

SKRIPSI

**KOORDINASI SISTEM PROTEKSI DISTRIBUSI RADIAL IEEE 33 BUS
TERHUBUNG DENGAN SUMBER ENERGI TERBARUKAN**

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik Elektro



Oleh

MELKI FEBRIAN

181000220201014

PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS MUHAMMADIYAH SUMATERA BARAT

2022

HALAMAN PENGESAHAN

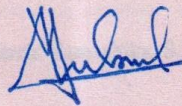
KOORDINASI SISTEM PROTEKSI DISTRIBUSI RADIAL IEEE 33 BUS
TERHUBUNG DENGAN SUMBER ENERGI TERBARUKAN

Oleh

MELKI FEBRIAN

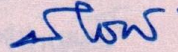
18100022020114

Dosen Pembimbing I



Ir. Yulisman, M.T.
NIDK.8808220016

Dosen Pembimbing II



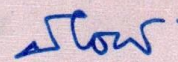
Herris Yamashika, S.T., M.T.
NIDN.1024038202

Dekan Fakultas Teknik
UM Sumatera Barat



Masril, S.T., M.T.
NIDN. 1005057407

Ketua Program Studi
Teknik Elektro



Herris Yamashika, S.T., M.T.
NIDN.1024038202

LEMBARAN PERSETUJUAN TIM PENGUJI

Skripsi ini telah dipertahankan dan disempurnakan berdasarkan masukan dan koreksi tim penguji pada ujian tertutup pada tanggal 17 Februari 2022 di Fakultas Teknik Muhammadiyah Sumatera Barat.

Bukittinggi, 17 Februari 2022



Melki Febrian

181000220201014

Disetujui tim penguji skripsi tanggal.....:

1. Ir.Yulisman, M.T.

1.....

2. Herris Yamashika, S.T.,M.T.

2.....

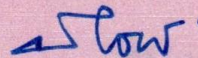
3. Mahyessie Kamil, S.T., M.T

3.....

4. Ir. Budi Santosa, M.T.

4.....

Mengetahui
Ketua Program Studi
Teknik Elektro



Herris Yamashika, S.T.,M.T.
NIDN. 1024038202

LEMBARAN PERNYATAAN KEASLIAN

saya yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama Mahasiswa : Melki Febrian
Tempat dan Tanggal Lahir : Batusangkar/23 Februari 2000
Nim : 18100012020114
Judul Skripsi : Koordinasi Sistem Proteksi Distribusi Radial IEEE
33 Bus Terhubung Dengan Sumber Energi
Terbarukan.

Menyatakan dengan sebenarnya bahwa penulisan skripsi ini berdasarkan hasil penelitian, pemikiran dan pemaparan asli dari saya sendiri, baik untuk naskah laporan maupun kegiatan yang tercantum sebagai bagian dari skripsi ini. Jika terdapat karya orang lain, saya akan mencantumkan sumber yang jelas.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sesungguhnya dan apabila kemudian hari terdapat penyimpangan dan ketidakbenaran dalam pernyataan ini, maka saya bersedia menerima sanksi akademik berupa pencabutan gelar yang telah diperoleh karena karya tulis ini dan sanksi sesuai dengan peraturan yang berlaku di UM Sumatera Barat.

Demikian pernyataan ini saya buat dalam keadaan sadar tanpa paksaan pihak manapun.

Bukittinggi, 17 Februari 2022

Yang Membuat Pernyataan



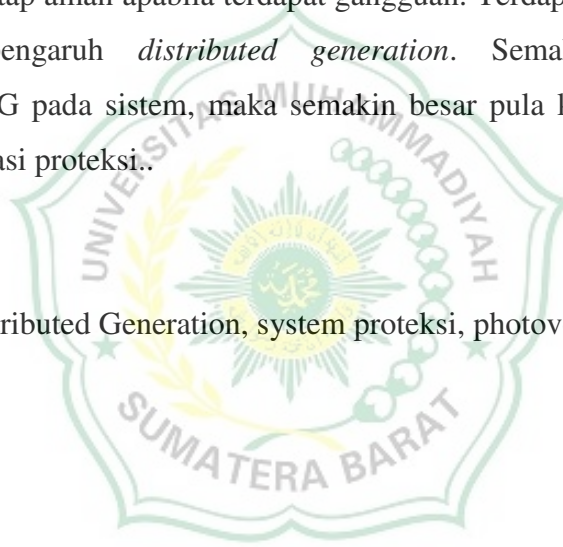
Melki Febrian

181000220201014

ABSTRAK

Penambahan *distributed generation* (DG) pada sebuah jaringan distribusi dapat mempengaruhi setting relay yang ada. Sehingga penelitian yang dilakukan Penulis menyebutkan bahwa Penambahan DG dapat berpengaruh terhadap sistem proteksi. Pada penelitian ini penulis berfokus pada sistem koordinasi proteksi IEEE 33 Bus menggunakan *software* ETAP 12.6 dengan menambahkan sumber pembangkit generator dan photovoltaic. Untuk memastikan perangkat pengaman yang aman dan selektif koordinasi, dampak DG harus diperhitungkan ketika merencanakan setting relay. Maka perlu dilakukan resetting untuk koordinasi proteksi agar tetap aman apabila terdapat gangguan. Terdapat beberapa cara untuk mengurangi pengaruh *distributed generation*. Semakin besar pengaruh penambahan DG pada sistem, maka semakin besar pula kemungkinan merubah setting koordinasi proteksi..

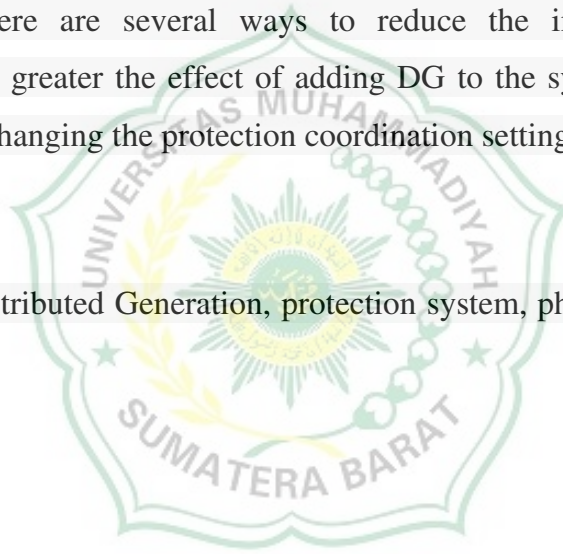
Kata kunci: Distributed Generation, system proteksi, photovoltaic, generator, ETAP 12.6



ABSTRACT

The addition of distributed generation (DG) in a distribution network can affect the existing relay settings. So the research conducted by the author states that the addition of DG can affect the protection system. In this study, the author focuses on the IEEE 33 Bus protection coordination system using the ETAP 12.6 software by adding a generator and photovoltaic generator sources. To ensure safe safety devices and selective coordination, the impact of DG must be taken into account when planning relay settings. So it is necessary to do resetting for coordination of protection to keep it safe if there is a disturbance. There are several ways to reduce the impact of distributed generation. The greater the effect of adding DG to the system, the greater the possibility of changing the protection coordination settings. Radial.

Keywords: Distributed Generation, protection system, photovoltaic, generator, ETAP 12.6



KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT, atas segala berkat yang telah diberikannya, sehingga Skripsi ini dapat diselesaikan. Skripsi ini merupakan salah satu kewajiban yang harus diselesaikan untuk memenuhi sebagian persyaratan akademik untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Elektro di Universitas Muhammadiyah Sumatera Barat (UM Sumatera Barat).

Penulis menyadari bahwa tanpa bimbingan bantuan, dan doa dari berbagai pihak, Skripsi ini tidak akan dapat diselesaikan tepat pada waktunya. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terimakasih yang sebesar-besarnya kepada semua pihak yang telah membantu dalam proses pengerjaan Skripsi ini, yaitu kepada:

1. Orang tua, kakak, dan adik serta seluruh keluarga yang telah memberikan dukungan moril, doa, dan kasih sayang;
2. Bapak Masril, S.T.,M.T.,selaku Dekan Fakultas Teknik UM Sumatera Barat;
3. Bapak Hariyadi, S.Kom.,M.Kom.,selaku Wakil Dekan FakultasTeknik UM Sumatera Barat;
4. Bapak Herris Yamashika, S.T.,M.T.,selaku Ketua Program Studi Teknik Elektro, sekaligus Dosen Pembimbing, dan Dosen pembimbing II skripsi yang telah memberikan bimbingan dan banyak memberikan masukan kepada penulis;
5. Bapak Ir.Yulisman,M.T., selaku Dosen Pembimbing I Skripsi yang telah memberikan bimbingan dan banyak memberikan masukan kepada penulis;
6. Bapak/Ibu Dosen di lingkungan Prodi Teknik Elektro Fakultas Teknik UM Sumatera Barat yang namanya tidak dapat disebutkan satu persatu;
7. Bapak/Ibu Tenaga Kependidikan Fakultas Teknik UM Sumatera Barat;
8. Rekan-rekan seperjuangan Teknik Elektro angkatan 2018;
9. Semua pihak yang namanya tidak dapat disebutkan satu persatu.

Akhir kata, penulis menyadari bahwa mungkin masih terdapat banyak kekurangan dalam skripsi ini. Oleh karena itu, saran dari pembaca akan sangat bermanfaat bagi penulis. Semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi semua pihak yang membacanya, khususnya mahasiswa Teknik Elektro.

Bukittinggi, 17 Februari 2022

Penulis



DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
HALAMAN PENGESAHAN	
KATA PENGANTAR	i
DAFTAR ISI	iii
DAFTAR GAMBAR	vi
DAFTAR TABEL	viii
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan dan Manfaat Penelitian.....	3
1.4.1 Tujuan penelitian.....	3
1.4.2 Manfaat penelitian.....	3
1.5 Sistematika Penulisan.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Kajian Penelitian Sebelumnya	5
2.2 Sistem Distribusi Radial IEEE 33 BUS	6
2.3 Sumber Energi Terbarukan.....	7
2.3.1 Photovoltaic	8
2.3.2 Mikrohidro	9
2.4 Sistem Distribusi	11

2.4.1	Sistem Jaringan Distribusi Radial.....	11
2.4.2	Sistem Jaringan Distribusi Loop.....	12
2.4.3	Sistem Jaringan Distribusi Spindel.....	13
2.5	Aliran Beban.....	14
2.6	Aliran Daya.....	15
2.7	Gangguan Dalam Jaringan Distribusi.....	16
2.7.1	Gangguan Hubung Singkat.....	18
2.8	Sistem Distribusi Jaringan Distribusi.....	19
2.8.1	Komponen Utama Sistem Proteksi.....	22
2.8.2	Koordinasi Proteksi Sistem Distribusi Radial.....	27
2.9	Setting Relay Arus Lebih.....	27
2.10	Software ETAP.....	28
BAB III	METODOLOGI PENELITIAN	
3.1	Lokasi Penelitian.....	30
3.2	Data Penelitian.....	30
3.2.1	Jenis penelitian.....	30
3.2.2	Sumber data.....	30
3.3	Metode Analisa.....	35
3.4	Bagan Alir Penelitian.....	39
BAB IV	HASIL DAN PEMBAHASAN	
4.1	Hasil Perhitungan.....	41

4.1.1 Setting Relay Tanpa Penambahan DG	41
4.1.2 Setting Relay Photovoltaic	48
4.1.3 Setting Relay Generator.....	62
4.1.4 Setting Relay Pada Grid, Photovoltaic, Generator	76
4.2 Pembahasan	95
4.2.1 Waktu Trip Relay Sumber Tanpa DG	95
4.2.2 Waktu Trip Relay Grid dan Photovoltaic	96
4.2.3 Waktu Trip Relay dan Generator.....	96
4.2.4 Waktu Trip Relay Sumber, Photovoltaic dan Generator	97
BAB V PENUTUP	
5.1 Simpulan.....	100
5.2 Saran.....	101

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN



DAFTAR GAMBAR

No. Gambar	Halaman
Gambar 2.1. <i>Single line diagram</i> sistem distribusi radial IEEE 33 bus	6
Gambar 2.2. Kurva <i>Standar Inverse</i>	7
Gambar 2.3. Photovoltaic.....	9
Gambar 2.4. Prinsip Kerja PLTMH	10
Gambar 2.5. Sistem Distribusi Radial	12
Gambar 2.6. Sistem Jaringan Distribusi Loop	13
Gambar 2.7. Sistem Jaringan Distribusi Spindel.....	14
Gambar 2.8 <i>Tipikal Bus Sistem Tenaga</i>	15
Gambar 2.9 Segitiga Daya.....	15
Gambar 2.10 Skema Sistem Proteksi Transformator dan Penyulang	22
Gambar 2.11 Bagian Utama Trafo Arus	24
Gambar 2.12 Fitur Yang Digunakan Pada ETAP	30
Gambar 3.1 Single Line Jaringan Distribusi	32
Gambar 3.2 Single Line Diagram Simulasi 1.....	36
Gambar 3.3 Single Line Diagram Simulasi 2.....	37
Gambar 3.4 Single Line Diagram Simulasi 3.....	38
Gambar 3.5 Single Line Diagram Simulasi 4.....	39
Gambar 3.6 Flowchart Penelitian.....	40
Gambar 4.1 Single Line Diagram Tanpa DG.....	41

Gambar 4.2	Grafik Setting Relay Tanpa DG	48
Gambar 4.3	Single Line Diagram dengan Photovoltaic.....	49
Gambar 4.4	Grafik Relay Proteksi dengan tambahan Photovoltaic.....	56
Gambar 4.5	Grafik Relay Proteksi Pada Relay Photovoltaic.....	62
Gambar 4.6	Single Line Diagram dengan Generator	63
Gambar 4.7	Grafik Relay Proteksi Relay Grid.....	70
Gambar 4.8	Grafik Relay Proteksi Pada Generator	76
Gambar 4.9	Single Line Diagram Dengan Seluruh Pembangkit.....	76
Gambar 4.10	Grafik Relay Proteksi Pada Grid	83
Gambar 4.11	Grafik Relay Proteksi Pada Photovoltaic	89
Gambar 4.12	Grafik Relay Proteksi Pada Generator.....	95





DAFTAR TABEL

No. Tabel		Halaman
Tabel 3.1.	Data Beban Jaringan Distribusi Radial.....	32
Tabel 3.2.	Data Impedansi Saluran Jaringan Distribusi Radial.....	34
Tabel 4.1	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Tanpa Penambahan Distributed generation pada bus 01	44
Tabel 4.2	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Tanpa Penambahan Distributed generation pada bus 06.....	44
Tabel 4.3	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Tanpa Penambahan Distributed generation pada bus 16.....	45
Tabel 4.4	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Tanpa Penambahan Distributed generation pada bus 22.....	46
Tabel 4.5	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Tanpa Penambahan Distributed generation pada bus 25.....	46
Tabel 4.6	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Tanpa Penambahan Distributed generation pada bus 33.....	47
Tabel 4.7	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Grid pada bus 01	51
Tabel 4.8	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Grid pada bus 06.....	52
Tabel 4.9	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Grid pada bus 16.....	53
Tabel 4.10	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Grid pada bus 22.....	54

Tabel 4.11	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Grid pada bus 25.....	54
Tabel 4.12	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Grid pada bus 33.....	55
Tabel 4.13	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Pada Sumber Pembangkit photovoltaic pada bus 01	57
Tabel 4.14	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Pada Sumber Pembangkit photovoltaic pada bus 06.....	58
Tabel 4.15	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Pada Sumber Pembangkit photovoltaic pada bus 16.....	59
Tabel 4.16	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Pada Sumber Pembangkit photovoltaic pada bus 22.....	60
Tabel 4.17	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Pada Sumber Pembangkit photovoltaic pada bus 25.....	60
Tabel 4.18	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Pada Sumber Pembangkit photovoltaic pada bus 33.....	61
Tabel 4.19	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Grid pada bus 01	65
Tabel 4.20	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Grid pada bus 06	66
Tabel 4.21	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Grid pada bus 16	67
Tabel 4.22	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Grid pada bus 22	67
Tabel 23	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Grid pada bus 25	68
Tabel 24	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Grid pada bus 33	69
Tabel 25	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Pada Sumber Pembangkit Generator 01	71

Tabel 26	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Pada Sumber Pembangkit Generator 06.....	72
Tabel 27	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Pada Sumber Pembangkit Generator 16.....	73
Tabel 28	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Pada Sumber Pembangkit Generator 22.....	74
Tabel 29	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Pada Sumber Pembangkit Generator 25.....	74
Tabel 4.30	Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Pada Sumber Pembangkit Generator 33.....	75
Tabel 4.31	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Grid pada bus 01.....	79
Tabel 4.32	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Grid pada bus 06.....	80
Tabel 4.33	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Grid pada bus 16.....	80
Tabel 4.34	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Grid pada bus 22.....	81
Tabel 4.35	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Grid pada bus 25.....	82
Tabel 4.36	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Grid pada bus 33.....	83
Tabel 4.37	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Sumber Pembangkit Photovoltaic pada bus 01.....	85
Tabel 4.38	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Sumber Pembangkit Photovoltaic pada bus 06.....	86
Tabel 4.39	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Sumber Pembangkit Photovoltaic pada bus 16.....	86

Tabel 4.40	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Sumber	
	Pembangkit Photovoltaic pada bus 22	87
Tabel 4.41	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Sumber	
	Pembangkit Photovoltaic pada bus 25	88
Tabel 4.42	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Sumber	
	Pembangkit Photovoltaic pada bus 33	89
Tabel 4.43	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Pada Sumber	
	Pembangkit Generator pada bus 01	91
Tabel 4.44	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Pada Sumber	
	Pembangkit Generator pada bus 06.....	91
Tabel 4.45	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Pada Sumber	
	Pembangkit Generator pada bus 16	92
Tabel 4.46	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Pada Sumber	
	Pembangkit Generator pada bus 22.....	93
Tabel 4.47	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Pada Sumber	
	Pembangkit Generator pada bus 25.....	94
Tabel 4.48	Hasil Perhitungan Waktu Kerja Relay Pada Sumber	
	Pembangkit Generator pada bus 33.....	94





BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kebutuhan tenaga listrik sudah menjadi kebutuhan primer bagi manusia. Segala perangkat penunjang kegiatan manusia hampir selalu memerlukan energi listrik. Oleh karena itu tenaga listrik bisa dikatakan sebagai salah satu kebutuhan utama bagi penunjang dan pemenuhan kebutuhan hidup umat manusia. Beberapa tantangan besar yang dihadapi dunia pada masa kini, antara lain, bagaimana menemukan sumber energi baru, mendapatkan sumber energi yang pada dasarnya tidak akan pernah habis untuk masa mendatang, menyediakan energi di mana saja diperlukan, dan mengubah energi dari satu ke lain bentuk, serta memanfaatkannya tanpa menimbulkan pencemaran yang dapat merusak lingkungan^[1]

Sistem distribusi merupakan bagian dari sistem tenaga listrik yang berfungsi untuk menyalurkan dan mendistribusikan daya listrik yang berasal dari pusat pembangkit ke konsumen. Pertumbuhan beban yang terus meningkat, mengharuskan sistem distribusi mampu memberikan penyaluran daya listrik yang cukup dan sesuai dengan permintaan daya listrik yang dibutuhkan oleh konsumen. Semakin meningkatnya permintaan daya ditambah sumber energi tak terbarukan yang semakin menipis yakni bahan bakar fosil menyebabkan dibutuhkan suatu sumber energi baru yang menggunakan energi terbarukan.

Distributed Generation (DG) merupakan suatu pembangkitan yang terhubung jaringan distribusi dengan maksud untuk mengurangi jatuh tegangan dan rugi-rugi daya yang timbul karena impedansi saluran. Pemasangan DG seperti mikrohidro dan photovoltaic akan mempengaruhi koordinasi sistem proteksi. Keandalan system proteksi diperlukan untuk mengamankan peralatan dari gangguan, mengurangi daerah gangguan dan meningkatkan kontinuitas penyaluran energi listrik. Penambahan sumber pembangkit yaitu berupa mikrohidro dan photovoltaic pada sebuah jaringan distribusi dapat mempengaruhi setting relay yang ada. ^[2]

Terdapat beberapa cara untuk mengurangi pengaruh penambahan sumber pembangkit jika diintegrasikan dengan sistem distribusi tenaga listrik didalamnya. Semakin besar pengaruh penambahan pembangkit pada sistem, maka semakin besar pula kemungkinan perubahan setting koordinasi proteksi. Untuk memastikan perangkat pengaman yang aman dan selektif dalam koordinasinya, dampak penambahan pembangkit harus diperhitungkan.

Sistem distribusi radial jika berasal dari satu sumber pembangkit maka proteksi berasal dari pembangkit utama tersebut, jika ditambahkan sumber pembangkit baru maka masalah proteksinya berasal dari pembangkit yang ditambahkan dan akan mensetting koordinasi proteksi. Penelitian ini akan membahas simulasi koordinasi proteksi jaringan distribusi IEEE 33 Bus dengan menggunakan ETAP 12.6. Kemudian pada simulasi ETAP 12.6 dapat dianalisis perubahan yang terjadi setelah ditambahkan photovoltaic dan mikrohidro sebagai sumber pembangkit.

1.2 Rumusan Masalah

Bedasarkan latar belakang yang telah dipaparkan sebelumnya maka rumusan masalah pada penelitian ini adalah:

- a. Bagaimana kinerja sistem proteksi pada jaringan distribusi IEEE 33 Bus ketika ditambahkan photovoltaic dan generator sebagai pembangkit.

1.3 Batasan Masalah

Agar pembahasan ini tidak menyimpang dari topik yang telah ditentukan maka penulis memberi batasan masalah sebagai berikut:

- a. Simulasi koordinasi proteksi jaringan distribusi pada IEEE 33 Bus menggunakan ETAP 12.6.0.
- b. Evaluasi koordinasi sistem proteksi dilakukan dengan penambahan photovoltaic dan generator.
- c. Photovoltaic dan generator diletakkan pada bus 16 dan bus 27 dengan mengacu pada penelitian terkait.[1]

- d. Simulasi ini dilakukan dalam 2 skenario yaitu simulasi tanpa *distributed generation* dan simulasi dengan sumber pembangkit photovoltaic dan generator.

1.4 Tujuan dan Manfaat Penelitian

1.4.1 Tujuan penelitian

Tujuan yang ingin dicapai dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

- a. Mengamati koordinasi proteksi pada sistem distribusi IEEE 33 Bus setelah adanya penambahan Photovoltaic dan Mikrohidro.

1.4.2 Manfaat penelitian

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

- a. Manfaat ilmiah.

Manfaat ilmiah dari penelitian ini adalah dalam rangka memperkaya kajian tulisan tentang perkembangan keilmuan di bidang teknik proteksi terkhusus pada kajian sistem koordinasi proteksi dengan penambahan sumber pembangkit energi terbarukan.

- b. Manfaat terapan

Manfaat terapan dari penelitian ini yakni sebagai acuan dalam kajian perancangan koordinasi proteksi IEEE 33 bus menggunakan ETAP 12.6.

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan untuk memudahkan pemahaman pembaca dalam mengambil inti yang terdapat pada skripsi, maka skripsi ini disusun dengan sistematika penulisan sebagai berikut:

Bab I PENDAHULUAN

Bab ini berisi latar belakang pengambilan tema, rumusan masalah, batasan masalah, tujuan dan manfaat penelitian, serta sistematika penulisan.

Bab II TINJAUAN PUSTAKA

Pada bab ini dijelaskan sumber bacaan, teori-teori baik dari buku, jurnal dan hasil penelitian yang terkait dengan permasalahan dan tujuan yang diangkat dalam skripsi ini. Termasuk didalamnya dijelaskan penelitian relevan yang pernah dilakukan sebelumnya serta perbedaan dengan penelitian yang dilakukan penulis.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Berisi tentang rencana dan prosedur penelitian yang dilakukan oleh penulis untuk memperoleh jawaban yang sesuai dengan permasalahan dan tujuan penelitian. Diantaranya penjelasan lokasi penelitian, data penelitian, metode analisis data serta bagan alir penelitian.

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Bab ini berisi tentang berbagai perhitungan perencanaan dan tampilan hasil perencanaannya, Disamping itu juga harus mampu menjawab secara ilmiah tujuan atas permasalahan yang diajukan dalam skripsi.

BAB V PENUTUP

Penutup merupakan bab terakhir yang terdiri dari atas dua sub bab yaitu Simpulan dan Saran

DAFTAR PUSTAKA

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Kajian Penelitian Sebelumnya

Pada penelitian ini akan dilakukan studi literatur untuk mencari landasan teori yang terkait dengan penelitian yang akan dilakukan. Referensi teori dapat berasal dari buku dan jurnal ilmiah.

M.N.Ulumudin (2017) mengungkapkan bahwa mekanisme koordinasi proteksi *recloser* dan *fuse* untuk mengurangi jumlah *fuse* yang putus pada saat gangguan temporer, penambahan *distributed generation* mengakibatkan terjadinya kegagalan koordinasi. Tujuan dari penelitian ini yaitu melihat pengaruh penambahan *distributed generation* terhadap koordinasi proteksi *recloser* dan *fuse* pada jaringan menggunakan simulasi software ETAP. Metode tahapan proses dilakukan pada jaringan IEEE 34 *Node Test Feeder*. Terdapat 2 simulasi yang dilakukan yaitu simulasi *load flow* dan simulasi *short circuit*.

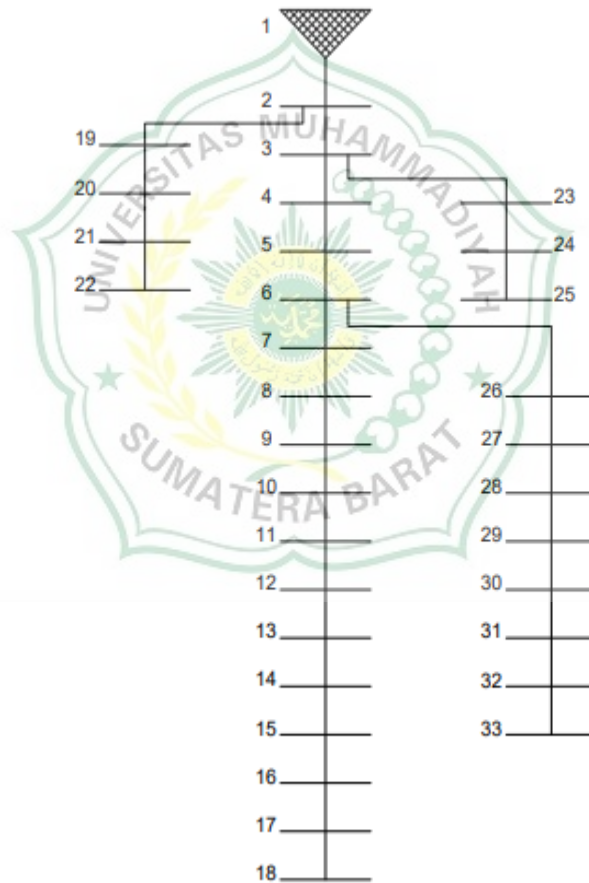
J. Sridevi and V. U. Rani (2019) mengungkapkan bahwa sensitivitas kerugian faktor penempatan *distributed generation* di jaringan distribusi untuk kehilangan daya minimalisasi sambil mempertahankan profil tegangan dalam sistem dalam batas yang ditentukan. Pendekatan Analitis diusulkan untuk ukuran *distributed generation* terbarukan seperti unit surya, angin, dan *Hydel*. Metode yang diusulkan dengan model photovoltaic dan turbin diuji pada IEEE 33 sistem terdistribusi radial Bus untuk mendemonstrasikan kinerja dan efektivitas dalam perangkat lunak ETAP.

F. T. Industri (2015) mengungkap bahwa penempatan dan penentuan kapasitas *distributed generation* digunakan metode *Hybrid Particle Swarm Optimization* (HPSO). Metode ini merupakan salah satu jenis dari *Artificial Intellegent* (AI). HPSO merupakan pengembangan dari metode *Particle Swarm Optimization* (PSO). *Particle Swarm Optimization* (PSO) mempunyai konsep yang sederhana dan mudah diimplementasikan, tetapi memiliki kekurangan yaitu hasil terbaik yang diperoleh kemungkinan akan diolah lagi sehingga hasil terbaik

akan berubah. Oleh karena itu dilakukan pengembangan atas metode yaitu *Hybrid Particle Swarm Optimization* (HPSO).

2.2 Sistem Distribusi Radial IEEE 33 BUS

Sistem distribusi radial IEEE 33 Bus adalah sebuah representasi dari analisis nyata sistem yang terdiri dari 33 bus, yang terdapat 32 beban dan 1 slack bus yang digunakan sebagai bus referensi. Tegangan setiap bus 12.66 kV, base daya 100 MVA. Standart peralatan listrik yang digunakan ANSI dimana standart frekuensinya adalah 60 Hz. Single diagram IEEE 33 Bus dapat dilihat pada gambar 2.1:

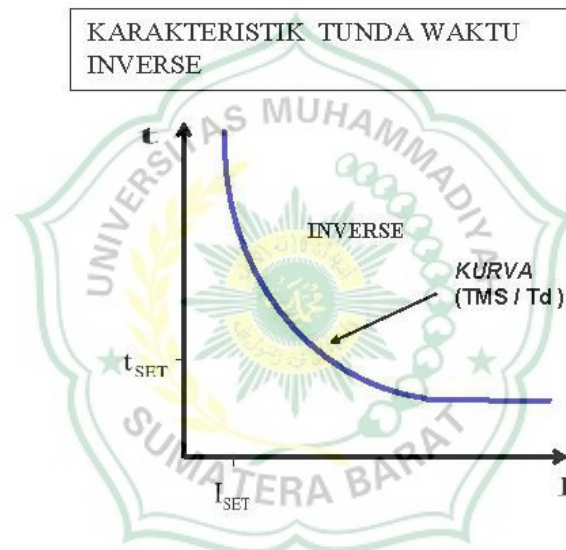


Gambar 2.1. Single line Diagram Sistem Distribusi Radial IEEE 33 Bus

Metoda Analisa loadflow adalah hasil simulasi aliran daya pada software ETAP 12.6 dengan menggunakan load *flow study case*/metode perhitungan aliran daya Newton Raphson dan Gauss Seidel, didapatkan hasil dan letak titik terendah profil tegangan pada busbar tegangan menengah.

2.2.1 Kurva *Standart Inverse*

Relay ini bekerja ketika terjadi *short circuit* dan saat relay bekerja pada rangkaian *circuit breaker*, relay bekerja secara terbalik oleh besar arus gangguan yang dapat memicu relay sehingga bekerja. Rangkaian dan kurva karakteristik relay arus lebih waktu terbaik dapat dilihat pada Gambar 2.3.



Gambar 2.2 Kurva *Standart Inverse*

Relay bekerja dengan nilai waktu tunda secara terbalik dengan besar arus (*Inverse Time*), semakin besar arus gangguan maka semakin pendek waktu tunda.

2.3 Sumber Energi Terbarukan

Energi terbarukan adalah energi yang berasal dari sumber daya alam yang dapat mengisi kembali dirinya sendiri dalam jangka waktu tertentu tanpa menguras sumber daya bumi. Tenaga surya, angin, air, dan bahkan panas bumi adalah contoh energi terbarukan.

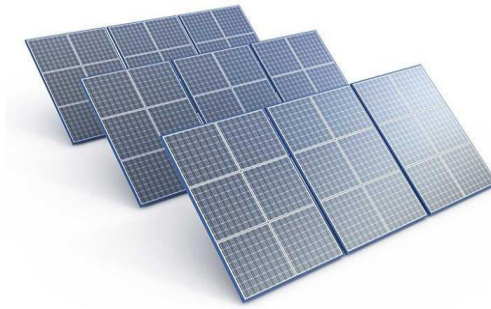
2.3.1 Photovoltaic

Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) adalah suatu teknologi pembangkit listrik yang mengkonversi energi foton dari surya menjadi energi listrik. Konversi dilakukan pada panel surya yang terdiri dari sel-sel fotovoltaik. Sel-sel ini merupakan lapisan-lapisan tipis dari silikon (Si) murni atau bahan semikonduktor lainnya yang diproses sedemikian rupa, sehingga apabila bahan tersebut mendapat energi foton akan mengeksitasi elektron dari ikatan atomnya menjadi elektron yang bergerak bebas, dan pada akhirnya akan mengeluarkan tegangan listrik arus searah.

Sumber energi PLTS pada masa depan dapat menuju tingkat kemampuan yang baik dalam hal *supply* tenaga listrik yang bersumberkan dari energi surya, yang memerlukan teknologi konversi tenaga surya menjadi tenaga listrik. Sel surya adalah suatu elemen aktif yang mengubah cahaya matahari menjadi energi listrik. Sel surya pada umumnya memiliki ketebalan minimum 0.3 mm, yang terbuat dari irisan bahan semikonduktor dengan kutub positif dan kutub negatif. Prinsip dasar pembuatan sel surya adalah memanfaatkan efek *photovoltaic*, yaitu suatu efek yang dapat mengubah langsung cahaya matahari menjadi energi listrik.^[3]

Sel surya adalah semikonduktor dimana radiasi surya langsung diubah menjadi energi listrik. Material yang sering digunakan untuk membuat sel surya adalah silikon kristal. Saat ini silikon merupakan bahan yang banyak digunakan untuk pembuatan sel surya.

