

**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**TUGAS AKHIR - EE 184801**

**DESAIN *DEFENSE SCHEME* SUB SISTEM KRIAN- GRESIK  
150 KV TAHUN 2019**

Arba Pandhu Winata  
NRP 0711154000038

Dosen Pembimbing  
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.  
Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, M.T.

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





**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**FINAL PROJECT - EE 184801**

**DEFENSE SCHEME DESIGN OF KRIAN- GRESIK 150 KV SUB  
SYSTEM IN 2019**

Arba Pandhu Winata  
NRP 0711154000038

Advisor

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

Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, M.T.

**ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT**  
Faculty of Electrical Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2019

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "**DESAIN DEFENSE SCHEME SUB SISTEM KRIAN- GRESIK 150 KV TAHUN 2019**" adalah benar- benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan- bahan yang tidak diizinkan 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, Mei 2019



Arba Pandhu Winata  
NRP. 0711154000038

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

**DESAIN DEFENSE SCHEME SUB SISTEM KRIAN-  
GRESIK 150 KV TAHUN 2019**

**TUGAS AKHIR**

Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga

Departemen Teknik Elektro

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

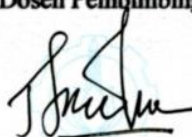
**Menyetujui :**

Dosen Pembimbing I



Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.  
NIP. 198811082012121001

Dosen Pembimbing II



Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, M.T.  
NIP. 196509011991032002



*Halaman ini sengaja dikosongkan*



## **Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV Tahun 2019**

Nama Mahasiswa : Arba Pandhu Winata  
NRP : 07111540000038  
Pembimbing I : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.  
NIP : 198811082012121001  
Pembimbing II : Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, M.T.  
NIP : 196509011991032002

### **ABSTRAK**

Tahun 2019 merupakan tahun diselenggarakannya pesta politik terbesar di Indonesia, dimana Pilpres dan Pileg diselenggarakan dalam waktu yang bersamaan selama 24 jam. Artinya untuk memastikan Pilpres dan Pileg berjalan dengan baik, maka pasokan listrik harus benar- benar dijamin keberadaannya. Pada operasi harian, tepatnya saat beban puncak siang, Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV, 67% daya disuplai dari IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1. Sehingga apabila ketiga IBT tersebut trip secara serentak, *defense scheme existing* tidak mampu mengatasi ketidakstabilan dan *blackout* total di dalam sub sistem tidak dapat dihindarkan. Maka dari itu, untuk mengatasi ketidakstabilan ini perlu dibentuk desain *defense scheme* yang benar dan diharapkan mampu mempertahankan kestabilan di dalam sub sistem pada saat Pemilu dan saat operasi sehari- hari. *Defense scheme* dilakukan dengan mengatur ulang pembebanan generator tetapi tetap mempertahankan *Under Frequency Relay* (UFR) pada titik- titik lokasi yang sama. Dari pembebanan generator yang baru dapat disimpulkan bahwa generator Gresik 150 KV harus berkontribusi dengan mensuplai 42-46% dari seluruh beban dalam sub sistem. Artinya suplai daya dari IBT menuju sub sistem akan berkurang menjadi 58-54%. Dengan komposisi suplai daya sedemikian rupa, respon frekuensi setelah terjadi trip IBT mampu kembali mendekati normal di nilai 50,13 Hz dan tegangan berhasil kembali ke level 0,98 pu.

**Kata Kunci:** *Kestabilan Transien, Defense Scheme, Under Frequency Load Shedding, Operasi Island*

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## ***Defense Scheme Design of Krian- Gresik 150 KV Sub System in 2019***

*Student's Name* : Arba Pandhu Winata  
NRP : 07111540000038  
*Advisor I* : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.  
NIP : 198811082012121001  
*Advisor II* : Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, M.T.  
NIP : 196509011991032002

### ***ABSTRACT***

*2019 is the year the largest political party is held in Indonesia, where presidential and legislative election is held at the same time for 24 hours. This means that to ensure that the presidential and legislative elections run well, electricity existence must be guaranteed. In the Krian-Gresik Sub-System 150 KV during the peak load, 67% of the power is supplied from IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 and IBT 500/150 KV Gresik Baru 1. So that if the three IBT trip simultaneously, the defense of the existing scheme is unable to overcome instability and total blackout in the sub-system cannot be avoided. Therefore, to overcome this instability it is necessary to establish a correct defense scheme and are expected to be able to maintain stability in the sub-system. Defense scheme is done by rearranging the generator load but still maintaining Under Frequency Relay (UFR) at the same location. From the new generator load, it can be concluded that the 150 KV Gresik generator must contribute by supplying 42-46% of all loads in the sub-system. This means that the power supplied from IBT to the sub-system will decrease to 58-54%. With that composition, the frequency response after IBT trip is able to return to normal at a value of 50.13 Hz and the voltage manages to return to the level of 0.98 pu.*

***Keywords: Transient Stability, Defense Scheme, Under Frequency Load Shedding, Island Operation***

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur atas kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan petunjuk-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan tugas akhir “Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV Tahun 2019” sebagai salah satu syarat utama dalam menyelesaikan studi S1 di Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Penulis menaruh harapan besar pada tugas akhir ini supaya dapat membawa manfaat yang bagi civitas akademika dan masyarakat luas untuk digunakan sebagai referensi dalam penelitian selanjutnya serta sebagai masukan pada implementasi di lapangan.

Dalam menyelesaikan tugas akhir tentunya penulis tidak lupa mengucapkan terimakasih yang sebesar- besarnya kepada:

1. Allah SWT atas rahmat, petunjuk dan segala-Nya.
2. Kedua orang tua yang telah membesarkan, mendidik penulis dari lahir dan sebagai orang yang selalu percaya dan mendoakan penulis.
3. Kakak kandung yang telah menjadi salah satu sumber jawaban dari pertanyaan-pertanyaan seputar tugas akhir.
4. Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T. dan Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, M.T selaku dosen pembimbing I dan II yang selalu memberikan arahan, ilmu dan saran di setiap tahap penyelesaian tugas akhir.
5. Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D., Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T., dan Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T. sebagai dosen Laboratorium Simulasi Sistem Tenaga Listrik yang telah memberikan ilmu sangat banyak semenjak penulis menjadi mahasiswa mata kuliah dan juga sebagai asisten laboratorium yang beliau ampu.
6. Bapak Ibu APB Jatim dan P2B, terutama Bapak Faisol Sidqi sebagai pembimbing kerja praktik dan juga sebagai sumber ilmu lapangan yang tidak bisa didapatkan sewaktu belajar di dalam kelas.

7. Mas Rizqy ITB selaku trainer *defense scheme* yang telah banyak membantu belajar mengenai mekanisme *defense scheme* dalam operasi sistem tenaga listrik.
8. Bani ETAB sebagai pemberi warna dan rasa selama menjadi asisten PSSL.
9. Keluarga besar PSSL yang telah membuat kehidupan sebagai mahasiswa penuh dengan dinamika dan aktivitas yang sangat bermanfaat bagi orang sekitar.
10. Keluarga besar KMKS sebagai tempat pertama dalam berkumpul sebagai mahasiswa perantauan.

Dalam menyusun buku tugas akhir ini penulis sadar, bahwa buku ini masih jauh dari kata sempurna. Maka dari itu, penulis membutuhkan kritik dan saran yang membangun guna menyempurnakan penelitian kedepannya.

Surabaya, Mei 2019

Penulis

# DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	v
LEMBAR PENGESAHAN .....	vii
ABSTRAK.....	ix
KATA PENGANTAR .....	xiii
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR .....	xix
DAFTAR TABEL.....	xxi
<b>BAB 1 PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Permasalahan .....	2
1.3 Tujuan .....	3
1.4 Batasan Masalah .....	3
1.5 Metodologi .....	4
1.6 Sistematika Penulisan.....	5
1.7 Relevansi.....	6
<b>BAB 2 STABILITAS SISTEM TENAGA LISTRIK, <i>UNDER FREQUENCY LOAD SHEDDING</i>, DAN RELE PADA OPERASI <i>HOST LOAD</i> GENERATOR .....</b>	<b>7</b>
2.1 Stabilitas Sistem Tenaga Listrik.....	7
2.2 Stabilitas Transient Sistem Tenaga Listrik.....	8
2.3 Model Beban Polinomial.....	11
2.4 <i>Under Frequency Load Shedding</i> .....	12
2.5 Rele <i>Under Frequency, Over Speed (Over Frequency)</i> , dan <i>Over Voltage</i> Pada Operasi <i>Host Load</i> Generator.....	14
<b>BAB 3 PEMODELAN <i>DEFENSE SCHEME EXISTING</i> SUB SISTEM KRIAN- GRESIK 150 KV .....</b>	<b>17</b>
3.1 Data Kit Konfigurasi Sub Sistem Krian- Gresik .....	18
3.2 Data Kit Eksisting UFR Tahap 1-7 dan <i>Islanding</i> .....	21
3.3 Data Kit Generator Gresik .....	24
3.1.1 Data Generator <i>Gas Turbine</i> (GT) Gresik.....	24
3.1.2 Data Generator <i>Steam Turbine</i> (ST) Gresik .....	25
3.1.3 Data Generator TU 3-4 Gresik .....	26
3.4 Data Persebaran Beban dan Pembebanan Pembangkit Dalam Sub Sistem Krian- Gresik.....	27

3.5	Pemodelan Konfigurasi Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV Setelah Mengalami Perbaruan Januari 2019 .....	29
3.6	Pemodelan UFR Tahap 1-7 dan UFR <i>Islanding</i> Tahap 1-3 ..	29
3.7	Pemodelan Rele Pada Operasi <i>Host Load</i> Generator Gresik 150 KV .....	34
3.7.1	Rele <i>Over Frequency/ Under Frequency</i> .....	34
3.7.2	Rele <i>Over Voltage</i> .....	35
3.8	Pemodelan Persebaran Beban Berdasarkan ZIP model .....	36
BAB 4	SIMULASI DAN ANALISIS <i>DEFENSE SCHEME</i> SUB SISTEM KRIAN- GRESIK 150 KV TAHUN 2019 .....	39
4.1	Hasil Simulasi dan Analisis <i>Defense Scheme Existing</i> Akibat IBT 500 KV/ 150 KV Surabaya Barat dan Gresik 150 KV Trip .....	39
4.2	Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV Tahun 2019 .....	47
4.2.1	Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Siang Hari Kerja .....	52
4.2.2	Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Siang Hari Minggu .....	54
4.2.3	Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Malam Hari Kerja.....	55
4.2.4	Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Malam Hari Minggu .....	56
4.2.5	Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rendah Hari Kerja.....	57
4.2.6	Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rendah Hari Minggu.....	58
4.2.7	Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rata- Rata Hari Kerja.....	60
4.2.8	Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rata- Rata Hari Minggu .....	61
4.2.9	Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Beban Minimal Pilpres Siang .....	62
4.2.10	Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Beban Maksimal Pilpres Siang .....	63
4.2.11	Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Beban Minimal Pilpres Malam .....	64



4.2.12	Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV	
	Beban Maksimal Pilpres Malam .....	66
BAB 5	KESIMPULAN DAN SARAN .....	69
5.1	Kesimpulan .....	69
5.2	Saran .....	69
	DAFTAR PUSTAKA .....	73
	LAMPIRAN.....	75
	RIWAYAT HIDUP PENULIS .....	97

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b>	Faktor- faktor utama dalam stabilitas sistem tenaga listrik	8
<b>Gambar 2.3</b>	Generator Serempak yang Terhubung Dengan Infinit Bus	9
<b>Gambar 2.4</b>	Rangkaian Ekuivalen Generator Sinkron.....	10
<b>Gambar 2.5</b>	Kurva $P-\delta$ Generator Ketika Terjadi Gangguan.....	11
<b>Gambar 2.7</b>	Ilustrasi keseimbangan antara daya pembangkitan ( $P_{Gen}$ ) dan daya pembebanan ( $P_{Load}$ ) serta hubungannya dengan frekuensi sistem. ....	12
<b>Gambar 2.8</b>	Standard pelepasan beban menurut <i>Grid Code</i> Jawa Bali	14
<b>Gambar 2.9</b>	Sketsa Transformer 1 Fasa.....	15
<b>Gambar 2.10</b>	Kurva magnetisasi transformer .....	16
<b>Gambar 3.1</b>	<i>Flow chart</i> desain <i>defense scheme</i> Sub- Sistem Krian Gresik 150 KV.....	17
<b>Gambar 3.2</b>	Konfigurasi Sub Sistem Krian- Gresik .....	20
<b>Gambar 3.6</b>	Kurva Beban Harian Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV.	27
<b>Gambar 3.7</b>	<i>Block Diagram</i> UFR Tahap 1-7 dan <i>Islanding</i> Tahap 1-3	31
<b>Gambar 3.8</b>	<i>Block Diagram</i> Rele <i>Frequency</i> dan <i>Voltage</i> Pada Operasi <i>Host Load</i> Generator Gresik 150 KV .....	35
<b>Gambar 4.1</b>	Suplai P dan Q dari IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1 .....	39
<b>Gambar 4.2</b>	Plot Daya Pembangkitan dan Daya Beban Dalam Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV.....	40
<b>Gambar 4.3</b>	Perubahan Frekuensi Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Ketika IBT 500/150 KV 1, 2 Surabaya Barat dan IBT 500/150 KV 1 Gresik 150 KV Trip Pada Beban Puncak Siang.....	41
<b>Gambar 4.4</b>	Perubahan Tegangan Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Ketika IBT 500/150 KV 1, 2 Surabaya Barat dan IBT 500/150 KV 1 Gresik 150 KV Trip Pada Beban Puncak Siang.....	42
<b>Gambar 4.5</b>	<i>Island</i> Tahap 1 Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV.....	43
<b>Gambar 4.6</b>	<i>Island</i> Tahap 2 Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV.....	44
<b>Gambar 4.7</b>	<i>Island</i> Tahap 3 Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV.....	45
<b>Gambar 4.8</b>	Plot Frekuensi Generator Gresik 150 KV Ketika Terjadi Gangguan .....	46

<b>Gambar 4.9</b>	Fluks Transformer (Step Up) Generator Gresik GT, ST dan TU 150 KV.....	46
<b>Gambar 4.12</b>	Perbandingan Daya Pembangkitan dan Daya Beban Puncak Siang Ketika <i>Defense Scheme</i> Berlangsung....	49
<b>Gambar 4.13</b>	Respon Frekuensi Setelah Dilakukan <i>Setting Ulang</i> Pembebanan Generator Gresik 150 KV .....	51
<b>Gambar 4.14</b>	Respon Tegangan Setelah Dilakukan <i>Setting Ulang</i> Pembebanan Generator Gresik 150 KV .....	51
<b>Gambar 4.15</b>	Respon Fluks Transmorfer (Step Up) Generator GT, ST dan TU Setelah Dilakukan <i>Setting Ulang</i> Pembebanan Generator Gresik 150 KV .....	52

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3.1</b> Rating Generator Gresik 150 KV .....	18
<b>Tabel 3.2</b> Data <i>Load Shedding</i> Tahap 1-7 Sub Sistem Krian- Gresik ..	21
<b>Tabel 3.3</b> Skema UFR Islanding Sub Sistem Krian- Gresik.....	23
<b>Tabel 3.4</b> Data Operasi Generator GT Gresik .....	24
<b>Tabel 3.5</b> Data <i>Host Load</i> Generator GT Gresik .....	24
<b>Tabel 3.6</b> Data Operasi Generator ST Gresik .....	25
<b>Tabel 3.7</b> Data <i>Host Load</i> Generator ST Gresik.....	25
<b>Tabel 3.8</b> Data Operasi Generator TU 3-4 Gresik .....	26
<b>Tabel 3.9</b> Data <i>Host Load</i> Generator TU 3-4 Gresik.....	26
<b>Tabel 3.10</b> Total Beban Sub Sistem Krian- Gresik .....	27
<b>Tabel 3.11</b> Pembebanan Pembangkit Dalam Sub Sistem Krian- Gresik .....	28
<b>Tabel 3.12</b> Pemodelan dan Setting UFR Tahap 1-7 dan UFR Islanding Tahap 1-3.....	30
<b>Tabel 3.13</b> Target Trip UFR Tahap 1-7 Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV .....	32
<b>Tabel 3.14</b> Pemodelan dan Setting Frequency Rele Pada Generator GT, ST, TU Gresik 150 KV.....	34
<b>Tabel 3.15</b> Pemodelan dan Setting Voltage Rele Pada Generator GT, ST, TU Gresik 150 KV.....	35
<b>Tabel 3.16</b> Komposisi Koefisien ZIP Model Untuk Setiap Kategori Beban.....	36
<b>Tabel 3.17</b> Komposisi Persebaran Beban Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV .....	37
<b>Tabel 3.18</b> Komposisi Koefisien ZIP Model Setelah Disesuaikan Dengan Kondisi Persebaran Beban Pada Sub Sistem Krian- Gresik .....	38
<b>Tabel 4.1</b> Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Puncak Siang Hari Kerja.....	49
<b>Tabel 4.2</b> Suplai Daya Dari IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1 .....	50
<b>Tabel 4.3</b> Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan <i>setting</i> ulang pembebanan generator Gresik 150 KV.....	50
<b>Tabel 4.4</b> Rangkuman Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Siang Hari Kerja.....	53

<b>Tabel 4.5</b>	Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan <i>Setting</i> Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Puncak Siang Hari Kerja.....	53
<b>Tabel 4.6</b>	Rangkuman Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Siang Hari Minggu .....	54
<b>Tabel 4.7</b>	Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan <i>Setting</i> Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Puncak Siang Hari Minggu .....	54
<b>Tabel 4.8</b>	Rangkuman Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Malam Hari Kerja .....	55
<b>Tabel 4.9</b>	Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan <i>Setting</i> Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Puncak Malam Hari Kerja .....	56
<b>Tabel 4.10</b>	Rangkuman Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Malam Hari Minggu .....	56
<b>Tabel 4.11</b>	Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan <i>Setting</i> Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Puncak Malam Hari Minggu.....	57
<b>Tabel 4.12</b>	Rangkuman Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rendah Hari Kerja .....	57
<b>Tabel 4.13</b>	Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan <i>Setting</i> Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Rendah Hari Kerja .....	58
<b>Tabel 4.14</b>	Rangkuman Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rendah Hari Minggu.....	59
<b>Tabel 4.15</b>	Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan <i>Setting</i> Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Rendah Hari Minggu .....	59
<b>Tabel 4.16</b>	Rangkuman Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rata- Rata Hari Kerja.....	60
<b>Tabel 4.17</b>	Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan <i>Setting</i> Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Rata- Rata Hari Kerja .....	60
<b>Tabel 4.18</b>	Rangkuman Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rata- Rata Hari Minggu.....	61

<b>Tabel 4.19</b>	Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan <i>Setting</i> Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Rata- Rata Hari Minggu .....	62
<b>Tabel 4.20</b>	Rangkuman Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Minimal Pilpres Siang .....	62
<b>Tabel 4.21</b>	Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan <i>Setting</i> Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Minimal Pilpres Siang .....	63
<b>Tabel 4.22</b>	Rangkuman Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Maksimal Pilpres Siang.....	63
<b>Tabel 4.23</b>	Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan <i>Setting</i> Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Maksimal Pilpres Siang.....	64
<b>Tabel 4.24</b>	Rangkuman Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Minimal Pilpres Malam.....	65
<b>Tabel 4.25</b>	Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan <i>Setting</i> Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Minimal Pilpres Malam.....	65
<b>Tabel 4.26</b>	Rangkuman Desain <i>Defense Scheme</i> Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Maksimal Pilpres Malam .....	66
<b>Tabel 4.27</b>	Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan <i>Setting</i> Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Maksimal Pilpres Malam .....	66

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Sistem tenaga listrik beroperasi secara kontinu dengan tetap mempertahankan kestabilan sistem itu sendiri. Apabila di dalam sistem terjadi gangguan besar, maka dapat berpotensi menimbulkan ketidakstabilan transien pada frekuensi dan tegangan [1] [2]. Dalam topik Tugas Akhir ini menggunakan Single Line Diagram Sub Sistem Krian-Gresik 150 KV tahun 2019. Dalam operasinya, Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV mendapat suplai daya dari IBT 500/150 KV (Inter Bus Transformer) 1 dan 2 Surabaya Barat, IBT 500/150 KV 1 Gresik 150 KV dan generator- generator Gresik 150 KV. Ketika terjadi gangguan lepasnya ketiga IBT tersebut secara serentak dikhawatirkan dapat mengakibatkan jatuhnya frekuensi dan tegangan dalam Sub Sistem Krian-Gresik 150 KV. Ketika sub sistem ini tidak terselamatkan, kekhawatiran terbesar selanjutnya adalah terjadinya *cascading black out* pada sub sistem lainnya [3] [4]. Apalagi di tahun 2019 merupakan tahun diselenggarakannya pesta politik terbesar di Indonesia yaitu Pilpres dan Pileg yang diselenggarakan dalam waktu yang bersamaan selama 24 jam. Sehingga untuk mengantisipasi terjadinya *blackout*, perlu dilakukan suatu *treatment* yaitu *Defense Scheme*.

*Defense scheme* merupakan sebuah skema penyelamatan sistem tenaga listrik dalam keadaan yang tidak biasa yang terjadi secara tiba-tiba pada operasi sistem. Merancang *defense scheme* erat kaitannya dengan pelepasan beban, operasi normal dan operasi *host load* generator serta keseimbangan jumlah daya *demand* dan *supply* untuk menjaga frekuensi dan atau tegangan tetap pada batas yang diizinkan. Desain *defense scheme* selalu berbeda untuk setiap kasus dan konfigurasi [5] [6]. Maka dari itu Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV tahun 2019 membutuhkan desain *defense scheme* yang sesuai dengan kondisi terbaru di lapangan guna menyelamatkan Sub Sistem Krian- Gresik dari gangguan lepasnya ketiga IBT tersebut.

Parameter- parameter yang dijaga dalam *defense scheme* ini adalah frekuensi dan tegangan agar tetap dalam batas yang diizinkan.

Untuk mengatasinya, maka salah satu cara yang efektif untuk melakukan *defense scheme* adalah skema pelepasan beban dengan menggunakan UFLS (*Under Frequency Load Shedding*) [7]. UFLS pada dasarnya bertujuan untuk mengembalikan stabilitas sistem apabila terjadi drop frekuensi untuk kembali ke normal set point yang telah ditentukan sebelumnya. Untuk menjaga stabilitas sistem, ketika terjadi *outage* generator atau penyuplai daya lainnya (IBT) yang besar dan terjadi secara tiba-tiba, UFLS secara otomatis akan melepaskan beban target untuk menyeimbangkan daya *supply- demand* agar frekuensi tidak terus-menerus berkurang [1] [8]. Skema pelepasan beban ini dapat dilakukan berdasarkan standard IEEE [9] atau standard pelepasan beban Jawa Bali [10] menyesuaikan dengan karakteristik sistem kelistrikan dan kasus yang terjadi.

## 1.2 Permasalahan

Dari uraian latar belakang diatas dapat memunculkan beberapa rumusan masalah dalam proses pembuatan desain *defense scheme* Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV tahun 2019. Beberapa rumusan masalah ini antara lain:

1. Bagaimana keseimbangan antara daya *demand* dan *supply* Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV tahun 2019 apabila terjadi kontingensi IBT 500/150 KV 1, 2 Surabaya Barat dan IBT 500/150 KV 1 Gresik Baru ketika menerapkan *defense scheme existing* dan pengaruhnya pada kondisi kestabilan frekuensi dan tegangan pada sub- sistem ini.
2. Bagaimana komposisi pembangkitan antara daya yang disuplai dari dalam sub sistem (generator Gresik 150 KV) dan daya yang disuplai dari sistem Jawa Bali 500 KV (IBT 500/150 KV 1, 2 Surabaya Barat dan IBT 500/150 KV 1 Gresik Baru) untuk menyusun desain *defense scheme* baru supaya mampu mengembalikan kestabilan frekuensi dan tegangan pada Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV.
3. Bagaimana kondisi frekuensi dan tegangan Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV setelah menerapkan desain *defense scheme* baru dengan mempertimbangkan *setting* rele *underfrequency/overfrequency* dan *overvoltage* pada generator.

### 1.3 Tujuan

Tujuan yang diharapkan dalam tugas akhir ini adalah:

1. Mengetahui kondisi keseimbangan daya *demand* dan daya *supply* serta hubungannya dengan kestabilan frekuensi dan tegangan Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV tahun 2019 apabila terjadi kontingensi IBT 500/150 KV 1, 2 Surabaya Barat dan IBT 500/150 KV 1 Gresik Baru ketika menerapkan *defense scheme existing*.
2. Mendapatkan komposisi suplai daya dari dalam sub sistem (generator Gresik 150 KV) dan suplai daya dari jaringan Jawa Bali 500 KV (pembebanan IBT 500/150 KV 1, 2 Surabaya Barat dan IBT 500/150 KV 1 Gresik Baru) untuk menyusun desain *defense scheme* baru supaya mampu mengembalikan kestabilan frekuensi dan tegangan pada Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV.
4. Mendapatkan nilai frekuensi dan tegangan Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV setelah menerapkan desain *defense scheme* baru dengan mempertimbangkan *setting* rele *underfrequency/overfrequency* dan *overvoltage* pada generator.

### 1.4 Batasan Masalah

Dalam menyelesaikan permasalahan ini, ditetapkan beberapa batasan masalah untuk memfokuskan ruang lingkup tugas akhir. Batasan-batasan masalah yang digunakan antara lain:

1. Perhitungan pada fungsi objektif pada akhirnya tetap mempertimbangkan nilai tegangan dan frekuensi ketika transient dan *steady state*.
2. Analisis kestabilan transien hanya sebatas Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV saja, sehingga kestabilan sistem untuk level tegangan di atasnya (*Back Bone* Jawa Bali 500 KV) didabaikan.
3. Kestabilan transien hanya dilihat dari nilai frekuensi dan tegangan bus dalam Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV.
4. *Single Line Diagram* (SLD) Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV menggunakan konfigurasi awal tahun 2019.
5. Model beban distribusi di Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV digolongkan menjadi 3 wilayah yaitu wilayah Surabaya

metropolitan, Surabaya industri dan Pulau Madura. Setiap wilayah ini dapat tersusun dari jenis beban metropolitan, industrial dan residensial.

6. Setting rele generator pada operasi *host load* berupa rele *underfrequency/overfrequency* dan *overvoltage*.
7. Perancangan *defense scheme* dilakukan berdasarkan pada *base case* beban puncak siang hari kerja. Setelah itu desain *defense scheme* dikembangkan pada beberapa kondisi yaitu beban hari kerja dan hari minggu pada masing-masing beban puncak siang, beban puncak malam, beban Pilpres siang, beban Pilpres malam, beban rata-rata dan beban rendah.
8. Rasio *tripping* beban target UFR menggunakan pendekatan dengan memakai rasio beban target pada beban puncak siang atau beban puncak malam.

