

SKRIPSI

**ANALISIS BATAS KESTABILAN TRANSIENT
SETELAH MASUKNYA PLTU TANJUNG KARANG
2x50 MW PADA SISTEM 150 KV GORONTALO**

Oleh

**ABDUL RAHMAT PAKAYA
T2118014**

*Diajukan untuk memenuhi salah satu persyaratan memperoleh gelar
Sarjana Teknik Elektro di Fakultas Teknik
Universitas Ichsan Gorontalo*



**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS ICHSAN GORONTALO
2022**

HALAMAN PENGESAHAN
ANALISIS BATAS KESTABILAN TRANSIENT SETELAH MASUKNYA
PLTU TANJUNG KARANG 2x50 MW PADA SISTEM 150 KV
GORONTALO

Oleh:

ABDUL RAHMAT PAKAYA

T21 18 014

SKRIPSI

Diajukan untuk memenuhi salah satu persyaratan memperoleh gelar
Sarjana Program Studi Teknik Elektro di Fakultas Teknik, Skripsi ini telah
disetujui oleh Tim pembimbing pada tanggal seperti yang tertera dibawah ini
Gorontalo, 30 April 2022

Pembimbing I



Muammar Zainuddin.ST.MT

NIDN: 0906018701

Pembimbing II



Frengki Eka Putra Surusa.ST.MT

NIDN: 0906018504

HALAMAN PERSETUJUAN
ANALISIS BATAS KESTABILAN TRANSIENT SETELAH MASUKNYA
PLTU TANJUNG KARANG 2x50 MW PADA SISTEM 150 KV
GORONTALO

Oleh :

ABDUL RAHMAT PAKAYA

T21 18 014

Diperiksa Oleh Panitia Ujian Strata Satu (S1)

Universitas Ichsan Gorontalo

1. Amelya Indah Pratiwi, ST.,MT

(Penguji I)

2. Steven Humena, ST., MT

(Penguji II)

3. Muhammad Asri, ST., MT.,M.Kom

(Penguji III)

4. Muammar Zainuddin, ST.,MT

(Pembimbing I)

5. Frengki Eka Putra Surusa, ST., MT

(Pembimbing II)

Gorontalo, 30 April 2022

Mengetahui

Dekan Fakultas Teknik

Amru Siola, ST., MT

NIDN. 0922027502

Ketua Program Studi

Frengki Eka Putra Surusa, ST.,MT

NIDN. 0906018504

LEMBAR PERNYATAAN

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Abdul Rahmat Pakaya

NIM : T2118014

Program studi : Teknik Elektro

Dengan ini saya menyatakan bahwa

1. Karya tulis saya (skripsi) ini adalah asli dan belum pernah diajukan untuk mendapatkan gelar akademik (sarjana) baik di Universitas Ichsan Gorontalo maupun di Perguruan Tinggi lainnya.
2. Karya tulis ini adalah murni gagasan, rumusan dan penelitian saya sendiri, tanpa bantuan dari pihak lain kecuali arahan dari tim pembimbing.
3. Dalam karya tulis ini tidak terdapat karya atau pendapat yang telah dipublikasikan orang lain, kecuali secara tertulis dicantumkan sebagai acuan dalam naskah disebutkan nama pengarang dan dicantumkan dalam Daftar Pustaka.
4. Pernyataan ini saya buat dengan sesungguhnya dan apabila dikemudian hari terdapat penyimpangan dan ketidakbenaran dalam pernyataan ini, maka saya bersedia menerima sanksi akademik berupa pencabutan gelar akademik yang telah diperoleh karena karya tulis ini, serta sanksi lainnya sesuai norma yang berlaku di Universitas Ichsan Gorontalo.



Gorontalo, 30 April 2022

ABDUL RAHMAT PAKAYA

NIM : T21 18 014

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas berkat dan rahmat-Nyalah sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi penelitian yang berjudul “*ANALISIS BATAS KESTABILAN TRANSIENT SETELAH MASUKNYA PLTU TANJUNG KARANG 2X50 MW PADA SISTEM 150 KV GORONTALO*”

Penelitian ini ditulis dalam rangka penyusunan Skripsi guna mendapatkan gelar Sarjana Teknik di Universitas Ichsan Gorontalo. Pada kesempatan ini, penulis hendak menyampaikan terima kasih kepada semua pihak yang telah memberikan dukungan moril maupun materil sehingga skripsi penelitian ini dapat selesai. Ucapan terima kasih ini penulis tujuikan kepada :

1. Ibu Dr. Dra. Hj. Djuriko Abdussamad, M.Si , selaku Ketua Yayasan Pengembangan Ilmu Pengetahuan Teknologi (YPIPT) Ichsan Gorontalo.
2. Bapak Dr. Abd.Gaffar Latjokke, M.Si, selaku Rektor Universitas Ichsan Gorontalo.
3. Bapak Amru Hiola, ST., MT, selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Ichsan Gorontalo
4. Bapak Frengki Eka Putra Surusa, ST., MT, selaku Ketua Program Studi Teknik Elektro Universitas Ichsan Gorontalo dan Pembimbing II.
5. Muammar Zainuddin, ST., MT, selaku Pembimbing Akademik penulis dari semester I sampai dengan saat ini dan Pembimbing I
6. Bapak Ibu Dosen Fakultas Teknik Elektro dilingkungan Universitas Ichsan Gorontalo.
7. Kedua Orang Tua dan Keluarga yang senantiasa memberikan dorongan, motivasi dan bantuan materil selama proses perkuliahan sampai saat sekarang.
8. Bapak Fendy Tenda selaku Manajer ULTG Gorontalo
9. Rekan-rekan kerja UPT Manado dan ULTG Gorontalo yang senantiasa membantu memberikan motivasi.
10. Teman-Teman Fakultas Teknik Elektro Angkatan 2018 Universitas Ichsan Gorontalo.
11. Seluruh mahasiswa Fakultas Teknik Elektro.

Penulis menyadari skripsi ini tidak luput dari berbagai kekurangan. Penulis mengharapkan saran dan kritik demi kempurnaan dan perbaikannya sehingga akhirnya laporan skripsi ini dapat memberikan manfaat bagi bidang pendidikan dan penerapan dilapangan serta bisa dikembangkan lagi lebih lanjut. Amin.

Gorontalo, 30 April 2022

Penulis

ABSTRACT

ABDUL RAHMAT PAKAYA. T2118014. THE TRANSIENT STABILITY LIMIT ANALYSIS AFTER THE ENTRY OF PLTU TANJUNG KARANG 2x50 MW ON THE GORONTALO 150 kV SYSTEM

PLTU Tanjung Karang is a power plant with two transformer units with a capacity of 75000 kVA each and two generator units with an installed power of 60 MW each. This study aims to determine the impact of transient stability on the Gorontalo 150 kV system. This study uses the DigSilent 15.1 application for transient stability simulation by providing a 3-phase to ground fault with a fault duration of 0.12 seconds from the first second of the one applied to the 150 kV Gorontalo system. The results show that the simulation before and after interconnection, for the rotor angle, frequency, and voltage, the system has recovered successfully. The recovery time of the Anggrek generator rotor angle is 16.042 seconds, the Maleo generator is 17.632 seconds, and the Molotabu generator is 16.942 seconds. The recovery time for the frequency of the Anggrek generator is 13,702 seconds, the Maleo generator is 11,452 seconds, and the Molotabu generator is 15,712 seconds. The voltage recovery time for the Anggrek generator is 11.662 seconds, the Maleo generator is 11.312 seconds, and the Molotabu generator is 15,712 seconds. After interconnection, the rotor angle recovery time for the Orchid generator is 7.73 seconds, the Maleo generator is 13.40 seconds, the Molotabu generator is 12.95 seconds, and the Tanjung Karang generator is 14.41 seconds. The recovery time for the frequency of the Anggrek generator is 11.05 seconds, the Maleo generator is 8.57 seconds, the Molotabu generator is 13.09 seconds, and the Tanjung Karang generator is 6.98 seconds. The recovery time for the Anggrek generator is 8.02 seconds, the Maleo generator is 10.03 seconds, the Molotabu generator is 11.04 seconds, and the Tanjung Karang generator is 8.05 seconds.

Keywords: interconnection, stability, rotor angle, voltage, frequency



ABSTRAK

ABDUL RAHMAT PAKAYA. T2118014. ANALISIS BATAS KESTABILAN TRANSIENT SETELAH MASUKNYA PLTU TANJUNG KARANG 2x50 MW PADA SISTEM 150 KV GORONTALO

PLTU Tanjung Karang adalah pembangkit listrik yang memiliki 2 unit trafo dengan kapasitas masing-masing 75000 kVA dan 2 unit generator dengan daya terpasang masing-masing 60 MW. Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui dampak kestabilan transient pada system 150 kV Gorontalo. Penelitian ini menggunakan aplikasi DigSilent 15.1 untuk simulasi stabilitas transient dengan memberikan gangguan 3 fasa ke tanah dengan durasi gangguan selama 0.12 detik dari detik ke-1 gangguan diberikan di system 150 kV Gorontalo. Hasil penelitian menunjukkan bahwa simulasi sebelum dan setelah interkoneksi, untuk sudut rotor, frekuensi dan tegangan menunjukkan sistem berhasil pulih. Waktu pemulihan sudut rotor generator Anggrek 16,042 detik, generator Maleo 17,632 detik dan generator Molotabu 16,942 detik. Waktu pemulihan frekuensi generator Anggrek 13,702 detik, generator Maleo 11,452 detik, generator Molotabu 15,712 detik. Waktu pemulihan tegangan generator Anggrek 11,662 detik, generator Maleo 11,312 detik dan generator Molotabu 15,712 detik. Sesudah interkoneksi, Waktu pemulihan sudut rotor untuk generator Anggrek adalah 7,73 detik, generator Maleo 13,40 detik, generator Molotabu 12,95 detik dan generator Tanjung Karang 14,41 detik. Waktu pemulihan frekuensi generator Anggrek 11,05 detik, generator Maleo 8,57 detik, generator Molotabu 13,09 detik, dan generator Tanjung Karang 6,98 detik. Waktu pemulihan tegangan generator Anggrek 8,02 detik, generator Maleo 10,03 detik, generator Molotabu 11,04 detik dan generator Tanjung Karang 8,05 detik.

Kata kunci: interkoneksi, stabilitas, sudut rotor, tegangan, frekuensi.

DAFTAR ISI

Halaman Judul	i
Halaman Pengesahan.....	ii
Halaman Persetujuan	iii
Lembar Pernyataan	iv
Kata Pengantar	v
Abstract.....	vii
Abstrak.....	viii
Daftar Isi	ix
Daftar Tabel.....	xiii
Daftar Gambar	xv
 BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	3
1.3 Tujuan Penelitian	3
1.4 Batasan Masalah.....	4
1.5 Manfaat Penelitian	4
 BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 <i>Literature Review</i>	5
2.2 Sistem Tenaga Listrik	8
2.2.1 Pembangkitan.....	8
2.2.2 Transmisi.....	9
2.2.3 Distribusi	9
2.3 Impedansi dan Admitansi Saluran Transmisi	10
2.4 Studi Aliran Daya.....	14

2.5 Studi Kestabilan Tegangan (Voltage Stability)	16
2.5.1 Jatuh Tegangan.....	19
2.6 Stabilitas Transient.....	20
2.6.1 Dinamika Rotor dan Persamaan Ayunan (Swing Equation).....	21
2.6.2 <i>Critical Clearing Time</i>	22
2.7 Indeks Kestabilan Tegangan	23

BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Kerangka Konsep.....	27
3.2 Data dan Bahan	28
3.2.1 Sistem Interkoneksi Gorontalo.....	28
3.2.2 Diagram Satu Garis Sistem Transmisi Gorontalo.....	29
3.2.3 Data Pembebanan Gardu Induk	30
3.2.4 Data Pembangkit	30
3.2.5 Data Saluran Penghantar Sistem Transmisi Gorontalo.....	31
3.3 Lokasi dan Waktu Penelitian	33
3.4 Analisis / Pengolahan Data	34
3.5 Flowchart Penelitian.....	36

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Sistem Kelistrikan Gorontalo.....	37
4.2 Analisis Data Sistem	38
4.3 Simulasi dan Pembahasan Kestabilan Sistem	38
4.3.1 Kestabilan Sudut Rotor Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	38
4.3.2 Kestabilan Frekuensi Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	41

4.3.3	Kestabilan Tegangan Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	43
4.3.4	Kestabilan Sudut Rotor Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	44
4.3.5	Kestabilan Frekuensi Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	47
4.3.6	Kestabilan Tegangan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	49
4.3.7	Perbandingan Kestabilan Sudut Rotor Sebelum dan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang.....	50
4.3.8	Perbandingan Kestabilan Frekuensi Sebelum dan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang.....	52
4.3.9	Perbandingan Kestabilan Tegangan Sebelum dan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang.....	53
4.3.10	Waktu Pemutusan Kritis Sebelum dan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang.....	54
4.3.11	Perbandingan Kestabilan Sudut Rotor Sesudah Peningkatan Beban (Tahun 2023)	57
4.3.12	Perbandingan Kestabilan Frekuensi Sesudah Peningkatan Beban (Tahun 2023)	58
4.3.13	Perbandingan Kestabilan Tegangan Sesudah Peningkatan Beban (Tahun 2023)	59
4.3.14	Perbandingan Kestabilan Sudut Rotor Sesudah Peningkatan Beban (Tahun 2024)	60
4.3.15	Perbandingan Kestabilan Frekuensi Sesudah Peningkatan Beban (Tahun 2024)	61

4.3.16 Perbandingan Kestabilan Tegangan Sesudah Peningkatan Beban (Tahun 2024)	62
--	----

BAB V KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan	63
5.2 Saran.....	64

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Batas Rentang Frekuensi Operasi	18
Tabel 2.2 Batasan Tegangan Operasi.....	19
Tabel 2.3 Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik 2020.....	23
Tabel 3.1 Data Pembebanan Gardu Induk	30
Tabel 3.2 Data Pembangkit Terpasang	30
Tabel 3.3 Data Saluran Penghantar Sistem Transmisi Gorontalo.....	31
Tabel 3.4 Waktu Penelitian.....	34
Tabel 3.5 Proyeksi Beban Gardu Induk Tahun 2022-2024.....	34
Tabel 4.1 Hasil Simulasi Kestabilan Sudut Rotor Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang.....	41
Tabel 4.2 Hasil Simulasi Kestabilan Frekuensi Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang.....	43
Tabel 4.3 Stabilitas Tegangan Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	44
Tabel 4.4 Hasil Simulasi Kestabilan Sudut Rotor Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang.....	47
Tabel 4.5 Hasil Simulasi Kestabilan Frekuensi Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang.....	48
Tabel 4.6 Stabilitas Tegangan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	50
Tabel 4.7 Perbandingan Sudut Rotor	51
Tabel 4.8 Perbandingan Frekuensi.....	52
Tabel 4.9 Perbandingan Tegangan.....	54
Tabel 4.10 Waktu Pemutusan Sudut Rotor.....	56
Tabel 4.11 Perbandingan Sudut Rotor Sesudah Peningkatan Beban 2023.	57

Tabel 4.12 Perbandingan Frekuensi Sesudah Peningkatan Beban 2023	58
Tabel 4.13 Perbandingan Tegangan Sesudah Peningkatan Beban 2023.....	59
Tabel 4.14 Perbandingan Sudut Rotor Sesudah Peningkatan Beban 2024.	60
Tabel 4.15 Perbandingan Frekuensi Sesudah Peningkatan Beban 2024	61
Tabel 4.16 Perbandingan Tegangan Sesudah Peningkatan Beban 2024.....	62

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Diagram Sistem Tenaga Listrik.....	9
Gambar 2.2 Rangkaian Ekuivalen Impedansi Jaringan Transmisi Pendek...	10
Gambar 2.3 Rangkaian Nominal PI Jaringan Transmisi Menengah.....	11
Gambar 2.4 Rangkaian Nominal T Jaringan Transmisi Menengah.....	12
Gambar 2.5 Rangkaian Ti Jaringan Transmisi Panjang.....	13
Gambar 2.6 Segitiga Daya	14
Gambar 2.7 Kurva P-V dalam Batas Kestabilan Tegangan.....	17
Gambar 2.8 (a) Contoh analisis ayunan pertama untuk sistem stabil	20
Gambar 2.8 (b) Contoh analisis ayunan pertama untuk sistem tidak stabil	20
Gambar 2.9 Representasi suatu rotor mesin yang membandingkan arah ...	22
Gambar 2.10 Pemodelan Saluran Transmisi dengan Admitansi.....	24
Gambar 3.1 Kerangka Konsep Penelitian	27
Gambar 3.2 (a) Peta Sistem Sulawesi Utara (Minahasa dan Kotamubagu)	28
Gambar 3.2 (b) Peta Sistem Gorontalo	28
Gambar 3.3 Diagram Satu Garis Sistem Transmisi Gorontalo	29
Gambar 3.4 Tahapan Alir Penelitian.....	36
Gambar 4.1 Permodelan Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang....	39
Gambar 4.2 Grafik Sudut Rotor Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	40
Gambar 4.3 Grafik Frekuensi Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	42
Gambar 4.4 Grafik Tegangan Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	43
Gambar 4.5 Permodelan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	45

Gambar 4.6 Grafik Sudut Rotor Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	46
Gambar 4.7 Grafik Frekuensi Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	48
Gambar 4.8 Grafik Tegangan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang	49
Gambar 4.9 Grafik Perbandingan Sudut Rotor Sebelum dan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang.....	51
Gambar 4.10 Grafik Perbandingan Frekuensi Sebelum dan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang.....	52
Gambar 4.11 Grafik Perbandingan Tegangan Sebelum dan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang.....	53
Gambar 4.12 Waktu Pemutusan Sudut Rotor Sebelum Interkoneksi	55
Gambar 4.13 Waktu Pemutusan Sudut Rotor Sesudah Interkoneksi	56

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Faktor bertambahnya ekonomi masyarakat khususnya pada provinsi Gorontalo dalam 5 tahun terakhir (2015-2019) dengan rata-rata 6.14% per tahun [1] membawa banyak efek dalam kehidupan khususnya pada bidang tenaga listrik. Energi listrik adalah suatu bentuk energi yang mempunyai peran yang sangat krusial pada aktifitas keseharian manusia. Laju pertumbuhan penduduk yang terus meningkat berbanding lurus dengan meningkatnya kebutuhan tenaga listrik setiap tahunnya. Salah satu hal yang perlu diperhatikan dalam menjaga kualitas sistem tenaga listrik adalah kestabilan sistem tersebut.

