



TUGAS AKHIR - EE 184801

**EVALUASI PROTEKSI PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PT. PLN
(PERSERO) WILAYAH KALIMANTAN BARAT SISTEM
TERISOLASI SINTANG**

Imam Bade Iriyanto
NRP 07111745000074

Dosen Pembimbing
Dr.Ir.Margo Pujiانتara, MT.
Ir. Sjamsjul Anam, MT.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019



TUGAS AKHIR - EE 184801

**EVALUASI PROTEKSI PADA SISTEM
KELISTRIKAN DI PT. PLN (PERSERO)
WILAYAH KALIMANTAN BARAT SISTEM
TERISOLASI SINTANG**

NRP 07111745000074

**Dosen Pembimbing 1
Dr.Ir.Margo Pujiantara,MT.**

**Dosen Pembimbing 2
Ir. Sjamsjul Anam, MT.**

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

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



FINAL PROJECT - TE 184801

***PROTECTION EVALUATION ON
ELECTRICAL SYSTEMS AT PT. PLN
(PERSERO) WEST KALIMANTAN REGION
SYSTEM ISOLATED SINTANG***

Imam Bade Iriyanto
NRP 07111745000074

Advisor 1
Dr.Ir.Margo Pujiantara,MT.

Advisor 2
Ir. Sjamsjul Anam, MT.

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 PROTEKSI PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PT. PLN (PERSERO) WILAYAH KALIMANTAN BARAT SISTEM TERISOLASI SINTANG”** 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, 26 Juni 2019



Imam Bade Iriyanto
NRP 07111745000074

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

**EVALUASI PROTEKSI PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PT.
PLN (PERSERO) WILAYAH KALIMANTAN BARAT SYSTEM :
ISOLATED SINTANG**

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

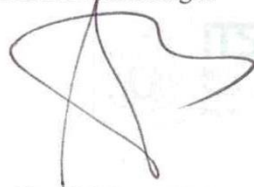
Menyetujui :

Dosen Pembimbing I



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

Dosen Pembimbing II



Ir. Sjamsjul Anam, MT.
NIP: 196307251990031002



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

**Evaluasi Proteksi pada Sistem Kelistrikan di PT. PLN (persero)
Wilayah Kalimantan Barat System Isolated Sintang**

Nama : Imam Bade Iriyanto

Pembimbing 1 : Dr.Ir.Margo Pujiantara, MT.

Pembimbng 2 : Ir. Sjamsjul Anam, MT.

ABSTRAK

PT. PLN selaku perusahaan negara dalam penyaluran daya listrik, tentu mempunyai tanggung jawab yang sangat besar terhadap kemajuan dan perkembangan di Indonesia. Setiap pulau yang ada tentu diusahakann telah teraliri oleh listrik. Salah satu pulaunya adalah Kalbar (Kalimantan Barat) tepatnya di kabupaten sintang yang luas daerahnya lebih dari 20.000 km² dan dihuni lebih dari 360.000 penduduk. Dalam dunia kelistrikan tentu kita tahu bahwa sistem distribusi merupakan ujung tombak yang berhubungan langsung dengan konsumen. Berdasarkan sumber dari PT. PLN (Persero) pertumbuhan konsumsi listrik di kalimantan Barat terus mengalami peningkatan, dalam 5 tahun terakhir ini tercatat peningkatan sebesar 9%. Untuk itu sangat diperlukan sistem proteksi terhadap rele – rele yang terpasang di sepanjang saluran distribusi daya listrik. Evaluasi pada sistem pengaman ini sangat diperlukan agar mampu menunjang kinerja dari PT. PLN yang akan melewati tahapan sistem distribusi yang selanjutnya akan tersalurkan kepada penduduk. Dalam pengaturan sistem koordinasi yang ada di kabupaten sintang diperlukan parameter yang lengkap guna menghitung arus gangguan yang muncul dan dapat melakukan pengaturan di rele – rele yang terpasang di sistem distribusi. Setelah dilakukan evaluasi terhadap sistem kelistrikan sintang terdapat perbaikan pada *pick up overcurrent* dan *pick up instateneous*. Dan direkomendasikan penambahan *relay differential*. sehingga setelah dilakukan evalusi sistem distribusi memiliki rele proteksi yang handal, selektif, cepat dan tepat.

Kata Kunci: sistem proteksi, sistem distribusi.

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

***PROTECTION EVALUATION ON ELECTRICAL SYSTEMS AT
PT. PLN (PERSERO) WEST KALIMANTAN REGION SYSTEM
ISOLATED SINTANG***

Name : Imam Bade Iriyanto
Advisor 1 : Dr.Ir.Margo Pujiantara, MT.
Advisor 2 : Ir. Sjamsjul Anam, MT.

ABSTRACT

PT. PLN, as a state company in electricity distribution, is of course very responsible for progress and development in Indonesia. Every island that is of course is attempted to be electrified. One of the islands is West Kalimantan (West Kalimantan) exceeding in Sintang district, which has an area of more than 20,000 km² and inhabited by more than 360,000 inhabitants. In the world of electricity, of course we know the distribution system is the spearhead that deals directly with consumers. Based on sources from PT. PLN (Persero) growth in electricity consumption in West Kalimantan continues to increase, in the last 5 years an increase of 9% has been agreed. For this reason, a protection system for releases is needed that is installed along the electric power distribution channel. Evaluation on this safety system is very necessary to be able to support the performance of PT. PLN that will pass through the distribution system which will then be distributed to the population. In system regulation, coordination in the district requires complete, usable, backup, flow, emerging, and doable parameters, settings, releases, releases, installed in the distribution system. After an evaluation of the Sintang electrical system, there were improvements to the overcurrent pick up and instatene pickup. And recommended the addition of a differential relay. so that after the distribution system evaluation has a protection relay that is reliable, selective, fast and precise..

Keywords: *Protection System, Coordination System*

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

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, selalu bersyukur atas nikmat yang tiada batas yang telah diberikah oleh Allah Azza wa Jalla kepada penulis, sehingga penulis mampu menyelesaikan Tugas Akhir ini. Serta shalawat juga salam selalu dipanjatkan kepada manusia paling mulia dan manusia sempurna dari segi akhlak hingga fisiknya, yaitu Rosulullah Muhammad SAW. Semoga diakhir nanti kita diberikan syafaat dan termasuk orang yang beruntung

Tak lupa juga, kepada setiap elemen yang membantu penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini, penulis mengucapkan terima kasih dan sangat mengapresiasi segala bentuk bantuan, mohon maaf apabila penulis tidak mampu menyebutkan nama satu per satu.

Penyelesaian Tugas Akhir ini dilakukan sebagai bentuk persyaratan dalam menyelesaikan pendidikan Sarjana-1Bidang Studi Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dengan judul:

**EVALUASI PROTEKSI PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PT.
PLN (PERSERO) WILAYAH KALIMANTAN BARAT SYSTEM
ISOLATED SINTANG**

Pokok pembahasan dalam Tugas Akhir ini yaitu menganalisis serta mengevaluasi sistem kelistrikan pada sistem distribusi wilayah sintang agar memiliki koordinasi rele pengaman yang handal.

Penulis sangat mengapresiasi segala bentuk bantuan dan dukungan ilmu dalam penyelesaian Tugas Akhir ini, semoga Bapak Dr.Ir.Margo Pujiantara, MT dan Bapak Ir. Sjamsjul Anam, MT. Selalu diberikan kesehatan dan kebahagiaan dunia akhirat. Penulis juga berterima kasih kepada seluruh elemen yang ikut membantu penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.

Dengan penuh kesadaran penulis menyadari masih ada kekurangan dalam Tugas Akhir ini, untuk itu penulis memohon maaf dan menerima segala kritik saran untuk membangun Tugas Akhir menjadi lebih baik. Semoga Tugas Akhir ini mampu memberikan manfaat bagi pembaca untuk pengetahuan dalam pengaman koordinasi rele proteksi.

Surabaya, (17 Februari 2019)

Penulis

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

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN JUDUL	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	i
PENGESAHAN	ii
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vii
KATA PENGANTAR.....	ix
DAFTAR ISI.....	xi
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv
 BAB I.....	 1
PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan	2
1.5 Metodologi Penelitian	3
1.6 Sistematika Laporan.....	4
1.7 Relevansi	5
 BAB II.....	 7
2.1 Tinjauan Pustaka	7
2.2 Pengaman Sistem Tenaga Listrik.....	7
2.3 Penyebab Gangguan Pada Sistem	8
2.4 Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik dan Rele Pengaman	8
2.5 Rele Arus Lebih (<i>Over Current Relay</i>)	9
2.5.1 <i>Definite Time</i> (Rele Arus Lebih Waktu Tertentu)	10
2.5.2 <i>Inverse Time</i> (Rele Arus Lebih Waktu Terbalik)	11
2.5.3 <i>Instantenous Time</i> (Rele Arus Lebih Waktu Seketika)	12
2.6 <i>Relay Ground Fault</i> (Rele Gangguan ke Tanah).....	13
2.7 Rele Diferensial.....	13
2.8 Gangguan Hubung Singkat	14
 BAB III	 17
3.1 Sistem Kelistrikan PT. PLN (persero) Sintang.....	17
3.2 Kapasitas Pembangkitan di PT.PLN (Persero) Sintang.....	18

3.3 Data Transformator di PT.PLN (Persero) wilayah Sintang.....	18
3.4 Data Kabel di PT.PLN (Persero) Sintang.....	19
3.5 Data Beban Lumped Load di PT. PLN (Perser) Sintang.....	20
3.6 Arus Hubung Singkat Sistem kelistrikan PT. PLN (Persero).....	20
BAB IV	23
4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT. PT. PLN (Persero) wilayah Kalimantan Barat <i>system isolated</i> Sintang.....	23
4.2 Pemilihan Tipikal Koordinasi Proteksi PT. PLN (Persero) wilayah Kalimantan Barat <i>system isolated</i> Sintang.....	23
4.3 Sistem Koordinasi Proteksi Rele <i>Overcurrent</i> Gangguan Fasa...26	
4.4 Koordinasi Proteksi Rele <i>Overcurrent</i> Tipikal 1.....	27
4.5 Koordinasi Proteksi Rele <i>Overcurrent</i> Tipikal 2	37
4.6 Koordinasi Proteksi Rele <i>Overcurrent</i> Tipikal 3.....	46
4.7 Sistem Koordinasi Proteksi Rele Gangguan Fasa ke Tanah.....	57
4.8 Koordinasi Proteksi Rele Gangguan Fasa ke Tanah Tipikal 1	58
4.9 Koordinasi Proteksi Rele Gangguan Fasa ke Tanah Tipikal 2	64
4.10 Koordinasi Proteksi Rele Gangguan Fasa ke Tanah Tipikal 3	69
4.11 Reley Differensial (Rekomendasi)	75
BAB V PENUTUP	88
5.1 Kesimpulan	88
5.2 Saran	79
DAFTAR PUSTAKA	90
LAMPIRAN A	92
LAMPIRAN B	93
LAMPIRAN C	94
LAMPIRAN D	95
RIWAYAT PENULIS.....	96

DAFTAR GAMBAR

Gambar 3. 1 <i>Single Line Diagram</i> PT.PLN Sintang	177
Gambar 4. 1 <i>Single Line Diagram</i> PT. PLN Sintang	25
Gambar 4. 2 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 1	27
Gambar 4. 3 Kurva Rele <i>Over Current</i> Pada Tipikal 1 (<i>Existing</i>)	28
Gambar 4. 4 Hasil Kurva <i>resetting</i> pada Tipikal1.....	35
Gambar 4. 5 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 2	38
Gambar 4. 6 Kurva Rele <i>Over Current</i> pada Tipikal 2 (<i>Existing</i>)	39
Gambar 4. 7 Hasil Kurva <i>resetting</i> pada Tipikal 2.....	45
Gambar 4. 8 <i>Single Line Diagram</i> Tipikal 3	47
Gambar 4. 9 Kurva Rele <i>Over Current</i> pada Tipikal 3 (<i>Existing</i>).....	49
Gambar 4. 10 Hasil Kurva <i>resetting</i> pada Tipikal 3, pada Bus 32...	56
Gambar 4. 11 Kurva Rele <i>Ground Fault</i> Tipikal 1(<i>Existing</i>).....	59
Gambar 4. 12 Kurva Rele <i>Ground Fault</i> Tipikal 1(<i>Re-Setting</i>).....	63
Gambar 4. 13 Kurva Rele <i>Ground Fault</i> Tipikal 2 (<i>existing</i>).....	64
Gambar 4. 14 Kurva Rele <i>Ground Fault</i> Tipikal 2 (<i>Resetting</i>).....	67
Gambar 4. 15 Kurva Rele <i>Ground Fault</i> Tipikal 3 (<i>existing</i>).....	69
Gambar 4. 16 Kurva Rele <i>Ground Fault</i> Tipikal 3 (<i>Resetting</i>).....	73
Gambar 4. 17 Kondisi Normal Tiga <i>Outgoing</i> Paralel pada Bus PLTU.....	74
Gambar 4. 18 Besaran Arus Yang Melalui Tiap Saluran.....	75
Gambar 4. 19 Kondisi Gangguan Eksternal Bus PLTU SEI RINGIN.....	77
Gambar 4.20 Kondisi Gangguan Eksternal Bus GH 1.....	78
Gambar 4.21 Kondisi Gangguan Internal dari 50% Panjang Kabel...	81
Gambar 4.22 Kondisi Gangguan Internal dari 25% Panjang Kabel...	82
Gambar 4.23 Kondisi Gangguan Internal dari 10% Panjang Kabel...	83
Gambar 4.24 Kurva Rele Diferensial Saat Terjadi Gangguan Internal.....	84
Gambar 4.25 Kurva Rele Diferensial.....	86

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

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Data Generator PT.PLN (Persero) Sintang	18
Tabel 3.2 Data Transformator di PT.PLN (Persero) Sintang	19
Tabel 3. 3 Data Kabel yang Terpasang di PT.PLN (Persero)	19
Tabel 3. 4 Data <i>Lumped Load</i> di PT.PLN (Persero) Sintang	20
Tabel 3. 5 Data Hasil Simulasi Arus Hubung Singkat Maksimum ...	21
Tabel 3. 6 Data Hasil Simulasi Arus Hubung Singkat Minimum.....	22
Tabel 4. 1 <i>Sequence Viewer</i> gangguan pada bus 74.....	36
Tabel 4. 2 <i>Sequence Viewer</i> pada Tipikal 2, Bus MNY2 END.....	46
Tabel 4. 3 <i>Sequence Viewer</i> pada Tipikal3, Bus 32.	57
Tabel 4. 4 Sistem Pentanahan Peralatan di PT. PLN (Persero) Wilayah Kalimantan Barat Kabupaten Sintang.....	58
Tabel 4. 5 Jenis Gangguan Pada Kabel.....	85
Tabel 5.1 Hasil <i>Resetting</i>	87

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

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sistem tenaga listrik merupakan suatu komponen utama dalam mendukung perkembangan Negara Kesatuan Republik Indonesia (NKRI) untuk itu, perlu dijaminnya ketersediaan energi listrik guna pembangunan bangsa. Salah satunya adalah kabupaten Sintang yang terletak di Provinsi Kalimantan Barat, luas kabupaten ini berkisar 20.000 km² dan dihuni lebih dari 360.000 penduduk yang merupakan kabupaten kedua terbesar di Kalimantan Barat.

Dalam distribusi penyaluran tenaga listrik kabupaten sintang disuplai oleh 2 jenis pembangkitan, yaitu PLTD dan PLTU. Untuk PLTD memiliki total 13 generator, yaitu Macro #1, Macro #3, Macro #5 yang memiliki kapasitas 1,46 MegaWatt. Swd 750 kW, Swd_bb1 1,2 MW , Deutz_mwm#1 1530kW, Deutz_ mwm #2 1,53 MW, Deutz_mwm#3 1530 kW, Mtu 1095 kW, mitsubishi#1 1,2 MW, Mitsubishi#2 1200 kW, Caterpillar 1020 kW, Marcedez mtu 830 kW, sehingga total pembangkitan dari PLTD sebesar 16,265 mW. sedangkan untuk PLTU yaitu, Pltu#1-1 10 MW, Pltu#2-1 10 MW, Pltu#3-1 10 MW sehingga besaran total kapasitas suplai dari PLTU adalah 30 MW. Namun, pada Tugas Akhir ini pembangkit yang digunakan hanya PLTU, karena PLTD merupakan pembangkit cadangan jikalau terjadi masalah pada PLTU. Pembangkitan untuk daerah sintang merupakan *system isolated* , yang tidak terkoneksi atau terhubung dengan sistem lain. Untuk level tegangan di distribusi PT. PLN (Persero) wilayah sintang hanya pada level tegangan 20 kV.

Dalam penyaluran tenaga listrik dikabupaten sistang terdapat masalah rele yang tidak bekerja karena besaran arus tidak sesuai dengan settingan, rele yang kurang selektif. Permasalahan ini tentu sangat merugikan konsumen maupun PT. PLN karena keandalan sistem proteksi kurang handal. Apalagi perkembangan beban yang akan selalu semakin besar akan sangat diperlukan keandalan sistem proteksi.

Berdasarkan permasalahan tersebut, maka diperlukan suatu rencana dalam koordinasi proteksi sistem distribusi yang memiliki keandalan yang mampu menjalankan fungsinya secara cepat, tepat

dan sesuai rancangan. Sehingga kontinuitas sistem tenaga listrik dan kualitas listrik yang disalurkan dalam sistem distribusi tetap terjaga dengan baik. Serta, jika terjadi gangguan atau permasalahan yang tidak diharapkan dapat terisolasi secara tepat tanpa mengganggu area lainnya.

1.2 Perumusan Masalah

Dalam Tugas Akhir ini memiliki beberapa perumusan masalah yaitu :

1. Mengetahui keadaan penerapan sistem proteksi di PT.PLN Sintang
2. Cara melakukan pengaturan rele proteksi pada sistem distribusi kabupaten sintang agar memiliki keadaan yang tinggi.
3. Menentukan besaran nilai arus gangguan, yang digunakan untuk koordinasi rele.
4. Menentukan koordinasi rele *overcurrent*, rele *groundfault*, rele *differential* pada PT.PLN Cara melakukan pengaturan rele proteksi pada sistem distribusi dintsg.

1.3 Batasan Masalah

1. Analisa koordinasi proteksi hanya dilakukan pada sistem distribusi, yaitu dari Bus PLTU SEI RINGIN (20 kV) sampai ke penyulang.
2. Rele koordinasi yang disetting adalah rele *overcurrent*, rele *Ground Fault*, dan rele *differential*.

1.4 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai dari tugas akhir ini adalah:

1. Mengetahui keadaan sistem proteksi yang diterapkan di PT.PLN Sintang
2. Mengetahui cara melakukan pengaturan rele proteksi sistem distribusi di kabupaten sintang agar memiliki keandalan yang tinggi.
3. Mendapatkan hasil besaran arus hubung sigkat maksimum dan minimum yang terjadi didalam sistem distribusi kabupaten sintang
4. Mendapatkan koordinasi rele *overcurrent* , rele *groundfault*, rele *diferensial* pada PT.PLN.

1.5 Metodologi Penelitian

Selama mengerjakan proses tugas akhir ini, metode yang digunakan adalah sebagai berikut :

1. Studi Literatur

Dalam metode ini tujuan utamanya adalah penguasaan materi terhadap topik pembahasan Tugas Akhir ini, yaitu proteksi rele *overcurrent* dan *Ground Fault Relay* serta rele *differential*. Dengan membaca buku di ruang baca, lalu membaca jurnal – jurnal, serta membaca buku *ebook* yang ada di internet.

2. Pengumpulan Data

Disaat telah melakukan studi literatur dan memahami konsep dari tugas akhir ini, maka perlu dilakukan tindakan, yaitu pengumpulan data yang bersumber dari APD PT. PLN Kalimantan Barat.

3. Pemodelan Sistem

Pemodelan sistem adalah sebuah rencana atau representasi *single line diagram* yang dilakukan pada perangkat lunak agar kita dapat mengetahui gambaran secara visual tentang *single line diagram* pada sistem kelistrikan kabupaten sintang. Dengan memasukkan parameter – parameter yang telah kita dapat dari sumber data APD Kalimantan Barat.

4. Analisis dan Simulasi Sistem

Sebelum melakukan analisa terhadap *single line diagram* kelistrikan wilayah sintang, tahapan yang perlu dilakukan adalah simulasi. Agar kita dapat mengetahui berapa besaran arus gangguan yang muncul dan berapa pengaturan waktu terbaik untuk rele yang terpasang di kelistrikan wilayah sintang. Lalu setelah itu, baru penulis dapat melakukan analisis terhadap wilayah sintang, apakah rele – rele telah di *setting* secara tepat, dengan memperhatikan arus yang ditetapkan dan memperhatikan waktu trip rele tersebut.

5. Kesimpulan

Setelah melakukan analisis terhadap hasil *running single line diagram*, penulis mampu untuk menyelesaikan tugas akhir ini,

yang dimulai dari topik pembahasan, latar masalah, teori penunjang, hasil analisa dan memberikan butiran kesimpulan.

1.6 Sistematika Laporan

Tugas Akhir ini memiliki beberapa pokok pembahasan yang akan terbagi menjadi lima (5) Bab pembahasan, sebagai berikut :

Bab I Pendahuluan

Pada bab I, berisi tentang topik serta latar belakang pengambilan judul tugas akhir ini. Pada bab ini juga berisi tentang ruang lingkup, perumusan masalah, tujuan dan manfaat yang akan dibahas pada tugas akhir ini.

Bab II Teori Dasar

Pada bab II, berisi tentang teori- teori penunjang yang digunakan untuk membantu penulis agar mampu untuk menyelesaikan permasalahan yang ada pada tugas akhir ini dan mampu untuk mencapai tujuan pada tugas akhir ini.

Bab III Sistem Distribusi di PT. PLN Sintang

Pada bab III, berisi tentang sistem distribusi PT.PLN kabupaten Sintang, dimulai dari 20 kV hingga pembebanan, serta mengetahui ada berapa banyak beban-beban yang ada pada sistem distribusi, sampai mengetahui nilai berapa besaran arus hubung singkat pada setiap bus. Sehingga dari data ini mampu untuk melakukan analisis

Bab IV Simulasi dan Analisis

Pada bab IV, berisi tentang hasil simulasi yang dilakukan pada *software* ETAP serta hasil yang dilakukan untuk menganalisis setting rele di PT.PLN Kabupaten Sintang, agar memiliki keandalan yang tinggi untuk mampu menjadi proteksi yang cepat dan tepat terhadap adanya gangguan.

Bab V Penutup

Pada bagian bab penutup, berisi tentang hasil kesimpulan yang didapatkan dan juga saran dari hasil analisis.

1.7 Relevansi

Menjadi acuan sebagai pemilihan sistem koordinasi proteksi pada APD PT.PLN Wilayah Kalimantan Barat Kabupaten Sintang.

