



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**TUGAS AKHIR - TE 141599**

**STUDI KELAYAKAN SISTEM KELISTRIKAN AKIBAT  
PENAMBAHAN PLTS 3 MW PADA PT. BADAQ NGL**

Faris Dien Muhammad  
NRP 07111645000048

Dosen Pembimbing  
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.  
Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2018





FINAL PROJECT - TE 141599

***Feasibility Analysis On Electricity System Effect of  
Addition PLTS 3 MW In PT. Badak NGL***

Faris Dien Muhammad  
NRP 07111645000048

Advisor  
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.  
Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT  
Faculty of Electrical Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2018

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## **PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR**

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "**Studi Kelayakan Sistem Kelistrikan Akibat Penambahan PLTS 3 MW Pada PT. Badak NGL**" 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, 9 Juli 2018



Faris Dien Muhammad  
NRP. 07111645000048

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

**STUDI KELAYAKAN SISTEM KELISTRIKAN AKIBAT  
PENAMBAHAN PLTS 3 MW PADA PT. BADAK NGL**

**TUGAS AKHIR**

Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

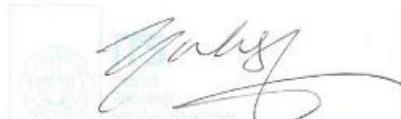
Pada

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

Menyetujui:

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II



Uman Fajar Uman Putra, S.T., M.T.  
NIP. 198311082012121001

Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.S.  
NIP. 197007121998021001



-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## **STUDI KELAYAKAN SISTEM KELISTRIKAN AKIBAT PENAMBAHAN PLTS 3 MW PADA PT. BADAQ NGL**

**Nama : Faris Dien Muhammad**  
**Pembimbing : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.**  
**Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc**

### **ABSTRAK**

Indonesia memiliki potensi energi matahari cukup tinggi. Karena sinar matahari selalu ada sepanjang tahun dengan rata-rata intensitas cahaya matahari selama 6 sampai 8 jam tiap harinya. Sebagai usaha dari PT. Badak NGL untuk membantu pemerintah dalam mengurangi penggunaan energi fosil, maka PT. Badak NGL membangun PLTS 3 MW sebagai langkah penggunaan energi baru terbarukan. Untuk memenuhi ketentuan rencana pembangunan PLTS pada PT. Badak NGL, maka diperlukan studi kelayakan. Dalam pelaksanaan studi kelayakan, terdiri dari beberapa hal penting yang harus diperhitungkan. Diantaranya mengenai *Power Study Analysis* (PSA) yaitu *load flow*, hubung singkat, kestabilan transien, koordinasi proteksi, dan analisis ekonomi. Untuk menyelesaikan permasalahan tersebut digunakan *software* ETAP dan PVsyst dalam membantu analisa dan simulasi. Hasil dari simulasi menunjukkan bahwa penambahan PLTS 3 MW dapat mengurangi produksi listrik oleh generator ketika terdapat cahaya matahari. Nilai tegangan pada bus utama 98.32% sampai 100% dan  $\cos \phi$  80.5% sampai 99.7% menandakan sistem dalam kondisi normal dan masih cukup baik. Rating peralatan pengaman eksisting masih mampu mengamankan arus hubung singkat, dikarenakan arus yang disumbangkan oleh PLTS relatif kecil. Peralatan pengaman baru hanya terpasang pada *feeder* yang menghubungkan PLTS baru dengan sistem. Respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor ketika mengalami gangguan akibat PLTS *trip* dan generator *outage* masih mampu menjaga kestabilannya. Produksi PLTS 3 MW menghasilkan daya sebesar 3.882 MWh/tahun. Dengan biaya 0,23 US\$/kWh dan akan mengalami balik modal pada tahun ke-11 dengan masa asuransi selama 15 tahun.

**Kata Kunci : Studi kelayakan, PLTS, PSA**

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## ***Feasibility Analysis On Electricity System Effect of Addition PLTS 3 MW In PT. Badak NGL***

**Name : Faris Dien Muhammad**  
**Advisor : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.**  
**Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc**

### ***ABSTRACT***

Indonesia has a quite high level of solar energy potential due to its tropical climate—which most of the area receives enough intensity of solar radiation every year with the average daily radiation around 6-8 hours per day. Regarding to this matter, PT. Badak NGL is fully committed to supporting the government's effort to reduce the usage of fossil fuels and to promote the usage of renewable energy instead. Hence, PT. Badak NGL decided to build the 3 MW solar power plant. In order to assess the practicality of building its solar power plant, PT. Badak NGL requires feasibility studies such as PSA (Power Study Analysis) that consists of load flow, short circuit, transient stability, protection coordination, and economic dispatch. *Software* tools such as ETAP and PVsyst are also needed to deepen the analysis and simulation. The simulation result indicates that the 3 MW solar power plant setup has its effects on reducing the production of electric power generation when it's hit by sun's rays. The peak value of voltage on the bus signifies that the system is working fine—it increases from 98.32% up to 100% and reaches the cos phi of 80.5% up to 99.7%. Since the solar power plant shares relatively small amount of electric current, it is possible for the rating of the existing circuit protection device to secure the short circuit current. New protection device is only installed on the feeder which connects new solar power plant with the system. The stability of frequency response, voltage, and rotor angle is also secured despite the trip in solar power plant and generator outage. The 3 MW solar power plant generates power up to 3.882 MWh per year. It costs \$0,23 /kWh and is estimated to reach a break-even point in 11<sup>th</sup> year with 15 years-tenure of installment.

***Keywords: Feasibility study, PLTS, PSA***

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## **KATA PENGANTAR**

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT yang selalu memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga tugas akhir ini dapat terselesaikan dengan baik. Shalawat serta salam semoga selalu dilimpahkan kepada Rasulullah Muhammad SAW, keluarga, sahabat, dan umat muslim yang senantiasa meneladani beliau.

Tugas akhir ini disusun untuk memenuhi sebagian persyaratan guna menyelesaikan pendidikan Strata-1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dengan judul:

### **STUDI KELAYAKAN SISTEM KELISTRIKAN AKIBAT PENAMBAHAN PLTS 3 MW PADA PT. BADAK NGL**

Penulis mengucapkan terima kasih kepada kedua orang tua yang selalu memberikn doa serta dukungannya, kepada Bapak Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T. dan Bapak Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc atas segala bimbingan ilmu, moral, dan spiritual dari awal hingga terselesaikannya tugas akhir ini. Penulis juga mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu baik secara langsung maupun tidak langsung dalam proses penyelesaian tugas akhir ini.

Penulis menyadari dan mohon maaf atas segala kekurangan pada tugas akhir ini. Akhir kata, semoga tugas akhir ini dapat bermanfaat dalam pengembangan keilmuan di kemudian hari.

Surabaya, 9 Juli 2018

Penulis

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

# DAFTAR ISI

## HALAMAN

HALAMAN JUDUL.....	iii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	v
HALAMAN PENGESAHAN.....	vii
ABSTRAK .....	ix
<i>ABSTRACT</i> .....	xi
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR .....	xvii
DAFTAR TABEL.....	xix
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Permasalahan .....	1
1.3 Batasan Masalah.....	1
1.4 Tujuan .....	2
1.5 Metodologi Penelitian .....	2
1.6 Sistematika Laporan.....	2
1.7 Relevansi.....	3
<b>BAB II TEORI DASAR .....</b>	<b>5</b>
2.1 Aliran Daya .....	5
2.2 Hubung Singkat.....	6
2.3 Koordinasi Proteksi .....	7
2.3.1 Karakteristik Kurva Rele.....	8
2.3.2 Perhitungan Rele Arus Lebih .....	11
2.4 Kestabilan Transien.....	12
2.4.1 Kestabilan Frekuensi .....	13
2.4.2 Kestabilan Tegangan .....	13
2.4.3 Kestabilan Sudut Rotor .....	14
2.5 Analisis Ekonomi .....	14
2.6 Pengertian Dasar Energi Matahari .....	16
2.7 Photovoltaik .....	17
2.7.1 Jenis-jenis Modul PV .....	18
2.7.2 Instalasi Solar PV .....	19
2.7.3 Koneksi Solar Panel .....	21
2.7.4 Inverter .....	22

BAB III SISTEM KELISTRIKAN PT. BADAQ NGL.....	25
3.1 PT. Badak NGL .....	25
3.2 Sistem Kelistrikan PT. Badak NGL.....	26
3.3 Lokasi Titik Hubung.....	26
3.4 Pembagian Pembebanan Tiap <i>Bus</i> .....	27
3.5 Kondisi Iklim Bontang.....	28
 BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS DATA .....	 31
4.1 Analisis Aliran Daya.....	31
4.2 Analisis Hubung Singkat .....	40
4.3 Koordinasi Proteksi.....	44
4.3.1 Feeder Lokasi Titik Sambung PLTS 2 MW.....	44
4.3.2 Feeder Lokasi Titik Sambung PLTS 1 MW Baru.....	48
4.4 Analisis Kestabilan Transien .....	52
4.4.1 Studi Kasus Kestabilan Transien .....	52
4.4.2 Hasil Simulasi Kestabilan Transien .....	52
4.5 Analisis Ekonomi.....	59
4.5.1 PV Sizing .....	59
4.5.2 Daya Pembangkitan PLTS Pertahun .....	61
4.5.3 Perkiraan Rincian Biaya.....	64
4.5.4 Ringkasan Hasil Pembiayaan.....	66
 BAB V PENUTUP .....	 70
5.1 Kesimpulan .....	70
5.2 Saran .....	70
 DAFTAR PUSTAKA .....	 72
RIWAYAT HIDUP PENULIS .....	74
LAMPIRAN .....	76

# DAFTAR GAMBAR

## HALAMAN

Gambar 2.1	Hubung Singkat Tiga Fasa .....	6
Gambar 2.2	Jenis Hubung Singkat Tidak Simetri .....	7
Gambar 2.3	Prinsip Kerja Rele Arus Lebih .....	8
Gambar 2.4	Kurva Karakteristik <i>Instantaneous OCR</i> .....	9
Gambar 2.5	Kurva Karakteristik <i>Definite time OCR</i> .....	9
Gambar 2.6	Kurva Karakteristik <i>Inverse time OCR</i> .....	10
Gambar 2.7	Kurva Karakteristik <i>IDMT OCR</i> .....	10
Gambar 2.8	Suku Bunga Acuan BI.....	15
Gambar 2.9	Kurva <i>Break Even Point</i> .....	15
Gambar 2.10	Skematik Komposisi Parameter GHI .....	16
Gambar 2.11	Skematik PV cell [4] .....	17
Gambar 2.12	Jenis Modul PV [5] .....	18
Gambar 2.13	Sistem PV yang Berdiri Sendiri .....	19
Gambar 2.14	Sistem PV Yang Terhubung Dengan <i>Grid</i> .....	20
Gambar 2.15	Pembangkit Listrik Tenaga Surya [4].....	21
Gambar 2.16	Koneksi Diagram Seri Dan Paralel.....	22
Gambar 2.17	<i>Central Inverter Topology</i> .....	23
Gambar 2.18	<i>String Inverter Topology</i> .....	24
Gambar 3.1	PT. Badak NGL [8] .....	25
Gambar 3.2	Lokasi Titik Hubung PLTS .....	27
Gambar 3.3	Grafik Iklim Bontang .....	29
Gambar 3.4	Grafik Temperatur Bontang .....	29
Gambar 4.1	Daya Aktif Generator Beban Maksimum .....	35
Gambar 4.2	Daya Aktif Generator Beban Rata-rata .....	36
Gambar 4.3	Daya Aktif Generator Beban Minimum .....	36
Gambar 4.4	Tegangan <i>Bus</i> Beban Maksimum .....	37
Gambar 4.5	Tegangan <i>Bus</i> Beban Rata-rata .....	37
Gambar 4.6	Tegangan <i>Bus</i> Beban Minimum .....	38
Gambar 4.7	Power Faktor Beban Maksimum .....	39
Gambar 4.8	Power Faktor Beban Rata-rata .....	39
Gambar 4.9	Power Faktor Beban Minimum .....	40
Gambar 4.10	Hasil Simulasi Hubung Singkat 3 Fasa .....	43
Gambar 4.11	Feeder Lokasi Titik Sambung PLTS 2 MW .....	44
Gambar 4.12	Kurva TCC Titik Sambung PLTS 2 MW .....	47
Gambar 4.13	Feeder Lokasi Titik Sambung PLTS 1 MW .....	48

Gambar 4.14 Kurva TCC Titik Sambung PLTS 1 MW .....	51
Gambar 4.15 Respon Frekuensi Saat PLTS 2 MW <i>Trip</i> .....	53
Gambar 4.16 Respon Tegangan Saat PLTS 2 MW <i>Trip</i> .....	53
Gambar 4.17 Respon Sudut Rotor Saat PLTS 2 MW <i>Trip</i> .....	54
Gambar 4.18 Respon Frekuensi Saat PLTS 1 MW <i>Trip</i> .....	54
Gambar 4.19 Respon Tegangan Saat PLTS 1 MW <i>Trip</i> .....	55
Gambar 4.20 Respon Sudut Rotor Saat PLTS 1 MW <i>Trip</i> .....	55
Gambar 4.21 Respon Frekuensi Saat PLTS 2 MW & 1 MW <i>Trip</i> ....	56
Gambar 4.22 Respon Tegangan Saat PLTS 2 MW & 1 MW <i>Trip</i> ....	57
Gambar 4.23 Respon Sudut Rotor Saat PLTS 2 MW & 1 MW <i>Trip</i> .	57
Gambar 4.24 Respon Frekuensi Saat Generator PG14 <i>Outage</i> .....	58
Gambar 4.25 Respon Tegangan Saat Generator PG14 <i>Outage</i> .....	58
Gambar 4.26 Respon Sudut Rotor Saat Generator PG14 <i>Outage</i> .....	59
Gambar 4.27 Kombinasi PV Untuk Sebuah Inverter .....	60
Gambar 4.28 Data Irradiation Perhari pada PVsyst .....	61
Gambar 4.29 Sudut Kemiringan Modul PV .....	62
Gambar 4.30 Grafik Irradiation dalam Setahun.....	62
Gambar 4.31 Hasil Simulasi 3 MW .....	63
Gambar 4.32 Hasil Simulasi PVsyst 3 MW.....	65
Gambar 4.33 Kurva <i>Break Even Point</i> (BEP) Tarif 0,23 US\$.....	67
Gambar 4.34 Kurva <i>Break Even Point</i> (BEP) Tarif 0.1 US\$.....	68

## DAFTAR TABEL

### HALAMAN

Tabel 2.1	Persamaan Kurva Karakteristik Rele Standar IEC .....	11
Tabel 3.1	Iklim Bontang .....	30
Tabel 4.1	Hasil Simulasi pada <i>Bus</i> 30PS-1 sampai 30PS-2 .....	31
Tabel 4.2	Hasil Simulasi pada <i>Bus</i> 30PS-3 .....	32
Tabel 4.3	Hasil Simulasi pada <i>Bus</i> 30PS-4 sampai 30PS-5 .....	32
Tabel 4.4	Hasil Simulasi pada <i>Bus</i> 30PS-6 .....	33
Tabel 4.5	Hasil Simulasi pada <i>Bus</i> 30PS-7 .....	33
Tabel 4.6	Hasil Simulasi pada <i>Bus</i> 30PS-8 .....	34
Tabel 4.7	Hasil Simulasi pada <i>Bus</i> PV 2 MW .....	34
Tabel 4.8	Hasil Simulasi pada <i>Bus</i> PV 1 MW .....	35
Tabel 4.9	Data <i>Momentary Duty</i> Saat PLTS Terpasang .....	41
Tabel 4.10	Data <i>Momentary Duty</i> Saat PLTS Tidak Terpasang .....	41
Tabel 4.11	Data <i>Interrupting Duty</i> Saat PLTS Terpasang .....	42
Tabel 4.12	Data <i>Interrupting Duty</i> Saat PLTS Tidak Terpasang .....	42
Tabel 4.13	Arus Hubung Singkat 3 Fasa Pada Titik Sambung PLTS43	
Tabel 4.14	Total Produksi Berdasarkan Sudut Pemasangan PV .....	61
Tabel 4.15	Daftar Perkiraan Rincian Biaya .....	64
Tabel 4.17	Total Perhitungan Angsuran Tiap Tahun .....	66
Tabel 4.17	Total Perhitungan Angsuran Tiap Tahun[Lanjutan] .....	67
Tabel 4.18	Total Perhitungan Angsuran Tiap Tahun .....	67
Tabel 4.18	Total Perhitungan Angsuran Tiap Tahun [Lanjutan] .....	68

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **2.1 Latar Belakang**

Pembangkit listrik di Indonesia masih mengandalkan energi fosil sebagai sumber utama pembangkitan. Pemerintah Indonesia harus segera menangani agar tidak terjadi eksplorasi sumber energi fosil secara terus menerus. Dampak negatif penggunaan energi fosil akan merugikan lingkungan dan masyarakat Indonesia.

Energi terbarukan merupakan solusi dalam mengurangi penggunaan dari energi fosil. Seperti tenaga angin, tenaga ombak laut, tenaga matahari, dan lain-lain. Di Korea, pada tahun 2003 kapasitas sistem PV yang terpasang baru 6 MW. Melalui kebijakan pemerintah Korea tahun 2004, pada tahun 2007 kapasitas sistem PV yang terpasang menjadi 79,7 MW. Di Jepang, kapasitas sistem PV pada tahun 2007 mencapai 1,9 GW dan pembangkit tenaga angin mencapai 1,7 GW [1].

PT. Badak NGL membantu pemerintah Indonesia dalam upaya mengurangi penggunaan energi fosil, dengan merencanakan pembangunan PLTS sebagai pembangkit energi listrik berbasis panel surya. Sehubungan dengan rencana pembangunan PLTS pada sistem kelistrikan PT. Badak LNG, maka diperlukan studi kelayakan sebagai ketentuan yang harus dipenuhi. Dalam pelaksanaan studi kelayakan, terdiri dari beberapa hal penting yang harus diperhitungkan. Diantaranya mengenai *Power Study Analysis (PSA)* yaitu *load flow*, hubung singkat, kestabilan transien, koordinasi proteksi, dan analisis ekonomi. Untuk menyelesaikan permasalahan tersebut digunakan *software* ETAP dan PVsyst dalam membantu analisa dan simulasi.

### **2.2 Permasalahan**

Pada Tugas Akhir ini akan dianalisis pengaruh dari penambahan PLTS sebesar 3 MW terhadap sistem kelistrikan PT. Badak NGL.

### **2.3 Batasan Masalah**

Dalam melakukan analisis terhadap pengaruh dari penambahan PLTS sebesar 3 MW terhadap sistem kelistrikan PT. Badak NGL akan dibatasi permasalahan. Diantaranya mengenai *load flow*, hubung singkat, kestabilan transien, dan koordinasi proteksi yang hanya dilakukan analisis di sisi PLTS dengan grid, beserta analisis ekonomi.

## **2.4 Tujuan**

Tujuan dari tugas akhir ini yaitu dapat mengetahui pengaruh penambahan PLTS 3 MW pada sistem kelistrikan PT. Badak NGL. Sehingga dapat bermanfaat dalam memenuhi syarat pembangunan PLTS.

## **2.5 Metodologi Penelitian**

Analisis pengaruh akibat penambahan PLTS 3 MW pada sistem kelistrikan PT. Badak NGL akan dilakukan dalam beberapa kegiatan, yaitu studi pustaka, simulasi dengan *software*, analisis hasil simulasi, dan penyusunan laporan.

Studi pustaka dilakukan untuk mencari literatur terkait tugas akhir yang akan dikerjakan. Beberapa literatur diperoleh dari berbagai sumber seperti buku, jurnal, makalah, dan internet. Tujuan dari studi pustaka untuk mengetahui informasi yang diperlukan dalam mengerjakan tugas akhir. Missal informasi seperti teori *load flow*, kestabilan transien, hubung singkat, koordinasi proteksi, dan lain-lain.

Simulasi digunakan untuk membantu memperoleh data dalam sebuah permasalahan. Menganalisa sistem tenaga digunakan *software* ETAP untuk memperoleh data terkait sistem kelistrikan. Dan data terkait analisis ekonomi diperoleh dari hasil simulasi menggunakan *software* PVsyst.

Setelah memperoleh hasil data dari simulasi, data tersebut dianalisis kemudian ditarik kesimpulan apakah hasil dari simulasi tersebut sesuai dengan keinginan atau sebaliknya.

Penyusunan laporan merupakan tahap terakhir yang dilakukan setelah diperoleh hasil simulasi dan kesimpulan dalam menganalisis pengaruh sisitem kelistrikan pada PT. Badak NGL akibat penambahan PLTS sebesar 3 MW.

## **2.6 Sistematika Laporan**

Pembahasan tugas akhir ini dibagi menjadi lima bab dengan sistematika sebagai berikut:

### **Bab I      Pendahuluan**

Pada bab pendahuluan, berisi tentang latar belakang, permasalahan dan batasannya, tujuan, metodologi, sistematika laporan dalam melakukan analisis dan menyusun laporan mengenai tugas akhir ini, dan juga

relevansi yang ditujukan guna referensi dan pembelajaran sesuai dengan materi yang dibahas.

**Bab II      Dasar Teori**

Bab ini menjelaskan secara umum teori mengenai aliran daya, hubung singkat, koordinasi proteksi, kestabilan transien, dan analisis ekonomi.

**Bab III     Sistem Kelistrikan PT. Badak NGL**

Pembahasan pada bab ini mengenai gambaran tentang PT. Badak NGL, sistem kelistrikan eksisting dan rencana penambahan sistem PLTS, dan kondisi iklim lokasi rencana pendirian PLTS.

**Bab IV     Simulasi dan Analisis**

Bab ini menjelaskan mengenai hasil simulasi dan analisis dari aliran daya, hubung singkat, koordinasi proteksi, kestabilan transien, dan analisis ekonomi.

