

ANALISIS KESTABILAN TRANSIEN AKIBAT PERUBAHAN BEBAN
PADA SISTEM KELISTRIKAN SULBAGSEL



SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk menyelesaikan
Pendidikan diploma empat (D-4) Progam Studi Teknik Listrik
Jurusan Teknik Elektro
Politeknik Negeri Ujung Pandang

ADILAH MUFLIAH TASLIM

421 21 001

PROGRAM STUDI D4 TEKNIK LISTRIK
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
POLITEKNIK NEGERI UJUNG PANDANG
MAKASSAR

2025

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi dengan judul **ANALISIS KESTABILAN TRANSIEN AKIBAT PERUBAHAN BEBAN MENDADAK PADA SISTEM KELISTRIKAN SULBAGSEL** oleh Adilah Muflihah Taslim 42121001 dinyatakan layak untuk diujikan.

Makassar, 09 Juli 2025

Pembimbing I

Andarini Asri, S.T.,M.T.
19901001 201903 2 018

Pembimbing II

Alamsyah Achmad, S.Pd.,M.T.
19890917 201903 1 014

Mengetahui,

Koordinator Program Studi,

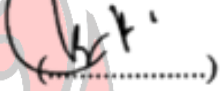


Andarini Asri, S.T.,M.T.
19901001 201903 2 018

HALAMAN PENERIMAAN

Pada hari ini, Kamis 17 Juli 2025, Tim Penguji Ujian Sidang telah menerima dengan baik skripsi oleh mahasiswa: Adilah Muflihah Taslim NIM 421 21 001 dengan judul Analisis Kestabilan Transien Akibat Perubahan Beban Pada Sistem Kelistrikan Sulbagsel.

Tim Penguji Ujian Sidang Skripsi:

- 
1. Prof. Ahmad Rizal Sultan, S.T.,M.T.,Ph.D. (Ketua) 
 2. Wisna Saputri Alfira WS, S.Pd.,M.T. (Sekretaris) 
 3. Sarma Thaha, S.T.,M.T. (Anggota I) 
 5. Andarini Asri, S.T.,M.T. (Pembimbing I) 
 6. Alamsyah Achmad, S.Pd.,M.T. (Pembimbing I) 

KATA PENGANTAR

Dengan memanjatkan puji syukur ke hadirat Allah SWT, atas limpahan rahmat dan hidayah-Nya, sehingga penulisan skripsi dengan judul “Analisis Kestabilan Transien Akibat Perubahan Beban Pada Sistem Kelistrikan Sulbagsel” dapat diselesaikan.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini, dapat diselesaikan karena dukungan dari berbagai pihak, baik yang berupa dukungan moril maupun material. Dengan segala keikhlasan dan kerendahan hati, penulis menyampaikan terima kasih dan penghargaan kepada:

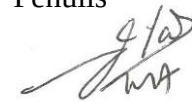
1. Bapak Prof. Dr. Jamal, S.T.,M.T. selaku Direktur Politeknik Negeri Ujung Pandang.
2. Bapak Prof. Ahmad Rizal Sultan, S.T., M.T., Ph.D. sebagai Ketua Jurusan Teknik Elektro Politeknik Negeri Ujung Pandang.
3. Ibu Andarini Asri, S.T.,M.T. sebagai Koordinator Program Studi D-IV Teknik Listrik.
4. Ibu Andarini Asri, S.T.,M.T. selaku dosen pembimbing 1 dan Bapak Alamsyah Achmad, S.Pd., M.T. selaku dosen pembimbing 2 yang penuh kesabaran memberikan bantuan, dorongan dan bimbingan sejak awal penyusunan skripsi ini hingga dapat terselesaikan.
5. Bapak Aksan, S.T., M.T, selaku Wali Kelas 4A D4 Teknik Listrik yang senantiasa memberikan dukungan moril selama kuliah.
6. Bapak dan ibu dosen serta staf Jurusan Teknik Listrik atas segala waktunya telah mendidik dan melayani penulis selama mengikuti perkuliahan.

7. Kedua Orang Tua dan Keluarga tercinta (Abi, Ummi, Sakinah, Fahmi, Atiqah dan Farel) yang telah memberikan dukungan berupa moral dan material, serta yang paling utama adalah doa yang hingga saat ini masih tercurahkan.
8. Teman-teman di D4 Teknik Listrik, Pla'de 21 yang telah berjuang bersama dan selalu memberikan doa serta dukungannya selama pendidikan di Politeknik Negeri Ujung Pandang.
9. Izza, Ayu, Sira, Eca, Anggi, Fia dan Nanang yang senantiasa menjadi sosok yang selalu ada dan memberikan dukungan mulai dari maba hingga sekarang.
10. Teman-teman di HME-PNUP 21, Lex Joki dan Maam Ana, Triplets SD dan SMP yang telah memberikan dukungan kepada penulis selama proses pengerjaan skripsi ini.
11. Kak Ewa dari ITS 21 yang senantiasa memberikan banyak bantuan dalam memberikan ilmu baru yang mendorong jadinya skripsi ini.
12. Semua pihak yang terkait dalam penyusunan skripsi ini, yang penulis tidak bisa sebutkan namanya satu-persatu.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini masih terdapat beberapa kekurangan. Oleh karena itu, penulis dengan tulus menerima saran dan kritik yang membangun untuk menyempurnakan proposal skripsi ini agar dapat bermanfaat dikemudian hari.

Makassar, 17 Juli 2025

Penulis



Adilah Muflihah Taslim

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
HALAMAN PENERIMAAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL.....	xiii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xv
SURAT PERNYATAAN	xvi
RINGKASAN	xvii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	3
1.3 Ruang Lingkup Penelitian.....	3
1.4 Tujuan Penelitian.....	3
1.5 Manfaat Penelitian.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Penelitian Terdahulu.....	5
2.2 Sistem Tenaga Listrik.....	6
2.3 Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)	9
2.4 Kestabilan Sistem Tenaga Listrik.....	9
2.4.1 Kestabilan Sudut Rotor	11

2.4.2 Kestabilan Frekuensi	14
2.4.3 Kestabilan Tegangan	15
2.6 Gangguan Tidak Seimbang	16
2.7 Kestabilan Transien	17
2.8 Dinamika Rotor dan Persamaan Ayunan (<i>Swing Equation</i>)	19
2.9 Critical Clearing Time	22
2.10 Aliran Daya	23
2.11 Metode Newton Raphson	24
2.12 RMS <i>Simulation</i>	26
2.13 DIgSILENT	27
BAB III METODE PENELITIAN	29
3.1 Tempat dan Waktu Penelitian	29
3.2 Alat dan Bahan	29
3.3 Teknik Pengumpulan Data	29
3.4 Metode Analisis Data	30
3.5 Teknik Analisis Data	31
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	35
4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan	35
4.2 Studi Kasus Kestabilan Transien	35
4.2.1 Pelepasan Pembangkit (<i>Generator Outage</i>)	35
4.2.2 Pemutusan PMT (<i>Switching Outage</i>)	36
4.2.3 Gangguan Petir (<i>Short Circuit</i>)	36
4.4 Data Penelitian	36
4.4.1 Data Pembangkitan Sistem Kelistrikan Sulbagsel	37
4.4.2 Data Gardu Induk Sistem Kelistrikan Sulbagsel	41

4.4.3 Data Transmisi Sistem Kelistrikan Sulbagsel	45
4.4.4 Data Beban Sistem Kelistrikan Sulbagsel	49
4.5 Hasil Simulasi dan Analisis.....	52
4.5.1 Kondisi Normal Sebelum Gangguan (<i>Steady State</i>)	52
4.5.1.1 Grafik Respon Beban Kondisi Normal (<i>Steady State</i>)	54
4.5.1.2 Grafik Respon Sudut Rotor Kondisi Normal (<i>Steady State</i>).....	56
4.5.1.3 Grafik Respon Frekuensi Kondisi Normal (<i>Steady State</i>).....	57
4.5.1.4 Grafik Respon Tegangan Kondisi Normal (<i>Steady State</i>).....	59
4.5.2 Skenario Pelepasan Pembangkit (<i>Generator Outage</i>).....	60
4.5.2.1 Grafik Respon Beban Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas ($t = 1.225$ detik)	63
4.5.2.2 Grafik Respon Sudut Rotor Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas ($t = 1.225$ detik).....	65
4.5.2.3 Grafik Respon Frekuensi Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas ($t = 1.225$ detik).....	68
4.5.2.4 Grafik Respon Tegangan Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas ($t = 1.225$ detik).....	71
4.5.3 Skenario Pemutusan PMT (<i>Switching Outage</i>).....	73
4.5.3.1 Grafik Respon Beban Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap ($t = 1$ detik lalu $t = 180$ detik)	75
4.5.3.2 Grafik Respon Sudut Rotor Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap ($t = 1$ detik lalu $t = 180$ detik).....	77
4.5.3.3 Grafik Respon Frekuensi Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap ($t = 1$ detik lalu $t = 180$ detik)	80
4.5.3.4 Grafik Respon Tegangan Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap ($t = 1$ detik lalu $t = 180$ detik)	82
4.5.4 Skenario Gangguan Petir.....	84

4.5.4.1 Grafik Respon Beban Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1 ($t = 1.275$ detik)	86
4.5.4.2 Grafik Respon Sudut Rotor Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1 ($t = 1.275$ detik)	88
4.5.4.3 Grafik Respon Frekuensi Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1 ($t = 1.275$ detik)	91
4.5.4.4 Grafik Respon Tegangan Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1 ($t = 1.275$ detik)	94
4.5.5 Analisis <i>Critical Clearing Time</i> (CCT).....	95
4.5.5.1 CCT Skenario Pelepasan Pembangkit (<i>Generator Outage</i>).....	96
4.5.5.2 CCT Skenario Pemutusan PMT (<i>Switching Outage</i>).....	98
4.5.5.3 CCT Skenario Gangguan Petir.....	99
4.5.6 Analisis Perbandingan Skenario.....	100
4.5.6.1 Perbandingan Beban.....	101
4.5.6.2 Perbandingan Sudut Rotor.....	102
4.5.6.3 Perbandingan Frekuensi	104
4.5.6.4 Perbandingan Tegangan	105
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	108
5.1 Kesimpulan.....	108
5.2. Saran.....	109
DAFTAR PUSTAKA	110
LAMPIRAN.....	113

DAFTAR GAMBAR

	Hal.
Gambar 2. 1 Komponen utama sistem tenaga listrik	7
Gambar 2. 2 Proses Pembangkit Listrik Tenaga Uap	9
Gambar 2. 3 Klasifikasi Sistem Tenaga	10
Gambar 2. 4 Respon sudut rotor terhadap gangguan	13
Gambar 2. 5 Skema perilaku generator ketika terjadi gangguan	18
Gambar 2. 6 Representasi rotor generator dengan arah rotasi dari torsi mekanik dan torsi elektrik.....	20
Gambar 2. 7 Tampilan Depan DIGSILENT Power Factory 2021.....	28
Gambar 3. 1 Flowchart Penelitian.....	33
Gambar 4. 1 Beban Kondisi Normal (<i>Steady State</i>).....	54
Gambar 4. 2 Sudut Rotor Kondisi Normal (<i>Steady State</i>)	56
Gambar 4. 3 Frekuensi Kondisi Normal (<i>Steady State</i>)	57
Gambar 4. 4 Tegangan Kondisi Normal (<i>Steady State</i>)	59
Gambar 4. 5 PLTU Punagaya 1 Dilepas	61
Gambar 4. 6 Tampilan Informasi PLTU Punagaya 1	62

Gambar 4. 7 Beban Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas	63
Gambar 4. 8 Sudut Rotor Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas.....	65
Gambar 4. 9 Frekuensi Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas	68
Gambar 4. 10 Tegangan Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas	71
Gambar 4. 11 Pemutusan PMT Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2	74
Gambar 4. 12 Beban Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap	75
Gambar 4. 13 Sudut Rotor Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap.....	77
Gambar 4. 14 Frekuensi Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap.....	80
Gambar 4. 15 Tegangan Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap.....	82
Gambar 4. 16 Gangguan Petir 1LG.....	85
Gambar 4. 17 Beban Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1	86
Gambar 4. 18 Sudut Rotor Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya- Jeneponto 1	88

Gambar 4. 19 Frekuensi Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto

1 91

Gambar 4. 20 Tegangan Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto

1 94

Gambar 4. 21 Respon Sudut Rotor Stabil Ketika $t = 1.225$ detik 96

Gambar 4. 22 Respon Sudut Rotor Tidak Stabil Ketika $t = 1.240$ detik..... 97

Gambar 4. 23 Respon Sudut Rotor Stabil Ketika $t = 1.275$ detik 99

Gambar 4. 24 Respon Sudut Rotor Tidak Stabil Ketika $t = 1.280$ detik..... 99



DAFTAR TABEL

	Hal.
Tabel 2. 1 Batas Rentang Frekuensi Operasi	15
Tabel 2. 2 Batas Rentang Variasi Tegangan	16
Tabel 4. 1 Data Pembangkitan Sistem Kelistrikan Sulbagsel.....	37
Tabel 4. 2 Data Gardu Induk Sistem Kelistrikan Sulbagsel	42
Tabel 4. 3 Data Transmisi Sistem Kelistrikan Sulbagsel.....	45
Tabel 4. 4 Data Beban Sistem Kelistrikan Sulbagsel.....	49
Tabel 4. 5 Deskripsi Generator yang Digunakan dalam Simulasi Gangguan.....	53
Tabel 4. 6 Beban Kondisi Normal (<i>Steady State</i>)	54
Tabel 4. 7 Sudut Rotor Kondisi Normal (<i>Steady State</i>).....	56
Tabel 4. 8 Tegangan Kondisi Normal (<i>Steady State</i>).....	59
Tabel 4. 9 Beban Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas.....	63
Tabel 4. 10 Sudut Rotor Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas	66
Tabel 4. 11 Frekuensi Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas	68
Tabel 4. 12 Tegangan Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas	71

Tabel 4. 13 Beban Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap	75
Tabel 4. 14 Sudut Rotor Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap.....	78
Tabel 4. 15 Tegangan Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap.....	82
Tabel 4. 16 Beban Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1 .	86
Tabel 4. 17 Sudut Rotor Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1	89
Tabel 4. 18 Frekuensi Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1	91
Tabel 4. 19 Tegangan Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1	94



DAFTAR LAMPIRAN

	Hal.
Lampiran 1 Kronologis Kejadian.....	113
Lampiran 2 <i>Single Line Diagram</i> Sulbagsel 2024.....	114
Lampiran 3 Lembar Asistensi	115
Lampiran 4 Revisi Penguji.....	116



SURAT PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : Adilah Muflihah Taslim

NIM : 421 21 001

Menyatakan dengan sebenar-benarnya bahwa segala pernyataan dalam skripsi ini yang berjudul “Analisis Kestabilan Transien Akibat Perubahan Beban Pada Sistem Kelistrikan Sulbagsel” merupakan gagasan dan hasil karya saya sendiri dengan arahan komisi pembimbing dan belum pernah diajukan dalam bentuk apapun pada perguruan tinggi dan instansi manapun.

Semua data dan informasi yang digunakan telah dinyatakan secara jelas dan dapat diperiksa kebenarannya. Sumber informasi yang berasal atau dikutip dari karya yang diterbitkan dari penulis lain telah disebutkan dalam naskah dan dicantumkan dalam skripsi ini.

Jika pernyataan saya tersebut diatas tidak benar, saya siap menanggung resiko yang ditetapkan oleh Politeknik Negeri Ujung Pandang.

Makassar, 17 Juli 2025



Adilah Muflihah Taslim
421 21 001

ANALISIS KESTABILAN TRANSIEN AKIBAT PERUBAHAN BEBAN PADA SISTEM KELISTRIKAN SULBAGSEL

RINGKASAN

Sistem kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan (Sulbagsel) merupakan sistem interkoneksi yang kompleks dan rentan terhadap gangguan mendadak, terutama akibat perubahan beban yang signifikan. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis kestabilan transien sistem tenaga pada saat terjadi gangguan menggunakan pendekatan *time domain* berbasis *RMS Simulation*. Data yang digunakan diperoleh langsung dari PLTU Punagaya berupa dokumentasi teknis. Simulasi dilakukan menggunakan perangkat lunak DigSILENT PowerFactory dengan fokus pada tiga parameter utama: sudut rotor, frekuensi, dan tegangan. Tiga skenario gangguan, yaitu pelepasan pembangkit PLTU Punagaya 1, Pemutusan PMT di Jalur Punagaya-Jeneponto Eks 1 dan 2 dan gangguan petir satu fasa ke tanah dianalisis untuk melihat respons sistem terhadap perubahan beban, serta menghitung Critical Clearing Time (CCT) untuk masing-masing sudut rotor pada tiga skenario tersebut. Hasil simulasi menunjukkan bahwa kestabilan sistem sangat dipengaruhi oleh inersia pembangkit dan waktu pembersihan gangguan. Semakin cepat gangguan dibersihkan, semakin besar kemungkinan sistem kembali stabil. Penelitian ini diharapkan dapat menjadi dasar pertimbangan dalam pengambilan keputusan operasi sistem tenaga di wilayah Sulbagsel.

Kata Kunci: PLTU Punagaya, Transien, CCT, Simulasi RMS, Kestabilan sistem kelistrikan

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Listrik menjadi kebutuhan primer bagi masyarakat Indonesia. Berdasarkan data dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) mencatat bahwa realisasi konsumsi listrik pada tahun 2021 adalah 1.123 kWh/kapita, tahun 2022 adalah 1.173 kwh/Kapita, tahun 2023 adalah 1.337 kWh/kapita dan tahun 2024 adalah 1.411 kwh/kapita. (ESDM, 2025). Peningkatan ini menunjukkan bahwa listrik semakin berperan penting dalam kehidupan masyarakat Indonesia, tidak hanya untuk memenuhi kebutuhan rumah tangga, tetapi juga mendukung kegiatan ekonomi, industri, dan perkembangan teknologi. Ketersediaan listrik yang andal menjadi krusial untuk mendorong pertumbuhan ekonomi dan meningkatkan kesejahteraan masyarakat. (Andriani, 2024).

PT. PLN (Persero) adalah Badan Usaha Milik Negara (BUMN), yang diberi tugas dan tanggung jawab oleh pemerintah melaksanakan pembangunan dan penyelenggaraan di bidang penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum sebagai bagian integral pembangunan nasional yang bertujuan yaitu, “meningkatkan kesejahteraan dan kemakmuran rakyat secara adil dan merata serta mendorong kegiatan ekonomi” (Irpan, 2013)

Secara umum, sistem tenaga listrik didefinisikan sebagai jaringan komponen listrik yang digunakan untuk memasok (menghasilkan), mentransmisikan, dan mengkonsumsi tenaga listrik. Sistem tenaga listrik yang memasok daya ke rumah-rumah dan industri untuk wilayah yang cukup luas disebut jaringan listrik. Jaringan listrik juga berisi perangkat lunak kontrol dan peralatan terkait untuk menyalurkan

listrik dari tempat pembangkit ke pengguna perumahan, industri atau komersial (Qazi, 2017). Di Sulawesi terdapat dua sistem interkoneksi besar yang masih terpisah yaitu Sistem Sulbagut dan Sistem Sulbagsel, menggunakan level tegangan 150 kV dan 70 kV serta 275 kV di Sistem Sulbagsel. Sistem Sulbagut meliputi wilayah Provinsi Sulawesi Utara, Provinsi Gorontalo dan Sebagian Provinsi Sulawesi Tengah, dan Sistem Sulbagsel meliputi wilayah Provinsi Sulawesi Selatan, Provinsi Sulawesi Tenggara, Provinsi Sulawesi Barat dan Sebagian Sulawesi Tengah. ((Persero), 2025)

Dalam pembangkitan tenaga listrik, kestabilan tegangan merupakan hal yang sangat penting untuk diperhatikan karena dapat mempengaruhi sistem tegangan. Perubahan kondisi sistem yang tiba-tiba biasanya terjadi karena adanya gangguan hubung singkat pada sistem tenaga listrik dan pelepasan atau penambahan beban yang benar secara seketika. Akibat adanya perubahan kondisi kerja dari sistem tenaga ini, maka keadaan sistem akan berubah dari keadaan lama menuju keadaan baru. Periode singkat di antara kedua keadaan tersebut dinamakan periode peralihan atau transien. Maka dari itu, diperlukan suatu analisis sistem tenaga listrik bertujuan menentukan apakah sistem tersebut stabil atau tidak saat terjadi gangguan. Stabilitas transien didasarkan pada kondisi kestabilan ayunan pertama (*first swing*) dengan periode waktu penyelidikan pada detik pertama terjadi gangguan. (Jatmiko & Nisworo, 2022).

Sistem kelistrikan Sulbagsel dihadapkan pada tantangan untuk menjaga keandalan pasokan listrik di tengah meningkatnya kebutuhan energi. Salah satu pembangkit yang berperan penting dalam sistem ini adalah PLTU Punagaya.

Berdasarkan data gangguan yang dapat dilihat pada Lampiran 1 dimana menyebabkan hilangnya pasokan daya signifikan, analisis kestabilan transien menjadi penting untuk memahami dampak gangguan tersebut terhadap sistem kelistrikan Sulbagsel. Penelitian sebelumnya, seperti analisis transien akibat lepasnya pembangkit, gangguan hubung singkat, dan metode kontingensi, menunjukkan pentingnya evaluasi mendalam terhadap respons sistem untuk menjaga kestabilan dan keandalan pasokan. Oleh karena itu, penulis mengangkat judul **“Analisis Kestabilan Transien Akibat Perubahan Beban Pada Sistem Kelistrikan Sulbagsel”**

1.2 Rumusan Masalah

1. Bagaimana menganalisis kestabilan transien akibat perubahan beban pada sistem kelistrikan sulbagsel ?
2. Berapa lama waktu pemutus kritis (*Critical Clearing Time*) pada setiap elemen yang mengalami gangguan?

1.3 Ruang Lingkup Penelitian

Dalam penulisan ini dilakukan batasan masalah hanya pada kestabilan transien dan menentukan waktu pemutus kritis (*Critical Clearing Time*) yang disimulasikan di Digsilent PowerFactory 2021.

1.4 Tujuan Penelitian

1. Menganalisis kestabilan transien akibat perubahan beban pada sistem kelistrikan Sulbagsel.
2. Menentukan lama waktu pemutusan kritis pada elemen yang mengalami gangguan.

1.5 Manfaat Penelitian

1. Sebagai bahan kajian studi kestabilan transien jika terjadi gangguan pada sistem yang mempengaruhi kestabilan sistem tenaga listrik.
2. Menjadi masukan ilmiah bagi pihak terkait untuk bisa diterapkan perencanaan sistem proteksi dan peningkatan keandalan sistem kelistrikan Sulbagsel



BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Penelitian Terdahulu

Penelitian mengenai kestabilan transien pada sistem tenaga listrik telah dilakukan oleh berbagai peneliti. Salah satunya adalah penelitian oleh Baghazta Akbar A, Margo Pujiantara, dan Daniar Fahmi yang berjudul *Analisis Kestabilan Transien dan Mekanisme Pelepasan Beban di PT. Pusri Akibat Penambahan Generator dan Penambahan Beban* yang menganalisis kestabilan transien akibat pelepasan generator, motor starting, dan hubung singkat pada sistem PT. Pusri. Penelitian tersebut mencakup rancangan mekanisme *Load Shedding* untuk mempertahankan kestabilan sistem.

Penelitian lain oleh Muh Alwi Sudawan yang berjudul *Analisis Kestabilan Transien Sudut Rotor Pada Sistem Kelistrikan Sulselrabar* berfokus pada kestabilan sudut rotor dengan menganalisis gangguan hubung singkat tiga fasa pada saluran transmisi bus Tello 150 kV di sistem Sulselrabar. Studi ini memberikan batas perkiraan kestabilan sistem selama gangguan transien.

Selain itu, penelitian Sakinah Putriani Syamri yang berjudul *Analisis Kestabilan Frekuensi dan Tegangan Akibat Lepasnya PLTU Jeneponto Pada Sistem Kelistrikan Sulbagsel* mengkaji kestabilan frekuensi dan tegangan akibat pelepasan PLTU Jeneponto di sistem kelistrikan Sulbagsel. Penelitian ini menggunakan metode kontingensi N-1 untuk mengevaluasi dampak gangguan terhadap kestabilan sistem.

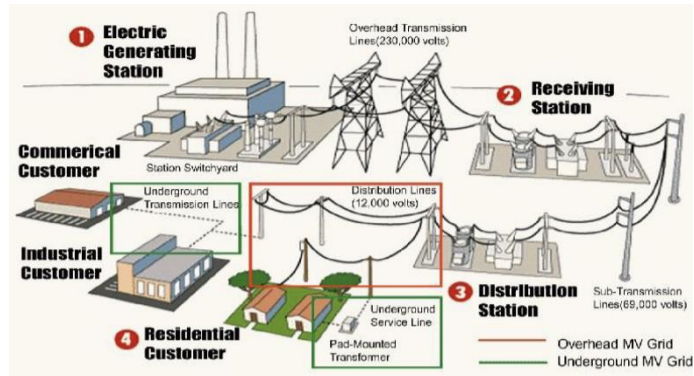
Penelitian-penelitian ini menjadi referensi penting yang menunjukkan perlunya analisis mendalam terhadap kestabilan transien pada sistem tenaga listrik.

Penelitian ini melanjutkan kajian tersebut dengan menganalisis kestabilan transien akibat perubahan beban mendadak pada sistem kelistrikan Sulbagsel dan mengevaluasi *Critical Clearing Time* (CCT).

2.2 Sistem Tenaga Listrik

Secara umum, definisi sistem tenaga listrik meliputi sistem pembangkitan, sistem transmisi, dan sistem distribusi, yang secara garis besar ditunjukkan pada gambar 2.1. Belakangan ini sistem distribusi jika dilihat dari skala nasional, diperkirakan sama dengan biaya investasi fasilitas pembangkitan. Sistem distribusi bersama-sama dengan sistem pembangkitan berdasarkan pengalaman biasanya menelan biaya investasi hingga 80% dari total investasi yang dikeluarkan untuk sistem tenaga listrik. Sistem tenaga listrik sangat rentan terhadap ketidaknormalan seperti kesalahan pada kontrol, kegagalan proteksi atau komunikasi, gangguan sistem, dan faktor eksternal alam. Dengan demikian, untuk menjaga sistem tenaga listrik tetap stabil dan handal merupakan masalah penting dalam desain sistem tenaga listrik di masa depan. (Asri, 2015)

Siklus aliran energi listrik pada sistem tenaga listrik dapat dijelaskan sebagai berikut. Pada pusat pembangkit, sumber daya energi primer seperti bahan bakar fosil (minyak, gas alam, dan batubara), hidro, panas bumi, dan nuklir diubah menjadi energi listrik. Generator sinkron mengubah energi mekanis yang dihasilkan pada poros turbin menjadi energi listrik tiga fasa. Melalui transformator step-up, energi listrik ini kemudian dikirimkan melalui saluran transmisi bertegangan tinggi menuju pusat-pusat beban. (Syahputra, 2021)



Gambar 2. 1 Komponen utama sistem tenaga listrik
(Syahputra, 2021)

Pengertian dan fungsi masing-masing komponen secara garis besar adalah sebagai berikut:

1. Pembangkit listrik merupakan suatu alat yang dapat membangkitkan dan memproduksi tegangan listrik dengan cara mengubah suatu energi menjadi energi listrik. Proses pembangkitan listrik dibagi menjadi dua sesuai dengan energi yang digunakan yaitu pembangkit listrik dengan energi terbarukan dan pembangkit listrik dengan energi tak terbarukan. (Fajriansyah, 2023)
2. Saluran transmisi merupakan saluran yang menyalurkan daya listrik dari pusat pembangkit sampai dengan gardu induk menuju konsumen. Sehingga energi listrik yang dihasilkan dari pusat pembangkit dapat dipergunakan oleh konsumen. Hal ini dikarenakan fungsi utama saluran transmisi adalah menyalurkan daya dengan tingkat keefisienan yang tinggi dengan meminimalkan rugi - rugi daya. (Benedicta, 2021)
3. Gardu Induk adalah suatu sarana untuk mendistribusikan aliran daya dari pusat pembangkit ke pusat beban. Gardu induk memiliki fungsi sebagai berikut :

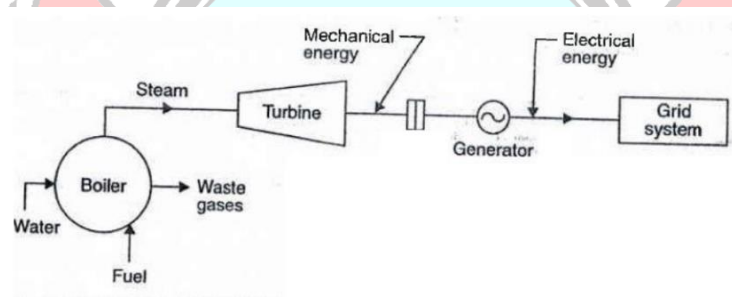
- a. Transformasi tenaga listrik tegangan tinggi ke tegangan menengah .
 - b. Pengukuran, pengawasan operasi serta pengaturan pengamanan dari sistem tenaga listrik.
 - c. Pengaturan daya ke gardu-gardu induk lain melalui tegangan tinggi dan gardu-gardu distribusi melalui feeder tegangan menengah. (Simanjuntak, 2022)
4. Transformator adalah suatu mesin listrik statis yang bekerja dengan prinsip induksi elektromagnetik untuk memindahkan energi listrik dari suatu rangkaian listrik ke rangkaian listrik lainnya tanpa mengubah frekuensinya. Pada umumnya trafo terdiri dari dua buah lilitan yaitu lilitan primer dan lilitan sekunder, dan ada juga trafo yang khusus mempunyai lilitan tersier sehingga berjumlah 3 lilitan. Bagian utama trafo berupa dua buah kumparan yang keduanya dililitkan pada inti besi lunak. Kedua kumparan mempunyai jumlah lilitan yang berbeda. Kumparan dihubungkan dengan sumber tegangan AC. (Mustari & Kurniawan, 2024)
5. Jaringan distribusi adalah suatu saluran atau jaringan yang menghubungkan dari sumber daya listrik besar (gardu induk) ke peralatan atau pemakai listrik baik terminal, industri dan substation. Sistem distribusi ini berguna untuk menyalurkan tenaga listrik dari sumber daya listrik besar (*bulk power source*) sampai ke peralatan (Listin et al., 2021)

Dengan bekerja sama, unit pembangkit, saluran transmisi, gardu induk, dan jaringan distribusi memastikan bahwa pasokan listrik dapat diakses dan dinikmati oleh masyarakat secara andal dan efisien.

2.3 Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)

Pembangkit listrik tenaga uap mengubah energi kimia dari bahan bakar fosil (Batu Bara, Minyak dan Gas) menjadi energi mekanik-listrik. Hal ini dicapai dengan menaikkan uap di dalam ketel uap, mengembangkannya melalui turbin dan menghubungkan turbin ke generator yang mengubah energi mekanik menjadi energi listrik. Tujuan utama dari pembangkit listrik tenaga uap adalah (Al-ani, 2021) :

1. Untuk menghasilkan tenaga listrik.
2. Untuk menghasilkan uap untuk keperluan industri & perumahan.

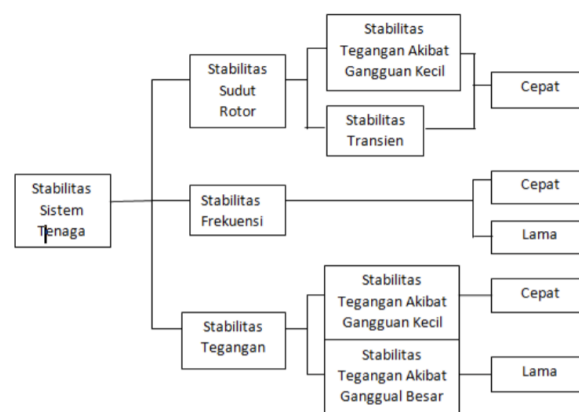


Gambar 2. 2 Proses Pembangkit Listrik Tenaga Uap (Al-ani, 2021)

2.4 Kestabilan Sistem Tenaga Listrik

Kestabilan didefinisikan sebagai kemampuan suatu sistem tenaga listrik untuk kembali beroperasi pada kondisi normal di titik keseimbangan dalam kondisi saat dan setelah mengalami gangguan sehingga sistem tetap utuh. Sistem tenaga listrik merupakan sistem nonlinear dikarenakan beroperasi pada lingkungan yang terus berubah. Untuk menjaga operasi sistem tenaga listrik agar dapat berjalan dengan baik, maka kestabilan dari sistem perlu diperhatikan. Kestabilan sistem tenaga listrik dipengaruhi oleh beberapa hal dikarenakan variasi beban yang dinamis (berubah- ubah).