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

BAB II

TEORI DASAR

Dalam sistem distribusi tenaga listrik tentu sangat rentan dengan adanya gangguan yang muncul, gangguan yang muncul bisa disebabkan oleh gangguan dari dalam sistem maupun luar sistem, ketika gangguan terjadi maka berpotensi menimbulkan kerugian . Maka dari itu sistem proteksi yang handal sangat dibutuhkan demi mengurangi kerugian dan menjaga masa pakai peralatan kelistrikan

2.1 Tinjauan Pustaka

Sebagai bagian yang terhubung langsung dengan beban, sistem distribusi dituntut untuk memiliki keandalan yang prima serta efisien dalam menangani gangguan, apalagi sistem distribusi saat ini mengalami peningkatan beban seiring dengan kemajuan oleh zaman. Seperti pada Tugas Akhir alumni mahasiswa Universitas Sumatera Utara, yaitu saudara Mitro S. Sihombing dengan judulnya yaitu “Evaluasi Koordinasi Rele Proteksi Pada Penyulang distribusi 20 kv terhadap kemungkinan gangguan sympathetic tripping sewaktu Gangguan Satu Fasa ke Tanah”. Disaat jaringan lain mengalami arus gangguan, dan pengaturan pada jaringan lain mempunyai besaran arus hubung singkat yang melampaui pengaturan pada relenya, maka pada jaringan sehat dapat terjadi gangguan. Sehingga munculah simpatetik trip atau trip ikutan yaitu salah trip pada jaringan [1].

2.2 Pengaman Sistem Tenaga Listrik

Pengamanan pada sistem tenaga listrik merupakan suatu tindakan upaya yang bertujuan untuk menjaga peralatan – peralatan dalam setiap sistem penyaluran tenaga listrik yang dimulai dari pembangkitan hingga tersalurkan sampai ke beban. Pengamanan ini perlu dilakukan untuk menghindari hal – hal yang tidak diinginkan, seperti kerusakan pada peralatan, terganggunya penyaluran tenaga listrik, kurangnya keandalan dalam menjaga kontinuitas sistem. Pada jurnal IEEE oleh Anupreyaa K, Anupreyaa K. "*Relay Coordination for Distribution System*". Aliran daya arus akan beralih menuju zona gangguan selama terjadi kesalahan yang berlangsung, maka dari itu dibutuhkanlah sebuah komponen-komponen pelindung yang mampu diandalkan dari kerusakan akibat dari adanya tegangan abnormal maupun arus gangguan [2].

Pengamanan ini juga harus mampu menjaga area yang mengalami gangguan agar terisolir supaya tidak mengganggu area atau jaringan lain yang sehat atau normal, sehingga pada akhirnya mampu menjaga kontinuitas jaringan lain tetap terjaga yang mampu mendorong perkembangan perekonomian bangsa.

2.3 Penyebab Gangguan Pada Sistem

1. Gangguan *Short Circuit*

Berdasarkan IEC 60909-0 tentang *short circuit*, menjelaskan bahwa definisi *short circuit* yaitu jalur konduktif dua buah konduktor (penghantar) yang disengaja ataupun tidak sengaja yang memaksa perbedaan potensial antara konduktifnya harus sama atau mendekati nol.

2. Gangguan *Overload*

Ketika suatu pembebanan dalam sistem yang dibebankan melebihi dari kapasitas sistem tersebut, yang terjadi dalam kurun waktu cukup lama sehingga menyebabkan sistem bekerja tidak semestinya atau tidak normal.

2.4 Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik dan Rele Pengaman

ANSI DAN IEEE merupakan salah satu standart dalam dunia kelistrikan, distandard tersebut ANSI/IEEE 100-1992 menyinggung gangguan, menurut standart tersebut gangguan didefinisikan sebagai suatu keadaan kegagalan pada peralatan kelistrikan maupun komponen yang beroperasi secara tidak semestinya. Gangguan dapat terjadi pada hubung singkat tiga fasa, dua fasa maupun satu fasa ke tanah. Dan lamanya gangguan juga ada yang bersifat temporer maupun bersifat permanen.

Akibat adanya gangguan tentu sangat merugikan semua pihak, karena diharapkan keberlangsungan penyaluran tenaga listrik dituntut untuk secara terus menerus tersalurkan. Untuk itu, diperlukan suatu pengaman agar gangguan yang terjadi tidak membahayakan baik untuk peralatan maupun keselamatan makhluk hidup.

Untuk menangani itu semua maka diperlukan suatu sistem proteksi yang mampu mengamankan gangguan, sehingga gangguan tersebut secara tepat dapat diputuskan. Dalam mengamankan tenaga listrik salah satu caranya adalah dengan relay proteksi, yaitu sebuah peralatan kelistrikan yang bekerja dengan pengaturan arus gangguan dan arus nominal yang akan bekerja saat arus yang melewatinya melebihi arus

nominal. Berdasarkan jurna IEEE oleh Poonyapa Sookrod, Paramet Wirasanti. "*Overcurrent Relay Coordination Tool for Radial Distribution Systems with Distributed Generation*". Relay proteksi dibagi menjadi dua bagian ketika kesalahan berlangsung. Relay proteksi yang pertama adalah relay utama, yang harus mampu bekerja secara cepat serta tepat dan relay proteksi yang ke-dua adalah relay *back-up* yang mempunyai perbedaan waktu yang cukup untuk memberikan waktu terhadap relay utama dalam membersihkan atau mengamankan kesalahan, relay *back-up* ini bekerja disaat relay utama tidak merespon arus gangguan hingga waktu yang ditetapkan [3]

Seperti yang telah diajarkan dalam mata kuliah Pengaman Sistem Tenaga Listrik, rele pengaman harus memenuhi syarat untuk dapat menjadi pengaman, antara lain

1. Kecepatan

Saat terjadinya suatu gangguan sampai saat pelepasan atau pemutusan, rele harus mampu bekerja dengan cepat yang bertujuan untuk meminimalisir kemungkinan terjadinya kerusakan pada peralatan serta juga agar mampu menjaga stabilitas operasi sistem

2. Sensitivitas

Merupakan suatu kemampuan yang harus dimiliki oleh rele pengaman dalam pembacaan akibat adanya respon atau tindakan disaat merasakan gangguan.

3. Selektivitas

Suatu syarat yang harus dimiliki oleh rele pengaman yang bertujuan agar dapat menentukan lokasi tempat terjadi gangguan yang muncul, sehingga mampu membuka CB paling dekat dengan sumber gangguan.

4. Keandalan

Suatu standart atau nilai sebagai parameter terhadap rele pengaman, dalam mengamankan gangguan yang terjadi. Rele yang baik memiliki nilai 90-99%.

5. Ekonomis

Mampu menyesuaikan harga terhadap peralatan yang diamankan, tetapi tidak mengenyampingkan syarat – syarat diatas.

2.5 Rele Arus Lebih (*Over Current Relay*)

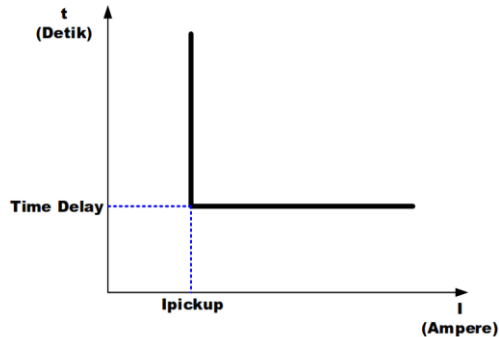
Rele merupakan peralatan dalam dunia kelistrikan yang sangat vital, dalam Tugas Akhir ini membahas salah satu jenis rele, yaitu rele arus

lebih. Rele jenis ini sangat sering kita jumpai dalam sistem proteksi tenaga listrik. Prinsip dasar rele arus lebih adalah dengan mensensing besaran arus yang melewati rele dengan membaca kenaikan arus serta dengan settingan waktu yang ditentukan. Rele OCR ini telah ditentukan besaran arus masukan, jika arus yang melewati ini lebih besar maka rele akan bekerja, begitupun sebaliknya.

Rele arus lebih ini harus memenuhi syarat sebagai rele pengaman, salah satunya yaitu selektif. Maksud dari selektif disini, rele harus mampu membaca jenis arus gangguan yang timbul. Untuk itu koordinasi rele harus disetting dengan benar, cepat dan tepat. Berdasarkan karakteristiknya, rele OCR ini memiliki tiga jenis karakteristik, yaitu *definite time*, *inverse time*, *instantaneous time*.

2.5.1 Definite Time (Rele Arus Lebih Waktu Tertentu)

Prinsip kerja pada rele ini berdasarkan besaran nilai gangguan yang melebihi nilai *pickup set point*, sehingga rele akan beroperasi sebagai pengaman dengan waktu yang sama (*definite*). Rele jenis ini bekerja sesuai settingan waktu tunda (*time delay*) yang sebelumnya telah ditentukan. Untuk lebih jelasnya bisa dilihat pada Gambar 2.1

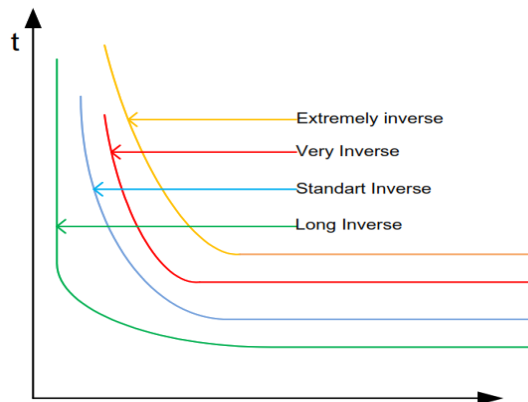


Gambar 2.1 Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Tertentu

Pada gambar 2.1 diatas, terlihat bahwa rele *definite time*, akan beroperasi disaat besaran nilai arus gangguan melebihi settingan dari pickup set point. Ketika terjadi gangguan yang melebihi settingan, arus gangguan akan langsung diputus oleh rele dengan waktu tunda (*time delay*) yang telah ditentukan.

2.5.2 Inverse Time (Rele Arus Lebih Waktu Terbalik)

Rele jenis ini memiliki perbandingan yang terbalik antara arus gangguan dengan waktu operasi, jadi ketika arus gangguan yang mengalir semakin besar maka waktu rele untuk memutuskan akan semakin cepat. Rele ini memiliki gambaran karakteristik kerja yang sering disebut kurva arus-waktu atau *time current curve* (TCC). Pada British Standard BS 142 dan IEC 60255-3, dijelaskan beberapa tipe karakteristik kurva dari inverse time, yaitu *standard inverse*, *very inverse*, *extremely inverse* dan *long inverse*. Gambar 2.2 merupakan karakteristik rele arus lebih waktu terbalik (*inverse time*)



Gambar 2.2 Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Terbalik

Dari gambar 2.2 terlihat perbedaan karakteristik yang dibedakan menjadi empat kelompok, yaitu :

1. Extremely Invers (EI)

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

2. Very Inverse (VI)

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

3. Standart Inverse (SI)

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

4. Long Time Inverse

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

Dimana

tms = setting waktu untuk rele beroperasi

I = setting arus untuk rele beroperasi

t = waktu sebenarnya rele beroperasi

keterikatan antara waktu dengan arus dapat diwakili oleh persamaan berikut ini:

$$t = \frac{K \times [TMS]}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1}$$

Dimana

T = waktu dalam detik

I = Arus gangguan

I_s = Arus setting

TMS = time multiplier setting

Besarnya nilai K dan α untuk setiap karakteristik bernilai seperti dibawah ini :

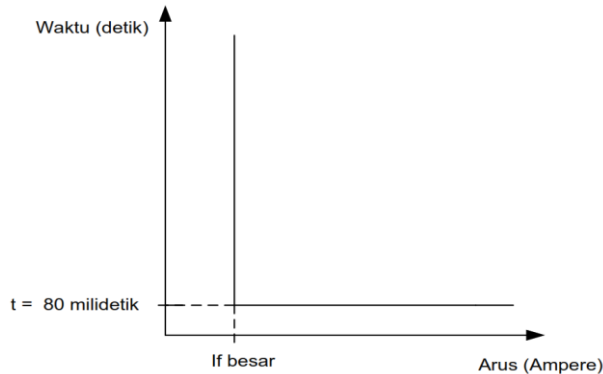
Karakteristik	K	α
Standart Inverse	0,14	0,02
Very Inverse	13,5	1.0
Extremly Inverse	80.0	2.0
Long Time Inverse	120	1.0

2.5.3 Instantenous Time (Rele Arus Lebih Waktu Seketika)

Rele ini berkerja seketika, artinya tidak memiliki waktu tunda. Disaat arus yang mengalir melebihi nilai settingannya maka rele ini akan beroperasi. Tetapi pada kenyataannya rele ini memiliki rentang waktu kerja dalam milidetik.

Pada umumnya rele ini tidak bekerja atau jarang bekerja sendiri, biasanya rele ini akan dikombinasikan dengan rele jenis lainnya yang

disesuaikan dengan keadaan sistem dan keperluan sistem kelistrikan. Untuk melihat kerja rele *instantenous time* dapat dilihat pada gambar 2.3



Gambar 2.3 Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Seketika

2.6 Relay Ground Fault (Rele Gangguan ke Tanah)

Rele *groundfault* adalah sebuah rele yang berfungsi untuk memproteksi peralatan atau sistem terhadap gangguan fasa ke tanah, umumnya gangguan satu fasa ketanah bukan merupakan hubung singkat yang melalui tahanan gangguan, yang mengakibatkan gangguan semakin kecil sehingga rele arus lebih (*Over Current Relay*) tidak mampu mendeteksinya. Jenis pentanahan dan sistemnya merupakan salah satu yang mempengaruhi gangguan satu fasa ke tanah.

2.7 Rele Diferensial

Dalam hukum kirchoff telah dijelaskan bahwa keseimbangan antara jumlah arus yang masuk dan jumlah arus yang keluar adalah sama, itu merupakan prinsip dasar dari rele diferensial. Dimana rele ini hanya akan bekerja jika terjadi gangguan pada daerah yang dilindungi, dalam artian rele in hanya akan bekerja jika terdapat gangguan internal dan tidak terpengaruhi oleh gangguan dari luar atau eksternal.

Low Impedance Bus Differential Relay, merupakan rele diferensial yang mengamankan bus, dimana akan terdapat CT yang terhubung menuju rele diferensial yang cara kerjanya adalah menjumlahkan arus- arus yang melewati bus dibatasi oleh CT. Disaat bus yang diamankan mengalami gangguan maka jumlah arus yang melewati bus tersebut tidak sama dengan nol.

2.8 Gangguan Hubung Singkat

Suatu besaran arus yang timbul akibat adanya gangguan dimana arus yang dihasilkan memiliki nilai besaran yang melebihi arus nominal, sehingga membahayakan peralatan – peralatan yang ada. Arus gangguan selalu berbanding terbalik dengan besaran impedansi, dimana saat impedansi memiliki nilai yang kecil maka arus gangguan akan memiliki nilai yang besar. Seperti pada jurnal IEEE oleh Chuan He¹, Baohui Zhang¹, Yeye Yuan¹, Yongshang Ji¹, Zhiqian Bo², yang berjudul “*Relay Protection Setting Calculation System in Distribution Networks*”. Kita membutuhkan sebuah perhitungan kesalahan yang merupakan dasar dalam pengaturan kalkulasi yang akan diterapkan pada sistem untuk pembentukan urutan kesalahan. Persyaratan dalam pengaturan perhitungan adalah kecepatan dan keakuratan [4]. Besaran nilai arus gangguan ini harus diketahui dalam pengaturan rele proteksi, dimana arus gangguan ini digunakan sebagai acuan *settingan* rele. Disaat arus masukan melebihi arus nominal atau arus yang diperbolehkan dan berlangsung dalam waktu tertentu, maka rele harus bekerja dan menganggap itu sebagai arus gangguan. Rele dituntut agar selalu dengan cepat dan tepat mengamankan jaringan, dengan munculnya arus gangguan ini. Kita dapat menentukan posisi atau titik dimana sumber gangguan itu terjadi. Berdasarkan klasifikasi gangguan, dapat dibagi menjadi beberapa klasifikasi, sebagai berikut :

4.5.1. Berdasarkan Kesimetrisan:

4.5.1.1. Gangguan Asimetris

Gangguan asimetris merupakan gangguan dimana besar magnitude dari arus gangguan setiap fasa bernilai yang berbeda. Gangguan asimetris terdiri dari:

- Gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah

Gangguan ini terjadi disaat salah satu fasa terhubung ke tanah, akibatnya perbedaan fasa serta nilai setiap fasa akan berbeda. Kemungkinan terjadinya gangguan ini berkisar antara 60% hingga 70%. Kita dapat mengetahui nilai besaran arus satu fasa ketanah ini dengan menggunakan persamaan.

$$I_{sc\ 1\varnothing} = \frac{3 \times V_{LN}}{X_0 + X_1 + X_2} \quad (2.1)$$

Dari persamaan 2.1 di atas dapat dijelaskan sebagai berikut:

- $I_{sc\ 1\varnothing}$ sebagai arus hubung singkat satu fasa ke tanah

- V_{LN} adalah tegangan line to netral
- X_0 adalah reaktansi urutan nol
- X_1 adalah reaktansi urutan positif
- X_2 adalah reaktansi urutan negatif
- Gangguan hubung singkat dua fasa.

Hasil dari arus gangguan hubung singkat dua fasa ini kecil sehingga dalam koordinasi proteksi, arus hubung singkat ini digunakan sebagai arus hubung singkat minimum. Arus hubung singkat dua fasa terjadi disaat antar fasanya saling berhubungan, kemungkinan terjadinya arus gangguan ini berkisar antara 20% hingga 25%. Kita dapat mengetahui nilai besaran arus satu fasa ketanah ini dengan menggunakan persamaan.

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

Dari persamaan 2.2 di atas dapat dijelaskan sebagai berikut:

- $I_{SC\ 2\phi}$ sebagai arus hubung singkat dua fasa.
- $I_{SC\ 3\phi}$ sebagai arus hubung singkat tiga fasa
- V_{LL} adalah tegangan line to line
- V_{LN} adalah tegangan line to netral
- X_1 adalah reaktansi urutan positif
- X_2 adalah reaktansi urutan negatif.

4.5.1.2. Gangguan Simetris

Gangguan simetris merupakan gangguan dimana besar magnitude dari arus gangguan setiap fasa bernilai yang sama. Contoh dari gangguan asimetris adalah gangguan hubung singkat tiga fasa. Besarnya nilai serta sudut fasa yang dihasilkan setelah gangguan memiliki nilai yang sama. Kemungkinan terjadinya arus gangguan ini berkisar 3% hingga 5%, tetapi arus yang dihasilkan terbesar dibanding gangguan hubung singkat lainnya. Kita dapat mengetahui nilai besaran arus satu fasa ketanah ini dengan menggunakan persamaan.

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

Dari persamaan 2.3 dapat dijelaskan

- $I_{SC\ 3\phi}$ sebagai arus hubung singkat tiga fasa
- V_{LN} adalah tegangan line to netral

- X_1 adalah reaktansi urutan positif.

4.5.2. Berdasarkan Lama Gangguan:

4.5.2.1. Gangguan Permanen

Disaat pemutus tenaga telah beroperasi pada saluran, gangguan ini masih tetap ada, sehingga diperlukan tindakan perbaikan atau upaya menghilangkan penyebab terjadinya sumber gangguan tersebut.

4.5.2.2. Gangguan Temporer

Disaat pemutus tenaga telah memutuskan bagian yang terganggu dengan sumber tegangannya, gangguan akan dapat hilang dengan sendirinya, setelah itu sistem dapat dihubungkan kembali.

4.5.3. Berdasarkan Faktor Penyebab Gangguan:

4.5.3.1. Gangguan Internal

Jika menyebabkan gangguan-gangguan yang berasal dari sistem itu sendiri, maka itu disebut dengan gangguan internal. Contoh gangguan internal yaitu:

- Pembebanan yang berlebihan (*overload*)
- Rusaknya material seperti isolator yang retak atau pecah
- Arus dan tegangan yang abnormal
- Penuaan pada peralatan
- Kesalahan disaat pemasangan yang kurang benar

4.5.3.2. Gangguan Eksternal

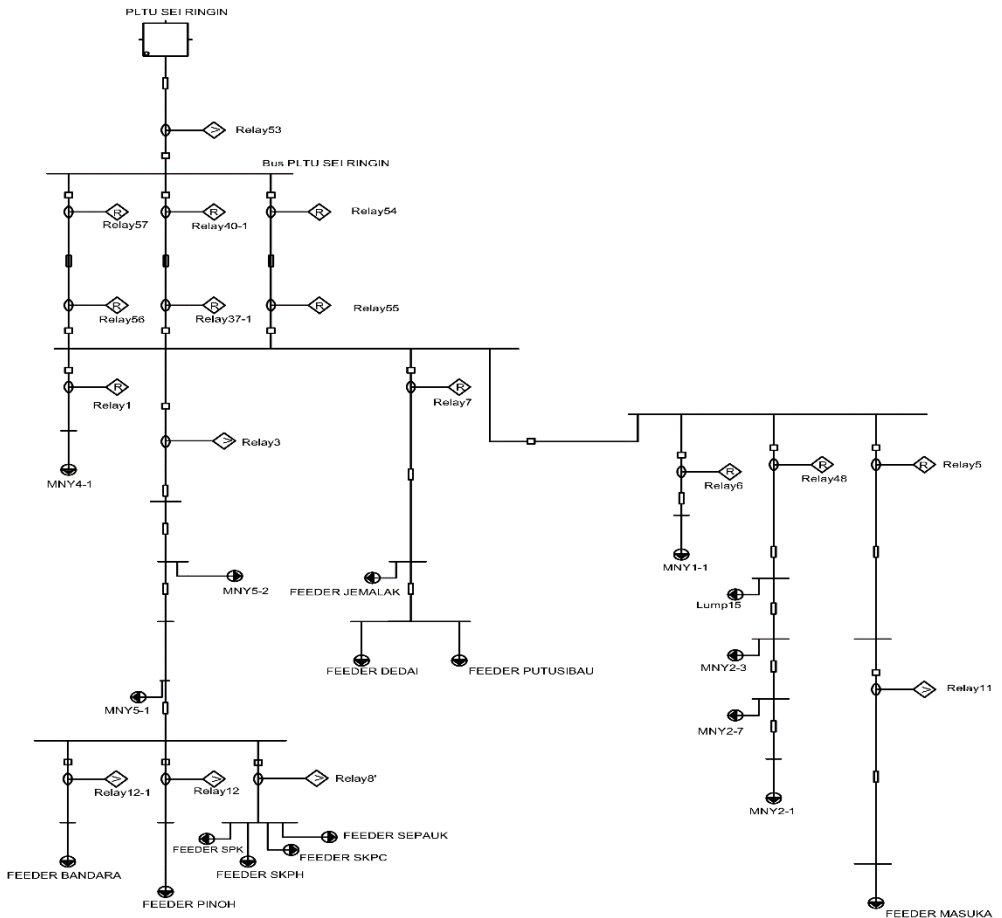
Jika pada gangguan internal, faktor penyebab gangguan berasal dari sistem itu sendiri. Pada gangguan eksternal gangguan berasal dari luar sistem maupun lingkungan sekitar sistem. Penyebab gangguan eksternal ini seperti :

- Pengaruh lingkungan, misalnya layangan, pohon, hewan.
- Pengaruh cuaca, misalnya hujan, petir, angin. Jika terjadi gangguan surja petir, akan mengakibatkan tegangan lebih yang mampu menyebabkan gangguan hubung singkat.

BAB III

SISTEM KELISTRIKAN DI PT. PLN (PERSERO) WILAYAH KALIMANTAN BARAT SYSTEM ISOLATED SINTANG

3.1 Sistem Kelistrikan PT. PLN (persero) Sintang



Gambar 3.1 Single Line Diagram PT.PLN Sintang

Pada Bab III, pada Tugas Akhir ini akan membahas tentang apa saja yang terdapat didalam sistem kelistrikan PT.PLN Sintang yang terpasang atau *existing*. Data-data yang akan dimasukkan meliputi data generator, trafo, kabel, *lumped load* . sedangkan gambar *single line diagram* PT.PLN wilayah kalimantan barat kabupaten sintang tergambar seperti yang dibawah ini.

