

PENGANTAR

Assalamualaikum Wr. Wb.

Alhamdulillah, puji dan syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan hidayahnya-Nya. Atas izin-Nya lah penulis dapat menyelesaikan skripsi ini. Shalawat dan salam tercurah kepada junjungan Nabi Muhammad SAW. Skripsi ini disusun sebagai salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik dari jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya Malang. Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan, bimbingan serta dorongan dari semua pihak penyelesaian skripsi ini tidak mungkin terwujud. Pada kesempatan ini penulis menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Aziz Muslim selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya.
 2. Bapak Hadi Suyono dan Bapak Mahfudz Shidiq selaku dosen pembimbing yang telah sabar membimbing dan memberikan masukan dalam penyelesaian skripsi ini.
 3. Bapak Ali Mustofa dan Bapak Teguh Utomo, selaku Kaprodi dan dosen Penasihat Akademik, serta seluruh dosen Teknik Elektro Universitas Brawijaya. Terima kasih atas masukan dan nasihat yang telah diberikan selama menjalani perkuliahan.
 4. Keluarga tercinta, Mama, Bapak dan Mbak Ita. Terima kasih atas doa, dukungan, semangat, kesabaran, pelajaran hidup yang tak ternilai dan segalanya yang telah diberikan.
 5. Rekan-rekan Asisten Laboratorium Dasar Elektrik dan Pengukuran, *Radar Icon*, *Inverter 2011* dan *Girls Generation* atas masukan dan dukungannya selama ini.
- Dalam penyusunan skripsi ini, penulis menyadari bahwa skripsi ini belum sempurna, karena keterbatasan ilmu dan kendala-kendala lain yang terjadi selama pengerjaan skripsi ini. Semoga tulisan ini dapat bermanfaat dan dapat digunakan untuk pengembangan lebih lanjut.

Wassalamualaikum Wr. Wb.

Malang, Agustus 2015

Penulis

DAFTAR ISI

PENGANTAR	i
DAFTAR ISI.....	ii
DAFTAR GAMBAR.....	iv
DAFTAR TABEL.....	v
RINGKASAN.....	vii
BAB I.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan	3
1.5 Manfaat	3
1.6 Sistematika Penulisan.....	3
BAB II.....	4
2.1 Konsep Dasar Jaringan Listrik.....	4
2.2 Saluran Transmisi.....	5
2.3 Gardu Induk	7
2.3.1 Pengertian Gardu Induk.....	7
2.3.2 Klasifikasi Gardu Induk.....	7
2.3.3 Pertimbangan Pembangunan Gardu Induk.....	7
2.4 Jatuh Tegangan (<i>Voltage Drop</i>).....	8
2.4.1 Jatuh Tegangan Pada Sistem Transmisi.....	9
2.5 Analisis Aliran Daya Pada Sistem Tenaga Listrik.....	10
2.5.1 Persamaan Dasar Analisis Aliran Daya.....	11
2.5.2 Klasifikasi Bus.....	13
2.5.3 Metode Newton-Rhapson	14
2.5.4 Pemakaian Metode Newton-Raphson Pada Analisis Aliran Daya.....	15
2.6 Sistem Per-Unit	20
2.7 Kontingensi Sistem	20
2.7.1 Kontingensi.....	20
2.7.2 Kriteria Perencanaan Transmisi.....	21
BAB III.....	22

3.1	Studi Literatur	23
3.2	Simulasi Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik.....	23
3.3	Perhitungan Rugi-Rugi Daya Sistem Tenaga Listrik.....	23
3.4	Kesimpulan Dan Saran.....	24
BAB IV		25
4.1	Pendahuluan	25
4.2	Gambaran Umum Sistem Tenaga Listrik 150 kV Area Yogyakarta.....	25
4.3	Keadaan Sebelum Dibangunnya Gi Kalasan	29
5.3.1	Analisis Aliran Daya.....	30
5.3.2	Analisis Aliran Daya Pada Kondisi Pembebanan Maksimum.....	30
5.3.3	Analisis Aliran Daya Pada Kondisi Pembebanan Rata-Rata.....	30
4.3.4	Analisis Aliran Daya Pada Kondisi Pembebanan Minimum.....	31
4.4	Keadaan Setelah Dibangunnya Gi Kalasan.....	38
4.4.1	Sistem Transmisi 150 kV.....	38
4.4.2	Single Line Diagram Sistem Transmisi 150 kV	39
4.4.3	Analisis Aliran Daya.....	42
4.4.4	Analisis Aliran Daya Pada Kondisi Pembebanan Maksimum.....	42
4.4.5	Analisis Aliran Daya Pada Kondisi Pembebanan Rata-Rata.....	43
4.4.6	Analisis Aliran Daya Pada Kondisi Pembebanan Minimum.....	43
4.5	Rugi-Rugi Daya Pada Sistem.....	50
4.5.1	Rugi-Rugi Daya Saat Keadaan Sebelum Dibangun GI Kalasan	50
4.5.2	Rugi-Rugi Daya Saat Keadaan Setelah Dibangun GI Kalasan.....	51
4.6	Perbandingan Kondisi Sebelum Dan Sesudah Dibangunnya GI Kalasan	52
4.6.1	Perbandingan Nilai Tegangan.....	52
4.6.2	Perbandingan Nilai Rugi-Rugi Daya	56
4.7	Keandalan Sistem Saat Terjadi Kontingensi.....	60
4.7.1	Kontingensi Pada Keadaan Setelah Dibangun GI Kalasan	60
4.7.2	Rugi-Rugi Daya Pada Keadaan Terjadi Kontingensi	70
BAB V		72
5.1	Kesimpulan	72
5.2	Saran.....	72
DAFTAR PUSTAKA		73
LAMPIRAN.....		74

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Sistem Pendistribusian Tenaga Listrik..... 4

Gambar 2.3. Rangkaian Ekuivalen Saluran Pendek 9

Gambar 2.4. Diagram Fasor Saluran Pendek..... 10

Gambar 2.5. Gambar Komponen Bus i-k. 13

Gambar 3.1. Diagram Alir Metode Penelitian..... 22

Gambar 4.1. *Single Line Diagram* Sebelum Dibangun GI Kalasan. 26

Gambar 4.2. Rangkaian Ekuivalen *Single Line Diagram* Sebelum Dibangun GI Kalasan. 28

Gambar. 4.3. *Single Line Diagram* Aliran Daya Pada Pembebanan Maksimum..... 35

Gambar. 4.4. *Single Line Diagram* Aliran Daya Pada Pembebanan Rata-Rata 36

Gambar. 4.5. *Single Line Diagram* Aliran Daya Pada Pembebanan Minimum 37

Gambar 4.6. Peta Letak Geografis Rencana Pembangunan GI Kalasan. 38

Gambar 4.7. *Single Line Diagram* Setelah Dibangun GI Kalasan. 39

Gambar 4.8 Rangkaian Ekuivalen *Single Line Diagram* Sesudah Dibangun GI Kalasan 41

Gambar. 4.9. *Single Line Diagram* Aliran Daya Pada Pembebanan Maksimum Setelah Dibangun GI Kalasan 47

Gambar. 4.10. *Single Line Diagram* Aliran Daya Pada Pembebanan Rata-Rata Setelah Dibangun GI Kalasan 48

Gambar. 4.11. *Single Line Diagram* Aliran Daya Pada Pembebanan Minimum Setelah Dibangun GI Kalasan 49

Gambar 4.12. Grafik Perbandingan Nilai Tegangan Pada Pembebanan Maksimum.. 54

Gambar 4.13. Grafik Perbandingan Nilai Tegangan Pada Pembebanan Rata-Rata. ... 55

Gambar 4.14. Grafik Perbandingan Nilai Tegangan Pada Pembebanan Minimum. ... 55

Gambar 4.15. Grafik Perbandingan Tegangan Beban Maksimum Keadaan Normal dan Terjadi Kontingensi Pada Saluran Bus 1-15 dan 6-15. 69

Gambar 4.16. Grafik Perbandingan Tegangan Beban Rata-Rata Keadaan Normal dan Terjadi Kontingensi Pada Saluran Bus 1-15 dan 6-15 69

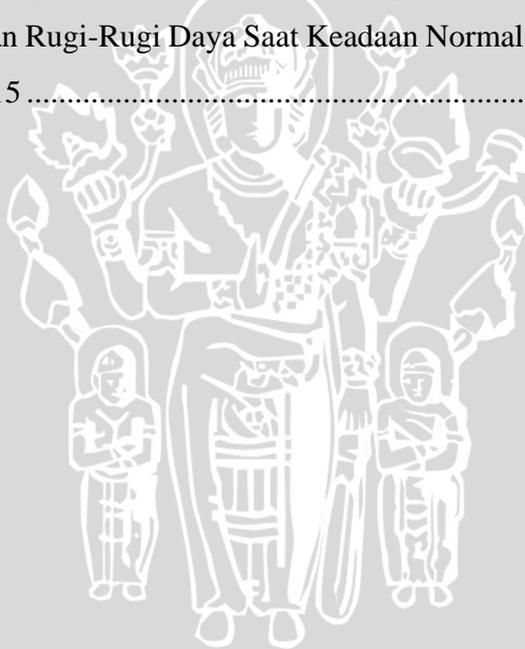
Gambar 4.17. Grafik Perbandingan Tegangan Beban Minimum Keadaan Normal dan Terjadi Kontingensi Pada Saluran Bus 1-15 dan 6-15 69



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1. Level Tegangan di PLN.....	5
Tabel 2.2. Tabel Variabel Bus	14
Tabel 4.1. Nama Bus dan Kode Bus	26
Tabel 4.2. Data Impedansi Saluran.....	27
Tabel 4.3. Tabel Pembebanan Sistem 150 kV Sebelum Dibangun GI Kalasan	29
Tabel 4.4. Tabel Total Daya Pada Sistem.....	29
Tabel 4.5. Aliran Daya Pembebanan Maksimum Sebelum Dibangun GI Kalasan	32
Tabel 4.6. Aliran Daya Pembebanan Rata-Rata Sebelum Dibangun GI Kalasan	33
Tabel 4.7. Aliran Daya Pembebanan Minimum Sebelum Dibangun GI Kalasan	34
Tabel 4.8. Nama Bus dan Kode Bus Setelah Dibangun GI Kalasan	40
Tabel 4.9. Data Impedansi Saluran Setelah Dibangun GI Kalasan	41
Tabel 4.10. Perubahan Beban di GI Kentungan dan GI Kalasan	42
Tabel 4.11. Aliran Daya Pembebanan Maksimum Setelah Dibangun GI Kalasan	44
Tabel 4.12. Aliran Daya Pembebanan Rata-Rata Setelah Dibangun GI Kalasan.....	45
Tabel 4.13. Aliran Daya Pembebanan Minimum Setelah Dibangun GI Kalasan.....	46
Tabel 4.14. Rugi-Rugi Daya Per Saluran Sebelum Dibangun GI Kalasan.....	51
Tabel 4.15. Rugi-Rugi Daya Per Saluran Setelah Dibangun GI Kalasan.....	52
Tabel 4.16. Perbandingan Nilai Tegangan Pada Pembebanan Maksimum	53
Tabel 4.17. Perbandingan Nilai Tegangan Pada Pembebanan Rata-Rata	53
Tabel 4.18. Perbandingan Nilai Tegangan Pada Pembebanan Minimum	54
Tabel 4.19. Total Rugi-Rugi Daya Pada Sistem 150 kV	56
Tabel 4.20. Perbandingan Rugi-Rugi Daya Pada Pembebanan Maksimum.....	57
Tabel 4.21. Perbandingan Rugi-Rugi Daya Pada Pembebanan Rata-Rata.....	58
Tabel 4.22. Perbandingan Rugi-Rugi Daya Pada Pembebanan Minimum.....	59
Tabel 4.23. Aliran Daya Pembebanan Maksimum Saat Terjadi Kontingensi Pada Saluran Dari Bus 1 Ke Bus 15	61
Tabel 4.24. Aliran Daya Pembebanan Rata-Rata Saat Terjadi Kontingensi Pada Saluran Dari Bus 1 Ke Bus 15	62
Tabel 4.25. Aliran Daya Pembebanan Minimum Saat Terjadi Kontingensi Pada Saluran Dari Bus 1 Ke Bus 15	63

Tabel 4.26. Aliran Daya Pembebanan Maksimum Saat Terjadi Kontingensi Pada Saluran Dari Bus 6 Ke Bus 15	64
Tabel 4.27. Aliran Daya Pembebanan Rata-Rata Saat Terjadi Kontingensi Pada Saluran Dari Bus 6 Ke Bus 15.....	65
Tabel 4.28. Aliran Daya Pembebanan Minimum Saat Terjadi Kontingensi Pada Saluran Dari Bus 6 Ke Bus 15.....	66
Tabel 4.29. Perbandingan Nilai Tegangan Beban Maksimum Pada Keadaan Normal dan Terjadi Kontingensi Pada Saluran Bus 1-15 dan 6-15	67
Tabel 4.30. Perbandingan Nilai Tegangan Beban Rata-Rata Pada Keadaan Normal dan Terjadi Kontingensi Pada Saluran Bus 1-15 dan 6-15	68
Tabel 4.31. Perbandingan Nilai Tegangan Beban Minimum Pada Keadaan Normal dan Terjadi Kontingensi Pada Saluran Bus 1-15 dan 6-15	68
Tabel 4.32. Total Rugi-Rugi Daya Saat Terjadi Kontingensi.....	70
Tabel 4.33. Perbandingan Rugi-Rugi Daya Saat Keadaan Normal dan Saat Kontingensi di Saluran 1-15 dan 6-15	71



RINGKASAN

Malinda Dinna Auliya, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Brawijaya, Oktober 2015, *Analisis Tegangan dan Rugi-Rugi Daya Listrik Pada Pembangunan Gardu Induk Kalasan di Yogyakarta*. Dosen Pembimbing: Hadi Suyono dan Mahfudz Shidiq.

Pembangunan GI Kalasan diantaranya bertujuan untuk penambahan kebutuhan tenaga listrik, memperbaiki mutu dan keandalan penyaluran tenaga listrik ke konsumen serta mendekatkan GI ke arah pelanggan. Metode yang akan digunakan dalam penelitian ini adalah metode Newton Rhapsion yang ada pada program PSS@E v.33.0. Pada hasil simulasi keadaan setelah dibangun GI Kalasan, nilai tegangan mengalami kenaikan dan rugi-rugi daya menurun. Rata-rata kenaikan nilai tegangan untuk beban maksimum, rata-rata dan minimum berturut-turut sebesar 1,93 kV, 0,04 kV dan 0,15 kV. Penurunan rugi-rugi daya untuk beban maksimum, rata-rata dan minimum berturut-turut sebesar 30,94%, 15,51% dan 15,03% dari keadaan sebelum dibangun GI Kalasan. Kontingensi terjadi pada keadaan setelah dibangun GI Kalasan di saluran dari bus 1 ke bus 15 dan dari bus 6 ke bus 15 dimana nilai tegangannya menurun dan rugi-rugi daya naik. Rata-rata penurunan nilai tegangan saat terjadi kontingensi di saluran dari bus 1 ke bus 15 dan dari bus 6 ke bus 15 berturut-turut untuk beban maksimum adalah 1,84 kV dan 1,57 kV, untuk beban rata-rata adalah 2,29 kV dan 2,06 kV dan untuk beban minimum adalah 1,57 kV dan 1,40 kV. Sedangkan untuk kenaikan rugi-rugi daya pada beban maksimum sebesar 39,76% dan 36,39%, pada beban rata-rata sebesar 48,61% dan 46,17% dan pada beban minimum sebesar 40,05% dan 38,01%.

Kata kunci: Newton Raphson, tegangan, rugi-rugi daya, kontingensi.

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

PT. PLN (Persero) merupakan perusahaan yang menangani masalah kelistrikan di Indonesia. Begitupun di Yogyakarta. Di Yogyakarta sendiri terdapat beberapa kawasan yang memiliki pembebanan yang cukup tinggi seperti kawasan wisata Candi Prambanan dan Candi Boko di daerah Bokoharjo, Kecamatan Prambanan, kawasan industri di Kecamatan Piyungan dan juga pusat perkampungan islam di Kabupaten Bantul.

Daerah Bokoharjo dan sekitarnya saat ini dipasok dari tiga gardu induk (GI) yaitu GI Kentungan, GI Bantul, dan GI Gejayan. Letak daerah Bokoharjo dari ketiga GI tersebut cukup jauh yaitu dari GI Kentungan ± 25 km, dari GI Gejayan ± 18 km, dan dari GI Bantul ± 30 km. Jauhnya daerah beban dari GI yang memasok mengakibatkan susut distribusi pada penyulang yang relatif besar yaitu antara 8-9% dan jumlah gangguan penyulang yang cukup tinggi yaitu rata-rata 15 kali per bulan.

Perkembangan yang cukup pesat dan juga kebutuhan masyarakat akan keandalan listrik yang baik dari PT. PLN (Persero) menyebabkan diperlukannya pembangunan GI baru. GI baru ini yaitu GI Kalasan akan dibangun di Desa Bokoharjo, Kecamatan Prambanan, Kabupaten Sleman.

Berdasarkan data dari PT. PLN (Persero) daerah DIY terdapat beberapa tujuan pembangunan GI Kalasan, yaitu:

1. Mengantisipasi terjadinya bencana erupsi merapi, karena GI Kentungan yang ada berjarak ± 15 km dari Gunung Merapi.
2. Mengantisipasi penambahan kebutuhan tenaga listrik di wilayah Unit Pelayanan Jaringan (UPJ) Kalasan, sebagian UPJ Bantul, sebagian UPJ Wonosari, dan sebagian UPJ Klaten Kota dengan mengalihkan beban dari GI yang memasok wilayah tersebut ke GI Kalasan yang dalam beberapa tahun kedepan meningkat terus.
3. Memperbaiki mutu dan keandalan penyaluran tenaga listrik ke konsumen
4. Mendukung proyek pembangunan pembangkit non BBM 10.000 MW
5. Mendekatkan GI ke arah pelangan.

Pembangunan gardu induk sendiri tentu akan berpengaruh terhadap sistem tenaga listrik pada daerah yang akan dibangun dan sekitarnya. Kondisi sistem tenaga listrik diharapkan akan semakin baik dilihat dari keadaan tegangan dan rugi-rugi daya pada masing-masing gardu induk yang terinterkoneksi dengan GI Kalasan. Perlunya untuk mengetahui kondisi sistem tenaga listrik setelah dibangunnya GI baru apakah lebih baik atau tidak dapat diketahui dengan cara membandingkan kondisi setelah dibangunnya GI dan sebelum dibangunnya GI. Oleh karena itu penulis mengambil judul “Analisis Tegangan dan Rugi-Rugi Daya Listrik Pada Pembangunan Gardu Induk Kalasan di Yogyakarta”.

1.2 Rumusan Masalah

Masalah yang dibahas dalam skripsi ini disusun dalam rumusan masalah sebagai berikut:

1. Bagaimana komparasi dari hasil analisa tegangan dan rugi-rugi daya listrik pada daerah beban Yogyakarta sebelum dan setelah dibangunnya GI Kalasan.
2. Bagaimana komparasi dari hasil analisa tegangan dan rugi-rugi daya listrik pada daerah beban Yogyakarta antara keadaan setelah dibangunnya GI Kalasan dan ketika terjadi kontingensi pada sistem tersebut.

1.3 Batasan Masalah

Permasalahan dalam skripsi ini dibatasi dengan batasan masalah sebagai berikut:

1. Analisa dilakukan terhadap pembangunan Gardu Induk Kalasan di wilayah Desa Bokoharjo, Kecamatan Prambanan, Kabupaten Sleman, Yogyakarta.
2. Metode analisis aliran daya yang digunakan adalah metode Newton Raphson.
3. Analisa aliran daya yang dilakukan tidak mencakup analisa *transient* hanya analisa *steady-state*.
4. Hanya membahas dampak pembangunan GI Kalasan terhadap sistem Yogyakarta dan beberapa GI di area Jawa Tengah yang berhubungan langsung dengan sistem Yogyakarta.
5. Simulasi kontingensi hanya dilakukan pada keadaan setelah dibangun GI Kalasan untuk mengetahui tegangan dan rugi-rugi daya pada saat terjadi kontingensi.

1.4 Tujuan

Tujuan dibuatnya skripsi ini adalah:

1. Menganalisa hasil komparasi tegangan dan rugi-rugi daya listrik pada daerah beban Yogyakarta sebelum dan setelah dibangunnya GI Kalasan.
2. Menganalisa hasil komparasi tegangan dan rugi-rugi daya listrik pada daerah beban Yogyakarta antara keadaan setelah dibangunnya GI Kalasan dan saat terjadi kontingensi pada sistem tersebut.

1.5 Manfaat

Terdapat beberapa manfaat dari analisa ini, yaitu bagi penulis dan bagi PT. PLN (Persero) DIY. Bagi penulis sendiri mendapat manfaat pengalaman menganalisa masalah mengenai pembangunan gardu induk dan dapat menyelesaikan syarat kelulusan berupa skripsi. Bagi PT. PLN (Persero) DIY adalah mendapatkan hasil analisa lengkap mengenai sistem tenaga listrik di daerah pembangunan gardu induk baru.

1.6 Sistematika Penulisan

Bab I : Pendahuluan

Berisi latar belakang, rumusan masalah, ruang lingkup, tujuan dan sistematika pembahasan.

Bab II : Tinjauan Pustaka

Berisi dasar teori yang digunakan untuk dasar analisa dan untuk mendukung permasalahan yang diungkap.

Bab III : Metode Penelitian

Berisi tahapan penyelesaian skripsi ini yang meliputi studi literatur, pengambilan data, inspeksi visual, perhitungan dan analisis data.

Bab IV : Hasil dan Pembahasan

Berisi tentang pembahasan, perhitungan dan analisis data yang diajukan dalam penelitian.

Bab V : Kesimpulan dan Saran

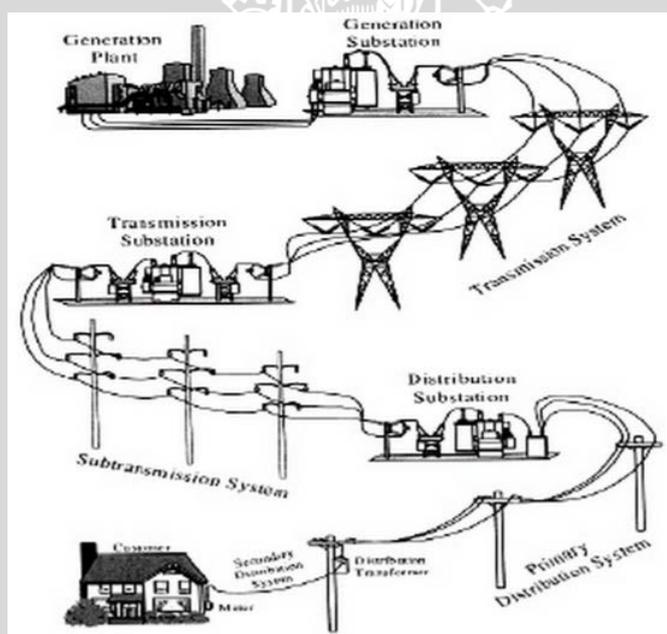
Berisi kesimpulan dan saran dari hasil dan pembahasan untuk penelitian selanjutnya.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Konsep Dasar Jaringan Listrik

Sistem penyaluran tenaga listrik dari pembangkit tenaga listrik ke konsumen (beban) melalui beberapa tahapan proses. Seperti yang terlihat pada gambar 2.1, berawal dari pembangkit tenaga listrik yang menghasilkan energi listrik lalu disalurkan ke jaringan transmisi (SUTET) langsung ke gardu induk. Dari gardu induk tenaga listrik disalurkan ke jaringan distribusi primer (SUTM), dan melalui gardu distribusi langsung ke jaringan distribusi sekunder (SUTR), tenaga listrik dialirkan ke konsumen. Dengan demikian sistem distribusi tenaga listrik berfungsi membagikan tenaga listrik kepada pihak pemakai melalui jaringan tegangan rendah (SUTR), sedangkan suatu saluran transmisi berfungsi untuk menyalurkan tenaga listrik bertegangan ekstra tinggi ke pusat-pusat beban dalam daya yang besar (melalui jaringan distribusi).

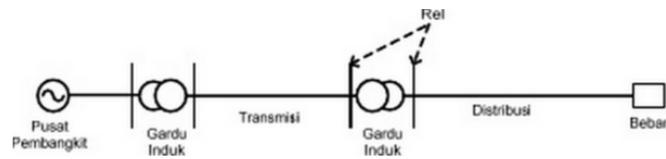


Gambar 2.1. Sistem Pendistribusian Tenaga Listrik

Sumber: <https://daman48.files.wordpress.com>

Sistem pembangkit (*generation plant*) terdiri dari satu atau lebih unit pembangkit yang akan mengkonversikan energi mekanik menjadi energi listrik dan harus mampu menghasilkan daya listrik yang cukup sesuai kebutuhan konsumen. Sistem transmisi berfungsi mentransfer energi listrik dari unit-unit pembangkitan di berbagai lokasi dengan

jarak yang jauh ke sistem distribusi, sedangkan sistem distribusi berfungsi untuk menghantarkan energi listrik ke konsumen. Secara sederhana sistem pendistribusian tenaga listrik dapat dibuat dalam diagram satu garis seperti pada gambar 2.2.



Gambar 2.2. Diagram Garis Sistem Tenaga Listrik

Sumber: <https://daman48.files.wordpress.com>

Terdapat beberapa tegangan yang biasa dipakai oleh PLN. PLN sendiri membagi tegangan tersebut dalam beberapa level seperti yang terdapat pada tabel 2.1.

Tabel 2.1. Level Tegangan di PLN

No.	Tegangan (kV)	Kelompok Tegangan
1.	500	Tegangan Ekstra Tinggi
2.	150	Tegangan Tinggi
3.	70	Tegangan Tinggi
4.	20	Tegangan Menengah
5.	12	Tegangan Menengah
6.	0,22/0,38	Tegangan Rendah

2.2 Saluran Transmisi

Saluran transmisi merupakan media yang digunakan untuk mentransmisikan tenaga listrik dari pembangkit sampai ke gardu induk hingga sampai pada konsumen pengguna listrik. Tenaga listrik ditransmisikan oleh suatu bahan konduktor yang mengalirkan daya listrik.