Kestabilan sistem tenaga listrik merupakan salah satu faktor penunjang dalam terciptanya keandalan sistem tenaga listrik sehingga mutu pelayanan bisa berlangsung dengan baik. Salah satu upaya untuk mengoptimalkan kerja sistem tenaga listrik yaitu dengan penambahan unit-unit pembangkit dengan kapasitas besar. Demikian pula dengan meningkatnya kebutuhan energi listrik akan berdampak langsung pada produksi pasokan listrik. Hal ini memerlukan perencanaan pengembangan sistem tenaga listrik karena memunculkan persoalan bagaimana mengatur ketersediaan pembangkit listrik. Dalam penambahan pembangkit listrik harus memperhatikan jenis pembangkit dan dimana lokasi pembangkit itu akan didirikan.

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) adalah pembangkit yang menghasilkan listrik dengan menggunakan energi kinetik uap. Pembangkit listrik jenis ini biasanya terdiri dari generator yang dipasang pada turbin yang ditenagai oleh energi

kinetik dari uap panas/kering. Untuk *start-up* awal, pembangkit listrik tenaga uap menggunakan berbagai bahan bakar, termasuk batu bara dan bahan bakar minyak, serta MFO. Adanya penambahan pembangkit yaitu pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) dengan kapasitas 2x50 MW pada tahun 2021 yang sudah di injeksi pada jaringan 150 kV area Gorontalo (RUPTL, 2019-2028).

Penambahan unit pembangkit baru di suatu sistem akan menyebabkan beberapa perubahan pada sistem diantaranya adalah stabilitas tegangan, arus hubung singkat, susut daya, kapasitas peralatan dan lain-lain. Kapasitas suatu sistem untuk mempertahankan nilai tegangannya dalam kondisi normal atau setelah gangguan didefinisikan sebagai stabilitas tegangan. Peningkatan beban dan perubahan konfigurasi yang terjadi pada sistem juga dapat mempengaruhi kestabilan tegangan sistem tenaga listrik, selain disebabkan oleh gangguan. Ketidakstabilan tegangan terjadi ketika nilai tegangan pada sisi penerima turun di bawah batas standarnya, mengakibatkan kondisi yang dikenal sebagai *voltage collapse*. Jika hal ini berlangsung sampai tegangan mencapai titik terendahnya, maka situasi ini akan menimbulkan terjadinya kondisi black out sistem secara menyeluruh ataupun hanya sebagian.

Berdasarkan penelitian yang sudah dilakukan oleh Heru Pujo Prayitno, stabilitas tegangan dapat diperbaiki dengan pemasangan perangkat FACTS, salah satunya dengan *Static VAR Compensator* (SVC). Static VAR Compensator (SVC) adalah salah satu perangkat yang paling efisien untuk meningkatkan stabilitas tegangan dan transfer daya dalam jaringan transmisi. Analisis stabilitas ini menggunakan metode kestabilan kurva PV. Hasil perbandingan kurva PV sebelum

dan sesudah pemasangan peralatan akan menunjukkan adanya perubahan kestabilan tegangan tersebut [2].

Berdasarkan record tegangan 150kV 3 bulan terakhir sebelum masuknya PLTU Tanjung Karang pada tanggal 3 Juli 2021 di system tenaga listrik Gorontalo, tercatat pada bulan April tegangan 150kV di GI Isimu mencapai titik terendah dibandingkan dari beberapa bulan lainnya yaitu 138 kV pada tanggal 6 April 2021 pukul 13.30 WITA. Oleh karena itu tujuan dilakukannya penelitian ini yaitu menganalisis batas kestabilan transient pada sistem kelistrikan 150 kV area Gorontalo pada saat sebelum dan setelah masuknya PLTU 2x50 MW.

1.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah pada penelitian ini yaitu :

1. Bagaimana batas kestabilan tegangan, frekuensi dan sudut rotor pada system 150 kV Gorontalo sebelum masuknya PLTU Tanjung Karang 2x50 MW ?
2. Bagaimana batas kestabilan tegangan, frekuensi dan sudut rotor pada system 150 kV setelah masuknya pembangkit PLTU Tanjung Karang 2x50 MW dengan skenario peningkatan beban ?

1.3 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini yaitu :

1. Memperoleh batas kestabilan tegangan, frekuensi dan sudut rotor pada sistem 150kV Gorontalo sebelum masuknya PLTU Tanjung Karang 2x50 MW.
2. Memperoleh batas kestabilan tegangan, frekuensi dan sudut rotor pada sistem 150kV Gorontalo setelah masuknya pembangkit baru PLTU Tanjung Karang 2x50 MW.

1.4 Batasan Masalah

Adapun batasan-batasan penelitian ini ditentukan agar penelitian ini tetap fokus pada tujuan yang hendak dicapai. Beberapa batasan masalah dalam penelitian ini yaitu :

1. Peningkatan beban dilakukan dengan menggunakan skenario beban naik dari tahun 2022-2023 sebesar 4.96% dan 2022-2024 sebesar 9.93% pada masing-masing gardu induk sesuai proyeksi pertumbuhan ekonomi Gorontalo di RUPTL PLN 2021-2030
2. Pemodelan dan analisis stabilitas system tenaga listrik menggunakan tools software Digsilent
3. Tidak menganalisis kestabilan sistem pada saluran distribusi

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini adalah :

1. Mengetahui dampak yang ditimbulkan dari adanya peningkatan beban dan penambahan pembangkit baru khususnya pada stabilitas transient system 150 kV Gorontalo.
2. Menentukan tindakan antisipasi yang dapat dilakukan untuk menghindari dampak stabilitas transient yang tidak baik.
3. Sebagai acuan nilai jatuh sudut rotor, frekuensi dan tegangan pada sistem 150 kV Gorontalo.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Literature Review

Ada beberapa cara yang dapat dilakukan untuk mengatur maupun memperbaiki stabilitas tegangan berbagai jurnal serta penelitian-penelitian terhadulu dijadikan acuan dalam penelitian ini.

Haryo Pratikto (2014), dari Universitas Gajah Mada dengan penelitian “Analisa Stabilitas Tegangan Sistem Tenaga Lisrik 500 kV Jawa-Bali dengan Fast Voltage Stability Index (FVSI)”. Pada penelitian ini Haryo melaksanakan Analisa pada tanggal 22 Oktober 2013, *Fast Voltage Stability Index* (FVSI) dapat dilihat pada pukul 14.00 WIB dan 19.00 WIB terkait dengan kestabilan tegangan pada sistem Jawa-Bali. Semua saluran memiliki nilai indeks kurang dari satu, sesuai dengan hasil. Indeks FVSI yang digunakan sebagai indikator stabilitas tegangan dalam kasus sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Bali pada tanggal 22 Oktober menunjukkan bahwa stabilitas tegangan sistem masih dikategorikan stabil menurut indeks FVSI [3].

Heru Pujo Prayitno (2016), dari Universitas Institut Teknologi Sepuluh November dengan penelitian “Studi Perbaikan Stabilitas Tegangan Sistem Jawa-Madura-Bali (JAMALI) dengan pemasangan SVC Setelah Masuknya Pembangkit 1000 MW Paiton”. Pada penelitian ini Heru melaksanakan studi perbaikan tegangan dengan menggunakan peralatan FACTS, salah satunya dengan *Static Var Compensator (SVC)*. Penelitian ini menggunakan metode kestabilan kurva PV. Hasil perbandingan kurva PV sebelum dan sesudah pemasangan SVC dapat

menunjukkan adanya perbaikan perbedaan kestabilan tegangan. Hasil perakitan SVC dapat meningkatkan profil tegangan ke titik dimana dia berada dalam batas toleransi. Untuk referensi, profil tegangan terendah sebelum pemasangan SVC adalah 0,91002 pu pada bus 47, sedangkan profil tegangan terendah setelah perbaikan adalah 0,9501 pu pada bus 25. [2].

Yusmartato (2017), dari Universitas Islam Sumatra Utara dengan penelitian “Analisis Peningkatan Stabilitas Tegangan Dengan Menggunakan Kapasitor”. Pada penelitian ini, terlebih dahulu dilakukan analisa atau studi aliran daya pada sistem Pembangkitan Sumatera Utara dan Aceh menggunakan aplikasi ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) 4.0 dengan metode yang diterapkan adalah Netwon-Raphson. Hasil yang didapatkan dalam analisa aliran daya tersebut yaitu diantaranya Tegangan Bus paling Rendah, Losses paling tinggi dan tentunya adalah stabilitas tegangan pada sistem tersebut dengan beberapa permasalahan yang ditinjau seperti Sistem dalam kondisi ormal, Putusnya salah satu transmisi line maupun adanya unit pembangkit yang tidak beroperasi. Kemudian sebagai langkah yang diambil dalam memperbaiki hal-hal tersebut diatas khususnya stabilitas tegangan pada sistem pembangkitan Sumatera Bagian Utara dan Aceh adalah dengan menggunakan kapasitor dalam simulasi menggunakan aplikasi ETAP 4.0 [4].

Kesimpulan terhadap penelitian ini yaitu stabilitas tegangan di sistem Pembangkitan Sumatera Utara – Aceh dapat diperbaiki dengan penempatan serta penggunaan kapasitor pada lokasi-lokasi yang memiliki kondisi level tegangan paling dibawah.

Nurruzaman (2017), dari Universitas Institut Teknologi Sepuluh November dengan penelitian “Penempatan TCSC Untuk Memperbaiki Stabilitas Tegangan Akibat Perubahan Konfigurasi Sistem Transmisi JAMALI 500 KV Tahun 2019”. Perbedaan dengan penelitian sebelumnya untuk mengatasi permasalahan stabilitas tegangan terletak pada metode yang digunakan dalam penelitian ini. Penempatan serta Pemasangan salah satu peralatan Flexible A Transmission System atau FACTS seperti Thyristor Controlled Series Compensator atau TCSC merupakan metode yang digunakan setelah menganalisa kondisi stabilitas tegangan serta menentukan nilai line Stability Factor dan Kurva PV pada sistem JAMALI 500 kV. Selain itu, faktor lain yang diperhatikan pada penelitian ini yaitu lokasi pemasangan TCSC untuk mengatasi masalah high cost yang ditimbulkan akibat pemasangan TCSC. Dari hasil perhitungan serta analisa aliran daya pada sistem JAMALI 500 kV dan nilai tertinggi Line Stability Factor (LQP) berhasil ditentukan. Maka profil tegangan pada bus-bus yang dengan saluran yang memiliki nilai LQP tinggi menjadi lebih baik setelah dilakukan pemasangan TCSC [5].

Denny (2018), dari Universitas Institut Sepuluh November dengan penelitian “Optimasi Penempatan UPFC Pada Sistem Transmisi 275 KVAC Kalimantan Untuk Perbaikan Stabilitas Tegangan Menggunakan Gravitational Search Algorithm”. Selain Penggunaan Kapasitor dan TCSC, metode terakhir yang ditinjau untuk memperbaiki stabilitas tegangan pada suatu system adalah dengan menggunakan Unified Power Flow Controlled (UPFC) dengan metode analisis Gravitational Search Algorithm dan Voltage Change Index (VCI) seperti yang dilakukan oleh Denny Aprianus Situmorang pada penelitiannya dengan judul Optimasi Penempatan UPFC Pada Sistem Transmisi 275 kV AC Kalimantan untuk

Perbaikan Stabilitas Tegangan Menggunakan Gravitational Search Algorithm. Simulasi yang dilakukan pada penelitian ini yaitu dengan menghitung nilai Voltage Stability Index (VSI) dari setiap saluran untuk mendapatkan keadaan Oveload pada saluran diatas 80%. kemudian UPFC ditempatkan satu per satu pada setiap saluran yang mengalami kontingensi serta mengamati perubahan tegangannya. Hasil dari penelitian ini yaitu Penempatan UPFC pada lokasi yang optimal telah meningkatkan keseluruhan profil tegangan pada sistem dengan metode Analisa GSA lebih tinggi daripada VCI dan VSI [6].

2.2 Sistem Tenaga Listrik

Pada dasarnya sistem tenaga listrik terdiri dari 3 bagian utama yaitu Pembangkitan, Penyaluran/Transmisi dan Distribusi.

2.2.1 Pembangkitan

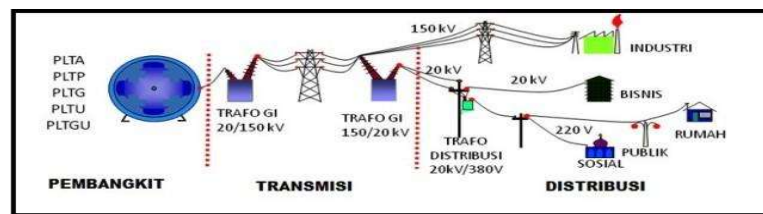
Dengan memanfaatkan berbagai macam energi fosil dan terbarukan, energi listrik dibangkitkan dengan menggunakan generator dan peralatan bantu lainnya dengan tegangan operasi sekitar $\pm 6\text{kV}$ sampai dengan $\pm 11\text{kV}$. Umumnya, pusat-pusat pembangkit listrik dibangun jauh dari beban. Dengan tegangan operasi keluaran dari generator yang kecil, maka sulit untuk mendistribusikan energi listrik dari pusat-pusat pembangkit yang jauh dari beban karena akan menyebabkan tegangan semakin mengecil serta rugi-rugi daya yang besar. Oleh karenanya untuk mendistribusikan energi listrik pada kondisi seperti ini, level tegangan operasi dari pembangkit harus dinaikkan menjadi tegangan level menengah (20 kV dan 30 kV) atau tegangan tinggi (70 kV, 150 kV, 275 kV dan 500 kV) menggunakan transformator jenis step up sesuai kebutuhan [7].

2.2.2 Transmisi

Pada sistem ini, energi listrik yang telah dinaikan level tegangannya pada pusat pembangkitan akan disalurkan ke gardu induk-gardu induk melalui penghantar dengan berbagai jenis dan kapasitas. Khusus untuk saluran transmisi, tegangan operasi yang digunakan merupakan tegangan tinggi atau ekstra tinggi sebesar 70 kV sampai dengan 500 kV [8]. Pada gardu induk, tegangan dapat dinaikkan ataupun diturunkan menggunakan trafo *step down* mengikuti kebutuhan konsumen yang terdiri dari konsumen rumah tangga, komersial, industry dan fasilitas umum dengan kebutuhan tegangan operasi yang berbeda-beda serta dinaikkan kembali (*step up*) apabila akan diteruskan ke gardu induk dengan tegangan operasi yang lebih tinggi.

2.2.3 Distribusi

Konsumen atau pelanggan pada sistem distribusi umumnya merupakan konsumen rumah tangga dengan tegangan operasi berkisar pada 380/220 Volt (Tegangan Rendah/TR). Tetapi tidak sedikit juga konsumen pada sistem ini merupakan instansi-instansi besar ataupun industry-industri yang membutuhkan tegangan operasi 20 kV (Tegangan Menengah/TM) langsung dari gardu induk.



Gambar 2.1 Diagram Sistem Tenaga Listrik

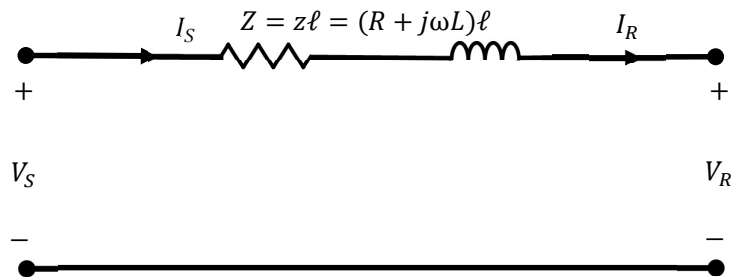
2.3 Impedansi dan Admitansi Saluran Transmisi

Nilai impedansi saluran dan admitansi ditentukan oleh karakteristiknya. Perbedaan antara admitansi dan impedansi dalam factor jarak jaringan akan dibahas lebih lanjut dalam penelitian ini. Jarak transmisi dapat diklasifikasikan menjadi tiga kategori :

1. Saluran Transmisi Pendek (*Short line*)

Saluran transmisi yang panjangnya lebih pendek dari 80 kilometer (50 mile) disebut dengan saluran transmisi pendek. Kapasitansi ke tanah sangat kecil untuk model ini. Oleh karena itu kebocoran arus ke tanah kecil relative kecil terhadap arus beban, dan kapasitansi ke tanah dapat diabaikan dalam keadaan ini.

Rangkaian ekivalen impedansi untuk saluran transmisi pendek dapat dilihat pada gambar 2.1 dibawah ini.



Gambar 2.2 Rangkaian ekivalen impedansi jaringan transmisi pendek

Rangkaian ekivalen jaringan transmisi pendek diatas dapat dibuat persmaannya menjadi persamaaan dibawah ini.

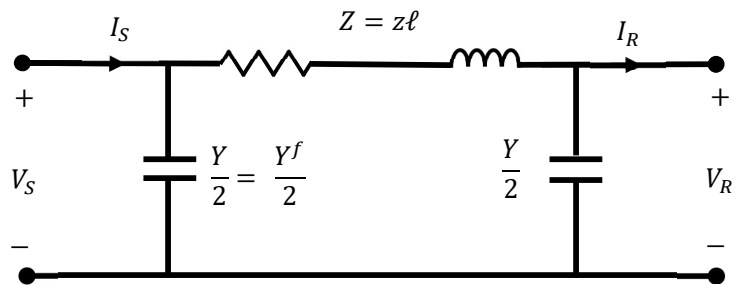
$$V_S = V_R + I_R \cdot Z \dots\dots\dots (2.1)$$

2. Saluran Transmisi Sedang (*Medium line*)

Saluran transmisi sedang adalah saluran transmisi yang memiliki panjang saluran antara 80 km (50 mile) sampai dengan 250 km (150 mile). Karena nilai kapasitansi pada saluran sedang sangat besar, hal itu tidak dapat diabaikan dalam perhitungan. Saluran transmisi sedang T nominal dan saluran transmisi sedang PI (π) nominal adalah dua model saluran transmisi sedang.

Model PI (π) nominal merupakan saluran transmisi dengan kapasitansi terpusat pada dua titik dan impedansi seri berpusat di satu titik pada cabang seri, dan model sedang T nominal merupakan saluran transmisi dengan kapasitansi terpusat pada satu titik dan pada kedua cabang seri impedansi seri terbagi.

