

**ANALISIS PERENCANAAN KETERJAMINAN  
ALIRAN DAYA DAN BIAYA PRODUKSI  
PLN SUB REGION BALI TAHUN 2008-2017**

**TESIS**

Oleh:

**ADI PURWANTO**

**06 06 00 30 64**



**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO  
PROGRAM PASCASARJANA BIDANG ILMU TEKNIK  
UNIVERSITAS INDONESIA  
GENAP 2007/2008**

**ANALISIS PERENCANAAN KETERJAMINAN  
ALIRAN DAYA DAN BIAYA PRODUKSI  
PLN SUB REGION BALI TAHUN 2008-2017**

**TESIS**

Oleh:

**ADI PURWANTO**

**06 06 00 30 64**



**TESIS INI DIAJUKAN UNTUK MELENGKAPI SEBAGIAN  
PERSYARATAN MENJADI MAGISTER TEKNIK**

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO  
PROGRAM PASCASARJANA BIDANG ILMU TEKNIK  
UNIVERSITAS INDONESIA  
GANJIL 2007/2008**

## **PERNYATAAN KEASLIAN TESIS**

Saya menyatakan dengan sesungguhnya bahwa Tesis dengan judul:

### **ANALISIS PERENCANAAN KETERJAMINAN ALIRAN DAYA DAN BIAYA PRODUKSI PLN SUB REGION BALI TAHUN 2008-2017**

yang dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Magister Teknik pada Kekhususan Teknik Tenaga Listrik Program Studi Teknik Elektro Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia, sejauh yang saya ketahui bukan merupakan tiruan atau duplikasi dari Tesis yang sudah dipublikasikan dan atau pernah dipakai untuk mendapatkan gelar kesarjanaan di lingkungan Universitas Indonesia maupun di Perguruan Tinggi atau Instansi manapun, kecuali bagian yang sumber informasinya dicantumkan sebagaimana mestinya.

Depok, 05 Juni 2008

Adi Purwanto  
06 06 00 30 64

## **PENGESAHAN**

Tesis dengan judul:

**ANALISA PERENCANAAN KETERJAMINAN ALIRAN DAYA DAN BIAYA  
PRODUKSI PLN SUB REGION BALI TAHUN 2008-2017**

dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Magister Teknik pada Kekhususan Teknik Tenaga Listrik Program Studi Teknik Elektro Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Tesis ini telah diujikan pada sidang ujian tesis pada tanggal 29 Mei 2008 dan dinyatakan memenuhi syarat/sah sebagai tesis pada Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia.

Depok, 05 Juni 2008

Menyetujui,  
Dosen Pembimbing II:

Dosen Pembimbing I

Ir. Agus R. Utomo, MT

Dr. Ir. Uno Bintang Sudibyo

## UCAPAN TERIMA KASIH

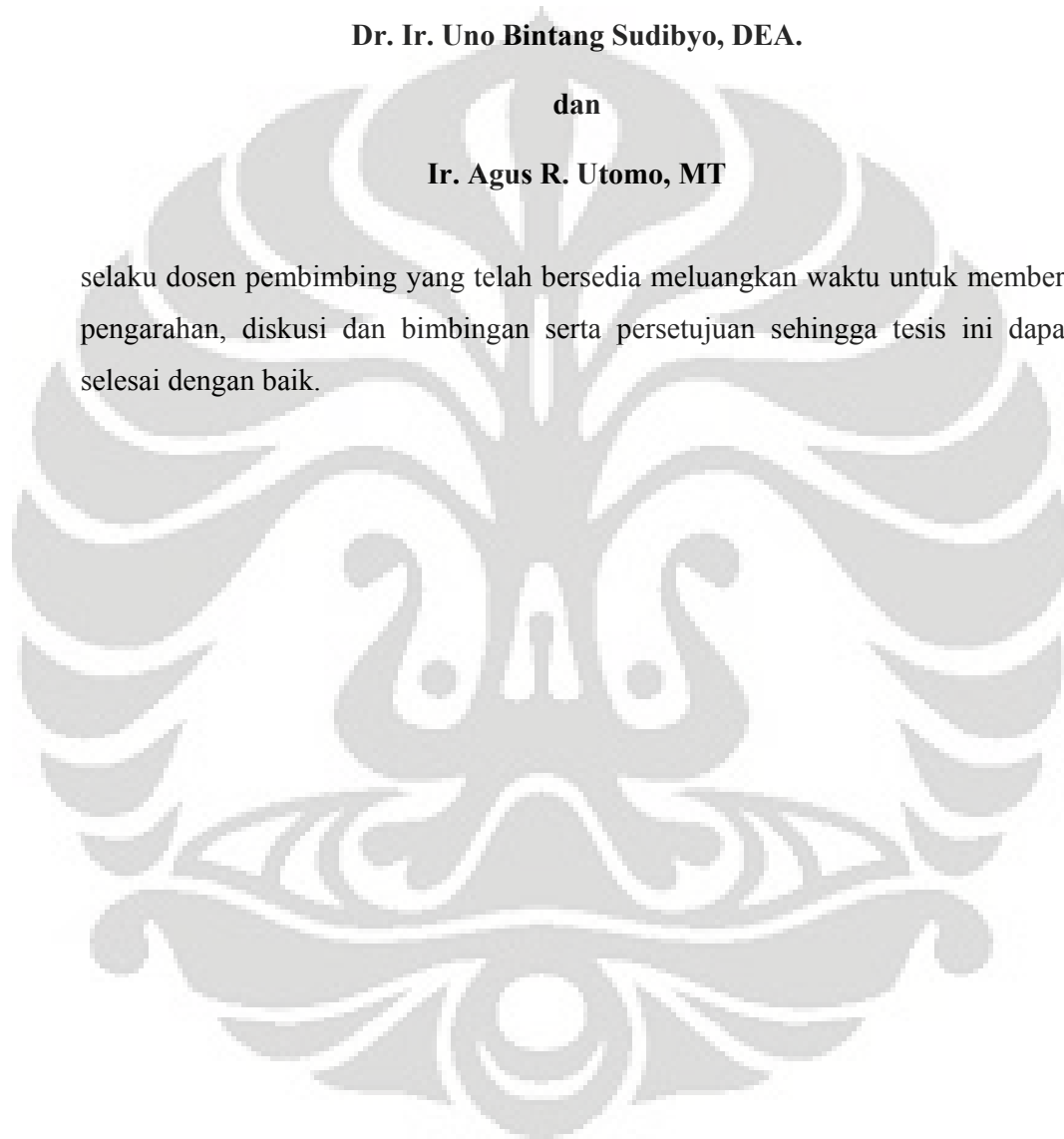
Penulis mengucapkan terima kasih kepada:

**Dr. Ir. Uno Bintang Sudiby, DEA.**

**dan**

**Ir. Agus R. Utomo, MT**

selaku dosen pembimbing yang telah bersedia meluangkan waktu untuk memberi pengarahan, diskusi dan bimbingan serta persetujuan sehingga tesis ini dapat selesai dengan baik.



Adi Purwanto  
NPM 0606003064  
Departemen Teknik Elektro

Dosen Pembimbing  
Dr. Ir Uno Bintang Sudiby, DEA  
Ir. Agus R. Utomo, MT

**ANALISIS PERENCANAAN KETERJAMINAN ALIRAN DAYA DAN  
BIAYA PRODUKSI PLN SUB REGION BALI TAHUN 2008-2017**

**ABSTRAK**

Sasaran pengoperasian sistem tenaga listrik adalah kualitas, ekonomi dan keandalan. Untuk mencapai sasaran tersebut, pengembangan sistem harus didukung perencanaan yang baik untuk menghindari timbulnya kendala-kendala yang dapat mempengaruhi kualitas daya dan biaya produksi.

Untuk mendapatkan sistem tenaga listrik Bali yang berkualitas, ekonomis dan handal, PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) Jawa Bali telah menyusun Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) tahun 2008-2017. Rencana tersebut adalah pembangunan PLTU batubara untuk menggantikan pembangkit BBM seperti, PLTU Bali Utara 3x130 MW yang direncanakan mulai dioperasikan tahun 2010 dan PLTU Bali Timur 2x100 MW yang direncanakan mulai dioperasikan tahun 2011. Selain itu juga akan dibangun Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV Paiton-Kapal yang direncanakan dioperasikan tahun 2016 untuk meningkatkan transfer daya dari Jawa.

Studi aliran daya dan biaya produksi pada rencana tersebut menunjukkan bahwa kualitas tegangan pada tahun 2010 dan 2013 sampai 2015 ada dibawah level 142.5 kV jika PLTG Pesanggaran tidak dioperasikan, sementara pengoperasian PLTG Pesanggaran akan membuat biaya produksi naik 42.91% dibandingkan dengan biaya produksi tahun 2011 dan 2012.

Dalam tesis ini dilakukan modifikasi rencana PLN dalam beberapa skenario untuk memperoleh sistem kelistrikan Bali dengan kualitas tegangan yang sesuai standar aturan jaringan dan biaya produksi yang ekonomis. Dari modifikasi rencana PLN dalam skenario 2, yaitu menambah kapasitas kabel laut dari 2x105 MW menjadi 4x105 MW tahun 2009, mempercepat pengoperasian PLTU Bali Timur tahun 2010 dan menambah kapasitasnya menjadi 2x130 MW serta mempercepat pengoperasian SUTET 500 kV Paiton-Kapal tahun 2012, sehingga meningkatkan kualitas tegangan dan menurunkan biaya produksi dibandingkan dengan rencana PLN.

Kata kunci: Keterjaminan aliran daya Biaya produksi

Adi Purwanto  
NPM 0606003064  
Electrical Engineering Department

Counsellor  
Dr. Ir Uno Bintang Sudiby, DEA  
Ir. Agus R. Utomo, MT

**POWER-FLOWS SECURITY AND PRODUCTION COSTS PLANNING  
ANALYSIS OF PLN BALI SUB REGION IN THE YEAR 2008-2017**

**ABSTRACT**

Power System Operation goals are quality, economic and reliability. To reach the goal, system development must be supported by good planning to avoid any constraint which can influence power quality and production cost.

To get Bali electricity with good quality, reliable and economic, PLN P3B has compiled Electric power Supply Business Plan ( RUPTL) in the year 2008-2017. The plan is develop coal fired steam generator to replace the oil fired ones, there are North Bali steam power plant 3x130 MW planned starts operation in the year 2010 and East Bali steam power plant 2x100 MW planned starts operation the year 2011. Besides that, PLN also will built Extra High Voltage Transmission Lines (EHV) 500 kV Paiton-Kapal planned operation in the year 2016 to increase energy transfer from Java.

Load Flow and production cost study of the PLN's plan shows that the voltage quality in the year 2010 and 2013 to 2015 stays under the level of 142.5 kV if the Pesanggaran gas turbine was not operated, whereas operation of Pesanggaran gas turbine will increase production cost with 42.91% compared to the production cost in the year 2011 and 2012.

In this thesis done modification of the PLN's plan using several scenarios is done to a obtain system with voltage quality appropriate to gridcode standard with economic production cost. From the modification of PLN's plan in scenario 2, adding a 2x105 MW under sea cable to become a 4x105 MW line in the year 2009, accelerate the operation of East Bali steam power plant in the year 2010 and add it capacities became 2x130 MW and accelerate the operation of 500 kV EHV Paiton-Kapal in the year 2012, thereby increasing voltage quality and decreasing production cost compared to than PLN's plan.

**Key words: Production cost, security power-flow**

# DAFTAR ISI

Halaman

PERNYATAAN KEASLIAN TESIS .....	ii
PENGESAHAN .....	iii
UCAPAN TERIMA KASIH .....	iv
DAFTAR ISI .....	vii
DAFTAR GAMBAR .....	ix
DAFTAR TABEL .....	xi
DAFTAR SINGKATAN .....	xiii
DAFTAR ISTILAH .....	xiv
DAFTAR LAMPIRAN .....	xv
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1 LATAR BELAKANG .....	1
1.2 TUJUAN PENULISAN .....	2
1.3 METODOLOGI .....	3
1.4 BATASAN MASALAH .....	4
1.5 SISTEMATIKA PENULISAN .....	4
BAB II KERANGKA TEORI .....	5
2.1 PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK .....	7
2.1.1 Kurva Masukan Keluaran .....	7
2.1.2 Biaya Produksi Pembangkit .....	9
2.1.3 Kendala Pembangkit Termal .....	10
2.2 PENYALURAN TENAGA LISTRIK .....	10
2.2.1 Studi Aliran Daya .....	11
2.2.2 Metode Newton Raphson .....	13
2.3 PENGIRIMAN EKONOMIS <sup>[2]</sup> .....	15
2.3.1 Kendala Transmisi .....	16
2.3.2 Kendala Keterjaminan Pengiriman Daya .....	17
BAB III SISTEM TENAGA LISTRIK SUB REGION BALI TAHUN 2008- 2017 .....	18
3.1. GAMBARAN UMUM .....	18
3.1.1. Pembangkitan .....	19
3.1.2. Penyaluran .....	20
3.1.3. Karakteristik Beban .....	20



3.1.4. Pola Operasi .....	21
3.2. RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM.....	22
3.2.1. Penambahan Pembangkit Tahun 2008 – 2017 .....	23
3.2.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Tahun 2008 – 2017 .....	24
3.2.3. Neraca Daya .....	25
BAB IV STUDI KETERJAMINAN ALIRAN DAYA DAN BIAYA PRODUKSI PLN SUB REGION BALI TAHUN 2008-2017.....	26
4.1. DATA DATA YANG DIPERLUKAN .....	26
4.2. PROSES SIMULASI .....	28
4.3. HASIL SIMULASI RENCANA PLN TAHUN 2008-2017.....	29
4.3.1. Kondisi tegangan.....	29
4.3.2. Biaya Produksi. ....	31
4.4. ANALISA HASIL SIMULASI RENCANA PLN.....	33
4.5. SKENARIO PENGUATAN SISTEM SRB .....	36
4.5.1. Skenario 1 .....	38
4.5.2. Skenario 2 .....	41
4.5.3. Skenario 3 .....	45
4.5.4. Perbandingan Rencana PLN dengan Tiga Skenario .....	49
BAB V KESIMPULAN .....	52
DAFTAR ACUAN .....	54
DAFTAR PUSTAKA .....	56
LAMPIRAN.....	57

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Bagan Sistem Tenaga Listrik .....	5
Gambar 2.2 Sasaran Operasi Sistem Tenaga Listrik .....	6
Gambar 2.3. Kurva masukan keluaran pembangkit listrik termal .....	8
Gambar 2.4. Kurva masukan keluaran pembangkit listrik hidro .....	8
Gambar 2.5 N buah unit thermal yang melayani beban $P_{load}$ .....	15
Gambar 3.1 Topologi Jaringan Sub Region Bali .....	18
Gambar 3.2 Kontribusi pasokan Energi di Bali sampai September 2007 .....	20
Gambar 3.3 Kurva beban harian Sub Region Bali .....	21
Gambar 3.4 Prakiraan beban puncak SRB tahun 2008 .....	22
Gambar 4.1 Algoritma Analisa Keterjaminan Aliran Daya dan Biaya Produksi.....	28
Gambar 4.2 Kondisi Tegangan di SRB tanpa pembangkit BBM tahun 2008-2017.....	29
Gambar 4.3 Tegangan di Pesanggaran sesuai perencanaan PLN tahun 2008-2017 .....	30
Gambar 4.4 Produksi Energi untuk memenuhi beban SRB tahun 2008-2017.....	32
Gambar 4.5 Prakiraan Biaya Produksi PLN SRB tahun 2008-2017.....	32
Gambar 4.6 Biaya per satuan energi PLN SRB tahun 2008-2017.....	33
Gambar 4.7 Kurva Biaya dan kualitas tegangan dari rencana PLN.....	33
Gambar 4.8 Karakteristik Pembebanan SUTET 500 kV Paiton-Kapal ..	37
Gambar 4.9 Kondisi Tegangan di SRB sesuai rencana PLN dan skenario 1 .....	39
Gambar 4.10 Prakiraan Biaya Produksi Rencana PLN dan Skenario 1..	40
Gambar 4.11 Prakiraan Biaya per kWh rencana PLN dan Skenario 1.....	41
Gambar 4.12 Kondisi Tegangan di Pesanggaran sesuai rencana PLN dan Skenario 2. ....	42

Gambar 4.13 Prakiraan Biaya Produksi rencana PLN dan Skenario 2..	44
Gambar 4.14 Prakiraan Biaya Produksi per kWh rencana PLN dan Skenario 2.. .....	44
Gambar 4.15 Prakiraan Kondisi tegangan di Pesanggaran sesuai rencana PLN dan Skenario 3 .....	46
Gambar 4.16 Prakiraan Biaya Produksi rencana PLN dan Skenario 3	48
Gambar 4.17 Prakiraan Biaya per kWh rencana PLN dan Skenario 3	49
Gambar 4.18 Perbandingan Kualitas Tegangan di Pesanggaran dari Rencana PLN dengan tiga Skenario .....	50
Gambar 4.19 Perbandingan Biaya Produksi PLN dengan tiga Skenario	51
Gambar 4.20 Perbandingan biaya per kWh Rencana PLN dengan tiga Skenario .....	51

## DAFTAR TABEL

Tabel 3.1. DMN Pembangkitan di Sub Region Bali tahun 2008.....	19
Tabel 3.2. Komposisi Penyaluran SRB 2008 .....	20
Tabel 3.3 Tambahn Pembangkit Listrik (MW) di Bali tahun 2008 – 2017 .....	23
Tabel 3.4 Rencana penambahan SUTT 150 kV Sub Region Bali .....	24
Tabel 3.5 Prakiraan neraca Daya Sub Region Bali 2008 – 2018 .....	25
Tabel 4.1 Kondisi tegangan di SRB tanpa pembangkit BBM tahun 2008-2017 .....	29
Tabel 4.2 Tegangan di Pesanggaran sesuai perencanaan PLN tahun 2008-20171 .....	30
Tabel 4.3 Produksi Energi dari setiap Pembangkit tahun 2008-2017.....	31
Tabel 4.4 Biaya Produksi Energi SRB tahun 2008-2017 .....	31
Tabel 4.5 Komposisi Pasokan Energi ke SRB tahun 2008-2017.....	35
Tabel 4.6 Tegangan di Pesanggaran setelah ditambah pembangkit BBM .....	38
Tabel 4.7 Produksi Energi dari setiap Pembangkit tahun 2008-2017 Skenario 1 .....	39
Tabel 4.8 Prakiraan Biaya Produksi Rata-rata Rencana PLN dan Skenario 1.....	40
Tabel 4.9 Tegangan di Pesanggaran pada rencana PLN dan Skenario 2.....	42
Tabel 4.10 Produksi Energi dari setiap Pembangkit tahun 2008-2017 Skenario 2.....	43
Tabel 4.11 Prakiraan Biaya Produksi Rencana PLN dan Skenario 2 ...	43
Tabel 4.12 Tegangan di Pesanggaran pada rencana PLN dan Skenario 3.....	45

Tabel 4.13 Produksi Energi dari setiap Pembangkit tahun 2008-2017 3 skenario .....	47
Tabel 4.14 Prakiraan Biaya Produksi Rencana PLN dan Skenario 3 .....	47
Tabel 4.15 Perbandingan Kualitas Tegangan antara Rencana PLN dengan Skenario 3 .....	49



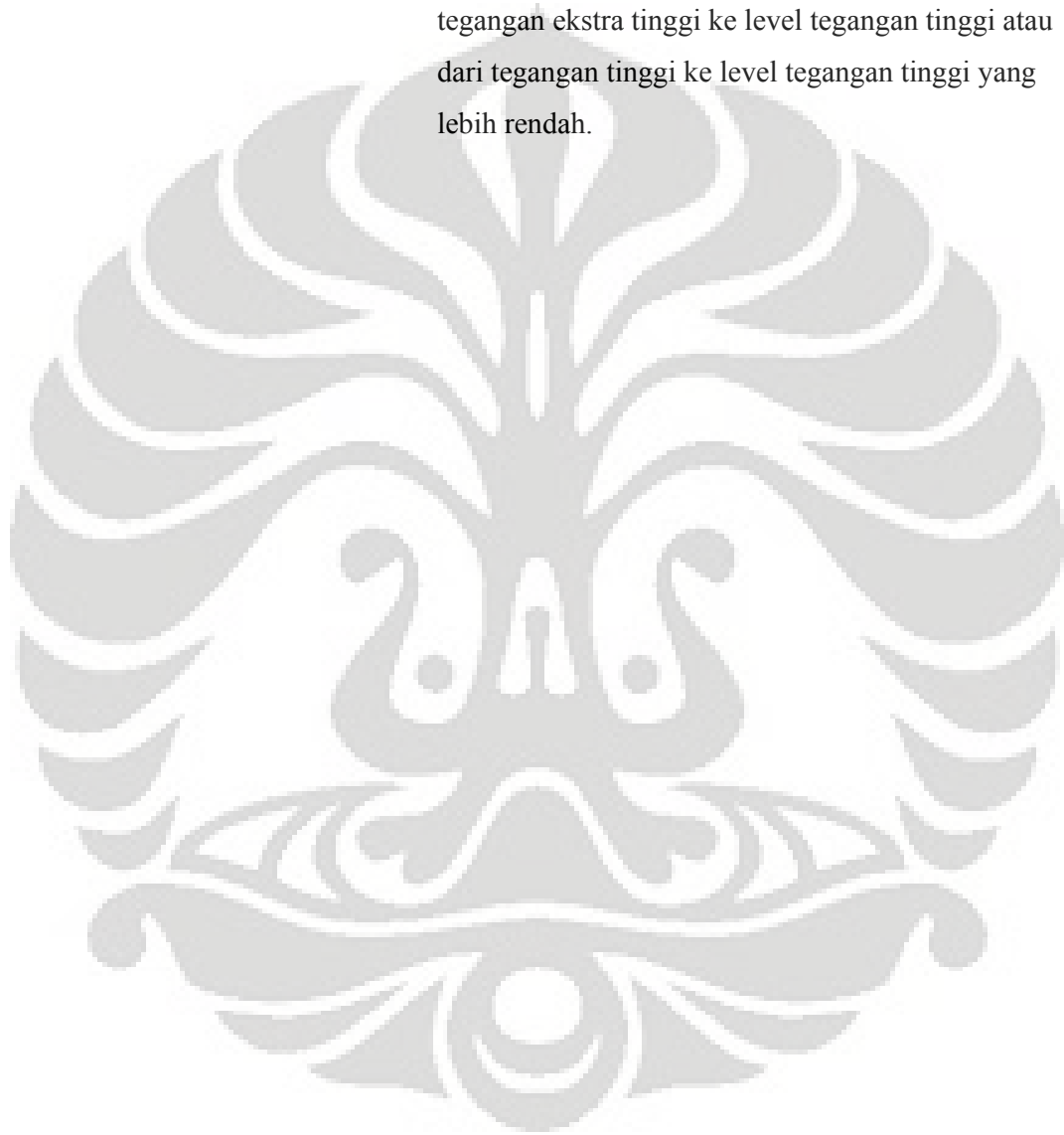
## DAFTAR SINGKATAN



MW	Mega Watt
P3B	Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban
SKLT	Saluran Kabel Laut
PLTU	Pembangkit Listrik Tenaga Uap
PLTP	Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi
SRB	Sub Region Bali
BBM	Bahan Bakar Minyak
PLTG	Pembangkit Listrik Tenaga Gas
PLTGU	Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap
MBtu	Mega British Thermal Unit
kWh	Kilo Watt Hour
MWh	Mega Watt Hour
DMN	Daya Mampu Netto
MVA	Mega Volt Ampere
kms	kilo meter sirkuit
JCC	Jawa Control Center
RCC	Region Control Center
SUTT	Saluran Udara Tegangan Tinggi
SUTET	Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi
IBT	Inter Bus Transformer

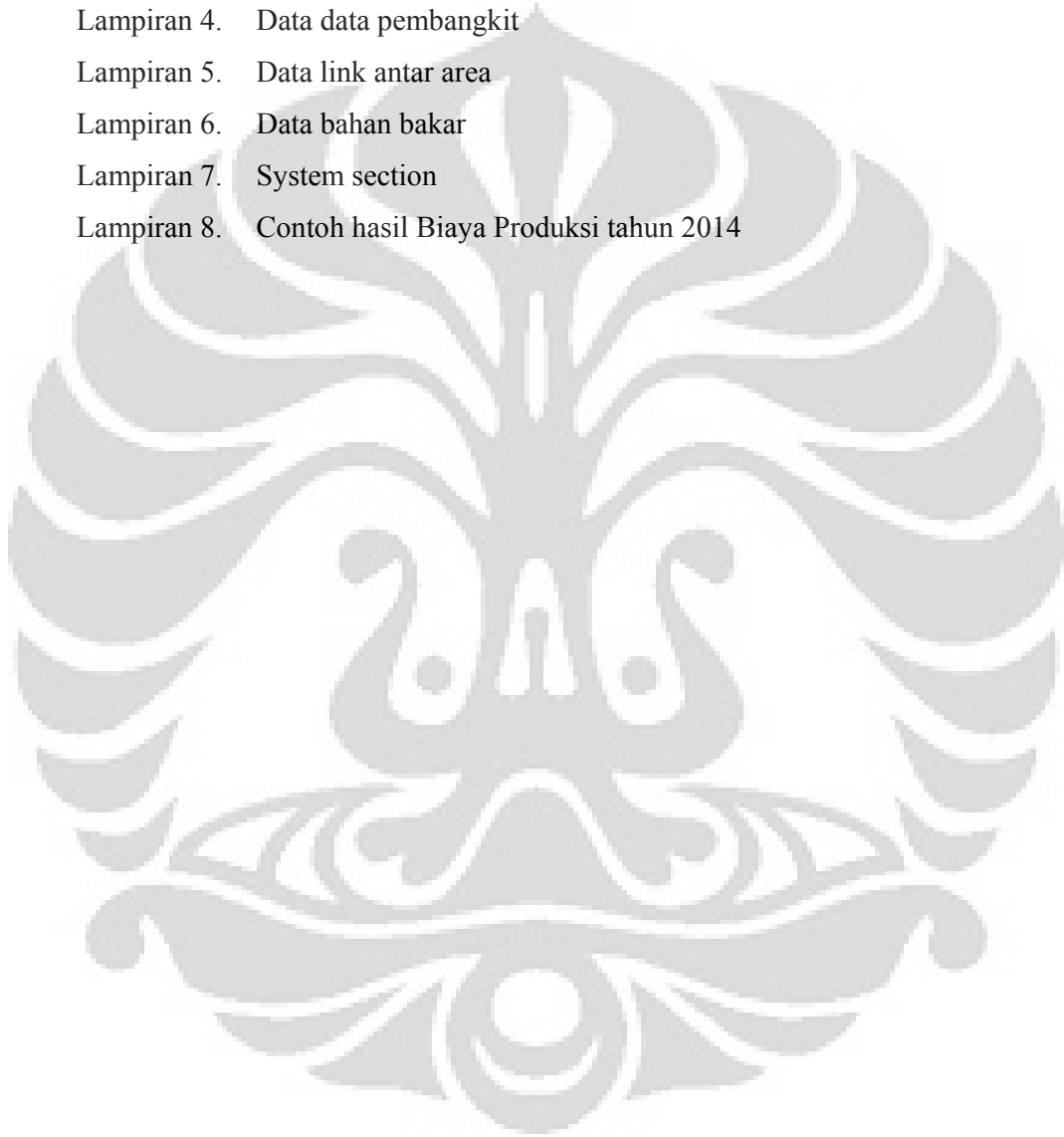
## DAFTAR ISTILAH

Beban Puncak	Beban tertinggi dalam 1 periode waktu
Inter Bus Transformer	Transformator untuk merubah level tegangan dari tegangan ekstra tinggi ke level tegangan tinggi atau dari tegangan tinggi ke level tegangan tinggi yang lebih rendah.