Berdasarkan gambar 3.1, tentang single line diagram PT.PLN (Persero) wilayah Sintang sumber disuplai oleh pembangkitan PLTU SEI RINGIN dan sistem distribusi ini adalah system isolated. Kapasitas yang terpasang pada PLTU tersebut yaitu, PLTU#1-1 dengan kapasitas 10 MW, PLTU#2-1 dengan kapasitas 10MW, PLTU#3-1 dengan kapasitas 10MW sehingga besaran total kapasitas dari PLTU adalah 30 MW. Tetapi pembangkitan dioperasikan dengan masing masing 7 MW, yang berarti total suplai dari PLTU SEI RINGIN ini adalah 21 MW. Sedangkan jumlah total beban yang terpasang pada sistem distribusi sintang adalah 19,126 MVA. Untuk level tegangan di single line diagram PT. PLN (Persero) wilayah sintang hanya pada level tegangan 20 kV dan beban-beban pada single line diagram adalah Lumped Load.

3.2 Kapasitas Pembangkitan di PT.PLN (Persero) Sintang

Pada sistem ketenagalistrikan di PT.PLN (Persero) wilayah sintang, memiliki total 3 generator yang digunakan atau dioperasikan. Untuk melihat rincian dari data generator akan dijelaskan oleh tabel 3.1

Tabel 3. 1 Data Generator PT.PLN (Persero) Sintang

No	ID Generator	Kapasitas Pembangkitan	kV	% PF
1	PLTU#1-1	7 MW	20	85
2	PLTU#2-1	7 MW	20	85
3	PLTU#3-1	7 MW	20	85

Generator-generator pada PLTU SEI RINGIN memiliki kapasitas setiap generator 10 MW, tetapi dioperasikan pada 7 MW, sehingga total suplai dari PLTU SEI RINGIN adalah 21 MW.

3.3 Data Transformator di PT.PLN (Persero) wilayah Sintang

Dalam sistem yang digunakan PT.PLN (Persero) wilayah Sintang hanya memiliki satu jenis tegangan yaitu 20 kV dan beban-beban yang berupa *Lumped Load*. Data-data PT.PLN yang meliputi transformator akan dijelaskan pada Tabel 3.2

Tabel 3. 2 Data Transformator di PT.PLN (Persero) wilayah Sintang

No	ID Trafo	Power Rating	kV
1	T.16-1	10 MVA	6,3/20
2	T.18-1	10 MVA	6,3/20
3	T.19-1	10 MVA	6,3/20

Pada PLTU SEI RINGIN jenis trafo yang digunakan adalah jenis transformator *step up*. Pada sisi primer 6,3 kV dan pada sisi sekunder 20 kV.

3.4 Data Kabel di PT.PLN (Persero) Sintang

Sistem distribusi kabupaten sintang merupakan *system isolated* yang memiliki level 20 kV, untuk mengalirkan tenaga listrik keseluruhan sistem memerlukan peralatan listrik, yaitu kabel. Pada sistem distribusi di PT.PLN (Persero) Sintang memiliki jenis dan spesifikasi kabel yang berbeda beda. Tabel 3.3 merupakan data tabel yang digunakan pada sistem distribusi PT.PLN (Persero) Sintang.

Tabel 3. 3 Data Kabel yang Terpasang di PT.PLN (Persero) Sintang

No	ID Kabel	Luas Penampang (mm ²)	Tegangan (kV)	Panjang (m)	R (Ω)	X (Ω)
1	Cable11-1	300	20	300	0,08	0,105
2	Cable11	240	20	3000	0,161	0,098
3	Cable10	240	20	3000	0,161	0,098
4	Cable12	240	20	3000	0,161	0,098
5	Cable5	150	20	110	0,265	0,106
6	Cable3	150	20	110	0,265	0,106
7	Cable1	150	20	110	0,265	0,106
8	T.Line6	75,6	20	470	0,438	0,3641
9	T.Line12	147,1	20	241	0,225	0,3641
10	Cable10	150	20	110	0,265	0,106
11	T.Line71	147,1	20	241	0,225	0,3641
12	T.Line56	147,1	20	241	0,225	0,3641
13	T.Line54	75,6	20	470	0,438	0,3641
14	T.Line67	75,6	20	470	0,438	0,3641
15	T.Line16	147,1	20	241	0,225	0,3641
16	T.Line78	147,1	20	241	0,225	0,3641
28	Cable17	300	20	300	0,161	0,098

3.5 Data Beban Lumped Load di PT. PLN (Perserap) Sintang

Pada sistem distribusi di PT. PLN (Persero) sintang memiliki beban *lumped load* dengan total 18 beban, berikut tabel 3.4 yang berisi data beban *lumped load*.

Tabel 3. 4 Data Lumped Load di PT.PLN (Persero) wilayah Sintang

No	ID <i>Lumped Load</i>	Kapasitas MVA	Rating Tegangan kV
1	MNY4-1	0,78	20
2	FEEDER BANDARA	1,1	20
3	FEEDER PINOH	0,79	20
4	FEEDER SPK	1,1	20
5	FEEDER SKPH	1,1	20
6	FEEDER SKPC	1,001	20
7	FEEDER SEPAUK	0,95	20
8	MNY5-1	0,208	20
9	MNY5-2	0,8	20
10	FEEDER DEDAI	1,054	20
11	FEEDER PUTUSIBAU	1,2	20
12	FEEDER JEMALAK	0,203	20
13	MNY1-1	1,55	20
14	MNY2-1	0,75	20
15	MNY2-7	1	20
16	MNY2-3	0,89	20
17	LUMP15	1,35	20
18	FEEDER MASUKA	3,3	20

Total beban yang terpasang pada sistem distribusi sintang adalah 19, 126 MVA.

3.6 Arus Hubung Singkat Sistem kelistrikan PT. PLN (Persero)

Dalam melakukan pengaturan koordinasi untuk mensetting rele pengaman kita harus mengetahui besaran nilai arus hubung singkat. Dalam tugas akhir ini penentuan arus hubung singkat dengan simulasi *software* ETAP 12.6.0.

Pada sistem kelistrikan arus hubung singkat dibedakan menjadi 2 jenis, yaitu arus gangguan hubung singkat minimum dan arus gangguan hubung singkat maksimum. Arus gangguan hubung singkat minimum yaitu 30 *cycle*, gangguan antar fasa (*line to line*) yang digunakan dalam acuan *setting* rele. Sedangkan arus gangguan hubung singkat maksimum yaitu 4 *cycle*, gangguan 3 fasa, yang dapat digunakan dalam penentuan pemilihan CB.

3.6.1 Arus Hubung Singkat Maksimum

Setelah melakukan simulasi pada *software* ETAP 12.6.0, didapatkan hasil mengenai besaran arus hubung singkat maksimum pada sistem kelistrikan di

Tabel 3.5 Data Hasil Simulasi Arus Hubung Singkat Maksimum

No	ID BUS	Voltage (kV)	Arus hubung singkat maksimum (A)
1	Bus PLTU SEI RINGIN	20	3400
2	Bus GH 2	20	3300
3	Bus41	20	3810
4	Bus 61	20	3420
5	Bus 43	20	3380
6	Bus 63	20	3390
7	Bus 44	20	3390
8	Bus GH UKOI	20	3390
9	Bus 31	20	3610
10	Bus PINOH	20	3630
11	Bus 74	20	3530
12	Bus 23	20	3690
13	Bus KEBONG	20	3460
14	Bus GH 1	20	3680
15	Bus 36	20	3770
16	Bus 76	20	3660
17	Bus 53	20	3550
18	Bus MNY.A-MNY.B	20	3350
19	Bus MNY END	20	2990
20	Bus GH KANTOR	20	3140
21	Bus 32	20	3040

3.6.2 Arus Hubung Singkat Minimum

Arus hubung singkat antar fasa atau arus gangguan *line to line* ketika *steady state* adalah arus hubung singkat minimum. Besaran nilai dari arus hubung singkat minimum digunakan untuk mensetting rele 50, yaitu rele *overcurrent instantaneous time*.

Tabel 3.6 adalah data hasil dari simulasi hubung singkat minimum 30 cycle pada sistem kelistrikan di PT. PLN (Persero) Sintang

Tabel 3.6 Data Hasil Simulasi Arus Hubung Singkat Minimum

No	ID BUS	Voltage (kV)	Arus hubung singkat minimum (A)
1	Bus PLTU SEI RINGIN	20	1740
2	Bus GH 2	20	1710
3	Bus41	20	1710
4	Bus 61	20	1690
5	Bus 43	20	1680
6	Bus 63	20	1670
7	Bus 44	20	1670
8	Bus GH SEIUKOI	20	1670
9	Bus 31	20	1670
10	Bus PINOH	20	1670
11	Bus 74	20	1670
12	Bus 23	20	1680
13	Bus KEBONG	20	1630
14	Bus GH 1	20	1710
15	Bus 36	20	1700
16	Bus 76	20	1680
17	Bus 53	20	1650
18	Bus MNY.A-MNY.B	20	1600
19	Bus MNY END	20	1500
20	Bus GH KANTOR	20	1550
21	Bus 32	20	1520

BAB IV

HASIL SIMULASI KOORDINASI PROTEKSI DI PT. PLN (PERSERO) WILAYAH KALIMANTAN BARAT SYSTEM ISOLATED SINTANG

4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT. PT. PLN (Persero) wilayah Kalimantan Barat system isolated Sintang

Pada Tugas Akhir ini, membahas tentang analisa *existing* dan *resetting* pada sistem distribusi Sintang. Cara melakukan analisa ini adalah dengan melakukan pemodelan sistem kelistrikan di PT. PLN (Persero) wilayah Kalimantan Barat *system isolated* Sintang menggunakan *software* ETAP 12.6.0. Untuk melakukan pemodelan sistem kelistrikan diperlukan data-data peralatan yang terpasang pada sistem, meliputi generator, transformator, beban, kabel dan bus.

Disaat parameter dalam melakukan pemodelan sistem telah terpenuhi maka kita mencari besaran nilai FLA (*Full Load Ampere*), besar nilai $I_{sc \max}$, dan besar nilai dari $I_{sc \min}$. Besaran nilai tersebut didapatkan setelah melakukan simulasi pada *software* ETAP 12.6.0. Nilai-nilai yang telah didapatkan digunakan untuk melakukan *setting* rele pada sistem, seperti nilai FLA dapat digunakan untuk *setting* rele pada kurva *inverse*, nilai $I_{sc \min}$ dapat digunakan sebagai pembatas I_{set} untuk mendapatkan *Ipick-up* kurva *Instantaneus*, sedangkan untuk nilai $I_{sc \max}$ dapat digunakan untuk mencari *time dial* pada rele.

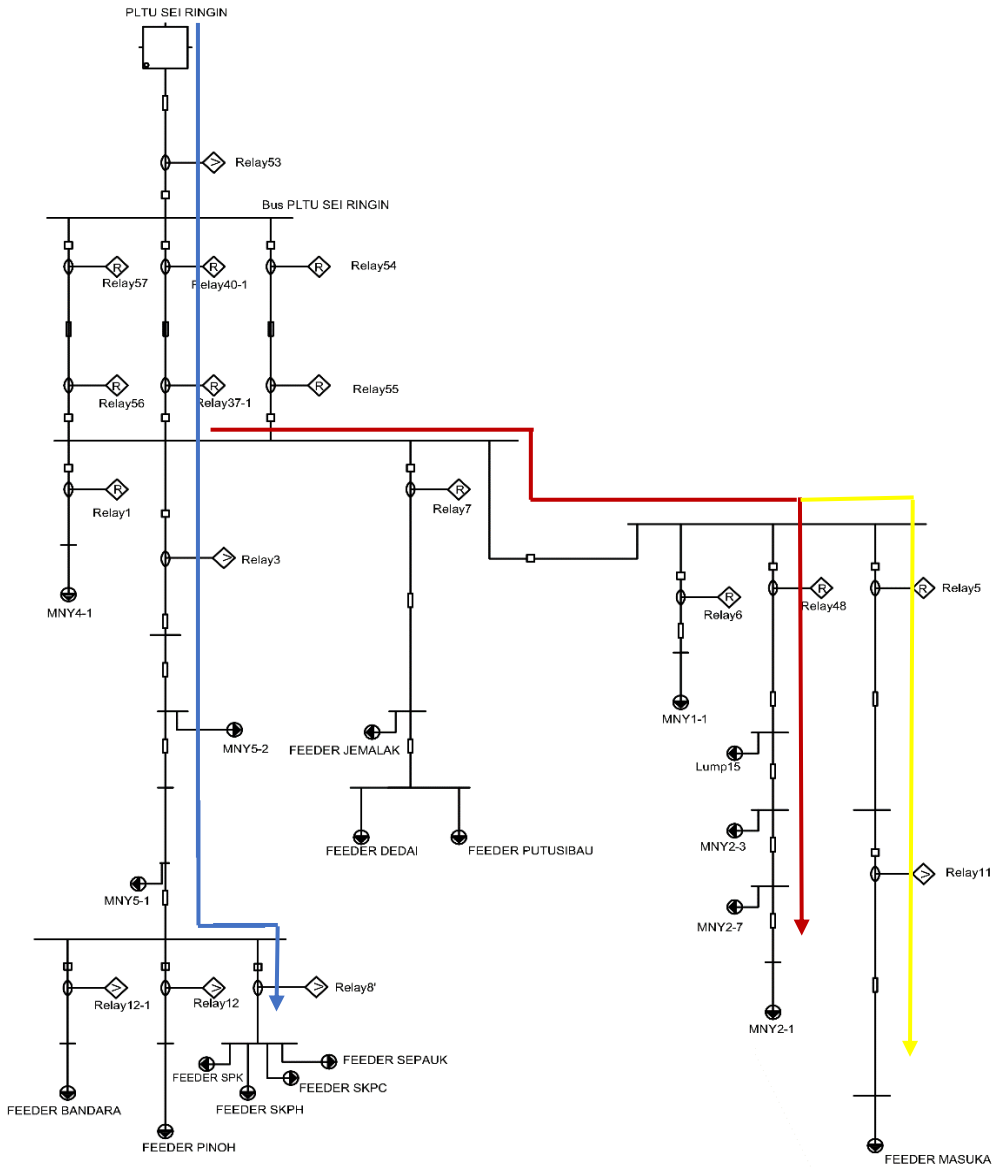
4.2 Pemilihan Tipikal Koordinasi Proteksi PT. PLN (Persero) wilayah Kalimantan Barat system isolated Sintang

Pemilihan tipikal pada sistem koordinasi rele proteksi di PT. PLN (Persero) wilayah Kalimantan Barat *system isolated* Sintang dibagi menjadi tiga tipikal, tujuan pembuatan adanya tipikal adalah untuk dapat mewakili sistem yang utuh pada sistem di PT. PLN (Persero) wilayah Kalimantan Barat *system isolated* Sintang. Ketiga jenis tipikal ini dipilih berdasarkan dari ketiga tipikal tersebut yang mewakili feeder terpanjang dengan sumber, produsen dari rele dan beban yang terbesar pada bus. Sebagai penjelasan terhadap ketiga jenis tipikal ini akan dijelaskan sebagai berikut:

1. Tipikal 1 : Pada tipikal pertama atau satu ini (berwarna biru), proteksi koordinasi dengan sumber dari PLTU SEI RINGIN yang mempunyai total daya yang disuplai sebesar 21 MW dan level tegangan 20 kV.

Pada tipikal pertama ini memiliki lima buah relay, yaitu Relay 8, Relay 3, Relay37-1, Relay40-1, Relay53.

2. Tipikal 2 : Pada tipikal kedua (berwarna merah), koordinasi proteksi terdapat 4 relay, yaitu : Relay 48, Relay 37-1, Relay 40-1 dan Relay 53. Pada tipikal 2 hampir sama dengan tipikal 1, yang membedakan yaitu pada tipikal 2 terhubung ke Bus GH 1 lalu menuju ke pembangkit PLTU SEI RINGIN, selain itu perbedaan produsen relaynya dan beban yang tidak sebesar tipikal pertama.
3. Tipikal 3 : Pada tipikal ketiga ini (berwarna kuning), koordinasi proteksi terdapat 5 relay, yaitu : Relay 11, Relay5, Relay 37-1, Relay 40-1 dan Relay 53. Pada tipikal 3 hampir sama dengan tipikal 1 dan 2, tipikal 3 terhubung ke Bus GH 1 lalu menuju ke pembangkit PLTU SEI RINGIN, tetapi pada tipikal 3 ini terdapat 2 relay yang memiliki beda produsen dalam satu diagram selain itu pada tipikal 3 memiliki panjang dan beban yang berbeda dari tipikal 2.



Gambar 4. 1 Single Line Diagram PT. PLN Sintang

4.3 Sistem Koordinasi Proteksi Rele *Overcurrent* Gangguan Fasa

Relay Arus Lebih (*Overcurrent*), adalah sebuah relay pengamanan dalam sistem proteksi yang mampu mendeteksi adanya suatu gangguan beban lebih (*Over Load*) maupun hubung singkat (*Short Circuit*). Dengan melakukan koordinasi relay arus lebih ini diharapkan sistem memiliki proteksi terhadap gangguan yang timbul dengan membuka CB (*Circuit Breaker*) agar lokasi atau daerah gangguan dapat diisolir sehingga tidak membahayakan sistem maupun peralatan. Untuk melakukan koordinasi relay arus lebih agar handal diperlukan beberapa parameter dalam pengaturan, seperti : *low set*, *high set*, *time dial* dan *time delay*.

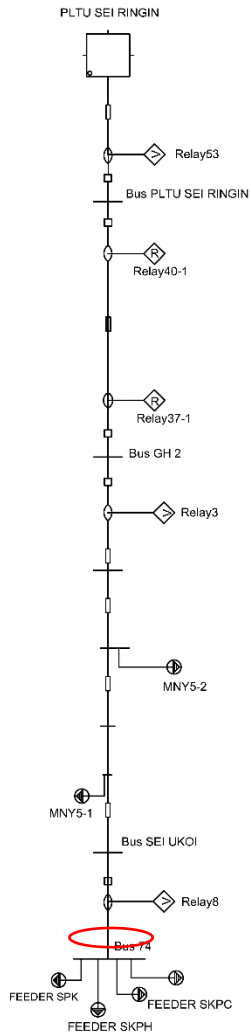
Low Set, dalam pengaturan *low set* ini, relay arus lebih harus memperhatikan FLA (*Full Load Ampere*) yang terdekat dengan relay, sehingga diharapkan relay ini mampu membedakan antara arus gangguan hubung singkat dengan arus FLA.

High Set, dalam pengaturan ini harus memperhatikan $I_{sc\ min}$ (arus gangguan minimum) pada fasa. Sedangkan untuk pengaturan *time dial*, rele memperhatikan $I_{sc\ max}$ (arus gangguan maksimum). Untuk *time delay*, harus memperhatikan standard *time grading* yaitu Berdasarkan standart IEEE 242 yaitu 0,2 – 0,4s

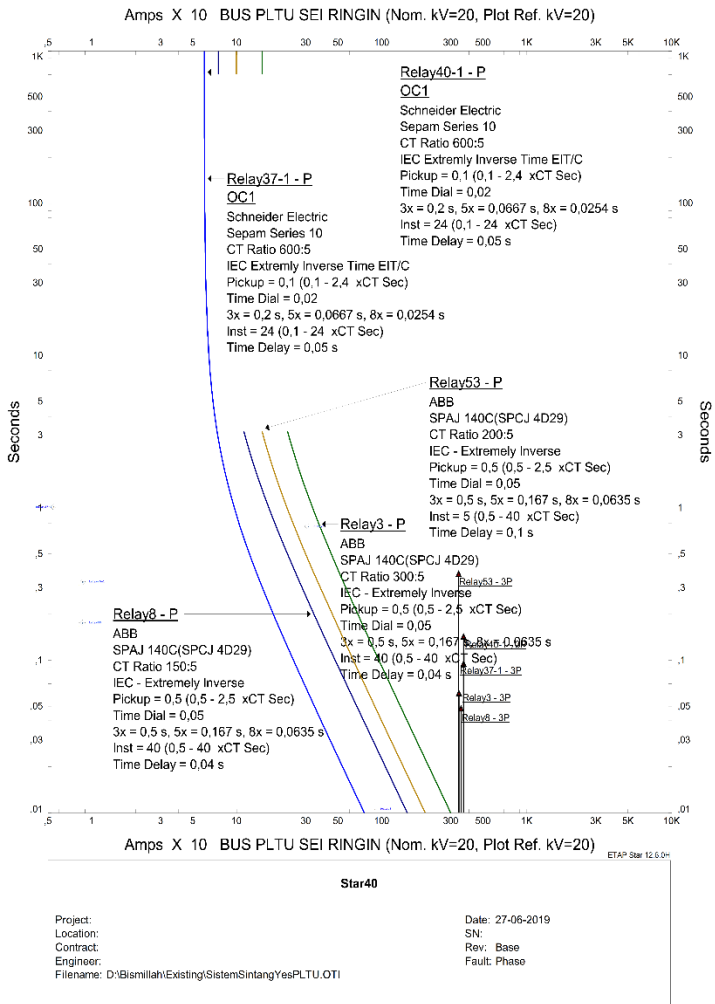
Dasar pemilihan typical satu karena memiliki beban *lumped load* terbesar yaitu 5,159 MVA. Pada tipikal ini terdiri dari 5 relay, yaitu Relay53 untuk mengamankan PLTU SEI RINGIN, Relay40-1 dan Relay37-1 untuk mengamankan jalur PLTU. Relay 3 sebagai rele *back up* dari Relay 8 disaat terjadi gangguan. Pada Gambar 4.2 merupakan gambar *single line diagram* tipikal 1.

Kita harus melihat kurva *existing* terlebih dahulu sebelum melakukan *resetting*, agar dapat melihat apakah koordinasi relay telah sesuai atau belum. Pada *setting existing* pada tipikal 1 ketika terjadi gangguan pada bus 74 maka dapat dilihat rele yang aktif atau bekerja ketika terjadi gangguan, dan hasil plot rele ditampilkan pada Gambar 4.3

4.4 Koordinasi Proteksi Rele *Overcurrent* Tipikal 1



Gambar 4. 2 Single Line Diagram Tipikal 1



Gambar 4. 3 Kurva Rele Over Current Pada Tipikal 1 (Existing)

Dari gambar 4.3 kurva dapat dilihat ketika ada gangguan di bus 74 dengan tegangan bus 20 kV, maka rele yang pertama merasakan gangguan yaitu relay40-1, sedangkan letak relay40-1 jauh dari sumber gangguan, sehingga urutan pada tipikal 1 salah, seharusnya ketika terjadi gangguan maka rele terdekat dengan gangguan yang pertama aktif atau berkerja yaitu Relay8. Relay8 seharusnya bekerja paling awal dan Relay3 adalah *back up* nya, lalu dilanjutkan dengan Relay 37-1, Relay40-1 dan Relay53.

Pada tipikal 1 ini, penyebab Relay37-1 dan Relay40-1 bisa bekerja lebih awal dari Relay8 dan Relay3 karena pengaturan nilai *time dial* (*Overcurrent*) terlalu kecil dan pada *intantaneous* nilai *pickup* nya terlalu besar. Maka dari itu, perlu dilakukan *resetting*.