Karena seluruh administrasi *line shunt* dibagi menjadi dua bagian yang sama dan ditempatkan pada setiap ujung penerima dalam model PI (π) nominal, ini disebut sebagai rangkaian PI nominal. Kita akan melihat gambar 2.2 di bawah ini untuk mendapatkan rumus V_R .



Gambar 2.3 Rangkaian nominal PI jaringan transmisi menengah

Persamaan diperoleh jika arus dengan kapasitansi di ujung penerima adalah V_R $Y/2$ dan arus di cabang seri adalah $I_R + V_R Y/2$:

$$V_S = \left(1 + \frac{1}{2} YZ\right) V_R + I_R Z \dots\dots\dots (2.2)$$

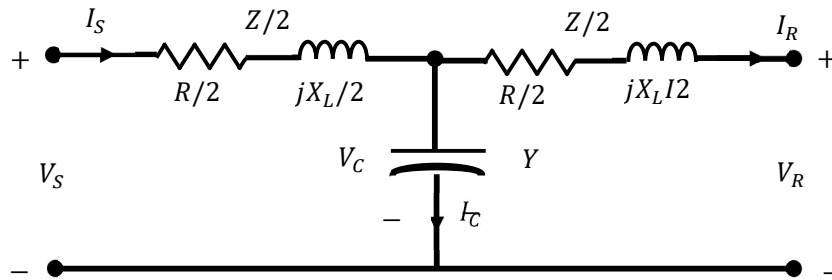
$V_S Y/2$ adalah arus dalam kapasitansi shunt ujung transmisi, dan $I_R + V_R Y/2$ adalah arus di cabang seri. Akibatnya, jika menambahkan arus ke akhir rangkaian akan memperoleh arus I_S sebesar:

$$I_S = V_S \frac{Y}{2} + V_R \frac{Y}{2} + I_R \dots\dots\dots (2.3)$$

Dari persamaan diatas, maka didapatkan persamaan sebagai berikut :

$$I_S = Y \left(1 + \frac{1}{4} YZ \right) V_R + \left(1 + \frac{1}{2} YZ \right) I_R \dots\dots\dots (2.4)$$

Untuk model nominal T, gambar rangkaian dapat dilihat pada gambar 2.3 dibawah ini.



Gambar 2.4 Rangkaian nominal T jaringan transmisi menengah

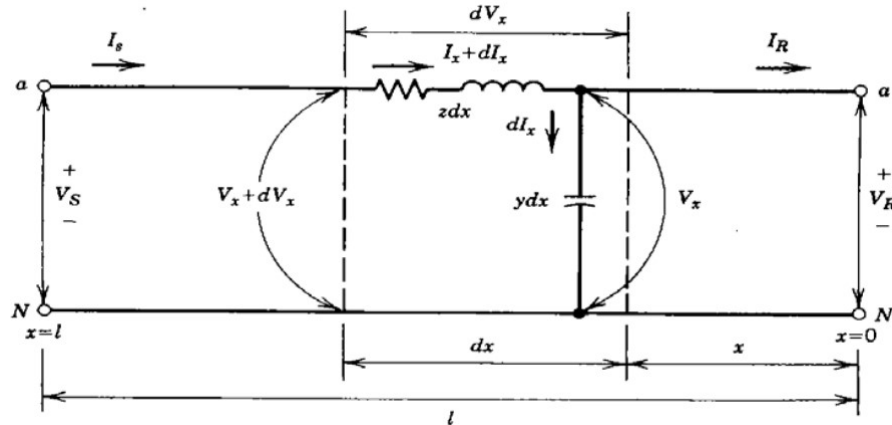
$$V_S = Z \left(1 + \frac{1}{2} YZ \right) V_R + \left(1 + \frac{1}{4} YZ \right) I_R \dots\dots\dots (2.5)$$

$$I_S = Y V_R \left(1 + \frac{1}{2} YZ \right) I_R \dots\dots\dots (2.6)$$

3. Saluran Transmisi Panjang (*Long line*)

Saluran transmisi yang panjang adalah saluran yang lebih panjang dari 250 kilometer (150 mile). Karena rangkaian T-Nominal dan PI-nominal tidak dapat memprediksi bahwa panjang saluran terdistribusi secara merata, oleh karena itu tidak dapat secara akurat menggambarkan saluran transmisi yang Panjang. Dengan kedua saluran transmisi yang sebenarnya, perbedaan antara dua rangkaian ekuivalen

menjadi sangat besar. Namun, jika pengukuran hasil dilakukan di ujung saluran, masih dimungkinkan untuk mendapatkan rangkaian ekivalen dari saluran transmisi yang panjang dengan memodelkannya secara tepat dengan parameter jaringan.



Gambar 2.5 Rangkaian nominal Ti jaringan transmisi Panjang

Karakteristik urutan positif ditentukan dengan konstanta ABCD yang didefinisikan dengan persamaan:

$$V_S = AV_R + BI_R \dots\dots\dots (2.7)$$

$$I_S = CV_R + DI_R \dots\dots\dots (2.8)$$

I_S dan I_R adalah arus saluran, serta V_S dan V_R adalah tegangan ke netral. Perincian hiperbolik ke dalam konstanta karakter distribusi menghasilkan koefisien saluran transmisi ini.

Impedansi adalah faktor yang paling penting untuk dipertimbangkan saat menghitung pengaturan rele jarak. Untuk mendapatkan impedansi saluran transmisi (Z), pertama-tama kita harus menentukan resistansi saluran (R) dan reaktansi saluran (X), dengan nilai reaktansi ditentukan oleh dua parameter: kapasitansi dan induktansi. Akibatnya, persamaan (2.9), (2.10) dan (2.11) dapat digunakan untuk mengkarakterisasi impedansi :

$$Z = R + jX \dots\dots\dots (2.9)$$

$$Z = R + jX_L + jX_C \dots\dots\dots (2.10)$$

$$Z = R + j(X_L + X_C \dots\dots\dots (2.11)$$

Dimana :

Z = Impedansi (Ohm)

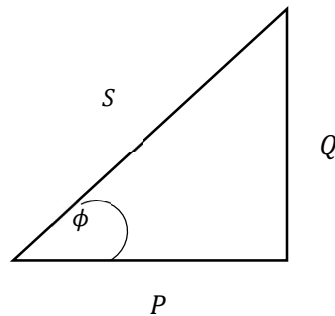
R = Resistansi (Ohm)

X_L = Reaktansi Induktif (Ohm)

X_C = Reaktansi Kapasitif (Ohm)

2.4 Studi Aliran Daya

Ada tiga jenis daya dalam sistem tenaga listrik, yaitu daya aktif atau *real power* (P), daya reaktif atau *reactor power* (Q), dan daya semu atau *apparent power* (S). [9].



Gambar 2.6 Segitiga Daya

Daya aktif (P) adalah energi listrik yang dihasilkan pada sisi keluaran generator, yang kemudian dimanfaatkan oleh konsumen. Energi tersebut dapat diubah menjadi energi jenis lain, seperti energi gerak pada motor, energi panas pada pemanas, atau bentuk energi listrik lainnya. Harus diingat bahwa daya memiliki satuan watt (W), kilowatt (KW) atau tenaga kuda (HP).

$$P = \sqrt{3}VI \cos \phi \dots\dots\dots (2.12)$$

Sementara daya reaktif (Q) adalah istilah yang digunakan untuk menggambarkan fluktuasi daya pada saluran transmisi dan distribusi yang disebabkan pembangkitan medan/daya atau beban induktif (seperti motor listrik, trafo, dan las listrik). Meskipun memiliki kata “daya” dalam namanya, daya reaktif tidak nyata dan tidak dapat digunakan. Daya ini diukur dalam satuan Volt Ampere Reaktif (VAR) atau kilovar (kVAR).

$$Q = \sqrt{3}VI \sin \phi \dots\dots\dots (2.13)$$

Daya semu (S) merupakan jumlah daya total yang terdiri dari daya aktif (P) dan daya reaktif (Q).

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{3}VI \dots\dots\dots (2.14)$$

Studi pendahuluan tentang stabilitas tegangan adalah studi tentang aliran daya dalam system tenaga. Manfaat dari analisis aliran ini termasuk mengetahui batas tegangan, transien, dan pembebanan yang sesuai dengan biaya yang efektif. Studi aliran daya di dalam sistem tenaga merupakan studi awal dalam menentukan kestabilan tegangan. Manfaat dari studi aliran daya ini adalah mengetahui batasan tegangan, transien, dan pembebanan ekonomis. Ketika sistem beroperasi pada keadaan tunak (*steady state*), studi aliran daya mengungkapkan kinerja dan aliran daya, baik nyata maupun reaktif (*steady state*). Jumlah daya yang mengalir melintasi setiap saluran transmisi, serta rugi-rugi dapat dihitung terlebih dahulu (*magnitudenya*) dengan menghitung tegangan dan sudut fasor pada semua bus. Ada empat variable di setiap bus, yaitu :

1. Simbol untuk daya nyata (*net real power*) adalah P, dan satuannya adalah Megawatt (MW).

2. Simbol untuk daya semu (*net reactive power*) adalah Q , dan satuannya adalah MegaVolt Ampere Reactive (MVAR).
3. Besaran magnitude tegangan dilambangkan dengan huruf V dan satuannya adalah Kilovolt (KV).
4. Sudut fasa tegangan dilambangkan dengan symbol δ dengan satuan radian.

Setidaknya dua dari empat variable ini harus diketahui untuk mendapatkan penyelesaian aliran daya pada setiap busnya. Akibatnya, bus diklasifikasikan ke dalam kategori tergantung pada fungsinya dan variable yang diketahui :

1. Bus beban.

Variabel yang diketahui pada bus beban (*Load bus*) adalah P_{load} dan Q_{load} , sedangkan variabel yang tidak diketahui adalah V dan δ .

2. Generator bus.

P_{gen} dan V_{gen} adalah variabel yang diketahui untuk bus generator, sedangkan δ dan Q adalah variabel yang tidak diketahui.

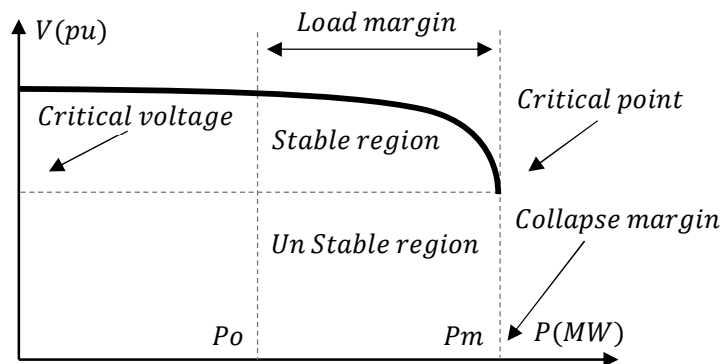
3. Slack bus.

Slack bus adalah bus dengan variabel V yang tetap konstan selama perhitungan aliran daya. (biasanya $\delta = 0$), dengan adanya bus, selalu ada generator yang mengkompensasi daya yang kurang dalam kemampuan generator. Akibatnya perhitungan aliran daya, P , dan Q pada bus ini diabaikan. [10].

2.5 Studi Kestabilan Tegangan (Voltage Stability)

Stabilitas tegangan merupakan komponen analisis system tenaga yang didasarkan pada hasil analisis aliran daya. Seiring dengan stabilitas transien, stabilitas tegangan merupakan aspek penting dari stabilitas sistem tenaga listrik. Setelah gangguan, stabilitas tegangan digambarkan sebagai kemampuan sistem tenaga untuk mempertahankan situasi tegangan tetap stabil pada semua bus dalam

sistem dan mengembalikannya ke kondisi normal. Tegangan turun atau naik pada beberapa bus sebagai akibat dari ketidakstabilan. Sebagai acuan untuk menentukan kestabilan sistem, stabilisasi ini erat kaitannya dengan kurva P-V. Pada gambar 2.6, kita dapat melihat kurva P-V.



Gambar 2.7 Kurva P-V dalam batas kestabilan tegangan

Di luar kondisi biasanya, kurva P-V dipengaruhi oleh sejumlah pengaruh eksternal. Keadaan ini disebut juga dengan gangguan kestabilan tegangan, yang menyebabkan sistem menjadi tidak stabil. Beberapa gangguan tersebut yaitu :

1. Fluktuasi Tegangan, seperti: tegangan lebih (*overvoltage*), tegangan turun (*undervoltage*).

Tegangan lebih dalam sistem dapat menghasilkan aliran arus yang besar, yang mempercepat kerusakan isolasi (*deterioration of insulation*), meningkatkan rugi-rugi daya, fungsi, dan memperpendek umur operasi peralatan. Sementara itu, penurunan tegangan antara lain dapat mengakibatkan peredupan pada bohlam, torsi awal yang rendah, dan getaran peralatan tegangan tinggi di bagian induksi. Kurangnya eksitasi pada generator listrik adalah salah satu penyebab paling umum dari penurunan tegangan (*drop excitation*).

2. Tegangan Kedip (*Dip Voltage*)

Ketidakseimbangan tegangan adalah penurunan tegangan singkat yang dihasilkan oleh hubung singkat satu fasa atau tiga fasa. Stabilisator tegangan DC, motor pengatur kecepatan, lampu pelepasan tegangan tinggi, dan rele tegangan rendah semuanya dipengaruhi oleh kedipan tegangan.

3. Tegangan Harmonik

Tegangan harmonik dapat mengakibatkan adanya panas yang berlebihan, getaran keras, kebisingan, dan kerusakan pada peralatan tegangan tinggi, yang meningkatkan rugi-rugi saluran. Untuk mengatasi hal tersebut, peralatan elektronika daya dapat digunakan sebagai filter untuk mengurangi distorsi peralatan. [10].

Pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) dan semua pemakai jaringan harus berusaha semaksimal mungkin agar pada setiap titik sambungan, unjuk kerja berikut ini dipenuhi[11] :

Tabel 2.1 Batas Rentang Frekuensi Operasi

Rentang Frekuensi	Rentang Waktu Operasi
$51,50 \text{ Hz} < f \leq 52,00 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 15 menit
$51,00 \text{ Hz} < f \leq 51,50 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 90 menit
$49,00 \text{ Hz} \leq f \leq 51,00 \text{ Hz}$	Beroperasi secara terus-menerus
$47,50 \text{ Hz} < f < 49,00 \text{ Hz}$	Beroperasi selama paling singkat 90 menit
$47,00 \text{ Hz} < f \leq 47,50 \text{ Hz}$	Beroperasi paling singkat 6 detik

Tabel 2.2 Batasan Tegangan Operasi

Tegangan Nominal	Kondisi Normal
500 kV	+10%, -10%
275 kV	+10%, -10%
150 kV	+10%, -10%
66 kV*	+5%, -10%
30 kV	+5%, -10%

2.5.1 Jatuh Tegangan

Jatuh tegangan adalah selisih antara tegangan pada gardu induk dengan tegangan pada saluran jaringan tegangan tinggi 150 kV. Fenomena ini dihasilkan oleh penurunan tegangan pada kabel saluran karena nilai resistansi, induktansi, dan kapasitansi di sepanjang saluran. PLN telah menetapkan peraturan tegangan listrik (SPLN). Jaringan didesain sedemikian rupa sehingga rugi tegangan pada ujungnya masih dapat diterima sebesar 10%. Rugi tegangan yang disebabkan oleh hambatan listrik (R) dan reaktansi menyebabkan tegangan jatuh pada jaringan (X). Rumus (2.12) dapat digunakan untuk menjelaskan jatuh tegangan *phasor* V_d pada penghantar dengan nilai impedansi (Z) dan arus (I):

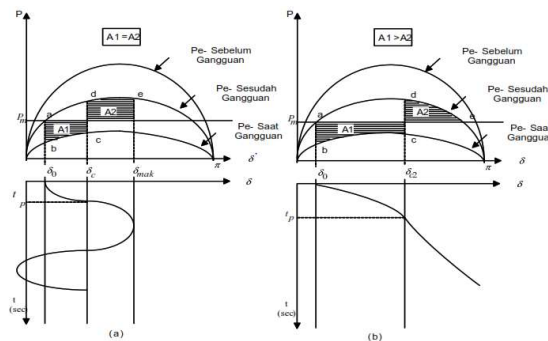
$$V_d = I \cdot Z \dots\dots\dots (2.12)$$

Jatuh tegangan (ΔV) merupakan selisih antara tegangan yang dikirim (V_K) dengan tegangan yang diterima (V_T), maka jatuh tegangan dapat jabarkan dengan rumus (2.13):

$$\Delta V = (V_K) - (V_T) \dots\dots\dots (2.13)$$

2.6 Stabilitas Transient

Stabilitas Transient merupakan kemampuan sistem daya untuk kembali dalam kondisi sinkron setelah terjadi gangguan yang besar. Akibatnya, efek gangguan substansial saling berhubungan dengan studi stabilitas transien. Studi stabilitas transien mencoba untuk menentukan waktu kritis ketika pemutusan atau batas maksimum gangguan dihilangkan, selain melihat stabilitas sistem. Stabilitas ayunan pertama (first swing) dan ayunan ganda dibagi dalam dua bagian penelitian stabilitas transien (multiswing). Stabilitas ayunan pertama generator direpresentasikan secara langsung, tanpa melibatkan sistem kontrol. Seperti diilustrasikan pada Gambar 2.7, periode waktu yang dianalisis adalah pertama kali setelah timbulnya gangguan pada sistem. Setiap sistem dapat diklasifikasikan stabil jika generator dalam sistem tetap dalam keadaan sinkron sebelum akhir detik pertama. Namun, penelitian stabilitas sering dilakukan selama 2 hingga 3 detik untuk memastikan bahwa bentuk kurva ayunan sudut rotor terlihat jelas. Sebagai kesimpulan, efek dari sistem kontrol generator telah diperiksa untuk stabilitas ayunan ganda selama periode yang lebih lama, seperti yang diilustrasikan pada Gambar 2.7. [12].



Gambar 2.8 (a) contoh analisis ayunan pertama untuk sistem stabil, (b) contoh analisis ayunan pertama untuk sistem tidak stabil.

