



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE 141599

**STUDI KESTABILAN TRANSIEN PADA SISTEM DISTRIBUSI
KABUPATEN LIMA PULUH KOTA AKIBAT PENAMBAHAN
DISTRIBUTED GENERATION DALAM JUMLAH BESAR**

Ridho Dwi Laksono
NRP 07111340000162

Dosen Pembimbing
Prof. Ir. H. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST, MT

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



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - TE 141599

**STUDY OF TRANSIENT STABILITY IN DISTRIBUTION
SYSTEM OF DISTRICT LIMA PULUH KOTA WITH ADDITION
LARGE AMOUNT OF DISTRIBUTED GENERATION**

Ridho Dwi Laksono
NRP 07111340000162

Advisor Lecturer
Prof. Ir. H. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST, MT

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

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul **“Studi Kestabilan Transien Pada Sistem Distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota Akibat Penambahan Distributed Generation Dalam Jumlah Besar”** adalah benar benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Januari 2019



Ridho Dwi Laksono
NRP. 0711134000162

**STUDI KESTABILAN TRANSIEN PADA SISTEM
DISTRIBUSI KABUPATEN LIMA PULUH KOTA
AKIBAT PENAMBAHAN DISTRIBUTED
GENERATION DALAM JUMLAH BESAR**

TUGAS AKHIR

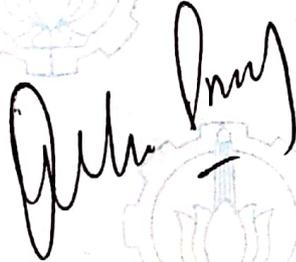
Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada

Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Jurusan Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui,

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II



Prof. Ir. H. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D
NIP. 194907151974121001

Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST, MT
NIP. 198811082012121001



STUDI KESTABILAN TRANSIEN PADA SISTEM DISTRIBUSI KABUPATEN LIMA PULUH KOTA AKIBAT PENAMBAHAN DISTRIBUTED GENERATION DALAM JUMLAH BESAR

Nama : Ridho Dwi Laksono
Pembimbing I : Prof. Ir. H. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D
Pembimbing II : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST, MT

ABSTRAK

Penggunaan energi terbarukan terus dikembangkan untuk mengurangi ketergantungan akan energi fosil yang memiliki dampak kurang baik terhadap lingkungan. Sumber energi terbarukan seperti tenaga air, tenaga surya, tenaga panas bumi, dan turbin angin telah banyak dikembangkan dan merupakan sumber tenaga yang ramah lingkungan. Pada umumnya pembangkit yang ada memiliki kapasitas yang besar dan terletak jauh dari pusat beban, sehingga memerlukan sistem distribusi yang panjang. Hal tersebut mengakibatkan suplai energi listrik pada ujung beban menjadi tidak tersalurkan sepenuhnya.

Dengan adanya DG yang ditempatkan pada ujung beban yang mempunyai kapasitas kecil dapat membantu mengatasi masalah suplai energi listrik. Penggunaan atau penambahan DG dalam jumlah besar tentunya memiliki dampak terhadap sistem. Dilihat dari respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor penambahan DG dalam jumlah besar memiliki berbagai macam dampak. Dampak yang ada bergantung pada peletakan DG pada sistem, jumlah beban yang ada, *rating* DG yang digunakan, dan jenis generator yang digunakan. Tugas akhir ini berfokus pada analisa kestabilan transien pada sistem akibat penambahan *Distributed Generation* dalam jumlah besar.

Kata Kunci —*Distributed Generation*, Kestabilan Transien, Pelepasan Beban

Halaman ini sengaja dikosongkan

***Study of Transient Stability ini Distribution System of
District Lima Puluh Kota with Addition Large Amount of
Distributed Generation***

Name : Ridho Dwi Laksono
Advisor I : Prof. Ir. H. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D
Advisor II : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST, MT

ABSTRACT

The use of renewable energy continues to be developed to reduce dependence on fossil energy that has adverse impacts on the environment. Renewable energy sources such as hydropower, solar power, geothermal power, and wind turbines have been widely developed and are a source of energy that is environmentally friendly. Generally, the existing plant has a large capacity and is located far from the load center, requiring a long distribution system. This causes the supply of electrical energy at the end of the load to be not channeled completely.

Given that DG's placed at the end of a load that have a small capacity can help solve the problem of electrical energy supply. The use or addition of DG in large numbers certainly has an impact on the system. Judging from the frequency response, voltage, and rotor angle the addition of DG in large quantities has various impacts. The impacts depend on DG laying on the system, the number of loads, the DG rating used, and the type of generator used. This final project focuses on the analysis of transient stability in the system due to the addition of Distributed Generation in large quantities.

Key word - *Distributed Generation, Transient Stability, Load Shedding*

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah Robbil 'Alamin, terucap syukur kehadirat Allah SWT atas limpahan rahmat, berkah, dan karuniaNya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir yang berjudul “ **Studi Kestabilan Transien Pada Sistem Distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota Akibat Penambahan Distributed Generation Dalam Jumlah Besar**”. Tujuan dari penyusunan tugas akhir ini adalah sebagai salah satu persyaratan untuk mendapatkan gelar sarjana teknik pada bidang studi Teknik Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Dalam kesempatan yang berbahagia ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang telah berjasa dalam proses penyusunan tugas akhir ini, yaitu :

1. Allah SWT atas karunia, berkah dan rahmatnya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini.
2. Kedua orang tua penulis beserta adik penulis atas segala dukungan, dorongan, semangat, dan doa untuk keberhasilan penulis.
3. Bapak Prof. Ir. H. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D. dan Bapak Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST, MT. Selaku dosen pembimbing yang dengan sabar telah memberikan saran, masukan serta bimbingannya.
4. Talitha Puspita Sari atas segala dukungan, dorongan, bimbingan, semangat, dan doa untuk keberhasilan penulis
5. Rekan-rekan kos Update 1 yang senantiasa memberikan penulis bantuan yang sangat berarti dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
6. Segenap civitas akademika Jurusan Teknik Elektro ITS dan keluarga besar Himpunan Mahasiswa Teknik Elektro atas dukungan, kerja sama, doa, dan masukannya selama proses perkuliahan maupun pengerjaan tugas akhir

Besar harapan penulis agar buku ini dapat memberikan manfaat bagi banyak pihak, sehingga penulis sangat mengharapkan kritik dan saran membangun dari seluruh pembaca.

Surabaya, Januari 2019

Penulis

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
LEMBAR KEASLIAN TUGAS AKHIR	
HALAMAN PENGESAHAN	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan.....	2
1.5 Metodologi	3
1.6 Sistematika Penulisan	3
1.7 Relevansi dan Manfaat.....	4
BAB II <i>DISTRIBUTED GENERATIONS</i> DAN KESTABILAN SISTEM TENAGA	5
2.1 <i>Distributed Generations</i> (DG) dan <i>Utility</i>	5
2.1.1 Diesel	5
2.1.2 Minihidro	5
2.1.3 Sel Surya	6
2.1.4 <i>Utility</i> atau Grid PLN	7
2.2 Kestabilan Sistem	7
2.3 Klasifikasi Kestabilan	8
2.3.1 Kestabilan Frekuensi	9
2.3.2 Kestabilan Tegangan	10
2.3.2 Kestabilan Sudut Rotor.....	11
2.4 Kestabilan Transien	12
2.4.1 Hubung Singkat	13
2.4.2 Starting pada Motor	13
2.4.3 Penambahan Beban secara Tiba-Tiba	13
2.4.4 Hubungan Daya dengan Sudut Rotor	16

2.5	Dinamika Rotor dan Persamaan Ayunan	19
2.6	Pengaturan Frekuensi.....	23
2.6.1	Mode <i>Droop</i>	24
2.6.2	Mode <i>Isochronous</i>	24
2.7	Pelepasan Beban.....	25
2.7.1	Pelepasan Beban Secara Manual.....	25
2.7.2	Pelepasan Beban Secara Otomatis	25
2.8	Standar yang Berkaitan dengan Analisa Kestabilan Transien .	26
2.8.1.	Standar Frekuensi.....	26
2.8.2	Standar Tegangan.....	27
2.8.3	Standar Pelepasan Beban	28

BAB III PEMODELAN SISTEM DISTRIBUSI KABUPATEN

LIMA PULUH KOTA	31	
3.1	Sistem Distribusi Listrik Kabupaten Lima Puluh Kota	31
3.2	<i>Single Line Diagram</i> dan Data Beban.....	31
3.2.1.	<i>Feeder</i> Simpang Benteng.....	31
3.2.2	<i>Feeder</i> Sicincin	32
3.2.3	<i>Feeder</i> Padang Tiakar.....	33
3.2.4	<i>Single Line Diagram</i>	34
3.3	Data Grid PLN dan <i>Distributed Generations</i>	35
3.3.1.	Grid PLN	35
3.3.2	Generator Minihidro.....	36
3.3.3	Generator Diesel	36
3.3.4	Sel Surya.....	37
3.4	Pemodelan Governor	37
3.5	Pemodelan <i>Exciter</i>	39

BAB IV HASIL SIMULASI DAN ANALISIS STABILITAS TRANSIEN PADA SISTEM DISTRIBUSI KABUPATEN LIMA PULUH KOTA

4.1	Sistem Kelistrikan Kabupaten Lima Puluh Kota	41
4.2	Studi Kasus Stabilitas Transien	41
4.3	Simulasi Stabilitas Transien	44
4.3.1	Studi Kasus SCC_3DGOn	44
4.3.2	Studi Kasus SCC_AllDGOn	48
4.3.3	Studi Kasus PS_3DGOn	53
4.3.4	Studi Kasus PS_AllDGOn	57
4.3.5	Studi Kasus SB_ISLD_AllDGOn	64

4.3.5.1 Pelepasan Beban Tahap 1	66
4.3.5.2 Pelepasan Beban Tahap 2	67
4.3.5.1 Pelepasan Beban Tahap 3	68
BAB V PENUTUP	71
5.1 Kesimpulan	71
5.2 Saran	71
DAFTAR PUSTAKA	73
LAMPIRAN	75
BIODATA PENULIS	83

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Klasifikasi kestabilan sistem tenaga	9
Gambar 2.2	Respon sudut rotor terhadap gangguan transien	14
Gambar 2.2	Diagram reaktansi sistem dua mesin.....	16
Gambar 2.4	Diagram fasor sistem dua mesin.....	17
Gambar 2.5	Respon generator saat terjadi gangguan.....	18
Gambar 2.6	Representasi rotor mesin yang membandingkan arah perputaran serta medan putar mekanis dan elektrik	20
Gambar 2.7	Blok diagram kerja <i>speed governor</i>	23
Gambar 2.8	Standar frekuensi untuk turbin uap (IEEE Std C37.106-2003).....	26
Gambar 2.9	<i>Voltage Magnitude Event</i> berdasarkan standar IEEE 1195-1995	28
Gambar 3.1	<i>Single Line Diagram</i> Sistem Distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota	34
Gambar 4.1	Respon frekuensi pada bus 267 saat terjadi hubung singkat 3 fasa	44
Gambar 4.2	Respon tegangan pada bus 267 saat terjadi hubung singkat 3 fasa	45
Gambar 4.3	Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro saat terjadi hubung singkat 3 fasa	45
Gambar 4.4	Respon frekuensi pada bus 267 setelah gangguan dilokalisir	46
Gambar 4.5	Respon tegangan pada bus 267 setelah gangguan dilokalisir	46
Gambar 4.6	Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro setelah gangguan dilokalisir	47
Gambar 4.7	Respon frekuensi pada bus 267 saat terjadi hubung singkat 3 fasa.....	48
Gambar 4.8	Respon tegangan pada bus 267 saat terjadi hubung singkat 3 fasa.....	48
Gambar 4.9	Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro saat terjadi hubung singkat 3 fasa	49
Gambar 4.10	Respon frekuensi pada bus 267 setelah gangguan dilokalisir	50

Gambar 4.11	Respon tegangan pada bus 267 setelah gangguan dilokalisir.....	50
Gambar 4.12	Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro setelah gangguan dilokalisir.....	51
Gambar 4.13	Perbandingan respon frekuensi 3 DG On dan All DG On saat terjadi hubung singkat 3 fasa.....	51
Gambar 4.14	Perbandingan respon tegangan 3 DG On dan All DG On saat terjadi hubung singkat 3 fasa.....	52
Gambar 4.15	Perbandingan respon frekuensi 3 DG On dan All DG On setelah gangguan dilokalisir.....	53
Gambar 4.16	Perbandingan respon tegangan 3 DG On dan All DG On setelah gangguan dilokalisir.....	53
Gambar 4.17	Respon frekuensi pada bus 1 dan bus 296 saat terjadi hubung singkat 3 fasa.....	54
Gambar 4.18	Respon tegangan pada bus 1 dan bus 296 saat terjadi hubung singkat 3 fasa.....	54
Gambar 4.19	Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro saat terjadi hubung singkat 3 fasa	55
Gambar 4.20	Respon frekuensi pada bus 1 dan bus 296 setelah gangguan dilokalisir	56
Gambar 4.21	Respon tegangan pada bus 1 dan bus 296 setelah gangguan dilokalisir	56
Gambar 4.22	Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro setelah gangguan dilokalisir.....	57
Gambar 4.23	Respon frekuensi pada bus 1 dan bus 296 saat terjadi hubung singkat 3 fasa.....	58
Gambar 4.24	Respon tegangan pada bus 1 dan bus 296 saat terjadi hubung singkat 3 fasa.....	58
Gambar 4.25	Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro saat terjadi hubung singkat 3 fasa	59
Gambar 4.26	Respon frekuensi pada bus 1 dan bus 296 setelah gangguan dilokalisir	60
Gambar 4.27	Respon tegangan pada bus 1 dan bus 296 setelah gangguan dilokalisir	60
Gambar 4.28	Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro setelah gangguan dilokalisir.....	61
Gambar 4.29	Perbandingan respon frekuensi 3 DG On dan All DG On saat terjadi hubung singkat 3 fasa.....	62

Gambar 4.30	Perbandingan respon tegangan 3 DG On dan All DG On saat terjadi hubung singkat 3 fasa	62
Gambar 4.31	Perbandingan respon frekuensi 3 DG On dan All DG On setelah gangguan dilokalisir	63
Gambar 4.32	Perbandingan respon tegangan 3 DG On dan All DG On setelah gangguan dilokalisir	63
Gambar 4.33	Respon frekuensi pada bus 258	64
Gambar 4.34	Respon tegangan pada bus 258.....	65
Gambar 4.35	Frekuensi <i>load shedding</i> langkah 1.....	66
Gambar 4.36	Tegangan <i>load shedding</i> langkah 1.....	67
Gambar 4.37	Frekuensi <i>load shedding</i> langkah 2.....	68
Gambar 4.38	Tegangan <i>load shedding</i> langkah 2.....	68
Gambar 4.39	Frekuensi <i>load shedding</i> langkah 3.....	69
Gambar 4.40	Tegangan <i>load shedding</i> langkah 3.....	69

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Skema <i>load shedding</i> 3 tahap standar ANSI/IEEE C37.106-1987	29
Tabel 3.1	Data beban <i>feeder</i> Simpang Benteng	31
Tabel 3.2	Data beban <i>feeder</i> Sicincin	33
Tabel 3.3	Data beban <i>feeder</i> Padang Tiakar	33
Tabel 3.4	Data rating grid PLN dan <i>Distributed Generations</i>	35
Tabel 3.5	Kapasitas DG Terpasang (%)	35
Tabel 3.6	Data rating grid PLN.....	35
Tabel 3.7	Data rating generator minihidro.....	36
Tabel 3.8	Data rating generator diesel	36
Tabel 3.9	Data rating panel surya	37
Tabel 3.10	Data rating inverter sel surya	37
Tabel 3.11	Data governor generator minihidro	38
Tabel 3.12	Data governor generator diesel 1, diesel 2, dan diesel 3.....	38
Tabel 3.13	Data <i>exciter</i> generator minihidro dan diesel	39
Tabel 4.1	Daftar studi kasus	41
Tabel 4.2	Rincian studi kasus stabilitas transien	42
Tabel 4.3	Data <i>load shedding</i> penyulang Simpang Benteng.....	65

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Listrik merupakan kebutuhan yang sangat penting bagi kehidupan manusia dewasa ini. Permintaan daya listrik yang terus bertambah menyebabkan pembangkit listrik harus mampu menyuplai daya yang semakin besar. Berdasarkan RUPTL PLN 2018-2027 rasio elektrifikasi Indonesia pada tahun 2018 berada pada 95,15% sementara itu PLN akan menargetkan rasio elektrifikasi pada tahun 2019 menjadi 97,35%.[1] Dalam membangkitkan daya listrik yang sangat besar dengan cakupan wilayah yang sangat luas, sistem pembangkitan tersebar atau dikenal juga dengan *Distributed Generation* (DG) berperan penting dalam memenuhi permintaan beban, meningkatkan keandalan, mengurangi *losses*, dan beberapa peran penting lainnya.

Distributed Generations (DG) atau disebut juga dengan pembangkit listrik tersebar merupakan suatu teknologi baru dalam dunia kelistrikan. DG juga merupakan teknologi yang dapat mengatasi permasalahan pembangkitan tenaga listrik konvensional yang masih menggunakan sumber daya tak terbarukan yang dewasa ini kapasitasnya semakin berkurang. DG merupakan pembangkitan tenaga listrik yang berada dekat dengan konsumen pemakai listrik dengan kapasitas pembangkitan yang kecil serta menggunakan sumber energi terbarukan seperti cahaya matahari, tenaga angin, mikrohidro, dan lain-lain.

Dalam menyediakan sumber energi listrik yang baik bagi konsumen dibutuhkan analisa-analisa yang mengkaji kondisi kestabilan dari sistem akibat adanya gangguan yang umum terjadi pada jaringan kelistrikan seperti hubung singkat tiga fasa. Dalam menganalisa kestabilan sistem, penyimpangan nilai frekuensi, tegangan, dan sudut rotor sistem ketika terjadi gangguan 3 fasa dalam selang waktu tertentu dijadikan sebagai parameter utama.

Sistem distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota terdiri dari beberapa *feeder* yang terkoneksi ke grid PLN. Dalam tugas akhir ini analisa menggunakan tiga *feeder* yaitu *feeder* Simpang Benteng, *feeder* Sicincin, dan *feeder* Padang Tiakar. DG diletakkan pada ujung beban. Penggunaan DG dalam jumlah besar tentunya memiliki dampak terhadap sistem. Dilihat dari respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor penambahan DG dalam jumlah besar memiliki berbagai macam dampak. Tugas akhir ini akan membahas mengenai kestabilan transien sistem

distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota akibat penambahan Distributed Generation (DG) dalam jumlah besar.

1.2. Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang masalah yang telah dikemukakan, maka dapat dirumuskan permasalahan pada penelitian ini sebagai berikut:

1. Bagaimana pengaruh penambahan Distributed Generation (DG) dalam jumlah besar terhadap sistem?
2. Bagaimana menganalisa fenomena transien berupa frekuensi, tegangan, dan sudut rotor pada sistem?
3. Bagaimana mengatasi fenomena transien berupa frekuensi, tegangan, dan sudut rotor pada sistem?

1.3. Batasan Masalah

Agar hasil penelitian menjadi terarah dan tidak menyimpang, maka masalah yang dibahas dalam tugas akhir ini dibatasi sebagai berikut:

1. Menggunakan jaringan distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota.
2. Analisa transien menggunakan *feeder* Simpang Benteng, Sicincin, dan Padang Tiakar.
3. Sistem dalam keadaan seimbang.
4. Jenis DG yang digunakan berupa PV, diesel dan minihidro.
5. Gangguan berfokus pada hubung singkat 3 fasa.
6. Parameter yang diamati adalah tegangan, frekuensi, dan sudut rotor.
7. Simulasi tidak memperhatikan koordinasi proteksi sistem.
8. Simulasi menggunakan *software* Etap 12.6.0.

1.4. Tujuan

Penulisan tugas akhir ini bertujuan untuk:

1. Mendapatkan pemodelan seluruh komponen dalam sistem distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota
2. Mempelajari pengaruh penambahan Distributed Generation (DG) dalam jumlah besar terhadap sistem distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota.
3. Mendapatkan sistem yang stabil setelah terjadi gangguan berupa hubung singkat 3 fasa dengan memperhatikan fenomena transien.