Berdasarkan sistem transmisi dan kapasitas tegangan yang disalurkan, saluran transmisi terdiri dari: (PT. PLN, 2011: www.pln.co.id/p3bjawabali/?p=454)

- a. Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 200 kV-500 kV

Pada umumnya saluran transmisi di Indonesia digunakan pada pembangkit dengan kapasitas 500 kV. Tujuannya adalah agar drop tegangan dari penampang kawat dapat direduksi secara maksimal sehingga diperoleh operasional yang efektif dan efisien. Permasalahan mendasar dalam pembangunan SUTET adalah

konstruksi tiang (*tower*) yang besar dan tinggi, memerlukan tanah yang luas dan isolator yang banyak, sehingga memerlukan biaya besar. Masalah lain yang timbul dalam pembangunan SUTET adalah masalah sosial yang akhirnya berdampak pada masalah pembiayaan.

b. Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) 30 kV – 150 kV

Pada saluran transmisi ini memiliki tegangan operasi antara 30 kV sampai 150 kV. Konfigurasi jaringan pada umumnya *single* atau *double* sirkuit, dimana 1 sirkuit terdiri dari 3 fasa dengan 3 atau 4 kawat. Biasanya hanya 3 kawat dan penghantar netralnya diganti oleh tanah sebagai saluran kembali. Apabila kapasitas daya yang disalurkan sangat besar, maka penghantar pada masing-masing fasa terdiri dari dua atau empat kawat.

c. Saluran Kabel Tegangan Tinggi (SKTT) 30 kV – 150 kV

SKTT atau saluran kabel bawah tanah (*underground cable*) adalah saluran transmisi yang menyalurkan energi listrik melalui kabel yang dipendam didalam tanah. Kategori saluran ini biasanya digunakan untuk pemasangan di dalam kota untuk alasan estetika dan juga tidak mudah terjadi gangguan akibat kondisi cuaca atau kondisi alam. Kekurangannya antara lain mahal dalam instalasi dan investasi serta sulit untuk menentukan titik gangguan dan perbaikannya.

Untuk saluran transmisi tegangan tinggi, dimana jarak antar menara/tiang berjauhan, maka dibutuhkan kuat tarik yang lebih tinggi, oleh karena itu digunakan kawat penghantar ACSR. Kawat penghantar aluminium yang biasa digunakan untuk saluran transmisi dan distribusi adalah sebagai berikut:

1. AAC (*All-Aluminium Conductor*), yaitu kawat penghantar yang seluruhnya terbuat dari aluminium.
2. AAAC (*All-Aluminium Alloy Conductor*), yaitu kawat penghantar yang seluruhnya terbuat dari campuran aluminium.
3. ACSR (*Aluminium Conductor, Steel-Reinforced*), yaitu kawat penghantar aluminium berinti kawat baja.
4. ACAR (*Aluminium Conductor, Alloy-Reinforced*), yaitu kawat penghantar aluminium yang diperkuat dengan logam campuran.

2.3 Gardu Induk

2.3.1 Pengertian Gardu Induk

Gardu induk sebagai salah satu komponen pada sistem distribusi tenaga listrik memegang peranan yang sangat penting, yaitu merupakan terminal terhadap pelayanan tenaga listrik ke konsumen. Gardu induk adalah suatu instalasi yang terdiri dari peralatan listrik yang berfungsi untuk:

1. Menaikkan dan menurunkan tegangan listrik
2. Pengukuran, pengawasan operasi serta pengaturan, pengamanan dari tenaga listrik
3. Mengatur penyaluran daya ke gardu induk lain melalui jaringan transmisi

Gardu induk ialah bagian dari suatu tenaga yang dipusatkan pada suatu tempat tertentu, berisikan sebagian besar ujung-ujung saluran transmisi atau distribusi (*the ends of transmission or distribution lines*), perlengkapan hubung-bagi beserta bangunannya (*switchgear and housing*) dan dapat juga berisi transformator-transformator. Suatu gardu induk umumnya berisikan peralatan keamanan atau kontrol. (SPLN 72, 1987:3)

2.3.2 Klasifikasi Gardu Induk

Pengklasifikasian gardu induk menurut tegangannya bisa dibagi menjadi dua, yaitu:

a. Gardu Induk Transmisi

Gardu induk transmisi adalah gardu induk yang mendapat daya dari saluran transmisi untuk kemudian disalurkan ke daerah beban. Gardu induk transmisi yang ada di PLN mempunyai tegangan tinggi 150 kV.

b. Gardu Induk Distribusi

Gardu induk distribusi adalah gardu induk yang menerima daya listrik dari gardu induk transmisi dengan menurunkan tegangannya terlebih dahulu melalui transformator tenaga menjadi tegangan menengah (20 kV, 12 kV, atau 6 kV) dan kemudian diturunkan kembali menjadi tegangan rendah (220/380 V) untuk disalurkan ke beban.

2.3.3 Pertimbangan Pembangunan Gardu Induk

- Kebutuhan (*Demand*) beban yang semakin meningkat, mendekati bahkan melebihi kemampuan GI yang ada.

- Jika kondisi GI eksisting masih memungkinkan, biasanya cukup dilakukan *up-rating* atau menaikkan kapasitas GI yang ada, misalnya dengan melakukan penggantian dan penambahan transformator daya.
- Adanya perluasan daerah/ wilayah atau adanya daerah/ wilayah baru, yang pasti membutuhkan ketersediaan/ pasokan daya listrik cukup besar.
- Adanya pembangunan infra struktur bagi kawasan industri (*industrial estate*).
- Proyeksi kebutuhan daya listrik untuk jangka waktu tertentu, sehingga perlu disiapkan gardu induk baru atau perluasan gardu induk.
- Adanya pengembangan sistem tenaga listrik secara terpadu, misalnya pembangunan pembangkit listrik baru, sehingga dilakukan perluasan sistem penyaluran (transmisi), tentunya dibarengi dengan pembangunan GI-GI baru atau perluasan.

2.4 Jatuh Tegangan (*Voltage Drop*)

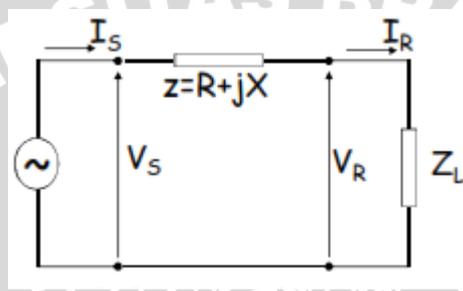
Jatuh tegangan merupakan besarnya penurunan tegangan pada suatu penghantar. Jatuh tegangan pada saluran tenaga listrik secara umum berbanding lurus dengan panjang saluran dan beban serta berbanding terbalik dengan luas penampang penghantar. Besarnya jatuh tegangan dinyatakan baik dalam persen (%) atau dalam besaran Volt. Besarnya batas atas dan bawah ditentukan oleh kebijaksanaan perusahaan kelistrikan. Perhitungan jatuh tegangan praktis pada batas-batas tertentu dengan hanya menghitung besarnya tahanan masih dapat dipertimbangkan, namun pada sistem jaringan khususnya pada sistem tegangan menengah masalah induktansi dan kapasitansinya diperhitungkan karena nilainya cukup berarti (PT.PLN (Persero),2010:1).

Jatuh tegangan dapat disebabkan jarak penempatan transformator dengan beban, saluran, sampai pada kondisi beban yang tidak stabil. Untuk mengatasi fluktuasi tegangan berupa kenaikan tegangan dan jatuh tegangan pada jaringan, maka dapat diatasi dengan pemasangan kapasitor sampai pada mengatur tegangan kirim transformator step up, sehingga memenuhi standar yang telah ditetapkan oleh PLN yang dicantumkan pada Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali Kementerian ESDM (2007:7), yakni fluktuasi tegangan sebesar +5% dan -10% pada seluruh level tegangan.

2.4.1 Jatuh Tegangan Pada Sistem Transmisi

Terdapat beberapa faktor yang mempengaruhi jatuh tegangan pada suatu sistem distribusi, antara lain tahanan (R), panjang jaringan, dan ukuran penghantar. Tahanan pada penghantar mengalami rugi-rugi dan rugi-rugi tersebut terdisipasi menjadi panas. Panjang jaringan dapat mengakibatkan perbedaan tegangan antara sisi kirim dan sisi terima. Semakin panjang jaringan, perbedaan tegangan dan rugi daya listriknya juga akan semakin besar.

Untuk saluran udara yang disebut saluran pendek, kapasitansi dapat diabaikan. Secara umum rangkaian ekivalen yang ditunjukkan pada gambar 2.3 terdiri dari tahanan dan reaktansi yang terhubung seri.



Gambar 2.3. Rangkaian Ekivalen Saluran Pendek

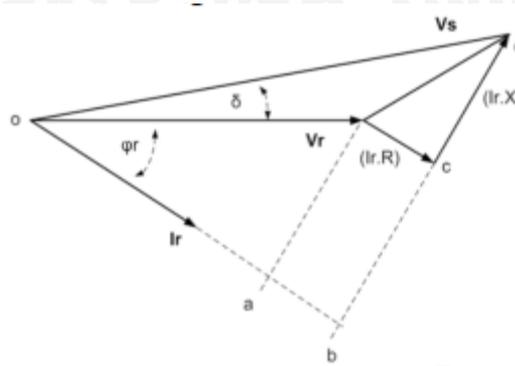
Sumber: Shidiq (2013:4)

Dengan:	V_S	: tegangan sisi kirim
	V_R	: tegangan sisi terima
	I_S	: arus sisi kirim
	I_R	: arus sisi terima
	$Z = R + jX$: impedansi saluran
	Z_L	: impedansi beban

Berdasarkan rangkaian ekivalen diatas, maka persamaannya adalah

$$V_S = V_R + (R + jX) \cdot I = V_R + R \cdot I + jX \cdot I \quad (2.1)$$

Sedangkan diagram fasor untuk saluran pendek dapat dilihat pada gambar 2.4.



Gambar 2.4. Diagram Fasor Saluran Pendek

Sumber: Shidiq (2013:6)

Garis putus-putus pada diagram fasor merupakan bagian *real* dan *imajiner* dari impedansi *drop* ZI. Jatuh tegangan selanjutnya diartikan sebagai selisih antara besaran sumber dan tegangan beban sebagai berikut: (Stevenson, 1996:101)

$$V_{drop} = V_S - V_R \quad (2.2)$$

Dengan: V_{drop} : jatuh tegangan (V)

Jatuh tegangan relatif dinamakan regulasi tegangan V_r (*Voltage Regulation*) yang dinyatakan dengan persamaan

$$V_r = \frac{V_S - V_R}{V_R} \times 100\% \quad (2.3)$$

2.5 Analisis Aliran Daya Pada Sistem Tenaga Listrik

Analisis aliran daya dibutuhkan untuk menentukan kondisi operasi sistem tenaga dalam keadaan mantap, melalui pemecahan persamaan aliran daya pada jaringan. Tujuan utama studi aliran daya adalah untuk menentukan magnitudo tegangan, sudut tegangan, aliran daya aktif dan daya reaktif pada saluran, serta rugi-rugi transmisi yang muncul dalam sistem tenaga. Hasil studi aliran daya dapat dijadikan pedoman dalam perencanaan, pengoperasian sistem, penjadwalan ekonomis sistem pembangkit, dan juga dibutuhkan dalam banyak analisis seperti stabilitas transien dan studi kontingensi.

Studi aliran daya merupakan penentuan atau perhitungan tegangan, arus, daya aktif maupun daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik jaringan listrik pada keadaan operasi normal, baik yang sedang berjalan maupun yang diharapkan akan terjadi di masa yang akan datang (Stevenson, 1996:7).

Perhitungan analisis aliran beban akan menghasilkan:

1. Vektor tegangan setiap bus dalam kondisi operasi normal dan beban puncak.
2. Aliran daya dan rugi-rugi daya pada setiap cabang yang ditinjau.
3. Daya yang harus dibangkitkan oleh bus berayun.
4. Daya total pembangkitan.
5. Beban total.
6. Rugi-rugi daya total.

Dari hasil perhitungan tersebut dapat digambarkan peta aliran daya, yang digunakan untuk menyempurnakan kondisi-kondisi operasi sistem yang ditinjau dan memberikan alternatif perluasan di masa yang akan datang yang meliputi tegangan sistem, aliran daya, pembangkit dan rugi-rugi sistem. Terdapat empat besaran pada masing-masing bus jaringan yang ditinjau yang memegang peranan, yaitu :

(Saadat,1999:208)

1. Besar tegangan (*magnitude*)
2. Sudut fase tegangan (*angle*)
3. Daya aktif (*active power*)
4. Daya reaktif (*reactive power*)

Dua diantara empat besaran yang terdapat pada tiap bus tersebut telah diketahui atau ditentukan, sedangkan dua besaran lainnya merupakan nilai-nilai yang akan dicari melalui proses iterasi.

2.5.1 Persamaan Dasar Analisis Aliran Daya

Persamaan unjuk kerja sistem tenaga listrik dapat dinyatakan dalam bentuk impedansi atau admitansi sebagai berikut: (Shidiq, 2009:38)

Dalam bentuk impedansi:

$$E_{bus} = Z_{bus}I_{bus} \quad (2.4)$$

Dalam bentuk admitansi:

$$I_{bus} = Y_{bus}E_{bus} \quad (2.5)$$

Dengan I_{bus} : arus yang mengalir pada suatu bus

E_{bus} : tegangan pada suatu bus

Y_{bus} : admitansi suatu bus

Z_{bus} : impedansi pada suatu bus

Matrik admitansi bus dan matrik impedansi bus dapat disusun dengan atau tanpa melibatkan bus tanah. Jika bus tanah dilibatkan dalam menyusun kedua matrik tersebut,

maka elemen-elemen shunt seperti *static* kapasitor, reaktor, *line charging* dan elemen shunt dari rangkaian ekivalen trafo dilibatkan dalam menyusun kedua matrik tersebut dan elemen vektor tegangan E_{bus} dalam persamaan (2.4) dan (2.5) merupakan tegangan antara suatu bus terhadap tanah. Jika bus tanah tidak dilibatkan dalam menyusun matrik Z_{bus} atau Y_{bus} diatas, maka perlu dipilih satu bus sebagai acuan dan elemen vektor tegangan E_{bus} dalam kedua persamaan diatas merupakan beda tegangan antara suatu bus dengan bus acuan.

Pada suatu bus i , daya aktif dan reaktif dinyatakan sebagai:

$$P_i - jQ_i = E_i^* I_i$$

Dan arus pada bus i adalah

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{E_i^*} \quad (2.6)$$

I_i akan positif jika arus mengalir masuk kedalam sistem.

Jika elemen-elemen shunt terhadap tanah dilibatkan dalam menyusun matrik Z_{bus} atau Y_{bus} , maka persamaan (2.6) menyatakan arus total yang mengalir dari bus i , sedangkan jika tidak dilibatkan, maka arus total yang mengalir melalui bus i adalah

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{E_i^*} - y_i E_i \quad (2.7)$$

Dimana y_i menyatakan total admitansi shunt bus i terhadap tanah dan $y_i E_i$ menyatakan arus yang mengalir dari bus i ke tanah.

Setelah proses iterasi untuk mengetahui tegangan setiap bus selesai, daya yang mengalir pada setiap saluran dapat dihitung. Arus yang mengalir dari bus i ke bus k adalah

$$i_{ik} = (E_i - E_k) y_{ik} + E_i \frac{y'_{ik}}{2}$$

Dengan y_{ik} adalah admitansi cabang yang menghubungkan bus i dan bus k dan y'_{ik} adalah total admitansi shunt saluran ik .

Daya yang mengalir dari bus i ke bus k adalah

$$P_{ik} - jQ_{ik} = E_i^* i_{ik}$$

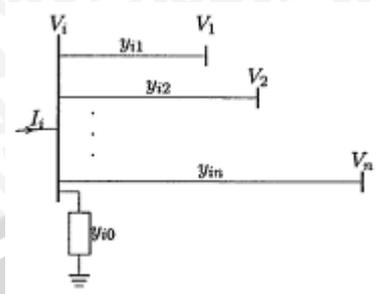
Atau

$$P_{ik} - jQ_{ik} = E_i^* (E_i - E_k) y_{ik} + E_i^* E_i \frac{y'_{ik}}{2} \quad (2.8)$$

Sedangkan daya yang mengalir dari bus k ke bus i adalah

$$P_{ki} - jQ_{ki} = E_k^* (E_k - E_i) y_{ik} + E_k^* E_k \frac{y'_{ik}}{2} \quad (2.9)$$

Rugi-rugi daya cabang i - k merupakan jumlah aljabar dari persamaan (2.8) dan persamaan (2.9). Untuk lebih jelasnya persamaan (2.8) dan (2.9) dapat digambarkan pada gambar 2.5.



Gambar 2.5. Gambar Komponen Bus i - k

Sumber: Saadat (1999:209)

2.5.2 Klasifikasi Bus

Seperti yang telah dibahas sebelumnya, empat besaran yang terdapat pada setiap bus yaitu P_i , Q_i , sudut fasa tegangan θ_i , dan besar tegangan V_i . Pada masing-masing bus dua dari empat besaran tersebut sudah diketahui sedangkan dua yang lain harus dihitung. Dan dari besaran yang harus dihitung tersebut, bus dapat diklasifikasikan menjadi tiga. (Shidiq, 2009:37)

1. Bus Beban (*Load Bus*)

Bus beban dikenal dengan PQ bus. Hanya daya nyata yg pada umumnya diketahui sedangkan daya reaktif biasanya diasumsikan dari faktor daya 0,85 atau lebih tinggi. Selisih daya antara daya nyata yang dibangkitkan oleh generator dan daya nyata yang diserap oleh beban diketahui nilainya.

2. Bus Tegangan (*Voltage-controlled Bus*)

Bus tegangan adalah bus dimana nilai dari *magnitude* tegangan adalah konstan. Bus ini biasanya disebut dengan PV bus. Besar tegangan dan daya aktif diketahui, sedangkan sudut fasa dan daya reaktif tidak diketahui.

3. *Slack Bus*

Pada *slack* bus variabel yang diketahui adalah tegangan dan sudut fasanya bernilai 0. Biasanya dipilih salah satu bus tegangan sebagai *slack* dan menganggap dayanya tidak diketahui.

Masing-masing bus memiliki variabel yang diketahui dan variabel yang dicari yang berbeda-beda. Seperti yang terdapat pada tabel 2.2.

Tabel 2.2. Tabel Variabel Bus

Bus	Variabel Diketahui	Variabel Dicari
PQ	P_i, Q_i	V_i, θ_i
PV	P_i, V_i	Q_i, θ_i
Slack	$\theta_i = 0, V_i$	P_i, Q_i

2.5.3 Metode Newton-Rhapson

Metode Newton-Raphson adalah metode yang paling dikenal untuk menyelesaikan persamaan polynomial, trigonometri dan persamaan-persamaan lain. Jika nilai x^r dari persamaan non-linear diketahui, maka nilai tersebut didapat dari persamaan berikut. Dengan x^r adalah nilai perkiraan dan Δx^r adalah nilai kesalahan pada iterasi r (Arrillaga, 1994:29).

$$f(x^{r+1} + \Delta x^r) = f(x^r) + f'(x^r)\Delta x^r + \frac{(\Delta x^r)^2}{2!} f''(x^r) + \dots + \frac{(\Delta x^r)^n}{n!} \left. \frac{d^n x}{dx^n} \right|_{x^r} \quad (2.10)$$

Jika nilai fungsi turunan kedua dan seterusnya di sisi kanan tidak dipakai maka persamaannya menjadi

$$f(x^{r+1} + \Delta x^r) = f(x^r) + f'(x^r)\Delta x^r$$

Atau

$$\Delta y = f'(x^r)\Delta x^r \quad (2.11)$$

Dengan $\Delta y = f(x^{r+1} + \Delta x^r) - f(x^r)$ adalah selisih antara nilai yang benar dengan nilai perkiraan.

Jika nilai x^r dari variabel (x_1, x_2, \dots, x_n) diketahui, maka nilai perkiraan yang mendekati nilai sebenarnya dapat diperoleh dari

$$\begin{bmatrix} \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \\ \vdots \\ \Delta y_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^r \\ \vdots \\ \Delta x_n^r \end{bmatrix}_{x_1^r, \dots, x_n^r}$$

Atau

$$\begin{bmatrix} \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \\ \vdots \\ \Delta y_n \end{bmatrix} = J^{(r)} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(r)} \\ \vdots \\ \Delta x_n^{(r)} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Dimana

$$\Delta x^r = J^{-1} f(x^r) \quad (2.13)$$

Matriks J adalah matriks Jacobian dari $f(x)$, dimana elemen (i, k) didefinisikan sebagai $\partial f_i / \partial x_k$. Sehingga nilai x^r dapat diperbaiki dengan menggunakan persamaan

$$x_n^{(r)} \text{ baru} = x_n^{(r)} \text{ lama} + \Delta x_n^{(r)} \quad (2.14)$$

Proses ini diulang sampai didapat semua nilai Δy_n memenuhi toleransi yang disyaratkan.

2.5.4 Pemakaian Metode Newton-Raphson Pada Analisis Aliran Daya

Masalah aliran daya dapat diselesaikan dengan metode Newton-Raphson menggunakan sejumlah persamaan nonlinier yang menyatakan daya aktif dan reaktif sebagai fungsi dari besar dan sudut fasa tegangan (Stagg, 1968:270). Persamaan daya pada suatu bus i dapat ditulis

$$P_i - jQ_i = E_i^* I_i = E_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} E_k \quad (2.15)$$

Pemisahan bagian riil dan imajiner, maka diperoleh persamaan daya pada bus i adalah

$$P_i = \text{Re} \{ E_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} E_k \} \quad (2.16)$$

$$Q_i = \text{Re} \{ -E_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} E_k \} \quad (2.17)$$

Kedua persamaan nonlinier P_i dan Q_i merupakan persamaan-persamaan utama dalam analisis aliran daya dengan menggunakan metode Newton-Raphson. Kedua rumusan ini menghasilkan dua persamaan nonlinier dalam setiap bus. Daya aktif dan daya reaktif adalah diketahui sedangkan besar tegangan dan sudut fasa tegangan tidak diketahui untuk semua bus kecuali pada slack bus dimana besar tegangannya diketahui dan dijaga konstan sehingga terdapat $2(n-1)$ persamaan yang harus diselesaikan untuk penyelesaian aliran daya.

2.5.5.1 Bentuk Kartesian

Tegangan dan daya dinyatakan dalam bentuk bilangan kompleks (Stagg, 1968:271)

$$E_i = e_i + jf_i, \quad Y_{ik} = G_{ik} - jB_{ik} \quad (2.18)$$

Maka persamaan (2.15) akan menjadi

$$P_i - jQ_i = E_i^* I_i = (e_i - jf_i) \sum_{k=1}^n (G_{ik} - jB_{ik})(e_k + jf_k)$$

Dari pemisahan bagian riil dan imajiner akan didapat persamaan daya aktif

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_{k=1}^n [e_i (e_k G_{ik} + f_k B_{ik}) + f_i (f_k G_{ik} - e_k B_{ik})] \\ &= e_i^2 G_{ii} + f_i^2 G_{ii} + \sum_{k=1}^n \{ e_i (e_k G_{ik} + f_k B_{ik}) + f_i (f_k G_{ik} - e_k B_{ik}) \} \end{aligned} \quad (2.19)$$

Dan persamaan daya reaktif

$$Q_i = \sum_{k=1}^n [f_i (e_k G_{ik} + f_k B_{ik}) - e_i (f_k G_{ik} - e_k B_{ik})] \quad (2.20)$$

$$= f_i^2 B_{ii} - e_i^2 B_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \{f_i (e_k G_{ik} + f_k B_{ik}) - e_i (f_k G_{ik} - e_k B_{ik})\}$$

Jika bus 1 sebagai *swing bus*, maka persamaan linier (2.12) bagi kedua persamaan daya (2.19) dan (2.20) secara singkat dapat ditulis

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Dengan

$$\Delta P_i = P_i^{diket} - \sum_{k=1}^n [e_i (e_k G_{ik} - f_k B_{ik}) + f_i (f_k G_{ik} + e_k B_{ik})] \quad (2.22)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{diket} - \sum_{k=1}^n [f_i (e_k G_{ik} - f_k B_{ik}) - e_i (f_k G_{ik} + e_k B_{ik})] \quad (2.23)$$

Elemen-elemen matrik J_1 , J_2 , J_3 , dan J_4 diperoleh dengan menurunkan persamaan (2.19) dan (2.20) terhadap komponen tegangan e dan f . Sehingga untuk $i \neq k$ atau elemen off-diagonal:

$$J_1 = \frac{\partial P_i}{\partial e_k} = e_i G_{ik} - f_i B_{ik} \quad (2.24)$$

$$J_2 = \frac{\partial P_i}{\partial f_k} = e_i B_{ik} + f_i G_{ik} \quad (2.25)$$

$$J_3 = \frac{\partial Q_i}{\partial e_k} = e_i B_{ik} + f_i G_{ik} \quad (2.26)$$

$$J_4 = \frac{\partial Q_i}{\partial f_k} = -e_i G_{ik} + f_i B_{ik} \quad (2.27)$$

Elemen-elemen diagonal semua sub matrik J_1 , J_2 , J_3 , dan J_4 dihitung sebagai berikut

Untuk J_1 :

Persamaan (2.19) diturunkan terhadap e_i

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_i} = 2e_i G_{ii} + f_i B_{ii} - f_i B_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (e_k G_{ik} + f_k B_{ik}) \quad (2.28)$$

Persamaan arus injeksi untuk bus i adalah

$$I_i = c_i + jd_i = (G_{ii} - jB_{ii})(e_i + jf_i) + \sum_{k \neq i}^n (G_{ik} - jB_{ik})(e_i + jf_i)$$

Yang dapat dipisahkan kedalam komponen riil dan komponen imajiner

$$c_i = e_i G_{ii} - f_i B_{ii} + \sum_{k \neq i}^n (e_k G_{ik} + f_k B_{ik}) \quad (2.29)$$

$$d_i = f_i G_{ii} + e_i B_{ii} + \sum_{k \neq i}^n (f_k G_{ik} - e_k B_{ik}) \quad (2.30)$$

Oleh karena itu, elemen diagonal sub matrik J_1 dapat disederhanakan dengan mensubstitusikan komponen riil arus bus i kedalam persamaan (2.28) dan diperoleh

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_i} = e_i G_{ii} - f_i B_{ii} + c_i \quad (2.31)$$

Untuk J_2 :

Persamaan (2.19) diturunkan terhadap f_i

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_i} = 2f_i G_{ii} + \sum_{k \neq i}^n (f_k G_{ik} - e_k B_{ik}) \quad (2.32)$$

Komponen imajiner arus persamaan (2.30) disubstitusikan kedalam persamaan (2.32) untuk mendapatkan

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_i} = e_i B_{ii} + f_i G_{ii} + d_i \quad (2.33)$$

Untuk J_3 :

Persamaan (2.20) diturunkan terhadap e_i

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_i} = 2e_i B_{ii} - \sum_{k \neq i}^n (f_k G_{ik} - e_k B_{ik}) \quad (2.34)$$

Komponen imajiner arus persamaan (2.30) disubstitusikan kedalam persamaan (2.33) untuk mendapatkan

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_i} = e_i B_{ii} + f_i G_{ii} - d_i \quad (2.35)$$

Untuk J_4 :

Persamaan (2.20) diturunkan terhadap f_i

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_i} = 2f_i B_{ii} - \sum_{k=1, k \neq i}^n (e_k G_{ik} + f_k B_{ik}) \quad (2.36)$$

Komponen riil arus persamaan (2.29) disubstitusikan kedalam persamaan (2.36) untuk mendapatkan

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_i} = -e_i G_{ii} + f_i B_{ii} + c_i \quad (2.37)$$

Banyaknya iterasi yang diperlukan oleh metode Newton-Raphson yang menggunakan admitansi-admitansi bus tidak tergantung pada banyaknya bus. Sebaliknya, penghitungan unsur-unsur Jakobian memakan waktu yang cukup lama, dan waktu yang diperlukan untuk masing-masing iterasi adalah lebih panjang. Keuntungan dalam waktu penyelesaian menggunakan komputer yang lebih pendek untuk suatu penyelesaian dengan ketelitian yang sama menyebabkan metode Newton-Raphson lebih banyak dipilih untuk semua sistem, kecuali sistem yang sangat kecil.