## DAFTAR LAMPIRAN

- Lampiran 1. Data Penghantar di PLN Sub Region Bali
- Lampiran 2. Pemodelan Sistem Bali dalam Prosym.
- Lampiran 3. Contoh beban harian per setengah jam
- Lampiran 4. Data data pembangkit
- Lampiran 5. Data link antar area
- Lampiran 6. Data bahan bakar
- Lampiran 7. System section
- Lampiran 8. Contoh hasil Biaya Produksi tahun 2014





# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1 LATAR BELAKANG

Sistem tenaga listrik bersifat dinamis karena selalu mengikuti beban yang terus tumbuh dan berkembang. Perkembangan sistem tenaga listrik berupa pembangunan pembangkit baru untuk menambah kapasitas sistem yang sudah ada, pengembangan saluran transmisi untuk menyalurkan daya listrik dari pusat pusat pembangkit ke pusat beban dan pengembangan jaringan distribusi untuk menyalurkan energi listrik sampai kepada konsumen. Pengembangan sistem tenaga listrik ditujukan untuk meningkatkan keandalan, meningkatkan kualitas daya listrik dan mempermudah pengoperasian sistem tenaga listrik agar pengoperasiannya dapat dilakukan dengan lebih efisien.

Pada pembangunan pembangkit baru, pemilihan kapasitas dan lokasi serta energi primer yang akan digunakan merupakan hal yang sangat penting menyangkut pengaruhnya terhadap biaya produksi dan penyaluran energinya. Sedangkan pengembangan saluran transmisi ditujukan untuk meningkatkan keandalan penyaluran daya listrik. Pengaruh mendasar dari sistem penyaluran yang andal adalah membuat pengoperasian sistem tenaga listrik menjadi lebih mudah dan efisien. Penyaluran yang andal juga akan menghilangkan kendala kendala penyaluran seperti adanya pembatasan pembebanan (*bottle neck*) seperti pada saluran transmisi ataupun pada transformator.

Kebutuhan energi listrik di Indonesia terus bertambah dengan pesat. Wilayah Bali yang merupakan tujuan wisata dunia memiliki pertumbuhan diatas rata rata nasional yaitu sekitar 8.5% per tahun. Pada saat ini kapasitas pembangkit di Sub Region Bali (SRB) sebesar 367 Mega Watt (MW) dan ditambah dengan pasokan dari Jawa melalui Saluran Kabel Laut (SKLT) sebesar 210 MW, sehingga kapasitas total suplai daya listrik ke Bali sebesar 577 MW. Beban puncak *netto* yang pernah dicapai 454 MW yang terjadi pada tanggal 26

Nopember 2007. Berdasarkan realisasi pertumbuhan beban, PT PLN (Persero) Distribusi Bali memperkirakan beban puncak pada tahun 2017 sebesar 984 MW. Sesuai Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) tahun 2008–2017, besaran cadangan pembangkit (*reserve margin*) ditetapkan pada angka 30%, maka kapasitas minimal suplai daya listrik ke Bali yang harus disediakan pada tahun 2017 adalah 1405 MW.

Dalam rencana jangka panjang pengembangan sistem sistem tenaga listrik di SRB yang telah ditetapkan, ada dua alternatif pasokan daya ke Bali yaitu, *pertama* pasokan daya dikirim dari Jawa. Total kapasitas yang ada akan ditingkatkan, sedangkan pembangkit di Bali hanya akan dioperasikan pada periode beban puncak. Alternatif yang *kedua* adalah pengembangan sistem pembangkitan Bali yang mandiri artinya kebutuhan daya di Bali dicukupi dari pembangkit di Bali sendiri. Dari alternatif kedua di atas, beberapa jenis pembangkit yang potensial untuk dikembangkan adalah Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) batubara, Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) minyak dan Pembangkit Listrik Tenaga Panas bumi (PLTP).

Dari alternatif alternatif diatas terdapat kendala kendala keterjaminan aliran daya seperti batasan transfer daya listrik dari Jawa ke Bali dan kualitas tegangan yang dipengaruhi oleh jarak antara pembangkit dengan pusat beban yang pada gilirannya akan berpengaruh terhadap biaya produksi. Dalam Tesis ini akan dilakukan analisa keterjaminan aliran daya dan biaya produksi pada sisem tenaga listrik di Bali didasarkan pada kualitas tegangan yang dipengaruhi oleh penempatan pembangkit di SRB tahun 2008 – 2017.

## 1.2 TUJUAN PENULISAN

Tujuan dari penulisan tesis ini adalah untuk mendapatkan keterjaminan aliran daya serta biaya produksi yang optimal dengan kualitas tegangan pada sistem 150 kV terjaga pada kisaran 142.5 kV-157.5 kV yang didasarkan pada prioritas pengoperasian pembangkit atau pasokan daya ke Sub Region Bali tahun 2008-2017.

### 1.3 METODOLOGI

Pada Tesis ini akan dilakukan studi literatur, diskripsi mengenai sistem tenaga listrik Sub Region Bali dan rencana pengembangannya, simulasi perencanaan sistem serta analisa terhadap data data hasil simulasi program aliran daya dan biaya produksi.

Langkah pertama adalah dengan melakukan studi aliran daya rencana pengembangan sistem tenaga listrik Bali tahun 2008-2017 untuk mengetahui kendala kendala yang ada. Perangkat lunak yang digunakan dalam simulasi adalah Power Sistem Simulator for Engineering (PSS/E) versi 30.3.2 buatan Siemens. Langkah langkah yang dilakukan adalah dengan melakukan studi aliran daya terhadap rencana PLN, selanjutnya dilakukan analisa terhadap setiap setiap perubahan yang terjadi selama periode tersebut dan dilakukan upaya upaya untuk memperbaiki kekurangan yang ada. Hasil dari studi aliran daya ini berupa skenario skenario untuk mendapatkan keterjaminan aliran daya.

Langkah kedua adalah menghitung biaya produksi rencana PLN dan biaya produksi setiap skenario yang dicoba dengan memasukkan semua kendala kendala aliran daya yang ada dalam setiap skenario. Perangkat lunak yang digunakan dalam simulasi ini adalah Production Simulation (Prosym) UI Version 2.19. Penghitungan biaya produksi dilakukan dengan memasukkan variabel variabel diantaranya bahan bakar, *heat rate*, kapasitas minimum dan maksimum pembangkit, kecepatan naik/turun daya (*ramp up/ramp down*) tiap jam, waktu minimum operasi dan berhenti (*minimum up time and down time*) dan beban sistem (*system load*). Model beban tahun 2008-2017 yang digunakan dalam studi diperoleh dari rencana beban PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali. Keluaran dari studi optimasi jumlah energi, jumlah kalor yang digunakan dan biaya produksi.

Untuk memperoleh sistem tenaga listrik di Bali dengan keterjaminan aliran daya yang baik dan biaya produksi yang optimal dilakukan dengan membandingkan kualitas tegangan dan biaya produksi setiap skenario. Pada akhirnya pengembangan sistem tenaga listrik di Bali dipilih pada model jaringan

yang memberikan keterjaminan aliran daya yang paling baik dengan biaya produksi yang paling rendah.

#### **1.4 BATASAN MASALAH**

Tesis hanya akan mengkaji mengenai pengaruh kendala kendala keterjaminan aliran daya pada sistem 150 kV pada sistem tenaga listrik Bali tahun 2008 terhadap biaya produksi per satuan energi tanpa memperhitungkan biaya transmisi serta biaya distribusi.

Pembahasan akan dibatasi pada:

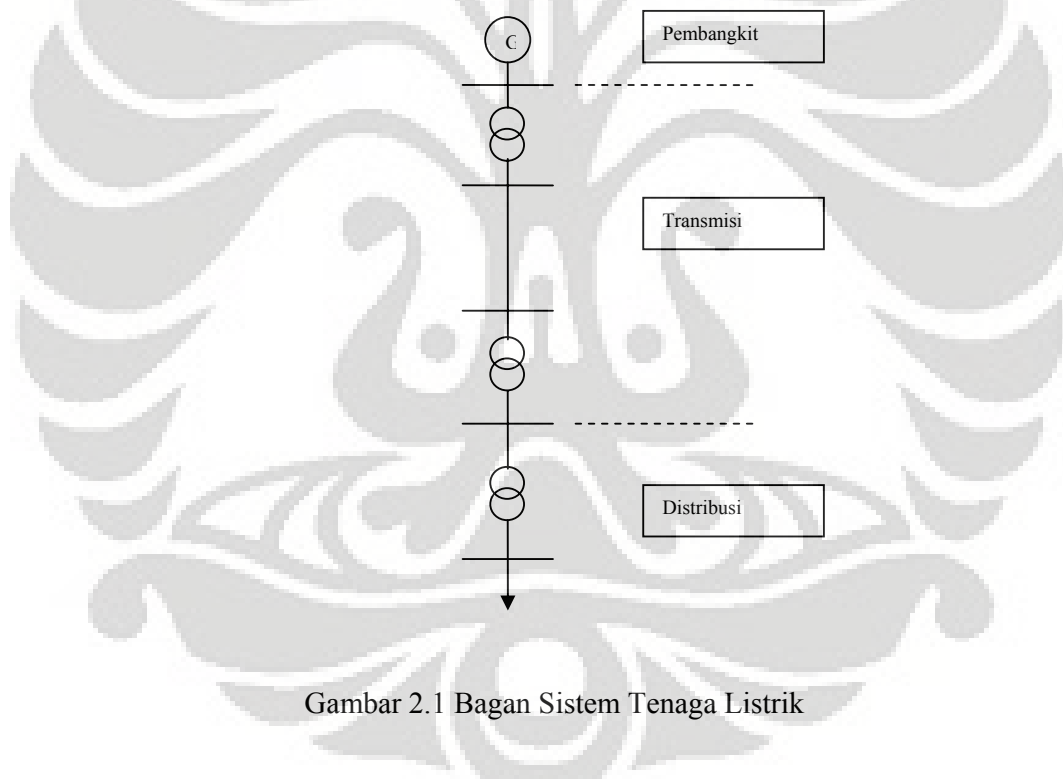
- Lokasi yang dibahas adalah Sub Region Bali.
- Kendala kendala aliran daya yang digunakan hanya memperhatikan besaran tegangan bus dan kemampuan penghantar.
- Batasan tegangan pada kondisi tunak pada sistem 150 kV dan 500 kV adalah  $\pm 5\%$ .
- Biaya yang dihitung hanya biaya variabel bahan bakar, sedangkan biaya investasi tidak dimasukkan dalam perhitungan biaya produksi.
- Program yang digunakan dalam simulasi produksi adalah Prosym sedangkan dan program aliran daya menggunakan PSS-E.
- Tidak ada kekurangan kapasitas pembangkit di Jawa.

#### **1.5 SISTEMATIKA PENULISAN**

Pembahasan tesis akan dibagi dalam lima bab, bab pertama merupakan pendahuluan yang terdiri dari latar belakang, tujuan, metodologi, batasan masalah serta sistematika penulisan, bab dua berisi teori-teori yang menjelaskan mengenai sistem tenaga listrik, karakteristik pembangkit, biaya produksi pembangkit, studi aliran daya, kendala kendala aliran daya bab tiga berisi penjelasan tentang sistem tenaga listrik Sub Region Bali serta pengembangannya di tahun 2008, bab empat membahas studi biaya produksi pembangkit Sub Region Bali tahun 2008 lalu ditutup bab lima dengan penutup.

## BAB II KERANGKA TEORI

Sistem tenaga listrik modern merupakan sistem yang kompleks yang terdiri dari pusat pembangkit, saluran transmisi dan jaringan distribusi yang berfungsi untuk menyalurkan daya dari pusat pembangkit ke pusat-pusat beban. Untuk memenuhi tujuan operasi sistem tenaga listrik, ketiga bagian yaitu pembangkit, penyaluran dan distribusi tersebut satu dengan yang lainnya tidak dapat dipisahkan.



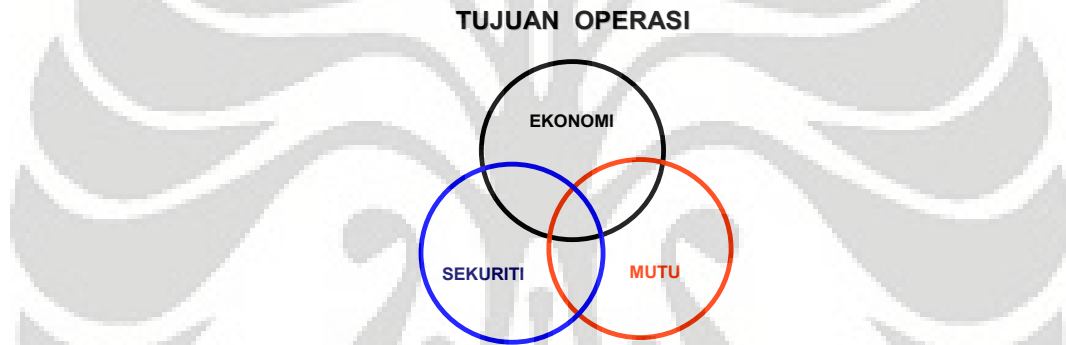
Terdapat tiga hal yang diperhatikan dalam pengoperasian listrik<sup>[1]</sup>, yaitu :

1. Ekonomi (*economy*).
2. Keandalan (*security*)
3. Kualitas (*quality*).

**Ekonomi** (*economy*) berarti listrik harus dioperasikan secara ekonomis, tetapi dengan tetap memperhatikan keandalan dan kualitasnya.

**Keandalan** (*security*) merupakan tingkat keamanan sistem terhadap kemungkinan terjadinya gangguan. Sedapat mungkin gangguan di pembangkit maupun transmisi dapat diatasi tanpa mengakibatkan pemadaman di sisi konsumen.

**Kualitas** (*quality*) tenaga listrik yang diukur dengan kualitas tegangan dan frekuensi yang dijaga sedemikian rupa sehingga tetap pada kisaran yang ditetapkan.



Gambar 2.2 Tujuan operasi sistem tenaga listrik

Didalam pelaksanaan pengendalian operasi sistem tenaga listrik, urutan prioritas dari sasaran diatas bisa berubah ubah tergantung pada kondisi *real time*. Pada saat terjadi gangguan, maka keamanan adalah prioritas utama sedangkan mutu dan ekonomi bukanlah hal yang utama. Demikian juga pada saat keamanan dan mutu sudah bagus, maka selanjutnya ekonomi harus diprioritaskan.

Efisiensi produksi tenaga listrik diukur dari tingkat biaya yang digunakan untuk membangkitkan tenaga listrik. Hal yang paling mudah dalam optimasi biaya produksi tenaga listrik adalah dengan sistem *Merit Order*. *Merit order* ini adalah suatu metode dimana pembangkit dengan biaya yang paling murah akan

diprioritaskan untuk beroperasi dibandingkan dengan yang lebih mahal, sampai beban tenaga listrik tercukupi.

Dalam pelaksanaan tidak selalu dapat dilakukan seperti itu, adanya kendala keterbatasan kemampuan jaringan (*bottle neck*) juga mengakibatkan adanya pembangkit yang lebih mahal harus beroperasi karena pembangkit yang murah tidak dapat disalurkan sampai di sistem tersebut. Keterbatasan sumber energi primer juga dapat menyebabkan pembangkit murah tidak dapat dioperasikan terus menerus.

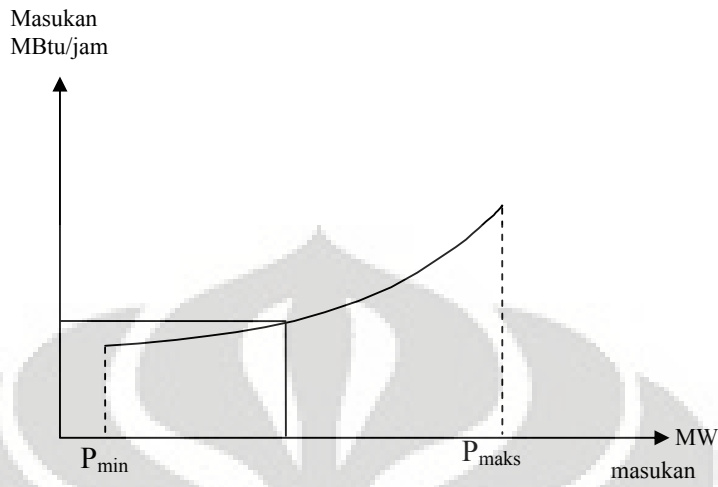
## **2.1 PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK**

Pembangkit-pembangkit dalam suatu sistem tenaga listrik dibagi dalam 2 kelompok besar, yaitu kelompok pembangkit listrik termal dan kelompok pembangkit hidro atau tenaga air. Pembangkit listrik termal dapat berupa Pusat Listrik Tenaga Uap (PLTU), Pusat Listrik Tenaga Nuklir (PLTN), Pusat Listrik Tenaga Gas (PLTG), Pusat Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU), dan sebagainya.

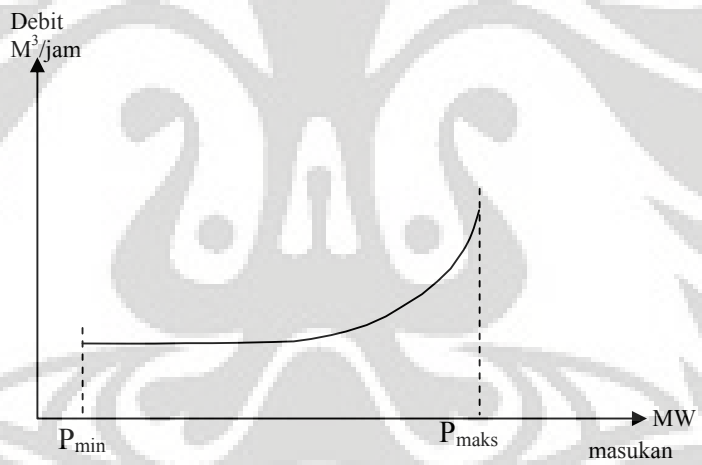
### **2.1.1 Kurva Masukan Keluaran**

Karakteristik suatu pembangkit ditunjukkan oleh kurva masukan keluarannya. Kurva masukan keluaran menggambarkan besarnya masukan yang harus diberikan kepada pembangkit listrik sebagai fungsi dari keluarannya. Kurva ini didapat melalui test pembebanan terhadap unit dari minimum sampai beban maksimum. Pada pembangkit listrik termal, masukannya adalah bahan bakar yang dinyatakan dalam satuan energi per jam dengan keluaran daya yang dibangkitkan (MW). Sedangkan untuk pembangkit hidro atau tenaga air, masukannya adalah jumlah air yang masuk dinyatakan dalam m<sup>3</sup>/jam dan keluarannya adalah daya yang dibangkitkan dalam MW.

Kurva masukan keluaran pembangkit listrik termal dan hidro ditunjukkan dalam gambar 2.1 dan 2.2 seperti berikut<sup>[2]</sup> :



Gambar 2.3 Kurva Masukan Keluaran Pembangkit Listrik Termal



Gambar 2.4 Kurva Masukan Keluaran Pembangkit Listrik Hidro

Kurva masukan keluaran ini juga dapat dinyatakan dengan fungsi polinomial. Bentuknya hampir linier sehingga apabila dinyatakan dengan fungsi polinomial, suku dengan pangkat 2 ke atas adalah kecil. Kurva masukan keluaran tidak melalui titik nol karena adanya biaya putar pembangkit pada beban nol.



### 2.1.2 Biaya Produksi Pembangkit

Biaya pokok produksi pembangkitan tenaga listrik atau biaya operasi terdiri dari dua jenis, yaitu<sup>[3]</sup>:

1. Biaya tetap (fixed cost)
2. Biaya variabel (variable cost)

**Biaya tetap** adalah biaya yang selalu ada walaupun unit pembangkit tidak dalam kondisi beroperasi (tidak ada produksi kWh). Biaya ini terdiri dari: biaya pegawai, biaya administrasi, biaya bunga, biaya modal, dan perubahan nilai tukar mata uang asing terhadap rupiah yang disebut komponen A, serta biaya tetap operasi dan pemeliharaan yang disebut komponen B.

**Biaya variabel** adalah biaya yang muncul ketika unit pembangkit beroperasi, yaitu biaya bahan bakar dan biaya pemeliharaan. Besarnya biaya variabel ini tergantung kepada banyaknya produksi kWh. Biaya variabel ini dapat dinyatakan dalam satuan Rp./kWh. Istilah lain untuk biaya variabel ini adalah biaya energi atau harga energi. Biaya variabel bahan bakar adalah biaya untuk pembelian bahan bakar atau disebut komponen C. Sedangkan biaya variabel pemeliharaan disebut komponen D.

Besarnya energi tiap satuan waktu yang digunakan untuk membangkitkan daya listrik disebut heat rate (H). Persamaan heat rate adalah<sup>[2]</sup>:

$$H = a + bP + cP^2 \quad 2.1$$

Dimana: H = *heat rate* (Mbtu/jam)  
P = daya keluaran (MW)  
a,b = konstanta

Jika persamaan dikalikan dengan biaya bahan bakar (C), maka akan didapat biaya per satuan waktu F(P).

$$\begin{aligned} F(P) &= H(P) \times C \\ &= C (a + bP + cP^2) \end{aligned} \quad 2.2$$

Dimana:  $F(P)$  = biaya produksi per jam  
 $C$  = harga bahan bakar (R/MBtu)

### 2.1.3 Kendala Pembangkit Termal

Unit termal biasanya memerlukan tim kerja untuk mengoperasikannya, khususnya pada saat menghidupkan dan mematikan pembangkit. Pada saat *start*, perubahan temperatur harus secara bertahap dan ini memerlukan waktu sampai unit dapat beroperasi. Kendala-kendala yang muncul dalam pengoperasian pembangkit termal seperti<sup>[2]</sup>:

- *Minimum up time*, yaitu batasan minimum unit termal beroperasi.
- *Minimum down time*, yaitu batasan minimum waktu padam dihitung setelah unit dimatikan.
- Jumlah karyawan yang diperlukan untuk menjalankan pembangkit.

## 2.2 PENYALURAN TENAGA LISTRIK

Pada sistem tenaga listrik yang besar, pembangkit listrik dengan kapasitas besar kebanyakan dibangun tidak berdekatan dengan pusat beban karena alasan dampak terhadap lingkungan ataupun karena ketersediaan energi primernya. Untuk menyalurkan energi dari pembangkit pembangkit tersebut ke pusat beban diperlukan suatu saluran transmisi atau interkoneksi.

Sistem interkoneksi tenaga listrik adalah sistem yang terdiri dari pusat pembangkit listrik dan gardu induk-gardu induk yang dihubungkan satu sama lain melalui saluran transmisi untuk melayani beban yang ada di gardu induk. Keuntungan dari sistem interkoneksi adalah akan diperoleh keandalan dan keekonomian biaya operasi yang lebih baik dari sistem terpisah. Kekurangannya adalah biaya investasi menjadi lebih mahal dan gangguan pada sebagian dari sistem dapat meluas sehingga seluruh sistem terganggu.

