



TESIS

**STUDI DAMPAK PENGEMBANGAN PLTS TERAPUNG
DANAU POSO PADA SISTEM KELISTRIKAN SULAWESI
BAGIAN SELATAN**

DISUSUN OLEH :

ANDI MURNIAWATI
NIM: 202110029

**PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK ELEKTRO
SEKOLAH PASCASARJANA
INSTITUT TEKNOLOGI PLN
JAKARTA, 2025**

**STUDI DAMPAK PENGEMBANGAN PLTS TERAPUNG
DANAU POSO PADA SISTEM KELISTRIKAN SULAWESI
BAGIAN SELATAN**

TESIS



**Diajukan untuk Memenuhi Sebagian Persyaratan
Guna Memperoleh Gelar Magister Teknik**

Disusun Oleh :

ANDI MURNIAWATI
NIM: 202110029

**PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK ELEKTRO
SEKOLAH PASCASARJANA
INSTITUT TEKNOLOGI PLN
JAKARTA, 2025**

PERNYATAAN KEASLIAN TESIS

Nama : Andi Murniawati
NIM : 202110029
Program Studi : Magister Teknik Elektro
Fakultas : Ketenagalistrikan dan Energi Terbarukan
Judul Tesis : Studi Dampak Pengembangan PLTS Terapung Danau Poso pada Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam Tesis ini tidak terdapat karya yang pernah diajukan untuk memperoleh gelar Ahli Madya/Sarjana/Magister baik di lingkungan Institut Teknologi PLN maupun di suatu Perguruan Tinggi, dan sepanjang pengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang pernah ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini dan disebutkan dalam daftar pustaka. Pernyataan ini dibuat dengan penuh kesadaran dan rasa tanggung jawab serta bersedia memikul segala resiko jika ternyata pernyataan ini tidak benar.

Jakarta, Februari 2025




(Andi Murniawati)

LEMBAR PENGESAHAN PEMBIMBING

TESIS

**STUDI DAMPAK PENGEMBANGAN PLTS TERAPUNG
DANAU POSO PADA SISTEM KELISTRIKAN SULAWESI
BAGIAN SELATAN**

Disusun Oleh



ANDI MURNIAWATI
NIM : 202110029

Diajukan untuk Memenuhi Sebagian Persyaratan
Guna Memperoleh Gelar Magister Teknik

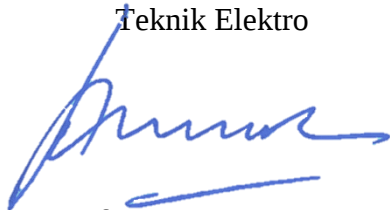
**PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK ELEKTRO
SEKOLAH PASCASARJANA
INSTITUT TEKNOLOGI PLN**

Jakarta, Februari 2025

Mengetahui,

Disetujui,

Kepala Program Studi Magister
Teknik Elektro



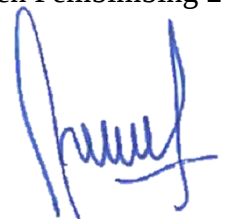
Prof. Dr. Dr. Aminullah
Assagaf, SE., MS., MM., M.Ak

Dosen Pembimbing 1



Dr. Musa Partahi
Marbun, ST., MT

Dosen Pembimbing 2



Dr. Ir. Herry Nugraha,
ST., MT

LEMBAR PENGESAHAN TIM PENGUJI

TESIS

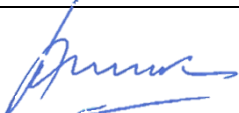
STUDI DAMPAK PENGEMBANGAN PLTS TERAPUNG DANAU POSO PADA SISTEM KELISTRIKAN SULAWESI BAGIAN SELATAN

Disusun Oleh

ANDI MURNIAWATI
NIM : 202110029

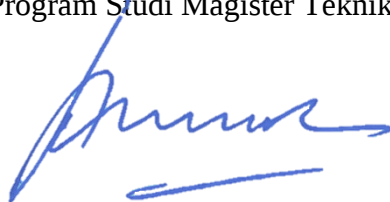
Telah disidangkan dan dinyatakan **LULUS** pada sidang Tesis Pada Program Studi
Magister Teknik Elektro Sekolah Pascasarjana Institut Teknologi PLN pada 22 Februari
2025.

TIM PENGUJI

Nama	Jabatan	Tanda Tangan
1. Prof. Dr. Dr. Aminullah Assagaf, SE., MS., MM., M.Ak	Ketua Sidang	
2. Prof. Ir. Syamsir Abduh, MM., PhD., IPU	Penguji	
3. Dr. Rummi Sirait, ST., MT	Sekretaris Sidang	
4. Dr. Musa Partahi Marbun, ST., MT	Pembimbing 1	
5. Dr. Ir. Herry Nugraha, ST., MT	Pembimbing 2	

Mengetahui,

Kepa Program Studi Magister Teknik Elektro



Prof. Dr. Dr. Aminullah Assagaf, SE., MS., MM., M.Ak

UCAPAN TERIMA KASIH

Dengan ini saya menyampaikan penghargaan dan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada yang terhormat :

Dr. Musa Partahi Marbun, ST., MT Selaku Dosen Pembimbing 1

Dr. Ir. Herry Nugraha, ST., MT Selaku Dosen Pembimbing 2

Yang telah memberikan petunjuk, saran-saran serta bimbingannya sehingga Tesis ini dapat diselesaikan.

Jakarta, Februari 2025



Andi Murniawati
NIM 202110029

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TESIS UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

Sebagai sivitas akademika Institut Teknologi – PLN, saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Andi Murniawati
NIM : 202110029
Program Studi : Magister Teknik Elektro
Fakultas : Sekolah Pascasarjana
Judul Karya : Tesis

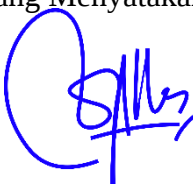
Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Institut Teknologi – PLN **Hak Bebas Royalti Non Eksklusif** (*Non-exclusive Royalty Free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul :

STUDI DAMPAK PENGEMBANGAN PLTS TERAPUNG DANAU POSO PADA SISTEM KELISTRIKAN SULAWESI BAGIAN SELATAN

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Non Eksklusif ini Institut Teknologi-PLN berhak menyimpan, mengalih media/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (database), merawat, dan mempublikasikan Proyek Akhir/Skripsi/Tesis saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilih Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta
Pada tanggal : Februari 2025
Yang Menyatakan,


Andi Murniawati

STUDI DAMPAK PENGEMBANGAN PLTS TERAPUNG DANAU POSO PADA SISTEM KELISTRIKAN SULAWESI BAGIAN SELATAN

Nama : Andi Murniawati
NIM : 202110029
Pembimbing 1 : Dr. Musa Partahi Marbun, ST., MT
Pembimbing 2 : Dr. Ir. Herry Nugraha, ST., MT

ABSTRAK

Dalam upaya mencapai *net zero emissions* pada 2060, Indonesia mendorong pengembangan PLTS sebagai bagian dari bauran energi terbarukan. Pengembangan PLTS menjadi salah satu alternatif, namun di sisi lain kebutuhan lahan yang luas dan tantangan intermitensi terhadap frekuensi sistem perlu menjadi perhatian. Studi ini bertujuan untuk menganalisis dampak integrasi PLTS terapung Danau Poso terhadap stabilitas frekuensi Sistem Kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan dan memberikan rekomendasi untuk peningkatan keandalan sistem. Studi ini menggunakan pemodelan sistem kelistrikan Sulbagsel sebelum dan sesudah integrasi PLTS terapung dengan mempertimbangkan kuota PLTS dalam RUPTL. Simulasi menggunakan *Plexos* untuk optimasi produksi dan *DIgSILENT PowerFactory* untuk analisis kestabilan frekuensi. Penelitian ini menemukan bahwa pengembangan PLTS terapung Danau Poso merupakan salah satu alternatif untuk meningkatkan bauran EBT. Dampak integrasi PLTS Terapung kapasitas 50 MW pada tahun 2028, 100 MW dan 200 MW pada tahun 2031 dan 2033 menghasilkan deviasi frekuensi maksimum yang melebihi batas toleransi $\pm 0,2$ Hz. Penyesuaian kapasitas PLTS tanpa BESS, seperti 11 MW pada tahun 2028 dan 40 MW pada tahun 2031 dan 2033, menghasilkan deviasi sebesar 0,2129 Hz dan 0,2 Hz (mendekati batas toleransi). Dengan penambahan BESS, deviasi maksimum frekuensi dapat ditekan dan semakin besar kapasitas BESS, frekuensi semakin stabil dan mendekati batas normal frekuensi sesuai *grid code*.

Kata kunci : Energi Terbarukan, PLTS Terapung, Danau Poso, Kestabilan Frekuensi, BESS.

GRID IMPACT STUDY OF SOLAR FLOATING PHOTOVOLTAIC (FSPV) ON LAKE POSO IN THE SOUTH SULAWESI POWER SYSTEM

Nama : Andi Murniawati
NIM : 202110029
Pembimbing 1 : Dr. Musa Partahi Marbun, ST., MT
Pembimbing 2 : Dr. Ir. Herry Nugraha, ST., MT

ABSTRACT

In an effort to achieve net zero emissions by 2060, Indonesia is promoting the development of solar power plants as part of its renewable energy mix. The development of solar power plants is one of the key alternatives for increasing the share of renewable energy. However, challenges such as large land requirements and intermittency effects on system frequency must be addressed. This study aims to analyze the impact of integrating floating solar photovoltaic (FSPV) on Lake Poso on the frequency stability of the South Sulawesi Power System and provide recommendations to enhance system reliability. The methodology includes modeling the Sulbagsel power system before and after the integration of FSPV, considering the availability of solar energy resources. The analysis is conducted using Plexos software for power generation optimization simulations and DIgSILENT PowerFactory for power flow and frequency stability simulations. The findings indicate that the development of Lake Poso FSPV is a suitable alternative to compensate for the decline in hydropower generation during the dry season. The integration of a 50 MW FSPV in 2028, followed by 100 MW in 2031 and 200 MW in 2033, results in a maximum frequency deviation exceeding the tolerance limit of ± 0.2 Hz. Adjusting the FSPV capacity without BESS, such as 11 MW in 2028 and 40 MW in 2031 and 2033, produces deviations of 0.2129 Hz and 0.2 Hz, which are close to the tolerance limit. With the addition of BESS, the maximum frequency deviation can be reduced, and the larger the battery capacity, the more stable the frequency spectrum, aligning with the normal frequency limits set by the grid code.

Keywords: Renewable Energy, Floating Solar Power Plant, Lake Poso, Frequency Stability, BESS.

KATA PENGANTAR

Puji dan Syukur atas rahmat dan hidayah Allah SWT, penulis dapat menyelesaikan tesis berjudul: “STUDI DAMPAK PENGEMBANGAN PLTS TERAPUNG DANAU POSO PADA SISTEM KELISTRIKAN SULAWESI BAGIAN SELATAN”

Pada kesempatan ini, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu dan mendukung, sehingga tesis ini dapat diselesaikan dengan baik. Secara khusus penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Dr. Musa Partahi Marbun, ST., MT, selaku dosen pembimbing tesis 1.
2. Dr. Ir. Herry Nugraha, ST. MT, selaku dosen pembimbing tesis 2.
3. Prof. Dr. Dr. Aminullah Assagaf, SE., MS., MM., M.Ak selaku kepala program studi Magister Teknik Elektro Institut Teknologi PLN.
4. Seluruh dosen dan karyawan program studi Magister Teknik Elektro Institut Teknologi PLN.
5. Rekan-rekan kelas eksekutif IT PLN Angkatan I.
6. Ipung Rahmad Abriyanto, seluruh Ren Squad PLN UIP3B Sulawesi yang telah banyak membantu baik tenaga maupun waktu.
7. Seluruh pihak yang telah membantu baik secara langsung maupun tidak langsung yang tidak bisa kami sebutkan satu persatu.

Kami menyadari bahwa Tesis ini masih belum sempurna dan banyak terdapat kekurangan di dalamnya, untuk itu, kami berharap saran dan masukan dari pembimbing, dan dosen penguji agar tesis ini menjadi lebih baik.

Jakarta, Februari 2025

Penulis

DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN TESIS	III
LEMBAR PENGESAHAN PEMBIMBING	IV
LEMBAR PENGESAHAN TIM PENGUJI	V
UCAPAN TERIMA KASIH	VI
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TESIS UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS	VII
ABSTRAK	VIII
ABSTRACT	IX
KATA PENGANTAR	X
DAFTAR ISI	XI
DAFTAR TABEL	XIII
DAFTAR GAMBAR	XIV
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	4
1.3 Tujuan	4
1.4 Manfaat	4
1.5 Ruang Lingkup Masalah	5
1.6 Sistematika Penulisan	6
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	7
2.1 Penelitian yang Relevan	7
2.2 Landasan Teori	8
2.2.1 Energi Terbarukan	8
2.2.2 Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung (PLTS Terapung)	13
2.2.3 Faktor-Faktor Pembangkit Tenaga Listrik	14
2.2.4 Parameter Teknis Pada Pembangkit Listrik	16
2.2.5 Kestabilan Sistem Tenaga Listrik	17
2.2.6 Pengaturan Frekuensi Sistem	18
BAB III METODE PENELITIAN	20
3.1 Tempat dan Waktu Penelitian	20

3.2 Desain Penelitian.....	20
3.3 Metode Pengumpulan Data.....	21
3.3.1 Sumber Data	22
3.3.2 Teknik Pengumpulan Data	22
3.4 Metode Analisis Data	23
3.5 Jadwal Penelitian.....	24
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	25
4.1 Overview Sistem Kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan.....	25
4.2 Potensi Pengembangan PLTS Terapung di Danau Poso.....	27
4.3 Asumsi Pemodelan Sistem Kelistrikan Sulbagsel.....	31
4.3.1 Asumsi Simulasi Pemodelan Sistem Tenaga	32
4.3.2 Asumsi Simulasi Pemodelan Free Governor, Technical Minimum Load (TML) pembangkit dan Aailability Factor (AF) pembangkit.....	34
4.4 Simulasi Dampak Integrasi PLTS Terapung (Non-BESS)	38
4.4.1 Simulasi Dampak Integrasi PLTS Terapung (Non-BESS) Tahun 2028	38
4.4.2 Dampak Integrasi PLTS Terapung (Non-BESS) Tahun 2031	42
4.4.3 Dampak Integrasi PLTS Terapung (Non-BESS) Tahun 2033	45
4.5 Simulasi Dampak Integrasi PLTS Terapung dengan BESS	49
4.5.1 Simulasi Dampak Integrasi PLTS Terapung 50 MW dengan BESS Tahun 2028..	50
4.5.2 Simulasi Dampak Integrasi PLTS Terapung 100 MW dengan BESS Tahun 2031	53
4.5.3 Simulasi Integrasi PLTS Terapung 200 MW dengan BESS Tahun 2033.....	56
4.6 Summary Hasil Simulasi.....	59
BAB V KESIMPULAN	62
5.1 Kesimpulan	62
5.2 Saran.....	63
DAFTAR PUSTAKA	65
LAMPIRAN	

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Batas Rentang Frekuensi Operasi Pembangkit	19
Tabel 3.2 Jadwal Penelitian.....	24
Tabel 4.1 Tabel Kalkulasi Potensi VRE	30
Tabel 4.2 Beban Puncak Sistem Sulbagsel	32
Tabel 4.3 Konsumen Tegangan Tinggi Sistem Sulbagsel	33
Tabel 4.4 Neraca Daya Sistem Sulbagsel	33
Tabel 4.5 List Pembangkit <i>Fast Respon</i> Sistem Sulbagsel.....	34
Tabel 4.6 Nilai TML dan AF pada pemodelan pembangkit	35
Tabel 4.7 Skenario Sensitivitas BESS	49
Tabel 4.9 Hasil Simulasi Integarsi PLTS Terapung Tanpa BESS	59
Tabel 4.10 Hasil Simulasi Integarsi PLTS Terapung dengan BESS	60

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Kabupaten Poso.....	3
Gambar 2.1 Ilustrasi Pemanfaatan Sumber Energi Matahari.....	10
Gambar 2.2 Ilustrasi Pemanfaatan Sumber Energi Angin/Bayu.....	11
Gambar 2.3 Ilustrasi Pemanfaatan Sumber Energi Biomassa.....	12
Gambar 2.4 Ilustrasi Pemanfaatan Sumber Panas Bumi.....	13
Gambar 2.5 Klasifikasi <i>Power System Stability</i>	17
Gambar 3.2 <i>Flowchart</i> Penelitian	20
Gambar 4.1 Overview Sistem Sulbagsel.....	25
Gambar 4.2 Beban Puncak Siang dan Malam Sistem Sulbagsel	26
Gambar 4.2 Realisasi Beban Puncak Sistem Sulbagsel Tahun 2019-2024	26
Gambar 4.3 Pertumbuhan Kebutuhan Energi Sistem Sulbagsel.....	26
Gambar 4.4 Area Potensi Pemanfaatan PLTS Terapung	27
Gambar 4.5 Profil Iradiasi Danau Poso.....	28
Gambar 4.6 Ilustrasi Pemanfaatan Danau dan SLD PLTS Terapung.....	29
Gambar 4.7. Pemodelan PV+BESS pada GI Poso.....	32
Gambar 4.8 Data pembebanan harian PLTB Sidrap Unit 1	36
Gambar 4.9 Data pembebanan harian PLTB Sidrap Unit 2.....	36
Gambar 4.10 Data pembebanan harian PLTB Tolo Unit 1.....	36
Gambar 4.11 Data pembebanan harian PLTB Tolo Unit 2.....	36
Gambar 4.12 Pemodelan Pola PLTS Terapung	37
Gambar 4.13 Hasil Simulasi <i>Plexos</i> Sistem Sulbagsel Tahun 2028	38
Gambar 4.14 Hasil Simulasi <i>Plexos</i> untuk beban PLTS Terapung 50 MW	38
Gambar 4.16 Hasil Simulasi <i>DIgSILET</i> Kapasitas 50 MW tanpa BESS.....	40
Gambar 4.17 Hasil Simulasi <i>DIgSILET</i> Kapasitas 11 MW tanpa BESS.....	41
Gambar 4.18 Hasil Simulasi <i>DIgSILET</i> Kapasitas 11 MW tanpa BESS.....	41
Gambar 4.19 Hasil Simulasi <i>Plexos</i> Sistem Sulbagsel Tahun 2031	42
Gambar 4.20 Hasil Simulasi <i>Plexos</i> untuk beban PLTS Terapung 100 MW	42
Gambar 4.22 Hasil Simulasi <i>DIgSILET</i> Kapasitas 100 MW tanpa BESS.....	43
Gambar 4.23 Hasil Simulasi <i>DIgSILET</i> Kapasitas 40 MW tanpa BESS.....	44
Gambar 4.24 Hasil Simulasi <i>DIgSILET</i> Kapasitas 40 MW tanpa BESS.....	45

Gambar 4.25 Hasil Simulasi <i>Plexos</i> Sistem Sulbagsel Tahun 2033	45
Gambar 4.26 Hasil Simulasi <i>Plexos</i> untuk beban PLTS Terapung 200 MW	46
Gambar 4.27 Hasil Simulasi <i>DIgSILET</i> Kapasitas 200 MW tanpa BESS	47
Gambar 4.28 Hasil Simulasi <i>DIgSILET</i> Kapasitas 200 MW tanpa BESS	47
Gambar 4.29 Hasil Simulasi <i>DIgSILET</i> Kapasitas 40 MW tanpa BESS	48
Gambar 4.30 Hasil Simulasi <i>DIgSILET</i> Kapasitas 40 MW tanpa BESS	49
Gambar 4.31 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Output BESS 15 MW	50
Gambar 4.32 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 15 MW	50
Gambar 4.33 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Output BESS 25 MW	51
Gambar 4.34 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 25 MW	51
Gambar 4.35 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Output BESS 50 MW	52
Gambar 4.36 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 50 MW	52
Gambar 4.37 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Output BESS 30 MW	53
Gambar 4.38 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 30 MW	53
Gambar 4.39 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Output BESS 50 MW	54
Gambar 4.40 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 50 MW	54
Gambar 4.42 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 100 MW	55
Gambar 4.44 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Kapasitas BESS 60 MW	56
Gambar 4.45 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Output BESS 100 MW	57
Gambar 4.46 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 100 MW	57
Gambar 4.47 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Ouput BESS 200 MW	58
Gambar 4.48 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 200 MW	58

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Lingkungan dan faktor ekonomi menjadi pendorong utama percepatan pemanfaatan energi terbarukan di seluruh dunia. Selain untuk mengatasi tantangan komersial dan ekonomi, pemanfaatan energi terbarukan sejalan dengan upaya negara-negara, termasuk Indonesia, untuk memaksimalkan potensi energi lokal dengan biaya yang lebih efisien. Indonesia memiliki ambisi besar untuk mencapai *net zero emissions* pada tahun 2060, yang beriringan dengan tujuannya menjadi negara maju pada 2045. Dari dokumen RUKN i 2024, sektor pembangkitan tenaga listrik memiliki peran penting dalam transisi energi melalui pemanfaatan energi baru dan energi terbarukan sebagai sumber energi yang andal, ekonomis, dan beroperasi secara berkesinambungan dalam jangka menengah dan jangka panjang secara bertahap, rasional, dan terukur. Beberapa strategi yang dilakukan antara lain: mengutamakan keandalan sistem, memanfaatkan teknologi yang andal, dalam menerima integrasi EBT terutama yang bersifat *intermittent*, memanfaatkan kemajuan teknologi dan mekanisme nilai energi karbon. Pengembangan pembangkit tenaga listrik harus direncanakan dengan baik dan mempertimbangkan trilogi energi sebagai konsep kebijakan pengelolaan energi di Indonesia dengan pilar kemandirian energi, ketahanan energi dan keberlanjutan energi.

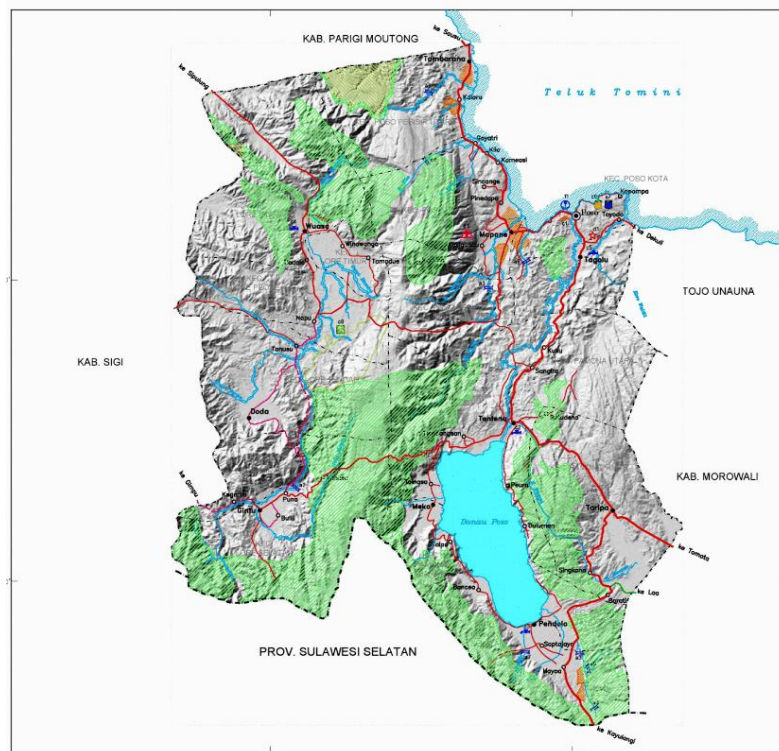
Dalam perencanaan jangka panjang, Indonesia menargetkan komposisi energi pada tahun 2060 sebesar 73,6% dari sumber energi terbarukan dan total energi fosil serta *Carbon Capture Storage* (CCS) sebesar 26,4%. PT PLN (Persero) bersama dengan pengembang energi swasta akan bekerja sama untuk mencapai target tersebut. Indonesia juga telah melakukan penilaian komprehensif terhadap potensi teknis Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS). Studi tersebut menunjukkan bahwa kapasitas teknis energi surya di Indonesia berkisar antara 3.396 GWp hingga 19.835 GWp, tergantung pada skenario penggunaan lahan. Dalam hal produksi listrik, Indonesia berpotensi menghasilkan antara 4.705 TWh hingga 26.791 TWh per tahun, dengan penggunaan lahan sebesar 4,34% hingga 24,43% dari total luas wilayah. Angka ini menunjukkan bahwa potensi tenaga

surya di Indonesia 16 hingga 95 kali lebih besar dari estimasi resmi saat ini, yaitu sebesar 207 GW.

Pemanfaatan energi surya sudah mulai diterapkan di beberapa wilayah Indonesia, termasuk di Sulawesi, dengan beberapa PLTS sudah beroperasi, seperti PLTS berkapasitas 15 MW di Likupang, Sulawesi Utara, dan 10 MW di Isimu, Gorontalo. Namun, instalasi PLTS berbasis darat menimbulkan beberapa masalah, seperti peningkatan harga lahan dan tarif listrik di kawasan perkotaan karena luas lahan yang dibutuhkan cukup besar. Sebagai solusi, teknologi *Floating Solar Photovoltaic* (FSPV) atau PLTS Terapung dianggap sebagai alternatif yang lebih efektif. FSPV tidak membutuhkan lahan darat dan dapat memanfaatkan area perairan terbuka, sehingga mengurangi tekanan pada harga tanah di perkotaan.

Salah satu lokasi potensial untuk penerapan FSPV di Indonesia adalah Danau Poso di Sulawesi Tengah. Sebagaimana yang terlihat pada Gambar 1.1 Danau Poso, yang terletak di ketinggian 500 meter di atas permukaan laut, memiliki luas 368,92 km² dan kedalaman mencapai 384,6 meter. Secara geografis, danau ini terletak di antara Pegunungan Verbeek, Pegunungan Penema, dan Pegunungan Pompangeo, serta dialiri oleh 13 sungai dan bermuara di Sungai Poso, yang mengalir hingga 52 km ke Teluk Tomini. Selain potensinya untuk PLTS terapung, Danau Poso saat ini juga telah dimanfaatkan untuk Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) berkapasitas 515 MW, yang memanfaatkan aliran air dari danau tersebut. Penggabungan antara PLTA dan FSPV menawarkan peluang besar untuk menciptakan sistem hibrida yang mampu mengoptimalkan produksi energi dan mempertahankan stabilitas pasokan selama musim kemarau, ketika volume air berkurang.

Namun, meskipun PLTS menawarkan solusi ramah lingkungan dan efisien, penerapannya masih menghadapi tantangan. Salah satu tantangan utama adalah terkait stabilitas frekuensi jaringan listrik. Studi sebelumnya menunjukkan bahwa operasi PLTS di Sulawesi, seperti di Likupang dan Isimu, telah menyebabkan pergeseran spektrum frekuensi pada jaringan listrik, yang dapat memengaruhi kestabilan pasokan. Masalah ini menggarisbawahi pentingnya strategi mitigasi yang efektif, terutama seiring dengan peningkatan kapasitas pembangkit tenaga surya di kawasan tersebut.



Gambar 1.1 Kabupaten Poso
(Sumber : Kementerian Pekerjaan Umum)

Penelitian ini berfokus pada potensi pemanfaatan Danau Poso sebagai lokasi instalasi PLTS terapung. Teknologi PLTS terapung di Danau Poso tidak hanya akan melengkapi operasional PLTA, tetapi juga akan menciptakan pembangkit listrik hibrida PLTS-PLTA yang dapat mengurangi dampak musim kemarau terhadap produksi listrik. Selain itu, penerapan teknologi ini diharapkan dapat membantu mengatasi ketimpangan distribusi listrik di kawasan Sulawesi dan meningkatkan ketahanan energi regional. PLTS terapung juga memberikan kontribusi penting dalam mencapai target energi terbarukan Indonesia, mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil, dan mendukung ambisi Indonesia menuju *net zero emissions* pada 2060.

Dengan potensi sinar matahari yang melimpah dan sistem PLTS terapung yang fleksibel dan modular, Danau Poso menjadi lokasi strategis untuk mendukung transisi energi di Indonesia. Teknologi PLTS terapung dapat menjadi bagian penting dari solusi jangka panjang, baik untuk memenuhi kebutuhan energi domestik maupun untuk menjaga stabilitas jaringan listrik di Sulawesi. Pengembangan ini akan membantu Indonesia tidak hanya mencapai target *net zero emission* tahun 2060, tetapi juga mendorong keberlanjutan energi dan meningkatkan kemandirian energi regional di masa depan.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan alasan dan peluang yang menjadi latar belakang penelitian, masalah utama yang ingin diselesaikan melalui penelitian ini adalah :

1. Bagaimana potensi Danau Poso untuk pengembangan PLTS Terapung yang selanjutnya digunakan sebagai dasar perhitungan dampak integrasinya terhadap Sistem Kelistrikan Sulbagsel?
2. Bagaimana dampak integrasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung Danau Poso terhadap stabilitas frekuensi Sistem Kelistrikan Sulbagsel?
3. Bagaimana solusi untuk meningkatkan keandalan sistem Kelistrikan Sulbagsel dengan beroperasinya PLTS Terapung Danau Poso?

1.3 Tujuan

Berdasarkan latar belakang masalah dan rumusan masalah yang telah didefinisikan sebelumnya, maka tujuan dari penelitian ini adalah :

1. Mengetahui potensi pengembangan teknologi Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung di Danau Poso yang selanjutnya akan digunakan sebagai dasar perhitungan dampak integrasinya terhadap Sistem Kelistrikan Sulbagsel.
2. Mengetahui dampak integrasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung Danau Poso terhadap stabilitas frekuensi Sistem Kelistrikan Sulbagsel.
3. Memberikan solusi untuk meningkatkan keandalan sistem Kelistrikan Sulbagsel dengan beroperasinya PLTS Terapung Danau Poso.