## 1.5 Metodologi

Dalam mengerjakan tugas akhir ini menggunakan metodologi sebagai berikut:

1. Studi Literatur  
Sumber studi literatur pada tugas akhir ini adalah dari *text book*, artikel ilmiah, dan jurnal. Studi literatur difokuskan pada lingkup penelitian UFLS mulai dari pemodelan persebaran beban, tahap-tahap pelepasan beban, *islanding*, pemasangan UFR. Selain itu, studi literatur juga mengkaji tentang pemasangan rele *overvoltage* dan *overfrequency/underfrequency* pada generator sebagai salah satu pertimbangan dalam merancang sebuah *defense scheme*.
2. Pengumpulan Data  
Pengumpulan data bersumber dari PLN APB Jawa Timur. Data-data ini berupa *single line diagram*, kit generator, pola persebaran beban dan lokasi UFR.
3. Pemodelan Kit  
Kit yang dimodelkan sebagai penunjang simulasi terdiri dari perbaruan konfigurasi *single line diagram*, model beban ZIP, rele *underfrequency/overfrequency* dan rele *overvoltage*
4. Simulasi dan Analisis

Setelah model kit berhasil dirancang, tahap selanjutnya adalah melakukan analisis terkait dengan *defense scheme existing*. Analisis ini bertujuan untuk mengetahui akar permasalahan yang sebenarnya terjadi. Setelah akar permasalahan diketahui, maka akan didesain *defense scheme* baru untuk memecahkan masalah tersebut. Pengimplementasian solusi ini diharapkan dapat mengembalikan kestabilan sub sistem menuju keadaan normal.

#### 5. Penyusunan Laporan

Setelah masalah berhasil dipecahkan, maka tahap terakhir adalah menulis laporan tugas akhir. Laporan tugas akhir ini disusun mulai dari permasalahan, dasar teori dan studi literatur yang relevan, metode penelitian, analisis dan hasil dari desain *defense scheme* baru, serta kesimpulan dan saran mengenai tugas akhir ini.

### 1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam laporan tugas akhir ini adalah:

#### BAB I Pendahuluan

Bab ini memuat latar belakang dan permasalahan, tujuan tugas akhir, batasan masalah, metode penelitian, sistematika penulisan laporan tugas akhir dan relevansi tugas akhir ini terhadap pengimplementasian di lapangan.

#### BAB II Tinjauan Pustaka

Mengkaji beberapa teori dan penelitian- penelitian sebelumnya yang berkaitan dengan *Under Frequency Load Shedding*, Model Persebaran Beban Polinomial, Rele *Under/Over Frequency*, dan *Over Voltage* pada operasi *host load* generator.

#### BAB III Data dan Pemodelan Kit

Pada bab ini berisi tentang data konfigurasi sub sistem, lokasi UFR, persebaran beban, karakteristik generator, operasi harian dan operasi *host load* generator. Selain itu dalam bab ini juga membahas mengenai pemodelan kit menggunakan software *digilent*.

#### BAB IV Analisis dan Simulasi

Setelah kit berhasil dimodelkan dalam Bab III, maka dalam Bab ini membahas tentang simulasi dan analisis permasalahan dari

*defense scheme existing* serta solusi untuk mengatasi masalah tersebut. Hasil analisis ini berupa komposisi pembebanan generator dan IBT yang nantinya diharapkan dapat diimplementasikan dalam Opsi (Operasi Sistem) sehari-hari.

## BAB V Penutup

Bab V merupakan bagian terakhir dalam laporan tugas akhir yang berisi kesimpulan dan saran dari penelitian tugas akhir ini.

### 1.7 Relevansi

Penelitian tugas akhir ini diharapkan dapat membawa banyak manfaat yaitu:

1. Sebagai masukan yang relevan mengenai desain *defense scheme* Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV tahun 2019 dengan komposisi pembangkitan generator dan pembebanan IBT 500/150 KV yang tepat sebagai pemasok daya sub sistem.
2. Desain *defense scheme* ini diharapkan dapat diterapkan dalam Opsi (Operasi Sistem) sehari- hari. Selain itu dapat juga diimplementasikan ketika Pilpres 2019 berlangsung guna mengantisipasi kejadian- kejadian yang berpotensi dapat menyebabkan IBT 500/150 KV 1, 2 Surabaya Barat dan IBT 500/150 KV 1 Gresik Baru trip.
3. Menjadi referensi bagi penelitian- penelitian selanjutnya guna mengembangkan sebuah desain *defense scheme* yang lebih akurat dan handal dalam mengatasi permasalahan yang dihadapi.

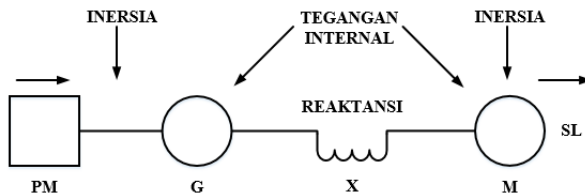
## **BAB 2**

### **STABILITAS SISTEM TENAGA LISTRIK, *UNDER FREQUENCY LOAD SHEDDING* DAN RELE PADA OPERASI *HOST LOAD GENERATOR***

#### **2.1 Stabilitas Sistem Tenaga Listrik**

Stabilitas sistem tenaga listrik apabila dilihat dari karakteristik dan besar/kecilnya gangguan dapat dibedakan menjadi stabilitas *steady state*, stabilitas transien dan stabilitas dinamis. Stabilitas *steady state (small signal stability)* adalah kemampuan sistem untuk kembali keadaan stabil baru setelah mengalami gangguan kecil. Sementara itu stabilitas transien adalah kemampuan suatu sistem untuk menuju keadaan stabil baru setelah mengalami gangguan besar sekitar 1 swing pertama serta governor dan AVR belum bekerja. Apabila setelah 1 swing pertama belum mencapai kestabilan baru serta governor dan AVR mulai bekerja untuk mencapai kestabilan baru, maka inilah yang dinamakan stabilitas dinamis.

Dalam operasi sistem tenaga listrik, jumlah daya pembangkitan (daya input mekanik *prime mover*) harus sama dengan daya beban. Ketika daya pembangkitan dan daya beban dalam kondisi seimbang, artinya rotor generator berputar pada kecepatan sinkron. Apabila terjadi gangguan besar dapat mengganggu keseimbangan daya pembangkitan dan daya beban. Putaran rotor pada generator akan berayun karena adanya torsi. Torsi ini akan menimbulkan percepatan atau perlambatan putaran rotor. Perbedaan daya suplai dan beban yang sangat besar dapat berpotensi menimbulkan sistem *out of synchronism*. Sebagai contohnya ketika terdapat daya suplai yang berlebih, daya ini akan diubah menjadi energi kinetik. Energi kinetik menyebabkan sudut rotor semakin besar. Acuan nilai sudut rotor dilihat secara relative terhadap referensi putaran sinkron. Besarnya sudut rotor relative ini merupakan salah satu faktor penentu kestabilan. Faktor- faktor utama dalam stabilitas adalah:



**Gambar 2.1** Faktor- faktor utama dalam stabilitas sistem tenaga listrik

Keterangan:

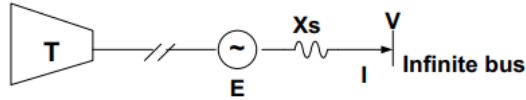
- PM = *Prime mover*
- G = Generator sinkron
- X = Reaktansi saluran
- SL = Sumbu beban

1. Faktor mekanis:
  - a. Torsi input *prime mover*
  - b. Torsi input sumbu beban
  - c. Inersia *prime mover* dan generator
  - d. Inersia motor dan sumbu beban
2. Faktor Elektris:
  - a. Tegangan internal generator
  - b. Tegangan motor
  - c. Reaktansi sistem

## 2.2 Stabilitas Transient Sistem Tenaga Listrik [11] [12]

Seperti yang telah dijelaskan pada sub bab sebelumnya, stabilitas transien merupakan kemampuan sistem untuk menuju titik stabil baru setelah terjadi gangguan besar selama 1 swing pertama (governor dan AVR belum bekerja). Gangguan ini dapat mengakibatkan dampak yang sangat signifikan pada kemampuan transfer daya pada generator. Jika diasumsikan disuatu sistem terdapat generator yang terhubung dengan infinit bus, kemampuan transfer daya dapat dituliskan dalam persamaan 2.2.





**Gambar 2.2** Generator Serempak yang Terhubung Dengan Infnit Bus

$$P = \frac{E \cdot V}{X_S} \sin\delta \quad (2.2)$$

$$E = V + jIX_S \quad (2.3)$$

Keterangan:

P = Daya yang dibangkitkan generator (Watt)

E = Tegangan terminal generator (Volt)

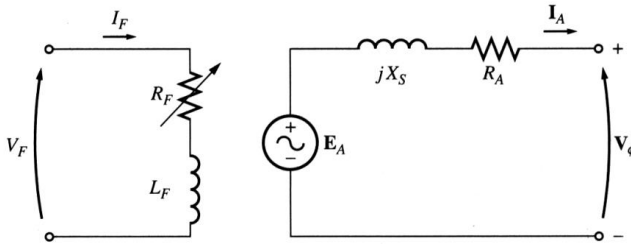
V = Tegangan infinit bus (Volt)

$\delta$  = Sudut rotor

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

$$E_A = K\phi\omega \quad (2.4)$$

$$V_\theta = E_A - [I_A(R_A + jX_A) + jI_A X_S] \quad (2.5)$$



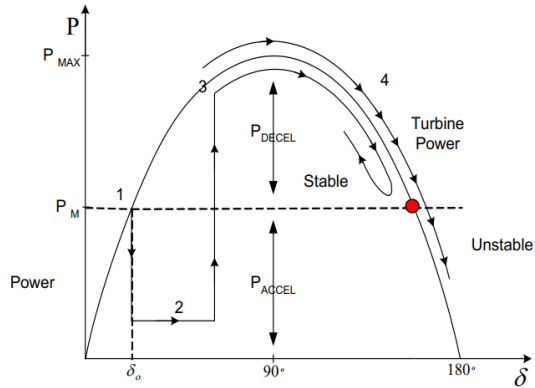
**Gambar 2.3** Rangkaian Ekuivalen Generator Sinkron

Keterangan:

- $E_A$  = Tegangan armature generator sinkron (Volt)
- $V_\phi$  = Tegangan terminal generator sinkron (Volt)
- $K$  = Jumlah belitan stator  $/\sqrt{2}$
- $\Phi$  = Fluks (Weber)

Stabilitas transien erat hubungannya dengan pengaruh gangguan pada jaringan terhadap perilaku generator serempak. **Gambar 2.4** 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 listrik 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- $\delta$ . Setelah gangguan hilang, daya listrik 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 setelah 1 swing pertama. Akan tetapi jika kopel lawan tidak mampu mengimbangi percepatan rotor, sudut rotor akan semakin besar dan sinkronisasi hilang.



**Gambar 2.4** Kurva  $P-\delta$  Generator Ketika Terjadi Gangguan

Tingkat kestabilan transien generator dipengaruhi oleh beberapa faktor seperti pembebanan generator, waktu *switching*, reaktansi generator, reaktansi *post-fault*, inersia generator, tegangan internal generator dan tegangan infinit bus. Semakin kecil reaktansi generator, maka daya yang dapat dikeluarkan semakin besar. Semakin besar inersia generator, maka pergeseran sudut akan semakin kecil.

### 2.3 Model Beban Polinomial [13]

Model beban polinomial merepresentasikan kombinasi antara beban konstan impedansi ( $Z$ ), konstan arus ( $I$ ) dan konstan daya ( $P$ ). Model beban ini sering disebut dengan model. Pada persamaan ini  $Z_p$ ,  $I_p$ ,  $P_p$ ,  $Z_q$ ,  $I_q$ , dan  $P_q$  adalah parameter yang mewakili persentase dari konstan  $Z$ , konstan  $I$  dan konstan  $P$ . Sehingga apabila ketiganya dijumlahkan, maka bernilai 100%.

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  $(1 + k_{pf} \Delta f)$  adalah model dari dependensi beban terhadap perubahan frekuensi. Ketika tegangan bus lebih kecil dari tegangan nominal dan frekuensi mengalami penurunan maka nilai  $P$  dan  $Q$  akan berkurang. Begitu juga sebaliknya, saat tegangan bus lebih besar dari tegangan

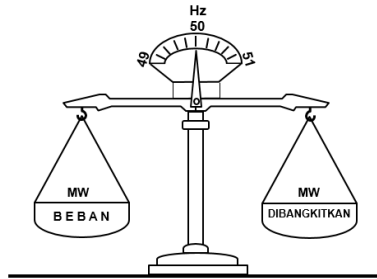
nominal dan frekuensi mengalami peningkatan maka nilai P dan Q akan bertambah.

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

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

#### 2.4 Under Frequency Load Shedding

Keseimbangan daya sangat erat kaitannya dengan frekuensi sistem. Apabila daya pembangkitan melebihi daya beban maka frekuensi nominal lebih tinggi dari frekuensi normal, begitu juga sebaliknya apabila daya pembangkitan kurang dari daya beban artinya frekuensi nominal kurang dari frekuensi normal [1] [2]. Kondisi dapat diilustrasikan sebagai neraca daya pada **Gambar 2.5**. 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 2.5** Ilustrasi keseimbangan antara daya pembangkitan ( $P_{Gen}$ ) dan daya pembebanan ( $P_{Load}$ ) serta hubungannya dengan frekuensi sistem.

Ketidakeimbangan daya dalam suatu sistem dapat diakibatkan karena adanya kontingensi. Ketika terjadi kontingensi yang bisa berupa *outage* generator, saluran atau beban dalam jumlah yang besar dapat mengakibatkan efek beruntun [3] [4]. Kondisi frekuensi yang terus-

menerus turun jauh melebihi batas *thresh hold* nya dapat menyebabkan sistem *blackout* total [14]. Maka dari itu untuk mengatasi ketidakstabilan ini diperlukan upaya penyelamatan agar frekuensi sistem kembali ke dalam kondisi stabil.

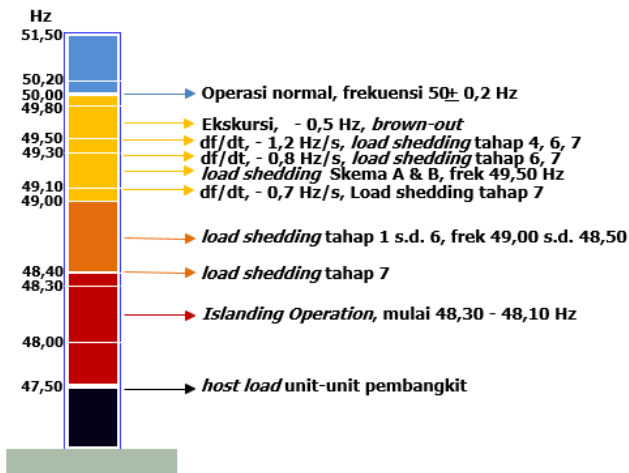
Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan S. Massusso dkk., dalam melakukan load shedding terdapat beberapa hal penting yang harus diperhatikan yaitu batas frekuensi minimal yang diizinkan, seberapa besar yang akan dilepas dan jumlah tahap yang akan dilakukan. Dari penelitian ini terdapat tiga macam load shedding yaitu konvensional, semi-adaptif dan adaptif [6].

UFLS konvensional merupakan metode yang paling sederhana, hal ini dikarenakan dalam metode ini tidak memerlukan rele yang canggih. Load shedding konvensional bekerja dengan melepaskan beban sampai dengan frekuensi berada dalam batas *thresh hold* yang diizinkan. Ketika pelepasan beban tahap pertama frekuensi tetap turun maka dilakukan pelepasan beban yang 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 *thresh hold* nya [6].

Menurut H. Mohd Hafiz dkk. dan penelitian lainnya [1] [7]. UFLS konvensional merupakan salah satu cara yang efektif untuk mengembalikan keseimbangan daya supply- demand sebelum frekuensi turun melewati batasnya. Selain itu meskipun metode adaptive berkembang dengan pesat dan telah dipublikasikan [8] [9] [10] [11], metode konvensional masih tetap digunakan di beberapa tempat [12] [13] dikarenakan teknologinya yang sederhana dan biaya yang lebih murah [14].

Dalam melakukan *load shedding* 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  $50 \pm 0,2$  Hz. Ketika frekuensi sistem menyentuh  $50 \pm 0,5$  Hz, tegangan di dalam sistem tersebut telah mengalami perubahan (*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.



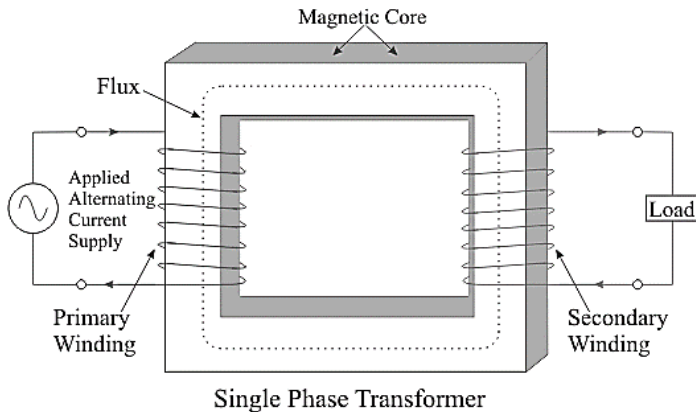
**Gambar 2.6** Standard pelepasan beban menurut *Grid Code* Jawa Bali

## 2.5 Rele Under Frequency, Over Speed (Over Frequency), dan Over Voltage Pada Operasi Host Load Generator

Ketika terjadi gangguan besar, frekuensi mengalami penurunan mendekati batas operasi *host load*, terkadang parameter seperti tegangan terlebih dahulu menyentuh ambang batas (bawah) pengoperasiannya. Ketika ada gangguan besar yang menyebabkan tegangan generator turun

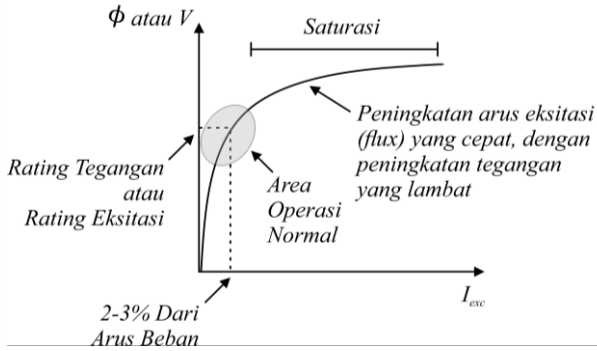
sangat drastis, pada saat inilah rele *under voltage* generator mendeteksi gangguan dan secara otomatis membuka *circuit breaker*. Setelah tegangan mengalami penurunan, AVR akan bekerja untuk mengembalikan tegangan ke level semula. Pada kondisi transien, *overshoot* gelombang tegangan pada terminal generator atau sisi primer transformer (step up) generator sangat tinggi. Tingginya *overshoot* gelombang tegangan ini artinya fluks magnetik pada kumparan trafo juga mengalami peningkatan.

$$\phi_p = \frac{V_M}{\omega \cdot N_p} \sin \omega t \quad (2.8)$$



**Gambar 2.7** Sketsa Transformer 1 Fasa

**Gambar 2.8** mengilustrasikan arus eksitasi yang tinggi menyebabkan meningkatnya  $P_{Loss}$  yang disebabkan *eddy current* dan *hysteresis* saat saturasi. Daya yang terbuang ini terkonversi menjadi energi panas yang membahayakan generator. Maka saat kondisi gangguan, eksitasi/*fluxing* pada transformer (step up) generator dapat juga ditambahkan sebagai salah satu pertimbangan dalam merancang desain *defense scheme*.



**Gambar 2.8** Kurva magnetisasi transformer

$$P_{Hyserisis} = \eta \cdot B_{Max}^n \cdot f \cdot V \quad (2.9)$$

$$P_{Eddy} = K_e \cdot B_{Max}^n \cdot f^2 \cdot t^2 \cdot V \quad (2.10)$$

Keterangan :

- $K_e$  = Konstanta *eddy current*
- $\eta$  = Koefisien histerisis Steinmetz
- $n$  = Steinmetz eksponen (1,5- 2,5)
- $V$  = Volume material magnetis ( $m^3$ )
- $t$  = Ketebalan material

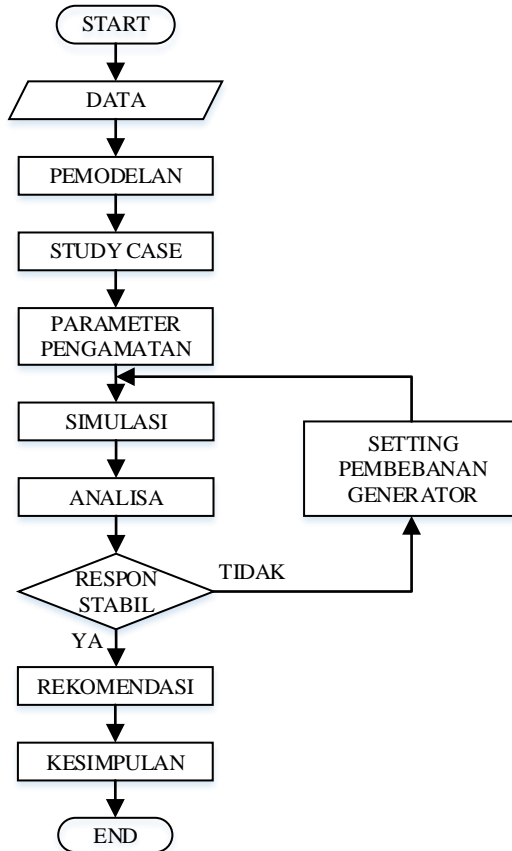
Setelah rele operasi *host load* dari generator membuka CB dan generator lepas dari sistem (operasi *host load*), rotor dapat mengalami *over speed* yang membahayakan generator. Dalam kondisi riil, rele *over speed* akan membuka *circuit breaker* untuk memutus suplai bahan bakar ketika kecepatan rotor melebihi level maksimalnya.



### BAB 3

## PEMODELAN *DEFENSE SCHEME* EXISTING SUB SISTEM KRIAN-GRESIK 150 KV

Merancang desain *Defense Scheme* Sub- Sistem Krian Gresik 150 KV, secara runtut diilustrasikan dalam **Gambar 3.1** di bawah ini:



**Gambar 3.1** Flow chart desain *defense scheme* Sub- Sistem Krian Gresik 150 KV

Memodelkan *defense scheme* dalam tugas akhir ini dimulai dengan mengumpulkan berbagai data yang sebagian besar bersumber dari PT. PLN APB Jawa Timur. Data yang diperlukan dari tugas akhir ini antara lain data konfigurasi, operasi harian dan operasi *host load* generator, persebaran beban dan lokasi UFR *existing*.

Semua data tersebut kemudian dimodelkan dalam Digsilent untuk menganalisis permasalahan yang sebenarnya terjadi. Mengacu pada rumusan masalah yang telah dijelaskan pada sub bab 1.1, yaitu tentang keseimbangan daya sub sistem setelah terjadi kontingensi. Apabila setelah UFR *existing* berjalan, keseimbangan daya *supply* dan daya *demand* tidak tercapai yang mengakibatkan sistem tidak mampu mengembalikan kestabilannya ke titik yang baru, maka perlu dilakukan tindakan untuk mengatasi masalah tersebut. Salah satu tindakan yang bisa dilakukan yaitu mengatur pembebanan generator sesuai dengan kebutuhan sub- sistem. Dengan mengatur ulang pembebanan generator, diharapkan sub-sistem mampu mengembalikan kestabilan ke titik yang baru.

$$P_{Gen} = P_{Load} + P_{Losses} \quad (3.1)$$

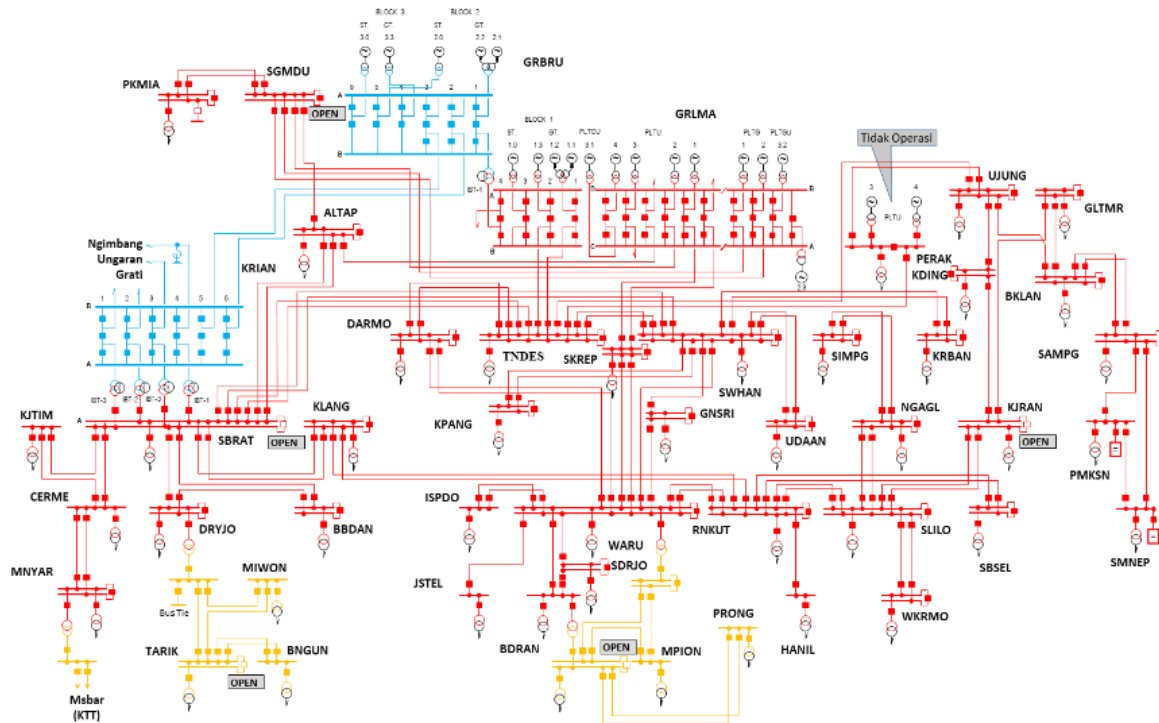
### 3.1 Data Kit Konfigurasi Sub Sistem Krian- Gresik

Sub Sistem Krian-Gresik 150 KV terdiri dari 39 Gardu Induk 150 KV dan 9 Gardu Induk 70 KV. Sub sistem ini disuplai dari 3 buah Inter Bus Transformer (IBT) 500/150 KV 500 MVA. Ketiga IBT tersebut adalah IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru. Selain IBT, sub sistem ini juga mendapat suplai daya dari generator Gresik 150 KV. Generator Gresik 150 KV ini terdiri dari 9 unit generator dengan spesifikasi:

**Tabel 3.1** Rating Generator Gresik 150 KV

No	Generator	Tegangan (KV)	Kapasitas (MVA)	PF
1	PLTGU Gresik GT 1.1	10,5	153	0,8
2	PLTGU Gresik GT 1.2	10,5	153	0,8
3	PLTGU Gresik GT 1.3	10,5	153	0,8
4	PLTGU Gresik GT 2.3	10,5	153	0,8

No	Generator	Tegangan (KV)	Kapasitas (MVA)	PF
5	PLTGU Gresik GT 3.1	10,5	153	0,8
6	PLTGU Gresik GT 3.2	10,5	153	0,8
7	PLTGU Gresik ST 1	15,75	250	0,85
8	PLTU Gresik 3	13	250	0,8
9	PLTU Gresik 4	13	250	0,8



Gambar 3.2 Konfigurasi Sub Sistem Krian- Gresik

### 3.2 Data Kit Eksisting UFR Tahap 1-7 dan *Islanding*

Skema pelepasan beban di sistem Jawa – Bali dari 7 tahap dengan rentang daerah kerja dari *Under Frequency Rele* (UFR) antara 49,0 Hz sampai dengan 48,4 Hz dengan selisih setiap tahap sebesar 0,1 Hz. UFR yang digunakan memiliki time delay 0,12 s dan time reset 0,1 s. Skema pelepasan beban tiap tahapan dari beban yang terdapat di subsistem Surabaya-Gresik dapat dilihat pada **Tabel 3.2**

**Tabel 3.2** Data *Load Shedding* Tahap 1-7 Sub Sistem Krian- Gresik

Tahap	Frek. (Hz)	Gardu Induk	Trafo	Beban Trafo Siang (MW)	Beban Trafo Malam (MW)	Feeder Target Trip	Beban Feeder Siang (MW)	Beban Feeder Malam (MW)
1	49	BNKLN	2	11,53	18,01	Alas Kembang	4,76	3,66
1	49	BNKLN	2			Tanjung Bumi	3,89	6,79
1	49	BNKLN	1	22,66	34,28	Parseh	6,12	5,14
1	49	PMKSN	1	17,49	30,68	Banyu Anyar	4,37	8,28
1	49	SMPNG	1	10,21	13,92	Kedundung	3,57	3,76
1	49	SMPNG	2	23,14	37,63	Birem	4,40	8,28
1	49	SMNEP	2	19,34	28,37	Batu Putih	4,25	6,24
1	49	SMNEP	1	14,65	21,70	Lenteng	3,22	6,95
2	48,9	ALTAP	1	17,66	13,25	Segara Internusa	4,47	2,18
2	48,9	ALTAP	1			Palunesia	3,66	4,05
2	48,9	PMKSN	2	20,39	35,36	Palengaan	2,04	4,24
2	48,9	PMKSN	1	17,49	30,68	Sumedangan	5,42	8,28
2	48,9	SMPNG	2	23,14	37,63	Blega	5,60	5,14
2	48,9	SMPNG	2			Torjun	4,58	9,54
2	48,9	SMPNG	1	10,21	13,92	Omben	2,76	4,32
3	48,8	BNKLN	1	22,66	34,28	Incoming	22,67	34,29
3	48,8	PMKSN	1	17,49	30,68	Incoming	17,49	30,68

Tahap	Frek. (Hz)	Gardu Induk	Trafo	Beban Trafo Siang (MW)	Beban Trafo Malam (MW)	Feeder Target Trip	Beban Feeder Siang (MW)	Beban Feeder Malam (MW)
3	48,8	PMKSN	2	20,39	35,36	Incoming	20,39	35,36
3	48,8	SMNEP	2	19,34	28,37	Incoming	19,34	28,37
4	48,7	TNDES	3	4,74	4,81	Bhirawa	1,52	1,35
4	48,7	TNDES	1	30,57	21,73	Dumar Industri	6,39	2,59
4	48,7	TNDES	1			Gadukan	2,32	1,85
4	48,7	TNDES	1			Greges	2,90	2,96
4	48,7	TNDES	4	4,37	3,15	Meshindo	3,50	2,52
4	48,7	WARU	4	28,57	27,48	Bambe	4,57	4,67
5	48,6	ALTAP	1	17,66	13,25	Cooper	8,12	5,30
5	48,6	BDRN	2	49,99	48,38	Samsung 2	7,00	8,23
5	48,6	BDRN	4	28,02	21,01	Samsung 3	5,33	2,10
5	48,6	SMPNG	1	10,21	13,92	Incoming	10,21	13,93
5	48,6	WARU	PHT	0	0	Waru - Jatim Steel 1	5,60	20,00
6	48,5	PKMIA	Bus Tie	8,17	8,18	Bus Tie Petro Kimia	0,00	0,00
6	48,5	TNDES	2	26,65	24,59	Banyu Urip	17,59	5,41
6	48,5	WARU	PHT	0,00	0,00	PHT Ispatindo	35,00	42,00
7	48,4	BDRN	3	35,50	31,32	Sidokepung	6,04	5,95
7	48,4	KNJRN	1	34,61	34,59	Tambak Deres	6,28	3,15
7	48,4	KNJRN	1			Karang Asem	2,28	1,80
7	48,4	KNJRN	1			Kedung Cowek	2,86	4,05
7	48,4	RNKUT	Pht	0,00	0,00	Hanil Jaya	0,51	0,48
7	48,4	SWHN	3	27,69	24,24	Demak	2,89	2,12
7	48,4	SWHN	3			Kalibutih	2,37	3,94
7	48,4	SLILO	2	39,55	34,19	Aruki	5,00	3,23

Tahap	Frek. (Hz)	Gardu Induk	Trafo	Beban Trafo Siang (MW)	Beban Trafo Malam (MW)	Feeder Target Trip	Beban Feeder Siang (MW)	Beban Feeder Malam (MW)
7	48,4	SLILO	2			Keputih	4,09	6,00

Bila setelah UFR melakukan pelepasan beban frekuensi sistem masih turun, maka pada 48,3 Hz, maka akan dilakukan operasi *island*. Di sub sistem Krian- Gresik, terdapat 3 tahap *islanding* yaitu 48,3 Hz, 48,2 Hz, dan 48,1 Hz. Tujuan dari operasi *island* adalah untuk mencegah terjadinya pemadaman beruntun di sub sistem sekitarnya. Pada **Tabel 3.3**, menunjukkan titik-titik diletakkannya UFR *island* sub sistem Krian-Gresik 150 KV.

**Tabel 3.3** Skema UFR Islanding Sub Sistem Krian- Gresik

UFR	GI	Bay
48,3	Segoromadu	PMT 150kV SUTT Petrokimia 1
48,3	Segoromadu	PMT 150kV SUTT Petrokimia 2
48,3	Gresik 150 KV	IBT-1 500/150kV-500MVA
48,3	Krian	IBT-1 500/150kV-500MVA
48,3	Krian	IBT-2 500/150kV-500MVA
48,3	Waru	PMT 150kV SUTT Buduran
48,3	Waru	PMT 150kV SUTT Sidoarjo
48,3	Waru	IBT-1 150/70kV-39MVA
48,3	Waru	IBT-2 150/70kV-39MVA
48,3	Rungut	PMT 150kV SUTT Surabayaselatan 1
48,3	Rungut	PMT 150kV SUTT Surabayaselatan 2
48,3	Sawahan	PMT 150kV SUTT Undaan 1
48,3	Sawahan	PMT 150kV SUTT Undaan 2
48,3	Sawahan	PMT 150kV SUTT Morokrembangan 1
48,3	Sawahan	PMT 150kV SUTT Morokrembangan 2

<b>UFR</b>	<b>GI</b>	<b>Bay</b>
48,3	Ujung	PMT 150kV SUTT Bangkalan
48,3	Ujung	PMT 150kV SUTT Kedinding
48,3	Sukolilo	PMT 150kV SUTT Wonokromo 1
48,3	Sukolilo	PMT 150kV SUTT Wonokromo 2
48,2	Sukolilo	PMT 150kV SUTT Kenjeran 1
48,2	Sukolilo	PMT 150kV SUTT Kenjeran 2
48,2	Tandes	PMT 150kV SUTT Perak
48,2	Tandes	PMT 150kV SUTT Ujung
48,1	Sawahan	PMT 150kV SUTT Kupang 1
48,1	Sawahan	PMT 150kV SUTT Kupang 2

### **3.3 Data Kit Generator Gresik**

#### **3.1.1 Data Generator Gas Turbine (GT) Gresik**

##### **3.1.1.1 Data Operasi Generator GT Gresik**

**Tabel 3.4** Data Operasi Generator GT Gresik

<b>Data</b>	<b>Satuan</b>	<b>Nilai</b>
<i>Governor Free (Speed Droop)</i>	%	4%
<i>TML (Technical Minimum Load)</i>	MW	30
<i>Governor Free (Droop)</i>	On / Off	On

##### **3.1.1.2 Data Host Load Generator GT Gresik**

**Tabel 3.5** Data *Host Load* Generator GT Gresik

<b>Data</b>	<b>Satuan</b>	<b>Nilai</b>
<i>Over Speed</i>	Rpm	3300
<i>Over Frequency 2 (pickup,delay time)</i>	Hz, ms	-
<i>Under Frequency 1 (pickup,delay time)</i>	Hz, ms	47,80 ; 15 sec



<i>Under Frequency 2 (pickup,delay time)</i>	Hz, ms	47,00 ; 0,5 sec
<i>Under Voltage</i>	%; ms	-
<i>Over Voltage</i>	%; ms	120 % ( dari PT 100 Volt) 1,5 Sec.
<i>Max V/Hz</i>	pu	1,19 pu ; 10 s

### 3.1.2 Data Generator Steam Turbine (ST) Gresik

#### 3.1.2.1 Data Operasi Generator ST Gresik

**Tabel 3.6** Data Operasi Generator ST Gresik

Data	Satuan	Unit
<i>TML (Technical Minimum Load)</i>	MW	80
<i>Governor Free (Speed Droop)</i>	%	
<i>Status Governor Free (Speed Droop)</i>	On / Off	Off

#### 3.1.2.2 Data Host Load Generator ST Gresik

**Tabel 3.7** Data Host Load Generator ST Gresik

Data	Satuan	Nilai
<i>Overfrekuensi 1 (pickup,delay time)</i>	Hz,ms	-
<i>Overfrekuensi 2 (pickup,delay time)</i>	Hz, ms	-
<i>Under Frequency 1 (pickup,delay time)</i>	Hz, ms	47,8 0 ; 15 sec
<i>Under Frequency 2 (pickup,delay time)</i>	Hz, ms	47,00 ; 0,5 sec
<i>Under Voltage</i>	% , ms	-

Data	Satuan	Nilai
<i>Over Voltage</i>	%,ms	120 % ( dari PT 100 Volt ) 1,5 Sec.
<i>Max V/Hz</i>	pu	1,19 pu 10 s

### 3.1.3 Data Generator TU 3-4 Gresik

#### 3.1.3.1 Data Operasi Generator TU 3-4 Gresik

**Tabel 3.8** Data Operasi Generator TU 3-4 Gresik

Data	Satuan	Nilai
<i>TML (Technical Minimum Load)</i>	MW	93
<i>Governor Free (Speed Droop)</i>	MW	
<i>Status Governor Free (Speed Droop)</i>	On / Off	Off

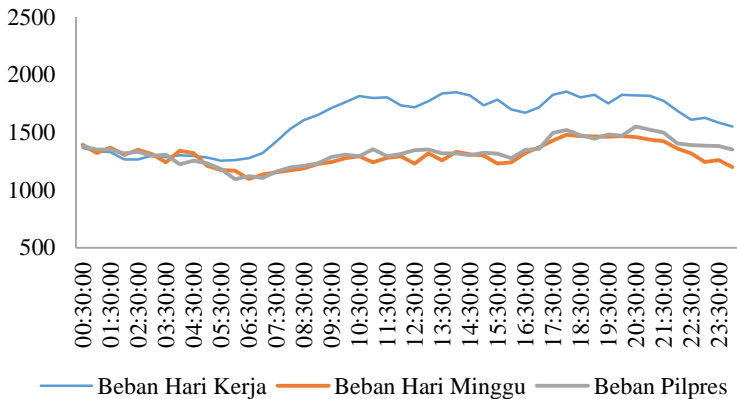
#### 3.1.3.2 Data Host Load Generator TU 3-4 Gresik

**Tabel 3.9** Data *Host Load* Generator TU 3-4 Gresik

Data	Satuan	Nilai
<i>Over Speed</i>	Rpm, ms	3300 ms (Trip)
<i>Under Frequency 1 (pickup,delay time)</i>	Hz, ms	47 Hz ; 0,5 Sec
<i>Under Frequency 2 (pickup,delay time)</i>	Hz, ms	-
<i>Under Voltage (pickup,delay time)</i>	%,ms	-
<i>Over Voltage (pickup,delay time)</i>	%, ms	-
<i>Max V/Hz</i>	pu	1,1 pu 10 s

### 3.4 Data Persebaran Beban dan Pembebanan Pembangkit Dalam Sub Sistem Krian- Gresik

Pada Tugas Akhir ini menggunakan data beban harian Sub Sistem Krian- Gresik 150 tahun 2019 yang bersumber dari PT. PLN APB (Area Pengatur Beban) Jatim. Kurva beban harian terdiri dari 3 kondisi yaitu beban hari kerja, beban hari minggu dan beban Pilpres.



**Gambar 3.3** Kurva Beban Harian Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV

**Tabel 3.10** Total Beban Sub Sistem Krian- Gresik

Pembebanan		P (MW)	Jam
Beban Puncak Siang	Hari Minggu	1331	14.00
	Hari Kerja	1848	14.00
Beban Puncak Malam	Hari Minggu	1480	18.00
	Hari Kerja	1854	18.00
Beban Rata- Rata	Hari Minggu	1301	-
	Hari Kerja	1602	-
Beban Rendah	Hari Minggu	1097	06.30
	Hari Kerja	1253	05.30

Pembebanan		P (MW)	Jam
Pilpres Siang	Minimum	1103	07.00
	Maksimum	1356	17.00
Pilpres Malam	Minimum	1350	00.00
	Maksimum	1551	20.30

Sementara itu data pembebanan pembangkit dalam Sub Sistem Krian- Gresik untuk *base case* beban puncak siang pada hari kerja dijelaskan secara rinci pada **Tabel 3.11**.

**Tabel 3.11** Pembebanan Pembangkit Dalam Sub Sistem Krian- Gresik

PEMBANGKIT	Beban Puncak Siang	
	P (MW)	Q (MVAR)
PLTGU GRESIK GB1.1	40	11
PLTGU GRESIK GB1.2	33	8
PLTGU GRESIK GB1.3	40	11
PLTGU GRESIK GB2.3	43,21	25
PLTGU GRESIK GB3.1	92	28
PLTGU GRESIK GB3.2	92	28
PLTGU GRESIK SB1	130	35
PLTU GRESIK3	75	24
PLTU GRESIK4	75	24
JUMLAH	620,21	194

### **3.5 Pemodelan Konfigurasi Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV Setelah Mengalami Perbaruan Januari 2019**

Dalam memodelkan *defense scheme existing* pada Sub Sistem Krian- Gresik yang menggunakan konfigurasi bulan Januari 2019, terdapat beberapa kondisi yang harus diperhatikan. Kondisi- kondisi tersebut antara lain:

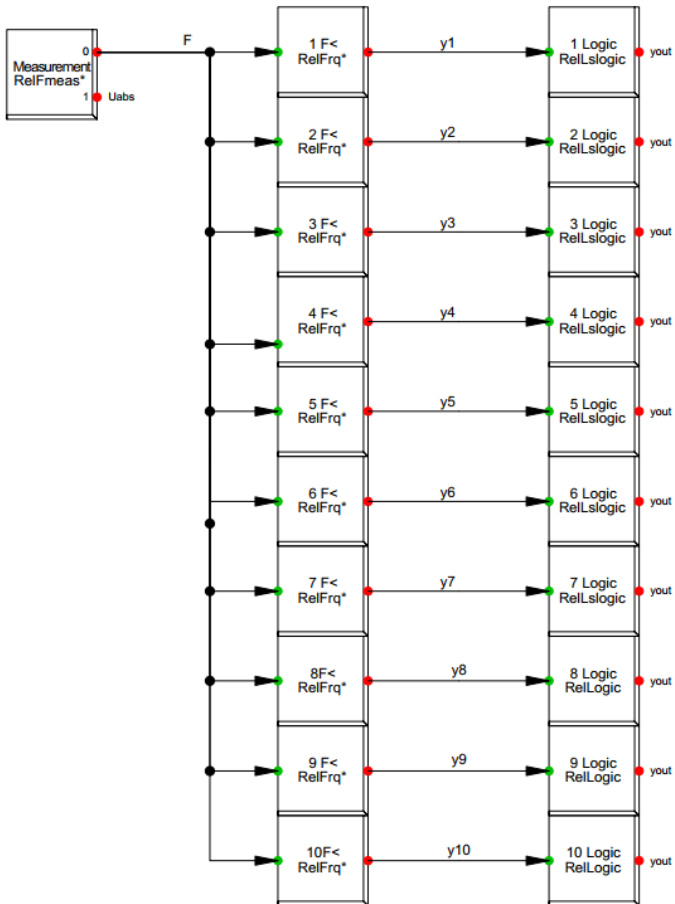
1. Kabel laut Gresik Lama- Gili Timur sebagai SUTT 150 KV pemasok daya menuju Madura tidak beroperasi.
2. *Bus coupler* pada GI Kenjeran dalam status *open*.
3. PMT SUTT 150 KV GI Ujung yang menuju Kedinding dalam kondisi *close*.
4. GI Kasih Jatim, Driyorejo dan Babadan keluar dari Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV.

### **3.6 Pemodelan UFR Tahap 1-7 dan UFR *Islanding* Tahap 1-3**

UFR tahap 1-7 dan UFR *Islanding* dimodelkan dalam sebuah rele yang didalamnya memiliki 1 slot pengukuran dan 10 slot UFR per tahap serta masing- masing *logic* nya. 10 slot ini terdiri dari 7 slot UFR tahap 1-7 dan 3 slot UFR *islanding* tahap 1-3. Setiap slot pengukuran, UFR dan *logic* berisi beberapa parameter dan variabel-variabel input/output. *Measurement slot* berfungsi untuk mengisi nilai- nilai nominal PT. UFR *slot* fungsinya untuk men-*setting frequency trip point, time delay* dan *time reset* rele. Sementara itu UFR *logic* merupakan slot untuk menentukan perintah pembukaan CB target. *Logic RelLslogic* adalah *logic* untuk melepas beban trafo distribusi dengan bisa mengisi jumlah persen dari beban yang akan di-*shedding*. Sedangkan RelLogic adalah *logic* yang bertujuan untuk membuka CB saja, tanpa bisa menentukan berapa persen beban yang akan di-*shedding*.

**Tabel 3.12** Pemodelan dan Setting UFR Tahap 1-7 dan UFR Islanding Tahap 1-3

No	Nama	Kode/Nilai
1	<i>Measurement Slot</i>	
	<i>Class</i>	RelFmeas
	<i>Output</i>	FeHz
	<i>Nominal Voltage</i>	100 V
	<i>Minimal Voltage</i>	0,7 pu
	<i>Measuring Time</i>	0,06 s
2	<i>UFR Slot</i>	
	<i>Class</i>	RelFrq
	<i>Input</i>	wInp
	<i>Output</i>	yout
	<i>Type</i>	Instantaneous
	<i>Frequency Trip Point</i>	49-48,1 Hz
	<i>Time Delay</i>	0,12 s
	<i>Time Reset</i>	0,1 s
3	<i>UFR Logic</i>	
	<i>Class</i>	RelLslogic/RelLogic
	<i>Input</i>	y1
	<i>Output</i>	yout
	<i>Logic</i>	OR



**Gambar 3.4** Block Diagram UFR Tahap 1-7 dan Islanding Tahap 1-3

Setiap UFR memiliki target trip dapat berupa feeder, PHT maupun bus tie sesuai dengan **Tabel 3.3**. UFR yang memiliki target trip feeder disimulasikan dengan cara mencari rasio beban feeder 20 KV dengan beban trafo 150KV/20KV atau 70KV/20KV. Rasio ini merupakan jumlah beban yang akan dilepas pada masing-masing trafo- trafo sesuai

dengan *logic* UFR. **Tabel 3.13** menampilkan rasio target trip UFR pada setiap titik lokasi.

**Tabel 3.13** Target Trip UFR Tahap 1-7 Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV

Tahap	Frek. (Hz)	Gardu Induk	Trafo	Beban Trafo Siang (MW)	Beban Trafo Malam (MW)	Jumlah Beban Feeder Per Trafo Siang (MW)	Jumlah Beban Feeder Per Trafo Malam (MW)	Rasio Beban Feeder Target Trip : Beban Trafo Siang (%)	Rasio Beban Feeder Target Trip : Beban Trafo Malam (%)
1	49	BKLN	2	11,54	18,01	8,65	10,45	75%	58%
1	49	BKLN	2						
1	49	BKLN	1	22,67	34,29	6,12	5,14	27%	15%
1	49	PMKSN	1	17,49	30,68	4,37	8,28	25%	27%
1	49	SMPNG	1	10,21	13,93	3,57	3,76	35%	27%
1	49	SMPNG	2	23,15	37,64	4,40	8,28	19%	22%
1	49	SMNEP	2	19,34	28,37	4,25	6,24	22%	22%
1	49	SMNEP	1	14,66	21,71	3,22	6,95	22%	32%
2	48,9	ALPRIM	1	17,66	13,25	8,12	6,23	46%	47%
2	48,9	ALPRIM	1						
2	48,9	PMKSN	2	20,39	35,36	2,04	4,24	10%	12%
2	48,9	PMKSN	1	17,49	30,68	5,42	8,28	31%	27%
2	48,9	SMPNG	2	23,15	37,64	10,19	14,68	44%	39%
2	48,9	SMPNG	2						
2	48,9	SMPNG	1	10,21	13,93	2,76	4,32	27%	31%
3	48,8	BKLN	1 (Inc)	22,67	34,29	22,67	34,29	100%	100%
3	48,8	BKLN	1 (Inc)	17,49	30,68	17,49	30,68	100%	100%
3	48,8	BKLN	2 (Inc)	20,39	35,36	20,39	35,36	100%	100%
3	48,8	SMNEP	2 (Inc)	19,34	28,37	19,34	28,37	100%	100%
4	48,7	TANDES	3	4,75	4,81	1,52	1,35	32%	28%
4	48,7	TANDES	1	30,58	21,74	11,62	7,39	38%	34%
4	48,7	TANDES	1						
4	48,7	TANDES	1						
4	48,7	TANDES	4	4,37	3,15	3,50	2,52	80%	80%



Tahap	Frek. (Hz)	Gardu Induk	Trafo	Beban Trafo Siang (MW)	Beban Trafo Malam (MW)	Jumlah Beban Feeder Per Trafo Siang (MW)	Jumlah Beban Feeder Per Trafo Malam (MW)	Rasio Beban Feeder Target Trip : Beban Trafo Siang (%)	Rasio Beban Feeder Target Trip : Beban Trafo Malam (%)
4	48,7	WARU	4	28,57	27,49	4,57	4,67	16%	17%
5	48,6	ALPRIM	1	17,66	13,25	8,12	5,30	46%	40%
5	48,6	BDRN	2	50,00	48,39	7,00	8,23	14%	17%
5	48,6	BDRN	4	28,03	21,01	5,33	2,10	19%	10%
5	48,6	SMPNG	1	10,21	13,93	10,21	13,93	100%	100%
5	48,6	WARU	PHT	0,00	0,00	5,60	20,00	Open	Open
6	48,5	PKIM	Bus Tie	8,18	8,19	0,00	0,00	Open	Open
6	48,5	TANDES	2	26,65	24,59	17,59	5,41	66%	22%
6	48,5	WARU	PHT	0,00	0,00	35,00	42,00	Open	Open
7	48,4	BDRN	3	35,51	31,33	6,04	5,95	17%	19%
7	48,4	KNJRN	1	34,61	34,60	11,42	9,00	33%	26%
7	48,4	KNJRN	1						
7	48,4	KNJRN	1						
7	48,4	RNGKT	PHT	0,51	0,48	0,51	0,48	Open	Open
7	48,4	SWHAN	3	27,70	24,24	5,26	6,06	19%	25%
7	48,4	SWHAN	3						
7	48,4	SLILO	2	39,56	34,19	9,10	9,23	23%	27%
7	48,4	SLILO	2						

Setelah pelepasan beban selama 7 tahap akan dilanjutkan dengan *islanding* mulai dari frekuensi 48,3- 48,1 Hz dengan selisih frekuensi pertahapnya sebesar 0,1 Hz. Dalam tahap *islanding* ini terdapat beberapa rekonfigurasi penghantar yang menyebabkan beberapa GI 150 KV dan 70 KV tidak terkoneksi dengan Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV. GI 150 KV yang direkonfigurasi antara lain GI Cerme, GI Kasih Jatim, GI Manyar (Gresik) dan GI Driyorejo. Sementara itu, GI 70 KV yang direkonfigurasi terdiri dari GI Miwon, GI Tarik, GI Barata, GI Bngun.