Kebalikan dari sistem interkoneksi adalah sistem terisolir atau *distributed generation* yaitu sistem tenaga listrik dengan pembangkit-pembangkit skala kecil yang langsung mensuplai ke pusat beban tanpa melalui jaringan transmisi yang

rumit. Keuntungan dari distributed generation adalah menghindarkan terjadinya gangguan yang meluas selain itu juga pembangkit pembangkit dengan skala kecil dapat memanfaatkan energi terbarukan. Kekurangannya adalah sistem yang kecil memiliki enersia yang kecil sehingga gangguan kecil dapat mengganggu stabilitas sistem.

Permasalahan permasalahan yang timbul pada penyaluran tenaga listrik adalah:

- Permasalahan aliran daya.
- Permasalahan optimasi pembebanan pembangkit, dan
- Permasalahan kontrol sistem.

### 2.2.1 Studi Aliran Daya

Studi aliran daya merupakan bagian yang sangat penting dalam perencanaan sistem tenaga listrik. Beberapa metode telah dikembangkan dalam studi aliran daya ini yaitu metode Gauss Seidel, metode Newton Raphson dan metode *Fast Decouple*. Tujuan utama dari studi aliran daya adalah <sup>[4][7]</sup>:

1. Untuk mengetahui daya aktif dan reaktif tiap pembangkit.
2. Untuk mengetahui besar tegangan dan sudut phase pada setiap bus.
3. Untuk mengetahui daya aktif dan daya reaktif yang mengalir pada setiap komponen tenaga listrik (penghantar dan transformator).

Oleh karena itu dalam studi aliran daya diperlukan suatu proses perhitungan yang sistematis melalui model jaringan dan persamaan aliran daya.

Berdasarkan hukum Kirchoff untuk arus, maka besar arus yang masuk dan keluar dari suatu titik simpul sama dengan nol.

$$I_i = \sum Y_{ij} V_j$$

2.3

Dalam bentuk matriks:

$$[I_i] = [Y_{ij}] [V_j] \quad 2.4$$

Elemen dari  $Y_{ij}$  adalah:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| (\cos \theta_{ij} + j \sin \theta_{ij}) \quad 2.5$$

Tegangan pada bus  $i$  dalam bentuk polar:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad 2.6$$

Dan tegangan pada bus  $j$  adalah :

$$V_j = |V_j| \angle \delta_j = |V_j| (\cos \delta_j + j \sin \delta_j) \quad 2.7$$

Daya aktif dan reaktif pada bus  $i$  adalah:

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad 2.8$$

$$\text{Atau } I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad 2.9$$

Dengan mensubstitusikan persamaan 2.9 ke pers 2.3

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j ; \quad i = 1, 2, \dots, n \quad 2.10$$

Dari persamaan diatas terlihat bahwa persamaan aliran daya bersifat tidak linier dan penyelesaiannya adalah dengan metode iteratif. Metode Newton Raphson digunakan untuk penyelesaian daya karena lebih cepat mencapai konvergen tanpa mengabaikan nilai resistansi dari jaringan.

### 2.2.2 Metode Newton Raphson.

Metode Newton Raphson<sup>[4]</sup> digunakan untuk menyelesaikan persamaan aliran daya pada persamaan 2.10.

Akan diselesaikan fungsi  $f(x) = K$

Didalam metode Newton  $x$  awal disebut dengan  $x^0$ . Kesalahan (error) adalah selisih nilai antara  $K$  dengan  $f(x^0)$ , yang disebut  $\varepsilon$ , sehingga:

$$f(x^0) + \varepsilon = K$$

agar nilai kesalahan  $\varepsilon$  mendekati nol digunakan metode ekspansi Taylor.

$$f(x^0) + \frac{df(x^0)}{dx} \Delta x + \varepsilon = K \quad 2.11$$

Agar  $\varepsilon$  menjadi nol,

$$\Delta x = \left( \frac{df(x^0)}{dx} \right)^{-1} [K - f(x^0)] \quad 2.12$$

Persamaan aliran daya yang merupakan fungsi tidak linier diselesaikan dengan metode Newton Raphson.

Bila persamaan hukum arus Kirchoff dalam persamaan 2.3, dituliskan dalam bentuk polar, maka:

$$I_i = \sum |Y_{ij} V_j| \angle (\theta_{ij} + \delta_j) \quad 2.13$$

Daya kompleks pada bus  $i$  adalah:

$$P_i - j Q_i = |V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij} V_j| \angle (\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad 2.14$$

Daya aktif pada bus  $i$ ;

$$P_i = |V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij} V_j| \cos (\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i); \quad 2.15$$

Daya reaktif pada bus  $i$  =

$$Q_i = - |V_i| \sum_{n=1}^N |Y_{ij} V_j| \sin (\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad 2.16$$

Persamaan tidak linier diatas dapat diselesaikan dengan menggunakan matriks Jacobian. Matriks Jacobian adalah turunan partial dari persamaan 2.15 dan 2.16 terhadap sudut  $\delta^{(k)}$  dan tegangan  $|V^k|$  dalam bentuk sederhana dapat ditulis:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{(i)} \\ \Delta Q_{(i)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J1_{(i)} & J2_{(i)} \\ J3_{(i)} & J4_{(i)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{(i)} \\ \Delta V_{(i)} \end{bmatrix} \quad 2.17$$

Dimana :

Elemen dari matriks Jacobian:

Untuk  $n \neq k$

$$\begin{aligned} J1_{ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = V_i Y_{ij} V_j \sin(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \\ J2_{ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \\ J3_{ij} &= \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -V_i Y_{ij} V_j \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \\ J4_{ij} &= \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = V_i Y_{ij} \sin(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \end{aligned} \quad 2.18$$

Untuk  $n=k$

$$\begin{aligned} J1_{ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} V_j \sin(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \\ J2_{ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i Y_{ii} \cos \theta_{ij} + \sum_{n=1}^N Y_{ij} V_n \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \\ J3_{ij} &= \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = V_i \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N Y_{ij} V_n \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \\ J4_{ij} &= \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = -V_i Y_{ii} \sin \theta_{ij} + \sum_{n=1}^N Y_{ij} V_n \sin(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \end{aligned} \quad 2.19$$

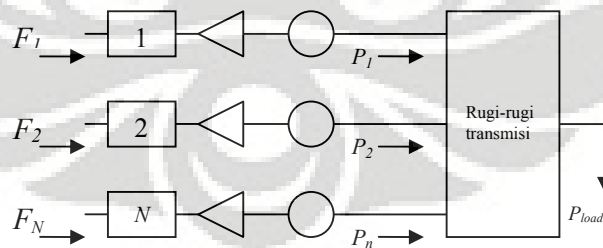
Perhitungan akan konvergen bila nilai  $\Delta P$  dan  $\Delta Q$  lebih kecil dari error yang ditetapkan

Dalam studi aliran daya ada tiga penggolongan bus yaitu:

1. Bus beban, pada rel ini besarnya daya aktif dan daya reaktif telah diketahui misalnya data dari realisasi pengukuran daya pada waktu lampau. Sedangkan besarnya tegangan dan sudut daya adalah besaran yang dihitung.
2. Bus pengatur tegangan, pada rel ini terdapat generator yang besaran tegangan dan daya aktifnya telah diketahui, sedangkan besar daya reaktif dan sudut daya tidak diketahui.
3. Bus ayun, rel ini merupakan rel generator, pada rel ini daya aktifnya dibiarkan mengayun. Disini sudut tegangan dijadikan referensi untuk sudut tegangan rel yang lain. Jadi pada rel ayun nilai tegangan dan sudut daya tetap sedangkan besaran daya aktif dan reaktif yang dihitung.

### 2.3 PENGIRIMAN EKONOMIS<sup>[2]</sup>

Sebuah sistem tenaga listrik yang terdiri dari beberapa unit pembangkit yang terhubung pada rel tunggal untuk melayani beban  $P_{load}$  seperti pada gambar 2.5.  $P_i$  merupakan daya keluaran unit ke  $i$  dengan biaya (cost rate)  $F_i$ , total biaya sistem adalah jumlah dari biaya masing masing unit. Kendala yang mendasar dari pengoperasian sistem tenaga listrik adalah bahwa total keluaran dari pembangkit harus sama dengan kebutuhan beban.



Gambar 2.5  $N$  buah unit termal yang melayani beban  $P_{load}$

Secara matematis dapat dikatakan permasalahannya sangat mendasar bahwa fungsi obyektif dari  $F_T$  sama dengan biaya total untuk mensuplai beban.

Permasalahannya adalah bagaimana meminimalkan  $F_T$ , terhadap kendala bahwa jumlah daya yang dibangkitkan harus sama dengan yang dibutuhkan beban. Apabila rugi rugi transmisi diabaikan dan pembebanan tidak keluar dari batas batas operasi normal, maka:

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N \quad 2.20$$

$$= \sum_{i=1}^N F_i(P_i)$$

$$\phi = 0 = P_{\text{load}} + P_{\text{loss}} - \sum_{i=1}^N P_i \quad 2.21$$

Permasalahan kendala operasi dapat diselesaikan dengan menggunakan fungsi Lagrange[2].

$$\mathcal{L} = F_T + \lambda \phi \quad 2.22$$

Turunan parsial fungsi Lagrange terhadap daya akan menghasilkan :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_i} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_i} \right) = 0 \quad 2.23$$

Atau

$$\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} + \lambda \frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_i} = \lambda \quad 2.24$$

Pengiriman ekonomis tercapai pada nilai lambda ( $\lambda$ ) yang sama.

### 2.3.1 Kendala Transmisi

Saluran transmisi memegang peranan yang penting dalam pengiriman daya yang aman dan optimal. Keterbatasan kemampuan pada saluran transmisi akan dapat mengakibatkan<sup>[5]</sup>:



1. Ketidak sanggupannya mengakses sumber energi terbarukan.
2. Ketidak sanggupannya untuk mendapatkan sumber energi yang bervariasi.
3. Harga listrik mahal.
4. Memerlukan cadangan yang besar.
5. Sejumlah pembangkit menjadi unit harus operasi (*must run*).

### 2.3.2 Kendala Keterjaminan Pengiriman Daya

Aliran Daya Optimal adalah pengiriman daya ekonomis dengan memperhatikan keseluruhan kendala-kendala yang ada pada sistem. Hal tersebut berbeda dengan optimasi pengiriman ekonomis pada persamaan 2.24 di atas dimana optimasi hanya memperhatikan satu kendala yaitu rugi-rugi penyaluran. Dalam penyaluran daya optimum kendala-kendala yang dapat mempengaruhi, antara lain <sup>[3]</sup>:

- Batas daya aktif pembangkit  $P_{\min} \leq P_i \leq P_{\max}$
- Batas daya reaktif pembangkit  $Q_{\min} \leq Q_i \leq Q_{\max}$
- Batas tegangan bus  $V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max}$
- Batas aliran daya pada transmisi atau transformator  $MVA_{\min} \leq MVA_i \leq MVA_{\max}$

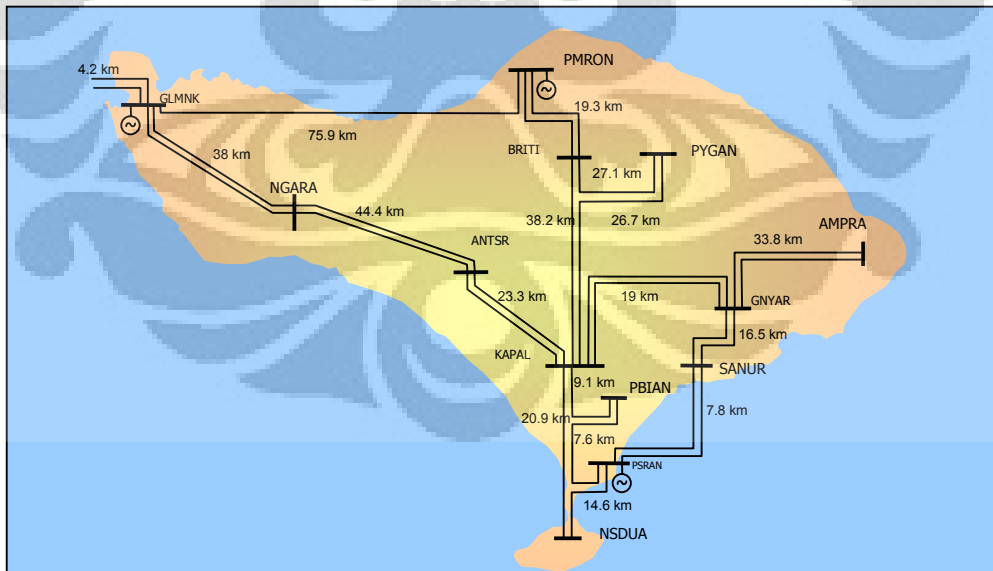
# BAB III

## SISTEM TENAGA LISTRIK SUB REGION BALI TAHUN 2008-2017

### 3.1. GAMBARAN UMUM

Sub Region Bali (SRB)<sup>[8]</sup> merupakan bagian dari sistem interkoneksi Jawa Madura dan Bali yang mensuplai PLN Distribusi Bali. Pada tahun 2007 total kapasitas pembangkit di Bali sebesar 367 MW ditambah transfer daya dari Jawa melalui Saluran Kabel Laut (SKLT) 210 MW sehingga daya mampu netto (DMN) di sub region Bali sebesar 577 MW. Beban puncak yang pernah tercapai adalah 454.6 MW yang terjadi pada tanggal 26 Nopember 2007. Dari beban tersebut sekitar 70% beban berada di Bali bagian selatan disekitar Denpasar.

Tanggung jawab yang dilaksanakan PT PLN (Persero) Sub Region Bali meliputi pengusahaan transmisi dan pengaturan beban di Sub Region Bali. Gambaran sistem yang dikelola dan peta jaringan dapat dilihat pada gambar 3.1



Gambar 3.1 Topologi Jaringan Sub Segion Bali

### 3.1.1. Pembangkitan

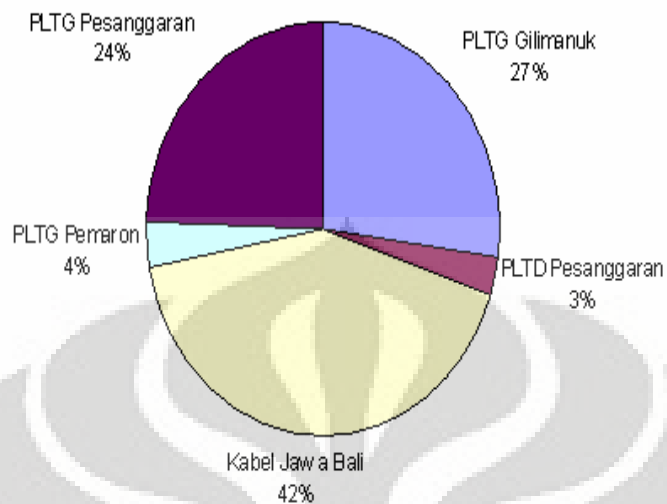
Pembangkit-pembangkit yang beroperasi di Sub Region Bali semuanya merupakan pembangkit termal yang terdiri dari Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) dan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) dengan bahan bakar HSD (High Speed Diesel) sehingga biaya pembangkitan di Bali relatif mahal. Semua pembangkit di Bali dikelola oleh PT. Indonesia Power. Disamping itu untuk mencukupi kebutuhan beban, Pulau Bali juga dipasok dari Jawa melalui Saluran Kabel Laut (SKLT) dengan rincian DMN dalam tabel 3.1 di bawah ini<sup>[9]</sup> :

Tabel 3.1. DMN Pembangkitan di Sub Region Bali tahun 2008

Pembangkit	Kapasitas MW	Min	Maks	Jumlah	Total MW
PLTD Pesanggaran	3	3	3	1	3
	4	4	4	5	20
	5	5	5	2	10
	9	9	9	2	18
PLTG Pesanggaran	17	17	17	2	34
	36	26	36	2	72
PLTG Gilimanuk	130	70	130	1	130
PLTG Pamaran	40	20	40	2	80
Total pembangkit Bali					367
Kabel laut	105			2	210
Total kapasitas					577

Sumber : "Rencana Operasi Tahun 2007", P3B JB – BOS

Kontribusi penyediaan energi listrik di Bali dilihat dari sumber pasokannya dapat dilihat pada gambar 3.2



Gambar 3.2 Kontribusi Pasokan Energi di Bali dari tahun 2007

### 3.1.2. Penyaluran

Sistem penyaluran di pulau Bali menggunakan sistem tegangan 150 kV, dengan rincian seperti pada tabel 3.2<sup>[9]</sup>.

Tabel 3.2. Komposisi Penyaluran SRB 2007

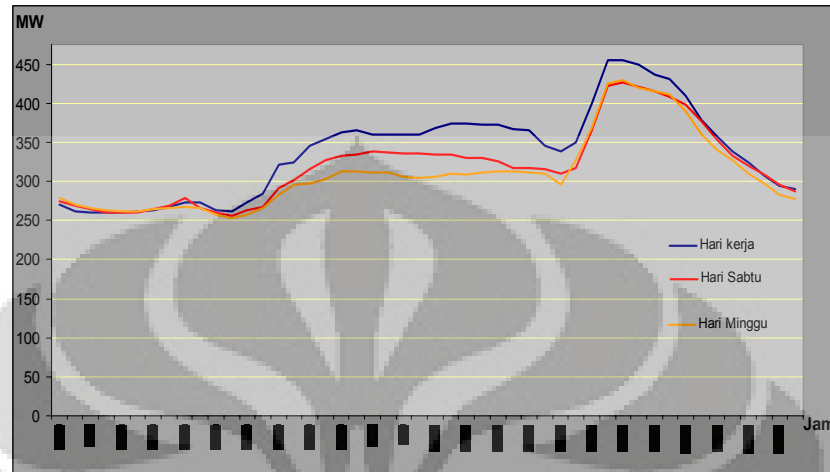
Instalasi	Unit	Kapasitas
Gardu Induk	13 buah	
Trafo Distribusi	30 buah	901 MVA
Saluran Transmisi	32 sirkit	637.32 kms

Sumber : "Rencana Operasi Penyaluran 2007", PLN P3B Jawa Bali

### 3.1.3. Karakteristik Beban

Secara umum karakteristik beban Sub Region Bali rendah pada siang hari dan beban puncak terjadi pada malam hari. Karakteristik beban sistem kelistrikan Bali pada hari kerja, Sabtu, Minggu dan hari libur seperti ditampilkan pada gambar 3.3 dibawah. Beban tertinggi Sub Region Bali yang pernah tercapai adalah 454.6 MW yang terjadi pada tanggal 26 Nopember 2007, sedangkan beban

tertinggi siang hari sebesar 373.9 MW yang terjadi pada tanggal 26 Nopember 2007<sup>[9]</sup>.



Gambar 3.3 Kurva Beban Harian Sub Region Bali tahun 2007

#### 3.1.4. Pola Operasi

Dalam kondisi operasi normal, Sub Region Bali pada periode beban rendah kebutuhan beban disuplai dari PLTG Gilimanuk, PLTG Pesanggaran dan transfer daya dari Jawa melalui kabel laut 2 x 105 MW, sedangkan pada periode beban puncak, kapasitas ditambah dengan menjalankan PLTG/D Pesanggaran dan PLTG Pamaron<sup>[6]</sup>.

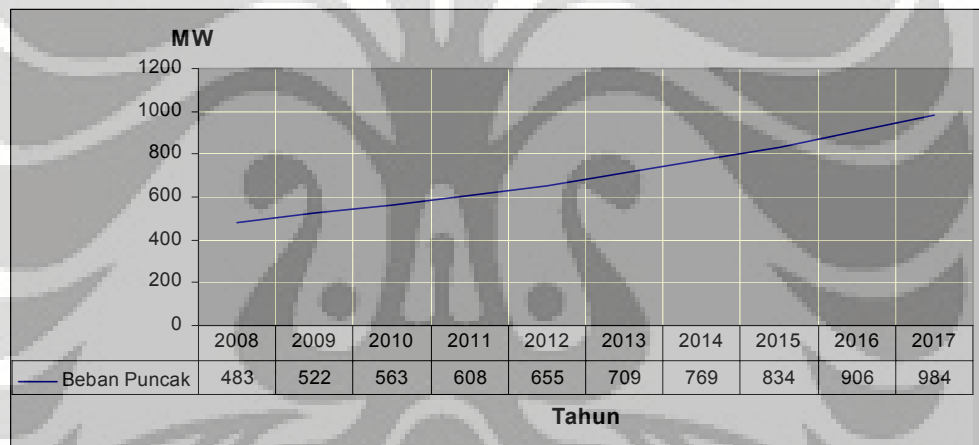
Operasi sistem tenaga listrik Sub Region Bali terdiri dari dua herarki yaitu yang pertama Java Control Center (JCC) yang berkedudukan di Gandul Depok dan yang kedua adalah Region Control Centre (RCC) sedangkan khusus di Bali dibentuk Sub Region Bali. Sub region Bali secara teknis seperti Region, tetapi secara administratif dibawah Region Jawa Timur yang berkedudukan di Waru Surabaya.

Untuk pengoperasian pembangkit yang menyangkut start stop PLTG Gilimanuk 130 MW dan PLTG Pamaron 2x40 MW wewenang ada di petugas pengendali JCC. Perintah *start* dan *stop* kedua pembangkit tersebut dilakukan petugas pengendalian sistem Jawa Bali melalui petugas pengatur Sub Region

Bali, sedangkan PLTD Pesanggaran dan PTLG Pesanggaran menjadi tanggung jawab Sub Region Bali didasarkan pada rencana operasi harian yang disusun SRB.

### 3.2. RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM

Sub Region Bali selalu berkembang dengan pertumbuhan 7.7 – 8.6 % pertahun<sup>[10]</sup>. Prakiraan beban puncak tahunan dari tahun 2008 sampai 2017 dapat dilihat pada gambar 3.4 di bawah<sup>[6]</sup>. Untuk memperoleh beban harian per setengah jam, PLN P3B menggunakan metode koefisien dari beban puncak tahunan. Sedangkan beban harian yang digunakan dalam simulasi merupakan hasil hasil hitungan jadi dari PLN P3B.



Gambar 3.4 Prakiraan Beban Puncak Tahunan SRB tahun 2008-2017

Dari gambar diatas diketahui dalam sepuluh tahun kedepan beban Bali akan naik dua kali lipat dari beban saat ini. Karena itu PLN P3B telah membuat rencana dalam bentuk RUPTL tahun 2008-2017. Ada dua alternatif yang akan dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Bali, yaitu:

- **Alternatif pertama** pembangkitan Bali mandiri, yaitu kebutuhan pembangkit di Bali akan dipenuhi dari pembangkit di Bali. Dalam hal ini alternatif yang dapat dibangun diantaranya: PLTU Bali Utara, PLTU Bali Timur, PLTP Bedugul, PLTGU Pesanggaran

- *Alternatif kedua* adalah tetap *net import*, yaitu kebutuhan energi listrik di Bali dipenuhi dari pembangkit di Jawa melalui transfer kabel laut ataupun SUTET 500 kV.

### 3.2.1. Penambahan Pembangkit Tahun 2008 – 2017

Pengembangan kapasitas penyediaan tenaga listrik sistem Jawa Bali mengacu pada pertumbuhan ekonomi nasional yang dicanangkan pemerintah yaitu rata-rata 6% pertahun untuk periode 2008 – 2017, dengan elastisitas pertumbuhan listrik adalah 1.2 sampai dengan 1.5 kali pertumbuhan ekonomi nasional. Pengembangan tersebut diutamakan untuk menyelesaikan krisis penyediaan tenaga listrik, meningkatkan cadangan serta terpenuhinya *margin* cadangan.

Untuk memenuhi pertumbuhan energi dan beban di Sub Region Bali sampai dengan tahun 2017 diperlukan tambahan pembangkit baru kurang lebih sebesar 1.000 MW. Di antara pembangkit yang akan segera dibangun adalah PLTU Celukan Bawang di Bali utara, PLTU Bali timur, PLTGU Pesanggaran, PLTGU Gilimanuk dan PLTP Bedugul. Rencana penambahan pembangkit di Bali tahun 2008-2017 seperti pada tabel 3.3<sup>[6]</sup>:

Tabel 3.3 Tambahan Pembangkit Listrik di Bali tahun 2008 – 2017

Nama Pembangkit	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PLTU Bali Utara (MW)			260	130						
PLTP Bedugul (MW)				10						
PLTU Bali Timur (MW)				100	100					
Total	0	0	260	240	100					

Sumber: "Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik P3B Jawa Bali 2008-2017", tahun 2007

Pemilihan lokasi tersebut didasarkan pada kondisi geografis untuk memudahkan suplai bahan bakar sedangkan pemilihan kapasitas pada nominal maksimum 130 MW untuk menjaga stabilitas sistem sehingga bila terjadi gangguan sebuah pembangkit terbesar keluar dari sistem maka tidak akan berdampak serius terhadap sistem Bali.

### 3.2.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Tahun 2008 – 2017

Pembangunan dan pengembangan saluran transmisi secara umum diarahkan kepada tercapainya keseimbangan antara kapasitas pembangkitan di hulu dan permintaan daya pada distribusi di hilir secara efisien, memperkuat fleksibilitas operasi disamping itu juga sebagai usaha untuk mengatasi keterbatasan penyaluran dan perbaikan kualitas tegangan. Pengembangan sistem transmisi dapat dilakukan bila pembebanan sama atau lebih besar 70% dari kapasitas peralatan.