1.4 Manfaat

Berdasarkan tujuan yang telah dirumuskan, maka manfaat dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Mendapatkan potensi pengembangan teknologi Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung di Danau Poso sebagai dasar perhitungan dampak integrasinya terhadap Sistem Kelistrikan Sulbagsel.
2. Mendapatkan dampak integrasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung Danau Poso terhadap stabilitas frekuensi Sistem Kelistrikan

Sulbagsel sebagai pertimbangan PLN dalam mengembangkan EBT khususnya PLTS Terapung Danau Poso.

3. Mendapatkan rekomendasi untuk meningkatkan keandalan sistem Kelistrikan Sulbagsel dengan beroperasinya PLTS Terapung Danau Poso sebagai pertimbangan PLN dalam mengembangkan EBT khususnya PLTS Terapung Danau Poso.

1.5 Ruang Lingkup Masalah

Agar penulisan penelitian ini terarah dan terfokus sesuai dengan tujuan penelitian, maka diberikan batasan masalah sebagai berikut;

1. Penelitian ini berfokus pada potensi pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung Danau Poso, Sulawesi Tengah, serta dampaknya terhadap sistem ketenagalistrikan Sulbagsel sesuai dengan potensi radiasi matahari dan cakupan luasan yang bisa dimanfaatkan.
2. Kajian dampak stabilitas terhadap Sistem Kelistrikan Sulbagsel dibatasi pada kajian stabilitas frekuensi.
3. Simulasi dilakukan menggunakan aplikasi *Plexos* dan *DIgSILENT PowerFactory* sebagai *tools* analisis.
4. Asumsi dibatasi sesuai dengan RUPTL 2021-2030 yang dimutakhirkan dengan draft RUPTL 2034-2033 sebagai dokumen internal PT PLN (Persero).
5. Simulasi dilakukan terbatas pada pengembangan PLTS Terapung Tahun 2028, Tahun 2031 dan Tahun 2033.
6. Tidak dilakukan kajian finansial dan dampak lingkungan dari pengembangan PLTS Terapung Danau Poso.
7. Tidak dilakukan kajian dampak politik dan sosial yang berkemungkinan terjadi dari pengembangan PLTS Terapung Danau Poso.

1.6 Sistematika Penulisan

BAB I Pendahuluan

Bab ini menjelaskan latar belakang masalah, rumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, ruang lingkup masalah, serta sistematika penulisan. Bagian ini memberikan gambaran umum tentang pentingnya penelitian, alasan pemilihan topik, serta permasalahan yang akan dibahas dan solusi yang ingin dicapai.

BAB II Tinjauan Pustaka

Bab ini berisi kajian teori dan penelitian terdahulu yang relevan dengan topik penelitian. Pembahasan mencakup konsep-konsep utama seperti energi terbarukan, teknologi Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung , PLTA Poso, serta dampak PLTS Terapung terhadap stabilitas jaringan listrik. Selain itu, bab ini juga menyajikan kerangka teori dan landasan pemikiran yang digunakan dalam penelitian ini.

BAB III Metode Penelitian

Bab ini menjelaskan metode dan teknik yang digunakan dalam penelitian untuk mencapai tujuan penelitian. Bagian ini mencakup jenis dan desain penelitian, metode pengumpulan data, teknik analisis data, serta prosedur pelaksanaan penelitian. Bab ini memastikan bahwa penelitian dilakukan secara sistematis dan dapat diulang dengan hasil yang konsisten

BAB IV Hasil dan Pembahasan

Menampilkan dan menganalisis simulasi data dengan menggunakan aplikasi Plexos dan Digsilent Power Factory sehingga diperoleh hasil dari tujuan penelitian.

BAB V Kesimpulan dan Saran

Merangkum hasil penelitian dan memberikan saran untuk pengembangan penelitian maupun implementasi.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Penelitian yang Relevan

Penelitian oleh Rinaldi & Mulyono (2021) berjudul “Peluang Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Pada Genangan Waduk” mengungkapkan jika jumlah bendungan di Indonesia terbilang cukup banyak, dengan 244 bendungan yang telah terdaftar di Balai Teknik Bendungan per Agustus 2020, serta *reservoir* dengan luas sekitar 108.183 hektar. Jumlah ini diperkirakan akan terus meningkat seiring dengan pembangunan 61 bendungan dalam proyek strategis nasional, termasuk bendungan untuk pembangkit listrik tenaga air dan waduk limbah tambang (*tailing storage facility*/TSF). Penerbitan Permen PUPR No.6 Tahun 2020, yang mengatur pemanfaatan daerah genangan waduk sebagai lokasi pembangkit listrik tenaga surya terapung (PLTS Terapung), menjadi kajian penting bagi para insinyur bendungan di Indonesia. Penelitian ini menggunakan metode studi literatur dan studi kasus, dengan memanfaatkan data primer dan sekunder. Analisis dilakukan melalui kajian dokumen, regulasi terkait, dan diskusi teknis bersama pengelola bendungan. Hasil penelitian ini bertujuan untuk mengembangkan potensi genangan waduk sebagai lokasi PLTS Terapung, sehingga pemanfaatan waduk dapat memberikan manfaat optimal, baik untuk tujuan tunggal (*single purpose*) maupun multi-tujuan (*multipurpose*) di Indonesia (Aris & Joko, 2021)

Penelitian oleh Diniardi dkk., (2022) berjudul “Perencanaan Survey Sebaran Potensi Energi Terbarukan Pada Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Terapung Provinsi Jawa Barat Berbasis Visualisasi Dan *Layouting* Peta Qgis 3.16” mengungkapkan jika Hasil analisis data dan pemetaan menunjukkan bahwa Jawa Barat memiliki potensi energi surya yang sangat besar, khususnya melalui pengembangan PLTS terapung di 7 waduk yang telah diidentifikasi. Pemerintah daerah perlu segera mengambil langkah konkret untuk merealisasikan potensi ini (Qgis et al., 2022).

Penelitian oleh Cinantya dkk., (2024) berjudul “Studi Kelayakan Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung pada Waduk Sumber Air Minum di Batam” mengungkapkan jika kenaikan permintaan listrik di Batam menuntut peningkatan kapasitas pembangkit. Mengingat keterbatasan lahan, pembangunan PLTS terapung di

Waduk Duriangkang dan Tembesi menjadi solusi yang potensial. Penelitian ini akan mengevaluasi desain PLTS, dampaknya terhadap lingkungan, serta aspek finansial dari proyek tersebut (Cinantya et al., 2024).

Berbeda dengan penelitian sebelumnya yang hanya berfokus pada potensi ataupun peluang Pembangunan PLTS di beberapa Lokasi, penelitian ini memberikan kontribusi lebih dengan memberikan analisis tambahan terkait dampak integrasi PLTS Terapung terhadap stabilitas frekuensi suatu sistem kelistrikan dan memberikan rekomendasi tambahan untuk peningkatan keandalan sistem secara berkelanjutan.

2.2 Landasan Teori

2.2.1 Energi Terbarukan

2.2.1.1 Pengertian Energi Baru dan Terbarukan

Berdasarkan Undang-undang Energi No.30 Tahun 2007 Pasal 1 angka 4 bahwa sumber energi baru diartikan sebagai sumber energi yang dapat dihasilkan oleh teknologi baru baik yang berasal dari sumber energi terbarukan maupun sumber energi tak terbarukan, antara lain nuklir, hidrogen, gas metana batu bara (*coal bed methane*), batu bara tercairkan (*liquified coal*), dan batu bara tergasakan (*gasified coal*). Sedangkan yang dimaksud dengan sumber energi terbarukan menurut pasal 1 angka 6 adalah sumber energi yang dihasilkan dari sumber daya energi yang berkelanjutan jika dikelola dengan baik, antara lain panas bumi, angin, bioenergi, sinar matahari, aliran dan terjunan air, serta gerakan dan perbedaan suhu lapisan laut.

Energi terbarukan adalah energi yang berasal dari sumber daya alam yang dapat diperbaharui secara alami dalam skala waktu manusia. Sumber energi ini tidak akan habis karena terus diperbarui oleh proses alamiah, berbeda dengan energi fosil yang memiliki keterbatasan dan dapat habis seiring waktu.

Energi terbarukan juga dikenal sebagai energi berkelanjutan karena lebih ramah lingkungan dan menghasilkan emisi karbon yang lebih rendah dibandingkan dengan bahan bakar fosil seperti batu bara, minyak bumi, dan gas alam.

2.2.1.2 Peranan Energi Baru dan Terbarukan Dalam Transisi Energi

Ambisi Pemerintah Indonesia untuk mencapai target *net zero emission* pada tahun 2060 tentunya membutuhkan strategi tepat dan *roadmap* yang telah

mengkalkulasi kondisi eksisting, kemampuan sumber daya baik potensi energi baru dan terbarukan, ketersediaan pendanaan, kemampuan eksekusi PLN sebagai pemegang usaha penyediaan tenaga listrik yang menggandeng pihak swasta untuk turut berinvestasi.

Potensi sumber energi baru dan terbarukan di Indonesia sangat besar namun juga disertai dengan tantangan pengembangannya baik sisi teknis maupun non teknis. Dari sisi teknis salah satunya adalah intermitensi dari pembangkit energi terbarukan yang memerlukan kompensator-kompesator dari sistem kelistrikan yang telah ada maupun tambahan fasilitas seperti batere sebagai sarana penyimpanan energi. Variabilitas ketersediaan sumber energi dengan horison waktu pendek juga memerlukan akurasi prediksi dari pengelola sistem kelistrikan untuk bisa menyediakan ataupun merencanakan sumber energi pengganti pada saat yang tepat dengan mempertimbangkan biaya dan keandalan sistem. Selain itu, lokasi sebaran sumber energi yang tidak selalu berada di pusat beban juga menjadi tantangan tersendiri untuk pengembangan infrastruktur jaringan transmisi dan distribusinya.

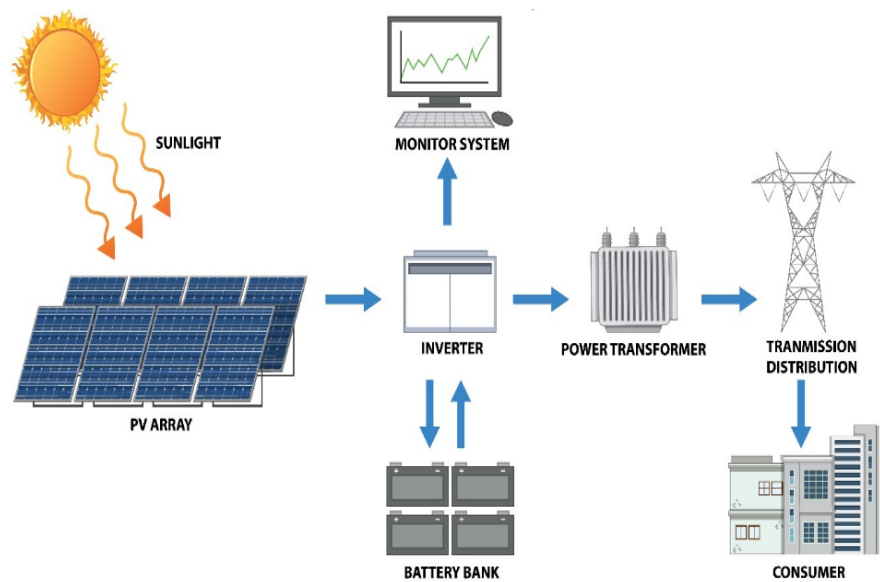
Disisi lain tantatangan non teknis seperti ketersediaan pinjaman lunak dari dalam maupun luar negeri untuk pengembangan energi baru dan terbarukan juga terbatas. Pengembangan kemampuan sumber daya manusia yang akan terlibat juga diperlukan mulai dari *feasibility study*, perencanaan pengembangan infrastruktur baik pembangkit, transmisi maupun distribusi sampai pada pengoperasian sistem sangat dinamis dan adaptasi perkembangan teknologi yang terus berjalan.

2.2.1.3 Jenis-Jenis Sumber Energi Terbarukan

Berikut beberapa jenis sumber energi terbarukan:

1. Energi Matahari

Sumber energi dari radiasi sinar matahari yang dapat dikonversi menjadi energi listrik menggunakan panel surya (fotovoltaik). Energi yang melimpah dan tersedia sepanjang tahun khususnya untuk daerah yang terletak di dekat garis khatulistiwa. Tantangannya adalah dari intermitensi ketersediaan sumber energi dan hanya tersedia di siang hari sehingga memerlukan kombinasi hibrida dari sumber energi lain maupun dengan *Battery Energy Storage System (BESS)*. Pemanfaatan energi matahari sebagaimana terlihat pada gambar berikut:



Gambar 2.1 Ilustrasi Pemanfaatan Sumber Energi Matahari
(Sumber : rekaelanginovasi.co.id/)

2. Energi Angin

Sumber energi dari angin (bayu) dihasilkan dari pergerakan udara yang memutar turbin angin kemudian menghasilkan listrik. Beberapa daerah di Indonesia memiliki kecepatan angin yang potensial untuk pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) dan saat ini PLTB dengan kapasitas cukup besar telah beroperasi di Provinsi Sulawesi Selatan yaitu PLTB Sidrap berkapasitas 77 MW dan PLTB Tolo berkapasitas 66 MW. Sama dengan PLTS, tantangan utama selain kebutuhan lahan yang luas dari PLTB adalah dari intermitensi ketersediaan sumber energi dan hanya pada periode tertentu dengan ketersediaan kecepatan angin yang sesuai dengan spesifikasi turbin, sehingga memerlukan kombinasi hibrida dari sumber energi lain maupun dengan *Battery Energy Storage System* (BESS). Ilustrasi proses produksi energi listrik pada PLTB sebagaimana terlihat pada gambar 2.2 berikut.



Gambar 2.2 Ilustrasi Pemanfaatan Sumber Energi Angin/Bayu
(Sumber : Channel you tube MuhaMmad AnuGerah)

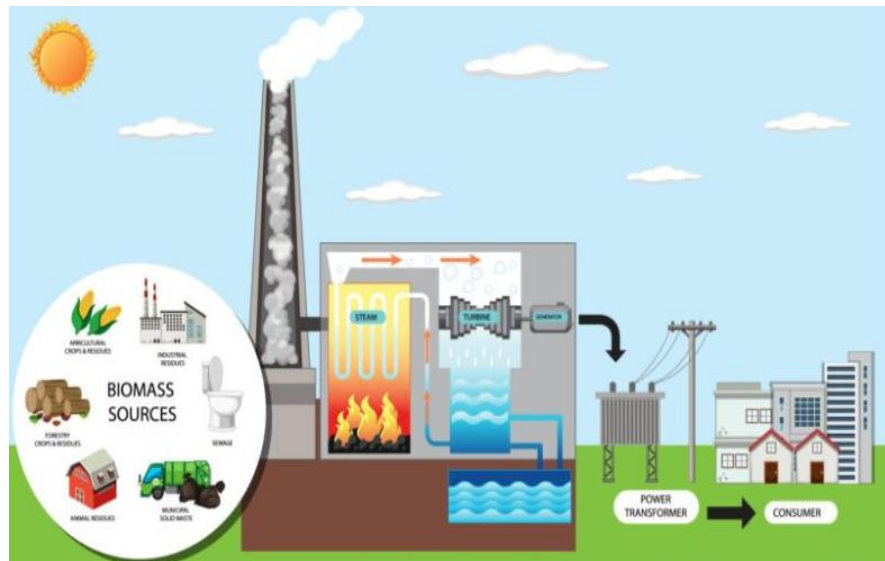
3. Energi Air

Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) diperoleh dari memanfaatkan energi potensial dari aliran air pada ketinggian tertentu untuk memutar turbin air sehingga menghasilkan energi listrik. Kondisi geografis Indonesia yang terdiri dari ribuan pulau disertai dengan aliran sungai yang deras membuat potensi PLTA di Indonesia diperkirakan mencapai 75 GW dan sampai saat ini baru dimanfaatkan sekitar 10% saja. Biaya operasional yang sangat rendah, lifetime yang lama dan teknologi PLTA yang semakin maju dan efisien menjadi faktor pendorong pengembangan PLTA semakin diminati. PLTA menjadi salah satu kunci transisi Energi di Indonesia dengan potensi pengembangan dalam kapasitas besar. Tantangan dari pengembangan PLTA adalah proses instalasi yang cukup lama setidaknya sekitar 5(lima) tahun dengan biaya investasi yang besar.

4. Energi Biomassa

Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa (PLTBm) berasal dari bahan organik seperti kayu, limbah pertanian, dan kotoran hewan yang dibakar atau diolah menjadi biofuel (misalnya biodiesel dan bioetanol). Jika dikelola dengan baik keuntungan yang diperoleh tidak hanya menghasilkan energi EBT tetapi juga menjadi salah satu solusi untuk mengurangi limbah organik. Namun tantangannya adalah bagaimana memastikan ranpai pasok dari penyediaan

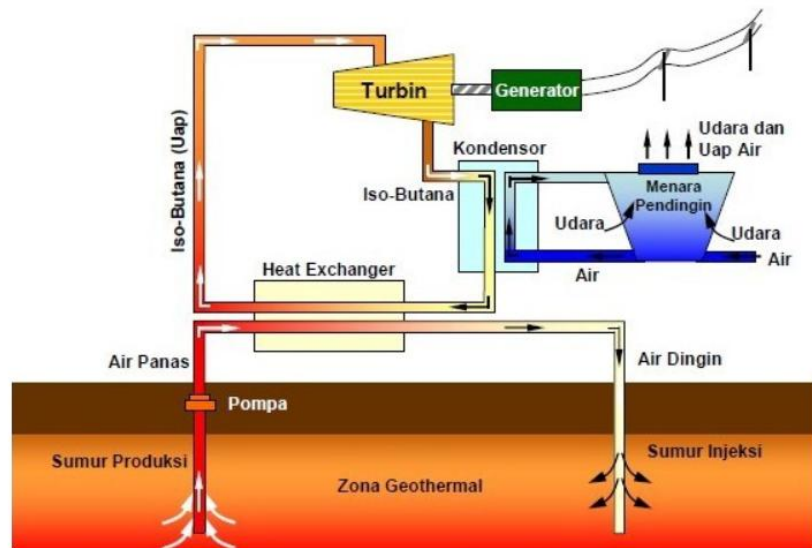
bahan baku PLTBm secara konsisten dan berkelanjutan. Ilustrasi pemanfaatan PLTBm sebagaimana terlihat pada gambar 2.3 berikut.



Gambar 2.3 Ilustrasi Pemanfaatan Sumber Energi Biomassa
(Sumber : www.istockphoto.com/)

5. Energi Panas Bumi

Energi panas bumi (*geothermal energy*) adalah energi yang bersumber dari panas yang tersimpan di dalam inti bumi. Peluruhan radioaktif seperti uranium, thorium, dan kalium yang menghasilkan energi ini. Potensi panas bumi yang dimiliki Indonesia mencapai lebih dari 23,9 GW, nilai yang sangat besar untuk potensi pengembangan EBT, hal ini merupakan salah satu dampak karena Indonesia terletak di cincin api pasifik (*Ring of fire*). Energi sepanjang waktu dapat diproduksi tanpa tergantung pada cuaca sehingga menghasilkan efisiensi energi yang tinggi. Namun disisi lain tantangan pengembangannya terletak pada biaya investasi yang tinggi untuk eksplorasi dan mitigasi risiko terhadap lingkungan. Ilustrasi pemanfaatan energi panas bumi terlihat pada gambar 2.4 berikut.



Gambar 2.4 Ilustrasi Pemanfaatan Sumber Panas Bumi

(Sumber : researchgate.net/)

6. Energi Gelombang Pasang Surut

Prinsip kerjanya dengan memanfaatkan pergerakan energi pasang surut air laut untuk menggerakkan turbin sehingga menghasilkan energi listrik. Pengembangan sumber energi ini sangat potensial menghasilkan energi EBT dengan jumlah besar, namun sampai dengan saat ini tantangan pengembangannya masih pada bagaimana menemukan teknologi yang efisien dan tingginya nilai investasi yang diperlukan.

2.2.2 Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung (PLTS Terapung)

Energi surya yang memasuki atmosfer memiliki kerapatan daya rata-rata sekitar $1,2 \text{ kW/m}^2$, namun hanya 560 W/m^2 yang dapat diserap oleh permukaan bumi. Berdasarkan data ini, potensi energi surya yang dapat dihasilkan di seluruh wilayah daratan Indonesia, dengan luas sekitar 2 juta km^2 , diperkirakan mencapai 5.108 MW. Indonesia memiliki berbagai sumber energi listrik, seperti Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) yang memanfaatkan air, Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) dari gas alam, Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) yang menggunakan angin, Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLTSA) yang memanfaatkan sampah, dan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) yang memanfaatkan energi matahari.

PLTS merupakan inovasi dan solusi penting bagi kebutuhan energi listrik di Indonesia. Teknologi ini mengubah energi radiasi matahari menjadi listrik melalui perangkat *photovoltaic* (PV) yang terbuat dari bahan semikonduktor, dikenal sebagai sel surya. Pembangunan PLTS dapat dilakukan dalam berbagai skala, mulai dari skala kecil hingga besar, sesuai dengan kebutuhan. Pada skala kecil, PLTS sering digunakan untuk memenuhi kebutuhan listrik rumah tangga, seperti dalam *Solar Home System* (SHS), atau untuk menggerakkan pompa air dan mendukung komunikasi melalui televisi. Sementara itu, pada skala besar, PLTS dapat memenuhi kebutuhan listrik untuk satu desa. Namun, semakin besar kapasitas daya yang dihasilkan, semakin besar pula kebutuhan lahan untuk instalasinya (Dewantoro Herlambang et al., 2023).

Salah satu solusi untuk mengatasi keterbatasan lahan adalah dengan membangun PLTS terapung di atas perairan, seperti danau, waduk atau tambak. Tambak merupakan kolam buatan di wilayah pesisir yang diisi air dan digunakan untuk budidaya ikan, udang, atau kerang. Penggunaan tambak sebagai lokasi PLTS terapung menguntungkan bagi Indonesia, yang sebagian besar wilayahnya terdiri atas perairan. Dengan demikian, penggunaan lahan daratan dapat diminimalkan tanpa mengurangi area pemukiman. Demikian halnya pemanfaatan waduk atau danau sebagai lokasi pemasangan panel surya.

Sesuai dengan standar SNI 8395 tahun 2017, modul surya merupakan komponen utama PLTS, terdiri dari gabungan beberapa sel surya yang berfungsi mengubah energi matahari menjadi energi listrik. Sistem PLTS juga dilengkapi baterai yang berfungsi menyimpan energi listrik pada siang hari dan menyediakan listrik saat malam atau ketika sinar matahari tidak mencukupi. Pada siang hari, baterai juga bisa membantu jika modul surya tidak mampu memenuhi beban listrik. Baterai bekerja melalui reaksi kimia untuk menyimpan dan melepaskan energi. Selain itu, sistem PLTS menggunakan *Solar Charge Controller* (SCC) untuk mengatur aliran energi dari modul surya ke baterai, guna mencegah pengisian berlebih (*overcharge*) yang dapat merusak baterai.

2.2.3 Faktor-Faktor Pembangkit Tenaga Listrik

2.2.3.3 Faktor Beban

Faktor beban adalah perbandingan antara besarnya beban rata-rata terhadap beban puncak tertinggi dalam selang waktu tertentu (misalkan satu tahun). Sedangkan beban rata-rata adalah jumlah produksi kWh dalam selang waktu tertentu dibagi dengan

jumlah jam dari selang waktu tersebut. Biasanya beban rata-rata dihitung dalam selang waktu satu tahun (Rahardjo & Fitriana, 2020).

Faktor beban dirumuskan sebagai berikut :

$$\text{Faktor Beban} = \frac{\text{Beban rata - rata}}{\text{Beban puncak}}$$

Bagi PLN sebagai perusahaan penyedia tenaga listrik, faktor beban sistem diinginkan setinggi mungkin, sehingga alat-alat yang ada dalam sistem dapat dimanfaatkan secara efektif. Dalam praktik, faktor beban tahunan sistem berada antara 60% - 80%.

2.2.3.4 Faktor Kapasitas

Faktor kapasitas menggambarkan seberapa besar sebuah unit pembangkit dalam suatu sistem dimanfaatkan. Faktor kapasitas tahunan (8760 jam) didefinisikan sebagai berikut :

$$\text{Faktor Kapasitas} = \frac{\text{Produksi Satu Tahun}}{\text{Daya Terpasang} \times 8760}$$

Dalam praktik, faktor kapasitas tahunan PLTU hanya dapat mencapai angka antara 60% - 80% karena adanya masa pemeliharaan dan adanya gangguan atau kerusakan yang dialami oleh PLTU tersebut. Untuk PLTA, faktor kapasitas tahunannya berkisar antara 30% - 50%. Ini berkaitan dengan ketersediaan air.

2.2.3.5 *Forced Outage Range (FOR)*

Forced Outage Range adalah sebuah faktor yang menggambarkan sering tidaknya sebuah unit pembangkit mengalami gangguan. Persamaan dari *Forced Outage Range* adalah sebagai berikut (Rahardjo & Fitriana, 2020) :

$$FOR = \frac{\text{Jumlah Jam Gangguan Unit}}{\text{Jumlah Jam Operasi Unit} + \text{Jumlah Jam Gangguan Unit}}$$

FOR tahunan untuk pembangkit thermal biasanya sekitar 0,5 sampai 0,10, sedangkan FOR tahunan untuk PLTA sekitar 0,01. Makin andal sebuah unit pembangkit,

makin kecil nilai FOR-nya. Hal tersebut berarti unit pembangkit sangat jarang mengalami gangguan. Besarnya nilai FOR atau turunnya keandalan unit pembangkit umumnya disebabkan oleh kurang baiknya pemeliharaan.

2.2.4 Parameter Teknis Pada Pembangkit Listrik

2.2.4.3 Heat Rate

Heat rate adalah indikator yang menggambarkan tingkat efisiensi keseluruhan suatu pembangkit listrik. Nilai *heat rate* diperoleh dari kinerja pembangkit dengan mempertimbangkan parameter-parameter dari komponen utama seperti boiler, turbin, dan generator. Semakin besar kapasitas pembangkit, semakin rendah nilai *heat rate* yang dihasilkan, menunjukkan bahwa efisiensinya semakin tinggi (Rahardjo & Fitriana, 2020).

2.2.4.4 Spinning Reserve

Spinning Reserve (cadangan berputar) adalah cadangan daya yang tersedia pada unit-unit pembangkit yang beroperasi secara paralel dalam suatu sistem. Cadangan ini berfungsi untuk memasok daya tambahan ketika terjadi peningkatan permintaan atau jika salah satu unit pembangkit mengalami gangguan dan keluar dari sistem, yang berpotensi menyebabkan penurunan frekuensi. Semakin tinggi *spinning reserve*, biaya pembangkitan menjadi lebih mahal, namun biaya *energy not served* (ENS) menjadi lebih rendah. Sebaliknya, jika *spinning reserve rendah*, biaya pembangkitan lebih murah, tetapi biaya ENS meningkat. Oleh karena itu, pada sistem dengan tingkat keandalan tinggi, tidak diperlukan cadangan berputar dalam jumlah besar (Rahardjo & Fitriana, 2020).

2.2.4.5 Lifetime Pembangkit

Lifetime pembangkit mengacu pada periode operasional suatu pembangkit hingga tidak lagi layak digunakan. Pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) umumnya memiliki masa pakai sekitar 30 tahun, sedangkan pembangkit listrik tenaga gas (PLTG) dan pembangkit listrik tenaga gas uap (PLTGU) memiliki masa operasional yang sedikit lebih pendek, berkisar antara 25 hingga 30 tahun. Sementara itu, pembangkit listrik tenaga air (PLTA) dapat beroperasi lebih lama, dengan *lifetime* mencapai 50 tahun (Rahardjo & Fitriana, 2020).

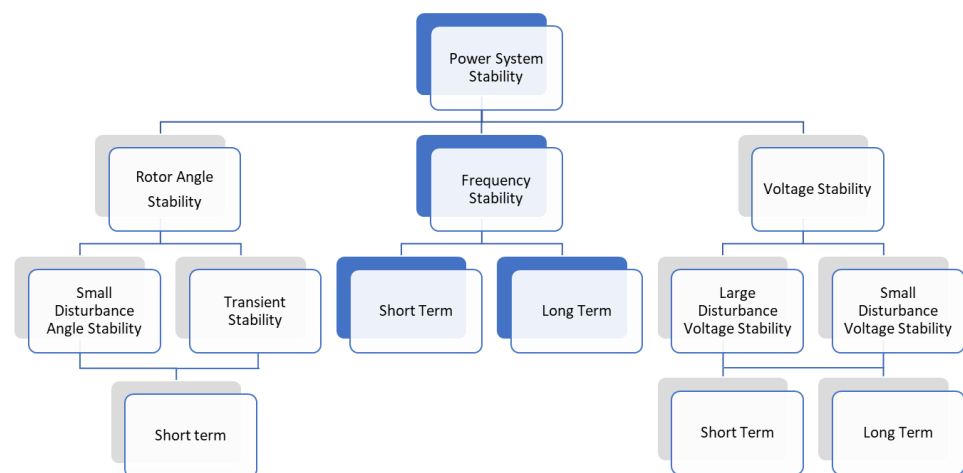
2.2.4.6 Minimum Load

Setiap jenis pembangkit memiliki nilai *minimum load* yang menunjukkan seberapa rendah beban yang dapat ditanggung pembangkit tersebut. Pembangkit dengan nilai *minimum load* rendah sering digunakan untuk menangani beban puncak, seperti

PLTG yang memiliki minimum load antara 20% hingga 50%. Pembangkit PLTU berbahan bakar batubara keras memiliki minimum load sebesar 20%–40%, sementara PLTU berbahan lignit berada di kisaran 40%–60%, dan PLTGU sekitar 30%–50%. Karena nilai minimum load pada PLTU dan PLTG lebih dari 20%, keduanya kurang cocok digunakan sebagai pembangkit *peaker* (Rahardjo & Fitriana, 2020).

