

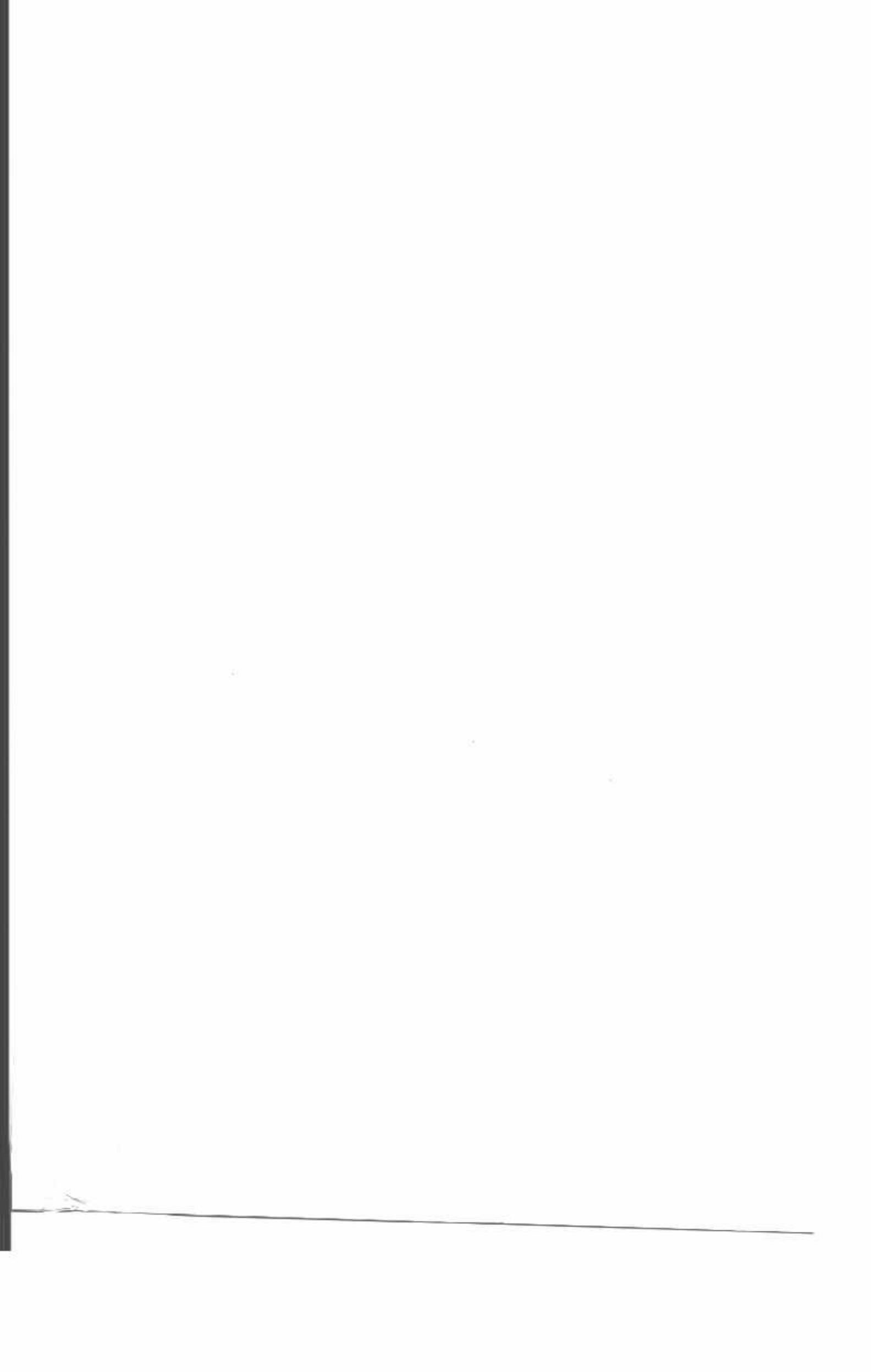
**ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI ARUS LEBIH PADA
JARINGAN TEGANGAN MENENGAH 20 KV DENGAN
INTERKONEKSI DISTRIBUTED GENERATION
DI G.I PESANGGARAN**

SKRIPSI



**Disusun oleh :
EKO AGEL LATUNDA
NIM : 0812029**

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
2013**



SURAT PERNYATAAN ORISINALITAS

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : EKO AGEL LATUNDA

NIM : 08.12.029

Program Studi : TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : TEKNIK ENERGI LISTRIK

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

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

Malang, Agustus 2013

Yang membuat pernyataan,


EKO AGEL LATUNDA
NIM : 08.12.029

ABSTRAK

ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI ARUS LEBIH PADA JARINGAN TEGANGAN MENENGAH 20 KV DENGAN INTERKONEKSI DISTRIBUTED GENERATION DI G.I PESANGGARAN

Eko Agel Latunda, NIM 08 12 029

Dosen Pembimbing :

Ir. Taufik Hidayat, MT dan Lauhil Mahfudz Hayusman, ST, MT

Pembangkit listrik skala kecil *Distributed Generation (DG)* menjadi suatu pilihan baru dalam penyediaan tenaga listrik. Pembangkit ini tidak hanya ekonomis tetapi keberadaannya di dekat pelanggan juga menurunkan biaya oprasional transmisi dan distribusinya. Pada saat DG dihubungkan di-feeder distribusi akan mempengaruhi identifikasi lokasi gangguan tersebut. Pengoprasian DG mengakibatkan arus di-substation pada saat gangguan semakin naik dan mengakibatkan error perhitungan semakin besar. Kondisi G.I Pesanggaran mengharuskan untuk penerapan sistem proteksi rele pengaman yang handal khususnya pada interkoneksi DG yang terdapat pada Penyulang Scrangan. Selektivitas rele proteksi pada Penyulang serangan yang terdekat dengan DG tidak bekerja dengan optimal, setelan waktu kerjanya terlalu lama dalam mengatasi gangguan yakni sebesar 0,092 s untuk rele arus lebih dan 0,054 s untuk rele gangguan tanah. Dengan bantuan perangkat lunak ETAP *Power Station* maka dapat menganalisa arus hubung singkat dan koordinasi rele proteksi untuk melakukan penyetelan ulang. Setelah dilakukannya penyetelan ulang maka selektivitas rele bekerja optimal dalam mengatasi gangguan dikarenakan setelan waktunya dipersingkat yakni sebesar 0,048 s untuk rele arus lebih dan 0,025s untuk rele gangguan tanah. Setelah mendapatkan setelan rele yang selektive sistem proteksi pada jaringan distribusi G.I Pesanggaran dapat meminimalisasi kerusakan yang disebabkan karena gangguan arus lebih pada system akibat interkoneksi *Distributed Generation (DG)*.

Kata kunci : *Distributed Generation (DG)*, Selektivitas rele, Gangguan arus lebih, ETAP *Powerstation*.

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadirat Allah SWT atas segala limpahan berkat dan rahmat-Nya sehingga Skripsi dengan judul **Analisis Koordinasi Proteksi Arus Lebih Pada Jaringan Tegangan Menengah 20 kV Dengan Interkoneksi Distributed Generation Di G.I Pesanggaran** dapat diselesaikan dengan baik.

Keberhasilan Penyusunan Skripsi ini tidak lepas dari bantuan beberapa pihak, untuk itu disampaikan ucapan terima kasih kepada yang terhormat :

1. Bapak Ir. Soeparno Djiwo, MT selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Bapak Ir. H. Anang Subardi , MT selaku Dekan Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Nasional Malang.
3. Bapak M. Ibrahim Ashari,ST ,MT' selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1 Institut Teknologi Nasional Malang.
4. Bapak Ir. Taufik Hidayat, MT, selaku Dosen Pembimbing I.
5. Bapak Lauhil Mahfudz Hayusman, ST, MT, selaku Dosen Pembimbing II.
6. Bapak M.Imran selaku manajer PT.PLN (Persero) Area Pengatur Distribusi BALI.
7. Bapak Sugiarto dan Ibu Nurul Hasanah selaku orang tua penulis yang selalu memberi motivasi serta do'a yang mereka panjatkan untuk penulis sehingga dapat menyelesaikan skripsi.
8. Semua pihak yang telah membantu penulis dalam menyelesaikan skripsi ini yang tidak bisa penulis sebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa laporan Skripsi ini masih belum sempurna, untuk itu harapan kritik dan saran demi penyempurnaan penulisan Skripsi ini.

Malang, Agustus 2013

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PERSETUJUAN.....	i
SURAT PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
ABSTRAK.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL.....	x
DAFTAR GRAFIK.....	xi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Manfaat Penelitian.....	3
1.6 Sistematika Penulisan.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Sistem tenaga listrik.....	5
2.2 Jaringan distribusi.....	6
2.2.1 Jaringan distribusi konfigurasi radial.....	7
2.2.2 Jaringan distribusi konfigurasi loop.....	7
2.2.3 Jaringan distribusi konfigurasi spindel.....	8
2.3 <i>Distributed Generation (DG)</i>	8
2.4 Pemasangan interkoneksi <i>Distributed Generation (DG)</i>	9
2.5 Keandalan sistem distribusi.....	10
2.6 Sistem perlindungan tenaga.....	11
2.7 Fungsi sistem proteksi.....	12
2.9 Pengertian gangguan.....	12
2.10 Gangguan arus lebih.....	13
2.11 Peralatan proteksi.....	13
2.12 Jenis-jenis rele pengaman.....	13

2.12.1 Rele arus lebih	14
2.10.2 Rele gangguan tanah.....	15
2.13 Koordinasi rele arus lebih dan rele gangguan tanah	17
BAB III METODE PENELITIAN.....	19
3.1 Gambaran umum	19
3.2 Prosedur koordinasi.....	20
3.3 Rele pengaman arus lebih.....	21
3.4 Koordinasi rele arus lebih dengan diskriminasi waktu	22
3.5 Koordinasi rele arus lebih dengan diskriminasi arus	23
3.5 Koordinasi rele arus lebih dengan diskriminasi arus dan waktu	23
3.7 Persamaan setelan rele arus lebih dan rele gangguan tanah.....	25
3.8 Perhitungan gangguan arus lebih	26
3.9 <i>Software ETAP Power Station</i>	27
3.10 Algoritma Simulasi <i>Software ETAP Power Station</i>	32
3.11 Diagram alir (<i>flowchart</i>)	33
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	34
4.1 Pemodelan <i>single line</i> diagram penyulang serangan dan jaringan distribusi 20 kV Gardu Induk Pesanggaran menggunakan <i>software</i> <i>ETAP Power Station</i>	34
4.2 <i>Load Flow analysis</i> menggunakan <i>software ETAP Power Station</i>	34
4.3 Analisa gangguan arus hubung singkat (<i>short circuit</i>)	36
4.4 Perhitungan seting rele pengaman	37
4.5 Simulasi unjuk kerja dari rele pengaman setelah pensetingan.....	61
BAB V PENUTUP.....	67
5.1 Kesimpulan	67
5.2 Saran.....	68
DAFTAR PUSTAKA	69
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Gambar 2.1	Sistem tenaga listrik	5
Gambar 2.2	Diagram satu garis sistem tenaga listrik.....	6
Gambar 2.3	Tiga komponen utama dalam penyaluran tenaga listrik	6
Gambar 2.4	Jaringan distribusi konfigurasi radial.....	7
Gambar 2.5	Jaringan distribusi konfigurasi lup.....	8
Gambar 2.6	Jaringan distribusi konfigurasi spindel.....	8
Gambar 2.7	Sistem distribusi dengan <i>Distributed Generation (DG)</i>	9
Gambar 2.8	Interkoneksi <i>Distributed Generation (DG)</i>	8
Gambar 2.9	Hubungan sederhana rele gangguan tanah	9
Gambar 2.10	Kombinasi rele arus lebih dan rele gangguan tanah	9

BAB III METODE PENELITIAN

Gambar 3.1	<i>Single line</i> sistem kelistrikan Gardu Induk Pesanggaran	19
Gambar 3.2	<i>Single line</i> diagram Penyulang Serangan Gardu induk Pesanggaran...20	
Gambar 3.3	<i>SOP</i> penyulang serangan Gardu Induk Pesanggaran	20
Gambar 3.4	<i>Single line diagram</i> proteksi rele tingkatan waktu	22
Gambar 3.5	<i>Single line diagram</i> proteksi rele arus lebih tingkatan arus.....	23
Gambar 3.6	<i>Single line diagram</i> untuk tingkat arus gangguan.....	23
Gambar 3.7	<i>Single line diagram</i> Penyulang serangan Gardu Induk Pesanggaran ...27	
Gambar 3.8	<i>Input Rating Power Grid</i>	28
Gambar 3.9	<i>Input Rating Trafo</i>	28
Gambar 3.10	<i>Input Rating Generator (DG)</i>	29
Gambar 3.11	<i>Input Parameter Rele</i>	29
Gambar 3.12	<i>Input Rating CB (Circuit Breaker)</i>	30
Gambar 3.13	<i>Input Rating CT (Current Transformer)</i>	30
Gambar 3.14	<i>Input data tiang penghantar</i>	31
Gambar 3.15	<i>Input data kabel</i>	31
Gambar 3.16	Diagram Alir (<i>Flowchart</i>)	33

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Gambar 4.1	Pemodelan <i>single line</i> diagram Gardu Induk Pesanggaran pada Penyulang Perangan.....	34
Gambar 4.2	<i>Load Flow Analysis</i> G.I Pesanggaran Penyulang Serangan	35
Gambar 4.3	Permodelan gangguan arus hubung singkat pada Etap <i>Powerstation</i> ...	36
Gambar 4.4	Setelan rele arus lebih pada rele 33.....	40
Gambar 4.5	Setelan rele gangguan tanah pada rele 33	40
Gambar 4.6	Setelan rele arus lebih pada rele 34.....	42
Gambar 4.7	Setelan rele gangguan tanah pada rele 34	42
Gambar 4.8	Setelan rele arus lebih pada rele 35	44
Gambar 4.9	Setelan rele gangguan tanah pada rele 35	44
Gambar 4.10	Setelan rele arus lebih pada rele 37.....	46
Gambar 4.11	Setelan rele gangguan tanah pada rele 37	46
Gambar 4.12	Setelan rele arus lebih pada rele 38.....	49
Gambar 4.13	Setelan rele gangguan tanah pada rele 38	49
Gambar 4.14	Setelan rele arus lebih pada rele 39.....	51
Gambar 4.15	Setelan rele gangguan tanah pada rele 39	51
Gambar 4.16	Setelan rele arus lebih pada rele 40.....	53
Gambar 4.17	Setelan rele gangguan tanah pada rele 40	53
Gambar 4.18	Setelan rele arus lebih pada rele 41	55
Gambar 4.19	Setelan rele gangguan tanah pada rele 41	55
Gambar 4.20	Setelan rele arus lebih pada rele 42.....	57
Gambar 4.21	Setelan rele gangguan tanah pada rele 42	57
Gambar 4.22	Setelan rele arus lebih pada rele 43.....	59
Gambar 4.23	Setelan rele gangguan tanah pada rele 43	59
Gambar 4.24	Setelan rele arus lebih pada rele 46.....	61
Gambar 4.25	Setelan rele gangguan tanah pada rele 46	61
Gambar 4.26	OCR dengan gangguan 3 fasa	62
Gambar 4.27	OCR dan GFR dengan gangguan satu fasa ketanah.....	62
Gambar 4.28	OCR dengan gangguan fasa - fasa	63
Gambar 4.29	Karakteristik koordinasi rele pada penyulang serangan dengan interkoneksi DG.....	66

DAFTAR TABEL

BAB III METODE PENELITIAN

Tabel 3.1	Konstanta ANSI/IEEE dan IEC untuk standar rele arus lebih.....	25
-----------	--	----

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Tabel 4.1	Perbandingan arus pada tiap bus saat <i>loadflow</i>	35
Tabel 4.2	Perhitungan hasil simulasi arus gangguan hubung singkat.....	37
Tabel 4.3	Seting awal OCR dan GFR.....	38
Tabel 4.4	Hasil perhitungan seting ulang rele OCR dan GFR.....	61
Tabel 4.5	Tabel perbandingan untuk gangguan 3 fasa.....	63
Tabel 4.6	Tabel perbandingan untuk gangguan 1 fasa ke tanah	64
Tabel 4.7	Tabel perbandingan untuk gangguan fasa ke fasa	65

DAFTAR GRAFIK

BAB III METODE PENELITIAN

Grafik 3.1	Kurva arus – waktu untuk masing-masing seksi	24
Grafik 3.2	Kurva TMS untuk menentukan waktu kerja rele.....	26

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sistem Distribusi merupakan bagian dari sistem tenaga listrik. Sistem distribusi ini berguna untuk menyalurkan tenaga listrik dari sumber daya listrik besar sampai ke konsumen. Tenaga listrik disalurkan melalui saluran transmisi maka sampailah tenaga listrik ke Gardu Induk (GI) untuk diturunkan tegangannya dengan menggunakan transformator penurun tegangan (*step down*) menjadi tegangan menengah atau disebut tegangan distribusi primer.^[4]

Sistem tenaga listrik konvensional membangkitkan listrik dengan skala besar (>100 MW) dan terletak jauh dari pusat beban sehingga memerlukan saluran tenaga listrik yang panjang. *Distributed Generation* (DG) dapat didefinisikan sebagai sistem pembangkitan skala kecil (<10 MW) yang diletakkan dekat dengan pusat beban dan dapat diinterkoneksi dengan jaringan distribusi. Hal ini membuat DG tidak memerlukan saluran-saluran transmisi yang panjang berkapasitas besar sehingga dapat mencegah pengeluaran modal investasi untuk pembangunan dan pemeliharaan saluran transmisi dan gardu induk tersebut.^[4]

Namun identifikasi gangguan arus lebih pada JTM yang terhubung DG, jarak dari *substation* ke lokasi gangguan dihitung dengan teori dasar tegangan dan arus hasil dari pengukuran di-*substation*. Pada saat DG dihubungkan di-*feeder* distribusi JTM akan mempengaruhi identifikasi lokasi gangguan tersebut. DG menyebabkan arus di-*substation* pada saat gangguan semakin naik dan mengakibatkan *error* perhitungan semakin besar. Oleh karena itu, sangat diperlukan untuk mengetahui pengaruh pemasangan DG terhadap perubahan apapun di dalam sistem. Berkaitan dengan sistem proteksi biasanya didesain dengan sistem radial, namun dengan adanya pengoperasian DG, sebagian sistem tenaga berubah menjadi tidak radial lagi, yang berarti koordinasi antar peralatan proteksinya berubah khususnya ketika gangguan terjadi di dekat DG.^[4]

Penyulang serangan adalah salah satu *outgoing* dari G.I Pesanggaran yang beroperasi dengan sistem radial. Kondisi Gardu Induk Pesanggaran mengharuskan untuk penerapan sistem pengamanan yang handal khususnya pada interkoneksi Pembangkit

Listrik Tenaga Sampah (PLTSA) sebagai *Distributed Generation (DG)* yang terdapat pada Penyulang Serangan. Berubahnya konfigurasi akibat penambahan PLTSA sebagai DG pada jaringan distribusi G.I pesanggaran berpengaruh pada perubahan aliran daya diantaranya kenaikan arus dan rugi daya dalam sistem. Penyulang Serangan juga sering terjadi gangguan dari luar maupun dari dalam sistem yang berdampak buruk pada performa jaringan yang dimiliki G.I Pesanggaran sendiri. Dalam hal ini rele proteksi harus dapat mengenal kondisi abnormal pada jaringan distribusi dan melakukan langkah-langkah yang dianggap perlu untuk menjamin pemisahan gangguan dengan kemungkinan gangguan terkecil.^[7] Dengan perhitungan dan bantuan penggunaan *software ETAP Power station* pada penelitian ini, dapat menganalisa kembali gangguan hubung singkat dan pola koordinasi OCR (*Over Current Relay*), GFR (*Ground Fault Relay*) yang terpasang pada sistem pembangkitan yang terinterkoneksi DG, untuk resetting rele yang lebih tepat, selektif dan sensitif, agar dapat meminimalisasi kerusakan yang disebabkan karena gangguan arus lebih pada sistem.

1.2 Rumusan masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah diurutkan diatas maka dapat dirumuskan beberapa masalah yaitu :

1. Bagaimana pengaruh Interkoneksi *Distributed Generation (DG)* terhadap gangguan arus lebih pada sistem distribusi.
2. Bagaimana pengaruh sebelum dan sesudah pemasangan *Distributed Generation (DG)* pada sistem distribusi G.I Pesanggaran.
3. Bagaimana menganalisa koordinasi rele awal dan setelah *re-setting* rele baru agar bekerja maksimal jika terjadi gangguan arus lebih pada sistem interkoneksi.

1.3 Tujuan penelitian

Tujuan yang diharapkan dapat dicapai dari skripsi ini adalah :

1. Mengoptimalkan koordinasi sistem proteksi terhadap gangguan arus lebih pada jaringan distribusi 20 kV G.I pesanggaran dengan interkoneksi *Distributed generation (DG)*.
2. Melakukan permodelan dan simulasi koordinasi sistem proteksi tenaga listrik serta mengevaluasi unjuk kerja sistem jaringan 20 kV G.I pesanggaran dengan interkoneksi *Distributed generation (DG)*.

1.4 Batasan Masalah

Untuk menyederhanakan permasalahan dalam skripsi ini maka akan diberikan batasan-batasan sebagai berikut :

1. Rele proteksi yang dilakukan penyetelan dan dikoordinasikan adalah rele arus lebih (*over current relay*) dan rele gangguan ketanah (*ground fault relay*).
2. Gangguan yang disimulasikan adalah gangguan arus lebih akibat pemasangan *Distributed Generation (DG)*, gangguan 1 fasa ketanah, gangguan fasa - fasa.
3. Membahas hanya pada penyulang serangan yang terinterkoneksi *Distributed Generation (DG)* pada G.I pesanggaran.
4. Tidak membahas Pararelisasi Generator dan jaringan setelahnya.

1.5 Manfaat penelitian

Manfaat yang dapat diperoleh dari penelitian skripsi ini yaitu :

1. Agar sistem proteksi pada jaringan distribusi tegangan menengah pada G.I Pesanggaran dengan interkoneksi *Distributed Generation (DG)* dapat bekerja optimal untuk melakukan pengamanan terhadap gangguan arus lebih.
2. Menambah pengetahuan tentang proteksi pada jaringan tegangan menengah 20 kV terhadap interkoneksi *Distributed Generation (DG)*.

1.6 Sistematika Penulisan

Adapun sistematika penulisan dalam penulisan laporan Skripsi ini yaitu :

BAB I PENDAHULUAN

Pendahuluan menguraikan tentang latar belakang, rumusan masalah, tujuan penelitian, batasan masalah, manfaat penelitian, serta sistematika penulisan laporan.

BAB II LANDASAN TEORI

Dalam bab ini membahas tentang Teori Jaringan distribusi, *Distributed Generation (DG)*, jenis gangguan yang terjadi pada sistem kelistrikan, serta beberapa jenis pengamanan yang digunakan.

BAB III METODE DAN PENELITIAN

Dalam bab ini berisikan tentang prosedur penelitian yang dilakukan dengan menggunakan data GI Pesanggaran pada penyulang Serangan dengan

Interkoneksi *Distributed Generation (DG)* dan melakukan analisa menggunakan *software ETAP Power Station*.

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Dalam bab ini berisikan tentang hasil dari analisa proteksi dari koordinasi rele proteksi sebelum pemasangan *Distributed Generation (DG)* dan setelah pemasangan *Distributed Generation (DG)* serta perbandingan antara setelan rele yang lama dengan setelan rele yang baru setelah dilakukan penelitian.

BAB V PENUTUP

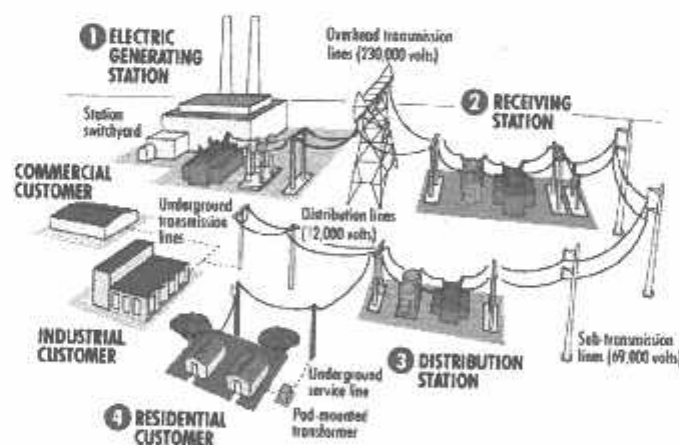
Dalam bab ini berisikan tentang kesimpulan dan saran dari penelitian yang dilakukan.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Sistem Tenaga Listrik

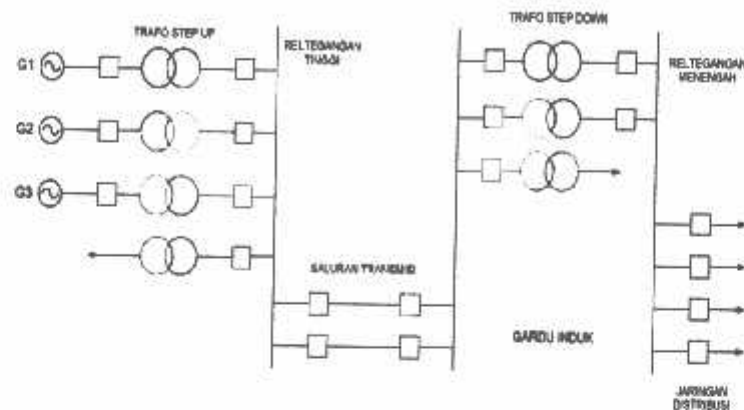
Pusat tenaga listrik umumnya terletak jauh dari pusat bebannya. Energi listrik yang dihasilkan pusat pembangkitan disalurkan melalui jaringan transmisi. Tegangan generator pembangkit relatif rendah (6 kV – 24 kV). Maka tegangan ini dinaikin dengan transformator daya ke tegangan yang lebih tinggi antara 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, Gambar 2.1 mengilustrasikan proses pembangkitan, transmisi dan distribusi dari pusat listrik sampai ke konsumen.^[3]



Gambar 2.1. Sistem tenaga listrik ^[2]

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,

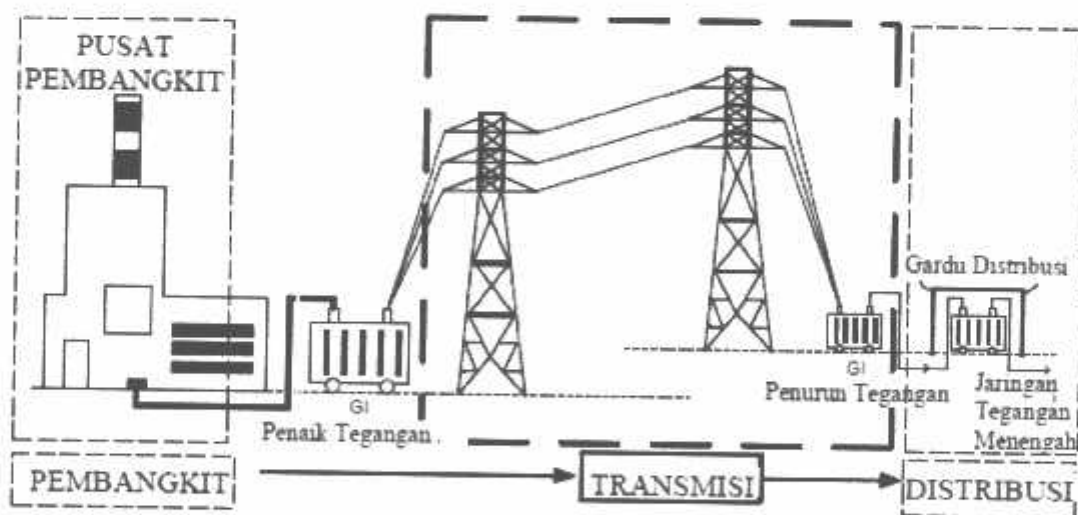
petir, angin, dan sebagainya namun saluran bawah tanah jauh lebih mahal dibanding saluran udara, tetapi saluran bawah tanah tidak cocok untuk daerah rawan banjir karena bila terjadi gangguan akan berbahaya. Gambar 2.2 menunjukkan diagram satu garis sistem tenaga listrik.