Gangguan yang dapat terjadi pada sistem tenaga listrik mengakibatkan terjadinya perbedaan arus dan tegangan pada setiap bus, serta perbedaan sudut rotor pada generator yang ada. Pada kondisi normal, sistem tenaga listrik akan seimbang antara daya input mekanis dari *prime mover* dengan daya output listrik generator pada sistem. Generator berputar pada kecepatan sinkron, namun ketika gangguan terjadi, timbul perbedaan antara daya output listrik terhadap daya input mekanis. Jika daya output listrik melebihi daya input mekanis generator, akan terbentuk fenomena perlambatan kecepatan putaran rotor atau sebaliknya yang dapat mempengaruhi kerja dari governor. Perbedaan tegangan pada pembangkit dan saluran dalam jaringan sistem akan mempengaruhi regulator tegangan. Sedangkan perubahan frekuensi pada sistem akan mempengaruhi beban sesuai dengan karakteristik beban tersebut. (Faturochman, 2016)



Gambar 2. 3 Klasifikasi Sistem Tenaga
(Faturochman, 2016)

Analisis kestabilan pada umumnya digolongkan kedalam tiga jenis, tergantung pada sifat dan besarnya gangguan yaitu :

1. Kestabilan Keadaan Tetap (*Steady State Stability*)
2. Kestabilan Dinamis (*Dynamic Stability*)

3. Kestabilan Transien (*Transient Stability*)

Dengan mempertimbangkan beberapa hal seperti:

1. Ukuran gangguan
2. Pemodelan dan analisis gangguan yang spesifik
3. Waktu saat terjadi gangguan
4. Parameter sistem yang paling berpengaruh

Kestabilan sistem tenaga listrik dibagi menjadi 3, yaitu:

1. Kestabilan Sudut Rotor
2. Kestabilan Frekuensi
3. Kestabilan Tegangan

2.4.1 Kestabilan Sudut Rotor

Salah satu jenis yang paling penting dari stabilitas sistem tenaga adalah stabilitas sudut rotor yang pada gilirannya dapat diklasifikasikan ke stabilitas sudut gangguan kecil dan transien stabilitas yang mempelajari kemampuan generator sinkron dari suatu sistem tenaga yang saling terhubung untuk tetap sinkron ketika mengalami gangguan kecil atau besar. Gangguan stabilitas sudut rotor kecil tergantung pada kekuatan dari sistem transmisi seperti yang terlihat oleh generator, generator eksitasi dan kontrol penggerak utama dan output pembangkit. Pada di sisi lain, gangguan stabilitas sudut rotor yang besar tergantung pada kondisi operasi awal sistem tenaga dan tingkat keparahan dari gangguan tersebut. Pada kedua jenis masalah stabilitas sudut rotor, osilasi rotor mungkin bersifat lokal terkait osilasi dari satu mesin terhadap seluruh sistem tenaga atau global di mana sekelompok mesin

akan berayun terhadap kelompok lain. (Yakout & Sabry, 2021). Jika terjadi perubahan yang mendadak—bukan bertahap—pada satu atau lebih parameter dalam persamaan torsi, maka sudut rotor cenderung mengalami *overshoot* terhadap nilai akhirnya yang baru. Gangguan ini bisa cukup besar hingga sudut rotor tunak melebihi 90° , atau sudut transien melampaui 180° , yang keduanya dapat menyebabkan terjadinya *slipping of a pole*.

Jika kondisi tersebut tidak segera dikoreksi, maka mesin akan terus mengalami slip, yang berarti kehilangan sinkronisasi dengan sistem tenaga. Sebaliknya, jika *overshoot* sudut rotor tidak melebihi 180° , atau jika gangguan segera diatasi, maka mesin masih dapat mempertahankan sinkronisasi. Dalam kondisi tersebut, sudut rotor akan berosilasi dengan amplitudo yang semakin kecil hingga akhirnya stabil pada nilai akhirnya (kurang dari 90°). Osilasi ini akan diredam oleh beban listrik serta kerugian mekanis dan elektrik, khususnya oleh lilitan peredam (*damper winding*) pada mesin (Velimir Lackovic, 2019).

Kestabilan sudut rotor terbagi atas dua macam (Baraskaga, 2018) :

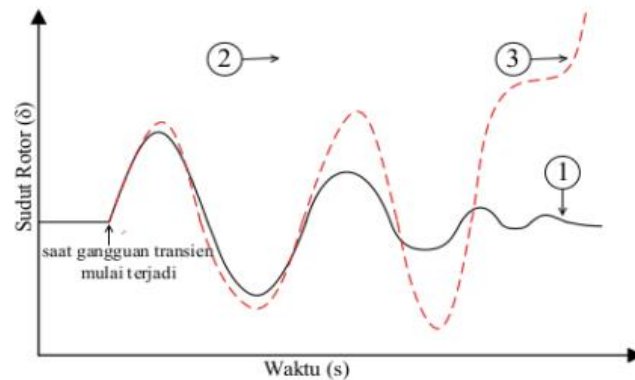
1. *Small Signal Stability*

Small Signal Stability adalah kemampuan dari sistem tenaga dimana agar bisa tetap berada pada kondisi sinkronnya pada saat terjadi gangguan yang kecil. Ketidakstabilan ini terjadi akibat dua hal antara lain kurangnya torsi sinkronisasi dan kurangnya torsi damping.

2. *Transient stability*

Transient Stability adalah kemampuan dari sistem tenaga untuk tetap berada pada kondisi sinkronnya pada saat terjadi gangguan transien, untuk studi

gangguan stabilitas transien memiliki kurun waktu 3-5 detik setelah terjadi gangguan untuk sistem yang sangat besar dengan ayunan antar wilayah yang dominan maka kurun waktu dapat diperpanjang menjadi 10-20 detik



Gambar 2. 4 Respon sudut rotor terhadap gangguan
(Sulistiawati, 2018)

Dari gambar 2.4 diatas, merupakan hasil plotting sudut motor dalam merespon gangguan (Sulistiawati, 2018)

Respon 1 : Merupakan respon menuju stabil

Sudut rotor ketika gangguan terjadi bergeser hingga ke nilai maksimumnya serta berisolasi hingga sampai ke kondisi *steady state* nya

Respon 2 : Merupakan respon kehilangan sinkronisasinya

Pada kondisi ini, ketika gangguan terjadi pada saat ayunan pertama sudut rotor bertambah semakin besar dan melampaui kemampuan maksimum nya hingga akhirnya kehilangan sinkronisasinya.

Respon 3 : Merupakan respon sinkronisasinya

Ketika gangguan terjadi dan tidak dapat diatasi, rotor mengalami osilasi yang semakin lama semakin besar dengan terjadi banyak ayunan dan generator pada akhirnya mengalami lepas sinkronisasi

2.4.2 Kestabilan Frekuensi

Salah satu karakteristik pada sistem tenaga listrik yang sangat penting untuk dijaga kestabilannya adalah frekuensi. Frekuensi sistem yang tidak stabil menjadi indikator adanya ketidakseimbangan suplai daya dari pembangkit dengan daya beban. frekuensi sistem yang bergeser dari posisi normal dapat diakibatkan oleh gangguan seperti adanya generator yang lepas, gangguan hubung singkat, starting motor ataupun adanya perubahan beban yang terjadi secara tiba-tiba. perubahan yang signifikan pada frekuensi sistem akan mengakibatkan sistem keluar dari daerah kestabilannya (Said, 2023). Inersia sistem sangat penting untuk mengurangi penurunan frekuensi dan menstabilkan sistem selama beberapa detik pertama setelah gangguan, sebelum kontrol utama merespons. Inersia yang terlalu rendah dapat menyebabkan frekuensi turun ke tingkat yang sangat rendah sehingga konsumsi dihilangkan, dan pada kasus terburuk, dapat menyebabkan *blackout* (Angeliki, 2020).

Menurut Permen ESDM No. 20 Tahun 2020, Frekuensi nominal di jaringan yaitu 50 Hz. Frekuensi sistem dapat naik sampai dengan 52 Hz dan turun sampai dengan 47 Hz pada keadaan luar biasa. Desain unit pembangkit dan peralatan harus dapat beroperasi sesuai batas rentang frekuensi operasi berikut ini:

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 selama paling singkat 6 detik

Sumber : Permen ESDM No. 20 Tahun 2020

2.4.3 Kestabilan Tegangan

Kestabilan tegangan berhubungan dengan kemampuan suatu sistem tenaga listrik untuk mempertahankan tegangan tunak pada seluruh bus dalam sistem yang berada dibawah kondisi operasi normal setelah mengalami gangguan. Ketidakstabilan mungkin terjadi dalam bentuk kenaikan atau penurunan tegangan pada beberapa bus secara progresif. Akibat dari ketidakstabilan tegangan adalah lepasnya beban pada area dimana tegangan mencapai nilai rendah yang tidak dapat diterima. Faktor utama yang mempegaruhi ketidakstabilan tegangan adalah jatuh tegangan yang terjadi ketika aliran daya aktif dan daya reaktif melalui reaktansi induktif jaringan transmisi. Hal ini membatasi kemampuan jaringan transmisi untuk menyalurkan daya. Transfer daya akan semakin terbatas ketika beberapa generator mencapai batas kemampuan daya reaktifnya. Kestabilan tegangan sangat terancam ketika kebutuhan akan daya reaktif melebihi kapasitas daya reaktif yang tersedia dari sumber (Salama, 2021). Perubahan tegangan pada jaringan harus dipertahankan dalam batas rentang variasi tegangan berikut ini:

Tabel 2. 2 Batas Rentang Variasi Tegangan

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

Sumber : Permen ESDM No. 20 Tahun 2020

2.6 Gangguan Tidak Seimbang

Pada saat terjadi gangguan tidak seimbang, magnitudo dari tegangan serta arus yang mengalir pada setiap fasa berbeda. Gangguan tidak simetri ini terjadi sebagai akibat gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah, gangguan hubung singkat dua fasa, atau gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah. Gangguan gangguan tidak simetri akan menyebabkan mengalirnya arus tak seimbang dalam sistem sehingga untuk analisa gangguan digunakan metode komponen simetri untuk menentukan arus maupun tegangan di semua bagian sistem setelah terjadi gangguan. Gangguan ini akan mengakibatkan arus lebih pada fasa yang terganggu dan juga akan dapat mengakibatkan kenaikan tegangan pada fasa yang tidak terganggu. Gangguan dapat diperkecil dengan cara pemeliharaannya. Adapun akibat-akibat yang ditimbulkan dengan adanya gangguan hubung singkat tersebut antara lain (Marwan, 2016):

1. Rusaknya peralatan listrik yang berada dekat dengan gangguan yang disebabkan arus-arus yang besar, arus tak seimbang maupun tegangan-tegangan rendah,
2. Berkurangnya stabilitas daya sistem tersebut, dan
3. Terhentinya kontinuitas pelayanan listrik kepada konsumen apabila gangguan hubung singkat tersebut sampai mengakibatkan bekerjanya CB yang biasa disebut dengan pemadaman listrik. (Marwan, 2016)

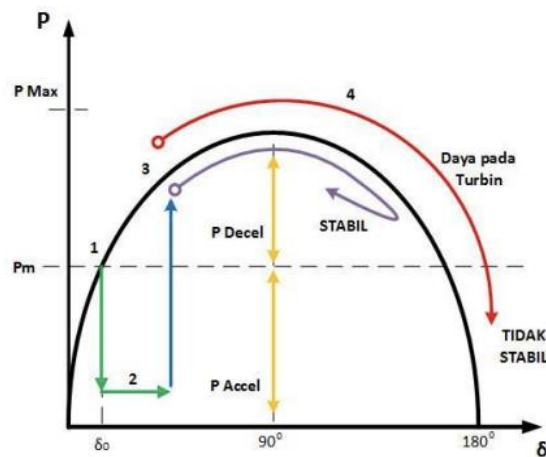
2.7 Kestabilan Transien

Kestabilan transien adalah kemampuan dari sistem tenaga untuk mempertahankan kondisi sinkron ketika mengalami gangguan transien berupa gangguan besar yang terjadi secara tiba-tiba pada sistem tenaga. Sebagian besar osilasi ini umumnya terkait dengan gangguan pada sistem transmisi dan dapat terjadi akibat perubahan mendadak pada beban, perubahan tiba-tiba dari output generator, pemutusan jalur transmisi, dan korsleting. Tergantung pada karakteristik sistem tenaga listrik, osilasi dapat berlangsung selama 3-20 detik setelah gangguan yang parah. (C.Ganesh, Prasad, & Gopal, 2014)

Analisis kestabilan transien harus dilakukan pada sebuah sistem untuk mengetahui apakah sistem dapat bertahan ketika terjadi gangguan transien. Sebuah sistem dikatakan stabil ketika kondisi *steady state*, namun belum tentu stabil ketika terjadi gangguan transien. (Anwar, 2017)

Dasar sistematis untuk klasifikasi kestabilan didasarkan atas pertimbangan sebagai berikut

1. Ukuran dari gangguan
2. Pemodelan yang tepat dan analisis gangguan yang spesifik
3. Rentang waktu saat gangguan berlangsung
4. Parameter sistem yang paling berpengaruh



Gambar 2. 5 Skema perilaku generator ketika terjadi gangguan
(Anwar, 2017)

Nomor pada Gambar 2.5 mengilustrasikan keadaan generator ketika terjadi gangguan. Ilustrasi keadaan tersebut dapat dijelaskan sebagai berikut (Anwar, 2017) :

1. Keadaan generator sebelum terjadi gangguan
2. Keadaan generator ketika terjadi gangguan menyebabkan output dari generator berkurang. Akibatnya muncul perbedaan daya output generator dengan daya mekanis turbin. Pada periode tersebut rotor pada generator mengalami percepatan, sedangkan sudut rotor bertambah besar.
3. Keadaan ketika gangguan hilang, sehingga daya output generator pulih kembali sesuai dengan kurva P dan δ .
4. Keadaan setelah gangguan hilang. Daya output generator menjadi lebih besar dari daya mekanis turbin. Hal ini membuat rotor pada generator mengalami perlambatan. Jika terdapat torsi lawan yang cukup untuk mengimbangi percepatan ketika terjadi gangguan, maka sistem akan stabil dalam ayunan

pertama. Namun jika bila kopel tersebut tidak mampu menahan gangguan, maka sudut rotor/daya akan bertambah besar, sehingga sistem kehilangan sinkronisasi

2.8 Dinamika Rotor dan Persamaan Ayunan (*Swing Equation*)

Persamaan yang mengatur gerakan rotor suatu mesin serempak didasarkan pada prinsip dasar dinamika yang menyatakan bahwa momen putar percepatan (*accelerating torque*) adalah hasil kali dari momen-mone kelembapan (*momen of inertia*) rotor dan percepatan sudutnya. Dalam sistem unit-unit MKS dan untuk generator serempak, persamaan ini dapat ditulis dalam bentuk (Reski, 2016) :

$$J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.1)$$

Simbol-simbol pada persamaan 2.1 mempunyai arti sebagai berikut:

J = Momen kelembaman total dari massa rotor dalam $kg-m^2$

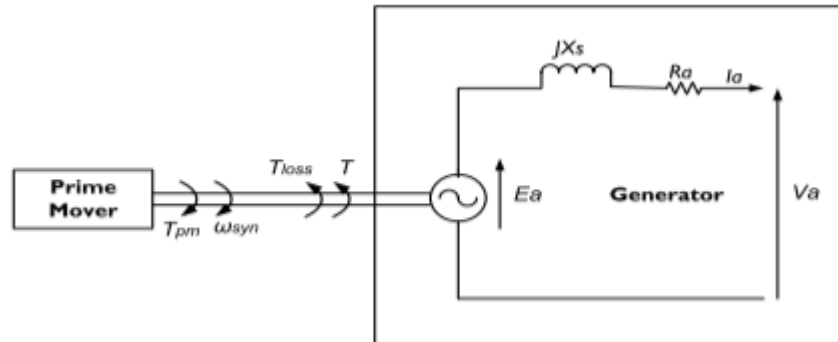
θ_m = Pergeseran sudut dari rotor terhadap suatu sumbu yang diam (*stationary*), dalam radian mekanis

t = Waktu, dalam detik

T_a = Momen putar percepatan bersih, dalam Nm

T_m = Momen putar mekanis atau poros (penggerak) yang diberikan oleh penggerak mula dikurangi dengan momen putar perlambatan (*retarding*) yang disebabkan oleh rugi- rugi perputaran, dalam Nm

T_e = Momen putar listrik atau elektromagnetis bersih, dalam Nm



Gambar 2. 6 Representasi rotor generator dengan arah rotasi dari torsi mekanik dan torsi elektrik

(Reski, 2016)

Pada persamaan 2.1 karena θ_m diukur terhadap sumbu yang diam, maka untuk mengukur posisi sudut rotor terhadap sumbu yang berputar terhadap kecepatan sinkron adalah seperti persamaan berikut:

$$\theta_m = \omega_m t - \delta_m \quad (2.2)$$

dengan θ_m adalah pergeseran sudut rotor dalam satuan radian terhadap sumbu yang berputar dengan kecepatan sinkron. Penurunan persamaan diatas terhadap waktu memberikan kecepatan putaran rotor seperti persamaan berikut:

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (2.3)$$

Dari persamaan (2.3) dan (2.1) maka didapatkan

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (2.4)$$

Jika persamaan 2.4 diatas dikalikan dengan ω_m maka :

$$J \omega_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.5)$$

Dengan $J \omega_m$ adalah momen sudut (*angular momentum*) rotor yang dinyatakan dengan M. Hubungan energi kinetik dengan massa berputar adalah sebagai berikut:

$$W_k \frac{1}{2} J \omega_m^2 = \frac{1}{2} M \omega_m \quad (2.6)$$

Atau

$$M = \frac{2W_k}{\omega_m} \quad (2.7)$$

Bila ω_m tidak berubah sebelum stabilitas hilang maka M dievaluasi dengan kecepatan serempak sebagai berikut:

$$M = \frac{2W_k}{\omega_m} \quad (2.8)$$

Persamaan ayunan dalam hubungannya dengan momen sudut adalah:

$$M \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.9)$$

Jika p adalah jumlah kutub generator sinkron maka sudut daya listrik δ dalam hubungannya dengan sudut daya mekanik δ_m adalah

$$\delta \frac{p}{2} = \delta_m \quad (2.10)$$

Maka persamaan ayunan dalam hubungannya dengan sudut daya listrik adalah

$$\frac{2}{p} M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.11)$$

Bila persamaan 2.8 disubstitusikan ke persamaan 2.10 dan dibagi dengan daya dasar S_B . Akan menghasilkan persamaan sebagai berikut:

$$\frac{2}{p} \times \frac{2W_k}{\omega_m S_B} \times \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{P_m - P_e}{S_B} \quad (2.12)$$

Sekarang mendefinisikan suatu besaran yang dikenal sebagai konstanta H . Konstanta H didefinisikan sebagai energi kinetik (MJ) pada kecepatan sinkron dibagi dengan rating mesin (MVA) yang dapat dituliskan sebagai berikut

$$H = \frac{W_k}{S_B} \quad (2.13)$$

Substitusikan persamaan 2.13 kedalam persamaan 2.12 maka akan didapatkan persamaan sebagai berikut

$$\frac{2}{P} X \frac{2H}{\omega_{sm}} X \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_{m(pu)} - P_{e(pu)} \quad (2.14)$$

Kecepatan listrik dalam hubungannya dengan kecepatan putar mekanik $\omega_{sm} =$

Sehingga persamaannya menjadi :

$$\frac{2H}{\omega_0} X \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_{m(pu)} - P_{e(pu)} \quad (2.15)$$

δ adalah posisi angular dari rotor dalam electrical radian yang berhubungan dengan referensi putaran sinkron dan δ_0 adalah nilai pada saat $t = 0$,

$$\delta = \omega_r t - \omega_0 t + \delta_0 \quad (2.16)$$

Jika diturunkan terhadap waktu, didapatkan

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - \omega_0 = \Delta\omega_r \quad (2.17)$$

Dan

$$\begin{aligned} \frac{d^2 \delta}{dt^2} &= \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{d(\Delta\omega_r)}{dt} \\ &= \omega_0 \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \omega_0 \frac{d(\Delta\bar{\omega}_r)}{dt} \end{aligned} \quad (2.18)$$

Jika komponen torsi redaman (damping) disertakan kedalam persamaan 2.14 maka persamaan ayunan tersebut menjadi seperti berikut :

$$\frac{2H}{\omega_0} X \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e - K_D \Delta\bar{\omega}_r \quad (2.19)$$

2.9 Critical Clearing Time

CCT atau (*Critical Clearing Time*) didefinisikan sebagai waktu maksimum yang diperbolehkan untuk menghilangkan gangguan tanpa mengganggu kinerja

sistem. Sistem akan stabil jika gangguan dapat dihilangkan sebelum waktu yang diizinkan. Di sisi lain, jika sistem menjadi tidak stabil, maka waktu maksimum gangguan yang diizinkan tidak dapat diatasi.

Sistem tenaga harus memiliki *Critical Clearing Time* yang lebih lama dari pemutus sirkuit operasional dalam sistem. Meskipun CCT bukan kriteria utama, CCT harus dikerjakan terlebih dahulu ketika terjadi gangguan. Nilai Waktu Kliring Kritis dihitung berdasarkan gangguan terbesar atau kemungkinan terburuk yang terjadi hubung singkat tiga fasa. Ada berbagai metode yang digunakan untuk menghitung CCT, seperti fungsi energi, kriteria luas area yang diperluas, *Single Machine Equivalent* (SIME), simulasi numerik konvensional, simulasi domain waktu, dan lintasan kritis berdasarkan kehilangan sinkronisasi dan generator kritis. (Sulistiawati dkk., 2016)

2.10 Aliran Daya

Studi aliran daya atau *load flow study* adalah suatu studi yang mempelajari aliran daya pada suatu sistem kelistrikan dari suatu titik ke titik lain dan tegangan pada bus-bus yang berada pada sistem tersebut. Studi aliran daya merupakan penentuan atau perhitungan tegangan, arus, daya aktif, faktor daya dan daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik dalam suatu jaringan sistem tenaga listrik pada keadaan pengoperasian normal, baik yang sedang berjalan maupun yang diharapkan akan terjadi di masa yang akan datang.

Perhitungan aliran daya merupakan suatu alat bantu yang sangat penting untuk mengetahui kondisi operasi sistem. Perhitungan aliran daya pada tegangan, arus dan faktor daya di berbagai simpul suatu jaringan listrik dilakukan pada keadaan operasi

normal. Hasil perhitungan aliran daya ini kemudian digunakan untuk mensimulasi kondisi gangguan yang besar, stabilitas transien maupun analisa kontingensi yaitu analisis keadaan dimana sebagian komponen sistem tidak terhubung ke sistem dengan baik. (Hasibuan & Isa, 2020)

2.11 Metode Newton Raphson

Metode Newton Raphson menyelesaikan masalah aliran daya dengan menggunakan suatu persamaan non linier untuk menghitung besarnya tegangan dan sudut fasa tegangan tiap bus.

Persamaan (1) merupakan persamaan aljabar non linier sebagai matriks dan menyelesaikan aljabar non linier persamaannya adalah mencari nilai x ketika y dan $f(x)$ (Jang, 2023)

$$f(x) = [f_1(x)f_2(x)f_3(x)\dots f_n(x)]^T \quad (2.20)$$

dan

$$y - f(x) = 0 \quad (2.21)$$

Menambahkan $J \cdot x$ pada ruas kiri dan kanan persamaan (2) dan mengalikannya dengan J^{-1} ,

$$x = x + J^{-1}[y - f(x)], \quad (2.22)$$

dan menghitung $x(i+1)$ di sebelah kiri menggunakan $x(i)$ kanan dari (3),

$$x(i + 1) = x(i) + J^{-1}(i)[y - f(x(i))] \quad (2.23)$$

dimana $J(i)$ adalah Jacobian, sebuah matriks $n \times n$, dengan setiap elemennya menjadi diferensial parsial,

$$J(i) = \frac{df}{dx} \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Prinsip metode Newton Raphson adalah sebagai berikut. Biarkan x menjadi nilai untuk mencari, kemudian, sudut fasa dan besaran tegangan merupakan matriks dari x , dan matriks x , y , dan $f(x)$ dapat menjadi masing-masing didefinisikan sebagai:

$$x = [\delta V]^T = [\delta_2 \delta_3 \dots \delta_n V_2 V_3 \dots V_n]^T \quad (2.25)$$

$$y = [PQ]^T = [P_2 P_3 \dots P_n Q_2 Q_3 \dots Q_n]^T \quad (2.26)$$

Dan

$$\begin{aligned} f(x) &= [P(x)Q(x)]^T \\ &= [P_2(x)P_3(x) \dots P_n Q_2(x)Q_3(x) \dots Q_n]^T \end{aligned} \quad (2.27)$$

dimana ekspresi daya aktif dan reaktif untuk y dapat berada dinyatakan sebagai

$$\begin{aligned} y_k &= P_k = P_k(x) = V_k \sum_{m=1}^n Y_{km} V_m \cos(\delta_k - \delta_m - \theta_{km}) \\ y_{k+n} &= Q_k = Q_k(x) = V_k \sum_{m=1}^n Y_{km} V_m \sin(\delta_k - \delta_m - \theta_{km}) \\ k &= 2, 3, \dots, n (k=1 \text{ means slack}) \end{aligned} \quad (2.28)$$

Dengan demikian, matriks Jacobian dapat dinyatakan sebagai

$$J = \begin{bmatrix} J1 & J2 \\ J3 & J4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

dan karenanya x konvergen dan dapat ditemukan secara interaktif

$$\Delta y(i) = \begin{bmatrix} \Delta P(i) \\ \Delta Q(i) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P - P(x(i)) \\ Q - Q(x(i)) \end{bmatrix}, \quad (2.30)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta(i) \\ \Delta V(i) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J1(i) & J2(i) \\ J3(i) & J4(i) \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P(i) \\ \Delta Q(i) \end{bmatrix}, \quad (2.31)$$

dan

$$x(i+1) = \begin{bmatrix} \Delta \delta(i+1) \\ \Delta V(i+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta(i) \\ V(i) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta(i) \\ \Delta V(i) \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

2.12 RMS Simulation

Simulasi transien elektromagnetik (EMT) dan simulasi akar rata-rata kuadrat (RMS) merupakan alat penting dalam analisis dan desain sistem tenaga listrik. Metode ini memiliki aplikasi dan keunggulan yang berbeda, sehingga cocok untuk studi yang berbeda-beda. Simulasi *Root Mean Square* (RMS) menggunakan representasi fasor dari tegangan dan arus untuk menyelesaikan persamaan sistem tenaga listrik di domain frekuensi. Pendekatan ini mengasumsikan operasi quasi-steady-state dan secara efektif mempelajari perilaku sistem selama periode yang lebih lama dan dalam kondisi steady-state. Ciri-ciri utama simulasi RMS meliputi analisis domain frekuensi, penggunaan perhitungan phasor untuk tegangan dan arus, serta menyediakan metode yang sederhana namun efektif untuk menganalisis

sistem listrik. Simulasi ini dilakukan dengan asumsi bahwa sistem tenaga listrik bebas dari transien cepat dan beroperasi dalam keadaan *steady state*. Penyederhanaan perhitungan yang kompleks memudahkan pelaksanaan simulasi RMS pada jaringan sistem tenaga listrik berskala besar. Pengaplikasian yang umum digunakan ialah (Solutions, 2025) :

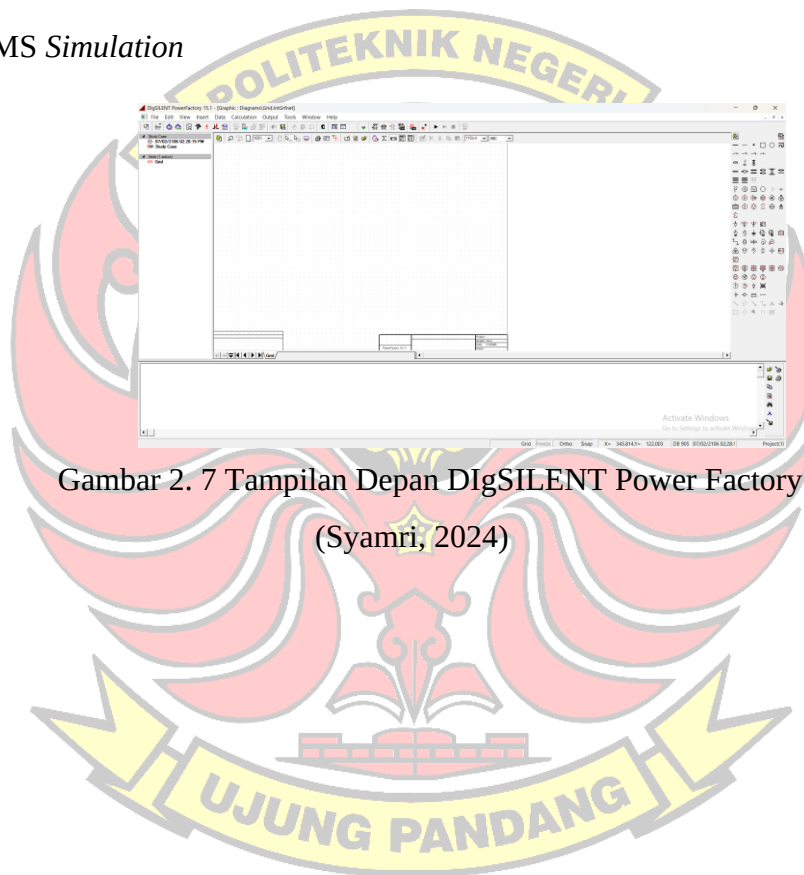
1. Studi Aliran Beban: Menentukan tegangan, arus, dan aliran daya dalam jaringan.
2. Analisis Stabilitas Transien Jangka Pendek: Mengevaluasi kemampuan sistem untuk tetap stabil setelah gangguan.
3. Analisis Gangguan: Mempelajari respons sistem terhadap gangguan arus pendek.
4. Analisis Stabilitas Dinamis: Mengevaluasi respons sistem terhadap gangguan kecil yang terjadi seiring waktu.

2.13 DIgSILENT

PowerFactory atau biasa disebut DIgSILENT merupakan perangkat lunak yang digunakan untuk melakukan analisis jaringan ketenagalistrikan, transmisi, dan distribusi. DIgSILENT merupakan kepanjangan “DIGital SIMuLation and Electrical NeTwork calculation program”. Metode yang digunakan DIgSILENT adalah Newton Raphson. Ada dua pilihan yang bisa digunakan (Syamri 2024):

1. Classical Newton Raphson dengan *Power Equation*, pilihan ini digunakan untuk menganalisa sistem transmisi, terutama sistem dengan beban yang besar.
2. Newton Raphson dengan *Current Equation*, pilihan ini digunakan untuk menganalisa sistem distribusi yang tidak seimbang (Schmieg). Berikut merupakan simulasi yang terdapat pada PowerFactory:

1. *Load Flow Analysis*
2. *Short Circuit Analysis*
3. *Contingency Analysis*
4. *Dynamic Simulation*
5. *Time Domain Simulation*
6. *Transient Analysis*
7. *RMS Simulation*



Gambar 2. 7 Tampilan Depan DigSILENT Power Factory 2021
(Syamri, 2024)

BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Kegiatan penelitian mengenai kestabilan transien akibat perubahan beban pada sistem kelistrikan Sulbagsel akan dilakukan di PLTU Punagaya selama kurang lebih 6 (enam) bulan mulai bulan Januari sampai bulan Juni 2025.