Setelah mengetahui kesalahan setting pada tipikal 1, maka dilakukan *resetting* sebagai berikut. Untuk mendapatkan perhitungan *setting high set, low set, time dial*, dan *time delay* pada tipikal 1.

a. Relay8

Manufacture	= ABB
Model	= SPAJ 140C(SPCJ 4D29)
FLA Penyulang	= 200 A
Curve Type	= IEC – Extremely Inverse
CT ratio	= 150 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Penyulang} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Penyulang}$$

$$1,05 \times 200 < \text{Iset} < 1,4 \times 200$$

$$210 < \text{Iset} < 280$$

$$\frac{210}{150} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{280}{150} \text{ In}$$

$$1,4 \text{ In} < \text{Tap} < 1,86 \text{ In}$$

Dipilih Tap	= 1,4 In
Iset	= $1,4 \times 150$
	= 210 A

2. Time Dial

Waktu Operasi (t)	= 0,1 detik
-------------------	-------------

Isc max 4cycle	= 3530 A
----------------	----------

$$\text{td} = \frac{K \times t}{\left(\frac{\text{Isc max}}{\text{Is}}\right)^{\alpha} - 1}$$

$$0,1 = \frac{80 \times td}{\left(\frac{3530}{210}\right)^2 - 1}$$

$$td = 0,1 \times \frac{\left(\frac{3530}{210}\right)^2 - 1}{80}$$

$$td = 0,35$$

dipilih *time dial* = 0,35

3. Instantaneous Pickup

$$I_{sc} \text{ min Bus 74} = 1670 \text{ A}$$

$$1,6 \times \text{FLA Penyulang} < I_{set} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min}$$

$$1,6 \times 300 < I_{set} < 0,8 \times 1670$$

$$480 < I_{set} < 1336$$

$$\frac{480}{150} I_n < \text{Tap} < \frac{1336}{150} I_n$$

$$3,2 I_n < I_{set} < 8,9 I_n$$

$$\text{Dipilih Tap} = 4 I_n$$

$$I_{set} = 4 \times 150$$

$$= 600 \text{ A}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,1s$$

b. Relay3

$$\text{Manufacture} = \text{ABB}$$

$$\text{Model} = \text{SPAJ 140C(SPCJ 4D29)}$$

$$\text{FLA Penyulang} = 200 \text{ A}$$

$$\text{Curve Type} = \text{IEC} - \text{Extremely Inverse}$$

$$\text{CT ratio} = 300 / 5$$

1. Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Penyulang} < I_{set} < 1,4 \times \text{FLA Penyulang}$$

$$1,05 \times 200 < I_{set} < 1,4 \times 200$$

$$210 < I_{set} < 280$$

$$\frac{210}{300} I_n < \text{Tap} < \frac{280}{300} I_n$$

$$0,7 I_n < \text{Tap} < 0,93 I_n$$

$$\text{Dipilih Tap} = 0,7 I_n$$

$$I_{set} = 0,7 \times 300$$

$$= 210 \text{ A}$$

2. Time Dial

Waktu Operasi (t) = 0,3 detik

Isc max 4cycle = 3420 A

$$td = t \times \frac{80}{\left(\frac{I_{sc\ max}}{I_s}\right)^2 - 1}$$

$$td = 0,3 \times \frac{\left(\frac{3420}{210}\right)^2 - 1}{80}$$

$$td = 0,99$$

dipilih *time dial* = 0,99

3. Instantaneous Pickup

Isc min = 1690 A

$1,6 \times \text{FLA Penyulang} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$

$1,6 \times 200 < \text{Iset} < 0,8 \times 1690$

$320 < \text{Iset} < 1352$

$$\frac{320}{300} \text{ In} < \text{Iset} < \frac{1352}{300}$$

$1,06 \text{ In} < \text{Tap} < 4,5 \text{ In}$

Dipilih Tap = 3 In

Iset = 3×300

= 900 A

4. Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,3s

c. **Relay37-1**

Manufacture = Schneider Electric

Model = Sepam Series

FLA Penyulang = 200 A

Curve Type = IEC – *Extremely Inverse*

CT ratio = 600 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA Penyulang} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Penyulang}$

$1,05 \times 200 < \text{Iset} < 1,4 \times 200$

$210 < \text{Iset} < 280$

$$\frac{210}{600} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{280}{600} \text{ In}$$

$0,35 \text{ In} < \text{Tap} < 0,46 \text{ In}$

Dipilih Tap = 0,35 In

$$\begin{aligned} I_{set} &= 0,35 \times 600 \\ &= 210 \text{ A} \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\begin{aligned} \text{Waktu Operasi (t)} &= 0,5 \text{ detik} \\ I_{sc \text{ max } 4\text{cycle}} &= 3300 \text{ A} \end{aligned}$$

$$t = t_d \times \frac{80}{\beta \times \left(\frac{I_{sc \text{ max}}}{I_s} \right)^2 - 1}$$

$$t_d = 0,5 \times \frac{0,808 \times \left(\frac{3300}{210} \right)^2 - 1}{80}$$

$$t_d = 1,24$$

$$\text{dipilih time dial} = 1,24$$

3. Instantaneous Pickup

$$I_{sc \text{ min}} = 1710 \text{ A}$$

$$1,6 \times \text{FLA Bus Penyulang} < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min}}$$

$$1,6 \times 200 < I_{set} < 0,8 \times 1710$$

$$320 < I_{set} < 1368$$

$$\frac{320}{600} I_n < I_{set} < \frac{1368}{600}$$

$$0,53 I_n < \text{Tap} < 2,28 I_n$$

$$\text{Dipilih Tap} = 0,54 I_n$$

$$I_{set} = 0,54 \times 600$$

$$= 324 \text{ A}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,5\text{s}$$

d. **Relay40-1**

$$\text{Manufacture} = \text{Schneider Electric}$$

$$\text{Model} = \text{Sepam Series}$$

$$\text{FLA Penyulang} = 200 \text{ A}$$

$$\text{Curve Type} = \text{IEC} - \text{Extremely Inverse}$$

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

1. Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Penyulang} < I_{set} < 1,4 \times \text{FLA Penyulang}$$

$$1,05 \times 200 < I_{set} < 1,4 \times 200$$

$$210 < I_{set} < 280$$

$$\frac{210}{600} I_n < \text{Tap} < \frac{280}{600} I_n$$

$$0,35 I_n < \text{Tap} < 0,46 I_n$$

$$\begin{aligned}\text{Dipilih Tap} &= 0,35 \text{ In} \\ \text{Iset} &= 0,35 \times 600 \\ &= 210 \text{ A}\end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\begin{aligned}\text{Waktu Operasi (t)} &= 0,51 \text{ detik} \\ \text{Isc max 4cycle} &= 3400 \text{ A}\end{aligned}$$

$$t = t_d \times \frac{80}{\beta \times \left(\frac{I_{sc \max}}{I_s} \right)^2 - 1}$$

$$t_d = 0,51 \times \frac{0,808 \times \left(\frac{3400}{210} \right)^2 - 1}{80}$$

$$\begin{aligned}t_d &= 1,26 \\ \text{dipilih time dial} &= 1,26\end{aligned}$$

3. Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned}\text{Isc min} &= 1740 \text{ A} \\ 1,6 \times \text{FLA Bus Penyulang} &< \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min} \\ 1,6 \times 200 &< \text{Iset} < 0,8 \times 1740 \\ 320 &< \text{Iset} < 1392 \\ \frac{320}{600} \text{ In} &< \text{Iset} < \frac{1392}{600} \\ 0,53 \text{ In} &< \text{Tap} < 2,32 \text{ In}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Dipilih Tap} &= 0,54 \text{ In} \\ \text{Iset} &= 0,54 \times 600 \\ &= 324 \text{ A}\end{aligned}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,51 \text{ s}$$

e. **Relay53**

$$\begin{aligned}\text{Manufacture} &= \text{ABB} \\ \text{Model} &= \text{SPAJ 140C(SPCJ 4D29)} \\ \text{FLA PLTU} &= 483,4 \text{ A} \\ \text{Curve Type} &= \text{IEC} - \text{Extremely Inverse} \\ \text{CT ratio} &= 500 / 5\end{aligned}$$

1. Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}1,05 \times \text{FLA PLTU} &< \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA PLTU} \\ 1,05 \times 483,4 &< \text{Iset} < 1,4 \times 483,4 \\ 507,57 &< \text{Iset} < 677 \\ \frac{507,57}{500} \text{ In} &< \text{Tap} < \frac{677}{500} \text{ In} \\ 1,01 \text{ In} &< \text{Tap} < 1,35 \text{ In}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Dipilih Tap} &= 1,35 \text{ In} \\
 \text{Iset} &= 1,35 \times 200 \\
 &= 675 \text{ A}
 \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\begin{aligned}
 \text{Waktu Operasi (t)} &= 0,7 \text{ detik} \\
 \text{Isc max 4cycle} &= 3400 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$t = t_d \times \frac{80}{\left(\frac{I_{sc \text{ max}}}{I_s}\right)^2 - 1}$$

$$t_d = 0,7 \times \frac{\left(\frac{3400}{675}\right)^2 - 1}{80}$$

$$t_d = 0,24$$

$$\text{dipilih time dial} = 0,24$$

3. Instantaneous Pickup

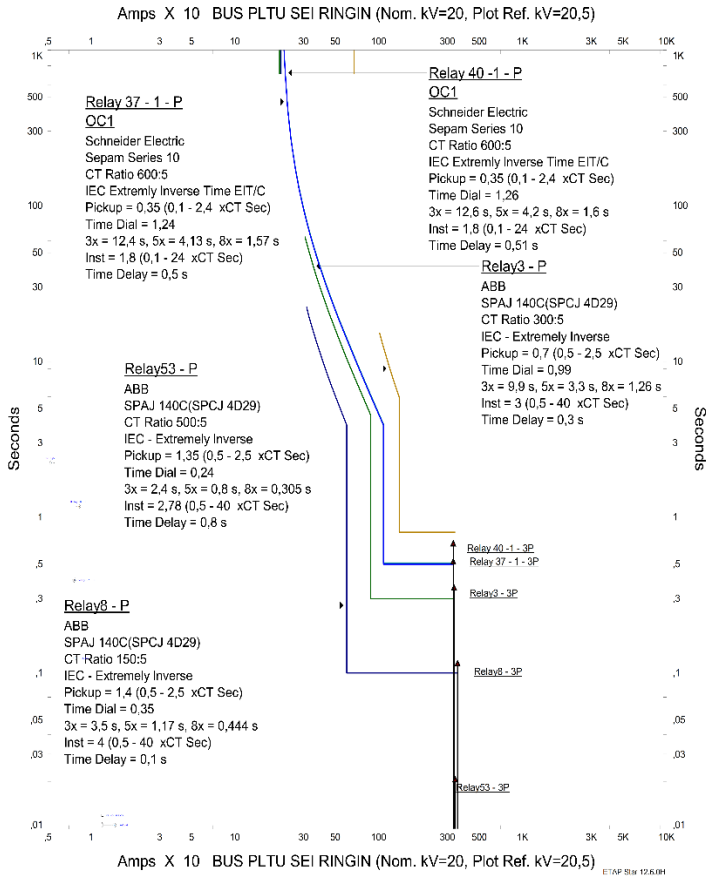
$$\begin{aligned}
 \text{Isc min} &= 1740 \text{ A} \\
 1,6 \times \text{FLA PLTU} &< \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min} \\
 1,6 \times 483,4 &< \text{Iset} < 0,8 \times 1740 \\
 676,76 &< \text{Iset} < 1392 \\
 \frac{676,76}{500} \text{ In} &< \text{Iset} < \frac{1392}{500} \\
 1,35 \text{ In} &< \text{Tap} < 2,78 \text{ In}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Dipilih Tap} &= 2,78 \text{ In} \\
 \text{Iset} &= 2,78 \times 500 \\
 &= 1392 \text{ A}
 \end{aligned}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,7s$$

Setelah kelima rele telah *disetting* sesuai perhitungan yang telah dilakukan, maka kelima relay ini disimulasikan dengan hubung singkat pada Bus 74 lalu mem-plot kelima relay tersebut untuk melihat hasil apakah telah sesuai dan tepat atau belum. Pada *time current curve* akan menampilkan hasil plot, gamabr 4.4 adalah hasil plot *time current curve*



Star100

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D:\Bismillah\FIX Re-set\FIX\Bismillah.OTI

Date: 27-06-2019
 SN:
 Rev: Base
 Fault: Phase

Gambar 4. 4 Hasil Kurva resetting pada Tipika1, dengan Gangguan di Bus
74

Pada gambar 4.4 pada kurva terlihat ketika terjadi gangguan *line to line* pada bus 74 pada tegangan 20 kV maka Relay 8 yang akan aktif pertama kali untuk mengamankan dan membuka CB OG SEPAUK dan merasakan arus gangguan sebesar 2,465 kA. Relay 8 akan aktif pada 0,1s lalu CB OG SEPAUK akan *trip* pada 0,152 s, disaat relay 8 ini gagal, maka Relay 3 merupakan *back up* yang memiliki *time grading* 0,2 s dari relay 8, relay 3 akan aktif pada waktu 0,3 s dan men-*trip*-kan CB MNY5_A pada 0,352 s . Relay 37-1, Relay 40-1 dan Relay 53 juga merupakan *rele back up* yang memiliki *time grading* setiap relay 0,2s. Dari hasil kurva diatas dapat disimpulkan bahwa relay telah selektif dan juga bekerja secara tepat dan cepat sesuai waktu yang telah di *setting*.

Pada *software* ETAP 12.6.9 dapat ditampilkan respon tiap-tiap relay ketika terjadi arus gangguan, cara untuk menampilkan respon relay dengan meng-*klik sequence viewer*. Pada tabel 4.1 merupakan tampilan hasil respon tiap relay ketika terjadi suatu gangguan pada Bus 74

Dengan menggunakan ETAP dapat dilihat respon rele ketika terjadi arus gangguan dengan cara memilih. Pada tabel dibawah ini ketika terjadi gangguan pada bus 74.

Tabel 4. 1 Sequence Viewer gangguan pada bus 74

Line to Line (Symmetrical) fault on Bus 74					
Time (ms)	ID	If(kA)	T1	T2	Condition
100	Relay 8	2,465	100		Phase – OC1 - 50
152	CB OG SEPAUK		52,0		Tripped by Relay8 Phase-OC1-50
300	Relay 3	2,465	300		Phase – OC1 - 50
352	CB MNY_5A		52,2		Tripped by Relay3 Phase-OC1-50
500	Relay 37-1	0,822	500		Phase – OC1 - 50
552	CB KP. PLTU_OUT_2		52,5		Tripped by Relay37-1Phase-OC1-50
600	Relay 40-1	0,822	600		Phase – OC1 - 50
652	CB KP. PLTU_INC_2		52,5		Tripped by Relay40-1 Phase-OC1-50
800	Relay53	2,465	800		Phase – OC1 - 50
852	CB PLTU		52,5		Tripped by Relay53 Phase-OC1-50

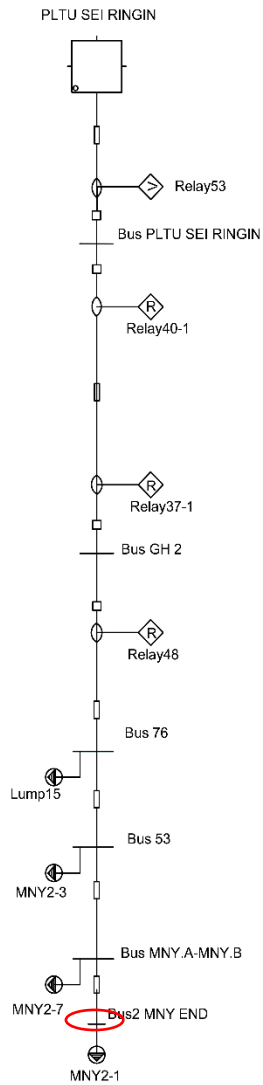
Pada tabel 4.1 diatas terlihat disaat terjadi gangguan *line to line* pada bus 74, Relay 8 akan aktif pertama yaitu pada 0,1s dan merasakan gangguan arus sebesar 2,465 kA, pada kolom condition menunjukkan Phase-OC1-50, yaitu terjadi gangguan hubung singkat pada fasa. Pada CB OG SEPAUK akan aktif pada 0,152 s. Jika gagal relay3 akan aktif pada

0,3s setelah terjadi gangguan dan merasakan arus gangguan sebesar 2,465 kA, pada kolom condition dapat dilihat yang aktif yaitu Phase-OC1-50. Maka, CB MNY_5A akan aktif pada 3,52s, perbedaan 0,052s tersebut diperoleh dari penambahan *delay rele* dan *delay CB* saat aktif.

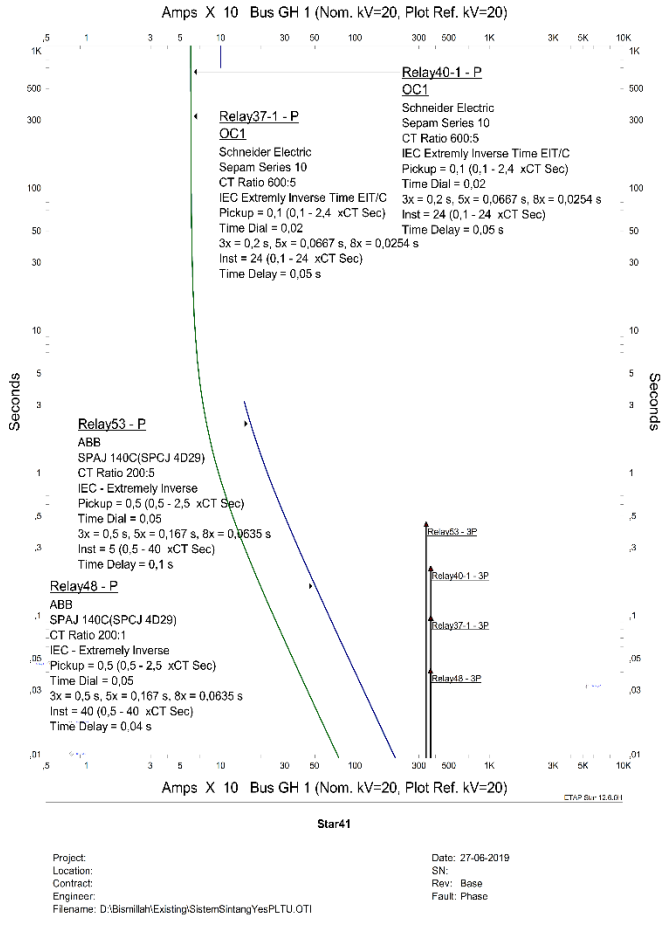
4.5 Koordinasi Proteksi Rele Overcurrent Tipikal 2

Pada tipikal kedua ini, koordinasi proteksi terdapat 4 relay, yaitu : Relay 48, Relay 37-1, Relay 40-1 dan Relay 53. Pada tipikal 2 hampir sama dengan tipikal 1, yang membedakan yaitu pada tipikal 2 terhubung ke Bus GH 1 lalu menuju ke pembangkit PLTU SEI RINGIN, selain itu perbedaan produsen relaynya dan beban yang tidak sebesar tipikal pertama. Sehingga pada *setting*-an terdapat beberapa rele dibuat sama dengan *setting* pada tipikal 1. Untuk gambar tipikal 2, seperti simulasi dengan diberi gangguan *line to line* pada bus MNY2 END, ditampilkan pada Gambar 4.5

Dari kurva pada Gambar 4.6, yaitu kondisi sebelum dilakukan *resetting (existing)* ketika terjadi gangguan *line to line* pada MNY2 END, Relay 48 seharusnya bekerja paling awal atau pertama, tetapi dari hasil plot terlihat bahwa relay yang aktif pertama adalah Relay Relay40-1. Pada simulasi di *existing*, disaat terjadi gangguan maka daerah lain yang normal akan ikut terpadamkan, karena Relay Relay40-1 berdekatan dengan sumber PLTU. Setelah Relay40-1 terdapat Relay37-1 yang akan bekerja. Tentu dalam sistem koordinasi relay proteksi, daerah-daerah yang mengalami gangguan saja yang seharusnya terisolir. Dengan demikian, *settingan existing* pada sistem distribusi Sintang kurang tepat.



