

SKRIPSI

ANALISIS SISTEM PROTEKSI *DIRECTIONAL OVER CURRENT RELAYS (DOCR)* AKIBAT INTERKONEKSI *DISTRIBUTED GENERATION (DG)* PADA PENYULANG JOLOTUNDO



Disusun oleh :

**FRIMA RUSDIANTO
NIM : 08.12.013**

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
2015**

LEMBAR PERSETUJUAN

**ANALISIS SISTEM PROTEKSI *DIRECTIONAL OVER CURRENT RELAYS*
(DOCR) AKIBAT INTERKONEKSI *DISTRIBUTED GENERATION (DG)* PADA
PENYULANG JOLOTUNDO**

*Disusun dan Diajukan Untuk Melengkapi dan Memenuhi Syarat
Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik*

Disusun Oleh :

**FRIMA RUSDIANTO
NIM : 08.12.013**

Mengetahui,

Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1

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

Diperiksa dan Disetujui

Pembimbing I

Pembimbing II

**Ir. Ni Putu Agustini, MT
NIP. Y.1030100371**

**Lauhil Mahfudz Hayusman, ST., MT
NIP. P.1031400472**

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
2015**

SURAT PERNYATAAN ORISINALITAS

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : FRIMA RUSDIANTO
NIM : 08.12.013
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, juli 2015

Yang membuat Pernyataan,



Frima Rusdianto
Nim :08.12.013

ABSTRAK

ANALISIS SISTEM PROTEKSI *DIRECTIONAL OVER CURRENT RELAYS (DOCR)* AKIBAT INTERKONEKSI *DG* PADA PENYULANG JOLOTUNDO

Frima Rusdianto
Jurusan Teknik Energi Listrik S – 1, Institut Teknologi Malang
Kampus II ITN, Jl. Raya Karanglo, km 2
Email : frimarusdianto@gmail.com

**Dosen Pembimbing : Ir. Ni Putu Agustini, MT dan
Lauhil Mahfudz Hayusman, ST., MT**

Gangguan yang disebabkan oleh adanya arus lebih dan arus hubung singkat menimbulkan banyak kerugian, kerugian pada sistem jaringan listrik maupun kerugian di pihak konsumen pengguna listrik. Gangguan – gangguan tersebut merupakan gangguan yang sering terjadi di Penyulang Jolotundo akibat interkoneksi PLTMH Seloliman. Sistem pengamanan adalah syarat mutlak untuk mengurangi dampak bahaya gangguan terhadap peralatan listrik khususnya trafo, karena trafo salah satu komponen yang sangat penting pada sistem jaringan listrik, disamping harganya yang cukup mahal, akses daerah yang terpencil pun membutuhkan biaya dan tenaga lebih, selain itu keandalan dan kontinuitas penyaluran tenaga listrik merupakan hak dari setiap konsumen.

Salah satu penyebab adalah koordinasi relay pengaman pada penyulang Jolotundo yaitu OCR yang tidak sesuai dengan standar keandalan yang ditentukan. Untuk meningkatkan kinerja dari relay pengaman perlu dilakukan analisa koordinasi relay pengaman dengan menggunakan software *ETAP Power Station*. Dengan software ini dapat disimulasikan gangguan hubung singkat dan perhitungan arus hubung singkat untuk melakukan penyetelan ulang terhadap relay pengaman. Hasil setting relay DOCR lebih sensitif dan selektif dari dibandingkan seting awal dari 0,95 detik menjadi 0,23 detik, setting relay lebih cepat 0,72 detik dari setting awal.

Kata kunci : Gangguan arus lebih dan hubung singkat, Penyulang Jolotundo, Trafo, Koordinasi.

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadirat Tuhan Yang Maha Esa dengan limpahan rahmat-Nya, telah memberikan kekuatan, kesabaran, dan perlindungan sehingga laporan skripsi ini dapat diselesaikan. Pembuatan skripsi ini disusun guna memenuhi syarat akhir kelulusan pendidikan jenjang Strata I di Institut Teknologi Nasional Malang. Dalam penyusunan skripsi ini penulis banyak mendapat bantuan baik moril maupun materil, saran dan dorongan semangat dari berbagai pihak, untuk itu penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Dr. Ir. Lalu Mulyadi, MTA. selaku rektor ITN Malang
2. Bapak Ir. Anang Subardi, MT. selaku Dekan Fakultas Teknologi Industri.
3. Bapak M. Ibrahim Ashari, ST, MT. selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1 ITN Malang.
4. Bapak Dr. Eng. I Komang somawirata, ST, MT. selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro S-1 ITN Malang.
5. Ibu Ir. Ni Putu Agustini, MT selaku Dosen Pembimbing I.
6. Bapak Lauhil Mahfudz Hayusman, ST., MT. selaku Dosen Pembimbing II.
7. Bapak Adriansyah selaku manager PT.PLN (Persero) Distribusi Jawa Timur Area Mojokerto.
8. Dan semua pihak yang telah membantu penulis dalam menyelesaikan skripsi ini yang tidak bisa penulis sebutkan satu persatu.
9. Bapak Suwito dan Ibu Rusmini selaku orang tua penulis yang selalu memberi motivasi serta do'a yang mereka panjatkan untuk penulis sehingga dapat menyelesaikan skripsi.
10. Teman-teman Elektro ITN angkatan '08 yang banyak membantu dalam diskusi.

11. Semua pihak yang telah membantu penulis dalam menyelesaikan skripsi ini yang tidak bisa penulis sebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa laporan skripsi ini masih banyak kekurangan, oleh karena itu penulis mengharapkan saran dan kritik yang membangun guna penyempurnaan laporan skripsi dimasa yang akan datang.

Malang, Agustus 2015

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PERSETUJUAN	i
SURAT PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
ABSTRAK.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL.....	xi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.3. Tujuan	2
1.4. Batasan Masalah	2
1.5. Sistematika Penulisan	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1. Definisi dan Macam Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik.....	4
2.2. Sebab – sebab Terjadinya Gangguan pada Sistem Tenaga Listrik.....	5
2.2.1. Gangguan beban lebih (Overload)	5
2.2.2. Gangguan hubung singka (Shut / Pralel)	5
2.2.3. Gangguan hubung terbuka / saluran putus (Seri)	5
2.3. Dasar – dasar Sistem Proteksi.....	6
2.4. Fungsi dan Persyaratan Relay Pengaman	7
2.5. Jenis – jenis Relay Pengaman.....	8
2.5.1. Relay arus lebih (Over Current Relay).....	8
2.5.2. Relay arus lebih waktu terbalik (Inverse Time Relay).....	10
2.5.3. Relay arus lebih berarah (Directional Over Current Relay).....	12
2.6. Distribution Generator (DG).....	16

	2.7. Sistem Microgrid	17
	2.8. Pembangkit Yang Terbarukan Untuk Microgrid	19
BAB III	METODOLOGI PENELITIAN	20
	3.1. Pendahuluan.....	20
	3.2. Unit Pelayanan dan Jaringan Pacet.....	20
	3.3. Penyulang Jolotundo.....	20
	3.4. Single Line Diagram Penyulang Jolotundo	21
	3.5. Data Trafo Penyulang Jolotundo	22
	3.6. Data Saluran Penyulang Jolotundo	22
	3.7. Data Pengukuran Beban Penyulang Jolotundo	23
	3.8. Pembangkit Listrik Tenaga Microhidro (PLTMH) Seloliman.....	23
	3.9. Daya Terbangkit dan Tersalur	24
	3.10..Generator Sinkron.....	25
	3.11..Electronic Load Controller (ELC) GP STARCCCTI – 32 kVA	26
	3.12..Mainscon / Interkoneksi.....	27
	3.13..Data Pengaman Trafo	27
	3.14..Peralatan Yang Digunakan	29
	3.15..Persamaan Yang Digunakan	29
	3.16..Flowchart	31
	3.17..Perancangan Simulasi Menggunakan ETAP <i>Power Station</i>	32
BAB IV	ANALISI HASIL	33
	4.1. Pemodelan Sistem	33
	4.2. Kondisi Awal Sistem.....	35
	4.2.1. Gangguan Pada Sisi Utility	36
	4.2.2. Gangguan Pada Sisi DG.....	38
	4.2.3. Gangguan Pada Sisi Beban	45
	4.3. Kondisi Sistem Setelah Dilakukan Perhitungan Ulang.....	53
BAB V	PENUTUP	54
	5.1. Kesimpulan.....	54
	5.2. Saran.....	55

DAFTAR PUSTAKA	56
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Karakteristik Relay Arus Lebih.....	10
Gambar 2.2	Karakteristik Relay Arus Lebih Waktu Terbalik	10
Gambar 2.3	Perbandingan Kurva Relay Arus Lebih Waktu Terbalik	11
Gambar 2.4	Rangkaian Delta Trafo Tegangan.....	12
Gambar 2.5	Relay Gangguan Tanah Berarah.....	13
Gambar 2.6	Relay Maximum Torque Angle.....	14
Gambar 2.7	Polarising Signal.....	14
Gambar 2.8	Relay Connection, 45° MTA	15
Gambar 2.9	90° Relay Connection, 30° MTA.....	15
Gambar 2.10	Sistem Distribusi dengan <i>Distributed Generation (DG)</i>	17
Gambar 2.11	Pengawatan Sistem Microgrid.....	18
Gambar 2.14	Pembangkit Listrik Tenaga Mirohidro (PLTMH).....	19
Gambar 3.1	Single Line Diagram Penyulang Jolotundo	21
Gambar 3.2	Flowchart Desain Sistem.....	31
Gambar 3.3	Pemodelan Penyulang Jolotundo dengan <i>software</i> ETAP <i>Power Station</i>	32
Gambar 4.1	Pemodelan Penyulang Jolotundo dan PLTMH Seloliman ...	33
Gambar 4.2	Hasil Simulasi Gangguan Arus Hubung Singkat	34
Gambar 4.3	Gangguan Hubung Singkat Pada Sisi Sumber	36
Gambar 4.4	Urutan operasi untuk gangguan hubung singkat pada sisi utility pada kondisi awal	36
Gambar 4.5	Input Data Untuk Hasil Perhitungan Setting Relay 6.....	37
Gambar 4.6	Urutan Operasi Untuk Gangguan Hubung Singkat Pada Sisi Utility	38
Gambar 4.7	Kurva TCC Untuk Gangguan Hubung Singkat Pada Sisi Utility	38
Gambar 4.8	Gangguan Hubung Singkat Pada Sisi DG	39
Gambar 4.9	Input Data Untuk Hasil Perhitungan Setting Relay 3.....	40
Gambar 4.10	Input Data Untuk Hasil Perhitungan Setting Relay 7.....	41
Gambar 4.11	Input Data Untuk Hasil Perhitungan Setting Relay 8.....	43

Gambar 4.12	Gangguan Hubung Singkat Pada Sisi DG Setelah Setting Ulang Relay	43
Gambar 4.13	Urutan Kerja Relay Untuk Gangguan Hubung Singkat Pada Sisi DG	44
Gambar 4.14	Kurva TCC Untuk Gangguan Hubung Singkat Pada Sisi DG	44
Gambar 4.15	Gangguan Hubung Singkat Pada Sisi Beban	45
Gambar 4.16	Input Data Untuk Hasil Perhitungan Setting Relay 13.....	46
Gambar 4.17	Input Data Untuk Hasil Perhitungan Setting Relay 14.....	48
Gambar 4.18	Simulasi Gangguan Hubung Singkat Pada Sisi Beban Setelah Setting Ulang Relay.....	48
Gambar 4.19	Urutan Kerja Relay Untuk Gangguan Hubung Singkat Pada Sisi Beban.....	49
Gambar 4.20	Kurva TCC Untuk Gangguan Hubung Singkat Pada Sisi Beban.....	49

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Distributed Generation (DG) adalah generator berskala kecil yang diparalel (dihubungkan) pada jaringan distribusi. Salah satu manfaat yang paling utama dari DG adalah dapat dioperasikan untuk sistem distribusi dengan mode Island, yaitu keadaan dimana pada mode ini sistem distribusi menjadi terisolasi secara elektrik dari seluruh sistem tenaga. Hal ini sangat bermanfaat untuk meningkatkan kualitas pasokan tenaga serta dapat dioperasikan dalam mode *island* jika terjadi pemadaman^[3].

Interkoneksi DG pada jaringan distribusi akan mempengaruhi operasi sistem distribusi, ada beberapa dampak positif dan negatifnya. Untuk dampak positif dari interkoneksi DG pada jaringan yakni mengurangi nilai jatuh tegangan dan mengurangi rugi – rugi daya, sedang dampak negatifnya adalah kemungkinan terjadinya simpatetik trip (*sistem proteksi merespon secara salah atau tidak diharapkan*) pada salah satu penyulang yang terdapat DG. Pada kondisi terhubung jaringan dan *islanding* arus hubung singkat memiliki nilai yang berbeda. Pada umumnya saluran transmisi memiliki arus hubung singkat yang lebih tinggi dibandingkan dengan arus hubung singkat pada saluran distribusi. Namun demikian, saat sistem distribusi dalam keadaan *islanded* arus gangguan yang perlu diamankan lebih rendah dari pada saat terhubung dengan saluran transmisi. Maka dari itu diperlukan pengaman yang adaptif^[3].

Sistem proteksi *Directional Over Current Relay (DOCR)* atau relay arus lebih berarah merupakan salah satu jenis relay proteksi yang paling banyak digunakan pada sistem proteksi tenaga listrik. Relay arus lebih berarah digunakan untuk mendeteksi adanya gangguan hubung singkat pada sistem yang mempunyai sumber lebih dari satu dan mempunyai jaringan yang membentuk loop. Prinsip kerja relay ini mempunyai 2 buah parameter ukur yaitu tegangan dan arus yang masuk kedalam relay. Untuk membedakan arah arus ke depan atau arah arus

kebelakang, maka salah satu phasa dari arus harus dibandingkan dengan tegangan pada phasa yang lain^[2].

1.2. Rumusan Masalah

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

1. Bagaimana pengaruh interkoneksi *Distributed Generation (DG)* pada Penyulang Jolotundo.
2. Bagaimana melakukan setting relays *Directional Over Current Relay (DOCR)*.
3. Bagaimana koordinasi relay *DOCR* untuk mendeteksi adanya arus lebih akibat interkoneksi dengan *DG* dan arus hubung singkat 3 phasa dan phasa ke phasa.

1.3. Tujuan

Tujuan dalam skripsi ini adalah untuk memproteksi Penyulang Jolotundo dari arus lebih akibat interkoneksi dari *DG* PLTMH Seloliman Mojokerto dan arus hubung singkat 3 phasa dan phasa ke phasa.

1.4. Batasan Masalah

Batasan masalah dalam skripsi ini adalah :

1. Relay pengaman yang disetting dan dikoordinasikan adalah *Directional Overcurrent Relay (DOCR)*.
2. Studi kasus dilakukan pada Penyulang Jolotundo dan PLTMH Seloliman.
3. Gangguan yang disimulasikan yakni gangguan akibat interkoneksi *DG* dan gangguan hubung singkat 3 phasa dan phasa ke phasa.

1.5. Sistematika Penulisan

Dalam penyusunan laporan skripsi ini disusun menjadi beberapa bab dan diuraikan dengan pembahasan sesuai daftar isi. Sistematika laporannya adalah sebagai berikut.

BAB I PENDAHULUAN

Pendahuluan menguraikan tentang latar belakang, tujuan penyusunan, rumusan masalah, batasan masalah, dan sistematika penulisan.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Bab ini membahas macam gangguan pada sistem tenaga listrik, dasar – dasar sistem proteksi, jenis relay pengaman, *Distributed Generation (DG)*.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Bab ini menjelaskan tentang sistem pengaman dan jaringan kelistrikan pembangkit berskala kecil atau disebut dengan *Distributed Generation (DG)*.

BAB IV ANALISIS HASIL

Bab ini berisi pembahasan sistem proteksi *Directional Over Current Relays (DOCR)* pada Penyulang Jolotundo akibat Interkoneksi *Distributed Generation (DG)* dan akibat gangguan hubung singkat.

BAB V PENUTUP

Bab ini berisi kesimpulan dan saran dari Analisis dan pembahasan sistem proteksi *Directional Over Current Relays (DOCR)* pada Penyulang Jolotundo Ngoro Mojokerto.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Definisi dan Macam Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik

Pada dasarnya suatu gangguan adalah tiap keadaan sistem yang menyimpang dari keadaan normal, dimana keadaan ini dapat mengakibatkan terganggunya kontinuitas pelayanan tenaga listrik. Gangguan dalam operasi sistem tenaga listrik merupakan kejadian yang dapat menyebabkan bekerjanya pengaman tenaga listrik. Adanya gangguan pada suatu sistem tenaga listrik ini tidak dikehendaki, tetapi merupakan kenyataan yang tidak dapat dihindarkan.

Gangguan pada sistem tenaga listrik dapat diklasifikasikan berdasarkan asalnya menjadi 2 macam yaitu gangguan yang berasal dari dalam sistem dan gangguan dari luar sistem. Penyebab gangguan yang berasal dari dalam sistem antara lain kesalahan pemasangan instalasi yang dapat mengakibatkan gangguan hubung singkat, rusak material seperti isolator pecah, kawat putus, atau kabel cacat isolasinya. Untuk gangguan yang berasal dari luar sistem dapat terjadi karena pengaruh cuaca seperti hujan, angin, serta surja petir. Gangguan dapat pula terjadi akibat pengaruh lingkungan seperti pohon, binatang dan benda – benda asing selain itu juga dapat disebabkan oleh kecerobohan manusia.