**Bab V      Penutup**

Pada bab penutup dijelaskan mengenai kesimpulan dan saran dari hasil pengujian.

**2.7 Relevansi**

Hasil dari tugas akhir ini dapat dijadikan rujukan dalam pembuatan laporan terkait studi kelayakan sistem kelistrikan akibat penambahan pembangkit khususnya yang menggunakan PLTS.

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## BAB II TEORI DASAR

### 3.1 Aliran Daya

Analisis aliran daya "*Load Flow Analysis*" membantu dalam mengetahui kondisi operasi pada suatu sistem. Analisis aliran daya berupa tegangan, arus, dan faktor daya pada setiap simpul jaringan listrik dilakukan dalam kondisi operasi normal. Tujuan dari analisis aliran daya pada sistem eksisting yaitu mengetahui aliran daya pada tiap bus generator, mengetahui level tegangan pada tiap bus PLTS dan generator, mengetahui batasan operasi pada tiap unit pembangkit, dan mengetahui nilai  $\cos \phi$  pada tiap unit pembangkit.

Perhitungan aliran daya pada dasarnya menghitung tegangan " $V$ " dan sudut fasa " $\delta$ " dalam kondisi tunak dan ketiga fasa dalam kondisi seimbang. Hasil dari perhitungan digunakan untuk mengetahui aliran daya aktif " $P$ " dan daya reaktif " $Q$ " pada peralatan transmisi.

Setiap bus dalam analisa sistem tenaga dikelompokkan menjadi tiga tipe yaitu:

a. *Load bus*

Data yang diketahui adalah daya aktif " $P$ " dan daya reaktif " $Q$ ". Nilai tegangan " $V$ " dan sudut fasa " $\delta$ " dihitung berdasarkan data yang ada.

b. *Generator bus*

Data yang diketahui adalah daya aktif " $P$ " dan tegangan " $V$ ". Nilai daya reaktif " $Q$ " dan sudut fasa " $\delta$ " merupakan hasil dari perhitungan data yang sudah ada.

c. *Swing/slack bus*

Data yang diketahui adalah tegangan " $V$ " dan sudut fasa " $\delta$ ". Nilai daya aktif " $P$ " dan daya reaktif " $Q$ " merupakan hasil perhitungan. Bus ini berfungsi untuk menyuplai rugi-rugi daya dari beban yang tidak dapat disuplai oleh generator lain.

Salah satu metode dalam melakukan perhitungan aliran daya adalah dengan metode Newton-Raphson. Metode ini mempunyai hasil yang baik untuk sistem yang besar. Jumlah iterasi yang diperlukan sedikit dalam memecahkan masalah berdasarkan ukuran sistem. Metode Newton-Raphson diformulasikan dalam persamaan sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2.1)$$

Keterangan :

$\Delta P$  dan  $\Delta Q$  merupakan perbandingan antara vektor daya nyata dan daya reaktif dengan nilai nyata dan nilai perhitungan.  $\Delta \delta$  dan  $\Delta V$  merupakan sudut fasa dan nilai tegangan bus. Untuk  $J_1, J_2, J_3$ , dan  $J_4$  merupakan matriks *Jacobian*.

### 3.2 Hubung Singkat

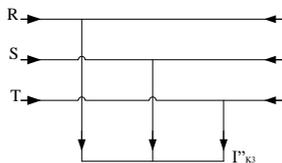
Hubung singkat merupakan peristiwa yang dapat merugikan dalam sebuah sistem tenaga listrik. Hubung singkat dapat terjadi akibat dari hubungan kontak baik secara langsung atau tidak langsung antara dua titik atau lebih konduktor yang memiliki beda potensial. Hubung singkat disebabkan oleh beberapa faktor diantaranya karena arus berlebih “*overload*”, tegangan berlebih “*overvoltage*”, dan busur api. Dampak buruk yang disebabkan karena hubung singkat pada sistem seperti rusaknya peralatan akibat peningkatan suhu yang tidak dapat ditoleransi, terputusnya suplai energi listrik, dan paling fatal dapat menyebabkan *blackout* total. Hubung singkat juga dapat membahayakan keselamatan manusia. Tujuan dari analisa hubung singkat adalah mempertimbangkan nilai kecukupan arus hubung singkat pada peralatan di tiap bus dan mendesain peralatan baru yang akan dipasang.

Hubung singkat dibedakan menjadi beberapa jenis yaitu:

- a. Hubung singkat simetri

Hubung singkat ini terjadi ketika ketiga konduktor berarus terhubung secara bersamaan. Sehingga hubung singkat ini disebut sebagai hubung singkat tiga fasa. Hubung singkat simetri berlaku untuk hubung singkat tiga fasa ke tanah ataupun tidak. Hubung singkat tiga fasa terjadi 5% dari total kejadian. Hubung singkat tiga fasa digambarkan pada Gambar 3.1.

A. Hubung Singkat Tiga Fasa

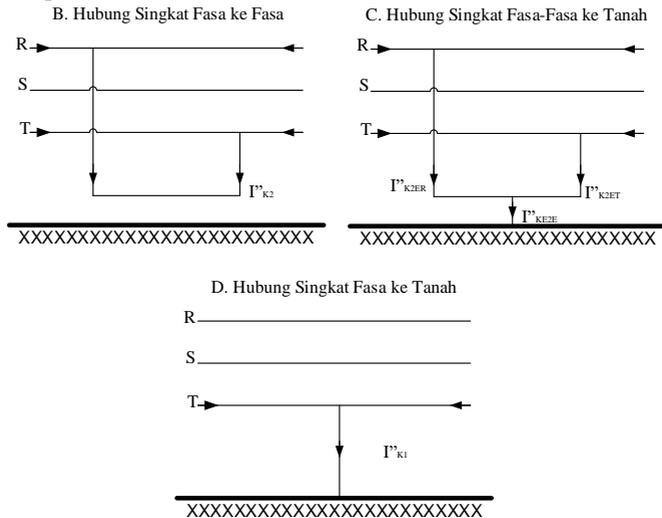


XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

Gambar 3.1 Hubung Singkat Tiga Fasa

b. Hubung singkat tidak simetri

Hubung singkat tidak simetri terjadi akibat adanya hubungan antara konduktor berarus ke tanah ataupun tidak. Hubung singkat ini terjadi pada sistem kelistrikan 1 fasa atau 3 fasa. Hubung singkat tidak simetri dibagi menjadi beberapa jenis yaitu: hubung singkat fasa dengan fasa (15% dari total gangguan hubung singkat), hubung singkat fasa dengan fasa ke tanah, dan hubung singkat fasa ke tanah (80% dari total gangguan hubung singkat). Perbedaan dari ketiga jenis hubung singkat tidak simetri ditunjukkan pada Gambar 3.2



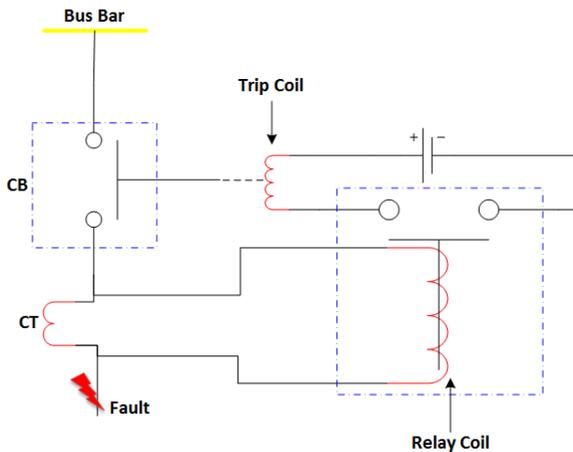
Gambar 3.2 Jenis Hubung Singkat Tidak Simetri

### 3.3 Koordinasi Proteksi

Sistem tenaga listrik dikatakan baik apabila memiliki nilai keandalan yang tinggi. Artinya sistem dan peralatan bekerja optimal sesuai kondisi yang diinginkan. Sistem tenaga listrik dalam kondisi normal sering mengalami gangguan. Gangguan tersebut umumnya hubung singkat. Hubung singkat adalah peristiwa yang dapat merusak peralatan dan menyebabkan terputusnya aliran listrik. Sehingga dalam melakukan pencegahan terhadap peristiwa tersebut diperlukan peralatan proteksi. Peralatan utama dalam mencegah adanya hubung singkat adalah rele arus lebih/*over current relay* (OCR).

Fungsi dari proteksi adalah menentukan koordinasi *setting* dari peralatan pengaman dan mengevaluasi koordinasi dari sistem pengaman yang terpasang. Tujuannya untuk melokalisir daerah gangguan itu saja dari sistem tenaga listrik, dan mempertimbangkan keamanan pada peralatan, stabilitas tenaga listrik, dan keamanan manusia.

Rele arus lebih bekerja dengan cara membandingkan nilai *input* berupa arus dengan nilai *setting*. Apabila nilai arus yang terbaca lebih besar dari nilai *setting* akibat hubung singkat atau *over load*, maka rele akan mengirimkan sinyal *trip* kepada pemutus tenaga (PMT) atau *circuit breaker* (CB). Prinsip kerja rele arus lebih ditunjukkan pada Gambar 3.3.



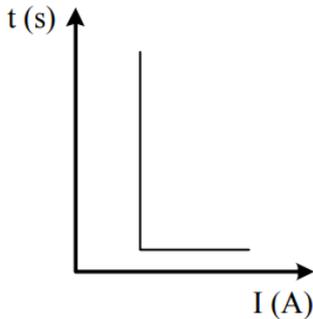
Gambar 3.3 Prinsip Kerja Rele Arus Lebih

### 3.3.1 Karakteristik Kurva Rele

Setiap rele memiliki karakteristik yang berbeda sesuai dengan kurva karakteristik yang didesain oleh pabrikan. Berikut merupakan beberapa jenis rele arus lebih.

a. *Instantaneous OCR*

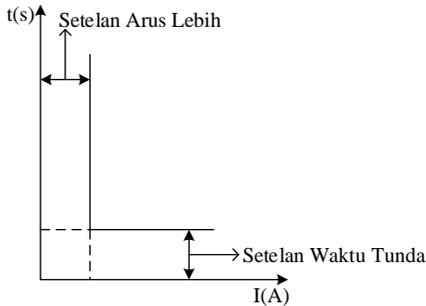
Rele jenis ini akan bekerja langsung tanpa menunggu delay apabila terdapat arus yang melebihi dari nilai *setting*. Kurva karakteristik ditunjukkan pada Gambar 3.4.



Gambar 3.4 Kurva Karakteristik *Instantaneous OCR*

b. *Definite time OCR*

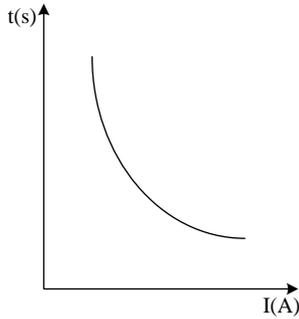
Rele ini bekerja sesuai waktu *delay* yang telah diatur sebelumnya. Rele ini lebih fleksibel dalam mengatasi arus gangguan, karena adanya fasilitas pengaturan waktu operasi yang berbeda. Kurva karakteristik rele ini ditunjukkan pada Gambar 3.5.



Gambar 3.5 Kurva Karakteristik *Definite time OCR*

c. *Inverse time OCR*

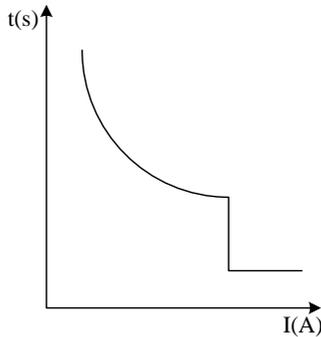
Rele ini bekerja dengan prinsip dasar semakin besar nilai arus gangguan maka semakin cepat rele mengirim sinyal *trip* terhadap peralatan pemutus. Sehingga ketika terdapat arus yang sangat tinggi, waktu untuk *trip* jadi sangat pendek. Kurva karakteristik rele ini ditunjukkan pada Gambar 3.6.



Gambar 3.6 Kurva Karakteristik *Inverse time OCR*

d. *Inverse Definite Minimum Time OCR*

Rele bekerja semakin cepat ketika arus gangguan juga semakin besar. Namun pada saat tertentu ketika waktu mencapai nilai *setting*, maka kerja rele tidak ditentukan oleh arus gangguan melainkan oleh waktu. Kurva karakteristik rele ini ditunjukkan pada Gambar 3.7.



Gambar 3.7 Kurva Karakteristik *IDMT OCR*

Dalam menentukan *setting* proteksi rele arus lebih terdapat standar yang dipergunakan. Menurut standar IEC (*International Electric Commition*) ditunjukkan pada Tabel 3.1 Persamaan Kurva Karakteristik Rele Standar IEC persamaan standar kurva karakteristik berikut.

Tabel 3.1 Persamaan Kurva Karakteristik Rele Standar IEC

Jenis	Rumus Persamaan
Standar Inverse	$t = \frac{0.14}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^{0.02} - 1} x T$
Very Inverse	$t = \frac{13.5}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right) - 1} x T$
Normaly Inverse	$t = \frac{80}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^2 - 1} x T$

Keterangan :

t = *Tripping Time* (s)

T = *Time Dial* (s)

$I_f$  = Arus Gangguan (A)

$I_s$  = *Setting* arus (A)

### 3.3.2 Perhitungan Rele Arus Lebih

Dalam melakukan perhitungan koordinasi proteksi, terdapat beberapa hal yang perlu diperhatikan yaitu menghitung arus *pickup* rele 51, menghitung *time dial*, dan menghitung arus lebih definite rele 50.

a. Perhitungan Arus *Pickup* Rele 51

Rele 51 berfungsi sebagai pelindung sistem dari gangguan beban berlebih. Rele 51 tidak boleh di *setting* pada saat beban maksimum. Maka *setting* harus lebih besar dari arus beban maksimum. Untuk memilih besarnya arus *pickup* ditentukan dengan memilih *tap*. Berikut merupakan persamaan untuk menghitung nilai *tap*.

$$1,05 \text{ FLA} \leq I_{\text{set}} \leq 1,4 \text{ FLA} \dots\dots\dots(2.2)$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{CT \text{ Primer}} \dots\dots\dots(2.3)$$

Keterangan :

FLA = Arus Beban Penuh (Ampere)

CT Primer = Rasio Belitan Primer Trafo Arus

b. Perhitungan *Time Dial*

Pengaturan *time dial* menentukan waktu operasi rele. *Time dial* pada tiap manufaktur berbeda-beda, pada rele Merlin Gerin Sepam 40 menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$td = \frac{4.64 \times T}{\left[\frac{I_{max}}{I_{set}}\right]^{0.96}} \dots\dots\dots (2.4)$$

Keterangan :

Td = Waktu Operasi (detik)

T = *Time Dial*

I max = Arus Hubung Singkat Maksimum (Ampere)

I set = Arus *Pickup* (Ampere)

c. Perhitungan Arus Lebih Definite Rele 50

Rele 50 berfungsi untuk melindungi sistem dari gangguan hubung singkat. Rele 50 akan memutuskan gangguan yang paling dekat sesuai dengan *time delay* yang *disetting*. Menentukan *setting pickup* digunakan *Isc* minimum arus hubung singkat 2 fasa 30 *cycle*. Pemilihan besarnya arus pickup ditentukan dengan memilih *tap*. Berikut merupakan persamaan untuk menghitung nilai *tap*.

$$1,6 \text{ FLA} \leq I_{set} \leq 0,8 \text{ Isc min} \dots\dots\dots (2.5)$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT \text{ Primer}} \dots\dots\dots (2.6)$$

Keterangan :

FLA = Arus Beban Penuh (Ampere)

CT Primer = Rasio Belitan Primer Trafo Arus

Isc min = Arus Hubung Singkat 2 Fasa 30 *cycle*

### 3.4 Kestabilan Transien

Kestabilan sistem tenaga listrik merupakan kemampuan dari sistem untuk mempertahankan keadaan sinkronnya pada saat gangguan hilang beban, hilang pembangkit, atau hubung singkat. Sistem dikatakan stabil apabila daya mekanik dari *prime mover* dengan daya elektriks pada beban berjalan seimbang. Pada sistem tenaga listrik yang memiliki beban dinamis, daya yang diserap sangat bervariasi dalam tiap waktu. Sehingga generator harus mampu memenuhi pasokan daya yang berubah-ubah tersebut. Apabila pada sistem terjadi kehilangan sinkronisasi antara generator dengan beban, maka akan terjadi pelepasan generator dan

menyebabkan kerusakan pada sistem yang akan semakin meluas. Untuk menghindari kejadian tersebut maka dilakukan analisis kestabilan.

Periode transien merupakan usaha sistem untuk mengembalikan kondisi agar menjadi sinkron setelah terjadi gangguan. Dimana mesin-mesin harus mempertahankan keadaan sinkronnya pada saat akhir periode transien. Apabila sistem terjadi osilasi ketika terjadi gangguan dan sistem mampu meredam dengan sendirinya, maka sistem tersebut dapat dianggap stabil. Namun apabila osilasi terjadi terus menerus dalam waktu yang lama, maka sistem dalam kondisi tidak stabil.

Kestabilan transien adalah kemampuan dari sistem tenaga listrik ketika terjadi gangguan besar secara tiba-tiba selama periode ayunan pertama untuk mempertahankan kondisi sinkron. Untuk mengetahui apakah sistem mampu bekerja pada saat gangguan transien terjadi, maka diperlukan analisis kestabilan transien. Analisis ini perlu dilakukan karena sistem dianggap stabil ketika dalam kondisi *steady state*, namun belum tentu stabil pada kondisi transien.

Gangguan kestabilan transien dikarenakan beberapa faktor, yaitu :

- a. *Over load* karena lepasnya pembangkit dari sistem
- b. Hubung singkat
- c. Pelepasan beban secara tiba-tiba
- d. *Starting* motor

Terdapat tiga faktor utama yang mempengaruhi kestabilan pada sistem tenaga listrik yaitu kestabilan sudut rotor, kestabilan frekuensi, dan kestabilan tegangan. Ketiga faktor tersebut harus mampu mempertahankan kondisi sistem agar tetap stabil akibat gangguan.

### **3.4.1 Kestabilan Frekuensi**

Kemampuan dari sistem untuk mempertahankan frekuensi akibat gangguan yang berdampak tidak seimbang antara beban dengan pembangkitan. Klasifikasi kestabilan frekuensi dibedakan menjadi dua, yaitu jangka pendek dan jangka panjang. Contoh kasus jangka pendek adalah pelepasan beban *underfrequency*. Untuk kasus jangka panjang adalah *control governor* yang gagal bekerja saat mengalami gangguan.

### **3.4.2 Kestabilan Tegangan**

Kemampuan dari sistem untuk mempertahankan nilai tegangan pada bus setelah mengalami gangguan. Kestabilan tegangan bergantung pada keseimbangan antara suplai daya dari pembangkit dengan pembebanan. Gangguan yang umumnya terjadi adalah pelepasan beban

secara tiba-tiba atau lepasnya salah satu pembangkit. Sehingga tegangan menjadi turun.

### 3.4.3 Kestabilan Sudut Rotor

Kemampuan dari mesin sinkron yang terhubung dengan sistem untuk mempertahankan kondisi sinkron setelah mengalami gangguan. Kondisi tersebut merupakan keseimbangan antara torsi elektromagnetik dan torsi mekanik pada mesin. Ketidakstabilan sudut rotor berdampak pada naiknya kecepatan sudut yang berubah-ubah pada generator, yang mengakibatkan hilangnya keserempakan antar generator.

### 3.5 Analisis Ekonomi

Metode yang digunakan dalam menganalisis tarif dari pembangkitan listrik dengan cara menghitung seluruh total biaya sistem energi listrik mulai dari perencanaan, pembangunan, operasional, maintenance, dan penggantian peralatan. Penentuan biaya merujuk pada penjumlahan seluruh biaya, baik biaya berulang maupun biaya tidak berulang terkait dengan produk, struktur, sistem, dan jasa selama jangka waktu tertentu. Kemudian menghitung harga dimana energi listrik yang dibangkitkan dari suatu pembangkit dapat mencapai *break even point* dalam jangka waktu tertentu. Umumnya jangka waktu ditentukan berdasarkan dari waktu pakai "*life time*" dari suatu pembangkit tersebut. Setelah diperoleh nilai tarif dasar listrik, biaya tersebut dikalikan dengan total pembangkitan.

Menentukan biaya yang dikeluarkan tiap tahun selama periode waktu tertentu dapat dicari menggunakan rumus sebagai berikut :

$$\text{Angsuran "pertahun"} = \text{Investasi } x \ i \ x \ \frac{1}{1 - \frac{1}{(1+i)^m}} \dots\dots\dots (2.7)$$

Keterangan :

i = Suku bunga

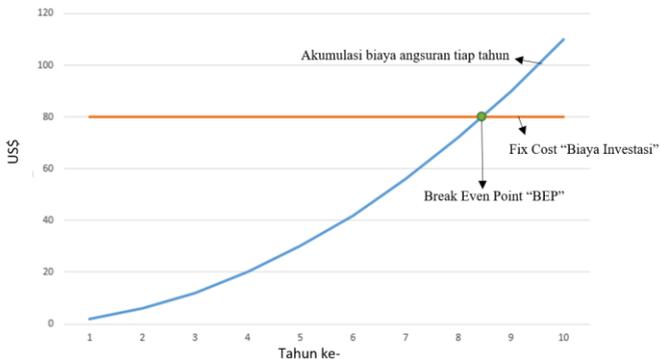
m = jumlah periode pembayaran



Gambar 3.8 Suku Bunga Acuan BI

Penggunaan BI *7-Day Repo Rate* sebagai suku bunga acuan berlaku mulai tanggal 19 Agustus 2016. Sesuai pada Gambar 3.8 mulai tanggal 22 Maret 2018 digunakan suku bunga acuan sebesar 4,25%.