2.2.5 Kestabilan Sistem Tenaga Listrik

Menurut Praba Khundur (1994: 17) kestabilan sistem tenaga didefinisikan sebagai kemampuan sistem tenaga yang memungkinkan mesin bergerak serempak atau sinkron dalam sistem pada operasi normal dan dapat kembali dalam keadaan seimbang (normal) setelah mengalami gangguan. Kestabilan sistem tenaga listrik dibagi menjadi tiga yaitu kestabilan sudut (*rotor angle stability*), kestabilan frekuensi (*frequency stability*) dan kestabilan tegangan (*voltage stability*) sebagaimana pada gambar 2.5. Kestabilan pada sistem tenaga listrik tergantung pada kondisi awal sebelum terjadinya gangguan dan tingkat gangguan yang terjadi. Saat terjadi gangguan dari kondisi stabil akan menjadi tidak stabil kemudian dari respon primer, respon sekunder pembangkit, strategi pertahanan sistem akan kembali menormalkan sistem pasca gangguan dalam periode tertentu tergantung besar kecilnya gangguan yang terjadi.



Gambar 2.5 Klasifikasi *Power System Stability*

Kestabilan sudut rotor berkaitan erat dengan kestabilan rotor-rotor pembangkit dalam sistem interkoneksi untuk tetap sinkron. Kestabilan frekuensi berkaitan dengan kemampuan sistem untuk mengembalikan frekuensi setelah terjadi gangguan yang mengakibatkan ketidakseimbangan daya aktif. Sedangkan kestabilan tegangan adalah kemampuan sistem untuk mempertahankan tegangan yang dapat diterima oleh peralatan setelah terjadinya gangguan baik jangka pendek maupun panjang.

2.2.6 Pengaturan Frekuensi Sistem

Menurut Aturan Jaringan Sistem Kelistrikan Sulawesi yang merupakan lampiran III Permen ESDM No 20 tahun 2020, frekuensi sistem akan konstan apabila total pembangkitan seimbang dengan total beban ditambah rugi-rugi jaringan. Frekuensi di sistem akan lebih besar dari 50 Hz apabila total pembangkitan melebihi total beban ditambah rugi-rugi, demikian pula frekuensi sistem akan kurang dari 50 Hz apabila total beban ditambah rugi-rugi melebihi total pembangkitan. Frekuensi sistem dipertahankan dalam kisaran $\pm 0,20$ (nol koma dua nol) Hz di sekitar 50,00 (lima puluh koma nol nol) Hz, kecuali dalam periode transient yang singkat, di mana penyimpangan sebesar $\pm 0,50$ (nol koma lima nol) Hz atau lebih diizinkan, serta selama keadaan darurat. Frekuensi sistem dapat naik sampai dengan 52,00 (lima puluh dua koma nol nol) Hz dan turun sampai dengan 47,00 (empat puluh tujuh koma nol nol) Hz pada keadaan darurat.

Rentang pengaturan frekuensi yang sempit diperlukan untuk menyediakan frekuensi pasokan yang stabil bagi semua pelaku usaha atau pemakai jaringan dan konsumen tenaga listrik dan pelanggan akhir. Desain unit pembangkit dan peralatan harus dapat beroperasi sesuai batas rentang frekuensi operasi sesuai dengan tabel 3.1 berikut ini.

Tabel 2.1 Batas Rentang Frekuensi Operasi Pembangkit

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

Pengendalian dapat frekuensi dilakukan dengan hal-hal sebagai berikut:

1. Pengendalian primer dari *governor*
2. Pengendalian sekunder dengan *Automatic Generation Control* (AGC)
3. Perintah dari operator sistem ke operator pembangkitan untuk merubah output daya reaktif pembangkit
4. Pengurangan beban secara manual
5. Pelepasan beban secara otomatis oleh proteksi sistem
6. Pelepasan generator secara otomatis oleh proteksi sistem
7. Penurunan tegangan dalam rangka menurunkan beban sistem

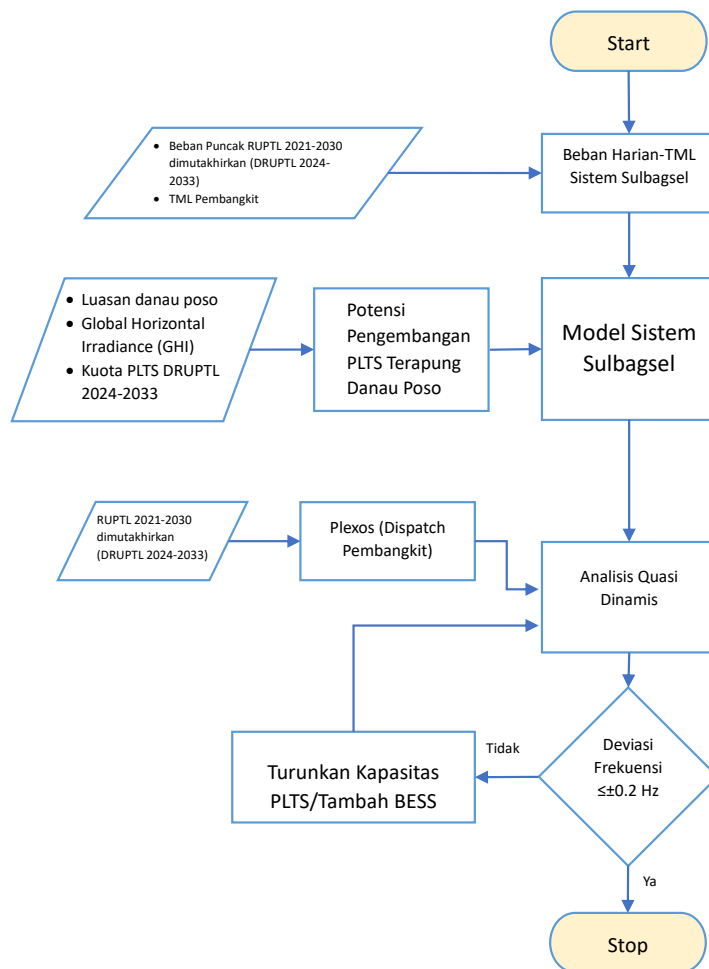
BAB III

METODE PENELITIAN

3.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Tempat penelitian ini yaitu PT PLN (Persero) Unit Induk Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Sulawesi dan waktu yang digunakan yaitu Juli sd September 2024

3.2 Desain Penelitian



Gambar 3.2 *Flowchart* Penelitian

Desain penelitian ini yaitu kuantitatif dengan metode *Quasi-Dynamic*. *Quasi-Dynamic Analysis* adalah metode simulasi yang melakukan serangkaian perhitungan aliran daya (*load flow calculations*) dalam rentang waktu tertentu. Fokusnya adalah pada variasi parameter sistem tenaga yang bersifat dinamis, seperti perubahan beban harian atau musiman serta output energi terbarukan, tanpa melakukan simulasi transien penuh yang memakan waktu komputasi tinggi. Metode ini berfokus pada pengukuran dan perhitungan numerik, menghasilkan data berupa angka seperti variasi beban, deviasi frekuensi, atau parameter operasional. Analisis tersebut memerlukan pemodelan dan simulasi menggunakan perangkat lunak seperti *DigSILENT PowerFactory* dan *PLEXOS* untuk memperoleh hasil konkret. Selain itu, pendekatan ini bertujuan memprediksi atau menganalisis performa sistem berdasarkan input data numerik dan parameter tertentu, seperti aliran daya, perubahan beban, atau output energi.

Langkah-langkah dalam *Quasi-Dynamic Analysis* dimulai dengan pengolahan data beban harian dan kapasitas pembangkit surya terapung yang dimasukkan sebagai input. Parameter penting seperti tahap ekspansi pembangkit, rencana pemadaman, dan variasi beban juga digunakan dalam proses simulasi untuk memastikan hasil yang akurat. Analisis ini memanfaatkan parameter variabel waktu, seperti perubahan beban atau output energi surya sepanjang hari, guna mensimulasikan kondisi operasional yang mendekati situasi nyata. Selanjutnya, dilakukan perhitungan aliran daya (*load flow*) melalui serangkaian simulasi untuk mengevaluasi performa sistem di berbagai skenario operasional, termasuk saat beban puncak dan gangguan. Hasil simulasi tersebut dianalisis untuk memastikan frekuensi sistem berada dalam batas toleransi yang ditetapkan, yaitu $\pm 0,2$ Hz, sesuai dengan persyaratan *grid code*. Apabila ditemukan deviasi frekuensi yang melebihi batas, proses simulasi diulang dengan penyesuaian parameter hingga sistem mencapai stabilitas dan memenuhi standar operasional yang ditetapkan.

3.3 Metode Pengumpulan Data

Jenis data yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari data kuantitatif dan kualitatif. Data kuantitatif mencakup informasi numerik seperti profil beban harian, kapasitas pembangkit listrik, dan nilai iradiasi matahari. Sementara itu, data kualitatif meliputi rencana pengembangan kelistrikan dan kondisi eksisting sistem tenaga yang

dapat mendukung analisis lebih mendalam terhadap pengoperasian dan potensi pembangkit listrik tenaga surya terapung.

3.3.1 Sumber Data

Data dalam penelitian ini diperoleh dari dua jenis sumber, yaitu:

1. Data Primer

- Data yang diperoleh mencakup kondisi kelistrikan eksisting PLN , termasuk informasi tentang pembangkit listrik, jaringan distribusi, serta rencana pengembangan yang tercantum dalam RUPTL dan pemutakhirannya dalam Draft RUPTL 2024-2033.
- Data radiasi matahari dari Global Solar Atlas yang untuk menghitung potensi energi surya pada area Danau Poso Sulawesi Tengah.
- Data pemodelan eksisting perangkat lunak *PLEXOS* untuk simulai optimasi produksi pembangkit dan pemodelan eksisting *DigSILENT PowerFactory* untuk simulasi sistem tenaga menggunakan.

2. Data Sekunder

Data sekunder berasal dari sumber dari penelitian terdahulu yang telah ada dan relevan untuk mendukung penelitian

3.3.2 Teknik Pengumpulan Data

Teknik pengumpulan data dilakukan melalui beberapa tahapan, yaitu:

1. Pengumpulan Data Primer

Mengakses dokumen-dokumen resmi dari PT PLN (Persero) terkait kondisi dan rencana pengembangan kelistrikan serta mengunduh data iradiasi dari Global Solar Atlas.

2. Pengumpulan Data Sekunder

Pengumpulan data dari sumber dari penelitian terdahulu yang telah ada dan relevan untuk mendukung penelitian.

3. Pemodelan dan Simulasi

Melakukan pemodelan sistem dengan perangkat lunak *DigSILENT PowerFactory* dan *PLEXOS* untuk memperoleh data primer terkait aliran daya, deviasi frekuensi, dan kapasitas pembangkit.

4. Analisis dan Validasi:

Data yang terkumpul kemudian dianalisis dan divalidasi melalui serangkaian simulasi dan iterasi untuk memastikan hasil penelitian akurat dan sesuai dengan kondisi operasional yang diharapkan.

3.4 Metode Analisis Data

Metode analisis data dalam penelitian ini melibatkan beberapa tahap penting untuk memastikan hasil yang akurat dan relevan dengan tujuan penelitian. Berikut adalah tahapan-tahapan analisis data:

1. Pengolahan dan Validasi Data

Data yang diperoleh dari sumber primer dan sekunder, seperti profil beban harian, data iradiasi, dan kondisi eksisting kelistrikan, diolah dan divalidasi untuk memastikan konsistensi dan kelengkapan. Data yang tidak konsisten atau tidak relevan akan dibersihkan atau disesuaikan agar sesuai dengan kebutuhan analisis.

2. Pemodelan Sistem

Data yang sudah diolah dimasukkan ke dalam perangkat lunak *DigSILENT PowerFactory* dan *PLEXOS* untuk memodelkan sistem tenaga. Pemodelan ini mencakup profil beban harian, kapasitas pembangkit listrik tenaga surya terapung, dan parameter teknis lainnya. *PLEXOS* digunakan untuk simulasi *generation dispatch* dan *economic dispatch*, sementara *DigSILENT PowerFactory* digunakan untuk analisis teknis sistem.

3. Simulasi *Quasi-Dynamic Analysis*

Quasi-Dynamic Analysis digunakan untuk melakukan serangkaian simulasi aliran daya dalam berbagai skenario operasional. Simulasi ini memanfaatkan parameter waktu, seperti perubahan beban harian dan musiman, untuk mendapatkan gambaran perilaku sistem dalam kondisi nyata. Simulasi ini juga mencakup perhitungan aliran daya, stabilitas sistem, dan analisis hubung singkat.

4. Evaluasi Deviasi Frekuensi

Hasil simulasi dianalisis untuk memastikan bahwa deviasi frekuensi berada dalam batas toleransi yang diizinkan, yaitu $\pm 0,2$ Hz, sesuai dengan kode jaringan (*grid code*). Jika frekuensi melampaui batas toleransi, simulasi diulang dengan

penyesuaian parameter hingga sistem mencapai stabilitas dan memenuhi standar operasional.

5. Analisis *Economic Dispatch* dan Kecukupan Sistem

Dengan menggunakan *PLEXOS*, dilakukan analisis *economic dispatch* untuk mengevaluasi efisiensi biaya operasional sistem tenaga. Analisis ini juga mengevaluasi kecukupan sistem (*system adequacy*) untuk memastikan bahwa kebutuhan energi dapat dipenuhi dengan kapasitas pembangkit yang ada, baik pada kondisi normal maupun saat terjadi gangguan.

6. Interpretasi dan Pelaporan Hasil

Hasil dari berbagai tahap analisis, termasuk pemodelan sistem, simulasi aliran daya, evaluasi deviasi frekuensi, dan optimasi biaya, diinterpretasikan untuk menarik kesimpulan dan rekomendasi. Data dan hasil analisis disajikan dalam bentuk tabel, grafik, dan diagram agar lebih mudah dipahami dan digunakan untuk pengambilan keputusan terkait pengembangan pembangkit listrik tenaga surya terapung.

3.5 Jadwal Penelitian

Jadwal penelitian ini direncanakan sebagai berikut:

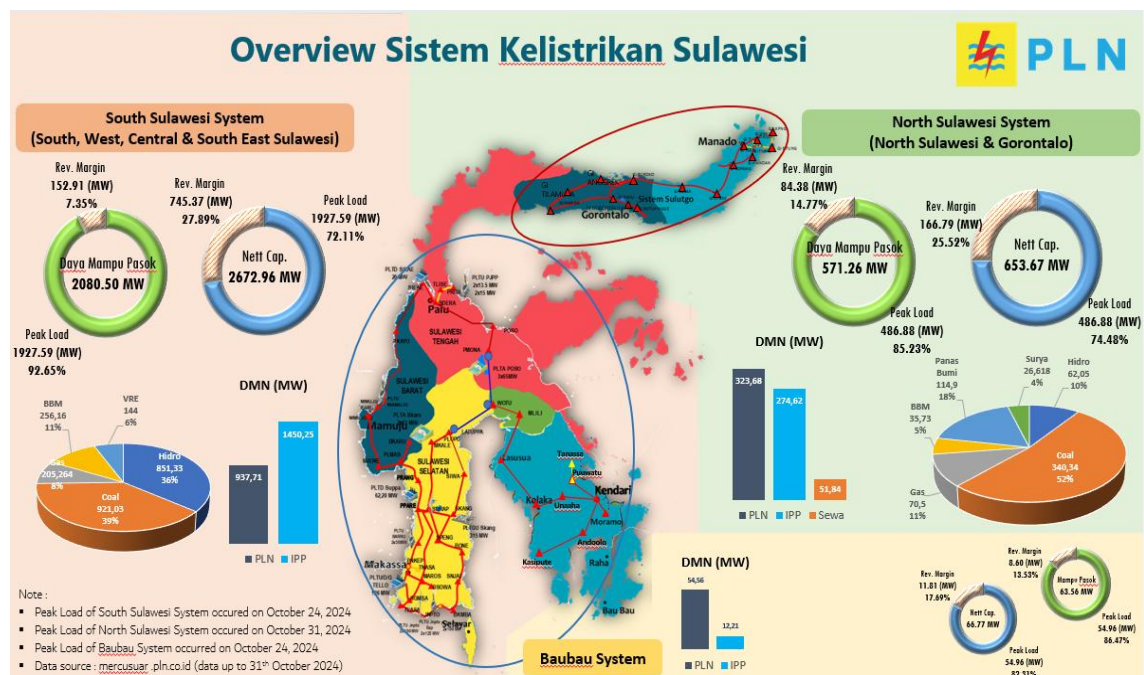
Tabel 3.2 Jadwal Penelitian

Kegiatan	Waktu Pelaksanaan
Studi literatur	Desember 2023 s.d. April 2024
Pengumpulan Data Sekunder	Januari s.d. April 2024
Simulasi dan Analisa	Mei s.d Agustus 2024
Interpretasi dan Evaluasi Hasil	September s.d. Oktober 2024
Penyusunan Laporan	November 2024 s.d. Januari 2025

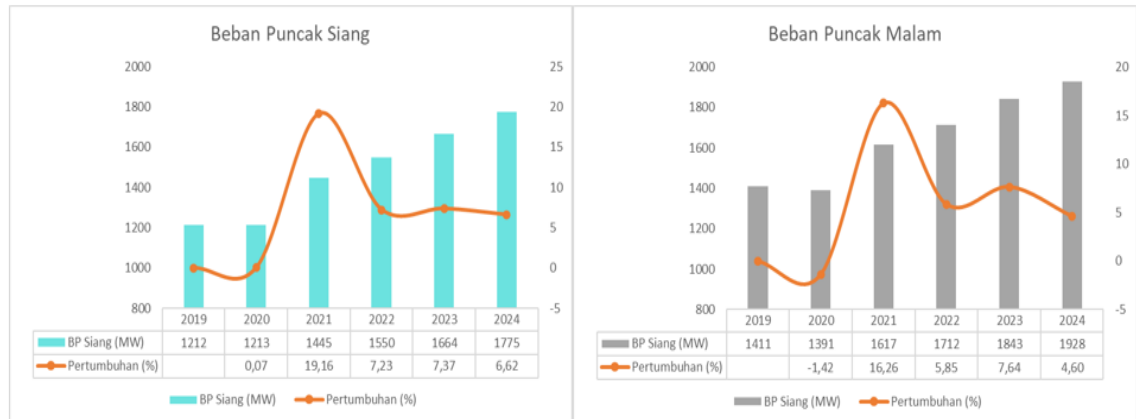
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Overview Sistem Kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan

Sistem Kelistrikan Sulawesi terbagi menjadi 2 (dua) Sistem besar yaitu Sistem Sulawesi Bagian Utara yang meliputi provinsi Sulawesi Utara dan Gorontalo serta Sistem Kelistrikan Sulawesi Bagian Selatan (Sulbagsel). Sistem Kelistrikan Sulbagsel merupakan sistem interkoneksi yang mencakup kelistrikan empat provinsi, yaitu Sulawesi Selatan, Sulawesi Tenggara, sebagian wilayah Sulawesi Tengah, dan Sulawesi Barat (Gambar 4.1). Pada tahun 2024, beban puncak tertinggi tercatat sebesar 1.928 MW terjadi pada tanggal 24 Oktober 2024. Pada saat beban puncak tersebut, cadangan operasi sistem mencapai 160 MW atau sekitar 7,35% dari total beban, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 4.2. Data ini mencerminkan tantangan dalam menjaga keandalan sistem kelistrikan, terutama dalam menghadapi kebutuhan energi yang terus meningkat di wilayah tersebut.



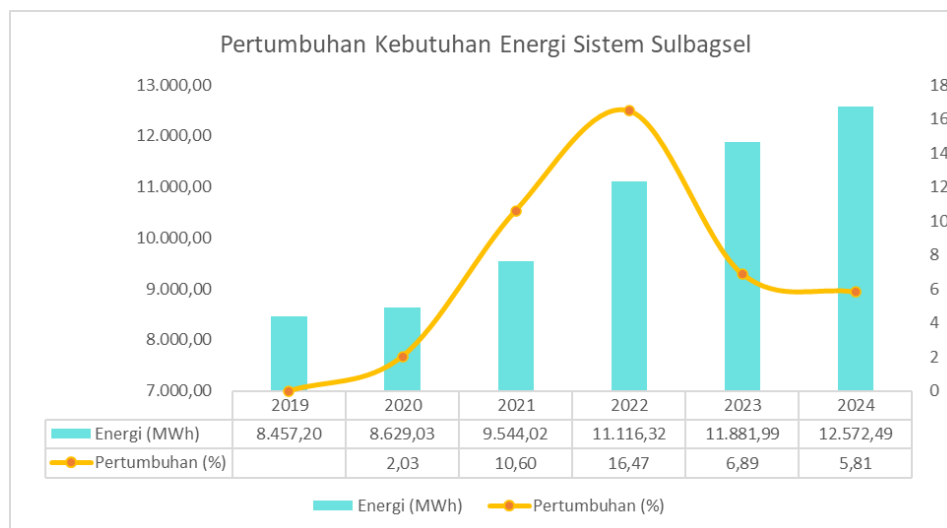
Gambar 4.1 Overview Sistem Sulbagsel
(Sumber : PLN UIP3B Sulawesi)



Gambar 4.2 Realisasi Beban Puncak Sistem Sulbagsel Tahun 2019-2024

(Sumber : PLN UIP3B Sulawesi)

Pada kuartal ketiga tahun 2023, sistem kelistrikan Sulbagsel mengalami kekurangan pasokan energi yang sebagian besar disebabkan oleh fenomena *El Niño* yang melanda Indonesia, termasuk wilayah Sulawesi. Salah satu tantangan dalam sistem kelistrikan dengan persentase energi terbarukan yang tinggi adalah risiko kekurangan energi primer. Di sisi lain, kebutuhan energi konsumen terus meningkat setiap tahun, seiring dengan pesatnya pertumbuhan industri hilirisasi nikel di wilayah Sulawesi Tenggara dan Sulawesi Selatan. Dari tahun 2021 hingga 2024, pertumbuhan konsumsi energi mencapai rata-rata 9,94%, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 4.3.



Gambar 4.3 Pertumbuhan Kebutuhan Energi Sistem Sulbagsel

(Sumber : PLN UIP3B Sulawesi)

4.2 Potensi Pengembangan PLTS Terapung di Danau Poso

Pemanfaatan danau atau waduk sebagai alternatif lokasi pemasangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) terapung merupakan salah satu solusi strategis dalam pengembangan energi terbarukan. Selain meningkatkan efektivitas pemanfaatan lahan, solusi ini juga memungkinkan pembentukan sistem hibrida dengan Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA). Dalam sistem ini, energi yang dihasilkan oleh PLTS dapat digunakan untuk mengompensasi penurunan produksi listrik dari PLTA, terutama pada musim kemarau ketika debit air cenderung berkurang. Dengan demikian, integrasi PLTS terapung dengan PLTA tidak hanya meningkatkan keandalan pasokan energi tetapi juga mengoptimalkan pemanfaatan sumber daya alam secara lebih berkelanjutan. Pemanfaatan luasan lahan secara sederhana di ilustrasikan pada gambar 4.4

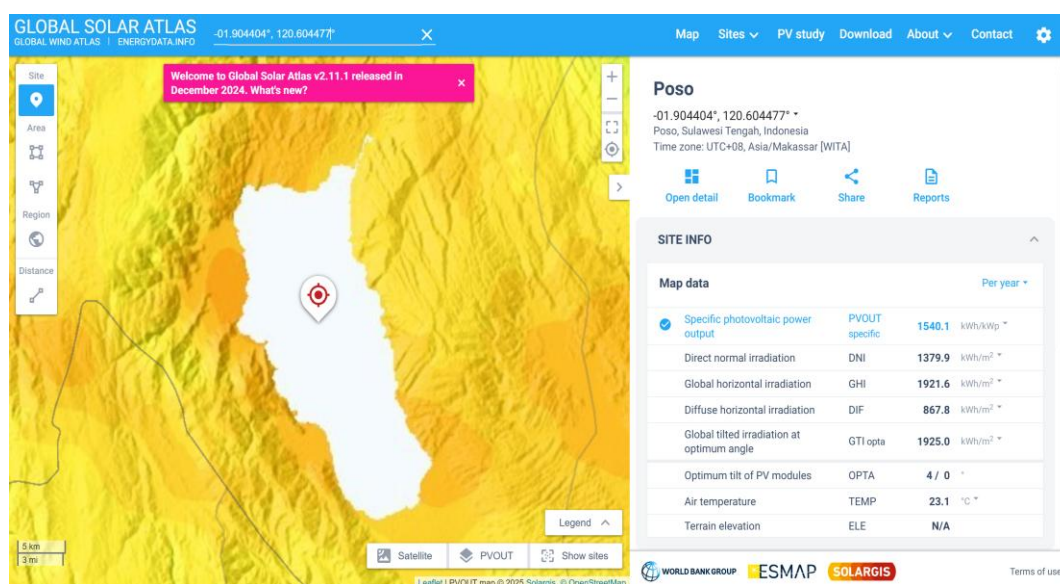


Gambar 4.4 Area Potensi Pemanfaatan PLTS Terapung

Global Solar Atlas menyediakan data iradiasi matahari untuk Danau Poso, Sulawesi Tengah, Indonesia, yang menjadi acuan penting dalam penilaian potensi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) terapung. Data utama yang ditampilkan

mencakup Direct Normal Irradiation (DNI) sebesar 1367,8 kWh/m²/tahun, Global Horizontal Irradiation (GHI) sebesar 1914,0 kWh/m²/tahun, dan Global Tilted Irradiation at Optimum Angle (GTI opta) sebesar 1917,3 kWh/m²/tahun. Lokasi yang direncanakan untuk PLTS terapung berada pada koordinat -01.904404°, 120.604477°, dengan ketinggian 508 meter di atas permukaan laut dan suhu rata-rata 24,6°C.

Data ini menunjukkan potensi yang sangat baik untuk pengembangan proyek energi surya di kawasan tersebut. Kondisi lingkungan yang mendukung menjadi dasar penting dalam menentukan sudut kemiringan modul PV yang optimal, merencanakan hasil energi, dan mendukung pengembangan energi berkelanjutan. Detail data dan potensi pengembangan energi surya untuk Danau Poso ini dapat dilihat pada Gambar 4.5.



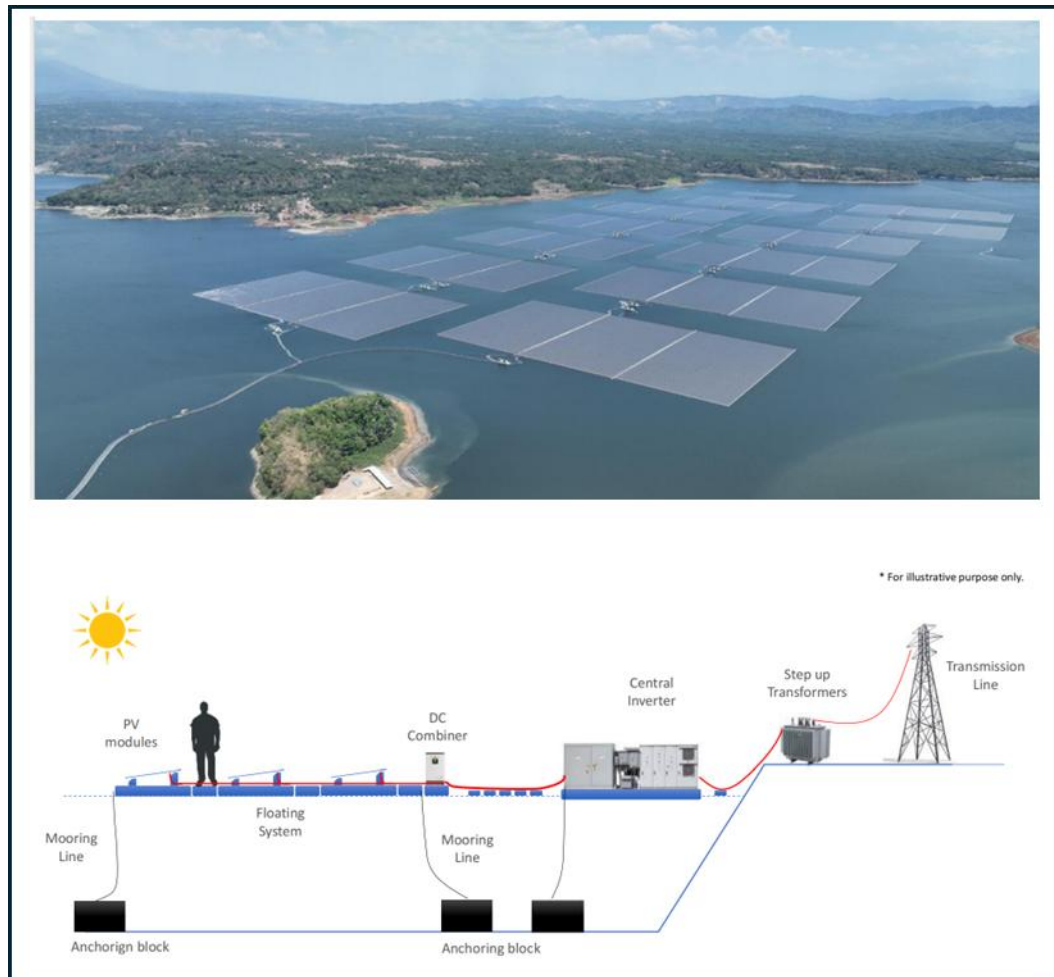
Gambar 4.5 Profil Iradiasi Danau Poso

(Sumber : *Global Solar Atlas*)

Pemodelan *benchmark* menggunakan profil teknis PLTA Cirata 145 MWac, PLTA Cirata, yang terletak di Waduk Cirata, Jawa Barat, Indonesia, merupakan proyek Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) terapung terbesar di Asia Tenggara. Proyek ini mencakup area seluas ±250 hektar, terdiri atas 13 pulau terapung, dengan salah satu pulau memiliki luas 10 hektar. Instalasi ini memiliki kapasitas terpasang sebesar 192 MWp atau 145 MWac, menjadikannya proyek PLTS terapung dengan kapasitas terbesar di ASEAN.

