

**STUDI KEMANDIRIAN PENYEDIAAN DAYA  
DENGAN MEMPERTAHANKAN MUTU TEGANGAN  
PADA PLN SUB REGION BALI BERBASIS RENCANA  
PLN TAHUN 2008-2017**

**SKRIPSI**

Oleh

**FIRMAN**

**04 03 03 0454**



**DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA  
GENAP 2007/2008**

**STUDI KEMANDIRIAN PENYEDIAAN DAYA  
DENGAN MEMPERTAHANKAN MUTU TEGANGAN  
PADA PLN SUB REGION BALI BERBASIS RENCANA  
PLN TAHUN 2008-2017**

**SKRIPSI**

Oleh

**FIRMAN**

**04 03 03 0454**



**SKRIPSI INI DIAJUKAN UNTUK MELENGKAPI SEBAGIAN  
PERSYARATAN MENJADI SARJANA TEKNIK**

**DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA**

**GENAP 2007/2008**

## **PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI**

Saya menyatakan dengan sesungguhnya bahwa skripsi dengan judul :

### **STUDI KEMANDIRIAN PENYEDIAAN DAYA DENGAN MEMPERTAHANKAN MUTU TEGANGAN PADA PLN SUB REGION BALI BERBASIS RENCANA PLN TAHUN 2008 -2017**

yang dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Sarjana Teknik pada program studi Teknik Elektro Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia, sejauh yang saya ketahui bukan merupakan tiruan atau duplikasi dari skripsi yang sudah dipublikasikan dan atau pernah dipakai untuk mendapatkan gelar kesarjanaan di lingkungan Universitas Indonesia maupun di Perguruan Tinggi atau di instansi manapun, kecuali bagian yang sumber informasinya dicantumkan sebagaimana mestinya.

Depok, 25 Juni 2008

F i r m a n

NPM 04 03 03 0454

## **PENGESAHAN**

Skripsi dengan judul :

**STUDI KEMANDIRIAN PENYEDIAAN DAYA DENGAN  
MEMPERTAHANKAN MUTU TEGANGAN PADA PLN SUB REGION  
BALI BERBASIS RENCANA PLN TAHUN 2008 -2017**

dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Sarjana Teknik pada program studi Teknik Elektro Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia dan disetujui untuk diajukan dalam sidang ujian skripsi. Skripsi ini telah diujikan pada sidang ujian skripsi pada tanggal 10 Juli 2008 dan dinyatakan memenuhi syarat/sah sebagai skripsi pada Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia.

Depok, Juli 2008  
Dosen Pembimbing,

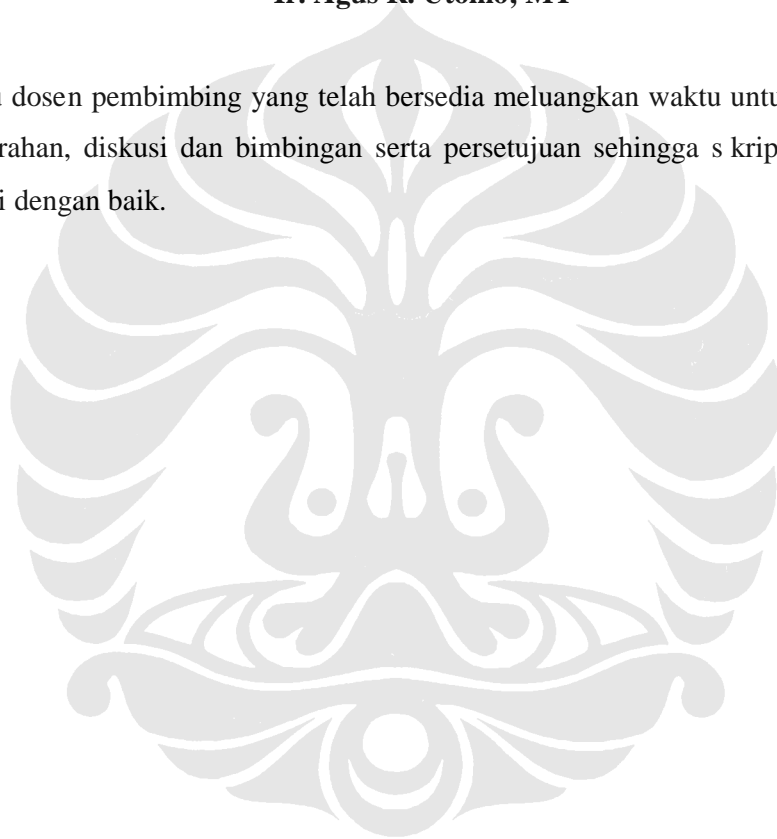
Ir. Agus R. Utomo, MT  
NIP 131 595 840

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada :

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

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



Firman  
NPM 04 03 03 045 4  
Departemen Teknik Elektro

Dosen Pembimbing  
Ir. Agus R. Utomo, MT

**STUDI KEMANDIRIAN PENYEDIAAN DAYA DENGAN  
MEMPERTAHANKAN MUTU TEGANGAN PADA PLN SUB REGION  
BALI BERBASIS RENCANA PLN TAHUN 2008 -2017**

**ABSTRAK**

Pertumbuhan beban elektrik di Sub Region Bali berkisar 7.7 – 8.6 % per tahun. Untuk mengantisipasi keadaan tersebut, PT PLN P3B Jawa Bali telah menyusun Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) tahun 2008 -2017 untuk menyediakan sistem tenaga listrik yang berkualitas di Bali. Rencana tersebut yaitu penambahan saluran transfer berkapasitas 105 MW pada tahun 2009, pembangunan PLTU Bali Utara berkapasitas 3 x 130 MW yang akan beroperasi tahun 2010, pembangunan PLTU Bali Timur berkapasitas 2 x 100 MW yang mulai beroperasi tahun 2011 serta pembangunan Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV yang direncanakan beroperasi tahun 2016.

Namun demikian terlihat bahwa sistem tenaga listrik Bali masih tergantung pada pasokan dari pulau Jawa. Untuk menghindari ketergantungan pasokan energi dari pulau Jawa maka pada studi ini di kaji mengenai kemungkinan sistem tenaga listrik sub region Bali beroperasi secara mandiri.

Analisis kemandirian ini didasarkan pada rencana operasi PLN Sub Region Bali, dengan indikator berupa kualitas tegangan di pusat-pusat beban. Hasil simulasi menunjukkan bahwa tanpa transfer dari Jawa, Bali baru bisa beroperasi mandiri pada tahun 2011 sampai 2013. Sementara jika transfer dari Jawa dan PLTD pesanggaran tidak dioperasikan, sistem hanya akan bisa beroperasi mandiri pada tahun 2011. Namun, jika PLTG juga tidak dioperasikan maka sistem Bali tidak bisa beroperasi mandiri karena kondisi tegangannya berada di bawah standar.

**Kata kunci : operasi mandiri, Sub Region Bali, mutu tegangan.**

Firman  
NPM 04 03 03 045 4  
Electrical Engineering Department

Counsellor  
Ir. Agus R. Utomo, MT

**STUDY OF INDEPENDENT POWER ALLOCATION WITH  
MAINTAINING VOLTAGE QUALITY IN PLN SUB REGION BALI  
BASED ON PLN'S PLAN YEAR 2008 -2017**

**ABSTRACT**

Electrical load growth in Bali Sub Region range from 7.7 to 8.6 percent annually. To anticipate this situation, PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali has arranged The Electrical Power Allocation Plan (Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik/RUPTL) year 2008-2017 to deliver good quality power system in Bali. The plan covered addition of undersea transfer line with capacity 105 MW in 2009, construction of North Bali Steam Generati on Plant 3 x 130 MW, which will operate in 2010, construction of East Bali Steam Generati on Plant 2 x 100 MW, operate in 2011 and construction of Extra High Voltage Overhead Line 500 kV operate in 2016.

But, it is noticeable that Bali power system still dependent on supply from Java island. To avoid electricity supply dependency, this study analyzes the possibility of Bali power system to operate independently.

This analysis based on PLN Sub Region Bali operation plan, taking voltage quality in load central as indicator. Simulation result shows that without power transfer from Java, Bali can operate independently in 2011 until 2013. Meanwhile, if transfer from Java and Pesanggaran Diesel Generati on Plant were not operated, system can only operate independently in the year 2011. But, if the Gas Generation Plant were also not operated, Bali power system cannot perform the independent operation since the voltages are below the standard.