### 3.7 Pemodelan Rele Pada Operasi *Host Load* Generator Gresik 150 KV

Rele yang dimodelkan dalam operasi *host load* generator Gresik 150 KV adalah rele *over frequency / under frequency* dan *over voltage*

#### 3.7.1 Rele *Over Frequency/ Under Frequency*

**Tabel 3.14** Pemodelan dan Setting Frequency Rele Pada Generator GT, ST, TU Gresik 150 KV

No	Nama	Kode/Nilai
1	<i>Measurement Slot</i>	
	<i>Class</i>	RelFmeas
	<i>Output</i>	FeHz
	<i>Nominal Voltage</i>	100 V
	<i>Minimal Voltage</i>	0,7 pu
	<i>Measuring Time</i>	0,06 s
2	<i>Frequency Rele Slot</i>	
	<i>Class</i>	RelFrq
	<i>Input</i>	wInp
	<i>Output</i>	yout
	<i>Type</i>	Instantaneous
	<i>Frequency Trip Point</i>	Menyesuaikan: Untuk Generator GT <b>Tabel 3.5</b> , Untuk Generator ST <b>Tabel 3.7</b> , Untuk Generator TU <b>Tabel 3.9</b>
	<i>Time Delay</i>	Menyesuaikan: Untuk Generator GT <b>Tabel 3.5</b> , Untuk Generator ST <b>Tabel 3.7</b> , Untuk Generator TU <b>Tabel 3.9</b>
	<i>Time Reset</i>	0,1 s
3	<i>Frequency Rele Logic</i>	
	<i>Class</i>	RelLogic
	<i>Input</i>	y1
	<i>Output</i>	yout
	<i>Logic</i>	OR

### 3.7.2 Rele Over Voltage

**Tabel 3.15** Pemodelan dan Setting Voltage Rele Pada Generator GT, ST, TU Gresik 150 KV

No	Nama	Kode/Nilai
1	<i>Measurement Slot</i>	
	<i>Class</i>	RelFmeas
	<i>Output</i>	Uabs
	<i>Nominal Voltage</i>	100 V
	<i>Minimal Voltage</i>	0,7 pu
	<i>Measuring Time</i>	0,06 s
2	<i>Voltage Rele Slot</i>	
	<i>Class</i>	RelUlim
	<i>Input</i>	wUabs
	<i>Output</i>	yout
	<i>Type</i>	Instantaneous
	<i>Voltage Trip Point</i>	Menyesuaikan: Untuk Generator GT <b>Tabel 3.5</b> , Untuk Generator ST <b>Tabel 3.7</b> , Untuk Generator TU <b>Tabel 3.9</b>
	<i>Time Delay</i>	Menyesuaikan: Untuk Generator GT <b>Tabel 3.5</b> , Untuk Generator ST <b>Tabel 3.7</b> , Untuk Generator TU <b>Tabel 3.9</b>
	<i>Time Reset</i>	0,1 s
3	<i>Voltage Rele Logic</i>	
	<i>Class</i>	RelLogic
	<i>Input</i>	y1
	<i>Output</i>	yout
	<i>Logic</i>	OR

**Gambar 3.5** Block Diagram Rele Frequency dan Voltage Pada Operasi Host Load Generator Gresik 150 KV

### 3.8 Pemodelan Persebaran Beban Berdasarkan ZIP model

Menurut IEEE [27], klasifikasi beban dapat dibagi menjadi 3 macam yaitu beban industri, beban komersial dan beban residensial. Ketiga beban ini nantinya akan dimodelkan berdasarkan hubungan antara daya terhadap magnitudo tegangan (*voltage-dependent*). Persamaan *voltage-dependent* dapat dituliskan sebagai persamaan polinomial seperti di bawah [23]:

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

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

Dalam persamaan di atas,  $Z_p$ ,  $I_p$ ,  $P_p$ ,  $Z_q$ ,  $I_q$ , dan  $P_q$  adalah model parameter yang merepresentasikan persentase konstan impedansi, konstan arus dan konstan power pada beban. Maka dari itu persamaan ini sering disebut ZIP model. Sedangkan  $(1 + k_{pf} \Delta f)$  adalah frekuensi dependen dari model tersebut. Berdasarkan [15], parameter- parameter ini mempunyai nilai seperti pada **Tabel 3.16**.

**Tabel 3.16** Komposisi Koefisien ZIP Model Untuk Setiap Kategori Beban

Kelas Beban	P(v)			Q(v)			Kpf	Kqf
	Z	I	P	Z	I	P		
Residensial	0,2	0,8	0	1,2	0,4	-0,6	0,8	-2,2
Komersial	0,4	0,2	0,4	1,4	0,6	-1	1,2	-1,6
Industri	0	0,2	0,8	2,7	2	-3,7	2,6	1,6

Wilayah persebaran beban distribusi pada Sub Sistem Krian-Gresik 150 KV digolongkan menjadi 3 wilayah utama yaitu beban Surabaya Industri, Surabaya Metropolitan dan Pulau Madura. Masing-masing wilayah ini terdiri dari beban kelas metropolis, industrial dan residensial. Masing- masing wilayah persebaran beban ini mempunyai komposisi beban dengan kelas yang berbeda-beda, seperti pada **Tabel**

**3.17.** Sehingga, dengan kondisi seperti ini diperlukan koefisien parameter untuk persamaan ZIP model yang baru agar sesuai dengan kondisi persebaran beban yang ada.

**Tabel 3.17** Komposisi Persebaran Beban Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV

No	Persebaran Beban	Komposisi Persebaran Beban Berdasarkan Kelas Beban		
		Residensial (%)	Komersial (%)	Industri (%)
1	Surabaya Industri	0%	0%	100%
2	Surabaya Metropolitan	40%	30%	30%
3	Pulau Madura	70%	20%	10%

Persentase komposisi persebaran beban pada **Tabel 3.17** digunakan sebagai indeks pengali untuk menghitung koefisien parameter-parameter persamaan ZIP model yang baru. Parameter-parameter ZIP model baru ini dapat dituliskan dalam persamaan:

$$Z' = (r\% \times Z_r) + (k\% \times Z_k) + (i\% \times Z_i)$$

$$I' = (r\% \times I_r) + (k\% \times I_k) + (i\% \times I_i)$$

$$P' = (r\% \times P_r) + (k\% \times P_k) + (i\% \times P_i)$$

$$k'_{pf} = (r\% \times Kpf_r) + (k\% \times Kpf_k) + (i\% \times Kpf_i)$$

$$k'_{qf} = (r\% \times Kqf_r) + (k\% \times Kqf_k) + (i\% \times Kqf_i)$$

Keterangan:

r% = Persentase beban residensial

k% = Persentase beban komersial

i% = Persentase beban industri

Setelah memasukkan data-data dalam persamaan tersebut diatas, maka didapatkan koefisien ZIP model yang baru seperti pada **Tabel 3.18**. Koefisien ini adalah nilai koefisien akhir yang nantinya akan digunakan dalam simulasi.

**Tabel 3.18** Komposisi Koefisien ZIP Model Setelah Disesuaikan Dengan Kondisi Persebaran Beban Pada Sub Sistem Krian- Gresik

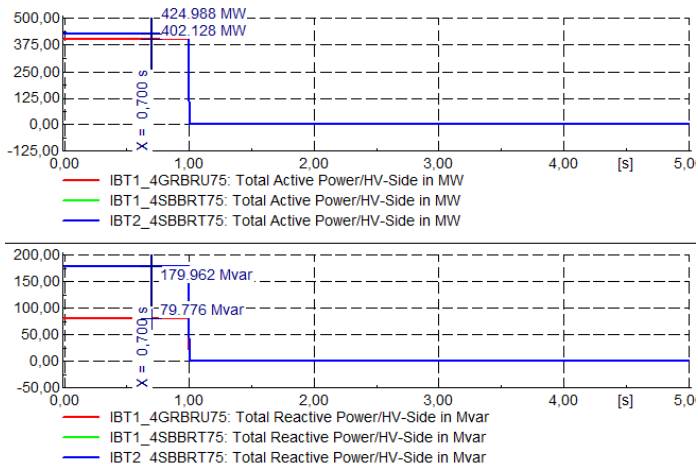
Persebaran Beban	P'(v)			Q'(v)			K'pf	K'qf
	Z'	I'	P'	Z'	I'	P'		
Industri	0	0,2	0,8	2,7	2	-3,7	2,6	1,6
Metropolitan	0,2	0,44	0,36	1,71	0,94	-1,65	1,46	-0,88
Madura	0,22	0,62	0,16	1,39	0,6	-0,99	1,06	-1,7

## BAB 4

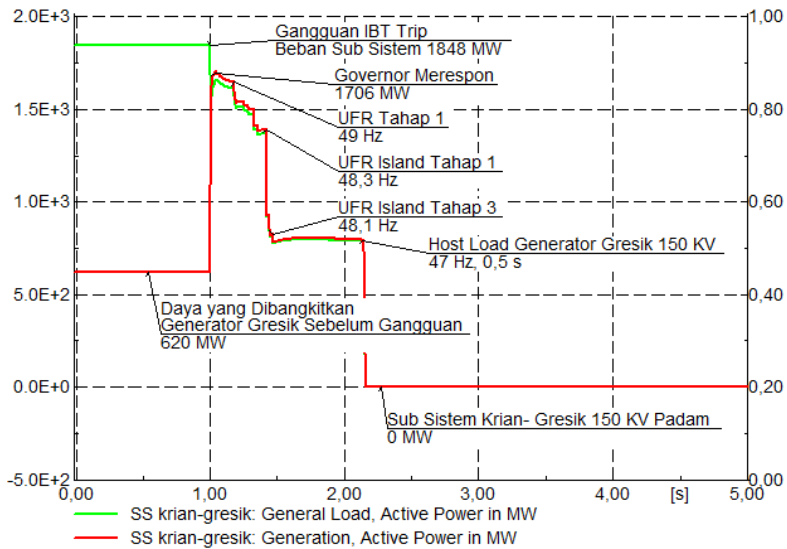
### SIMULASI DAN ANALISIS *DEFENSE SCHEME* SUB SISTEM KRIAN- GRESIK 150 KV TAHUN 2019

#### 4.1 Hasil Simulasi dan Analisis *Defense Scheme Existing* Akibat IBT 500 KV/ 150 KV Surabaya Barat dan Gresik 150 KV Trip

Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV pada siang hari menopang beban puncak sebesar 1848 MW. Beban sub sistem ini disuplai daya dari pembangkit Gresik 620 MW, IBT 500 KV/150 KV 1, 2 Surabaya Barat 850 MW dan dari IBT 1 Gresik 150 KV sebesar 402 MW. Pada kondisi normal, frekuensi sub sistem steady state berada pada nilai 50 Hz. Ketika ketiga IBT tersebut trip, maka sub sistem Krian- Gresik akan kehilangan pasokan daya sebesar 1252 MW. Artinya dengan beban 1848 MW dan pembangkitan 620 MW, frekuensi sub sistem akan mengalami penurunan yang cukup signifikan.



**Gambar 4.1** Suplai P dan Q dari IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1



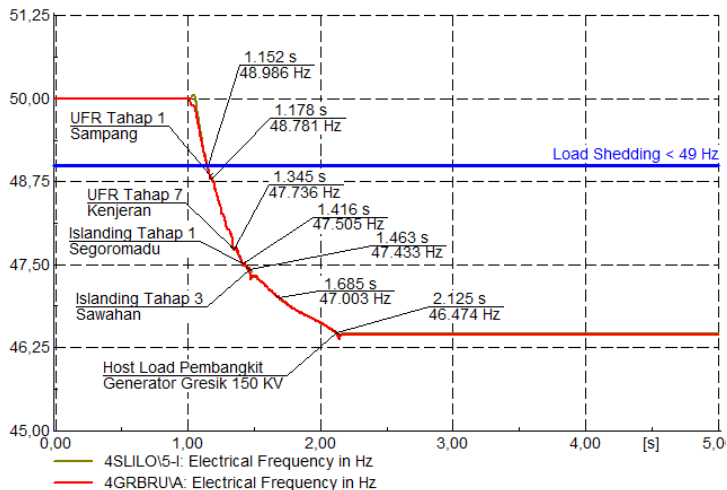
**Gambar 4.2** Plot Daya Pembangkitan dan Daya Beban Dalam Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV

Pada **Gambar 4.2**, gangguan IBT trip terjadi pada detik 1 s. Ketika IBT trip, maka suplai daya dalam sub sistem berkurang, sehingga P dan Q pembangkitan tidak mampu mencukupi kebutuhan beban. Masih pada detik pertama, seperti yang diilustrasikan pada **Gambar 4.3** dan **Gambar 4.4** ketika frekuensi dan tegangan turun, beban sub sistem juga ikut mengalami penurunan. Kondisi ini disebabkan model beban berupa beban polinomial, yang artinya setiap terjadi penurunan frekuensi dan tegangan mengakibatkan nilai P dan Q beban juga turun. Sesaat ketika IBT trip, generator Gresik 150 KV dengan seketika merespon dengan menambah daya pembangkitan sampai dengan 1706 MW. Sementara itu, untuk mempertahankan tegangan bus dalam sub sistem, generator Gresik 150 KV terus menambah arus eksitasi. Terlihat pada **Gambar 4.9** fluks beberapa generator meningkat sampai sampai dengan 1,19 pu selama kurang dari 0,2 s.

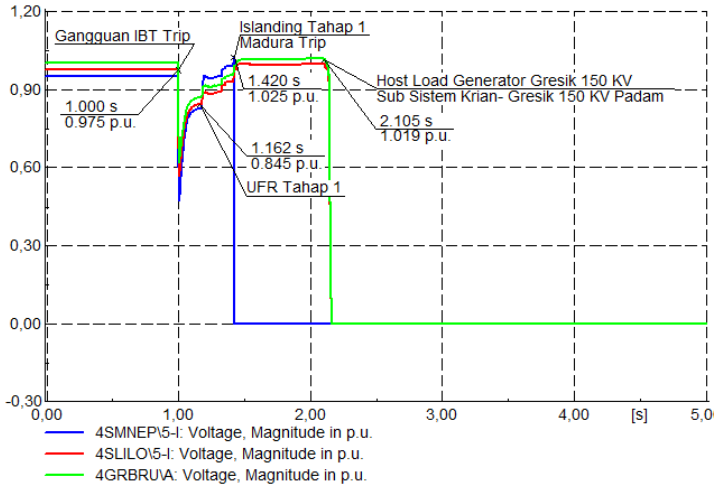
Setelah frekuensi sistem turun ke 49 Hz seperti yang digambarkan pada **Gambar 4.3**, sesuai dengan *grid code* Jawa Bali, pada



frekuensi 49 Hz UFR tahap 1 mulai bekerja. Pada frekuensi ini UFR tahap 1 telah membaca bahwa kondisi frekuensi sistem telah melewati *setting trip point* nya. 0,03 detik berikutnya, UFR tahap 1 telah membuka CB pada trafo beban. Begitu seterusnya, UFR tahapan terus bekerja sampai dengan tahap ke 7. Frekuensi 48,4 Hz terjadi pada detik ke 1,25. UFR tahap 7 bekerja dan 0,1 detik kemudian (1,34 s) CB target berhasil dibuka.

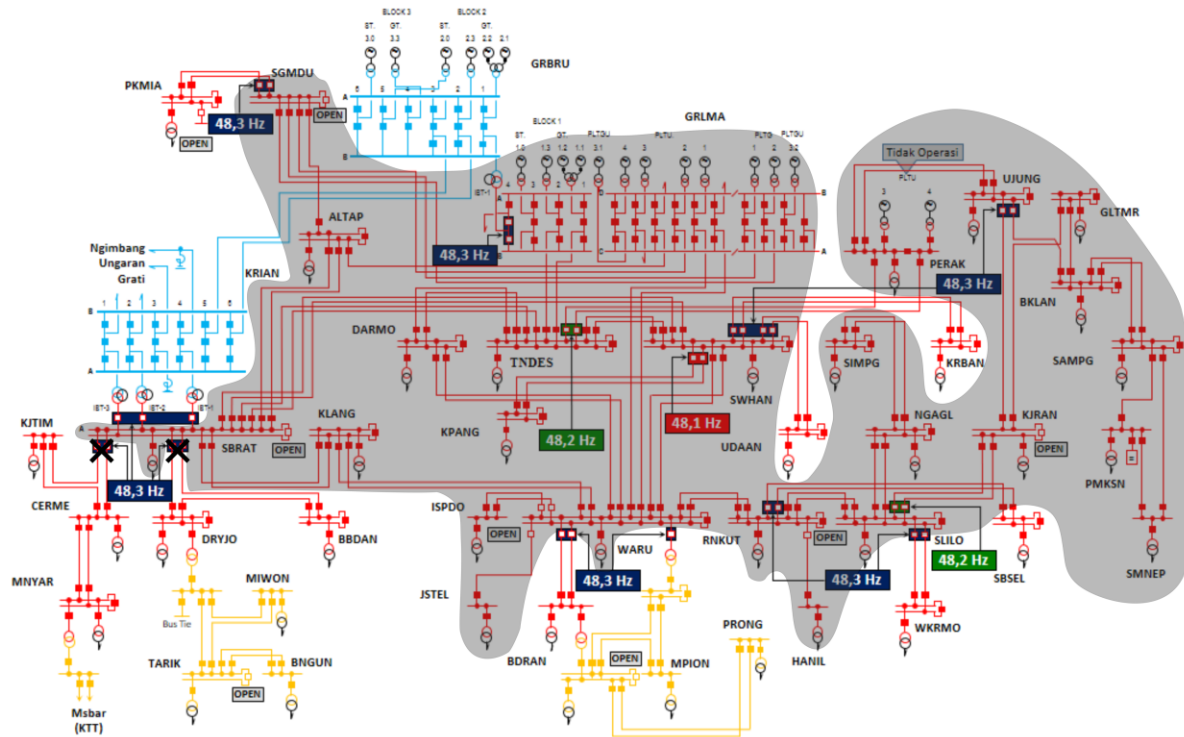


**Gambar 4.3** Perubahan Frekuensi Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Ketika IBT 500/150 KV 1, 2 Surabaya Barat dan IBT 500/150 KV 1 Gresik 150 KV Trip Pada Beban Puncak Siang

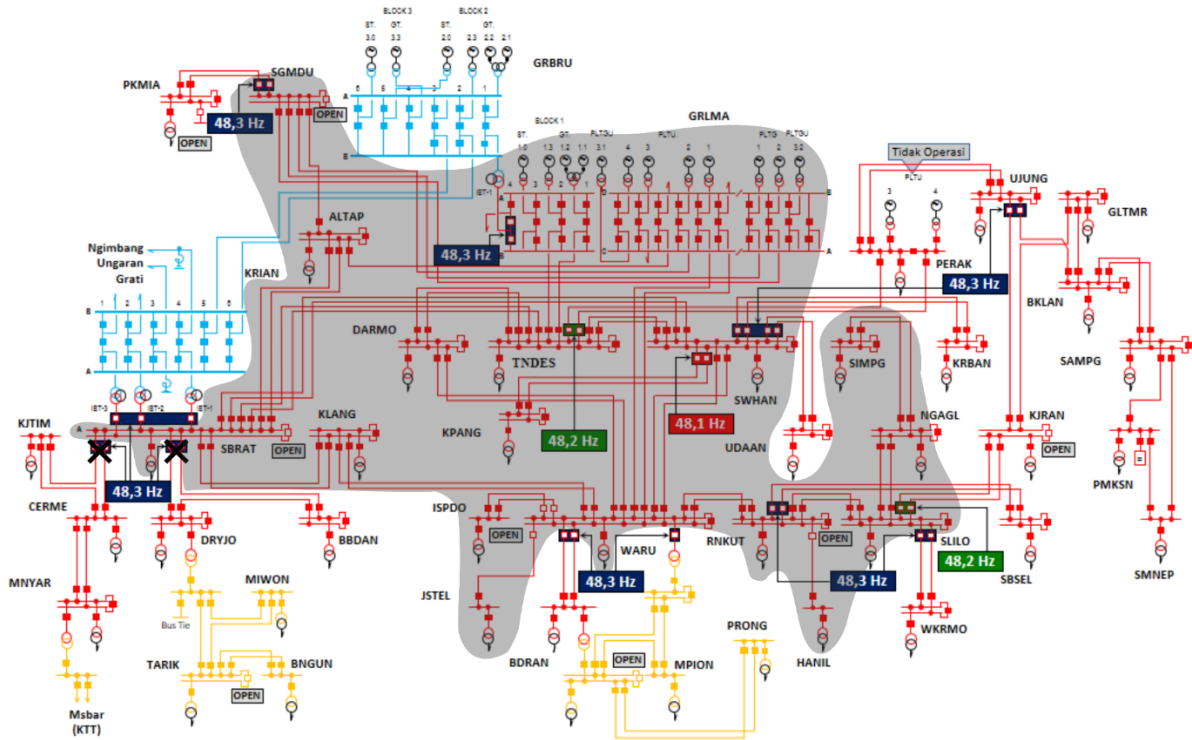


**Gambar 4.4** Perubahan Tegangan Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Ketika IBT 500/150 KV 1, 2 Surabaya Barat dan IBT 500/150 KV 1 Gresik 150 KV Trip Pada Beban Puncak Siang

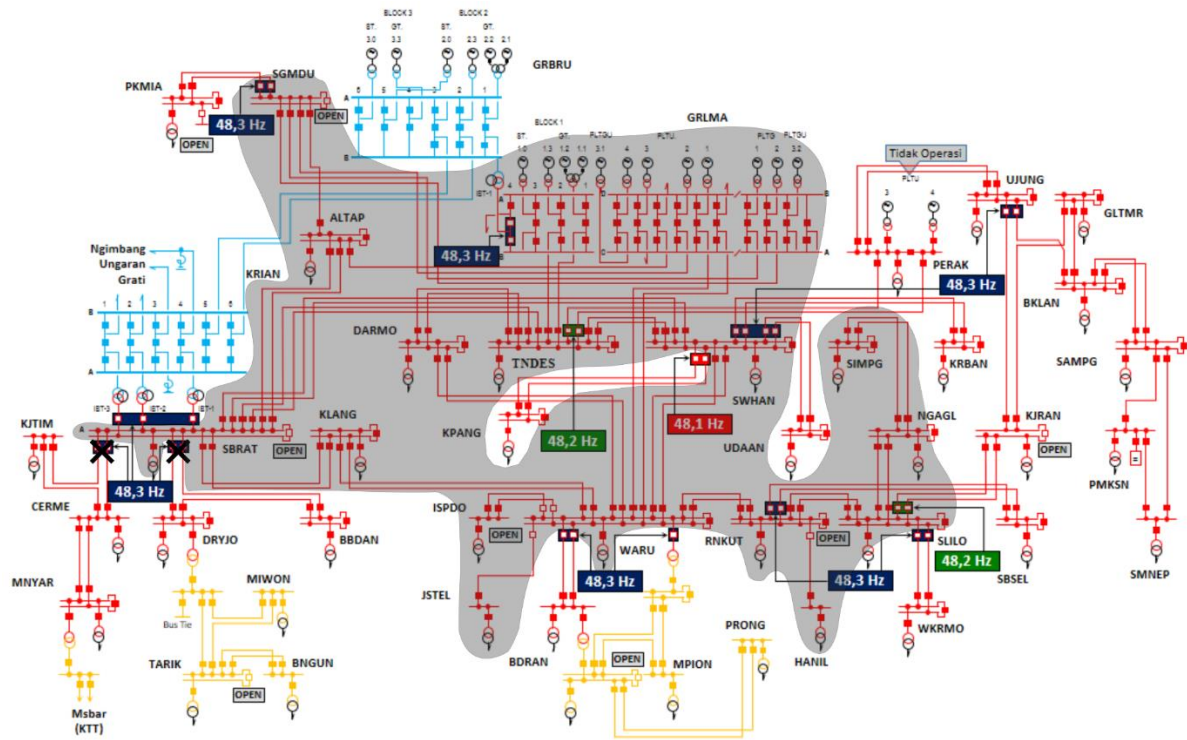
*Islanding* tahap 1 (48,3 Hz) terjadi setelah 0,15 s setelah UFR *islanding* membaca frekuensi trip point nya pada detik 1,28 s. Pada tahap terakhir *islanding* yang terjadi pada detik 1,46 s frekuensi sub sistem tetap turun dan pada akhirnya generator (GT, ST dan TU) Gresik 150 KV harus melakukan operasi *host load* ketika frekuensi menyentuh nilai 47 Hz selama lebih dari 0,5 s. Pada **Gambar 4.8** mengilustrasikan operasi *host load* untuk setiap generator. Setelah generator terlepas dari bebannya, kecepatan rotor seketika terus mengalami percepatan dan menuju ketidakstabilan. Frekuensi dan tegangan sub sistem yang awalnya memiliki nilai 50 Hz dan 0,98 pu (tegangan rata-rata seluruh bus) turun menuju nol.



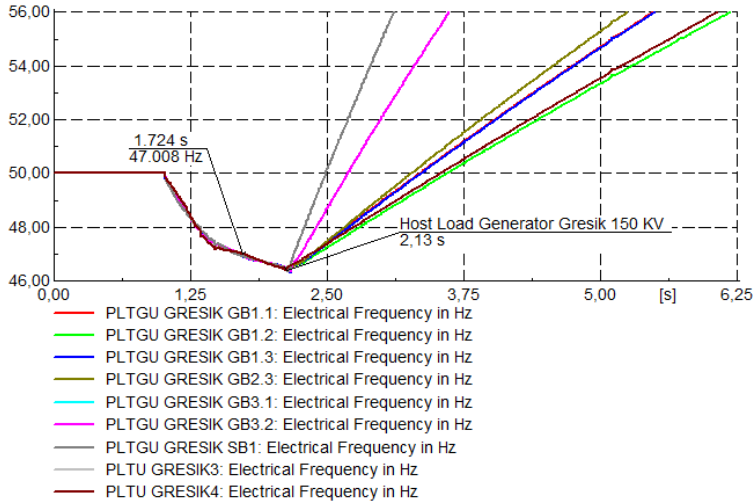
Gambar 4.5 Island Tahap 1 Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV



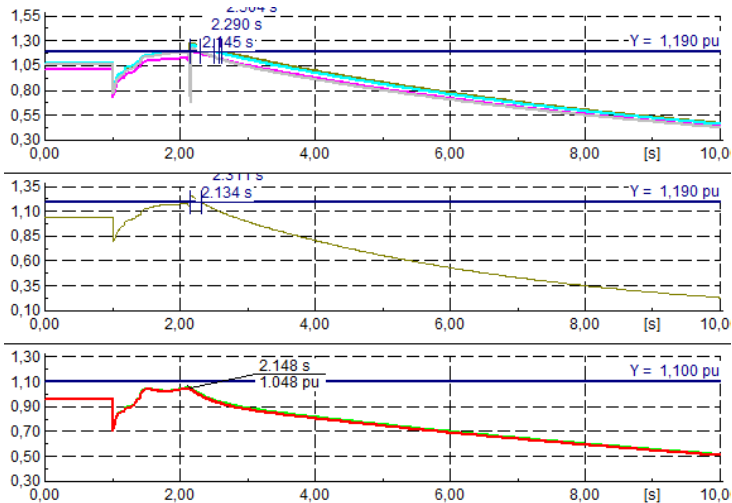
Gambar 4.6 Island Tahap 2 Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV



Gambar 4.7 Island Tahap 3 Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV



**Gambar 4.8** Plot Frekuensi Generator Gresik 150 KV Ketika Terjadi Gangguan



**Gambar 4.9** Fluks Generator Gresik GT, ST dan TU 150 KV

Dari simulasi dan analisis ini dapat disimpulkan bahwa *defense scheme existing* sub sistem Krian- Gresik 150 KV tidak bisa mengatasi masalah kestabilan yang diakibatkan IBT 500/150 KV 1, 2 Surabaya Barat dan IBT 500/150 KV 1 Gresik 150 KV trip. Kondisi ini terjadi karena tidak adanya keseimbangan antara daya beban dan daya pembangkitan di dalam *island*. Suplai daya dari dalam sub sistem sendiri (generator Gresik 150 KV) hanya sebesar 33% dari jumlah total suplai daya keseluruhan. Ketika seluruh IBT trip maka akan kehilangan 67% pasokan daya menuju sub sistem. Atau dengan kata lain, pembebanan pembangkit pada sub sistem Krian- Gresik 150 KV belum menerapkan konsep *regional balance* secara tepat. Sehingga ketika terjadi lepasnya semua IBT 500 KV/150 KV sebagai pemasok daya menuju sub sistem 150 KV dapat menimbulkan ketidakstabilan pada sub sistem tersebut.