*Break even point* dapat digambarkan melalui sebuah kurva pada Gambar 3.9. Kurva tersebut dapat menggambarkan pada tahun keberapa balik modal dapat tercapai.

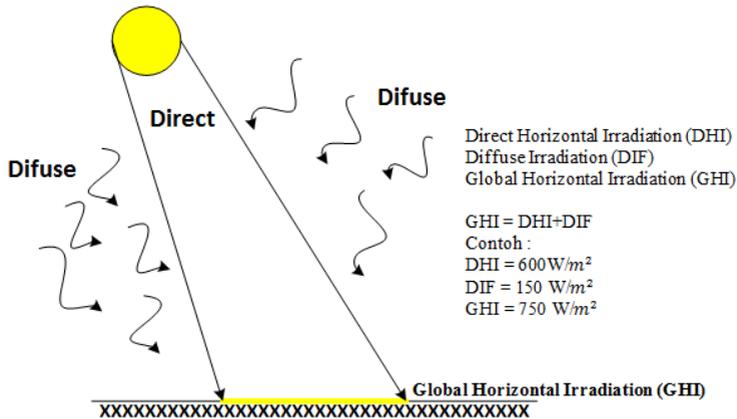


Gambar 3.9 Kurva *Break Even Point*

Biaya operasi dan pemeliharaan (O&M) dapat berupa pembayaran kepada teknisi servis untuk memeriksa fasilitas dan peralatan, mendeteksi kesalahan potensial dalam sistem, dan lain-lain. Menurut (Jäger-Waldau, 2013) (Paradis 1, 2013) biaya O&M diestimasikan antara 0,5% - 1,5% dari biaya investasi pertahun. Dan dipilih 0.75% dari biaya investasi pertahun [3].

### 3.6 Pengertian Dasar Energi Matahari

Energi matahari merupakan sumber energi yang paling melimpah di Bumi. Energi matahari yang menyentuh permukaan bumi dalam satu jam hampir sama dengan jumlah yang dikonsumsi oleh semua aktivitas manusia dalam satu tahun. Energi yang diserap dapat digunakan langsung untuk pemanasan atau diubah menjadi listrik melalui panel PV. Solar PV dapat digunakan dalam skala kecil (misalnya atap) atau skala besar (misalnya *Solar PV Park*) untuk menghasilkan listrik melalui penyerapan dan transformasi sinar matahari.



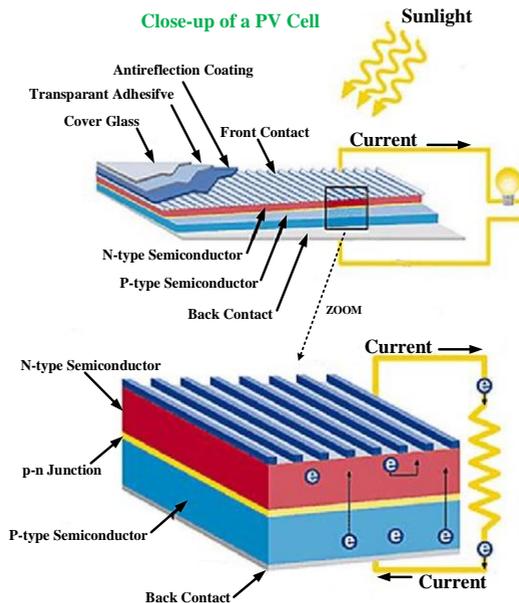
Gambar 3.10 Skematik Komposisi Parameter GHI

Dalam menentukan jumlah sinar matahari dalam suatu lokasi tertentu, diperlukan parameter yang dianggap sebagai penyinaran matahari yaitu *Global Horizontal Irradiation* (GHI). GHI dinyatakan dalam satuan  $\text{Wh/m}^2/\text{hari}$ . Dimana GHI merupakan penjumlahan dari *Direct Horizontal Irradiation* (DHI) dan *Diffuse Irradiation* (DIF)[4]. Dijelaskan lebih rinci pada Gambar 3.10.

### 3.7 Photovoltaik

Modul solar PV merupakan kumpulan dari sel fotovoltaik yang dapat mengubah energi matahari menjadi energi listrik yang rendah *noise*. Sistem PV tidak menghasilkan suara dan tidak menimbulkan polutan ke lingkungan.

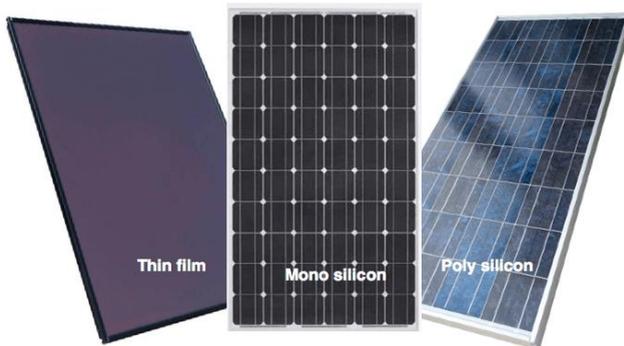
Kebanyakan panel surya yang tersedia saat ini umumnya terbuat dari bahan baku utama yang sama, *Silicon*. Semakin tinggi kemurnian silikon, semakin tinggi pula kinerja sel PV. Teknologi yang digunakan dalam memproduksi panel PV dibuat dari elemen semikonduktor. Semikonduktor tipe-n dan tipe-p merupakan plat yang terbuat dari silikon. Plat n-tipe (Fosfor) menciptakan elektron berlebih dan plat tipe-p (Boron) membutuhkan elektron. Ketika kedua plat silikon disatukan akan timbul potensi elektromagnetik yang memungkinkan arus DC mengalir diantara plat semikonduktor [4]. Dijelaskan pada Gambar 3.11.



Gambar 3.11 Skematik PV cell [4]

### 3.7.1 Jenis-jenis Modul PV

Sel surya mempunyai masa pakai lebih dari 30 tahun dan merupakan salah satu produk semikonduktor yang paling andal. Sebagian besar sel surya diproduksi dari silikon yang tidak beracun dan ditemukan melimpah di kerak bumi. Sel surya terbuat dari silikon kristal (Si), terbuat dari potongan irisan tipis (*wafer*), kristal silikon (*monokristalin*) atau keseluruhan blok kristal silikon (*multicrystalline*). Beberapa teknologi pembuatan sel surya adalah *monocrystalline*, *polycrystalline*, dan *thin-film technology* seperti pada Gambar 3.12.



Gambar 3.12 Jenis Modul PV [5]

#### a. *Monocrystalline Si cells*

Efisiensi konversi untuk jenis sel ini berkisar antara 13% sampai 17%, dan umumnya dapat dikatakan digunakan secara komersial luas. Dalam kondisi cahaya yang baik, ini adalah sel fotovoltaik yang paling efisien. Jenis sel ini bisa mengubah radiasi matahari  $1.000 \text{ W} / \text{m}^2$  menjadi  $140 \text{ W}$  listrik dengan permukaan sel  $1\text{m}^2$ [5].

#### b. *Polycrystalline Si Cells*

Jenis sel ini dapat mengubah radiasi matahari  $1.000 \text{ W} / \text{m}^2$  menjadi  $130 \text{ W}$  listrik dengan permukaan sel  $1\text{m}^2$ [5]. Produksi sel ini secara ekonomi lebih efisien dibandingkan monokristalin. Jenis ini terbuat dari beberapa batang kristal silikon yang dilebur / dicairkan kemudian dituangkan dalam cetakan yang berbentuk persegi.

### c. *Thin-Film Technology*

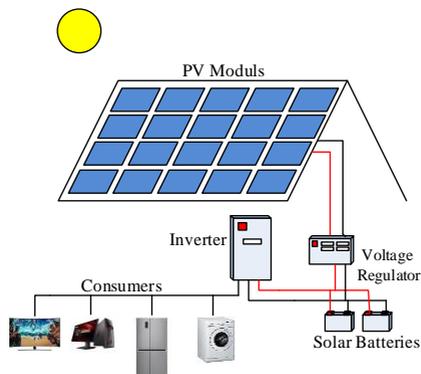
Dalam teknologi film tipis, modul dibuat dengan menumpuk lapisan bahan fotosensitif yang sangat tipis pada substrat murah seperti kaca, stainless steel atau plastik. Proses pembuatan modul dalam teknologi film tipis telah mengakibatkan biaya produksi berkurang dibandingkan dengan teknologi silikon kristal, yang agak lebih intens. Keuntungan harga saat ini dalam produksi film tipis diimbangi dengan silikon kristal karena efisiensi film tipis lebih rendah, yang berkisar antara 5% sampai 13%[5].

### 3.7.2 Instalasi Solar PV

Secara umum terdapat dua jenis model instalasi solar pv, yaitu sistem PV yang berdiri sendiri dan sistem PV yang terhubung dengan *grid*.

#### a. Sistem PV yang Berdiri Sendiri

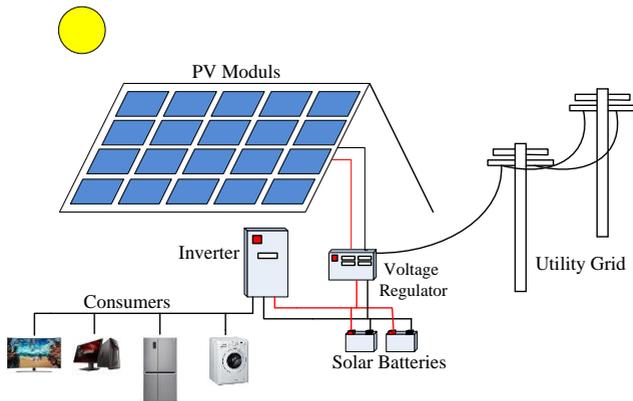
Sistem PV yang berdiri sendiri sangat sesuai untuk aplikasi di mana sumber daya grid tidak tersedia atau bila tidak efektif untuk terhubung dengan grid. Sistem PV model ini dirancang untuk menjadi satu-satunya sumber daya untuk sebuah beban. Apabila energi listrik diperlukan dalam sepanjang malam, maka diperlukan baterai untuk menyimpan energi listrik yang dihasilkan PV ketika ada cahaya sinar matahari. Beban yang didukung oleh sistem ini umumnya relatif kecil, sekitar satu kilowatt, karena beban besar memerlukan panel panel surya dan bank baterai yang luas. Komponen sistem ini meliputi: panel, pengendali tenaga surya, bank baterai dan juga dapat mencakup inverter AC tergantung pada beban seperti pada Gambar 3.13.



Gambar 3.13 Sistem PV yang Berdiri Sendiri

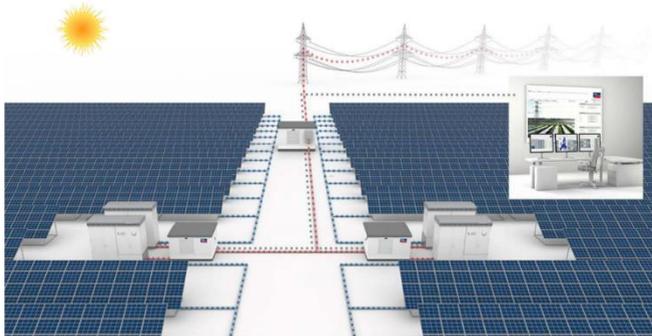
b. Sistem PV Yang Terhubung Dengan *Grid*.

Dalam sistem ini, listrik tenaga surya dan grid dirancang untuk bekerja sama untuk memasok daya yang lebih murah bila tersedia dari sistem PV dan kelebihan ekspor ke grid seperti Gambar 3.14. Bila daya tidak mencukupi yang diberikan oleh sistem PV, muatannya dapat diberdayakan menggunakan daya grid. Di banyak negara sering ada insentif pemberian umpan balik di mana operator grid akan membayar daya yang akan diekspor ke jaringan.



Gambar 3.14 Sistem PV Yang Terhubung Dengan *Grid*.

Terdapat juga pembangkit listrik tenaga surya yang terhubung dengan jaringan seperti pada Gambar 3.15. Sistem ini terhubung ke jaringan, menghasilkan listrik dalam jumlah besar melalui instalasi fotovoltaik di area lokal. Kekuatan tenaga fotovoltaik semacam itu berkisar dari beberapa ratus kilowatt sampai puluhan megawatt, baru-baru ini sampai beberapa ratus megawatt. Beberapa instalasi ini dapat ditempatkan di fasilitas industri besar dan terminal, namun lebih sering berada di permukaan tanah tandus yang besar. Instalasi besar tersebut memanfaatkan fasilitas yang ada untuk menghasilkan listrik di lokasi tersebut dan dengan demikian mengkompensasi sebagian permintaan energi listrik di daerah tersebut.

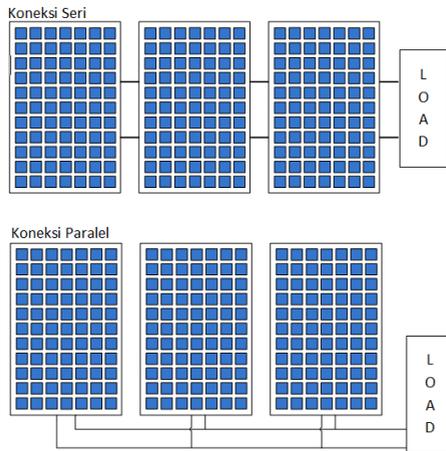


Gambar 3.15 Pembangkit Listrik Tenaga Surya [4]

### 3.7.3 Koneksi Solar Panel

Untuk menyediakan listrik yang cukup pada voltase yang sesuai untuk memungkinkan suplai efektif ke berbagai jenis atau banyak beban, panel biasanya dipasang bersamaan membentuk sebuah array. Menghubungkan beberapa panel dalam array akan selalu meningkatkan watt sistem namun tata letak koneksi akan mengubah karakteristik sistem dan merupakan pertimbangan penting dalam merancang tata surya.

Menghubungkan panel surya secara seri seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.16 menghasilkan listrik pada tegangan yang lebih tinggi sedangkan panel penghubung secara paralel seperti pada Gambar 3.16 menghasilkan tegangan yang sama seperti panel tunggal namun meningkatkan arus sistem. Sebagai contoh jika dihubungkan tiga 12 volt 12 watt panel secara seri akan didapatkan array 36 volt 36 watt dengan arus 1 ampere. Sambungan secara paralel ini akan menghasilkan 12 volt dan 36 watt dengan arus 3 ampere.



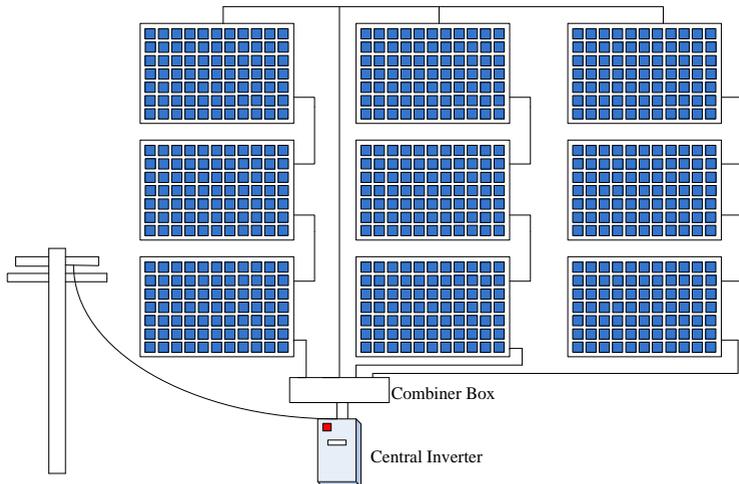
Gambar 3.16 Koneksi Diagram Seri Dan Paralel

### 3.7.4 Inverter

Pada umumnya suplai yang diperlukan pada peralatan elektronik adalah listrik arus bolak-balik (AC). Namun listrik yang dihasilkan oleh panel PV adalah listrik searah (DC). Untuk memenuhi kebutuhan tersebut diperlukan peralatan yang dapat mengubah dari listrik DC menjadi listrik AC.

Inverter merupakan peralatan elektronik yang dapat mengubah listrik DC menjadi listrik AC. Secara umum inverter terbagi menjadi dua jenis yaitu *central inverter* dan *string inverter*.

a. *Central Inverter*



Gambar 3.17 *Central Inverter Topology*

Pada central inverter yang ditunjukkan Gambar 3.17, inverter jenis ini memiliki satu buah inverter yang terhubung dari beberapa modul PV. Dimana *output* dari PV terhubung ke sisi DC inverter dan *output inverter* berupa listrik AC terhubung dengan beban atau *grid*.

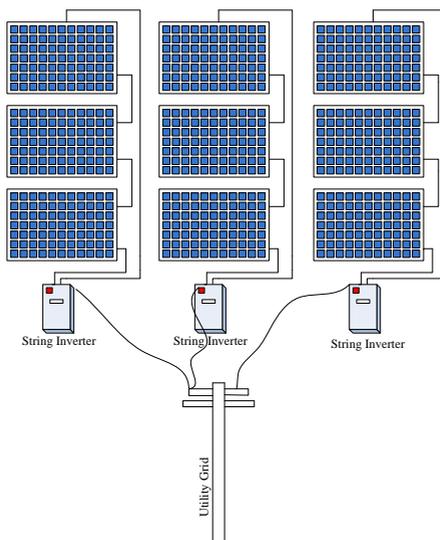
Keuntungan dari *central inverter* :

1. Mudah dalam desain dan implementasi sistem
2. Biaya murah (memerlukan sedikit inverter)
3. Kemudahan dalam akses perawatan dan pemecahan masalah

Kekurangan dari *central inverter* :

1. Single MPPT untuk seluruh sistem
2. Sulit untuk penambahan atau ekspansi di masa depan
3. Memerlukan lahan yang luas
4. Kabel DC lebih panjang

b. *String Inverter*



Gambar 3.18 *String Inverter Topology*

Model string inverter yang di tunjukkan pada Gambar 3.18, pada ilustrasi tersebut digambarkan bahwa masing-masing array PV dihubungkan dengan sebuah inverter. Sehingga terdapat tiga inverter dalam sistem tersebut.

Keuntungan dari *string inverter* :

1. Ukuran lebih kecil
2. Memiliki kemampuan MPPT lebih baik
3. Kabel DC lebih pendek

Kekurangan dari *string inverter* :

1. Biaya lebih tinggi. Karena memerlukan lebih banyak inverter
2. Memerlukan rak inverter khusus untuk setiap string

## **BAB III**

### **SISTEM KELISTRIKAN PT. BADAK NGL**

#### **4.1 PT. Badak NGL**

PT. Badak NGL (*Natural Gas Liquefaction*) Gambar 4.1 merupakan perusahaan BUMN yang mengelola gas alam cair terbesar di Indonesia. Perusahaan ini terletak di Kota Bontang, Kalimantan Timur dan mampu menghasilkan 22.5 juta metrik ton LNG (*Liquid Natural Gas*) per tahun. Produksi LNG oleh PT. Badak NGL adalah salah satu yang terbesar di dunia.



Gambar 4.1 PT. Badak NGL [8]

PT. Badak NGL bukan perusahaan penghasil gas alam, melainkan perusahaan pengelola gas alam yang berasal dari sumur gas alam blok mahakam. Penghasil gas alam tersebut dikelola oleh beberapa perusahaan lain diantaranya VICO Indonesia, Total E&P Indonesia, dan Chevron Indonesia.

PT. Badak NGL membantu pemerintah dalam upaya pengembangan energi baru terbarukan melalui pemasangan solar pv. Energi listrik yang dihasilkan akan diintegrasikan melalui jaringan listrik *eksisting*. Sehingga penggunaan listrik dari generator yang ada akan berkurang dengan adanya sumber listrik dari PLTS. Dampak dari adanya PLTS akan menurunkan biaya operasi generator *eksisting*.

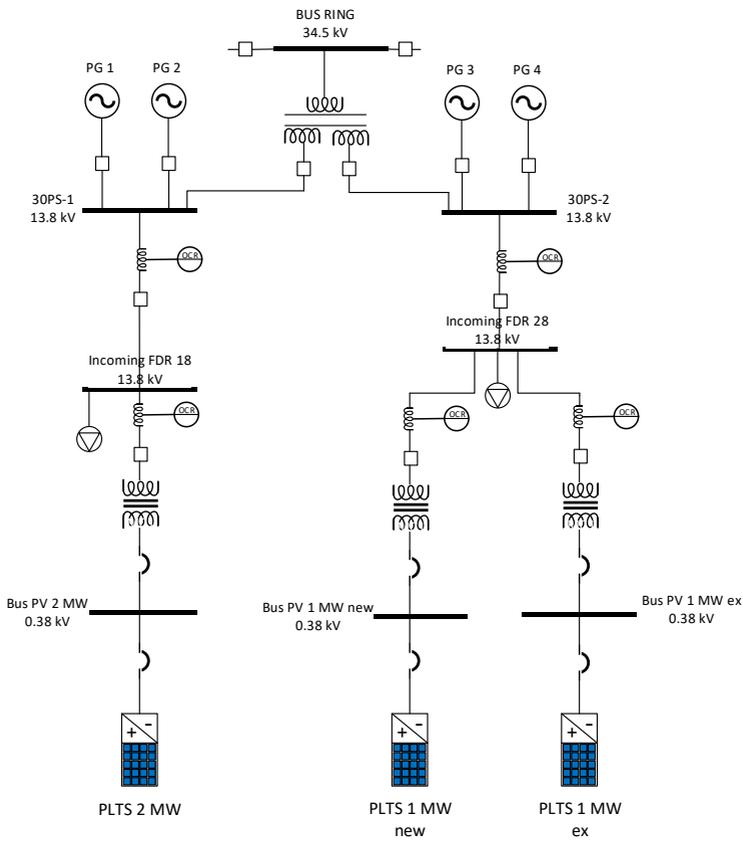
#### **4.2 Sistem Kelistrikan PT. Badak NGL**

Sistem pendistribusian listrik yang digunakan dalam penyaluran daya dari pembangkit yang saling terkoneksi dibagi menjadi beberapa level tegangan yaitu 0.48 kV, 4.16 kV, 13.8 kV, dan 34.5 kV. Level tegangan 0.48 kV digunakan untuk menyuplai beban dengan kapasitas kecil atau beban statis. Level tegangan 4.16 kV dan 13.8 kV digunakan untuk menyuplai beban dengan kapasitas lebih besar seperti motor kapasitas besar dan pompa. Untuk level tegangan 34.5 kV digunakan untuk menjaga keandalan pada sistem dengan model sistem distribusi ring.

