TUGAS AKHIR – EE 184801

DESAIN SKEMA PERTAHANAN SISTEM TIMOR TAHUN 2023 MEMPERTIMBANGKAN INTERMITEN PLTS DAN PLTB

Yohan Edi Santosa
NRP 07111640000022

Dosen Pembimbing
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc, Ph.D
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

DEPATERMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019

TUGAS AKHIR – EE 184801

DESAIN SKEMA PERTAHANAN SISTEM TIMOR TAHUN 2023 MEMPERTIMBANGKAN INTERMITEN PLTS DAN PLTB

Yohan Edi Santosa
NRP 07111640000022

Dosen Pembimbing
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc, Ph.D
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

DEPATERMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019

FINAL PROJECT – EE 184801

DEFENSE SCHEME DESIGN OF TIMOR SYSTEM IN 2023 CONSIDERING SOLAR AND WIND INTERMITTENT

Yohan Edi Santosa
NRP 07111640000022

Supervisor(s)
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc, Ph.D
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty of Intelligent Electrical and Informatics Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019

PERNYATAAN KEASLIAAN
TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "**Desain Skema pertahanan Sistem Timor tahun 2023 mempertimbangkan Intermiten PLTS dan PLTB**" adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Juli 2020

Yohan Edi Santosa
NRP. 0711 16 4000 0022

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DESAIN SKEMA PERTAHANAN SISTEM TIMOR TAHUN 2023 MEMPERTIMBANGKAN INTERMITEN PLTS DAN PLTB

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Bidang Studi Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Elektro dan Informatika Cerdas
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui :

Dosen Pembimbing I

Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc, Ph.D
NPP. 19492019311101

SURABAYA
JULI, 2020

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DESAIN SKEMA PERTAHANAN SISTEM TIMOR TAHUN 2023 MEMPERTIMBANGKAN INTERMITEN PLTS DAN PLTB

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Elektro dan Informatika Cerdas
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui:

Dosen Pembimbing II

Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.
NIP. 198103252010121002

SURABAYA
JULI, 2020

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

ABSTRAK

Pada tahun 2023 Sistem Timor akan mengalami penambahan PLTB dengan kapasitas 20 MW. Pada saat ini sistem Timor telah memiliki 2 PLTS dengan total kapasitas 6 MW. Dengan besar beban puncak malam sistem sebesar 150 MW pada tahun 2023, dan 90 MW pada beban puncak siang, maka jumlah pembangkitan PLTB dan PLTS memiliki persentase sebesar 28% dari sistem. Integrasi sumber daya energi terbarukan, seperti tenaga surya (PLTS) dan angin (PLTB), ke dalam jaringan listrik menghadirkan tantangan karena adanya fenomena intermiten yang memungkinkan sistem kehilangan 28% daya pembangkitannya secara tiba-tiba, yang jika tidak dapat ditangani oleh respon generator yang dimiliki, maka sistem akan mengalami fluktuasi frekuensi yang dapat menyebabkan sistem dalam kondisi darurat dan berpotensi terjadi ketidakstabilan frekuensi. Karena hal tersebut, Tugas Akhir ini akan mengevaluasi skema pertahanan eksisting yang ada dan dapat memberikan rekomendasi skema pertahanan yang telah mempertimbangkan PLTS dan PLTB. Berdasarkan data yang didapatkan, stage 1 dan stage 2 UFLS eksisting memiliki time delay selama 3 detik untuk mengantisipasi *Load-Shedding* yang disebabkan oleh hilangnya Pembangkitan PLTS. Akan tetapi hal ini menyebabkan respon dari UFLS di kondisi gangguan yang lebih besar, menjadi terlambat. Dari hasil simulasi didapatkan bahwa dengan mempercepat respon UFLS bekerja, walaupun frekuensi stage diturunkan (dengan mempertimbangkan intermitensi PLTS), masih dapat memberikan respon yang lebih baik dalam rangka memenuhi perkembangan kebutuhan energi listrik dan penetrasi PLTS dan PLTB pada sistem.

Kata Kunci: Skema Pertahanan, Under Frequency Load Shedding

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

ABSTRACT

In 2023, Timor Electrical Grid will expand with the addition of wind power plant with a capacity of 20 MW. At present the Timor system already has 2 PLTS with a total capacity of 6 MW. With a system peak night load of 150 MW in 2023, and 90 MW at peak day load, the number of wind power plant and solar power plant generation has a percentage of 28% of the grid load. Integration of renewable energy resources, such as solar and wind, into the grid presents challenges due to intermittent phenomena that allow the system to potentially lose 28% of its generation power suddenly during normal operation, which if it cannot be handled by the generator frequency response, grid will experience frequency fluctuations that may cause the grid to be in an emergency condition and potentially frequency instability. This Final Project will evaluate existing existing defense schemes and can provide recommendations for defense schemes that have considered Solar Based Power Plant and Wind Based Power Plant. Based on the data obtained, the stage 1 and stage 2 existing UFLS have a time delay of 3 seconds to anticipate Load-Shedding caused by the loss of PLTS generation. However, this causes the response of UFLS is late in the greater disturbance. From the simulation results it was found that by hasten the response of UFLS to work, even though the stage frequency was lowered (taking into account the PLTS intermittence), it could still provide a better response in order to meet the development of electrical energy needs and PLTS and PLTB penetration in the system.

Keyword: Defense Scheme, Under Frequency Load Shedding (UFLS)

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis ucapkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, berkat rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan tugas akhir yang berjudul "**Desain Skema Pertahanan Sistem Timor tahun 2023 mempertimbangkan Intermiten PLTS dan PLTB**" sebagai syarat guna memperoleh gelar Sarjana pada Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Selanjutnya, penulis ingin menyampaikan rasa terimakasih kepada seluruh pihak yang membantu dalam penulisan tugas akhir ini, baik berupa dorongan secara moril ataupun secara materiil. Karena penulis yakin tanpa bantuan dan dukungan tersebut, rasanya tidak mungkin penulis untuk menyelesaikan tugas akhir ini.

Disamping itu, izinkan penulis untuk menyampaikan ucapan terimakasih dan penghargaan yang setinggi-tingginya kepada:

1. Bapak Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc, Ph.D dan Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T. Selaku dosen pembimbing I dan II, yang telah memberikan banyak ilmu, arahan, dan juga motivasi dalam pengerjaan tugas akhir ini.
2. Seluruh dosen Departemen Teknik Elektro yang telah mengajarkan penulis ilmu dan pengalaman selama penulis berkuliah sehingga Tugas Akhir ini menjadi titik kulminasi dari ilmu yang penulis dapatkan.
3. Kepada orang tua, dan juga kepada teman-teman seperjuangan yang sama-sama mengerjakan tugas akhir. Berkat dukungan mereka, saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini.
4. Teman-teman, adik-adik asisten Laboratorium Power System Simulation Laboratory yang senantiasa bekerja sama dan memberikan bantuan dan juga dukungan kepada penulis.
5. Dan semua pihak yang telah membantu penulis dan tidak bisa disebutkan satu persatu.

Penulis sadar bahwa tugas akhir ini masih belum sempurna dan masih banyak hal yang harus diperbaiki. Saran, kritik dan masukan baik dari seluruh pihak sangatlah membantu penulis terutama untuk berbagai kemungkinan pengembangan lebih lanjut.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAAN TUGAS AKHIR ..... **i**
HALAMAN PENGESAHAN ..... Error! Bookmark not defined.
ABSTRAK ..... **v**
KATA PENGANTAR ..... **xi**
DAFTAR ISI ..... **xiii**
DAFTAR GAMBAR ..... **xv**
DAFTAR TABEL ..... **xvii**

BAB I PENDAHULUAN **1**
1.1. Latar Belakang 1
1.2. Permasalahan 2
1.3. Tujuan 2
1.4. Metodologi 3
1.5. Sistematika 4
1.6. Manfaat 4

BAB II TEORI PENUNJANG **5**
2.1. Stabilitas Sistem Tenaga Listrik 5
2.2. Stabilitas Transient Sistem Tenaga Listrik 5
2.3. Model Beban Polinomial 7
2.4. Under Frequency Load Shedding 8

BAB III METODOLOGI **11**
3.1. Pengumpulan Data 11
3.1.1. Sistem Kelistrikan Timor, NTT 11
3.1.2. Rencana Pengembangan Sistem 12
3.1.3. Skema Pertahanan Sistem Eksisting 14
3.1.4. Single Line Diagram 16
3.1.5. Data Saluran 16
3.1.6. Data Pembangkit 17
3.1.7. Data Beban 17
3.2. Permodelan Sistem 18
3.3. Permodelan Simulasi 19

BAB IV ANALISIS PEMBAHASAN **20**
4.1. *Intermiten* PLTS dan PLTB 21
4.1.1. Diversifikasi Pembangkitan 21

4.2. Simulasi Case Skema Pertahanan 23
4.2.1. Gangguan PLTU Timor (25 MW) - Beban Rendah.....25
4.2.2. Gangguan PLTU Timor (25 MW) - BP Siang 27
4.2.3. Gangguan PLTU Timor (25 MW) - BP Malam 29
4.2.4. Kehilangan 100% PLTS (6 MW) - BP Siang 31
4.2.5. Kehilangan 100% PLTB (20 MW) - BP Siang 33
4.2.6. Kehilangan 100% EBT (full - *26 MW*) - BP Siang 35
4.2.7. Kehilangan 100% PLTB (20 MW) - Beban Rendah.....37
4.2.8. Kesimpulan Sementara 39
4.3. Mempertimbangkan PLTS.....41
4.3.1. Respon Sistem terhadap Intermitensi PLTS.....41
4.3.2. Respon Sistem dengan UFLS terhadap Intermitensi PLTS42
4.4. Mempertimbangkan PLTB 43

BAB V PENUTUP 47
5.1. Kesimpulan.....47
5.2. Saran 47

DAFTAR PUSTAKA.....49

LAMPIRAN 51
LAMPIRAN 1. SLD Sistem Kelistrikan Timor 2019 53
LAMPIRAN 2. Data Operasi Sistem Kelistrikan Timor 2019.....55
LAMPIRAN 3. SLD Sistem Kelistrikan Timor 2023 59
LAMPIRAN 4. Data Operasi Sistem Kelistrikan Timor 2023.....61
LAMPIRAN 5. Data Setting *Underfrequency* Load-Shedding.....65

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Generator Serempak yang Terhubung Dengan Infinit Bus.....5
Gambar 2.2 Rangkaian Ekuivalen Generator Sinkron 6
Gambar 2.3 Kurva P-δ Generator Ketika Terjadi Gangguan 7
Gambar 2.4 Ilustrasi keseimbangan antara Pembangkitan dan Beban.....8
Gambar 2.5 Standard pelepasan beban menurut Grid Code Jawa Bali 9
Gambar 3.1 Peta Kelistrikan Sistem Timor 11
Gambar 3.2 SLD Perencanaan Sistem Kelistrikan Timor.....15
Gambar 3.3 Overview Sl Sistem Kelistrikan Timor dengan PowerFactory DIgSILENT 15.1.....18
Gambar 4.1 Bauran Pembangkitan pada Sistem Timor 2019-2023 ..21
Gambar 4.2 Respon Sistem saat Gangguan PLTU Timor - Beban Rendah 25
Gambar 4.3 Respon saat Gangguan PLTU Timor - BP Siang 27
Gambar 4.4 Respon saat Gangguan PLTU Timor - BP Malam 29
Gambar 4.5 Respon saat Kehilangan 100% PLTS - BP Siang.....31
Gambar 4.6 Respon saat Kehilangan 100% PLTB - BP Siang 33
Gambar 4.7 Respon saat Kehilangan 100% EBT - BP Siang 35
Gambar 4.8 Respon saat Kehilangan 100% PLTB – Beban Rendah 39
Gambar 4.9 Respon Sistem Timor terhadap Intermitensi PLTS (tanpa UFLS).....41
Gambar 4.10 Respon Sistem dengan UFLS terhadap Intermitensi PLTS 42
Gambar 4.11 Respon Sistem dengan UFLS Eksisting terhadap Intermitensi PLTB 43
Gambar 4.12 Respon Sistem dengan UFLS – 0.3s terhadap Intermitensi PLTB.....44
Gambar 4.13 Respon Sistem dengan UFLS Standar ANSI/IEEE terhadap Intermitensi PLTB 45

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Pembangkit Eksisting Sistem Kelistrikan Timor 12
Tabel 3.2 Kondisi realisasi pembebanan Sistem Kelistrikan Timor .12
Tabel 3.3 Rencana Pengembangan Sistem Pembangkit Sistem Kelistrikan Timor 13
Tabel 3.4 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Kelistrikan Timor 13
Tabel 3.5 Rencana Pengembangan Gardu Induk Sistem Kelistrikan Timor 13
Tabel 3.6 UFLS Eksisting Sistem Timor 14
Tabel 3.7 Relay Household Eksisting Sistem Timor 14
Tabel 3.8 Data Saluran Eksisting Sistem Kelistrikan Timor 2019 ...16
Tabel 3.9 Data Pengembangan Saluran Sistem Kelistrikan Timor 2023 16
Tabel 3.10 Data Pembangkit Sistem Kelistrikan Timor 2023 16
Tabel 3.11 Peramalan beban 2019-2023 Sistem Kelistrikan Timor..17
Tabel 3.12 Persentase kelompok pelanggan 2019-2023 Prov. NTT .17
Tabel 4.1 Overview Skema UFLS Eksisting 23
Tabel 4.2 Overview Skema UFLS Eksisting – 0.3s 24
Tabel 4.3 Overview Skema UFLS ANSI/IEEE C37.106-1987 24
Tabel 4.4 Timestamp Event Gangguan PLTU Timor - Beban Rendah 26
Tabel 4.5 Timestamp Event Gangguan PLTU Timor - Beban Puncak Siang 28
Tabel 4.6 Timestamp Event Gangguan PLTU Timor – Beban Puncak Malam 30
Tabel 4.7 Timestamp Event Kehilangan 100% PLTS - BP Siang ...32
Tabel 4.8 Timestamp Event Kehilangan 100% PLTB - BP Siang ...34
Tabel 4.9 Timestamp Event Kehilangan 100% EBT - BP Siang 36
Tabel 4.10 Timestamp Event Kehilangan 100% PLTB – Beban Rendah 38

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB I
PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Energi baru terbarukan (EBT) berkontribusi secara signifikan terhadap keberlanjutan iklim di masa depan dengan rendahnya emisi pembangkitan, akan tetapi EBT menyebabkan perubahan paradigma dalam operasi sistem tenaga. Sistem operasi menjadi semakin bervariasi dan tidak pasti, yang dihasilkan dari kombinasi beban dan perilaku EBT. Salah satu aspek penting adalah dampak dan peran peningkatan penetrasi EBT pada rencana pertahanan sistem kelistrikan [1].

Untuk memiliki operasi yang stabil dari sistem tenaga, penting untuk menjaga frekuensi dalam rentang operasi nominal. Namun, gangguan parah seperti kehilangan unit pembangkit dapat menyebabkan penurunan frekuensi yang cepat yang dapat menyebabkan ketidakstabilan frekuensi, merupakan ancaman besar bagi integritas sistem tenaga. governor akan bekerja untuk mengembalikan frekuensi. Jika respons governor tidak dapat menstabilkan frekuensi, sistem memasuki kondisi darurat. Skema pelepasan beban frekuensi (UFLS) adalah pilihan terakhir dari rencana pertahanan untuk mengembalikan frekuensi ke nilai yang dinilai aman dan mencegah pemadaman yang luas [1]. Meskipun harus dicatat bahwa UFLS adalah pilihan terakhir untuk menahan penurunan frekuensi dan dapat menyebabkan kerugian ekonomi dan ketidaknyamanan konsumen [2].

Sistem Timor pada tahun 2019 merupakan salah satu sistem yang terletak di Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) dengan beban puncak sebesar 100 MW pada malam hari dan 60 MW pada siang hari. Dengan kondisi eksisting, terdapat 2 PLTS yang beroperasi dengan kapasitas masing-masing sebesar 5 MW dan 1 MW, sehingga pada beban puncak siang PLTS tersebut memiliki porsi 10% dari pembangkitan sistem Timor. Dengan pertumbuhan beban 8% setiap tahun, Beban Puncak malam pada tahun 2023 diperkirakan mencapai 150 MW. Dan pada tahun 2023 akan direncanakan pembangunan PLTB Timor sebesar 20 MW untuk menambah bauran energi [3], sehingga porsi PLTS dan PLTB pada Sistem Kelistrikan Timor sebesar 27 % pada Beban Puncak Siang.