Langkah-langkah yang diperlukan untuk memperoleh tegangan bus dengan menggunakan metode Newton-Raphson adalah sebagai berikut: (Shidiq, 2009:51)

1. Berikan nilai awal besar tegangan dan sudut tegangan untuk semua tegangan bus beban, dan sudut awal bagi semua sudut tegangan bus generator.
2. Hitung daya aktif dan daya reaktif dan kurangkan ke daya aktif dan reaktif yang diketahui sehingga diperoleh vektor perubahan daya. Jika semua elemen vektor ini memenuhi ketelitian yang diberikan maka lanjutkan ke langkah 7, jika tidak lanjutkan ke langkah 3.
3. Tentukan elemen-elemen matrik jakobian dengan menggunakan persamaan (2.24) sampai dengan (2.27)
4. Selesaikan persamaan linier (2.21) untuk memperoleh perubahan besar dan sudut fasa tegangan.
5. Perbaiki besar dan sudut fasa tegangan dengan menggunakan persamaan (2.38) dan (2.39) dibawah ini.

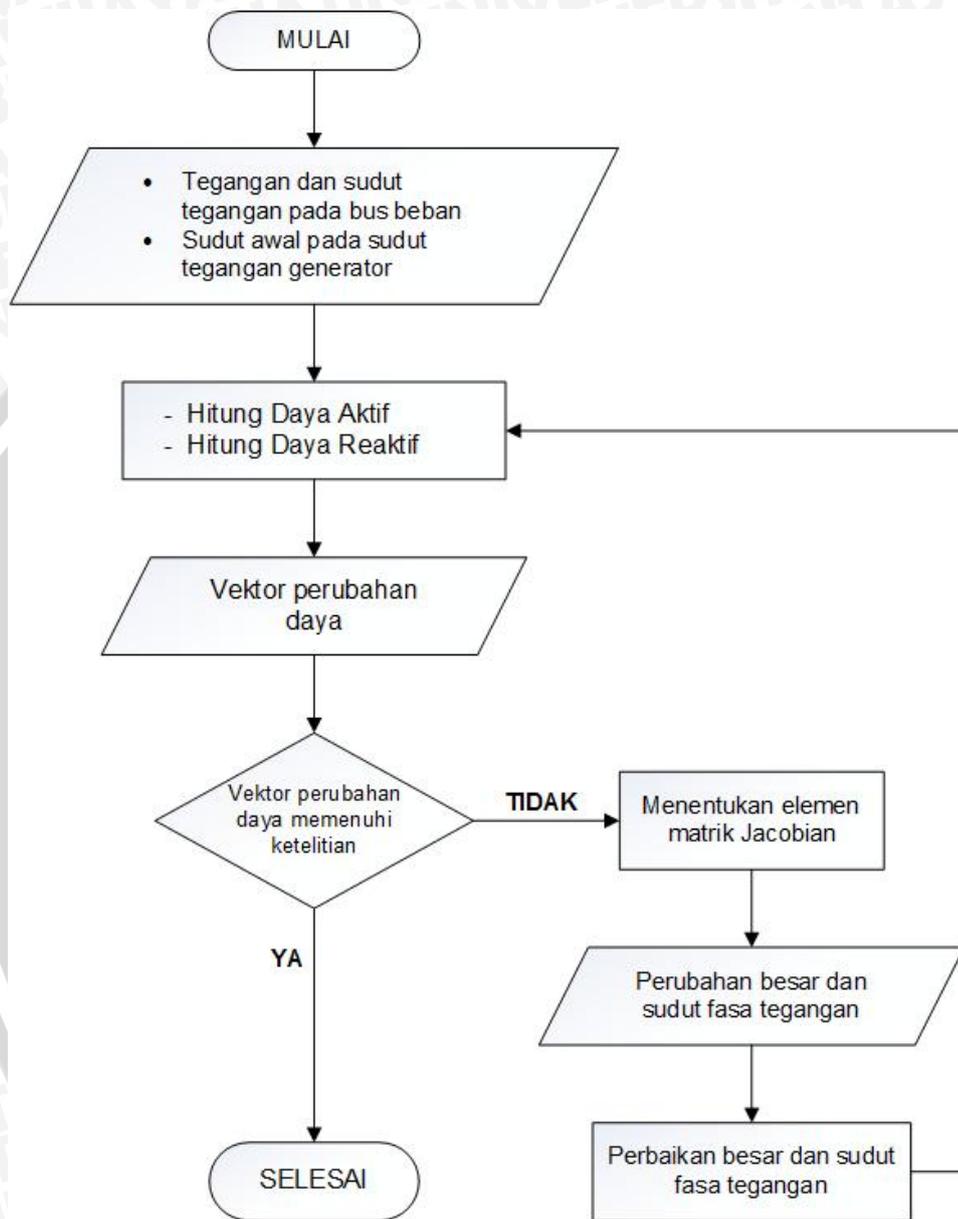
$$\delta_{baru} = \delta_{lama} + \Delta\delta \quad (2.38)$$

$$E_{baru} = E_{lama} + \frac{\Delta E}{E} E_{lama} \quad (2.39)$$

6. Kembali ke langkah 2.

7. Selesai.

Berikut merupakan diagram alir langkah-langkah mendapatkan tegangan bus dengan metode Newton-Raphson:



Gambar 2.6. Diagram Alir Langkah- Langkah Pengerjaan Metode Newton-Raphson

Sumber: Shidiq (2009:51)

Contoh perhitungan untuk mendapatkan nilai tegangan yang baru dengan menggunakan metode Newton-Raphson dapat dilihat pada Lampiran 1.

2.6 Sistem Per-Unit

Dalam saluran-saluran transmisi tenaga terdapat beberapa satuan yang sudah kita kenal sebelumnya seperti kilovolt atau megavolt, kilowatt atau megawatt, dan kilovoltampere atau megavoltampere. Satuan tersebut dapat dinyatakan dalam satuan per-unit yang merupakan perbandingan dari nilai satuan tersebut terhadap nilai dasarnya yang dinyatakan dalam sistem. Perhitungan menggunakan satuan per-unit akan menjadi lebih sederhana karena nilai yang dihasilkan berbentuk rasio tanpa dimensi. Nilai dari sistem per-unit dapat dirumuskan sebagai berikut: (Stevenson, 1996:37)

$$\text{nilai per - unit} = \frac{\text{nilai sebenarnya}}{\text{nilai dasar}} \quad (2.40)$$

Selain rumus diatas, berlaku rumus-rumus berikut ini untuk hubungan bermacam-macam nilai:

$$\text{Impedansi dasar } (Z_{base}) = \frac{(kV)_{base}^2}{MVA_{base}} \quad (2.41)$$

$$\text{Impedansi per - unit } (Z_{pu}) = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} \quad (2.42)$$

Dengan : kV_{base} : tegangan dasar antar fasa
 MVA_{base} : daya dasar 3 fasa.

2.7 Kontingensi Sistem

2.7.1 Kontingensi

Kontingensi (*contingency*) adalah suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan atau pelepasan dari satu atau lebih generator dan/atau transmisi. (Aturan Jaringan Sistem Jawa Bali ESDM, 2007:40).

Analisis kontingensi dimaksudkan untuk menirukan keadaan *steady state* dari sistem tenaga listrik terhadap beberapa kemungkinan kontingensi yang mungkin terjadi seperti lepasnya satu atau dua pembangkit secara mendadak, tripnya satu atau beberapa penghantar, hilangnya reaktor dan sebagainya. Didalam suatu area sistem tenaga, kemungkinan kontingensi yang terjadi bisa terjadi secara sengaja atau dalam gangguan sehingga analisa kontingensi menjadi sangat penting dalam analisa aliran daya.

2.7.2 Kriteria Perencanaan Transmisi

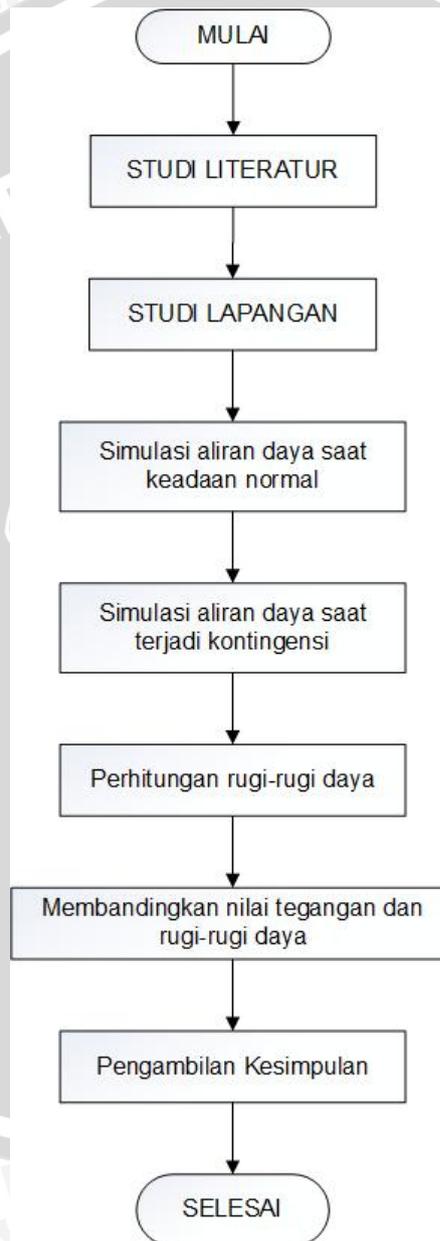
Perencanaan transmisi dibuat dengan menggunakan kriteria keandalan N-1, baik statis maupun dinamis. Kriteria N-1 statis mensyaratkan apabila suatu sirkit transmisi padam, baik karena mengalami gangguan atau menjalani pemeliharaan, maka sirkit-sirkit transmisi yang tersisa harus mampu menyalurkan keseluruhan arus beban, sehingga kontinuitas penyaluran tenaga listrik terjaga. Kriteria N-1 dinamis mensyaratkan apabila terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa yang diikuti oleh hilangnya satu sirkit transmisi, maka antara suatu kelompok generator dan kelompok generator lainnya tidak boleh kehilangan sinkronisasi. Kriteria yang pada umumnya diterapkan dalam RUPTL adalah kebutuhan penambahan kapasitas trafo di suatu GI ditentukan pada saat pembebanan trafo mencapai 70% - 80% (Ringkasan Eksekutif RUPTL PT PLN (Persero) 2013-2022, 2012:3).

Indeks keandalan sekuriti N-1 dipakai untuk menggambarkan tingkat keandalan sistem dengan memperhitungkan kemungkinan gangguan unit pembangkit dan juga gangguan peralatan transmisi. Artinya apabila dalam sistem terdapat n buah elemen baik unit pembangkit maupun peralatan transmisi, sistem tidak akan kehilangan beban (tidak terjadi pemadaman) apabila sebuah elemen sistem mengalami gangguan.

BAB III

METODE PENELITIAN

Secara umum kajian yang digunakan dalam skripsi ini adalah kajian yang bersifat analisis mengenai aliran daya sistem tenaga listrik di Gardu Induk Kalasan, Yogyakarta. Metode yang digunakan dapat dilihat pada gambar 3.1.



Gambar 3.1. Diagram Alir Metode Penelitian.

3.1 Studi Literatur

Studi literatur dilakukan dengan mengkaji berbagai sumber pustaka yang berhubungan dengan judul penelitian. Teori-teori yang berhubungan dengan judul penelitian ini adalah:

1. Mempelajari hal-hal yang berhubungan dengan jaringan transmisi, seperti konsep umum jaringan tenaga listrik, saluran transmisi dan gardu induk
2. Mempelajari analisis aliran daya pada sistem tenaga listrik dengan metode Newton Rhapson.
3. Mempelajari jatuh tegangan dan rugi-rugi daya sistem tenaga listrik.
4. Mempelajari kontingensi yang terjadi pada sistem tenaga listrik.

3.2 Simulasi Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik

Setelah mendapatkan data-data yang dibutuhkan, selanjutnya dilakukan simulasi. Simulasi yang dilakukan adalah untuk analisis aliran daya pada sistem tenaga listrik. Langkah-langkahnya adalah sebagai berikut:

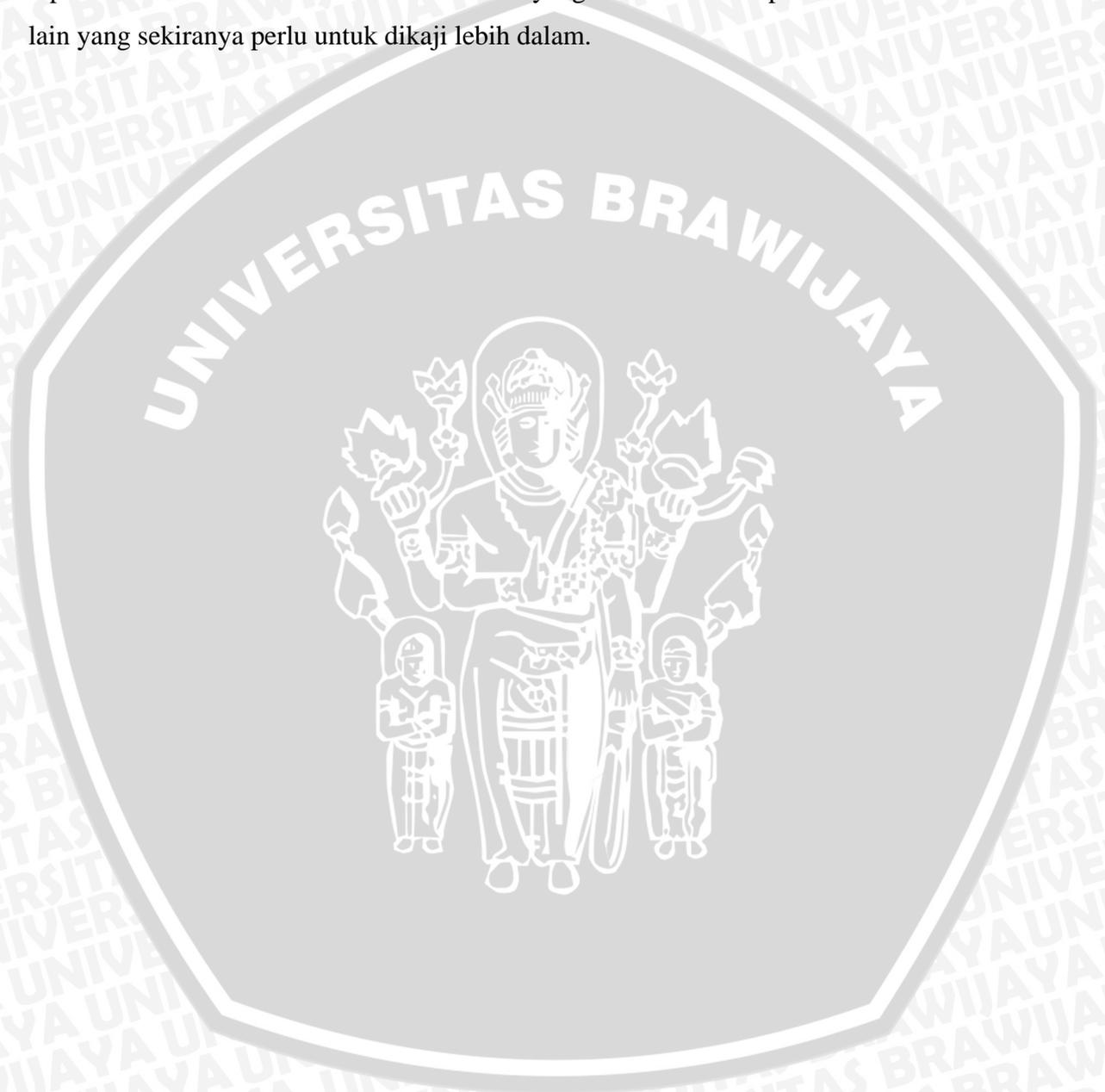
1. Penentuan jumlah bus yang akan disimulasikan.
2. Pengumpulan data daya aktif dan daya reaktif dari masing-masing bus
3. Memodelkan sistem sesuai *single line diagram* sebelum adanya Gardu Induk Kalasan.
4. Memberikan nilai tiap komponen sesuai data.
5. Menentukan metode penyelesaian aliran daya yang diinginkan.
6. Melakukan simulasi aliran daya pada model awal sistem daya.
7. Mencatat hasil simulasi aliran daya pada tabel.
8. Memodelkan sistem sesuai *single line diagram* setelah adanya Gardu Induk Kalasan.
9. Melakukan langkah 4 sampai 7 pada kondisi di nomer 8.
10. Pengambilan kesimpulan dan saran.

3.3 Perhitungan Rugi-Rugi Daya Sistem Tenaga Listrik

Jatuh tegangan juga termasuk rugi-rugi pada sebuah sistem tenaga listrik yang dihitung dengan persamaan 2.2. Sedangkan rugi-rugi daya listrik pada sistem dihitung dengan persamaan 2.17 dan 2.18.

3.4 Kesimpulan Dan Saran

Pada bagian ini akan diambil kesimpulan dan saran. Kesimpulan diambil berdasarkan teori yang dipakai, perhitungan, dan hasil simulasi. Saran dibuat agar bisa menjadi masukan bagi pembaca sebagai bahan untuk melanjutkan penelitian tentang topik ini. Saran dibuat berdasarkan kesulitan yang dialami selama penelitian dan hal-hal lain yang sekiranya perlu untuk dikaji lebih dalam.



BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Pendahuluan

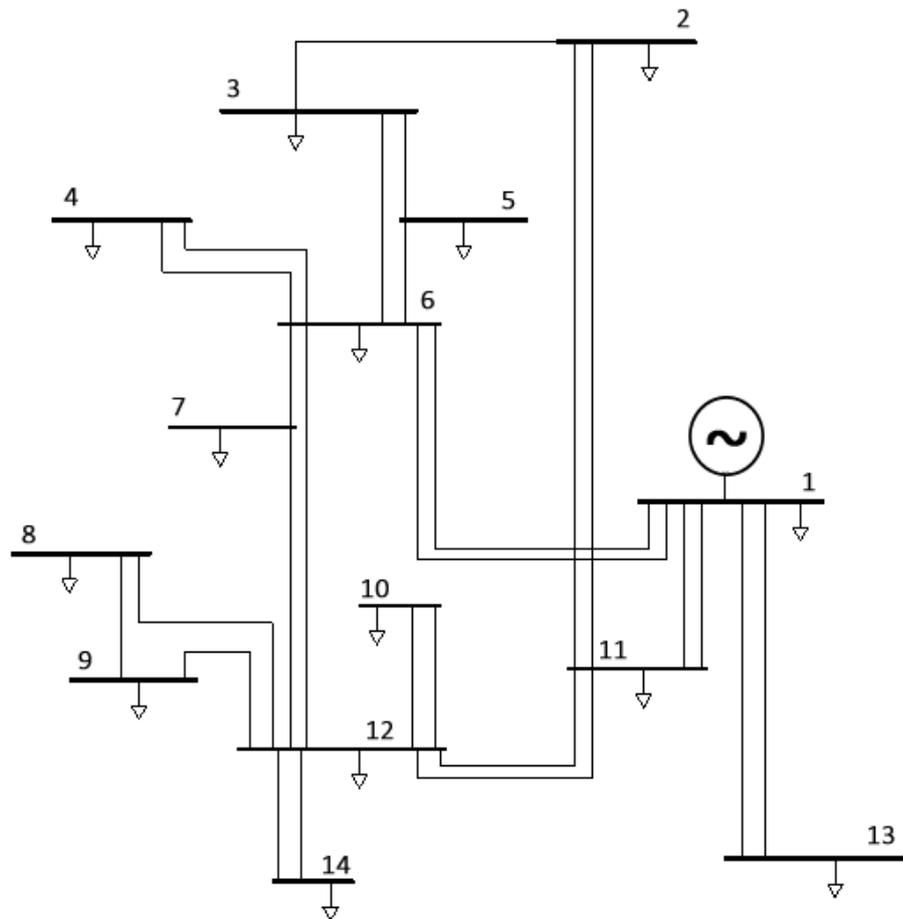
Sistem tenaga listrik area Yogyakarta saat ini terdapat 8 buah Gardu Induk (GI) 150 kV yaitu GI Medari, GI Gejayan, GI Kentungan, GI Godean, GI Wirobrajan, GI Wates, GI Bantul dan GI Semanu. Area Yogyakarta sendiri mendapat pasokan daya dari Gardu Induk Tegangan Ekstra Tinggi (GITET) Pedan 500 kV yang berada di area Klaten. Keadaan sistem tenaga listrik area Yogyakarta seperti yang terdapat pada data beban bulan Februari 2015 terdapat beberapa GI yang kondisi pembebanan trafonya mencapai lebih dari 80%. Pembebanan trafo yang sudah cukup tinggi ini menjadi salah satu alasan dibangunnya GI Kalasan. Sedangkan menurut standar PLN pembebanan pada trafo sebaiknya adalah maksimum 80% dari kapasitas trafo tersebut.

Sistem transmisi 150 kV area Yogyakarta ini merupakan sistem yang terinterkoneksi dengan sistem Jawa Tengah. Karena merupakan interkoneksi maka perubahan yang terjadi di satu area akan berpengaruh ke area lain. Beberapa GI terdekat di luar area Yogyakarta yang akan terkena perubahan diantaranya adalah GI Sanggrahan dan GI Purworejo di area Magelang, GI Bawen di area Salatiga, GI Klaten dan GI Pedan di area Klaten dan GI Wonosari di area Surakarta. GI-GI tersebut nantinya juga akan dimasukkan ke dalam simulasi untuk mempresentasikan sistem Jawa Tengah.

Rencana pembangunan GI Kalasan yang memotong saluran transmisi GI Kentungan dan GI Pedan tentunya akan membuat perubahan dalam aliran daya sistem tersebut. Untuk melihat perubahan-perubahan tersebut maka simulasi akan dilakukan pada dua keadaan, yaitu saat sebelum dibangunnya GI Kalasan dan saat sesudah dibangunnya GI Kalasan pada kondisi beban maksimum, beban rata-rata dan beban minimum.

4.2 Gambaran Umum Sistem Tenaga Listrik 150 kV Area Yogyakarta

Gambar 4.1 merupakan *Single Line Diagram* sistem transmisi 150 kV area Yogyakarta dan beberapa GI area Jawa Tengah keadaan sekarang yang akan digunakan dalam skripsi ini. Penamaan bus dapat dilihat pada tabel 4.1



Gambar 4.1. Single Line Diagram Sebelum Dibangun GI Kalasan.