Sel surya pada umumnya menggunakan material semikonduktor sebagai penghasil elektron bebas. Material semikonduktor adalah suatu padatan berupa logam, yang konduktifitas elektriknya ditentukan oleh elektron valensinya. Material semikonduktor konduktifitasnya akan meningkat secara signifikan. Saat foton dari sumber cahaya menumbuk suatu elektron valensi dari atom semikonduktor, akan mengakibatkan suatu energi yang cukup besar untuk memisahkan elektron tersebut terlepas dari struktur atom.



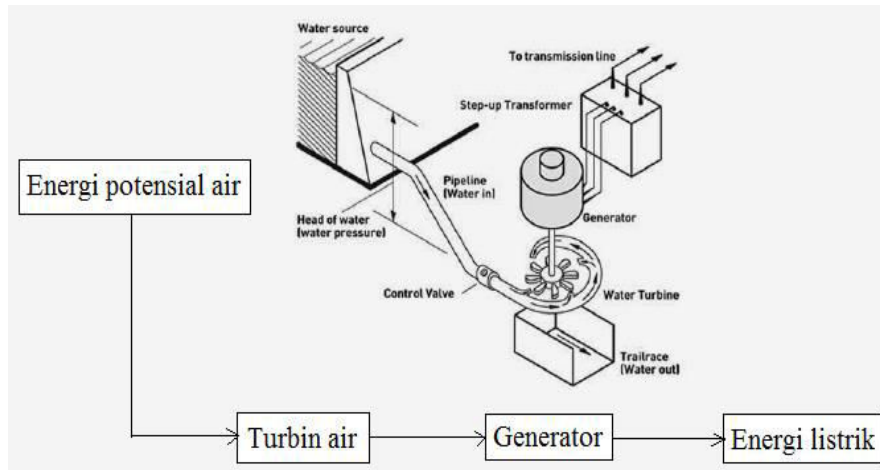
Gambar 2.3 *Photovoltaic*

2.3.2 Mikrohidro

Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) adalah pembangkit listrik berskala kecil (kurang dari 1 MW), yang memanfaatkan tenaga (aliran) air sebagai sumber penghasil energy. PLTMH termasuk sumber energi terbarukan dan layak disebut *clean energy* karena ramah lingkungan. Dari segi teknologi, PLTMH dipilih karena konstruksinya sederhana, mudah dioperasikan, serta mudah dalam perawatan dan penyediaan suku cadang.

Secara ekonomi, biaya operasi dan perawatannya relatif murah, sedangkan biaya investasinya cukup bersaing dengan pembangkit listrik lainnya. Secara sosial, PLTMH mudah diterima masyarakat luas. PLTMH biasanya dibuat dalam skala desa di daerah-daerah terpencil yang belum mendapatkan listrik dari PLN. Tenaga air yang digunakan dapat berupa aliran air pada sistem irigasi, sungai yang dibendung atau air terjun.^[4]

PLTMH pada prinsipnya memanfaatkan beda ketinggian dan jumlah debit air per detik yang ada pada aliran air saluran irigasi, sungai atau air terjun. Aliran air ini akan memutar poros turbin sehingga menghasilkan energi mekanik. Energi ini selanjutnya menggerakkan generator dan menghasilkan listrik. Skema prinsip kerja PLTMH terlihat pada gambar 2.4:



Gambar 2.4. Prinsip kerja PLTMH

Pembangunan PLTMH perlu diawali dengan pembangunan bendungan untuk mengatur aliran air yang akan dimanfaatkan sebagai tenaga penggerak PLTMH. Di dekat bendungan dibangun bangunan pengambilan (*intake*), Saluran ini dibuat dengan konstruksi beton dan berjarak sedekat mungkin ke rumah turbin untuk menghemat pipa pesat. Pipa pesat berfungsi mengalirkan air sebelum masuk ke turbin. Dalam pipa ini, energi potensial air di kolam penenang diubah menjadi energi kinetik yang akan memutar roda turbin. Biasanya terbuat dari pipa baja yang dilas, lalu dilas. Untuk sambungan antar pipa digunakan *flens*.

Turbin, generator dan sistem kontrol masing-masing diletakkan dalam sebuah rumah yang terpisah. Pondasi turbin-generator juga harus dipisahkan dari pondasi rumahnya. Tujuannya adalah untuk menghindari masalah akibat getaran. Rumah turbin harus dirancang sedemikian agar memudahkan perawatan dan pemeriksaan. Setelah keluar dari pipa pesat, air akan memasuki turbin pada bagian inlet. Didalamnya terdapat *guided vane* untuk mengatur pembukaan dan penutupan turbin serta mengatur jumlah air yang masuk ke *runner/blade* (komponen utama turbin). *Runner* terbuat dari baja dengan kekuatan tarik tinggi yang dilas pada dua buah piringan sejajar. Aliran air akan memutar runner dan menghasilkan energi kinetik yang akan memutar poros turbin.

Energi yang timbul akibat putaran poros kemudian ditransmisikan ke generator. Seluruh sistem ini harus *balance*. Turbin perlu dilengkapi *casing* yang berfungsi mengarahkan air ke *runner*. Pada bagian bawah *casing* terdapat

pengunci turbin. Bantalan (*bearing*) terdapat pada sebelah kiri dan kanan poros dan berfungsi untuk menyangga poros agar dapat berputar dengan lancar. Daya poros dari turbin ini harus ditransmisikan ke generator agar dapat diubah menjadi energi listrik.

2.4 Sistem Distribusi

Bentuk jaringan radial merupakan bentuk yang paling sederhana dan banyak digunakan karena biaya yang murah. Jaringan ini disebut jaringan radial karena sistem ini memiliki beberapa penyulang yang menyuplai beberapa gardu distribusi secara radial. Dalam penyulang tersebut dipasang gardu-gardu distribusi untuk konsumen. Gardu distribusi adalah tempat dimana trafo untuk konsumen dipasang. Bisa dalam bangunan beton atau diletakkan di atas tiang.

Berdasarkan konfigurasi jaringan, maka sistem jaringan distribusi dapat dikelompokkan menjadi 3 (tiga) macam, yaitu sistem jaringan distribusi radial, *loop* dan *spindel*.

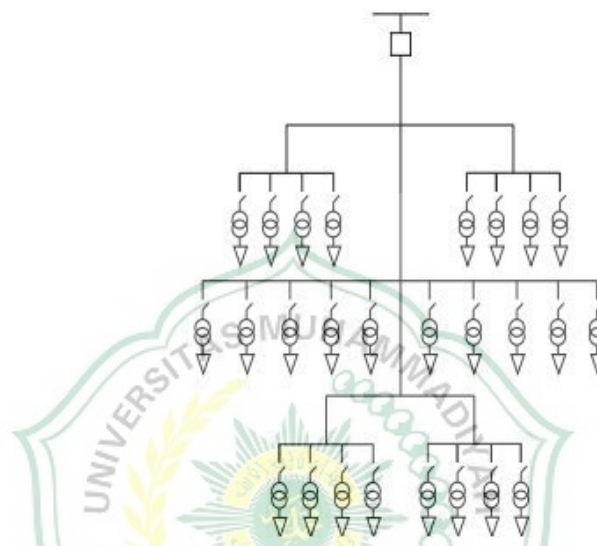
2.4.1 Sistem Jaringan Distribusi Radial

Bentuk jaringan ini merupakan bentuk yang paling sederhana, banyak digunakan dan murah. Dinamakan radial karena saluran ditarik secara radial dari suatu titik yang merupakan sumber dari jaringan itu dan dicabang – cabangkan ke titik – titik beban yang dilayani. Spesifikasi dari jaringan bentuk radial adalah:

1. Bentuknya sederhana.
2. Biaya investasinya murah.
3. Kualitas pelayanan dayanya relatif jelek, karena rugi tegangan dan rugi daya yang terjadi pada saluran relatif besar.
4. Kontinuitas pelayanan daya kurang terjamin sebab antara titik sumber dan titik beban hanya ada satu alternatif saluran sehingga bila saluran tersebut mengalami pemadaman total, yaitu daerah saluran sesudah atau dibelakang titik gangguan selama gangguan belum teratasi.

Pada konfigurasi radial terdapat beberapa kekurangan, misalnya dalam hal kualitas pelayanan daya dan kontinuitas pelayanan daya yang kurang baik. Kualitas daya yang kurang baik ini disebabkan oleh rugi tegangan dan rugi daya

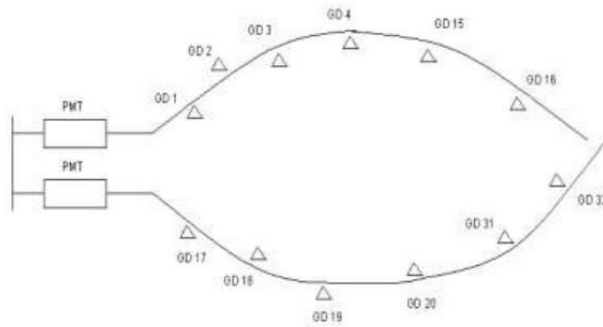
yang relatif besar. Kontinuitas pelayanan daya yang kurang baik disebabkan hanya terdapat satu jalur utama yang menyuplai daya, sehingga saat jalur tersebut mengalami gangguan, maka akan terjadi pemadaman total. Kelemahan lain yaitu mutu tegangan pada gardu distribusi paling ujung kurang baik yang disebabkan jatuh tegangan terbesar ada di ujung saluran. Konfigurasi saluran distribusi radial seperti gambar 2.5.



Gambar 2.5 Sistem Distribusi Radial

2.4.2 Sistem Jaringan Distribusi Loop

Jaringan ini merupakan bentuk tertutup, disebut juga bentuk jaringan ring. Susunan rangkaian saluran membentuk ring, yang memungkinkan titik beban terlayani dari dua arah saluran, sehingga kontinuitas pelayanan lebih terjamin serta kualitas dayanya menjadi lebih baik, karena drop tegangan dan rugi daya saluran menjadi lebih kecil. Sistem jaringan distribusi loop dapat dilihat pada gambar 2.6:



Gambar 2.6 Sistem Jaringan Distribusi Loop

Bentuk sistem jaringan distribusi loop ini ada 2 macam yaitu :

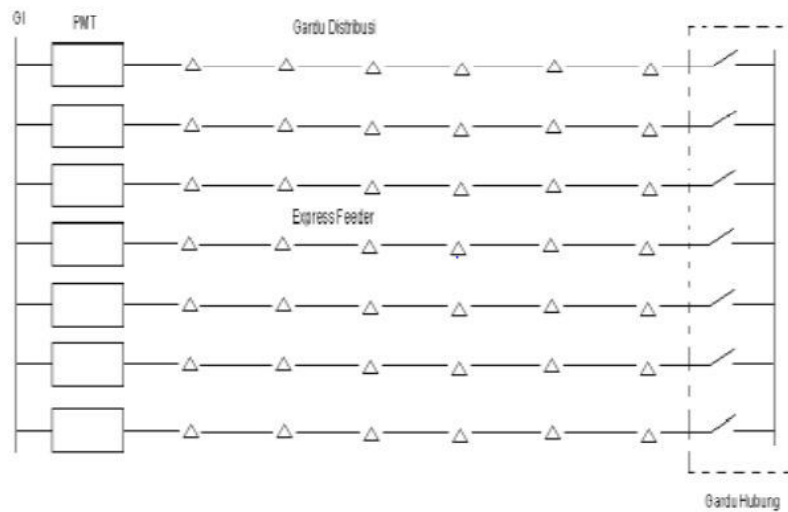
1. Bentuk *open loop*, bila dilengkapi dengan *normally open switch* yang terletak pada salah satu bagian gardu distribusi, dalam keadaan normal rangkaian selalu terbuka.
2. Bentuk *close loop*, bila dilengkapi dengan *normally close switch* yang terletak pada salah satu bagian diantara gardu distribusi, dalam keadaan normal rangkaian selalu tertutup.

Struktur jaringan ini merupakan gabungan dari dua buah struktur jaringan radial, dimana pada ujung dari dua buah jaringan dipasang sebuah pemutus (PMT), pemisah (PMS) tegangan. Pada saat terjadi gangguan, setelah gangguan dapat diisolir, maka pemutus atau pemisah ditutup sehingga aliran daya listrik ke bagian yang tidak terkena gangguan tidak terhenti. Pada umumnya penghantar dari struktur ini mempunyai struktur yang sama, ukuran konduktor tersebut dipilih sehingga dapat menyalurkan seluruh daya listrik beban struktur loop, yang merupakan jumlah daya listrik beban dari kedua struktur radial.

Jaringan distribusi loop mempunyai kualitas dan kontinuitas pelayanan daya yang lebih baik, tetapi biaya investasi lebih mahal dan cocok digunakan pada daerah yang padat dan memerlukan keandalan tinggi.

2.4.3 Sistem Jaringan Distribusi Spindel

Jaringan distribusi spindel merupakan saluran kabel tanah tegangan menengah (SKTM) yang penerapannya sangat cocok di kota – kota besar. Sistem jaringan distribusi spindel dapat dilihat pada gambar 2.7:



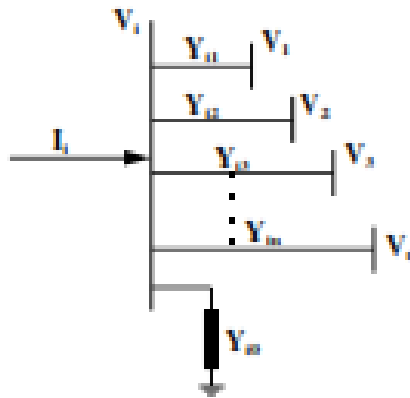
Gambar 2.7 Sistem Jaringan Distribusi Spindel

2.5 Aliran Beban

Fungsi studi aliran beban adalah untuk memperoleh informasi mengenai aliran beban atau tegangan pada suatu jaringan sistem tenaga listrik. Informasi ini sangat dibutuhkan untuk mengevaluasi unjuk kerja sistem tenaga listrik. Manfaat studi aliran beban ini yaitu, untuk mengetahui tegangan pada setiap simpul yang ada pada sistem, untuk mengetahui semua peralatan apakah memenuhi batas-batas yang ditentukan untuk meyalurkan daya yang diinginkan, dan untuk memperoleh kondisi mula pada perencanaan sistem yang baru.

Keterangan utama yang diperoleh dari suatu studi aliran beban adalah besar dan sudut fasa tegangan pada setiap rel, daya nyata dan daya reaktif yang mengalir pada setiap saluran. Data dan informasi tersebut diperlukan untuk menganalisis keadaan sekarang dari sistem guna perencanaan perluasan sistem selanjutnya yang akan datang.

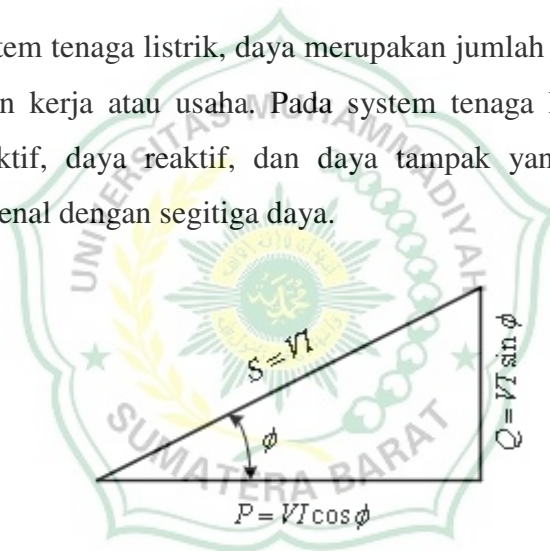
Oleh karena itu dalam studi aliran beban diperlukan suatu proses perhitungan yang sistematis melalui model jaringan dan persamaan aliran beban. Berdasarkan hukum Kirchoff untuk arus, maka besar arus yang masuk dan keluar dari suatu titik simpul sama dengan nol.



Gambar 2.8 Tipikal Bus dari Sistem Tenaga

2.6 Aliran Daya

Dalam system tenaga listrik, daya merupakan jumlah energi yang digunakan untuk melakukan kerja atau usaha. Pada system tenaga listrik, dikenal dengan sebutan daya aktif, daya reaktif, dan daya tampak yang membentuk sebuah segitiga, dan dikenal dengan segitiga daya.



Gambar 2.9 Segitiga Daya

Dimana : P = Daya nyata (Watt)

S = Daya semu (VA)

Q = Daya reaktif (VAR)

Studi tentang aliran daya, merupakan bagian penting dari analisa sistim tenaga. Aliran daya dibutuhkan untuk perencanaan pembangkitan, penjadwalan pembangkitan ekonomis, dan membuat perencanaan untuk masa yang akan

datang. Permasalahan aliran daya terdiri dari proses perhitungan besarnya tegangan, sudut tegangan, daya aktif, dan daya reaktif untuk tiap-tiap bus.

Untuk menyelesaikan permasalahan aliran daya, sebuah sistem tenaga 3 fasa diasumsikan beroperasi pada keadaan seimbang dan menggunakan model fasa tunggal. Empat besaran yang terdapat masing-masing bus adalah: Nilai mutlak tegangan $|V|$, sudut tegangan, daya aktif P , dan daya reaktif Q . Secara umum, bus-bus pada sistem tenaga dibagi menjadi 3 jenis, yaitu:

- *Slack Bus* : merupakan bus yang menjadi acuan dalam sistem. Besaran yang diketahui pada bus ini adalah tegangan dan sudut tegangan.
- *Load Bus (PQ Bus)* : besaran yang diketahui pada bus ini adalah daya aktif dan daya reaktif, sedangkan tegangan dan sudut tegangan tidak diketahui. Dalam kenyataan di lapangan, bus ini biasanya merupakan sebuah gardu induk.
- *Regulated Bus (PV Bus)* : bus ini merupakan unit pembangkit dalam sistem. Besaran yang diketahui pada bus ini adalah daya aktif dan tegangan.

2.7 Gangguan Dalam Jaringan Distribusi

Kendala terbesar dalam penyaluran daya listrik ke pelanggan adalah gangguan yang terjadi bisa menyebabkan terputusnya aliran listrik kepada pelanggan. Terputusnya aliran listrik akan mengganggu kenyamanan pelanggan dan menimbulkan kerugian dari segi ekonomi, tetapi hal ini merupakan kondisi yang tidak dapat dihindari.

Pengertian gangguan dalam operasi sistem tenaga listrik adalah kejadian yang menyebabkan bekerjanya rele proteksi dan menyebabkan PMT (pemutus tenaga) trip pada sebuah saluran transmisi diluar kehendak operator, sehingga terputusnya aliran daya yang melalui saluran tersebut.

Macam-macam gangguan yang biasanya terjadi dalam sistem tenaga listrik dapat diklasifikasikan dalam:

- Gangguan beban lebih.

- Gangguan hubung singkat.
- Gangguan tegangan lebih.
- Jatuhnya unit pembangkit.
- Gangguan stabilitas.

Gangguan dapat digolongkan menjadi dua macam, yaitu gangguan temporer dan gangguan permanen. Gangguan temporer ditandai dengan bekerja normalnya PMT setelah dimasukkan kembali. Gangguan yang PMT trip setelah dimasukkan kembali. Gangguan permanen baru dapat diatasi setelah penyebab gangguan dihilangkan. Sedangkan pada gangguan temporer, penyebab gangguan akan hilang setelah PMT trip.

Gangguan permanen disebabkan karena rusaknya peralatan, sehingga gangguan baru dapat diatasi apabila kerusakan diperbaiki. Selain itu, karena adanya sesuatu yang mengganggu secara permanen juga menyebabkan gangguan, seperti pohon yang menimpa kawat fasa pada saluran udara. Gangguan akan dapat diatasi apabila pohon tersebut dipindahkan terlebih dahulu. Gangguan temporer yang terjadi berulang kali juga bisa menyebabkan kerusakan pada peralatan, yang akhirnya bisa menyebabkan terjadinya gangguan permanen.

Gangguan yang terjadi pada sistim tenaga muncul secara tiba-tiba dan tidak dapat diprediksi sebelumnya. Terjadinya gangguan tidak dapat dihindari, karena saluran transmisi terbentang di alam bebas. Usaha yang dilakukan antara lain:

- a. Mencegah atau mengurangi terjadinya gangguan.
 - Memasang kawat tanah dengan tahanan pertanahan yang rendah pada saluran transmisi.
 - Memasang penangkap petir.
 - Mempergunakan isolasi yang cukup dengan koordinasi yang baik.
 - Menebang atau memotong pohon yang terlalu dekat dengan jaringan.
 - Membuat desain kelistrikan yang baik.
 - Melaksanakan operasi dan perawatan yang baik.
 - Mempergunakan peralatan yang dengan mutu yang baik.
- b. Mengurangi akibat-akibat yang ditimbulkan oleh gangguan.

- Membatasi besarnya arus gangguan.
- Menghindari konsentrasi kapasitas pembangkit.
- Memasang reactor pembatas arus.

2.7.1 Gangguan Hubung Singkat

Hubung singkat ialah suatu hubungan yang terjadi karena adanya kesalahan-kesalahan antara bagian-bagian yang bertegangan kerja, sebagai akibat tidak adanya suatu hambatan guna pada lingkaran arus dimana kesalahan tersebut terjadi. Penyebab terjadinya hubung singkat adalah:

1. Adanya isolasi yang tembus/rusak karena tidak tahan terhadap tegangan lebih, baik yang disebabkan oleh tegangan lebih dalam (akibat manipulasi/*switching*) atau tegangan lebih luar (akibat petir) maupun karena isolasi tersebut telah tua/usang.
2. Adanya pengaruh-pengaruh mekanis yang menyebabkan hantaran putus dan mengenai phase/phase-phase lainnya seperti akibat angin, layang-layang maupun akibat galian-galian yang kurang hati-hati dan lain-lainnya.
3. Disebabkan binatang

Gangguan hubung singkat sendiri memiliki 4 jenis gangguan, yaitu: gangguan hubung singkat 3 fasa, gangguan hubung singkat 2 fasa, gangguan hubung singkat 1 fasa ke tanah dan gangguan hubung singkat 2 fasa ke tanah.

1. Bila gangguan hubung singkat dibiarkan berlangsung dengan lama pada suatu system daya, banyak pengaruh-pengaruh yang tidak diinginkan yang dapat terjadi. Berkurangnya batas-batas kestabilan untuk system daya.
2. Rusaknya perlengkapan yang berada dekat dengan gangguan yang disebabkan oleh arus tak seimbang, atau tegangan rendah yang ditimbulkan oleh hubung singkat.
3. Ledakan-ledakan yang mungkin terjadi pada peralatan yang mengandung minyak isolasi sewaktu terjadinya suatu hubung singkat, dan yang mungkin menimbulkan kebakaran sehingga dapat membahayakan orang yang menanganinya dan merusak peralatan-peralatan yang lain.

4. Terpecah-pecahnya keseluruhan daerah pelayanan system daya itu oleh suatu rentetan tindakan pengamanan yang diambil oleh system-system pengamanan yang berbeda-beda.

5. Kejadian ini dikenal sebagai (*cascading*)

Gangguan hubung singkat yang mungkin terjadi pada system tenaga listrik ada 3, yaitu :

- a. Gangguan hubung tingkat tiga fasa.
- b. Gangguan hubung singkat dua fasa.
- c. Gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah.

Dari ketiga macam gangguan hubung singkat di atas, arus gangguannya dihitung dengan menerapkan rangkaian pengganti thevenin, yang kemudian besar arus gangguan dapat dihitung dalam persamaan umum Hukum Ohm, yaitu :

$$I = \frac{V}{Z} \quad (2.22)$$

Dimana :

I = Arus yang mengalir pada impedansi Z (Ampere).

V = Tegangan sumber (Volt).

Z = Impedansi jaringan, nilai ekivalen dari seluruh impedansi di dalam jaringan dari sumber tegangan titik gangguan (Ohm).

Dengan mengetahui besarnya tegangan sumber dan besarnya nilai impedansi tiap komponen jaringan, serta mengetahui bentuk konfigurasi jaringan di dalam sistem.

2.8 Sistem Proteksi Jaringan Distribusi

Proteksi sistem tenaga listrik adalah sistem proteksi yang dilakukan kepada peralatan-peralatan listrik yang terpasang pada suatu sistem tenaga misalnya generator, transformator jaringan dan lain-lain, terhadap kondisi tidak normal operasi sistem itu sendiri. Proteksi berfungsi sebagai berikut:

1. Untuk menghindari ataupun untuk mengurangi kerusakan peralatan-peralatan akibat gangguan (kondisi abnormal operasi sistem). Semakin cepat reaksi perangkat proteksi yang digunakan maka akan semakin sedikitlah pengaruh gangguan kepada kemungkinan kerusakan alat.
 2. Untuk cepat melokalisir luas daerah terganggu menjadi sekecil mungkin.
 3. Untuk dapat memberikan pelayanan listrik dengan keandalan yang tinggi kepada komsumsi dan juga mutu listrik yang baik.
 4. Untuk mengamankan manusia terhadap bahaya yang ditimbulkan oleh listrik.
- Ada beberapa persyaratan yang sangat perlu diperhatikan dalam suatu perencanaan sistem proteksi yang efektif yaitu:

1. Selektivitas dan Diskriminasi Efektivitas

suatu sistem proteksi dapat dilihat dari kesanggupan sistem dalam mengisolir bagian yang mengalami gangguan saja.

2. Stabilitas

Sifat yang tetap tidak operasi apabila gangguan-gangguan terjadi diluar zona yang melindungi (gangguan luar).

3. Kecepatan Operasi

Semakin lama arus gangguan terus mengalir, semakin besar kerusakan peralatan. Hal yang paling penting adalah perlunya membuka bagian-bagian yang terganggu sebelum generator-generator yang dihubungkan sinkron kehilangan sinkronisasi dengan sistem selebihnya. Waktu pembebasan gangguan yang tipikal dalam sistem sistem tegangan tinggi adalah 140 ms.

4. Sensitivitas (kepekaan)

Yaitu besarnya arus gangguan agar alat bekerja. Harga ini dapat dinyatakan dengan besarnya arus dalam jaringan aktual (arus primer) atau sebagai prosentase dari arus sekunder (trafo arus).

5. Pertimbangan ekonomis

Dalam sistem aspek ekonomis hampir mengatasi aspek teknis, oleh karena jumlah feeder, trafo dan sebagainya yang begitu banyak, asal saja persyaratan keamanan yang pokok dipenuhi. Dalam sistem-sistem transmisi justru aspek teknis yang penting. Proteksi relatif mahal, namun demikian pula sistem atau peralatan yang dilindungi dan jaminan terhadap kelangsungan peralatan sistem

adalah vital. Biasanya digunakan dua sistem proteksi yang terpisah, yaitu proteksi primer atau proteksi utama dan proteksi pendukung (*back up*).

6. Realiabilitas

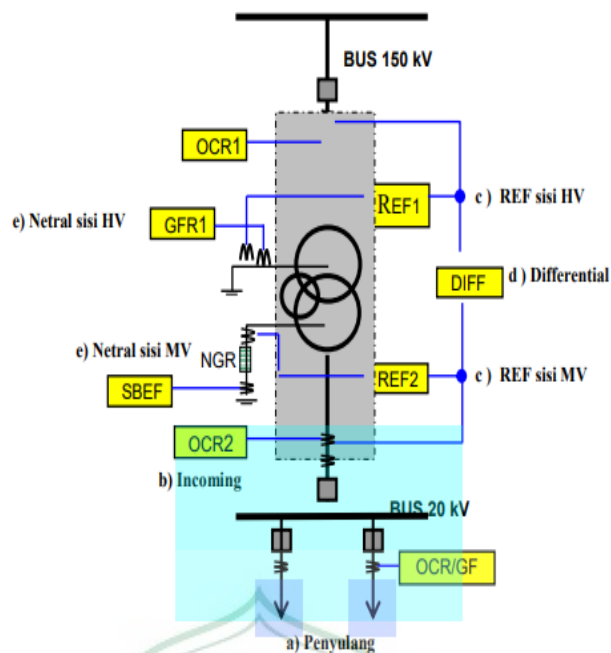
Keandalan, penyebab utama dari “*outage*” rangkaian adalah tidak bekerjanya proteksi sebagaimana mestinya (*mal operation*).

7. Proteksi Pendukung

Proteksi pendukung (*back up*) merupakan susunan yang sepenuhnya terpisah dan bekerja untuk mengeluarkan bagian yang terganggu apabila proteksi utama tidak bekerja (*fail*). Sistem pendukung ini sedapat mungkin indenpenden seperti halnya proteksi utama, memiliki trafo-trafo dan rele-rele tersendiri. Seringkali hanya *tripping circuit breaker* dan trafo-trafo tegangan yang dimiliki bersama oleh keduanya.

Sistem tenaga harus didesain agar rele proteksi dapat beroperasi untuk merasakan dan mengisolasi gangguan secepatnya. Rele proteksi penting dalam sistem tenaga karena dapat mencegah kerugian yang besar akibat padamnya peralatan atau kerusakan peralatan yang tidak perlu yang disebabkan oleh adanya gangguan atau overload. Arus gangguan yang mengalir pada sistem tenaga listrik menyebabkan beroperasinya rele proteksi dan menggerakkan pemutus tenaga (*Circuit Breaker*) sehingga aliran daya yang mengalir terputus. Pemilihan rele proteksi harus mempertimbangkan proteksi maksimum, biaya peralatan minimum, proteksi yang handal, operasi cepat, desain simpel, sensitivitas tinggi terhadap gangguan, dan tidak sensitif terhadap arus beban normal.^[5]

Koordinasi sistem pengamanan sangat diperlukan dalam mengatasi gangguan yang terjadi pada sistem tenaga listrik, sehingga gangguan gangguan yang terjadi dapat dilokalisir dari sistem yang sedang berjalan.^[6]



Gambar 2.10 Skema Sistem Proteksi Transformator dan Penyulang

2.8.1 Komponen Utama Sistem Proteksi

1. Relay Proteksi

Relay proteksi (pengaman) adalah suatu piranti baik elektrik maupun magnetik yang dirancang untuk mendeteksi suatu kondisi ketidaknormalan pada peralatan sistem tenaga listrik yang tidak diinginkan. Jika kondisi abnormal tersebut terjadi maka relay pengaman secara otomatis memberikan sinyal atau perintah untuk membuka pemutus tenaga (*circuit breaker*) agar bagian yang terganggu dapat dipisahkan dari sistem normal. Pada prinsipnya relay pengaman yang terpasang pada sistem tenaga listrik mempunyai tiga macam fungsi, yaitu :

- Mendeteksi, mengukur dan menentukan bagian sistem yang terganggu sertamemisahkan secepatnya.
- Mengurangi kerusakan yang lebih parah dari peralatan yang terganggu.
- Mengurangi pengaruh gangguan terhadap bagian sistem yang lain, yang tidak terganggu di dalam sistem tersebut dan dapat beroperasi normal serta mencegah meluasnya gangguan.

relay secara otomatis membuka pemutus tenaga (PMT) atau *circuit breaker*(CB) untuk memisahkan peralatan atau bagian dari sistem yang terganggu dan memberi

isyarat berupa lampu atau alarm (bel) yang menandakan sistem telah terjadi gangguan. Jenis relay proteksi dapat diklasifikasikan sebagai berikut:

a. Relay waktu singkat (*Instantaneous Relay*)

Relay ini bekerja seketika (tanpa jeda waktu) dengan jarak waktu kerja relay dimulai dari pickup hingga bekerja dengan waktu sangat singkat yakni 10 sampai 20 ms.

b. Relay arus lebih waktu tertentu (*Definite Time-lag Relay*)

Relay ini akan memberi sinyal pada PMT ketika terjadi *short circuit* saat besar arus melampaui setting (I_s), dan jarak waktu kerja relay dimulai saat kondisi relay merasakan arus gangguan (kondisi pickup) sampai kerja relay diperpanjang dengan waktu kerja yang tak tergantung oleh besar arus yang mempengaruhi relay.

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

Relay ini bekerja ketika terjadi *short circuit* dan saat relay bekerja pada rangkaian *circuit breaker*, relay ini bekerja secara terbalik oleh besar arus gangguan yang dapat memicu relay sehingga bekerja. Relay ini bekerja dengan nilai waktu tunda secara terbalik dengan besar arus (*Inverse Time*), yakni semakin besar arus gangguan maka semakin pendek waktu tunda. Relay jenis ini memiliki karakteristik kecuraman waktu dengan arus yang dikelompokkan menjadi: standar/normal *inverse*, *long time inverse*, *very inverse*, dan *extrimely inverse*.

d. Relay arus lebih *Inverse Definite Minimum Time* (IDMT)

Relay ini ialah hasil campuran dari karakteristik oleh OCR waktu terbalik (*Inverse Time*) dengan OCR waktu tertentu (*Definite Time*). Relay ini punya karakteristik kerja waktu secara terbalik oleh arus gangguan yang kecil setelah kondisi pickup dan berubah jadi waktu tertentu saat nilai arus gangguan naik.

