 | Bus34 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 9999.0 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 9999.0 | 0.000 |
| * Bus34 | Bus53 | | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 9999.0 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 9999.0 | 0.000 |

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

* Indicates a fault current through a tie circuit breaker

If faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these PDs will not be reported.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ebound

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 3
 Date: 03-18-2012
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-phase fault at bus: **Bus34**

Prefault voltage = 20.000

= 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base (20.000 kV)

| From Bus ID | To Bus ID | Contribution | | | | 1/2 Cycle | | | | 1.5 to 4 Cycle | | | | | | |
|-------------|-----------|--------------|---------|--------------|------------|--------------------|--------------|---------|--------------|----------------|--------------------|-------|-------|--------|-------|-------|
| | | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag./Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag./Real | kA Symm. Magnitude | | | | | |
| Bus34 | Total | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 |
| Bus46 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus48 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus49 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus50 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus51 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus52 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus43 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus44 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus42 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus54 | Bus53 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus55 | Bus53 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus56 | Bus53 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus57 | Bus53 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus98 | Bus33 | 21.71 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 21.71 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 0.00 | 0.000 | -0.227 | 3.8 | 0.235 |
| Bus35 | Bus33 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus36 | Bus33 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus37 | Bus33 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus38 | Bus33 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus39 | Bus33 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus40 | Bus33 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus41 | Bus33 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| * Bus33 | Bus34 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 |
| * Bus34 | Bus53 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 0.5 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 0.5 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 0.5 | 0.000 |

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a tie circuit breaker

If faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these PDs will not be reported.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ebound

ETAP
 7.0.0

Study Case: SC

Page: 4
 Date: 03-18-2012
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-phase fault at bus: **Bus45**

Prefault voltage = 20.000 = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base (20.000 kV)

| Contribution | | 1/2 Cycle | | | | | 1.5 to 4 Cycle | | | | |
|--------------|-----------|--------------|---------|--------------|------------|--------------------|----------------|---------|--------------|------------|--------------------|
| From Bus ID | To Bus ID | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag./Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag./Real | kA Symm. Magnitude |
| Bus45 | Total | 0.00 | 0.121 | -0.210 | 1.7 | 0.242 | 0.00 | 0.121 | -0.210 | 1.7 | 0.242 |
| Bus102 | Bus45 | 53.14 | 0.121 | -0.210 | 1.7 | 0.242 | 53.14 | 0.121 | -0.210 | 1.7 | 0.242 |
| Bus63 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus62 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus58 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus60 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus61 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus59 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus99 | Bus64 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus100 | Bus64 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| * Bus45 | Bus64 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 9999.0 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 9999.0 | 0.000 |

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

* Indicates a fault current through a tie circuit breaker

If faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these PDs will not be reported.

Project: **ETAP**
 Location: 7.0.0
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ebound

Study Case: SC

Page: 5
 Date: 03-18-2012
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

3-phase fault at bus: **Bus53**

Prefault voltage = 20.000
 = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base (20.000 kV)

| From Bus ID | To Bus ID | Contribution | | | | 1/2 Cycle | | | | 1.5 to 4 Cycle | | | | | | |
|-------------|-----------|--------------|---------|--------------|------------|--------------------|--------------|---------|--------------|----------------|--------------------|-------|-------|--------|-------|-------|
| | | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag./Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag./Real | kA Symm. Magnitude | | | | | |
| Bus53 | Total | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 |
| Bus54 | Bus53 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus55 | Bus53 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus56 | Bus53 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus57 | Bus53 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus46 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus48 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus49 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus50 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus51 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus52 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus43 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus44 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus42 | Bus34 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus98 | Bus33 | 21.71 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 21.71 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 |
| Bus35 | Bus33 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus36 | Bus33 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus37 | Bus33 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus38 | Bus33 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus39 | Bus33 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus40 | Bus33 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus41 | Bus33 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| * Bus33 | Bus34 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 |
| * Bus34 | Bus53 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 | 0.00 | 0.060 | -0.227 | 3.8 | 0.235 |

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a tie circuit breaker
 If faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these PDs will not be reported.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: cbound

ETAP
 7.0.0

Study Case: SC

Page: 7
 Date: 03-18-2012
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-phase fault at bus: **Bus64**

Prefault voltage = 20.000 = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base (20.000 kV)

| Contribution | | 1/2 Cycle | | | | | 1.5 to 4 Cycle | | | | |
|--------------|-----------|--------------|---------|--------------|-------------|--------------------|----------------|---------|--------------|-------------|--------------------|
| From Bus ID | To Bus ID | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude |
| Bus64 | Total | 0.00 | 0.121 | -0.210 | 1.7 | 0.242 | 0.00 | 0.121 | -0.210 | 1.7 | 0.242 |
| Bus99 | Bus64 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus100 | Bus64 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus102 | Bus45 | 53.14 | 0.121 | -0.210 | 1.7 | 0.242 | 53.14 | 0.121 | -0.210 | 1.7 | 0.242 |
| Bus63 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus62 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus58 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus60 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus61 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus59 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| *Bus45 | Bus64 | 0.00 | 0.121 | -0.210 | 1.7 | 0.242 | 0.00 | 0.121 | -0.210 | 1.7 | 0.242 |