#### **4.2 Desain Defense Scheme Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV Tahun 2019**

Dari simulasi *defense scheme existing* Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV menunjukkan bahwa *defense scheme existing* ini belum dapat mengatasi masalah kestabilan sub sistem ketika IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik 150 KV 1 trip. Penyebabnya adalah sebagian besar daya dalam sub sistem disuplai dari IBT 500/150 KV, bukan dari pembangkit yang berada di dalam sub sistem yaitu pembangkit Gresik 150 KV. Artinya, ketika ketiga IBT tersebut trip maka sebagian besar daya yang disuplai ke dalam sub sistem akan hilang. Dengan hilangnya daya suplai ini maka  $P_{Load}$  jauh lebih besar  $P_{Gen}$ . Sehingga, ketika  $P_{Load} > P_{Gen}$  maka frekuensi sub sistem turun. Kondisi  $P_{Load} > P_{Gen}$  masih tetap berlangsung meskipun *island* tahap 3 telah berhasil dilakukan. Sehingga secara otomatis, rele *under frequency* generator Gresik 150 KV melepas generator dari sub sistem.

Salah satu solusi yang dapat digunakan untuk memperbaiki desain *defense scheme existing* ini adalah dengan cara mengatur komposisi suplai daya dari pembangkit Gresik 150 KV dan dari IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 serta IBT 500/150 KV Gresik 150 KV untuk setiap kondisi. Dengan komposisi yang tepat antar penyuplai daya dalam Sub Sistem Krian Gresik 150 KV, diharapkan keseimbangan  $P_{Load}$

dan  $P_{Gen}$  dapat tercapai ketika UFR tahap 1- *islanding* tahap 3 berjalan. Selain itu, karena cara ini dilakukan hampir di setiap kondisi, maka komposisi pembebanan generator Gresik 150 KV yang benar dapat diterapkan pada operasi harian dan Pilpres 2019 dalam kondisi yang aman, meskipun terjadi trip IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik 150 KV 1.

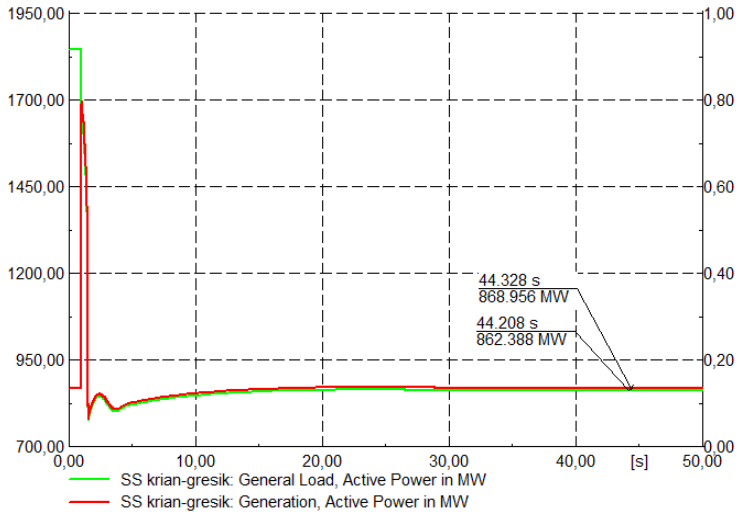
Dalam melakukan setting ulang pembebanan pembangkit, sebagai contohnya diambil pada kondisi beban puncak siang hari kerja. Pada kondisi ini beban sub sistem Krian- Gresik 150 KV sebesar 1848 MW. Dari simulasi dapat diketahui bahwa setelah UFR bekerja dari tahap 1 sampai dengan *islanding* tahap 3, beban sub sistem yang dilepas sebanyak 985,62 MW. Artinya, beban yang bertahan setelah *islanding* tahap 3 adalah:

$$\begin{aligned} \text{Beban Island} &= \text{Beban sub sistem} - \text{Beban yang dilepas} \\ &= 1848 - 985,62 \\ &= 862,38 \text{ MW} \end{aligned}$$

Sehingga, dengan *losses* dalam *island* sebesar 6,56 MW, maka beban KIT dapat dihitung dari:

$$\begin{aligned} \text{Beban KIT} &= \text{Beban Island} + \text{Losses} \\ &= 862,38 + 6,56 \\ &= 869,8 \text{ MW} \end{aligned}$$





**Gambar 4.10** Perbandingan Daya Pembangkitan dan Daya Beban Puncak Siang Ketika *Defense Scheme* Berlangsung

Dari hasil ini, kemudian dilakukan simulasi untuk mengatur pembebanan generator Gresik 150 KV sesuai dengan batasnya serta untuk mendapatkan nilai suplai daya dari IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1.

**Tabel 4.1** Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Puncak Siang Hari Kerja

Generator	MW	MVAR
PLTGU Gresik GT 1.1	73,30	16,46
PLTGU Gresik GT 1.2	73,30	16,46
PLTGU Gresik GT 1.3	73,30	16,46
PLTGU Gresik GT 2.3	73,30	16,46
PLTGU Gresik GT 3.1	73,30	16,46
PLTGU Gresik GT 3.2	73,30	16,46
PLTGU Gresik ST 1	150	80
PLTU Gresik 3	140	70
PLTU Gresik 4	140	70

Generator	MW	MVAR
Jumlah	869,8	318,76

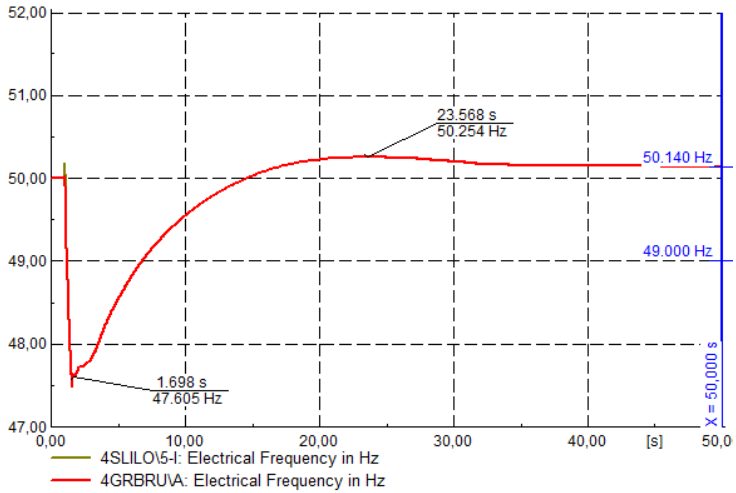
**Tabel 4.2** Suplai Daya Dari IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1

IBT	MW	MVAR
IBT SBBRT 1	345,58	178,59
IBT SBBRT 2	345,58	178,59
IBT GRBRU 1	311,61	76,93
Jumlah	1002,77	434,11

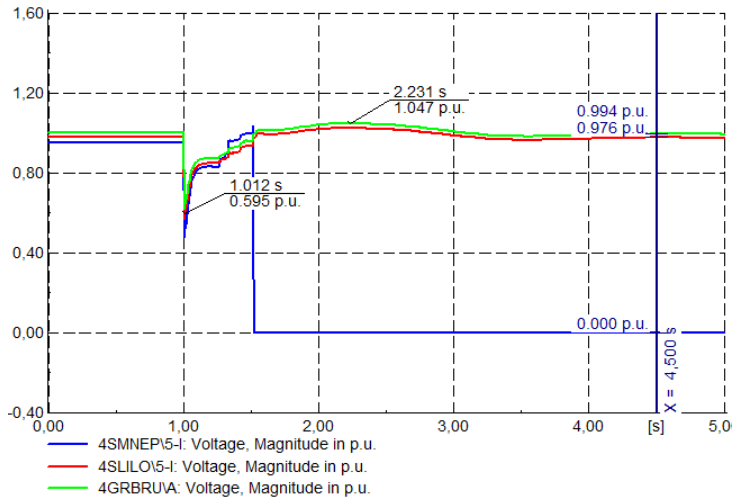
Dengan menggunakan komposisi pembebanan sedemikian rupa, kemudian dilihat output respon tegangan, frekuensi, dan fluks transformer (step up). Hasil respon output pada **Tabel 4.3** menunjukkan bahwa parameter- parameter ini masih di dalam batas yang diizinkan.

**Tabel 4.3** Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan setting ulang pembebanan generator Gresik 150 KV

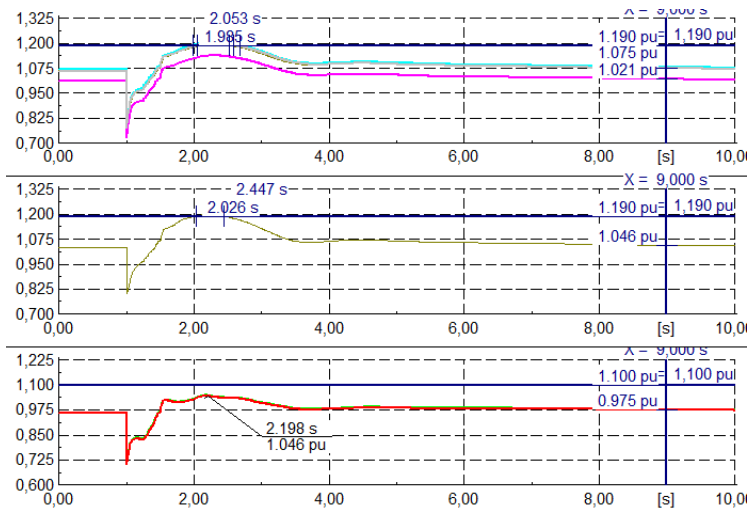
Skema	Freq (Hz)		Tegangan (pu)		Flux (pu)					
					GU		ST		TU	
	Min	Steady State	Min	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State
Beban Puncak Siang Hari Kerja	47,60	50,14	0,59	0,98	1,19 0,07 s	1,06	1,19 0,4 s	1,03	1,03	0,95



**Gambar 4.11** Respon Frekuensi Setelah Dilakukan *Setting* Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV



**Gambar 4.12** Respon Tegangan Setelah Dilakukan *Setting* Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV



**Gambar 4.13** Respon Fluks Transmorfer (Step Up) Generator GT, ST dan TU Setelah Dilakukan *Setting Ulang* Pembebanan Generator Gresik 150 KV

Dari hasil simulasi ini dapat disajikan hasil desain *defense scheme* dalam bentuk persentase komposisi suplai daya dari dalam sub sistem (generator Gresik 150 KV) dan suplai daya dari IBT 500/150 KV. Saat beban puncak siang hari kerja, komposisi suplai dayanya adalah 46 % berasal dari pembangkitan daya generator Gresik 150 KV dan 54% berasal dari IBT 500/150 KV. Dengan cara yang sama, berikut ini adalah hasil desain *defense scheme* yang baru setelah dilakukan *setting ulang* pembebanan generator Gresik 150 KV.

#### 4.2.1 Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Siang Hari Kerja

Melalui simulasi dan analisis, saat beban puncak siang hari kerja idealnya suplai daya dari generator Gresik 150 KV dibandingkan dengan suplai daya dari IBT 500/150 KV adalah 46%:54%. Secara rinci komposisi suplai daya sub sistem Krian- Gresik disajikan dalam **Tabel 4.4** dan **Tabel 4.5**.

**Tabel 4.4** Rangkuman Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Siang Hari Kerja

Kondisi	MW	MVAR
Beban Sub Sistem	1848	609
UFR Tahap Terakhir	<i>Island Tahap 3</i>	
Beban Lepas	986,21	339,14
Beban <i>Island</i>	861,79	269,86
<i>Losses Island</i>	6,60	44,54
Pembebanan Pembangkit	868,96	314
Pembebanan IBT	1003,88	433,47
Komposisi $P_{Gen}:P_{IBT}$	46%:54%	42%:58%

Hasil dari respon frekuensi, tegangan dan fluks setelah terjadi gangguan IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1 trip adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.5** Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan *Setting* Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Puncak Siang Hari Kerja

Skema	Freq (Hz)		Tegangan (pu)		Flux (pu)					
					GU		ST		TU	
	Min	Steady State	Min	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State
Beban Puncak Siang Hari Kerja	47,60	50,14	0,59	0,98	1,19 0,07 s	1,06	1,19 0,4 s	1,03	1,03	0,95

#### 4.2.2 Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Siang Hari Minggu

Melalui simulasi dan analisis, saat beban puncak siang hari minggu idealnya suplai daya dari generator Gresik 150 KV dibandingkan dengan suplai daya dari IBT 500/150 KV adalah 46%:54%. Secara rinci komposisi suplai daya sub sistem Krian- Gresik disajikan dalam **Tabel 4.6** dan **Tabel 4.7**.

**Tabel 4.6** Rangkuman Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Siang Hari Minggu

Kondisi	MW	MVAR
Beban Sub Sistem	1331	439
UFR Tahap Terakhir	Island Tahap 3	
Beban Lepas	715,49	253,66
Beban <i>Island</i>	615,51	185,34
<i>Losses Island</i>	3,30	11,27
Pembebanan Pembangkit	619	197
Pembebanan IBT	724,94	333,35
Komposisi $P_{Gen}:P_{IBT}$	46%:54%	36%:74%

Hasil dari respon frekuensi, tegangan dan fluks setelah terjadi gangguan IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1 trip adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.7** Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan *Setting* Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Puncak Siang Hari Minggu

Skema	Freq (Hz)		Tegangan (pu)		Flux (pu)					
					GU		ST		TU	
	Min	Steady State	Min	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State
Beban Puncak Siang Hari Minggu	47,78	50,13	0,81	0,97	1,14	1,07	1,13	1,04	1,01	0,97

#### 4.2.3 Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Malam Hari Kerja

Melalui simulasi dan analisis, saat beban puncak malam hari kerja idealnya suplai daya dari generator Gresik 150 KV dibandingkan dengan suplai daya dari IBT 500/150 KV adalah 44%:56%. Secara rinci komposisi suplai daya sub sistem Krian- Gresik disajikan dalam **Tabel 4.8** dan **Tabel 4.9**.

**Tabel 4.8** Rangkuman Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Malam Hari Kerja

Kondisi	MW	MVAR
Beban Sub Sistem	1854	537
UFR Tahap Terakhir	Island Tahap 3	
Beban Lepas	1026,7	288,21
Beban <i>Island</i>	827,3	248,79
<i>Losses Island</i>	5,92	40,16
Pembebanan Pembangkit	833	288,4
Pembebanan IBT	1054,79	302,58
Komposisi $P_{Gen}:P_{IBT}$	44%:56%	49%:51%

Hasil dari respon frekuensi, tegangan dan fluks setelah terjadi gangguan IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1 trip adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.9** Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan *Setting* Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Puncak Malam Hari Kerja

Skema	Freq (Hz)		Tegangan (pu)		Flux (pu)					
					GU		ST		TU	
	Min	Steady State	Min	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State
Beban Puncak Malam Hari Kerja	47,50	50,13	0,62	0,97	1,19 1,2 s	1,081	1,17	1,05	1,05	0,98

#### 4.2.4 Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Malam Hari Minggu

Melalui simulasi dan analisis, saat beban puncak malam hari minggu idealnya suplai daya dari generator Gresik 150 KV dibandingkan dengan suplai daya dari IBT 500/150 KV adalah 44%:56%. Secara rinci komposisi suplai daya sub sistem Krian- Gresik disajikan dalam **Tabel 4.10** dan **Tabel 4.11**.

**Tabel 4.10** Rangkuman Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Puncak Malam Hari Minggu

Kondisi	MW	MVAR
Beban Sub Sistem	1480	428,6
UFR Tahap Terakhir	Island Tahap 3	
Beban Lepas	824,44	238,03
Beban <i>Island</i>	655,56	190,57
<i>Losses Island</i>	3,68	14,53



Kondisi	MW	MVAR
Pembebanan Pembangkit	659	205
Pembebanan IBT	842,14	229,82
Komposisi P <sub>Gen</sub> :P <sub>IBT</sub>	44%:56%	47%:53%

Hasil dari respon frekuensi, tegangan dan fluks setelah terjadi gangguan IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1 trip adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.11** Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan *Setting* Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Puncak Malam Hari Minggu

Skema	Freq (Hz)		Tegangan (pu)		Flux (pu)					
					GU		ST		TU	
	Min	Steady State	Min	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State
Beban Puncak Malam Hari Minggu	47,65	50,13	0,85	0,99	1,14	1,08	1,11	1,03	1,03	1,021

#### 4.2.5 Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rendah Hari Kerja

Melalui simulasi dan analisis, saat beban rendah hari kerja idealnya suplai daya dari generator Gresik 150 KV dibandingkan dengan suplai daya dari IBT 500/150 KV adalah 45%:55%. Secara rinci komposisi suplai daya sub sistem Krian- Gresik disajikan dalam **Tabel 4.12** dan **Tabel 4.13**.

**Tabel 4.12** Rangkuman Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rendah Hari Kerja

Kondisi	MW	MVAR
Beban Sub Sistem	1253	401,4
UFR Tahap Terakhir	Island Tahap 3	
Beban Lepas	683,07	240,09
Beban <i>Island</i>	569,93	161,31
<i>Losses Island</i>	2,97	0,54
Pembebanan Pembangkit	573	162
Pembebanan IBT	691,74	159,16
Komposisi P <sub>Gen</sub> :P <sub>IBT</sub>	45%:55%	50%:50%

Hasil dari respon frekuensi, tegangan dan fluks setelah terjadi gangguan IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1 trip adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.13** Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan *Setting* Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Rendah Hari Kerja

Skema	Freq (Hz)		Tegangan (pu)		Flux (pu)					
					GU		ST		TU	
	Min	Steady State	Min	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State
Beban Rendah Hari Kerja	47,81	50,13	0,88	0,99	1,13	1,06	1,10	1,03	1,02	0,95

#### 4.2.6 Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rendah Hari Minggu

Melalui simulasi dan analisis, saat beban rendah hari minggu idealnya suplai daya dari generator Gresik 150 KV dibandingkan dengan

suplai daya dari IBT 500/150 KV adalah 45%:55%. Secara rinci komposisi suplai daya sub sistem Krian- Gresik disajikan dalam **Tabel 4.14** dan **Tabel 4.15**.

**Tabel 4.14** Rangkuman Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rendah Hari Minggu

Kondisi	MW	MVAR
Beban Sub Sistem	1097	352
UFR Tahap Terakhir	Island Tahap 3	
Beban Lepas	600,59	211,95
Beban <i>Island</i>	496,41	140,05
<i>Losses Island</i>	2,30	1,52
Pembebanan Pembangkit	499	141
Pembebanan IBT	608,44	290,82
Komposisi $P_{Gen}:P_{IBT}$	45%:55%	30%:70%

Hasil dari respon frekuensi, tegangan dan fluks setelah terjadi gangguan IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1 trip adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.15** Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan *Setting* Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Rendah Hari Minggu

Skema	Freq (Hz)		Tegangan (pu)		Flux (pu)					
					GU		ST		TU	
	Min	Steady State	Min	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State
Beban Rendah Hari Minggu	47,92	50,13	0,92	0,99	1,61	1,06	1,10	1,03	1,01	0,95

#### 4.2.7 Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rata- Rata Hari Kerja

Melalui simulasi dan analisis, saat beban rata- rata hari kerja idealnya suplai daya dari generator Gresik 150 KV dibandingkan dengan suplai daya dari IBT 500/150 KV adalah 44%:56%. Secara rinci komposisi suplai daya sub sistem Krian- Gresik disajikan dalam **Tabel 4.16** dan **Tabel 4.17**.

**Tabel 4.16** Rangkuman Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rata- Rata Hari Kerja

Kondisi	MW	MVAR
Beban Sub Sistem	1602	515
UFR Tahap Terakhir	Island Tahap 3	
Beban Lepas	887	304,71
Beban <i>Island</i>	715	210,29
<i>Losses Island</i>	4,55	23,55
Pembebanan Pembangkit	719	234
Pembebanan IBT	905,27	385,46
Komposisi $P_{Gen}:P_{IBT}$	44%:56%	38%:62%

Hasil dari respon frekuensi, tegangan dan fluks setelah terjadi gangguan IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1 trip adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.17** Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan *Setting* Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Rata- Rata Hari Kerja

Skema	Freq (Hz)		Tegangan (pu)		Flux (pu)					
					GU		ST		TU	
	Min	Steady State	Min	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State
Beban Rata-Rata Hari Kerja	47,64	50,13	0,68	0,98	1,16	1,06	1,14	1,03	1,03	0,95

#### 4.2.8 Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rata- Rata Hari Minggu

Melalui simulasi dan analisis, saat beban rata- rata hari minggu idealnya suplai daya dari generator Gresik 150 KV dibandingkan dengan suplai daya dari IBT 500/150 KV adalah 44%:56%. Secara rinci komposisi suplai daya sub sistem Krian- Gresik disajikan dalam **Tabel 4.18** dan **Tabel 4.19**

**Tabel 4.18** Rangkuman Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Rata- Rata Hari Minggu

Kondisi	MW	MVAR
Beban Sub Sistem	1301	418
UFR Tahap Terakhir	Island Tahap 3	
Beban Lepas	723,33	252,25
Beban <i>Island</i>	577,67	165,75
<i>Losses Island</i>	3,00	7,58
Pembebanan Pembangkit	581	173
Pembebanan IBT	735,17	327,93
Komposisi $P_{Gen}:P_{IBT}$	44%:56%	35%:65%

Hasil dari respon frekuensi, tegangan dan fluks setelah terjadi gangguan IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1 trip adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.19** Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan *Setting* Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Rata- Rata Hari Minggu

Skema	Freq (Hz)		Tegangan (pu)		Flux (pu)					
					GU		ST		TU	
	Min	Steady State	Min	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State
Beban Rata-Rata Hari Minggu	47,78	50,13	0,84	0,99	1,13	1,06	1,11	1,02	1,01	0,95

#### 4.2.9 Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Beban Minimal Pilpres Siang

Melalui simulasi dan analisis, saat beban minimal Pilpres siang idealnya suplai daya dari generator Gresik 150 KV dibandingkan dengan suplai daya dari IBT 500/150 KV adalah 45%:55%. Secara rinci komposisi suplai daya sub sistem Krian- Gresik disajikan dalam **Tabel 4.20** dan **Tabel 4.21**.

**Tabel 4.20** Rangkuman Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Minimal Pilpres Siang

Kondisi	MW	MVAR
Beban Sub Sistem	1103	353,6
UFR Tahap Terakhir	Island Tahap 3	
Beban Lepas	602,08	212,63
Beban <i>Island</i>	500,92	140,97
<i>Losses Island</i>	2,33	1,79

Kondisi	MW	MVAR
Pembebanan Pembangkit	503	143
Pembebanan IBT	610,8	292,07
Komposisi P <sub>Gen</sub> :P <sub>IBT</sub>	45%:55%	32%:68%

Hasil dari respon frekuensi, tegangan dan fluks setelah terjadi gangguan IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1 trip adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.21** Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan *Setting* Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Minimal Pilpres Siang

Skema	Freq (Hz)		Tegangan (pu)		Flux (pu)					
					GU		ST		TU	
	Min	Steady State	Min	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State
Beban Minimal Pilpres Siang	47,92	50,13	0,90	0,99	1,11	1,06	1,09	1,02	1,00	0,95

#### 4.2.10 Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Beban Maksimal Pilpres Siang

Melalui simulasi dan analisis, saat beban maksimal Pilpres siang idealnya suplai daya dari generator Gresik 150 KV dibandingkan dengan suplai daya dari IBT 500/150 KV adalah 45%:55%. Secara rinci komposisi suplai daya sub sistem Krian- Gresik disajikan dalam **Tabel 4.22** dan **Tabel 4.23**.

**Tabel 4.22** Rangkuman Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Maksimal Pilpres Siang

Kondisi	MW	MVAR
Beban Sub Sistem	1354	434
UFR Tahap Terakhir	Island Tahap 3	
Beban Lepas	736,71	257,23
Beban <i>Island</i>	617,29	176,77
<i>Losses Island</i>	3,45	11,65
Pembebanan Pembangkit	622	188
Pembebanan IBT	747,98	336,45
Komposisi P <sub>Gen</sub> :P <sub>IBT</sub>	45%:55%	46%:54%

Hasil dari respon frekuensi, tegangan dan fluks setelah terjadi gangguan IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1 trip adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.23** Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan *Setting* Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Maksimal Pilpres Siang

Skema	Freq (Hz)		Tegangan (pu)		Flux (pu)					
					GU		ST		TU	
	Min	Steady State	Min	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State
Beban Maksimal Pilpres Siang	47,76	50,14	0,83	0,98	1,13	1,06	1,11	1,02	1,02	0,95

#### 4.2.11 Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Beban Minimal Pilpres Malam

Melalui simulasi dan analisis, saat beban minimal Pilpres malam idealnya suplai daya dari generator Gresik 150 KV dibandingkan dengan



suplai daya dari IBT 500/150 KV adalah 42%:58%. Secara rinci komposisi suplai daya sub sistem Krian- Gresik disajikan dalam **Tabel 4.24** dan **Tabel 4.25**.

**Tabel 4.24** Rangkuman Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Minimal Pilpres Malam

Kondisi	MW	MVAR
Beban Sub Sistem	1350	375,42
UFR Tahap Terakhir	Island Tahap 3	
Beban Lepas	771,7	212,06
Beban <i>Island</i>	578,3	163,36
<i>Losses Island</i>	2,94	6,70
Pembebanan Pembangkit	581	170
Pembebanan IBT	789,35	205,42
Komposisi $P_{Gen}:P_{IBT}$	42%:58%	44%:56%

Hasil dari respon frekuensi, tegangan dan fluks setelah terjadi gangguan IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1 trip adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.25** Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan *Setting* Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Minimal Pilpres Malam

Skema	Freq (Hz)		Tegangan (pu)		Flux (pu)					
					GU		ST		TU	
	Min	Steady State	Min	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State
Beban Minimal Pilpres Malam	47,71	50,14	0,87	0,99	1,14	1,07	1,11	1,03	1,02	0,96

#### 4.2.12 Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Beban Maksimal Pilpres Malam

Melalui simulasi dan analisis, saat beban maksimal Pilpres malam idealnya suplai daya dari generator Gresik 150 KV dibandingkan dengan suplai daya dari IBT 500/150 KV adalah 42%:58%. Secara rinci komposisi suplai daya sub sistem Krian- Gresik disajikan dalam **Tabel 4.24** dan **Tabel 4.25**.