Integrasi sumber daya energi terbarukan, seperti tenaga surya (PLTS) dan angin (PLTB), ke dalam jaringan listrik menghadirkan tantangan karena fenomena intermiten [4]. Pada sistem Timor, dengan

fenomena intermiten ini memungkinkan sistem kehilangan 28% daya pembangkitannya secara tiba-tiba, yang jika tidak dapat ditangani oleh respon generator yang dimiliki, maka sistem akan mengalami *drop* frekuensi yang dapat menyebabkan sistem dalam kondisi darurat dan berpotensi terjadi ketidakstabilan frekuensi jika tidak ditangani. Begitu juga jika sistem tersebut masih menggunakan skema UFLS konvensional, yang dapat berpotensi melepaskan beban setiap kali sistem mengalami intermiten, yang dapat menyebabkan seringnya terjadi pemadaman, dan ketidaknyamanan pelanggan.

Dalam upaya mencapai beberapa kondisi di atas, perlu dilakukan evaluasi ulang terhadap skema pertahanan eksisting Sistem Timor sekaligus melakukan rencana skema pertahanan kedepan dalam rangka memenuhi perkembangan kebutuhan energi listrik dan penetrasi PLTS dan PLTB pada sistem. Hal terpenting dalam pencapaian pemenuhan skema pertahanan yang tetap mengamankan sistem jika terjadi gangguan yang mengancam sistem dan mempertimbangkan aspek fenomena intermiten yang sudah menjadi karakteristik dari PLTS dan PLTB.

1.2. Permasalahan

Dengan berkembangnya system, beban, serta PLTS dan PLTB sistem Timor kedepannya, berdasarkan kondisi tersebut perlu dilakukan analisa skema pertahanan yang mempertimbangkan penetrasi PLTS dan PLTB sehingga sistem dapat stabil ketika sistem terjadi gangguan dan fenomena *intermittent* disaat yang bersamaan di masa mendatang.

Dalam tugas akhir ini, akan dianalisis kestabilan sistem menggunakan *skema pertahanan* baru menggunakan software *DIgSiLENT PowerFactory 15.1* untuk simulasi sistem kelistrikan Timor.

1.3. Tujuan

1. Mengetahui kondisi keseimbangan daya *demand* dan daya *supply* serta hubungannya dengan kestabilan frekuensi Sistem Timor tahun 2023 dengan adanya fenomena *intermittent* pada PLTS dan PLTB ketika menerapkan *skema pertahanan* eksisting.
2. Mendapatkan respon frekuensi Sistem Timor tahun 2023 setelah dengan membandingkan skema pertahanan rekomendasi dengan mempertimbangkan fenomena *intermittent* pada PLTS dan PLTB.

1.4. Metodologi

Metodologi yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah:

1. Studi Literatur
   Sumber studi literatur pada tugas akhir ini adalah dari *textbook*, artikel ilmiah, jurnal. Studi literatur difokuskan pada lingkup penelitian UFLS mulai dari permodelan persebaran beban, tahap-tahap pelepasan beban.
2. Pengumpulan Data
   Data yang diperlukan antara lain berupa *Single Line Diagram (SLD)*, Pengembangan Sistem tiap tahun, data trafo GT dan IBT, saluran transmisi, serta data beban. Data-data ini didapatkan dari PT. PLN (Persero) UIW NTT dan RUPTL 2019-2028.
3. Pemodelan Sistem
   Melakukan permodelan sistem kelistrikan Timor yakni terdiri dari pembaharuan SLD eksisting, pengembangan sistem pada tahun 2023 serta rele *underfrequency/overfrequency load shedding* dan *household* generator.
4. Simulasi dan Analisis Sistem
   Setelah pemodelan sistem berhasil di rancang, tahap selanjutnya adalah melakukan analisis kestabilan sistem dengan masuknya intermittent PLTS dan PLTB dengan menggunakan skema pertahanan eksisting. Analisis ini bertujuan untuk mengetahui permasalahan yang terjadi, sehingga akan dievaluasi dan dapat diberikan masukan atau desain rekomendasi skema pertahanan baru untuk memecahkan masalah tersebut. Pengimplementasian solusi ini diharapkan dapat memberikan respon kestabilan sistem yang lebih baik.
5. Penarikan Kesimpulan dan Pembuatan Laporan
   Setelah masalah berhasil dipecahkan, maka selanjutnya dilakukan penyusunan buku Tugas Akhir sesuai dengan format yang telah ditentukan. Laporan tugas akhir ini disusun mulai dari permasalahan, dasar teori, dan studi literatur yang relevan, metode penelitian, analisis dan hasil dari desain skema pertahanan baru, serta kesimpulan, dan saran mengenai tugas akhir ini.

1.5. Sistematika

Sistematika dalam penulisan tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

Bab 1 : Pendahuluan
Berisi latar belakang, permasalahan, permasalahan yang ingin diselesaikan, maksud dan tujuan pembuatan Tugas Akhir, metodologi pengerjaan, sistematika penulisan serta manfaat.

Bab 2 : Teori Penunjang
Meliputi pembahasan secara singkat teori-teori penunjang yang akan digunakan dalam pengerjaan Tugas Akhir ini. Berisi tentang Stabilitas Sistem Tenaga Listrik dan Skema Pertahanan Frekuensi *Load Shedding*.

Bab 3 : Metodologi
Langkah-langkah pengerjaan Tugas Akhir yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan, dimulai dari Pengumpulan data, Permodelan baik Sistem maupun Simulasi

Bab 4 : Analisis Pembahasan
Membahas hasil simulasi yang digunakan beserta pembahasan solusi yang ditawarkan.

Bab 5 : Penutup
Terdiri tentang kesimpulan dan saran dari tugas akhir yang telah dikerjakan.

1.6. Manfaat

1. Mengetahui kondisi keseimbangan daya *demand* dan daya *supply* serta hubungannya dengan kestabilan frekuensi Sistem Timor tahun 2023 dengan adanya fenomena *intermittent* pada PLTS dan PLTB dengan menerapkan *skema pertahanan* eksisting.
2. Mendapatkan respon frekuensi Sistem Timor tahun 2023 setelah menerapkan *skema pertahanan* rekomendasi dengan mempertimbangkan setting rele *undefrequency/overfrequency* load shedding dan generator.

BAB II
SKEMA PERTAHANAN FREKUENSI

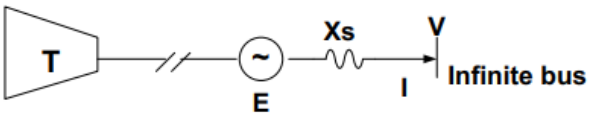
2.1. Stabilitas Sistem Tenaga Listrik

Stabilitas sistem tenaga dapat secara luas didefinisikan sebagai sifat sistem tenaga yang memungkinkannya untuk tetap dalam keadaan kesetimbangan operasi dalam kondisi operasi normal dan untuk dapat kembali ke keadaan kesetimbangan setelah mengalami gangguan [5]. Stabilitas sistem tenaga dibedakan menjadi stabilitas *steady state, dan* stabilitas transien. Stabilitas *steady state (small signal stability)* adalah kemampuan sistem untuk menjaga kesetimbangan setelah mengalami gangguan kecil. Sementara itu stabilitas transien adalah kemampuan suatu sistem untuk menjaga kesetimbangan setelah mengalami gangguan transien besar. Kestabilan bergantung pada kondisi awal sistem maupun tingkat keparahan gangguan tersebut.

Dalam operasi sistem tenaga listrik, kesetimbangan antara daya pembangkitan dan daya beban harus sama. Jika hal ini terpenuhi, artinya rotor generator berputar pada kecepatan sinkron. Apabila tejadi gangguan yang dapat mengganggu keseimbangan daya pembangkitan dan daya beban, rotasi rotor pada generator akan berayun karena adanya torsi. Torsi ini menyebabkan adanya percepatan atau perlambatan rotasi rotor. Perbedaan daya suplai dan beban yang sangat besar dapat berpotensi menimbulkan sistem *out of synchronism.*

2.2. Stabilitas Transient Sistem Tenaga Listrik

Stabilitas transien [6] [7] adalah kemampuan sistem untuk tetap pada kondisi sinkron (sebelum terjadi aksi dari kontrol governor) yang mengikuti gangguan pada sistem. Gangguan ini dapat berdampak yang sangat signifikan pada kemampuan transfer daya pada generator. Jika diasumsikan disuatu sistem terdapat generator yang terhubung dengan infinit bus, transfer daya dapat dituliskan dalam persamaan 2.2.



Gambar 2.1 Generator Serempak yang Terhubung Dengan Infinit Bus

$$P = \frac{E.V}{X_S} \sin \delta \quad (2.1)$$

$$E = V + jIX_s \quad (2.2)$$

Keterangan:

P = Daya yang dibangkitkan generator (Watt)

E = Tegangan terminal generator (Volt)

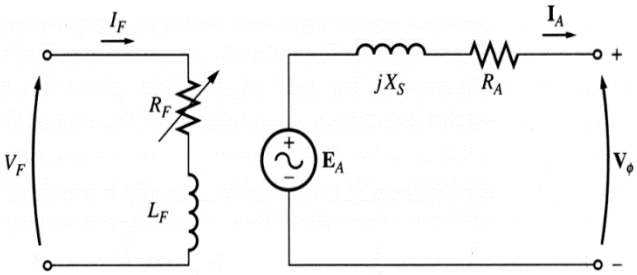
V = Tegangan infinit bus (Volt)

δ = Sudut rotor

Ketika tegangan terminal generator turun, maka daya output generator akan berkurang dengan tegangan terminal generator harus tetap dijaga dengan mengubah nilai R_F (*field resistance).* Nilai R_F diturunkan sehingga I_F (*field current*/arus eksitasi) naik. I_F naik maka akan meningkatkan fluks. Fluks meningkat, maka E_A naik dan tegangan terminal juga akan naik. Selain itu ketika gangguan dihilangkan (*switching*), Xs pada persamaan 2.2 bertambah besar. Sehingga diperlukan kemampuan generator untuk mengubah arus eksitasi dengan sangat cepat agar tegangan terminal generator tetap pada levelnya.

$$E_A = K\phi\omega \quad (2.3)$$

$$V_\Theta = E_A - [I_A(R_A + jX_A) + jI_AX_S] \quad (2.4)$$



Gambar 2.2 Rangkaian Ekuivalen Generator Sinkron

Keterangan:

E_A = Tegangan armature generator sinkron (Volt)

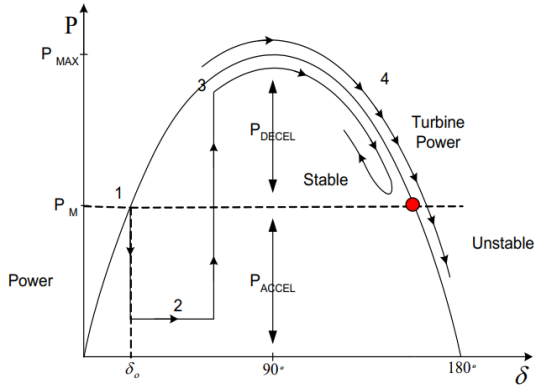
V_ϕ = Tegangan terminal generator sinkron (Volt)

K = Jumlah belitan stator $/\sqrt{2}$

Φ = Fluks (Weber)

Stabilitas transien erat hubungannya dengan pengaruh gangguan pada jaringan terhadap perilaku generator sinkron. **Gambar 2.3** mengilustrasikan perilaku generator ketika terjadi gangguan. Titik 1 adalah kondisi dimana belum terjadi gangguan. Setelah terjadi gangguan (titik 2) yang menyebabkan daya output generator turun sangat signifikan. Perbedaan daya elektris dan daya mekanis *prime mover* menyebabkan percepatan pada rotor sehingga sudut rotor/sudut daya bertambah besar. Saat gangguan hilang (titik 3), daya output generator kembali menuju harga yang sesuai dengan kurva P-δ. Setelah gangguan hilang, daya elektris lebih besar dari daya mekanis *prime mover*. Kondisi ini menyebabkan rotor mengalami perlambatan.

Apabila setelah gangguan hilang terdapat torsi lawan yang cukup untuk mengimbangi percepatan rotor, generator akan stabil. Akan tetapi jika kopel lawan tidak mampu mengimbangi percepatan rotor, sudut rotor akan semakin besar dan sinkronisasi hilang.



Gambar 2.3 Kurva P-δ Generator Ketika Terjadi Gangguan

2.3. Model Beban Polinomial

Model ini [8] [9] juga disebut model beban ZIP. Z berarti impedansi konstan, mewakili arus konstan dan P mengacu pada daya konstan. Model polinomial untuk daya aktif dan reaktif diberikan dalam persamaan (2.5) dan (2.6). Nilai P dan Q beban sangat bergantung pada nilai tegangan bus dan frekuensi sistem. Model dependensi beban terhadap tegangan dimodelkan dalam $\left[Z_p\left(\frac{U}{U_n}\right)^2 + I_p\left(\frac{U}{U_n}\right)^1 + P_p\left(\frac{U}{U_n}\right)^0\right]$.

Sementara itu $\left(1 + k_{pf}\,\Delta f\right)$ adalah model dari dependensi beban terhadap perubahan frekuensi.

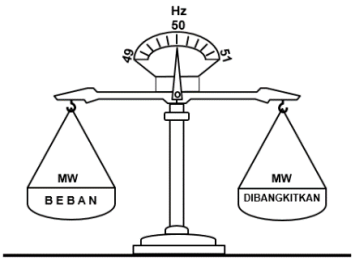
$$P = P_n \left[Z_p \left(\frac{U}{U_n}\right)^2 + I_p \left(\frac{U}{U_n}\right)^1 + P_p \left(\frac{U}{U_n}\right)^0 \right] \left(1 + k_{pf}\,\Delta f\right) \qquad (2.5)$$

$$Q = Q_n \left[Z_q \left(\frac{U}{U_n}\right)^2 + I_q \left(\frac{U}{U_n}\right)^1 + P_q \left(\frac{U}{U_n}\right)^0 \right] \left(1 + k_{qf}\,\Delta f\right) \qquad (2.6)$$

Sebagian besar beban dapat direpresentasikan sebagai kombinasi dari model ZIP, dengan parameter berbeda yang mencerminkan komposisi. Beban daya yang konstan menyebabkan masalah stabilitas karena ada kecenderungan untuk meningkatkan arus, untuk mempertahankan daya yang konstan meskipun tegangan turun. Hal ini dapat menyebabkan penurunan tegangan lebih lanjut. Beban impedansi konstan, di sisi lain cenderung mengurangi osilasi tegangan.

2.4. Under Frequency Load Shedding

Keseimbangan daya antara pembankitan dan beban sangat berhubungan dengan frekuensi sistem. Apabila daya pembangkitan melebihi daya beban maka frekuensi nominal lebih tinggi dari frekuensi normal, begitu juga sebaliknya [5]. Kondisi dapat diilustrasikan sebagai neraca daya pada. Ketika $P_{Gen}=P_{Load}+P_{Losses}$ maka frekuensi sistem menunjukkan frekuensi normal (50 Hz). Akan tetapi ketika $P_{Gen}\neq P_{Load}+P_{Losses}$ frekuensi nominal akan bergeser dari frekuensi normalnya, tergantung dengan kecenderungannya apakah $P_{Gen}>P_{Load}+P_{Losses}$ atau $P_{Gen}<P_{Load}+P_{Losses}$

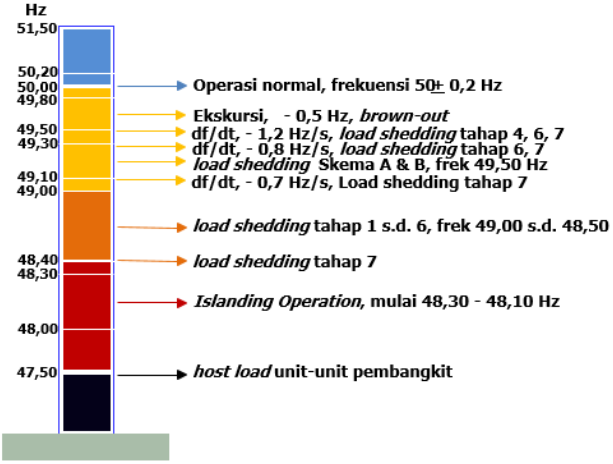


Gambar 2.4 Ilustrasi keseimbangan antara Pembangkitan dan Beban

Ketidakseimbangan daya dalam sistem salah satunya dapat diakibatkan oleh kontingensi. Ketika terjadi kontingensi yang bisa berupa gangguan atau pemeliharaan baik generator, saluran atau beban dalam jumlah yang besar dapat mengakibatkan efek beruntun (*cascading*) [3] [4]. Kondisi frekuensi yang terus- menerus turun jauh melebihi batas aman nya dapat menyebabkan sistem *blackout* total [10]. Maka dari itu untuk mengatasi ketidakstabilan ini diperlukan upaya penyelamatan agar frekuensi sistem kembali ke dalam kondisi stabil.