3.2 Alat dan Bahan

a. Asus Vivobook X513UA dengan spesifikasi:

Processor : AMD Ryzen 5 5500U with Radeon Graphics, 6 Core(s)

Memori RAM : 8 GB

Sistem Operasi : Window 11 64 Bit

b. Software DiGSILENT Power Factory 15

3.3 Teknik Pengumpulan Data

Teknik pengumpulan data untuk tugas akhir melibatkan serangkaian langkah yang hati-hati dan sistematis untuk mendapatkan informasi yang diperlukan untuk menjawab pertanyaan penelitian atau tujuan penelitian tugas observasi. akhir. Metode pengumpulan data yang digunakan pada penelitian ini adalah pengumpulan data yang diperoleh secara langsung dari pihak PLTU Punagaya dalam bentuk dokumentasi teknis dan rekaman sistem. Meskipun peneliti tidak melakukan observasi langsung terhadap proses gangguan atau operasional pembangkit, namun peneliti mengunjungi lokasi dan menerima data resmi dari operator sistem sebagai sumber data primer. Adapun data yang akan diperoleh dari hasil observasi di PLTU Punagaya adalah sebagai berikut:

- a. Data diagram satu garis SULBAGSEL 2024.
- b. Data pembangkit pada tahun 2024.
- d. Data transmisi pada tahun 2024.
- e. Data beban listrik pada tahun 2024.
- f. Data generator pada tahun 2024

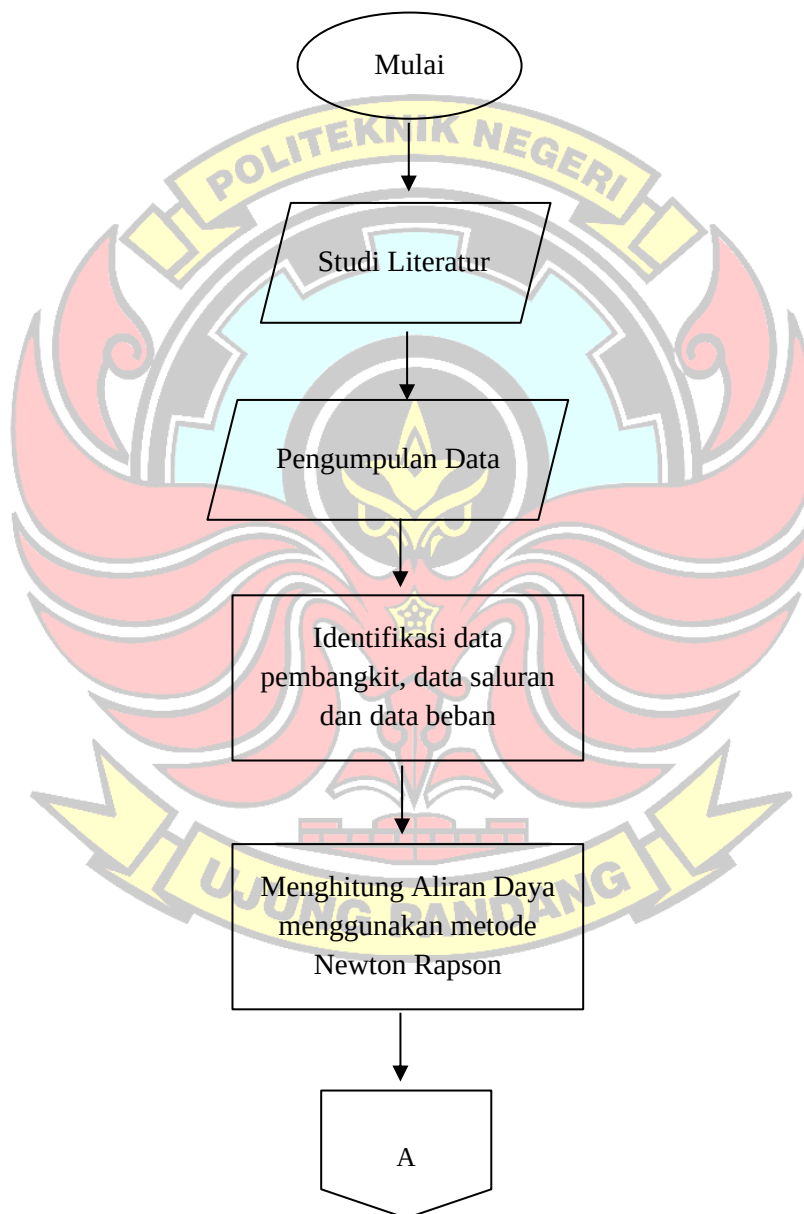
3.4 Metode Analisis Data

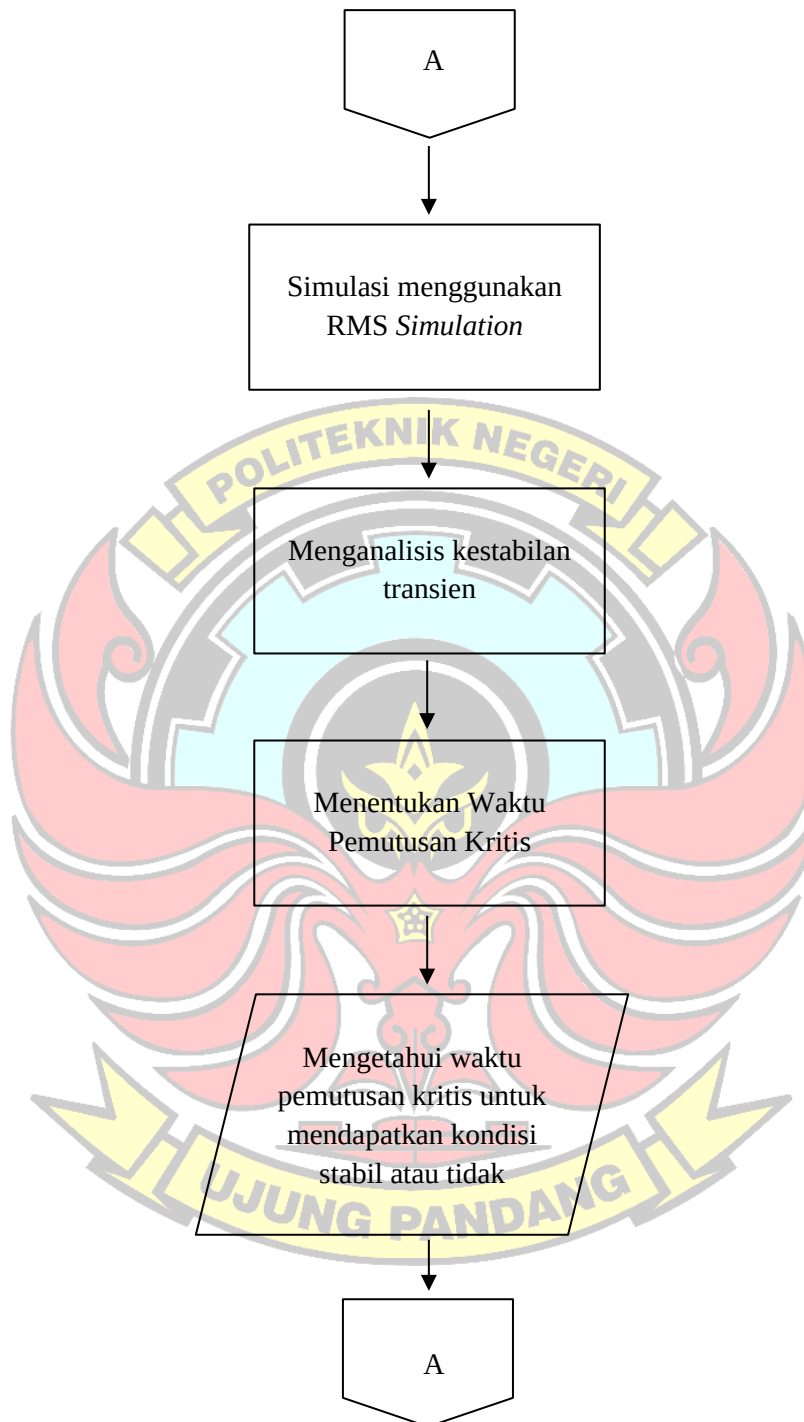
Simulasi dilakukan dengan metode RMS (*Root Mean Square*) *Simulation*, yang merupakan bagian dari metode time-domain untuk menganalisis respons dinamis sistem terhadap gangguan. *RMS simulation* memungkinkan pengamatan terhadap perubahan sudut rotor, frekuensi, dan tegangan pada generator maupun sistem secara keseluruhan selama dan setelah terjadinya gangguan. Berikut langkah-langkah umum dalam metode *RMS Simulation*:

1. Sistem kelistrikan Sulbagsel dimodelkan dalam perangkat lunak Digsilent PowerFactory secara lengkap dengan memasukkan elemen seperti generator, saluran transmisi, dan beban, sesuai data teknis sistem aktual.
2. Simulasi dilakukan dengan membuat skenario gangguan seperti pelepasan unit pembangkit, pemutusan PMT dan gangguan eksternal satu fasa ke tanah dan dimodelkan dalam simulasi sebagai kejadian transien. DIGSILENT kemudian mengamati parameter sistem seperti tegangan, frekuensi, dan sudut rotor generator.
3. DIGSILENT menggunakan simulasi RMS untuk masing-masing skenario.

4. Grafik respon sistem terhadap perubahan dianalisis untuk menilai kestabilan transien. Parameter utama yang diamati meliputi perubahan beban, frekuensi, tegangan bus, dan sudut rotor generator.

3.5 Teknik Analisis Data







Gambar 3. 1 Flowchart Penelitian

Pembahasan:

1. Langkah awal penelitian dengan melakukan studi literatur mengumpulkan, meninjau, dan mengevaluasi literatur atau karya tulis yang relevan dengan topik penelitian agar dapat memberikan wawasan.
2. Langkah selanjutnya peneliti melakukan pengumpulan data. Pengumpulan data adalah tahap kunci dalam proses penelitian yang melibatkan pengumpulan informasi yang relevan untuk menjawab pertanyaan penelitian atau mencapai tujuan penelitian. Data teknis sistem kelistrikan Sulbagsel dikumpulkan, meliputi:

- a. Data Pembangkit: Parameter teknis generator seperti kapasitas, tegangan nominal, inersia, dan lainnya.
 - b. Data Saluran: Panjang, impedansi, dan kapasitas saluran transmisi.
 - c. Data Beban: Profil beban pada tiap bus di sistem.
3. Setelah pengumpulan data selesai, tahap selanjutnya menganalisis aliran daya dilakukan untuk mengetahui kondisi operasi *steady-state* sistem kelistrikan. Metode Newton-Raphson digunakan karena keakuratannya dalam menangani sistem besar dan kompleks seperti Sulbagsel.
4. Kemudian menjalankan simulasi gangguan dengan menggunakan RMS *Simulation*.
5. Kemudian hasil simulasi dianalisis dan disajikan dalam bentuk grafik dan tabel, seperti perubahan beban, tegangan, frekuensi, dan sudut rotor terhadap waktu. Grafik ini mempermudah interpretasi kestabilan transien sistem.
6. Langkah terakhir peneliti akan membuat kesimpulan dan saran dari hasil semua yang telah dilakukan pada penelitian, dimana kesimpulan berisi hal-hal yang dianggap penting, dan saran berisi masukan untuk kesempurnaan dari penelitian ini.

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan

Gambar pada lampiran 2 menunjukkan pemodelan sistem kelistrikan Sulbagsel dalam bentuk Single Line Diagram (SLD). Model sistem tersebut kemudian digunakan untuk melakukan simulasi dan analisis kestabilan transien menggunakan perangkat lunak DIgSILENT PowerFactory 2021. Simulasi dilakukan dengan memodelkan beberapa skenario gangguan yang telah direncanakan, seperti pelepasan pembangkit (*generator outage*), pemutusan pemutus tenaga (PMT), dan gangguan petir satu fasa ke tanah. Dengan memodelkan berbagai kondisi gangguan tersebut, diharapkan diperoleh gambaran karakteristik sistem terhadap perubahan beban kestabilan sudut rotor, tegangan, dan frekuensi. Selain itu, dilakukan juga menentukan waktu *Critical Clearing Time* (CCT) dengan menggunakan cara *trial and error* untuk menentukan batas waktu kritis sistem tetap stabil pasca gangguan.

4.2 Studi Kasus Kestabilan Transien

Pada simulasi ini dilakukan analisis kestabilan transien dan menghitung *Critical Clearing Time* (CCT) yang mempengaruhi kestabilan sistem. Studi kasus gangguan yang digunakan pada simulasi ini antara lain:

4.2.1 Pelepasan Pembangkit (Generator Outage)

Pada skenario ini dilakukan pelepasan pembangkit untuk menganalisis respon kestabilan sistem. Studi kasus difokuskan pada pelepasan PLTU Punagaya 1 dengan daya kapasitas terpasang sebesar 100 MVA dan daya aktif yang sedang dibangkitkan sebelum gangguan adalah sebesar 60 MW (dapat dilihat pada Gambar 4.6). Pemilihan PLTU Punagaya 1 dilakukan karena keterbatasan informasi dari

pembangkit lainnya, serta karena unit ini merupakan salah satu pembangkit besar yang berperan signifikan dalam sistem Sulbagsel. Kondisi operasi sistem sebelum gangguan berada dalam kondisi *steady-state* dengan seluruh pembangkit utama beroperasi normal sesuai daya output masing-masing yang dapat dilihat pada Tabel 4.1

4.2.2 Pemutusan PMT (*Switching Outage*)

Skenario ini memodelkan gangguan pemutusan pemutus tenaga (PMT) yang terjadi pada sistem transmisi. Lokasi gangguan diambil pada PLTU Jeneponto Eksisting Unit 1 dan Unit 2 untuk menganalisis dampak pemutusan *switching* pada jaringan transmisi 150 kV.

4.2.3 Gangguan Petir (*Short Circuit*)

Pada skenario ini dilakukan simulasi gangguan eksternal berupa hubung singkat sementara sebagai representasi gangguan petir. Lokasi gangguan dilakukan pada saluran transmisi Punagaya-Jeneponto 1 untuk mengamati respon sistem terhadap gangguan eksternal sesaat.

4.4 Data Penelitian

Penelitian ini menggunakan data yang merepresentasikan sistem tenaga listrik di wilayah Sulbagsel secara keseluruhan. Sistem Sulbagsel merupakan jaringan kelistrikan yang menghubungkan beberapa subsistem utama, yaitu Sulselabar (Sulawesi Selatan dan Barat), Sulteng (Sulawesi Tengah), serta Sultra (Sulawesi Tenggara).

Data yang dianalisis dalam penelitian ini meliputi informasi terkait pembangkit listrik, gardu induk, jaringan transmisi, beban listrik, serta diagram satu garis

sistem. Penjelasan lebih rinci mengenai masing-masing data akan disampaikan pada bagian berikutnya.

4.4.1 Data Pembangkitan Sistem Kelistrikan Sulbagsel

Sistem kelistrikan Sulbagsel saat ini mengandalkan 39 pusat pembangkit listrik dengan total 86 unit generator dengan berbagai jenis untuk memenuhi kebutuhan listrik wilayah tersebut. Dari 39 pembangkit tersebut terdiri dari 6 PLTA, 2 PLTB, 8 PLTD, 2 PLTG, 1 PLTGU, 6 PLTM, 2 PLTMG dan 12 PLTU. Semua pembangkit ini terhubung dalam satu sistem yang terinterkoneksi. Data lengkap mengenai kapasitas dan karakteristik masing-masing pembangkit dapat dilihat pada tabel 4.1 di bawah.

Tabel 4. 1 Data Pembangkitan Sistem Kelistrikan Sulbagsel

Generator	Kapasitas (MW)	Inersia (s)	Faktor Daya (Pf)	Tegangan (p.u)	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MVAR)
PLTA BAKARU 1	63	2.2	0.9	1	30	-1.278
PLTA BAKARU 2	63	2.2	0.9	1	30	-1.427
PLTM SAWITTO	2	4	0.9	1	0.6	0.2
PLTU BARRU 1	50	4	0.9	1	20	1.451
PLTU BARRU 2	50	4	0.9	1	20	1.041
PLTU PUNAGAYA 1	100	4	0.9	1	60	2.598
PLTU PUNAGAYA 2	100	4	0.9	1	59	2.896
PLTD PUNAGAYA	10	4	0.9	1	8	1.624
PLTU SULSEL BARRU 2	100	4	0.9	1	40	2.796

Generator	Kapasitas (MW)	Inersia (s)	Faktor Daya (Pf)	Tegangan (p.u)	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MVAR)
PLTD MITSUBISHI 1	33.4	1.2	0.9	1	8	2
PLTD MITSUBISHI 2	33.4	1.2	0.9	1	8	2
PLTD SWD 1	12.4	1.2	0.9	1	6	1.499
PLTD SWD 2	12.4	1.2	0.9	1	6	1.499
PLTB TOLO 1	66	-	0.9	1	37.4	0
PLTB TOLO 2	66	-	0.9	1	37.4	0
PLTB SIDRAP 1	77	-	0.8	1	32.2	0
PLTB SIDRAP 2	77	-	0.8	1	32.2	0
PLTG GE 1	33	5.1	0.9	1	15	3
PLTG GE 2	33	5.1	0.9	1	15	3
PLTA POSO - 1 UNIT 1	30	4	0.9	1	15	1.452
PLTA POSO – 1A UNIT 2	30	4	0.9	1	15	-3.160
PLTA POSO – 1A UNIT 3	30	4	0.9	1	15	-4.586
PLTA POSO – 1A UNIT 4	30	4	0.9	1	15	2.882
PLTA POSO - 2A UNIT 1	65	4	0.9	1	30	7.894
PLTA POSO - 2A UNIT 2	65	4	1.	1	20	0
PLTA POSO - 2A UNIT 3	65	4	0.9	1	30	5.905
PLTA POSO - 2B UNIT 1	30	4	0.9	1	15	2.445
PLTA POSO - 2B UNIT 2	30	4	0.9	1	15	3.333

Generator	Kapasitas (MW)	Inersia (s)	Faktor Daya (Pf)	Tegangan (p.u)	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MVAR)
PLTA POSO - 2B UNIT 3	30	4	0.9	1	15	3.692
PLTA POSO - 2B UNIT 4	30	4	0.9	1	15	4.880
PLTM MALEA 1	3.36	4	1.	1	2.2	0
PLTM MALEA 2	3.36	4	1.	1	2.2	0
PLTM MALEA 3	5.5	4	0.9	1	4	5.699
PLTM MALEA 4	5.5	4	0.9	1	3.4	1.545
PLTA TANGKA MANIPI 1	3.5	4	0.9	1	2	5.833
PLTA TANGKA MANIPI 2	3.5	4	0.9	1	2	647.77
PLTA TANGKA MANIPI 3	3.5	4	0.9	1	2	1.143
PLTM MADONG 1	5	4	1	1	3.561	0
PLTM MADONG 2	5	4	1	1	3.561	0
PLTA MALEA 1	60	4	0.9	1	40.91	-2.66
PLTA MALEA 2	60	4	0.9	1	49	-2.777
PLTM SIMBUANG	3.34	4	0.9	1	2	4.061
PLTM SITEBA	8.5	4	0.9	1	4.813	0.09
PLTGU SENGKANG GT11	66.7	4	0.9	1	40	8.122
PLTGU SENGKANG GT12	66.7	4	1	1	30	0
PLTGU SENGKANG ST18	55.5	4	1	1	40	0

Generator	Kapasitas (MW)	Inersia (s)	Faktor Daya (Pf)	Tegangan (p.u)	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MVAR)
PLTGU SENGKANG GT21	44.4	4	0.9	1	40	8.122
PLTGU SENGKANG GT22	44.4	4	1	1	40	0
PLTGU SENGKANG ST28	66.7	4	1	1	40	0
PLTU JENEPONTO 1	100	4,04	0.9	1	60	2.555
PLTU JENEPONTO 2	100	4,04	0.9	1	60	3.390
PLTU JENEPONTO EXP 3	125	4	0.9	1	60	3.396
PLTU JENEPONTO EXP 4	125	4	0.9	1	75	3.407
PLTU MAMUJU 1	25	4	0.9	1	10	1.628
PLTU MAMUJU 2	25	4	0.9	1	10	1.954
PLTD SUPPA 1	10.41	4	0.9	1	4	7.999
PLTD SUPPA 3	10.41	4	0.9	1	5	1.
PLTD SUPPA 4	10.41	4	0.9	1	5	
PLTD SUPPA 5	10.41	4	0.9	1	5	1
PLTD SUPPA 6	10.41	4	0.9	1	5	1
PLTMG Blok I	9.7	4	0.9	1	7.81	2
PLTMG Blok I	9.7	4	0.9	1	4.64	2
PLTMG Blok I	9.7	4	0.9	1	8.1	2

Generator	Kapasitas (MW)	Inersia (s)	Faktor Daya (Pf)	Tegangan (p.u)	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MVAR)
PLTMG BLOK II	9.7	4	0.9	1	7.5	1.666
PLTMG BLOK II	9.7	4	1	1	9	0
PLTMG BLOK II	9.7	4	0.9	1	9	2
PLTU NII TANASSA I	9.7	4	0.9	1	9	2
PLTU NII TANASSA II	9.7	4	0.9	1	9	2
PLTU MORAMO 1	50	4	0.9	1	50	2
PLTU MORAMO 2	50	4	0.9	1	49.7	4
PLTD SEWA	10	4	0.9	1	5	128.1
PLTD SEWA 1	10	4	0.9	1	5	1.333
PLTD SEWA 2	10	4	0.9	1	5	128.1
PLTD SEWA COGINDO 1	10	4	0.9	1	5	128.1
PLTD SEWA COGINDO 2	10	4	0.9	1	6	1.499
PLTD SILAE	44.2	4	0.9	1	40	0.3
PLTG MPP SUPPA 1	25	4	0.9	1	10	0.3
PLTG MPP SUPPA 2	25	4	0.9	1	10	0.3

4.4.2 Data Gardu Induk Sistem Kelistrikan Sulbagsel

Sistem tenaga listrik Sulbagsel terdiri atas 10 Unit Layanan Transmisi Gardu (ULTG), 66 Gardu Induk (GI), serta 99 unit transformator yang saling terhubung melalui jaringan transmisi untuk melayani jutaan pelanggan di wilayah tersebut.

Setiap gardu induk dilengkapi dengan transformator berkapasitas bervariasi sesuai kebutuhan sistem. Informasi lebih rinci mengenai kapasitas masing-masing gardu induk disajikan pada Tabel 4.2 berikut.

Tabel 4. 2 Data Gardu Induk Sistem Kelistrikan Sulbagsel

ULTG	Gardu Induk	Unit	Kapasitas Trafo (MVA)
ULTG JENEPONTO	Bulukumba	1	20
		2	30
		3	60
	Bantaeng New	1	30
	Bantaeng Smelter	1	90
		2	110
	Jeneponto	1	30
		2	20
		3	160
		4	160
	Punagaya	1	30
	Tallasa	1	30
		2	20
		3	60
ULTG KENDARI	Andolo	1	30
	Kasipute	1	30
	Kendari	1	60
		2	60
	Kolaka	1	30
	Lasusua	1	30
	Moramo	1	60
		1	20
	Puuwatu	2	30
		3	30
	Tanassa	1	10
	Unaaha	1	30
	Wolo	1	30
ULTG MAMUJU	Majene	1	20
		2	30
	Mamuju	1	20
		2	30
		3	60
	Mamuju New	1	30
	Polmas	1	20
		2	30
	Pasangkayu	1	30
	Topoyo	1	30

ULTG	Gardu Induk	Unit	Kapasitas Trafo (MVA)
ULTG MAROS	Bolangi	1	60
	Bosowa	1	40
		2	40
ULTG MAROS	Daya New	1	60
	Kima	1	30
		2	60
	Tello	1	60
		2	60
	Barru	1	20
		2	15
	Mandai	1	20
		2	20
	Maros	1	30
		2	30
	Pangkep	1	30
		2	30
ULTG PALOPO	Belopa	1	20
	Malili	1	30
	Palopo	1	20
		2	20
		3	30
	Pamma	4	30
		1	30
	Poso	1	60
	Siwa	1	30
	Wotu	2	60
ULTG PALU	Donggala	1	30
	Parigi	1	60
		2	20
	Poso	2	20
	Sidera	1	60
		1	30
	Silae	2	60
		1	30
	Talise	2	30
		3	60
		1	20
	Bontoale	2	20
	Borongloe	1	20
	Lanna	1	60
		1	60

ULTG	Gardu Induk	Unit	Kapasitas Trafo (MVA)	
ULTG PANAKUKKANG	Sungguminasa	2	60	
		1	60	
	Panakkukang	2	60	
		Panakkukang	3	60
ULTG PANAKUKKANG	Tallo Lama	1	30	
		2	30	
	Tanjung Bunga	3	30	
		1	60	
		2	60	
	Tello	3	60	
		1	60	
	ULTG PARE-PARE	Bakaru	2	60
			1	20
		Ballusu	1	6.3
1			20	
Barru		2	15	
		1	30	
Pare-Pare		2	16	
		3	30	
ULTG SIDRAP		Pinrang	1	30
			2	16
	Enrekang	3	30	
		1	30	
	Makale	1	20	
		2	30	
	Sengkang	1	20	
		2	30	
	ULTG SIDRAP	Sidrap	3	60
			1	20
Soppeng		2	20	
		3	30	
ULTG WATAMPONE	Siwa	2	30	
		1	60	
	Bone	1	30	
		3	30	
	Sinjai	1	20	
		2	30	
	Tanete	1	30	

Total kapasitas trafo pada sistem Sulbagsel berdasarkan data SLD 2024 adalah sebesar 4648,3 MVA yang tersebar di 66 Gardu Induk. Data ini menunjukkan kemampuan sistem transmisi Sulbagsel dalam menyalurkan daya ke berbagai wilayah beban.

4.4.3 Data Transmisi Sistem Kelistrikan Sulbagsel

Jaringan transmisi sistem Sulbagsel terdiri dari 164 saluran transmisi dengan konfigurasi tiga fasa. Sistem ini dibangun untuk menjamin suplai listrik yang andal dan efisien, serta dirancang agar mampu menampung pertumbuhan kebutuhan listrik di masa depan. Rincian lengkap terkait masing-masing jalur transmisi disajikan pada Tabel 4.3 berikut.

Tabel 4. 3 Data Transmisi Sistem Kelistrikan Sulbagsel

Transmisi	Jalur	Panjang (km)	Tegangan Nominal (kV)	Arus Simulasi (kA)	Impedansi (Ohm)
Andolo - Tinaggea	1	9.627	150	1.69	2.629
	2	9.627	150	1.69	2.629
Bakaru - Pinrang	1	58.65	150	638	2.574
Bakaru - Polmas	1	50.02	150	638	220
Ballusu - Parepare	1	35.667	150	638	1.511
	2	35.667	150	638	1.511
Baru Ext - Pltb Sidrap	1	119	150	1.836	3.310
	2	119	150	1.836	3.310
Belopa - Siwa	1	40.67	150	1.2	1.183
	2	40.67	150	1.2	1.183
Bkmba-Btg Switch	1	7.37	150	1.426	3.211
	2	7.37	150	1.426	3.307
Bolangi - Daya Baru	1	16.06	150	1.836	3.486
	2	16.06	150	1.836	3.486
Btg New - Btg Switch	1	15.51	150	1.426	6.366.
Btg Switch - Btg Smltr	1	1.81	150	1.426	7.337
	2	1.81	150	1.426	7.296
Btg Switch - Hnai Hengseng	1	275	150	0.63	3.150
Bulukumba - Bone	1	137.2	150	638	5.812

Transmisi	Jalur	Panjang (km)	Tegangan Nominal (kV)	Arus Simulasi (kA)	Impedansi (Ohm)
Bulukumba - Tanete	1	29.45	150	638	1.255
Daya - Mandai	1	5.	66	428	259
Dongla-Pasangkayu	1	65.58	150	0.6	2.659
	2	65.58	150	0.6	2.659
Ekspress Bilibili	1	12.4	150	4.232	1.634
Enrekang - Makale	1	53.44	150	918	2.142
Jeneponto - Pltb Tolo	1	3.5	150	845	1.015
	2	3.5	150	845	1.015
Jnpto- Btg Switch	1	38.9	150	1.426	1.576
Jnpto-Btg New	1	23.46	150	1.426	9.298
Kendari - Moramo	1	23.7	150	1.216	6.693
	2	23.7	150	1.216	6.693
Kendari New - Andolo	1	75.345	150	1.69	1.752
	2	75.345	150	1.69	1.752
Kendari New - Puuwatu	1	14.18	150	1.2	4.111
	2	14.18	150	1.2	4.111
Kendari New - Unaaha	1	50.91	150	1.276	1.481
	2	50.91	150	1.276	1.481
Kima - Daya Baru	1	16.31	150	1.058	2.756
	2	16.31	150	1.058	2.756
Kolaka - Unaaha	1	73.875	150	1.276	2.134
	2	73.875	150	1.276	2.134
Lasusua - Wolo	1	56.21	150	1.276	164
	2	56.21	150	1.276	164
Latuppa - Palopo	1	0.5	150	638	2.116
	2	0.5	150	638	2.116
Latuppa - Wotu	1	96.615	150	1.6	2.797
Latuppa - Wotu_A	1	96.615	275	1.6	2.797
Majene - Mamuju	1	228.6	150	638	9.517
	2	228.6	150	638	9.517
Makale - Malea	1	22.245	150	918	6.573
	2	22.245	150	918	6.573
Makale - Palopo	1	48.9	150	638	2.071
	2	48.9	150	638	2.071
Malili - Lasusua	1	119.324	150	1.276	346
	2	119.324	150	1.276	28.9
	3	119.324	150	1.276	346
Mamuju - Mamuju New	1	75.4	150	1.2	2.136
	2	75.4	150	1.2	2.136
Mamuju New - Topoyo	1	110.28	150	1.72	2.708
	2	110.28	150	1.72	2.708
Maros - Barru Ext	1	113.40	150	1.836	3.178

Transmisi	Jalur	Panjang (km)	Tegangan Nominal (kV)	Arus Simulasi (kA)	Impedansi (Ohm)
Maros - Daya Baru	2	113.40	150	1.836	3.178
	1	30.038	150	1.836	8.268
	2	30.038	150	1.836	8.268
Palopo - Belopa 1	1	48.96	150	1.2	1.424
	2	48.96	150	1.2	1.424
Pamona - Poso	1	87.2	150	1.2	1.939
	2	87.2	150	1.2	1.939
Pamona - Sulewana	1	4.	150	638	115
	2	4.	150	638	115
Pamona - Wotu	1	115.2	150	1.6	316
Pangkep - Balusu	1	58.29	150	638	2.469
	2	16.4	150	638	6.947
Pangkep - Balusu	3	58.29	150	638	2.469
	4	16.4	150	638	6.947
Pangkep - Barru	1	0.2	150	535	8.499
	2	0.2	150	535	8.499
Pangkep - Bosowa	1	29.19	150	638	1.209
Pangkep - Kima	1	36.6	150	638	1.515.
Pangkep - Tonasa	1	3.7	66	792	3.135
	2	3.7	66	792	3.135
Parepare - Pinrang	1	26.057	150	638	1.115
Parepare - Polmas	1	91.1	150	638	4.009
Parepare - Suppa	1	7.5	150	638	3.190
	2	7.5	150	638	3.190
Pasangkayu - Topoyo	1	252.78	150	1.72	0
	2	252.78	150	1.72	0
PLTB Sidrap - Sidrap	1	13	150	1.836	4.038
	2	13	150	1.836	4.038
Pltu Mamuju - Mamuju New	1	14.62	150	638	4.201
	2	14.62	150	638	4.201
Pngya - Tbnga	1	60.8	150	1.69	1.705
	2	60.8	150	1.69	1.705
Pngya-Jnpto	1	31.1	150	1.426	8.558
	2	31.1	150	1.426	8.558
Polmas - Majene	1	100.32	150	638	4.150
	2	100.32	150	638	4.150
Poso - Sidera	1	141.55	150	1.2	2.870
	2	141.55	150	1.2	2.870
Punagaya - Pltu Jeneponto Eksp	1	1.28	150	1.836	3.088
	2	1.28	150	1.836	3.088
Punagaya - Pltu Jeneponto Ekst	1	1.28	150	1.836	3.041
	2	1.28	150	1.836	3.041
Puuwatu - Nii Tanassa	1	12.7	66	792	5.802
	2	12.7	66	792	5.802

Transmisi	Jalur	Panjang (km)	Tegangan Nominal (kV)	Arus Simulasi (kA)	Impedansi (Ohm)
Sengkang - Siwa	1	132.17	150	1.836	7.255
	2	132.17	150	1.836	7.255
Sgmnsa- Lanna	1	23.295	150	1.276	6.798
	2	23.295	150	1.276	480.2
Sgmnsa- Tbunga	1	11.9	150	918	480.2
	2	11.9	150	918	2.202
Sgmnsa-Blangi	1	10.146	150	1.836	2.202
	2	10.146	150	1.836	7.633
Sgmsa-Tlasa	1	27.729	150	1.836	7.633
	2	27.729	150	1.836	1.171
Sidera - Silae	1	28.89	150	0.6	1.171
	2	28.89	150	0.6	819.2
Sidera150 - Tallise	1	20.2	150	0.6	819.2
	2	20.2	150	0.6	819.2
Sidrap - Enrekang	1	51.56	150	918	4.185
Sidrap - Makale	1	105.5	150	918	797.8
Sidrap - Parepare	1	17.5	150	638	797.8
	2	17.5	150	638	1.804
Sidrap - Sengkang	1	62.33	150	1.836	1.804
Sidrap - Sengkang	2	62.33	150	1.836	2.247
Sidrap - Soppeng	1	53.078	150	638	2.247
	2	53.078	150	638	9.789
Silae-Dongla	1	24.14	150	0.6	9.789
	2	24.14	150	0.6	3.162
Sinjai - Bone	1	137.2	150	638	1.054
Sinjai - Tangka	1	40.	20	1.058	1.341
Soppeng - Sengkang	1	35.579	150	0.84	1.341
	2	35.579	150	0.84	184.4
Speng - Bone	1	43.322	150	638	184.4
	2	43.322	150	638	6.798
Tallise - Parigi	1	46.6	66	0.44	2.187
	2	46.6	66	0.44	2.187
Tallo Lama - Bontoala 2	2	4.5	150	0.6	781.9
Tallo Lama - Bontoala66	1	4.2	66	553	3.558
	2	4.2	66	553	3.558
Tanete - Sinjai	1	35.414	150	638	150.3
Tanjung Bunga - Gis Bontoala	1	11.7	150	1.023	1.873
	2	11.7	150	1.023	1.873
Tello - Borongloe	1	12.4	66	428	1.050
Tello - Bosowa	1	20.90	150	638	890.5
Tello - Daya	1	12.3	66	428	5.675
Tello - Kima	1	7.65	150	638	3.230
Tello - Mandai	1	7.3	66	428	2.115

Transmisi	Jalur	Panjang (km)	Tegangan Nominal (kV)	Arus Simulasi (kA)	Impedansi (Ohm)
Tello - Pkang	1	4.2	150	1.152	1.606
	2	4.2	150	1.152	1.606
Tello - Sgmnsa	1	10.934	150	1.836	3.009
	2	10.934	150	1.836	3.009
Tello - Tallo Lama	1	6.4	150	1.129	2.165
	2	6.4	150	1.129	2.165
Tinanggea - Kasipute	1	54.059	150	1.69	1.521
	2	54.059	150	1.69	1.521
Tlasa - Pngya	1	27.5	150	1.836	7.978
	2	27.5	150	1.836	7.978
Wolo - Kolaka	1	57.45	150	1.276	1.667
	2	57.45	150	1.276	2.144
Wotu - Malili	1	46.4	150	1.2	1.346
	2	46.4	150	1.2	1.346
Wotu-Masamba	1	58.1	150	1.2	1.648
Wotu-Masamba	2	58.1	150	1.2	1.648

4.4.4 Data Beban Sistem Kelistrikan Sulbagsel

Data beban yang digunakan dalam analisis ini adalah data beban aktual (*running load*) pada beban maksimum berdasarkan sistem kelistrikan Sulbagsel pada bulan Oktober 2024. Data lengkap mengenai beban listrik dapat dilihat pada Tabel 4.4 di bawah ini.