Bila ditinjau dari sifatnya, gangguan dapat dikelompokkan menjadi dua macam yaitu gangguan sementara (*temporary*) dan gangguan permanen (*stationary*). Gangguan sementara tidak memerlukan perbaikan untuk beroperasinya sistem tenaga listrik, misalnya pada keadaan beban lebih. Sedangkan gangguan permanen mengakibatkan operasi sistem tenaga tidak akan normal kembali sebelum gangguan diperbaiki. Pada gangguan yang bersifat sementara biasanya penyebab gangguan akan hilang dengan sendirinya setelah pemutus tenaga trip. Sedangkan gangguan permanen ditandai dengan bekerjanya kembali pemutus tenaga untuk memutuskan aliran daya listrik. Gangguan permanen hanya dapat diatasi setelah penyebab gangguan diatasi.

2.2. Sebab – sebab Terjadinya Gangguan pada Sistem Tenaga Listrik

Gangguan – gangguan pada suatu sistem tenaga listrik antara lain dapat disebabkan oleh :

2.2.1. Gangguan beban lebih (Overload)

Merupakan gangguan dimana arus yang mengalir melebihi arus nominal yang diijinkan ($I > I_n$). Bila gangguan ini dibiarkan berlangsung terus menerus maka dapat menyebabkan rusaknya peralatan listrik yang dialiri arus tersebut. Pencegahan gangguan semacam ini dapat dilakukan dengan mengatur alokasi pembangkitan agar tidak ada bagian tertentu dalam sistem yang mengalami beban lebih. Namun hal ini tidaklah selalu mungkin dilakukan karena tergantung kepada keadaan sistem.

2.2.2. Gangguan hubung singkat (Shut / Paralel)

Gangguan hubung singkat dapat digolongkan menjadi dua macam yaitu gangguan hubung singkat seimbang (balance faults) dan gangguan hubung singkat tidak seimbang (unbalance faults) atau simetri dan tidak simetri (asimetri). Gangguan ini dapat mengakibatkan mengalirnya arus lebih pada fasa yang terganggu. Selain itu gangguan ini juga dapat mengakibatkan kenaikan tegangan pada fasa yang tidak terganggu. Hampir semua gangguan yang terjadi pada sistem tenaga listrik merupakan gangguan tidak simetri.

2.2.3. Gangguan hubung terbuka / saluran putus (Seri)

Pada umumnya gangguan rangkaian hubung terbuka lebih jarang terjadi dibandingkan gangguan hubung singkat. Pada kenyataan dilapangan justru sering terjadi gangguan hubung terbuka yang kemudian berubah menjadi hubung singkat oleh kejadian – kejadian yang mengikutinya. Beberapa gangguan terbuka yang terjadi bahkan lebih mungkin menimbulkan bahaya bagi orang yang menanganinya. Gangguan seri ini dalam bentuk umum disebabkan oleh keadaan tidak seimbang atau tidak simetri impedansi seri saluran. Gangguan hubung terbuka ini dapat berupa gangguan satu saluran terbuka ($1L - 0$) dan gangguan dua saluran terbuka ($2L - 0$) dan impedansi seri tidak seimbang. Pada sistem tiga fasa gangguan ini dapat disebabkan oleh pemutus daya yang tidak membuka

ketiga phasanya secara keseluruhan, misal hanya satu atau dua phasa saja yang terbuka sedang phasa yang lainnya tetap tertutup.

2.3. Dasar - dasar sistem proteksi

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

- Mengidentifikasi gangguan, memisahkan bagian instalasi yang terganggu dari bagian lain yang masih normal dan sekaligus mengamankan instalasi dari kerusakan atau kerugian yang lebih besar, serta memberikan informasi/tanda bahwa telah terjadi gangguan, yang pada umumnya diikuti dengan membukanya PMT.
- Pemutus Tenaga (PMT) untuk memisahkan/menghubungkan suatu bagian instalasi dengan bagian instalasi lain, baik instalasi dalam keadaan normal maupun dalam keadaan terganggu. Batas dari bagian-bagian instalasi tersebut dapat terdiri dari satu PMT atau lebih.

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

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

2.4. Fungsi dan Persyaratan Relay Pengaman

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

- Mendeteksi, mengukur dan menentukan bagian sistem yang terganggu serta memisahkan secara cepat dan tepat sehingga sistem lainnya tidak terganggu dan dapat beroperasi secara normal.
- Mengurangi kerusakan lebih parah dari peralatan yang terganggu.
- Mengurangi pengaruh gangguan terhadap bagian sistem yang lain yang tidak terganggu didalam sistem tersebut serta mencegah meluasnya gangguan.
- Memperkecil bahaya bagi manusia.

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

- Sensitifitas
Sebuah relay proteksi harus peka, sehingga dapat merasakan dan bereaksi untuk gangguan sekecil apapun. Sensitifitas adalah kepekaan relay proteksi terhadap segala macam gangguan dengan tepat yakni gangguan yang terjadi di daerah perlindungannya.
 - Keandalan
Keandalan adalah kemampuan perlindungan untuk beroperasi dengan benar. Hal ini ditunjukkan dalam kinerja relay proteksi diharapkan
-

kecepatan, kepekaan dan selektifitas yang handal maka relay itu harus dapat berfungsi sebagaimana yang diharapkan.

➤ **Selektifitas**

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

➤ **Kecepatan**

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

2.5. Jenis – Jenis Relay Pengaman

Didalam sistem proteksi banyak sekali jenis relay pengaman yang digunakan disesuaikan dengan kebutuhannya, jenis gangguan mampu tergantung dari jenis peralatan yang diproteksi, sebagai contoh : relay pengaman arus lebih (*over current relay*), relay pengaman gangguan ketanah (*ground fault relay*), relay keseimbangan arus (*differential relay*), relay arus lebih berarah (*directional overcurrent relay*), dan lain-lain.

2.5.1. Relay arus lebih (*Over Current Relay*)

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

Sistem proteksi over current relay ini bekerja apabila melebihi settingannya. Relay ini bekerja untuk melindungi peralatan listrik lainnya apabila terjadi arus lebih akibat :

1. Adanya penambahan beban atau perkembangan beban.
 2. Adanya gangguan hubung singkat di jaringan maupun instalasi listrik.
-

Gangguan hubung singkat terjadi antar fasa yaitu dua fasa maupun tiga fasa yang mengalir melebihi nilai settingnya (I_{set}).

Pada dasarnya prinsip kerja relay arus lebih ini adalah suatu alat yang mendeteksi besaran arus yang melalui suatu jaringan dengan bantuan trafo arus. Harga atau besaran yang boleh melewatinya disebut dengan setting. Relay arus lebih memiliki 2 jenis pengamanan yang berbeda antara lain :

1. Pengamanan hubung singkat fasa

Relay mendeteksi arus fasa, oleh karena itu disebut pula *relay fasa*. Karena pada relay tersebut dialiri oleh arus fasa, maka settingnya (I_s) harus lebih besar dari arus beban maksimum.

Ditetapkan :

$$I_s = 1,2 \times I_n$$

(I_n = arus nominal peralatan terlemah)

2. Pengamanan hubung tanah

Arus gangguan satu fasa tanah ada kemungkinan lebih kecil dari arus beban, ini disebabkan karena salah satu atau dari kedua hal berikut :

- Gangguan tanah ini melalui tahanan gangguan yang masih cukup tinggi.
- Pentanahan netral sistemnya melalui impedansi/tahanan yang tinggi, atau bahkan tidak ditanahkan.

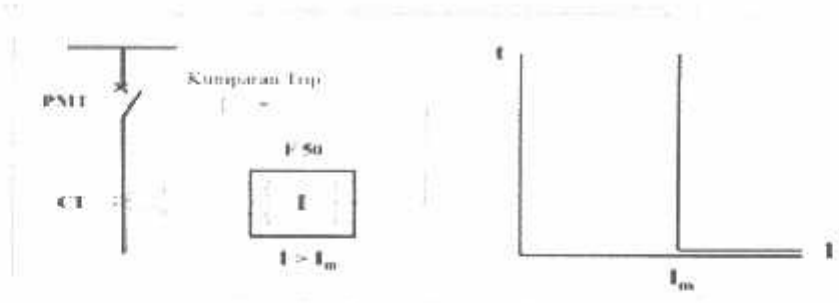
Pada kondisi tersebut, relay pengamanan hubung singkat (relay fasa) tidak dapat mendeteksi gangguan tanah tersebut. Agar relay sensitif terhadap gangguan tersebut dan tidak salah kerja oleh arus beban, maka relay dipasang tidak pada kawat fasa melainkan kawat netral pada sekunder trafo arusnya.

Dengan demikian relay ini dialiri oleh arus netralnya, berdasarkan komponen simetrisnya arus netral adalah jumlah dari arus ketiga fasa. Arus urutan nol dirangkai primernya baru dapat mengalir jika terdapat jalan kembali melalui tanah (melalui kawat netral).

Karakteristik relay arus lebih

1. Relay arus lebih seketika (moment, instant)
 2. Relay arus lebih waktu tertentu (definite time)
 3. Relay arus lebih waktu terbalik (inverse time)
-

4. Kombinasi waktu seketika dengan waktu tertentu
5. Kombinasi waktu seketika dengan waktu terbalik
6. Relay arus lebih seketika (moment, instant)



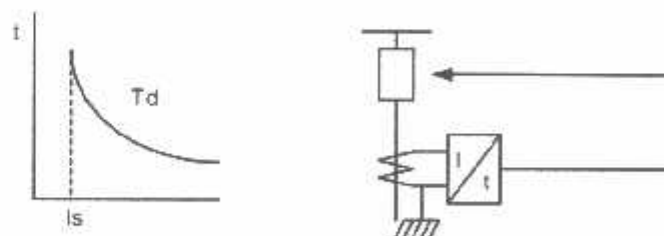
Gambar 2.1 Karakteristik relay arus lebih

Karakteristik relay ini bekerja tanpa adanya penundaan waktu. Jangka waktu mulai relay pick-up sampai kerja relay sangat singkat (20 ms – 50 ms).

2.5.2. Relay arus lebih waktu terbalik (*Inverse Time Relay*)

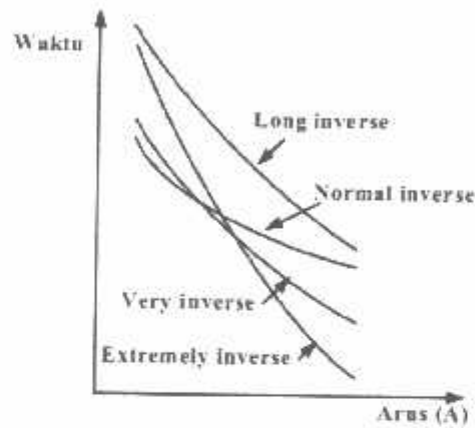
Relay arus lebih waktu terbalik memberikan perintah kepada pemutus tenaga (PMT) pada saat terjadi gangguan bila besar arus gangguannya melampaui arus penyetelannya dan jangka waktu kerja relay dari *pick up*, waktunya berbanding terbalik dengan besar arusnya.

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



Gambar 2.2 Karakteristik relay arus lebih waktu terbalik
Relay arus waktu terbalik ini dapat dibagi lagi menjadi empat, yaitu :

- Berbanding terbalik (*inverse*)
- Sangat berbanding terbalik (*very inverse*)
- Sangat berbanding terbalik sekali (*extremely inverse*)
- *Long inverse*



Gambar 2.3 Perbandingan kurva relay arus lebih waktu terbalik

Sedangkan lamanaya waktu kerja *relay inverse*, *very inverse*, *extremely inverse*, *long inverse* dapat dilihat pada rumus dibawah :

$$(inverse) \quad t = \frac{0,14}{(I^{0,02}-1)} \dots\dots\dots (2-1)$$

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

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

$$(long inverse) \quad t = \frac{120}{(I-1)} \dots\dots\dots (2-4)$$

Dimana : I : Perbandingan arus

t : Waktu kerja relay

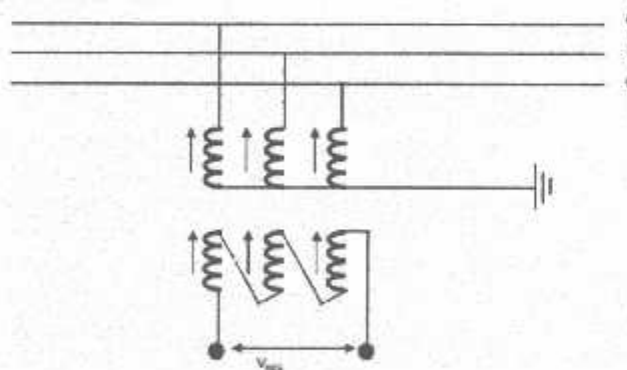
2.5.3. Relay Arus Lebih Berarah (*Directional Over current Relays*)

1. Devinisi

- *Directional Over Current Relay (DOCR)* atau lebih dikenal dengan relay arus lebih yang mempunyai arah tertentu merupakan relay pengaman yang bekerja karena adanya besaran arus dan tegangan yang dapat membedakan arah arus gangguan.
- Relay ini terpasang pada jaringan tegangan tinggi, tegangan menengah juga pada pengaman transformator tenaga dan berfungsi untuk mengamankan peralatan listrik akibat adanya gangguan fase – fase maupun fase ketanah.

2. Prinsip kerja

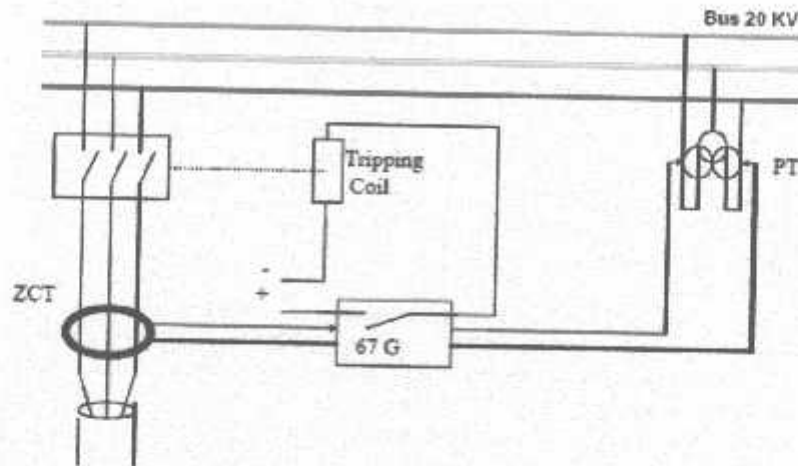
- Relay ini mempunyai 2 buah parameter ukur yaitu tegangan dan arus yang masuk kedalam relay untuk membedakan arah arus ke depan atau arah arus kebelakang. Pada pentanahan titik netral trafo dengan menggunakan tahanan, relay ini dipasang pada penyulang 20 kV. Bekerjanya relay ini berdasarkan adanya sumber arus ZCT (*Zero Current Transformer*) dan sumber tegangan dari PT (*Potential Transformer*).
- Sumber tegangan PT umumnya menggunakan rangkaian Open – Delta, tetapi tidak menutup kemungkinan ada yang menggunakan koneksi langsung 3 fasa.
- Untuk membedakan arah tersebut maka salah satu fasa dari arus harus dibandingkan dengan tegangan pada fasa yang lain.



Gambar 2.4 Rangkaian open delta trafo tegangan

Dimana :

$$V_{RES} = V_{AG} + V_{BG} + V_{CG} = 3V_0$$



Gambar 2.5 Relay gangguan tanah berarah

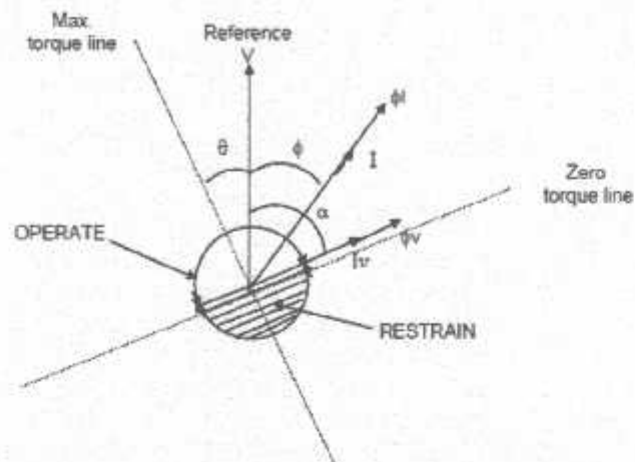
Gambar diatas menunjukkan relay gangguan tanah berarah (67 G) terdiri dari 2 buah parameter ukur yaitu tegangan dan arus yang masuk ke dalam relay untuk membedakan arah arus ke depan atau arah arus ke belakang.

3. Relay connection

Adalah sudut perbedaan antara arus dengan tegangan masukan relay pada power faktor satu.

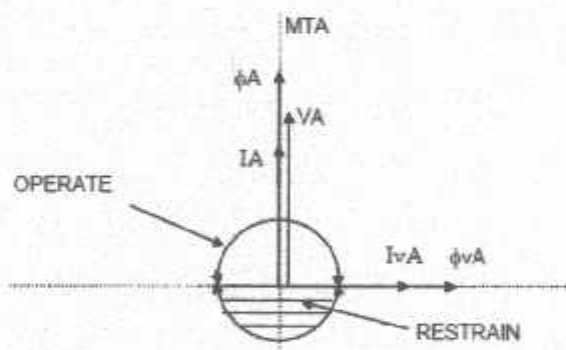
4. Relay maximum torque angle

- Adalah perbedaan sudut antara arus dengan tegangan pada relay yang menghasilkan torsi maksimum.
- Secara umum torsi yang dihasilkan besaran tegangan dan arus dapat dilihat pada gambar 2.5.
- Tegangan masukan pada relai menimbulkan arus IV yang tertinggal terhadap tegangan sebesar α akan menghasilkan fluksi (ϕ_v).
- Sedangkan arus masukan pada relai akan menghasilkan fluksi ϕ_i yang tertinggal dari tegangan sebesar sudut ϕ . Kedua fluksi diatas akan menghasilkan torsi, dan agar torsi maksimum maka ϕ_i dan ϕ_v harus membentuk sudut 90° .