Setiap pulau pada instalasi ini memiliki kapasitas sekitar 15,7 MWp, dengan total lebih dari 343.000 modul surya yang dipasang. Sistem ini dilengkapi dengan 25

stasiun transformator tegangan menengah (MV) lepas pantai dan ditambatkan ke dasar waduk menggunakan 2.200 sistem penambatan dan tambatan, memungkinkan operasional yang stabil di kedalaman hingga 100 meter. dirancang untuk menghasilkan energi listrik sebesar 250–300 GWh per tahun, yang secara signifikan mendukung penyediaan energi terbarukan di Indonesia.



Gambar 4.6 Ilustrasi Pemanfaatan Danau dan SLD PLTS Terapung
(Sumber : PLN Nusantara *Renewable*)

Perhitungan potensi PLTS Terapung Danau poso menggunakan data *Global Horizontal Irradiation* (GHI) dari global solar atlas pada titik Danau Poso. Dengan GHI sekitar 1921,6 kWh/m²/tahun dan asumsi pemanfaatan maksimum sebesar 20% permukaan danau, maka dari *benchmark* PLTS Cirata, potensi PLTS Terapung Danau Poso sebesar 4279 MWac dengan potensi produksi 7,3 sampai 8,8 TWh per tahun. Potensi

kapasitas PLTS tersebut sangat besar dan bisa menjadi pertimbangan sebagai salah satu potensi yang bisa dikembangkan untuk memenuhi target bauran energi EBT.

Setelah didapatkan potensi besaran kapasitas PLTS Terapung Danau Poso, dilakukan analisis penentuan kapasitas kandidat Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung (FSPV) dalam sistem Sulbagsel dilakukan melalui perhitungan dengan mempertimbangkan beban puncak siang hari yang dikurangi dengan nilai *Technical Minimum Load* (TML) dari pembangkit eksisting serta pembangkit *non-Variabel Renewable Energy* (Non-VRE) yang direncanakan sesuai dengan DRUPTL 2024-2033. Selanjutnya, kapasitas yang tersedia dikurangi kembali dengan kapasitas pembangkit VRE eksisting, yaitu PLTB Sidrap dan PLTB Tolo, untuk mendapatkan nilai kapasitas FSPV yang memungkinkan untuk diintegrasikan ke dalam sistem tenaga listrik. Hasil dari perhitungan ini disajikan dalam Tabel 4.5.

Tabel 4.1 Tabel Kalkulasi Potensi VRE

Parameters	Calculation of VRE Capacity										
	Units	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Peak Load	MW	2099	2571	2971	3391	3653	3977	4587	5321	5993	6444
Day Load	MW	1296	1587	1834	2093	2255	2455	2832	3285	3700	3978
TML	MW	1171	1243	1357	1540	1728	1819	2151	2237	2331	2546
Day Load - TML	MW	125	344	477	554	527	636	681	1048	1368	1432
VRE Eksisting	MW	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Possible Additional VRE	MW	-5	214	347	424	397	506	551	918	1238	1302

Tabel 4.5 menyajikan analisis kapasitas tambahan pembangkit energi terbarukan variabel (VRE) yang dapat diintegrasikan ke dalam sistem tenaga Sulbagsel selama periode 2024–2033. Berdasarkan perhitungan, kapasitas tambahan VRE dihitung dari selisih antara beban siang hari (*Day Load*) dan nilai *Technical Minimum Load* (TML) pembangkit *eksisting*, yang kemudian dikurangi dengan kapasitas *VRE eksisting*, seperti PLTB Sidrap dan PLTB Tolo. Hasil analisis menunjukkan bahwa pada tahun 2024, sistem belum mampu menampung kapasitas tambahan VRE dengan nilai -5 MW. Namun, mulai tahun 2025, kapasitas tambahan VRE meningkat secara bertahap, dari 214 MW pada tahun 2025 hingga mencapai 1302 MW pada tahun 2033. Hal ini menunjukkan kemampuan sistem yang semakin berkembang untuk menerima penambahan kuota VRE mulai tahun 2025. Selanjutnya, simulasi energi dan *quasi-dynamic analysis*

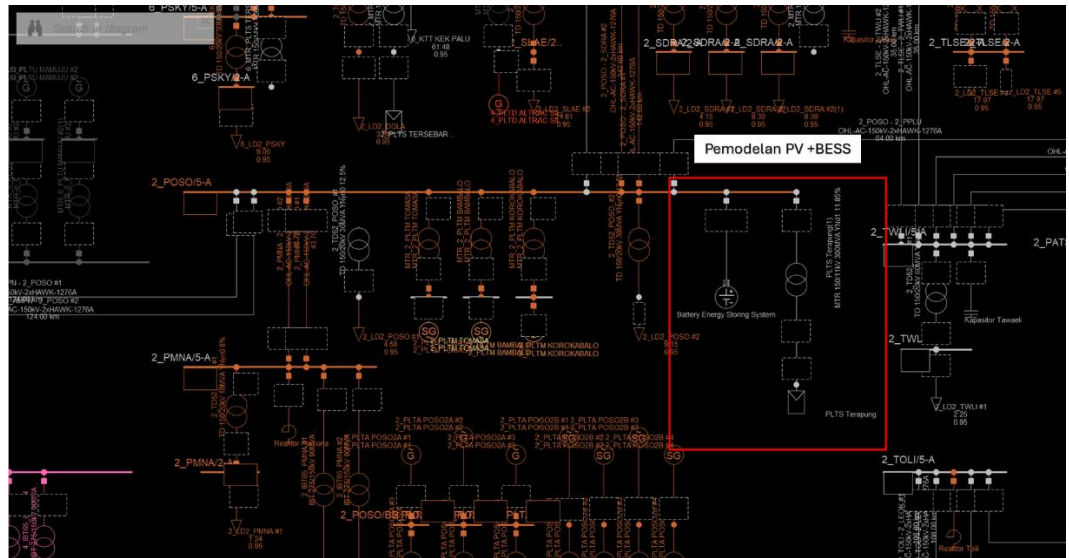
menggunakan *PLEXOS* dan *DIgSILENT* dilakukan dengan mempertimbangkan rencana penambahan kapasitas PLTS + Baterai sesuai dengan DRUPTL 2024–2033, yaitu sebesar 50 MW pada tahun 2028, 50 MW pada tahun 2031, dan 100 MW pada tahun 2033, sehingga total kapasitas terpasang mencapai 200 MW pada akhir tahun 2033.

4.3 Asumsi Pemodelan Sistem Kelistrikan Sulbagsel

Pemodelan sistem tenaga dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak *DigSILENT PowerFactory* dan *PLEXOS* untuk mendukung analisis integrasi PLTS Terapung Danau Poso dalam Sistem Kelistrikan Sulbagsel. Pemodelan Pemodelan PV beserta BESS pada GI Poso pada aplikasi *DIgSILENT PowerFactory* dapat dilihat pada gambar 4.7. Kedua simulasi ini bertujuan untuk memperoleh data primer yang mencakup:

- *Dispatch* Pembangkit
Pengaturan jadwal operasi pembangkit berdasarkan beban sistem dan kapasitas pembangkit yang tersedia.
- Manajemen Energi
Analisis distribusi energi antara pembangkit konvensional, PLTA, dan PLTS Terapung untuk memenuhi kebutuhan beban.
- Aliran Daya
Evaluasi distribusi daya dalam jaringan interkoneksi untuk memastikan kestabilan dan efisiensi operasi sistem.
- Deviasi Frekuensi
Identifikasi pengaruh integrasi PLTS Terapung terhadap kestabilan frekuensi sistem, dengan mempertimbangkan batas toleransi $\pm 0,2$ Hz.
- Kapasitas Pembangkit
Penyesuaian kapasitas pembangkit berbasis simulasi untuk menjaga keandalan sistem sesuai dengan pertumbuhan beban dan kebutuhan energi.

Asumsi-asumsi tersebut digunakan sebagai dasar untuk menganalisis dampak operasional dan memberikan rekomendasi strategis guna meningkatkan keandalan sistem kelistrikan dengan mengintegrasikan PLTS Terapung Danau Poso.



Gambar 4.7. Pemodelan PV+BESS pada GI Poso

4.3.1 Asumsi Simulasi Pemodelan Sistem Tenaga

Data beban puncak dan kebutuhan listrik pada Sistem Kelistrikan Sulbagsel yang tercantum dalam dokumen RUPTL 2021-2030 telah diperbarui berdasarkan informasi terbaru menjadi DRUPL 2024-2033. Pembaruan ini mencakup rencana penambahan beban dan perencanaan ekspansi pembangkit listrik untuk mengakomodasi pertumbuhan kebutuhan energi. Peningkatan beban puncak sistem ini terutama dipengaruhi oleh bertambahnya konsumen tegangan tinggi (KTT) yang tidak tercakup dalam RUPTL 2021-2030. Selain itu, penambahan pembangkit listrik baru juga direncanakan untuk mengimbangi peningkatan kebutuhan daya yang signifikan. Informasi ini menjadi dasar penting dalam perencanaan pengembangan sistem kelistrikan untuk memastikan keandalan dan kontinuitas pasokan listrik di wilayah Sulbagsel.

Tabel 4.2 Beban Puncak Sistem Sulbagsel

Peak Load (MW)	Year												
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2032
RUPTL 2021-2030	1592	1794	1999	2100	2203	2308	2412	2517	2631	2761	-	-	-
DRUPTL 2024-2033	1592	1794	1999	2099	2571	2971	3391	3653	3977	4587	5321	5993	6444

Tabel 4.3 Konsumen Tegangan Tinggi Sistem Sulbagsel

Daftar KTT	Keterangan	Provinsi	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
PT Aquila Cobalt Nickel (ACN)	Reguler	Sulteng		160	200	200	200	200	200	200	200	200
Parigi Aquakultura Prima	Reguler	Sulteng	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Tambak PT Toiba Marindo Llestari	Reguler	Sulteng	8.7	10.4	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8
PT Esa Pratama	Reguler	Sulteng	24	37.6	37.6	40.2	40.2	40.2	40.2	40.2	40.2	40.2
HUADI#5 UNITY (tahap 2)	Reguler	Sulteng	80	170	170	170	170	170	170	170	170	170
PT Ceria Metalindo Prima	Reguler	Sultra	100	118	214	214	332	414	414	414	414	414
PT Stargate Mineral Asia	Reguler	Sultra	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100
PT Antam Pomalaa	Reguler	Sultra	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150

Peningkatan jumlah konsumen tegangan tinggi (KTT) pada Sistem Kelistrikan Sulbagsel memberikan dampak signifikan terhadap kenaikan beban puncak sistem. Kenaikan ini menuntut adanya penyesuaian dalam kapasitas pembangkitan untuk memastikan kemampuan sistem dalam memenuhi permintaan kebutuhan listrik yang semakin meningkat. Dalam hal ini, penambahan kapasitas pembangkit baru menjadi langkah penting untuk menjaga keandalan sistem dan mengakomodasi pertumbuhan konsumsi energi, terutama dari sektor konsumen tegangan tinggi yang memiliki kebutuhan daya besar. Informasi lebih lanjut terkait dampak peningkatan beban KTT terhadap sistem kelistrikan Sulbagsel dapat dilihat pada Tabel 4.2.

Tabel 4.4 Neraca Daya Sistem Sulbagsel

Uraian	Satuan	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	12.368	14.380	16.315	18.601	20.092	21.777	25.117	29.147	32.904	35.451
b. Pertumbuhan Penjualan	%	18	16	13	14	8	8	15	16	13	8
c. Produksi	GWh	13.880	16.102	18.238	20.780	22.443	24.317	28.033	32.512	36.680	39.497
d. Faktor Beban	%	75	71	70	70	70	70	70	70	70	70
f. Beban Puncak Netto	MW	2.099	2.571	2.971	3.391	3.653	3.977	4.587	5.321	5.993	6.444
g. Pertumbuhan Beban Puncak Netto	MW	10%	22%	16%	14%	8%	9%	15%	16%	13%	8%
2) IPP	MW	-	-	-	-	277	310	536	1.000	800	780
Sulbagsel (Kuota) Tersebar	PLTS + Baterai					50*			50*		100*
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	2.241	2.223	2.278	2.278	2.278	2.278	2.278	2.278	2.278	2.278
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	519	696	516	723	441	310	661	1.000	821	980
c. Total DMN Sistem	MW	2.760	3.438	4.010	4.733	5.173	5.483	6.144	7.144	7.965	8.945
- Pembangkit Fosil	MW	1.844	2.609	3.143	3.858	3.858	3.858	3.858	3.858	3.858	3.858
- Pembangkit EBT	MW	978	1.014	1.078	1.156	2.069	2.430	3.359	4.809	5.630	7.230
d. LOLP	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
e. Reserve Margin	MW	661	867	1.039	1.342	1.520	1.506	1.557	1.823	1.972	2.501
f. Reserve Margin	%	31	34	35	40	42	38	34	34	33	39

Penelitian ini berfokus pada analisis dampak penetrasi PLTS Terapung terhadap kestabilan Sistem Kelistrikan Sulbagsel. Berdasarkan neraca daya DRUPTL 2024-2033 (Tabel 4.3), terdapat rencana penambahan kapasitas PLTS di Sulbagsel (dengan kuota

tersebar) yang dilengkapi dengan sistem baterai. Penambahan ini direncanakan sebesar 50 MW pada tahun 2028, 50 MW pada tahun 2031, dan 100 MW pada tahun 2033, sehingga total kapasitas yang terpasang mencapai 200 MW hingga tahun 2033.

4.3.2 Asumsi Simulasi Pemodelan *Free Governor*, *Technical Minimum Load* (TML) pembangkit dan *Aavailability Factor* (AF) pembangkit.

Daftar pembangkit listrik dalam Sistem Kelistrikan Sulbagsel yang dimodelkan sebagai pembangkit *Fast-Response* dengan kontrol *droop* (*Free Governor*) disajikan pada Tabel 4.4 berikut. Kurva beban dibuat berdasarkan beban siang hari yang dikurangi dengan nilai beban minimum teknis (*Technical Minimum Load* atau TML) dari pembangkit-pembangkit tersebut.

Tabel 4.5 List Pembangkit *Fast Respon* Sistem Sulbagsel

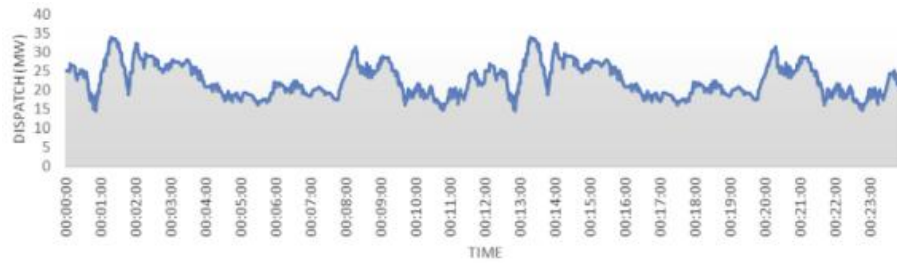
Gen FG	Speed Drop	Year									
		Installed Capacity									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
HPP Poso 4x30 MW	4%	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
HPP Poso 3x65 MW	4%	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
HPP Poso 4x50 MW	4%	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
HPP Bakaru 2x63 MW	5%	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
HPP Malea 2x45 MW	3%	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
GPP GE 2x27 MW	4%	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
DPP Suppa 2x10 MW	4%	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
CPP Jeneponto Exp 2x125 MW	5%	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
CPP Punagaya 2x100 MW	5%	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
CPP Mamuju 2x25 MW	5%	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
CPP Moramo 2x50 MW	5%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
GPP Nii Tanasa 6x10 MW	5%	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60

Beberapa pembangkit tertentu diasumsikan memiliki nilai TML yang lebih tinggi karena terikat kontrak, seperti Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) milik *Independent Power Producer* (IPP) yang dioperasikan pada nilai minimum sebesar 80% dari kapasitas andal bersihnya (*Net Dependable Capacity* atau DMN). Selain itu, terdapat pembangkit berbahan bakar gas yang dioperasikan di atas TML teknis akibat kontrak suplai gas melalui jaringan pipa. Asumsi TML dan AF dimodelkan sesuai nilai pada Tabel 4.5.

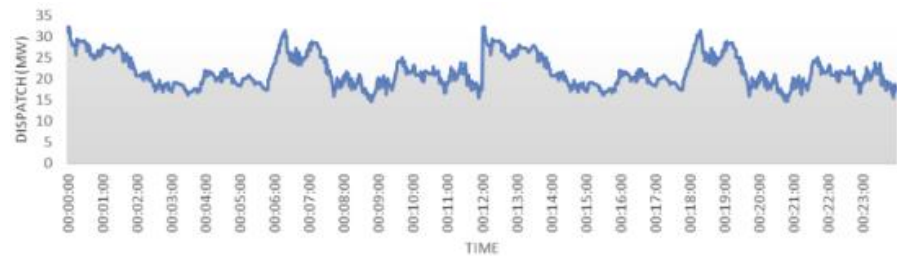
Tabel 4.6 Nilai TML dan AF pada pemodelan pembangkit

Jenis Pembangkit	TML (%)	AF (%)
Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)	50	85
Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)	30	90
Pembangkit Listrik Tenaga Gas-Uap (PLTGU)	50	85
Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG)	10	95
Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa (PLTBm)	50	85
Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS)	100	100
Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD)	10	95
Pembangkit Listrik Tenaga Minihidro (PLTM)	100	95
Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB)	100	100
Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA)	30	85
Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP)	100	95
Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLTSa)	50	85

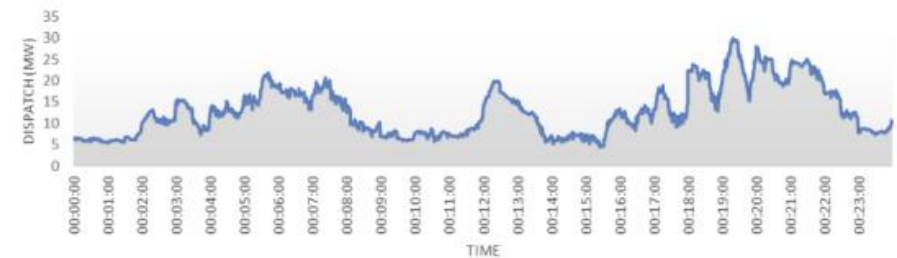
Selain penentuan nilai TML dan *Availability Factor* (AF) untuk setiap pembangkit, pemodelan juga mencakup *daily dispatch* untuk Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) dan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung (FSPV) dalam sistem Sulbagsel. Berdasarkan DRUPTL 2024-2033, terdapat pembangkit listrik berbasis energi terbarukan yang sudah beroperasi, yaitu PLTB Sidrap dengan kapasitas 2x35 MW dan PLTB Tolo dengan kapasitas 2x30 MW. Pemodelan dispatch untuk PLTB ini didasarkan pada data operasional aktual dari PLTB Sidrap dan PLTB Tolo pada bulan Desember 2024, sebagaimana ditampilkan pada Gambar 4.8, Gambar 4.9, Gambar 4.10 dan Gambar 4.11 berikut.



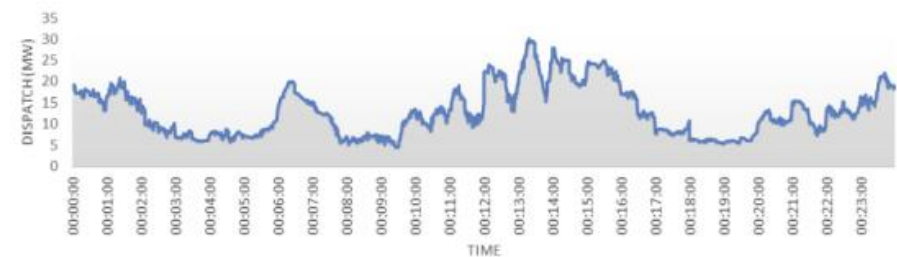
Gambar 4.8 Data pembebanan harian PLTB Sidrap Unit 1



Gambar 4.9 Data pembebanan harian PLTB Sidrap Unit 2



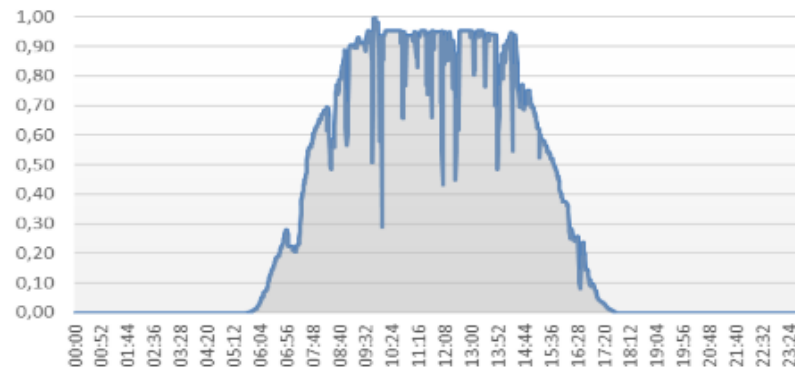
Gambar 4.10 Data pembebanan harian PLTB Tolo Unit 1



Gambar 4.11 Data pembebanan harian PLTB Tolo Unit 2

Selain itu, pemodelan *dispatch* untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung (PLTS Terapung/FSPV) dilakukan berdasarkan data rata-rata dari kinerja aktual PLTS eksisting yang telah beroperasi dalam Sistem Kelistrikan Sulawesi, yaitu PLTS Likupang, pada tanggal 1 April 2024. Data ini digunakan sebagai acuan dalam memperkirakan pola produksi energi listrik dari PLTS Terapung di sistem kelistrikan, sehingga memungkinkan evaluasi terhadap kontribusinya dalam menjaga stabilitas

frekuensi serta meningkatkan keandalan pasokan listrik di wilayah yang diteliti. Pemodelan PLTS Terapung sebagaimana terlihat pada Gambar 4.12.

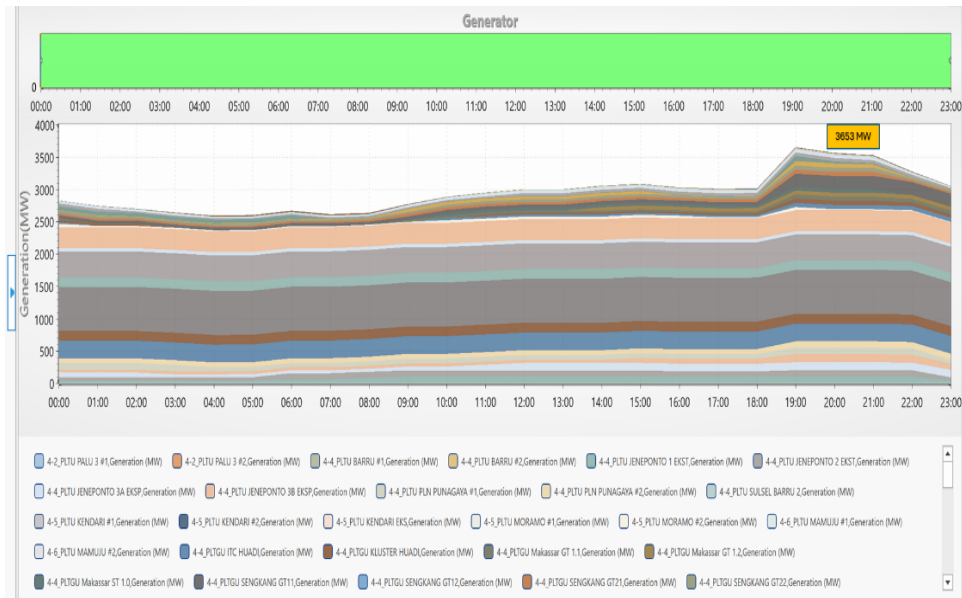


Gambar 4.12 Pemodelan Pola PLTS Terapung

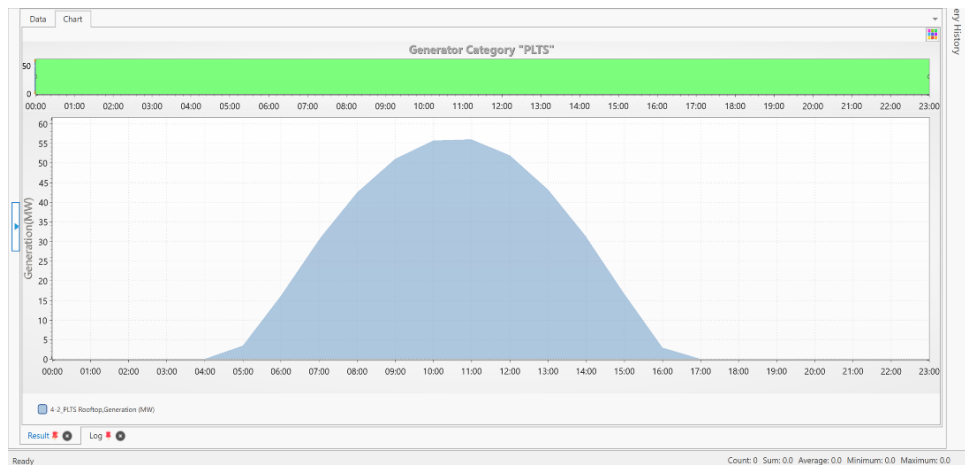
Studi ini menggunakan *PLEXOS* untuk optimasi ekonomis dan perencanaan operasi sistem tenaga serta *DigSILENT PowerFactory* untuk analisis teknis dan stabilitas sistem dalam mengintegrasikan *Floating Solar Photovoltaic* (FSPV) di Danau Poso ke dalam sistem tenaga Sulbagsel. Dalam *PLEXOS*, dilakukan *unit commitment*, *economic dispatch*, dan analisis beban harian untuk mengevaluasi dampak FSPV terhadap sistem tenaga berdasarkan data dari DRUPTL 2024-2033. Sementara itu, *DigSILENT* digunakan untuk *Quasi-Dynamic Analysis*, termasuk pemodelan *Free Governor Mode* (*droop control*) untuk mengamati respons pembangkit terhadap fluktuasi daya akibat variabilitas FSPV. Namun, pemodelan *Free Governor Mode* (*droop control*) hanya diterapkan pada pembangkit eksisting untuk merespons fluktuasi akibat penambahan PLTS, tanpa mempertimbangkan dampak peningkatan kemampuan *Free Governor Mode* pada pembangkit yang mengkompensasi penambahan beban dan fluktuasi beban KTT. Oleh karena itu, penambahan beban KTT hanya memengaruhi peningkatan energi dan beban puncak sistem, sementara profil beban KTT tidak dimodelkan secara spesifik dan dianggap telah diakomodasi oleh penambahan pembangkit khusus untuk KTT.