1.5. Metodologi

Metodologi yang digunakan dalam penyusunan tugas akhir ini antara lain:

1. Studi Literatur
 - Studi literatur dilakukan dengan membaca buku dan melakukan *browsing* mengenai stabilitas transien, *Distributed Generation* (DG), load shedding, dan efek penambahan *Distributed Generation* (DG) dalam jumlah besar terhadap sistem
2. Pengumpulan Data
 - Data yang dikumpulkan meliputi data parameter pembangkit, data feeder jaringan distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota, dan data pembebanan masing-masing feeder jaringan distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota.
3. Pemodelan Sistem
 - Melakukan pemodelan terhadap sistem distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota dan menempatkan beberapa DG pada sistem sehingga dapat di analisa kestabilan transien sistem setelah diberi gangguan.
4. Simulasi dan Analisis
 - Melakukan simulasi analisa kestabilan transien pada sistem distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota dengan beberapa *Distributed Generator* menggunakan *software* Etap 12.6.0 serta melakukan analisis terhadap hasil simulasi.
5. Penyusunan Laporan
 - Penyusunan laporan dilakukan sebagai penggambaran kesimpulan dari tugas akhir ini. Kesimpulan ini merupakan jawaban dari permasalahan yang dianalisis serta berupa saran sebagai masukan berkaitan dengan apa yang telah dilakukan.

1.6. Sistematika Penulisan

Tugas akhir ini disusun dengan sistematika sebagai berikut :

Bab 1 PENDAHULUAN

Penjelasan tentang latar belakang masalah, perumusan masalah, batas-batas permasalahan, tujuan penelitian, dan kontribusi penelitian.

Bab 2 *DISTRIBUTED GENERATION* DAN KESTABILAN SISTEM TENAGA

Penjelasan mengenai stabilitas transien, *Distributed Generatios* (DG), dan standar-standar yang digunakan.

Bab 3 PEMODELAN SISTEM DISTRIBUSI KABUPATEN LIMA PULUH KOTA

Penjelasan mengenai pemodelan dan penerapan beberapa komponen beban, *Distributed Generations* (DG), dan *utility* pada sistem distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota sehingga menjadi sebuah sistem kelistrikan yang dapat dianalisa.

Bab 4 HASIL SIMULASI DAN ANALISIS KESTABILAN TRANSIEN PADA SISTEM DISTRIBUSI KABUPATEN LIMA PULUH KOTA

Menganalisis hasil simulasi stabilitas transien pada sistem distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota akibat penambahan *Distributed Generation* dalam jumlah besar.

Bab 5 PENUTUP

Dalam bab ini berisi kesimpulan dan saran.

1.7. Relevansi dan Manfaat

Penulisan tugas akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut:

1. Dapat dijadikan acuan untuk mensimulasikan dan mengatasi fenomena stabilitas transien dari suatu sistem akibat penambahan *Distributed Generation* dalam jumlah besar.
2. Dapat menjadi referensi bagi mahasiswa lain yang hendak mengambil masalah yang serupa untuk tugas akhir.
3. Dapat menjadi referensi penelitian untuk mengembangkan analisis stabilitas transien yang lebih handal.

BAB 2

DISTRIBUTED GENERATIONS DAN KESTABILAN SISTEM TENAGA

2.1. *Distributed Generations (DG) dan Utility*

Distributed Generations (DG) atau disebut juga dengan pembangkit listrik tersebar merupakan suatu teknologi baru dalam dunia kelistrikan. DG juga merupakan teknologi yang dapat mengatasi permasalahan pembangkitan tenaga listrik konvensional yang masih menggunakan sumber daya tak terbarukan yang dewasa ini kapasitasnya semakin berkurang. DG merupakan pembangkit tenaga listrik yang berada dekat dengan konsumen pengguna listrik dengan kapasitas pembangkitan yang kecil serta menggunakan sumber energi terbarukan seperti cahaya matahari, tenaga angin, mikrohidro, dan lain-lain.

Pengoperasian DG berada pada level tegangan jaringan distribusi listrik. Jaringan distribusi listrik di Indonesia berada pada nilai 20 kV. Penambahan suatu DG pada suatu sistem distribusi listrik menyebabkan adanya *bidirectional power flows* atau aliran daya dua arah. Pada tugas akhir kali ini menggunakan DG jenis diesel, *microhydro*, dan *photovoltaic*.

2.1.1. Diesel

Generator diesel merupakan salah satu jenis generator yang sudah sangat lama dipakai untuk membangkitkan tenaga listrik. Generator diesel juga menjadi teknologi pertama yang diterapkan pada sistem pembangkit tersebar atau *Distributed Generations*.

Pembangkit jenis ini banyak digunakan dalam berbagai bidang ekonomi dengan ukuran yang berbeda-beda mulai dari 1 kW hingga berpuluh-puluh MW. Selain itu, generator diesel banyak digunakan pada alat-alat transportasi yang membutuhkan tenaga listrik seperti kapal, kereta, dan lain-lain karena memiliki efisiensi dan keandalan yang tinggi

2.1.2. Minihidro

Pembangkit listrik yang menggunakan sumber berupa air (hidro) berfungsi untuk menghasilkan energi listrik dengan memanfaatkan aliran air yang mempunyai debit dan tinggi jatuh. Perbedaan utama antara pembangkit listrik tenaga air (PLTA) dengan pembangkit listrik

tenaga minihidro (PLTM/PLTMH) adalah besarnya nilai *output* daya yang dihasilkan, yaitu untuk PLTA keluaran dayanya lebih dari 5000 kW dan PLTMH berkisar antara 100 kW hingga 5000 kW.[1]

Prinsip kerja pada PLTMH pada dasarnya sama dengan PLTA yaitu dengan memanfaatkan beda ketinggian atau sudut kemiringan dan jumlah debit air per detik. Aliran air nantinya akan memutar turbin dan turbin akan dipasangkan dengan generator sehingga generator berputar dan menghasilkan energi listrik.

Besarnya daya keluaran suatu PLTMH dapat dihitung menggunakan persamaan berikut[1]

$$P = g Q Hn \eta$$

Dimana:

P = daya keluaran (watt)

g = konstanta gravitasi (9.8 m/s^2)

Q = debit aliran air (m^3/s)

Hn = head net (m)

η = efisiensi

Nilai debit air yang berubah-ubah akan menyebabkan tegangan dan frekuensi yang dihasilkan oleh PLTMH menjadi tidak stabil. Sehingga perlu adanya pengaturan yang digunakan pada sistem tersebut seperti penggunaan AVR untuk menstabilkan tegangan dan penggunaan governor yang mengatur katup air dalam menstabilkan frekuensi.

2.1.3. Sel Surya

Pembangkit sel surya atau lebih dikenal dengan *photovoltaic* (PV) merupakan suatu sistem yang mengubah energi cahaya matahari menjadi energi listrik secara langsung. Karakteristik suatu sel surya saat beroperasi tidak sama dengan rating dari panel tersebut atau dapat diartikan saat operasinya panel surya tidak selalu dalam kondisi standar (1000 W/m^2 , suhu sel 25°).

Pengaruh intensitas matahari dimodelkan dengan mempertimbangkan daya *output* dari modul sel surya yang sebanding dengan radiasinya. Untuk pengujian modul sel surya telah ditentukan dalam *Standart Test Condition* (STC). Berikut ini adalah daya *output* dari modul sel surya yang dirumuskan dalam persamaan[2]

$$P_{PV} = M \left\{ P_{STG} \frac{G_{ING}}{G_{STG}} (1 + k (T_c - T_r)) \right\}$$

Dimana:

P_{PV} = daya keluaran modul saat radiasi G_{ING} (Watt)

P_{STG} = daya maksimum modul saat STC (Watt)

G_{ING} = radiasi aktual (W/m^2)

G_{STC} = radiasi saat STC ($1000 W/m^2$)

M = jumlah modul

k = koefisien suhu untuk daya modul ($\%/^{\circ}C$)

T_c = suhu sel surya ($^{\circ}C$)

T_r = referensi suhu ($25^{\circ}C$)

s

2.1.4. Utility atau Grid PLN

Dalam sistem *grid-connected*, PLN diintegrasikan dengan sistem distribusi. Suatu utilitas memiliki kapasitas yang sangat besar sehingga PLN diasumsikan mempunyai daya yang tak terbatas. Selain itu, PLN digunakan untuk menyeimbangkan perbedaan antara kebutuhan beban dan keluaran pembangkit tersebar (DG).

Utility atau bus PLN memiliki nilai tegangan dan parameter lain yang tetap sehingga bus PLN tidak terpengaruh oleh sistem yang ada dibawahnya. Pada keadaan sebenarnya model seperti ini tidak ada, namun model ini digunakan dalam proses analisis sistem distribusi untuk mempermudah dan menyederhanakan pemodelan. Bus PLN biasanya dioperasikan dengan mode mengikuti beban yang ada pada sistem tersebut atau biasa dikenal dengan istilah *swing* dan nilai *voltage angle* ditetapkan nol derajat.

2.2 Kestabilan Sistem[3]

Kestabilan sistem tenaga listrik dapat diartikan sebagai kemampuan suatu sistem tenaga listrik untuk beroperasi secara normal saat terjadi gangguan maupun setelah terjadi gangguan pada sistem tersebut. Beban sistem tenaga listrik merupakan beban yang dinamis, dimana setiap detik dapat berubah, sehingga aliran daya listrik harus disesuaikan dengan kebutuhan beban setiap waktunya. Dalam keadaan seimbang, daya mekanik dan daya elektrik berubah secara bersamaan dengan

kecepatan konstan. Apabila terjadi penurunan atau kenaikan beban yang terjadi secara tiba-tiba maka dapat mengakibatkan sistem menjadi tidak seimbang. Hal inilah yang menyebabkan adanya perbedaan daya elektrik dan daya mekanik dari generator. Daya elektrik yang berlebihan menyebabkan perlambatan putaran rotor generator karena generator semakin terbebani. Sebaliknya, daya mekanik yang berlebihan menyebabkan percepatan putaran rotor karena beban yang ditanggung generator semakin ringan. Bila gangguan tersebut tidak segera diatasi, maka perlambatan maupun percepatan putaran rotor generator akan mengakibatkan hilangnya sinkronisasi dalam sistem. Oleh karena itu, perlu dilakukan analisis kestabilan transien agar pembangkit yang terganggu tidak lepas dari sistem.

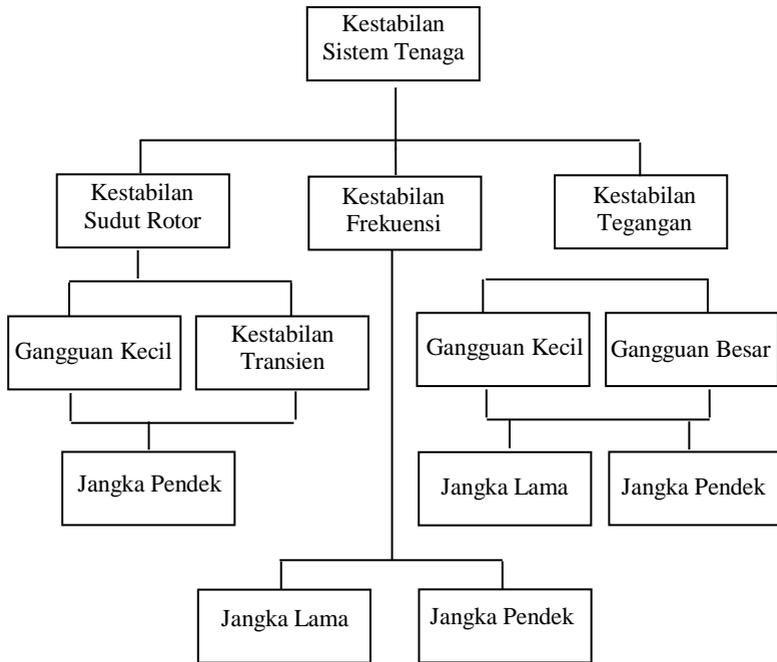
Setelah terjadi gangguan, upaya mengembalikan sistem pada kondisi operasi sinkron harus segera dilakukan. Upaya tersebut dikenal dengan istilah periode transien. Karakteristik utama stabilitas adalah bagaimana mesin-mesin dapat mempertahankan sinkronisasi pada akhir periode transien. Jika respon sistem mengalami osilasi pada saat terjadi gangguan dan kemudian dapat teredam dengan sendirinya, maka sistem dapat dikatakan stabil. Jika osilasi terjadi secara terus menerus hingga periode yang lama, maka sistem dikatakan tidak stabil. Jika osilasi sistem mampu teredam dengan baik berarti sistem itu mempunyai kekuatan dalam mengurangi osilasi dan hal ini sangat diperlukan bagi sebuah sistem tenaga. Terdapat dua gangguan yang dapat mempengaruhi kestabilan pada sistem tenaga listrik yaitu gangguan besar dan gangguan kecil. Gangguan besar yaitu berupa lepasnya generator dan terjadinya hubung singkat. Sedangkan gangguan kecil yaitu berupa perubahan beban yang berlangsung secara terus menerus.

2.3 Klasifikasi Kestabilan

Faktor-faktor yang dapat menyebabkan terjadinya ketidakstabilan pada sistem tenaga listrik dibagi menjadi tiga [4], diantaranya:

1. Kestabilan frekuensi
2. Kestabilan tegangan
3. Kestabilan sudut rotor

Pengelompokan yang ditunjukkan pada gambar 2.1 dilakukan dengan tujuan untuk mempermudah analisa kestabilan yang akan dilakukan.



Gambar 2.1 Klasifikasi kestabilan sistem tenaga

2.3.1 Kestabilan Frekuensi

Kestabilan frekuensi berkaitan dengan kemampuan dari sistem untuk mempertahankan nilai frekuensi yang ada akibat gangguan pada sistem yang mengakibatkan ketidakseimbangan antara sisi pembangkitan dan sisi beban. Pada umumnya masalah kestabilan frekuensi berkaitan dengan ketidakmampuan dari respon peralatan, koordinasi yang buruk pada peralatan kontrol dan peralatan proteksi, atau kurangnya daya cadangan pembangkitan.

Selama terjadinya penyimpangan frekuensi, besarnya tegangan mungkin dapat berubah dengan signifikan, terutama untuk kondisi islanding yang menggunakan underfrequency load shedding untuk melepas bebannya. Perubahan nilai tegangan yang mungkin prosentasenya lebih besar dari perubahan frekuensi dapat

mengakibatkan ketidakseimbangan antara pembangkitan dan beban. Equilibrium point (titik keseimbangan) antara suplai daya sistem dan beban harus dipertahankan untuk menjaga sistem dari generator outage

Klasifikasi kestabilan frekuensi diklasifikasikan menjadi dua, yaitu jangka panjang dan jangka pendek. Contoh fenomena jangka pendek kestabilan frekuensi adalah pada pembentukan undergenerated island dengan pelepasan beban underfrequency yang tidak mencukupi, sehingga frekuensi menurun secara tiba-tiba dan menyebabkan sistem mati total dalam durasi beberapa detik. Sedangkan kestabilan frekuensi jangka panjang biasanya disebabkan oleh kontrol governor tidak bekerja ketika terdapat gangguan. Rentang waktu fenomena jangka panjang yaitu puluhan detik hingga beberapa menit. [4]

2.3.2 Kestabilan Tegangan

Kestabilan tegangan diartikan sebagai kemampuan suatu sistem tenaga listrik untuk mempertahankan kestabilan tegangan pada semua bus dari sistem setelah mengalami gangguan. Pada saat terjadi gangguan pada sistem tenaga listrik maka tegangan dapat mengalami penurunan atau kenaikan. Hal ini, tergantung pada kemampuan sistem untuk mempertahankan kesetimbangan antara *supply* daya pembangkit dan kebutuhan beban.

Klasifikasi kestabilan tegangan diklasifikasikan menjadi 2: [4]

2.3.2.1 Kestabilan tegangan akibat gangguan besar terjadi kasus generator outage dan juga short circuit akan terjadi penurunan tegangan steady pada saat mengalami 2 gangguan besar tersebut. Efek dari 2 gangguan diatas dapat menyebabkan nilai tegangan menjadi undervoltage maupun overvoltage sehingga harus diamankan secepat mungkin

2.3.2.2 Kestabilan tegangan akibat gangguan kecil akibat seperti perubahan atau fluktuasi beban pada sistem kelistrikan akan mempengaruhi nilai dari tegangan di sistem. Contoh dari kestabilan jangka pendek adalah kedip tegangan (voltage sags) dan kenaikan tegangan (swells).

Gangguan yang biasanya terjadi adalah lepasnya beban secara tiba-tiba maupun hilangnya sinkron dari salah satu pembangkit sehingga tegangan menjadi turun secara drastis. Secara umum, gangguan

kestabilan tegangan dibedakan menjadi dua yaitu kestabilan tegangan jangka panjang dan kestabilan tegangan jangka pendek[4].

Gangguan kestabilan tegangan jangka panjang dapat mengakibatkan hal-hal berikut:

1. Tegangan mengalami *undervoltage*, yaitu tegangan dibawah 90% dari tegangan normal.
2. Tegangan mengalami *overvoltage*, yaitu tegangan diatas 110% dari tegangan normal.

Gangguan kestabilan tegangan jangka pendek dapat mengakibatkan hal-hal berikut:

1. *Momentary interruption*, mengakibatkan tegangan menjadi sangat rendah ($<0,1pu$) pada satu fasa atau lebih dari satu fasa konduktor selama 0,5 cycle dan 3s.
2. *Volage sag*, merupakan penurunan *magnitude* tegangan selama 0,5 cycle sampai 1 menit.
3. *Swell*, merupakan kenaikan tegangan lebih dari 1,1 pu selama 0,5 cycle sampai 1 menit.

2.3.3 Kestabilan Sudut Rotor

Kestabilan sudut rotor dapat diartikan sebagai kemampuan suatu sistem tenaga untuk mempertahankan kondisi sinkron setelah terjadi gangguan. Kestabilan sudut rotor berkaitan dengan kemampuan mempertahankan keseimbangan antara torsi elektromagnetik dan torsi mekanik pada mesin-mesin tersebut. Akibat dari ketidakstabilan ini adalah kecepatan sudut yang berubah-ubah pada generator. Sehingga, hilang sinkron antar generator dapat terjadi karena daya *output* generator yang berubah sesuai dengan berubahnya sudut rotor[4].

Jika sistem mengalami gangguan, titik kesetimbangan akan berubah sehingga mengakibatkan percepatan atau perlambatan sudut rotor. Ketika salah satu generator berputar lebih cepat dari generator yang lain, posisi sudut rotor generator yang lebih lambat akan meningkat. Perbedaan kecepatan tersebut akan menghasilkan perbedaan sudut yang dipengaruhi oleh hubungan daya dan sudut rotor.

Secara umum kestabilan sudut rotor dibedakan menjadi dua bagian[4], yaitu:

1. Kestabilan sudut rotor akibat gangguan kecil
Merupakan kemampuan sistem tenaga untuk mempertahankan kondisi sinkron akibat gangguan kecil. Studi kestabilan ini biasanya diamati dalam rentang waktu 10-20 detik setelah gangguan tergantung pada operasi awal sistem. Ketidakstabilan ini dapat terjadi akibat kurangnya torsi sinkronisasi dan kurangnya torsi damping.
2. Kestabilan sudut rotor akibat gangguan besar
Kestabilan sudut rotor akibat gangguan besar disebut juga dengan kestabilan transien. Kestabilan ini berkaitan dengan kemampuan sistem tenaga listrik untuk mempertahankan kondisi sinkron akibat gangguan besar, seperti gangguan hubung singkat. Studi kestabilan ini biasanya diamati dalam rentang waktu 3-5 detik setelah gangguan, atau juga bisa 10-20 detik setelah gangguan jika sistemnya sangat besar.

2.4 Kestabilan Transien[5]

Kestabilan transien dapat diartikan sebagai suatu kemampuan sistem tenaga listrik untuk mempertahankan kondisi sinkron ketika sistem mengalami gangguan transien. Gangguan transien merupakan gangguan besar yang bersifat tiba-tiba selama periode satu ayunan pertama. Kestabilan transien terjadi saat pengatur tegangan otomatis (AVR) dan pengatur frekuensi (*governor*) belum bekerja.

Dalam keadaan operasi yang stabil dari sistem tenaga listrik terdapat keseimbangan antara daya mekanis pada *prime mover* dengan daya listrik atau beban listrik pada sistem. Dalam keadaan ini semua generator berputar pada kecepatan sinkron. Hal ini terjadi bila setiap kenaikan dan penurunan beban diikuti dengan perubahan daya *input* mekanis pada *prime mover* dari generator. Bila daya *input* mekanis tidak segera mengikuti perubahan beban maka kecepatan rotor generator (frekuensi sistem) dan tegangan akan menyimpang dari keadaan normal terutama saat terjadi gangguan. Sesaat kemudian akan terjadi perbedaan yang besar antara daya mekanis pada generator dan daya listrik yang dihasilkan oleh generator. Kelebihan daya mekanis terhadap daya listrik mengakibatkan percepatan pada putaran rotor generator atau sebaliknya, bila gangguan tersebut tidak dihilangkan segera maka percepatan dan perlambatan putaran rotor generator akan mengakibatkan hilangnya sinkronisasi dalam sistem.