Dalam melakukan load shedding terdapat beberapa hal penting yang harus diperhatikan yaitu batas frekuensi minimal yang diizinkan, seberapa besar yang akan dilepas dan jumlah tahap yang akan dilakukan. Terdapat tiga macam *load shedding* yaitu konvensional, semi-adaptif dan adaptif [11].

UFLS konvensional merupakan metode yang paling sederhana, hal ini dikarenakan dalam metode ini tidak memerlukan rele yang canggih dan cenderung lebih murah. Load shedding konvensional bekerja dengan melepaskan beban sampai dengan frekuensi berada dalam batas yang ditentukan. Ketika pelepasan beban tahap pertama frekuensi tetap turun maka dilakukan pelepasan beban tahap kedua. Ketika tahap kedua telah dilakukan tetapi frekuensi masih tetap turun, dilakukan pelepasan beban tahap ketiga. Begitu juga seterusnya apabila frekuensi masih tetap turun, pelepasan beban akan terus dilakukan sampai dengan beberapa tahap dan frekuensi berada dalam batas yang diinginkan [11].



Gambar 2.5 Standard pelepasan beban menurut Grid Code Jawa Bali

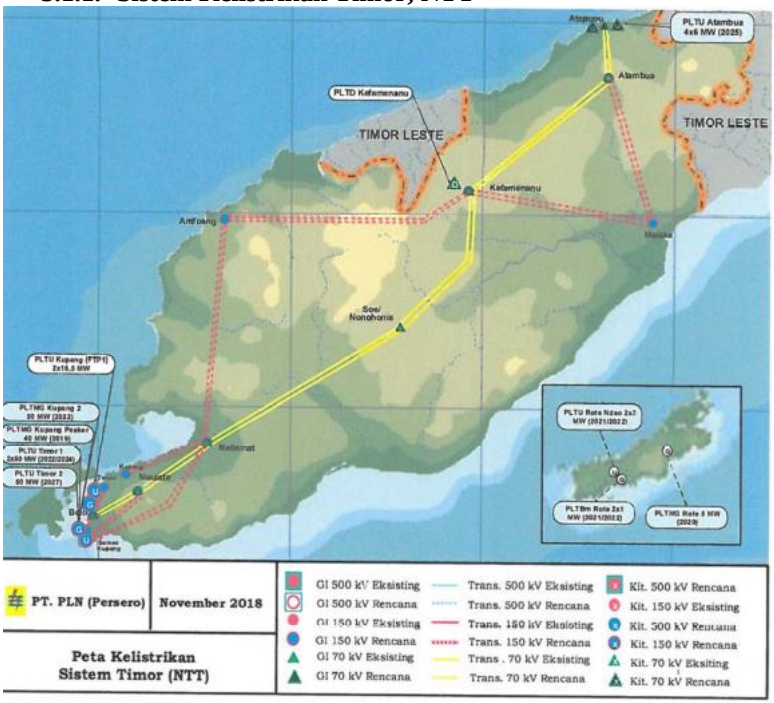
Dalam melakukan pelepasan beban terdapat beberapa standard yang digunakan, seperti ANSI/IEEE C37 106-1987 3 atau 6 langkah dan standard *Grid Code* Jawa Bali 7 langkah. Menurut *Grid Code* Jawa Bali, operasi normal suatu sistem berada pada rentang frekuensi 50 ± 0,2 Hz. Ketika frekuensi sistem menyentuh 50 ± 0,5 Hz, maka beberapa GI yang dapat melakukan penurunan maupun menaikkan tegangan dengan tap trafo sehingga daya aktif dapat di manipulasi (*brown out*). Setelah frekuensi turun ke titik 49 Hz, maka harus dilakukan pelepasan beban yang terdiri dari 7 tahap. Pelepasan beban ini dilakukan dengan rentang kerja UFR mulai dari frekuensi 49 Hz sampai dengan 48,4 Hz. Apabila suatu sistem belum mampu mengembalikan kestabilan ke titik yang baru, maka akan dilakukan operasi *island.* Operasi *island* dilakukan untuk memisahkan suatu sistem dari sistem lainnya untuk menanggulangi gangguan beruntun. Tahap *islanding* dalam standard Jawa Bali terdiri dari 3 tahap, mulai dari frekuensi 48,3 sampai dengan 48,1 Hz. UFR tahap 1-7 dan *islanding* tahap 1-3 dilakukan setiap penurunan frekuensi 0,1 Hz. Dan, apabila sistem masih belum mampu mengembalikan kestabilannya setelah operasi *island* berlangsung maka dilakukan *host load* pembangkit pada 47,5 Hz (secara umum) atau bergantung dari karakteristik masing-masing pembangkit.

BAB III
METODOLOGI

3.1. Pengumpulan Data

Data yang digunakan pada Tugas Akhir akhir didapatkan melalui Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2019-2028 yang dilengkapi oleh PT. PLN (Persero) Unit Induk Wilayah Nusa Tenggara Timur

3.1.1. Sistem Kelistrikan Timor, NTT



Gambar 3.1 Peta Kelistrikan Sistem Timor

3.1.1.1. Umum

Pulau Timor adalah salah satu pulau yang berada di Provinsi Nusa Tenggara Timur, pulau merupakan pulau yang berbatasan langsung dengan negara Timor Leste. Karena karakteristik Provinsi NTT yang

berbentuk kepulauan, Pulau Timor memiliki sistem kelistrikan sendiri, yakni Sistem kelistrikan Timor, dimana jaringan Trasmisi Radial yang ada memanjang dari Kota Kupang hingga Kota Atambua di perbatasan Timor Leste.

3.1.1.2. Pembangkit Eksisting

Pada bulan September 2019 pembangkit yang terpasang pada sistem Timor sebagai berikut:

Tabel 3.1 Pembangkit Eksisting Sistem Kelistrikan Timor

Pembangkit	Unit	Kapasitas Unit	Kapasitas Total
LMVPP*	6	18 MW	*60 MW
PLTU IPP	2	18,5 MW	37 MW
PLTU Bolok	2	16,5 MW	33 MW
PLTS Oelpuah			5 MW
PLTS Atambua			1 MW
		TOTAL	**136 MW**

** Leasing Marine Vessel Power Plant (kontrak 60 MW)*

Dimana LMVPP adalah pembangkit PLTMG IPP yang hanya dioperasikan 60 MW kontrak dengan PLN.

3.1.1.3. Profil Beban

Pada tahun 2019 (pengambilan data pada bulan September 2019), sistem kelistrikan Timor memiliki realisasi pembebanan sebagai berikut:

Tabel 3.2 Kondisi realisasi pembebanan Sistem Kelistrikan Timor

Operasi	Tanggal	Jam	Beban
Beban Puncak Malam	9/1/2019	19.00	86,51 MW
Beban Puncak Siang	20/9/2019	13.00	57,42 MW
Beban Rendah	15/9/2019	07.00	46,39 MW

3.1.2. Rencana Pengembangan Sistem

Berikut merupakan rencana pengembangan sistem Timor, Nusa Tenggara Timor dari tahun 2019-2023, berdasarkan RUPTL 2019-2028 yang dilengkapi oleh pihak PT. PLN (Persero) Unit Induk Wilayah NTT.

3.1.2.1. Pembangkit

Tabel 3.3 Rencana Pengembangan Sistem Pembangkit Sistem Kelistrikan Timor

COD	Pembangkit	Unit	Kap. Unit	Kap. Total
2019	PLTMG Panaf	5	10 MW	50 MW
2021	PLTMG Kupang 2	6	10 MW	60 MW
2022	PLTB Nonohonis	2	5 MW	10 MW
2022	PLTU Timor	2	25 MW	50 MW
2023	PLTB Nonohonis (+)	2	5 MW	20 MW

+Expansion Stage 2PLTB Nonohonis

Dimana sejak tahun 2022, kontrak LMVPP habis sehingga pada tahun 2023 LMVPP sudah tidak beroperasi di Sistem Kelistrikan Timor.

3.1.2.2. Jaringan Transmisi

Tabel 3.4 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Kelistrikan Timor

COD	Saluran	KMS	Tipe
2019	150 kV - Panaf - Bolok	30	2x ACSR-ZEBRA-2x435mm
2020	150 kV - Bolok - Tenau	20	2x ACSR-HAWK-240mm
2020	150 kV - NewKupang – Naibonat	20	2x ACSR-HAWK-240mm
2020	150 kV - Panaf - Naibonat	50	2x ACSR-HAWK-240mm
2021	150 kV - Kefa - Malaka	100	2x ACSR-HAWK-240mm

Backbone transmisi Eksisting menggunakan level tegangan 70 kV. Dan pada perencanaan hingga tahun 2023 berdasarkan RUPTL 2019-2028 Sistem Kelistrikan Timor menggunakan level tegangan 150 kV.

3.1.2.3. Gardu Induk

Tabel 3.5 Rencana Pengembangan Gardu Induk Sistem Kelistrikan Timor

COD	Gardu Induk	Kapasitas
2019	70/20 - Bolok (+)	30 MVA
2019	150/20 - Panaf	30 MVA
2020	150/20 - NewKupang	60 MVA
2020	150/20 - Tenau	60 MVA
2020	150/70 - Naibonat	60 MVA
2021	150/70 - Kefa	60 MVA

(+) Uprating/Upgrade

Dengan bertambahnya saluran transmisi 150 kV di system kelistrikan Timor, juga diimbangi bertambahnya Gardu Induk 150 kV di system kelistrikan Timor hingga tahun 2023

3.1.3. Skema Pertahanan Sistem Eksisting

3.1.3.1. Skema Load Shedding Penyulang

Tabel 3.6 UFLS Eksisting Sistem Timor

Stage UFR	Penyulang	Freq	Delay (s)	Beban (MW)		Total (MW)	
				Siang	Malam	Siang	Malam
Stage 1	Batuplat	49,60	3	0,88	1,45	2,21	3,60
	GH Sikumana			1,33	2,15		
Stage 2	Pel. Tenau	49,50	3	1,09	1,10	5,39	8,96
	Osmok			1,77	1,90		
	Tabulolong			0,48	0,70		
	BGR + Oelolok			0,59	1,30		
	Niki-niki			0,76	1,77		
	Kapan			0,17	0,48		
	Batu-Putih			0,53	1,72		
Stage 3	Tarus	48,80	0,3	0,36	0,63	11,06	17,80
	Tini			1,26	2,04		
	Camplong			1,04	1,79		
	Oebufu			4,47	7,76		

Tabel 3.6 menunjukkan skema pertahanan eksisting yang dimiliki system kelistrikan Timor saat ini. Dengan cara membaca: stage 1 mulai beroperasi ketika frekuensi berada di bawah 49,6, dengan menunggu selama 3 detik (delay), jika frekuensi masih berada 49,6 selama 3 detik, maka Penyulang Stage 1 akan dilepas bebannya dari system (*load shedding*)

3.1.3.2. Household Pembangkit Eksisting

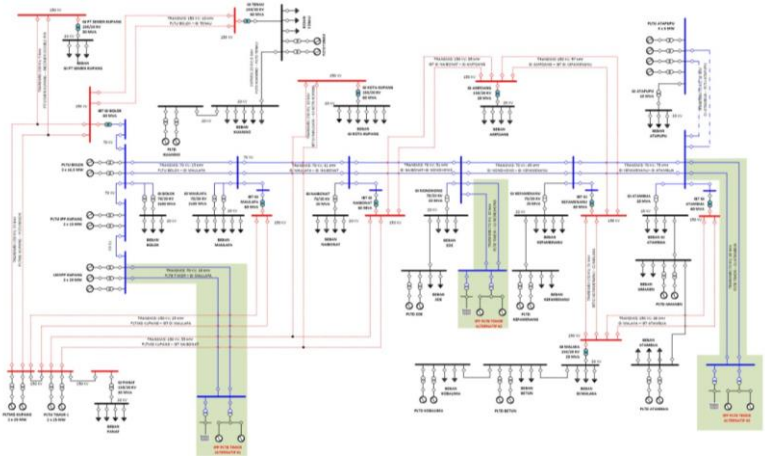
Tabel 3.7 Relay Household Eksisting Sistem Timor

Pembangkit	Relay	Frekuensi	Time Delay
PLTU PLN 1	UFR CB 70 kV	< 48,5	3s
	OFR CB 70 kV	> 51,8	3s
	UFR CB Gen	< 48,0	2s
	OFR CB Gen	> 52,0	2s
PLTU PLN 2	UFR CB 70 kV #1	< 48,5	1,5s

Pembangkit	Relay	Frekuensi	Time Delay
	UFR CB 70 kV #2	< 48,0	0s
	OFR CB 70 kV #1	> 51,8	1s
	UFR CB 70 kV #2	> 52,5	0s
	UFR CB Gen	< 48,0	1,5s
	OFR CB Gen	> 52,5	3s
PLTU IPP 1	UFR CB 70 kV	< 47,5	1s
	OFR CB 70 kV	> 51,8	1,5s
	UFR CB Gen	< 47,5	1s
	OFR CB Gen	> 52,5	0,5s
PLTU IPP 2	UFR CB 70 kV	< 48,0	1s
	OFR CB 70 kV	> 51,8	2s
	UFR CB Gen	< 47,5	0,5s
	OFR CB Gen	> 53,0	1s

Tabel 3.7 menunjukkan relay household pembangkit yang dimiliki system kelistrikan Timor saat ini. Dengan cara membaca: relay underfrekuensi PLTU PLN 1 mulai beroperasi ketika frekuensi berada di bawah 48,5 , dengan menunggu selama 3 detik (delay), jika frekuensi masih berada 48.5 selama 3 detik, maka PLTU PLN 1 akan melepaskan diri dari system (*load shedding*).

3.1.4. Single Line Diagram



Gambar 3.2 Single Line Diagram Perencanaan Sistem Kelistrikan Timor

3.1.5. Data Saluran

Tabel 3.8 Data Saluran Eksisting Sistem Kelistrikan Timor 2019

Ruas Transmisi		Jenis Konduktor	KMS	KV
Dari	**Ke**			
Bolok	**Maulafa**	2xACSR HAWK 240/40 mm²	28,76	70
Maulafa	**Naibonat**	2xACSR OSTRICH 152/24 mm²	71,94	70
Naibonat	**Nonohonis**	2xACSR OSTRICH 152/24 mm²	124,58	70
Nonohonis	**Kefamenanu**	2xACSR OSTRICH 152/24 mm²	90,10	70
Kefamenanu	**Atambua**	2xACSR HAWK 240/40 mm²	150,34	70
Atambua	**Atapupu**	2xACSR HAWK 240/40 mm²	25,40	70

Tabel 3.8 menunjukkan spesifikasi saluran transmisi yang telah beroperasi pada system kelistrikan Timor, NTT.

Tabel 3.9 Data Pengembangan Saluran Sistem Kelistrikan Timor 2023

Ruas Transmisi		Jenis Konduktor	KMS	KV
Dari	Ke			
Panaf	**Bolok**	2x ACSR-ZEBRA-2x435mm	30	150
Bolok	**Tenau**	2x ACSR-HAWK-240mm	20	150
NewKupang	**Naibonat**	2x ACSR-HAWK-240mm	20	150
Panaf	**Naibonat**	2x ACSR-HAWK-240mm	50	150
Kefa	**Malaka**	2x ACSR-HAWK-240mm	100	150

Tabel 3.9 menunjukkan spesifikasi perencanaan saluran transmisi yang akan dibangun pada system kelistrikan Timor, NTT hingga tahun 2023.

3.1.6. Data Pembangkit

Tabel 3.10 Data Pembangkit Sistem Kelistrikan Timor 2023

Pembangkit	Unit	Kapasitas Unit	Kapasitas Total	Ket
LMVPP*	6	18 MW	60 MW	out
PLTU IPP	2	18 MW	36 MW	
PLTU Bolok	2	16.5 MW	33 MW	
PLTS Oelpuah			5 MW	
PLTS Atambua			1 MW	
PLTMG Panaf	5	10 MW	50 MW	
PLTMG Kupang 2	6	10 MW	60 MW	
PLTB Nonohonis	2	5 MW	10 MW	
PLTU Timor	2	25 MW	50 MW	
PLTB Nonohonis (+)	2	5 MW	10 MW	
TOTAL			255 MW	

Tabel 3.10 menunjukkan seluruh pembangkit yang akan beroperasi pada system kelistrikan Timor pada tahun 2023. Dapat diperhatikan bahwa PLTS dan PLTB memiliki prosentasi hingga 10% seluruh kapasitas pembangkitan system.