4.4 Simulasi Dampak Integrasi PLTS Terapung (Non-BESS)

4.4.1 Simulasi Dampak Integrasi PLTS Terapung (Non-BESS) Tahun 2028



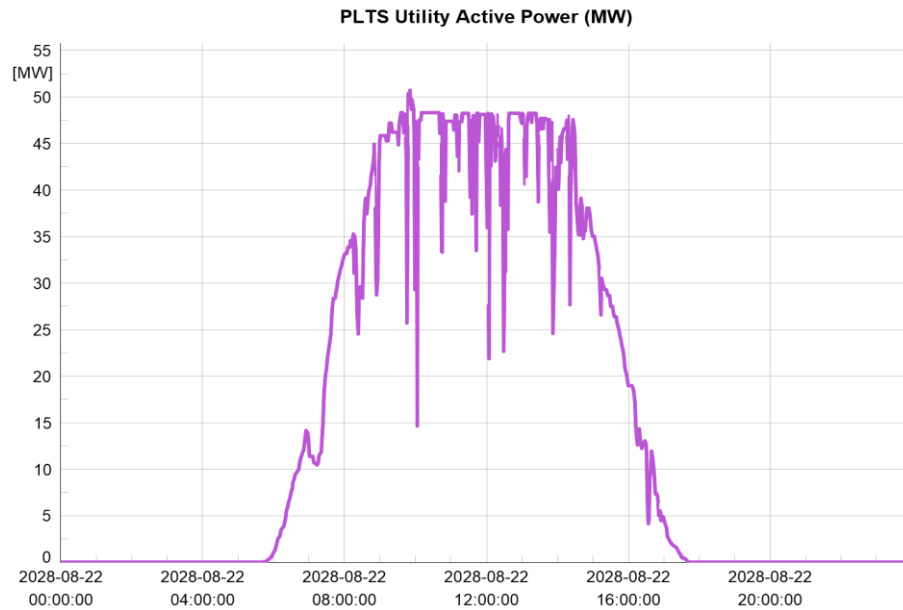
Gambar 4.13 Hasil Simulasi *Plexos* Sistem Sulbagsel Tahun 2028



Gambar 4.14 Hasil Simulasi *Plexos* untuk beban PLTS Terapung 50 MW

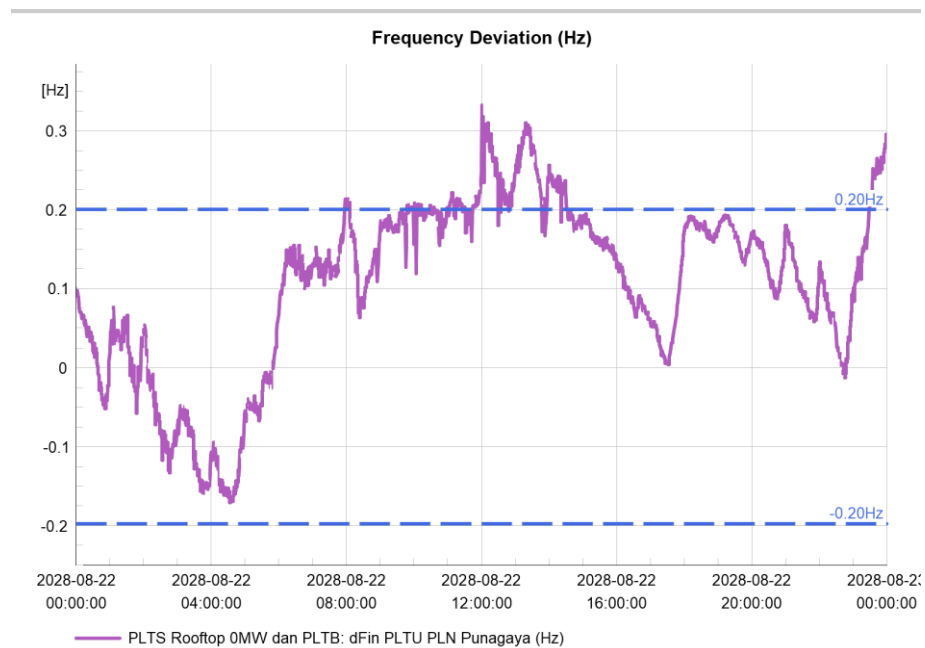
Simulasi *PLEXOS* untuk tahun 2028 dengan beban puncak 3.653 MW menunjukkan konvergensi, menandakan keseimbangan pasokan dan permintaan daya. Hasilnya, PLTS terapung berkapasitas 50 MW dapat terintegrasi dengan output sebagaimana tersaji pada gambar 4.15, sesuai dengan perhitungan kuota kapasitas menggunakan metode Day Load – TML. Selanjutnya, hasil simulasi ini digunakan sebagai input dalam analisis *Quasi-Dinamic* di *DIgSILENT PowerFactory* untuk

mengevaluasi dampak integrasi PLTS terhadap stabilitas frekuensi Sistem Sulbagsel, guna memastikan kelayakan teknis dan operasionalnya pada tahun 2028



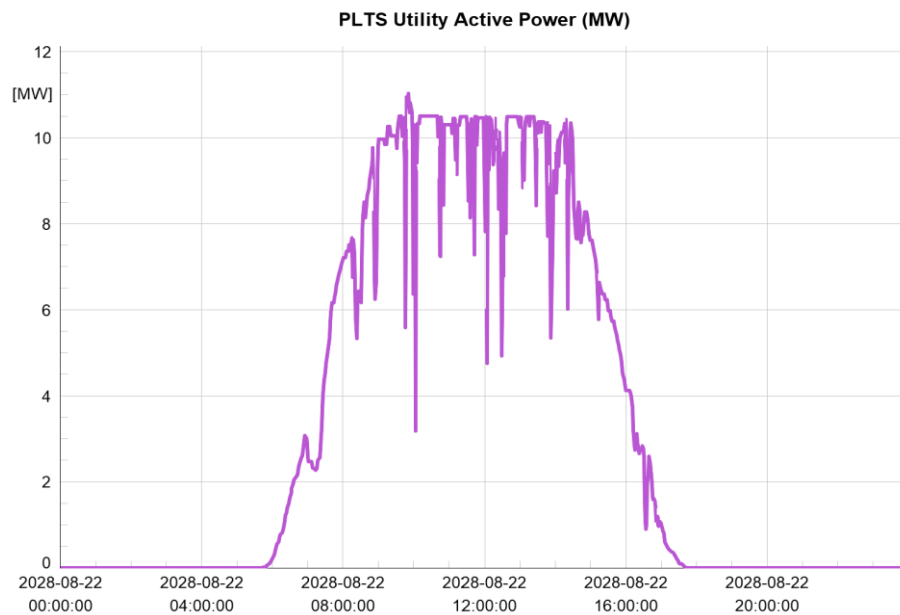
Gambar 4.15 Hasil Simulasi *DIgSILET* Kapasitas 50 MW tanpa BESS

Berdasarkan hasil simulasi Quasi-Dynamic Analysis pada Gambar 4.16, integrasi PLTS terapung dengan kapasitas 50 MW pada tahun 2028 tanpa *Battery Energy Storage System* (BESS) menghasilkan deviasi frekuensi maksimum sebesar 0,33 Hz, dengan rata-rata deviasi frekuensi sebesar 0,10 Hz. Hasil ini menunjukkan bahwa integrasi PLTS terapung tanpa dukungan BESS menyebabkan fluktuasi frekuensi yang melebihi batas toleransi sistem, sehingga kapasitas tersebut tidak dapat diterima dalam kondisi operasi jaringan yang stabil.

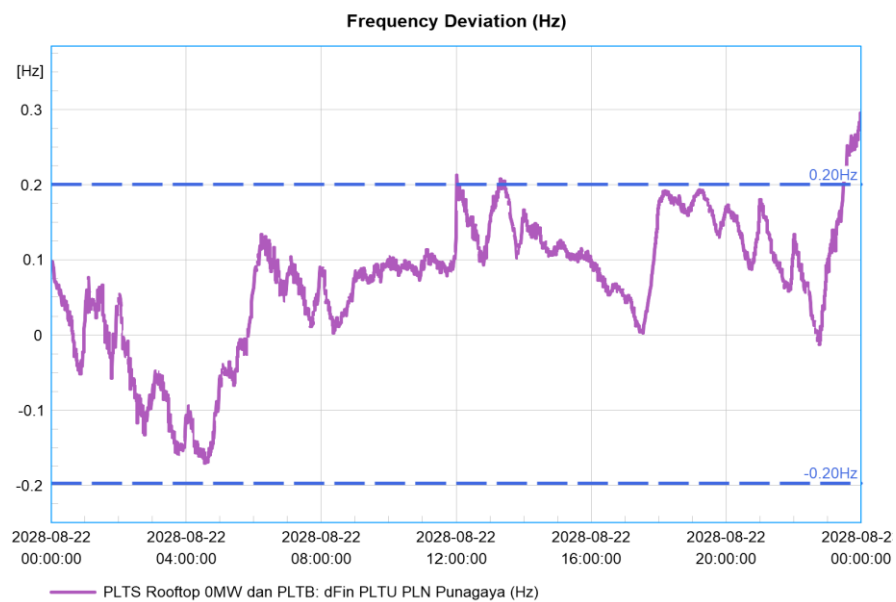


Gambar 4.16 Hasil Simulasi *DIgSILET* Kapasitas 50 MW tanpa BESS

Penyesuaian kapasitas PLTS terapung dilakukan secara bertahap hingga diperoleh kondisi stabilitas frekuensi sistem yang dapat diterima. Hasil simulasi menunjukkan bahwa kapasitas maksimum PLTS terapung tanpa BESS yang masih memenuhi batas toleransi sistem adalah 11 MW (Gambar 4.17), dengan deviasi frekuensi maksimum sebesar 0,21 Hz dan rata-rata deviasi frekuensi sebesar 0,06 Hz (Gambar 4.18). Nilai tersebut mengindikasikan bahwa pada kapasitas 11 MW, integrasi PLTS terapung masih berada dalam rentang kestabilan sistem tenaga listrik tanpa menyebabkan gangguan signifikan terhadap frekuensi operasi jaringan.

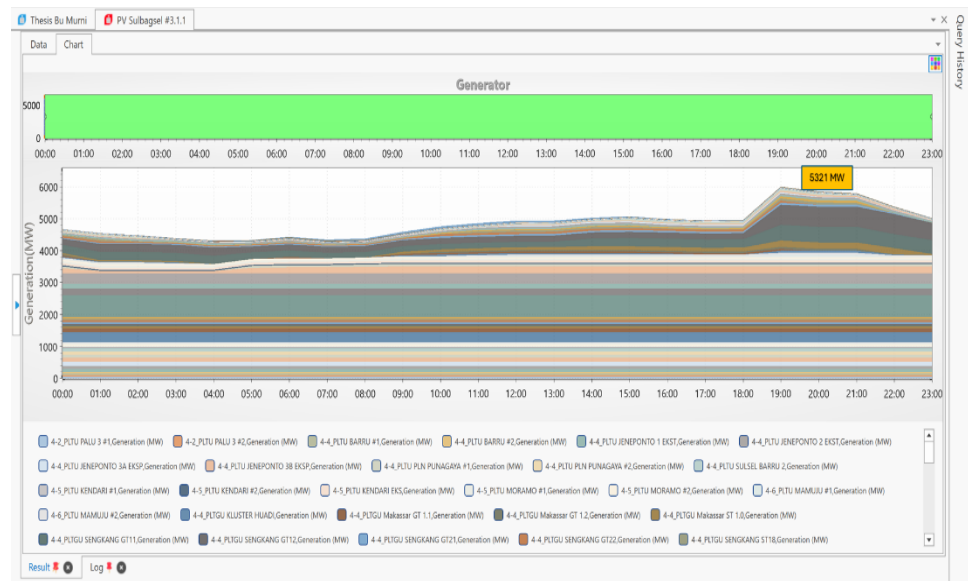


Gambar 4.17 Hasil Simulasi *DIgSILET* Kapasitas 11 MW tanpa BESS

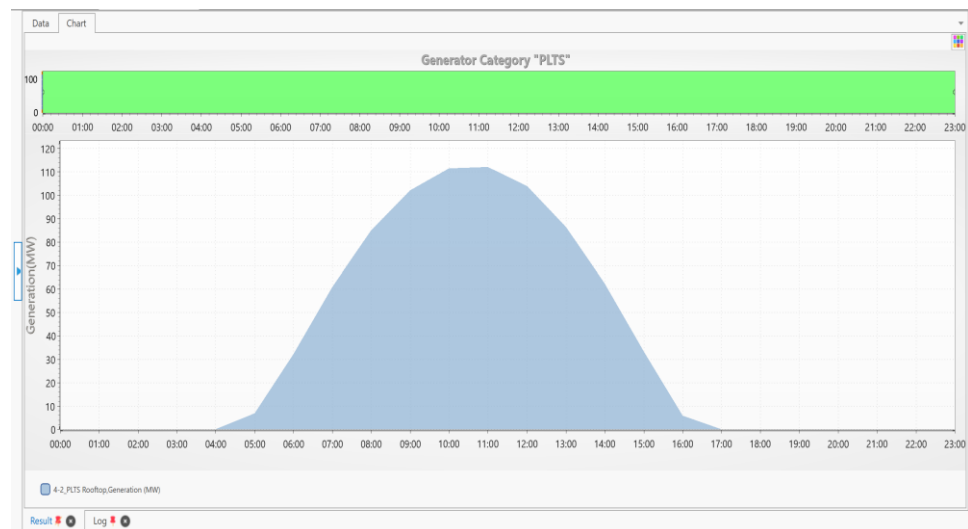


Gambar 4.18 Hasil Simulasi *DIgSILET* Kapasitas 11 MW tanpa BESS

4.4.2 Dampak Integrasi PLTS Terapung (Non-BESS) Tahun 2031



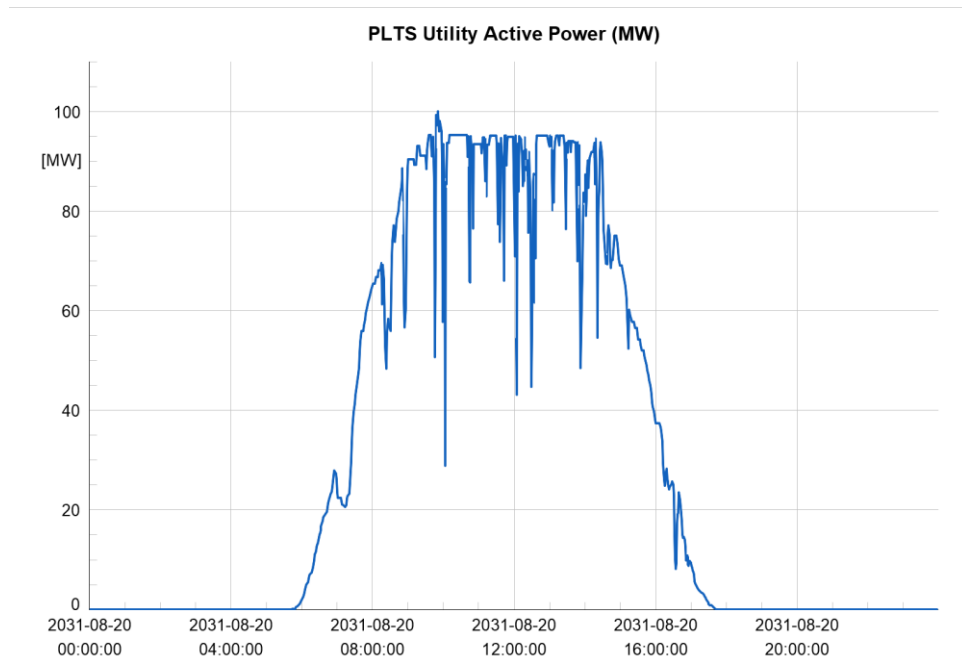
Gambar 4.19 Hasil Simulasi Plexos Sistem Sulbagsel Tahun 2031



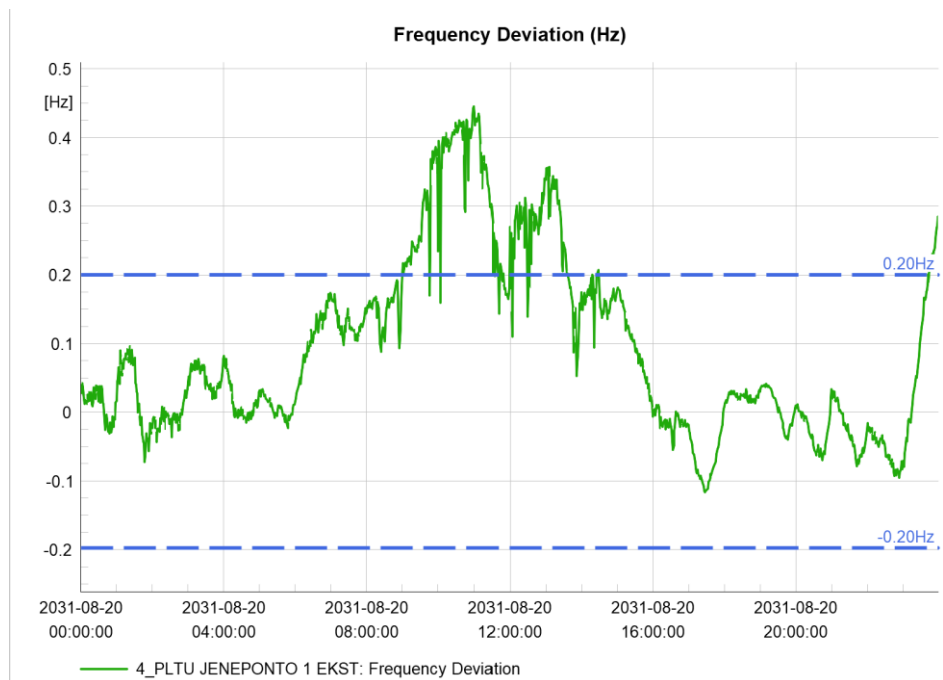
Gambar 4.20 Hasil Simulasi Plexos untuk beban PLTS Terapung 100 MW

Simulasi *PLEXOS* untuk tahun 2031 dengan beban puncak 5.321 MW menunjukkan konvergensi, menandakan keseimbangan pasokan dan permintaan daya. Hasilnya, PLTS terapung berkapasitas 100 MW (Gambar 4.19) dapat terintegrasi, sesuai dengan perhitungan kuota kapasitas menggunakan metode Day Load – TML. Selanjutnya, hasil simulasi ini digunakan sebagai input dalam analisis Quasi-Dinamis di *DIGSILENT PowerFactory* untuk mengevaluasi dampak integrasi PLTS terhadap stabilitas frekuensi

Sistem Sulbagsel, guna memastikan kelayakan teknis dan operasionalnya pada tahun 2031 (Gambar 4.20).



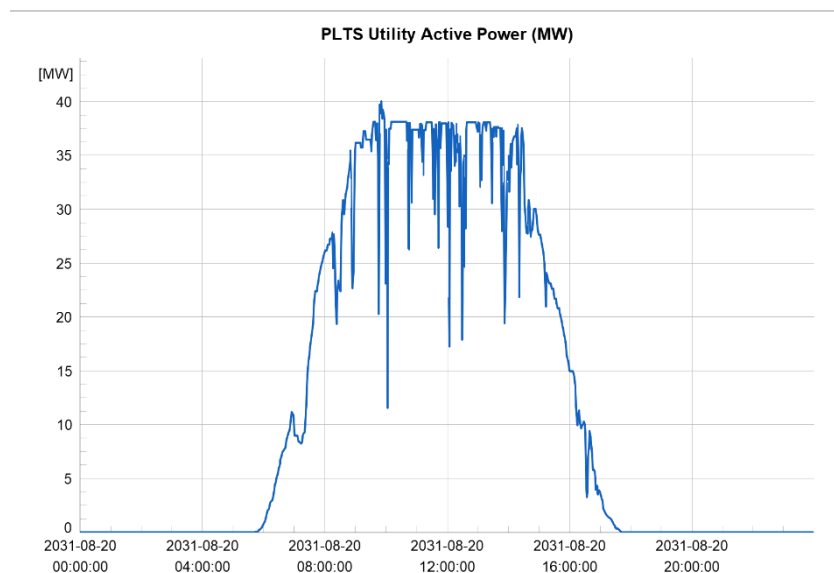
Gambar 4.21 Hasil Simulasi *DigSILET* Kapasitas 100 MW tanpa BESS



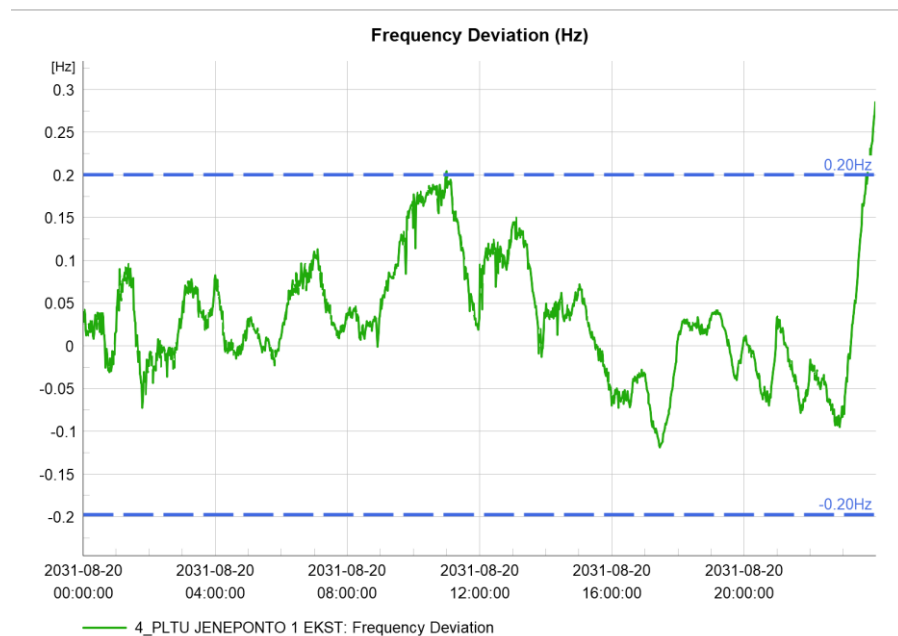
Gambar 4.22 Hasil Simulasi *DigSILET* Kapasitas 100 MW tanpa BESS

Berdasarkan hasil simulasi Quasi-Dynamic Analysis, integrasi PLTS terapung dengan kapasitas 100 MW pada tahun 2031 (Gambar 4.21) tanpa *Battery Energy Storage System* (BESS) menghasilkan deviasi frekuensi maksimum sebesar 0,45 Hz, dengan rata-rata deviasi frekuensi sebesar 0,08 Hz (Gambar 4.22). Hasil ini menunjukkan bahwa integrasi PLTS terapung tanpa dukungan BESS menyebabkan fluktuasi frekuensi yang melebihi batas toleransi sistem, sehingga kapasitas tersebut tidak dapat diterima dalam kondisi operasi jaringan yang stabil.

Selanjutnya penyesuaian kapasitas PLTS terapung dilakukan secara bertahap hingga diperoleh kondisi stabilitas sistem yang dapat diterima. Hasil simulasi menunjukkan bahwa kapasitas maksimum PLTS terapung tanpa BESS yang masih memenuhi batas toleransi sistem adalah 40 MW (Gambar 4.23), dengan deviasi frekuensi maksimum sebesar 0,20 Hz dan rata-rata deviasi frekuensi sebesar 0,03 Hz (Gambar 4.24). Nilai tersebut mengindikasikan bahwa pada kapasitas 40 MW, integrasi PLTS terapung masih berada dalam rentang kestabilan sistem tenaga listrik tanpa menyebabkan gangguan signifikan terhadap frekuensi operasi jaringan.

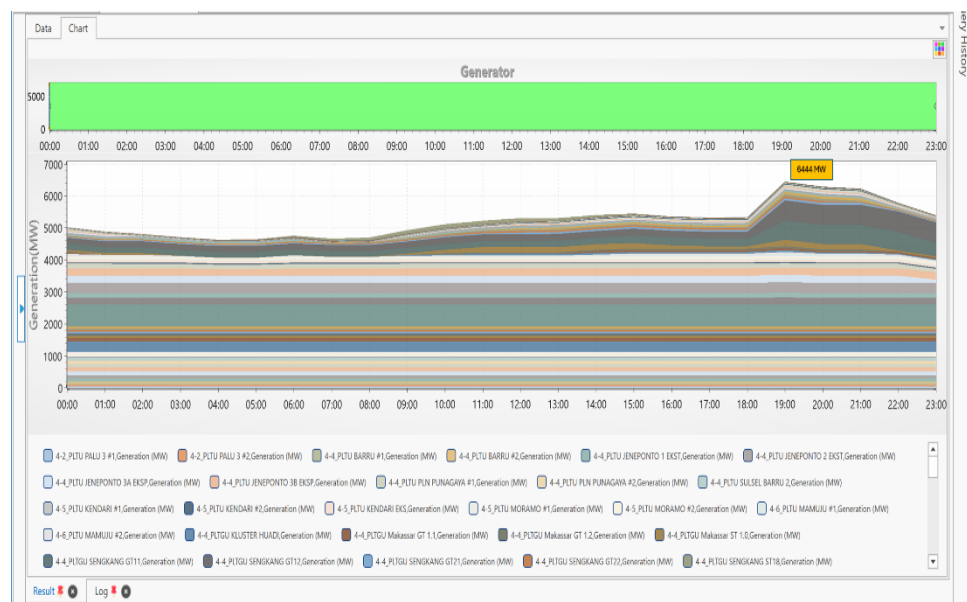


Gambar 4.23 Hasil Simulasi *DIgSILET* Kapasitas 40 MW tanpa BESS

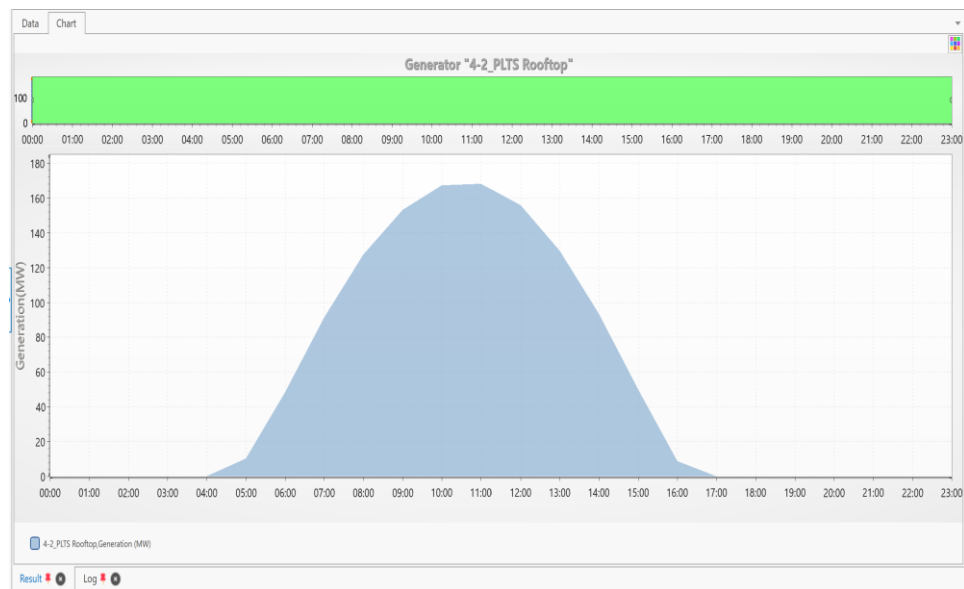


Gambar 4.24 Hasil Simulasi *DIgSILET* Kapasitas 40 MW tanpa BESS

4.4.3 Dampak Integrasi PLTS Terapung (Non-BESS) Tahun 2033

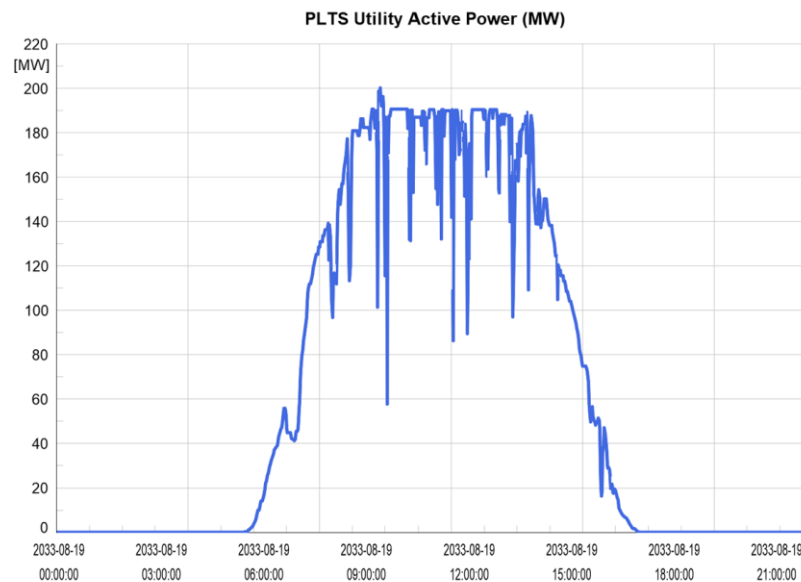


Gambar 4.25 Hasil Simulasi *Plexos* Sistem Sulbagsel Tahun 2033

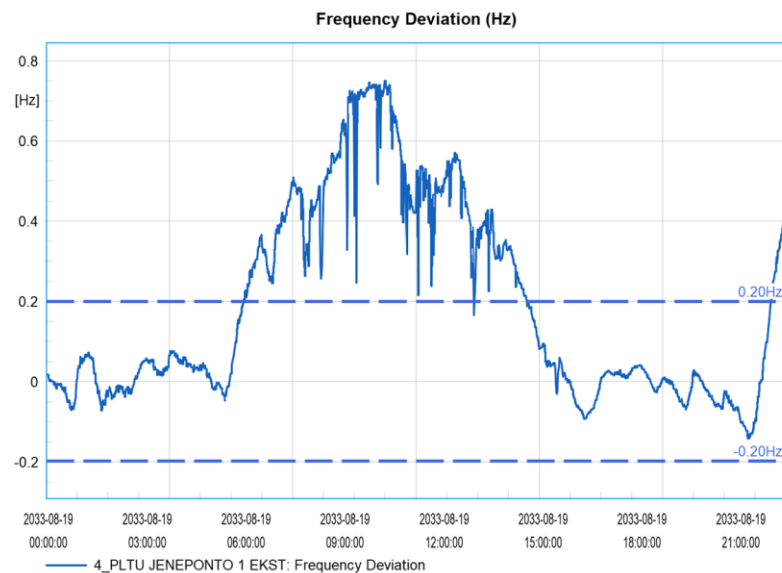


Gambar 4.26 Hasil Simulasi *Plexos* untuk beban PLTS Terapung 200 MW

Simulasi *PLEXOS* untuk tahun 2033 dengan beban puncak 6.444 MW menunjukkan konvergensi, menandakan keseimbangan pasokan dan permintaan daya. Hasilnya, PLTS terapung berkapasitas 160 MW dapat terintegrasi (Gambar 4.25), lebih rendah dibandingkan dengan perhitungan kuota kapasitas menggunakan metode *Day Load – TML*. Selanjutnya, hasil simulasi ini digunakan sebagai input dalam analisis Quasi-Dinamis di *DIGSILENT PowerFactory* untuk mengevaluasi dampak integrasi PLTS terhadap stabilitas frekuensi Sistem Sulbagsel, guna memastikan kelayakan teknis dan operasionalnya pada tahun 2033 (Gambar 4.26).



