



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE 184801

**EVALUASI KOORDINASI PENGAMANAN PADA
SISTEM GARDU INDUK 150 KV SIDOARJO**

Daniel Nugraha
NRP 0711174500027

Dosen Pembimbing
Dr.Ir.Margo Pujiantara,MT.
Dr.Eng. Ardyono Priyadi, ST. M.Eng.

Departemen Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - TE 184801

***EVALUATION OF PROTECTION
COORDINATION IN THE 150 KV SIDOARJO
SUBSTATION SYSTEM***

Daniel Nugraha
NRP 07111745000027

Advisor
Dr.Ir.Margo Pujiantara,MT.
Dr.Eng. Ardyono Priyadi, ST. M.Eng.

DEPARTEMEN OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Electrical Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “**Evaluasi Koordinasi Pengamanan Pada Sistem Gardu Induk 150 kV Di Sidoarjo**” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 1 Juni 2019



Daniel Nugraha

NRP 07111645000027

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

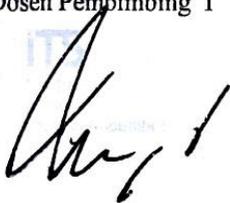
**EVALUASI KOORDINASI PENGAMANAN PADA SISTEM
GARDU INDUK 150 KV DI SIDOARJO**

TUGAS AKHIR

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

Menyetujui :

Dosen Pembimbing I



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

Dosen Pembimbing II



Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M. Eng.
NIP: 197309271998031004



-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

**Evaluasi Koordinasi Pengamanan Pada Sistem Gardu Induk 150
kV
Di Sidoarjo**

Nama : Daniel Nugraha
Pembimbing 1 : Dr.Ir. Margo Pujiantara, MT.
Pembimbng 2 : Dr.Eng. Ardyono Priyadi, ST.M.Eng.

ABSTRAK

Gardu induk Sidoarjo merupakan salah satu gardu induk yang beroperasi di bawah pengawasan Perusahaan Listrik Negara (PLN) Area Pelayanan Pelanggan (APP) Jawa Timur di wilayah Sidoarjo, dengan kapasitas 2 x 60 MVA yang menyuplai 12 penyulang. Pada tugas akhir ini dilakukan analisis terhadap setting koordinasi pengaman pada Gardu Induk Sidoarjo.

Dalam mengatur sistem koordinasi pengaman, kesalahan yang sering dijumpai adalah pengaturan arus *pickup* dan pengaturan *time dial* pada rele arus lebih yang mengakibatkan rele pengaman menjadi kurang selektif dalam mendeteksi gangguan. Perhitungan arus hubungan singkat maksimum digunakan untuk mencari besar nilai *time dial* dan arus hubungan singkat minimum untuk mencari besar nilai waktu operasi *instantaneous* pada rele arus lebih. Rele diferensial berfungsi sebagai pengaman utama pada transformator untuk melindungi gangguan internal pada belitan trafo. Dari hasil analisis didapatkan perhitungan *slope 1* sebesar 5,8% dan *slope 2* sebesar 11,6% serta besarnya *grading time* antara rele penyulang dengan rele bus kopel 20 kV dan rele arus lebih sekunder trafo sisi 20 kV tidak sesuai standar minimum yakni 0,2 detik sehingga diperlukan *resetting* agar rele pengaman dapat bekerja sesuai parameter yang tepat.

Hasil akhir dari analisis ini dapat berguna sebagai referensi bagi PT. PLN (Persero) dalam merencanakan dan pengaturan sistem koordinasi pengaman agar kehandalan dan kontinuitas penyaluran tenaga listrik dapat terjaga.

Kata Kunci: Koordinasi pengaman, rele arus lebih, hubungan singkat, rele diferensial

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

EVALUATION OF PROTECTION COORDINATION IN THE 150 KV SIDOARJO SUBSTATION SYSTEM

Name : Daniel Nugraha
Advisor 1 : Dr.Ir.Margo Pujiantara, MT.
Advisor 2 : Dr.Eng. Ardyono Priyadi, ST.M.Eng.

ABSTRACT

The Sidoarjo substation is one of the substations that operates under the supervision of the National Electricity Service (PLN) Customer Service Area (APP) in the Sidoarjo region, with a capacity of 2x60 MVA which supplies 12 feeders. In this final project, an analysis of the protection coordination settings in Sidoarjo Substation was carried out.

In regulating the protection coordination system, a common mistake is setting the pickup current and setting the time dial on overcurrent relays which results in the safety relay becoming less selective in detecting interference. The calculation of the maximum short-circuit current is used to find the time dial value and minimum short-circuit current to find the value of instantaneous operating time on overcurrent relays. The differential relay functions as the main safety on the transformer to protect internal interference in the transformer winding. From the analysis results, the calculation of slope 1 is 5.8% and slope 2 is 11.6% and the amount of grading time between feeder relay and 20 kV coupling bus relay and secondary current relay 20 kV side transformer does not meet minimum standards of 0.2 seconds so that resetting is needed so that protection relay can work according to the right parameters.

The final results of this analysis can be useful as a reference for PT. PLN (Persero) in planning and regulating a protection coordination system so that the reliability and continuity of electricity distribution can be maintained.

Keywords: Protection coordination, overcurrent relay, short circuit, differential relay

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis kepada Tuhan Yang Maha Esa karena kasih karunia-Nya sehingga Tugas Akhir ini dapat terselesaikan dengan baik. Tugas Akhir ini disusun untuk memenuhi sebagian persyaratan guna menyelesaikan pendidikan Sarjana-1 pada Bidang Studi Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dengan judul:

EVALUASI KOORDINASI PENGAMANAN PADA SISTEM GARDU INDUK 150 KV SIDOARJO

Dalam Tugas Akhir ini menganalisis pengaman pada sistem kelistrikan Gardu Induk Sidoarjo untuk mendapatkan koordinasi pengaman yang benar.

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Ibu dan Bapak penulis yang memberikan berbagai bentuk doa serta dukungan tulus tiada henti, PT. PLN Persero yang bersedia memberikan data terkait Tugas Akhir Bapak Dr.Ir.Margo Pujiantara, MT. dan Bapak Dr.Eng.Ardyono Priyadi,ST.M.Eng atas segala bimbingan ilmu, moral, dan spiritual dari awal hingga terselesaikannya Tugas Akhir ini. Penulis juga mengucapkan banyak terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu baik secara langsung maupun tidak langsung dalam proses penyelesaian Tugas Akhir ini.

Penulis menyadari dan memohon maaf atas segala kekurangan pada Tugas Akhir ini. Akhir kata, semoga Tugas Akhir ini dapat bermanfaat dalam pengembangan keilmuan di kemudian hari.

Surabaya, (1 Juni 2019)

Penulis

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

DAFTAR ISI

HALAMAN

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN JUDUL.....	iii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	v
LEMBAR PENGESAHAN	vii
ABSTRAK.....	ix
<i>ABSTRACT</i>	xi
KATA PENGANTAR	xiii
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL.....	xix
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	1
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan	2
1.5 Metodologi Penelitian	2
1.6 Sistematika Laporan.....	3
1.7 Relevansi.....	4
BAB II TEORI DASAR	5
2.1 Tinjauan Pustaka.....	5
2.2 Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik	5
2.3 Gangguan Hubungan Singkat	6
2.3.1 Gangguan Hubungan Singkat Satu Fasa ke Tanah	7
2.3.2 Gangguan Hubungan Singkat Dua Fasa	7
2.3.3 Gangguan Hubungan Singkat Tiga Fasa.....	7
2.4 Rele Pengaman	8
2.5 Rele Diferensial.....	9
2.5.1 Prinsip Kerja Rele Diferensial	9
2.6 Rele Arus Lebih (<i>Over Current Relay</i>)	9
2.6.1 Rele Arus Lebih Waktu Terbalik (<i>Inverse</i>)	11
2.6.2 Rele Arus Lebih Waktu Tertentu (<i>Definite</i>).....	12
2.6.3 Rele Arus Lebih Waktu Seketika (<i>Instantaneous</i>).....	12
2.7 Rele Gangguan Tanah	14
BAB III GARDU INDUK SIDOARJO	15
3.1 Sistem Kelistrikan Gardu Induk Sidoarjo	15
3.2 Data <i>Nameplate</i> Transformator Daya GI Sidoarjo.....	16

3.3 Data Arus Hubungan Singkat Maksimum	16
3.4 Data Arus Hubungan Singkat Minimum	17
3.5 Data Rele Diferensial Transformator Daya	17
BAB IV HASIL ANALISIS DAN EVALUASI	
SIMULASI KOORDINASI PENGAMAN	
GARDU INDUK SIDOARJO	19
4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan Gardu Induk Sidoarjo	19
4.2 Pengaturan Rele Diferensial	20
4.2.1 Kondisi Operasi Normal	20
4.2.2 Gangguan Internal Pada Belitan Primer	25
4.2.3 Gangguan Internal Sekunder Sisi 20 kV	27
4.2.4 Gangguan Eksternal Sisi 150 kV	30
4.2.5 Gangguan Eksternal Sisi 20 kV	33
4.3 Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih Fasa	36
4.4 Pengaturan Rele Arus Lebih Tanah Sistem 20 kV	47
BAB V PENUTUP	53
5.1 Kesimpulan	53
5.2 Saran	53
Daftar Pustaka	55
LAMPIRAN	57
DAFTAR RIWAYAT HIDUP	65

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Rangkaian Ekuivalen Rele Diferensial	9
Gambar 2.2 Kurva Rele Arus Lebih Waktu Terbalik.....	11
Gambar 2.3 Kurva Rele Arus Lebih Waktu Tertentu.....	12
Gambar 2.4 Kurva Rele Arus lebih Seketika	13
Gambar 2.5 Kurva Rele Arus Lebih Standar IEE 242-2001	13
Gambar 3.1 Single Line Diagram Gardu Induk Sidoarjo.....	15
Gambar 4.1 Pemodelan Single Line Diagram Gardu Induk Sidoarjo	19
Gambar 4.2 Pemodelan Sistem Operasi Pada Kondisi Normal.....	20
Gambar 4.3 Kurva Karakteristik Siemens 7UT633	23
Gambar 4.4 Simulasi Gangguan Internal Primer	25
Gambar 4.5 Kurva Operasi Rele Diferensial Gangguan Internal Primer.....	26
Gambar 4.6 Simulasi Gangguan Internal Belitan Sekunder.....	27
Gambar 4.7 Kurva Operasi Diferensial saat Gangguan Internal Sekunder.....	29
Gambar 4.8 Simulasi Gangguan Eksternal Sisi 150 kV	30
Gambar 4.9 Kurva Operasi Diferensial Gangguan Eksternal 150 kV	32
Gambar 4.10 Simulasi Gangguan Eksternal Sisi 20 kV	33
Gambar 4.11 Kurva Operasi Diferensial Gangguan 20 kV	35
Gambar 4.12 Kurva TCC <i>Existing</i> GI Sidoarjo	40
Gambar 4.13 Kurva TCC <i>Resetting</i> OCR GI Sidoarjo.....	45
Gambar 4.14 Pemodelan Pengaman Rele Arus Lebih Tanah 20 kV..	47
Gambar 4.15 Kurva TCC <i>Existing</i> Rele DGR	49
Gambar 4.16 Kurva TCC <i>Resetting</i> Rele DGR.....	51

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Standar Kurva Karakteristik.....	14
Tabel 3.1 Nameplate Transformator Daya GI Sidoarjo	16
Tabel 3.2 Data Arus Hubungan Singkat Maksimum	16
Tabel 3.3 Data Arus Hubungan Singkat Minimum.....	17
Tabel 3.4 Data Rele Diferensial	17
Tabel 4.1 Data Nilai Gangguan Rele Diferensial Siemens 7UT633 ..	35
Tabel 4.2 <i>Sequence Viewer</i> Rele Arus Lebih <i>Existing</i> GI Sidoarjo ...	41
Tabel 4.3 <i>Sequence Viewer</i> Rele Arus lebih <i>Resetting</i> GI Sidoarjo ..	46

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Seiring dengan perkembangan suatu daerah maka kebutuhan akan pasokan listrik di daerah tersebut juga semakin meningkat. Untuk menunjang kebutuhan pasokan listrik tersebut diperlukan sistem koordinasi pengaman yang baik sehingga kontinuitas dan kehandalan penyaluran tenaga listrik dapat terpenuhi dengan baik. Gardu induk Sidoarjo merupakan salah satu gardu induk yang beroperasi di bawah pengawasan Perusahaan Listrik Negara (PLN) Unit Pelaksana Pelayanan Pelanggan (UP3) Sidoarjo di wilayah Sidoarjo, Jawa Timur dengan kapasitas 2 x 60 MVA yang menyuplai 12 penyulang. Pada saat terjadi gangguan di salah satu penyulang Gardu Induk (GI) Sidoarjo, penyulang lain yang berada pada kondisi normal ikut mengalami gangguan/padam. Hal ini disebabkan pengaturan koordinasi pengaman yang tidak benar.

Sebuah sistem pengaman yang baik harus memiliki sifat selektif, sensitif, handal dan cepat dalam mengatasi gangguan yang terjadi pada sistem tenaga listrik. Pada sistem distribusi tenaga listrik, pengaman memiliki peranan yang penting dalam menjaga keandalan penyaluran listrik dimana pengaman akan mengisolasi gangguan yang terjadi hanya di dekat gangguan dan akan memerintahkan pengaktifan CB (*circuit breaker*) untuk memutuskan saluran listrik yang ada di dekatnya sehingga gangguan tidak meluas ke daerah lain. Koordinasi pengaman yang ada di saluran tenaga listrik berfungsi untuk mengaktifkan peralatan pengaman yang berada dekat dengan gangguan agar terlebih dahulu bekerja dan melakukan *back-up* apabila CB pertama gagal bekerja. Apabila gangguan tidak berhasil diatasi maka akan berdampak buruk bagi peralatan yang ada di sistem tenaga listrik yang mana merugikan perusahaan penyedia jasa tenaga listrik dan dapat mengganggu kehandalan sistem tenaga listrik dimana penyaluran listrik kepada konsumen dapat terputus.

