

**EFEK PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA ANGIN TERHADAP KERJA RELAI
JARAK PADA SISTEM IEEE 5 BUS DENGAN MENGGUNAKAN DIGSILENT
POWERFACTORY**

TUGAS AKHIR

*Karya Ilmiah sebagai salah satu syarat untuk menyelesaikan jenjang strata
satu (S-1) di Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Andalas*

Oleh :

Syndy Maiyunis Firdaus

1610951014

Pembimbing

Dr. Adrianti

NIP : 19711028199803 2 001



PROGRAM STUDI SARJANA TEKNIK ELEKTRO

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS ANDALAS

2021

LEMBAR PENGESAHAN

Tugas Akhir

**EFEK PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA ANGIN TERHADAP KERJA
RELAI JARAK PADA SISTEM IEEE 5 BUS DENGAN MENGGUNAKAN
DIGSILENT POWERFACTORY**

Oleh

Syndy Maiyunis Firdaus

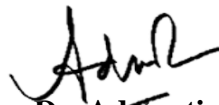
1610951014

Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik

Universitas Andalas

Disetujui pada tanggal : 18 Februari 2021

Pembimbing Tugas Akhir



Dr. Adrianti

NIP. 19711028 199803 2 001

Mengetahui,

Ketua Jurusan Teknik Elektro

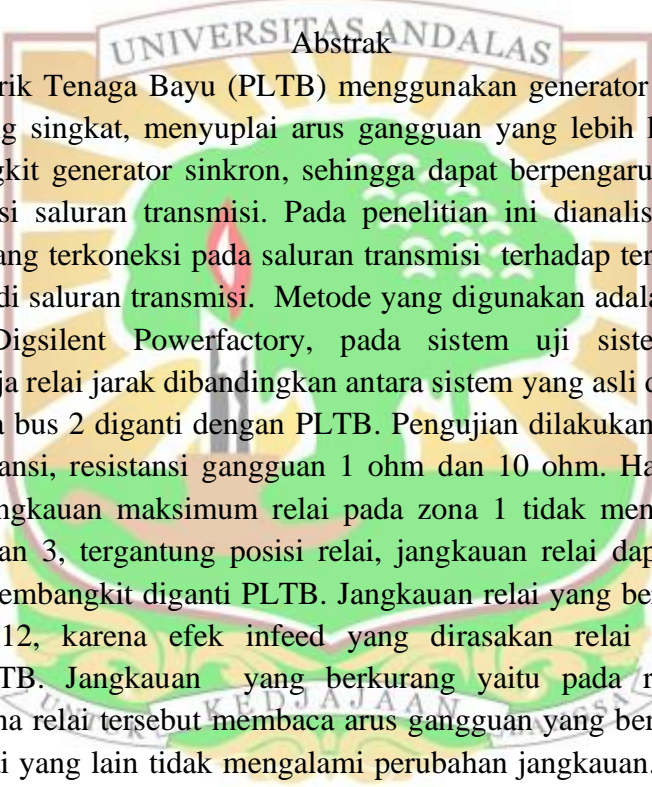


Muhammad Imran Hamid, Ph.D

NIP. 19710328 199903 1 002

Surat kuasa : No. 32/UN.16.9.5.5/TU/2021

Tanggal : 10 Februari 2021

Judul	Efek Pembangkit Listrik Tenaga Angin Terhadap Kerja Relai Jarak Pada Sistem IEEE 5 Bus Dengan Menggunakan Digsilent PowerFactory	Syndy Maiyunis Firdaus
Program Studi	Teknik Elektro	1410951014
Fakultas Teknik Universitas Andalas		
 <p style="text-align: center;">Abstrak</p> <p>Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) menggunakan generator induksi, yang saat gangguan hubung singkat, menyuplai arus gangguan yang lebih kecil dibandingkan dengan pembangkit generator sinkron, sehingga dapat berpengaruh terhadap operasi peralatan proteksi saluran transmisi. Pada penelitian ini dianalisa pengaruh PLTB berskala besar yang terkoneksi pada saluran transmisi terhadap terhadap kemampuan kerja relai jarak di saluran transmisi. Metode yang digunakan adalah metoda simulasi menggunakan Digsilent Powerfactory, pada sistem uji sistem IEEE 5 bus. Kemampuan kerja relai jarak dibandingkan antara sistem yang asli dengan sistem yang pembangkit pada bus 2 diganti dengan PLTB. Pengujian dilakukan untuk gangguan 3 fasa tanpa resistansi, resistansi gangguan 1 ohm dan 10 ohm. Hasil yang diperoleh menunjukkan jangkauan maksimum relai pada zona 1 tidak mengalami perubahan. Untuk zona 2 dan 3, tergantung posisi relai, jangkauan relai dapat bertambah atau berkurang saat pembangkit diganti PLTB. Jangkauan relai yang bertambah yaitu relai 1,6,8,9,11 dan 12, karena efek infeed yang dirasakan relai berkurang dengan penggunaan PLTB. Jangkauan yang berkurang yaitu pada relai 2,10 dan 13 disebabkan karena relai tersebut membaca arus gangguan yang berasal dari generator pada bus 2. Relai yang lain tidak mengalami perubahan jangkauan. Pengujian dengan resistansi gangguan menyebabkan semua relai mengalami pengurangan jangkauan. Namun, pada sistem yang memiliki PLTB, penurunan jangkauan pada kerja relai jarak 1,6,8,9,11 dan 12 lebih kecil dari pada sistem asli. Tetapi pada relai 2,10 dan 13 penurunan jangkauan pada sistem yang memiliki PLTB lebih besar dari pada sistem asli.</p> <p>Kata Kunci : PLTB, Relai Jarak, Jangkauan Maksimum, Resistansi Gangguan, Efek Infeed.</p>		

<i>Title</i>	<i>The Effect Of Wind Power Plant On Distance Relay Work On The Ieee 5 Bus System Using Digsilent Power Factory</i>	<i>Syndy Maiyunis Firdaus</i>
<i>Mayor</i>	<i>Electrical Engineering</i>	1410951014
<i>Faculty of Engineering Andalas University</i>		
<p style="text-align: center;"><i>Abstract</i></p> <p><i>Wind Power Plants use induction generators that provide less short circuit, current than synchronous generators, hence it can affect the operation of transmission line protection relays. This research analyzes the effect of large-scale wind power plant connected to the transmission line on the performance of the distance relays that protecting transmission lines. The research used simulation method using Digsilent Powerfactory on IEEE 5 bus test system. The performance of the distance relays is compared between the original system and the system that the generator on bus 2 is replaced with wind power. The simulations are carried out for 3-phase fault, bolted and with 1 ohm and 10 ohm fault resistances . The results show that the relays performances in zone 1 are the same. For zones 2 and 3, depending on their position, the maximum reaches of relays, may increase or decrease when the generator is replaced by wind power. Relays that experience increasing in their maximum reaches are relay 1,6,8,9,11 and 12. It due to the decreasing of infeed effect felt by the relay after installation of wind power, relay 2,10 and 13 have decreasing their maximum reaches because these relays see less fault current from the wind power on bus 2. The other relays do not experience any changes. Fault resistances cause all relays experience reduced maximum reaches. However, in the system that has wind power, the reach decrease of relay 1,6,8,9,11 and 12 is smaller than the original system. while the reach decrease of relay 2,10 and 13 in the system that has wind power is greater than the original system.</i></p> <p><i>Keywords:</i> <i>Wind power plant, Distance Relay, Maximum Reaches, Fault Resistance, Infeed Effect.</i></p>		

KATA PENGANTAR



Alhamdulillah rabbil'alamin, puji dan syukur penulis ucapkan atas kehadiran Allah SWT yang telah memberikan berkat, rahmat, dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan baik. Shalawat dan salam tidak lupa penulis doakan kepada Nabi Muhammad SAW yang telah menjadi panutan dan suritauladan bagi penulis.

Tugas akhir ini disusun dengan tujuan untuk memenuhi salah satu persyaratan dalam menyelesaikan program strata satu di Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Andalas. Adapun judul Tugas Akhir ini adalah “EFEK PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA ANGIN TERHADAP KERJA RELAI JARAK PADA SISTEM IEEE 5 BUS DENGAN MENGGUNAKAN DIGSILENT POWERFACTORY”

Pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada seluruh pihak yang telah memberikan bimbingan, dukungan, dan arahan kepada penulis selama pelaksanaan, penyusunan, dan penyelesaian Tugas Akhir ini. Oleh karena itu penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kepada kedua orang tua dan seluruh keluarga yang selalu mendoakan dan mendukung setiap langkah yang penulis tempuh dalam pendidikan.
2. Bapak Dr. Eng. Muhammad Ilhamdi Rusydi sebagai ketua Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Andalas.
3. Ibuk Dr. Adrianti selaku pembimbing Tugas Akhir ini yang telah meluangkan waktu untuk membimbing, memberikan curahan ilmu, arahan, mendidik dan membagi ilmu serta memberi saran kepada penulis selama pelaksanaan dan penyusunan tugas akhir ini.
4. Bapak-bapak dosen penguji dalam seminar dan sidang tugas akhir ini.

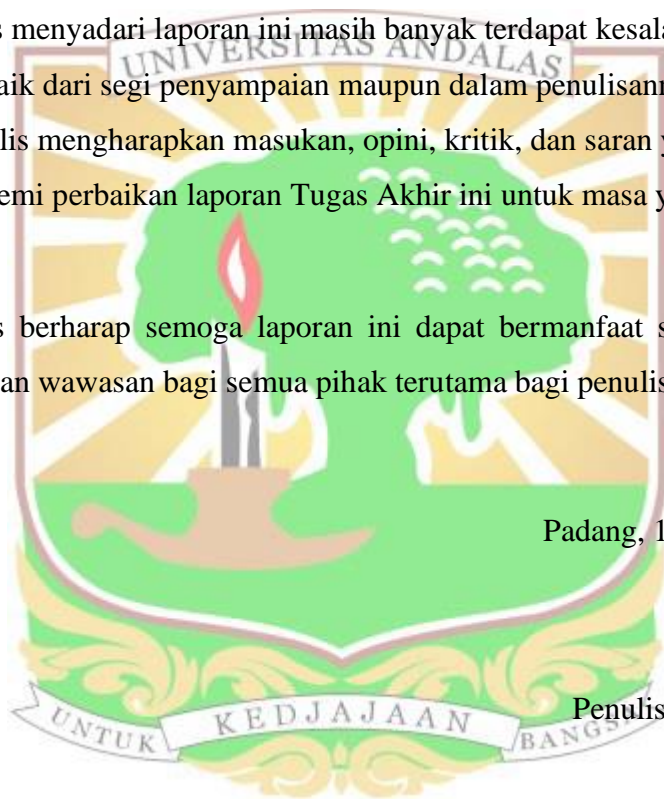
Terimakasih atas kritik dan sarannya, sehingga penulis mampu membuat tugas akhir ini menjadi lebih baik

5. Bapak dan Ibu staf pengajar serta karyawan dan karyawan Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Andalas atas kerja sama dan dukungan yang diberikan kepada penulis.
6. Himpunan Mahasiswa Teknik Elektro (HMTE) yang telah mengajarkan ilmu-ilmu yang tidak didapat di kelas perkuliahan.
7. Dan pada semua pihak yang telah banyak membantu yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Penulis menyadari laporan ini masih banyak terdapat kesalahan dan kekurangan, baik dari segi penyampaian maupun dalam penulisannya. Oleh sebab itu penulis mengharapkan masukan, opini, kritik, dan saran yang membangun demi perbaikan laporan Tugas Akhir ini untuk masa yang akan datang.

Penulis berharap semoga laporan ini dapat bermanfaat serta menambah pengetahuan dan wawasan bagi semua pihak terutama bagi penulis sendiri.

Padang, 16 Februari 2021

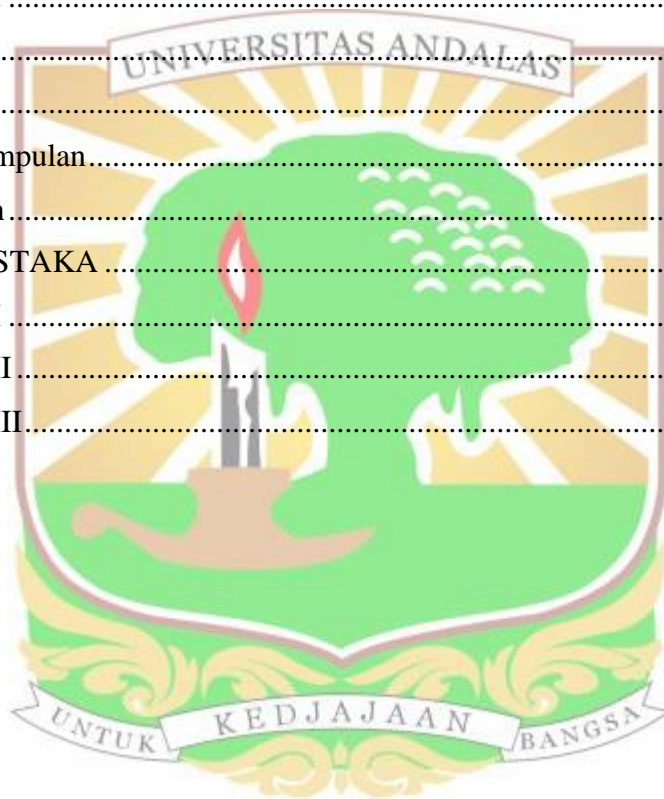


Penulis

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR	i
DAFTAR ISI.....	iii
DAFTAR TABEL.....	vii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah	1
1.3 Tujuan	2
1.4 Manfaat penelitian.....	2
1.5 Batasan Masalah.....	2
1.6 Sistematika Penulisan	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 Gangguan Hubung Singkat	4
2.1.1 Gangguan simetris (gangguan hubung singkat tiga-fasa).....	4
2.1.2 Gangguan tidak simetris	5
2.2 Sistem proteksi.....	7
2.2.1 Peralatan Sistem Proteksi	8
2.2.2 Persyaratan Sistem Proteksi.....	8
2.3 Relai Jarak (<i>Distance Relay</i>).....	10
2.4 Pembangkit Listrik Tenaga Angin	15
2.5 Digsilent PowerFactory.....	17
BAB III METODA PENELITIAN.....	20
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	24
4.1 Data Penelitian	24
4.1.1 Analisa dan Simulasi Aliran Daya.....	25
4.1.2 Analisa Gangguan Hubung Singkat.....	26
4.1.4 Pemilihan rating CT dan VT.....	27
4.1.5 Perhitungan setting relai	32
4.2 Jangkauan Maksimum Relai Jarak pada sistem IEEE 5 bus.....	49
4.2.1 Gangguan Tanpa Melalui Resistansi	49
4.2.1.1 Jangkauan relai pada zona 1	49
4.2.1.2 Jangkauan relai pada zona 2.....	51
4.2.1.3 Jangkauan relai pada zona 3.....	56

4.2.2	Efek resistansi gangguan terhadap kerja relai jarak.....	61
4.2.2.1	Resistansi gangguan 1 ohm.....	62
4.2.2.2	Resistansi gangguan 10 ohm.....	70
4.2.3	Jangkauan Relai Jarak untuk pembangkit yang sama dengan variasi resistansi gangguan.....	82
4.2.3.1	Pembangkit Generator Sinkron	82
4.2.3.2	PLTB Static Converter-Fed Driver.	91
4.2.3.3	PLTB tanpa kontribusi arus gangguan.....	100
4.2.4	Rekapitulasi efek resistansi gangguan terhadap jenis generator.....	108
4.3	Analisa	116
BAB V	117
PENUTUP	117
5.1	Kesimpulan.....	117
5.2	Saran.....	117
DAFTAR PUSTAKA	118
LAMPIRAN I	120
LAMPIRAN II	131
LAMPIRAN III	143



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Rangkaian hubung singkat tiga fasa [4]	4
Gambar 2. 2 Gangguan satu fasa ke tanah	5
Gambar 2. 3 Gangguan Hubung Singkat dua fasa	6
Gambar 2. 4 Gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah	6
Gambar 2. 5 Karakteristik relai impedansi dengan diagram R-X[7]	11
Gambar 2. 6 Karakteristik relai jenis Mho[7]	12
Gambar 2. 7 karakter Impedansi[7]	12
Gambar 2. 8 Karakteristik quadrilateral[7]	12
Gambar 2. 9 Daerah penyetelan relai jarak[8]	13
Gambar 3. 1 diagram alur penelitian	20
Gambar 3. 2 Single line diagram jaringan sistem IEEE 5 bus dengan salah satu sumber diganti dengan Pembangkit Listrik Tenaga Angin	21
Gambar 4. 1 Single line diagram sistem IEEE 5 bus	24
Gambar 4. 2 Posisi relai gangguan pada single line diagram	27
Gambar 4. 3 Jangkauan maksimum relai 1-14 zona 1	50
Gambar 4. 4 Jangkauan Maksimum Relai 1 Zona	53
Gambar 4. 5 Jangkauan Maksimum Relai 6 Zona 2	53
Gambar 4. 6 Jangkauan Maksimum Relai 9 Zona 2	54
Gambar 4. 7 Jangkauan Maksimum Relai 12 Zona 2	54
Gambar 4. 8 Jangkauan Maksimum Relai 10 Zona 2	55
Gambar 4. 9 Jangkauan Maksimum Relai 11 Zona 3	58
Gambar 4. 10 Jangkauan Maksimum Relai 6 Zona 3	58
Gambar 4. 11 Jangkauan Maksimum Relai 8 Zona 3	59
Gambar 4. 12 Jangkauan Maksimum Relai 9 Zona 3	59
Gambar 4. 13 Jangkauan Maksimum Relai 11 Zona 3	60
Gambar 4. 14 Jangkauan Maksimum Relai 12 Zona 3	60
Gambar 4. 15 Jangkauan maksimum relai 10 zona 3	61
Gambar 4. 16 Diagram R-X relai 2 dengan lokasi gangguan 40% saluran 1-2 pada pembangkit Generator Sinkron.	72
Gambar 4. 17 Diagram R-X relai 2 dengan lokasi gangguan 50% saluran 1-2 pada pembangkit Generator Sinkron.	73

Gambar 4. 18 Diagram R-X relai 2 dengan lokasi gangguan 10% saluran 2-1 pada pembangkit Generator Sinkron.73

Gambar 4. 19 Diagram R-X relai 2 dengan lokasi gangguan 55% saluran 2-1 pada pembangkit generator sinkron.74

Gambar 4. 20 Diagram R-X relai 2 untuk lokasi gangguan 20% saluran 2-1 pada pembangkit PLTB zero circuit.78

Gambar 4. 21 Diagram R-X relai 2 untuk lokasi gangguan 1 % saluran 2-1 pada pembangkit PLTB short circuit.78



DAFTAR TABEL

Tabel 4. 1 Data Saluran	24
Tabel 4. 2 Data Generator	25
Tabel 4. 3 Data Transformator	25
Tabel 4. 4 Hasil simulasi aliran daya	25
Tabel 4. 5 Tegangan bus hasil simulasi aliran daya.....	26
Tabel 4. 6 Hasil simulasi gangguan hubung singkat 3 fasa pada 50% panjang saluran.	26
Tabel 4.7 Hasil perhitungan relai	48
Tabel 4. 8 Jangkauan maksimum zona 1, tanpa resistansi	49
Tabel 4. 9 Jangkauan maksimum zona 2, tanpa resistansi gangguan	51
Tabel 4. 10 Jangkauan maksimum relai pada zona 3, tanpa resistansi gangguan..	56
Tabel 4. 11 Jangkauan maksimum zona 1	62
Tabel 4. 12 Jangkauan maksimum zona 2	64
Tabel 4. 13 Jangkauan maksimum zona 3	67
Tabel 4. 14 Jangkauan maksimum zona 1 dengan resistansi gangguan 10 Ohm .	70
Tabel 4. 15 Jangkauan maksimum zona 2	75
Tabel 4. 16 Jangkauan maksimum zona 3	79
Tabel 4. 17 Jangkauan maksimum zona 1 pembangkit generator sinkron	82
Tabel 4. 18 Jangkauan maksimum zona 2 pembangkit generator sinkron	85
Tabel 4. 19 Jangkauan maksimum zona 3 pembangkit generator sinkron	88
Tabel 4. 20 Jangkauan maksimum zona 1 PLTB yang menggunakan Static Converter-Fed Driver.....	91
Tabel 4. 21 Jangkauan maksimum zona 2 PLTB yang menggunakan Static Converter-Fed Driver.	94
Tabel 4. 22 Jangkauan maksimum zona 3 PLTB yang menggunakan Static Converter Fed-Driver.	97
Tabel 4. 23 Jangkauan maksimum zona 1 PLTB tanpa kontribusi arus gangguan.	100
Tabel 4. 24 Jangkauan maksimum zona 2 PLTB tanpa kontribusi arus gangguan.	103
Tabel 4. 25 Jangkauan maksimum zona 3 PLTB tanpa kontribusi arus gangguan.	106

Tabel 4. 26 Penurunan jangkauan relai akibat resistansi gangguan zona 1110
Tabel 4. 27 Penurunan jangkauan relai akibat resistansi gangguan zona 2112
Tabel 4. 28 Penurunan jangkauan relai akibat resistansi gangguan zona 3114



BAB 1 PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang.

Indonesia memiliki potensi energi angin yang terbilang tidak kecil. Data kementerian ESDM menyatakan bahwa energi angin di Indonesia berpotensi menghasilkan daya listrik sebesar lebih kurang 60 GW[1]. Oleh karena itu, pemerintah Indonesia telah berkomitmen untuk pemanfaatan energi terbarukan tersebut[1]. Salah satu pembangkit tenaga angin yang ada di Indonesia yaitu di Sidrap, Sulawesi Selatan dengan kapasitas 75 MW yang telah resmi beroperasi[1].

Sumber energi angin memiliki beberapa keuntungan yaitu ramah lingkungan dan tersedia dalam jumlah yang melimpah, untuk itu dikembangkan pembangkit listrik tenaga angin atau biasa disebut Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB). Pembangkit listrik tenaga bayu memiliki berbagai macam tipe generator, diantaranya generator induksi kecepatan tetap, generator induksi rotor belitan kecepatan rendah, variabel kecepatan *doubly fed induction generators* dan variabel kecepatan *series converter-connected generators*[2].

Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Angin menyuplai arus gangguan hubung singkat yang cukup kecil dibandingkan dengan Pembangkit Generator Sinkron[3]. Hal ini dapat berpengaruh terhadap operasi peralatan proteksi. Pada penelitian ini akan dianalisa pengaruh PLTB terhadap terhadap kemampuan deteksi gangguan hubung singkat oleh relai jarak di saluran transmisi.

Sistem uji yang digunakan adalah sistem IEEE 5 bus. Penelitian dilakukan dengan teknik simulasi menggunakan aplikasi Digsilent PowerFactory 15.1. Sistem IEEE 5 bus memiliki dua generator sinkron, salah satu generator akan diganti dengan pembangkit listrik tenaga angin. Kinerja relai jarak pada sistem IEEE 5 bus yang asli akan dibandingkan dengan kinerja relai jarak yang salah satu generatornya diganti dengan PLTB. Setting relai jarak dibuat tetap sama.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang diatas, didapatkan rumusan masalah yang dibahas dalam Tugas Akhir ini yaitu :

Bagaimana kerja relai jarak pada sistem IEEE 5 bus dengan salah satu sumbernya diganti dengan Pembangkit Listrik Tenaga Angin dilihat dari segi jangkauan maksimal relai efek infeed dari PLTB dan efek gangguan melalui resistansi .

1.3 Tujuan

Penelitian ini bertujuan untuk membandingkan kinerja relai jarak pada sistem IEEE 5 bus dengan sistem IEEE 5 bus yang salah satu generatornya diganti dengan PLTB, ditinjau dari segi :

- a. Jangkauan Maksimum
- b. Efek infeed
- c. Efek gangguan melalui resistansi

1.4 Manfaat penelitian

Manfaat yang didapatkan dari penelitian ini diantaranya :

1. Mendapatkan informasi mengenai kemampuan relai jarak untuk mendeteksi gangguan hubung singkat pada sistem yang memiliki Pembangkit Listrik Tenaga Angin.
2. Menunjang pemanfaatan tenaga angin sebagai pembangkit listrik.

1.5 Batasan Masalah

Penelitian ini dilakukan dengan adanya batasan masalah, diantaranya :

1. Relai proteksi yang digunakan yaitu relay jarak dengan karakteristik Mho.
2. Jenis gangguan yang diuji hanya gangguan 3 fasa.
3. Simulasi menggunakan software Digsilent PowerFactory 15.1

1.6 Sistematika Penulisan

Pada tugas akhir ini menggunakan sistematika penulisan yaitu :

Bab I Pendahuluan

Terdiri dari latar belakang, rumusan masalah, batasan masalah, tujuan penelitian dan sistematika penulisan.

Bab II Tinjauan Pustaka

Berisis tentang teori yang melandasi tugas akhir ini.

Bab III Metode Penelitian

Terdiri tahapan penelitian dan langkah-langkah dalam melakukan analisa pada proteksi.

Bab VI Hasil dan Pembahasan

Membahas sistem proteksi dengan relai jarak saat salah sumber pada sistem berupa Pembangkit Listrik Tenaga Angin.

Bab V Penutup

Terdiri dari kesimpulan hasil penelitian dan saran untuk penelitian selanjutnya dengan hasil yang lebih baik dan maksimal.



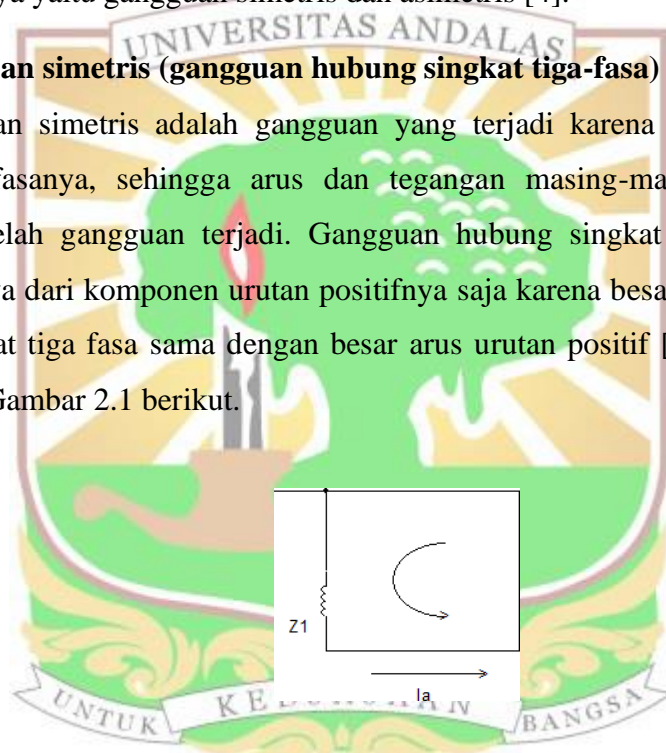
BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Gangguan Hubung Singkat

Menurut IEC 60909 gangguan hubung singkat didefinisikan sebagai hubungan konduksi yang tidak diharapkan melalui resistansi ataupun impedansi yang rendah antara dua atau lebih titik dalam keadaan normal yang mempunyai beda potensial. Gangguan hubung singkat dikelompokkan berdasarkan kesimetrisannya yaitu gangguan simetris dan asimetris [4].

2.1.1 Gangguan simetris (gangguan hubung singkat tiga-fasa)

Gangguan simetris adalah gangguan yang terjadi karena hubung singkat pada setiap fasanya, sehingga arus dan tegangan masing-masing fasa tetap seimbang setelah gangguan terjadi. Gangguan hubung singkat tiga-fasa dapat dianalisa hanya dari komponen urutan positifnya saja karena besar arus gangguan hubung singkat tiga fasa sama dengan besar arus urutan positif [4] sebagaimana terlihat pada Gambar 2.1 berikut.



Gambar 2. 1 Rangkaian hubung singkat tiga fasa [4]

$$I_a = \frac{V_f}{Z_1} \quad (2.1)$$

Dimana:

I_a = Arus gangguan fasa a

V_f = Tegangan di titik gangguan

Z_1 = Impedansi urutan positif

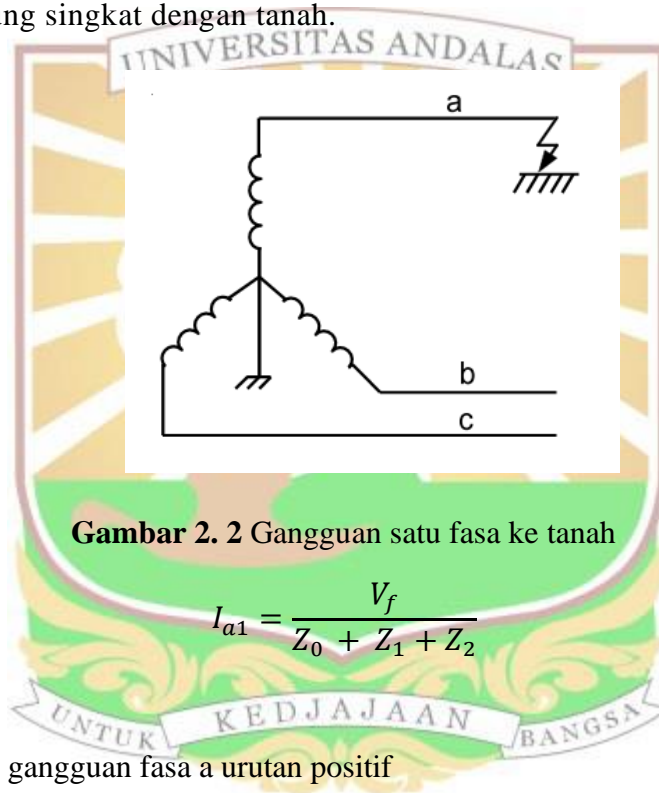
Pada tugas akhir ini menggunakan gangguan hubung singkat 3 fasa

2.1.2 Gangguan tidak simetris

Gangguan tidak simetris adalah gangguan yang terjadi karena hubung singkat pada satu atau dua fasa pada sistem kelistrikan tiga-fasa, karena itu gangguan ini menyebabkan sistem menjadi tidak simetris. Gangguan tak simetris berupa gangguan satu-fasa ke-tanah, gangguan dua-fasa ke-tanah dan gangguan antar fasa.

a. Gangguan satu fasa ke tanah

Gangguan satu fasa ke tanah terjadi ketika sebuah fasa dari sistem tenaga listrik terhubung singkat dengan tanah.



Gambar 2. 2 Gangguan satu fasa ke tanah

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \quad (2.2)$$

Dimana:

I_{a1} = Arus gangguan fasa a urutan positif

V_f = Tegangan di titik gangguan

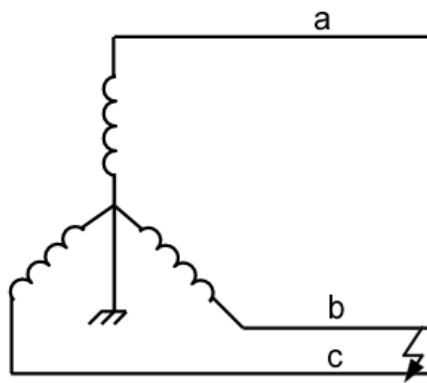
Z_0 = Impedansi urutan nol

Z_1 = Impedansi urutan positif

Z_2 = Impedansi urutan negatif

b. Gangguan hubung singkat dua fasa

Gangguan dua fasa hubung singkat terjadi ketika dua buah fasa dari sistem tenaga listrik terhubung singkat.



Gambar 2. 3 Gangguan Hubung Singkat dua fasa

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2}$$

(2.3)

Dimana:

I_{a1} = Arus gangguan fasa a urutan positif

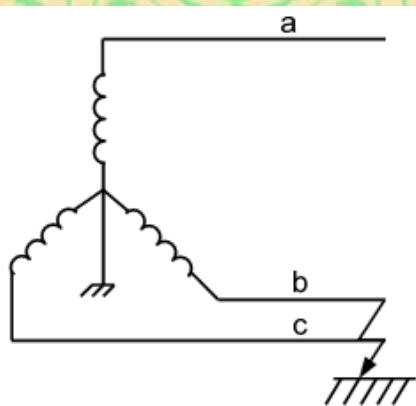
V_f = Tegangan di titik gangguan

Z_1 = Impedansi urutan positif

Z_2 = Impedansi urutan negatif

c. Gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah

Gangguan dua fasa ke tanah terjadi ketika dua buah fasa dari sistem tenaga listrik terhubung singkat dengan tanah.



Gambar 2. 4 Gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + \frac{Z_0 Z_2}{Z_0 + Z_2}}$$

(2.4)

Dimana:

I_{a1} = Arus gangguan fasa a urutan positif

V_f = Tegangan di titik gangguan

Z_0 = Impedansi urutan nol

Z_1 = Impedansi urutan positif

Z_2 = Impedansi urutan negatif

2.2 Sistem proteksi

Sistem proteksi adalah pengamanan terhadap peralatan-peralatan listrik, yang terpasang pada sistem tenaga listrik seperti generator, transformator, jaringan transmisi/distribusi dan lain-lain terhadap kondisi operasi abnormal dari sistem itu sendiri [4]. Relai proteksi pada sistem tenaga listrik berfungsi untuk :

1. Menghindari atau mengurangi terjadinya kerusakan peralatan listrik karena adanya gangguan (kondisi *abnormal*). Semakin cepat reaksi perangkat proteksi yang digunakan, semakin sedikit pengaruh gangguan terhadap kemungkinan kerusakan alat.
2. Melokalisir daerah gangguan, supaya daerah yang merasakan dampak gangguan sekecil mungkin.
3. Mengamankan manusia dan peralatan terhadap bahaya yang diakibatkan oleh listrik.

Tipe proteksi terdiri atas 2 kategori, yaitu:

1. Proteksi Utama (*Main Protection*)

Proteksi utama adalah pengamanan utama yang akan bekerja membebaskan gangguan pada bagian yang diproteksi secepat mungkin.

2. Proteksi Cadangan (*Back-Up Protection*)

Proteksi cadangan bekerja ketika relai utama gagal mengamankan sistem. Proteksi ini berada di titik yang lebih jauh dari gangguan, sehingga daerah yang merasakan efek gangguan menjadi lebih luas. Waktu operasi proteksi cadangan lebih lama dari pada proteksi utama.

2.2.1 Peralatan Sistem Proteksi

Sistem proteksi terdiri dari alat – alat utama yaitu:

1. *Circuit Breaker* (CB) atau Pemutus Tenaga (PMT)

Circuit breaker merupakan pelatan mekanis berupa saklar yang berfungsi untuk membuka dan menutup rangkaian listrik pada semua kondisi termasuk hubung singkat. *Circuit breaker* bekerja ketika menerima perintah trip dari relai.

2. Trafo Arus (*Current Transformer*)

Trafo arus (CT) adalah peralatan yang digunakan untuk keperluan pengukuran dan proteksi. Trafo arus (CT) mentransformasikan besaran arus ke nilai yang lebih kecil.

3. Trafo Tegangan (*Voltage Transformer*)

Trafo tegangan adalah peralatan yang mentransformasi nilai tegangan pada sistem tenaga tanpa merubah frekuensi untuk kebutuhan proteksi dan pengukuran.

4. Relai Proteksi

Rele proteksi adalah susunan peralatan yang direncanakan untuk dapat merasakan atau mengukur adanya gangguan atau mulai merasakan tenaga listrik dan segera otomatis memberi perintah untuk membuka pemutus tenaga untuk memisahkan peralatan atau bagian dari sistem proteksi yang terganggu dan memberikan isyarat berupa lampu atau bel. Relé proteksi dapat merasakan adanya gangguan pada peralatan yang diamankan dengan mengukur atau membandingkan besaran-besaran yang diterimanya, misalnya arus, tegangan, daya, sudut fase, frekuensi, impedansi dan sebagainya, dengan besaran yang telah ditentukan kemudian mengambilnya keputusan untuk seketika ataupun dengan perlambatan waktu membuka pemutus tenaga.

2.2.2 Persyaratan Sistem Proteksi

Berikut adalah persyaratan penting yang harus dimiliki oleh sistem proteksi, antara lain [6]:

- **Kepekaan (sensitivity)**

Syarat relay pengaman yang pertamana adalah sensitivitas. Sensitivitas sebuah relay pengaman didefinisikan sebagai kemampuan dari relay untuk merespon adanya gangguan sekecil mungkin. Semakin kecil arus gangguan yang mampu dideteksi oleh sebuah relay proteksi, maka semakin bagus sensitivitas dari relay tersebut.

- **Selektifitas dan diskriminatif**

Dalam mendeteksi gangguan dan mengisolasi bagian yang terganggu, peralatan proteksi sudah seharusnya sangat selektif. Maksudnya, relay pengaman harus mampu menentukan titik gangguan dengan tepat, kemudian memutuskan rangkaian (dengan membuka Circuit Breaker) dengan sempurna. Suatu sistem proteksi harus mampu membedakan antara kondisi normal dan kondisi *abnormal* atau dapat disebut diskriminatif. Ataupun membedakan apakah kondisi abnormal tersebut terjadi di dalam atau di luar daerah proteksinya. Dengan demikian, segala tindakan pengamanan akan tepat dan daerah yang mengalami efek gangguan menjadi sekecil mungkin.

- **Kecepatan**

Sistem proteksi harus memiliki kecepatan yang cukup tinggi sehingga meningkatkan mutu pelayanan, keamanan manusia, peralatan dan stabilitas operasi. Semakin lama gangguan terjadi pada suatu sistem tenaga listrik, maka semakin besar kerusakan yang terjadi, semakin pula kemungkinan suatu sistem listrik tersebut kehilangan stabilitasnya. Kecepatan bekerja sebuah relay proteksi sangat berguna[6]:

$$t_{op} = t_p + t_{cb} \quad (2.5)$$

Keterangan :

t_{op} = total waktu yang dipergunakan untuk memutuskan hubungan

t_p = waktu bereaksinya unit rela

tcb = waktu yang dipergunakan untuk pelepasan CB

- **Keandalan**

keandalan suatu relay pengaman adalah probabilitas relay untuk menjalankan fungsinya dengan baik. Sistem proteksi disebut tidak andal jika sistem proteksi gagal bekerja pada saat dibutuhkan atau bekerja pada saat proteksi itu tidak seharusnya bekerja. Keandalan relai dikatakan cukup baik bila mempunyai harga direntang 90-99 %.

Keandalan dapat di bagi 2 macam, yaitu :

1. *Dependability* : sistem proteksi harus dapat diandalkan setiap saat.
2. *Security* : sistem proteksi tidak boleh salah kerja / tidak boleh bekerja saat tidak terjadi gangguan di daerah yang dilindunginya

- **Ekonomis**

Suatu sistem proteksi hendaknya memiliki kemampuan proteksi maksimum dengan harga yang minimum. Sehingga, tetap ekonomis tanpa memandang fungsi dan syarat-syarat sistem proteksi lainnya.

2.3 Relai Jarak (*Distance Relay*)

Relai Proteksi adalah susunan peralatan pengaman yang berfungsi untuk mendeteksi adanya gangguan hubung singkat pada sistem. Relai proteksi secara otomatis dapat memberikan perintah untuk menggerakkan sistem mekanisme pemutus tenaga (*circuit breaker*). Tujuan dari relai proteksi adalah agar sistem yang mengalami gangguan terpisah dari sistem lain yang tidak mengalami gangguan [6].

Relai jarak adalah relai proteksi yang prinsip kerjanya berdasarkan pengukuran impedansi. Relai jarak mengukur tegangan pada titik relai dan arus gangguan yang terlihat dari relai, dengan membagi besaran tegangan dengan besaran arus, maka impedansi sampai titik terjadi gangguan dapat ditentukan. Perhitungan impedansi dapat dihitung menggunakan rumus sebagai berikut:

$$Z_f = \frac{V_f}{I_f} \quad (2.6)$$

Dimana :

Z_f = Impedansi (Ohm)

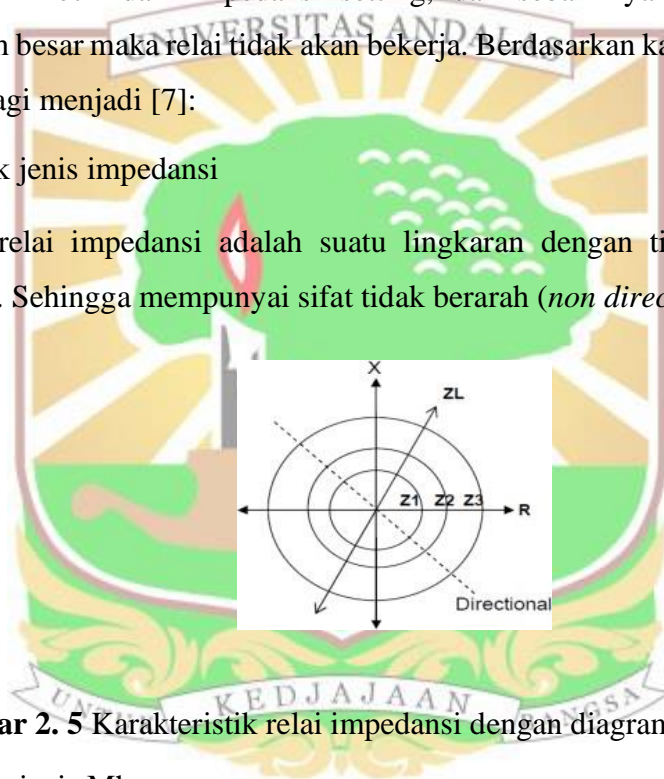
V_f = Tegangan pada saat gangguan (Volt)

I_f = Arus gangguan (Ampere)

Relai jarak akan bekerja dengan cara membandingkan impedansi gangguan yang setting dengan impedansi terukur. Relai akan bekerja jika nilai impedansi gangguan lebih kecil dari impedansi setting, dan sebaliknya jika impedansi gangguan lebih besar maka relai tidak akan bekerja. Berdasarkan karakteristik kerja relai jarak dibagi menjadi [7]:

a. Relai jarak jenis impedansi

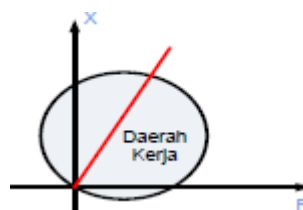
Karakteristik relai impedansi adalah suatu lingkaran dengan titik pusatnya di tengah-tengah. Sehingga mempunyai sifat tidak berarah (*non directional*).