Gambar 4. 5 Single Line Diagram Tipikal 2



Gambar 4. 6 Kurva Rele Over Current pada Tipikal 2 (Existing)

Dengan melihat kesalahan tersebut, maka akan dilakukan *resetting* untuk mendapatkan koodinasi proteksi yang handal, seltif, tepat dan cepat.

a. Relay 48

Manufacture = Schneider Electric
Model = Sepam Series 10
FLA Penyulang = 200 A
Curve Type = IEC – *Extremely Inverse*
CT ratio = 200/1

1. Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Penyulang} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Penyulang}$$

$$1,05 \times 200 < \text{Iset} < 1,4 \times 200$$

$$210 < \text{Iset} < 280$$

$$\frac{210}{200} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{280}{200} \text{ In}$$

$$1,05 \text{ In} < \text{Tap} < 1,4 \text{ In}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Dipilih Tap} &= 1,05 \text{ In} \\
 \text{Iset} &= 1,05 \times 200 \\
 &= 210 \text{ A}
 \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\text{Waktu Operasi (t)} = 0,1 \text{ detik}$$

$$\text{Isc max 4cycle} = 3660 \text{ A}$$

$$t = t_d \times \frac{80}{\beta \left(\frac{\text{Isc max}}{\text{Is}} \right)^2 - 1}$$

$$t_d = 0,1 \times \frac{0,808 \times \left(\frac{3660}{210} \right)^2 - 1}{80}$$

$$t_d = 0,3$$

$$\text{dipilih time dial} = 0,3$$

3. Instantaneous Pickup

$$\text{Isc min} = 1680 \text{ A}$$

$$1,6 \times \text{FLA Penyulang} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$1,6 \times 200 < \text{Iset} < 0,8 \times 1680$$

$$320 < \text{Iset} < 1344$$

$$\frac{320}{200} \text{ In} < \text{Iset} < \frac{1344}{200}$$

$$1,6 \text{ In} < \text{Tap} < 6,72 \text{ In}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Dipilih Tap} &= 3,8 \text{ In} \\
 \text{Iset} &= 3,8 \times 200 \\
 &= 360 \text{ A}
 \end{aligned}$$

4. Time Delay

Dipilih Time Delay = 0,1s

b. Relay37-1

Manufacture = Schneider Electric
Model = Sepam Series
FLA Penyulang = 200 A
Curve Type = IEC – *Extremely Inverse*
CT ratio = 600 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Penyulang} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Penyulang}$$

$$1,05 \times 200 < \text{Iset} < 1,4 \times 200$$

$$210 < \text{Iset} < 280$$

$$\frac{210}{600} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{280}{600} \text{ In}$$

$$0,35 \text{ In} < \text{Tap} < 0,46 \text{ In}$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 0,35 \text{ In} \\ \text{Iset} &= 0,35 \times 600 \\ &= 210 \text{ A} \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\text{Waktu Operasi (t)} = 0,5 \text{ detik}$$

$$\text{Isc max 4cycle} = 3300 \text{ A}$$

$$t = t_d \times \frac{80}{\beta \times \left(\frac{\text{Isc max}}{\text{Is}} \right)^2 - 1}$$

$$t_d = 0,5 \times \frac{0,808 \times \left(\frac{3300}{210} \right)^2 - 1}{80}$$

$$t_d = 1,24$$

$$\text{dipilih time dial} = 1,24$$

3. Instantaneous Pickup

$$\text{Isc min} = 1710 \text{ A}$$

$$1,6 \times \text{FLA Bus Penyulang} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$1,6 \times 200 < \text{Iset} < 0,8 \times 1710$$

$$320 < \text{Iset} < 1368$$

$$\frac{320}{600} \text{ In} < \text{Iset} < \frac{1368}{600}$$

$$0,53 \text{ In} < \text{Tap} < 2,28 \text{ In}$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 0,54 \text{ In} \\ \text{Iset} &= 0,54 \times 600 \end{aligned}$$

$$= 324 \text{ A}$$

4. Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,5s

c. **Relay40-1**

Manufacture = Schneider Electric

Model = Sepam Series

FLA Penyulang = 200 A

Curve Type = IEC – *Extremely Inverse*

CT ratio = 600 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Bus Penyulang} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Penyulang}$$

$$1,05 \times 200 < \text{Iset} < 1,4 \times 200$$

$$210 < \text{Iset} < 280$$

$$\frac{210}{600} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{280}{600} \text{ In}$$

$$0,35 \text{ In} < \text{Tap} < 0,46 \text{ In}$$

$$\text{Dipilih Tap} = 0,35 \text{ In}$$

$$\text{Iset} = 0,35 \times 600$$

$$= 210 \text{ A}$$

2. Time Dial

$$\text{Waktu Operasi (t)} = 0,51 \text{ detik}$$

$$\text{Isc max 4cycle} = 3400 \text{ A}$$

$$t = t_d \times \frac{80}{\beta \times \left(\frac{\text{Isc max}}{\text{Is}} \right)^2 - 1}$$

$$t_d = 0,51 \times \frac{0,808 \times \left(\frac{3400}{210} \right)^2 - 1}{80}$$

$$t_d = 1,26$$

$$\text{dipilih time dial} = 1,26$$

3. Instantaneous Pickup

$$\text{Isc min} = 1740 \text{ A}$$

$$1,6 \times \text{FLA Bus Penyulang} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$1,6 \times 200 < \text{Iset} < 0,8 \times 1740$$

$$320 < \text{Iset} < 1392$$

$$\frac{320}{600} \text{ In} < \text{Iset} < \frac{1392}{600}$$

$$0,53 \text{ In} < \text{Tap} < 2,32 \text{ In}$$

$$\text{Dipilih Tap} = 0,54 \text{ In}$$

$$\text{Iset} = 0,54 \times 600$$

$$= 324 \text{ A}$$

4. Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,51s

d. **Relay53**

Manufacture = ABB
Model = SPAJ 140C(SPCJ 4D29)
FLA PLTU = 483,4 A
Curve Type = IEC – *Extremely Inverse*
CT ratio = 500 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA PLTU} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA PLTU}$$

$$1,05 \times 483,4 < \text{Iset} < 1,4 \times 483,4$$

$$507,57 < \text{Iset} < 677$$

$$\frac{507,57}{500} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{677}{500} \text{ In}$$

$$1,01 \text{ In} < \text{Tap} < 1,35 \text{ In}$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 1,35 \text{ In} \\ \text{Iset} &= 1,35 \times 200 \\ &= 675 \text{ A} \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\text{Waktu Operasi (t)} = 0,7 \text{ detik}$$

$$\text{Isc max 4cycle} = 3400 \text{ A}$$

$$t = t_d \times \frac{80}{\left(\frac{\text{Isc max}}{\text{Is}}\right)^2 - 1}$$

$$t_d = 0,7 \times \frac{\left(\frac{3400}{675}\right)^2 - 1}{80}$$

$$t_d = 0,24$$

$$\text{dipilih time dial} = 0,24$$

3. Instantaneous Pickup

$$\text{Isc min} = 1740 \text{ A}$$

$$1,6 \times \text{FLA PLTU} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$1,6 \times 483,4 < \text{Iset} < 0,8 \times 1740$$

$$676,76 < \text{Iset} < 1392$$

$$\frac{676,76}{500} \text{ In} < \text{Iset} < \frac{1392}{500}$$

$$1,35 \text{ In} < \text{Tap} < 2,78 \text{ In}$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 2,78 \text{ In} \\ \text{Iset} &= 2,78 \times 500 \end{aligned}$$

$$= 1392 \text{ A}$$

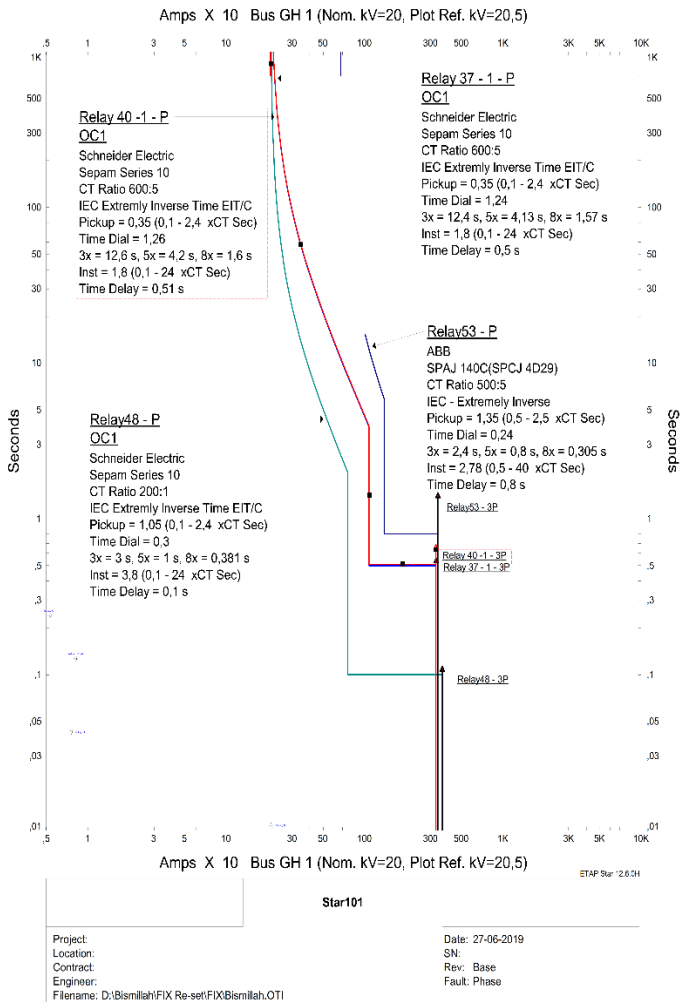
4. Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,7s

Setelah semua telah disetting sesuai dengan perhitungan diatas, maka langkah selanjutnya adalah melakukan simulasi hubung singkat pada *software* dan rele yang sudah di *setting* diplot untuk melihat apakah hasilnya sudah sesuai atau belum pada *time current curve*. Hasil plot *time current curve* dapat dilihat pada Gambar 4.7

Pada Gambar 4.7 dapat dilihat ketika terjadi gangguan *line to line* pada Bus MNY2 END, maka akan aktif pertama kali adalah relay relay48 dalam waktu 0,1s sebagai *backupnya* terdapat relay37-1 yang aktif dengan waktu 0,5 s, jika gangguan masih saja terasa maka 40-1 akan aktif pada 0,51 s dan relay 53 akan aktif dengan waktu 0,8 s. Dapat disimpulkan jika terjadi gangguan *line to line* pada bus MNY2 END, maka koordinasi relay telah selektif juga bekerja sesuai urutan yaitu dari relay 48 sampai relay53 sudah tepat.

Untuk melihat respon rele ketika terjadi gangguan dengan memilih *sequence viewer* dapat dilihat pada Tabel 4.2



Gambar 4. 7 Hasil Kurva resetting pada Tipikal 2, Gangguan di MNY2 END

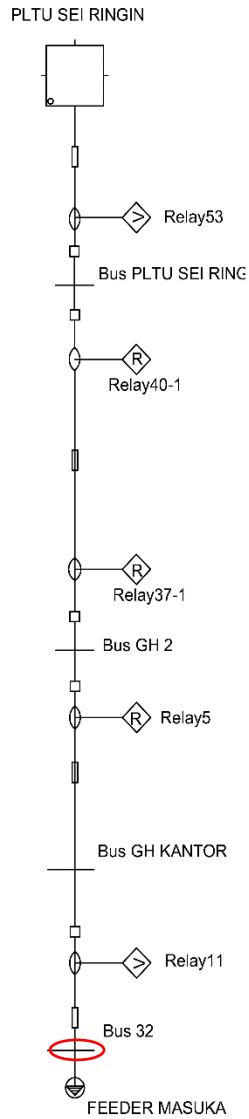
Tabel 4. 2 Sequence Viewer pada Tipikal 2, Bus MNY2 END

Line to line (Symmetrical) fault on Bus : MNY2 END					
Time(ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2	Condition
100	Relay48	2,151	100		Phase-OC1-50
152	CB MNY2_A		52,0		Tripped by Relay48 Phase-OC1-50
500	Relay37-1	0,717	500		Phase-OC1-50
510	CB KP.PLTU OUT_2		51,0		Tripped by Relay37-1 Phase-OC1-50
522	Relay40-1	0,717	52,0		Phase-OC1-50
662	CB KP.PLTU_INC_2		52,0		Tripped by Relay40-1 Phase-OC1-50
800	Relay53	2,151	800		Phase-OC1-50
852	CB PLTU		52,0		Tripped by Relay53 Phase-OC1-50

Pada Tabel 4.2 *Sequence Viewer* pada Tipikal 2, Bus MNY2 END terlihat bahwa relay telah bekerja sesuai aturan waktu yang telah ditetapkan sehingga dapat disimpulkan relay akan aktif sesuai urutan waktu dan tidak ada yang aktif secara bersama.

4.6 Koordinasi Proteksi Rele *Overcurrent* Tipikal 3

Pada tipikal ketiga ini, koordinasi proteksi terdapat 5 relay, yaitu : Relay 11, Relay5, Relay 37-1, Relay 40-1 dan Relay 53. Pada tipikal 3 hampir sama dengan tipikal 1 dan 2, yaitu terhubung ke Bus GH 1 lalu menuju ke pembangkit PLTU SEI RINGIN, tetapi pada tipikal 3 ini terdapat 2 relay yang memiliki beda produsen dalam satu diagram selain itu pada tipikal 3 memiliki panjang dan beban yang berbeda dari tipikal 2. Maka dari itu *setting*-an terdapat beberapa rele dibuat sama dengan *setting* pada tipikal 1. Untuk gambar tipikal 3, seperti Gambar 4.8

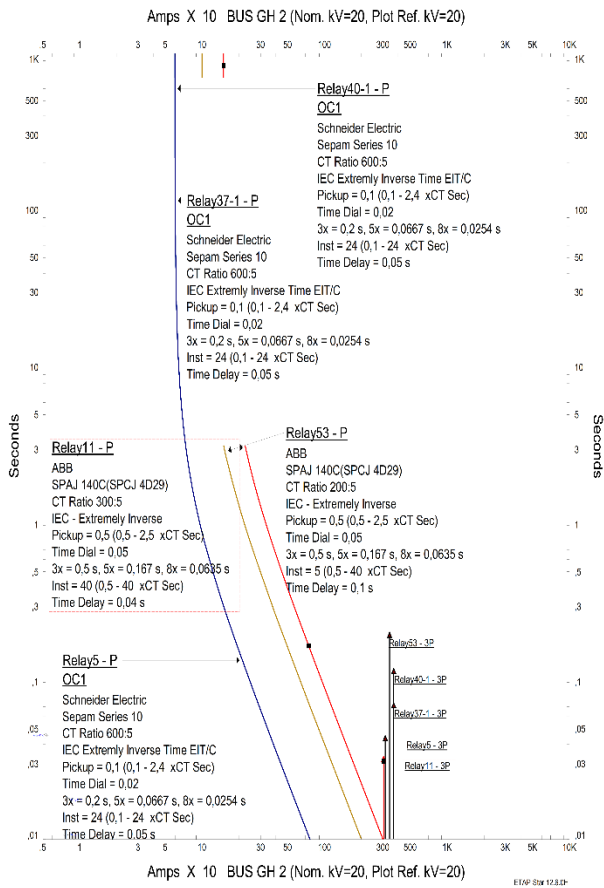


Gambar 4. 8 Single Line Diagram Tipikal 3

Sebelum melakukan *resetting* pada tipikal 3, terlebih dahulu melihat koordinasi relay. Apakah terdapat kesalahan sehingga harus dilakukan *resetting* pada tipikal 3 ini. Dengan melakukan simulasi pada *software* ETAP lalu memberi gangguan *line to line* pada bus 32 akan tertampil waktu kerja relay. Setelah dilakukan simulasi gangguan, maka relay-relay yang berada pada tipikal 3 diplot untuk mengetahui respon rele. Hasil plot *existing* dapat dilihat pada Gambar 4.8

Pada gambar 4.9 dapat dilihat ketika terjadi gangguan *line to line* pada bus 32, maka rele yang pertama aktif yaitu relay5, seharusnya relay yang pertama kali beroperasi adalah relay11. Lalu relay5 merupakan relay *back up* daari relay11. Lalu dilanjutkan dengan relay40-1, padahal relay 40-1 beroperasi ketika relay37-1 gagal beroperasi dan yang terakhir adalah relay53.

Dari hasil simulasi dapat disimpulkan bahwa relay-relay kurang handal dan tidak selektif, serta urutan waktu yang kurang tepat



Star42

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D:\Bismillah\Existing\SistemSikring\YesPLTU.OTI

Date: 27-06-2019
 SN:
 Rev: Base
 Fault: Phase

Gambar 4. 9 Kurva Rele Over Current pada Tipikal 3 (Existing)

. Untuk perhitungan *high set*, *low set*, *time dial* dan *time delay* pada tipikal 3 sebagai berikut:

a. Relay11

Manufacture = ABB
Model = SPAJ 140C(SPCJ 4D29)
FLA Penyulang = 200 A
Curve Type = IEC – *Extremly Inverse*
CT ratio = 300 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA Penyulang} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Penyulang}$

$1,05 \times 200 < \text{Iset} < 1,4 \times 200$

$210 < \text{Iset} < 280$

$\frac{210}{300} \text{ In} < \text{Iset} < \frac{280}{300} \text{ In}$

$0,7 \text{ In} < \text{Tap} < 0,93 \text{ In}$

Dipilih Tap = 0,7 In
 Iset = $0,7 \times 300$
 = 210 A

2. Time Dial

Waktu Operasi (t) = 0,1 detik

Isc max 4cycle = 3040 A

$$t = \text{td} \times \frac{80}{\left(\frac{\text{Isc max}}{\text{Is}}\right)^2 - 1}$$

$$\text{td} = 0,1 \times \frac{\left(\frac{3040}{210}\right)^2 - 1}{80}$$

td = 0,26

dipilih *time dial* = 0,26

3. Instantaneous Pickup

Isc min = 1520 A

$1,6 \times \text{FLA Penyulang} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$

$1,6 \times 200 < \text{Iset} < 0,8 \times 1520$

$320 < \text{Iset} < 1216$

$\frac{320}{300} < \text{Iset} < \frac{1216}{300}$

$1,06 \text{ In} < \text{Tap} < 4,05 \text{ In}$

Dipilih Tap = 1,5 In

$$\begin{aligned} \text{Iset} &= 1,5 \times 300 \\ &= 450 \text{ A} \end{aligned}$$

4. Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,1s

b. **Relay5**

Manufacture = Schneider electric
Model = Sepam Series 10
FLA Penyulang = 200 A
Curve Type = IEC – *Extremely Inverse*
CT ratio = 600 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Penyulang} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Penyulang}$$

$$1,05 \times 200 < \text{Iset} < 1,4 \times 400$$

$$210 < \text{Iset} < 280$$

$$\frac{210}{600} \text{ In} < \text{Iset} < \frac{280}{600} \text{ In}$$

$$0,35 \text{ In} < \text{Tap} < 0,47 \text{ In}$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 0,35 \text{ In} \\ \text{Iset} &= 0,35 \times 600 \\ &= 210 \text{ A} \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\text{Waktu Operasi (t)} = 0,3 \text{ detik}$$

$$\text{Isc max 4cycle} = 3140 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} t &= t_d \times \frac{80}{\beta \left(\frac{\text{Isc max}}{\text{Is}} \right)^1 - 1} \\ t_d &= 0,3 \times \frac{0,808 \times \left(\frac{3140}{210} \right)^2 - 1}{80} \\ t_d &= 0,67 \end{aligned}$$

dipilih *time dial* = 0,67

3. Instantaneous Pickup

$$\text{Isc min} = 1550 \text{ A}$$

$$1,6 \times \text{FLA Penyulang} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$1,6 \times 200 < \text{Iset} < 0,8 \times 1550$$

$$320 < \text{Iset} < 1240$$

$$\frac{320}{600} < \text{Iset} < \frac{1240}{600}$$

$$0,53 \text{ In} < \text{Tap} < 2,06 \text{ In}$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 1 \text{ In} \\ \text{Iset} &= 1 \times 600 \\ &= 600 \text{ A} \end{aligned}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,3\text{s}$$

c. **Relay37-1**

$$\begin{aligned} \text{Manufacture} &= \text{Schneider Electric} \\ \text{Model} &= \text{Sepam Series} \\ \text{FLA Penyulang} &= 200 \text{ A} \\ \text{Curve Type} &= \text{IEC} - \text{Extremely Inverse} \\ \text{CT ratio} &= 600 / 5 \end{aligned}$$

1. Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned} 1,05 \times \text{FLA Penyulang} &< \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Penyulang} \\ 1,05 \times 200 &< \text{Iset} < 1,4 \times 200 \\ 210 &< \text{Iset} < 280 \\ \frac{210}{600} \text{ In} &< \text{Tap} < \frac{280}{600} \text{ In} \\ 0,35 \text{ In} &< \text{Tap} < 0,46 \text{ In} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 0,35 \text{ In} \\ \text{Iset} &= 0,35 \times 600 \\ &= 210 \text{ A} \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\begin{aligned} \text{Waktu Operasi (t)} &= 0,5 \text{ detik} \\ \text{Isc max 4cycle} &= 3300 \text{ A} \end{aligned}$$

$$t = t_d \times \frac{80}{\beta \times \left(\frac{\text{Isc max}}{\text{Is}} \right)^2 - 1}$$

$$t_d = 0,5 \times \frac{0,808 \times \left(\frac{3300}{210} \right)^2 - 1}{80}$$

$$t_d = 1,24$$

$$\text{dipilih time dial} = 1,24$$

3. Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned} \text{Isc min} &= 1710 \text{ A} \\ 1,6 \times \text{FLA Bus Penyulang} &< \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min} \\ 1,6 \times 200 &< \text{Iset} < 0,8 \times 1710 \\ 320 &< \text{Iset} < 1368 \\ \frac{320}{600} \text{ In} &< \text{Iset} < \frac{1368}{600} \end{aligned}$$

$$0,53I_n < \text{Tap} < 2,28I_n$$

$$\begin{aligned}\text{Dipilih Tap} &= 0,54 I_n \\ \text{Iset} &= 0,54 \times 600 \\ &= 324 \text{ A}\end{aligned}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,5s$$

d. **Relay40-1**

Manufacture = Schneider Electric
 Model = Sepam Series
 FLA Penyulang = 200 A
 Curve Type = IEC – *Extremely Inverse*
 CT ratio = 600 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Penyulang} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Penyulang}$$

$$1,05 \times 200 < \text{Iset} < 1,4 \times 200$$

$$210 < \text{Iset} < 280$$

$$\frac{210}{600} I_n < \text{Tap} < \frac{280}{600} I_n$$

$$0,35 I_n < \text{Tap} < 0,46 I_n$$

$$\begin{aligned}\text{Dipilih Tap} &= 0,35 I_n \\ \text{Iset} &= 0,35 \times 600 \\ &= 210 \text{ A}\end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\text{Waktu Operasi (t)} = 0,51 \text{ detik}$$

$$\text{Isc max 4cycle} = 3400 \text{ A}$$

$$t = t_d \times \frac{80}{\beta \times \left(\frac{I_{sc \max}}{I_s} \right)^2 - 1}$$

$$t_d = 0,51 \times \frac{0,808 \times \left(\frac{3400}{210} \right)^2 - 1}{80}$$

$$t_d = 1,26$$

$$\text{dipilih time dial} = 1,26$$

3. Instantaneous Pickup

$$\text{Isc min} = 1740 \text{ A}$$

$$1,6 \times \text{FLA Bus Penyulang} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$1,6 \times 200 < \text{Iset} < 0,8 \times 1740$$

$$320 < \text{Iset} < 1392$$

$$\frac{320}{600} I_n < I_{set} < \frac{1392}{600}$$

$$0,53 I_n < Tap < 2,32 I_n$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 0,54 I_n \\ I_{set} &= 0,54 \times 600 \\ &= 324 \text{ A} \end{aligned}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,51 \text{ s}$$

c. **Relay53**

Manufacture	= ABB
Model	= SPAJ 140C(SPCJ 4D29)
FLA PLTU	= 483,4 A
Curve Type	= IEC – <i>Extremely Inverse</i>
CT ratio	= 500 /5

1. Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA PLTU} < I_{set} < 1,4 \times \text{FLA PLTU}$$

$$1,05 \times 483,4 < I_{set} < 1,4 \times 483,4$$

$$507,57 < I_{set} < 677$$

$$\frac{507,57}{500} I_n < Tap < \frac{577}{500} I_n$$

$$1,01 I_n < Tap < 1,35 I_n$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 1,35 I_n \\ I_{set} &= 1,35 \times 200 \\ &= 675 \text{ A} \end{aligned}$$

2. Time Dial

$$\text{Waktu Operasi (t)} = 0,7 \text{ detik}$$

$$I_{sc} \text{ max 4cycle} = 3400 \text{ A}$$

$$t = t_d \times \frac{80}{\left(\frac{I_{sc} \text{ max}}{I_s}\right)^2 - 1}$$

$$t_d = 0,7 \times \frac{\left(\frac{3400}{675}\right)^2 - 1}{80}$$

$$t_d = 0,24$$

$$\text{dipilih time dial} = 0,24$$

3. Instantaneous Pickup

$$I_{sc} \text{ min} = 1740 \text{ A}$$

$$1,6 \times \text{FLA PLTU} < I_{set} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min}$$

$$1,6 \times 483,4 < I_{set} < 0,8 \times 1740$$

$$676,76 < I_{set} < 1392$$

$$\frac{676,76}{500} I_n < I_{set} < \frac{1392}{500}$$

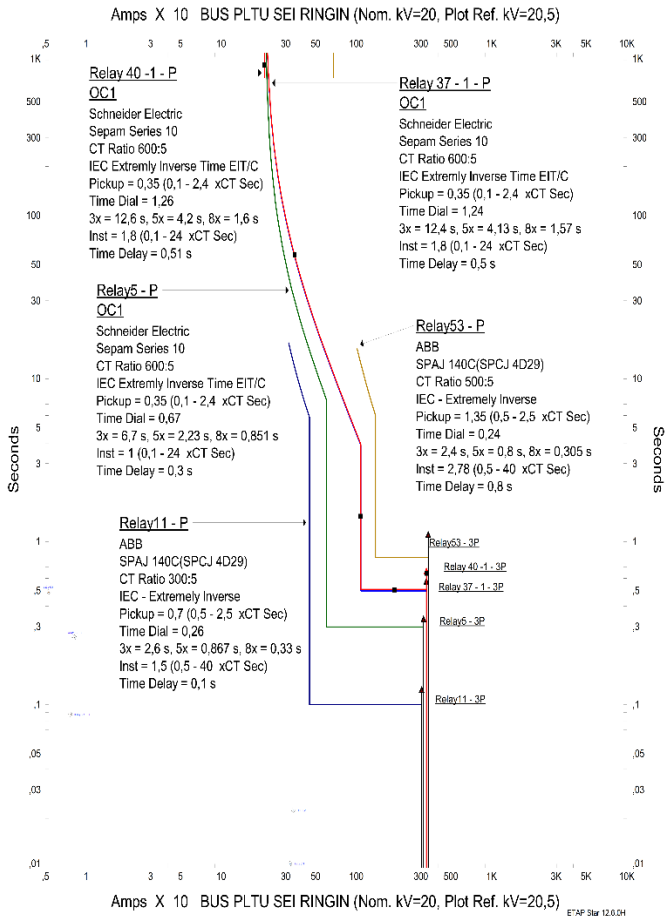
$$1,35 I_n < Tap < 2,78 I_n$$

$$\begin{aligned} \text{Dipilih Tap} &= 2,78 I_n \\ I_{set} &= 2,78 \times 500 \\ &= 1392 \text{ A} \end{aligned}$$

4. Time Delay

Dipilih *Time Delay* = 0,7s

Setelah melakukan perhitungan dan menerapkan hasil perhitungan, selanjutnya adalah mengatur relay sesuai dengan hasil perhitungan. Ketika sudah *disetting* maka dilanjutkan dengan melakukan simulasi hubung singkat pada *software* ETAP dan memplot relay mana saja yang beroperasi, untuk melihat hasil plot relay melalui *time current curve*. Hasil plot *time current curve* dapat dilihat pada Gambar 4.10



Star102

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D:\Bismillah\FIX Re-set\FIX\Bismillah.OTI

Date: 27-06-2019
 SN:
 Rev: Base
 Fault: Phase

Gambar 4. 10 Hasil Kurva resetting pada Tipikal 3, pada Bus 32

Pada gambar 4.10 tertampil bahwa disaat terjadi gangguan pada Bus 32 maka yang pertama kali beroperasi adalah Relay11 dalam waktu 0,1 s lalu terdapat Relay5 yang merupakan relay *back up* yang dapat beroperasi dalam waktu 0,3 s. Dilanjutkan Relay37-1, Relay40-1 dan Relay53.