Oleh karena itu, studi mengenai kestabilan transien perlu dilakukan karena suatu sistem dapat dikatakan stabil ketika mencapai kestabilan *steady state*. Namun, ketika suatu sistem mencapai kestabilan transien belum tentu sistem tersebut sudah stabil. Untuk itu, dilakukan studi guna mengetahui apakah sistem dapat bertahan saat terjadi gangguan transien. Beberapa faktor yang dapat menyebabkan gangguan kestabilan transien, diantaranya :

1. Hubung singkat
2. *Starting* pada motor
3. Perubahan beban secara tiba-tiba
4. Beban lebih akibat generator lepas dari sistem

2.4.1 Hubung Singkat

Gangguan hubung singkat merupakan gangguan yang paling sering terjadi dalam suatu sistem tenaga listrik. Gangguan hubung singkat ini dapat disebabkan adanya sambaran petir, kegagalan isolasi, gangguan binatang dan ranting pohon. Saat terjadi hubung singkat, arus yang mengalir menuju titik gangguan bernilai sangat besar sehingga tegangan di sekitar titik gangguan akan menurun secara signifikan. Semakin besar arus hubung singkat maka semakin rendah tegangan di sekitar titik gangguan. Hal ini akan mengakibatkan kestabilan sistem menjadi terganggu. Selain itu dapat merusak peralatan karena nilai arus yang sangat besar.

2.4.2 *Starting* pada Motor

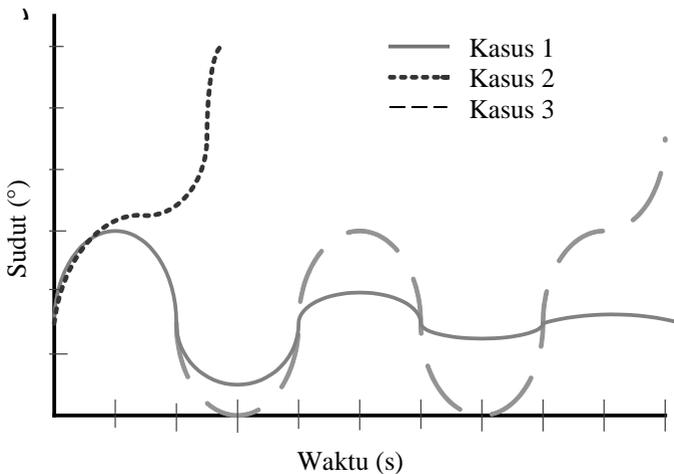
Pada saat *starting* pada motor dilakukan, *locked rotor current* (LRC) mengalir. LRC merupakan arus bernilai tinggi yang besarnya berkali-kali (6 sampai 8 kali) lipat dari arus nominal. Nilainya bervariasi pada setiap motor. Arus yang sangat besar ini dapat mengakibatkan *drop* tegangan pada sistem. Hal ini dikarenakan arus tersebut melewati impedansi saluran trafo sehingga *drop* tegangan pada saluran semakin besar. Selain itu, akibat yang ditimbulkan oleh arus ini adalah bertambahnya rugi-rugi daya aktif pada saluran sehingga dapat menurunkan frekuensi generator. *Drop* tegangan dan turunnya frekuensi ini dapat menyebabkan kestabilan sistem menjadi terganggu.

2.4.3 Penambahan Beban secara Tiba-tiba

Beban lebih pada suatu sistem tenaga listrik dapat menyebabkan terjadinya gangguan peralihan jika jumlah beban melebihi batas

kestabilan dan apabila beban dinaikkan sampai terjadi osilasi, sehingga menyebabkan sistem mengalami ayunan yang melebihi titik kritis dan tidak dapat kembali.

Sesaat setelah dilakukan pembebanan beban penuh secara tiba-tiba, rotor generator akan mengalami ayunan dan getaran yang besar. Akibat dari pembebanan tersebut adalah frekuensi sistem akan turun dengan cepat. Hal tersebut dikarenakan arus yang diperlukan sangat besar. Dalam kondisi tersebut, sistem berpotensi kehilangan sinkron walaupun besar beban belum mencapai batas daya maksimumnya. Penyebabnya adalah daya keluar elektrik generator jauh melampaui daya masukan mekanis generator atau daya yang dihasilkan *prime mover*. Berkurangnya energi kinetis generator menyebabkan putaran generator turun dan menyebabkan frekuensi sistem juga mengalami penurunan, sudut daya δ bertambah besar hingga melampaui sudut kritisnya, akibatnya generator akan lepas sinkron dan sistem menjadi tidak stabil.



Gambar 2.2 Respon sudut rotor terhadap gangguan transien

Gambar 2.2 menunjukkan karakteristik mesin sinkron pada kondisi stable dan unstable. Penjelasan kasus yang ada pada Gambar 2.2, yaitu:

1. Kasus pertama
Sudut rotor mengalami kenaikan hingga nilai maksimum kemudian berosilasi hingga sudut rotor kembali mencapai kondisi stabil.
2. Kasus kedua
Rotor kehilangan sinkronisasi sehingga sudut rotor terus naik mencapai kondisi tidak stabil saat ayunan pertama. Penyebab utama pada kasus ini adalah kurangnya sinkronisasi torsi.
3. Kasus ketiga
Sistem tetap stabil saat ayunan pertama namun pada kondisi akhir sistem menjadi tidak stabil. Bentuk tidak stabil pada kasus ini umumnya terjadi bukan akibat dari gangguan transien melainkan akibat dari gangguan dinamik.

Sudut rotor, frekuensi, dan periode transien akan berubah selama periode transien dan *magnitude* dari tegangan kumparan medan akan dipengaruhi oleh beberapa faktor, yaitu :

1. Arus induksi pada kumparan peredam (*dampers winding*) selama terjadinya perubahan nilai arus pada kumparan jangkar. Periode ini terjadi pada 0,1 s dan disebut efek subtransien
2. Arus induksi pada kumparan medan selama terjadinya perubahan mendadak pada arus kumparan jangkar. Periode ini terjadi pada 2 s dan disebut efek transien.

Kestabilan transien dapat dideteksi dengan adanya gangguan yang dipertahankan dalam waktu singkat yang menyebabkan reduksi terminal mesin dan kemampuan transfer daya. Estimasi nilai transfer daya pada mesin tunggal yang terhubung ke infinite bus dapat dihitung melalui persamaan berikut :

$$P = \frac{V_t V_{\infty}}{X} \sin \delta \quad (2.3)$$

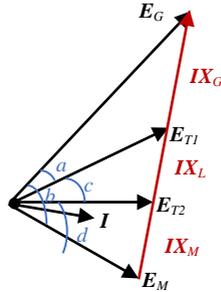
Dimana,

V_t = tegangan terminal mesin

V_{∞} = tegangan *infinite bus*

V_t berbanding lurus dengan P, sehingga jika V_t tereduksi, maka P akan tereduksi oleh nilai terkait. Diperlukan aksi yang sangat cepat pada sistem eksitasi dalam memberikan eksitasi pada kumparan medan guna

mendahului medan putar motor), dan sudut internal motor δ_M (rotor tertinggal oleh medan putar stator).[6]



Gambar 2.4 Diagram fasor sistem dua mesin

Penjelasan untuk Gambar 2.4 sebagai berikut :

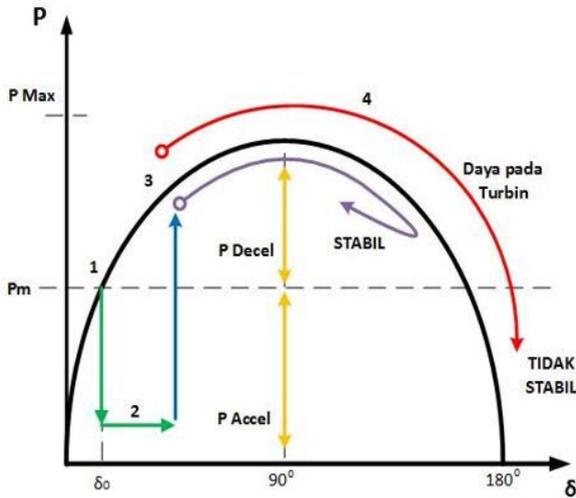
$$\begin{aligned} a &= \delta_G \\ b &= \delta \\ c &= \delta_L \\ d &= \delta_M \end{aligned}$$

$$\delta = \delta_G + \delta_L + \delta_M \quad (2.1)$$

Gambar 2.4 menjelaskan diagram fasor hubungan antara tegangan internal generator (E_G) dan tegangan internal motor (E_M). Didapatkan persamaan yang menyatakan hubungan antara daya generator yang ditransfer ke motor dalam fungsi sudut, yaitu:

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \sin \delta \quad (2.2)$$

$$X_T = X_G + X_L + X_M \quad (2.3)$$



Gambar 2.5 Respon generator saat terjadi gangguan

Pada saat terjadi gangguan, terjadi perubahan daya *input* mekanis yang erat kaitannya dengan sudut rotor generator, kondisi ini ditunjukkan pada Gambar 2.5. Keadaan generator ketika belum terjadi gangguan ditunjukkan pada periode angka 0 sampai 1 (*pre-fault*). Keadaan ketika generator mengalami gangguan, pada δ_0 , mengakibatkan *output* generator mengalami penurunan drastis. Selanjutnya, hal tersebut menyebabkan adanya perbedaan antara daya *output* generator dengan daya mekanis turbin sehingga rotor pada generator mengalami percepatan dan sudut rotor naik, posisi 2. Kemudian posisi 3, keadaan ketika gangguan pada generator sudah tidak terjadi (*post-fault*). Terlihat bahwa daya *output* generator menjadi lebih besar dari daya mekanis turbin. Hal ini, menyebabkan rotor pada generator mengalami perlambatan. Apabila terdapat torsi lawan yang cukup untuk mengimbang percepatan pada saat terjadi gangguan, maka sistem akan stabil dalam ayunan pertama. Namun jika torsi tersebut tidak mampu menahan gangguan, maka sudut rotor akan bertambah besar sehingga membuat sistem kehilangan sinkronisasi.

2.5 Dinamika Rotor dan Persamaan Ayunan [7]

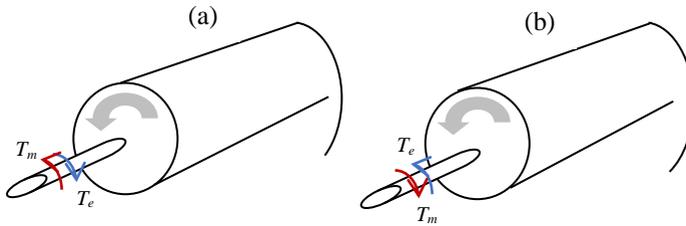
Persamaan yang mengatur putaran rotor suatu mesin sinkron berdasarkan pada prinsip dasar dinamika yang menyatakan bahwa momen putar percepatan (*accelerating torque*) merupakan hasil kali dari momen kelambaman (*moment of inertia*) rotor dan percepatan sudutnya. Untuk generator sinkron, persamaan ayunan dapat ditulis sebagai berikut:

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

Dimana,

- J : Momen inersia total dari massa rotor dalam kg-m²
- θ_m : Pergeseran sudut dari rotor terhadap suatu sumbu yang diam dalam radian mekanis (rad)
- T_e : Momen putar elektrik atau elektromagnetik, (N-m)
- T_a : Momen putar kecepatan percepatan bersih (*net*), (N-m)
- t : Waktu dalam detik (s)
- T_m : Momen putar mekanis atau poros penggerak yang diberikan oleh *prime mover* dikurangi dengan momen putar perlambatan (*retarding*) yang disebabkan oleh rugi-rugi perputaran (N-m)

Jika torsi mekanis T_m dianggap positif pada generator sinkron, maka hal ini menandakan bahwa T_m adalah resultan torsi yang mempunyai kecenderungan untuk mempercepat rotor dalam arah putaran θ_m yang positif. Sedangkan jika T_m bernilai negatif, menandakan bahwa T_m memiliki kecenderungan untuk memperlambat rotor dalam arah putaran θ_m yang positif. Representasi rotor mesin yang membandingkan arah perputaran serta medan putar mekanis dan elektrik akan ditunjukkan pada gambar 2.6. Sementara itu, jika T_m sama dengan T_e dan T_a sama dengan nol untuk generator yang bekerja dalam keadaan tetap (*steady state*). Dalam keadaan ini tidak ada percepatan atau perlambatan terhadap massa rotor dan kecepatan tetap resultan adalah kecepatan sinkron. Massa yang berputar meliputi rotor dari generator dan *prime over* berada pada keadaan sinkron dalam sistem daya tersebut.



Gambar 2.6 Representasi rotor mesin yang membandingkan arah perputaran serta medan putar mekanis dan listrik (a) Generator (b) Motor

Untuk generator yang bekerja dalam keadaan tetap, T_m dan T_e adalah sama sedangkan momen putar T_a sama dengan nol. Dalam keadaan ini tidak ada percepatan atau perlambatan terhadap massa rotor dan kecepatan tetap resultan adalah kecepatan serempak. Massa yang berputar meliputi rotor dari generator dan penggerak mula dikatakan dalam keadaan serempak dengan mesin lainnya yang bekerja pada kecepatan serempak dalam sistem daya tersebut. Penggerak mulanya mungkin berupa suatu turbin air atau turbin uap dan untuk masing-masing turbin sudah ada model dengan bermacam-macam tingkat kesulitan untuk menggambarkan pengaruh pada T_m .

Jika generator sinkron membangkitkan torsi elektromagnetik dalam keadaan berputar pada kecepatan sinkron ω_{sm} maka:

$$T_m = T_e \quad (2.5)$$

Jika terjadi gangguan akan menghasilkan suatu percepatan ($T_m > T_e$) atau perlambatan ($T_m < T_e$) seperti yang terdapat pada Gambar 2.4 dimana:

$$T_a = T_m - T_e \quad (2.6)$$

Pada persamaan (2.4) karena θ_m diukur terhadap sumbu yang diam, maka untuk mengukur posisi sudut rotor terhadap sumbu yang berputar terhadap kecepatan sinkron adalah seperti persamaan berikut:

$$\theta_m = \omega_{sm}t + \delta_m \quad (2.7)$$

Dimana,

ω_{sm} : Kecepatan sinkron mesin (*radian/detik*)

δ_m : Sudut pergesean rotor, dalam *mechanical radians*, dari sumbu referensi putaran sinkron (derajat)

Dengan θ_m adalah pergesean sudut rotor dalam satuan radian terhadap sumbu yang berputar dengan kecepatan sinkron. Penurunan persamaan (2.7) terhadap waktu memberikan kecepatan putaran rotor seperti persamaan berikut:

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (2.8)$$

Dimana percepatan rotornya adalah

$$\frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \frac{d^2\theta_m}{dt^2} \quad (2.9)$$

Persamaan (2.8) menunjukkan bahwa kecepatan sudut rotor $\frac{d\theta_m}{dt}$ adalah konstan dan kecepatan sinkron hanya saat $\frac{d\delta_m}{dt}$ adalah nol. Oleh karena itu, $\frac{d\delta_m}{dt}$ menunjukkan deviasi kecepatan rotor saat sinkron dengan satuan pengukuran *mechanical radians per detik*. Persamaan (2.9) merepresentasikan percepatan rotor dikur pada mekanikal radian per *second* kuadrat. Dengan mensubstitusikan persamaan (2.9) pada (2.6), maka didapatkan :

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad \text{N-m} \quad (2.10)$$

Untuk mempermudah persamaan kecepatan sudut rotor didefinisikan sebagai berikut:

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \quad (2.11)$$

Menurut prinsip dasar dinamika rotor yang menyatakan bahwa daya (P) adalah perkalian antara torsi dengan kecepatan sudut, maka jika

persamaan (2.10) dikalikan dengan ω_m akan didapatkan persamaan sebagai berikut :

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e W \quad (2.12)$$

Dimana,

P_m : Daya mekanis

P_e : Daya elektrik

P_a : Daya percepatan yang menyumbang ketidakseimbangan keduanya

Koefisien $J\omega_m$ adalah momentum sudut rotor pada kecepatan sinkron ω_{sm} dan dinotasikan dengan M (konstanta inersia mesin). Satuan M adalah *joule-seconds per mechanical radian*, sehingga persamaan juga dapat dituliskan dalam bentuk sebagai berikut:

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e W \quad (2.13)$$

Dalam data mesin untuk studi stabilitas transien terdapat suatu konstanta yang sering dijumpai yaitu inersia mesin (H) yang didefinisikan dengan,

$$H = \frac{\text{Daya kinetis yang disimpan dalam mega joule pada kecepatan sinkron}}{\text{rating mesin dalam MVA}} \quad (2.14)$$

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{sm}^2}{S_{mach}} = \frac{\frac{1}{2} M \omega_{sm}}{S_{mach}} \text{ MJ/MVA} \quad (2.15)$$

Dimana S_{mach} adalah rating 3 fase dari mesin dalam MVA. Dengan menyelesaikan persamaan untuk mendapatkan nilai M pada persamaan (2.13), didapatkan :

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S_{mach} \text{ MJ/mech rad} \quad (2.16)$$

Dengan mensubstitusikan M di persamaan (2.13), didapatkan :

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \frac{P_a}{S_{mach}} = \frac{P_m - P_e}{S_{mach}} \quad (2.17)$$

δ_m memiliki satuan *mechanical radians* pada persamaan (2.17), dimana ω_{sm} memiliki satuan *mechanical radians per second*. Oleh sebab itu persamaan dapat ditulis sebagai :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad \text{per unit} \quad (2.18)$$

Dengan $\omega_s = 2\pi f$, maka persamaan (2.18) menjadi,

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (2.19)$$

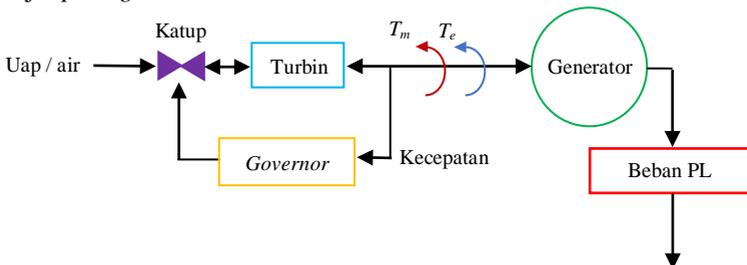
Saat δ dalam *electrical radians*,

$$\frac{H}{180f} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (2.20)$$

Persamaan (2.20) menjelaskan *swing equation* mesin berupa persamaan dasar yang mengatur dinamika rotasi dari mesin sinkron pada studi stabilitas.

2.6 Pengaturan Frekuensi [6]

Nilai frekuensi pada suatu sistem kelistrkan sangat berubungan erat dengan kecepatan putar turbin. Untuk mendapatkan frekuensi yang konstan maka putaran turbin juga harus konstan. Oleh karena itu, perlu dilakukan pengaturan kecepatan oleh *speed governor*. Gambar 2.7 berikut merupakan blok diagram sederhana yang menggambarkan cara kerja *speed governor*.



Gambar 2.7 Blok diagram kerja *speed governor*

Keterangan:

T_m = torsi mekanik

P_m = daya mekanik

T_e = torsi elektrik

P_e = daya elektrik

P_L = Daya beban

Pada saat terjadi perubahan beban, maka akan terjadi perubahan torsi elektrik (T_e) pada generator dalam waktu yang bersamaan. Hal tersebut, mengakibatkan adanya perbedaan antara torsi mekanik (T_m) dan torsi elektrik (T_e) yang menimbulkan perbedaan kecepatan. Perbedaan ini akan dirasakan oleh *governor*.

Kerja *governor* berhubungan dengan daya aktif pada sistem. Penyediaan daya aktif sistem harus sesuai dengan kebutuhan agar frekuensi tetap dalam batas yang diijinkan. Penyesuaian daya aktif ini dilakukan dengan mengatur kopel mekanis untuk memutar generator, hal ini dilakukan dengan cara mengatur pemberian bahan bakar turbin oleh *governor* yang membuka atau menutup katup (*valve*) bahan bakar. ketika frekuensi turun dari nominalnya, *governor* akan menambah kapasitas bahan bakar sedangkan ketika frekuensi naik dari nominalnya, *governor* akan mengurangi kapasitas bahan bakar. Mode operasi *speed governor* dibagi menjadi dua, yaitu *mode droop* dan *mode isochronous*.