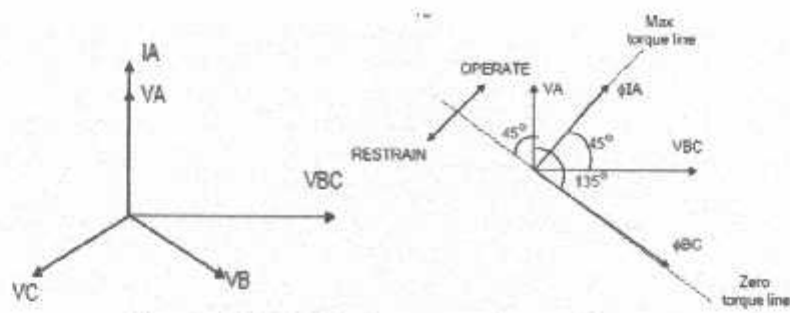


Gambar 2.6 Relay maximum torque angle

- Penentuan arah berdasarkan suatu besaran referensi (besaran polarising). Besaran referensi yang umum diterapkan adalah besaran tegangan.
- Misal untuk arus fasa R sebagai “operate signal” maka sebagai polarising signal bisa V_A , V_B , V_C , V_{A-B} , V_{B-C} atau V_{C-A} .
- Jika digunakan tegangan V_A sebagai polarising signal seperti pada gambar 2.6 maka torsi maksimum diperoleh saat arus dan tegangan fasa A sephasa.



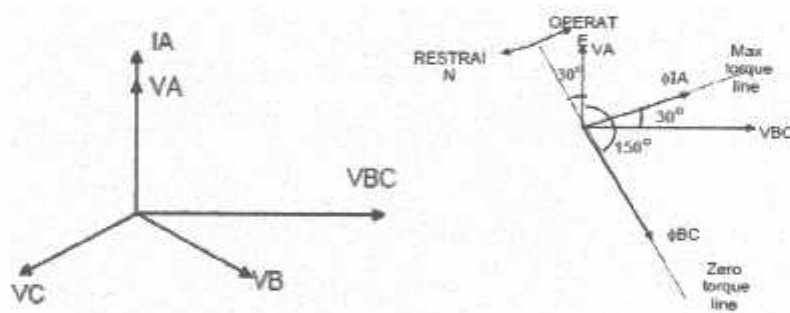
Gambar 2.7 Polarising signal



Gambar 2.8 90° Relay connections, 45° MTA

Tabel 2.1 Relay Connection 45° MTA

Relay	Arus	Tegangan
A	IA	VBC
B	IB	VCA
C	IC	VAB



Gambar 2.9 90° Relay Connections, 30° MTA

Tabel 2.2 Relay Connection 30° MTA

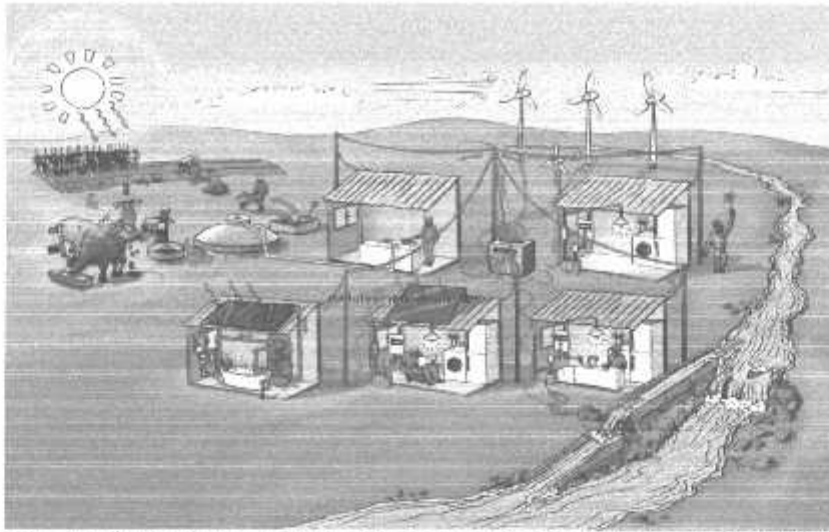
Relay	Arus	Tegangan
A	IA	VBC
B	IB	VCA
C	IC	VAB

2.6. Distributed Generation (DG)

Distributed Generation (DG) sering kali disebut juga dengan on-site generation, dispersed generator, embedded generation, decentralized generation atau distributed energy. *Distributed Generation (DG)* menghasilkan energi listrik dari beberapa sumber energi yang berkapasitas kecil 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 disepanjang 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).



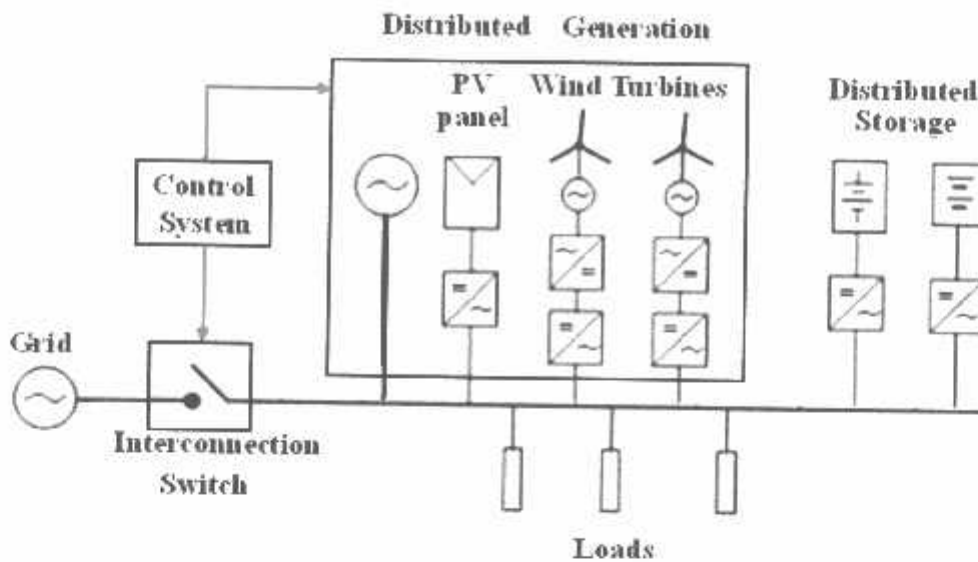
Gambar 2.10 Sistem Distribusi dengan *Distributed Generation (DG)*

2.7. Sitem Microgrid

Akhir – akhir ini kata microgrid semakin sering didengar dikalangan para engineer sistem tenaga listrik. Apa dan bagaimana microgrid bekerja? Disini kita coba membahas sedikit tentang microgrid.

Microgrid bisa disebut juga “jaringan skala kecil”, tentu yang dimaksud disini adalah jaringan skala kecil pada sistem pembangkit. Microgrid sangat berkaitan dengan *Distributed Energy Resources (DER)* yang didalamnya terdapat pembangkit terdistribusi, penyimpanan energy (*energy storage*) yang lokasinya dekat dengan beban lokal. Salah satu keuntungan microgrid adalah meningkatkan ketahanan sistem.

Microgrid merupakan sistem yang terdiri dari minimal satu sumber energi yang terkoneksi dengan beban pada daerah yang relatif kecil. Dalam microgrid sumber energi dan beban bisa terhubung maupun terputus ke jaringan distribusi, tentu dengan gangguan pada beban yang seminimal mungkin sehingga perlu perencanaan yang bagus untuk menghindari masalah tersebut.



Gambar 2.11 Pengawatan sistem microgrid

Pada saat microgrid terputus dengan jaringan distribusi dimana saklar penghubung dalam keadaan terbuka, microgrid harus mampu mensupply beban local dengan pembangkitnya sendiri karena pada kondisi ini jaringan listrik tidak bisa membantu mensupply listrik ke beban, kondisi ini disebut *islanded mode*. Selain microgrid harus dapat memenuhi kebutuhan beban, microgrid juga harus bisa menjamin kualitas frekuensi dan tegangan, karena pada umumnya akan terjadi "*gangguan sesaat*" pada saat proses pergantian dari kondisi terkoneksi grid ke kondisi *islanded mode*. Besar dan lama gangguan sangat ditentukan kualitas teknologi switchnya. Pada dasarnya ada empat teknologi yang sangat penting dalam microgrid yaitu *Distributed Generation (DG)*, *Distributed Storage (DS)*, pemutus tenaga dan sistem control, dimana semuanya harus bekerja dengan baik dan sesuai harapan sehingga perlu desain yang bagus dan harga yang seminimal mungkin tentunya.

2.8. Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH)

- Pembangkitan yang dilakukan dengan memanfaatkan aliran air dari anak-anak sungai yang kecil atau dari saluran irigasi (*mini-microhydro*).
- Pembangkit listrik mikrohidro adalah suatu pembangkit yang dapat menghasilkan energi listrik sampai dengan 100 kW sedangkan untuk pembangkit listrik yang dapat menghasilkan energi listrik sebesar 100 kW – 5

MW didefinisikan sebagai pembangkit listrik mikro hidro. Potensi mini-mikrohidro power di Indonesia sekitar 7.500 MW dengan kapasitas terpasang sebesar 200 MW.



Gambar 2.14 Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Pendahuluan

Pada bab ini akan membahas mengenai metode yang digunakan dalam menganalisa pengaruh interkoneksi *Distributed Generation (DG)* pada Penyulang Jolotundo. Data spesifikasi komponen merupakan data asli yang diperoleh dari hasil survey pengambilan data yang di lakukan di UPJ Pacet Kab, Mojokerto dan di PLTMH Seloliman. Kec, Trawas. Kab, Mojokerto.

3.2. Unit Pelayanan dan Jaringan Pacet

PLN (Persero) Unit Pelayanan dan Jaringan (UPJ) Pacet merupakan bagian dari management PT. PLN (Persero) distribusi jawa timur yang beradi di Jl. Raya Pacet Kabupaten Mojokerto.

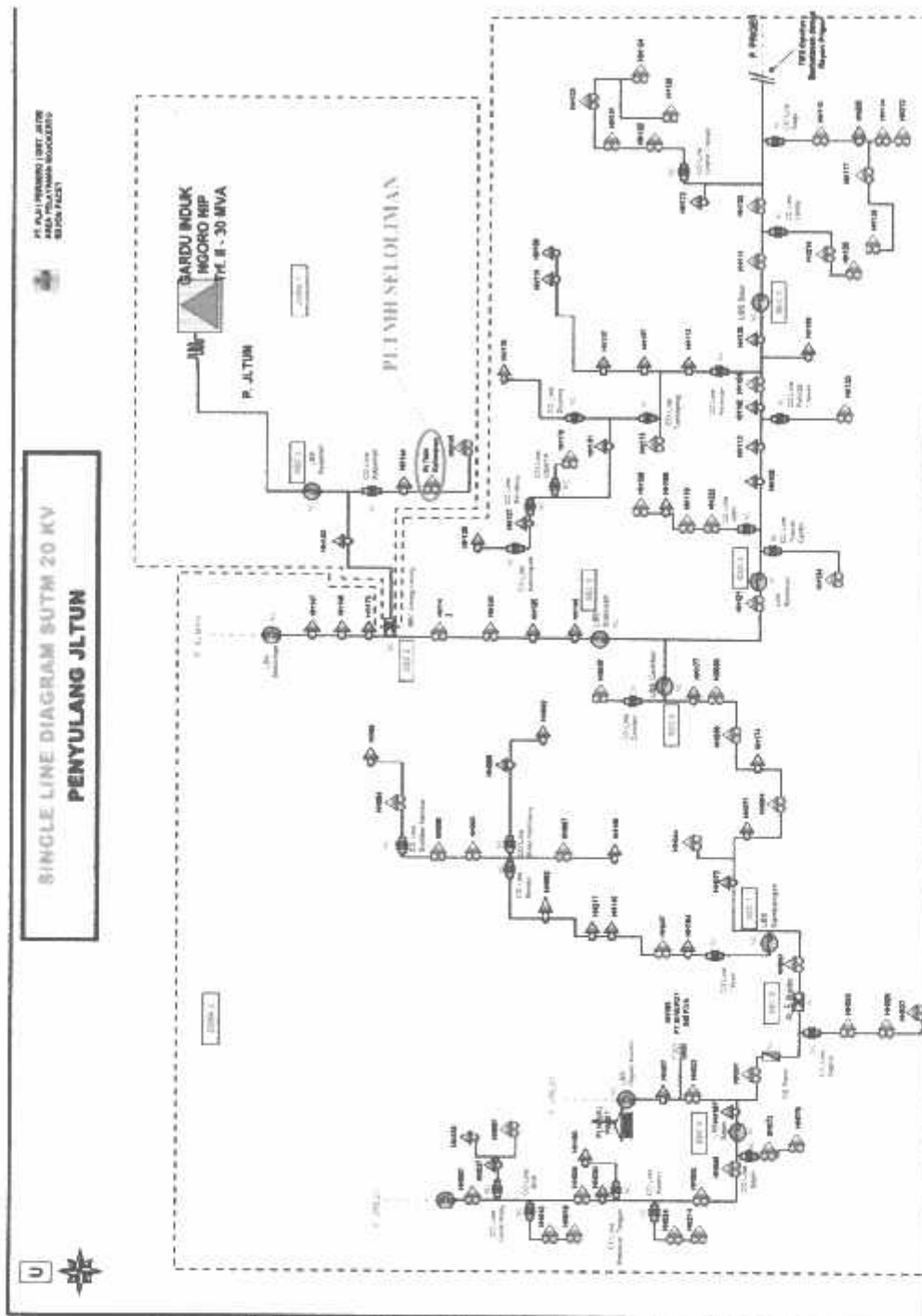
3.3. Penyulang Jolotundo

Penyulang/feeder merupakan saluran keluaran dari gardu induk distribusi tegangan menengah 20 kV. Penyulang Jolotundo merupakan salah satu penyulang yang terdapat di gardu induk Ngoro dengan tegangan 20 kV, yang masuk pada area kerja UPJ Pacet Jl. Raya Pacet.

Penyulang Jolotundo merupakan salah satu penyulang yang didalamnya tersambung dengan pembangkit terdistribusi tenaga Mikrohydro, dengan kapasitas 52 kVA yang terdapat didesa Seloliman dan tersambung dengan trafo tiang dengan kapasitas 50 kVA.

Dengan adanya penyambungan pembangkit terdistribusi ke jaringan, memungkinkan terdapat adanya gangguan arus lebih saat daya yang dihasilkan pembangkit di interkoneksi ke jaringan Penyulang Jolotundo. Untuk mengetahui besar/kecilnya arus saat interkoneksi DG ke jaringan maka akan dilakukan simulasi dengan *software ETAP Power Station* memakai data dari hasil survey lapangan pada UPJ Pacet dan PLTMH Seloliman

3.4. Single Line Diagram Penyulang Jolotundo



Gambar 3.1 Single Line Penyulang Jolotundo

Pada gambar penyulang diatas, terdapat area yang berada dalam lingkaran area 1 yakni merupakan lokasi trafo PLTMH Seloliman yang pembangkit terdistribusi.

3.5. Data Trafo Penyulang Jolotundo

Data rekapitulasi dibawah ini adalah data trafo pada area kerja 1 yang diperoleh dari hasil survey data pada UPJ Pacet.

Tabel 3.1 Data Trafo Tiang Penyulang Jolotundo area kerja 1

No	Kode Trafo	Lokasi	Kap. Trafo (kVA)	Tegangan Trafo	
				Sisi Primer (kV)	Sisi Sekunder (V)
1	HH141	Sasana Krida	50	20	380
2	HH142	Dn Jatijejer	100	20	380
3	HH143	Ds Sugeng	50	20	380
4	HH144	Dn Kesemen	50	20	380
5	HH145	Dn Binting	160	20	380
6	HH146	Ds Jatijejer	25	20	380
7	HH147	Ds Tangkep	100	20	380
8		PLTMH Seloliman	50	20	380
9	HH149	Bukit Asri	10	20	380
10	HH120	Ds Sukosari	100	20	380
11	HH173	Hotel Warung Deso	100	20	380

Sumber data trafo (PLN UPJ Rayon Pacet 2015)

3.6. Data Saluran Penyulang Jolotundo

Dalam upaya menyalurkan tenaga listrik, pada penyulang jolotundo menggunakan jenis konduktor A3C 3 x 150 mm², A3C x 110 mm², A3C x 35 mm², (*All - Aluminium alloy conductors*). Berikut data saluran penyulang jolotundo area kerja 1.

Tabel 3.2 Data Saluran Penyulang Jolotundo

No	Kode Hantaran	Panjang Hantaran (km)	Penghubung	
			Dari BUS	Ke BUS
1	A3C 3X110	22	Bus 1	Bus 3
2	A3C 3X110	38	Bus 9	Bus 10
3	A3C 3X110	38	Bus 10	Bus 12
4	A3C 3X110	39	Bus 12	Bus 14
5	A3C 3X150	50	Bus 1	Bus 9
6	A3C 3X35	42	Bus 3	Bus 5
7	A3C 3X35	42	Bus 5	Bus 6

8	A3C 3X35	42	Bus 16	Bus 18
9	A3C 3X35	45	Bus 9	Bus 17
10	A3C 3X35	35	Bus 20	Bus 22

Sumber data trafo (PLN UPJ Rayon Pacet 2015)

3.7. Data Pengukuran Beban Penyulang Jolotundo

Data pengukuran beban keseluruhan pada Penyulang Jolotundo, diambil dari data beban puncak pada bulan April 2015 sebesar 43,83 MW. Dikarenakan kalkulasi beban yang diperoleh dari survey data hanya beban keseluruhan, maka untuk pembebanan di tiap trafo diambil 80% dari kapasitas trafo. Maka diperoleh data beban sebagai berikut :

Tabel 3.3 Perhitungan Pembebanan Trafo pada area kerja 1

No	Kode Trafo	Lokasi	Kapasitas Trafo (kVA)	Pembebanan Trafo (kVA)
1	HH141	Sasana Krida	50	40
2	HH142	Dn Jatijejer	100	80
3	HH143	Ds Sugeng	50	40
4	HH144	Dn Kesemen	50	40
5	HH145	Dn Binting	160	128
6	HH146	Ds Jatijejer	25	20
7	HH147	Ds Tangkep	100	80
8		PLTMH Seloliman	50	40
9	HH149	Bukit Asri	10	8
10	HH120	Ds Sukosari	100	80
11	HH173	Hotel Warung Deso	100	80

Sumber data trafo (PLN UPJ Rayon Pacet 2015)

3.8. Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) Seloliman

Desa Seloliman adalah salah satu desa yang berada di wilayah Kecamatan Trawas Kabupaten Mojokerto. Di awal tahun 1990an desa ini merupakan salah satu dari sekian banyak desa di Indonesia yang belum dapat menikmati energi listrik dari Perusahaan Listrik Negara (PLN).