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

* Indicates a fault current through a tie circuit breaker

If faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these PDs will not be reported.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ebound

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 8
 Date: 03-18-2012
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-phase fault at bus: **Bus65**

Prefault voltage = 20.000 = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base (20.000 kV)

| Contribution | | 1/2 Cycle | | | | | 1.5 to 4 Cycle | | | | |
|--------------|-----------|--------------|---------|--------------|-------------|--------------------|----------------|---------|--------------|-------------|--------------------|
| From Bus ID | To Bus ID | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude |
| Bus65 | Total | 0.00 | 0.079 | -0.144 | 1.8 | 0.165 | 0.00 | 0.079 | -0.144 | 1.8 | 0.165 |
| Bus76 | Bus65 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus100 | Bus65 | 12.61 | 0.079 | -0.144 | 1.8 | 0.165 | 12.61 | 0.079 | -0.144 | 1.8 | 0.165 |
| Bus77 | Bus65 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus74 | Bus65 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus75 | Bus65 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a tie circuit breaker

If faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these PDs will not be reported.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ebound

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 9
 Date: 03-18-2012
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-phase fault at bus: **Bus69**

Prefault voltage = 20.000 = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base (20.000 kV)

| Contribution | | 1/2 Cycle | | | | | 1.5 to 4 Cycle | | | | |
|--------------|-----------|--------------|---------|--------------|-------------|--------------------|----------------|---------|--------------|-------------|--------------------|
| From Bus ID | To Bus ID | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude |
| Bus69 | Total | 0.00 | 0.055 | -0.130 | 2.4 | 0.141 | 0.00 | 0.055 | -0.130 | 2.4 | 0.141 |
| Bus99 | Bus69 | 6.78 | 0.055 | -0.130 | 2.4 | 0.141 | 6.78 | 0.055 | -0.130 | 2.4 | 0.141 |
| Bus94 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus97 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus96 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus87 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus88 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus89 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus90 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus91 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus92 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus93 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus86 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus95 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus84 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus85 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a tie circuit breaker
 If faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these PDs will not be reported.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ebound

ETAP

7.0.0

Study Case: SC

Page: 10
 Date: 03-18-2012
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-phase fault at bus: **Bus72**

Prefault voltage = 20.000 = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base (20.000 kV)

| Contribution | | 1/2 Cycle | | | | | 1.5 to 4 Cycle | | | | |
|--------------|-----------|--------------|---------|--------------|-------------|--------------------|----------------|---------|--------------|-------------|--------------------|
| From Bus ID | To Bus ID | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude | % V From Bus | kA Real | kA Imaginary | Imag. /Real | kA Symm. Magnitude |
| Bus72 | Total | 0.00 | 0.052 | -0.721 | 13.8 | 0.723 | 0.00 | 0.052 | -0.721 | 13.8 | 0.723 |
| Bus102 | Bus72 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus71 | Bus72 | 54.29 | 0.052 | -0.721 | 13.8 | 0.723 | 54.29 | 0.052 | -0.721 | 13.8 | 0.723 |
| Bus101 | Bus72 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |
| Bus98 | Bus72 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 | 0.00 | 0.000 | 0.000 | 999.9 | 0.000 |

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

* Indicates a fault current through a tie circuit breaker

If faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these PDs will not be reported.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ebound

ETAP
 7.0.0

Study Case: SM

Page: 1
 Date: 02-13-2012
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus45**