3.1.7. Data Beban

Peramalan kenaikan beban dari tahun 2019 hingga tahun 2023 berikut:

Tabel 3.11 Peramalan beban 2019-2023 Sistem Kelistrikan Timor

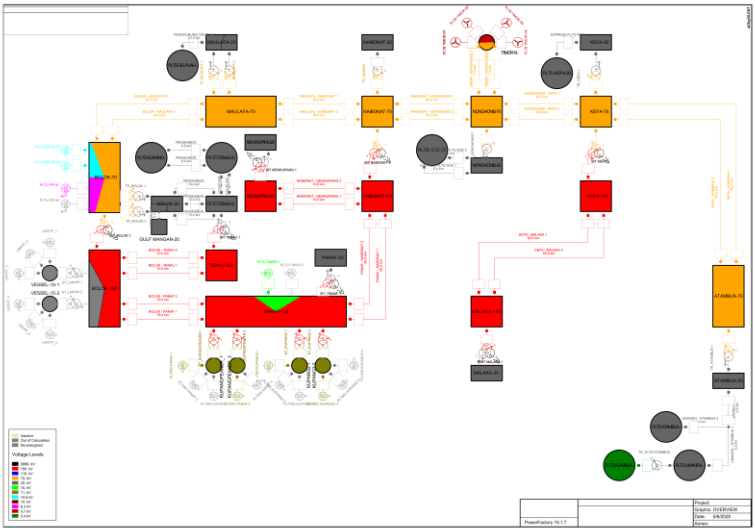
Load Forecast (MW)	2019	2020	2021	2022	2023
Beban Puncak Malam	102,50	112,3	119,5	134,10	157,66
Beban Puncak Siang	67,77	74,32	79,02	88,28	109,06
Beban Rendah	53,98	59,20	62,94	70,32	89,66

Dan berikut merupakan persentase sebaran beban dari kelompok pelanggan pada Provinsi NTT berdasarkan RUPTL 2019-2028:

Tabel 3.12 Persentase kelompok pelanggan 2019-2023 Prov. NTT

Pelanggan	2019	2020	2021	2022	2023
Rumah Tangga	58,75%	58,01%	57,41%	57,36%	57,25%
Publik	36,00%	35,84%	35,75%	35,96%	36,30%
Industri	5,24%	6,15%	6,84%	6,68%	6,45%

3.2. Permodelan Sistem



Gambar 3.3 Overview SLD Sistem Kelistrikan Timor dengan PowerFactory DIgSILENT 15.1

Permodelan Overview SLD Sistem Kelistrikan Timor tahun 2023 menggunakan software Digsilent Powerfactory 15.1. Gambar yang lebih jelas terlampir pada Lampiran 1.

3.3. Permodelan Simulasi

Dari Permodelan SLD Sistem Kelistrikan kemudian dilengkapi dengan data skema pertahanan eksisting, yang kemudian akan di catat dan dianalisis karakteristik skema pertahanan sistem terhadap gangguan/kondisi yang representatif:

1. **Gangguan PLTU Timor di kondisi Beban Rendah**
2. **Gangguan PLTU Timor di kondisi Beban Puncak (BP) Siang**
3. **Gangguan PLTU Timor di kondisi Beban Puncak (BP) Malam**
   (1,2,3) merupakan *case* yang dipilih sebagai gangguan pembangkit terbesar sehingga dapat dilihat karakteristik dari skema pertahanan. Dan hal ini di representasikan melalui kondisi gangguan dari 1-unit pembangkit terbesar pada sistem.

4. **Kehilangan 100% Pembangkitan PLTS di kondisi BP Siang**
5. **Kehilangan 100% Pembangkitan PLTB di kondisi BP Siang**
   (4,5) merupakan case potensi paling parah terjadinya kehilangan pembangkitan yang diakibatkan oleh PLTS tertutup awan, atau hilangnya angin PLTB secara mendadak. (4) Persentase pembangkit PLTS di kondisi ini mencapai **6%**. (5) Persentase pembangkit PLTB di kondisi ini mencapai **21%**.

6. **Kehilangan 100% Pembangkitan EBT (*full*) di kondisi BP Siang**
   (6) merupakan case potensi yang paling parah terjadi disaat seluruh pembangkit EBT kehilangan daya seluruhnya disaat yang bersamaan. Hal ini perlu dilakukan akibat probabilitas intermitensi yang dapat terjadi kapanpun. Persentase pembangkit PLTB & PLTS di kondisi ini mencapai **27,3%**

7. **Kehilangan 100% Pembangkitan PLTB di kondisi Beban Rendah**
   (7) merupakan case potensi kondisi yang paling parah terjadi di Beban Rendah. Beban Rendah terjadi di Pagi Hari, sehingga PLTS belum beroperasi, akan tetapi persentase pembangkit PLTB di kondisi ini mencapai **26,4%**

BP : Beban Puncak

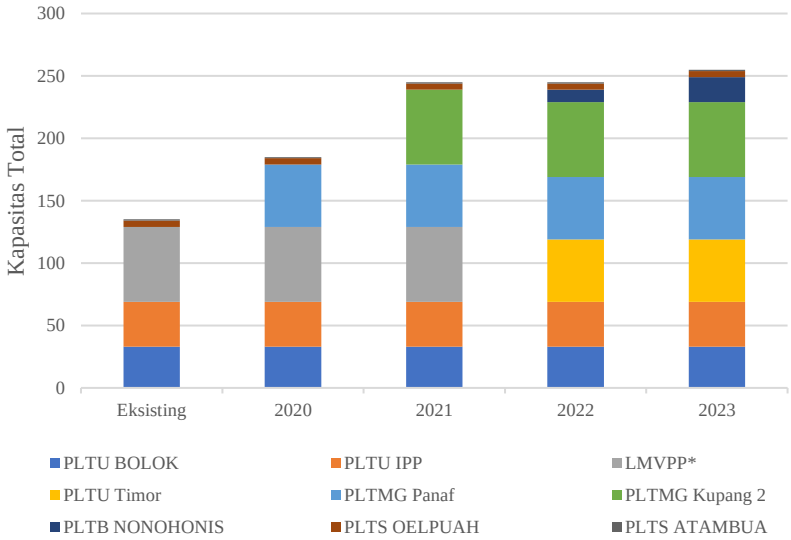
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB IV
ANALISIS PEMBAHASAN

4.1. *Intermiten* PLTS dan PLTB

4.1.1. Diversifikasi Pembangkitan

Berdasarkan data, dapat dilihat pada diagram berikut bauran pembangkit yang digunakan di Sistem Kelistrikan Timor pada setiap tahunnya:



Gambar 4.1 Bauran Pembangkitan pada Sistem Timor 2019-2023

Dengan total kapasitas pembangkit pada tahun 2023 sebesar 256 MW. Sehingga persentase pembangkit EBT (PLTS dan PLTB terpasang) sebesar 10% (26 MW) dari kapasitas pembangkitan seluruh sistem kelistrikan Timor.

Pada tahun 2023, dengan peramalan Beban Puncak Malam sebesar 144.6 MW, maka persentase potensi pembangkitan EBT terhadap beban **mencapai 13,8%** (hanya PLTB, PLTS tidak aktif dimalam hari). Sedangkan pada Beban Puncak Siang 2023 sebesar 95,1 MW, maka persentase potensi pembangkitan EBT terhadap beban **mencapai 27,3%** (PLTB dan PLTS aktif). Sedangkan pada Beban Rendah 2023 sebesar

75,75 MW, maka persentase potensi pembangkitan EBT terhadap beban **mencapai 26,4%** (hanya PLTB, PLTS diasumsikan belum mulai beroperasi di pagi hari).

Hal ini menimbulkan permasalahan untuk Sistem Kelistrikan Timor sendiri, dengan persentase tersebut, dan mempertimbangkan pola operasi pembangkitan dari PLTS dan PLTB yang diklasifikasikan Intermiten, apakah sistem mampu mempertahankan diri jika terjadi potensi kehilangan **hingga 27,3%** pembangkitannya.

Ditambah dengan **time delay 3 detik** pada UFLS stage 1 dan 2 yang dilatarbelakangi oleh seringnya UFLS bekerja akibat terjadinya kehilangan pembangkitan secara mendadak oleh PLTS, sehingga dengan delay selama 3 detik dapat memberikan waktu kepada LMVPP untuk merespon kehilangan daya tersebut. Hal ini dapat disimpulkan bahwa di Sistem Timor tidak menginginkan UFLS bekerja disaat PLTS kehilangan pembangkitan, dimana respon generator sudah cukup mengantisipasi hal tersebut. Akan tetapi dengan menunggu 3 detik, jika terjadi gangguan pada sistem, menyebabkan skema pertahanan tidak bekerja dengan responsif, dan pada beberapa kasus terlambat menyelamatkan sistem.

Dengan skema pertahanan saat ini, integritas dan keandalan sistem perlu diperhatikan, apakah sistem mampu menghindari terjadinya *Blackout*, yang diakibatkan intermitensi PLTB (kehilangan kecepatan angin) dan PLTS (cahaya matahari tertutup awan). Karena hal ini pasti akan merugikan Sistem Kelistrikan Timor, jika sistem berpotensi *Blackout* setiap kali PLTB kehilangan kecepatan angin. Yang berpotensi diperparah jika PLTS juga kehilangan sumber energinya.

4.2. Simulasi Case Skema Pertahanan

Pada bagian ini dilakukan simulasi menggunakan software DIgSILENT PowerFactory 15.1.7 dengan menggunakan Sistem Kelistrikan Timor pada tahun 2023. Simulasi dilakukan di 3 kondisi beban yakni Beban Rendah, Beban Puncak Siang (BP Siang), dan Beban Puncak Malam (BP Malam). Detail pembebanan pembangkit dan beban seluruh kondisi simulasi dapat dilihat di Lampiran 2 dengan batasan operasi sebagai berikut:

- PLTU beroperasi 100% dan PLTMG beroperasi minimum 50%
- Pembebanan Maksimal PLTB di seluruh kondisi
- Pembebanan Maksimal PLTS di kondisi BP Siang

Lalu simulasi dilakukan sesuai dengan permodelan simulasi yang telah di tentukan. Lalu simulasi dilakukan untuk melihat respon alami sistem dan respon skema pertahanan sistem. Disini dilakukan 3 skema pertahanan yang akan disimulasikan yakni:

- UFLS eksisting
- UFLS eksisting – time delay 0,3 s
- UFLS standar ANSI/IEEE C37.106-1987

Detail masing masing pelepasan beban tiap UFLS dapat dilihat di Lampiran 3.

1. Skema UFLS Eksisting

Tabel 4.1 Overview Skema UFLS Eksisting

Eksisting	Beban Rendah		BP Siang		BP Malam		Time Delay
	MW	%	MW	%	MW	%	
49,6 Hz	2,03	2,3%	1,90	1,7%	3,43	2,2%	3 s
49,5 Hz	6,67	7,6%	7,36	6,9%	11,46	7,4%	3 s
48,8 Hz	4,89	6,0%	6,39	6,4%	9,41	6,6%	0,3 s

Skema UFLS ini sebagai acuan pada Sistem Kelistrikan Timor, sehingga dapat di *capture* karakteristik dari kondisi skema pertahanan Sistem Timor. Dan juga dapat di evaluasi hal apa yang terjadi pada simulasi dan dapat dikembangkan ke depannya seperti apa.

Perlu diperhatikan bahwa time delay pada stage 1 dan 2 berada di 3 detik. Hal ini diperlukan untuk mengantisipasi kehilangan PLTS eksisting (6 MW) dan respon alami generator dapat mengembalikan frekuensi sebelum UFLS tahap tersebut merespon. Sehingga Ketika PLTS kehilangan pembangkitannya, tidak ada Load Shedding pada sistem.

2. Skema UFLS Eksisting – Time Delay 0.3 s

Tabel 4.2 Overview Skema UFLS Eksisting – 0.3s

Eksisting	Beban Rendah		BP Siang		BP Malam		Time Delay
	MW	%	MW	%	MW	%	
49,6 Hz	2,03	2,3%	1,90	1,7%	3,43	2,2%	0,3 s
49,5 Hz	6,67	7,6%	7,36	6,9%	11,46	7,4%	0,3 s
48,8 Hz	4,89	6,0%	6,39	6,4%	9,41	6,6%	0,3 s

Skema UFLS ini tidak berbeda dari skema UFLS Eksisting. Titik berbedanya adalah time delay, dimana eksisting 3 detik pada stage 1 dan stage 2, sedangkan pada model ini dipercepat menjadi 0,3 detik. Hal ini mengabaikan tentang load shedding Ketika PLTS kehilangan pembangkitannya, tetapi ingin melihat apakah time delay skema pertahanan ini memberikan dampak yang signifikan terhadap respon sistem di saat terjadi gangguan.

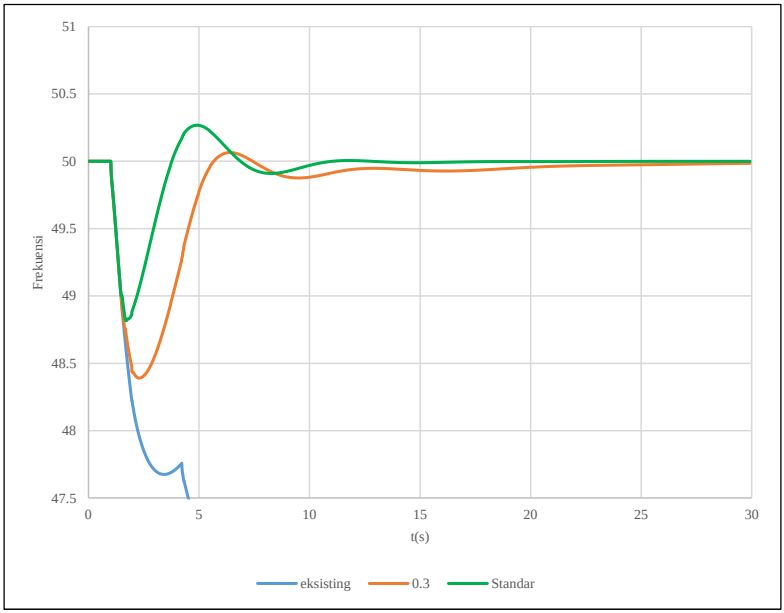
3. Skema UFLS ANSI/IEEE C37.106-1987

Tabel 4.3 Overview Skema UFLS ANSI/IEEE C37.106-1987

Eksisting	Beban Rendah		BP Siang		BP Malam		Time Delay
	MW	%	MW	%	MW	%	
49,42 Hz	8,94	10%	10,84	10%	16,13	10%	0,12 s
49,08 Hz	11,97	15%	14,10	14%	22,68	16%	0,12 s
48,75 Hz	7,91	9%	11,56	11%	15,82	10%	0,12 s

Skema UFLS ini diambil berdasarkan lampiran ANSI/IEEE C37.106-1987. Sebagai referensi standar yang telah di tulis oleh ANSI/IEEE dimana menjadi catatan penting bahwa pada standar ini frekuensi pada step pertama dimulai pada 49,42, lebih rendah dibandingkan skema UFLS eksisting pada Sistem Kelistrikan Timor.

4.2.1. Gangguan PLTU Timor (25 MW) - Beban Rendah



Gambar 4.2 Respon Sistem saat Gangguan PLTU Timor - Beban Rendah

Dari hasil simulasi stabilitas disaat beban rendah, 1 gangguan unit terbesar yakni 1x25 MW PLTU Timor dengan tiga skema pertahanan yang berbeda menunjukkan bahwa pada skema pertahanan eksisting **tidak mampu** menstabilkan frekuensi sistem. Lalu juga dapat diperhatikan bahwa skema pertahanan *stage* 3 terlebih dahulu beroperasi yang kemudian dilanjutkan stage 1 dan 2. Hal ini diakibatkan adanya delay selama 3 detik pada stage 1 dan 2, sedangkan selama waktu delay tersebut frekuensi drop yang dialami sistem telah mencapai titik stage 3 terlebih dahulu yang memiliki respon cenderung cepat.