Dengan mengaplikasikan prinsip koordinasi, maka urutan kerja peralatan pengaman sepanjang saluran dari sumber sampai pada beban harus diperhatikan. Apabila ada gangguan secara tiba-tiba peralatan pengaman tersebut dapat mengisolir daerah gangguan secepat mungkin. Selain itu juga peralatan proteksi berfungsi untuk melindungi peralatan yang berada disekitarnya terhadap gangguan atau keadaan tidak normal secara tepat dan tepat juga untuk membatasi

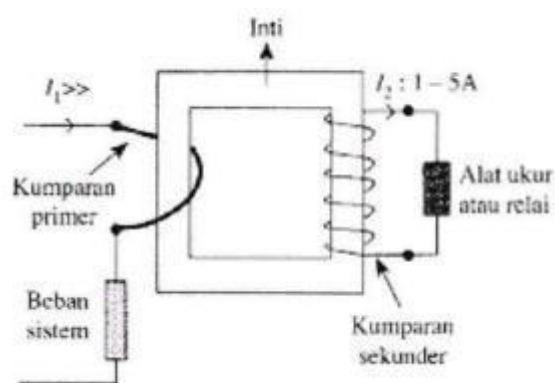
daerah yang terkena gangguan sehingga keandalan suatu sistem tenaga listrik tetap terjamin.^[7]

2. Trafo Instrument

Trafo-trafo Instrumen untuk pemasangan alat-alat ukur dan alat-alat proteksi pada instalasi tegangan tinggi, menengah dan rendah Trafo-trafo pengukuran tersebut adalah: Trafo arus CT (*current transformer*) dan Trafo tegangan.

a. Trafo arus berfungsi untuk menurunkan arus yang besar pada tegangan tinggi atau menengah (arus primer) menjadi arus yang kecil pada tegangan rendah yang biasanya disebut arus sekunder. Sisi primer trafo arus (CT) dihubungkan seri dengan beban atau saluran daya. Sekunder CT dihubungkan ke rangkaian pengukur atau rele. Fungsi dari trafo arus adalah mengkonversi besaran arus pada sistem tenaga listrik dari besaran primer menjadi besaran sekunder untuk keperluan pengukuran sistem metering dan proteksi serta mengisolasi rangkaian sekunder terhadap rangkaian primer. Sebagai pengamanan terhadap manusia atau operator yang melakukan pengukuran. Trafo arus berfungsi untuk standarisasi besaran sekunder, untuk arus nominal 1 Amp dan 5 Amp.

Prinsip kerja trafo arus samadengan prinsip kerja pada trafo daya satu fasa. Jika pada kumparan primer mengalir arus I_1 , maka pada kurnpanan primer timbul gaya gerak magnet sebesar $N_1 I_1$. Gaya gerak magnet ini memproduksi fluks pada inti. Fluks ini membangkitkan gaya gerak listrik pada kumparan sekunder E_2 . Jika terminal kumparan sekunder tertutup, maka pada kumparan sekunder mengalir arus I_2 . Arus ini menimbulkan gaya gerak magnet $N_2 I_2$ pada kumparan sekunder.



Gambar 2.11 Bagian Utama Trafo Arus

b. Trafo tegangan

Berfungsi untuk menurunkan tegangan tinggi atau menengah menjadi tegangan rendah yang digunakan sebagai besaran ukur sesuai dengan alat-alat ukur atau alat-alat pengaman. Trafo-trafo ini menyediakan suatu tegangan yang jauh lebih rendah dari pada tegangan pada sistem. Tegangan nominal sekunder biasanya adalah 110 V.

c. CT (*Current Transformer*)

CT adalah peralatan yang mengubah besaran arus dari besar kekecil ataupun sebaliknya sesuai dengan kebutuhan yang diperlukan. Untuk system tenaga listrik berdaya besar diperlukan CT untuk merubah nilai nominal arus system menjadi lebih kecil sehingga bisa terbaca oleh peralatan proteksi atau pengukuran (*metering*).

Peralatan proteksi dan metering tersebut biasanya hanya menerima nilai arus dengan dua nilai nominal yaitu 0-1A (untuk kelas peralatan 1A) dan 0-5A (untuk kelas peralatan 5A). terminal sekunder CT) kemudian menghitung/merubahnya kembali sebagai pembacaan sisi primer (nilai arus yang mengalir sebenarnya). Nilai perhitungan yang dilakukan oleh peralatan proteksi dan metering didasarkan pada nilai rasio dari sebuah CT.

Pemilihan Rasio *Current Transformer*

Untuk menentukan besaran nilai CT yang akan digunakan, seorang perancang harus mengetahui nilai beban penuh dari system pembangkitan, transmisi maupun distribusi.

Akurasi Rasio *Current Transformer*(CT)

Setiap CT mempunyai akurasi kelas kesalahan pembacaan (% error) yang berbeda-beda. Semakin kecil nilai kesalahan pembacaan (% error) CT maka semakin baik kelas akurasi sebuah CT. Apabila terdapat CT baru dari pabrikan dengan spesifikasi rasio 400/5 dan kelas akurasi 0,5.

3. Baterai

Merupakan suatu sumber atau menghasilkan energi listrik arus searah DC (*Direct current*) yang dapat digunakan untuk keperluan yang bermacam-macam dan beraneka ragam. Pada pusat-pusat pembangkit tenaga listrik dan di Gardu-gardu induk baterai berfungsi untuk keperluan pelayanan bantu (*auxiliary service*) yang meliputi:

- a. Kontrol, pengawasan (*security*), tanda-tanda, isyarat (*signalling and alarm system*).
- b. Motor-motor untuk pemutus tenaga (*circuit breaker*), pemisah (*disconnecting switch*) dan pengubah tap trafo (*tap changer*).

4. Pemutus Tenaga (PMT)

Pemutus tenaga adalah saklar yang dapat digunakan untuk menghubungkan atau memutuskan arus atau daya listrik sesuai dengan batas kemampuannya. Pada waktu pemutusan atau menghubungkan arus atau daya listrik akan terjadi busur api. Pemadaman busur api listrik pada waktu pemutusan dapat dilakukan oleh beberapa macam bahan yaitu minyak, udara atau gas.

Sistem Pemutus (PMT) terdiri dari beberapa sub-sistem yang memiliki beberapa komponen. Pembagian komponen dan fungsi dilakukan berdasarkan, sebagai berikut:

- a. *Primary* Merupakan bagian PMT yang bersifat konduktif dan berfungsi untuk menyalurkan energy listrik dengan nilai losses yang rendah dan Mampu menghubungkan / memutuskan arus beban saat kondisi normal/tidak normal.
- b. *Dielectric* Berfungsi sebagai Isolasi peralatan dan memadamkan busur api dengan sempurna pada saat moving contact bekerja.
- c. *Driving Mechanism* Berfungsi menyimpan energi untuk dapat menggerakkan kontak gerak (*moving contact*) PMT dalam waktu tertentu sesuai dengan spesifikasinya.
- d. *Secondary Sub sistem secondary* berfungsi mengirim sinyal kontrol/*trigger* untuk mengaktifkan subsistem mekanik pada waktu yang tepat

2.8.2 Koordinasi Proteksi Pada Sistem Distribusi Radial

Proteksi system tenaga listrik adalah sistem proteksi yang dipasang pada peralatan-peralatan listrik, misalnya generator, transformator, jaringan dan lain-lain, terhadap kondisi abnormal operasi sistem itu sendiri. Kondisi abnormal itu dapat berupa antara lain hubung singkat, tegangan lebih, beban lebih, frekuensi sistem rendah, sinkron dan lain-lain.

Adanya gangguan pada sistem distribusi dapat menyebabkan pada peralatan penting pada penyalur tenaga listrik yaitu; trafo, penghantar, isolasi dan peralatan hubung. Adanya kerusakan berarti mengganggu kontinuitas atau dengan kata lain keandalan system kurang baik.

Untuk menghindari kerusakan tersebut, maka dipasanglah peralatan proteksi. Selain itu, seperti diketahui bahwa potensi bahaya listrik terhadap manusia sebagai akibat sengatan listrik dan kerusakan lingkungan sebagai akibat panas yang berlanjut menjadi kebakaran, maka dengan sistem proteksi yang benar semua itu dapat dihindari.

Bila sistem proteksi dilakukan secara berlebihan, yaitu terlalu mudah untuk mengamankan pada hal seharusnya ada pertimbangan tertentu. Sebelum memutuskan bekerjanya sistem pengamanan, maka keandalan sistem menjadi kurang baik oleh akibat hal yang tidak perlu. Untuk mendapatkan system proteksi yang baik dan keandalan yang tinggi maka dibutuhkan sistem proteksi dengan kemampuan:

1. Melakukan koordinasi dengan sistem pengamanan yang lain pada sisi hulu dan sisi hilirnya.
2. Mengamankan peralatan dari kerusakan yang lebih luas akibat gangguan.
3. Membatasi kemungkinan terjadinya kecelakaan.

2.9 Setting Rele Arus Lebih

Untuk setelan relai yang terpasang di penyulang dihitung berdasarkan arus beban maksimum. Untuk relai inverse biasa diset sebesar 1,05 sampai dengan 1,1 x Imaks, sedangkan untuk *relai definite* diset sebesar 1,2 sampai dengan 1,3 x Imaks. Persyaratan lain yang harus dipenuhi yaitu untuk penyetelan waktu minimum dari relai arus lebih (terutama di penyulang tidak lebih kecil dari 0,3

detik). Keputusan ini diambil agar relai tidak sampai trip lagi akibat adanya arus inrush dari trafo-trafo distribusi yang sudah tersambung di jaringan distribusi, pada saat PMT penyulang tersebut di masukan.

Karakteristik *inverse time* yang digunakan pada penelitian ini memiliki persamaan dalam menetapkan parameter yang nantinya akan digunakan pada pengaturan relai di ETAP. Persamaan pertama yaitu untuk mendapatkan nilai arus pickup dari relai tersebut yang mana dapat dilihat pada Persamaan 1:

$$I_{n\ set} = 1,1 \times I_n$$

Dimana: $I_{n\ set}$: Arus nominal setting pada relai (kA)

I_n : Arus nominal beban (kA)

Dengan menggunakan persamaan tersebut didapat nilai arus pick-up yang akan digunakan pada pengaturan relai di ETAP. Arus nominal tersebut dikalikan nilai 1,1 sesuai British Standard 142-1983. Kemudian dibutuhkan juga nilai waktu tunda dari relai, yang mana didapat dengan mencari nilai I_{sc} .

2.10 Software ETAP

ETAP (*Electric Transient Analysis Program*) adalah software yang digunakan untuk menganalisis suatu sistem tenaga listrik. Software ETAP dapat bekerja secara offline (untuk simulasi sistem tenaga listrik) maupun secara online yang bertujuan untuk menganalisis data secara *real time* (seperti SCADA).^[6] Software ETAP sangat bermanfaat dalam perencanaan sistem kelistrikan. Dalam ETAP, terdapat jenis-jenis elemen seperti elemen AC, *instrument* maupun elemen DC.



BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Laboratorium Teknik Elektro Kampus III Universitas Muhammadiyah Sumatera Barat, yang terletak di Jl. By Pass Aur Kuning, No. 1 km. 9, Kelurahan Tarok Dipo, Kecamatan Guguk Panjang, Kota Bukittinggi. Literatur yang digunakan berasal dari jurnal dan *text book* terkait.

3.2 Data Penelitian

Pada data penelitian diuraikan mengenai jenis dan sumber data, teknik pengumpulan data serta metode yang digunakan.

3.2.1 Jenis penelitian

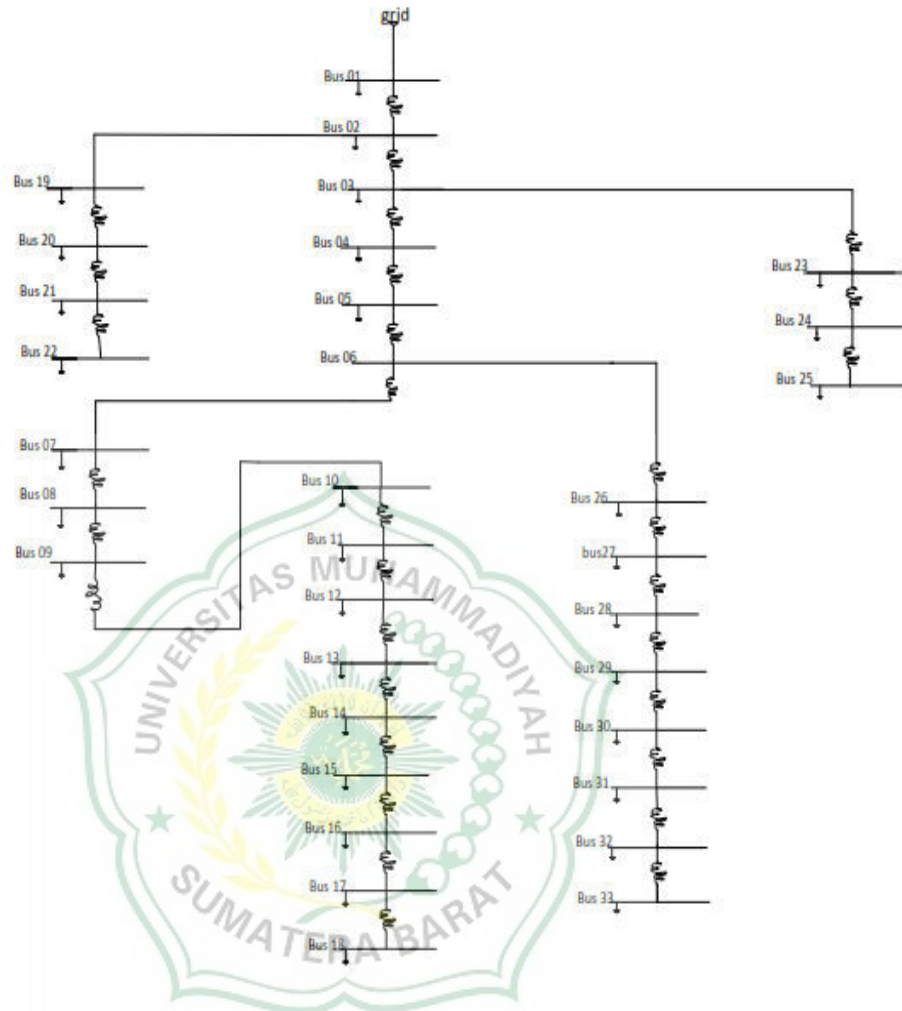
Jenis penelitian yang dilakukan adalah penelitian eksperimen. Penelitian ini menghasilkan proses melakukan setingan relay proteksi dengan menggunakan aplikasi ETAP 12.6. Penelitian ini mengabungkan beberapa metode untuk menghasilkan tujuan yang dimaksud.

3.2.2 Sumber data

Penelitian ini diawali dengan data permodelan sistem distribusi IEEE 33 bus, pada tahap ini penelitian mengumpulkan data yang terkait dengan penelitian yang akan dilakukan, dokumen, jurnal atau sumber tertulis lainnya. Permodelan dilakukan membuat single line diagram jaringan distribusi radial IEEE 33 bus, sebelum dilakukan permodelan perlu diketahui spesifikasi masing data yang akan digunakan. Tahapan permodelan sistem distribusi IEEE 33 Bus adalah sebagai berikut:

a. Permodelan Sistem

Permodelan terdiri dari 33 bus, yang terdiri dari 32 bus beban dan 1 bus sumber pembangkit, proses ini dilakukan menggunakan aplikasi ETAP. Berikut hasil permodelan yang terdapat pada gambar 3.1



Gambar 3.1 Single Line Jaringan Distribusi Radial

b. Permodelan Beban.

Data ini dimasukkan ke static load yang ada pada aplikasi ETAP, dimana dalam *static load* diberi nama id dan nama bus. Selanjutnya masukan ke menu loading, dimana data dimasukkan berdasarkan tabel 3.1

Tabel 3.1 Data Beban di Jaringan Distribusi IEEE 33 Bus

Bus		Beban	
ID	kV	MW	Mvar
01	12.660		
02	12.660	0.100	0.060
03	12.660	0.090	0.040
04	12.660	0.120	0.080
05	12.660	0.060	0.030
06	12.660	0.060	0.020
07	12.660	0.200	0.100
08	12.660	0.200	0.100
09	12.660	0.060	0.020
10	12.660	0.060	0.020
11	12.660	0.045	0.030
12	12.660	0.060	0.035
13	12.660	0.060	0.035
14	12.660	0.120	0.180
15	12.660	0.060	0.010
16	12.660	0.060	0.020
17	12.660	0.060	0.020
18	12.660	0.090	0.040
19	12.660	0.090	0.040
20	12.660	0.090	0.040

21	12.660	0.090	0.040
22	12.660	0.090	0.040
23	12.660	0.090	0.050
24	12.660	0.420	0.200
25	12.660	0.420	0.200
26	12.660	0.060	0.025
27	12.660	0.060	0.025
28	12.660	0.060	0.020
29	12.660	0.120	0.070
30	12.660	0.200	0.600
31	12.660	0.150	0.070
32	12.660	0.210	0.100
33	12.660	0.060	0.040
Jumlah		3.715	2.2

c. Permodelan Impedansi Saluran

Impedansi merupakan hambatan listrik dalam rangkaian listrik ketika dilalui arus bolak-balik. Data impedansi ini diinput pada *tool cable* pada aplikasi ETAP. Data impedansi yang akan di input terlihat pada tabel 3.2.

Table 3.2 Data Impedansi Saluran Jaringan Distribusi Radial.

Dari bus	Ke bus	R (ohm)	X (ohm)
1	2	0,0922	0,0564
2	3	0,4930	0,3012
3	4	0,3661	0,2236
4	5	0,3811	0,2329
5	6	0,8190	0,8484
6	7	0,1872	0,7425
7	8	1,7117	1,4828
8	9	1,0299	0,8880
9	10	1,0440	0,8880
10	11	0,1967	0,0781
11	12	0,3744	0,1484
12	13	1,4680	1,3858
13	14	0,5416	0,8554
14	15	0,5009	0,6312
15	16	0,7462	0,6538
16	17	1,2889	2,0652
17	18	0,7320	0,0018
2	19	0,1640	0,1876
19	20	1,5042	1,6266
20	21	0,4095	0,5740

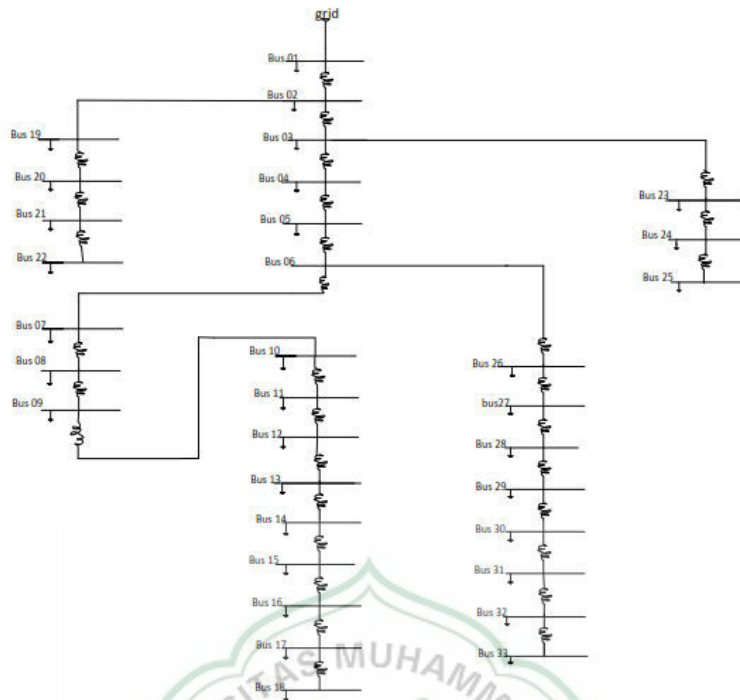
21	22	0,7089	1,1247
3	23	0,4512	0,3700
23	24	0,8980	0,8509
24	25	0,8959	0,8412
6	26	0,2031	0,1240
26	27	0,2842	0,1736
27	28	1,0589	1,1205
28	29	0,8043	0,8407
29	30	0,5074	0,3102
30	31	0,9745	1,1554
31	32	0,3105	0,4342
32	33	0,3411	0,6362

3.3 Metode Analisa

Penelitian ini akan mensimulasikan kinerja koordinasi sistem proteksi pada jaringan distribusi IEEE 33 Bus. Dan memeriksa kinerja proteksi pada sistem IEEE 33 Bus. Skenario simulasi adalah sebagai berikut:

3.3.1 Skenario 1 Setting Relay Tanpa *Distributed Generation*

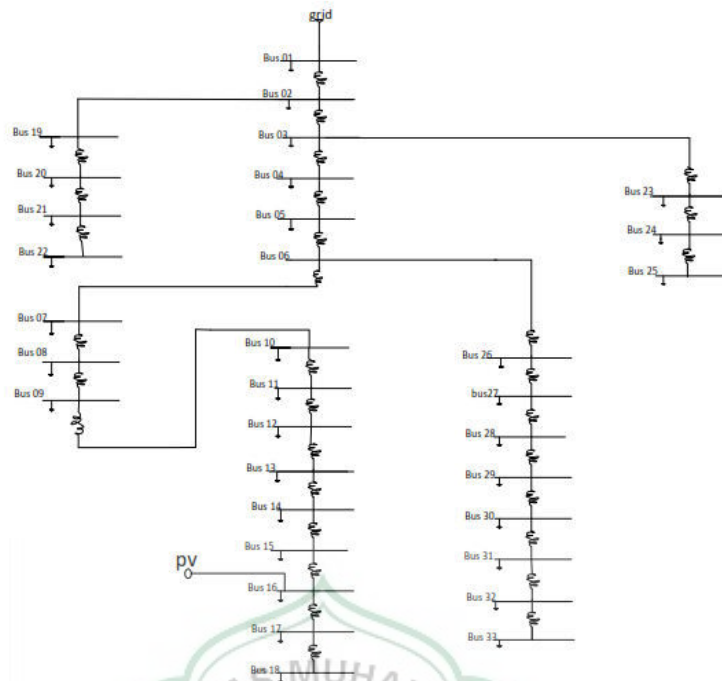
Pada simulasi ini sumber pembangkit hanya dari Grid. Proses simulasi diawali dengan *loadflow analysis* guna menentukan total arus beban disumber pembangkit, kemudian dilakukan simulasi hubung singkat (*short circuit*) guna menentukan total arus gangguan dari pembangkit ke titik gangguan. Setelah data arus beban dan arus gangguan diperoleh, selanjutnya dilakukan penentuan setting relay. Konfigurasi sistem pada skenario ini seperti yang terlihat pada pada gambar 3.2:



Gambar 3.2 Single Line Diagram Simulasi 1

3.3.2 Skenario 2 Setting Relay dengan Sumber Pembangkit Photovoltaic

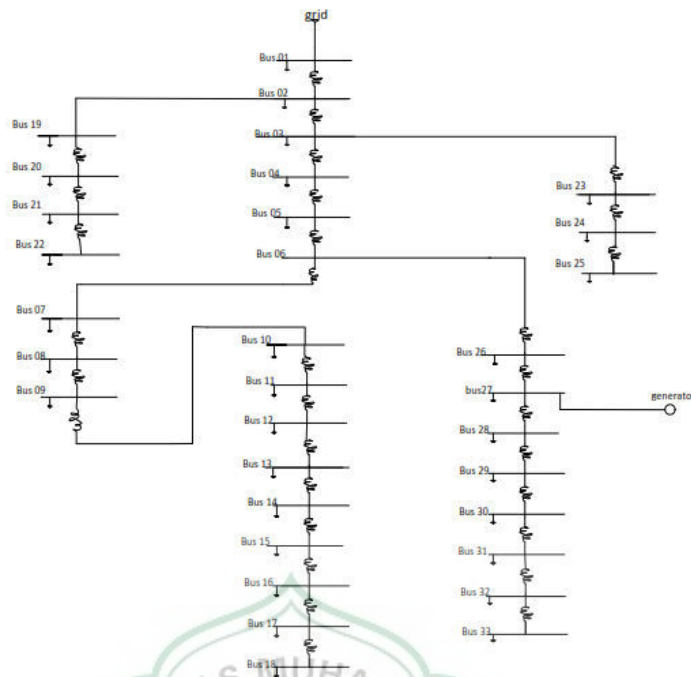
Pada skenario 2 setting relay dengan sumber pembangkit photovoltaic. Proses simulasi 2 diawali dengan *loadflow analysis* guna menentukan total arus beban disumber pembangkit, kemudian dilakukan simulasi hubung singkat (*short circuit*) guna menentukan total arus gangguan dari sumber pembangkit. Setelah data arus beban dan arus gangguan diperoleh, selanjutnya dilakukan penentuan setting relay. Konfigurasi sistem pada skenario ini seperti yang terlihat pada gambar 3.3:



Gambar 3.3 Single Line Diagram Simulasi 2

3.3.3 Skenario 3 Setting Relay dengan Sumber Pembangkit Generator

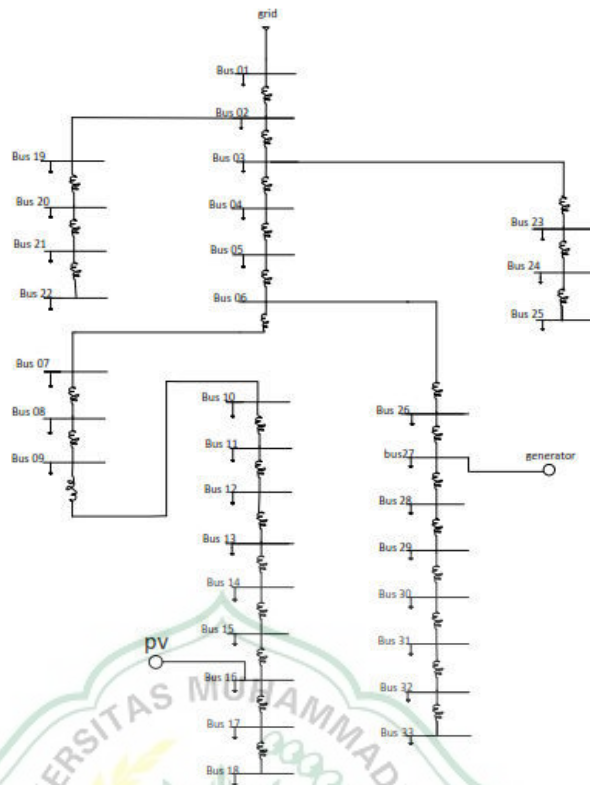
Pada skenario 3 dilakukan setting relay dengan sumber pembangkit generator. Proses simulasi 3 diawali dengan *loadflow analysis* guna menentukan total arus beban disumber pembangkit, kemudian dilakukan simulasi hubung singkat (*short circuit*) guna menentukan total arus gangguan dari sumber pembangkit. Setelah data arus beban dan arus gangguan diperoleh, selanjutnya dilakukan penentuan setting relay. Konfigurasi sistem pada skenario ini seperti yang terlihat pada gambar 3.4:



Gambar 3.4 Single Line Diagram Simulasi 3

3.3.4 Skenario 4 Setting Relay dengan sumber pembangkit dari Grid, Photovoltaic dan Generator.

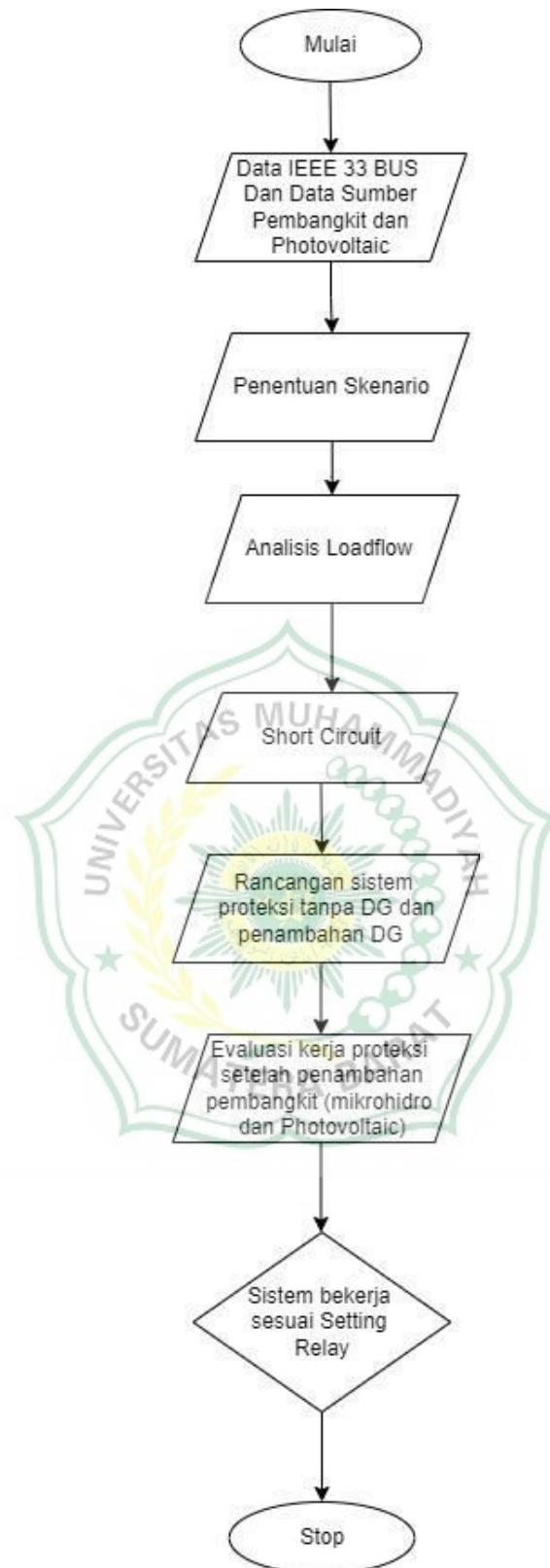
Proses simulasi 4 diawali dengan *loadflow analysis* guna menentukan total arus beban disumber pembangkit, kemudian dilakukan simulasi hubung singkat (*short circuit*) guna menentukan total arus gangguan dari sumber pembangkit. Setelah data arus beban dan arus gangguan diperoleh, selanjutnya dilakukan penentuan setting relay. Konfigurasi sistem pada skenario ini seperti yang terlihat pada gambar 3.5:



Gambar 3.5 Single Line Diagram Simulasi 4

3.4 Bagan Alir Penelitian

Pada simulasi koordinasi sistem proteksi IEEE 33 Bus ini dilakukan beberapa langkah-langkah. Adapun alur dari penelitian yang akan dilakukan ditunjukkan pada gambar 3.6:



Gambar 3.6 Flowchart Penelitian

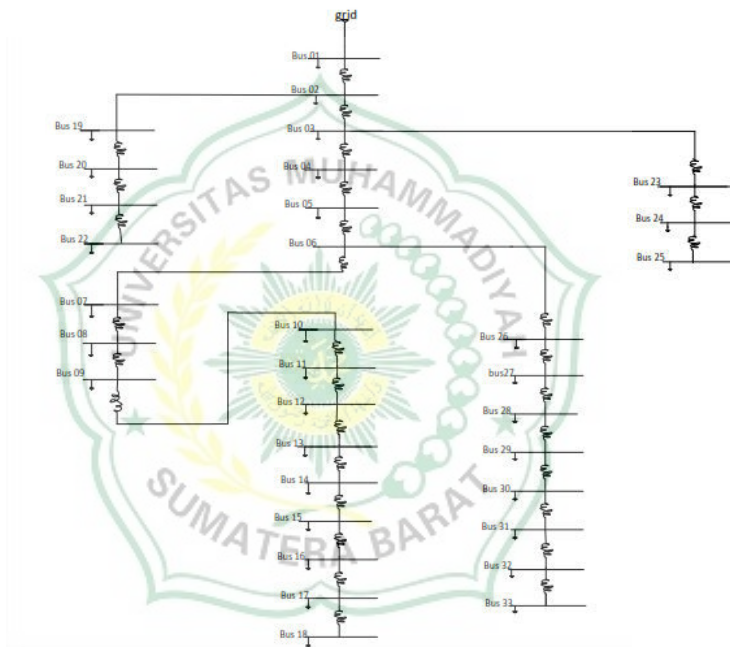
BAB IV

ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1. Hasil Perhitungan

4.1.1. Penentuan Setting Relay Tanpa Penambahan *Distributed Generation*

Penentuan setting relay pada kondisi ini berdasarkan gambar 4.1 dibawah:



Gambar 4. 1 Single Line Diagram Tanpa DG

Langkah-langkah setting relay terdiri dari beberapa proses simulasi yang dilakukan yaitu : *loadflow* atau aliran beban yang mengalir dalam rangkaian berguna untuk menentukan arus yang mengalir pada setiap bus. *Short circuit* atau hubung singkat disimulasikan untuk melihat arus gangguan yang terjadi ketika terjadi hubung singkat dan juga diperlihatkan kontribusi arus gangguan dari pembangkit. CT (*current transformer*) digunakan untuk mengukur arus listrik, CT ada dua bagian yaitu bagian primer dan sekunder. Parameter yang digunakan dalam pengaturan setting relay yaitu : pertama harus mendapatkan nilai total

arus. Dan untuk menghitung arus nominal seting maka dilakukan perhitungan sebagai berikut:

$$I_{n,Set} = 1.1 \times I_n$$

Dimana:

$I_{n,Set}$: Arus nominal pada setting relay (kA)

I_n : Arus nominal beban (kA)

Kemudian dibutuhkan untuk menentukan urutan relay yang bekerja nilai waktu tunda relay dimana :

$$tms = \frac{t \left(\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^{\beta - 1} \right)}{\alpha}$$

Dimana :

Tms : time multiplier setting

t : waktu kerja (operasi relay)

I_f : arus gangguan

I_{set} : arus setting relay

β : eksponensial (nilai untuk standard *inverse*) 0,02

α : konstanta (nilai untuk standard *inverse*) 0,14

1. Perhitungan nilai TMS

Hasil analisa aliran daya (*loadflow analysis*) dan analisa hubung singkat (*short circuit*) dilakukan, digunakan untuk perhitungan *time multiplier setting* pada jaringan distribusi radial IEEE 33 bus tanpa penambahan *distributed generation* dimana suplai pembangkit hanya dari grid, maka diperoleh :

$$I = 192,3 \text{ A}$$

$$I_{set} = I_n \times 1,1 = 211,53 \text{ A}$$

If = 22,802 kA

t = 0,3 detik

maka didapatkan tms :

$$tms = \frac{t \left(\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1 \right)}{\alpha}$$

$$tms = \frac{0,3 \left(\left[\frac{22,802}{0,21153} \right] - 1 \right)}{0,14}$$

$$tms = 0,210$$

2. Perhitungan waktu trip relay grid

a. Perhitungan waktu relay grid pada bus 01

Relay bekerja karena adanya gangguan pada jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik terjauh dan titik percabangan. Gangguan akan dilakukan pada bus 01. Maka dapat dihitung waktu trip relay dengan gangguan dilakukan pada :

Titik gangguan bus 01

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,210 \times 0,14}{\left[\frac{22,802}{0,210} \right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,30 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,30 detik. Setelah melakukan perhitungan pada titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.1:

Tabel 4.1. Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Tanpa Penambahan DG Pada Bus 01

Titik Gangguan	Kontribusi Arus Gangguan dari Grid (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 01	22,802 kA	0,30 detik

b. Perhitungan Waktu Relay Grid Pada Bus 06

Relay bekerja karena adanya gangguan pada jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik terjauh dan titik percabangan. Gangguan akan dilakukan pada bus 06. Maka dapat dihitung waktu trip relay dengan gangguan dilakukan pada :

Titik gangguan bus 06

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta} - 1}$$

$$t = \frac{0,210 \times 0,14}{\left[\frac{2,849}{0,210}\right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,55 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,55 detik. Setelah melakukan perhitungan pada titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.2 :

Tabel 4.2. Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Tanpa Penambahan DG Pada Bus 06

Titik Gangguan	Kontribusi Arus Gangguan dari Grid (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 06	2,849	0,55 detik

c. Perhitungan waktu relay grid pada bus 16

Relay bekerja karena adanya gangguan pada jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik terjauh dan titik percabangan.