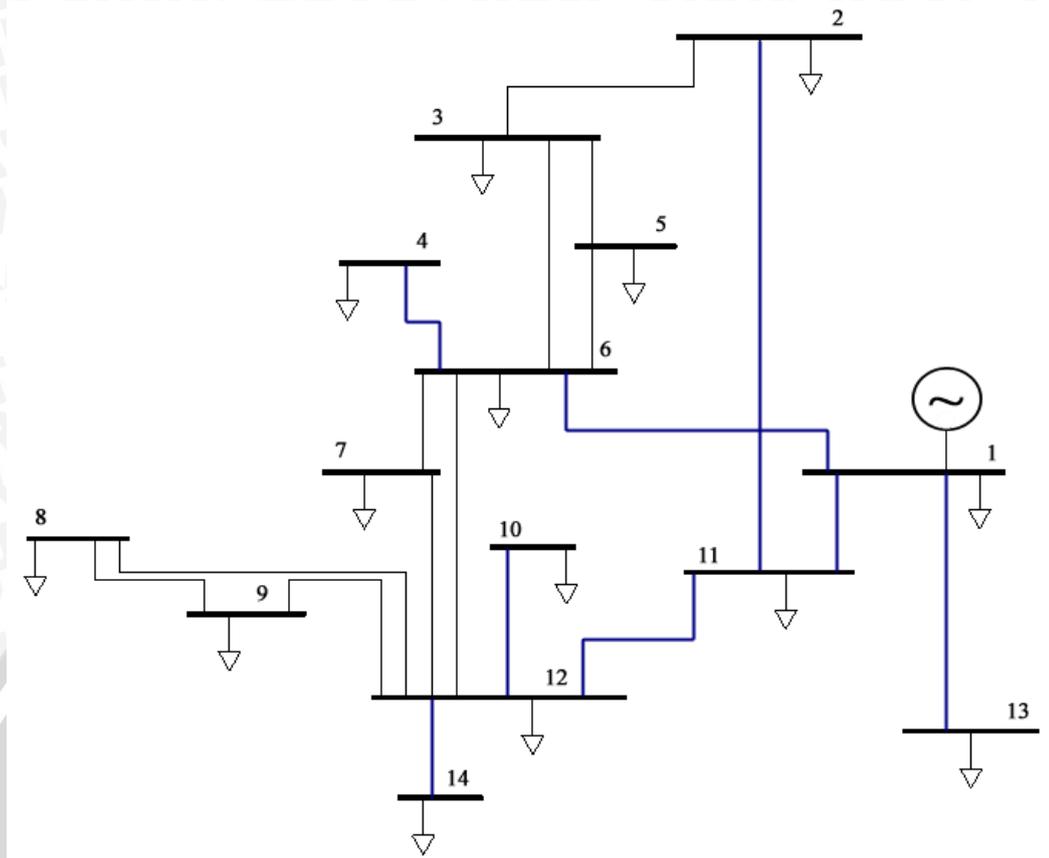
Tabel 4.1. Nama Bus dan Kode Bus

No.	Nama Bus	Kode Bus
1.	GI_PEDAN	1
2.	GI_BAWEN	2
3.	GI_SANGGRAHAN	3
4.	GI_GEJAYAN	4
5.	GI_MEDARI	5
6.	GI_KENTUNGAN	6
7.	GI_GODEAN	7
8.	GI_PURWOREJO	8
9.	GI_WATES	9
10.	GI_WIROBRAJAN	10
11.	GI_KLATEN	11
12.	GI_BANTUL	12
13.	GI_WONOSARI	13
14.	GI_SEMANU	14

Sedangkan untuk hubungan arah aliran daya, panjang saluran antar GI dan impedansi saluran dapat dilihat pada tabel 4.2. Pada tabel 4.2 terdapat impedansi ekivalen yaitu impedansi dari suatu saluran dimana terdapat dua kawat penghantar yang menghubungkan bus yang sama dan kemudian disederhanakan menjadi satu kawat dengan cara di paralel kan sehingga kemudian bisa digambarkan rangkaian ekivalennya. Gambar rangkaian ekivalennya terdapat pada gambar 4.2.

Tabel 4.2. Data Impedansi Saluran

No.	Dari-Bus	Ke-Bus	Panjang Saluran	Impedansi Saluran		Impedansi Ekivalen	
				R	X	R	X
1.	1	6	38,30	0,0034	0,0238	0,0017	0,0119
2.	1	11	25,47	0,0080	0,0285	0,0040	0,01425
3.	2	3	76,39	0,0068	0,0475	-	-
4.	2	11	64,76	0,0057	0,0402	0,0028	0,0201
5.	3	5	27,27	0,0086	0,0305	-	-
6.	3	6	37,91	0,0119	0,0425	-	-
7.	4	6	5,95	0,0012	0,0019	0,0012	0,0019
8.	5	6	10,64	0,0035	0,0119	-	-
9.	6	7	7,71	0,0024	0,0086	-	-
10.	6	12	19,96	0,0063	0,0223	-	-
11.	7	12	12,25	0,0038	0,0137	-	-
12.	9	8	23,26	0,0073	0,0260	-	-
13.	12	8	25,25	0,0079	0,0283	-	-
14.	12	9	25,25	0,0079	0,0283	-	-
15.	12	10	6,40	0,0013	0,0020	0,00065	0,0010
16.	12	11	34,77	0,0109	0,0389	0,00545	0,01945
17.	13	1	22,11	0,0069	0,0248	0,00345	0,0124
18.	14	12	39,04	0,0123	0,0437	0,00615	0,02185



Gambar 4.2. Rangkaian Ekivalen *Single Line Diagram* Sebelum Dibangun GI Kalasan.

Gambar saluran berwarna biru adalah saluran yang diparalel. Ditunjukkan pada gambar 4.2 saluran yang diparalel hanya digambar satu saluran ekivalennya.

Untuk pembebanan sistem terdapat tiga keadaan beban yaitu beban maksimum, beban rata-rata dan beban minimum. Tabel pembebanan lengkap beban maksimum, beban rata-rata dan beban minimum dapat dilihat pada tabel 4.3.

Pada bagian selanjutnya akan ditampilkan hasil simulasi aliran daya pada keadaan sebelum dan setelah dibangunnya GI Kalasan. Sebelumnya dapat kita lihat total daya yang dibangkitkan dan total daya yang mengalir ke beban dalam keadaan sebelum dan setelah dibangunnya GI Kalasan yang terdapat pada tabel 4.4.

Tabel 4.3. Tabel Pembebanan Sistem 150 kV Sebelum Dibangun GI Kalasan

No.	No. Bus	Beban Maksimum		Beban Rata-Rata		Beban Minimum	
		P	Q	P	Q	P	Q
1.	1	34,2	16,56	32,22	15,58	23,09	11,19
2.	2	45,8	21,98	37,82	18,31	30,08	14,59
3.	3	84,7	40,99	74,28	35,99	64,30	31,13
4.	4	81,4	39,32	65,68	31,82	38,37	18,60
5.	5	37,7	18,28	29,52	14,29	23,85	11,53
6.	6	85,6	41,66	72,55	35,14	43,77	21,28
7.	7	39,0	19,04	34,55	16,74	26,14	12,67
8.	8	47	22,71	43,54	20,98	28,49	13,79
9.	9	23,7	11,63	21,38	10,37	19,88	9,63
10.	10	30,7	14,84	27,70	13,42	23,63	11,43
11.	11	47,6	23,08	44,60	21,59	35,38	17,13
12.	12	92,1	44,52	85,98	41,66	72,90	35,31
13.	13	72,8	35,28	64,81	31,39	44,60	21,61
14.	14	42,9	20,65	40,55	19,65	16,83	38,62

Tabel 4.4. Tabel Total Daya Pada Sistem

No.	Beban	Daya Sebelum Dibangun GI Kalasan				Daya Setelah Dibangun GI Kalasan			
		Pembangkitan		Ke Beban		Pembangkitan		Ke Beban	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
1.	Maksimum	784,1	462,8	765,2	370,6	780,9	442,3	765,2	370,6
2.	Rata-Rata	689,7	396,4	675,2	326,9	689,2	394,1	675,2	326,9
3.	Minimum	517,6	287,1	509,2	246,7	517,4	285,5	509,2	246,7

4.3 Keadaan Sebelum Dibangunnya Gi Kalasan

Data sistem transmisi yang digunakan adalah sistem transmisi area Yogyakarta 150kV dan beberapa GI dari area Jawa Tengah yang langsung berhubungan dengan area Yogyakarta dengan sumber data berasal dari PT PLN (Persero) Area Pelayanan Pemeliharaan (APP) Salatiga dan PT PLN (Persero) Area Pelayanan Jaringan (APJ) Yogyakarta. Sistem yang akan disimulasikan terdiri dari 8 bus GI 150kV di area Yogyakarta dan 6 bus GI 150kV di area Jawa Tengah. Penentuan GI yang akan disimulasikan ini mengacu kepada data arah aliran daya dari PT PLN (Persero) APJ Yogyakarta.

Bus-bus diatas dapat diklasifikasikan sebagai berikut:

1. *Swing Bus* : GI Pedan
2. *Generator Bus*: -

3. *Load Bus* : GI Medari, GI Kentungan, GI Godean, GI Bantul, GI Sanggrahan, GI Bawen, GI Klaten, GI Wonosari, GI Gejayan, GI Semanu, GI Wates, GI Wirobrajan, GI Purworejo.

5.3.1 Analisis Aliran Daya

Metode analisis aliran daya yang digunakan pada skripsi ini adalah metode Newton-Raphson. Metode ini digunakan untuk mendapatkan nilai tegangan pada masing-masing GI yang belum diketahui sebelumnya dan juga menghitung rugi daya pada saluran transmisi.

Terdapat beberapa acuan yang digunakan dalam simulasi aliran daya ini, yaitu:

1. Base tegangan : 150 kV
2. Base daya : 60 MVA

5.3.2 Analisis Aliran Daya Pada Kondisi Pembebanan Maksimum

Pada simulasi ini diberikan beban maksimum atau pembebanan tertinggi sesuai dengan data beban bulanan pada masing-masing trafo. Simulasi aliran daya ini menggunakan metode Newton-Raphson. Single line diagram yang di simulasikan pada program PSSE dapat dilihat pada gambar 4.3 dan hasil lengkap dari simulasi yang dilakukan dapat dilihat pada tabel 4.5.

Dari hasil simulasi tersebut diketahui bahwa aliran daya yang paling besar pada sistem terdapat pada saluran bus 1 ke bus 6 yaitu sebesar 206,7 MW dan 133,0 MVAR sedangkan untuk saluran bus 6 ke bus 1 sebesar -203,3 MW dan -109,1 MVAR. Terdapat perbedaan nilai pada kedua hasil tersebut yang akan dibahas lebih lanjut pada bagian rugi-rugi daya.

5.3.3 Analisis Aliran Daya Pada Kondisi Pembebanan Rata-Rata

Pada simulasi ini diberikan beban rata-rata sesuai dengan data beban bulanan pada masing-masing trafo. Simulasi aliran daya ini menggunakan metode Newton-Raphson. Single line diagram yang di simulasikan pada program PSSE dapat dilihat pada gambar 4.4 dan hasil lengkap dari simulasi yang dilakukan dapat dilihat pada tabel 4.6.

Dari hasil simulasi tersebut diketahui bahwa aliran daya yang paling besar pada sistem terdapat pada saluran bus 1 ke bus 6 yaitu sebesar 180,8 MW dan 112,9 MVAR sedangkan untuk saluran bus 6 ke bus 1 sebesar -178,3 MW dan -94,8 MVAR. Terdapat

perbedaan nilai pada kedua hasil tersebut yang akan dibahas lebih lanjut pada bagian rugi-rugi daya.

4.3.4 Analisis Aliran Daya Pada Kondisi Pembebanan Minimum

Pada simulasi ini diberikan beban rata-rata sesuai dengan data beban bulanan pada masing-masing trafo. Simulasi aliran daya ini menggunakan metode Newton-Raphson. Single line diagram yang di simulasikan pada program PSSE dapat dilihat pada gambar 4.5 dan hasil lengkap dari simulasi yang dilakukan dapat dilihat pada tabel 4.7.

Dari hasil simulasi tersebut diketahui bahwa aliran daya yang paling besar pada sistem terdapat pada saluran bus 1 ke bus 6 yaitu sebesar 134,7 MW dan 80,9 MVAR sedangkan untuk saluran bus 6 ke bus 1 sebesar -133,3 MW dan -71,1 MVAR. Terdapat perbedaan nilai pada kedua hasil tersebut yang akan dibahas lebih lanjut pada bagian rugi-rugi daya.



Tabel 4.5. Aliran Daya Pembebanan Maksimum Sebelum Dibangun GI Kalasan

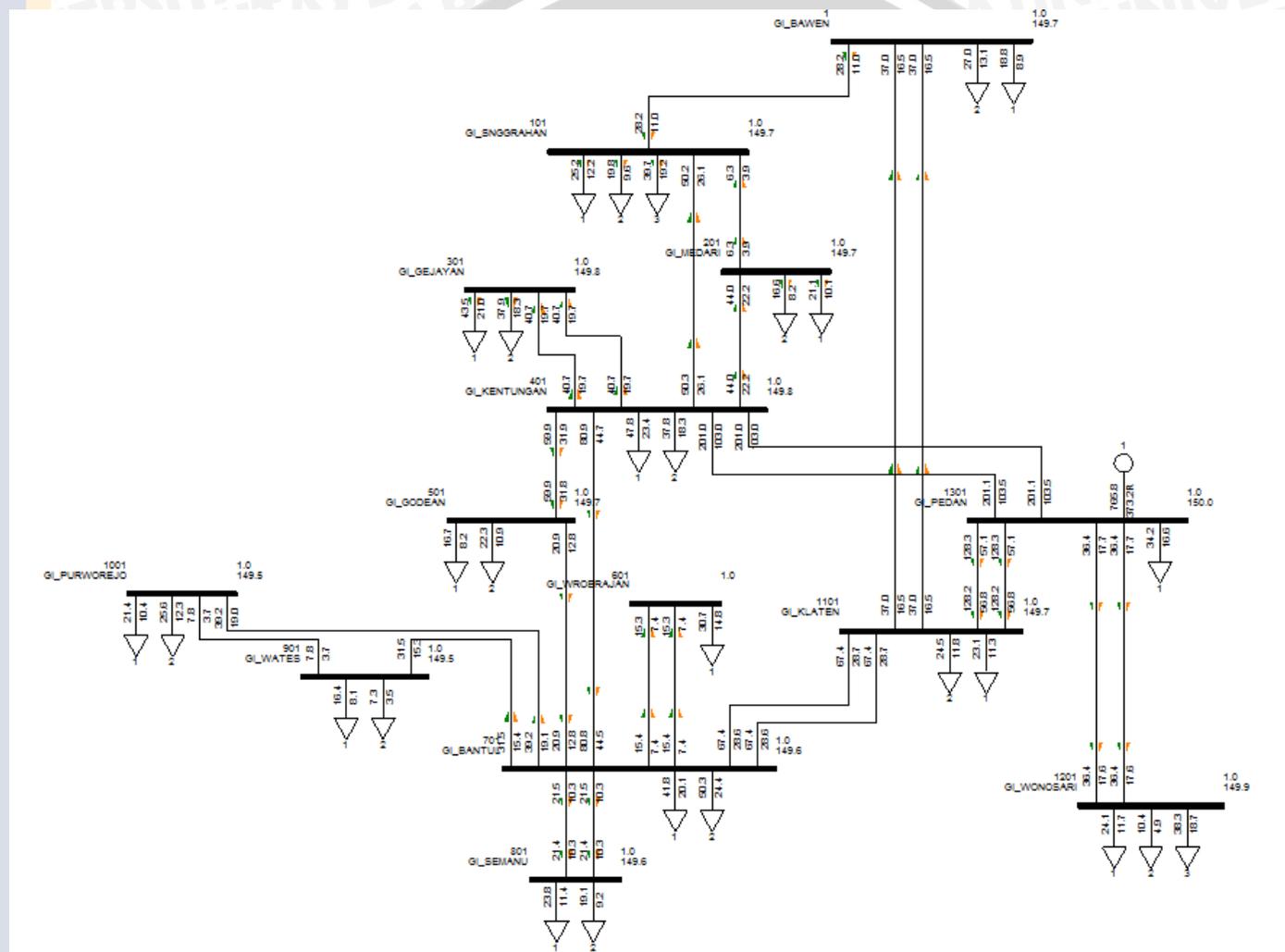
No.	Dari-Bus	Tegangan			Ke-Bus	Aliran Daya	
		kV	pu	Sudut (θ)		P (MW)	Q (MVAR)
1,	1	150,00	1,0000	0,0	6	206,7	133,0
					11	131,6	71,7
					13	36,6	18,3
2,	2	139,94	0,9329	-4,7	3	26,5	14,0
					11	-36,2	-18,0
3,	3	137,71	0,9180	-6,0	2	-26,4	-13,2
					5	-23,9	-11,3
					6	-34,3	-16,5
4,	4	140,54	0,9369	-4,6	6	-40,7	-19,7
5,	5	139,22	0,9281	-5,2	3	24,1	11,7
					6	-61,8	-30,0
6,	6	140,77	0,9385	-4,6	1	-203,3	-109,1
					3	34,7	17,7
					4	40,7	19,7
					5	62,1	31,1
					12	59,4	37,9
7,	7	139,09	0,9273	-5,2	6	-83,0	-48,8
					12	44,0	29,7
8,	8	135,19	0,9013	-6,9	9	-8,0	-3,8
					12	-39,0	-18,9
9,	9	135,63	0,9042	-6,6	8	8,0	3,9
					12	-31,7	-15,5
10,	10	137,35	0,9164	-5,8	12	-15,3	-7,4
11,	11	142,48	0,9499	-3,2	1	-128,6	-61,1
					2	36,3	19,3
					12	68,5	30,3
12,	12	137,55	0,9170	-5,8	6	-58,8	-35,8
					7	-43,8	-29,0
					8	39,3	20,0
					9	31,9	16,2
					10	15,4	7,4
					11	-67,3	-26,2
14	21,6	10,8					
13,	13	148,24	0,9883	-0,8	1	-36,4	-17,6
14,	14	135,56	0,9037	-6,7	12	-21,4	-10,3
Total Rugi Daya						19,3	91,9

Tabel 4.6. Aliran Daya Pembebanan Rata-Rata Sebelum Dibangun GI Kalasan

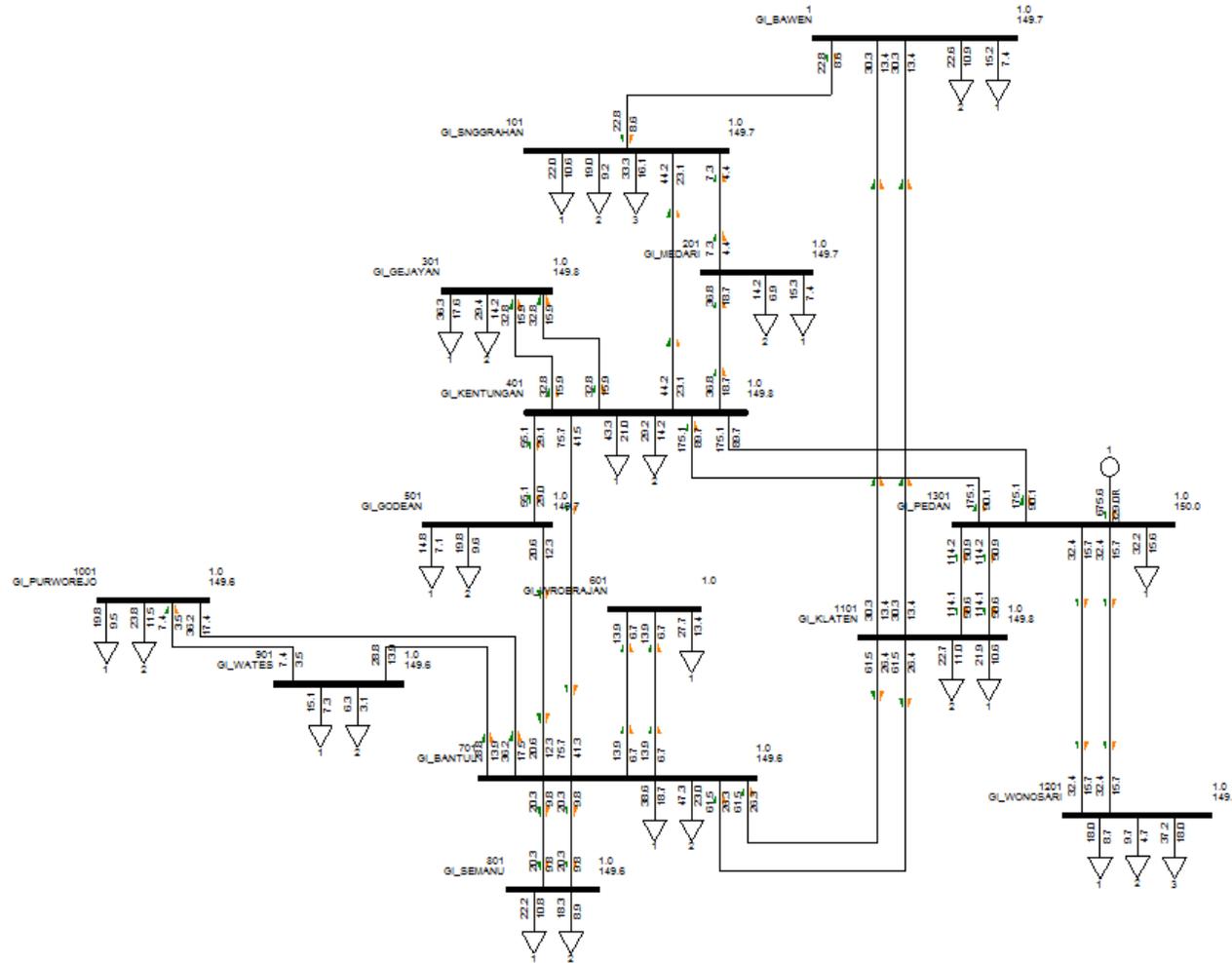
No.	Dari-Bus	Tegangan			Ke-Bus	Aliran Daya	
		kV	pu	Sudut (θ)		P (MW)	Q (MVAR)
1.	1	150,00	1,0000	0,0	6	180,8	112,9
					11	115,4	61,3
					13	32,6	16,2
2.	2	141,47	0,9431	-3,9	3	19,6	11,0
					11	-28,7	-14,7
3.	3	139,75	0,9316	-4,9	2	-19,5	-10,6
					5	-31,3	-11,6
					6	-23,5	-13,8
4.	4	141,90	0,9460	-4,0	6	-32,8	-15,9
5.	5	141,44	0,9429	-3,9	3	31,5	12,3
					6	-61,0	-26,6
6.	6	142,09	0,9472	-4,0	1	-178,3	-94,8
					3	23,6	14,4
					4	32,9	16,0
					5	61,3	26,7
					12	56,0	35,3
7.	7	140,55	0,9370	-4,6	6	-76,9	-44,9
					12	42,4	28,2
8.	8	139,96	0,9131	-6,1	9	-7,6	-3,7
					12	-35,9	-17,3
9.	9	137,37	0,9158	-5,9	8	7,6	3,7
					12	-29,0	-14,1
10.	10	138,20	0,9268	-5,1	12	-13,8	-6,7
11.	11	143,49	0,9566	-2,8	1	-113,1	-53,2
					2	28,8	15,5
					12	62,0	27,0
12.	12	139,10	0,9273	-5,1	6	-55,5	-33,5
					7	-42,2	-27,5
					8	36,2	18,2
					9	29,2	14,7
					10	13,9	6,7
11	-61,1	-23,7					
14	20,4	10,3					
13.	13	148,44	0,9896	-0,7	1	-32,4	-15,7
14.	14	137,23	0,9149	-5,9	12	-20,3	-9,8
Total Rugi Daya						14,1	68,2

Tabel 4.7. Aliran Daya Pembebanan Minimum Sebelum Dibangun GI Kalasan

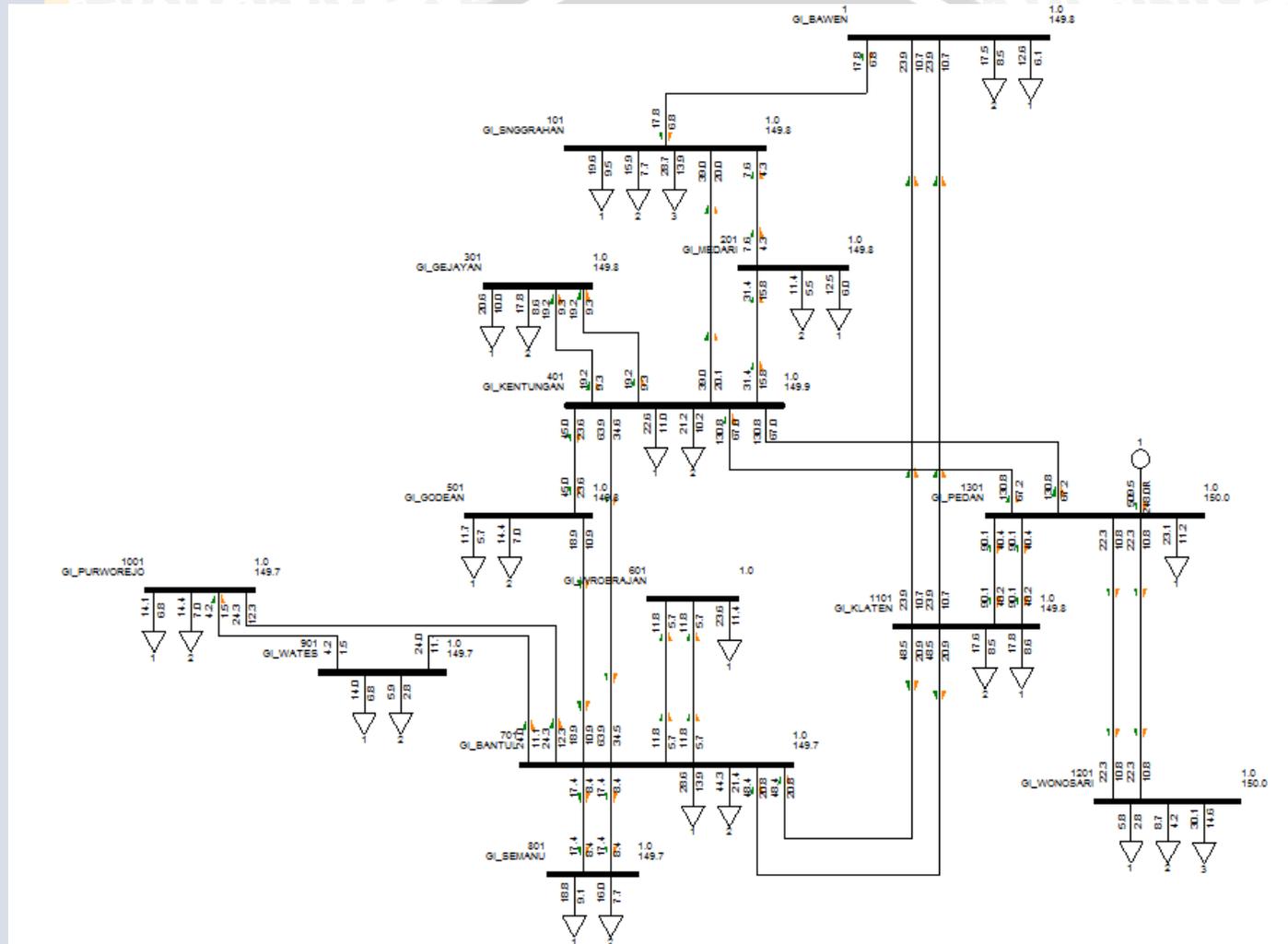
No.	Dari-Bus	Tegangan			Ke-Bus	Aliran Daya	
		kV	pu	Sudut (θ)		P (MW)	Q (MVAR)
1.	1	150,00	1,0000	0,0	6	134,7	80,9
					11	90,2	46,0
					13	22,4	11,1
2.	2	143,39	0,9560	-3,1	3	17,9	9,3
					11	-24,0	-11,9
3.	3	141,94	0,9463	-3,9	2	-17,9	-8,9
					5	-19,9	-9,4
					6	-26,5	-12,8
4.	4	144,12	0,9608	-2,9	6	-19,2	-9,3
5.	5	143,16	0,9544	-3,4	3	20,0	9,7
					6	-43,8	-21,2
6.	6	144,23	0,9615	-2,9	1	-133,3	-71,1
					3	26,7	13,4
					4	19,2	9,3
					5	44,0	21,8
					12	48,8	29,5
7.	7	142,98	0,9532	-3,4	6	-64,7	-36,8
					12	38,5	24,2
8.	8	140,25	0,9350	-4,5	9	-3,0	-1,4
					12	-25,5	-12,4
9.	9	140,41	0,9361	-4,5	8	3,0	1,4
					12	-22,8	-11,1
10.	10	141,52	0,9444	-3,9	12	-11,8	-5,7
11.	11	145,02	0,9668	-2,2	1	-88,8	-41,1
					2	24,1	12,5
					12	47,1	20,1
12.	12	141,74	0,9449	-3,9	6	-48,5	-28,2
					7	-38,4	-23,6
					8	25,6	12,8
					9	22,9	11,4
					10	11,8	5,7
					11	-46,6	-18,3
13.	13	148,93	0,9929	-0,5	1	-22,3	-10,8
14.	14	140,17	0,9345	-4,6	12	-17,3	-8,4
Total Rugi Daya						8,5	40,8