**Keywords : independent operation, Bali Sub Region, voltage quality .**

# DAFTAR ISI

	Halaman
PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI .....	ii
PENGESAHAN.....	iii
UCAPAN TERIMA KASIH .....	iv
ABSTRAK .....	v
ABSTRACT .....	vi
DAFTAR ISI .....	vii
DAFTAR GAMBAR .....	ix
DAFTAR TABEL .....	x
DAFTAR LAMPIRAN .....	xi
DAFTAR SINGKATAN .....	xii
DAFTAR ISTILAH .....	xiii
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1. LATAR BELAKANG .....	1
1.2. PERUMUSAN MASALAH .....	2
1.3. TUJUAN PENULISAN .....	2
1.4. BATASAN MASALAH.....	3
1.5. METODOLOGI PENULISAN .....	3
1.6. SISTEMATIKA PENULISAN .....	3
BAB II LANDASAN TEORI .....	4
2.1. STL TERPISAH (ISOLATED) DAN INTERKONEKSI .....	5
2.1.1. STL Terpisah (Isolated).....	5
2.1.2. STL Interkoneksi .....	5
2.2. MUTU PASOKAN LISTRIK.....	6
2.2.1. Kontinuitas Pasokan Daya .....	6
2.2.2. Kualitas Pasokan Daya .....	7
2.2.2.1. Tegangan .....	7



2.2.2.2. <i>Frekuensi</i> .....	8
2.2.2.3. <i>Bentuk Gelombang</i> .....	8
2.3. ANALISA ALIRAN DAYA .....	9
2.3.1. Perhitungan Aliran Daya .....	10
2.3.2. Metode Newton Rhapson .....	11
2.3.3. Metode Newton Rhapson Untuk Solusi Aliran Daya .....	14
BAB III SISTEM TENAGA LISTRIK SUB REGION BALI TAHUN 2008 -2017	
.....	16
3.1. GAMBARAN UMUM .....	16
3.1.1. Pembangkitan .....	17
3.1.2. Penyaluran .....	17
3.1.3. Karakteristik Beban .....	18
3.1.4. Pola Operasi .....	18
3.2. RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM .....	18
3.2.1. Penambahan Pembangkit Tahun 2008 -2017 .....	19
3.2.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Tahun 2008 – 2017 .....	20
3.2.3. Neraca Daya.....	21
BAB IV ANALISIS KEMANDIRIAN STL SUB REGION BALI .....	22
4.1. DATA DAN ASUMSI .....	22
4.2. ALGORITMA SIMULASI .....	24
4.3. HASIL SIMULASI RENCANA PLN TAHUN 2008 -2017 .....	25
4.4. HASIL SIMULASI KEMANDIRIAN SRB .....	27
4.4.1. Skenario 1 .....	27
4.4.2. Skenario 2 .....	29
4.4.3. Skenario 3 .....	31
4.5. ANALISA KEMAMPUAN BALI SEBAGAI SISTEM MANDIRI .....	33
BAB V KESIMPULAN .....	35
DAFTAR ACUAN .....	36
DAFTAR PUSTAKA .....	37
LAMPIRAN .....	38

## DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1. <i>Sistem Tenaga Listrik</i> .....	4
Gambar 2.2. <i>Contoh kondisi bus</i> .....	10
Gambar 3.1. <i>Topologi jaringan SRB</i> .....	16
Gambar 3.2. <i>Perkiraan beban puncak tahunan SRB tahun 2008 -2017</i> .....	18
Gambar 4.1. <i>Tampilan perangkat lunak PSS/E</i> .....	22
Gambar 4.2. <i>Algoritma simulasi analisis kemandirian STL SRB</i> .....	24
Gambar 4.3. <i>Hasil simulasi rencana PLN</i> .....	26
Gambar 4.4. <i>Hasil Simulasi Skenario 1 Tahun 2010</i> .....	28
Gambar 4.5. <i>Hasil Simulasi Skenario 1 Tahun 2014</i> .....	29
Gambar 4.6. <i>Hasil Simulasi Skenario 2 Tahun 2012</i> .....	31
Gambar 4.7. <i>Hasil Simulasi Skenario 3 Tahun 2011</i> .....	32

## DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2.1 Keuntungan dan kerugian sistem <i>isolated</i>	5
Tabel 2.2 Keuntungan dan kerugian sistem interkoneksi	6
Tabel 2.3 Jenis-jenis bus pada aliran daya	10
Tabel 3.1 Pembangkitan di SRB tahun 2008	17
Tabel 3.2 Komposisi penyaluran SRB 2007	17
Tabel 3.3 Tambahan Pembangkit di SRB tahun 2008-2017	19
Tabel 3.4 Rencana Penambahan saluran 150 kV di SRB	20
Tabel 3.5 Prakiraan Neraca Daya SRB tahun 2008 - 2017	21
Tabel 4.1 Kondisi beban di tiap GI tahun 2008	23
Tabel 4.2 Data pembangkitan STL SRB tahun 2008-2017	25
Tabel 4.3 Hasil Simulasi Rencana PLN	26
Tabel 4.4 Pembangkit yang beroperasi pada skenario 1	27
Tabel 4.5 Total pembangkitan dan beban pada skenario 1	27
Tabel 4.6 Hasil Simulasi Skenario 1 Tahun 2010	28
Tabel 4.7 Hasil Simulasi Skenario 1 Tahun 2011-2013	29
Tabel 4.8 Hasil Simulasi Skenario 1 Tahun 2014	29
Tabel 4.9 Pembangkit yang beroperasi pada skenario 2	29
Tabel 4.10 Total pembangkitan dan beban pada skenario 2	30
Tabel 4.11 Hasil Simulasi Skenario 2 Tahun 2011	30
Tabel 4.12 Hasil Simulasi Skenario 2 Tahun 2012	31
Tabel 4.13 Pembangkit yang beroperasi pada skenario 3	31
Tabel 4.14 Total pembangkitan dan beban pada skenario 3	32
Tabel 4.15 Hasil Simulasi Skenario 3 Tahun 2011	32

## DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
Lampiran 1. Data Pengantar di PLN Sub Region Bali .....	39
Lampiran 2. Contoh Hasil Simulasi Skenario 1 tahun 2013 .....	40



## DAFTAR SINGKATAN



BBM	Bahan Bakar Minyak
GI	Gardu Induk
IBT	Inter Bus Transformer
kms	Kilo meter sirkuit
kV	kilo Volt
MVA	Mega Volt Ampere
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt hour
P3B	Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban
PLN	Perusahaan Listrik Negara
PLTG	Pembangkit Listrik Tenaga Gas
PLTP	Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi
PLTU	Pembangkit Listrik Tenaga Uap
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik
SKTL	Saluran Kabel Laut
SRB	Sub Region Bali
STL	Sistem Tenaga Listrik
SUTET	Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi

## DAFTAR ISTILAH

Beban Puncak	Beban tertinggi dalam 1 periode tertentu
Sistem terpisah	Suatu STL yang tidak terkoneksi dengan STL lain di sekitarnya
Sistem Interkoneksi	Suatu STL yang terkoneksi dengan STL lain di sekitarnya



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. LATAR BELAKANG

Sistem Tenaga Listrik harus terus berkembang mengikuti pertumbuhan beban elektrik yang harus dilayaninya. Perkembangan yang dimaksud harus mencakup penambahan kapasitas pembangkitan energi listrik, pembangunan saluran-saluran transmisi dan perluasan jaringan distribusi ke konsumen. Semua hal ini dimaksudkan untuk menyediakan energi listrik yang andal dan berkualitas bagi para konsumen.

Bali yang merupakan daerah wisata bertaraf internasional, mengalami pertumbuhan beban elektrik yang cukup tinggi. Berdasarkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN P3B Jawa Bali Tahun 2008-2017, prediksi pertumbuhan beban elektrik di Bali pada tahun 2008 sampai 2017 berkisar antara 7.7 % sampai 8.6 % per tahun. Saat ini, sistem tenaga listrik Sub Region Bali (SRB) memiliki kemampuan pembangkitan sebesar 367 M W. Selain itu, SRB, yang terinterkoneksi dengan sistem tenaga listrik Jawa, mendapat pasokan dari Jawa melalui Saluran Kabel Laut (SKLT) sebesar 210 MW. Sehingga total daya yang tersedia di SRB sebesar 577 MW.

Total daya tersebut tentunya tidak cukup untuk melayani beban elektrik di Bali sampai tahun 2017. Diperkirakan, beban puncak pada tahun 2017 akan mencapai angka 984 MW. Ditambah dengan kebijakan besaran cadangan pembangkit (*reserve margin*) PLN yang ditetapkan sebesar 30 %, maka total daya minimal yang tersedia di Bali pada tahun 2017 adalah 1405 MW. Mengantisipasi keadaan tersebut, PT PLN P3B Jawa Bali telah menyusun rencana penambahan suplai daya ke SRB. Rencana tersebut yaitu penambahan saluran transfer berkapasitas 105 MW pada tahun 2009, pembangunan PLTU Bali Utara berkapasitas 3 x 130 MW yang akan beroperasi tahun 2010, pembangunan PLTU Bali Timur berkapasitas 2 x 100 MW yang mulai beroperasi tahun 2011 serta

pembangunan Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV yang direncanakan beroperasi tahun 2016<sup>[1]</sup>.