2.6.1 Mode Droop

Pada mode *droop*, *governor* sudah memiliki *set point* daya mekanik yang besarnya sesuai dengan rating generator atau menurut kebutuhan. Adanya *fixed setting* menyebabkan nilai *output* daya listrik generator akan tetap. Sehingga, perubahan beban tidak mempengaruhi putaran turbin.

2.6.2 Mode Isochronous

Pada mode *isochronous*, *set point* putaran *governor* ditentukan berdasarkan kebutuhan daya pada sistem saat itu secara *real time*. *Governor* akan menyesuaikan nilai *output* daya mekanik turbin agar sesuai dengan daya listrik yang dibutuhkan oleh sistem. Caranya dilakukan dengan mengatur *governor* berdasarkan *logic control* dari pabrikan generator. Apabila terjadi perubahan beban, *governor* akan menentukan *set point* yang baru sesuai dengan beban aktual. Pengaturan

set point ini dapat menjaga frekuensi sistem tetap berada dalam batas yang diizinkan sehingga generator tidak mengalami *loss of synchronization*.

2.7 Pelepasan Beban

Pelepasan beban atau *load shedding* merupakan salah satu cara untuk mempertahankan kestabilan jika terjadi gangguan pada sistem. Jika terjadi gangguan pada sistem yang menyebabkan besarnya suplai daya yang dihasilkan oleh pembangkit tidak mencukupi kebutuhan beban, misalnya karena adanya pembangkit yang lepas (*trip*), menyebabkan *prime over* generator akan melambat karena memikul beban melewati kapasitas. Apabila hal ini tidak segera diatasi, maka akan menimbulkan turunnya frekuensi sistem diluar standar yang diijinkan. Oleh karena itu, untuk mencegah terjadinya ketidakstabilan sistem perlu dilakukan pelepasan beban. Keadaan yang kritis pada sistem dideteksi melalui frekuensi sistem yang menurun dengan cepat.

Pelepasan beban dapat dilakukan dengan dua cara yaitu pelepasan beban secara manual (*Manual Load Shedding*) dan pelepasan beban secara otomatis (*Automatic Load Shedding*).

2.7.1 Pelepasan Beban Secara Manual

Pelepasan beban secara manual dilakukan dengan cara membuka *circuit breaker* yang dilakukan oleh operator. Metode ini hanya dapat digunakan dalam keadaan yang tidak begitu genting, misalnya terdapat penambahan beban yang melebihi kapasitas pembangkit atau adanya gangguan yang menyebabkan turunnya tegangan dan frekuensi pada sistem. Jika terjadi keadaan darurat, seperti turunnya tegangan hingga 80%, operator akan mengambil inisiatif sendiri untuk melakukan pelepasan beban untuk mempertahankan kestabilan sistem. Kekurangan dari pelepasan beban secara manual adalah apabila terjadi keterlambatan operator dalam mengatasi permasalahan pada sistem akan berakibat fatal pada stabilitas sistem.

2.7.2 Pelepasan Beban secara Otomatis

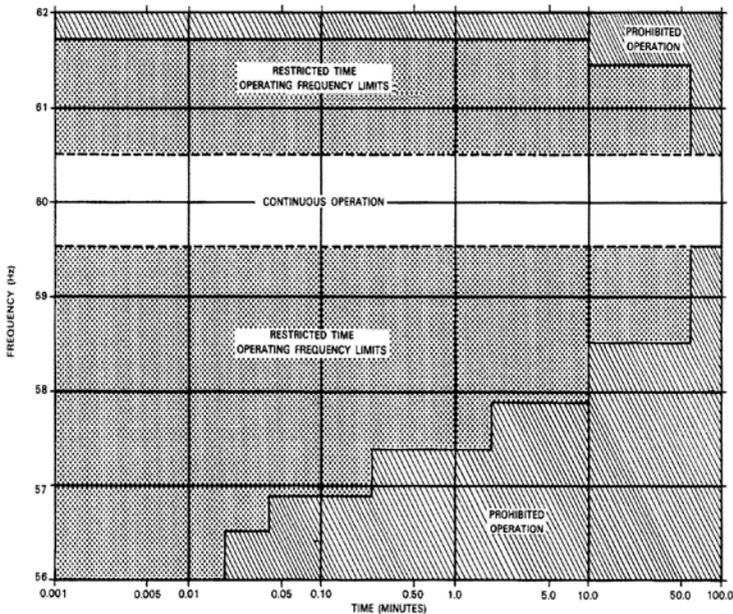
Pelepasan beban secara otomatis merupakan metode yang tepat jika digunakan dalam keadaan genting. Metode ini dilakukan dengan menggunakan rele berdasarkan sensor-sensor tertentu.

2.8 Standar yang Berkaitan dengan Analisa Kestabilan Transien

Dalam melakukan analisa kestabilan transien, ada beberapa standar yang perlu diperhatikan, diantaranya adalah standar frekuensi, standar tegangan dan standar pelepasan beban. Ketiga aspek tersebut penting untuk diperhatikan karena sangat berkaitan erat dengan kestabilan pada suatu sistem tenaga listrik.

2.8.1 Standar Frekuensi

Berdasarkan IEEE Std C37.106-2003 (Revision of ANSI/IEEE C37.106-1987)[8], operasi frekuensi yang diijinkan ditunjukkan pada gambar 2.8 berikut.



Gambar 2.8 Standar frekuensi untuk turbin uap (IEEE Std C37.106-2003)

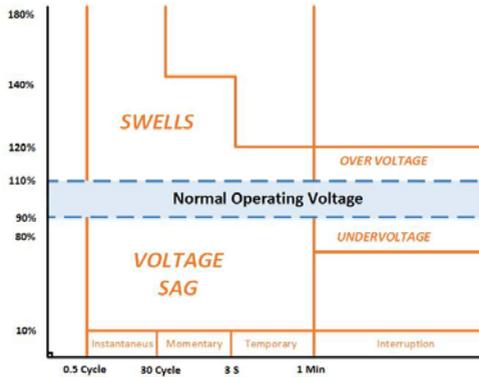
Pada gambar 2.8 terdapat 3 daerah operasi untuk *steam turbin generator*, yakni:

1. *Restricted time operating frequency limits*
Daerah frekuensi yang masih diijinkan namun hanya bersifat sementara, tergantung besar frekuensi dan waktu. Semakin besar dan semakin kecil frekuensinya maka semakin pendek waktu yang diijinkan pada kondisi tersebut.
2. *Prohibited operation*
Daerah frekuensi terlarang, frekuensi operasi tidak diijinkan mencapai daerah tersebut.
3. *Continuous operation*
Daerah frekuensi normal. Batas daerah frekuensi yang diperbolehkan. Jika dikonversikan dalam standar sistem frekuensi 50 Hz maka batas bawah 49,58 Hz (99,17%) dan batas atas 50,42 Hz (100,83%).

Masing-masing produsen memiliki karakteristik tertentu untuk batas operasi frekuensi *abnormal*. Batas tersebut dapat direpresentasikan dalam grafik untuk penentuan pengaturan perangkat pelindung. Gambar 2.9 merupakan standar untuk menggambarkan batas operasional turbin uap. Daerah antara 59,5 dan 60,5 Hz adalah batas daerah operasi yang diijinkan, sedangkan daerah diatas 60,5 Hz dan dibawah 59,5 Hz adalah daerah yang dilarang. Jika dikonversikan dalam standar sistem frekuensi 50 Hz maka 59,5 Hz sama dengan 49,58 Hz (99,17%) dan 60,5 Hz sama dengan 50,42 Hz (100,83%).

2.8.2 Standar Tegangan

Berdasarkan gambar 2.9 dibawah ini, kedip tegangan yang diijinkan adalah 10% untuk instantaneous 30 cycle, untuk momentary selama 3 detik dan untuk temporary selama 1 menit.



Gambar 2.9 *Voltage Magnitude Event* berdasarkan standar IEEE 1195-1995

Ketika tegangan pada sistem sudah stabil, maka standar yang digunakan untuk tegangan nominal dalam kondisi normal adalah berdasarkan standar PLN, yaitu :

500 kV +5%, -5%

150 kV +5%, -10%

70 kV +5%, -10%

20 kV +5%, -10%

2.8.3 Standar Pelepasan Beban

Berdasarkan standar ANSI/IEEE C37.106-1987 [8] terdapat dua skema yaitu skema pelepasan beban atau *load shedding* yaitu dengan 3 tahap dan 6 tahap. Pada standar ANSI/IEEE C37.106-1987 sistem kelistrikan menggunakan frekuensi 60 Hz karena pada tugas akhir ini menggunakan sistem 50 HZ. Sehingga perlu mentransformasi standar ANSI/IEEE C37.106-1987 dalam bentuk % sehingga dapat digunakan untuk frekuensi 50 Hz.

Dalam tugas akhir ini penerapan pelepasan beban menggunakan skema tiga tahap. Hal yang harus diperhatikan dalam pelepasan 3 tahap, apabila terjadi gangguan yang membuat kekurangan suplai daya atau sistem tidak stabil maka pelepasan beban tidak harus dilakukan 3 tahap. Namun 3 tahap ini adalah maksimal pelepasan beban sehingga apabila pelepasan beban pada 1 atau 2 tahap mampu membuat sistem menjadi stabil dan masih dalam standart yang ada, maka skema *load shedding* 1 atau 2 tahap saja yang dilakukan.

Tabel 2.1 Skema *load shedding* 3 tahap standar ANSI/IEEE C37.106-1987[8]

Tahap	Frekuensi Trip (Hz)		Persentase frekuensi (%)	Persentase Beban Lepas (%)	Time Delay (cycle)
	Sistem 60 Hz	Sistem 50 Hz			
1	59.3	49.41	98.83	10	6
2	58.9	49.08	98.16	15	6
3	58.5	48.75	97.5	Sebanyak yang dibutuhkan sebelum 97 %	-

Pada tabel 2.1 dapat diperhatikan bahwa pada *load shedding* 3 tahap, *load shedding* tahap pertama dilakukan ketika frekuensi 98.83%, besar beban yang dilepas adalah 10% dari beban total, dan waktu CB membuka adalah 0,12 s. Apabila dengan *load shedding* tahap pertama sistem belum stabil maka diperlukan *load shedding* tahap kedua. *Load shedding* tahap kedua dilakukan ketika frekuensi 98.16%, besar beban yang dilepas adalah 15% dari beban total. Seperti pada tahap pertama jika dengan dilakukannya *load shedding* tahap 2 sistem belum stabil, maka perlu dilakukan *load shedding* tahap ketiga. *Load shedding* tahap ketiga dilakukan ketika frekuensi sistem 97,5 % dan besar beban yang dilepas disesuaikan dengan kekurangan suplai daya dari *load shedding* tahap kedua. Tujuan dilakukannya pelepasan beban adalah agar jumlah suplai daya dan permintaan beban seimbang.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB III

PEMODELAN SISTEM DISTRIBUSI KABUPATEN LIMA PULUH KOTA

3.1. Sistem Distribusi Listrik Kabupaten Lima Puluh Kota

Pada Kabupaten Lima Puluh Kota sistem distribusi listrik yang digunakan adalah sistem distribusi radial. Pada sistem ini sumber listrik dari grid PLN dan generator akan disalurkan pada setiap bus dengan rating tegangan 20 kV dan kemudian akan diturunkan pada tegangan 0.4 kV.

Sistem distribusi listrik Kabupaten Lima Kota memiliki beberapa *feeder* atau penyulang, namun untuk tugas akhir ini hanya menggunakan tiga *feeder* saja yaitu *feeder* Padang Tiakar, *feeder* Simpang Benteng, dan *feeder* Sicincin.

Total beban dari ketiga *feeder* ini kurang lebih 7.3 MW ditanggung oleh *grid* PLN, namun dalam memodelkan sistem distribusi agar menjadi sebuah sistem akan dipasangkan beberapa *Distributed Generation* diantaranya, pembangkit listrik tenaga minihidro pada *feeder* Simpang Benteng, pembangkit listrik tenaga diesel pada *feeder* Padang Tiakar, dan pembangkit listrik tenaga surya pada *feeder* Sicincin.

3.2 Single Line Diagram dan Data Beban

3.2.1. Feeder Simpang Benteng

Feeder Simpang Benteng memiliki jumlah total beban kurang lebih 3.3 MW. *Feeder* Simpang Benteng memiliki jumlah total beban yang paling besar dibandingkan dua *feeder* lainnya. Hal tersebut dikarenakan *feeder* Simpang Benteng mempunyai total 29 beban.

Jumlah dan nilai beban yang terdapat pada *feeder* Simpang Benteng dapat dirincikan pada tabel 3.1 dibawah ini :

Tabel 3.1 Data beban *feeder* Simpang Benteng

No	Nama Daerah	Power (KVA)	kV
1	Simpang Benteng	200	0.4
2	Balai Baru Kt. Nan Gadang	50	0.4
3	Kt. Nan Gadang	160	0.4

Tabel 3.1 Data beban *feeder* Simpang Benteng (lanjutan)

No	Nama Daerah	Power (KVA)	kV
4	Kt. Nan Gadang 1	100	0.4
5	Simp. Muaro	160	0.4
6	Kantor BPJS	100	0.4
7	Taruko	100	0.4
8	Taruko 1	50	0.4
9	Kt. Baru Payobasung	160	0.4
10	Saw Mill Zahur Hamzah	50	0.4
11	Kantor Pajak	100	0.4
12	Simp. Pdg Kaduduk	100	0.4
13	Padang Kaduduk	160	0.4
14	Tarok	160	0.4
15	Bl. Jariang Kt. Nan Gadang	160	0.4
16	Cubadak Air	50	0.4
17	Kertas Telur Tambago	250	0.4
18	Tambago	50	0.4
19	Payonibung	100	0.4
20	Pabrik Kertas Payonibung	160	0.4
21	Sisipan Nan Kodok	150	0.4
22	Nan Kodok	160	0.4
23	Payolinyam	160	0.4
24	Tj. Anau	100	0.4
25	Pdg Rantang Baru	100	0.4
26	Pdg Rantang Talawi	50	0.4
27	Talawi	160	0.4
28	Griya Talawi	160	0.4
29	Sisip Talawi	100	0.4

3.2.2. *Feeder* Sicincin

Feeder Sicincin tidak memiliki cakupan daerah yang luas karena hanya memiliki sedikit beban, alokasi beban *feeder* Sicincin berjumlah 14 beban.

Jumlah dan nilai beban yang terdapat pada *feeder* Sicincin dapat dirincikan pada tabel 3.2 dibawah ini :

Tabel 3.2 Data beban *feeder* Sicincin

No	Nama Daerah	Power (KVA)	kV
1	Simp. BTI	160	0.4
2	SMKK	100	0.4
3	Simp. Kurnia	100	0.4
4	Simp. SMP Tiakar	100	0.4
5	Saw Mill Tiakar	75	0.4
6	Payobasung	100	0.4
7	Kaluek	100	0.4
8	Kaluek Kertas Telur	200	0.4
9	PBR. Pupuk Pybs	160	0.4
10	RPH Payobasung	50	0.4
11	Kt. Panjang Payobasung	50	0.4
12	Payobasung1	100	0.4
13	Pbr. Pupuk Payobasung	160	0.4
14	Pbr. Pupuk Payobasung2	160	0.4

3.2.3. *Feeder* Padang Tiakar

Feeder Padang Tiakar merupakan daerah pemerintahan dan perkantoran sehingga jumlah beban juga tidak terlalu besar.

Jumlah dan nilai beban yang terdapat pada *feeder* Padang Tiakar dapat dirincikan pada tabel 3.3 dibawah ini :

Tabel 3.3 Data beban *feeder* Padang Tiakar

No	Nama Daerah	Power (KVA)	kV
1	Tiakar	200	0.4
2	Batalion 131	200	0.4
3	Sumur Cindai	150	0.4
4	GOR M. Yamin	100	0.4
5	Rasuna Said	200	0.4
6	Simp 44 Lb silang	200	0.4
7	Sisip TMP	150	0.4
8	TMP	100	0.4
9	Depag	150	0.4
10	Pdg Tiakar	200	0.4

Tabel 3.3 Data beban *feeder* Padang Tiakar (lanjutan)

No	Nama Daerah	Power (KVA)	kV
11	Kolivera	150	0.4
12	Pakan Selasa	200	0.4
13	Simp. Sicincin Permai	100	0.4
14	Sicincin	100	0.4
15	PDAM Sicincin	50	0.4
16	Kubu Gadang Pacuan	100	0.4
17	Pdg Lebar	160	0.4
18	GI Pdg Cubadak	160	0.4
19	Kapalo Koto	50	0.4
20	Ampangan	50	0.4
21	Panorama Ampangan	100	0.4

3.2.4. Single Line Diagram

Halaman Lampiran

3.2. Data Grid PLN dan *Distributed Generations*

Pada penelitian ini distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota memiliki empat jenis sumber tenaga listrik yaitu grid PLN, PV, generator minihidro, dan diesel. Berikut ini merupakan rating sumber tenaga listrik yang digunakan sesuai pada tabel 3.4 dan table 3.5 sebagai berikut :

Tabel 3.4 Data rating grid PLN dan *Distributed Generations*

No	Grid/Generator	Rating (kW)	Operasi		Mode
			kW	kVAR	
1	Grid PLN	-	7369	3105	Swing
2	Minihidro	2250	1500	726	PF Control
3	Diesel	1500	1200	744	PF Control
4	PV	720	693	0	PF Control

Tabel 3.5 Kapasitas DG Terpasang (%)

No	Jenis DG	Rating	Operasi		Kapasitas Terpasang (%)
			kW	kVAR	
1	Minihidro	2250	1500	726	66,6

Tabel 3.5 Kapasitas DG Terpasang (%) (lanjutan)

No	Jenis DG	Rating	Operasi		Kapasitas Terpasang (%)
2	Diesel	1500	1200	744	80
3	PV	720	693	0	82,36

3.3.1. Grid PLN

Grid PLN merupakan sumber utama yang digunakan pada sistem distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota. Sumber ini berasal dari gardu induk Kabupaten Lima Puluh Kota. Data rating grid PLN yang digunakan sesuai pada tabel 3.6 sebagai berikut :

Tabel 3.6 Data rating grid PLN

No	Komponen	Nominal
1	MVAsc 3 Fasa	997.98
2	MVAsc 1 Fasa	716.21
3	X/R 3 Fasa	3.75
4	X/R 1 Fasa	0.28
5	kAsc 3 Fasa	3.841
6	kAsc 1 Fasa	2.757

3.3.2. Generator Minihidro

Pada tugas akhir ini memodelkan generator minihidro sebagai jenis DG yang berkapasitas paling besar yaitu 3x750 kW dengan menggunakan jenis AEM Dessau model AH 400 L6. Alasan penggunaan minihidro sebagai Distributed Generation dikarenakan bentang alam yang terdapat di Kabupaten Lima Puluh Kota banyak terdapat perairan yang berguna bagi sumber tenaga penggerak minihidro. Penentuan kapasitas DG jenis minihidro berdasarkan kebutuhan beban yang ada. Data rating generator minihidro dapat dilihat pada tabel 3.7 berikut:

Tabel 3.7 Data rating generator minihidro

No	Komponen	Nominal
1	MW	750
2	kV	6.3
3	%PF	90
4	%Eff	95

Tabel 3.7 Data rating generator minihidro (lanjutan)

No	Komponen	Nominal
5	Poles	10
6	RPM	600
7	Inertia (H)	1.2

3.3.3. Generator Diesel

Pada tugas akhir ini menggunakan generator diesel berkapasitas 3 x 500 kW dengan jenis Honny Power model HGM688. Alasan penggunaan diesel sebagai Distributed Generation dikarenakan diesel mempunyai daya tahan yang lama. Selain itu diesel yang berbahan bakar solar juga memiliki tingkat kepadatan yang lebih tinggi sehingga energi yang dapat dihasilkan lebih banyak dalam perbandingan volume yang sama. Penentuan kapasitas DG jenis diesel berdasarkan kebutuhan beban yang ada. Data rating generator diesel dapat dilihat pada tabel 3.8 berikut :

Tabel 3.8 Data rating generator diesel

No	Komponen	Nominal
1	Kapasitas (kW)	500
2	Tegangan (kV)	0.4
3	Power faktor (%PF)	85
4	Efisiensi (%Eff)	95
5	Poles	4
6	Kecepatan putaran (RPM)	1500
7	Inertia (H)	1.2

3.3.4. Sel Surya

Pada tugas akhir ini menggunakan sel surya dengan rating panel surya jenis Suniva model ART245-60-3-1. Alasan penggunaan sel surya sebagai Distributed Generation dikarenakan sel surya ramah lingkungan, memiliki daya tahan yang lama (25 sampai 30 tahun), dan mudah pemasangannya. Penentuan kapasitas DG jenis diesel berdasarkan kebutuhan beban yang ada. Sel surya dipasang secara seri dan paralel menyesuaikan dengan kebutuhan tegangan dan arus sistem. Rating panel surya dapat dilihat pada tabel 3.9 berikut :

Tabel 3.9 Data rating panel surya

No	Komponen	Nominal
1	Daya (W/panel)	239.7
2	Efisiensi (%Eff)	14.9
3	Pemasangan Seri	20
4	Pemasangan Paralel	50
5	Tegangan DC (Volt)	613
6	Arus DC (Amper)	391

Sementara itu inverter yang digunakan pada sel surya ini adalah jenis ABB model PVS800-57-0250kW-A. Rating inverter dapat dilihat pada tabel 3.10 berikut :

Tabel 3.10 Data rating inverter sel surya

No	Parameter	Nominal
1	Daya puncak (kW_{peak})	250
2	Tegangan DC (Volt)	850
3	Arus DC (Amper)	294.1
4	Efisiensi (%Eff)	98
5	Tegangan AC (Volt)	400
6	Arus AC (Amper)	353.6

3.3. Pemodelan Governor

Tugas akhir ini bersifat rancangan sehingga governor yang diterapkan pada pembangkit menggunakan sample data yang umumnya digunakan pada masing-masing generator tersebut. Pada rancangan sistem distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota, terdapat dua tipe governor yang digunakan. Hal ini dikarenakan adanya 2 jenis turbin yang digunakan yaitu turbin diesel dan turbin minihidro.