Gambar 2.2. Diagram satu garis sistem tenaga listrik. [3]

2.2 Jaringan Distribusi

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

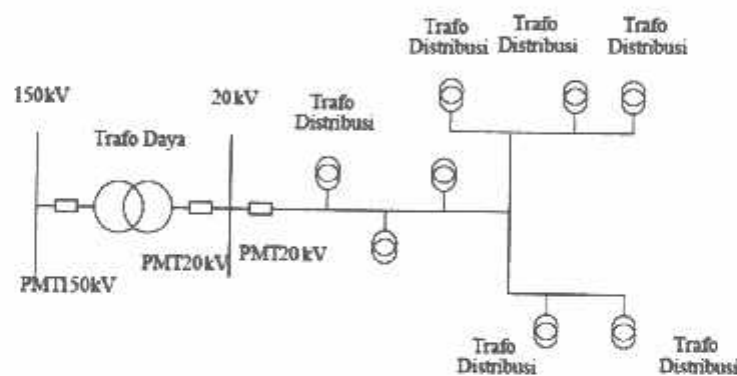


Gambar 2.3. Tiga komponen utama dalam Penyaluran Tenaga Listrik [3]

Jaringan distribusi terdiri dari dua jenis, yaitu jaringan distribusi tegangan menengah dan jaringan distribusi tegangan rendah. Untuk jaringan distribusi tegangan menengah terdapat tiga tipe konfigurasi. Diantaranya, konfigurasi radial, konfigurasi loop dan konfigurasi spindel. [3]

2.2.1. Jaringan Konfigurasi Radial

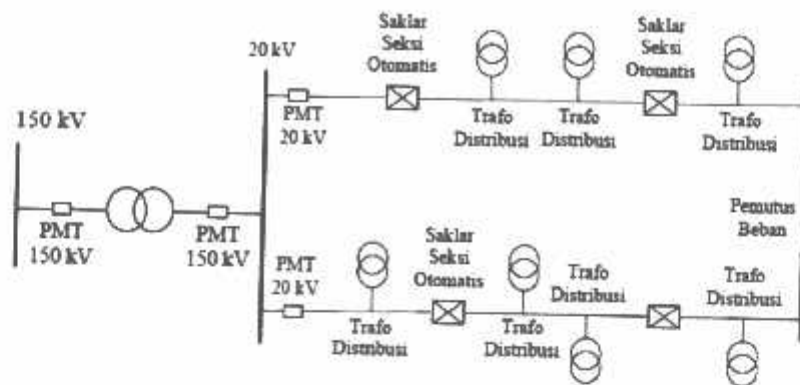
Konfigurasi radial merupakan interkoneksi antara gardu distribusi, dimana beberapa gardu distribusi yang terhubung seri disuplai oleh sebuah busbar GI (Gardu Induk). Konfigurasi ini terdiri dari beberapa penyulang yang keluar dari GI dan sumber tegangannya hanya satu arah saja. Dalam penyulang tersebut terdapat gardu - gardu distribusi yang dilengkapi oleh trafo penurunan tegangan menjadi tegangan rendah. Konfigurasi ini merupakan jenis konfigurasi yang paling sederhana dan mudah dalam pengoperasiannya. Tetapi konfigurasi ini memiliki kelemahan, sebab suplai pada gardu distribusi hanya diperoleh dari satu arah saja. Sehingga jika suplai dari GI mengalami gangguan, maka seluruh penyulang yang disuplai oleh GI tersebut akan mengalami pemadaman. Gambar 2.4 Adalah konfigurasi tipe radial.^[3]



Gambar 2.4. Konfigurasi Jaringan Radial.^[3]

2.2.2. Jaringan Konfigurasi lingkaran (loop)

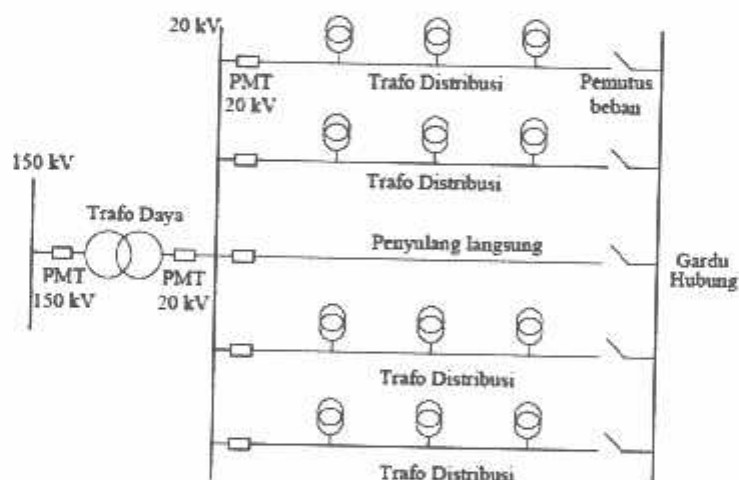
Konfigurasi loop merupakan interkoneksi antar gardu distribusi yang membentuk suatu lingkaran tertutup (loop). Pada konfigurasi ini bisa terdapat lebih dari satu busbar GI, dan masing - masing penyulangnya membentuk suatu rangkaian tertutup dengan GI. Keuntungan dari konfigurasi loop ini adalah pasokan daya listrik dari GI lebih terjamin. Sebab jika salah satu GI mengalami gangguan maka penyulang akan tetap mendapatkan pasokan dari GI yang lain yang tidak mengalami gangguan. Dan GI yang mengalami gangguan dapat diperbaiki tanpa takut akan mengganggu suplai daya ke gardu distribusi. Gambar 2.5 adalah konfigurasi tipe loop.^[3]



Gambar 2.5. Jaringan distribusi konfigurasi loop.^[3]

2.2.3. Jaringan distribusi konfigurasi spindel

Konfigurasi spindel merupakan hubungan seri antara gardu distribusi yang kedua ujungnya dihubungkan oleh busbar GI dan GH (Gardu Hubung). Yang menjadi ciri khas dari jaringan ini adalah adanya sebuah penyulang ekspres. Penyulang ekspres ini berfungsi sebagai penyulang cadangan yang akan menyuplai daya ke beban saat salah satu penyulang mengalami gangguan. Pada jaringan spindel ini terdapat beberapa penyulang yang disuplai oleh GI dan berakhir pada suatu gardu hubung. Gambar 2.6 adalah jaringan distribusi konfigurasi spindel.^[3]

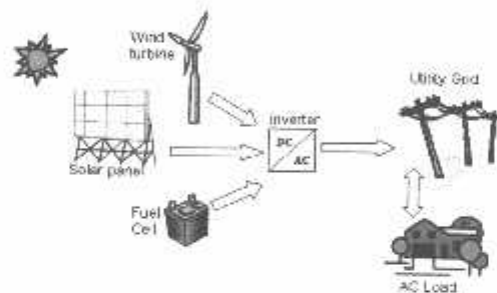


Gambar 2.6. Jaringan distribusi konfigurasi spindel.^[3]

2.3. Distributed Generation (DG)

Distributed Generation (DG) seringkali disebut juga dengan *on-site generation*, *dispersed generation*, *embedded generation*, *decentralized generation* atau *distributed energy*. *Distributed Generation (DG)* menghasilkan energi listrik dari beberapa sumber energi yang berkapasitas kecil dan dihubungkan langsung pada jaringan distribusi. Sistem tenaga listrik konvensional membangkitkan listrik dengan skala besar (>100 MW) dan

terletak jauh dari pusat beban sehingga memerlukan saluran tenaga listrik yang panjang. *Distributed Generation (DG)* dapat didefinisikan juga sebagai sistem pembangkitan skala kecil (< 10 MW) yang diletakkan dekat dengan pusat beban dan dapat diinterkoneksi dengan jaringan distribusi atau dioperasikan secara terpisah. Hal ini membuat DG tidak memerlukan saluran-saluran transmisi yang panjang dan gardu induk-gardu induk berkapasitas besar sehingga dapat mencegah pengeluaran modal investasi untuk pembangunan dan pemeliharaan saluran transmisi dan gardu induk tersebut. Selain dapat mencegah rugi-rugi di sepanjang saluran transmisi dan gardu induk (GI), maka kemungkinan terjadinya gangguan di sepanjang saluran transmisi dan gardu induk tersebut dapat diperkecil sehingga dapat meningkatkan pelayanan jaringan tenaga listrik. Disamping itu, pembangunan DG memerlukan waktu yang relatif lebih singkat apabila dibandingkan dengan waktu yang diperlukan membangun pembangkit listrik konvensional (seperti PLTU atau PLTA).^[4]



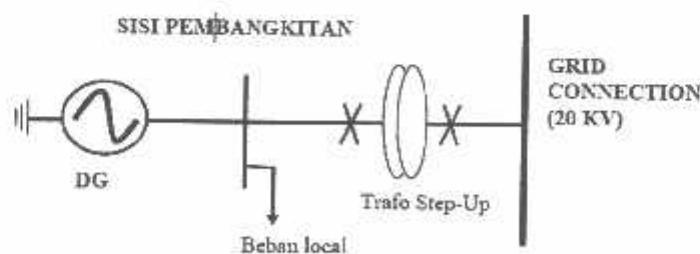
Gambar 2.7. Sistem Distribusi dengan *Distributed Generation (DG)*.^[4]

2.4 Pemasangan Interkoneksi *Distributed Generation (DG)*

Secara garis besar, interkoneksi pada DG terbagi atas tiga komponen, yaitu :

a. Sumber Energi Utama (*Prime Energy Source*)

Teknologi DG sebagai sumber energi seperti energi surya, angin, mikrohidro, pasang surut, biomassa (sampah). Setiap teknologi DG memiliki karakter yang berbeda-beda dalam menghasilkan energi, misalnya tipikal energi yang dihasilkan oleh PV dan *fuel cell* berupa *direct current* atau *wind turbin* yang tipikal energinya berupa energi mekanis (dihasilkan dari putaran pada turbin).^[4]



Gambar 2.8 Interkoneksi DG.^[4]

b. Power Converter

Power converter dalam interkoneksi, berfungsi untuk mengubah energi dari sumber energi utama (*prime energy resources*) menjadi energi dengan level frekuensi tertentu (50Hz - 60Hz). Secara garis besar, ada 3 kategori *power converter* yang digunakan dalam interkoneksi, yaitu :

1. Generator sinkron
2. Generator induksi
3. *Static power converter*

Generator sinkron dan generator induksi mengkonversi putaran energi mekanis ke dalam tenaga listrik dan sering disebut dengan *rotating power converter*. *Static power converter* (biasa dikenal dengan inverter) tersusun atas *solid-device* seperti transistor. Pada inverter, transistor mengkonversi energi dari sumber menjadi energi dengan frekuensi 50-60Hz dengan *switching (switch on-off)*. Teknologi DG yang dijual di pasaran, kebanyakan telah diintegrasikan dengan *power converter* masing-masing. Misalnya *fuel cell* yang telah diintegrasikan dengan inverter. *Power converter* memiliki efek yang besar terhadap DG pada sistem distribusi. Oleh sebab itu dibutuhkan peralatan interkoneksi untuk menjamin keamanan dan kestabilan operasi. Generator sinkron, generator induksi dan inverter memberikan respon yang sangat berbeda terhadap variasi kondisi dari sistem tenaga. ^[4]

c. Sistem Interface dan peralatan proteksi

Peralatan ini ditempatkan sebagai penghubung antara terminal output dari *power converter* dan jaringan primer. Komponen interkoneksi ini biasanya terdiri atas *step-up transformer*, *metering* kadang ditambahkan *controller* dan relay proteksi. Dalam komponen ini terkadang terdapat *communication link* untuk mengontrol kondisi pada sistem. ^[4]

2.5 Keandalan Sistem Distribusi

Fungsi jaringan distribusi ialah menyalurkan dan mendistribusikan tenaga listrik dari gardu induk distribusi (*distribution substation*) kepada pelanggan listrik dengan mutu pelayanan yang memadai. Salah satu unsur dari mutu pelayanan adalah kontinuitas pelayanan yang tergantung pada topologi dan konstruksi jaringan serta peralatan tegangan menengah. Masalah utama dalam menjalankan fungsi jaringan distribusi tersebut adalah mengatasi gangguan dengan cepat mengingat gangguan yang

terbanyak dalam sistem tenaga listrik terdapat dalam jaringan distribusi, khususnya jaringan tegangan menengah 20 KV. [4]

Istilah keandalan jaringan distribusi menggambarkan keamanan jaringan distribusi dalam menghindarkan atau meminimalisasi gangguan-gangguan yang menyebabkan pemadaman jaringan distribusi. Penyebab gangguan-gangguan pada jaringan distribusi khususnya jaringan tegangan menengah 20 KV adalah :

1. Gangguan akibat alam (petir, angin, hujan)
2. Gangguan peralatan (hubung singkat atau *human error*)

Keandalan adalah penampilan unjuk kerja suatu peralatan atau sistem sesuai dengan fungsinya dalam periode waktu dan kondisi operasi tertentu. [4]

2.6 Sistem perlindungan tenaga

Dalam sistem – sistem daya modern, proses meniadakan hubung singkat ini dilaksanakan secara otomatis yaitu tanpa adanya campur tangan manusia. Peralatan yang melakukan pekerjaan ini secara kolektif dikenal dengan sebagai perlindungan atau sistem pengaman (*protection system*). Tujuan utama perlindungan sistem daya adalah untuk memastikan keselamatan operasi sistem tenaga, untuk mempedulikan keselamatan orang, personil dan peralatan. Selain itu juga, sistem proteksi tenaga berperan untuk meminimalkan dampak gangguan yang tidak dapat dihindari didalam sistem. Situasi yang berbahaya dapat disebabkan oleh arus lebih dan tegangan lebih. [8]

2.7 Syarat Sistem Proteksi

Untuk mengoperasikan sistem tenaga secara tepat, sistem harus memiliki sistem perlindungan yang dirancang dengan baik dan terkoordinasi praktis. Persyaratan perlindungan dari sistem tenaga harus memperhitungkan prinsip - prinsip dasar berikut.

a. Keandalan

Keandalan adalah kemampuan perlindungan untuk beroperasi dengan benar. Hal ini ditunjukkan dalam kinerja rele proteksi diharapkan kecepatan, kepekaan dan selektivitas yang handal maka rele itu harus dapat berfungsi sebagaimana yang diharapkan.

b. Kecepatan

Kecepatan adalah waktu operasi minimum untuk menghapus gangguan untuk menghindari kerusakan pada peralatan. Tujuan terpenting dari rele proteksi adalah memisahkan bagian yang terkena gangguan secepat mungkin, sehingga dapat mencegah timbulnya kerusakan yang lebih merugikan.

c. Selektivitas

Selektivitas adalah kemampuan sistem proteksi untuk mengetahui di tempat mana terjadinya gangguan dan memilih pemutus jaringan yang terdekat dari tempat gangguan untuk membuka .

e. Sensitifitas

Sebuah rele proteksi harus peka, sehingga dapat merasakan dan bereaksi untuk gangguan sekecil apapun. Sensitifitas adalah kepekaan rele proteksi terhadap segala macam gangguan dengan tepat yakni gangguan yang terjadi di daerah perindungannya.^[10]

2.8 Fungsi sistem proteksi

Sistem proteksi memiliki fungsi yaitu :

a. Melindungi elemen sistem tenaga terhadap gangguan yang terjadi dalam sistem, agar tidak sampai mengalami kerusakan.

b. Melokalisir gangguan, sehingga bagian yang mengalami kerusakan dapat di perbaiki dan bagian yang berjalan tetap beroperasi.^[10]

2.9 Pengertian gangguan

Gangguan adalah peristiwa yang menyebabkan *trip*-nya PMT diluar kehendak operator dalam sistem oprasi. Gangguan umumnya disebabkan karena terjadi hubung singkat. Gangguan hubung singkat yang paling banyak terjadi adalah gangguan arus lebih, satu fasa ketanah dan fasa ke fasa. Pada dasarnya suatu gangguan ialah setiap keadaan sistem yang tak normal, sehingga gangguan pada umumnya terdiri dari hubung singkat dan juga rangkaian terbuka (*open circuit*). Gangguan pada sistem jaringan listrik dapat dartikan juga sebagai kondisi abnormal di dalam sistem yang disebabkan oleh pengaruh dari luar sistem maupun dari dalam sistem itu sendiri, sebagai contoh gangguan dari luar adalah gangguan alam (petir, bencana, pohon,dll),dan gangguan dari sistem seperti contoh kerusakan pada alat-alat (transformator, generator, penyulang, dll). Gangguan pada sistem jaringan listrik dapat mengakibatkan penurunan kualitas maupun keandalan dari sistem tenaga listrik, sehingga tenaga listrik yang disalurkan ke konsumen akan terganggu bahkan dapat menimbulkan kerusakan pada peralatan listrik.^[11]

2.10 Gangguan Arus Lebih

Arus lebih terjadi ketika arus listrik melebihi rating dari peralatan atau kapasitas sebuah penghantar. Ini bisa terjadi karena kelebihan beban, hubung singkat atau gangguan tanah. Peralatan proteksi arus lebih melindungi penghantar dan peralatan dari arus lebih.

Gangguan hubung singkat adalah gangguan yang terjadi karena adanya kesalahan antara bagian - bagian yang bertegangan. Gangguan hubung singkat dapat juga terjadi akibat adanya isolasi yang tembus atau rusak karena tidak tahan terhadap tegangan lebih, baik yang berasal dari dalam maupun yang berasal dari luar.

Bila gangguan hubung singkat dibiarkan berlangsung agak lama pada suatu sistem daya, banyak atau semua pengaruh-pengaruh yang tidak diinginkan berikut ini dapat terjadi.

- a. Berkurangnya batas - batas kestabilan untuk sistem daya.
- b. Rusaknya peralatan yang berada dekat dengan gangguan yang disebabkan oleh arus yang besar, arus tak seimbang, atau tegangan - tegangan rendah yang ditimbulkan oleh hubung singkat.
- c. Ledakan - ledakan yang mungkin terjadi pada peralatan yang mengandung minyak isolasi sewaktu terjadinya suatu hubung singkat, dan yang mungkin menimbulkan kebakaran sehingga dapat membahayakan orang yang menanganinya dan merusak peralatan - peralatan yang lain.
- d. Terpecah - pecahnya keseluruhan daerah pelayanan sistem daya itu oleh suatu rentetan tindakan pengaman yang diambil oleh sistem - sistem pengaman yang berbeda - beda, kejadian ini dikenal sebagai *cascading*.^[12]

2.11 Peralatan proteksi

Pada prinsipnya sistem proteksi terdiri atas 3 bagian utama, yaitu transformator arus (*Current Transformer/CT*) dan transformator tegangan (*Potential Transformer/PT*), rele proteksi, dan pemutus daya (*Circuit Breaker/CB*).

Dalam proses perlindungan sistem terhadap gangguan, komponen tersebut harus bekerja dengan benar dan saling mendukung sesuai fungsinya masing-masing.^[12]

2.12 Jenis-Jenis Rele Pengaman

Di dalam sistem proteksi banyak sekali jenis rele pengaman yang digunakan disesuaikan dengan kebutuhan, jenis gangguan maupun tergantung dari jenis peralatan

yang diproteksi, sebagai contoh: rele pengamanan arus lebih (*over current relay*), rele pengamanan gangguan ke tanah (*ground fault relay*).^[13]

2.12.1 Rele Arus Lebih (*Over Current Relay*)

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

Berdasarkan karakteristik operasi rele, rele arus lebih dapat diklasifikasikan menjadi tiga kelompok yaitu waktu seketika, waktu tertentu, dan waktu terbalik.^[12]

a. Rele Arus Lebih waktu seketika (*Instantaneous Relay*)

Rele arus lebih waktu seketika yaitu rele yang jangka waktu mulai *pick up* sampai selesainya kerja rele sangat singkat (20–40 ms) tanpa penundaan waktu. Kerja dari rele ini tidak tergantung dari besarnya arus gangguan / arus yang menggerakkannya. Jadi rele ini akan memberikan perintah kepada pemutus beban (PMT) pada saat terjadi gangguan bila besar arus gangguannya melampaui penyetelannya (*In*) dan jangka waktu kerjanya singkat.^[13]

b. Rele Arus Lebih waktu tertentu (*Definite Time Relay*)

Rele ini memberikan perintah kepada pemutus tenaga (PMT) pada saat terjadi gangguan bila besar arus dan waktu terjadinya gangguan melebihi seting dari rele, jangka waktu kerja rele mulai "*pick up*" sampai kerja rele diperpanjang dengan waktu tertentu tidak tergantung pada besarnya arus gangguan.

Waktu operasi rele dapat diset di suatu harga tertentu untuk harga arus yang sama dan lebih besar dari nilai "*pick up*"nya sehingga waktu operasi rele dapat diatur sesuai dengan kebutuhan koordinasi. Keuntungan dari *Definite Time Relay* yaitu:

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

Kelemahannya adalah:

- Terjadi komulasi waktu pada rele di hulu, untuk sistem besar, akumulasi waktu tidak diharapkan.
- Bila diterapkan pada pengamanan gangguan tanah jaringan distribusi radial, bisa menimbulkan masalah *simpatetik tripping*.^[13]

c. Rele Arus Lebih Waktu Terbalik (*Inverse Time Relay*)

Rele arus lebih terbalik memberikan perintah kepada pemutus tenaga (PMT) pada saat terjadi gangguan bila besar arus gangguannya melampaui arus penyetelannya dan jangka waktu kerja rele dari *pick up*, waktunya berbanding terbalik dengan besar arusnya.^[13]

Jadi dapat dikatakan bahwa rele arus lebih waktu tertentu terbalik mempunyai waktu operasi yang semakin singkat untuk arus gangguan yang semakin besar dan waktu operasi yang semakin lama untuk arus gangguan yang semakin kecil.^[13]

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

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

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

$$(inverse) \quad t = \frac{0,14}{(I^{0,02}-1)} \dots\dots\dots (1)$$

$$(very inverse) \quad t = \frac{13,5}{(I-1)} \dots\dots\dots (2)$$

$$(extreme invers) \quad t = \frac{80}{(I^2-1)} \dots\dots\dots (3)$$

$$(long inverse) \quad t = \frac{120}{(I-1)} \dots\dots\dots (4)$$

Dimana : I : perbandingan arus

t : waktu kerja rele

2.12.2 Rele Gangguan Tanah (*Ground fault Relay*)

Gangguan satu fasa ketanah dapat diamankan dengan rele gangguan tanah. Karakteristik rele sangat penting untuk diperhatikan guna mendapat sistem pengamanan yang sesuai. Rele gangguan tanah dirancang sedemikian rupa dengan kecepatan kerja yang seketika. Dari hasil penyetingan kurva karakteristik seperti pada gambar terlihat bahwa semakin besar arus gangguan yang mengalir ketanah, semakin cepat trip dari rele gangguan tanah. Rele gangguan tanah hanya bekerja apabila terjadi gangguan hubung singkat yang melibatkan tanah. Hal ini disebabkan rele gangguan tanah mendeteksi

adanya arus sisa (*residual current*). Arus sisa ini muncul jika terdapat adanya arus urutan nol yang mengalir di saluran. Seperti diketahui bahwa rele gangguan tanah tidak akan bekerja pada kondisi normal, maka penyetelan waktu kerja di bagian paling hilir adalah paling cepat. Hal ini dapat dicapai dengan rele waktu seketika dan atau rele waktu terbalik dengan memilih kurva karakteristik yang terendah. Selanjutnya dikoordinasikan dengan rele di pengaman trafo lain dengan interval waktu 0,1-0,5 detik. Penentuan tetapan atur pada rele gangguan tanah sama seperti pada rele arus lebih tetapi yang menjadi acuan penentuan besaran atur adalah besarnya gangguan hubung singkat ke tanah. ^[19]

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

$$|I_{gg.1\Phi}| = \left| \frac{cxVf}{Z_0+Z_f} \right| \dots\dots\dots (5)$$

Dimana :

- $I_{gg.1\Phi}$ = arus gangguan fasa ke fasa dalam ampere
- Vf = tegangan fasa netral
- C = faktor tegangan
- Z_f = impedansi titik gangguan
- Z_1, Z_2, Z_0 = masing-masing impedansi urutan positif, negatif, nol

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

$$I = \frac{V}{Z} \dots\dots\dots (6)$$

Dimana :

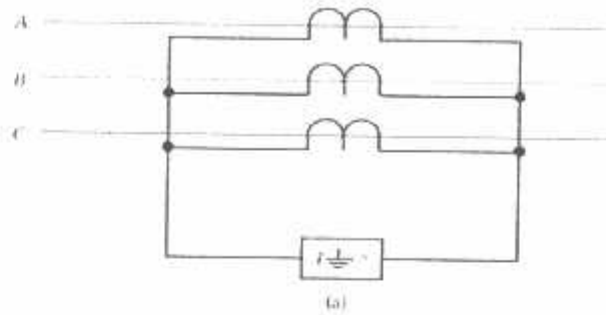
- I = arus gangguan hubung singkat
- V = tegangan sumber
- Z = impedansi dititik gangguan/impedansi ekivalent

$$I_{a1} = \left[\frac{Vf}{Z_1+Z_2} \right] \dots\dots\dots (7)$$

Dimana :

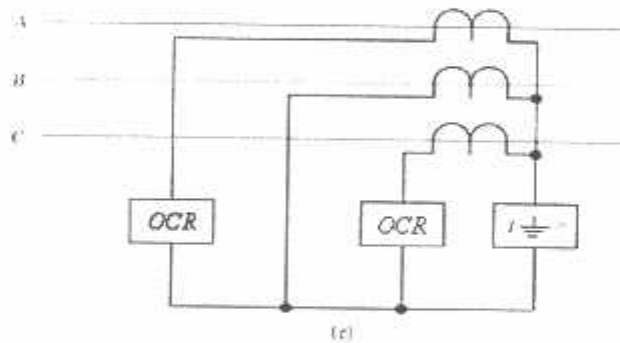
- Vf = tegangan fasa netral
- I_{a1} = arus urutan positif

- I_{a2} = arus urutan negatif
 Z_1, Z_2 = masing-masing impedansi urutan positif dan negatif



Gambar 2.9 Hubungan Sederhana Rele Gangguan Tanah ^[19]

Rele arus lebih kerap kali hanya dipasang pada dua dari tiga fasa yang ada, karena caraini sudah cukup mendeteksi setiap gangguan fasa yang terjadi. Cara seperti ini tidak berpengaruh terhadap rele gangguan tanah. Hubungan seperti ini diperlihatkan pada gambar 2.10. ^[19]



Gambar 2.10 Kombinasi Rele Arus Lebih dan Rele Gangguan Tanah ^[19]

2.13 Koordinasi Rele Arus Lebih (*Over Current Relay*) dan Rele Gangguan Tanah (*Ground fault Relay*)

Rele arus lebih (OCR) memproteksi instalasi listrik terhadap gangguan antar fasa. Sedangkan untuk memproteksi terhadap gangguan fasa tanah digunakan rele Rele Arus Gangguan tanah atau Ground Fault Relay (GFR). Prinsip kerja GFR sama dengan OCR, yang membedakan hanyalah pada fungsi dan elemen sensor arus. OCR biasanya memiliki 2 atau 3 sensor arus (untuk 2 atau 3 fasa) sedangkan GFR hanya memiliki satu sensor arus (satu fasa).