Lalu pada skema pertahanan eksisting dengan delay yang dipercepat menjadi 0.3 s, mampu membantu respon sistem untuk kembali stabil. Sedangkan dengan skema pertahanan pada standar ANSI/IEEE C37.106-1987, menghasilkan respon frekuensi yang lebih cepat. Skema pertahanan eksisting tetap membutuhkan seluruh stage'nya bekerja untuk

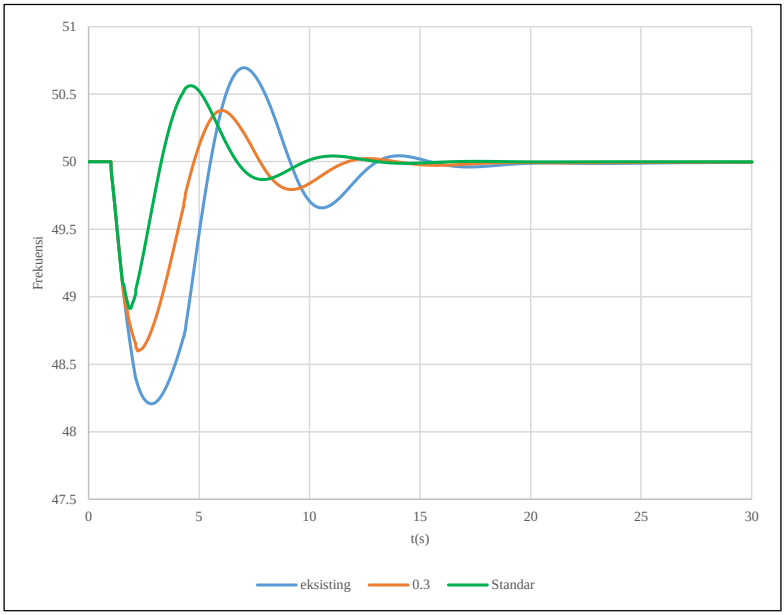
sistem tetap stabil, sedangkan pada Standar ANSI/IEEE hanya hingga stage 2.

Log waktu:

Tabel 4.4 Timestamp Event Gangguan PLTU Timor - Beban Rendah

	kondisi	***timestamp***		
	Beban Rendah	**eksis**	**eksis -0,3**	**standar**
1	**trip PLTU Timor 1**	1,00 s	1,00 s	1,00 s
	stage 1	4,26 s	1,56 s	1,47 s
	stage 2	4,31 s	1,61 s	1,64 s
	stage 3	1,96 s	1,97 s	-

4.2.2. Gangguan PLTU Timor (25 MW) - BP Siang



Gambar 4.3 Respon Sistem saat Gangguan PLTU Timor - BP Siang

Dari hasil simulasi stabilitas disaat Beban Puncak Siang, 1 gangguan unit terbesar yakni 1x25 MW PLTU Timor dengan tiga skema pertahanan yang berbeda menunjukkan bahwa pada skema pertahanan eksisting masih mampu menstabilkan frekuensi sistem. Lalu juga dapat diperhatikan bahwa skema pertahanan *stage* 3 terlebih dahulu beroperasi yang kemudian dilanjutkan stage 1 dan 2. Hal ini diakibatkan adanya delay selama 3 detik pada stage 1 dan 2, sedangkan selama waktu delay tersebut frekuensi drop yang dialami sistem telah mencapai titik stage 3 terlebih dahulu yang memiliki respon cenderung cepat.

Lalu pada skema pertahanan eksisting dengan delay yang dipercepat menjadi 0,3 s, mampu membantu respon sistem untuk kembali stabil. Sedangkan dengan skema pertahanan pada standar ANSI/IEEE C37.106-1987, menghasilkan respon frekuensi yang lebih cepat. Skema pertahanan eksisting tetap membutuhkan seluruh stage'nya bekerja untuk

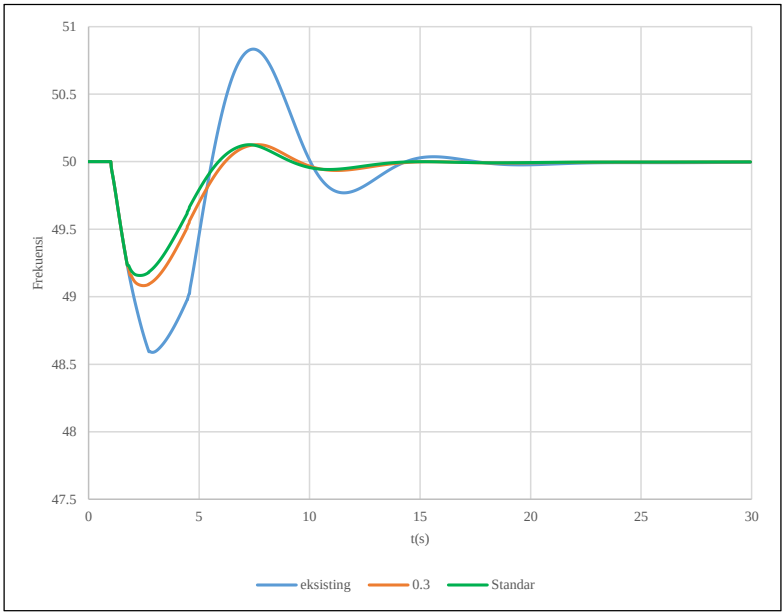
sistem tetap stabil, sedangkan pada Standar ANSI/IEEE hanya hingga stage 2.

Log Waktu:

Tabel 4.5 Timestamp Event Gangguan PLTU Timor - Beban Puncak Siang

	kondisi	timestamp		
	BP Siang	**eksisting**	**eksis -0,3**	**standar**
2	**trip PLTU Timor 1**	1,00 s	1,00 s	1,00 s
	stage 1	4,31 s	1,61 s	1,54 s
	stage 2	4,37 s	1,67 s	1,80 s
	stage 3	2,14 s	2,21 s	-

4.2.3. Gangguan PLTU Timor (25 MW) - BP Malam



Gambar 4.4 Respon Sistem saat Gangguan PLTU Timor - BP Malam

Dari hasil simulasi stabilitas disaat Beban Puncak Malam, 1 gangguan unit terbesar yakni 1x25 MW PLTU Timor dengan tiga skema pertahanan yang berbeda menunjukkan bahwa pada skema pertahanan eksisting masih mampu menstabilkan frekuensi sistem dengan seluruh stage skema pertahanannya bekerja. Lalu juga dapat diperhatikan bahwa skema pertahanan *stage* 3 terlebih dahulu beroperasi yang kemudian dilanjutkan stage 1 dan 2. Hal ini diakibatkan adanya delay selama 3 detik pada stage 1 dan 2, sedangkan selama waktu delay tersebut frekuensi drop yang dialami sistem telah mencapai titik stage 3 terlebih dahulu yang memiliki respon cenderung cepat.

Lalu pada skema pertahanan eksisting dengan delay yang dipercepat menjadi 0,3 s, mampu membantu respon sistem untuk kembali stabil. Sedangkan dengan skema pertahanan pada standar ANSI/IEEE C37.106-1987, menghasilkan respon frekuensi yang lebih cepat. Skema

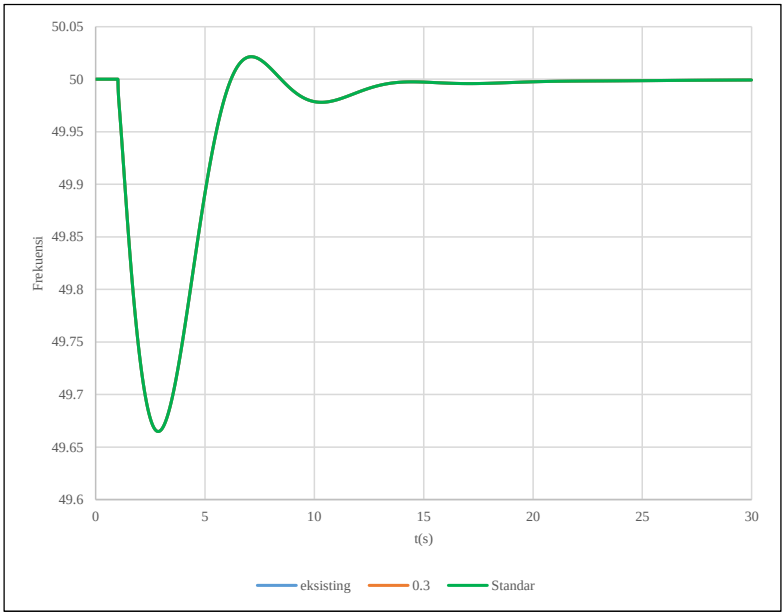
pertahanan eksisting 0.3 s hanya membutuhkan 2 stage bekerja untuk sistem tetap stabil, sedangkan pada Standar ANSI/IEEE hingga stage 1.

Log Waktu:

Tabel 4.6 Timestamp Event Gangguan PLTU Timor – Beban Puncak Malam

	kondisi	**timestamp**		
	BP Malam	**eksisting**	**eksis -0,3**	**standar**
3	**trip PLTU Timor 1**	1,00 s	1,00 s	1,00 s
	stage 1	4,46 s	1,76 s	1,76 s
	stage 2	4,56 s	1,86 s	-
	stage 3	2,73 s	-	-

4.2.4. Kehilangan 100% PLTS (6 MW) - BP Siang



Gambar 4.5 Respon Sistem saat Kehilangan 100% PLTS - BP Siang

Dari hasil simulasi stabilitas disaat Beban Puncak Siang, disaat sistem kehilangan 100% PLTS sebesar 1x6 MW dengan tiga skema pertahanan yang berbeda menunjukkan tidak ada perbedaan. Hal ini disebabkan hilangnya 6 MW pembangkitan pada sistem tidak menyebabkan frekuensi jatuh hingga titik stage 1 pada seluruh skema pertahanan. Titik terendah frekuensi pada studi kasus berada di angka 49,66.

Hal ini menunjukkan bahwa hilangnya pembangkitan pada PLTS di BP Puncak siang masih kembali stabil dengan respon generator tanpa skema pertahanan eksisting secara simulasi. Akan tetapi, berdasarkan kesaksian di lapangan, kehilangan PLTS yang disebabkan stage 1 UFLS bekerja, sehingga delay di perpanjang hingga 3 detik sehingga respon dari generator dapat mengembalikan frekuensi sebelum UFLS bekerja.

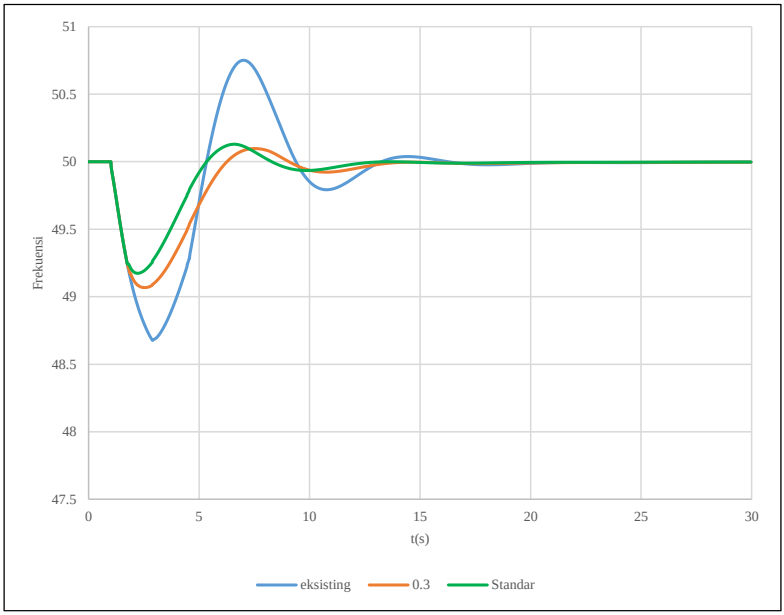
Masalah ini akan dibahas di subbab sendiri yang membutuhkan kondisi khusus yang diasumsikan.

Log Waktu:

Tabel 4.7 Timestamp Event Kehilangan 100% PLTS - BP Siang

	kondisi	timestamp		
	BP Siang	**eksisting**	**eksis -0.3**	**standar**
4	**trip PLTS**	1,00 s	1,00 s	1,00 s
	stage 1	-	-	-
	stage 2	-	-	-
	stage 3	-	-	-

4.2.5. Kehilangan 100% PLTB (20 MW) - BP Siang



Gambar 4.6 Respon Sistem saat Kehilangan 100% PLTB - BP Siang

Dari hasil simulasi stabilitas disaat Beban Puncak Siang, kehilangan pembangkitan PLTB sebesar 1x20 MW dengan tiga skema pertahanan yang berbeda menunjukkan bahwa pada skema pertahanan eksisting masih mampu menstabilkan frekuensi sistem dengan seluruh stage skema pertahanannya bekerja. Lalu juga dapat diperhatikan bahwa skema pertahanan *stage* 3 terlebih dahulu beroperasi yang kemudian dilanjutkan stage 1 dan 2. Hal ini diakibatkan adanya delay selama 3 detik pada stage 1 dan 2, sedangkan selama waktu delay tersebut frekuensi drop yang dialami sistem telah mencapai titik stage 3 terlebih dahulu yang memiliki respon cenderung cepat.

Lalu pada skema pertahanan eksisting dengan delay yang dipercepat menjadi 0,3 s, mampu membantu respon sistem untuk kembali stabil. Sedangkan dengan skema pertahanan pada standar ANSI/IEEE C37.106-1987, menghasilkan respon frekuensi yang lebih cepat. Skema

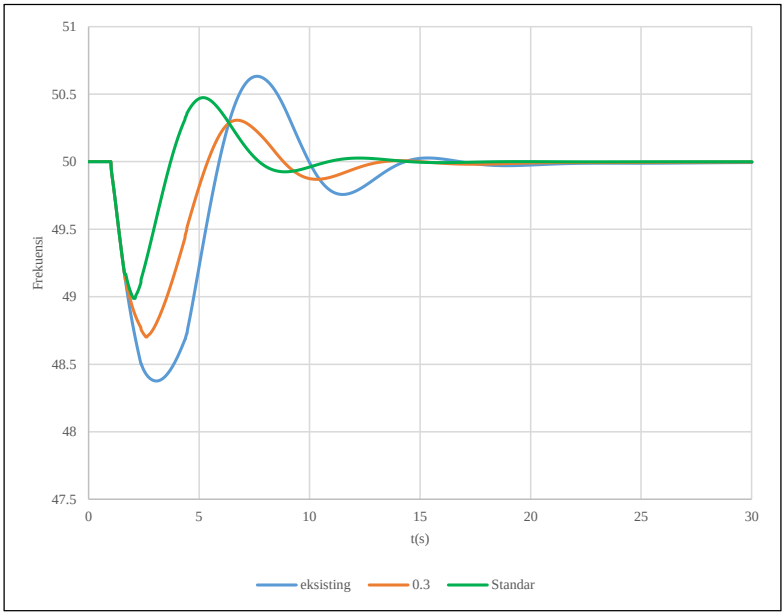
pertahanan eksisting 0,3 s hanya membutuhkan 2 stage bekerja untuk sistem tetap stabil, sedangkan pada Standar ANSI/IEEE hingga stage 1.

Log Waktu:

Tabel 4.8 Timestamp Event Kehilangan 100% PLTB - BP Siang

	kondisi	timestamp		
	BP Siang	**eksisting**	**eksis -0.3**	**standar**
5	**trip PLTB**	1,00 s	1,00 s	1,00 s
	stage 1	4,45 s	1,76 s	1,76 s
	stage 2	4,55 s	1,86 s	-
	stage 3	2,89 s	-	-

4.2.6. Kehilangan 100% EBT (full - *26 MW*) - BP Siang



Gambar 4.7 Respon Sistem saat Kehilangan 100% EBT - BP Siang

Dari hasil simulasi stabilitas disaat Beban Puncak Siang, kehilangan pembangkitan PLTB sebesar 1x20 MW dan PLTS sebesar 1x6 MW dengan tiga skema pertahanan yang berbeda menunjukkan bahwa pada skema pertahanan eksisting masih mampu menstabilkan frekuensi sistem. Lalu juga dapat diperhatikan bahwa skema pertahanan *stage* 3 terlebih dahulu beroperasi yang kemudian dilanjutkan stage 1 dan 2. Hal ini diakibatkan adanya delay selama 3 detik pada stage 1 dan 2, sedangkan selama waktu delay tersebut frekuensi drop yang dialami sistem telah mencapai titik stage 3 terlebih dahulu yang memiliki respon cenderung cepat.