Gambar 4.27 Hasil Simulasi *DIgSILET* Kapasitas 200 MW tanpa BESS

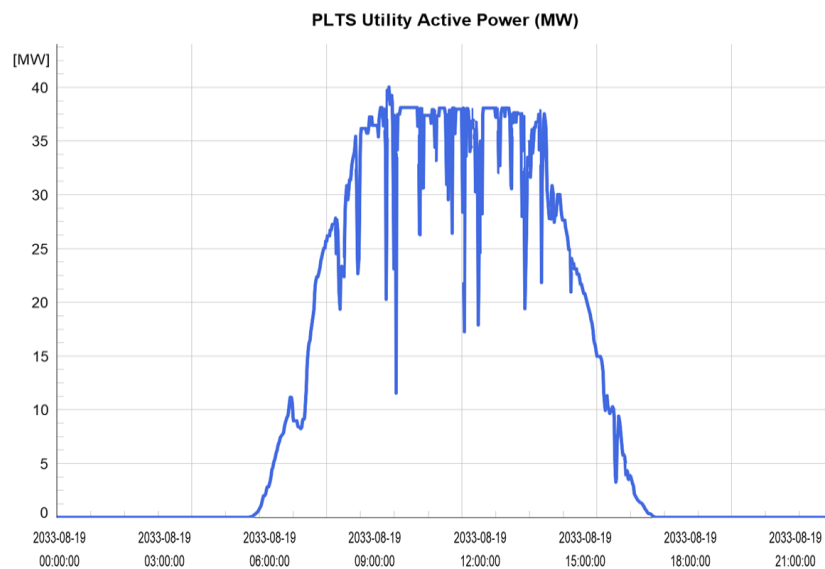


Gambar 4.28 Hasil Simulasi *DIgSILET* Kapasitas 200 MW tanpa BESS

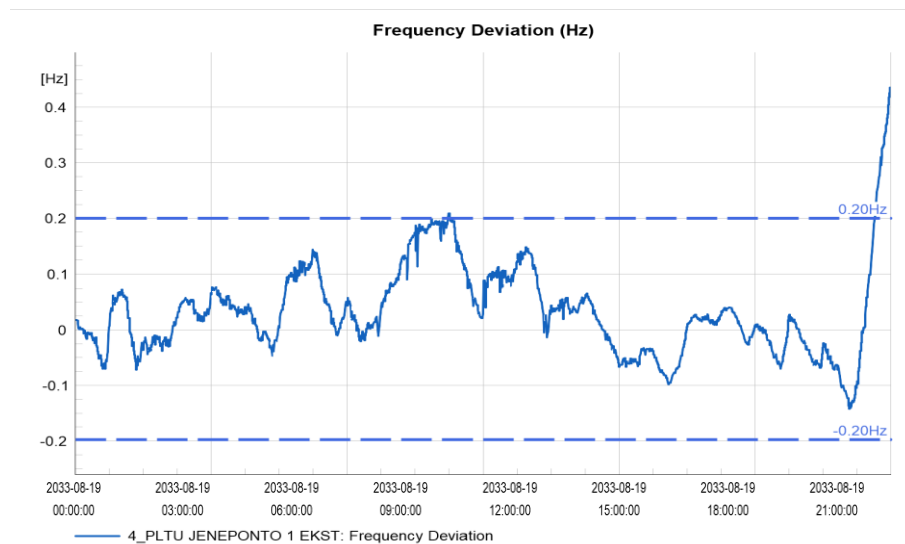
Berdasarkan hasil simulasi Quasi-Dynamic Analysis, integrasi PLTS terapung dengan kapasitas 200 MW (Gambar 4.27) pada tahun 2033 tanpa Battery Energy Storage System (BESS) menghasilkan deviasi frekuensi maksimum sebesar 0,75 Hz, dengan rata-rata deviasi frekuensi sebesar 0,18 Hz (Gambar 4.28). Hasil ini menunjukkan bahwa integrasi PLTS terapung tanpa dukungan BESS menyebabkan fluktuasi frekuensi yang

melebihi batas toleransi sistem, sehingga kapasitas tersebut tidak dapat diterima dalam kondisi operasi jaringan yang stabil.

Selanjutnya penyesuaian kapasitas PLTS terapung dilakukan secara bertahap hingga diperoleh kondisi stabilitas sistem yang dapat diterima. Hasil simulasi menunjukkan bahwa kapasitas maksimum PLTS terapung tanpa BESS yang masih memenuhi batas toleransi sistem adalah 40 MW (Gambar 4.29), dengan deviasi frekuensi maksimum sebesar 0,20 Hz dan rata-rata deviasi frekuensi sebesar 0,02 Hz (Gambar 4.30). Nilai tersebut mengindikasikan bahwa pada kapasitas 40 MW, integrasi PLTS terapung masih berada dalam rentang kestabilan sistem tenaga listrik tanpa menyebabkan gangguan signifikan terhadap frekuensi operasi jaringan.



Gambar 4.29 Hasil Simulasi *DIgSILET* Kapasitas 40 MW tanpa BESS



Gambar 4.30 Hasil Simulasi *DIGSILET* Kapasitas 40 MW tanpa BESS

4.5 Simulasi Dampak Integrasi PLTS Terapung dengan BESS

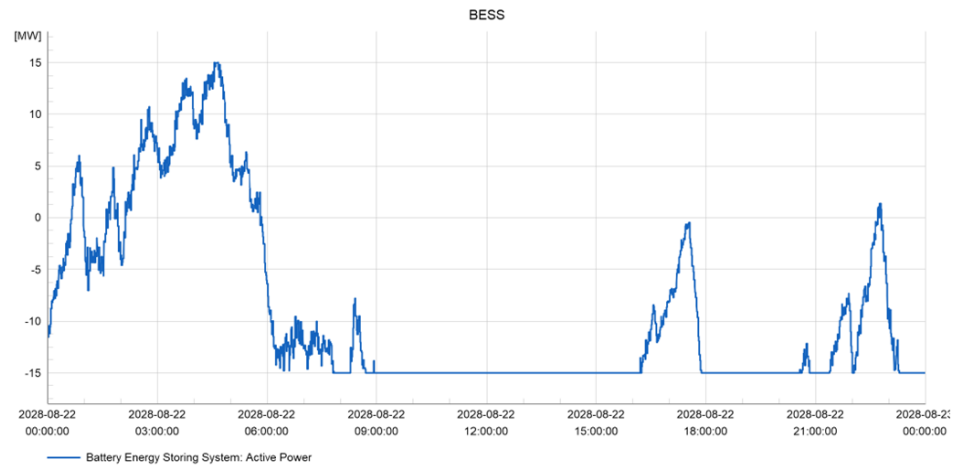
Simulasi sensitivitas kemudian dilakukan untuk melihat pengaruh *Battery Energy Storage System* (BESS) pada integrasi PLTS Terapung pada tahun 2028, 2031 dan 2033. Dengan scenario sensitivitas sebagai berikut

Tabel 4.7 Skenario Sensitivitas BESS

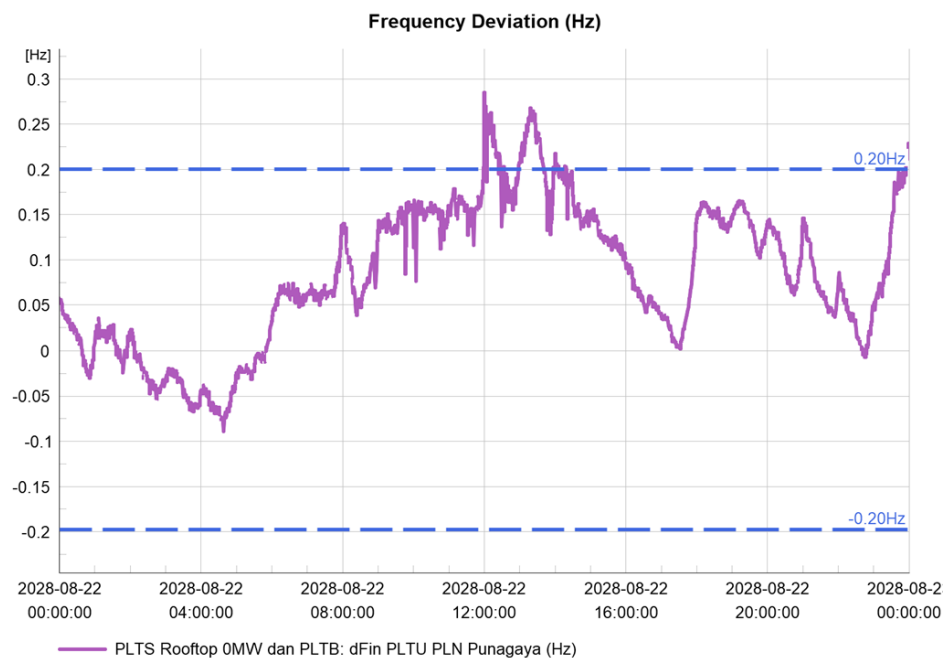
Kapasitas PLTS (Tahun)	Kapaistas BESS (MW)		
	30%	50%	100%
50 MW (2028)	15	25	50
100 MW (2031)	30	50	100
200 MW (2033)	60	100	200

4.5.1 Simulasi Dampak Integrasi PLTS Terapung 50 MW dengan BESS Tahun 2028

4.5.1.1 Kapasitas BESS 15 MW



Gambar 4.31 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Output BESS 15 MW



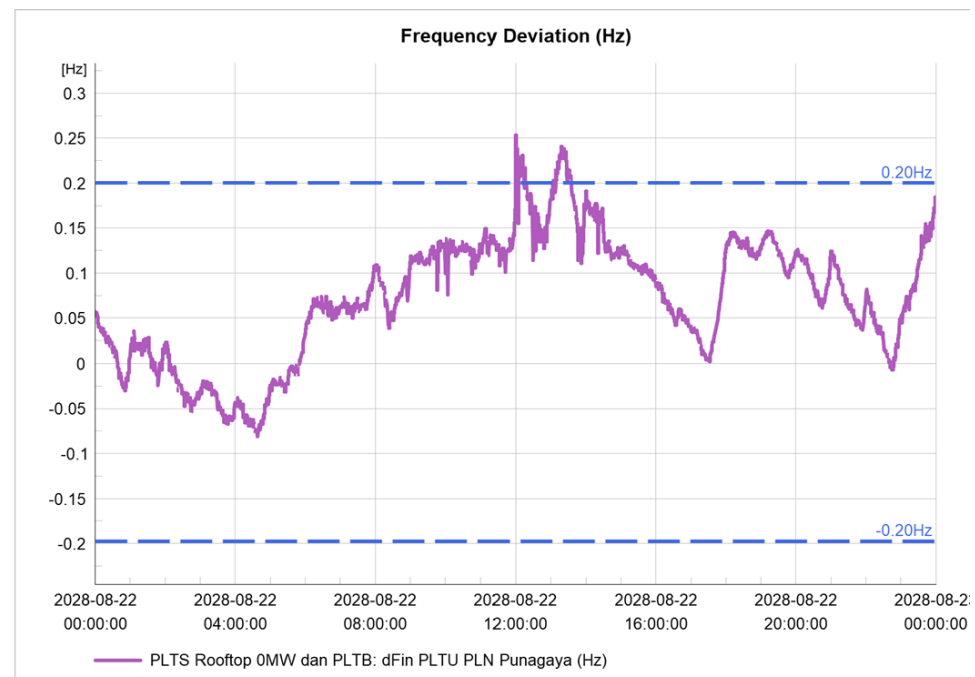
Gambar 4.32 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 15 MW

Dengan kapasitas PLTS Terapung sebesar 50 MW dan kapasitas BESS sebesar 15 MW (Gambar 4.31) diperoleh deviasi frekuensi maksimal sebesar 0.28 Hz dan deviasi frekuensi rata-rata sebesar 0.08 Hz (Gambar 4.32).

4.5.1.2 Kapasitas BESS 25 MW



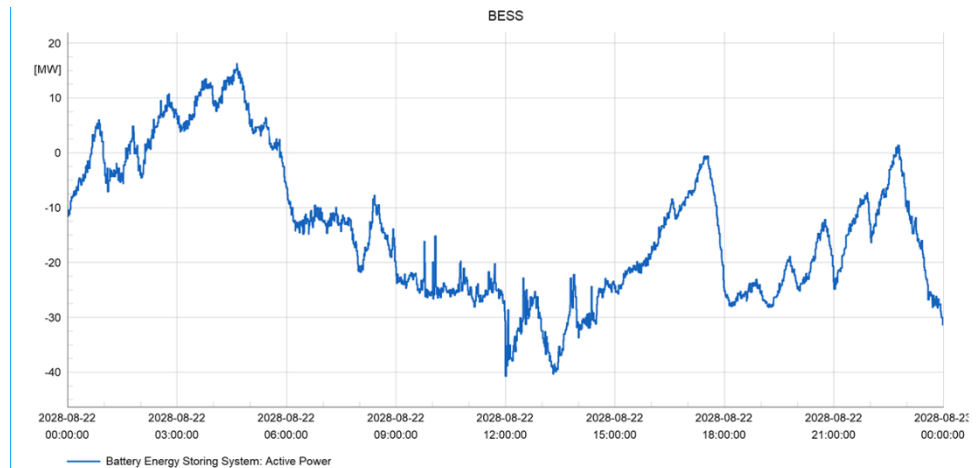
Gambar 4.33 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Output BESS 25 MW



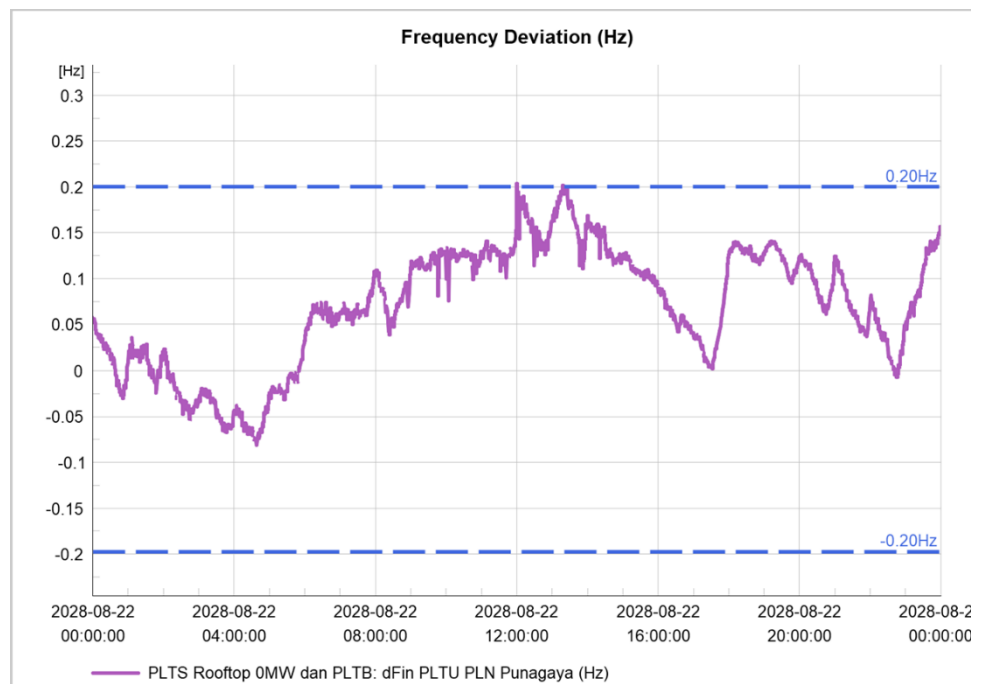
Gambar 4.34 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 25 MW

Dengan kapasitas PLTS Terapung sebesar 50 MW dan kapasitas BESS sebesar 25 MW (Gambar 4.33) diperoleh deviasi frekuensi maksimal sebesar 0.25 Hz dan deviasi frekuensi rata-rata sebesar 0.07 Hz (Gambar 4.34).

4.5.1.3 Kapasitas BESS 50 MW



Gambar 4.35 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Output BESS 50 MW

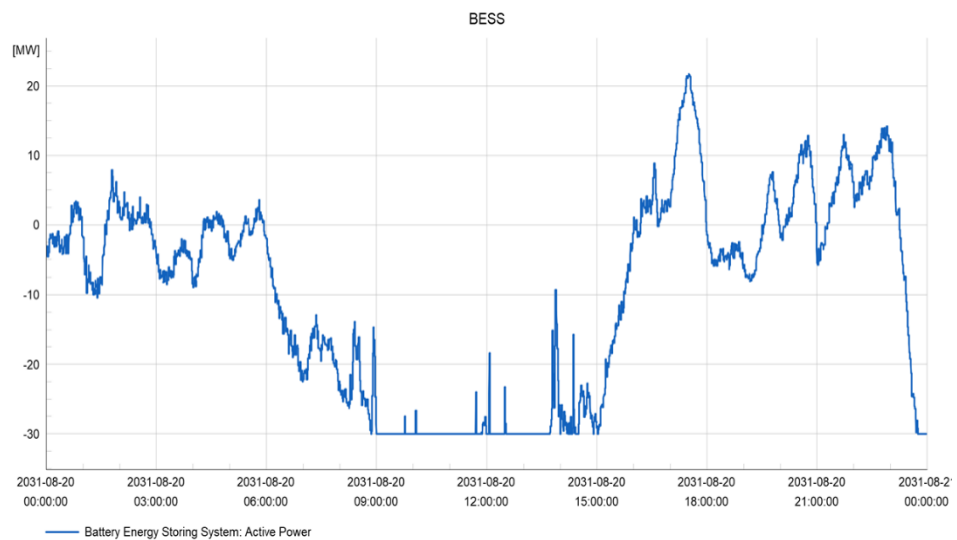


Gambar 4.36 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 50 MW

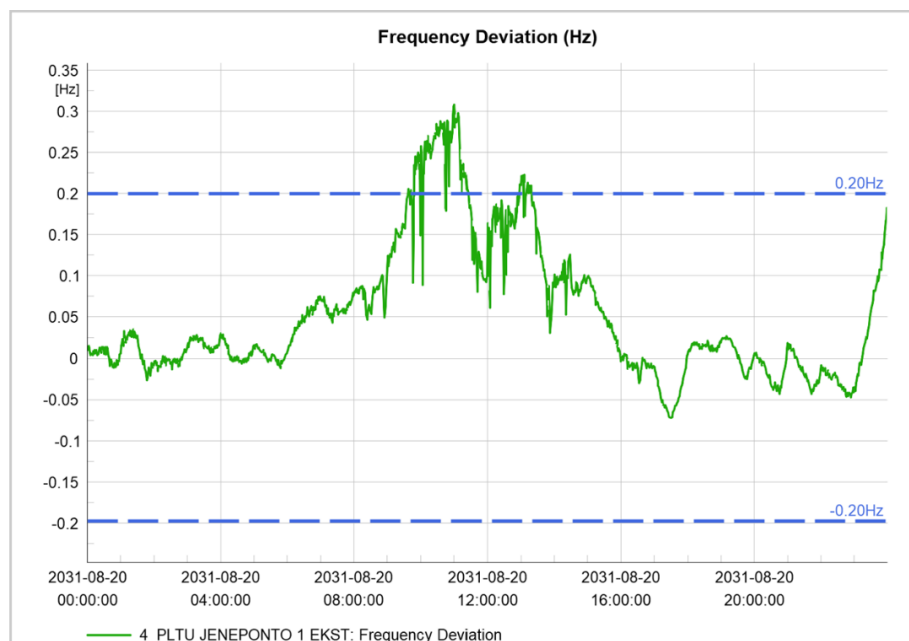
Dengan kapasitas PLTS Terapung sebesar 50 MW dan kapasitas BESS sebesar 50 MW (Gambar 4.35) diperoleh deviasi frekuensi maksimal sebesar 0.20 Hz dan deviasi frekuensi rata-rata sebesar 0.06 Hz (Gambar 4.36).

4.5.2 Simulasi Dampak Integrasi PLTS Terapung 100 MW dengan BESS Tahun 2031

4.5.2.1 Kapasitas BESS 30 MW



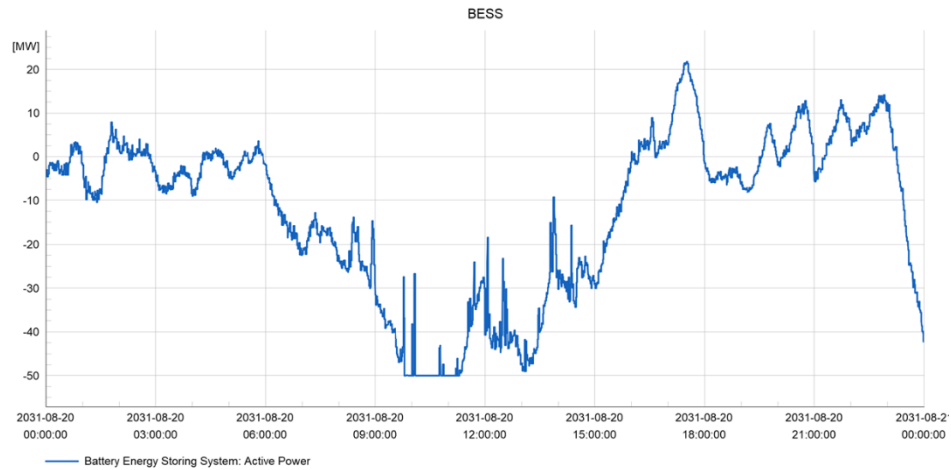
Gambar 4.37 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Output BESS 30 MW



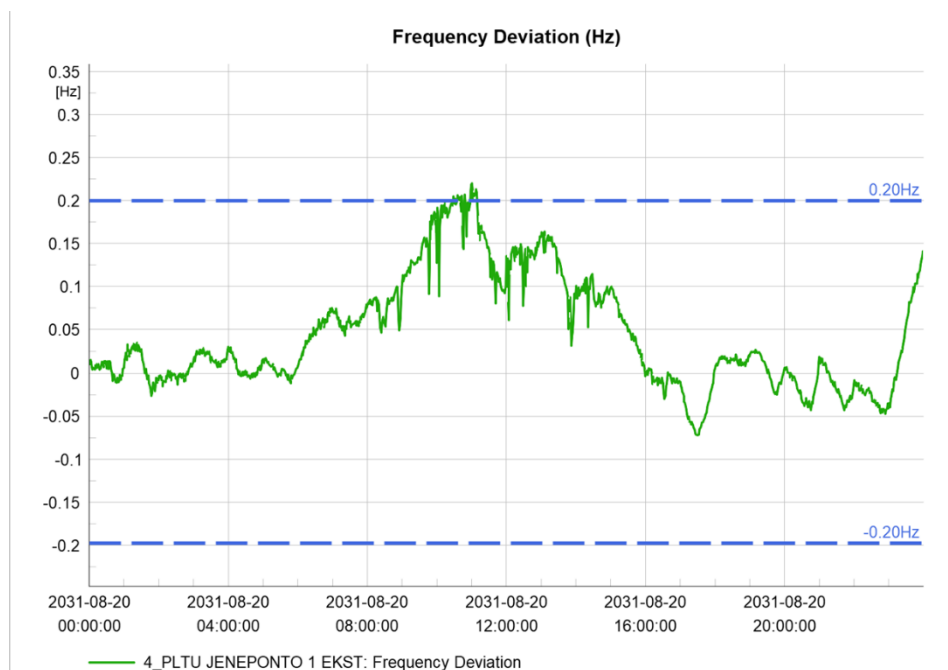
Gambar 4.38 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 30 MW

Dengan kapasitas PLTS Terapung sebesar 100 MW dan kapasitas BESS sebesar 30 MW (Gambar 4.37) diperoleh deviasi frekuensi maksimal sebesar 0.30 Hz dan deviasi frekuensi rata-rata sebesar 0.05 Hz (Gambar 4.38).

4.5.2.2 Kapasitas BESS 50 MW



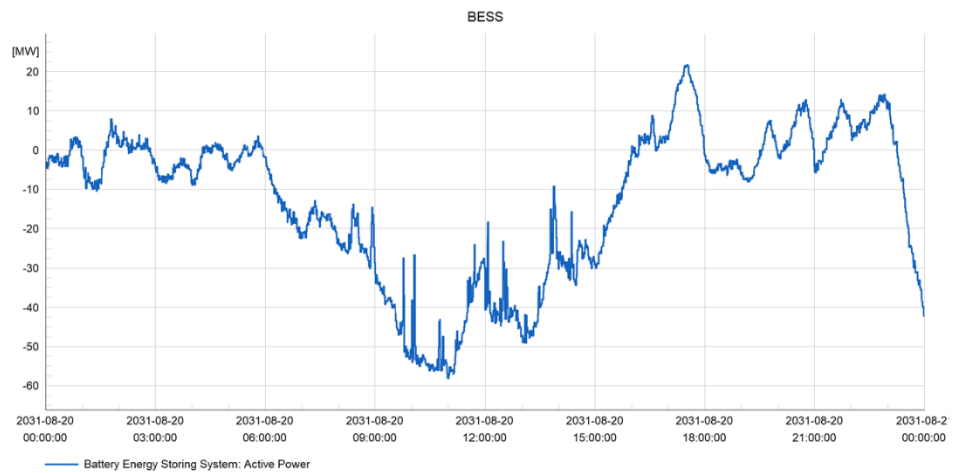
Gambar 4.39 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Output BESS 50 MW



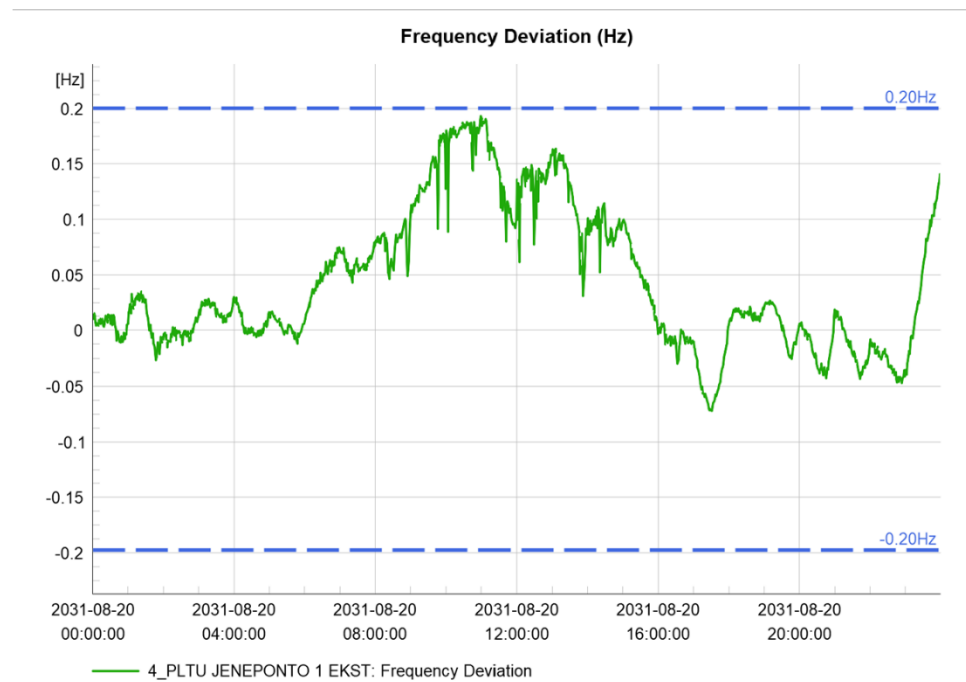
Gambar 4.40 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 50 MW

Dengan kapasitas PLTS Terapung sebesar 100 MW dan kapasitas BESS sebesar 50 MW (Gambar 4.39) diperoleh deviasi frekuensi maksimal sebesar 0.21 Hz dan deviasi frekuensi rata-rata sebesar 0.04 Hz (Gambar 4.40).

4.5.2.3 Kapasitas BESS 100 MW



Gambar 4.41 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Output BESS 100 MW

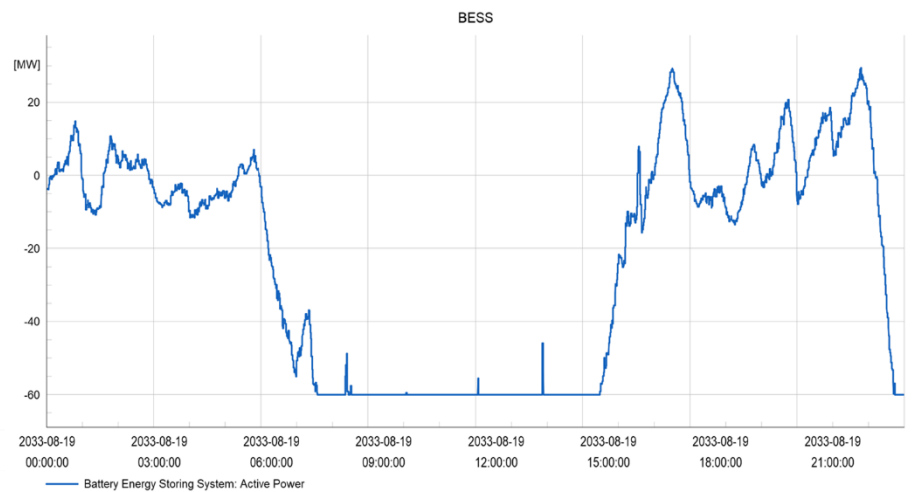


Gambar 4.42 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 100 MW

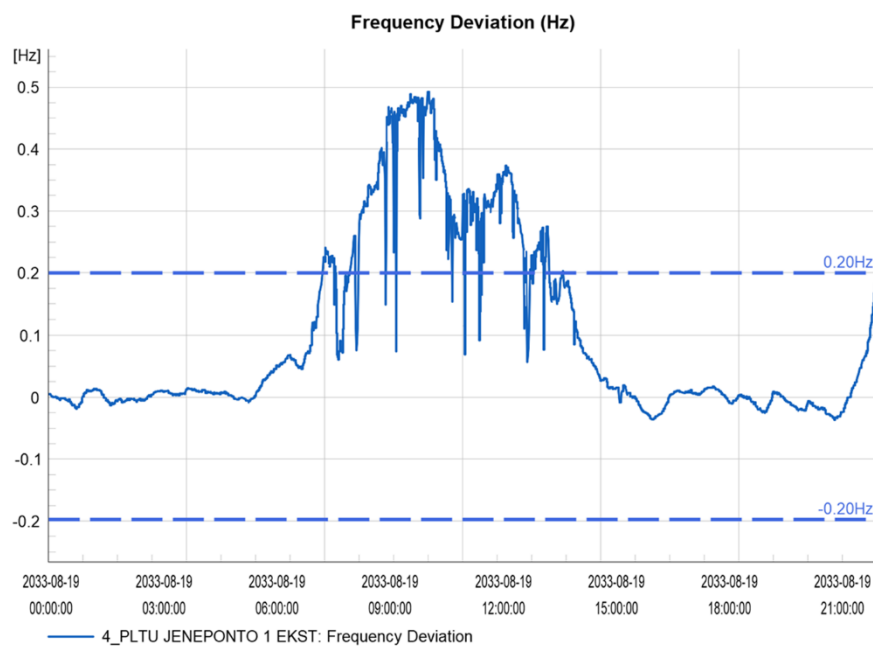
Dengan kapasitas PLTS Terapung sebesar 100 MW dan kapasitas BESS sebesar 100 MW (Gambar 4.41)diperoleh deviasi frekuensi maksimal sebesar 0.19 Hz dan deviasi frekuensi rata-rata sebesar 0.04 Hz (Gambar 4.42).