Pada tugas akhir ini pemodelan governor generator minihidro menggunakan tipe *General Purpose* (GP). *General Purpose* (GP) merupakan jenis governor yang sederhana dan belum diklasifikasikan secara spesifik. Data governor yang digunakan pada minihidro dapat dilihat pada tabel 3.11 berikut :

Tabel 3.11 Data governor generator minihidro

No	Parameter	Definisi	Nominal
1	<i>Droop</i>	<i>Steady-state speed droop (%)</i>	5
2	Pmax	Daya maksimum shaft (MW)	789
3	Pmin	Daya minimum shaft (MW)	0
4	Ta	Waktu konstan aktuator (Sec)	0
5	Tc	Waktu konstan reset Governor (Sec)	0.1
6	Tdrp	Waktu konstan sensor beban (Sec)	5
7	Tsr	Waktu konstan rele kecepatan (Sec)	0.15
8	Tt	Waktu konstan rele turbin	0.1

Adapun governor yang digunakan pada generator diesel yaitu tipe *woodward 2301*. Data governor yang digunakan pada generator diesel 1, diesel 2, dan diesel 3 dapat dilihat pada tabel 3.12 berikut :

Tabel 3.12 Data governor generator diesel 1, diesel 2, dan diesel 3

No	Parameter	Definisi	Nominal
1	<i>Droop</i>	<i>Steady-state speed droop in second (%)</i>	5
2	Pmax	Daya maksimum shaft (kW)	526
3	Pmin	Daya minimum shaft (kW)	0
4	θ_{max}	Nilai sudut maksimum	42
5	θ_{Min}	Nilai sudut minimum	0
6	α	<i>Gain setting</i>	0.8273
7	β	<i>Reset setting</i>	0.165
8	ρ	<i>Actuator compensation setting</i>	0.2
9	K1	<i>Partially very high pressure power fraction (Deg/A)</i>	271.6
10	τ	<i>Actuator time constant</i>	0.1
11	T1	<i>Engine Dead Time Constant (s)</i>	0.025
12	T2	<i>Amplifier / compensator time constant (s)</i>	0.01

3.4. Pemodelan *Exciter*

Tipe *exciter* yang digunakan pada generator di rancangan sistem distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota ini adalah tipe 2. Berikut adalah data *setting exciter* pada setiap generator dapat dilihat pada tabel 3.12 berikut:

Tabel 3.13 Data *exciter* generator minihidro dan diesel

No	Parameter	Minihidro	Diesel
1	VRmax	17.5	17.5
2	VRmin	-15.5	-15.5
3	SEmax	1.65	1.65
4	SE.75	1.13	1.13
5	Efdmax	6.6	6.6
6	KA	250	250
7	KE	1	1
8	KF	0.06	0.06
9	TA	0.03	0.03
10	TE	1.25	1.25
11	TF1	1	1
12	TF2	0.1	0.1
13	TR	0.005	0.005

Keterangan :

- VRmax = Nilai maksimum tegangan ouput generator (p.u)
VRmin = Nilai output tegangan minimum generator (p.u.)
SEmax = Nilai fungsi eksitasi pada Efdmax
SE.75 = Nilai fungsi eksitasi pada 0.75 Efdmax
Efdmax = Tegangan output maksimum eksiter (p.u)
KA = *Regulator gain* (Sec)
KE = *Exciter constant for self-excited field* (Sec)
KF = *Regulator stabilizing circuit gain* (Sec)
TA = *Regulator amplifier time constant* (Sec)
TE = *Konstanta waktu exciter* (Sec)
TF1 = *Regulator stabilizing circuit first time constant* (Sec)
TF2 = *Regulator stabilizing circuit second time constant* (Sec)
TR = *Regulator input filter time constant* (Sec)

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB IV

HASIL SIMULASI DAN ANALISIS STABILITAS TRANSIEN PADA SISTEM DISTRIBUSI KABUPATEN LIMA PULUH KOTA

4.1. Sistem Kelistrikan Kabupaten Lima Puluh Kota

Rancangan sistem kelistrikan Kabupaten Lima Puluh Kota dimodelkan dengan menggunakan *software* ETAP dan dibuat menyerupai kondisi riil dilapangan hanya saja pada sistem ini ditambahkan beberapa pembangkit tersebar atau *Distributed Generation* pada beberapa penyulang. Pemodelan dilakukan untuk mendapatkan nilai yang sesungguhnya agar bisa dijadikan rekomendasi di lapangan. Setelah itu akan dilakukan simulasi dan analisis kestabilan stabilitas transien pada sistem disribusi Kabupaten Lima Puluh Kota sesuai dengan studi kasus yang telah direncanakan.

4.2. Studi Kasus Stabilitas Transien

Pada simulasi stabilitas transien akan dilakukan analisis untuk respon dari beberapa parameter hasil simulasi Setelah itu dilakukan plotting hasil simulasi pada beberapa bus yang menjadi acuan respon apabila gangguan terjadi. Pada studi kasus stabilitas transien pada tugas akhir ini difokuskan pada jenis gangguan *short circuit* tiga fasa. Pemilihan bus yang terganggu (*fault*) dipilih berdasarkan representatif dari gangguan yang sering terjadi.

Dari skema gangguan yang telah dijelaskan sebelumnya, maka dibuatlah beberapa kasus yang akan disimulasikan. Berikut ini adalah daftar kasus dari simulasi stabilitas transien sesuai pada tabel 4.1 berikut:

Tabel 4.1 Daftar studi kasus

No	Nama Kasus	Keterangan
1	SCC_3DGOn	Sumber grid PLN dan tiga DG On gangguan tiga fasa <i>recloser</i>
2	SCC_A//DGOn	Semua sumber pada sistem On gangguan tiga fasa <i>recloser</i>
3	PS_3DGOn	Sumber grid PLN dan 1 DG On gangguan tiga fasa <i>recloser</i>

Tabel 4.1 Daftar studi kasus (lanjutan)

No	Nama Kasus	Keterangan
4	PS_A//DGOn	Semua sumber pada sistem On gangguan tiga fasa <i>recloser</i>
5	SB_ISLD_A//DGOn	Gangguan tiga fasa menyebabkan <i>islanded</i> pada penyulang sicincin dan <i>load shedding</i> . Semua sumber pada sistem On

Dari pemaparan tabel 4.1 tersebut masing-masing kasus dapat dirincikan pada tabel 4.2 berikut ini :

Tabel 4.2 Rincian studi kasus stabilitas transien

No	Nama Kasus	Keterangan Kasus	Aksi	Waktu (detik)	Daya
1	SCC_3DGOn	Tiga DG On	CB 3 dan CB 5 trip	0	-
			CB 23 dan CB 11 trip	0	-
			CB 17 dan CB 28 trip	0	-
		Hubung singkat bus 267	Bus 267 <i>fault</i>	2	-
		Gangguan <i>outgoing</i>	Bus 267 <i>clear fault</i>	2,2	-
2	SCC_A//DGOn	Hubung singkat bus 267	Bus 267 <i>fault</i>	2	-
		Gangguan <i>outgoing</i>	Bus 267 <i>clear fault</i>	2,2	-
3	PS_3DGOn	Tiga DG On	CB 3 dan CB 5 trip	0	-
			CB 23 dan CB 11 trip	0	-
			CB 17 dan CB 28 trip	0	-

Tabel 4.2 Rincian studi kasus stabilitas transien (lanjutan)

No	Nama Kasus	Keterangan Kasus	Aksi	Waktu (detik)	Daya
3	PS_3DGOn	Hubung singkat bus 29	Bus 29 <i>fault</i>	2	-
		Gangguan <i>outgoing</i>	Bus 29 <i>clear fault</i>	2,2	-
4	PS_AIIDGOn	Hubung singkat bus 29	Bus 29 <i>fault</i>	2	-
		Gangguan <i>outgoing</i>	Bus 29 <i>clear fault</i>	2,2	-
5	SB_ISLD_All DGOn	Feeder Simpang Benteng lepas	CB 35 dan CB 19 trip	2,2	-
		Generator minihidro berubah menjadi <i>swing</i>	Minihidro isoch	2,2	-
			Minihidro 2 isoch	2,2	-
			Minihidro 3 isoch	2,2	-
		LS1	CB 59 trip	2.241	-
			CB 65 trip		-
		LS2	CB 7 trip	2.262	-
			CB 61 trip		-
			CB 79 trip		-

Tabel 4.2 Rincian studi kasus stabilitas transien (lanjutan)

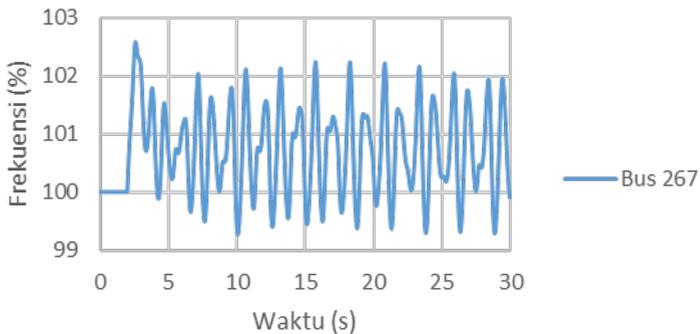
No	Nama Kasus	Keterangan Kasus	Aksi	Waktu (detik)	Daya
5	SB_ISLD_ <i>All</i> DGO _n	LS3	CB 10 trip	2.323	-
			CB 63 trip		-
			CB 67 trip		-
			CB 75 trip		-
			CB 77 trip		-

4.3. Simulasi Stabilitas Transien

Pada sub-bab ini akan dijelaskan mengenai analisa hasil dari simulasi stabilitas transien setiap studi kasus yang dijalankan dilengkapi dengan Gambar respon sudut rotor, frekuensi dan tegangan dari hasil simulasi untuk memperjelas analisa.

4.3.1 Studi Kasus SCC_3DGO_n

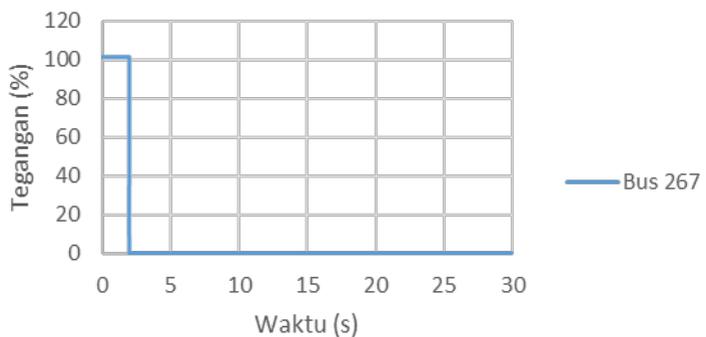
Pada studi kasus ini akan ditunjukkan hasil simulasi pada saat hubung singkat tiga fasa pada bus 267 didekat beban Simpang BTI pada detik ke-2 ($t = 2$ s). Pada kasus ini hanya tiga generator dalam keadaan *on*. Gambar 4.1 dan Gambar 4.2 menunjukkan respon frekuensi dan tegangan pada bus 267, saat terjadi hubung singkat :



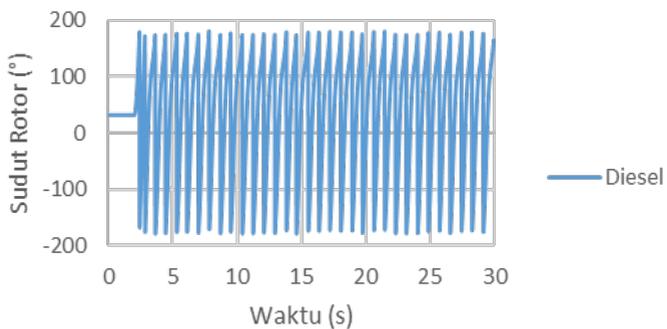
Gambar 4.1 Respon frekuensi pada bus 267 saat terjadi hubung singkat tiga fasa

Pada Gambar 4.1 terlihat frekuensi bus 267 mulai mengalami perubahan pada detik ke-2,021. Frekuensi pada bus 267 mencapai nilai maksimum 102,589% pada detik ke 2,601. Frekuensi kemudian mulai beresilasi pada detik 3,381 dan akan terus beresilasi selama gangguan belum dilokalisasi.

Sementara itu Gambar 4.2 menunjukkan bentuk tegangan bus yang mengalami hubung singkat, terlihat tegangan akan menuju titik nol pada saat terjadi hubung singkat dan hal ini akan terjadi terus menerus selama gangguan belum dilokalisasi.



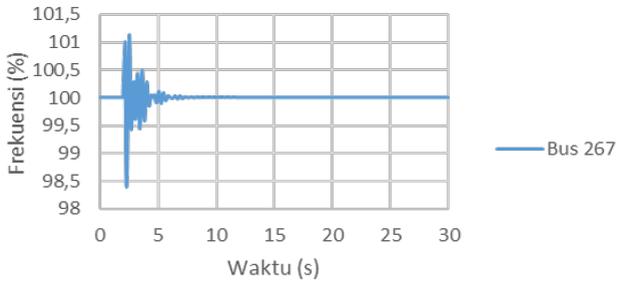
Gambar 4.2 Respon tegangan pada bus 267 saat terjadi hubung singkat tiga fasa



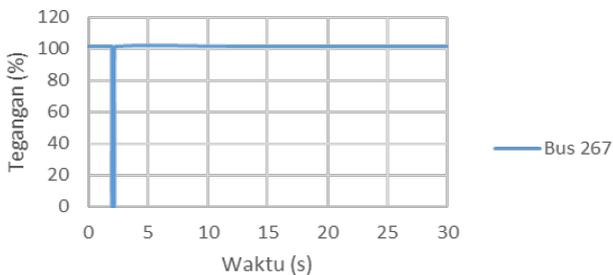
Gambar 4.3 Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro saat terjadi hubung singkat tiga fasa

Gambar 4.3 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap *swing* generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi ketika hubung singkat tiga fasa terjadi pada bus 267 pada detik ke 2. Terjadi osilasi dari masing-masing generator. Respon sudut rotor pada kasus ini tidak diperbolehkan sehingga diperlukan penanganan selanjutnya.

Berdasarkan standar ANSI/IEEE C37.106-1987 kondisi pada Gambar 4.1 dan Gambar 4.2 tidak boleh dibiarkan karena dapat membahayakan peralatan sehingga perlu adanya penanganan pada hubung singkat agar sistem kembali stabil. Pada kasus ini bentuk penyelesaian dilakukan dengan *clear fault* pada bus 267 sehingga dampak yang terjadi dapat dilihat pada Gambar berikut :



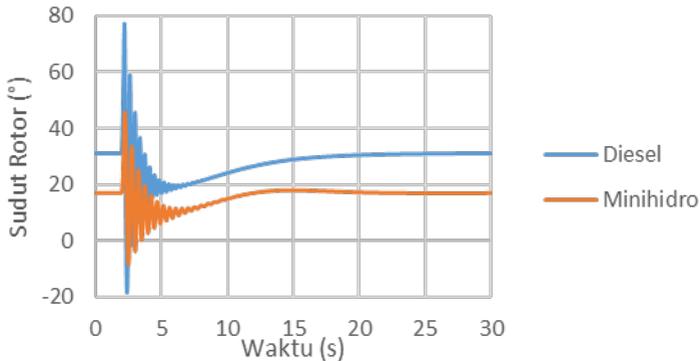
Gambar 4.4 Respon frekuensi pada bus 267 setelah gangguan dilokalisasi



Gambar 4.5 Respon tegangan pada bus 267 setelah gangguan dilokalisasi

Pada Gambar 4.4 terlihat frekuensi sistem stabil setelah gangguan dilokalisasi, walaupun ada sedikit osilasi namun osilasi ini masih berada pada ambang batas yang ditentukan berdasarkan standar ANSI/IEEE C37.106-1987.

Sementara itu pada Gambar 4.5 menunjukkan tegangan sistem pasca gangguan dinetralisir terjadi sedikit lonjakan namun kondisi ini masih diizinkan pada standar IEEE 1159-195 karena durasi terjadinya masih belum mencapai 3 detik.



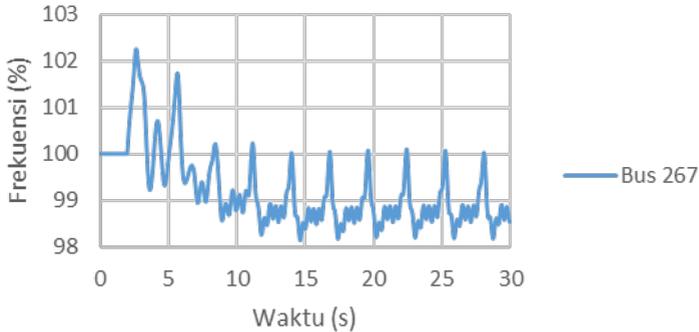
Gambar 4.6 Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro setelah gangguan dilokalisasi

Gambar 4.6 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap *swing* generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi ketika dilakukan *clear fault* pada bus 267 pada detik ke 2,2. Terjadi osilasi dari masing-masing generator. Generator diesel mengalami perubahan sudut hingga 48.08° dan kembali stabil pada 29.4° . Generator Minihidro mengalami perubahan sudut hingga 28.18° dan kembali stabil pada 17.46°

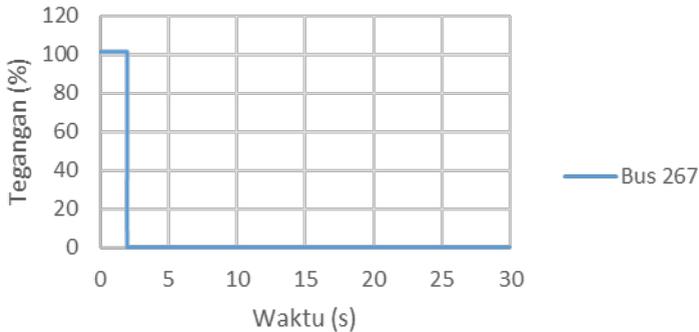
Berdasarkan hasil simulasi dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem sudah dalam keadaan stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor yang berada dalam standar yang diperbolehkan.

4.3.2 Studi Kasus SCC_AIIDGOn

Pada studi kasus ini akan ditunjukkan hasil simulasi pada saat hubung singkat tiga fasa pada bus 267 didekat beban Simbang BTI pada detik ke-2 ($t = 2$ s). Pada kasus ini semua generator dalam keadaan *on*. Gambar 4.7 dan Gambar 4.8 menunjukkan respon frekuensi dan tegangan pada bus 267, saat terjadi hubung singkat.