Gambar. 4.3. Single Line Diagram Aliran Daya Pada Pembebanan Maksimum



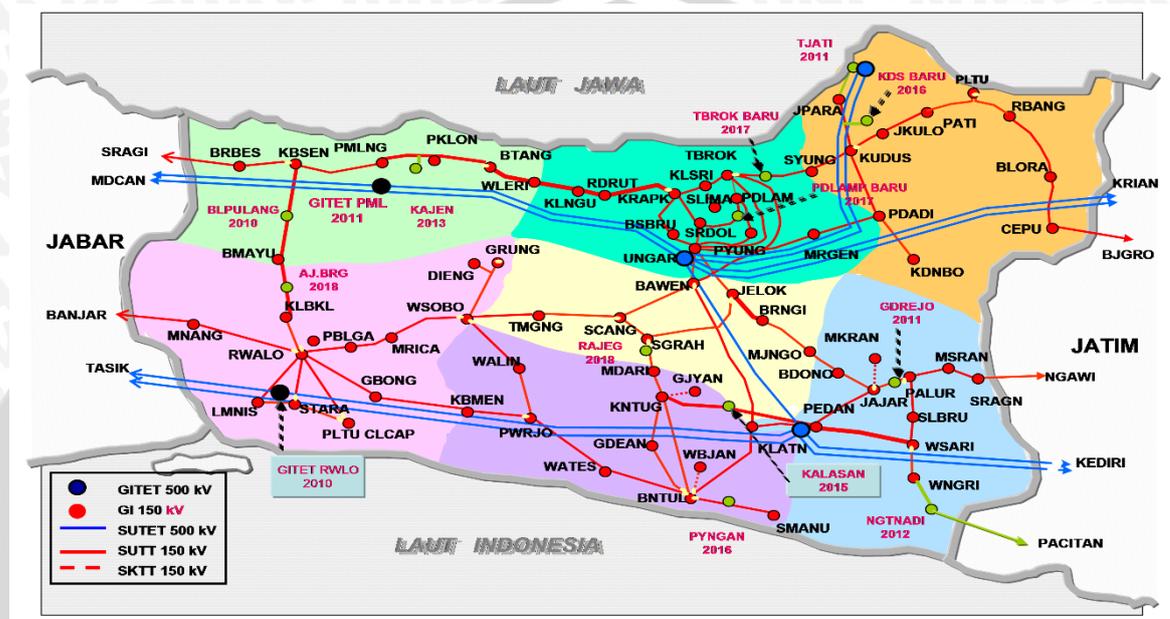
Gambar. 4.4. Single Line Diagram Aliran Daya Pada Pembebanan Rata-Rata



Gambar. 4.5. Single Line Diagram Aliran Daya Pada Pembebanan Minimum

4.4 Keadaan Setelah Dibangunnya Gi Kalasan

Pembangunan GI Kalasan direncanakan akan memasang 1 trafo dengan kapasitas 60 MVA. Dengan letak geografis berada pada jarak ± 20 km dari GI Kentungan, ± 18 km dari GI Gejayan, ± 30 km dari GI Bantul. Berikut peta letak geografis perencanaan pembangunan GI Kalasan pada gambar 4.6.



Gambar 4.6. Peta Letak Geografis Rencana Pembangunan GI Kalasan.

4.4.1 Sistem Transmisi 150 kV

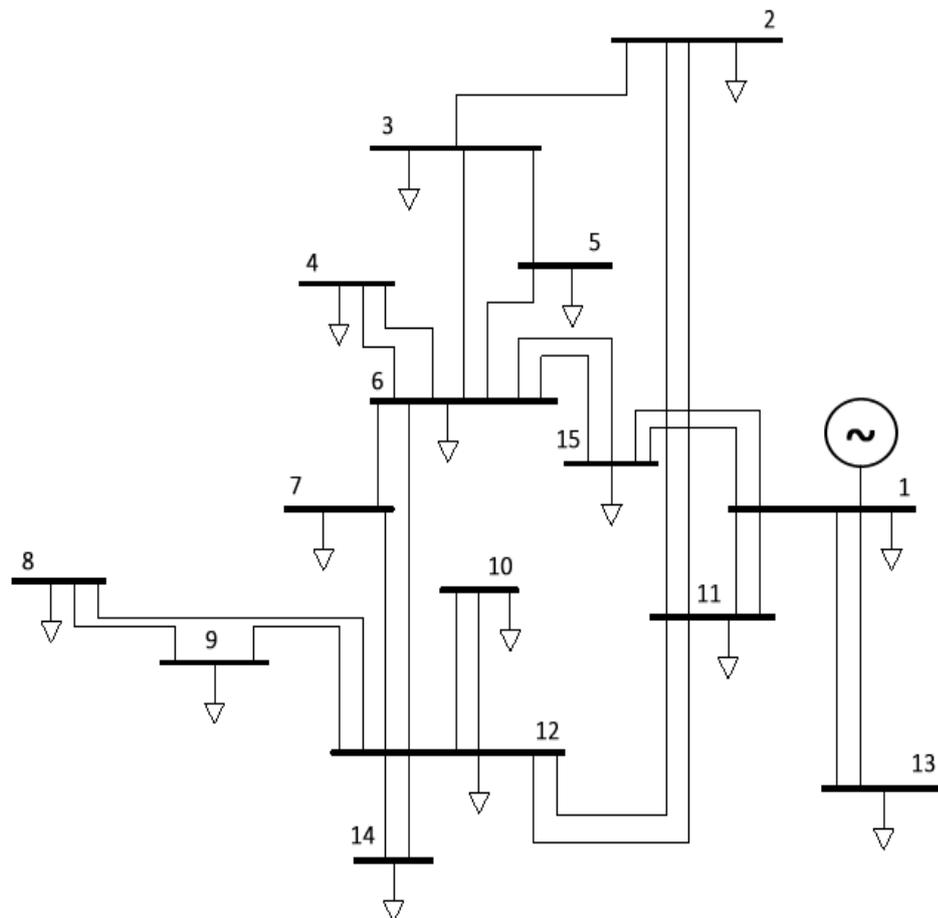
Data sistem transmisi yang digunakan adalah sistem transmisi area Yogyakarta 150kV dan beberapa GI dari area Jawa Tengah yang langsung berhubungan dengan area Yogyakarta dengan sumber data berasal dari PT PLN (Persero) Area Pelayanan Pemeliharaan (APP) Salatiga dan PT PLN (Persero) Area Pelayanan Jaringan (APJ) Yogyakarta. Sistem yang akan disimulasikan terdiri dari 9 bus GI 150 kV di area Yogyakarta dan 6 bus GI 150 kV di area Jawa Tengah. Bus tersebut diatas sudah termasuk GI baru yang akan dibangun yaitu GI Kalasan.

Bus-bus diatas dapat diklasifikasikan sebagai berikut:

1. *Swing Bus* : GI Pedan
2. *Generator Bus* : -
3. *Load Bus* : GI Bawen, GI Sanggrahan, GI Gejayan, GI Medari, GI Kentungan, GI Godean, GI Purworejo, GI Wates, GI Wirobrajan, GI Klaten, GI Bantul, GI Wonosari, GI Semanu, GI Kalasan.

4.4.2 Single Line Diagram Sistem Transmisi 150 kV

Gambar 4.7 merupakan *Single Line Diagram* sistem transmisi 150 kV setelah dibangunnya GI Kalasan yang akan digunakan pada skripsi ini. Penamaan bus dapat dilihat pada tabel 4.8.

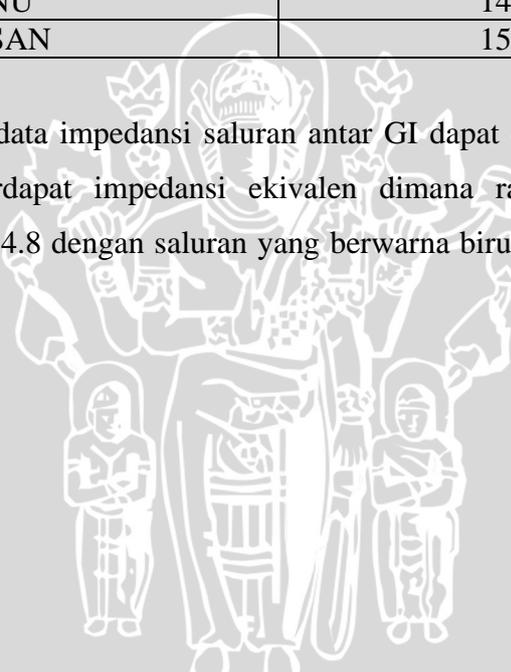


Gambar 4.7. *Single Line Diagram* Setelah Dibangun GI Kalasan.

Tabel 4.8. Nama Bus dan Kode Bus Setelah Dibangun GI Kalasan

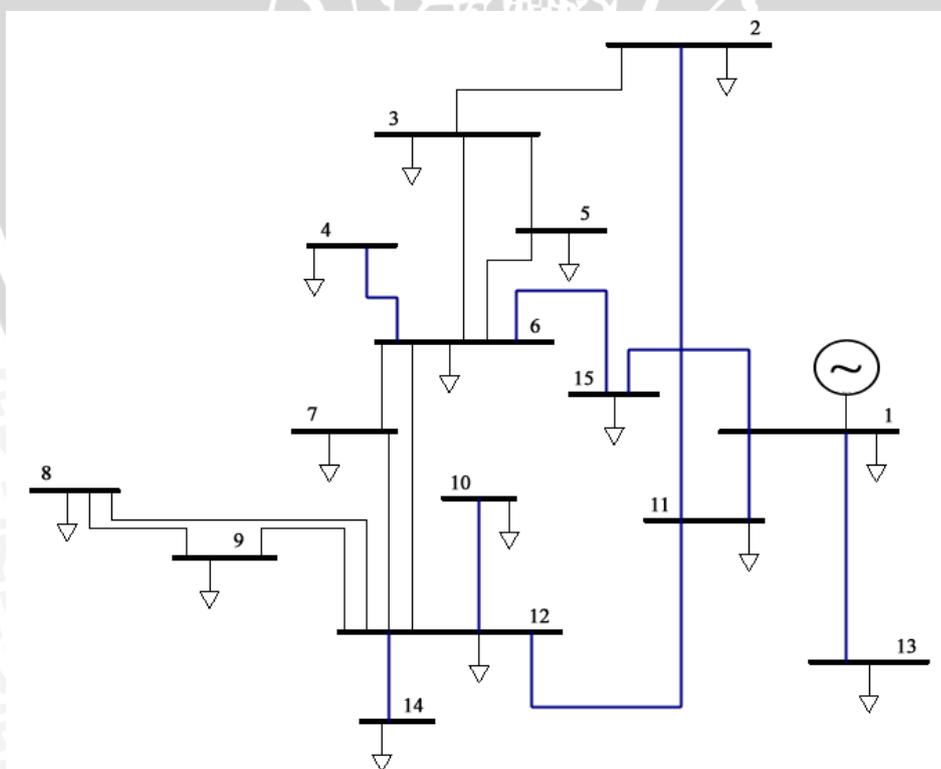
No.	Nama Bus	Kode Bus
1.	GI_PEDAN	1
2.	GI_BAWEN	2
3.	GI_SANGGRAHAN	3
4.	GI_GEJAYAN	4
5.	GI_MEDARI	5
6.	GI_KENTUNGAN	6
7.	GI_GODEAN	7
8.	GI_PURWOREJO	8
9.	GI_WATES	9
10.	GI_WIROBRAJAN	10
11.	GI_KLATEN	11
12.	GI_BANTUL	12
13.	GI_WONOSARI	13
14.	GI_SEMANU	14
15.	GI_KALASAN	15

Sedangkan untuk data impedansi saluran antar GI dapat dilihat pada tabel 4.9. Pada tabel 4.9 juga terdapat impedansi ekivalen dimana rangkaian ekivalennya ditunjukkan pada gambar 4.8 dengan saluran yang berwarna biru menunjukkan saluran yang diparalel.



Tabel 4.9. Data Impedansi Saluran Setelah Dibangun GI Kalasan

No.	Dari-Bus	Ke-Bus	Panjang Saluran	Impedansi Saluran		Impedansi Ekuivalen	
				R	X	R	X
1.	1	11	25,47	0,0080	0,0285	0,0040	0,01425
2.	1	15	18,30	0,0016	0,0114	0,0008	0,0057
3.	2	3	76,39	0,0068	0,0475	-	-
4.	2	11	64,76	0,0057	0,0402	0,0028	0,0201
5.	3	5	27,27	0,0086	0,0305	-	-
6.	3	6	37,91	0,0119	0,0425	-	-
7.	4	6	5,95	0,0012	0,0019	0,0012	0,0019
8.	5	6	10,64	0,0035	0,0119	-	-
9.	6	7	7,71	0,0024	0,0086	-	-
10.	6	12	19,96	0,0063	0,0223	-	-
11.	6	15	20,00	0,0018	0,0124	0,0009	0,0062
12.	7	12	12,25	0,0038	0,0137	-	-
13.	9	8	23,26	0,0073	0,0260	-	-
14.	12	8	25,25	0,0079	0,0283	-	-
15.	12	9	25,25	0,0079	0,0283	-	-
16.	12	10	6,40	0,0013	0,0020	0,00065	0,0010
17.	12	11	34,77	0,0109	0,0389	0,00545	0,01945
18.	13	1	22,11	0,0069	0,0248	0,00345	0,0124
19.	14	12	39,04	0,0123	0,0437	0,00615	0,02185

Gambar 4.8 Rangkaian Ekuivalen *Single Line Diagram* Sesudah Dibangun GI Kalasan

Untuk pembebanan juga digunakan tiga kondisi pembebanan yaitu beban maksimum, beban rata-rata dan beban minimum. Data yang digunakan sama dengan data beban sebelum dibangun GI Kalasan hanya bedanya adalah besar beban trafo II yang berada di GI Kentungan dipindahkan menjadi beban di GI Kalasan. Sehingga untuk kedua GI tersebut besar bebannya menjadi seperti di tabel 4.10 sedangkan GI yang lain besar bebannya sama dengan tabel 4.3.

Tabel 4.10. Perubahan Beban di GI Kentungan dan GI Kalasan

NO.	GI	BEBAN					
		MAKSIMUM		RATA-RATA		MINIMUM	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
1.	KENTUNGAN	47,8	23,354	43,31	20,971	22,60	11,035
2.	KALASAN	37,8	18,308	29,24	14,165	21,17	10,248

4.4.3 Analisis Aliran Daya

Seperti yang digunakan pada simulasi sebelumnya, metode analisis aliran daya yang digunakan pada skripsi ini adalah metode Newton-Raphson yang ada pada program PSSE.

Terdapat beberapa acuan yang digunakan dalam simulasi aliran daya ini, yaitu:

1. Base tegangan : 150 kV
2. Base daya : 60 MVA

4.4.4 Analisis Aliran Daya Pada Kondisi Pembebanan Maksimum

Pada simulasi ini diberikan beban rata-rata sesuai dengan data beban bulanan pada masing-masing trafo. Simulasi aliran daya ini menggunakan metode Newton-Raphson. Single line diagram yang di simulasikan pada program PSSE dapat dilihat pada gambar 4.9 dan hasil lengkap dari simulasi yang dilakukan dapat dilihat pada tabel 4.11.

Dari hasil simulasi tersebut diketahui bahwa aliran daya yang paling besar pada sistem terdapat pada saluran dari bus 1 ke bus 15 yaitu sebesar 178,3 MW dan 111,9 MVAR sedangkan untuk saluran dari bus 15 ke bus 1 sebesar -177,1 MW dan -103,5 MVAR. Terdapat perbedaan nilai pada kedua hasil tersebut yang akan dibahas lebih lanjut pada bagian rugi-rugi daya.

4.4.5 Analisis Aliran Daya Pada Kondisi Pembebanan Rata-Rata

Pada simulasi ini diberikan beban rata-rata sesuai dengan data beban bulanan pada masing-masing trafo. Simulasi aliran daya ini menggunakan metode Newton-Raphson. Single line diagram yang di simulasikan pada program PSSE dapat dilihat pada gambar 4.10 dan hasil lengkap dari simulasi yang dilakukan dapat dilihat pada tabel 4.12.

Dari hasil simulasi tersebut diketahui bahwa aliran daya yang paling besar pada sistem terdapat pada saluran dari bus 1 ke bus 15 yaitu sebesar 181,6 MW dan 112,5 MVAR sedangkan untuk saluran dari bus 15 ke bus 1 sebesar -180,4 MW dan -104,3 MVAR. Terdapat perbedaan nilai pada kedua hasil tersebut yang akan dibahas lebih lanjut pada bagian rugi-rugi daya.

4.4.6 Analisis Aliran Daya Pada Kondisi Pembebanan Minimum

Pada simulasi ini diberikan beban rata-rata sesuai dengan data beban bulanan pada masing-masing trafo. Simulasi aliran daya ini menggunakan metode Newton-Raphson. Single line diagram yang di simulasikan pada program PSSE dapat dilihat pada gambar 4.11 dan hasil lengkap dari simulasi yang dilakukan dapat dilihat pada tabel 4.13.

Dari hasil simulasi tersebut diketahui bahwa aliran daya yang paling besar pada sistem terdapat pada saluran dari bus 1 ke bus 15 yaitu sebesar 136,0 MW dan 80,9 MVAR sedangkan untuk saluran dari bus 15 ke bus 1 sebesar -135,3 MW dan -76,1 MVAR. Terdapat perbedaan nilai pada hasil tersebut yang akan dibahas lebih lanjut pada bagian rugi-rugi daya.

Tabel 4.11. Aliran Daya Pembebanan Maksimum Setelah Dibangun GI Kalasan

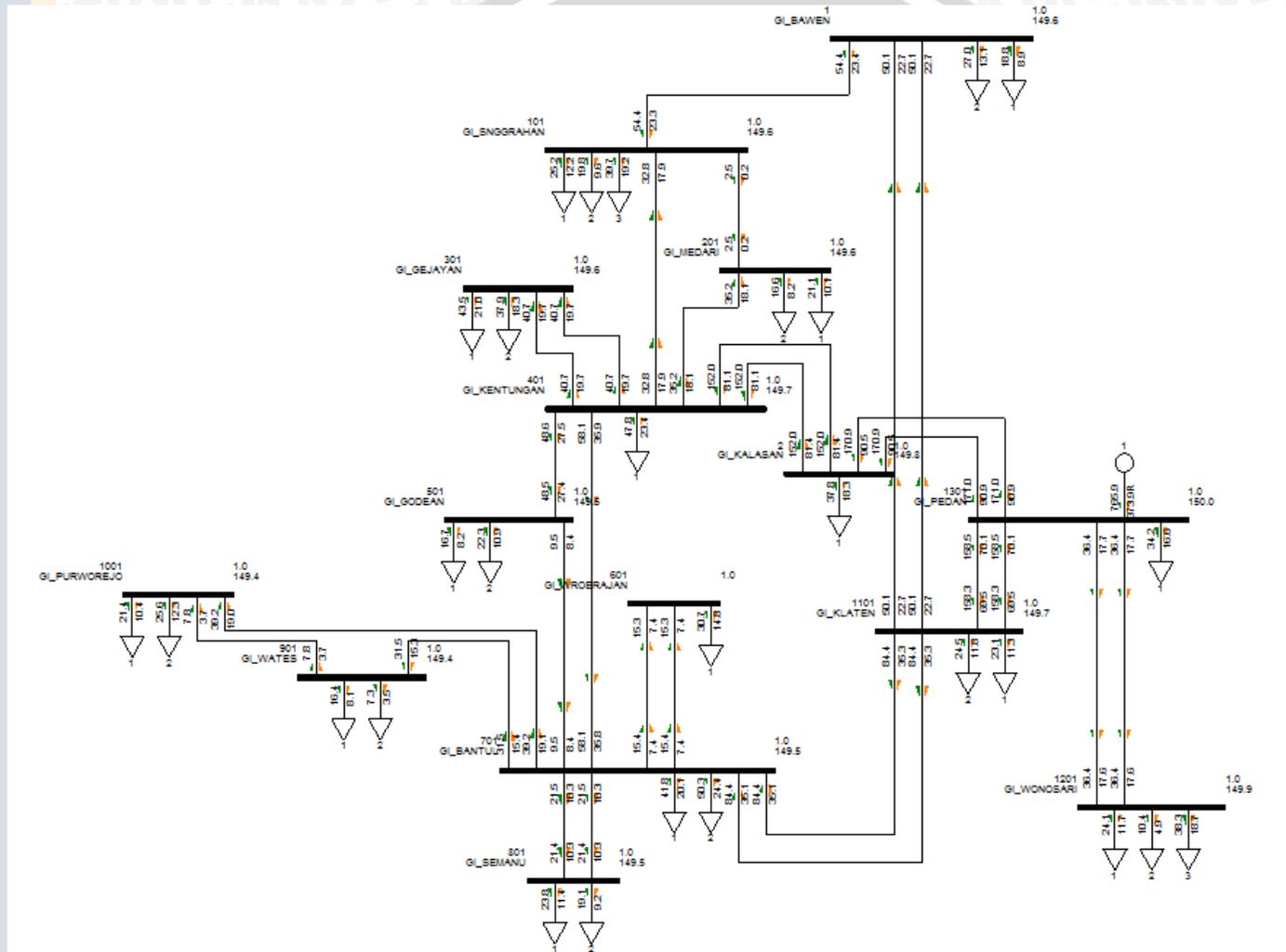
NO.	Dari-Bus	Tegangan			Ke-Bus	Aliran Daya	
		kV	pu	Sudut (θ)		P (MW)	Q
1.	1	150,00	1,0000	0,0	11	158,5	82,6
					13	36,6	18,3
					15	178,3	111,9
2.	2	139,61	0,9308	-4,9	3	3,1	1,4
					11	-24,5	-11,7
3.	3	139,38	0,9292	-5,1	2	-3,1	-1,4
					5	-46,3	-22,5
					6	-35,3	-17,2
4.	4	142,29	0,9486	-3,7	6	-40,7	-19,7
5.	5	142,32	0,9488	-3,8	3	46,6	24,0
					6	-84,3	-42,2
6.	6	142,51	0,9501	-3,7	3	35,7	18,5
					4	40,7	19,7
					5	84,4	42,4
					7	44,4	31,1
					12	20,4	19,1
					15	-157,1	-86,9
7.	7	141,53	0,9436	-4,0	6	-44,3	-30,6
					12	5,3	11,6
8.	8	138,76	0,9251	-5,1	9	-8,0	-3,9
					12	-39,0	-18,9
9.	9	139,19	0,9279	-4,9	8	8,0	3,9
					12	-31,7	-15,5
10.	10	141,04	0,9398	-4,0	12	-15,3	-7,4
11.	11	141,27	0,9418	-3,9	1	-154,2	-67,5
					2	24,6	12,3
					12	105,9	43,6
12.	12	141,06	0,9404	-4,0	6	-20,3	-18,8
					7	-5,3	-811,5
					8	39,3	19,9
					9	31,9	16,2
					10	15,4	7,4
					11	-105,8	-43,4
13.	13	148,24	0,9883	-0,8	1	-36,4	-17,6
14.	14	139,11	0,9274	-4,9	12	-21,4	-10,3
15.	15	146,17	0,9745	-1,8	1	-177,1	-103,5
					6	158,2	94,3
Total Rugi Daya						16,3	63,0