Gambar 2. 5 Karakteristik relai impedansi dengan diagram R-X[7]

b. Relai jarak jenis Mho

Karakteristik relai Mho merupakan suatu lingkaran yang melalui titik pusat. Relai jarak jenis Mho tidak perlu lagi ditambah lagi relai arah karena telah berarah.



Gambar 2. 6 Karakteristik relai jenis Mho[7]

c. Relai jarak jenis reaktansi

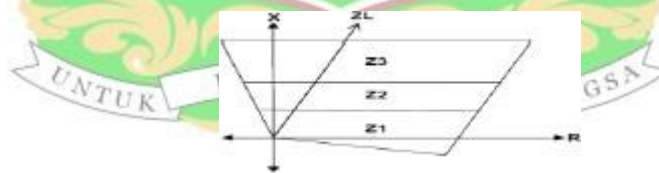
Karakteristik reaktansi mempunyai sifat *non directional*. Untuk aplikasi di SUTT perlu ditambah relai *directional*. Relai ini hanya mengukur komponen



Gambar 2. 7 karakter Impedansi[7]

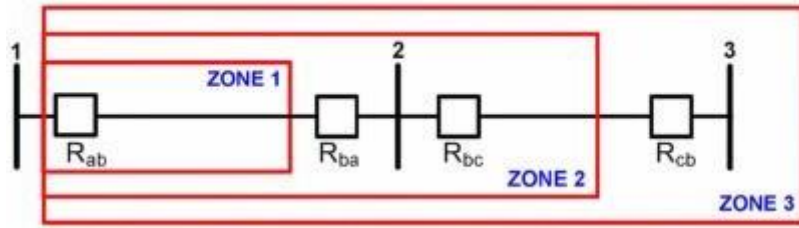
d. Relai jarak jenis quadrilateral

Karakteristik quadrilateral adalah kombinasi dari 3 macam komponen yaitu reaktansi, berarah, dan resistif. Dengan setting jangkauan resistif cukup besar maka karakteristik relai quadrilateral dapat mengantisipasi gangguan tanah dengan tahanan tinggi.



Gambar 2. 8 Karakteristik quadrilateral[7]

Relai jarak diterapkan pada beberapa daerah (zona) agar bisa didapatkan pasangan pengaman utama dan pengaman cadangan sekaligus dalam satu relai jarak. Relai jarak dalam bekerja membagi saluran menjadi beberapa daerah cakupan yaitu zona 1, zona 2, dan zona 3 seperti yang ditunjukkan oleh gambar 2.6.



Gambar 2. 9 Daerah penyetelan relai jarak[8]

Penyetelan relai jarak terdiri dari 3 daerah pengamanan yaitu [9],

1. Zona 1

Zona 1 di-setting 80-85% dari saluran. Untuk relai jarak elektromekanik memiliki setting jangkauan hingga 80%, sedangkan untuk relai jarak digital setting bisa sampai 85%. Dari setting yang dilakukan untuk zona akan menghasilkan margin sebesar 15-20%, berfungsi untuk memastikan bahwa tidak ada risiko perlindungan zona 1 karena kesalahan arus dan tegangan transformator.

$$Zona\ 1 = (80 - 85\%) \times Zl_{12} \quad (2.7)$$

Dimana :

Zl_{12} = impedansi saluran pertama

Waktu kerja relai zona 1 adalah seketika ($t = 0$ detik), tidak dilakukan penyetelan waktu pada zona 1.

2. Zona 2

Zona 2 berfungsi sebagai pengamanan cadangan zona 1. Untuk penyetelan zona 2 berdasarkan

$$Zona\ 2 = Zl_{12} + 50\% Zl_{23} \quad (2.8)$$

Dimana :

Zl_{12} = impedansi saluran pertama

Zl_{23} = impedansi saluran kedua

Waktu kerja relai jarak pada zona 2 berkisar dari 0,4 sampai 0,8 detik.

3. Zona 3

Zona 3 ini merupakan perlindungan dari semua kesalahan yang

mungkin terjadi dari saluran yang berdekatan pada relai jarak. Zona 3 biasanya juga digunakan untuk mengamankan peralatan dibelakan relai dengan setting *reserve*. Untuk penyetelan zona 3 berdasarkan:

$$\text{Zona 3} = Z_{l_{12}} + 1,2 Z_{l_{23}} \quad (2.9)$$

Dimana :

$Z_{l_{12}}$ = impedansi saluran pertama

$Z_{l_{23}}$ = impedansi saluran kedua

Waktu kerja relai jarak pada zona 3 berkisar Antara 1,2 sampai 1,6 detik.

Relai jarak dalam melakukan proteksi juga dapat mengalami perubahan jangkauan. Ada 2 fator yang mempengaruhi jangkauan relai jarak yaitu resistansi gangguan dan arus *infeed*.

a. Resistansi gangguan

Ketika nilai resistansi gangguan meningkat relai jarak akan sulit untuk membedakan antara impedansi ganguan (ditambah resistansi) dengan impedansi beban. Salah satu pengaruh resistansi gangguan terhadap operasi relai jarak adalah perubahan impedansi yang terukur oleh relai ketika terjadi gangguan. Hal ini dapat menyebabkan relai menjadi *underreaching*, yaitu gangguan yang seharusnya terbaca zona 1 relai menjadi terbaca zona 2 atau gangguan dizona 2 relai menjadi terbaca zona 3 relai.

b. Arus *infeed*

Infeed adalah pengaruh penambahan atau pengurangan arus yang melalui titik terminal terhadap arus yang melalui relai yang ditinjau. Secara umum *infeed* dapat disebabkan oleh adanya pembangkit antara relai dengan titik gangguan atau dapat juga disebabkan adanya perubahan konfigurasi saluran dari saluran ganda ke tunggal dan sebaliknya.*infeed* dapat menyebabkan impedansi yang dibaca relai menjadi lebih besar dan menjadi lebih kecil.

2.4 Pembangkit Listrik Tenaga Angin

Pembangkit listrik tenaga angin adalah pembangkit yang sumber energinya berasal dari angin yang sudah di konversi melalui beberapa proses. Energi listrik yang dihasilkan oleh pembangkit listrik tenaga angin merupakan fungsi dari kecepatan angin dan luas bidang sapuan udara pada sudu-sudu angin (turbine blade). Untuk pembangkit listrik tenaga angin berskala kecil (small wind power) dengan daya 20 – 500 watt, umumnya membutuhkan kecepatan angin minimal 4,0 – 4,5 m/s[10]

Pembangkit listrik tenaga angin memiliki generator dengan berbagai jenis diantaranya[2]:

2.1 Generator induksi kecepatan tetap

Generator induksi kecepatan tetap digerakkan oleh turbin angin melalui penggerak utama dengan kecepatan lebih tinggi dibandingkan kecepatan sinkron biasanya mencapai 1% dari slip. Disebut tetap karena variasi kecepatannya sangat kecil ketika berbeban dan tanpa beban. Biasanya menggunakan generator induksi rotor sangkar.

Kontribusi hubung singkat dari generator induksi kecepatan tetap dapat direpresentasikan dengan cara yang mirip dengan motor induksi. Persamaan reaktansi subtransien dan transien serta konstanta waktu yang diturunkan untuk motor induksi juga dapat digunakan untuk generator induksi. Gulungan stator dari generator ini biasanya terhubung di delta atau bintang dengan netral yang terisolasi dan arus gangguan ketanah kecil atau sama dengan nol.

2.2 Generator induksi rotor belitan kecepatan rendah

Generator tipe ini menggunakan rotor belitan 3 fasa dengan kumparan yang terhubung melalui cincin geser (Slip Rings). Kumparan rotor terhubung dengan resistor eksternal menggunakan konverter elektronika daya. Resistansi kumparan rotor dirubah dengan cara mengubah nilai dari resistansi eksternal. Dengan metode ini besar arus resistor dan torka elektromagnetik dapat dikendalikan. Oleh karena itu generator tetap dapat beroperasi meski dalam

kecepatan yang rendah. Kecepatan generator bervariasi dalam rentang kecil, biasanya hingga 10%.

Ketika gangguan hubung singkat tiga fasa terjadi di terminal generator induksi, generator secara inheren akan memasok arus hubung singkat stator yang besar. Untuk Generator induksi rotor belitan kecepatan rendah, konverter rotor digunakan untuk mengontrol arus rotor tiba-tiba mengalami arus lebih yang besar. Suhu persimpangan dari thyristor atau sakelar transistor yang digunakan di konverter tidak dapat dilampaui atau akan rusak. Kemampuan arus berlebih jangka pendek dari sakelar elektronik yang digunakan di dalam konverter sangat terbatas dan hampir tidak ada, sakelar tersebut biasanya dirancang untuk beroperasi pada atau dekat dengan suhu sambungan pengenalnya. Oleh karena itu, ketika batas arus sesaat dari sakelar terlampaui, mereka segera diblokir secara efektif. Beberapa produsen generator merancang konverter mereka untuk segera membuka blokir sakelar dan mendapatkan kembali kendali arus rotor kembali ke nilai tertentu. Ini berarti tidak ada arus yang mengalir karena di blocking oleh sistem.

2.3 Variabel kecepatan *Doubly Fed Induction Generator*

Generator ini menggunakan rotor belitan dan 2 bidirectional konverter. Bidirectional konverter pertama terhubung dengan kumparan stator dan konverter yang lainnya terhubung dengan kumparan rotor melalui slip ring. Bidirectional konverter pada rotor digunakan untuk mengatur torka elektromagnetik dan kecepatan rotor, sedangkan bidirectional konverter pada stator digunakan untuk menyuplai daya reaktif, mengatur faktor daya dan mengatur tegangan output pada generator. Rentang kendali kecepatan antara 70% dan 120% dari kecepatan sinkron nominal.

Gangguan hubung singkat tiga fasa dalam jaringan akan menyebabkan penurunan tegangan simetris di terminal generator dan arus osilasi yang besar pada belitan rotor yang terhubung ke konverter sisi rotor. Mengontrol arus rotor yang besar membutuhkan nilai tegangan rotor yang besar dan tidak ekonomis. Oleh karena itu, arus rotor yang besar mengalir dan merusak sakelar konverter. Namun, untuk melindungi sakelar ini dari kerusakan, salah satu metodenya adalah

menggunakan rangkaian pelindung konverter yang dihubungkan ke belitan rotor melalui thyristor anti-paralel. Ketika arus rotor yang besar dalam fase apa pun yang melebihi batas konverter yang diijinkan terdeteksi, sakelar konverter segera diblokir. rangkaian perlindungan konverter dengan cepat dimatikan dan sakelar konverter tidak diblokir setelah beberapa waktu tunda dari seketika arus hubung singkat. Penundaan ini untuk memungkinkan arus sesaat rotor terutama komponennya meluruh ke nilai yang cukup rendah. Peralihan dari rangkaian perlindungan konverter dan buka blokir sakelar konverter memungkinkan konverter mendapatkan kembali kendali atas arus rotor. Hal ini memungkinkan generator untuk mensuplai nilai yang telah ditentukan dan konstan dari arus hubung singkat stator dengan arus besarnya yang tergantung pada tegangan stator yang ditahan. Metode yang ada untuk menekan arus, sehingga arus yang dihasilkan kecil tetapi tidak nol.

2.4 Variabel kecepatan Series Converter-Connected Generator

Generator ini merupakan generator yang menggunakan konverter untuk mengatur output generator. Output generator berupa Ac dikonversi menjadi DC untuk diatur sesuai dengan rating output grid. Lalu selanjutnya dikonversikan kembali menjadi AC.

Kinerja generator yang terhubung dengan seri konverter selama gangguan hubung singkat pada terminal output konverter atau di tempat lain di jaringan ac ditentukan oleh strategi kontrol inverter. Sebelum terjadi korsleting, arus keluaran inverter dikontrol baik dalam besaran maupun fasa. Fase biasanya diatur dalam batas minimum dan maksimum sehubungan dengan persimpangan nol dari tegangan keluaran untuk memastikan bahwa keluaran daya reaktif inverter dijaga dalam batas minimum dan maksimum yang sesuai. Ketika korsleting tiga fasa terjadi pada jaringan ac, strategi kontrol arus konstan bawaan inverter memastikan bahwa inverter terus memasok arus yang sama seperti yang disuplai dalam siklus frekuensi daya tepat sebelum terjadinya gangguan hubung singkat.

2.5 Digsilent PowerFactory

PowerFactory adalah aplikasi perangkat lunak analisis sistem tenaga terkemuka yang dapat digunakan dalam menganalisis generator, transmisi,

distribusi dan sistem industri [13]. PowerFactory memiliki berbagai fitur sesuai dengan perkembangan teknologi saat sekarang ini seperti pembangkit listrik tenaga angin, pembangkit tersebar, simulasi real-time dan pengujian sistem. PowerFactory mudah digunakan dan kompatibel dengan windows serta menggabungkan kapabilitas pemodelan sistem yang andal dan fleksibel dengan algoritma canggih dan konsep database yang unik. Beberapa fitur dasar yang ada pada PowerFactory antara lain:

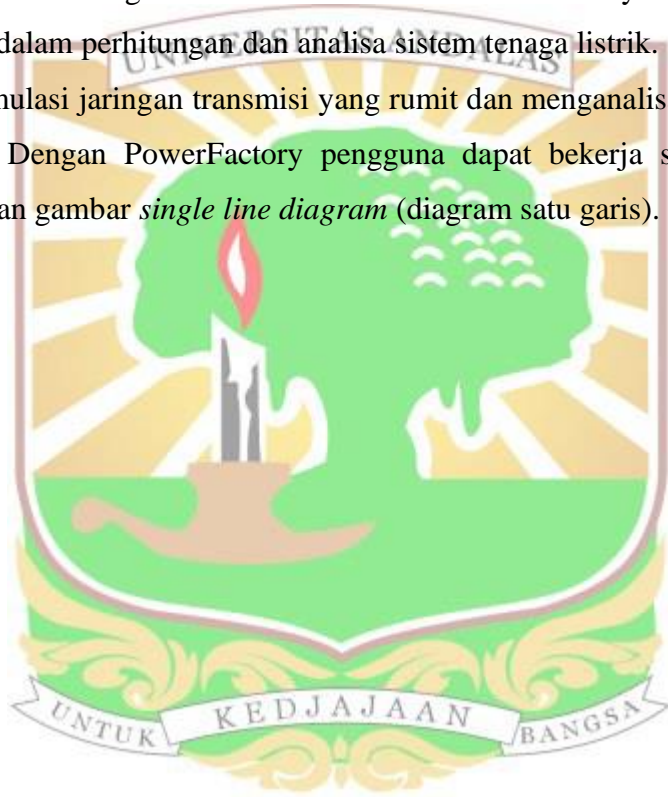
1. *Load Flow Analisis*
2. *Short-Circuit Analysis*
3. *Load Flow Sensitivities*
4. *Basic MV/LV Network Analysis*
5. *Power Equipment Models*
6. *Network Representation*
7. *Network Model Management*
8. *Network Diagrams And Graphic Features*
9. *Results and Reporting*
10. *Data Converter*

Fitur dasar diatas dapat dikembangkan dengan berbagai fitur tambahan yang disediakan PowerFactory sesuai kebutuhan. Fitur tambahan pada PowerFactory antara lain :

1. *Contingency Analysis*
2. *Quasi-Dynamic Simulation*
3. *Network Reduction*
4. *Protection Function*
5. *Arc-Flash Analysis*
6. *Cable Analysis*
7. *Power Quality and Harmonic Analysis*
8. *Connection Request Assessment*
9. *Transmission Network Tools*
10. *Outage Planning*
11. *Probabilistic Analysis*

12. *Reliability Analysis Functions*
13. *Optimal Power Flow (OPF)*
14. *Techno-Economical Analysis*
15. *State Estimation*
16. *Stability Analysis Function (RMS)*
17. *Electromagnetic Transients (EMT)*
18. *Motor Strating Functions*

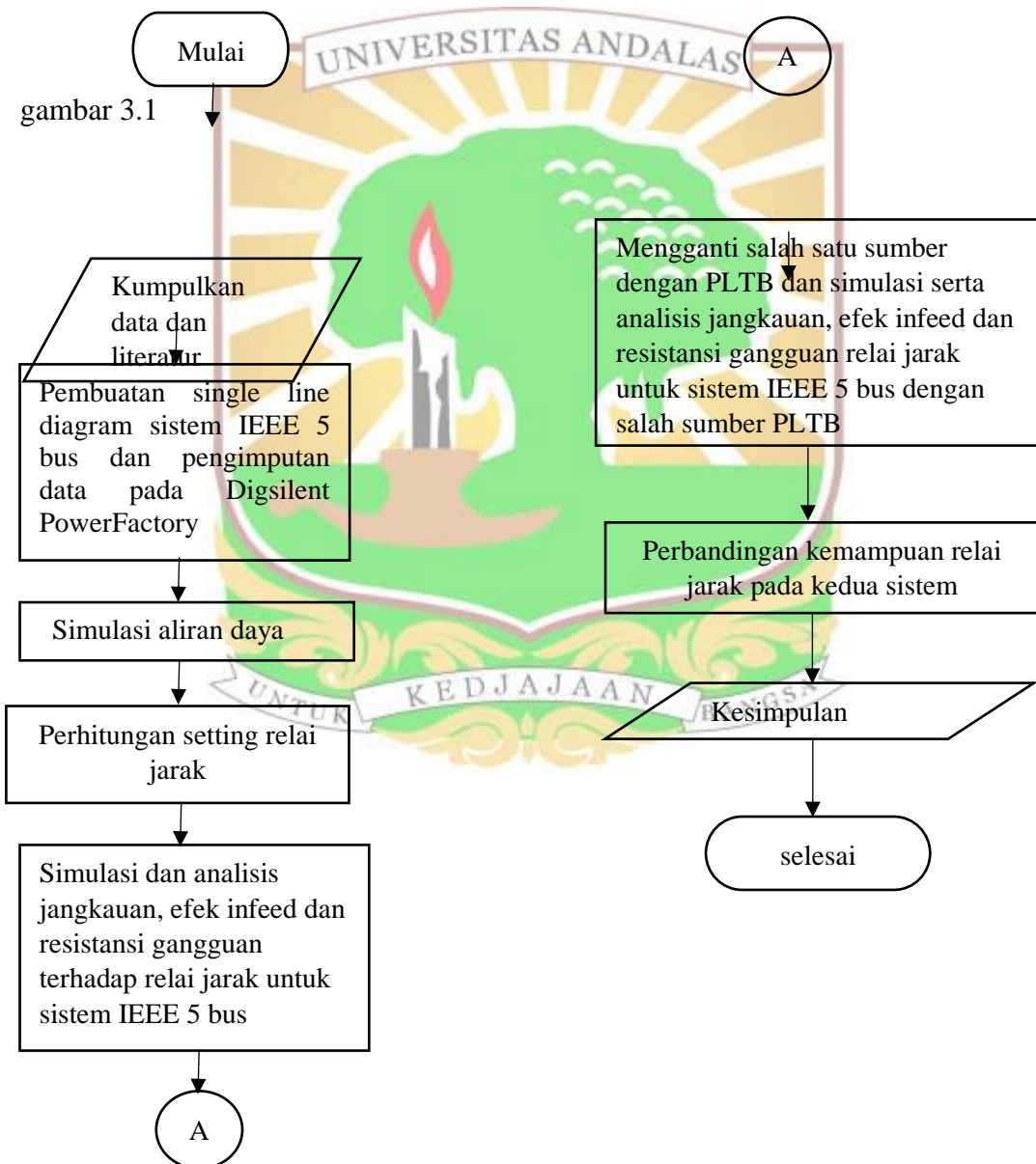
Pada tugas akhir ini fitur yang digunakan adalah *load flow analysis*, *short-circuit calculation* dengan method *VDE0102*. PowerFactory dirancang untuk memudahkan dalam perhitungan dan analisa sistem tenaga listrik. Sehingga, dapat melakukan simulasi jaringan transmisi yang rumit dan menganalisa sistem dengan lebih mudah. Dengan PowerFactory pengguna dapat bekerja secara langsung dengan tampilan gambar *single line diagram* (diagram satu garis).



BAB III METODA PENELITIAN

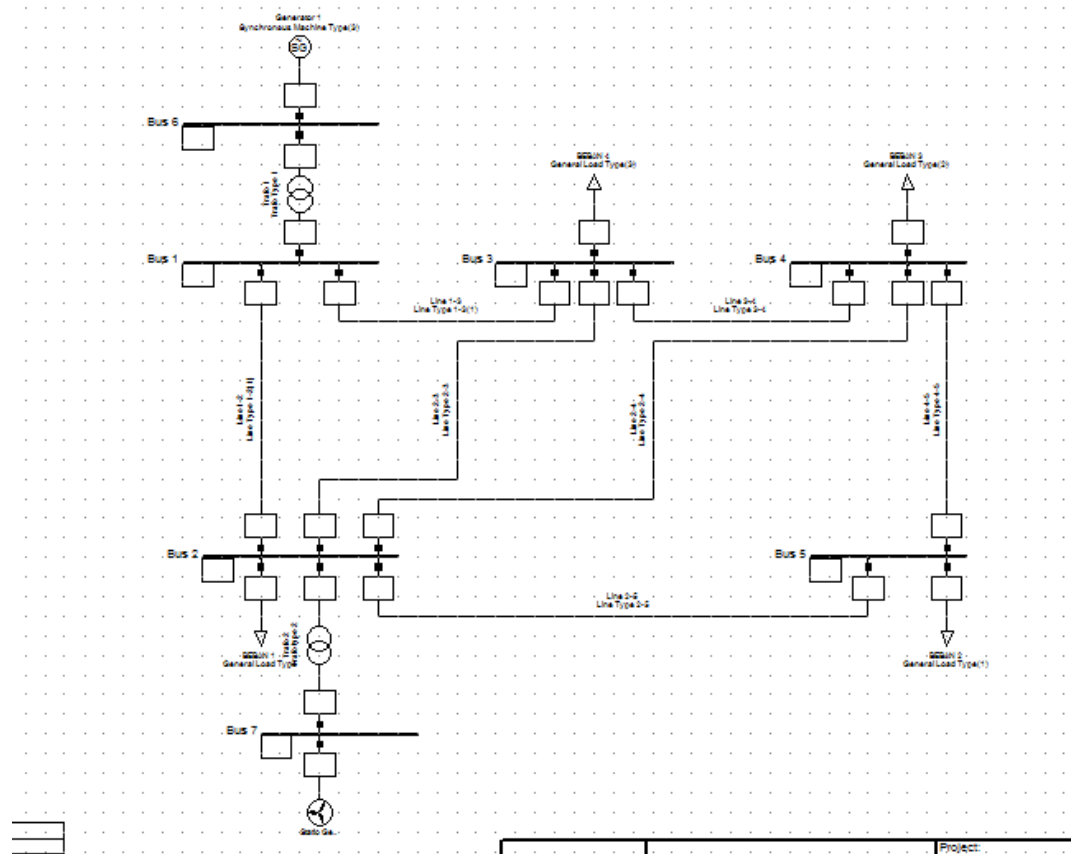
Pada penelitian ini dilakukan pengujian kinerja relai jarak pada sistem IEEE 5 bus dengan mengganti salah satu generator sinkron dengan Pembangkit Listrik Tenaga Angin. Jangkauan maksimum relai jarak untuk zona 1, zona 2 dan zona 3 akan dibandingkan antara sistem IEEE 5 bus asli dengan sistem IEEE 5 bus yang memiliki Pembangkit Listrik Tenaga Angin.

Tahapan penelitian yang dilakukan pada tugas akhir ini dapat dilihat pada



Gambar 3. 1 diagram alur penelitian

Single line yang dipakai yaitu sistem IEEE 5 bus yang salah satu generatornya diganti dengan Pembangkit Listrik Tenaga Angin, dapat dilihat pada gambar 3.2[12] . Jenis PLTB yang akan digunakan yaitu Generator Induksi tanpa kontribusi arus gangguan dan Generator Induksi yang menggunakan Static Converter-Fed Drive dengan besar arus gangguan sekitar tiga kali arus normal.



Gambar 3. 2 Single line diagram jaringan sistem IEEE 5 bus dengan salah satu sumber diganti dengan Pembangkit Listrik Tenaga Angin

Secara detail langkah-langkah dalam melakukan penelitian tugas akhir ini sebagai berikut :

a. Pengumpulan data dan literatur

Sebelum melakukan penelitian, terlebih dahulu dilakukan pengumpulan data sistem dan literatur pendukung tugas akhir ini. Data-data yang diperlukan diantanya :

1. Data IEEE 5 bus[11].

2. Data pembangkit/generator

b. Pembuatan single line diagram sistem IEEE 5 bus menggunakan software Digsilent PowerFactory 15.1.

Langkah-langkah yang dilakukan adalah :

- Membuat single line diagram sistem IEEE 5 bus dengan sumber generator sinkron dan mengganti salah satu sumber dengan pembangkit listrik tenaga angin.
- Pengimputan semua data komponen yang diperlukan ke dalam single line diagram.

c. Simulasi aliran daya untuk kondisi sumber normal.

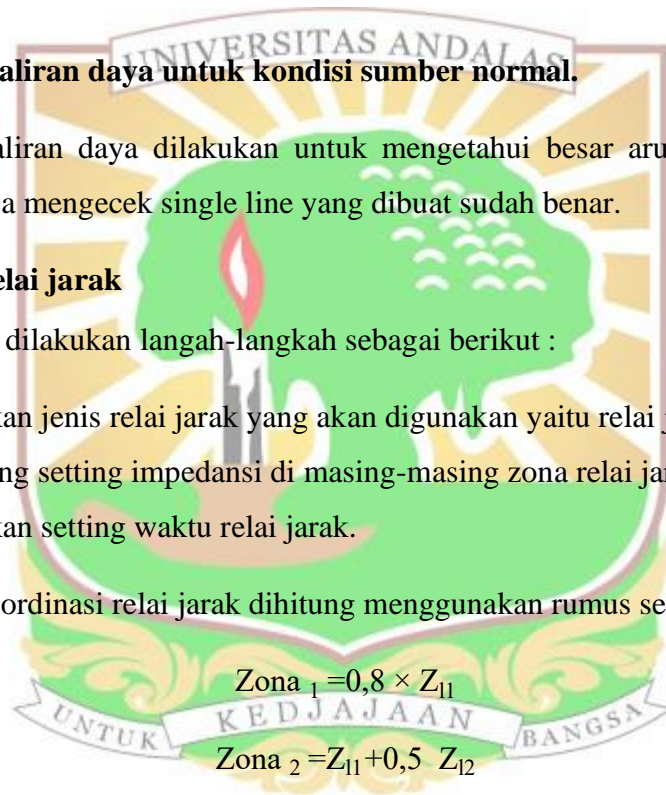
Simulasi aliran daya dilakukan untuk mengetahui besar arus nominal pada sistem dan juga mengecek single line yang dibuat sudah benar.

d. Setting relai jarak

Pada tahap ini dilakukan langkah-langkah sebagai berikut :

1. Menentukan jenis relai jarak yang akan digunakan yaitu relai jarak jenis Mho.
2. Menghitung setting impedansi di masing-masing zona relai jarak.
3. Menentukan setting waktu relai jarak.

Setting dan koordinasi relai jarak dihitung menggunakan rumus sebagai berikut :



$$\text{Zona}_1 = 0,8 \times Z_{11}$$

$$\text{Zona}_2 = Z_{11} + 0,5 Z_{12}$$

$$\text{Zona}_3 = Z_{11} + 1,2 Z_{12}$$

e. Analisa dan simulasi relai jarak.

Pengujian dilakukan dengan memberikan gangguan 3 fasa dan antar fasa pada saluran transmisi. Setelah diperoleh relai jarak bekerja dengan baik, dicari jangkauan maksimum relai jarak untuk zona 1, zona 2 dan zona 3.

f. Mengganti salah satu sumber dengan PLTB

Selanjutnya dilakukan pengujian dengan mengganti salah satu sumber pada sistem IEEE 5 bus dengan pembangkit listrik tenaga angin.

g. Analisa Relai Jarak setelah penggunaan PLTB

Setelah penggunaan PTLB, dilakukan juga analisa jangkauan relai, efek infeed dan resistansi gangguan.

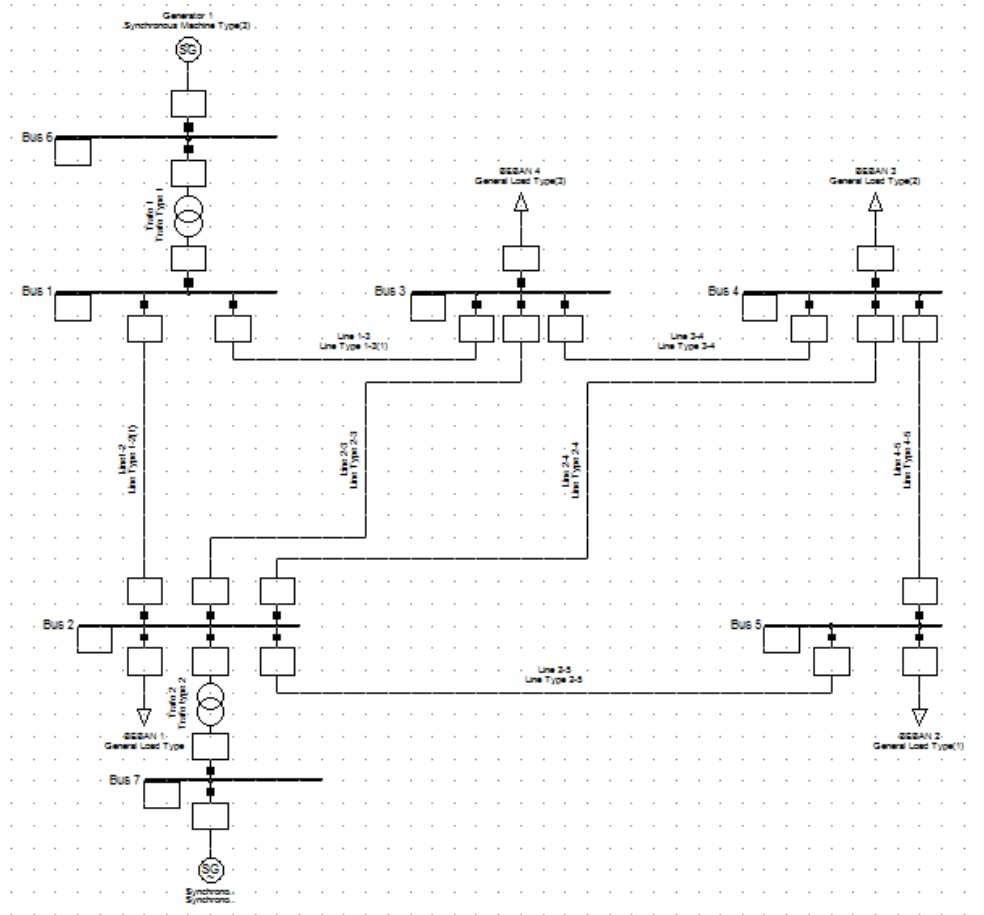


BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Bab ini membahas kinerja relai jarak pada sistem IEEE 5 bus dengan salah satu sumber diganti dengan Pembangkit Listrik Tenaga Angin (PLTB). Simulasi dilakukan menggunakan Digsilent PowerFactory 15.1

4.1 Data Penelitian

Single line diagram sistem IEEE 5 bus dan dapat dilihat di gambar 4.1



Gambar 4. 1 Single line diagram sistem IEEE 5 bus

Data sistem IEEE 5 bus sebagai berikut :

- Data saluran

Tabel 4. 1 Data Saluran

No.	Saluran	Z_1 (Ohm)	Angle ($^\circ$)	R_1 (Ohm)	X_1 (Ohm)
1.	1 – 2	30,61085	71,565	9,68	29,04
2.	2 – 3	124,436	76,504	29,04	121
3.	2 – 4	91,83254	71,565	29,04	87,12
4.	2 – 5	61,2217	71,565	19,36	58,08

5.	4 – 5	122,4434	71,565	38,72	116,16
6.	3 – 4	15,19542	78,852	4,48	14,52
7.	1 – 3	122,4434	71,565	38,72	116,16

- Data Generator

Tabel 4. 2 Data Generator

No.	MW	kV	MVA
1.	218	13,8	300
2.	40	13,8	50

- Data Transformator

Tabel 4. 3 Data Transformator

No.	MVA	kV _{primer}	kV _{sekunder}
1.	350	13,8	220
2.	60	13,8	220

4.1.1 Analisa dan Simulasi Aliran Daya

Simulasi aliran daya diperlukan untuk mengetahui arus normal yang melewati masing-masing relai. Tabel 4.4 memperlihatkan hasil simulasi aliran daya pada Digsilent PowerFactory 15.1.

Tabel 4. 4 Hasil simulasi aliran daya

No.	Saluran	I _{nominal} (kA)
1.	1 – 2	0,231
2.	2 – 1	0,231
3.	2 – 3	0,58
4.	3 – 2	0,58
5.	2 – 4	0,85
6.	4 – 2	0,85
7.	2 – 5	0,156
8.	5 – 2	0,156
9.	4 – 5	0,14
10.	5 – 4	0,14
11.	3 – 4	0,44
12.	4 – 3	0,44
13.	1 – 3	0,115
14.	3 – 1	0,115

Tabel 4. 5 Tegangan bus hasil simulasi aliran daya

No.	Bus	Tegangan (kV)
1.	1	219,7
2.	2	215,3
3.	3	208,0
4.	4	207,8
5.	5	206,9
6.	6	13,8
7.	7	13,8

4.1.2 Analisa Gangguan Hubung Singkat

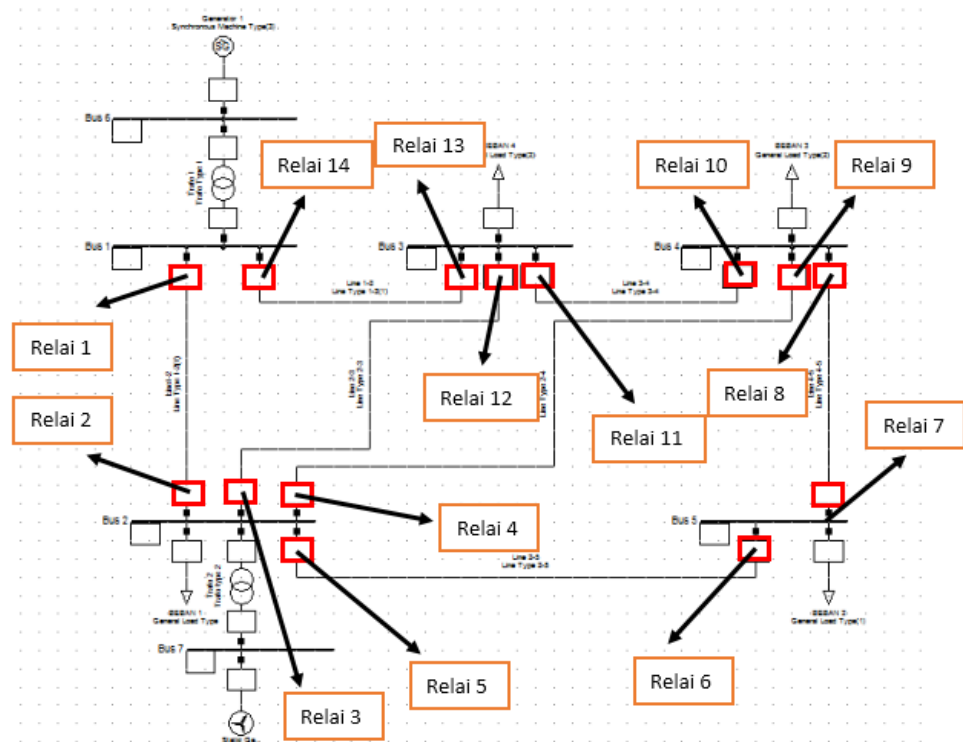
Simulasi gangguan hubung singkat diperlukan untuk mengetahui besar arus gangguan hubung singkat yang melewati masing-masing relai. Tabel 4.5 memperlihatkan hasil simulasi gangguan hubung singkat pada Digsilent PowerFactory 15.1.

Tabel 4. 6 Hasil simulasi gangguan hubung singkat 3 fasa pada 50% panjang saluran.

No.	Saluran	I _{gangguan} (kA)
1.	1 – 2	2,631
2.	2 – 1	0,760
3.	2 – 3	1,020
4.	3 – 2	0,682
5.	2 – 4	1,202
6.	4 – 2	0,668
7.	2 – 5	1,621
8.	5 – 2	0,307
9.	4 – 5	0,805
10.	5 – 4	0,624
11.	3 – 4	1,048
12.	4 – 3	0,856
13.	1 – 3	0,655
14.	3 – 1	1,330

4.1.3 Lokasi relai jarak

Untuk mendeteksi dan melokalisasi gangguan pada setiap saluran ditempatkan proteksi menggunakan relai jarak pada kedua ujung saluran transmisi. Gambar 4.2 menjelaskan posisi dan nomor relai yang dipasang pada masing-masing saluran di sistem IEEE 5 bus.



Gambar 4. 2 Posisi relai gangguan pada single line diagram

4.1.4 Pemilihan rating CT dan VT

Saluran 1 – 2

Relai 1

- CT_1

Arus normal maksimum yang mengalir di CT_1 adalah 231 A sehingga diambil arus nominal sisi primer CT yaitu 250 A.

Jika diambil nominal sekunder CT sebesar 1 A maka, arus gangguan maksimal disisi sekunder adalah :

$I_{\text{sekunder}} = I_f \times \frac{\text{nominal sekunder}}{\text{nominal primer}} = 2637 \times \frac{1}{250} = 10,548 < 100$ Sehingga dapat digunakan rasio CT yaitu 250 : 1

Relai 2

- CT₂

Arus normal maksimum yang mengalir di CT₂ adalah 231 A sehingga diambil arus nominal sisi primer CT yaitu 250 A.

Jika diambil nominal sekunder CT sebesar 1 A maka, arus gangguan maksimal disisi sekunder adalah :

$$I_{\text{sekunder}} = I_f \times \frac{\text{nominal sekunder}}{\text{nominal primer}} = 760 \times \frac{1}{250} = 3,04 < 100$$

Sehingga dapat digunakan rasio CT yaitu 250 : 1

Saluran 2 – 3

Relai 3

- CT₁

Arus normal maksimum yang mengalir di CT₁ adalah 58 A sehingga diambil arus nominal sisi primer CT yaitu 100 A.

Jika diambil nominal sekunder CT sebesar 1 A maka, arus gangguan maksimal disisi sekunder adalah :

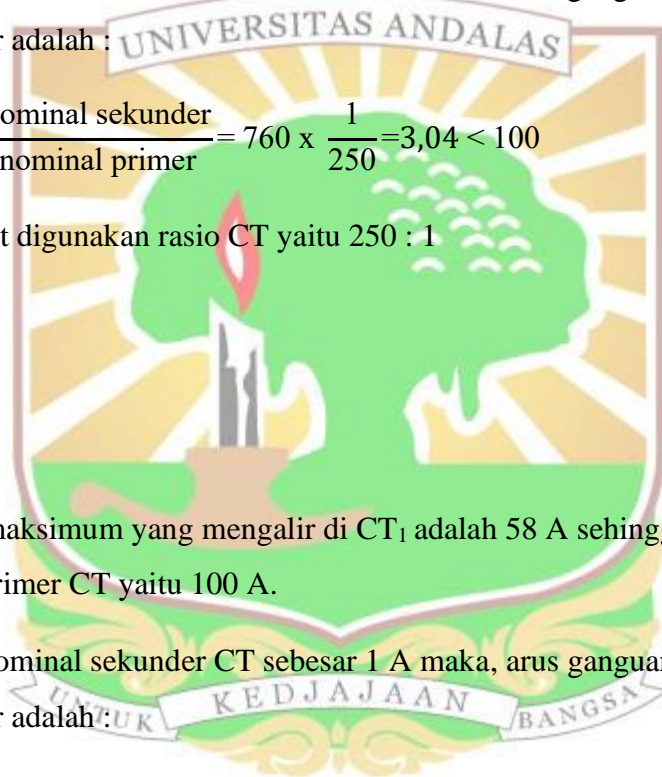
$$I_{\text{sekunder}} = I_f \times \frac{\text{nominal sekunder}}{\text{nominal primer}} = 1020 \times \frac{1}{100} = 10,20 < 100$$

Sehingga dapat digunakan rasio CT yaitu 100 : 1

Relai 12

- CT₂

Arus normal maksimum yang mengalir di CT₂ adalah 58 A sehingga diambil arus nominal sisi primer CT yaitu 100 A.



Jika diambil nominal sekunder CT sebesar 1 A maka, arus gangguan maksimal disisi sekunder adalah :

$$I_{\text{sekunder}} = I_f \times \frac{\text{nominal sekunder}}{\text{nominal primer}} = 682 \times \frac{1}{100} = 6,82 < 100$$

Sehingga dapat digunakan rasio CT yaitu 100 : 1

Saluran 2 – 4

Relai 4

- CT₁

Arus normal maksimum yang mengalir di CT₁ adalah 85 A sehingga diambil arus nominal sisi primer CT yaitu 100 A.