2.6.1 Dinamika Rotor dan Persamaan Ayunan (Swing Equation)

Langkah pertama dalam menganalisis stabilitas suatu sistem tenaga listrik adalah dengan membuat model matematis yang dapat merepresentasikan dinamika sistem ketika terjadi gangguan yang besar. Persamaan ayunan (*Swing Equation*) adalah model matematika untuk pembangkit listrik. Persamaan ayunan mengilustrasikan bagaimana interaksi dari dua torka, yaitu torka mekanik dan torka elektrik pada rotor. Rotor akan merasakan ayunan ketika terjadi ketidakseimbangan antara kedua torka ini. Ayunan ini ditandai dengan percepatan dan perlambatan kecepatan rotor. Untuk generator sinkron persamaan ayunan dapat dituliskan sebagai berikut:

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_m - T_e = T_a (Nm) \dots \dots \dots (2.14)$$

Dimana :

J = total momen inersia mesin sinkron (kgm)

θ_m = sudut mekanis rotor (rad)

T_m = torka mekanik turbin (Nm)

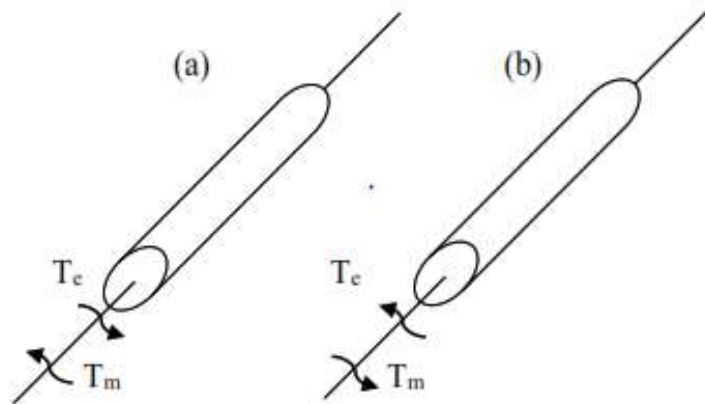
T_e = torka elektrik rotor (Nm)

T = waktu (detik)

T_a = percepatan torka netto (Nm)

Untuk generator sinkron, torsi mekanik T_m dan torsi listrik T_e keduanya positif. Seperti ditunjukkan pada gambar 2.7.a, T_m adalah torsi yang dihasilkan porosnya, yang memiliki kecenderungan untuk mempercepat rotor ke arah putaran Momen putar mekanis T_m dan momen putar elektris T_e dianggap positif untuk generator serempak. Ini menandakan bahwa T_m merupakan resultan momen putar poros yang mempunyai kecenderungan untuk mempercepat rotor dalam arah putaran θ_m . T_m dan T_e akan sama untuk generator dalam keadaan konstan, sedangkan T_a adalah nol

untuk generator momen putar. Tidak ada percepatan atau perlambatan sehubungan dengan massa rotor dalam kondisi ini, dan kecepatan sinkron adalah hasil kecepatan yang stabil.



Gambar 2.9 Representasi suatu rotor mesin yang membandingkan arah.

2.6.2 Critical Clearing Time

Critical clearing time, juga dikenal sebagai waktu pemutusan kritis, adalah waktu yang dibutuhkan sistem untuk pulih ke keadaan stabil. Setelah terjadinya gangguan pada sistem, maka gangguan tersebut harus diisolasi agar tidak mempengaruhi sistem yang ada. Memutuskan gangguan melalui pemutus sirkuit (CB) pada saluran dan pemutus sirkuit pada generator agar dapat mengisolasi gangguan. [13].

Sejak gangguan dimulai sampai dengan padamnya listrik dengan pelepasan PMT, waktu gangguan dari pelaku usaha atau pengguna jaringan dan konsumen tenaga listrik yang terhubung langsung ke jaringan transmisi harus kurang atau setara dengan waktu yang telah ditentukan oleh Permen no. 20/2020 aturan Jawa-Bali, waktu pemutusan gangguan dengan ketentuan sebagai berikut :

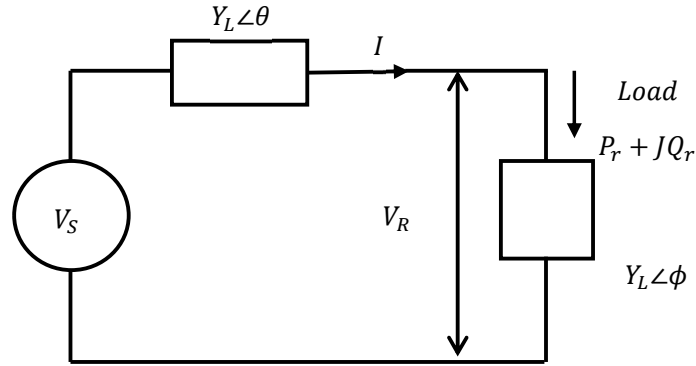
Tabel 2.3 Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik 2020[11]

CODE	NO.	ATURAN JARINGAN 2020
CCA1 2.2	1.	90 ms (sembilan puluh millisecond) untuk 500 (lima ratus) kV
	2.	100 ms (seratus millisecond) untuk 275 (dua ratus tujuh puluh lima) kV
	3.	120 ms (seratus dua puluh millisecond) untuk 150 (seratus lima puluh) kV
	4.	150 ms (seratus lima puluh millisecond) untuk 66 (enam puluh enam) kV

(Sumber data: Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 20 Tahun 2020).

2.7 Indeks Kestabilan Tegangan

Indeks stabilitas tegangan merupakan besaran skalar yang dapat digunakan untuk mengantisipasi hubungan antara ketidakstabilan tegangan dengan evaluasi stabilitas sistem tenaga. Perubahan besaran yang diikuti dengan modifikasi parameter sistem dapat digunakan secara online atau offline untuk membantu operator mengetahui cara menangani perubahan penurunan tegangan. Saluran transmisi ditunjukkan sebagai model input pada gambar 2.9, dimana $Y_L \angle \theta$ mewakili saluran admintasi, $Y_L \angle \phi$ mewakili administrasi beban, dan $\phi = \tan^{-1}(Q_r / P_r)$ mewakili input beban. Daya yang ditransfer pada ujung penerima oleh saluran tertentu disebut sebagai beban yang berasal dari saluran itu. [6].



Gambar 2.10 Pemodelan Saluran Transmisi dengan Admitansi [14].

Indeks ini dikembangkan dengan mempertimbangkan kondisi dimana hanya magnitude beban yang bervariasi dengan besar sudut beban ϕ dijaga tetap stabil. Peningkatan beban akibat peningkatan admitansi menghasilkan arus drop yang lebih tinggi dan tegangan yang lebih rendah pada ujung penerima. [6]. Pada gambar 2.8, arus I direpresentasikan sebagai berikut :

$$I = V_S Y_{eq} \dots\dots\dots (2.14)$$

dimana,

$$Y_{eq} = \left[\frac{Y_L Y_R}{[Y_L^2 + Y_R^2 + 2Y_L Y_R \cos(\theta - \phi)]^{0.5}} \right] \dots\dots\dots (2.15)$$

Tegangan V_R dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$V_R = \frac{I}{Y_R} \dots\dots\dots (2.16)$$

Dengan memasukan persamaan ke persamaan, maka V_R dapat persamaan sebagai berikut :

$$V_R = V_S \left[\frac{Y_L Y_R}{[Y_L^2 + Y_R^2 + 2Y_L Y_R \cos(\theta - \phi)]^{0.5}} \right] \dots\dots\dots (2.17)$$

Keterangan :

V_S = Tegangan sisi pengirim

V_R = Tegangan sisi penerima

$Y_L \angle \theta$ = Admitansi saluran

$Y_L \angle \phi$ = Admitansi beban

Daya aktif pada sisi penerima dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$P_r = V_R I \cos(\phi) \dots\dots\dots (2.18)$$

$$P_r = \frac{V_S^2 Y_L^2 Y_R \cos(\phi)}{[Y_L^2 + Y_R^2 + 2Y_L Y_R \cos(\theta - \phi)]} \dots\dots\dots (2.19)$$

Untuk mendapatkan transfer daya yang maksimal pada bus yaitu dilakukan dengan menggunakan kondisi sebagai berikut :

$$\frac{\partial P_R}{\partial Y_R} = 0 \dots\dots\dots (2.20)$$

Persamaan dicapai dengan memperhatikan kriteria $|Y_L| = |Y_R|$. Dengan mensubstitusikan $|Y_L| = |Y_R|$ pada persamaan (2.21) maka didapatkan P_{rmax} sebagai berikut :

$$P_{rmax} = \frac{V_S^2 Y_L \cos(\phi)}{2[1 + \cos(\theta - \phi)]} \dots\dots\dots (2.21)$$

Selanjutnya aliran daya untuk sebuah kondisi operasi akan dibandingkan dengan transfer daya maksimum dan batas stabilitas pada saluran didefinisikan dengan rumus sebagai berikut :

$$VSI = \frac{P_r}{P_{rmax}} \dots\dots\dots (2.22)$$

Indeks serupa dapat dikembangkan menggunakan aliran daya reaktif yang dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$VSI = \frac{Q_r}{Q_{rmax}} \dots\dots\dots (2.23)$$

dimana,

$$Q_{rmax} = \frac{V_S^2 Y_L \sin(\phi)}{2[1 + \cos(\theta - \phi)]} \dots\dots\dots (2.24)$$

Keterangan :

P_r = Daya aktif pada sisi penerima

P_{rmax} = Transfer daya maksimum yang disalurkan melalui saluran tanpa adanya ketidakstabilan tegangan

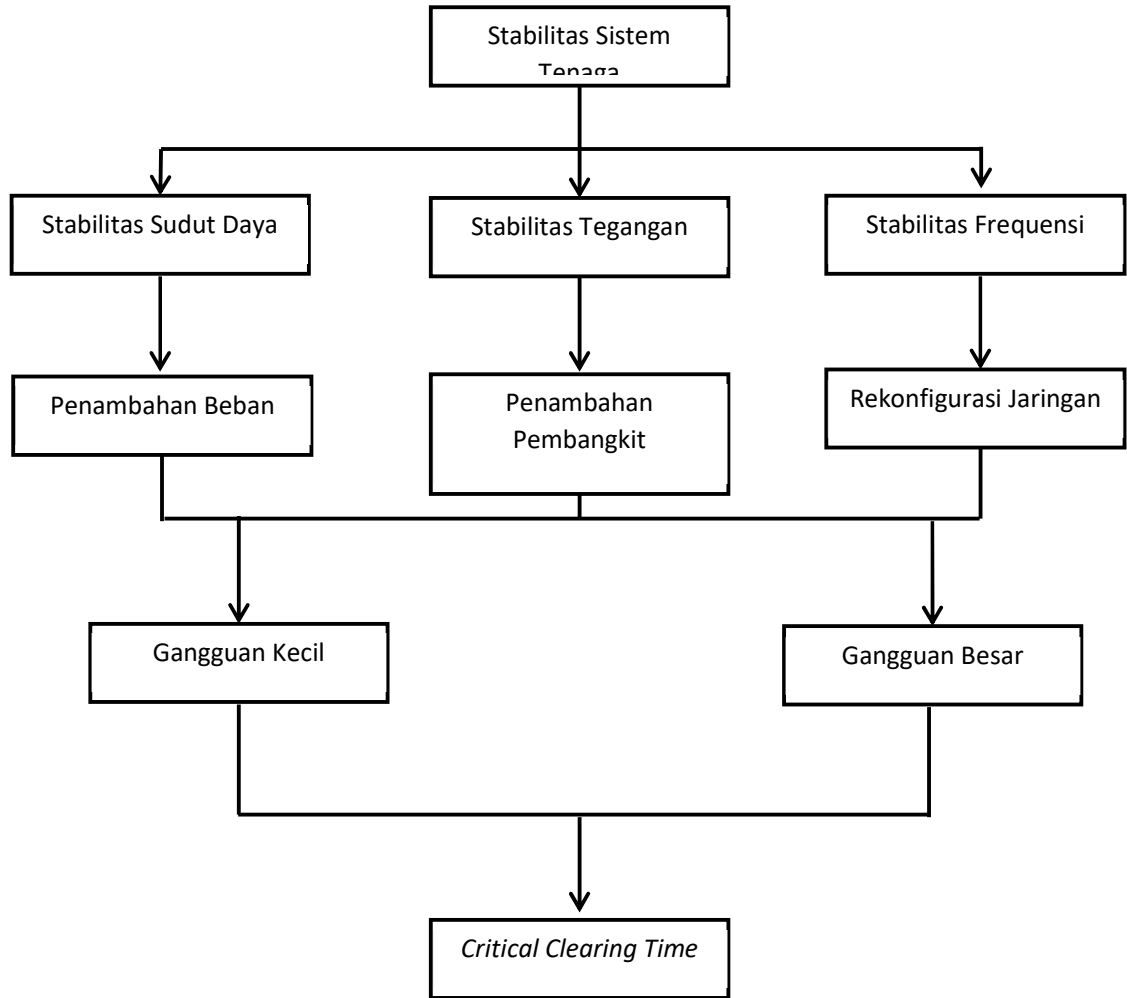
Q_r = Daya reaktif pada sisi penerima

Q_{rmax} = Transfer daya maksimum yang disalurkan melalui saluran tanpa adanya ketidakstabilan tegangan

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Kerangka Konsep



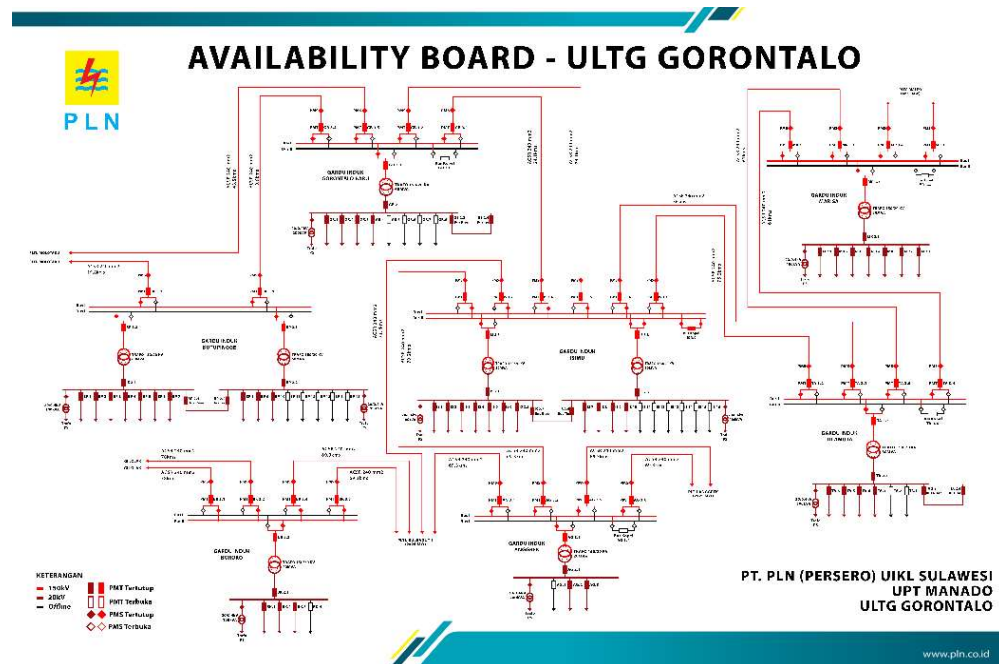
Gambar 3.1. Kerangka Konsep Penelitian

Boroko, Botupingge, Marisa, Anggrek, Gorontalo Baru, Tilamuta dan terdapat juga 6 pembangkit listrik dengan berbagai macam jenisnya. Antara lain :

- a. PLTG Gorontalo Peaker (100 MW)
- b. PLTD Telaga (24 MW)
- c. PLTU Molotabu (2x12 MW)
- d. PLTS Isimu (10 MW)
- e. PLTU Gorontalo (2x25 MW)
- f. PLTU Sulbagut 1 (2x50 MW)

Berdasarkan RUPTL PLN 2021 – 2030, bahwa akan ada perencanaan penambahan Gardu Induk Tolinggula (30 MVA) yang beroperasi di level tegangan 150 kV di tahun 2023 dan Pembangkit PLTM Bone Bolango (9,9 MW) pada tahun 2022.

3.2.2 Diagram Satu Garis Sistem Transmisi Gorontalo



Gambar 3.3 Diagram Satu Garis Sistem Transmisi Gorontalo

(Sumber data: PT. PLN (Persero) ULTG Gorontalo)

3.2.3 Data Pembebanan Gardu Induk

Tabel 3.1 Data Pembebanan Gardu Induk (Januari 2022)

No	Nama Gardu Induk	Kapasitas (MVA)	Data Beban		
			A(LV)	MW	MVA
1	Gardu Induk Isimu #1	30	370	10.89	12.81
2	Gardu Induk Isimu #2	60	419	12.33	14.51
3	Gardu Induk Boroko	20	160	4.71	5.54
4	Gardu Induk Marisa	30	564	16.6	19.53
5	Gardu Induk Botupingge #1	60	894	26.32	30.96
6	Gardu Induk Botupingge #2	60	207	6.09	7.17
7	Gardu Induk Anggrek	20	346	10.18	11.98
8	Gardu Induk Gorontalo Baru	60	569	16.75	19.71
9	Gardu Induk Tilamuta	30	259	7.62	8.97

(Sumber data: PT. PLN (Persero) ULTG Gorontalo)

3.2.4 Data Pembangkit

Tabel 3.2 Data Pembangkit Terpasang

No	Nama Pembangkit	Data Trafo				Data Generator
		Level Tegangan Operasi (kV)	Kapasitas (kVA)	Impedansi (%)	Arus (A)	Daya Terpasang (MW/MVA)
1	PLTU Tanjung Karang #1	150/10.5	75000	12	4129.3	60
2	PLTU Tanjung Karang #2	150/10.5	75000	12	4129.3	60
3	PLTG Maleo #1	150/11.5	70000	-	3518.4	25
4	PLTG Maleo #2					25
5	PLTG Maleo #3	150/11.5	70000	-	3518.4	25
6	PLTG Maleo #4					25
7	PLTU Anggrek #1	150/10.5	30000	11,45	1651.5	25
8	PLTU Anggrek #2	150/10.5	30000	11,45	1651.5	25
9	PLTU Molotabu #1	150/6.3	16000	12	1468	12.5

No	Nama Pembangkit	Data Trafo				Data Generator
		Level Tegangan Operasi (kV)	Kapasitas (kVA)	Impedansi (%)	Arus (A)	Daya Terpasang (MW/MVA)
10	PLTU Molotabu #2	150/6.3	16000	12	1468	12.5
11	PLTS Isimu	35/0.6	3125	-	3010	18.8

3.2.5 Data Saluran Penghantar Sistem Transmisi Gorontalo

Tabel 3.3 Data Saluran Penghantar Sistem Transmisi Gorontalo

No	Transmisi / Jurusan	Penghantar		Impedansi Saluran			
		Panjang (kms)	Jenis	Z ₁₋₂		Z ₀	
				R	jX	R	jX
1	GI. Isimu – GI. Anggrek	30.652	ACSR 240/40 mm ²	0.118	0.3877	0.31	0.7173
2	GI. Anggrek – PLTU. Tanjung Karang	39.389	ACSR 240/40 mm ²	0.118	0.3877	0.31	0.7173
3	GI. Isimu – GI. Tilamuta	49.662	ACSR 240/40 mm ²	0.118	0.3877	0.31	0.7173
4	GI. Boroko – PLTU. Tanjung Karang	33.497	ACSR 240/40 mm ²	0.118	0.3877	0.31	0.7173
5	GI. Isimu – PLTU. Tanjung Karang	43.150	ACSR 240/40 mm ²	0.118	0.3877	0.31	0.7173
6	PLTG. Maleo – GI. Marisa	1.467	HAWK 2x240/40 mm ²	0.238	0.42	0.714	0.717
7	GI. Lolak – GI. Boroko	88.662	ACSR 240/40 mm ²	0.118	0.3877	0.31	0.7173
8	GI. Botupingge – PLTU. Molotabu	20.097	ACSR 240/40 mm ²	0.118	0.3877	0.31	0.7173
9	GI. Gorontalo Baru – PLTU. Molotabu	19.979	ACSR 240/40 mm ²	0.118	0.3877	0.31	0.7173
10	GI. Gorontalo Baru – GI. Botupingge	13.655	ACSR 240/40 mm ²	0.118	0.3877	0.31	0.7173

11	GI. Isimu – GI. Gorontalo Baru	25.082	ACSR 240/40 mm ²	0.118	0.3877	0.31	0.7173
12	GI. Tilamuta – GI. Marisa	60.908	ACSR 240/40 mm ²	0.118	0.3877	0.31	0.7173

(sumber data PT. PLN (Persero) ULTG Gorontalo)

3.3 Lokasi dan Waktu Penelitian

Untuk lokasi penelitian ini akan dilakukan pada sistem 150 kV Gorontalo.