Untuk *sequence viewer* dapat dilihat pada Tabel 4.3

Tabel 4. 3 Sequence Viewer pada Tipikal3, Bus 32.

Line to line (Symmetrical) fault on : Bus32					
Time(ms)	ID	If(kA)	T1(ms)	T2(ms)	Condition
100	Relay11	2,193	100		Phase-OC1-50
152	CB FDR2		52,0		Tripped by Relay11 Phase-OC1-50
300	Relay5	2,193	300		Phase-OC1-50
352	CB EXPRESS		52,0		Tripped by Relay5 Phase-OC1-50
500	Relay37-1	0,731	500		Phase-OC1-50
510	Relay40-1	0,731	510		Phase-OC1-50
510	CB KP.PLTU_OUT_2		52,0		Tripped by Relay37-1 Phase-OC1-50
562	CB KP.PLTU_INC_2		52,0		Tripped by Relay40-1 Phase-OC1-51
800	Relay11	2,193	800		Phase-OC1-50
852	CB PLTU		52,0		Tripped by Relay53 Phase-OC1-50

Pada tabel 4.3 dapat dilihat Relay11 akan aktif pada 0,1 s ketika terjadi gangguan pada Bus32 dan relay5 akan aktif pada 0,3 s hal ini sudah benar, karena untuk menghindari trip secara bersama minimal *time grading* yang digunakan 0,2 s. Lalu Selanjutnya sama seperti kedua relay ini, hanya saja rele37-1 dan 40-1 bekerja secara bersamaan dan memiliki *time grading* 0,2s dengan Relay 53 akan aktif pada waktu 0,8 s.

Dapat disimpulkan dari tabel 4.7 bahwa koordinasi relay pada tipikal 3 telah sesuai dan benar, hal ini berdasarkan waktu kerja dan selektivitas relay yang tepat.

4.7 Sistem Koordinasi Proteksi Rele Gangguan Fasa ke Tanah

Dalam sistem distribusi jenis gangguan satu fasa ke tanah merupakan jenis gangguan yang paling sering terjadi dan kemungkinan terjadi dalam sistem. Untuk *settingan* relay *groundfault* yaitu $10\% \times I_{NGR}$

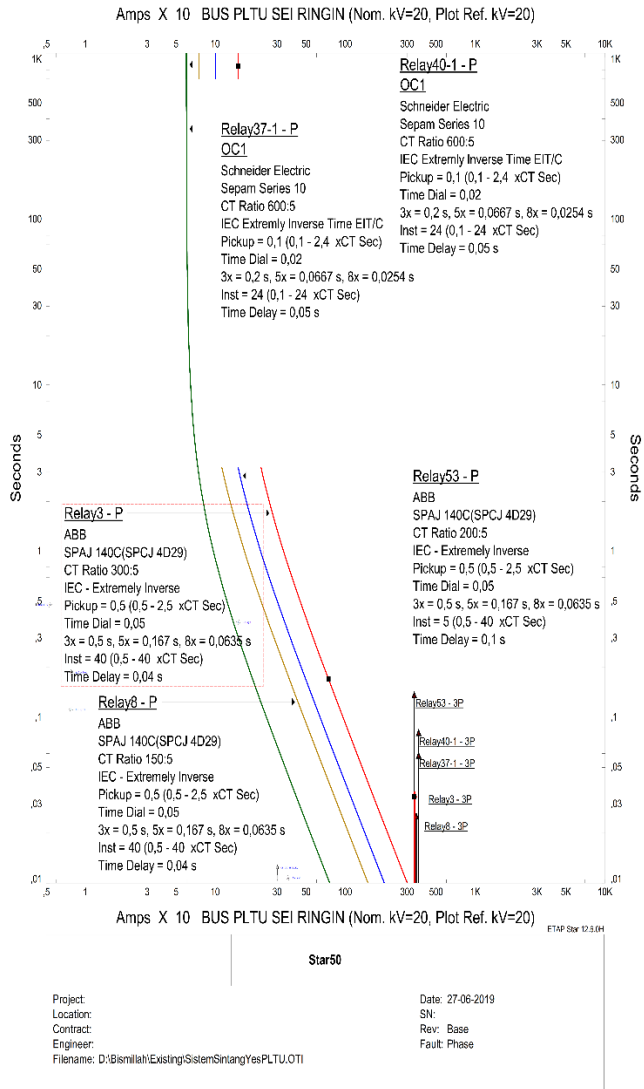
$< I_{set} < 50\% \times I_{NGR}$. Selain itu yang perlu diperhatikan saat melakukan setting rele *groundfault* adalah *time grading* yang sesuai standart antara 0,2s - 0,4s.

Tabel 4. 4 Sistem Pentanahan Peralatan di PT. PLN (Persero) Wilayah Kalimantan Barat Kabupaten Sintang

No	ID Peralatan	Rating Tegangan (kV)	Hubungan Belitan	Pentanahan
1	T16-1	6,3/20	Delta/Bintang	Resistor
2	T18-1	6,3/20	Delta/Bintang	Resistor
3	T19-1	6,3/20	Delta/Bintang	Resistor

4.8 Koordinasi Proteksi Rele Gangguan Fasa ke Tanah Tipikal 1

Pada gambar 4.11 terlihat bahwa nilai setting *time delay* semua setting GFR adalah sama yaitu 0,05 s, hal ini tidak boleh dilakukan karena harus ada *grading* antara rele atau sama dengan waktu *setting* pada rele OCR. Selain itu, pada gambar kurva rele GFR juga kurang tepat. Dari gambar diatas dapat disimpulkan bahwa pengaturan rele GFR masih belum tepat.



Gambar 4. 11 Kurva Rele Ground Fault Tipikal 1(Existing)

Untuk koordinasi proteksi arus gangguan satu fasa ke tanah pada tipikal satu sebagai berikut:

a. Relay8

Manufacture = ABB
 Model = SPAJ 140C(SPCJ 4D29)
 CT ratio = 300/5
 I_{NGR} = 288,7 A

1. Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{NGR} < I_{set} < 50\% \times I_{NGR}$$

$$10\% \times 288,7 < I_{set} < 50\% \times 288,7$$

$$\frac{28,87}{300} In < I_{set} < \frac{144,35}{300}$$

$$0,096 In < Tap < 0,48 In$$

Dipilih Tap = 0,1 In
 Iset = 0,1 × 300
 = 30A

2. Time Delay

Dipilih Time Delay = 0,1s

b. Relay3

Manufacture = ABB
 Model = SPAJ 140C(SPCJ 4D29)
 CT ratio = 300/5
 I_{NGR} = 288,7 A

1. Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{NGR} < I_{set} < 50\% \times I_{NGR}$$

$$10\% \times 288,7 < I_{set} < 50\% \times 288,7$$

$$\frac{28,87}{300} In < I_{set} < \frac{144,35}{300}$$

$$0,096 In < Tap < 0,48 In$$

Dipilih Tap = 0,1 In
 Iset = 0,1 × 300
 = 30A

2. Time Delay

Dipilih Time Delay = 0,3s

c. Relay37-1

Manufacture = Schneider Electric
Model = Sepam Series 10
CT ratio = 300/5
INGR = 288,7 A

1. Instantaneous Pickup

$$10\% \times INGR < I_{set} < 50\% \times INGR$$

$$10\% \times 288,7 < I_{set} < 50\% \times 288,7$$

$$28,87/300 \text{ In} < I_{set} < 144,35/300$$

$$0,096 \text{ In} < \text{Tap} < 0,48 \text{ In}$$

$$\text{Dipilih Tap} = 0,1 \text{ In}$$

$$I_{set} = 0,1 \times 300$$

$$= 30 \text{ A}$$

2. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,5 \text{ s}$$

d. Relay40-1

Manufacture = Schneider Electric
Model = Sepam Series 10
CT ratio = 300/5
 I_{NGR} = 288,7 A

1. Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{NGR} < I_{set} < 50\% \times I_{NGR}$$

$$10\% \times 288,7 < I_{set} < 50\% \times 288,7$$

$$\frac{28,87}{300} \text{ In} < I_{set} < \frac{144,35}{300}$$

$$0,096 \text{ In} < \text{Tap} < 0,48 \text{ In}$$

$$\text{Dipilih Tap} = 0,1 \text{ In}$$

$$I_{set} = 0,1 \times 300$$

$$= 30 \text{ A}$$

2. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,51 \text{ s}$$

e. Relay53

Manufacture = ABB
Model = SPAJ 140C(SPCJ 4D29)

$$\begin{aligned}\text{CT ratio} &= 300/5 \\ I_{\text{NGR}} &= 288,7 \text{ A}\end{aligned}$$

1. Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned}10\% \times I_{\text{NGR}} &< I_{\text{set}} < 50\% \times I_{\text{NGR}} \\ 10\% \times 288,7 &< I_{\text{set}} < 50\% \times 288,7 \\ \frac{28,87}{300} \text{ In} &< I_{\text{set}} < \frac{144,35}{300} \\ 0,096 \text{ In} &< \text{Tap} < 0,48 \text{ In}\end{aligned}$$

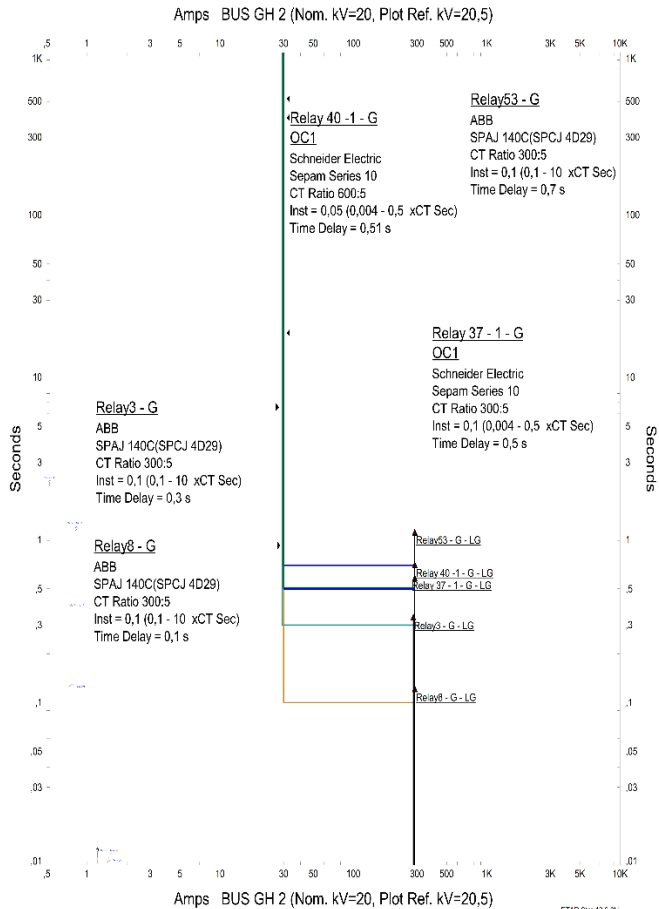
$$\begin{aligned}\text{Dipilih Tap} &= 0,1 \text{ In} \\ I_{\text{set}} &= 0,1 \times 300 \\ &= 30 \text{ A}\end{aligned}$$

2. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,7 \text{ s}$$

Setelah melakukan *resetting* pada rele GFR dan memasukan hasil perhitungan pada *software* ETAP 12.6.0 , didapatkan seperti gambar diatas. Untuk semua nilai *Iset* dibuat sama semua, yaitu 30 A. Tetapi dalam pengaturan *delay* setiap rele dibuat sama dengan pengaturan *time delay* dari rele OCR.

Dari hasil gambar 4.12 dapat disimpulkan bahwa *resetting* telah sesuai dan tepat, karena bekerja sesuai waktu dan selektif.



Star97

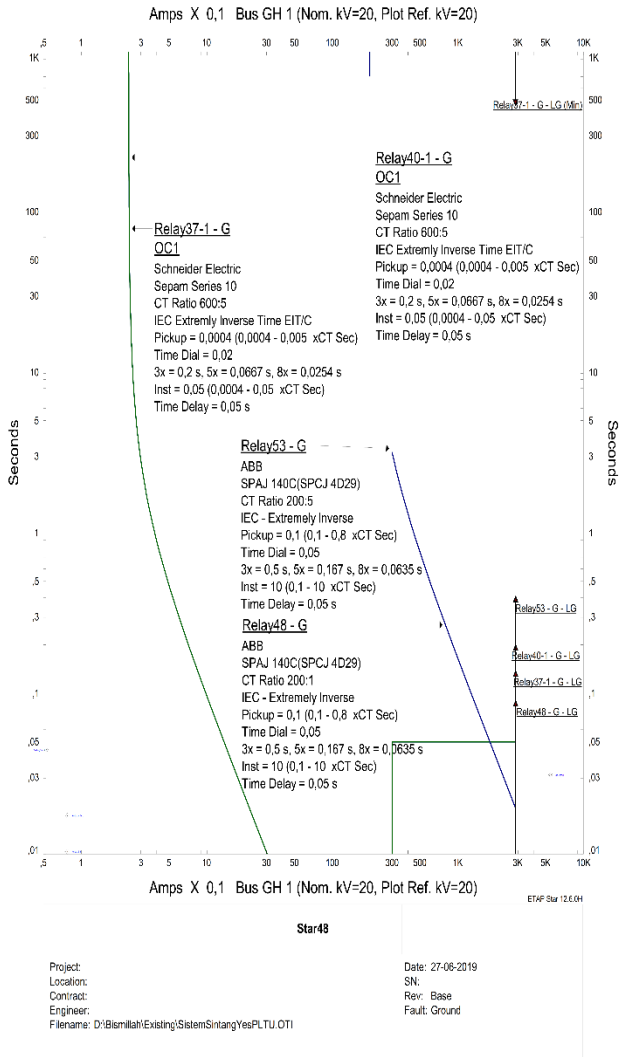
Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D:\Bismillah\FIX Re-set\FIX.Bismillah.OTI

Date: 27-06-2019
 SN:
 Rev: Base
 Fault: Ground

Gambar 4. 12 Kurva Relay Ground Fault Tipikal 1(Re-Setting)

4.9 Koordinasi Proteksi Rele Gangguan Fasa ke Tanah Tipikal 2

Pada gambar 4.13 terlihat bahwa nilai setting *time delay* semua setting GFR adalah sama yaitu 0,05 s, hal ini tidak boleh dilakukan karena harus ada *grading* antara rele atau sama dengan waktu rele OCR. Dari gambar diatas dapat disimpulkan bahwa pengaturan rele GFR masih belum tepat.



Gambar 4. 13 Kurva Rele Ground Fault Tipikal 2 (existing)

Untuk koordinasi proteksi arus gangguan satu fasa ke tanah pada tipikal satu sebagai berikut:

a. Relay48

Manufacture = Schneider Electric
 Model = Sepam Series 10
 CT ratio = 300/5
 I_{NGR} = 288,7 A

1. Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{NGR} < I_{set} < 50\% \times I_{NGR}$$

$$10\% \times 288,7 < I_{set} < 50\% \times 288,7$$

$$\frac{28,87}{300} In < I_{set} < \frac{144,35}{300}$$

$$0,096 In < Tap < 0,48 In$$

Dipilih Tap = 0,1 In
 $I_{set} = 0,1 \times 300$
 = 30A

2. Time Delay

Dipilih Time Delay = 0,1s

b. Relay37-1

Manufacture = Schneider Electric
 Model = Sepam Series 10
 CT ratio = 300/5
 I_{NGR} = 288,7 A

1. Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{NGR} < I_{set} < 50\% \times I_{NGR}$$

$$10\% \times 288,7 < I_{set} < 50\% \times 288,7$$

$$28,87/300 In < I_{set} < 144,35/300$$

$$0,096 In < Tap < 0,48 In$$

Dipilih Tap = 0,1 In
 $I_{set} = 0,1 \times 300$
 = 30A

2. Time Delay

Dipilih Time Delay = 0,5s

c. Relay40-1

Manufacture = Schneider Electric
 Model = Sepam Series 10

$$\begin{aligned}\text{CT ratio} &= 300/5 \\ I_{\text{NGR}} &= 288,7 \text{ A}\end{aligned}$$

1. Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned}10\% \times I_{\text{NGR}} &< I_{\text{set}} < 50\% \times I_{\text{NGR}} \\ 10\% \times 288,7 &< I_{\text{set}} < 50\% \times 288,7 \\ \frac{28,87}{300} \text{ In} &< I_{\text{set}} < \frac{144,35}{300} \\ 0,096 \text{ In} &< \text{Tap} < 0,48 \text{ In}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Dipilih Tap} &= 0,1 \text{ In} \\ I_{\text{set}} &= 0,1 \times 300 \\ &= 30 \text{ A}\end{aligned}$$

2. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,51 \text{ s}$$

d. Relay53

$$\begin{aligned}\text{Manufacture} &= \text{ABB} \\ \text{Model} &= \text{SPAJ 140C(SPCJ 4D29)} \\ \text{CT ratio} &= 300/5 \\ I_{\text{NGR}} &= 288,7 \text{ A}\end{aligned}$$

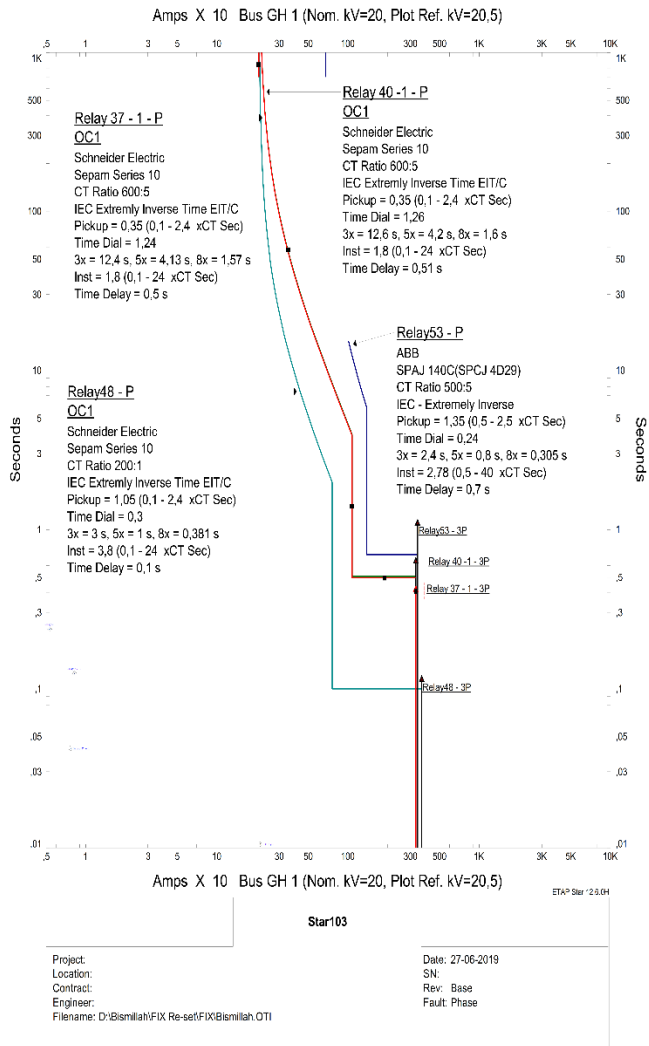
1. Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned}10\% \times I_{\text{NGR}} &< I_{\text{set}} < 50\% \times I_{\text{NGR}} \\ 10\% \times 288,7 &< I_{\text{set}} < 50\% \times 288,7 \\ \frac{28,87}{300} \text{ In} &< I_{\text{set}} < \frac{144,35}{300} \\ 0,096 \text{ In} &< \text{Tap} < 0,48 \text{ In}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Dipilih Tap} &= 0,1 \text{ In} \\ I_{\text{set}} &= 0,1 \times 300 \\ &= 30 \text{ A}\end{aligned}$$

2. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,7 \text{ s}$$



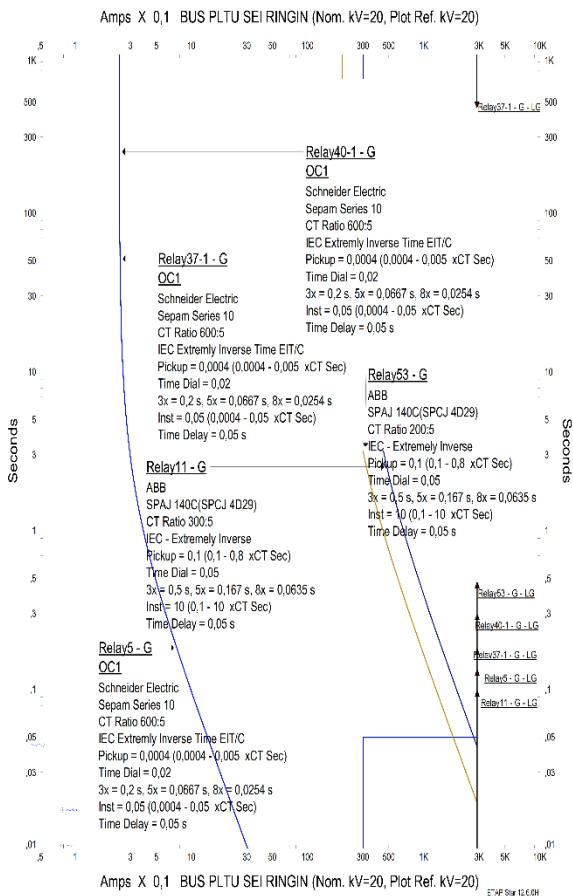
Gambar 4. 14 Kurva Rele Ground Fault Tipikal 2 (Resetting)

Setelah melakukan *resetting* pada rele GFR dan memasukan hasil perhitungan pada *software* ETAP 12.6.0 , didapatkan seperti gambar diatas. Untuk semua nilai *Iset* dibuat sama semua, yaitu 30 A. Tetapi dalam pengaturan *delay* setiap rele dibuat sama dengan pengaturan *time delay* dari rele OCR.