1.2 Perumusan Masalah

Perumusan masalah yang dibuat oleh penulis adalah apakah sistem koordinasi pengaman yang ada di gardu induk Sidoarjo telah sesuai dengan standar IEEE *Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*.

1.3 Batasan Masalah

Batasan Masalah dalam Penulisan Laporan Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut :

1. *Software* simulasi untuk mendapatkan hasil pengaturan kurva koordinasi menggunakan *software* ETAP
2. Standar yang digunakan untuk koordinasi rele pengaman adalah IEEE 242-2001.
3. Rele yang dibahas adalah rele arus lebih, rele diferensial dan rele gangguan tanah

1.4 Tujuan

Penelitian tugas akhir ini bertujuan untuk memperoleh hasil analisis sistem koordinasi pengaman pada Gardu Induk Sidoarjo dan memberikan rekomendasi pengaturan pengaman

1.5 Metodologi Penelitian

Metode yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah :

1. Persiapan dan Studi Literatur

Mencari referensi tentang studi koordinasi pengaman dari berbagai sumber seperti buku maupun jurnal yang relevan sebagai pemahaman dasar.

2. Pengumpulan Data

Pada tahap ini dilakukan pengumpulan data-data yang relevan terkait dengan topik yang dibahas seperti diagram satu garis dari gardu induk, data beban setiap harinya, data transformator, spesifikasi rele arus lebih, dll.

3. Pemodelan dan Simulasi

Pada tahap ini data yang sudah diperoleh akan dimodelkan dan disimulasikan dengan menggunakan *software* ETAP

4. Analisis Data

Setelah pemodelan dan simulasi telah selesai maka akan dilakukan analisis terhadap data-data yang telah didapat

kemudian dianalisis apakah pengaman yang telah terpasang telah sesuai dengan standar yang ada

5. Kesimpulan

Pada akhir penelitian akan ditarik kesimpulan berdasarkan hasil analisis yang telah dilakukan.

1.6 Sistematika Laporan

Pembahasan Tugas Akhir ini dibagi menjadi lima (5) Bab dengan sistematika sebagai berikut:

Bab I Pendahuluan

Pada bab I berisi tentang latar belakang pengambilan judul tugas akhir ini beserta ruang lingkup yang akan dibahas pada tugas akhir.

Bab II Dasar Teori

Pada bab II berisi tentang teori- teori yang relevan dengan studi koordinasi pengaman sebagai acuan penulis untuk menyelesaikan permasalahan yang ada pada tugas akhir ini.

Bab III Gardu Induk Sidoarjo

Pada bab III, berisi tentang sistem kelistrikan Gardu Induk Sidoarjo dimulai dari bagaimana cara beroperasi sistem kelistrikan gardu induk dan berapa besar nilai arus hubungan singkat pada setiap bus.

Bab IV Simulasi dan Analisis

Pada bab IV, berisi tentang analisis dan evaluasi hasil seting rele pengaman di Gardu Induk Sidoarjo

Bab V Penutup

Pada bagian bab penutup, dibahas mengenai kesimpulan dan saran dari hasil pengujian

1.7 Relevansi

Penelitian diharapkan dapat memberikan manfaat yang berupa referensi maupun pertimbangan bagi Perusahaan Listrik Negara (PLN) Unit Pelaksana Pelayanan Pelanggan (UP3) Sidoarjo dalam mengatur koordinasi pengamanan yang digunakan dalam sistem tenaga listrik di Gardu Induk Sidoarjo.

BAB II

DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Rele adalah perangkat, yang memantau kondisi sirkuit dan memberikan instruksi untuk membuka sirkuit di bawah kondisi gangguan. Parameter dasar dari sistem listrik tiga fasa adalah tegangan, arus, frekuensi dan daya. Semua ini memiliki nilai dan / atau urutan yang ditentukan sebelumnya dalam kondisi normal. Pergeseran apa pun dari perilaku normal ini dapat disebabkan oleh kesalahan kondisi baik di ujung sumber atau di ujung beban [1]. Rele mengenali dan menentukan lokasi gangguan dengan terus mengukur kelistrikan suatu sistem yang mana berbeda selama kondisi normal dan gangguan. Dua pasang rele di gunakan, utama dan cadangan. Rele utama menghilangkan gangguan secepat mungkin. Rele cadangan bekerja apabila rele lainnya gagal bekerja dan biasanya melindungi tidak hanya daerah lokal tetapi daerah yang didekatnya juga; Kedua rele biasanya memiliki jeda waktu yang cukup untuk mengijinkan rele utama bekerja [2]. Cara paling mudah untuk mendeteksi sebuah gangguan adalah menggunakan rele pengaman untuk membandingkan besarnya arus yang masuk dan keluar melalui setiap peralatan. Nilai kedua arus tersebut seharusnya mirip kecuali terdapat arus yang menyimpang akibat hubungan-singkat [2].

2.2 Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik

Dalam operasi sistem tenaga listrik sering terjadi gangguan yang akan menghambat kontinuitas penyaluran tenaga listrik kepada konsumen. Dampak yang ditimbulkan dari gangguan tersebut tidak hanya menghambat penyaluran energi listrik namun juga dapat merusak peralatan yang terpasang bahkan dapat mengancam keselamatan nyawa manusia. Berdasarkan ANSI/IEEE Std. 100-1992 gangguan diartikan sebagai suatu kondisi yang disebabkan kegagalan suatu perangkat, komponen, atau suatu elemen untuk bekerja sesuai dengan fungsinya. Gangguan sebagian besar ditimbulkan dari hubungan singkat antar fasa atau hubungan singkat fasa ke tanah.

Menurut sifatnya, gangguan pada sistem tenaga listrik dapat dibagi menjadi dua, yang pertama adalah gangguan yang bersifat sementara atau temporer dan yang kedua bersifat permanen. Gangguan bersifat sementara adalah gangguan yang dapat hilang dengan sendirinya tanpa ada proses perbaikan gangguan itu akan hilang dan sistem kembali

berjalan normal. Gangguan yang bersifat permanen adalah gangguan yang tidak dapat hilang dengan sendirinya sehingga diperlukan proses perbaikan akibat kerusakan yang bersifat permanen supaya sistem dapat kembali berjalan normal.

Menurut kesimetrisannya gangguan pada sistem tenaga listrik dibagi menjadi dua, yaitu hubungan singkat simetris dan hubungan singkat tak simetris. Hubungan singkat simetris yaitu hubungan singkat yang disebabkan ketika ketiga saluran fasanya terhubung, saat gangguan sudah berakhir maka setiap fasanya memiliki besar nilai yang sama. Contoh dari hubungan singkat simetris antara lain hubungan singkat tiga fasa dan hubungan singkat tiga fasa ke tanah. Hubungan singkat tak simetri adalah hubungan singkat yang berada pada salah satu atau dua fasa yang menyebabkan besar nilai dan sudut antar fasanya berbeda. Contoh dari hubungan singkat tak simetri adalah hubungan singkat satu fasa.

Menurut asalnya gangguan pada sistem tenaga listrik dapat dibagi menjadi dua, yaitu gangguan yang berasal dari dalam sistem dan gangguan yang berasal dari luar sistem. Gangguan yang berasal dari dalam sistem salah satu contohnya adalah disebabkan dari isolasi suatu peralatan yang kualitasnya menurun sehingga dapat mengakibatkan hubungan singkat atau terdapat beban lebih pada sistem sehingga peralatan menjadi cepat panas. Gangguan yang berasal dari luar sistem salah satu contohnya adalah gempa bumi yang dapat merusak lahan yang digunakan sebagai operasi sistem tenaga listrik dan sambaran petir yang apabila pada sistem tenaga listrik tidak memiliki penatanaan yang baik dapat merusak peralatan yang terpasang.

2.3 Gangguan Hubungan Singkat

Gangguan hubungan singkat adalah gangguan yang Besarnya arus yang dihasilkan dari hubungan singkat jauh melebihi arus nominalnya, ketika peralatan tidak mampu dilewati arus hubungan singkat maka peralatan tersebut akan rusak. Gangguan hubungan singkat terdiri dari gangguan hubungan singkat tiga fasa, gangguan hubungan singkat dua fasa, dan gangguan hubungan singkat satu fasa ke tanah. Nilai yang dihasilkan setiap gangguan hubungan singkat berbeda-beda, tetapi nilai ini yang penting diketahui sebagai dasar melakukan koordinasi pengaman dan untuk melakukan pemilihan *circuit breaker* (CB).

2.3.1 Gangguan Hubungan Singkat Satu Fasa ke Tanah

Gangguan hubungan singkat satu fasa ke tanah adalah gangguan yang paling sering terjadi dengan probabilitas terjadinya gangguan yaitu 65%-70%. Gangguan ini termasuk dalam hubungan singkat tak simetris, hubungan singkat ini terjadi ketika salah satu fasa dari ketiga fasa terhubung ke tanah, sehingga nilai setiap fasa dan sudut antar fasa berbeda.

Untuk mengetahui besarnya arus hubungan singkat satu fasa ke tanah, dapat menggunakan rumus sebagai berikut:

$$I_{SC1\ \emptyset} = \frac{3 \times V_{LN}}{X_0 + X_1 + X_2} \quad (2.1)$$

Dari rumus di atas $I_{SC1\ \emptyset}$ adalah arus hubungan singkat satu fasa ke tanah, V_{LN} adalah tegangan *line to neutral*, X_0 adalah reaktansi urutan nol, X_1 adalah reaktansi urutan positif, X_2 adalah reaktansi urutan negatif.

2.3.2 Gangguan Hubungan Singkat Dua Fasa

Gangguan hubungan singkat dua fasa termasuk dalam hubungan singkat tak simetris, gangguan hubungan singkat ini disebabkan ketika antar fasanya saling berhubungan. Arus yang dihasilkan pada gangguan hubungan singkat ini kecil sehingga arus hubungan singkat ini digunakan sebagai arus hubungan singkat minimum untuk koordinasi pengaman. Kemungkinan terjadinya gangguan hubungan singkat dua fasa adalah 20%-25%.

Untuk mengetahui besar arus hubungan singkat dua fasa, dapat dicari menggunakan rumus sebagai berikut:

$$I_{SC2\ \emptyset} = \frac{V_{LL}}{X_1 + X_2} = \frac{\sqrt{3} \times V_{LN}}{2 \times x_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{SC3\ \emptyset} \approx 0,866 \times I_{SC3\ \emptyset} \quad (2.2)$$

Dari rumus di atas dapat dijelaskan bahwa $I_{SC2\ \emptyset}$ sebagai arus hubungan singkat dua fasa. Sedangkan $I_{SC3\ \emptyset}$ sebagai arus hubungan singkat tiga fasa, V_{LL} adalah tegangan *line to line*, V_{LN} adalah tegangan *line to neutral*, X_1 adalah reaktansi urutan positif, X_2 adalah reaktansi urutan negatif.

2.3.3 Gangguan Hubungan Singkat Tiga Fasa

Gangguan hubungan singkat tiga fasa termasuk dalam kategori hubungan singkat simetris karena nilai setiap fasanya serta sudut antar fasanya memiliki nilainya sama. Kemungkinan terjadinya gangguan

hubungan singkat 3 fasa adalah paling kecil dibandingkan dengan gangguan yang lain yaitu hanya sekitar 5%.

Untuk mengetahui besar arus yang dihasilkan dari hubungan singkat tiga fasa dapat dicari dengan rumus sebagai berikut:

$$I_{SC\ 3\emptyset} = \frac{V_{LN}}{X_1} \quad (2.3)$$

Dari rumus di atas dapat dijelaskan, $I_{SC\ 3\emptyset}$ sebagai arus hubungan singkat tiga fasa, V_{LN} adalah tegangan *line to neutral*, X_1 adalah reaktansi urutan positif.

2.4 Rele Pengaman

Rele pengaman adalah suatu peralatan listrik yang digunakan untuk mendeteksi ketika ada suatu gangguan pada sistem tenaga listrik. Rele akan memerintahkan *circuit breaker* (CB) atau pemutus (PMT) untuk memisahkan bagian atau peralatan yang bermasalah sehingga gangguan akan terisolir dan dapat mengamankan peralatan yang ada.

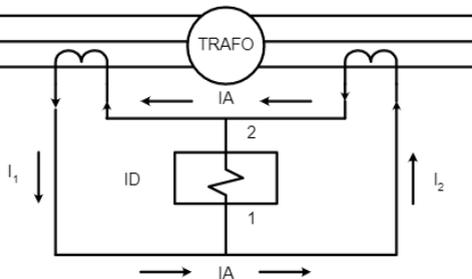
Dalam penerapannya, rele pengaman harus mampu mendeteksi gangguan pada sistem, sehingga suatu rele yang baik harus memenuhi ketentuan-ketentuan sebagai berikut.

- A. Reliabilitas. Dalam keadaan normal, rele pengaman tidak boleh bekerja. Saat terjadi gangguan rele pengaman tidak boleh gagal untuk mengatasi gangguan yang terjadi.
- B. Selektifitas. Dalam suatu sistem tenaga listrik terdapat lebih dari satu rele pengaman. Apabila terjadi gangguan maka rele yang bekerja haruslah rele yang paling dekat dengan daerah gangguan
- C. Sensitif. Rele pengaman harus peka terhadap nilai gangguan yang paling kecil.
- D. Kecepatan. Rele pengaman harus cepat dalam bekerja merasakan gangguan yang terjadi sehingga dapat meminimalkan kerusakan dan menjaga kestabilan suatu sistem tenaga listrik.
- E. Ekonomis. Suatu rele pengaman diharapkan memiliki nilai yang sebanding antara harga dengan performa operasinya.