Adapun waktu penelitian dilakukan dengan rincian sebagai berikut :

Tabel 3.4 Waktu Penelitian

No	Uraian Penelitian	Periode (Per-minggu setiap bulan)																Keterangan
		Februari				Maret				April				Mei				
1	Pemodelan Sistem																	
2	Analisis aliran daya																	
3	Analisis penambahan pembangkit																	
4	Analisis peningkatan beban																	
5	Analisis Stabilitas Transient																	
6	Analisis Hasil																	

3.4 Analisis / Pengolahan Data

Tahap selanjutnya yaitu menganalisis atau mengolah data yang telah dikumpulkan diantaranya adalah melakukan pemodelan data (*Single Line Diagram* sebelum dan sesudah) yang di dalamnya sudah terdapat data pembangkit, dan data impedansi. Adapun tahapan-tahapannya adalah sebagai berikut :

- a) Menganalisis peningkatan beban dengan cara menggunakan asumsi proyeksi kebutuhan tenaga listrik masyarakat provinsi Gorontalo berdasarkan RUPTL 2021-2030. Beban puncak provinsi Gorontalo dari tahun 2022-2023 meningkat sebesar 4.96% dan dari 2022-2024 meningkat sebesar 9.93% pada seluruh gardu induk yang ada di sistem 150 kV Gorontalo.

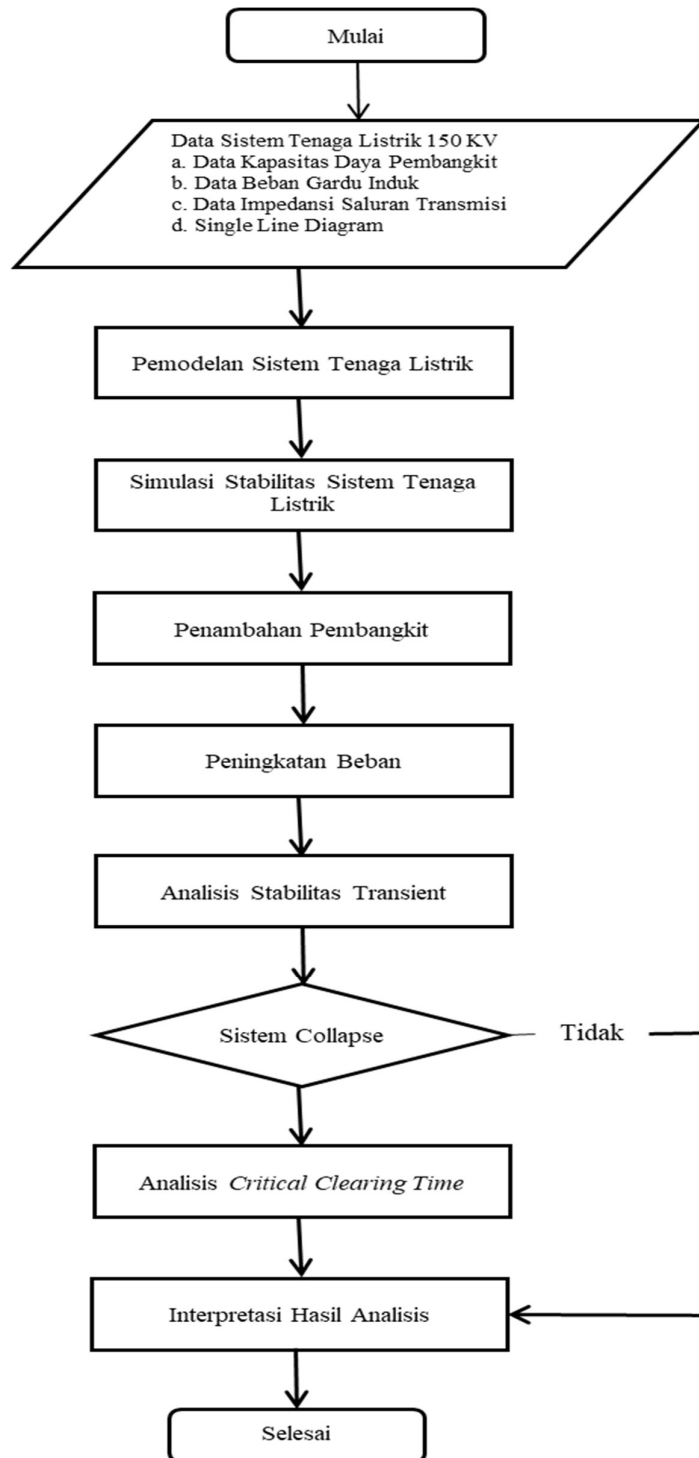
Tabel 3.5 Proyeksi Beban Gardu Induk Tahun 2022-2024.

NAMA PENYULANG	Beban Januari (2022)		Proyeksi Beban 2023		Proyeksi Beban 2024	
	AMPERE	MW	AMPERE	MW	AMPERE	MW
ISIMU						
IS 1	25	0.74	28	0.84	30	0.88
IS 2	126	3.71	143	4.22	150	4.42
IS 3	86	2.53	98	2.88	103	3.02
IS 4	58	1.71	66	1.94	69	2.03
IS 5	149	4.38	170	4.99	178	5.22
IS 6	30	0.88	34	1.00	36	1.05
IS 7	23	0.68	26	0.77	27	0.81
IS 8	142	4.18	162	4.75	169	4.98
IS 9	36	1.06	41	1.21	43	1.26
BOTUPINGGE						
BP1	123	3.62	140	4.12	147	4.31
BP2	116	3.41	132	3.88	138	4.07
BP3	94	2.76	107	3.15	112	3.30
BP4	252	7.41	287	8.44	300	8.84
BP5	144	4.24	164	4.82	172	5.05
BP6	152	4.47	173	5.09	181	5.33
BP7	166	4.88	189	5.56	198	5.82
BP8	77	2.26	88	2.58	92	2.70
BP9	79	2.32	90	2.65	94	2.77
BP10	81	2.38	92	2.71	97	2.84
TILAMUTA						
TA1	148	4.35	168	4.96	176	5.19
TA2	0	0.00	0	0.00	0	0.00
TA3	37	1.09	42	1.24	44	1.30
TA4	86	2.53	98	2.88	103	3.02
ANGGREK						
AG1	116	3.41	132	3.88	138	4.07
AG2	172	5.06	196	5.76	205	6.03
AG3	89	2.62	101	2.98	106	3.12
MARISA						
MR1	35	1.03	40	1.17	42	1.23
MR2	305	8.97	347	10.21	364	10.69
MR3	149	4.38	170	4.99	178	5.22
MR4	159	4.68	181	5.32	190	5.58
MR5	48	1.41	55	1.61	57	1.68
MR6	112	3.29	128	3.75	134	3.93
BOROKO						
BK1	24	0.71	27	0.80	29	0.84

BK2	29	0.85	33	0.97	35	1.02
BK3	107	3.15	122	3.58	128	3.75
GOBAR						
GB1	65	1.91	74	2.18	77	2.28
GB2	92	2.71	105	3.08	110	3.23
GB3	108	3.18	123	3.62	129	3.79
GB4	231	6.79	263	7.73	275	8.10
GB5	70	2.06	80	2.34	83	2.45
GB6	122	3.59	139	4.08	145	4.28
GB7	89	2.62	101	2.98	106	3.12

- b) Menganalisa stabilitas transient pada aplikasi Digsilent yang telah dimodelkan berdasarkan konfigurasi sistem tenaga listrik 150 kV Gorontalo setelah dilakukan simulasi baik gangguan besar maupun gangguan kecil sesuai dengan proyeksi kenaikan beban dari tahun 2022, 2023 dan 2024. Gangguan besar dan gangguan kecil yang dimaksud ialah durasi waktu PMT Open disaat sistem menerima gangguan tiga fasa pada salah satu ruas transmisi. Apabila sistem *collapse* setelah dilakukannya penambahan pembangkit dan peningkatan beban, maka akan dilanjutkan dengan menganalisis *critical clearing time*. Jika tidak, diharapkan hasil analisa dapat diinterpretasikan.

3.5 Flowchart Penelitian



Gambar 3.4 Tahapan Alir Penelitian

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Sistem Kelistrikan Gorontalo

Sistem Kelistrikan di Gorontalo merupakan satu kesatuan interkoneksi dengan sistem kelistrikan Minahasa melalui saluran transmisi 150 kV. Ada 7 (Tujuh) pusat beban Gardu Induk dan ada 3 (tiga) pusat listrik yang besar yang saling terinterkoneksi melalui Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) 150 kV. Disamping itu pada Tahun 2020 telah dibangun 1 (satu) Pembangkit besar yang berlokasi di pinggiran pantai utara Gorontalo, tepatnya di Kecamatan Tomilito Kabupaten Gorontalo Utara. Pada akhir Tahun 2021 pembangkit ini telah dioperasikan dengan mesin unit satunya yaitu sebesar 50 MW.

PLTU Tanjung Karang telah di interkoneksi langsung melalui saluran Transmisi 150 kV ke Gardu Induk Boroko 2 Line, ke Gardu Induk Anggrek 1 Line dan 1 line ke Gardu Induk Isimu. Interkoneksi PLTU Tanjung Karang ini diharapkan dapat membantu kebutuhan energi dan juga dapat memperbaiki profil tegangan dengan memperhitungkan rugi-rugi daya di sistem kelistrikan Gorontalo. Sehingga perlu analisis stabilitas pada kondisi saat ini yaitu sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang dan sesudah interkoneksi. Dalam analisis ini perlu data system kelistrikan Gorontalo. Adapun data tersebut berupa data Pembangkit listrik, data transformator Gardu induk, beban pada masing-masing Gardu Induk dan data kawat Penghantar. Setelah mendapatkan data sistem selanjutnya menganalisis data sistem tersebut.

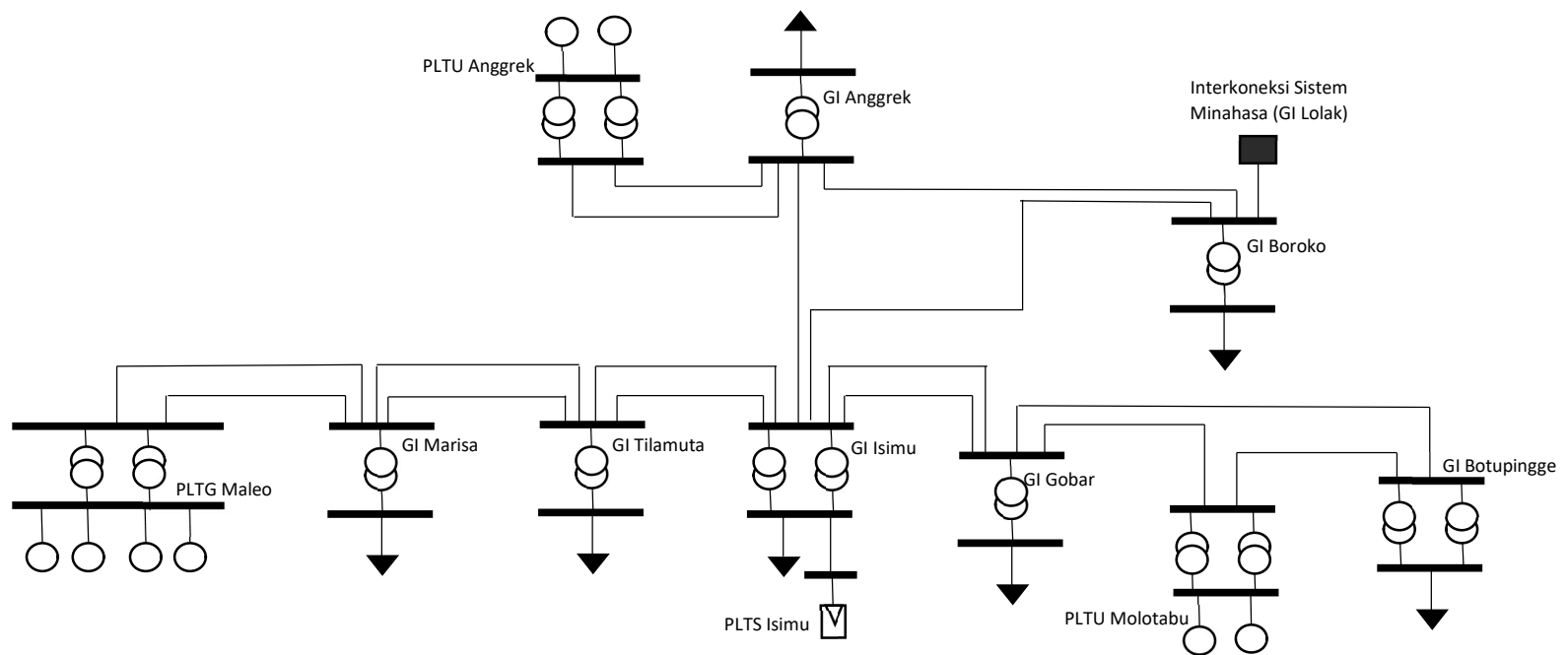
4.2 Analisis Data Sistem

Perolehan data dari lapangan untuk system kelistrikan Gorontalo didapat dari ULTG Gorontalo dan UPDK Gorontalo. Data yang diperoleh berupa data pembangkit, data saluran penghantar transmisi, data gardu induk dan data beban penyulang. Beberapa data yang diperoleh terlebih dahulu dikonversi untuk diinput pada simulasi permodelan sistem. Setelah memperoleh hasil dari pengolahan data, system di modelkan dengan menggunakan bantuan software DigSilent versi 15.1. Kemudian dilakukan input data untuk melakukan simulasinya. Setelah dilakukan simulasi, maka didapat hasilnya dan kemudian hasilnya dianalisis. Hasil dari simulasi berupa hasil aliran daya dan kestabilan sistem. Analisisnya dititik beratkan pada sistem kestabilan berupa kestabilan sudut rotor, kestabilan frekuensi dan kestabilan tegangan. Analisa kestabilan system digunakan untuk melihat performa system kelistrikan Gorontalo ketika terjadi gangguan.

4.3 Simulasi dan Pembahasan Kestabilan Sistem

4.3.1 Kestabilan Sudut Rotor Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

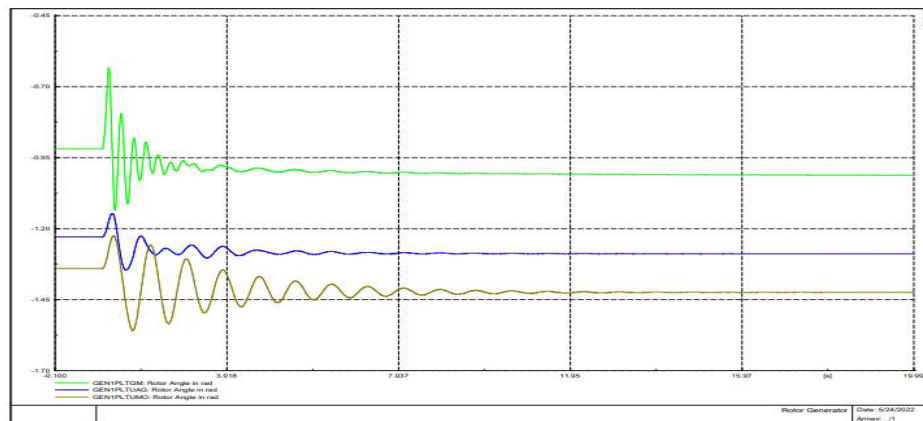
Simulasi kestabilan sudut rotor, pertama-tama system dimodelkan sesuai dengan *single line* system Gorontalo sebelum interkoneksi PLTU. Setelah system dimodelkan, selanjutnya dilakukan penginputan data dari masing-masing parameter sesuai dengan hasil pengolahan data dan referensi system. Penginputan data hasil perhitungan parameter PV, slack bus, transformator, penghantar dan beban kedalam software DigSilent. Gambar permodelan sebelum interkoneksi terlihat pada Gambar 4.1



Gambar 4.1 Permodelan Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Setelah penginputan data, system diberikan gangguan. Hubung singkat 3 phasa ke tanah merupakan bentuk gangguan yang diberikan pada simulasi. Gangguan diberikan pada jalur transmisi dari GI Boroko menuju GI Isimu dengan durasi 0.12 detik. selanjutnya dilakukan proses simulasi. Hasil dari simulasi kestabilan sudut rotor sebelum interkoneksi PLTU merupakan hasil respon suatu mesin generator pada setiap sistem unit pembangkit tenaga listrik. Setelah didapatkan hasilnya maka dilakukan analisis kestabilan sudut rotor yang terdapat pada setiap system pembangkitan.