Lalu pada skema pertahanan eksisting dengan delay yang dipercepat menjadi 0,3 s, mampu membantu respon sistem untuk kembali stabil. Sedangkan dengan skema pertahanan pada standar ANSI/IEEE C37.106-1987, menghasilkan respon frekuensi yang lebih cepat. Skema

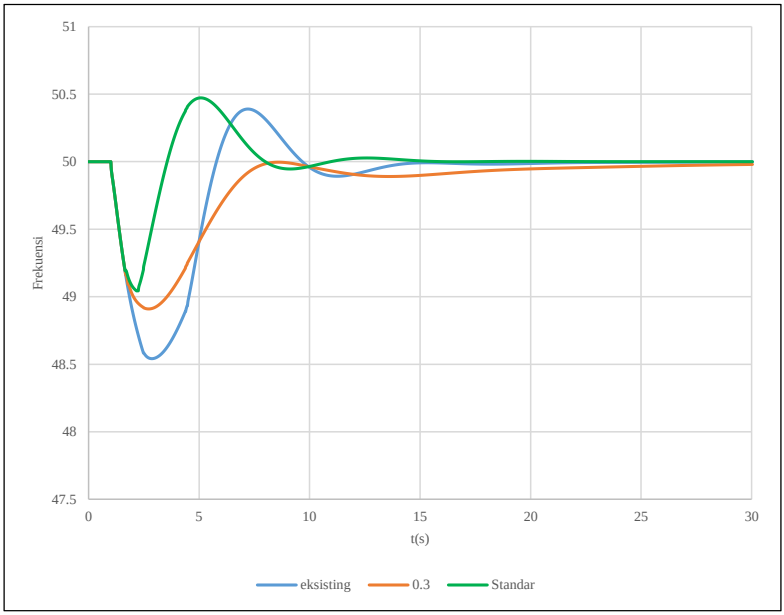
pertahanan eksisting tetap membutuhkan seluruh stage'nya bekerja untuk sistem tetap stabil, sedangkan pada Standar ANSI/IEEE hanya hingga stage 2.

Log Waktu:

Tabel 4.9 Timestamp Event Kehilangan 100% EBT - BP Siang

	kondisi	timestamp		
	BP Siang	**eksisting**	**eksis -0,3**	**standar**
6	**trip PLTS & PLTB**	1,00 s	1,00 s	1,00 s
	stage 1	4,37 s	1,67 s	1,63 s
	stage 2	4,45 s	1,75 s	1,99 s
	stage 3	2,37 s	2,62 s	-

4.2.7. Kehilangan 100% PLTB (20 MW) - Beban Rendah



Gambar 4.8 Respon Sistem saat Kehilangan 100% PLTB – Beban Rendah

Dari hasil simulasi stabilitas disaat Beban Puncak Siang, kehilangan pembangkitan PLTB sebesar 1x20 MW dan PLTS sebesar 1x6 MW dengan tiga skema pertahanan yang berbeda menunjukkan bahwa pada skema pertahanan eksisting masih mampu menstabilkan frekuensi sistem. Lalu juga dapat diperhatikan bahwa skema pertahanan *stage* 3 terlebih dahulu beroperasi yang kemudian dilanjutkan stage 1 dan 2. Hal ini diakibatkan adanya delay selama 3 detik pada stage 1 dan 2, sedangkan selama waktu delay tersebut frekuensi drop yang dialami sistem telah mencapai titik stage 3 terlebih dahulu yang memiliki respon cenderung cepat.

Lalu pada skema pertahanan eksisting dengan delay yang dipercepat menjadi 0,3 s, mampu membantu respon sistem untuk kembali stabil. Sedangkan dengan skema pertahanan pada standar ANSI/IEEE C37.106-1987, menghasilkan respon frekuensi yang lebih cepat. Skema

pertahanan eksisting hanya membutuhkan hingga stage 2 bekerja untuk sistem tetap stabil, sedangkan pada Standar ANSI/IEEE hingga stage 2.

Log Waktu:

Tabel 4.10 Timestamp Event Kehilangan 100% PLTB – Beban Rendah

	kondisi	**timestamp**		
	BP Siang	**eksisting**	**eksis -0.3**	**standar**
7	**trip PLTB**	1,00 s	1,00 s	1,00 s
	stage 1	4,38 s	1,68 s	1,66 s
	stage 2	4,47 s	1,77 s	2,16 s
	stage 3	2,49 s	-	-

4.2.8. Kesimpulan Sementara

Time delay 3 detik pada stage 1 dan 2 menjadi perhatian khusus apakah masih relevan mempertahankan skema pertahanan saat ini yang mempertimbangkan intermitensi PLTS eksisting dibandingkan respon cepat dari UFLS sendiri. Dimana hasil dari simulasi yang didapatkan menunjukkan bahwa dengan skema pertahanan saat ini terjadi anomaly dimana stage 3 terlebih dulu aktif dibandingkan stage 1 dan 2, dan menghasilkan respon yang cenderung terlambat di bandingkan jika time delay dari stage 1 dan 2 dipercepat di 0,3 detik.

Hal ini tentunya perlu menjadi perhatian, apakah dengan memperlama respon frekuensi dibandingkan menurunkan tongkat frekuensi menjadi salah satu solusi permasalahan tersebut. Hal ini dibuktikan dengan skema pertahanan eksisting yang sama persis hanya saja dengan *time delay* yang lebih cepat (0,3 s) sebagai perbandingan, dan dapat terlihat bahwa sistem memiliki respon frekuensi yang lebih baik dibandingkan time delay 3 detik. Bahkan di kondisi tertentu, Ketika sistem sudah tidak bisa kembali stabil dengan skema pertahanan 3 detik, dengan mempercepat menjadi 0,3 detik dapat menyelamatkan dan/atau mengembalikan frekuensi ke kondisi stabil.

Namun perlu diperhatikan dengan mempercepat time delay di nilai frekuensi yang sama dapat menyebebabkan UFLS stage 1 (hingga stage 2) bekerja disaat intermitensi PLTS namun jika memperlama time delay dengan alasan respon murni dari generator mengembalikan frekuensi selama time delay tidak bisa menjadi solusi, maka menurunkan nilai frekuensi dapat menjadi solusi alternatif tanpa mengurangi kekuatan stabilitas sistem. Hal ini dibuktikan dengan skema pertahanan standar ANSI/IEEE C37.106-1987 dimana stage 1 skema pertahanan tersebut berada di 49,42 Hz, dengan persentase pelepasan beban yang sama (akumulatif stage 1 dan stage 2), dengan respon lebih cepat, mengembalikan sistem ke kondisi stabil lebih cepat dan efektif.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

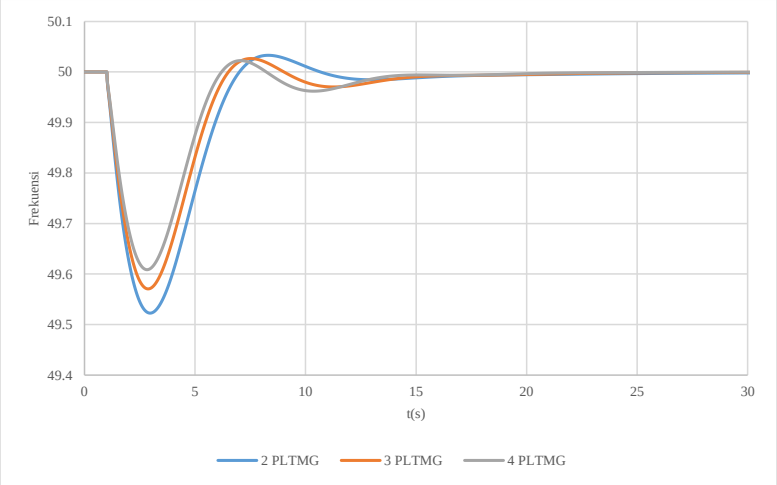
4.3. Mempertimbangkan PLTS

Pertimbangan Time Delay pada skema UFLS stage 1 dan 2 selama 3 detik, merupakan salah satu solusi saat ini yang diambil untuk mengatasi permasalahan intermitensi PLTS tanpa menyebabkan reaksi dari UFLS tahap 1 dan 2. Akan tetapi berdasarkan analisis sebelumnya, time delay yang terkesan lama (3 detik) menyebabkan respon sistem tidak cukup cepat membantu sistem untuk kembali stabil. Dengan skema UFLS yang sama, dengan *time delay* dipercepat mampu memberikan respon sistem yang lebih baik. Hanya saja hal ini peru dipertimbangkan mengingat intermitensi PLTS yang dapat mengaktifkan skema UFLS sistem.

Pada sub bab sebelumnya, ditemukan bahwa pada ketiga kondisi data yang diberikan oleh PT. PLN NTT, kehilangan 6 MW di BP Siang tidak memberikan dampak apapun terhadap skema UFLS. Hal ini dikarenakan simulasi dilakukan di Beban Puncak Siang, sedangkan dampak dari kehilangan 6 MW lebih terlihat pada saat beban-beban rendah di siang hari.

Oleh karena itu pada sub bab ini akan mensimulasikan kondisi hipotesa kasus terburuk yakni Beban Rendah Siang, ketika Beban Rendah terjadi di saat pembangkitan PLTS maksimum.

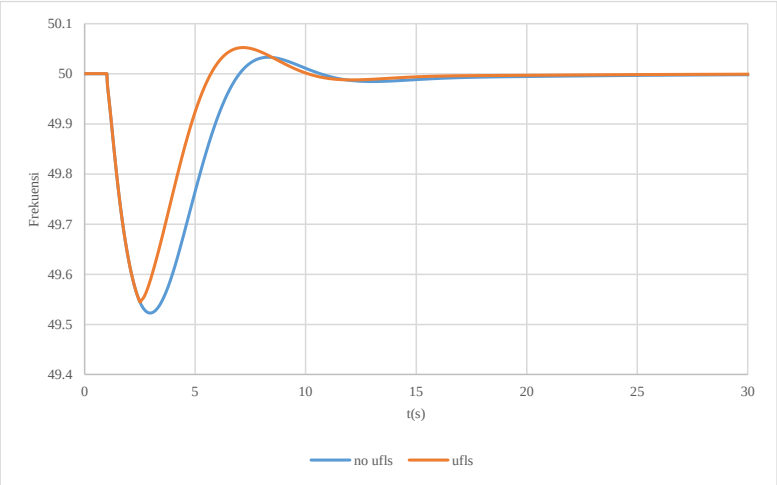
4.3.1. Respon Sistem terhadap Intermitensi PLTS



Gambar 4.9 Respon Sistem Timor terhadap Intermitensi PLTS (tanpa UFLS)

Dapat dilihat bahwa kehilangan PLTS disaat Beban Rendah cukup menurunkan frekuensi hingga dibawah stage 1 UFLS eksisting (49,6 Hz). Kondisi dengan 1 PLTMG tidak memungkinkan karena batas operasi 50% (5 MW) yang ada dan hilangnya pembangkitan sebesar 6 MW, yang menyebabkan memerlukan penyalaan 2 PLTMG, karena pembangkitan telah dipenuhi 100% oleh seluruh PLTU dan PLTB sistem.

4.3.2. Respon Sistem dengan UFLS terhadap Intermitensi PLTS



Gambar 4.10 Respon Sistem dengan UFLS terhadap Intermitensi PLTS

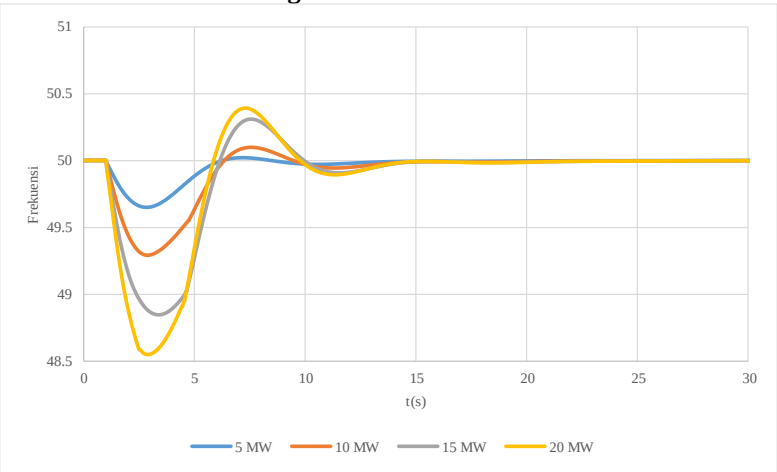
Hal ini menyebabkan adanya operasi stage 1 UFLS bekerja jika di siang hari terjadi beban yang cukup rendah, dan terjadi kehilangan pembangkitan PLTS. Sedangkan dapat dilihat tanpa adanya reaksi dari ULFS sistem mampu mengembalikan frekuensi nominal. Tapi berdasarkan simulasi turunnya frekuensi sudah tidak menyentuh 49,5 Hz.

Oleh karena itu pertimbangan untuk menurunkan frekuensi stage 1 dan 2 sistem dibawah 49,5, dengan time delay yang lebih cepat, dapat memberikan respon yang lebih baik. Hal ini dibuktikan dengan respon dari skema UFLS standar ANSI/IEEE C37.106-1987 dimana stage 1 skema pertahanan tersebut berada di 49,42 Hz, dengan persentase pelepasan beban yang sama (akumulatif stage 1 dan stage 2), mengembalikan sistem ke kondisi stabil lebih cepat dan efektif.

4.4. Mempertimbangkan PLTB

Dalam mempertimbangkan intermitensi PLTB, tidak ada data primer karakteristik angin yang didapatkan sehingga simulasi dilakukan dengan melepas 25%, 50%, 75 %, dan 100% dari total pembangkitan PLTB yang merepresentasikan drop pembangkitan di kondisi Beban Rendah di seluruh percobaan skema UFLS, sehingga dapat dilihat karakteristik dari skema pertahanan sistem dan dapat dipetakan berapa toleransi drop PLTB yang diperbolehkan dari sisi pertahanan sistem, dan dapat di pindai kasus kasus yang dapat membahayakan sistem.

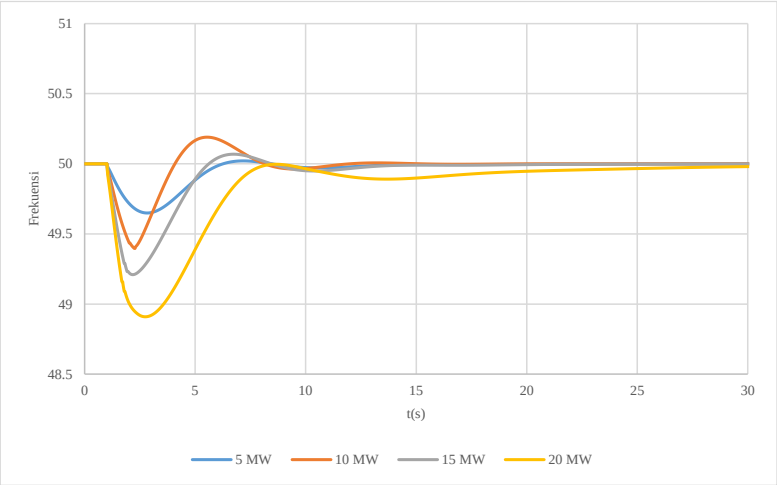
1. Skema UFLS Eksisting



Gambar 4.11 Respon Sistem dengan UFLS Eksisting terhadap Intermitensi PLTB

Pada skema pertahanan eksisting, akibat time delay sebesar 3 detik menyebabkan drop pembangkitan sebesar 10 MW pada PLTB masih mampu di stabilkan menggunakan stage 1 skema UFLS, dan stage 2 tidak bekerja. Akan tetapi untuk kehilangan pembangkitan yang lebih besar di 15 MW dan 20 MW, akibat time delay yang cukup lama, menyebabkan respon selururh stage (1-3) skema UFLS untuk membantuk menstabilkan sistem cenderung lama, sehingga frekuensi dapat drop hampir mencapai 48,5 Hz.

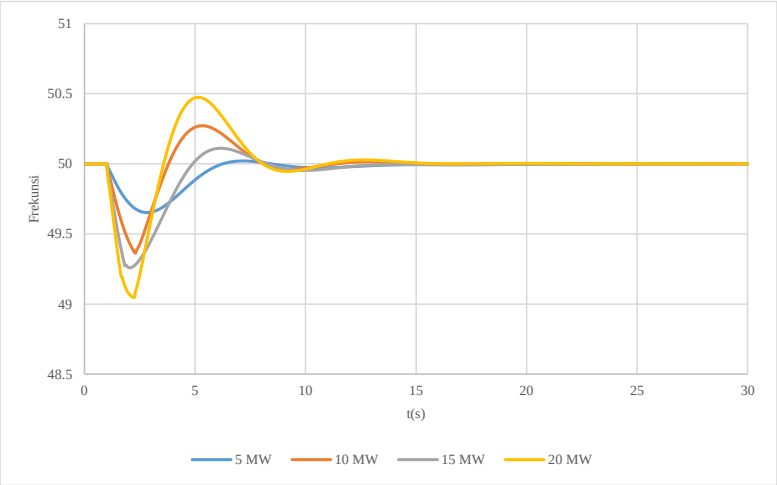
2. Skema UFLS Eksisting – Time Delay 0.3 s



Gambar 4.12 Respon Sistem dengan UFLS – 0.3s terhadap Intermitensi PLTB

Pada skema pertahanan eksisting dengan delay yang dipercepat, untuk 5 MW tidak menyentuh skema UFLS, dan respon generator masih mampu mengembalikan frekuensi sistem. pada PLTB kehilangan 10 MW pembangkit 2 stage bekerja akibat time delay yang cenderung cukup cepat. Akan tetapi pada kehilangan 15 MW dan 20 MW, akibat respon UFLS cepat, tidak menyebabkan stage 3 UFLS bekerja.