Dalam upaya pengurangan penggunaan bahan bakar fosil untuk pembangkitan tenaga listrik, maka PT. Badak NGL melakukan upaya dengan membangun pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) sebesar 3 MW. PLTS tersebut terbagi menjadi tiga *plant*. *Plant* PLTS lama sebesar 1 MW dan dua *plant* baru masing-masing sebesar 1 MW dan 2 MW. Pembangunan pembangkit ini juga merupakan upaya dari PT. Badak NGL dalam membantu pemerintah untuk menggunakan energi baru terbarukan.

#### **4.3 Lokasi Titik Hubung**

Penambahan PLTS sebesar 3 MW terletak dilokasi titik sambung pada *incoming feeder* 18 dan *incoming feeder* 28. Pada *incoming feeder* 18 terpasang PLTS sebesar 2 MW dan 1 MW terpasang pada *incoming feeder* 28. Serta terdapat PLTS sebesar 1 MW pada *incoming feeder* 28 yang telah terpasang sebelumnya. Ilustrasi seperti pada Gambar 4.2.



Gambar 4.2 Lokasi Titik Hubung PLTS

#### 4.4 Pembagian Pembebanan Tiap Bus

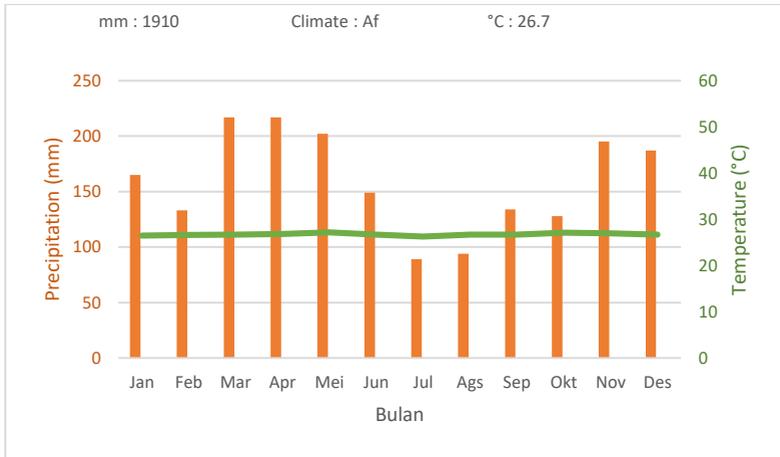
Pembebanan pada PT. Badak NGL terbagi menjadi 8 bus utama. Dimana tiap bus terhubung dengan beberapa beban dan generator. Berikut merupakan pembagian beban tersebut.

- a. 30 PS 1/2
  - Train A&B
  - Utilities for Train A&B
  - CWP Motor 1-5
  - Community
  - Condensate Stabilizer Plant

- LNG Loading Pump
  - Loading Dock #3
- b. 30 PS 3/4
- Train C&D
  - Utilities for Train C&D
  - CWP Motor 6-10
  - Community
  - LNG Loading Pump
  - BOG LNG Tank
- c. 30 PS 5/6
- Train E&F
  - Utilities for Train E&F
  - CWP Motor 11-15
  - LPG Loading Pump
  - LPG Refrigerant Compressor
  - BOG LNG Tank
  - Loading Dock #2 & #3
- d. 30 PS 7/8
- Train G&H
  - Utilities for Train G&H
  - CWP Motor 16-62
  - LNG Loading Pump
  - Nitrogen Plant

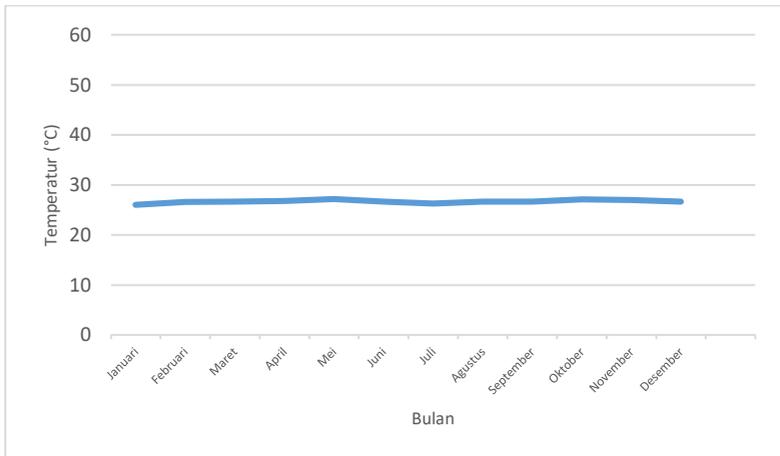
#### **4.5 Kondisi Iklim Bontang**

Bontang memiliki iklim tropis. Berdasarkan klasifikasi iklim Köppen dan Geiger, iklim di Bontang adalah iklim hujan panas tropis (Af) dengan suhu rata-rata tahunan sekitar 26.7°C dan memiliki curah hujan rata-rata adalah 1910 mm.



Gambar 4.3 Grafik Iklim Bontang

Dilihat dari grafik iklim Bontang pada Gambar 4.3, Curah hujan tertinggi terjadi pada bulan Maret dan April dengan rata-rata 217 mm. Sedangkan curah hujan terendah terjadi pada bulan Juli sekitar 89 mm.



Gambar 4.4 Grafik Temperatur Bontang

Berdasarkan Grafik pada Gambar 4.4, suhu di Bontang berkisar antara 26 °C – 27 °C. Suhu tertinggi terjadi pada bulan Mei dengan rata-rata suhu 27.2 °C. Untuk suhu terendah terjadi pada bulan Juli dengan rata-rata suhu 26.3 °C.

Tabel 4.1 Iklim Bontang

	<i>January</i>	<i>February</i>	<i>March</i>	<i>April</i>	<i>Mei</i>	<i>June</i>	<i>July</i>	<i>August</i>	<i>September</i>	<i>October</i>	<i>November</i>	<i>December</i>
<i>Temperature Avg. (°C)</i>	26.5	26.6	26.7	26.8	27.2	26.7	26.3	26.7	26.7	27.1	27	26.7
<i>Temperature Min. (°C)</i>	23	23	23.1	23.3	23.8	23.4	23	23.3	23.3	23.5	23.4	23.2
<i>Temperature Max. (°C)</i>	30	30.2	30.4	30.4	30.6	30	29.6	30.1	30.2	30.8	30.6	30.3
<i>Precipitation (mm)</i>	165	133	217	217	202	149	89	94	134	128	195	187

Dari Tabel 4.1 Iklim Bontang dijelaskan bahwa selisih curah hujan antara bulan terkering dengan bulan terbasah adalah 128 mm. Bulan terkering terjadi pada bulan Juli bulan terbasah terjadi pada bulan Maret dan April. Perbedaan suhu antara suhu tertinggi dengan suhu terendah sebesar 0.9 °C.

## BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS DATA

### 5.1 Analisis Aliran Daya

Analisis aliran daya yang disimulasikan merupakan kondisi yang umum terjadi dan kondisi yang pernah terjadi pada sistem. Kondisi tersebut yaitu pada pola beban maksimum 80 MW, beban rata-rata 69 MW, dan beban minimum 61 MW. Dari ketiga pola beban tersebut, disimulasikan menjadi lima kondisi *irradiance* yang berbeda yaitu 0, 250, 500, 750, dan 1000. Berikut merupakan rekapitulasi hasil simulasi aliran daya dengan menggunakan *software* ETAP

Tabel 5.1 Hasil Simulasi pada *Bus* 30PS-1 sampai 30PS-2

Case	Irradiance	30PS-1		30PS-2			
		V Bus (%)	V Bus (kV)	PG-4		V Bus (%)	V Bus (kV)
				P (kW)	Cos $\theta$		
<b>Beban Maksimal</b>	1000	98,71	13,621	8500	86,5	100	13.8
	750	98,61	13,609	8500	85	100	13.8
	500	98,52	13,595	8500	83,6	100	13.8
	250	98,42	13,581	8500	82	100	13.8
	0	98,32	13,568	8500	80,5	100	13.8
<b>Beban Rata-rata</b>	1000	98,88	13,645	8500	89,4	100	13.8
	750	98,79	13,632	8500	88,1	100	13.8
	500	98,69	13,619	8500	86,6	100	13.8
	250	98,59	13,606	8500	85,2	100	13.8
	0	98,49	13,592	8500	83,7	100	13.8
<b>Beban Minimum</b>	1000	99,01	13,664	8500	91,6	100	13.8
	750	98,92	13,691	8500	90,3	100	13.8
	500	98,83	13,638	8500	89	100	13.8
	250	98,73	13,624	8500	87,5	100	13.8
	0	98,63	13,611	8500	86,1	100	13.8

Tabel 5.2 Hasil Simulasi pada Bus 30PS-3

Case	Irradiance	30PS-3					
		PG-5		PG-6		V Bus (%)	V Bus (kV)
		P (kW)	Cos $\Theta$	P (kW)	Cos $\Theta$		
<b>Beban Maksimal</b>	1000	7500	94,6	7000	93,7	100	13.8
	750	7500	94,5	7000	93,6	100	13.8
	500	7500	94,3	7000	93,4	100	13.8
	250	7500	94,1	7000	93,2	100	13.8
	0	7500	94	7000	93	100	13.8
<b>Beban Rata-rata</b>	1000	7500	95,9	6000	93,3	100	13.8
	750	7500	95,8	6000	93,1	100	13.8
	500	7500	95,6	6000	92,9	100	13.8
	250	7500	95,5	6000	92,7	100	13.8
	0	7500	95,3	6000	92,4	100	13.8
<b>Beban Minimum</b>	1000	7500	96,7	5000	92,3	100	13.8
	750	7500	96,6	5000	92,1	100	13.8
	500	7500	96,5	5000	91,8	100	13.8
	250	7500	96,4	5000	91,5	100	13.8
	0	7500	96,2	5000	91,2	100	13.8

Tabel 5.3 Hasil Simulasi pada Bus 30PS-4 sampai 30PS-5

Case	Irradiance	30PS-4				30PS-5			
		PG-8		V Bus (%)	V Bus (kV)	PG-9		V Bus (%)	V Bus (kV)
		P (kW)	Cos $\Theta$			P (kW)	Cos $\Theta$		
<b>Beban Maksimal</b>	1000	7000	97,4	100	13.8	7000	84,8	100	13.8
	750	7000	97,2	100	13.8	7000	84,7	100	13.8
	500	7000	96,9	100	13.8	7000	84,6	100	13.8
	250	7000	96,6	100	13.8	7000	84,5	100	13.8
	0	7000	96,3	100	13.8	7000	84,4	100	13.8
<b>Beban Rata-rata</b>	1000	6000	98,9	100	13.8	6000	84,2	100	13.8
	750	6000	98,7	100	13.8	6000	84,1	100	13.8
	500	6000	98,4	100	13.8	6000	84	100	13.8
	250	6000	98,2	100	13.8	6000	83,9	100	13.8
	0	6000	97,9	100	13.8	6000	83,8	100	13.8
<b>Beban Minimum</b>	1000	5000	99,7	100	13.8	5000	82,4	100	13.8
	750	5000	99,6	100	13.8	5000	82,3	100	13.8
	500	5000	99,4	100	13.8	5000	82,2	100	13.8
	250	5000	99,2	100	13.8	5000	82	100	13.8
	0	5000	99	100	13.8	5000	81,9	100	13.8

Tabel 5.4 Hasil Simulasi pada Bus 30PS-6

Case	Irradiance	30PS-6					
		PG-11		PG-12		V Bus (%)	V Bus (kV)
		P (kW)	Cos $\Theta$	P (kW)	Cos $\Theta$		
<b>Beban Maksimal</b>	1000	6790	84,7	6790	84,7	100	13.8
	750	7034	85,6	7034	85,6	100	13.8
	500	7275	86,3	7275	86,3	100	13.8
	250	7511	87	7511	87	100	13.8
	0	7732	87,6	7732	87,6	100	13.8
<b>Beban Rata-rata</b>	1000	5418	82,2	5418	82,2	100	13.8
	750	5661	83,3	5661	83,3	100	13.8
	500	5902	84,4	5902	84,4	100	13.8
	250	6138	85,3	6138	85,3	100	13.8
	0	6359	86,1	6359	86,1	100	13.8
<b>Beban Minimum</b>	1000	4407	80,5	4407	80,5	100	13.8
	750	4651	82	4651	82	100	13.8
	500	4892	83,4	4892	83,4	100	13.8
	250	5128	84,5	5128	84,5	100	13.8
	0	5349	85,5	5349	85,5	100	13.8

Tabel 5.5 Hasil Simulasi pada Bus 30PS-7

Case	Irradiance	30PS-7					
		PG-10		PG-15		V Bus (%)	V Bus (kV)
		P (kW)	Cos $\Theta$	P (kW)	Cos $\Theta$		
<b>Beban Maksimal</b>	1000	6000	89.6	7000	93.2	100	13.8
	750	6000	89.4	7000	92.3	100	13.8
	500	6000	95.6	7000	86.2	100	13.8
	250	6000	88.9	7000	92.5	100	13.8
	0	6000	88.8	7000	92.5	100	13.8
<b>Beban Rata-rata</b>	1000	5000	88.9	5000	88.2	100	13.8
	750	5000	88.7	5000	88.4	100	13.8
	500	5000	95.4	5000	88.4	100	13.8
	250	5000	88.1	5000	88.7	100	13.8
	0	5000	88	5000	88.6	100	13.8
<b>Beban Minimum</b>	1000	4000	86.9	5000	90.4	100	13.8
	750	4000	86.6	5000	90.5	100	13.8
	500	4000	94.4	5000	83.6	100	13.8
	250	4000	85.9	5000	90.7	100	13.8
	0	4000	85.8	5000	90.7	100	13.8

Tabel 5.6 Hasil Simulasi pada Bus 30PS-8

Case	Irradiance	30PS-7					
		PG-10		PG-15		V Bus (%)	V Bus (kV)
		P (kW)	Cos $\Theta$	P (kW)	Cos $\Theta$		
<b>Beban Maksimal</b>	1000	7000	92,1	7000	92,3	100	13.8
	750	7000	91,9	7000	92,4	100	13.8
	500	7000	96,3	7000	86,3	100	13.8
	250	7000	91,5	7000	92,6	100	13.8
	0	7000	91,5	7000	92,5	100	13.8
<b>Beban Rata-rata</b>	1000	6000	92	6000	91,8	100	13.8
	750	6000	91,8	6000	91,9	100	13.8
	500	6000	96,7	6000	85,6	100	13.8
	250	6000	91,4	6000	92,1	100	13.8
	0	6000	91,3	6000	92	100	13.8
<b>Beban Minimum</b>	1000	5000	91,1	5000	90,5	100	13.8
	750	5000	90,9	5000	90,6	100	13.8
	500	5000	96,4	5000	83,8	100	13.8
	250	5000	90,4	5000	90,9	100	13.8
	0	5000	90,3	5000	90,8	100	13.8

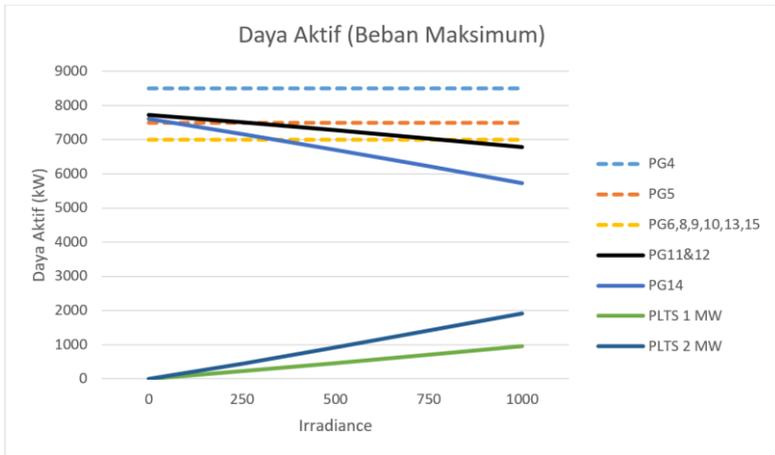
Tabel 5.7 Hasil Simulasi pada Bus PV 2 MW

Case	Irradiance	B-PV 2 MW New				
		PV 2 MW New			V Bus (%)	V Bus (kV)
		P (kW)	Q (kVAR)	Cos $\Theta$		
<b>Beban Maksimal</b>	1000	1909	1183	0.85	102.07	0.388
	750	1412	875	0.85	101.17	0.384
	500	923	572	0.85	100.26	0.381
	250	446	276	0.85	99.34	0.377
	0	0	0	0	98.45	0.374
<b>Beban Rata-rata</b>	1000	1909	1183	0.85	102.28	0.389
	750	1412	875	0.85	101.39	0.385
	500	923	572	0.85	100.47	0.382
	250	446	276	0.85	99.55	0.382
	0	0	0	0	98.67	0.375
<b>Beban Minimum</b>	1000	1909	1183	0.85	102.35	0.389
	750	1412	875	0.85	101.45	0.386
	500	923	572	0.85	100.54	0.382
	250	446	276	0.85	99.62	0.379
	0	0	0	0	98.73	0.375

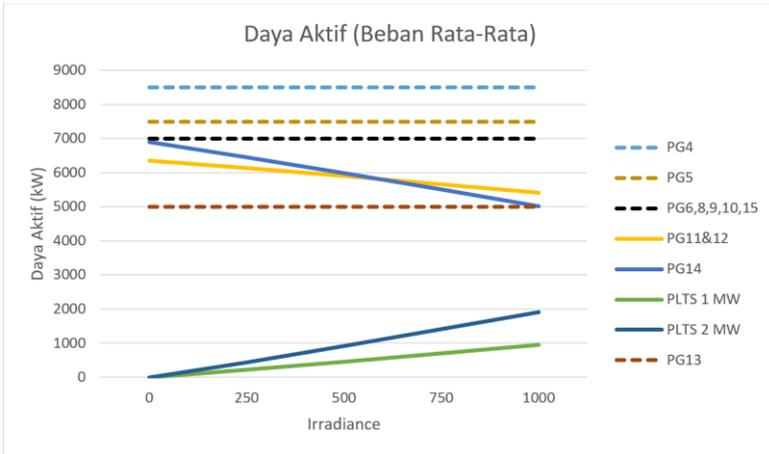
Tabel 5.8 Hasil Simulasi pada Bus PV 1 MW

Case	Irradiance	B-PV 1 MW New					B-PV 1 MW ex				
		PV 1 MW New			V		PV 1 MW ex			V	
		P (kW)	Q (kVAR)	Cos Ø	V Bus (%)	V Bus (kV)	P (kW)	Q (kVAR)	Cos Ø	V Bus (%)	V Bus (kV)
Beban Maksimal	1000	954	592	0.85	103.04	0.392	954	592	0.85	103.04	0.392
	750	706	438	0.85	102.18	0.388	706	438	0.85	102.18	0.388
	500	461	286	0.85	101.32	0.385	461	286	0.85	101.32	0.385
	250	223	138	0.85	100.46	0.382	223	138	0.85	100.46	0.382
	0	0	0	0	99.63	0.379	0	0	0	99.63	0.379
Beban Rata-rata	1000	954	592	0.85	103.09	0.392	954	592	0.85	103.09	0.392
	750	706	438	0.85	102.23	0.388	706	438	0.85	102.23	0.388
	500	461	286	0.85	101.37	0.385	461	286	0.85	101.37	0.385
	250	223	138	0.85	100.51	0.382	223	138	0.85	100.51	0.382
	0	0	0	0	99.68	0.379	0	0	0	99.68	0.379
Beban Minimum	1000	954	592	0.85	103.01	0.392	954	592	0.85	103.01	0.392
	750	706	438	0.85	102.25	0.389	706	438	0.85	102.25	0.389
	500	461	286	0.85	101.39	0.385	461	286	0.85	101.39	0.385
	250	223	138	0.85	100.52	0.382	223	138	0.85	100.52	0.382
	0	0	0	0	99.69	0.379	0	0	0	99.69	0.379

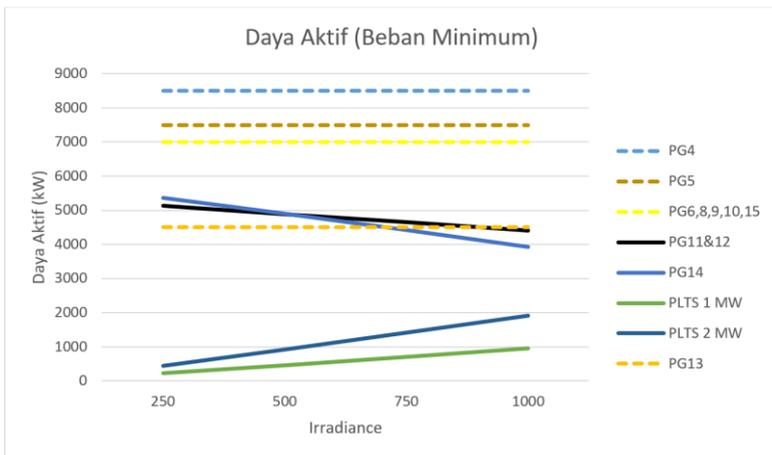
Berdasarkan data dari hasil tabel simulasi, nilai daya aktif dan power faktor yang dihasilkan oleh generator dan PV serta tegangan bus dapat digambarkan dengan grafik pada Gambar 5.1 sampai Gambar 5.9.