Jika diambil nominal sekunder CT sebesar 1 A maka, arus gangguan maksimal disisi sekunder adalah :

$$I_{\text{sekunder}} = I_f \times \frac{\text{nominal sekunder}}{\text{nominal primer}} = 1621 \times \frac{1}{100} = 16,21 < 100$$

Sehingga dapat digunakan rasio CT yaitu 100 : 1

Relai 9

- CT₂

Arus normal maksimum yang mengalir di CT₂ adalah 85 A sehingga diambil arus nominal sisi primer CT yaitu 100 A.

Jika diambil nominal sekunder CT sebesar 1 A maka, arus gangguan maksimal disisi sekunder adalah :

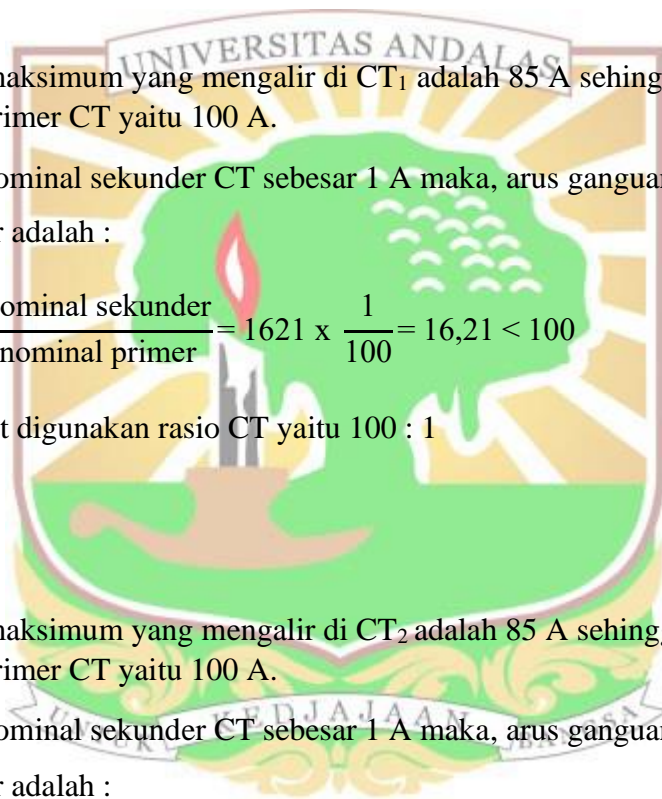
$$I_{\text{sekunder}} = I_f \times \frac{\text{nominal sekunder}}{\text{nominal primer}} = 307 \times \frac{1}{100} = 3,07 < 100$$

Sehingga dapat digunakan rasio CT yaitu 100 : 1

Saluran 2 – 5

Relai 5

- CT₁



Arus normal maksimum yang mengalir di CT₁ adalah 156 A sehingga diambil arus nominal sisi primer CT yaitu 200 A.

Jika diambil nominal sekunder CT sebesar 1 A maka, arus gangguan maksimal disisi sekunder adalah :

$$I_{\text{sekunder}} = I_f \times \frac{\text{nominal sekunder}}{\text{nominal primer}} = 624 \times \frac{1}{200} = 3,12 < 100$$

Sehingga dapat digunakan rasio CT yaitu 200 : 1

Relai 6

- CT₂

Arus normal maksimum yang mengalir di CT₂ adalah 156 A sehingga diambil arus nominal sisi primer CT yaitu 200 A.

Jika diambil nominal sekunder CT sebesar 1 A maka, arus gangguan maksimal disisi sekunder adalah :

$$I_{\text{sekunder}} = I_f \times \frac{\text{nominal sekunder}}{\text{nominal primer}} = 805 \times \frac{1}{200} = 4,025 < 100$$

Sehingga dapat digunakan rasio CT yaitu 200 : 1

Saluran 4 – 5

Relai 8

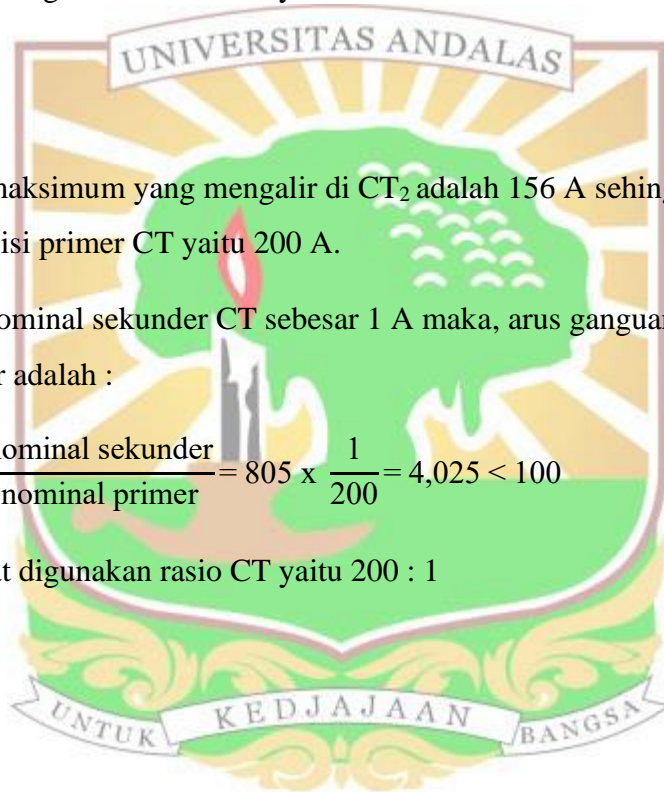
- CT₁

Arus normal maksimum yang mengalir di CT₁ adalah 14 A sehingga diambil arus nominal sisi primer CT yaitu 50 A.

Jika diambil nominal sekunder CT sebesar 1 A maka, arus gangguan maksimal disisi sekunder adalah :

$$I_{\text{sekunder}} = I_f \times \frac{\text{nominal sekunder}}{\text{nominal primer}} = 805 \times \frac{1}{50} = 16,1 < 100$$

Sehingga dapat digunakan rasio CT yaitu 50 : 1



Relai 7

- CT₂

Arus normal maksimum yang mengalir di CT₂ adalah 14 A sehingga diambil arus nominal sisi primer CT yaitu 50 A.

Jika diambil nominal sekunder CT sebesar 1 A maka, arus gangguan maksimal disisi sekunder adalah :

$$I_{\text{sekunder}} = I_f \times \frac{\text{nominal sekunder}}{\text{nominal primer}} = 624 \times \frac{1}{50} = 12,48 < 100$$

Sehingga dapat digunakan rasio CT yaitu 50 : 1

Saluran 3 – 4

Relai 10

- CT₁

Arus normal maksimum yang mengalir di CT₁ adalah 44 A sehingga diambil arus nominal sisi primer CT yaitu 50 A.

Jika diambil nominal sekunder CT sebesar 1 A maka, arus gangguan maksimal disisi sekunder adalah :

$$I_{\text{sekunder}} = I_f \times \frac{\text{nominal sekunder}}{\text{nominal primer}} = 856 \times \frac{1}{50} = 17,12 < 100$$

Sehingga dapat digunakan rasio CT yaitu 50 : 1

Relai 11

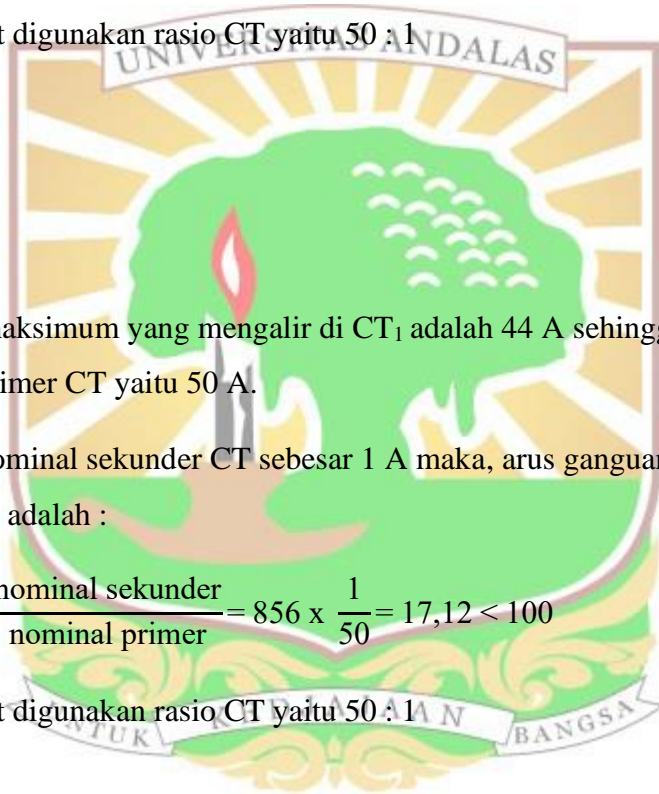
- CT₂

Arus normal maksimum yang mengalir di CT₂ adalah 44 A sehingga diambil arus nominal sisi primer CT yaitu 50 A.

Jika diambil nominal sekunder CT sebesar 1 A maka, arus gangguan maksimal disisi sekunder adalah :

$$I_{\text{sekunder}} = I_f \times \frac{\text{nominal sekunder}}{\text{nominal primer}} = 1048 \times \frac{1}{50} = 20,96 < 100$$

Sehingga dapat digunakan rasio CT yaitu 50 : 1



Saluran 1 – 3

Relai 14

- CT₁

Arus normal maksimum yang mengalir di CT₁ adalah 115 A sehingga diambil arus nominal sisi primer CT yaitu 150 A.

Jika diambil nominal sekunder CT sebesar 1 A maka, arus gangguan maksimal disisi sekunder adalah :

$$I_{\text{sekunder}} = I_f \times \frac{\text{nominal sekunder}}{\text{nominal primer}} = 1330 \times \frac{1}{150} = 8,86 < 100$$

Sehingga dapat digunakan rasio CT yaitu 150 : 1

Relai 13

- CT₂

Arus normal maksimum yang mengalir di CT₂ adalah 115 A sehingga diambil arus nominal sisi primer CT yaitu 150 A.

Jika diambil nominal sekunder CT sebesar 1 A maka, arus gangguan maksimal disisi sekunder adalah :

$$I_{\text{sekunder}} = I_f \times \frac{\text{nominal sekunder}}{\text{nominal primer}} = 655 \times \frac{1}{150} = 4,36 < 100$$

Sehingga dapat digunakan rasio CT yaitu 150 : 1

VT pada tiap relai jarak adalah :

Rasio VT = 220.000 : 110

4.1.5 Perhitungan setting relai

Setting relai menggunakan rumus sebagai berikut :

$$Z_{\text{zona 1}} = 0,8 \times Z_{11}$$

Dimana :

Z₁₁ : Impedansi saluran 1 (saluran dimana relai berada)

$$Z_{2} = Z_{11} + 0,5 Z_{12}$$

Dimana :

Z_{12} : Impedansi saluran 2 (saluran berikutnya didepan relai)

Jika terdapat lebih dari satu saluran, maka akan dipilih saluran dengan impedansi terkecil untuk digunakan pada perhitungan setting. Hal ini bertujuan untuk mencegah terjadinya jangkauan lebih pada relai.

$$Z_{3} = Z_{11} + 1,2 Z_{12}$$

Untuk zona 3 yang didapatkan dengan settingan sebelumnya tidak boleh lebih ataupun sama dengan 0,5 atau 50% impedansi saluran ke tiga. Hal ini dimaksudkan agar tidak terjadi trip secara bersamaan dengan zona 3 relai jaraklainnya yang berada disaluran didepan relai tersebut. Untuk itu diperlukan pengujian agar jangkauan zona 3 tidak mencapai 50% panjang saluran ke tiga sehingga diperoleh setting sebagai berikut :

$$\frac{(1,2 Z_{12}) - Z_{12}}{Z_{13}}$$

Keterangan :

Z_{12} : Impedansi saluran kedua

Z_{13} : Impedansi saluran ketiga

Jika nilainya kurang 0,5 atau 50% maka settingannya tetap dilanjutkan, jika tidak maka setting yang memakai nilai 1,2 diganti dengan rumus :

$$Z_{3} = Z_{13} \times 40\% + Z_{12} + Z_{11}$$

Perhitungan setting masing-masing relai jarak

Relai 1 saluran 1-2

$$\begin{aligned} Z_{1} &= 0,8 \times Z_{11-2} \\ &= 0,8 \times (9,68 + j29,04) \\ &= 7,744 + j23,232 \end{aligned}$$

$$= 24,4886 \angle 71,565^\circ$$

$$\text{Zona 2} = Z_{11-2} + 0,5 Z_{12-5}$$

$$= 9,68 + j29,04 + 0,5 (19,36 + j58,08)$$

$$= 19,36 + j58,08$$

$$= 61,2216 \angle 71,565^\circ$$

Uji setting zona 3

- Saluran 5-4

$$Z_3 = 1,2 (Z_{12-5}) - Z_{12-5} / Z_{15-4}$$

$$= 1,2 (61,2217) - 61,2217 / 122,4434$$

$$= 12,24434 / 122,4434$$

$$= 0,1 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}$$

Maka,

$$\text{Zona 3} = Z_{11-2} + 1,2 Z_{12-5}$$

$$= 9,68 + j29,04 + 1,2 (19,36 + j58,08)$$

$$= 32,912 + j98,736$$

$$= 104,0768 \angle 71,565^\circ$$

Relai 2 saluran 2-1

$$\text{Zona 1} = 0,8 \times Z_{12-1}$$

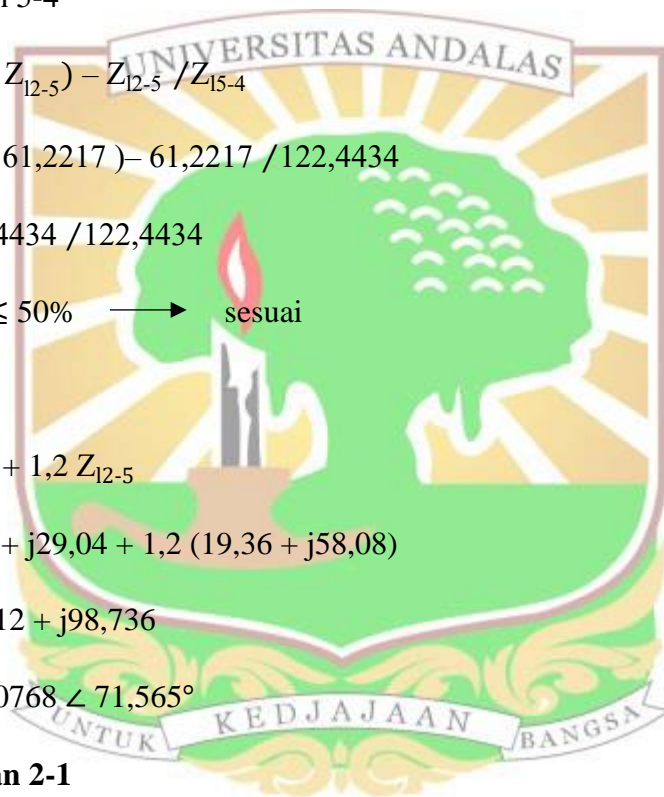
$$= 0,8 \times (9,68 + j29,04)$$

$$= 7,744 + j23,232$$

$$= 24,4886 \angle 71,565^\circ$$

$$\text{Zona 2} = Z_{12-1} + 0,5 Z_{11-3}$$

$$= 9,68 + j29,04 + 0,5 (38,72 + j116,16)$$



$$= 29,04 + j87,12$$

$$= 91,8325 \angle 71,565^\circ$$

Uji setting zona 3

- Saluran 3-2

$$Z_3 = 1,2 (Z_{11-3}) - Z_{11-3} / Z_{13-2}$$

$$= 1,2 (122,4434) - 122,4434 / 124,436$$

$$= 24,48868 / 124,436$$

$$= 0,19 \leq 50\% \rightarrow \text{sesuai}$$

- Saluran 3-4

$$Z_3 = 1,2 (Z_{11-3}) - Z_{11-3} / Z_{13-4}$$

$$= 1,2 (122,4434) - 122,4434 / 15,19542$$

$$= 24,48868 / 15,19542$$

$$= 1,6 \leq 50\% \rightarrow \text{tidak sesuai}$$

Sehingga nilai setting zona 3 relai 2 diganti menjadi,

$$Zona\ 3 = Z_{13-4} \times 40\% + Z_{11-3} + Z_{12-1}$$

$$= (4,48 + j14,5)40\% + 38,72 + j116,16 + 9,68 + j29,04$$

$$= 50,192 + j151$$

$$= 159,1233 \angle 71,613^\circ$$

Relai 3 saluran 2-3

$$Zona\ 1 = 0,8 \times Z_{12-3}$$

$$= 0,8 \times (29,04 + j121)$$

$$= 23,232 + j96,8$$

$$= 99,5488 \angle 76,504^\circ$$

$$\begin{aligned}
\text{Zona 2} &= Z_{12-3} + 0,5 Z_{13-4} \\
&= 29,04 + j121 + 0,5 (4,48 + j14,5) \\
&= 31,28 + j128,26 \\
&= 132,0191 \angle 76,294^\circ
\end{aligned}$$

Uji setting zona 3

- Saluran 3-2

$$\begin{aligned}
Z_3 &= 1,2 (Z_{13-4}) - Z_{13-4} / Z_{14-2} \\
&= 1,2 (15,19542) - 15,19542 / 91,83254 \\
&= 3,039084 / 91,83254 \\
&= 0,03 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}
\end{aligned}$$

- Saluran 4-5

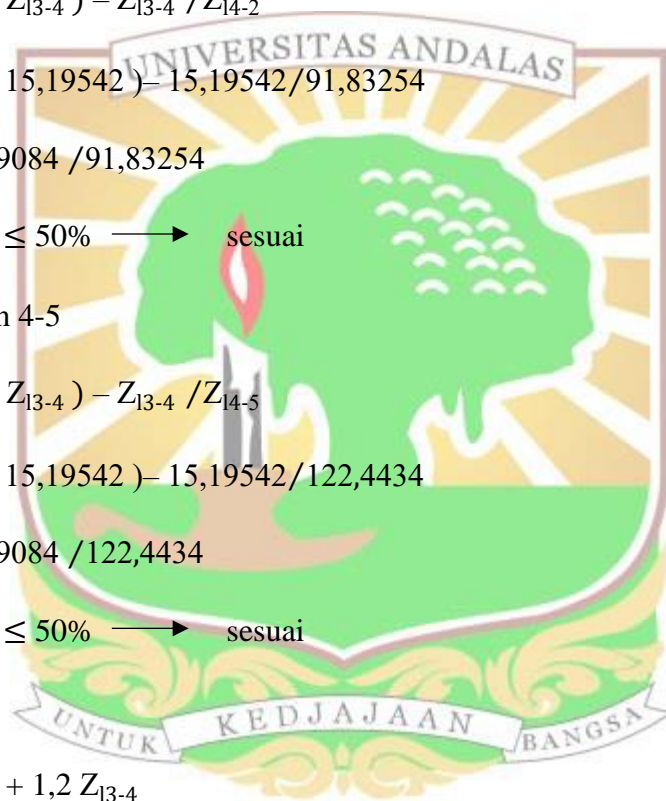
$$\begin{aligned}
Z_3 &= 1,2 (Z_{13-4}) - Z_{13-4} / Z_{14-5} \\
&= 1,2 (15,19542) - 15,19542 / 122,4434 \\
&= 3,039084 / 122,4434 \\
&= 0,02 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}
\end{aligned}$$

Maka,

$$\begin{aligned}
\text{Zona 3} &= Z_{12-3} + 1,2 Z_{13-4} \\
&= 29,04 + j121 + 1,2 (4,48 + j14,5) \\
&= 34,416 + j138,424 \\
&= 142,6328 \angle 76,037^\circ
\end{aligned}$$

Relai 4 saluran 2-4

$$\begin{aligned}
\text{Zona 1} &= 0,8 \times Z_{12-4} \\
&= 0,8 \times (29,04 + j87,12)
\end{aligned}$$



$$= 23,232 + j69,696$$

$$= 73,4460 \angle 71,565^\circ$$

$$\text{Zona 2} = Z_{12-4} + 0,5 Z_{13-4}$$

$$= 29,04 + j87,12 + 0,5 (4,48 + j14,52)$$

$$= 31,28 + j94,38$$

$$= 99,4284 \angle 71,663^\circ$$

Uji setting zona 3

- Saluran 3-1

$$Z_3 = 1,2 (Z_{14-3}) - Z_{14-3} / Z_{13-1}$$

$$= 1,2 (15,19542) - 15,19542 / 122,4434$$

$$= 3,039084 / 122,4434$$

$$= 0,2 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}$$

- Saluran 3-1

$$Z_3 = 1,2 (Z_{14-3}) - Z_{14-3} / Z_{13-2}$$

$$= 1,2 (15,19542) - 15,19542 / 124,436$$

$$= 3,039084 / 124,436$$

$$= 0,2 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}$$

$$\text{Zona 3} = Z_{12-4} + 1,2 Z_{13-4}$$

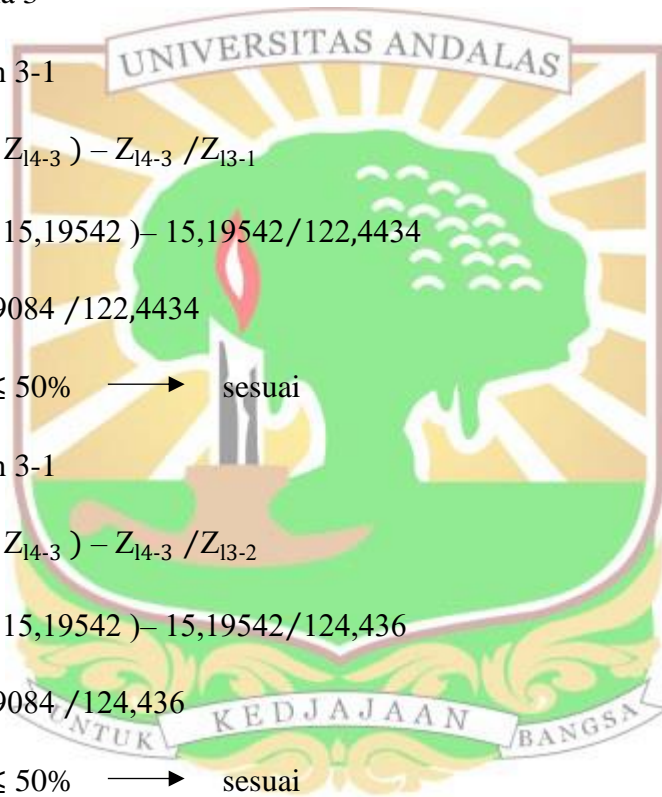
$$= 29,04 + j87,12 + 1,2 (4,48 + j14,52)$$

$$= 34,416 + j104,544$$

$$= 110,0632 \angle 71,778^\circ$$

Relai 5 saluran 2-5

$$\text{Zona 1} = 0,8 \times Z_{12-5}$$



$$\begin{aligned}
&= 0,8 \times (19,36 + j58,08) \\
&= 15,488 + j46,464 \\
&= 48,9773 \angle 71,565^\circ
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Zona 2} &= Z_{12-5} + 0,5 Z_{15-4} \\
&= 19,36 + j58,08 + 0,5 (38,72 + j116,16) \\
&= 38,72 + j116,16 \\
&= 122,4433 \angle 71,565^\circ
\end{aligned}$$

Uji setting zona 3

- Saluran 4-3

$$\begin{aligned}
Z_3 &= 1,2 (Z_{15-4}) - Z_{15-4} / Z_{14-3} \\
&= 1,2 (122,4434) - 122,4434 / 15,19542 \\
&= 24,48868 / 15,19542 \\
&= 1,6 \leq 50\% \longrightarrow \text{tidak sesuai}
\end{aligned}$$

Sehingga nilai setting zona 3 relai 5 diganti menjadi,

$$\begin{aligned}
\text{Zona 3} &= Z_{14-3} \times 40\% + Z_{15-4} + Z_{12-5} \\
&= (4,48 + j14,5) \times 40\% + (38,72 + j116,16) + 19,36 + j58,08 \\
&= 59,872 + j180,04 \\
&= 189,7342 \angle 71,605^\circ
\end{aligned}$$

Relai 6 saluran 5-2

$$\begin{aligned}
\text{Zona 1} &= 0,8 \times Z_{15-2} \\
&= 0,8 \times (19,36 + j58,08) \\
&= 15,488 + j46,464 \\
&= 48,9773 \angle 71,565^\circ
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Zona 2} &= Z_{15-2} + 0,5 Z_{11-2} \\
&= 19,36 + j58,08 + 0,5 (9,68 + j29,04) \\
&= 24,2 + j72,6 \\
&= 76,5271 \angle 71,565^\circ
\end{aligned}$$

Uji setting zona 3

- Saluran 1-3

$$\begin{aligned}
Z_3 &= 1,2 (Z_{12-1}) - Z_{12-1} / Z_{11-3} \\
&= 1,2 (30,61085) - 30,61085 / 122,4434 \\
&= 24,48868 / 124,436 \\
&= 0,05 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}
\end{aligned}$$

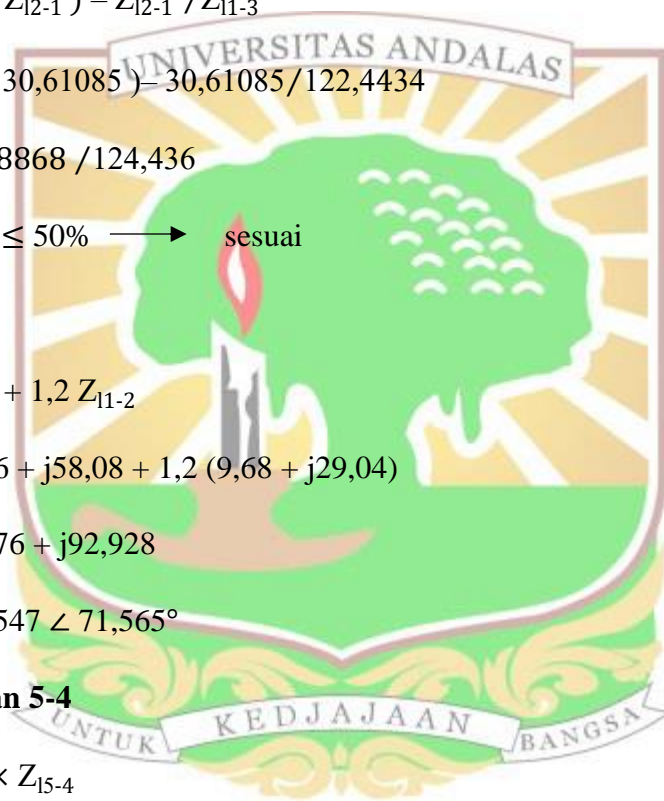
Maka,

$$\begin{aligned}
\text{Zona 3} &= Z_{15-2} + 1,2 Z_{11-2} \\
&= 19,36 + j58,08 + 1,2 (9,68 + j29,04) \\
&= 30,976 + j92,928 \\
&= 97,9547 \angle 71,565^\circ
\end{aligned}$$

Relai 7 saluran 5-4

$$\begin{aligned}
\text{Zona 1} &= 0,8 \times Z_{15-4} \\
&= 0,8 \times (38,72 + j116,16) \\
&= 30,976 + j92,928 \\
&= 97,9547 \angle 71,565^\circ
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Zona 2} &= Z_{15-4} + 0,5 Z_{13-4} \\
&= 38,72 + j116,16 + 0,5 (4,48 + j14,52) \\
&= 40,96 + j123,42
\end{aligned}$$



$$= 130,0392 \angle 71,640^\circ$$

Uji setting zona 3

- Saluran 3-2

$$\begin{aligned} Z_3 &= 1,2 (Z_{14-3}) - Z_{14-3} / Z_{13-2} \\ &= 1,2 (15,19542) - 15,19542 / 124,436 \\ &= 3,039084 / 124,436 \\ &= 0,02 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai} \end{aligned}$$

- Saluran 3-1

$$\begin{aligned} Z_3 &= 1,2 (Z_{14-3}) - Z_{14-3} / Z_{13-1} \\ &= 1,2 (15,19542) - 15,19542 / 124,4434 \\ &= 3,039084 / 124,4434 \\ &= 0,02 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai} \end{aligned}$$

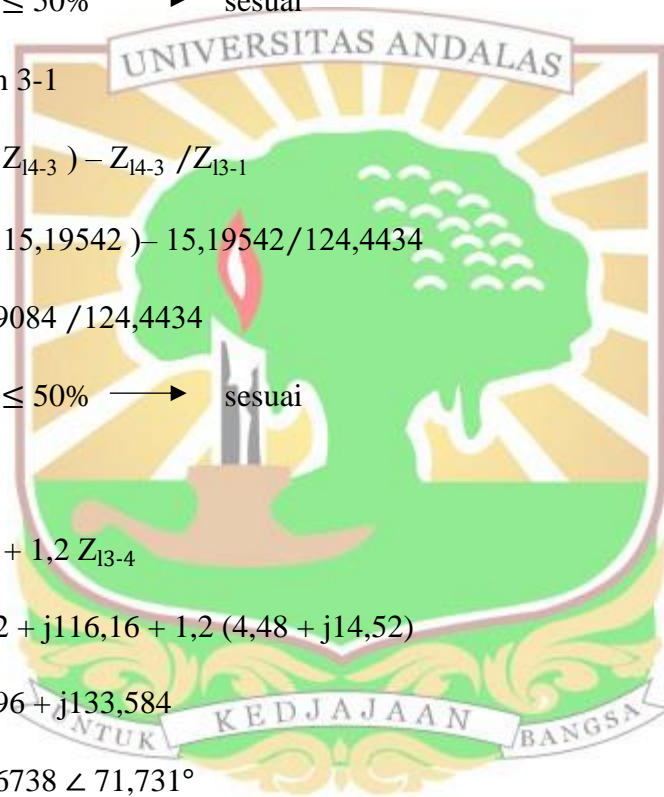
Maka,

$$\begin{aligned} \text{Zona 3} &= Z_{15-4} + 1,2 Z_{13-4} \\ &= 38,72 + j116,16 + 1,2 (4,48 + j14,52) \\ &= 44,096 + j133,584 \\ &= 140,6738 \angle 71,731^\circ \end{aligned}$$

Relai 8 saluran 4-5

$$\begin{aligned} \text{Zona 1} &= 0,8 \times Z_{14-5} \\ &= 0,8 \times (38,72 + j116,16) \\ &= 30,976 + j92,928 \\ &= 97,9547 \angle 71,565^\circ \end{aligned}$$

$$\text{Zona 2} = Z_{14-5} + 0,5 Z_{15-2}$$



$$\begin{aligned}
&= 38,72 + j116,16 + 0,5 (19,36 + j58,08) \\
&= 48,4 + j145,2 \\
&= 153,0542 \angle 71,565^\circ
\end{aligned}$$

Uji setting zona 3

- Saluran 2-1

$$\begin{aligned}
Z_3 &= 1,2 (Z_{15-2}) - Z_{15-2} / Z_{12-1} \\
&= 1,2 (61,2217) - 61,2217 / 30,61085 \\
&= 12,24434 / 30,61085
\end{aligned}$$

$$= 0,4 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}$$

- Saluran 2-3

$$\begin{aligned}
Z_3 &= 1,2 (Z_{15-2}) - Z_{15-2} / Z_{12-3} \\
&= 1,2 (61,2217) - 61,2217 / 122,436 \\
&= 12,24434 / 122,436
\end{aligned}$$

$$= 0,1 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}$$

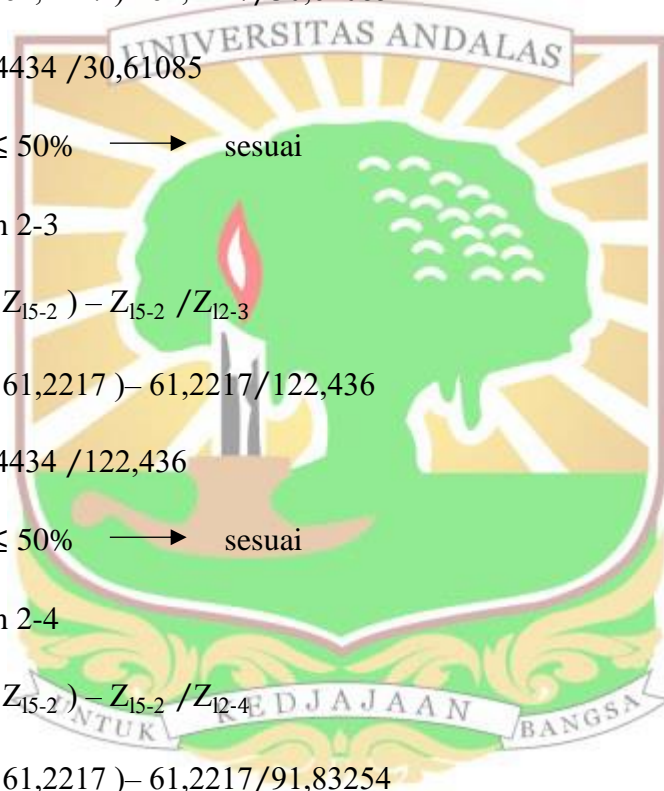
- Saluran 2-4

$$\begin{aligned}
Z_3 &= 1,2 (Z_{15-2}) - Z_{15-2} / Z_{12-4} \\
&= 1,2 (61,2217) - 61,2217 / 91,83254 \\
&= 12,24434 / 91,83254
\end{aligned}$$

$$= 0,13 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}$$

Maka,

$$\begin{aligned}
\text{Zona 3} &= Z_{14-5} + 1,2 Z_{15-2} \\
&= 38,72 + j116,16 + 1,2 (19,36 + j58,08) \\
&= 61,952 + j185,856
\end{aligned}$$



$$= 195,9094 \angle 71,565^\circ$$

Relai 9 saluran 4-2

$$\begin{aligned} \text{Zona 1} &= 0,8 \times Z_{14-2} \\ &= 0,8 \times (29,04 + j87,12) \\ &= 23,232 + j69,696 \\ &= 73,4460 \angle 71,565^\circ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Zona 2} &= Z_{14-2} + 0,5 Z_{12-1} \\ &= 29,04 + j87,12 + 0,5 (9,68 + j29,04) \\ &= 33,88 + j101,64 \\ &= 107,1379 \angle 71,565^\circ \end{aligned}$$

Uji setting zona 3

- Saluran 1-3

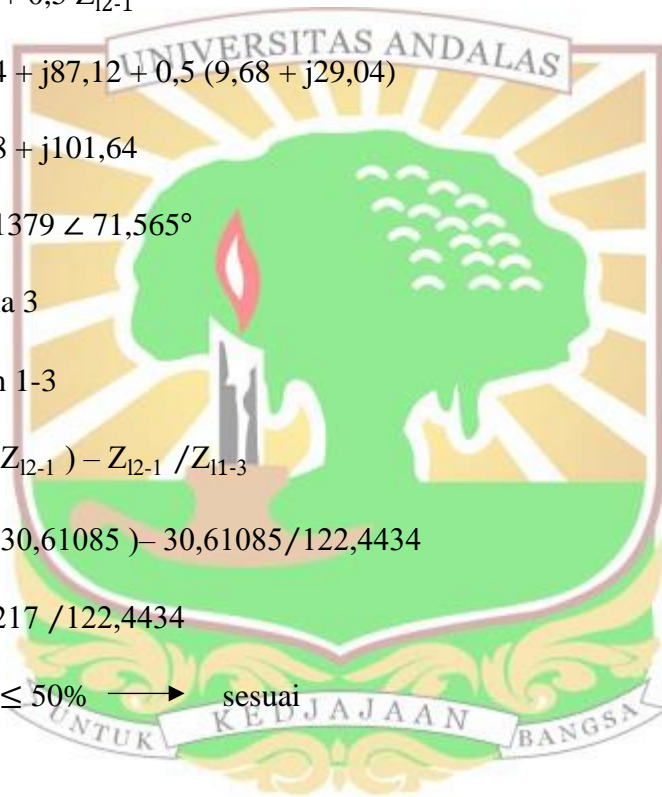
$$\begin{aligned} Z_3 &= 1,2 (Z_{12-1}) - Z_{12-1} / Z_{11-3} \\ &= 1,2 (30,61085) - 30,61085 / 122,4434 \\ &= 6,12217 / 122,4434 \\ &= 0,05 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai} \end{aligned}$$

Maka,

$$\begin{aligned} \text{Zona 3} &= Z_{14-2} + 1,2 Z_{12-1} \\ &= 29,04 + j87,12 + 1,2 (9,68 + j29,04) \\ &= 40,656 + j121,968 \\ &= 128,5655 \angle 71,565^\circ \end{aligned}$$

Relai 10 saluran 4-3

$$\text{Zona 1} = 0,8 \times Z_{14-3}$$



$$\begin{aligned}
 &= 0,8 \times (4,48 + j14,52) \\
 &= 3,548 + j11,616 \\
 &= 12,1563 \angle 72,852^\circ
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Zona 2} &= Z_{14-3} + 0,5 Z_{11-3} \\
 &= 4,48 + j14,52 + 0,5 (38,72 + j116,16) \\
 &= 23,84 + j72,6 \\
 &= 76,414 \angle 71,821^\circ
 \end{aligned}$$

Uji setting zona 3

- Saluran 1-2

$$\begin{aligned}
 Z_3 &= 1,2 (Z_{13-1}) - Z_{13-1} / Z_{11-2} \\
 &= 1,2 (122,4434) - 122,4434 / 30,61085 \\
 &= 24,48868 / 30,61085 \\
 &= 0,8 \leq 50\% \longrightarrow \text{tidak sesuai}
 \end{aligned}$$

Sehingga nilai setting zona 3 relai 10 diganti menjadi,

$$\begin{aligned}
 \text{Zona 3} &= Z_{11-2} \times 40\% + Z_{13-1} + Z_{14-3} \\
 &= (9,68 + j29,04) \times 40\% + (38,72 + j116,16) + 4,48 + j14,52 \\
 &= 47,072 + j142,296 \\
 &= 149,8797 \angle 71,695^\circ
 \end{aligned}$$

Relai 11 saluran 3-4

$$\begin{aligned}
 \text{Zona 1} &= 0,8 \times Z_{14-3} \\
 &= 0,8 \times (4,48 + j14,52) \\
 &= 3,548 + j11,616 \\
 &= 12,1563 \angle 72,852^\circ
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Zona 2} &= Z_{14-3} + 0,5 Z_{14-2} \\
&= 4,48 + j14,52 + 0,5 (29,04 + j87,12) \\
&= 19 + j58,08 \\
&= 61,1088 \angle 71,885^\circ
\end{aligned}$$

Uji setting zona 3

- Saluran 2-1

$$\begin{aligned}
Z_3 &= 1,2 (Z_{14-2}) - Z_{14-2} / Z_{12-1} \\
&= 1,2 (91,83254) - 91,83254 / 30,61085 \\
&= 18,336508 / 30,61085 \\
&= 0,59 \leq 50\% \longrightarrow \text{tidak sesuai}
\end{aligned}$$

- Saluran 2-3

$$\begin{aligned}
Z_3 &= 1,2 (Z_{14-2}) - Z_{14-2} / Z_{12-1} \\
&= 1,2 (91,83254) - 91,83254 / 124,436 \\
&= 18,336508 / 124,436 \\
&= 0,14 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}
\end{aligned}$$

- Saluran 2-5

$$\begin{aligned}
Z_3 &= 1,2 (Z_{14-2}) - Z_{14-2} / Z_{12-5} \\
&= 1,2 (91,83254) - 91,83254 / 61,2217 \\
&= 18,336508 / 61,2217 \\
&= 0,27 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}
\end{aligned}$$

Sehingga nilai setting zona relai 11 diganti menjadi,

$$\begin{aligned}
\text{Zona 3} &= Z_{12-1} 40\% + Z_{14-2} + Z_{13-4} \\
&= (9,68 + j29,04) \times 40\% + (29,04 + j87,12) + 4,48 + j14,52
\end{aligned}$$

$$= 37,392 + j113,256$$

$$= 119,2689 \angle 71,729^\circ$$

Relai 12 saluran 3-2

$$\text{Zona 1} = 0,8 \times Z_{13-2}$$

$$= 0,8 \times (29,04 + j121)$$

$$= 23,232 + j96,8$$

$$= 99,5488 \angle 76,504^\circ$$

$$\text{Zona 2} = Z_{13-2} + 0,5 Z_{11-2}$$

$$= 29,04 + j121 + 0,5 (9,68 + j29,04)$$

$$= 33,88 + j135,52$$

$$= 139,6908 \angle 75,963^\circ$$

Uji setting zona 3

- Saluran 1-3

$$Z_3 = 1,2 (Z_{12-1}) - Z_{12-1} / Z_{11-3}$$

$$= 1,2 (30,61085) - 30,61805 / 122,4434$$

$$= 6,12217 / 122,4434$$

$$= 0,05 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}$$

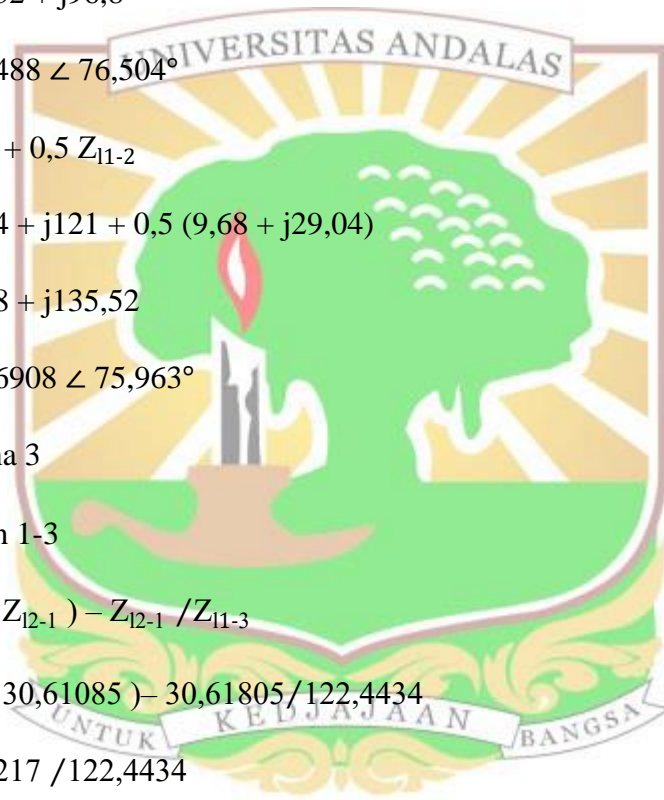
Maka,

$$\text{Zona 3} = Z_{13-2} + 1,2 Z_{11-2}$$

$$= 29,04 + j121 + 1,2 (9,68 + j29,04)$$

$$= 40,656 + j155,848$$

$$= 161,0636 \angle 75,379^\circ$$



Relai 13 saluran 3-1

$$\begin{aligned} \text{Zona 1} &= 0,8 \times Z_{13-1} \\ &= 0,8 \times (38,72 + j116,16) \\ &= 30,976 + j92,928 \\ &= 97,954 \angle 71,565^\circ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Zona 2} &= Z_{13-1} + 0,5 Z_{11-2} \\ &= 38,72 + j116,16 + 0,5 (9,68 + j29,04) \\ &= 43,56 + j130,68 \\ &= 137,7488 \angle 71,565^\circ \end{aligned}$$