Pre-fault voltage = 20.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 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 | | % Impedance on 100 MVA base | | | |
| | | | | Va | Vb | Vc | Ia | 3I0 | R1 | X1 | R0 | X0 |
| Bus45 | Total | 0.00 | 0.242 | 0.00 | 104.30 | 120.53 | 0.192 | 0.192 | 5.94E+002 | 1.03E+003 | 1.56E+003 | 1.51E+003 |
| Bus102 | Bus45 | 53.14 | 0.242 | 71.24 | 92.17 | 100.91 | 0.192 | 0.192 | 5.94E+002 | 1.03E+003 | 1.56E+003 | 1.51E+003 |
| Bus63 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 69.59 | 60.22 | 100.00 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus62 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 69.59 | 60.22 | 100.00 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus58 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 69.59 | 60.22 | 100.00 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus60 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 69.59 | 60.22 | 100.00 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus61 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 69.59 | 60.22 | 100.00 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus59 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 69.59 | 60.22 | 100.00 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus99 | Bus64 | 0.00 | 0.000 | 69.59 | 60.22 | 100.00 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus100 | Bus64 | 0.00 | 0.000 | 69.59 | 60.22 | 100.00 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus72 | Bus102 | 71.34 | 0.242 | 84.69 | 100.00 | 94.13 | 0.192 | 0.192 * | 5.70E+001 | 6.98E+002 | 2.81E+001 | 3.00E+002 |
| Bus69 | Bus99 | 0.00 | 0.000 | 69.59 | 60.22 | 100.00 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus65 | Bus100 | 0.00 | 0.000 | 69.59 | 60.22 | 100.00 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus71 | Bus72 | 86.66 | 0.242 | 96.35 | 100.42 | 93.46 | 0.111 | 0.000 * | 4.66E+002 | 3.75E+001 | | |
| Bus101 | Bus72 | 71.34 | 0.000 | 85.76 | 92.17 | 100.91 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus98 | Bus72 | 71.34 | 0.000 | 85.76 | 92.17 | 100.91 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus94 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus97 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus96 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus87 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus88 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus89 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus90 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 48.08 | 86.43 | 93.20 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus91 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus92 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus93 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus86 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus95 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus84 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus85 | Bus69 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus76 | Bus65 | 0.00 | 0.000 | 69.59 | 60.22 | 100.00 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus77 | Bus65 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus74 | Bus65 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |
| Bus75 | Bus65 | 0.00 | 0.000 | 93.20 | 48.08 | 86.43 | 0.000 | 0.000 | | | | |

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ebound

ETAP
 7.0.0

Study Case: SM

Page: 2
 Date: 02-13-2012
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

Cont.)
 Fault at bus: **Bus45**