2.5 Rele Diferensial

Rele diferensial adalah rele pengaman yang prinsip kerjanya adalah dengan membandingkan nilai arus yang keluar pada CT bagian primer dan sekunder trafo daya. Selain pada trafo daya, rele diferensial juga digunakan pada generator, *bus bar* dan saluran transmisi. Rele diferensial merupakan pengaman utama pada trafo daya untuk mengamankan belitan trafo saat terjadi gangguan dengan waktu kerja yang sangat cepat dan selektif.

2.5.1 Prinsip Kerja Rele Diferensial



Gambar 2.1 Rangkaian Ekivalen Rele Diferensial

Prinsip kerja dari rele diferensial umumnya adalah prinsip keseimbangan yang berdasarkan hukum Kirchoff yaitu jumlah arus yang masuk pada belitan primer sama dengan jumlah arus yang keluar dari belitan sekunder. Pada rele diferensial apabila gangguan terjadi diluar daerah belitan trafo, nilai arus bertambah besar namun tidak mengaktifkan rele pengaman karena nilai arus yang melewatinya sama dengan nol. Apabila gangguan terjadi di dalam belitan transformator, arah arus akan terbalik dan arus gangguan akan melewati rele pengaman sehingga rele akan memberikan perintah *trip* kepada *circuit breaker*. Selama nilai arus yang melewati CT sisi sekunder sama besar, rele pengaman tidak akan bekerja.

2.6 Rele Arus Lebih (*Over Current Relay*)

Rele arus bekerja dengan membaca masukan berupa besaran arus dibantu dengan CT kemudian membandingkan dengan nilai *setting*, apabila nilai arus yang terbaca oleh rele melebihi nilai *setting*, maka rele akan mengirim perintah *trip* (lepas) kepada Pemutus Tenaga (PMT) atau

Circuit Breaker (CB) setelah tunda waktu yang diterapkan pada *setting*. Cara kerja rele arus lebih adalah sebagai berikut:

$I_f > I_p$ Bekerja

$I_f < I_p$ Tidak Bekerja

Dimana I_f adalah arus gangguan sedangkan I_p adalah arus *pick up* atau arus maksimum yang dibaca oleh CT.

Dalam mengatur *setting* rele arus lebih, supaya rele bekerja hanya saat terjadi gangguan maka perlu memperhatikan besarnya nilai *Full Load Ampere* (FLA) atau arus beban maksimum pada sistem. Menurut standar ANSI, nilai FLA adalah $1,4 \times I_{FLA}$ dengan batas bawah nilai $1,05 \times I_{FLA}$ untuk memenuhi permintaan asuransi. Maka nilai *setting* arus lebih pada rele dapat dituliskan dengan persamaan sebagai berikut:

$$1,05 \times I_{FLA} \leq I_{SET} \leq 1,4 \times I_{FLA} \quad (2.4)$$

$$Tap = \frac{I_{set}}{nCT} \quad (2.5)$$

$$I_{aktual} = I_{set} = Tap \times nCT \quad (2.6)$$

Dimana I_{FLA} adalah *full load ampere*, Tap adalah arus *pick up* rele , I_{set} adalah setting arus aktual , nCT adalah rasio CT.

Untuk setting rele arus lebih juga harus memperhatikan pemilihan *setting* yang berada diantara I_{FLA} dan $I_{SC \min}$, akan lebih jelasnya seperti persamaan dibawah ini.

$$I_{FLA} \leq I_{set} \geq I_{SC \min} \quad (2.7)$$

Dari rumus di atas I_{FLA} adalah arus maksimum saat beban penuh , I_{set} adalah arus *pick up* di sisi primer trafo CT , $I_{SC \min}$ adalah arus hubungan singkat minimum.

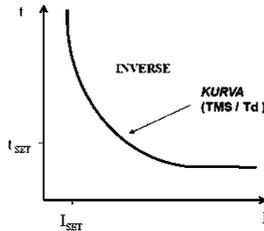
Pengaturan pada rele arus lebih apabila dipisahkan oleh sebuah trafo, maka setting *time delay* boleh kembali ke 0,1 dengan syarat $I_{SC \max}$ di sekunder trafo $< I_{SC \min}$ di primer trafo , hal untuk menghindari kesalahan pembacaan rele ketika terjadi hubungan singkat minimum disisi primer trafo.

Mengacu pada standar IEEE, pengaturan setting rele arus lebih juga harus memperhatikan nilai *grading time* yaitu waktu tunda antar rele untuk bekerja yaitu antara 0,2-0,4 detik, dengan rincian waktu sebagai berikut.

Waktu terbuka pemutus tenaga	: 0,04 – 0,1 detik.
<i>Overtravel</i> rele	: 0,1 detik.
Toleransi rele dan eror setting	: 0,12 – 0,22 detik.
Total interval waktu rele	: 0,32 detik.

2.6.1 Rele Arus Lebih Waktu Terbalik (*Inverse*)

Over Current Relay (OCR) Inverse adalah rele yang waktunya kerjanya tergantung dari arus gangguan. Pada saat terjadi gangguan bila besar gangguannya melampaui arus penyetelannya dan jangka waktu relai ini mulai *pick up* sampai kerja waktunya diperpanjang berbanding terbalik dengan besarnya arus. Semakin besar nilai arus gangguan maka semakin cepat rele pengamanan bekerja.



Gambar 2. 1 Kurva Rele Arus Lebih Waktu Terbalik

Menurut karakteristik waktunya, kurva rele arus lebih waktu terbalik dapat dibedakan menjadi 4 yaitu : *Standard Inverse*, *Very Inverse*, *Long Time Inverse*, *Extremely Inverse*.

a. *Standard Inverse*

Karakteristik yang menunjukkan perbandingan antara besar arus dengan nilai waktu kerja yang standar dengan persamaan :

$$t = \frac{0,14}{I^{0,02-1}} tms \quad (2.8)$$

b. *Very Inverse*

Karakteristik yang menunjukkan perbandingan antara besar arus dengan nilai waktu kerja rele yang lebih cepat dari *Standard Inverse* dengan persamaan :

$$t = \frac{13,5}{I-1} tms \quad (2.9)$$

c. *Long Time Inverse*

Karakteristik yang menunjukkan perbandingan antara besar arus dengan nilai waktu kerja rele lebih lambat dari karakteristik lain dengan persamaan :

$$t = \frac{120}{I-1} tms \quad (2.10)$$

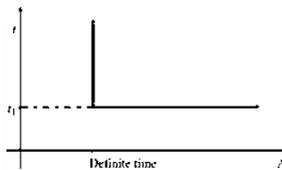
d. *Extremely Inverse*

Karakteristik yang menunjukkan perbandingan antara besar arus dengan nilai waktu kerja rele lebih curam dari *Very Inverse* dengan persamaan :

$$t = \frac{80}{I^2-1} tms \quad (2.11)$$

2.6.2 Rele Arus Lebih Waktu Tertentu (*Definite*)

Over Current Relay (OCR) Definite adalah rele arus lebih yang kerjanya tidak berdasarkan arus gangguan. Relai ini memberikan perintah kepada PMT (Pemutus Tenaga) dalam waktu tertentu pada saat terjadi gangguan bila besar gangguannya melampaui arus penyetelannya.

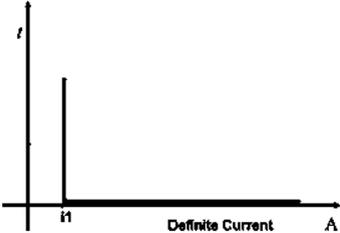


Gambar 2.3 Kurva Rele Arus Lebih Waktu Tertentu

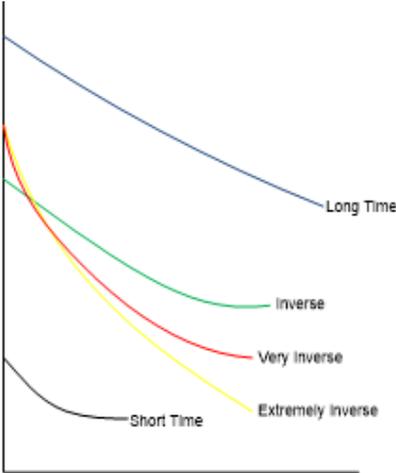
2.6.3 Rele Arus Lebih Waktu Seketika (*Instantaneous*)

Over Current Relay (OCR) Instantaneous adalah rele arus lebih yang bekerja tanpa waktu tunda. Rele ini akan bekerja pada saat terjadi

gangguan apabila nilai arus gangguan melampaui arus penyetelannya dalam waktu 0,01-0,04 detik.



Gambar 2.4 Kurva Rele Arus lebih Seketika



Gambar 2.5 Kurva Rele Arus Lebih Standar IEE 242-2001

Tabel 2.1 Standar Kurva Karakteristik

Jenis Kurva	α	B
<i>Standard Inverse</i>	0,02	0,14
<i>Very Inverse</i>	1	13,2
<i>Extremely Inverse</i>	2	80
<i>Long Invers</i>	1	120

2.7 Rele Gangguan Tanah

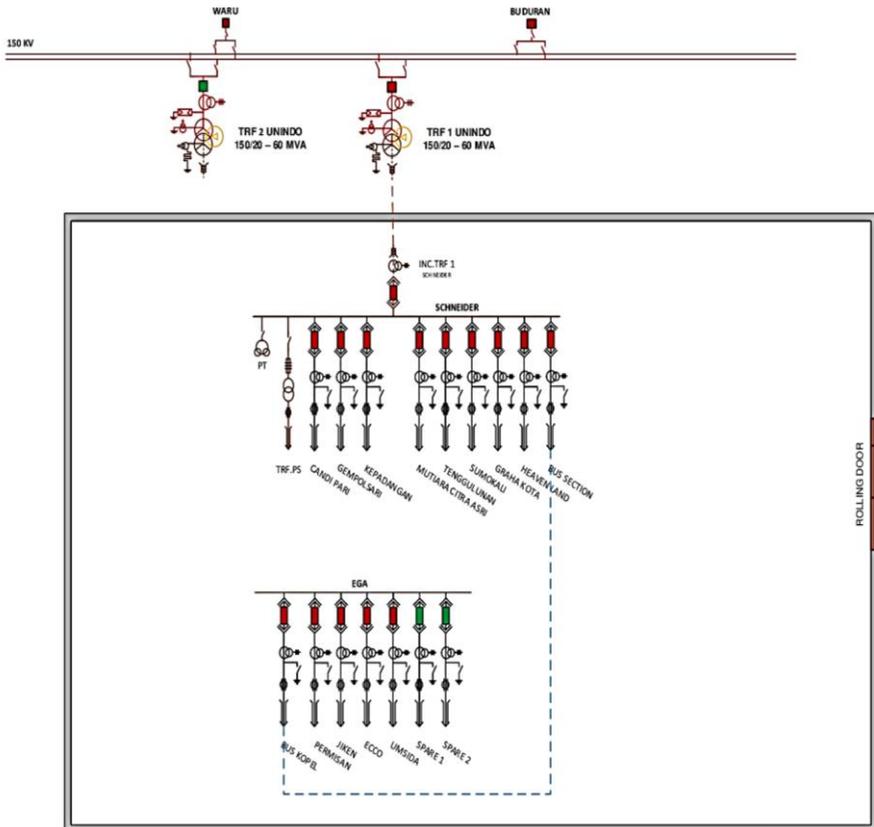
Rele gangguan ke tanah berfungsi untuk mendeteksi ketika terjadi arus yang menuju ke tanah. Ada beberapa macam gangguan ke tanah, seperti gangguan satu fasa ke tanah, dua fasa ke tanah dan tiga fasa ke tanah. Secara umum rele ini digunakan bersama dengan ZCT yang terhubung ke fasa yang diketanahkan.

Pada penulisan tugas akhir ini, setting yang digunakan adalah 10% - 50% dari besar arus hubungan singkat satu fasa ke tanah

BAB III GARDU INDUK SIDOARJO

3.1 Sistem Kelistrikan Gardu Induk Sidoarjo

Gardu induk Sidoarjo merupakan salah satu gardu induk yang beroperasi di wilayah Sidoarjo, Jawa Timur dengan kapasitas 2 x 60 MVA yang menyuplai 12 penyulang dimana hanya satu trafo yang dioperasikan.



Gambar 3. 1 Diagram Satu Garis Gardu Induk Sidoarjo

GI Sidoarjo terhubung dengan GI Waru dan GI Buduran. Pada kondisi normal GI Waru berfungsi sebagai suplai utama untuk GI Sidoarjo

sedangkan GI Buduran interkoneksi dengan GI Sidoarjo sehingga dapat menyuplai atau menerima suplai dari GI Sidoarjo. Terdapat 2 buah bus 150 kV yang dikopel berfungsi sebagai manuver saat terjadi gangguan atau pembagi beban saat dilakukan pemeliharaan. Bus kopel ini terhubung dengan 2 trafo daya berkapasitas 60 MVA dengan spesifikasi yang sama yang mana hanya 1 trafo yang beroperasi. Pada sisi penyulang terdapat 2 bus *feeder* yang dikopel menyuplai listrik tegangan 20 kV kepada 12 buah penyulang.

3.2 Data Nameplate Transformator Daya GI Sidoarjo

Pada Gardu Induk Sidoarjo terdapat 2 buah transformator daya yang memiliki spesifikasi sama dengan kapasitas 60 MVA dimana hanya satu yang beroperasi. Data *nameplate* trafo adalah sebagai berikut.

Tabel 3.1 *Nameplate* Transformator Daya GI Sidoarjo

Manufaktur	UNINDO
Tahun	2016
Frekuensi (Hz)	50
Rating Tegangan (kV)	150/20
Rating Daya (MVA)	60
Rating Arus (A)	1732,1
Hubungan	Y-Y
Impedansi (%)	11,99%
Pendinginan	ONAN/ONAF

3.3 Data Arus Hubungan Singkat Maksimum

Arus hubungan singkat maksimum adalah besarnya arus hubungan singkat 3 fasa pada $\frac{1}{2}$ -4 cycle dengan data sebagai berikut.