Gangguan akan dilakukan pada bus 16. Maka dapat dihitung waktu trip relay dengan gangguan dilakukan pada :

$$\begin{aligned} \text{Titik gangguan bus 16} \quad t &= \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}} \\ t &= \frac{0,210 \times 0,14}{\left[\frac{0,648}{0,210}\right]^{0,02-1}} \\ t &= 1,24 \text{ detik} \end{aligned}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 1,24 detik. Setelah melakukan perhitungan pada titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.3 :

Tabel 4.3. Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Tanpa Penambahan DG Pada Bus 16

Titik Gangguan	Kontribusi Arus Gangguan dari Grid (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 16	0,684 kA	1,24 detik

d. Perhitungan waktu relay grid pada bus 22

Relay bekerja karena adanya gangguan pada jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik terjauh dan titik percabangan. Gangguan akan dilakukan pada bus 22. Maka dapat dihitung waktu trip relay dengan gangguan dilakukan pada :

$$\begin{aligned} \text{Titik gangguan bus 22} \quad t &= \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}} \\ t &= \frac{0,210 \times 0,14}{\left[\frac{1,816}{0,210}\right]^{0,02-1}} \\ t &= 0,67 \text{ detik} \end{aligned}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,67 detik. Setelah melakukan perhitungan pada titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.4 :

Tabel 4.4 Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Tanpa Penambahan DG Pada Bus 22

Titik Gangguan	Kontribusi Arus Gangguan dari Grid (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 22	1,816 kA	0,67detik

e. Perhitungan waktu relay grid pada bus 25

Relay bekerja karena adanya gangguan pada jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik terjauh dan titik percabangan. Gangguan akan dilakukan pada bus 25. Maka dapat dihitung waktu trip relay dengan gangguan dilakukan pada :

Titik gangguan bus 25

$$t = \frac{tms \times \infty}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,210 \times 0,14}{\left[\frac{2,160}{0,210}\right]^{0,02-1}}$$

$$t = 0,62 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,62 detik. Setelah melakukan perhitungan pada titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.5 :

Tabel 4.5. Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Tanpa Penambahan DG Pada Bus 25

Titik Gangguan	Kontribusi Arus Gangguan dari Grid (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 25	2,160 kA	0,62 detik

f. Perhitungan waktu relay grid pada bus 33

Relay bekerja karena adanya gangguan pada jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik terjauh dan titik percabangan.

Gangguan akan dilakukan pada Bus 33. Maka dapat dihitung waktu trip relay dengan gangguan dilakukan pada :

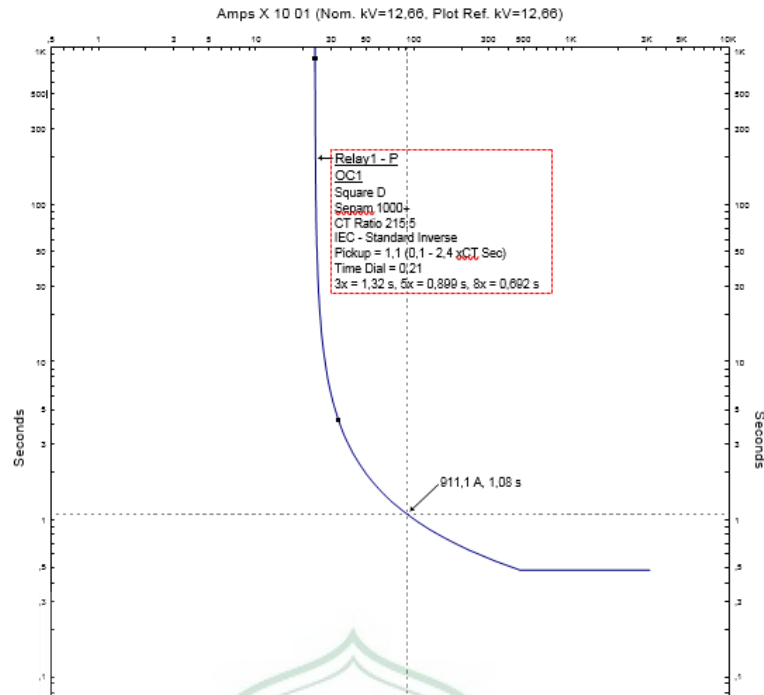
$$\begin{aligned} \text{Titik gangguan bus 33} \quad t &= \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}} \\ t &= \frac{0,210 \times 0,14}{\left[\frac{0,911}{0,210}\right]^{0,02-1}} \\ t &= 0,99 \text{ detik} \end{aligned}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,99 detik. Setelah melakukan perhitungan pada titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.6 :

Tabel 4.6. Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Tanpa Penambahan DG Pada Bus 33

Titik Gangguan	Kontribusi Arus Gangguan dari Grid (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 33	0,911 kA	0,99 detik

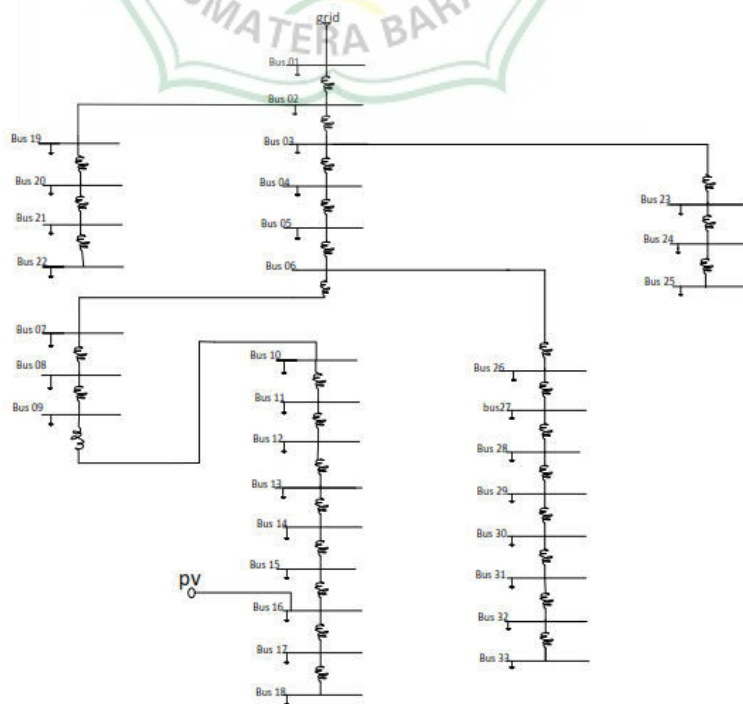
Dari hasil perhitungan pada tabel 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6 dapat dilihat bentuk grafik relay proteksi tanpa *distributed generation*.



Gambar 4.2 Grafik seting relay proteksi tanpa *distributed generation*

4.1.2. Penentuan Setting Relay dengan Penambahan Photovoltaic

Penentuan setting relay pada kondisi ini berdasarkan gambar 4.3 dibawah:



Gambar 4.3 Single Line Diagram dengan Tambahan Photovoltaic

Langkah-langkah setting relay terdiri dari beberapa proses simulasi yang dilakukan yaitu : *loadflow* atau aliran beban yang mengalir dalam rangkaian berguna untuk menentukan arus yang mengalir dari photovoltaic dan grid. *Short circuit* atau hubung singkat disimulasikan untuk melihat arus gangguan yang terjadi ketika terjadi hubung singkat, setelah melakukan simulasi maka akan didapat arus gangguan dari photovoltaic dan grid. Parameter yang digunakan dalam pengaturan setting relay yaitu: pertama harus mendapatkan nilai total arus. Dan untuk menghitung arus nominal maka dilakukan perhitungan berikut:

$$I_{n,Set} = 1.1 \times I_n$$

Dimana:

$I_{n,Set}$: Arus nominal pada setting relay (kA)

I_n : Arus nominal beban (kA)

Kemudian dibutuhkan untuk menentukan urutan relay yang bekerja nilai waktu tunda relay dimana:

$$tms = \frac{t \left(\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1 \right)}{\alpha}$$

Dimana :

Tms : *time multiplier setting*

t : waktu kerja (operasi relay)

I_f : arus gangguan

I_{set} : arus setting relay

β : eksponensial (standart nilai untuk standard *inverse*) 0,02

α : konstanta (standart nilai untuk standard *inverse*) 0,14

1. Perhitungan nilai tms grid

Dari analisa arus beban (*loadflow analysis*) dan analisa hubung singkat (*short circuit*) yang dilakukan simulasi pada aplikasi etap 12.6 jaringan distribusi radial IEEE 33 bus dengan penambahan photovoltaic sebagai sumber pembangkit maka diketahui:

$$I = 186,8 \text{ A}$$

$$I_{set} = I_n \times 1,1 = 205,48 \text{ A}$$

$$I_{fault} = 22,805 \text{ kA}$$

$$t = 0,3 \text{ detik}$$

maka didapatkan tms :

$$t = \frac{t \left(\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1 \right)}{\alpha}$$

$$t = \frac{0,3 \left(\left[\frac{22,805}{0,20548} \right]^{0,02} - 1 \right)}{0,14}$$

$$t = 0,212$$

2. Perhitungan waktu trip relay dari grid

a. Waktu trip relay grid pada bus 01

Relay bekerja Karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 01, pemilihan titik gangguan ini karena bus 01 dekat dengan sumber grid dan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Maka akan dilihat kontribusi gangguan yang diterima oleh photovoltaic dan grid serta akan dilihat waktu (trip photovoltaic dan grid). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

$$\text{Titik gangguan bus 01} = t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,212 \times 0,14}{\left[\frac{22,805}{0,20548} \right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,30088 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,30088 detik, Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.7

Tabel 4.7 Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Grid Pada Bus 01

Titik Gangguan	Kontribusi Arus Gangguan dari Grid (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 01	22,805 kA	0,30088 detik

b. Waktu trip relay grid pada bus 06

Relay bekerja Karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 06, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik percabangan yaitu menuju bus 07 dan menuju bus 26 apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Maka akan dilihat kontribusi gangguan yang diterima oleh photovoltaic dan grid serta akan dilihat waktu (trip photovoltaic dan grid). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 06

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta} - 1}$$

$$t = \frac{0,212 \times 0,14}{\left[\frac{2,859}{0,20548}\right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,552 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,552 detik, Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.8:

Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Waktu Trip Relay Grid Pada Bus 06

Titik Gangguan	Kontribusi Arus Gangguan dari Grid (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
----------------	---	---------------------------

Bus 06	2,859 kA	0,552 detik
--------	----------	-------------

c. Waktu trip relay grid pada bus 16

Relay bekerja Karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 16, pemilihan titik gangguan dilakukan karena pada bus 16 karena titik menuju sumber pembangkit Photovoltaic dan bila terjadi hubung singkat 3 fasa, Maka akan dilihat kontribusi gangguan yang diterima oleh PV dan Grid serta akan dilihat waktu (trip PV dan Grid). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titikgangguan bus 16

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,212 \times 0,14}{\left[\frac{0,527}{0,20548}\right]^{0,02-1}}$$

$$t = 1,24 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 1,24 detik, Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.9:

Tabel 4.9 Hasil perhitungan waktu trip relay grid pada bus 16

Titik Gangguan	Kontribusi Arus Gangguan dari Grid (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 16	0,527 kA	1,24 detik

d. Waktu trip relay grid pada bus 22

Relay bekerja Karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 22, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan

apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Maka akan dilihat kontribusi gangguan yang diterima oleh photovoltaic dan grid serta akan dilihat waktu (trip photovoltaic dan grid). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

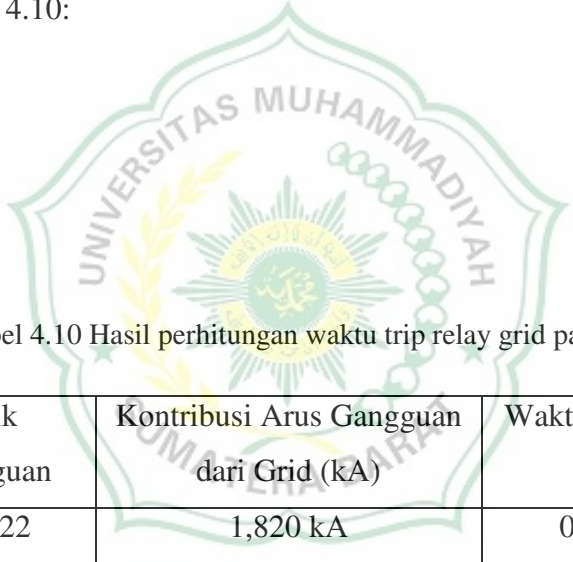
Titik gangguan bus 22

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,212 \times 0,14}{\left[\frac{1,820}{0,20548}\right]^{0,02-1}}$$

$$t = 0,67 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,67 detik, Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.10:



Tabel 4.10 Hasil perhitungan waktu trip relay grid pada bus 22

Titik Gangguan	Kontribusi Arus Gangguan dari Grid (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 22	1,820 kA	0,67 detik

e. Waktu trip relay grid pada bus 25

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 25, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Maka akan dilihat kontribusi gangguan yang diterima oleh photovoltaic dan grid serta akan dilihat waktu (trip photovoltaic dan grid). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 25

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{If}{Iset}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,212 \times 0,14}{\left[\frac{2,160}{0,20548}\right]^{0,02-1}}$$

$$t = 0,62 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,62 detik, Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.11.

Tabel 4.11 Hasil perhitungan waktu trip relay grid pada bus 25

Titik Gangguan	Kontribusi Arus Gangguan dari Grid (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 25	2,160 kA	0,62 detik

f. Waktu trip relay grid pada bus 33

Relay bekerja Karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 33, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Maka akan dilihat kontribusi gangguan yang diterima oleh photovoltaic dan grid serta akan dilihat waktu (photovoltaic dan grid). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 33

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{If}{Iset}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,212 \times 0,14}{\left[\frac{0,912}{0,20548}\right]^{0,02-1}}$$

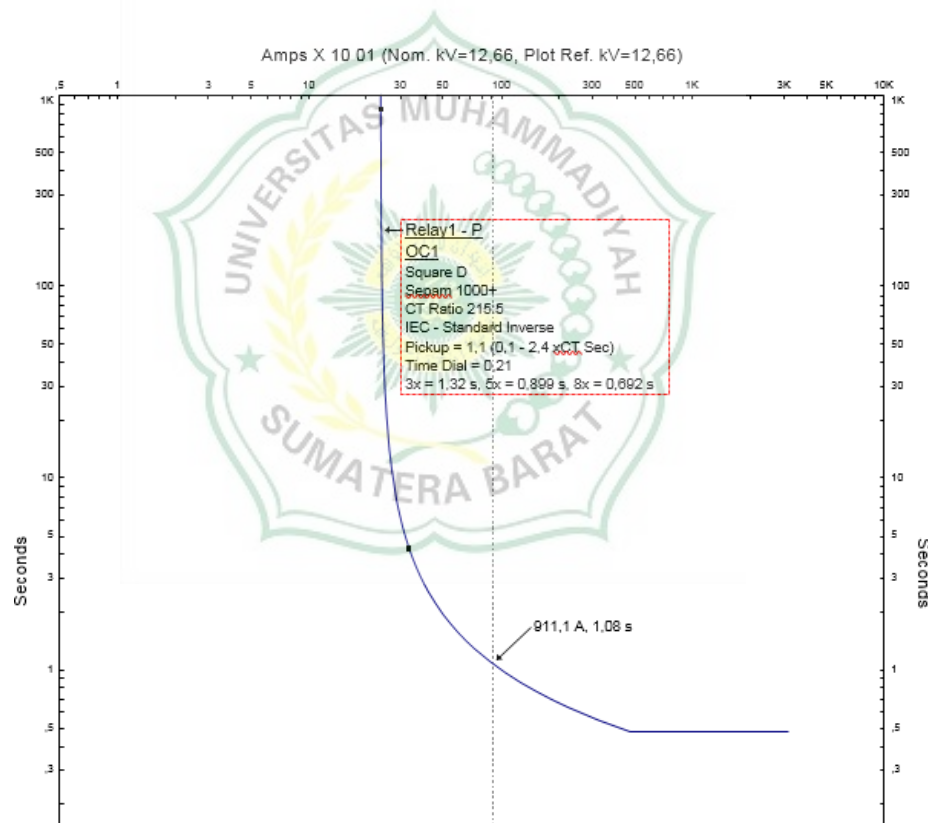
$$t = 0,99 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,99 detik, Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.12:

Tabel 4.12 Hasil perhitungan waktu trip relay grid pada bus 33

Titik Gangguan	Kontribusi Arus Gangguan dari Grid (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 33	0,912 kA	0,99 detik

Dari hasil table perhitungan waktu trip relay dapat dilihat bentuk grafik relay proteksi dengan tambahan photovoltaic sebagai sumber pembangkit.



Gambar 4.4 Grafik relay proteksi dengan tambahan Photovoltaic

3. Perhitungan nilai tms photovoltaic

Dari analisa arus beban (*loadflow analysis*) dan analisa hubung singkat (*short circuit*) yang dilakukan simulasi pada aplikasi ETAP 12.6 jaringan

distribusi radial IEEE 33 bus dengan penambahan Photovoltaic sebagai sumber pembangkit, maka diketahui :

$$I = 7,3 \text{ A}$$

$$I_{set} = I_n \times 1,1 = 8,03 \text{ A}$$

$$I_{fault} = 0,013 \text{ kA}$$

$$t = 0,3 \text{ detik}$$

maka didapatkan tms :

$$tms = \frac{t \left(\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1 \right)}{\alpha}$$

$$tms = \frac{0,3 \left(\left[\frac{0,013}{0,00803} \right]^{0,02} - 1 \right)}{0,14}$$

$$tms = 0,021$$

4. Perhitungan waktu trip relay pada photovoltaic.

a. Perhitungan waktu trip relay di photovoltaic pada bus 01

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada Bus 01, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik ini karena pada bus 01 dekat dengan sumber pembangkit grid. Dan kontribusi gangguan diterima photovoltaic serta dilihat waktu trip photovoltaic. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titikgangguan bus 01

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,021 \times 0,14}{\left[\frac{0,013}{0,00803} \right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,30 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di photovoltaic adalah 0,30 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada photovoltaic pada tabel 4.13:

Tabel 4.13 Hasil perhitungan waktu trip relay di photovoltaic bus 01

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan PV (kA)	Waktu kerja relay (detik)
Bus 01	0,013 kA	0,30 detik

b. Perhitungan waktu trip relay di photovoltaic pada bus 06

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 06, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik percabangan yaitu menuju bus 07 dan menuju bus 26 apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan kontribusi gangguan diterima photovoltaic serta dilihat waktu trip photovoltaic. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 06

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,021 \times 0,14}{\left[\frac{0,013}{0,00803}\right]^{0,02-1}}$$

$$t = 0,30 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di photovoltaic adalah 0,30 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada photovoltaic pada tabel 4.14:

Tabel 4.14 Hasil perhitungan waktu trip relay di photovoltaic bus 06

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan PV (kA)	Waktu kerja relay (detik)
Bus 06	0,013 kA	0,30 detik

c. Perhitungan waktu trip relay di photovoltaic pada bus 16

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 16, pemilihan titik gangguan dilakukan karena pada bus 16 karena titik menuju sumber pembangkit Photovoltaic dan bila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan kontribusi gangguan diterima photovoltaic serta dilihat waktu trip photovoltaic. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 16

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,021 \times 0,14}{\left[\frac{0,013}{0,00803}\right]^{0,02-1}}$$

$$t = 0,30 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di photovoltaic adalah 0,30 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada photovoltaic pada tabel 4.15:

Tabel 4.15 Hasil perhitungan waktu trip relay di photovoltaic bus 16

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan PV (kA)	Waktu kerja relay (detik)
Bus 16	0,013 kA	0,30 detik

d. Perhitungan waktu trip relay di photovoltaic pada bus 22

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 22, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan kontribusi gangguan diterima photovoltaic serta dilihat waktu trip photovoltaic. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 22

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{If}{Iset}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,021 \times 0,14}{\left[\frac{0,001}{0,00803}\right]^{0,02-1}}$$

$$t = -0,071 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di photovoltaic adalah -0,071 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada photovoltaic pada tabel 4.16:

Tabel 4.16 Hasil perhitungan waktu trip relay di photovoltaic bus 22

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan PV (kA)	Waktu kerja relay (detik)
Bus 22	0,001 kA	-0,0712 detik

e. Perhitungan waktu trip relay di photovoltaic pada bus 25

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 25, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan kontribusi gangguan diterima photovoltaic serta dilihat waktu trip photovoltaic. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 25

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{If}{Iset}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,021 \times 0,14}{\left[\frac{0,003}{0,00803}\right]^{0,02-1}}$$

$$t = -0,149 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di photovoltaic adalah -0,149 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada photovoltaic pada tabel 4.17:

Tabel 4.17 Hasil perhitungan waktu trip relay di photovoltaic bus 25

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan PV (kA)	Waktu kerja relay (detik)
Bus 25	0,003 kA	-0,149 detik

f. Perhitungan waktu trip relay di photovoltaic pada bus 33

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 33, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan kontribusi gangguan diterima photovoltaic serta dilihat waktu trip photovoltaic. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 33

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,021 \times 0,14}{\left[\frac{0,004}{0,00803}\right]^{0,02-1}}$$

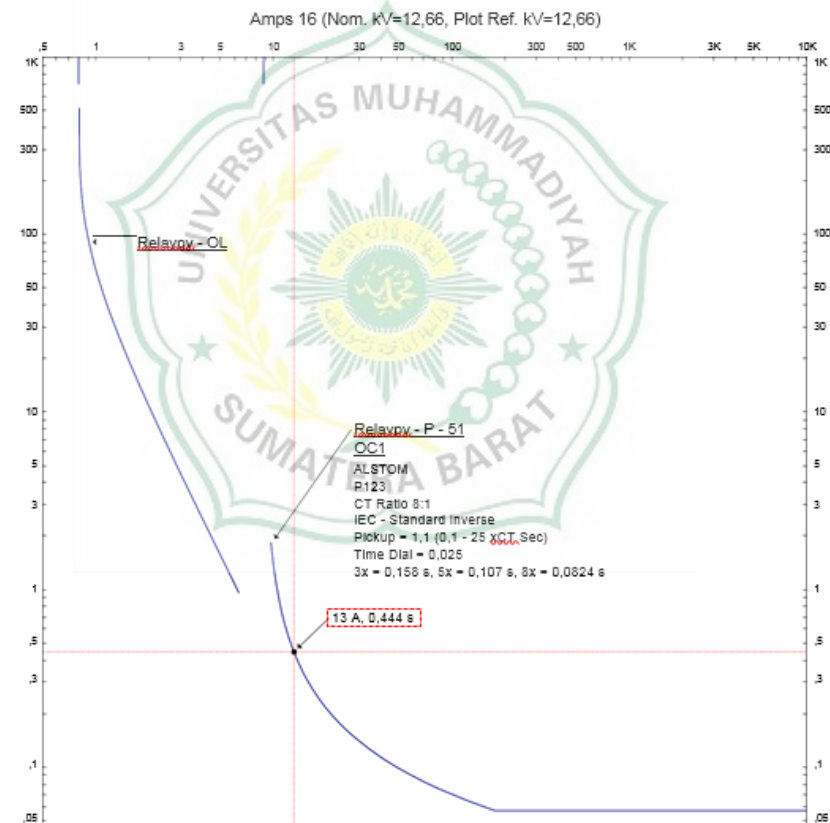
$$t = -0,209 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di photovoltaic adalah -0,209 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada photovoltaic pada tabel 4.18:

Tabel 4.18 Hasil perhitungan waktu trip relay di photovoltaic bus 33

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan PV (kA)	Waktu kerja relay (detik)
Bus 33	0,004 kA	-0,209 detik

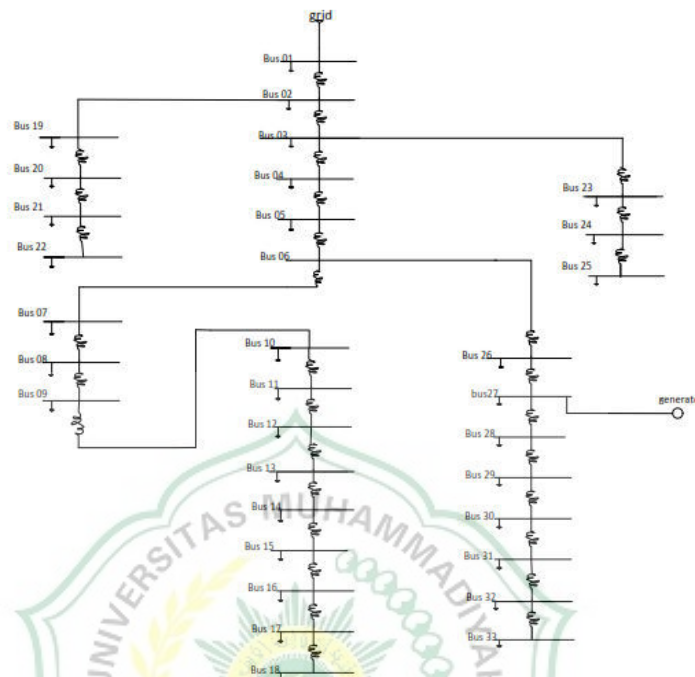
Dari hasil tabel 4.12-4.18 dapat dilihat bentuk grafik relay proteksi dengan tambahan photovoltaic sebagai sumber pembangkit pada gambar 4.3:



Gambar 4.5 Grafik Relay Proteksi Pada Relay Photovoltaic

4.1.3 Penentuan Seting Relay dengan Penambahan Generator

Penentuan setting relay pada kondisi ini berdasarkan gambar 4.6 dibawah:



Gambar 4.6 Single line diagram dengan tambahan generator

Langkah-langkah setting relay terdiri beberapa proses simulasi yang dilakukan yaitu : melakukan simulasi *loadflow* atau aliran beban bertujuan untuk menentukan arus yang mengalir dari generator ke bus 27. *Short circuit* atau hubung singkat disimulasikan untuk melihat arus gangguan yang terjadi ketika terjadi hubung singkat dan juga diperlihatkan arus gangguan terhadap penambahan generator. Parameter yang digunakan dalam pengaturan setting relay yaitu : pertama harus mendapatkan nilai total arus. Dan untuk menghitung arus nominal maka dilakukan perhitungan sebagai berikut :

$$I_{n,Set} = 1.1 \times I_n$$

Dimana:

$I_{n,Set}$: Arus nominal pada setting relay (kA)

I_n : Arus nominal beban (kA)

Kemudian dibutuhkan untuk menentukan urutan relay yang bekerja nilai waktu tunda relay dimana:

$$tms = \frac{t \left(\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1 \right)}{\alpha}$$

Dimana :

Tms : time multiplier setting

t : waktu kerja (operasi relay)

If : arus gangguan

Iset : arus setting relay

β : eksponensial (standart nilai untuk standard *inverse*) 0,02

α : konstanta (standart nilai untuk standard *inverse*) 0,14

1. Perhitungan nilai tms grid

Dari analisa arus beban (*loadflow analysis*) dan analisa hubung singkat (*short circuit*) yang dilakukan simulasi pada aplikasi ETAP 12.6. Jaringan distribusi radial IEEE 33 bus dengan penambahan Photovoltaic sebagai sumber pembangkit

$$I = 76,6 \text{ A}$$

$$I_{set} = I_n \times 1,1 = 84,26 \text{ A}$$

$$I_f = 23,343 \text{ kA}$$

$$t = 0,3 \text{ detik}$$

maka didapatkan tms :

$$tms = \frac{t \left(\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1 \right)}{\alpha}$$

$$tms = \frac{0,3 \left(\left[\frac{23,343}{0,8426} \right]^{0,02} - 1 \right)}{0,14}$$

$$tms = 0,255$$

2. Perhitungan waktu trip relay grid

a. Perhitungan waktu trip relay grid pada bus 01

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 01, pemilihan titik gangguan ini karena bus 01 dekat dengan sumber grid dan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima grid serta dilihat waktu grid. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 01

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^{\beta} - 1}$$

$$t = \frac{0,255 \times 0,14}{\left[\frac{23,343}{0,08426} \right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,30 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay grid adalah 0,30 detik

Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.19:

Tabel 4.19 Waktu trip relay grid pada bus 01

Titik Gangguan	Kontribusi arus gangguan grid (kA)	Waktu kerja relay (detik)
Bus 01	23,343 kA	0,30 detik

b. Perhitungan waktu trip relay grid pada bus 06

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu

cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 06, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik percabangan yaitu menuju bus 07 dan menuju bus 26 apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima grid serta dilihat waktu grid. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 06

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{If}{Iset}\right]^{\beta}-1}$$

$$t = \frac{0,255 \times 0,14}{\left[\frac{2,850}{0,08426}\right]^{0,02}-1}$$

$$t = 0,49 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay grid adalah 0,49 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.20:

Tabel 4.20 Waktu trip relay grid pada bus 06

Titik Gangguan	Kontribusi arus gangguan grid (kA)	Waktu kerja relay (detik)
Bus 06	2,850 kA	0,30 detik

c. Perhitungan waktu trip relay grid pada bus 16

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 16, pemilihan titik gangguan dilakukan karena pada bus 16 karena titik menuju sumber pembangkit Photovoltaic dan bila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima grid serta dilihat waktu grid. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titikgangguan bus 16

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{If}{Iset}\right]^{\beta}-1}$$

$$t = \frac{0,255 \times 0,14}{\left[\frac{0,609}{0,08426}\right]^{0,02}-1}$$

$$t = 0,89 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay grid adalah 0,89 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.21:

Tabel 4.21 Waktu trip relay grid pada bus 16

Titik Gangguan	Kontribusi arus gangguan grid (kA)	Waktu kerja relay (detik)
Bus 16	0,609 kA	0,89 detik

d. Perhitungan waktu trip relay grid pada bus 22

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 22, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima grid serta dilihat waktu grid. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 22

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,255 \times 0,14}{\left[\frac{1,770}{0,08426}\right]^{0,02-1}}$$

$$t = 0,568 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay grid adalah 0,568 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.22:

Tabel 4.22 Waktu trip relay grid pada bus 22

Titik Gangguan	Kontribusi arus gangguan	Waktu kerja relay
----------------	--------------------------	-------------------

	grid (kA)	(detik)
Bus 22	1,770kA	0,568 detik

e. Perhitungan waktu trip relay grid pada bus 25

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 25, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima grid serta dilihat waktu grid. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 25

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta} - 1}$$

$$t = \frac{0,255 \times 0,14}{\left[\frac{2,080}{0,08426}\right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,539 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay grid adalah 0,539 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.23:

Tabel 4.23 Waktu trip relay grid pada bus 25

Titik Gangguan	Kontribusi arus gangguan grid (kA)	Waktu kerja relay (detik)
Bus 25	2,080 kA	0,53 detik

f. Perhitungan waktu trip relay grid pada bus 33

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 33, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima grid serta dilihat waktu grid. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 33

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,255 \times 0.14}{\left[\frac{0,814}{0,08426}\right]^{0.02-1}}$$

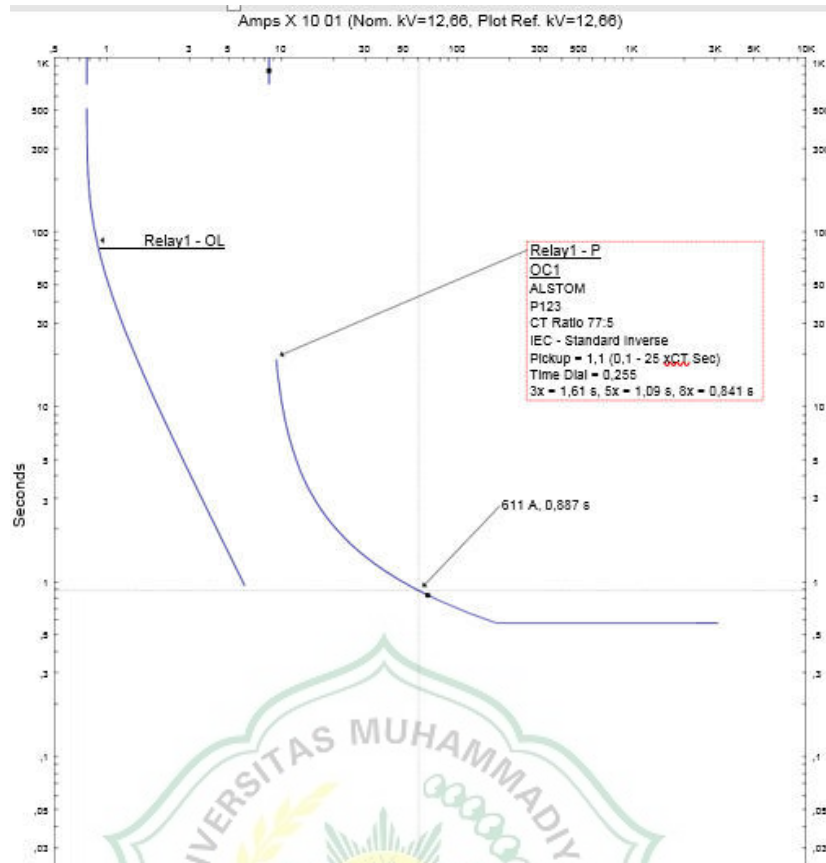
$$t = 0,76 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay grid adalah 0,76 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.24:

Tabel 4.24 Waktu trip relay grid pada bus 33

Titik Gangguan	Kontribusi arus gangguan grid (kA)	Waktu kerja relay (detik)
Bus 33	0,814 kA	0,76 detik

Dari hasil table 4.19-4.24 dapat dilihat bentuk grafik relay proteksi pada relay grid.