3. Skema UFLS ANSI/IEEE C37.106-1987



Gambar 4.13 Respon Sistem dengan UFLS Standar ANSI/IEEE terhadap Intermitensi PLTB

Pada skema UFLS menggunakan standar ANSI/IEEE C37.106-1987, untuk 5 MW tidak menyentuh skema UFLS, dan respon generator masih mampu mengembalikan frekuensi sistem.pada PLTB kehilangan 10 MW dan 15 MW 1 stage bekerja. Pada 20 MW 2 stage bekerja. Perlu menjadi catatan bahwa dengan skema ini dapat menahan frekuensi diatas 49 Hz. Hanya saja terjadi overshoot frekuensi sesaat akibat terlalu besar beban yang dilepas disaat *load shedding*.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB V
PENUTUP

5.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi yang dilakukan, dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. PLTS (6 MW) menyebabkan underfrekuensi hingga dibawah 49,6 terhadap Sistem Kelistrikan Timor pada kondisi hipotesa Beban Rendah Siang dengan 3 PLTMG yang aktif sebagai *spinning reserve*.
2. PLTB dapat kehilangan pembangkitan sebesar 5 MW dalam sesaat menurunkan frekuensi hingga 49,67 Hz, tanpa mengaktifkan skema pertahanan system.
3. Time delay sebesar 3 detik pada stage 1 dan stage 2 skema pertahanan UFLS Sistem Kelistrikan Timor, NTT, menyebabkan keterlambatan respon pertahanan eksisting terhadap gangguan besar. Dan dalam kasus Beban Rendah tidak mampu menyelamatkan sistem disaat 1 pembangkit terbesar sistem mengalami gangguan.
4. Menurunkan frekuensi staging skema pertahanan dengan mempercepat time delay (0,3) memberikan respon yang lebih baik disaat gangguan, dan mengatasi permasalahan stage 1 dan 2 UFLS yang aktif disaat PLTS kehilangan pembangkitan

5.2. Saran

1. Untuk penelitan skema pertahanan yang mempertimbangkan PLTS selanjutnya, diperlukan data Beban Rendah Siang sehingga dapat dianalisis kondisi kehilangan pembangkitan PLTS, mengingat kondisi tersebut adalah kondisi rentan sistem yang diakibatkan kehilangan pembangkitan PLTS.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR PUSTAKA

[1] S. D. Boeck and D. V. Hertem, "Integration of Distributed PV in Existing and Future," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 876 - 885, 2018.

[2] K. Das, A. Nitsas, M. Altin, A. D. Hansen and P. E. Sørensen, "Improved Load Shedding Scheme considering Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 1-10, 2017.

[3] I. Jonan, Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2019-2028, Jakarta: Kementerian ESDM Republik Indonesia, 2019.

[4] H. Xu, U. Topcu, S. H. Low, C. R. Clarke and K. M. Chandy, "Load-shedding probabilities with hybrid renewable power generation," *Forty-Eighth Annual Allerton Conference*, pp. 233-239, 2010.

[5] P. Kundur, Power System Stability and Control, New York: McGraw-Hill.

[6] H. Saadat, Power System Analysis, McGraw-Hill, 1999.

[7] S. J. Chapman, Electric Machinery Fundamentals, McGraw-Hill, 2005.

[8] T. A. Perez, Modelling Aggregate Loads In Power Systems, Stockholm: KTH : Royal Institute of Technology, 2017.

[9] S. S. Ram, S. B. Daram and P. S. Venkataramu, "Analysis of ZIP Load Modeling in Power Transmission System," *International Journal of Control and Automation*, vol. 11, no. 7, pp. 11-24, 2018.

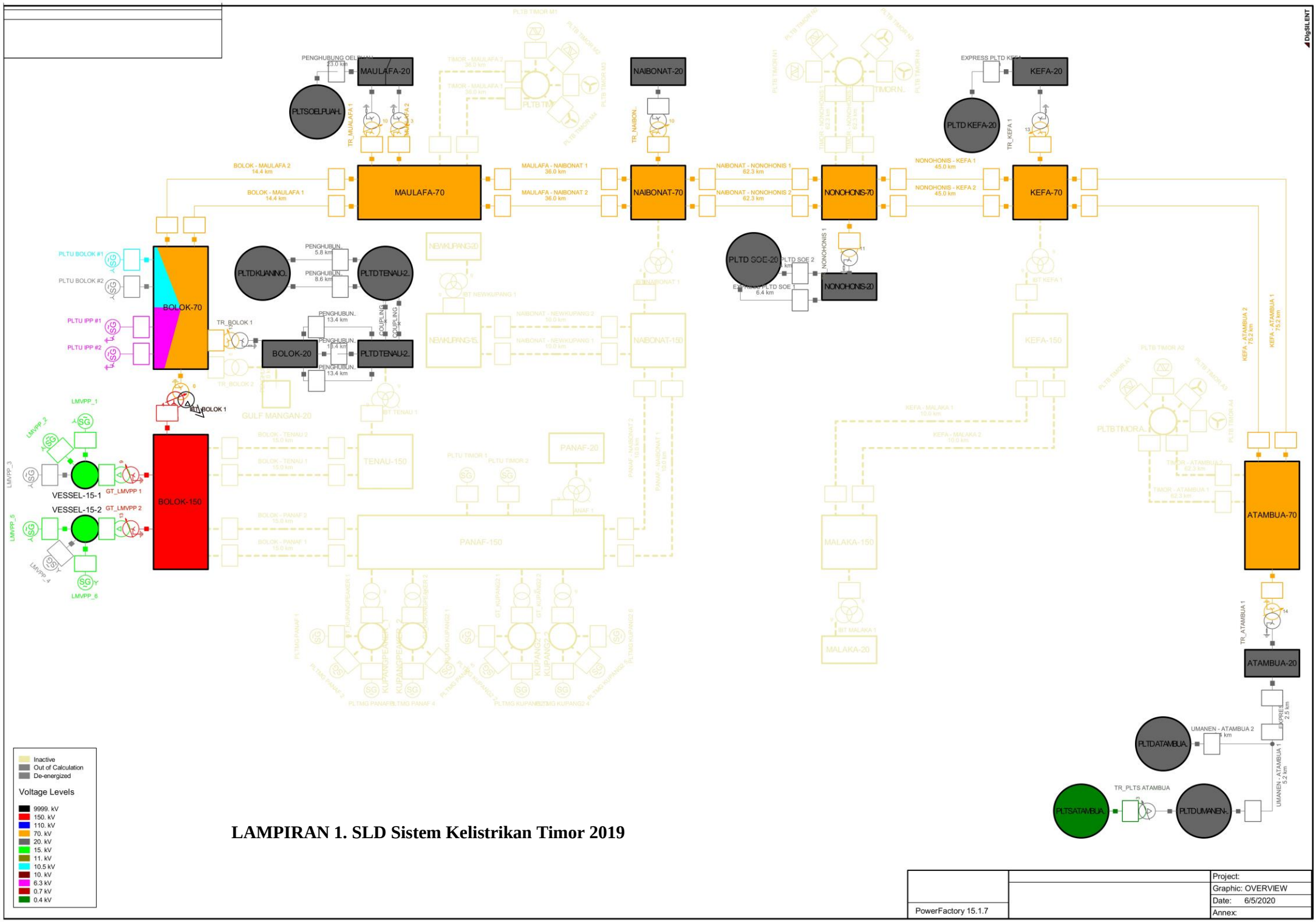
[10] S. Bhaladhare, A. Telang and P. Bedekar, "P-V, Q-V Curve – A Novel Approach for Voltage Stability Analysis," National Conference on Innovative Paradigms in Engineering & Technology, 2013.

[11] M. Pavella, D. Ernst and D. Ruiz-Vega, Transient Stability Of Power System- An Unified Approach to Assessment and Control, Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers, 2000.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

LAMPIRAN

(Halaman ini sengaja dikosongkan)



LAMPIRAN 1. SLD Sistem Kelistrikan Timor 2019

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

LAMPIRAN 2. Data Operasi Sistem Kelistrikan Timor 2019

Beban

Name	Grid	Terminal	Active Power		
		Busbar	BR	BPS	BPM
AUX PLTU	TIMOR	20-BOLOK 1	0.00	0.00	0.00
EXP. GH PENFUI	TIMOR	20-MAULAFA 1	2.95	3.01	5.35
EXP. GH SIKUMANA	TIMOR	20-MAULAFA 1	1.35	1.33	2.15
EXP. GH UNDANA	TIMOR	20-MAULAFA 1	2.67	2.76	4.83
P. ATAPUPU	TIMOR	20-ATAMBUA	0.64	0.66	1.24
P. BATU PUTIH	TIMOR	20-PLTD SOE	0.66	0.53	1.72
P. BATUPLAT	TIMOR	20-PLTD KUANINO 1	0.87	0.88	1.45
P. BGR	TIMOR	20-PLTD KEFA	0.72	0.59	1.30
P. BI'INMAFO	TIMOR	20-PLTD KEFA	1.09	1.25	2.02
P. CAMPLONG	TIMOR	20-NAIBONAT	0.94	1.04	1.79
P. EBAN	TIMOR	20-PLTD KEFA	0.26	0.20	0.61
P. FATUBENAO	TIMOR	20-PLTD ATAMBUA	0.88	0.94	1.82
P. HALIWEN	TIMOR	20-ATAMBUA	0.96	1.15	1.83
P. KAPAN	TIMOR	20-NONOHONIS	0.28	0.17	0.48
P. KUPANG KOTA	TIMOR	20-PLTD TENAU 1	1.73	2.86	3.27
P. LIPPO	TIMOR	20-MAULAFA 2	3.35	6.46	7.13
P. MOTABUIK	TIMOR	20-PLTD ATAMBUA	0.35	0.42	0.76
P. NAITIMU	TIMOR	20-PLTD ATAMBUA	1.23	1.36	2.61
P. NAPAN	TIMOR	20-PLTD KEFA	0.23	0.17	0.53
P. NIKI-NIKI	TIMOR	20-PLTD SOE	1.01	0.76	1.77
P. OEBESA(KOTA)	TIMOR	20-PLTD SOE	0.86	0.94	1.58
P. OEBUFU	TIMOR	20-MAULAFA 2	3.97	4.47	7.76
P. OELOLOK	TIMOR	20-KEFA	0.00	0.00	0.00
P. OEMOFA	TIMOR	20-NAIBONAT	0.21	0.14	0.35
P. OEPOI	TIMOR	20-MAULAFA 2	1.27	3.07	3.24
P. OESAO	TIMOR	20-NAIBONAT	1.29	1.07	2.31
P. OSMOK	TIMOR	20-PLTD TENAU 1	1.56	1.77	1.90
P. PEL TENAU	TIMOR	20-PLTD TENAU 1	0.81	1.09	1.10
P. PENFUI	TIMOR	20-PLTD KUANINO 1	2.34	3.95	5.03
P. POLEN	TIMOR	20-KEFA	0.17	0.14	0.41
P. PONDOK INDAH	TIMOR	20-PLTD UMANEN	0.00	0.00	0.00
P. PT. SEMEN	TIMOR	20-PLTD TENAU 2	4.91	4.77	7.57
P. SASI	TIMOR	20-PLTD KEFA	0.23	0.24	0.45

Name	Grid	Terminal	Active Power		
		Busbar	BR	BPS	BPM
P. SMSE	TIMOR	20-BOLOK 1	0.00	0.00	0.00
P. TABULOLONG	TIMOR	20-PLTD TENAU 1	0.46	0.48	0.70
P. TINGKAT 1	TIMOR	20-MAULAFA 1	2.45	3.53	4.59
P. TINI	TIMOR	20-ATAMBUA	0.99	1.26	2.04
P. TOMPELO	TIMOR	20-PLTD KUANINO 1	2.17	3.44	4.01
P. TUBUHUE	TIMOR	20-PLTD SOE	0.43	0.46	0.76
P. WALIKOTA	TIMOR	20-PLTD KUANINO 1	0.00	0.00	0.00
PS GI ATAMBUA	TIMOR	20-ATAMBUA	0.01	0.01	0.01
PS GI BOLOK	TIMOR	20-BOLOK 1	0.02	0.02	0.02
PS GI KEFAMENANU	TIMOR	20-KEFA	0.01	0.01	0.01
PS GI MAULAFA	TIMOR	20-MAULAFA 1	0.01	0.01	0.01
PS GI NAIBONAT	TIMOR	20-NAIBONAT	0.01	0.01	0.01
PS GI NONOHONIS	TIMOR	20-NONOHONIS	0.01	0.01	0.01

Pembangkit

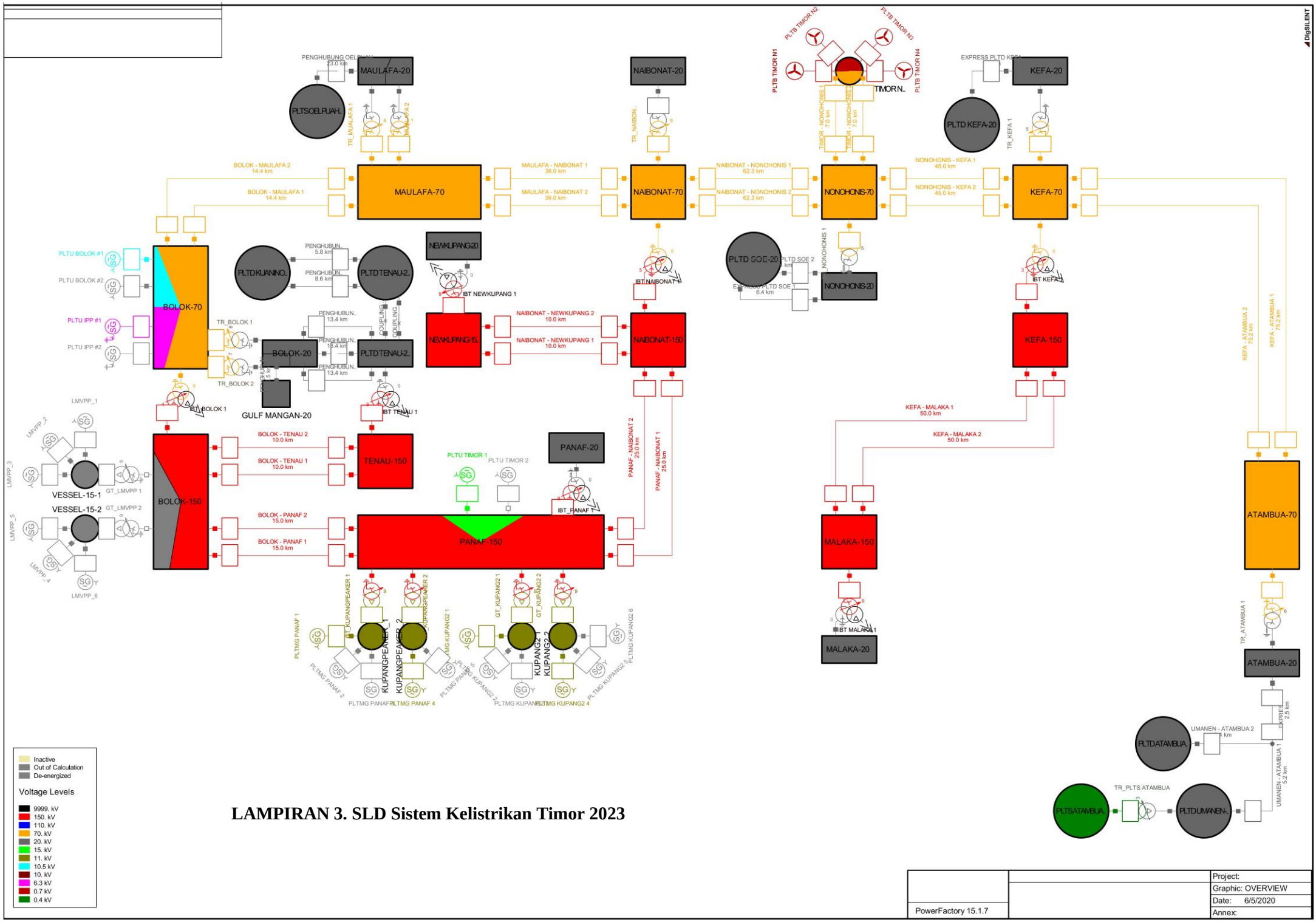
Name	Beban Rendah		BP Siang		BP Malam	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
LMVPP_1	4.56	0.69	10.14	1.31	13.34	7.53
LMVPP_2					14.80	3.20
LMVPP_3						
LMVPP_4						
LMVPP_5	10.75	0.60	8.00	1.00	14.80	3.20
LMVPP_6					14.80	3.20
PLTU BOLOK #1	5.40	0.30	13.70	1.80	13.60	3.40
PLTU BOLOK #2	10.50	0.60	8.70	2.60		
PLTU IPP #1	6.10	1.00			6.10	4.40
PLTU IPP #2	9.20	1.00	12.70	2.30	12.70	4.20