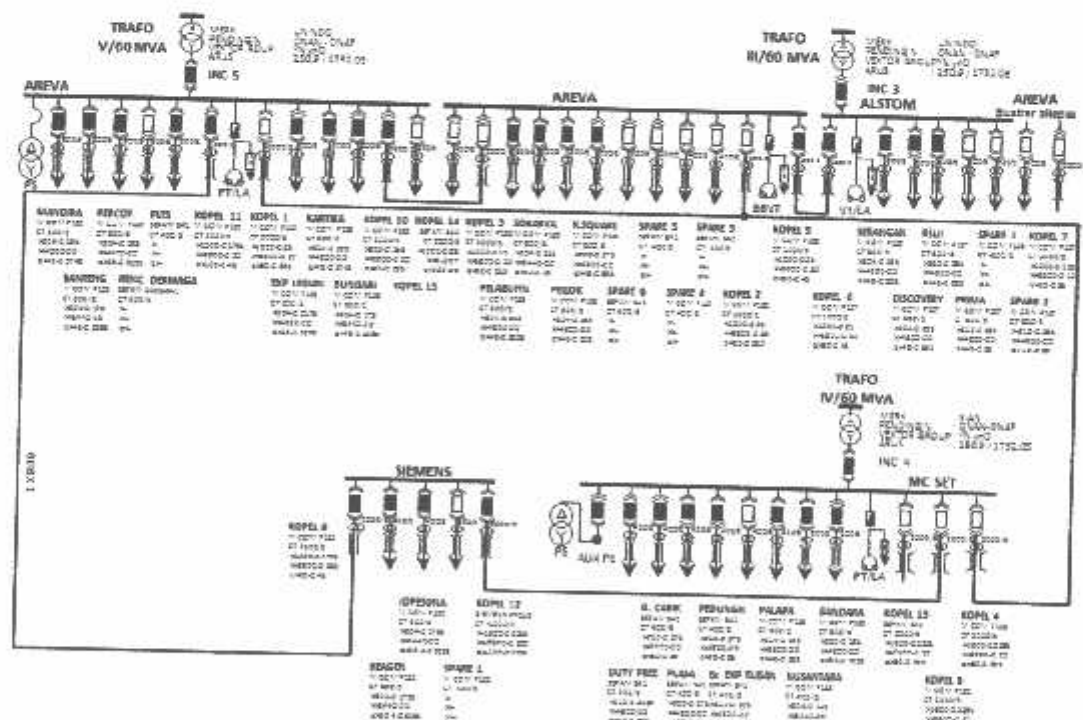
Waktu kerja rele OCR maupun GFR tergantung nilai setting dan karakteristik waktunya, elemen tunda waktu pada rele ini pada 2 elemen yaitu elemen *low set* dan elemen *high set*. elemen low set bekerja ketika terjadi gangguan dengan arus hubung

singkat yang relatif kecil, sedangkan elemen high set bekerja ketika terjadi gangguan dengan arus hubung singkat yang cukup besar. Rele OCR dan GFR dipasang sebagai alat proteksi Generator, trafo, penghantar saluran transmisi distribusi, dan penyulang. Sebagai alat proteksi maka penggunaa rele harus memenuhi persyaratan proteksi yaitu : cepat, selektif, serta handal. Rele harus disetting sedemikian rupa sehingga dapat bekerja secepat mungkin dan meminimalkan bagian dari sistem yang harus padam. Hal ini diterapkan dengan cara mengatur waktu kerja rele agar bekerja lambat ketika terjadi arusgangguan kecil, dan bekerja semakin cepat apabila arus gangguan semakin besar, hal ini disebut karakteristik inverse.^[14]

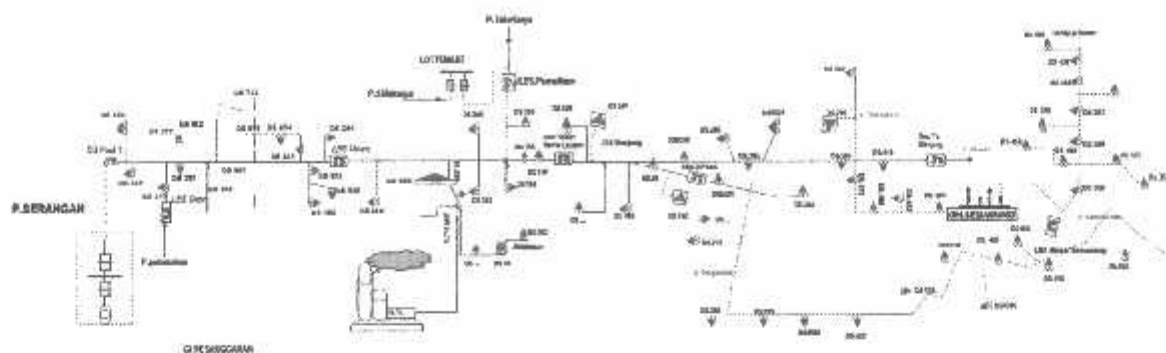
BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Gambaran Umum

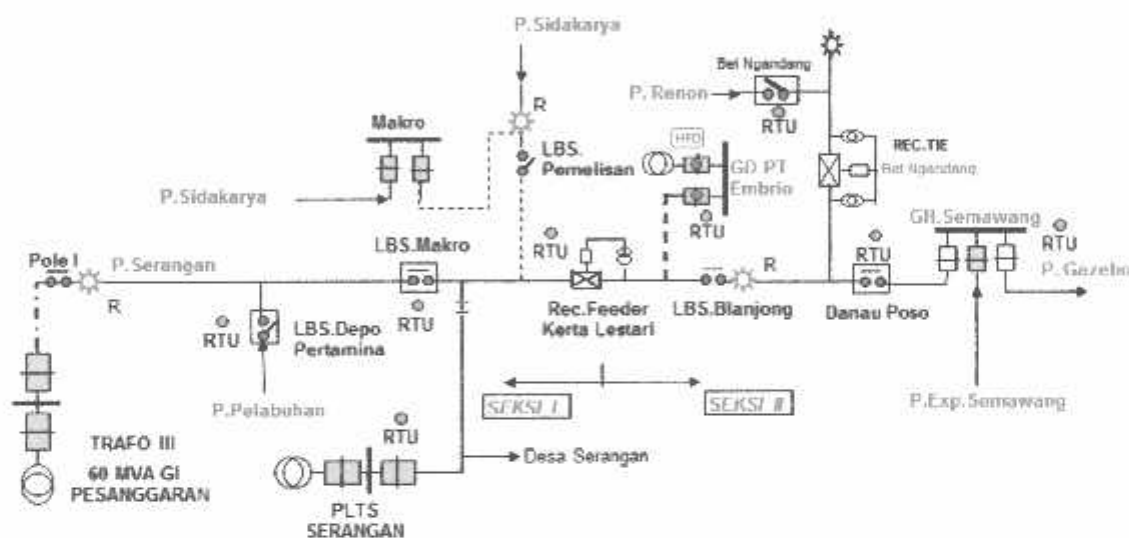
Sistem distribusi Gardu Induk Pesanggaran terletak di Denpasar Selatan provinsi Bali. Penelitian ini lebih tertuju pada penyulang serangan yang merupakan salah satu outgoing dari GI Pesanggaran yang telah beroperasi dengan sistem radial. Pada penyulang Serangan terinterkoneksi dengan Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLTSa) sebagai yang ada di TPA Suwung Denpasar Selatan. Suplai beban distribusi Penyulang Serangan bersumber dari GI pesanggaran yang melayani beban wilayah Pesanggaran, Suwung, Serangan dan Sanur. Dalam perkembangan teknologi energi listrik , sampah yang ada di TPA Suwung telah berhasil membangkitkan dengan daya terpasang 2 X 1 MW yang dikelola oleh PT Navigat Organic Energy Limited (PT NOEL) dikenal dengan Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLTSa) yang difungsikan sebagai *Distributed Generation (DG)*. PLTSa ini terhubung langsung pada jaringan distribusi 20 kV pada GI pesanggaran.



Gambar 3.1. Single Line Sistem Kelistrikan Gardu Induk Pesanggaran



Gambar 3.2. Single line diagram Penyulang Serangan Gardu Induk Pesanggaran



Gambar 3.3. Standar Operasi Prosedur Penyulang Serangan Gardu Induk Pesanggaran

3.2 Prosedur koordinasi

Data yang dibutuhkan dalam studi penyetelan rele, antara lain:

- Diagram segaris dari sistem yang menunjukkan rating dan tipe peralatan proteksi serta CT yang dipergunakan.
- Impedansi dalam besaran ohmik, persen atau pu dari transformator daya, generator listrik dan beban static.
- Besar arus gangguan minimum dan maksimum yang mungkin akan mengalir pada masing - masing peralatan proteksi.
- Arus beban puncak maksimum yang akan melalui peralatan proteksi.

Penyetelan rele ditentukan pertama kali agar dapat memberikan waktu operasi pemutusan terpendek pada level gangguan maksimum dan kemudian diperiksa apakah operasi ini juga dapat digunakan untuk arus gangguan minimum yang mungkin terjadi.

Aturan dasar untuk mendapatkan koordinasi rele yang benar dapat dinyatakan sebagai berikut:

- a. Bila memungkinkan, gunakan rele yang memiliki karakteristik operasi yang sama bila rele terpasang secara seri.
- b. Yakinkan bahwa rele terjauh dari sumber memiliki setelan arus yang sama atau lebih rendah dari rele dibelakangnya, mengingat arus primer yang dibutuhkan untuk mengoperasikan rele didepan adalah sama atau lebih kecil dari arus primer yang diperlukan untuk mengoperasikan rele berikutnya.

3.3 Rele Pengaman Arus Lebih

Pengertian rele arus lebih yaitu rele 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 rele 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 (rele).
 4. Batere / aki sebagai sumber tenaga untuk mentripan pmt dan catu daya untuk rele statik dan rele bantu.
 5. Wiring untuk menghubungkan komponen komponen proteksi sehingga menjadi satu sistem.
-

3.4 Koordinasi rele arus lebih dengan diskriminasi waktu

Koordinasi rele arus lebih memerlukan pengetahuan yang baik tentang arus hubung singkat yang mungkin terjadi pada setiap bagian dari sistem tenaga listrik. Data yang dibutuhkan dalam studi koordinasi rele arus lebih antara lain :

- Diagram garis tunggal dari sistem yang akan dipelajari termasuk didalamnya tipe serta rating dari rele yang digunakan serta karakteristik trafo arus yang digunakan.
- Besarnya impedansi dari semua elemen sistem seperti trafo, generator listrik, dan penyulang.
- Arus hubung singkat maksimum dan minimum yang mungkin terjadi pada pada setiap bagian sistem tenaga listrik.
- Arus beban maksimum yang mungkin mengalir pada sistem.

Pada metode ini, waktu setelan yang tepat diberikan pada masing - masing rele yang mengontrol pemutus tenaga. Hal ini untuk memastikan bahwa rele yang *trip* adalah rele yang paling dekat dengan gangguan.



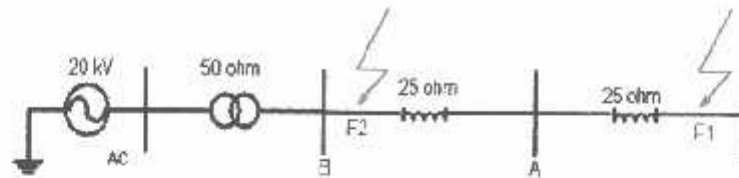
Gambar 3.4. *Single line diagram* proteksi rele tingkatan waktu

Gambar di atas merupakan contoh sederhana dari sebuah sistem tenaga listrik. Proteksi terhadap arus lebih terdapat pada titik A, B, C. Masing-masing rele memiliki karakteristik *definite time*. Jika terjadi Gangguan pada C pada umumnya pertama-tama akan dideteksi oleh rele R3 dan dipisahkan oleh Pemutus Tenaga di titik C. Jika terjadi kegagalan operasi dari rele atau peralatan pada titik C maka gangguan akan dipisahkan dengan beroperasinya rele pada titik B. Hal ini dapat diperoleh dengan mengatur waktu trip untuk masing-masing rele $R3 < R2 < R1$. Pada ujung sistem di atas biasanya di set *instantaneous* (seketika) dan secara bertahap $T1 < T2 < T3$ dan seterusnya.

Kelemahan dari metode ini adalah setelan rele yang terdekat dengan pembangkit diatur agar bekerja paling lama. Hal ini akan membahayakan karena jika terjadi gangguan dengan pembangkit maka gangguan yang sangat besar akan terjadi dalam waktu yang lama.

3.5 Koordinasi rele arus lebih dengan diskriminasi arus

Metode ini berdasarkan kepada fakta bahwa arus gangguan bervariasi pada setiap titik gangguan namun mengikuti pola bahwa semakin menuju hilir titik gangguan dari sumber pembangkit maka besar arus gangguannya akan mengecil.



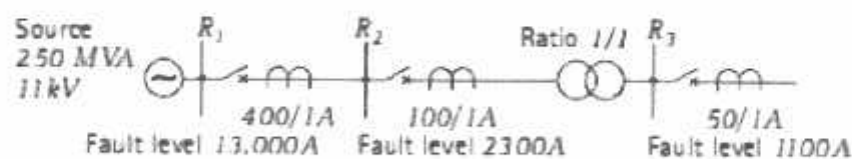
Gambar 3.5. *Single Line Diagram* proteksi rele arus lebih tingkatan arus

Kelemahan dari metode ini adalah :

- Arus hubung singkat pada F1 dan F2 tidak terlalu jauh sehingga tidak dapat dibedakan dengan sangat teliti mengingat arus gangguan tersebut masih harus direplika menggunakan trafo arus.
- Pada prakteknya sumber pembangkitan selalu berubah - ubah seperti ketika pembangkitan maksimum dan pembangkitan minimum sehingga ketika pembangkitan minimum besarnya arus hubung singkat menjadi kecil dan tidak terdeteksi oleh rele arus lebih.

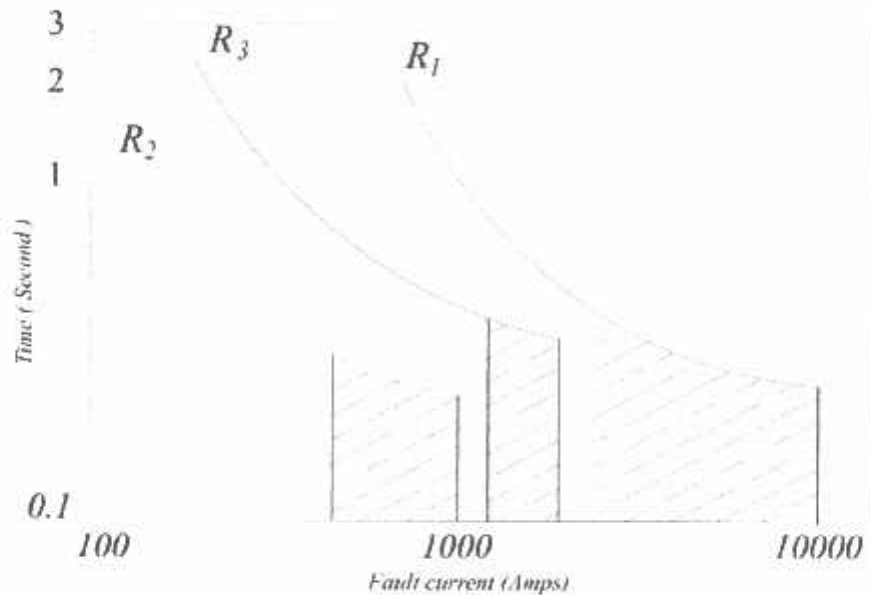
3.6 Koordinasi rele arus lebih dengan diskriminasi arus dan waktu

Masing-masing metode yang telah dijelaskan di atas memiliki kelemahan yang mendasar. Hal ini terjadi karena penggunaan diskriminasi waktu dan arus digunakan secara terpisah. Masalah ini dapat diatasi jika diskriminasi arus dan waktu digunakan secara bersama-sama. Rele dengan karakteristik *inverse* memanfaatkan diskriminasi arus dan waktu.



Gambar 3.6. *Single Line Diagram* untuk tingkat arus gangguan

Misalkan pada contoh gambar 3.6 pada seksi R1 besarnya arus gangguan adalah sebesar 13.000 A, pada seksi R2 besarnya arus gangguan adalah sebesar 23.000 A, sedangkan pada seksi R3 besarnya arus gangguan adalah sebesar 1.100 A. Maka jika digunakan rele dengan karakteristik *inverse*. Sehingga jika setelan pada masing-masing seksi tersebut adalah R1 diset pada 500 A dengan TMS pada 0.125, R2 diset pada 125 A dengan TMS pada 0.15 dan R3 diset pada 62.5 dengan TMS pada 0.10.



Grafik 3.1. Kurva arus – waktu untuk masing-masing seksi

Dari gambar kurva di atas terlihat bahwa diskriminasi dengan arus maupun waktu terpenuhi. Pada saat arus gangguan kecil (jauh dari sumber) maka yang bekerja sebagai rele utama adalah R3 yang di *back up* oleh R2 dan R3.

Pada arus hubung singkat yang besarnya menengah maka R1 tidak lagi merasakan adanya gangguan dan yang bekerja sebagai pengaman utama (ditengah-tengah antara sumber dan ujung saluran) adalah R2 di *back up* oleh R3. Sedangkan pada gangguan dekat dengan sumber maka rele yang menjadi pengaman adalah rele R3.

3.7 Persamaan setelan rele arus lebih dan rele gangguan tanah

Nilai setelan arus rele arus lebih.

$$I_{\text{set Primer}} = 0.5 \dots 2.5 \times I_n \dots \dots \dots (3-1)$$

$$I_{\text{set Sekunder}} = I_{\text{set Primer}} \times \frac{1}{\text{Ratio CT}} \dots \dots \dots (3-2)$$

Standar IEC and ANSI/IEEE menentukan operasi waktu secara matematis sebagai berikut^[7]:

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} + L \dots \dots \dots (3-3)$$

Dimana :

t = Waktu operasi rele (detik).

k = *Time multiplier setting*.

I = Rating arus gangguan disisi sekunder (ampere).

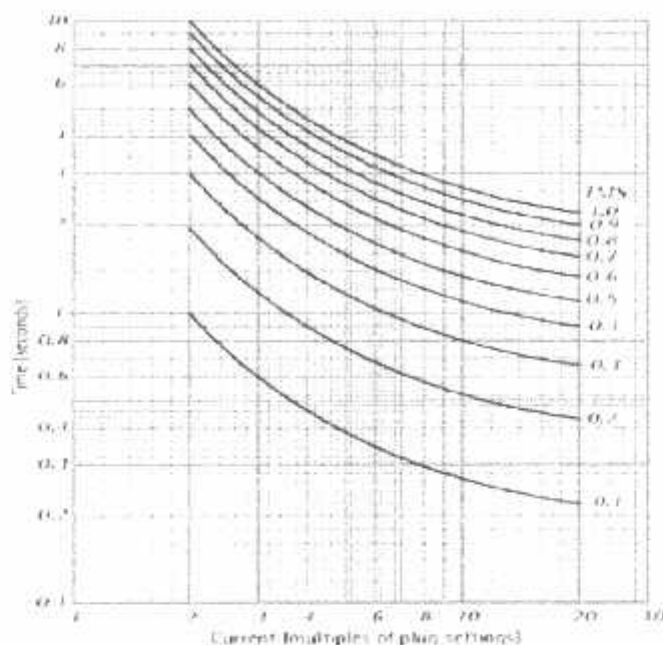
I_s = Arus *pick up*.

L = Konstanta.

Konstanta α , β dan L menentukan kemiringan karakteristik rele. Nilai-nilai α , β dan L untuk berbagai jenis rele arus lebih ditetapkan di bawah standar ANSI / IEEE dan Standar IEC diberikan dalam tabel 3.1.

Curve description	Standard	α	β	L
Moderately inverse	IEEE	2.0	0.0515	0.114
Very inverse	IEEE	2.0	19.61	0.491
Extremely inverse	IEEE	2.0	28.2	0.1217
Inverse	CO8	2.0	5.95	0.18
Short time inverse	CO2	0.02	0.0239	0.0169
Standard inverse	IEC	0.02	0.14	0
Very inverse	IEC	1.0	13.5	0
Extremely inverse	IEC	2.0	80.0	0
Long time inverse	UK	1.0	120	0

Tabel 3.1. Konstanta ANSI/IEEE dan IEC untuk standar rele arus lebih



Grafik 3.2. Kurva TMS untuk menentukan waktu kerja rele ^[19]

Nilai setelan arus rele gangguan tanah.

$$I_{\text{set Primer}} = 0.1 \dots 0.8 \times I_n \dots \dots \dots (3-4)$$

$$I_{\text{set Sekunder}} = I_{\text{set Primer}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \dots \dots \dots (3-5)$$

3.8 Perhitungan gangguan arus lebih

Perhitungan arus lebih ini dilakukan dengan perhitungan impedansi tiap – tiap elemen listrik. Impedansi yang dihitung merupakan impedansi dan sumber arus hubung singkat ke titik gangguan.

Langkah - langkah perhitungan arus hubung singkat sebagai berikut:

- Penentuan spesifikasi peralatan yang ada.
- Penentuan impedansi masing – masing peralatan dalam satuan per unit.
- Perhitungan impedansi hubung singkat dan sumber – sumber yang berkontribusi arus hubung singkat.
- Penentuan titik gangguan hubung singkat dengan tempat yang spesifik terhadap kemungkinan terjadinya hubung singkat. Penentuan titik gangguan ini menentukan letak alat proteksi yang akan diterapkan dan kapasitasnya.

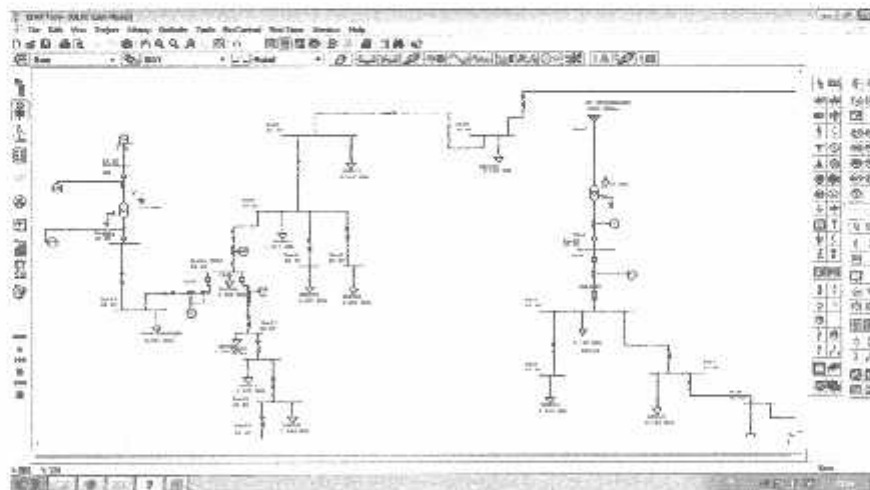
- e. Hasil perhitungan arus gangguan hubung singkat yang terjadi selama 10 milidetik (*0.5 cycle*) digunakan untuk menganalisa unjuk kerja rele proteksi arus lebih waktu terbalik (*inverse*) dan *definite time*.
- f. Nilai yang diambil dari gangguan hubung singkat ini adalah yang terbesar untuk nantinya digunakan menghitung waktu kerja rele pada penyulang Serangan jaringan Gardu Induk Pesanggaran 20 kV.