Uji setting zona 3

- Saluran 2-3

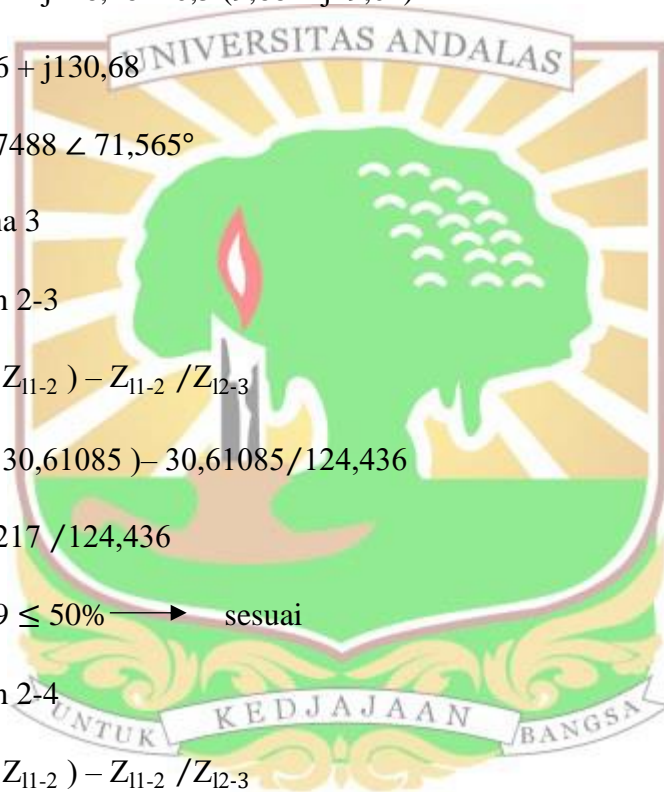
$$\begin{aligned} Z_3 &= 1,2 (Z_{11-2}) - Z_{11-2} / Z_{12-3} \\ &= 1,2 (30,61085) - 30,61085 / 124,436 \\ &= 6,12217 / 124,436 \\ &= 0,049 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai} \end{aligned}$$

- Saluran 2-4

$$\begin{aligned} Z_3 &= 1,2 (Z_{11-2}) - Z_{11-2} / Z_{12-3} \\ &= 1,2 (30,61085) - 30,61085 / 91,83254 \\ &= 6,12217 / 91,83254 \\ &= 0,066 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai} \end{aligned}$$

- Saluran 2-5

$$\begin{aligned} Z_3 &= 1,2 (Z_{11-2}) - Z_{11-2} / Z_{12-5} \\ &= 1,2 (30,61085) - 30,61085 / 61,2217 \end{aligned}$$



$$= 6,12217 / 61,2217$$

$$= 0,1 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}$$

Maka,

$$\text{Zona 3} = Z_{13-1} + 1,2 Z_{11-2}$$

$$= 38,72 + j116,16 + 1,2 (9,68 + j29,04)$$

$$= 50,336 + j151,008$$

$$= 159,1764 \angle 71,565^\circ$$

Relai 14 saluran 1-3

$$\text{Zona 1} = 0,8 \times Z_{11-3}$$

$$= 0,8 \times (38,72 + j116,16)$$

$$= 30,976 + j92,928$$

$$= 97,954 \angle 71,565^\circ$$

$$\text{Zona 2} = Z_{11-3} + 0,5 Z_{13-4}$$

$$= 38,72 + j116,16 + 0,5 (4,48 + j14,52)$$

$$= 40,96 + j123,42$$

$$= 130,0392 \angle 71,64^\circ$$

Uji setting zona 3

- Saluran 4-2

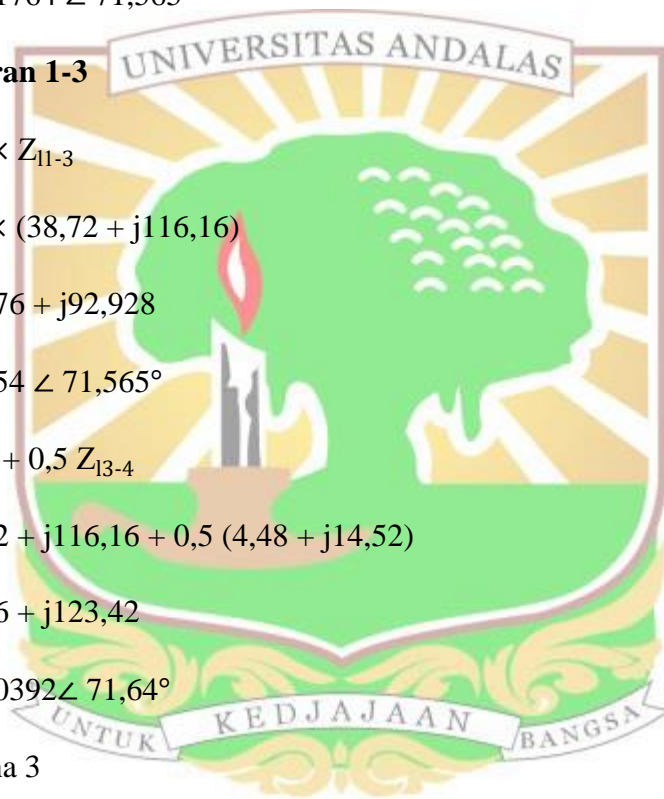
$$Z_3 = 1,2 (Z_{13-4}) - Z_{13-4} / Z_{14-2}$$

$$= 1,2 (15,19542) - 15,19542 / 91,83254$$

$$= 3,039084 / 91,83254$$

$$= 0,03 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}$$

- Saluran 4-5



$$\begin{aligned}
Z_3 &= 1,2 (Z_{13-4}) - Z_{13-4} / Z_{14-2} \\
&= 1,2 (15,19542) - 15,19542 / 122,4434 \\
&= 3,039084 / 122,4434 \\
&= 0,02 \leq 50\% \longrightarrow \text{sesuai}
\end{aligned}$$

Maka,

$$\begin{aligned}
\text{Zona 3} &= Z_{11-3} + 1,2 Z_{13-4} \\
&= 38,72 + j116,16 + 1,2 (4,48 + j14,52) \\
&= 44,076 + j133,584 \\
&= 140,6676 \angle 71,739^\circ
\end{aligned}$$

Tabel 4.7 Hasil perhitungan relai

Nama Relai	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Relai 1	24.4886 \angle 71.565°	61.2216 \angle 71.565°	104.0768 \angle 71.565°
Relai 2	24.4886 \angle 71.565°	91.8325 \angle 71.565°	159,1233 \angle 71,613°
Relai 3	99.5488 \angle 76.504°	132.0191 \angle 76.294°	142.6328 \angle 76.037°
Relai 4	73.4660 \angle 71.565°	99.4284 \angle 71.663°	110.0632 \angle 71.778°
Relai 5	48.9773 \angle 71.565°	122.4433 \angle 71.565°	189,7342 \angle 71.605°
Relai 6	48.9773 \angle 71.565°	76.5271 \angle 71.565°	97.9547 \angle 71.565°
Relai 7	97.9547 \angle 71.565°	130.0392 \angle 71.640°	140.6738 \angle 71.731
Relai 8	97.9547 \angle 71.565°	153.0542 \angle 71.565°	195.9094 \angle 71.565°
Relai 9	73.4460 \angle 71.565°	107.1379 \angle 71.565°	128.5655 \angle 71.565°
Relai 10	12.1563 \angle 72.852°	77.3886 \angle 75.787°	149,8797 \angle 71,695°
Relai 11	12.1563 \angle 72.852°	61.1088 \angle 71.885°	119,2689 \angle 71,729°

Relai 12	99.5488 \angle 76.504°	139.6908 \angle 75.963°	161.0636 \angle 75.379°
Relai 13	97.9547 \angle 71.565°	137.7488 \angle 71.565°	159.1764 \angle 71.565°
Relai 14	97.9547 \angle 71.565°	130.0392 \angle 71.64°	140.6676 \angle 71.739°

4.2 Jangkauan Maksimum Relai Jarak pada sistem IEEE 5 bus.

Simulasi jangkauan maksimum relai jarak ini bertujuan untuk membandingkan nilai batas zona yang terdeteksi relai jarak dengan pembangkit pada bus 2 yang bervariasi yaitu generator sinkron, PLTB static converter dan PLTB yang tidak berkontribusi pada arus gangguan. Jangkauan maksimum juga dilacak untuk gangguan melalui resistansi 1 Ohm dan 10 Ohm.

4.2.1 Gangguan Tanpa Melalui Resistansi

Pada pengujian dengan ke tiga jenis pembangkit tidak ditambahkan resistansi gangguan, gangguan yang diujikan hanya gangguan 3 fasa. Pengujian dilakukan untuk mendapatkan jangkauan maksimum relai jarak pada zona 1, zona 2 dan zona 3.

4.2.1.1 Jangkauan relai pada zona 1

Berikut tabel jangkauan relai pada zona 1 untuk gangguan tanpa melalui resistansi

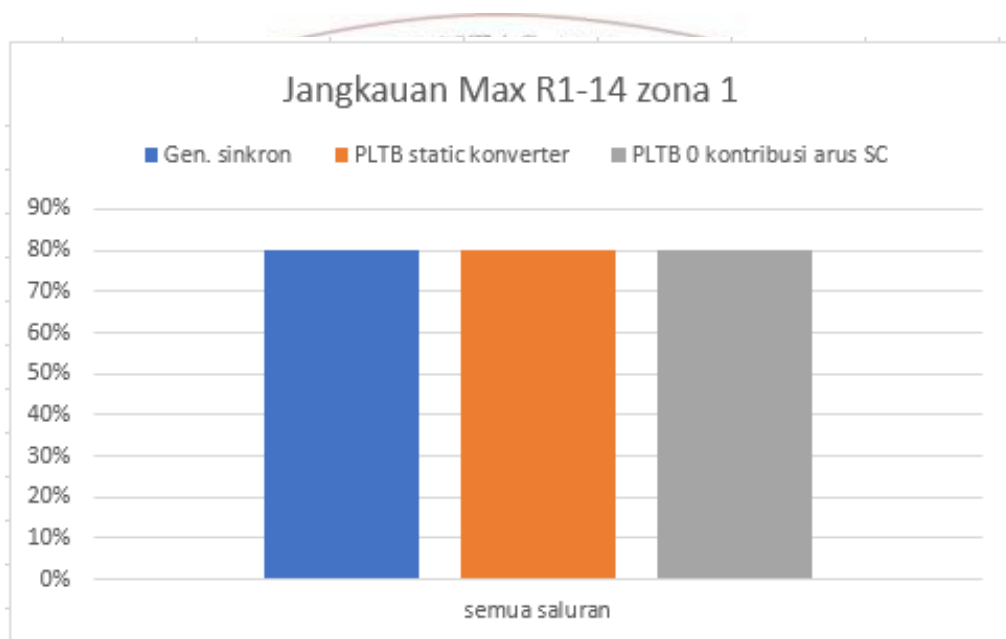
Tabel 4. 8 Jangkauan maksimum zona 1, tanpa resistansi

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 1	Jenis Pembangkit pada bus 2					
			Gen. Sinkron		PLTB static konverter		PLTB 0 kontribusi arus SC	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L12	80%	2172	80%	2167	80%	2160
R2	231	L21	80%	609	80%	430	80%	103
R3	58	L23	80%	662	80%	628	80%	565
R4	85	L24	80%	826	80%	781	80%	699
R5	156	L25	80%	1273	80%	1210	80%	1094
R6	156	L52	80%	187	80%	179	80%	166
R7	14	L54	80%	440	80%	420	80%	381

R8	14	L45	80%	581	80%	562	80%	524
R9	85	L42	80%	389	80%	374	80%	347
R10	44	L43	80%	803	80%	756	80%	670
R11	44	L34	80%	984	80%	950	80%	887
R12	58	L32	80%	393	80%	378	80%	351
R13	115	L31	80%	392	80%	361	80%	301
R14	115	L13	80%	889	80%	872	80%	839

Catt: Jangkauan dilihat subskrip pertama nama saluran yang ditulis.

Semua relai jarak berhasil mendeteksi gangguan hingga 80% panjang saluran sesuai seting yang diterapkan seperti ditunjukkan pada grafik gambar 4.3.



Gambar 4. 3 Jangkauan maksimum relai 1-14 zona 1



4.2.1.2 Jangkauan relai pada zona 2

Jangkauan zona 2 ditunjukkan pada tabel 4.9.

Tabel 4. 9 Jangkauan maksimum zona 2, tanpa resistansi gangguan

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 2	Jenis Pembangkit pada bus 2					
			Gen. Sinkron		PLTB static konverter		PLTB 0 kontribusi arus SC	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L23	18,50%	1324	20,60%	1322	25%	1321
		L24	26%	1321	29%	1320	36%	1319
		L25	36,20%	1348	40%	1346	48,50%	1344
R2	231		4,35% L13	329	2,9% L13	224	99,99% L21	0
R3	58	L34	18%	449	18%	421	18%	373
		L31	2%	458	2%	432	2%	382
R4	85	L45	2%	612	2%	577	2%	513
		L43	30%	596	30%	562	30%	498
R5	156	L54	49%	631	49%	604	49%	554
R6	156	L21	3,50%	70	4,50%	69	10%	62
		L23	0,30%	70	0,35%	70	0,37%	70
		L24	0,40%	69	0,45%	69	0,50%	69
R7	14	L42	2,00%	308	2,00%	290	2,00%	257
		L43	15,00%	307	15,00%	290	15%	257

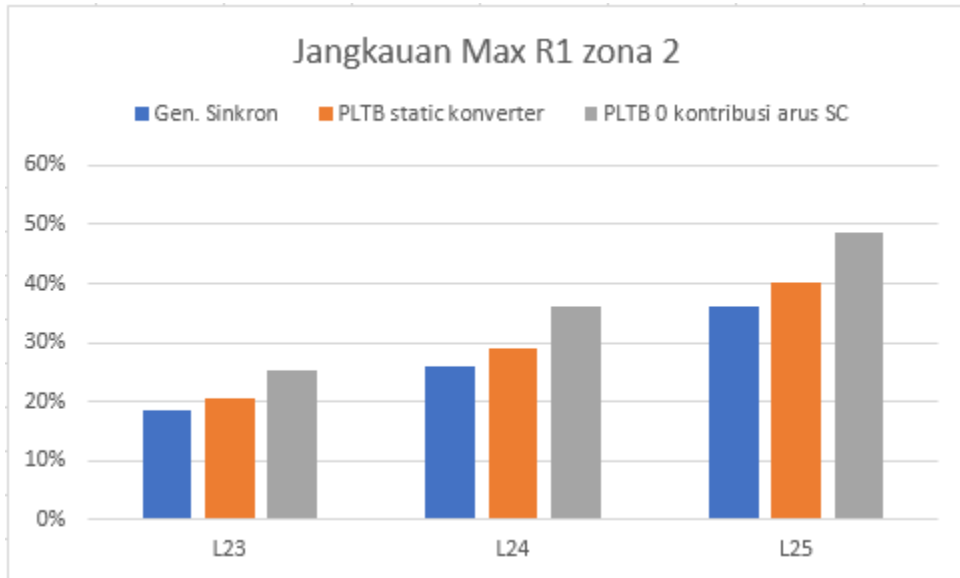
R8	14	L52	50%	307	50%	294	50%	271
R9	85	L21	7%	135	9%	133	20%	124
		L23	0,55%	137	0,65%	137	0,74%	137
		L25	1,20%	138	1,35%	138	1,47%	138
R10	44	L32	23,80%	483	23,20 %	459	22%	412
		L31	31%	514	31%	487	31%	435
R11	44	L42	39%	604	39%	586	39%	553
		L45	23%	680	23%	663	23%	630
R12	58	L21	6%	125	7,50%	124	19,20%	115
		L24	0,75%	126	0,82%	126	0,97%	126
		L25	1,20%	129	1,20%	129	1,42%	129
R13	115		1%L12	81	0,65%L12	53	99,99%L31	0
R14	115	L32	3%	664	3%	653	3%	630
		L34	30%	660	30%	648	30%	626

Catt: Jangkauan dilihat subskrip pertama nama saluran yang ditulis

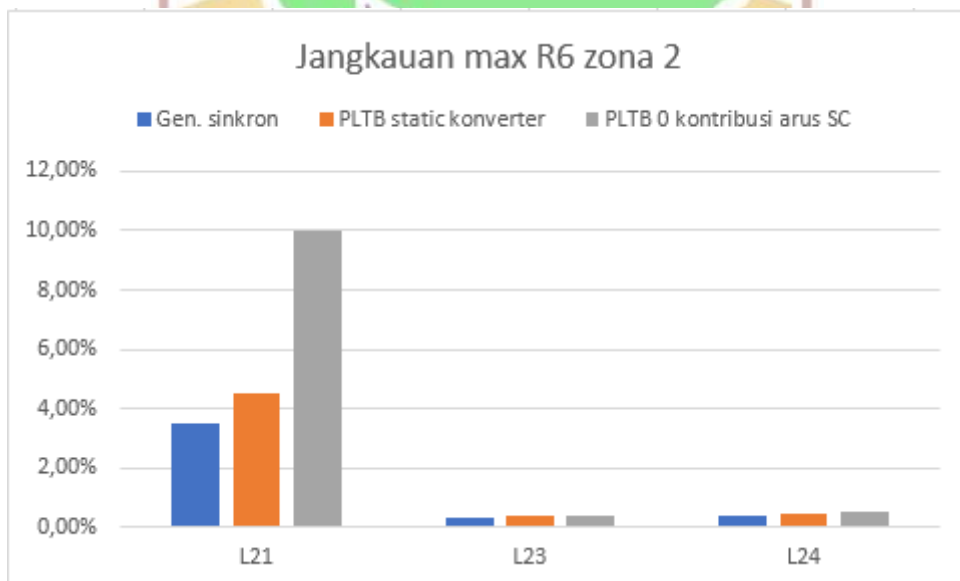


Jangkauan relai zona 2 dapat bertambah dengan pergantian pembangkit menjadi PLTB, namun ada beberapa relai yang jangkauannya berkurang

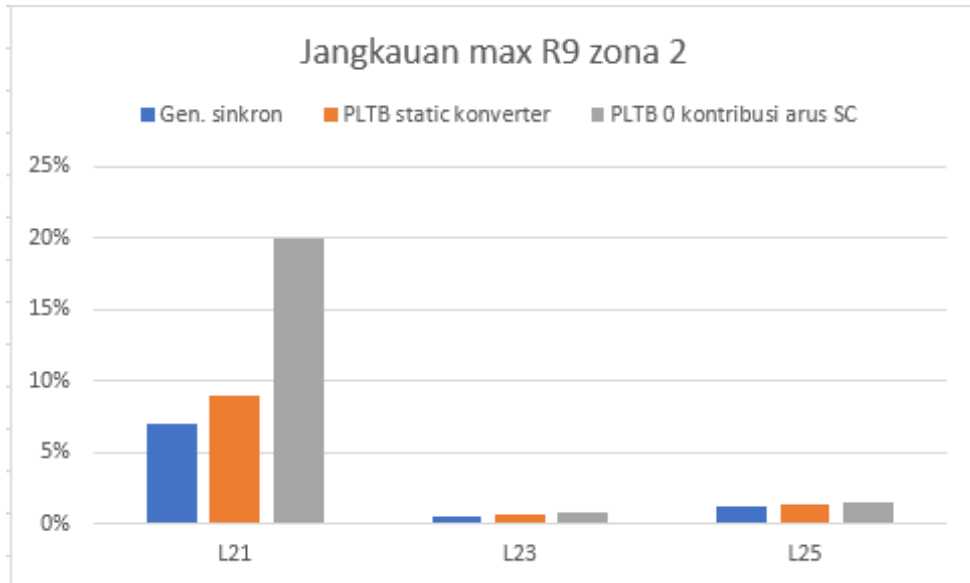
- Relai dengan jangkauan maksimum yang bertambah yaitu relai 1, 6, 9 dan 12



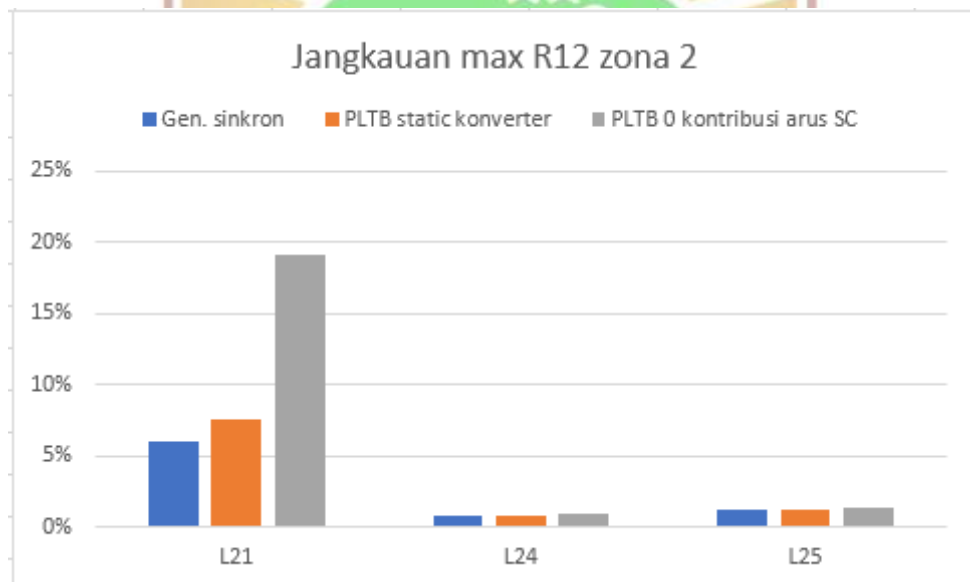
Gambar 4. 4 Jangkauan Maksimum Relai 1 Zona



Gambar 4. 5 Jangkauan Maksimum Relai 6 Zona 2



Gambar 4. 6 Jangkauan Maksimum Relai 9 Zona 2



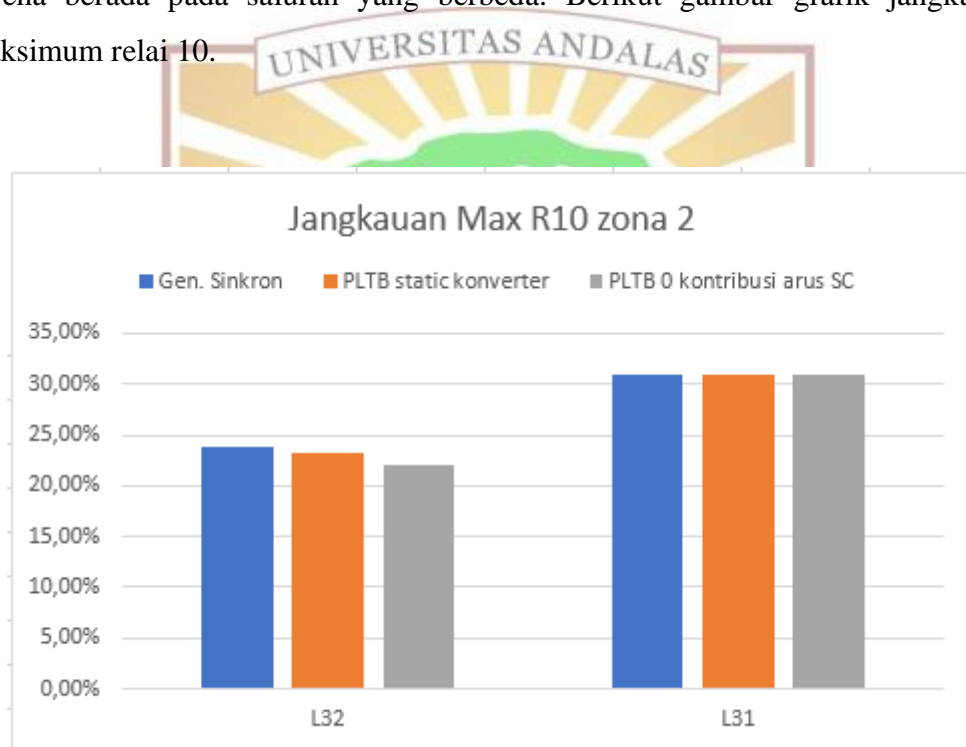
Gambar 4. 7 Jangkauan Maksimum Relai 12 Zona 2

Berdasarkan grafik diatas, jangkauan maksimum zona 2 relai 1, 6, 9 dan 12 pada masing - masing salurannya lebih besar pada sistem yang memiliki PLTB dibandingkan yang tidak memiliki PLTB. Jika membandingkan besar arus gangguan yang dilihat relai pada sistem dengan PLTB, arus gangguan yang dihasilkan oleh PLTB jenis Static converter lebih kecil dari pembangkit generator sinkron, sementara untuk PLTB zero short circuit, arus gangguan yang dihasilkan nol. Jika dibandingkan jangkauan relai zona 2 pada sistem PLTB jenis static converter dengan PLTB jenis zero short circuit diperoleh jangkauan relai yang

lebih besar pada PLTB jenis zero short circuit yang memberikan arus gangguan nol.

- Relai dengan jangkauan zona 2 yang berkurang setelah pembangkit diganti menjadi PLTB yaitu relai 2, 13 dan 10.

Relai 2, 13 dan 10 mengalami penurunan jangkauan karena relai ini mengukur arus gangguan yang berasal dari generator bus 2, yang ketika diganti menjadi PLTB maka arus gangguannya menjadi kecil (bahkan nol), akibatnya impedansi yang terukur menjadi lebih besar. Relai 2 dan 13 tidak ada grafik karena berada pada saluran yang berbeda. Berikut gambar grafik jangkauan maksimum relai 10.



Gambar 4. 8 Jangkauan Maksimum Relai 10 Zona 2

4.2.1.3 Jangkauan relai pada zona 3

Jangkauan maksimum zona 3 untuk gangguan tanpa resistansi ditunjukkan Tabel 4.10

Tabel 4. 10 Jangkauan maksimum relai pada zona 3, tanpa resistansi gangguan

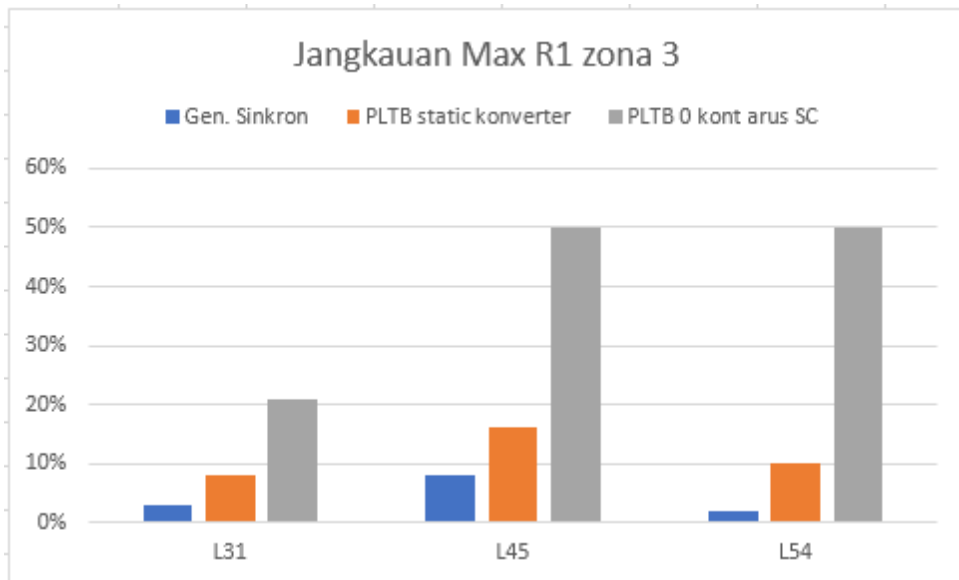
Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 3	Jenis Pembangkit pada bus 2					
			Gen. Sinkron		PLTB static konverter		PLTB 0 kont arus SC	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L31	3%	821	8,00%	815	21%	793
		L45	8,00%	873	16%	886	50%	919
		L54	2,00%	934	10%	931	50%	919
R2	231		7,55% L13	238	5,4% L13	157	Relai hanya membaca di saluran 21 posisi jangkauan di zona 2	
R3	58	L34	42%	419	42%	394	42%	347
		L31	5,5%	437	5,5%	412	5,5%	336
R4	85	L45	5,5%	575	5,5%	543	5,5%	483
		L43	80%	535	80%	504	80%	447
R5	156	L43	12,50%	309	12,50%	291	12,50%	259
R6	156	L21	8%	67	10,50%	66	23,50%	60

		L23	0,70%	68	0,80%	68	0,88%	68
		L24	0,95%	66	1,05%	66	1,18%	66
R7	14	L42	4,5%	296	4,5%	279	4,5%	247
		L43	40%	292	40%	275	40%	244
R8	14	L21	2,50%	70	3,50%	70	10,80%	68
R9	85	L21	16%	122	20%	119	49,50%	90
		L23	1,40%	127	1,50%	127	1,75%	128
		L25	2,80%	129	3%	130	3,50%	130
R10	44	L32	45,50%	308	44,20%	294	41,50%	268
		L31	68%	313	68%	293	68%	254
R11	44	L21	25,50%	162	34%	151	86,50%	45
		L45	54,00%	490	55,00%	476	57,50%	450
R12	58	L21	15%	114	19%	111	44%	89
		L24	1,75%	118	1,85%	118	2,20%	118
		L25	2,70%	123	2,90%	123	3,30%	123
R13	115		2,2% L12	73	1,45% L12	45	Relai hanya membaca disaluran 31 posisi jangkauan di zona 2	
R14	115	L32	7%	628	7%	604	7%	599
		L34	75%	614	75%	604	75%	585

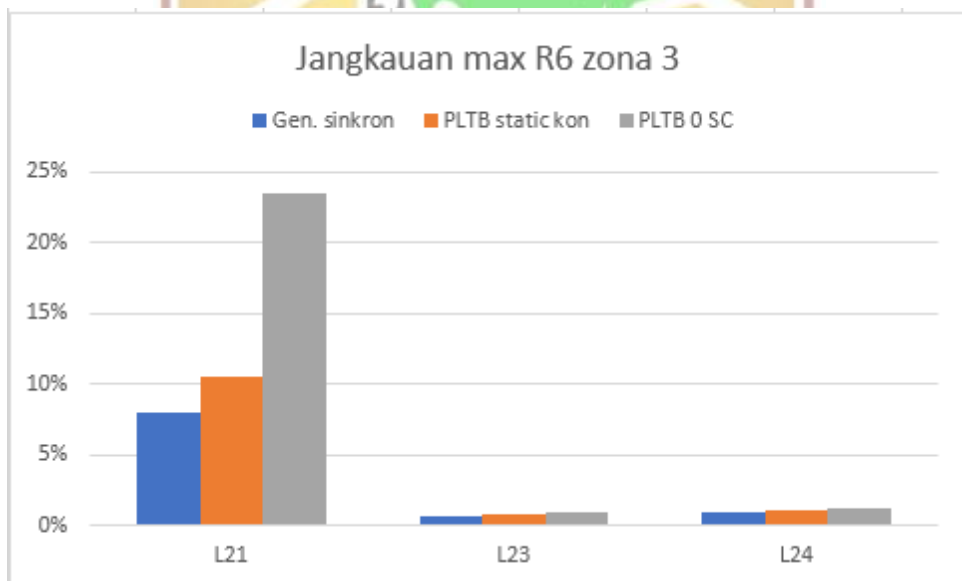
Catt: Jangkauan dilihat dari subskrip pertama nama saluran yang ditulis

Jangkauan relai zona 3 dapat bertambah dengan pergantian pembangkit menjadi PLTB, namun ada beberapa relai yang jangkauannya berkurang.

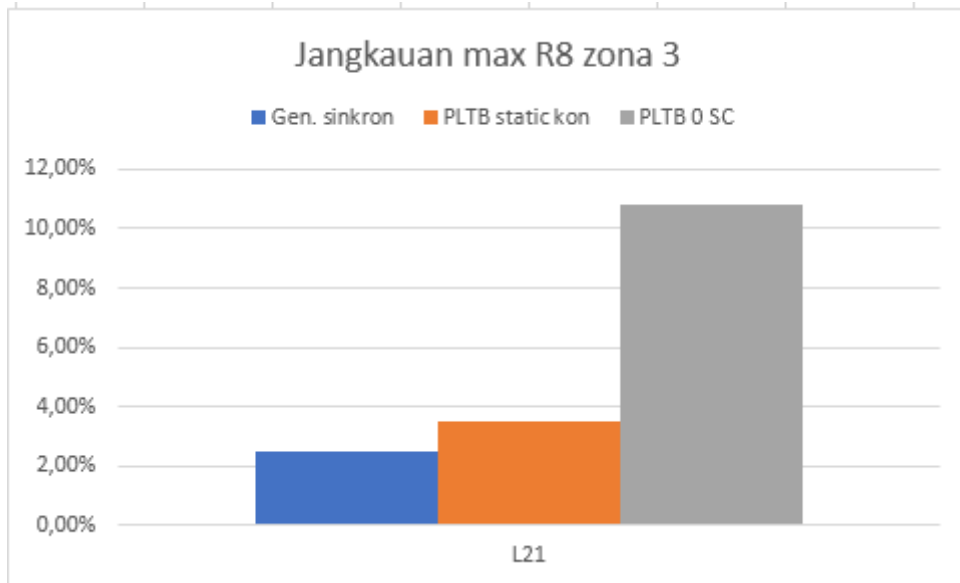
- Relai dengan jangkauan maksimum yang bertambah dan tetap yaitu relai 1, 6, 8, 9, 11 dan 12.



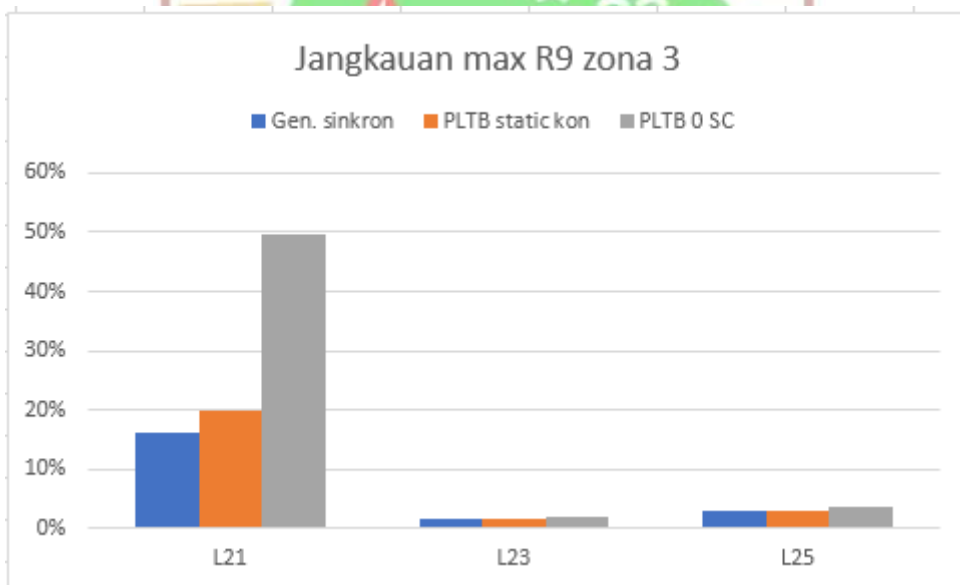
Gambar 4. 9 Jangkauan Maksimum Relai 1 Zona 3



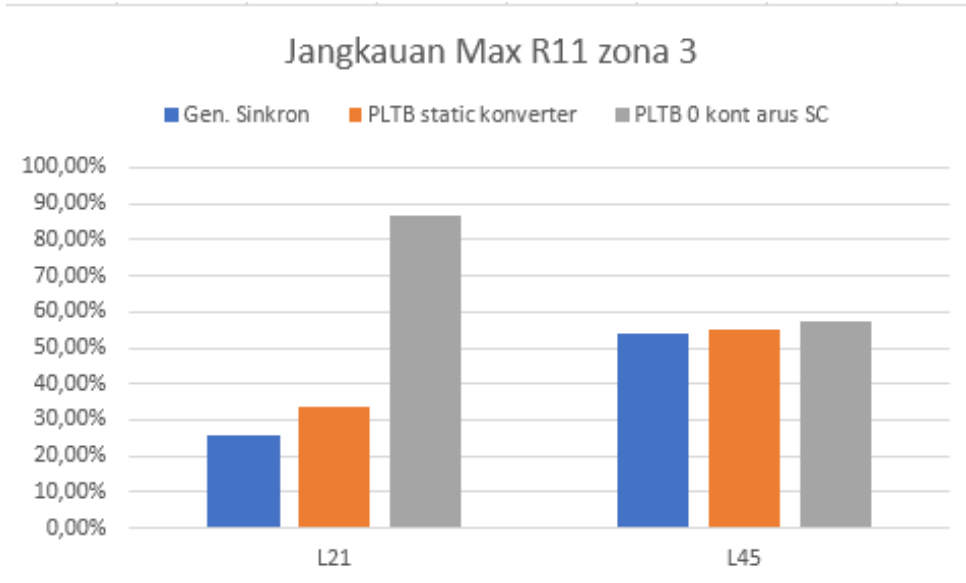
Gambar 4. 10 Jangkauan Maksimum Relai 6 Zona 3



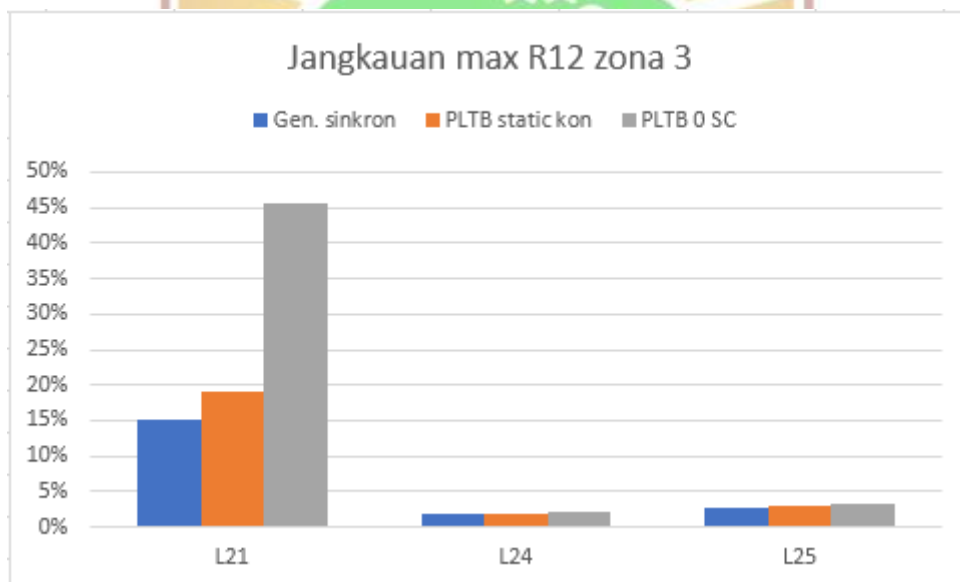
Gambar 4. 11 Jangkauan Maksimum Relai 8 Zona 3



Gambar 4. 12 Jangkauan Maksimum Relai 9 Zona 3



Gambar 4. 13 Jangkauan Maksimum Relai 11 Zona 3



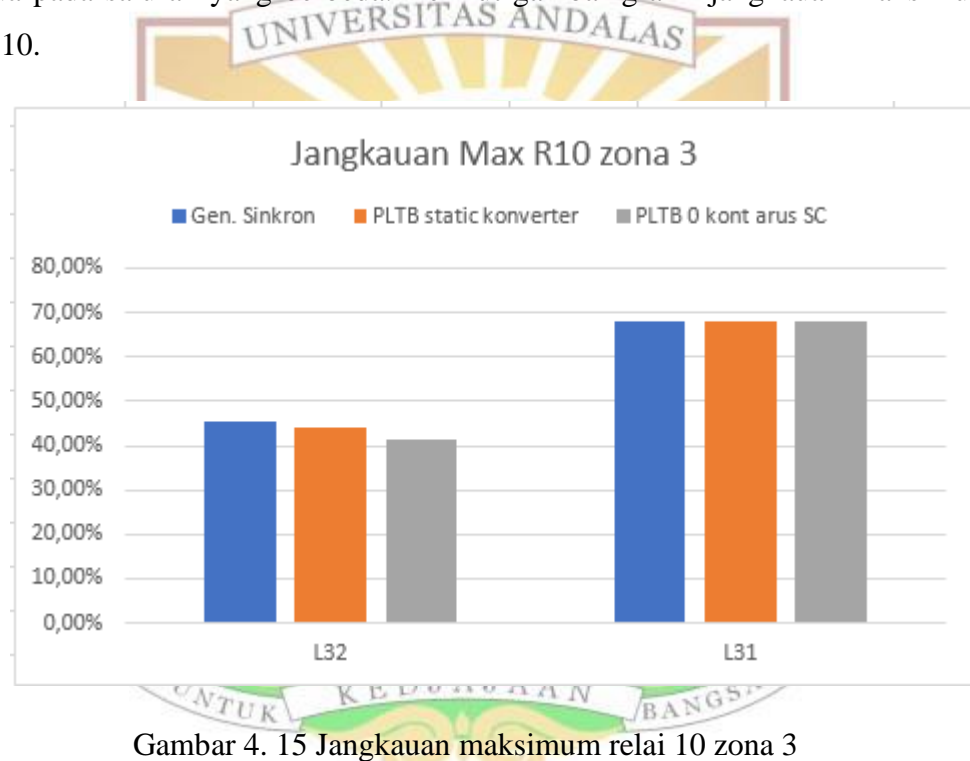
Gambar 4. 14 Jangkauan Maksimum Relai 12 Zona 3

Berdasarkan grafik diatas, jangkauan maksimum zona 3 relai 1, 6, 8, 9, 11 dan 12 pada masing- masing salurannya lebih besar pada sistem yang memiliki PLTB dibandingkan yang tidak memiliki PLTB. Jika membandingkan besar arus gangguan yang dilihat relai pada sistem dengan PLTB, arus gangguan yang dihasilkan oleh PLTB jenis Static converter lebih kecil dari pembangkit generator sinkron, sementara untuk PLTB zero short circuit, arus gangguan yang dihasilkan nol. Jika dibandingkan jangkauan relai zona 3 pada sistem PLTB jenis static converter dengan PLTB jenis zero short circuit diperoleh jangkauan relai yang

lebih besar pada PLTB jenis zero short circuit yang memberikan arus gangguan nol.