Tabel 4. 4 Data Beban Sistem Kelistrikan Sulbagsel

Beban	Unit	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MVAR)
Tello	1	17.49	3.320
	2	32.47	6.165
Daya	1	7.74	2.157
	2	7.1	197.8
Kima	1	16.66	4.642
	2	44.32	1.356
Mandai	1	11.72	2.527
	2	10.55	3.014
Maros	1	11.12	2.178
	2	16.08	2.593
Pangkep	1	0	0
	2	20.9	4.118
Daya Baru	1	26.91	5.303

Beban	Unit	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MVAR)
Bontoala	1	0	0
	2	0	0
GIS Bontoala	1	27.06	5.614
	2	33.21	1.007
Panakkukang	1	47.98	6.836
	2	37.82	7.988
	3	25.04	4.876
Tallolama	1	0	0
	2	10.87	9.058
	3	27.48	5.303
Tanjung Bunga	1	36.08	8.763
	2	11.81	2.407
	3	24.69	4.062
Sungguminasa	1	24.41	4.715
	2	29.11	5.471
Borongloe	1	7.53	1.415
Bolangi	1	44.73	9.497
Lanna	1	5.2	-1.155
Barru	1	11.5	1.954
Balusu	1	3.1	4.592
Parepare	1	19.45	4.1017
Parepare	2	0	0
	3	7.14	1.564
Pinrang	1	21.96	7.319
	2	12.33	3.590
Pinrang	3	20.29	5.908
Bakaru	1	1.99	2.973
Tallasa	1	9.41	2.358
	2	0	0
	3	18.74	4.696
Jeneponto Baru	1	6.88	1.220
	2	62.34	181.8
Jeneponto	1	6.88	1.220
	2	6.88	1.146
Bantaeng	1	14.18	1.125
Bulukumba	1	1.16	161.861
	2	10.89	2.729
	3	20.99	2.737
Sinjai	1	11.29	229.2
	2	16.41	3.332
Bone	1	19.88	397.6
	3	22.65	1.0137
Soppeng	1	0	0
Tanete	1	10.84	1.780
SidraP	1	14.58	4.25

Beban	Unit	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MVAR)
	2	16.34	3.371
	3	16.53	704.1
	1	0	0
Sengkang	2	17.03	2.190
	3	17.64	1.974
Enrekang	1	13.63	1.942
	1	05.02	2.431
Makale	2	8.13	6.09
	1	15.36	2.188
	2	04.08	1.190
Palopo	3	0	0
	4	17.51	8.480
	1	5.77	6.657
Siwa	2	0	0
Wotu	1	12.21	2.188
Malili	1	4.62	-1.486
Belopa	1	16.69	4.322
Masamba	1	21.15	6.951
Mamuju	1	6.11	8.525
	2	11.83	1.448
Mamuju	3	28.78	5.0365
Mamuju Baru	1	8.43	2.458
	1	8.1	7.253
Majene	2	10.39	1.210
	1	11.17	2.356
Polmas	2	11.86	1.090
Topoyo	1	12.6	255.8
Tanasa	1	1.97	0.36
	1	12.44	457.6
Puuwatu	2	6.53	2.413
	3	20.13	6.658
	1	32.95	9.389
Kendari	2	16.38	4.587
Unaaha	1	21.41	5.431
Kolaka	1	19.64	4.646
Lasusua	1	8.92	2.413
Moramo	1	14.3	3.5
Kolaka Smelter	1	2.99	0.38
Andolo	1	13.7	2.455
Kasipute	1	0	0
Pamona	1	4.66	2.256
Poso	1	11.36	2.66
Sidera	2	20.7	3.3
Silae	1	0	0
Silae	2	12.1	5.8
Tallise	1	26.3	7.6

Beban	Unit	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MVAR)
	2	12.8	2.599
	3	8	2.9
Parigi	1	8.2	2.4
	2	10.5	3.6
Pasang Kayu	1	14.78	7.158
Donggala	1	1.9	0.2
Tonasa	1	38.1	1.623
Bosowa	1	8.9	3.791
	1	10.	0.2
Huadi	1	29.5	9.696
Huadi Wozhou	1	58.8	1.193
Huadi Yatai	1	91.6	1.860
Huadi Hengsong	1	29.5	860.4
Tonasa	1	38.8	1.330

4.5 Hasil Simulasi dan Analisis

4.5.1 Kondisi Normal Sebelum Gangguan (*Steady State*)

Sebelum dilakukan simulasi gangguan, sistem kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan (Sulbagsel) berada dalam kondisi operasi normal dan stabil. Untuk mengetahui profil awal sistem, dilakukan pemantauan terhadap 8 unit pembangkit utama yang mewakili berbagai jenis dan lokasi pembangkitan dalam sistem, yaitu PLTU Punagaya 2, PLTU Jeneponto 3 Exp, PLTD Punagaya, PLTGU Sengkang ST28, PLTA Bakar, PLTG MPP Suppa 1, PLTM Malea 3 dan PLTMG Blok I.

Tujuan pemantauan ini untuk mengevaluasi respons sistem terhadap gangguan dengan mempertimbangkan berbagai perilaku dinamis dari pembangkit yang berbeda. Selain itu, pembangkit-pembangkit tersebut telah tersedia dengan parameter yang lengkap dalam simulasi, sehingga memungkinkan dilakukan analisis kestabilan sistem secara lebih komprehensif dan realistis. Berikut informasi detail terhadap 8 generator tersebut.

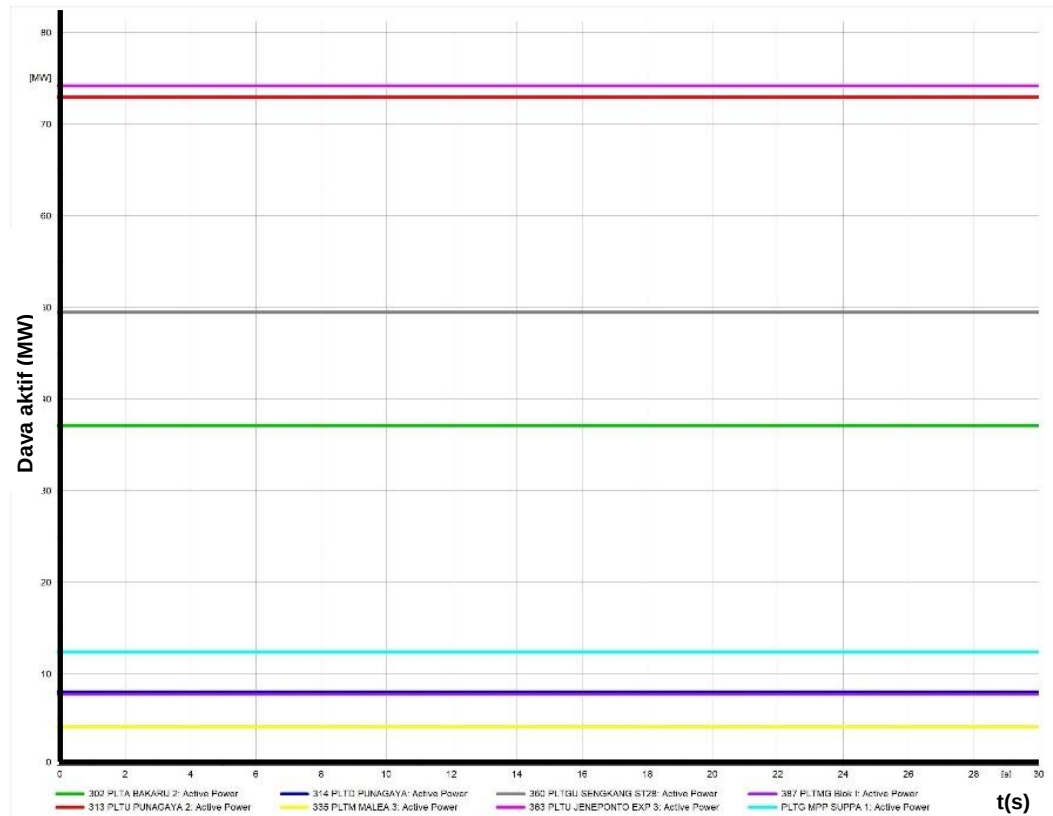
Tabel 4. 5 Deskripsi Generator yang Digunakan dalam Simulasi Gangguan

Pembangkit	Kapasitas (MW)	Jenis Pembangkit
PLTU Punagaya 2	100	Uap
PLTU Jeneponto 3 Exp	125	Uap
PLTD Punagaya	10	Diesel
PLTGU Sengkang ST28	66.7	Gas Uap
PLTA Bakar 2	63	Air
PLTG MPP Suppa 1	25	Gas Turbin
PLTM Malea 3	5.5	Minihydro
PLTMG Blok I	9.7	Gas & Diesel

Dari sisi kapasitas, pembangkit dengan daya terbesar adalah PLTU Jeneponto 3 Exp yaitu, 125 MW dan PLTU Punagaya 2, yaitu 100 MW yang berperan signifikan dalam menjaga kestabilan sistem. Di sisi lain, pembangkit dengan kapasitas kecil seperti PLTM Malea 3, yaitu 5,5 MW dan PLTD Punagaya, yaitu 10 MW turut memberikan kontribusi dalam pembentukan profil sistem secara keseluruhan. Adapun pembangkit berbasis energi terbarukan lain seperti Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) tidak dimasukkan dalam simulasi dikarenakan keterbatasan representasi model atau parameter dalam perangkat lunak DIGSILENT PowerFactory 2021.

Dalam kondisi sebelum gangguan, parameter-parameter utama sistem seperti beban, tegangan, frekuensi, dan sudut rotor akan diamati untuk memastikan bahwa sistem berada dalam keadaan seimbang dan sinkron.

4.5.5.1 Grafik Respon Beban Kondisi Normal (*Steady State*)



Gambar 4. 1 Beban Kondisi Normal (*Steady State*)

Keterangan :

- PLTA Bakar 2
- PLTD Punagaya
- PLTGU Sengkang ST28
- PLTM Malea 3
- PLTU Punagaya 2
- PLTU Jeneponto Exp 3
- PLTG MPP Suppa 1
- PLTMG Blok I

Tabel 4. 6 Beban Kondisi Normal (*Steady State*)

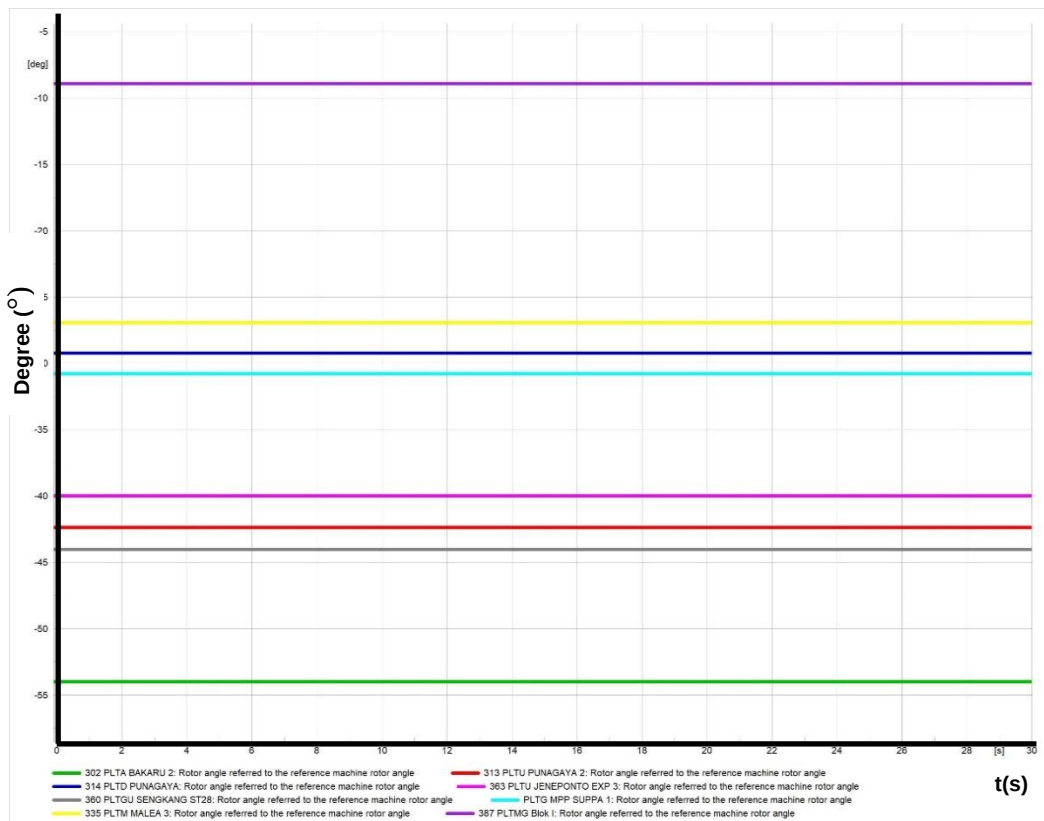
Pembangkit	Daya Aktif (MW)
PLTA Bakar 2	37
PLTU Punagaya 2	72.9
PLTD Punagaya	8
PLTU Jeneponto 3 Exp	74.1
PLTGU Sengkang ST28	49.4
PLTG MPP Suppa 1	7.7

Pembangkit	Daya Aktif (MW)
PLTM Malea 3	4.2
PLTMG Blok I	12.3

Pada Gambar 4.1, sumbu X merepresentasikan waktu (t) simulasi dalam detik (s), sedangkan sumbu Y menunjukkan daya aktif (P) masing-masing pembangkit dalam satuan Megawatt (MW) dimana gambar menunjukkan kondisi yang linear terhadap waktu (t) dalam detik (s). Pada Tabel 4.6 menunjukkan bahwa beban PLTU Jeneponto 3 Exp dan PLTU Punagaya 2 sebagai dua unit utama dengan kontribusi tertinggi, masing-masing menyuplai sebesar 74.1 MW dan 72.9 MW dan pembangkit skala kecil beroperasi mendekati kapasitas terpasangnya seperti PLTD Punagaya, yaitu 8 MW dari kapasitas 10 MW dan PLTM Malea, yaitu 3 4.2 MW dari kapasitas 5.5 MW.

Pada kondisi normal ini mencerminkan kondisi sistem yang berada dalam keadaan seimbang sebelum terjadinya gangguan. Informasi ini menjadi acuan penting dalam menganalisis respon sistem pada skenario gangguan, khususnya dalam hal perubahan beban antar unit pembangkit.

4.5.1.2 Grafik Respon Sudut Rotor Kondisi Normal (Steady State)



Gambar 4. 2 Sudut Rotor Kondisi Normal (Steady State)

Keterangan :

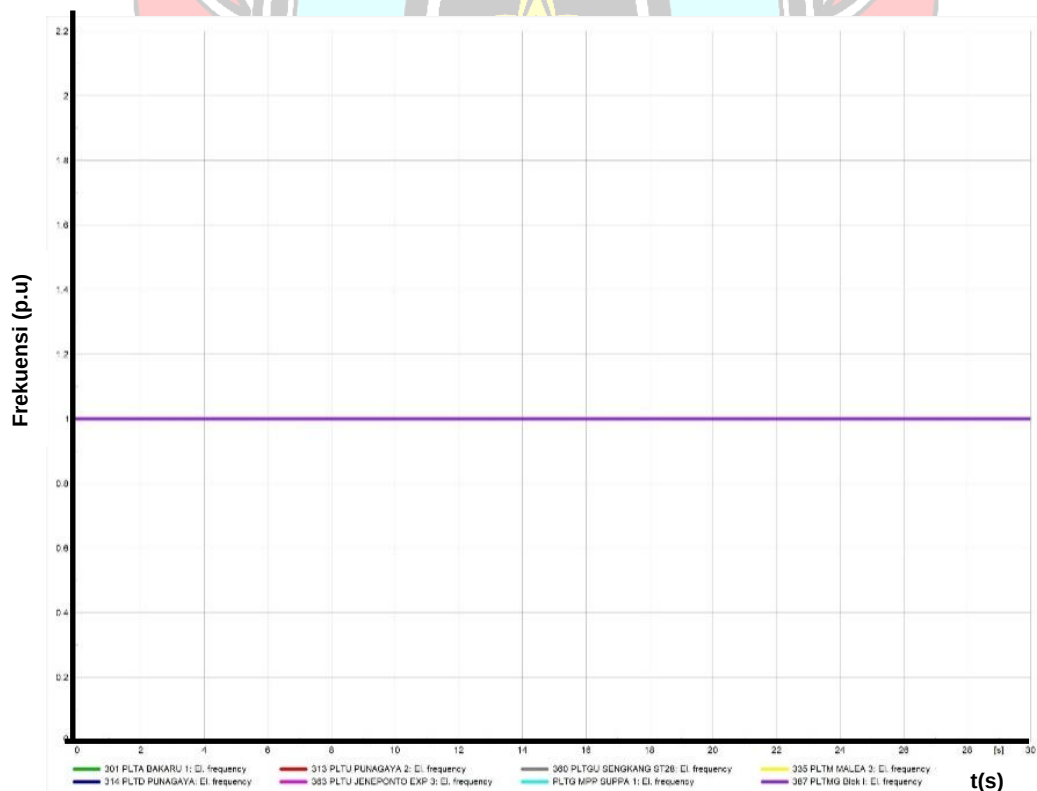
- PLTA Bakaru 2
- PLTD Punagaya
- PLTGU Sengkang ST28
- PLTM Malea 3
- PLTU Punagaya 2
- PLTU Jeneponto Exp 3
- PLTG MPP Suppa 1
- PLTMG Blok I

Tabel 4. 7 Sudut Rotor Kondisi Normal (Steady State)

Pembangkit	Sudut Rotor (deg)
PLTA Bakaru 2	-54.00
PLTU Punagaya 2	-42.37
PLTD Punagaya	-29.23
PLTU Jeneponto 3 Exp	-39.99
PLTGU Sengkang ST28	-42.06
PLTG MPP Suppa 1	-30.78
PLTM Malea 3	-26.94
PLTMG Blok I	-8.92

Gambar 4.2, sumbu X merepresentasikan waktu (t) simulasi dalam detik (s), sedangkan sumbu Y menunjukkan sudut rotor masing-masing pembangkit dimana gambar menunjukkan kondisi yang linear terhadap waktu (t) dalam detik (s). Pada Tabel 4.7 menunjukkan nilai sudut rotor masing-masing pembangkit pada waktu $t = 1$ detik selama 30 detik simulasi sebelum adanya gangguan. Rentang sudut antar pembangkit berkisar dari -54.01° hingga -8.92° dimana mencerminkan distribusi daya antar generator dalam sistem. Tidak terdapat osilasi atau perbedaan ekstrem yang dapat menyebabkan kehilangan kesinkronan. Oleh karena itu, kondisi ini dijadikan sebagai acuan pembandingan terhadap respons sistem setelah mengalami gangguan.

4.5.1.3 Grafik Respon Frekuensi Kondisi Normal (*Steady State*)

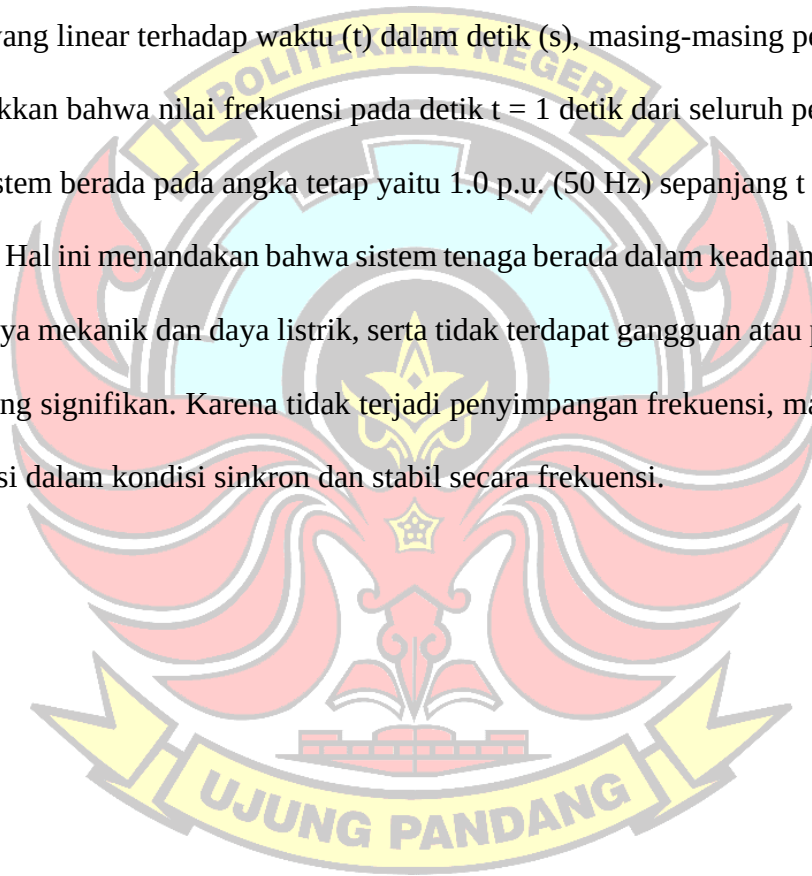


Gambar 4. 3 Frekuensi Kondisi Normal (*Steady State*)

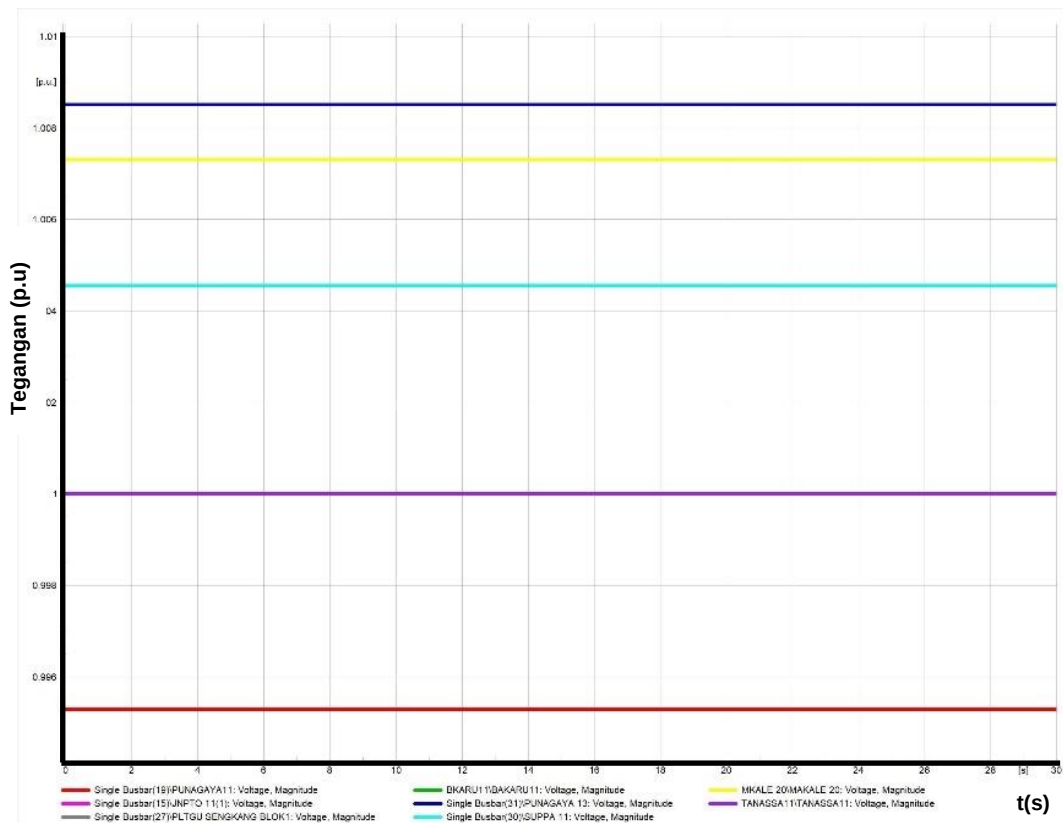
Keterangan :

■ PLTA Bakar 2	■ PLTU Punagaya 2
■ PLTD Punagaya	■ PLTU Jeneponto Exp 3
■ PLTGU Sengkang ST28	■ PLTG MPP Suppa 1
■ PLTM Malea 3	■ PLTMG Blok I

Gambar 4.3, sumbu X merepresentasikan waktu (t) simulasi dalam detik (s), sedangkan sumbu Y menunjukkan frekuensi (p.u) dimana gambar menunjukkan kondisi yang linear terhadap waktu (t) dalam detik (s), masing-masing pembangkit menunjukkan bahwa nilai frekuensi pada detik $t = 1$ detik dari seluruh pembangkit dalam sistem berada pada angka tetap yaitu 1.0 p.u. (50 Hz) sepanjang $t = 30$ detik simulasi. Hal ini menandakan bahwa sistem tenaga berada dalam keadaan seimbang antara daya mekanik dan daya listrik, serta tidak terdapat gangguan atau perubahan beban yang signifikan. Karena tidak terjadi penyimpangan frekuensi, maka sistem beroperasi dalam kondisi sinkron dan stabil secara frekuensi.



4.5.1.4 Grafik Respon Tegangan Kondisi Normal (*Steady State*)



Gambar 4. 4 Tegangan Kondisi Normal (*Steady State*)

Keterangan :

Bakaru11	Punagaya11
Punagaya13	Jeneponto11
PLTGU Sengkang Blok1	Suppa11
Makale 20	Tanassa11

Tabel 4. 8 Tegangan Kondisi Normal (*Steady State*)

Lokasi	Tegangan (p.u)
Bakaru11	1
Punagaya11	0.995
Punagaya13	1.008
Jeneponto11	1
PLTGU Sengkang Blok1	1
Suppa11	1.004
Makale 20	1.007
Tanassa11	1

Berdasarkan Gambar 4.4, sumbu X merepresentasikan waktu (t) simulasi dalam detik (s), sedangkan sumbu Y menunjukkan tegangan (p.u) masing-masing pembangkit dimana gambar menunjukkan kondisi yang linear terhadap waktu (t) dalam detik (s). Pada Tabel 4.8 tegangan berada pada rentang 0.995–1.008 p.u. saat waktu $t = 1$ detik selama $t = 30$ detik simulasi. Nilai tegangan tertinggi tercatat pada PLTD Punagaya sebesar 1.008 p.u, sedangkan nilai terendah terdapat pada PLTU Punagaya 2 sebesar 0.995 p.u.

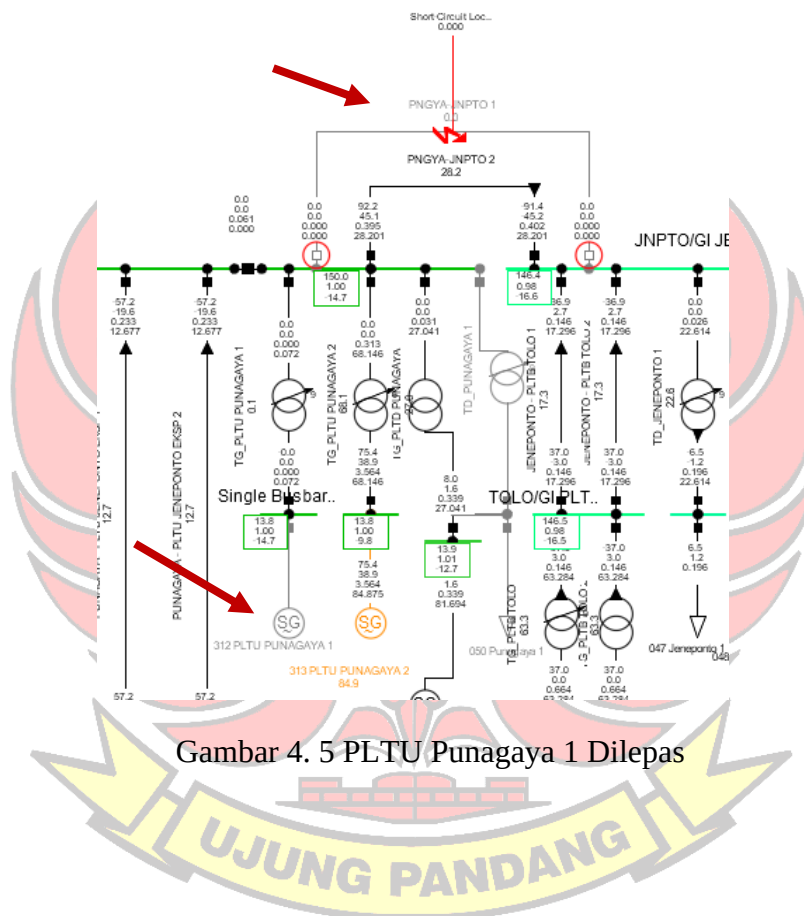
Berdasarkan Tabel 2.2 Permen ESDM No. 20 Tahun 2020, tegangan nominal untuk sistem transmisi 150 kV memiliki batas toleransi sebesar +5% hingga -10%, atau setara dengan 0.90–1.05 p.u. Oleh karena itu, seluruh bus dalam sistem tetap berada dalam rentang normal dan tidak menunjukkan indikasi ketidakstabilan. Perbedaan ini mencerminkan variasi lokal dalam pengaturan tegangan dan lokasi pembangkit terhadap pusat beban, namun tidak mengindikasikan ketidakstabilan.

4.5.2 Skenario Pelepasan Pembangkit (*Generator Outage*)

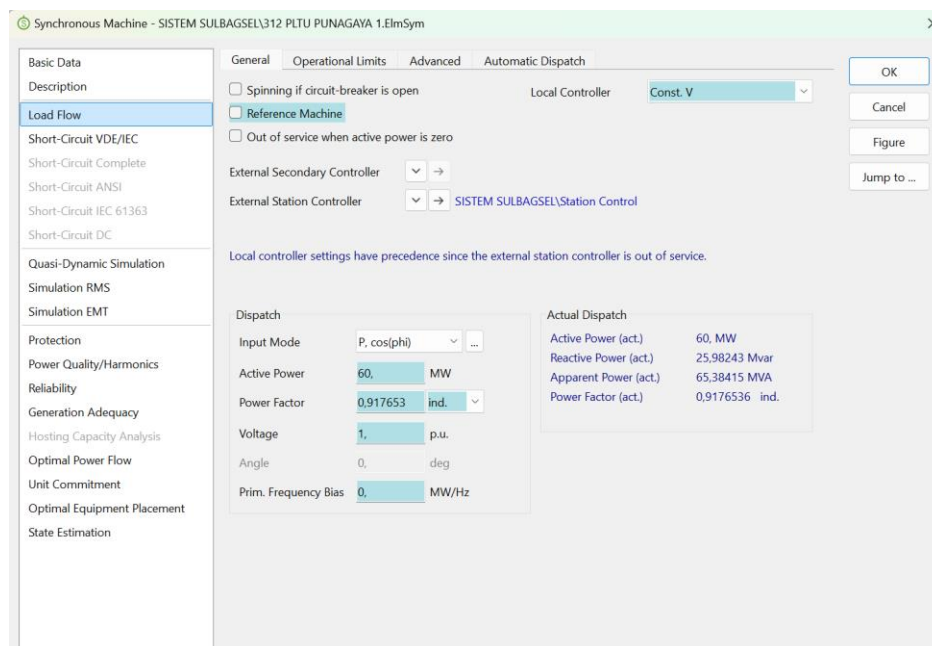
Pada skenario ini dilakukan pelepasan pembangkit pada PLTU Punagaya 1 sebesar kapasitas terpasang 100 MVA, namun daya aktif yang sedang disuplai ke sistem sebelum gangguan adalah sebesar 60 MW (dapat dilihat pada Gambar 4.6 dibawah ini), sesuai kondisi beban pada saat itu. Dengan demikian, daya aktif sebesar 60 MW terlepas dari sistem saat pembangkit keluar akibat adanya gangguan. Kemudian, dilakukan hubung singkat tiga fasa yang terjadi pada saluran transmisi Punagaya–Jeneponto 1 pada $t = 1$ detik dan PMT *Open* pada $t = 1.225$ detik selama $t = 30$ detik simulasi. Skenario ini mencerminkan kondisi di mana

gangguan pada jaringan transmisi dapat menyebabkan pembangkit otomatis keluar dari sistem untuk mencegah kerusakan lebih lanjut.