Tabel 3.2 Data Arus Hubungan Singkat Maksimum

BUS	Isc (kA)
150 kV	22,29
Schneider 20 kV	13,32
EGA 20 kV	13,4

3.4 Data Arus Hubungan Singkat Minimum

Arus hubungan singkat minimum adalah besarnya arus hubungan singkat antar fasa pada 4~30 *cycle* dengan data sebagai berikut.

Tabel 3.3 Data Arus Hubungan Singkat Minimum

BUS	Isc (kA)
150 kV	19,3
Schneider 20 kV	11,54
EGA 20 kV	11,54

3.5 Data Rele Diferensial Transformator Daya

Berikut ini adalah data pengaturan rele diferensial terpasang pada transformator daya Gardu Induk Sidoarjo.

Tabel 3.4 Data Rele Diferensial

Manufaktur	Siemens
Tipe	7UT633
CT 150 kV	300/1 A
CT 20 kV	2000/5 A
In	5 A
Slope 1	0,3
Slope 2	0,8

----Halaman ini sengaja dikosongkan----

BAB IV

HASIL ANALISIS DAN EVALUASI SIMULASI KOORDINASI PENGAMAN GARDU INDUK SIDOARJO

4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan Gardu Induk Sidoarjo

Dalam memodelkan sistem kelistrikan Gardu Induk Sidoarjo, digunakan *software* simulasi ETAP dengan hasil berupa diagram satu garis yang menggambarkan mulai dari bagian transmisi 150 kV sampai penyulang-penyulang yang ada di gardu induk.

Setelah selesai memodelkan pada *software* simulasi ETAP selanjutnya adalah mencari nilai FLA (*Full Load Ampere*) pada gardu induk yang mana nilai ini digunakan untuk mencari nilai *setting* rele arus lebih *inverse*.

Gambar 4.1 Pemodelan Diagram Satu Garis Gardu Induk Sidoarjo

$$I_{n\ 150kV} = \frac{MVA}{\sqrt{3} V_{LL}} = \frac{60}{\sqrt{3} \times 150} = 231 \text{ A}$$

$$\text{Irating} = 110\% \times 231 = 254 \text{ A}$$

$$I_{n\ 20kV} = \frac{MVA}{\sqrt{3} V_{LL}} = \frac{60}{\sqrt{3} \times 20} = 1732 \text{ A}$$

$$\text{Irating} = 110\% \times 1732 = 1905 \text{ A (Maka dipilih CT dengan rasio } 2000 / 5\text{A)}$$

Arus yang mengalir pada sekunder CT sebesar :

$$I_1 = I_{n\ 150kV} \times nCT = 231 \times \frac{1}{300} = 0,77 \text{ A}$$

$$I_2 = I_{n\ 20kV} \times nCT \times \frac{1}{\text{rasio sekunder CT}} = 1732 \times \frac{5}{2000} \times \frac{1}{5} = 0,866 \text{ A}$$

A. Arus Diferensial

$$I_D = I_1 - I_2 = |0,77 - 0,866| = 0,096 \text{ A}$$

Arus diferensial yang mengalir pada sistem saat operasi normal adalah sebesar 0,096 A.

B. Arus *Restraint*

Untuk Rele diferensial Siemens 7UT633, dalam menghitung arus *restraint* menggunakan rumus sebagai berikut.

$$I_R = I_1 + I_2 = 0,77 + 0,866 = 1,636 \text{ A}$$

Berdasarkan perhitungan, besarnya arus nominal yang mengalir pada sisi tegangan 150 kV adalah 231 A sedangkan pada sisi 20 kV adalah 1732 A. Rasio CT yang terpasang pada sisi 150 kV adalah sebesar 300/1

dimana nilai arus *rating* tersebut paling mendekati rasio CT tersebut dan rasio tersebut ada di pasaran.

- **Perhitungan *Breakpoint* dan *Slope***

Dalam pengaturan untuk *Breakpoint* 1 didasarkan pada nilai arus beban penuh (*Full Load Ampere*) transformator sisi sekunder, dalam satuan per unit (p.u) :

$$\begin{aligned} I_{FLA} &= \frac{MVA}{\sqrt{3} \times kV} \text{ (A)} \\ &= \frac{60 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 20 \text{ kV}} \\ &= 1732 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Breakpoint 1} &= \frac{I_{FLA}}{n_{CT}} \\ &= \frac{1732}{2000/5} \times 1/5 \\ &= 0.866 \approx 1 \text{ p.u (Setting Range 1 – 2 p.u)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Breakpoint 2} &= 0,01 \times n_{CT} \times \text{Breakpoint 1} \\ &= 0,01 \times 2000/5 \times 0,866 \\ &= 3,46 \text{ p.u (5 p.u. ; Range setting : 2 pu – 30 pu)} \end{aligned}$$

Pengaturan *slope* 1 dimulai dari $I_{pick\ up} = 0,3 \text{ A}$. *Slope* 1 menentukan arus diferensial dan arus *restraint* pada kondisi normal dan menentukan sensitifitas rele pada gangguan internal bernilai kecil

$$\begin{aligned} \text{Slope 1} &= \frac{I_D}{I_R} \times 100 \% \\ &= \frac{0.096}{1.636} \times 100 \% \\ &= 5,8\% \text{ (Setting PLN untuk slope 1 = 30\%)} \end{aligned}$$

Pengaturan *slope* 2 berfungsi agar rele tidak bekerja saat CT mengalami saturasi pada gangguan eksternal yang bernilai besar

$$\begin{aligned} \text{Slope 2} &= 2 \times \frac{I_D}{I_R} \times 100 \% \\ &= 2 \times \frac{0.096}{1.636} \times 100 \% \\ &= 11,6 \% \text{ (Setting PLN untuk slope 2 = 80 \%)} \end{aligned}$$

- **Pengaturan Arus *Pick-up***

Pada pengaturan arus *pick-up*, nilai didapat dengan mengalikan nilai arus *restraint* dengan % *slope* 1 dengan hasil perhitungan sebagai berikut.

$$I_{set} = \text{slope (\%)} \times I_R$$

$$= 5,8 \% \times 1,636$$

$$= 0,09 \text{ A}$$

Berdasarkan Standar SPLN persentase untuk Arus *Pick up* umumnya adalah 0.3 p.u dengan pertimbangan sebagai berikut :

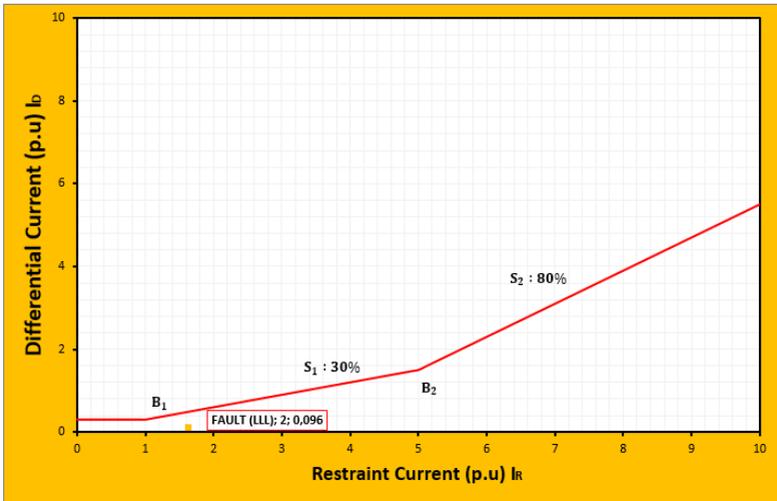
Faktor Keamanan	: 5%
<i>Error</i> pada Rasio CT	: 10%
<i>Error Mismatch</i>	: 4%
<i>Error Tap Changer</i>	: 10%
Arus Eksitasi	: 1%

Maka besar nilai arus *setting pick up* adalah :

$$I_{pick\ up} = \text{faktor keamanan} + \epsilon_{CT} + \epsilon_{Mismatch} + \epsilon_{Tap} + +I_{exc}$$

$$= 0,05 + 0,1 + 0,04 + 0,1 + 0,01$$

$$= 0,3 \text{ A (Setting Range : 0,05 – 6,00 pu x CT)}$$



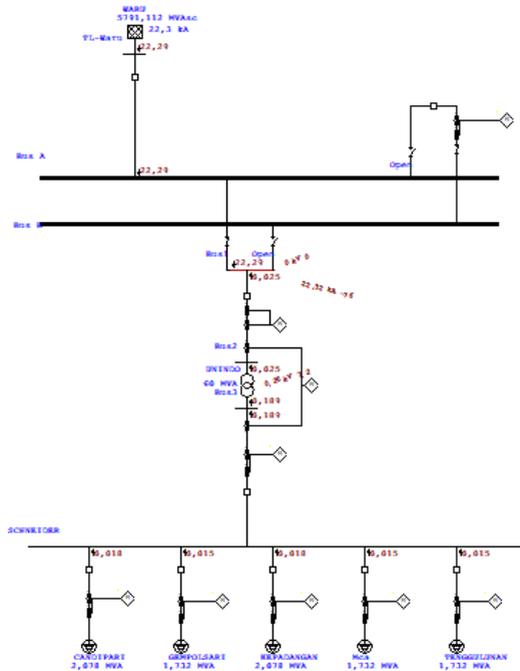
Gambar 4.3 Kurva Karakteristik Siemens 7UT633

Gambar diatas menunjukkan kurva karakteristik operasi pada rele diferensial Siemens 7UT633 untuk trafo daya UNINDO 60 MVA. Oleh PLN nilai *slope* 1 dan *slope* 2 diatur pada 30% dan 80% yang mana nilainya melebihi hasil perhitungan dengan alasan adanya resiko

kesalahan pembacaan pada CT. Nilai *pick-up* sesuai kalkulasi pada kondisi beban penuh adalah 0,09 A, namun sesuai dengan SPLN untuk alasan keamanan arus *pick-up* tersebut diatur pada nominal 0.3 A dengan pertimbangan kemungkinan *error* rasio CT, kesalahan sadapan CT serta faktor keamanan. Saat proses *energize*, trafo mengalami arus serbu/*inrush* yang nilainya mencapai 6 kali arus beban penuh (FLA) sehingga rele diferensial akan mendeteksinya sebagai gangguan. Hal ini tidak boleh terjadi sehingga untuk mencegahnya digunakan 2nd *Harmonic Restraint*. Berikut ini akan dilakukan simulasi gangguan internal maupun eksternal untuk menguji operasi rele diferensial.

4.2.2 Gangguan Internal Pada Belitan Primer

Pemodelan simulasi *short circuit* gangguan internal pada belitan primer 150 kV adalah sebagai berikut.



Gambar 4.4 Simulasi Gangguan Internal Primer

Saat terjadi gangguan pada belitan primer trafo, maka arus kontribusi dari *grid* sistem 150 kV dan dari beban penyulang 20 kV akan menuju titik gangguan dengan besar arus gangguan masing-masing sebesar :

$$I_p : 22,29 \text{ kA}$$

$$I_s : 189 \text{ A}$$

besarnya arus yang terbaca pada sisi sekunder CT adalah sebesar :

$$\begin{aligned} I_1 &= I_p \times nCT \\ &= 22,29 \text{ kA} \times 1/300 \\ &= 74,3 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_2 &= I_s \times n_{CT} \times 1/\text{rasio sekunder CT} \\
 &= 189 \times 1/2000 \times 1/5 \\
 &= 0,09 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Sehingga besarnya I_D yang dideteksi oleh rele diferensial sebesar:

$$\begin{aligned}
 I_D &= |I_1 - I_2| \\
 &= 74,2 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Besarnya arus restraint saat terjadi gangguan internal adalah :

$$\begin{aligned}
 I_R &= I_1 + I_2 \\
 &= 74,3 + 0,09 \\
 &= 74,39 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Persentase Slope yang terjadi saat gangguan internal di belitan primer adalah :

$$\begin{aligned}
 \%Slope &= \frac{I_D}{I_R} \times 100 \% \\
 &= \frac{74,2}{74,3} \times 100 \% \\
 &= 99,7 \%
 \end{aligned}$$



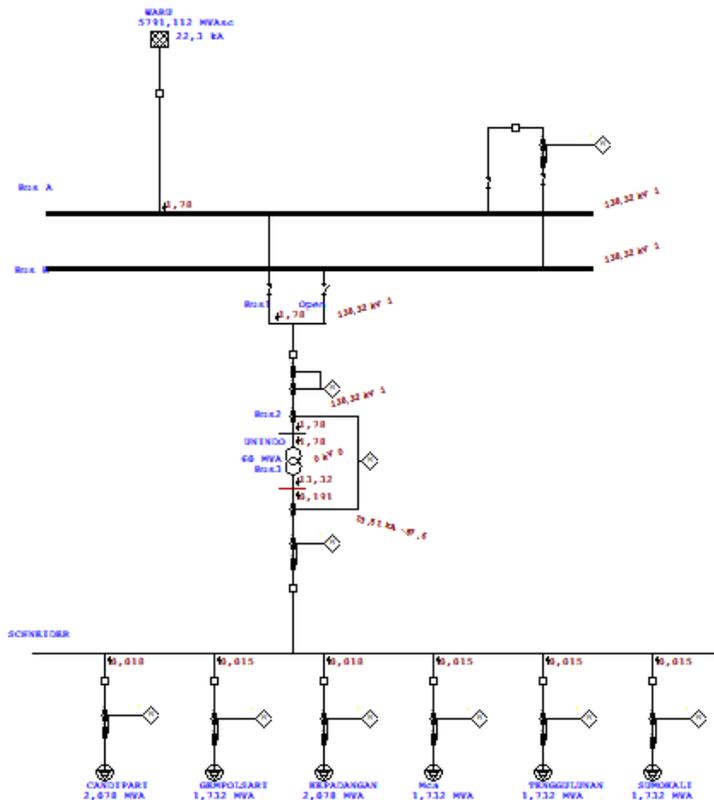
Gambar 4.5 Kurva Operasi Rele Diferensial Gangguan Internal Primer

Pada saat terjadi gangguan internal belitan primer maka arus kontribusi yang berasal dari *grid* Waru 150 kV dan dari beban penyulang 20 kV menuju titik gangguan yang ada di belitan primer trafo. Besarnya nilai arus gangguan I_1 yang berasal dari *grid* 150 kV

adalah sebesar 22,29 kA dan arus gangguan dari beban penyulang 20 Kv adalah sebesar 189 A. Nilai arus yang mengalir pada rele diferensial adalah sebesar 74,2 A sedangkan nilai arus *restraint* 74,39 A. Nilai arus diferensial berada diatas zona *restraint* sehingga oleh rele pengaman dideteksi sebagai gangguan yang kemudian akan memerintahkan CB untuk bekerja mengamankan sistem.