prefault voltage = 20.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 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 | % Impedance on 100 MVA base | | | |
| | | | | Va | Vb | Vc | 3I0 | R1 | X1 | R0 | X0 |
| Bus64 | Bus45 | 0.00 | 0.000 | 0.00 | 104.30 | 120.53 | 0.000 | | | | |
| Bus33 | Bus34 | 71.34 | 0.000 | 85.76 | 92.17 | 100.91 | 0.000 | | | | |
| Bus34 | Bus53 | 71.34 | 0.000 | 85.76 | 92.17 | 100.91 | 0.000 | | | | |

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

ETAP

7.0.0

Page: 1
 Date: 03-18-2012
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

Study Case: LF

LOAD FLOW REPORT

| Bus | | Voltage | | Generation | | Load | | Load Flow | | | | | XFMR | |
|-----|---------|---------|------|------------|-------|-------|-------|-----------|--------|--------|------|-------|------|--|
| ID | kV | % Mag. | Ang. | MW | Mvar | MW | Mvar | ID | MW | Mvar | Amp | %PF | %Tap | |
| | 150.000 | 100.000 | 0.0 | 1.275 | 0.724 | 0 | 0 | Bus71 | 1.275 | 0.724 | 5.6 | 87.0 | | |
| | 20.000 | 97.415 | -2.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus101 | -0.329 | -0.158 | 10.8 | 90.2 | | |
| | | | | | | | | Bus5 | 0.017 | 0.008 | 0.5 | 89.6 | | |
| | | | | | | | | Bus6 | 0.026 | 0.013 | 0.9 | 88.8 | | |
| | | | | | | | | Bus7 | 0.025 | 0.013 | 0.8 | 88.8 | | |
| | | | | | | | | Bus8 | 0.025 | 0.013 | 0.8 | 88.8 | | |
| | | | | | | | | Bus4 | 0.003 | 0.001 | 0.1 | 89.6 | | |
| | | | | | | | | Bus11 | 0.031 | 0.016 | 1.0 | 88.5 | | |
| | | | | | | | | Bus10 | 0.033 | 0.017 | 1.1 | 88.4 | | |
| | | | | | | | | Bus9 | 0.021 | 0.011 | 0.7 | 89.0 | | |
| | | | | | | | | Bus12 | 0.003 | 0.001 | 0.1 | 89.8 | | |
| | | | | | | | | Bus73 | 0.098 | 0.048 | 3.2 | 89.9 | | |
| | | | | | | | | Bus29 | 0.020 | 0.001 | 0.6 | 100.0 | | |
| | | | | | | | | Bus30 | 0.028 | 0.015 | 0.9 | 88.6 | | |
| | 0.220 | 96.328 | -2.6 | 0 | 0 | 0.003 | 0.001 | Bus3 | -0.003 | -0.001 | 9.1 | 90.0 | | |
| | 0.220 | 96.464 | -2.5 | 0 | 0 | 0.016 | 0.008 | Bus3 | -0.016 | -0.008 | 49.7 | 90.0 | | |
| | 0.220 | 94.377 | -3.6 | 0 | 0 | 0.025 | 0.012 | Bus3 | -0.025 | -0.012 | 78.6 | 90.0 | | |
| | 0.220 | 94.508 | -3.6 | 0 | 0 | 0.024 | 0.012 | Bus3 | -0.024 | -0.012 | 75.3 | 90.0 | | |
| | 0.220 | 94.466 | -3.6 | 0 | 0 | 0.025 | 0.012 | Bus3 | -0.025 | -0.012 | 76.4 | 90.0 | | |
| | 0.220 | 94.943 | -3.3 | 0 | 0 | 0.021 | 0.010 | Bus3 | -0.021 | -0.010 | 64.1 | 90.0 | | |
| | 0.220 | 93.542 | -4.1 | 0 | 0 | 0.032 | 0.016 | Bus3 | -0.032 | -0.016 | 99.9 | 90.0 | | |
| | 0.220 | 93.787 | -3.9 | 0 | 0 | 0.030 | 0.015 | Bus3 | -0.030 | -0.015 | 93.7 | 90.0 | | |
| | 0.220 | 96.809 | -2.3 | 0 | 0 | 0.003 | 0.001 | Bus3 | -0.003 | -0.001 | 7.9 | 90.0 | | |
| | 0.220 | 96.329 | -3.6 | 0 | 0 | 0.020 | 0.000 | Bus3 | -0.020 | 0.000 | 54.5 | 100.0 | | |
| | 0.220 | 94.075 | -3.8 | 0 | 0 | 0.028 | 0.013 | Bus3 | -0.028 | -0.013 | 86.4 | 90.0 | | |
| | 20.000 | 96.772 | -2.4 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus98 | -0.195 | -0.091 | 6.4 | 90.6 | | |
| | | | | | | | | Bus35 | 0.008 | 0.004 | 0.3 | 88.8 | | |
| | | | | | | | | Bus36 | 0.004 | 0.002 | 0.1 | 89.6 | | |
| | | | | | | | | Bus37 | 0.013 | 0.007 | 0.4 | 88.7 | | |
| | | | | | | | | Bus38 | 0.001 | 0.000 | 0.0 | 89.9 | | |
| | | | | | | | | Bus39 | 0.010 | 0.005 | 0.3 | 89.0 | | |
| | | | | | | | | Bus40 | 0.012 | 0.000 | 0.3 | 100.0 | | |
| | | | | | | | | Bus41 | 0.010 | 0.005 | 0.3 | 89.0 | | |
| | | | | | | | | Bus34 | 0.137 | 0.067 | 4.6 | 89.8 | | |
| | 20.000 | 96.772 | -2.4 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus46 | 0.002 | 0.001 | 0.1 | 89.8 | | |
| | | | | | | | | Bus48 | 0.003 | 0.001 | 0.1 | 89.8 | | |