- Relai dengan jangkauan zona 3 yang berkurang setelah pembangkit diganti menjadi PLTB

Relai 2, 13 dan 10 mengalami penurunan jangkauan karena relai ini mengukur arus gangguan yang berasal dari generator bus 2, yang ketika diganti menjadi PLTB maka arus gangguannya menjadi kecil (bahkan nol), akibatnya impedansi yang terukur menjadi lebih besar. Relai 2 dan 13 tidak ada grafi karena berada pada saluran yang berbeda. Berikut gambar grafik jangkauan maksimum relai 10.



Gambar 4. 15 Jangkauan maksimum relai 10 zona 3

4.2.2 Efek resistansi gangguan terhadap kerja relai jarak

Pengujian jangkauan relai jarak untuk tiga jenis pembangkit dengan ditambahkan resistansi gangguan sebesar 1 ohm dan 10 ohm. Pengujian untuk mendapatkan jangkauan maksimum pada zona 1, zona 2 dan zona 3.

4.2.2.1 Resistansi gangguan 1 ohm

Jangkauan maksimum zona 1 dengan resistansi 1 ohm ditunjukkan pada tabel 4.11.

Tabel 4. 11 Jangkauan maksimum zona 1

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 1	Jenis Pembangkit pada bus 2					
			Gen. Sinkron		PLTB static konverter		PLTB 0 kontribusi arus SC	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L12	78,5%	2185	78,5%	2180	78,5%	2173
R2	231	L21	68%	670	68%	485	45%	230
R3	58	L23	78,50%	675	78,50%	641	78,50%	577
R4	85	L24	78,50%	839	78,50%	794	78,50%	711
R5	156	L25	79,00%	1279	79,00%	1216	79,00%	1099
R6	156	L52	70,50%	229	70,50%	219	70,50%	202
R7	14	L54	78,50%	448	78,50%	427	78,50%	388
R8	14	L45	78,50%	590	78,50%	570	78,50%	532
R9	85	L42	77,50%	413	77,50%	397	77,50%	368
R10	44	L43	70,50%	8187	70,50%	770	70,50%	683
R11	44	L34	70,50%	1001	70,50%	966	70,50%	903
R12	58	L32	78,50%	407	78,50%	391	78,50%	364
R13	115	L31	78%	411	78%	380	78%	320
R14	115	L13	78%	909	78%	891	78%	858

Catt: Jangkauan dilihat dari subskrip pertama nama saluran yang ditulis

Dari tabel di atas dapat dilihat jangkauan maksimum relai 1-14 untuk zona 1 yang terdiri dari berbagai pembangkit. Nilai jangkauan maksimum zona 1 sama untuk ketiga jenis pembangkit, karena relai tidak dipengaruhi oleh infeed. Pada relai 2, nilai jangkauan maksimum pada pembangkit PLTB lebih kecil dibandingkan pembangkit generator sinkron, hal tersebut karena relai 2 mengukur gangguan yang berasal dari generator bus 2, yang ketika diganti menjadi PLTB maka arus gangguannya menjadi kecil (bahkan nol), akibatnya impedansi yang terukur menjadi lebih besar.



Jangkauan maksimum zona 2 dengan resistansi gangguan 1 ohm ditunjukkan pada tabel 4.12.

Tabel 4. 12 Jangkauan maksimum zona 2

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 2	Jenis Pembangkit pada bus 2					
			Gen. Sinkron		PLTB static konverter		PLTB 0 kontribusi arus SC	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L23	18%	1331	20,2%	1326	25%	1322
		L24	25%	1332	28%	1329	35,5%	1320
		L25	35%	1356	39%	1352	48%	1345
R2	231		4,1% L13	336	2,6% L13	232	86,50% L21	72
R3	58	L31	1,5%	460	1,5%	434	1,5%	384
		L34	15 %	451	15%	425	15%	370
R4	85	L43	25%	600	25%	566	25%	503
		L45	1,50%	616	1,50%	581	1,50%	516
R5	156	L54	49%	629	49%	603	49%	553
R6	156	L52	95%	105	96%	97	97%	88
			0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0
R7	14	L42	1%	312	1%	294	1%	261
		L43	10,50%	309	10,50%	292	10,5%	259
R8	14	L52	46%	320	46%	307	46%	283

R9	85	L21	2,50%	140	3,50%	140	10%	134
		L23	0,20%	141	0,30%	140	0,40%	140
		L25	0,45%	141	0,50%	141	0,80%	140
R10	44	L32	23,5%	485	22,5%	464	21,5%	415
		L31	30%	519	30%	492	30%	439
R11	44	L42	38%	609	38%	591	38%	558
		L45	22,5%	683	22,50%	665	22,5%	632
R12	58	L21	1,85%	130	3,50%	129	8,50%	125
		L24	0,30%	130	0,35%	121	0,50%	129
		L25	0,50%	131	0,50%	131	0,80%	130
R13	115	L31	98,20%	129	97,50%	113	95,50%	94
R14	115	L32	2%	673	2%	660	2%	638
		L34	22,5%	667	22,5%	655	22,5%	632

Catt: Jangkauan dilihat dari subskrip pertama nama saluran yang ditulis



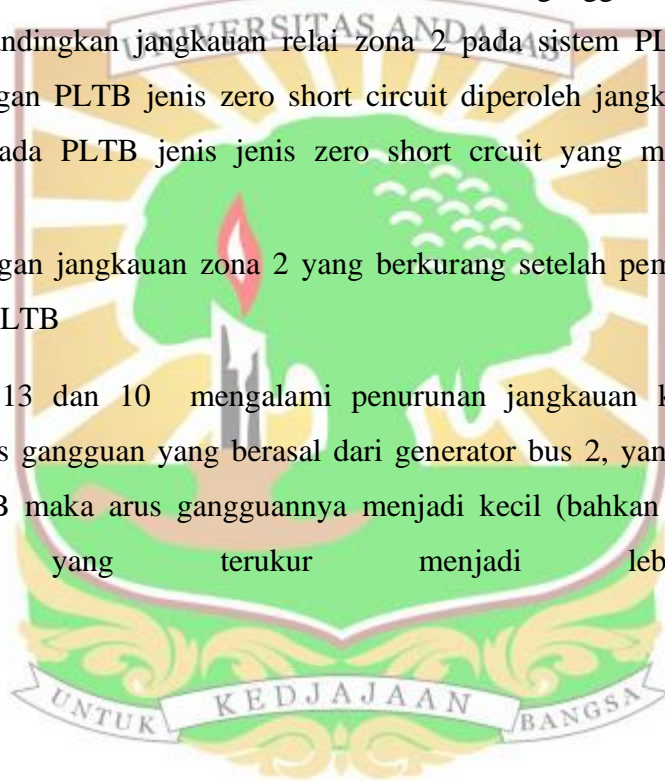
Jangkauan relai zona 2 dapat bertambah dengan pergantian pembangkit menjadi PLTB, namun ada beberapa relai yang jangkauannya berkurang

- Relai dengan jangkauan maksimum yang bertambah yaitu relai 1, 6, 9 dan 12

Berdasarkan Tabel 4.12 diatas, jangkauan maksimum zona 2 relai 1, 6, 9 dan 12 pada masing-masing salurannya lebih besar pada sistem yang memiliki PLTB dibandingkan yang tidak memiliki PLTB. Jika membandingkan besar arus gangguan yang dilihat relai pada sistem dengan PLTB, arus gangguan yang dihasilkan oleh PLTB jenis Static converter lebih kecil dari pembangkit generator sinkron, sementara untuk PLTB zero short circuit, arus gangguan yang dihasilkan nol. Jika dibandingkan jangkauan relai zona 2 pada sistem PLTB jenis static converter dengan PLTB jenis zero short circuit diperoleh jangkauan relai yang lebih besar pada PLTB jenis zero short circuit yang memberikan arus gangguan nol.

- Relai dengan jangkauan zona 2 yang berkurang setelah pembangkit diganti menjadi PLTB

Relai 2, 13 dan 10 mengalami penurunan jangkauan karena relai ini mengukur arus gangguan yang berasal dari generator bus 2, yang ketika diganti menjadi PLTB maka arus gangguannya menjadi kecil (bahkan nol), akibatnya impedansi yang terukur menjadi lebih besar.



Jangkauan maksimum zona 3 dengan resistansi gangguan sebesar 1 ohm.ditunjukkan pada tabel 4.13

Tabel 4. 13 Jangkauan maksimum zona 3

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 3	Jenis Pembangkit pada bus 2					
			Gen. Sinkron		PLTB static konverter		PLTB 0 kontribusi arus SC	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L31	2%	833	7,7%	817	20,5%	800
		L45	7%	877	15%	888	48%	917
		L54	1,5%	935	9%	934	48%	918
R2	231		7,25% L13	243	5,15% L13	163	92,5% L21	42
R3	58	L31	5%	438	5%	414	5%	367
		L34	39,5%	421	39,5%	396	39,5%	348
R4	85	L43	72%	543	72%	512	72%	454
		L45	5,00%	578	5,00%	546	5,00%	486
R5	156	L43	7,5%	311	7,5%	294	7,5%	261
R6	156	L21	0,80%	71	2,50%	70	9%	68
		L23	0,10%	71	0,25%	70	0,45%	70
		L24	0,10%	71	0,30%	70	0,55%	69
R7	14	L42	4%	297	4%	280	4%	249
		L43	35,5%	294	35,5%	277	35,5%	246
R8	14	L52	97%	92	97,50%	88	99%	77
R9	85	L21	11%	128	15%	125	32,50%	110

		L23	1,05%	131	1,20%	130	1,50%	130
		L25	2,10%	133	2,30%	133	3%	131
R10	44	L32	45,20%	309	44%	294	41,20%	269
		L31	68%	313	68%	293	64%	254
R11	44	L21	21%	171	28%	162	59%	115
		L45	53%	494	54%	480	56%	453
R12	58	L21	10,50%	119	14%	116	32%	102
		L24	1,30%	121	1,40%	121	1,80%	120
		L25	1,95%	125	2,20%	125	2,70%	125
R13	115		0,3% L12	86	99,3% L31	74	97,1% L31	63
R14	115	L32	6,50%	630	6,50%	620	6,5%	601
		L34	65,50%	622	65,50%	611	65,50%	592

Catt: Jangkauan dilihat dari subskrip pertama nama saluran yang ditulis



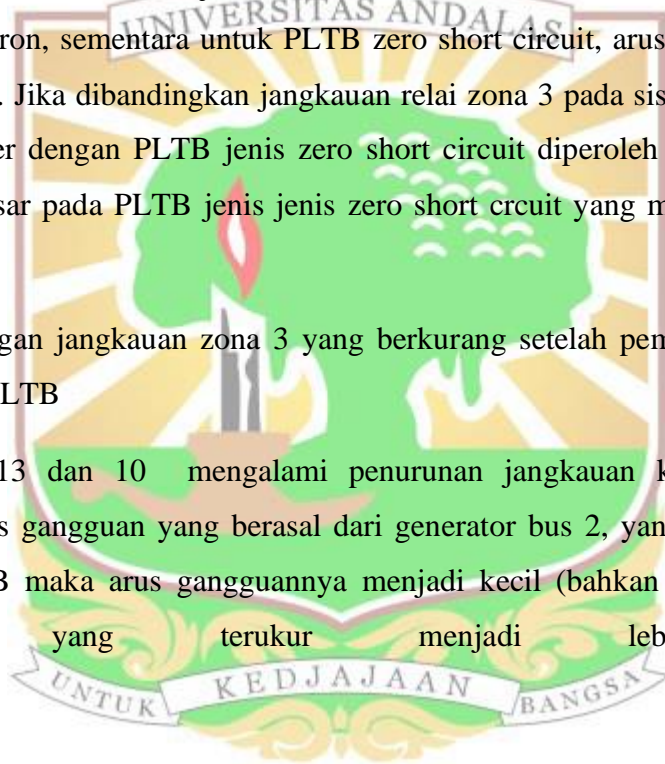
Jangkauan relai zona 3 dapat bertambah dengan pergantian pembangkit menjadi PLTB, namun ada beberapa relai yang jangkauannya berkurang

- Relai dengan jangkauan maksimum yang bertambah yaitu relai 1, 6, 8, 9, 11 dan 12.

Berdasarkan Tabel 4.13 diatas, jangkauan maksimum zona 3 relai 1, 6, 8, 9, 11 dan 12 pada masing-masing salurannya lebih besar pada sistem yang memiliki PLTB dibandingkan yang tidak memiliki PLTB. Jika membandingkan besar arus gangguan yang dilihat relai pada sistem dengan PLTB, arus gangguan yang dihasilkan oleh PLTB jenis Static converter lebih kecil dari pembangkit generator sinkron, sementara untuk PLTB zero short circuit, arus gangguan yang dihasilkan nol. Jika dibandingkan jangkauan relai zona 3 pada sistem PLTB jenis static converter dengan PLTB jenis zero short circuit diperoleh jangkauan relai yang lebih besar pada PLTB jenis zero short circuit yang memberikan arus gangguan nol.

- Relai dengan jangkauan zona 3 yang berkurang setelah pembangkit diganti menjadi PLTB

Relai 2, 13 dan 10 mengalami penurunan jangkauan karena relai ini mengukur arus gangguan yang berasal dari generator bus 2, yang ketika diganti menjadi PLTB maka arus gangguannya menjadi kecil (bahkan nol), akibatnya impedansi yang terukur menjadi lebih besar.



4.2.2.2 Resistansi gangguan 10 ohm

Jangkauan maksimum relai pada zona 1 dengan resistansi gangguan 10 ohm ditunjukkan pada tabel 4.14.

Tabel 4. 14 Jangkauan maksimum zona 1 dengan resistansi gangguan 10 Ohm

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 1	Jenis Pembangkit pada bus 2					
			Gen. Sinkron		PLTB static konverter		PLTB 0 kontribusi arus SC	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L12	40%	2679	44%	2600	50%	2495
R2	231		jangkauan minimum di zona 2	0	jangkauan minimum di zona 2	0	jangkauan minimum di zona 2	0
R3	58	L23	71%	733	71%	697	71%	631
R4	85	L24	68%	926	68%	878	68%	788
R5	156	L25	68%	1348	68%	1281	68%	1156
R6	156		jangkauan minimum di zona 2	0	jangkauan minimum di zona 2	0	jangkauan minimum di zona 2	0
R7	14	L54	65,50%	511	65,50%	489	65,50%	448
R8	14	L45	70%	630	70%	609	70%	571
R9	85	L42	54%	609	54%	587	54%	546
R10	44		jangkauan minimum di zona 2	0	jangkauan minimum di zona 2	0	jangkauan minimum di zona 2	0

R11	44		jangkauan minimum di zona 2	0	jangkauan minimum di zona 2	0	jangkauan minimum di zona 2	0
R12	58	L32	64%	531	64%	512	64%	478
R13	115	L31	57,5%	570	57,5%	538	57,5%	477
R14	115	L13	72%	949	72%	932	72%	900

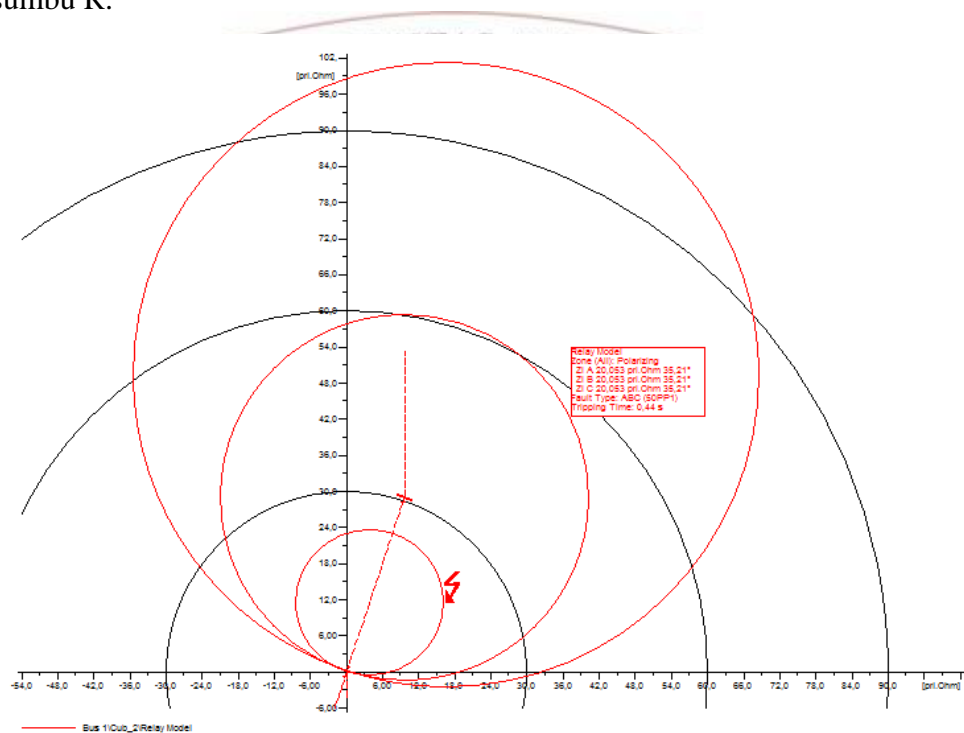
Catt: Jangkauan dilihat dari subskrip pertama nama saluran yang ditulis



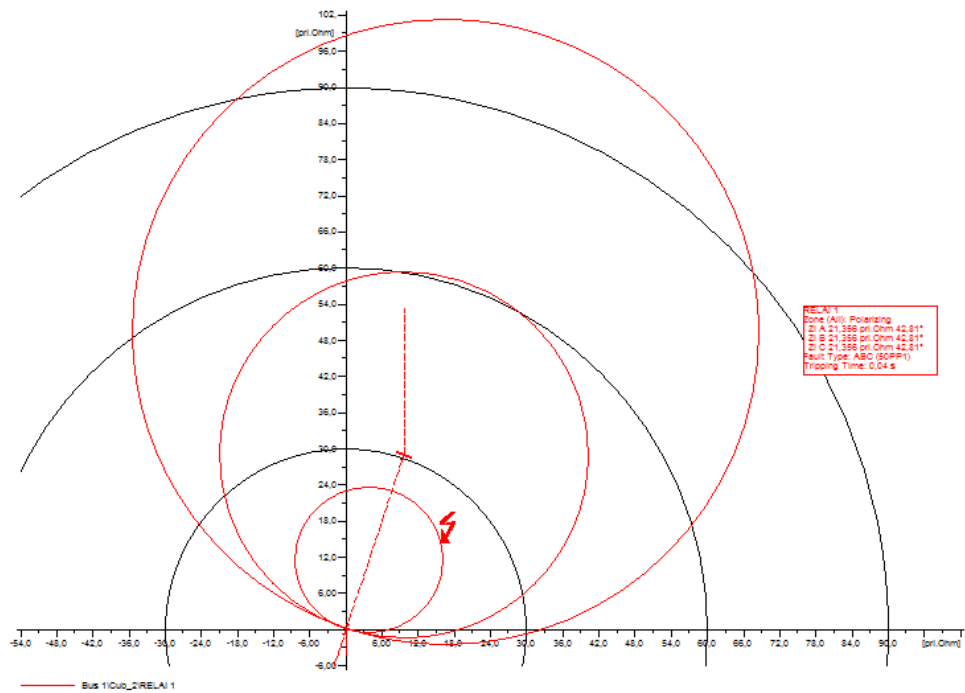
Berdasarkan Tabel 4.14, dapat dilihat efek PLTB terhadap jangkauan relai pada zona 1 dengan resistansi gangguan 10 ohm yaitu:

- Jangkauan maksimum relai bertambah yaitu relai 1

Pada gambar 4.16 relai 1 dengan lokasi gangguan 40% saluran 1-2, gangguan yang terbaca oleh relai di zona 1 dengan pembangkit generator sinkron. Sedangkan pada gambar 4.17 lokasi gangguan pada 50% panjang saluran 1-2, gangguan yang terbaca oleh relai berada di batas jangkauan zona 1 untuk pembangkit PLTB zero short circuit. Pada gambar terlihat relai begeser ke sumbu R.



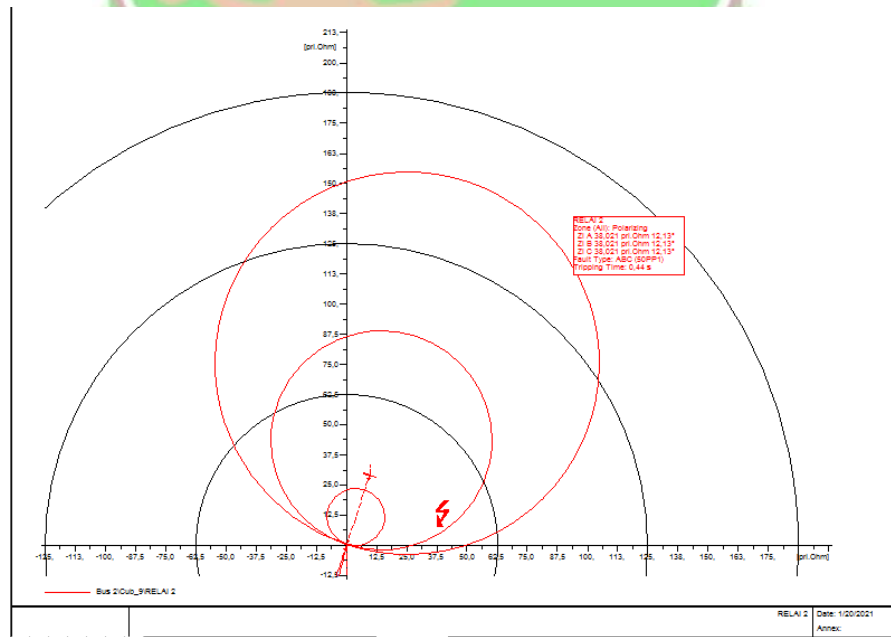
Gambar 4. 16 Diagram R-X relai 2 dengan lokasi gangguan 40% saluran 1-2 pada pembangkit Generator Sinkron.



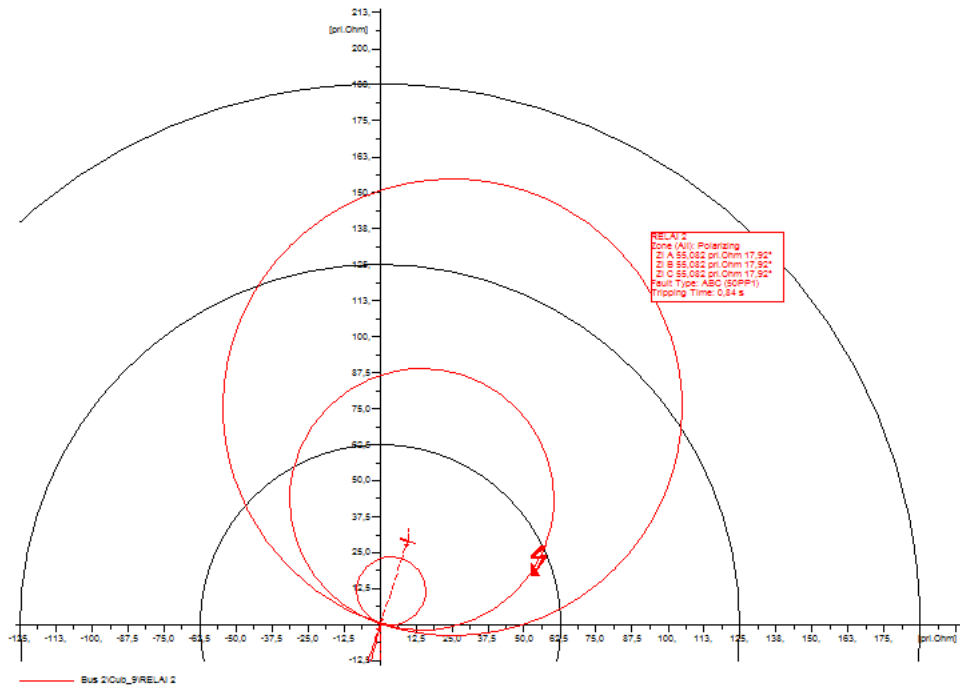
Gambar 4. 17 Diagram R-X relai 2 dengan lokasi gangguan 50% saluran 1-2 pada pembangkit Generator Sinkron.

Jangkauan maksimum di zona 1 tidak ditemukan yaitu relai 2, 6, 10 dan 11

Pada relai ini, jangkauan relai paling rendah berada di zona 2 akibat penambahan resistansi gangguan. seperti ditunjukkan pada gambar 4.18 dan 4.19.

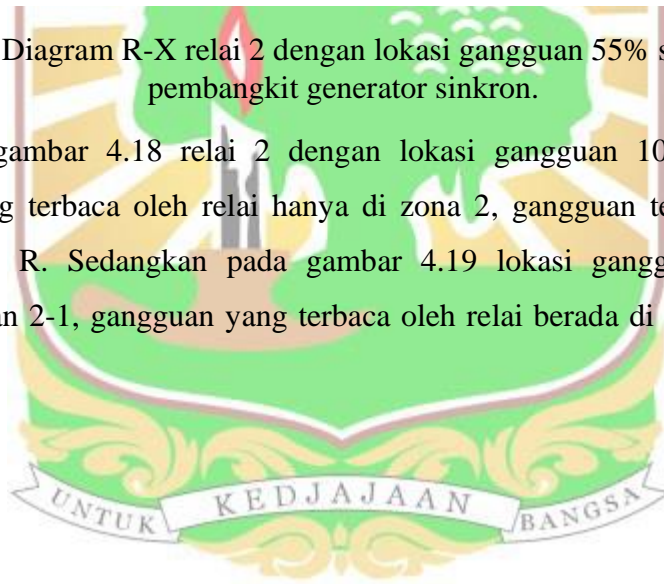


Gambar 4. 18 Diagram R-X relai 2 dengan lokasi gangguan 10% saluran 2-1 pada pembangkit Generator Sinkron.



Gambar 4. 19 Diagram R-X relai 2 dengan lokasi gangguan 55% saluran 2-1 pada pembangkit generator sinkron.

Berdasarkan gambar 4.18 relai 2 dengan lokasi gangguan 10% saluran 2-1, gangguan yang terbaca oleh relai hanya di zona 2, gangguan tersebut bergeser searah sumbu R. Sedangkan pada gambar 4.19 lokasi gangguan pada 55% panjang saluran 2-1, gangguan yang terbaca oleh relai berada di batas jangkauan zona 2.



Jangkauan maksimum relai pada zona 2 dengan resistansi gangguan 10 ohm ditunjukkan pada tabel 4.15.

Tabel 4. 15 Jangkauan maksimum zona 2

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 2	Jenis Pembangkit pada bus 2					
			Gen. Sinkron		PLTB static konverter		PLTB 0 kontribusi arus SC	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L23	13%	1399	15%	1388	20%	1364
		L24	17%	1412	20%	1396	27%	1372
		L25	25%	1421	29%	1407	37%	13995
R2	231		55% L21	697	27% L21	622	Keterangan pada gambar 4.20 dan 4.21	0
R3	58	L23	91%	539	91%	511	91%	458
			0	0	0	0	0	0
R4	85	L24	92%	684	92%	648	92%	597
			0	0	0	0	0	0
R5	156	L54	41,5%	665	41,50%	638	41,50%	587
R6	156	L52	10%	418	10%	403	10%	376
			0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0
R7	14	L54	85%	398	85%	379	85%	344
			0	0	0	0	0	0
R8	14	L52	14%	407	14%	392	14%	365

R9	85	L42	74%	431	74%	415	75,5	374
			0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0
R10	44	L32	16,50%	539	16%	512	15%	416
		L31	17,8%	585	17,8%	554	17,8%	496
R11	44	L42	22,5%	700	22,5%	679	22,5%	642
		L45	15%	731	15%	711	15%	674
R12	58	L32	81,50%	364	81,50%	351	82,50%	318
			0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0
R13	115	L31	75,50%	418	74,50%	397	72,50%	358
R14	115	L13	95%	715	95%	702	95%	679
			0	0	0	0	0	0

Catt: Jangkauan dilihat dari subskrip pertama nama saluran yang ditulis



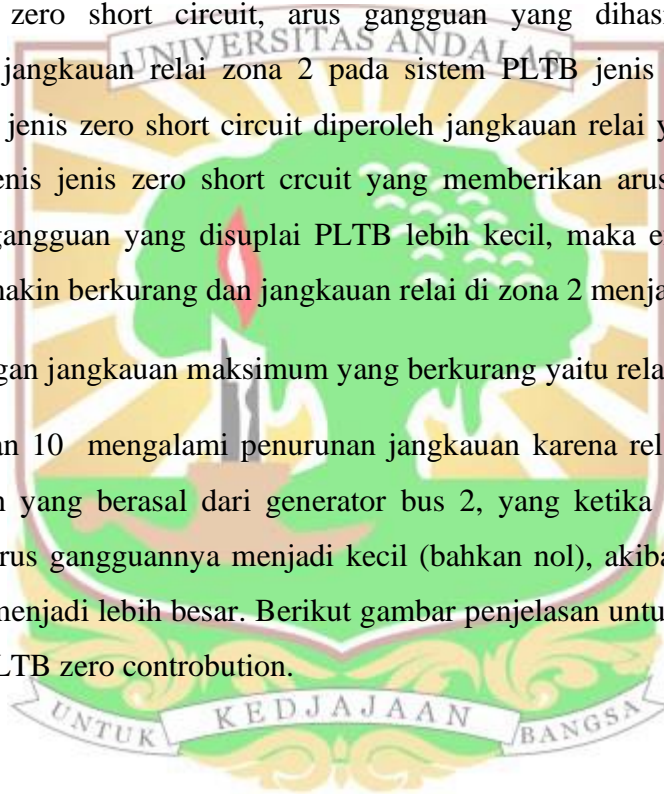
Jangkauan relai zona 2 dapat bertambah dengan pergantian pembangkit menjadi PLTB, namun ada beberapa relai yang jangkauannya berkurang.

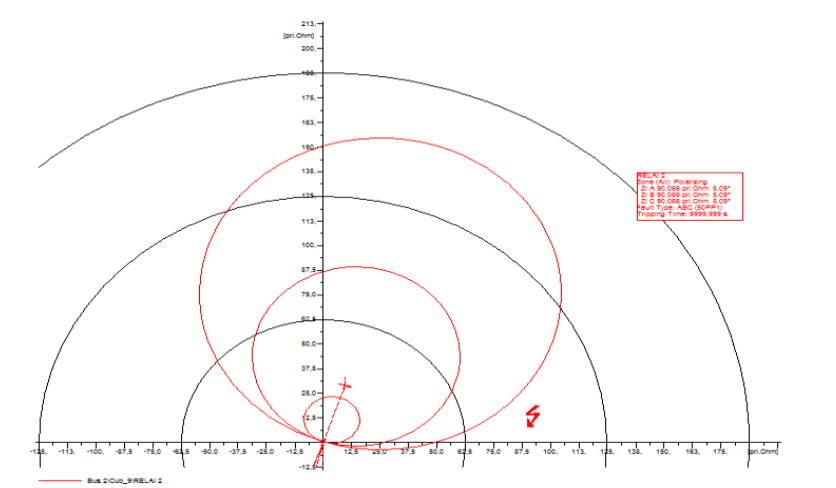
- Relai dengan jangkauan maksimum yang bertambah yaitu relai 1, 9 dan 12.

Dari tabel 4.15 jangkauan maksimum zona 2 relai 1, 9 dan 12 pada masing-masing salurannya lebih besar pada sistem yang memiliki PLTB dibandingkan yang tidak memiliki PLTB. Jika membandingkan besar arus gangguan yang dilihat relai pada sistem dengan PLTB, arus gangguan yang dihasilkan oleh PLTB jenis Static converter lebih kecil dari pembangkit generator sinkron, sementara untuk PLTB zero short circuit, arus gangguan yang dihasilkan nol. Jika dibandingkan jangkauan relai zona 2 pada sistem PLTB jenis static converter dengan PLTB jenis zero short circuit diperoleh jangkauan relai yang lebih besar pada PLTB jenis zero short circuit yang memberikan arus gangguan nol. Karena arus gangguan yang disuplai PLTB lebih kecil, maka efek infeed yang dihasilkan semakin berkurang dan jangkauan relai di zona 2 menjadi lebih baik.

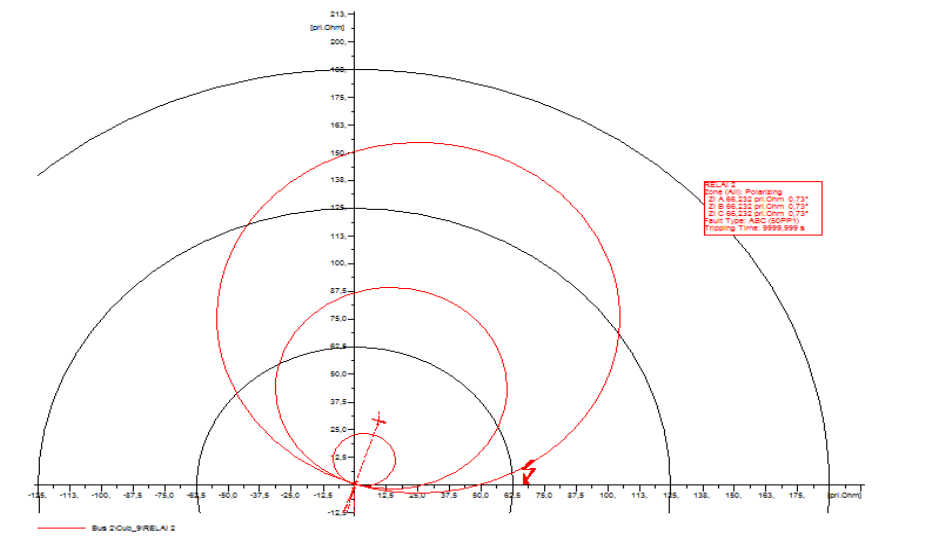
- Relai dengan jangkauan maksimum yang berkurang yaitu relai 10, 2 dan 13.

Relai 2, 13 dan 10 mengalami penurunan jangkauan karena relai ini mengukur arus gangguan yang berasal dari generator bus 2, yang ketika diganti menjadi PLTB maka arus gangguannya menjadi kecil (bahkan nol), akibatnya impedansi yang terukur menjadi lebih besar. Berikut gambar penjelasan untuk relai 2 dengan pembangkit PLTB zero contribution.





Gambar 4. 20 Diagram R-X relai 2 untuk lokasi gangguan 20% saluran 2-1 pada pembangkit PLTB zero circuit.



Gambar 4. 21 Diagram R-X relai 2 untuk lokasi gangguan 1 % saluran 2-1 pada pembangkit PLTB short circuit.

Berdasarkan gambar 4.18 saat jangkauan maksimum relai 20%, gangguan yang dibaca oleh relai berada diluar batas zona, yang mendekati zona 3. Saat jangkauan 1% seperti gambar 4.19, gangguan yang dibaca oleh relai bergeser searah sumbu R. Sehingga jangkauan relai untuk zona 2 tidak terbaca.

Jangkauan maksimum relai pada zona 3 dengan resistansi 10 ohm ditunjukkan pada tabel 4.16.

Tabel 4. 16 Jangkauan maksimum zona 3

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 3	Jenis Pembangkit pada bus 2					
			Gen. Sinkron		PLTB static konverter		PLTB 0 kontribusi arus SC	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231		99,99% L23	834	2%L31	865	13,5%L31	844
		L45	0,5%	892	7%	903	28%	919
			89% L25	960	1,5% L54	954	21% L54	947
R2	231		7,25% L13	243	78% L21	416	Keterangan pada gambar 4.20 dan 4.21	0
R3	58	L23	97%	483	97%	457	97%	407
			0	0	0	0	0	0
R4	85	L24	99,50%	617	99,50%	583	99,50%	520
			0	0	0	0	0	0
R5	156	L54	86%	3922	86%	374	86%	338
R6	156	L52	38%	335	38%	322	38%	299
			0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0
R7	14	L54	90%	368	90%	351	90%	316
			0	0	0	0	0	0

R8	14	L52	51,50%	291	52%	278	52,50%	194
R9	85	L42	81%	364	82%	341	83%	310
			0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0
R10	44	L32	45,20%	309	38,50%	326	36%	298
		L31	50,50%	389	50,50%	368	48,50%	333
R11	44	L42	66%	425	68%	403	70%	375
		L45	47%	510	47%	499	49%	472
R12	58	L32	86,50%	310	87%	294	88%	265
			0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0
R13	115		0,3% L12	86	79,5% L31	350	77,5% L31	313
R14	115	L34	15%	645	15%	643	15%	622
		L31	1,5%	656	1,5%	645	1,5%	625

Catt: Jangkauan dilihat dari subskrip pertama nama saluran yang ditulis



Jangkauan relai zona 3 dapat bertambah dengan pergantian pembangkit menjadi PLTB, namun ada beberapa relai yang jangkauannya berkurang.

- Relai dengan jangkauan maksimum yang bertambah yaitu relai 1, 8, 9, 11 dan 12

Dari tabel 4.16 jangkauan maksimum zona 3 relai 1, 8, 9, 11 dan 12 pada masing-masing salurannya lebih besar pada sistem yang memiliki PLTB dibandingkan yang tidak memiliki PLTB. Jika membandingkan besar arus gangguan yang dilihat relai pada sistem dengan PLTB, arus gangguan yang dihasilkan oleh PLTB jenis Static converter lebih kecil dari pembangkit generator sinkron, sementara untuk PLTB zero short circuit, arus gangguan yang dihasilkan nol. Jika dibandingkan jangkauan relai zona 3 pada sistem PLTB jenis static converter dengan PLTB jenis zero short circuit diperoleh jangkauan relai yang lebih besar pada PLTB jenis zero short circuit yang memberikan arus gangguan nol.

- Relai dengan jangkauan maksimum yang berkurang yaitu relai 10, 2 dan 13

Relai 2, 13 dan 10 mengalami penurunan jangkauan karena relai ini mengukur arus gangguan yang berasal dari generator bus 2, yang ketika diganti menjadi PLTB maka arus gangguannya menjadi kecil (bahkan nol), akibatnya impedansi yang terukur menjadi lebih besar. Untuk relai 2 dengan pembangkit PLTB zero contribution dapat dilihat pada gambar 4.18, saat jangkauan maksimum relai 20%, gangguan yang dibaca oleh relai berada diluar batas zona, yang mendekati zona 3. Saat jangkauan 1% seperti gambar 4.19, gangguan yang dibaca oleh relai bergeser searah sumbu R. Sehingga jangkauan relai untuk zona 2 tidak terbaca.

4.2.3 Jangkauan Relai Jarak untuk pembangkit yang sama dengan variasi resistansi gangguan

Pada bagian ini akan ditinjau efek tiga macam resistansi gangguan yaitu 0, 1 dan 10 Ohm terhadap jangkauan relai jarak dengan jenis pembangkit pada bus 2 dibuat sama. Analisa dilakukan terhadap pembangkit pada bus 2 berupa generator sinkron, PLTB static converter dan PLTB tanpa kontribusi arus hubung singkat.