**Tabel 4.26** Rangkuman Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian Gresik 150 KV Pada Beban Maksimal Pilpres Malam

Kondisi	MW	MVAR
Beban Sub Sistem	1551	431
UFR Tahap Terakhir	Island Tahap 3	
Beban Lepas	884,1	239,39
Beban <i>Island</i>	666,9	191,61
<i>Losses Island</i>	3,87	16,00
Pembebanan Pembangkit	670	207,4
Pembebanan IBT	908,11	242,2
Komposisi $P_{Gen}:P_{IBT}$	42%:58%	46%:54

Hasil dari respon frekuensi, tegangan dan fluks setelah terjadi gangguan IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1 trip adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.27** Respon Frekuensi, Tegangan dan Fluks Setelah Dilakukan *Setting* Ulang Pembebanan Generator Gresik 150 KV Beban Maksimal Pilpres Malam

Skema	Freq (Hz)		Tegangan (pu)		Flux (pu)					
					GU		ST		TU	
	Min	Steady State	Min	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State	Max	Steady State
Beban Maksimal Piplres Malam	47,58	50,13	0,79	0,99	1,16	1,08	1,14	1,05	1,04	0,98

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB 5

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Dari tugas akhir “Desain *Defense Scheme* Sub Sistem Krian-Gresik 150 KV Tahun 2019” ini dapat diambil kesimpulan, yaitu:

1. Kondisi *defense scheme* eksisting sub sistem Krian- Gresik 150 KV tidak bisa mengatasi gangguan lepasnya IBT 500/150 KV Surabaya Barat 1, 2 dan IBT 500/150 KV Gresik Baru 1. Penyebabnya adalah 67% suplai daya menuju sub sistem berasal dari jaringan Jawa Bali 500 KV, bukan dari pembangkitan generator Gresik 150 KV sendiri. Ketika ketiga IBT tersebut trip maka keseimbangan daya dalam *island* akan hilang. Tahap *defense scheme* yang berlangsung sampai dengan *host load* seluruh generator Gresik 150 KV, artinya seluruh daerah dalam sub sistem Krian- Gresik 150 KV mengalami *blackout* (tegangan dan frekuensi bernilai nol).
2. Komposisi suplai daya yang bersumber dari pembangkitan daya generator Gresik 150 KV berkisar antara 42% - 46% pada setiap kondisi (**Tabel 5.1**).
3. Kondisi respon frekuensi dalam sub sistem Krian- Gresik 150 KV setelah mengatur ulang pembebanan pembangkit Gresik 150 KV *steady state* pada nilai 50,13 Hz. Sementara itu respon tegangan pada GI 150 KV berkisar 0,98 pu (**Tabel 5.1**).

#### 5.2 Saran

Dalam menyelesaikan tugas akhir ini tentunya terdapat beberapa hal yang bisa disempurnakan, antara lain:

1. Semakin lengkap data generator maka hasil simulasi semakin mendekati nyata.
2. Pembebanan generator pada tugas akhir ini hanya mempertimbangkan sisi keamanan saja. Alangkah lebih baik apabila pembebanan generator dilakukan dengan memperhatikan *cost function* masing- masing generator. Tujuannya adalah selain aman, tetapi juga mendapatkan pembangkitan dengan harga yang lebih ekonomis.

**Tabel 5.1** Kesimpulan Komposisi Suplai Daya Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV Tahun 2019

Kondisi		Beban Puncak Siang-Hari Minggu	Beban Puncak Siang-Hari Kerja	Beban Puncak Malam-Hari Minggu	Beban Puncak Malam-Hari Kerja	Beban Rata-Rata-Hari Minggu	Beban Rata-Rata-Hari Kerja	Beban Rendah-Hari Minggu	Beban Rendah-Hari Kerja	Beban Pilpres Siang-Min	Beban Pilpres Siang-Max	Beban Pilpres Malam-Min	Beban Pilpres Malam-Max
Demand (MW)		1331	1848	1480	1854	1301,45	1602	1097	1253	1103	1356	1350	1551
Suplai Daya (MW)	P Generator	618,64	869,8	659,2	833,2	580,78	719,2	499	573	503,2	622	581,2	670
	P IBT	724,94	1002,77	842,14	1054,79	735,17	905,27	608,44	691,74	610,8	747,98	789,35	908,11
	Total	1343,58	1872,57	1501,34	1887,99	1315,95	1624,47	1107,44	1264,74	1114	1369,98	1370,55	1578,11
	P Gen : P IBT (%)	46%:54%	46%:54%	44%:56%	44%:56%	44%:56%	44%:56%	45%:55%	45%:55%	45%:55%	45%:55%	42%:58%	42%:58%
Tahap Terakhir Load Shedding		Island Tahap 3	Island Tahap 3	Island Tahap 3	Island Tahap 3	Island Tahap 3	Island Tahap 3	Island Tahap 3	Island Tahap 3	Island Tahap 3	Island Tahap 3	Island Tahap 3	Island Tahap 3
F (Hz)	Terendah	47,783	47,6	47,65	47,505	47,78	47,648	47,924	47,817	47,92	47,769	47,719	47,583
	Steady State	50,13	50,14	50,137	50,136	50,137	50,131	50,138	50,137	50,136	50,142	50,14	50,134
V (pu)	Terendah	0,817	0,595	0,851	0,662	0,844	0,684	0,926	0,889	0,902	0,836	0,872	0,791
	Steady State	0,989	0,976	0,995	0,986	0,992	0,985	0,996	0,992	0,99	0,984	0,999	0,995
Flux (V/Hz)	GT												
	Max	1,145	1,19 pu 0,07 s	1,145	1,19 pu 1,2 s	1,132	1,163	1,618	1,134	1,118	1,137	1,146	1,167

Kondisi		Beban Puncak Siang-Hari Minggu	Beban Puncak Siang-Hari Kerja	Beban Puncak Malam-Hari Minggu	Beban Puncak Malam-Hari Kerja	Beban Rata-Rata-Hari Minggu	Beban Rata-Rata-Hari Kerja	Beban Rendah-Hari Minggu	Beban Rendah-Hari Kerja	Beban Pilpres Siang-Min	Beban Pilpres Siang-Max	Beban Pilpres Malam-Min	Beban Pilpres Malam-Max
ST	Steady State	1,077	1,075	1,084	1,081	1,065	1,065	1,065	1,062	1,064	1,064	1,073	1,086
	Max	1,13	1,19 pu 0,4 s	1,119	1,175	1,114	1,147	1,104	1,108	1,094	1,112	1,115	1,141
	Steady State	1,049	1,046	1,034	1,053	1,029	1,03	1,033	1,033	1,024	1,025	1,032	1,053
TU	Max	1,011	1,046	1,038	1,05	1,013	1,033	1,019	1,023	1,004	1,023	1,029	1,04
	Steady State	0,978	1,975	1,021	0,982	0,952	0,954	0,959	0,956	0,952	0,953	0,963	0,987

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



## DAFTAR PUSTAKA

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. Amerika Serikat: McGraw-Hill.
- [2] P. Kundur *dkk.*, “Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, hlm. 1387–1401, Agu 2004.
- [3] Yu-Lung Ke, Chen-Ting Hsu, dan Chao-Shun Chen, “Protective relay setting of the tie line tripping and load shedding for the industrial power system,” dalam *1999 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (Cat. No.99CH36371)*, 1999, hlm. 7 pp.
- [4] B. Khaki dan S. Montaser Kouhsari, “Proper setting of underfrequency load shedding relays in industrial plants,” dalam *2010 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2010, hlm. 198–201.
- [5] B. Delfino, S. Massucco, A. Morini, P. Scalera, dan F. Silvestro, “Implementation and comparison of different under frequency load-shedding schemes,” dalam *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)*, 2001, vol. 1, hlm. 307–312 vol.1.
- [6] M. Pavella, D. Ernst, dan D. Ruiz-Vega, *Transient Stability Of Power System- An Unified Approach to Assessment and Control*. Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [7] T. Mu, Z. Wei, C. Gong, dan Z. Huang, “Feasible region of under-frequency load shedding and its application,” dalam *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, 2011, vol. 1, hlm. 298–302.
- [8] A. A. M. Zin, H. M. Hafiz, dan W. K. Wong, “Static and dynamic under-frequency load shedding: a comparison,” dalam *2004 International Conference on Power System Technology, 2004. PowerCon 2004.*, 2004, vol. 1, hlm. 941-945 Vol.1.
- [9] “IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants,” *ANSI/IEEE Std C37.106-1987*, hlm. 1–32, Jul 1987.
- [10] “Rencana Operasi Tahun 2013 Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali.” PLN P2B, 2013.
- [11] H. Saadat, *Power System Analysis*. Singapore: McGraw-Hill, 1999.

- [12] S. J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*, 5 ed. Melbourne: McGraw-Hill.
- [13] T. Adriel Perez, *Modelling Aggregate Loads In Power Systems*, Electrical Engineering. Stockholm, Swedia: KTH Royal Institute of Technology, 2017.
- [14] S. Bhaladhare, A. Telang, dan P. Bedekar, “P-V, Q-V Curve – A Novel Approach for Voltage Stability Analysis,” dipresentasikan pada National Conference on Innovative Paradigms in Engineering & Technology, 2013, hlm. 31–35.
- [15] “Defend Scheme Mechanism In Power System.” School of Electrical Engineering and Informatics, Institut Teknologi Bandung.

## LAMPIRAN

**Lampiran 1** Data Persebaran Beban Sub Sistem Krian- Gresik 150 KV Tahun 2019

TRAFO DISTRIBUSI	BEBAN HARI KERJA								BEBAN HARI MINGGU								BEBAN PILPRES							
	05.30		14.00		18.00		AVERAGE		06.30		14.00		18.00		AVERAGE		07.00		17.00		20.30		00.00	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
4ALTAP5_TD1	6,38	2,37	17,66	5,91	13,25	3,77	7,33	3,00	5,59	2,07	12,72	4,26	10,58	3,01	5,95	2,44	5,62	2,09	6,90	2,56	7,74	2,91	6,74	2,53
4ALTAP5_TD2	8,28	1,59	21,65	6,54	15,65	3,52	7,91	1,30	7,25	1,39	15,59	4,71	12,49	2,81	6,42	1,06	7,29	1,40	8,95	1,72	10,46	2,24	9,10	1,95
4ALTAP5_TD3	3,24	0,80	6,70	0,57	5,85	0,23	4,55	1,35	2,84	0,70	4,82	0,41	4,67	0,18	3,69	1,09	2,86	0,70	3,51	0,86	3,33	0,80	2,90	0,69
4BAMBE5_TD1	18,17	9,29	21,33	10,26	18,45	7,94	21,28	10,76	15,11	8,13	15,36	7,39	14,73	6,34	17,28	8,74	16,00	8,18	19,65	10,04	19,84	9,45	17,27	8,22
4BAMBE5_TD2	7,70	2,31	13,25	4,27	11,25	3,43	8,58	3,27	6,74	2,02	9,54	3,07	8,98	2,74	6,97	2,66	6,79	2,04	8,33	2,50	7,28	1,79	6,33	1,56
4BDRAN4_TD5	2,37	0,76	8,13	2,89	7,60	2,05	6,37	2,13	2,97	0,66	5,85	2,08	6,06	1,64	5,18	1,73	2,09	0,67	2,56	0,82	3,06	0,81	2,67	0,70
4BDRAN5_TD2	36,66	11,60	50,00	14,77	48,39	13,29	39,18	11,70	33,00	10,16	36,01	10,64	38,63	10,61	31,82	9,51	32,29	10,22	39,64	12,54	31,37	9,18	27,30	7,99
4BDRAN5_TD3	13,49	3,99	35,51	12,89	31,33	10,09	18,03	5,50	11,01	3,49	25,57	9,29	25,01	8,05	14,64	4,47	11,88	3,52	14,59	4,32	15,32	3,92	13,34	3,42
4BDRAN5_TD4	14,84	5,73	28,03	11,41	21,01	7,46	22,84	7,84	12,19	5,01	20,19	8,22	16,77	5,96	18,55	6,37	13,07	5,04	16,05	6,19	18,01	6,07	15,67	5,28
4BDRAN5_TD5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4BDRAN5_TD6	21,39	5,43	43,36	13,91	40,13	10,96	24,63	6,53	18,73	4,75	31,23	10,01	32,03	8,75	20,01	5,31	18,84	4,78	23,13	5,87	24,60	5,41	21,42	4,71
4BKLAN5_TD1	21,47	7,10	22,67	6,93	34,29	5,71	27,62	9,46	18,80	6,22	16,32	4,99	27,37	4,56	22,44	7,68	18,91	6,25	23,22	7,68	35,43	6,51	30,84	5,67
4BKLAN5_TD2	11,48	4,26	11,54	4,31	18,01	4,37	13,67	5,11	10,25	3,73	8,31	3,10	14,38	3,49	11,10	4,15	10,11	3,75	12,42	4,61	18,35	4,48	15,97	3,90
4DARMO5_TD1	31,81	7,64	44,66	11,01	45,36	10,45	44,68	10,94	27,85	6,69	32,16	7,93	36,21	8,34	36,29	8,89	28,02	6,73	34,40	8,26	38,43	8,97	33,45	7,81
4DARMO5_TD2	24,79	5,80	21,29	5,74	22,91	6,05	25,87	6,45	21,10	5,08	15,33	4,13	18,29	4,83	21,01	5,24	21,84	5,11	26,81	6,28	30,10	6,94	26,20	6,04
4DARMO5_TD3	13,27	4,29	17,71	5,11	18,19	5,35	19,55	5,50	11,62	3,75	12,76	3,68	14,52	4,27	15,88	4,47	11,69	3,78	14,35	4,64	15,24	4,75	13,26	4,14
4GLTMR5_TD1	2,40	0,87	3,60	1,14	3,67	0,87	2,99	1,00	2,20	0,76	2,59	0,82	2,93	0,70	2,43	0,82	2,11	0,77	2,59	0,94	3,48	0,84	3,03	0,73
4GLTMR5_TD2	3,42	1,18	4,12	1,56	4,68	1,14	4,18	1,56	2,19	1,03	2,97	1,13	3,74	0,91	3,39	1,26	3,01	1,04	3,69	1,28	4,77	1,08	4,15	0,94
4GRBRU5_SST1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4GRLMA5_SST-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4GRLMA5_SST-2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4GSARI5_TM	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4HANIL5_LKTT	3,01	0,00	0,53	0,00	0,48	0,00	0,55	0,00	2,64	0,00	0,38	0,00	0,38	0,00	0,45	0,00	2,65	0,00	3,26	0,00	0,68	0,00	0,59	0,00
4INDSM5_TDKTT1	1,72	0,48	12,55	7,14	13,09	7,61	0,81	0,00	1,50	0,42	9,04	5,14	10,45	6,07	0,66	0,00	1,51	0,42	1,86	0,52	0,71	0,00	0,62	0,00

TRAFO DISTRIBUSI	BEBAN HARI KERJA								BEBAN HARI MINGGU								BEBAN PILPRES							
	05.30		14.00		18.00		AVERAGE		06.30		14.00		18.00		AVERAGE		07.00		17.00		20.30		00.00	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
4ISPDO5_TDKTT1	47,38	18,05	68,22	24,76	82,85	28,99	90,33	37,67	41,49	15,80	49,13	17,84	66,14	23,14	73,36	30,60	41,74	15,89	51,24	19,51	81,07	25,21	70,56	21,94
4ISPDO5_TDKTT2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4KDING5_TD1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4KJRAN5_TD1	23,22	7,03	34,61	11,28	34,60	10,61	27,99	8,65	20,33	6,16	24,93	8,12	27,62	8,47	22,74	7,03	20,45	6,19	25,11	7,60	29,82	8,52	25,96	7,41
4KJRAN5_TD2	26,67	8,02	34,66	10,84	37,45	10,57	34,03	10,28	23,35	7,02	24,96	7,81	29,90	8,44	27,64	8,35	23,49	7,06	28,84	8,67	34,19	9,15	29,76	7,97
4KJRAN5_TD3	10,84	3,37	17,43	5,55	18,87	5,62	17,66	5,78	9,49	2,95	12,55	4,00	15,06	4,49	14,34	4,70	9,55	2,97	11,72	3,64	14,31	4,21	12,45	3,66
4KLANG5_TD1	16,22	4,25	24,97	7,22	24,39	6,06	21,03	5,67	14,90	3,72	17,99	5,20	19,47	4,84	17,08	4,61	14,29	3,74	17,54	4,60	20,64	4,68	17,96	4,07
4KLANG5_TD2	23,72	6,33	26,02	7,46	28,84	7,28	24,27	7,01	20,76	5,54	18,74	5,37	23,02	5,82	19,71	5,69	20,89	5,58	25,64	6,85	28,27	6,20	24,61	5,40
4KLSRI5_TD1	7,80	3,38	8,21	3,44	8,60	3,65	10,28	4,35	6,13	2,96	5,91	2,48	6,87	2,92	8,35	3,53	6,87	2,97	8,43	3,65	8,79	3,83	7,65	3,33
4KPANG5_TD1	20,64	6,72	34,74	10,82	30,35	9,52	33,65	10,18	18,97	5,88	25,02	7,79	24,23	7,60	27,33	8,27	18,18	5,92	22,31	7,26	24,20	7,55	21,06	6,57
4KPANG5_TD2	14,02	5,61	15,17	5,98	15,60	6,01	18,21	7,48	12,17	4,91	10,92	4,30	12,45	4,80	14,79	6,07	12,35	4,94	15,16	6,07	15,74	6,18	13,70	5,38
4KRBAN5_TD1	12,77	4,75	25,85	8,92	18,26	5,00	17,04	6,64	11,28	4,16	18,62	6,42	14,58	3,99	13,84	5,40	11,25	4,18	13,81	5,14	13,44	4,13	11,70	3,59
4KRBAN5_TD2	16,70	5,62	22,24	7,30	21,27	6,74	19,22	6,46	14,62	4,92	16,02	5,26	16,98	5,38	15,61	5,25	14,71	4,95	18,06	6,08	21,22	7,24	18,47	6,30
4KRBAN5_TD3	4,76	0,97	6,60	1,85	6,79	1,65	5,88	1,32	4,17	0,85	4,76	1,33	5,42	1,32	4,78	1,08	4,19	0,85	5,15	1,05	5,55	1,06	4,83	0,92
4MPION4_TDKTT	0,56	0,00	23,84	10,16	16,99	8,27	13,02	1,08	0,49	0,00	17,17	7,32	13,56	6,60	10,57	0,88	0,49	0,00	0,60	0,00	4,35	0,00	3,78	0,00
4NGAGL5_TD1	14,02	5,61	15,17	5,98	15,60	6,01	18,21	7,48	12,97	4,91	10,92	4,30	12,45	4,80	14,79	6,07	12,35	4,94	15,16	6,07	15,74	6,18	13,70	5,38
4NGAGL5_TD2	22,04	7,03	31,85	10,49	30,35	9,38	33,02	10,88	19,19	6,16	22,94	7,56	24,23	7,49	26,82	8,84	19,41	6,19	23,83	7,60	26,07	8,21	22,69	7,14
4PERAK5_TD1	4,86	1,55	12,41	4,34	11,08	3,69	7,76	2,33	4,16	1,36	8,94	3,13	8,85	2,95	6,30	1,89	4,28	1,37	5,26	1,68	5,92	1,68	5,15	1,46
4PKMIA5_TD1	11,03	6,75	9,14	3,84	9,05	3,77	10,65	4,44	9,66	5,91	6,58	2,76	7,22	3,01	8,65	3,60	9,72	5,95	11,93	7,30	11,96	7,02	10,41	6,11
4PKMIA5_TD2	17,36	5,96	25,70	9,46	22,58	8,02	20,75	6,85	15,19	5,22	18,51	6,81	18,03	6,40	16,85	5,56	15,29	5,25	18,77	6,44	21,83	6,67	19,00	5,81
4PKMIA5_TD3	11,75	4,82	15,22	5,09	13,42	4,07	14,94	4,69	10,99	4,22	10,96	3,67	10,71	3,25	12,13	3,81	10,35	4,24	12,71	5,21	13,27	4,98	11,55	4,34
4PKMIA5_TDKTT	6,93	4,90	8,18	3,04	8,19	4,46	11,61	6,83	6,96	4,29	5,89	2,19	6,54	3,56	9,43	5,54	6,10	4,32	7,49	5,30	7,88	4,92	6,86	4,28
4PMKSN5_TD1	17,12	5,63	17,49	6,12	30,68	5,43	26,61	9,18	14,98	4,93	12,60	4,41	24,49	4,33	21,61	7,46	15,08	4,96	18,51	6,09	30,46	5,36	26,51	4,66
4PMKSN5_TD2	16,02	4,88	20,39	6,52	35,36	5,98	18,31	5,93	14,13	4,28	14,69	4,70	28,23	4,77	14,87	4,82	14,11	4,30	17,32	5,28	30,25	5,07	26,33	4,41
4PRONG4_TD1	8,82	3,26	10,44	4,10	13,62	3,52	11,10	4,30	7,72	2,86	7,52	2,95	10,88	2,81	9,02	3,49	7,77	2,87	9,53	3,53	13,35	3,41	11,62	2,97
4PRONG4_TD2	1,82	0,67	7,55	2,46	8,74	2,27	6,90	2,41	1,60	0,59	5,44	1,77	6,97	1,81	5,60	1,96	1,61	0,59	1,97	0,73	2,85	0,77	2,48	0,67
4PTJTS5_KTT	12,60	2,47	5,52	0,55	19,40	2,93	1,61	0,20	11,13	2,16	3,97	0,40	15,49	2,34	1,30	0,16	11,10	2,17	13,62	2,67	23,23	5,61	20,22	4,88

TRAFO DISTRIBUSI	BEBAN HARI KERJA								BEBAN HARI MINGGU								BEBAN PILPRES							
	05.30		14.00		18.00		AVERAGE		06.30		14.00		18.00		AVERAGE		07.00		17.00		20.30		00.00	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
4RNKUT5_TD1	22,49	6,90	39,95	12,78	38,12	12,11	30,55	8,57	19,69	6,04	28,77	9,20	30,43	9,67	24,82	6,96	19,81	6,08	24,32	7,46	22,72	6,59	19,77	5,73
4RNKUT5_TD2	18,35	5,52	35,30	11,05	34,57	9,28	26,26	6,37	16,17	4,83	25,42	7,96	27,59	7,41	21,33	5,18	16,17	4,86	19,85	5,97	24,12	7,52	20,99	6,54
4RNKUT5_TD3	22,49	7,69	28,05	10,32	25,71	8,16	0,00	0,00	19,19	6,74	20,20	7,43	20,53	6,51	0,00	0,00	19,81	6,78	24,32	8,32	23,02	7,17	20,04	6,24
4RNKUT5_TD4	16,90	4,96	35,35	10,10	29,86	9,10	22,42	6,12	14,20	4,34	25,46	7,27	23,84	7,26	18,21	4,97	14,89	4,37	18,28	5,36	18,96	5,67	16,50	4,94
4RNKUT5_TD5	17,80	5,08	39,02	13,71	34,62	9,87	49,49	15,79	15,58	4,44	28,10	9,87	27,63	7,88	40,19	12,82	15,68	4,47	19,24	5,49	15,47	3,69	13,47	3,21
4SAMPG5_TD1	8,38	2,82	10,21	2,92	13,93	2,05	11,50	4,04	7,13	2,47	7,35	2,10	11,12	1,64	9,34	3,28	7,38	2,48	9,06	3,05	14,16	2,63	12,32	2,29
4SAMPG5_TD2	24,59	8,87	23,15	8,29	37,64	8,08	26,03	9,67	21,53	7,77	16,67	5,97	30,04	6,45	21,14	7,85	21,66	7,82	26,59	9,60	43,51	9,36	37,87	8,15
4SBBRT5_TD1	19,24	5,47	32,86	15,48	32,00	13,74	30,54	12,88	16,84	4,79	23,66	11,15	25,55	10,97	24,81	10,46	16,94	4,82	20,80	5,91	27,37	11,37	23,82	9,90
4SBBRT5_TD2	16,26	5,65	34,50	11,27	26,51	7,29	22,96	6,80	14,14	4,95	24,84	8,11	21,16	5,82	18,64	5,52	14,32	4,98	17,58	6,11	19,43	6,53	16,91	5,69
4SBSLN5_TD1	23,22	6,82	32,42	9,43	37,32	9,74	27,81	7,61	20,13	5,97	23,35	6,79	29,79	7,78	22,59	6,18	20,45	6,01	25,11	7,38	30,21	7,99	26,30	6,95
4SBSLN5_TD2	6,19	1,46	0,00	0,00	0,02	0,00	5,88	1,38	5,42	1,28	0,00	0,00	0,02	0,00	4,78	1,12	5,45	1,28	6,69	1,58	8,16	1,62	7,10	1,41
4SBSLN5_TD3	0,02	0,00	0,03	0,00	0,03	0,00	0,04	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,03	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00
4SDRJO5_TD1	34,03	10,98	39,92	13,03	41,52	10,72	39,17	13,24	29,79	9,62	28,75	9,38	33,14	8,56	31,81	10,75	29,97	9,68	36,80	11,88	43,82	11,61	38,14	10,11
4SDRJO5_TD2	11,18	3,87	10,21	3,28	11,63	3,19	9,16	3,43	9,79	3,39	7,35	2,36	9,29	2,54	7,44	2,79	9,84	3,41	12,09	4,18	15,60	4,16	13,58	3,62
4SIMP5_TD1	20,37	6,84	26,04	8,18	25,08	7,96	27,42	8,86	17,83	5,99	18,75	5,89	20,02	6,35	22,27	7,20	17,94	6,03	22,02	7,40	24,51	7,89	21,33	6,87
4SIMP5_TD2	14,47	4,64	13,19	3,27	18,52	5,77	0,00	0,00	12,67	4,07	9,50	2,35	14,79	4,61	0,00	0,00	12,74	4,09	15,64	5,02	15,55	4,70	13,53	4,09
4SLILO5_TD1	15,42	4,45	32,00	9,17	26,87	7,90	24,46	6,97	13,50	3,90	23,05	6,60	21,45	6,30	19,87	5,66	13,58	3,92	16,67	4,81	18,93	5,50	16,48	4,79
4SLILO5_TD2	22,78	6,26	39,56	11,21	34,19	9,99	32,15	8,76	19,94	5,48	28,49	8,08	27,29	7,98	26,11	7,12	20,06	5,52	24,63	6,77	27,22	7,08	23,70	6,17
4SLILO5_TD3	30,09	9,92	32,52	10,05	32,96	10,00	30,50	8,82	26,34	8,69	23,42	7,23	26,31	7,99	24,78	7,17	26,50	8,74	32,53	10,73	35,56	11,02	30,95	9,59
4SLILO5_TD4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4SMKRP5_TD1	7,53	1,91	11,92	3,79	13,12	3,63	11,48	3,15	6,59	1,67	8,59	2,73	10,47	2,90	9,33	2,56	6,63	1,68	8,14	2,06	9,83	2,09	8,56	1,82
4SMKRP5_TD2	5,53	1,59	13,66	3,61	14,26	3,18	12,55	2,52	4,84	1,39	9,83	2,60	11,38	2,53	10,19	2,05	4,87	1,40	5,98	1,72	7,22	1,75	6,29	1,52
4SMNEP5_TD1	12,50	3,75	14,66	4,59	21,71	3,61	15,80	5,01	10,14	3,28	10,56	3,31	17,33	2,88	12,83	4,07	11,01	3,30	13,52	4,06	20,96	3,56	18,24	3,10
4SMNEP5_TD2	16,83	4,57	19,34	5,72	28,37	3,61	22,16	6,20	14,73	4,00	13,93	4,12	22,65	2,88	18,00	5,04	14,82	4,02	18,20	4,94	27,61	3,39	24,03	2,95
4SWHAN5_TD1	18,75	6,25	28,10	10,37	27,81	8,72	24,79	8,35	16,41	5,47	20,24	7,47	22,20	6,96	20,14	6,78	16,51	5,50	20,27	6,75	23,93	7,14	20,82	6,21
4SWHAN5_TD3	20,24	7,37	27,70	10,45	24,24	7,89	25,76	9,17	17,72	6,45	19,95	7,53	19,35	6,30	20,92	7,45	17,83	6,49	21,89	7,97	21,44	6,91	18,66	6,02
4TNDES5_TD1	10,12	1,35	30,58	8,20	21,74	5,36	10,09	0,15	8,86	1,18	22,02	5,90	17,35	4,28	8,19	0,12	8,92	1,19	10,94	1,46	9,41	0,84	8,19	0,73