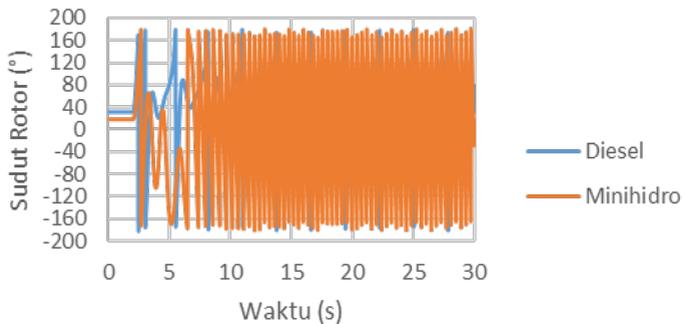
Gambar 4.7 Respon frekuensi pada bus 267 saat terjadi hubung singkat tiga fasa



Gambar 4.8 Respon tegangan pada bus 267 saat terjadi hubung singkat tiga fasa

Pada Gambar 4.7 terlihat frekuensi bus 267 mulai mengalami perubahan pada detik ke-2,021. Frekuensi pada bus 267 mencapai nilai maksimum 102,258% pada detik ke 2,661. Frekuensi kemudian mulai beresilasi pada detik 6,521 dan akan terus beresilasi selama gangguan belum dilokalisasi.

Sementara itu Gambar 4.8 menunjukkan bentuk tegangan bus yang mengalami hubung singkat, terlihat tegangan akan menuju titik nol pada saat terjadi hubung singkat dan hal ini akan terjadi terus menerus selama gangguan belum dilokalisasi atau diatasi.



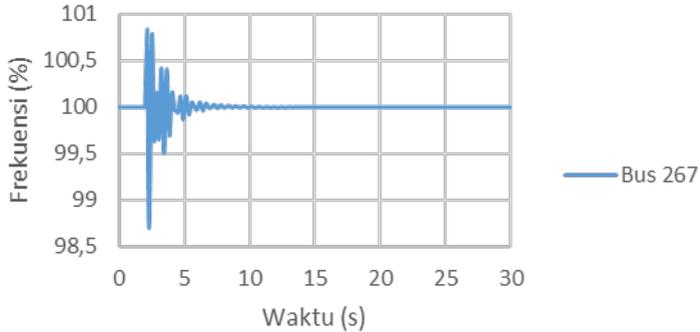
Gambar 4.9 Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro saat terjadi hubung singkat tiga fasa

Gambar 4.9 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap *swing* generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi ketika hubung singkat tiga fasa terjadi pada bus 267 pada detik ke 2. Terjadi osilasi dari masing-masing generator. Respon sudut rotor pada kasus ini tidak diperbolehkan sehingga diperlukan *clear fault*.

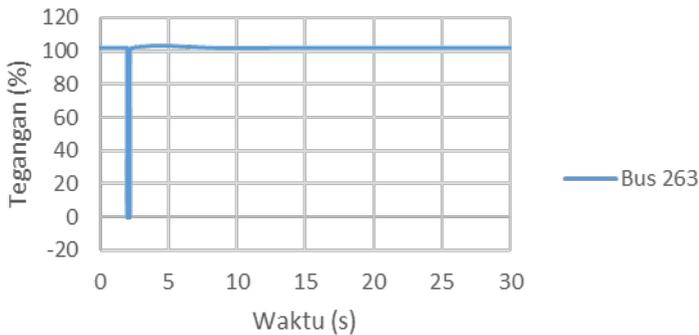
Berdasarkan standar ANSI/IEEE C37.106-1987 kondisi pada Gambar 4.7 dan Gambar 4.8 tidak boleh dibiarkan karena dapat membahayakan peralatan sehingga perlu adanya penanganan pada hubung singkat agar sistem kembali stabil. Pada kasus ini bentuk penyelesaian dilakukan dengan *clear fault* pada bus 26.

Pada Gambar 4.10 terlihat frekuensi sistem stabil setelah gangguan dilokalisasi, walaupun ada sedikit osilasi namun osilasi ini masih berada pada ambang batas yang ditentukan berdasarkan standar ANSI/IEEE C37.106-1987.

Sementara itu Gambar 4.11 menunjukkan bentuk tegangan bus yang mengalami hubung singkat, terlihat tegangan akan menuju titik nol pada saat terjadi hubung singkat dan hal ini akan terjadi terus menerus selama gangguan belum dilokalisir atau di atasi.



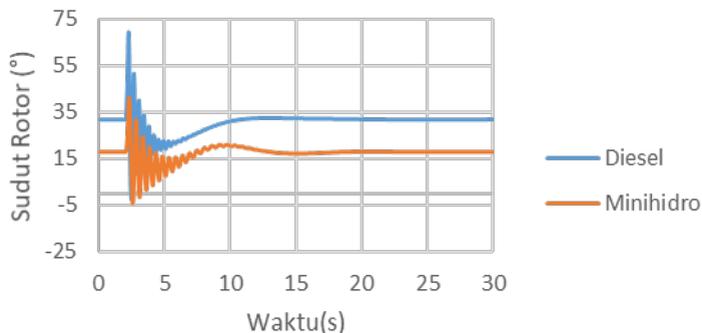
Gambar 4.10 Respon frekuensi pada bus 267 setelah gangguan dilokalisir



Gambar 4.11 Respon tegangan pada bus 267 setelah gangguan dilokalisir

Gambar 4.12 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap *swing* generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi ketika dilakukan *clear fault* pada bus 267 pada detik ke 2,2. Terjadi osilasi dari

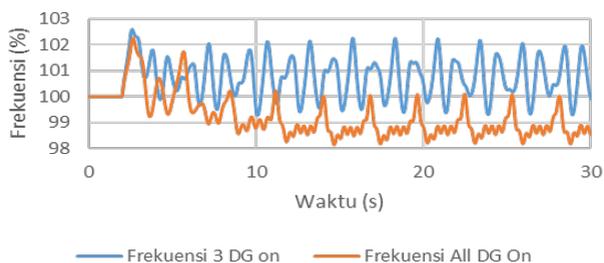
masing-masing generator. Generator Diesel mengalami perubahan sudut hingga 37.59° dan kembali stabil pada 31.89° . Generator Minihidro mengalami perubahan sudut hingga 23.98° dan kembali stabil pada 17.2° .



Gambar 4.12 Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro setelah gangguan dilokalisir

Berdasarkan hasil simulasi dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem sudah dalam keadaan stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang berada dalam standar yang diperbolehkan.

Sementara itu dari case *SCC_3DGOn* dan *SCC_AllDGOn* didapatkan perbandingan grafik respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor sebagai berikut:



Gambar 4.13 Perbandingan respon frekuensi tiga DG *On* dan *All DG On* saat terjadi hubung singkat tiga fasa

Gambar 4.13 menunjukkan perbandingan respon frekuensi saat tiga DG *On* dan saat semua DG *On* saat hubung singkat tiga fasa terjadi. Pada saat tiga DG *On* terlihat adanya fluktuasi dengan nilai minimum 99,2684% dan nilai maksimum 102,589%. Pada saat semua DG *On* fluktuasi semakin meningkat dengan nilai minimum 98,1367% dan nilai maksimum 102,258%.

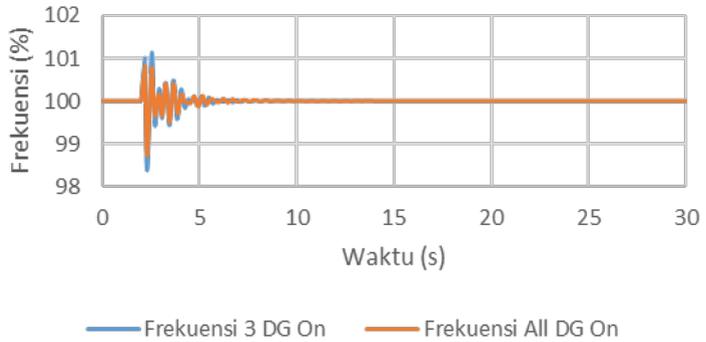


Gambar 4.14 Perbandingan respon tegangan tiga DG *On* dan *All* DG *On* saat terjadi hubung singkat tiga fasa

Gambar 4.14 menunjukkan perbandingan respon tegangan saat tiga DG *On* dan saat semua DG *On* saat hubung singkat tiga fasa terjadi. Terlihat tidak begitu banyak perbedaan yang terjadi. Hanya nilai maksimal saat tiga DG *On* sebesar 101,407% sedangkan saat semua DG *On* sebesar 101,844%.

Gambar 4.15 menunjukkan perbandingan respon frekuensi saat tiga DG *On* dan saat semua DG *On* setelah hubung singkat dilokalisir. Pada saat tiga DG *On* terlihat adanya fluktuasi dengan nilai minimum 98,3957% dan nilai maksimum 101,128%. Pada saat semua DG *On* fluktuasi menjadi lebih terkendali dengan nilai minimum 98,7032% dan nilai maksimum 100,836%.

Gambar 4.16 menunjukkan perbandingan respon tegangan saat tiga DG *On* dan saat semua DG *On* setelah hubung singkat dilokalisir. Terlihat tidak begitu banyak perbedaan yang terjadi. Hanya nilai maksimal saat tiga DG *On* sebesar 101,98% sedangkan saat semua DG *On* sebesar 103,139%.



Gambar 4.15 Perbandingan respon frekuensi tiga DG *On* dan *All DG On* setelah gangguan dilokalisir

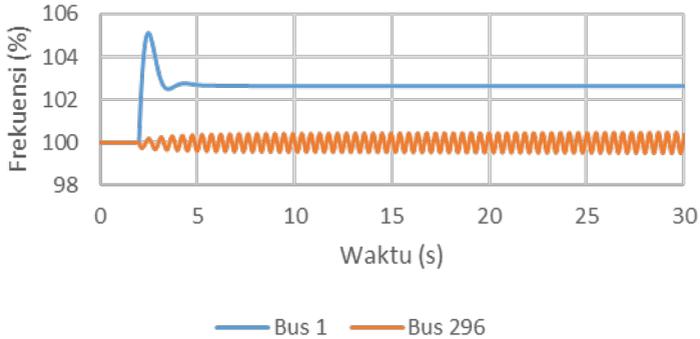


Gambar 4.16 Perbandingan respon tegangan tiga DG *On* dan *All DG On* setelah gangguan dilokalisir

4.3.3 Studi Kasus PS_3DGOn

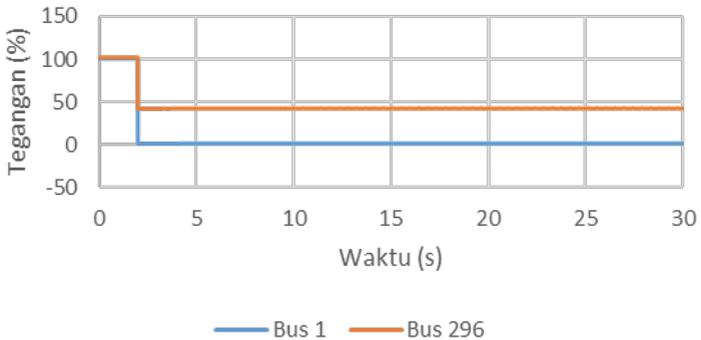
Pada studi kasus ini akan ditunjukkan hasil simulasi pada saat hubung singkat tiga fasa pada bus 29 didekat beban Pakan Selasa pada detik ke-2 ($t = 2$ s). Pada kasus ini hanya 3 generator dalam keadaan *on*. Sebagai parameter akan ditampilkan bus 296 mewakili bus yang dekat dengan *grid* PLN dan bus 1 mewakili bus yang dekat dengan generator.

Gambar 4.17 dan Gambar 4.18 menunjukkan respon frekuensi dan tegangan pada bus saat terjadi hubung singkat :



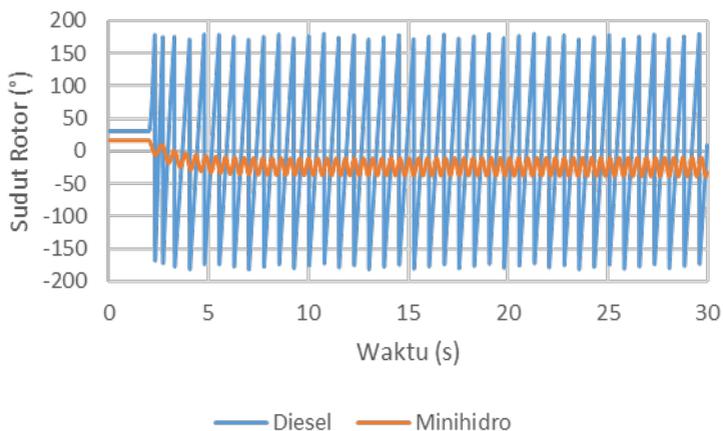
Gambar 4.17 Respon frekuensi pada bus 1 dan bus 296 saat terjadi hubung singkat tiga fasa

Pada Gambar 4.17 terlihat frekuensi bus 1 mulai mengalami kenaikan pada detik ke-2,021 hingga mencapai nilai maksimum 105,142% pada detik ke-2,481. Kemudian turun ke 102,522% dan beresilasi di 102,6%. Frekuensi pada bus 296 mulai beresilasi pada detik 2,021 dan akan terus beresilasi selama gangguan belum dilokalisasi.



Gambar 4.18 Respon tegangan pada bus 1 dan bus 296 saat terjadi hubung singkat tiga fasa

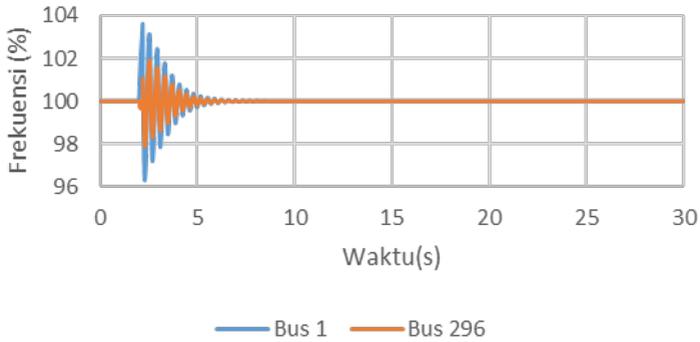
Adapun pada parameter tegangan hasil simulasi pada Gambar 4.18 menunjukkan fault pada bus 29 menyebabkan turunnya nilai tegangan bus 296 dari 100,887 % menjadi 41,5061 % pada detik ke 2,261. Selanjutnya ketika terjadi hubung singkat pada bus 1 tegangan akan turun menjadi 0 %. Perbedaan ini disebabkan pada bus 296 masih disuplai oleh *grid* PLN sedangkan bus 1 tidak memiliki suplai karena berada dekat dengan generator diesel.



Gambar 4.19 Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro saat terjadi hubung singkat tiga fasa

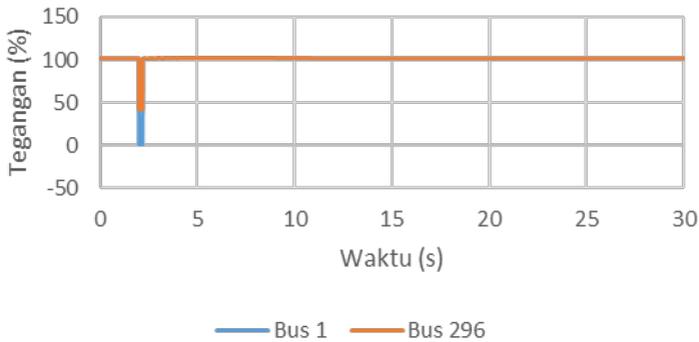
Gambar 4.19 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap *swing* generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi ketika hubung singkat tiga fasa terjadi pada bus 29 pada detik ke 2. Terjadi osilasi dari masing-masing generator. Respon sudut rotor pada kasus ini tidak diperbolehkan sehingga diperlukan *clear fault*.

Berdasarkan standar ANSI/IEEE C37.106-1987 kondisi pada Gambar 4.17 dan Gambar 4.18 tidak boleh dibiarkan karena dapat membahayakan peralatan sehingga perlu adanya penanganan pada hubung singkat agar sistem kembali stabil. Pada kasus ini bentuk penyelesaian dilakukan dengan *clear fault* pada bus 29 sehingga dampak yang terjadi dapat dilihat pada Gambar berikut :



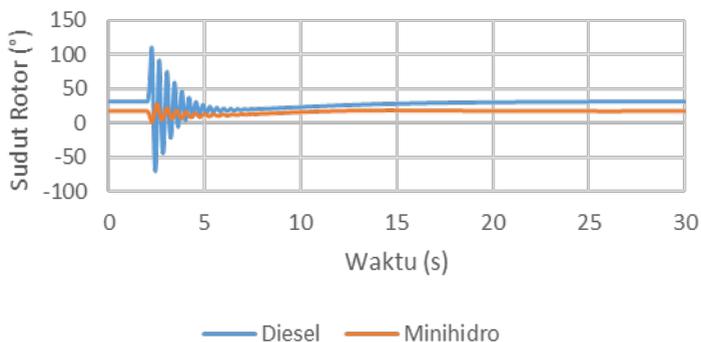
Gambar 4.20 Respon frekuensi pada bus 1 dan bus 296 setelah gangguan dilokalisir

Setelah gangguan dilokalisir pada detik ke 2,2 ($t = 2,2$) frekuensi sistem yang diwakili bus 1 dan bus 296 akan melonjak naik masing-masing 101,621% dan 101,871% dan sedikit berfluktuasi kemudian akan mencapai kondisi normal kembali, sehingga tidak perlu adanya tindak lanjut untuk menanggapi respon yang terjadi.



Gambar 4.21 Respon tegangan pada bus 1 dan bus 296 setelah gangguan dilokalisir

Respon tegangan setelah gangguan pada bus 29 dilokalisir dapat terlihat pada Gambar 4.21 yang menunjukkan sistem yang stabil tanpa terjadinya fluktuasi pasca *clear fault*. Hal ini di sebabkan karena bus 1 dan bus 296 pasca terjadinya gangguan akan disuplai oleh *grid* PLN yang mana memiliki tingkat kestabilan yang tinggi.



Gambar 4.22 Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro setelah gangguan dilokalisir

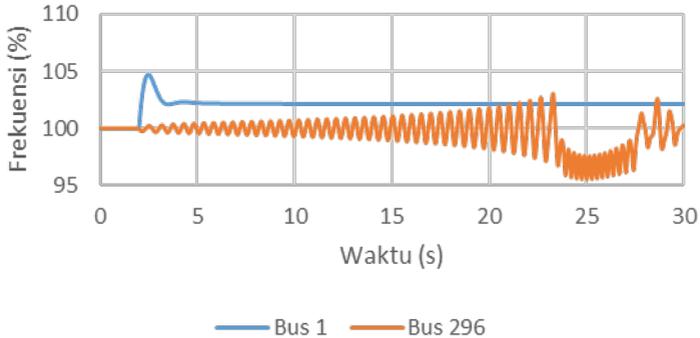
Gambar 4.22 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap *swing* generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi ketika dilakukan *clear fault* pada bus 267 pada detik ke 2,2. Terjadi osilasi dari masing-masing generator. Generator diesel mengalami perubahan sudut hingga 81.76° dan kembali stabil pada 28.31° . Generator minihidro mengalami perubahan sudut hingga 14.51° dan kembali stabil pada 17.43°

Berdasarkan hasil simulasi dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem sudah dalam keadaan stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang berada dalam standar yang diperbolehkan.

4.3.4 Studi Kasus PS_AIIDGOn

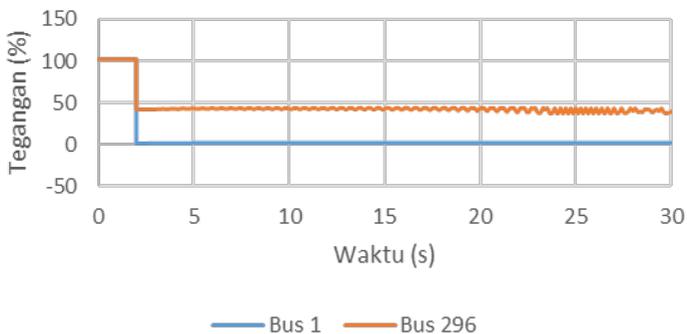
Pada studi kasus ini akan ditunjukkan hasil simulasi pada saat hubung singkat tiga fasa pada bus 29 didekat beban Pakan Selasa pada detik ke-2 ($t = 2$ s). Pada kasus semua generator dalam keadaan *on*. Sebagai parameter akan ditampilkan bus 296 mewakili bus yang dekat

dengan *grid* PLN dan bus 1 mewakili bus yang dekat dengan generator, Gambar 4.23 dan Gambar 4.24 menunjukkan respon frekuensi dan tegangan pada bus saat terjadi hubung singkat.