Untuk memperkuat Sub Region Bali dan mengurangi kendala kendala jaringan, PLN P3B Jawa Bali akan membangun transmisi baru di Bali pada tahun 2009. Rincian penambahan Saluran 150 kV di Bali dapat dilihat pada tabel 3.4 di bawah.

Tabel 3.4 Rencana Penambahan Saluran 150 kV Sub Region Bali

Tahun	Dari	Ke	Teg	panjang kms	Type
2009	Ketapang	Gilimanuk	150	5	Kabel
2009	Celukan Bawang	Kapal	150	60	2xTACSR410
2009	Gianyar	Amlapura	150	33.8	TACSR 330
2009	Pesanggaran	Kapal	150	14	TACSR 330
2009	Bali timur	Amlapura	150	10	1 x Zebra
2009	Bedugul	Baturiti	150	5	1xHawk
2016	Paiton	Kapal	500	220	4xDove

Sumber: "Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik P3B Jawa Bali tahun 2008-2017".

Tahun 2007



### 3.2.3. Neraca Daya

Tabel 3.5 Prakiraan Neraca Daya Sub Region Bali 2008 - 2017

Item	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Kapasitas terpasang (MW)	577	577	682	902	1142	1142	1142	1142	1142	1642
Kapasitas tambahan (MW)	0	105	260	240	100				500	
Pengurangan Kapasitas (MW)			40							
Kapasitas terpasang total (MW)	577	682	902	1142	1242	1142	1142	1142	1642	1642
Beban puncak (MW)*	483	522	563	608	655	709	769	834	906	984
Pertumbuhan beban puncak (%)	8.25	7.96	7.98	7.92	7.72	8.37	8.43	8.5	8.58	8.65

Sumber : "RUPTL P3B Jawa Bali 2008-2017" tahun 2007

\* "RUPTL Distribusi Bali 2008-2017" tahun 2007

## **BAB IV**

### **STUDI KETERJAMINAN ALIRAN DAYA DAN BIAYA PRODUKSI PLN SUB REGION BALI TAHUN 2008-2017**

Analisa keterjaminan aliran daya dan biaya produksi listrik di PLN Sub Region Bali tahun 2008-2017 dilakukan dari hasil simulasi studi aliran daya dan simulasi biaya produksi. Studi aliran daya dilakukan dengan program PSS/E (Power System Simulator for Engineering) versi 30.3.2 buatan Siemens sedangkan studi biaya produksi dengan program ProSym® versi 3.5.08 buatan HESI (Henwood Energy Services Inc.) yang sudah digunakan oleh PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali.

Simulasi biaya produksi hanya memperhitungkan biaya variabel bahan bakar karena studi dalam tesis ini lebih ditekankan pada prioritas pengoperasian pembangkit atau transfer dari Jawa yang telah direncanakan PLN Sub Region Bali tahun 2008 sampai tahun 2017. Studi dan analisa diperlukan untuk mendapatkan gambaran biaya produksi energi yang optimal pada sistem tenaga listrik dengan kondisi-kondisi sistem yang ada.

#### **4.1. DATA DATA YANG DIPERLUKAN**

Studi aliran daya dilakukan dengan memasukkan data data antara lain:

1. Data generator.
2. Data beban.
3. Data bus
4. Data percabangan (transmisi, reaktor dan transformator).

Keluaran dari studi aliran daya yang selanjutnya digunakan untuk studi biaya produksi adalah batas pembebanan pembangkit dan pembebanan saluran transmisi sehingga kualitas tegangan memenuhi persyaratan yang ditentukan.

Asumsi yang digunakan dalam studi aliran daya adalah:

1. Tegangan di sisi pembangkit ditetapkan 1.02 per unit untuk menghindari tegangan yang terlalu tinggi pada saat beban rendah.
2. Perbandingan daya aktif dan daya reaktif beban pada setiap tingkat pembebanan sama (constant P/Q).
3. Nilai tegangan pada sistem 150 kV antara 142.5 kV – 157.5 kV.  
Mengacu pada negara dengan standar tegangan  $\pm 5\%$  tegangan nominal seperti Philipina<sup>[12]</sup>, Inggris<sup>[13]</sup>, Australia<sup>[14]</sup>

Sedangkan untuk melakukan simulasi produksi, data data yang diperlukan sebagai masukan adalah:

1. Data beban setiap jam Sub Region Bali tahun 2008-2017.
2. Data sistem.
3. Kendala kendala seperti *unit must run*, pembatasan transfer daya, pembatasan sumber energi dan sebagainya.
4. Data variabel pembangkit listrik antara lain:
  - *Utility*
  - *TransArea*
  - *CapacityMin*
  - *CapacityMax*
  - *MinUp*
  - *MinDown*
  - *RampRate*
  - *HeatRate*
  - *Fuel*
  - *Commit*

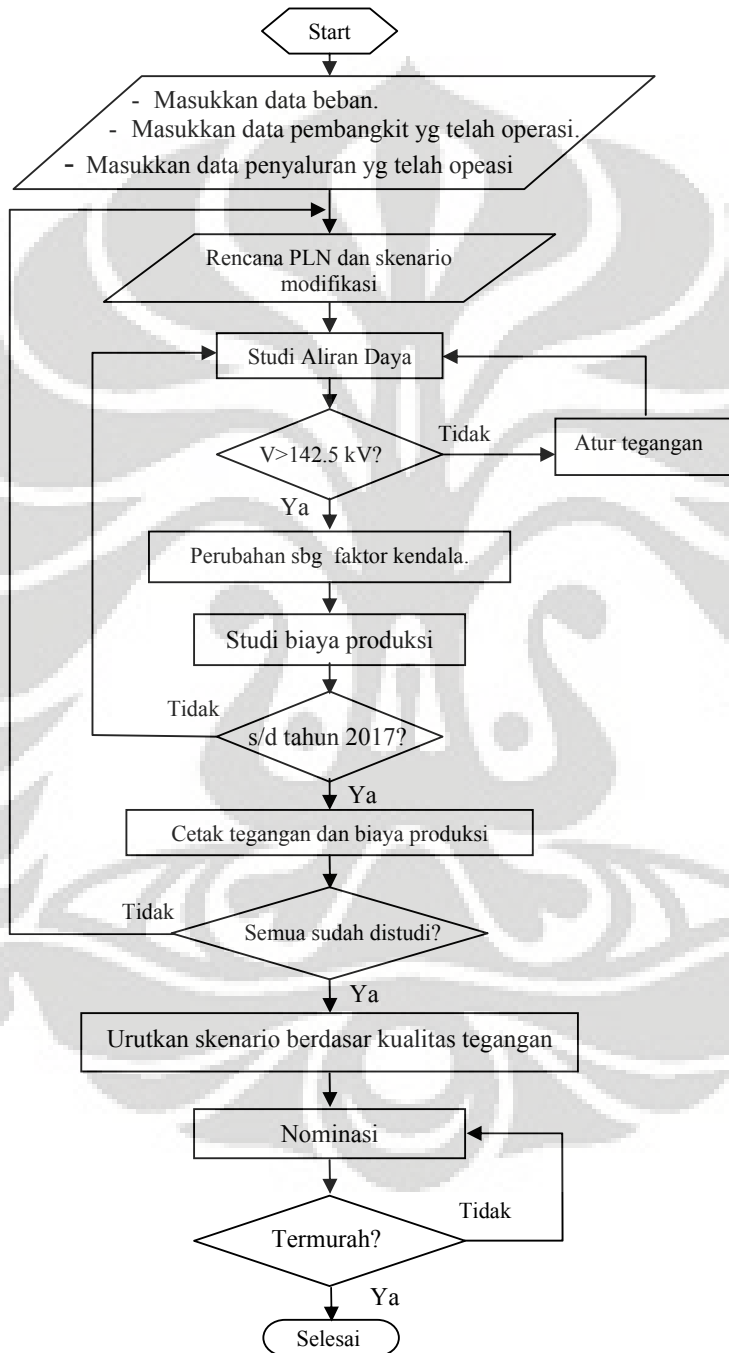
Dan sebagainya

Sedangkan asumsi-asumsi yang digunakan dalam studi biaya produksi adalah:

1. Biaya produksi energi listrik yang ditransfer dari Jawa adalah biaya produksi dari Pembangkit Paiton.
2. Kenaikan beban setiap tahun di setiap gardu induk proporsional terhadap kenaikan beban Sub Region Bali.
3. Jadwal pemeliharaan sama untuk setiap tahun.
4. Tidak ada kendala pembangkit.
5. Bahan bakar yang digunakan HSD 9100 kkal/liter harga Rp.7645.00,-/liter dan batubara 5100 kkal/kg dengan harga Rp.320.00,-/kg sesuai harga bulan Maret 2008<sup>[15][16]</sup>.

## 4.2. PROSES SIMULASI

Algoritma analisa keterjaminan aliran daya dan biaya produksi PLN Sub Region Bali tahun 2008-2017 seperti pada gambar 4.1



Gambar 4.1 Algoritma Analisa Keterjaminan Aliran Daya dan Biaya Produksi

### 4.3. HASIL SIMULASI RENCANA PLN TAHUN 2008-2017

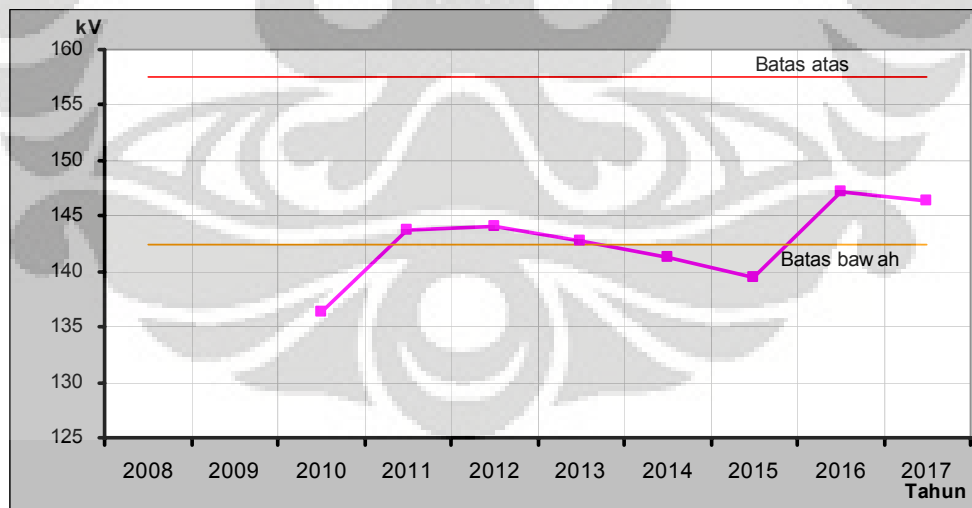
Hasil simulasi keterjaminan aliran daya dan biaya produksi di PLN Sub Region Bali tahun 2008-2017 adalah sebagai berikut:

#### 4.3.1. Kondisi tegangan.

Sesuai dengan aturan jaringan PLN P3B Jawa Bali, pengoperasian sistem tenaga listrik Jawa Bali harus memenuhi persyaratan tegangan pada kisaran 135 kV sampai 157.5 kV. Dalam perencanaan sistem yang ideal, nilai tegangan sedapat mungkin mendekati nominalnya atau 150 kV. Hasil studi aliran daya yang dilakukan terhadap perencanaan PLN dengan tidak mengoperasikan pembangkit bahan bakar minyak diperoleh kondisi tegangan di SRB tahun 2008-2017 seperti pada tabel 4.1 dan gambar 4.2

Tabel 4.1 Kondisi tegangan di SRB tanpa pembangkit BBM tahun 2008-2017

Tahun	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Beban (MW)	483	522	563	608	655	709	769	834	906	984
Tegangan	-	-	136.3	143.7	144.1	142.8	141.2	139.5	147.2	146.3



Gambar 4.2 Kondisi Tegangan di SRB tanpa pembangkit BBM tahun 2008-2017

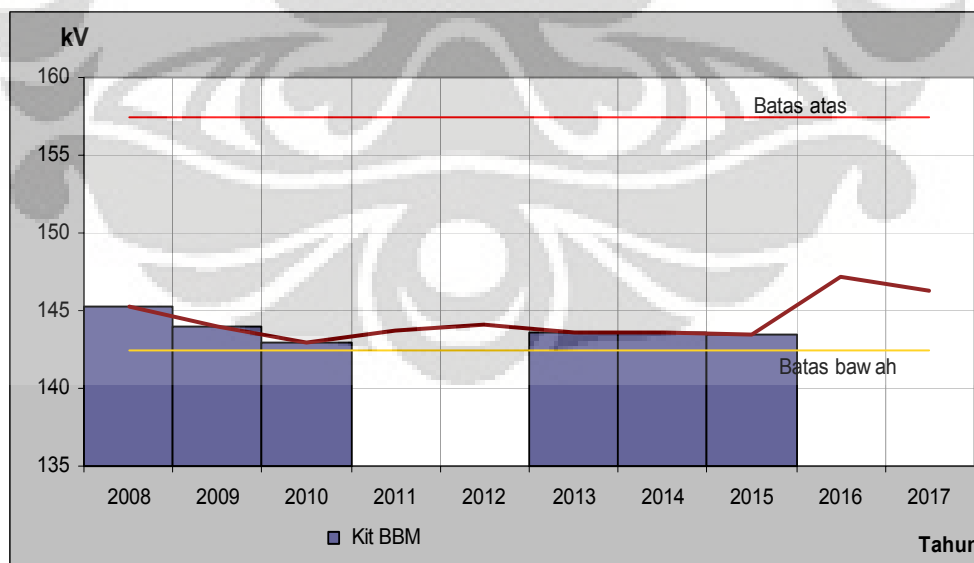
Pada tahun 2008 dan 2009 di SRB belum memungkinkan untuk tidak mengoperasikan pembangkit dengan bahan bakar minyak karena kapasitas kabel

laut belum mencukupi kebutuhan daya di Bali. Tahun 2010, 2013 sampai 2015 pembangkit dengan bahan bakar minyak di Pesanggaran harus dioperasikan karena tanpa pembangkit di pusat beban (GI. Pesanggaran, GI. Nusa Dua dan GI. Padang Sembian) tegangan terlalu rendah dibawah nilai yang ditetapkan 142.5 kV.

Untuk memenuhi persyaratan tegangan diatas 142.5 kV maka priode beban puncak pada tahun 2008, 2009 dan 2010 harus dioperasikan pembangkit di Pesanggaran berturut turut sebesar 31.47%, 15.07% dan 14.60%. Sedangkan pada tahun 2013, 2014 dan 2015 untuk memenuhi kualitas tegangan di SRB harus dioperasikan pembangkit Pesanggaran dengan kapasitas berturut turut 5.1%, 6.9% dan 10.6%. sehingga dihasilkan kualitas tegangan seperti pada tabel 4.2

Tabel 4.2 Tegangan di Pesanggaran sesuai perencanaan PLN tahun 2008-2017

Tahun	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Beban (MW)	483	522	563	608	655	709	769	834	906	984
Tegangan (kV)	145.3	144	143	143.7	144.1	143.6	143.6	143.4	147.2	146.3
Pembangkit di Pesanggaran (MW)	152	89	89			36	53	89		



Gambar 4.3 Tegangan di Pesanggaran sesuai perencanaan PLN tahun 2008-2017

#### 4.3.2. Biaya Produksi.

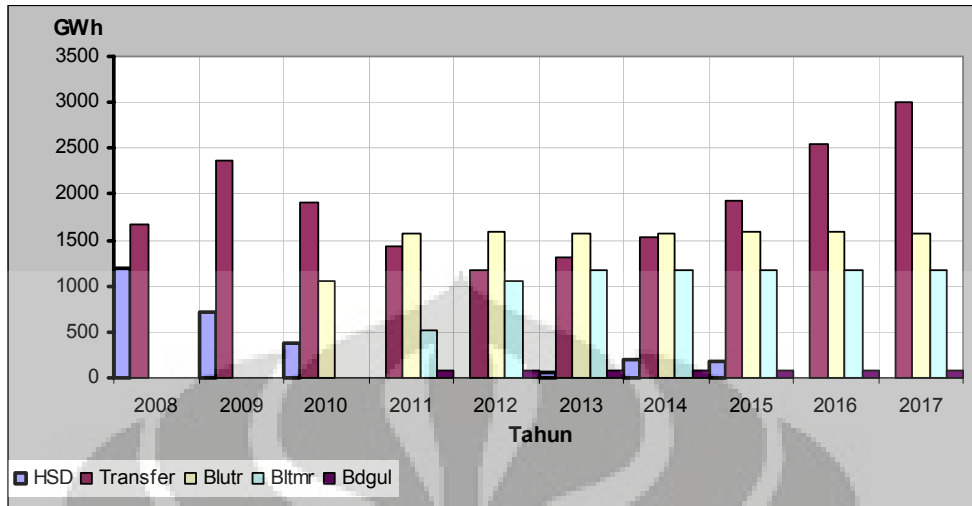
Perkiraan beban Bali puncak dan kebutuhan energi listrik akan naik dari 483 MW pada tahun 2008 dan pada tahun 2017 beban puncak diperkirakan 984 MW. Pengiriman energi dari setiap pembangkit dari tahun 2008-2017 ditunjukkan pada tabel 4.3 sedangkan besar biaya dan harga satuan energi di Bali ditunjukkan pada tabel 4.4

Tabel 4.3 Produksi Energi dari setiap Pembangkit tahun 2008-2017 Rencana PLN

	Psrn Diesel	Psrn Gas	Glmnk	Pmron	Transfer	Blutr	Bltmr	BDGUL
2008	273.2	366.4	523	29.2	1677.6	0	0	0
2009	176.2	385.1	0	156.7	2375.7	0	0	0
2010	0	369.3	0	0	1902.2	1063.5	0	0
2011	0	0	0	0	1530.8	1456.4	531.4	87.6
2012	0	0	0	0	1168.5	1581.1	1058.9	87.8
2013	0	65.1	0	0	1309.7	1576.8	1168.0	87.6
2014	0	103.9	0	0	1774.4	1577.2	1168.0	87.6
2015	0	151.4	0	0	1960.2	1576.8	1168.1	87.6
2016	0	0	0	0	2553.7	1581.0	1171.2	87.8
2017	0	0	0	0	3011.7	1576.8	1168.0	87.6

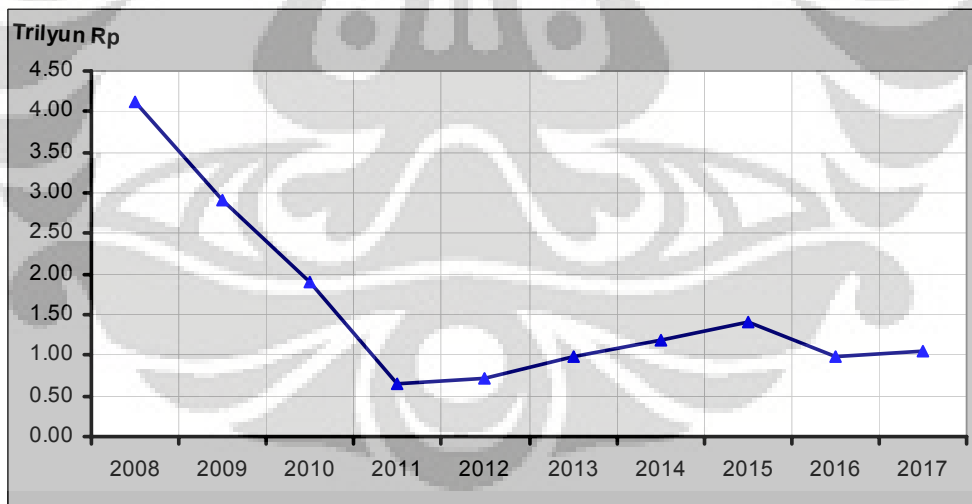
Tabel 4.4 Biaya Produksi Energi SRB tahun 2008-2017

	Energi (GWh)	Biaya (juta Rp)	Rp/kWh
2008	2869.3	4118248	1435.28
2009	3094.3	2919796	943.60
2010	3335.0	1913231	573.68
2011	3606.1	649270	181.23
2012	3896.5	713450	183.10
2013	4207.3	995959	236.72
2014	4564.1	1180469	258.64
2015	4944.2	1412120	285.61
2016	5393.9	976297	181.00
2017	5844.1	1052099	180.03



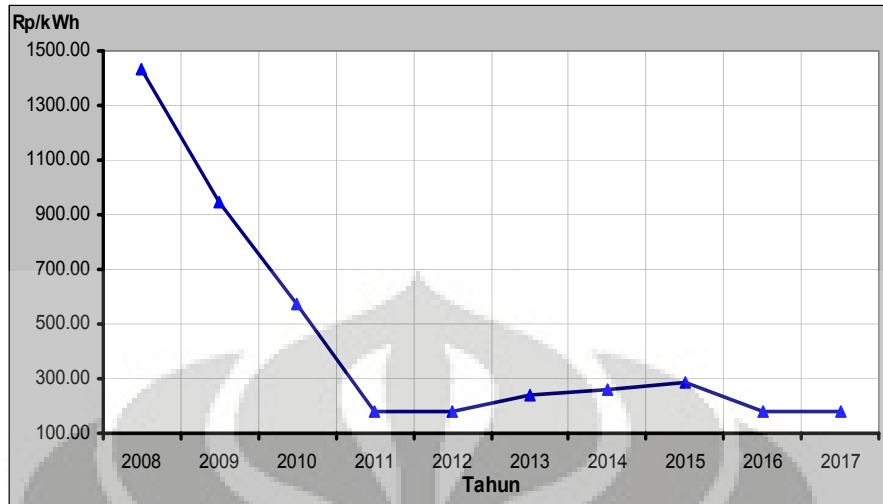
Gambar 4.4 Produksi Energi untuk memenuhi beban SRB tahun 2008-2017

Dengan masuknya pembangkit baru PLTU Bali Utara 2x130 MW tahun 2010, PLTU Bali Utara 1x130 MW dan PLTU Bali Timur 1x100 MW serta PLTP Bedugul 1x10 MW tahun 2011, PLTU Bali Timur 1x100 MW tahun 2012 dan IBT Kapal 1x500 MVA tahun 2016 akan mempengaruhi biaya produksi (Rp/kWh) PLN SRB tahun 2008-2017 seperti pada gambar 4.5 dan gambar 4.6



Gambar 4.5 Prakiraan Biaya Produksi PLN SRB tahun 2008-2017

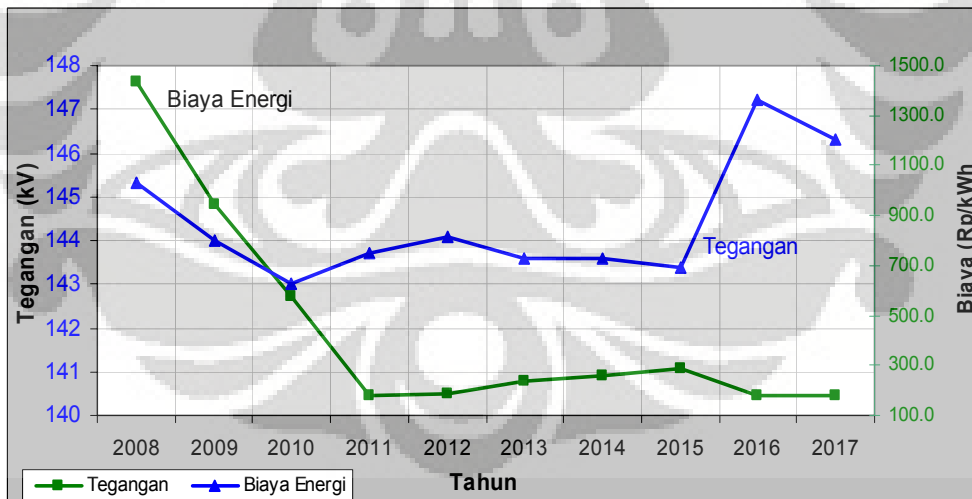




Gambar 4.6 Biaya per satuan energi PLN SRB tahun 2008-2017

#### 4.4. ANALISA HASIL SIMULASI RENCANA PLN

Berdasarkan hasil simulasi terhadap rencana PLN tahun 2008-2017, kondisi tegangan dan besarnya biaya energi diperlihatkan pada gambar 4.7.



Gambar 4.7 Kurva Biaya dan kualitas tegangan dari rencana PLN

Dari kurva diatas diketahui tahun 2008 dan 2009 kualitas tegangan SRB semakin menurun karena pada tahun tahun tersebut belum ada pembangkit baru

yang masuk di SRB sementara beban terus meningkat. Ditinjau dari aliran daya, penambahan kabel laut Jawa Bali 1x105 MW tidak berpengaruh terhadap kualitas tegangan pada saat beban puncak. Pada periode beban rendah, penambahan kapasitas kabel laut sangat berpengaruh terhadap biaya produksi, sehingga biaya produksi rata-rata tahunan akan turun dari Rp.1435.28,-/kWh menjadi Rp.943,60,-/kWh atau turun Rp.491.68,-/kWh. Ditinjau dari keandalan, meningkatnya transfer daya dari Jawa akan menyebabkan ketergantungan yang tinggi SRB terhadap pasokan dari Jawa, sehingga gangguan penyaluran dari Jawa ke Bali dapat menyebabkan sistem Bali tidak stabil.