4.2.3.1 Pembangkit Generator Sinkron

Jangkauan maksimum relai pada zona 1 dengan pembangkit generator sinkron ditunjukkan pada tabel 4.17

Tabel 4. 17 Jangkauan maksimum zona 1 pembangkit generator sinkron

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 1	Resitansi gangguan					
			0 (ohm)		1 (ohm)		10 (ohm)	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L12	80%	2172	78,50%	2185	40%	2679
R2	231		80%	609	68%	670	jangkauan minimum di zona 2	0
R3	58	L23	80%	662	78,50%	675	71%	733
R4	85	L24	80%	826	78,50%	839	68%	926
R5	156	L25	80%	1273	79,00%	1279	68%	1348

R6	156		80%	187	70,50%	229	jangkauan minimum di zona 2	0
R7	14	L54	80%	440	78,50%	448	65,50%	511
R8	14	L45	80%	581	78,50%	590	70%	630
R9	85	L42	80%	389	77,50%	413	54%	609
R10	44		80%	803	70,50%	8187	jangkauan minimum di zona 2	0
R11	44		80%	984	70,50%	1001	jangkauan minimum di zona 2	0
R12	58	L32	80%	393	78,50%	407	64%	531
R13	115	L31	80%	392	78%	411	57,5%	570
R14	115	L13	80%	889	78%	909	72%	949

Catt: Jangkauan dilihat subskrip pertama nama saluran yang ditulis



Berdasarkan tabel 4. 17 resistansi sangat mempengaruhi kerja relai jarak. Semakin besar resistansi maka impedansi gangguan juga semakin besar, besarnya impedansi menyebabkan jangkauan maksimum yang terbaca oleh relai berkurang tetapi arus yang terbaca oleh relai tetap bertambah dan dapat disimpulkan bahwasannya semakin besar resistansi maka jangkauan maksimum zona yang terbaca oleh relai semakin kecil.



Jangkauan maksimum relai pada zona 2 dengan pembangkit generator sinkron

Tabel 4. 18 Jangkauan maksimum zona 2 pembangkit generator sinkron

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 2	Resistansi gangguan					
			0 (ohm)		1 (ohm)		10 (ohm)	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L23	18,5%	1324	18%	1331	13%	1399
		L24	26%	1321	25%	1332	17%	1412
		L25	36,20%	1348	35%	1356	25%	1421
R2	231		4,35% L13	329	4,1% L13	336	55% L21	697
R3	58		18% L34	449	15% L34	451	91% L23	539
		L31	2% L31	458	1,5% L31	460	0	0
R4	85		2% L45	612	1,5% L45	616	92% L24	684
		L43	30%	596	25%	600	0	0
R5	156	L54	49%	631	49%	629	41,50%	665
R6	156		3,5% L21	70	95,5% L52	102	10% L52	418
		L23	0,30%	70	0	0	0	0
		L24	0,40%	69	0	0	0	0
R7	14		2% L42	308	1% L42	312	85% L54	398
		L43	15%	307	10,50%	309	0	0
R8	14	L52	50%	307	46%	320	14%	407

R9	85		7% L21	135	2,5% L21	140	74% L42	431
		L23	0,55%	137	0,20%	141	0	0
		L25	1,20%	138	0,45%	141	0	0
R10	44	L32	23,80%	483	23,5%	485	16,50%	539
		L31	31%	514	30%	519	17,8%	585
R11	44	L42	39%	604	38%	609	22,50%	700
		L45	23%	680	22,5%	685	15%	731
R12	58		6% L21	125	1,85% L21	130	81,5% L32	364
		L24	0,75%	126	0,30%	130	0	0
		L25	1,20%	129	0,50%	131	0	0
R13	115		1%L12	81	98,2% L31	129	75,5% L31	418
R14	115		3% L32	664	2% L32	673	95% L13	679
		L34	30%	660	22,50%	667	0	0

Catt: Jangkauan dilihat subskrip pertama nama saluran yang ditulis



Berdasarkan tabel 4. 18 resistansi sangat mempengaruhi kerja relai jarak. Semakin besar resistansi maka impedansi gangguan juga semakin besar, besarnya impedansi menyebabkan jangkauan maksimum yang terbaca oleh relai berkurang tetapi arus yang terbaca oleh relai tetap bertambah dan dapat disimpulkan bahwasannya semakin besar resistansi maka jangkauan maksimum zona yang terbaca oleh relai semakin kecil.



Jangkauan relai pada zona 3

Jangkauan maksimum relai pada zona 3 pembangkit generator sinkron

Tabel 4. 19 Jangkauan maksimum zona 3 pembangkit generator sinkron

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 3	Resistansi gangguan					
			0 (ohm)		1 (ohm)		10 (ohm)	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231		3% L31	821	2% L31	833	99,99% L23	834
		L45	8,00%	873	7%	877	0,50%	892
			2,00% L54	934	1,50% L54	935	89% L25	960
R2	231	L21	7,55%	238	7,25%	243	7,25%	243
R3	58		42% L34	419	39,5% L34	421	97% L23	483
		L31	5,5%	437	5,20%	437	0	0
R4	85		5,5% L45	575	5% L45	578	99,5%L24	617
		L43	80% L43	535	72% L43	543	0	0
R5	156		12,50% L43	309	7,50% L43	311	86% L54	3922
R6	156		8% L21	67	0,8% L21	71	38% L52	335
		L23	0,70%	68	0,10%	71	0	0
		L24	0,95%	66	0,10%	71	0	0
R7	14		4,5% L42	296	4% L42	297	90% L54	368
		L43	40%	292	35,50%	294	0	0
R8	14		2,5% L21	70	97% L52	92	51,5% L52	291

R9	85		16% L21	122	11% L21	128	81% L42	364
		L23	1,40%	127	1,05%	131	0	0
		L25	2,80%	129	2,10%	133	0	0
R10	44	L32	45,50%	308	45,20%	309	45,20%	309
		L31	68%	313	68,00%	313	50,50%	389
R11	44		25,50% L21	162	21% L21	171	66% L42	425
		L45	54%	490	53%	494	47%	510
R12	58		15% L21	114	10,5% L21	119	86,5% L32	310
		L24	1,75%	118	1,30%	121	0	0
		L25	2,70%	123	1,95%	125	0	0
R13	115	L12	2,20%	73	0,30%	86	0,30%	86
R14	115	L32	7%	628	6,50%	630	1,5%	656
		L34	75%	614	65,50%	622	15%	645

Catt: Jangkauan dilihat subskrip pertama nama saluran yang ditulis



Berdasarkan tabel 4. 19 resistansi sangat mempengaruhi kerja relai jarak. Semakin besar resistansi maka impedansi gangguan juga semakin besar, besarnya impedansi menyebabkan jangkauan maksimum yang terbaca oleh relai berkurang tetapi arus yang terbaca oleh relai tetap bertambah dan dapat disimpulkan bahwasannya semakin besar resistansi maka jangkauan maksimum zona yang terbaca oleh relai semakin kecil.



4.2.3.2 PLTB Static Converter-Fed Driver.

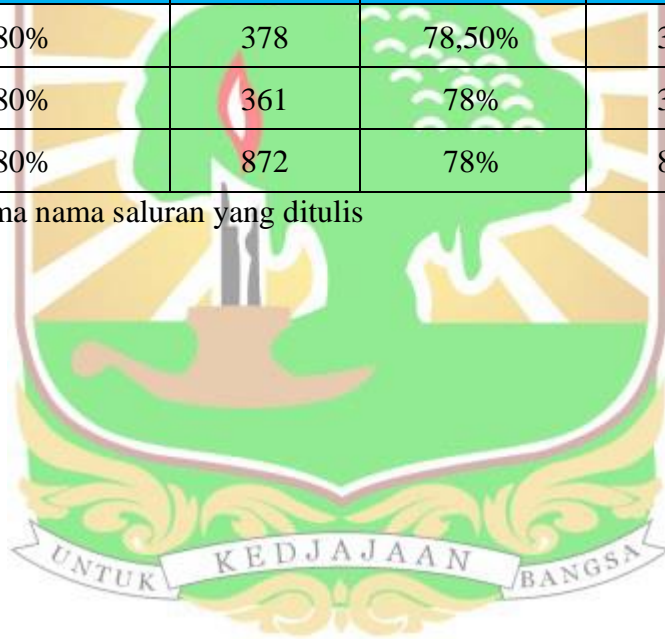
Jangkauan maksimum relai pada zona 1 PLTB yang menggunakan Static Converter-Fed Driver.

Tabel 4. 20 Jangkauan maksimum zona 1 PLTB yang menggunakan Static Converter-Fed Driver.

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 1	Resistansi gangguan					
			0 (ohm)		1 (ohm)		10 (ohm)	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L12	80%	2167	78,50%	2180	44%	2582
R2	231		80% L21	430	65,5% L21	497	Jangkauan minimum di zona 2	0
R3	58	L23	80%	628	78,50%	641	71%	697
R4	85	L24	80%	781	78,50%	794	68%	878
R5	156	L25	80%	1210	79,00%	1216	68%	1281
R6	156		80% L52	179	70,5% L52	219	Jangkauan minimum di zona 2	0
R7	14	L54	80%	420	78,50%	427	65,50%	489
R8	14	L45	80%	562	78,50%	570	70%	609

R9	85	L42	80%	374	77,50%	397	54%	587
R10	44		80% L43	756	70,5% L43	770	Jangkauan minimum di zona 2	0
R11	44		80% L34	950	70,5% L34	966	Jangkauan minimum di zona 2	0
R12	58	L32	80%	378	78,50%	391	64%	512
R13	115	L31	80%	361	78%	380	57,50%	538
R14	115	L13	80%	872	78%	886	72%	932

Catt: Jangkauan dilihat dari subskrip pertama nama saluran yang ditulis



Berdasarkan tabel 4. 20 resistansi sangat mempengaruhi kerja relai jarak. Semakin besar resistansi maka impedansi gangguan juga semakin besar, besarnya impedansi menyebabkan jangkauan maksimum yang terbaca oleh relai berkurang tetapi arus yang terbaca oleh relai tetap bertambah dan dapat disimpulkan bahwasannya semakin besar resistansi maka jangkauan maksimum zona yang terbaca oleh relai semakin kecil.



Jangkauan maksimum relai pada zona 2 PLTB yang menggunakan Static Converter Fed-Driver diberikan pada tabel 4.21.

Tabel 4. 21 Jangkauan maksimum zona 2 PLTB yang menggunakan Static Converter-Fed Driver.

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 2	Resistansi gangguan					
			0 (ohm)		1 (ohm)		10 (ohm)	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L23	20,60%	1322	20,20%	1326	15%	1388
		L24	29%	1320	28%	1329	20%	1396
		L25	40%	1346	39%	1352	29%	1407
R2	231		2,9% L13	224	2,6% L13	232	27% L21	622
R3	58		18% L34	421	15% L34	425	91% L32	511
		L31	2%	432	1,5%	434	0	0
R4	85		2% L45	577	1,5% L45	581	92% L42	648
		L43	30%	562	25%	503	0	0
R5	156	L54	49%	604	49%	603	41,50%	638
R6	156		4,5% L21	69	95,5% L52	99	10% L52	403
		L23	0,35%	70	0	0	0	0
		L24	0,45%	69	0	0	0	0
R7	14		2% L42	290	1% L42	294	85% L54	379
		L43	15,00%	290	10,50%	292	0	0
R8	14	L52	50,00%	294	46,50%	304	14%	392

R9	85		9% L21	133	3,5% L21	140	74% L42	415
		L23	0,65%	137	0,30%	140	0	0
		L25	1,35%	138	0,50%	141	0	0
R10	44	L32	23,20%	459	23%	459	16%	512
		L31	31%	487	30%	492	17,8%	554
R11	44	L42	39%	553	38%	591	22,5%	679
		L45	23%	663	22,50%	665	15,50%	706
R12	58		7,5% L21	124	3,5% L21	129	81,5% L32	351
		L24	0,82%	126	0,35%	121	0	0
		L25	1,20%	129	0,50%	131	0	0
R13	115		0,65%L12	53	97,5% L31	113	74,5% L31	397
R14	115		3% L32	653	2% L32	660	95% L13	702
		L34	30%	648	22,50%	655	15%	711

Catt: Jangkauan dilihat dari subskrip pertama nama saluran yang ditulis



Berdasarkan tabel 4.21 resistansi sangat mempengaruhi kerja relai jarak. Semakin besar resistansi maka impedansi gangguan juga semakin besar, besarnya impedansi menyebabkan jangkauan maksimum yang terbaca oleh relai berkurang tetapi arus yang terbaca oleh relai tetap bertambah dan dapat disimpulkan bahwasannya semakin besar resistansi maka jangkauan maksimum zona yang terbaca oleh relai semakin kecil.

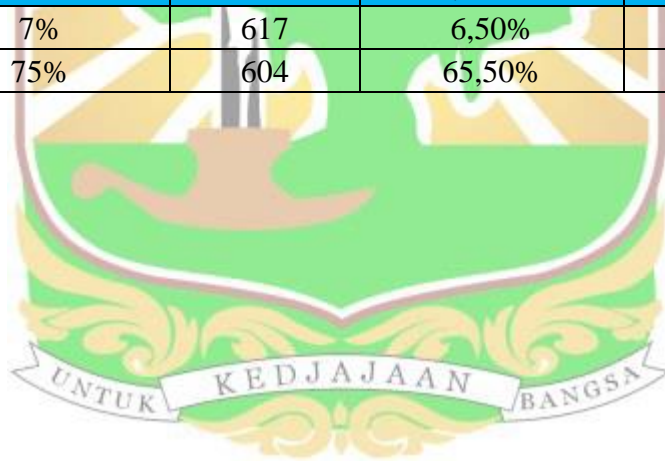


Jangkauan maksimum relai pada zona 3 PLTB yang menggunakan Static Converter Fed-Driver ditunjukkan oleh tabel 4.22.

Tabel 4. 22 Jangkauan maksimum zona 3 PLTB yang menggunakan Static Converter Fed-Driver.

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 3	Resistansi gangguan					
			0 (ohm)		1 (ohm)		10 (ohm)	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L31	8,00%	815	7,70%	817	2%	865
		L45	16%	886	15%	888	7%	903
		L54	10%	931	9%	934	1,5%	954
R2	231		5,4% L13	157	5,15% L13	163	78% L21	416
R3	58		42% L34	394	39,5% L34	396	97% L23	457
		L31	5,5%	412	5%	394	0	0
R4	85		5,5% L45	543	5%L45	511	99,5% L24	583
		L43	80,00%	504	72%	512	0	0
R5	156		12,50% L43	291	7,50% L43	294	86% L25	374
R6	156		10,5% L21	66	2,5% L21	70	38% L52	322
		L23	0,80%	68	0,25%	70	0	0
		L24	1,05%	66	0,30%	70	0	0
R7	14		4,5% L42	275	4% L42	280	90% L54	351
		L43	40,00%	275	35,50%	277	0	0
R8	14		3,5% L21	70	97,5% L52	88	52% L52	278
R9	85		20% L21	119	15% L21	125	82% L42	341

		L23	1,50%	127	1,20%	130	0	0
		L25	3%	130	2,30%	133	0	0
R10	44	L32	44,20%	294	44%	294	38,50%	326
		L31	68%	293	68,00%	293	50,50%	368
R11	44		34% L21	100	28,5% L21	161	68% L42	403
		L45	54,5%	479	54%	4 80	47%	499
R12	58		19% L21	111	14% L21	116	87% L32	294
		L24	1,85%	118	1,40%	121	0	0
		L25	2,90%	123	2,20%	125	0	0
R13	115		1,45% L12	45	99,3% L31	74	79,5% L31	350
R14	115	L32	7%	617	6,50%	620	1,5%	645
		L34	75%	604	65,50%	611	15%	643



Berdasarkan tabel 4.22 resistansi sangat mempengaruhi kerja relai jarak. Semakin besar resistansi maka impedansi gangguan juga semakin besar, besarnya impedansi menyebabkan jangkauan maksimum yang terbaca oleh relai berkurang tetapi arus yang terbaca oleh relai tetap bertambah dan dapat disimpulkan bahwasannya semakin besar resistansi maka jangkauan maksimum zona yang terbaca oleh relai semakin kecil.



4.2.3.3 PLTB tanpa kontribusi arus gangguan.

Jangkauan maksimum relai pada zona 1 PLTB tanpa kontribusi arus gangguan ditunjukkan pada tabel 4.23.

Tabel 4. 23 Jangkauan maksimum zona 1 PLTB tanpa kontribusi arus gangguan.

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 1	Resistansi gangguan					
			0 (ohm)		1 (ohm)		10 (ohm)	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L12	80%	2160	78,50%	2173	50%	2200
R2	231		80% L21	103	45% L21	230	jangkauan minimum di zona 2	0
R3	58	L23	80%	565	78,50%	577	71%	631
R4	85	L24	80%	699	78,50%	711	68%	788
R5	156	L25	80%	1094	79,00%	1099	68%	1156
R6	156		80%	166	70,50%	202	jangkauan minimum di zona 2	0
R7	14	L54	80%	381	78,50%	388	65,50%	448
R8	14	L45	80%	524	78,50%	532	70%	571
R9	85	L42	80%	347	77,50%	368	54%	546
R10	44		80% L43	670	70,5% L43	683	jangkauan minimum di zona 2	0

R11	44		80% L34	887	70,5% L34	903	jangkauan minimum di zona 2	0
R12	58	L32	80%	351	78,50%	364	64%	478
R13	115	L31	80%	301	78%	320	57,5%	477
R14	115	L13	80%	839	78%	842	72%	900

Catt: Jangkauan dilihat dari subskrip pertama nama saluran yang ditulis



Berdasarkan tabel 4.23 resistansi sangat mempengaruhi kerja relai jarak. Semakin besar resistansi maka impedansi gangguan juga semakin besar, besarnya impedansi menyebabkan jangkauan maksimum yang terbaca oleh relai berkurang tetapi arus yang terbaca oleh relai tetap bertambah dan dapat disimpulkan bahwasannya semakin besar resistansi maka jangkauan maksimum zona yang terbaca oleh relai semakin kecil. Sedangkan pada relai 2, 6, 10 dan 11 jangkauan semuanya berada diluar zona 1 karena impedansi yang cukup besar.



Jangkauan maksimum relai pada zona 2 PLTB tanpa kontribusi arus gangguan diberikan pada tabel 4.24.

Tabel 4. 24 Jangkauan maksimum zona 2 PLTB tanpa kontribusi arus gangguan.

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 2	Resistansi gangguan					
			0 (ohm)		1 (ohm)		10 (ohm)	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L23	25%	1321	25%	1322	20%	1364
		L24	36%	1319	35,50%	1320	27%	1372
		L25	48,50%	1344	48%	1345	37%	13995
R2	231		99,99% L21	0	86,50% L21	72	Keterangan pada gambar 4.20 dan 4.21	0
R3	58		18% L34	373	15%L34	370	91% L23	458
		L31	2%	382	1,5%	384	0	0
R4	85		2% L45	513	1,5% L45	516	92% L24	597
		L43	30%	498	25%	566	0	0
R5	156	L54	49%	554	49%	553	41,50%	587
R6	156		10% L21	62	97% L52	88	10% L52	376
		L23	0,37%	70	0	0	0	0
		L24	0,50%	69	0	0	0	0
R7	14		1,9% L42	258	1% L42	261	85% L54	344
		L43	15,00%	257	10,5%	259	0	0

R8	14	L52	50%	271	47%	282	14%	365
R9	85		20% L21	124	10% L21	134	75,5% L42	374
		L23	0,74%	137	0,40%	140	0	0
		L25	1,47%	138	0,80%	140	0	0
R10	44	L32	22%	412	21,50%	415	15%	416
		L31	31%	435	30%	439	17,8%	496
R11	44	L42	39%	553	38%	558	22,5%	642
		L45	23%	630	23%	628	16%	666
R12	58		19,2% L21	115	8,5% L21	125	82,5% L32	318
		L24	0,97%	126	0,50%	129	0	0
		L25	1,42%	129	0,80%	130	0	0
R13	115	L31	99,99%	0	95,50%	94	57,5%	477
R14	115		3% L32	630	2% L32	638	95,5% L13	945
		L34	30%	626	22,5%	632	0	0

Catt: Jangkauan dilihat dari subskrip pertama nama saluran yang ditulis



Berdasarkan tabel 4.24 resistansi sangat mempengaruhi kerja relai jarak. Semakin besar resistansi maka impedansi gangguan juga semakin besar, besarnya impedansi menyebabkan jangkauan maksimum yang terbaca oleh relai berkurang tetapi arus yang terbaca oleh relai tetap bertambah dan dapat disimpulkan bahwasannya semakin besar resistansi maka jangkauan maksimum zona yang terbaca oleh relai semakin kecil.

Untuk relai 2 dengan pembangkit PLTB zero contribution resistansi gangguan 10 ohm, berdasarkan gambar 4.18 saat jangkauan maksimum relai 20%, gangguan yang dibaca oleh relai berada diluar batas zona, yang mendekati zona 3. Saat jangkauan 1% seperti gambar 4.19, gangguan yang dibaca oleh relai bergeser ke sumbu R. Sehingga jangkauan relai untuk zona 2 tidak terbaca.



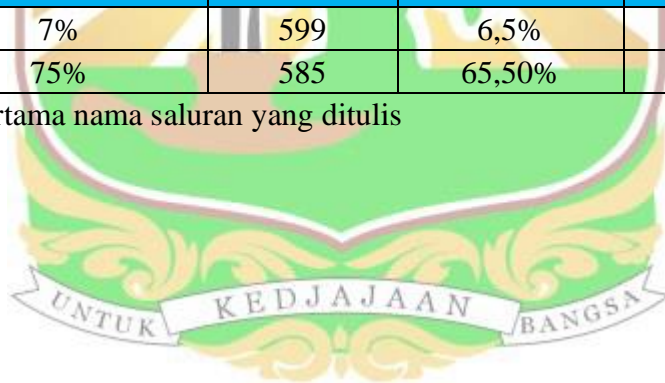
Jangkauan maksimum relai pada zona 3 PLTB tanpa kontribusi arus gangguan ditunjukkan pada tabel 4.25.

Tabel 4. 25 Jangkauan maksimum zona 3 PLTB tanpa kontribusi arus gangguan.

Relai	Arus normal yang dirasakan relai (A)	saluran jangkauan zona 3	Jenis Pembangkit pada bus 2					
			0 (ohm)		1 (ohm)		10 (ohm)	
			jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)	jangkauan max	Arus yang dirasakan relai (A)
R1	231	L31	21%	793	20,50%	800	13,5%	844
		L45	50%	919	48%	917	28%	919
		L54	50%	919	48%	918	21%	947
R2	231		Relai hanya membaca disaluran 21 posisi jangkauan di zona 2		92,5% L21	42	Keterangan pada gambar 4.20 dan 4.21	289
R3	58		42% L34	347	39,5% L34	348	97% L23	407
		L31	5,50%	336	4,50%	370	0	0
R4	85		5,5% L45	483	5% L45	486	99,5% L24	520
		L43	80%	447	72%	454	0	0
R5	156		12,50% L43	259	7,50% L43	261	86% L25	338
R6	156		23,5% L21	60	9% L21	68	38% L52	299
		L23	0,88%	68	0,45%	70	0	0
		L24	1,18%	66	0,55%	69	0	0
R7	14		4,5% L42	247	4% L42	249	90% L54	316
		L43	40%	244	35,50%	246	0	0
R8	14		10,8% L21	68	99% L52	77	52,5% L52	194

R9	85		49,5% L21	90	32,5%L21	110	83% L42	310
		L23	1,75%	128	1,50%	130	0	0
		L25	3,50%	130	3%	131	0	0
R10	44		41,5% L32	268	41,2%L32	269	36% L52	298
		L31	68%	254	68%	254	48,50%	333
R11	44		86,5% L21	45	59% L21	112	70% L42	375
		L45	57,50%	449	57%	450	49%	472
R12	58		44% L21	87	32%L21	102	88% L31	265
		L24	2,20%	118	1,80%	120	0	0
		L25	3,30%	123	2,70%	125	0	0
R13	115		Relai hanya membaca disaluran 31 posisi jangkauan di zona 2		97,1% L31	63	77,5% L31	313
R14	115	L32	7%	599	6,5%	601	1,5%	625
		L34	75%	585	65,50%	592	15%	622

Catt: Jangkauan dilihat dari subskrip pertama nama saluran yang ditulis



Berdasarkan tabel 4.25 resistansi sangat mempengaruhi kerja relai jarak. Semakin besar resistansi maka impedansi gangguan juga semakin besar, besarnya impedansi menyebabkan jangkauan maksimum yang terbaca oleh relai berkurang tetapi arus yang terbaca oleh relai tetap bertambah dan dapat disimpulkan bahwasannya semakin besar resistansi maka jangkauan maksimum zona yang terbaca oleh relai semakin kecil.

Untuk relai 2 dengan pembangkit PLTB zero contribution resistansi gangguan 10 ohm, berdasarkan gambar 4.18 saat jangkauan maksimum relai 20%, gangguan yang dibaca oleh relai berada diluar batas zona, yang mendekati zona 3. Saat jangkauan 1% seperti gambar 4.19, gangguan yang dibaca oleh relai bergeser ke sumbu R. Sehingga jangkauan relai untuk zona 3 tidak terbaca.

Berdasarkan tabel dan grafik di atas dapat disimpulkan bahwasannya semakin besar resistansi gangguan maka jangkauan maksimum zona yang terbaca oleh relai semakin kecil.

4.2.4 Rekapitulasi efek resistansi gangguan terhadap jenis generator

Rekapitulasi penurunan jangkauan akibat resistansi gangguan diperlihatkan pada tabel 4.26 sampai tabel 4.28. Persentase penurunan jangkauan relai akibat adanya resistansi gangguan tersebut, dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$\Delta Reach = \frac{Reach - Reach_{res}}{Reach} \times 100\%$$

dimana :

$\Delta Reach$ = penurunan jangkauan relai jarak (%)

$Reach$ = jangkauan relai jarak untuk gangguan tanpa resistansi

$Reach_{res}$ = jangkauan relai jarak untuk gangguan dengan resistansi 1 atau 10 Ohm

Perhitungan dengan menggunakan rumus ini dapat dilihat pada lampiran I, II dan III.

Berdasarkan tabel 4.26, secara umum tidak terjadi perubahan pada jangkauan relai di zona 1 untuk ketiga macam jenis generator. Pada tabel 4.27,

Penurunan jangkauan relai jarak pada sistem dengan pembangkit yang semuanya generator sinkron persentasenya dapat sama atau lebih besar dari pada PLTB Static Converter Fed-Drive dan PLTB Zero Short Circuit. Hal yang sama juga terlihat untuk penurunan jangkauan di zona 3 seperti ditunjukkan tabel 4.28.



Tabel 4. 26 Penurunan jangkauan relai akibat resistansi gangguan zona 1

Relai	Saluran Penurunan jangkauan zona 1	Persentase penurunan jangkauan					
		Resistansi gangguan 1 ohm			Resistansi gangguan 10 ohm		
		Generator Sinkron	PLTB static converter	PLTB 0 Short Circuit	Generator Sinkron	PLTB static converter	PLTB 0 Short Circuit
R1	L12	1,8%	1,8%	1,8%	50%	45%	37,5%
R2	L21	1,5%	18,1%	18,1%	Jangkauan hanya terbaca di zona 2	Jangkauan hanya terbaca di zona 2	Jangkauan hanya terbaca di zona 2
R3	L23	1,8%	1,8%	1,8%	11,2%	11,2%	11,2%
R4	L24	1,8%	1,8%	1,8%	15%	15%	15%
R5	L25	1,2%	1,2%	1,2%	15%	15%	15%
R6	L52	11,8%	11,8%	11,8%	Jangkauan hanya terbaca di zona 2	Jangkauan hanya terbaca di zona 2	Jangkauan hanya terbaca di zona 2
R7	L54	1,8%	1,8%	1,8%	18,1%	18,1%	18,1%
R8	L45	1,8%	1,8%	1,8%	12,5%	12,5%	12,5%
R9	L42	3,1%	3,1%	3,1%	32,5%	32,5%	32,5%
R10	L43	11,8%	11,8%	11,8%	Jangkauan hanya terbaca di zona 2	Jangkauan hanya terbaca di zona 2	Jangkauan hanya terbaca di zona 2
R11	L34	11,8%	11,8%	11,8%	Jangkauan hanya terbaca di zona 2	Jangkauan hanya terbaca di zona 2	Jangkauan hanya terbaca di zona 2
R12	L32	1,8%	1,8%	1,8%	20%	20%	20%

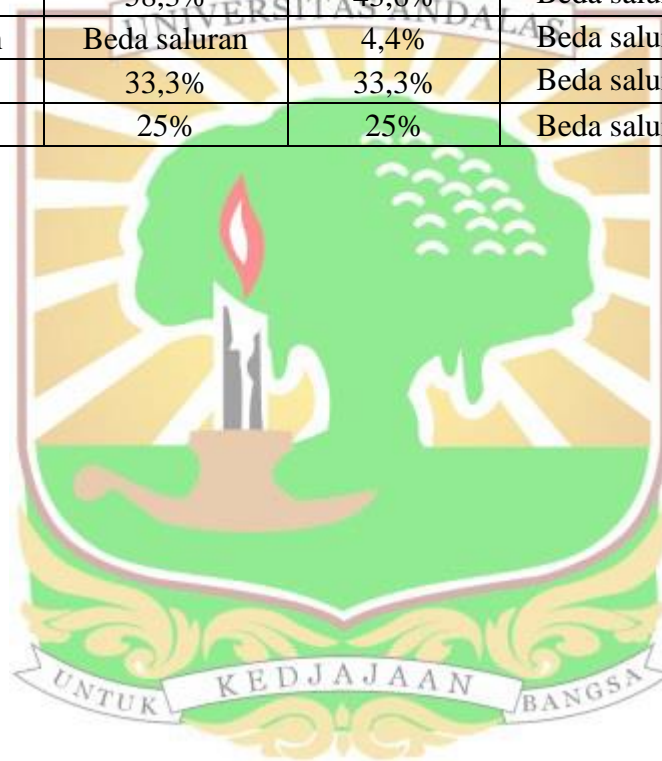
R13	L31	2,5%	2,5%	2,5%	28,1%	28,1%	28,1%
R14	L13	2,5%	2,5%	2,5%	10%	10%	10%



Tabel 4. 27 Penurunan jangkauan relai akibat resistansi gangguan zona 2

Relai	Saluran Penurunan jangkauan zona 2	Persentase penurunan jangkauan					
		Resistansi gangguan 1 ohm			Resistansi gangguan 10 ohm		
		Generator Sinkron	PLTB static converter	PLTB 0 Short Circuit	Generator Sinkron	PLTB static converter	PLTB 0 Short Circuit
R1	L23	2,7%	1,9%	0%	29,7%	27,1%	20%
	L24	3,8%	3,4%	1,3%	34,6%	31%	0,25%
	L25	3,3%	2,5%	1%	30,9%	27,5%	22,9%
R2	L13	5,7%	10,3%	13,4%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R3	L34	16,7%	16,7%	16,7%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L31	25%	25%	25%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R4	L45	25%	25%	25%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L43	16,7%	16,7%	16,7%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R5	L54	0%	0%	0%	15,3%	15,3%	29,6%
R6		Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R7	L42	50%	50%	47,3%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L43	30%	30%	30%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R8	L52	8%	7%	6%	72%	72%	72%
R9	L21	64,3%	61,1%	50%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L23	63,6%	53,8%	45,9%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L25	62,5%	62,9%	45,5%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R10	L32	1,2%	0,8%	2,2%	30,7%	31%	31,8%
	L31	3,2%	3,2%	3,2%	42,5%	42,5%	42,5%
R11	L42	2,5%	2,5%	2,5%	42,3%	42,3%	32,3%

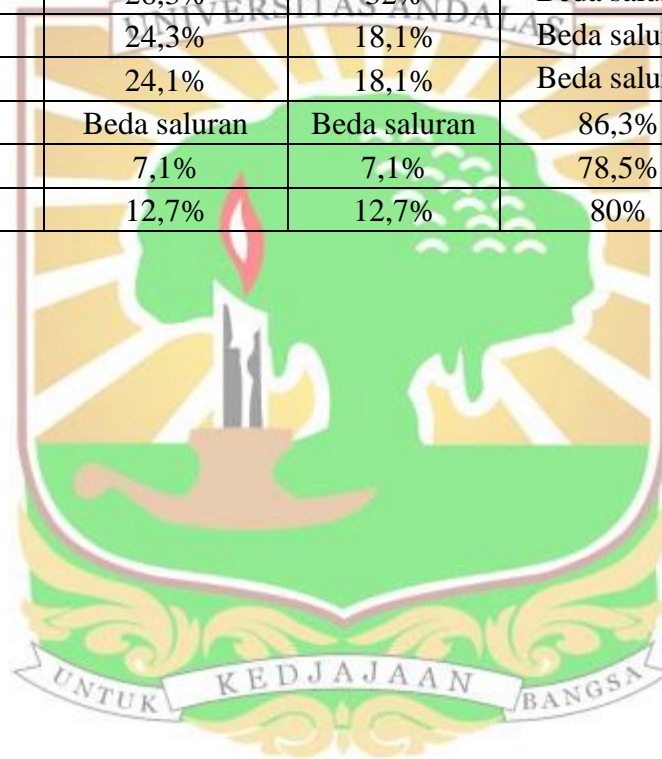
	L45	2,2%	2,2%	0%	34,7%	32,6%	30,4%
R12	L21	69,1%	53,5%	55,7%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L24	60%	57,5%	49,4%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L25	58,3%	58,3%	43,6%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R13	L31	Beda saluran	Beda saluran	4,4%	Beda saluran	Beda saluran	4,4%
R14	L32	33,3%	33,3%	33,3%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L34	25%	25%	25%	Beda saluran	50%	Beda saluran



Tabel 4. 28 Penurunan jangkauan relai akibat resistansi gangguan zona 3

Relai	Saluran Penurunan jangkauan zona 3	Persentase penurunan jangkauan					
		Resistansi gangguan 1 ohm			Resistansi gangguan 10 ohm		
		Generator Sinkron	PLTB static converter	PLTB 0 Short Circuit	Generator Sinkron	PLTB static converter	PLTB 0 Short Circuit
R1	L31	33,3%	3,7%	2,3%	Beda saluran	75%	35,7%
	L45	12,5%	6,2%	4%	93,7%	56,2%	44%
	L54	25%	10%	4%	Beda saluran	85%	58%
R2	L13	3,9%	4,6%	Beda saluran	3,9%	Beda saluran	Beda saluran
R3	L34	5,9%	5,9%	5,9%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L31	5,4%	5,4%	5,4%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R4	L45	5,4%	5,4%	5,4%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L43	10%	10%	10%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R5	L43	40%	40%	40%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R6	L21	90%	76,1%	61,7%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L23	85,7%	68,7%	48,8%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L24	89,4%	71,4%	53,3%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R7	L42	11,1%	11,1%	11,1%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L43	11,2%	11,2%	11,2%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R8		Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R9	L21	31,2%	25%	34,3%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L23	25%	20%	14,28%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L25	25%	23,3%	14,2%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R10	L32	0,6%	0,4%	0,7%	0,6%	12,8%	Beda saluran

	L31	0%	0%	0%	25,7%	25,7%	28,6%
R11	L21	17,8%	17,6%	31,7%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L45	1,8%	0,9%	0,8%	12,9%	12,9%	0,8%
R12	L21	30%	26,3%	32%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L24	25,7%	24,3%	18,1%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
	L25	27,7%	24,1%	18,1%	Beda saluran	Beda saluran	Beda saluran
R13	L21	86,3%	Beda saluran	Beda saluran	86,3%	Beda saluran	Beda saluran
R14	L32	7,1%	7,1%	7,1%	78,5%	78,5%	78,5%
	L31	12,7%	12,7%	12,7%	80%	80%	80%



4.3 Analisa

Berdasarkan hasil uji gangguan pada rangkaian sistem IEEE 5 bus yang salah satu sumbernya diganti dengan PLTB saat tanpa resistansi gangguan jangkauan relai pada zona 1 konstan, sedangkan untuk zona 2 dan 3 jangkauan relai dapat bertambah maupun berkurang. Untuk relai yang jangkauannya bertambah yaitu relai 1, 6, 9, 11 dan 12 pada zona 2. Sedangkan untuk zona 3 yaitu relai 1, 6, 8, 9, 11 dan 12. Relai tersebut pada masing - masing salurannya lebih besar jangkauan relai pada sistem yang memiliki PLTB dibandingkan yang tidak memiliki PLTB. Jika membandingkan besar arus gangguan yang dilihat relai pada sistem dengan PLTB, arus gangguan yang dihasilkan oleh PLTB jenis Static converter lebih kecil dari pembangkit generator sinkron, sementara untuk PLTB zero short circuit, arus gangguan yang dihasilkan nol. Arus gangguan yang berkurang pada PLTB menyebabkan efek infeed mengecil sehingga jangkauan relai di zona 2 dan 3 bertambah. Jika dibandingkan jangkauan relai zona 2 pada sistem PLTB jenis static converter dengan PLTB jenis zero short circuit diperoleh jangkauan relai yang lebih besar pada PLTB jenis zero short circuit yang memberikan arus gangguan nol. Untuk relai yang jangkauannya berkurang yaitu relai 2, 13 dan 10 karena relai ini mengukur arus gangguan yang berasal dari generator bus 2, yang ketika diganti menjadi PLTB maka arus gangguannya menjadi kecil (bahkan nol), akibatnya impedansi yang terukur menjadi lebih besar.

Adapun penambahan resistansi gangguan, hal tersebut mempengaruhi kerja relai jarak. Semakin besar resistansi maka impedansi gangguan juga semakin besar. Hal ini menyebabkan jangkauan maksimum relai berkurang. Penurunan jangkauan relai jarak akibat resistansi gangguan lebih besar pada sistem yang semua pembangkitnya generator sinkron dibandingkan sistem yang memiliki PLTB

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi dan analisa yang dilakukan maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut :

1. Pembangkit Listrik Tenaga Angin mempengaruhi kerja relai jarak dalam mendeteksi gangguan hubung singkat 3 fasa.
2. Pada sistem yang memiliki Pembangkit Listrik Tenaga Angin, proteksi saluran transmisi berupa relai jarak dapat memiliki jangkauan maksimum zona 2 dan 3 yang lebih besar dari pada sistem yang seluruh pembangkitnya berupa Generator Sinkron. Pertambahan jangkauan ini disebabkan karena arus gangguan yang dihasilkan oleh PLTB lebih kecil dibandingkan pembangkit generator sinkron, sehingga mengurangi efek infeed yang diterima oleh relai jarak. Sedangkan relai yang jangkauannya berkurang karena relai ini mengukur arus gangguan yang berasal dari generator bus 2, yang ketika diganti menjadi PLTB maka arus gangguannya menjadi kecil (bahkan nol), akibatnya impedansi yang terukur menjadi lebih besar.
3. Relai yang mengalami penambahan jangkauan yaitu relai 1, 6, 8, 9, 11 dan 12 pada zona 2 dan zona 3. Sedangkan untuk relai yang mengalami pengurangan jangkauan yaitu relai 2, 10 dan 13 pada zona 2 dan zona 3.
4. Resistansi gangguan menyebabkan penurunan jangkauan relai. Pada sistem yang memiliki PLTB, penurunan jangkauan pada kerja relai jarak 1, 6, 8, 9 11 dan 12 lebih kecil dari pada sistem tanpa PLTB. Tetapi pada relai 2, 10 dan 13 penurunan jangkauan pada sistem yang memiliki PLTB lebih besar dari pada sistem tanpa PLTB.

5.2 Saran

Pada penelitian selanjutnya sebaiknya dilakukan penelitian efek PLTB untuk gangguan tanah dan antar fasa terhadap jangkauan maksimum relai jarak serta solusi untuk mengatasi jangkauan yang bertambah ataupun berkurang setelah diganti PLTB agar relai dapat bekerja dengan baik.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Hutapea, M., "Potensi Bisnis Energi Baru Terbarukan", Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta, Okt. 2017.
- [2] Nasser D. Tleis, Power Systems Modelling and Fault Analysis Theory and Practice, Oxford, Burlington, 2008.
- [3] Chenqing Wang, Guobing Song, Jisi Tang, Protection Performance of Traditional Distance Relays Under Wind Power Intregation, School of Electrical Engineering, China, 2012.
- [4] Stevenson. W. D. Jr, Analisis Sistem Tenaga Listrik edisi keempat. Erlangga, Jakarta, 1990.
- [5] Aryanto, Tofan, Sutarno, Said Sunardiyo, Frekuensi Gangguan Terhadap Kinerja Sistem Proteksi di Gardu Induk 150 KV Jepara, *Jurnal Teknik Elektro*, vol 5, no. 2, Juli - Desember 2013.
- [6] Irfan, Abdurrahman. 2020. Fungsi dan Syarat Relai Proteksi Listrik. <https://dyp.im/fungsi-syarat-relay-proteksi/> (diakses Tanggal 25 januari 2020)
- [7] Hamdani, Antonius, dan Fikriansyah, Analisa dan Pengaturan Ulang Relai Jarak pada Saluran Udara Tegangan Tinggi 150 KV Keramasan-Bukit Asam, *Mikrotiga*, vol 1, no 3, November 2014.
- [8] D. Uthisunthorn, and T. Kulworawanichpong, Distance Protection of a Energy Plant in Electric Power Distribution Systems, IEE 2010.
- [9] Alstom Grid, Network Protection & Automation Guide, 2011.
- [10] Nawawi, Ibrahim dan Bagus Fatkhurrozi.(2017).Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Angin Skala Kecil pada Bangunan Bertingkat, Universitas Tidar,1, 2745-6412.