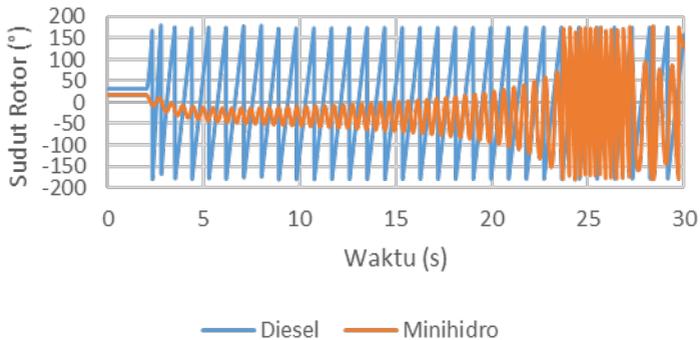
Gambar 4.23 Respon frekuensi pada bus 1 dan bus 296 saat terjadi hubung singkat tiga fasa

Pada Gambar 4.23 terlihat frekuensi bus 1 mulai mengalami kenaikan pada detik ke-2,021 hingga mencapai nilai maksimum 104,75% pada detik ke 2,481. Kemudian turun ke 102,141%. Frekuensi pada bus 296 mulai beresilasi pada detik 2,021 dan akan terus beresilasi selama gangguan belum dilokalisir.



Gambar 4.24 Respon tegangan pada bus 1 dan bus 296 saat terjadi hubung singkat tiga fasa

Adapun pada parameter tegangan hasil simulasi pada Gambar 4.24 menunjukkan fault pada bus 29 menyebabkan turunnya nilai tegangan bus 296 dari 101,83 % menjadi 42,2481 % pada detik ke 2,001. Selanjutnya ketika terjadi hubung singkat pada bus 1 tegangan akan turun menjadi 1,56685 %. Perbedaan ini disebabkan pada bus 296 masih disuplai oleh *grid* PLN sedangkan bus 1 tidak memiliki suplai karena berada dekat dengan generator diesel.

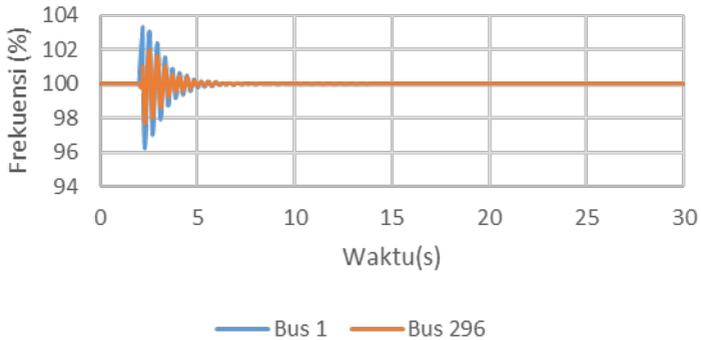


Gambar 4.25 Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro saat terjadi hubung singkat tiga fasa

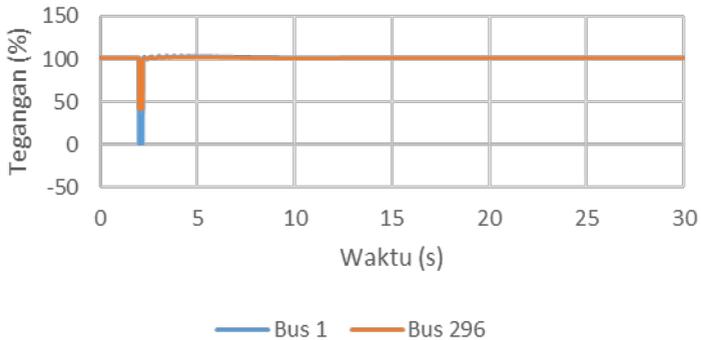
Gambar 4.25 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap *swing* generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi ketika hubung singkat tiga fasa terjadi pada bus 29 pada detik ke 2. Terjadi osilasi dari masing-masing generator. Respon sudut rotor pada kasus ini tidak diperbolehkan sehingga diperlukan *clear fault*.

Berdasarkan standar ANSI/IEEE C37.106-1987 kondisi pada Gambar 4.23 dan Gambar 4.24 tidak boleh dibiarkan karena dapat membahayakan peralatan sehingga perlu adanya penanganan pada hubung singkat agar sistem kembali stabil. Pada kasus ini bentuk penyelesaian dilakukan dengan *clear fault* pada bus 29.

Setelah gangguan dilokalisasi pada detik ke 2,2 ($t = 2,2$) frekuensi sistem yang diwakili bus 1 dan bus 296 akan melonjak naik masing-masing 103,298% dan 101,942% dan sedikit berfluktuasi kemudian akan mencapai kondisi normal kembali, sehingga tidak perlu adanya tindak lanjut untuk menanggapi respon yang terjadi.

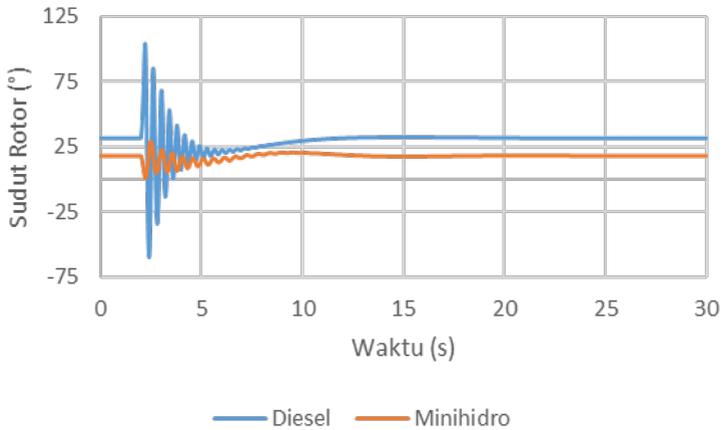


Gambar 4.26 Respon frekuensi pada bus 1 dan bus 296 setelah gangguan dilokalisir



Gambar 4.27 Respon tegangan pada bus 1 dan bus 296 setelah gangguan dilokalisir

Respon tegangan setelah gangguan pada bus 29 dilokalisir dapat terlihat pada Gambar 4.27 yang menunjukkan sistem yang stabil tanpa terjadinya fluktuasi pasca *clear fault*. Hal ini di sebabkan karena bus 1 dan bus 296 pasca terjadinya gangguan akan disuplai oleh *grid* PLN yang mana memiliki tingkat kestabilan yang tinggi.



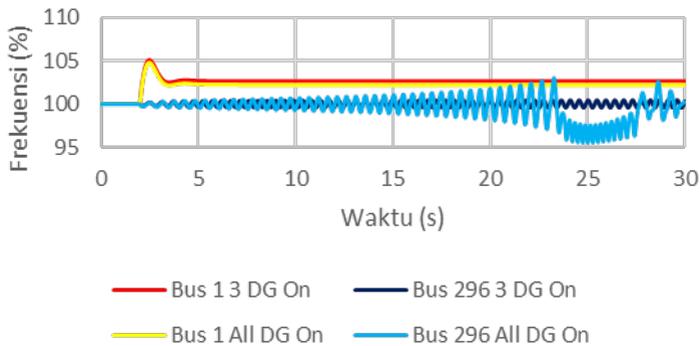
Gambar 4.28 Respon sudut rotor pada generator diesel dan minihidro setelah gangguan dilokalisasi

Gambar 4.28 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap *swing* generator dari masing-masing generator yang sedang beroperasi ketika dilakukan *clear fault* pada bus 29 pada detik ke 2,2. Terjadi osilasi dari masing-masing generator. Generator Diesel mengalami perubahan sudut hingga 72.86° dan kembali stabil pada 31.8° . Generator Minihidro mengalami perubahan sudut hingga 9.08° dan kembali stabil pada 19.78° .

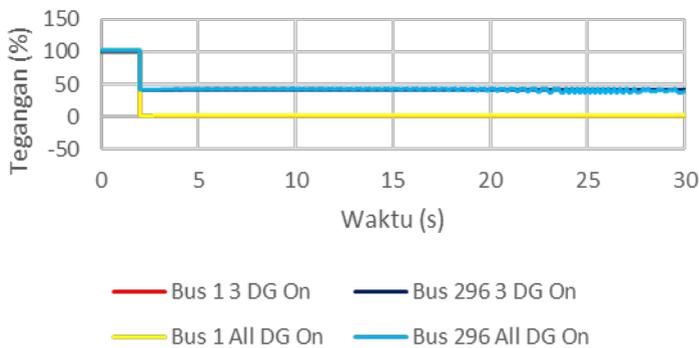
Berdasarkan hasil simulasi dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem sudah dalam keadaan stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang berada dalam standar yang diperbolehkan.

Sementara itu dari case PS_3DGOn dan PS_AllDGOn didapatkan perbandingan grafik respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor ditunjukkan pada Gambar 4.29, Gambar 4.30 dan Gambar 4.31.

Gambar 4.29 menunjukkan perbandingan respon frekuensi saat tiga DG On dan saat semua DG On saat hubung singkat tiga fasa terjadi. Pada bus 1 saat semua DG On memiliki hasil yang relatif lebih baik dibandingkan saat tiga DG On. Pada bus 296 saat semua DG On memiliki tingkat fluktuasi yang lebih buruk dibandingkan saat tiga DG On.

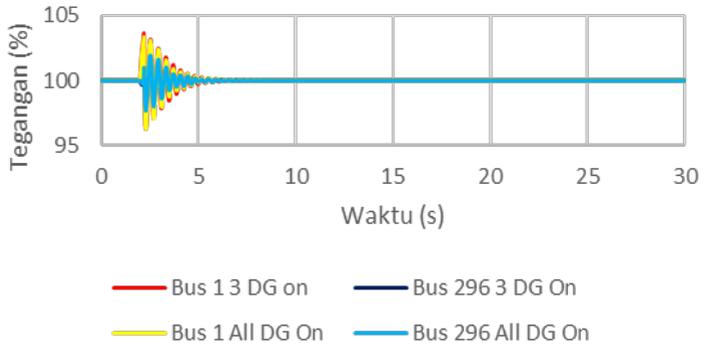


Gambar 4.29 Perbandingan respon frekuensi tiga DG *On* dan *All* DG *On* saat terjadi hubung singkat tiga fasa

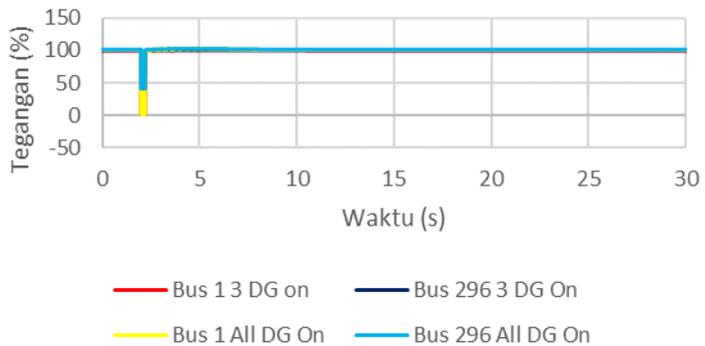


Gambar 4.30 Perbandingan respon tegangan tiga DG *On* dan *All* DG *On* saat terjadi hubung singkat tiga fasa

Gambar 4.30 menunjukkan perbandingan respon tegangan saat tiga DG *On* dan saat semua DG *On* saat hubung singkat tiga fasa terjadi. Pada bus 1 tidak terlihat perbedaan yang berarti diantara keduanya. Pada bus 296 terlihat saat semua DG *On* memiliki rentang fluktuasi yang lebih besar dibandingkan saat tiga DG *On*.



Gambar 4.31 Perbandingan respon frekuensi tiga DG *On* dan *All* DG *On* setelah gangguan dilokalisir



Gambar 4.32 Perbandingan respon tegangan tiga DG *On* dan *All* DG *On* setelah gangguan dilokalisir

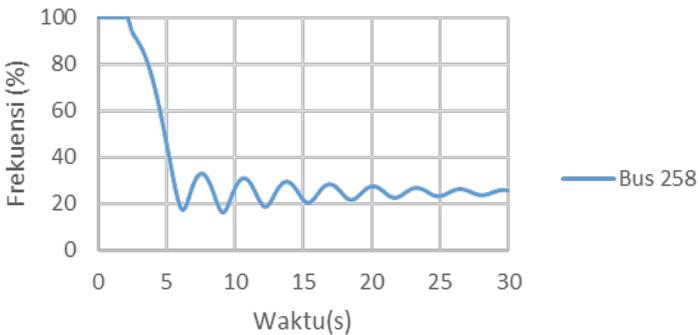
Gambar 4.31 menunjukkan perbandingan respon frekuensi saat tiga DG *On* dan saat semua DG *On* setelah hubung singkat dilokalisir. Pada bus 1 tidak terlihat banyak perbedaan. Hanya saat tiga DG *On* memiliki rentang fluktuasi yang sedikit lebih tinggi dibandingkan saat semua DG *On*. Pada bus 296 hampir tidak ada perbedaan yang berarti saat tiga DG *On* dan saat semua DG *On*.

Gambar 4.32 menunjukkan perbandingan respon tegangan saat tiga DG *On* dan saat semua DG *On* setelah hubung singkat dilokalisir. Pada bus 1 maupun bus 296 tidak terlihat banyak perbedaan. Hanya pada saat semua DG *On* memiliki rentang fluktuasi yang lebih tinggi dibandingkan saat tiga DG *On*.

4.3.5 Studi Kasus SB_ISLD_AIIDGOn

Pada studi kasus ini akan dilakukan simulasi hubung singkat yang menyebabkan penyulang Simpang Benteng terpisah dari *grid* PLN, sehingga beban yang terpisah dari *grid* PLN akan disuplai oleh generator minihidro.

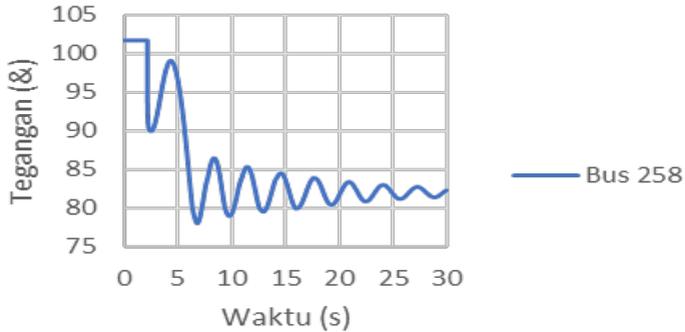
Event yang terjadi pada studi kasus CB 35 dan CB 19 *trip* pada detik ke-2,2 ($t = 2,2$) sehingga penyulang Simpang Benteng terpisah dari *grid* PLN. Kemudian operasi generator minihidro 1, minihidro 2, dan minihidro 3 yang terdapat pada penyulang Simpang Benteng diubah menjadi *isochronous* pada detik ke-2 ($t = 2,2$). Berikut hasil simulasi pada sistem yang terpisah dari *grid* PLN dengan parameter bus 258 sebagai berikut :



Gambar 4.33 Respon frekuensi pada bus 258

Pada Gambar 4.33 terlihat frekuensi sistem yang diwakilkan bus diesel tersebut terus mengalami penurunan hingga mencapai titik 18,0883% kemudian frekuensi terus berosilasi. Hal ini menandakan

bahwa beban yang ditanggung oleh generator minihidro terlalu besar, sehingga generator tidak mampu lagi untuk membangkitkan daya dan terlepas dari sistem tersebut.



Gambar 4.34 Respon tegangan pada bus 258

Hal yang sama juga terjadi pada tegangan sistem seperti terlihat pada Gambar 4.34, walaupun tegangan sempat mengalami fluktuasi, namun akibat beban yang terlalu besar akan menyebabkan tegangan turun langsung menuju titik 78,3307%.

Kondisi ini tentu saja sangat merugikan karena membahayakan semua beban pada penyulang Simpang Benteng. Solusi yang dapat dilakukan seperti yang telah dijelaskan pada BAB III adalah dengan mengorbankan beberapa beban pada penyulang sehingga generator minihidro 1, minihidro 2, dan minihidro 3 tetap mampu menyuplai beban-beban utama pada penyulang Simpang Benteng.

Total beban pada penyulang Simpang Benteng 3,369 MW. Pada simulasi ini pelepasan beban atau *load shedding* dilakukan dengan 3 tahap berdasarkan standar ANSI/IEEE C37 106-1987. Nominal *load shedding* dan beban yang dilepaskan dapat dilihat pada tabel 4.3 berikut:

Tabel 4.3 Data *load shedding* penyulang Simpang Benteng

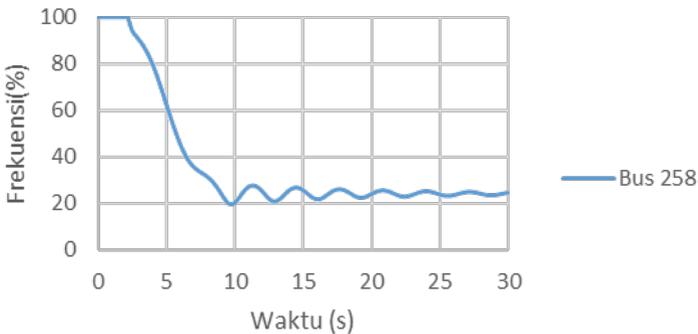
Tahap	Frekuensi Trip (Hz)	Circuit Breaker	Waktu (detik)	Total Beban (kVA)
1	49.52 (99.0457 %)	CB 59	2.241	310

Tabel 4.3 Data *load shedding* penyulang Simpang Benteng (lanjutan)

		CB 65		50
2	49.03 (98.067 %)	CB 7	2.262	200
		CB 61		260
		CB 79		50
3	48.82 (97.6501 %)	CB 10	2.323	260
		CB 63		310
		CB 67		100
		CB 75		160
		CB 77		160

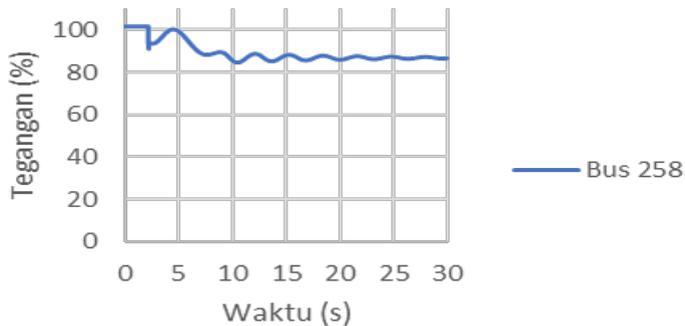
4.3.5.1 Pelepasan Beban Tahap 1

Pelepasan beban tahap pertama dilakukan pada frekuensi 49.52Hz atau 99.0457% dilakukan pada detik ke-2,241 ($t = 2,241$). Beban yang di lepas sebesar ± 10 % dari total beban 3,369 MW maka dipilih beban berada yang dilindungi oleh CB 59 dan CB 65 sebesar 310 kVA dan 50 kVA. Berikut hasil simulasi pelepasan beban tahap 1:



Gambar 4.35 Frekuensi *load shedding* tahap 1

Setelah melakukan *load shedding* tahap 1 akan terlihat frekuensi yang mulai naik seperti terlihat pada Gambar 4.35. Kondisi ini belum mencapai kondisi stabil karena frekuensi terus berosilasi pada nilai 25%. Oleh karena itu sistem ini masih membutuhkan *load shedding* tahap selanjutnya.



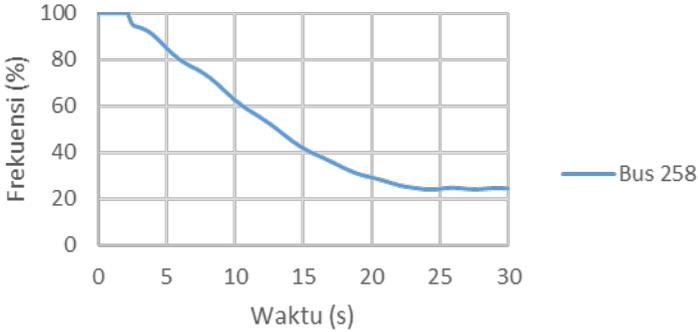
Gambar 4.36 Tegangan *load shedding* tahap 1

Melihat pada Gambar 4.36 respon tegangan setelah dilakukan *load shedding* tahap 1 terlihat nominal tegangan menjadi lebih baik dari pada yang ditunjukkan Gambar 4.34. Kondisi ini belum mencapai titik stabil karena tegangan belum mencapai kondisi *steady-state* dan mengalami fluktuasi sehingga masih dibutuhkan *load shedding* tahap selanjutnya agar tercapai kondisi kestabilan yang diinginkan.