Pada tahun 2010, PLTU Bali Utara 2x130 MW masuk ke sistem Bali. Tetapi karena posisinya di sebelah utara sedangkan pusat beban ada di selatan, rugi-rugi penyaluran menyebabkan tegangan pada periode beban puncak masih terlalu rendah, sehingga untuk memperoleh tegangan 142.5 kV pada tahun 2010 masih diperlukan pengoperasian PLTG Pesanggaran.

Menyusul masuknya pembangkit baru PLTU batubara Bali Timur 1x100 MW dan PLTP Bedugul 1x10 MW pada tahun 2011, tegangan di daerah Pesanggaran mulai naik dari tahun sebelumnya 143 kV dengan mengoperasikan PLTG Pesanggaran menjadi 143.7 kV tanpa harus mengoperasikan PLTG Pesanggaran. Pada tahun 2012, dioperasikan kembali PLTU Bali Timur 1x100 MW yang berdampak pada kenaikan tegangan menjadi 144.1 kV di Pesanggaran. Kenaikan ini disebabkan turunnya transfer daya dari Gilimanuk ke Kapal dan dari Bali Utara ke Kapal sehingga penurunan tegangan dapat ditekan. Secara keseluruhan pengoperasian PLTU Bali Utara 3x130 MW, PLTU Bali Timur 2x100 MW dan PLTP bedugul 1x10 MW akan menaikkan tegangan sehingga tegangan di Pesanggaran pada kisaran 143 kV - 144 kV sehingga PLTG Pesanggaran tidak perlu dioperasikan, sementara biaya energi jauh menurun dari Rp 1435.28,-/kWh pada tahun 2008 ke Rp 181.23,-/kWh pada tahun 2011.

Pada tahun 2013-2015, seiring naiknya beban dan tidak ada tambahan pembangkit baru yang masuk di SRB kondisi tegangan di daerah pusat beban kembali turun dibawah level 142.5 kV sehingga PLTG Pesanggaran harus

dioperasikan agar tegangan bisa baik. Akibat dioperasikannya PLTG Pesanggaran tersebut biaya energi kembali naik dari Rp. 183.10/kWh pada tahun 2012 menjadi Rp.236.72/kWh tahun 2013, Rp.258.64,-/kWh pada tahun 2014 dan Rp.285.61,-/kWh pada tahun 2015.

Masuknya SUTET dan beroperasinya IBT Kapal pada tahun 2016 akan menaikkan tegangan secara signifikan. Kenaikan tegangan disebabkan adanya sumbangan daya reaktif dari SUTET ke Sub Region Bali. Tegangan di GI. Pesanggaran mencapai 147.2 kV. Dari sisi biaya produksi, pengoperasian SUTET Paiton Kapal akan menurunkan biaya produksi pada kisaran Rp.179.01,-/kWh. Pada tahun 2017 kualitas tegangan kembali turun seiring naiknya beban di SRB, biaya produksi (Rp/kWh) relatif tidak berubah. Pengoperasian SUTET Paiton Kapal dan pengoperasian IBT 1x500 MVA pada tahun 2016 membuat pasokan daya ke SRB menjadi sangat besar dibandingkan dengan perkiraan beban tahun 2016 sebesar 906 MW. Dengan beroperasinya IBT tersebut, sesuai tabel 4.3 pembangkit dengan bahan bakar minyak mulai tahun 2016 tidak diperlu dioperasikan atau bisa di *non-operasionalkan*.

Dari gambar 4.4 mulai tahun 2011 sampai tahun 2017, jumlah energi dari PLTU Bali Utara dan PLTU Bali Timur tidak naik. Kondisi tersebut disebabkan biaya produksi dari Jawa lebih murah sehingga biaya produksi SRB akan lebih efisien jika ditransfer dari Jawa. Komposisi pasokan energi dari Jawa dan dari pembangkit di Bali seperti pada [tabel 4.5](#)

Tabel 4.5 Komposisi Pasokan Energi ke SRB tahun 2008-2017

Tahun	Kit Jawa		Kit Bali		Energi total
	GWh	%	GWh	%	
2008	1677.6	58.47	1191.7	41.53	2869.3
2009	2375.7	76.78	718.6	23.22	3094.3
2010	1902.2	57.04	1432.8	42.96	3335.0
2011	1530.8	42.45	2075.3	57.55	3606.1
2012	1168.5	29.99	2728.0	70.01	3896.5
2013	1309.7	31.13	2897.6	68.87	4207.3
2014	1774.4	38.88	2789.7	61.12	4564.1
2015	1960.2	39.65	2984.0	60.35	4944.2
2016	2553.7	47.34	2840.2	52.66	5393.9
2017	3011.7	51.53	2832.4	48.47	5844.1

Dari tabel 4.5, penambahan kapasitas kabel laut tahun 2009 akan meningkatkan transfer energi mencapai 76.78 % dari rencana energi total. Dengan beroperasinya PLTU di Bali tahun 2010 sampai tahun 2012, transfer energi dari Jawa menurun karena batasan minimum operasi PLTU di Bali. Tetapi kenaikan beban pada tahun-tahun berikutnya akan meningkatkan transfer dari Jawa, sementara energi dari pembangkit di Bali tidak banyak berubah, sehingga prosentase energi yang dipasok dari Jawa semakin besar. Kondisi ini akan menyebabkan keandalan menurun. Gangguan pada transmisi Jawa Bali, baik melalui kabel laut maupun SUTET akan menyebabkan ketidak-stabilan sistem pada Sub Region Bali.

#### **4.5. SKENARIO PENGUATAN SISTEM SRB**

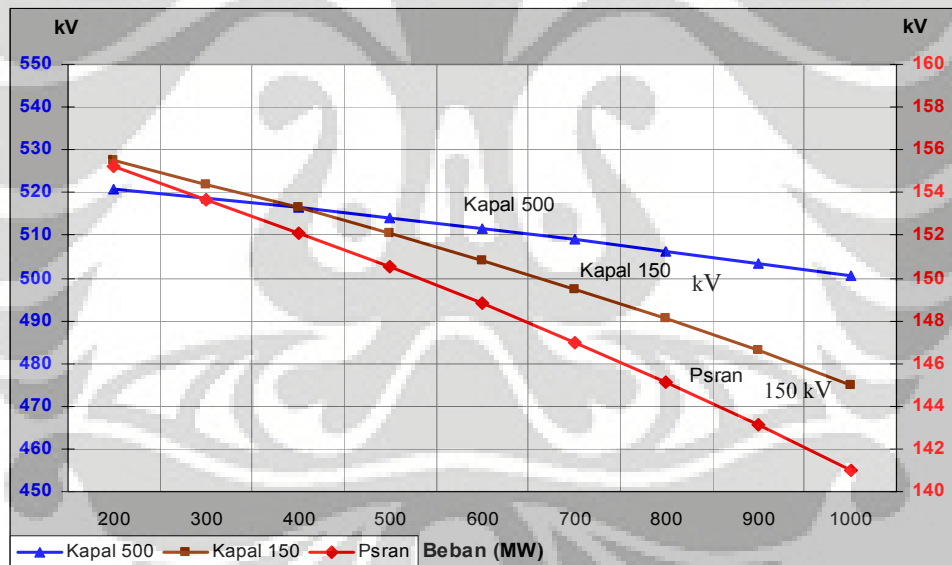
Pusat beban SRB berada di daerah selatan disekitar Denpasar. Total beban di GI. Kapal, Pesanggaran, Sanur, Padangsembian dan Nusa dua mencapai 67% dari total beban SRB.

Dari gambar 4.2 diketahui kenaikan tegangan yang cukup besar terjadi setelah beroperasinya pembangkit PLTU Bali Timur 1x100 MW tahun 2011 dan 1x100 MW tahun 2012. Beroperasinya PLTU Bali Timur akan menurunkan transfer dari Jawa sehingga rugi tegangan lebih kecil, sehingga tegangan di daerah pusat beban naik. Peningkatan tegangan tersebut tidak terjadi pada saat pengoperasian PLTU Bali Utara 2x130 MW tahun 2010. Selanjutnya dengan beroperasinya SUTET Paiton–Kapal dan IBT Kapal tahun 2016 yang langsung menyalurkan daya ke pusat beban, tegangan di SRB juga naik signifikan dari 139.5 kV menjadi 147.2 kV. Hal ini disebabkan sumbangan daya reaktif dari SUTET yang cukup besar..

Dari tabel 4.4 diketahui biaya produksi turun dari Rp.1435.28,-/kWh pada tahun 2008 menjadi Rp.943.60,-/kWh pada tahun 2009. Penurunan biaya produksi tersebut terjadi setelah beroperasinya kabel laut Jawa Bali sirkit ketiga 1x105 MW tahun 2009, sehingga transfer daya dari Jawa naik. Selanjutnya biaya

produksi kembali turun pada level Rp.181.23,-/kWh setelah beroperasinya PLTU Bali Utara 3x130 MW, PLTU Bali Timur 2x100 MW dan SUTET SUTET Paiton-Kapal tahun 2016.

Mengacu pada kurva gambar 4.2 dan 4.3, alternatif untuk memperbaiki kualitas tegangan di SRB adalah dengan mengoperasikan PLTU Bali Timur, PLTP Bedugul dan PLTG Pesanggaran. Selain pengoperasian pembangkit di tiga lokasi tersebut, perbaikan tegangan juga dapat dilakukan mengoperasikan SUTET 500 kV pada batasan transfer daya dibawah 900 MW. Pada transfer diatas 900 MW, tegangan terima di Kapal mulai menurun sehingga tegangan di GI. Pesanggaran berada dibawah nilai yang ditetapkan. Gambar 4.8 menunjukkan karakteristik pembebanan SUTET Paiton-Kapal.



Gambar 4.8 Karakteristik Pembebanan SUTET 500 kV Paiton-Kapal

Dari studi dan analisa terhadap rencana PLN tahun 2008-2017 dapat diambil kesimpulan bahwa yang sangat berperan dalam kenaikan tegangan di daerah Pesanggaran adalah pengoperasian PLTU Bali Timur dan pengoperasian SUTET 500 kV antara Paiton-Kapal. Sedangkan yang berperan dalam penurunan biaya produksi adalah pengoperasian PLTU batubara, terutama transfer dari Jawa

karena kapasitas pembangkit di Jawa lebih besar, efisiensi lebih tinggi sehingga biaya produksi lebih rendah. Mengacu pada kondisi tersebut, maka akan dilakukan beberapa skenario penguatan Sub Region Bali, yaitu:

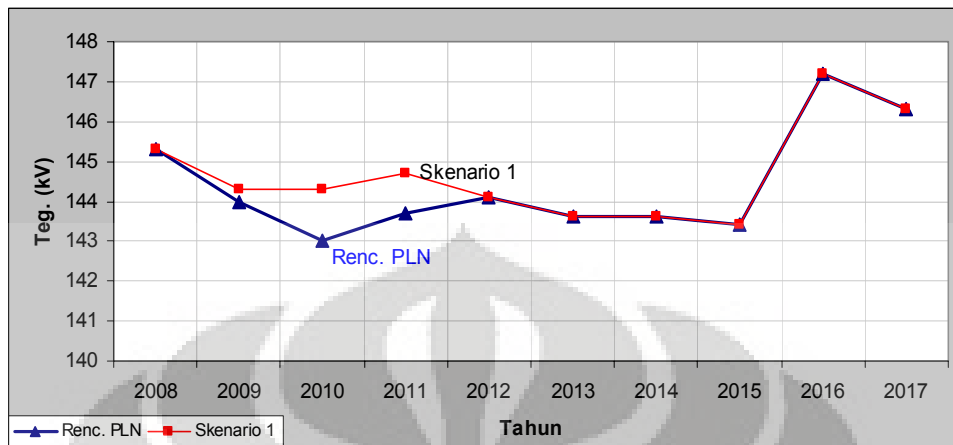
#### 4.5.1. Skenario 1

Pada skenario 1, tahun 2009 dioperasikan kabel laut Jawa Bali 2x105 MW dengan tujuan untuk meningkatkan transfer dari Jawa karena untuk mengoperasikan pembangkit tidak memungkinkan karena keterbatasan waktu. Pada tahun 2010, dioperasikan PLTU Bali Timur 2x100 MW, karena lokasinya yang lebih dekat dengan pusat beban untuk memperbaiki tegangan di SRB. Sementara pengoperasian PLTU Bali Utara diundur, 2x130 MW tahun 2011 MW dan 1x130 MW tahun 2012. Sedangkan pengoperasian IBT Kapal sesuai dengan rencana PLN tahun 2016.

Dari simulasi terhadap skenario 1 dan dibandingkan dengan rencana PLN diperoleh kondisi tegangan seperti ditunjukkan pada tabel 4.6 dan gambar 4.9. Dari tabel 4.6, tahun 2010 terjadi peningkatan tegangan 1.3 kV karena masuknya PLTU Bali Timur 2x100 MW, selebihnya kualitas tegangan sama dengan rencana PLN.

Tabel 4.6 Tegangan di Pesanggaran setelah ditambah pembangkit BBM

Tahun Beban (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Rencana PLN (kV)	145.3	144	143	143.7	144.1	143.6	143.6	143.4	147.2	146.3
Kit BBM(MW)	322	225	89	0	0	36	53	89	0	0
Skenario 1 (kV)	145.3	144.3	144.3	144.7	144.1	143.6	143.6	143.4	147.2	146.3
Kit BBM(MW)	322	225	0	0	0	36	53	89	0	0



Gambar 4.9 Kondisi Tegangan di SRB sesuai rencana PLN dan Skenario 1

Simulasi produksi pada skenario 1 ditampilkan pada tabel 4.7. Penambahan kapasitas kabel laut 2x105 MW dibanding rencana PLN 1x105 MW akan akan meningkatkan transfer dari Jawa ke Bali tahun 2009. Dengan tambahan kapasitas kabel tersebut, 78.95% kebutuhan energi tahun 2009 Bali dipenuhi dari Jawa.

Tabel 4.7 Produksi Energi dari setiap Pembangkit tahun 2008-2017 Skenario 1

	Psran Diesel	Psran Gas	Glmnk	Pmron	Transfer	Blutr	Bltmr	BDGUL
2008	273.2	366.4	523	29.2	1678	0	0	0
2009	208.3	300.9	0	142.1	2443	0	0	0
2010	0	0	0	0	2164	0	1171	0
2011	0	0	0	0	1622	874.5	1022	87.6
2012	0	0	0	0	968	1581	1259	87.8
2013	0	65.1	0	0	1456	1577	1022	87.6
2014	0	102.9	0	0	1775	1577	1022	87.6
2015	0	151.4	0	0	1960	1577	1168	87.6
2016	0	0	0	0	2554	1581	1171	87.8
2017	0	0	0	0	3012	1577	1168	87.6

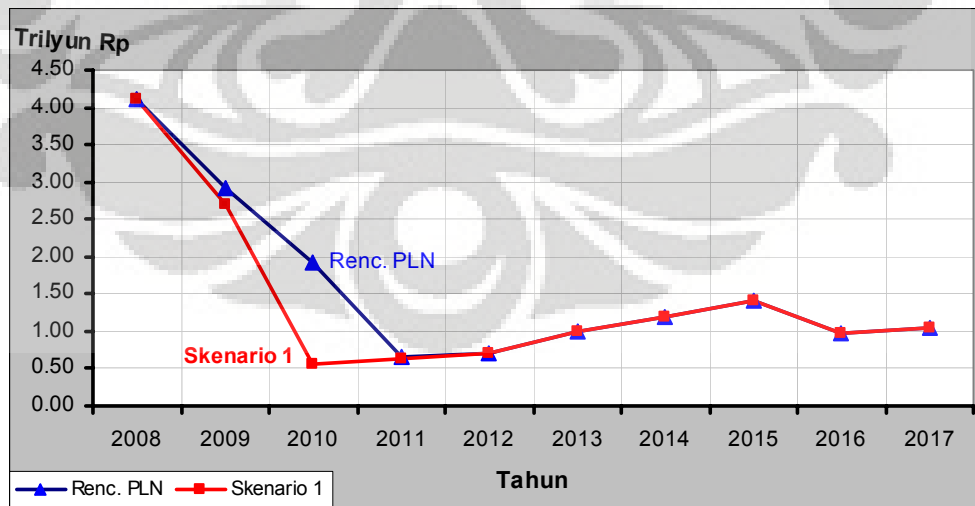
Pada tahun 2013-2015, PLTG Pesanggaran harus dioperasikan meskipun secara sistem kebutuhan energi tercukupi tanpa harus mengoperasikannya, tetapi karena kondisi tegangan, maka pembangkit tersebut harus dioperasikan sampai tahun 2016 saat mulai beroperasinya GITET Kapal.



Tabel 4.8 Prakiraan Biaya Produksi Rata-rata Rencana PLN dan Skenario 1.

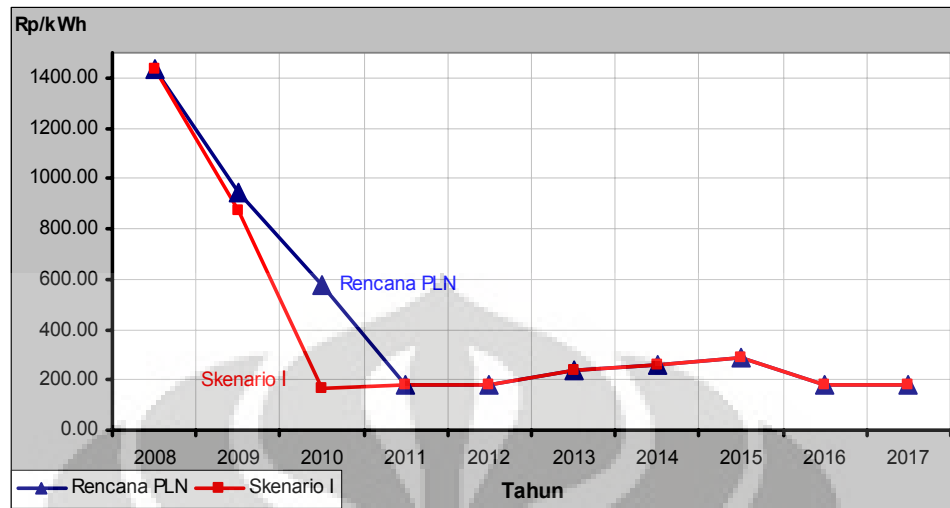
Tahun	Renc. PLN		Skenario I		Selisih	
	Biaya (Milyar Rp.)	Rp/kWh	Biaya (Milyar Rp.)	Rp/kWh	Rp/kWh	%
2008	4118.25	1435.28	4118.25	1435.28	0.00	0.00
2009	2919.80	943.60	2691.67	869.88	-73.73	-7.81
2010	1913.23	573.68	564.68	169.32	-404.36	-70.49
2011	649.27	181.23	643.88	178.55	-2.68	-1.48
2012	713.09	183.10	713.09	183.02	-0.08	-0.04
2013	995.96	236.72	993.63	236.17	-0.55	-0.23
2014	1180.48	258.64	1180.47	258.64	0.00	0.00
2015	1412.12	285.61	1412.12	285.61	0.00	0.00
2016	976.30	181.00	976.30	181.00	0.00	0.00
2017	1052.10	180.03	1052.10	180.03	0.00	0.00
Rata rata selisih					48.14	8.01

Hasil simulasi biaya produksi pada skenario 1 ditampilkan pada tabel 4.8. Penambahan kapasitas kabel laut Jawa Bali pada skenario 1 terlihat menguntungkan pada tahun 2009. Dengan menambah kapasitas kabel laut Jawa Bali, biaya produksi rata rata tahun 2009 turun Rp.73.73,-/kWh atau 7.81% dibanding rencana PLN. Percepatan pengoperasian PLTU Bali Timur dari rencana tahun 2011 dan tahun 2012 menjadi 2x100 MW tahun 2010 terlihat menguntungkan karena akan menurunkan biaya produksi Rp.404.36,- atau 70.49% lebih rendah dari rencana PLN.



Gambar 4.10 Prakiraan Biaya Produksi Rencana PLN dan Skenario 1





Gambar 4.11 Prakiraan Biaya per kWh rencana PLN dan skenario 1

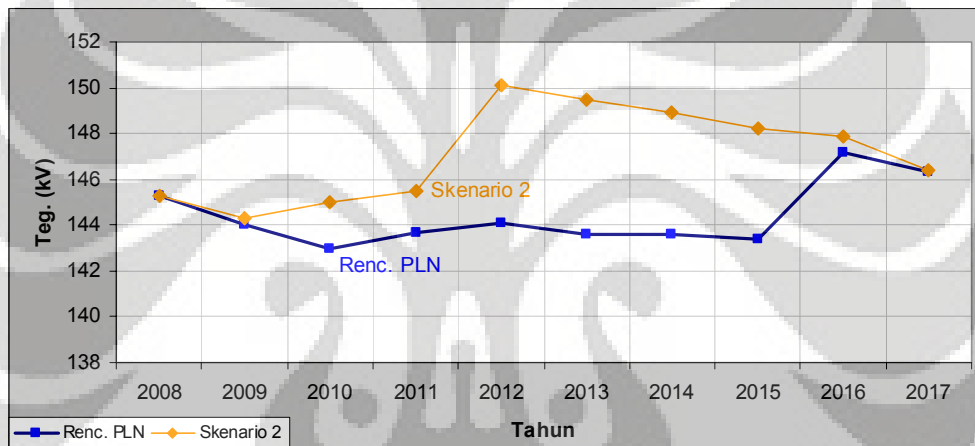
#### 4.5.2. Skenario 2

Skenario 2, pada tahun 2009 dioperasikan kabel laut Jawa Bali 2x105 MW dengan tujuan untuk meningkatkan transfer dari Jawa karena untuk mengoperasikan pembangkit tidak memungkinkan karena keterbatasan waktu. Pada tahun 2010 dioperasikan PLTU Bali Timur 2x130 MW, karena lokasinya yang lebih dekat dengan pusat beban penambahan kapasitas dan percepatan jadwal pengoperasian akan memperbaiki tegangan di SRB. Skenario kapasitas PLTU Bali Utara diubah dari rencana 3x130 MW menjadi 3x100 MW dengan jadwal 1x100 MW tahun 2011, 1x100 MW tahun 2015 dan 1x100 MW tahun 2016 dan kapasitasnya diturunkan menjadi masing masing 100 MW. Pada skenario 2 ini pengoperasian IBT Kapal dimajukan menjadi tahun 2012 karena dari analisa terhadap rencana PLN pengoperasian IBT sangat berpengaruh terhadap tegangan dan peningkatan transfer sangat berpengaruh terhadap biaya produksi.

Dari simulasi terhadap skenario 2 dan dibandingkan dengan rencana PLN diperoleh kondisi tegangan seperti ditunjukkan pada tabel 4.9 dan gambar 4.12

Tabel 4.9 Tegangan di Pesanggaran pada rencana PLN dan Skenario 2

Tahun Beban (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Rencana PLN (kV)	145.3	144	143	143.7	144.1	143.6	143.6	143.4	147.2	146.3
Kit BBM(MW)	322	225	89	0	0	36	53	89	0	0
Skenario Pertama kV	145.3	144.3	145	145.5	150.1	149.5	148.9	148.2	147.9	146.4
Kit BBM	322	146	0	0	0	0	0	0	0	0



Gambar 4.12 Kondisi Tegangan di Pesanggaran sesuai rencana PLN dan Skenario 2.

Dari gambar 4.12 terlihat bahwa dengan mengoperasikan PLTU Bali Timur 2x130 MW pada tahun 2010 akan menaikkan tegangan di Pesanggaran rata rata 2 kV pada tahun 2010 dan 2011. Selanjutnya pengoperasian IBT Kapal pada tahun 2012 akan berpengaruh banyak terhadap kualitas tegangan sehingga mendekati 150 kV. Tegangan rata rata saat beban puncak dari tahun 2012-2015 naik 5.5 kV atau lebih tinggi 3.83% dibanding rencana PLN, kondisi tersebut disebabkan sumbangan daya reaktif dari SUTET.

Simulasi produksi ditampilkan dalam tabel 4.9 dan 4.10. Penambahan kapasitas kabel laut 2x105 MW tahun 2009 akan meningkatkan transfer daya dari

Jawa dan mengurangi pembangkit BBM di Bali sebesar 79 MW. Tahun 2010, pengoperasian PLTU Bali Timur 2x130 MW mampu mengangkat tegangan di Pesanggaran dan mengurangi pembangkit BBM sebesar 89 MW. Secara keseluruhan, mulai tahun 2010 semua pembangkit BBM di Bali tidak perlu dioperasikan.