Maka dengan bantuan donor dan swadaya masyarakat pada tahun 1994 dibangunlah sebuah Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) di

Kalimaron, yang selanjutnya diberi nama PLTMH Kalimaron dengan kapasitas 12 kVA. Kemudian pada tahun 2000 kapasitas PLTMH Kalimaron ditingkatkan menjadi 25 kVA dan di bentuk organisasi swadaya masyarakat bernama Paguyuban Kali Maron (PKM) sebagai pengelolanya. Dalam rangka meningkatkan daya guna PLTMH Kalimaron, khususnya bagi masyarakat Desa Seloliman, PKM mengembangkan suatu sistem interkoneksi listrik kepada Perusahaan Listrik Negara (PLN) melalui Kepmen ESDM No. 1122 K/30/MEM/2002, tanggl 12 Juni 2002. Dengan potensi debit air sekitar 300 liter/dt dari Kali (Sungai) Maron dan kebutuhan listrik yang terus meningkat, maka pada tahun 2005 kapasitas PLTMH Kalimaron di tingkatkan menjadi 32 kVA.

Sukses dengan PLTMH Kalimaron, maka pada tahun 2007 PKM bekerja sama dengan Yayasan Lingkungan Hidup Seloliman (YLHS) membangun PLTMH kedua yang diberi nama PLTMH Wot Lemah. PLTMH Wot Lemah ini memiliki kapasitas daya sebesar 20 kVA. Sama dengan pendahulunya PLTMH Wot Lemah juga di interkoneksi dengan jaringan PLN.

3.9. Daya Terbangkit dan Tersalur

Tabel 3.4 Daya PLTMH Seloliman yang di salurkan pada siang hari

PLTMH	Pemakaian		Total (kW)
	PLN (kW)	Sendiri (kW)	
Kalimaron	20	5	25
Wot Lemah	18.5	1.5	20

Tabel 3.5 daya PLTMH Seloliman yang di salurkan pada malam hari

PLTMH	Pemakaian		Total (kW)
	PLN (kW)	Sendiri (kW)	
Kalimaron	15	10	25
Wot Lemah	15	5	20

3.10. Generator Sinkron

Generator yang digunakan sebagai pembangkit daya pada PLTMH Seloliman merupakan generator sinkron 3 fasa. Generator sinkron pada PLTMH Seloliman ini menggunakan penguat sendiri atau eksitasi sendiri. Arus DC untuk mensuplai rotor dibangkitkan melalui AVR (*Automatic Voltage Regulator*) dan *exciter*. *Exciter* ini pada dasarnya merupakan generator kecil yang menyatu dengan generator utama. Pada *start* (penyalan awal), arus DC dihasilkan oleh tegangan residu atau tegangan sisa AVR. Apabila rotor generator utama diputar, maka rotor generator *exciter* yang terletak satu poros dengan generator utama juga akan ikut berputar dan membangkitkan tegangan AC 3 fasa.

Adapun *name plate* generator yang digunakan pada PLTMH Seloliman adalah sebagai berikut :

Tabel 3.6 Daftar komponen elektrikal generator pada PLTMH Seloliman beserta spesifikasinya

Keterangan	Spesifikasi
Rating daya	40 kVA
Power factor	0.8
Tegangan	400/231 V
Arus beban penuh	57.7 A
Kecepatan putar	1500 rpm
Frekuensi	50 Hz
Eksitasi	27 V, 2.15 A

Ukuran kabel yang digunakan untuk instalasi jaringan dari pembangkit sampai pelanggan menggunakan kabel NYA / NYM 3 x 70 mm², 1 x 50 mm² untuk jangkauan jaringan maksimal 3 km, untuk sambungan ke anggota menggunakan kabel TIC 2 x 10 mm².

3.11. *Electronic Load Controller (ELC) GP STARCC1 – 32 kVA*

Pada Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) Kalimaron ini menggunakan ELC GP STARCC1 – 32 kVA. Adapun komponen utamanya adalah sebagai berikut :

1. *Frequency Trip Board (FTB)* adalah rangkaian yang mengatur daerah frekuensi yang diijinkan untuk menyalakan kontaktor. Apabila frekuensi diluar daerah yang diijinkan tersebut, kontaktor tidak dapat dinyalakan atau kontaktor akan secara otomatis dimatikan apabila dalam kondisi menyala. Pada FTB terdapat potensioener untuk keperluan *setting* (penyetelan) daerah frekuensi.
 2. Kontaktor digunakan untuk menyalakan dan mematikan ke arah jalur konsumen. Kontaktor dapat dimatikan secara otomatis atas perintah dari FTB apabila terjadi kelebihan beban oleh konsumen (*overload, under frequency*) atau kelebihan input dari daya turbin (*overload, under frequency*).
 3. *Silicone Controlled Rectifer (SCR)*, merupakan saklar elektronik yang mengatur besar kecilnya pembuangan daya ke *ballast load*. Besar kecilnya daya *ballast load* tergantung dari sudut penyalaan SCR. Keluaran dari SCR berupa tegangan AC dari 0 sampai 220 V.
 4. Trafo Arus Sensing (CTS) bersama dengan Sensing Resistor (R) untuk keperluan pengontrolan. Berfungsi untuk mendeteksi arus beban. Apabila arus beban pada fasa tersebut lebih besar maka arus yang dibuang ke *ballast* dikurangi. Demikian pula sebaliknya.
 5. *Ballast Load* adalah bagian dari ELC, tidak untuk keperluan konsumen. *Ballast Load* merupakan beban resistif yang digunakan untuk membuang kelebihan beban untuk menjaga kestabilan frekuensi yang dihasilkan oleh generator. Dipasang secara paralel untuk masing – masing fasa. Terdapat dua macam tipe *ballast load* yaitu *ballast load* tipe air dan *ballast load* tipe pemanasan udara.
-

3.12. Mainscon / Interkoneksi

Mainscon merupakan pengontrol sekaligus pengontrol pembangkit untuk sistem interkoneksi dengan grid. Pembangkit yang sebelumnya menggunakan ELC dengan tambahan alat ini dapat bekerja secara isolated dan interkoneksi.

Prinsip kerja dari mainscon secara sederhana dapat dijelaskan sebagai berikut. Pembukaan katup turbin dilakukan secara manual. Setelah turbin berputar dan mengeluarkan daya listrik, ELC masih mengambil kendali untuk mengontrol frekuensi dengan mengatur pembuangan daya ke *ballast load*. Apabila frekuensi dan tegangan pembangkit sudah normal, maka mainscon akan mulai mengendalikan ELC untuk proses sinkronisasi antara pembangkit dengan grid. Setelah pembangkit dan jaringan sinkron, maka mainscon menghidupkan kontaktor sehingga pembangkit dengan grid terhubung. Setelah itu ELC secara otomatis akan mematikan *ballast load*. Daya yang diserap oleh grid sebesar daya yang sebelumnya dibuang ke *ballast load*. Dengan demikian daya pembangkit dapat dioptimalkan tanpa ada daya yang dibuang ke *ballast*.

3.13. Data Pengaman Trafo

Pengaman pada trafo penaik tegangan meliputi PMT sebagai pemutus rangkaian listrik yang didalam operasinya mendapatkan intruksi membuka dari rele pengaman.

1. PMT (*Circuit Breaker*)

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

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

1. Harus mampu menutup dan dialiri arus beban penuh dalam waktu lama.
 2. Membuka Otomatis untuk memutuskan beban atau beban lebih.
-

3. Celah (gap) harus tahan terhadap tegangan rangkaian, bila kontak membuka.
4. Harus memutus cepat bila terjadi hubung singkat.
5. Mampu dialiri arus hubung singkat.
6. Mampu menahan efek dari arching kontakannya. Gaya elektromagnetik atau kondisi thermal yang tinggi akibat hubung singkat.

2. Relay Pengaman Arus Lebih

Pengertian relay arus lebih yaitu relay 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 relay arus lebih adalah sebagai berikut :

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

5. Wiring untuk menghubungkan komponen – komponen proteksi sehingga menjadi satu sistem.

3.14. Peralatan yang Digunakan

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

- Komputer untuk menjalankan program
- Software ETAP *Power Station*

3.15. Persamaan yang Digunakan

1. Persamaan untuk menghitung *Over Current Relay (OCR)*

Di sini persamaan yang digunakan untuk menentukan parameter untuk menentukan seting rele arus lebih mengacu pada standard IEEE/ANSI.

Tabel 3.7 IDMT standar inverse yang memakai standar IEC 60255

Karakteristik Relay	Standar IEC 60255
Standar Inverse (SI)	$T = TMS \times \frac{0,14}{I_r^{0,02}-1}$
Very Inverse (VI)	$T = TMS \times \frac{13,5}{I_r-1}$
Extremely Inverse (EI)	$T = TMS \times \frac{80}{I_r^2-1}$
Long time standart cart fault	$T = TMS \times \frac{120}{I_r-1}$

Persamaan cara perhitungan setting relay dan parameter apa saja yang perlu di cari.

a. Relay Arus Lebih (OCR)

- Arus nominal

Arus nominal adalah arus kerja dari suatu peralatan listrik.

$$I_n = I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}V_{base}} \dots\dots\dots (3.1)$$

Dengan :

$$I_n = I_{base} = \text{Arus nominal (A)} \dots\dots\dots (3.2)$$

$$S_{base} = \text{Daya semu (VA)} \dots\dots\dots (3.3)$$

$$V_{base} = \text{Tegangan (V)} \dots\dots\dots (3.4)$$

b. Ratio CT

Ratio CT ditentukan dari arus nominal peralatan atau dari kabel pada umumnya.

$$\text{Rasio CT} = \frac{\text{primer}}{\text{sekunder}} \dots\dots\dots (3.5)$$

c. Arus yang mengalir melalui relay

$$I_{\text{relay}} = I_{\text{base}} \times \frac{1}{\text{Ratio CT}} \dots\dots\dots (3.6)$$

d. Arus kerja relay (Standar OCR 110%)

$$I_{\text{setOCR}} = 1.1 \times I_{\text{base}} \dots\dots\dots (3.7)$$

e. Waktu operasi (ts)

Time setting (ts) adalah waktu yang dibutuhkan oleh suatu pengaman (relay) untuk kerja.

$$T_s = \frac{k}{(I_{\text{set OCR}})^{\alpha-1}} \times \text{TMS} \dots\dots\dots (3.8)$$

Dengan :

TMS (time multiple setting) = standar waktu setting relay

K = konstanta standart inverse (0.14)

α = konstanta standar inverse (0.02)

Persamaan yang digunakan untuk menghitung setting relay DOCR yakni :

$$I_{\text{set primer}} = 1,05 \times I_n \dots\dots\dots (3.9)$$

$$I_{\text{set sekunder}} = I_{\text{set primer}} \times \frac{1}{\text{ratio CT}} \dots\dots\dots (3.10)$$

$$\text{TMS} = \frac{t \times \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set (primer)}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} \dots\dots\dots (3.11)$$

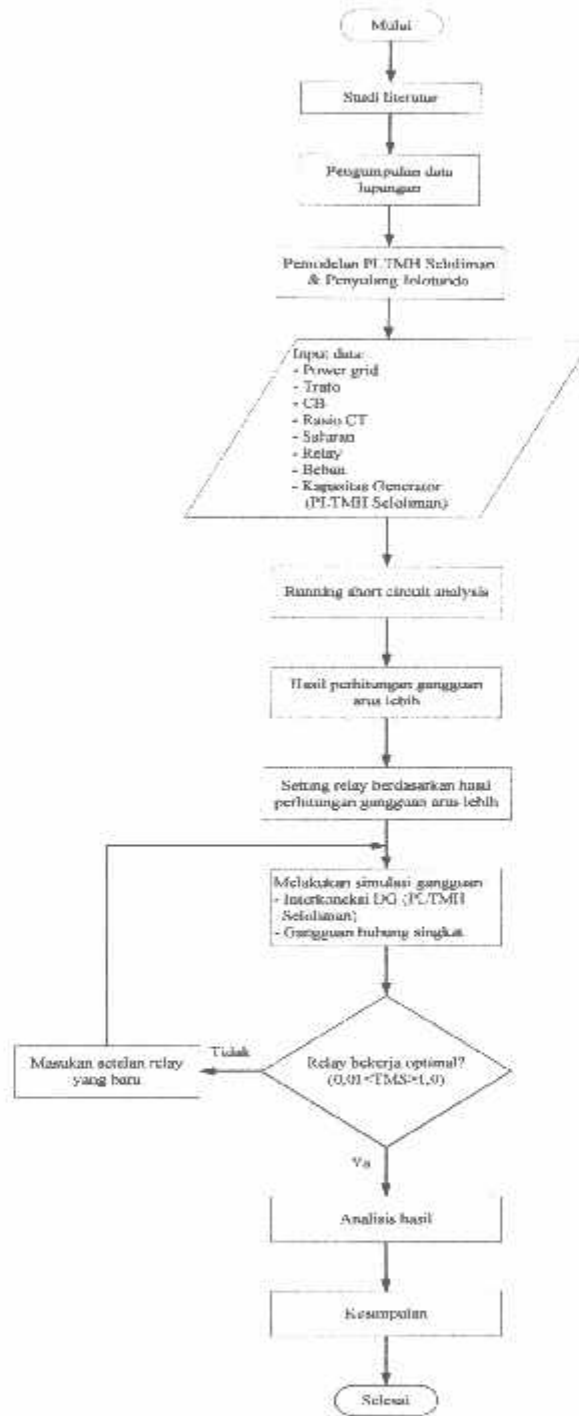
keterangan :

$I_{\text{set primer}}$ = nilai arus primer yang di masukkan untuk penyetelan *relay*