Tabel 4.12. Aliran Daya Pembebanan Rata-Rata Setelah Dibangun GI Kalasan

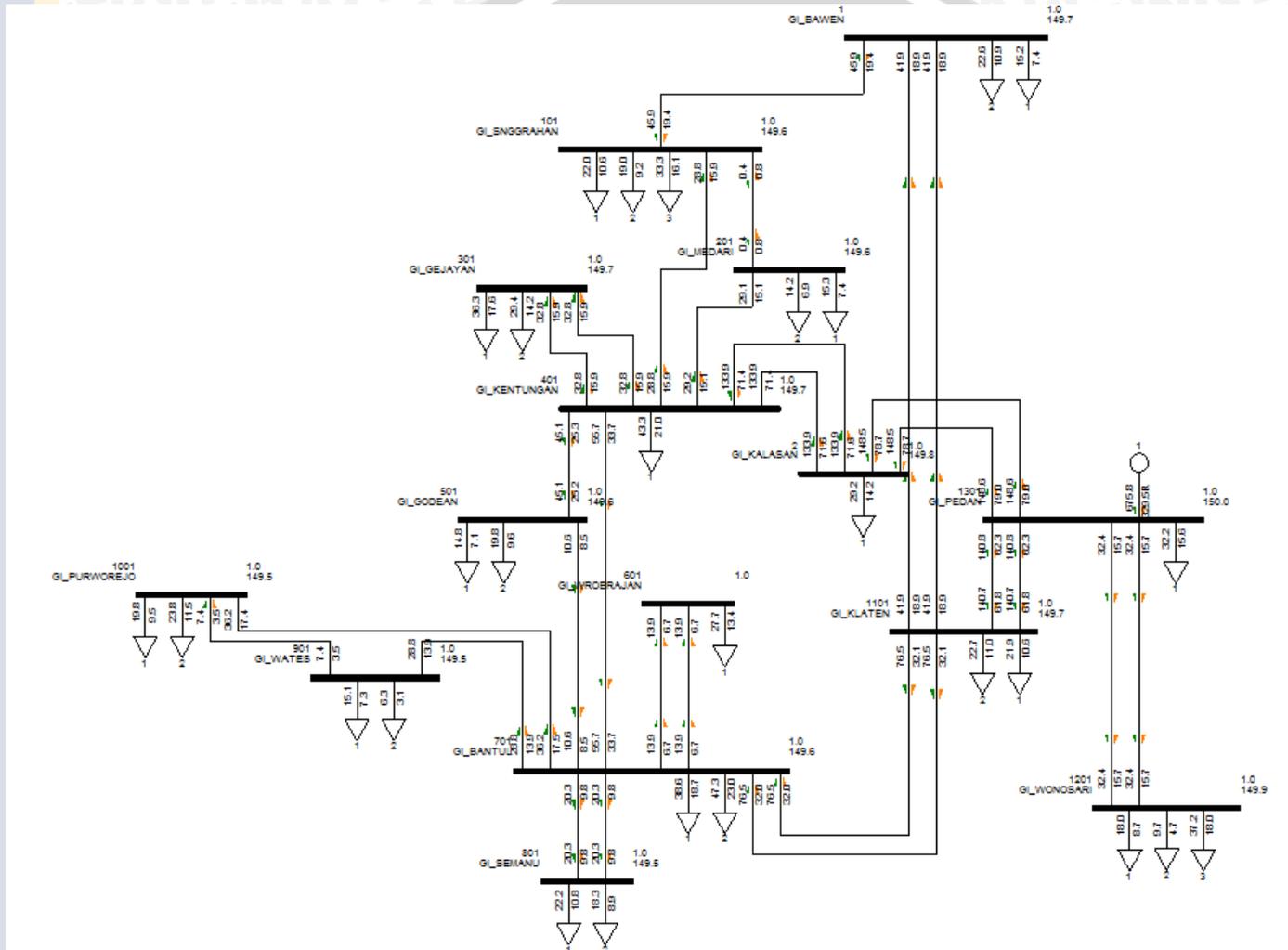
NO.	Dari-Bus	Tegangan			Ke-Bus	Aliran Daya	
		Kv	pu	Sudut (θ)		P (MW)	Q
1.	1	150,00	1,0000	0,0	11	114,3	60,5
					13	32,6	16,2
					15	181,6	112,5
2.	2	141,51	0,9434	-3,9	3	22,0	11,3
					11	-29,9	-14,8
3.	3	139,71	0,9314	-5,0	2	-21,9	-10,8
					5	-22,1	-10,6
					6	-30,3	-14,6
4.	4	142,20	0,9480	-3,8	6	-32,8	-15,9
5.	5	141,09	0,9406	-4,4	3	22,2	10,9
					6	-51,8	-25,2
6.	6	142,38	0,9492	-3,8	3	30,5	15,6
					4	32,9	16,0
					5	52,0	25,9
					7	79,5	47,0
					12	58,2	36,1
7.	7	140,82	0,9388	-4,4	15	-164,6	-88,7
					6	-79,1	-45,6
8.	8	137,19	0,9146	-5,9	12	44,6	28,9
					9	-7,6	-3,7
9.	9	137,60	0,9173	-5,8	12	-35,9	-17,3
					8	7,6	3,7
10.	10	139,22	0,9283	-5,0	12	-29,0	-14,1
					12	-13,8	-6,7
11.	11	143,57	0,9571	-4,6	1	-112,0	-52,6
					2	30,0	15,7
					12	59,7	26,1
12.	12	139,32	0,9288	-5,0	6	-57,7	-34,2
					7	-44,4	-28,2
					8	36,2	18,2
					9	29,2	14,7
					10	13,9	6,7
13.	13	148,44	0,9896	-5,6	11	-58,9	-23,1
					1	-32,4	-15,7
14.	14	137,46	0,9164	-5,8	12	-20,3	-9,8
15.	15	146,14	0,9743	-1,9	1	-180,4	-104,3
					6	165,8	96,8
Total Rugi Daya						12,6	57,5

Tabel 4.13. Aliran Daya Pembebanan Minimum Setelah Dibangun GI Kalasan

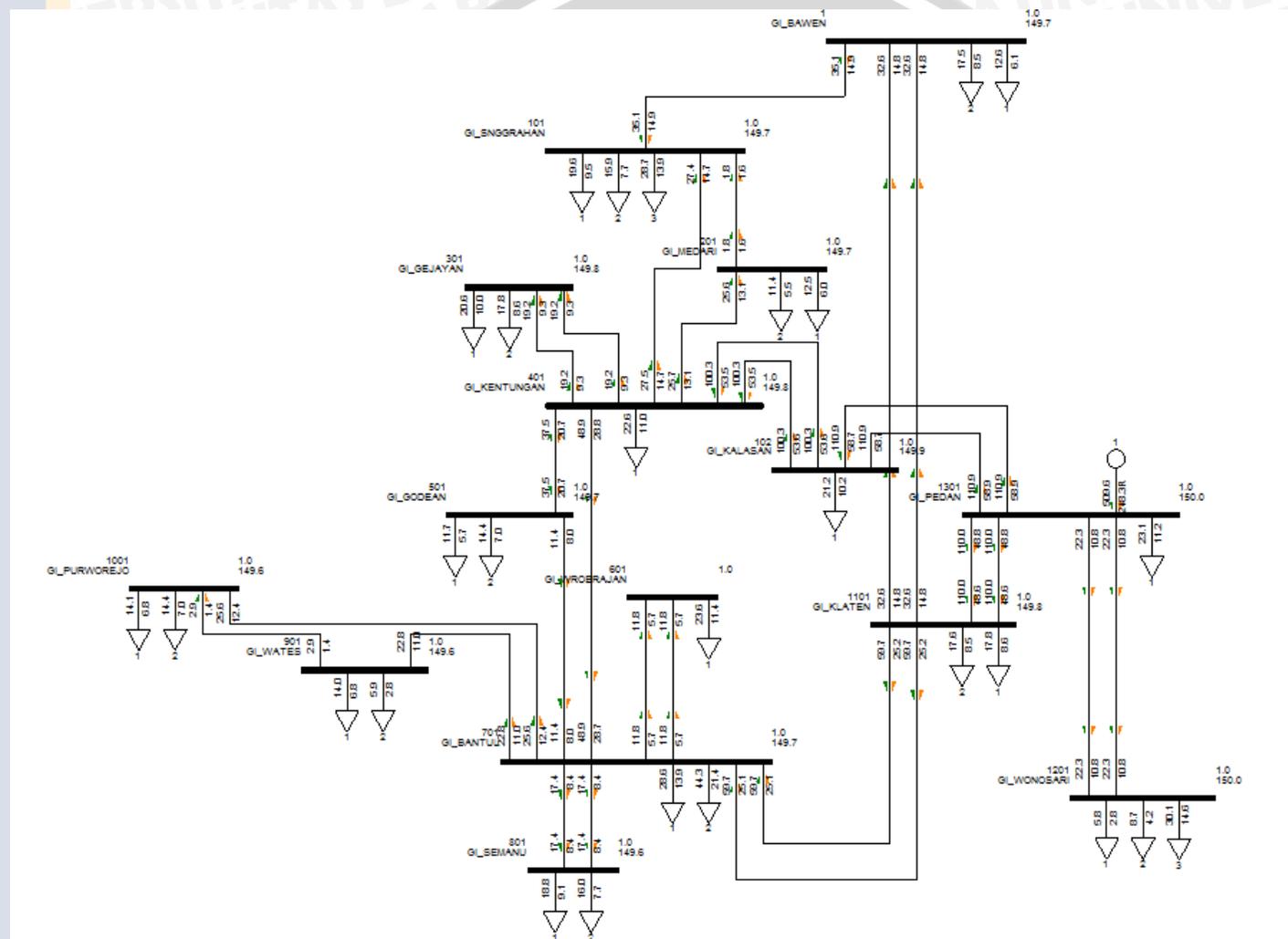
NO.	Dari-Bus	Tegangan			Ke-Bus	Aliran Daya	
		kV	pu	Sudut (θ)		P (MW)	Q
1.	1	150,00	1,0000	0,0	11	88,8	45,2
					13	22,4	11,1
					15	136,0	80,9
2.	2	143,50	0,9567	-3,1	3	17,2	8,9
					11	-23,6	-11,7
3.	3	142,11	0,9474	-3,9	2	-17,2	-8,6
					5	-20,3	-9,6
					6	-26,8	-12,9
4.	4	144,32	0,9621	-2,8	6	-19,2	-9,3
5.	5	143,35	0,9556	-3,3	3	20,3	9,9
					6	-44,2	-21,4
6.	6	144,42	0,9628	-2,8	3	27,0	13,6
					4	19,2	9,3
					5	44,3	21,9
					7	65,9	38,1
					12	49,9	29,9
7.	7	143,17	0,9544	-3,3	15	-124,1	-66,6
					6	-65,7	-37,2
8.	8	140,41	0,9361	-4,5	12	39,5	24,6
					9	-3,0	-1,4
9.	9	140,57	0,9371	-4,4	12	-25,5	-12,4
					8	3,0	1,4
10.	10	141,85	0,9455	-3,8	12	-22,8	-11,1
					12	-11,8	-5,7
11.	11	145,11	0,9674	-2,1	1	-87,4	-40,5
					2	23,7	12,3
					12	46,0	19,6
12.	12	141,90	0,9460	-3,8	6	-49,5	-28,5
					7	-39,4	-24,0
					8	25,6	12,8
					9	22,9	11,4
					10	11,8	5,7
					11	-45,5	-17,9
13.	13	148,93	0,9929	-0,5	14	17,5	8,7
14.	14	140,33	0,9355	-4,5	1	-22,3	-10,8
15.	15	147,19	0,9813	-1,4	12	-17,4	-8,4
					1	-135,3	-76,1
					6	124,7	71,0
Total Rugi Daya						7,6	34,6



Gambar. 4.9. Single Line Diagram Aliran Daya Pada Pembebanan Maksimum Setelah Dibangun GI Kalasan



Gambar. 4.10. Single Line Diagram Aliran Daya Pada Pembebanan Rata-Rata Setelah Dibangun GI Kalasan



Gambar. 4.11. Single Line Diagram Aliran Daya Pada Pembebanan Minimum Setelah Dibangun GI Kalasan

4.5 Rugi-Rugi Daya Pada Sistem

Pada setiap saluran transmisi yang terdapat pada sistem mempunyai rugi-rugi saluran. Rugi-rugi daya ini dapat kita lihat dari selisih antara daya yang dikirim oleh sisi kirim dan daya yang diterima oleh sisi penerima. Semakin kecil rugi-rugi daya pada saluran maka semakin baik pula saluran tersebut.

Banyak faktor yang mempengaruhi besar kecilnya rugi-rugi daya tersebut, diantaranya adalah panjang saluran, hambatan saluran, dan besar beban yang ditanggung oleh GI.

4.5.1 Rugi-Rugi Daya Saat Keadaan Sebelum Dibangun GI Kalasan

Rugi-rugi yang terjadi pada sistem tentu harus kita ketahui karena berhubungan dengan keandalan sistem. Selain mengetahui rugi-rugi total pada saluran, kita juga harus mengetahui rugi-rugi per saluran. Dari hasil tersebut dapat kita lihat saluran mana yang rugi-rugi dayanya paling besar.

Hasil rugi-rugi per saluran ini terdapat dalam tiga keadaan beban, yaitu beban maksimum, beban rata-rata dan beban minimum yang dibuat dalam satu tabel untuk memudahkan dalam menganalisa.

Berikut merupakan hasil perhitungan rugi-rugi daya saat sebelum dibangun GI Kalasan yang ditulis pada tabel 4.14.

Tabel 4.14. Rugi-Rugi Daya Per Saluran Sebelum Dibangun GI Kalasan

No.	Dari-Bus	Ke-Bus	Rugi-Rugi Daya Pada Saluran Saat Beban					
			Maksimum		Rata-Rata		Minimum	
			MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
1.	1	6	6,8	47,8	5,0	36,2	2,8	19,6
2.	1	11	6,0	21,2	4,6	16,2	2,8	9,8
3.	2	3	0,1	0,8	0,1	0,4	0,0	0,4
4.	2	11	0,2	2,6	0,2	1,6	0,2	1,2
5.	3	5	0,2	0,4	0,1	0,3	0,1	0,3
6.	3	6	0,4	1,2	0,2	0,6	0,2	0,6
7.	4	6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8.	5	6	0,3	1,1	0,1	0,1	0,2	0,6
9.	6	7	0,4	1,5	0,3	1,3	0,2	0,9
10.	6	12	0,6	2,1	0,5	1,8	0,3	1,3
11.	7	12	0,2	0,7	0,2	0,5	0,1	0,6
12.	9	8	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
13.	12	8	0,3	1,1	0,2	0,6	0,1	0,4
14.	12	9	0,2	0,7	0,2	0,6	0,1	0,3
15.	12	10	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
16.	12	11	2,4	8,2	1,6	6,0	1,0	3,6
17.	13	1	0,4	1,4	0,4	1,0	0,2	0,6
18.	14	12	0,4	1,0	0,2	1,0	0,2	0,6

Menurut tabel hasil rugi-rugi daya diatas dapat diketahui bahwa rugi-rugi terbesar pada keadaan beban maksimum, rata-rata dan minimum adalah rugi-rugi yang terjadi di saluran dari bus 1 ke bus 6. Dimana untuk beban maksimum sebesar 6,8 MW dan 47,8 MVAR, untuk beban rata-rata sebesar 5,0 MW dan 36,2 MVAR dan untuk beban minimum sebesar 2,8 MW dan 19,6 MVAR.

4.5.2 Rugi-Rugi Daya Saat Keadaan Setelah Dibangun GI Kalasan

Besar rugi-rugi daya setelah dibangun GI Kalasan tentu saja berbeda dengan keadaan sebelum dibangun GI Kalasan. Hasil rugi-rugi per saluran ini juga terdapat dalam tiga keadaan beban, yaitu beban maksimum, beban rata-rata dan beban minimum yang dibuat dalam satu tabel untuk memudahkan dalam menganalisa. Hasil perhitungan rugi-rugi daya setelah dibangun GI Kalasan dapat dilihat pada tabel 4.15 dibawah ini.

Tabel 4.15. Rugi-Rugi Daya Per Saluran Setelah Dibangun GI Kalasan

No.	Dari-Bus	Ke-Bus	Rugi-Rugi Daya Pada Saluran Saat Beban					
			Maksimum		Rata-Rata		Minimum	
			MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
1.	1	11	8,6	30,2	4,6	15,8	2,8	9,4
2.	1	15	2,6	16,8	2,4	16,4	1,4	9,6
3.	2	3	0,0	0,0	0,1	0,5	0,0	0,3
4.	2	11	0,2	1,2	0,2	1,0	0,2	1,2
5.	3	5	0,3	1,5	0,1	0,3	0,0	0,3
6.	3	6	0,4	1,3	0,2	1,0	0,2	0,7
7.	4	6	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0
8.	5	6	0,1	0,2	0,2	0,7	0,1	0,5
9.	6	7	0,1	0,5	0,4	1,4	0,2	0,9
10.	6	12	0,1	0,3	0,5	1,9	0,4	1,4
11.	6	15	2,2	14,8	2,4	16,2	1,2	8,8
12.	7	12	0,0	0,1	0,2	0,7	0,1	0,6
13.	9	8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14.	12	8	0,3	1,0	0,3	0,9	0,1	0,4
15.	12	9	0,2	0,7	0,2	0,6	0,1	0,3
16.	12	10	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
17.	12	11	0,2	0,4	1,6	6,0	1,0	3,4
18.	13	1	0,4	1,4	0,4	1,0	0,2	0,6
19.	14	12	0,4	1,0	0,2	1,0	0,2	0,6

Dapat dilihat dari hasil rugi-rugi daya per saluran diatas rugi-rugi terbesar pada keadaan beban maksimum, rata-rata dan minimum adalah rugi-rugi yang terjadi di saluran dari bus 1 ke bus 11. Dimana untuk beban maksimum sebesar 8,6 MW dan 30,2 MVAR, untuk beban rata-rata sebesar 4,6 MW dan 15,8 MVAR, dan untuk beban minimum sebesar 2,8 MW dan 9,4 MVAR.

4.6 Perbandingan Kondisi Sebelum Dan Sesudah Dibangunnya GI Kalasan

Setelah didapat hasil dari simulasi keadaan sebelum dan sesudah dibangunnya GI Kalasan, maka dapat dilihat perbandingan tegangan dan rugi-rugi dayanya. Membandingkan kedua hasil simulasi ini dimaksudkan agar dapat diketahui seberapa besar perubahan yang terjadi karena dibangunnya GI Kalasan.

4.6.1 Perbandingan Nilai Tegangan

Berikut merupakan perbandingan tegangan dari tiga keadaan beban yang disimulasikan yaitu beban maksimum, beban rata-rata dan beban minimum berturut-turut pada tabel 4.16, 4.17 dan 4.18 dan dalam bentuk grafik pada gambar 4.12, 4.13 dan 4.14.

Tabel 4.16. Perbandingan Nilai Tegangan Pada Pembebanan Maksimum

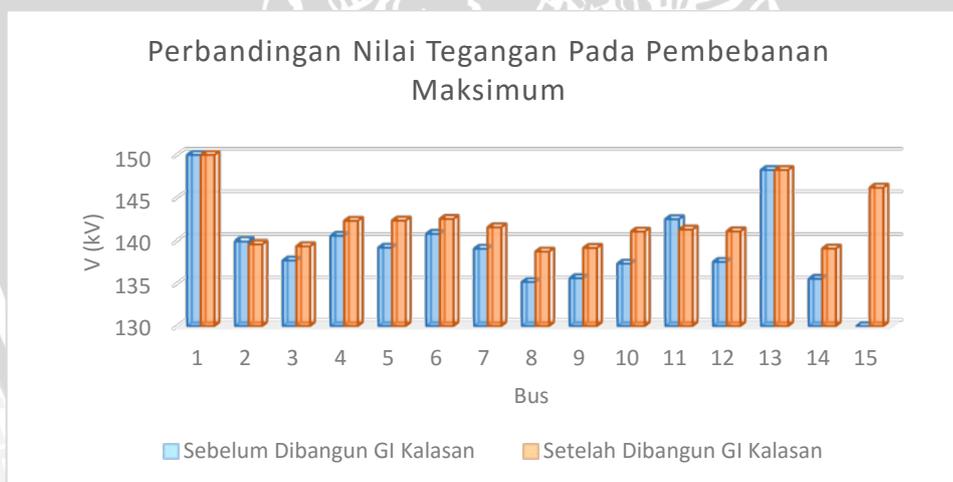
No.	Bus	Sebelum Dibangun GI Kalasan	Setelah Dibangun GI Kalasan
		Tegangan kV	Tegangan kV
1.	1	150,00	150,00
2.	2	139,94	139,61
3.	3	137,71	139,38
4.	4	140,54	142,29
5.	5	139,22	142,32
6.	6	140,77	142,51
7.	7	139,09	141,53
8.	8	135,19	138,76
9.	9	135,63	139,19
10.	10	137,35	141,04
11.	11	142,48	141,27
12.	12	137,55	141,06
13.	13	148,24	148,24
14.	14	135,56	139,11
15.	15	-	146,17

Tabel 4.17. Perbandingan Nilai Tegangan Pada Pembebanan Rata-Rata

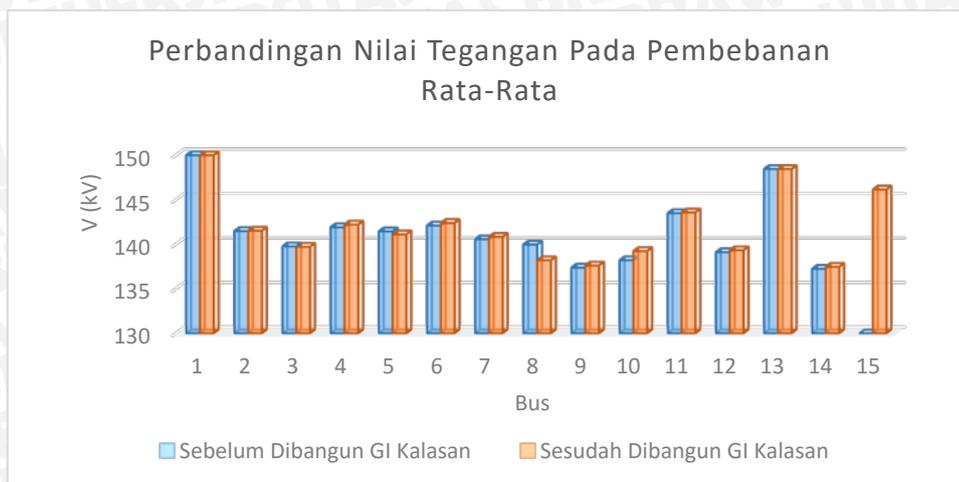
No.	Bus	Sebelum Dibangun GI Kalasan	Setelah Dibangun GI Kalasan
		Tegangan kV	Tegangan kV
1.	1	150,00	150,00
2.	2	141,47	141,51
3.	3	139,75	139,71
4.	4	141,90	142,20
5.	5	141,44	141,09
6.	6	142,09	142,38
7.	7	140,55	140,82
8.	8	139,96	138,19
9.	9	137,37	137,60
10.	10	138,20	139,22
11.	11	143,49	143,57
12.	12	139,10	139,32
13.	13	148,44	148,44
14.	14	137,23	137,46
15.	15	-	146,14

Tabel 4.18. Perbandingan Nilai Tegangan Pada Pembebanan Minimum

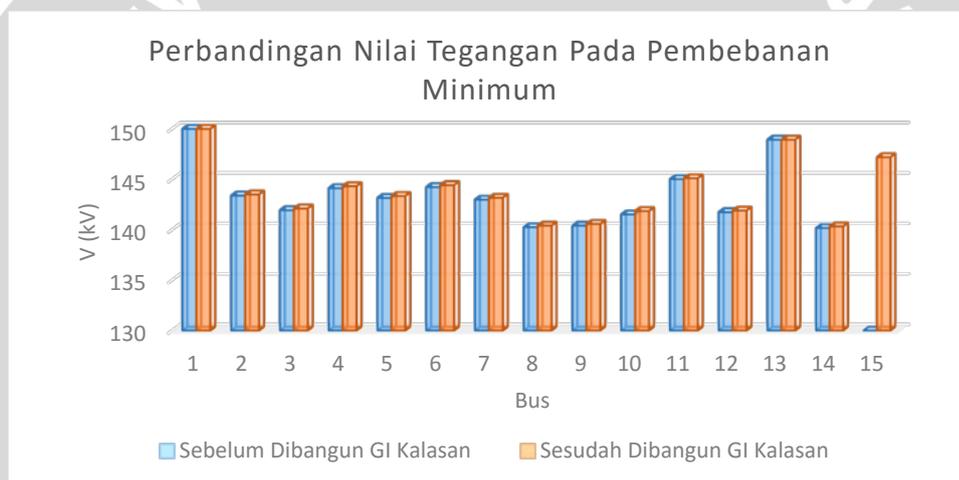
No.	Bus	Sebelum Dibangun GI Kalasan	Setelah Dibangun GI Kalasan
		Tegangan kV	Tegangan kV
1.	1	150,00	150,00
2.	2	143,39	143,50
3.	3	141,94	142,11
4.	4	144,12	144,32
5.	5	143,16	143,35
6.	6	144,23	144,42
7.	7	142,98	143,17
8.	8	140,25	140,41
9.	9	140,41	140,57
10.	10	141,52	141,85
11.	11	145,02	145,11
12.	12	141,74	141,90
13.	13	148,93	148,93
14.	14	140,17	140,33
15.	15	-	147,19



Gambar 4.12. Grafik Perbandingan Nilai Tegangan Pada Pembebanan Maksimum.



Gambar 4.13. Grafik Perbandingan Nilai Tegangan Pada Pembebanan Rata-Rata.



Gambar 4.14. Grafik Perbandingan Nilai Tegangan Pada Pembebanan Minimum.

Jika kita lihat dari hasil perbandingan tabel 4.16, 4.17 dan 4.18, besar tegangan setelah dibangun GI Kalasan menunjukkan kenaikan dibanding besar tegangan sebelum dibangun GI Kalasan. Hasil perbandingan tegangan ini menunjukkan adanya perbaikan tegangan pada sistem akibat dibangunnya GI Kalasan. Rata-rata kenaikan nilai tegangan pada beban maksimum adalah 1,93 kV, pada beban rata-rata adalah 0,04 kV dan untuk beban minimum adalah 0,15 kV.

4.6.2 Perbandingan Nilai Rugi-Rugi Daya

Perbandingan total rugi-rugi daya pada keadaan sebelum dan setelah dibangun GI Kalasan dapat dilihat pada tabel 4.19 dibawah ini.

Tabel 4.19. Total Rugi-Rugi Daya Pada Sistem 150 kV

No.	Beban	Rugi-Rugi Sebelum Dibangun GI Kalasan		Rugi-Rugi Setelah Dibangun GI Kalasan	
		MW	MVAR	MW	MVAR
1.	Maksimum	19,3	91,9	16,3	63,0
2.	Rata-Rata	14,1	68,2	12,6	57,5
3.	Minimum	8,5	40,8	7,6	34,6

Dapat dilihat pada hasil rugi-rugi di tabel 4.19 pada beban maksimum mengalami penurunan 3,0 MW dan 28,9 MVAR atau 30,94%, pada beban rata-rata mengalami penurunan 1,5 MW dan 10,7 MVAR atau 15,51% dan pada beban minimum mengalami penurunan 0,9 MW dan 6,2 MVAR atau 15,03%.

Sedangkan perbandingan rugi-rugi daya per saluran pada keadaan sebelum dan setelah dibangun GI Kalasan dengan pembebanan maksimum, rata-rata dan minimum berturut-turut dapat dilihat dalam tabel 4.20, 4.21, 4.22.