Hasil stabilitas sudut rotor sistem kelistrikan Gorontalo sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang ditunjukkan pada Gambar Grafik 4.2. Hasil stabilitas digunakan generator PLTG Maleo, PLTU Molotabu, PLTU Anggrek dengan beberapa unit pembangkit yang berbeda-beda sehingga dipilih sudut rotornya yang berbeda.



Gambar 4.2 Grafik sudut rotor $f(t)$ sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Pada Gambar 4.2, hasil simulasi grafik sudut rotor fungsi waktu dapat dilihat dalam bentuk Tabel, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.1, yang mana saat sistem mengalami gangguan pada detik 1 dengan durasi gangguan 0.12 detik.

Tabel 4.1 Hasil Simulasi Kestabilan Sudut Rotor Sebelum Interkoneksi PLTU
Tanjung Karang

Sebelum di Injeksi					
Generator	Ayunan	Awal (derajat)	Selama gangguan (Derajat)	Baru (Derajat)	Steady state (s)
Anggrek	Maks	-1,2293	-1,1464	-1,2887	16,042
	Min		-1,3454		
Maleo	Maks	-0,9161	-0,6334	-1,0115	17,632
	Min		-1,1354		
Molotabu	Maks	-1,3403	-1,2244	-1,4249	16,942
	Min		-1,5595		

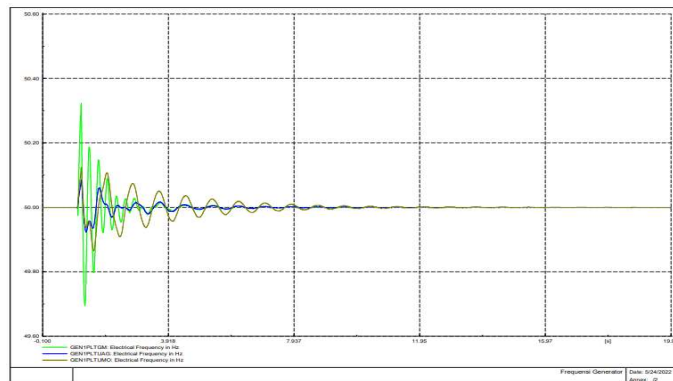
Pada Tabel 4.1 terlihat bahwa sudut rotor mengalami perubahan dan dapat kembali stabil dengan sudut yang baru, dengan waktu pemulihan untuk Generator Anggrek adalah 16,042 detik, Generator Maleo 17,632 detik dan Generator Molotabu adalah 16,942 detik setelah gangguan dihilangkan dari sistem.

4.3.2 Kestabilan Frekuensi Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Simulasi kestabilan frekuensi, pertama-tama system dimodelkan sesuai dengan *single line* system Gorontalo sebelum interkoneksi PLTU. Setelah system dimodelkan, selanjutnya dilakukan penginputan data dari masing-masing parameter sesuai dengan hasil pengolahan data dan referensi system. Penginputan data hasil perhitungan parameter PV, slack bus, transformator, penghantar dan beban kedalam software DigSilent.

Setelah penginputan data, system diberikan gangguan. Hubung singkat 3 phasa ke tanah merupakan bentuk gangguan yang diberikan pada simulasi. Gangguan diberikan pada jalur transmisi dari GI Boroko menuju GI Isimu dengan durasi 0.12 detik. selanjutnya dilakukan proses simulasi. Setelah didapatkan hasilnya maka dilakukan analisis kestabilan frekuensi yang terdapat pada setiap system pembangkitan.

Hasil stabilitas frekuensi sistem kelistrikan Gorontalo sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang ditunjukkan pada Gambar 4.3. Hasil stabilitas digunakan generator PLTG Maleo, PLTU Molotabu, PLTU Anggrek. Sebelum terjadi gangguan frekuensi generator pembangkit berada pada frekuensi kerja 50 Hz, hingga terjadi gangguan pada detik ke-satu.



Gambar 4.3 Grafik frekuensi $f(t)$ sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Pada Gambar 4.3, hasil simulasi grafik frekuensi fungsi waktu dapat dilihat dalam bentuk Tabel, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.2, yang mana saat sistem mengalami gangguan pada detik 1 dengan durasi gangguan 0.12 detik.

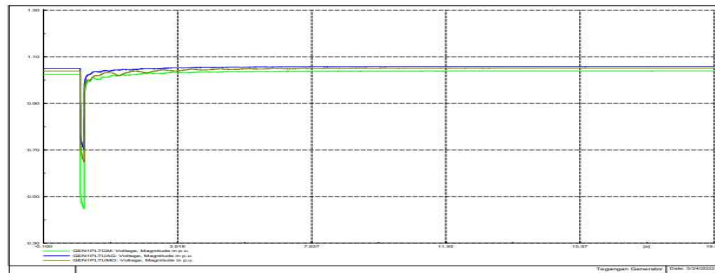
Tabel 4.2 Hasil Simulasi Kestabilan Frekuensi Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Sebelum di Injeksi					
Generator	Ayunan	Awal (Hz)	Selama gangguan (Hz)	Baru (Hz)	Steady state (s)
Anggrek	Maks	50	50,085	50	13,702
	Min		49,935		
Maleo	Maks	50	50,323	50	11,452
	Min		49,697		
Molotabu	Maks	50	50,124	50	15,712
	Min		49,865		

Pada Tabel 4.2 terlihat bahwa stabilitas frekuensi sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang, menunjukkan frekuensi mengalami osilasi dan dapat kembali normal pada frekuensi 50 Hz, dengan waktu pemulihan untuk generator Anggrek adalah selama 13,702 detik, generator Maleo adalah selama 11,452 detik dan generator Molotabu 15,712 detik setelah gangguan dihilangkan dari system.

4.3.3 Kestabilan Tegangan Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Hasil stabilitas tegangan sistem kelistrikan Gorontalo sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang ditunjukkan pada Gambar 4.4 untuk generator PLTU Anggrek, PLTG Maleo dan PLTU Molotabu. Generator ini sebelum terjadi gangguan semuanya bekerja pada tegangan satu pu, hingga terjadi gangguan pada detik ke-satu.



Gambar 4.4 Grafik Tegangan $f(t)$ sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Pada Gambar 4.4, hasil simulasi grafik tegangan fungsi waktu dapat dilihat dalam bentuk Tabel, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.3, yang mana saat sistem mengalami gangguan pada detik 1 dengan durasi gangguan 0.12 detik.

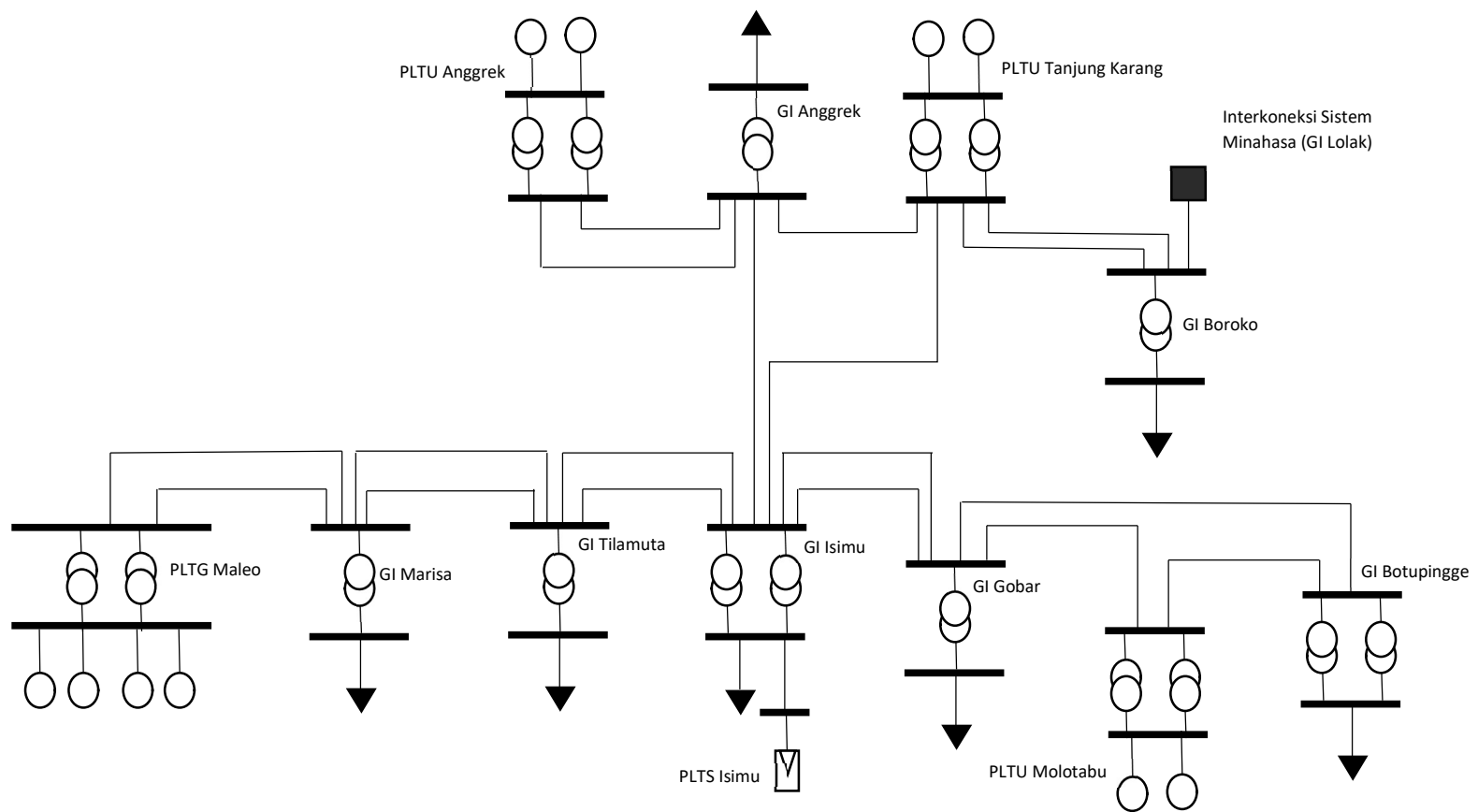
Tabel 4.3 Stabilitas Tegangan Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Sebelum Interkoneksi PLTU			
Bus	V (drop) (pu)	V (Steady State) (pu)	Waktu (Steady State) (Detik)
Maleo	0,4481	1,0383	11,312
Anggrek	0,7025	1,0577	11,662
Molotabu	0,6484	1,0513	12,562

Pada Tabel 4.3 terlihat bahwa stabilitas tegangan sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang mengalami drop dan dapat kembali stabil pada tegangan kerja satu pu, dengan waktu pemulihan untuk generator Anggrek adalah selama 11,662 detik, generator Maleo adalah selama 11,312 detik dan generator Molotabu adalah selama 12,562 setelah gangguan dihilangkan dari sistem.

4.3.4 Kestabilan Sudut Rotor Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

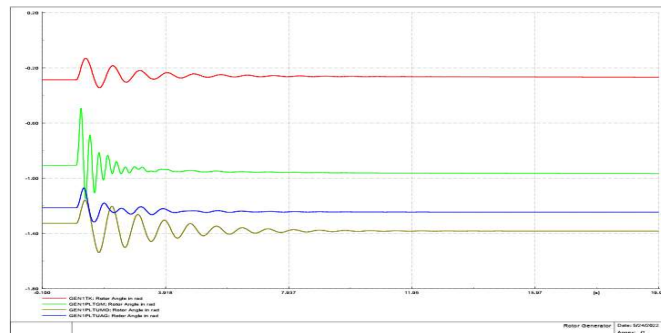
Simulasi kestabilan sudut rotor, pertama-tama system dimodelkan sesuai dengan *single line* system Gorontalo Sesudah interkoneksi PLTU tanjong Karang. Setelah system dimodelkan, selanjutnya dilakukan penginputan data dari masing-masing parameter sesuai dengan hasil pengolahan data dan referensi system. Penginputan data hasil perhitungan parameter PV, slack bus, transformator, penghantar dan beban kedalam software DigSilent. Gambar permodelan sesudah interkoneksi terlihat pada Gambar 4.5.



Gambar 4.5 Permodelan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Setelah penginputan data, sistem diberikan gangguan. Hubung singkat 3 phasa ke tanah merupakan bentuk gangguan yang diberikan pada simulasi. Gangguan diberikan pada jalur transmisi dari tanjung karang menuju GI Isimu, karena lokasi tanjung karang berada di GI Boroko dan double phi GI Isimu dan GI Anggrek. selanjutnya dilakukan proses simulasi dengan durasi gangguan 0.12 detik. Hasil dari simulasi kestabilan sudut rotor sesudah interkoneksi PLTU merupakan hasil respon suatu mesin generator pada setiap sistem unit pembangkit tenaga listrik. Setelah didapatkan hasilnya maka dilakukan analisis kestabilan sudut rotor yang terdapat pada setiap sistem pembangkitan.

Hasil stabilitas sudut rotor sistem kelistrikan Gorontalo sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang ditunjukkan pada Gambar 4.6. Hasil stabilitas digunakan generator PLTG Maleo, PLTU Molotabu, PLTU Anggrek dan PLTU tanjung Karang dengan beberapa unit pembangkit yang berbeda-beda sehingga dipilih sudut rotornya yang berbeda.



Gambar 4.6 Grafik sudut rotor $f(t)$ sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Pada Gambar 4.6, hasil simulasi grafik sudut rotor fungsi waktu dapat dilihat dalam bentuk Tabel, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.4, yang mana saat sistem mengalami gangguan pada detik 1 dengan durasi gangguan 0.12 detik.

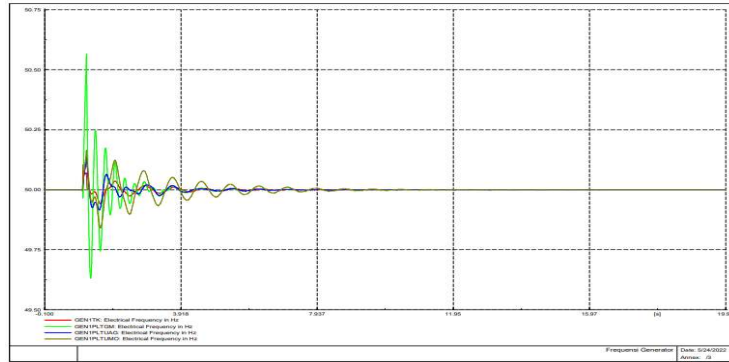
Tabel 4.4 Hasil Simulasi Kestabilan Sudut Rotor Sesudah Interkoneksi PLTU
Tanjung Karang

Setelah di Injeksi					
Generator	Ayunan	Awal (derajat)	Selama gangguan (Derajat)	Baru (Derajat)	Steady state (s)
Anggrek	Maks	-1,2143	-1,0703	-1,2451	7,731
	Min		-1,3173		
Maleo	Maks	-0,9069	-0,4928	-0,9643	13,402
	Min		-1,1472		
Tanjung Karang	Maks	-0,2863	-0,131	-0,2659	14,412
	Min		-0,3447		
Molotabu	Maks	-1,3269	-1,158	-1,383	12,952
	Min		-1,5395		

Pada Tabel 4.4 terlihat bahwa stabilitas sudut rotor setelah interkoneksi PLTU Tanjung Karang mengalami perubahan dan dapat kembali stabil dengan sudut yang baru, dengan waktu pemulihan untuk Generator Anggrek adalah selama 7,73 detik, Generator Maleo adalah selama 13,40 detik, Generator Molotabu adalah selama 12,95 detik dan Generator Tanjung Karang adalah selama 14,41 detik setelah gangguan dihilangkan dari system.

4.3.5 Kestabilan Frekuensi Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Hasil stabilitas frekuensi sistem kelistrikan Gorontalo sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang ditunjukkan pada Gambar 4.7. Hasil stabilitas frekuensi digunakan generator PLTG Maleo, PLTU Molotabu, PLTU Anggrek dan PLTU Tanjung Karang. Sebelum terjadi gangguan frekuensi generator pembangkit berada pada frekuensi kerja 50 Hz, hingga terjadi gangguan pada detik ke-satu.



Gambar 4.7 Grafik frekuensi $f(t)$ sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Pada Gambar 4.7, hasil simulasi grafik frekuensi fungsi waktu dapat dilihat dalam bentuk Tabel, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.5, yang mana saat sistem mengalami gangguan pada detik 1 dengan durasi gangguan 0.12 detik.

Tabel 4.5 Hasil Simulasi Kestabilan Frekuensi Sesudah Interkoneksi PLTU

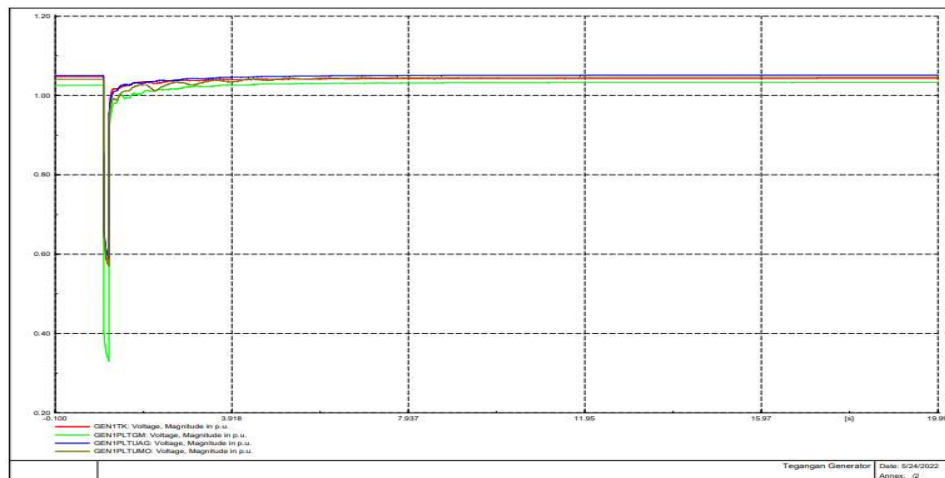
Tanjung Karang

Setelah Interkoneksi					
Generator	Ayunan	Awal (Hz)	Selama gangguan (Hz)	Baru (Hz)	Steady state (s)
Anggrek	Maks	50	50,133	50	11,052
	Min		49,917		
Maleo	Maks	50	50,564	50	8,571
	Min		49,634		
Tanjung Karang	Maks	50	50,104	50	6,9817
	Min		49,943		
Molotabu	Maks	50	50,165	50	13,092
	Min		49,843		

Pada Tabel 4.5 terlihat bahwa stabilitas frekuensi sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang, menunjukkan frekuensi mengalami osilasi dan dapat kembali normal pada frekuensi 50 Hz, dengan waktu pemulihan untuk generator Anggrek adalah selama 11,05 detik, generator Maleo adalah selama 8,57 detik, generator Molotabu adalah selama 13,09 detik dan generator Tanjung karang adalah selama 6,98 detik setelah gangguan dihilangkan dari system.