3.9 Software ETAP Power Station

Pada prinsipnya, aplikasi perangkat lunak (*software*) pada komputer digital bertujuan untuk mempermudah dilakukannya analisis terhadap sistem tenaga listrik, terutama terhadap sistem yang besar dan kompleks. Salah satu software khusus yang mempermudah perhitungan analisis sistem tenaga ini adalah *ETAP Power Station*. Untuk menganalisa setelan waktu kerja rele dan koordinasinya pada sistem tenaga listrik menggunakan fitur *star – protective device coordination* pada *toolbars software ETAP Power Station*. Pada fitur ini, simulasi sistem berjalan secara *real time* untuk mengetahui kinerja koordinasi setelan waktu rele pada pemodelan sistem tenaga listrik.

1. Menggambar Single Line Diagram di ETAP Power Station

Menggambar *single line diagram* pada etap pada software *ETAP Power Station* didasarkan pada *single line diagram* dari data Penyulang Serangan Gardu Induk Pesanggaran.



Gambar 3.7. *Single line diagram* Penyulang Serangan Gardu Induk Pesanggaran

2. Input Data Power Grid

Power Grid Editor - GI PESANGGARAN

Info Rating Harmonic Reliability Energy Price Remarks Comment

150 kV Swing

Rated kV: 150 Balanced Unbalanced

Gen Cat	kV	Vangle	MW	Mvar	ZPF	Qmax	Qmin
1 Design	100	0					
2 Normal	100	0					
3 Shutdown	100	0					
4 Emergency	100	0					
5 Standby	100	0					
6 Startup	100	0					

Operating

% V	Vangle	MW	Mvar
100	0	7.099	4.874

SC Rating

MVAec	X/R	kAec	SC Imp. (100 MVA base)	% R	% X
3-Phase: 2295.04	18.8	8.849	Pos: 0.23351	4.34337	
1-Phase: 275.991	18.8	1.062	Neg: 0.23351	4.34337	
			Zero: 1.36899	99.8558	

GI PESANGGARAN

Gambar 3.8. Input rating Power Grid di ETAP Power Station

3. Input Data Trafo

Winding Transformer Editor - T3

Info Rating Tap Grounding Staging Protection Harmonic Reliability Remarks Comment

2.5 MVA Liquid-FB OA-TA 55/55 C 11 20 kV

Rating

kV	MVA	Max MVA	FLA	Connected Bus
Prim: 11	2.5	15	131.2	Nom. kV: 11
Sec: 20			72.17	20

Impedance

Typical X/R	Z variation	Z Tolerance
% Z	@ -5% Tap	
Positive: 6.5	0 %	
Zero: 6.5	@ -5% Tap	
	0 %	

Typical Z & X/R

T3

Gambar 3.9. Input rating trafo di ETAP Power Station

4. Input Data Generator (DG)

Synchronous Generator Editor - p12a

Protection Info	PSS Rating	Harmonic Capability	Reliability Insp./Model	Fuel Cost Grounding	Remarks Inertia	Comment Exciter	Governor
11 kV 2 MW Voltage Control							
Rating	MW	kV	% PF	MVA	% BR	Poles	
	2	11	80	2.5	95	4	
	% of Bus kVnom		FLA	RPM			
	100		131.2	1500			

Gen. Category	% V	Angle	MW	Mvar	% PF	Qmax	Qmin
1 Design	100		1.5			1.763	0
2 Normal	100		0			2.067	0
3 Shutdown	100		0			2.067	0
4 Emergency	100		0			2.067	0
5 Standby	100		0			2.067	0
6 Startup	100		0			2.067	0

Panel/Mover Rating

Continuous		Peak		Mvar Limits	Peak Mvar
HP	MW	HP	MW	Capability Curve	
2682	2	2682	2	User-Defined	1.219

Operating Values

% V	Vangle	MW	Mvar
100	1.8	1.5	0.494

Buttons: [Back] [Forward] [Print] [Help] [OK] [Cancel]

Gambar 3.10. Input rating Generator di ETAP Power Station

5. Input Data Rele

Overcurrent Relay Editor - Relay33

Info Input Output OCR TCC <A Model Info Checker Remarks Comment

ALSTOM #121

OC Level Enabled

DCT Integrated Curves

Link TCC - IOC for this level

Phase Ground

Overcurrent

Curve Type ANSI - Extremely Inverse

Pickup Range 0.1 - 25 xCT Sec Multiples

Pickup 0.95 Step: 0.01

Relay Amps 2.8 112 Perm. Amps

Time Dial 0.025 Step: 0.025

Instantaneous

Instantaneous

Time Dial 2.0 - 40 xCT Sec

Multiples

Relay Amps 0.00 0.00 Perm. Amps

Time Dial 0.150

Relay Amps 0.01 0.01 Perm. Amps

Buttons: [Back] [Forward] [Print] [Help] [OK] [Cancel]

Gambar 3.11. Input Parameter Rele di ETAP Power Station

6. Input Data CB (Circuit Breaker)

High Voltage Circuit Breaker Editor - CB2

Info Rating Reliability Remarks Comment

1.01 kV 5 Cy 0 kA 0 kA

Standard Library Info

ANSI MFR none

IEC Model none

Rating

Max. kV	Cont. Amp.	Standard	Cycle	CPT	Time Constant
1.01	0	SYM	5	3	45

Rated Int. Max Int. C & L rms C & L Peak S Factor % dc

0 0 0 0 1.8572 26.36

Application/Association

Association

CB2 OK Cancel

Gambar 3.12. Input Rating PMT di ETAP Power Station

7. Input Data CT (Current Transformer)

Current Transformer(CT) Editor - CT48

Info Rating Checker Remarks Comment

Ratio

Primary	Sec.	Ratio
1000 A	5 A	1000 : 5

Class

Designation

Burden VA Ohm

CT48 OK Cancel

Gambar 3.13. Input Rating CT di ETAP Power Station

8. Input Data Tiang Penghantar

Protection Info	Sag & Tension Parameter	Aspacity Configuration	Reliability Grouping	Remarks Earth	Comments Impedance
EPR1/S005	AAAC	T1 25 °C T2 75 °C	Code 300	300 kcmil	19 Strands
Phase Conductor					
Conductor Type	R-T1 (25 °C) AL	R-T2 (75 °C) 0.3615	Xa 0.3967	ohms per 1 mile	
Outside Diameter	GMR	0.3188 ft	Xa	megohms per 1 mile	
Ground Wire					
EPR1	AW	T1 25 °C T2 75 °C	Code 3 No. 10	31.2 kcmil	3 Strands
Conductor Type	R-T1 (25 °C) AL	R-T2 (75 °C) 8.87	Xa 0.6475	ohms per 1 mile	
Outside Diameter	GMR	0.00165 ft	Xa	megohms per 1 mile	

Gambar 3.14. Input Data Tiang Penghantar di ETAP Power Station

9. Input Data Kabel

Reliability Info	Impedance	Physical	Leading	Protection	Remarks	Aspacity	Comment
XLPE	Non-Flag	100%	20kV	3-C CU	240	min 2	

Impedance per conductor			Unit
R	X	Y	
Pos	0.199	0	Ohms per
Zero	0.19862	0.2413	Ohms

Cable Temperature

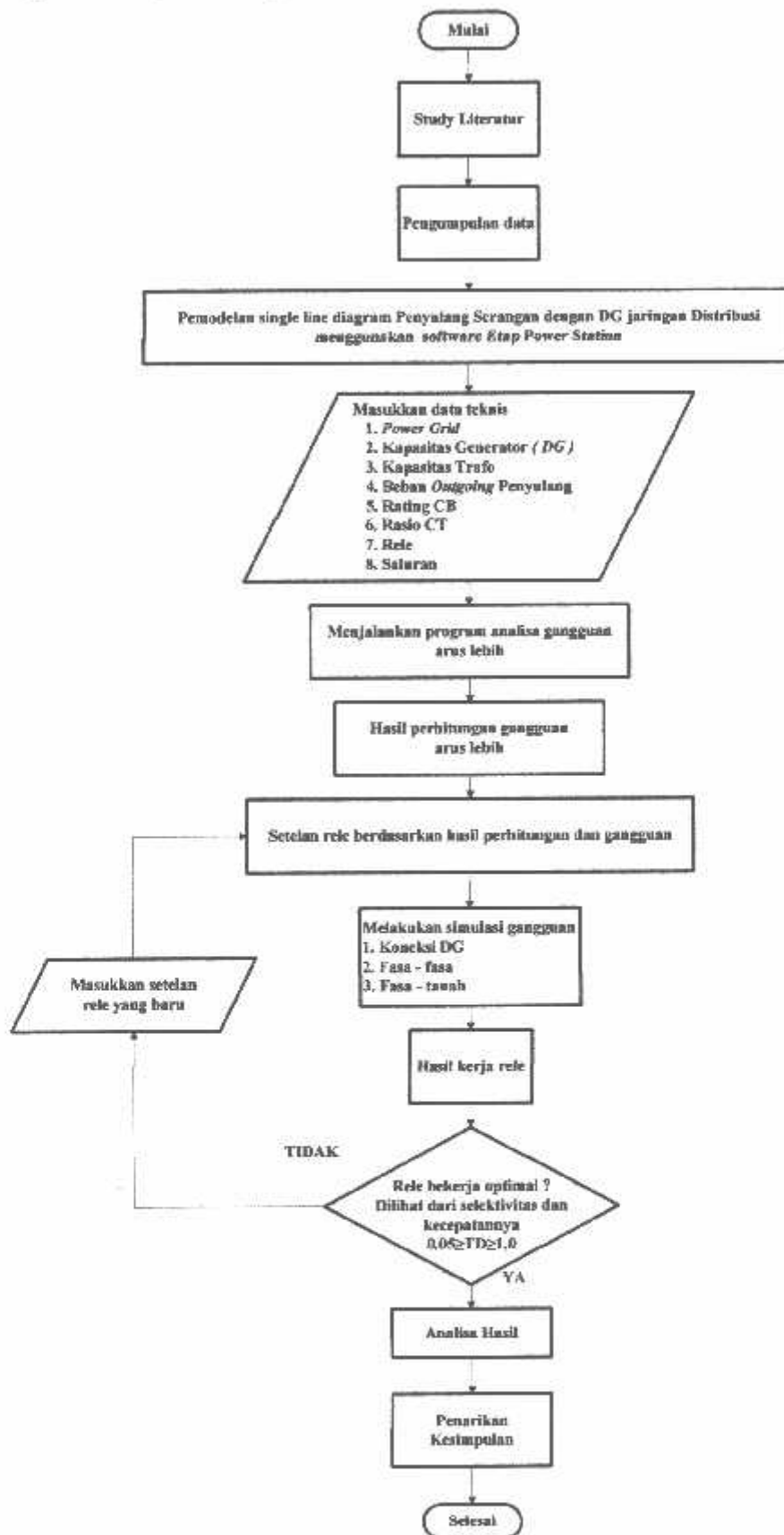
Base 50 °C Min. 75 °C Max. 75 °C

Gambar 3.15. Input Data Kabel di ETAP Power Station

3.10 Algoritma Simulasi *Software ETAP Power Station*

- a. Mulai
 - b. *Study Literatur* pada Penyulang Serangan jaringan distribusi Gardu Induk Pesanggaran 20 kV.
 - c. Pengumpulan data yang diperlukan untuk pemodelan *single line* diagram Penyulang Serangan pada jaringan distribusi Gardu Induk Pesanggaran 20kV.
 - d. Pemodelan *single line* diagram Penyulang Serangan menggunakan *software ETAP Power Station*.
 - e. Masukkan data teknis kedalam pemodelan *single line* diagram Penyulang Serangan yang meliputi *Power grid*, kapasitas Trafo, kapasitas Generator (*DG*), beban *Outgoing* (beban statis), rating CB (*current breaker*), *Ratio CT* (*current Transformer*),rele (OCR dan GFR) , saluran (jarak, penghantar, impedansi, tiang penghantar).
 - f. Menjalankan fitur program gangguan arus lebih yang terdapat di *software ETAP Power Station*.
 - g. Hasil perhitungan gangguan arus lebih.
 - h. Melakukan perhitungan untuk setelan rele yang sesuai hasil perhitungan gangguan arus lebih.
 - i. Melakukan simulasi pengaruh interkoneksi DG, gangguan satu fasa ketanah dan fasa – fasa.
 - j. Apabila rele tidak bekerja optimal maka kita akan memasukkan setelan rele yang baru lalu kembali ke poin (h). Dan apabila rele bekerja optimal maka akan langsung ditarik kesimpulan. Maksud dari bekerja optimal adalah rele proteksi sudah memenuhi persyaratan selektivitas dan cepat $0,05 \geq TD \geq 1,0$ dilihat dari *Time Delay Setting Relay*
 - k. Analisa hasil simulasi
 - l. Penarikan kesimpulan
 - m. Selesai
-

3.11 Diagram alir (flowchart)

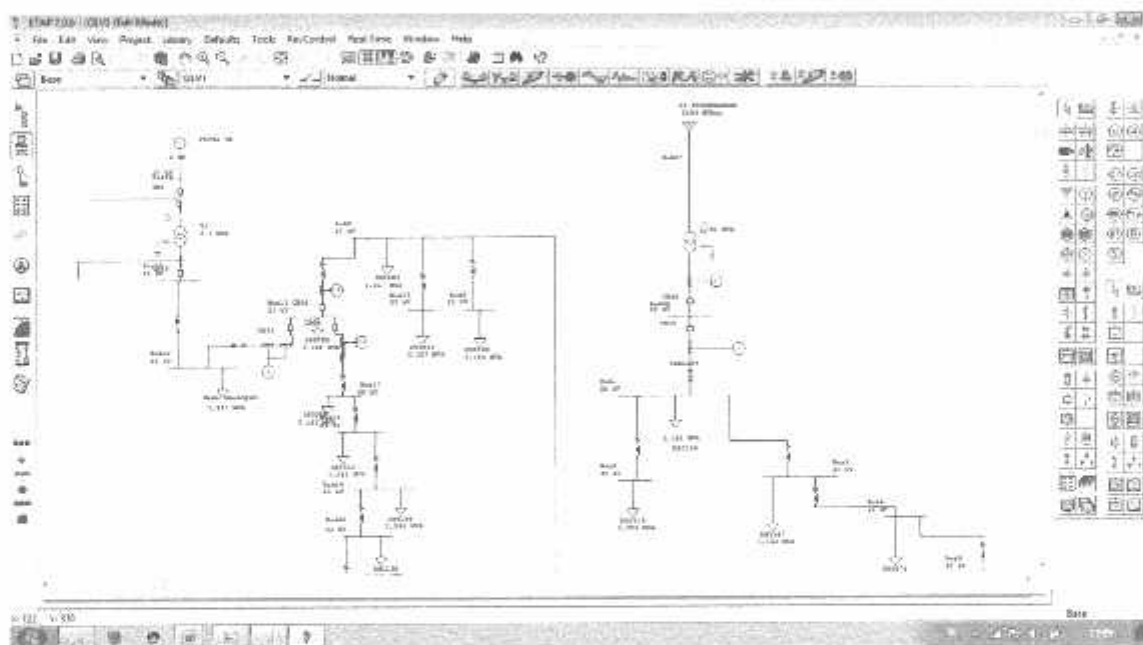


Gambar 3.16. Diagram alir (flowchart)

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Pemodelan *single line diagram* Penyulang Serangan dan jaringan distribusi 20 kV Gardu Induk Pesanggaran menggunakan *software ETAP Power Station*

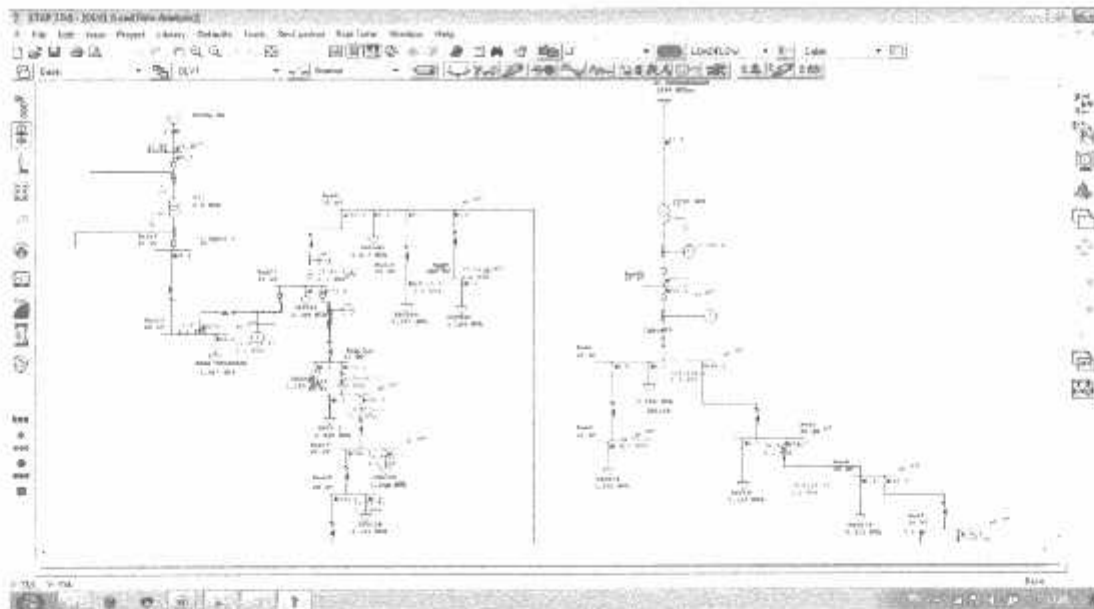
Membuat pemodelan *single line diagram* jaringan distribusi 20 kV Gardu Induk Pesanggaran pada Penyulang Serangan menggunakan *software ETAP Power Station* merupakan langkah awal dalam melakukan analisa. Dimana dalam pemodelan ini akan dimasukkan semua data - data teknis yang meliputi *Power Grid*, kapasitas Generator (*DG*) , kapasitas Trafo , beban statis tiap bus, rasio CT, rating CB, Rele, dan data Saluran.



Gambar 4.1. Pemodelan *single line diagram* G.I Pesanggaran pada Penyulang Serangan

4.2 *Load flow analysis* menggunakan *software ETAP Power Station*

Setelah selesai menggambar *single line diagram* jaringan kelistrikan di *ETAP Power station* pastikan semua data peralatan dimasukkan dengan benar, langkah selanjutnya adalah melakukan *load flow analysis* untuk mengetahui perbandingan antara sebelum pemasangan *Distributed Generation (DG)* dan setelah pemasangan *Distributed Generation (DG)*.



Gambar 4.2. Load flow analysis G.I Pesanggaran Penyulang serangan.

Gambar 4.2 diatas hasil *running load flow* menggunakan Etap *powerstation* untuk mengetahui kontinuitas dari sistem apakah sudah berjalan dengan normal serta untuk menentukan perbandingan sebelum dan setelah pemasangan *Distributed Generation* (DG) pada G.I Pesanggaran Penyulang serangan.

Tabel 4.1
Perbandingan Arus pada tiap Bus

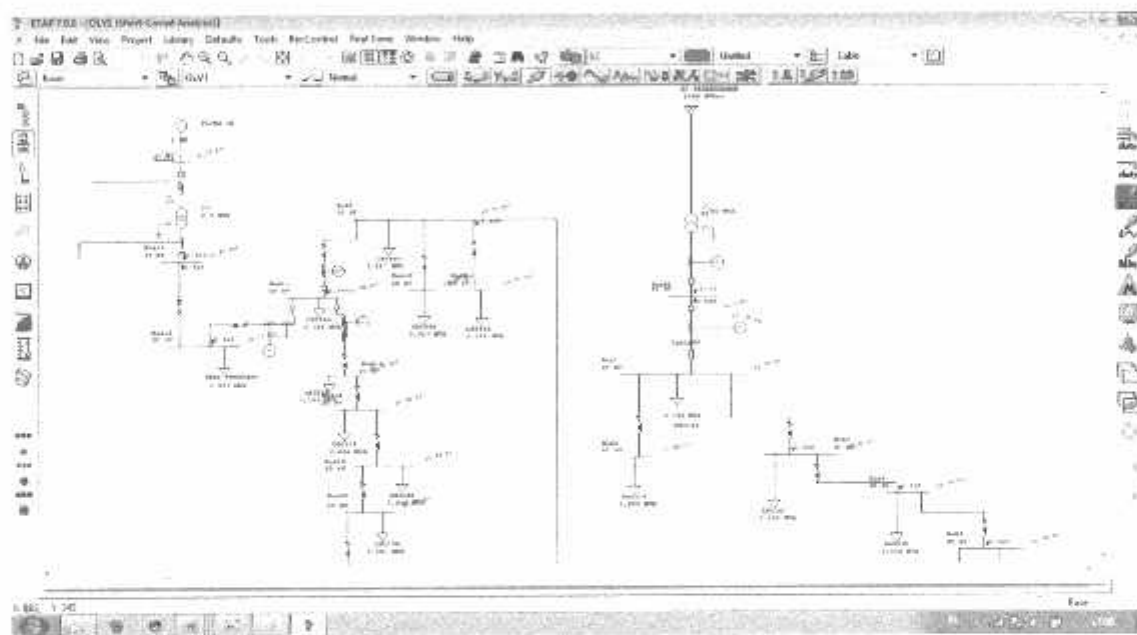
Bus (ID)	Bus (ID)	kV	Sebelum pemasangan DG		Setelah pemasangan DG	
			Pu	Amp	Pu	Amp
Bus 1	Bus 62	20	0.988	248.5	0.990	206.4
Bus 8	Bus 11	20	0.982	195.4	0.983	152.9
Bus 11	Bus 17	20	0.980	174.7	0.984	175.2
Bus 12	Bus 11	20	0.980	15.7	0.973	32.0
Bus 23	Bus 24	20	0.970	133.2	0.972	133.6
Bus 24	Bus 25	20	0.923	8.0	0.972	8.0
	Bus 26	20	-	92.5	-	92.7
	Bus 51	20	-	22.1	-	22.2
Bus 62	Bus 67	20	0.991	248.5	0.992	206.8

Tabel 4.1 merupakan hasil atau *report loadflow analysis* dari ETAP *Powerstation* untuk menentukan hasil perbandingan nilai arus sebelum dan setelah pemasangan *Distributed Generation* (DG). Disana terlihat terdapat nilai perbandingan kenaikan arus tertinggi pada bus 12 ke bus 11 karena letak bus yang terdekat dengan interkoneksi DG

dengan nilai sebesar 15.7 A sebelum pemasangan DG dan sebesar 32.0 A setelah pemasangan DG, persentase kenaikan arus $\geq 50\%$.

4.3 Analisa Gangguan Arus Hubung Singkat (*Short Circuit*)

Sebelum menghitung *setting* pada rele terlebih dahulu perlu dilakukan penentuan nilai gangguan yang terjadi pada bus yang mengalami gangguan. Analisa hubung singkat ini bertujuan untuk mendapatkan nilai arus hubung singkat tiga fasa, fasa - fasa dan satu fasa ketanah pada kondisi sebelum dan setelah pemasangan DG pada setiap bus dalam sistem penyulang serangan. Berikut adalah gambar dimana pensimulasian gangguan arus hubung singkat pada ETAP *power station*.



Gambar 4.3. Pemodelan gangguan arus hubung singkat pada ETAP *Power Station*

Gambar 4.3 diatas merupakan hasil *running short circuit* menggunakan Etap *powerstation* untuk mengetahui nilai perhitungan arus hubung singkat pada sistem pada tiap bus sebelum dan setelah pemasangan *Distributed Generation* (DG) pada G.I Pesanggaran Penyulang serangan sebelum dilakukan penyetelan ulang. Berdasarkan perhitungan arus hubung singkat yang dilakukan *software ETAP Power Station* diatas maka akan didapat hasil perhitungan arus gangguan yang terjadi pada setiap bus adalah sebagai berikut:

Tabel 4.2

Perhitungan hasil simulasi arus gangguan hubung singkat

Bus (ID)	kV	Sebelum Pemasangan DG			Setelah Pemasangan DG		
		Line to line	Line to ground	3 phase	Line to line	Line to ground	3 phase
		Fault (kA)	Fault (kA)	Fault (kA)	Fault (kA)	Fault (kA)	Fault (kA)
Bus 1	20	10.970	12.759	12.667	11.215	13.080	12.944
Bus 11	20	8.047	5.925	9.292	8.282	6.423	9.556
Bus 12	20	5.559	3.300	6.419	5.778	4.509	6.665
Bus 13	20	-	-	-	5.333	4.270	6.150
Bus 17	20	7.096	4.757	8.194	7.282	5.073	8.404
Bus 24	20	4.889	2.777	5.645	4.978	2.940	5.746
Bus 25	20	4.572	2.548	5.279	4.650	2.685	5.368
Bus 26	20	4.590	2.561	5.300	4.669	2.699	5.390
Bus 51	20	4.527	2.516	5.227	4.604	2.650	5.315
Bus 62	20	12.387	15.410	14.303	12.630	15.722	14.580
Bus 66	20	-	-	-	2.113	2.209	2.422

Table 4.2 merupakan tabel perhitungan simulasi gangguan arus hubung singkat simetris dan tak simetris dengan kondisi sebelum dan setelah pemasangan DG diantaranya gangguan fasa – fasa (*line to line*), fasa ke tanah (*line to ground*) dan 3 fasa (*3 phase*). Disini pada simulasi arus gangguan hubung singkat semua bus mengalami kenaikan arus pada setiap gangguan yang dianalisa. Kenaikan arus setelah pemasangan DG rata-rata pada tiap gangguan sebesar 5 % dari nilai sebelum pemasangan DG.