Tabel 4.10 Produksi Energi dari setiap Pembangkit tahun 2008-2017 Skenario 2

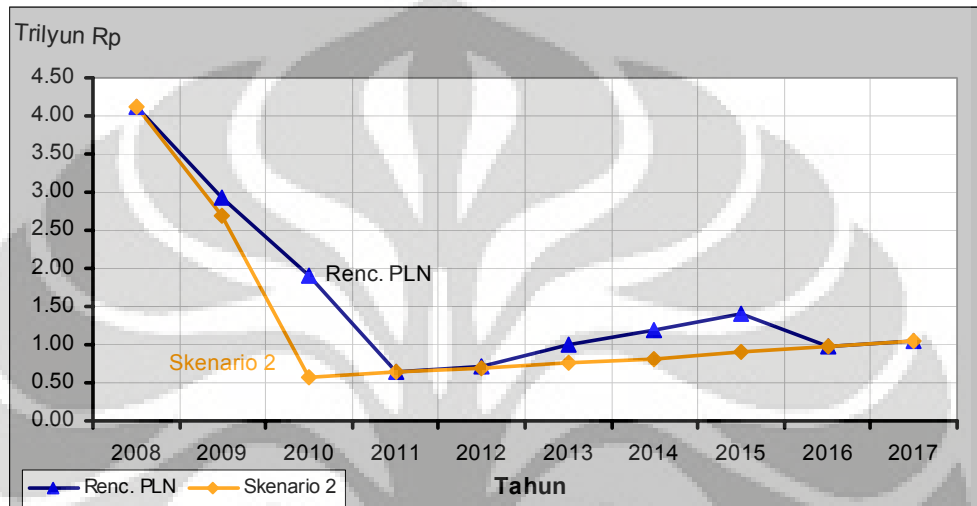
	Psran Diesel	Psran Gas	Glmnk	Pmron	Transfer	Blutr	Bltmr	BDGUL
2008	273.2	366.4	523	29.2	1677.6	0	0	0
2009	208.3	300.9	0	142.1	2443.0	0	0	0
2010	0	0	0	0	2255.5	0	1079.5	0
2011	0	0	0	0	1904.8	525.6	1088.1	87.6
2012	0	0	0	0	2227.3	527.0	1054.0	87.8
2013	0	0	0	0	2542.8	525.6	1051.2	87.6
2014	0	0	0	0	2899.7	525.6	1051.2	87.6
2015	0	0	0	0	2067.7	1059.9	1156.5	87.6
2016	0	0	0	0	2465.9	1581.0	1259.0	87.8
2017	0	0	0	0	2924.1	1576.8	1255.6	87.6

Tabel 4.11 Prakiraan Biaya Produksi Rencana PLN dan Skenario 2

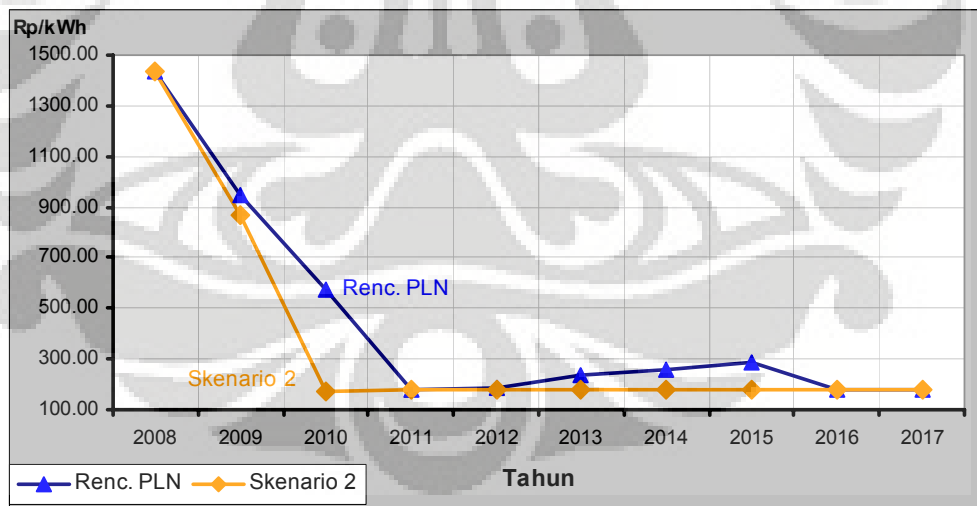
Tahun	Renc. PLN		Skenario 2		Selisih %	
	Biaya (Milyar Rp.)	Rp/kWh	Biaya (Milyar Rp.)	Rp/kWh	Rp.kWh	%
2008	4118.25	1435.28	4118.25	1435.28	0.00	0.00
2009	2919.80	943.60	2691.67	869.88	-73.73	-7.81
2010	1913.23	573.68	564.16	169.16	-404.52	-70.51
2011	649.27	181.23	645.13	178.90	-2.33	-1.29
2012	713.09	183.10	699.98	179.66	-3.44	-1.88
2013	995.96	236.72	757.42	180.03	-56.69	-23.95
2014	1180.47	258.64	817.53	179.12	-79.52	-30.75
2015	1412.12	285.61	895.92	181.21	-104.41	-36.56
2016	976.30	181.00	972.39	180.28	-0.72	-0.40
2017	1052.10	180.03	1051.81	179.98	-0.05	-0.03
Selisih rata rata					-72.54	-17.32

Studi biaya produksi ditampilkan pada tabel 4.11. Dari kurva diatas terlihat biaya produksi skenario 2 lebih rendah dibandingkan dengan rencana PLN pada tahun 2009, 2010 dan 2012-2015. Penurunan pada tahun 2009 sebesar 7.81%

karena penambahan kapasitas kabel laut Jawa Bali menjadi 4x105 MW. Penurunan pada tahun 2010 sebesar 70.51% diperoleh dari percepatan pengoperasian PLTU Bali Timur 2x130 MW. Penurunan pada tahun 2013-2015 sebesar rata rata 32.67% lebih rendah dari rencana PLN karena percepatan pengoperasian GITET Kapal.



Gambar 4.13 Prakiraan Biaya Produksi rencana PLN dan Skenario 2



Gambar 4.14 Prakiraan Biaya Produksi per kWh rencana PLN dan Skenario 2

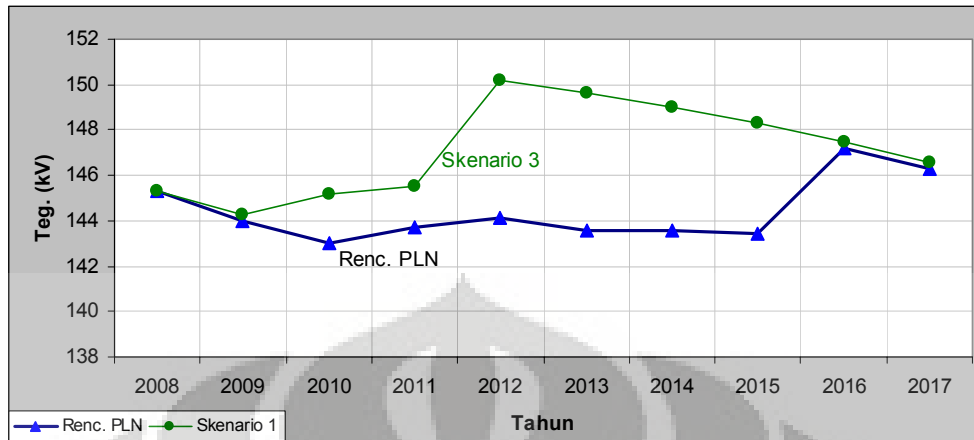
### 4.5.3. Skenario 3

Pada skenario 3, pada tahun 2009 dioperasikan kabel laut Jawa Bali 2x105 MW dengan tujuan untuk meningkatkan transfer dari Jawa karena untuk mengoperasikan pembangkit tidak memungkinkan karena keterbatasan waktu. Pada tahun 2010 dioperasikan PLTU Bali Timur 2x130 MW, karena lokasinya yang lebih dekat dengan pusat beban sehingga tegangan di SRB segera terangkat. Sementara pengoperasian PLTU Bali Utara diundur tahun 2016 dan kapasitasnya diturunkan menjadi 2x100 MW. PLTP Bedugul dioperasikan lebih cepat pada tahun 2010 dan 2011 dan kapasitasnya ditingkatkan menjadi 2x60 MW. Pada skenario ketiga ini pengoperasian IBT Kapal dimajukan menjadi tahun 2012.

Dari simulasi skenario 3 dan dibandingkan dengan rencana PLN, diperoleh kondisi tegangan seperti pada tabel 4.12 dan gambar 4.15

Tabel 4.12 Tegangan di Pesanggaran pada rencana PLN dan Skenario 3

Tahun	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Beban (MW)	483	522	563	608	655	709	769	834	906	984
Rencana PLN (kV)	145.3	144	143	143.7	144.1	143.6	143.6	143.4	147.2	146.3
Kit BBM(MW)	322	225	89	0	0	36	53	89	0	0
Skenario 3 (kV)	145.3	144.3	145.2	145.5	150.2	149.6	149	148.3	147.5	146.6
Kit BBM(MW)	322	225	0	0	0	0	0	0	0	0



Gambar 4.15 Prakiraan Kondisi tegangan di Pesanggaran sesuai rencana PLN dan Skenario 3

Dari gambar 4.15. Tahun 2009, penambahan kapasitas kable laut Jawa-Bali menjadi 4x105 MW tidak berpengaruh terhadap tegangan di Bali. Tahun 2010 mengoperasikan PLTU Bali Timur 2x130 MW dan PLTP Bedugul 1x60 MW pada tersebut akan menaikkan tegangan di Pesanggaran rata rata 2.2 kV pada tahun 2010 dan 2011. Selanjutnya pengoperasian IBT Kapal pada tahun 2012 akan berpengaruh banyak terhadap tegangan sehingga sekitar 150 kV. Tegangan rata rata saat beban puncak dari tahun 2012-2015 naik 5.5 kV atau lebih tinggi 3.83% dibanding rencana PLN, kondisi tersebut disebabkan sumbangan daya reaktif dari SUTET.

Simulasi produksi energi ditunjukkan pada tabel 4.13 dan 4.14. Dari tabel 4.13, penambahan kapasitas kabel akan meningkatkan transfer daya dari Jawa sebesar 2.85%. Mulai tahun 2010, dengan mulai beroperasinya PLTU Bali Timur 2x130 MW dan PLTP Bedugul 1x60 MW maka pembangkit BBM di Bali tidak perlu dioperasikan. Mulai tahun 2010, energi yang diproduksi dari PLTU Bali Timur 2x130 MW dan PLTP Bedugul 1x60 MW tidak pernah naik, kondisi ini disebabkan biaya pembangkit tersebut lebih mahal dibanding PLTU Paiton sehingga kenaikan beban hanya dimbangi dengan kenaikan transfer daya dari Jawa.

Tabel 4.13 Produksi Energi dari setiap Pembangkit tahun 2008-2017 Skenario 3

	Psrn Diesel	Psrn Gas	Glmnk	Pmron	Transfer	Blutr	Bltmr	BDGUL
2008	273.2	366.4	523	29.2	1677.6	0	0	0
2009	208.3	300.9	0	142.1	2443	0	0	0
2010	0	0	0	0	1563.5	0	1255.6	515.8
2011	0	0	0	0	1316.7	0	1255.6	1033.8
2012	0	0	0	0	1600.5	0	1259.0	1036.6
2013	0	0	0	0	1917.9	0	1255.6	1033.7
2014	0	0	0	0	2274.8	0	1255.6	1033.7
2015	0	0	0	0	2654.8	0	1255.6	1033.7
2016	0	0	0	0	2044.2	1054	1259.0	1036.6
2017	0	0	0	0	2503.6	1051.2	1255.6	1033.7

Simulasi biaya produksi ditampilkan pada tabel 4.14. Tahun 2009, penambahan kapasitas kabel laut menjadi 4x105 MW akan meningkatkan transfer daya dari Jawa sebesar 2.8% dan menurunkan biaya produksi tahunan sebesar 7.81% dibanding rencana PLN tahun 2009.

Tabel 4.14 Prakiraan Biaya Produksi Rencana PLN dan Skenario 3

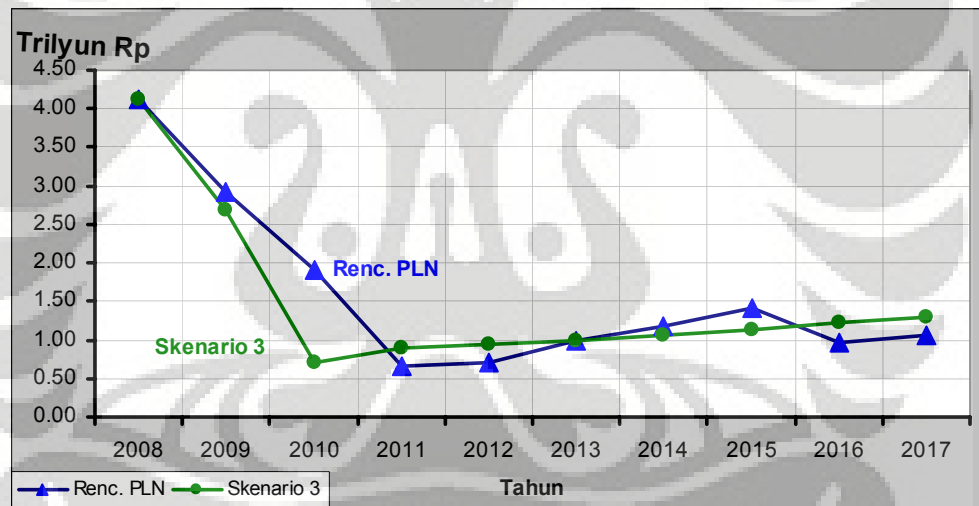
Tahun	Renc. PLN		Skenario 3		Selisih	
	Biaya (Milyar Rp.)	Rp/kWh	Biaya (Milyar Rp.)	Rp/kWh	Rp/kWh	%
2008	4118.25	1435.28	4118.25	1435.28	0.00	0.00
2009	2919.80	943.60	2691.67	869.88	-73.73	-7.81
2010	1913.23	573.68	705.72	211.61	-362.07	-63.11
2011	649.27	181.23	889.06	246.54	65.31	36.04
2012	713.09	183.10	942.59	241.93	58.83	32.13
2013	995.96	236.72	995.77	236.68	-0.04	-0.02
2014	1180.47	258.64	1056.60	231.50	-27.14	-10.49
2015	1412.12	285.61	1125.19	227.58	-58.03	-20.32
2016	976.30	181.00	1222.38	226.62	45.62	25.21
2017	1052.10	180.03	1298.25	222.15	42.12	23.40

Tahun 2010, pengoperasian PLTU Bali Timur 2x130 MW dan PLTP Bedugul 1x60 MW akan menurunkan biaya produksi 63.11% dibanding rencana PLN. Dengan percepatan pengoperasian PLTU Bali Timur dan PLTP Bedugul 1x60 MW tahun 2010 menjadikan biaya produksi Rp.211.61,-/kWh masih jauh

lebih rendah dibanding rencana PLN yang masih mengoperasikan pembangkit Pesanggaran dengan biaya produksi Rp.537.68,-/kWh.

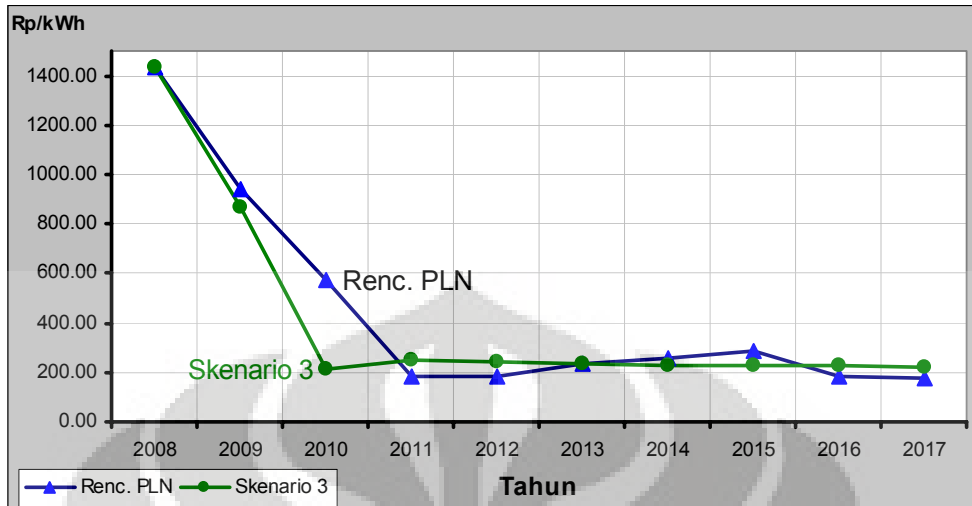
Tahun 2011 dan 2012, secara sistem pengoperasian PLTP Bedugul 2x60 MW membuat biaya produksi menjadi lebih tinggi dari rencana PLN, penyebabnya adalah biaya produksi PLTP masih lebih tinggi dari biaya produksi dari PLTU batubara. Biaya produksi tahun 2013 sebanding antara rencana PLN dengan skenario 3, dimana biaya produksi skenario 3 Rp.236.72,-/kWh dan skenario 3 Rp.236.68,-/kWh

Tahun 2014 dan 2015, pada rencana PLN dioperasikan pembangkit Pesanggaran masing masing 56 MW dan 89 MW pada periode beban puncak. Dengan pengoperasian pembangkit BBM tersebut, biaya produksi pada skenario 3 dengan PLTP Bedugul 2x60 MW lebih murah dibanding rencana PLN.



Gambar 4.16 Prakiraan Biaya Produksi rencana PLN dan Skenario 3





Gambar 4.17 Prakiraan Biaya per kWh rencana PLN dan Skenario 3

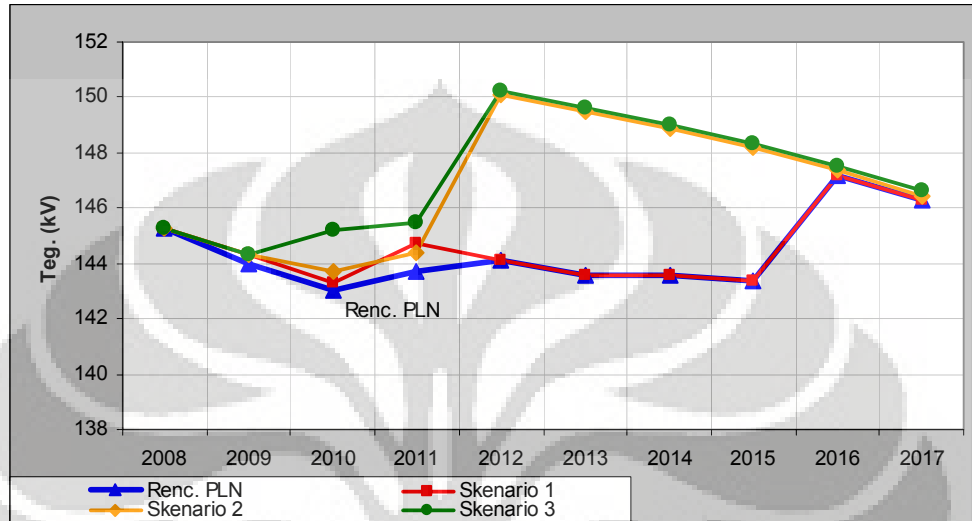
#### 4.5.4. Perbandingan Rencana PLN dengan Tiga Skenario

Perbandingan kualitas tegangan dari rencana PLN dan tiga skenario yang telah disimulasikan ditampilkan dalam tabel 4.12 dan gambar 4.17

Tabel 4.15 Perbandingan kualitas tegangan antara rencana PLN 3 skenario 3

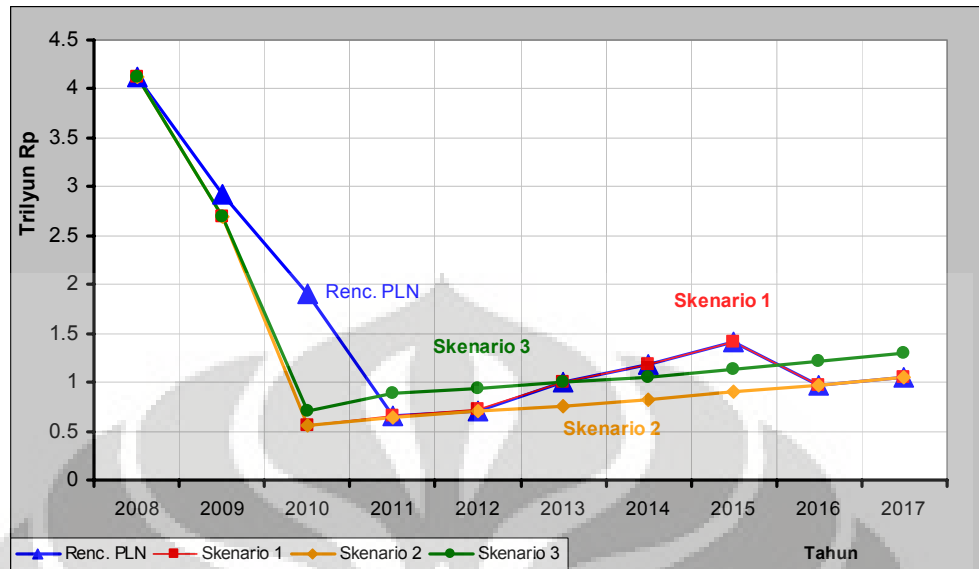
Tahun	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Beban (MW)	483	522	563	608	655	709	769	834	906	984
Rencana PLN (kV)	145.3	144	143	143.7	144.1	143.6	143.6	143.4	147.2	146.3
Kit BBM (MW)	322	225	89			36	53	89		
Skenario 1 (kV)	145.3	144.3	143.3	144.7	144.1	143.6	143.6	143.4	147.2	146.3
Kit BBM (MW)	322	146				36	53	89		
Skenario 2 (kV)	145.3	144.3	143.7	145.5	150.1	149.5	148.9	148.2	147.4	146.4
Kit BBM (MW)	322	146								
Skenario 3 (kV)	145.3	144.3	145.2	145.5	150.2	149.6	149	148.3	147.5	146.6
Kit BBM (MW)	322	146								

Dari tabel diatas terlihat bahwa semakin tinggi beban Bali, kualitas tegangan makin menurun sehingga perlu pengoperasian pembangkit yang langsung mensuplai ke pusat beban.

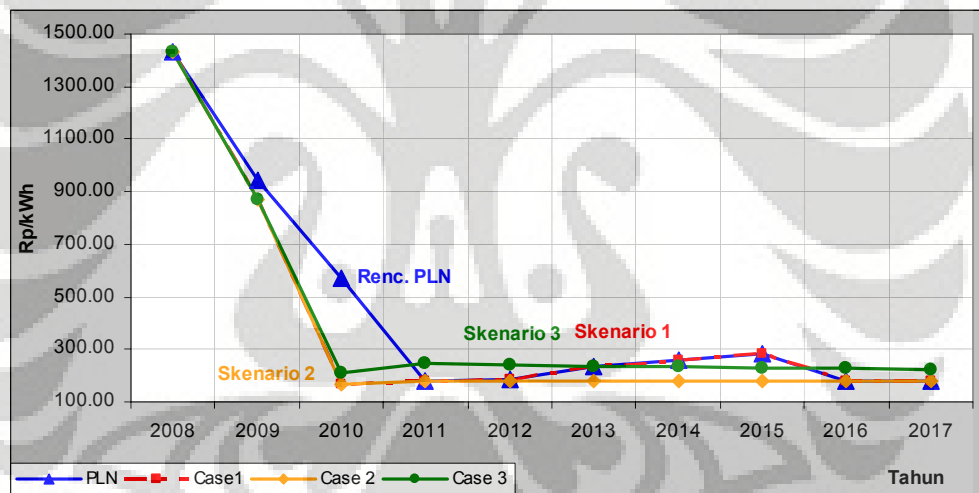


Gambar 4.18 Perbandingan Kualitas Tegangan di Pesanggaran dari Rencana PLN dengan tiga Skenario.

Dari gambar 4.18 terlihat bahwa dari skenario 3 akan diperoleh kualitas tegangan yang paling baik disusul skenario 2 namun perbedaannya sangat kecil. Perbedaan paling tinggi terjadi pada tahun 2010 dimana pada tahun tersebut dioperasikan PLTU Bali Timur 2x130 MW dan PLTP Bedugul 1x60 MW, tetapi pada tahun 2011 dan seterusnya tegangan hampir sama.



Gambar 4.19 Perbandingan Biaya Produksi PLN dengan tiga Skenario



Gambar 4.20 Perbandingan biaya per kWh Rencana PLN dengan tiga Skenario

Sedangkan dari sisi biaya produksi, dari gambar 4.19 dan 4.20 terlihat bahwa pada skenario kedua menghasilkan biaya produksi yang paling kecil.

## **BAB V**

### **KESIMPULAN**

1. Rencana PLN dalam pengembangan sistem kelistrikan di Bali menghasilkan kualitas tegangan pada level di bawah nilai 142.5 kV. Untuk memperbaiki kualitas agar tegangan diatas nilai tersebut, pada tahun 2010, 2013-2015 harus dioperasikan PLTG Pesanggaran yang menyebabkan biaya produksi menjadi mahal.
2. Tahun 2009, penambahan kapasitas Saluran Kabel Laut (SKLT) Jawa Bali dari 3x105 MW menjadi 4x105 MW akan meningkatkan transfer daya dari Jawa sebesar 2.8%, sehingga 78.95% kebutuhan energi SRB dicukupi dari Jawa. Penambahan kapasitas SKLT menjadi 3x105 MW akan menurunkan biaya produksi dari Rp.1435.28/kWh menjadi Rp.943.60,-/kWh. Sementara penambahan kapasitas SKLT menjadi 4x105 MW akan menurunkan biaya produksi menjadi Rp.869.88,-/kWh.
3. Perencanaan PLN yang dimodifikasikan menjadi skenario 2 menghasilkan rencana yang paling baik, yaitu:
  - a. Tahun 2010, memajukan jadwal operasi PLTU Bali Timur 2x100 MW dari tahun 2011 dan 2012 menjadi 2x130 MW tahun 2010 akan meningkatkan level tegangan 143 kV menjadi 145 kV serta menurunkan biaya produksi sebesar Rp.404.52,-/kWh atau 70.51%.
  - b. Tahun 2012, memajukan jadwal operasi GITET dan IBT Kapal dari rencana tahun 2016 menjadi tahun 2012 akan meningkatkan kualitas tegangan pada periode beban puncak tahun 2012 dari 144.1 kV menjadi 150.1 kV. Dengan memajukan jadwal operasi GITET Kapal maka mulai tahun 2012 pembangkit dengan BBM di Bali bisa di non-operasionalkan karena pasokan daya SRB sudah mencukupi. Denan tidak dioperasikannya pembangkit dengan BBM di Bali akan menurunkan biaya produksi tahun 2013-2015 rata rata Rp.56.79,-/kWh atau 23.81%.
  - c. Dengan memajukan jadwal operasi GITET Kapal menjadi tahun 2012, pengoperasian PLTU Bali Utara dapat ditunda sampai tahun 2015.