4.2.3 Gangguan Internal Sekunder Sisi 20 kV

Pemodelan simulasi *short circuit* gangguan internal pada belitan sekunder 20 kV adalah sebagai berikut



Gambar 4.6 Simulasi Gangguan Internal Belitan Sekunder

Saat terjadi gangguan pada belitan primer trafo, maka arus kontribusi dari *grid* sistem 150 kV dan dari beban penyulang 20 kV akan menuju titik gangguan dengan besar arus gangguan masing-masing sebesar :

$$I_p : 1,78 \text{ kA}$$

$$I_s : 191 \text{ A}$$

besarnya arus yang terbaca pada sisi sekunder CT sebesar :

$$\begin{aligned} I_1 &= I_p \times nCT \times \text{Kompensasi CT}_{HV} \\ &= 1,78 \text{ kA} \times 1/300 \\ &= 5,93 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_2 &= I_s \times nCT \times 1/\text{rasio sekunder CT} \\ &= 191 \text{ A} \times 5/2000 \times 1/5 \\ &= 0,09 \text{ A} \end{aligned}$$

Sehingga besarnya I_D yang dideteksi oleh rele diferensial sebesar:

$$\begin{aligned} I_D &= I_1 - I_2 \\ &= 5,838 \text{ A} \end{aligned}$$

Besarnya arus restraint saat terjadi gangguan internal adalah :

$$\begin{aligned} I_R &= I_1 + I_2 \\ &= 5,93 + 0,09 \\ &= 6,02 \text{ A} \end{aligned}$$

Persentase Slope yang terjadi saat gangguan eksternal di Bus A adalah :

$$\begin{aligned} \%Slope &= \frac{I_D}{I_R} \times 100 \% \\ &= \frac{5,838}{6,02} \times 100 \% \\ &= 96,9 \% \end{aligned}$$

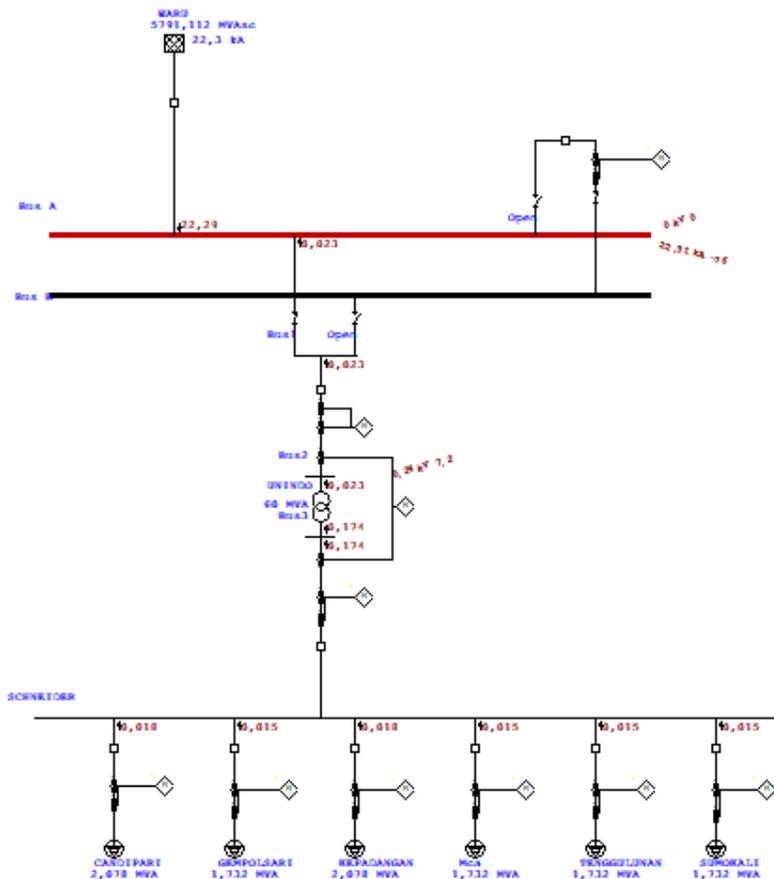


Gambar 4.7 Kurva Operasi Diferensial saat Gangguan Internal Sekunder

Pada saat terjadi gangguan internal belitan sekunder maka arus kontribusi yang berasal dari *grid* Waru 150 kV dan dari beban penyulang 20 kV menuju titik gangguan yang ada di belitan sekunder trafo. Besarnya nilai arus gangguan I_1 yang berasal dari *grid* 150 kV adalah sebesar 1,78 kA dan arus gangguan dari beban penyulang 20 kV adalah sebesar 191 A. Nilai arus yang mengalir pada rele diferensial adalah sebesar 5,838 A sedangkan nilai arus *restraint* 6,02 A. Nilai arus diferensial berada diatas zona *restraint* sehingga oleh rele pengaman dideteksi sebagai gangguan yang kemudian akan memerintahkan PMT untuk bekerja mengamankan sistem.

4.2.4 Gangguan Eksternal Sisi 150 kV

Pemodelan simulasi *short circuit* gangguan eksternal pada belitan primer 150 kV adalah sebagai berikut



Gambar 4.8 Simulasi Gangguan Eksternal Sisi 150 kV

Saat terjadi gangguan pada belitan primer trafo, maka arus kontribusi dari *grid* sistem 150 kV dan dari beban penyulang 20 kV akan

menuju titik gangguan dengan besar arus gangguan masing-masing sebesar :

$$I_p : 23 \text{ A}$$

$$I_s : 174 \text{ A}$$

besarnya arus yang terbaca pada sisi sekunder CT adalah sebesar :

$$\begin{aligned} I_1 &= I_p \times nCT \\ &= 23 \text{ A} \times 1/300 \\ &= 0,076 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_2 &= I_s \times nCT \times 1/\text{rasio sekunder CT} \\ &= 174 \times 1/2000 \times 1/5 \\ &= 0,087 \text{ A} \end{aligned}$$

Sehingga besarnya I_D yang dideteksi oleh rele diferensial sebesar:

$$\begin{aligned} I_D &= |I_1 - I_2| \\ &= 0,011 \text{ A} \end{aligned}$$

Besarnya arus *restraint* saat terjadi gangguan internal adalah :

$$\begin{aligned} I_R &= I_1 + I_2 \\ &= 0,076 + 0,087 \\ &= 0,163 \text{ A} \end{aligned}$$

Persentase *slope* yang terjadi saat gangguan eksternal di sisi 150 kV adalah :

$$\begin{aligned} \%Slope &= \frac{I_D}{I_R} \times 100 \% \\ &= \frac{0,011}{0,163} \times 100 \% \\ &= 6,7 \% \end{aligned}$$

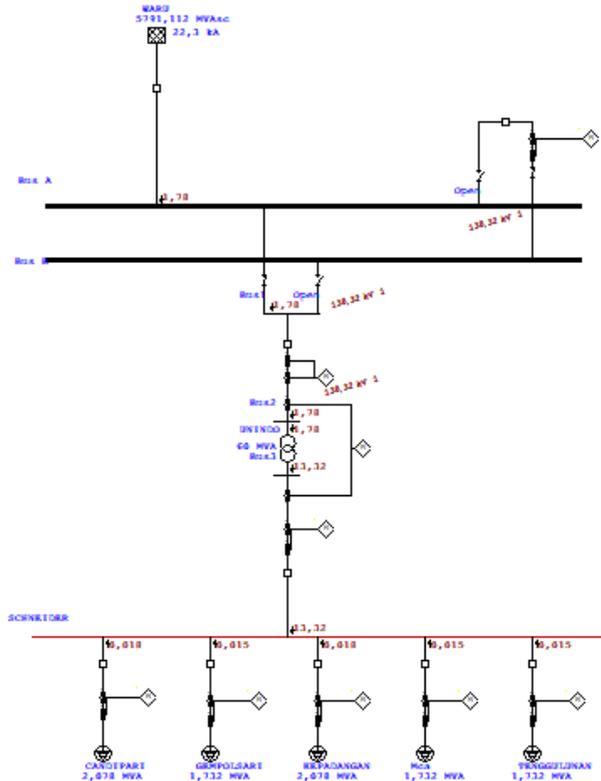


Gambar 4.9 Kurva Operasi Diferensial Gangguan Eksternal 150 kV

Pada saat terjadi gangguan eksternal sisi 150 kV maka arus kontribusi yang berasal dari *grid* Waru 150 kV dan dari beban penyulang 20 kV menuju titik gangguan yang ada di sisi tegangan 150 kV. Besarnya arus gangguan yang berasal dari *grid* 150 kV adalah 23 A sedangkan arus gangguan dari tegangan sisi 20 kV adalah 174 A. Nilai arus I_D adalah 0,011 A dan nilai I_R adalah 0,163 A. Besar nilai gangguan sesuai kurva diatas sangat kecil menyerupai nilai operasi normal dan dibawah zona *restraint* sehingga oleh rele diferensial tidak dianggap sebagai gangguan dan sistem beroperasi dalam keadaan normal.

4.2.5 Gangguan Eksternal Sisi 20 kV

Pemodelan simulasi *short circuit* gangguan eksternal pada belitan sekunder 20 kV adalah sebagai berikut



Gambar 4.10 Simulasi Gangguan Eksternal Sisi 20 kV

Saat terjadi gangguan pada belitan primer trafo, maka arus kontribusi dari *grid* sistem 150 kV dan dari beban penyulang 20 kV akan menuju titik gangguan dengan besar arus gangguan masing-masing sebesar :

$$I_p : 1,78 \text{ kA}$$

$$I_s : 13,32 \text{ kA}$$

besarnya arus yang terbaca pada sisi sekunder CT adalah sebesar :

$$\begin{aligned}
 I_1 &= I_p \times nCT \\
 &= 1,78 \text{ kA} \times 1/300 \\
 &= 5,93 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_2 &= I_s \times nCT \times 1/\text{rasio sekunder CT} \\
 &= 13,32 \text{ kA} \times 1/2000 \times 1/5 \\
 &= 6,66 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Sehingga besarnya I_D yang dideteksi oleh rele diferensial sebesar:

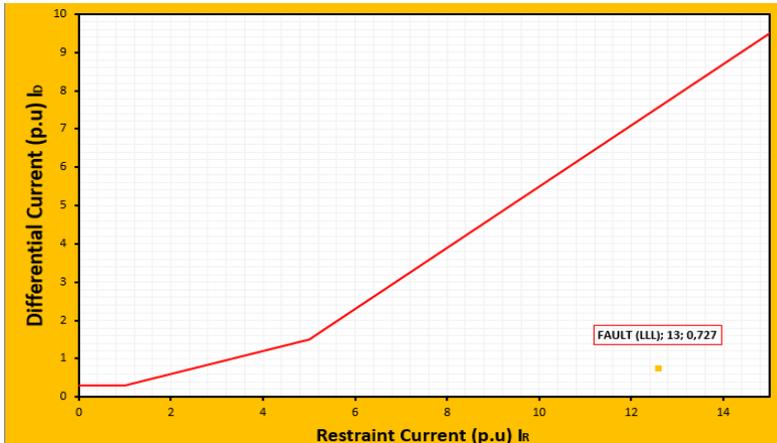
$$\begin{aligned}
 I_D &= |I_1 - I_2| \\
 &= 0,73 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Besarnya arus *restraint* saat terjadi gangguan internal adalah :

$$\begin{aligned}
 I_R &= I_1 + I_2 \\
 &= 5,93 + 6,66 \\
 &= 12,59 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Persentase *slope* yang terjadi saat gangguan eksternal di sisi 150 kV adalah :

$$\begin{aligned}
 \%Slope &= \frac{I_D}{I_R} \times 100 \% \\
 &= \frac{0,73}{12,59} \times 100 \% \\
 &= 5,7 \%
 \end{aligned}$$



Gambar 4.11 Kurva Operasi Diferensial Gangguan 20 kV

Pada saat terjadi gangguan eksternal sisi 20 kV maka arus kontribusi yang berasal dari *grid* Waru 150 kV dan dari beban penyulang 20 kV menuju titik gangguan yang ada di sisi tegangan 20 kV. Besar nilai arus gangguan di sisi tegangan 150 kV adalah sebesar 1,78 kA sedangkan nilai arus gangguan di sisi tegangan 20 kV adalah sebesar 13,32 A. Nilai arus I_D adalah 0,73 A sedangkan nilai arus *restraint* sebesar 12,59 A. Nilai arus I_D sesuai dengan gambar kurva diatas berada dibawah zona *restraint* atau berada di daerah operasi sehingga rele tidak mendeteksinya sebagai gangguan dan sistem beroperasi dalam keadaan normal

Tabel 4.1 Data Nilai Gangguan Rele Diferensial Siemens 7UT633

Gangguan	Nilai I (A)				Slope (%)
	I_1	I_2	I_D	I_R	
Eksternal 150 kV	0,076	0,087	0,011	0,163	6,7
Eksternal 20 kV	5,93	6,66	0,73	12,59	5,7
Internal Primer	74,03	0,09	74,2	74,39	99,7
Internal Sekunder	5,93	0,09	5,838	6,02	96,9

4.3 Koordinasi Pengaman Rele Arus Lebih Fasa

Pada koordinasi pengaman, rele arus lebih berfungsi untuk mendeteksi ketika terjadi gangguan hubungan singkat dan nilai arus gangguan melebihi nilai arus yang diatur pada rele maka rele terdekat dari gangguan tersebut akan bekerja melokalisasi titik gangguan dan mengamankan peralatan yang terdapat pada sistem tersebut. Operasi rele arus lebih dipengaruhi oleh pengaturan *low set*, *high set*, *time dial* dan *time delay*.