ETAP

7.0.0

Page: 2

Date: 03-18-2012

SN: 12345678

Revision: Base

Config.: Normal

Study Case: LF

n:
t:
r:
e: ebound

| Bus | | Voltage | | Generation | | Load | | Load Flow | | | | XFMR | |
|--------|--------|---------|------|------------|------|-------|-------|-----------|--------|--------|------|-------|------|
| ID | kV | % Mag. | Ang. | MW | Mvar | MW | Mvar | ID | MW | Mvar | Amp | %PF | %Tap |
| | | | | | | | | Bus49 | 0.016 | 0.008 | 0.5 | 88.5 | |
| | | | | | | | | Bus50 | 0.028 | 0.015 | 0.9 | 88.6 | |
| | | | | | | | | Bus51 | 0.020 | 0.011 | 0.7 | 88.3 | |
| | | | | | | | | Bus52 | 0.002 | 0.001 | 0.1 | 89.9 | |
| | | | | | | | | Bus43 | 0.007 | 0.000 | 0.2 | 100.0 | |
| | | | | | | | | Bus44 | 0.007 | 0.004 | 0.2 | 88.9 | |
| | | | | | | | | Bus42 | 0.006 | 0.003 | 0.2 | 89.0 | |
| | | | | | | | | Bus33 | -0.137 | -0.067 | 4.6 | 89.8 | |
| | | | | | | | | Bus53 | 0.046 | 0.023 | 1.5 | 89.3 | |
| 0.220 | 93.888 | -3.9 | | 0 | 0 | 0.008 | 0.004 | Bus33 | -0.008 | -0.004 | 23.9 | 90.0 | |
| 0.220 | 95.826 | -2.9 | | 0 | 0 | 0.004 | 0.002 | Bus33 | -0.004 | -0.002 | 12.3 | 90.0 | |
| 0.220 | 93.621 | -4.1 | | 0 | 0 | 0.013 | 0.006 | Bus33 | -0.013 | -0.006 | 40.8 | 90.0 | |
| 0.220 | 96.555 | -2.5 | | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus33 | -0.001 | 0.000 | 2.8 | 90.0 | |
| 0.220 | 94.382 | -3.7 | | 0 | 0 | 0.010 | 0.005 | Bus33 | -0.010 | -0.005 | 31.0 | 90.0 | |
| 0.220 | 95.516 | -4.2 | | 0 | 0 | 0.011 | 0.000 | Bus33 | -0.011 | 0.000 | 31.3 | 100.0 | |
| 0.220 | 94.386 | -3.7 | | 0 | 0 | 0.010 | 0.005 | Bus33 | -0.010 | -0.005 | 31.0 | 90.0 | |
| 0.220 | 94.430 | -3.6 | | 0 | 0 | 0.006 | 0.003 | Bus34 | -0.006 | -0.003 | 19.5 | 90.0 | |
| 0.220 | 95.976 | -3.5 | | 0 | 0 | 0.007 | 0.000 | Bus34 | -0.007 | 0.000 | 20.1 | 100.0 | |
| 0.220 | 94.163 | -3.8 | | 0 | 0 | 0.007 | 0.003 | Bus34 | -0.007 | -0.003 | 21.6 | 90.0 | |
| 20.000 | 91.149 | -3.1 | | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus102 | -0.701 | -0.370 | 25.1 | 88.5 | |
| | | | | | | | | Bus63 | 0.003 | 0.001 | 0.1 | 89.7 | |
| | | | | | | | | Bus62 | 0.023 | 0.001 | 0.7 | 99.9 | |
| | | | | | | | | Bus58 | 0.024 | 0.012 | 0.8 | 88.7 | |
| | | | | | | | | Bus60 | 0.005 | 0.003 | 0.2 | 89.4 | |
| | | | | | | | | Bus61 | 0.002 | 0.001 | 0.1 | 89.8 | |
| | | | | | | | | Bus59 | 0.008 | 0.004 | 0.3 | 89.8 | |
| | | | | | | | | Bus64 | 0.636 | 0.347 | 22.9 | 87.8 | |
| 0.220 | 96.343 | -2.6 | | 0 | 0 | 0.002 | 0.001 | Bus34 | -0.002 | -0.001 | 5.6 | 90.0 | |
| 0.220 | 96.173 | -2.7 | | 0 | 0 | 0.003 | 0.001 | Bus34 | -0.003 | -0.001 | 7.8 | 90.0 | |
| 0.220 | 93.042 | -4.4 | | 0 | 0 | 0.015 | 0.007 | Bus34 | -0.015 | -0.007 | 48.1 | 90.0 | |
| 0.220 | 93.433 | -4.2 | | 0 | 0 | 0.028 | 0.013 | Bus34 | -0.028 | -0.013 | 86.3 | 90.0 | |
| 0.220 | 92.735 | -4.5 | | 0 | 0 | 0.020 | 0.010 | Bus34 | -0.020 | -0.010 | 62.4 | 90.0 | |
| 0.220 | 96.424 | -2.6 | | 0 | 0 | 0.002 | 0.001 | Bus34 | -0.002 | -0.001 | 4.6 | 90.0 | |
| 20.000 | 96.772 | -2.4 | | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus54 | 0.007 | 0.003 | 0.2 | 89.3 | |
| | | | | | | | | Bus55 | 0.014 | 0.007 | 0.5 | 89.7 | |
| | | | | | | | | Bus56 | 0.005 | 0.002 | 0.2 | 89.6 | |
| | | | | | | | | Bus57 | 0.021 | 0.011 | 0.7 | 89.0 | |
| | | | | | | | | Bus34 | -0.046 | -0.023 | 1.5 | 89.3 | |