- [11] Alnaib, Ibrahim Ismail. 2020. IEEE 5-Bus System Data. https://www.researchgate.net/publication/340183939_IEEE_BUS_SISTEM_DATA (diakses tanggal 25 januari 2020)
- [12] Figure 2, (https://www.researchgate.net/figure/StandardIEEE5BusSystemfig_2282271461 , diakses Tanggal 18 juni 2020 pukul 11.30 WIB)
- [13] Digsilent . *User Manual Digsilent PowerFactory Version 15*. Digsilent Gmbh, Jerman, 2014



LAMPIRAN I

Persentase penurunan jangkauan relai jarak akibat adanya resistansi gangguan pada sistem yang seluruh pembangkitnya menggunakan generator sinkron

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak pembangkit generator sinkron zona 1 dengan nilai resistansi gangguan = 1 ohm

Relai 1

Saluran 1-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 2

Saluran 2-1 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 68\%}{80\%} \times 100\% = 1,5\%$$

Relai 3

Saluran 2-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 4

Saluran 2-4 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 5

Saluran 2-5 :

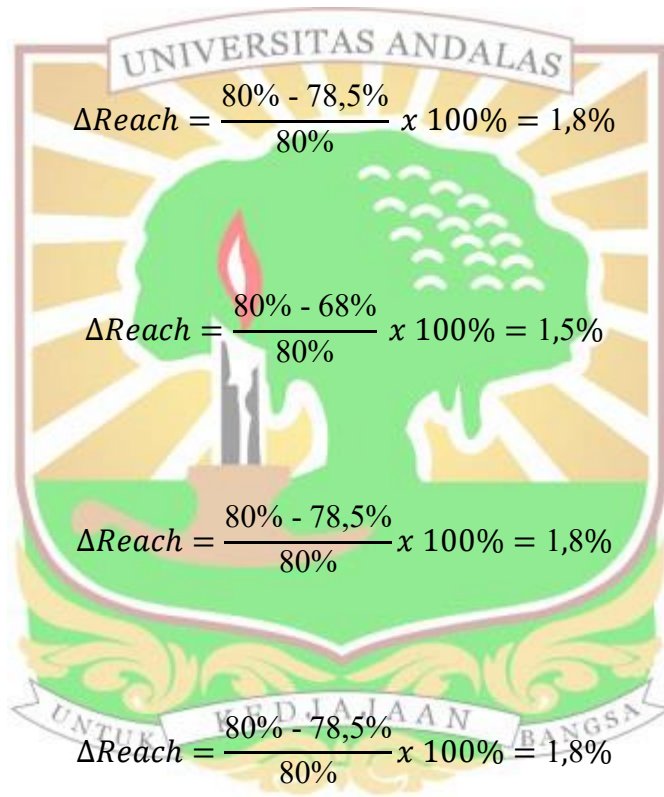
$$\Delta Reach = \frac{80\% - 79\%}{80\%} \times 100\% = 1,2\%$$

Relai 6

Saluran 5-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 70,5\%}{80\%} \times 100\% = 11,8\%$$

Relai 7



Saluran 5-4 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 8

Saluran 4-5 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 9

Saluran 4-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 77,5\%}{80\%} \times 100\% = 3,1\%$$

Relai 10

Saluran 4-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 70,5\%}{80\%} \times 100\% = 11,8\%$$

Relai 11

Saluran 3-4 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 70,5\%}{80\%} \times 100\% = 11,8\%$$

Relai 12

Saluran 3-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 13

Saluran 3-1 :

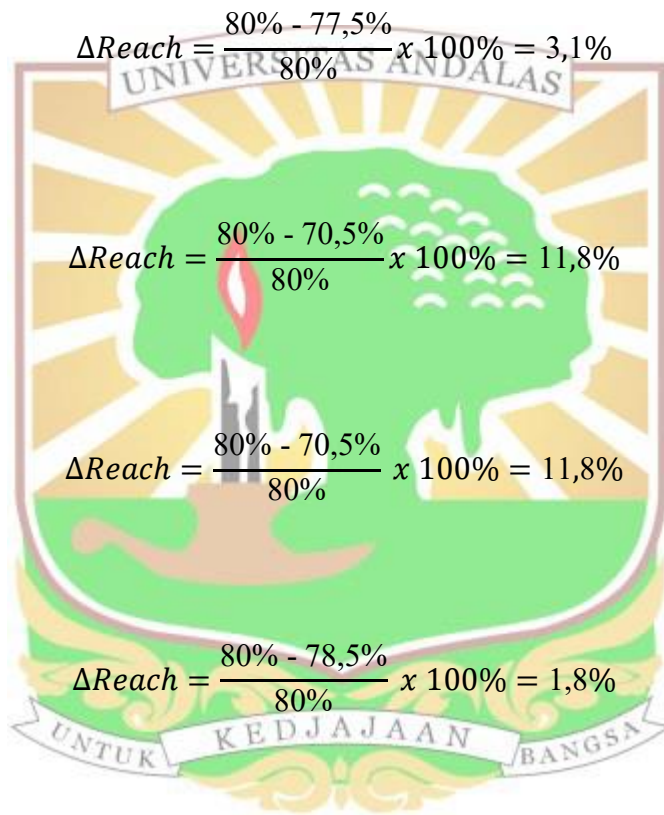
$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78\%}{80\%} \times 100\% = 2,5\%$$

Relai 14

Saluran 1-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78\%}{80\%} \times 100\% = 2,5\%$$

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak pembangkit generator sinkron zona 1 dengan nilai resistansi gangguan = 10 ohm



Saluran 1-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 40\%}{80\%} \times 100\% = 50\%$$

Relai 3

Saluran 2-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 71\%}{80\%} \times 100\% = 11,2\%$$

Relai 4

Saluran 2-4 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 68\%}{80\%} \times 100\% = 15\%$$

Relai 5

Saluran 2-5 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 68\%}{80\%} \times 100\% = 15\%$$

Relai 7

Saluran 5-4 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 65,5\%}{80\%} \times 100\% = 18,1\%$$

Relai 8

Saluran 4-5 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 70\%}{80\%} \times 100\% = 12,5\%$$

Relai 9

Saluran 4-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 54\%}{80\%} \times 100\% = 32,5\%$$

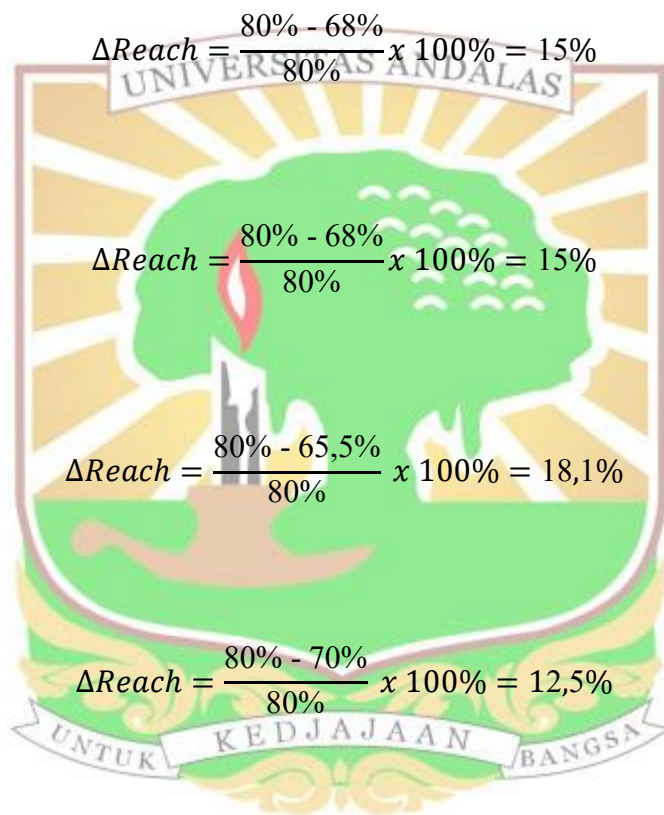
Relai 12

Saluran 3-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 64\%}{80\%} \times 100\% = 20\%$$

Relai 13

Saluran 3-1 :



$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78\%}{80\%} \times 100\% = 28,1\%$$

Relai 14

Saluran 1-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 72\%}{80\%} \times 100\% = 10\%$$

Relai yang tidak dapat dihitung persentasenya yaitu relai 2, 6, 10 dan 11, karena pada resistansi gangguan 10 ohm jangkauan maksimum relai hanya terbaca di zona 2.

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak pembangkit generator sinkron zona 2 dengan nilai resistansi gangguan = 1 ohm

Relai 1

Saluran 2-3 :

$$\Delta Reach = \frac{18,5\% - 18\%}{18,5\%} \times 100\% = 2,7\%$$

Saluran 2-4 :

$$\Delta Reach = \frac{26\% - 25\%}{26\%} \times 100\% = 3,8\%$$

Saluran 2-5 :

$$\Delta Reach = \frac{36,2\% - 35\%}{36,2\%} \times 100\% = 3,3\%$$

Relai 2

Saluran 1-3 :

$$\Delta Reach = \frac{4,35\% - 4,1\%}{4,35\%} \times 100\% = 5,7\%$$

Relai 3

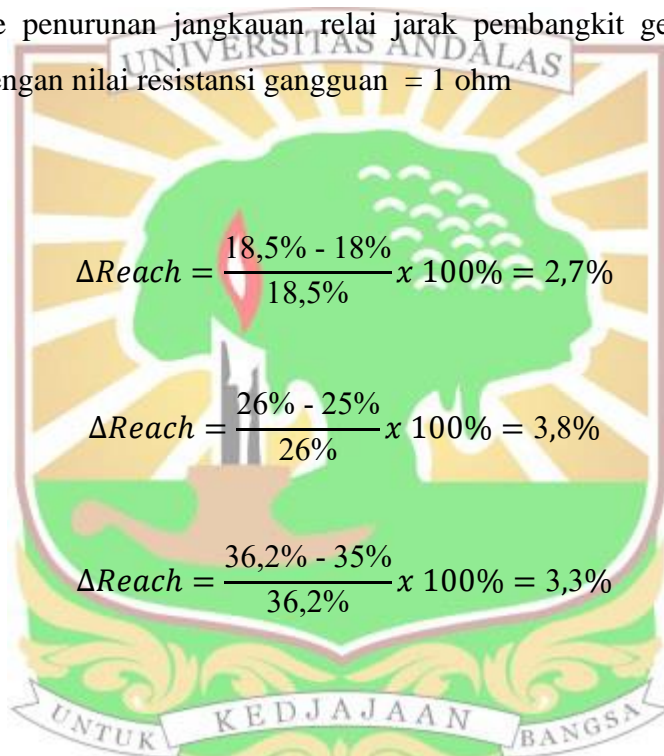
Saluran 3-4

$$\Delta Reach = \frac{18\% - 15\%}{18\%} \times 100\% = 16,7\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{2\% - 1,5\%}{2\%} \times 100\% = 25\%$$

Relai 4



Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{2\% - 1,5\%}{2\%} \times 100\% = 25\%$$

Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{30\% - 25\%}{30\%} \times 100\% = 16,7\%$$

Relai 5

Saluran 5-4

$$\Delta Reach = \frac{49\% - 49\%}{49\%} \times 100\% = 0$$

Relai 7

Saluran 4-2

$$\Delta Reach = \frac{2\% - 1\%}{2\%} \times 100\% = 50\%$$

Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{15\% - 10,5\%}{15\%} \times 100\% = 30\%$$

Relai 8

Saluran 5-2

$$\Delta Reach = \frac{50\% - 46\%}{50\%} \times 100\% = 8\%$$

Relai 9

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{7\% - 2,5\%}{7\%} \times 100\% = 64,3\%$$

Saluran 2-3

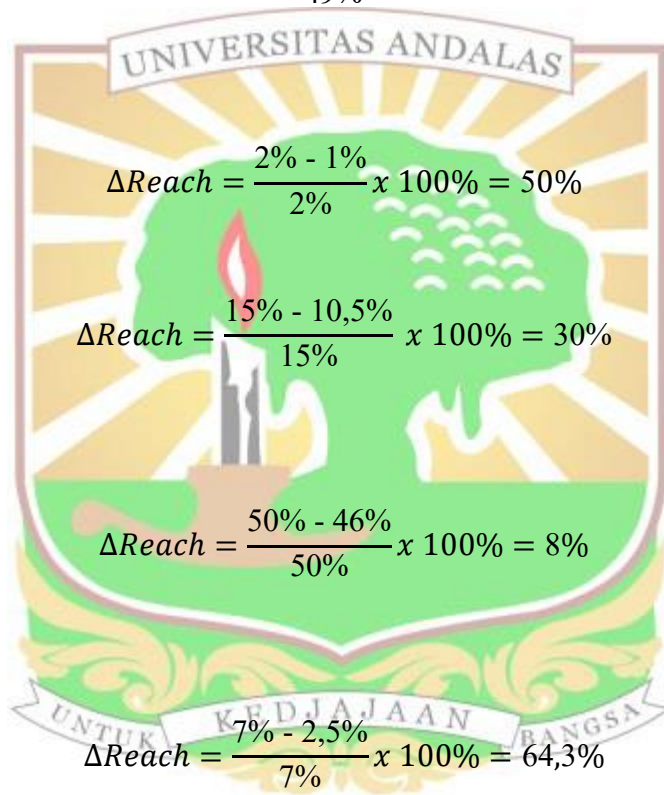
$$\Delta Reach = \frac{0,55\% - 0,2\%}{0,55\%} \times 100\% = 63,6$$

Saluran 2-5

$$\Delta Reach = \frac{1,2\% - 0,45\%}{1,2\%} \times 100\% = 62,5$$

Relai 10

Saluran 3-2



$$\Delta Reach = \frac{23,8\% - 23,5\%}{23,8\%} \times 100\% = 1,2\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{31\% - 30\%}{31\%} \times 100\% = 3,2\%$$

Relai 11

Saluran 4-2

$$\Delta Reach = \frac{39\% - 38\%}{39\%} \times 100\% = 2,5\%$$

Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{23\% - 22,5\%}{23\%} \times 100\% = 2,2\%$$

Relai 12

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{6\% - 1,85\%}{6\%} \times 100\% = 69,1\%$$

Saluran 2-4

$$\Delta Reach = \frac{0,75\% - 0,3\%}{0,75\%} \times 100\% = 60\%$$

Saluran 2-5

$$\Delta Reach = \frac{1,2\% - 0,5\%}{1,2\%} \times 100\% = 58,3\%$$

Relai 14

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{3\% - 2\%}{3\%} \times 100\% = 33,3$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{30\% - 22,5\%}{30\%} \times 100\% = 25\%$$

Relai yang tidak dapat dihitung persentasenya yaitu relai 6 dan 13 karena saluran pada relai tanpa resistansi gangguan berbeda dengan relai resistansi gangguan 1 ohm.

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak pembangkit generator sinkron zona 2 dengan nilai resistansi gangguan = 10 ohm

Relai 1

Saluran 2-3 :

$$\Delta Reach = \frac{18,5\% - 13\%}{18,5\%} \times 100\% = 29,7\%$$

Saluran 2-4 :

$$\Delta Reach = \frac{26\% - 17\%}{26\%} \times 100\% = 34,6\%$$

Saluran 2-5 :

$$\Delta Reach = \frac{36,2\% - 25\%}{36,2\%} \times 100\% = 30,9\%$$

Relai 5

Saluran 5-4

$$\Delta Reach = \frac{49\% - 41,5\%}{49\%} \times 100\% = 15,3\%$$

Relai 8

Saluran 5-2

$$\Delta Reach = \frac{50\% - 14\%}{50\%} \times 100\% = 72\%$$

Relai 10

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{23,8\% - 16,5\%}{23,8\%} \times 100\% = 30,7\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{31\% - 17,8\%}{31\%} \times 100\% = 42,5\%$$

Relai 11

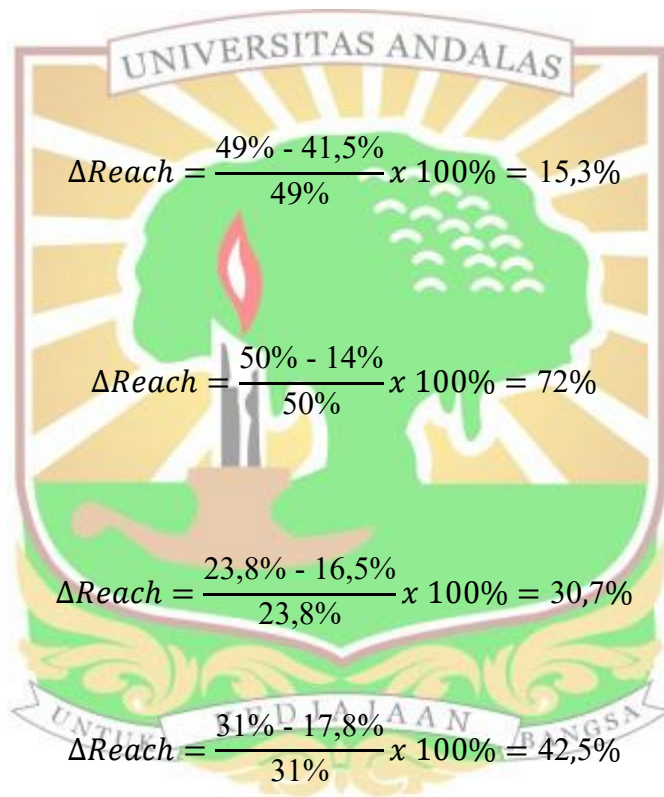
Saluran 4-2

$$\Delta Reach = \frac{39\% - 22,5\%}{39\%} \times 100\% = 42,3\%$$

Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{23\% - 15\%}{23\%} \times 100\% = 34,7\%$$

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak pembangkit generator sinkron zona 3 dengan nilai resistansi gangguan = 1 ohm



Relai 1

Saluran 3-1 :

$$\Delta Reach = \frac{3\% - 2\%}{3\%} \times 100\% = 33,3\%$$

Saluran 4-5 :

$$\Delta Reach = \frac{8\% - 7\%}{8\%} \times 100\% = 12,5\%$$

Saluran 5-4 :

$$\Delta Reach = \frac{2\% - 1,5\%}{2\%} \times 100\% = 25\%$$

Relai 2

Saluran 1-3 :

$$\Delta Reach = \frac{7,55\% - 7,25\%}{7,55\%} \times 100\% = 3,9\%$$

Relai 3

Saluran 3-4

$$\Delta Reach = \frac{42\% - 39,5\%}{42\%} \times 100\% = 5,9\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{5,5\% - 5,2\%}{5,5\%} \times 100\% = 5,4\%$$

Relai 4

Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{5,5\% - 5,2\%}{5,5\%} \times 100\% = 5,4\%$$

Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 72\%}{80\%} \times 100\% = 10\%$$

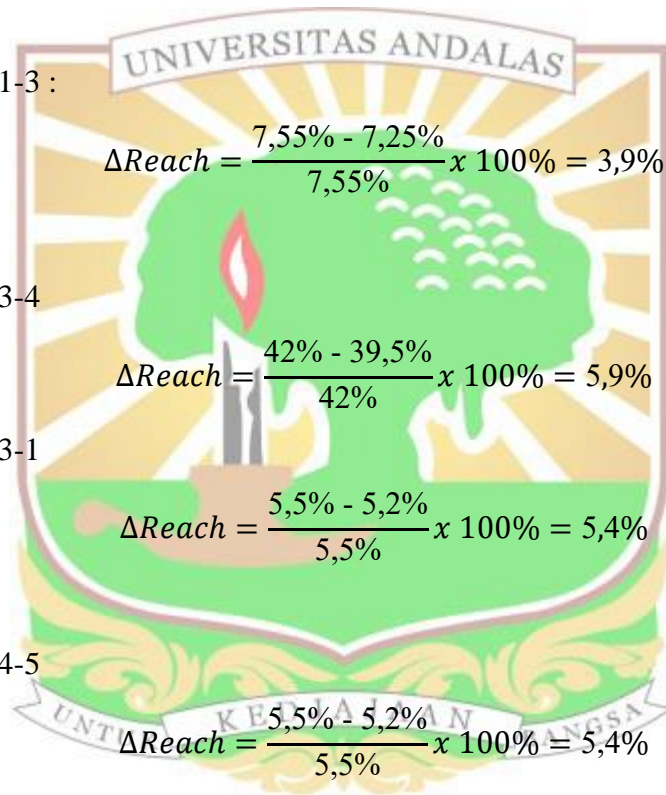
Relai 5

Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{12,5\% - 7,5\%}{12,5\%} \times 100\% = 40\%$$

Relai 6

Saluran 2-1



$$\Delta Reach = \frac{8\% - 0,8\%}{8\%} \times 100\% = 90\%$$

Saluran 2-3

$$\Delta Reach = \frac{0,7\% - 0,1\%}{0,7\%} \times 100\% = 85,7\%$$

Saluran 2-4

$$\Delta Reach = \frac{0,95\% - 0,1\%}{0,95\%} \times 100\% = 89,4$$

Relai 7

Saluran 4-2

$$\Delta Reach = \frac{4,5\% - 4\%}{4,5\%} \times 100\% = 11,1$$

Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{40\% - 35,5\%}{40\%} \times 100\% = 11,2\%$$

Relai 9

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{16\% - 11\%}{16\%} \times 100\% = 31,2\%$$

Saluran 2-3

$$\Delta Reach = \frac{1,4\% - 1,05\%}{1,4\%} \times 100\% = 25\%$$

Saluran 2-5

$$\Delta Reach = \frac{2,8\% - 2,1\%}{2,8\%} \times 100\% = 25\%$$

Relai 10

Saluran 3-2

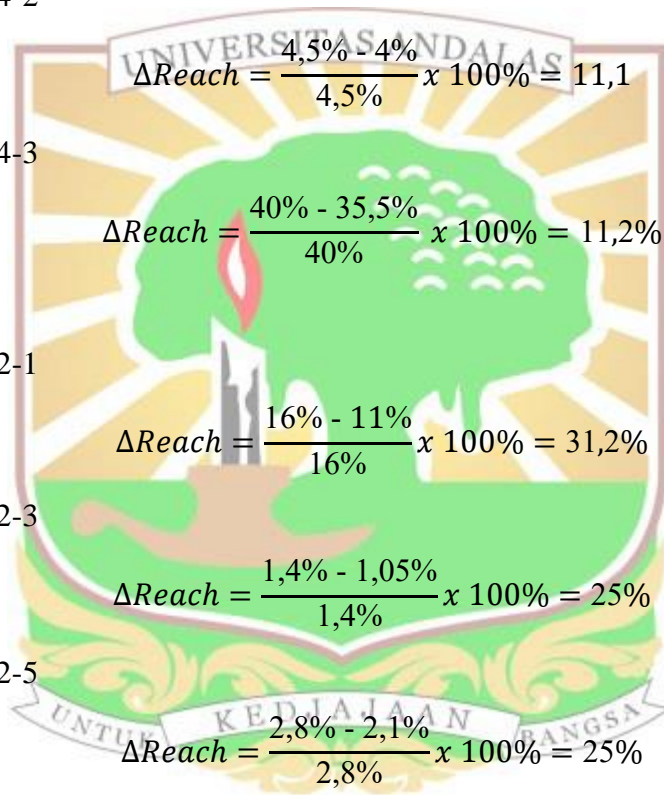
$$\Delta Reach = \frac{45,5\% - 45,2\%}{45,5\%} \times 100\% = 0,6\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{68\% - 68\%}{68\%} \times 100\% = 0$$

Relai 11

Saluran 2-1



$$\Delta Reach = \frac{25,5\% - 21\%}{25,5\%} \times 100\% = 17,6\%$$

Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{54\% - 53\%}{54\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 12

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{15\% - 10,5\%}{15\%} \times 100\% = 30\%$$

Saluran 2-4

$$\Delta Reach = \frac{1,75\% - 1,3\%}{1,75\%} \times 100\% = 25,7\%$$

Saluran 2-5

$$\Delta Reach = \frac{2,7\% - 1,95\%}{2,7\%} \times 100\% = 27,7\%$$

Relai 13

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{2,2\% - 0,3\%}{2,2\%} \times 100\% = 86,3\%$$

Relai 14

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{7\% - 6,5\%}{7\%} \times 100\% = 87,1\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{75\% - 65,5\%}{75\%} \times 100\% = 12,7\%$$

Relai yang tidak dapat dihitung persentasenya yaitu relai 6 karena saluran pada relai tanpa resistansi gangguan berbeda dengan relai resistansi gangguan 1 ohm.

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak pembangkit generator sinkron zona 3 dengan nilai resistansi gangguan = 1 ohm

Relai 1

Saluran 4-5 :

$$\Delta Reach = \frac{8\% - 0,5\%}{8\%} \times 100\% = 93,7\%$$

Relai 2

Saluran 1-3 :

$$\Delta Reach = \frac{7,55\% - 7,25\%}{7,55\%} \times 100\% = 3,9\%$$

Relai 10

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{45,5\% - 45,2\%}{45,5\%} \times 100\% = 0,6\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{68\% - 50,5\%}{68\%} \times 100\% = 25,7\%$$

Relai 11

Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{54\% - 47\%}{54\%} \times 100\% = 12,9\%$$

Relai 13

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{2,2\% - 0,3\%}{2,2\%} \times 100\% = 86,3\%$$

Relai 14

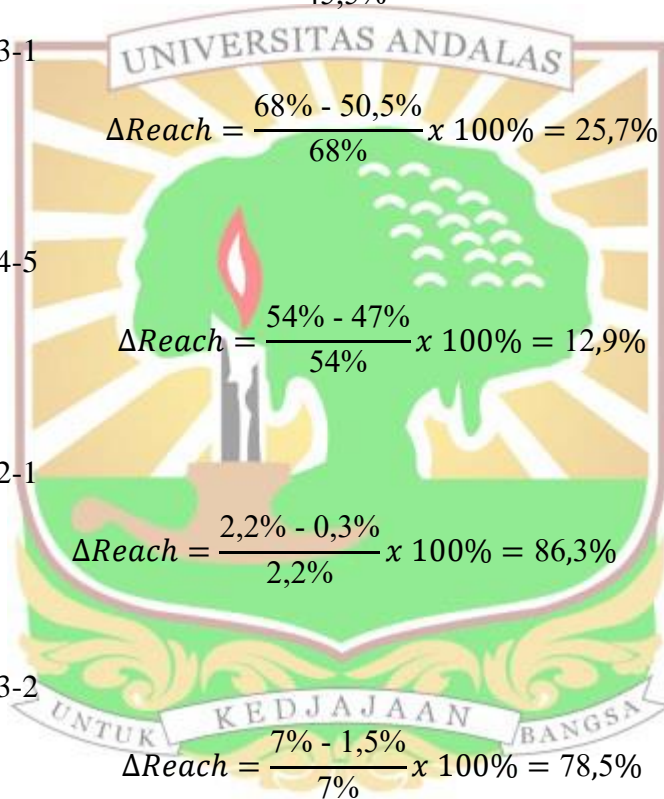
Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{7\% - 1,5\%}{7\%} \times 100\% = 78,5\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{75\% - 15\%}{75\%} \times 100\% = 80\%$$

Relai yang tidak dapat dihitung persentasenya yaitu relai 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 dan 12 karena saluran pada relai tanpa resistansi gangguan berbeda dengan relai resistansi gangguan 10 ohm.



LAMPIRAN II

Persentase penurunan jangkauan relai jarak akibat adanya resistansi gangguan pada sistem yang pembangkit pada bus 2 berupa PLTB Static Converter-Fed Driver .

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak PLTB yang menggunakan Static Converter-Fed Driver zona 1 dengan nilai resistansi gangguan = 1 ohm

Relai 1

Saluran 1-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 2

Saluran 2-1 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 65,5\%}{80\%} \times 100\% = 18,1\%$$

Relai 3

Saluran 2-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 4

Saluran 2-4 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 5

Saluran 2-5 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 79\%}{80\%} \times 100\% = 1,2\%$$

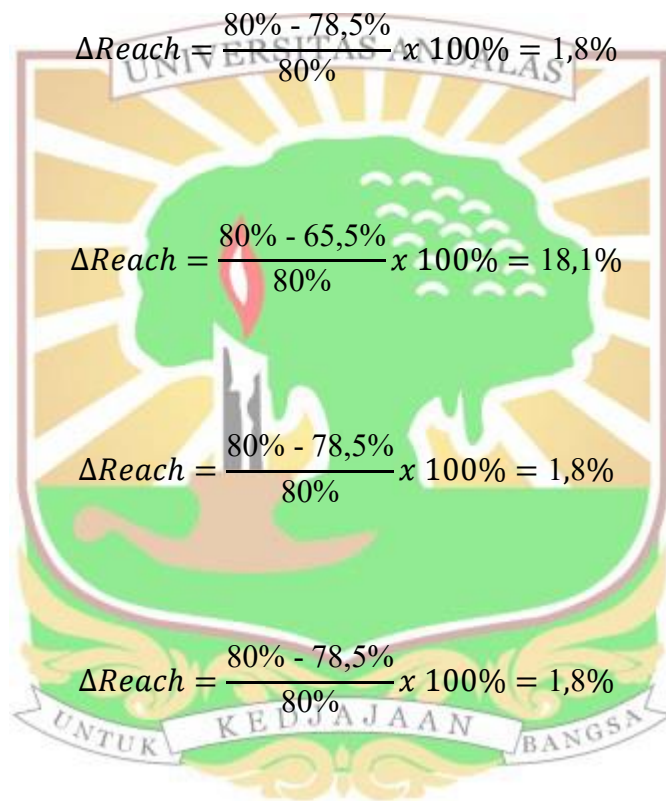
Relai 6

Saluran 5-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 70,5\%}{80\%} \times 100\% = 11,8\%$$

Relai 7

Saluran 5-4 :



$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 8

Saluran 4-5 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 9

Saluran 4-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 77,5\%}{80\%} \times 100\% = 3,1\%$$

Relai 10

Saluran 4-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 70,5\%}{80\%} \times 100\% = 11,8\%$$

Relai 11

Saluran 3-4 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 70,5\%}{80\%} \times 100\% = 11,8\%$$

Relai 12

Saluran 3-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 13

Saluran 3-1 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78\%}{80\%} \times 100\% = 2,5\%$$

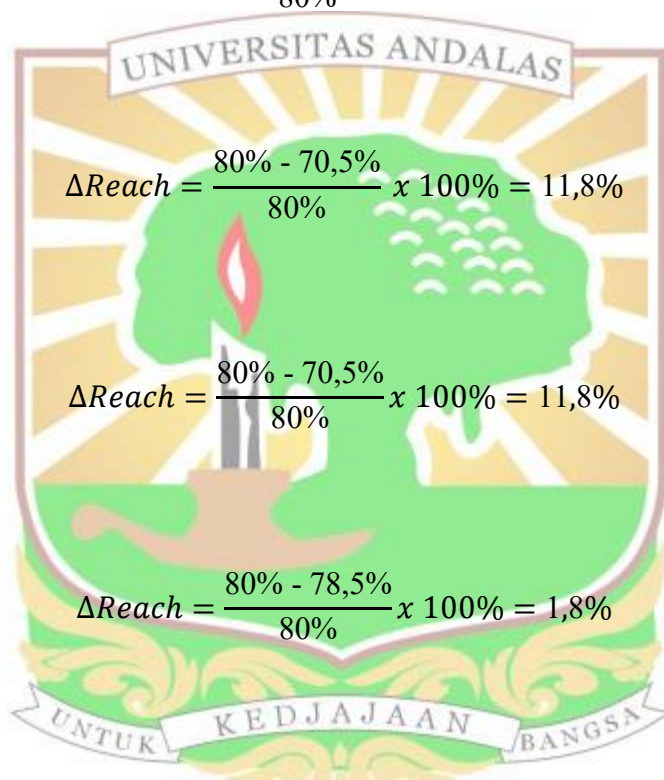
Relai 14

Saluran 1-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78\%}{80\%} \times 100\% = 2,5\%$$

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak PLTB yang menggunakan Static Converter-Fed Driver zona 1 dengan nilai resistansi gangguan = 10 ohm

Relai 1



Saluran 1-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 44\%}{80\%} \times 100\% = 45\%$$

Relai 3

Saluran 2-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 71\%}{80\%} \times 100\% = 11,2\%$$

Relai 4

Saluran 2-4 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 68\%}{80\%} \times 100\% = 15\%$$

Relai 5

Saluran 2-5 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 68\%}{80\%} \times 100\% = 15\%$$

Relai 7

Saluran 5-4 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 65,5\%}{80\%} \times 100\% = 18,1$$

Relai 8

Saluran 4-5 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 70\%}{80\%} \times 100\% = 12,5\%$$

Relai 9

Saluran 4-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 54\%}{80\%} \times 100\% = 32,5\%$$

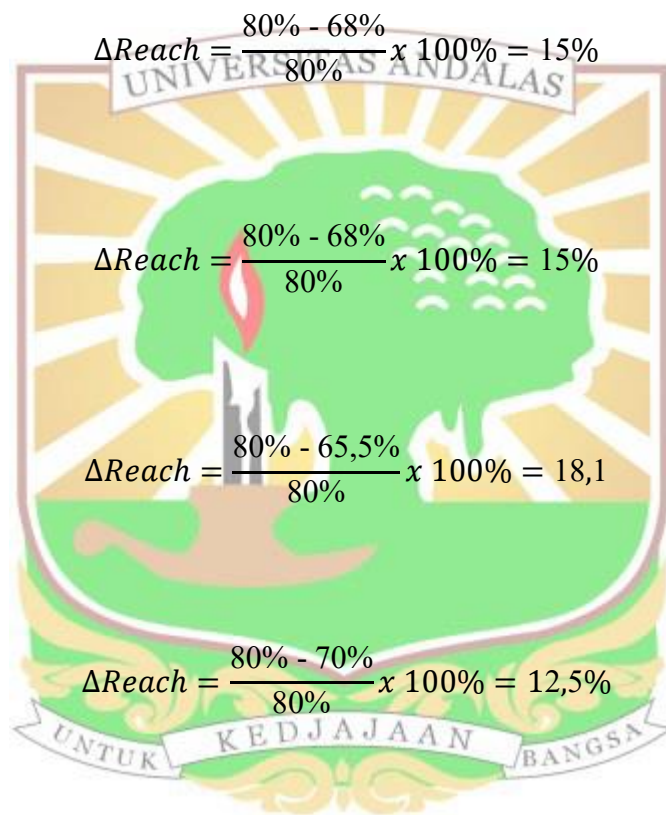
Relai 12

Saluran 3-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 64\%}{80\%} \times 100\% = 20\%$$

Relai 13

Saluran 3-1 :



$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78\%}{80\%} \times 100\% = 28,1\%$$

Relai 14

Saluran 1-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 72\%}{80\%} \times 100\% = 10\%$$

Relai yang tidak dapat dihitung persentasenya yaitu relai 2, 6, 10 dan 11, karena pada resistansi gangguan 10 ohm jangkauan maksimum relai hanya terbaca di zona 2.

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak PLTB yang menggunakan Static Converter-Fed Driver zona 2 dengan nilai resistansi gangguan = 1 ohm

Relai 1

Saluran 2-3 :

$$\Delta Reach = \frac{20,6\% - 20,2\%}{20,6\%} \times 100\% = 1,9\%$$

Saluran 2-4 :

$$\Delta Reach = \frac{29\% - 28\%}{29\%} \times 100\% = 3,4\%$$

Saluran 2-5 :

$$\Delta Reach = \frac{40\% - 39\%}{40\%} \times 100\% = 2,5\%$$

Relai 2

Saluran 1-3 :

$$\Delta Reach = \frac{2,9\% - 2,6\%}{2,9\%} \times 100\% = 10,3\%$$

Relai 3

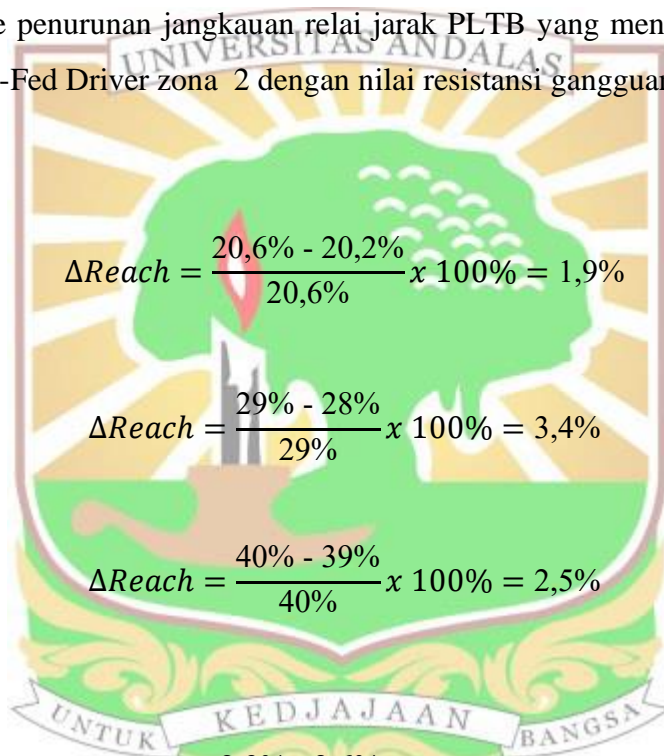
Saluran 3-4

$$\Delta Reach = \frac{18\% - 15\%}{18\%} \times 100\% = 16,7\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{2\% - 1,5\%}{2\%} \times 100\% = 25\%$$

Relai 4



Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{2\% - 1,5\%}{2\%} \times 100\% = 25\%$$

Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{30\% - 25\%}{30\%} \times 100\% = 16,7\%$$

Relai 5

Saluran 5-4

$$\Delta Reach = \frac{49\% - 49\%}{49\%} \times 100\% = 0$$

Relai 7

Saluran 4-2

$$\Delta Reach = \frac{2\% - 1\%}{2\%} \times 100\% = 50\%$$

Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{15\% - 10,5\%}{15\%} \times 100\% = 30\%$$

Relai 8

Saluran 5-2

$$\Delta Reach = \frac{50\% - 46,5\%}{50\%} \times 100\% = 7\%$$

Relai 9

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{9\% - 3,5\%}{9\%} = 61,1\%$$

Saluran 2-3

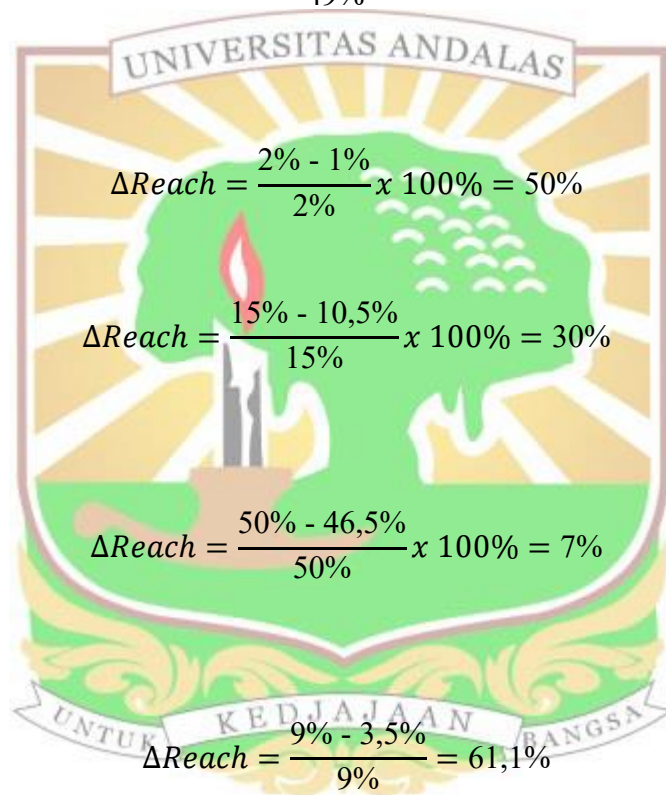
$$\Delta Reach = \frac{0,65\% - 0,3\%}{0,65\%} \times 100\% = 53,8\%$$

Saluran 2-5

$$\Delta Reach = \frac{1,35\% - 0,5\%}{1,35\%} \times 100\% = 62,9\%$$

Relai 10

Saluran 3-2



$$\Delta Reach = \frac{23,2\% - 23\%}{23,2\%} \times 100\% = 0,8\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{31\% - 30\%}{31\%} \times 100\% = 3,2\%$$

Relai 11

Saluran 4-2

$$\Delta Reach = \frac{39\% - 38\%}{39\%} \times 100\% = 2,5\%$$

Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{23\% - 22,5\%}{23\%} \times 100\% = 2,2\%$$

Relai 12

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{7,5\% - 3,5\%}{7,5\%} \times 100\% = 53,3\%$$

Saluran 2-4

$$\Delta Reach = \frac{0,82\% - 0,35\%}{0,82\%} \times 100\% = 57,3\%$$

Saluran 2-5

$$\Delta Reach = \frac{1,2\% - 0,5\%}{1,2\%} \times 100\% = 58,3\%$$

Relai 14

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{3\% - 2\%}{3\%} \times 100\% = 33,3\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{30\% - 22,5\%}{30\%} \times 100\% = 25\%$$

Relai yang tidak dapat dihitung persentasenya yaitu relai 6 dan 13 karena saluran pada relai tanpa resistansi gangguan berbeda dengan relai resistansi gangguan 1 ohm.

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak PLTB yang menggunakan Static Converter-Fed Driver zona 2 dengan nilai resistansi gangguan = 10 ohm

Relai 1

Saluran 2-3 :

$$\Delta Reach = \frac{20,6\% - 15\%}{20,6\%} \times 100\% = 27,1\%$$

Saluran 2-4 :

$$\Delta Reach = \frac{29\% - 20\%}{29\%} \times 100\% = 31\%$$

Saluran 2-5 :

$$\Delta Reach = \frac{40\% - 29\%}{29\%} \times 100\% = 27,5\%$$

Relai 5

Saluran 5-4

$$\Delta Reach = \frac{49\% - 41,5\%}{49\%} \times 100\% = 15,3\%$$

Relai 8

Saluran 5-2

$$\Delta Reach = \frac{50\% - 14\%}{50\%} \times 100\% = 72\%$$

Relai 10

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{23,2\% - 16\%}{23,2\%} \times 100\% = 31\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{31\% - 17,8\%}{31\%} \times 100\% = 42,5\%$$

Relai 11

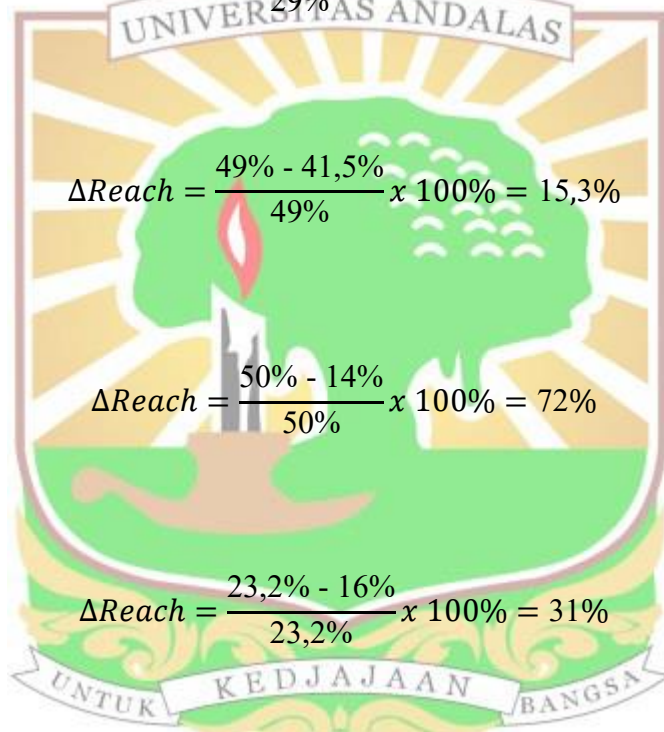
Saluran 4-2

$$\Delta Reach = \frac{39\% - 22,5\%}{39\%} \times 100\% = 42,3\%$$

Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{23\% - 15,5\%}{23\%} \times 100\% = 32,6\%$$

Relai 14



Saluran 3-4

$$\Delta Reach = \frac{30\% - 15\%}{30\%} \times 100\% = 50\%$$

Relai yang tidak dapat dihitung persentasenya yaitu relai 2, 3, 4, 6, 7, 9, 12, dan 13 karena saluran pada relai tanpa resistansi gangguan berbeda dengan relai resistansi gangguan 10 ohm.