4. Penambahan kapasitas saluran transmisi dari Jawa akan meningkatkan transfer daya dari Jawa ke Bali, tetapi secara umum meningkatnya transfer daya akan menurunkan tingkat keandalan sistem bali karena jika terjadi gangguan pada saluran transmisi Jawa Bali akan sangat berpengaruh terhadap kesetabilan sistem Bali.
5. Skenario 3, yang merupakan modifikasi dari rencana PLN tahun 2010 dengan meningkatkan kapasitas dan memajukan jadwal pengoperasian PLTP Bedugul dari 1x10 MW menjadi 2x60 MW, menambah kapasitas dan mempercepat pengoperasian PLTU Bali Timur menjadi 2x130 MW menghasilkan kualitas tegangan yang paling baik dibanding rencana PLN dan 2 skenario yang lain. Pengoperasian PLTP Bedugul 2x60 MW menjadikan biaya produksi rata rata skenario 3 paling mahal dibandingkan dengan rencana PLN dan 2 skenario yang lain ditinjau dari bahan bakar saat ini. Tetapi bila ditinjau dari pengoperasian PLTG Pesanggaran pada tahun 2013-2015, biaya produksi pada skenario 3 masih lebih rendah dibanding rencana PLN.

## DAFTAR ACUAN

- [1]. Muljo Adji A.G., "Gambaran Umum Pengelolaan Sistem Jawa Bali", *Ekspose Sekuriti Sistem Jawa Bali*, (Jakarta: Juli 2005), hal. 15.
- [2]. Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*, (New York: John Willey&Son, 1996)
- [3]. Deqiang Gan (M) Robert J. Thomas (F) Ray D. Zimmerman (M), "A Transient Stability Constrained Optimal Power Flow", *Bulk Power System Dynamics and Control IV*, Greece
- [4]. D P Kothari, I J Ngagrath, "Modern Power System Analysis", (Mc Graw Hill, 2004)
- [5]. Jinxiang Zhu, Henry Chao, Rana Mukerji, "Economic Assessment For Transmission Upgrades In A Deregulated Market", *CIGRE*, C1-115, Paris, 2006
- [6]. PLN P3B Jawa Bali, "Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2008 - 2017", tahun 2007
- [7]. Paul Acarenley, "Power System Load Flow Analysis Using an Exel Workbook", *International Journal of Electrical Engineering Education*; Apr 2005; 42, 2; ProQuest Science Journals pg. 185
- [8]. PT PLN (Persero) P3B Sub Region Bali
- [9]. PT PLN (Persero) Bidang Operasi Sistem
- [10]. PT PLN (Persero) Distribusi Bali, "Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik tahun 2007".
- [11]. Thomas J. Overbye, "Estimating the Actual Cost of Transmission System Congestion", *International Conference on System Sciences*, Hawaii, 2003
- [12]. Philippines Grid Code, 2001  
<http://www.napocor.gov.ph/pdfs/Philippine%20Grid%20Code.pdf>
- [13]. The Grid Code Issu 3 Refision 28, London 1 April 2008, CC-17  
<http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Codes/gridcode>
- [14]. Electricity Industry (Network Quality and Reliability of Supply)  
<http://www.aemc.gov.au/rules.php>
- [15]. <http://www.djmbp.esdm.go.id/modules/news/index.php>

[16]. Harga Solar Industri Maret 2008

[http://www.pertamina.com/index.php?option=com\\_content&task=view&id=3637](http://www.pertamina.com/index.php?option=com_content&task=view&id=3637)



## DAFTAR PUSTAKA

- Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, "Power Generation, Operation and Control", John Willey & Son, New York, 1996
- Deqiang Gan (M) Robert J. Thomas (F) Ray D. Zimmerman (M), "A Transient Stability Constrained Optimal Power Flow", Bulk Power System Dynamics and Control IV, Greece
- D P Kothari, I J Ngagrath, "Modern Power System Analysis", Mc Graw Hill, 2004
- Jinxiang Zhu, Henry Chao, Rana Mukerji, "Economic Assessment For Transmission Upgrades In A Deregulated Market", CIGRE, C1-115, Paris, 2006
- Muljo Adji A. G., "Gambaran Umum Pengelolaan Sistem Jawa Bali", *Ekspose Sekuriti Sistem Jawa Bali*, (Jakarta: Juli 2005), hal. 15.
- PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali, "Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2007 - 2016", tahun 2007
- PT PLN (Persero) P3B Sub Region Bali
- PT PLN (Persero) Bidang Operasi Sistem
- PT PLN (Persero) Distribusi Bali, "Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik tahun 2007".
- Thomas J. Overbye, "Estimating the Actual Cost of Transmission System Congestion", International Conference on System Sciences, Hawaii, 2003

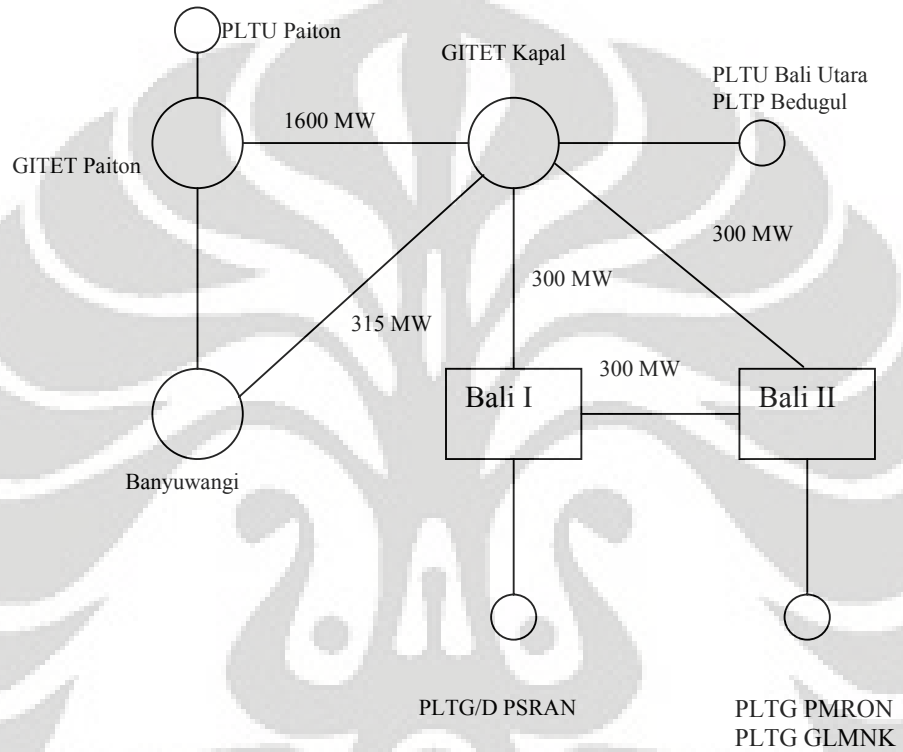




### Lampiran 1. Data Penghantar di PLN Sub Region Bali

From Bus Name	To Bus Name	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging (pu)	Rate A (MVA)	Rate B (MVA)	Rate C (MVA)	Length
PITON	KAPAL	0.0026	0.0248	2.2405	2398.82	2398.82	2398.82	220.00
GLMNK	BWNGI	0.0023	0.0058	0.0690	142.89	142.89	142.89	4.20
GLMNK	BWNGI	0.0023	0.0058	0.0690	142.89	142.89	142.89	4.20
GLMNK	NGARA	0.0232	0.0671	0.0233	150.68	150.68	150.68	38.04
GLMNK	NGARA	0.0232	0.0671	0.0233	150.68	150.68	150.68	38.04
GLMNK	BLUTR	0.0154	0.0446	0.0155	202.64	202.64	202.64	25.30
GLMNK	BLUTR	0.0154	0.0446	0.0155	202.64	202.64	202.64	25.30
BLUTR	PMRON	0.0154	0.0461	0.0310	202.64	202.64	202.64	50.69
BLUTR	PMRON	0.0154	0.0461	0.0310	202.64	202.64	202.64	50.69
BLUTR	KAPAL	0.0244	0.0727	0.0490	202.64	202.64	202.64	80.00
BLUTR	KAPAL	0.0244	0.0727	0.0490	202.64	202.64	202.64	80.00
NEGARA	ANSRI	0.0270	0.0783	0.0272	150.68	150.68	150.68	44.40
NEGARA	ANSRI	0.0270	0.0783	0.0272	150.68	150.68	150.68	44.40
ANSRI	KAPAL	0.0142	0.0411	0.0143	150.68	150.68	150.68	23.31
ANSRI	KAPAL	0.0142	0.0411	0.0143	150.68	150.68	150.68	23.31
PMRON	BRITI	0.0183	0.0350	0.0118	150.68	150.68	150.68	19.28
PMRON	BRITI	0.0183	0.0350	0.0118	150.68	150.68	150.68	19.28
BRITI	KAPAL	0.0362	0.0692	0.0234	202.64	202.64	202.64	38.17
BRITI	PYGAN	0.0183	0.0350	0.0118	202.64	202.64	202.64	19.28
PYGAN	KAPAL	0.0132	0.0382	0.0133	150.68	150.68	150.68	21.70
KAPAL	NSDUA	0.0293	0.0561	0.0189	150.68	150.68	150.68	30.91
KAPAL	GIANYAR	0.0068	0.0197	0.0069	150.68	150.68	150.68	11.20
KAPAL	GIANYAR	0.0068	0.0197	0.0069	150.68	150.68	150.68	11.20
KAPAL	PBIAN	0.0046	0.0134	0.0047	150.68	150.68	150.68	7.60
PSRAN	PBIAN	0.0056	0.0161	0.0056	150.68	150.68	150.68	9.12
PSRAN	SANUR	0.0074	0.0141	0.0047	150.68	150.68	150.68	7.75
PSRAN	SANUR	0.0074	0.0141	0.0047	150.68	150.68	150.68	7.75
PSRAN	NSDUA	0.0127	0.0243	0.0082	150.68	150.68	150.68	13.41
BLTMR	AMPRA	0.0030	0.0091	0.0061	150.68	150.68	150.68	10.00
BLTMR	AMPRA	0.0030	0.0091	0.0061	150.68	150.68	150.68	10.00
GNYAR	SANUR	0.0100	0.0289	0.0100	150.68	150.68	150.68	16.38
GNYAR	SANUR	0.0100	0.0289	0.0100	150.68	150.68	150.68	16.38
AMPRA	GNYAR	0.0206	0.0595	0.0207	150.68	150.68	150.68	33.76
KAPAL	PSRAN	0.0085	0.0247	0.0086	202.64	202.64	202.64	14.00

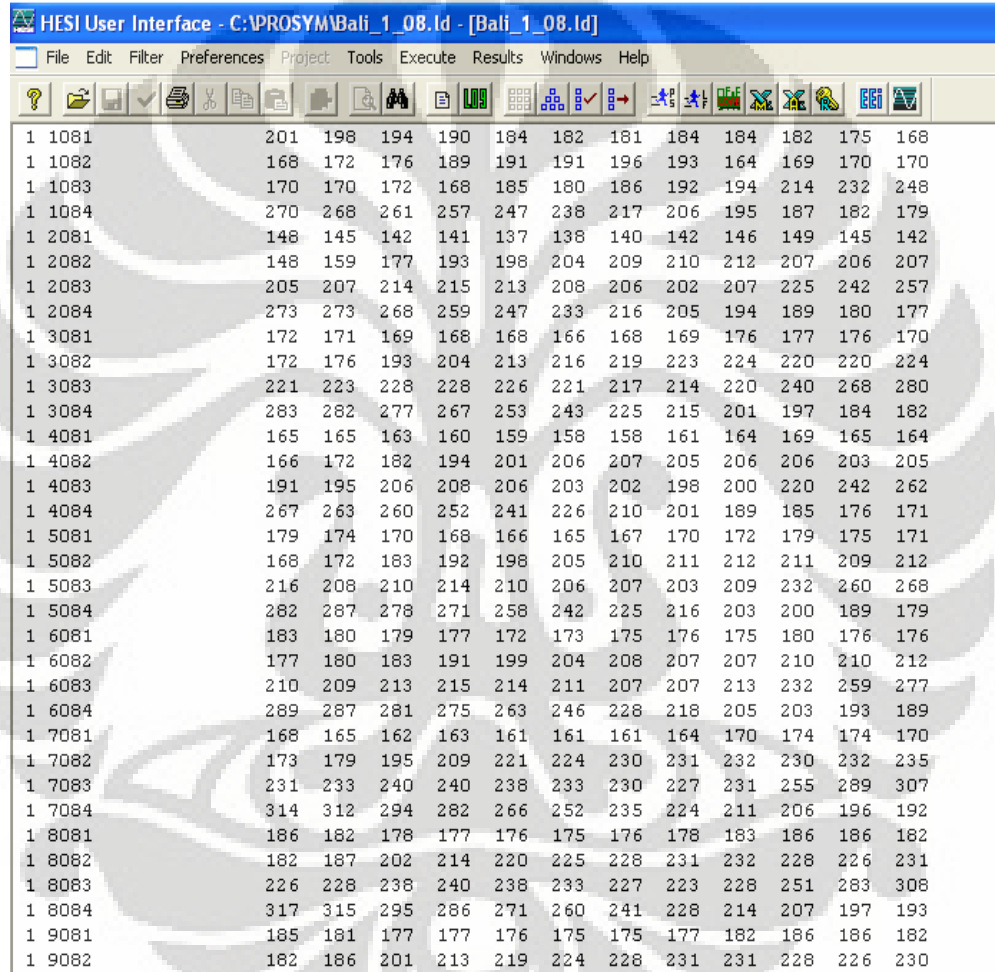
## Lampiran 2. Pemodelan Sistem Bali dalam Prosym



Gambar Pemodelan Sistem Bali

### Lampiran 3. Contoh beban harian per setengah jam

Contoh data beban tahun 2008



The screenshot shows a software window titled "HESI User Interface - C:\PROSYM\Bali\_1\_08.ld - [Bali\_1\_08.ld]". The window has a menu bar with "File", "Edit", "Filter", "Preferences", "Project", "Tools", "Execute", "Results", "Windows", and "Help". Below the menu bar is a toolbar with various icons. The main area of the window contains a table of data with 40 rows and 14 columns. Each row starts with a number "1" followed by a four-digit ID (e.g., 1081, 1082, etc.). The remaining 13 columns contain numerical values representing load data for different time intervals.

1 1081	201	198	194	190	184	182	181	184	184	182	175	168
1 1082	168	172	176	189	191	191	196	193	164	169	170	170
1 1083	170	170	172	168	185	180	186	192	194	214	232	248
1 1084	270	268	261	257	247	238	217	206	195	187	182	179
1 2081	148	145	142	141	137	138	140	142	146	149	145	142
1 2082	148	159	177	193	198	204	209	210	212	207	206	207
1 2083	205	207	214	215	213	208	206	202	207	225	242	257
1 2084	273	273	268	259	247	233	216	205	194	189	180	177
1 3081	172	171	169	168	168	166	168	169	176	177	176	170
1 3082	172	176	193	204	213	216	219	223	224	220	220	224
1 3083	221	223	228	228	226	221	217	214	220	240	268	280
1 3084	283	282	277	267	253	243	225	215	201	197	184	182
1 4081	165	165	163	160	159	158	158	161	164	169	165	164
1 4082	166	172	182	194	201	206	207	205	206	206	203	205
1 4083	191	195	206	208	206	203	202	198	200	220	242	262
1 4084	267	263	260	252	241	226	210	201	189	185	176	171
1 5081	179	174	170	168	166	165	167	170	172	179	175	171
1 5082	168	172	183	192	198	205	210	211	212	211	209	212
1 5083	216	208	210	214	210	206	207	203	209	232	260	268
1 5084	282	287	278	271	258	242	225	216	203	200	189	179
1 6081	183	180	179	177	172	173	175	176	175	180	176	176
1 6082	177	180	183	191	199	204	208	207	207	210	210	212
1 6083	210	209	213	215	214	211	207	207	213	232	259	277
1 6084	289	287	281	275	263	246	228	218	205	203	193	189
1 7081	168	165	162	163	161	161	161	164	170	174	174	170
1 7082	173	179	195	209	221	224	230	231	232	230	232	235
1 7083	231	233	240	240	238	233	230	227	231	255	289	307
1 7084	314	312	294	282	266	252	235	224	211	206	196	192
1 8081	186	182	178	177	176	175	176	178	183	186	186	182
1 8082	182	187	202	214	220	225	228	231	232	228	226	231
1 8083	226	228	238	240	238	233	227	223	228	251	283	308
1 8084	317	315	295	286	271	260	241	228	214	207	197	193
1 9081	185	181	177	177	176	175	175	177	182	186	186	182
1 9082	182	186	201	213	219	224	228	231	231	228	226	230

## Lampiran 4. Data data Pembangkit

PLTP

BDGUL.1P

Utility PJB.1  
StationType 3 !=limited.energy  
TransArea R42\_500  
Area Waru  
Plant Salak  
StationGroup Geot.Barat  
CapacityMax [wp] [2007] [day] 60 MW  
CapacityMin 35  
PRICE 431.04 !/mult @USD 0.04982  
MinUp 36  
MinDown 10  
EnergyM 38.688  
Outage 0.06  
COMMIT 3  
Units 0

BDGUL.2P

Utility PJB.1  
StationType 3 !=limited.energy  
TransArea R42\_500  
Area Waru  
Plant Salak  
StationGroup Geot.Barat  
CapacityMax [wp] [2007] [day] 60  
CapacityMin 35  
PRICE 431.04 !/mult @USD 0.04982  
MinUp 36  
MinDown 10  
EnergyM 38.688  
Outage 0.06  
COMMIT 3  
Units [wp] [2007] [day] 0

PLTD

PSRAN1.D

Utility PJB.1 total DMN = 20.13 MW  
TransArea Bali.1  
Area Waru  
Plant Pasanggaran  
StationGroup HSD.Timur  
CapacityMin 5  
CapacityMax [wp] [2007] [day] 20.13  
MinUp 4  
MinDown 4  
RampRate 300  
Fuel HSD.Pesanggaran  
HeatPoints @HPS.PSRAND  
HeatRate @HR.PSRAND  
Outage .06  
COMMIT 3  
Units 1

PSRAN2.D  
 Utility PJB.1 !Unit 4,6,8,9; total DMN = 17.24 MW  
 TransArea Bali.1  
 Area Waru  
 Plant Pasanggaran  
 StationGroup HSD.Timur  
 CapacityMin 7  
 CapacityMax [wp] [2007] [day] 17.24  
 MinUp 4  
 MinDown 4  
 RampRate 300  
 Fuel HSD.Pesanggaran  
 HeatPoints @HPS.PSRAND  
 HeatRate @HR.PSRAND  
 BidRateIncr @BRI.PSRAND2  
 Outage 0.06  
 COMMIT 3  
 Units 1

PSRAN3.D  
 Utility PJB.1 !Unit 10,11; total DMN = 18 MW  
 TransArea Bali.1  
 Area Waru  
 Plant Pasanggaran  
 StationGroup HSD.Timur  
 CapacityMin 6  
 CapacityMax [wp] [2006] [day] 9  
 MinUp 4  
 MinDown 4  
 RampRate 300  
 Fuel HSD.Pesanggaran  
 HeatPoints @HPS.PSRAND  
 HeatRate @HR.PSRAND  
 BidRateIncr @BRI.PSRAND3  
 Outage 0.06  
 COMMIT 3  
 Units 1

PLTG  
 PSRAN.1G  
 Utility PJB.1  
 TransArea Bali.1  
 Area Waru  
 Plant Pasanggaran  
 StationGroup HSD.Timur  
 CapacityMin 8  
 CapacityMax 17  
 MinUp 10  
 MinDown 4  
 RampRate 60  
 Fuel HSD.Pesanggaran  
 HeatPoints @HPS.PSRANG.1  
 HeatRate @HR.PSRANG.1  
 BidPoints @BP.PSRANG20  
 BidRateIncr @BRI.PSRANG20  
 Outage 0.06  
 COMMIT 3  
 Units 1

```

PSRAN.2G
Utility      PJB.1
TransArea   Bali.1
Area        Waru
Plant       Pasanggaran
StationGroup      HSD.Timur
CapacityMin 8
CapacityMax 17
MinUp       10
MinDown     4
RampRate    60
Fuel        HSD.Pesanggaran
HeatPoints  @HPS.PSRANG.2
HeatRate    @HR.PSRANG.2
BidPoints   @BP.PSRANG20
BidRateIncr @BRI.PSRANG20
Outage      0.06
COMMIT      3
!           Units      1

PSRAN.3G
Utility      PJB.1
TransArea   Bali.1
Area        Waru
Plant       Pasanggaran
StationGroup      HSD.Timur
CapacityMin  @DMM.PSRANG40
CapacityMax [wp] [2007] [day] 36
MinUp       10
MinDown     4
RampRate    120
Fuel        HSD.Pesanggaran
HeatPoints  @HPS.PSRANG.34
HeatRate    @HR.PSRANG.34
BidPoints   @BP.PSRANG40
BidRateIncr @BRI.PSRANG40
Outage      0.06
COMMIT      3
Units      [wp] [2007] [day] 1

PSRAN.4G
Utility      PJB.1
TransArea   Bali.1
Area        Waru
Plant       Pasanggaran
StationGroup      HSD.Timur
CapacityMin 8
CapacityMax 36
MinUp       10
MinDown     4
RampRate    60
Fuel        HSD.Pesanggaran
HeatPoints  @HPS.PSRANG.34
HeatRate    @HR.PSRANG.34
BidPoints   @BP.PSRANG40
BidRateIncr @BRI.PSRANG40
Outage      0.06
COMMIT      3
Units      [wp] [2007] [day] 1

```

GLMNK.G

Utility PJB.1  
TransArea R32\_150  
Area Waru  
Plant Gilimanuk  
StationGroup HSD.Timur  
CapacityMin @DMM.GLMNK  
CapacityMax [wp] [2007] [day] 130  
MinUp 10  
MinDown 4  
RampRate 360  
Fuel HSD.Pesanggaran  
HeatPoints @HPS.GLMNK  
HeatRate @HR.GLMNK  
BidPoints @BP.GLMNK  
BidRateIncr @BRI.GLMNK  
Outage 0.06  
COMMIT 3  
UNITS [wp] [2007] [day] 1

PMRON.1G

Utility PJB.1  
TransArea R41\_500  
Area Waru  
Plant PMRON1G  
StationGroup HSD.Timur  
CapacityMin @DMM.PMRON ![wp] [2007] [day] 20  
CapacityMax [wp] [2007] [day] 40  
MinUp 10  
MinDown 4  
SRUnusedMW 10  
RampRate 600  
HeatPoints @HPS.PMRON  
HeatRate @HB.PMRON  
BidPoints @BP.PMRON  
BidRateIncr @BRI.PMRON  
Outage 0.06  
COMMIT 3  
UNITS [wp] [2007] 1

PMRON.2G !Ex. PLTG Priok No. 4; Relokasi GE Priok

Utility PJB.1  
TransArea Bali.2  
Area Waru  
Plant PMRON1G  
StationGroup HSD.Timur  
CapacityMin @DMM.PMRON !20  
CapacityMax [wp] [2007] [day] 40  
MinUp 10  
MinDown 4  
RampRate 600 !120  
Fuel HSD.Pesanggaran  
HeatPoints @HPS.PMRON  
HeatRate @HB.PMRON  
BidPoints @BP.PMRON  
BidRateIncr @BRI.PMRON  
Outage 0.06  
Commit 3  
UNITS [wp] [2007] [day] 1



PITON.1B  
 Utility PJB.2  
 TransArea R31\_150  
 Area Waru  
 Plant Paiton  
 StationGroup Coal.Timur  
 CapacityMin [wp] [2007] [day] 1  
 CapacityMax [wp] [2007] [day] 400  
 MinUp 2  
 MinDown 3  
 RampRate 800  
 Fuel Bbara.Paiton  
 HeatRate @HR.PITON  
 HeatPoints @HPS.PITON  
 BidPoints @BP.PITON  
 BidRateIncr @BRI.PITON  
 Outage 0.06  
 COMMIT 3  
 Units [wp] [2007] [day] 1

BLUTR.1A  
 Utility IPP  
 TransArea R32\_150  
 Area Waru  
 Plant Paiton  
 StationGroup Coal.Timur  
 CapacityMin [wp] [2007] [day] 65  
 CapacityMax [wp] [2007] [day] 130  
 MinUp 36  
 MinDown 10  
 RampRate 180  
 Fuel Bbara.Paiton  
 HeatPoints @HPS.BLUTR  
 HeatRate @HR.BLUTR  
 BidPoints @BP.BLUTR  
 BidRateIncr @BRI.BLUTR  
 Outage 0.06  
 COMMIT 3  
 Units [wp] [2007] [day] 0