Gambar 5.1 Daya Aktif Generator Beban Maksimum



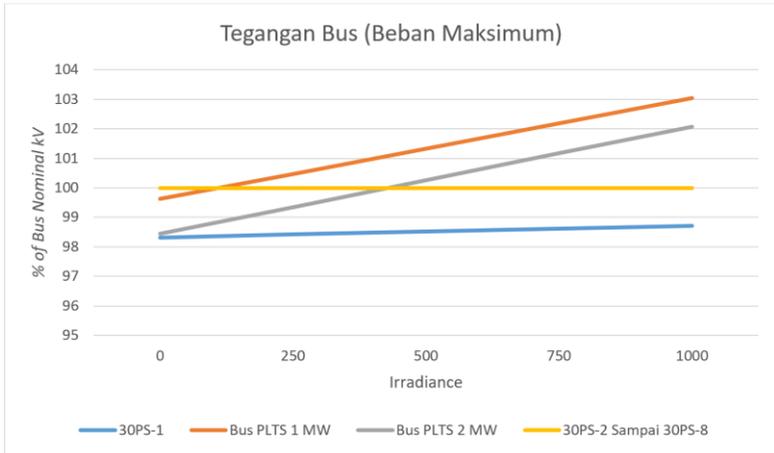
Gambar 5.2 Daya Aktif Generator Beban Rata-rata



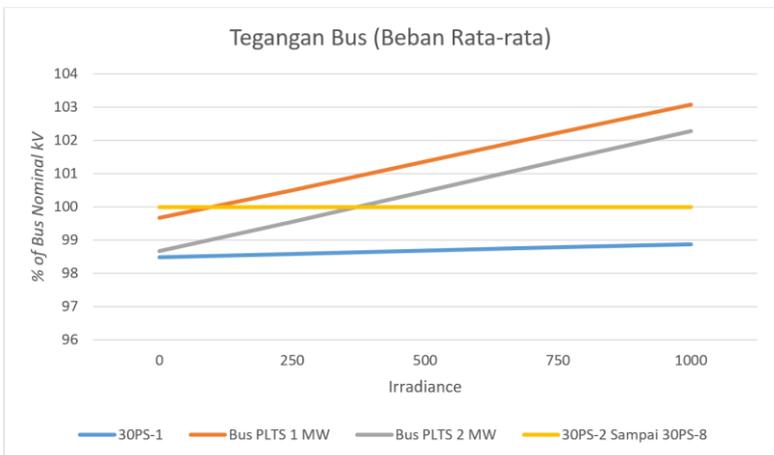
Gambar 5.3 Daya Aktif Generator Beban Minimum

Perubahan dari *irradiance*, mempengaruhi daya yang dihasilkan oleh PV. Semakin tinggi nilai *irradiance*, maka daya yang dibangkitkan oleh PV juga semakin besar. Dampaknya daya aktif yang dibangkitkan oleh PG-12, PG-11, dan PG-14 menurun seiring dengan naiknya nilai

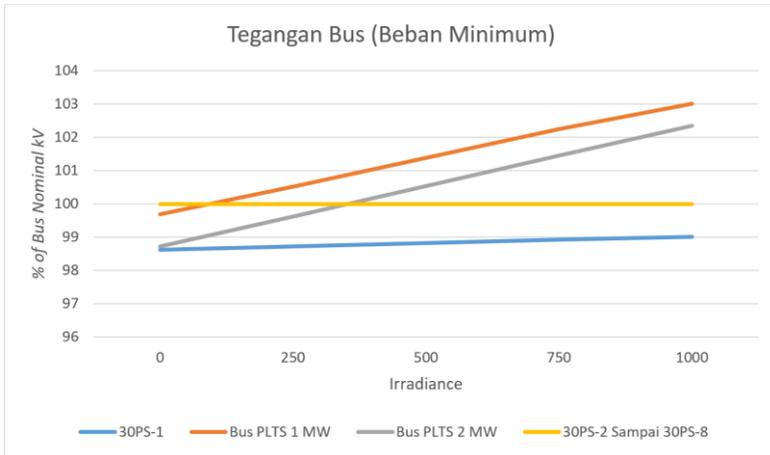
irradiance. Dimana PG-12, PG-11, dan PG-14 dioperasikan sebagai generator swing.



Gambar 5.4 Tegangan Bus Beban Maksimum

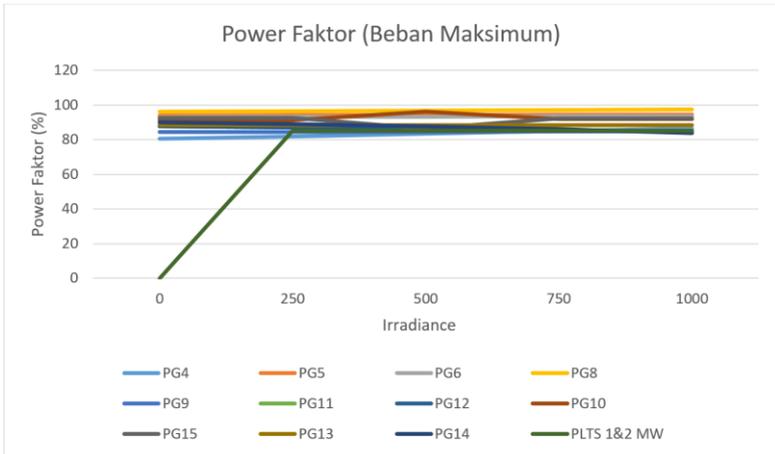


Gambar 5.5 Tegangan Bus Beban Rata-rata

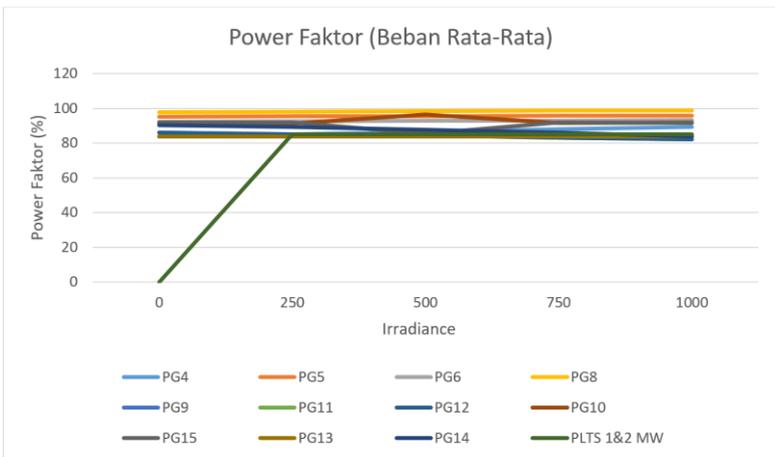


Gambar 5.6 Tegangan *Bus* Beban Minimum

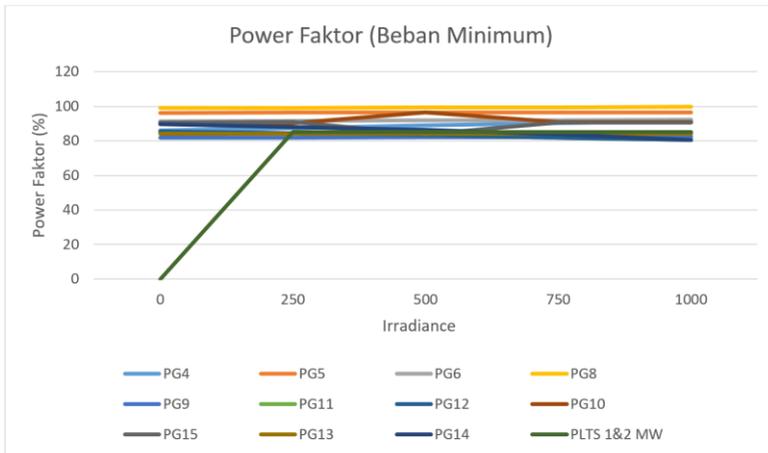
Dari grafik pada Gambar 5.4, Gambar 5.5, dan Gambar 5.6 dapat disimpulkan bahwa keadaan beban maksimum, rata-rata, dan minimum dengan perubahan *irradiance* mempengaruhi kondisi tegangan pada *bus*. Namun perubahan tersebut masih dalam batas aman yaitu 98.32%-100%. Sesuai dengan SPLN no: 72 1987, untuk kondisi marginal *undervoltage* 90-95% dan untuk *overvoltage* 105-110%. Sedangkan kondisi kritis *undervoltage* <90% dan kondisi kritis *overvoltage* >110%.



Gambar 5.7 Power Faktor Beban Maksimum



Gambar 5.8 Power Faktor Beban Rata-rata



Gambar 5.9 Power Faktor Beban Minimum

Grafik pada Gambar 5.7, Gambar 5.8, dan Gambar 5.9 merupakan nilai  $\cos \phi$  pada setiap generator dan bus titik sambung PLTS. Keadaan beban maksimum, rata-rata, dan minimum dengan perubahan *irradiance* mempengaruhi nilai  $\cos \phi$  pada generator. Namun perubahan tersebut tidak terlalu signifikan. Dimana nilai  $\cos \phi$  antara 80.5% sampai 99.7%. Data tersebut menunjukkan bahwa kualitas aliran daya setiap generator dalam kondisi baik.

## 5.2 Analisis Hubung Singkat

Analisis hubung singkat ditujukan untuk mengetahui kemampuan peralatan *breaker* yang telah terpasang ketika terjadi arus gangguan akibat arus hubung singkat. Menggunakan standar ANSI dan dilakukan gangguan 3 fasa ke tanah. Terdapat dua kasus dalam menganalisis hubung singkat yang pertama ketika sistem terhubung dengan PLTS dan yang kedua ketika sistem tidak terhubung dengan PLTS.

Dari hasil simulasi dibandingkan nilai arus gangguan ketika kerja sejenak (*Momentary Duty*) dan kerja pemutusan (*Interrupting Duty*) terhadap kemampuan dari *Device (Circuit Breaker)*. Data *breaker* pada tabel merupakan salah satu dari peralatan *breaker* yang terhubung dengan bus utama generator. Karena *breaker* yang terhubung dengan bus generator yang sama, memiliki spesifikasi yang sama. Hasil dari simulasi direkap dalam Tabel 5.9 sampai Tabel 5.12 berikut.

Tabel 5.9 Data *Momentary Duty* Saat PLTS Terpasang

Bus		Device		Device Capability			Momentary Duty			Asymm. kA rms Duty (%)	Asymm. kA Peak Duty (%)	Symm kA rms Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Assymm. kA rms	Assymm. kA Peak	Max Int	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Symm KA rms			
30PS-1	13.8	252-01-1	3 cy Sym CB	32.000	54.000	20.000	17.773	29.705	11.311	55.5	55	56.5
30PS-2	13.8	252-21	3 cy Sym CB	32.000	54.000	20	26.013	43.252	16.182	81.2	80	80.9
30PS-3	13.8	252-5	3 cy Sym CB	32.000	54.000	31.5	30.281	50.232	18.651	94.6	93	59.2
30PS-4	13.8	252-41	3 cy Sym CB	32.000	54.000	20	24.994	41.419	15.327	78.1	76.7	76.6
30PS-5	13.8	252-9	3 cy Sym CB	32.000	54.000	20	28.012	46.447	17.220	87.5	86	86
30PS-6	13.8	252-61	3 cy Sym CB	50.000	85.000	31.5	42.234	69.936	25.818	84.4	82.2	81.9
30PS-7	13.8	252-10.	3 cy Sym CB	50.000	85.000	31.5	37.063	61.354	22.628	74.1	72.1	71.8
30PS-8	13.8	252-81	3 cy Sym CB	50.000	85.000	31.5	37.792	62.574	23.092	75.5	73.6	73.3

Tabel 5.10 Data *Momentary Duty* Saat PLTS Tidak Terpasang

Bus		Device		Device Capability			Momentary Duty			Asymm. kA rms Duty (%)	Asymm. kA Peak Duty (%)	Symm kA rms Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Assymm. kA rms	Assymm. kA Peak	Max. Int	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Symm kA rms			
30PS-1	13.8	252-01-1	3 cy Sym CB	32.000	54.000	20.000	17.968	29.943	11.288	56	55	56.4
30PS-2	13.8	252-21	3 cy Sym CB	32.000	54.000	20	26.171	43.438	16.157	81.7	80.4	80.7
30PS-3	13.8	252-5	3 cy Sym CB	32.000	54.000	31.5	30.317	50.275	18.647	94.7	93.1	59.1
30PS-4	13.8	252-41	3 cy Sym CB	32.000	54.000	20	25.026	41.456	15.323	78.2	76.7	76.6
30PS-5	13.8	252-9	3 cy Sym CB	32.000	54.000	20	28.020	46.456	17.219	87.5	86	86
30PS-6	13.8	252-61	3 cy Sym CB	50.000	85.000	31.5	42.242	69.944	25.816	84.4	82.2	81.9
30PS-7	13.8	252-10.	3 cy Sym CB	50.000	85.000	31.5	37.071	61.363	22.626	74.1	72.1	71.8
30PS-8	13.8	252-81	3 cy Sym CB	50.000	85.000	31.5	37.800	62.582	23.090	75.6	73.6	73.3

Tabel 5.11 Data *Interrupting Duty* Saat PLTS Terpasang

Bus		Device		Device Capability		Interrupting Duty		Symm. kA rms Duty (%)	Adj Symm. kA rms Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Rated Int.	Adjusted Int.	Symm. kA rms	Adj Symm. kA rms		
30PS-1	13.8	252-01-1	3 cy Sym CB	20.000	20.000	10.889	11.901	54.4	59.5
30PS-2	13.8	252-21	3 cy Sym CB	20.000	20.000	15.624	17.786	78	89
30PS-3	13.8	252-5	3 cy Sym CB	20.000	31.500	18.012	20.928	90	66.4
30PS-4	13.8	252-41	3 cy Sym CB	20.000	20.000	14.867	17.617	74.3	88
30PS-5	13.8	252-9	3 cy Sym CB	20.000	20.000	16.528	19.509	82.6	97.5
30PS-6	13.8	252-61	3 cy Sym CB	20.000	31.500	23.811	28.373	119	90
30PS-7	13.8	252-10.	3 cy Sym CB	20.000	31.500	21.648	25.803	108	81.9
30PS-8	13.8	252-81	3 cy Sym CB	20.000	31.500	21.978	26.162	109	83

Tabel 5.12 Data *Interrupting Duty* Saat PLTS Tidak Terpasang

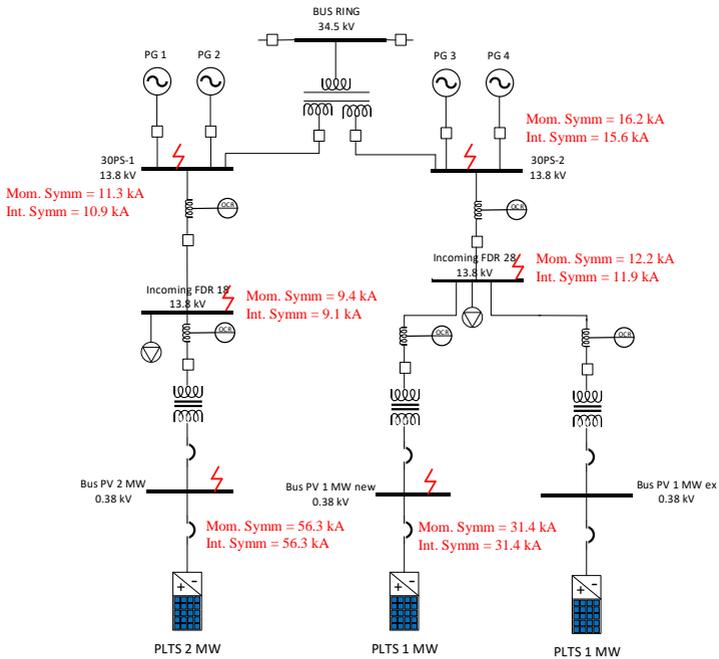
Bus		Device		Device Capability		Interrupting Duty		Symm. kA rms Duty (%)	Adj Symm. kA rms Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Rated Int.	Adjusted Int.	Symm. kA rms	Adj Symm. kA rms		
30PS-1	13.8	252-01-1	3 cy Sym CB	20.000	20.000	10.867	12.294	54.3	61.4
30PS-2	13.8	252-21	3 cy Sym CB	20.000	20.000	15.600	18.157	78	90
30PS-3	13.8	252-5	3 cy Sym CB	20.000	31.500	18.007	21.019	90	66.7
30PS-4	13.8	252-41	3 cy Sym CB	20.000	20.000	14.863	17.700	74.3	88.5
30PS-5	13.8	252-9	3 cy Sym CB	20.000	20.000	16.527	19.532	82.6	97.6
30PS-6	13.8	252-61	3 cy Sym CB	20.000	31.500	23.809	28.397	119	90
30PS-7	13.8	252-10.	3 cy Sym CB	20.000	31.500	21.647	25.825	108	81.9
30PS-8	13.8	252-81	3 cy Sym CB	20.000	31.500	21.976	26.184	109	83.1

Dari tabel hasil simulasi dapat dibandingkan jika perubahan level arus hubung singkat ketika ada penambahan PLTS dan tidak ada PLTS yang terhubung dengan sistem tidak terlalu signifikan. Hal ini dikarenakan arus yang berasal dari PLTS bernilai sangat kecil. Sehingga pada peralatan *breaker* eksisting tidak perlu diganti atau diatur ulang.

Tabel 5.13 Arus Hubung Singkat 3 Fasa Pada Titik Sambung PLTS

Device ID	kV	Mom. Sym. (kA)	Inter. Sym. (kA)
Incoming FDR-18	13.8	9.4	9.1
Incoming FDR-28	13.8	12.2	11.9
Bus PV 2 MW	0.38	56.3	56.3
Bus PV 1 MW new	0.38	31.4	31.4
30PS-1	13.8	11.3	10.9
30PS-2	13.8	16.2	15.6

Pemasangan peralatan *breaker* pada lokasi titik sambung PLTS harus sesuai dengan data *momentary duty* dan *interrupting duty* pada Tabel 4.13. Dimana nilai arus hubung singkat maksimum pada HVCB FDR-18 adalah 9.4 kA dan arus hubung singkat maksimum pada HVCB FDR-28 adalah 12.2 kA. Sedangkan untuk nilai arus hubung singkat maksimum LVCB FDR-18 adalah 56.3 kA dan LVCB FDR-28 adalah 31.4 kA.

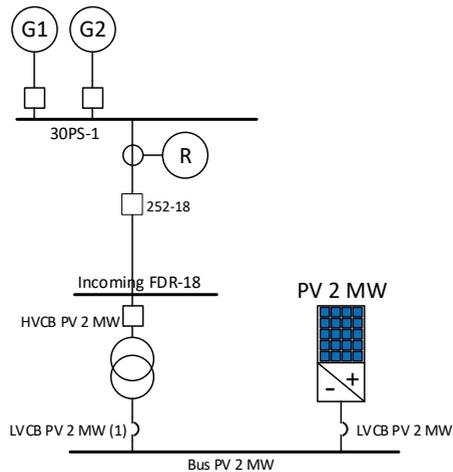


Gambar 5.10 Hasil Simulasi Hubung Singkat 3 Fasa

### 5.3 Koordinasi Proteksi

Koordinasi sistem proteksi bertujuan untuk menentukan koordinasi *setting* pengaman pada sistem yang baru. Koordinasi proteksi juga diperlukan untuk melokalisasi gangguan agar tidak meluas. Dalam kasus ini terdapat dua sistem baru yang akan terhubung dengan sistem lama. Yaitu *feeder* yang terhubung dengan PLTS 2 MW dan *feeder* yang terhubung dengan PLTS 1 MW baru.