I_{set} sekunder = nilai arus sekunder yang di masukkan untuk penyetelan *relay*

TMS = standar waktu setting relay

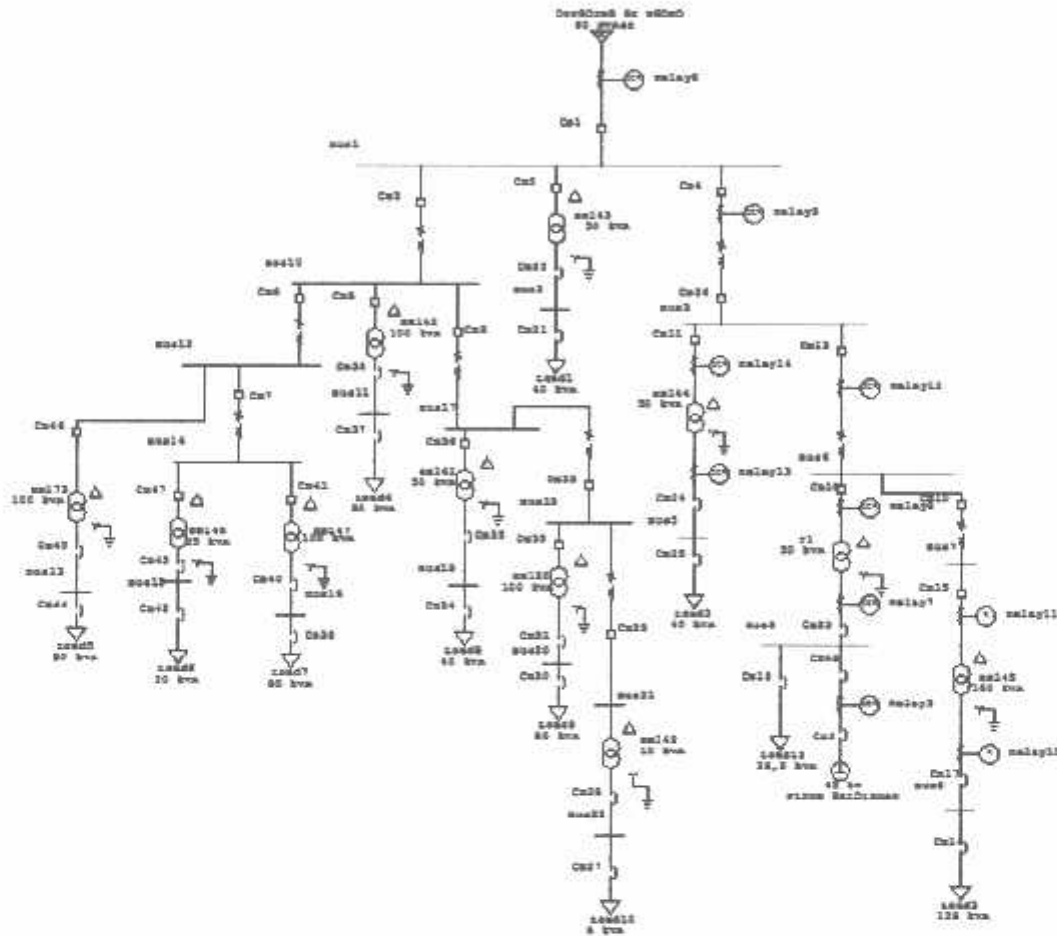
3.16. Flowchart



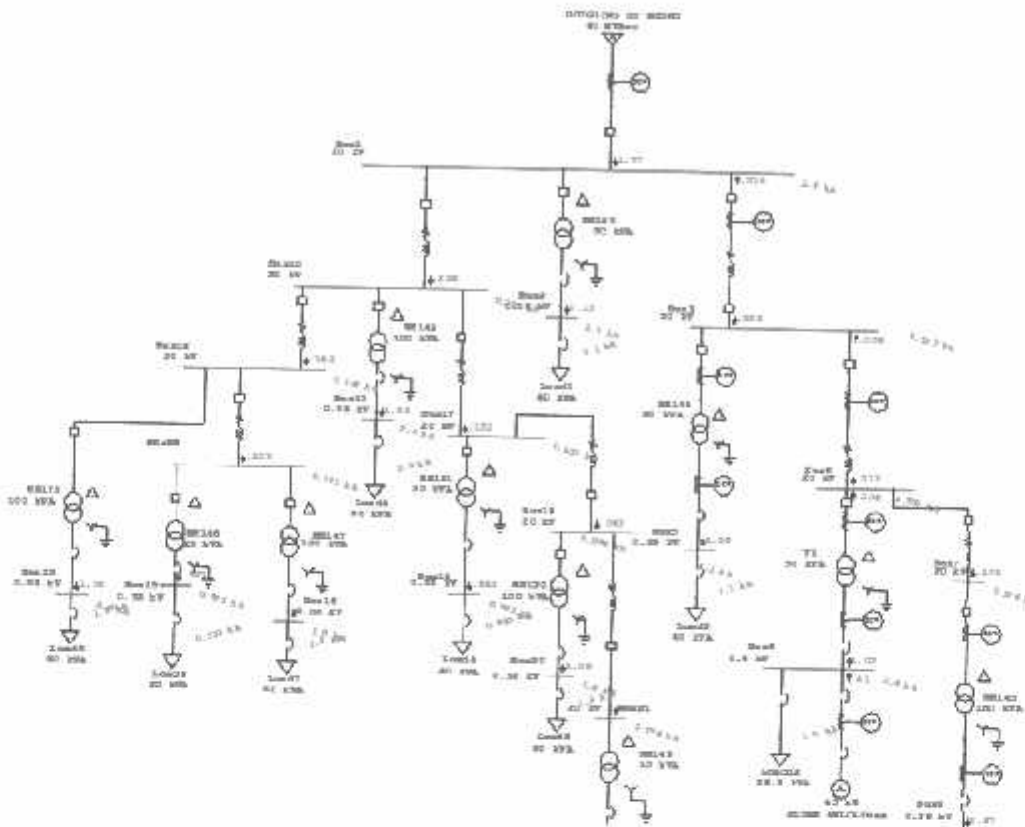
Gambar 3.2 Flowchart Desain Sistem

3.17. Perancangan Simulasi Menggunakan ETAP *Power Station*

Menggambar single line diagram pada software ETAP *Power Station* didasarkan pada single line diagram dari data yang diperoleh di Penyulang Jolotundo.



Gambar 3.3 Pemodelan Penyulang Jolotundo dengan *software ETAP Power Station*



Gambar 4.2 Hasil simulasi gangguan arus hubung singkat

Tabel 4.1 Menunjukkan hasil perhitungan arus gangguan hubung singkat 3 fasa dan antar fasa sebelum dan sesudah interkoneksi DG. Terlihat bahwa semua bus mengalami kenaikan arus pada setiap gangguan yang dianalisis/diberikan. Kenaikan yang paling besar terjadi pada bus 9, dimana sebelum interkoneksi DG arus gangguan tiga fasa sebesar $I_{sc} = 1.022$ kA sesudah interkoneksi DG menjadi $I_{sc} = 1.414$ kA dan arus gangguan antar fasa sebelum interkoneksi DG sebesar $I_{sc} = 0.885$ kA sesudah interkoneksi DG menjadi $I_{sc} = 1.235$ kA. Hal ini didasari oleh kenyataan bahwa bus 9 adalah bus yang letaknya dekat dengan DG.

Tabel 4.1 Hasil perhitungan arus gangguan hubung singkat

Bus	kV	Sebelum pemasangan DG		Setelah pemasangan DG	
		3 Fasa Fault (kA)	Line to Line Fault (kA)	3 Fasa Fault (kA)	Line to Line Fault (kA)
Bus 1	20	1.767	1.530	1.773	1.535
Bus 3	20	0.324	0.280	0.329	0.285
Bus 5	0,38	1.078	0.934	1.079	0.935
Bus 6	20	0.312	0.270	0.317	0.275
Bus 7	20	0.172	0.149	0.174	0.150
Bus 8	0,38	2.660	2.304	2.666	2.309
Bus 9	0,4	1.022	0.885	1.414	1.235

Sumber: (Hasil Analisis Short Sircuit pada Software ETAP, 2015)

4.2. Kondisi Awal Sistem

Data pada Tabel 4.2 merupakan data *directional over current relay* yang diperoleh di lapangan. Data tersebut akan dimasukkan ke pemodelan sistem selanjutnya dianalisis untuk melihat kinerja relay (selektifitas dan kecepatan).

Tabel 4.2 Data *directional over current relay*

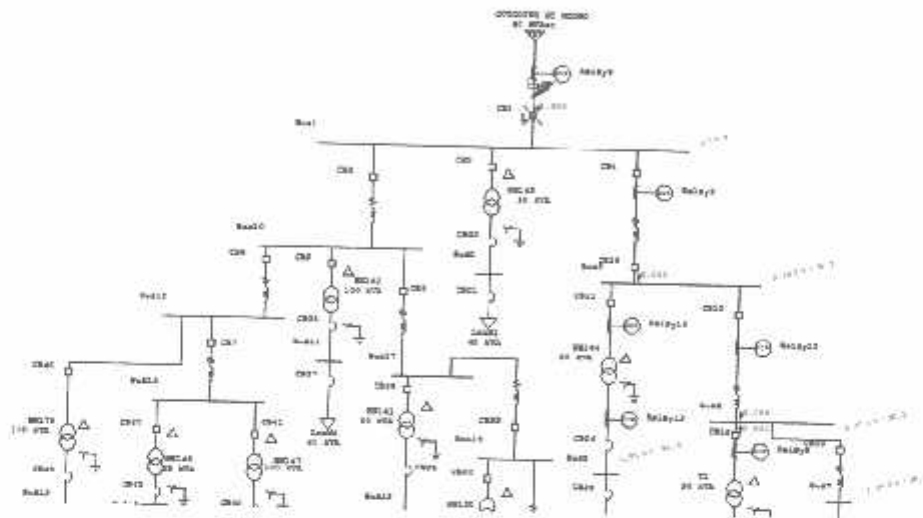
Relay ID	CT		Tipe Relay (Manufactur & Tipe)	Setting Phase-Phase			
	P	S		OCR		TD (s)	Kurva
				P	S		
Relay 3	1000	5	Areva-Micom P 123	1400	7	0.175	SI
Relay 6	2000	5	Areva-Micom P 121	1000	2.5	0.180	SI
Relay 7	400	5	Areva-Micom P 123	300	3.75	0.125	SI
Relay 8	300	5	Square D-Spam 1000+	240	4	0.13	SI
Relay 9	200	5	Areva-Micom P 121	112	2.8	0.087	SI
Relay 10	400	5	Areva-Micom P 122	272	3.4	0.125	SI
Relay 11	400	5	Areva-Micom P 122	300	3.75	0.15	SI
Relay 12	400	5	Areva-Micom P 121	300	3.75	0.240	SI
Relay 13	200	5	Areva-Micom P 121	160	4	0.95	SI
Relay 14	200	5	Areva-Micom P 121	30	0.75	0.075	SI

Sumber : (APJ Mojokerto, 2015)

Analisis dilakukan dengan memberikan gangguan hubung singkat pada empat tempat yang berbeda, yaitu gangguan hubung singkat pada sisi sumber (fault at the utility), gangguan hubung singkat pada sisi beban (fault at the load), gangguan hubung singkat antara dua bus, dan gangguan hubung singkat pada sisi DG (PLTMH Seloliman).

4.2.1. Gangguan pada sisi Utility

Gambar 4.3 memperlihatkan gangguan hubung singkat yang terjadi pada sisi sumber (utility). Pemutus tenaga tegangan tinggi (CB1) akan trip (terbuka), sehingga bus 1 akan lepas dari sumber (utility).



Gambar 4.3 Gangguan hubung singkat pada sisi sumber

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CB1 & CT2. Adjacent bus: Bus1

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 08-05-2015

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
2281	Relay6	1,732	2281		Phase - OC1 - 51
2341	CB1		60,0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51

Gambar 4.4 Urutan operasi untuk gangguan hubung singkat pada sisi utility pada kondisi awal

- Relay 6

$$\text{Arus gangguan } (I_f) = 1,773 \text{ kA} \approx 1773 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 2000 : 5$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Nominal } (I_n) &= \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}} \\ &= \frac{60000}{1,732 \cdot 20} \\ &= 1732 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{\text{set (Primer)}} &= 1,05 \cdot I_n \\
 &= 1,05 \cdot 1732 \\
 &= 1818,7 \text{ A} \approx 1819 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{\text{set (Sekunder)}} &= I_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\
 &= 1819 \times \frac{1}{\frac{2000}{5}} \\
 &= 1819 \times \frac{5}{2000} \\
 &= 4,5 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\text{TMS} = \frac{t \times \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set (primer)}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{1773}{1819} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = 0,001 \text{ s}$$

Karena nilai time dial/TMS minimal yang bisa dimasukkan sebesar 0.025, maka nilai perhitungan $\text{TMS} = 0,001 \approx 0,025$.



Gambar 4.5 Input data untuk hasil perhitungan setting relay 6

Urutan operasi dan kurva TCC untuk gangguan hubung singkat yang terjadi pada sisi utility ditunjukkan pada Gambar 4.5 dan Gambar 4.6.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

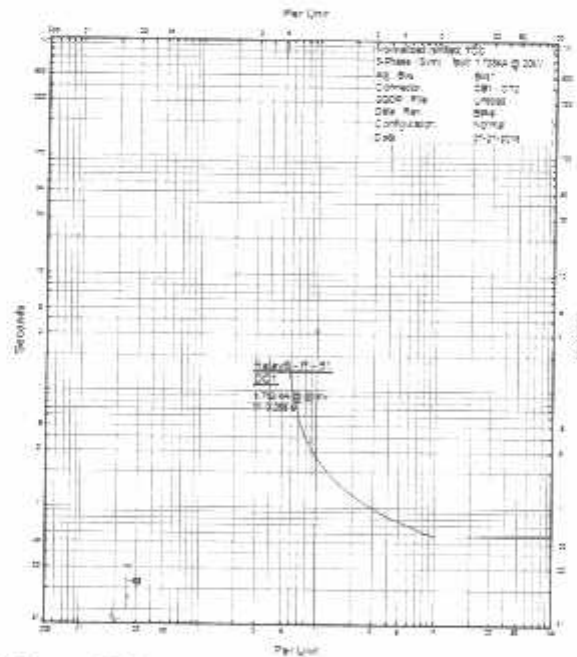
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CB1 & CT2, Adjacent bus: Bus1

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 07-27-2015

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
266	Relay6	1.732	266		Phase - OC1 - S1
306	CB1		40.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - S1

Gambar 4.6 Urutan operasi untuk gangguan hubung singkat pada sisi utility

Pada saat terjadi gangguan, relay 6 akan bekerja pada waktu 266 ms untuk arus gangguan sebesar 1.732 kA, relay 6 tersebut akan memerintahkan CB1 trip setelah delay selama 40 ms, gangguan tersebut dapat dibebaskan setelah 306 ms sejak terjadinya gangguan hubung singkat.

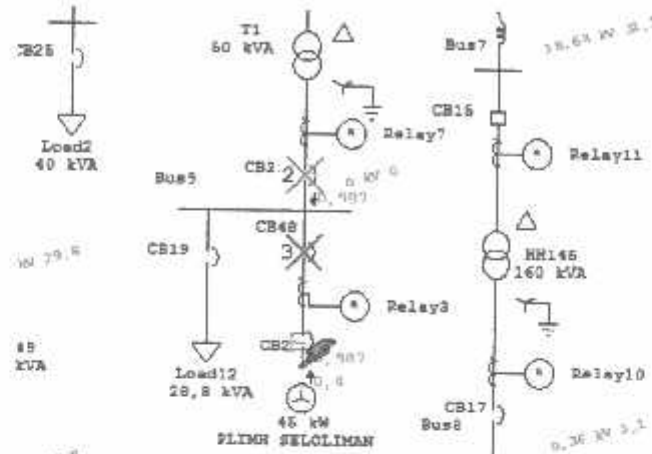


Gambar 4.7 Kurva TCC untuk gangguan hubung singkat pada sisi utility

4.2.2. Gangguan pada sisi DG

Gambar 4.7 memperlihatkan gangguan hubung singkat tiga fasa pada sisi DG. Pada saat terjadi gangguan, relay tidak bekerja secara selektif karena relay

yang bekerja terlebih dahulu adalah relay 7 yang memerintahkan CB23 untuk trip, yang seharusnya bekerja terlebih dahulu adalah relay 3 yang memerintahkan CB2, CB48 untuk trip.



Gambar 4.8 Gangguan hubung singkat pada sisi DG

Perhitungan setting relay

- Relay 3

$$\text{Arus Gangguan } (I_f) = 1,414 \text{ kA} \approx I_f = 1414 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 1000 : 5$$

Menghitung arus nominal atau arus beban

$$\begin{aligned} I_n &= \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV} \\ &= \frac{56,25 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0,4} \\ &= \frac{56,25 \text{ kVA}}{0,6928} \\ &= 81,2 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (primer)}} &= 1,05 \times I_n \\ &= 1,05 \times 81,2 \text{ A} \\ &= 85,26 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (sekunder)}} &= I_{\text{set (primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 85,26 \text{ A} \times \frac{1}{\frac{1000}{5}} \\ &= 85,26 \text{ A} \times \frac{5}{1000} \\ &= 0,4 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{TMS} &= t \times \frac{\left[\left(\frac{I_f}{I_{set(\text{primer})}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} \\
 &= 0,3 \times \frac{\left[\left(\frac{1414}{85,26} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} \\
 &= 0,3 \times \frac{0,0577}{0,14} \\
 &= 0,12 \text{ s}
 \end{aligned}$$



Gambar 4.9 Input data untuk hasil perhitungan setting relay 3

- Relay 7

$$\text{Arus Gangguan } (I_f) = 0,317 \text{ kA} \approx 317 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 400 : 5$$

Menghitung arus nominal atau arus beban

$$\begin{aligned}
 I_n &= \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV} \\
 &= \frac{50 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 20} \\
 &= \frac{50}{34,64}
 \end{aligned}$$

$$= 1,44 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (primer)}} &= 1,05 \times I_n \\ &= 1,05 \times 1,44 \\ &= 1,512 \text{ A} \approx 2 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (sekunder)}} &= I_{\text{set (primer)}} \times \frac{1}{\frac{400}{5}} \\ &= 2 \times \frac{1}{\frac{400}{5}} \\ &= 2 \times \frac{5}{400} \\ &= 0,025 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{TMS} &= t \times \frac{\left[\left(\frac{I_f}{I_{\text{set(primer)}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} \\ &= 0,3 \times \frac{\left[\left(\frac{317}{2} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} \\ &= 0,3 \times \frac{0,106}{0,14} \\ &= 0,23 \text{ s} \end{aligned}$$



Gambar 4.10 Input data untuk hasil perhitungan setting relay 7

- **Relay 8**

$$\text{Arus gangguan } (I_f) = 0,329 \text{ kA} \approx 329 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 300 : 5$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Nominal } (I_n) &= \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}} \\ &= \frac{50}{1,732 \cdot 20} \\ &= 1,44 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Primer)}} &= 1,05 \cdot I_n \\ &= 1,05 \cdot 1,44 \\ &= 1,512 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Sekunder)}} &= I_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 1,512 \times \frac{1}{\frac{300}{5}} \\ &= 1,512 \times \frac{5}{300} \\ &= 0,03 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{TMS} = \frac{t \times \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set (primer)}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

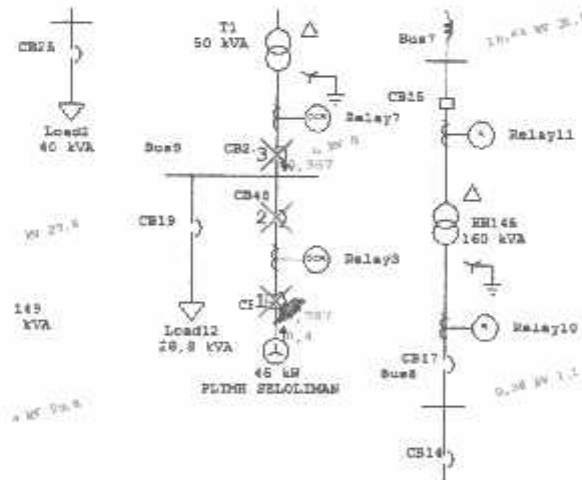
$$\text{TMS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{329}{1,512} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = 0,24 \text{ s}$$



Gambar 4.11 Input data untuk hasil perhitungan setting relay 8

Gambar 4.12 memperlihatkan hasil simulasi gangguan hubung singkat pada sisi DG setelah dilakukan setting ulang relay.



Gambar 4.12 Gangguan hubung singkat pada sisi DG setelah setting ulang relay

Urutan kerja relay dan kurva TCC dapat dilihat pada Gambar 4.13 dan Gambar 4.14 Pada saat terjadi gangguan, relay 3 akan bekerja pertama kali pada waktu 340 ms untuk arus gangguan sebesar 0,987 kA, relay 3 tersebut akan

memerintahkan CB2 dan CB48 trip setelah delay selama 10 ms dan 30 ms. Apabila relay 3 gagal bekerja, maka relay 7 akan bekerja (backup relay) pada waktu 521 ms memerintahkan CB23 trip. Apabila relay 7 gagal bekerja, maka relay 8 akan bekerja (backup relay) pada waktu 703 ms memerintahkan CB18 trip. Gangguan tersebut dapat dibebaskan setelah 6671 ms sejak terjadinya gangguan hubung singkat.