ETAP

7.0.0

Page: 3
 Date: 03-18-2012
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

Study Case: LF

r:
 t:
 r:
 e: ebound

| Bus | | Voltage | | Generation | | Load | | Load Flow | | | | | XFMR |
|-----|--------|---------|------|------------|------|-------|-------|-----------|--------|--------|------|-------|------|
| ID | kV | % Mag. | Ang. | MW | Mvar | MW | Mvar | ID | MW | Mvar | Amp | %PF | %Tap |
| | 0.220 | 95.175 | -3.3 | 0 | 0 | 0.007 | 0.003 | Bus53 | -0.007 | -0.003 | 20.8 | 90.0 | |
| | 0.220 | 95.989 | -2.8 | 0 | 0 | 0.013 | 0.007 | Bus53 | -0.013 | -0.007 | 40.9 | 90.0 | |
| | 0.220 | 95.688 | -3.0 | 0 | 0 | 0.005 | 0.002 | Bus53 | -0.005 | -0.002 | 14.1 | 90.0 | |
| | 0.220 | 94.314 | -3.7 | 0 | 0 | 0.021 | 0.010 | Bus53 | -0.021 | -0.010 | 63.8 | 90.0 | |
| | 0.220 | 88.186 | -4.8 | 0 | 0 | 0.023 | 0.011 | Bus45 | -0.023 | -0.011 | 76.6 | 90.0 | |
| | 0.220 | 90.649 | -3.4 | 0 | 0 | 0.008 | 0.004 | Bus45 | -0.008 | -0.004 | 26.1 | 90.0 | |
| | 0.220 | 89.795 | -3.9 | 0 | 0 | 0.005 | 0.003 | Bus45 | -0.005 | -0.003 | 17.6 | 90.0 | |
| | 0.220 | 90.605 | -3.5 | 0 | 0 | 0.002 | 0.001 | Bus45 | -0.002 | -0.001 | 7.1 | 90.0 | |
| | 0.220 | 89.845 | -5.1 | 0 | 0 | 0.022 | 0.000 | Bus45 | -0.022 | 0.000 | 64.8 | 100.0 | |
| | 0.220 | 90.465 | -3.5 | 0 | 0 | 0.003 | 0.001 | Bus45 | -0.003 | -0.001 | 8.9 | 90.0 | |
| | 20.000 | 91.149 | -3.1 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus99 | 0.234 | 0.128 | 8.4 | 87.7 | |
| | | | | | | | | Bus100 | 0.402 | 0.219 | 14.5 | 87.8 | |
| | | | | | | | | Bus45 | -0.636 | -0.347 | 22.9 | 87.8 | |
| | 20.000 | 88.855 | -4.2 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus76 | 0.217 | 0.113 | 8.0 | 88.7 | |
| | | | | | | | | Bus100 | -0.396 | -0.207 | 14.5 | 88.6 | |
| | | | | | | | | Bus77 | 0.085 | 0.045 | 3.1 | 88.4 | |
| | | | | | | | | Bus74 | 0.010 | 0.005 | 0.4 | 89.4 | |
| | | | | | | | | Bus75 | 0.083 | 0.044 | 3.0 | 88.5 | |
| | 20.000 | 89.439 | -4.4 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus99 | -0.232 | -0.121 | 8.4 | 88.7 | |
| | | | | | | | | Bus94 | 0.001 | 0.000 | 0.0 | 89.9 | |
| | | | | | | | | Bus97 | 0.029 | 0.015 | 1.1 | 88.3 | |
| | | | | | | | | Bus96 | 0.002 | 0.001 | 0.1 | 89.9 | |
| | | | | | | | | Bus87 | 0.014 | 0.007 | 0.5 | 88.4 | |
| | | | | | | | | Bus88 | 0.010 | 0.005 | 0.4 | 88.9 | |
| | | | | | | | | Bus89 | 0.009 | 0.005 | 0.3 | 88.9 | |
| | | | | | | | | Bus90 | 0.014 | 0.007 | 0.5 | 89.9 | |
| | | | | | | | | Bus91 | 0.010 | 0.005 | 0.4 | 88.9 | |
| | | | | | | | | Bus92 | 0.009 | 0.004 | 0.3 | 89.0 | |
| | | | | | | | | Bus93 | 0.015 | 0.008 | 0.6 | 89.1 | |
| | | | | | | | | Bus86 | 0.062 | 0.032 | 2.3 | 88.9 | |
| | | | | | | | | Bus95 | 0.024 | 0.013 | 0.9 | 88.6 | |
| | | | | | | | | Bus84 | 0.033 | 0.018 | 1.2 | 88.1 | |
| | | | | | | | | Bus85 | 0.000 | 0.000 | 0.0 | 90.0 | |
| | 20.000 | 99.881 | -0.1 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus1 | -1.275 | -0.720 | 42.3 | 87.1 | |
| | | | | | | | | Bus72 | 1.275 | 0.720 | 42.3 | 87.1 | |
| | 20.000 | 98.102 | -1.6 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus102 | 0.743 | 0.417 | 25.1 | 87.2 | |
| | | | | | | | | Bus71 | -1.271 | -0.674 | 42.3 | 88.3 | |
| | | | | | | | | Bus101 | 0.331 | 0.161 | 10.8 | 89.9 | |
| | | | | | | | | Bus98 | 0.197 | 0.095 | 6.4 | 90.0 | |