#### 5.3.1 Feeder Lokasi Titik Sambung PLTS 2 MW



Gambar 5.11 Feeder Lokasi Titik Sambung PLTS 2 MW

#### Setting Relay

##### a. LVCB PV 2 MW

Manufacture : Merlin Gerin

Model : MC50 H1

Sensor ID : 4000

Rating Plug : 1

##### • Low Set

$1,05 \times \text{FLA PV 2 MW} < I_{\text{set}} < 1,4 \times \text{FLA PV 2 MW}$

$1,05 \times 3636 < I_{\text{set}} < 1,4 \times 3636$

$3817,8 < I_{\text{set}} < 5090,4$

$I_{\text{set}} = 4000 \text{ A}$

Dipilih Tap : 1

- Dipilih LT Band : 15
  - *High Set*
    - 1,6 x FLA PV 2 MW < I set < 0,8 x I SC min Bus PV 2 MW
    - 1,6 x 3636 < I set < 0,8 x 46200
    - 5817,6 < I set < 36960
    - I set = 12000 A
    - Dipilih Tap : 3
    - Dipilih LT Band : 0.1
  
- b. **LVCB PV 2 MW (1)**
  - Manufacture : Merlin Gerin
  - Model : MC50 H1
  - Sensor ID : 4000
  - Rating Plug : 1
  - *Low Set*
    - 1,05 x FLA PV 2 MW < I set < 1,4 x FLA PV 2 MW
    - 1.05 x 3636 < I set < 1,4 x 3636
    - 3817,8 < I set < 5090,4
    - I set = 4000 A
    - Dipilih Tap : 1
    - Dipilih LT Band : 15
  - *High Set*
    - 1,6 x FLA PV 2 MW < I set < 0,8 x I SC min Bus PV 2 MW
    - 1,6 x 3636 < I set < 0,8 x 46200
    - 5817,6 < I set < 36960
    - I set = 12000 A
    - Dipilih Tap : 3
    - Dipilih LT Band : 0.1
  
- c. **Relay 9 “HVCB PV 2 MW.B1”**
  - Manufacture : Merlin Gerin
  - Model : Sepam 40
  - Curve Type : IEC Extremely Inverse
  - CT Ratio : 200/5
  - Isc max : 9200 A
  - Isc min : 6540 A
  - *Low Set*
    - 1,25 x FLA Trafo T101
    - 1,25 x 104,6

$$I_{set} = 130,75 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{Set}}{\text{Primer CT}} = \frac{130,75}{200} = 0,653$$

- *Time Dial*

Jenis Kurva : IEC Extremely Inverse

$$td = \frac{K \times T}{\left[\frac{I}{I_{set}}\right]^\alpha}$$

$$0.1 = \frac{4.64 \times T}{\left[\frac{9200}{130.75}\right]^{0.96}}$$

$$T = 1.27$$

- *High Set*

$$1,6 \times \text{FLA Trafo T101} < I_{set} < 0,8 \times I_{SC \text{ min Bus N7}}$$

$$1,6 \times 104,6 < I_{set} < 0,8 \times 6540$$

$$167,36 < I_{set} < 5232$$

$$I_{set} = 3000 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{Set}}{\text{Primer CT}} = \frac{3000}{200} = 15$$

- *Time Delay*

Dipilih *time delay* = 0,1 s

**d. Relay 10”HVCB 252-18”**

Manufacture : Merlin Gerin

Model : Sepam 40

Curve Type : IEC Extremely Inverse

CT Ratio : 250/5

FLA total = FLA Beban 18 + FLA T101

$$\text{FLA total} = 121,9 + 104,6 = 226.5 \text{ A}$$

Isc max : 9200 A

Isc min : 6540 A

- *Low Set*

$$1,25 \times \text{FLA total}$$

$$1,25 \times 226,5$$

$$I_{set} = 283,1 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{Set}}{\text{Primer CT}} = \frac{283,1}{250} = 1,1$$

- *Time Dial*

Jenis Kurva : IEC Extremely Inverse

$$td = \frac{K \times T}{\left[\frac{I}{I_{set}}\right]^\alpha}$$

$$0.3 = \frac{4.64 \times T}{\left[ \frac{9200}{283.1} \right]^{0.96}}$$

$$T = 0.6$$

- **High Set**

1,6 x FLA total < I set < 0,8 x I SC min Bus Incoming FDR-18

1,6 x 226,5 < I set < 0,8 x 6540

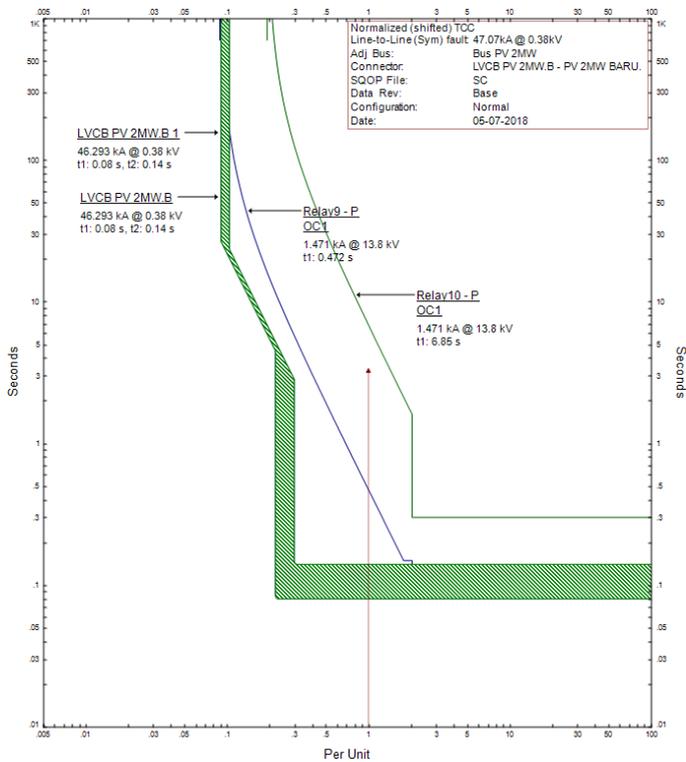
362,4 < I set < 5240

I set = 3000 A

$$\text{Tap} = \frac{I \text{ Set}}{\text{Primer CT}} = \frac{3000}{250} = 12$$

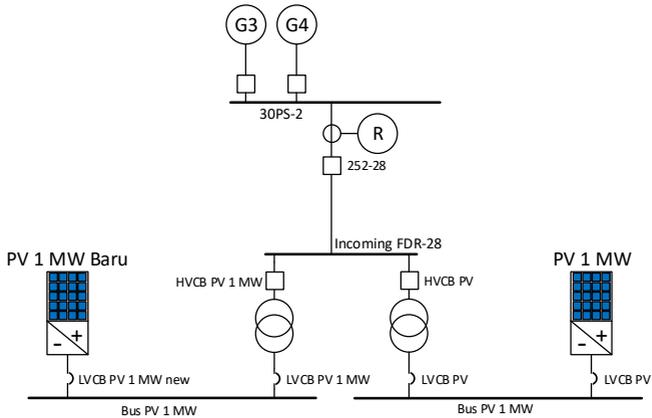
- **Time Delay**

Dipilih *time delay* = 0,3 s



Gambar 5.12 Kurva TCC Titik Sambung PLTS 2 MW

### 5.3.2 Feeder Lokasi Titik Sambung PLTS 1 MW Baru



Gambar 5.13 Feeder Lokasi Titik Sambung PLTS 1 MW

#### Setting Relay

**a. LVCB PV 1 MW new**

Manufacture : Merlin Gerin

Model : MC50 H1

Sensor ID : 2500

Rating Plug : 1

- *Low Set*
  - $1,05 \times \text{FLA PV 1 MW Baru} < I \text{ set} < 1,4 \times \text{FLA PV 1 MW Baru}$
  - $1,05 \times 1935 < I \text{ set} < 1,4 \times 1935$
  - $2031,75 < I \text{ set} < 2709$
  - $I \text{ set} = 2500 \text{ A}$
  - Dipilih Tap : 1
  - Dipilih LT Band : 15
- *High Set*
  - $1,6 \times \text{FLA PV 1 MW Baru} < I \text{ set} < 0,8 \times I \text{ SC min Bus PV 1 MW new}$
  - $1,6 \times 1935 < I \text{ set} < 0,8 \times 26100$
  - $3096 < I \text{ set} < 20880$
  - $I \text{ set} = 7500 \text{ A}$
  - Dipilih Tap : 3
  - Dipilih LT Band : 0.1

**b. LVCB PV 1 MW**

Manufacture : Merlin Gerin

Model : MC50 H1

Sensor ID : 2500

Rating Plug : 1

• *Low Set*

1,05 x FLA PV 1 MW Baru < I set < 1,4 x FLA PV 1 MW Baru

1.05 x 1935 < I set < 1,4 x 1935

2031,75 < I set < 2709

I set = 2500 A

Dipilih Tap : 1

Dipilih LT Band : 15

• *High Set*

1,6 x FLA PV 1 MW Baru < I set < 0,8 x I SC min Bus PV 1 MW new

1,6 x 1935 < I set < 0,8 x 26100

3096 < I set < 20880

I set = 7500 A

Dipilih Tap : 3

Dipilih LT Band : 0.1

**c. Relay 6 “HVCB PV 1 MW”**

Manufacture : Merlin Gerin

Model : Sepam 40

Curve Type : IEC Extremely Inverse

CT Ratio : 100/5

Isc max : 12000 A

Isc min : 8140 A

• *Low Set*

1,25 x FLA Trafo T103

1,25 x 52,3

I set = 60 A

$$\text{Tap} = \frac{I \text{ Set}}{\text{Primer CT}} = \frac{65}{100} = 0,60$$

• *Time Dial*

Jenis Kurva : IEC Extremely Inverse

$$td = \frac{K \times T}{\left[\frac{I}{I \text{ set}}\right]^\alpha}$$

$$0.1 = \frac{4.64 \times T}{\left[\frac{12000}{60}\right]^{0.96}}$$

$$T = 3.4$$

- **High Set**

$$1,6 \times \text{FLA Trafo T103} < \text{I set} < 0,8 \times \text{I SC min Bus N8}$$

$$1,6 \times 52,3 < \text{I set} < 0,8 \times 8140$$

$$83,68 < \text{I set} < 6512$$

$$\text{I set} = 2500 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{\text{I Set}}{\text{Primer CT}} = \frac{2500}{100} = 25$$

- **Time Delay**

$$\text{Dipilih time delay} = 0,1 \text{ s}$$

**d. Relay 11 "HVCB 252-28"**

Manufacture : Merlin Gerin

Model : Sepam 40

Curve Type : IEEE Extremely Inverse

CT Ratio : 300/5

FLA total = FLA Beban 28 + FLA T103 + FLA T9

$$\text{FLA total} = 138,1 + 52,3 + 52,3 = 242,7 \text{ A}$$

- **Low Set**

$$1,25 \times \text{FLA total}$$

$$1,25 \times 242,7$$

$$\text{I set} = 303,4 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{\text{I Set}}{\text{Primer CT}} = \frac{303,4}{300} = 1,01$$

- **Time Dial**

Jenis Kurva : IEC Extremely Inverse

$$td = \frac{K \times T}{\left[\frac{\text{I}}{\text{I set}}\right]^{\alpha}}$$

$$0.3 = \frac{4.64 \times T}{\left[\frac{12000}{303.4}\right]^{0.96}}$$

$$T = 10.4$$

- **High Set**

$$1,6 \times \text{FLA total} < \text{I set} < 0,8 \times \text{I SC min Bus Incoming FDR-28}$$

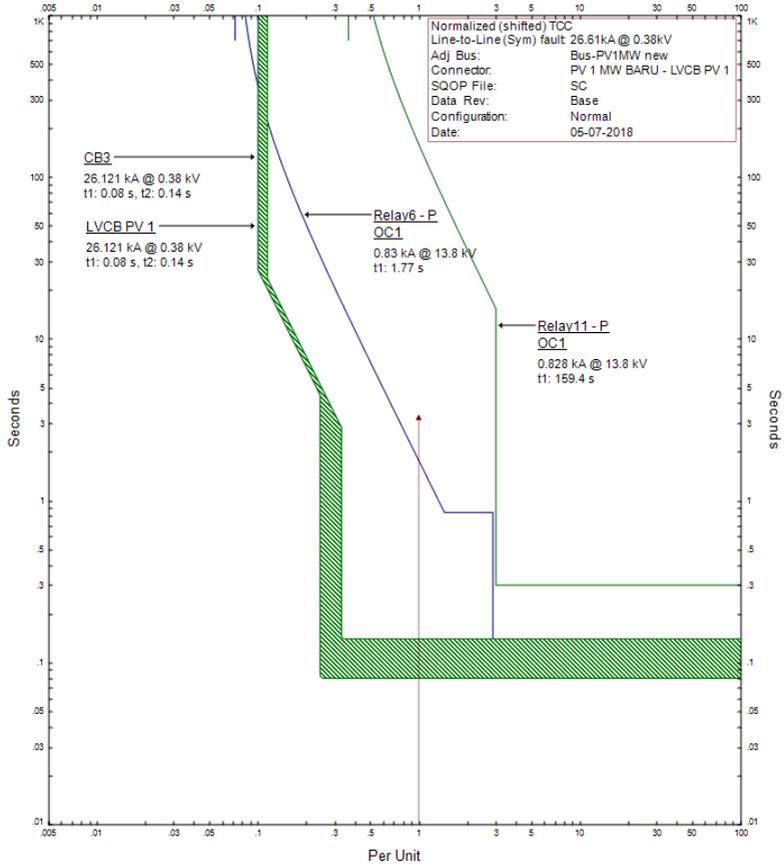
$$1,6 \times 242,7 < \text{I set} < 0,8 \times 8140$$

$$388,3 < \text{I set} < 6512$$

$$\text{I set} = 2500 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{\text{I Set}}{\text{Primer CT}} = \frac{2500}{300} = 8,3$$

- *Time Delay*  
Dipilih *time delay* = 0,3 s



Gambar 5.14 Kurva TCC Titik Sambung PLTS 1 MW

## 5.4 Analisis Kestabilan Transien

Dari *single line diagram* sistem kelistrikan PT. Badak NGL yang telah dimodelkan pada *software* ETAP 12.6, selanjutnya dilakukan analisis untuk menentukan kestabilan transien akibat gangguan yang tidak direncanakan pada kondisi nyata. Gangguan tersebut diumpamakan dalam beberapa kasus. Pada tugas akhir ini gangguan tersebut berupa PLTS mengalami *trip* dan *generator outage*.

### 5.4.1 Studi Kasus Kestabilan Transien

Kestabilan transien pada PT. Badak NGL yaitu menganalisis stabilitas pada sistem ketika terjadi berupa PLTS tiba-tiba mengalami *trip* dan generator *outage*. Hasil simulasi bertujuan untuk mengetahui respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor pada sistem

Studi kasus yang direncanakan pada simulasi diumpamakan sebagai berikut:

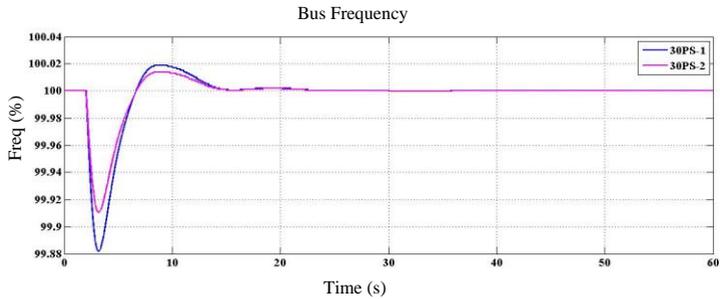
- a. PLTS *trip*: kasus ini dilakukan dengan cara mengubah status *circuit breaker* (CB) yang menghubungkan PLTS dengan sistem menjadi *open*. Terdapat dua buah CB yang akan diubah statusnya yaitu HVCB PV-2 MW yang terhubung dengan PLTS 2 MW dan HVCB PV-1 MW yang terhubung dengan PLTS 1 MW.
- b. Generator *outage*: pada kasus ini terdapat sebuah generator yang tiba-tiba terlepas dari sistem eksisting. Generator yang terlepas tersebut adalah PG-11.

### 5.4.2 Hasil Simulasi Kestabilan Transien

Hasil analisis untuk setiap studi kasus meliputi respon tegangan dan frekuensi pada *bus* utama atau *bus* generator, dan juga sudut rotor pada generator yang terhubung dengan sistem.

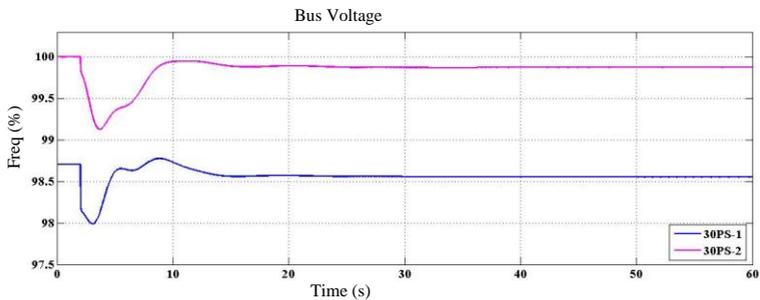
#### a. Studi Kasus PLTS 2 MW Trip: HVCB PV-2 MW Open

Pada studi kasus ini akan ditampilkan hasil dari simulasi analisis kestabilan transien saat PLTS 2 MW *trip* ditandai dengan HVCB PV-2 MW *open*. HVCB PV-2 MW disimulasikan akan berstatus *open* pada detik ke-2 dengan total waktu simulasi selama 60 detik.



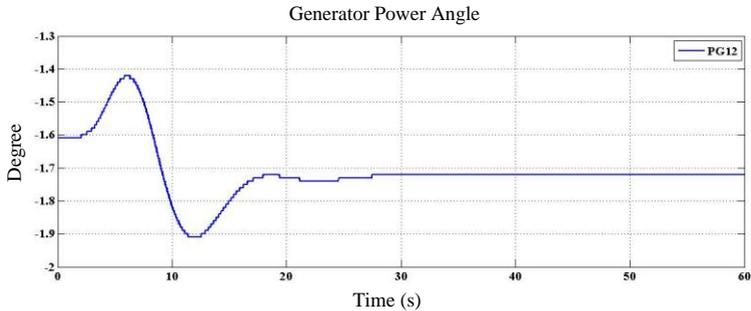
Gambar 5.15 Respon Frekuensi Saat PLTS 2 MW Trip

Pada Gambar 5.15 menunjukkan respon frekuensi pada bus 30PS-1 mengalami penurunan terendah mencapai 99.8821% pada detik ke-3.246. Penurunan frekuensi akibat hilangnya suplai daya PLTS sebesar 2MW. Frekuensi kembali *steady state* 100% dari frekuensi normal pada detik ke-22.546. Untuk bus 30PS-2 mengalami penurunan terendah mencapai 99.9106% pada detik ke-3.136 dan kembali *steady state* 100% dari frekuensi normal pada detik ke-22.041.



Gambar 5.16 Respon Tegangan Saat PLTS 2 MW Trip

Pada Gambar 5.16 menunjukkan respon tegangan pada bus 30PS-1 dan 30PS-2. Bus 30PS-1 mengalami penurunan tegangan sebesar 97.9831% pada detik ke-3.061 dan kembali *steady state* sebesar 98.572% pada detik ke-20.811. Bus 30PS-2 mengalami penurunan tegangan sebesar 99.2297% pada detik ke-3.691 dan kembali *steady state* sebesar 99.867% pada detik ke-20.911. Penurunan tegangan pada bus dikarenakan suplai beban tidak terpenuhi.

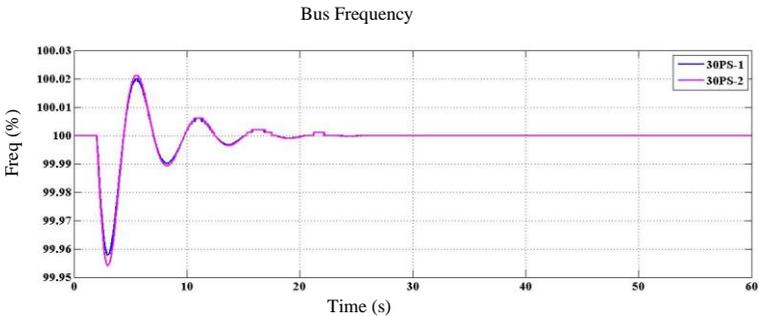


Gambar 5.17 Respon Sudut Rotor Saat PLTS 2 MW Trip

Pada Gambar 5.17 menunjukkan respon sudut rotor relatif pada generator PG12 saat PLTS 2 MW Trip. Pada gambar tersebut terlihat generator mengalami osilasi dengan puncak tertinggi sebesar  $-1.43^\circ$  pada detik ke-6.551, puncak terendah sebesar  $-1.93^\circ$  pada detik ke-12.226, dan mengalami *steady state*  $-1.72^\circ$  pada detik ke-26.051.

**b. Studi Kasus PLTS 1 MW Trip: HVCB PV-1 MW Open**

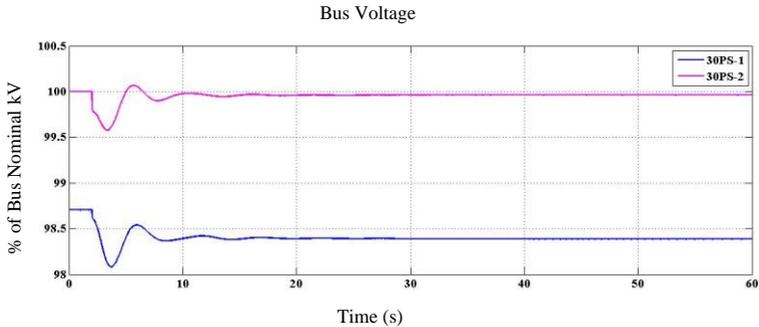
Pada studi kasus ini akan ditampilkan hasil dari simulasi analisis kestabilan transien saat PLTS 1 MW trip ditandai dengan HVCB PV-1 MW open. HVCB PV-2 MW disimulasikan akan berstatus open pada detik ke-2 dengan total waktu simulasi selama 60 detik.



Gambar 5.18 Respon Frekuensi Saat PLTS 1 MW Trip

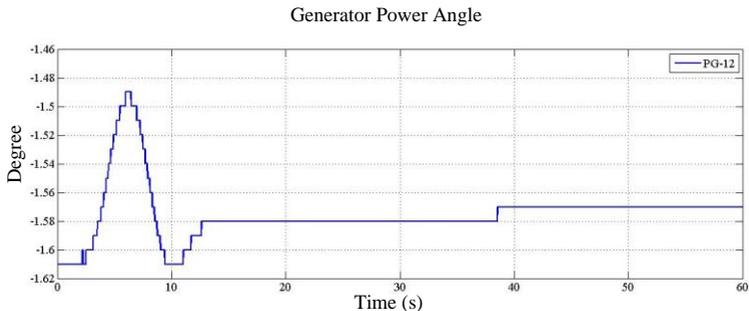
Pada Gambar 5.18 menunjukkan respon frekuensi pada bus 30PS-1 mengalami osilasi dengan puncak terendah mencapai 99.9578% pada

detik ke-3.021 dan puncak tertinggi sebesar 100.019% pada detik ke-5.241. Osilasi pada frekuensi akibat hilangnya suplai daya PLTS sebesar 1 MW. Frekuensi kembali *steady state* 100% dari frekuensi normal pada detik ke-26.801. Untuk bus 30PS-2 mengalami osilasi dengan puncak terendah mencapai 99.9542% pada detik ke-2.961, puncak tertinggi sebesar 100.021% pada detik ke-5.301 dan kembali *steady state* 100% dari frekuensi normal pada detik ke-26.841.