Gambar 4.7 Grafik relay proteksi relay grid

3. Perhitungan nilai tms generator

Dari analisa arus beban (*loadflow analysis*) dan analisa hubung singkat (*short circuit*) yang dilakukan simulasi pada aplikasi ETAP 12.6. Jaringan distribusi radial IEEE 33 bus dengan penambahan Photovoltaic sebagai sumber pembangkit

$$I = 121,8 \text{ A}$$

$$I_{set} = I_n \times 1,1 = 133,529 \text{ A}$$

$$I_f = 0,633 \text{ kA}$$

$$t = 0,3 \text{ detik}$$

maka didapatkan tms :

$$tms = \frac{t \left(\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1 \right)}{\alpha}$$

$$tms = \frac{0,3 \left(\left[\frac{0,633}{0,133529} \right]^{0,02} - 1 \right)}{0,14}$$

$$tms = 0,068$$

4. Perhitungan waktu trip relay generator

a. Perhitungan waktu trip relay generator pada bus 01

Relay bekerja karena adanya gangguan pada jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 01, pemilihan titik gangguan ini karena bus 01 dekat dengan sumber grid dan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima generator . simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 01

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,068 \times 0,14}{\left[\frac{0,544}{0,633} \right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,33 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di generator adalah 0,33 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.25:

Tabel 4.25 Waktu trip relay di sumber pembangkit generator pada bus 01

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Generator (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 01	0,544 kA	0,33 detik

b. Perhitungan waktu trip relay generator pada bus 06

Relay bekerja karena adanya gangguan pada jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 06, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik percabangan yaitu menuju bus 07 dan menuju bus 26 apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima generator . simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 06

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,068 \times 0,14}{\left[\frac{0,619}{0,633}\right]^{0,02-1}}$$

$$t = 0,30 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di generator adalah 0,30 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.26:

Tabel 4.26 Waktu trip relay di sumber pembangkit generator pada bus 06

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Generator (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 06	0,619 kA	0,30 detik

c. Perhitungan waktu trip relay generator pada bus 16

Relay bekerja karena adanya gangguan pada jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 16, pemilihan titik gangguan dilakukan karena pada bus 16 karena titik menuju sumber pembangkit photovoltaic dan bila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima generator. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 16

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,068 \times 0.14}{\left[\frac{0,132}{0,633}\right]^{0.02} - 1}$$

$$t = -41,18 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di generator adalah -41,18 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.27

Tabel 4.27 Waktu trip relay di sumber pembangkit generator pada bus 16

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Generator (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 16	0,132 kA	-41,18 detik

d. Perhitungan waktu trip relay generator pada bus 22

Relay bekerja karena adanya gangguan pada jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 22, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima generator. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 22

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,068 \times 0.14}{\left[\frac{0,051}{0,633}\right]^{0.02} - 1}$$

$$t = -0,50 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di generator adalah -0,50 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.28

Tabel 4.28 Waktu trip relay di sumber pembangkit generator pada bus 22

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Generator (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 22	0,051 kA	-0,50 detik

e. Perhitungan waktu trip relay generator pada bus 25

Relay bekerja karena adanya gangguan pada jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 25, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima generator. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 25

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{If}{Iset}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,068 \times 0,14}{\left[\frac{0,131}{0,633}\right]^{0,02-1}}$$

$$t = -24,8 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di generator adalah -24,8 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.29

Tabel 4.29 Waktu trip relay di sumber pembangkit generator pada bus 25

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Generator (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 25	0,131 kA	-24,8 detik

f. Perhitungan waktu trip relay generator pada bus 33

Relay bekerja karena adanya gangguan pada jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 33, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima generator. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 33

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta} - 1}$$

$$t = \frac{0,068 \times 0,14}{\left[\frac{0,216}{0,633}\right]^{0,02} - 1}$$

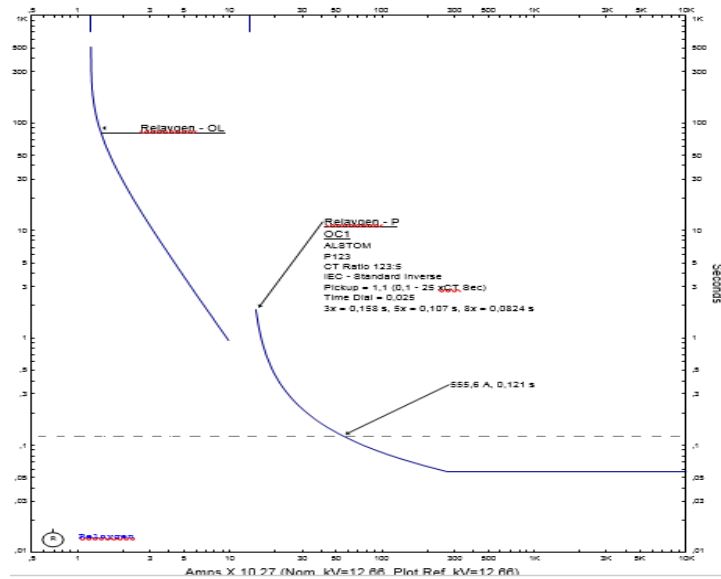
$$t = 0,98 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di generator adalah 0,98detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.30

Tabel 4.30 Waktu trip relay di sumber pembangkit generator pada bus 33

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Generator (kA)	Waktu Kerja Relay (detik)
Bus 33	0,216 kA	0,98 detik

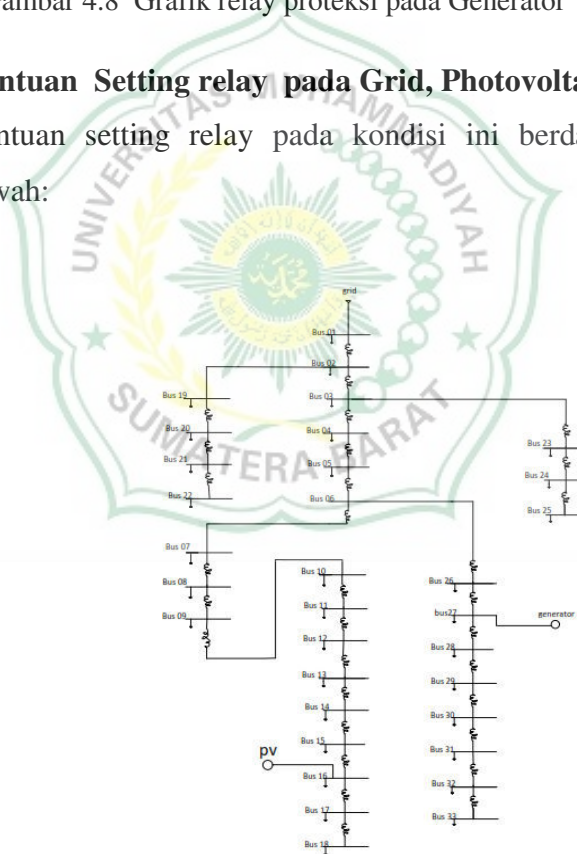
Dari hasil table 4.26 – 4.30 dapat dilihat bentuk grafik relay proteksinya pada relay generator pada gambar 4.5.



Gambar 4.8 Grafik relay proteksi pada Generator

4.1.4 Penentuan Setting relay pada Grid, Photovoltaic dan Generator

Penentuan setting relay pada kondisi ini berdasarkan gambar 4.9 dibawah:



Gambar 4.9 Single Line Diagram dengan Gabungan Seluruh Sumber Pembangkit

Langkah-langkah setting relay terdiri dari beberapa proses simulasi yang dilakukan yaitu : *loadflow* atau aliran beban yang mengalir dalam rangkaian berguna untuk menentukan arus yang mengalir disetiap bus. *Short circuit* atau

hubung singkat digunakan untuk melihat arus gangguan yang terjadi ketika terjadi hubung singkat. Untuk simulasi ketiga pembangkit ini saling menyuplai daya ke jaringan distribusi. Maka parameter yang digunakan dalam pengaturan setting relay yaitu : pertama harus mendapatkan nilai arus disetiap sumber pembangkit, maka dilakukan perhitungan dengan rumus:

$$I_{n,Set} = 1.1 \times I_n$$

Dimana:

$I_{n,Set}$: Arus nominal pada setting relay (kA)

I_n : Arus nominal beban (kA)

Kemudian dibutuhkan untuk menentukan urutan relay yang bekerja nilai waktu tunda relay dimana:

$$tms : \frac{t \left(\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1 \right)}{\alpha}$$

Dimana :

Tms : time multiplier setting

t : waktu kerja (operasi relay)

I_f : arus gangguan

I_{set} : arus setting relay

β : eksponensial (standart nilai untuk standard inverse) 0,02

α : konstanta (standart nilai untuk standard inverse) 0,14

1. Perhitungan nilai TMS grid

Hasil analisa arus beban (*loadflow analysis*) dan analisa hubung singkat (*short circuit*) yang dilakukan simulasi pada aplikasi etap 12.6. Jaringan

distribusi radial IEEE 33 bus maka diperoleh hasil perhitungan tms untuk seting relay grid, dimana diketahui :

$$I = 72 \text{ A}$$

$$I_{set} = I_n \times 1,1 = 72,9 \text{ A}$$

$$I_f = 23,342 \text{ kA}$$

$$t = 0,3 \text{ detik}$$

maka didapatkan tms :

$$tms = \frac{t \left(\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1 \right)}{\alpha}$$

$$tms = \frac{0,3 \left(\left[\frac{23,342}{0,0729} \right]^{0,02} - 1 \right)}{0,14}$$

$$tms = 0,262 \text{ detik}$$

2. Waktu trip relay grid
 - a. Waktu trip relay grid pada bus 01

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 01, pemilihan titik gangguan ini karena bus 01 dekat dengan sumber grid dan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima grid serta dilihat waktu kerja relay pada grid. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 01

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,262 \times 0,14}{\left[\frac{23,342}{0,0729} \right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,30 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,30 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.31 :

Tabel 4.31 Hasil perhitungan waktu kerja relay grid pada bus 01

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Grid (kA)	Waktu Kerja Relay Grid (detik)
Bus 01	23,342	0,30 detik

b. Waktu trip relay grid pada bus 06

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 06, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik percabangan yaitu menuju bus 07 dan menuju bus 26 apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima grid serta dilihat waktu kerja relay pada grid. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 06

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta} - 1}$$

$$t = \frac{0,262 \times 0,14}{\left[\frac{2,825}{0,0729}\right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,48 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,48 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.32 :

Tabel 4.32 Hasil perhitungan waktu kerja relay grid pada bus 06

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Grid (kA)	Waktu Kerja Relay Grid (detik)
Bus 06	2,825 kA	0,48 detik

c. Waktu trip relay grid pada bus 16

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 16, pemilihan titik gangguan dilakukan karena pada bus 16 karena titik menuju sumber pembangkit photovoltaic dan bila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima grid serta dilihat waktu kerja relay pada grid. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 16

$$t = \frac{tms \times \infty}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,262 \times 0,14}{\left[\frac{0,609}{0,0729}\right]^{0,02-1}}$$

$$t = 0,85 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,85 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.33 :

Tabel 4.33 Hasil perhitungan waktu kerja relay grid pada bus 16

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Grid (kA)	Waktu Kerja Relay Grid (detik)
Bus 16	0,609 kA	0,85 detik

d. Waktu trip relay grid pada bus 22

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 22, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima grid serta dilihat waktu kerja relay pada grid. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 22

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,262 \times 0,14}{\left[\frac{1,770}{0,0729}\right]^{0,02-1}}$$

$t = 0,55 \text{ detik}$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,55 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.34.

Tabel 4.34 Hasil perhitungan waktu kerja relay grid pada bus 22

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Grid (kA)	Waktu Kerja Relay Grid (detik)
Bus 22	1,770 kA	0,557 detik

e. Waktu trip relay grid pada bus 25

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 25, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima grid serta dilihat waktu kerja relay pada grid. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 25

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{If}{Iset}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,262 \times 0.14}{\left[\frac{2,080}{0,0729}\right]^{0.02-1}}$$

$$t = 0,52 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,52 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.35 :

Tabel 4.35 Hasil perhitungan waktu kerja relay grid pada bus 25

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Grid (kA)	Waktu Kerja Relay Grid (detik)
Bus 25	2,080 kA	0,52 detik

f. Waktu trip relay grid pada bus 33

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan CB untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 33, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima grid serta dilihat waktu kerja relay pada grid. Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 33

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{If}{Iset}\right]^{\beta-1}}$$

$$t = \frac{0,262 \times 0.14}{\left[\frac{0,216}{0,0729}\right]^{0.02-1}}$$

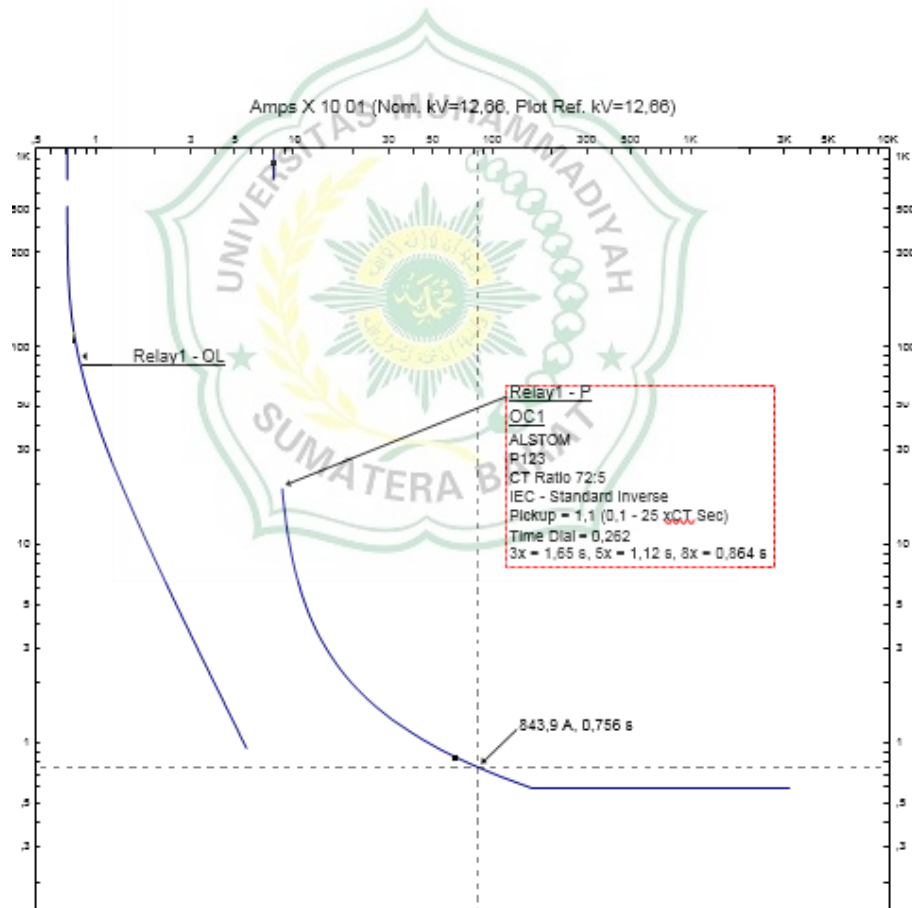
$$t = 0,742 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay adalah 0,742 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.36 :

Tabel 4.36 Hasil perhitungan waktu kerja relay grid pada bus 33

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Grid (kA)	Waktu Kerja Relay Grid (detik)
Bus 33	0,216 kA	0,742 detik

Dari hasil table 4.30-4.36 dapat juga dilihat bagaimana bentuk grafik relay proteksi relay grid dari simulasi penambahan pembangkit grid, Photovoltaic dan grid.



Gambar 4.10. Grafik relay proteksi di grid

3. Perhitungan TMS photovoltaic

Dari analisa arus beban (*loadflow analysis*) dan analisa hubung singkat (*short circuit*) yang dilakukan simulasi pada aplikasi etap 12.6. Jaringan distribusi radial IEEE 33 bus dengan Photovoltaic sebagai sumber pembangkit maka diketahui :

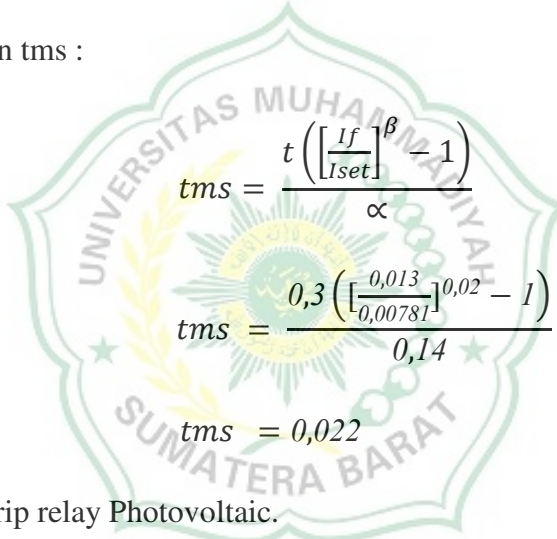
$$I = 7,1 \text{ A}$$

$$I_{set} = I_n \times 1,1 = 7,81 \text{ A}$$

$$I_f = 0,013 \text{ kA}$$

$$t = 0,3 \text{ detik}$$

maka didapatkan tms :



$$tms = \frac{t \left(\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1 \right)}{\alpha}$$

$$tms = \frac{0,3 \left(\left[\frac{0,013}{0,00781} \right]^{0,02} - 1 \right)}{0,14}$$

$$tms = 0,022$$

4. Waktu trip relay Photovoltaic.

a. Waktu trip relay photovoltaic pada bus 01

Relay bekerja Karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan circuit breaker untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan pada bus 01, pemilihan titik gangguan ini karena bus 01 dekat dengan sumber grid dan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima photovoltaic serta dilihat waktu kerja relay (photovoltaic). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan. Maka diperoleh perhitungan sebagai berikut:

Titik gangguan bus 01

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,022 \times 0,14}{\left[\frac{0,011}{0,00781}\right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,40 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di photovoltaic adalah 0,40 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu kerja relay pada tabel 4.37:

Tabel 4.37 Hasil perhitungan trip relay di photovoltaic pada bus 01

Titik Gangguan	Kontibusi Gangguan Photovoltaic (kA)	Waktu Kerja Relay Photovoltaic
Bus 01	0,011 kA	0,40 detik

b. Waktu trip relay photovoltaic pada bus 06

Relay bekerja Karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan circuit breaker untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan dilakukan pada Bus 06, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik percabangan yaitu menuju bus 07 dan menuju bus 26 apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima photovoltaic serta dilihat waktu kerja relay (photovoltaic). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan. Maka diperoleh perhitungan sebagai berikut:

Titik gangguan bus 06

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,022 \times 0,14}{\left[\frac{0,013}{0,00781}\right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,30 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di Photovoltaic adalah 0,30 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu kerja relay pada tabel 4.38:

Tabel 4.38 Hasil perhitungan trip relay di photovoltaic pada bus 06

Titik Gangguan	Kontibusi Gangguan Photovoltaic (kA)	Waktu Kerja Relay Photovoltaic
Bus 06	0,013 kA	0,30 detik

c. Waktu trip relay photovoltaic pada bus 16

Relay bekerja Karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan circuit breaker untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada Bus 16, pemilihan titik gangguan dilakukan karena pada bus 16 karena titik menuju sumber pembangkit photovoltaic dan bila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima photovoltaic serta dilihat waktu kerja relay (photovoltaic). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan. Maka diperoleh perhitungan sebagai berikut:

Titik gangguan bus 16

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{If}{Iset}\right]^{\beta} - 1}$$

$$t = \frac{0,022 \times 0,14}{\left[\frac{0,013}{0,00781}\right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,30 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di Photovoltaic adalah 0,30 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu kerja relay pada tabel 4.39:

Tabel 4.39 Hasil perhitungan trip relay di photovoltaic pada bus 16

Titik Gangguan	Kontibusi Gangguan Photovoltaic (kA)	Waktu Kerja Relay photovoltaic
Bus 16	0,013 kA	0,30 detik

d. Waktu trip relay photovoltaic pada bus 22

Relay bekerja Karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan circuit breaker untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 22, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima photovoltaic serta dilihat waktu kerja relay (photovoltaic). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan. Maka diperoleh perhitungan sebagai berikut:

Titik gangguan bus 22

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,022 \times 0,14}{\left[\frac{0,001}{0,00781}\right]^{0,02} - 1}$$

$$t = -0,76 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di Photovoltaic adalah 0,76 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu kerja relay pada tabel 4.40:

Tabel 4.40 Hasil perhitungan trip relay di photovoltaic pada bus 22

Titik Gangguan	Kontibusi Gangguan Photovoltaic (kA)	Waktu Kerja relay photovoltaic
Bus 22	0,001 kA	- 0,076 detik

e. Waktu trip relay photovoltaic pada bus 25

Relay bekerja Karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan circuit breaker untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 25 pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima photovoltaic serta dilihat waktu kerja relay (photovoltaic).

Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan. Maka diperoleh perhitungan sebagai berikut:

Titik gangguan bus 25

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{If}{Iset}\right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,022 \times 0.14}{\left[\frac{0,003}{0,00781}\right]^{0.02} - 1}$$

$$t = -0,162detik$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di Photovoltaic adalah -0,162 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu kerja relay pada tabel 4.41:

Tabel 4.41 Hasil perhitungan trip relay di photovoltaic pada bus 25

Titik Gangguan	Kontibusi Gangguan Photovoltaic (kA)	Waktu Kerja Relay Photovoltaic
Bus 25	0,003 kA	-0,162 detik

f. Waktu trip relay photovoltaic pada bus 33

Relay bekerja Karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan circuit breaker untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada bus 33, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima photovoltaic serta dilihat waktu kerja relay (photovoltaic). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan. Maka diperoleh perhitungan sebagai berikut:

Titik gangguan bus 33

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{If}{Iset}\right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,022 \times 0.14}{\left[\frac{0,004}{0,00781}\right]^{0.02} - 1}$$

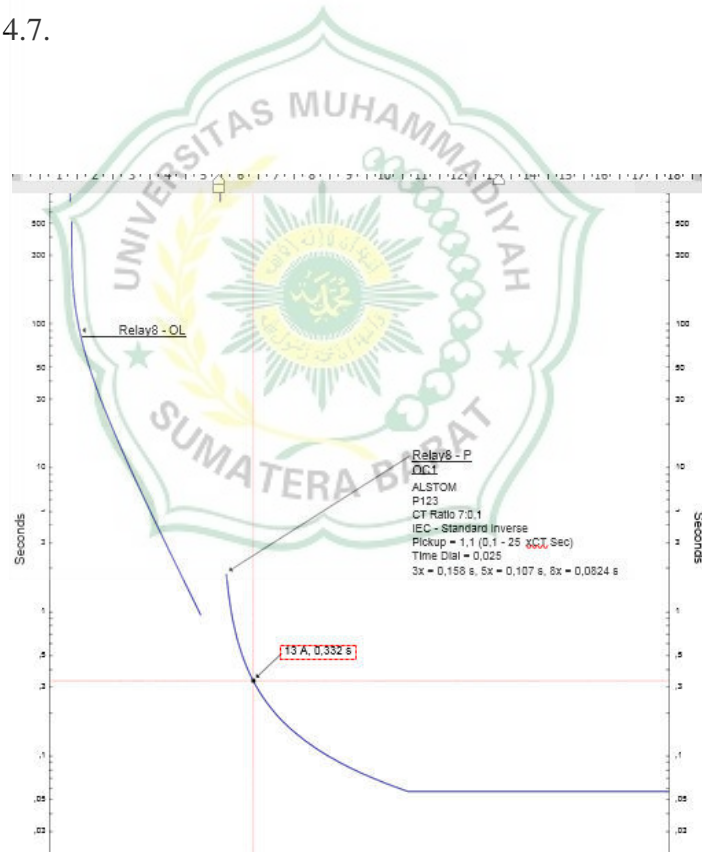
$$t = -0,231detik$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di Photovoltaic adalah -0,231 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu kerja relay pada tabel 4.42:

Tabel 4.42 Hasil perhitungan trip relay di photovoltaic pada bus 25

Titik Gangguan	Kontibusi Gangguan Photovoltaic (kA)	Waktu Kerja relay photovoltaic
Bus 33	0,004 kA	-0,231 detik

Dari hasil table 3.37-3.42 dapat dilihat bentuk grafik relay proteksi pada photovoltaic dari simulasi penambahan pembangkit grid, Photovoltaic dan grid pada gambar 4.7.



Gambar 4.11 grafik relay proteksi pada photovoltaic

5. Perhitungan nilai TMS generator

Dari analisa arus beban (*loadflow analysis*) dan analisa hubung singkat (*short circuit*) yang dilakukan simulasi pada aplikasi ETAP 12.6. Jaringan

distribusi radial IEEE 33 bus dengan generator sebagai sumber pembangkit, maka diketahui:

$$I = 121,6 \text{ A}$$

$$I_{set} = I_n \times 1,1 = 133,76 \text{ A}$$

$$I_f = 0,633 \text{ kA}$$

$$t = 0,3 \text{ detik}$$

maka didapatkan tms :

$$t_{ms} = \frac{t \left(\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1 \right)}{\alpha}$$

$$t_{ms} = \frac{0,3 \left(\left[\frac{0,633}{0,13376} \right]^{0,02} - 1 \right)}{0,14}$$

$$t_{ms} = 0,068$$

6. Perhitungan waktu trip relay generator

a. Perhitungan waktu trip relay generator pada bus 01

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan *circuit breaker* untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada Bus 01, pemilihan titik gangguan ini karena bus 01 dekat dengan sumber Grid dan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima generator serta dilihat waktu kerja relay (generator). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

$$\text{Titik gangguan bus 01} = t = \frac{t_{ms} \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}} \right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,068 \times 0,14}{\left[\frac{0,633}{0,13376} \right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,34 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di Generator adalah 0,34 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.43:

Tabel 4.43 Waktu kerja relay di sumber pembangkit generator

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Generator (kA)	Waktu Kerja Relay Generator (detik)
Bus 01	0,543 kA	0,34 detik

b. Perhitungan waktu trip relay generator pada bus 06

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan *circuit breaker* untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada Bus 06, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik percabangan yaitu menuju bus 07 dan menuju bus 26 apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima generator serta dilihat waktu kerja relay (generator). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 06

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,068 \times 0,14}{\left[\frac{0,619}{0,13376}\right]^{0,02} - 1}$$

$$t = 0,30 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di generator adalah 0,30 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.44:

Tabel 4.44 Waktu kerja relay di sumber pembangkit generator pada bus 06

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Generator (kA)	Waktu Kerja Relay Generator (detik)
Bus 06	0,619 kA	0,30 detik

c. Perhitungan waktu trip relay generator pada bus 16

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan *circuit breaker* untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada Bus 16, pemilihan titik gangguan dilakukan karena pada bus 16 karena titik menuju sumber pembangkit Photovoltaic dan bila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima generator serta dilihat waktu kerja relay (generator). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 16

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta} - 1}$$

$$t = \frac{0,068 \times 0,14}{\left[\frac{0,132}{0,13376}\right]^{0,02} - 1}$$

$$t = -41,18 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di generator adalah -35,76 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.45:

Tabel 4.45 Waktu kerja relay di sumber pembangkit generator pada bus 16

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Generator (kA)	Waktu Kerja Relay Generator (detik)
Bus 16	0,132 kA	-41,18 detik

d. Perhitungan waktu trip relay generator pada bus 22

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan *circuit breaker* untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada Bus 22, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima generator serta dilihat waktu kerja relay (generator). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 22=

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,068 \times 0,14}{\left[\frac{0,050}{0,13376}\right]^{0,02} - 1}$$

$$t = -0,49 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di generator adalah -0,49 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.46:

Tabel 4.46 Waktu kerja relay di sumber pembangkit generator pada bus 22

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Generator (kA)	Waktu Kerja Relay Generator (detik)
Bus 22	0,050 kA	-0,49 detik

e. Perhitungan waktu trip relay generator pada bus 25

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan *circuit breaker* untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada Bus 25, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima generator serta dilihat waktu kerja relay (generator). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 25

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^\beta - 1}$$

$$t = \frac{0,068 \times 0,14}{\left[\frac{0,130}{0,13376}\right]^{0,02} - 1}$$

$$t = -17,71 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di generator adalah -17,71 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.47:

Tabel 4.47 Waktu kerjarelay di sumber pembangkit generator pada bus 16

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Generator (kA)	Waktu Kerja Relay Generator (detik)
Bus 25	0,130kA	-17,71 detik

f. Perhitungan waktu trip relay generator pada bus 33

Relay bekerja karena adanya gangguan disebuah jaringan, gangguan tersebut mengakibatkan relay harus memerintahkan *circuit breaker* untuk trip dalam waktu cepat. Gangguan akan dilakukan pada Bus 33, pemilihan titik gangguan dilakukan pada titik paling ujung jaringan supaya bisa dilihat berapa kontribusi gangguan apabila terjadi hubung singkat 3 fasa. Dan dilihat kontribusi gangguan diterima generator serta dilihat waktu kerja relay (generator). Simulasi akan dilakukan per bus yang telah ditentukan.