ETAP

7.0.0

Page: 4

Date: 03-18-2012

SN: 12345678

Revision: Base

Config.: Normal

Study Case: LF

ebound

| Bus | | Voltage | | Generation | | Load | | Load Flow | | | | | XFMR |
|-----|--------|---------|------|------------|------|-------|-------|-----------|--------|--------|-------|------|------|
| ID | kV | % Mag. | Ang. | MW | Mvar | MW | Mvar | ID | MW | Mvar | Amp | %PF | %Tap |
| | 0.220 | 97.251 | -2.2 | 0 | 0 | 0.098 | 0.047 | Bus3 | -0.098 | -0.047 | 293.5 | 90.0 | |
| | 0.220 | 87.569 | -4.9 | 0 | 0 | 0.010 | 0.005 | Bus65 | -0.010 | -0.005 | 33.5 | 90.0 | |
| | 0.220 | 85.514 | -6.1 | 0 | 0 | 0.081 | 0.039 | Bus65 | -0.081 | -0.039 | 276.0 | 90.0 | |
| | 20.000 | 88.254 | -4.1 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus65 | -0.216 | -0.113 | 8.0 | 88.7 | |
| | | | | | | | | Bus81 | 0.063 | 0.034 | 2.3 | 88.1 | |
| | | | | | | | | Bus82 | 0.022 | 0.011 | 0.8 | 89.4 | |
| | | | | | | | | Bus83 | 0.033 | 0.017 | 1.2 | 89.0 | |
| | | | | | | | | Bus80 | 0.022 | 0.012 | 0.8 | 88.7 | |
| | | | | | | | | Bus79 | 0.051 | 0.027 | 1.9 | 88.5 | |
| | | | | | | | | Bus78 | 0.025 | 0.013 | 0.9 | 89.3 | |
| | 0.220 | 85.408 | -6.2 | 0 | 0 | 0.083 | 0.040 | Bus65 | -0.083 | -0.040 | 284.7 | 90.0 | |
| | 0.220 | 86.665 | -5.1 | 0 | 0 | 0.025 | 0.012 | Bus76 | -0.025 | -0.012 | 82.7 | 90.0 | |
| | 0.220 | 84.966 | -6.0 | 0 | 0 | 0.049 | 0.024 | Bus76 | -0.049 | -0.024 | 169.8 | 90.0 | |
| | 0.220 | 85.341 | -5.8 | 0 | 0 | 0.022 | 0.011 | Bus76 | -0.022 | -0.011 | 75.3 | 90.0 | |
| | 0.220 | 84.129 | -6.5 | 0 | 0 | 0.061 | 0.030 | Bus76 | -0.061 | -0.030 | 212.2 | 90.0 | |
| | 0.220 | 86.829 | -5.0 | 0 | 0 | 0.022 | 0.011 | Bus76 | -0.022 | -0.011 | 74.2 | 90.0 | |
| | 0.220 | 86.138 | -5.4 | 0 | 0 | 0.032 | 0.016 | Bus76 | -0.032 | -0.016 | 109.9 | 90.0 | |
| | 0.220 | 85.174 | -6.8 | 0 | 0 | 0.032 | 0.016 | Bus69 | -0.032 | -0.016 | 109.7 | 90.0 | |
| | 0.220 | 89.388 | -4.4 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus69 | 0.000 | 0.000 | 1.3 | 90.0 | |
| | 0.220 | 86.967 | -5.8 | 0 | 0 | 0.061 | 0.030 | Bus69 | -0.061 | -0.030 | 205.0 | 90.0 | |
| | 0.220 | 85.861 | -6.4 | 0 | 0 | 0.014 | 0.007 | Bus69 | -0.014 | -0.007 | 46.1 | 90.0 | |
| | 0.220 | 86.948 | -5.8 | 0 | 0 | 0.010 | 0.005 | Bus69 | -0.010 | -0.005 | 32.3 | 90.0 | |
| | 0.220 | 87.073 | -5.7 | 0 | 0 | 0.009 | 0.004 | Bus69 | -0.009 | -0.004 | 30.7 | 90.0 | |
| | 0.220 | 88.649 | -4.5 | 0 | 0 | 0.014 | 0.007 | Bus69 | -0.014 | -0.007 | 46.7 | 90.0 | |
| | 0.220 | 86.901 | -5.8 | 0 | 0 | 0.010 | 0.005 | Bus69 | -0.010 | -0.005 | 32.9 | 90.0 | |
| | 0.220 | 87.264 | -5.6 | 0 | 0 | 0.008 | 0.004 | Bus69 | -0.008 | -0.004 | 28.2 | 90.0 | |
| | 0.220 | 87.485 | -5.5 | 0 | 0 | 0.015 | 0.007 | Bus69 | -0.015 | -0.007 | 50.8 | 90.0 | |
| | 0.220 | 89.230 | -4.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus69 | -0.001 | 0.000 | 2.7 | 90.0 | |
| | 0.220 | 86.371 | -6.1 | 0 | 0 | 0.023 | 0.011 | Bus69 | -0.023 | -0.011 | 79.3 | 90.0 | |
| | 0.220 | 89.230 | -4.5 | 0 | 0 | 0.002 | 0.001 | Bus69 | -0.002 | -0.001 | 5.5 | 90.0 | |
| | 0.220 | 85.682 | -6.5 | 0 | 0 | 0.028 | 0.014 | Bus69 | -0.028 | -0.014 | 96.8 | 90.0 | |
| | 20.000 | 97.361 | -2.4 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus33 | 0.196 | 0.092 | 6.4 | 90.6 | |
| | | | | | | | | Bus72 | -0.196 | -0.092 | 6.4 | 90.6 | |
| | 20.000 | 89.840 | -4.4 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus69 | 0.233 | 0.121 | 8.4 | 88.8 | |
| | | | | | | | | Bus64 | -0.233 | -0.121 | 8.4 | 88.8 | |
| | 20.000 | 89.950 | -4.3 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus65 | 0.401 | 0.208 | 14.5 | 88.7 | |
| | | | | | | | | Bus64 | -0.401 | -0.208 | 14.5 | 88.7 | |
| | 20.000 | 97.682 | -2.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus3 | 0.330 | 0.158 | 10.8 | 90.2 | |