Gambar 5.19 Respon Tegangan Saat PLTS 1 MW Trip

Pada Gambar 5.19 menunjukkan respon tegangan pada bus 30PS-1 dan 30PS-2. Bus 30PS-1 mengalami penurunan tegangan sebesar 98.0732% pada detik ke-3.701 dan kembali *steady state* sebesar 98.399% pada detik ke-28.701. Bus 30PS-2 mengalami penurunan tegangan sebesar 99.5778% pada detik ke-3.361 dan kembali *steady state* sebesar 99.955% pada detik ke-27.621. Penurunan tegangan pada bus dikarenakan suplai beban tidak terpenuhi.

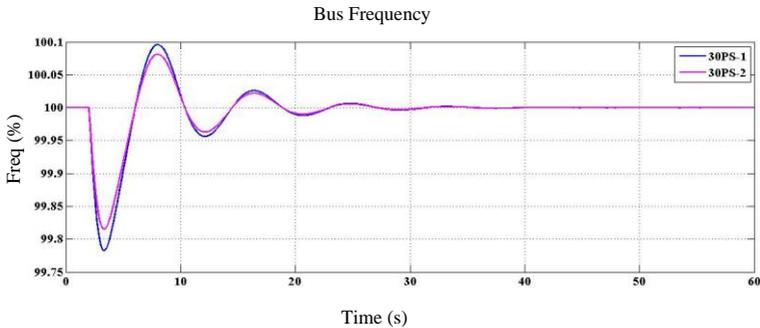


Gambar 5.20 Respon Sudut Rotor Saat PLTS 1 MW Trip

Pada Gambar 5.20 menunjukkan respon sudut rotor relatif pada generator PG12 saat Saat PLTS 1 MW *Trip*. Pada gambar tersebut terlihat generator mengalami osilasi dengan puncak tertinggi sebesar  $-1.488^\circ$  pada detik ke-6.701, puncak terendah sebesar  $-1.61^\circ$  pada detik ke-9.021, dan mengalami *steady state*  $-1.58^\circ$  pada detik ke-13.341.

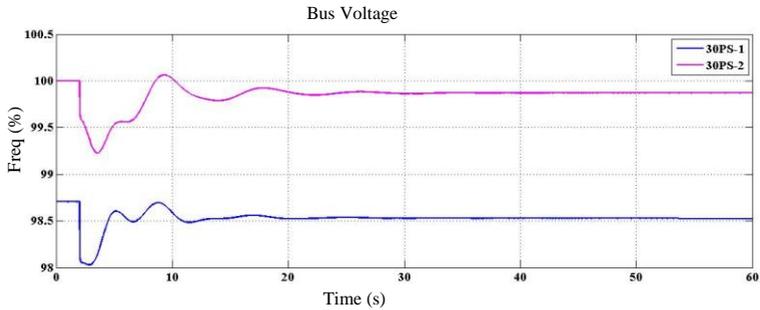
**c. Studi Kasus PLTS 2 MW dan PLTS 1 MW *Trip*: HVCB PV-2 MW dan HVCB PV-1 MW *Open***

Pada studi kasus ini akan ditampilkan hasil dari simulasi analisis kestabilan transien saat PLTS 2 MW dan PLTS 1 MW *trip* ditandai dengan HVCB PV-2 MW dan HVCB PV-1 MW *open* secara bersamaan. HVCB PV-2 MW dan HVCB PV-1 MW disimulasikan akan berstatus *open* pada detik ke-2 dengan total waktu simulasi selama 60 detik.



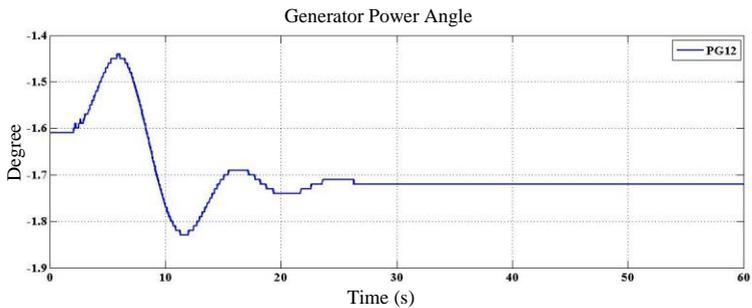
Gambar 5.21 Respon Frekuensi Saat PLTS 2 MW & 1 MW *Trip*

Pada Gambar 5.21 menunjukkan respon frekuensi pada bus 30PS-1 mengalami osilasi dengan puncak terendah mencapai 99.78% pada detik ke-3.321 dan puncak tertinggi sebesar 100.1% pada detik ke-8.041s. Osilasi pada frekuensi akibat hilangnya suplai daya PLTS sebesar 1 MW. Frekuensi kembali *steady state* 100% dari frekuensi normal pada detik ke-40.8. Untuk bus 30PS-2 mengalami osilasi dengan puncak terendah mencapai 99.82% pada detik ke-3.381, puncak tertinggi sebesar 100.07% pada detik ke-7.981 dan kembali *steady state* 100% dari frekuensi normal pada detik ke-39.56.



Gambar 5.22 Respon Tegangan Saat PLTS 2 MW & 1 MW Trip

Pada Gambar 5.22 menunjukkan respon tegangan pada bus 30PS-1 dan 30PS-2. Bus 30PS-1 mengalami penurunan tegangan sebesar 98.02% pada detik ke-2.841 dan kembali *steady state* sebesar 98.54% pada detik ke-24.06. Bus 30PS-2 mengalami penurunan tegangan sebesar 99.23% pada detik ke-3.681 dan kembali *steady state* sebesar 99.86% pada detik ke-26.6. Penurunan tegangan pada bus dikarenakan suplai beban tidak terpenuhi.

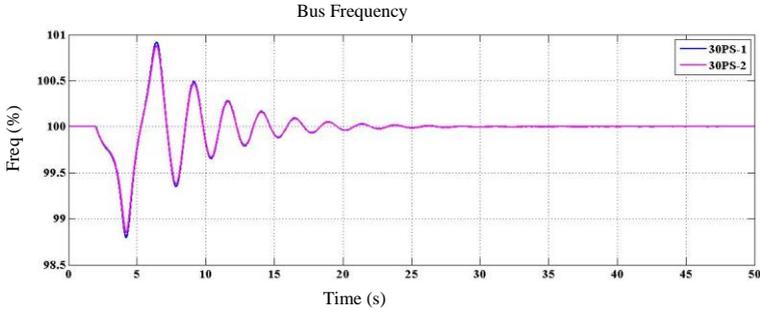


Gambar 5.23 Respon Sudut Rotor Saat PLTS 2 MW & 1 MW Trip

Pada Gambar 5.23 menunjukkan respon sudut rotor relatif pada generator PG12 saat PLTS 2 MW & 1 MW Trip. Pada gambar tersebut terlihat generator mengalami osilasi dengan puncak tertinggi sebesar  $-1.44^\circ$  pada detik ke-5.821, puncak terendah sebesar  $-1.83^\circ$  pada detik ke-11.281, dan mengalami *steady state*  $-1.72^\circ$  pada detik ke-26.281.

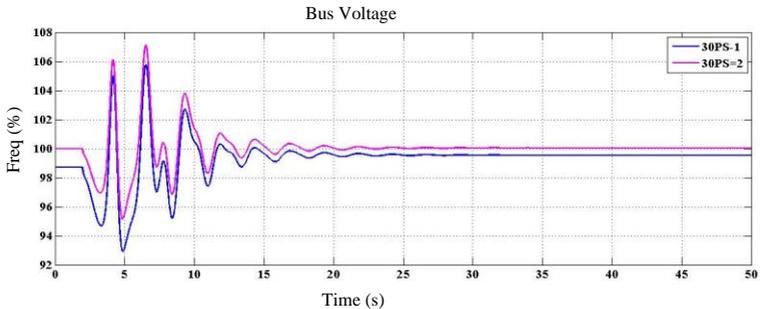
#### d. Studi Kasus Generator PG-14 *Outage* dari Sistem

Pada studi kasus ini akan ditampilkan hasil dari simulasi analisis kestabilan transien saat generator PG-14 *outage*. Generator disimulasikan akan mengalami *outage* pada detik ke-2 dengan total waktu simulasi selama 50 detik.



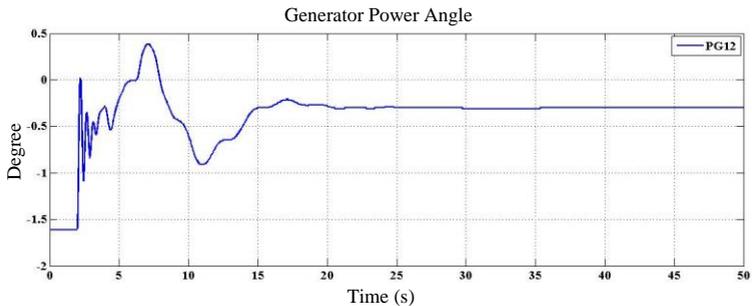
Gambar 5.24 Respon Frekuensi Saat Generator PG14 *Outage*

Pada Gambar 5.24 menunjukkan respon frekuensi pada bus 30PS-1 mengalami osilasi dengan puncak terendah mencapai 98.66% pada detik ke-3.796 dan puncak tertinggi sebesar 100.7% pada detik ke-7.311. Osilasi pada frekuensi akibat hilangnya suplai daya dari generator PG14. Frekuensi kembali *steady state* 100% dari frekuensi normal pada detik ke-32.16. Untuk bus 30PS-2 mengalami osilasi dengan puncak terendah mencapai 98.73% pada detik ke-3.816, puncak tertinggi sebesar 100.6% pada detik ke-7.321 dan kembali *steady state* 100% dari frekuensi normal pada detik ke-32.58.



Gambar 5.25 Respon Tegangan Saat Generator PG14 *Outage*

Pada Gambar 5.25 menunjukkan respon tegangan pada bus 30PS-1 dan 30PS-2. Bus 30PS-1 mengalami osilasi dengan penurunan tegangan terendah sebesar 93.12% pada detik ke-6.756, puncak tertinggi 105.4% pada detik ke-10.6, dan kembali *steady state* sebesar 99.46% pada detik ke-25.9. Bus 30PS-2 mengalami osilasi dengan penurunan tegangan sebesar 95.44% pada detik ke-6.721, puncak tertinggi 106.6% pada detik ke-10.61, dan kembali *steady state* sebesar 100% pada detik ke-25.15. Osilasi tegangan pada bus dikarenakan suplai beban tiba-tiba hilang.



Gambar 5.26 Respon Sudut Rotor Saat Generator PG14 Outage

Pada Gambar 5.26 menunjukkan respon sudut rotor relatif pada generator PG12 saat generator PG14 *outage*. Pada gambar tersebut terlihat generator mengalami osilasi dengan puncak tertinggi sebesar  $0.38^\circ$  pada detik ke-6.981 dan mengalami *steady state*  $-0.3^\circ$  pada detik ke-20.246.

## 5.5 Analisis Ekonomi

Sebelum melakukan perhitungan biaya yang dibutuhkan untuk pembangunan PLTS, diperlukan perhitungan dalam menentukan jumlah modul PV dan inverter yang digunakan untuk membangkitkan listrik sebesar 3 MW.

### 5.5.1 PV Sizing

Penambahan PLTS 3 MW dibagi menjadi 2, masing-masing sebesar 1 MW dan 2 MW. Keduanya menggunakan jenis modul PV dan inverter yang sama. Pada pengerjaan tugas akhir ini digunakan modul PV dari Seraphim model SRP 265-6PB dan inverter dari SMA model Sunny Tripower 25000TL-30. Seraphim model SRP 265-6PB mampu

menghasilkan 265 Wp dengan tegangan 30 V. Inverter Sunny Tripower 25000TL-30 memiliki spesifikasi yaitu tegangan *input* 700 Volt dengan 2 MPPT dan mampu menghasilkan daya sebesar 25 KW.

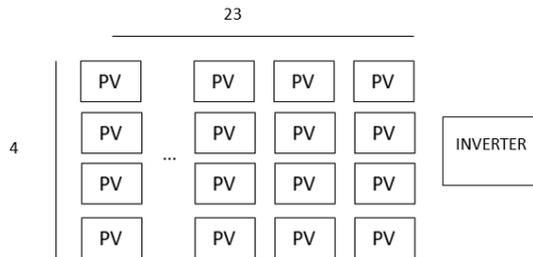
a. Inverter

Daya yang diinginkan 3 MW = 3000 KW

Daya *output* inverter 25 KW

$$3000 \text{ KW} / 25 \text{ KW} = 120$$

b. PV Modul



Gambar 5.27 Kombinasi PV Untuk Sebuah Inverter

Tegangan *input* inverter 700 V

Tegangan *output* modul PV 30 V

Daya modul PV 265 watt

$$700 \text{ V} / 30 \text{ V} = 23 \text{ "seri"}$$

Total Daya 1 seri PV

$$265 \times 23 = 6095 \text{ watt}$$

Daya *output* inverter / Total daya 1 seri PV

$$25000 \text{ watt} / 6095 \text{ watt} = 4$$

Sebuah inverter memiliki kombinasi 23 "seri" x 4 "paralel". Maka untuk 120 inverter diperlukan 4 x 120 inverter = 160. Maka kombinasi untuk 3 MW adalah 23 x 480 PV.

### 5.5.2 Daya Pembangkitan PLTS Pertanian

Dari hasil simulasi menggunakan *software* PVsyst diperoleh data irradiation dalam sehari permeter persegi dengan rata-rata 4.46 kWh/m<sup>2</sup>.day seperti pada Gambar 5.28



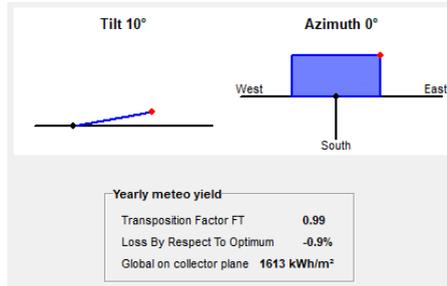
Global Irrad. kWh/m <sup>2</sup> .day	
January	3.86
February	4.41
March	4.89
April	4.79
May	4.70
June	4.12
July	4.71
August	4.23
September	4.61
October	4.45
November	4.60
December	4.13
Year	4.46

Gambar 5.28 Data Irradiation Perhari pada PVsyst

Bagian bawah pada PV modul yang terpasang datar cenderung kotor karena air hujan dan debu. Oleh karena itu diperlukan bingkai agar PV memiliki sudut kemiringan. Untuk modul berbingkai memiliki sudut kemiringan sebesar 10°-15°, agar memungkinkan air hujan turun dengan baik [7]. Berdasarkan hasil simulasi dengan PVsyst pada Tabel 5.14 dipilih sudut pemasangan PV sebesar 10°. Pemilihan sudut ini dikarenakan produksi listrik sebesar 3882 MWh/year dan modul PV tidak cepat kotor.

Tabel 5.14 Total Produksi Berdasarkan Sudut Pemasangan PV

Angle (°)	Production (MWh/Year)
0	3925
5	3913
10	3882
15	3831
20	3759
25	3669
30	3558



Gambar 5.29 Sudut Kemiringan Modul PV

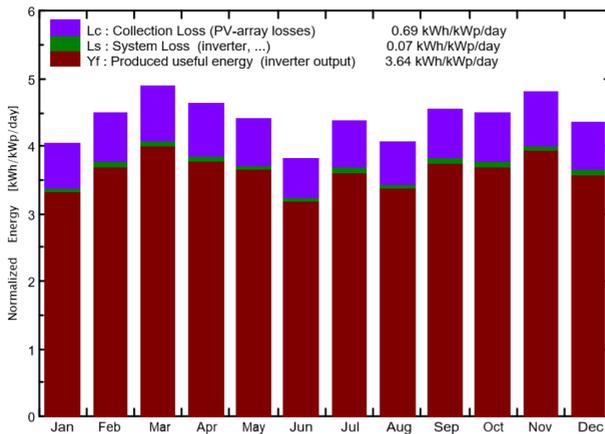
Sudut kemiringan pada PV mempengaruhi daya pembangkitan. Dengan sudut kemiringan PV sebesar 10° mengalami penurunan kemampuan sebesar 0.9%. Sehingga setiap meter persegi terbangkit daya sebesar 1613 kWh. Sesuai dengan perhitungan berikut :

$$\text{Irradiation} = 4.46 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{day}$$

$$\text{Penurunan Irradiation (10°)} = 4.46 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{day} \times 0.9\% = 0.04014$$

$$\text{Maka, irradiation (10°)} = 4.46 - 0.04014 = 4.41986 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{day}$$

$$\text{irradiation (10°)} = 4.41986 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{day} \times 365 = 1613 \text{ kWh/m}^2$$



Gambar 5.30 Grafik Irradiation dalam Setahun

Dalam satu tahun daya rata-rata pembangkitan dalam sehari permeter persegi adalah  $4.41 \frac{kwh}{m^2.day}$ . Namun terdapat losses yang digambarkan pada grafik, dari PV sebesar 0.69 kWh dan dari sistem inverter sebesar 0.07 kWh. Sehingga daya yang dihasilkan sebesar 3.64 kWh.

PVSYST V6.68		13/05/18	Page 2/4
<b>Grid-Connected System: Main results</b>			
<b>Project :</b>		<b>Bontang LNG</b>	
<b>Simulation variant :</b>		<b>PLTS Bontang</b>	
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>	
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 0°
PV modules	Model	SRP-265-6PB	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	11040	Pnom total <b>2926 kWp</b>
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-30	25.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	120.0	Pnom total <b>3000 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		
<b>Main simulation results</b>	<b>Produced Energy</b>	<b>3882 MWh/year</b>	Specific prod. 1327 kWh/kWp/year
System Production	Performance Ratio PR	82.56 %	
Investment	Global incl. taxes	9108012 US\$	Specific 3.11 US\$/Wp
Yearly cost	Annulities (Loan 4.3%, 15 years)	836461 US\$/yr	Running Costs 68310 US\$/yr
Energy cost		<b>0.23 US\$/kWh</b>	

Gambar 5.31 Hasil Simulasi 3 MW

Desain = 3000 Kw

Total modul pv = 23 x 480 = 11040

Daya PV = 265 w

Nominal power = 11040 x 265

Nominal power = 2.925.600 watt

Energi yang dihasilkan dalam setahun "E"

$E = (\text{energi rata-rata dalam sehari permeter persegi}) \times (\text{jumlah hari dalam setahun})$

$E = 3.64 \text{ kWh}/m^2.day \times 365$

$E = 1.327.730 \frac{wh}{m^2.tahun} = 1327 \text{ kWh}/m^2.year$

Energi total yang terbangkit dalam setahun

$E_{total} = \text{nominal power} \times E$

$E_{total} = 2.925.600 \times 1327 \text{ kWh}/m^2.year$

$E_{total} = 3.882.271.200 \text{ wh}/\text{tahun}$

$E_{total} = 3882 \text{ MWh}/\text{tahun}$

## 5.5.3 Perkiraan Rincian Biaya

Tabel 5.15 Daftar Perkiraan Rincian Biaya

No	Nama Barang	Spesifikasi	Satuan	Indeks	Harga Satuan (IDR)	Total (IDR)
<b>A Modul dan Support</b>						
1	Panel Surya	Seraphim Si-poly 265 watt, 30 volt	kWp	11040	7,009,100	77,380,464,000
2	Panel Support	Aluminum Profile, Rangka, Pondasi	M2	18449	303,911	5,606,858,880
3	Grounding System	BC Cable, Grounding Rod & Cable	Grup	16	25,275,000	404,400,000
<b>B Pemasangan Inverter</b>						
1	String Inverter	SMA Sunny Tripower 25000 watt, 700 volt, 50 Hz	Unit	120	148,000,000	17,760,000,000
2	Monitoring Inverter	Cluster Controller	Unit	3	17,582,600	52,747,800
3	DC combiner		Set	60	7,256,000	435,360,000
4	AC Combiner	@200 kW	Set	16	19,950,000	319,200,000
<b>C Pengkabelan</b>						
1	Kabel PV-DC Combiner	N2XY 1 x 4mm @100 mtr /rol	Mtr	14310	7,100	101,601,000
2	Kabel DC Combiner-Inverter	N2XY 1 x 4mm	Mtr	900	7,100	6,390,000
3	Kabel Inverter-AC Combiner	N2XRGbY 4x16mm	Mtr	10600	111,730	1,184,338,000
4	Kabel AC Combiner 200kVA-LVCB	N2XRGbY 4x150mm	Mtr	320	835,840	267,468,800
5	Kabel LVCB-Trafo	N2XRGbY 4x300mm	Mtr	200	1,669,380	333,876,000
6	Kabel Trafo-Panel MVLBS	N2XSEKbY 3x25mm	Mtr	350	350,000	122,500,000
7	Kabel Panel MVLBS-Interkoneksi	N2XSEKbY 3x120mm	Mtr	200	815,000	163,000,000
8	Kabel Monitoring Sistem	UTP cable category 6	Mtr	6000	5,361	32,163,934
9	Aksesoris Kabel	RJ45 connector category 6	Pcs	252	9,040	2,278,080
<b>D Interkoneksi Jaringan</b>						
1	Cubicle	13.8kV (2 incoming, 4 outgoing)	Unit	6	70,000,000	420,000,000
2	Transformator	400V/13.8kV	Unit	2	345,000,000	690,000,000
3	LVCB	ACB 0,4 kV/6kV/50Hz/3000 A	Set	4	262,500,000	1,050,000,000
4	Power House		M2	128	3,000,000	384,000,000
5	Grounding System		Set	1	20,025,000	20,025,000
6	Wireless Modem Router	4G-LTE, Integrated simcard, LAN port	Unit	1	2,000,000	2,000,000
<b>E Project Manajemen</b>						
1	Pemasangan Modul		Is	1	421,246,910	421,246,910
2	Pemasangan Inverter		Is	1	177,600,000	177,600,000
3	Penyelesaian Kabel		Mtr	352	50,000	17,583,333
4	Kantor Proyek 2.4 x 12 m		LS	1	25,920,000	25,920,000
5	Pengadaan Air dan Listrik		LS	1	18,000,000	18,000,000
<b>F Design, Testing, Comisioning</b>						
1	Design, Testing, Comisioning		Is	1	799,330,000	799,330,000
<b>G Biaya Persipan Lahan</b>						
1	Perataan Tanah dan Pemuangan		M3	6584	78,000	513,567,600
2	Urugan Perbaikan Tanah		M3	13168	233,000	3,068,237,200
					Total IDR	111,780,156,537
					Total US\$	8,280,011,595

Dari data perkiraan rincian biaya pada Tabel 5.15, digunakan *software* PVsyst untuk mensimulasikan biaya yang diperlukan dalam pembangunan proyek PLTS 3 MW. Hasil simulasi sesuai dengan Gambar 5.32.