Pada pemilihan setting *low set* pada rele harus memperhatikan FLA dari peralatan terdekat dengan rele, sehingga rele dapat membedakan arus gangguan dan arus *full load ampere*. Pemilihan *high set* harus memperhatikan arus gangguan minimum pada fasa, pilihlah setting *time dial* pada rele memperhatikan arus gangguan maksimum setelah itu dimasukkan pada persamaan kurva pada rele yang digunakan, sedangkan pemilihan *time delay* harus memperhatikan *time grading* yaitu antara 0,2 s - 0,4 s. Setelah mengatur semua parameter pada rele arus lebih selanjutnya adalah dengan melakukan simulasi *Star View* pada *software* ETAP untuk melihat plot kurva *Time Current Curve* (TCC) koordinasi rele arus lebih.

a. Pengaturan Rele Arus Lebih Trafo Sisi 150 kV (P50/51)

$$\begin{aligned} I_{n-150kV} &= 231 \text{ A} \\ \text{Rasio CT} &= 300/1 \end{aligned}$$

Arus Pick Up

$$\frac{1.05 \times \text{FLA}_{150kV}}{nCT} \leq I_{\text{pick-up}} \leq \frac{1.4 \times \text{FLA}_{150kV}}{nCT}$$

$$\frac{1.05 \times 231}{300/1} \leq I_{\text{pick-up}} \leq \frac{1.4 \times 231}{300/1}$$

$$0,8 \leq I_{\text{pick-up}} \leq 1,07 \text{ (Pengaturan PLN } I_{\text{pick-up}} = 0,92 \text{ A)}$$

$$\begin{aligned} \text{Tap} &= \frac{I_{\text{sec}}}{I_{nCT}} \\ &= \frac{0,92}{1} \\ &= 0,92 \text{ ; (Range pick-up } 0.1-2 \times \text{ CT sec)} \end{aligned}$$

$$I_{p-CT150kV} : \text{Tap} \times I_{nCT} \times nCT = 0.92 \times 1 \times 300/1 = 276 \text{ A}$$

Time Dial (TD)

I_{scmax} : 22.29 kA pada sisi tegangan 150 kV dengan *operation time* 0.28s

$$td (s) = \frac{0.14}{\left(\frac{I_{scmax}}{I_{pickup}}\right)^{0.02} - 1} \times TD$$
$$TD = \frac{(22.29kA/276)^{0.02} - 1}{0.14} \times 0.28$$
$$TD = 0,183$$

b. Pengaturan Rele Arus Lebih Trafo Sisi 20 kV (TS50/51)

$$I_{n-20kV} = 1732 \text{ A}$$
$$\text{Rasio CT} = 2000/5$$

Arus Pick Up

$$\frac{1.05 \times FLA_{20kV}}{nCT} \leq I_{pickup} \leq \frac{1.4 \times FLA_{20kV}}{nCT}$$

$$\frac{1.05 \times 1732}{2000/5} \leq I_{pickup} \leq \frac{1.4 \times 1732}{2000/5}$$

$$4,54 < I_{pickup} < 6 \text{ (Pengaturan PLN } I_{pick-up} = 5,2)$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{pickup}}{I_{nCT}} = \frac{5,2}{5} = 1,04 ; \text{ (Range pick-up 0.5-10 x CT sec)}$$

$$I_{p-CT 20kV} = \text{Tap} \times I_{nCT} \times nCT = 1,04 \times 5 \times 2000/5 = 2080 \text{ A}$$

Time Dial (TD)

I_{sc-max} : 13.32 kA pada sekunder trafo dengan *operation time* 0,17s

$$\begin{aligned}td (s) &= \frac{0.14}{\left(\frac{I_{scmax}}{I_{p-CT20kV}}\right)^{0.02} - 1} \times TD \\TD &= \frac{(13.32kA/2080A)^{0.02} - 1}{0.14} \times 0.17 \\&= 0.045\end{aligned}$$

Instantaneous

I_{scmin} = 11,54 kA pada sekunder trafo dengan waktu tunda 0,4s

$$\begin{aligned}I_{set} &= 1.6 \times FLA \leq I_{set} \leq 0.8 I_{sc-min} \\&= 1.6 \times 1732 \leq I_{set} \leq 0.8 \times 11,54 \text{ kA} \\&= 2771,2 \leq I_{set} \leq 9232A \text{ (Dipilih } I_{set} : 6920\end{aligned}$$

A)

$$\begin{aligned}I_{sec-CT20kV} &= \frac{I_{set}}{nCT} \\&= \frac{6920}{2000/5} \\&= 17.3 \text{ A}\end{aligned}$$

Tap = $\frac{I_{sec-CT500kV}}{nCT} = \frac{17.3}{5} = 3.46$ (Range pick-up 0.01-30 xCT sec)

c. Pengaturan Rele Arus Lebih Penyulang 20 kV

$$I_n = 400 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 600/5$$

Arus Pick Up

$$\frac{1.05 \times FLA}{nCT} \leq I_{pick-up} \leq \frac{1.4 \times FLA}{nCT}$$

$$\frac{1.05 \times 400}{600/5} \leq I_{pick-up} \leq \frac{1.4 \times 400}{600/5}$$

$$3,5 \leq I_{pick-up} \leq 4,6 \text{ (Pengaturan PLN } I_{set} = 3,35 \text{ A)}$$

$$\begin{aligned} \text{Tap} &= \frac{I_{sec}}{nCT} \\ &= \frac{3,35}{5} \\ &= 0,67 ; (\text{Range pick-up } 0.1-2 \times \text{CT sec}) \\ I_{p-CT} &: \text{Tap} \times I_{nCT} \times nCT = 0.67 \times 5 \times 600/5 = 402 \text{ A} \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas, dapat dilihat bahwa pengaturan arus *pickup* penyulang 20 kV tidak sesuai standar yaitu min. 3,5 A sehingga apabila penyulang sedang dibebani penuh dapat menyebabkan *trip*.

Time Dial (TD)

$$\begin{aligned} I_n &= 400 \text{ A} \\ \text{Rasio CT} &= 600/5 \\ td (s) &= \frac{0.14}{\left(\frac{I_{fault}}{I_{pickup}}\right)^{0.02} - 1} \times TD \\ TD &= \frac{(13.320/402)^{0.02} - 1}{0.14} \times 0,15 \\ TD &= 0,07 \approx 0,1 \text{ s} \end{aligned}$$

Instantaneous

$I_{sc-min} = 11,54 \text{ kA}$ pada primer trafo dengan waktu tunda 0,3 s

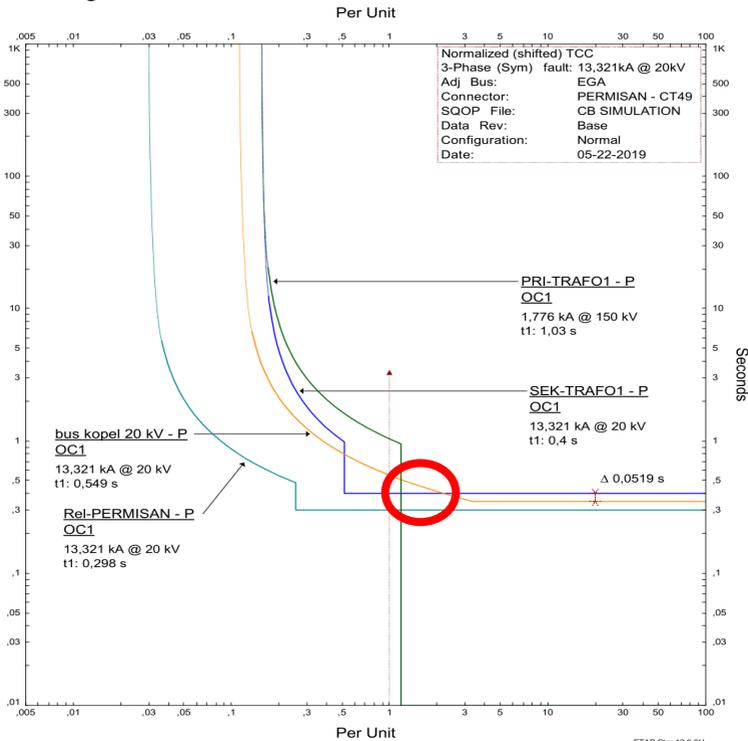
$$\begin{aligned} I_{set} &= 1,6 \times \text{FLA} \leq I_{set} \leq 0.8 I_{sc-min} \\ &= 1,6 \times 400 \leq I_{set} \leq 0.8 \times 11,54 \text{ kA} \\ &= 640 \text{ A} \leq I_{set} \leq 9232 \text{ A} (\text{Pengaturan PLN } I_{set} = 3402 \text{ A}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{sec-CT} &= \frac{I_{set}}{nCT} \\ &= \frac{28,35}{600/5} \\ &= 28,35 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{sec-CT}}{nCT} = \frac{28,35}{5} = 5,67 (\text{Range pick-up } 0.08-32 \times \text{CT sec})$$

Setelah melakukan pengaturan rele sesuai perhitungan diatas maka selanjutnya adalah melakukan simulasi koordinasi pengaman apakah urutan pengaman sudah benar. Hasil simulasi koordinasi

pengaman dapat dilihat pada kurva *Time Current Curve (TCC)* sebagai berikut



Gambar 4.12 Kurva TCC *Existing* GI Sidoarjo

Pada gambar 4.1 dapat dilihat bahwa terdapat kesalahan pada pengaturan koordinasi pengaman pada rele OCR bus kopel 20 kV dengan rele OCR sisi sekunder 20 kV. Saat terjadi gangguan hubungan singkat 3 fasa sebesar 13,32 kA maka gangguan akan mengenai kurva *instantaneous* rele sekunder trafo sebelum rele bus kopel 20kV pada penyulang. Hal ini dapat menyebabkan penyulang lain yang tidak mengalami gangguan mengalami *trip*/padam. Pada rele arus lebih bus kopel 20 kV disarankan agar memakai karakteristik *instantaneous* karena masih dalam level tegangan yang sama. Selain itu besarnya *grading time* antara rele bus kopel 20kV dengan rele sekunder trafo adalah 0,0519 detik

yang mana nilai ini tidak sesuai dengan standar yaitu batas minimum antar rele bekerja adalah 0,2 detik. *Grading time* yang terlalu kecil menyebabkan antar rele tidak memiliki waktu yang cukup untuk memerintahkan CB/pemutus bekerja. Berikut ini adalah tabel *sequence viewer* yang menunjukkan urutan kerja rele pengaman pada sistem.

Tabel 4.2 *Sequence Viewer* Rele Arus lebih Existing GI Sidoarjo

Waktu (ms)	ID	Kondisi
298	REL-PERMISAN	Phase-OC51
308	CB25	Tripped by REL-PERMISAN PHASE-OC1-51
400	SEK-TRAFO1	PHASE-OC1 50
465	SCHNEIDER-PMT	Tripped by SEK-TRAFO1 Phase-OC1 -50
549	Bus kopel 20kV	PHASE-OC 51
559	CB32	Tripped by PHASE- OC1-51
1033	PRI-TRAFO1	Phase OC1 – 51
1073	ABB-PRIMER	Tripped by PRI-TRAFO1 Phase-OC1- 51

Pengaturan koordinasi pengaman untuk rele *existing* yang ada tidak sesuai dengan standar sehingga memerlukan *resetting* agar rele bekerja dengan benar dan sesuai standar yang berlaku. Perhitungan *resetting* rele koordinasi secara manual adalah sebagai berikut.

d. *Resetting* Rele Arus Lebih Trafo Sisi 150 kV (P50/51)

$$I_{n-150kV} = 231 \text{ A}$$

$$\text{Rasio CT} = 300/1$$

Arus Pick Up

$$\frac{1.05 \times \text{FLA}_{150\text{kV}}}{\text{nCT}} \leq I_{\text{pick-up}} \leq \frac{1.4 \times \text{FLA}_{150\text{kV}}}{\text{nCT}}$$

$$\frac{1.05 \times 231}{300/1} \leq I_{\text{pick-up}} \leq \frac{1.4 \times 231}{300/1}$$

$$0,8 \leq I_{\text{pick-up}} \leq 1,07 \text{ (Pengaturan PLN } I_{\text{pick-up}} = 0,92 \text{ A)}$$

$$\begin{aligned} \text{Tap} &= \frac{I_{\text{sec}}}{I_{\text{nCT}}} \\ &= \frac{0,92}{1} \\ &= 0,92 ; \text{ (Range pick-up } 0.1-2 \times \text{CT sec)} \end{aligned}$$

$$I_{p-CT150kV} : \text{Tap} \times I_{\text{nCT}} \times \text{nCT} = 0.92 \times 1 \times 300/1 = 276 \text{ A}$$

Time Dial (TD)

I_{scmax} : 22.29 kA pada sisi tegangan 150 kV dengan operation time 0.28s

$$\begin{aligned} k &= \frac{0.14}{\left(\frac{I_{scmax}}{I_{pickup}}\right)^{0.02} - 1} \times \text{TD} \\ k &= \frac{(22.29\text{kA}/276)^{0.02} - 1}{0.14} \times 0.28 \end{aligned}$$

$$k = 0,183\text{s}$$

Instantaneous

I_{scmin} = 19,3 kA pada primer trafo dengan waktu tunda 0,1 s

$$\begin{aligned} I_{set} &= 1.6 \times \text{FLA} \leq I_{set} \leq 0.8 I_{sc-min} \\ &= 1.6 \times 231 \leq I_{set} \leq 0.8 \times 19,3 \text{ kA} \\ &= 369,6 \text{ A} \leq I_{set} \leq 15,44 \text{ kA (Dipilih } I_{set} : \end{aligned}$$