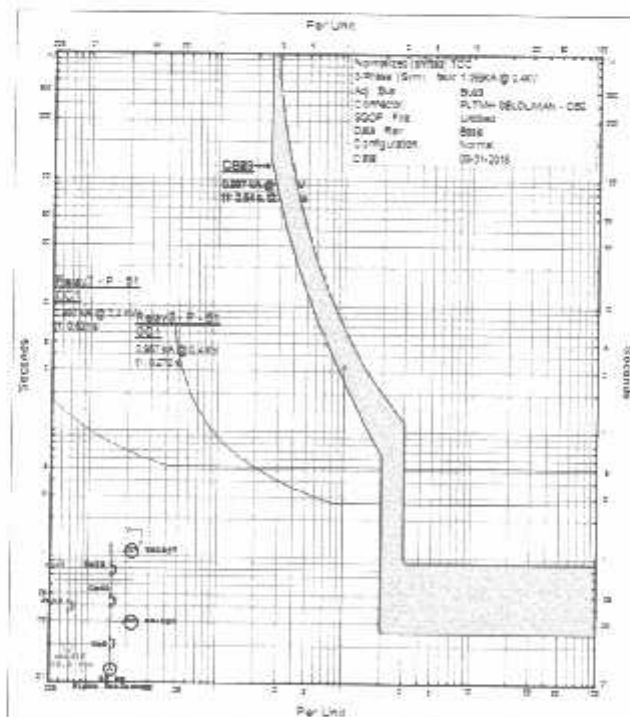
Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between PLTMH-SELULMAN & CB2. Adjacent bus: Bus9

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 08-31-2015

Time (ms)	ID	IF (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
272	Relay3	0,987	272		Phase - OC1 - S1
282	CB2		30,0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - S1
302	CB48		30,0		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - S1
372	CB23		100		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - S1
521	Relay7	0,987	521		Phase - OC1 - S1
621	CB23		100		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - S1
635	Relay8	0,02	635		Phase - OC1 - S1
700	CB18		85,0		Tripped by Relay8 Phase - OC1 - S1
6671	CB2	0,987	2536	6671	
6671	CB23	0,987	2536	6671	
6671	CB48	0,987	2536	6671	

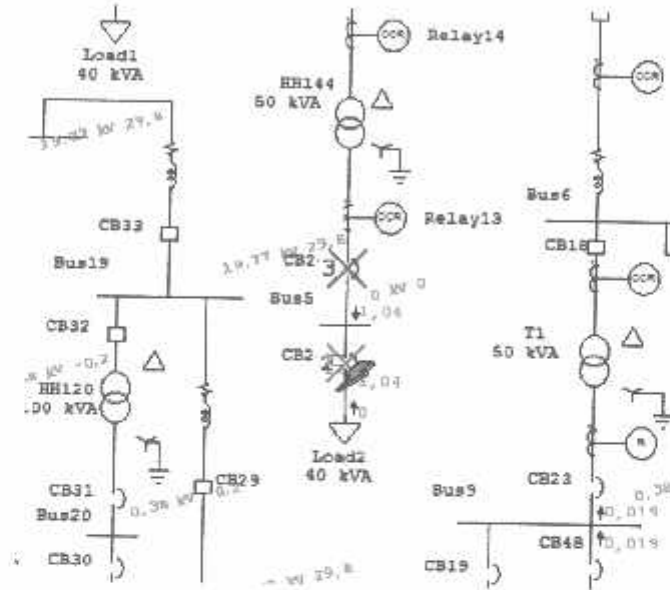
Gambar 4.13 Urutan kerja relay untuk gangguan hubung singkat pada sisi DG



Gambar 4.14 Kurva TCC untuk gangguan hubung singkat pada sisi DG

4.2.3. Gangguan pada sisi Beban

Gambar 4.15 memperlihatkan gangguan yang terjadi pada sisi beban. Pada saat terjadi gangguan hubung singkat terjadi kesalahan koordinasi antara relay 13 dan relay 7, kesalahan koordinasi relay tersebut menyebabkan gangguan yang terjadi tidak dapat dilokalisir dengan baik sehingga dibutuhkan setting ulang relay agar tidak terjadi kesalahan koordinasi relay.



Gambar 4.15 Gangguan hubung singkat pada sisi beban

Perhitungan setting relay

- Relay 13

$$\text{Arus gangguan } (I_f) = 0,329 \text{ kA} \approx 329 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 200 : 5$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Nominal } (I_n) &= \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}} \\ &= \frac{50}{1,732 \cdot 20} \\ &= 1,44 \text{ A} \end{aligned}$$

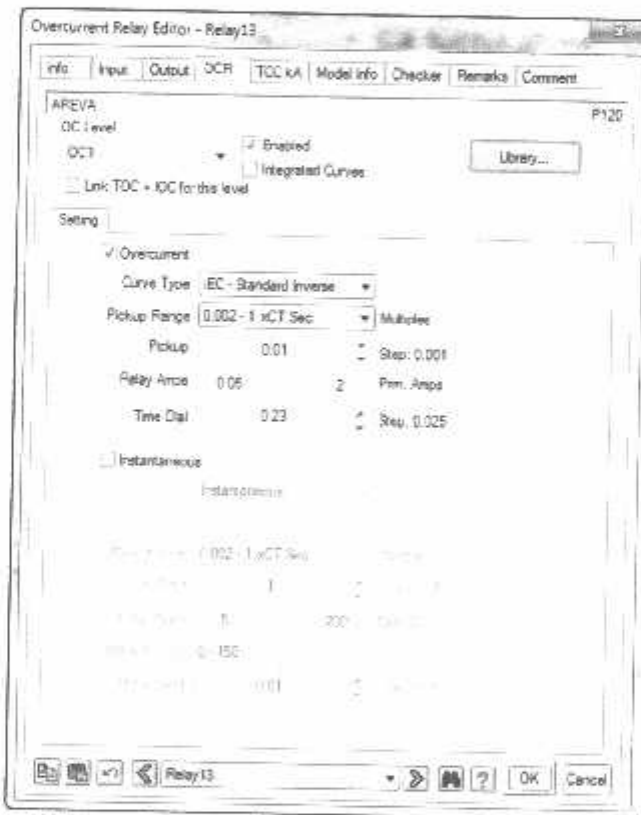
$$\begin{aligned} I_{\text{set (Primer)}} &= 1,05 \cdot I_n \\ &= 1,05 \cdot 1,44 \\ &= 1,512 \text{ A} \approx 2 \text{ A} \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}
 &= 2 \times \frac{1}{\frac{200}{5}} \\
 &= 2 \times \frac{5}{200} \\
 &= 0,05 \text{ A} \\
 \text{TMS} &= \frac{t \times \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set (primer)}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}
 \end{aligned}$$

$$\text{TMS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{329}{2} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = 0,23 \text{ s}$$



Gambar 4.16 Input data untuk hasil perhitungan setting relay 13

Perhitungan setting relay**- Relay 14**

$$\text{Arus gangguan } (I_f) = 0,329 \text{ kA} \approx 329 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 200 : 5$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Nominal } (I_n) &= \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}} \\ &= \frac{50}{1,732 \cdot 20} \\ &= 1,44 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Primer)}} &= 1,05 \cdot I_n \\ &= 1,05 \cdot 1,44 \\ &= 1,512 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Sekunder)}} &= I_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 1,512 \times \frac{1}{\frac{200}{5}} \\ &= 1,512 \times \frac{5}{200} \\ &= 0,04 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{TMS} = \frac{t \times \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set (primer)}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

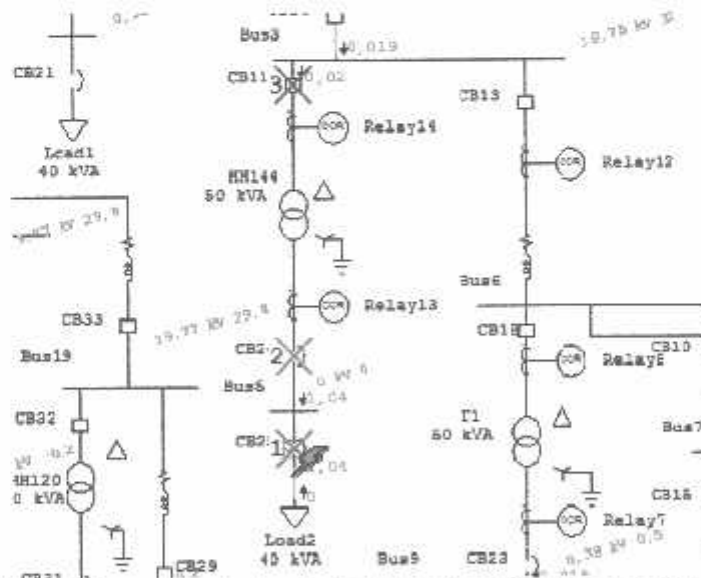
$$\text{TMS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{329}{1,512} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = 0,24 \text{ s}$$



Gambar 4.17 Input data untuk hasil perhitungan setting relay 14

Gambar 4.18 memperlihatkan hasil simulasi gangguan hubung singkat pada sisi beban setelah dilakukan setting ulang relay.



Gambar 4.18 Simulasi gangguan hubung singkat pada sisi beban setelah setting ulang relay

Urutan kerja relay dan kurva TCC dapat dilihat pada Gambar 4.16 dan Gambar 4.17. Pada saat terjadi gangguan, relay 13 akan bekerja pertama kali pada waktu 521 ms untuk arus gangguan sebesar 1.042 kA, relay 13 tersebut akan memerintahkan CB25 dan CB24 trip setelah delay selama 10 ms dan 60 ms. Apabila relay 13 gagal bekerja, maka relay 14 akan bekerja (backup relay) pada waktu 597 ms memerintahkan CB11 trip. Gangguan tersebut dapat dibebaskan setelah 5989 ms sejak terjadinya gangguan hubung singkat.

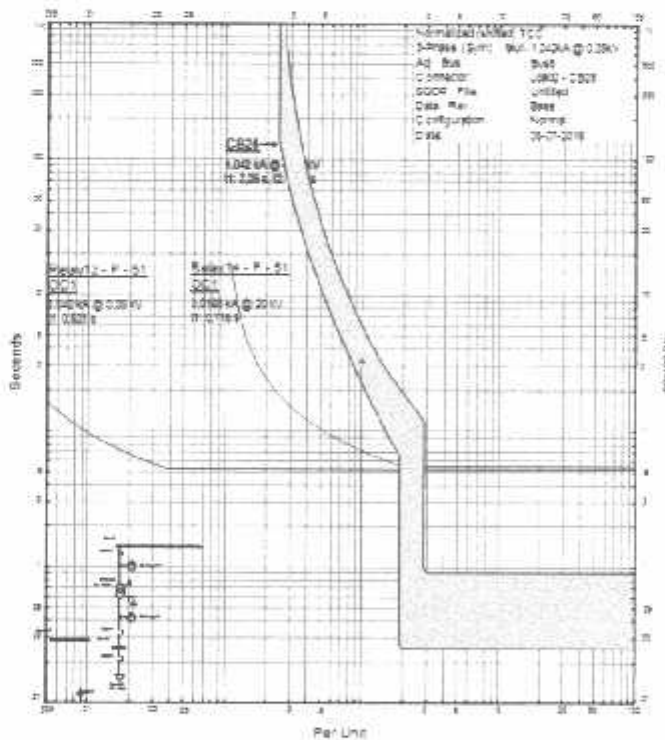
Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between Load2 & CB25. Adjacent bus: Bus3

Date Rev.: Base Config: Normal Date: 08-07-2018

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
521	Relay13	1.042	521		Phase - OC1 - S1
531	CB25		10.0		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - S1
641	CB24		20.0		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - S1
621	CB11		100		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - S1
698	Relay7	0.019	698		Phase - OC1 - S1
716	Relay14	0.02	716		Phase - OC1 - S1
798	CB23		100		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - S1
816	CB11		100		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - S1
5989	CB24	1.042	2262	5989	
5989	CB25	1.042	2262	5989	

Gambar 4.19 Urutan kerja relay untuk gangguan hubung singkat pada sisi beban



Gambar 4.20 Kurva TCC untuk gangguan hubung singkat pada sisi beban

Perhitungan setting relay**- Relay 9**

$$\text{Arus gangguan } (I_f) = 1.773 \text{ kA} \approx 1773 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 200 : 5$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Nominal } (I_n) &= \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}} \\ &= \frac{60000}{1,732 \cdot 20} \\ &= 1732,1 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Primer)}} &= 1,05 \cdot I_n \\ &= 1,05 \cdot 1732,1 \\ &= 1818,7 \text{ A} \approx 1819 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Sekunder)}} &= I_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 1819 \times \frac{1}{\frac{200}{5}} \\ &= 1819 \times \frac{5}{200} \\ &= 45,475 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{TMS} = \frac{t \times \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set (primer)}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{1773}{1819} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = 0,001 \text{ s}$$

Perhitungan setting relay**- Relay 10**

$$\text{Arus gangguan } (I_f) = 0,174 \text{ kA} \approx 174 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 400 : 5$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Nominal } (I_n) &= \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}} \\ &= \frac{160}{1,732 \cdot 20} \\ &= 4,62 \text{ A} \end{aligned}$$

$$I_{\text{set (Primer)}} = 1,05 \cdot I_n$$

$$\begin{aligned}
 &= 1,05 \cdot 4,62 \\
 &= 4,851 \text{ A} \approx 5 \text{ A} \\
 I_{\text{set (Sekunder)}} &= I_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\
 &= 5 \times \frac{1}{\frac{400}{5}} \\
 &= 5 \times \frac{5}{400} \\
 &= 0,06 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\text{TMS} = \frac{t \times \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set (primer)}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{174}{5} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TMS} = 0,15 \text{ s}$$

- Relay 11

$$\text{Arus gangguan } (I_f) = 0,174 \text{ kA} \approx 174 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 400 : 5$$

$$\begin{aligned}
 \text{Arus Nominal } (I_n) &= \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}} \\
 &= \frac{160}{1,732 \cdot 20} \\
 &= 4,62 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{\text{set (Primer)}} &= 1,05 \cdot I_n \\
 &= 1,05 \cdot 4,62 \\
 &= 4,85 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{\text{set (Sekunder)}} &= I_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\
 &= 4,85 \times \frac{1}{\frac{400}{5}} \\
 &= 4,85 \times \frac{5}{400} \\
 &= 0,06 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$TMS = \frac{t \times \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set (primer)}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TMS = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{174}{4,85} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TMS = 0,16 \text{ s}$$

- **Relay 12**

$$\text{Arus gangguan } (I_f) = 0,329 \text{ kA} \approx 329 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 400 : 5$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Nominal } (I_n) &= \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{kV}} \\ &= \frac{50}{1,732 \cdot 20} \\ &= 1,44 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Primer)}} &= 1,05 \cdot I_n \\ &= 1,05 \cdot 1,44 \\ &= 1,512 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{set (Sekunder)}} &= I_{\text{set (Primer)}} \times \frac{1}{\text{Rasio CT}} \\ &= 1,512 \times \frac{1}{\frac{400}{5}} \\ &= 1,512 \times \frac{5}{400} \\ &= 0,019 \text{ A} \end{aligned}$$

$$TMS = \frac{t \times \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set (primer)}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TMS = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{329}{1,512} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TMS = 0,25 \text{ s}$$

4.3. Kondisi Sistem Setelah Dilakukan Perhitungan Ulang

Data pada tabel 4.3 Merupakan data *directional over current relay* yang telah dilakukan perhitungan ulang. Data tersebut akan dimasukkan ke dalam pemodelan sistem merubah settingan awal sistem untuk melihat kinerja relay apakah setting yang baru sudah sesuai dengan yang diharapkan.

Tabel 4.3 Data *directional over current relay* setelah dilakukan perhitungan ulang

Relay ID	CT		Setting 3 Phasa							
			Sebelum Perhitungan				Sesudah Perhitungan			
	OCR		TD(s)	Kurva	DOCR		TD(s)	Kurva		
	P	S			P	S				
Relay 3	1000	5	1400	7	0,175	SI	85,26	0,4	0,12	SI
Relay 6	2000	5	1000	2.5	0,180	SI	1819	4,5	0,001	SI
Relay 7	400	5	300	3.75	0,125	SI	2	0,025	0,23	SI
Relay 8	300	5	240	4	0,13	SI	1,512	0,03	0,24	SI
Relay 9	200	5	112	2.8	0,087	SI	1819	45,475	0,001	SI
Relay 10	400	5	272	3.4	0,125	SI	5	0,06	0,15	SI
Relay 11	400	5	300	3.75	0,15	SI	4,85	0,06	0,16	SI
Relay 12	400	5	300	3.75	0,240	SI	1,512	0,019	0,25	SI
Relay 13	200	5	160	4	0,95	SI	2	0,05	0,23	SI
Relay 14	200	5	30	0.75	0,075	SI	1,512	0,04	0,24	SI

BAB V PENUTUP

5.1. Kesimpulan

Setelah melakukan perancangan dan menganalisa koordinasi proteksi arus lebih pada jaringan Penyulang Jolotundo dengan interkoneksi *Distributed Generation (DG)* maka kesimpulan yang dapat diambil adalah sebagai berikut :

1. Dengan masuknya DG dalam sistem distribusi merubah parameter arus beban contohnya terjadi pada bus 9 sebelum interkoneksi DG 39,8 A dan setelah interkoneksi DG 41,6 terjadi kenaikan arus beban sebesar 1,8 A. Arus beban bertambah karena bus 9 dekat dengan DG.
2. Dengan interkoneksi DG meningkatkan arus gangguan terjadi juga pada bus 9 dengan nilai arus gangguan sebelum pemasangan DG pada gangguan 3 phasa sebesar 1.022 kA, dan sesudah interkoneksi DG menjadi 1.414 kA. Arus gangguan antar phasa sebelum interkoneksi DG sebesar $I_{sc} = 0.885$ kA, sesudah interkoneksi DG menjadi $I_{sc} = 1.235$ kA.
3. Selektivitas relay pada bus 9 yang dengan koordinasi pada relay 3 tidak akan bekerja dengan optimal apabila setelan waktu kerjanya relay terlalu lama yakni 0,175 s untuk relay arus lebih. Apabila tetap menggunakan setelan awal maka terjadi kesalahan koordinasi antara relay 7. Kemudian setelah di setting ulang dan menggunakan relay *Directional Over Current Relays (DOCR)* pada relay 3 akan bekerja optimal dengan setelan sebesar 0,12 s untuk relay arus lebih, sehingga selektivitas koordinasi relay proteksi pada sistem akan bekerja optimal.