Titik gangguan bus 33

$$t = \frac{tms \times \alpha}{\left[\frac{I_f}{I_{set}}\right]^{\beta} - 1}$$

$$t = \frac{0,068 \times 0,14}{\left[\frac{0,216}{0,13376}\right]^{0,02} - 1}$$

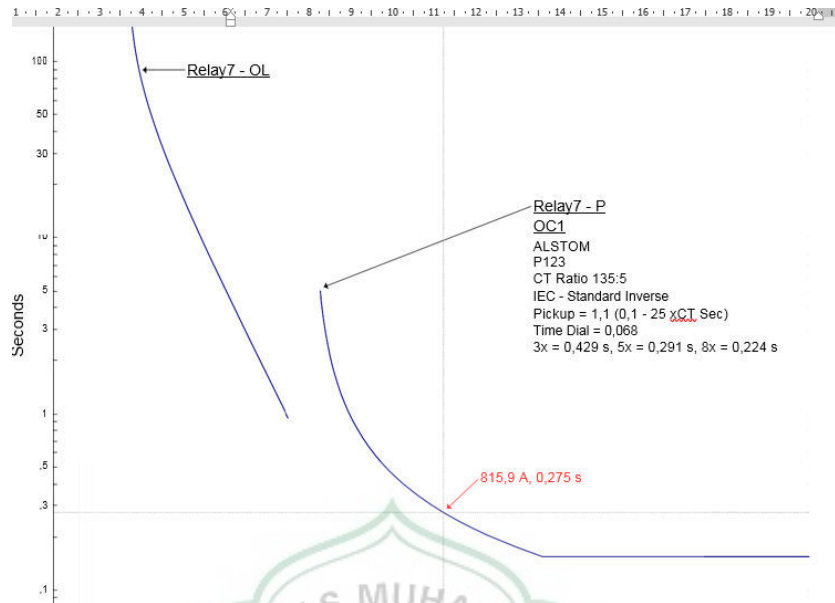
$$t = 0,98 \text{ detik}$$

Maka hasil perhitungan waktu trip relay di generator adalah 0,98 detik. Setelah melakukan perhitungan di setiap titik gangguan, maka didapat hasil perhitungan waktu trip relay pada tabel 4.48:

Tabel 4.48 Waktu kerja relay di sumber pembangkit generator pada bus 33

Titik Gangguan	Kontribusi Gangguan Generator (kA)	Waktu Kerja Relay Generator (detik)
Bus 33	0,216kA	0,98 detik

Dari hasil tabel 4.40-4.48 dapat dilihat bentuk grafik relay proteksi pada generator. Yang dapat dilihat pada gambar 4.8



Gambar 4.12. Tampilan relay proteksi pada generator

4.2 Pembahasan

4.2.1 Waktu trip relay sumber tanpa *Distributed Generation*.

Hasil dari simulasi 1 setting relay tanpa penambahan pembangkit didapatkan arus dari grid sebagai sumber pembangkit sebesar 192,3 kA. Total arus gangguan 22,802 kA maka didapatkan Tms 0,210. Hasil gangguan yang diberikan pada bus 01 dengan kontribusi gangguan 22,802 kA maka dihasilkan waktu trip grid 0,30 detik. Gangguan yang diberikan pada bus 06 dengan kontribusi gangguan 2,849 kA maka dihasilkan waktu trip grid 0,55 detik. Gangguan yang diberikan pada bus 16 dengan kontribusi gangguan 0,684 kA maka dihasilkan waktu trip grid 1,24 detik. Gangguan yang diberikan pada bus 22 dengan kontribusi gangguan 1,816 kA maka dihasilkan waktu trip grid 0,67 detik. Hasil gangguan yang diberikan pada bus 25 dengan kontribusi gangguan 2,160 kA maka dihasilkan waktu trip grid 0,62 detik. Dan hasil gangguan yang diberikan pada bus 33 dengan kontribusi gangguan 0,911 kA maka dihasilkan waktu trip grid 0,99 detik.

4.2.2 Waktu trip relay Grid dan Photovoltaic

Hasil dari simulasi ke 2 yaitu dengan menambahkan photovoltaic sebagai sumber pembangkit. Kedua pembangkit tersebut akan menyuplai langsung ke jaringan distribusi dengan grid memberikan arus sebesar 186,8 kA dan photovoltaic 7,3 kA. Arus gangguan yang diberikan masing-masing pembangkit yaitu : arus gangguan di grid sebesar 22,8 kA dan photovoltaic 0,013 kA . Tms yang dihasilkan untuk seting relay di grid sebesar 0,210 detik dan photovoltaic 0,022 detik.

Hasil simulasi dari grid yaitu gangguan di bus 01 dengan kontribusi gangguan 22,805 kA dan waktu trip selama 0,30088 detik, gangguan di bus 06 dengan kontribusi gangguan 2,859 kA dan waktu trip 0,55 detik, gangguan yang dilakukan di bus 16 dengan kontribusi gangguan 0,527 kA dan waktu trip selama 1,24 detik, gangguan di bus 22 dengan kontribusi gangguan sebesar 1,820 kA dan waktu trip selama 0,67 detik, gangguan di bus 25 dengan kontribusi gangguan sebesar 2,160 kA dengan waktu trip selama 0,62 detik. Gangguan di bus 33 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,912 kA dan waktu trip selama 0,99 detik,

Relay untuk photovoltaic juga dilakukan gangguan di bus yang sama dengan uraiannya sebagai berikut. Gangguan di bus 01 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,013 kA dan waktu trip selama 0,3 detik, gangguan di bus 06 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,013 kA dan waktu trip selama 0,3 detik, gangguan di bus 16 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,013 kA dan waktu trip selama 0,3 detik, gangguan di bus 22 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,001 kA dan waktu trip selama -0,0712 detik, gangguan di bus 25 dengan kontribusi gangguan selama 0,003 kA dan waktu trip selama -0,149 detik, dan gangguan di bus 33 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,004 kA dan waktu trip selama -0,209 detik.

4.2.3 Waktu Trip Relay Grid Dan Generator

Hasil dari simulasi ke 3 yaitu dengan menambahkan generator sebagai sumber pembangkit. Kedua pembangkit tersebut akan menyuplai langsung ke jaringan distribusi dengan grid memberikan arus sebesar 76,8 kA dan generator 121,8 kA. Arus gangguan yang diberikan masing-masing pembangkit yaitu arus

gangguan di grid sebesar 22,8 kA dan generator 0,633 kA. Tms yang dihasilkan untuk seting relay di grid sebesar 0,22 detik dan generator 0,068 detik.

Hasil simulasi dari grid yaitu: gangguan di bus 01 dengan kontribusi gangguan 23,343 kA dan waktu trip selama 0,30 detik, gangguan di bus 06 dengan kontribusi gangguan 2,850 kA dan waktu trip 0,49 detik, gangguan yang dilakukan di bus 16 dengan kontribusi gangguan 0,609 kA dan waktu trip selama 0,89 detik, gangguan di bus 22 dengan kontribusi gangguan sebesar 1,770 kA dan waktu trip selama 0,568 detik, gangguan di bus 25 dengan kontribusi gangguan sebesar 2,080kA dengan waktu trip selama 0,53 detik. Gangguan di bus 33 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,84 kA dan waktu trip selama 1,05 detik.

Hasil simulasi dari generator juga dilakukan gangguan dibus yang sama dengan uraiannya sebagai berikut. Gangguan di bus 01 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,544 kA dan waktu trip selama 0,33 detik, gangguan di bus 06 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,619 kA dan waktu trip selama 0,30 detik, gangguan di bus 16 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,132 kA dan waktu trip selama -41,18 detik, gangguan di bus 22 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,051 kA dan waktu trip selama -0,050 detik, gangguan di bus 25 dengan kontribusi gangguan selama 0,131 kA dan waktu trip selama -24,80 detik, dan gangguan di bus 33 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,216 kA dan waktu trip selama 0,98 detik.

4.2.4 Waktu trip relay dari Grid, Photovoltaic dan Generator

Hasil dari simulasi ke 3 yaitu dengan menambahkan photovoltaic dan generator sebagai sumber pembangkit. Ketiga sumber pembangkit tersebut akan menyuplai langsung ke jaringan distribusi engan grid memberikan arus sebesar 186,8 kA dan photovoltaic 7,3 kA dan generator 121,6 kA. Arus gangguan yang diberikan masing-masing pembangkit yaitu : Arus gangguan di grid sebesar 23,342 kA , photovotaic 0,013 kA dan arus gangguan generator 0,633 kA. tms yang dihasilkan untuk seting relay di grid sebesar 0,262 detik, photovoltaic 0,022 detik dan generator 0,068 detik.

4.2.4.1 Waktu trip relay grid

Relay menuju grid juga dilakukan gangguan dibus yang sama dengan uraiannya sebagai berikut. Gangguan di bus 01 dengan kontribusi gangguan sebesar 23,342 kA dan waktu trip selama 0,30 detik, gangguan di bus 06 dengan kontribusi gangguan sebesar 2,825 kA dan waktu trip selama 0,48 detik, gangguan di bus 16 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,609 kA dan waktu trip selama 0,85 detik, gangguan di bus 22 dengan kontribusi gangguan sebesar 1,770 kA dan waktu trip selama 0,55 detik, gangguan di bus 25 dengan kontribusi gangguan selama 2,080 kA dan waktu trip selama 0,52 detik, dan gangguan di bus 33 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,216 kA dan waktu trip selama 0,74 detik.

4.2.4.2 Waktu trip photovoltaic

Relay untuk photovoltaic juga dilakukan gangguan dibus yang sama dengan uraiannya sebagai berikut. Gangguan di bus 01 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,011 kA dan waktu trip selama 0,40 detik, gangguan di bus 06 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,013 kA dan waktu trip selama 0,30 detik, gangguan di bus 16 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,013 kA dan waktu trip selama 0,30 detik, gangguan di bus 22 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,001 kA dan waktu trip selama -0,076 detik, sehingga CB tidak trip. Gangguan di bus 25 dengan kontribusi gangguan selama 0,003 kA dan waktu trip selama -0,162 detik, sehingga CB tidak trip dan gangguan di bus 33 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,004 kA dan waktu trip selama -0,231 detik, sehingga CB tidak trip.

4.2.4.3 Waktu Generator

Relay untuk generator juga dilakukan gangguan dibus yang sama dengan uraiannya sebagai berikut. Gangguan di bus 01 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,543 kA dan waktu trip selama 0,34 detik, gangguan di bus 06 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,619 kA dan waktu trip selama 0,30 detik, gangguan di bus 16 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,132 kA dan waktu trip selama -41,18 detik, sehingga CB tidak trip. Gangguan di bus 22 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,050 kA dan waktu trip selama -0,49 detik, sehingga CB tidak trip. Gangguan di bus 25 dengan kontribusi gangguan selama 0,13 kA dan waktu

trip selama -17,71 detik, sehingga CB tidak trip. dan Gangguan di bus 33 dengan kontribusi gangguan sebesar 0,216 kA dan waktu trip selama 0,99 detik, sehingga CB tidak trip.



BAB V

PENUTUP

5.1 Simpulan

Kesimpulan yang didapatkan dari hasil penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Pada simulasi 1 sumber pembangkit dari grid, kinerja relay proteksi sangat baik dengan memberi perintah trip dengan arus gangguan pada bus 01, 06, 16, 22, 25, dan 33. Dengan kontribusi gangguan 22,808 kA, 2,849 kA, 0,684 kA, 1,816 kA, 2,160 kA, 0,911 kA. Dengan waktu kerja relay 0,30 , 0,55 , 1,24, 0,67, 0,62, dan 0,99 detik dengan hasil ini dapat diketahui bahwa seluruh relay memberi perintah trip kesemua *circuit breaker*.
2. Pada simulasi 2 sumber pembangkit berasal dari grid dan photovoltaic, setingan relay proteksi pada kedua pembangkit bekerja sesuai dengan setingan dimana relay menuju grid memberi perintah trip dengan arus gangguan pada bus 01, 06, 16, 22, 25, dan 33, arus gangguan sebesar 22,805 kA, 2,859 kA, 0,527 kA, 1,820 kA, 2,160 kA, dan 0,912 kA dengan waktu kerja relay 0,30 detik, 0,552 detik, 1,241 detik, 0,670 detik, 0,620 detik, dan 0,996 detik. hasilnya seluruh *circuit breaker* trip, dan relay yang menuju photovoltaic yang trip ketika Arus gangguan hanya pada bus 01, 06, 16 dengan arus gangguan 0,013 kA, 0,013 kA, 0,013 kA, dengan waktu trip selama 0,30 detik, sementara pada bus 22, 25, 33 dengan arus gangguan 0,001 kA, 0,003 kA, 0,004 kA, mengakibatkan *circuit breaker* tidak trip sesuai setingan relay yang karena arus gangguan lebih kecil dari arus setingan.
3. Pada simulasi 3 sumber pembangkit berasal dari grid dan generator, setingan relay di grid memberi perintah trip apabila terjadi gangguan pada bus 01, 06, 16, 22, 25, 33 dengan arus gangguan 23,33 kA, 2,850 kA, 0,609 kA, 1,770 kA, 2,080 kA, 0,814 kA. Maka waktu kerja relay yang telah ditetapkan maka pada bus 01, 06, 33 dengan arus gangguan 0,544 kA, 0,619 kA, 0,812 kA, dengan waktu kerja relay 0,33 detik, 0,30 detik, 0,23 detik dan untuk bus 16,

22, 25 dengan arus gangguan 0,132 kA, 0,051 kA, 0,831 kA. sehingga relay tidak memberi perintah trip karena arus gangguan lebih kecil Dari arus setingan.

4. Pada simulasi 4 sumber pembangkit berasal dari grid, photovoltaic dan generator, setingan relay di grid memberi perintah trip dengan arus gangguan 23,342 kA, 2,825 kA, 0,609 kA, 1,770 kA, 2,808 kA, 0,216 kA.dengan waktu trip 0,30 detik, 0,48 detik, 0,85 detik, 0,557 detik, 0,529 detik, 0,742 detik sehingga *circuit breaker* trip semua sesuai setingan yang ada. Setingan relay photovoltaic yang trip hanya pada bus 01, 06 ,16 dengan arus gangguan 0,011 kA, 0,013 kA, 0,013 kA dengan waktu trip 0,40 detik, 0,30 detik, 0,30 detik sesuai dengan setingan telah dibuat maka *circuit breaker* akan trip seluruhnya. bila terjadi bus 22, 25, 33 dengan arus gangguan 0,001 kA, 0,003 kA, 0,004 kA sehingga *circuit breaker* tidak trip karena arus gangguan kecil dari arus setingan. Relay generator akan memberi perintah trip apabila terjadi gangguan di bus 01, 06, 33 dengan arus gangguan 0,543 kA, 0,619 kA, 0,216 kA dengan waktu trip 0,34 detik, 0,30 detik, 0,990 detik sehingga *circuit breaker* akan trip. bila terjadi gangguan pada bus 16,22,25 dengan arus gangguan 0,132 kA, 0,050 kA, 0,130 kA sehingga *circuit breaker* tidak trip karena arus gangguan lebih kecil dari pada arus settingn.

5.2 Saran

Sistem koordinasi proteksi yang mengambil data distribusi radial IEEE 33 bus diaplikasikan pada aplikasi ETAP 12.6. dengan sumber pembangkit energi terbarukan (Photovoltaic dan PLTMH) dimana ada beberapa CB yang tidak bekerja dikarenakan arus gangguan lebih kecil dari arus setingan relay yang ada pada masing-masing pembangkit.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] M. H. Prayogo, "Implementasi Sistem Kontrol dan Proteksi Pembangkit Photovoltaic Skala Kecil," 2019.
- [2] J. Sridevi and V. U. Rani, "Integration of Renewable DGs to Radial Distribution System for Loss Reduction and Voltage Profile Improvement," 2019.
- [3] B. H. Purwoto, I. F. Huda, F. Teknik, U. M. Surakarta, and P. Surya, "Efisiensi Penggunaan Panel Surya Sebagai Sumber," pp. 10–14, 2000.
- [4] F. Ami, C. Red, and A. P. Damastuti, "Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro," pp. 8–10.
- [5] C. T. Trisnasari, A. Soeprijanto, and R. S. Wibowo, "Pemodelan dan Simulasi Sistem Proteksi Mikrogrid," *J. Tek. ITS*, vol. 5, no. 2, pp. 2–6, 2016, doi: 10.12962/j23373539.v5i2.16013.
- [6] W. N. Rumbaman, H. Purnama, and K. Kunci, "Studi Koordinasi Proteksi Recloser Fuse Pada Jaringan IEEE 34 Node Menggunakan ETAP," *Pros. 12th Ind. Res. Work. Natl. Semin.*, pp. 4–5, 2021.
- [7] K. Proteksi and A. Pemasangan, *Protection Coordination due to distributed generators installation on the radial distribution system in Nusa Penida Bali*. 2016.
- [8] Barker, Philip P, "Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems", 12. IEEE. Retrieved 02 16, 2011, from IEEE
- [9] Hebatallah Mohamed Sharaf, H.H. Zeineldin, Doaa Khalil Ibrahim, Essam El Din Abo El Zahab. Protection Coordination of Directional Overcurrent Relays Considering Fault Current Direction. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, October 2014.
- [10] Pudensia Tears, Analisis Aliran Beban pada Universitas Negeri Semarang, Tugas Akhir (tidak dipublikasikan), Teknik Elektro, Universitas Negeri Semarang. 2007

- [11] Sulasno, Ir., Analisis Sistem Tenaga Listrik, Edisi kedua, Badan Penerbit Univ. Diponegoro, Semarang ; 2001
- [12] Gurevich, Vladimir, "Electric Relays, Principle and application", CRCPress, USA, Ch. 10, 2006
- [13] Wahyudi, "Diktat Kuliah Pengaman Sistem Tenaga Listrik", Teknik Elektro ITS, Surabaya, Bab 2, 2004



LAMPIRAN

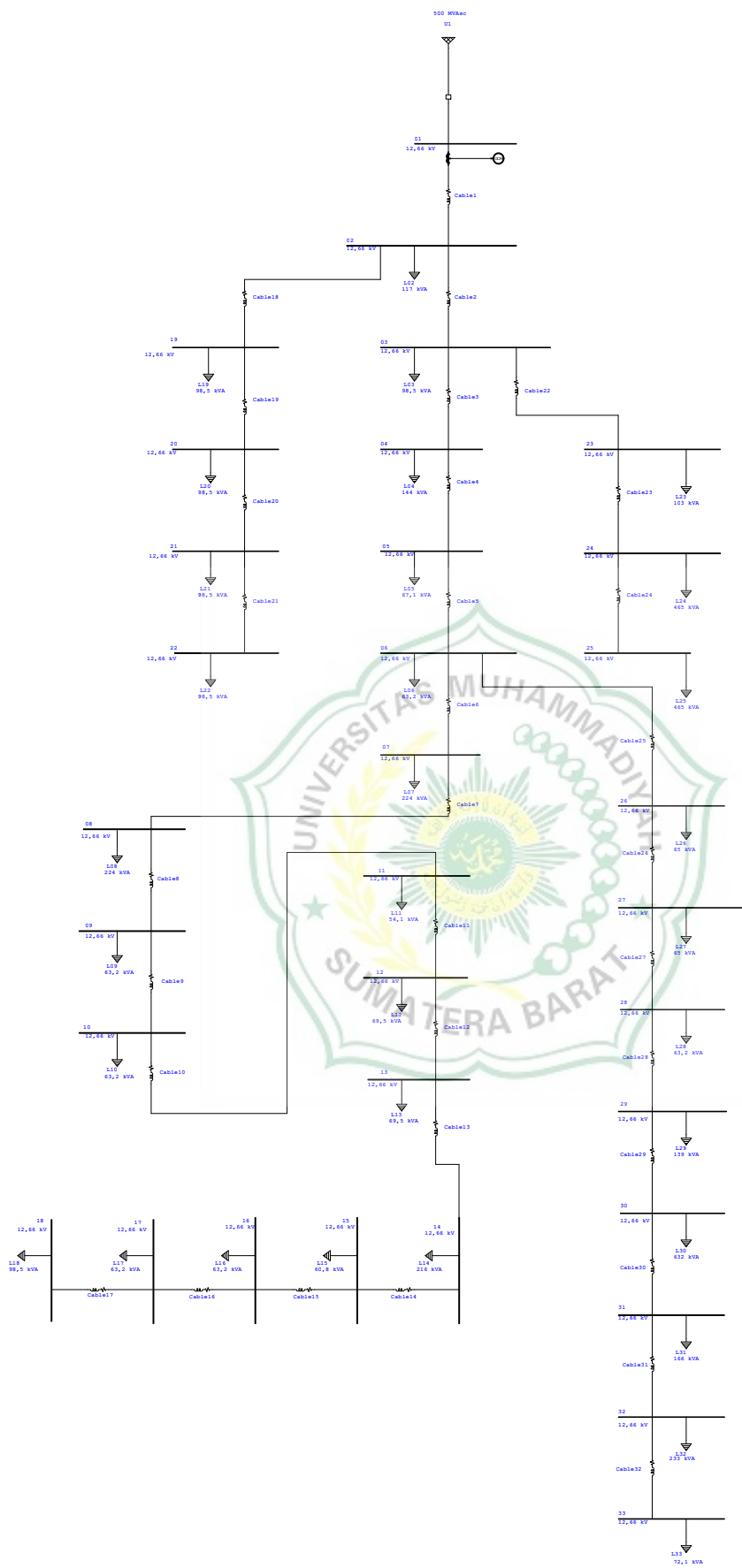








One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H

Study Case: LF(DG)

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus Input Data

Bus			Initial Voltage		Load							
					Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
01	12.660	1	100.0	0.0								
02	12.660	1	100.0	0.0			0.100	0.060				
03	12.660	1	100.0	0.0			0.090	0.040				
04	12.660	1	100.0	0.0			0.120	0.080				
05	12.660	1	100.0	0.0			0.060	0.030				
06	12.660	1	100.0	0.0			0.060	0.020				
07	12.660	1	100.0	0.0			0.200	0.100				
08	12.660	1	100.0	0.0			0.200	0.100				
09	12.660	1	100.0	0.0			0.060	0.020				
10	12.660	1	100.0	0.0			0.060	0.020				
11	12.660	1	100.0	0.0			0.045	0.030				
12	12.660	1	100.0	0.0			0.060	0.035				
13	12.660	1	100.0	0.0			0.060	0.035				
14	12.660	1	100.0	0.0			0.120	0.180				
15	12.660	1	100.0	0.0			0.060	0.010				
16	12.660	1	100.0	0.0			0.060	0.020				
17	12.660	1	100.0	0.0			0.060	0.020				
18	12.660	1	100.0	0.0			0.090	0.040				
19	12.660	1	100.0	0.0			0.090	0.040				
20	12.660	1	100.0	0.0			0.090	0.040				
21	12.660	1	100.0	0.0			0.090	0.040				
22	12.660	1	100.0	0.0			0.090	0.040				
23	12.660	1	100.0	0.0			0.090	0.050				
24	12.660	1	100.0	0.0			0.420	0.200				
25	12.660	1	100.0	0.0			0.420	0.200				
26	12.660	1	100.0	0.0			0.060	0.025				
27	12.660	1	100.0	0.0			0.060	0.025				
28	12.660	1	100.0	0.0			0.060	0.020				
29	12.660	1	100.0	0.0			0.120	0.070				
30	12.660	1	100.0	0.0			0.200	0.600				
31	12.660	1	100.0	0.0			0.150	0.070				
32	12.660	1	100.0	0.0			0.210	0.100				

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H

Study Case: LF(DG)

Page: 2
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus			Initial Voltage		Load							
					Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
33	12.660	1	100.0	0.0			0.060	0.040				
Total Number of Buses: 33					0.000	0.000	3.716	2.400	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
01	12.660	Swing	1	100.0	0.0	0.000	0.000			



Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieece_33_base

ETAP
 12.6.0H

Study Case: LF(DG)

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Line/Cable Input Data

Ohms or Siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable		Length								
ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.	#/Phase	T (°C)	R	X	Y	
Cable1			0.3	0.0	1	75	302.493400	154.199500		
Cable2			0.3	0.0	1	75	1617.454000	823.490800		
Cable3			0.3	0.0	1	75	1201.148000	611.548500		
Cable4			0.3	0.0	1	75	1250.328000	764.173200		
Cable5			0.3	0.0	1	75	2687.008000	2319.554000		
Cable6			0.3	0.0	1	75	614.173200	2030.184000		
Cable7			0.3	0.0	1	75	5615.813000	4054.134000		
Cable8			0.3	0.0	1	75	3378.937000	2427.822000		
Cable9			0.3	0.0	1	75	3.425197	2.427822		
Cable10			0.3	0.0	1	75	645.341200	213.582700		
Cable11			0.3	0.0	1	75	1228.346000	405.839900		
Cable12			0.3	0.0	1	75	4816.273000	3789.042000		
Cable13			0.3	0.0	1	75	1776.903000	2338.911000		
Cable14			0.3	0.0	1	75	1938.648000	1725.722000		
Cable15			0.3	0.0	1	75	2448.163000	1787.730000		
Cable16			0.3	0.0	1	75	4228.674000	5646.325000		
Cable17			0.3	0.0	1	75	2401.575000	1882.874000		
Cable18			0.3	0.0	1	75	538.057700	513.123400		
Cable19			0.3	0.0	1	75	4935.039000	4447.178000		
Cable20			0.3	0.0	1	75	1343.504000	1569.554000		
Cable21			0.3	0.0	1	75	2325.787000	3075.131000		
Cable22			0.3	0.0	1	75	1480.315000	1011.811000		
Cable23			0.3	0.0	1	75	2946.194000	2326.444000		
Cable24			0.3	0.0	1	75	2939.304000	2299.869000		
Cable25			0.3	0.0	1	75	666.338600	339.238800		
Cable26			0.3	0.0	1	75	932.414700	474.737500		
Cable27			0.3	0.0	1	75	3474.081000	3063.648000		
Cable28			0.3	0.0	1	75	2638.780000	2298.556000		
Cable29			0.3	0.0	1	75	1664.698000	848.097100		
Cable30			0.3	0.0	1	75	3197.178000	3159.121000		
Cable31			0.3	0.0	1	75	1018.701000	1187.336000		
Cable32			0.3	0.0	1	75	1119.094000	1739.501000		

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H

Study Case: LF(DG)

Page: 1
 Date: 19-02-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
Cable1	Cable	01	02	5.75	2.93	6.46	
Cable2	Cable	02	03	30.76	15.66	34.52	
Cable3	Cable	03	04	22.84	11.63	25.63	
Cable4	Cable	04	05	23.78	14.53	27.87	
Cable5	Cable	05	06	51.10	44.11	67.51	
Cable6	Cable	06	07	11.68	38.61	40.34	
Cable7	Cable	07	08	106.80	77.10	131.72	
Cable8	Cable	08	09	64.26	46.17	79.13	
Cable9	Cable	09	10	0.07	0.05	0.08	
Cable10	Cable	10	11	12.27	4.06	12.93	
Cable11	Cable	11	12	23.36	7.72	24.60	
Cable12	Cable	12	13	91.59	72.06	116.54	
Cable13	Cable	13	14	33.79	44.48	55.86	
Cable14	Cable	14	15	36.87	32.82	49.36	
Cable15	Cable	15	16	46.56	34.00	57.65	
Cable16	Cable	16	17	80.42	107.38	134.15	
Cable17	Cable	17	18	45.67	35.81	58.03	
Cable18	Cable	02	19	10.23	9.76	14.14	
Cable19	Cable	19	20	93.85	84.57	126.34	
Cable20	Cable	20	21	25.55	29.85	39.29	
Cable21	Cable	21	22	44.23	58.48	73.32	
Cable22	Cable	03	23	28.15	19.24	34.10	
Cable23	Cable	23	24	56.03	44.24	71.39	
Cable24	Cable	24	25	55.90	43.74	70.98	
Cable25	Cable	06	26	12.67	6.45	14.22	
Cable26	Cable	26	27	17.73	9.03	19.90	
Cable27	Cable	27	28	66.07	58.26	88.09	
Cable28	Cable	28	29	50.18	43.71	66.55	
Cable29	Cable	29	30	31.66	16.13	35.53	
Cable30	Cable	30	31	60.80	60.08	85.48	
Cable31	Cable	31	32	19.37	22.58	29.75	
Cable32	Cable	32	33	21.28	33.08	39.34	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H

Study Case: LF(DG)

Page: 1
 Date: 19-02-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* 01	12.660	100.000	0.0	3.552	2.273	0	0	02	3.552	2.273	192.3	84.2	
02	12.660	99.729	0.0	0	0	0.100	0.060	01	-3.542	-2.268	192.3	84.2	
								03	3.085	2.049	169.4	83.3	
								19	0.357	0.159	17.9	91.3	
03	12.660	98.456	0.1	0	0	0.087	0.039	02	-3.043	-2.027	169.4	83.2	
								04	2.065	1.555	119.7	79.9	
								23	0.891	0.433	45.9	89.9	
04	12.660	97.793	0.2	0	0	0.115	0.076	03	-2.049	-1.547	119.7	79.8	
								05	1.935	1.471	113.3	79.6	
05	12.660	97.104	0.2	0	0	0.057	0.028	04	-1.920	-1.462	113.3	79.6	
								06	1.863	1.433	110.4	79.3	
06	12.660	95.472	0.2	0	0	0.055	0.018	05	-1.833	-1.408	110.4	79.3	
								07	0.955	0.548	52.6	86.7	
								26	0.824	0.842	56.3	69.9	
07	12.660	95.135	0.0	0	0	0.181	0.091	06	-0.953	-0.542	52.6	86.9	
								08	0.772	0.452	42.9	86.3	
08	12.660	93.902	-0.1	0	0	0.177	0.088	07	-0.762	-0.445	42.9	86.4	
								09	0.586	0.357	33.3	85.4	
09	12.660	93.326	-0.1	0	0	0.052	0.017	08	-0.582	-0.354	33.3	85.4	
								10	0.530	0.337	30.7	84.4	
10	12.660	93.325	-0.1	0	0	0.052	0.017	09	-0.530	-0.337	30.7	84.4	
								11	0.478	0.319	28.1	83.1	
11	12.660	93.249	-0.1	0	0	0.039	0.026	10	-0.477	-0.319	28.1	83.1	
								12	0.438	0.293	25.8	83.1	
12	12.660	93.115	-0.1	0	0	0.052	0.030	11	-0.438	-0.293	25.8	83.1	
								13	0.385	0.262	22.8	82.7	
13	12.660	92.532	-0.1	0	0	0.051	0.030	12	-0.383	-0.261	22.8	82.7	
								14	0.332	0.231	19.9	82.1	
14	12.660	92.300	-0.2	0	0	0.102	0.153	13	-0.331	-0.230	19.9	82.2	
								15	0.229	0.077	11.9	94.8	
15	12.660	92.182	-0.2	0	0	0.051	0.008	14	-0.229	-0.076	11.9	94.8	
								16	0.178	0.068	9.4	93.4	
16	12.660	92.067	-0.2	0	0	0.051	0.017	15	-0.178	-0.068	9.4	93.4	
								17	0.127	0.051	6.8	92.8	
17	12.660	91.897	-0.3	0	0	0.051	0.017	16	-0.127	-0.051	6.8	92.8	
								18	0.076	0.034	4.1	91.4	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H

Study Case: LF(DG)