TRAFO DISTRIBUSI	BEBAN HARI KERJA								BEBAN HARI MINGGU								BEBAN PILPRES							
	05.30		14.00		18.00		AVERAGE		06.30		14.00		18.00		AVERAGE		07.00		17.00		20.30		00.00	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
4TNDESS_TD2	19,53	6,15	26,65	7,82	24,59	6,95	20,26	5,69	17,90	5,38	19,19	5,63	19,63	5,55	16,45	4,62	17,20	5,42	21,12	6,65	23,43	6,38	20,39	5,56
4TNDESS_TD3	7,87	0,12	4,75	0,00	4,81	0,00	4,01	0,00	6,89	0,10	3,42	0,00	3,84	0,00	3,26	0,00	6,93	0,10	8,51	0,12	5,63	0,06	4,90	0,06
4TNDESS_TD4	2,22	0,55	4,37	1,48	3,15	1,03	0,77	0,23	1,94	0,48	3,15	1,07	2,52	0,82	0,63	0,19	1,95	0,48	2,40	0,59	2,73	0,70	2,37	0,61
4TNDESS_TD5	3,43	1,89	7,50	3,46	4,89	2,15	3,89	1,79	3,11	1,65	5,40	2,49	3,90	1,71	3,16	1,45	3,03	1,66	3,71	2,04	3,76	1,57	3,28	1,37
4UDAAN5_TD1	15,72	5,00	35,64	10,74	20,69	6,27	28,07	8,95	13,77	4,38	25,67	7,74	16,52	5,00	22,80	7,27	13,85	4,40	17,00	5,40	13,79	3,81	12,00	3,31
4UJUNG5_TD1	3,43	1,89	7,50	3,46	4,89	2,15	3,89	1,79	3,11	1,65	5,40	2,49	3,90	1,71	3,16	1,45	3,03	1,66	3,71	2,04	3,76	1,57	3,28	1,37
4UJUNG5_TD2	13,85	4,64	16,19	5,63	20,00	5,87	18,16	6,10	12,13	4,07	11,66	4,06	15,96	4,69	14,75	4,96	12,20	4,09	14,98	5,02	19,20	5,36	16,71	4,66
4WARU5_TD3	20,14	6,69	23,55	8,65	23,58	7,78	18,91	7,35	17,63	5,85	16,96	6,23	18,82	6,21	15,36	5,97	17,74	5,89	21,78	7,23	24,99	7,17	21,75	6,24
4WARU5_TD4	17,65	5,55	28,57	9,99	27,49	8,33	24,39	7,51	15,46	4,86	20,58	7,20	21,94	6,65	19,81	6,10	15,55	4,88	19,09	6,00	22,24	6,12	19,36	5,33
4WARU5_TD5	21,38	6,28	33,80	10,43	31,17	9,36	26,88	7,84	18,72	5,50	24,34	7,51	24,88	7,47	21,83	6,37	18,84	5,53	23,12	6,80	14,72	3,61	12,81	3,14
4WARU5_TD6	8,10	2,90	11,43	5,25	11,77	5,41	9,42	3,33	7,19	2,54	8,23	3,78	9,39	4,32	7,65	2,71	7,13	2,55	8,76	3,13	10,47	4,22	9,11	3,67
4WARU5_TD7	15,60	4,82	21,90	7,11	20,64	6,40	23,21	7,37	13,66	4,22	15,77	5,12	16,48	5,11	18,85	5,98	13,74	4,24	16,87	5,21	17,65	5,40	15,36	4,70
4WKRM05_TD1	28,13	9,54	36,36	11,15	35,70	11,12	37,11	11,92	24,63	8,35	26,19	8,03	28,50	8,88	30,14	9,69	24,78	8,40	30,42	10,31	18,55	5,35	16,14	4,65
4WKRM05_TD2	24,58	7,37	33,61	9,75	31,83	9,35	30,52	9,31	21,52	6,45	24,21	7,02	25,41	7,46	24,79	7,57	21,65	6,49	26,58	7,97	29,15	8,24	25,38	7,17
4WKRM05_TD3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
JUMLAH	1252,91	401,48	1847,98	609,11	1854,03	536,92	1603,14	514,61	1097,27	351,51	1330,88	438,67	1480,02	428,61	1302,07	417,97	1103,58	353,63	1354,82	434,13	1551,39	431,33	1350,33	375,43

**Lampiran 2** Pembebanan generator Gresik 150 KV, output respon frekuensi, tegangan dan fluks pada beban puncak siang hari minggu

Kondisi	Daya	Generator									Jumlah
		PLTGU GB Gresik						PLTGU ST Gresik	PLTU Gresik		
		GB1.1	GB1.2	GB1.3	GB2.3	GB3.1	GB3.2	ST 1	TU 3	TU 4	
Beban Puncak Siang Hari Minggu	MW	31,44	31,44	31,44	31,44	31,44	31,44	150	140	140	618,64
	MVAR	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	50	40	40	196,6
Beban Puncak Siang Hari Kerja	MW	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	150	140	140	869,8
	MVAR	16,46	16,46	16,46	16,46	16,46	16,46	80	70	70	318,76
Beban Puncak Malam Hari Minggu	MW	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	150	140	140	659,2
	MVAR	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	50	40	40	205
Beban Puncak Malam Hari Kerja	MW	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	150	140	140	833,2
	MVAR	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	80	70	70	288,4
	MW	30,13	30,13	30,13	30,13	30,13	30,13	140	130	130	580,78

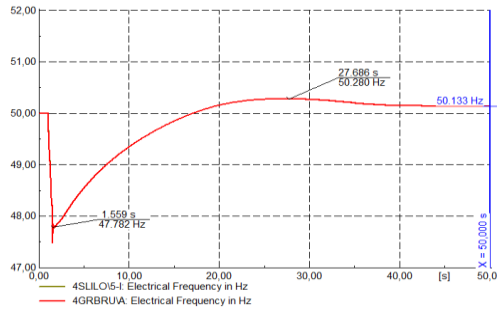
Kondisi	Daya	Generator									Jumlah
		PLTGU GB Gresik						PLTGU ST Gresik	PLTU Gresik		
		GB1.1	GB1.2	GB1.3	GB2.3	GB3.1	GB3.2	ST 1	TU 3	TU 4	
Beban Rata-Rata Hari Minggu	MVAR	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	50	40	40	173,2
Beban Rata-Rata Hari Kerja	MW	48,2	48,2	48,2	48,2	48,2	48,2	150	140	140	719,2
	MVAR	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	50	40	40	233,8
Beban Rendah Hari Minggu	MW	30	30	30	30	30	30	99	110	110	499
	MVAR	8	8	8	8	8	8	43	25	25	141
Beban Rendah Hari Kerja	MW	42,167	42,16	42,16	42,16	42,16	42,16	130	95	95	573
	MVAR	7,1667	7,16	7,16	7,16	7,16	7,16	45	37	37	162
Beban Pilpres Siang Minimal	MW	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	100	111	111	503,2
	MVAR	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	43	25	25	143,4
Beban Pilpres	MW	32	32	32	32	32	32	150	140	140	622



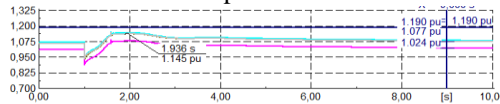
Kondisi	Daya	Generator									Jumlah
		PLTGU GB Gresik						PLTGU ST Gresik	PLTU Gresik		
		GB1.1	GB1.2	GB1.3	GB2.3	GB3.1	GB3.2	ST 1	TU 3	TU 4	
Siang Maksimal	MVAR	9,73	9,73	9,73	9,73	9,73	9,73	50	40	40	188,38
Beban Pilpres Malam Minimal	MW	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	140	130	130	581,2
	MVAR	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	43	25	25	170,4
Beban Pilpres Malam Maksimal	MW	40	40	40	40	40	40	150	140	140	670
	MVAR	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	50	40	40	207,4

### Lampiran 3 Plot respon frekuensi dan tegangan

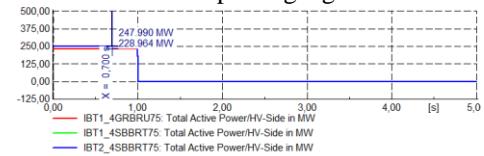
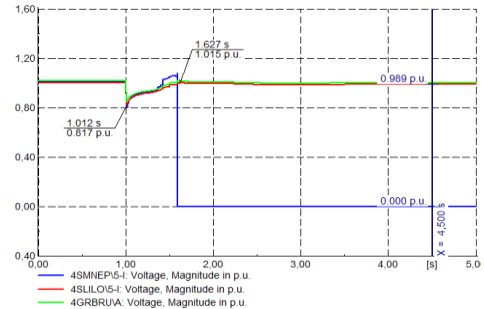
#### 1. Beban puncak siang hari minggu



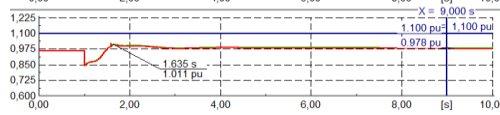
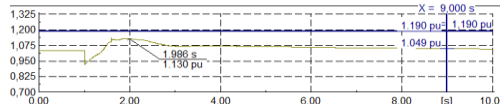
Plot respon frekuensi



Plot respon tegangan

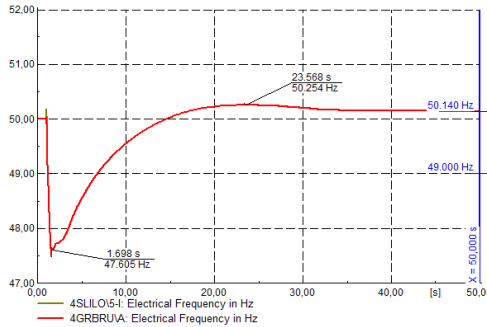


Plot pembebanan IBT

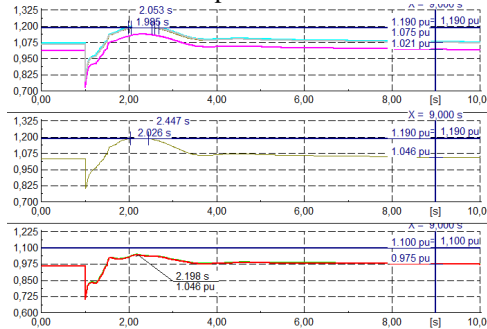


Plot respon fluks

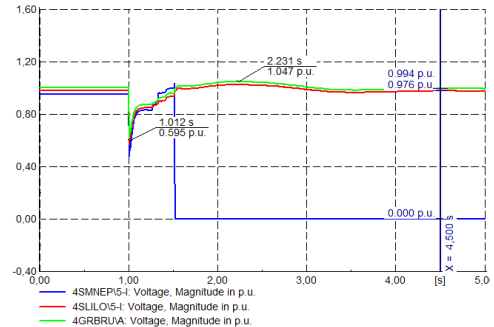
## 2. Beban puncak siang hari kerja



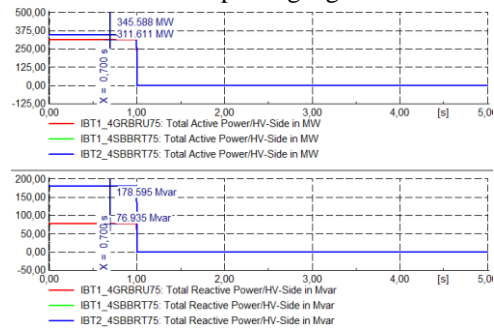
Plot respon frekuensi



Plot respon fluks

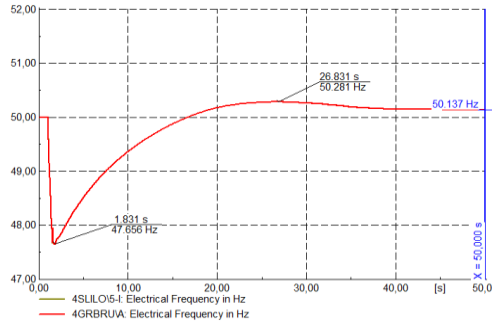


Plot respon tegangan

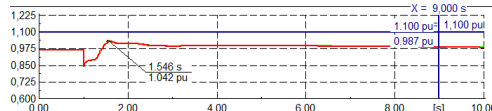
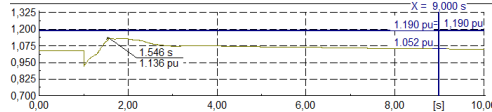
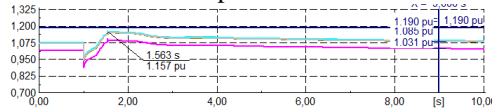


Plot pembebanan IBT

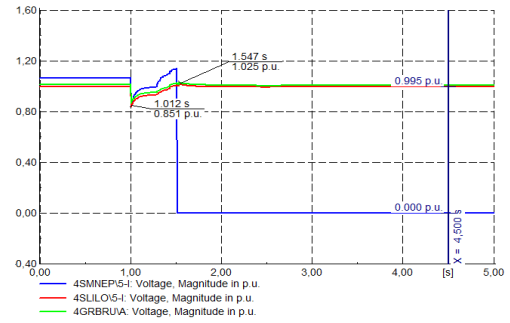
### 3. Beban puncak malam hari minggu



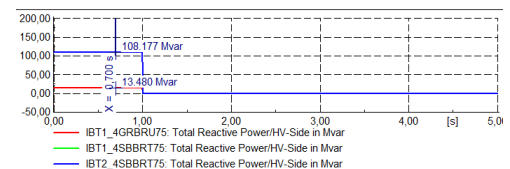
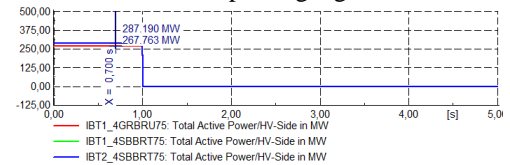
Plot respon frekuensi



Plot respon fluks

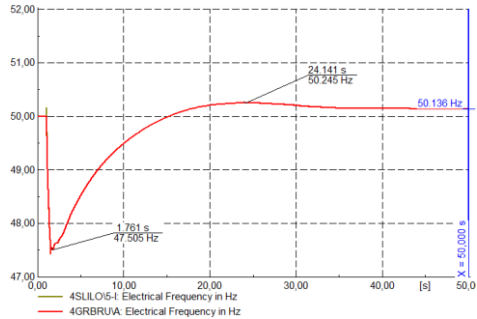


Plot respon tegangan

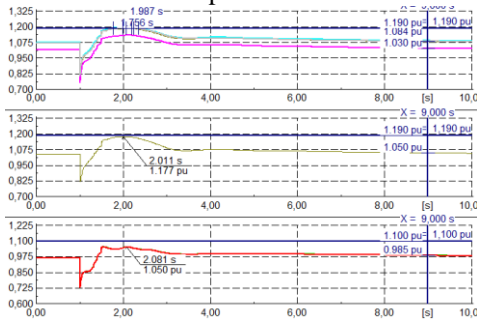


Plot pembebanan IBT

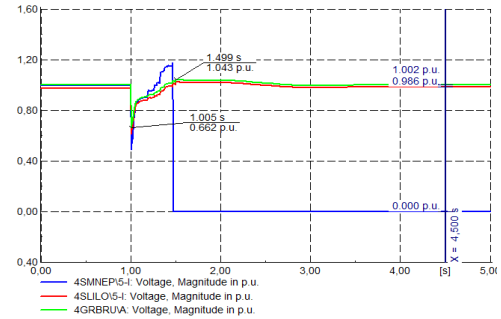
#### 4. Beban puncak malam hari kerja



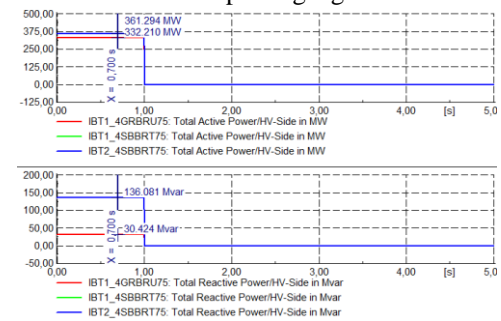
Plot respon frekuensi



Plot respon fluks

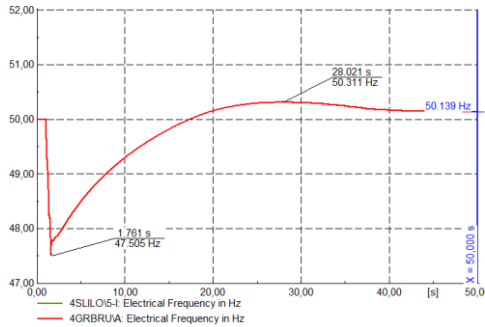


Plot respon tegangan

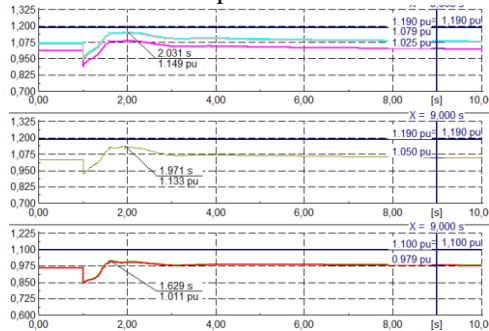


Plot pembebanan IBT

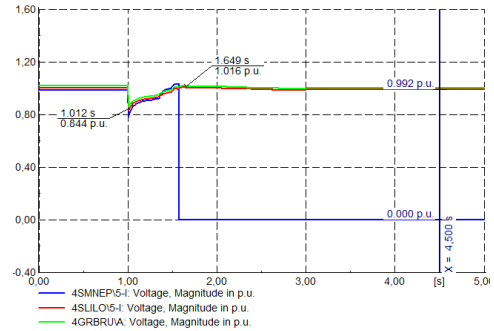
## 5. Beban rata- rata hari minggu



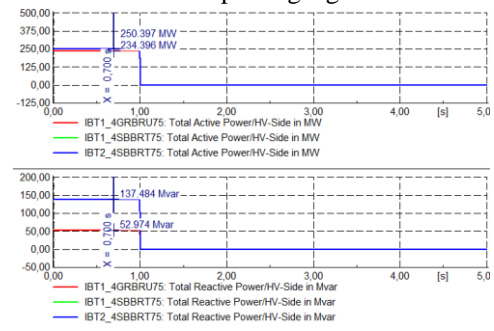
Plot respon frekuensi



Plot respon fluks

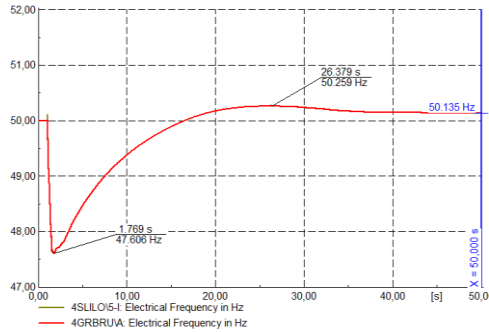


Plot respon tegangan

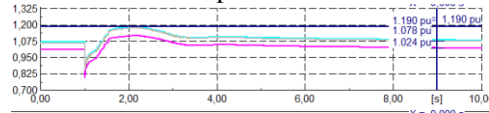


Plot pembebanan IBT

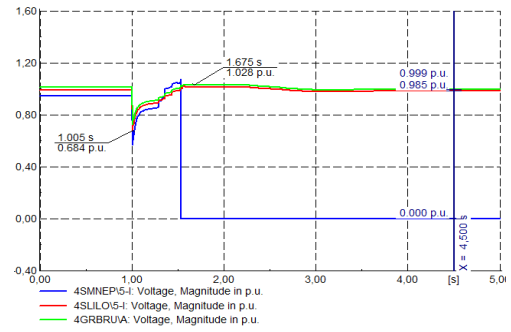
## 6. Beban rata- rata hari kerja



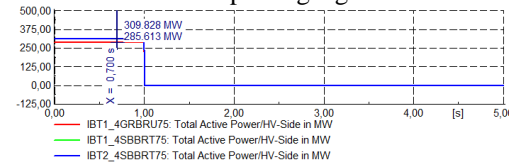
Plot respon frekuensi



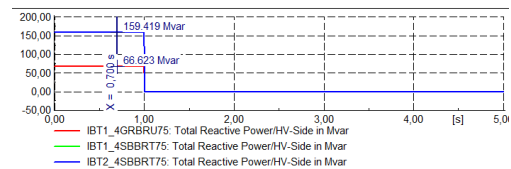
Plot respon tegangan



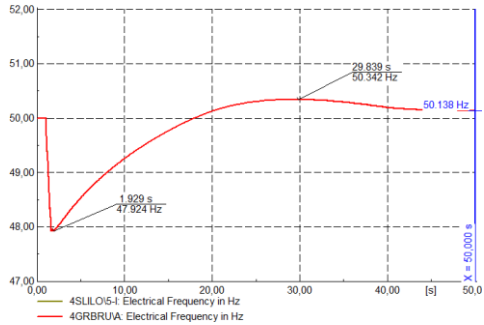
Plot respon fluks



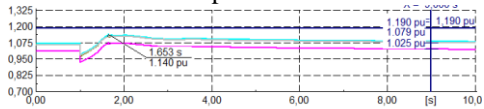
Plot pembebanan IBT



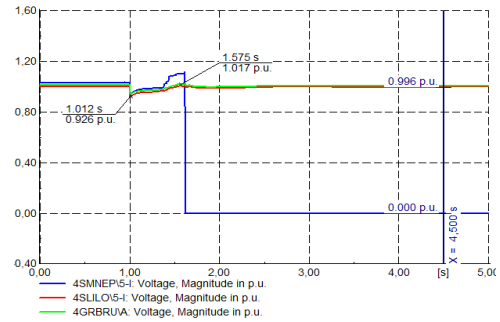
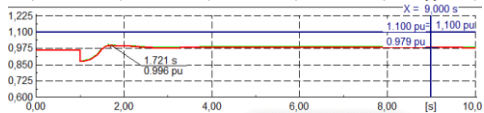
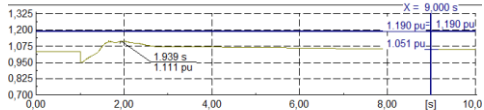
## 7. Beban rendah hari minggu



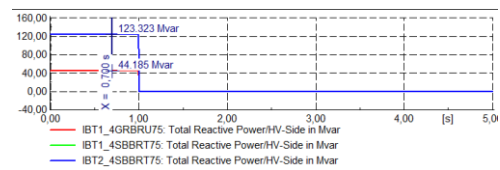
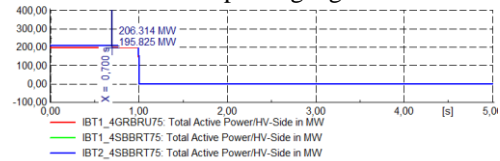
Plot respon frekuensi



Plot respon fluks



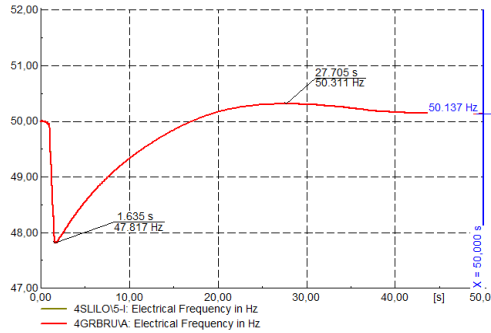
Plot respon tegangan



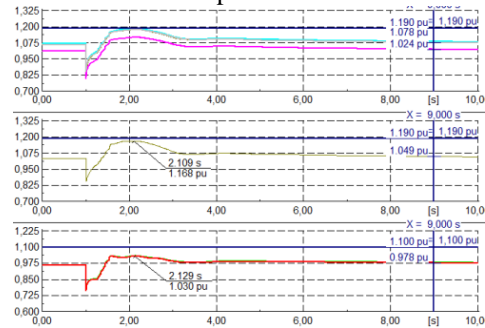
Plot pembebanan IBT



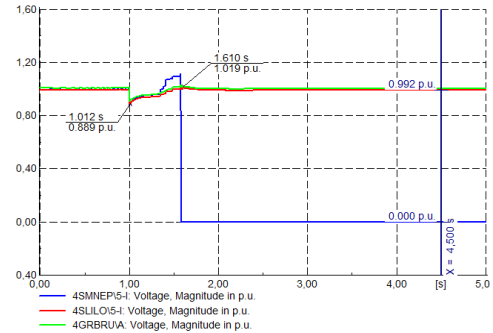
## 8. Beban rendah hari kerja



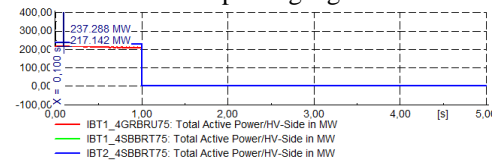
Plot respon frekuensi



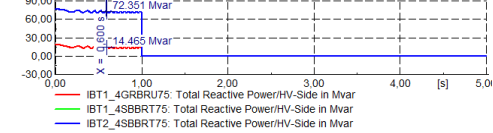
Plot respon fluks



Plot respon tegangan

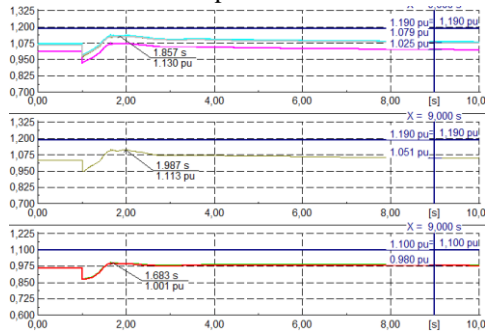
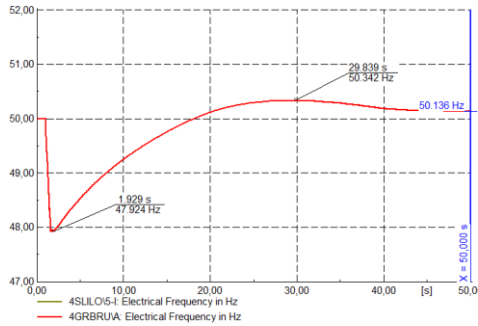