5.2. Saran

Untuk mengetahui selektivitas kerja relay pada 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 *Distributed Generation (DG)*.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Anderson Anvenue, Markham, Ontario “*Transformer Management Relay Instruction Manual*” GE Power Management. Canada . 2001.
- [2] Anderson Anvenue, Markham, Ontario “*Network Protection & Automation Guide*” GE Power Management. Canada .2003.
- [3] Jlewis, Blackburn “*Protective Relaying “Principles And Applications”*”second edition. 2004
- [4] Kadarisman, Pribadi, “*Diklat Kulia Sistem Proteksi*”.
- [5] Mulyanto, Widodo Puji , “*Diklat Kuliah Sistem Proteksi*”.
- [6] Sukmawidjaja, Maula. 1995. Edisi ke-2. “*Teori Soal Dan Penyelesaian Analisa Sistem Tenaga Listrik II*”. Jakarta: Jurusan Teknik Elektro, Universitas Trisakti.
- [7] Suswanto, Daman. 2009. Sistem Distribusi Tenaga Listrik. Universitas Negeri Padang
- [8] Marsudi, Djiteng. 2005. Pembangkitan Energi Listrik. Erlangga: Semarang
- [9] Yudha, Hendra Martha 2008. Prinsip Rele dan Aplikasi. Universitas Sriwijaya

LAMPIRAN



**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

Nama : FRIMA RUSDIANTO
Nim : 08.12.013
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Masa Bimbingan : Semester Genap 2014 – 2015
Judul : ANALISIS SISTEM PROTEKSI *DIRECTIONAL OVER CURRENT RELAYS (DOCR)* AKIBAT INTERKONEKSI *DISTRIBUTED GENERATOR (DG)* PADA PENYULANG JOLOTUNDO

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

Hari : Selasa
Tanggal : 18 Agustus 2015
Dengan Nilai : 77,4 (B+)

Panitia Ujian Skripsi

Ketua Majelis Penguji

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

Sekretaris Majelis Penguji

Dr. Eng. I Komang Somawirata, ST, MT
NIP.Y.1030100361

Anggota Penguji

Dosen Penguji I

Ir. Taufik Hidayat, MT
NIP.Y.1018700151

Dosen Penguji II

Ir. Teguh Herbasuki, MT
NIP.Y.1038900209



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

FORMULIR PERBAIKAN SKRIPSI

Dalam pelaksanaan Ujian Skripsi Jenjang Strata Satu (S – 1) Jurusan Teknik Elektro Konsentrasi Teknik Energi Listrik, maka perlu adanya perbaikan skripsi untuk mahasiswa :

Nama : **FRIMA RUSDIANTO**
 Nim : **08.12.013**
 Jurusan : **Teknik Elektro S – 1**
 Konsentrasi : **Teknik Energi Listrik**
 Masa Bimbingan : **Semester Genap 2014 – 2015**
 Judul Skripsi : **ANALISIS SISTEM PROTEKSI *DIRECTIONAL OVER CURRENT RELAYS (DOCR)* AKIBAT INTERKONEKSI *DISTRIBUTED GENERATION (DG)* PADA PENYULANG JOLOTUNDO**

No	Penguji	Tanggal	Uraian	Paraf
1	Penguji I	18 Agustus 2015	1. Perhitungan Setting Relay 3 2. Revisi Perhitungan Kapasitas Relay 3. Kesimpulan disamakan dengan Rumusan Masalah	
2	Penguji II	18 Agustus 2015	1. Perhitungan Setting Relay 3 2. Revisi Perhitungan Kapasitas Relay 3. Kesimpulan disamakan dengan Rumusan Masalah	

Disetujui :

Dosen Penguji I

Ir. Taufik Hidayat, MT
 NIP.Y.1018700151

Dosen Penguji II

Ir. Teguh Herbasuki, MT
 NIP.Y.1038900209

Mengetahui :

Pembimbing I

Ir. Ni Putu Agustini, MT
 NIP. Y.1030100371

Pembimbing II

Lauhil Mahfudz Hayusman, ST., MT
 NIP. P.1031400472



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1
Jl. Raya Karangas, Km. 7 MALANG

Formulir Perbaikan Ujian Skripsi

alam Pelaksanaan Ujian Skripsi Jenjang Strata 1 Jurusan Teknik Elektro Konsentrasi T.Energi Listrik,/
Elektronika, /T. Komputer, / T.Telekomunikasi, Maka Perlu Adanya Perbaikan Skripsi Untuk Mahasiswa:

Nama : FRIMA RUSDIANTO
IM : 0812013

Perbaikan Meliputi :

1. Perbaikan skema Relay 3 (Data KVA nya ?)
2. Revisi perhitungan Kapasitor PC
3. Kesimpulan disimpulkan dengan rumusan masalahnya
4. Kesimpulan d. (dituliskan saja)

Malang, 18 Agustus 2015


(.....)



Formulir Perbaikan Ujian Skripsi

alam Pelaksanaan Ujian Skripsi Jenjang Strata 1 Jurusan Teknik Elektro Konsentrasi T.Energi Listrik, /
Elektronika, /T. Komputer, / T.Telekomunikasi, Maka Perlu Adanya Perbaikan Skripsi Untuk Mahasiswa:


Nama : Prima Rusdianto
IM : 0812013
Perbaikan Meliputi :

Revisi : Seyogyanya Tujuan dan kesimpulan
dijesuai kan ?

Harap direvisi perhitungan setting relay ?




Setting relay keliru -> kesimpulan juga hrs. di
ubah //

Malang, 18 - 08 - 2015

()



BERITA ACARA SEMINAR PROGRESS SKRIPSI PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S1

KONSENTRASI		Energi Listrik			
1.	Nama Mahasiswa	FRIMA RUSDIANTO		NIM	0812013
2.	Keterangan	Tanggal	Waktu	Tempat / Ruang	
	Pelaksanaan	11 Juni 2015	11.00	15	
3.	Judul Skripsi	ANALISIS OPTIMASI KOORDINASI DIRECTIONAL OVERCURRENT RELAYS DENGAN MENGGUNAKAN ALGORITMA GENETIKA			
4.	Perubahan Judul	Analisis Sistem Proteksi Directional Overcurrent Relay (DOCR) Akibat Intertkoneksi DG pada Penyulang Jolohundo.			
Catatan :					
5.	- DG yang digenerkan yaitu PLTM Seloliman yang terdiri dari dua Generator / Pembangkit.				
	- Latar belakang diperbaiki, fokus pada sistem proteksi DOCR, akibat Intertkoneksi DG dan Hubung Singkut.				
- Rangkaian PLTMH Seloliman di koneksi ke Penyulang Jolohundo.					
6.	Mengetahui, Ketua Jurusan.		Disetujui, Dosen Pembimbing		
		Pembimbing I		Pembimbing II	
M Ibrahim Ashari, ST, MT		 Ir. Ni Putu Agustini, MT		 Laubil Mahludz, ST, MT	



FORMULIR PENDAFTARAN SKRIPSI

Nama	: Frima Ruselianto
Nim	: 0812013
Fakultas	: Teknologi Industri
Jurusan/Konsentrasi	: T.Elektro S-1/T.Energi Listrik/T.elektronika/T.Komputer/T.Telekomunikasi
Alamat di Malang	: Perum Jayaganti A 4 No 2
Masa Penulisan Skripsi	: 6 Bulan (Semester Genap T.A 2014/2015)
Dosen Pembimbing	: Ir. Ni Puru Abubini, MT dan Laili Murniati Haryunani, ST, MT
Judul Skripsi	: Analisis Sistem Proteksi Deregulasi Daya Semut Pelays (DOR) Akibat Interkoneksi Transmisi Daya (VCI) pada Penyulang Jekelunda

Persyaratan yang harus dipenuhi:

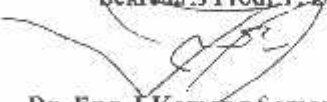
No	Persyaratan	Paraf
1	Telah mengumpulkan 140 Sks dengan IPK* 2	/
2	Tidak ada nilai E	/
3	Telah menyelesaikan/ mengumpulkan Laporan Praktek Kerja	/
4	Telah menempuh semua Praktikum yang di syaratkan Jurusan	/
5	Menyerahkan Kartu seminar	/
5	Mengumpulkan Foto Copy buku Skripsi siap jilid yang telah ditanda tangani Dosen pembimbing rangkap 3 (Tiga) Eksemplar	/
7	Telah melunasi persyaratan administrasi / Slip Kuning	/

Malang, 08 Agustus 2015

Mengetahui:

Sekretaris Prodi T. Elektro S-1

Mahasiswa Ybs


Dr. Eng. I Komang Somawirata, ST, MT
NIP. Y. 1030100361


(Frima Ruselianto)

Nota:

Paraf Sekretaris Jurusan



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

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

SEKOLAH
GAMALANG

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-210/EL-FTI/2015
Lampiran : -
Perihal : BIMBINGAN SKRIPSI

Tanggal, 28 Mei 2015

Kepada : Yth. Bapak/Ibu **Ir. Ni Putu Agustini, MT**
Dosen Teknik Elektro S-1
ITN MALANG

Dengan Hormat

Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi untuk mahasiswa :

Nama : **FRIMA RUSDIANTO**
Nim : **0812013**
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 Genap 2014 - 2015"

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



Mengetahui
Dekan Jurusan Studi Teknik Elektro S-1

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



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

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

ERSERO) MALANG
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-210/EL-FTE/2015 Tanggal, 28 Mei 2015
Lampiran : -
Perihal : BIMBINGAN SKRIPSI
Kepada : Yth. Bapak/Ibu Lauhil Mahfudz, ST, MT
Dosen Teknik Elektro S-1
ITN MALANG

Dengan Hormat

Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi untuk mahasiswa :

Nama : FRIMA RUSDIANTO
Nim : 0812013
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 Genap 2014 - 2015 “

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



Mengetahui
Program Studi Teknik Elektro S-1

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



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) 561431 (Hunting), Fax. (0341) 559015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : Frima Rusdianto
Nim : 0812013
Waktu Bimbingan: 6 Bulan (Semester Genap T.A 2014/2015)
Judul : Analisis Sistem Proteksi *Directional Over Current Relay (DOCR)* Akibat interkoneksi *Distribution Generation (DG)* pada Penyulang Jolotundo

Tanggal	Uraian	Paraf
25/15 /3	Revisi judul : Analisis Sistem Proteksi <i>Directional Over Current Relay (DOCR)</i> Akibat Interkoneksi DG pada Penyulang Jolotundo	
8/15 /4	Revisi Bab II : Tinjauan Pustaka Untuk dasar dasar sistem proteksi, tambahkan keterangan proteksi yang digunakan dalam analisis pemeliharaan	
15/15 /4	- Keterangan tabel di sudut kiri atas - Tambahkan keterangan DG	
6/15 /5	Acc Bab II	
22/15 /5	- Teori <i>DOCR</i> , Sistem Proteksi - Mendiskusikan data	
28/15 /5	- FlowChart - Data beban, data setting relay	
31/15 /7	Bimbingan Laporan Skripsi Bab IV dan V	
4/15 /8	ACC Laporan skripsi Bab IV	

Malang, 15 Maret 2015



Ir. Ni Putu Agustini, MT
NIP. Y.1030100371



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

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



PTNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : J. Bendungan Sura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Paling), Fax. (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : J. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : Frima Rusdianto
Nim : 0812013
Waktu Bimbingan: 6 Bulan (Semester Genap T.A 2014/2015)
Judul : Analisis Sistem Proteksi *Directional Over Current Relay (DOCR)* Akibat interkoneksi *Distribution Generation (DG)* pada Penyulang Jolotundo

Tanggal	Uraian	Paraf
24/3 15	Revisi Judul: Analisis Sistem Proteksi <i>Directional Over Current Relay (DOCR)</i> Akibat Interkoneksi DG pada Penyulang Jolotundo	
7/4 15	Latar belakang, Rumusan Masalah, Tujuan dan Batasan masalah	
30/4 15	Acc Bab I	
21/5 15	- teori <i>DOCR</i> , sistem proteksi - Mendiskusikan Data - Bab II: Keterangan gambar	
27/5 15	- flowchart - Data beban, data setting relay	
16/6 15	Acc Bab II dan Bab III	
18/6 15	Revisi Makalah Seminar Progres	
7/7 15	Perbaiki pendalaman Penyulang Jolotundo dan PTNMS Selohutan	

10/7 15	Revisi Perhitungan Relay 3 - $S = P/PE$	
11/7 15	Acc Bab IV dan Bab V	

Malang, 15 Maret 2015



Lauhil Mahfudz Hayusman, ST., MT
NIP. P.1031400472

PT PLN (PERSERO)
DISTRIBUSI JAWA TIMUR
AREA MOJOKERTO

Jalan R.A. Basuni No. 67, Sooko, Mojokerto - 61361
Telepon : 0321-322705 (Hunting) Facsimile : 0321-322704, Kotak Pos :

nomor : 0463 / SDM.00 / AREA-MJK / 2015
Surat Sdr. : ITN-122/EL-FTI/2015
Jumlah Lembar : 1 (satu) lembar.
Perihal : Ijin Survey Pengambilan Data Skripsi

05 MAY 2015

Kepada Yth. :

Ketua
Program Studi Teknik Elektro S-1
Institut Teknologi Nasional Malang
Jl. Bendungan Sigura – gura No. 2

Malang 65145

Dengan Hormat,

Memperhatikan surat Saudara No. ITN-122/EL-FTI/2015 tanggal 04 Mei 2015, dengan ini kami beritahukan bahwa pada prinsipnya kami tidak keberatan memberikan ijin kepada siswa Saudara Program Studi Teknik Elektro S - 1 tersebut di bawah ini:

- FRIMA RUSDIANTO - NIM : 0812013

Melakukan Survey Pengambilan Data Skripsi di Wilayah kerja PT PLN (Persero) Area Mojokerto di Bagian Jaringan, dengan ketentuan :

1. Data yang diperlukan tidak menyangkut hal-hal yang bersifat rahasia Perusahaan dan data yang diperoleh tidak dipergunakan untuk hal-hal di luar kepentingan akademik.
2. Yang bersangkutan sanggup mematuhi ketentuan-ketentuan sebagaimana tercantum dalam Surat Pernyataan terlampir dan melengkapi pas foto ukuran 3 x 4 sebanyak 1 (satu) lembar.

Pelaksanaannya dapat dilakukan mulai tanggal 06 Mei 2015 s.d. 08 Mei 2015 di Bagian Jaringan PT PLN (Persero) Area Mojokerto dengan alamat di Jl. RA Basuni No. 67, Sooko - Mojokerto.

Demikian pemberitahuan kami, untuk disampaikan kepada yang bersangkutan.

MANAJER



ADRIANSYAH

Tembusan :
Asman Jaringan



Report Manager Before Setting Relay

AFTERSETRELAY

Study Case: SM

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

IEC 60909 Standard

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

Minimum Short-Circuit Current

	<u>Swng</u>	<u>V-Cntrol</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	2	0	19	21

	<u>XFMR2</u>	<u>XL-MR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	11	0	0	9	0	0	20

	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>
Number of Machines:	1	1	0	0	0	2

System Frequency: 50 Hz
Int System: English
Project Filename: AFTERSETRELAY
Output Filename: D:\DATA PENTING KULIAH\DATA SEKRIPI\SEMINAR HASIL UJOLOTUNDO&PLTMH SFLOI IMAN\Untitled.SQ2

AFTERSETRelay

Study Case: SM

Adjustments

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

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual/Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Global	0
Cable Resistance:	Yes	Global	0

AFTERSETRELAY

Study Case: SM

Line/Cable Input Data

Ohms or Siemens per 1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		N/Phase	T _g (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
			Adj. (ft)	% Tol.								
		158	72138.5	0.0	1	0	0.3048000	0.3048000	0.0000003	0.3048000	0.3048000	0.0000003
		158	137795.3	0.0	1	0	0.0072571	0.0072571	0.0000000	0.0072571	0.0072571	0.0000000
		158	114829.4	0.0	1	0	0.1893939	0.1893939	0.0000002	0.1893939	0.1893939	0.0000002
		158	164042.0	0.0	1	0	0.1893939	0.1893939	0.0000002	0.1893939	0.1893939	0.0000002
		158	124671.9	0.0	1	0	0.1893939	0.1893939	0.0000002	0.1893939	0.1893939	0.0000002
		158	124671.9	0.0	1	0	0.1893939	0.1893939	0.0000002	0.1893939	0.1893939	0.0000002
		158	147637.8	0.0	1	0	0.1893939	0.1893939	0.0000002	0.1893939	0.1893939	0.0000002
		158	147637.8	0.0	1	0	0.1893939	0.1893939	0.0000002	0.1893939	0.1893939	0.0000002
		49.5	114829.4	0.0	1	0	0.1893939	0.1893939	0.0000002	0.1893939	0.1893939	0.0000002

Resistances are listed at the specified temperatures.