4.5.3 Simulasi Integrasi PLTS Terapung 200 MW dengan BESS Tahun 2033

4.5.3.1 Kapasitas BESS 60 MW



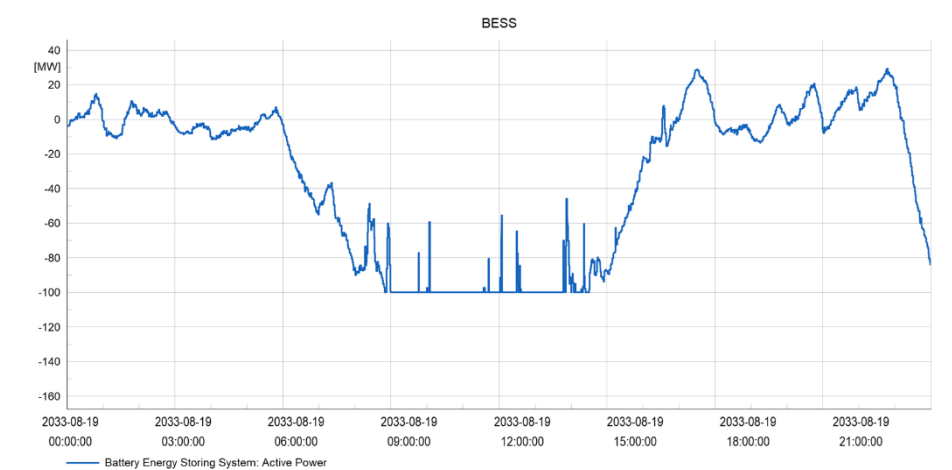
Gambar 4.43 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Kapasitas BESS 60 MW



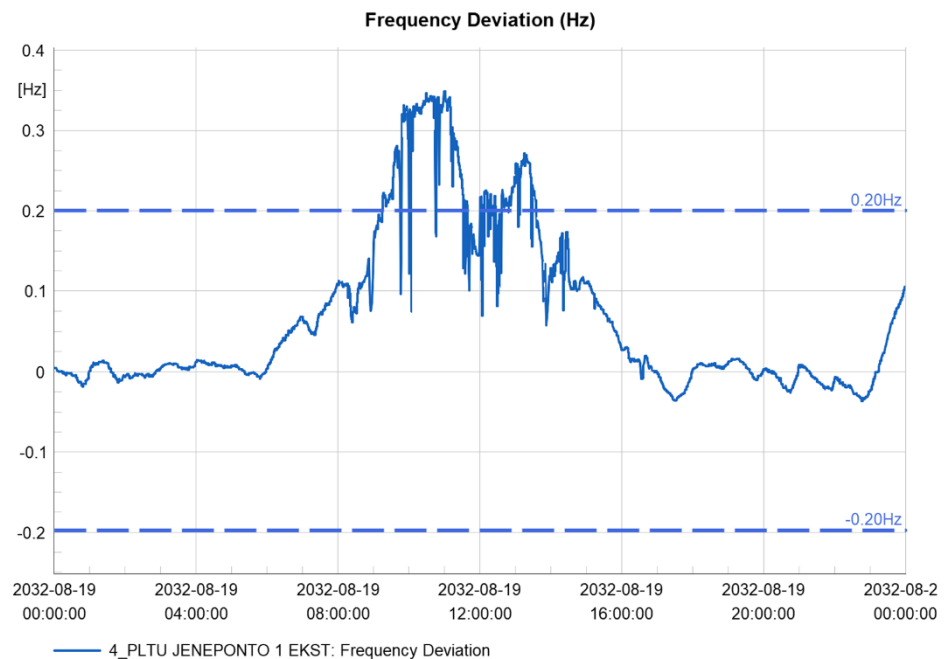
Gambar 4.44 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Kapasitas BESS 60 MW

Dengan kapasitas PLTS Terapung sebesar 200 MW dan kapasitas BESS sebesar 60 MW (Gambar 4.43) diperoleh deviasi frekuensi maksimal sebesar 0.49 Hz dan deviasi frekuensi rata-rata sebesar 0.09 Hz (Gambar 4.43).

4.5.3.2 Kapasitas BESS 100 MW



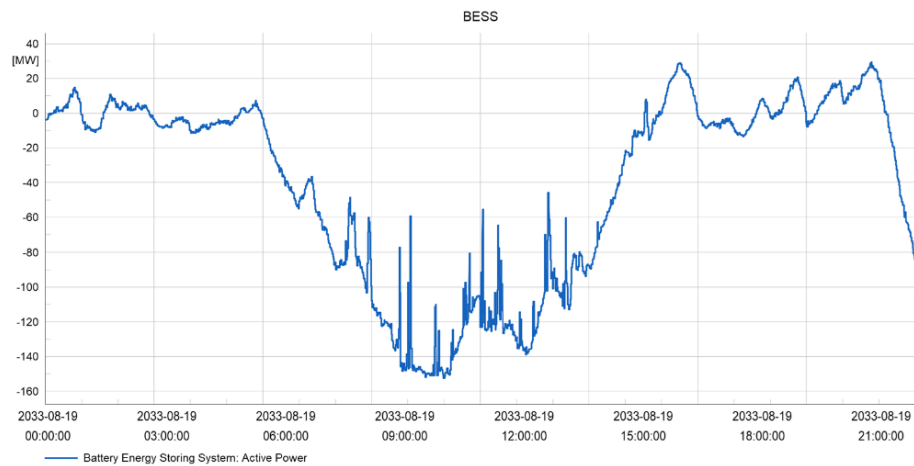
Gambar 4.45 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Output BESS 100 MW



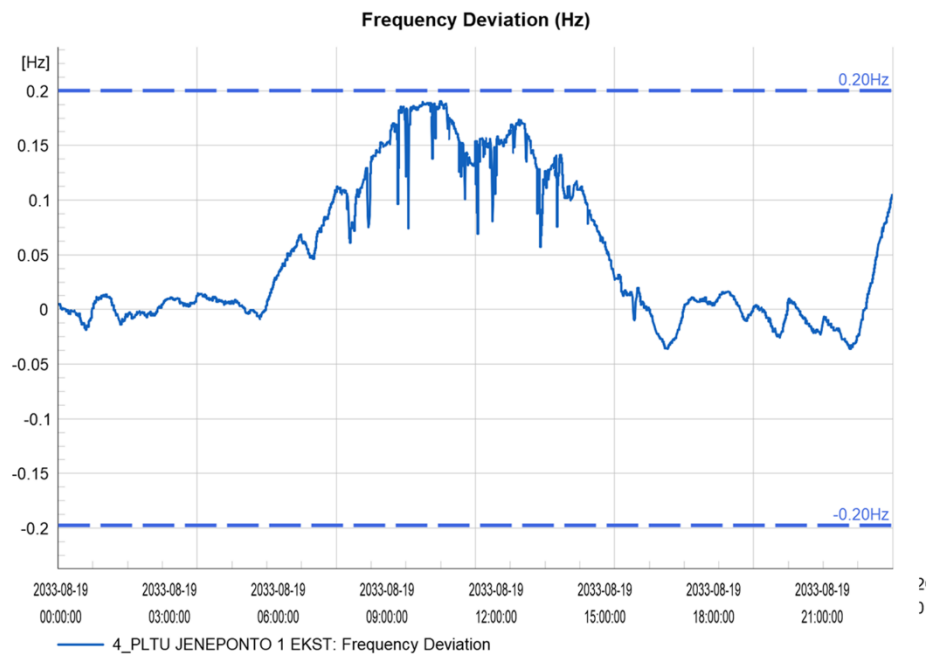
Gambar 4.46 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 100 MW

Dengan kapasitas PLTS Terapung sebesar 200 MW dan kapasitas BESS sebesar 100 MW diperoleh deviasi frekuensi maksimal sebesar 0.34 Hz dan deviasi frekuensi rata-rata sebesar 0.06 Hz.

4.5.3.3. Kapasitas BESS 200 MW



Gambar 4.47 Hasil Simulasi Quasi Dinamis untuk Ouput BESS 200 MW



Gambar 4.48 Hasil Simulasi Quasi Dinamis Frekuensi untuk BESS 200 MW

Dengan kapasitas PLTS Terapung sebesar 200 MW dan kapasitas BESS sebesar 200 MW (Gambar 4.47) diperoleh deviasi frekuensi maksimal sebesar 0.19 Hz dan deviasi frekuensi rata-rata sebesar 0.05 Hz (Gambar 4.48).

4.6 Summary Hasil Simulasi dan Rekomendasi Peningkatan Keandalan Sistem

Tabel 4.8 menunjukkan bahwa kemampuan Sistem Sulbagsel menerima integrasi pembangkit *Variable Renewable Energy* (VRE) dari perhitungan beban siang dikurangi *Technical Minimum Load* dan *eksisting* VRE nilainya cukup besar mulai 397 MW pada tahun 2028, 918 MW pada tahun 2031 dan 1302 MW pada tahun 2033. Angka ini jauh lebih besar dari kuota PLTS *utility* yang dibuka pada Draft RUPTL 2024-2033. Namun jika dilakukan analisis lebih lanjut menggunakan aplikasi *Plexos* dan *DIGSILET PowerFactory* besaran kuota PLTS DRUPTL hanya bisa terintegrasi ke sistem jika dilengkapi dengan BESS, jika tanpa BESS besaran kapasitas yang diterima hanya sebesar 11 MW pada tahun 2028, 40 MW pada masing-masing 2031 dan 2033 secara kumulatif.

Tabel 4.8 Perbandingan Kandidat VRE-PLTS

Tahun	Beban Siang-TML (MW)	Kuota PLTS DRUPTL Kumulatif (MW)	Hasil Simulasi Kumulatif (MW)	
			Tanpa BESS	Dengan BESS
2028	397	50	11	50
2031	918	100	40	100
2033	1302	200	40	200

Tabel 4.9 Hasil Simulasi Integrasi PLTS Terapung Tanpa BESS

Kapasitas PLTS (MW)	Deviasi Frekuensi (Hz)	
	<i>Max</i>	<i>Average</i>
50 MW (2028)	0.3324	0.1028
11 MW (<i>adj</i> 2028)	0.2129	0.0655
100 MW (2031)	0.4450	0.0871
40 MW (<i>adj</i> 2031)	0.2040	0.0285
200 MW (2033)	0.7493	0.1826
40 MW (<i>adj</i> 2033)	0.2089	0.0272

Berdasarkan tabel 4.9 hasil simulasi integrasi PLTS terapung tanpa BESS, deviasi frekuensi maksimum pada sebagian besar skenario melebihi batas normal 0,2 Hz,

khususnya pada kapasitas PLTS yang besar, seperti 100 MW (0,4450 Hz) dan 200 MW (0,7493 Hz). Penyesuaian kapasitas PLTS secara signifikan mampu mengurangi deviasi, sebagaimana terlihat pada skenario 11 MW (adj 2028) dan 40 MW (adj 2031 dan 2033), dimana deviasi maksimum masing-masing berkurang menjadi 0,2040 Hz dan 0,2089 Hz, mendekati batas normal. Namun demikian, untuk memastikan stabilitas frekuensi sistem yang optimal, diperlukan implementasi teknologi pendukung seperti BESS atau strategi mitigasi tambahan, terutama pada skenario integrasi PLTS dengan kapasitas besar.

Tabel 4.10 Hasil Simulasi Integrasi PLTS Terapung dengan BESS

Kapasitas <i>BESS</i> terhadap PLTS (MW)	Deviasi Frekuensi (Hz)					
	50 MW (2028)		100 MW (2031)		200 MW (2033)	
	Max	Average	Max	Average	Max	Average
30%	0.285	0.081	0.308	0.051	0.492	0.098
50%	0.253	0.071	0.220	0.043	0.349	0.066
100%	0.203	0.068	0.194	0.042	0.191	0.050

Berdasarkan tabel 4.10 hasil simulasi integrasi PLTS terapung dengan BESS, terlihat bahwa penggunaan BESS secara signifikan mengurangi deviasi frekuensi maksimum pada semua skenario kapasitas PLTS. Pada kapasitas BESS sebesar 30%, deviasi maksimum masih melebihi batas normal 0,2 Hz untuk kapasitas PLTS 50 MW (0,285 Hz), 100 MW (0,308 Hz), dan 200 MW (0,492 Hz). Namun, ketika kapasitas BESS ditingkatkan menjadi 50%, deviasi maksimum mulai menurun di bawah 0,2 Hz untuk kapasitas 50 MW (0,253 Hz), kapasitas 100 MW (0,220 Hz) dan mendekati batas normal untuk kapasitas 200 MW (0,349 Hz). Pada kapasitas BESS 100%, seluruh skenario memenuhi batas normal dengan deviasi maksimum sebesar 0,203 Hz (50 MW), 0,194 Hz (100 MW), dan 0,191 Hz (200 MW). Hal ini menunjukkan bahwa kapasitas BESS minimal 100% dari kapasitas PLTS diperlukan untuk memastikan deviasi frekuensi tetap berada dalam batas normal pada seluruh skenario, terutama untuk kapasitas PLTS yang lebih besar.

Untuk meningkatkan keandalan sistem kelistrikan Sulbagsel, direkomendasikan pengintegrasian PLTS terapung di Danau Poso dengan dukungan BESS berkapasitas minimal 100% dari kapasitas PLTS yang terpasang. Sebagai contoh, pada skenario tahun

2033 dengan kapasitas PLTS terapung sebesar 200 MW dan BESS 200 MW, simulasi menunjukkan deviasi frekuensi maksimum sebesar 0,191 Hz dan deviasi rata-rata sebesar 0,05 Hz, yang stabil sesuai standar sistem. Selain itu, optimalisasi pengelolaan energi hibrida antara PLTS terapung dan PLTA perlu dilakukan untuk mendukung keberlanjutan sistem. Langkah ini juga harus diiringi dengan implementasi teknologi Free Governor Mode (FGM) pada pembangkit konvensional untuk menjaga respons sistem terhadap fluktuasi daya. Dengan strategi ini, diharapkan kebutuhan beban puncak yang diproyeksikan mencapai 6.444 MW pada tahun 2033, dengan rata-rata pertumbuhan konsumsi energi sebesar 9,94% per tahun, dapat terpenuhi secara andal dan berkelanjutan.

BAB V

KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

1. Potensi Danau Poso untuk Pengembangan PLTS Terapung, berdasarkan data iradiasi matahari yang diperoleh dari Global Solar Atlas, Danau Poso memiliki potensi yang signifikan untuk pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) terapung, dengan nilai *Global Horizontal Irradiation* (GHI) sebesar 1921 kWh/m²/tahun dan suhu rata-rata 24,6°C. Lokasi pengembangan terletak pada koordinat -1.904404° dan 120.604477° dengan ketinggian 508 meter di atas permukaan laut. Potensi ini memungkinkan pengembangan sistem energi surya yang efisien dan berkelanjutan. Jika dimanfaatkan 20% luas permukaan, PLTS terapung di Danau Poso berpotensi menghasilkan 2500 sampai 4300 MWp dengan potensi produksi 80 sampai 100 TWh per tahun.
2. Dampak Integrasi PLTS Terapung terhadap Stabilitas Frekuensi Sistem Kelistrikan Sulbagsel, berdasarkan hasil simulasi integrasi PLTS terapung tanpa sistem penyimpanan energi berbasis baterai (Battery Energy Storage System/BESS) menghasilkan deviasi frekuensi maksimum yang melebihi batas toleransi $\pm 0,2$ Hz, khususnya pada kapasitas besar seperti 100 MW (0,445 Hz) dan 200 MW (0,749 Hz). Penyesuaian kapasitas PLTS tanpa BESS, seperti 11 MW pada tahun 2028 dan 40 MW pada tahun 2031 dan 2033, menghasilkan deviasi maksimum sebesar 0,2129 Hz dan 0,2 Hz, yang mendekati atau berada dalam batas toleransi. Namun, penggunaan BESS dengan kapasitas minimal 100% dari kapasitas PLTS secara signifikan meningkatkan stabilitas frekuensi. Dengan kapasitas BESS 100%, deviasi maksimum dapat ditekan menjadi 0,203 Hz (50 MW pada tahun 2028), 0,194 Hz (100 MW pada tahun 2031), dan 0,191 Hz (200 MW pada tahun 2033), sehingga memenuhi standar stabilitas sistem kelistrikan.
3. Rekomendasi untuk Meningkatkan Keandalan Sistem Kelistrikan Sulbagsel, Untuk meningkatkan keandalan sistem kelistrikan Sulbagsel,

direkomendasikan pengintegrasian PLTS terapung di Danau Poso dengan dukungan BESS berkapasitas minimal 100% dari kapasitas PLTS yang terpasang. Sebagai contoh, pada skenario tahun 2033 dengan kapasitas PLTS terapung sebesar 200 MW dan BESS 200 MW, simulasi menunjukkan deviasi frekuensi maksimum sebesar 0,191 Hz dan deviasi rata-rata sebesar 0,05 Hz, yang stabil sesuai standar sistem. Selain itu, optimalisasi pengelolaan energi hibrida antara PLTS terapung dan PLTA perlu dilakukan untuk mendukung keberlanjutan sistem. Langkah ini juga harus diiringi dengan implementasi teknologi *Free Governor Mode* (FGM) pada pembangkit konvensional untuk menjaga respons sistem terhadap fluktuasi daya.

5.2 Saran

1. Pengembangan Teknologi BESS, Penelitian lebih lanjut diperlukan untuk mengeksplorasi jenis dan kapasitas *Battery Energy Storage System* (BESS) yang optimal untuk mendukung integrasi PLTS terapung, khususnya di Danau Poso. Analisis teknis dan ekonomi terhadap berbagai teknologi baterai, seperti *lithium-ion*, *flow battery*, atau teknologi lainnya, dapat membantu menentukan pilihan terbaik yang seimbang antara biaya, efisiensi, dan daya tahan.
2. Studi Dampak Lingkungan, Penelitian lanjutan tentang dampak lingkungan dari PLTS terapung di Danau Poso perlu dilakukan. Kajian ini mencakup pengaruh terhadap kualitas air, keanekaragaman hayati, serta dampak terhadap komunitas lokal, sehingga pengembangan PLTS dapat dilakukan secara berkelanjutan dan minim konflik dengan lingkungan sekitar.
3. Optimasi Sistem Hibrida PLTA-PLTS, Studi mendalam terkait integrasi hibrida antara PLTA dan PLTS terapung perlu dilakukan untuk memaksimalkan pemanfaatan sumber daya air dan energi surya. Penelitian ini dapat mencakup pengelolaan beban, pengaturan jadwal operasi pembangkit, serta optimasi algoritma kontrol untuk memastikan sinergi yang optimal antara kedua jenis pembangkit.
4. Evaluasi Ekonomi dan Kebijakan, penelitian terkait analisis biaya manfaat (*cost-benefit analysis*) dari implementasi PLTS terapung dapat membantu pengambil kebijakan dalam merancang insentif untuk mendukung

pengembangan energi terbarukan ini. Kajian ini juga dapat mencakup evaluasi kebijakan yang relevan, seperti tarif listrik energi terbarukan atau regulasi penggunaan area danau untuk infrastruktur energi.

5. Studi Dampak Politik dan Sosial, Penelitian lanjutan tentang dampak politik dan sosial dari PLTS terapung di Danau Poso perlu dilakukan karena teknologi ini dapat mempengaruhi berbagai aspek dalam masyarakat dan pemerintahan.
6. Studi Stabilitas Jangka Panjang Sistem Kelistrikan, penelitian lebih lanjut mengenai dampak jangka panjang dari integrasi PLTS terapung terhadap stabilitas frekuensi dan keandalan sistem kelistrikan Sulbagsel diperlukan. Studi ini dapat mencakup pengaruhnya terhadap kemampuan respon frekuensi pembangkit lain dalam sistem serta solusi teknis untuk mempertahankan stabilitas sistem di tengah fluktuasi beban dan produksi energi.

DAFTAR PUSTAKA

- Aris, R., & Joko, M. (2021). PELUANG PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) PADA GENANGAN WADUK. *Jurnal Infrastruktur Kementerian PUPR*, 07.
- Cinantly, P., Widiastuti, H., & Lumombo, L. (2024). Studi Kelayakan Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terapung pada Waduk Sumber Air Minum di Batam. *Jurnal Profesi Insinyur Indonesia*, 2(2), 65–70. <https://doi.org/10.14710/jpii.2024.21723>
- Dewantoro Herlambang, Y., Prasetyo, B., Apriandi, N., & Sutanto, B. (2023). Unjukkerja Panel Surya Tipe Terapung untuk Pembangkit Listrik. *Jurnal Rekayasa Mesin*, 18(3), 435–444. <https://jurnal.polines.ac.id/index.php/rekayasa>
- Qgis, P., Agdelliano Diniardi, E., Farros Hariyadi, W., Iqbal, M., Faris Syaifullah, M., Wahyu Dewantara, P., Siti Diah Ayu Febriani, dan, TeknikEnergi Terbarukan, J., Negeri Jember, P., & Mastrip, J. (2022). Perencanaan Survey Sebaran Potensi Energi Terbarukan Pada Pembangkit Listrik Tenaga Surya (Plts) Terapung Provinsi Jawa Barat Berbasis Visualisasi Dan Layouting. In *EKSERGI Jurnal Teknik Energi* (Vol. 18, Issue 1). <https://jurnal.polines.ac.id/index.php/eksergi>
- Rahardjo, I., & Fitriana, I. (2020). ANALISIS POTENSI PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA DI INDONESIA. In *Strategi Penyediaan Listrik Nasional Dalam Rangka Mengantisipasi Pemanfaatan PLTU Batubara Skala Kecil, PLTN, Dan Energi Terbarukan*.
- IEA, “An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Indonesia.” Accessed: May 23, 2024
- ESDM, “Rencana Umum Kelistrikan Nasional 2019-2038,” Jakarta, 2019.
- IESR, “Beyond 207 Gigawatts: Unleashing Indonesia’s Solar Potential,” 2021.
- PLN, “Evaluasi Operasi Tahun 2024,” Makassar, 2024.
- A. Goswami, P. Sadhu, U. Goswami, and P. K. Sadhu, “Floating solar power plant for sustainable development: A techno-economic analysis,” *Environ Prog Sustain Energy*, vol. 38, no. 6, Nov. 2019, doi: 10.1002/ep.13268.
- “Lukman” and I. ’Ridwansyah, “Telaah Kondisi Fisik Danau Poso Dan Prediksi Ciri Ekosistem Perairannya,” *LIMNOTEK*, vol. 16, no. 2, pp. 64–73, 2009.

- R. Chowdhury, Md. A. Aowal, Sk. Md. G. Mostafa, and Md. A. Rahman, "Floating Solar Photovoltaic System: An Overview and their Feasibility at Kaptai in Rangamati," in 2020 IEEE International Power and Renewable Energy Conference, IEEE, Oct. 2020, pp. 1–5. doi: 10.1109/IPRECON49514.2020.9315200.
- H. 'Yousuf, M. 'Khokhar, M. 'Zahid, and J. 'Kim, "A Review on Floating Photovoltaic Technology (FPVT)," *Current Photovoltaic Research*, vol. 8, no. 3, pp. 67–78, Aug. 2020.
- K. Abudu, U. Igie, O. Minervino, and R. Hamilton, "Gas turbine minimum environmental load extension with compressed air extraction for storage," *Appl Therm Eng*, vol. 180, p. 115869, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2020.115869.
- IESR, "Flexible Thermal Power Plant an Analysis of Operatig Coal-Fired Power Plants Flexibility to Enable the High-Level Variable Renewables in Indonesia's Power System," Jakarta, 2022.
- PLN, "Studi Penetrasi Sistem Sulawesi," Makassar, 2023.
- DigSilent GmbH, "User Manual DigSilent Powerfactory 2022." DigSilent GmbH, 2022.
- M. 'Subramanian, "Frequency Regulation by Free Governor Mode of Operation in Power Stations," *IEEE International Conference on Computational Intelligence and Computing Research*, 2010.

LAMPIRAN

1. Data Generator 1 (Plexos)

Collection	Parent Object	Child Object	Property	Value	Units	Scenario	Category
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Units	0	-		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Units	1	-	RUPTL Plan	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Units	1	-	High Demand	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Units	1	-	Low Demand	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Units	1	-	Mid Demand	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Units	1	-	Mid RKAP Demand	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Units	1	-	RUPTL Plan 2023	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	VO&M Charge	0,427857143	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Fixed Charge	212	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU PLN 65%	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Build Cost	1150	\$/kW	Ignored	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Retirement Cost	0	\$0		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Max Units Built	1	-	4-Ignored	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Max Units Retired	1	-	Unit Retired - Optimized	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #1	Min Units Retired	1	-	Unit Retired - Natural	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Units	0	-		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Units	1	-	RUPTL Plan	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Units	1	-	High Demand	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Units	1	-	Low Demand	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Units	1	-	Mid Demand	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Units	1	-	Mid RKAP Demand	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Units	1	-	RUPTL Plan 2023	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	VO&M Charge	0,427857143	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Fixed Charge	212	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU PLN 65%	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Build Cost	1150	\$/kW	Ignored	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Retirement Cost	0	\$0		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Max Units Built	1	-	4-Ignored	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Max Units Retired	1	-	Unit Retired - Optimized	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU PALU 3 #2	Min Units Retired	1	-	Unit Retired - Natural	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #1	Units	0	-		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #1	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #1	VO&M Charge	1,547142857	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #1	Fixed Charge	207	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #1	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU IPP 65%	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #1	Min Capacity Factor Year	80	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #1	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #1	Min Capacity Factor Year	0	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #1	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #1	Retirement Cost	0	\$0		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #1	Max Units Retired	1	-	Unit Retired - Optimized	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #1	Min Units Retired	1	-	Unit Retired - Natural	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #2	Units	0	-		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #2	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #2	VO&M Charge	1,547142857	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #2	Fixed Charge	370	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #2	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU IPP 65%	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #2	Min Capacity Factor Year	80	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #2	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #2	Min Capacity Factor Year	0	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #2	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #2	Retirement Cost	0	\$0		PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #2	Max Units Retired	1	-	Unit Retired - Optimized	PLTU
Generators	System	4-2_PLTU TAWAELI #2	Min Units Retired	1	-	Unit Retired - Natural	PLTU

2. Data Generator 2 (Plexos)

Collection	Parent Object	Child Object	Property	Value	Units	Scenario	Category
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #1	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #1	VO&M Charge	0,427857143	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #1	Fixed Charge	120	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #1	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU IPP 65%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #1	Min Capacity Factor Year	80	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #1	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #1	Min Capacity Factor Year	0	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #1	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #1	Retirement Cost	0	\$0		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #1	Max Units Retired	1	-	Unit Retired - Optimized	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #1	Min Units Retired	1	-	Unit Retired - Natural	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #2	Units	1	-		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #2	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #2	VO&M Charge	0,427857143	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #2	Must-Run Units	1	-	Free Gov	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #2	Fixed Charge	120	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #2	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU IPP 65%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #2	Min Capacity Factor Year	80	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #2	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #2	Min Capacity Factor Year	0	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #2	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #2	Retirement Cost	0	\$0		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #2	Max Units Retired	1	-	Unit Retired - Optimized	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU BARRU #2	Min Units Retired	1	-	Unit Retired - Natural	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 1 EKST	Units	1	-		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 1 EKST	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 1 EKST	VO&M Charge	1,037857143	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 1 EKST	Must-Run Units	1	-	Free Gov	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 1 EKST	Fixed Charge	275	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 1 EKST	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU IPP 65%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 1 EKST	Min Capacity Factor Year	80	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 1 EKST	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 1 EKST	Min Capacity Factor Year	0	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 1 EKST	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 1 EKST	Retirement Cost	0	\$0		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 1 EKST	Max Units Retired	1	-	Unit Retired - Optimized	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 1 EKST	Min Units Retired	1	-	Unit Retired - Natural	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 2 EKST	Units	1	-		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 2 EKST	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 2 EKST	VO&M Charge	1,037857143	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 2 EKST	Must-Run Units	1	-	Free Gov	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 2 EKST	Fixed Charge	275	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 2 EKST	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU IPP 65%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 2 EKST	Min Capacity Factor Year	80	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 2 EKST	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 2 EKST	Min Capacity Factor Year	0	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 2 EKST	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 2 EKST	Retirement Cost	0	\$0		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 2 EKST	Max Units Retired	1	-	Unit Retired - Optimized	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 2 EKST	Min Units Retired	1	-	Unit Retired - Natural	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3A EKS	Units	1	-		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3A EKS	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3A EKS	VO&M Charge	1,067142857	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3A EKS	Must-Run Units	1	-	Free Gov	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3A EKS	Fixed Charge	324	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3A EKS	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU IPP 65%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3A EKS	Min Capacity Factor Year	80	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3A EKS	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3A EKS	Min Capacity Factor Year	0	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3A EKS	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3A EKS	Retirement Cost	0	\$0		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3A EKS	Max Units Retired	1	-	Unit Retired - Optimized	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3A EKS	Min Units Retired	1	-	Unit Retired - Natural	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3B EKS	Units	1	-		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3B EKS	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3B EKS	VO&M Charge	1,067142857	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU JENEPONTO 3B EKS	Must-Run Units	1	-	Free Gov	PLTU