Plot pembebanan IBT

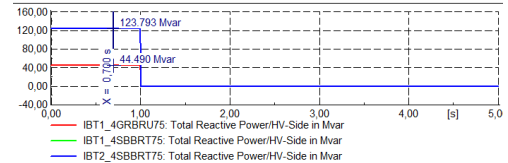
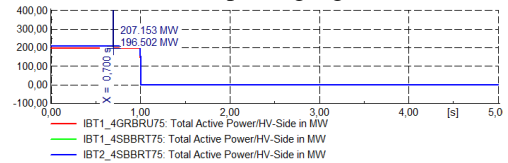
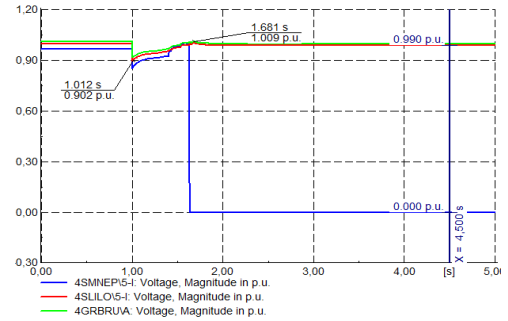


Plot pembebanan IBT

## 9. Beban Pilpres siang minimal

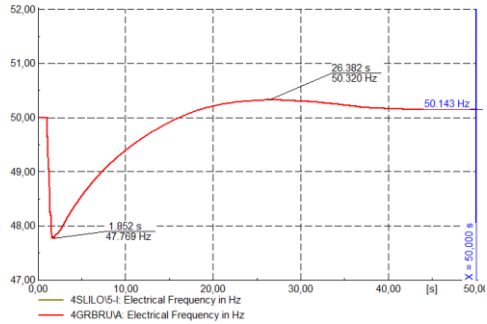


Plot respon fluks

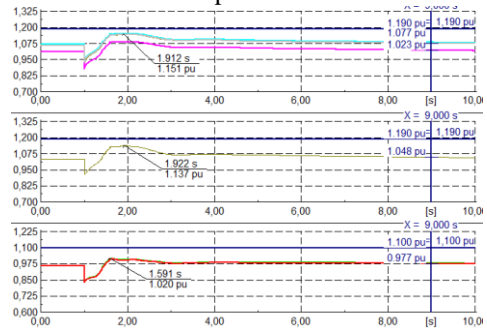


Plot pembebanan IBT

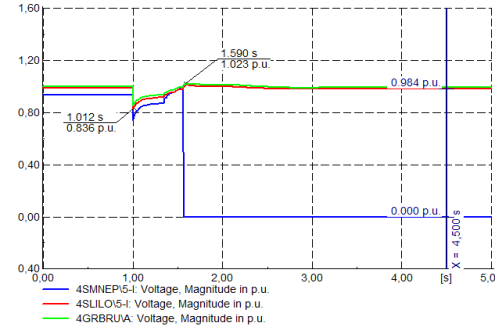
## 10. Beban Pilpres siang maksimal



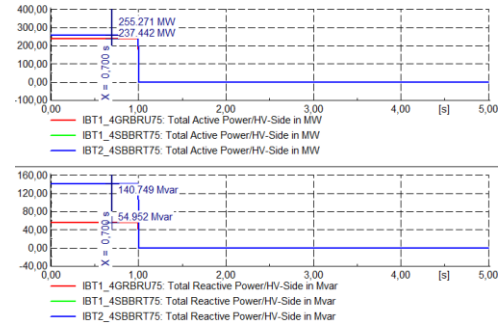
Plot respon frekuensi



Plot respon fluks

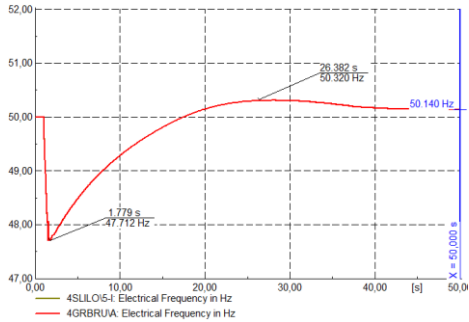


Plot respon tegangan

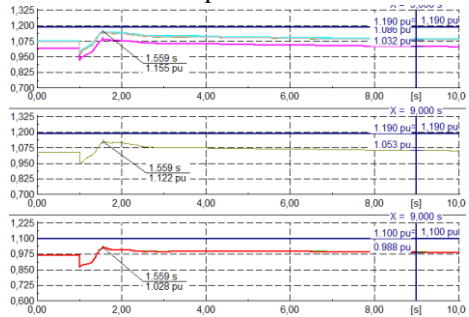


Plot pembebanan IBT

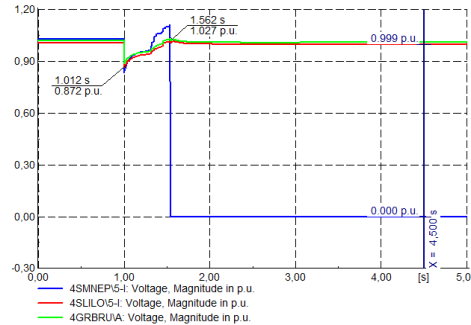
## 11. Beban Pilpres malam minimal



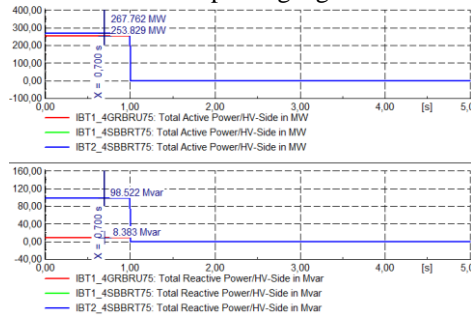
Plot respon frekuensi



Plot respon fluks

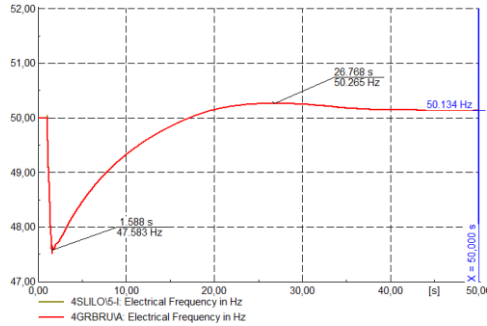


Plot respon tegangan

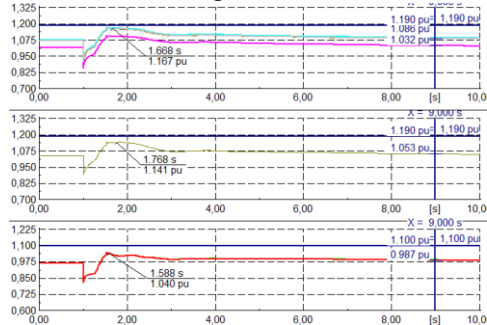


Plot pembebanan IBT

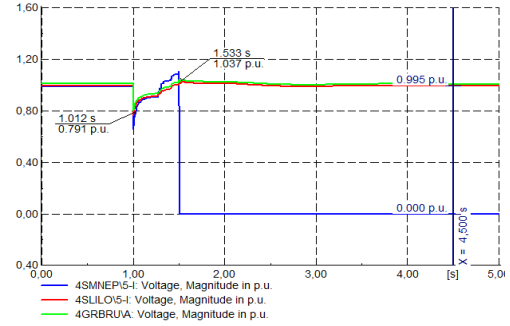
## 12. Beban Pilpres malam maksimal



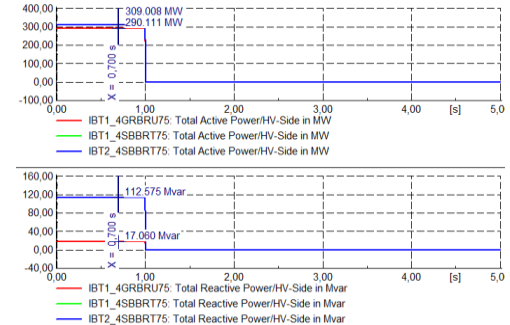
Plot respon frekuensi



Plot respon fluks



Plot respon tegangan



Plot pembebanan IBT

**Lampiran 4 Tegangan Bus Pada Sub Sistem Krian Gresik 150 KV**

GI	Kondisi Eksisting		Kondisi Dengan Skema UFR Island Tahap 3 dan Dengan Pembebanan Generator Gresik 150 KV yang Sesuai Perhitungan																							
	V (pu)	V'(pu)	Beban Puncak Siang Hari Kerja		Beban Puncak Siang Hari Minggu		Beban Puncak Malam Kerja		Beban Puncak Malam Hari Minggu		Beban Rata-Rata Hari Kerja		Beban Rata-Rata Hari Minggu		Beban Rendah Hari Kerja		Beban Rendah Hari Minggu		Beban Pilpres Malam Min		Beban Pilpres Malam Max		Beban Pilpres Siang Min		Beban Pilpres Siang Max	
			V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V' pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)
Gresik Baru	1,0018	Trip	1,0076	0,9900	1,0078	0,9879	1,0034	0,9835	1,0154	0,9955	1,0116	0,9917	1,0206	1,0007	1,0224	1,0025	1,0216	1,0017	1,0192	0,9993	1,0131	0,9932	1,0261	1,0062	1,0191	0,9992
Gresik Lama	0,9951	Trip	1,0040	0,9900	1,0060	0,9861	0,9995	0,9796	1,0115	0,9916	1,0056	0,9857	1,0147	0,9948	1,0162	1,0023	1,0196	0,9997	1,0156	0,9957	1,0095	0,9896	1,0205	1,0006	1,0132	0,9933
Surabaya Barat	0,9966	Trip	1,0035	0,9810	1,0038	0,9839	0,9981	0,9782	1,0129	0,9930	1,0086	0,9887	1,0197	0,9998	1,0217	1,0022	1,0244	1,0045	1,0178	0,9979	1,0104	0,9905	1,0266	1,0067	1,0180	0,9981
Alta Prima	0,9947	Trip	1,0033	0,9880	1,0053	0,9854	0,9983	0,9784	1,0114	0,9915	1,0056	0,9857	1,0165	0,9966	1,0166	0,9967	1,0199	1,0000	1,0155	0,9956	1,0092	0,9893	1,0210	1,0011	1,0135	0,9936
Segoromadu	0,9946	Trip	1,0033	Trip	1,0024	Trip	0,9993	Trip	1,0111	Trip	1,0123	Trip	1,0165	Trip	1,0147	Trip	1,0196	Trip	1,0187	Trip	1,0090	Trip	1,1873	Trip	1,0168	Trip
Petro Kimia	0,9922	Trip	1,0009	Trip	1,0008	Trip	0,9959	Trip	1,0110	Trip	1,0122	Trip	1,0141	Trip	1,0142	Trip	1,0178	Trip	1,0133	Trip	1,0066	Trip	1,0189	Trip	1,0109	Trip
Kenjeran	0,9735	Trip	0,9980	Trip	0,9992	Trip	0,9940	Trip	1,0086	Trip	1,0098	Trip	1,0112	Trip	1,0113	Trip	1,0123	Trip	1,0134	Trip	1,0027	Trip	1,1820	Trip	1,0115	Trip
Kedinding	0,9905	Trip	0,9975	Trip	0,9996	Trip	0,9935	Trip	1,0057	Trip	1,0069	Trip	1,0107	Trip	1,0138	Trip	1,0140	Trip	1,0129	Trip	1,0072	Trip	1,1815	Trip	1,0110	Trip
Tandes	0,9908	Trip	0,9973	0,9830	0,9985	0,9786	1,0034	0,9835	1,0052	0,9873	1,0064	0,9865	1,0105	0,9906	1,0106	0,9937	1,0096	0,9897	1,0127	0,9928	1,0060	0,9861	1,0813	1,0614	1,0108	0,9909
Karangpilang	0,9903	Trip	0,9973	0,9780	0,9994	0,9795	0,9995	0,9796	1,0051	0,9872	1,0063	0,9864	1,0105	0,9906	1,0106	0,9907	1,0136	0,9937	1,0127	0,9928	1,0030	0,9831	1,0903	1,0704	1,0131	0,9932
Bambe	0,9900	Trip	0,9970	0,9840	0,9959	0,9760	0,9981	0,9782	1,0050	0,9871	1,0031	0,9832	1,0102	0,9903	1,0103	0,9904	1,0133	0,9934	1,0124	0,9925	0,9997	0,9798	1,0600	1,0401	1,0105	0,9906
Sambikerep	0,9876	Trip	0,9957	0,9830	0,9936	0,9737	0,9907	0,9708	1,0047	0,9868	0,9996	0,9797	1,0089	0,9890	1,0090	0,9891	1,0101	0,9902	1,0111	0,9912	1,0014	0,9815	1,0887	1,0688	1,0115	0,9916
Ujung	0,9888	Trip	0,9956	Trip	0,9970	Trip	0,9916	Trip	1,0034	Trip	0,9973	Trip	1,0088	Trip	1,0091	Trip	1,0079	Trip	1,0080	Trip	1,0015	Trip	1,0886	Trip	1,0141	Trip
Sawahan	0,9887	Trip	0,9955	0,9880	0,9977	0,9778	0,9905	0,9706	1,0033	0,9854	1,0007	0,9808	1,0087	0,9888	1,0090	0,9911	1,0102	0,9903	1,0079	0,9880	1,0012	0,9813	1,0885	1,0686	1,0113	0,9914
Perak	0,9887	Trip	0,9955	Trip	0,9976	Trip	0,9915	Trip	1,0032	Trip	1,0014	Trip	1,0087	Trip	1,0090	Trip	1,0098	Trip	1,0079	Trip	1,0018	Trip	1,1795	Trip	1,0086	Trip
Indofood Sukses Makmur	0,9887	Trip	0,9954	Trip	0,9943	Trip	0,9914	Trip	1,0032	Trip	1,0013	Trip	1,0086	Trip	1,0089	Trip	1,0147	Trip	1,0078	Trip	1,0035	Trip	1,0488	Trip	1,0112	Trip
Undaan	0,9886	Trip	0,9954	Trip	0,9966	Trip	0,9914	Trip	1,0031	Trip	0,9980	Trip	1,0199	Trip	1,0069	Trip	1,0115	Trip	1,0078	Trip	1,0023	Trip	1,0538	Trip	1,0116	Trip
Kupang	0,9884	Trip	0,9952	Trip	0,9973	Trip	0,9902	Trip	1,0031	Trip	1,0003	Trip	1,0197	Trip	1,0087	Trip	1,0113	Trip	1,0076	Trip	1,0034	Trip	1,1792	Trip	1,0075	Trip
Kremlangan	0,9874	Trip	0,9942	Trip	0,9954	Trip	0,9902	Trip	1,0029	Trip	1,0010	Trip	1,0187	Trip	1,0073	Trip	1,0093	Trip	1,0066	Trip	1,0015	Trip	1,1082	Trip	1,0085	Trip
Darmo Grande	0,9866	Trip	0,9934	0,9840	0,9955	0,9756	0,9894	0,9695	1,0019	0,9820	0,9995	0,9796	1,0179	0,9980	1,0073	0,9882	1,0095	0,9896	1,0058	0,9859	0,9996	0,9797	1,0774	1,0575	1,0069	0,9870
Gilitimur	0,9847	Trip	0,9920	Trip	0,9932	Trip	1,0034	Trip	1,0011	Trip	0,9992	Trip	1,0165	Trip	1,0051	Trip	1,0081	Trip	1,0044	Trip	0,9969	Trip	1,1780	Trip	1,0078	Trip
Waru	0,9808	Trip	0,9880	Trip	0,9901	Trip	0,9995	Trip	0,9997	Trip	0,9969	Trip	1,0125	Trip	1,0011	Trip	1,0041	Trip	1,0014	Trip	0,9939	Trip	1,0464	Trip	1,0015	Trip

GI	Kondisi Eksisting		Kondisi Dengan Skema UFR Island Tahap 3 dan Dengan Pembebanan Generator Gresik 150 KV yang Sesuai Perhitungan																							
	V (pu)	V'(pu)	Beban Puncak Siang Hari Kerja		Beban Puncak Siang Hari Minggu		Beban Puncak Malam Kerja		Beban Puncak Malam Hari Minggu		Beban Rata-Rata Hari Kerja		Beban Rata-Rata Hari Minggu		Beban Rendah Hari Kerja		Beban Rendah Hari Minggu		Beban Pilpres Malam Min		Beban Pilpres Malam Max		Beban Pilpres Siang Min		Beban Pilpres Siang Max	
			V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V' (pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)
Jatim Taman Steel	0,9807	Trip	0,9880	Trip	0,9892	Trip	0,9981	Trip	0,9907	Trip	0,9938	Trip	1,0125	Trip	1,0013	Trip	1,0011	Trip	1,0014	Trip	0,9919	Trip	1,0492	Trip	0,9993	Trip
Ispad Indo	0,9803	Trip	0,9876	Trip	0,9897	Trip	0,9981	Trip	0,9907	Trip	0,9929	Trip	1,0121	Trip	1,0049	Trip	1,0037	Trip	1,0010	Trip	0,9934	Trip	1,1716	Trip	1,0034	Trip
Bangkalan	0,9789	Trip	0,9864	Trip	0,9853	Trip	0,9814	Trip	0,9903	Trip	0,9934	Trip	1,0109	Trip	0,9987	Trip	1,0278	Trip	1,0098	Trip	0,9925	Trip	1,0248	Trip	0,9999	Trip
Hanil Jaya Steel	0,9790	Trip	0,9863	Trip	0,9842	Trip	0,9823	Trip	0,9891	Trip	0,9890	Trip	1,0108	Trip	1,0026	Trip	1,0014	Trip	1,0097	Trip	0,9922	Trip	1,0308	Trip	1,0021	Trip
Rungkut	0,9790	Trip	0,9863	0,9760	0,9877	0,9678	0,9813	0,9614	0,9890	0,9722	0,9879	0,9680	1,0108	0,9909	1,0106	0,9907	1,0024	0,9825	1,0097	0,9898	0,9985	0,9786	1,0170	0,9971	1,0058	0,9859
Bangkalan	0,9789	Trip	0,9858	Trip	0,9880	Trip	0,9818	Trip	0,9890	Trip	0,9814	Trip	1,0114	Trip	1,0178	Trip	1,0026	Trip	1,0081	Trip	0,9847	Trip	1,0216	Trip	1,0080	Trip
Surabaya Selatan	0,9782	Trip	0,9855	Trip	0,9876	Trip	0,9815	Trip	0,9885	Trip	0,9897	Trip	1,0075	Trip	1,0099	Trip	1,0140	Trip	1,0071	Trip	0,9976	Trip	1,0164	Trip	1,0051	Trip
Pamekasan	0,9756	Trip	0,9839	Trip	0,9828	Trip	1,0034	Trip	0,9882	Trip	0,9893	Trip	1,0070	Trip	1,0250	Trip	1,0416	Trip	1,0125	Trip	0,9968	Trip	1,0445	Trip	1,0107	Trip
Sukolilo	0,9753	Trip	0,9827	0,9840	0,9839	0,9640	0,9995	0,9796	0,9866	0,9698	0,9845	0,9646	1,0062	0,9863	1,0089	0,9890	1,0248	1,0049	1,0060	0,9861	0,9960	0,9761	1,0203	1,0004	1,0034	0,9835
Sampang	0,9745	Trip	0,9825	Trip	0,9846	Trip	0,9981	Trip	0,9854	Trip	0,9856	Trip	1,0056	Trip	1,0149	Trip	1,0358	Trip	1,0085	Trip	0,9760	Trip	1,0387	Trip	1,0079	Trip
Kalisari	0,9752	Trip	0,9825	0,9780	0,9837	0,9638	0,9775	0,9576	0,9852	0,9684	0,9863	0,9664	1,0056	0,9857	1,0149	0,9950	1,0306	1,0107	1,0059	0,9860	0,9954	0,9755	1,0209	1,0010	1,0039	0,9840
Ngagel	0,9752	Trip	0,9825	0,9760	0,9846	0,9647	0,9785	0,9586	0,9852	0,9684	0,9854	0,9655	1,0056	0,9857	1,0179	0,9980	1,0292	1,0093	1,0059	0,9860	0,9964	0,9765	1,0199	1,0000	1,0038	0,9839
Simpang	0,9751	Trip	0,9824	0,9740	0,9836	0,9637	0,9774	0,9575	0,9902	0,9734	0,9863	0,9664	1,0055	0,9856	1,0148	0,9949	1,0236	1,0037	1,0058	0,9859	0,9955	0,9756	1,0308	1,0109	1,0067	0,9868
Wonokromo	0,9750	Trip	0,9823	Trip	0,9844	Trip	0,9783	Trip	0,9901	Trip	0,9853	Trip	1,0054	Trip	1,0147	Trip	1,0290	Trip	1,0057	Trip	1,0022	Trip	1,0335	Trip	1,0039	Trip
Kenjeran	0,9910	Trip	0,9809	Trip	0,9821	Trip	0,9769	Trip	0,9900	Trip	0,9861	Trip	1,0200	Trip	1,0126	Trip	1,0276	Trip	1,0043	Trip	0,9988	Trip	1,0293	Trip	1,0052	Trip
Sidoarjo	0,9723	Trip	0,9796	Trip	0,9817	Trip	0,9756	Trip	0,9886	Trip	0,9838	Trip	1,0167	Trip	1,0113	Trip	1,0263	Trip	1,0030	Trip	0,9925	Trip	1,0308	Trip	1,0059	Trip
Buduran	0,9705	Trip	0,9779	Trip	0,9768	Trip	0,9729	Trip	0,9873	Trip	0,9834	Trip	1,0150	Trip	1,0096	Trip	1,0196	Trip	1,0013	Trip	0,9978	Trip	1,0193	Trip	0,9991	Trip
Sampang	0,9566	Trip	0,9642	Trip	0,9621	Trip	0,9602	Trip	0,9856	Trip	0,9785	Trip	1,0013	Trip	0,9959	Trip	1,0109	Trip	0,9876	Trip	0,9744	Trip	1,0125	Trip	0,9855	Trip
Sumenep	0,9505	Trip	0,9586	Trip	0,9600	Trip	0,9546	Trip	0,9719	Trip	0,9463	Trip	0,9900	Trip	0,9983	Trip	1,0148	Trip	1,0269	Trip	0,9906	Trip	1,0175	Trip	0,9842	Trip
Waru	0,9808	Trip	0,9667	0,9780	0,9689	0,9490	0,9617	0,9418	0,9663	0,9495	0,9617	0,9418	1,0038	0,9839	0,9990	0,9791	1,0084	0,9885	1,0201	1,0002	0,9836	0,9637	1,0220	1,0021	0,9879	0,9680
Buduran	0,9705	Trip	0,9598	Trip	0,9619	Trip	0,9558	Trip	0,9744	Trip	0,9706	Trip	0,9969	Trip	0,9921	Trip	1,0065	Trip	1,0032	Trip	0,9767	Trip	1,0281	Trip	0,9850	Trip
Maspion	0,9509	Trip	0,9585	Trip	0,9574	Trip	0,9545	Trip	0,9675	Trip	0,9636	Trip	0,9956	Trip	0,9898	Trip	0,9952	Trip	1,0019	Trip	0,9734	Trip	1,0166	Trip	0,9866	Trip
Buduran	0,9705	Trip	0,9391	Trip	0,9403	Trip	0,9351	Trip	0,9662	Trip	0,9591	Trip	0,9762	Trip	0,9714	Trip	0,9808	Trip	0,9825	Trip	0,9520	Trip	1,0004	Trip	0,9666	Trip

GI	Kondisi Eksisting		Kondisi Dengan Skema UFR Island Tahap 3 dan Dengan Pembebanan Generator Gresik 150 KV yang Sesuai Perhitungan																							
	V (pu)	V'(pu)	Beban Puncak Siang Hari Kerja		Beban Puncak Siang Hari Minggu		Beban Puncak Malam Kerja		Beban Puncak Malam Hari Minggu		Beban Rata-Rata Hari Kerja		Beban Rata-Rata Hari Minggu		Beban Rendah Hari Kerja		Beban Rendah Hari Minggu		Beban Pilpres Malam Min		Beban Pilpres Malam Max		Beban Pilpres Siang Min		Beban Pilpres Siang Max	
			V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V' (pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)	V (pu)	V'(pu)
Porong	0,9221	Trip	0,9295	Trip	0,9316	Trip	0,9255	Trip	0,9468	Trip	0,9420	Trip	0,9666	Trip	0,9526	Trip	0,9756	Trip	0,9729	Trip	0,9464	Trip	0,9778	Trip	0,9507	Trip
Tegangan Bus Terendah	0,9221	0,0000	0,9295	0,9740	0,9316	0,9490	0,9255	0,9418	0,9468	0,9495	0,9420	0,9418	0,9666	0,9839	0,9526	0,9791	0,9756	0,9825	0,9729	0,9859	0,9464	0,9637	0,9778	0,9971	0,9507	0,9680
Tegangan Bus Tertinggi	1,0018	0,0000	1,0076	0,9900	1,0078	0,9879	1,0034	0,9835	1,0154	0,9955	1,0123	0,9917	1,0206	1,0007	1,0250	1,0025	1,0416	1,0107	1,0269	1,0002	1,0131	0,9932	1,1873	1,0704	1,0191	0,9992
Tegangan Rata-Rata Setiap Bus	0,9801	0,0000	0,9858	0,9822	0,9867	0,9736	0,9846	0,9705	0,9938	0,9806	0,9911	0,9763	1,0088	0,9911	1,0072	0,9934	1,0136	0,9970	1,0074	0,9916	0,9952	0,9813	1,0593	1,0246	1,0037	0,9888

**Keterangan :**

- V = Tegangan saat kondisi normal
- V' = Tegangan setelah gangguan
- = Tegangan dengan nilai 0,95- 0,97 pu
- = Tegangan dengan nilai <0,95 pu



## **RIWAYAT HIDUP PENULIS**



Arba Pandhu Winata lahir di Klaten 28 Januari 1998. Penulis menyelesaikan jenjang pendidikan di SDN 1 Troketon tahun 2010, SMPN 1 Klaten pada tahun 2012, SMAN 1 Klaten tahun 2015. Penulis kemudian melanjutkan studi S1 Sistem Tenaga Listrik, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro ITS. Dalam menjalankan studi S1, penulis aktif sebagai asisten Laboratorium Simulasi Sistem Tenaga Listrik. Penulis dapat dihubungi melalui email: [pw.arba@gmail.com](mailto:pw.arba@gmail.com)