ETAP

7.0.0

Page: 5

Date: 03-18-2012

SN: 12345678

Revision: Base

Config.: Normal

Study Case: LF

Project Name: ebound

| Bus | | Voltage | | Generation | | Load | | Load Flow | | | | XFMR | |
|-----|--------|---------|------|------------|------|------|------|-----------|--------|--------|------|------|------|
| ID | kV | % Mag. | Ang. | MW | Mvar | MW | Mvar | ID | MW | Mvar | Amp | %PF | %Tap |
| | | | | | | | | Bus72 | -0.330 | -0.158 | 10.8 | 90.2 | |
| 02 | 20.000 | 96.638 | -2.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | Bus45 | 0.741 | 0.395 | 25.1 | 88.3 | |
| | | | | | | | | Bus72 | -0.741 | -0.395 | 25.1 | 88.3 | |

Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Sequence of Operation Events - Output Report: ebound2

Line-to-Line (Symmetrical) fault on connector between Bus7 & Load4. Adjacent bus: Bus7

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 01-22-2012

| Time (ms) | ID | If (kA) | T1 (ms) | T2 (ms) | Condition |
|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------------------------------------|
| 280 | Relay1PP2 | 0.02 | 280 | | Phase - OC1 - 50 |
| 330 | PP2 | | 50.0 | | Tripped by Relay1PP2 Phase - OC1 - 50 |

Sequence of Operation Events - Output Report: ebound2

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: Bus7

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 01-22-2012

| Time (ms) | ID | If (kA) | T1 (ms) | T2 (ms) | Condition |
|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------------------------------------|
| 280 | Relay1PP2 | 0.012 | 280 | | Phase - OC1 - 50 |
| 330 | PP2 | | 50.0 | | Tripped by Relay1PP2 Phase - OC1 - 50 |

Sequence of Operation Events - Output Report: ebound2

Line-to-Line (Symmetrical) fault on connector between Bus36 & Load26, Adjacent bus: Bus36

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 01-23-2012

| Time (ms) | ID | If (kA) | T1 (ms) | T2 (ms) | Condition |
|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------------------------------------|
| 300 | Relay3PP3 | 0.01 | 300 | | Phase - OC1 - 50 |
| 350 | PP3 | | 50.0 | | Tripped by Relay3PP3 Phase - OC1 - 50 |

Sequence of Operation Events - Output Report: ebound2

Line-to-Line (Symmetrical) Fault on bus: Bus59

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 01-23-2012

| Time (ms) | ID | If (kA) | T1 (ms) | T2 (ms) | Condition |
|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------------------------------------|
| 114 | Relay4PP4 | 0.036 | 114 | | Phase - OC1 - 51 |
| 164 | PP5 | | 50.0 | | Tripped by Relay4PP4 Phase - OC1 - 51 |

Sequence-of-Operation Events - Output Report: ebound2

Line-to-Line (Symmetrical) fault on connector between Bus77 & Load57. Adjacent bus: Bus77

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 01-23-2012

| Time (ms) | ID | If (kA) | T1 (ms) | T2 (ms) | Condition |
|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------------------------------------|
| 290 | RelaySTM1 | 0.048 | 290 | | Phase - OC1 - 50 |
| 340 | TM.1 | | 50.0 | | Tripped by RelaySTM1 Phase - OC1 - 50 |

Sequence-of-Operation Events - Output Report: ebound2

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between Bus77 & Load57. Adjacent bus: Bus77

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 01-23-2012

| Time (ms) | ID | If (kA) | T1 (ms) | T2 (ms) | Condition |
|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------------------------------------|
| 290 | RelaySTM1 | 0.031 | 290 | | Phase - OC1 - 50 |
| 340 | TM.1 | | 50.0 | | Tripped by RelaySTM1 Phase - OC1 - 50 |

Sequence-of-Operation Events - Output Report: ebound2

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between Bus86 & Load66. Adjacent bus: Bus86

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 01-23-2012

| Time (ms) | ID | If (kA) | T1 (ms) | T2 (ms) | Condition |
|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------------------------------------|
| 270 | Relay6TM2 | 0.03 | 270 | | Phase - OC1 - 50 |
| 320 | TM.2 | | 50.0 | | Tripped by Relay6TM2 Phase - OC1 - 50 |

Sequence-of-Operation Events - Output Report: ebound2

Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: Bus72

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 01-23-2012

| Time (ms) | ID | If (kA) | T1 (ms) | T2 (ms) | Condition |
|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------------------------------------|
| 326 | Relay2PP1 | 0.626 | 326 | | Phase - OC1 - 51 |
| 460 | PP1 | | 133 | | Tripped by Relay2PP1 Phase - OC1 - 51 |