3. Data Generator 3 (Plexos)

Collection	Parent Object	Child Object	Property	Value	Units	Scenario	Category
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #1	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU IPP 65%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #1	Min Capacity Factor Year	80	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #1	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #1	Min Capacity Factor Year	0	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #1	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #1	Retirement Cost	0	\$0		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #1	Max Units Retired	1	-	Unit Retired - Optimized	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #1	Min Units Retired	1	-	Unit Retired - Natural	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #2	Units	1	-		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #2	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #2	VO&M Charge	0,514285714	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #2	Must-Run Units	1	-	Free Gov	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #2	Fixed Charge	105	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #2	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU IPP 65%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #2	Min Capacity Factor Year	80	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #2	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #2	Min Capacity Factor Year	0	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #2	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #2	Retirement Cost	0	\$0		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #2	Max Units Retired	1	-	Unit Retired - Optimized	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU PLN PUNAGAYA #2	Min Units Retired	1	-	Unit Retired - Natural	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU SULSEL BARRU 2	Units	0	-		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU SULSEL BARRU 2	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU SULSEL BARRU 2	Units	1	-	RUPTL Plan	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU SULSEL BARRU 2	Units	1	-	RUPTL Plan 2023	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU SULSEL BARRU 2	VO&M Charge	0,427857143	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU SULSEL BARRU 2	Must-Run Units	1	-	Free Gov	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU SULSEL BARRU 2	Fixed Charge	212	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU SULSEL BARRU 2	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU SULSEL BARRU 2	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU PLN 65%	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU SULSEL BARRU 2	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU SULSEL BARRU 2	Retirement Cost	0	\$0		PLTU
Generators	System	4-4_PLTU SULSEL BARRU 2	Max Units Retired	1	-	Unit Retired - Optimized	PLTU
Generators	System	4-4_PLTU SULSEL BARRU 2	Min Units Retired	1	-	Unit Retired - Natural	PLTU
Generators	System	4-5_PLTU KENDARI #1	Units	1	-		PLTU
Generators	System	4-5_PLTU KENDARI #1	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-5_PLTU KENDARI #1	VO&M Charge	1,547142857	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-5_PLTU KENDARI #1	Fixed Charge	151,36	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-5_PLTU KENDARI #1	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU IPP 65%	PLTU
Generators	System	4-5_PLTU KENDARI #1	Min Capacity Factor Year	80	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-5_PLTU KENDARI #1	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-5_PLTU KENDARI #1	Min Capacity Factor Year	0	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-5_PLTU KENDARI #1	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-5_PLTU MORAMO #1	Min Units Retired	1	-	Unit Retired - Natural	PLTU
Generators	System	4-5_PLTU MORAMO #2	Units	1	-		PLTU
Generators	System	4-5_PLTU MORAMO #2	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-5_PLTU MORAMO #2	VO&M Charge	0,427857143	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-5_PLTU MORAMO #2	Must-Run Units	1	-	Free Gov	PLTU
Generators	System	4-5_PLTU MORAMO #2	Fixed Charge	363	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-5_PLTU MORAMO #2	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU IPP 65%	PLTU
Generators	System	4-5_PLTU MORAMO #2	Min Capacity Factor Year	80	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-5_PLTU MORAMO #2	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-5_PLTU MORAMO #2	Min Capacity Factor Year	0	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-5_PLTU MORAMO #2	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-5_PLTU MORAMO #2	Retirement Cost	0	\$0		PLTU
Generators	System	4-5_PLTU MORAMO #2	Max Units Retired	1	-	Unit Retired - Optimized	PLTU
Generators	System	4-5_PLTU MORAMO #2	Min Units Retired	1	-	Unit Retired - Natural	PLTU
Generators	System	4-6_PLTU MAMUJU #1	Units	1	-		PLTU
Generators	System	4-6_PLTU MAMUJU #1	Units	0	-	Fix Unit	PLTU
Generators	System	4-6_PLTU MAMUJU #1	VO&M Charge	1,095714286	\$/MWh		PLTU
Generators	System	4-6_PLTU MAMUJU #1	Must-Run Units	1	-	Free Gov	PLTU
Generators	System	4-6_PLTU MAMUJU #1	Fixed Charge	240	\$/kW/yr		PLTU
Generators	System	4-6_PLTU MAMUJU #1	Min Capacity Factor Year	65	%	PLTU IPP 65%	PLTU
Generators	System	4-6_PLTU MAMUJU #1	Min Capacity Factor Year	80	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-6_PLTU MAMUJU #1	Min Capacity Factor Year	50	%	PLTU PLN & IPP 50%	PLTU
Generators	System	4-6_PLTU MAMUJU #1	Min Capacity Factor Year	0	%	PLTU IPP 80%	PLTU
Generators	System	4-6_PLTU MAMUJU #1	FO&M Charge	30	\$/kW/yr		PLTU

4. Load Model 1(*DIgSILENT*)

Name	Grid	Act.Pow.	React.Pow.	App.Pow.	Pow.Fact.	Voltage	Scaling Factor	Adjusted by Load Scaling
		MW	Mvar	MVA		p.u.		
0_KTT AFB	2_SULTENG	360	0	360	1,00	1	1	1
0_KTT BTII	2_SULTENG	0	0	0	0,00	1	1	1
0_KTT ESKI	2_SULTENG	0	0	0	0,00	1	1	1
0_KTT HUADI DOWNSTONE #1	4_SULSELBAR	26	9	27	0,95	1	1	1
0_KTT HUADI DOWNSTONE #2	4_SULSELBAR	26	9	27	0,95	1	1	1
0_KTT HUADI DOWNSTONE #3	4_SULSELBAR	26	9	27	0,95	1	1	1
0_KTT HUADI4 #1	4_SULSELBAR	170	56	179	0,95	1	1	1
0_KTT HUADI5 #1	4_SULSELBAR	0	0	0	0,00	1	1	1
0_KTT HUADI6 #1	4_SULSELBAR	0	0	0	0,00	1	1	1
0_KTT HUAYOU	2_SULTENG	0	0	0	0,00	1	1	1
0_KTT KEK PALU	2_SULTENG	0	0	0	0,00	1	1	1
0_KTT PAP	2_SULTENG	0	0	0	0,00	1	1	1
0_KTT PT ACN	2_SULTENG	200	66	211	0,95	1	1	1
0_KTT PT ANTAM POMALA	2_SULTENG	150	49	158	0,95	1	1	1
0_KTT PT ATS	2_SULTENG	0	0	0	0,00	1	1	1
0_KTT PT BMS	2_SULTENG	0	0	0	0,00	1	1	1
0_KTT PT CNGR	2_SULTENG	0	0	0	0,00	1	1	1
0_KTT PT CNI #0	2_SULTENG	95	31	100	0,95	1	1	1
0_KTT PT CNI #1	5_SULTRA	119	39	125	0,95	1	1	1
0_KTT PT CNI #2	2_SULTENG	71	23	75	0,95	1	1	1
0_KTT PT CNI #3	2_SULTENG	47	16	50	0,95	1	1	1
0_KTT PT COR INDUSTRI INDONESIA	2_SULTENG	0	0	0	0,00	1	1	1
0_KTT PT ESA PRATAMA	2_SULTENG	0	0	0	0,00	1	1	1
0_KTT PT STARGATE	2_SULTENG	100	33	105	0,95	1	1	1
0_KTT SINERGETIC	2_SULTENG	0	0	0	0,00	1	1	1
0_KTT SMP	2_SULTENG	0	0	0	0,00	1	1	1
0_KTT TAMBAK TML	2_SULTENG	15	5	16	0,95	1	1	1
0_KTT TRIDAYA JAYA	2_SULTENG	55	18	58	0,95	1	1	1
2_LD2_DGLA	2_SULTENG	3	1	3	0,95	1	1	1
2_LD2_PMNA #1	2_SULTENG	1	0	1	0,95	1	1	1
2_LD2_POSO #1	2_SULTENG	4	1	4	0,95	1	1	1
2_LD2_POSO #2	2_SULTENG	8	2	8	0,95	1	1	1
2_LD2_PRG1 #1	2_SULTENG	8	2	8	0,95	1	1	1
2_LD2_PRG1 #3	2_SULTENG	8	2	8	0,95	1	1	1
2_LD2_SDR1 #1	2_SULTENG	3	1	4	0,95	1	1	1
2_LD2_SDR1 #2	2_SULTENG	7	2	7	0,95	1	1	1
2_LD2_SDR1 #2(1)	2_SULTENG	7	2	7	0,95	1	1	1
2_LD2_SLAE #2	2_SULTENG	20	7	22	0,95	1	1	1
2_LD2_TLSE #4	2_SULTENG	15	5	16	0,95	1	1	1
2_LD2_TLSE #5	2_SULTENG	15	5	16	0,95	1	1	1
2_LD2_TMBU #1	2_SULTENG	2	1	2	0,95	1	1	1
2_LD2_TWLI #1	2_SULTENG	2	1	2	0,95	1	1	1
4_INDOFOOD	4_SULSELBAR	3	1	4	0,95	1	1	1
4_LD2_AMPN	2_SULTENG	2	1	2	0,95	1	1	1
4_LD2_BGKU	2_SULTENG	2	1	2	0,95	1	1	1
4_LD2_BIRA	4_SULSELBAR	4	1	4	0,95	1	1	1
4_LD2_BKBA #1	4_SULSELBAR	6	2	6	0,95	1	1	1
4_LD2_BKBA #2	4_SULSELBAR	4	1	4	0,95	1	1	1
4_LD2_BKBA #3	4_SULSELBAR	12	4	13	0,95	1	1	1
4_LD2_BKRU	4_SULSELBAR	7	2	8	0,95	1	1	1
4_LD2_BLGI #3	4_SULSELBAR	6	2	7	0,95	1	1	1

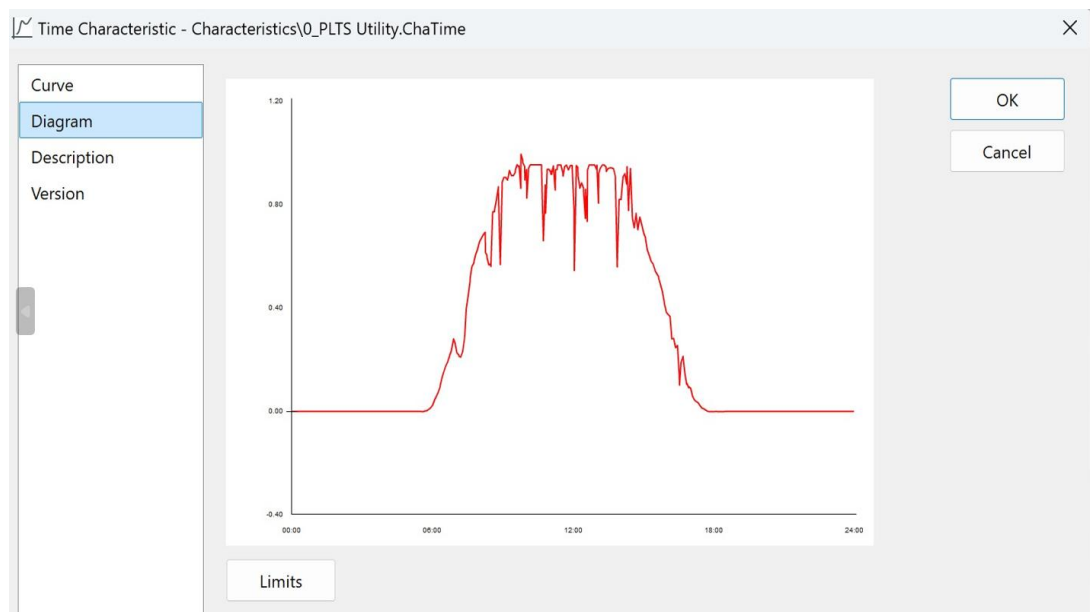
5. Load Model 2 (*DIgSILENT*)

Name	Grid	Act.Pow.	React.Pow.	App.Pow.	Pow.Fact.	Voltage	Scaling Factor	Adjusted by Load Scaling
4_LD2_BLSU	4_SULSELBAR	1	0	1	0,95	1	1	1
4_LD2_BNTA	2_SULTENG	2	1	2	0,95	1	1	1
4_LD2_BNTG #1	4_SULSELBAR	8	3	8	0,95	1	1	1
4_LD2_BONE #1	4_SULSELBAR	6	2	6	0,95	1	1	1
4_LD2_BONE #2	4_SULSELBAR	9	3	9	0,95	1	1	1
4_LD2_BONE #3	4_SULSELBAR	9	3	9	0,95	1	1	1
4_LD2_BRLE	4_SULSELBAR	4	1	4	0,95	1	1	1
4_LD2_BRRU #1	4_SULSELBAR	6	2	6	0,95	1	1	1
4_LD2_BSWA #1	4_SULSELBAR	65	21	69	0,95	1	1	0
4_LD2_BSWA #2	4_SULSELBAR	65	21	69	0,95	1	1	0
4_LD2_DAYA #1	4_SULSELBAR	7	2	7	0,95	1	1	1
4_LD2_DAYA #2	4_SULSELBAR	7	2	7	0,95	1	1	1
4_LD2_ERKG	4_SULSELBAR	7	2	8	0,95	1	1	1
4_LD2_GBTL #2	4_SULSELBAR	19	6	20	0,95	1	1	1
4_LD2_HDI4	2_SULTENG	2	1	2	0,95	1	1	1
4_LD2_JNPT #1	4_SULSELBAR	6	2	6	0,95	1	1	1
4_LD2_JNPT #2	4_SULSELBAR	8	3	9	0,95	1	1	1
4_LD2_KDLE	2_SULTENG	2	1	2	0,95	1	1	1
4_LD2_KIMA #1(1)	4_SULSELBAR	19	6	20	0,95	1	1	1
4_LD2_KIMA #2	4_SULSELBAR	10	3	10	0,95	1	1	1
4_LD2_LNNA	4_SULSELBAR	8	3	9	0,95	1	1	1
4_LD2_LUWU	4_SULSELBAR	5	2	5	0,95	1	1	1
4_LD2_MDAI #1	4_SULSELBAR	7	2	7	0,95	1	1	1
4_LD2_MDAI #2	4_SULSELBAR	6	2	7	0,95	1	1	1
4_LD2_MKLE #1	4_SULSELBAR	6	2	6	0,95	1	1	1
4_LD2_MKLE #2	4_SULSELBAR	9	3	9	0,95	1	1	1
4_LD2_MLLI	4_SULSELBAR	4	1	4	0,95	1	1	1
4_LD2_MROS #1	4_SULSELBAR	11	4	11	0,95	1	1	1
4_LD2_MROS #2	4_SULSELBAR	11	4	11	0,95	1	1	1
4_LD2_PARE #1	4_SULSELBAR	7	2	7	0,95	1	1	1
4_LD2_PARE #3	4_SULSELBAR	7	2	7	0,95	1	1	1
4_LD2_PBMS	2_SULTENG	2	1	2	0,95	1	1	1
4_LD2_PGKP #1	4_SULSELBAR	6	2	6	0,95	1	1	1
4_LD2_PGKP #2	4_SULSELBAR	4	1	4	0,95	1	1	1
4_LD2_PGKP #3	4_SULSELBAR	6	2	6	0,95	1	1	1
4_LD2_PLPO #1	4_SULSELBAR	6	2	7	0,95	1	1	1
4_LD2_PLPO #2	2_SULTENG	6	2	7	0,95	1	1	1
4_LD2_PNGY	4_SULSELBAR	3	1	3	0,95	1	1	1
4_LD2_PNKG #1	4_SULSELBAR	13	4	14	0,95	1	1	1
4_LD2_PNKG #2	4_SULSELBAR	13	4	14	0,95	1	1	1
4_LD2_PNRG #1	4_SULSELBAR	8	3	9	0,95	1	1	1
4_LD2_PNRG #3	4_SULSELBAR	8	3	9	0,95	1	1	1
4_LD2_SDRP #1	4_SULSELBAR	6	2	6	0,95	1	1	1
4_LD2_SDRP #3	4_SULSELBAR	9	3	9	0,95	1	1	1
4_LD2_SGKG #1	4_SULSELBAR	3	1	3	0,95	1	1	1
4_LD2_SGKG #2	4_SULSELBAR	5	2	5	0,95	1	1	1
4_LD2_SGMS #1	4_SULSELBAR	10	3	11	0,95	1	1	1
4_LD2_SGMS #2	4_SULSELBAR	10	3	11	0,95	1	1	1
4_LD2_SIWA #1	4_SULSELBAR	5	2	6	0,95	1	1	1
4_LD2_SJAI #1	4_SULSELBAR	4	1	4	0,95	1	1	1
4_LD2_SJAI #2	4_SULSELBAR	6	2	6	0,95	1	1	1

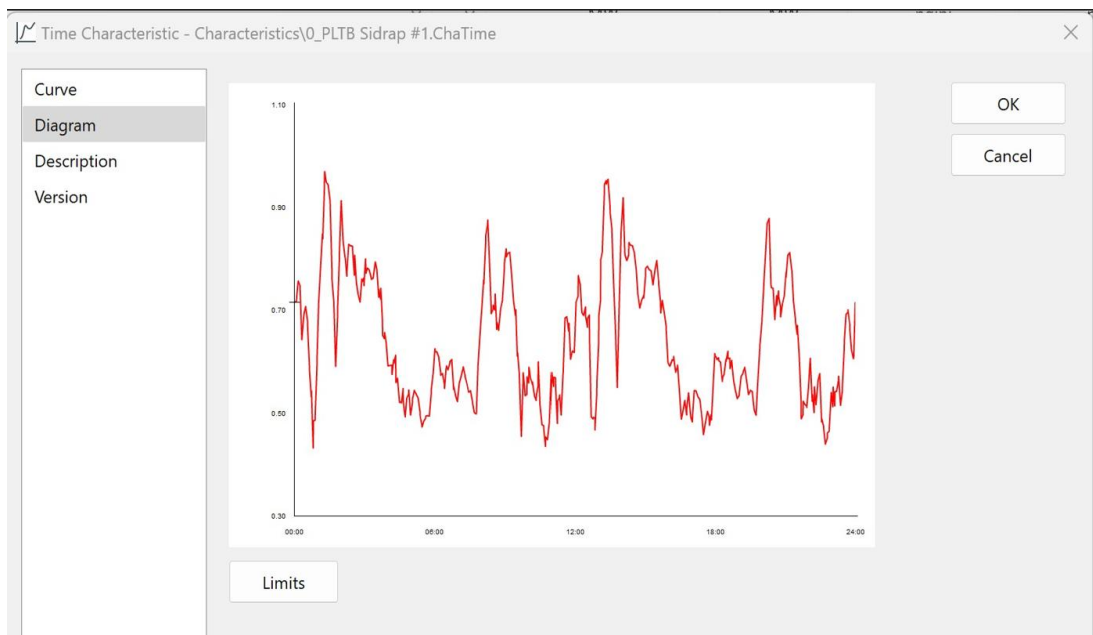
6. Load Model 3 (*DIgSILENT*)

Name	Grid	Act.Pow.	React.Pow. w.	App.Pow.	Pow.Fact.	Voltage	Scaling Factor	Adjusted by Load Scaling
4_LD2_SPPG #2	4_SULSELBAR	4	1	4	0,95	1	1	1
4_LD2_SPPG #3	4_SULSELBAR	8	3	8	0,95	1	1	1
4_LD2_TBNG #1	4_SULSELBAR	15	5	15	0,95	1	1	1
4_LD2_TBNG #2	4_SULSELBAR	15	5	15	0,95	1	1	1
4_LD2_TBNG #3	4_SULSELBAR	6	2	6	0,95	1	1	1
4_LD2_TLLO #1	4_SULSELBAR	18	6	19	0,95	1	1	1
4_LD2_TLLO #2	4_SULSELBAR	19	6	20	0,95	1	1	1
4_LD2_TLMA #1	4_SULSELBAR	8	3	9	0,95	1	1	1
4_LD2_TLMA #2	4_SULSELBAR	8	3	9	0,95	1	1	1
4_LD2_TLMA #3	4_SULSELBAR	17	5	17	0,95	1	1	1
4_LD2_TLSA #1	4_SULSELBAR	4	1	5	0,95	1	1	1
4_LD2_TLSA #2	4_SULSELBAR	3	1	3	0,95	1	1	1
4_LD2_TNNA	2_SULTENG	2	1	2	0,95	1	1	1
4_LD2_TNSA #1	4_SULSELBAR	3	1	3	0,95	1	1	1
4_LD2_TNSA #2	4_SULSELBAR	3	1	3	0,95	1	1	1
4_LD2_TOILI #1	2_SULTENG	2	1	2	0,95	1	1	1
4_LD2_TOILI #2	2_SULTENG	49	16	52	0,95	1	1	1
4_LD2_WOTU	4_SULSELBAR	8	3	8	0,95	1	1	1
4_LD4_DYBR	4_SULSELBAR	16	5	17	0,95	1	1	1
5_LD2_ANDL	5_SULTRA	6	2	6	0,95	1	1	1
5_LD2_KLKA #1	5_SULTRA	16	5	17	0,95	1	1	1
5_LD2_KNDR #1	2_SULTENG	19	6	20	0,95	1	1	1
5_LD2_KNDR #2	5_SULTRA	19	6	19	0,95	1	1	1
5_LD2_LSSA	5_SULTRA	6	2	6	0,95	1	1	1
5_LD2_MRMO	5_SULTRA	13	4	13	0,95	1	1	1
5_LD2_NTNS #1	5_SULTRA	3	1	3	0,95	1	1	1
5_LD2_PWTU #1	5_SULTRA	5	2	6	0,95	1	1	1
5_LD2_PWTU #2	5_SULTRA	8	3	8	0,95	1	1	1
5_LD2_PWTU #3	5_SULTRA	8	3	8	0,95	1	1	1
5_LD2_UNHA	5_SULTRA	15	5	16	0,95	1	1	1
5_LD2_WOLO	5_SULTRA	2	1	2	0,95	1	1	1
6_LD2_MJNE #1	4_SULSELBAR	6	2	6	0,95	1	1	1
6_LD2_MMJB	4_SULSELBAR	9	3	10	0,95	1	1	1
6_LD2_MMJU #1	4_SULSELBAR	2	1	2	0,95	1	1	1
6_LD2_MMJU #2	4_SULSELBAR	3	1	3	0,95	1	1	1
6_LD2_MMJU #3	4_SULSELBAR	6	2	7	0,95	1	1	1
6_LD2_PLMS #1	4_SULSELBAR	9	3	9	0,95	1	1	1
6_LD2_PLMS #2	4_SULSELBAR	5	2	6	0,95	1	1	1
6_LD2_PSKY	4_SULSELBAR	7	2	8	0,95	1	1	1
6_LD2_TPYO	4_SULSELBAR	3	1	3	0,95	1	1	1

7. Karakteristik PLTS Terapung (DIgSILENT)



8. Karakteristik PLTB (DIgSILENT)



DAFTAR RIWAYAT HIDUP



A. DATA PERSONAL

NIM : 202110029
Nama : Andi Murniawati
Tempat/Tgl. Lahir : Pompanua/23 Januari 1981
Jenis Kelamin : Perempuan
Program Studi : Magister Teknik Elektro
Email : andi2110029@itpln.ac.id

B. PENDIDIKAN

Jenjang	Nama Lembaga	Jurusan	Tahun Lulus
SD	SD 165 Asanae	-	1993
SMP	SMPM 2 Takalala	-	1996
SMA	SMUN 1 Liliraja	IPA	1999
S1	Universitas Hasanuddin	Teknik Elektro	2003

Demikian daftar riwayat hidup ini dibuat dengan sebenarnya

Makassar, 20 Februari 2025

Mahasiswa ybs

Andi Murniawati



INSTITUT TEKNOLOGI PLN

**PERBAIKAN TESIS
PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK ELEKTRO
SEKOLAH PASCASARJANA**

Sidang Tesis Hari/Tanggal : Sabtu / 22 Februari 2025
Pukul : 10.00 - 11.00
Nama Mahasiswa : Andi Murniawati
N.I.M : 2021-10-029
Tempat Penelitian :

Pada sidang Tesis ditetapkan bahwa mahasiswa y.b.s harus menyempurnakan Tesis dalam waktu satu minggu, yaitu pada tanggal 28 Februari 2025 dengan perbaikan-perbaikan sbb :

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

Apabila dalam jangka waktu tersebut mahasiswa y.b.s tidak dapat menyelesaikan **REVISI** harus kembali mengulang sidang Tesis.

Mahasiswa,

Penguji,

(Andi Murniawati)

(Prof. Ir. Syamsir Abduh MM., Ph.D., IPU.,
ASEAN.Eng)

Tesis telah selesai diperbaiki sesuai yang ditetapkan, pada..... 24 Februari 2025.

Mahasiswa,

Penguji,

(Andi Murniawati)

(Prof. Ir. Syamsir Abduh MM., Ph.D., IPU.,
ASEAN.Eng)



INSTITUT TEKNOLOGI PLN

**PERBAIKAN TESIS
PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK ELEKTRO
SEKOLAH PASCASARJANA**

Sidang Tesis Hari/Tanggal : Sabtu / 22 Februari 2025
Pukul : 10.00 - 11.00
Nama Mahasiswa : Andi Murniawati
N.I.M : 2021-10-029
Tempat Penelitian :

Pada sidang Tesis ditetapkan bahwa mahasiswa y.b.s harus menyempurnakan Tesis dalam waktu satu minggu, yaitu pada tanggal 28 Februari 2025 dengan perbaikan- perbaikan sbb :

1. Perumusan masalah di cek mik. di judul, agar
d. tulis kembali.
2. Rumus masalah dan rumus agar kembali

Apabila dalam jangka waktu tersebut mahasiswa y.b.s tidak dapat menyelesaikan **REVISI** harus kembali mengulang sidang Tesis.

Mahasiswa,

(Andi Murniawati)

Ketua Penguji,

(Prof. Dr. Dr. Aminullah Assagaf, SE., MS.,
MM., M.Ak)

Tesis telah selesai diperbaiki sesuai yang ditetapkan, pada..... 24 Februari..... 2025

Mahasiswa,

(Andi Murniawati)

Ketua Penguji,

(Prof. Dr. Dr. Aminullah Assagaf, SE., MS.,
MM., M.Ak)



INSTITUT TEKNOLOGI PLN

**PERBAIKAN TESIS
PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK ELEKTRO
SEKOLAH PASCASARJANA**

Sidang Tesis Hari/Tanggal : Sabtu / 22 Februari 2025
Pukul : 10.00 - 11.00
Nama Mahasiswa : Andi Murniawati
N.I.M : 2021-10-029
Tempat Penelitian :

Pada sidang Tesis ditetapkan bahwa mahasiswa y.b.s harus menyempurnakan Tesis dalam waktu satu minggu, yaitu pada tanggal 28 Februari 2025 dengan perbaikan-perbaikan sbb :

Menarik dengan materi dan analisis para pengaji
.....
.....
.....
.....
.....

Apabila dalam jangka waktu tersebut mahasiswa y.b.s tidak dapat menyelesaikan **REVISI** harus kembali mengulang sidang Tesis.

Mahasiswa,

Dosen Pembimbing,

(Andi Murniawati)

(Dr. Musa Partahi Marbun, ST., MT)

Tesis telah selesai diperbaiki sesuai yang ditetapkan, pada..... 24 Februari 2025.

Mahasiswa,

Dosen Pembimbing,

(Andi Murniawati)

(Dr. Musa Partahi Marbun, ST., MT)



INSTITUT TEKNOLOGI PLN

**PERBAIKAN TESIS
PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK ELEKTRO
SEKOLAH PASCASARJANA**

Sidang Tesis Hari/Tanggal : Sabtu / 22 Februari 2025
Pukul : 10.00 - 11.00
Nama Mahasiswa : Andi Murniawati
N.I.M : 2021-10-029
Tempat Penelitian :

Pada sidang Tesis ditetapkan bahwa mahasiswa y.b.s harus menyempurnakan Tesis dalam waktu satu minggu, yaitu pada tanggal 28 Februari 2025 dengan perbaikan-perbaikan sbb :

1. Perbaiki Dasar Teori.
2. Menambahkan lampiran ya berisi parameter-parameter pada analisis Gresi.

Apabila dalam jangka waktu tersebut mahasiswa y.b.s tidak dapat menyelesaikan **REVISI** harus kembali mengulang sidang Tesis.

Mahasiswa,

(Andi Murniawati)

Dosen Pembimbing,

(Dr. Ir. Herry Nugraha, ST., MT)

Tesis telah selesai diperbaiki sesuai yang ditetapkan, pada 24 Februari 2025.

Mahasiswa,

(Andi Murniawati)

Dosen Pembimbing,

(Dr. Ir. Herry Nugraha, ST., MT)



INSTITUT TEKNOLOGI PLN

**PERBAIKAN TESIS
PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK ELEKTRO
SEKOLAH PASCASARJANA**

Sidang Tesis Hari/Tanggal : Sabtu / 22 Februari 2025
Pukul : 10.00 - 11.00
Nama Mahasiswa : Andi Murniawati
N.I.M : 2021-10-029
Tempat Penelitian :

Pada sidang Tesis ditetapkan bahwa mahasiswa y.b.s harus menyempurnakan Tesis dalam waktu satu minggu, yaitu pada tanggal 28 Februari 2025 dengan perbaikan– perbaikan sbb :

- 1) ~~Paragraf~~ 1
- 2) Abstrak 1 paragraf
- 3) Penulisan dirapikan rata kiri dan kanan
- 4) Batas toleransi $\pm 0,2 \text{ Hz}$ y/ tanpa BESS dan dengan BESS
↳ tdk memenuhi?
- 5) Rekomendasi terhadap ~~Batas~~ pengembangan PLTS dan POSU.

Apabila dalam jangka waktu tersebut mahasiswa y.b.s tidak dapat menyelesaikan **REVISI** harus kembali mengulang sidang Tesis.

Mahasiswa,

Sekretaris Penguji,

(Andi Murniawati)

(Dr. Rummi Sirait, ST., MT)

Tesis telah selesai diperbaiki sesuai yang ditetapkan, pada..... 24 Februari 2025

Mahasiswa,

Sekretaris Penguji,

(Andi Murniawati)

(Dr. Rummi Sirait, ST., MT)