Dari hasil gambar 4.14 dapat disimpulkan bahwa *resetting* telah sesuai dan tepat, karena bekerja sesuai waktu dan selektif.

4.10 Koordinasi Proteksi Rele Gangguan Fasa ke Tanah Tipikal 3

Pada gambar 4.15 terlihat bahwa nilai setting *time delay* semua setting GFR adalah sama yaitu 0,05 s, hal ini tidak boleh dilakukan karena harus ada *grading* antara rele atau sama dengan waktu rele OCR. Dari gambar diatas dapat disimpulkan bahwa pengaturan rele GFR masih belum tepat.



Star49

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: D:\Bismillah\Existing\Sistem\Ringin\Yes PLTU OTI

Date: 27-06-2019
 SN:
 Rev: Base
 Fault: Ground

Gambar 4. 15 Kurva Rele Ground Fault Tipikal 3 (existing)

Untuk koordinasi proteksi arus gangguan satu fasa ke tanah pada tipikal satu sebagai berikut:

a. Relay11

Manufacture = ABB
 Model = SPAJ 140C(SPCJ) 4D29
 CT ratio = 300/5
 I_{NGR} = 288,7 A

1. Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{NGR} < I_{set} < 50\% \times I_{NGR}$$

$$10\% \times 288,7 < I_{set} < 50\% \times 288,7$$

$$\frac{28,87}{300} I_n < I_{set} < \frac{144,35}{300}$$

$$0,096 I_n < Tap < 0,48 I_n$$

Dipilih Tap = 0,1 I_n
 $I_{set} = 0,1 \times 300$
 = 30A

2. Time Delay

Dipilih Time Delay = 0,1s

b. Relay5

Manufacture = Schneider Electric
 Model = Sepam Series 10
 CT ratio = 300/5
 I_{NGR} = 288,7 A

1. Instantaneous Pickup

$$10\% \times I_{NGR} < I_{set} < 50\% \times I_{NGR}$$

$$10\% \times 288,7 < I_{set} < 50\% \times 288,7$$

$$28,87/300 I_n < I_{set} < 144,35/300$$

$$0,096 I_n < Tap < 0,48 I_n$$

Dipilih Tap = 0,1 I_n
 $I_{set} = 0,1 \times 300$
 = 30A

2. Time Delay

Dipilih Time Delay = 0,3s

c. Relay37-1

Manufacture = Schneider Electric
Model = Sepam Series 10
CT ratio = 300/5
INGR = 288,7 A

3. Instantaneous Pickup

$$10\% \times INGR < I_{set} < 50\% \times INGR$$

$$10\% \times 288,7 < I_{set} < 50\% \times 288,7$$

$$28,87/300 \text{ In} < I_{set} < 144,35/300$$

$$0,096 \text{ In} < \text{Tap} < 0,48 \text{ In}$$

$$\text{Dipilih Tap} = 0,1 \text{ In}$$

$$I_{set} = 0,1 \times 300$$

$$= 30 \text{ A}$$

4. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,5 \text{ s}$$

d. Relay40-1

Manufacture = Schneider Electric
Model = Sepam Series 10
CT ratio = 300/5
INGR = 288,7 A

1. Instantaneous Pickup

$$10\% \times INGR < I_{set} < 50\% \times INGR$$

$$10\% \times 288,7 < I_{set} < 50\% \times 288,7$$

$$\frac{28,87}{300} \text{ In} < I_{set} < \frac{144,35}{300}$$

$$0,096 \text{ In} < \text{Tap} < 0,48 \text{ In}$$

$$\text{Dipilih Tap} = 0,1 \text{ In}$$

$$I_{set} = 0,1 \times 300$$

$$= 30 \text{ A}$$

2. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,51 \text{ s}$$

e. Relay53

Manufacture = ABB
Model = SPAJ 140C(SPCJ 4D29)

$$\begin{aligned}\text{CT ratio} &= 300/5 \\ I_{\text{NGR}} &= 288,7 \text{ A}\end{aligned}$$

1. Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned}10\% \times I_{\text{NGR}} &< I_{\text{set}} < 50\% \times I_{\text{NGR}} \\ 10\% \times 288,7 &< I_{\text{set}} < 50\% \times 288,7 \\ \frac{28,87}{300} \text{ In} &< I_{\text{set}} < \frac{144,35}{300} \\ 0,096 \text{ In} &< \text{Tap} < 0,48 \text{ In}\end{aligned}$$

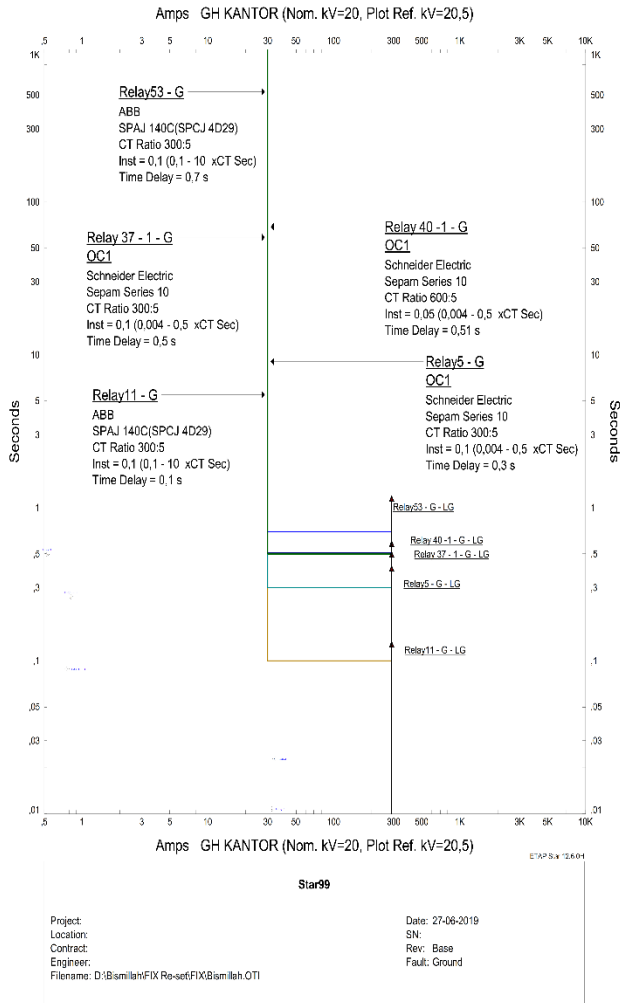
$$\begin{aligned}\text{Dipilih Tap} &= 0,1 \text{ In} \\ I_{\text{set}} &= 0,1 \times 300 \\ &= 30 \text{ A}\end{aligned}$$

2. Time Delay

$$\text{Dipilih Time Delay} = 0,7 \text{ s}$$

Setelah melakukan *resetting* pada rele GFR dan memasukan hasil perhitungan pada *software* ETAP 12.6.0 , didapatkan seperti gambar diatas. Untuk semua nilai *Iset* dibuat sama semua, yaitu 30 A. Tetapi dalam pengaturan *delay* setiap rele dibuat sama dengan pengaturan *time delay* dari rele OCR.

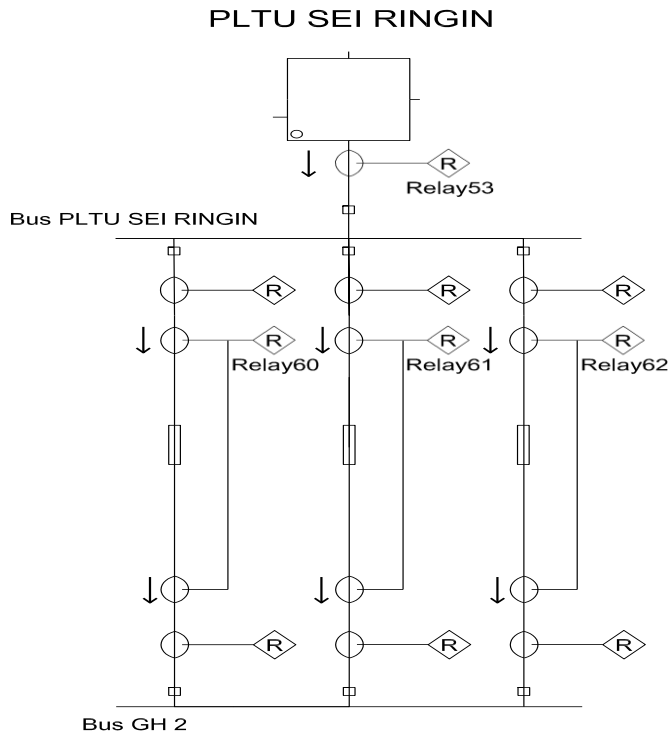
Dari hasil gambar 4.16 dapat disimpulkan bahwa *resetting* telah sesuai dan tepat, karena bekerja sesuai waktu dan selektif.



Gambar 4. 16 Kurva Rele Ground Fault Tipikal 3 (Resetting)

4.11 Reley Differensial (Rekomendasi)

Pada *Single Line Diagram* Sintang terdapat tiga *outgoing* yang paralel, hal ini dapat menyebabkan *Black Out* jika terjadi kerusakan pada internal kabel tersebut. Maka dari itu, disarankan menggunakan Rele differensial sebagai antisipasi terjadinya *black out*.. Untuk lebih jelasnya akan dapat dilihat pada gambar 4.17



Gambar 4. 17 Konsidi Normal Tiga Outgoing Paralel pada Bus PLTU

Analisis Keadaam Normal

Pada gambar 4.17 terlihat bahwa tiga outgoing pada bus PLTU SEI RINGIN mendapatkan daya dari PLTU, dimana PLTU SEI RINGIN mempunyai 3 Transformator yang masing-masing memiliki 10 MVA. Jadi total daya MVA trafo adalah 30 MVA. Sehingga didapatkan I_{nominal}

$$I_n = \frac{30 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 20 \text{ kV}}$$

$$= 866,02 \text{ A}$$

Karena terdapat tiga *outgoing*, maka masing masing saluran mendapatkan arus sebesar

$$= \frac{866,02}{3}$$

$$= 288,67 \text{ A}$$

Setelah mendapatkan arus pada setiap saluran, maka akan didapatkan rating CT

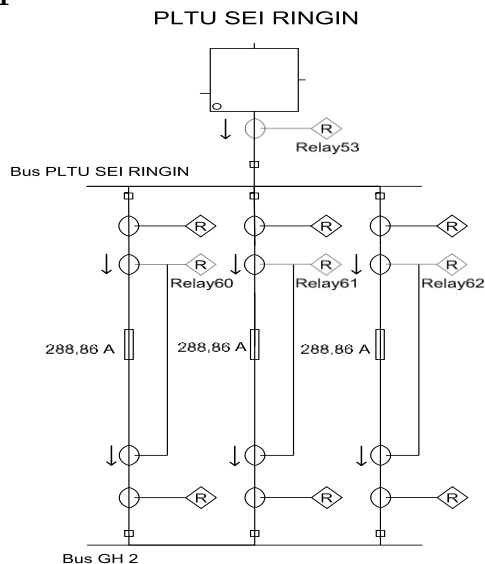
$$\text{Rating CT}$$

$$= 1,1 \times 288,67$$

$$= 317,53 \text{ A}$$

$$\text{Rating CT dipilih}$$

$$= \mathbf{300:1}$$



Gambar 4. 18 Besaran Arus Yang Melalui Tiap Saluran

Rele differensial adalah jenis rele proteksi yang hanya akan bekerja jika terjadi gangguan internal pada daerah yang dilindungi. Prinsip kerja rele differensial sesuai dengan hukum kirchoff dimana dijelaskan bahwa keseimbangan antara jumlah arus yang masuk dan jumlah arus yang keluar adalah sama, sehingga $I_p = I_s$.

$$I_p = 288,86 \text{ A}$$

$$I_s = 288,86$$

$$I_p = I_s$$

$$\frac{288,86}{300/1} = \frac{288,86}{300/1}$$

$$0,96 = 0,96$$

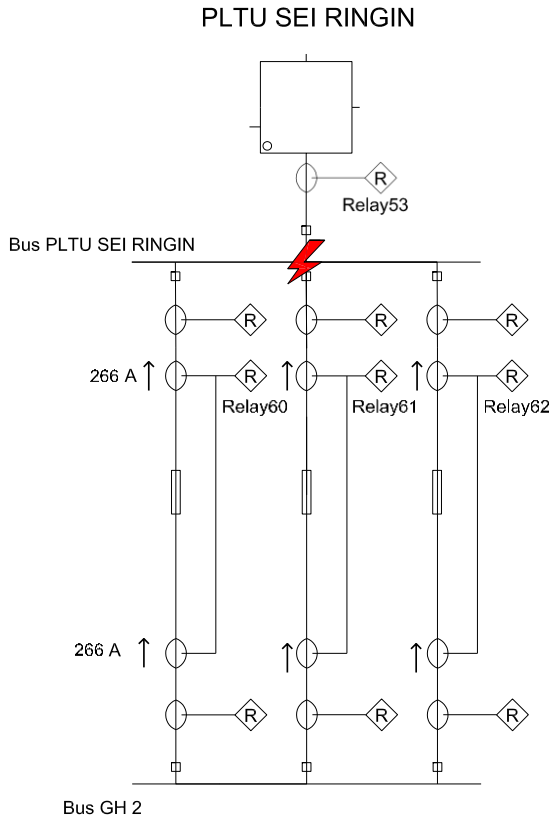
$$\begin{aligned} I_{\text{Restrained}} &= \max (|I_p|, |I_s|) \\ &= \max (|0,96|, |0,96|) \\ &= 0,96 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{diff}} &= |I_p - I_s| \\ &= |0,96 - 0,96| \\ &= 0 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Slope (\%)} &= \frac{I_{\text{diff}}}{I_{\text{Restrained}}} \times 100\% \\ &= \frac{0}{0,96} \times 100\% \\ &= 0 \% \end{aligned}$$

Analisis Kondisi Gangguan Eksternal Bus PLTU SEI RINGIN

Ketika terjadi hubung singkat 3 Phase pada Bus PLTU SEI RINGIN, maka aliran arus akan menuju ke sumber gangguan atau titik gangguan. Persamaan $I_p = I_s$ akan berubah menjadi negatif ketika arah arus berubah saat terjadi hubung singkat, dimana I menjadi negatif ketika berlawanan arah. Besaran nilai arus gangguan hubung singkat 3 Phase $1/2$ Cycle pada Bus PLTU SEI RINGIN dapat dilihat pada gambar 4.18 berikut



Gambar 4. 19 Kondisi Gangguan Eksternal Bus PLTU SEI RINGIN

$$I_p = 266 \text{ A}$$

$$I_s = 266 \text{ A}$$

$$-I_p = -I_s$$

$$-\frac{266}{300/1} = -\frac{266}{300/1}$$

$$-0,88 = -0,88$$

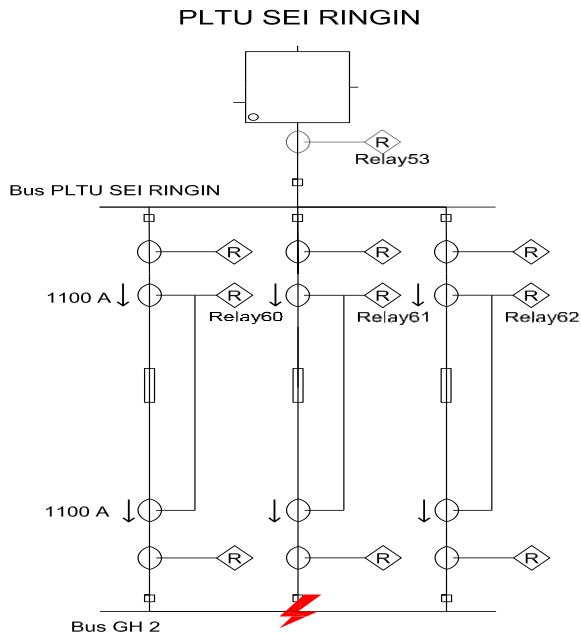
$$\begin{aligned} I_{\text{Restrained}} &= \max(|I_p|, |I_s|) \\ &= \max(|-0,88|, |-0,88|) \\ &= 0,88 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{diff} &= |I_p - I_s| \\
 &= |-0,88 + 0,88| \\
 &= 0 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Slope (\%)} &= \frac{I_{diff}}{I_{Restrained}} \times 100\% \\
 &= \frac{0}{0,88} \times 100\% \\
 &= 0 \%
 \end{aligned}$$

Analisis Kondisi Gangguan Eksternal Bus GH 2

Ketika terjadi hubung singkat 3 Phase pada Bus GH 2, maka aliran arus akan menuju ke sumber gangguan atau titik gangguan. Persamaan $I_p = I_s$ akan berubah menjadi negatif ketika arah arus berubah saat terjadi hubung singkat, dimana I menjadi negatif ketika berlawanan arah. Besaran nilai arus gangguan hubung singkat 3 Phase $\frac{1}{2}$ Cycle pada bus GH 2 dapat dilihat pada gambar 4.19 berikut



Gambar 4. 20 Kondisi Gangguan Eksternal Bus GH 1

$$I_p = 1,1 \text{ kA}$$

$$I_s = 1,1 \text{ kA}$$

$$I_p = I_s$$

$$\frac{1100}{300/1} = \frac{1100}{300/1}$$

$$3,67 = 3,67$$

$$\begin{aligned} I_{\text{Restrained}} &= \max(|I_p|, |I_s|) \\ &= \max(|3,67|, |3,67|) \\ &= 3,67 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{diff}} &= |3,67 - 3,67| \\ &= 0 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Slope (\%)} &= \frac{I_{\text{diff}}}{I_{\text{Restrained}}} \times 100\% \\ &= \frac{0}{3,67} \times 100\% \\ &= 0 \% \end{aligned}$$

Setelah menghitung didapatkan nilai I_{diff} dan slope, disaat terjadi gangguan eksternal rele differensial tidak boleh bekerja karena terjadinya gangguan berada diluar zona pengamanan rele differensial. Berdasarkan hasil perhitungan diatas maka,

Nilai I_{diff} terbesar adalah 0 A

Nilai Slope terbesar adalah 0 %

Setelah mendapatkan nilai tersebut, maka dapat direkomendasikan *setting* yang disarankan sebagai berikut :

- Settingan pick up
Untuk pengaturan *pick up* ini, memiliki dua jalan alternatif, yang pertama dengan memperhatikan *error CT*, I_{diff} normal, margin (faktor keamanan) dan yang kedua adalah berdasarkan I_{diff} terbesar.
- 1. Dengan memperhatikan *error CT*, I_{diff} , margin
 - *Error CT* didapatkan dari *Class*, C_t yang disarankan adalah CT Class 5P20, yaitu error $\pm 5\%$, P adalah Proteksi, 20 yaitu 20 In)
 - I_{diff} kondisi normal 0% In, tetapi untuk faktor kewanaman dibuat 10%
 - Margin (faktor keamanan) diasumsikan 5%

Maka,

$$\begin{aligned}\text{Pick up} &= (\text{error CT} + I_{\text{diff normal}} + \text{margin}) \\ &= (5\% + 10\% + 5\%) \\ &= 20\% I_n \\ &= 0,2 I_n \\ &= 0,2 \text{ A}\end{aligned}$$

2. Setting *pick up* berdasarkan I_{diff} terbesar (*pickup* > 0%)
Setting *pick up* dipilih = 30% $I_n = 0,3 I_n = 0,3 \text{ A}$ (GE Mutilin T60)
Setting slope = 50% (GE Mutilin T60)

‘ Dalam menentukan pemilihan pengaturan *pick up* dan *slope* yang digunakan yaitu 0,3 I_n dan 50%, adalah sebagai antisipasi akan kemungkinan terjadinya hal-hal yang tidak dihaapkan seperti rele tidak stabil.

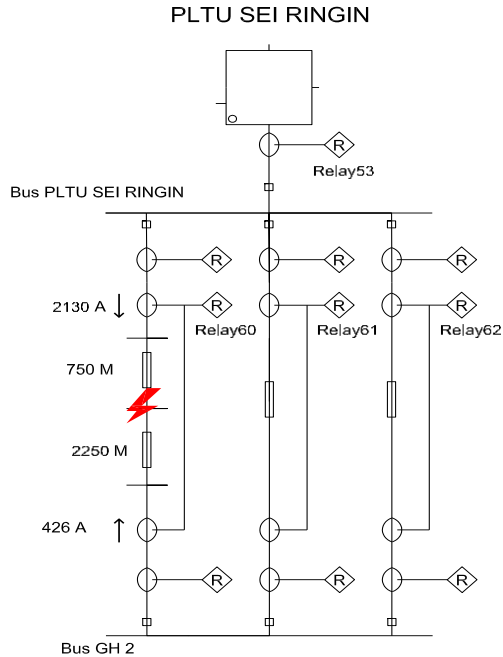
Settingan (I_{diff} dan slope) diatur dengan logika AND, jadi rele differensial ini hanya akan bekerja jika terjadi gangguan dimana nilai I_{diff} dan slope nya melewati setingan yang telah ditetapkan.

Analisis Kondisi Gangguan Intenal Bus PLTU SEI RINGIN

Ketika terjadi hubung singkat 3 Phase pada Bus PLTU SEI RINGIN, tentu saja aliran arus akan menuju ke sumber gangguan atau titik gangguan. Persamaan $I_p = I_s$ akan berubah menjadi negatif ketika terjadi hubung singkat, dimana I menjadi negatif ketika berlawanan arah. Besaran nilai arus gangguan hubung singkat 3 Phase $\frac{1}{2}$ Cycle pada bus PLTU SEI RINGIN dan juga pemodelan gambar disaat terjadi gangguan 3 Phase pada Bus PLTU SEI RIGIN dapat dilihat pada gambar 4.20 berikut:

$$\begin{aligned}\text{Slope (\%)} &= \frac{I_{diff}}{I_{Restrain}} \times 100\% \\ &= \frac{13,57}{8,17} \times 100\% \\ &= 166,09 \%\end{aligned}$$

Internal 25%



Gambar 4.22 Kondisi Gangguan Internal dari 25% Panjang Kabel

Pada gambar 4.21 panjang kabel 3000 Meter dibagi menjadi dua, yaitu 750 meter dan 2250 meter, dan diberi tambahan Bus tujuan mempermudah mengetahui nilai arus yang melalui I_p dan I_s . Setelah dilakukan simulasi di ETAP, didapatkan hasil bahwa arus yang mengalir pada I_p adalah 2130 A dan pada I_s adalah 426 A.