2100 A)

$$\begin{aligned} I_{\text{sec-CT150kV}} &= \frac{I_{\text{set}}}{\text{nCT}} \\ &= \frac{2100}{300/1} \\ &= 7 \text{ A} \end{aligned}$$

$$Tap = \frac{I_{sec-CT150kV}}{InCT} = \frac{7}{1} = 7 \text{ (Range pick-up 0.1-35 xCT sec)}$$

e. **Resetting Rele Arus Lebih Trafo Sisi 20 kV (TS50/51)**

$$I_{n-20kV} = 1732 \text{ A}$$

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

Arus Pick Up

$$\frac{1.05 \times FLA_{20kV}}{nCT} \leq I_{pickup} \leq \frac{1.4 \times FLA_{20kV}}{nCT}$$

$$\frac{1.05 \times 1732}{2000/5} \leq I_{pickup} \leq \frac{1.4 \times 1732}{2000/5}$$

$$4,54 < I_{pickup} < 6 \text{ (Pengaturan PLN } I_{pick-up} = 5,2)$$

$$Tap = \frac{I_{pickup}}{InCT}$$

$$= \frac{5,2}{5}$$

$$= 1,04 ; \text{ (Range pick-up 0.5-10 x CT sec)}$$

$$I_{p-CT 20kV} = Tap \times I_{nCT} \times nCT = 1,04 \times 5 \times 2000/5 = 2080 \text{ A}$$

Time Dial (TD)

$$I_{sc-max}: 13.32 \text{ kA pada sekunder trafo dengan operation time } 0,17s$$

$$k = \frac{0.14}{\left(\frac{I_{scmax}}{I_{p-CT20kV}}\right)^{0.02} - 1} \times TD$$

$$k = \frac{(13.32kA/2080A)^{0.02} - 1}{0.14} \times 0.3$$

$$= 0.045s$$

Instantaneous

$$I_{scmin} = 11,54 \text{ kA pada sekunder trafo dengan waktu tunda } 0,5 \text{ s}$$

$$I_{set} = 1.6 \times FLA \leq I_{set} \leq 0.8 I_{sc-min}$$

$$= 1.6 \times 1732 \leq I_{set} \leq 0.8 \times 11,54 \text{ kA}$$

$$= 2771,2 \leq I_{set} \leq 9232A \text{ (Dipilih } I_{set} : 6920 \text{ A)}$$

$$\begin{aligned}
 I_{\text{sec-CT20kV}} &= \frac{I_{\text{set}}}{n\text{CT}} \\
 &= \frac{6920}{2000/5} \\
 &= 17.3 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{sec-CT500kV}}}{n\text{CT}} = \frac{17.3}{5} = 3.46 \text{ (Range pick-up 0.01-30 xCT sec)}$$

f. Resetting Rele Arus Lebih Penyulang 20 kV

$$\begin{aligned}
 I_n &= 400 \text{ A} \\
 \text{Rasio CT} &= 600/5
 \end{aligned}$$

Arus Pick Up

$$\frac{1.05 \times \text{FLA}}{n\text{CT}} \leq I_{\text{pick-up}} \leq \frac{1.4 \times \text{FLA}}{n\text{CT}}$$

$$\frac{1.05 \times 400}{600/5} \leq I_{\text{pick-up}} \leq \frac{1.4 \times 400}{600/5}$$

$$3,5 \leq I_{\text{pick-up}} \leq 4,6 \text{ (Pengaturan PLN } I_{\text{set}} = 3,35 \text{ A)}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Tap} &= \frac{I_{\text{sec}}}{n\text{CT}} \\
 &= \frac{3,35}{5} \\
 &= 0,67 \text{ ; (Range pick-up 0.1-2 x CT sec)}
 \end{aligned}$$

$$I_{p-CT} : \text{Tap} \times I_{n\text{CT}} \times n\text{CT} = 0.67 \times 5 \times 600/5 = 402 \text{ A}$$

Instantaneous

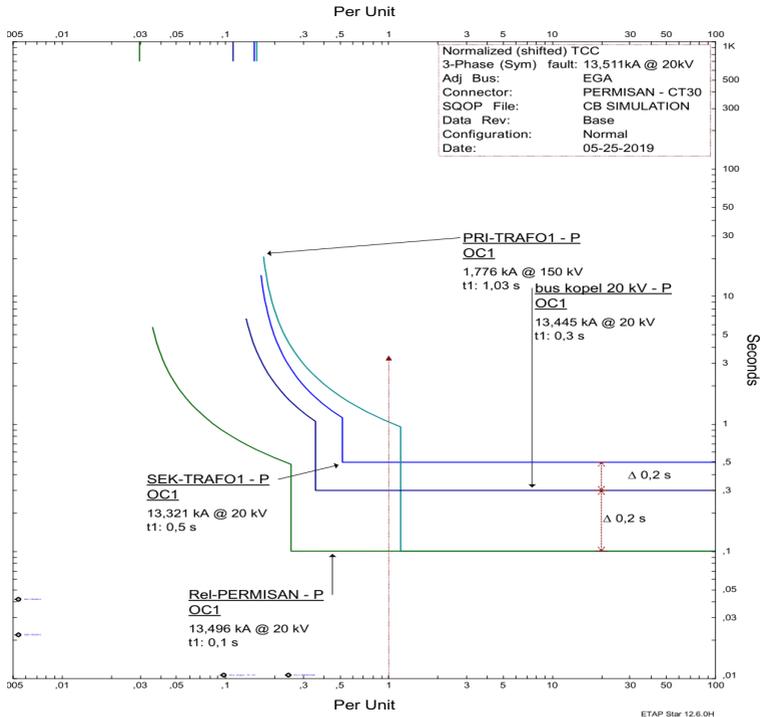
$$I_{sc-min} = 11,54 \text{ kA pada primer trafo dengan waktu tunda 0,1}$$

$$\begin{aligned}
 I_{\text{set}} &= 1,6 \times \text{FLA} \leq I_{\text{set}} \leq 0.8 I_{sc-min} \\
 &= 1,6 \times 400 \leq I_{\text{set}} \leq 0.8 \times 11,54 \text{ kA} \\
 &= 640 \text{ A} \leq I_{\text{set}} \leq 9232 \text{ A (Pengaturan PLN } I_{\text{set}} = 3402 \text{ A)}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{\text{sec-CT}} &= \frac{I_{\text{set}}}{n\text{CT}} \\
 &= \frac{28,35}{600/5} \\
 &= 28,35 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$T_{ap} = \frac{I_{sec-CT}}{\ln CT} = \frac{28,35}{5} = 5,67 \text{ (Range pick-up } 0.08-32 \times CT \text{ sec)}$$

Setelah melakukan *resetting* rele sesuai perhitungan diatas maka selanjutnya adalah melakukan simulasi koordinasi pengaman apakah urutan pengaman sudah benar. Hasil simulasi koordinasi pengaman dapat dilihat pada kurva *Time Current Curve* (TCC) sebagai berikut



Gambar 4.13 Kurva TCC *Resetting* OCR GI Sidoarjo

Pada Gambar 4.13 dapat dilihat bahwa kurva koordinasi pengaman sudah benar dimana rele bus koppel 20 kV akan bekerja terlebih dahulu sebelum rele trafo sekunder 20 kV sehingga gangguan tidak dirasakan oleh penyulang lain. Selain itu *grading time* antara rele penyulang Permisan dengan rele bus koppel 20 kV dan rele bus koppel 20

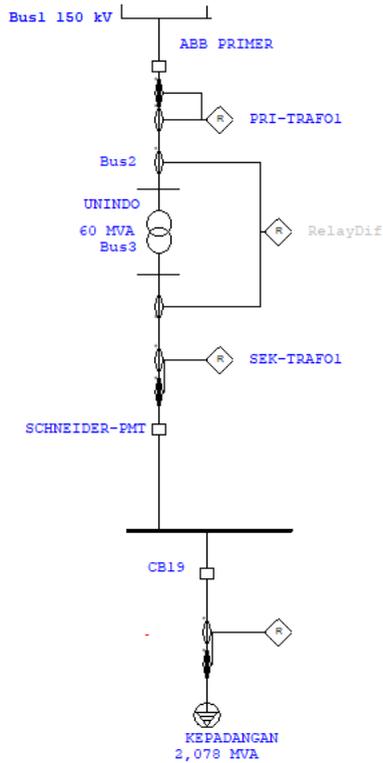
kV dengan rele sekunder trafo 20 kV adalah 0,2 detik. Pada level tegangan yang sama, gangguan hubungan singkat dibolehkan untuk mengenai kurva *instantaneous* setelah melewati level tegangan yang berbeda dimana pada kasus ini adalah tegangan 150 kV maka gangguan harus menyentuh kurva *inverse*.

Berikut ini adalah tabel *sequence viewer* yang menunjukkan urutan kerja rele pengaman pada sistem

Tabel 4.3 *Sequence Viewer* Rele Arus lebih *Resetting* GI Sidoarjo

Waktu (ms)	ID	Kondisi
100	REL-PERMISAN	Phase-OC51
110	CB25	Tripped by REL-PERMISAN PHASE-OC1-51
300	Bus kopel 20 kV	PHASE-OC1 50
310	CB32	Tripped by SEK-TRAF01 Phase-OC1 -50
500	SEK-TRAF01	PHASE-OC 51
565	SCHNEIDER-PMT	Tripped by PHASE- OC1-51
1033	PRI-TRAF01	Phase OC1 – 51
1073	ABB-PRIMER	Tripped by PRI-TRAF01 Phase-OC1- 51

4.4 Pengaturan Rele Arus Lebih Tanah Sistem 20 kV



Gambar 4.14 Pemodelan Pengaman Rele Arus Lebih Tanah 20 kV

Rele Arus Lebih Tanah Penyulang

Pabrik : MICOM
Tipe : P142
Rasio CT - ZCT : 600/5 – 200/5
Karakteristik : $t_0 > 0,2 \text{ SI}$; $t_0 \gg 0,1 \text{ LTI}$
 I_{SC-LG} : 23 A
Rating Penyulang : 400 A

Neutral Ground Resistor (NGR)

Pabrik : CRESSALL
Tegangan : 20 kV
Tahanan : 500 Ω
Arus : 23,09 A

Time Overcurrent Pick-up

$$10\% \times I_{SC-1\phi} \leq I_{set} \leq 50\% \times I_{SC-1\phi}$$

$$10\% \times 23 \leq I_{set} \leq 50\% \times 23$$

$$2,3 \leq I_{set} \leq 11,5$$

$$I_{set} = 16 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} I_{sec-CT\ 20kV} &= \frac{I_{set}}{nCT} \\ &= \frac{16}{200/5} \\ &= 0,4 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{sec-CT\ 20kV}}{nCT} = \frac{0,4}{5} = 0,08$$

Time Dial (TD)

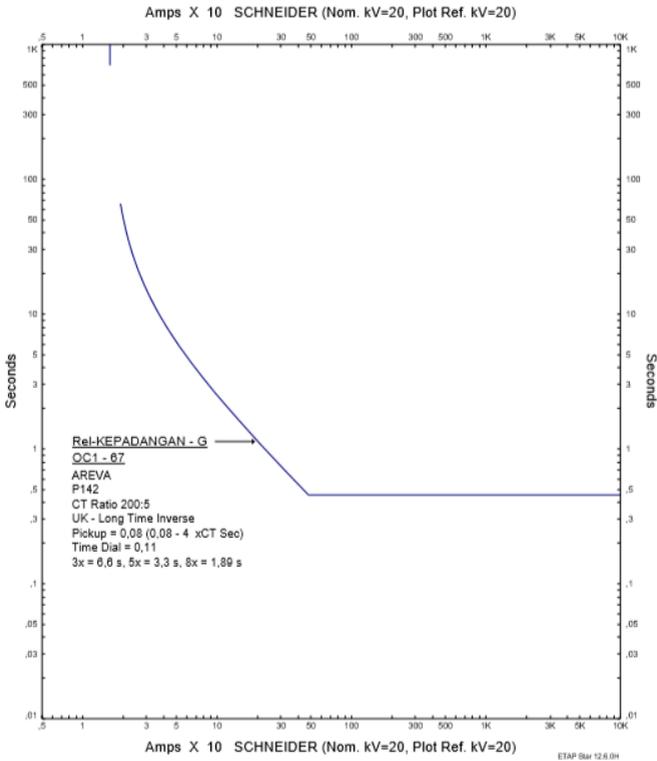
$I_{SC-1\phi} = 23 \text{ A}$, waktu operasi = 0,1

$$\text{TD (s)} = \frac{120}{\left(\frac{I_{sc}}{I_{pickup}}\right)^2 - 1} \times \text{TD}$$

$$\text{TD (s)} = \frac{120}{\left(\frac{23}{6}\right)^2 - 1} \times 0,1$$

$$\text{TD (s)} = \frac{(23/6)^2 - 1}{120} \times 0,1$$

$$\text{TD (s)} = 0,011$$



Gambar 4.15 Kurva TCC *Existing* Rele DGR

Pada pengaturan *existing* rele DGR data menunjukkan pengaturan tap CT pada 0,03 dengan arus yang mengalir pada CT sebesar 6A namun apabila disimulasikan maka arus terkecil yang dapat dibaca CT adalah sebesar 16A yang mana melebihi $50\% \times I_{SC-1\phi}$ yaitu sebesar 11.5 A. Pengaturan ini memerlukan resetting dengan perhitungan manual sebagai berikut.