Gambar 4.5 dibawah ini menunjukkan tampilan skematik pelepasan pembangkit PLTU Punagaya 1 dan hubung singkat 3 fasa yang diatur menggunakan perangkat lunak DIGSILENT PowerFactory 2021.



Gambar 4. 5 PLTU Punagaya 1 Dilepas

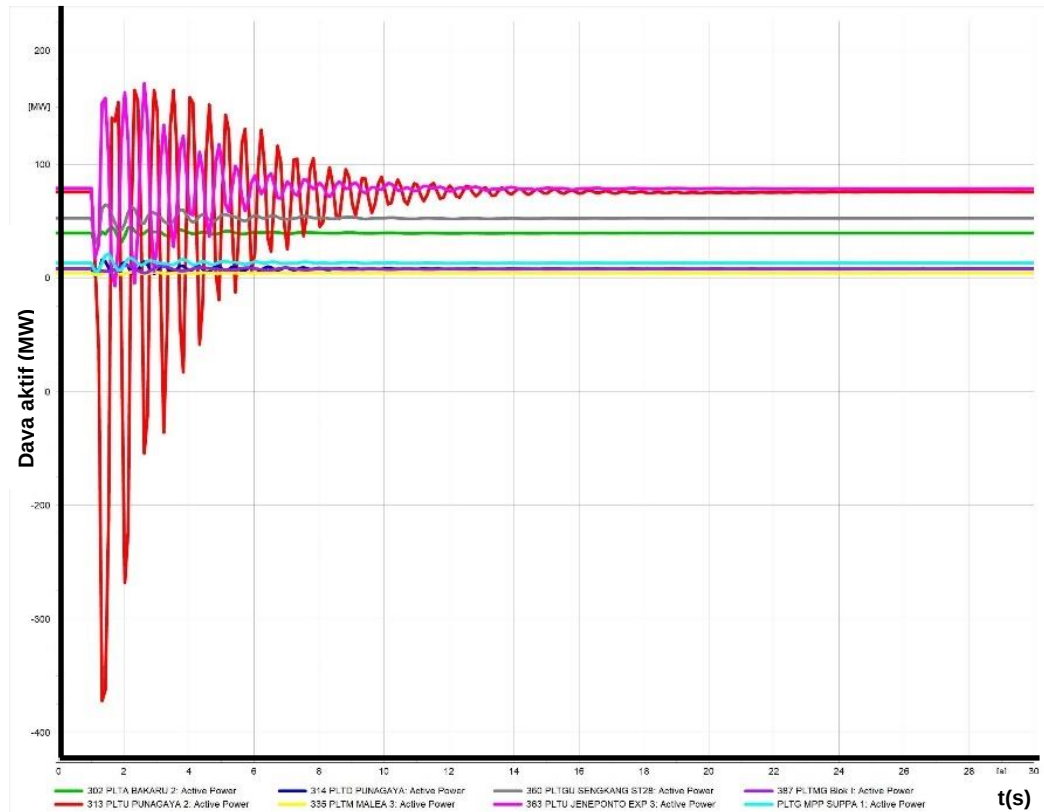


Gambar 4. 6 Tampilan Informasi PLTU Punagaya 1

Gambar 4.6 diatas memperlihatkan data teknis PLTU Punagaya 1 sebagaimana ditampilkan dalam perangkat lunak DigSILENT PowerFactory 2021. Terlihat bahwa daya aktif yang lepas yaitu sebesar 60 MW.

Simulasi ini dilakukan untuk mengevaluasi stabilitas sistem tenaga terhadap gangguan transien yang kehilangan suplai daya. Dampak yang ditimbulkan diantara lain dapat menyebabkan lonjakan sudut yang beresiko mengganggu sinkronisasi antar generator, sistem akan mengalami penurunan akibat ketidakseimbangan daya dan akan terjadi potensi tegangan jatuh drastis hingga di bawah batas aman.

4.5.2.1 Grafik Respon Beban Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas (t = 1.225 detik)



Gambar 4. 7 Beban Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas

Keterangan :

- PLTA Bakar 2
- PLTD Punagaya
- PLTGU Sengkang ST28
- PLTM Malea 3
- PLTU Punagaya 2
- PLTU Jeneponto Exp 3
- PLTG MPP Suppa 1
- PLTMG Blok I

Tabel 4. 9 Beban Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas

Pembangkit	Daya Maksimum (MW)	Waktu Maksimum (s)	Daya Stabil (MW)	Waktu Reda (s)
PLTA Bakar 2	45.9	2.2	38.7	5.7
PLTU Punagaya 2	168.2	2.3	74.7	20.8
PLTD Punagaya	16	1.3	7.7	11.9
PLTU Jeneponto 3 Exp	168.1	2.6	77.6	15.8

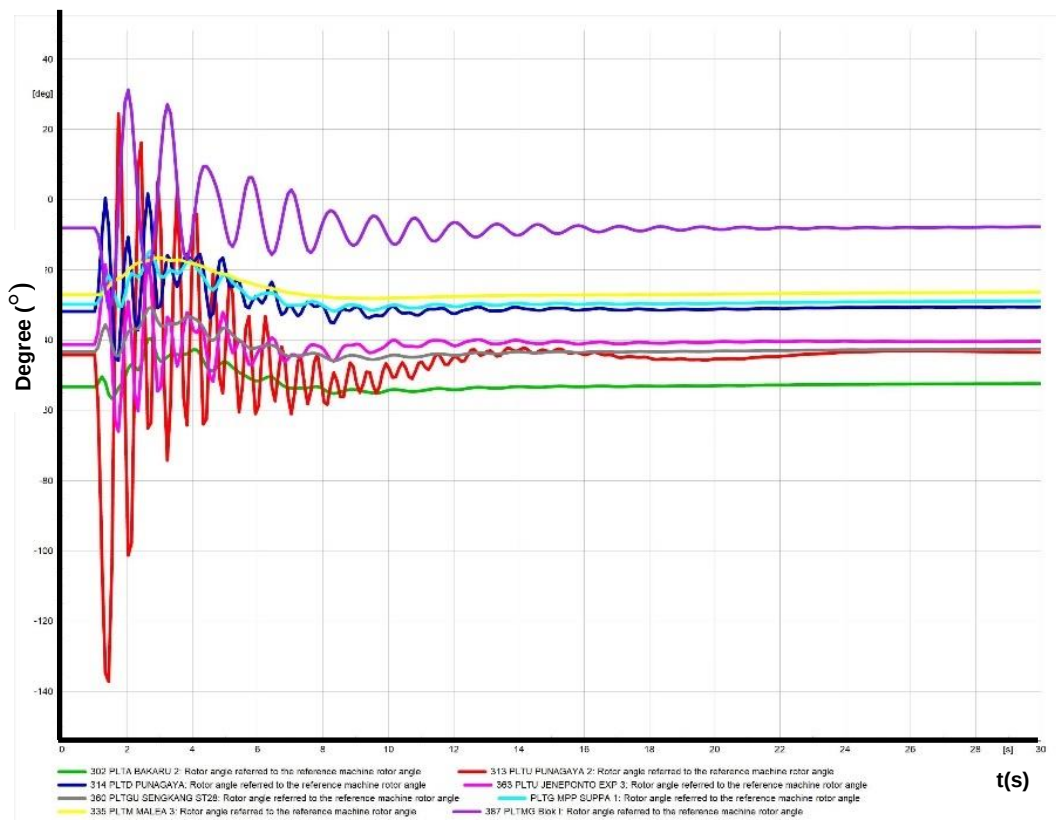
Pembangkit	Daya Maksimum (MW)	Waktu Maksimum (s)	Daya Stabil (MW)	Waktu Reda (s)
PLTGU Sengkang ST28	64.5	1.4	51.9	9.5
PLTG MPP Suppa 1	20.8	1.5	13	7.9
PLTM Malea 3	5.4	1.5	4.1	5.5
PLTMG Blok I	10.6	2	7	7.5

Berdasarkan Gambar 4.7, sumbu X merepresentasikan waktu (t) simulasi dalam detik (s), sedangkan sumbu Y menunjukkan daya aktif (P) masing-masing pembangkit dalam satuan Megawatt (MW), ketika PMT terbuka pada $t = 1.225$ detik, PLTU Punagaya 2 mengalami osilasi paling signifikan dengan lonjakan sekitar ± 150 MW pada $t \approx 2$ detik sebelum stabil di kisaran ± 70 MW pada $t \approx 18$ detik. PLTU Jeneponto 3 Exp juga menunjukkan osilasi, namun lebih cepat mereda dan kembali stabil pada $t \approx 12$ detik di kisaran ± 70 MW. Pada Tabel 4.9 menunjukkan PLTU Punagaya 2 dan PLTU Jeneponto Exp 3 yang mengalami lonjakan maksimum, yaitu 168.2 MW dan 168.1 MW dengan kondisi awalnya hanya sebesar 72.9 MW dan 74.1 MW. Kemudian kembali menuju nilai stabil masing-masing pada 74.7 MW dan 77.6 MW dalam rentang waktu $t = 15\text{--}21$ detik. Pembangkit lain seperti PLTA Bakaru 2, PLTD Punagaya, dan PLTG MPP Suppa 1 juga mengalami peningkatan daya aktif, meskipun tidak sebesar dua pembangkit utama.

Hal ini menunjukkan kedua pembangkit ini secara otomatis menyerap hampir seluruh beban yang hilang akibat skenario pertama ini. Kenaikan daya yang cepat ini disebabkan oleh kedekatan lokasi secara jaringan serta kemampuan daya

cadangan yang cukup besar. Durasi ini menandakan adanya proses redaman oleh sistem kontrol seperti governor dan mekanisme kontrol primer yang bertugas menjaga keseimbangan daya serta mengembalikan frekuensi sistem.

4.5.2.2 Grafik Respon Sudut Rotor Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas ($t = 1.225$ detik)



Gambar 4. 8 Sudut Rotor Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas

Keterangan :

- | | |
|-----------------------|------------------------|
| — PLTA Bakar 2 | — PLTU Punagaya 2 |
| — PLTD Punagaya | — PLTU Jeneponto Exp 3 |
| — PLTGU Sengkang ST28 | — PLTG MPP Suppa 1 |
| — PLTM Malea 3 | — PLTMG Blok I |

Tabel 4. 10 Sudut Rotor Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas

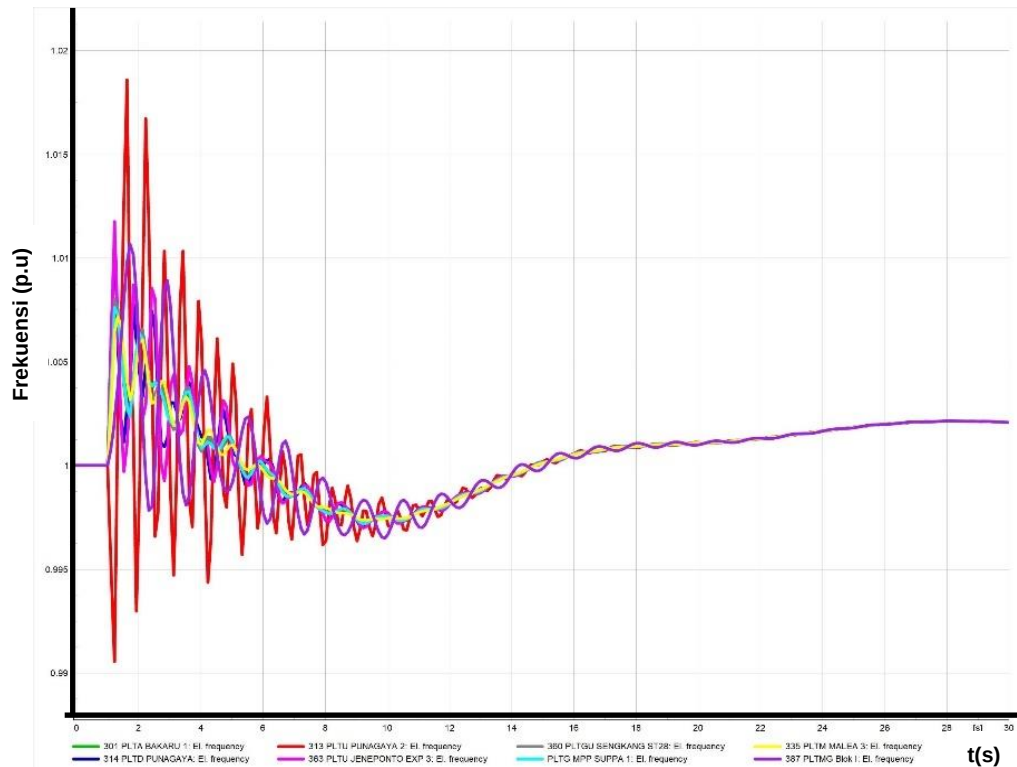
Pembangkit	Waktu Awal Transien (s)	Waktu Reda Transien (s)	Waktu Puncak Transien (s)	Durasi Transien (s)	Sudut Rotor Saat t Reda (°)	Sudut Rotor Puncak (°)
PLTA Bakaru 2	1.0	8.9	2.7	9.0	-54.06	-39.19
PLTU Punagaya 2	1.0	15.6	1.7	12.7	-44.25	24.62
PLTD Punagaya	1.0	14.5	2.6	11.0	-31.63	2.21
PLTU Jeneponto 3 Exp	1.0	14.5	2.6	10.3	-41.20	-15.22
PLTGU Sengkang ST28	1.0	10.7	2.7	8.0	-45.25	-30.54
PLTG MPP Suppa 1	1.0	13.3	2.7	8.4	-30.35	-14.57
PLTM Malea 3	1.0	8.4	2.9	7.4	-28.08	-16.92
PLTMG Blok I	1.0	18.9	2.0	16.0	-8.89	28.99

Berdasarkan Gambar 4.8, sumbu X merepresentasikan waktu (t) simulasi dalam detik (s), sedangkan sumbu Y menunjukkan sudut rotor (derajat) masing-masing pembangkit, ketika PMT terbuka pada $t = 1.225$ detik, PLTU Punagaya 2 mengalami osilasi sudut rotor mencapai $\pm 25^\circ$ dan mulai stabil setelah $t \approx 16$ detik. Sedangkan PLTMG Blok I mengalami osilasi sudut rotor yang paling besar mencapai $\pm 28^\circ$ dan membutuhkan waktu paling lama untuk stabil pada $t \approx 18$ detik. Pada Tabel 4.10 PLTU Punagaya 2 yang berada paling dekat dengan titik gangguan menunjukkan respon paling ekstrem dengan nilai *overshoot* mencapai 24.62° pada $t = 1.7$ detik dan kembali stabil pada $t = 15.6$ detik. PLTU Jeneponto Exp 3 dan

PLTD Punagaya yang juga dekat dengan titik gangguan menunjukkan osilasi sedang dengan durasi redaman $t = 14 - 15$ detik. Di sisi lain, PLTA Bakar 2 yang memiliki inersia paling rendah mengalami *overshoot*, yaitu -39.19° , namun dapat kembali stabil dalam waktu singkat yaitu $t = 8.9$ detik dikarenakan lokasinya yang cukup jauh dari pusat gangguan. Sementara itu, PLTM Malea 3 menunjukkan performa paling stabil dan waktu redaman tercepat $t = 8.4$ detik. Selain itu, PLTU Sengkang ST28 dan PLTG MPP Suppa1 mengalami *overshoot* sebesar -30.54° dan -14.57° kembali stabil dalam $t = 8.4 - 13.3$ detik. Melihat PLTMG Blok I mengalami *overshoot* tertinggi yaitu 28.99° dan waktu redaman terlama, yaitu $t = 18.9$ detik menandakan respon yang lambat terhadap gangguan.

Menurut (Velimir Lackovic, 2019) Rotor generator dapat keluar dari sinkronisasi apabila sudut rotornya melebihi $\pm 180^\circ$, atau bahkan $\pm 90^\circ$ dalam kasus tertentu. Hasil simulasi pada kasus ini tidak ada unit yang melebihi batas tersebut, sehingga sistem masih dalam kondisi sinkron. Hal ini menunjukkan bahwa kondisi osilasi dan durasi redaman sangat bervariasi antar pembangkit. Variasi ini mencerminkan perbedaan inersia, kedekatan terhadap titik gangguan dan karakteristik kontrol masing-masing unit, namun dapat kembali ke kondisi sinkron baru. Pembangkit dengan inersia kecil akan merespons gangguan lebih cepat, namun rentan mengalami *overshoot*, begitu pula sebaliknya.

4.5.2.3 Grafik Respon Frekuensi Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas (t = 1.225 detik)



Gambar 4. 9 Frekuensi Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas

Keterangan :

- PLTA Bakaru 2
- PLTD Punagaya
- PLTGU Sengkang ST28
- PLTM Malea 3
- PLTU Punagaya 2
- PLTU Jeneponto Exp 3
- PLTG MPP Suppa 1
- PLTMG Blok I

Tabel 4. 11 Frekuensi Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas

Pembangkit	Frekuensi Minimum (p.u)	Frekuensi Minimum (Hz)	Frekuensi Maksimum (p.u)	Frekuensi Minimum (Hz)	Waktu Reda (s)
PLTA Bakaru 2	0.997	49.85	1.007	50.35	15.6
PLTU Punagaya 2	0.991	49.55	1.016	50.80	19.3
PLTD Punagaya	0.997	49.85	1.011	50.55	16.7

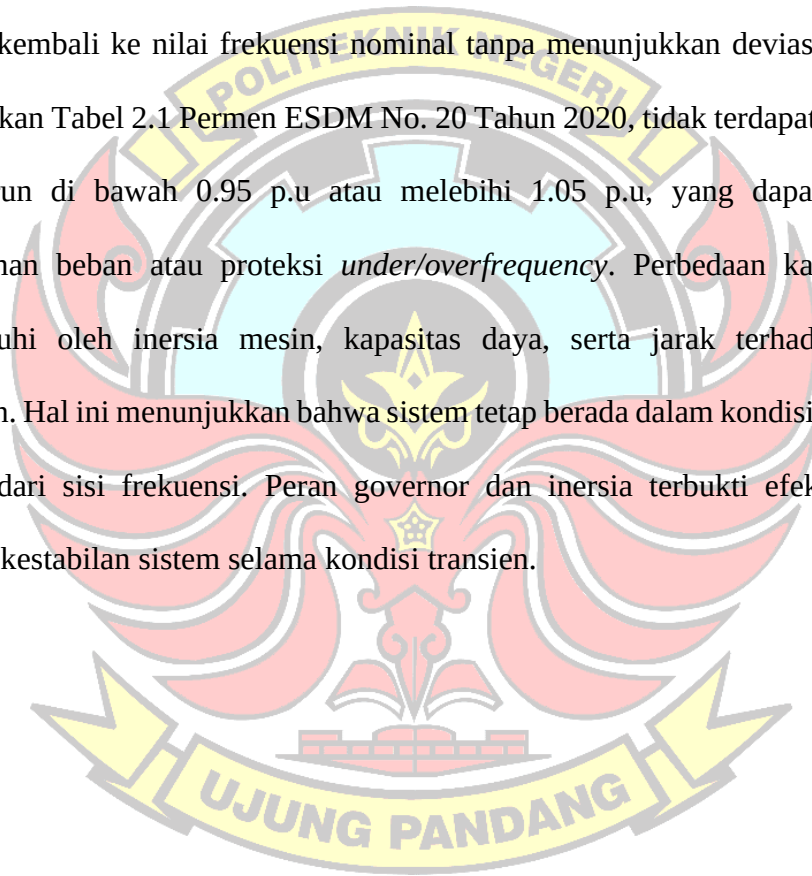
Pembangkit	Frekuensi Minimum (p.u)	Frekuensi Minimum (Hz)	Frekuensi Maksimum (p.u)	Frekuensi Minimum (Hz)	Waktu Reda (s)
PLTU Jeneponto 3 Exp	0.997	49.85	1.011	50.55	19.2
PLTGU Sengkang ST28	0.997	49.85	1.008	50.40	15.6
PLTG MPP Suppa 1	0.997	49.85	1.007	50.35	16.2
PLTM Malea 3	0.997	49.85	1.007	50.35	11.5
PLTMG Blok I	0.997	49.85	1.010	50.50	23.7

Berdasarkan Gambar 4.9, sumbu X merepresentasikan waktu (t) simulasi dalam detik (s), sedangkan sumbu Y menunjukkan frekuensi (p.u) masing-masing pembangkit, ketika PMT terbuka pada $t = 1.225$ detik, PLTU Punagaya 2 mengalami osilasi frekuensi paling signifikan dimana naik mendekati 1.02 p.u lalu turun hingga sekitar 0.99 p.u. Frekuensi mulai mereda dan stabil kembali mendekati 1 p.u pada sekitar $t \approx 20$ detik. Pada Tabel 4.11 hampir semua pembangkit menunjukkan nilai frekuensi minimum sebesar 0.991 p.u dan 0.997 p.u yang merupakan penurunan awal akibat hilangnya daya suplai dari sistem. PLTU Punagaya 2 menunjukkan kenaikan frekuensi paling tinggi sebesar 1.106 p.u dan memerlukan waktu yang cukup lama untuk stabil, yaitu $t = 19.3$ detik. Hal ini dikarenakan posisinya yang dekat dengan titik gangguan dengan inersia $H = 4$ detik.

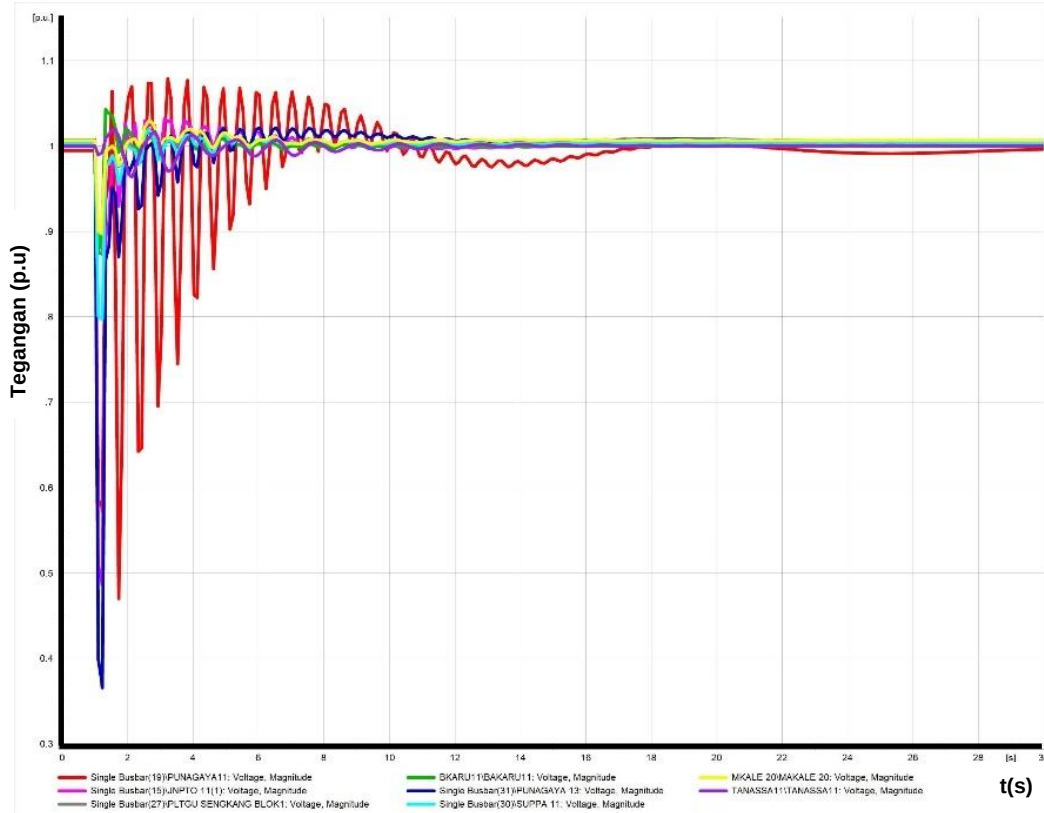
Pembangkit seperti PLTMG Blok I dengan inersia $H = 4.0$ juga mengalami *overshoot* yang relatif tinggi 1.010 p.u. dengan waktu redaman terlama, yaitu $t = 23.7$ detik. PLTD Punagaya dan PLTU Jeneponto Exp 3 memiliki frekuensi

maksimum sebesar 1.011 p.u., disebabkan lokasinya juga yang dekat dengan titik gangguan. PLTA Bakar 2 dan PLTM Malea 3 menunjukkan respon cepat dan stabil, masing-masing dengan waktu redaman $t = 15.6$ detik dan $t = 11.5$ detik. PLTGU Sengkang ST28, PLTG MPP Suppa 1, dan PLTMG Blok I mengalami osilasi sedang dan mereda dalam rentang $t = 7-16$ detik.

Meskipun bentuk osilasi frekuensi bervariasi antar pembangkit, seluruh unit berhasil kembali ke nilai frekuensi nominal tanpa menunjukkan deviasi ekstrem. Berdasarkan Tabel 2.1 Permen ESDM No. 20 Tahun 2020, tidak terdapat frekuensi yang turun di bawah 0.95 p.u atau melebihi 1.05 p.u, yang dapat memicu pemadaman beban atau proteksi *under/overfrequency*. Perbedaan karakteristik dipengaruhi oleh inersia mesin, kapasitas daya, serta jarak terhadap lokasi gangguan. Hal ini menunjukkan bahwa sistem tetap berada dalam kondisi aman dan sinkron dari sisi frekuensi. Peran governor dan inersia terbukti efektif dalam menjaga kestabilan sistem selama kondisi transien.



4.5.2.4 Grafik Respon Tegangan Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas ($t = 1.225$ detik)



Gambar 4. 8 Tegangan Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas

Keterangan :

Bakaru11	Punagaya11
Punagaya13	Jeneponto11
PLTGU Sengkang Blok1	Suppa11
Makale 20	Tanassa11

Tabel 4. 12 Tegangan Ketika PLTU Punagaya 1 Lepas

Lokasi Busbar	Tegangan Minimum (p.u)	Tegangan Maksimum (p.u)	Waktu Reda (s)
Bakaru11	0.87	1.04	10.2
Punagaya11	0.46	1.07	15.8
Punagaya13	0.36	1.02	10.2
Jeneponto11	0.48	1.03	10.2
PLTGU Sengkang Blok1	0.87	1.02	8.4
Suppa11	0.79	1.01	10.2

Lokasi Busbar	Tegangan Minimum (p.u)	Tegangan Maksimum (p.u)	Waktu Reda (s)
Makale 20	0.89	1.02	8.9
Tanassa11	0.95	1.02	12.8

Berdasarkan Gambar 4.10, sumbu X merepresentasikan waktu (t) simulasi dalam detik (s), sedangkan sumbu Y menunjukkan tegangan (p.u) masing-masing pembangkit, ketika PMT terbuka pada $t = 1.225$ detik, Punagaya11 mengalami penurunan drastis melewati hingga 0.5 p.u, kemudian mengalami osilasi besar dan baru stabil mendekati 1 p.u pada $t \approx 15$ detik. Punagaya13 juga mengalami penurunan signifikan melewati 0.4 p.u dan kembali stabil di sekitar $t \approx 10$ detik. Pada Tabel 4.12 menunjukkan bahwa lokasi yang berada paling dekat dengan titik gangguan, seperti Punagaya11 dan Punagaya13, penurunan tegangan yang sangat signifikan hingga mencapai 0.46 p.u dan 0.36 p.u secara berurutan dengan waktu redaman yang cukup lama, yaitu $t = 15.8$ detik dan $t = 10.2$ detik. Ini dikarenakan akibat bus tersebut berada sangat dekat dengan lokasi gangguan dan kehilangan langsung suplai daya reaktif, sehingga AVR dan pembangkit cadangan memerlukan waktu lebih lama untuk memulihkan kestabilan tegangan. Jeneponto11 juga mengalami penurunan cukup tajam hingga 0.48 p.u, namun waktu redaman hanya 10.2 detik dimana mampu menstabilkan tegangan dengan cepat. Hal serupa juga terjadi pada Suppa11, yang hanya turun ke 0.79 p.u dan langsung pulih dalam rentang waktu yang sama. Di sisi lain, busbar seperti Bakar11, Tanassa11, Makale20, dan PLTGU Sengkang Blok1 menunjukkan tegangan minimum yang masih cukup tinggi, berada di atas 0.85 p.u, serta waktu redaman yang relatif cepat, antara 8.4 hingga 12.8 detik.

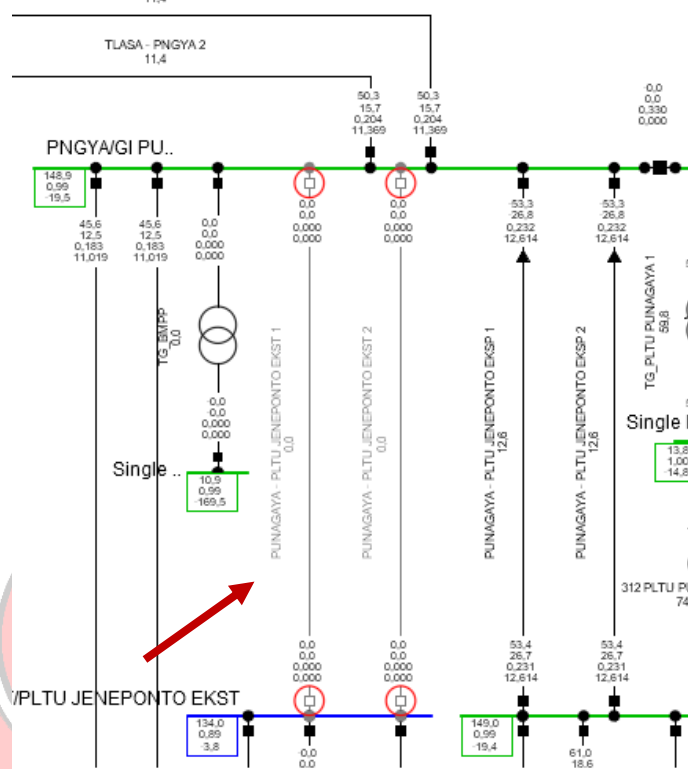
Berdasarkan Tabel 2.2 Permen ESDM No. 20 Tahun 2020, tegangan nominal untuk sistem transmisi 150 kV memiliki batas toleransi sebesar +5% hingga -10%, atau setara dengan 0.90–1.05 p.u.. Akan tetapi, Punagaya11 dan Punagaya13 yang mengalami tegangan minimum hingga 0.46 p.u dan 0.36 p.u, jauh di bawah batas bawah standar (0.90 p.u). Bahkan nilai maksimumnya pun, yaitu 1.07 p.u, melebihi batas atas toleransi (1.05 p.u). Sebaliknya, busbar seperti Tanassa11 masih menunjukkan rentang tegangan yang stabil dalam batas toleransi.

Hasil ini menunjukkan bahwa dampak gangguan sangat tergantung pada lokasi busbar terhadap pusat gangguan, serta dukungan kontrol tegangan lokal yang tersedia.

4.5.3 Skenario Pemutusan PMT (*Switching Outage*)

Pada skenario ini dilakukan pemutusan bertahap pada dua jalur transmisi yaitu Jalur Punagaya – Jeneponto Ekst 1 sebesar 150 kV yang akan putus pada $t = 1$ detik kemudian Jalur Punagaya – Jeneponto Ekst 2 sebesar 150 kV akan putus 3 menit setelah Jalur Punagaya – Jeneponto Ekst 1, yaitu $t = 180$ detik dimana akan berlangsung selama $t = 300$ detik / 5 menit simulasi . Pemutusan ini diasumsikan sebagai skenario gangguan operasional yang menyebabkan pemutusan PMT secara terencana atau bertahap dimana kondisinya dapat dilihat pada Lampiran 1.

Gambar 4.11 dibawah ini menunjukkan tampilan skematik pemutusan bertahap pada dua jalur transmisi yaitu Jalur Punagaya – Jeneponto Ekst 1 sebesar 150 kV yang diatur menggunakan perangkat lunak DIGSILENT PowerFactory 2021.