4.3.5.2 Pelepasan Beban Tahap 2

Pelepasan beban tahap kedua dilakukan pada frekuensi 49,03Hz atau 98,067% dilakukan pada detik ke 2,262 ($t = 2,262$). Beban yang di lepas sebesar $\pm 15\%$ dari total beban sisa sebesar 3,009 MW maka dipilih beban yang dilindungi oleh CB 7, CB 61, dan CB 79 sebesar 200 kVA, 260 kVA, dan 50 kVA. Gambar 4.37 adalah hasil simulasi setelah melakukan *load shedding* tahap 2.

Gambar 4.37 menunjukkan frekuensi sistem pasca *load shedding* tahap 2, dapat diperhatikan frekuensi semakin membaik. Namun nilai frekuensi masih belum memenuhi standar IEEE Std C37.106-2003. Oleh karena itu sistem ini masih dibutuhkan *load shedding* tahap terakhir.



Gambar 4.37 Frekuensi *load shedding* tahap 2

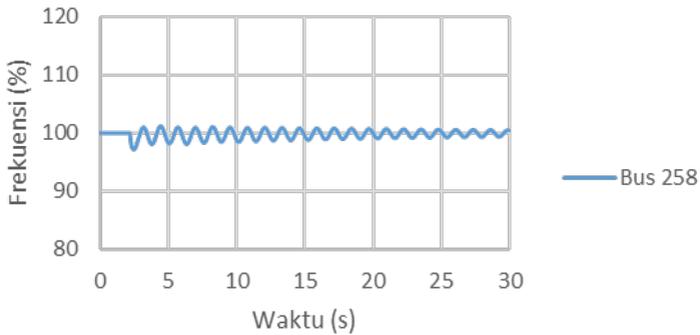


Gambar 4.38 Tegangan *load shedding* tahap 2

4.3.5.3 Pelepasan Beban Tahap 3

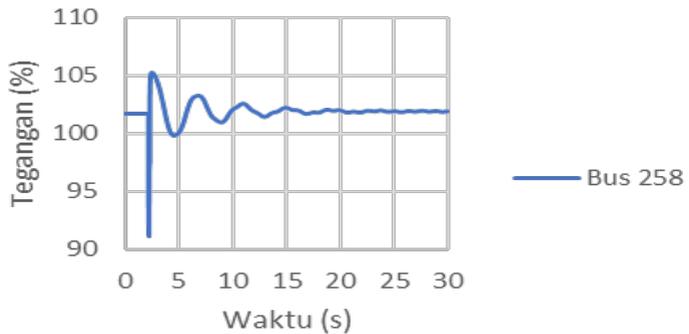
Pelepasan beban tahap ke-3 dilakukan pada frekuensi 48,82 Hz atau 97,6501 %. Pada *load shedding* atau pelepasan beban tahap 3 ini beban dilepaskan dengan jumlah yang tidak ditetapkan dengan syarat sistem bisa mencapai titik kestabilan dengan melihat parameter yang telah ditentukan. Pada simulasi *load shedding* tahap 3 ini total beban yang akan diputus 990 kVA yaitu terdiri dari CB10 sebesar 260 kVA, CB 63 sebesar 310 kVA, CB 67 sebesar 100 kVA, CB 75 sebesar 160 kVA, dan CB 77 sebesar 160 kVA. Semua CB tersebut akan trip secara bersamaan pada detik ke-2,323 ($t = 2,323$).

Berikut hasil simulasi pelepasan beban tahap 3 :



Gambar 4.39 Frekuensi *load shedding* tahap 3

Pada *load shedding* tahap 3 frekuensi sistem terlihat mengalami sedikit osilasi namun masih dalam batas yang wajar. Nilai frekuensi yang ada sudah sesuai dengan standar IEEE Std C37.106-2003 sehingga penyulang Simpang Benteng akan stabil setelah lepas dari *grid* PLN.



Gambar 4.40 Tegangan *load shedding* tahap 3

Berdasarkan Gambar 4.40, tegangan pada sistem yang terpisah dari *grid* sudah mengalami *steady-state*. Nilai tegangan sudah sesuai dengan standar IEEE 1195-1995.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari hasil analisis kestabilan transien pada sistem distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota akibat penambahan *distributed generation* dalam jumlah besar dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Gangguan hubung singkat tiga fasa yang menyebabkan suatu sistem terpisah dari *grid* PLN (*Islanded*) memiliki dua kemungkinan, yaitu stabil dan tidak stabil bergantung pada perbandingan jumlah beban dan jumlah daya yang mampu disuplai oleh *Distributed Generations*.
2. Pada sistem distribusi Kabupaten Lima Puluh Kota yang terhubung dengan *grid* PLN (*utility*), efek penambahan *Distributed Generation* dalam jumlah besar akan menyebabkan perubahan nilai frekuensi, tegangan, dan sudut rotor pada sistem.
3. Pada analisa respon frekuensi, penambahan *Distributed Generation* dalam jumlah besar mengakibatkan meningkatnya osilasi frekuensi menjadi 1-2% lebih tinggi dibandingkan dengan keadaan normal.
4. Pada analisa respon tegangan penambahan *Distributed Generation* dalam jumlah besar mengakibatkan meningkatnya osilasi tegangan menjadi 1-4% lebih tinggi dibandingkan dengan keadaan normal.
5. Pada analisa sudut rotor penambahan *Distributed Generation* dalam jumlah besar mengakibatkan menurunnya titik kestabilan rotor hingga menjadi 0.6% dibandingkan dengan keadaan normal.

5.2 Saran

Adapun saran untuk penelitian selanjutnya pada bidang sistem tenaga berdasarkan hasil simulasi dan analisis pada tugas akhir ini yaitu:

1. Perlu dikembangkan penelitian lebih lanjut mengenai studi kestabilan transien akibat penambahan *Distributed Generation* dalam jumlah besar dengan menambahkan jenis-jenis gangguan yang mungkin terjadi pada sistem distribusi dan menambahkan parameter lain yang diamati.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- [1] P. PLN, “RUPTL PT PLN (PERSERO) 2018-2027.” PLN, 22-Mar-2018.
- [2] V. Dwiyanto, “Analisis Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH) Studi Kasus: Sungai Air Anak (Hulu Sungai Way Besai),” p. 16.
- [3] F. A. Mohamed, *MICROGRID MODELLING AND ONLINE MANAGEMENT*. HELSINKI UNIVERSITY OF TECHNOLOGY: Helsinki University of Technology, Department of Automation and Systems Technology, 2007.
- [4] J. C. Das, *Transient in Electrical Systems, Analysis, Recognition, and Mitigation*. McGraw-Hill Companies Inc, 2010.
- [5] “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, pp. 1387–1401, Aug. 2004.
- [6] Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE guide for abnormal frequency protection for power generating plants*. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2004.
- [7] A. Khoiriatis, “Analisa Kestabilan Transien dan Mekanisme Pelepasan Beban Akibat Penambahan Pembangkit pada Sistem Kelistrikan New Island Tursina PT. Pupuk Kalimantan Timur.”
- [8] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1 edition. McGraw-Hill Education, 1994.
- [9] Yudiestira, “Analisis Kestabilan Transien dan Mekanisme Pelepasan Beban di PT. Pertamina RU V Balikpapan akibat Penambahan Generator 2x15 MW dan Penambahan Beban 25 MW,” 2012.

Halaman ini sengaja dikosongkan

1. Data Sheet Sel Surya



Suniva® ART245-60-3 Monocrystalline Solar Modules



Technology

The ART245-60-3 crystalline solar modules are powered by high-efficiency monocrystalline cells manufactured by Suniva® Inc., in the USA. The modules provide excellent value and performance for operation of both DC loads and in an inverter-equipped system for AC loads. The rated output and the efficient design of these modules are ideally suited for high power applications, such as grid-tied systems.

The module is designed for easy interconnection to achieve voltage and current configurations for grid-connected systems as well as stand-alone systems.

Module Design

High-efficiency 6-inch (156 mm) monocrystalline solar cells form the core of the module. These 156 mm pseudosquare cells offer a homogeneous appearance, optimal use of the area, and are known for high-energy yields. The use of tempered glass, EVA encapsulant, and a multi-layer FPE backside barrier film protect the module and cells from harsh environmental conditions. A torsion-resistant module frame made of anodized aluminum provides high mechanical strength, making the module resistant to snow and extreme wind and hail.

Quality

Suniva® modules are manufactured and warranted through our assembly partners, who have years of experience in module manufacturing and built-in quality management systems in compliance with the International Quality System Standard ISO 9001-2000. Each module goes through quality assurance, visual inspections and mechanical and electrical tests, as per leading international testing and quality standards.

Certifications

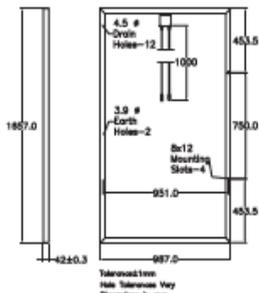
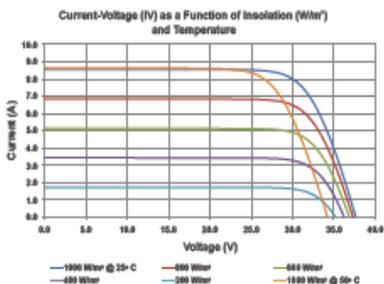
Suniva® ART245-60-3 modules are certified by both Underwriters Laboratory to UL1703 (pending) and by TÜV Rheinland, Germany to the stringent CEMEC 61215: 2005 standard (pending); to IEC 61215 testing for static loads of 5400 pascals, withstanding gusts of wind up to 204 mph (pending); IEC 61730-2, Safety Class II for 1000 VDC applications (pending); EWG guideline 66/692 (CE) (pending); Florida FSEC certification (pending), and by the California Energy Commission (CEC) to be placed on the Eligible California Solar Initiative Photovoltaic Modules Renewables Equipment List (pending).

ART245-60-3

FEATURES

1. Modules contain more than 85% U.S.-made content and are sourced from leading suppliers using high-quality components.
2. State-of-the-art, automated manufacturing facilities provide consistently high quality & performance.
3. Positive power tolerance (-0/+4.99 Wp) ensures extra power to the customer.
4. Certification pending for Underwriters Laboratory to UL1703; TÜV Rheinland to CEMEC 61215: 2005 standard (pending); IEC 61730-2, Safety Class II for 1000 VDC (pending); EWG guideline 66/692 (CE) (pending); Florida FSEC, and California CEC (pending).
5. Industry-leading, 25-year warranty; 5 years with 100% product warranty; 12-year warranty at 90% rated performance and 25-year warranty at 80% rated performance.

Suniva® ART245-60-3 Monocrystalline Solar Modules



Electrical Data (Nominal)

The electrical data apply to standard test conditions (STC): irradiance of 1000 W/m² with AM 1.5 spectra at 25°C.

Power Classification (Max.)	P _{max} (W)	235	240	245
Voltage at Max. Power Point	V _{mp} (V)	29.48	29.52	29.50
Current at Max. Power Point	I _{mp} (A)	8.00	8.12	8.25
Open Circuit Voltage	V _{oc} (V)	37.50	37.52	37.58
Short Circuit Current	I _{sc} (A)	8.52	8.55	8.57

The rated power may only vary by -0/+4.89 Wp and all other electrical parameters by ± 5%.

Dimensions and Weights

Cells / Module	60
Module Dimensions	1957 x 987 mm; 65.24 x 38.98 in.
Module Thickness (Depth)	42 mm; 1.65 in.
Approximate Weight	19 kg; 42 lbs.

Characteristic Data

Type of Solar Cell	High-efficiency Suniva® 3 busbar monocrystalline cells of 155 x 155 mm
Frame	Silver anodized aluminum alloy
Glass	Low-iron & tempered with anti-reflective coating
Junction Box	IP67 rated; IEC & UL listed; with internal bypass diodes
Cable & Connectors	4 mm ² cable with MC4-connectors; cable length approximately 1 m

Temperature Coefficients

Voltage	β, V _{oc} (%/°C)	-0.332
Current	α, I _{sc} (%/°C)	+0.035
Power	γ, P _{max} (%/°C)	-0.465

Limits

Max. System Voltage	1000 VDC
Operating Module Temperature	-40°C to +80°C
Storm Resistance	Pending certification to meet IEC 61215 for loads up to 5400 Pa

Suniva® reserves the right to change the data at any time.

II. Data Sheet Inverter

ABB central inverters

PVS800

100 to 1000 kW



Technical data and types

Type designation	-0100kW-A	-0250kW-A	-0315kW-B	-0500kW-A	-0630kW-B	-0875kW-B	-1000kW-C
	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Input (DC)							
Maximum input power ($P_{in,max}$) ¹⁾	120 kWp	300 kWp	378 kWp	600 kWp	756 kWp	1050 kWp	1200 kWp
DC voltage range, mppt ($U_{DC,mppt}$)	450 to 625 V	450 to 625 V	525 to 625 V	450 to 625 V	525 to 625 V	525 to 625 V	600 to 650 V
Maximum DC voltage ($U_{DC,max}$)	1000 V	1000 V	1000 V	1150 V	1100 V	1150 V	1100 V
Maximum DC current ($I_{DC,max}$)	245 A	600 A	515 A	1145 A	1220 A	1750 A	1710 A
Number of protected DC inputs	1 (w/1 A) ²⁾	2, 4, 6 (w/1)	2, 4, 6 (w/1)	4 to 15 (w/1)	4 to 15 (w/1)	6 to 20 (w/1)	6 to 20 (w/1)
Output (AC)							
Nominal power (P_{AC}) ³⁾	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Maximum output power ⁴⁾	100 kW	250 kW	345 kW	600 kW	750 kW	1050 kW	1200 kW
Power at cos $\phi = 0.95$ ⁵⁾	95 kW	240 kW	300 kW	475 kW	600 kW	820 kW	950 kW
Nominal AC current (I_{AC})	195 A	465 A	520 A	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Nominal output voltage (U_{AC}) ⁴⁾	300 V	300 V	350 V	300 V	350 V	350 V	400 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current ⁶⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Distribution network type ⁷⁾	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT
Efficiency							
Maximum ⁸⁾	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.7%	98.6%
Surto-eta ⁹⁾	97.5%	97.6%	98.2%	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Power consumption							
Open consumption in operation	310 W	310 W	310 W	490 W	490 W	650 W	650 W
Standby operation consumption	60 W	60 W	60 W	65 W	65 W	65 W	65 W
External auxiliary voltage ¹⁰⁾	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensions and weight							
Width x height x depth, mm (W x H x D)	1030/2120/690	930/2130/690	1030/2130/690	2630/2130/790	2630/2130/706	3630/2130/706	3630/2130/706
Weight approx. ¹¹⁾	550	1100	1100	1800	900	2220	2220

¹⁾ Recommended maximum input power

²⁾ Optional MCB inputs, 60 A inputs

³⁾ 100 and 250 kW units at 40 °C, 315 and

630 kW at 45 °C, 800, 875 and 1000 kW at 50 °C.

⁴⁾ At 25 °C. See the user manual for details.

⁵⁾ +/- 10%

⁶⁾ At nominal power

⁷⁾ Inverter side must be IT type

⁸⁾ Without auxiliary power consumption at min U_{DC}

⁹⁾ 115 V, 60 Hz optional

¹⁰⁾ For the smallest number of protected inputs.

See the user manual for details.

III. Data Sheet Generator Diesel

Datasheet of Honny Googol 500kW/625kVA Diesel Generator (Air Cooled)

	Guangdong Honny Power tech Co.,Ltd	Engine Model PTAA1120G3	Engine Application: Generator set& Pump Drive
	No.2 North Road,Songshan Lake Industrial Park,Donguan, China.Tel: 86-769-22780359, Fax: 86-769-22780357	Engine control Parts list CPL:1120-4001	Chief Engineer: Jin ling, Ni
	Engine data sheet	(No. of Data Sheet) DS 20140401PTAA1120G3	Publication Date: 04-01-2014
Generator Model		HGM688	
Genset Prime Power		500KW/625kVA	
Engine Ratings:			
Engine Speed	(RPM)	1500	
Generator set Frequency	(Hz)	50	
Engine Standby Power (LTP)	(kW)	609	
Engine Prime Power (PRP)	(kW)	556	
Engine Continuous Power (COP)	(kW)	428	
Single Fan Power	(kW)	24	
Single Fan Consumption	(kW)	24	
Quantity of Fan	(Sets)	1	
All Fan Consumption	(kW)	24	
Engine Net Standby Output (LTP)	(kW)	585	
Engine Net Prime Output (PRP)	(kW)	532	
Engine Net Continuous Output (COP)	(kW)	404	
BMEP for Standby Output	(bar)	26.69	
BMEP for Prime Output	(bar)	24.36	
BMEP for Continuous Output	(bar)	18.76	
Typical Generation Standby Output	(kVA)	687.5	
Typical Generation Standby Output	(kW)	550	
Typical Generation Prime Output	(kVA)	625	
Typical Generation Prime Output	(kW)	500	
Typical Generation Continuous Output	(kVA)	475	
Typical Generation Continuous Output	(kW)	380	
Typical Alternator Efficiency	≥	94.0%	
Power Factor		0.8	
Speed droop (static) elect. Gov.		0-5%	
Governing standards to ISO 8528 Parts 1 and 5		G3	
Max. step load acceptance, 1st step (% Prime Output)		54%	
Basic Performance Datasheet			
Aspiration Type		Turbocharger, air-air after-cooler	
Injection Type		Direct Injection	
Configuration		Vee	
No. of Cylinders		10	
Displacement	(liters)	18.2	
Bore	(mm)	128	

Radiator Model		PSCN5000
Fuel System		
Governor Type		Electrical Control
Engine Output at generator set prime output	(kW)	556
Fuel Consumption at 25% of generator set prime output	(l/h)	41.45
Fuel Consumption at 50% of generator set prime output	(l/h)	74.30
Fuel Consumption at 75% of generator set prime output	(l/h)	108.16
Fuel Consumption at 100% of generator set prime output	(l/h)	143.04
Lowest Fuel Consumption Ratio	g/kW.hr	214.73
Intake & Exhaust System (On Standby Output)		
Combustion Air Consumption	(m ³ /min)	45.68
Max. Intake Restriction	(Kpa)	5
Max. Exhaust Temperature (Before Turbo)	(°C)	680
Max. Exhaust Temperature (After Turbo)	(°C)	525
Max. Exhaust Back Pressure	(Kpa)	5
Exhaust Gas Flow	(m ³ /min)	55.83
Exhaust Flange Diameter	(mm)	2*100
Electrical System		
Stroke	(mm)	142
Compression Ratio		14.6:1
Piston Speed	(m/s)	7.10
Rotation Direction (from flywheel)		Counter Clockwise
Number of Flywheel Teeth		160
Flywheel House Size		SAE1-14
Lubrication System		
Lube Oil Specification		AFI-CF4
Oil Capacity	(Liters)	40
Max. Permissible Oil Temperature	(°C)	110
Low Oil Pressure Warning	(kPa)	200
Low Oil Pressure Shutdown	(kPa)	160
Oil consumption (as % of fuel consumption)		≤0.5
Cooling System		
Coolant Capacity for Engine	(Liters)	21
Max. Permissible Temperature	(°C)	90
Max. Coolant Warning Temperature	(°C)	95
Max. Coolant Shutdown Temperature	(°C)	105
Thermostat Open Temperature	(°C)	71
Radiator Cooling Flow	(m ³ /min)	688
Flow of Coolant pump	(m ³ /h)	25.98
Heat dissipation (engine radiator)	(kW)	293
Heat dissipation (convection)	(kW)	44

IV. Data Sheet AEM Dessau model AH 400 L6

Technical Data

Type	AH 400 L6
Machine Type	Generator / Asynchronous
Degree of protection	IP 23
Cooling system	IC 01
Rated speed [rpm]	1006
Rated power [kW/kVA]	750
Rated voltage [V]	500
Rated frequency [Hz]	50
Shaft height [mm]	400
Mounting	IM V1
Rotor type	Squirrel-cage rotor
Excitation	-
Application	Other

BIODATA PENULIS



Ridho Dwi Laksono dilahirkan di Jakarta, 20 Juni 1995. Menempuh pendidikan di SDNP Kelapa Dua Wetan 01 Pagi pada tahun (2001-2007), SMPN 49 Jakarta tahun (2007-2010), dan SMAN 48 Jakarta tahun (2010-2013). Setelah lulus sekolah, penulis melanjutkan kuliah di S1 Teknik Elektro ITS tahun (2013-sekarang). Penulis mengambil studi di program Sarjana Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya Jurusan Teknik Elektro bidang studi Teknik Sistem Tenaga.