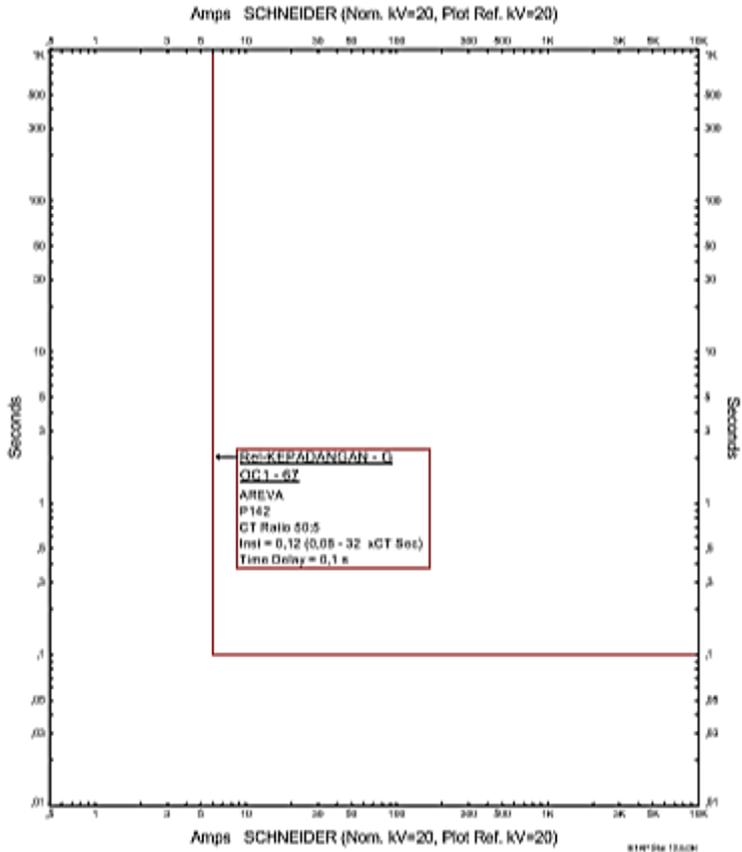
Instantaneous Pick-up

$$\begin{aligned}
10\% \times I_{SC-1\phi} &\leq I_{set} \leq 50\% \times I_{SC-1\phi} \\
10\% \times 23 &\leq I_{set} \leq 50\% \times 23 \\
2,3 &\leq I_{set} \leq 11,5 \\
I_{set} &= 6 \text{ A}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
I_{sec-CT 200kV} &= \frac{I_{set}}{nCT} \\
&= \frac{6}{50/5} \\
&= 0,6 \text{ A} \\
Tap &= \frac{I_{sec-CT 20kV}}{nCT} = \frac{0,6}{5} = 0,12
\end{aligned}$$

Time Delay

Dipilih *time delay* 0,1



Gambar 4.16 Kurva TCC *Resetting* Rele DGR

Pada pengaturan *resetting* rele DGR dilakukan perubahan pada Iset pada CT yaitu menjadi sebesar 6 A setelah rasio CT yang semula sebesar 200/5 diubah menjadi 50/5 agar nilai Iset sesuai dengan standar yaitu $\geq 11,5$ A. Selain itu kurva karakteristik yang diubah menjadi *definite time* agar rele cepat dalam mengatasi gangguan. Besarnya *time delay* disamakan dengan rele arus lebih penyulang yaitu 0,1 detik.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis koordinasi pengaman rele arus lebih, rele diferensial rele gangguan tanah *existing* dan *resetting* pada sistem kelistrikan Gardu Induk Sidoarjo maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Terdapat kesalahan pengaturan *setting* koordinasi pengaman yaitu *grading time* antara rele arus lebih yang terlalu cepat dan urutan operasi rele arus lebih pada trafo sisi sekunder dengan rele bus kopel yang terbalik.
2. Waktu operasi rele arus lebih bus kopel 20 kV adalah 0,54 detik yang mana lebih lambat dari rele arus lebih sekunder trafo 20 kV yaitu 0,4 detik. Kondisi ini dapat menyebabkan penyulang lain yang tidak mengalami gangguan ikut padam.
3. *Grading time* antara rele arus lebih bus kopel 20 kV dengan rele arus lebih sekunder trafo sisi 20 kV terlalu cepat yaitu 0,0519 detik
4. Rasio ZCT terlalu besar sehingga arus *setting* pada DGR tidak sesuai standar

5.2 Saran

Karakteristik rele gangguan tanah penyulang 20 kV *long time inverse* diubah menjadi *definite time* agar pengaman bekerja lebih cepat saat terjadi gangguan. Selain itu rasio ZCT sebaiknya diubah dari 200/5 menjadi 50/5 agar besar arus I_{set} sesuai standar.

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Paliwal, Nikhil., & Trivedi, A., *Analysis of Modern Digital Differential Protection for Power Transformer*. International Journal of Interdisciplinary Research and Innovations. 2, 46-53.,2014
- [2] Corsi, Sandro., *Voltage Control and Protection in Electrical Power Systems*, London : Springer-Verlag, 2015
- [3] Neville Watson and Jos Arrillaga, "Control and Protection (Ch.8)", *Power Systems Electromagnetic Transients Simulation*, 2nd Ed. New Zealand : The Institution of Engineering and Technology, 2018
- [4] G.S. Mullur and P.G. Mundas,*Switchgear & Protections*, India : Eastern Book Promoters Belgaum, 2018
- [5] Corsi, Sandro., *Voltage Control and Protection in Electrical Power Systems: From System Components to Wide-Area Control (Advances in Industrial Control)*, New York : Springer, 2016
- [6] IEEE. Std. 242-2001, *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*
- [7] *Datasheet* Siemens 7UT633
- [8] *Datasheet* Micom P142

1. OPERATION OF INDIVIDUAL PROTECTION FUNCTIONS

The following sections detail the individual protection functions.

1.1 Overcurrent protection

The overcurrent protection included in the P14x relays provides four-stage non-directional/directional three-phase overcurrent protection with independent time delay characteristics. All overcurrent and directional settings apply to all three phases but are independent for each of the four stages. The P144 relay is unique in that it can be applied with only two phases and the relay will effectively derive the missing phase (see section 1.4.1.1 for more information).

The first two stages of overcurrent protection have time-delayed characteristics which are selectable between inverse definite minimum time (IDMT), or definite time (DT). The third and fourth stages have definite time characteristics only.

Various methods are available to achieve correct relay co-ordination on a system; by means of time alone, current alone or a combination of both time and current. Grading by means of current is only possible where there is an appreciable difference in fault level between the two relay locations. Grading by time is used by some utilities but can often lead to excessive fault clearance times at or near source substations where the fault level is highest. For these reasons the most commonly applied characteristic in co-ordinating overcurrent relays is the IDMT type.

The inverse time delayed characteristics indicated above, comply with the following formula:

IEC curves

IEEE curves

$$t = T \times \left(\frac{\beta}{(M^2 - 1)} + L \right) + C \quad \text{or} \quad t = TD \times \left(\frac{\beta}{(M^2 - 1)} + L \right) + C \text{ where:}$$

t = Operation time

β = Constant

M = I/I_s

K = Constant

I = Measured current

I_s = Current threshold setting

α = Constant

L = ANSI/IEEE constant (zero for IEC curves)

T = Time multiplier setting for IEC curves

TD = Time dial setting for IEEE curves

C = Definite time adder (zero for standard curves)

OP

Datasheet Rele Siemens 7UT633

4 Technical Data

4.2.2 Transformers

Harmonic Restraint	Inrush restraint ratio (2nd harmonic)	I_{2N}/I_{1N}	10 % to 80 % see also Figure 4-2	(steps 1 %)	
	Stabilization ratio further (n-th) harmonic (optional 3. or 5.)	I_{nN}/I_{1N}	10 % to 80 % see also Figure 4-3	(steps 1 %)	
	Crossblock function max. action time for Crossblock		can be activated / deactivated 2 to 1000 AC cycles or 0 (crossblock deactivated) or ∞ (active until dropout)	(steps 1 cycle)	
Operating Times	Pickup time/dropout time with single-side infeed				
	Pickup time at frequency, approx.		50 Hz	60 Hz	16,7 Hz
	Stage $I_{DIFF} >$, min.		30 ms	27 ms	78 ms
	Stage $I_{DIFF} >>$, min.		11 ms	11 ms	20 ms
	Dropout time, approx.		54 ms	46 ms	150 ms
	Dropout ratio, approx.		0.7		
Current Matching for Transformers	Matching of vector group		0 to 11 (× 30°)	(steps 1)	
	Star point conditioning		earthed or non-earthed (for each winding)		
Frequency	Frequency correction in the range		0.9 ≤ f/f _N ≤ 1.1		
	Frequency influence		see Figure 4-4		

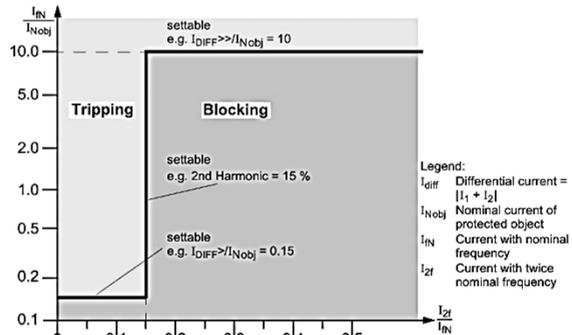


Figure 4-2 Stabilizing influence of 2nd harmonic (transformer protection)

Data Rele Arus Lebih dan Rele Gangguan Tanah Penyulang

OCR

Pabrik	:	MICOM
Type	:	P142
No. Series (R)	:	36249539
No. Series (T)	:	36249539
Ratio CT-ZCT	:	600/5 – 200/5

DATA SETTING

I >	:	400 A
T > (TD)	:	0.15 SI curve
I >>	:	3400 A
t >>	:	0.3 DT
I >>>	:	4000 A
t >>>	:	INSTANT

DGR

Pabrik	:	MICOM
Type	:	P142
No. Series (R)	:	36249539
No. Series (T)	:	36249539
Ratio CT-ZCT	:	600/5 – 200/5

Io >	:	4 A
to >	:	0.2 SI
Vo	:	1 KV
< °	:	45 degree
Io >>	:	6 A
to >>	:	0.1 LTI

INDEKS

A		I	
arus hubungan singkat	3, 6, 7, 8,	<i>instantaneous</i>	41, 46
10, 14, 16, 17		interval	11
		<i>inverse</i>	19, 46, 53
B		K	
<i>Breakpoint</i>	22	koordinasi	1, 2, 3, 4, 6, 7, 36, 40,
bus	3, 9, 16, 41, 46, 53	41, 42, 45, 46, 53	
<i>bus bar</i>	9		
C		L	
<i>circuit breaker</i>	1, 6, 8, 9	<i>line to neutral</i>	7
<i>Circuit Breaker</i>	10	<i>Long Time Inverse</i>	11, 12
cycle	16, 17	<i>lump load</i>	20
D		M	
<i>definite time</i>	52, 53	Manufaktur	17
E		N	
<i>existing</i>	42, 50, 53	<i>nameplate</i>	16
<i>Extremely</i>	11, 12, 14		
<i>Extremely Inverse</i>	11, 12, 14	O	
F		<i>Overtravel</i>	11
fasa	5, 6, 7, 8, 14, 16, 17, 36, 41	P	
G		permanen	5
<i>grading time</i>	10, 41, 46, 53	<i>pick up</i>	10, 11, 23
<i>grid</i>	25, 26, 28, 29, 31, 32, 33, 35	primer	9, 10, 25, 26, 28, 30, 31, 33,
		39, 42, 45	

R

<i>rating</i>	21, 22
reaktansi urutan negatif	7
reaktansi urutan nol	7
reaktansi urutan positif	7, 8
rele	2, 3, 5, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 17, 19, 20, 22, 23, 26, 27, 28, 29, 31, 32, 34, 35, 36, 40, 41, 42, 45, 46, 50, 52, 53
rele diferensial	2, 9, 17, 20, 23, 26, 27, 28, 29, 31, 32, 34, 53
<i>resetting</i>	42, 45, 50, 52, 53
<i>restraint</i>	21, 22, 26, 27, 28, 29, 31, 32, 34, 35

S

sekunder	9, 10, 21, 22, 25, 26, 27, 28, 29, 31, 33, 34, 38, 41, 43, 44, 46, 53
<i>short circuit</i>	25, 27, 30, 33
simulasi	19
<i>slope</i>	22, 23, 31, 34
<i>software</i>	2, 19, 36
<i>Software</i>	2

T

transformator	2, 9, 16, 17, 22
---------------	------------------

DAFTAR RIWAYAT HIDUP

Nama Lengkap : Daniel Nugraha
Jenis Kelamin : Laki-laki
Tempat, Tanggal Lahir: Ambon, 20 Desember 1995
Agama : Kristen
Kebangsaan : Indonesia
Alamat Asal : Mulyosari Utara 4/25
Surabaya Jawa Timur
Mobile Phone : 081330872185
E-mail : danielnugraha.rr@gmail.com



Riwayat Pendidikan:

- 2001 – 2004 SDK YBPK Surabaya
- 2004 – 2007 SDN Kalisari I Surabaya
- 2007 – 2010 SMP Negeri 19 Surabaya
- 2010 – 2013 SMA Negeri 3 Surabaya
- 2013 – 2016 D3 Teknik Elektro – ITS
- 2017 – 2019 LJ S1 Teknik Elektro – ITS

Pengalaman Kerja :

- Kerja Praktek PT. PLN Persero Area Pelayanan Jaringan, Surabaya.
- Kerja Praktek PT. PLN Persero Area Pelayanan Distribusi, Surabaya
- Event Organizer JADICOMM Surabaya

Pengalaman Organisasi :

- Anggota HIMADETEKTRO (Himpunan Mahasiswa D3 Teknik Elektro) Staff Hubungan Luar