4.4 Perhitungan Seting Rele Pengaman

Analisa dan simulasi rele pengaman sebelum diseting ulang bertujuan untuk melihat dan membandingkan unjuk kerja dari rele pengaman, apakah kerja dari rele pengaman sudah sesuai dengan standar keandalan yang diinginkan. Untuk melakukan simulasi ini, data-data dari seting rele yang digunakan adalah data-data yang diperoleh dari lapangan sehingga dalam proses analisa mendapatkan hasil perhitungan yang selektif yang akan mempermudah dalam proses simulasi.

Tabel 4.3
Seting awal OCR dan GFR

Relay ID	CT Ratio	Brand Name	Phase			Ground		
			I (A)		TD (s)	I (A)		TD (s)
			Sek	Prim		Sek	Prim	
RL 46	1000:5	Micom P 123	7	1400	0,142	0,58	116	0,068
RL 37	400:5	Micom P 123	3,75	300	0,125	0,31	24,8	0,32
RL 42	300:5	Square D	6	240	0,092	0,5	20	0,53
RL 43	200:5	Micom P 121	0,5	30	0,075	0,01	0,1	0,05
RL 41	100:5	Micom P 123	0,95	19	0,56	0,16	1,6	0,38
RL 38	1000:5	Micom P 121	0,1	20	0,25	0,455	4,55	0,045
RL 39	1000:5	Micom P 121	0,1	20	0,25	0,83	8,3	0,058
RL 40	200:5	Micom P 121	4	160	0,95	1,33	13,3	0,054
RL 33	200:5	Micom P 121	2,8	112	0,087	0,22	9,2	0,051
RL 34	100:5	Micom P 121	0,5	10	0,052	0,08	0,8	0,036
RL 35	200:5	Micom P 121	0,7	28	0,063	0,055	2,2	0,041

Tabel 4.3 merupakan parameter dari rele pengaman arus lebih (*Over current relay*) dan rele pengaman gangguan tanah (*Ground fault relay*) sebelum dilakukan penyetelan ulang. Parameter yang dimasukkan didapat dari data aktual lapangan sehingga nilai perbandingan saat dilakukan analisa mendapatkan nilai perhitungan yang selektif dan kemudian disimulasikan pada software *ETAP Powerstation*. Setelah mendapatkan semua data yang diperoleh kemudia dilakukan perhitungan setelan rele untuk mendapatkan nilai perhitungan yang selektif untuk memproteksi sistem pada G.I Pesanggaran Penyulang serangan dengan interkoneksi *Distributed Generation (DG)*.

1) Seting rele 33

Seting OCR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 5390 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 92,7 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 1,2 \times 92,7 \\ = 111,24 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 111,24 \times \frac{5}{200} \\ = 2,781 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{5390}{111,24}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,007}{(48,453)^{0,02} - 1} = \frac{0,007}{1,08 - 1} = \frac{0,007}{0,08} = 0,087 \text{ detik}$$

Seting GFR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 5390 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 92,7 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 0,1 \times 92,7 \\ = 9,27 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 9,27 \times \frac{5}{200} \\ = 0,23 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{5390}{9,27}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,007}{1,135 - 1} = \frac{0,007}{0,135} = 0,051 \text{ detik}$$

Rele arus lebih (*over current relay*) pada rele 33 disetel dengan *time dial* = 0,087 s tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 112 : 2,8.



Gambar 4.4. Setelan rele arus lebih pada rele 33

Rele gangguan ketanah (*ground fault relay*) dengan setelan *time dial* = 0,051 s, pada rele 33 tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 0,23 : 9,2.



Gambar 4.5. Setelan rele gangguan ketanah pada rele 33

2) Seting rele 34

Seting OCR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 5368 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 8 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 1,2 \times 8 \\ = 9,6 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 9,6 \times \frac{5}{100} \\ = 0,48 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{5368}{9,6}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,007}{1,135 - 1} = \frac{0,007}{0,135} = 0,051 \text{ detik}$$

Seting GFR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 5368 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 8 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 0,1 \times 8 \\ = 0,8 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 0,8 \times \frac{5}{100} \\ = 0,08 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{5368}{0,8}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,007}{1,192 - 1} = \frac{0,007}{0,192} = 0,036 \text{ detik}$$

Rele arus lebih (*over current relay*) pada rele 34 disetel dengan *time dial* = 0,051 s tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 0,5 : 10.



Gambar 4.6. Setelan rele arus lebih pada rele 34

Rele gangguan ketanah (*ground fault relay*) dengan setelan *time dial* = 0,036 s, pada rele 34 tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 0,08 : 0,8.



Gambar 4.7. Setelan rele gangguan ketanah pada rele 34

3) Seting rele 35

Seting OCR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 5315 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 22,2 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 22,2 \times 1,2 \\ = 26,64 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 26,64 \times \frac{5}{100} \\ = 0,66 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{5315}{26,64}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,007}{0,111} = 0,063 \text{ detik}$$

Seting GFR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 53,5 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 22,2 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 0,1 \times 22,2 \\ = 2,22 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 2,22 \times \frac{5}{200} \\ = 0,05 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{5315}{2,22}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,007}{0,168} = 0,041 \text{ detik}$$

Rele arus lebih (*over current relay*) pada rele 35 disetel dengan *time dial* = 0,063 s tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps* : *Prim Amps* = 0,65 : 26.



Gambar 4.8. Setelan rele arus lebih pada rele 35

Rele gangguan ketanah (*ground fault relay*) dengan setelan *time dial* = 0,041s, pada rele 35 tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps* : *Prim Amps* = 0,05 : 2,2.



Gambar 4.9. Setelan rele gangguan ketanah pada rele 35

4) Seting rele 37

Seting OCR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 13.080 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 206,4 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 1,2 \times 206,4 \\ = 247,68 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 247,68 \times \frac{5}{400} \\ = 3,096 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{13086}{247,68}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,05 \times 0,14}{1,08 - 1} = \frac{0,007}{0,08} = 0,087 \text{ detik}$$

Seting GFR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 13.080 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 206,4 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 0,1 \times 206,4 \\ = 20,64 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 20,64 \times \frac{5}{400} \\ = 0,258 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{13086}{207,64}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,05 \times 0,14}{1,13 - 1} = \frac{0,007}{0,13} = 0,054 \text{ detik}$$

Rele arus lebih (*over current relay*) pada rele 37 disetel dengan $time\ dial = 0,087\ s$ tipe kurva *standart inverse* dan $Relay\ Amps : Prim\ Amps = 3,1 : 248$.



Gambar 4.10. Setelan rele arus lebih pada rele 37

Rele gangguan ketanah (*ground fault relay*) dengan setelan $time\ dial = 0,054\ s$, pada rele 37 tipe kurva *standart inverse* dan $Relay\ Amps : Prim\ Amps = 0,26 : 20,8$.



Gambar 4.11. Setelan rele gangguan ketanah pada rele 37

5) Seting rele 38

Seting OCR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 6150 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 45,6 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 1,2 \times 45,6 \\ = 54,72 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 54,72 \times \frac{5}{100} \\ = 2,73 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{6,50}{54,72}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,007}{1,099 - 1} = \frac{0,007}{0,099} = 0,07 \text{ detik}$$

Seting GFR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 6150 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 45,6 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 0,1 \times 45,6 \\ = 4,56 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 4,56 \times \frac{5}{50} \\ = 0,456 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{6150}{4,56}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,007}{1,155 - 1} = \frac{0,007}{0,155} = 0,045 \text{ detik}$$

Rele arus lebih (*over current relay*) pada rele 38 disetel dengan *time dial* = 0,07 s tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 2,7 : 54.



Gambar 4.12. Setelan rele arus lebih pada rele 38

Rele gangguan ketanah (*ground fault relay*) dengan setelan *time dial* = 0,054 s, pada rele 37 tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 0,26 : 20,8.



Gambar 4.13. Setelan rele gangguan ketanah pada rele 38

6) Seting rele 39

Seting OCR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 2422 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 82,9 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 1,2 \times 82,9 \\ = 99,48 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 99,48 \times \frac{5}{200} \\ = 2,487 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^a - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{2422}{99,48}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,007}{1,065 - 1} = \frac{0,007}{0,065} = 0,107 \text{ detik}$$

Seting GFR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 2422 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 82,9 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 0,1 \times 82,9 \\ = 8,29 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 8,29 \times \frac{5}{50} \\ = 0,829 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^a - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{2422}{8,29}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,007}{1,12 - 1} = \frac{0,007}{0,12} = 0,058 \text{ detik}$$

Rele arus lebih (*over current relay*) pada rele 39 disetel dengan *time dial* = 0,107 s tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps* : *Prim Amps* = 2,5: 100.



Gambar 4.14. Setelan rele arus lebih pada rele 39

Rele gangguan ketanah (*ground fault relay*) dengan setelan *time dial* = 0,058 s, pada rele 37 tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps* : *Prim Amps* = 0,83 : 8,3



Gambar 4.15. Setelan rele gangguan ketanah pada rele 39

7) Seting rele 40

Seting OCR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 5746 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I \text{ Beban} = 133,6 \text{ A}$$

$$I \text{ Set Primer} = 133,6 \times 1,2 \\ = 160,32 \text{ A}$$

$$I \text{ Set Sekunder} = 160,32 \times \frac{5}{200} \\ = 4,008 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{5746}{160,32}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,007}{1,074 - 1} = \frac{0,007}{0,074} = 0,094 \text{ detik}$$

Seting GFR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 5746 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

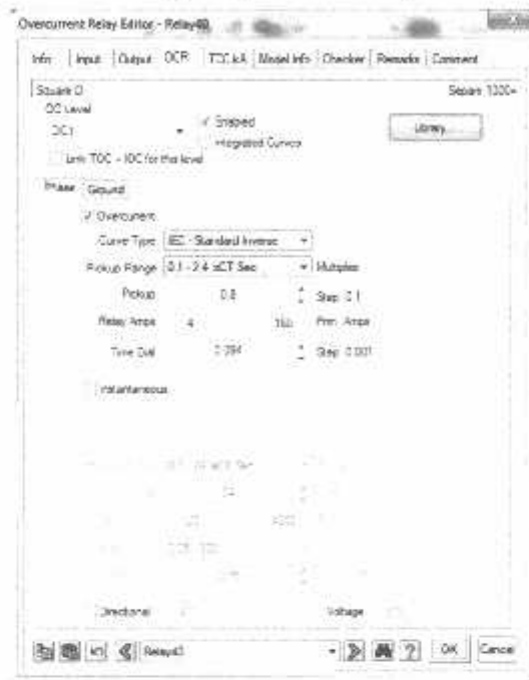
$$I \text{ Beban} = 133,6 \text{ A}$$

$$I \text{ Set Primer} = 0,1 \times 133,6 \\ = 13,36 \text{ A}$$

$$I \text{ Set Sekunder} = 13,36 \times \frac{5}{50} \\ = 1,336 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{5746}{13,36}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,007}{1,128 - 1} = \frac{0,007}{0,128} = 0,054 \text{ detik}$$

Rele arus lebih (*over current relay*) pada rele 40 disetel dengan *time dial* = 0,094 s, tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 4 : 160.



Gambar 4.16. Setelan rele arus lebih pada rele 40

Rele gangguan ketanah (*ground fault relay*) dengan setelan *time dial* = 0,054 s, pada rele 40 tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 1,3 : 13.



Gambar 4.17. Setelan rele gangguan ketanah pada rele 40

8) Seting rele 41

Seting OCR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 6665 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I \text{ Beban} = 31,9 \text{ A}$$

$$I \text{ Set Primer} = 1,2 \times 31,9 \\ = 38,28 \text{ A}$$

$$I \text{ Set Sekunder} = 38,28 \times \frac{5}{100} \\ = 1,91 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{6665}{38,28}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,007}{1,1 - 1} = \frac{0,007}{0,1} = 0,07 \text{ detik}$$

Seting GFR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 6665 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I \text{ Beban} = 31,9 \text{ A}$$

$$I \text{ Set Primer} = 0,1 \times 31,9 \\ = 3,19 \text{ A}$$

$$I \text{ Set Sekunder} = 3,19 \times \frac{5}{50} \\ = 0,319 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{6665}{3,19}\right)^{0,02} - 1} \\ = \frac{0,007}{1,165 - 1} = \frac{0,007}{0,165} = 0,042 \text{ detik}$$

Rele arus lebih (*over current relay*) pada rele 41 disetel dengan *time dial* = 0,07 s tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 1,9 : 38.



Gambar 4.18. Setelan rele arus lebih pada rele 41

Rele gangguan ketanah (*ground fault relay*) dengan setelan *time dial* = 0,042 s, pada rele 41 tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 0,32 : 3,2



Gambar 4.19. Setelan rele gangguan ketanah pada rele 41

9) Seting rele 42

Seting OCR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 9556 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 152,9 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 1,2 \times 152,9 \\ = 183,48 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 183,48 \times \frac{5}{200} \\ = 4,587 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 13,5}{\left(\frac{9556}{183,48}\right)^{1-1}} + 0 \\ = \frac{0,675}{52,68 - 1} = \frac{0,675}{51,08} = 0,085 \text{ detik}$$

Seting GFR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 9556 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 152,9 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 0,1 \times 152,9 \\ = 15,29 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 15,29 \times \frac{5}{50} \\ = 1,529 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 13,5}{\left(\frac{9556}{15,29}\right)^{1-1}} \\ = \frac{0,675}{624,48 - 1} = \frac{0,675}{624,48 - 1} = \frac{0,675}{623,98} = 0,05 \text{ detik}$$

Rele arus lebih (*over current relay*) pada rele 42 disetel dengan *time dial* = 0,085 s , tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 4,5 : 180.



Gambar 4.20. Setelan rele arus lebih pada rele 42

Rele gangguan ketanah (*ground fault relay*) dengan setelan *time dial* = 0,05 s, pada rele 41 tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 1,5 : 15.



Gambar 4.21. Setelan rele gangguan ketanah pada rele 42

10) Seting rele 43

Seting OCR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 8404 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 175,2 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 1,2 \times 175,2 \\ = 210,24 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 210,24 \times \frac{5}{300} \\ = 3,504 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} + L = \frac{0,05 \times 13,5}{\left(\frac{8404}{210,24}\right)^{1-1}} \\ = \frac{0,675}{39,97-1} = 0,048 \text{ detik}$$

Seting GFR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 8404 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 175,2 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 0,1 \times 175,2 \\ = 17,52 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 17,52 \times \frac{5}{50} \\ = 1,752 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} + L = \frac{0,05 \times 13,5}{\left(\frac{8404}{17,52}\right)^{1-1}} \\ = \frac{0,675}{479,68-1} = 0,25 \text{ detik}$$

Rele arus lebih (*over current relay*) pada rele 43 disetel dengan *time dial* = 0,048 s tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 3,5 : 210.



Gambar 4.18. Setelan rele arus lebih pada rele 43

Rele gangguan ketanah (*ground fault relay*) dengan setelan *time dial* = 0,025 s, pada rele 43 tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 1,75 : 17,5.



Gambar 4.19. Setelan rele gangguan ketanah pada rele 43

11) Seting rele 46

Seting OCR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 15,722 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 1144 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 1,2 \times 1144$$

$$= 1372,8 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = I_{\text{Set}} \times \frac{1}{\text{ratio}}$$

$$= 1372,8 \times \frac{5}{1000}$$

$$= 6,864 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{15722}{1372,8}\right)^{0,02} - 1} + 0$$

$$= \frac{0,05 \times 0,14}{1,05 - 1} = \frac{0,05}{0,05} = 1 \times 0,14 = 0,14 \text{ detik}$$

Seting GFR

Kurva karakteristik = standart inverse

$$I_f = 15,722 \text{ A}$$

$$T_{ms} (k) = 0,05$$

$$I_{\text{Beban}} = 1144 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Primer}} = 0,1 \times 1144$$

$$= 114,4 \text{ A}$$

$$I_{\text{Set Sekunder}} = 114,4 \times \frac{5}{1000}$$

$$= 0,572 \text{ A}$$

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} + L = \frac{0,05 \times 0,14}{\left(\frac{15722}{114,4}\right)^{0,02} - 1}$$

$$= \frac{0,05 \times 0,14}{1,103 - 1} = \frac{0,007}{0,103} = 0,067 \text{ detik}$$

Relc arus lebih (*over current relay*) pada rele 46 disetel dengan *time dial* = 0,14 s tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 1,9 : 1372.



Gambar 4.22. Setelan rele arus lebih pada rele 46

Rele gangguan ketanah (*ground fault relay*) dengan setelan *time dial* = 0,067 s, pada rele 46 tipe kurva *standart inverse* dan *Relay Amps : Prim Amps* = 0,57 : 114.



Gambar 4.23. Setelan rele gangguan ketanah pada rele 46

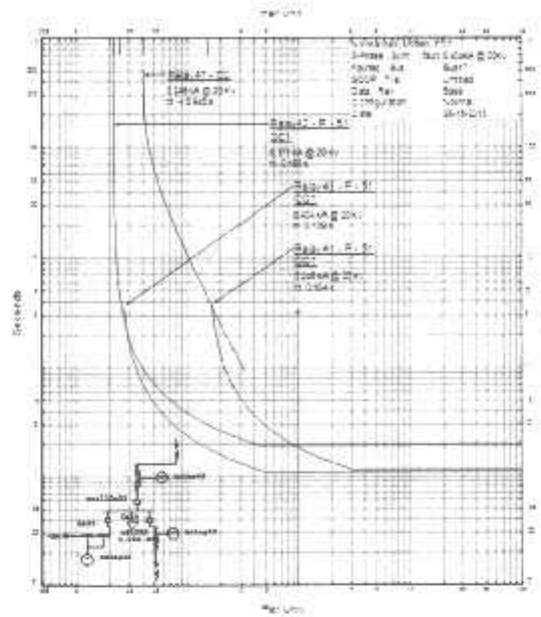
Tabel 4.4
Hasil Perhitungan Seting Ulang Rele OCR dan GFR

Rele	If	I beban (A)	Phase			Ground		
			Ip (A)	Is (A)	TD (s)	Ip (A)	Is (A)	TD (s)
Rele 33	5390	92,7	111,24	2,781	0,087	9,27	0,23	0,051
Rele 34	5,368	8	9,6	0,48	0,051	0,8	0,08	0,036
Rele 35	5315	22,2	26,64	0,66	0,063	2,22	0,05	0,041
Rele 37	13080	206,4	247,68	3,096	0,087	20,64	0,258	0,054
Rele 38	6150	45,6	54,72	2,73	0,07	4,56	0,456	0,045
Rele 39	2422	82,9	99,48	2,487	0,107	8,29	0,829	0,058
Rele 40	5746	133,6	160,32	4,008	0,094	13,36	1,336	0,054
Rele 41	6665	31,9	38,28	1,91	0,07	3,19	0,319	0,042
Rele 42	9556	152,9	183,48	4,587	0,085	15,29	1,529	0,05
Rele 43	8404	175,2	210,24	3,504	0,048	17,52	1,752	0,001
Rele 46	15,722	1144	1372,8	6,864	0,14	114,4	0,572	0,067

Tabel 4.4 merupakan hasil perhitungan rele OCR dan GFR yang dimasukkan dalam rating rele pada *software ETAP Powerstation* setelah melakukan simulasi kerja dari rele pengaman yang akan dimasukkan dalam simulasi arus gangguan serta mendapatkan nilai *time delay* yang selektif untuk memproteksi dalam sistem distribusi GI pesanggaran dengan interkoneksi DG.

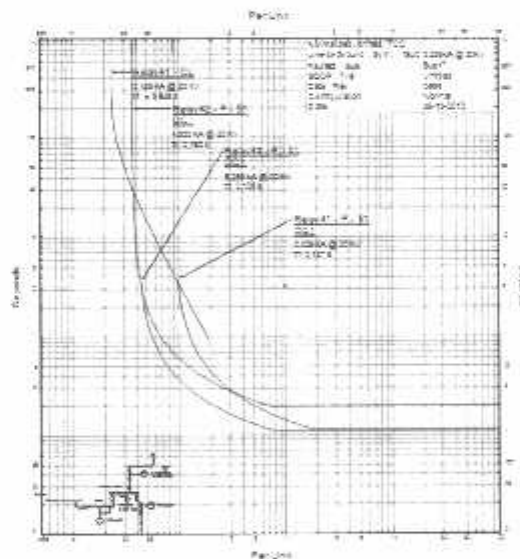
4.5 Simulasi unjuk kerja dari rele pengaman setelah penyetingan

Setelah semua data seting rele dimasukkan selanjutnya adalah melakukan simulasi gangguan arus hubung singkat untuk mengetahui kinerja dari rele pengaman tersebut. Simulasi gangguan arus hubung singkat bertujuan untuk menganalisa dan mengukur besarnya arus gangguan hubung singkat sebelum dan sesudah pemasangan DG dan disimulasikan pada gangguan 3 fasa, fasa-fasa dan 1 fasa ke tanah yang nantinya dijadikan parameter dalam melakukan penyetelan ulang rele pengaman dalam system distribusi G.I Pesanggaran.



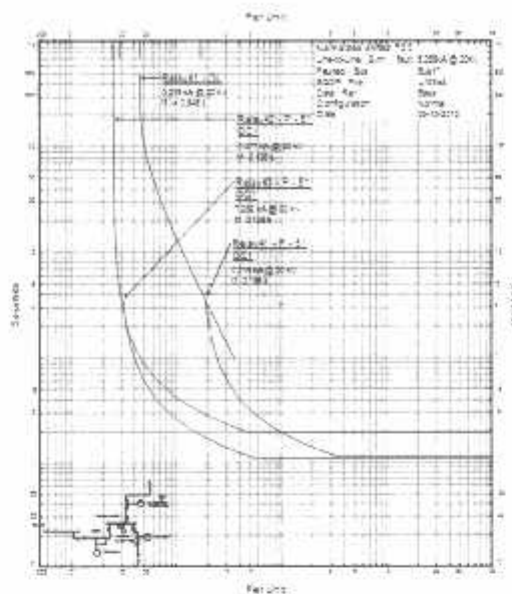
Gambar 4.24. Grafik OCR dengan gangguan 3 fasa sesudah penyetelan ulang.

Grafik 4.24 merupakan grafik dari waktu kerja rele OCR dengan gangguan tiga fasa. Grafik tersebut menjelaskan bahwa gangguan tiga fasa pada bus 17 sebesar 8.404 kA serta OCR pada rele 43 bekerja pada waktu 0,118 s keadaan normal dan 0,109 s setelah seting ulang.



Gambar 4.25. Grafik OCR dan GFR dengan gangguan satu fasa ketanah pada bus sesudah penyetelan ulang

Grafik 4.25. merupakan grafik dari waktu kerja rele OCR dengan gangguan satu fasa ketanah. Grafik tersebut menjelaskan bahwa gangguan satu fasa ketanah pada bus 17 sebesar 5.073 kA serta OCR dan GFR bekerja pada waktu 0,186 s keadaan normal dan 0,108 s setelah seting ulang.



Gambar 4.26. Grafik OCR dengan gangguan fasa - fasa sesudah penyetelan ulang

Grafik 4.3 merupakan grafik dari waktu kerja rele OCR dengan gangguan fasa - fasa. Grafik tersebut menjelaskan bahwa gangguan fasa - fasa pada bus 17 sebesar 7.282 kA dan OCR bekerja pada waktu 0,118 s keadaan normal dan 0,109 s setelah seting ulang.

Tabel 4.5
Tabel perbandingan untuk gangguan 3 fasa.

3 fasa					
Sebelum DG		Sesudah DG		Re-Setting	
ID rele	t (s)	ID rele	t (s)	ID rele	t (s)
RL 37	0,383	RL 37	0,383	RL 37	0,297
RL 46	0,541	RL 46	0,541	RL 46	0,531
RL 41	0,227	RL 41	MISS	RL 41	0,213
RL 42	0,309	RL 42	MISS	RL 42	0,293
RL 43	0,118	RL 43	MISS	RL 43	0,109
RL 33	0,297	RL 33	0,297	RL 33	0,297
RL 40	0,315	RL 40	0,315	RL 40	0,315
RL 34	0,218	RL 34	0,218	RL 34	0,218
RL 35	0,243	RL 35	0,243	RL 35	0,234
-	-	-	-	RL 38	0,391
-	-	-	-	RL 39	0,550

Tabel 4.5 di atas merupakan *report* dari perhitungan ETAP *Powerstation* untuk simulasi gangguan hubung singkat 3 fasa (*3 phase*). Disini disimulasikan terdapat beberapa bus mengalami gangguan *miss* koordinasi setelah pemasangan DG maka koordinasi tidak memproteksi dengan baik kemudian setelah di *re-setting* rele mendapatkan nilai waktu yang selektif sehingga koordinasi sistem proteksi pada saat terjadi kenaikan arus dapat di proteksi dengan baik.

Tabel 4.6

Tabel perbandingan untuk gangguan 1 fasa ke tanah

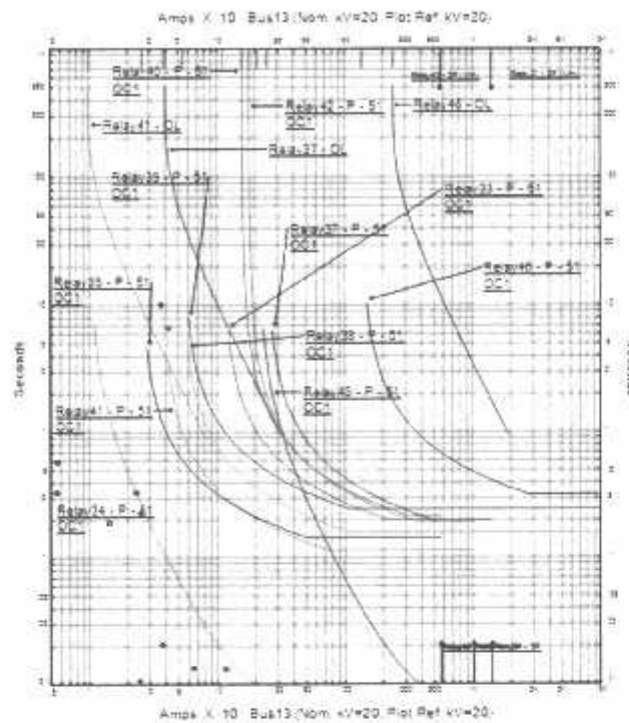
Fasa ke tanah					
Sebelum DG		Sesudah DG		Re-Setting	
ID rele	t (s)	ID rele	t (s)	ID rele	t (s)
RL 37	0,616	RL 37	0,616	RL 37	0,110
RL 46	0,254	RL 46	0,254	RL 46	0,252
RL 41	0,222	RL 41	MISS	RL 41	0,105
RL 42	0,225	RL 42	MISS	RL 42	0,213
RL 43	0,186	RL 43	MISS	RL 43	0,108
RL 33	0,216	RL 33	0,216	RL 33	0,216
RL 40	0,222	RL 40	0,222	RL 40	0,222
RL 34	0,182	RL 34	0,182	RL 34	0,182
RL 35	0,193	RL 35	0,193	RL 35	0,192
-	-	-	-	RL 38	1,088
-	-	-	-	RL 39	0,202

Tabel 4.6 di atas merupakan *report* dari perhitungan ETAP *Powerstation* untuk simulasi gangguan hubung singkat fasa ke tanah (*line to ground*). Disini disimulasikan terdapat beberapa bus mengalami gangguan *miss* koordinasi setelah pemasangan DG maka koordinasi tidak memproteksi dengan baik kemudian setelah di *re-setting* rele mendapatkan nilai waktu yang selektif sehingga koordinasi sistem proteksi pada saat terjadi kenaikan arus dapat di proteksi dengan baik.