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak PLTB yang menggunakan Static Converter-Fed Driver zona 3 dengan nilai resistansi gangguan = 1 ohm

Relai 1

Saluran 3-1 :

$$\Delta Reach = \frac{8\% - 7,7\%}{8\%} \times 100\% = 3,7\%$$

Saluran 4-5 :

$$\Delta Reach = \frac{16\% - 15\%}{16\%} \times 100\% = 6,2\%$$

Saluran 5-4 :

$$\Delta Reach = \frac{10\% - 9\%}{10\%} \times 100\% = 10\%$$

Relai 2

Saluran 1-3 :

$$\Delta Reach = \frac{5,4\% - 5,15\%}{5,4\%} \times 100\% = 4,6\%$$

Relai 3

Saluran 3-4

$$\Delta Reach = \frac{42\% - 39,5\%}{42\%} \times 100\% = 5,9\%$$

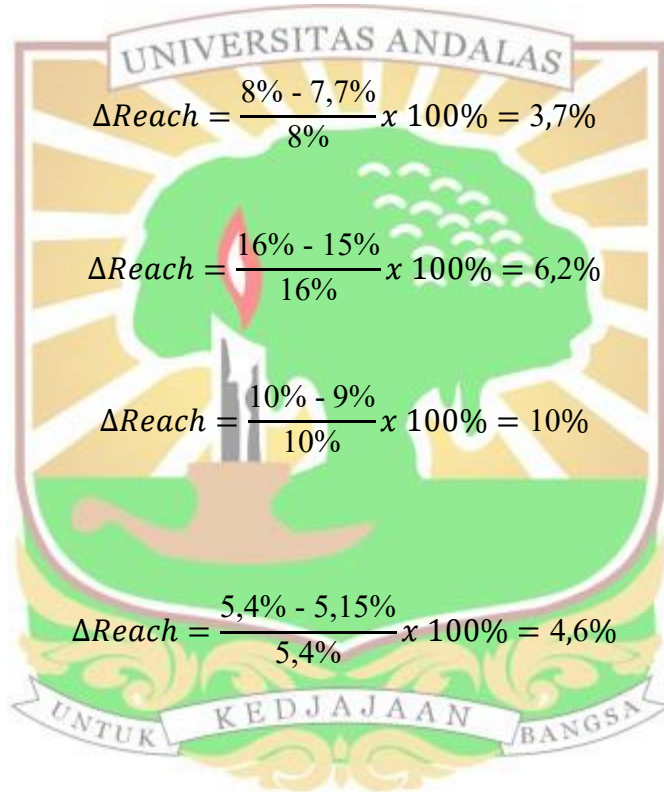
Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{5,5\% - 5,2\%}{5,5\%} \times 100\% = 5,4\%$$

Relai 4

Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{5,5\% - 5,2\%}{5,5\%} \times 100\% = 5,4\%$$



Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 72\%}{80\%} \times 100\% = 10\%$$

Relai 5

Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{12,5\% - 7,5\%}{12,5\%} \times 100\% = 40\%$$

Relai 6

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{10,5\% - 2,5\%}{10,5\%} \times 100\% = 76,1\%$$

Saluran 2-3

$$\Delta Reach = \frac{0,8\% - 0,25\%}{0,8\%} \times 100\% = 68,7\%$$

Saluran 2-4

$$\Delta Reach = \frac{1,05\% - 0,3\%}{1,05\%} \times 100\% = 71,4\%$$

Relai 7

Saluran 4-2

$$\Delta Reach = \frac{4,5\% - 4\%}{4,5\%} \times 100\% = 11,1$$

Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{40\% - 35,5\%}{40\%} \times 100\% = 11,2\%$$

Relai 9

Saluran 2-1

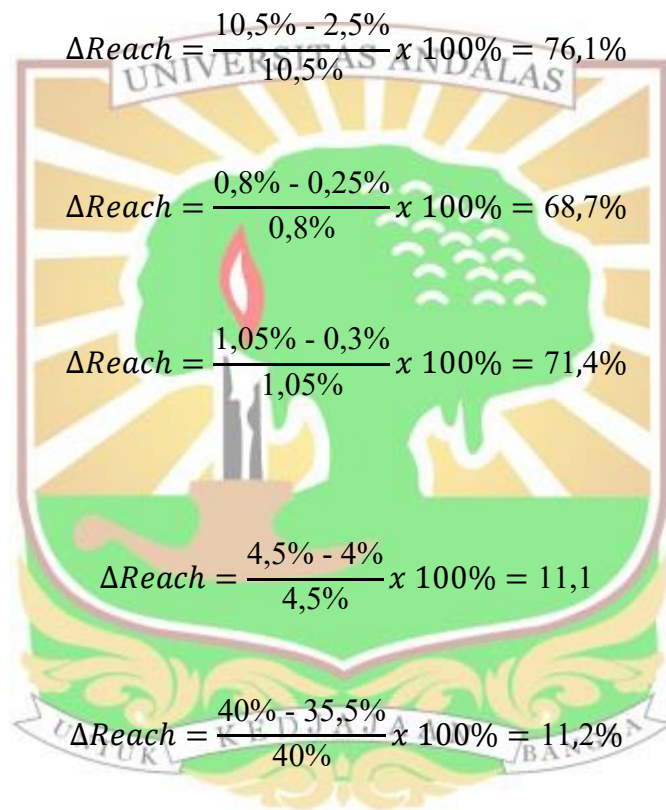
$$\Delta Reach = \frac{20\% - 15\%}{20\%} \times 100\% = 25\%$$

Saluran 2-3

$$\Delta Reach = \frac{1,5\% - 1,2\%}{1,5\%} \times 100\% = 20\%$$

Saluran 2-5

$$\Delta Reach = \frac{3\% - 2,3\%}{3\%} \times 100\% = 23,3\%$$



Relai 10

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{44,2\% - 44\%}{44,2\%} \times 100\% = 0,4\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{68\% - 68\%}{68\%} \times 100\% = 0$$

Relai 11

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{34\% - 28,5\%}{34\%} \times 100\% = 16,1\%$$

Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{54,5\% - 54\%}{54,5\%} \times 100\% = 0,9\%$$

Relai 12

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{19\% - 14\%}{19\%} \times 100\% = 26,3\%$$

Saluran 2-4

$$\Delta Reach = \frac{1,85\% - 1,4\%}{1,85\%} \times 100\% = 24,3\%$$

Saluran 2-5

$$\Delta Reach = \frac{2,9\% - 2,2\%}{2,9\%} \times 100\% = 24,1\%$$

Relai 14

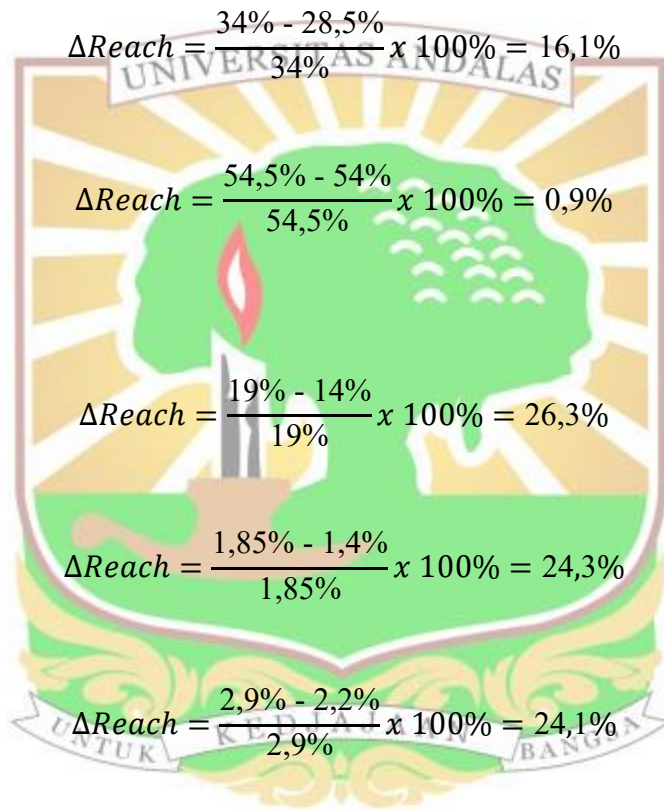
Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{7\% - 6,5\%}{7\%} \times 100\% = 7,1\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{75\% - 65,5\%}{75\%} \times 100\% = 12,7\%$$

Relai yang tidak dapat dihitung persentasenya yaitu relai 6 dan 13 karena saluran pada relai tanpa resistansi gangguan berbeda dengan relai resistansi gangguan 1 ohm.



- Persentase penurunan jangkauan relai jarak PLTB yang menggunakan Static Converter-Fed Driver zona 3 dengan nilai resistansi gangguan = 10 ohm

Relai 1

Saluran 3-1 :

$$\Delta Reach = \frac{8\% - 2\%}{8\%} \times 100\% = 75\%$$

Saluran 4-5:

$$\Delta Reach = \frac{16\% - 7\%}{16\%} \times 100\% = 56,2\%$$

Saluran 5-4

$$\Delta Reach = \frac{10\% - 1,5\%}{10\%} \times 100\% = 85\%$$

Relai 10

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{44,2\% - 38,5\%}{44,2\%} \times 100\% = 12,8\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{68\% - 50,5\%}{68\%} \times 100\% = 25,7\%$$

Relai 11

Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{54\% - 47\%}{54\%} \times 100\% = 12,9\%$$

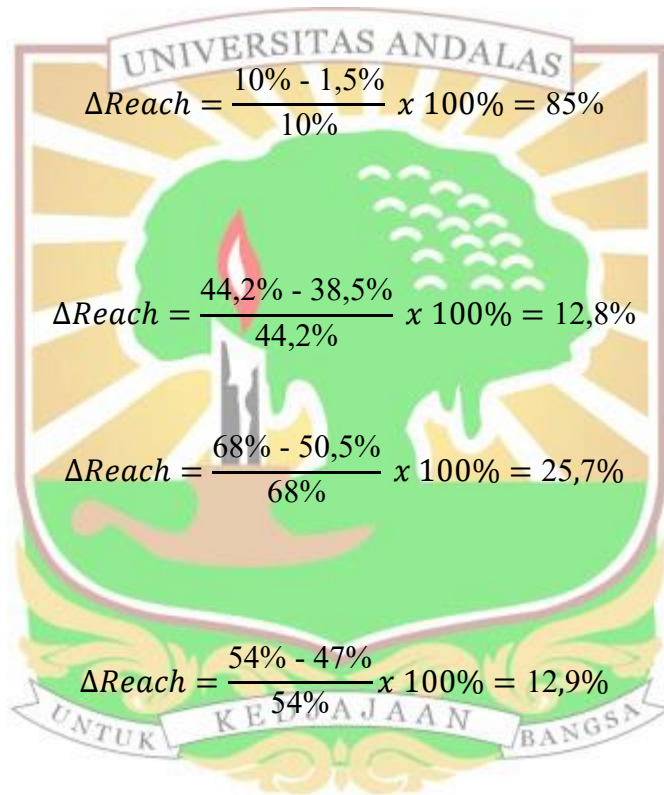
Relai 14

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{7\% - 1,5\%}{7\%} \times 100\% = 78,5\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{75\% - 15\%}{75\%} \times 100\% = 80\%$$



Relai yang tidak dapat dihitung persentasenya yaitu relai 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 12 dan 13 karena saluran pada relai tanpa resistansi gangguan berbeda dengan relai resistansi gangguan 10 ohm.



LAMPIRAN III

Persentase penurunan jangkauan relai jarak akibat adanya resistansi gangguan pada sistem yang pembangkit pada bus 2 berupa PLTB tanpa kontribusi arus gangguan

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak PLTB tanpa kontribusi arus gangguan zona 1 dengan nilai resistansi gangguan = 1 ohm

Relai 1

Saluran 1-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 2

Saluran 2-1 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 65,5\%}{80\%} \times 100\% = 18,1\%$$

Relai 3

Saluran 2-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 4

Saluran 2-4 :

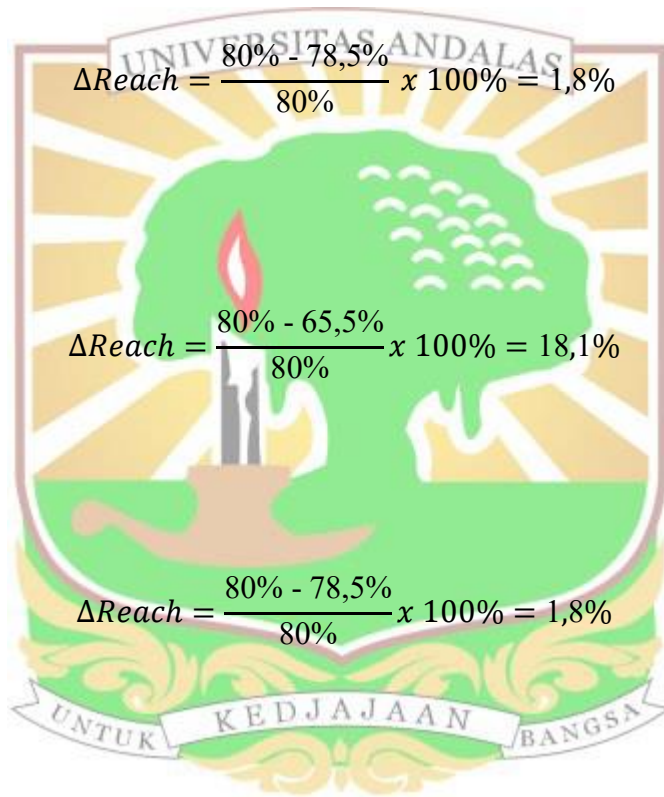
$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 5

Saluran 2-5 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 79\%}{80\%} \times 100\% = 1,2\%$$

Relai 6



Saluran 5-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 70,5\%}{80\%} \times 100\% = 11,8\%$$

Relai 7

Saluran 5-4 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 8

Saluran 4-5 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$

Relai 9

Saluran 4-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 77,5\%}{80\%} \times 100\% = 3,1\%$$

Relai 10

Saluran 4-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 70,5\%}{80\%} \times 100\% = 11,8\%$$

Relai 11

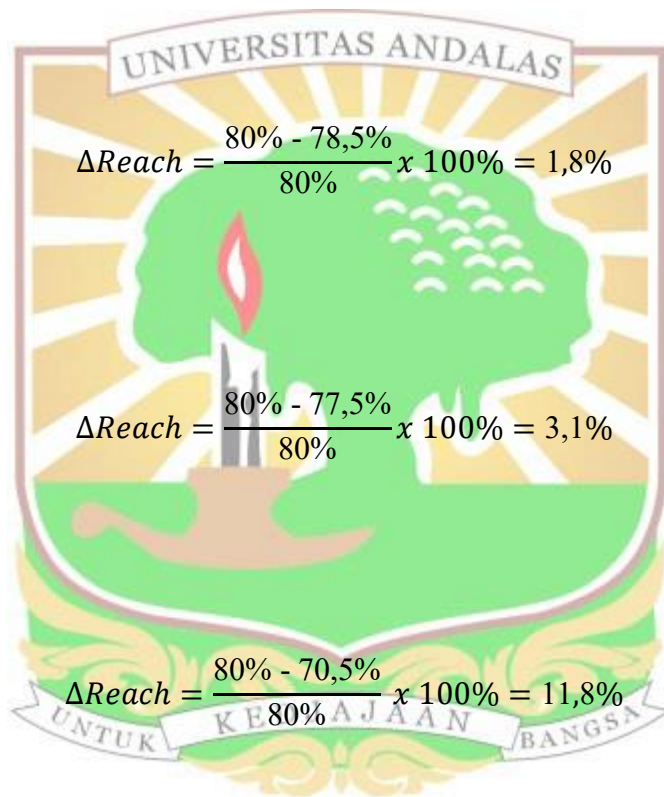
Saluran 3-4 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 70,5\%}{80\%} \times 100\% = 11,8\%$$

Relai 12

Saluran 3-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78,5\%}{80\%} \times 100\% = 1,8\%$$



Relai 13

Saluran 3-1 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78\%}{80\%} \times 100\% = 2,5\%$$

Relai 14

Saluran 1-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78\%}{80\%} \times 100\% = 2,5\%$$

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak PLTB tanpa kontribusi arus gangguan zona 1 dengan nilai resistansi gangguan = 10 ohm

Relai 1

Saluran 1-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 44\%}{80\%} \times 100\% = 37,5\%$$

Relai 3

Saluran 2-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 71\%}{80\%} \times 100\% = 11,2\%$$

Relai 4

Saluran 2-4 :

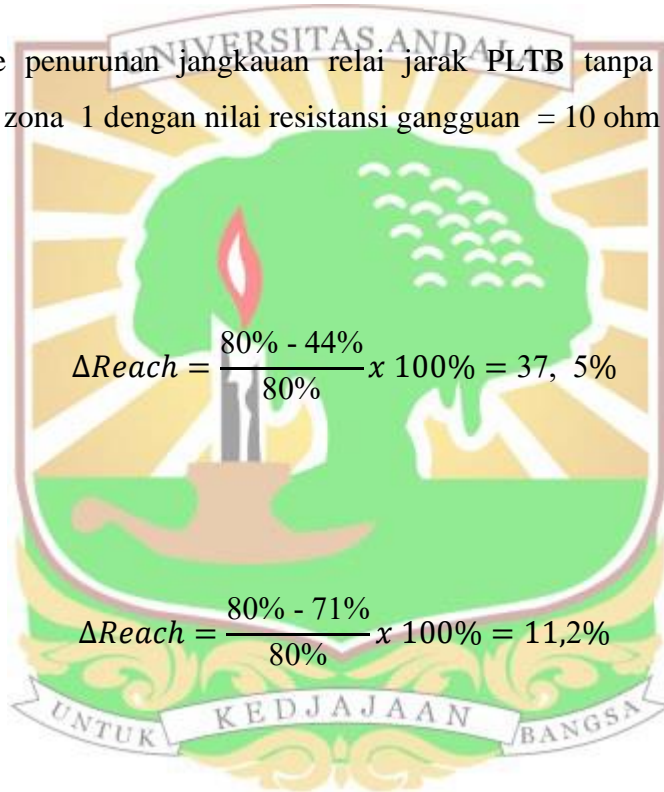
$$\Delta Reach = \frac{80\% - 68\%}{80\%} \times 100\% = 15\%$$

Relai 5

Saluran 2-5 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 68\%}{80\%} \times 100\% = 15\%$$

Relai 7



Saluran 5-4 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 65,5\%}{80\%} \times 100\% = 18,1$$

Relai 8

Saluran 4-5 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 70\%}{80\%} \times 100\% = 12,5\%$$

Relai 9

Saluran 4-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 54\%}{80\%} \times 100\% = 32,5\%$$

Relai 12

Saluran 3-2 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 64\%}{80\%} \times 100\% = 20\%$$

Relai 13

Saluran 3-1 :

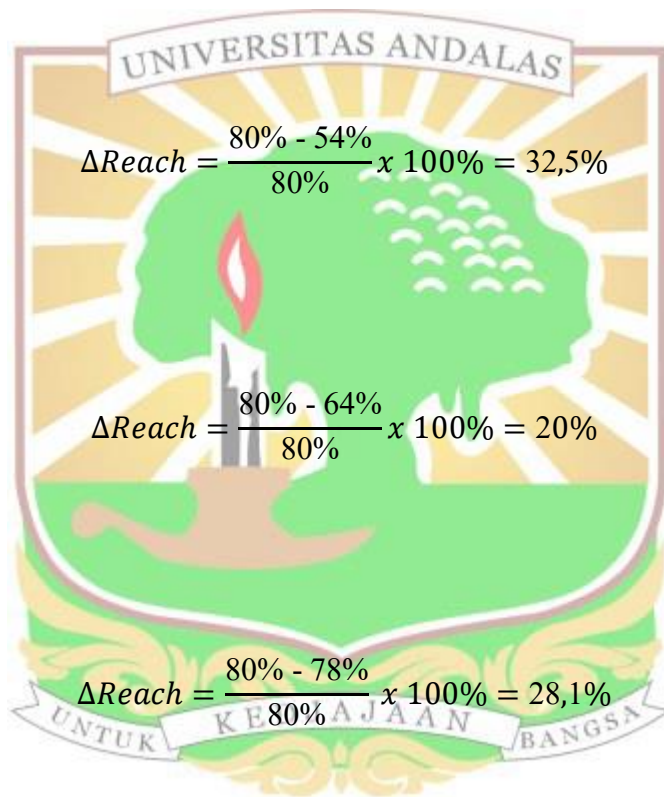
$$\Delta Reach = \frac{80\% - 78\%}{80\%} \times 100\% = 28,1\%$$

Relai 14

Saluran 1-3 :

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 72\%}{80\%} \times 100\% = 10\%$$

Relai yang tidak dapat dihitung persentasenya yaitu relai 2, 6, 10 dan 11, karena pada resistansi gangguan 10 ohm jangkauan maksimum relai hanya terbaca di zona 2



- Persentase penurunan jangkauan relai jarak PLTB tanpa kontribusi arus gangguan zona 2 dengan nilai resistansi gangguan = 1 ohm

Relai 1

Saluran 2-3 :

$$\Delta Reach = \frac{25\% - 25\%}{25\%} \times 100\% = 0$$

Saluran 2-4 :

$$\Delta Reach = \frac{36\% - 35,5}{36\%} \times 100\% = 1,3\%$$

Saluran 2-5 :

$$\Delta Reach = \frac{48,5\% - 48\%}{48,5\%} \times 100\% = 1\%$$

Relai 2

Saluran 2-1 :

$$\Delta Reach = \frac{99,99\% - 86,5\%}{99,99\%} \times 100\% = 13,4\%$$

Relai 3

Saluran 3-4

$$\Delta Reach = \frac{18\% - 15\%}{18\%} \times 100\% = 16,7\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{2\% - 1,5\%}{2\%} \times 100\% = 25\%$$

Relai 4

Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{2\% - 1,5\%}{2\%} \times 100\% = 25\%$$

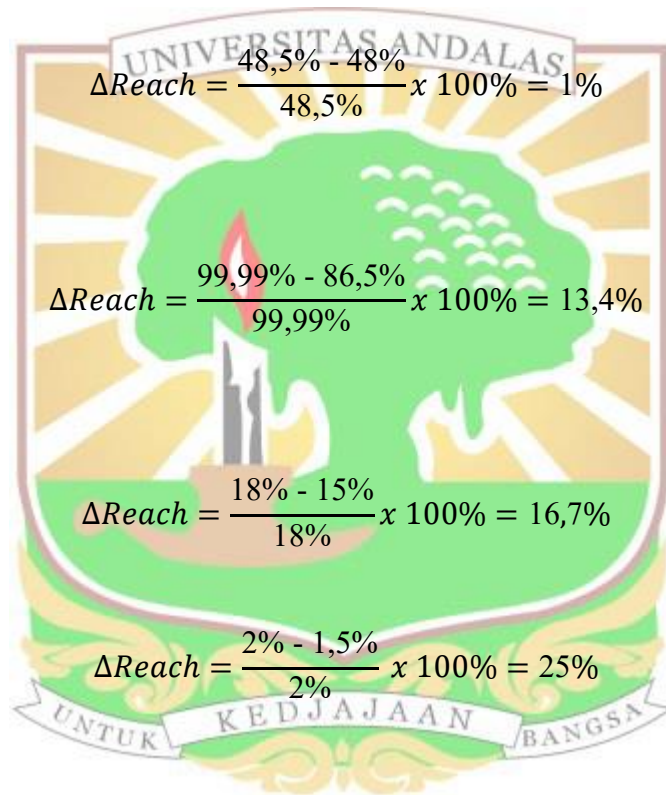
Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{30\% - 25\%}{30\%} \times 100\% = 16,7\%$$

Relai 5

Saluran 5-4

$$\Delta Reach = \frac{49\% - 49\%}{59\%} \times 100\% = 0\%$$



Relai 7

Saluran 4-2

$$\Delta Reach = \frac{1,9\% - 1\%}{1,9\%} \times 100\% = 47,3\%$$

Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{15\% - 10,5\%}{15\%} \times 100\% = 30\%$$

Relai 8

Saluran 5-2

$$\Delta Reach = \frac{50\% - 47\%}{50\%} \times 100\% = 6\%$$

Relai 9

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{20\% - 10\%}{20\%} = 50\%$$

Saluran 2-3

$$\Delta Reach = \frac{0,74\% - 0,4\%}{0,74\%} \times 100\% = 45,9\%$$

Saluran 2-5

$$\Delta Reach = \frac{1,47\% - 0,8\%}{1,47\%} \times 100\% = 45,5\%$$

Relai 10

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{22\% - 21,5\%}{22\%} \times 100\% = 2,2\%$$

Saluran 3-1

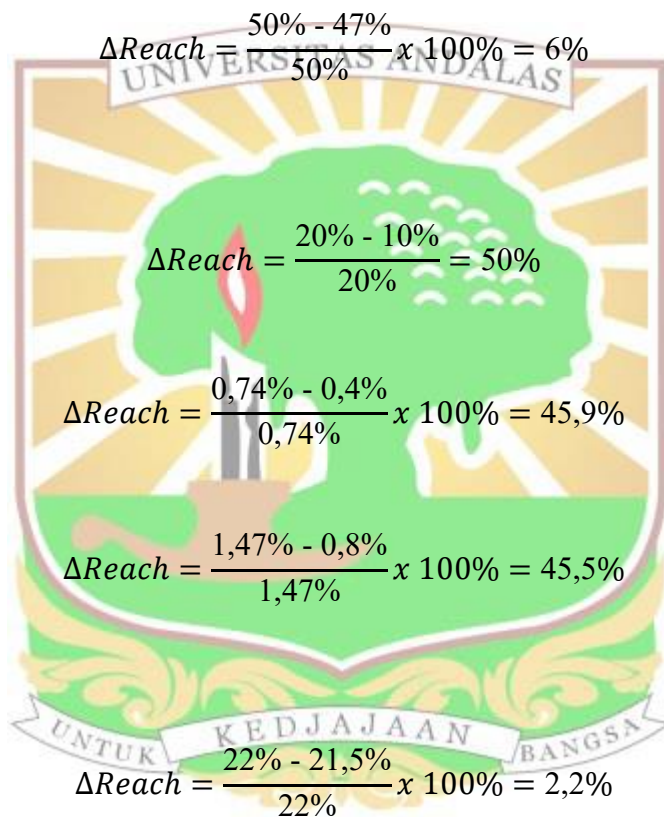
$$\Delta Reach = \frac{31\% - 30\%}{31\%} \times 100\% = 3,2\%$$

Relai 11

Saluran 4-2

$$\Delta Reach = \frac{39\% - 38\%}{39\%} \times 100\% = 2,5\%$$

Saluran 4-5



$$\Delta Reach = \frac{23\% - 23\%}{23\%} \times 100\% = 0\%$$

Relai 12

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{19,2\% - 8,5\%}{19,2\%} \times 100\% = 55,7\%$$

Saluran 2-4

$$\Delta Reach = \frac{0,97\% - 0,5\%}{0,97\%} \times 100\% = 49,4\%$$

Saluran 2-5

$$\Delta Reach = \frac{1,42\% - 0,8\%}{1,42\%} \times 100\% = 43,6\%$$

Relai 13

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{99,99\% - 95,5\%}{99,99\%} \times 100\% = 4,4\%$$

Relai 14

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{3\% - 2\%}{3\%} \times 100\% = 33,3\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{30\% - 22,5\%}{30\%} \times 100\% = 25\%$$

Relai yang tidak dapat dihitung persentasenya yaitu relai 6 dan 13 karena saluran pada relai tanpa resistansi gangguan berbeda dengan relai resistansi gangguan 1 ohm.

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak PLTB tanpa kontribusi arus gangguan zona 2 dengan nilai resistansi gangguan = 10 ohm

Relai 1

Saluran 2-3 :

$$\Delta Reach = \frac{25\% - 20\%}{25\%} \times 100\% = 20\%$$

Saluran 2-4 :

$$\Delta Reach = \frac{36\% - 27\%}{36\%} \times 100\% = 0,25\%$$

Saluran 2-5 :

$$\Delta Reach = \frac{48\% - 37\%}{48\%} \times 100\% = 22,9\%$$

Relai 5

Saluran 5-4

$$\Delta Reach = \frac{59\% - 41,5\%}{59\%} \times 100\% = 29,6\%$$

Relai 8

Saluran 5-2

$$\Delta Reach = \frac{50\% - 14\%}{50\%} \times 100\% = 72\%$$

Relai 10

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{22\% - 15\%}{22\%} \times 100\% = 31,8\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{31\% - 17,8\%}{31\%} \times 100\% = 42,5\%$$

Relai 11

Saluran 4-2

$$\Delta Reach = \frac{39\% - 22,5\%}{39\%} \times 100\% = 42,3\%$$

Saluran 4-5

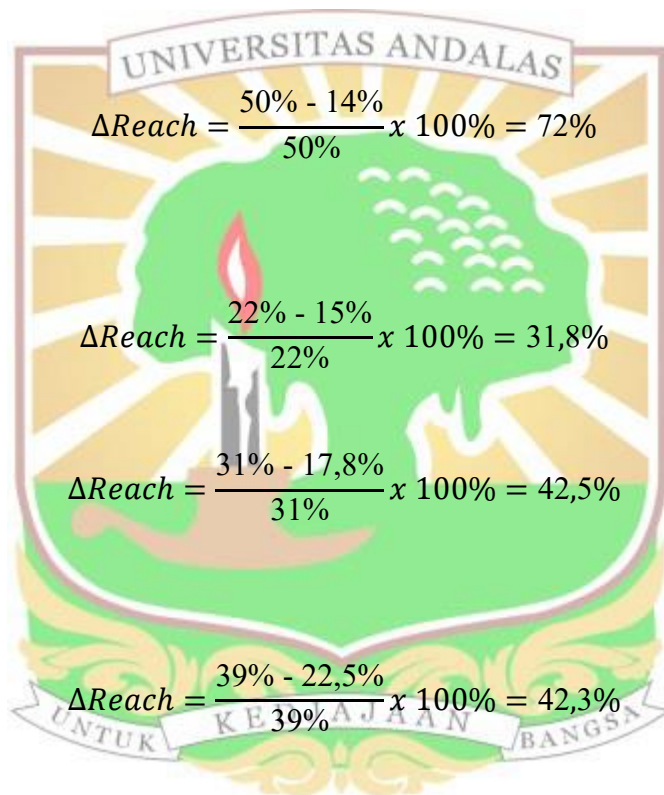
$$\Delta Reach = \frac{23\% - 16\%}{23\%} \times 100\% = 30,4\%$$

Relai 13

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{99,99\% - 95,5\%}{99,99\%} \times 100\% = 4,4\%$$

Relai yang tidak dapat dihitung persentasenya yaitu relai 2, 3, 4, 6, 7, 9, 12, dan 13 karena saluran pada relai tanpa resistansi gangguan berbeda dengan relai resistansi gangguan 10 ohm.



- Persentase penurunan jangkauan relai jarak PLTB tanpa kontribusi arus gangguan zona 3 dengan nilai resistansi gangguan = 1 ohm

Relai 1

Saluran 3-1 :

$$\Delta Reach = \frac{21\% - 20,5\%}{21\%} \times 100\% = 2,3\%$$

Saluran 4-5 :

$$\Delta Reach = \frac{50\% - 48\%}{50\%} \times 100\% = 4\%$$

Saluran 5-4 :

$$\Delta Reach = \frac{50\% - 48\%}{50\%} \times 100\% = 4\%$$

Relai 3

Saluran 3-4

$$\Delta Reach = \frac{42\% - 39,5\%}{42\%} \times 100\% = 5,9\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{5,5\% - 5,2\%}{5,5\%} \times 100\% = 5,4\%$$

Relai 4

Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{5,5\% - 5,2\%}{5,5\%} \times 100\% = 5,4\%$$

Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{80\% - 72\%}{80\%} \times 100\% = 10\%$$

Relai 5

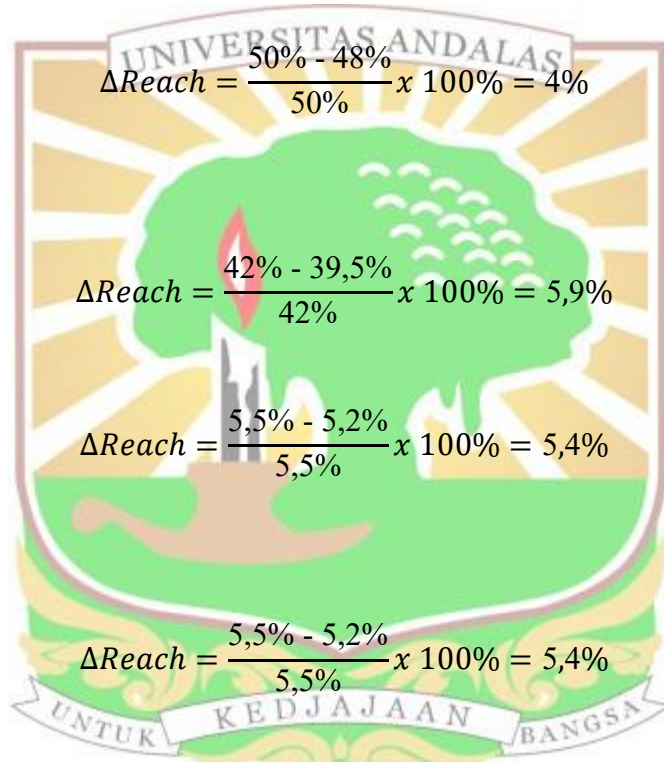
Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{12,5\% - 7,5\%}{12,5\%} \times 100\% = 40\%$$

Relai 6

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{23,5\% - 9\%}{23,5\%} \times 100\% = 61,7\%$$



Saluran 2-3

$$\Delta Reach = \frac{0,88\% - 0,45\%}{0,88\%} \times 100\% = 48,8\%$$

Saluran 2-4

$$\Delta Reach = \frac{1,18\% - 0,55\%}{1,18\%} \times 100\% = 53,3\%$$

Relai 7

Saluran 4-2

$$\Delta Reach = \frac{4,5\% - 4\%}{4,5\%} \times 100\% = 11,1$$

Saluran 4-3

$$\Delta Reach = \frac{40\% - 35,5\%}{40\%} \times 100\% = 11,2\%$$

Relai 9

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{49,5\% - 32,5\%}{49,5\%} \times 100\% = 34,3\%$$

Saluran 2-3

$$\Delta Reach = \frac{1,75\% - 1,5\%}{1,75\%} \times 100\% = 14,28\%$$

Saluran 2-5

$$\Delta Reach = \frac{3,5\% - 3\%}{3,5\%} \times 100\% = 14,2\%$$

Relai 10

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{41,5\% - 41,2\%}{41,5\%} \times 100\% = 0,7\%$$

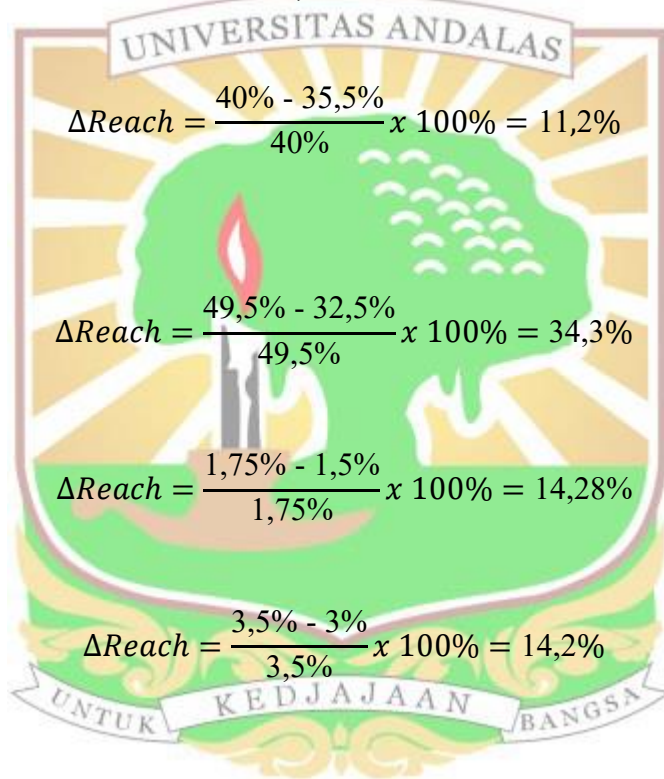
Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{68\% - 68\%}{68\%} \times 100\% = 0$$

Relai 11

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{86,5\% - 59\%}{86,5\%} \times 100\% = 31,9\%$$



Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{57,5\% - 57\%}{57,5\%} \times 100\% = 0,8\%$$

Relai 12

Saluran 2-1

$$\Delta Reach = \frac{45,4\% - 30,5\%}{45,5\%} \times 100\% = 32,9\%$$

Saluran 2-4

$$\Delta Reach = \frac{2,2\% - 1,8\%}{2,2\%} \times 100\% = 18,1\%$$

Saluran 2-5

$$\Delta Reach = \frac{3,3\% - 2,7\%}{3,3\%} \times 100\% = 18,1\%$$

Relai 14

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{7\% - 6,5\%}{7\%} \times 100\% = 87,1\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{75\% - 65,5\%}{75\%} \times 100\% = 12,7\%$$

Relai yang tidak dapat dihitung persentasenya yaitu relai 6 dan 13 karena saluran pada relai tanpa resistansi gangguan berbeda dengan relai resistansi gangguan 1 ohm.

- Persentase penurunan jangkauan relai jarak PLTB tanpa kontribusi arus gangguan zona 3 dengan nilai resistansi gangguan = 10 ohm

Relai 1

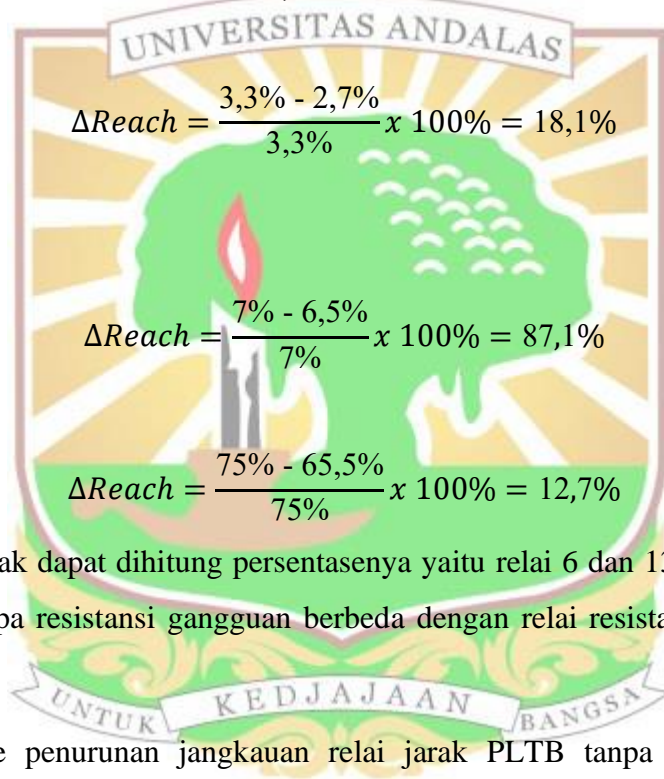
Saluran 3-1 :

$$\Delta Reach = \frac{21\% - 2\%}{8\%} \times 100\% = 90,4\%$$

Saluran 4-5:

$$\Delta Reach = \frac{50\% - 28\%}{50\%} \times 100\% = 44\%$$

Saluran 5-4



$$\Delta Reach = \frac{50\% - 21\%}{50\%} \times 100\% = 58\%$$

Relai 10

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{68\% - 48,5\%}{68\%} \times 100\% = 28,67\%$$

Relai 11

Saluran 4-5

$$\Delta Reach = \frac{57,5\% - 57\%}{57,5\%} \times 100\% = 0,8\%$$

Relai 14

Saluran 3-2

$$\Delta Reach = \frac{7\% - 1,5\%}{7\%} \times 100\% = 78,5\%$$

Saluran 3-1

$$\Delta Reach = \frac{75\% - 15\%}{75\%} \times 100\% = 80\%$$

Relai yang tidak dapat dihitung persentasenya yaitu relai 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 12 dan 13 karena saluran pada relai tanpa resistansi gangguan berbeda dengan relai resistansi gangguan 10 ohm.