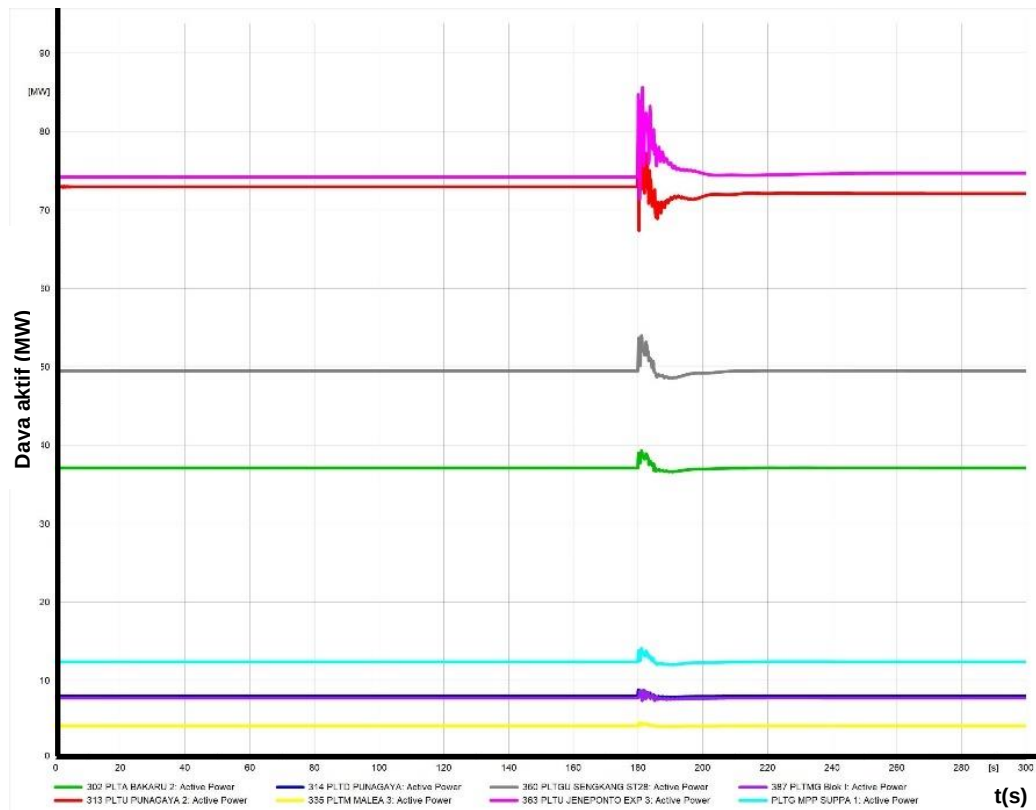


Gambar 4. 9 Pemutusan PMT Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2

Simulasi ini untuk mengevaluasi respon sistem tenaga listrik Sulbagsel terhadap pemutusan bertahap dua jalur transmisi utama yang menghubungkan PLTU Punagaya dan PLTU Jeneponto. Kehilangan jalur transmisi menyebabkan redistribusi aliran daya secara signifikan dalam sistem, sehingga menimbulkan perubahan beban mendadak pada beberapa pembangkit. Perubahan ini dapat memicu osilasi sudut rotor, penurunan frekuensi, dan fluktuasi tegangan, tergantung pada karakteristik inersia dan posisi tiap pembangkit dalam jaringan.

Simulasi ini dirancang untuk mengamati sejauh mana sistem mampu menjaga kestabilan transien terhadap perubahan beban yang terjadi akibat pemutusan bertahap pada jaringan transmisi.

4.5.3.1 Grafik Respon Beban Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap (t = 1 detik lalu t = 180 detik)



Gambar 4. 12 Beban Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap

Keterangan :

- PLTA Bakar 2
- PLTD Punagaya
- PLTGU Sengkang ST28
- PLTM Malea 3
- PLTU Punagaya 2
- PLTU Jeneponto Exp 3
- PLTG MPP Suppa 1
- PLTMG Blok I

Tabel 4. 13 Beban Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap

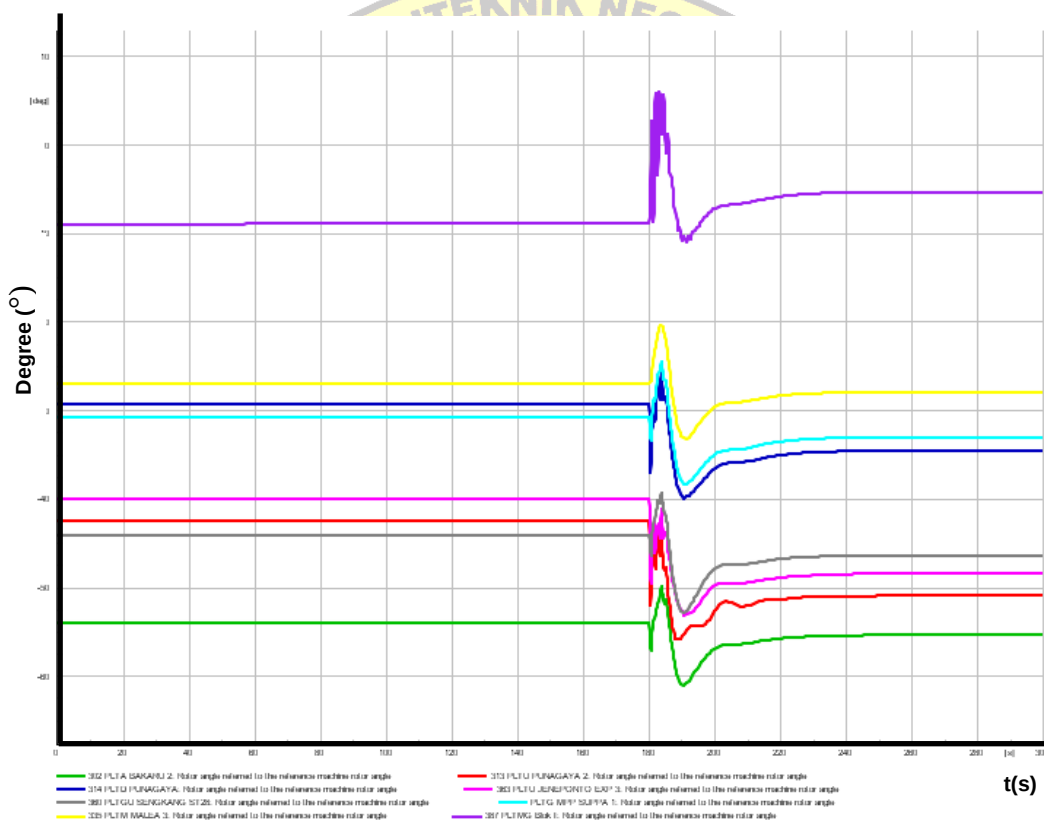
Pembangkit	Daya Maksimum (MW)	Waktu Maksimum (s)	Daya Stabil (MW)	Waktu Reda (s)
PLTA Bakar 2	39.2	181.1	36.8	195.8
PLTU Punagaya 2	81.6	180	71.9	208
PLTD Punagaya	8.7	180	7.8	190.9

Pembangkit	Daya Maksimum (MW)	Waktu Maksimum (s)	Daya Stabil (MW)	Waktu Reda (s)
PLTU Jeneponto 3 Exp	85.6	181.4	74.4	212.1
PLTGU Sengkang ST28	53.9	181.1	49.1	200
PLTG MPP Suppa 1	14.1	181.1	12	191.6
PLTM Malea 3	4.5	181.1	4.1	186.3
PLTMG Blok I	8.8	181.9	7.7	196.5

Berdasarkan Gambar 4.12 ketika PMT dibuka pada tahap pertama pada $t = 1$ detik tidak menunjukkan reaksi, kemudian pada tahap kedua di $t = 180$ detik reaksi baru terjadi dimana PLTU Punagaya 2 mengalami kenaikan daya aktif ± 79 MW PLTU Jeneponto 3 Exp menunjukkan lonjakan daya hingga ± 85 MW lalu keduanya kembali stabil di $t \approx 200$ detik. Pada Tabel 4.13 menunjukkan PLTU Jeneponto 3 Exp dan PLTU Punagaya 2 mengalami kenaikan daya signifikan hingga masing-masing 85.6 MW dan 81.6 MW dengan waktu maksimum sekitar $t = 180$ – 181 detik. Keduanya menanggung redistribusi beban akibat pemutusan jalur transmisi yang mengakibatkan perubahan arah aliran daya dalam sistem dan juga berada dalam lintasan distribusi beban utama pada detik ke 180/menit ke 3. PLTGU Sengkang ST28 mengalami kenaikan daya sebesar 53.9 MW dengan waktu reda, yaitu $t = 200$ detik. PLTA Bakarlu mengalami kenaikan daya sebesar 39.2 MW dengan waktu reda, yaitu $t = 181.1$ detik. Pembangkit lainnya seperti PLTG MPP Suppa 1, PLTD Punagaya, PLTM Malea 3 dan PLTMG Blok I menunjukkan sensitivitas meski berkapasitas kecil tetapi tidak memiliki lonjakan yang besar seperti dua pembangkit utama.

Secara keseluruhan, redistribusi beban akibat gangguan transmisi menyebabkan lonjakan daya aktif yang berbeda antar pembangkit, tergantung pada kapasitas, posisi relatif, dan karakteristik dinamis masing-masing unit. Pembangkit besar yang berada dekat titik gangguan cenderung mengalami lonjakan paling besar dan waktu stabilisasi paling lama.

4.5.3.2 Grafik Respon Sudut Rotor Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap ($t = 1$ detik lalu $t = 180$ detik)



Gambar 4. 13 Sudut Rotor Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap

Keterangan :

- | | |
|-----------------------|------------------------|
| — PLTA Bakar 2 | — PLTU Punagaya 2 |
| — PLTD Punagaya | — PLTU Jeneponto Exp 3 |
| — PLTGU Sengkang ST28 | — PLTG MPP Suppa 1 |
| — PLTM Malea 3 | — PLTMG Blok I |

Tabel 4. 14 Sudut Rotor Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap

Pembangkit	Waktu Awal Transien (s)	Waktu Reda Transien (s)	Waktu Puncak Transien (s)	Durasi Transien (s)	Sudut Rotor Saat t Reda (°)	Sudut Rotor Puncak (°)
PLTA Bakaru 2	180	206	183	26	-56.35	-49.89
PLTU Punagaya 2	180	214	183	34	-51.42	-43.73
PLTD Punagaya	180	213	183	33	-35.41	-25.44
PLTU Jeneponto 3 Exp	180	206	183	26	-49.54	-40.87
PLTGU Sengkang ST28	180	207	183	27	-47.37	-39.28
PLTG MPP Suppa 1	180	203	183	23	-34.44	-24.5
PLTM Malea 3	180	208	183	28	-28.93	-20.18
PLTMG Blok I	180	203	183	23	-6.81	6.09

Berdasarkan Gambar 4.13, ketika PMT dibuka pada tahap pertama pada $t = 1$ detik tidak menunjukkan reaksi, kemudian pada tahap kedua di $t = 180$ detik reaksi baru terjadi dimana PLTMG Blok I menunjukkan sudut rotor terbesar, yaitu sekitar $\pm 5^\circ$ lalu kembali stabil pada $t \approx 240$. PLTU Punagaya menunjukkan sudut rotor dengan $\pm 43^\circ$ lalu kembali stabil pada $t \approx 240$. Pada Tabel 4.14 menunjukkan seluruh pembangkit mengalami perubahan sudut rotor yang signifikan pada saat pemutusan jalur transmisi kedua, yaitu $t = 183$ detik. PLTA Bakaru 2 menunjukkan menjadi pembangkit dengan deviasi sudut terbesar secara keseluruhan. Hal ini

dikarenakan nilai inersia yang rendah $H = 2.2$ detik, sehingga rotor lebih mudah mengalami percepatan saat terjadi ketidakseimbangan daya. PLTU Punagaya 2 dan PLTD Punagaya juga mengalami sudut rotor puncak masing-masing -43.73° dan -25.44° , dan waktu reda hingga $t = 34$ detik dan 33 detik.

PLTU Jeneponto Exp 3, PLTGU Sengkang ST28, dan PLTG MPP Suppa 1 berkisar -40° hingga -25° , dengan waktu reda antara $t = 23 - 27$ detik. Sementara itu, PLTM Malea 3 yang memiliki inersia $H = 4$ detik mengalami osilasi paling kecil, dengan sudut rotor puncak $-20,18^\circ$ dan durasi transien selama $t = 28$ detik. PLTMG Blok I menunjukkan fenomena dengan sudut awal $-6,81^\circ$ dan puncak sebesar 6.09° , unit ini mengalami *overshoot* positif yang cukup tinggi dan durasi transien yang singkat $t = 23$ detik, sistem berhasil meredam osilasi dan kembali stabil.

Menurut (Velimir Lackovic, 2019) Rotor generator dapat keluar dari sinkronisasi apabila sudut rotornya melebihi $\pm 180^\circ$, atau bahkan $\pm 90^\circ$ dalam kasus tertentu. Hasil simulasi pada kasus ini tidak ada unit yang melebihi batas tersebut, sehingga sistem masih dalam kondisi sinkron. Hal ini menunjukkan bahwa kondisi osilasi dan durasi redaman sangat bervariasi antar pembangkit. Variasi ini mencerminkan perbedaan inersia, kedekatan terhadap titik gangguan dan karakteristik kontrol masing-masing unit, namun dapat kembali ke kondisi sinkron baru. Pembangkit dengan inersia kecil akan merespons gangguan lebih cepat, namun rentan mengalami *overshoot*, begitu pula sebaliknya

4.5.3.3 Grafik Respon Frekuensi Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap ($t = 1$ detik lalu $t = 180$ detik)



Gambar 4. 14 Frekuensi Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap

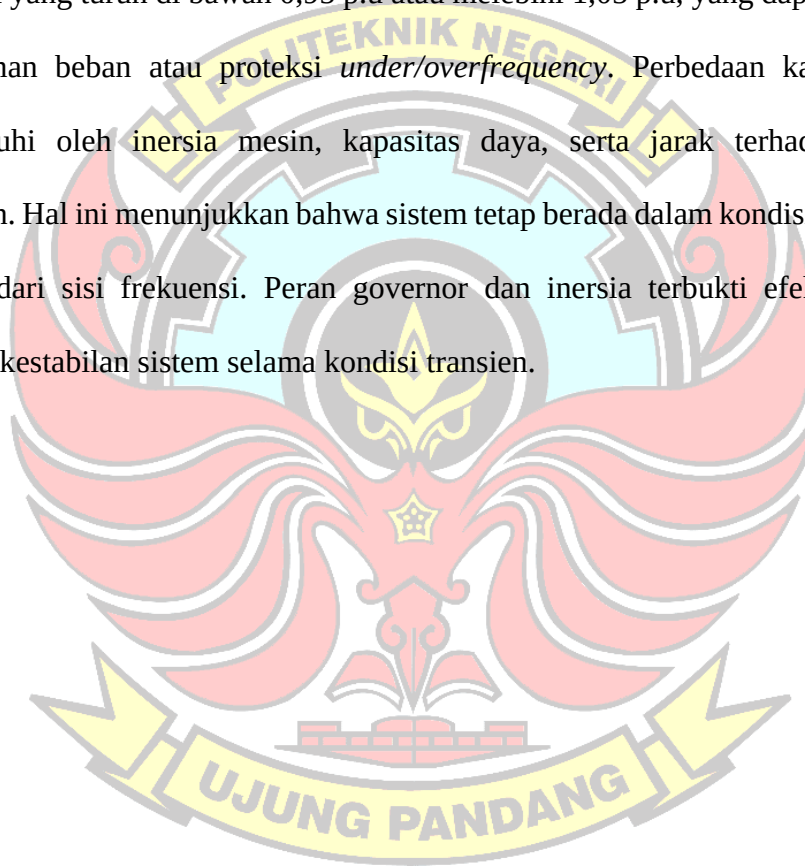
Keterangan :

- | | |
|-----------------------|------------------------|
| — PLTA Bakar 2 | — PLTU Punagaya 2 |
| — PLTD Punagaya | — PLTU Jeneponto Exp 3 |
| — PLTGU Sengkang ST28 | — PLTG MPP Suppa 1 |
| — PLTM Malea 3 | — PLTMG Blok I |

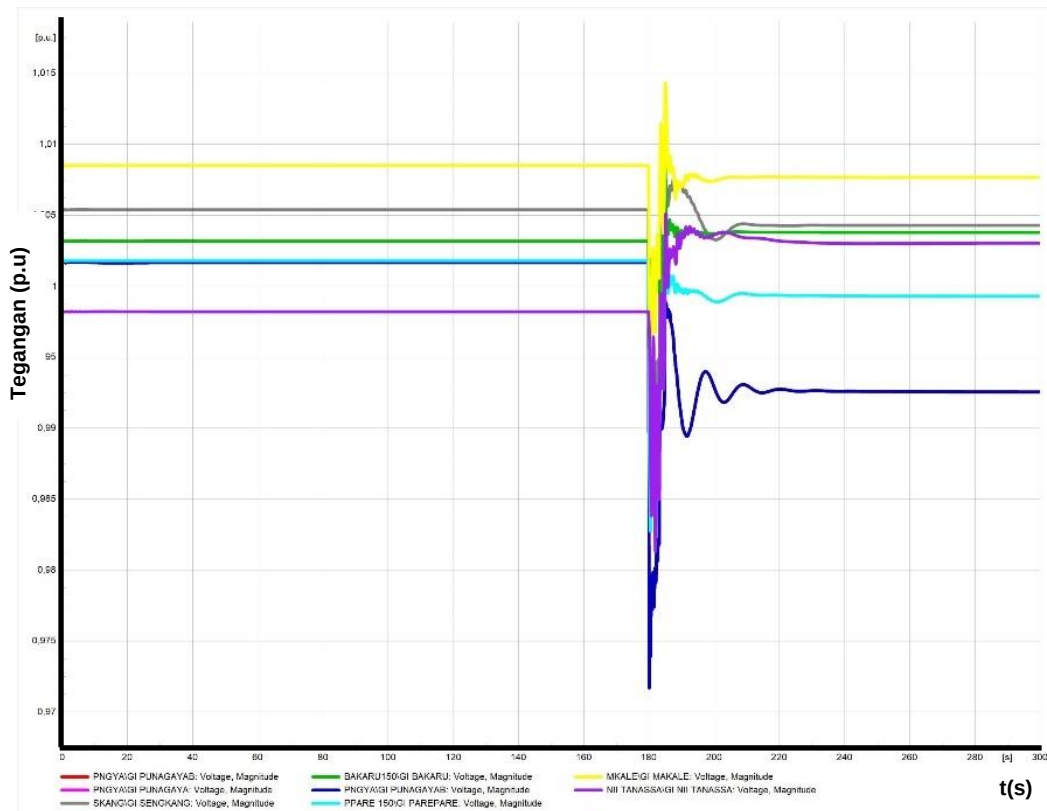
Berdasarkan Gambar 4.14, ketika PMT dibuka pada tahap pertama pada $t = 1$ detik tidak menunjukkan reaksi, kemudian pada tahap kedua di $t = 180$ detik reaksi baru terjadi dimana seluruh pembangkit menunjukkan penurunan tajam pada $t = 183$ detik, 3 detik lebih bertepatan dengan pemutusan jalur transmisi kedua. Nilai minimum frekuensi sebesar 0.97 p.u dimana menunjukkan deviasi akibat

ketidakseimbangan daya aktif antara beban dan pembangkit. Hal ini disebabkan karena hilangnya jalur interkoneksi utama yang menyalurkan daya antar wilayah. Seluruh unit juga menunjukkan pola pemulihan yang seragam dan frekuensi kembali stabil pada 0.995 p.u dalam waktu sekitar $t = 50$ detik.

Berdasarkan Tabel 2.1 Permen ESDM No. 20 Tahun 2020, tidak terdapat frekuensi yang turun di bawah 0,95 p.u atau melebihi 1,05 p.u, yang dapat memicu pemadaman beban atau proteksi *under/overfrequency*. Perbedaan karakteristik dipengaruhi oleh inersia mesin, kapasitas daya, serta jarak terhadap lokasi gangguan. Hal ini menunjukkan bahwa sistem tetap berada dalam kondisi aman dan sinkron dari sisi frekuensi. Peran governor dan inersia terbukti efektif dalam menjaga kestabilan sistem selama kondisi transien.



4.5.3.4 Grafik Respon Tegangan Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap (t = 1 detik lalu t = 180 detik)



Gambar 4. 15 Tegangan Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap

Keterangan :

- GI Bakaru
- GI PunagayaB
- GI Sengkang
- GI Makale
- GI Punagaya
- GI Pare-Pare
- GI NII Tanassa

Tabel 4. 15 Tegangan Ketika Jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2 Putus Bertahap

Gardu Induk	Tegangan Minimum (p.u)	Tegangan Maksimum (p.u)	Waktu Reda (s)
GI Bakaru	0.995	1.009	206
GI PunagayaB	0.971	1.001	229
GI PunagayaB	0.971	1.001	229
GI Punagaya	0.971	1.001	229
GI Sengkang	0.988	1.007	213

Gardu Induk	Tegangan Minimum (p.u)	Tegangan Maksimum (p.u)	Waktu Reda (s)
GI Pare-Pare	0.982	1.002	213
GI Makale	0.990	1.014	208
GI NII Tanassa	0.981	1.005	213

Berdasarkan Gambar 4.15, ketika PMT dibuka pada tahap pertama pada $t = 1$ detik tidak menunjukkan reaksi, kemudian pada tahap kedua di $t = 180$ detik reaksi baru terjadi dimana GI Makale mengalami kenaikan tegangan yang tinggi di sekitar ± 1.015 p.u dan kembali stabil pada $t \approx 200$ detik. GI PunagayaB mengalami penurunan yang ekstrem sekitar ± 0.96 p.u lalu kembali stabil pada $t \approx 220$ detik. Pada Tabel 4.15 menunjukkan bus yang paling terdampak adalah GI yang paling dekat dengan lokasi gangguan, yaitu GI Punagaya dan 2 GI PunagayaB dimana tegangan nya turun hingga 0.971 p.u sebelum akhirnya reda pada $t = 229$ detik. Hal ini menandakan bahwa gangguan menyebabkan kurangnya daya reaktif lokal yang signifikan dan membutuhkan waktu lama untuk ke kondisi *steady state*. GI Sengkang, GI Pare-Pare, dan GI NII Tanassa memperlihatkan penurunan tegangan yang lebih ringan, masing-masing mencapai 0.988 p.u, 0.982 p.u, dan 0.981 p.u dengan waktu redaman $t = 213$ detik. Sementara GI Makale dan GI Bakaru, yang lebih jauh dari pusat gangguan, hanya memiliki tegangan minimum sebesar 0.990 p.u dan 0.995 p.u dengan waktu redaman lebih singkat, yaitu $t = 208$ detik dan $t = 206$ detik.

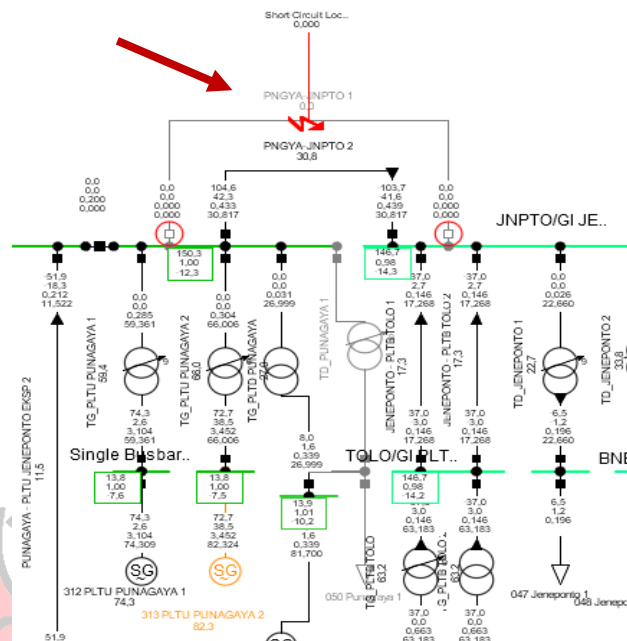
Pada kasus ini, penurunan tegangan pasokan daya reaktif akibat pemutusan transmisi memicu drop tegangan pada bus-bus terdekat. Efektivitas kerja AVR dan kemampuan sistem dalam mendistribusikan kembali daya reaktif menjadi kunci utama dalam mempertahankan kestabilan ini.

Berdasarkan Tabel 2.2 Permen ESDM No. 20 Tahun 2020, tegangan nominal untuk sistem transmisi 150 kV memiliki batas toleransi sebesar +5% hingga -10%, atau setara dengan 0.90–1.05 p.u. tidak ada yang menunjukkan tegangan melewati batas nominal tersebut. Maka dari itu, untuk skenario ini tegangan pada seluruh bus dalam sistem tetap berada dalam batas standar tegangan nominal.

4.5.4 Skenario Gangguan Petir

Pada simulasi ketiga ini dilakukan gangguan *Single Phase to Ground Fault* atau Gangguan Satu Fasa ke Tanah pada salah satu fasa (fase A) dari saluran transmisi Punagaya-Jenepono 1 yang merupakan jalur interkoneksi utama di sistem Sulbagsel dimana waktu gangguan pada $t = 1$ detik dan pemutusan PMT pada $t = 1.275$ detik selama $t = 30$ detik simulasi. Gangguan ini dapat mengakibatkan ketidakseimbangan tegangan antar fasa, serta lonjakan arus sesaat yang memicu aktivasi proteksi dan pengaruh terhadap kestabilan rotor dan frekuensi sistem. Dalam konteks ini, pembangkit-pembangkit akan mengalami perubahan beban sesaat akibat redistribusi daya aktif dan reaktif.

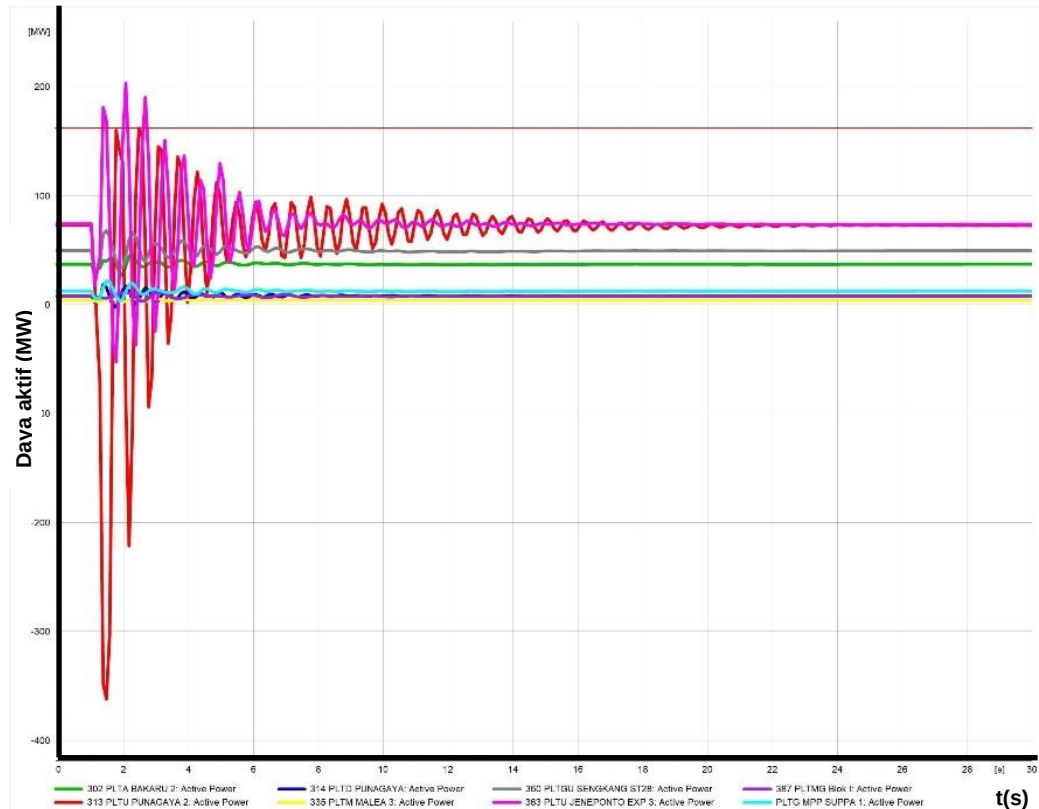
Gambar 4.16 dibawah ini menunjukkan tampilan skematik gangguan petir satu fasa ke tanah di saluran transmisi Punagaya-Jenepono 1 yang diatur menggunakan perangkat lunak DIgSILENT PowerFactory 2021.



Gambar 4. 16 Gangguan Petir 1LG

Simulasi ini bertujuan untuk mengevaluasi respon sistem terhadap gangguan eksternal tidak seimbang yang disebabkan oleh petir dan untuk mengamati pengaruhnya terhadap kestabilan sudut rotor, frekuensi dan tegangan pada sistem. Selain itu, untuk mengamati sejauh mana perubahan beban terjadi pada masing-masing pembangkit.

4.5.4.1 Grafik Respon Beban Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1 (t = 1.275 detik)



Gambar 4. 17 Beban Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1

Keterangan :

PLTA Bakar 2	PLTU Punagaya 2
PLTD Punagaya	PLTU Jeneponto Exp 3
PLTGU Sengkang ST28	PLTG MPP Suppa 1
PLTM Malea 3	PLTMG Blok I

Tabel 4. 16 Beban Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1

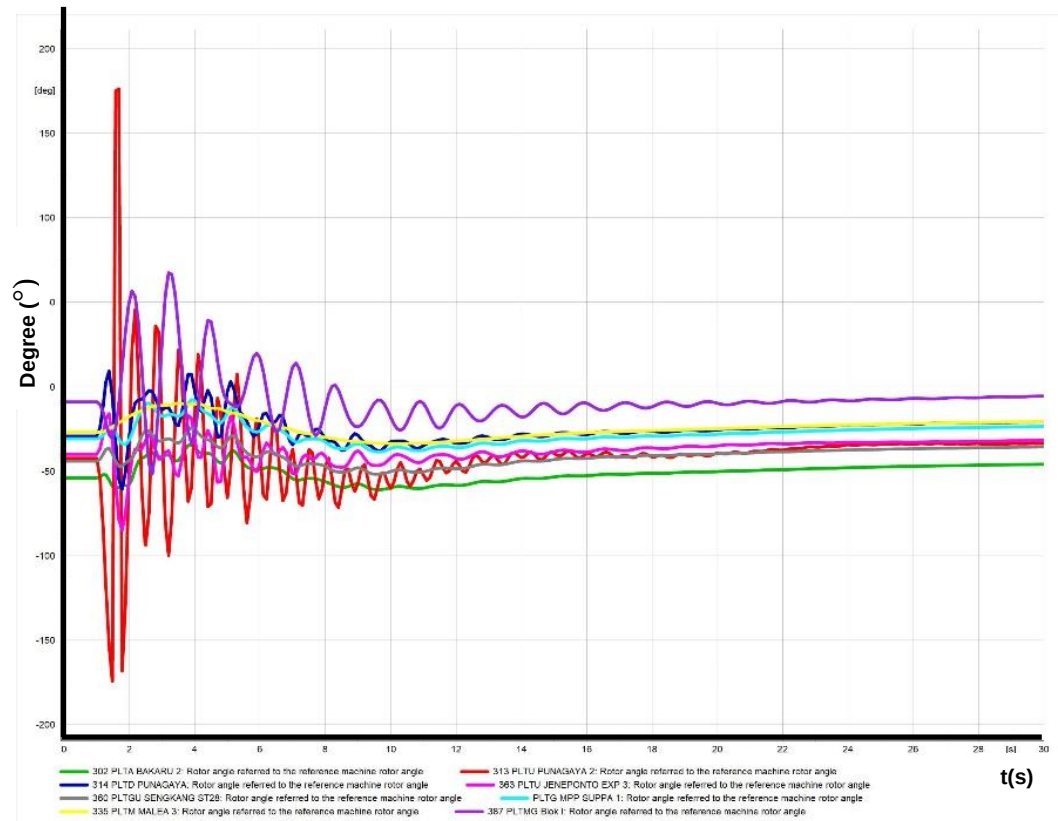
Pembangkit	Daya Maksimum (MW)	Waktu Maksimum (s)	Daya Stabil (MW)	Waktu Reda (s)
PLTA Bakar 2	44.7	2.16	36.9	7.9
PLTU Punagaya 2	161.9	2.46	72.6	26
PLTD Punagaya	18.4	1.3	8	12.4
PLTU Jeneponto 3 Exp	203.2	2.06	72.9	15.7

Pembangkit	Daya Maksimum (MW)	Waktu Maksimum (s)	Daya Stabil (MW)	Waktu Reda (s)
PLTGU Sengkang ST28	67.8	1.46	48.4	9.5
PLTG MPP Suppa 1	21.6	1.46	12	7.9
PLTM Malea 3	5.8	1.5	4.3	5.9
PLTMG Blok I	11.5	3	7.4	8.8

Berdasarkan Gambar 4.17, ketika PMT terbuka pada $t = 1.275$ detik, PLTU Jeneponto 3 Exp juga menunjukkan lonjakan besar ± 200 MW lalu kembali stabil pada $t \approx 10$ detik di ± 70 MW. PLTU Punagaya 2 mengalami osilasi dengan lonjakan ± 160 MW lalu stabil pada $t \approx 22$ detik di kisaran ± 70 MW. Pada Tabel 4. 16 menunjukkan PLTU Jeneponto 3 Exp dan PLTU Punagaya 2 mengalami kenaikan daya signifikan hingga masing-masing 203.2MW dan 161.9 MW dengan waktu maksimum sekitar $t = 15.7 - 26$ detik. Hal ini menunjukkan bahwa pembangkit besar dekat titik gangguan mengalami reaksi osilasi yang kuat akibat ketidakseimbangan daya. Pembangkit dengan kapasitas kecil dan lokasi relatif jauh dari titik gangguan, seperti PLTA Bakar, PLTGU Sengkang ST28, PLTM Malea 3, PLTD Punagaya, PLTG MPP Suppa 1, dan PLTMG Blok I, menunjukkan respon daya aktif yang lebih tenang, tanpa *overshoot* besar ataupun osilasi berkepanjangan

Secara keseluruhan, skenario ini mengakibatkan respon daya aktif yang berbeda-beda pada masing-masing pembangkit. Adanya redistribusi beban akibat ketidakseimbangan sesaat yang kemudian diredam hingga mencapai kondisi stabil. Waktu redaman dan daya stabil sangat bergantung pada kapasitas, lokasi terhadap titik gangguan, serta kemampuan kontrol inersia dan governor.