Tabel 4.7
Tabel perbandingan untuk gangguan fasa – fasa

Fasa ke fasa					
Sebelum DG		Setelah DG		Re-Setting	
ID rele	t (s)	ID rele	t (s)	ID rele	t (s)
RL 37	0,383	RL 37	0,383	RL 37	0,297
RL 46	0,573	RL 46	0,573	RL 46	0,561
RL 41	0,227	RL 41	MISS	RL 41	0,213
RL 42	0,309	RL 42	MISS	RL 42	0,293
RL 43	0,118	RL 43	MISS	RL 43	0,109
RL 33	0,297	RL 33	0,297	RL 33	0,297
RL 40	0,315	RL 40	0,315	RL 40	0,313
RL 34	0,218	RL 34	0,218	RL 34	0,110
RL 35	0,243	RL 35	0,243	RL 35	0,243
-	-	-	-	RL 38	0,413
-	-	-	-	RL 39	0,545

Tabel 4.7 di atas merupakan *report* dari perhitungan ETAP *Powerstation* untuk simulasi gangguan hubung singkat fasa ke fasa (*line to line*). Disini disimulasikan terdapat beberapa bus mengalami gangguan *miss* koordinasi setelah pemasangan DG maka koordinasi tidak memproteksi dengan baik kemudian setelah di *re-setting* rele mendapatkan nilai waktu yang selektif sehingga koordinasi sistem proteksi pada saat terjadi kenaikan arus dapat di proteksi dengan baik.



Gambar 4.4. Grafik karakteristik koordinasi rele pada Penyulang Serangan dengan interkoneksi DG

Pada kondisi setelah disetel ulang terlihat pada tabel 4.5 , 4.6 dan tabel 47 dapat dilihat waktu kerja rele arus lebih (*over current relay*) dan rele gangguan ketanah (*ground fault relay*) pada tiap macam gangguan sudah mengalami waktu operasi minimum untuk waktu aman dalam sistem proteksi. Semakin singkat pengaturan waktu setelahnya, maka semakin baik pula koordinasi dari kedua rele tersebut untuk memproteksi sistem jaringan dengan interkoneksi *Distributed generation (DG)*.

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Setelah melakukan perancangan dan menganalisa koordinasi proteksi arus lebih pada jaringan tegangan menengah 20 kV GI pesanggaran dengan interkoneksi *Distributed Generation* (*DG*) maka kesimpulan yang dapat diambil adalah sebagai berikut :

- Dengan masuknya *DG* dalam sistem distribusi merubah parameter arus beban contohnya pada bus 12 sebelum pemasangan *DG* 15.7 A dan setelah pemasangan *DG* 32.0A terjadi kenaikan arus beban sebesar 16.3 A. Arus beban bertambah karena pada bus 12 terinterkoneksi *DG* dimana *DG* juga menanggung beban dalam sistem.
 - Dengan interkoneksi *DG* meningkatkan arus gangguan contohnya pada bus 17 dengan nilai arus gangguan sebelum pemasangan *DG* pada gangguan 3 fasa sebesar 8.194 kA dan setelah pemasangan *DG* sebesar 8.404 kA, gangguan fasa ke fasa sebelum pemasangan *DG* sebesar 7.096 kA dan setelah pemasangan *DG* sebesar 7.282 kA, gangguan fasa ke tanah sebelum pemasangan *DG* sebesar 4.757 kA dan setelah pemasangan *DG* sebesar 5.073 kA.
 - Selektivitas rele pada bus 17 yang dengan koordinasi pada rele 43 tidak akan bekerja dengan optimal apabila setelan waktu kerjanya rele terlalu lama yakni sebesar 0,092 s untuk rele arus lebih dan 0,054 s untuk rele gangguan tanah. Apabila tetap menggunakan setelan awal maka terjadi kesalahan koordinasi antara rele 41, 42 dan 43. Kemudian setelah diseting ulang pada rele 43 akan bekerja dengan optimal dengan setelan sebesar 0,048 s untuk rele arus lebih dan 0,025 s untuk rele gangguan tanah, sehingga selektivitas koordinasi rele proteksi pada system akan bekerja dengan optimal.
-

5.2 Saran

Untuk menganalisa selektivitas kerja rele pada saat interkoneksi *Distributed Generation (DG)* jika memungkinkan sebaiknya harus disertai data lapangan yang mencatat waktu dan lokasi terjadinya gangguan, jika nantinya aplikasi simulasi ini dapat diterapkan di lapangan agar dapat berjalan sesuai dengan apa yang diharapkan serta pengembangan dalam memproteksi sistem jaringan tegangan menengah khususnya yang terinterkoneksi dengan *Distributed Generation (DG)*.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Celli G. and Pilo, F. (2001), "Optimal distributed generation allocation in MV distribution networks", *Proceedings of the 2001 IEEE/PES Conference on Power Industry Computer Application*, pp. 81 – 86
 - [2] Cahyanto,R.D.2008.Studi Kualitas Tegangan Dan Rugi-Rugi Daya Pada Penyulang Pupur Dan Bedak Menggunakan Bank Kapasitor, Trafo Pengubah Tap, Dan Penggantian Kabel Penyulang. Universitas Indonesia:Depok
 - [3] Geidl, Martin.2005.Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art. Power Systems Laboratory Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich
 - [4] Girgis A. and Brahma, S. (2001), " Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system", *Proceedings of the 2001 Large Engineering Systems Conference*, pp. 115 – 119
 - [5] <http://clektrogazebo.blogspot.com/2012/03/sistem-tenaga-listrik.html>,
 - [6] Hutoro,Koko. Analisa Koordinasi Rele Proteksi pada Jaringan Distribusi 20 kV di PT. Pln (Persero) Ranting Buntok Kalimantan Tengah Menggunakan Software Etap Power Station. Institut Teknologi Nasional: Malang
 - [7] Marsudi, Djiteng. 2005. Pembangkitan Energi Listrik.Erlangga:Jakarta
 - [8] Mason, C. Russel. 1985.The Art and Science of Protective Relaying 6th Edition. Wiley Easten Limited: New Delhi
 - [9] Rosidi, Hafizh Rahman.2005.Rele Arus Lebih OCR dan GFR sebagai Proteksi Trafo Dan Penyulang Pada GI 150 Kv. Universitas Diponegoro:Semarang
 - [10] Siregar, Donal. 2011. Pemanfaatan *Distributed Generation* (DG) pada Jaringan Distribusi.Universitas Sumatra Utara: Medan
 - [11] Short, Tom.2004.Electric Power Distribution Handbook.Florida
 - [12] Sukmawidjaja, Maula. 1995. Edisi ke-2. "Teori Soal Dan Penyelesaian Analisa Sistem Tenaga Listrik II". Jakarta: Jurusan Teknik Elektro,Universitas Trisakti
 - [13] Suswanto,Daman.2009. Sistem Distribusi Tenaga Listrik. Universitas Negeri Padang
 - [14] Yudha, Hendra Martha.2008. Prinsip Rele dan Aplikasi. Universitas Sriwijaya: Palembang.
-



LAMPIRAN



PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

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

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

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 563015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417638 Fax. (0341) 417634 Malang

**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

NAMA : EKO AGEL LATUNDA
NIM : 08 12 029
JURUSAN : TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI : TEKNIK ENERGI LISTRIK
JUDUL SKRIPSI : ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI ARUS LEBIH PADA
JARINGAN TEGANGAN MENENGAH 20 KV DENGAN
INTERKONEKSI DISTRIBUTED GENERATION DI G.I
PESANGGARAN

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

Hari : Jum`at
Tanggal : 16 Agustus 2013
Dengan Nilai : 80 (A) *ra*

Panitia Ujian Skripsi

Ketua

(M. Ibrahim Ashari, ST, MT)
NIP.Y.1030100358

Sekretaris

(Dr. Eng. Aryuanto Soetedjo, ST, MT)
NIP.P.1030800417

Anggota Penguji

Dosen Penguji I


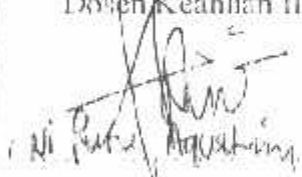



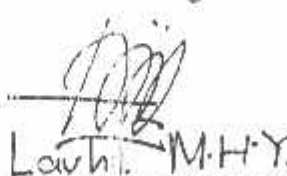
(Ir. Teguh Herbasuki, MT)
NIP.Y.1038900209

Dosen Penguji II

(Awan Uji Krismanto, ST, MT)
NIP. 198003012005011002



**BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI
 PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1
 Konsentrasi : Teknik Energi Listrik**

1.	Nim	: 0812029		
2.	Nama	: EKO AGEL LATUNDA		
3.	Konsentrasi Jurusan	: Teknik Energi Listrik		
4.	Jadwal Pelaksanaan:	Waktu	Tempat	
	18 Mei 2013	09:00	III.1.5	
5.	Judul proposal yang diseminarkan Mahasiswa	ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI ARUS LEBIH AKIBAT INTERKONEKSI DISTRIBUSI DED GENERATION PADA JTM 20 KV		
6.	Perubahan judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian			
7.	Catatan	<p><i>Detailan cara mengkoordinasi relay OCP dan GFR.</i> <i>Flowchart koordinasi Relay OCP dan GFR.</i></p>		
Catatan :				
Persetujuan judul Skripsi				
8.	Disetujui, Dosen Keahlian I	Disetujui, Dosen Keahlian II	Disetujui, Dosen Keahlian III	
	 (.....)	 (Ni Puteri Agustina)	 (.....)	
Mengetahui Ketua Program Studi Teknik Elektro S-1		Disetujui Caon Dosen Pembimbing		
 M. Ibrahim Ashari, ST, MT NIP. P 1030100358		Pembimbing I	Pembimbing II	
		 (.....)	 Lauhi M.H.Y (.....)	

PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang Bertanda Tangan Dibawah Ini:

Nama: EKO AGIL LATUNDA
NIM: 0812029
Semester: X (SEPULUH)
Fakultas: Teknologi Industri
Jurusan: Teknik Elektro S-I
Konsentrasi: TEKNIK ENERGI LISTRIK
TEKNIK ELEKTRONIKA
TEKNIK KOMPUTER DAN INFORMATIKA
TEKNIK KOMPUTER
TEKNIK TELEKOMUNIKASI
Alamat: Jl. Simp. KH. Yuliyat, Desa #22, Puring, Puskopad

Dengan ini kami mengajukan permohonan untuk mendapatkan persetujuan untuk membuat SKRIPSI tingkat Sarjana. Untuk melengkapi permohonan tersenut, bersama ini 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 matakuliah > 134 sks dengan IPK > 2 dan tidak ada nilai B (.....)
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.

Yang telah diteliti kebenarannya data tersebut diatas
Recording Teknik Elektro S-I


(.....
Puri Handayani.....)

Disetujui
Ketua Prodi Teknik Elektro S-I


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

Malang, 27 April.....2015

Pemohon


(.....
EKO AGIL LATUNDA.....)

Mengetahui
Dosen Wali


(.....
TEGUH.H.....)

Yang telah memenuhi persyaratan mengambil SKRIPSI agar membuat proposal dan mendapat
dari Ketua Prodi T. elektro S-I

R. 470/158 = 3-41
praktikum = lengkap



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

Nomor Surat : ITN-135/EL-FTI/2013

Lampiran : -

Perihal : BIMBINGAN SKRIPSI

1 Mei 2013

Kepada : Yth. Bapak/Ibu Ir. Taufik Hidayat, MT
Dosen Teknik Elektro S-1
ITN MALANG

Dengan Hormat

Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi untuk mahasiswa :

Nama : **EKO AGEL LATUNDA**
Nim : **0812029**
Fakultas : **Teknologi Industri**
Program Studi : **Teknik Elektro S-1**
Konsentrasi : **Teknik Energi Listrik**

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya kepada Saudara/i selama masa waktu :

" Semester Genap Tahun Akademik 2012 - 2013 "

Demikian agar maklum dan atas perhatian serta bantuannya kami sampaikan terima kasih.



Mengetahui

Ketua Program Studi Teknik Elektro S-1

M. Ibrahim Ashari, ST, MT

NIP.P. 1030100358




FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : Eko Agel Latunda
Nim : 08.12.029
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Masa Bimbingan : Semester Genap 2012-2013
Judul Skripsi : Analisis Koordinasi Proteksi Arus Lebih pada Jaringan Tegangan Menengah 20 kV dengan Interkoneksi Distributed Generation di G.I Pesanggaran

No.	Tanggal	Uraian	Paraf
1	23/7 2013	Bab I, Tambah ke Tambah kutipan. referensi yg diaen	<i>HL</i>
	25/7 2013	Langkah ke Bab III	<i>HL</i>
	30/7 2013	Langkah ke Bab IV	<i>HL</i>
	5/8 2013	Berdasarkan di bab III	<i>HL</i>
	30/8 2013	Revisi bab IV, detail kisi-pengantar dan bab IV	<i>HL</i>
	14/8 2013	Buat bab V kesimpulan	<i>HL</i>
	16/8 2013	Bab menyuntik Summary	<i>HL</i>

Malang,
Dosen Pembimbing I


Ir. Taufik Hidayat, MT
NIP.Y.1018700151

Form S-4b



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) 558015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Nomor Surat : ITN-135/EL-FTI/2013

1 Mei 2013

Lampiran :-

Perihal : BIMBINGAN SKRIPSI

Kepada : Yth. Bapak/Ibu **Lauhil Mabfudz Hayusman, ST, MT**
Dosen Teknik Elektro S-1
ITN MALANG

Dengan Hormat

Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi untuk mahasiswa :

Nama : **EKO AGEL LATUNDA**
Nim : **0812029**
Fakultas : **Teknologi Industri**
Program Studi : **Teknik Elektro S-1**
Konsentrasi : **Teknik Energi Listrik**

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya kepada Saudara/i selama masa waktu :

" Semester Genap Tahun Akademik 2012 - 2013 "

Demikian agar maklum dan atas perhatian serta bantuannya kami sampaikan terima kasih.



Mengetahui

Dosen Pembimbing Program Studi Teknik Elektro S-1

M. Ibrahim Ashari, ST, MT

NIP.P. 1030100358



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : Eko Agel Latunda
Nim : 08.12.029
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Masa Bimbingan : Semester Genap 2012-2013
Judul Skripsi : Analisis Koordinasi Proteksi Arus Lebih pada Jaringan Tegangan Menengah 20 kV dengan Interkoneksi Distributed Generation di G.I Pesanggaran

No.	Tanggal	Uraian	Paraf
1.	15/7 2013	Pendahuluan, Istilah serapan.	
2.	"	teori arus lebih, teori koordinasi ocr dan gpp	
3.	"	Flowchar pada BAB III	
4.	30 Juli 13	Makalah serhas	
5.	12 Agustus 13	Aca Skripsi	

Malang,
Dosen Pembimbing II

(Lauhil Mahfudz Hayusman, ST, MT)



etap[®]
Thinking Power

*LOAD FLOW
ANALISYS*



BEFORE DG
(DISTRIBUTED GENERATION)

ETAP

7.0.0

Page: 1

Date: 08-16-2013

SN: 12345678

Revision: Base

Config: Normal

ject:
ation:
tifact:
jctoor:
name: hdi(pesnggaran)

Study Case: LF

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Bus Voltage			Generation		Load		Bus	Load Flow				XFMR	
	kV	% Mag	Ang	MW	MVar	MW	MVar		MW	MVar	Amp	%TF	%Tap	
101	20.000	98.893	-0.7	0	0	0.108	0.103	Bus02	7.075	-4.740	248.6	83.1		
								Bus2	0.134	0.124	3.8	78.0		
								Bus3	8.813	-4.517	238.6	83.4		
102	20.000	98.888	-0.7	0	0	0.134	0.125	Bus1	-0.134	-0.125	3.8	77.7		
103	20.000	98.756	-0.7	0	0	0.145	0.097	Bus7	-6.604	-4.597	238.6	83.4		
								Bus4	6.605	-4.438	234.0	83.2		
104	20.000	98.549	-0.7	0	0	0.215	0.211	Bus4	-6.647	-4.439	234.0	83.2		
								Bus5	6.630	-4.218	225.3	83.0		
105	20.000	98.512	-0.7	0	0	0.105	0.051	Bus4	-6.429	-4.217	225.3	83.6		
								Bus6	6.221	-4.167	221.9	83.5		
106	20.000	98.474	-0.7	0	0	0.075	0.058	Bus5	-5.320	-4.164	221.9	83.5		
								Bus7	6.541	-4.105	219.0	83.3		
107	20.000	98.427	-0.7	0	0	0.100	0.348	Bus6	-6.238	-4.105	219.0	83.3		
								Bus8	6.130	-4.096	215.8	83.4		
108	20.000	98.268	-0.7	0	0	0.130	0.147	Bus7	-6.128	-4.080	215.8	83.4		
								Bus9	0.132	0.119	3.2	74.5		
								Bus10	0.234	0.232	6.3	74.0		
								Bus11	5.517	-3.572	195.4	84.4		
109	20.000	98.267	-0.7	0	0	0.132	0.116	Bus8	0.132	0.119	3.2	74.4		
110	20.000	98.265	-0.7	0	0	0.234	0.232	Bus9	-0.234	-0.232	6.3	74.0		
111	20.000	98.092	-0.7	0	0	0.138	0.114	Bus8	-5.507	-3.566	195.3	84.4		
								Bus12	0.400	0.344	17.7	70.5		
								Bus17	5.799	-3.166	174.7	83.2		
112	20.000	98.009	-0.7	0	0	0.400	0.349	Bus11	-0.400	-0.349	13.8	75.8		
117	20.000	97.804	-0.7	0	0	0.134	0.075	Bus11	-5.644	-3.007	174.7	83.3		
								Bus18	4.387	-3.021	158.6	85.1		
118	20.000	97.702	-0.7	0	0	0.170	0.145	Bus17	-4.884	-3.018	169.6	85.1		
								Bus19	4.708	-2.884	165.1	85.2		
119	20.000	97.672	-0.7	0	0	0.170	0.158	Bus18	-4.703	-2.882	165.1	85.3		
								Bus20	4.531	-2.734	156.3	85.7		
120	20.000	97.536	-0.7	0	0	0.175	0.101	Bus19	-4.525	-2.721	156.3	85.7		
								Bus21	4.412	-2.617	151.8	86.0		
121	20.000	97.251	-0.7	0	0	0.169	0.126	Bus19	-4.409	-2.610	151.9	86.0		
								Bus22	0.169	0.130	6.3	79.3		
								Bus23	4.071	-2.255	139.0	86.5		
122	20.000	97.249	-0.7	0	0	0.169	0.130	Bus20	-0.169	-0.130	6.3	79.2		

ETAP

7.0.0

Page: 2

Date: 08-16-2013

EN: 12345678

Revision: Base

Config: Normal

ject:
ation:
ruct:
jocer:
name: bal(pesanggrun)

Study Case: LF

Bus	Voltage			Generation		Load		Bus	Load Flow			XFMR	
	ID	kV	% Sag	Ang	P(W)	Q(var)	MW		Mvar	MW	Mvar	Amp	%F
23	20.000	97.098	-0.7	0	0	0.172	0.122	Bus23	-4.065	-2.351	139.6	86.6	
								Bus24	3.899	2.220	133.2	86.9	
24	20.000	98.922	-0.7	0	0	0.323	0.302	Bus23	-3.886	-2.216	133.2	86.9	
								Bus25	0.191	0.188	8.0	71.3	
								Bus26	2.634	1.642	92.5	84.9	
								Bus51	0.737	0.084	22.1	10.4	
25	20.000	98.912	-0.7	0	0	0.191	0.184	Bus24	-0.191	-0.180	8.0	71.1	
26	20.000	96.811	-0.7	0	0	0.120	0.398	Bus24	-2.631	-1.681	92.5	84.8	
								Bus27	0.163	0.127	6.2	39.0	
								Bus28	2.348	1.457	95.4	35.6	
27	20.000	96.864	-0.7	0	0	0.163	0.127	Bus26	-0.163	-0.128	6.2	38.8	
28	20.000	96.760	-0.7	0	0	0.161	0.371	Bus26	-2.547	-1.457	82.4	33.0	
								Bus29	2.185	1.375	77.1	34.6	
								Bus25	-2.185	-1.375	77.1	34.6	
29	20.000	96.728	-0.7	0	0	0.171	0.131	Bus25	0.115	0.130	4.6	32.0	
								Load1	1.999	1.147	66.2	35.6	
								Bus29	-0.115	-0.104	4.6	34.2	
30	20.000	96.707	-0.7	0	0	0.115	0.104	Bus29	1.821	1.111	63.8	35.4	
31	20.000	96.681	-0.7	0	0	3.075	0.036	Bus32	-1.899	-1.147	66.2	35.5	
								Bus33	1.523	-1.111	63.8	35.4	
32	20.000	96.650	-0.7	0	0	3.033	0.017	Bus31	1.781	1.094	62.6	35.3	
								Bus34	-1.757	-1.094	62.6	35.3	
33	20.000	96.590	-0.7	0	0	3.064	0.032	Bus32	1.722	1.065	60.5	35.1	
								Bus33	-1.723	-1.063	60.5	35.1	
34	20.000	96.536	-0.7	0	0	3.094	0.017	Bus31	1.687	1.046	58.4	35.0	
								Bus34	-1.687	-1.046	58.4	35.0	
35	20.000	96.529	-0.7	0	0	3.064	0.021	Bus34	1.643	1.025	57.0	34.9	
								Bus35	-1.643	-1.025	57.0	34.8	
36	20.000	96.459	-0.8	0	0	3.091	0.046	Bus35	1.548	0.979	53.5	34.5	
								Bus37	-1.547	-0.980	53.5	34.5	
37	20.000	96.430	-0.8	0	0	0.141	0.003	Bus36	1.406	0.912	50.2	33.9	
								Bus38	-1.404	-0.913	50.2	33.8	
38	20.000	96.313	-0.8	0	0	0.127	0.109	Bus37	1.277	0.802	45.2	34.6	
								Bus39	-1.277	-0.804	45.2	34.6	
39	20.000	96.246	-0.8	0	0	0.094	0.045	Bus38	0.101	0.097	4.2	32.2	
								Bus40	1.082	0.862	38.0	35.3	
								Bus39	-0.101	-0.097	4.2	32.0	
40	20.000	96.243	-0.8	0	0	0.101	0.097	Bus39	1.082	0.862	38.0	35.3	
41	20.000	96.232	-0.8	0	0	0.149	0.072	Bus39	-1.082	-0.662	38.0	35.3	

ETAP
7.0.0

Page: 3
Date: 08-16-2013
SN: 12345678
Revision: Base
Config: Normal

sect:
ntion:
tract:
junct:
name: had (pesanggrum)

Study Case: LT

Bus	KV	Voltage		Generation		Load		ID	Load Flow			XFMR		
		%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%F	%Tap	
								Bus42	0.732	0.494	26.5	82.9		
								Bus43	0.034	0.016	1.1	93.8		
								Bus44	0.165	0.389	3.5	90.1		
42	20.000	96.209	-0.8	0	0	0.155	0.075	Bus41	-0.732	-0.495	26.5	82.9		
								Bus46	0.535	0.420	21.4	80.8		
43	20.000	96.221	-0.8	0	0	0.034	0.017	Bus41	-0.034	-0.017	1.1	89.9		
44	20.000	96.229	-0.8	0	0	0.011	0.005	Bus41	0.165	0.090	3.5	90.0		
								Bus42	0.155	0.075	3.2	90.1		
45	20.000	96.226	-0.8	0	0	0.157	0.075	Bus44	-0.155	-0.075	3.2	90.0		
46	20.000	96.206	-0.8	0	0	0.042	0.021	Bus42	0.535	-0.420	21.4	80.8		
								Bus47	0.537	0.239	20.0	89.1		
47	20.000	96.181	-0.8	0	0	0.077	0.037	Bus46	-0.533	-0.400	20.0	89.0		
								Bus48	0.436	0.365	17.5	78.3		
48	20.000	96.165	-0.8	0	0	0.157	0.124	Bus47	-0.656	-0.264	17.5	78.2		
								Bus46	0.300	0.239	11.5	78.1		
49	20.000	96.158	-0.8	0	0	0.191	0.189	Bus48	-0.300	-0.240	11.5	78.1		
								Bus50	0.105	0.051	3.5	90.3		
50	20.000	96.216	-0.8	0	0	0.193	0.051	Bus49	-0.105	-0.051	3.5	89.9		
51	20.000	96.894	-0.7	0	0	0.041	0.097	Bus24	-0.727	-0.085	22.1	89.3		
								Bus52	0.620	-0.013	19.0	100.0		
52	20.000	96.884	-0.7	0	0	0.049	0.024	Bus51	-0.620	0.013	19.0	100.0		
								Bus53	0.587	-0.035	17.5	99.8		
53	20.000	96.877	-0.8	0	0	0.161	0.075	Bus52	-0.587	0.035	17.5	99.8		
								Bus54	0.425	-0.115	12.1	96.7		
54	20.000	91.837	-2.2	0	0	0.017	0.301	Bus53	-0.405	-0.224	14.2	66.2		
								Bus55	0.389	0.230	14.2	66.1		
55	20.000	91.834	-2.2	0	0	0.087	0.342	Bus54	-0.389	0.230	14.2	66.1		
								Bus56	0.301	0.188	11.5	44.9		
56	20.000	91.825	-2.2	0	0	0.052	0.383	Bus55	-0.301	-0.188	11.5	34.8		
								Bus57	0.210	0.196	7.3	90.2		
57	20.000	91.824	-2.2	0	0	0.039	0.519	Bus56	-0.210	-0.196	7.3	90.2		
								Bus58	0.171	0.082	6.0	90.2		
58	20.000	91.820	-2.3	0	0	0.055	0.651	Bus57	-0.171	-0.082	6.0	90.1		
								Bus59	0.365	0.041	3.0	90.1		
59	20.000	91.819	-2.2	0	0	0.085	0.641	Bus58	-0.365	-0.041	3.0	90.0		
62	20.000	99.175	-0.6	0	0	0	0	Bus61	7.091	4.737	248.6	83.0		
								Bus67	7.091	-1.757	248.6	83.0		
67	150.000	100.000	0.0	7.099	4.874	0	0	Bus62	7.099	4.874	33.1	82.4		

ject:
ation:
tract:
inocce:
name: bali(pasanggara)