4.3.6 Kestabilan Tegangan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Hasil stabilitas tegangan sistem kelistrikan Gorontalo sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang ditunjukkan pada Gambar 4.8 untuk generator PLTU Anggrek, PLTG Maleo, PLTU Molotabu dan PLTU Tanjung Karang. Generator ini sebelum terjadi gangguan semuanya bekerja pada tegangan satu pu, hingga terjadi gangguan pada detik ke-satu.



Gambar 4.8 Grafik Tegangan $f(t)$ sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Pada Gambar 4.8, hasil simulasi grafik tegangan fungsi waktu dapat dilihat dalam bentuk Tabel, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.6, yang mana saat sistem mengalami gangguan pada detik 1 dengan durasi gangguan 0.12 detik.

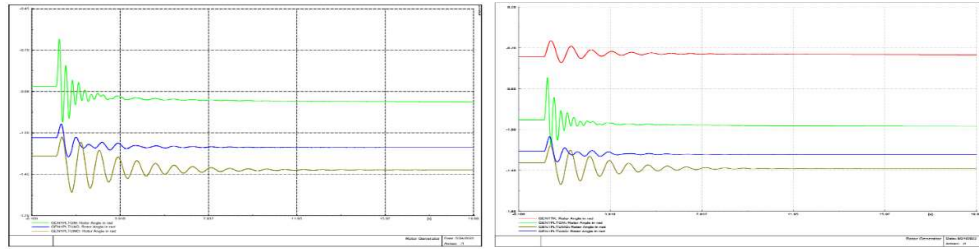
Tabel 4.6 Stabilitas Tegangan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Setelah di Injeksi			
Bus	V (drop) (pu)	V (Steady State) (pu)	Waktu (Steady State) (Detik)
Tanjung Karang	0,5715	1,0422	8,0517
Maleo	0,3317	1,0323	10,032
Anggrek	0,5878	1,0508	8,0217
Molotabu	0,5709	1,0465	11,042

Pada Tabel 4.6 terlihat bahwa stabilitas tegangan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang mengalami drop dan dapat kembali stabil pada tegangan kerja satu pu, dengan waktu pemulihan untuk generator Anggrek adalah selama 8,02 detik, generator Maleo adalah selama 10,03 detik, generator Molotabu adalah selama 11,04 dan generator Tanjung Karang adalah selama 8,05 detik setelah gangguan dihilangkan dari sistem.

4.3.7 Perbandingan Kestabilan Sudut Rotor Sebelum dan sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Perbandingan sudut rotor sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang, dapat terlihat pada Gambar 4.9 dan Tabel 4.7 berupa Tabel perbandingan sudut rotor dan waktu pemulihan.



Gambar 4.9 Grafik Perbandingan sudut rotor $f(t)$ sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang

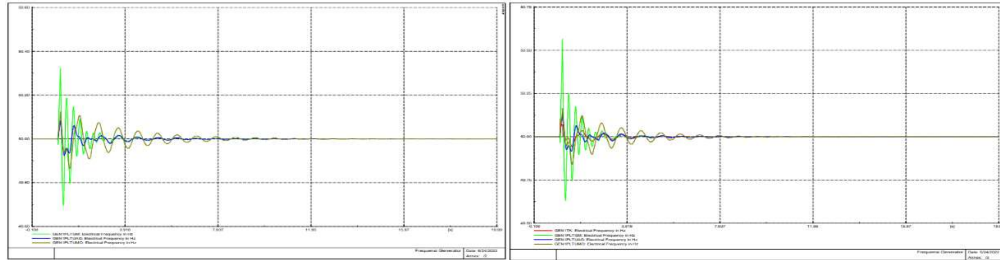
Tabel 4.7 Perbandingan Sudut Rotor $f(t)$

Generator	Sebelum		Sesudah	
	(derajat)	Steady state (s)	Awal (derajat)	Steady state (s)
Anggrek	-1,2293	16,042	-1,2143	7,7317
Maleo	-0,9161	17,632	-0,9069	13,402
Molotabu	-1,3403	16,942	-1,3269	12,952
Tanjung Karang			-0,2863	14,412

Tabel 4.7 perbandingan sudut rotor dimana dapat dilihat terjadi perbaikan sudut rotor generator sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dan waktu pemulihan generator untuk kembali ke steady state membutuhkan waktu rata-rata 5,5 detik sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang. Dengan adanya interkoneksi PLTU Tanjung Karang ini memberikan pengaruh terhadap kestabilan sudut rotor generator pembangkit lainnya. Pada saat terjadi gangguan dengan durasi waktu yang singkat, sistem kelistrikan di Gorontalo berada dalam kondisi stabil, dimana setelah mengalami gangguan, sudut rotor dapat kembali pada operasi normalnya.

4.3.8 Perbandingan Kestabilan Frekuensi Sebelum dan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Perbandingan frekuensi sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang, dapat terlihat pada gambar 4.10 dan tabel 4.8 berupa tabel perbandingan frekuensi dan waktu pemulihan.



Gambar 4.10 Grafik Perbandingan frekuensi $f(t)$ sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Tabel 4.8 Perbandingan Frekuensi $f(t)$

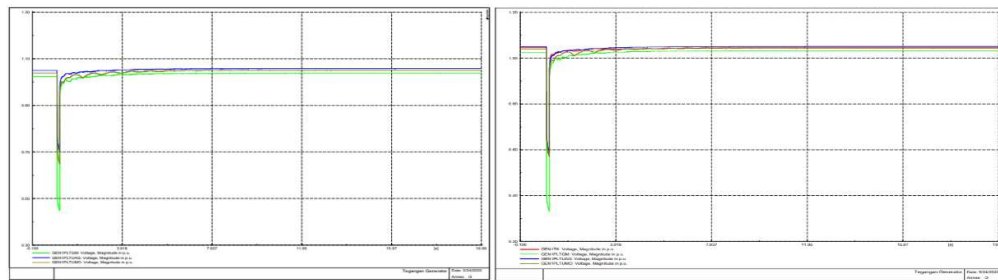
Generator	Sebelum		Sesudah	
	f(Hz)	Steady state (s)	f (Hz)	Steady state (s)
Anggrek	50	13,702	50	11,052
Maleo	50	11,452	50	8,5717
Molotabu	50	15,712	50	13,092
Tanjung Karang			50	6,9817

Tabel 4.8 perbandingan frekuensi dimana dapat dilihat terjadi perbaikan frekuensi sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dan waktu pemulihan generator untuk kembali ke steady state membutuhkan waktu rata-rata

2,7 detik sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang. Dengan adanya interkoneksi PLTU Tanjung Karang ini memberikan pengaruh terhadap kestabilan frekuensi generator pembangkit lainnya. Pada saat terjadi gangguan dengan durasi waktu yang singkat, sistem kelistrikan di Gorontalo berada dalam kondisi stabil, dimana setelah mengalami gangguan, frekuensi dapat kembali pada operasi normalnya.

4.3.9 Perbandingan Kestabilan Tegangan Sebelum dan sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Perbandingan tegangan sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang, dapat terlihat pada Gambar 4.11 dan Tabel 4.9 berupa Tabel perbandingan tegangan dan waktu pemulihan.



Gambar 4.11 Grafik perbandingan tegangan $f(t)$ sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang

Tabel 4.9 Perbandingan Tegangan $f(t)$

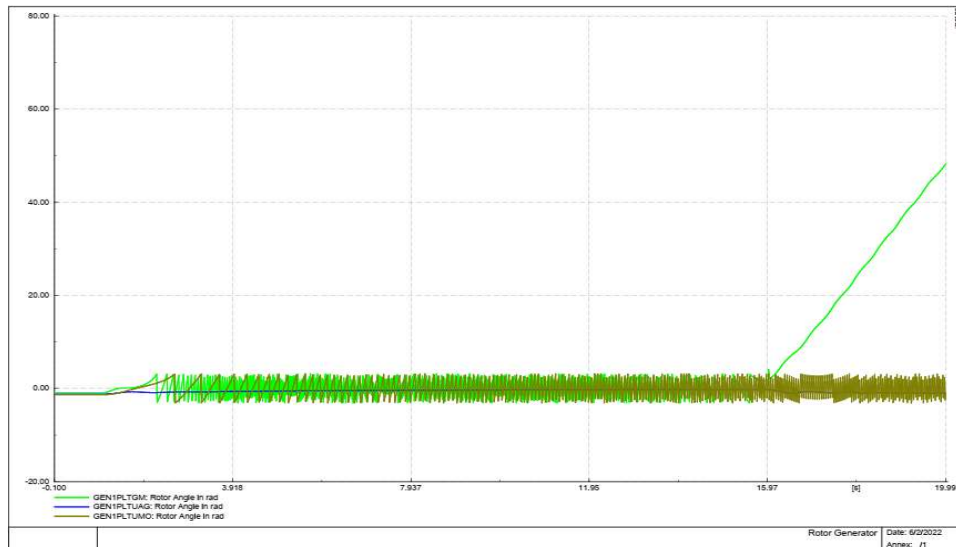
Generator	Sebelum		Sesudah	
	V (pu)	Waktu (Detik)	V (pu)	Waktu (Detik)
Maleo	1,0383	11,312	1,0323	10,032
Anggrek	1,0577	11,662	1,0508	8,0217
Molotabu	1,0513	12,562	1,0465	11,042
Tanjung Karang			1,0422	8,0517

Tabel 4.9 perbandingan tegangan dimana dapat dilihat terjadi perbaikan tegangan sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dan waktu pemulihan generator untuk kembali ke steady state membutuhkan waktu rata-rata 2,2 detik sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang. Dengan adanya interkoneksi PLTU Tanjung Karang ini memberikan pengaruh terhadap kestabilan tegangan generator pembangkit lainnya. Pada saat terjadi gangguan dengan durasi waktu yang singkat, sistem kelistrikan di Gorontalo berada dalam kondisi stabil, dimana setelah mengalami gangguan, tegangan dapat kembali pada operasi normalnya.

4.3.10 Waktu Pemutusan Kritis Sebelum dan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

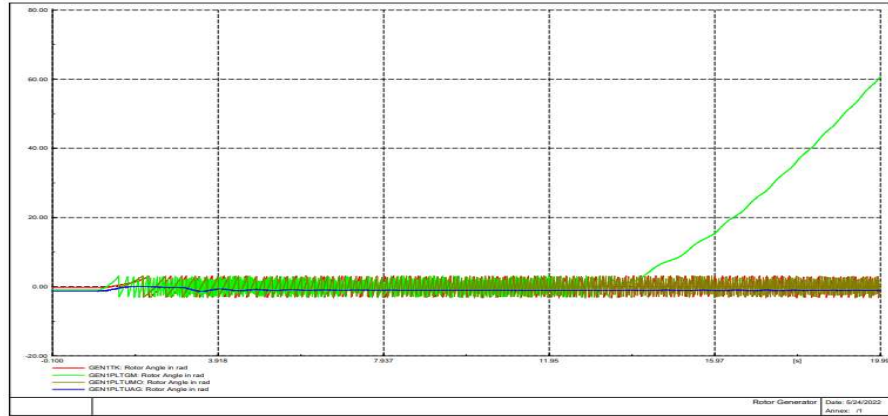
Untuk mengetahui waktu pemutusan kritis pada system kelistrikan Gorontalo sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dengan gangguan pada penghantar GI Boroko – GI Isimu (Sebelum Interkoneksi) dan Tanjung Karang - GI Isimu (Sesudah Interkoneksi), dapat dilakukan dengan trial

and error dengan mengubah-ubah nilai waktu gangguan. Sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang dilakukan simulasi stabilitas dengan durasi 1,12 detik, 16 detik dan waktu gangguan ketika sudut rotor mengalami lepas sinkron, seperti terlihat pada Gambar 4.12



Gambar 4.12 waktu pemutusan sudut rotor sebelum interkoneksi $f(t)$

Gambar 4.12 waktu pemutusan kritis sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang dengan gangguan pada penghantar GI Boroko dan GI Isimu, menunjukkan generator pada system Gorontalo sebelum adanya interkoneksi, akan mengalami lepas sinkron pada gangguan yang berlangsung selama 16 detik. Sedangkan untuk sesudah interkoneksi Tanjung Karang dilakukan simulasi yang sama dengan durasi waktu 1,12 detik, 3 detik waktu gangguan ketika sudut rotor mengalami lepas sinkron. Seperti ditunjukkan pada Gambar 4.10.



Gambar 4.13 waktu pemutusan sudut rotor sesudah interkoneksi $f(t)$

Gambar 4.13 waktu pemutusan kritis sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dengan gangguan pada penghantar Tanjung Karang dan GI Isimu, menunjukkan generator pada system Gorontalo sesudah interkoneksi, akan mengalami lepas sinkron pada gangguan yang berlangsung selama 3 detik. Berdasarkan Gambar 4.12 dan Gambar 4.13 sudut rotor sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dapat dilihat pada Tabel 4.10.

Tabel 4.10 Waktu Pemutusan Sudut Rotor $f(t)$

Generator	Waktu Pemutusan Kritis	
	Sebelum injeksi durasi waktu (detik)	Sesudah injeksi durasi waktu (detik)
Maleo	1,12	1,12
	16	3
Anggrek	1,12	1,12
	16	16
Molotabu	1,12	1,12
	16	16

Dari Tabel 4.10 dapat dilihat waktu pemutusan kritis pada PLTG Maleo sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang memiliki waktu lebih cepat 13 detik

lepas sinkron dibandingkan dengan waktu pemutusan kritis pada system Gorontalo sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang. Sehingga menunjukkan bahwa sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang performance sistem kurang begitu baik. Hal ini di pengaruhi oleh interkoneksi PLTG Maleo berada di ujung saluran penghantar yang menyebabkan kehilangan supplay daya dari pembangkit lainnya dan menyebabkan generator lepas sinkron. Sehingga pola operasi sistem interkoneksi harus di evaluasi kembali.

4.3.11 Perbandingan Kestabilan Sudut Rotor Sesudah Peningkatan Beban (Tahun 2023)

Perbandingan sudut rotor interkoneksi PLTU Tanjung Karang sesudah adanya peningkatan beban (Tahun 2023) dengan durasi gangguan 1,12 detik pada penghantar Tanjung Karang - GI Isimu, dapat terlihat pada Tabel 4.11 berupa Tabel perbandingan sudut rotor dan waktu pemulihan.

Tabel 4.11 Perbandingan Sudut Rotor $f(t)$ Sesudah Peningkatan Beban 2023

Generator	Peningkatan Beban Tahun 2023 (Kenaikan 4.96% dari 2022)			
	Sebelum (2022)		Sesudah (2023)	
	Awal (derajat)	Steady state (s)	Awal (derajat)	Steady state (s)
Anggrek	-1,2143	7,7317	-1,2303	9,9817
Maleo	-0,9069	13,402	-0,9153	11,452
Molotabu	-1,3269	12,952	-0,3108	14,182
Tanjung Karang	-0,2863	14,412	-1,3379	13,732

Tabel 4.11 perbandingan sudut rotor dimana dapat dilihat terjadi perubahan sudut rotor generator dengan adanya peningkatan beban sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dan waktu pemulihan sudut rotor untuk kembali ke steady

state membutuhkan waktu rata-rata 0,12 detik sesudah peningkatan beban. Dengan adanya peningkatan beban ini memberikan pengaruh terhadap kestabilan sudut rotor generator pembangkit lainnya. Pada saat terjadi gangguan dengan durasi waktu singkat, sistem kelistrikan di Gorontalo berada dalam kondisi stabil, dimana setelah mengalami gangguan, sudut rotor dapat kembali pada operasi normalnya.

4.3.12 Perbandingan Kestabilan Frekuensi Sesudah Peningkatan Beban (Tahun 2023)

Perbandingan frekuensi sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dengan gangguan pada penghantar Tanjung Karang - GI Isimu, dapat terlihat pada Tabel 4.12 berupa Tabel perbandingan frekuensi dan waktu pemulihan.

Tabel 4.12 Perbandingan Frekuensi $f(t)$ Sesudah Peningkatan Beban 2023

Generator	Peningkatan Beban Tahun 2023 (Kenaikan 4.96% dari 2022)			
	Sebelum (2022)		Sesudah (2023)	
	f (Hz)	Steady state (s)	f (Hz)	Steady state (s)
Anggrek	50	11,052	50	11,772
Maleo	50	8,5717	50	9,1117
Molotabu	50	13,092	50	14,182
Tanjung Karang	50	6,9817	50	6,9817

Tabel 4.12 perbandingan frekuensi dimana dapat dilihat terjadi perubahan frekuensi sesudah peningkatan beban dan waktu pemulihan frekuensi untuk kembali ke steady state membutuhkan waktu rata-rata 0,59 detik sesudah adanya peningkatan beban. Dengan adanya peningkatan beban ini memberikan pengaruh

terhadap kestabilan frekuensi generator pembangkit lainnya. Pada saat terjadi gangguan dengan durasi waktu singkat, sistem kelistrikan di Gorontalo berada dalam kondisi stabil, dimana setelah mengalami gangguan, frekuensi dapat kembali pada operasi normalnya.

4.3.13 Perbandingan Kestabilan Tegangan Sesudah Peningkatan Beban (Tahun 2023)

Perbandingan tegangan sesudah peningkatan beban dengan gangguan pada penghantar Tanjung Karang - GI Isimu, dapat terlihat pada Tabel 4.13 berupa Tabel perbandingan tegangan dan waktu pemulihan.