4.5.4.2 Grafik Respon Sudut Rotor Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1 (t = 1.275 detik)



Gambar 4. 18 Sudut Rotor Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1

Keterangan :

- | | |
|-----------------------|------------------------|
| — PLTA Bakar 2 | — PLTU Punagaya 2 |
| — PLTD Punagaya | — PLTU Jeneponto Exp 3 |
| — PLTGU Sengkang ST28 | — PLTG MPP Suppa 1 |
| — PLTM Malea 3 | — PLTMG Blok Is |

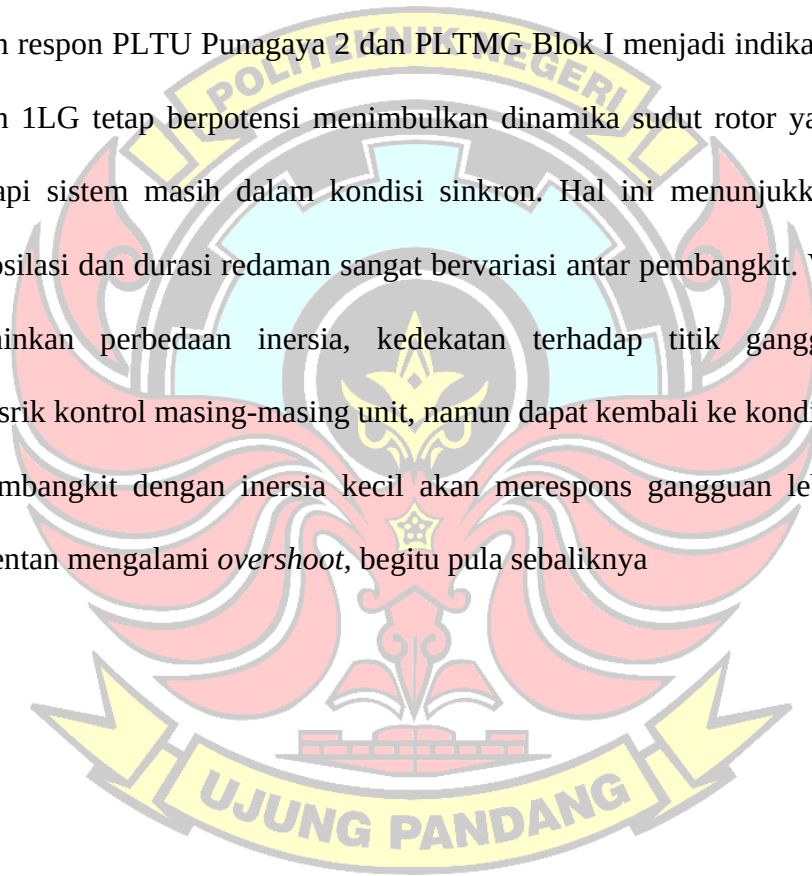
Tabel 4. 17 Sudut Rotor Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1

Pembangkit	Waktu Awal Transien (s)	Waktu Reda Transien (s)	Waktu Puncak Transien (s)	Durasi Transien (s)	Sudut Rotor Saat t Reda (°)	Sudut Rotor Puncak (°)
PLTA Bakaru 2	1.0	13.3	3.89	12.4	-56.14	-34.38
PLTU Punagaya 2	1.0	23.6	1.67	21.4	-35.25	176.2
PLTD Punagaya	1.0	21	1.37	18.6	-25.01	9.25
PLTU Jeneponto 3 Exp	1.0	18.4	2.67	17.4	-41	-12.77
PLTGU Sengkang ST28	1.0	13.3	3.89	13.6	-46.10	-24.29
PLTG MPP Suppa 1	1.0	17	3.89	13.6	-30.04	-7.62
PLTM Malea 3	1.0	7.09	3.49	8.7	-26.41	-9.78
PLTMG Blok I	1.0	21.6	3.19	21.8	-9.72	67.4

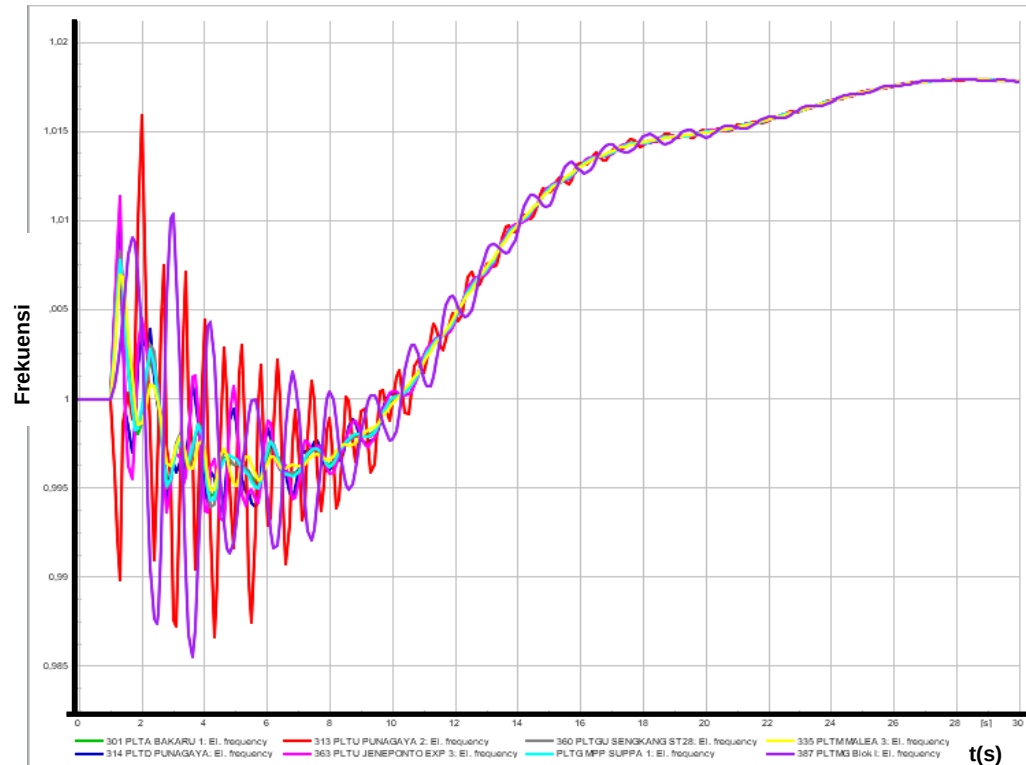
Berdasarkan Gambar 4.18, ketika PMT terbuka pada $t = 1.275$ detik, PLTU Punagaya 2 mengalami lonjakan sudut rotor tertinggi mencapai $\pm 180^\circ$ lalu mulai stabil setelah $t \approx 15$ detik. Sedangkan PLTMG Blok I mengalami osilasi sudut rotor yang mencapai $\pm 70^\circ$ lalu mulai stabil setelah $t \approx 20$ detik. Pada Tabel 4.17 menunjukkan PLTU Punagaya 2 dan PLTMG Blok I menunjukkan nilai sudut rotor positif tertinggi dengan masing-masing 176.2° dan 67.4° dengan inersia $H = 4$ detik. PLTD Punagaya juga mengalami osilasi sedang dengan sudut rotor puncak 9.25° . PLTM Malea 3, PLTG MPP Suppa 1, PLTGU Sengkang ST28 dengan $H = 4$ detik

dan PLTA Bakaru 2 dengan $H = 2.2$ detik menunjukkan sudut rotor puncak yang lebih rendah dan waktu reda transien yang relatif singkat, hanya mengalami sudut puncak sebesar -34.38° dan -7.62° , serta waktu reda yaitu $t = 7 - 13.3$ detik.

Menurut (Velimir Lackovic, 2019) Rotor generator dapat keluar dari sinkronisasi apabila sudut rotornya melebihi $\pm 180^\circ$, atau bahkan $\pm 90^\circ$ dalam kasus tertentu. Hasil simulasi pada kasus ini tidak ada unit yang melebihi batas tersebut, meskipun respon PLTU Punagaya 2 dan PLTMG Blok I menjadi indikator bahwa gangguan 1LG tetap berpotensi menimbulkan dinamika sudut rotor yang tajam, akan tetapi sistem masih dalam kondisi sinkron. Hal ini menunjukkan bahwa kondisi osilasi dan durasi redaman sangat bervariasi antar pembangkit. Variasi ini mencerminkan perbedaan inersia, kedekatan terhadap titik gangguan dan karakteristik kontrol masing-masing unit, namun dapat kembali ke kondisi sinkron baru. Pembangkit dengan inersia kecil akan merespons gangguan lebih cepat, namun rentan mengalami *overshoot*, begitu pula sebaliknya



4.5.4.3 Grafik Respon Frekuensi Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1 (t = 1.275 detik)



Gambar 4. 19 Frekuensi Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1

Keterangan :

- PLTA Bakar 2
- PLTU Punagaya 2
- PLTD Punagaya
- PLTU Jeneponto Exp 3
- PLTGU Sengkang ST28
- PLTG MPP Suppa 1
- PLTM Malea 3
- PLTMG Blok I

Tabel 4. 18 Frekuensi Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1

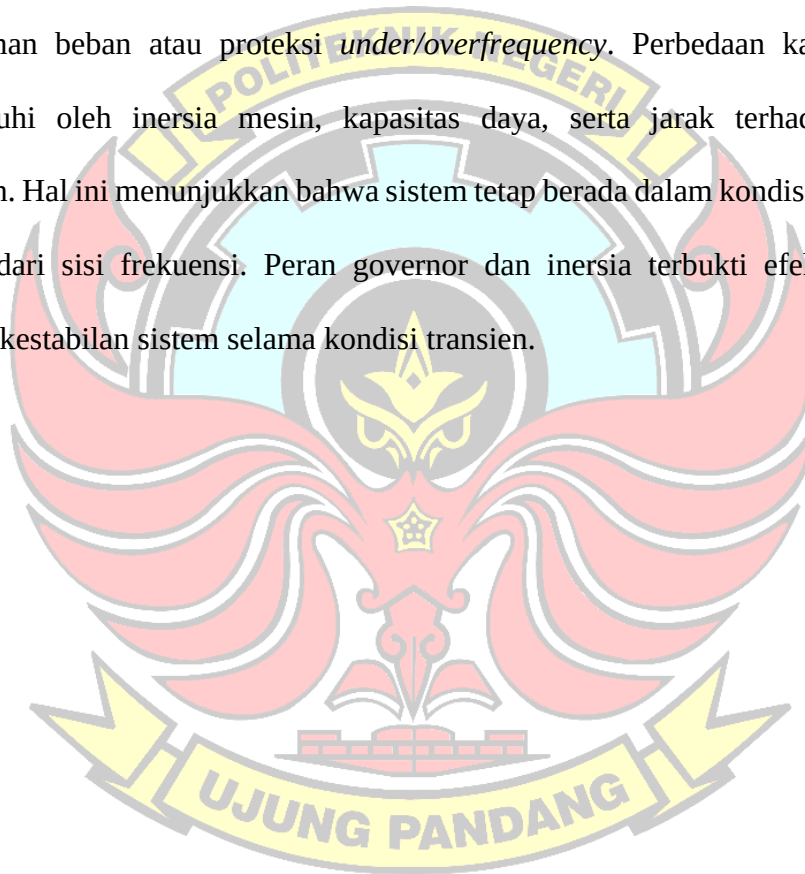
Pembangkit	Frekuensi Minimum (p.u)	Frekuensi Minimum (Hz)	Frekuensi Maksimum (p.u)	Frekuensi Minimum (Hz)	Waktu Reda (s)
PLTA Bakar 2	0.994	49.70	1.006	50.30	11.7
PLTU Punagaya 2	0.986	49.30	1.015	50.75	22.9

Pembangkit	Frekuensi Minimum (p.u)	Frekuensi Minimum (Hz)	Frekuensi Maksimum (p.u)	Frekuensi Minimum (Hz)	Waktu Reda (s)
PLTD Punagaya	0.993	49.65	1.010	50.50	21.8
PLTU Jeneponto 3 Exp	0.993	49.65	1.011	50.55	20.6
PLTGU Sengkang ST28	0.993	49.65	1.008	50.40	13.1
PLTG MPP Suppa 1	0.994	49.70	1.007	50.35	18
PLTM Malea 3	0.994	49.70	1.006	50.30	9.4
PLTMG Blok I	0.985	49.25	1.010	50.50	25.7

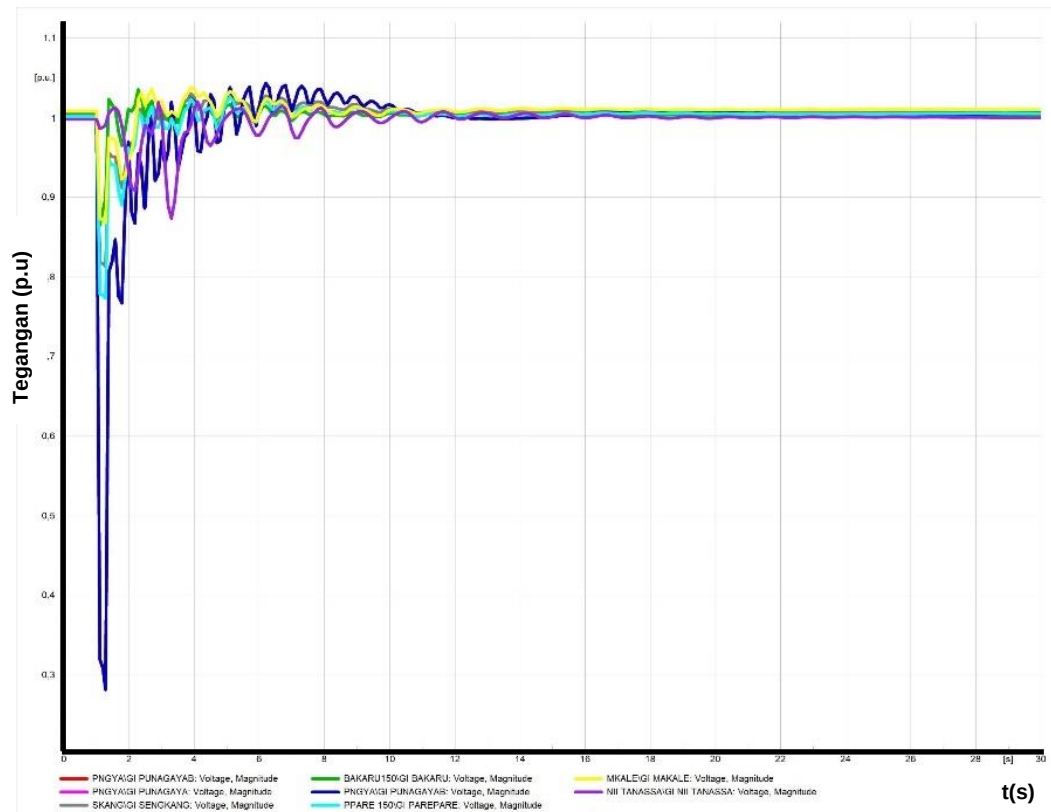
Berdasarkan Gambar 4.19, ketika PMT terbuka pada $t = 1.275$ detik, PLTU Punagaya 2 mengalami osilasi frekuensi paling signifikan dimana naik sekitar 1.015 p.u. lalu stabil kembali pada frekuensi sekitar 1.017 p.u dan $t \approx 22$ detik. Pada Tabel 4.18 menunjukkan seluruh pembangkit mengalami deviasi frekuensi. PLTU Punagaya 2 dari 0.986 p.u hingga 1.015 p.u dengan waktu redaman, yaitu $t = 22.9$ detik. Hal ini menandakan bahwa pembangkit besar dan dekat pusat gangguan memiliki respon dinamis yang lama. PLTMG Blok I juga mengalami deviasi pada 0.985 p.u hingga 1.010 p.u dengan waktu redaman $t = 25.7$ detik. PLTD Punagaya dan PLTU Jeneponto Exp 3 yang juga dekat dengan lokasi gangguan menunjukkan deviasi sedang dengan 0.993 p.u waktu redaman $t = 20.6 - 21.8$ detik. PLTGU Sengkang ST28, PLTG MPP Suppa 1, PLTA Bakar 2 dan PLTM Malea mengalami deviasi ringan dengan 0.985 p.u – 0.994 p.u hingga 1.006 p.u – 1.008 p.u dengan waktu redaman cepat $t = 9.4 - 13.1$ s detik dimana posisi pembangkit-

pembangkit ini jauh dari lokasi gangguan. Seluruh pembangkit berakhir pada kondisi *steady state* di 1.017 p.u di $t = 30$ detik.

Meskipun bentuk osilasi frekuensi bervariasi antar pembangkit, seluruh unit berhasil kembali ke nilai frekuensi nominal tanpa menunjukkan deviasi ekstrem. Berdasarkan Tabel 2.1 Permen ESDM No. 20 Tahun 2020, tidak terdapat frekuensi yang turun di bawah 0,95 p.u atau melebihi 1,05 p.u, yang dapat memicu pemadaman beban atau proteksi *under/overfrequency*. Perbedaan karakteristik dipengaruhi oleh inersia mesin, kapasitas daya, serta jarak terhadap lokasi gangguan. Hal ini menunjukkan bahwa sistem tetap berada dalam kondisi aman dan sinkron dari sisi frekuensi. Peran governor dan inersia terbukti efektif dalam menjaga kestabilan sistem selama kondisi transien.



4.5.4.4 Grafik Respon Tegangan Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1 (t = 1.275 detik)



Gambar 4. 20 Tegangan Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1

Keterangan :

- GI Bakaru
- GI PunagayaB
- GI Sengkang
- GI Makale
- GI PunagayaB
- GI Punagaya
- GI Pare-Pare
- GI NII Tanassa

Tabel 4. 19 Tegangan Ketika Gangguan Petir 1LG di Jalur Punagaya-Jeneponto 1

Gardu Induk	Tegangan Minimum (p.u)	Tegangan Maksimum (p.u)	Waktu Reda (s)
GI Bakaru	0.865	1.035	12.7
GI PunagayaB	0.281	1.043	14
GI PunagayaB	0.281	1.043	14
GI Punagaya	0.281	1.043	14
GI Sengkang	0.813	1.023	13.3
GI Pare-Pare	0.773	1.026	14.5

Gardu Induk	Tegangan Minimum (p.u)	Tegangan Maksimum (p.u)	Waktu Reda (s)
GI Makale	0.868	1.038	15.9
GI NII Tanassa	0.873	1.020	20

Berdasarkan Gambar 4.20, ketika PMT terbuka pada $t = 1.275$ detik, GI PunagayaB mengalami penurunan yang ekstrem ± 0.25 p.u lalu kembali stabil pada $t \approx 12$ detik menuju tegangan 1 p.u. Pada Tabel 4.19 menunjukkan GI Punagaya dan 2 GI PunagayaB menunjukkan tegangan minimum ekstrem, yaitu 0.281 p.u dan waktu redalam yang lama, yaitu $t = 14.0$ detik. Ini menandakan kurangnya daya reaktif paling hebat akibat hilangnya satu fasa dan masuknya arus nol/negatif pada sistem yang lokasinya yang dekat dengan titik gangguan. Sedangkan GI Pare-Pare, GI Sengkang, GI Makale, GI Bakaru dan GI NII Tanassa turun ke 0.773 p.u – 0.873 p.u dan naik 1.023 p.u – 1.038 p.u dengan waktu redaman $t = 12.7$ detik – 20 detik.

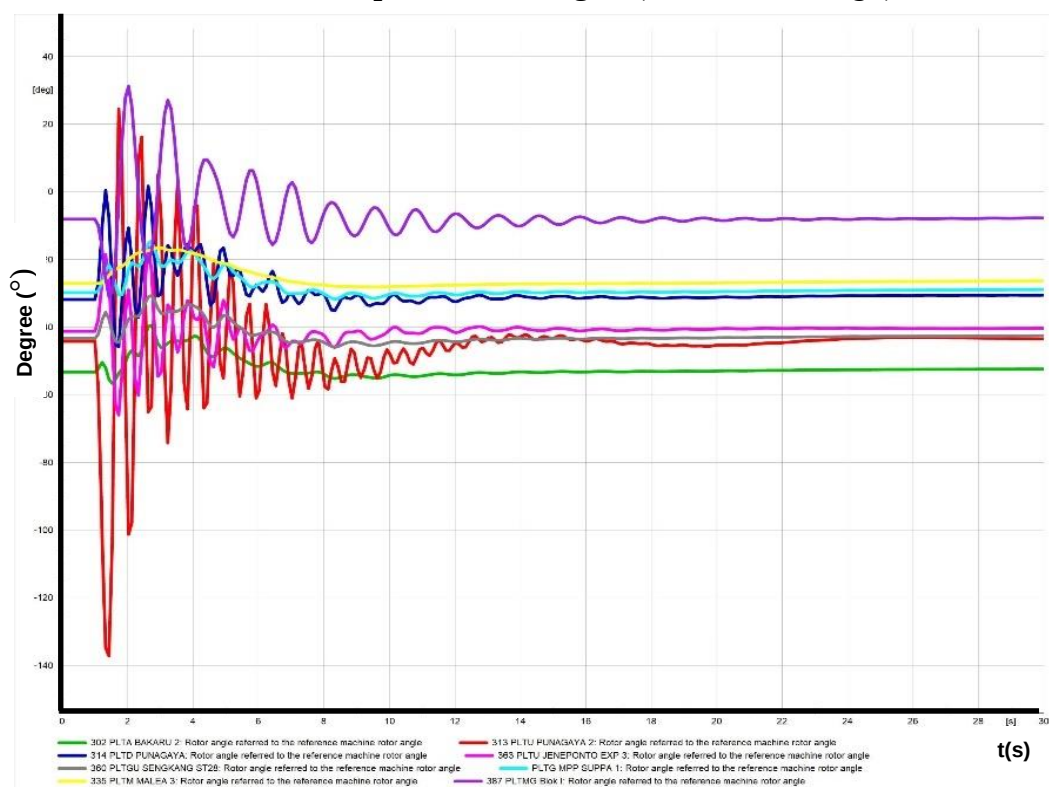
Berdasarkan Tabel 2.2 Permen ESDM No. 20 Tahun 2020, tegangan nominal untuk sistem transmisi 150 kV memiliki batas toleransi sebesar +5% hingga -10%, atau setara dengan 0.90–1.05 p.u.. Akan tetapi, seluruh Gardu Induk mengalami tegangan minimum di bawah batas toleransi dimana nilai terendah tercatat di GI Punagaya dan 2 GI PunagayaB sebesar 0.281 p.u. jauh di bawah batas bawah standar (0.90 p.u. Sebaliknya, untuk tegangan maksimum nya masih menunjukkan rentang tegangan yang stabil dalam batas toleransi.

4.5.5 Analisis Critical Clearing Time (CCT)

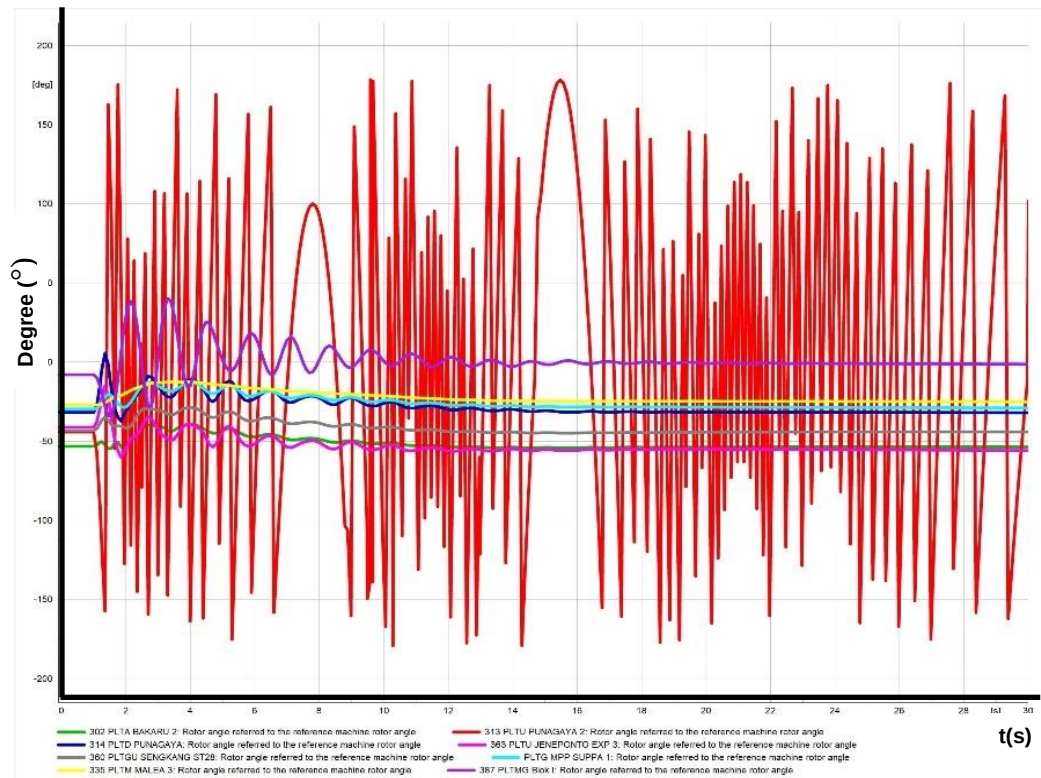
CCT merupakan batas waktu maksimum gangguan dapat dibiarkan terjadi sebelum sistem kehilangan kestabilan sinkronisasi. Dalam simulasi ini, dilakukan pengamatan terhadap respon sudut rotor pada unit-unit pembangkit yang telah di analisis sebelumnya di tiga skenario simulasi gangguan. Pada simulasi ini akan

dilakukan perbandingan waktu ketika PMT terbuka lalu menentukan waktu CCT yang tepat dengan cara *trial and error*. Menurut (Velimir Lackovic, 2019) Sistem dinyatakan tidak stabil apabila sudut rotor menunjukkan lonjakan terus-menerus atau $> 180^\circ$ yang menandakan lepas sinkronisasi. Berikut grafik perbedaan respon sudut rotor pada pembangkit di bawah ini.

4.5.5.1 CCT Skenario Pelepasan Pembangkit (*Generator Outage*)



Gambar 4. 21 Respon Sudut Rotor Stabil Ketika $t = 1.225$ detik



Gambar 4. 22 Respon Sudut Rotor Tidak Stabil Ketika $t = 1.240$ detik

Keterangan :

- | | |
|---------------------|----------------------|
| PLTA Bakar 2 | PLTU Punagaya 2 |
| PLTD Punagaya | PLTU Jeneponto Exp 3 |
| PLTGU Sengkang ST28 | PLTG MPP Suppa 1 |
| PLTM Malea 3 | PLTMG Blok I |

Critical Clearing Time (CCT) pada skenario ini adalah $t = 1.225$ detik, yaitu batas maksimum waktu untuk memutus gangguan agar sistem tetap berada dalam kondisi stabil. Berdasarkan hasil simulasi skenario pertama, Gambar 4.21 menunjukkan bahwa ketika gangguan diputus pada $t = 1.225$ detik, sistem masih mampu kembali ke kondisi sinkron. Osilasi sudut rotor memang terjadi akibat gangguan transien, namun mereda dalam waktu tertentu.

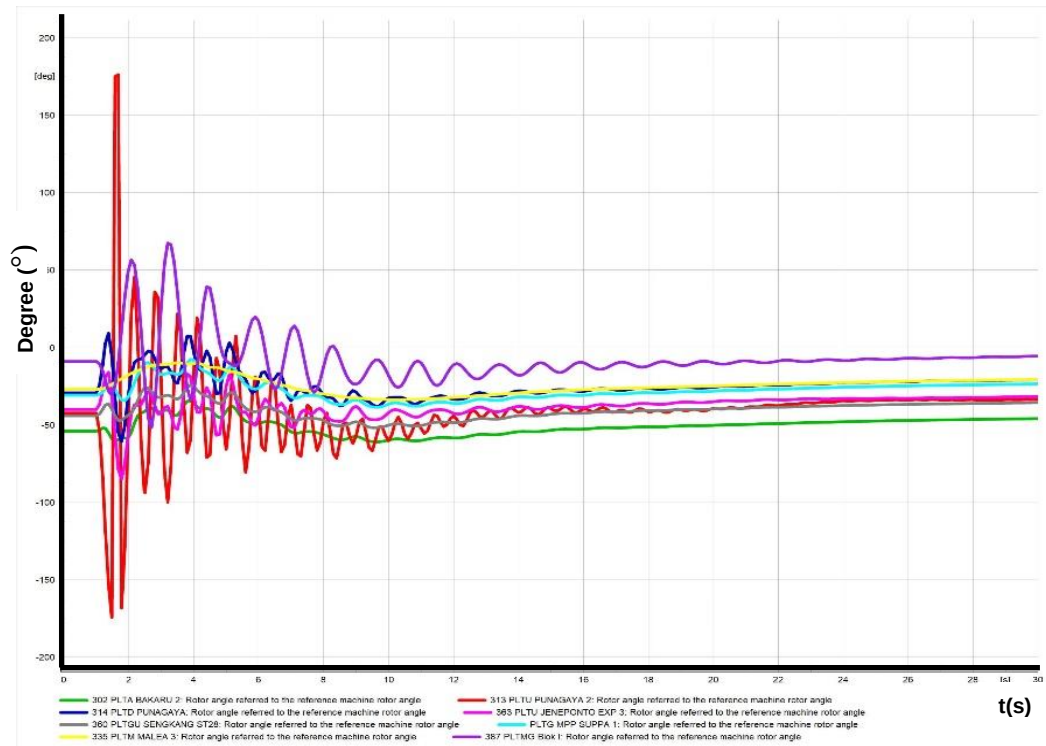
Sebaliknya, pada Gambar 4.22, saat gangguan diputus sedikit lebih lambat, yaitu pada $t = 1.240$ detik, sistem mulai menunjukkan ketidakstabilan dinamis. Hal ini ditunjukkan oleh PLTU Punagaya 2, yang terus berosilasi hingga akhir simulasi ($t = 30$ detik) tanpa tanda-tanda mereda menuju steady state. Meskipun sudut maksimumnya mencapai 177° , sistem tetap dikategorikan tidak stabil secara transien karena kehilangan kemampuan untuk kembali sinkron.

Selain PLTU Punagaya 2, pembangkit lain seperti PLTU Jeneponto Exp 3, PLTD Punagaya, dan PLTA Bakar 2 juga mengalami osilasi, namun dengan amplitudo yang lebih rendah. Sementara itu, PLTM Malea 3, PLTG MPP Suppa 1, dan PLTGU Sengkang ST28 memperlihatkan respon yang lebih tenang dan kembali stabil dengan cepat. Namun demikian, dalam penilaian kestabilan transien, fokus utama adalah pada unit yang paling terdampak.