RTAP
7.0.0

Study Case: LT

Page: 4
Date: 08-16-2013
SN: 12345678
Revision: Basic
Config: Normal

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



AFTER DG

(DISTRIBUTED GENERATION)

ETAP

7.0.0

Page: 1
 Date: 08-16-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

act:
 action:
 track:
 inccr:
 name: hali(pesanggaran)

Study Case: LF

LOAD FLOW REPORT

Bus	Voltage			Generation		Load		Bus	Load Flow			XFMR		
	PU	kV	% Mag	Ang	MW	Mvar	MW		Mvar	PU	MW	Mvar	Amp	%PF
1		20.000	98.021	0.5	0	0	0.105	0.105	Bus2	-5.600	4.325	200.4	79.1	
									Bus2	0.125	0.124	5.8	78.0	
									Bus3	5.340	4.086	195.2	79.3	
2		20.000	99.074	-0.5	0	0	0.135	0.125	Bus1	0.135	-0.125	5.8	77.7	
3		20.000	98.946	-0.5	0	0	0.144	0.369	Bus1	-5.335	-4.084	195.3	79.3	
									Bus4	5.191	4.024	191.7	75.0	
4		20.000	98.739	-0.5	0	0	0.218	0.212	Bus2	-5.082	-4.019	191.7	78.0	
									Bus5	4.963	3.807	182.9	79.5	
5		20.000	98.725	-0.5	0	0	0.105	0.051	Bus4	-4.963	-3.807	182.9	79.5	
									Bus6	4.857	3.736	179.5	79.1	
6		20.000	98.678	-0.5	0	0	0.079	0.059	Bus5	-4.855	-3.734	179.5	79.1	
									Bus7	4.776	3.696	176.7	79.1	
7		20.000	98.648	-0.5	0	0	0.101	0.048	Bus6	-4.774	-3.695	176.7	79.1	
									Bus8	4.675	3.647	173.5	78.8	
8		20.000	98.512	-0.5	0	0	0.150	0.147	Bus7	-4.667	-3.640	173.5	78.8	
									Bus9	0.132	0.129	5.2	74.5	
									Bus10	0.228	0.213	9.1	74.0	
									Bus11	4.149	3.160	152.9	75.5	
9		20.000	98.511	-0.5	0	0	0.133	0.119	Bus4	0.133	0.119	5.2	74.4	
10		20.000	98.509	-0.5	0	0	0.257	0.213	Bus6	-0.255	-0.213	9.5	74.0	
11		20.000	98.375	0.5	0	0	0.130	0.117	Bus4	-4.140	-3.159	152.9	79.5	
									Bus12	-1.034	-0.981	41.9	99.7	
									Bus17	1.088	1.121	175.2	85.2	
12		20.000	98.522	-0.4	0	0	0.450	0.355	Bus11	1.088	0.977	31.9	99.7	
									Bus13	-1.496	-0.450	45.6	56.1	
13		20.000	98.582	-0.4	0	0	0	0	Bus12	1.497	0.425	45.6	56.1	
									Bus16	-1.497	-0.429	45.6	56.1	
17		20.000	98.383	-0.5	0	0	0.158	0.071	Bus11	-5.074	-3.115	175.2	85.2	
									Bus18	4.915	3.038	170.1	85.1	
18		20.000	98.013	-0.5	0	0	0.177	0.126	Bus17	-4.912	-3.036	170.1	85.1	
									Bus19	4.735	3.900	163.5	85.1	
19		20.000	99.853	-0.5	0	0	0.175	0.155	Bus16	-4.732	-2.899	163.5	85.1	
									Bus20	4.553	2.740	156.7	85.7	
20		20.000	97.817	-0.5	0	0	0.114	0.104	Bus19	-4.551	-2.737	156.7	85.7	
									Bus21	4.438	2.634	152.2	86.0	
21		20.000	97.531	-0.5	0	0	0.151	0.126	Bus20	-4.435	-2.625	152.2	86.0	

ETAP

7.0.3

Page: 2
 Date: 08-16-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

ect:
 ofion:
 trac:
 inetr:
 name: bali(pcsangaran)

Study Case: LF

Bus ID	kV	Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
		% Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%Tap	
								Bus22	0.170	0.171	6.4	79.3	
								Bus23	4.094	2.368	140.0	26.5	
22	20.000	97.527	-0.5	0	0	0.170	0.131	Bus23	-0.770	-0.171	6.4	79.2	
23	20.000	97.377	-0.5	0	0	0.171	0.133	Bus24	-2.088	-2.365	140.0	26.6	
								Bus24	3.973	2.232	133.6	26.9	
24	20.000	97.701	-0.6	0	0	3.325	0.304	Bus23	-3.601	-2.229	133.6	26.9	
								Bus25	0.192	0.189	6.0	71.1	
								Bus26	2.649	1.632	92.7	24.9	
								Bus31	0.742	-0.084	21.2	59.4	
25	20.000	97.191	0.6	0	0	0.192	0.190	Bus24	-0.192	-0.190	6.0	71.1	
26	20.000	97.049	-0.6	0	0	0.129	0.054	Bus29	-2.646	-1.651	92.7	24.8	
								Bus27	0.164	0.127	6.2	79.3	
								Bus28	2.362	1.465	82.6	25.0	
27	20.000	97.682	-0.6	0	0	0.164	0.129	Bus26	-0.164	-0.128	6.2	78.8	
28	20.000	97.038	-0.6	0	0	0.162	0.078	Bus26	-2.361	-1.465	82.6	25.0	
								Bus29	3.199	1.387	77.2	24.6	
29	20.000	97.309	-0.6	0	0	0.172	0.172	Bus28	-2.198	-1.387	77.2	24.6	
								Bus30	0.116	0.101	4.6	75.3	
								Bus31	1.910	1.154	66.4	25.6	
30	20.000	96.985	-0.6	0	0	0.116	0.101	Bus29	-0.116	-0.101	4.6	74.2	
31	20.000	96.269	-0.6	0	0	0.075	3.057	Bus32	1.835	1.117	62.9	23.3	
								Bus29	-1.910	-1.154	66.4	25.6	
32	20.000	96.928	-0.5	0	0	0.036	3.017	Bus21	-13.34	-1.177	64.0	25.4	
								Bus33	1.798	1.101	62.8	25.3	
33	20.000	96.368	-0.5	0	0	0.035	0.032	Bus32	-1.797	-1.101	62.8	25.3	
								Bus34	1.732	1.069	60.7	25.1	
34	20.000	96.933	-0.5	0	0	0.035	0.017	Bus33	-1.732	-1.069	60.7	25.1	
								Bus35	1.659	1.052	59.5	25.0	
35	20.000	96.807	-0.6	0	0	0.034	0.021	Bus34	-1.659	-1.052	59.5	25.0	
								Bus26	1.633	1.037	58.1	24.9	
36	20.000	96.737	-0.6	0	0	0.035	0.046	Bus35	-1.632	-1.031	58.1	24.8	
								Bus37	1.356	-0.985	32.0	24.3	
37	20.000	95.707	-0.6	0	0	0.141	0.068	Bus36	-1.356	-0.985	32.0	24.3	
								Bus38	1.415	0.917	30.3	23.9	
38	20.000	95.532	-0.6	0	0	0.128	0.110	Bus37	-1.412	-0.911	30.4	23.8	
								Bus39	1.286	0.869	45.4	24.6	
39	20.000	95.523	-0.6	0	0	0.085	0.066	Bus38	-1.284	-0.868	45.4	24.6	
								Bus40	0.100	0.097	4.2	72.2	

ETAP

7.8.9

Page: 3
 Date: 08-16-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

ect:
 ation:
 tract:
 ineer:
 name: hali(pesangaran)

Study Case: LF

Bus ID	Voltage			Generation		Load		Load Flow				NFMR	
	kV	% Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								Bus41	1.088	0.666	58.1	85.1	
40	20.000	96.522	-0.6	0	0	0.101	0.098	Bus39	-0.101	-0.098	4.2	72.0	
41	20.000	96.509	-0.6	0	0	0.150	0.075	Bus39	1.088	-0.666	58.1	85.1	
								Bus42	0.727	0.497	36.6	82.9	
								Bus43	0.034	0.016	1.1	50.8	
								Bus44	0.167	0.080	5.9	50.1	
42	20.000	96.486	-0.6	0	0	0.157	0.076	Bus41	0.757	0.459	26.0	82.0	
								Bus46	0.580	0.422	21.5	80.8	
43	20.000	96.508	-0.6	0	0	0.036	0.017	Bus41	-0.034	-0.017	1.1	82.9	
44	20.000	96.506	-0.6	0	0	0.011	0.005	Bus41	-0.167	-0.081	5.9	50.1	
								Bus45	0.156	0.075	5.2	50.1	
45	20.000	96.503	-0.6	0	0	0.150	0.076	Bus44	-0.156	-0.075	5.2	50.0	
46	20.000	96.485	-0.6	0	0	0.040	0.021	Bus42	-0.580	-0.422	21.5	80.8	
								Bus47	0.526	0.401	20.0	80.1	
47	20.000	96.457	-0.6	0	0	0.077	0.037	Bus46	-0.526	-0.401	20.0	80.0	
								Bus48	0.459	0.165	17.5	78.3	
48	20.000	96.442	-0.5	0	0	0.157	0.125	Bus47	-0.459	-0.360	17.5	78.2	
								Bus49	0.201	0.241	11.5	78.1	
49	20.000	96.435	-0.5	0	0	0.196	0.191	Bus48	-0.201	-0.241	11.5	78.1	
								Bus50	0.105	0.051	3.5	50.1	
50	20.000	96.433	-0.5	0	0	0.195	0.051	Bus49	-0.105	-0.051	3.5	89.9	
51	20.000	97.172	-0.6	0	0	0.131	0.068	Bus24	-0.146	-0.083	22.3	99.1	
								Bus52	0.640	-0.012	39.0	-100.0	
52	20.000	97.163	-0.6	0	0	0.040	0.024	Bus51	-0.640	-0.012	39.0	-100.0	
								Bus53	0.591	-0.053	17.6	-99.8	
53	20.000	97.156	-0.6	0	0	0.162	0.078	Bus52	-0.591	0.053	17.6	-99.8	
								Bus54	0.428	-0.113	13.2	-96.7	
54	20.000	97.101	-2.0	0	0	0.017	0.008	Bus53	-0.428	-0.113	13.2	-96.7	
								Bus55	0.391	0.231	14.2	86.1	
55	20.000	97.095	-2.0	0	0	0.038	0.040	Bus54	0.391	0.231	14.2	86.1	
								Bus56	0.503	0.159	11.2	84.9	
56	20.000	97.089	-2.0	0	0	0.092	0.089	Bus55	-0.503	-0.159	11.2	84.8	
								Bus57	0.211	0.101	7.5	93.2	
57	20.000	97.083	-2.0	0	0	0.039	0.019	Bus56	-0.211	-0.101	7.5	93.0	
								Bus58	0.172	0.082	6.0	93.1	
58	20.000	97.067	-2.0	0	0	0.086	0.041	Bus57	-0.172	-0.082	6.0	93.1	
								Bus59	0.083	0.041	3.0	93.1	
59	20.000	97.063	-2.0	0	0	0.083	0.041	Bus58	-0.083	-0.041	3.0	93.0	

act:
 action:
 tract:
 insee:
 name: bali(peanggaran)

ETAP
 7.0.0

Study Case: LF

Page: 4
 Date: 08-16-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%DF	%Tap
652	20.000	95.257	-0.5	0	0	0	0	Bus0	5.615	4.337	206.4	79.1	
								Bus67	-5.615	-4.337	206.4	79.1	
660	11.000	100.000	1.8	1.500	3.494	0	0	Bus13	1.500	0.494	82.9	95.0	
667	120.000	100.000	0.0	5.620	4.418	0	0	Bus62	5.620	4.418	27.5	79.6	

Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
 Indicates a bus with a load maximum of more than 0.1 MVA



etap[®]
Thinking Power

*SHORT CIRCUIT
ANALYSIS*



BEFORE DG
(DISTRIBUTED GENERATION)



FASA - FASA (LINE TO LINE)

Project
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: hsl(pesanggrau)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus1**

Pre-fault voltage = 20.000 kV
 - 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 - 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Contribution		Line-To-Line Fault														
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Bus1	Total	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	-180.0	0.000	0.0	10.970	-171.3	10.970	8.7	6.334	6.334	0
3ae62	Bus1	100.00	0.0	58.37	-169.9	43.76	166.4	0.000	0.0	10.970	-171.3	10.970	8.7	6.334	6.334	0
3ae2	Bus1	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	-180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
3ae3	Bus1	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	-180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

0 Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bal(pesanggaran)

FTAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 08-22-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus11**

Pre-fault voltage = 20.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Contribution		Line-To-Line Fault														
From Bus (ID)	To Bus (ID)	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Bus11	Total	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	-180.0	0.000	0.0	8.047	-157.3	8.047	22.7	4.646	4.646	C
Bus8	Bus1	100.00	0.0	54.15	-173.5	46.61	172.4	0.000	0.0	8.047	-157.3	8.047	22.7	4.646	4.646	C
Bus12	Bus1	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	-180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	C
Bus17	Bus1	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	C

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bali(pesanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 2
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

Fault at bus: **Bus12**

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

Contribution		Line-To-Line Fault												Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						I1	I2	I0
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic				
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Bus13	Total	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	5.559	146.9	5.559	33.1	3.209	3.209	0
Bus11	Bus12	100.00	0.0	66.86	-122.5	48.02	144.7	0.000	0.0	5.559	-146.9	5.559	33.1	3.209	3.209	0

† Indicates fault current contribution is from three-winding transformers.

‡ Indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bal(pasangguran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 3
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

Fault at bus: **Bus17**

Prefault voltage = 20,000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (20,000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20,000 kV)

Contribution		Line-To-Line Fault												Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						I1	I2	I0
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic				
		Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang			
Bus7	Total	100.00	0.0	50.00	180.0	50.00	-180.0	0.000	0.0	7.096	-153.2	7.096	26.8	4.097	4.097	0
Bus11	Bus17	100.00	0.0	56.42	-169.4	45.75	166.8	0.000	0.0	7.096	-153.2	7.096	26.8	4.097	4.097	0
Bus18	Bus17	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bdl(pesanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 4
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Basu
 Config.: Normal

Fault at bus: **Bus24**

Pre-fault voltage = 20.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Contribution		% Voltage at From Bus						Current in From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I0	I1	I2
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Bus24	Total	100.00	0.0	50.00	180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	4.889	-144.2	4.889	35.8	2.822	2.822	0
Bus23	Bus24	100.00	0.0	52.43	-173.1	48.32	172.7	0.000	0.0	4.889	-144.2	4.885	35.8	2.822	2.822	0
Bus25	Bus24	100.00	0.0	50.00	180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
Bus26	Bus24	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
Bus51	Bus24	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

† Indicates fault current contribution is from three-winding transformer.
 ‡ Indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bali(pesanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 5
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

Fault at bus: **Bus25**

Prefault voltage = 20,000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (20,000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20,000 kV)

Contribution		Line-to-Line Fault												Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						I1	I2	I0
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic				
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Bus25	Total	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	4.572	-142.9	4.572	37.1	2.640	2.640	0
Bus24	Bus25	100.00	0.0	52.07	-173.8	48.57	173.3	0.000	0.0	4.572	-142.9	4.572	37.1	2.640	2.640	0

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: huli(pesanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 8
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

Fault at bus: **Bus26**

Pre-fault voltage = 20.000 kV
 - 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 - 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Bus26	Total	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	4.590	-143.0	4.590	37.0	2.650	2.650	0
Bus24	Bus26	100.00	0.0	51.94	-174.1	48.02	175.7	0.000	0.0	4.590	-143.0	4.590	37.0	2.650	2.650	0
Bus27	Bus26	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
Bus28	Bus26	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

Indicates fault current contribution is from three-winding transformer

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

Project
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bal(pesanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 7
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Basic
 Config: Normal

Fault at bus: Bus51

Pre-fault voltage = 20.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Line-To-Line Fault

Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Bus51	Total	100.00	0.0	50.00	180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	4.527	-142.8	4.527	37.2	2.614	2.614	0
Bus24	Bus51	100.00	0.0	52.39	-173.0	48.44	173.4	0.000	0.0	4.527	-142.8	4.527	37.2	2.614	2.614	0
Bus52	Bus51	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

† Indicates fault current contribution is from three-winding transformer

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

Project
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: baliposanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 8
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

Fault at bus: **Bus62**

Default voltage = 20,000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (20,000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20,000 kV)

Line-To-Line Fault

Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
bus62	Total	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	-180.0	0.000	0.0	12.387	-176.9	12.387	3.1	7.151	7.151	0
bus1	bus62	100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
bus67	bus62	95.07	24.4	78.45	-90.0	95.07	153.6	0.000	0.0	12.387	-176.9	12.387	3.1	7.151	7.151	0

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

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



FASA KE TANAH
(LINE TO GROUND)

Project
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bali(pasanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus1**

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

Contribution		Line-To-Ground Fault														
		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic				
From Bus ID	To Bus ID	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	I1	I2	I0		
Bus1	Total	0.00	0.0	98.05	-120.2	101.25	119.1	12.759	-80.3	0.000	0.0	0.000	0.0	4.253	4.253	0
Bus67	Bus1	23.17	-28.3	96.31	-116.9	97.64	116.5	12.759	-80.3	0.000	0.0	0.000	0.0	4.253	4.253	0
Bus2	Bus1	0.00	0.0	98.05	-120.2	101.25	119.1	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
Bus3	Bus1	0.00	0.0	98.05	-120.2	101.25	119.1	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

Indicates fault current contribution is from three-winding transformer

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bal(pasnggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 08-22-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus11**

Prefault voltage = 20,000 kV

= 100.00 % of nominal bus kV (20,000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20,000 kV)

Contribution		Line-To-Ground Fault													
		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)	
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic			
From Bus ID	To Bus ID	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	I1	I2		
bus11	Total	0.00	0.0	126.53	-133.1	118.40	136.9	5.925	-72.5	0.000	0.0	0.000	0.0	1.975	1.975
bus8	Bus11	13.37	-6.7	119.29	-130.5	113.16	133.2	5.925	-72.5	0.000	0.0	0.000	0.0	1.975	1.975
bus12	Bus11	0.00	0.0	126.53	-133.1	118.40	136.9	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000
bus17	Bus11	0.00	0.0	126.53	-133.1	118.40	136.9	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000

Indicates fault current contribution is from three-winding transformer

Indicates zero sequence fault current contribution (3R0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bali(posanggaran)

ETAP
 7.3.0
 Study Case: SC

Page: 2
 Date: 07-25-2013
 SN: 12845678
 Revision: Base
 Config: Normal

Fault at bus: **Bus12**

Pre-fault voltage = 20.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Line-To-Ground Fault

Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Bus12	Total	0.00	0.0	139.78	-135.6	125.05	142.5	3.300	-69.5	0.000	0.0	0.000	0.0	1.100	1.100	1
Bus11	Bus12	44.48	-3.7	114.77	-127.7	108.17	130.4	3.300	-69.5	0.000	0.0	0.000	0.0	1.100	1.100	1

* Indicates fault current contribution is from three-winding transformer

† Indicates a zero sequence (0th) current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bsl(pasanggara)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 3
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Bus17**

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

Contribution		Line-To-Ground Fault													
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)	
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.		
Bus17	Total	0.00	0.0	132.33	-134.4	121.38	139.7	4.757	-71.1	0.000	0.0	0.000	0.0	1.586	1.586
Bus11	Bus17	19.83	-5.4	121.30	-130.8	113.50	134.2	4.757	-71.1	0.000	0.0	0.000	0.0	1.586	1.586
Bus18	Bus17	0.00	0.0	132.33	-134.4	121.38	139.7	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: hal(pesanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 4
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

Fault at bus: **Bus24**

Pre-fault voltage = 20,000 kV
 - 100.00 % of nominal bus kV (20,000 kV)
 - 100.00 % of base kV (20,000 kV)

Contribution		Line-To-Ground Fault														
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		V _a		V _b		V _c		I _a		I _b		I _c		I ₁	I ₂	I ₀
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Bus24	Total	0.00	0.0	142.50	-135.9	126.42	144.1	2.777	-68.9	0.000	0.0	0.000	0.0	0.926	0.926	0
Bus23	Bus24	9.25	-3.1	137.06	-134.6	122.41	141.8	2.777	-68.9	0.000	0.0	0.000	0.0	0.926	0.926	0
Bus25	Bus24	0.00	0.0	142.50	-135.9	126.42	144.1	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
Bus26	Bus24	0.00	0.0	142.50	-135.9	126.42	144.1	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
Bus51	Bus24	0.00	0.0	142.50	-135.9	126.42	144.1	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers.

Indicates a zero sequence fault current contribution (I₀) from a grounded Delta-Y transformer.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: huli(pesanggrasan)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 5
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345578
 Revision: Base
 Config: Normal

Fault at bus: **Bus25**

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

Contribution		Line-To-Ground Fault												Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						I1	I2	I0
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic				
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Bus25	Total	0.00	0.0	143.70	-136.1	127.00	144.6	2.548	-68.6	0.000	0.0	0.000	0.0	0.849	0.849	0
Bus24	Bus25	0.27	+2.9	138.81	-134.9	123.39	142.6	2.548	-68.6	0.000	0.0	0.000	0.0	0.849	0.849	0

¹ Indicates fault current contribution is from three-winding transformers.
² Indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project:
 Location:
 Contact:
 Engineer:
 Filename: bal(pesanggaran)

ETAP
 7.3.0

Study Case: SC

Page: 5
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

Fault at bus: **Bus26**

Pre-fault voltage = 20.000 kV

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

Line-To-Ground Fault

Contribution		Line-To-Ground Fault												Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
bus26	Total	0.00	0.0	143.64	-136.1	126.97	144.6	2.561	-68.6	0.000	0.0	0.000	0.0	0.854	0.854	0
bus24	Bus26	7.80	-2.9	139.07	-135.0	123.56	142.7	2.561	-68.6	0.000	0.0	0.000	0.0	0.854	0.854	0
bus27	Bus26	0.00	0.0	143.64	-136.1	126.97	144.6	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
bus28	Bus26	0.00	0.0	143.64	-136.1	126.97	144.6	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bali(pesanggahan)

ETAP
 7.0.0.
 Study Case: SC

Page: 7
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

Fault at bus: **Bus51**

Pre-fault voltage = 20.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Line-To-Ground Fault

Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang			
bus51	Total	0.00	0.0	143.87	-136.1	127.08	144.7	2.516	-68.6	0.000	0.0	0.000	0.0	0.839	0.839	0
bus24	Bus51	0.01	-2.8	138.30	-134.8	122.98	142.4	2.516	-68.6	0.000	0.0	0.000	0.0	0.839	0.839	0
bus52	Bus51	0.00	0.0	143.87	-136.1	127.08	144.7	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

Indicates fault current contribution is from three-winding transformer

Indicates a zero sequence fault current contribution (I10) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bali(pesanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 8
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

Fault at bus: **Bus62**

Pre-fault voltage = 20,000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (20,000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20,000 kV)

Line-To-Ground Fault

Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
ms62	Total	0.00	0.0	96.36	-116.0	96.36	116.0	15.410	-86.9	0.000	0.0	0.000	0.0	5.137	5.137	0
ms1	Bus62	0.00	0.0	96.36	-116.0	96.36	116.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
ms67	Bus62	88.64	-34.3	100.00	-90.0	88.64	145.7	15.410	-86.9	0.000	0.0	0.000	0.0	5.137	5.137	0

Indicates fault current contribution is from three-winding transformer

Indicates a zero sequence fault current contribution (I10) from a grounded Delta-Y transformer



3 FASA (3 PHASE)

oject:
 location:
 contract:
 engineer:
 filename: bali(peanggaras)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 08-26-2013
 SN: 2345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

1-phase fault at bus: **Bus11**

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
Bus11	Total	0.00	3.589	-8.570	2.4	9.292	0.00	3.589	-8.570	2.4	9.292
Bus8	Bus11	8.34	3.589	-8.570	2.4	9.292	8.34	3.589	-8.570	2.4	9.292
Bus12	Bus11	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus17	Bus11	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:
 Designer:
 Name: Bali(peningkatan)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 2
 Date: 07-25-2013
 SN: 12145578
 Revision: Base
 Config: Normal

3-phase fault at bus: **Bus12**

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
Bus12	Total	0.00	3.506	-5.375	1.5	6.419	0.00	3.506	-5.375	1.5	6.419
Bus11	Bus12	34.41	3.506	-5.375	1.5	6.419	34.41	3.506	-5.375	1.5	6.419

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: hai(pemanggrasan)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 3
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

3-phase fault at bus: Bus17

Pre-fault 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 Cycles				
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
Bus17	Total	0.00	3.697	-7.313	2.0	8.194	0.00	3.697	-7.313	2.0	8.194
Bus11	Bus17	13.58	3.697	-7.313	2.0	8.194	13.58	3.697	-7.313	2.0	8.194
Bus13	Bus17	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 PDB will not be reported

project:
 location:
 contract:
 engineer:
 location: Bali(pesanggaran)

E/TAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 4
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

3-phase fault at bus: **Bus24**

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
Bus24	Total	0.00	3.303	-4.578	1.4	5.645	0.00	3.303	-4.578	1.4	5.645
Bus23	Bus24	7.47	3.303	-4.578	1.4	5.645	7.47	3.303	-4.578	1.4	5.645
Bus25	Bus24	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus26	Bus24	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus51	Bus24	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

NACD Ratio = 1.00

W: 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 PUs will not be reported.