Tabel 4.13 Perbandingan Tegangan $f(t)$ Sesudah Peningkatan Beban 2023

Generator	Peningkatan Beban Tahun 2023 (Kenaikan 4.96% dari 2022)			
	Sebelum (2022)		Sesudah (2023)	
	V (pu)	Steady State (Detik)	V (pu)	Steady State (Detik)
Maleo	1,0323	10,032	1,0481	8,9517
Anggrek	1,0508	8,0217	1,0193	5,7417
Molotabu	1,0465	11,042	1,0474	10,332
Tanjung Karang	1,0422	8,0517	1,0357	5,3217

Tabel 4.13 perbandingan tegangan dimana dapat dilihat terjadi perubahan tegangan sesudah peningkatan beban dan waktu pemulihan tegangan untuk kembali ke steady state membutuhkan waktu rata-rata 1,7 detik sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang. Dengan adanya peningkatan beban ini memberikan pengaruh terhadap kestabilan tegangan generator pembangkit lainnya. Pada saat terjadi

gangguan dengan durasi waktu yang singkat, sistem kelistrikan di Gorontalo berada dalam kondisi stabil, dimana setelah mengalami gangguan, tegangan dapat kembali pada operasi normalnya.

4.3.14 Perbandingan Kestabilan Sudut Rotor Sesudah Peningkatan Beban (Tahun 2024)

Perbandingan sudut rotor interkoneksi PLTU Tanjung Karang sesudah adanya peningkatan beban (Tahun 2024) dengan gangguan pada penghantar Tanjung Karang - GI Isimu, dapat terlihat pada Tabel 4.14 berupa Tabel perbandingan sudut rotor dan waktu pemulihan.

Tabel 4.14 Perbandingan Sudut Rotor $\delta(t)$ Sesudah Peningkatan Beban 2024

Generator	Peningkatan Beban Tahun 2024 (Kenaikan 9.93% dari 2022)			
	Sebelum (2023)		Sesudah (2024)	
	Awal (derajat)	Steady state (s)	Awal (derajat)	Steady state (s)
Anggrek	-1,2303	9,9817	-1,2364	11,842
Maleo	-0,9153	11,452	-0,9183	14,622
Molotabu	-0,3108	14,182	-1,342	16,032
Tanjung Karang	-1,3379	13,732	-0,3205	16,432

Tabel 4.14 perbandingan sudut rotor dimana dapat dilihat terjadi perubahan sudut rotor generator dengan adanya peningkatan beban sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dan waktu pemulihan sudut rotor untuk kembali ke steady state membutuhkan waktu rata-rata 2,4 detik sesudah peningkatan beban. Dengan adanya peningkatan beban ini memberikan pengaruh terhadap kestabilan sudut rotor generator pembangkit lainnya. Pada saat terjadi gangguan dengan durasi

waktu singkat, sistem kelistrikan di Gorontalo berada dalam kondisi stabil, dimana setelah mengalami gangguan, sudut rotor dapat kembali pada operasi normalnya.

4.3.15 Perbandingan Kestabilan Frekuensi Sesudah Peningkatan Beban (Tahun 2024)

Perbandingan frekuensi sebelum dan sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang dengan gangguan pada penghantar Tanjung Karang - GI Isimu, dapat terlihat pada Tabel 4.15 berupa Tabel perbandingan frekuensi dan waktu pemulihan.

Tabel 4.15 Perbandingan Frekuensi $f(t)$

Generator	Peningkatan Beban Tahun 2024 (Kenaikan 9.93% dari 2022)			
	Sebelum (2023)		Sesudah (2024)	
	f (Hz)	Steady state (s)	f (Hz)	Steady state (s)
Anggrek	50	11,772	50	12,502
Maleo	50	9,1117	50	9,9617
Molotabu	50	14,182	50	14,362
Tanjung Karang	50	6,9817	50	13,742

Tabel 4.15 perbandingan frekuensi dimana dapat dilihat terjadi perubahan frekuensi sesudah peningkatan beban dan waktu pemulihan frekuensi untuk kembali ke steady state membutuhkan waktu rata-rata 2,1 detik sesudah adanya peningkatan beban. Dengan adanya peningkatan beban ini memberikan pengaruh terhadap kestabilan frekuensi generator pembangkit lainnya. Pada saat terjadi gangguan dengan durasi waktu singkat, sistem kelistrikan di Gorontalo berada dalam kondisi stabil, dimana setelah mengalami gangguan, frekuensi dapat kembali pada operasi normalnya.

4.3.16 Perbandingan Kestabilan Tegangan Sesudah Peningkatan Beban (Tahun 2024)

Perbandingan tegangan sesudah peningkatan beban dengan gangguan pada penghantar Tanjung Karang - GI Isimu, dapat terlihat pada Tabel 4.16 berupa Tabel perbandingan tegangan dan waktu pemulihan.

Tabel 4.16 Perbandingan Tegangan $f(t)$

Generator	Peningkatan Beban Tahun 2024 (Kenaikan 9.93% dari 2022)			
	Sebelum (2023)		Sesudah (2024)	
	V (pu)	Steady State (Detik)	V (pu)	Steady State (Detik)
Maleo	1,0481	8,9517	1,0143	9,7217
Anggrek	1,0193	5,7417	1,0458	8,0117
Molotabu	1,0474	10,332	1,0314	11,772
Tanjung Karang	1,0357	5,3217	1,0411	6,5217

Tabel 4.16 perbandingan tegangan dimana dapat dilihat terjadi perbaikan tegangan sesudah peningkatan beban dan waktu pemulihan tegangan untuk kembali ke steady state membutuhkan waktu rata-rata 1,4 detik sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang. Dengan adanya peningkatan beban ini memberikan pengaruh terhadap kestabilan tegangan generator pembangkit lainnya. Pada saat terjadi gangguan dengan durasi waktu yang singkat, sistem kelistrikan di Gorontalo berada dalam kondisi stabil, dimana setelah mengalami gangguan, tegangan dapat kembali pada operasi normalnya.

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis kestabilan sistem tenaga listrik Gorontalo terhadap interkoneksi PLTU Tanjung Karang, maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

- a. Perbandingan sebelum dan sesudah Intekoneksi PLTU Tanjung Karang pada saat terjadi gangguan, untuk waktu pemulihan sudut rotor membutuhkan waktu rata-rata 5,5 detik, frekuensi 2,7 detik dan tegangan 2,2 detik untuk kembali steady state.
- b. Setelah adanya peningkatan beban pada saat terjadi gangguan dengan durasi waktu singkat, sistem tenaga listrik di Gorontalo berada dalam kondisi stabil, dimana setelah mengalami gangguan sudut rotor, frekuensi dan tegangan generator, sistem dapat kembali pada operasi normalnya.
- c. Perbandingan sebelum dan sesudah Intekoneksi PLTU Tanjung Karang serta adanya peningkatan beban pada saat terjadi gangguan dengan durasi waktu singkat, sistem tenaga listrik di Gorontalo berada dalam kondisi stabil, dimana setelah mengalami gangguan sudut rotor, frekuensi dan tegangan generator, sistem dapat kembali pada operasi normalnya.
- d. Sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang, waktu pemutusan kritis generator lebih cepat 13 detik jika dibandingkan dengan waktu pemutusan kritis sebelum interkoneksi PLTU Tanjung Karang. Hal ini menunjukkan bahwa sesudah interkoneksi PLTU Tanjung Karang performance system Gorontalo kurang begitu baik.

5.2 Saran

Setelah melakukan analisis kestabilan sistem terhadap interkoneksi PLTU Tanjung karang diperoleh hasil adanya perubahan kestabilan pada sistem. Dengan hal ini akan mempengaruhi sistem operasi dan kinerja sistem proteksi, sehingga dibutuhkan penelitian lebih lanjut tentang studi kestabilan lebih lanjut tentang operasi sistem dan kinerja sistem proteksi pada sistem tenaga listrik Gorontalo.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] PT. PLN (PERSERO), “Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) Tahun 2021-2030.”
- [2] H. P. Prayitno, O. Penangsang, and N. K. Aryani, “Studi Perbaikan Stabilitas Tegangan Sistem Jawa-Madura-Bali (Jamali) dengan Pemasangan SVC Setelah Masuknya Pembangkit 1000 MW Paiton,” *J. Tek. ITS*, vol. 5, no. 2, pp. 244–250, 2016, doi: 10.12962/j23373539.v5i2.16133.
- [3] H. Pratikto, S. P. Hadi, and L. M. Putranto, “Analisis Stabilitas Tegangan Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Bali Dengan Fast Voltage Stability Index (FVSI),” *Penelit. Tek.*, vol. 1, no. April, pp. 17–23, 2014.
- [4] Yusmartato, “Analisis Peningkatan Stabilitas Tegangan Dengan Menggunakan Kapasitor,” *Bul. Utama Tek.*, vol. 13, no. 1, pp. 32–37, 2017, [Online]. Available: <https://jurnal.uisu.ac.id/index.php/but/article/download/258/272>.
- [5] N. Asygaf, “Penempatan TCSC Untuk Memperbaiki Stabilitas Tegangan Akibat Perubahan Konfigurasi Sistem Transmisi JAMALI 500 KV Tahun 2019,” 2017.
- [6] F. T. Elektro, “275 KVAC Kalimantan Untuk Perbaikan Stabilitas Tegangan Menggunakan Gravitational Search Algorithm Optimasi Penempatan UPFC Pada Sistem Transmisi 275 KVAC Kalimantan Untuk Perbaikan Stabilitas Tegangan Menggunakan Gravitational Search,” 2018.
- [7] H. Sujatmiko, “Analisis Kerugian Daya Pada Saluran Transmisi Tegangan Ekstra Tinggi 500,” *J. Tek. Elektro Vol. 1 No*, vol. 1, 2009.

- [8] D. Aribowo, “Analisis Kerugian Daya Pada Saluran Transmisi Tegangan Ekstra Tinggi 500 Kv Unit Pelayanan Transmisi Cilegon Baru - Cibinong,” *J. Ilm. Pendidik. Tek. Elektro*, vol. 1, no. 1, pp. 29–36, 2016.
- [9] S. Semarang and M. Etap, “Analisa Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik PT . INDOFOOD CBP SUKSES MAKMUR , TBK.,” 2018.
- [10] Y. R. Pranata, “Analisis Batas Kestabilan Tegangan Pada Sistem Interkoneksi Jawa Bali 500Kv Dengan Pemasangan Svc Pada Tahun 2024
Analysis of Voltage Stability Limit in Java Bali 500Kv Interconnection System With Presencing of Svc in 2024,” 2017.
- [11] D. Rahmat, T. Yang, and M. Esa, “Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 20 Tahun 2020 Tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (GRID CODE),” no. 3, 2020.
- [12] A. S. Alwi, “Analisis Kestabilan Transient Sudut Rotor Pada Sistem Kelistrikan Sulselrabar,” *J. Tek. Unismuh Makassar*, 2018.
- [13] S. Nasional, I. Dan, A. Teknologi, D. Industri, I. T. N. Malang, and T. D. Simulation, “Analisa Critical Clearing Time Pada Kestabilan Transient Sistem Tenaga Listrik Akibat Kondisi Gangguan Tidak Seimbang,” pp. 1–6, 2017.
- [14] P. Diagnosis, R. Ventricular, M. Presenting, and P. Embolism, “Installation of Unified Power Flow Controller for Voltage Stability Margin Enhancement Under Line Outage Contingencies,” vol. 9, no. 2, pp. 5–7, 2007.

LAMPIRAN



UIKL SULAWESI
UPDK GORONTALO

Nomor : 0190/SDM.12.06/C48080000/2022
Lampiran : 1 Lembar
Sifat : Segera
Hal : Jawaban Permohonan Penelitian ijin pengambilan data

16 Maret 2022

Kepada

Yth. KEMENTERIAN PENDIDIKAN,
KEBUDAYAAN, RISET, DAN
TEKNOLOGI UNIVERSITAS
ICHSAN GORONTALO LEMBAGA
PENELITIAN

Selubungan dengan surat dari KEMENTERIAN PENDIDIKAN, KEBUDAYAAN, RISET, DAN TEKNOLOGI UNIVERSITAS ICHSAN GORONTALO LEMBAGA PENELITIAN Nomor 3906 PIP/LEMLIT-UNISAN/GTO II/2022 Tanggal 25 Februari 2022. Perihal Permohonan izin penelitian pengambilan data, maka dengan ini disampaikan bahwa kami dapat menerima mahasiswa/i tersebut yaitu :

No.	Nama	NIM	JURUSAN
1.	Abdul Rahmat Pakaya	T2118014	Teknik Elektro

untuk melaksanakan penelitian pada perusahaan kami mulai tanggal 16 Maret 2022 s.d 18 Maret 2022 dalam rangka memberi kesempatan kepada mahasiswa/i yang bersangkutan untuk menambah pengetahuan di perusahaan dengan catatan sebagai berikut :

1. Mematuhi tata tertib dan peraturan perusahaan yang berlaku.
2. Mahasiswa/i Wajib untuk menaati Protokol Kesehatan yang berlaku selama berada di kantor.
3. PT PLN (Persero) tidak menyediakan biaya transportasi dan konsumsi.
4. Keselamatan & kesehatan kerja menjadi tanggung jawab pihak perguruan tinggi/sekolah.

Sebagai narasumber dari PT PLN (Persero) UPDK Gorontalo adalah :

Jabatan : Manager Bagian OPHAR PT PLN (Persero) UPDK Gorontalo

Demikian disampaikan atas perhatian dan kerjasamanya diucapkan terima kasih.

MANAGER UNIT PELAKSANA
PENGENDALIAN PEMBANGKITAN
GORONTALO.


MUHAMMAD IQBAL

Tembusan:

- MAN II OP DAN HAR UPDK GORONTALO PLN

Nomor : 07/330/ULTGTO/2022
Sifat : -
Lampiran : -
Perihal : Surat Balasan Permohonan Izin Penelitian

31 Maret 2022

Kepada Yth
Dekan Fakultas Teknik
Universitas Ichsan Gorontalo

Menjawab surat permohonan Saudara No. 3908/PIP/LEMLIT-UNISAN/GTO/II/2022 dan 3906/PIP/LEMLIT-UNISAN/GTO/II/2022 perihal Permohonan Izin Penelitian a.n. Abdul Rahmat Pakaya dan Rudi Yanto, dengan ini kami sampaikan bahwa pada prinsipnya kami menyetujui dengan persyaratan :

3. Data yang diberikan hanya diperuntukkan sebagai data pendukung pada Proposal/Skripsi mahasiswa tersebut.
4. Data yang tersedia hanya pada lingkup Gardu Induk terkait, yaitu :
 - a. Data Beban Penyulang Gardu Induk terkait
 - b. Data Teknis Peralatan :
 - i. PMT (*Circuit Breaker*)
 - ii. Transformator
 - c. Data setelan rele
 - d. Data Rasio CT

Demikian kami sampaikan atas perhatian dan kerjasamanya diucapkan terima kasih.

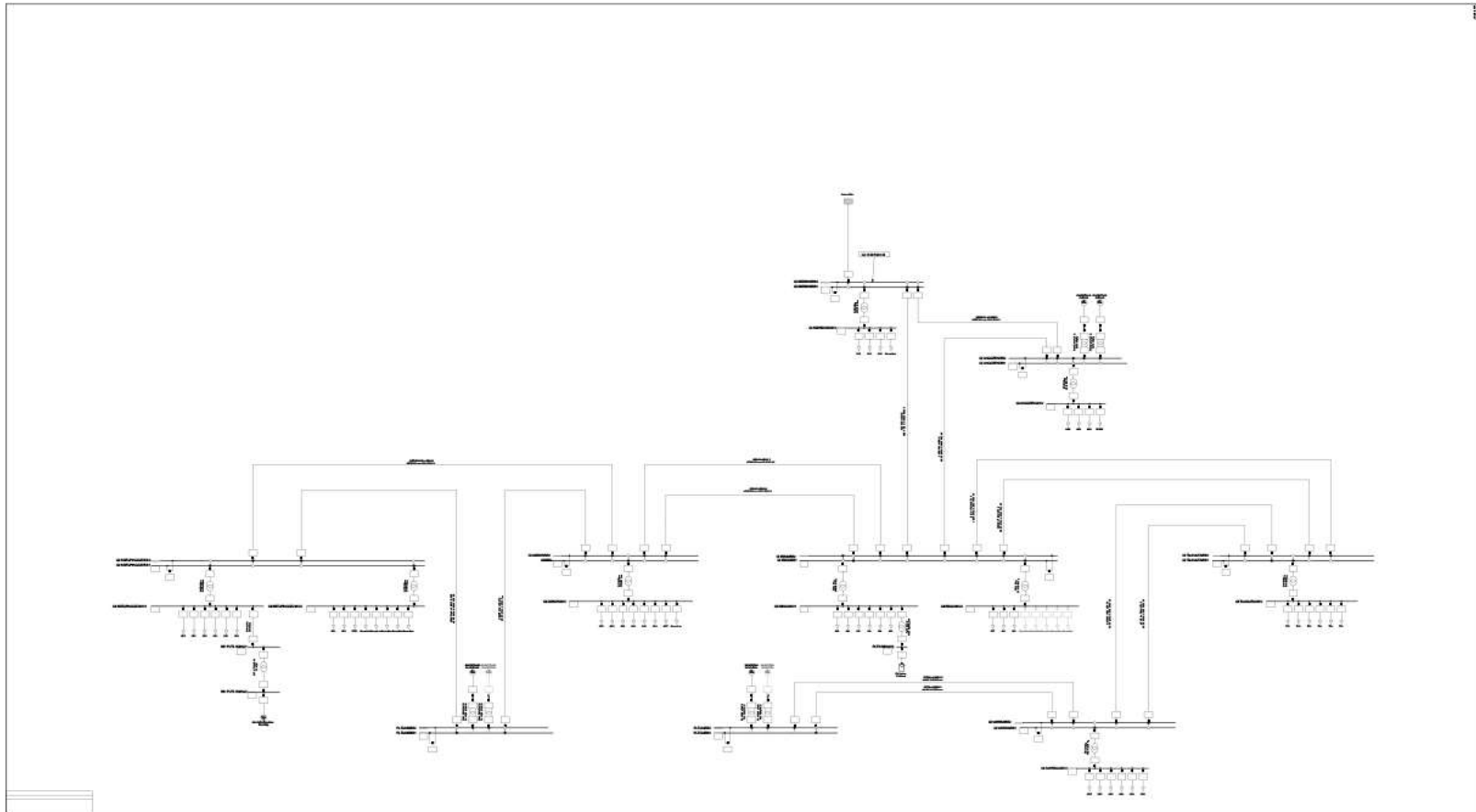
Tembusan :

3. Manajer UPT Manado
4. Manajer Bagian K S A



Paraf 

Pemodelan Sebelum Interkoneksi PLTU Tanjung Karang



Pemodelan Sesudah Interkoneksi PLTU Tanjung Karang