Page: 2
 Date: 19-02-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
18	12.660	91.846	-0.3	0	0	0.076	0.034	17	-0.076	-0.034	4.1	91.4	
19	12.660	99.677	0.0	0	0	0.089	0.040	02	-0.356	-0.159	17.9	91.3	
								20	0.267	0.119	13.4	91.3	
20	12.660	99.325	-0.1	0	0	0.089	0.039	19	-0.266	-0.118	13.4	91.4	
								21	0.177	0.079	8.9	91.4	
21	12.660	99.255	-0.1	0	0	0.089	0.039	20	-0.177	-0.079	8.9	91.4	
								22	0.089	0.039	4.5	91.4	
22	12.660	99.192	-0.1	0	0	0.089	0.039	21	-0.089	-0.039	4.5	91.4	
23	12.660	98.116	0.1	0	0	0.087	0.048	03	-0.888	-0.431	45.9	89.9	
								24	0.801	0.383	41.3	90.2	
24	12.660	97.486	0.0	0	0	0.399	0.190	23	-0.797	-0.380	41.3	90.3	
								25	0.398	0.190	20.6	90.3	
25	12.660	97.173	-0.1	0	0	0.396	0.189	24	-0.396	-0.189	20.6	90.3	
26	12.660	95.306	0.2	0	0	0.055	0.023	06	-0.822	-0.841	56.3	69.9	
								27	0.768	0.818	53.7	68.4	
27	12.660	95.086	0.2	0	0	0.054	0.023	26	-0.765	-0.817	53.7	68.4	
								28	0.711	0.794	51.1	66.7	
28	12.660	94.105	0.3	0	0	0.053	0.018	27	-0.703	-0.787	51.1	66.6	
								29	0.649	0.769	48.8	64.5	
29	12.660	93.402	0.4	0	0	0.105	0.061	28	-0.644	-0.764	48.8	64.4	
								30	0.539	0.703	43.3	60.8	
30	12.660	93.098	0.5	0	0	0.173	0.520	29	-0.536	-0.702	43.3	60.7	
								31	0.363	0.182	19.9	89.4	
31	12.660	92.744	0.4	0	0	0.129	0.060	30	-0.362	-0.181	19.9	89.4	
								32	0.232	0.121	12.9	88.8	
32	12.660	92.666	0.4	0	0	0.181	0.086	31	-0.232	-0.120	12.9	88.8	
								33	0.052	0.034	3.0	83.2	
33	12.660	92.642	0.4	0	0	0.051	0.034	32	-0.051	-0.034	3.0	83.2	

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

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 17-02-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **01**

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 54.612 kA Method C
 Steady State = 22.802 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
01	Total	0.00	2.828	-22.626	8.0	22.802
02	01	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
U1	01	100.00	2.828	-22.626	8.0	22.802

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	22.802	30.416	20.130
0.02	22.802	26.035	12.565
0.03	22.802	24.114	7.844
0.04	22.802	23.322	4.896
0.05	22.802	23.006	3.056
0.06	22.802	22.882	1.908
0.07	22.802	22.833	1.191
0.08	22.802	22.814	0.743
0.09	22.802	22.807	0.464
0.10	22.802	22.804	0.290
0.15	22.802	22.802	0.027
0.20	22.802	22.802	0.003
0.25	22.802	22.802	0.000
0.30	22.802	22.802	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 17-02-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **06**

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 4.206 kA Method C
 Steady State = 2.849 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
06	Total	0.00	2.215	-1.791	0.8	2.849
05	06	38.33	2.215	-1.791	0.8	2.849
07	06	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
26	06	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	2.849	2.849	0.038
0.02	2.849	2.849	0.000
0.03	2.849	2.849	0.000
0.04	2.849	2.849	0.000
0.05	2.849	2.849	0.000
0.06	2.849	2.849	0.000
0.07	2.849	2.849	0.000
0.08	2.849	2.849	0.000
0.09	2.849	2.849	0.000
0.10	2.849	2.849	0.000
0.15	2.849	2.849	0.000
0.20	2.849	2.849	0.000
0.25	2.849	2.849	0.000
0.30	2.849	2.849	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 17-02-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: 16

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 1.013 kA Method C
 Steady State = 0.684 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
16	Total	0.00	0.527	-0.437	0.8	0.684
15	16	7.87	0.527	-0.437	0.8	0.684
17	16	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	0.684	0.685	0.010
0.02	0.684	0.684	0.000
0.03	0.684	0.684	0.000
0.04	0.684	0.684	0.000
0.05	0.684	0.684	0.000
0.06	0.684	0.684	0.000
0.07	0.684	0.684	0.000
0.08	0.684	0.684	0.000
0.09	0.684	0.684	0.000
0.10	0.684	0.684	0.000
0.15	0.684	0.684	0.000
0.20	0.684	0.684	0.000
0.25	0.684	0.684	0.000
0.30	0.684	0.684	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 17-02-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: 22

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 2.800 kA Method C
 Steady State = 1.816 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
22	Total	0.00	1.199	-1.364	1.1	1.816
21	22	26.55	1.199	-1.364	1.1	1.816

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	1.816	1.819	0.093
0.02	1.816	1.816	0.003
0.03	1.816	1.816	0.000
0.04	1.816	1.816	0.000
0.05	1.816	1.816	0.000
0.06	1.816	1.816	0.000
0.07	1.816	1.816	0.000
0.08	1.816	1.816	0.000
0.09	1.816	1.816	0.000
0.10	1.816	1.816	0.000
0.15	1.816	1.816	0.000
0.20	1.816	1.816	0.000
0.25	1.816	1.816	0.000
0.30	1.816	1.816	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 17-02-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: 25

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 3.194 kA Method C
 Steady State = 2.160 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
25	Total	0.00	1.667	-1.373	0.8	2.160
24	25	30.56	1.667	-1.373	0.8	2.160

Breaking and DC Fault Current (kA)
 Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	2.160	2.160	0.031
0.02	2.160	2.160	0.000
0.03	2.160	2.160	0.000
0.04	2.160	2.160	0.000
0.05	2.160	2.160	0.000
0.06	2.160	2.160	0.000
0.07	2.160	2.160	0.000
0.08	2.160	2.160	0.000
0.09	2.160	2.160	0.000
0.10	2.160	2.160	0.000
0.15	2.160	2.160	0.000
0.20	2.160	2.160	0.000
0.25	2.160	2.160	0.000
0.30	2.160	2.160	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 17-02-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **33**

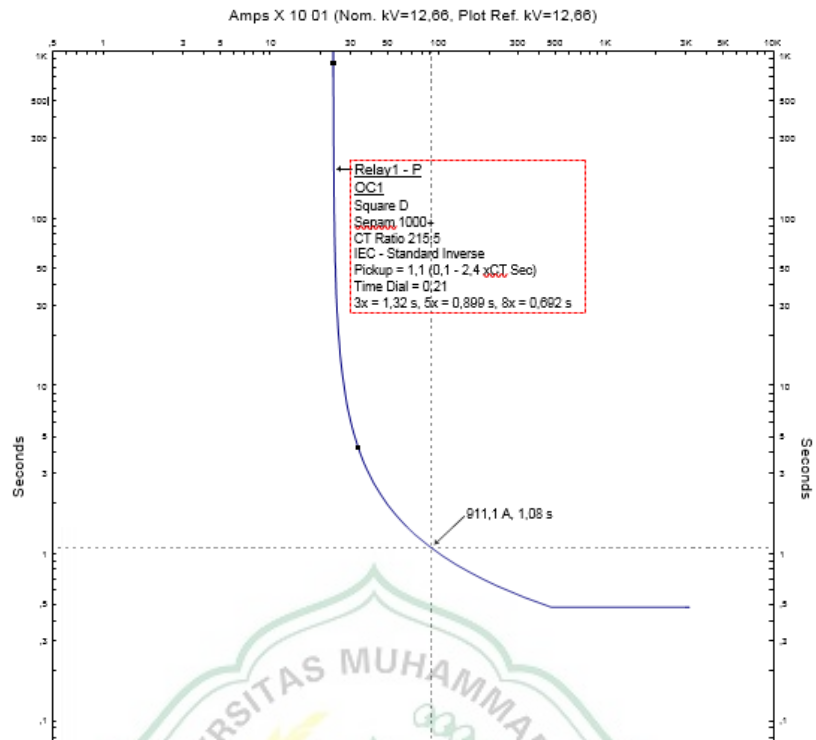
Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 1.353 kA Method C
 Steady State = 0.911 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
33	Total	0.00	0.689	-0.596	0.9	0.911
32	33	7.14	0.689	-0.596	0.9	0.911

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

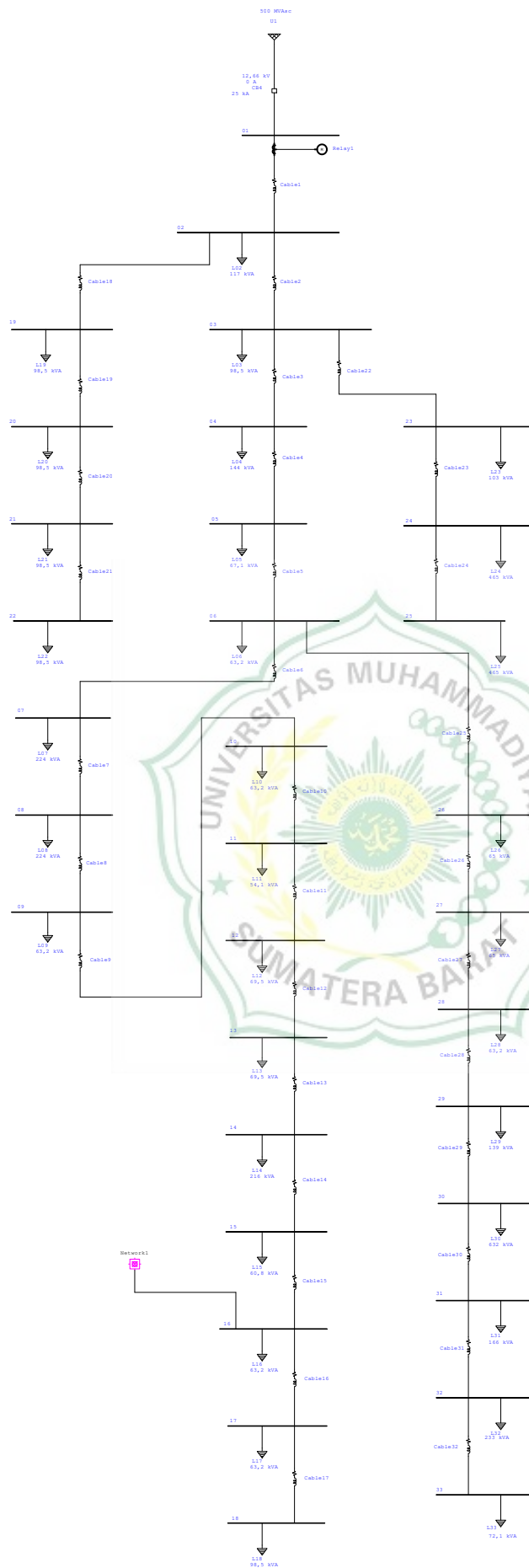
TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	0.911	0.911	0.016
0.02	0.911	0.911	0.000
0.03	0.911	0.911	0.000
0.04	0.911	0.911	0.000
0.05	0.911	0.911	0.000
0.06	0.911	0.911	0.000
0.07	0.911	0.911	0.000
0.08	0.911	0.911	0.000
0.09	0.911	0.911	0.000
0.10	0.911	0.911	0.000
0.15	0.911	0.911	0.000
0.20	0.911	0.911	0.000
0.25	0.911	0.911	0.000
0.30	0.911	0.911	0.000



Gambar Grafik Simulasi 1



One-Line Diagram - OLV1 (Star Sequence-of-Operation)



Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H

Study Case: LF(DG)

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* 01	12.660	100.000	0.0	3.404	2.279	0	0	02	3.404	2.279	186.8	83.1	
02	12.660	99.737	0.0	0	0	0.100	0.060	01	-3.394	-2.274	186.8	83.1	
								03	2.938	2.055	163.9	81.9	
								19	0.357	0.159	17.9	91.3	
03	12.660	98.509	0.1	0	0	0.087	0.039	02	-2.898	-2.035	163.9	81.8	
								04	1.919	1.562	114.6	77.5	
								23	0.892	0.434	45.9	89.9	
04	12.660	97.879	0.2	0	0	0.115	0.077	03	-1.905	-1.555	114.6	77.5	
								05	1.790	1.479	108.2	77.1	
05	12.660	97.225	0.3	0	0	0.057	0.028	04	-1.776	-1.470	108.2	77.0	
								06	1.720	1.442	105.3	76.6	
06	12.660	95.667	0.2	0	0	0.055	0.018	05	-1.692	-1.419	105.3	76.6	
								07	0.810	0.555	46.8	82.5	
								26	0.827	0.845	56.4	69.9	
07	12.660	95.345	0.1	0	0	0.182	0.091	06	-0.809	-0.551	46.8	82.7	
								08	0.627	0.460	37.2	80.6	
08	12.660	94.271	0.1	0	0	0.178	0.089	07	-0.620	-0.455	37.2	80.6	
								09	0.442	0.366	27.7	77.0	
09	12.660	93.791	0.1	0	0	0.053	0.018	08	-0.439	-0.364	27.7	77.0	
								10	0.386	0.346	25.2	74.5	
10	12.660	93.790	0.1	0	0	0.053	0.018	09	-0.386	-0.346	25.2	74.5	
								11	0.334	0.329	22.8	71.2	
11	12.660	93.732	0.1	0	0	0.040	0.026	10	-0.333	-0.329	22.8	71.2	
								12	0.294	0.302	20.5	69.7	
12	12.660	93.634	0.2	0	0	0.053	0.031	11	-0.293	-0.302	20.5	69.7	
								13	0.241	0.271	17.7	66.4	
13	12.660	93.190	0.2	0	0	0.052	0.030	12	-0.239	-0.270	17.7	66.3	
								14	0.187	0.240	14.9	61.5	
14	12.660	93.007	0.2	0	0	0.104	0.155	13	-0.187	-0.240	14.9	61.5	
								15	0.083	0.084	5.8	70.4	
15	12.660	92.945	0.2	0	0	0.052	0.009	14	-0.083	-0.084	5.8	70.4	
								16	0.031	0.075	4.0	38.5	
16	12.660	92.901	0.2	0	0	0.052	0.017	15	-0.031	-0.075	4.0	38.4	
								17	0.129	0.052	6.8	92.8	
								Bus16	-0.150	0.006	7.3	-99.9	
17	12.660	92.730	0.2	0	0	0.052	0.017	16	-0.129	-0.052	6.8	92.8	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H

Study Case: LF(DG)

Page: 2
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								18	0.077	0.034	4.2	91.4	
18	12.660	92.678	0.2	0	0	0.077	0.034	17	-0.077	-0.034	4.2	91.4	
19	12.660	99.685	0.0	0	0	0.089	0.040	02	-0.356	-0.159	17.9	91.3	
								20	0.267	0.119	13.4	91.3	
20	12.660	99.333	-0.1	0	0	0.089	0.039	19	-0.266	-0.118	13.4	91.4	
								21	0.177	0.079	8.9	91.4	
21	12.660	99.264	-0.1	0	0	0.089	0.039	20	-0.177	-0.079	8.9	91.4	
								22	0.089	0.039	4.5	91.4	
22	12.660	99.201	-0.1	0	0	0.089	0.039	21	-0.089	-0.039	4.5	91.4	
23	12.660	98.169	0.1	0	0	0.087	0.048	03	-0.889	-0.432	45.9	89.9	
								24	0.802	0.384	41.3	90.2	
24	12.660	97.539	0.0	0	0	0.399	0.190	23	-0.797	-0.380	41.3	90.3	
								25	0.398	0.190	20.6	90.3	
25	12.660	97.226	0.0	0	0	0.397	0.189	24	-0.397	-0.189	20.6	90.3	
26	12.660	95.501	0.3	0	0	0.055	0.023	06	-0.825	-0.844	56.4	69.9	
								27	0.771	0.821	53.8	68.4	
27	12.660	95.280	0.3	0	0	0.054	0.023	26	-0.768	-0.820	53.8	68.4	
								28	0.714	0.798	51.2	66.7	
28	12.660	94.297	0.4	0	0	0.053	0.018	27	-0.705	-0.790	51.2	66.6	
								29	0.652	0.772	48.9	64.5	
29	12.660	93.592	0.5	0	0	0.105	0.061	28	-0.646	-0.767	48.9	64.4	
								30	0.541	0.706	43.3	60.8	
30	12.660	93.288	0.5	0	0	0.174	0.522	29	-0.538	-0.705	43.3	60.7	
								31	0.364	0.183	19.9	89.4	
31	12.660	92.933	0.5	0	0	0.130	0.061	30	-0.363	-0.182	19.9	89.4	
								32	0.233	0.121	12.9	88.8	
32	12.660	92.855	0.5	0	0	0.181	0.086	31	-0.233	-0.121	12.9	88.8	
								33	0.052	0.034	3.1	83.2	
33	12.660	92.831	0.5	0	0	0.052	0.034	32	-0.052	-0.034	3.1	83.2	
Bus5	0.220	94.392	2.6	0.152	0.000	0	0	Bus16	0.152	0.000	422.8	100.0	
Bus16	12.660	92.901	0.2	0	0	0	0	Bus5	-0.150	0.006	7.3	-99.9	
								16	0.150	-0.006	7.3	-99.9	

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

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **01**

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 54.612 kA Method C
 Steady State = 22.805 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
01	Total	0.00	2.841	-22.627	8.0	22.805
02	01	0.02	0.013	-0.001	0.1	0.013
U1	01	100.00	2.828	-22.626	8.0	22.802

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	22.805	30.417	20.128
0.02	22.805	26.037	12.565
0.03	22.805	24.116	7.843
0.04	22.805	23.324	4.895
0.05	22.805	23.009	3.056
0.06	22.805	22.884	1.908
0.07	22.805	22.836	1.191
0.08	22.805	22.817	0.743
0.09	22.805	22.809	0.464
0.10	22.805	22.807	0.290
0.15	22.805	22.805	0.027
0.20	22.805	22.805	0.003
0.25	22.805	22.805	0.000
0.30	22.805	22.805	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **06**

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 4.220 kA Method C
 Steady State = 2.859 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
06	Total	0.00	2.228	-1.792	0.8	2.859
05	06	38.33	2.215	-1.791	0.8	2.849
07	06	0.10	0.013	-0.001	0.1	0.013
26	06	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	2.859	2.860	0.038
0.02	2.859	2.859	0.000
0.03	2.859	2.859	0.000
0.04	2.859	2.859	0.000
0.05	2.859	2.859	0.000
0.06	2.859	2.859	0.000
0.07	2.859	2.859	0.000
0.08	2.859	2.859	0.000
0.09	2.859	2.859	0.000
0.10	2.859	2.859	0.000
0.15	2.859	2.859	0.000
0.20	2.859	2.859	0.000
0.25	2.859	2.859	0.000
0.30	2.859	2.859	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: 16

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 1.027 kA Method C
 Steady State = 0.695 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
16	Total	0.00	0.540	-0.438	0.8	0.695
15	16	7.87	0.527	-0.437	0.8	0.684
17	16	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus5	Bus16	6.57	0.013	-0.001	0.1	0.013
Bus16	16	0.00	0.013	-0.001	0.1	0.013

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	I _{dc}
0.01	0.695	0.695	0.010
0.02	0.695	0.695	0.000
0.03	0.695	0.695	0.000
0.04	0.695	0.695	0.000
0.05	0.695	0.695	0.000
0.06	0.695	0.695	0.000
0.07	0.695	0.695	0.000
0.08	0.695	0.695	0.000
0.09	0.695	0.695	0.000
0.10	0.695	0.695	0.000
0.15	0.695	0.695	0.000
0.20	0.695	0.695	0.000
0.25	0.695	0.695	0.000
0.30	0.695	0.695	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: 22

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 2.800 kA Method C
 Steady State = 1.816 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
22	Total	0.00	1.199	-1.364	1.1	1.816
21	22	26.55	1.199	-1.364	1.1	1.816

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	1.816	1.819	0.093
0.02	1.816	1.816	0.003
0.03	1.816	1.816	0.000
0.04	1.816	1.816	0.000
0.05	1.816	1.816	0.000
0.06	1.816	1.816	0.000
0.07	1.816	1.816	0.000
0.08	1.816	1.816	0.000
0.09	1.816	1.816	0.000
0.10	1.816	1.816	0.000
0.15	1.816	1.816	0.000
0.20	1.816	1.816	0.000
0.25	1.816	1.816	0.000
0.30	1.816	1.816	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: 25

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 3.194 kA Method C
 Steady State = 2.160 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
25	Total	0.00	1.668	-1.373	0.8	2.160
24	25	30.56	1.668	-1.373	0.8	2.160

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	2.160	2.160	0.031
0.02	2.160	2.160	0.000
0.03	2.160	2.160	0.000
0.04	2.160	2.160	0.000
0.05	2.160	2.160	0.000
0.06	2.160	2.160	0.000
0.07	2.160	2.160	0.000
0.08	2.160	2.160	0.000
0.09	2.160	2.160	0.000
0.10	2.160	2.160	0.000
0.15	2.160	2.160	0.000
0.20	2.160	2.160	0.000
0.25	2.160	2.160	0.000
0.30	2.160	2.160	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **33**

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 1.355 kA Method C
 Steady State = 0.912 kA rms

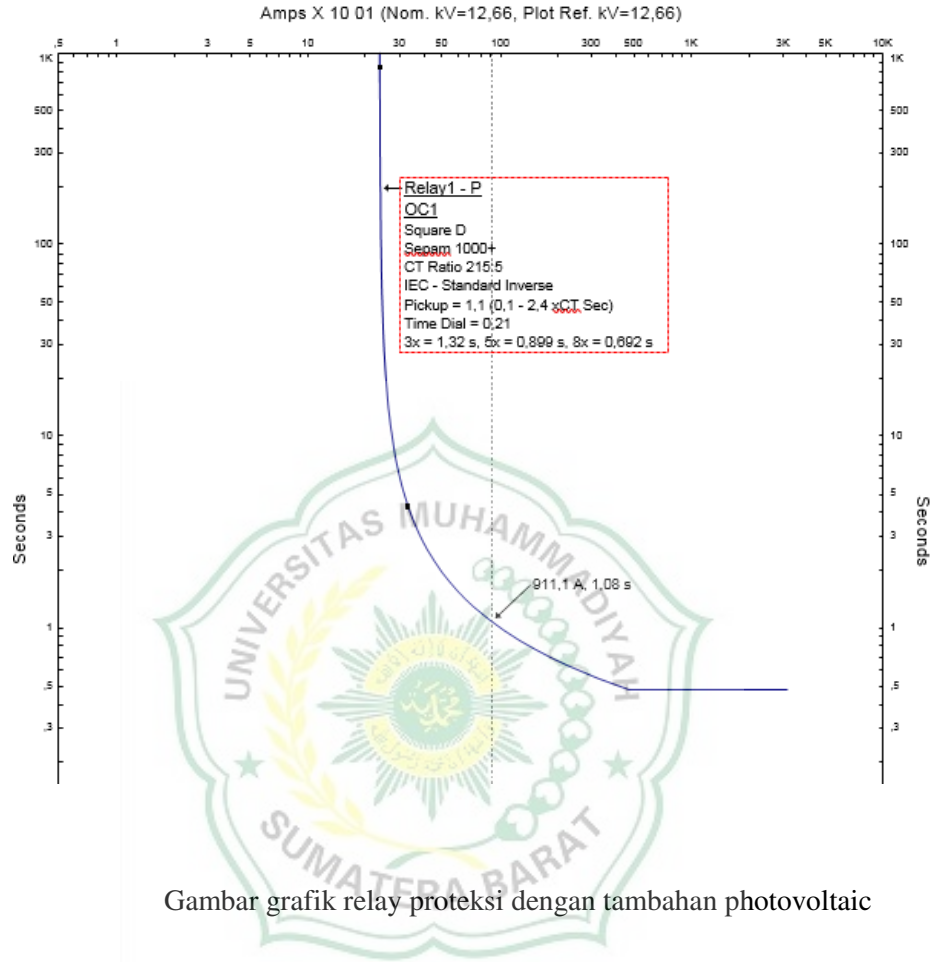
Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
33	Total	0.00	0.691	-0.596	0.9	0.912
32	33	7.15	0.691	-0.596	0.9	0.912

Breaking and DC Fault Current (kA)

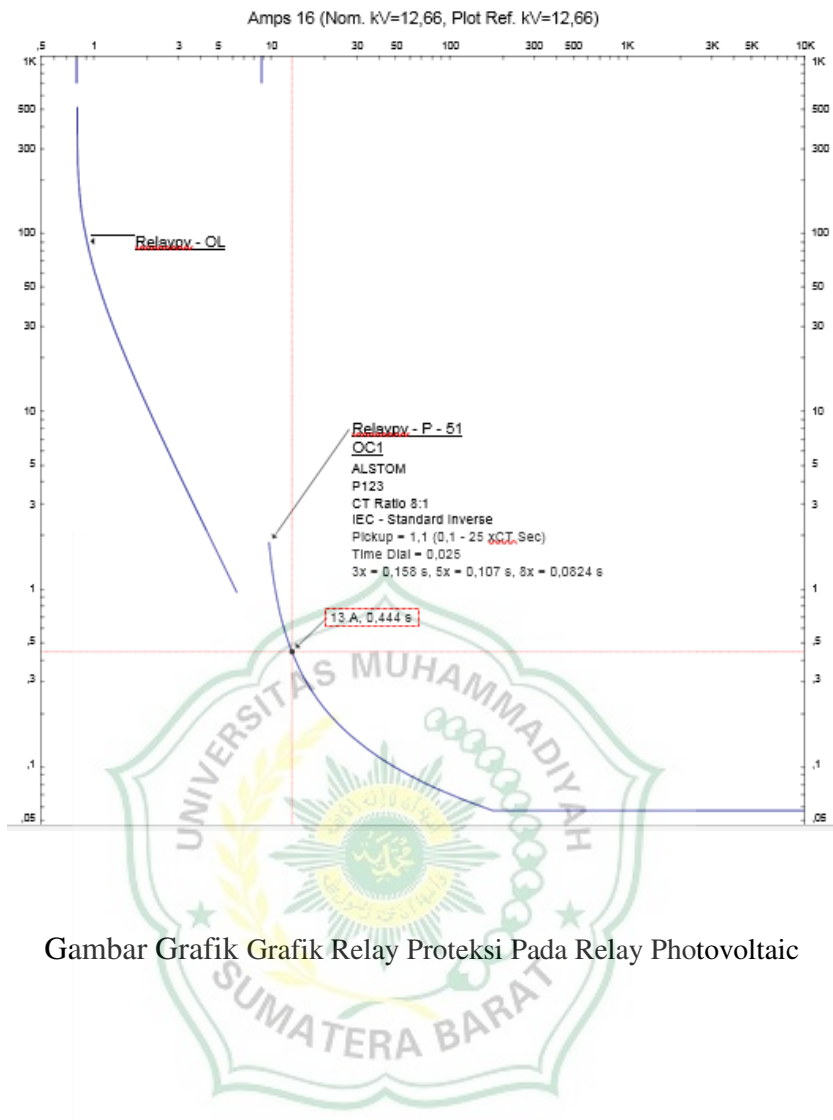
Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	0.912	0.912	0.016
0.02	0.912	0.912	0.000
0.03	0.912	0.912	0.000
0.04	0.912	0.912	0.000
0.05	0.912	0.912	0.000
0.06	0.912	0.912	0.000
0.07	0.912	0.912	0.000
0.08	0.912	0.912	0.000
0.09	0.912	0.912	0.000
0.10	0.912	0.912	0.000
0.15	0.912	0.912	0.000
0.20	0.912	0.912	0.000
0.25	0.912	0.912	0.000
0.30	0.912	0.912	0.000

Grafik Relay Proteksi Simulasi 2

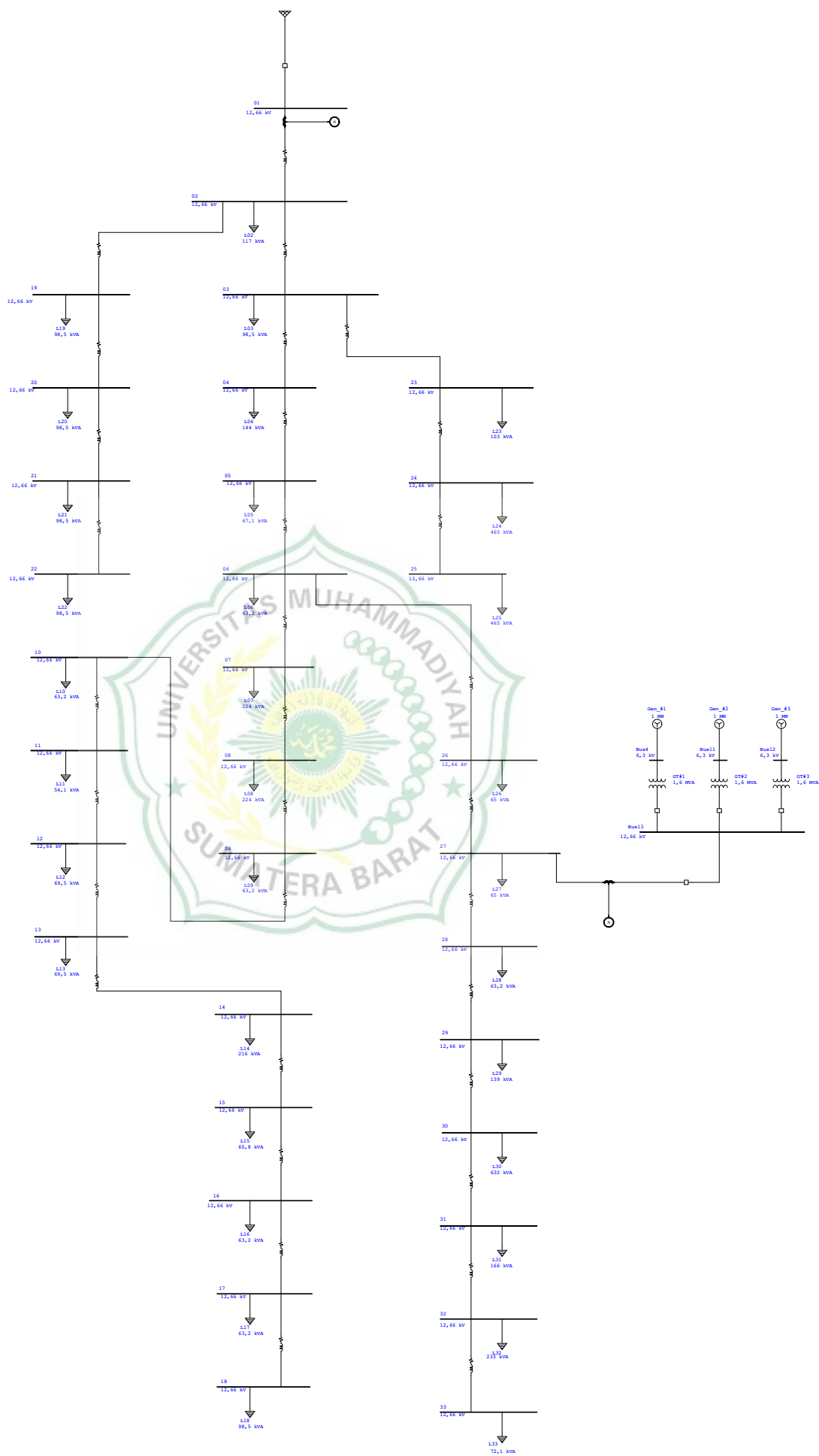


Gambar grafik relay proteksi dengan tambahan photovoltaic



Gambar Grafik Grafik Relay Proteksi Pada Relay Photovoltaic

One-Line Diagram - OLV1 (Load Flow Analysis)



Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H

Study Case: LF(DG)

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* 01	12.660	100.000	0.0	1.352	1.003	0	0	02	1.352	1.003	76.8	80.3	
02	12.660	99.893	0.0	0	0	0.100	0.060	01	-1.350	-1.003	76.8	80.3	
								03	0.892	0.783	54.2	75.2	
								19	0.358	0.160	17.9	91.3	
03	12.660	99.495	0.1	0	0	0.089	0.040	02	-0.888	-0.781	54.2	75.1	
								04	-0.111	0.299	14.6	-34.8	
								23	0.910	0.443	46.4	89.9	
04	12.660	99.486	0.1	0	0	0.119	0.079	03	0.111	-0.298	14.6	-34.9	
								05	-0.230	0.219	14.6	-72.3	
05	12.660	99.509	0.2	0	0	0.059	0.030	04	0.230	-0.219	14.6	-72.4	
								06	-0.289	0.190	15.9	-83.6	
06	12.660	99.574	0.3	0	0	0.059	0.020	05	0.290	-0.189	15.9	-83.8	
								07	1.039	0.596	54.8	86.7	
								26	-1.388	-0.426	66.5	95.6	
07	12.660	99.221	0.1	0	0	0.197	0.099	06	-1.037	-0.590	54.8	86.9	
								08	0.840	0.491	44.7	86.3	
08	12.660	97.936	0.0	0	0	0.192	0.096	07	-0.829	-0.484	44.7	86.4	
								09	0.637	0.388	34.7	85.4	
09	12.660	97.335	0.0	0	0	0.057	0.019	08	-0.633	-0.385	34.7	85.4	
								10	0.577	0.366	32.0	84.4	
10	12.660	97.334	0.0	0	0	0.057	0.019	09	-0.577	-0.366	32.0	84.4	
								11	0.520	0.347	29.3	83.1	
11	12.660	97.254	0.0	0	0	0.043	0.028	10	-0.519	-0.347	29.3	83.1	
								12	0.477	0.319	26.9	83.1	
12	12.660	97.115	0.0	0	0	0.057	0.033	11	-0.476	-0.318	26.9	83.1	
								13	0.419	0.285	23.8	82.7	
13	12.660	96.507	0.0	0	0	0.056	0.033	12	-0.417	-0.284	23.8	82.7	
								14	0.361	0.251	20.8	82.1	
14	12.660	96.265	0.0	0	0	0.111	0.167	13	-0.360	-0.250	20.8	82.2	
								15	0.249	0.083	12.5	94.8	
15	12.660	96.141	-0.1	0	0	0.055	0.009	14	-0.249	-0.083	12.5	94.8	
								16	0.193	0.074	9.8	93.4	
16	12.660	96.022	-0.1	0	0	0.055	0.018	15	-0.193	-0.074	9.8	93.4	
								17	0.138	0.055	7.1	92.8	
17	12.660	95.844	-0.1	0	0	0.055	0.018	16	-0.138	-0.055	7.1	92.8	
								18	0.083	0.037	4.3	91.4	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H