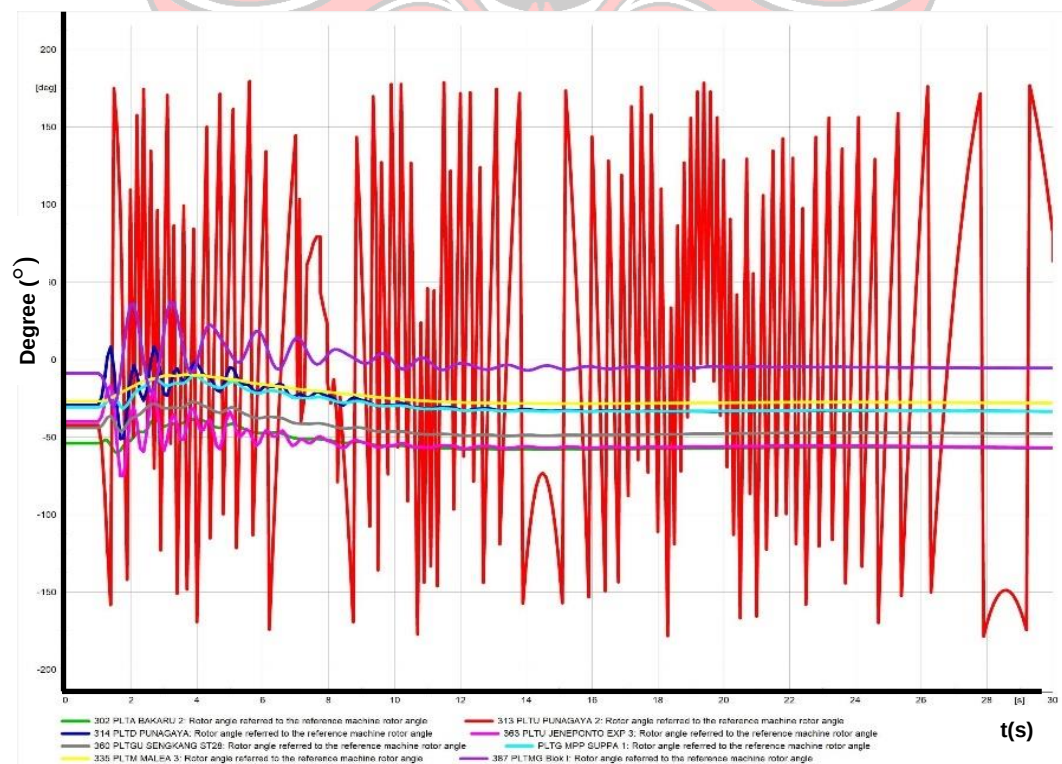
4.5.5.2 CCT Skenario Pemutusan PMT (*Switching Outage*)

Berdasarkan grafik sudut rotor sebelumnya pada Gambar 4.12, terlihat bahwa sistem tetap berada dalam kondisi stabil selama proses pemutusan jalur bertahap. Gangguan ini bersifat permanen dan bukan hubung singkat (*short circuit event*) dimana berdasarkan pendefinisian dari CCT sudah bertolak belakang dengan skenario kasus ini dimana CCT digunakan untuk mengukur batas waktu pembersihan gangguan hubung singkat (*fault*) agar sistem tetap stabil. Oleh karena itu, analisis CCT tidak diterapkan karena tidak ada *fault* yang perlu dibersihkan dalam jangka waktu tertentu.

4.5.5.3 CCT Skenario Gangguan Petir



Gambar 4. 23 Respon Sudut Rotor Stabil Ketika $t = 1.275$ detik



Gambar 4. 24 Respon Sudut Rotor Tidak Stabil Ketika $t = 1.280$ detik

Keterangan :

PLTA Bakaru 2	PLTU Punagaya 2
PLTD Punagaya	PLTU Jeneponto Exp 3
PLTGU Sengkang ST28	PLTG MPP Suppa 1
PLTM Malea 3	PLTMG Blok I

Critical Clearing Time (CCT) pada skenario gangguan satu fasa ke tanah ini adalah $t = 1.275$ detik, yaitu batas waktu maksimum untuk membersihkan gangguan agar sistem tetap berada dalam kondisi stabil. Pada Gambar 4.23 menunjukkan bahwa ketika gangguan dibersihkan pada $t = 1.275$ detik, sistem tetap stabil meskipun mengalami osilasi dengan waktu redaman yang berbeda-beda.

Namun, pada Gambar 4.24, gangguan dibersihkan sedikit lebih lambat, yaitu pada $t = 1.280$ detik (terlambat 0.005 detik), dan sistem langsung menunjukkan gejala ketidakstabilan. Hal ini terlihat dari penyimpangan sudut rotor secara drastis pada PLTU Punagaya 2 yang mencapai 179.5° dimana sangat dekat dengan ambang batas kehilangan sinkronisasi, yaitu 180° .

Selain PLTU Punagaya 2, pembangkit lain seperti PLTU Jeneponto Exp 3, PLTD Punagaya, dan PLTA Bakaru 2 juga menunjukkan respon osilatif akibat gangguan petir 1LG. Namun amplitudo osilasinya tetap berada dalam batas kestabilan. Sementara itu, PLTM Malea 3, PLTG MPP Suppa 1, dan PLTGU Sengkang ST28 memperlihatkan respon yang lebih tenang dan kembali stabil dalam waktu relatif singkat setelah gangguan dibersihkan.

4.5.6 Analisis Perbandingan Skenario

Pada poin ini dilakukan perbandingan performa sistem antara kondisi normal dan kondisi gangguan. Perbandingan ini bertujuan untuk mengidentifikasi sejauh mana gangguan membuat perubahan pada beban yang berdampak dan

mempengaruhi kestabilan sudut rotor, frekuensi sistem dan tegangan bus. Dimana parameter-parameter ini penting untuk menilai respon dinamis sistem tenaga tetap beroperasi dalam batas-batas kestabilan. Analisis dilakukan dengan merujuk pada hasil simulasi yang telah di peroleh sebelumnya, baik untuk kondisi normal maupun saat kondisi gangguan.

4.5.6.1 Perbandingan Beban

Berdasarkan Gambar 4.1, kondisi normal menunjukkan distribusi beban yang merata, dengan PLTU Jeneponto 3 Exp dan PLTU Punagaya 2 masing-masing menyuplai daya sebesar 74.1 MW dan 72.9 MW. Pembangkit lainnya, seperti PLTA Bakaru 2 dan PLTGU Sengkang ST28, serta unit skala kecil lainnya, beroperasi dalam rentang kapasitas sesuai kemampuan. Sistem dalam kondisi seimbang dan stabil sebelum gangguan terjadi.

Pada skenario pelepasan PLTU Punagaya 1, dapat dilihat pada gambar 4.7, terjadi penurunan pasokan daya sebesar 59 MW. Gangguan ini menyebabkan lonjakan beban yang sangat tajam pada pembangkit besar yang masih aktif, khususnya PLTU Punagaya 2 dan PLTU Jeneponto 3 Exp yang masing-masing naik hingga 168.2 MW dan 168.1 MW. Hal ini menunjukkan bahwa pembangkit-pembangkit tersebut secara otomatis menyerap hampir seluruh beban yang hilang akibat keluarnya unit dari sistem. Waktu redaman terjadi dalam rentang $t = 15 - 21$ detik, yang merefleksikan kinerja sistem kontrol primer seperti governor dalam menyeimbangkan kembali daya dan frekuensi.

Pada skenario pemutusan jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2, dapat dilihat pada gambar 4.12, terjadi nya perubahan arah aliran daya dalam sistem. PLTU

Jeneponto 3 Exp dan PLTU Punagaya 2 masing-masing mencatat lonjakan daya ke 85.6 MW dan 81.6 MW. Respon ini terjadi karena keduanya berada dalam jalur distribusi utama, sehingga setelah gangguan, beban tersalur melalui keduanya sebagai jalur alternatif. Lonjakan terjadi pada pemutusan Punagaya-Jeneponto Ekst 2 di $t = 180$ detik dan waktu redaman $t = 200$ detik.

Sementara itu, pada skenario ketiga yang melibatkan gangguan eksternal, yaitu petir satu fasa ke tanah, dapat dilihat pada gambar 4.17, memicu lonjakan yang lebih ekstrem. PLTU Jeneponto 3 Exp naik hingga 203.2 MW dan PLTU Punagaya 2 mencapai 161.9 MW hanya dalam waktu 15–26 detik. Respon ini muncul karena tegangan drop drastis di sekitar titik gangguan, menyebabkan AVR dan governor pembangkit bereaksi cepat untuk menstabilkan sistem. Pembangkit-pembangkit kecil yang jauh dari titik gangguan menunjukkan perubahan daya yang lebih tenang dan tidak mengalami *overshoot* besar.

Secara keseluruhan, perubahan beban bisa disebabkan pada berbagai macam gangguan (hilangnya pembangkit, konfigurasi sistem dan gangguan sesaat atau eksternal) dimana memicu ketidakseimbangan distribusi daya. Besar kecilnya respon sangat ditentukan oleh kapasitas pembangkit, lokasi relatif terhadap titik gangguan, dan karakteristik kontrol seperti inersia dan sistem governor.

4.5.6.2 Perbandingan Sudut Rotor

Pada kondisi normal, sebagai acuan, bisa dilihat pada Gambar 4.2 dimana tiap generator konstan antara -54° hingga -9° selama $t = 30$ detik simulasi sebelum gangguan, menunjukkan hasil tanpa osilasi. Hal ini menandakan sistem berada dalam kondisi sinkron dan stabil.

Pada skenario pelepasan pembangkit PLTU Punagaya 1, bisa dilihat pada Gambar 4.8, dimana pada saat terlepas di $t = 1$ detik, semua unit mengalami osilasi. PLTU Punagaya 2 mencatat *overshoot* terbesar pada kasus ini yaitu 24.62° dan PLTMG Blok I memiliki durasi redaman terlama. Hal ini menunjukkan kombinasi inersia dan jarak ke gangguan menentukan intensitas dan durasi isolasi dan juga gangguan pelepasan satu unit pembangkit menimbulkan ketidakseimbangan daya secara mendadak.

Pada skenario pemutusan jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2, dapat dilihat pada Gambar 4.13, menyebabkan distribusi daya sistem berubah drastis, sehingga sudut rotor pada hampir seluruh pembangkit yang dianalisis mengalami *overshoot* besar dan durasi transien nya lebih lama. PLTU Punagaya 2 dan PLTD Punagaya juga mengalami respon pada -43.73° dan -25.44° , dan dengan waktu redaman yang cukup lama, yaitu sekitar $t = 33-34$ detik karena posisi nya yang juga dekat dengan lokasi gangguan. Namun demikian, seluruh pembangkit kembali ke kondisi sinkron yang menandakan sistem masih mampu menjaga kestabilannya secara transien.

Sementara itu, pada skenario ketiga yang melibatkan gangguan eksternal, yaitu petir satu fasa ke tanah, dapat dilihat pada Gambar 4.18 PLTU Punagaya 2 menunjukkan respon paling ekstrem dengan *overshoot* mencapai 176.2° , yang nyaris menyentuh ambang batas kehilangan sinkronisasi. PLTMG Blok I juga mencatat *overshoot* cukup tinggi, yaitu sebesar 67.4° , meskipun lokasinya jauh dari pusat gangguan. Namun demikian, seluruh unit tetap mampu meredam osilasi dan kembali stabil dalam waktu kurang dari $t = 23$ detik.

Secara umum, PLTU Punagaya 2 dengan inersia $H = 4$ detik menunjukkan respon paling tajam dan kritis di ketiga kasus. Selanjutnya untuk PLTMG Blok I dengan inersia $H = 4$ detik, dimana tergolong besar, unit ini sensitif dan cenderung menunjukkan *overshoot* tinggi, diduga karena kontrol governor yang agresif. Sementara itu, pembangkit dengan inersia terkecil dengan $H = 2.2$ detik, yaitu PLTA Bakaru 2 biasanya menunjukkan osilasi awal yang besar tetapi cepat reda dan lokasinya jauh dari gangguan. Maka dari itu, hasil simulasi menunjukkan bahwa tingkat keparahan respon sudut rotor dipengaruhi oleh tiga faktor utama, yaitu nilai inersia, jarak terhadap lokasi gangguan dan karakteristik kontrol pembangkit.

4.5.6.3 Perbandingan Frekuensi

Pada kondisi normal, dapat dilihat pada Gambar 4.3, seluruh pembangkit yang dilakukan analisis mempertahankan frekuensi tetap di 1.0 p.u (50 Hz) sepanjang durasi simulasi. Hal ini menunjukkan bahwa sistem berada dalam keadaan seimbang antara daya mekanik dan daya listrik tanpa adanya osilasi atau deviasi frekuensi.

Pada skenario pelepeasan pembangkit PLTU Punagaya 1, dapat dilihat pada Gambar 4.9, penurunan frekuensi turun hingga 0.997 p.u – 0.991 p.u. (49.55 - 49.85 Hz) Pembangkit-pembangkit yang dekat dengan lokasi gangguan, yaitu PLTU Punagaya 2, PLTU Jeneponto Exp 3, PLTD Punagaya, menunjukkan deviasi yang tajam dan waktu redaman yang lebih lama. Sebaliknya, unit-unit yang letaknya lebih jauh seperti PLTGU Sengkang ST28, PLTG MPP Suppa 1, dan PLTMG Blok I, PLTA Bakaru dan PLTM Malea 3 menunjukkan pola osilasi yang lebih ringan.

Pada skenario pemutusan jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2, dapat dilihat pada Gambar 4.14, seluruh pembangkit mengalami penurunan frekuensi yang lebih dalam hingga 0.97 p.u. (48.5 Hz) namun pola pemulihannya seragam. Hal ini karena perubahan aliran daya besar antar wilayah akibat gangguan menyebabkan sistem kontrol kecepatan atau governor pada pembangkit aktif secara serempak. Respons ini membantu menstabilkan frekuensi sistem dalam waktu sekitar $t = 50$ detik, menunjukkan bahwa sistem tenaga mampu menjaga kestabilan secara keseluruhan meskipun terjadi redistribusi beban.

Sementara itu, pada skenario ketiga yang melibatkan gangguan eksternal, yaitu petir satu fasa ke tanah, dapat dilihat pada Gambar 4.19, deviasi frekuensi cukup bervariasi antar pembangkit. PLTU Punagaya 2 mengalami lonjakan dari 0.983 p.u - 1.015 p.u. (49.65 – 50.75 Hz) dan PLTMG Blok I juga menunjukkan fluktuasi besar meskipun berada jauh dari gangguan. Ini menunjukkan bahwa meskipun jenis gangguan ini tergolong ringan secara teknis, efeknya bisa sangat ekstrem secara lokal, terutama bila lokasi gangguan berdekatan dengan pembangkit besar dan kontrol primernya sangat sensitif.

Meskipun ketiganya menyebabkan deviasi dan osilasi dari kondisi normal, tidak ada skenario yang menyebabkan frekuensi keluar dari batas toleransi (0.95–1.05 p.u). Ini menunjukkan bahwa sistem tetap berada dalam kondisi stabil dan peran governor dan inersia dalam mengontrol gangguan.

4.5.6.4 Perbandingan Tegangan

Pada kondisi normal, dapat dilihat pada Gambar 4.4, seluruh bus menunjukkan tegangan yang stabil dalam rentang 0.95–1.008 p.u. Seluruh fluktuasi masih

dalam batas toleransi operasi dan tidak ada indikasi penurunan tegangan kritis. Hal ini menandakan sistem berada dalam kondisi nominal dengan pasokan daya reaktif yang seimbang.

Pada skenario pelepeasan pembangkit PLTU Punagaya 1, dapat dilihat pada Gambar 4.10, gangguan ini menyebabkan bus Punagaya11 dan Punagaya13 turun secara signifikan, yaitu 0.46 dan 0.36 p.u. Sementara bus yang jauh dari gangguan seperti Bakaru11 dan Tanassa11 tetap berada di atas 0.85 p.u dan pulih dalam waktu $t = < 13$ detik. Dibandingkan kondisi normal, gangguan ini menyebabkan tegangan drop lokal yang ekstrem dan dapat menyebabkan ketidakstabilan tegangan area di sekitarnya.

Pada skenario pemutusan jalur Punagaya-Jeneponto Ekst 1 dan 2, dapat dilihat pada Gambar 4.15, meskipun penurunan tegangan tidak sebesar skenario pertama dimana tegangan minimum berada pada 0.971–0.981 p.u pada bus terdekat seperti GI Punagaya, sementara bus jauh seperti GI Bakaru tetap di atas 0.99 p.u. Meskipun semua nilai masih dalam batas aman, waktu pemulihan sistem secara keseluruhan lebih lama, mencapai $t = > 200$ detik. Hal ini menunjukkan bahwa gangguan pada jaringan transmisi dapat menyebabkan ketidakstabilan tegangan yang lebih tersebar.

Sementara itu, pada skenario ketiga yang melibatkan gangguan eksternal, yaitu petir satu fasa ke tanah, dapat dilihat pada Gambar 4.20, menunjukkan pola yang berbeda. Meskipun hanya satu fasa yang terganggu (fasa a), GI Punagaya mengalami tegangan ekstrem hingga 0.281 p.u yang dimana terendah dari semua skenario. Ini terjadi karena masuknya arus nol dan negatif ke sistem serta

kehilangan daya reaktif yang sangat tinggi. Namun demikian, seluruh bus mampu kembali stabil dalam waktu $t = < 20$ detik. Dibandingkan kondisi normal, skenario ini menunjukkan tegangan jatuh tajam secara lokal namun sistemik redamannya cepat, berkat koordinasi AVR dan dukungan pembangkit lain.



BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

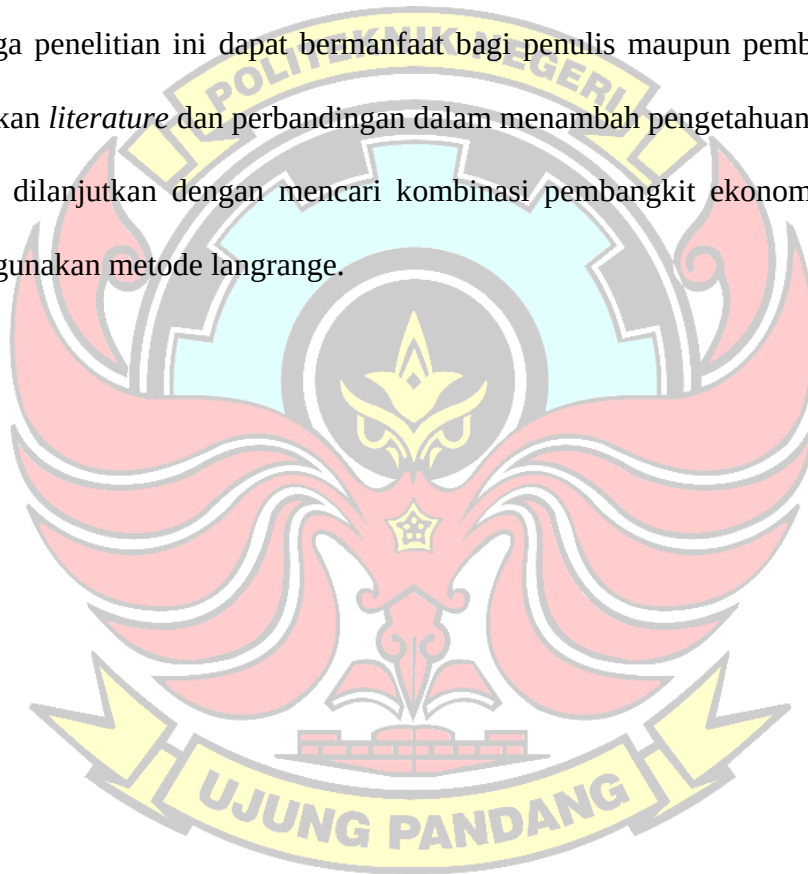
Berdasarkan tujuan penelitian, dapat disimpulkan beberapa hal sebagai berikut:

1. Kestabilan transien dianalisis melalui tiga skenario gangguan berbeda, yaitu pelepasan pembangkit, pemutusan jalur transmisi, dan gangguan petir satu fasa ke tanah. Setiap skenario membuat perubahan pada beban dan memberikan dampak berbeda terhadap sudut rotor, frekuensi, dan tegangan. Masing-masing pembangkit menunjukkan respon yang dipengaruhi oleh nilai inersia, posisi relatif terhadap titik gangguan, serta karakteristik kontrolnya. Pada gangguan pelepasan PLTU Punagaya 1, PLTMG Blok I mengalami *overshoot* sudut rotor tertinggi sebesar $39,70^\circ$ dengan waktu redaman 18,9 detik. Pada gangguan pemutusan jalur transmisi, PLTU Punagaya 2 mencatat deviasi sudut hingga $-43,73^\circ$ dan membutuhkan waktu 34 detik untuk kembali stabil. Sedangkan pada gangguan petir 1LG, GI Punagaya mengalami penurunan tegangan ekstrem hingga 0.283 p.u, namun sistem berhasil pulih dalam waktu kurang dari 20 detik. Secara keseluruhan, meskipun ketiganya memicu perubahan beban, sistem Sulbagsel tetap berada dalam kondisi sinkron dan stabil, menunjukkan bahwa sistem masih mampu mempertahankan kestabilan transien terhadap ketiga gangguan tersebut.
2. Waktu pemutus kritis (*Critical Clearing Time*) yang diperoleh digunakan sebagai dasar evaluasi ketahanan sistem terhadap gangguan transien. Nilai perhitungan CCT tiap gangguan untuk semua titik gangguan dapat dijadikan sebagai waktu

referensi pemutusan gangguan oleh CB (Circuit Breakers) dengan mengambil nilai paling minimum pada setiap titik gangguan

5.2. Saran

1. Bagi peneliti selanjutnya, diharapkan agar dapat menggunakan data sistem yang lebih relevan yang dimiliki oleh PT. PLN (Persero), hal ini penting untuk lebih mendukung keakuratan penelitian ini.
2. Semoga penelitian ini dapat bermanfaat bagi penulis maupun pembaca untuk dijadikan *literature* dan perbandingan dalam menambah pengetahuan.
3. Dapat dilanjutkan dengan mencari kombinasi pembangkit ekonomis dengan menggunakan metode langrange.



DAFTAR PUSTAKA

- (Persero), P. P. (2025). *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2025 - 2034*. PT PLN (Persero).
- Al-ani, A. (2021). *Power Plants: Ch 3 Steam Power Plants*. PT. PAL Indonesia. 3
- Andriani, T. (2024). Pakar UGM Ungkap Faktor Penyebab Konsumsi Energi Listrik di Indonesia Masih Rendah.
<https://ugm.ac.id/id/berita/pakar-ugm-ungkap-faktor-penyebab-konsumsi-energi-listrik-di-indonesia-masih-rendah/>. Diakses 20 Desember 2024
- Angeliki, T. (2020). Dynamic Stability Analysis of Power Systems. Department of Electrical And Computer Engineering University of Thessaly
- Anwar, R.S. (2017). Analisis Stabilitas Transien dan Mekanisme Pelepasan Beban Akibat Penambahan Pembangkit 1x26,8 MW Pada Sistem Kelisitrikan PT. Petrokimia Gresik. Surabaya: Fakultas Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember
- Asri, A. (2015). OPTIMISASI REKONFIGURASI JARING MENGGUNAKAN LOAD CURTAILMENT UNTUK MENGISOLASI GANGGUAN DALAM DISTRIBUTION AUTOMATION SYSTEM PADA SISTEM MICROGRID
- Baraskaga, A. (2018). Analisa Stabilitas Sudut Rotor Pada Jaringan Distribusi Kota Payakumbuh Yang Terhubung Distributed Generator. Surabaya: Fakultas Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember
- Benedicta, N. (2021). Analisis Scanning Setting Proteksi Distance Relay Pada Penghantar 150 Kv Gardu Induk Garuda Sakti Ke Gardu Induk Balai Pungut. Pekanbaru: Fakultas Sains Dan Teknologi Universitas Islam Negeri Sultan Syarif Kasim Riau
- C.Ganesh, Prasad, P. B., & Gopal, G. V. (2014). Transient Stability Enhancement during Damping of Low Frequency Oscillations of a Multi-Machine Power System Using Adaptive Neuro-Fuzzy Controller for FACTS devices. *International Journal of Engineering Research and Development*.
- ESDM, K. (2025). *Capaian Kinerja Sektor ESDM Tahun 2024*. Kementerian ESDM.

- Fajriansyah, A. (2023). Analisis Perbaikan Gas Kompresor Menggunakan Metode Corrective Maintenance Di PT Krakatau Chandra Energi. Jurusan Teknik Mesin Universitas Sultan Ageng Tirtayasa
- Fathurochman, A. (2016). Analisis Stabilitas Transien Dan Tegangan Pada Sistem Tenaga Listrik Akibat Instalasi Pembangkitan Terdistribusi. Surabaya: Jurusan Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember
- Hasibuan, A., & Isa, M. (2020). Analisa Aliran Daya Pada Sistem Tenaga Listrik Dengan Metode Fast Decoupled Menggunakan Software Etap. *Rekayasa Elektrikal dan Energi*: 38
- Irpan. (2013). Tinjauan Hukum Tentang PT. PLN (Persero) Sebagai Pelaku Usaha Didalam Penyediaan Listrik Bagi Konsumen, 1(1).
- Jang, J., & Kim, D. (2023). *Singularity handling for unbalanced three-phase transformers in Newton-Raphson power flow analyses using Moore-Penrose Pseudo-inverse*. *IEEE Access*: 3-4
- Jatmiko, P., & Nisworo, S (2022). Stabilitas Transien Pada Generator Kapasitas 6,4 Mw Akibat Perubahan Beban: Studi Kasus Pada PLTA Jelok. Jurusan Teknik Elektro Universitas Tidar
- Listin, T. W., Thaha, S, & Naim, K. (2021). Analisis Susut Energi (Losses) Jaringan Tegangan Menengah (20kv) Di Bandar Udara Internasional Sultan Hasanuddin Makassar. *Prosiding Seminar Nasional Teknik Elektro dan Informatika (SNTEI)*: 168-169
- Marwan, R. R. (2016). Analisis Gangguan Tidak Seimbang . *INTEK*:103
- MINERAL, M. E. (2020). PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA NOMOR 20 TAHUN 2020
- Mustari, & Kurniawan, R. (2024). Analisis efisiensi transformator dalam pembangkit listrik di PT. PLN Indonesia Power UPDK Keramasan. *Jurnal Penelitian Sains*: 137
- Qazi, S (2017). *Photovoltaics for Disaster Relief and Remote Areas*, Elsevier: 4.
- Reski, P. P. (2016). Studi Analisa Stabilitas Transien Sistem Jawa-Madura-Bali (Jamali) 500kV Setelah Masuknya Pembangkit Paiton 1000 MW Pada Tahun 2021. Surabaya: Jurusan Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember

- Said, S. M. (2023). STUDI KESTABILAN FREKUENSI SISTEM KELISTRIKAN PADA PABRIK PT. SEMEN TONASA SETELAH ON-GRID DENGAN PLN . *EKSITASI*.
- Salama, W. S. (2021). Analisis Kestabilan Tegangan Pada Sistem Tenaga Listrik Sulbagsel Akibat Hilangnya Beban Besar.
- Simanjuntak, A. J. (2022). Efisiensi Biaya Pentanahan Transformator 60 MVA-150 kV Di PT PLN (Persero) P3B Sumatera Utara Gardu Induk Sibolga. Medan: Fakultas Sains dan Teknologi Universitas Pembangunan Pancabudi
- Solutions, E. P. (2025). Understanding EMT vs. RMS Simulations in Electrical Power Systems . *Engineering Power Solutions*.
<https://www.engineeringpowersolutions.co.uk/emt-vs-rms-simulations-in-electrical-power-systems/#:~:text=Simulasi%20RMS,dan%20dalam%20kondisi%20steady%2Dstate>. / Diakses 07 Juli 2025
- Sulistiawati, I. B. (2018). Analisa Kestabilan Transient Menggunakan Reduksi Kron Pada Sistem Multi Mesin. Malang: Lembaga Penelitian dan Pengabdian Kepada Masyarakat Institut Teknologi Nasional Malang
- Sulistiawati, I. B., Priyadi, A., & Qusdi, O. A. (2016). *Critical Clearing Time prediction within various loads for transient stability assessment by means of the Extreme Learning Machine method*. Elsevier: 346
- Suryani, I., & Wartono. (2020). Modifikasi Metode Runge Kutta Orde 4 Bentuk Kutta dengan Rata – Rata Geometri. Riau: Program Studi Matematika Universitas Islam Negeri Sultan Syarif Kasim Riau
- Syamri, S. P. (2024). Analisis Kestabilan Frekuensi Dan Tegangan Akibat Lepasnya Pltu Jeneponto Pada Sistem Kelistrikan Sulbagsel. Makassar: Jurusan Teknik Elektrok Politeknik Negeri Ujung Pandang
- Syahputra, R. (2021). Transmisi dan Distribusi Tenaga Listrik. *Eurak Media Aksara*: 11.
- Velimir Lackovic, C. E. (2019). *Power System Transient Stability* . Continuing Education and Development, Inc.
- Yakout, A., & Sabry, W. (2021). *Enhancing rotor angle stability of power systems using marine predator algorithm based cascaded PID control*. *Ain Shams Engineering Journal*:

LAMPIRAN

Lampiran 1 Kronologis Kejadian

EXECUTIVE SUMMARY



KRONOLOGIS KEJADIAN GANGGUAN PLTU JENEPONTO 1 & 2 TANGGAL 10 OKTOBER 2022

- Pemeliharaan Rutin 2 tahunan dilaksanakan berdasarkan jadwal padam dari UPT Makassar yg telah di sepakati di Rakorsis bulan September 2022
- Pukul 11:53 PMT 5A7 dan PMT 5AB7 di GI Punagaya dilepas untuk pemeliharaan terencana Line 2 Punagaya - Jeneponto eksisting, Pukul 13:07 PMT 5B1 di GI PLTU Jeneponto eksisting dilepas, Pukul 13:10:09 PMT 5AB1 di GI PLTU Jeneponto eksisting dilepas, Sesaat kemudian PMT 5AB3, PMT 5A3 dan PMT 5A1 di GI PLTU Jeneponto eksisting Trip, Pukul 13:10 PLTU Barru Ext turun beban dari 95 MW ke 38 MW kemudian pukul 13:17 PLTU SB 2 Trip beban 38 MW indikasi HLH Steam Temp Drop.
- Penyebab gangguan diperkirakan adanya perbedaan antara konfigurasi di GIS PLTU Jeneponto eksisting dengan konfigurasi SCADA GIS PLTU Jeneponto eksisting.**
- Gangguan tersebut menyebabkan PLTU Jeneponto 1 & 2 hilang suplai sebesar 164 MW dan PLTU Barru ext 35 MW.
- Lepasnya pembangkit menyebabkan UFR Tahap 2 dan MLS dengan total beban 158,09 MW dengan ENS sebesar 207,62 MWh. Seluruh beban padam normal pada pukul 15:00 dengan durasi pemulihan selama 1 jam 50 menit.

www.pln.co.id





Lampiran 3 Lembar Asistensi

LEMBAR KONSULTASI / ASISTENSI
TUGAS AKHIR SEMESTER GANJIL 2024/2025
D4 TEKNIK LISTRIK JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
POLITEKNIK NEGERI UJUNG PANDANG

Nama Mahasiswa : Adilah Muflihah Taslim
 NIM : 42121001
 Judul Tugas Akhir : Analisis Kestabilan Transien Akibat Perubahan Beban Pada Sistem Kelistrikan Sulbagsel
 Dosen Pembimbing : I Andarini Asri, S.T.,M.T.
 II Alamsyah Achmad, S.Pd.,M.T.

No.	Tgl	Uraian/Anjuran Pembimbing I	Tgl	Uraian/Anjuran Pembimbing II	Tanda Tangan Pembimbing	
					I	II
1.	17/06/25	Siap dimulai				
2.	19/06/25	- lanjut bab 4. - Analisis yg dkk	20/06/25	Bab IV.		
3.	26/6/25	- Hasil simulasi - Lanjut Bab 4	27/6/25	Analisis cct.		
4.	27/6/25	Buatkan tabel analisis	3/7/25	Latihan belah ketupat		
5.	4/7/25	Buat perbandingan kens	4/7/25	Daftar pustaka		
6.	2/7/25	Analisis cct	12/7/25	Acc		
7.	3/7/25	Perbaikan penulisan				
8.	7/7/25	Buat abstrak				
9.	9/7/25	ACC				
10.						
11.						
12.						

Lampiran 4 Revisi Penguji

LAMPIRAN BERITA ACARA PRELAKSANAAN UJIAN SIDANG SKRIPSI

Nama Mahasiswa : Adilah Muflihah Taslim
No. Stambuk : 42121001

Catatan/Daftar Revisi Penguji :

No.	Nama	Uraian	Tanda Tangan
1.	Farma Thaha	- Nama tabel hal. 14. - Halus "Secara" hal. 34. 39 pembangkit ---- hal. 26. - Ada tabel jika berpedas halaman. - Tabel 4.3 $\Rightarrow$ apa keruk? - Tabel 4.1 $\Rightarrow$ nyatakan kebenaran? - Tabel 4.4 $\Rightarrow$ Bilan kapan? max? - Pegelas kut. $\times$ 8 y. - Tabel 4.10 $\Rightarrow$ perjelas tabel ---- - Kondisi kantiem max? - Tabel 4.13 $\Rightarrow$ perjelas kut. kondisi kantiem.	 25-7-2025
2)	Wisma	- Penulisan Daftar gambar - Sumber tabel pada hal. 36-52 - lingkupi hal. 34. - grafik di lingkupi nama nya. Sumbu x, y. - Jelaskan apa saja unit pembangkit - Sekeloh apa pembangkit kerup? - Sgaur hal 63 dari mana? - Jelaskan t setiap skenario - Jelaskan kondisi M10	 21/07/2025
3	A-RIZKI.S	Jelaskan kondisi M10	

Makassar, 17 Juli 2025
Sekretaris Penguji,

Wisma Sapuhi
Aksan ST. M.T.
196606011990031001

Catatan:

Jika ada perubahan Judul Tugas Akhir Konfirmasi secepatnya ke Bagian Akademik