AFTERSURELAY

Study Case: SM

2-Winding Transformer Input Data

Transformer ID	Rating			Z Variation			% Tap Setting		Adjusted % Z	Phase Shift		
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+%	-%	% Tol		Prim.	Sec.	Type
0.100	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	Std Pos. Seq.	-30.000
0.050	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	Std Pos. Seq.	-30.000
0.100	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	Std Pos. Seq.	-30.000
0.050	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	Std Pos. Seq.	-30.000
0.050	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	Std Pos. Seq.	-30.000
0.160	20.000	0.380	6.75	3.09	0	0	0	0	0	0	Std Pos. Seq.	-30.000
0.025	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	Std Pos. Seq.	-30.000
0.100	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	Std Pos. Seq.	-30.000
0.010	20.000	0.380	2.30	1.11	0	0	0	0	0	0	Std Pos. Seq.	30.000
0.100	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	Std Pos. Seq.	-30.000
0.050	20.000	0.400	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	Std Pos. Seq.	-30.000

2-Winding Transformer Grounding Input Data

Transformer ID	Rating			Conn. Type	Grounding							
	MVA	Prim. kV	Sec. kV		Primary		Secondary					
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	Ohm	Type	kV	Amp	Ohm
0.100	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.050	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.100	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.050	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.050	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.160	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.025	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.100	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.010	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.100	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.050	20.000	0.400	D/Y						Solid			

AFTERSRETRAY

Study Case: SM

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
1120	2W XFMR	Bus19	Bus20	2435.32	6015.23	6489.51	
1141	2W XFMR	Bus17	Bus18	4870.63	12030.46	12979.02	
1142	2W XFMR	Bus10	Bus11	2435.32	6015.23	6489.51	
1143	2W XFMR	Bus1	Bus2	4870.63	12030.46	12979.02	
1144	2W XFMR	Bus3	Bus5	4870.63	12030.46	12979.02	
1145	2W XFMR	Bus7	Bus8	1247.64	3855.21	4052.97	
1146	2W XFMR	Bus14	Bus15	9741.26	24060.91	25918.03	
1147	2W XFMR	Bus14	Bus16	2435.32	6015.23	6489.51	
1149	2W XFMR	Bus21	Bus22	15048.86	17005.21	22707.83	
1173	2W XFMR	Bus12	Bus13	2435.32	6015.23	6489.51	
	2W XFMR	Bus6	Bus9	4870.63	12030.46	12979.02	
01	Line	Bus1	Bus3	550.00	550.00	777.82	0.0089000
02	Line	Bus3	Bus6	25.00	25.00	35.36	0.0004000
03	Line	Bus6	Bus7	543.70	543.70	768.91	0.0086992
04	Line	Bus1	Bus10	776.71	776.71	1098.44	0.0124274
05	Line	Bus10	Bus12	590.30	590.30	834.81	0.0094448
06	Line	Bus12	Bus14	590.30	590.30	834.81	0.0094448
07	Line	Bus10	Bus17	699.04	699.04	988.60	0.0111847
08	Line	Bus17	Bus19	699.04	699.04	988.60	0.0111847
09	Line	Bus19	Bus21	543.70	543.70	768.91	0.0086992

AFTERSRELAY

Study Case: SM

Power Grid Input Data

Power Grid	Connected Bus	Rating		% Impedance 100 MVA Base			Grounding Type
		MVA/SC	kV	R	X'	X''	
OUTGOING GUNGOBO	Bus1	60.000	20.000	24.71132	164.82450	0.15	Wye - Solid

Total Connected Power Grids (= 1): 60.000 MVA

Synchronous Generator Input Data

Synchronous Generator		Rating		% Impedance in Machine Base							Grounding			Excitation
ID	Type	MVA	kV	RPM	% PF	R	Xd'		R/X	Xd, sat	Class	Type	Acqp	Type
LIMAN	Hydro	0.053	0.400	1500	85.00	1.000	19.00	0.0	0.05	155.00	Wye Solid	0.00	0.00	Turbine 130%

Σ Synchronous Generators (= 1,00): 0.053 MVA

AFTERSETRelay

Study Case: SM

SHORT-CIRCUIT REPORT

Bus5
 Z = 0.380
 factor = 0.95 (Minimum If)

From Bus	To Bus ID	3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
		% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms Ia	% Impedance on 100 MVA base				
				Va	Vb	Vc		R1	X1	R0	X0	
	Total	0.00	1.042	0.00	99.47	98.43	1.065	1.065	5.43E+003	1.27E+004	4.87E+003	1.20E+004
	Bus5	93.73	1.042	93.35	100.00	96.29	1.065	1.065	5.43E+003	1.27E+004	4.87E+003	1.20E+004
	Bus3	98.86	0.019	99.33	100.00	99.51	0.011	0.000	6.27E+003	3.84E+003		
	Bus3	93.73	0.000	97.35	100.00	96.29	0.000	0.000	3.75E+005	5.93E+003		
	Bus1	98.85	0.000	99.33	100.00	99.51	0.000	0.000				
	Bus1	98.85	0.000	99.22	99.72	99.89	0.000	0.000				
GT	Bus1	100.00	0.019	100.00	100.00	100.00	0.011	0.000	2.47E+001	1.65E+002	4.94E+001	3.30E+002
	Bus6	93.73	0.000	97.35	100.00	96.29	0.000	0.000				
	Bus6	95.30	0.000	96.84	99.46	98.93	0.000	0.000	3.75E+005	5.93E+003		

	3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
fault Current (kA, rms)	1.042	1.065	0.903	1.059
kA, Method C	1.907	1.948	1.652	1.938
if (kA, rms, symm)		1.065	0.903	1.059
if0if (kA, rms)	1.042	1.065	0.903	1.059

fault current contribution from a three-winding transformer
 zero sequence fault current contribution (100) from a grounded Delta-Y transformer

AFTERSRETRAY

Study Case: SM

Short-Circuit Summary Report

1.5, 1.1.1, 1.1.G Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	Pk	ip	Ik	Pk	ip	Ib	Ic	Pk	ip	Ib	Ik	Pk	ip	Ib	Ik
	0.380	1.042	1.907	1.042	1.065	1.948	1.065	1.065	0.903	1.652	0.903	0.903	1.059	1.938	1.059	1.059

Currents are in kA. Current ip is calculated using Method C.

ip: current in the larger of the two faulted line conductors.

AFTERSETRELAY

Study Case: SM

Sequence Impedance Summary Report

Bus	KV	Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)			
		Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	
10		0.380	0.07839	0.18395	0.19996	0.07839	0.18394	0.19994	0.07033	0.17272	0.18742	0.00000	0.00000	0.00000

AFTERSRETRAY

Study Case: SM

Sequence-of-Operation Event Summary Report

metrical 3-Phase Fault between Load2 and CB25 Adjacent to Bus5

W (ms)	ID	I (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
521	Relay13	1.042	521		Phase - OC1 - 51
531	CB25		10.0		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - 51
541	CB24		20.0		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - 51
621	CB11		100		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - 51
696	Relay7	0.019	696		Phase - OC1 - 51
715	Relay14	0.020	716		Phase - OC1 - 51
799	CB23		100		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
816	CB11		100		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51
5989	CB24	1.042	2262	5989	
5989	CB25	1.042	2262	5989	



Report Manager After Setting Relay

AFTERSETRelay

Study Case: SM

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

IEC 60909 Standard
3-Phase, U.G. LL, & LLG Fault Currents
Minimum Short-Circuit Current

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses	2	0	19	21

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactar</u>	<u>LineCable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches	11	0	0	9	0	0	20

	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>
Number of Machines	1	1	0	0	0	2

System Frequency: 50 Hz

Unit System: English

Project Filename: AFTERSETRelay

Output Filename: D:\DATA PENTING KULIAH\DATA SEKRIPS\SEMINAR HASIL JOLOTUNDO&PUTMH SELOLIMAN\Untitled.SQ2

AFTERSETRELAY

Study Case: SM

Adjustments

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

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Global	0
Cable Resistance:	Yes	Global	0

AFTERSERRELAY

Study Case: SM

Bus Input Data

ID	Bus			Sub sys	Initial Voltage	
	Type	Nom kV	Base kV		%Mag	Ang.
Bus1	SWNG	20.000	20.000	1	100.00	0.00
Bus2	Load	0.380	0.380	1	100.00	-30.00
Bus3	Load	20.000	20.000	1	100.00	0.00
Bus5	Load	0.380	0.380	1	100.00	-30.00
Bus6	Load	20.000	20.000	1	100.00	0.00
Bus7	Load	20.000	20.000	1	100.00	0.00
Bus8	Load	0.380	0.380	1	100.00	-30.00
Bus9	SWNG	0.400	0.400	1	100.00	0.00
Bus10	Load	20.000	20.000	1	100.00	0.00
Bus11	Load	0.380	0.380	1	100.00	-30.00
Bus12	Load	20.000	20.000	1	100.00	0.00
Bus13	Load	0.380	0.380	1	100.00	-30.00
Bus14	Load	20.000	20.000	1	100.00	0.00
Bus15	Load	0.380	0.380	1	100.00	-30.00
Bus16	Load	0.380	0.380	1	100.00	-30.00
Bus17	Load	20.000	20.000	1	100.00	0.00
Bus18	Load	0.380	0.380	1	100.00	-30.00
Bus19	Load	20.000	20.000	1	100.00	0.00
Bus20	Load	0.380	0.380	1	100.00	-30.00
Bus21	Load	20.000	20.000	1	100.00	0.00
Bus22	Load	0.380	0.380	1	100.00	30.00

21 Buses Total

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

AFTERSETRelay

Study Case: SM

Line/Cable Input Data

Ohms or Siemens per 1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
			Adj (ft)	% Tol								
158		72178.5	0.0		1	0	0.3048000	0.3048000	0.0000003	0.3048000	0.3048000	0.0000003
158		137795.3	0.0		1	0	0.0072571	0.0072571	0.0000000	0.0072571	0.0072571	0.0000000
158		114829.4	0.0		1	0	0.1893939	0.1893939	0.0000002	0.1893939	0.1893939	0.0000002
158		164042.0	0.0		1	0	0.1893939	0.1893939	0.0000002	0.1893939	0.1893939	0.0000002
158		124671.9	0.0		1	0	0.1893939	0.1893939	0.0000002	0.1893939	0.1893939	0.0000002
158		124671.9	0.0		1	0	0.1893939	0.1893939	0.0000002	0.1893939	0.1893939	0.0000002
158		147637.8	0.0		1	0	0.1893939	0.1893939	0.0000002	0.1893939	0.1893939	0.0000002
158		147637.8	0.0		1	0	0.1893939	0.1893939	0.0000002	0.1893939	0.1893939	0.0000002
49.5		114829.4	0.0		1	0	0.1893939	0.1893939	0.0000002	0.1893939	0.1893939	0.0000002

Resistances are listed at the specified temperatures.

AFTERSERELAY

Study Case: SM

2-Winding Transformer Input Data

transformer ID	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	%Z	X/R	+5%	-5%	% Tol	Prim	Sec	%Z	Type	Angle
0.100	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq	-30.000
0.050	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq	-30.000
0.100	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq	-30.000
0.050	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq	-30.000
0.050	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq	-30.000
0.160	20.000	0.380	6.75	3.09	0	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq	-30.000
0.025	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq	-30.000
0.100	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq	-30.000
0.010	20.000	0.380	2.30	1.13	0	0	0	0	0	0	2.3000	Std Pos. Seq	30.000
0.100	20.000	0.380	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq	-30.000
0.050	20.000	0.400	6.75	2.47	0	0	0	0	0	0	6.7500	Std Pos. Seq	-30.000

2-Winding Transformer Grounding Input Data

transformer ID	Rating			Grounding								
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Conn. Type	Primary			Secondary				
				Type	Type	kV	Amp	Ohm	Type	kV	Amp	Ohm
0.100	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.050	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.100	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.050	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.050	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.160	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.025	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.100	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.010	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.100	20.000	0.380	D/Y						Solid			
0.050	20.000	0.400	D/Y						Solid			

AFTERSETRELAY

Study Case: SM

Branch Connections

CK1/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
1120	2W XFMR	Bus19	Bus20	2435.32	6015.23	6489.51	
1141	2W XFMR	Bus17	Bus18	4870.63	12030.46	12979.02	
1142	2W XFMR	Bus10	Bus11	2435.32	6015.23	6489.51	
1143	2W XFMR	Bus1	Bus2	4870.63	12030.46	12979.02	
1144	2W XFMR	Bus3	Bus5	4870.63	12030.46	12979.02	
1145	2W XFMR	Bus7	Bus8	1247.64	3855.21	4052.07	
1146	2W XFMR	Bus14	Bus15	9741.26	24060.91	25958.03	
1147	2W XFMR	Bus14	Bus16	2435.32	6015.23	6489.51	
1149	2W XFMR	Bus21	Bus22	15048.86	17005.21	22707.83	
1171	2W XFMR	Bus12	Bus13	2435.32	6015.23	6489.51	
	2W XFMR	Bus6	Bus9	4870.63	12030.46	12979.02	
01	Line	Bus1	Bus3	550.00	550.00	777.82	0.0088000
02	Line	Bus3	Bus6	25.00	25.00	35.36	0.0094000
03	Line	Bus6	Bus7	543.70	543.70	758.91	0.0086992
04	Line	Bus1	Bus10	776.71	776.71	1098.44	0.0124274
05	Line	Bus10	Bus12	590.30	590.30	834.81	0.0094448
06	Line	Bus12	Bus14	590.30	590.30	834.81	0.0094448
07	Line	Bus10	Bus17	699.04	699.04	988.60	0.0111847
08	Line	Bus17	Bus19	699.04	699.04	988.60	0.0111847
09	Line	Bus19	Bus21	543.70	543.70	768.91	0.0086992

AFTERSERRELAY

Study Case: SM

Power Grid Input Data

Power Grid	Connected Bus	Rating		% Impedance 100 MVA Base			Grounding Type
		MVA	kV	R	X'	R/X'	
OUTGOING GENCO	Bus1	60,000	20,000	24.71132	164.82450	0.15	Wye - Solid

Total Connected Power Grids (= 1) : 60,000 MVA

Synchronous Generator Input Data

Synchronous Generator		Rating				% Impedance in Machine Base					Grounding		Excitation	
ID	Type	MVA	kV	RPM	% PF	R	X'		R/X'	Xd, pu	Conn.	Type	Arm	Type
UIMAN	Hydro	0.053	0.400	1500	85.00	1.000	19.00	0.0	0.05	155.00	Wye	Solid	0.00	Turbine 130%

Total Synchronous Generators (= 1,00) : 0.053 MVA

AFTERSETRELAY

Study Case: SM

SHORT-CIRCUIT REPORT

Location: **Bus5**
V: - 0.380
Power Factor: - 0.95 (Minimum PF)

From Bus ID	To Bus ID	3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
		% V From Bus	kA Symm rms	% Voltage at From Bus			kA Symm rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	Ib	R1	X1	R0	X0
	Total	0.00	1.042	0.00	99.47	99.43	1.065	1.065	5.43E+003	1.27E+004	4.87E+003	1.20E+004
	Bus5	93.73	1.042	97.35	100.00	95.29	1.065	1.065	5.43E+003	1.27E+004	4.87E+003	1.20E+004
	Bus1	98.86	0.019	99.33	100.00	99.51	0.011	0.000	6.27E+003	3.84E+003		
	Bus3	93.73	0.000	97.35	100.00	95.29	0.000	0.000	3.75E+005	5.93E+003		
	Bus1	98.86	0.000	99.33	100.00	99.51	0.000	0.000				
	Bus1	98.86	0.000	99.22	99.72	99.89	0.000	0.000				
L-G	Bus1	100.00	0.019	100.00	100.00	100.00	0.011	0.000	2.47E+001	1.65E+002	4.94E+001	3.30E+002
	Bus6	93.73	0.000	97.35	100.00	95.29	0.000	0.000				
	Bus6	95.30	0.000	95.84	99.46	98.93	0.000	0.000	3.75E+005	5.93E+003		

	3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Short-Circuit Current (kA, rms)	1.042	1.065	0.903	1.059
Short-Circuit Current (kA, Method C)	1.907	1.948	1.652	1.938
Short-Circuit Current (kA, rms, symm)		1.065	0.903	1.059
Short-Circuit Current (kA, rms)	1.042	1.065	0.903	1.059

Short-Circuit Current (L-G) from a three-winding transformer
Short-Circuit Current (L-L) from a grounded Delta-Y transformer

AFTERSETRELAY

Study Case: SM

Short-Circuit Summary Report

.G.LL, .LLG Fault Currents:

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I _k	i _p	I _k	I _k	i _p	I _k	I _k	I _k	i _p	I _k	I _k	I _k	i _p	I _k	I _k
	0.380	1.042	1.907	1.042	1.065	1.948	1.065	1.065	0.903	1.652	0.903	0.903	1.059	1.938	1.059	1.059

Results are in rms kA. Current i_p is calculated using Method C.

*current is the larger of the two faulted line currents.

AFTERSERELAY

Study Case: SM

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Z _f (ohm)			
ID	EV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	
		0.380	0.07839	0.18395	0.19996	0.07839	0.18394	0.19994	0.07033	0.17372	0.18742	0.00000	0.00000	0.00000

ETAP

7.0.0

Page: 11
 Date: 08-31-2015
 SN: 12345678
 Revision: Base
 Config: Normal

AFTERSETRelay

Study Case: SM

Sequence-of-Operation Event Summary Report

metrical 3-Phase Fault between Load2 and CB25 Adjacent to Bus5

no (ms)	ID	I (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
521	Relay13	1.042	521		Phase - OC1 - 51
531	CB25		10.0		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - 51
541	CB24		20.0		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - 51
621	CB11		100		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - 51
698	Relay7	0.019	698		Phase - OC1 - 51
716	Relay14	0.020	716		Phase - OC1 - 51
758	CB25		100		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
816	CB11		100		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51
5989	CB24	1.042	2262	5989	
5989	CB25	1.042	2262	5989	