$I_p = 2130 \text{ kA}$

$I_s = 426 \text{ A}$

$$I_p = -I_s$$

$$\frac{2130}{300/1} = - \frac{426}{300/1}$$

$$7,1 \neq -1,42$$

$$I_{\text{Restrain}} = \max(|I_p|, |I_s|)$$

$$= \max(|7,1|, |-1,42|)$$

$$= 7,1 \text{ A}$$

$$I_{\text{diff}} = |7,1 + 1,42|$$

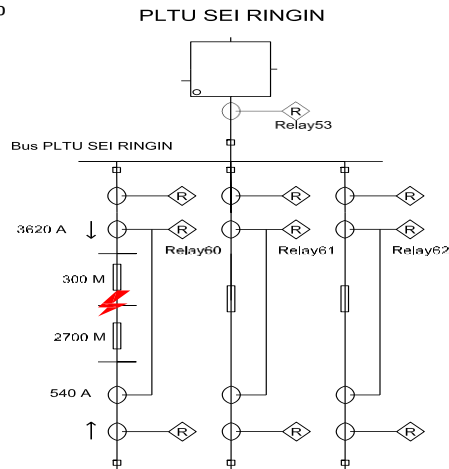
$$= 8,52 \text{ A}$$

$$\text{Slope (\%)} = \frac{I_{\text{diff}}}{I_{\text{Restrain}}} \times 100\%$$

$$= \frac{8,52}{7,1} \times 100\%$$

$$= 120 \%$$

Internal 10%



Gambar 4.23 Kondisi Gangguan Internal dari 10% Panjang Kabel

Pada gambar 4.22 panjang kabel 3000 Meter dibagi menjadi dua, yaitu 300 meter dan 2700 meter, dan diberi tambahan Bus tujuan mempermudah mengetahui nilai arus yang melalui I_p dan I_s . Setelah dilakukan simulasi di ETAP, didapatkan hasil bahwa arus yang mengalir pada I_p adalah 3620 A dan pada I_s adalah 540 A.

$$I_p = 3620 \text{ kA}$$

$$I_s = 540 \text{ A}$$

$$I_p = -I_s$$

$$\frac{3620}{300/1} = - \frac{540}{300/1}$$

$$12,07 \neq -1,8$$

$$I_{\text{Restraining}} = \max (|I_p|, |I_s|)$$

$$= \max (|12,07|, |-1,8|)$$

$$= 12,07 \text{ A}$$

$$I_{\text{diff}} = |12,07 + 1,8|$$

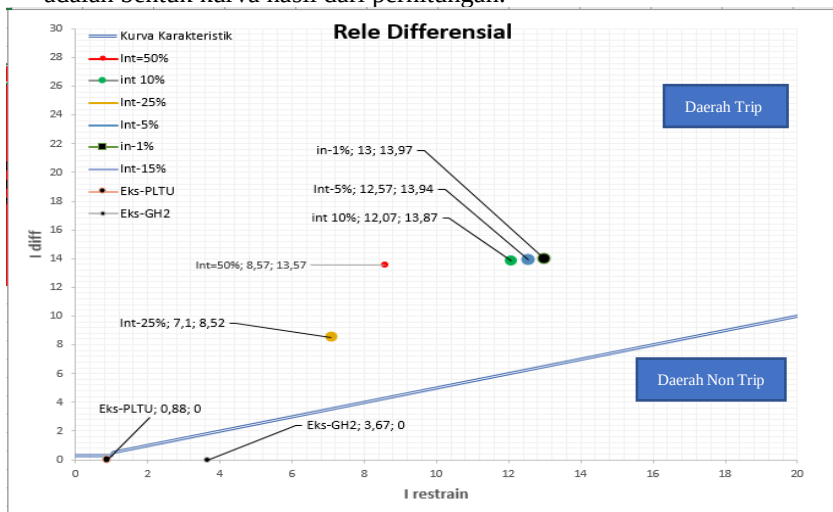
$$= 13,87 \text{ A}$$

$$\text{Slope (\%)} = \frac{I_{\text{diff}}}{I_{\text{Restraining}}} \times 100\%$$

$$= \frac{13,87}{12,07} \times 100\%$$

$$= 114,91 \%$$

Setelah dilakukan gangguan pada saluran kabel, baik itu 50% dari panjang kabel, maupun 25% dan 10 %. Selanjutnya adalah membuat kurva berdasarkan hasil perhitungan yang telah dicari, pada gambar 4.24 adalah bentuk kurva hasil dari perhitungan.



Gambar 4.24 Kurva Rele Differensial Saat Terjadi Gangguan Internal

Dari gambar 4.24 terlihat bahwa disaat terjadi gangguan internal maka rele diferensial akan bekerja, sebaliknya disaat terjadi gangguan eksternal rele diferensial tidak akan bekerja. Agar lebih jelas dalam pembacaan gambar 4.24, akan dijelaskan pada tabel

Tabel 4. 5 Jenis Gangguan Pada Kabel

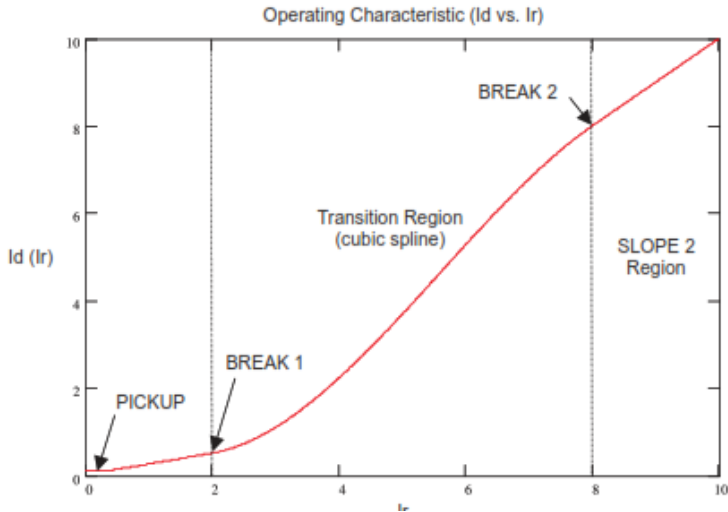
No	Jenis Gangguan	I diff (A)	I restrain (A)
1	1 % dari Panjang Kabel (Internal)	13,97	13
2	5 % dari Panjang Kabel (Internal)	13,94	12,57
3	10 % dari Panjang Kabel (Internal)	13,87	12,07
4	25 % dari Panjang Kabel (Internal)	8,52	7,1
5	50 % dari Panjang Kabel (Internal)	13,57	8,57
6	Pada Bus PLTU (Eksternal)	0	0,88
7	Pada Bus GH 2 (Eksternal)	0	3,67

Pickup yang dipilih = 0,3In ; slope 1 dan slope 2 = 50%

Dalam rele differensial terdapat *Breakpoint 1* dan *Breakpoint 2*, dimana *Breakpoint 1* digunakan untuk mengetahui batas operasi normal. Untuk mencari batas operasi normal dengan *Breakpoint 1* dalam rele diferensial kita harus mengetahui FLA yang mengalir pada saluran dan rasio CT yang digunakan. FLA pada saluran adalah 288,67 A dan rasio CT adalah 300/1. Sehingga batas operasi normal dengan *Breakpoint 1* pada rele diferensial adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{Breakpoint 1} &= \frac{FLA}{N \text{ CT}} \\
 &= \frac{288,67}{300/1} \\
 &= 0,96 \approx 1
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Breakpoint 2} &= 0,01 \times N \text{ CT} \times \text{breakingpoint 1} \\
 &= 0,01 \times 300 \times 1 \\
 &= 3
 \end{aligned}$$



Gambar 4.25 Gurva Rele Diferensial

Cara kerja rele diferensial dalam trip dan tidak trip adalah dengan memperhatikan besaran nilai I_{diff} dan $I_{restrain}$, dimana saat nilai I_{diff} lebih besar dari nilai $(k \times I_{restrain})$ maka rele akan trip. K merupakan slope.

Pada gangguan internal 50% dari panjang kabel, didapatkan I_{diff} sebesar 13,57 A dan untuk $I_{restrain}$ sebesar 8,57. Jika $I_{diff} > k \times I_{restrain}$ maka rele akan trip.

$$13,57 > 0,5 \times 8,57$$

$$13,57 > 4,285 = \text{Rele diferensial akan trip}$$

Sedangkan jika terjadi gangguan eksternal pada Bus PLTU dimana didapatkan I_{diff} sebesar 0 A dan untuk $I_{restrain}$ sebesar 0,88 A.

$$0 < 0,3 \times 0,88$$

$$0 < 0,264 = \text{Rele diferensial tidak akan trip}$$

Setelah melakukan pembuktian diatas maka *setting* pada rele diferensial sudah tepat, dimana hanya akan bekerja disaat terjadi gangguan internal.

BAB V PENUTUP

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan simulasi dan analisa terhadap sistem kelistrikan PT. PLN sintang, baik itu untuk proteksi rele *overcurrent* dan rele *groundfault* pada sistem kelistrikan PT.PLN Kabupaten Sintang dapat diambil beberapa butir kesimpulan sebagai berikut :

1. PT.PLN Kabupaten Sintang dapat dimodelkan kedalam *software* ETAP 12.6.0 dan membagi kedalam tiga grup pembebanan, setiap grup diambil satu tipikal, dari hasil simulasi terhadap sistem kelistrikan *existing* PT. PLN Sintang memiliki kesalahan *setting* seperti, selektifitas yang kurang tepat, waktu kerja trip yang tidak tepat, pengaturan waktu rele GFR yang bersamaan dan waktu *grading* yang tidak sesuai standart.

2. Tabel 5. 1 Hasil *Resetting*

Hasil <i>Resetting</i>					
No	ID	I>	I>>	Time Dial	Time Delay
1	Rele 8	210	600	0,35	0,1 s
2	Rele 3	210	900	0,99	0,3 s
3	Rele 37-1	210	324	1,24	0,5 s
4	Rele 40-1	210	324	1,26	0,51 s
5	Rele 53	675	1392	0,24	0,8 s
6	Rele 48	210	360	0,3	0,1 s
7	Rele 11	210	450	0,26	0,1 s
8	Rele 5	210	600	0,3	0,3 s

3. Untuk *relay groud fault* dalam pengaturan *time delay* sama dengan *relay overcurrent*
4. Setelah menerapkan hasil perhitungan, respon rele ketika diberi gangguan sudah berurutan, cepat dan selektif

5.2 Saran

Pada SLD sintang terdapat tiga *outgoint* yang paralel, yaitu pada Bus PLTU SEI RINGIN dengan Bus GH 1, pada jalur tersebut disarankan untuk menambahkan rele differensial.

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

DAFTAR PUSTAKA

- [1] **Sihombing, Mitro.** "Evaluasi Koordinasi Rele Proteksi Pada Penyulang Distribusi 20 kV Terhadap Kemungkinan Gangguan Sympathetic Tripping Sewaktu Gangguan Satu Fasa Ke Tanah", 2012..
- [2] **Anupreyaa K, Anupreyaa K.** " Relay Coordination for Distribution System". St.Joseph's college of engineering, pp. 1-4. India, Merch, 2016
- [3] **Poonyapa Sookrod, Paramet Wirasanti.** "Overcurrent Relay Coordination Tool for Radial Distribution Systems with Distributed Generation". Chiang Mai University, pp.1- 4. Thailand, May, 2018
- [4] **Chuan He1, Baohui Zhang1, Yeye Yuan1, Yongshang Ji1, Zhiqian Bo2 .** "Relay Protection Setting Calculation System in Distribution Network". State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment, pp. 1-3. China, September, 2016.
- [5] *Low Impedance Differential Protection Relay Impedance Differential Protection Relay Protection*, **Shah, ketan. 2018.** 5, India; International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, 2018, Vol. 7.
- [6] **Blackburn, J. Lewis. 2006,** *protection Relaying Principles and Application*. New York: CRC Press, 2006. Third Edition.
- [7] **Dorf, Richard C, 2001.** *The Electrc Power Engineering Handbook*, Auburn, Alabama : CRC Press LLC, 2001
- [8] **GE Mutilin. 2015.** *T60 Transformer Protection System Instruction Manual*. Ontario Canada : GE Digital Energy, 2015
- [9] *Datasheet ABB SPAJ 140C(SPCJ 4D29)*
- [10] *Datasheet rele Schneider Electric Sepam Series 10*

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

Single Line Diagram Sintang



LAMPIRAN B

Datasheet Rele ABB SPAJ 140C(SPCJ 4D29)

Time/current characteristic (modified 2007-03)

The operation of the low-set overcurrent stage $I_{>}$ and the low-set earth-fault stage $I_{0>}$ is based on definite time or inverse time characteristic, as selected by the user. The operation characteristic is selected with switches 1...3 of switchgroup SGF1 for the overcurrent stage $I_{>}$ and with switches SGF1/6...8 for the earth-fault stage $I_{0>}$ (see chapter "Selector switches", page 7).

When IDMT characteristic has been selected, the operate time of the stage will be a function of the current; the higher the current, the shorter the operate time. The stage includes six time/current curve sets - four according to the BS 142 and IEC 60255 standards and two special curve sets, named RI type and RXIDG type, according to ABB standards.

IDMT characteristic

Four standard curves named extremely inverse, very inverse, normal inverse and long-time inverse are available. The relationship between current and time complies with the BS 142:1966 and IEC 60255-3 standards and can be expressed as follows:

$$t [s] = \frac{k \times \beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha} - 1$$

where

t = operate time in seconds

k = time multiplier

I = measured current value

I_s = set start current value

The relay includes four time/current curve sets according to BS 142:1966 and IEC 60255-3.

The slope of the time/current curve sets is determined by the constants α and β as follows:

Slope of the time/current curve set	α	β
Normal inverse	0.02	0.14
Very inverse	1.0	13.5
Extremely inverse	2.0	80.0
Long-time inverse	1.0	120.0

According to the standard BS 142:1966 the normal current range is defined as 2...20 times the set start current. Additionally the relay must start at the latest when the current exceeds 1.3 times the set start current, when the time/current characteristic is normal inverse, very inverse or extremely inverse. At long-time inverse characteristic, the normal range is 2...7 times the set start current and the relay must start when the current exceeds 1.1 times the setting.

The following requirements with regard to operate time tolerances are specified in the standard (E denotes accuracy in per cent, - = not specified):

I/I_s	Normal inv.	Very inv.	Extremely inv.	Long-time inv.
2	2.22 E	2.34 E	2.44 E	2.34 E
5	1.13 E	1.26 E	1.48 E	1.26 E
7	-	-	-	1.00 E
10	1.01 E	1.01 E	1.02 E	-
20	1.00 E	1.00 E	1.00 E	-

In the defined normal current ranges, the inverse-time stages of the overcurrent and earth-fault unit SPCJ 4D29 comply with the tolerances of class 5 for all time/current curves.

The time/current curves specified in the BS-standards are illustrated in Fig. 5, 6, 7 and 8.

Note.

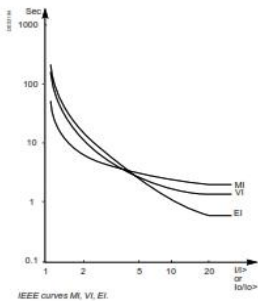
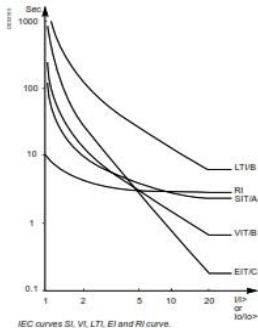
The actual operate time of the relay, presented in the graphs in Fig. 5...8, includes an additional filter and detection time plus the operate time of the trip output relay. When the operate time of the relay is calculated using the mathematical expression above, these additional times of about 30 ms in total have to be added to the time received.

LAMPIRAN C

Datasheet rele Schneider Electric Sepam Series 10

Characteristics

Protection functions



Protection function 50/51, 50N/51N

Tripping curve

- DT: Definite time
- SIT/IA: IEC standard inverse
- VIT/IB: IEC very inverse
- LT/IB: IEC long-time inverse
- EIT/IC: IEC extremely inverse
- MID: IEEE moderately inverse
- VIE: IEEE very inverse
- EI/F: IEEE extremely inverse
- RI

Ito, Io/Io set points

DT curve	Setting range: 0.1...24 Ino (minimum: 1 A)
IDMT curves	0.1...2.4 In (minimum: 1 A)
Accuracy	±5 % or ±0.02 In
Drop out/pick up ratio	95 %
Transient overshoot	< 10 %

Ito, Io/Io set points

DT curve	Standard version	Setting range: 0.1...24 Ino (minimum: 1 A)
	Sensitive version	Setting range: 0.01...2.4 Ino (minimum: 0.1 A)
	High sensitivity Rating 0.2...24 A version	Setting range: 0.0004...0.05 Ino (Ino = 470 A)
	Rating 2.0...240 A	Setting range: 0.004...0.5 Ino (Ino = 470 A)
IDMT curves	Standard version	Setting range: 0.2...2.4 Ino (minimum: 1 A)
	Sensitive version	Setting range: 0.01...0.24 Ino (minimum: 0.1 A)
	High sensitivity Rating 0.2...24 A version	Setting range: 0.0004...0.005 Ino (Ino = 470 A)
	Rating 2.0...240 A	Setting range: 0.004...0.05 Ino (Ino = 470 A)
Accuracy		±5 % ou ±0.02 Ino
Drop out/pick up ratio		95 %
Transient overshoot		< 10 %

Time delay

DT curve	0.05...300 s
IEC, RI curves	TMS: 0.02...2 (step: 0.01)
IEEE curve	TD: 0.5...15 (step: 0.1)
Accuracy	DT curve: ±2% or ±20 ms IDMT curves: ±5% or ±20 ms
Timer hold	Selection: ON/OFF. Common setting for Ito and Io/Io set points
Accuracy	±2 % or ±20 ms

Characteristic times

Operation time	< 40 ms at 2 x set point (typically 20 ms)
Overshoot time	< 40 ms at 2 x set point
Reset time	< 50 ms at 2 x set point

Protection function 49RMS

Set points

Alarm set point	Setting range	50...100 % of permissible thermal capacity
Trip set point	Setting range	0.1...2.4 In (value of permissible current)
Accuracy		±5 % or ±0.02 In
Drop out/pick up ratio		95 %

Time delay

Time constant	Setting range	1...120 min in 1 min. steps
	Tripping-time accuracy	±2 % or ±2 s

LAMPIRAN D

Rele Differensial Low Impedance

2 PRODUCT DESCRIPTION

2.2 SPECIFICATIONS

SPECIFICATIONS ARE SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE

2.2.1 PROTECTION ELEMENTS



The operating times below include the activation time of a trip rated Form-A output contact unless otherwise indicated. FlexLogic™ operands of a given element are 4 ms faster. This should be taken into account when using FlexLogic™ to interconnect with other protection or control elements of the relay, building FlexLogic™ equations, or interfacing with other IEDs or power system devices via communications or different output contacts.

2

PERCENT DIFFERENTIAL

Characteristic: Differential Restraint pre-set
Number of zones: 2
Minimum pickup: 0.05 to 1.00 pu in steps of 0.001
Slope 1 range: 15 to 100% in steps of 1%
Slope 2 range: 50 to 100% in steps of 1%
Kneepoint 1: 1.0 to 2.0 pu in steps of 0.0001
Kneepoint 2: 2.0 to 30.0 pu in steps of 0.0001
2nd harmonic inhibit level: 1.0 to 40.0% in steps of 0.1
2nd harmonic inhibit function: Adaptive, Traditional, Disabled
2nd harmonic inhibit mode: Per-phase, 2-out-of-3, Average
5th harmonic inhibit range: 1.0 to 40.0% in steps of 0.1
Operate times:

Harmonic inhibits selected: 20 to 30 ms at 60 Hz;
20 to 35 ms at 50 Hz
No harmonic inhibits selected: 5 to 20 ms

Dropout level: 97 to 98% of pickup
Level accuracy: $\pm 0.5\%$ of reading or $\pm 1\%$ of rated (whichever is greater)

INSTANTANEOUS DIFFERENTIAL

Pickup level: 2.00 to 30.00 pu in steps of 0.01
Dropout level: 97 to 98% of pickup
Level accuracy: $\pm 0.5\%$ of reading or $\pm 1\%$ of rated (whichever is greater)
Operate time: 20 ms at 3 pickup at 60 Hz

RESTRICTED GROUND FAULT

Pickup: Dropout: Slope:
0.000 to 30.000 pu in steps of 0.001
97 to 98% of Pickup
0 to 100% in steps of 1%
Pickup delay: 0 to 600.00 s in steps of 0.01
Dropout delay: 0 to 600.00 s in steps of 0.01
Operate time: <1 power system cycle

PHASE/NEUTRAL/GROUND TOC

Current: Phasor or RMS
Pickup level: 0.000 to 30.000 pu in steps of 0.001
Dropout level: 97% to 98% of Pickup
Level accuracy:
for 0.1 to 2.0 CT: $\pm 0.5\%$ of reading or $\pm 1\%$ of rated (whichever is greater)
for > 2.0 CT: $\pm 1.5\%$ of reading > 2.0 CT rating
Curve shapes: IEEE Moderately/Very/Extremely Inverse; IEC (and BS) A/B/C and Short Inverse; GE IAC Inverse, Short/Very/Extremely Inverse; I²t; FlexCurves™ (programmable); Definite Time (0.01 s base curve)

Curve multiplier: Time Dial = 0.00 to 600.00 in steps of 0.01

Reset type: Instantaneous/Timed (per IEEE)
Timing accuracy: Operate at > 1.03 actual Pickup
 $\pm 3.5\%$ of operate time or ± 1 cycle (whichever is greater)

PHASE/NEUTRAL/GROUND IOC

Pickup level: 0.000 to 30.000 pu in steps of 0.001
Dropout level: 97 to 98% of pickup
Level accuracy:
0.1 to 2.0 CT rating: $\pm 0.5\%$ of reading or $\pm 1\%$ of rated (whichever is greater)
> 2.0 CT rating $\pm 1.5\%$ of reading
Overreach: <2%

Pickup delay: 0.00 to 600.00 s in steps of 0.01
Reset delay: 0.00 to 600.00 s in steps of 0.01
Operate time: <16 ms at 3 Pickup at 60 Hz (Phase/Ground IOC)
<20 ms at 3 Pickup at 60 Hz (neutral IUC)
Timing accuracy: Operate at 1.5 Pickup
 $\pm 3\%$ or ± 4 ms (whichever is greater)

PHASE DIRECTIONAL OVERCURRENT

Relay connection: 90° (quadrature)
Quadrature voltage:
ABC phase seq.: phase A (V_{BC}), phase B (V_{CA}), phase C (V_{AB})
ACB phase seq.: phase A (V_{CB}), phase B (V_{AC}), phase C (V_{BA})
Polarizing voltage threshold: 0.000 to 3.000 pu in steps of 0.001
Current sensitivity threshold: 0.05 pu
Characteristic angle: 0 to 359° in steps of 1
Angle accuracy: $\pm 2^\circ$
Operation time (FlexLogic™ operands):
Tripping (reverse load, forward fault): 12 ms, typically
Blocking (forward load, reverse fault): 8 ms, typically

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

RIWAYAT PENULIS



Pada tanggal 01 Desember 1995 di Timika telah lahir penulis, yang memiliki nama lengkap Imam Bade Iriyanto. Menempuh jenjang pendidikan pertama kali di SD Yapis Timika, lalu pindah ke SD Muhammadiyah 1 Ngawi dan lulus pada tahun 2007. Melanjutkan jenjang SMP di Sragen, tepatnya SMP Negeri 2 Sragen lulus pada tahun 2010. Setelah menempuh jenjang SMP lanjut ke SMA Negeri 1 Sragen dan lulus pada tahun 2013. Penulis melanjutkan jenjang Perguruan Tinggi tingkat Diploma III di Yogyakarta tepatnya di Universitas Gadjah Mada, mengambil konsentrasi Arus Kuat (*Power Engineering*) dan melanjutkan ke program Strata 1 di Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Selama menempuh pendidikan di UGM, penulis banya mengikuti organisasi kuliah seperti; MAPADEGAMA, Pemandu Orientasi Studi dan Pengenalan Kampus PALAPA, UVIVERSAL dan Sekolah Vokasi.

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