Project: **ETAP**
 Location: **7.8.3**
 District:
 Engineer:
 Scenario: **Bali(pesanggrah)**

ETAP
7.8.3
 Study Case: **SC**

Page: **5**
 Date: **07-25-2013**
 SN: **12345578**
 Revision: **Base**
 Config.: **Normal**

3-phase fault at bus: **Bus25**

Pre-fault 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
Bus25	Total	0.00	3.181	-4.213	1.3	5.279	0.00	3.181	-4.213	1.3	5.279
Bus24	Bus25	6.81	3.181	-4.213	1.3	5.279	6.81	3.181	-4.213	1.3	5.279

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 PDCs will not be reported.

object:
 version:
 infract:
 engineer:
 location: bali(pesanggaran)

ETAP
 7.3.0
 Study Case: SC

Page: 7
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

3-phase fault at bus: **Bus51**

Pre-fault 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
Bus51	Total	0.00	3.163	-4.162	1.3	5.227	0.00	3.163	-4.162	1.3	5.227
Bus24	Bus51	7.77	3.163	-4.162	1.3	5.227	7.77	3.163	-4.162	1.3	5.227
Bus52	Bus51	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 P.D.s will not be reported.

object:
 location:
 contract:
 engineer:
 filename: bal (pessidiggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 8
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

3-phase fault at bus: **Bus62**

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
Bus62	Total	0.00	0.768	-14.282	18.6	14.303	0.00	0.768	-14.282	18.6	14.303
Bus1	Bus62	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus67	Bus62	78.45	0.768	-14.282	18.6	14.303	78.45	0.768	-14.282	18.6	14.303

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.



AFTER DG

(DISTRIBUTED GENERATION)



FASA - FASA (LINE TO LINE)

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bali(pcsinggsmc)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: Bus1

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

Contribution		Line-To-Line Fault												Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						I1	I2	I0
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic				
		Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang			
Bus1	Total	99.96	0.0	49.98	180.0	49.98	180.0	0.000	0.0	11.215	-171.4	11.215	8.5	6.475	6.475	0
Bus02	Bus1	99.97	0.0	33.35	-169.9	43.75	166.4	0.008	-33.8	10.573	-172.4	10.967	8.7	6.336	6.331	0
Bus7	Bus1	99.96	0.0	49.98	180.0	49.98	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
Bus3	Bus1	99.95	0.0	50.05	-179.0	49.57	179.9	0.008	146.2	0.242	-173.9	0.244	5.0	6.139	0.144	0

↓ Indicates fault current contribution is from 3-winding transformer

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bali(pesanggrah)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus1**

Pre-fault voltage = 20.000 kV = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Contribution		Line-To-Line Fault														
		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic				
From Bus ID	To Bus ID	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	I1	I2	
Bus1	Total	95.95	0.0	49.97	180.0	49.97	180.0	0.000	0.0	4.282	-157.8	8.582	22.2	-4.782	4.782	0
Bus8	Bus1	95.54	0.0	54.11	-173.5	95.38	172.4	0.008	-34.3	8.249	-157.3	8.045	22.7	4.649	4.643	0
Bus12	Bus1	95.89	0.0	50.95	-179.1	48.55	179.0	0.008	145.7	6.245	-174.5	3.246	4.6	0.140	0.145	0
Bus13	Bus1	95.93	0.0	49.97	180.0	49.97	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Equipment:
 Filename: Inli(pcvsnjggnm)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus12**

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	FA System Magnitude
Bus12	Total	0.00	3.525	-3.666	1.0	6.665	0.00	3.525	-3.666	1.0	6.665
Bus17	Bus12	44.41	3.509	-3.375	1.5	6.419	36.41	3.509	-3.375	1.5	6.419
Bus13	Bus12	0.41	0.016	-0.282	17.8	0.283	0.41	0.016	-0.282	17.8	0.282

X/CI Ratio = 0.96

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:
 Name: bal(pesir/gg/ran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus13**

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	To Bus	% V	kA	kA	Imag.	kA Symm.	% V	kA	kA	Imag.	kA Symm.
III	III	From Bus	Real	Imaginary	Real	Magnitude	From Bus	Real	Imaginary	Real	Magnitude
Bus13	Total	0.00	3.396	-5.128	1.5	6.150	0.00	3.396	-5.128	1.5	6.150
Bus12	Bus13	8.49	3.381	-4.845	1.4	5.908	8.49	3.381	-4.845	1.4	5.908
Bus66	Bus13	25.46	0.015	-0.282	18.9	0.283	25.46	0.015	-0.282	18.9	0.283

NACIS Ratio = 0.95

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

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Name: balli(pesanggrahan)

ETAP
 7.0.3
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus17**

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	To Bus	% V	kA	kA	Imag.	kA Symm.	% V	kA	kA	Imag.	kA Symm.
ID	II	From Bus	Real	Imaginary	/Real	Magnitude	From Bus	Real	Imaginary	Real	Magnitude
Bus17	Total	0.00	8.404	-7.525	2.0	8.404	0.00	3.743	-7.525	2.0	8.404
Bus11	Bus17	13.93	3.743	-7.525	2.0	8.404	13.93	3.743	-7.525	2.0	8.404
Bus18	Bus17	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

X/R Ratio = 0.97

W Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

A 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 those PDCs will not be reported.

Project:
 Location:
 District:
 Engineer:
 Name: hali(pesanggras)

ETAP
 7.8.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus24**

Pre-fault 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
Bus24	Total	0.00	3.355	-4.666	1.4	5.746	0.00	3.355	-4.666	1.4	5.746
Bus23	Bus24	7.61	3.355	-4.666	1.4	5.746	7.61	3.355	-4.666	1.4	5.746
Bus25	Bus24	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus26	Bus24	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus51	Bus24	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

NACD Ratio = 0.97

† 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:
 Extract:
 Designer:
 Name: bali(pesanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus25**

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
Bus25	Total	0.00	5.20	-4.288	1.3	5.368	0.00	3.230	-4.288	1.3	5.368
Bus24	Bus25	6.93	3.230	-4.288	1.3	5.368	6.93	3.230	-4.288	1.3	5.368

NACD Ratio = 0.97

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:
 scenario: hali(pesanggrann)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus26**

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	I _{mag} /Real	kA Symm Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	I _{mag} /Real	kA Symm. Magnitude
Bus26	Total	0.00	3.237	-4.309	1.3	5.390	0.00	3.237	-4.309	1.3	5.390
Bus24	Bus26	6.53	3.237	-4.309	1.3	5.390	6.53	3.237	-4.309	1.3	5.390
Bus27	Bus26	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus28	Bus26	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

NALD Ratio = 0.97

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 those PDS will not be reported.

project:
 location:
 contract:
 engineer:
 name: bal(pasnggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2015
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus51**

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
Bus51	Total	0.00	5.211	-4.235	1.3	5.315	0.00	3.211	-4.235	1.3	5.315
Bus24	Bus51	7.90	3.211	-4.235	1.3	5.315	7.90	3.211	-4.235	1.3	5.315
Bus52	Bus51	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

NALD Ratio = 0.97

- # 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: bal(pusatggaran)

ETAP
7.0.0
Study Case: SC

Page: 1
Date: 07-23-2013
SN: 12345678
Revision: Base
Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus62**

Pre-fault 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
Bus62	Total	0.00	0.789	-14.558	18.4	14.580	0.00	0.789	-14.558	18.4	14.580
Bus1	Bus62	0.32	0.021	0.276	12.9	0.277	0.32	0.021	-0.276	12.9	0.277
Bus67	Bus62	78.45	0.768	-14.282	18.6	14.305	78.45	0.768	-14.282	18.6	14.305

NACD Ratio = 0.98

- # 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: **RTAP**
 Location: **7.0.0**
 District:
 Designer:
 Name: **Bali (Pangaran)**

RTAP
7.0.0
Study Case: SC

Page: **1**
 Date: **07-25-2013**
 SN: **12345678**
 Revision: **None**
 Config: **Normal**

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus66**

Pre-fault voltage = 11.000

- 100.00 % of nominal bus kV (11.000 kV)
- 100.00 % of base (11.000 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
Bus66	Total	0.00	0.277	-2.406	8.7	2.422	0.00	0.277	-2.406	8.7	2.422
Bus13	Bus66	85.92	0.240	-1.718	7.1	1.734	85.92	0.240	-1.718	7.1	1.734
Bus4	Bus66	100.00	0.036	-0.689	19.0	0.690	100.00	0.036	-0.689	19.0	0.690

MACT Ratio = 0.72

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

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



FASA KE TANAH
(LINE TO GROUND)

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: hali(jesunggms)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC1

Page: 1
 Date: 07-23-2013
 S/N: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus1**

Pre-fault voltage: = 20.000 kV

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

Contribution		% Voltage at From Bus						Line-to-Ground Fault						Sequence Current (kA)	
From Bus	To Bus	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2
IT1	IT2	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang		
Bus1	Total	0.00	0.0	97.53	-120.0	101.05	119.0	13.080	-80.4	0.000	0.0	6.030	0.0	4.350	0.960
Bus2	Bus1	20.13	-28.3	96.21	-126.8	92.51	116.4	12.725	-80.3	0.035	98.1	0.040	89.7	4.257	4.263
Bus2	Bus1	0.00	0.0	97.35	-120.0	101.05	119.0	0.000	0.0	0.000	0.0	6.030	0.0	0.000	0.000
Bus3	Bus1	0.53	-16.1	97.75	-118.8	100.83	118.3	0.222	-83.7	0.035	-81.9	0.040	-90.5	0.091	0.097

* Indicates fault current contribution as from three-winding transformers.

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filenamu: balh(pemnggaran)

ETAP
 7.0.0

Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-23-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus11**

Prefault voltage = 20.000 kV

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

Line-To-Ground Fault

Contribution		% Voltage at from bus						Current at from bus (kA)						Sequence Current (kA)	
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2
		Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang		
Bus11	Total	0.00	0.0	124.29	-131.9	115.76	135.9	6.423	-72.9	0.000	0.0	0.000	0.0	2.141	2.141
Bus8	Bus11	13.13	-7.2	117.52	-129.4	111.08	135.2	6.059	-72.5	0.186	105.1	0.184	104.3	2.032	2.079
Bus12	Bus11	8.16	-6.1	119.59	-129.2	110.29	135.2	0.370	82.5	0.180	-73.9	0.184	-75.5	0.065	0.065
Bus17	Bus11	0.00	0.0	124.32	-131.9	115.76	135.9	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000

* Indicates fault current contribution is from three-winding transformer

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: hals(pesanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus12**

Pre-fault voltage: = 20.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Contribution		Line-To-Line Fault												Sequence Current (kA)		
		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)								
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic				
From Bus (L1)	To Bus (L2)	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	I1	I2	I0
Bus11	Total	95.89	0.0	49.04	180.0	49.54	180.0	0.000	0.0	5.778	-148.0	5.778	32.0	3.336	3.336	0
Bus11	Bus12	99.93	0.0	66.81	-155.1	48.00	144.0	0.008	-14.9	5.560	-146.9	5.557	31.2	3.213	3.295	0
Bus13	Bus12	99.88	0.0	50.21	-179.8	49.67	179.7	0.068	145.1	0.246	-175.0	0.252	2.9	0.141	0.198	0

* Indicates fault current contribution is from three-winding transformers.

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: buli(pesangaran)

ETAP
 7.0.8
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus13**

Pre-fault voltage: = 20.000 kV
 - 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 - 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Contribution		Line-To-Line Fault												Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						I1	I2	I0
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic				
		Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang			
Bus17	Total	98.88	0.0	48.94	180.0	48.94	180.0	0.000	0.0	5.333	-146.5	5.333	-31.5	3.079	3.079	0
Bus12	Bus13	59.89	0.0	52.85	172.5	47.99	171.7	0.008	-35.1	5.118	-145.1	5.115	-34.9	2.958	2.950	0
Bus6	Bus13	87.41	-8.9	86.75	-171.7	25.94	91.2	0.008	144.9	0.240	-175.2	0.252	3.7	0.142	0.146	0

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

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

Project: **ETAP**
 Location: **7.0.0**
 Contract:
 Engineer:
 Filename: **hali(pesanggram)**

ETAP
7.0.0
 Study Case: **SC**

Page: **1**
 Date: **07-24-2013**
 SN: **12345678**
 Revision: **Base**
 Config.: **Normal**

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus17**

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

Contribution		Line-To-Line Fault														
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
s17	Total	99.90	0.0	49.97	180.0	49.97	180.0	0.000	0.0	7.282	-153.5	7.282	26.5	4.204	4.204	0
s11	Bus17	99.90	0.0	56.64	-169.2	45.58	166.4	0.000	0.0	7.282	-153.5	7.282	26.5	4.204	4.204	0
s18	Bus17	99.90	0.0	49.97	180.0	49.97	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

indicates fault current contribution is from three-winding transformer

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

Project: RTAP
 Location: 700
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bal(pesac.gpram)

RTAP
 700
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

fault at bus: Bus24

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

Contribution		Line-To-Line Fault														
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
04	Total	99.97	0.0	49.98	180.0	49.98	180.0	0.000	0.0	4.978	-144.3	4.978	35.7	2.874	2.874	0
03	Bus24	99.97	0.0	52.67	-173.2	48.28	172.5	0.000	0.0	4.978	-144.3	4.978	35.7	2.874	2.874	0
05	Bus24	99.97	0.0	49.98	180.0	49.98	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
06	Bus21	99.97	0.0	49.98	180.0	49.98	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
01	Bus24	99.97	0.0	49.98	180.0	49.98	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

indicates fault current contribution is from three-winding transformers.

indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Alternate: Sulit(pesanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus25**

Fault voltage: 20.000 kV
 - 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 - 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Contribution		Line-To-Line Fault														
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Bus25	Local	99.97	0.0	49.98	180.0	49.98	180.0	0.000	0.0	4.650	-143.0	4.650	37.0	2.685	2.685	0
Bus24	Bus25	99.97	0.0	52.09	-173.7	48.53	173.2	0.000	0.0	4.650	-143.0	4.650	37.0	2.685	2.685	0

indicates fault current contribution is from three-winding transformer

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

Project: ETAP
 Location: 7.0.0
 Contract:
 Engineer:
 Name: (hali pesangaran)

Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: Bus26

Fault voltage: = 20,000 kV

100.00 % of nominal bus kV (20,000 kV)
 100.00 % of base kV (20,000 kV)

Contribution		Line-To-Line Fault														
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
126	Total	99.97	0.0	49.98	180.0	49.98	180.0	0.000	0.0	4.669	-143.1	4.669	35.9	2.696	2.696	0
124	Bus26	99.97	0.0	51.96	-174.1	48.59	173.6	0.000	0.0	4.669	-143.1	4.669	35.9	2.696	2.696	0
127	Bus26	99.97	0.0	49.98	180.0	49.98	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
128	Bus26	99.97	0.0	49.98	180.0	49.98	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bali(pasangaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: Bus51

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

Contribution		Line-To-Line Fault														
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
51	Total	99.97	0.0	49.98	180.0	49.98	180.0	0.000	0.0	4.604	-142.8	4.604	87.2	2.658	2.658	0
24	Bus51	99.97	0.0	52.42	-177.9	48.40	172.2	0.000	0.0	4.604	-142.8	4.604	87.2	2.658	2.658	0
52	Bus51	99.97	0.0	49.98	180.0	49.98	180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

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

Project: RTAP
 Location: 7.0.0
 Contract:
 Engineer:
 Name: bali(peninggaran)

RTAP
 7.0.0
 Study Case: SC1

Page: 1
 Date: 07-23-2013
 SN: 12345678
 Revision: Dasu
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Location: Bus62

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

Contribution		Line-To-Line Fault																
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)				
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0		
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
62	Total	99.97	0.0	49.98	180.0	49.98	180.0	0.000	0.0	12.630	-176.9	12.630	3.0	7.292	7.292	0		
61	Bus62	99.96	0.0	50.16	-179.8	49.80	179.7	0.000	145.3	0.241	-173.7	0.247	5.0	0.138	0.143	0		
67	Bus67	95.06	24.4	78.45	-90.0	95.07	155.6	0.000	-33.7	12.390	-176.9	12.384	3.1	7.154	7.149	0		

indicates fault current contribution is from three-winding transformer

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

Project: RTAP
 Location: 700
 Contract:
 Engineer:
 Username: bal/pasanggaran

Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: Bus66

Fault voltage = 11.000 kV
 - 100.00 % of nominal bus kV (11.000 kV)
 - 100.00 % of base kV (11.000 kV)

Line-To-Line Fault

Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
66	Total	99.26	-0.5	49.63	179.5	49.63	179.5	0.000	0.0	3.113	-173.0	2.113	7.0	1.220	1.220	0
13	Bus66	93.18	27.3	85.92	-85.1	99.79	154.6	0.019	-34.7	1.509	-172.3	1.495	3.2	0.874	0.861	0
3	Bus66	100.00	0.0	100.00	-120.0	100.00	120.0	0.019	145.3	0.605	-174.7	0.620	4.1	0.347	0.360	0

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

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



3 FASA (3 PHASE)

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bali(pctanggara)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-23-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus1**

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. Magnitud	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. Real	kA Symm Magnitude
Bus1	Total	0.00	1.929	-12.800	6.6	12.944	0.00	1.929	-12.800	6.6	12.944
Bus6	Bus1	14.66	1.298	-12.523	6.6	12.667	14.66	1.909	-12.523	6.6	12.667
Bus2	Bus1	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus3	Bus1	0.16	0.021	-0.277	13.3	0.278	0.16	0.021	-0.277	13.3	0.278

N.A.C.D Ratio = 0.98

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 those IDs will not be reported.)

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bsl(pcmggonn)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-23-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus11

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	I _{mag} /kA	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	I _{mag} /kA	kA Symm. Magnitude
Bus11	Total	0.00	3.608	-1.849	2.5	9.556	0.00	3.608	-1.849	2.5	9.556
Bus8	Bus11	8.34	3.549	-1.570	2.4	9.292	8.34	3.588	-1.570	2.4	9.292
Bus12	Bus11	1.30	0.315	-0.279	14.7	3.275	1.30	0.315	-0.279	14.7	3.275
Bus17	Bus11	0.00	0.000	0.000	589.9	0.00	0.00	0.000	0.000	589.9	0.00

NACD Rate : 0.57

Indicates a fault current contribution from a zero 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:
 Control:
 Engineer:
 Filename: bali(pesanggruan)

ETAP
 7.0.3
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus12**

Prefault voltage = 20.000 kV

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

Contribution		% Voltage at From Bus						Line-To-Ground Fault						Sequence Current (kA)	
From Bus	To Bus	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2
TI	LI	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang		
Bus12	Total	0.00	0.0	131.12	-129.8	110.82	139.2	4.509	-70.0	0.000	0.0	0.300	0.0	1.505	1.303
Bus11	Bus12	42.20	-8.2	110.54	-123.8	101.80	127.0	3.823	-68.8	0.516	76.5	0.113	105.9	1.448	1.448
Bus13	Bus12	4.68	0.2	128.65	128.1	107.20	137.5	0.699	-80.0	0.515	92.5	0.118	-74.0	0.064	0.066

* Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: lulu(pasanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus13**

Prefault voltage = 20.000 kV

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

Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)	
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		a		b		c		I1	I2
		Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang		
Bus13	Total	0.00	0.0	13.58	128.5	108.60	129.4	4.270	-69.7	0.000	0.0	0.000	0.0	1.423	1.423
Bus12	Bus13	10.05	-4.9	126.61	-127.7	106.38	136.7	3.538	-67.5	0.500	107.0	0.565	106.4	1.367	1.364
Bus66	Bus13	71.84	26.6	8.16	135.3	99.99	89.9	0.746	-80.0	0.560	-73.0	0.565	73.0	0.005	0.005

* Indicates fault current contribution is from shunt-winding transformers

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

project:
 location:
 contract:
 engineer:
 location: huli(pemangaran)

ETAP
 7.0.3
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

fault at bus: **Bus17**

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

Contribution		Line-To-Ground Fault														
		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic				
From Bus ID	To Bus ID	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	I1	I2	
17	Total	0.00	0.0	130.91	-133.6	119.49	139.0	5.073	-71.4	0.000	0.0	0.000	0.0	1.691	1.691	0
11	Bus17	21.15	-5.6	119.33	-129.6	111.21	133.1	5.073	-71.4	0.000	0.0	0.000	0.0	1.691	1.691	0
18	Bus17	0.00	0.0	130.91	-133.6	119.49	139.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

indicates fault current contribution is from three-winding transformers

indicates a zero sequence fault current contribution (Ik0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Username: hdk(pesonggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: Bus24

Fault voltage: 20.000 kV
 - 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 - 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Line-To-Ground Fault

Contribution		% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
24	Total	0.00	0.0	141.47	-135.3	124.60	143.8	2.940	-68.9	0.000	0.0	0.000	0.0	0.980	0.980	0
23	Bus24	9.79	-3.2	135.75	-133.8	120.39	141.3	2.940	-68.9	0.000	0.0	0.000	0.0	0.980	0.980	0
25	Bus24	0.00	0.0	141.47	-135.3	124.60	143.8	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
26	Bus24	0.00	0.0	141.47	-135.3	124.60	143.8	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0
51	Bus24	0.00	0.0	141.47	-135.3	124.60	143.8	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

0.0000 indicates fault current contribution is from three-winding transformers.

0.0000 indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Name: hali(pesanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

At bus: **Bus25**

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

Contribution		Line-To-Ground Fault													
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)	
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic			
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	I1	I2
25	Total	0.00	0.0	142.81	-135.5	125.37	144.3	2.685	-68.7	0.000	0.0	0.000	0.0	0.895	0.895
24	Bus25	8.71	-2.0	137.69	-134.2	121.59	142.2	2.685	-68.7	0.000	0.0	0.000	0.0	0.895	0.895

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers.

Indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: hali(ponnagaram)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: Bus26

Fault voltage: - 20.000 kV
 - 100.00 % of nominal bus kV (20.000 kV)
 - 100.00 % of base kV (20.000 kV)

Contribution		Line-To-Ground Fault													
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)	
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.		
26	Total	0.00	0.0	142.73	-135.5	125.32	144.3	2.699	-68.7	0.000	0.0	0.000	0.0	0.900	0.900
24	Bus26	8.22	-2.9	137.90	-134.3	121.75	142.3	2.699	-68.7	0.000	0.0	0.000	0.0	0.900	0.900
27	Bus26	0.00	0.0	142.73	-135.5	125.32	144.3	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000
28	Bus26	0.00	0.0	142.73	-135.5	125.32	144.3	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers.

Indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project:
 Location:
 District:
 Engineer:
 Location: bal(pesanggaran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-24-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Location: Bus51

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

Contribution		Line-To-Ground Fault														
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)		
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang			
51	Total	0.00	0.0	142.99	-135.5	125.47	144.4	2.650	-68.6	0.000	0.0	0.000	0.0	0.883	0.883	0
24	Bus51	9.90	-2.9	137.17	-134.2	121.19	142.6	2.650	-68.6	0.000	0.0	0.000	0.0	0.883	0.883	0
52	Bus51	0.00	0.0	142.99	-135.5	125.47	144.4	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Location: Bali(posangguran)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-23-2013
 SN: 12345678
 Revision: 0
 Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: Bus62

Fault voltage = 20,000 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (20,000 kV)
 = 100.00 % of base kV (20,000 kV)

Contribution		Line-To-Ground Fault													
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						Sequence Current (kA)	
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic			
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	I1	I2
62	Total	0.00	0.0	96.30	-116.0	96.33	116.0	15.722	-86.9	0.000	0.0	0.000	0.0	5.241	5.241
4	Bus62	0.51	-30.7	96.26	-115.9	96.22	115.9	0.314	83.5	0.010	-36.9	0.014	-78.1	0.100	0.103
67	Bus62	88.64	34.3	100.00	-90.0	88.64	145.7	15.408	-86.9	0.010	143.1	0.011	161.9	5.141	5.138

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: bali(pasanggara)

ETAP
 7.0.0
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 07-25-2013
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Neutral

SHORT-CIRCUIT REPORT

fault at bus: Bus66

fault voltage = 11.000 kV
 = 100.00 % of nominal bus KV (11.000 kV)
 = 100.00 % of base KV (11.000 kV)

Contribution		Line-To-Ground Fault												Sequence Current (kA)		
From Bus ID	To Bus ID	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)						I1	I2	I0
		Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic				
		Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang			
66	Total	0.00	0.0	104.43	-125.0	105.09	124.2	2.209	-82.3	0.000	0.0	0.000	0.0	0.736	0.736	0
13	Bus66	95.59	34.2	99.90	-90.0	91.54	149.7	1.646	-81.6	0.516	99.2	0.531	97.7	0.527	0.519	0
1	Bus66	100.00	0.0	100.00	-120.0	100.00	120.0	1.162	-83.4	0.516	-80.8	0.531	-82.3	0.210	0.217	0

indicates fault current contribution is from three-winding transformer

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

Biografi Penulis



Eko Agel Latunda lahir pada tanggal 27 April 1990 di desa Pejarakan, kota Singaraja provinsi Bali. Merupakan anak pertama dari 4 bersaudara putra Bapak Sugiarto dan Ibu Nurul Hasanah. Penulis memulai pendidikan pada tahun 1996, penulis melanjutkan pendidikan di SD N 6 Pejarakan dan lulus pada tahun 2002. Pertengahan tahun 2002 penulis mengenyam pendidikan di SMP N 2 Gerokgak sampai tahun 2005. Kemudian melanjutkan pendidikan di SMK N 1 Glagah Banyuwangi sampai tahun 2008. Pendidikan di perguruan tinggi di mulai pada bulan September 2008 di Institut Teknologi Nasional Malang pada Fakultas Teknologi Industri jurusan Teknik Elektro S-1 dengan konsentrasi Teknik Energi Listrik dan di wiusda pada tanggal 28 September 2013.