BLUTR.1B  
 Utility PJB.2  
 TransArea R32\_150  
 Area Waru  
 Plant Paiton  
 StationGroup Coal.Timur  
 CapacityMin [wp] [2007] [day] 65  
 CapacityMax [wp] [2007] [day] 130  
 MinUp 36  
 MinDown 10  
 RampRate 180  
 Fuel Bbara.Paiton  
 HeatPoints @HPS.BLUTR  
 HeatRate @HR.BLUTR  
 BidPoints @BP.BLUTR  
 BidRateIncr @BRI.BLUTR  
 Outage 0.06  
 COMMIT 3  
 Units [wp] [2007] [day] 0

```

BLUTR.1C
Utility          PJB.2
TransArea       R32_150
Area            Waru
Plant           Paiton
StationGroup    Coal.Timur
CapacityMin     [wp] [2007] [day] 65
CapacityMax     [wp] [2007] [day] 130
MinUp           36
MinDown         10
RampRate        180
Fuel            Bbara.Paiton
HeatPoints      @HPS.BLUTR
HeatRate        @HR.BLUTR
BidPoints       @BP.BLUTR
BidRateIncr    @BRI.BLUTR
Outage          0.06
COMMIT          3
Units           [wp] [2007] [day] 0

BLTMR.1A
Utility          PJB.2
TransArea       R33_150
Area            Waru
Plant           Paiton
StationGroup    Coal.Timur
CapacityMin     [wp] [2007] [day] 50
CapacityMax     [wp] [2007] [day] 100
MinUp           36
MinDown         10
RampRate        800
Fuel            Bbara.Paiton
HeatPoints      @HPS.BLTMR
HeatRate        @HR.BLUTR
BidPoints       @BP.BLTMR
BidRateIncr    @BRI.BLTMR
Outage          0.06
COMMIT          3
Units           [wp] [2007] [day] 0

BLTMR.1B
Utility          PJB.2
TransArea       R33_150
Area            Waru
Plant           Paiton
StationGroup    Coal.Timur
CapacityMin     [wp] [2007] [day] 50
CapacityMax     [wp] [2007] [day] 100
MinUp           36
MinDown         10
RampRate        800
Fuel            Bbara.Paiton
HeatPoints      @HPS.BLTMR
HeatRate        @HR.BLUTR
BidPoints       @BP.BLTMR
BidRateIncr    @BRI.BLUTR
Outage          0.06
COMMIT          3
Units           [wp] [2007] [day] 0

```

## Lampiran 5. Data Link Antar Area

```
Bali.1
      LoadFile      1
      LocalGenPart  [wp] [2008] [day] 0.15 [17.00] 0.45 [22.00] 0.15

Bali.2
      LoadFile      2
      LocalGenPart  0

Links Section
!*****

R41_7.ke.R42_7  ! 1. Paiton-Kapal
      From      R41_500  !
      To        R42_500  !
      Capacity  [WP] [2007] [day] 0 ! (N-1) [2000A*500kV*0,9*V3]

R31_5.ke.R32_5  !2. Banyuwangi-Glmnk
      From      R31_150  !
      To        R32_150  !
      Capacity  [WP] [2007] [day] 210 ! (N-1) [2000A*500kV*0,9*V3]

R32_5.ke.R42_7  !3. Gilimanuk-Kapal
      From      R32_150  !
      To        R42_500  !
      Capacity  [WP] [2007] [day] 1600 ! [2000A*500kV*0,9*V3]/N-1

R33_5.ke.R42_7  !4. Bali timur-Kapal
      From      R33_150  !
      To        R42_500  !
      Capacity  [WP] [2007] [day] 1600 !1559 ! (N-1) [2000A*500kV*0,9*V3]

R42_7.ke.R34_5  !5. Kapal-Psran
      From      R42_500  !
```

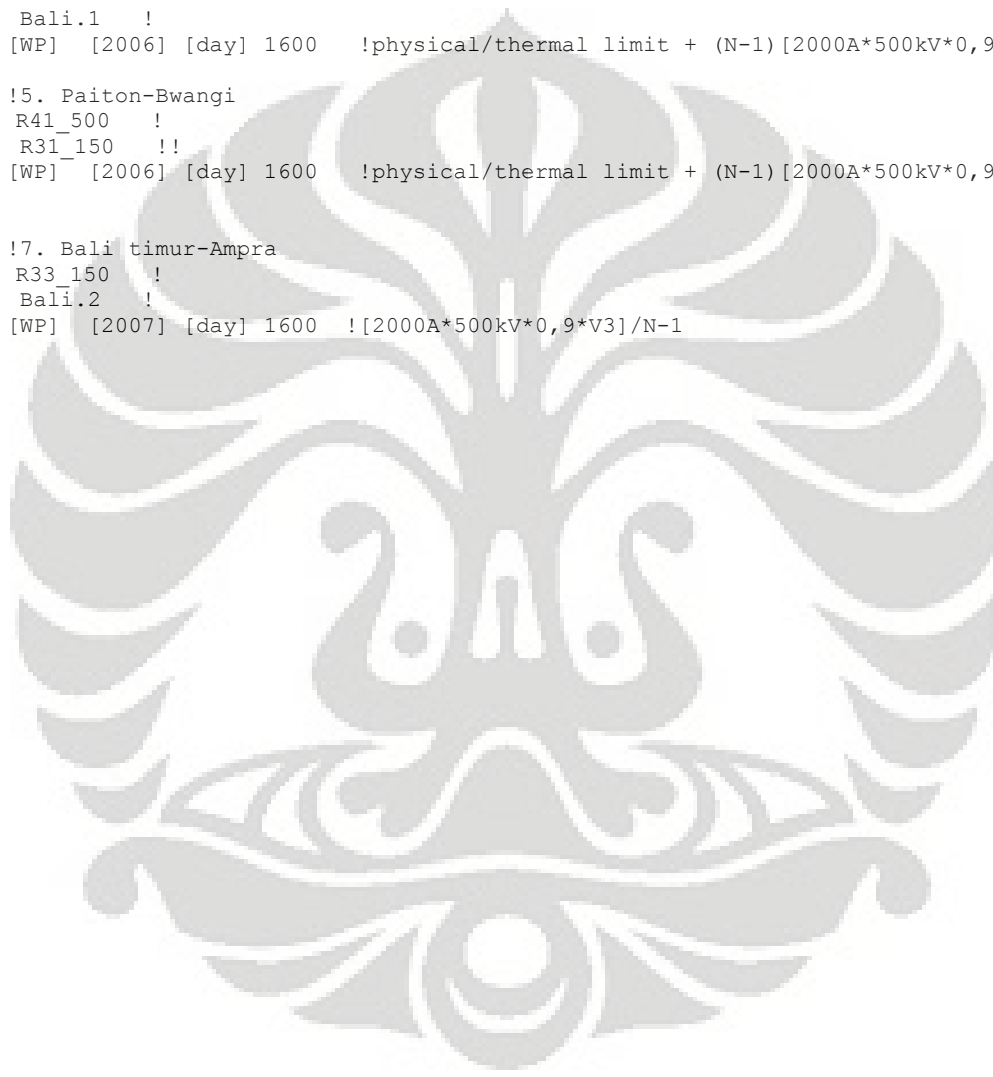
```

      To      Bali.1  !
      Capacity [WP] [2006] [day] 1600  !physical/thermal limit + (N-1)[2000A*500kV*0,9*V3]

R41_7.ke.R31_5  !5. Paiton-Bwangi
!      From      R41_500  !
!      To      R31_150  !!
!      Capacity [WP] [2006] [day] 1600  !physical/thermal limit + (N-1)[2000A*500kV*0,9*V3]

R33_5.ke.R35_5  !7. Bali timur-Ampra
      From      R33_150  !
      To      Bali.2  !
      Capacity [WP] [2007] [day] 1600  ![2000A*500kV*0,9*V3]/N-1

```



## Lampiran 6. Data Bahan Bakar

```
!=====
!FUEL DATA UNTUK RENCANA TAHUN 2008
!=====
```

Fuels Section

```
!-----
!Harga          Bahan   Bakar   untuk   Kontrak Jangka Panjang
!-----
!Nama           KonversiRp/vol energy/vol          keterangan
!-----
```

```
Bbara.Paiton
FuelPrice      [1997] /mult  1e5      /div     320     5000!      Rp/kg;kcal/kg

HSD.Pesangaran
FuelPrice      [2005] /mult  1e5      /div     7645    9100!      Rp/ltr;kcal/ltr
```

## Lampiran 7. System section

```

!
!----- FUEL DATA UNTUK RENCANA TAHUN 2008 -----
!
System Section

      WEEKBEGINS      =Tuesday
      PeriodNames    [v2]
      Periods        [wp]
      DPPeriods      [wp]
      On.peak        [day]
      Off.peak       [wks]
      [sun]
      [17:00]
      [7:00]
      [05:00]
      1
      =peak
      =peak
      [22:00]
      [23:00]
      [23:00]
      2
      =off.peak -
      =off.peak

!----- System Parameters -----

      SpinConting      1
      SpinRes          60
      Iterations       -1
      PrintSpin        1
      EnforceScope    =System
      Warnings         =Iterations
      MaintMethod      =mixed
      DispatchOn       0
      DispatchOn       =Bids
      ! MaxLFIterations 100
      PoolPricing      =Marginal
      ! EnforceFuel     =full
      PrintPeriod      =Weeks
      PrintTime        =full
      ! PrintBids       1111
      PRINTGRAPHS      1
      PRINTTRANSVALUE  =yes
      PrintUse         =Capacity
      PRINTFUELUSE     =stations
      PRINTHRCOST      1
      DispatchIncr     10
      HydroIncr        5
      TOPOLOGY         1
      CostEngyNS       13500
      DumpPrice        0
      SystemArea       [V7] R41_500 R42_500 R31_150 R32_150 R33_150 Bali.1 Bali.2
      !100
      !200
      !10
      !75
      !6
  
```

! Rate 1 US\$ pada bulan		Nop 2008				
@USD		9045				
!----- PEMBANGKIT-2 UNTUK KONTRAK JANGKA PANJANG -----!						
!	@DMN.BEDUGUL	60	! Daya Mampu Netto dlm MW -> Komponen A & B			
!	@HPS.PITON	[V4]	225	260	300	370
	@HPS.PITON	[V4]	100	135	175	245
	@HR.PITON	[V4]	2664	2631	2604	2574
	@SHRS.PITON	[V3]	17.00	5.50	4.00	
	@SC.PITON	[V3]	682.98	372	149.68	
	@DMN.PITON	370	! Daya Mampu Bruto dlm MW -> Komponen A & B			
	@DMM.PITON	225	! Daya Mampu Bruto dlm MW -> Komponen A & B			
!	@BP.PITON	[V4]	225	260	300	370
	@BP.PITON	[V4]	100	135	175	245
	@BRI.PITON	[V4]	149.70	152.72	153.59	154.87
	@HPS.BLUTR	[V4]	80	90	105	130
	@HR.BLUTR	[V4]	2807	2750	2721	2709
	@HPS.BLTMR	[V4]	70	75	85	100
	@SHRS.BLUTR	[V3]	17.00	5.50	4.00	
	@SC.BLUTR	[V3]	682.98	372	149.68	
	@DMN.BLUTR	130	! Daya Mampu Bruto dlm MW -> Komponen A & B			
	@DMM.BLUTR	70	! Daya Mampu Bruto dlm MW -> Komponen A & B			
	@BP.BLUTR	[V4]	80	90	105	130
	@BRI.BLUTR	[V4]	157.74	159.63	160.49	162.99
	@BP.BLTMR	[V4]	70	75	85	100
	@BRI.BLTMR	[V4]	162.9	166.59	167.45	170.21
	@HPS.PSRAND	[V4]	5	8	11	20.13
	@HR.PSRAND	[V4]	3880	3772	3714	3649
	@DMN.PSRAND	20.13	! Daya Mampu Netto dlm MW -> Komponen A & B			
	@DMM.PSRAND	5	! Daya Mampu Minimum dlm MW -> Komponen A & B			
	@BP.PSRAND	[V4]	5	8	11	20.13
	@BRI.PSRAND1	[V4]	1921.06	2019.26	2020.98	2161.84
	@BRI.PSRAND2	[V4]	1930.13	2027.05	2053.34	2208.67
	@BRI.PSRAND3	[V4]	1680.15	1862.08	1884.06	1959.86

@HPS.PSRANG.1	[V4]	8	9	11	17
@HR.PSRANG.1	[V4]	4700	4595	4452	4285
@HPS.PSRANG.2	[V4]	8	9	11	17
@HR.PSRANG.2	[V4]	4700	4595	4452	4285
@HPS.PSRANG.34	[V4]	13	15	19	36
@HR.PSRANG.34	[V4]	4700	4595	4450	4285
@DMN.PSRANG20		36	! Daya Mampu Netto dlm MW -> Komponen A & B		
@DMM.PSRANG20		13	! Daya Mampu Minimum dlm MW -> Komponen A & B		
@DMN.PSRANG40		17			
@DMM.PSRANG40		8			
@BP.PSRANG20	[V4]	8	9	11	17
@BRI.PSRANG20	[V4]	2770.50	2774.09	2775.29	2778.49
@BP.PSRANG40	[V4]	13.00	15.00	19.00	36.00
@BRI.PSRANG40	[V4]	2769.57	2770.56	2770.94	2772.30
@HPS.GLMNK	[V4]	56	67	94	130
@HR.GLMNK	[V4]	3390.00	3371.00	3344.00	3326.00
@BP.GLMNK	[V4]	56	67	94	130
@BRI.GLMNK	[V4]	2701.77	2705.11	2707.00	2710.16
@SHRS.GLMNK	[V3]	1.00	0.00	0.00	
@DMN.GLMNK		130	! Daya Mampu Netto dlm MW -> Komponen A & B		
@DMM.GLMNK		56	! Daya Mampu Minimum dlm MW -> Komponen A & B		
@HPS.PMRON	[V4]	20.00	27.00	32.00	40.00
@HB.PMRON	[V4]	3811	3752	3728	3705
@HB.PRIOK40	[V3]	4900	4900	4900	
@SHRS.PMRON	[V3]	14.00	8.00	6.00	
@BP.PMRON	[V4]	20	27	32	40
@BRI.PMRON	[V4]	2929.64	2960.01	2973.50	2988.13
@DMN.PMRON		40.00	! Daya Mampu Netto dlm MW -> Komponen A & B		
@DMM.PMRON		20.00	! Daya Mampu Minimum dlm MW -> Komponen A & B		



### Lampiran 8. Contoh Hasil Simulasi Biaya Produksi tahun 2014

Build ID: 002743

PLN P3B

p. 4

MULTISYM V3.4.40 Copyright 1988-2001 by Henwood Energy Services, Inc. P-0234-1 Deterministic method  
 2014: 12 Months thru Dec.

Rencana Alokasi Energi 2014 (DELTA)

4/6/2008  
 9:50:16 AM

Station Report

-----

No.	Station	Energy GWh	Aux Dmnd GWh	Cap Fctr %	Sta- rts	FuelBurn GBtu	Heat Rate Btu/kWh	Hours per Unit	Fuel/Prch \$/MWh <F>	Cost \$000	Start Fuel GBtu	Start Cost \$000	O&M Fixed \$000	O&M Var \$000	Opert Cost \$/MWh	Total Cost \$/MWh	Total Cost \$000
1	BDGUL 1P	87.6	0.0	100.0	0			8760	431.0	37759	0	0	0	0	431.04	431.04	37759
2	BDGUL 2P	0.0	0.0	0.0	0			0	0.0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0
3	BDGUL 3P	0.0	0.0	0.0	0			0	0.0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0
4	BDGUL 4P	0.0	0.0	0.0	0			0	0.0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0
5	PSRAN1 D	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0
6	PSRAN2 D	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0
7	PSRAN3 D	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0
8	PSRAN 1G	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0
9	PSRAN 2G	6.2	0.0	16.7	365	26.6	4286	36684011.0		22355	0	0	0	03600.49	3600.49	22355	
10	PSRAN 3G	44.2	0.0	67.3	365	193.7	4380	182584011.0		162690	0	0	0	03679.51	3679.51	162690	
11	PSRAN 4G	34.6	0.0	52.6	365	151.1	4369	139784011.0		126954	0	0	0	03670.20	3670.20	126954	
12	GLMNK G	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0
13	PMRON 1G	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0
14	PMRON 2G	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0
15	PITON 1B	1792.6	0.0	20.5	0	4743.9	2646	8760	6400.0	303611	0	0	0	0	169.36	169.36	303611
16	PITON 1C	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0
17	BLUTR 1A	525.6	0.0	46.2	0	1475.4	2807	8760	6400.0	94427	0	0	0	0	179.65	179.65	94427
18	BLUTR 1B	525.6	0.0	46.2	0	1475.4	2807	8760	6400.0	94423	0	0	0	0	179.65	179.65	94423
19	BLUTR 1C	525.6	0.0	46.2	0	1475.4	2807	8760	6400.0	94423	0	0	0	0	179.65	179.65	94423
20	BLTMR 1A	511.0	0.0	58.3	0	1471.2	2879	8760	6400.0	94155	0	0	0	0	184.26	184.26	94155
21	BLTMR 1B	511.0	0.0	58.3	0	1471.2	2879	8760	6400.0	94155	0	0	0	0	184.26	184.26	94155
SYSTEM PRODUCTION		4564.1	0.0		1095	12483.8	2789			1124952	0	0	0	0	246.48	246.48	1124952

!

=====

## Lampiran 9. Contoh Hasil Studi Aliran Daya SRB rencana PLN tahun 2017

Load flow tahun 2017.txt

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM			SIMULATOR--PSS/E		THU, JUN 12 2008
BUS 11001 GLMKNK5	150.00 CKT	MW	MVAR	MVA%	10.9956PU
					149.34KV
TO LOAD-PQ			14.2	4.7	14.9
TO 5001 BLUTR5	150.00 1		24.4	-28.3	37.3
TO 5001 BLUTR5	150.00 2		24.4	-28.3	37.3
TO 11002 NEGRA5	150.00 1		51.8	-10.9	53.0
TO 11002 NEGRA5	150.00 2		51.8	-10.9	53.0
TO 15037 BWNGI5	150.00 1		-55.5	24.5	60.7
TO 15037 BWNGI5	150.00 2		-55.5	24.5	60.7
TO 15037 BWNGI5	150.00 3		-55.5	24.5	60.7
TO 30200 GLMKNKG1	16.000 1		0.0	0.0	0.0
					0 1.0000LK
BUS 11002 NEGRA5	150.00 CKT	MW	MVAR	MVA	%I 0.9906PU
					148.59KV
TO LOAD-PQ	34.9		11.5	36.7	
TO 11001 GLMKNK5	150.00 1		-51.2	10.0	52.1
TO 11001 GLMKNK5	150.00 2		-51.2	10.0	52.1
TO 11010 ANTSR5	150.00 1		33.7	-15.7	37.2
TO 11010 ANTSR5	150.00 2		33.7	-15.7	37.2
BUS 11003 KAPAL5	150.00 CKT	MW	MVAR	MVA	%I 0.9973PU
					149.60KV
TO LOAD-PQ	142.5		46.8	149.9	
TO SWITCHED SHUNT	0.0		-59.7	59.7	
TO 301 KAPAL7	500.00 1		-181.8	-118.2	216.9
TO 301 KAPAL7	500.00 2		-181.8	-118.2	216.9
TO 5001 BLUTR5	150.00 1		-88.6	26.0	92.4
TO 5001 BLUTR5	150.00 2		-88.6	26.0	92.4
TO 11005 GNYAR5	150.00 1		47.1	24.5	53.1
TO 11005 GNYAR5	150.00 2		47.1	24.5	53.1
TO 11006 NSDUAS	150.00 1		71.9	11.0	72.8
TO 11007 PSGRN5	150.00 1		131.9	46.7	139.9
TO 11010 ANTSR5	150.00 1		-22.0	16.5	27.5
TO 11010 ANTSR5	150.00 2		-22.0	16.5	27.5
TO 11011 BTRTI5	150.00 1		-15.6	13.6	20.7
TO 11013 UBUD5	150.00 1		-4.6	6.5	8.0
TO 11029 PBIAN5	150.00 1		164.4	37.3	168.6
BUS 11004 PMRON5	150.00 CKT	MW	MVAR	MVA	%I 0.9932PU
					148.98KV
TO LOAD-PQ	69.4		22.8	73.1	
TO 5001 BLUTR5	150.00 1		-63.0	2.8	63.0
TO 5001 BLUTR5	150.00 2		-63.0	2.8	63.0
TO 11011 BTRTI5	150.00 1		28.3	-14.2	31.6
TO 11011 BTRTI5	150.00 2		28.3	-14.2	31.6
TO 11015 PMRON2	11.000 1		0.0	0.0	0.0
TO 11017 PMRON12	11.000 3		0.0	0.0	0.0
BUS 11005 GNYAR5	150.00 CKT	MW	MVAR	MVA	%I 0.9892PU
					148.38KV
TO LOAD-PQ	82.8		27.2	87.2	
TO 11003 KAPAL5	150.00 1		-46.9	-25.2	53.3
TO 11003 KAPAL5	150.00 2		-46.9	-25.2	53.3
TO 11008 AMPRA5	150.00 1		-74.0	-7.1	74.4
TO 11008 AMPRA5	150.00 2		-74.0	-7.1	74.4
TO 11012 SANUR5	150.00 1		79.5	18.7	81.7
TO 11012 SANUR5	150.00 2		79.5	18.7	81.7
BUS 11006 NSDUAS	150.00 CKT	MW	MVAR	MVA	%I 0.9702PU
					145.53KV
TO LOAD-PQ	104.5		34.4	110.0	
TO SHUNT	0.0		-23.5	23.5	
TO 11003 KAPAL5	150.00 1		-70.4	-9.8	71.1

TO 11007 PSGRN5	150.00	1	-34.2	1.0	34.2	34
BUS 11007 PSGRN5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I 0.9749PU 146.23KV
TO LOAD-PQ	192.8	63.4	203.0			
TO 5401 PSARD12	6.3000	1	0.0	0.0	0.0	0 1.0000LK
TO 11003 KAPAL5	150.00	1	-130.3	-42.6	137.1	
TO 11006 NSDUA5	150.00	1	34.3	0.5	34.3	34
TO 11012 SANUR5	150.00	2	-3.0	-5.2	6.0	6
TO 11012 SANUR5	150.00	3	-3.0	-5.2	6.0	6
TO 11029 PBIAN5	150.00	1	-90.8	-10.9	91.5	63
TO 30001 PSRAG51	11.500	1	0.0	0.0	0.0	0
TO 30002 PSRAG52	11.500	2	0.0	0.0	0.0	0 1.0000LK
TO 30007 PSRAD10	6.3000	D	0.0	0.0	0.0	0 1.0000LK
TO 30008 PSRAD11	6.3000	D	0.0	0.0	0.0	0 1.0000LK
TO 30009 PSRAG53	11.500	3	0.0	0.0	0.0	0 1.0000LK
TO 30010 PSRAG54	11.500	4	0.0	0.0	0.0	0 1.0000LK
BUS 11008 AMPRA5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I 0.9994PU 149.91KV
TO LOAD-PQ	50.2	16.5	52.8			
TO 4701 BLTMR5	150.00	1	-99.7	-15.2	100.8	31
TO 4701 BLTMR5	150.00	2	-99.7	-15.2	100.8	31
TO 11005 GNYAR5	150.00	1	74.6	7.0	74.9	50
TO 11005 GNYAR5	150.00	2	74.6	7.0	74.9	50
BUS 11010 ANTSTR5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I 0.9934PU 149.00KV
TO LOAD-PQ	22.5	7.4	23.7			
TO 11002 NEGRA5	150.00	1	-33.3	14.4	36.3	26
TO 11002 NEGRA5	150.00	2	-33.3	14.4	36.3	26
TO 11003 KAPAL5	150.00	1	22.1	-18.1	28.5	19
TO 11003 KAPAL5	150.00	2	22.1	-18.1	28.5	19
BUS 11011 BTRTI5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I 0.9929PU 148.93KV
TO LOAD-PQ	11.9	3.9	12.5			
TO 11003 KAPAL5	150.00	1	1	15.8	-15.8	22.3
TO 11004 PMRON5	150.00	1	-28.1	13.3	31.1	31.1
TO 11004 PMRON5	150.00	2	-28.1	13.3	31.1	31.1
TO 11013 UBUD5	150.00	1	28.5	-14.6	32.1	32.1
BUS 11012 SANUR5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA%	I 0.9758PU 146.37KV
TO LOAD-PQ	151.7		49.9	159.7		
TO SHUNT	0.0		-23.8	23.8		
TO 11005 GNYAR5	150.00	1	-78.9	-17.8	80.8	55
TO 11005 GNYAR5	150.00	2	-78.9	-17.8	80.8	55
TO 11007 PSGRN5	150.00	2	3.0	4.7	5.6	6
TO 11007 PSGRN5	150.00	3	3.0	4.7	5.6	6
BUS 11013 UBUD5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I 0.9953PU 149.29KV
TO LOAD-PQ	33.8		11.1	35.5		
TO 501 BDGUL12	16.000	1	-10.0	-17.1	19.8	14 1.0000LK
TO 601 BDGUL3	16.000	1	0.0	0.0	0.0	0 1.0000UN
TO 11003 KAPAL5	150.00	1	4.6	-7.5	8.8	7
TO 11011 BTRTI5	150.00	1	-28.4	13.5	31.4	25