PVSYST V6.68		18/04/18	Page 4/4
Grid-Connected System: Economic evaluation			
<b>Project :</b>	<b>Bontang project</b>		
<b>Simulation variant :</b>	<b>New simulation variant</b>		
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>	
PV Field Orientation	tilt	5°	azimuth 0°
PV modules	Model	SRP-265-6PB	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	11040	Pnom total <b>2926 kWp</b>
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-30	25.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	120.0	Pnom total <b>3000 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		
<b>Investment</b>			
PV modules (Pnom = 265 Wp)	11040 units	519 US\$ / unit	5731886 US\$
Supports / Integration		40 US\$ / module	445278 US\$
Inverters (Pnom = 25.0 kW ac)	120 units	11461 US\$ / unit	1375356 US\$
Settings, wiring, ...			163973 US\$
interkoneksi dan jaringan			190076 US\$
project management			48915 US\$
design,testing,commissioning			59210 US\$
persiapan lahan			265318 US\$
Substitution underworth			0 US\$
<b>Gross investment</b> (without taxes)			<b>8280011 US\$</b>
<b>Financing</b>			
Gross investment (without taxes)			8280011 US\$
Taxes on investment (VAT)	Rate 10.0 %		828001 US\$
Gross investment (including VAT)			9108013 US\$
Subsidies			0 US\$
<b>Net investment (all taxes included)</b>			<b>9108013 US\$</b>
Annuities	( Loan 4.3 % over 15 years)		836461 US\$/year
Annual running costs: maintenance, insurances ...			68310 US\$/year
<b>Total yearly cost</b>			<b>904771 US\$/year</b>
<b>Energy cost</b>			
Produced Energy			3913 MWh / year
Cost of produced energy			0.23 US\$ / kWh

Gambar 5.32 Hasil Simulasi PVsyst 3 MW

Biaya Total Investasi = 8.280.011,595 US\$

Pajak 10% = 828.001,2 US\$

Total investasi+pajak = 9.108.013 US\$

Suku bunga = 4,3 %

$$\text{Angsuran "pertahun"} = 9.108.013 \text{ US\$} \times 4.3\% \times \frac{1}{1 - \frac{1}{(1+4.3\%)^{15}}}$$

$$\text{Angsuran "pertahun"} = 391.644,5 \times 2,135766997$$

$$\text{Angsuran "pertahun"} = 836.461,5 \text{ US\$}$$

$$\text{Biaya O\&M} = 0.75\% \times 9.108.013 \text{ US\$}$$

$$\text{Biaya O\&M} = 68.310,1 \text{ US\$}$$

$$\text{Angsuran "pertahun"} + \text{O\&M} = 836.461,5 + 68.310,1$$

$$\text{Angsuran "pertahun"} + \text{O\&M} = 904.771,6 \text{ US\$}$$

Produksi Energi pertahun = 3882 MWh/thn

Harga produksi /kWh = 904.771,6 US\$ /3882 MWh/thn

Harga produksi /kWh = 0,233068 US\$/kWh

1 US\$ = 13500 IDR

#### 5.5.4 Ringkasan Hasil Pembiayaan

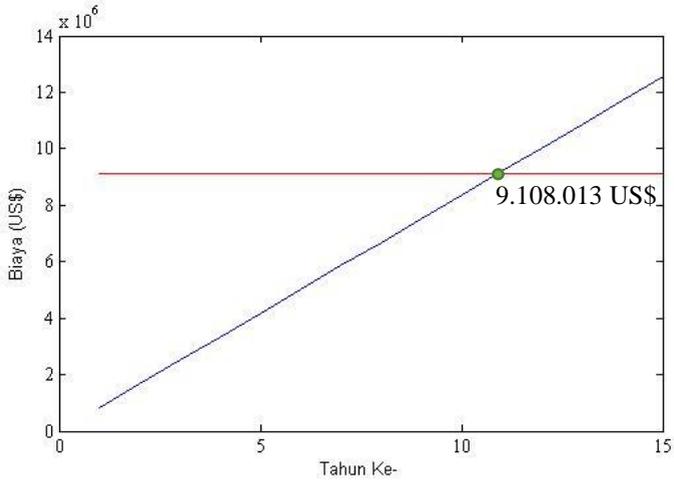
Dari total biaya pertahun yang dikeluarkan untuk PLTS dengan tarif 0.233068 US\$/kWh dapat diketahui pada tahun keberapa nilai investasi akan kembali. Dengan total biaya investasi sebesar 9.108.013 US\$ akan mengalami balik modal pada tahun ke-11. Sesuai dengan perhitungan pada Tabel 5.16 dan grafik pada Gambar 5.33.

Tabel 5.16 Total Perhitungan Angsuran Tiap Tahun

Tahun Ke-	Total Biaya Investasi (US\$)	Total Biaya Angsuran (US\$)
1	9108013	836461.5
2		1672923
3		2509385
4		3345846
5		4182308
6		5018769
7		5855231
8		6691692
9		7528154
10		8364615
11		9201077
12		10037538
13		10874000

Tabel 5.17 Total Perhitungan Angsuran Tiap Tahun[Lanjutan]

Tahun Ke-	Total Biaya Investasi (US\$)	Total Biaya Angsuran (US\$)
14		11710461
15		12546923



Gambar 5.33 Kurva *Break Even Point* (BEP) Tarif 0,23 US\$

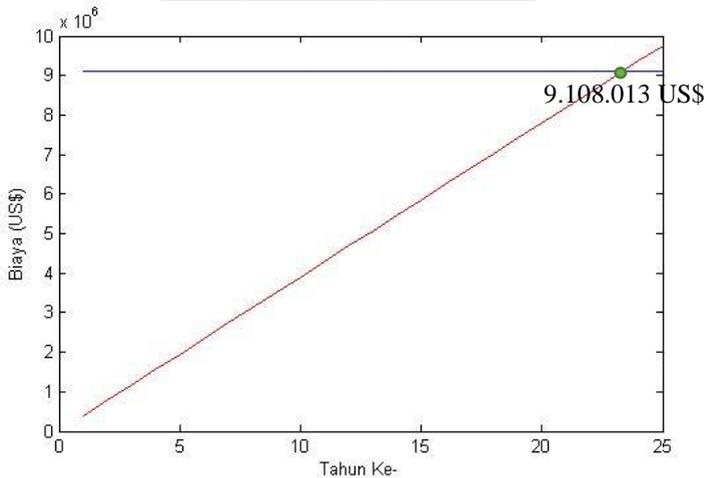
Apabila biaya pembangkitan PLTS disamakan dengan tarif BPP sebesar 1357 IDR/kWh atau sebesar 0,1 US\$, maka biaya investasi sebesar 9.108.013 US\$ akan mengalami balik modal pada tahun ke-24, sesuai perhitungan pada Tabel 5.18 grafik dan pada Gambar 5.34

Tabel 5.18 Total Perhitungan Angsuran Tiap Tahun

Tahun Ke-	Total Biaya Investasi (US\$)	Total Biaya Angsuran (US\$)
1		390240.1
2		780480.3
3		1170720
4		1560961
5		1951201

Tabel 5.19 Total Perhitungan Angsuran Tiap Tahun [Lanjutan]

Tahun Ke-	Total Biaya Investasi (US\$)	Total Biaya Angsuran (US\$)
6	9.108.013	2341441
7		2731681
8		3121921
9		3512161
10		3902401
11		4292642
12		4682882
13		5073122
14		5463362
15		5853602
16		6243842
17		6634083
18		7024323
19		7414563
20		7804803
21		8195043
22		8585283
23		8975523
24		9365764
25		9756004



Gambar 5.34 Kurva Break Even Point (BEP) Tarif 0.1 US\$

Produksi PLTS per tahun sebesar 3882 MWh dan total daya pembangkitan generator pertahun sebelum terdapat PLTS 3 MW sebesar 646.564.730 kWh. Berdasarkan Keputusan Menteri ESDM no. 1404 K/20/NEM/2017 nilai Biaya Pokok Pembangkitan (BPP) untuk wilayah Kalimantan Timur sebesar IDR 1357 per kWh. Sehingga dapat digambarkan biaya penghematan pertahun setelah 15 tahun masa pembayaran angsuran sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 PG_N &= PG_O - P_{PLTS} \\
 PG_N &= 646.564.730 \text{ kWh} - 3.882.271,200 \text{ kWh} \\
 PG_N &= 642.682459 \text{ kWh} \\
 B_O &= 646.564.730 \text{ kWh} \times 0,1 \text{ US\$/kWh} \\
 &= 64.656.473 \text{ US\$} \\
 B_N &= 642.682.459 \text{ kWh} \times 0,1 \text{ US\$/kWh} \\
 &= 64.268.245,88 \text{ US\$} \\
 \text{Total penghematan} &= 64.656.473 \text{ US\$} - 64.268.245,88 \text{ US\$} \\
 &= 388.227,12 \text{ US\$} \\
 &= 388.227,12 \text{ US\$} \times 13500 \\
 &= 5.241.066.120 \text{ IDR} \\
 \text{Persentase penghematan} &= \frac{388,227.12}{64,656,473} \times 100\% = 0,6\%
 \end{aligned}$$

Keterangan :

$$\begin{aligned}
 PG_N &= \text{Total daya generator setelah ada PLTS 3 MW} \\
 PG_O &= \text{Total daya generator sebelum ada PLTS 3 MW} \\
 P_{PLTS} &= \text{Total daya PLTS} \\
 B_N &= \text{Biaya produksi listrik setelah ada PLTS} \\
 B_O &= \text{Biaya produksi listrik sebelum ada PLTS}
 \end{aligned}$$

## **BAB V**

### **PENUTUP**

#### **6.1 Kesimpulan**

Berdasarkan hasil simulasi dan analisa pada tugas akhir ini, diperoleh beberapa kesimpulan diantaranya sebagai berikut :

- a. Dengan adanya penambahan PLTS sebesar 3 MW nilai tegangan pada tiap bus utama atau bus generator masih cukup baik yaitu antara 98.32% sampai 100%.
- b. Perubahan irradianse mempengaruhi suplai daya generator. Semakin tinggi nilai irradianse, maka daya yang dihasilkan PLTS makin besar dan daya yang dibangkitkan generator swing akan menurun.
- c. Nilai faktor daya sistem eksisting pada saat penambahan PLTS 3 MW masih cukup baik yaitu antara 80.5% sampai 99.7%.
- d. Rating peralatan pengaman (CB) eksisting masih mampu mengamankan gangguan akibat arus lebih ketika terdapat penambahan PLTS.
- e. Arus yang disumbangkan oleh PLTS relatif kecil. Sehingga tidak perlu merubah koordinasi proteksi yang sudah ada.
- f. Penambahan peralatan pengaman hanya pada *feeder* yang menghubungkan PLTS baru dengan sistem eksisting.
- g. Respon frekuensi, tegangan, dan sudut rotor ketika terjadi gangguan PLTS *trip* dan generator *outage* masih dalam keadaan stabil.
- h. Penambahan PLTS 3 MW mampu menghasilkan daya sebesar 3882 MWh/tahun. Dengan biaya 0.23 US\$/kWh balik modal akan terjadi pada tahun ke-11 dengan masa angsuran selama 15 tahun.
- i. Secara kelistrikan sistem PLTS 3 MW layak untuk dibangun dan diintegrasikan dengan sistem utama.

#### **6.2 Saran**

Beberapa data tidak didapatkan pada dokumen data dan referensi. Data yang tidak diperoleh, digunakan parameter dari *software* ETAP. Oleh karena itu untuk memperoleh hasil yang lebih akurat, diperlukan data yang lebih lengkap.

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] I. Robandi, *Modern Power System Control “Desain, Analisis, & Solusi Kontrol Tenaga Listrik.”* Japan: Penerbit ANDI Yogyakarta, 2008.
- [2] M. Yudiantira; Pujiantara, “Transient Stability Analysis and Load Shedding Mechanism at the Pertamina RU V . Balikpapan Company due to Integration New 2x15 MW Generators,” 2016.
- [3] N. J. and J.Karlsson, “Economic Feasibility for Solar PV in Swedish Office Buildings A Case Study Approach,” *Masters thesis, Chalmers Univ.*, 2015.
- [4] L. A. Aguilar, “Feasibility Study of Developing Large Scale Solar PV Project in Ghana : An Economical Analysis,” p. Department of Energy and Environment, Chalmers Uni, 2015.
- [5] A. Čotar and A. Filčić, “Photovoltaic Systems,” *Darko Jardas, dipl. ing. REA Kvarner Ltd*, p. 1, 2012.
- [6] E. Yanuwirawan, M. Pujiantara, and R. Wahyudi, “Studi Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih dan Ground Fault Pada Sistem Eksisting PT. VICO Indonesia, Kalimantan Timur.,” vol. 4, no. 2, pp. A148–A153, 2015.
- [7] A. K. S. David Tan, “Handbook for Solar Photovoltaic Systems,” *Energy Mark. Authority, Singapore Publ.*, pp. 4–9, 2011.
- [8] PT. Badak NGL (2018), <http://portal.badaklng.co.id/internet.html/> (diakses tanggal 23 Maret 2018)

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

## RIWAYAT HIDUP PENULIS



Nama : Faris Dien Muhammad  
Tempat Tanggal Lahir : Surabaya, 31 Mei 1994  
Jenis Kelamin : Laki-laki  
Agama : Islam  
Alamat Rumah : Perum. Griya Wage Asri 1 E/4 Sidoarjo  
Telepon : 085731732202  
E-mail : farisdien@gmail.com

### Latar Belakang Pendidikan

- 2001-2007 : SDN Pepelegi 1-Sidoarjo
- 2007-2010 : SMPN 3 Waru-Sidoarjo
- 2010-2013 : SMAN 16 Surabaya
- 2013-2016 : D3 Teknik Elektro ITS – Komputer Kontrol
- 2016-sekarang : S1 Teknik Elektro ITS – Teknik Sistem Tenaga

### Pengalaman Kerja

- Kerja praktek di PT. PLN (Persero) P3B Jawa Bali Area Pengatur Beban Jawa Timur
- Kerja praktek di PT. PLN (Persero) TJBTB Area Pelaksana Pemeliharaan Surabaya

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

# LAMPIRAN

PVSYST V8.68		18/04/18	Page 1/4
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b> Bontang project			
<b>Geographical site</b>	<b>Bontang</b>	Country	<b>Indonesia</b>
<b>Situation</b>	Latitude 0.12° N	Longitude	117.48° E
Time defined as	Legal Time Time zone UT+8	Altitude	12 m
<b>Meteo data:</b>	<b>Bontang</b>	Meteonorm 7.1 (1989-2005), Sat=100% - Synthetic	
<b>Simulation variant :</b> New simulation variant			
	Simulation date	18/04/18 20h13	
<b>Simulation parameters</b>	System type	<b>No 3D scene defined</b>	
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt	5°	Azimuth 0°
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	No Shadings		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>SRP-265-6PB</b>
Original PVSyst database	Manufacturer	Seraphim	
Number of PV modules	In series	23 modules	In parallel 480 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	11040	Unit Nom. Power 265 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>2926 kWp</b>	At operating cond. 2641 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	654 V	1 mpp 4038 A
Total area	Module area	<b>17961 m²</b>	
<b>Inverter</b>			
Original PVSyst database	Model	<b>Sunny Tripower 25000TL-30</b>	
Characteristics	Manufacturer	SMA	
Inverter pack	Operating Voltage	390-800 V	Unit Nom. Power 25.0 kWac
	Nb. of inverters	240 * MPPT 50 %	Total Power 3000 kWac
<b>PV Array loss factors</b>			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	2.7 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		

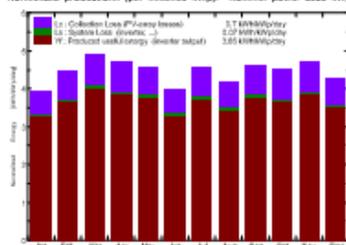
## Grid-Connected System: Main results

Project : **Bontang project**  
 Simulation variant : **New simulation variant**

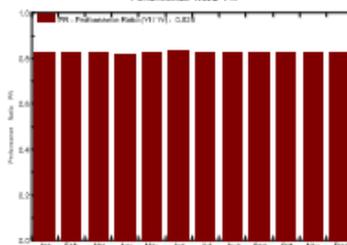
Main system parameters		System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	5°	azimuth	0°
PV modules	Model	SRP-265-6PB	Pnom	265 Wp
PV array	Nb. of modules	11040	Pnom total	<b>2926 kWp</b>
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-30		25.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	120.0	Pnom total	<b>3000 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results		Produced Energy	3913 MWh/year	Specific prod.	1338 kWh/kWp/year
System Production	Performance Ratio PR	82.48 %			
Investment	Global incl. taxes	9108013 US\$		Specific	3.11 US\$/Wp
Yearly cost	Annuities (Loan 4.3%, 15 years)	836461 US\$/yr		Running Costs	68310 US\$/yr
Energy cost		<b>0.23 US\$/kWh</b>			

Normalized production (per installed kWp): Nominal power 265 kWp



Performance Ratio PR



## New simulation variant

## Balance and main results

	GlobHor kWh/m²	DifHor kWh/m²	T.Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEFF kWh/m²	E.Array MWh	E_Grid MWh	PR
January	119.8	71.29	27.21	122.5	117.9	392.2	296.1	0.826
February	123.4	71.28	27.28	125.0	120.5	395.3	300.3	0.821
March	151.7	87.28	27.31	151.7	146.2	372.8	365.7	0.824
April	163.7	88.94	27.12	161.4	156.5	345.7	338.8	0.819
May	165.7	89.32	27.61	161.7	158.1	349.3	342.5	0.828
June	123.5	86.68	27.22	118.4	114.7	286.2	280.2	0.851
July	146.1	87.02	27.38	141.2	135.9	348.3	341.5	0.827
August	131.1	82.03	27.58	128.9	123.9	319.2	313.0	0.830
September	136.4	79.04	27.62	137.8	132.7	339.1	332.5	0.825
October	137.8	82.35	28.03	138.9	134.0	340.7	334.0	0.822
November	138.0	72.84	27.33	141.4	136.4	346.5	338.7	0.821
December	126.1	76.00	27.54	131.9	128.9	325.3	316.6	0.826
Year	1627.3	905.15	27.48	1621.7	1561.7	3991.8	3913.3	0.825

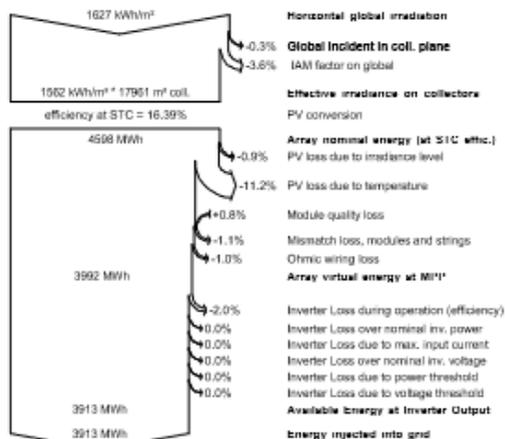
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation  
 DifHor Horizontal diffuse irradiation  
 T.Amb Ambient Temperature  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEFF Effective Global, cor. for IAM and shading  
 E.Array Effective energy at the output of the array  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 PR Performance Ratio

## Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Bontang project  
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	5°	azimuth	0°
PV modules	Model	SRP-265-6PB	Pnom	265 Wp
PV Array	Nb. of modules	11040	Pnom total	2926 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-30		25.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	120.0	Pnom total	3000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

## Loss diagram over the whole year



PVSYST V6.68		18/04/18	Page 4/4
<b>Grid-Connected System: Economic evaluation</b>			
<b>Project :</b>		<b>Bontang project</b>	
<b>Simulation variant :</b>		<b>New simulation variant</b>	
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>	
PV Field Orientation	tilt	5°	azimuth 0°
PV modules	Model	SRP-265-6PB	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	11040	Pnom total <b>2926 kWp</b>
Inverter	Model	Sunny Tripower 25000TL-30	25.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	120.0	Pnom total <b>3000 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		
<b>Investment</b>			
PV modules (Pnom = 265 Wp)	11040 units	519 US\$ / unit	5731886 US\$
Supports / Integration		40 US\$ / module	445278 US\$
Inverters (Pnom = 25.0 kW ac)	120 units	11461 US\$ / unit	1375356 US\$
Settings, wiring, ...			163973 US\$
interkoneksi dan jaringan			190076 US\$
project managemnt			48915 US\$
design,testing,comissioning			59210 US\$
persiapan lahan			265318 US\$
Substitution underworth			0 US\$
<b>Gross investment</b> (without taxes)			<b>8280011 US\$</b>
<b>Financing</b>			
Gross investment (without taxes)			8280011 US\$
Taxes on investment (VAT)	Rate 10.0 %		828001 US\$
Gross investment (including VAT)			9108013 US\$
Subsidies			0 US\$
<b>Net Investment (all taxes included)</b>			<b>9108013 US\$</b>
Annuities	( Loan 4.3 % over 15 years)		836461 US\$/year
Annual running costs: maintenance, insurances ...			68310 US\$/year
<b>Total yearly cost</b>			<b>904771 US\$/year</b>
<b>Energy cost</b>			
Produced Energy			3913 MWh / year
Cost of produced energy			0.23 US\$ / kWh