Namun demikian, terlihat bahwa sistem tenaga listrik Bali masih tergantung pada pasokan dari pulau Jawa. Ketergantungan ini memiliki keuntungan dan kerugian. Keuntungannya antara lain, tidak perlu dibangun pembangkit listrik di Bali. Kondisi ini dapat mencegah Bali dari polusi-polusi yang mungkin diakibatkan oleh pembangkit tersebut. Namun, ketergantungan pada pasokan dari Jawa juga memiliki kerugian. Apabila terjadi krisis energi di pulau Jawa atau adanya gangguan pada saluran kabel laut yang digunakan untuk menyalurkan energi listrik, maka SRB akan mengalami defisit energi. Defisit ketersediaan energi listrik akan berdampak pada terjadinya pemadaman listrik di sisi konsumen. Hal ini tentu saja akan mencoreng citra Bali sebagai tujuan wisata berkelas internasional.

Untuk menghindari ketergantungan pasokan energi dari pulau Jawa, tercetus sebuah alternatif pengembangan sistem tenaga listrik Bali yang berbasis kemandirian. Maksudnya, kebutuhan energi di Bali dapat dipenuhi oleh pembangkit di Bali sendiri, tanpa adanya pasokan dari pulau Jawa. Namun hal ini mengalami beberapa kendala, seperti masih banyaknya pembangkit berbahan bakar minyak yang masih beroperasi serta rendahnya kualitas tegangan yang dihasilkan.

## **1.2. PERUMUSAN MASALAH**

Masalah yang akan dibahas dalam skripsi ini adalah bagaimana menentukan kemampuan sistem tenaga listrik Bali untuk beroperasi mandiri dengan menggunakan program simulasi aliran daya .

## **1.3. TUJUAN PENULISAN**

Tujuan ditulisnya skripsi ini adalah untuk melihat apakah sistem tenaga listrik Sub Region Bali dapat beroperasi mandiri, tanpa tergantung pada pasokan energi dari Pulau Jawa, dengan berpatokan pada rencana operasi PLN P3B Jawa Bali tahun 2008-2017.



#### **1.4. BATASAN MASALAH**

Skripsi ini dibuat dengan memperhatikan batasan-batasan sebagai berikut :

- Lokasi yang di bahas adalah Sub Region Bali
- Kondisi STL SRB sesuai dengan RUPTL PLN tahun 2008-2017
- Simulasi aliran daya dilakukan pada sistem 150 kV
- Batasan tegangan yang diinginkan adalah  $150 \text{ kV} \pm 5 \%$
- Ketersediaan suplai energi primer untuk pembangkitan diasumsikan aman.
- Tidak memperhitungkan biaya pembangkitan energi listrik.

#### **1.5. METODOLOGI PENULISAN**

Metodologi penelitian ini dilakukan dengan melakukan hipotesa berdasarkan RUPTL PLN tahun 2008-2017, studi literatur, melakukan simulasi dengan bantuan perangkat lunak komputer, melakukan analisis hasil simulasi dan mengambil kesimpulan.

#### **1.6. SISTEMATIKA PENULISAN**

Sistematika penulisan skripsi ini adalah sebagai berikut:

##### **BAB I PENDAHULUAN**

Bab ini menjelaskan mengenai latar belakang, perumusan masalah, tujuan penulisan, batasan masalah, metodologi penulisan dan sistematika penulisan.

##### **BAB II LANDASAN TEORI**

Pada bab ini dipaparkan tentang teori-teori yang mendukung penelitian yang dilakukan, seperti STL *isolated* dan interkoneksi, mutu pasokan listrik serta metode Newton Raphson untuk penyelesaian aliran daya .

##### **BAB III SISTEM TENAGA LISTRIK SUB REGION BALI TAHUN 2008 -2017**

Bab ini menjelaskan keadaan STL Sub Region Bali saat ini serta rencana pengembangan STL Sub Region Bali sampai tahun 2017.

##### **BAB IV ANALISIS KEMANDIRIAN STL SUB REGION BALI**

Bab ini berisi data-data yang diperoleh dari proses simulasi serta analisis dari data-data tersebut.