Tegangan

Name	Beban Rendah		BP Siang		BP Malam	
	kV	**p.u.**	**kV**	**p.u.**	**kV**	**p.u.**
150-BOLOK 1	152.20	1.01	151.46	1.01	150.87	1.01
150-BOLOK 2	152.20	1.01	151.46	1.01	150.87	1.01
20-ATAMBUA	20.29	1.01	20.47	1.02	19.57	0.98
70-ATAMBUA 1	69.42	0.99	68.08	0.97	60.71	0.87
70-ATAMBUA 2	69.42	0.99	68.08	0.97	60.71	0.87

Name	Beban Rendah		BP Siang		BP Malam	
	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
70-BOLOK 1	71.15	1.02	70.04	1.00	69.57	0.99
70-BOLOK 1.2	71.15	1.02	70.04	1.00	69.57	0.99
70-BOLOK 2	71.15	1.02	70.04	1.00	69.57	0.99
70-BOLOK 2.2	71.15	1.02	70.04	1.00	69.57	0.99
70-KEFA 1	69.84	1.00	68.56	0.98	62.38	0.89
70-KEFA 2	69.84	1.00	68.56	0.98	62.38	0.89
70-MAULAFA 1	70.62	1.01	69.36	0.99	67.74	0.97
70-MAULAFA 2	70.62	1.01	69.36	0.99	67.74	0.97
70-NAIBONAT 1	70.41	1.01	69.16	0.99	66.10	0.94
70-NAIBONAT 2	70.41	1.01	69.16	0.99	66.10	0.94
70-NONOHONIS 1	70.06	1.00	68.80	0.98	63.67	0.91
70-NONOHONIS 2	70.06	1.00	68.80	0.98	63.67	0.91

(Halaman ini sengaja dikosongkan)



LAMPIRAN 3. SLD Sistem Kelistrikan Timor 2023

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

LAMPIRAN 4. Data Operasi Sistem Kelistrikan Timor 2023

Beban

Name	Grid	Terminal	Active Power		
		Busbar	BR	BPS	BPM
ADMIN	GULF	AUX 3	0.28	0.29	0.29
FINAL PRODUCT	GULF	PLANT LV DB	0.15	0.15	0.15
FURNACE 1	GULF	FUR 1	5.20	5.39	5.35
FURNACE 2	GULF	FUR 2	5.20	5.39	5.35
LV_FURNACE 1	GULF	PLANT LV DB	0.62	0.64	0.64
LV_FURNACE 2	GULF	PLANT LV DB	0.62	0.64	0.64
WATER & DUST	GULF	AUX 1	1.39	1.45	1.43
AUX PLTU	TIMOR	20-BOLOK 1	0.00	0.00	0.00
EXP. GH PENFUI	TIMOR	20-MAULAFA 1	2.50	2.36	4.36
EXP. GH SIKUMANA	TIMOR	20-MAULAFA 1	1.15	1.04	1.76
EXP. GH UNDANA	TIMOR	20-MAULAFA 1	2.26	2.16	4.12
P. ATAPUPU	TIMOR	20-ATAMBUA	1.20	1.51	2.16
P. BATU PUTIH	TIMOR	20-PLTD SOE	0.88	0.99	2.19
P. BATUPLAT	TIMOR	20-PLTD KUANINO 1	0.91	0.87	1.66
P. BGR	TIMOR	20-PLTD KEFA	1.18	1.28	2.05
P. BI'INMAFO	TIMOR	20-PLTD KEFA	1.78	2.73	3.18
P. CAMPLONG	TIMOR	20-NAIBONAT	1.40	2.15	2.82
P. EBAN	TIMOR	20-PLTD KEFA	0.43	0.43	0.96
P. FATUBENAO	TIMOR	20-PLTD ATAMBUA	1.17	1.35	2.18
P. HALIWEN	TIMOR	20-ATAMBUA	1.28	1.67	2.22
P. KAPAN	TIMOR	20-NONOHONIS	0.38	0.32	0.61
P. KUPANG KOTA	TIMOR	20-PLTD TENAU 1	1.81	2.86	3.80
P. LIPPO	TIMOR	20-MAULAFA 2	2.95	5.25	6.10
P. MOTABUIK	TIMOR	20-PLTD ATAMBUA	0.47	0.60	0.91
P. NAITIMU	TIMOR	20-PLTD ATAMBUA	1.64	1.96	3.13
P. NAPAN	TIMOR	20-PLTD KEFA	0.38	0.38	0.83
P. NIKI-NIKI	TIMOR	20-PLTD SOE	1.34	1.43	2.25
P. OEBESA(KOTA)	TIMOR	20-PLTD SOE	1.14	1.77	2.01
P. OEBUFU	TIMOR	20-MAULAFA 2	3.50	3.63	6.64
P. OELOLOK	TIMOR	20-KEFA	0.00	0.00	0.00
P. OEMOFA	TIMOR	20-NAIBONAT	0.31	0.29	0.54
P. OEPOI	TIMOR	20-MAULAFA 2	1.12	2.50	2.77
P. OESAO	TIMOR	20-NAIBONAT	1.91	2.22	3.63

Name	Grid	Terminal	Active Power		
		Busbar	BR	BPS	BPM
P. OSMOK	TIMOR	20-PLTD TENAU 1	1.62	1.77	2.21
P. PEL TENAU	TIMOR	20-PLTD TENAU 1	0.85	1.09	1.28
P. PENFUI	TIMOR	20-PLTD KUANINO 1	2.43	3.90	5.77
P. POLEN	TIMOR	20-KEFA	0.29	0.31	0.67
P. PONDOK INDAH	TIMOR	20-PLTD UMANEN	0.00	0.00	0.00
P. PT. SEMEN	TIMOR	20-PLTD TENAU 2	5.12	4.77	8.81
P. SASI	TIMOR	20-PLTD KEFA	0.37	0.53	0.72
P. SMSE	TIMOR	20-BOLOK 1	0.22	0.28	0.42
P. TABULOLONG	TIMOR	20-PLTD TENAU 1	0.48	0.48	0.81
P. TINGKAT 1	TIMOR	20-MAULAFA 1	2.08	2.77	3.74
P. TINI	TIMOR	20-ATAMBUA	1.33	1.83	2.47
P. TOMPELO	TIMOR	20-PLTD KUANINO 1	2.25	3.40	4.60
P. TUBUHUE	TIMOR	20-PLTD SOE	0.57	0.86	0.97
P. WALIKOTA	TIMOR	20-PLTD KUANINO 1	0.00	0.00	0.00
PS GI ATAMBUA	TIMOR	20-ATAMBUA	0.01	0.01	0.01
PS GI BOLOK	TIMOR	20-BOLOK 1	10.57	13.25	19.94
PS GI KEFAMENANU	TIMOR	20-KEFA	0.01	0.02	0.01
PS GI MALAKA	TIMOR	20-MALAKA	3.08	3.82	5.77
PS GI MAULAFA	TIMOR	20-MAULAFA 1	0.01	0.01	0.01
PS GI NAIBONAT	TIMOR	20-NAIBONAT	0.02	0.02	0.02
PS GI NEWKUPANG	TIMOR	20-NEWKUPANG	11.37	14.09	21.02
PS GI NONOHONIS	TIMOR	20-NONOHONIS	0.01	0.01	0.01
PS GI PANAF	TIMOR	20-PANAF	0.90	1.11	1.70

Pembangkit

Name	Beban Rendah		BP Siang		BP Malam	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
PLTMG KUPANG2 1	5.00	0.50	5.00	1.50	6.50	2.00
PLTMG KUPANG2 2					6.50	2.00
PLTMG KUPANG2 3						
PLTMG KUPANG2 4	5.00	1.00	5.00	1.50		
PLTMG KUPANG2 5					6.50	2.00
PLTMG KUPANG2 6			5.00	1.50	6.50	2.00
PLTMG PANAF 1	6.07	0.09	5.71	1.37	6.88	3.18
PLTMG PANAF 2					6.50	2.00
PLTMG PANAF 3			5.00	1.50		

PLTMG PANAF 4	5.00	1.00	5.00	1.50		
PLTMG PANAF 5					6.50	2.00
PLTU BOLOK #1	12.00	2.00	15.00	3.00	15.00	4.50
PLTU BOLOK #2					15.00	4.50
PLTU IPP #1	12.00	2.00	15.00	3.00	15.00	4.50
PLTU IPP #2						
PLTU TIMOR 1	25.00	4.00	25.00	3.00	25.00	6.00
PLTU TIMOR 2					25.00	6.00

Tegangan

Name	Beban Rendah		BP Siang		BP Malam	
	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
150-BOLOK 1	149.88	1.00	151.00	1.01	150.07	1.00
150-BOLOK 2	149.88	1.00	151.00	1.01	150.07	1.00
150-KEFA 1	150.22	1.00	151.07	1.01	152.26	1.02
150-KEFA 2	150.22	1.00	151.07	1.01	152.26	1.02
150-MALAKA 1	150.30	1.00	151.10	1.01	152.23	1.01
150-MALAKA 2	150.30	1.00	151.10	1.01	152.23	1.01
150-NAIBONAT 1	149.92	1.00	150.71	1.00	149.34	1.00
150-NAIBONAT 2	149.92	1.00	150.71	1.00	149.34	1.00
150-NEWKUPANG 1	149.83	1.00	150.59	1.00	149.18	0.99
150-NEWKUPANG 2	149.83	1.00	150.59	1.00	149.18	0.99
150-PANAF 1	150.06	1.00	151.18	1.01	150.30	1.00
150-PANAF 2	150.06	1.00	151.18	1.01	150.30	1.00
150-TENAU 1	149.79	1.00	150.90	1.01	149.90	1.00
150-TENAU 2	149.79	1.00	150.90	1.01	149.90	1.00
70-ATAMBUA 1	70.31	1.00	69.25	0.99	66.63	0.95
70-ATAMBUA 2	70.31	1.00	69.25	0.99	66.63	0.95
70-BOLOK 1	69.45	0.99	69.87	1.00	70.43	1.01
70-BOLOK 1.2	69.45	0.99	69.87	1.00	70.43	1.01
70-BOLOK 2	69.45	0.99	69.87	1.00	70.43	1.01
70-BOLOK 2.2	69.45	0.99	69.87	1.00	70.43	1.01
70-KEFA 1	70.79	1.01	70.26	1.00	68.13	0.97
70-KEFA 2	70.79	1.01	70.26	1.00	68.13	0.97
70-MAULAFA 1	69.38	0.99	69.75	1.00	70.07	1.00
70-MAULAFA 2	69.38	0.99	69.75	1.00	70.07	1.00
70-NAIBONAT 1	69.90	1.00	70.50	1.01	70.69	1.01
70-NAIBONAT 2	69.90	1.00	70.50	1.01	70.69	1.01

Name	Beban Rendah		BP Siang		BP Malam	
	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
70-NONOHONIS 1	70.84	1.01	70.86	1.01	69.41	0.99
70-NONOHONIS 2	70.84	1.01	70.86	1.01	69.41	0.99
70-PLTB TIMOR N	70.97	1.01	71.04	1.01	69.53	0.99

LAMPIRAN 5. Data Setting *Underfrequency* Load-Shedding

Eksisting

Stage	Beban	MW						Time Delay
		BR		BPS		BPM		
49.6	P. BATUPLAT	0.89	2.03	0.87	1.90	1.67	3.43	3s
	EXP. GH SIKUMANA	1.14		1.03		1.76		
49.5	P. NIKI-NIKI	1.33	6.67	1.43	7.36	2.27	11.46	3s
	P. BATU PUTIH	0.88		0.99		2.21		
	P. KAPAN	0.37		0.32		0.61		
	P. TABULOLONG	0.47		0.47		0.81		
	P. OSMOK	1.59		1.76		2.19		
	P. PEL TENAU	0.83		1.08		1.27		
	P. BGR	1.20		1.29		2.09		
48.8	EXP. GH UNDANA	0.29	4.89	0.28	6.39	0.54	9.41	0.3s
	P. OESAO	1.89		2.18		3.57		
	P. CAMPLONG	1.38		2.11		2.77		
	P. TINI	1.32		1.82		2.52		

Eksisting – 0.3s

Stage	Beban	MW						Time Delay
		BR		BPS		BPM		
49.6	P. BATUPLAT	0.89	2.03	0.87	1.90	1.67	3.43	0.3s
	EXP. GH SIKUMANA	1.14		1.03		1.76		
49.5	P. NIKI-NIKI	1.33	6.67	1.43	7.36	2.27	11.46	0.3s
	P. BATU PUTIH	0.88		0.99		2.21		
	P. KAPAN	0.37		0.32		0.61		
	P. TABULOLONG	0.47		0.47		0.81		
	P. OSMOK	1.59		1.76		2.19		
	P. PEL TENAU	0.83		1.08		1.27		
	P. BGR	1.20		1.29		2.09		
48.8	EXP. GH UNDANA	0.29	4.89	0.28	6.39	0.54	9.41	0.3s
	P. OESAO	1.89		2.18		3.57		
	P. CAMPLONG	1.38		2.11		2.77		
	P. TINI	1.32		1.82		2.52		

Standar ANSI/IEEE C37.106-1987 – 3 steps

Stage	Beban	MW						Time Delay
		Beban Rendah		BP Siang		BP Malam		
49.42	P. BATUPLAT	0.89	8.94	0.87	10.84	1.67	16.13	0.12s
	EXP. GH SIKUMANA	1.14		1.03		1.76		
	P. NIKI-NIKI	1.33		1.43		2.27		
	P. PEL TENAU	0.83		1.08		1.27		

Stage	Beban	MW						Time Delay
		Beban Rendah		BP Siang		BP Malam		
	P. OSMOK	1.59		1.76		2.19		
	P. BGR	1.20		1.29		2.09		
	P. BATU PUTIH	0.88		0.99		2.21		
	P. OEPOI	1.07		2.38		2.65		
49.08	P. OESAO	1.89		2.18		3.57		
	P. CAMPLONG	1.38		2.11		2.77		
	P. TINI	1.32		1.82		2.52		
	EXP. GH UNDANA	0.29		0.28		0.54		
	P. TABULOLONG	0.47	11.97	0.47	14.10	0.81	22.68	0.12s
	P. KAPAN	0.37		0.32		0.61		
	P. HALIWEN	1.28		1.66		2.26		
	P. FATUBENAO	1.17		1.35		2.25		
	P. OEBUFU	3.35		3.46		6.36		
	P. EBAN	0.43		0.43		0.98		
48.75	P. KUPANG KOTA	1.77		2.84		3.77		
	P. NAITIMU	1.64		1.96		3.23		
	P. BI'INMAFO	1.81	7.91	2.75	11.56	3.26	15.82	0.12s
	P. MOTABUIK	0.47		0.60		0.93		
	P. TOMPELO	2.22		3.42		4.63		

BIODATA PENULIS

Yohan Edi Santosa, lahir di kota Surabaya, Provinsi Jawa Timur pada tanggal 28 Maret 1998. Anak pertama dari 2 bersaudara. Besar di Kota Boyolali

Penulis mengambil Prodi Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro ITS, dan menspesialisasi diri sebagai Asisten Laboratorium Simulasi Sistem Tenaga (PSSL).

Selama kuliah penulis pernah aktif sebagai staff dan Direktur Jendral Kemaritiman, Kementerian Kebijakan Publik dari Badan Eksekutif Mahasiswa ITS periode 2018/2019 dan 2019/2020.

Pendidikan formal yang pernah ditempuh penulis:

- SD Santo Fransiskus Boyolali
- SMP Negeri 1 Boyolali
- SMA Negeri 1 Boyolali

Penulis dapat dihubungi melalui:
Email: yohanclister@gmail.com