Tabel 4.20. Perbandingan Rugi-Rugi Daya Pada Pembebanan Maksimum

No.	Dari-Bus	Ke-Bus	Rugi-Rugi Pada Saluran			
			Sebelum Dibangun GI Kalasan		Setelah Dibangun GI Kalasan	
			MW	MVAR	MW	MVAR
1.	1	6	6,8	47,8	-	-
2.	1	11	6,0	21,2	8,6	30,2
3.	1	15	-	-	2,6	16,8
4.	2	3	0,1	0,8	0,0	0,0
5.	2	11	0,2	2,6	0,2	1,2
6.	3	5	0,2	0,4	0,3	1,5
7.	3	6	0,4	1,2	0,4	1,3
8.	4	6	0,0	0,0	0,0	0,0
9.	5	6	0,3	1,1	0,1	0,2
10.	6	7	0,4	1,5	0,1	0,5
11.	6	12	0,6	2,1	0,1	0,3
12.	6	15	-	-	2,2	14,8
13.	7	12	0,2	0,7	0,0	0,1
14.	9	8	0,0	0,1	0,0	0,0
15.	12	8	0,3	1,1	0,3	1,0
16.	12	9	0,2	0,7	0,2	0,7
17.	12	10	0,2	0,0	0,2	0,0
18.	12	11	2,4	8,2	0,2	0,4
19.	13	1	0,4	1,4	0,4	1,4
20.	14	12	0,4	1,0	0,4	1,0
Total Rugi Daya			19,3	91,9	16,3	63,0

Tabel 4.21. Perbandingan Rugi-Rugi Daya Pada Pembebanan Rata-Rata

No.	Dari-Bus	Ke-Bus	Rugi-Rugi Pada Saluran			
			Sebelum Dibangun GI Kalasan		Setelah Dibangun GI Kalasan	
			MW	MVAR	MW	MVAR
1.	1	6	5,0	36,2	-	-
2.	1	11	4,6	16,2	4,6	15,8
3.	1	15	-	-	2,4	16,4
4.	2	3	0,1	0,4	0,1	0,5
5.	2	11	0,2	1,6	0,2	1,0
6.	3	5	0,1	0,3	0,1	0,3
7.	3	6	0,2	0,6	0,2	1,0
8.	4	6	0,0	0,0	0,2	0,2
9.	5	6	0,1	0,1	0,2	0,7
10.	6	7	0,3	1,3	0,4	1,4
11.	6	12	0,5	1,8	0,5	1,9
12.	6	15	-	-	2,4	16,2
13.	7	12	0,2	0,5	0,2	0,7
14.	9	8	0,0	0,0	0,0	0,0
15.	12	8	0,2	0,6	0,3	0,9
16.	12	9	0,2	0,6	0,2	0,6
17.	12	10	0,2	0,0	0,2	0,0
18.	12	11	1,6	6,0	1,6	6,0
19.	13	1	0,4	1,0	0,4	1,0
20.	14	12	0,2	1,0	0,2	1,0
Total Rugi Daya			14,1	68,2	12,6	57,5

Tabel 4.22. Perbandingan Rugi-Rugi Daya Pada Pembebanan Minimum

No.	Dari-Bus	Ke-Bus	Rugi-Rugi Pada Saluran			
			Sebelum Dibangun GI Kalasan		Setelah Dibangun GI Kalasan	
			MW	MVAR	MW	MVAR
1.	1	6	2,8	19,6	-	-
2.	1	11	2,8	9,8	2,8	9,4
3.	1	15	-	-	1,4	9,6
4.	2	3	0,0	0,4	0,0	0,3
5.	2	11	0,2	1,2	0,2	1,2
6.	3	5	0,1	0,3	0,0	0,3
7.	3	6	0,2	0,6	0,2	0,7
8.	4	6	0,0	0,0	0,0	0,0
9.	5	6	0,2	0,6	0,1	0,5
10.	6	7	0,2	0,9	0,2	0,9
11.	6	12	0,3	1,3	0,4	1,4
12.	6	15	-	-	1,2	8,8
13.	7	12	0,1	0,6	0,1	0,6
14.	9	8	0,0	0,0	0,0	0,0
15.	12	8	0,1	0,4	0,1	0,4
16.	12	9	0,1	0,3	0,1	0,3
17.	12	10	0,0	0,0	0,0	0,0
18.	12	11	1,0	3,6	1,0	3,4
19.	13	1	0,2	0,6	0,2	0,6
20.	14	12	0,2	0,6	0,2	0,6
Total Rugi Daya			8,5	40,8	7,6	34,6

Dapat dilihat dari hasil perbandingan rugi-rugi daya pada tabel 4.20, 4.21 dan 4.22 bahwa rugi-rugi daya setelah dibangun GI Kalasan lebih kecil daripada sebelum dibangun GI Kalasan. Terjadi perubahan dari keadaan sebelum dibangun GI Kalasan yang rugi-rugi terbesarnya ada di saluran dari bus 1 ke bus 6. Saluran dari bus 1 ke bus 6 yang dipotong menjadi saluran dari bus 1 ke bus 15 dan saluran dari bus 6 ke bus 15 mempunyai rugi-rugi namun bukan merupakan rugi-rugi terbesar.

4.7 Keandalan Sistem Saat Terjadi Kontingensi

Kontingensi merupakan hal yang berbahaya untuk sistem dan dapat merugikan konsumen. Sistem dapat kehilangan keandalan dan selanjutnya menyebabkan pemadaman pada konsumen. Oleh karena itu suatu sistem harus dapat mempertahankan stabilitasnya ketika terjadi kontingensi di salah satu bagian dari sistem tersebut.

Pada bagian ini akan disimulasikan keadaan dari sistem Yogyakarta dan Jawa Tengah 150 kV ketika terjadi kontingensi setelah dibangunnya GI Kalasan. Keadaan kontingensi yang akan di simulasikan adalah *off*-nya beberapa saluran transmisi. Saluran transmisi yang akan di*off*-kan adalah salah satu saluran transmisi di bus 1 ke bus 15 dan salah satu saluran transmisi di bus 6 ke bus 15.

4.7.1 Kontingensi Pada Keadaan Setelah Dibangun GI Kalasan

GI Kalasan pada pembangunannya memotong saluran antara bus 1 dan bus 6 sehingga akan terdapat dua saluran. GI Kalasan sendiri dalam skripsi ini di nomorkan dengan bus 15. Dua saluran baru tersebut yaitu saluran dari bus 1 ke bus 15 dan saluran dari bus 6 ke bus 15. Simulasi kontingensi akan dilakukan pada kedua saluran tersebut dalam tiga keadaan beban yaitu beban maksimum, beban rata-rata dan beban minimum. Berikut adalah hasil dari simulasi yang dilakukan.

1. Saluran bus 1-15 di-*off*-kan

Hasil lengkap aliran daya saat saluran bus 1 ke bus 15 di-*off*-kan untuk beban maksimum, beban rata-rata dan beban minimum berturut-turut dapat dilihat pada tabel 4.23, 4.24 dan 4.25. Dimana aliran daya terbesar untuk beban maksimum, beban rata-rata dan beban minimum terdapat pada saluran bus 1 ke bus 15.

2. Saluran bus 6-15 di-*off*-kan

Hasil lengkap aliran daya saat saluran bus 6 ke bus 15 di-*off*-kan untuk beban maksimum, beban rata-rata dan beban minimum berturut-turut dapat dilihat pada tabel 4.26, 4.27 dan 4.28. Dimana aliran daya terbesar untuk beban maksimum, beban rata-rata dan beban minimum terdapat pada saluran bus 6 ke bus 15.

Tabel 4.23. Aliran Daya Pembebanan Maksimum Saat Terjadi Kontingensi Pada Saluran Dari Bus 1 Ke Bus 15

No.	Dari-Bus	Tegangan			Ke-Bus	Aliran Daya	
		kV	pu	Sudut (θ)		P (MW)	Q (MVAR)
1.	1	150,00	1,0000	0,0	11	184,5	99,9
					13	36,6	18,3
					15	308,3	206,2
2.	2	137,73	0,9182	-5,7	3	8,8	4,7
					11	-27,3	-13,3
3.	3	136,97	0,9131	-6,2	2	-8,8	-4,6
					5	-43,1	-20,6
					6	-32,8	-15,8
4.	4	139,68	0,9312	-4,8	6	-40,7	-19,7
5.	5	139,74	0,9316	-4,9	3	43,5	22,0
					6	-81,2	-40,3
6.	6	139,91	0,9327	-4,8	3	33,1	16,9
					4	40,7	19,7
					5	81,2	40,5
					7	22,8	21,1
					12	-1,2	9,3
7.	7	139,28	0,9285	-5,0	15	-132,6	-75,3
					6	-22,8	-21,0
8.	8	137,05	0,9136	-5,8	12	-16,2	1,9
					9	-8,0	-3,8
9.	9	137,48	0,9165	-5,6	12	-39,0	-18,9
					8	8,0	3,9
10.	10	139,28	0,9285	-4,7	12	-31,7	-15,5
					12	-15,3	-7,4
11.	11	139,64	0,9309	-4,6	1	-178,7	-79,0
					2	27,4	14,1
					12	127,5	53,4
12.	12	139,38	0,9292	-4,7	6	1,2	-9,3
					7	16,3	-1,9
					8	39,3	19,9
					9	31,9	16,2
					10	15,4	7,4
					11	-127,4	-53,0
13.	13	148,24	0,9883	-0,8	14	21,6	10,8
					1	-36,4	-17,6
14.	14	137,41	0,9160	-5,6	12	-21,4	-10,3
15.	15	143,11	0,9541	-3,2	1	-304,7	-180,0
					6	133,4	80,9
Total Rugi Daya						19,56	88,67

Tabel 4.24. Aliran Daya Pembebanan Rata-Rata Saat Terjadi Kontingensi Pada Saluran Dari Bus 1 Ke Bus 15

No.	Dari-Bus	Tegangan			Ke-Bus	Aliran Daya	
		kV	pu	Sudut (θ)		P (MW)	Q (MVAR)
1.	1	150,00	1,0000	0,0	11	134,8	74,3
					13	32,6	16,2
					15	326,0	215,9
2.	2	139,77	0,9318	-4,7	3	31,7	16,9
					11	-34,7	-17,6
3.	3	137,09	0,9139	-6,2	2	-31,5	-15,7
					5	-17,3	-8,1
					6	-25,5	-12,2
4.	4	139,17	0,9278	-5,2	6	-32,8	-15,9
5.	5	138,17	0,9212	-5,7	3	17,4	8,3
					6	-46,9	22,6
6.	6	139,36	0,9290	-5,2	3	25,7	12,9
					4	32,9	16,0
					5	47,1	23,2
					7	65,1	40,7
					12	43,9	29,9
7.	7	138,00	0,9200	-5,7	15	-145,4	-79,8
					6	-64,9	-39,7
					12	30,3	23,0
8.	8	134,66	0,8977	-7,1	9	-7,6	3,7
					12	-35,9	-17,3
9.	9	135,08	0,9005	-6,9	8	7,6	3,7
					12	-29,0	-14,1
10.	10	138,07	0,9117	-6,1	12	-13,9	-6,7
11.	11	142,24	0,9483	-3,3	1	-131,6	-63,0
					2	34,9	18,8
					12	74,4	33,5
12.	12	136,83	0,9122	-6,1	6	-43,5	-28,7
					7	-30,2	-22,6
					8	36,2	18,2
					9	29,2	14,7
					10	13,9	6,7
					11	-73,1	-28,7
13.	13	148,44	0,9896	-0,7	14	20,4	10,3
					1	-32,4	-15,7
14.	14	134,93	0,8995	-7,0	12	-20,3	-9,8
15.	15	142,79	0,9519	-3,4	1	-321,9	-186,9
					6	146,3	86,4
Total Rugi Daya						17,73	85,65

Tabel 4.25. Aliran Daya Pembebanan Minimum Saat Terjadi Kontingensi Pada Saluran Dari Bus 1 Ke Bus 15

No.	Dari-Bus	Tegangan			Ke-Bus	Aliran Daya	
		kV	pu	Sudut (θ)		P (MW)	Q (MVAR)
1.	1	150,00	1,0000	0,0	11	103,9	54,4
					13	22,4	11,1
					15	243,8	153,2
2.	2	142,29	0,9486	-3,6	3	24,5	13,0
					11	-27,3	-13,8
3.	3	140,26	0,9351	-4,7	2	-24,4	-12,3
					5	-16,7	-7,8
					6	-23,2	-11,1
4.	4	142,17	0,9478	-3,8	6	-19,2	-9,3
5.	5	141,28	0,9419	-4,3	3	16,7	8,0
					6	-40,6	-19,5
6.	6	142,28	0,9485	-3,8	3	23,4	11,6
					4	19,2	9,3
					5	40,7	19,9
					7	55,2	33,5
					12	39,1	25,3
7.	7	141,17	0,9412	-4,2	15	-109,7	-60,0
					6	-55,0	-32,8
8.	8	138,65	0,9243	-5,3	12	28,8	20,1
					9	-3,0	-1,4
9.	9	138,81	0,9254	-5,2	12	-25,5	-12,4
					8	3,0	1,4
10.	10	140,02	0,9339	-4,7	12	-22,8	-11,1
					12	-11,8	-5,7
11.	11	144,19	0,9612	-2,5	1	-102,1	-47,8
					2	27,4	14,5
					12	57,0	24,8
12.	12	140,15	0,9343	-4,6	6	-38,8	-24,4
					7	-28,8	-19,8
					8	25,7	12,8
					9	22,9	11,4
					10	11,8	5,7
					11	-56,2	-22,1
13.	13	148,93	0,9238	-0,5	14	17,5	8,7
					1	-22,3	-10,8
14.	14	138,57	0,9929	-5,3	12	-17,4	-8,4
15.	15	144,80	0,9653	-2,5	1	-241,6	-137,5
					6	110,2	63,6
Total Rugi Daya						10,18	48,55

Tabel 4.26. Aliran Daya Pembebanan Maksimum Saat Terjadi Kontingensi Pada Saluran Dari Bus 6 Ke Bus 15

No.	Dari-Bus	Tegangan			Ke-Bus	Aliran Daya	
		kV	pu	Sudut (θ)		P (MW)	Q (MVAR)
1.	1	150,00	1,0000	0,0	11	183,5	99,5
					13	36,6	18,3
					15	155,1	102,4
2.	2	137,78	0,9185	-5,7	3	8,6	4,6
					11	-27,2	-13,3
3.	3	137,03	0,9135	-6,1	2	-8,6	-4,5
					5	-43,2	-20,7
					6	-32,9	-15,8
4.	4	139,75	0,9317	-4,8	6	-40,7	-19,7
5.	5	139,81	0,9321	-4,8	3	43,6	22,1
					6	-81,3	-40,4
6.	6	139,98	0,9332	-4,8	3	33,2	17,0
					4	40,7	19,7
					5	81,3	40,5
					7	23,7	21,3
					12	-0,3	9,5
7.	7	139,34	0,9289	-4,9	15	-267,3	-151,0
					6	-23,6	-21,1
8.	8	137,09	0,9140	-5,8	12	-15,4	2,1
					9	-8,0	-3,8
9.	9	137,53	0,9168	-5,6	12	-39,0	-18,9
					8	8,0	3,9
10.	10	139,34	0,9289	-4,7	12	-31,7	-15,5
					12	-15,3	-7,4
11.	11	139,68	0,9312	-4,6	1	-177,6	-78,8
					2	27,3	14,0
					12	127,0	53,3
12.	12	139,42	0,9295	-4,7	6	0,3	-9,4
					7	15,4	-2,0
					8	39,3	19,9
					9	31,9	16,2
					10	15,4	7,4
					11	-3,5	-1,5
13.	13	148,24	0,9164	-0,8	14	21,6	10,8
					1	-36,4	-17,6
14.	14	137,45	0,9883	-5,6	12	-21,4	-10,3
15.	15	146,52	0,9768	-1,6	1	-154,2	-95,9
					6	270,5	173,4
Total Rugi Daya						19,25	86,50

Tabel 4.27. Aliran Daya Pembebanan Rata-Rata Saat Terjadi Kontingensi Pada Saluran Dari Bus 6 Ke Bus 15

No.	Dari-Bus	Tegangan			Ke-Bus	Aliran Daya	
		kV	pu	Sudut (θ)		P (MW)	Q (MVAR)
1.	1	150,00	1,0000	0,0	11	134,6	74,3
					13	32,6	16,2
					15	163,2	107,2
2.	2	139,77	0,9318	-4,7	3	31,5	16,9
					11	-34,7	-17,6
3.	3	137,08	0,9139	-6,2	2	-31,4	-15,8
					5	-17,4	-8,1
					6	-25,5	-12,2
4.	4	139,16	0,9278	-5,2	6	-32,8	-15,9
5.	5	138,17	0,9211	-5,7	3	17,4	8,3
					6	-47,0	-22,6
6.	6	139,35	0,9290	-5,2	3	25,7	12,8
					4	32,9	16,0
					5	47,1	23,2
					7	65,3	40,6
					12	44,0	29,8
7.	7	138,00	0,9200	-5,7	15	-291,2	-159,4
					6	30,5	22,9
8.	8	134,66	0,8977	-7,1	12	-65,0	-39,6
					9	-7,6	-3,7
9.	9	135,08	0,9005	-6,9	12	-35,9	-17,3
					8	7,6	3,7
10.	10	137,02	0,9116	-6,1	12	-29,0	-14,1
					12	-13,9	-6,7
11.	11	142,24	0,9483	-3,3	1	-131,4	-63,1
					2	34,9	18,8
					12	74,3	33,5
12.	12	136,83	0,9122	-6,1	6	-43,7	-28,6
					7	-30,4	-22,5
					8	36,2	18,2
					9	29,2	14,7
					10	13,9	6,7
					11	-72,9	-28,7
13.	13	148,44	0,8995	-0,7	14	20,4	10,3
14.	14	134,93	0,9896	-6,9	1	-32,4	-15,7
15.	15	146,35	0,9757	-1,7	12	-20,3	-9,8
					1	-162,1	-100,0
Total Rugi Daya					6	295,0	185,8
						17,59	84,23

Tabel 4.28. Aliran Daya Pembebanan Minimum Saat Terjadi Kontingensi Pada Saluran Dari Bus 6 Ke Bus 15

No.	Dari-Bus	Tegangan			Ke-Bus	Aliran Daya	
		kV	pu	Sudut (θ)		P (MW)	Q (MVAR)
1.	1	150,00	1,0000	0,0	11	103,8	54,4
					13	22,4	11,1
					15	122,0	76,2
2.	2	142,29	0,9486	-3,6	3	24,4	13,0
					11	-27,3	-13,8
3.	3	140,25	0,9350	-4,7	2	-24,3	-12,3
					5	-16,7	-7,7
					6	-23,3	-11,1
4.	4	142,16	0,9477	-3,8	6	-19,2	-9,3
5.	5	141,27	0,9418	-4,2	3	16,7	7,9
					6	-40,6	-19,5
6.	6	142,27	0,9484	-3,8	3	23,4	11,6
					4	19,2	9,3
					5	40,7	19,9
					7	55,2	33,4
					12	39,2	25,3
7.	7	141,16	0,9411	-4,2	15	-219,6	-119,9
					6	-55,1	-32,7
8.	8	138,64	0,9243	-5,3	12	28,9	20,1
					9	-3,0	-1,4
9.	9	138,80	0,9253	-5,2	12	-25,5	-12,4
					8	3,0	1,4
10.	10	140,04	0,9338	-4,6	12	-22,8	-11,1
					12	-11,8	-5,7
11.	11	144,18	0,9612	-2,5	1	-102,0	-47,9
					2	27,4	14,5
					12	56,9	24,9
12.	12	140,14	0,9343	-4,6	6	-38,9	-24,4
					7	-28,8	-19,8
					8	25,7	12,8
					9	22,9	11,4
					10	11,8	5,7
					11	-56,2	-22,2
13.	13	148,93	0,9237	-0,5	14	17,5	8,7
					1	-22,3	-10,8
14.	14	138,56	0,9929	-5,3	12	-17,4	-8,4
15.	15	147,38	0,9825	-1,2	1	-121,4	-72,2
					6	221,7	134,2
Total Rugi Daya						10,11	47,83

Dari hasil simulasi diatas selanjutnya dapat dibandingkan dengan hasil simulasi dari keadaan normal untuk mengetahui perubahan tegangannya. Tabel hasil perbandingan tegangan pada keadaan normal dan keadaan terjadi kontingensi pada saluran secara berturut-turut untuk beban maksimum, beban rata-rata dan beban minimum terdapat pada tabel 4.29, 4.30 dan 4.31 dan untuk grafiknya secara berturut-turut terdapat pada gambar 4.15, 4.16 dan 4.17.

Tabel 4.29. Perbandingan Nilai Tegangan Beban Maksimum Pada Keadaan Normal dan Terjadi Kontingensi Pada Saluran Bus 1-15 dan 6-15

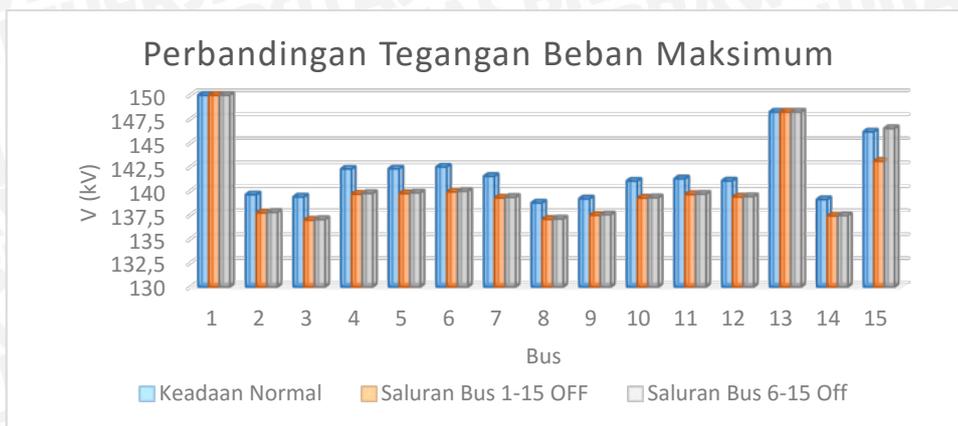
No.	Bus	Saluran Bus 1-15 dan 6-15 Normal	Saluran Bus 1-15 Kontingensi	Saluran Bus 6-15 Kontingensi
		Tegangan kV	Tegangan kV	Tegangan kV
1.	1	150,00	150,00	150,00
2.	2	139,61	137,73	137,78
3.	3	139,38	136,97	137,03
4.	4	142,29	139,68	139,75
5.	5	142,32	139,74	139,81
6.	6	142,51	139,91	139,98
7.	7	141,53	139,28	139,34
8.	8	138,76	137,05	137,09
9.	9	139,19	137,48	137,53
10.	10	141,04	139,26	139,30
11.	11	141,27	139,64	139,68
12.	12	141,06	139,38	139,42
13.	13	148,24	148,24	148,24
14.	14	139,11	137,41	137,45
15.	15	146,17	143,11	146,52

Tabel 4.30. Perbandingan Nilai Tegangan Beban Rata-Rata Pada Keadaan Normal dan Terjadi Kontingensi Pada Saluran Bus 1-15 dan 6-15

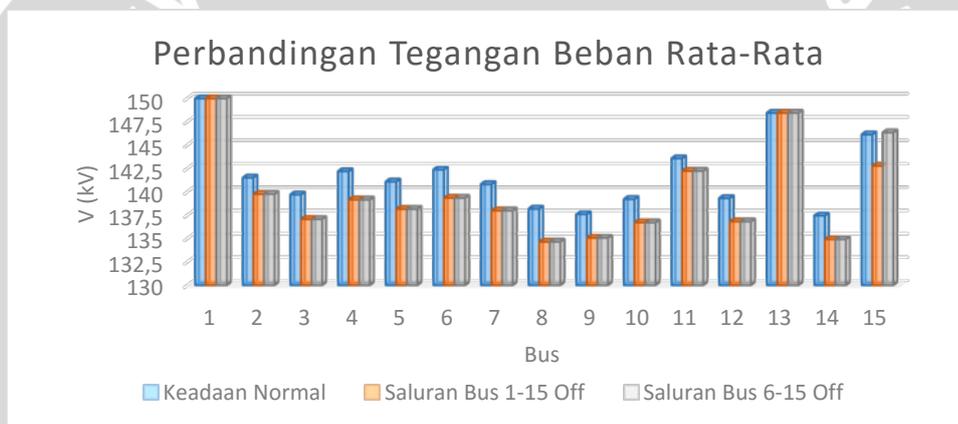
No.	Bus	Saluran Bus 1-15 dan 6-15 Normal	Saluran Bus 1-15 Kontingensi	Saluran Bus 6-15 Kontingensi
		Tegangan	Tegangan	Tegangan
		kV	kV	kV
1.	1	150,00	150,00	150,00
2.	2	141,51	139,77	139,77
3.	3	139,71	137,09	137,08
4.	4	142,20	139,17	139,16
5.	5	141,09	138,17	138,17
6.	6	142,38	139,36	139,35
7.	7	140,82	138,00	138,00
8.	8	138,19	134,66	134,66
9.	9	137,60	135,08	135,08
10.	10	139,22	136,73	136,71
11.	11	143,57	142,24	142,24
12.	12	139,32	136,83	136,83
13.	13	148,44	148,44	148,44
14.	14	137,46	134,93	134,93
15.	15	146,14	142,79	146,35

Tabel 4.31. Perbandingan Nilai Tegangan Beban Minimum Pada Keadaan Normal dan Terjadi Kontingensi Pada Saluran Bus 1-15 dan 6-15

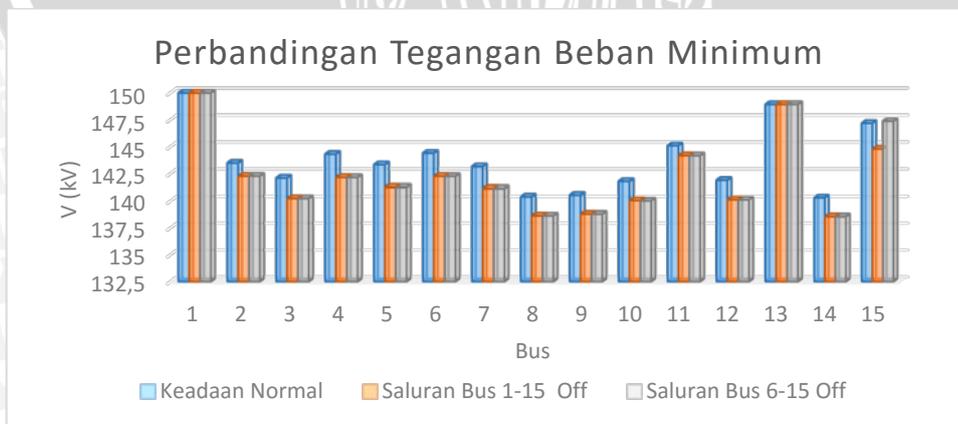
No.	Bus	Saluran Bus 1-15 dan 6-15 Normal	Saluran Bus 1-15 Kontingensi	Saluran Bus 6-15 Kontingensi
		Tegangan	Tegangan	Tegangan
		kV	kV	kV
1.	1	150,00	150,00	150,00
2.	2	143,50	142,29	142,29
3.	3	142,11	140,26	140,25
4.	4	144,32	142,17	142,16
5.	5	143,35	141,28	141,27
6.	6	144,42	142,28	142,27
7.	7	143,17	141,17	141,16
8.	8	140,41	138,65	138,64
9.	9	140,57	138,81	138,80
10.	10	141,80	140,07	140,04
11.	11	145,11	144,19	144,18
12.	12	141,90	140,15	140,14
13.	13	148,93	148,93	148,93
14.	14	140,33	138,57	138,56
15.	15	147,19	144,80	147,38



Gambar 4.15. Grafik Perbandingan Tegangan Beban Maksimum Keadaan Normal dan Terjadi Kontingensi Pada Saluran Bus 1-15 dan 6-15.