Study Case: LF(DG)

Page: 2
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
18	12.660	95.791	-0.2	0	0	0.083	0.037	17	-0.083	-0.037	4.3	91.4	
19	12.660	99.841	0.0	0	0	0.090	0.040	02	-0.358	-0.159	17.9	91.3	
								20	0.268	0.120	13.4	91.3	
20	12.660	99.488	-0.1	0	0	0.089	0.040	19	-0.267	-0.119	13.4	91.4	
								21	0.178	0.079	8.9	91.4	
21	12.660	99.418	-0.1	0	0	0.089	0.040	20	-0.178	-0.079	8.9	91.4	
								22	0.089	0.040	4.5	91.4	
22	12.660	99.355	-0.1	0	0	0.089	0.039	21	-0.089	-0.039	4.5	91.4	
23	12.660	99.152	0.0	0	0	0.089	0.049	03	-0.907	-0.441	46.4	89.9	
								24	0.818	0.391	41.7	90.2	
24	12.660	98.516	0.0	0	0	0.407	0.194	23	-0.814	-0.388	41.7	90.3	
								25	0.406	0.194	20.8	90.3	
25	12.660	98.199	-0.1	0	0	0.405	0.193	24	-0.405	-0.193	20.8	90.3	
26	12.660	99.778	0.3	0	0	0.060	0.025	06	1.391	0.428	66.5	95.6	
								27	-1.450	-0.453	69.4	95.5	
27	12.660	100.077	0.3	0	0	0.060	0.025	26	1.455	0.455	69.4	95.4	
								28	0.787	0.880	53.8	66.7	
								Bus13	-2.302	-1.360	121.8	86.1	
28	12.660	99.045	0.4	0	0	0.059	0.020	27	-0.778	-0.872	53.8	66.6	
								29	0.719	0.852	51.3	64.5	
29	12.660	98.304	0.5	0	0	0.116	0.068	28	-0.713	-0.847	51.3	64.4	
								30	0.597	0.779	45.5	60.8	
30	12.660	97.984	0.6	0	0	0.192	0.576	29	-0.594	-0.777	45.5	60.7	
								31	0.402	0.202	20.9	89.4	
31	12.660	97.611	0.5	0	0	0.143	0.067	30	-0.401	-0.200	20.9	89.4	
								32	0.257	0.134	13.5	88.8	
32	12.660	97.529	0.5	0	0	0.200	0.095	31	-0.257	-0.133	13.5	88.8	
								33	0.057	0.038	3.2	83.2	
33	12.660	97.504	0.5	0	0	0.057	0.038	32	-0.057	-0.038	3.2	83.2	
Bus4	6.300	102.352	1.8	1.000	0.500	0	0	Bus13	1.000	0.500	100.1	89.4	
Bus11	6.300	102.352	1.8	1.000	0.500	0	0	Bus13	1.000	0.500	100.1	89.4	
Bus12	6.300	101.650	0.7	0.325	0.440	0	0	Bus13	0.325	0.440	49.3	59.4	
Bus13	12.660	100.077	0.3	0	0	0	0	Bus4	-0.990	-0.464	49.8	90.5	
								Bus11	-0.990	-0.464	49.8	90.5	
								Bus12	-0.323	-0.431	24.5	59.9	
								27	2.302	1.360	121.8	86.1	

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

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

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **01**

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 55.752 kA Method C
 Steady State = 23.343 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
01	Total	0.00	2.959	-23.155	7.8	23.343
02	01	0.70	0.131	-0.528	4.0	0.544
U1	01	100.00	2.828	-22.626	8.0	22.802

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	23.328	31.027	20.457
0.02	23.323	26.573	12.734
0.03	23.317	24.622	7.908
0.04	23.310	23.822	4.912
0.05	23.303	23.504	3.069
0.06	23.301	23.379	1.908
0.07	23.298	23.329	1.187
0.08	23.296	23.308	0.738
0.09	23.294	23.298	0.461
0.10	23.291	23.293	0.287
0.15	23.286	23.286	0.027
0.20	23.281	23.281	0.002
0.25	23.274	23.274	0.000
0.30	23.267	23.267	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **06**

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 5.571 kA Method C
 Steady State = 3.316 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
06	Total	0.00	2.282	-2.406	1.1	3.316
05	06	38.33	2.215	-1.791	0.8	2.849
07	06	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
26	06	1.75	0.066	-0.615	9.3	0.619
Bus13	27	4.21	0.066	-0.615	9.3	0.619

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	I _{dc}
0.01	3.294	3.431	0.958
0.02	3.287	3.349	0.642
0.03	3.279	3.287	0.237
0.04	3.269	3.270	0.088
0.05	3.258	3.260	0.096
0.06	3.255	3.255	0.044
0.07	3.251	3.251	0.020
0.08	3.248	3.248	0.009
0.09	3.244	3.244	0.010
0.10	3.240	3.240	0.005
0.15	3.233	3.233	0.000
0.20	3.225	3.225	0.000
0.25	3.217	3.217	0.000
0.30	3.208	3.208	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: 16

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 1.071 kA Method C
 Steady State = 0.709 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
16	Total	0.00	0.533	-0.468	0.9	0.709
15	16	8.15	0.533	-0.468	0.9	0.709
17	16	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	0.709	0.710	0.031
0.02	0.709	0.709	0.002
0.03	0.709	0.709	0.000
0.04	0.709	0.709	0.000
0.05	0.709	0.709	0.000
0.06	0.709	0.709	0.000
0.07	0.709	0.709	0.000
0.08	0.709	0.709	0.000
0.09	0.709	0.709	0.000
0.10	0.709	0.709	0.000
0.15	0.709	0.709	0.000
0.20	0.709	0.709	0.000
0.25	0.709	0.709	0.000
0.30	0.709	0.709	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: 22

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 2.807 kA Method C
 Steady State = 1.821 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
22	Total	0.00	1.203	-1.367	1.1	1.821
21	22	26.62	1.203	-1.367	1.1	1.821

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	1.821	1.823	0.093
0.02	1.821	1.821	0.003
0.03	1.821	1.821	0.000
0.04	1.821	1.821	0.000
0.05	1.821	1.821	0.000
0.06	1.821	1.821	0.000
0.07	1.821	1.821	0.000
0.08	1.821	1.821	0.000
0.09	1.821	1.821	0.000
0.10	1.821	1.821	0.000
0.15	1.821	1.821	0.000
0.20	1.821	1.821	0.000
0.25	1.821	1.821	0.000
0.30	1.821	1.821	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: 25

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 3.248 kA Method C
 Steady State = 2.189 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
25	Total	0.00	1.681	-1.401	0.8	2.189
24	25	30.96	1.681	-1.401	0.8	2.189

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	2.189	2.189	0.042
0.02	2.189	2.189	0.001
0.03	2.189	2.189	0.000
0.04	2.189	2.189	0.000
0.05	2.189	2.189	0.000
0.06	2.189	2.189	0.000
0.07	2.189	2.189	0.000
0.08	2.189	2.189	0.000
0.09	2.189	2.189	0.000
0.10	2.189	2.189	0.000
0.15	2.189	2.189	0.000
0.20	2.189	2.189	0.000
0.25	2.189	2.189	0.000
0.30	2.189	2.189	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **33**

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 1.516 kA Method C
 Steady State = 0.969 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
33	Total	0.00	0.693	-0.677	1.0	0.969
32	33	7.60	0.693	-0.677	1.0	0.969

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	0.969	0.975	0.105
0.02	0.969	0.969	0.025
0.03	0.969	0.969	0.003
0.04	0.969	0.969	0.000
0.05	0.969	0.969	0.000
0.06	0.969	0.969	0.000
0.07	0.969	0.969	0.000
0.08	0.969	0.969	0.000
0.09	0.969	0.969	0.000
0.10	0.969	0.969	0.000
0.15	0.969	0.969	0.000
0.20	0.969	0.969	0.000
0.25	0.969	0.969	0.000
0.30	0.969	0.969	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 14-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **33**

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 1.516 kA Method C
 Steady State = 0.969 kA rms

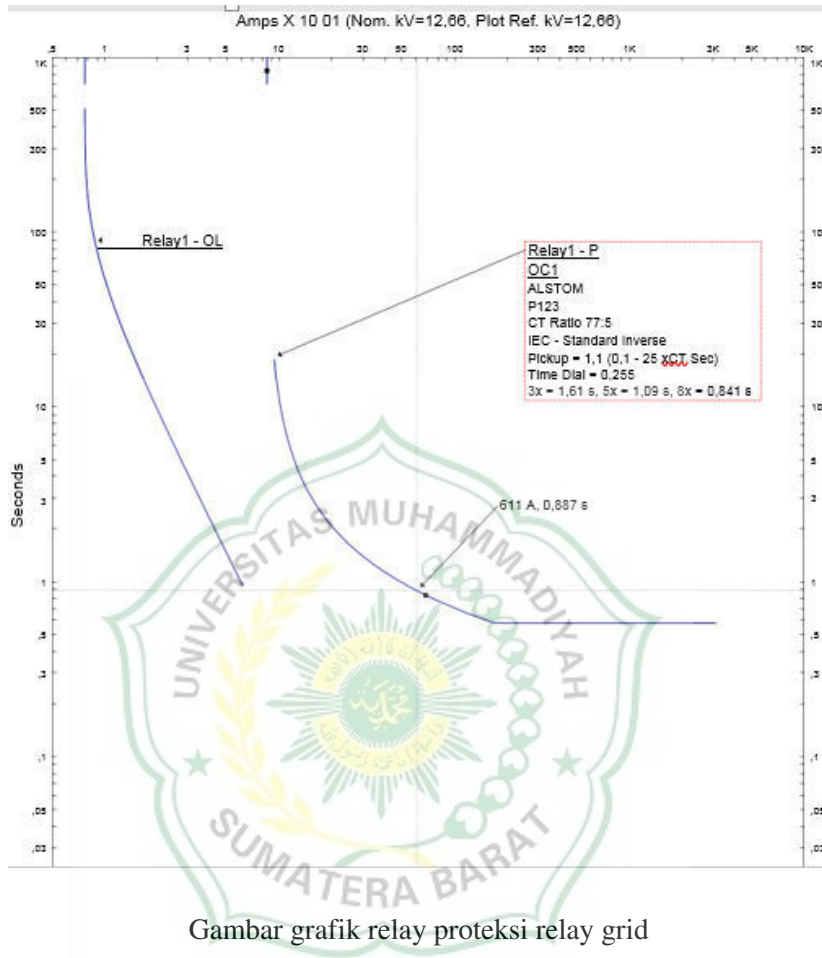
Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
33	Total	0.00	0.693	-0.677	1.0	0.969
32	33	7.60	0.693	-0.677	1.0	0.969

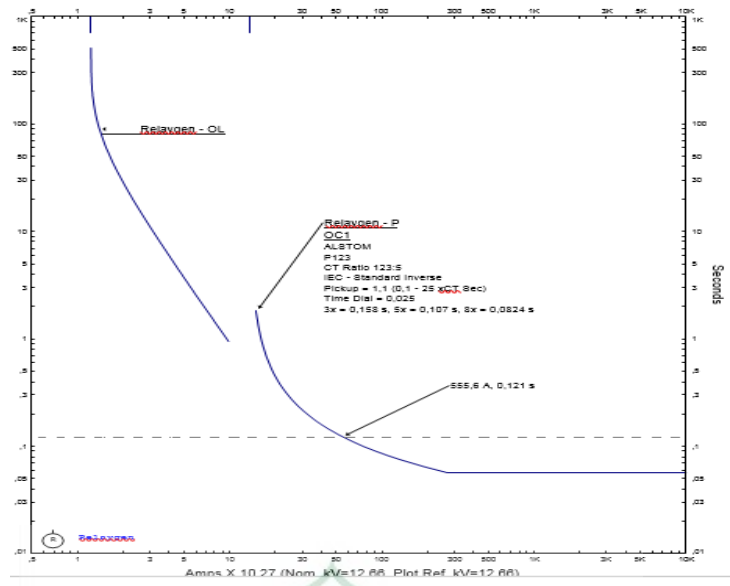
Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	0.969	0.975	0.105
0.02	0.969	0.969	0.025
0.03	0.969	0.969	0.003
0.04	0.969	0.969	0.000
0.05	0.969	0.969	0.000
0.06	0.969	0.969	0.000
0.07	0.969	0.969	0.000
0.08	0.969	0.969	0.000
0.09	0.969	0.969	0.000
0.10	0.969	0.969	0.000
0.15	0.969	0.969	0.000
0.20	0.969	0.969	0.000
0.25	0.969	0.969	0.000
0.30	0.969	0.969	0.000

Grafik Relay Proteksi Simulasi 3





Gambar grafik relay proteksi pada generator



Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: iee33_base

ETAP
 12.6.0H

Study Case: LF(DG)

Page: 1
 Date: 15-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* 01	12.660	100.000	0.0	1.211	1.014	0	0	02	1.211	1.014	72.0	76.7	
02	12.660	99.901	0.0	0	0	0.100	0.060	01	-1.210	-1.013	72.0	76.7	
								03	0.752	0.794	49.9	68.8	
								19	0.358	0.160	17.9	91.3	
03	12.660	99.545	0.1	0	0	0.089	0.040	02	-0.748	-0.792	49.9	68.7	
								04	-0.251	0.309	18.3	-63.1	
								23	0.911	0.443	46.4	89.9	
04	12.660	99.566	0.1	0	0	0.119	0.079	03	0.252	-0.309	18.3	-63.1	
								05	-0.370	0.230	20.0	-85.0	
05	12.660	99.621	0.2	0	0	0.060	0.030	04	0.371	-0.230	20.0	-85.0	
								06	-0.430	0.200	21.7	-90.7	
06	12.660	99.754	0.4	0	0	0.060	0.020	05	0.432	-0.199	21.7	-90.8	
								07	0.894	0.602	49.3	82.9	
								26	-1.385	-0.423	66.2	95.6	
07	12.660	99.417	0.2	0	0	0.198	0.099	06	-0.892	-0.598	49.3	83.1	
								08	0.694	0.499	39.2	81.2	
08	12.660	98.284	0.2	0	0	0.194	0.097	07	-0.686	-0.493	39.2	81.2	
								09	0.493	0.396	29.3	77.9	
09	12.660	97.776	0.2	0	0	0.057	0.019	08	-0.490	-0.394	29.3	77.9	
								10	0.433	0.375	26.7	75.5	
10	12.660	97.775	0.2	0	0	0.057	0.019	09	-0.433	-0.375	26.7	75.5	
								11	0.375	0.356	24.1	72.5	
11	12.660	97.713	0.2	0	0	0.043	0.029	10	-0.375	-0.356	24.1	72.5	
								12	0.332	0.327	21.8	71.2	
12	12.660	97.608	0.3	0	0	0.057	0.033	11	-0.332	-0.327	21.8	71.2	
								13	0.274	0.294	18.8	68.2	
13	12.660	97.134	0.3	0	0	0.057	0.033	12	-0.273	-0.293	18.8	68.2	
								14	0.216	0.260	15.9	64.0	
14	12.660	96.939	0.3	0	0	0.113	0.169	13	-0.216	-0.259	15.9	64.0	
								15	0.103	0.090	6.4	75.3	
15	12.660	96.870	0.3	0	0	0.056	0.009	14	-0.103	-0.090	6.4	75.3	
								16	0.047	0.081	4.4	50.1	
16	12.660	96.819	0.3	0	0	0.056	0.019	15	-0.047	-0.081	4.4	50.1	
								17	0.140	0.056	7.1	92.8	
								Bus23	-0.150	0.006	7.1	-99.9	
17	12.660	96.640	0.3	0	0	0.056	0.019	16	-0.140	-0.056	7.1	92.8	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H

Study Case: LF(DG)

Page: 2
 Date: 15-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								18	0.084	0.037	4.3	91.4	
18	12.660	96.586	0.3	0	0	0.084	0.037	17	-0.084	-0.037	4.3	91.4	
19	12.660	99.848	0.0	0	0	0.090	0.040	02	-0.358	-0.159	17.9	91.3	
								20	0.268	0.120	13.4	91.3	
20	12.660	99.495	-0.1	0	0	0.089	0.040	19	-0.267	-0.119	13.4	91.4	
								21	0.178	0.079	8.9	91.4	
21	12.660	99.426	-0.1	0	0	0.089	0.040	20	-0.178	-0.079	8.9	91.4	
								22	0.089	0.040	4.5	91.4	
22	12.660	99.363	-0.1	0	0	0.089	0.039	21	-0.089	-0.039	4.5	91.4	
23	12.660	99.202	0.1	0	0	0.089	0.049	03	-0.908	-0.441	46.4	89.9	
								24	0.819	0.392	41.7	90.2	
24	12.660	98.564	0.0	0	0	0.408	0.194	23	-0.814	-0.388	41.7	90.3	
								25	0.406	0.194	20.8	90.3	
25	12.660	98.248	-0.1	0	0	0.405	0.193	24	-0.405	-0.193	20.8	90.3	
26	12.660	99.957	0.4	0	0	0.060	0.025	06	1.388	0.425	66.2	95.6	
								27	-1.448	-0.450	69.2	95.5	
27	12.660	100.255	0.4	0	0	0.060	0.025	26	1.452	0.452	69.2	95.5	
								28	0.790	0.883	53.9	66.7	
								Bus19	-2.302	-1.360	121.6	86.1	
28	12.660	99.221	0.5	0	0	0.059	0.020	27	-0.781	-0.875	53.9	66.6	
								29	0.722	0.855	51.4	64.5	
29	12.660	98.479	0.6	0	0	0.116	0.068	28	-0.716	-0.850	51.4	64.4	
								30	0.599	0.782	45.6	60.8	
30	12.660	98.159	0.7	0	0	0.193	0.578	29	-0.596	-0.780	45.6	60.7	
								31	0.403	0.202	21.0	89.4	
31	12.660	97.785	0.6	0	0	0.144	0.067	30	-0.402	-0.201	21.0	89.4	
								32	0.258	0.134	13.6	88.8	
32	12.660	97.703	0.6	0	0	0.201	0.096	31	-0.258	-0.134	13.6	88.8	
								33	0.057	0.038	3.2	83.2	
33	12.660	97.677	0.6	0	0	0.057	0.038	32	-0.057	-0.038	3.2	83.2	
Bus4	6.300	102.526	1.9	1.000	0.500	0	0	Bus19	1.000	0.500	99.9	89.4	
Bus11	6.300	102.526	1.9	1.000	0.500	0	0	Bus19	1.000	0.500	99.9	89.4	
Bus12	6.300	101.825	0.8	0.325	0.440	0	0	Bus19	0.325	0.440	49.2	59.4	
Bus19	12.660	100.255	0.4	0	0	0	0	Bus4	-0.990	-0.464	49.7	90.5	
								Bus11	-0.990	-0.464	49.7	90.5	
								Bus12	-0.323	-0.431	24.5	59.9	
								27	2.302	1.360	121.6	86.1	
Bus22	0.220	98.257	2.5	0.152	0.000	0	0	Bus23	0.152	0.000	406.1	100.0	
Bus23	12.660	96.819	0.3	0	0	0	0	Bus22	-0.150	0.006	7.1	-99.9	

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: ieec_33_base

ETAP
12.6.0H

Study Case: LF(DG)

Page: 3
Date: 15-03-2022
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								16	0.150	-0.006	7.1	-99.9	

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

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



Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 15-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **01**

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 55.746 kA Method C
 Steady State = 23.342 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
01	Total	0.00	2.969	-23.153	7.8	23.342
02	01	0.70	0.141	-0.526	3.7	0.545
U1	01	100.00	2.828	-22.626	8.0	22.802

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	23.327	31.024	20.454
0.02	23.322	26.572	12.732
0.03	23.317	24.621	7.907
0.04	23.310	23.822	4.911
0.05	23.302	23.504	3.069
0.06	23.300	23.378	1.908
0.07	23.298	23.328	1.186
0.08	23.296	23.308	0.738
0.09	23.293	23.298	0.461
0.10	23.291	23.293	0.287
0.15	23.286	23.286	0.027
0.20	23.280	23.280	0.002
0.25	23.274	23.274	0.000
0.30	23.267	23.267	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 15-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **06**

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 5.583 kA Method C
 Steady State = 3.326 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
06	Total	0.00	2.295	-2.407	1.0	3.326
05	06	38.33	2.215	-1.791	0.8	2.849
07	06	0.10	0.013	-0.001	0.1	0.013
26	06	1.75	0.066	-0.615	9.3	0.619
Bus19	27	4.21	0.066	-0.615	9.3	0.619

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	I _{dc}
0.01	3.304	3.440	0.957
0.02	3.297	3.358	0.641
0.03	3.288	3.297	0.236
0.04	3.279	3.280	0.087
0.05	3.268	3.269	0.096
0.06	3.265	3.265	0.044
0.07	3.261	3.261	0.020
0.08	3.257	3.257	0.009
0.09	3.254	3.254	0.010
0.10	3.250	3.250	0.005
0.15	3.243	3.243	0.000
0.20	3.235	3.235	0.000
0.25	3.226	3.226	0.000
0.30	3.217	3.217	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 15-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: 16

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 1.084 kA Method C
 Steady State = 0.720 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
16	Total	0.00	0.546	-0.469	0.9	0.720
15	16	8.15	0.533	-0.468	0.9	0.709
17	16	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus22	Bus23	6.57	0.013	-0.001	0.1	0.013
Bus23	16	0.00	0.013	-0.001	0.1	0.013

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	I _{dc}
0.01	0.720	0.720	0.030
0.02	0.720	0.720	0.002
0.03	0.720	0.720	0.000
0.04	0.720	0.720	0.000
0.05	0.720	0.720	0.000
0.06	0.720	0.720	0.000
0.07	0.720	0.720	0.000
0.08	0.720	0.720	0.000
0.09	0.720	0.720	0.000
0.10	0.720	0.720	0.000
0.15	0.720	0.720	0.000
0.20	0.720	0.720	0.000
0.25	0.720	0.720	0.000
0.30	0.720	0.720	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 15-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: 22

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 2.807 kA Method C
 Steady State = 1.821 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
22	Total	0.00	1.203	-1.367	1.1	1.821
21	22	26.62	1.203	-1.367	1.1	1.821

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	1.821	1.823	0.093
0.02	1.821	1.821	0.003
0.03	1.821	1.821	0.000
0.04	1.821	1.821	0.000
0.05	1.821	1.821	0.000
0.06	1.821	1.821	0.000
0.07	1.821	1.821	0.000
0.08	1.821	1.821	0.000
0.09	1.821	1.821	0.000
0.10	1.821	1.821	0.000
0.15	1.821	1.821	0.000
0.20	1.821	1.821	0.000
0.25	1.821	1.821	0.000
0.30	1.821	1.821	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 15-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: 25

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 3.249 kA Method C
 Steady State = 2.189 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
25	Total	0.00	1.682	-1.401	0.8	2.189
24	25	30.97	1.682	-1.401	0.8	2.189

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	2.189	2.189	0.042
0.02	2.189	2.189	0.001
0.03	2.189	2.189	0.000
0.04	2.189	2.189	0.000
0.05	2.189	2.189	0.000
0.06	2.189	2.189	0.000
0.07	2.189	2.189	0.000
0.08	2.189	2.189	0.000
0.09	2.189	2.189	0.000
0.10	2.189	2.189	0.000
0.15	2.189	2.189	0.000
0.20	2.189	2.189	0.000
0.25	2.189	2.189	0.000
0.30	2.189	2.189	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: ieee_33_base

ETAP
 12.6.0H
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 15-03-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **33**

Nominal kV = 12.660
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 1.517 kA Method C
 Steady State = 0.970 kA rms

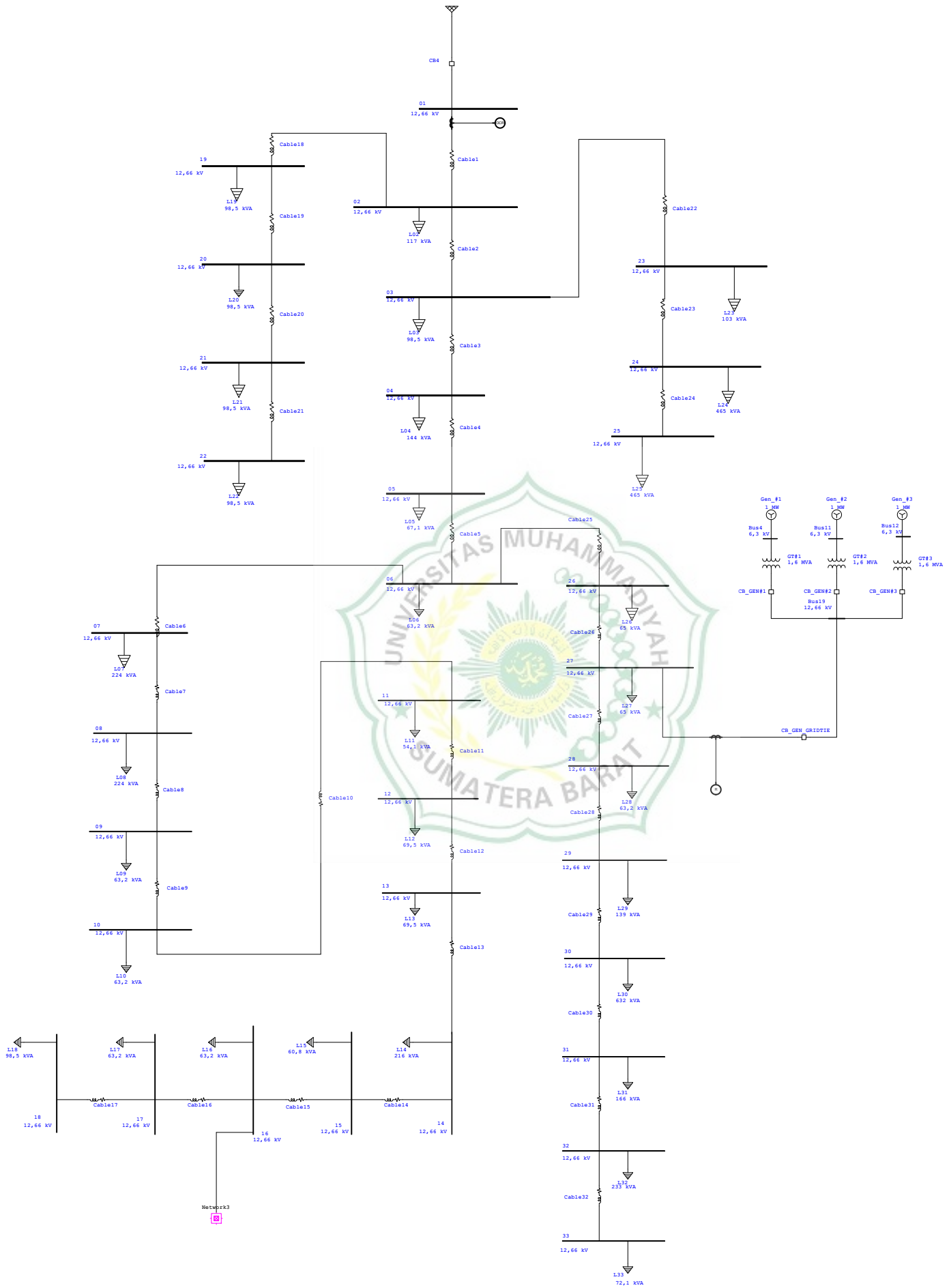
Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
33	Total	0.00	0.694	-0.677	1.0	0.970
32	33	7.60	0.694	-0.677	1.0	0.970

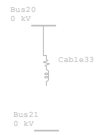
Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	0.970	0.975	0.105
0.02	0.970	0.970	0.025
0.03	0.970	0.970	0.005
0.04	0.970	0.970	0.000
0.05	0.970	0.970	0.000
0.06	0.970	0.970	0.000
0.07	0.970	0.970	0.000
0.08	0.970	0.970	0.000
0.09	0.970	0.970	0.000
0.10	0.970	0.970	0.000
0.15	0.970	0.970	0.000
0.20	0.970	0.970	0.000
0.25	0.970	0.970	0.000
0.30	0.970	0.970	0.000

One-Line Diagram - OLV1 (Edit Mode)







UNIVERSITAS MUHAMMADIYAH SUMATERA BARAT

FAKULTAS TEKNIK

Alamat: Jl. By Pass Aur Kuning No. 1 Bukittinggi, (26131) Telp. (0752) 625737, Hp 082384929103
Website: www.ft.umsb.ac.id Email: fakultasteknik@umsb.ac.id

KARTU KONSULTASI BIMBINGAN SKRIPSI

Nama Mahasiswa	:	Melki Febrian
NIM	:	181000220201014
Program Studi	:	Teknik Elektro
Pembimbing I/II	:	Ir. Yulisman, M.T.
NIDN	:	8808220016
Judul	:	Koordinasi Sistem Proteksi Jaringan Distribusi Radial IEEE 33 Bus Terhubung Dengan Sumber Energi Terbarukan

No.	Tanggal Konsultasi	Materi dan Catatan Pembimbing	Paraf Pembimbing
1.	23.12.2021	Perhatikan judul skripsi	Y
2.	27.12.2021	Revisi Bab I revisi perbaikan.	Y
3.	01.01.2022	Selesaikan Bab II revisi abstrak	Y
4.	10.01.2022	Lanjutkan Bab II, persiapan skripsi	Y
5.	17.01.2022	Perbaiki revisi abstrak pengantar	Y
6.	24.01.2022	Lanjutkan Bab IV, persiapan skripsi	Y
7.	03.02.2022	Perbaiki revisi abstrak pengantar	Y
8.	10.02.2022	Selesaikan Bab V.	Y
9.	14.02.2022	Perbaiki pengantar & pembahasan	Y
10.	18.02.2022	Persiapan / skripsi.	Y

Catatan :

1. Kartu Konsultasi dibuat dua rangkap untuk pembimbing I dan II, dilampirkan saat pendaftaran seminar.
2. *) Sesuai dengan status pembimbing, sebagai Pembimbing I atau Pembimbing II.
3. Dapat diperbanyak bila diperlukan.

Mengetahui,
Ketua Program Studi Teknik Elektro

Herry Yamashika, S.T.,MT

NIDN.1024038202



UNIVERSITAS MUHAMMADIYAH SUMATERA BARAT

FAKULTAS TEKNIK

Alamat: Jl. By Pass Aur Kuning No. 1 Bukittinggi, (26131) Telp. (0752) 625737, Hp 082384929103
Website: www.ft.umsb.ac.id Email: fakultasteknik@umsb.ac.id

KARTU KONSULTASI BIMBINGAN SKRIPSI

Nama Mahasiswa	:	Melki Febrian
NIM	:	181000220201014
Program Studi	:	Teknik Elektro
Pembimbing I/II	:	Herris Yamashika, S.T., M.T.
NIDN	:	1024038202
Judul	:	Koordinasi Sistem Proteksi Jaringan Distribusi Radial IEEE 33 Bus Terhubung Dengan Sumber Energi Terbarukan

No.	Tanggal Konsultasi	Materi dan Catatan Pembimbing	Paraf Pembimbing
1.	25.12.2021	Persetujuan judul skripsi	h
2.	29.12.2021	Perbaiki Bab I	h
3.	03.01.2022	Lengkapi Bab II	h
4.	12.01.2022	Acc Seminar Proposal	h
5.	19.01.2022	Revisi sesuai evaluasi pengurusi	h
6.	26.01.2022	Lanjut Bab IV, persiapan Semttas	h
7.	05.02.2022	Revisi berdasarkan arahan pengurusi	h
8.	12.02.2022	Lengkapi Bab V	h
9.	16.02.2022	Perbaiki penulisan sesuai panduan	h
10.	20.02.2022	Persiapan Kompre	h

Catatan :

1. Kartu Konsultasi dibuat dua rangkap untuk pembimbing I dan II, dilampirkan saat pendaftaran seminar.
2. *) Sesuaikan dengan status pembimbing, sebagai Pembimbing I atau Pembimbing II.
3. Dapat diperbanyak bila diperlukan.

Mengetahui,
Ketua Program Studi Teknik Elektro

Herris Yamashika, S.T., MT
NIDN.1024038202