Gambar 4.16. Grafik Perbandingan Tegangan Beban Rata-Rata Keadaan Normal dan Terjadi Kontingensi Pada Saluran Bus 1-15 dan 6-15



Gambar 4.17. Grafik Perbandingan Tegangan Beban Minimum Keadaan Normal dan Terjadi Kontingensi Pada Saluran Bus 1-15 dan 6-15

Dari hasil perbandingan tegangan pada tabel 4.29, 4.30 dan 4.31 dapat diketahui bahwa nilai tegangan pada saat terjadi kontingensi di kedua saluran lebih kecil daripada nilai tegangan saat keadaan normal. Turunnya nilai tegangan pada saat kontingensi terjadi karena hanya satu saluran yang bekerja mengalirkan daya listrik untuk beban yang tetap. Beban yang awalnya ditanggung oleh dua saluran ketika terjadi kontingensi menjadi ditanggung oleh satu saluran saja.

Rata-rata penurunan nilai tegangan saat terjadi kontingensi di saluran dari bus 1 ke bus 15 dan dari bus 6 ke bus 15 secara berturut-turut pada beban maksimum yaitu 1,84 kV dan 1,57 kV, pada beban rata-rata adalah 2,29 kV dan 2,06 kV dan pada beban minimum adalah 1,57 kV dan 1,40 kV.

4.7.2 Rugi-Rugi Daya Pada Keadaan Terjadi Kontingensi

Rugi-rugi daya yang terjadi pada keadaan salah satu saluran transmisi *off* dengan keadaan normal tentu saja berbeda, untuk itu kita harus mengetahui seberapa besar rugi-rugi yang terjadi pada sistem. Tabel 4.32 akan menunjukkan total rugi-rugi pada saat terjadi kontingensi di tiga keadaan beban.

Tabel 4.32. Total Rugi-Rugi Daya Saat Terjadi Kontingensi

No.	Beban	Satu Saluran 1-15 Off		Satu Saluran 6-15 Off	
		MW	MVAR	MW	MVAR
1.	Maksimum	19,56	88,67	19,25	86,50
2.	Rata-Rata	17,73	85,65	17,59	84,23
3.	Minimum	10,18	48,55	10,11	47,83

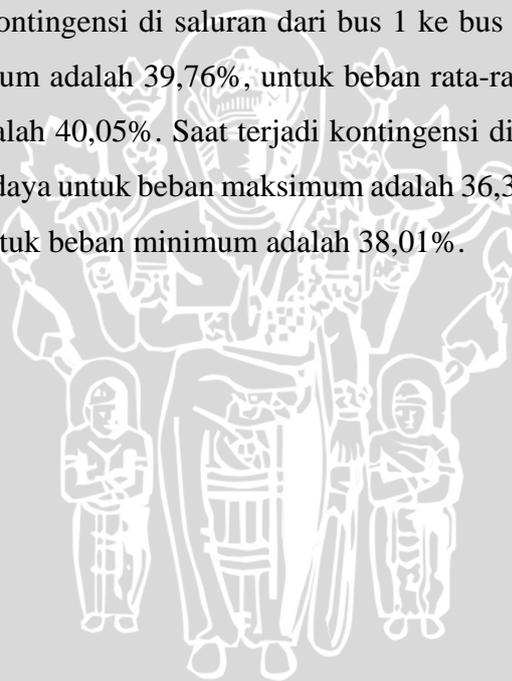
Setelah didapatkan hasil dari rugi-rugi daya pada saat terjadi kontingensi maka yang selanjutnya akan kita lakukan adalah membandingkannya dengan hasil rugi-rugi daya pada keadaan normal. Berikut akan ditabelkan hasil perbandingannya dengan perbandingan saat kontingensi di saluran dari bus 1 ke bus 15 dan di saluran dari bus 6 ke bus 15 pada tabel 4.33.

Tabel 4.33. Perbandingan Rugi-Rugi Daya Saat Keadaan Normal dan Saat Kontingensi di Saluran 1-15 dan 6-15

No.	Beban	Keadaan Normal		Keadaan Kontingensi			
		Semua Saluran On		Satu Saluran 1-15 Off		Satu Saluran 6-15 Off	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
1.	Maksimum	16,3	63,0	19,56	88,67	19,25	86,50
2.	Rata-Rata	12,6	57,5	17,73	85,65	17,59	84,23
3.	Minimum	7,6	34,6	10,18	48,55	10,11	47,83

Dari dua keadaan pada tabel 4.33, terlihat bahwa rugi-rugi yang dialami oleh saluran transmisi mengalami kenaikan. Kenaikan rugi-rugi daya ini disebabkan oleh salah satu saluran transmisi dalam keadaan *off* sehingga hanya satu saluran yang menanggung keseluruhan beban.

Pada saat terjadi kontingensi di saluran dari bus 1 ke bus 15 kenaikan rugi-rugi daya untuk beban maksimum adalah 39,76%, untuk beban rata-rata adalah 48,61% dan untuk beban minimum adalah 40,05%. Saat terjadi kontingensi di saluran dari bus 6 ke bus 15 kenaikan rugi-rugi daya untuk beban maksimum adalah 36,39%, untuk beban rata-rata adalah 46,17% dan untuk beban minimum adalah 38,01%.



BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

1. Nilai tegangan pada keadaan setelah dibangun GI Kalasan mengalami kenaikan dari saat keadaan sebelum dibangun GI Kalasan. Rata-rata kenaikan nilai tegangan pada beban maksimum adalah 1,93 kV, pada beban rata-rata adalah 0,04 kV dan untuk beban minimum adalah 0,15 kV.
2. Total rugi-rugi daya mengalami penurunan pada keadaan setelah dibangun GI Kalasan dari keadaan sebelum dibangun GI Kalasan yaitu pada beban maksimum mengalami penurunan 30,94%, pada beban rata-rata mengalami penurunan 15,51% dan pada beban minimum mengalami penurunan 15,03%.
3. Nilai tegangan pada saat terjadi kontingensi mengalami penurunan dari saat keadaan normal. Rata-rata penurunan nilai tegangan saat terjadi kontingensi di saluran dari bus 1 ke bus 15 dan dari bus 6 ke bus 15 secara berturut-turut pada beban maksimum adalah 1,84 kV dan 1,57 kV, pada beban rata-rata adalah 2,29 kV dan 2,06 kV dan untuk beban minimum adalah 1,57 kV dan 1,40 kV.
4. Saat terjadi kontingensi di saluran dari bus 1 ke bus 15 kenaikan rugi-rugi daya untuk beban maksimum adalah 39,76%, untuk beban rata-rata adalah 48,61% dan untuk beban minimum adalah 40,05%. Saat terjadi kontingensi di saluran dari bus 6 ke bus 15 kenaikan rugi-rugi daya untuk beban maksimum adalah 36,39%, untuk beban rata-rata adalah 46,17% dan untuk beban minimum adalah 38,01%.

5.2 Saran

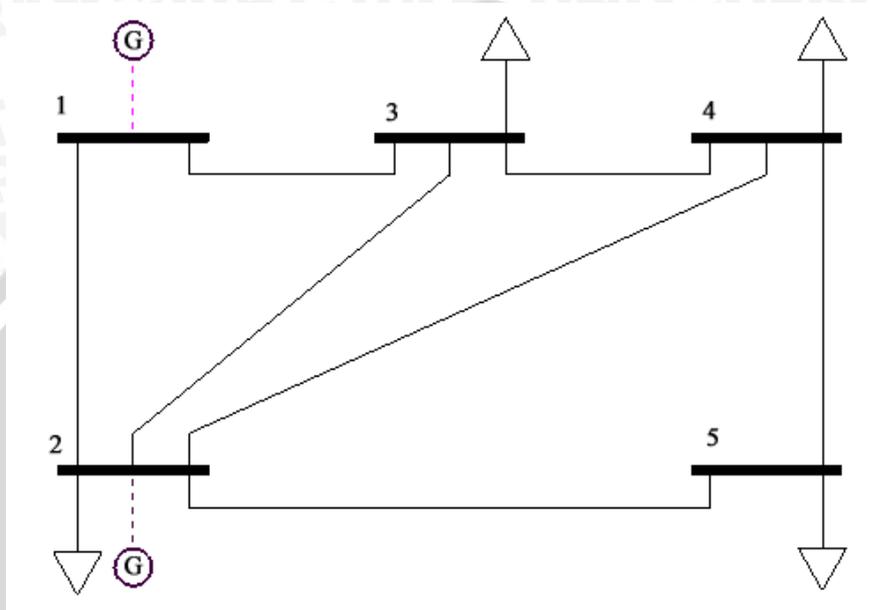
1. Perlu diadakan penelitian lebih lanjut terhadap besar tegangan dan rugi-rugi daya pada sistem di tahun-tahun selanjutnya untuk mengetahui apakah keadaan sistem akan semakin baik atau tidak.
2. Perlu diadakan penelitian lebih lanjut tentang penambahan trafo atau kapasitor bank untuk memperbaiki nilai tegangan dan mengurangi rugi-rugi daya pada sistem.
3. Perlu diadakan penelitian lebih lanjut untuk operasi sistem saat terjadi gangguan.

DAFTAR PUSTAKA

- Arrillaga, J. & Arnold, C.P. 1990. *Computer Analysis of Power Systems*. Chichester : John Wiley & Sons Ltd.
- Grainger, John J. & Stevenson, William D. 1994. *Power System Analysis*. Singapore: Mcgraw-Hill.
- Harun, Ervan Hasan. 2012. *Analisis Tegangan Setiap Bus Pada Sistem Tenaga Listrik Gorontalo Melalui Simulasi Aliran Daya*. Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Negeri Gorontalo.
- K, Unggul Dzackiy & Bambang Winardi. Tanpa Tahun. *Simulasi Aliran Daya Pada Penyulang 2 Gardu Induk Rawalo Dengan Menggunakan Software ETAP 7.0*. Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro, Semarang, Indonesia.
- PT. PLN (Persero). 1987. *SPLN 72: Spesifikasi Desain Untuk Jaringan Tegangan Menengah (JTM) dan Jaringan Tegangan Rendah (JTR)*. PLN.
- PT. PLN (Persero). 2010. *Buku 1: Kriteria Disain Enjineriing Konstruksi Jaringan Distribusi Tenaga Listrik*. PLN.
- Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. 2007. *Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali*. Kementerian ESDM.
- PT. PLN (Persero). 2012. *Ringkasan Eksekutif RUPTL PT PLN (Persero) 2013-2022*. PLN.
- PT. PLN (Persero). *SUTT/SUTET*. 23 Januari 2015. www.pln.co.id/p3bjawabali/?p=454.
- Saadat, Hadi. 1999. *Power System Analysis*. United States of America: Mcgraw-Hill.
- Shidiq, Mahfudz. 2009. *Operasi Sistem Daya Elektrik*. Malang: Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Brawijaya.
- Shidiq, Mahfudz. 2013. *Bahan Ajar Kuliah Analisis Sistem Daya 1: Relasi Arus dan Tegangan Pada Saluran Transmisi*. Malang: Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Brawijaya.
- Suswanto, Daman. *Konsep Dasar Jaringan Distribusi*. 15 Januari 2015. <https://daman48.files.wordpress.com/2010/11/materi-1-konsep-distribusi.pdf>.
- Suyono, Hadi. Tanpa Tahun. *Load Flow Analysis in: Advanced Power System Analysis*. Malang: Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Brawijaya.
- Stagg, Glenn W. & El-Abiad, Ahmed H. 1968. *Computer Methods in Power System Analysis*. Tokyo: McGraw-Hill Kogakusha, Ltd.

LAMPIRAN

Lampiran 1. Contoh Perhitungan Menggunakan Metode Newton Raphson



Dengan bus 1 sebagai *slack*, gunakan metode Newton-Raphson untuk menyelesaikan persoalan aliran daya diatas dengan toleransi 0.01 pu pada perubahan daya aktif dan daya reaktifnya.

Diketahui:

Impedansi saluran transmisi dan admitansi *line charging* dalam pu dengan *base* daya 100 kVA diberikan pada tabel 1. Besar beban, pembangkitan pada generator dan tegangan yang diasumsikan dalam satuan pu diberikan pada tabel 2.

Tabel 1. Nilai impedansi saluran dan *line charging*

Kode Bus (p-q)	Impedansi (Z_{pq})	<i>Line Charging</i> ($Y_c/2$)
1-2	0,02+j0,06	0,0+j0,030
1-3	0,08+j0,24	0,0+j0,025
2-3	0,06+j0,18	0,0+j0,020
2-4	0,06+j0,18	0,0+j0,020
2-5	0,04+j0,12	0,0+j0,015
3-4	0,01+j0,03	0,0+j0,010
4-5	0,08+j0,24	0,0+j0,025



Tabel 2. Nilai tegangan awal dan pembebanan

Kode Bus (p)	E_p	Generator		Beban	
		P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	$1,06+j0,0$	0	0	0	0
2	$1,0+j0,0$	40	30	20	10
3	$1,0+j0,0$	0	0	45	15
4	$1,0+j0,0$	0	0	40	5
5	$1,0+j0,0$	0	0	60	10

Penyelesaian:

Persamaan matriks untuk solusi aliran daya menggunakan metode Newton-Raphson adalah

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix}$$

Persamaan ini tidak termasuk *slack bus*. Perubahan pada bus daya diperoleh dari

$$\Delta P_p = P_{p(diketahui)} - P_p$$

$$\Delta Q_p = Q_{p(diketahui)} - Q_p$$

Dimana $P_{p(diketahui)}$ dan $Q_{p(diketahui)}$ adalah besar daya pada bus dalam satuan pu yang diperoleh dari tabel 2. Besar daya yang dihitung diperoleh dari persamaan

$$P_i = \sum_{k=1}^n [e_i(e_k G_{ik} + f_k B_{ik}) + f_i(f_k G_{ik} - e_k B_{ik})]$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n [f_i(e_k G_{ik} + f_k B_{ik}) - e_i(f_k G_{ik} - e_k B_{ik})]$$

Sehingga daya aktif dan reaktif pada bus 2 adalah

$$\begin{aligned} P_2 &= [1,0(1,06(-5) + 0,0(-15)) + 0,0(0,0(-5) - 1,06(-15))] \\ &+ [1,0(1,0(10,8333) + 0,0(32,4150)) + 0,0(0,0(10,8333) - 1,0(32,4150))] \\ &+ [1,0(1,0(-1,6667) + 0,0(-5)) + 0,0(0,0(-1,6667) - 1,0(-5))] \\ &+ [1,0(1,0(-1,6667) + 0,0(-5)) + 0,0(0,0(-1,6667) - 1,0(-5))] \\ &+ [1,0(1,0(-2,5) + 0,0(-7,5)) + 0,0(0,0(-2,5) - 1,0(-7,5))] \\ &= -0,3 \end{aligned}$$



Dan

$$\begin{aligned}
 Q_2 &= [0,0(1,06(-5) + 0,0(-15)) - 1,0(0,0(-5) - 1,06(-15))] \\
 &+ [0,0(1,0(10,8333) + 0,0(32,4150)) - 1,0(0,0(10,8333) - 1,0(32,4150))] \\
 &+ [0,0(1,0(-1,6667) + 0,0(-5)) - 1,0(0,0(-1,6667) - 1,0(-5))] \\
 &+ [0,0(1,0(-1,6667) + 0,0(-5)) - 1,0(0,0(-1,6667) - 1,0(-5))] \\
 &+ [0,0(1,0(-2,5) + 0,0(-7,5)) - 1,0(0,0(-2,5) - 1,0(-7,5))] \\
 &= -0,985
 \end{aligned}$$

Dengan cara perhitungan yang sama maka didapat daya untuk bus 3, 4 dan 5 adalah

$$\begin{aligned}
 P_3 &= -0,075 & Q_3 &= -0,28 \\
 P_4 &= 0,0 & Q_4 &= -0,055 \\
 P_5 &= 0,0 & Q_5 &= -0,04
 \end{aligned}$$

Perubahan besar daya aktif dan reaktif pada bus 2 adalah

$$\begin{aligned}
 \Delta P_2 &= 0,2 - (-0,3) = 0,5 \\
 \Delta Q_2 &= 0,2 - (-0,985) = 1,185
 \end{aligned}$$

Dengan cara perhitungan yang sama maka perubahan besar daya untuk bus 3, 4 dan 5 adalah

$$\begin{aligned}
 \Delta P_3 &= -0,375 & \Delta Q_3 &= 0,13 \\
 \Delta P_4 &= -0,4 & \Delta Q_4 &= 0,005 \\
 \Delta P_5 &= -0,6 & \Delta Q_5 &= -0,06
 \end{aligned}$$

Arus yang mengalir pada bus dibutuhkan untuk mencari elemen Jakobian. Persamaan untuk menghitung arus yang dibutuhkan adalah

$$\begin{aligned}
 I_i &= \frac{P_i - jQ_i}{(E_i)^*} \\
 I_2 &= \frac{-0,3 - j(-0,985)}{1,0 - j0,0} = -0,3 + j0,985
 \end{aligned}$$

Sehingga komponen arus untuk bus 2 adalah

$$\begin{aligned}
 c_2 &= -0,3 & d_2 &= 0,985
 \end{aligned}$$

Komponen arus untuk bus 3, 4 dan 5 dihitung dengan menggunakan persamaan yang sama sehingga didapatkan

$$c_3 = -0,075$$

$$d_3 = 0,28$$

$$c_4 = 0,0$$

$$d_4 = 0,055$$

$$c_5 = 0,0$$

$$d_5 = 0,04$$

Elemen Jakobian dihitung menggunakan tegangan, arus dan matriks admitansi suatu bus. Elemen diagonal pada baris pertama J_1 dihitung dengan menggunakan persamaan

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_i} = e_i G_{ii} - f_i B_{ii} + c_i$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial e_2} = 1,0(10,8333) - 0,0(32,415) + (-0,3) = 10,5333$$

Dan elemen off-diagonalnya

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_k} = e_i G_{ik} - f_i B_{ik}$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial e_3} = 1,0(-1,6667) - 0,0(-5) = -1,6667$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial e_4} = 1,0(-1,6667) - 0,0(-5) = -1,6667$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial e_5} = 1,0(-2,5) - 0,0(-7,5) = -2,5$$

Elemen diagonal pada baris pertama J_2 dihitung dengan menggunakan persamaan

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_i} = e_i B_{ii} + f_i G_{ii} + d_i$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial f_2} = 1,0(32,415) - 0,0(10,8333) + (-0,985) = 33,4$$

Dan elemen off-diagonalnya

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_k} = e_i B_{ik} + f_i G_{ik}$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial f_3} = 1,0(-5) + 0,0(-1,6667) = -5$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial f_4} = 1,0(-5) + 0,0(-1,6667) = -5$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial f_5} = 1,0(-7,5) + 0,0(-2,5) = -7,5$$

Elemen diagonal pada baris pertama J_3 dihitung dengan menggunakan persamaan

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_i} = e_i B_{ii} + f_i G_{ii} - d_i$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial e_2} = 1,0(32,415) + 0,0(10,8333) + (-0,985) = 31,43$$

Dan elemen off-diagonalnya

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_k} = f_i G_{ik} + e_i B_{ik}$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial e_3} = 0,0(-1,6667) + 1,0(-5) = -5$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial e_4} = 0,0(-1,6667) + 1,0(-5) = -5$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial e_5} = 0,0(-2,5) + 1,0(-7,5) = -7,5$$

Elemen diagonal pada baris pertama J_4 dihitung dengan menggunakan persamaan

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_i} = -e_i G_{ii} + f_i B_{ii} + c_i$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial f_2} = -1,0(10,8333) + 0,0(32,415) + (-0,3) = -11,1333$$

Dan elemen off-diagonalnya

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_k} = f_i B_{ik} - e_i G_{ik}$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial f_3} = 0,0(-5) - 1,0(-1,6667) = 1,6667$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial f_4} = 0,0(-5) - 1,0(-1,6667) = 1,6667$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial f_5} = 0,0(-7,5) - 1,0(-2,5) = 2,5$$

Dengan mengulangi perhitungan yang sama untuk elemen pada baris yang lain maka didapatkan matriks Jakobiannya adalah

$J =$

$$\begin{bmatrix} 10,5333 & -1,6667 & -1,6667 & -2,5000 & 33,4000 & -5,0000 & -5,0000 & -7,5000 \\ -1,6667 & 12,8417 & -10,0000 & 0,0000 & -5,0000 & 38,9750 & -30,0000 & 0,0000 \\ -1,6667 & -10,0000 & 12,9167 & -1,2500 & -5,0000 & -30,0000 & 38,7500 & -3,7500 \\ -2,5000 & 0,0000 & -1,2500 & 3,7500 & -7,5000 & 0,0000 & -3,7500 & 11,2500 \\ 31,4300 & -5,0000 & -5,0000 & -7,5000 & -11,1333 & 1,6667 & 1,6667 & 2,5000 \\ -5,0000 & 38,4150 & 38,4150 & 0,0000 & 1,6667 & -12,9917 & 10,0000 & 0,0000 \\ -5,0000 & -30,0000 & -30,0000 & -3,7500 & 1,6667 & 10,0000 & -12,9917 & 1,2500 \\ -7,5000 & 0,0000 & 0,0000 & 11,1700 & 2,5000 & 0,0000 & 1,2500 & -3,7500 \end{bmatrix}$$

Untuk mendapatkan nilai perubahan tegangan dapat menggunakan persamaan

$$\frac{\Delta e}{\Delta f} = J^{-1} \frac{\Delta P}{\Delta Q}$$

dimana invers Jakobiannya adalah

$$J^{-1} = \begin{bmatrix} 0,0183 & 0,0140 & 0,0149 & 0,0173 & 0,0548 & 0,0421 & 0,0448 & 0,0518 \\ 0,0140 & 0,0317 & 0,0282 & 0,0189 & 0,0421 & 0,0950 & 0,0847 & 0,0566 \\ 0,0149 & 0,0282 & 0,0337 & 0,0213 & 0,0448 & 0,0847 & 0,1010 & 0,0639 \\ 0,0172 & 0,0189 & 0,0213 & 0,0458 & 0,0518 & 0,0566 & 0,0639 & 0,1367 \\ 0,0477 & 0,0350 & 0,0375 & 0,0443 & -0,0163 & -0,0121 & -0,0130 & -0,0153 \\ 0,0350 & 0,0857 & 0,0755 & 0,0485 & -0,0121 & -0,0293 & -0,0260 & -0,0169 \\ 0,0375 & 0,0755 & 0,0919 & 0,0556 & -0,0130 & -0,0260 & -0,0315 & -0,0193 \\ 0,0443 & 0,0485 & 0,0556 & 0,1280 & -0,0153 & -0,0169 & -0,0193 & -0,0436 \end{bmatrix}$$

Perubahan tegangannya menjadi

$$\frac{\Delta e}{\Delta f} = \begin{bmatrix} 0,0550 \\ 0,0318 \\ 0,0314 \\ 0,0265 \\ -0,0508 \\ -0,912 \\ -0,0975 \\ -0,1128 \end{bmatrix}$$

Tegangan bus baru didapat dari persamaan

$$E_{baru} = E_{lama} + \frac{\Delta E}{E} E_{lama}$$

Setelah iterasi pertama didapatkan nilai tegangan bus baru untuk masing-masing bus adalah

$$E_2 = 1,0550 - j0,0508$$

$$E_3 = 1,0318 - j0,0912$$

$$E_4 = 1,0314 - j0,0975$$

$$E_5 = 1,0265 - j0,1128$$

Untuk mendapatkan nilai arus yang mengalir pada bus adalah dari persamaan

$$I_{bus} = Y_{bus} * E_{bus}$$

Sehingga didapatkan arus pada bus adalah

$$I_1 = 1,0051 + j0,0177$$

$$I_2 = 0,4530 - j0,0896$$

$$I_3 = -0,4312 + j0,1611$$

$$I_4 = -0,4058 + j0,0727$$

$$I_5 = -0,6043 + j0,1383$$

Setelah mendapatkan nilai arus pada masing-masing bus, maka dapat dihitung nilai rugi-rugi daya pada masing-masing bus menggunakan rumus berikut

$$S_{bus} = E_{bus} * I_{bus}^*$$

Sehingga didapatkan nilai rugi-rugi daya pada masing-masing bus sebagai berikut

$$S_1 = 1,0654 - j0,0188$$

$$S_2 = 0,4777 + j0,0762$$

$$S_3 = -0,4542 - j0,1291$$

$$S_4 = -0,4208 - j0,0385$$

$$S_5 = -0,6270 - j0,0791$$

Nilai rugi-rugi daya total didapat dari nilai rugi-rugi daya pada *slack* bus dikurangi nilai rugi-rugi daya pada beban. Dituliskan pada rumus sebagai berikut

$$S_{total} = \sum_{i=1}^n S_i$$

Dengan menggunakan rumus diatas, maka didapat nilai rugi-rugi daya total pada sistem adalah

$$S_{total} = 0,0410 - j0,1893$$