##### **BAB V KESIMPULAN**

Bab ini berisi kesimpulan yang diperoleh dari penulisan skripsi ini.

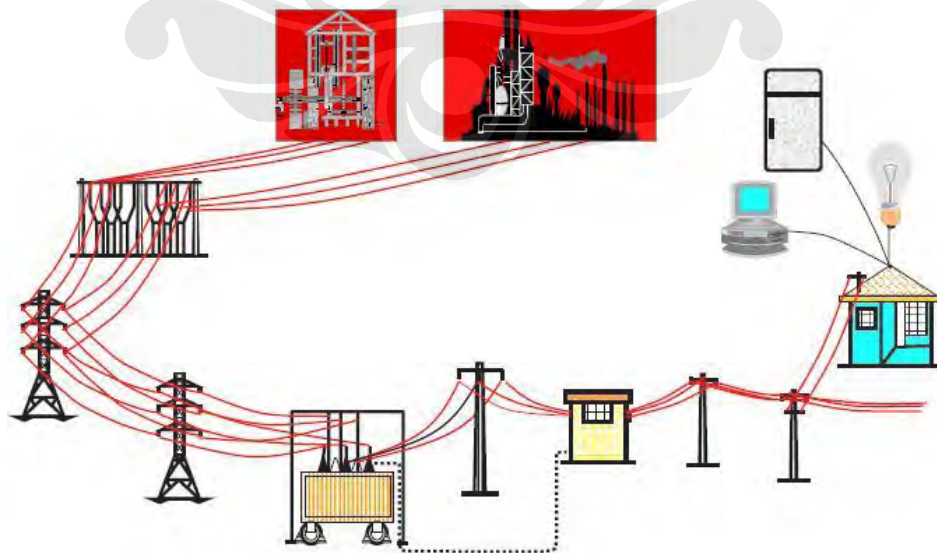
## BAB II

### LANDASAN TEORI

Sistem Tenaga Listrik (STL) adalah rangkaian instalasi tenaga listrik dari pembangkitan, transmisi, dan distribusi yang dioperasikan secara serentak dalam rangka penyediaan tenaga listrik. Dari pengertian diatas, tampak bahwa STL merupakan sebuah sistem yang kompleks dengan tiga komponen utama, yaitu pembangkitan, transmisi dan distribusi. Ketiga komponen ini harus saling mendukung satu sama lainnya, agar dapat mencapai tujuan utama dari sebuah STL yaitu menyuplai kebutuhan listrik konsumen.

Sasaran dan target yang harus dipenuhi sebuah Sistem Tenaga Listrik antara lain:

- Biaya pembangkitan yang minimal
- Dapat memenuhi kebutuhan energi konsumen
- Menghasilkan energi listrik yang berkualitas dan andal



Gambar 2.1. Sistem Tenaga Listrik

## 2.1. STL TERPISAH (ISOLATED) DAN INTERKONEKSI

STL biasanya dimulai sebagai sistem yang *isolated* (terpisah), kemudian berkembang secara bertahap, hingga meliputi daerah yang lebih luas. Kebutuhan akan unit-unit tenaga yang besar dan keandalan yang lebih tinggi mendorong diadakannya sambungan antara sistem-sistem yang berdekatan yang disebut interkoneksi. Di Indonesia sendiri terdapat tujuh buah sistem interkoneksi dan lebih dari 600 buah sistem yang *isolated*. Hal ini disebabkan kondisi geografis negara kita yang merupakan negara kepulauan, sehingga sulit untuk dibuat satu sistem yang terinterkoneksi seluruhnya.

### 2.1.1. STL Terpisah (Isolated)

Biasanya sistem ini diterapkan di daerah yang terpisah secara geografis dari daerah lain, dan diperlukan dana yang besar untuk membangun interkoneksi dengan STL lain. Pulau-pulau dan daerah yang terletak di pegunungan biasanya menerapkan sistem ini. Keuntungan dan kerugian dari sistem *isolated* ini dapat dilihat pada tabel berikut:

**Tabel 2.1** Keuntungan dan kerugian sistem *isolated*

Keuntungan	Kerugian
<ul style="list-style-type: none"><li>○ Operasi tidak tergantung pada STL lain</li><li>○ Tidak mengalami gangguan bila STL lain terganggu</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>○ Kelebihan kapasitas pembangkitan tidak bisa disalurkan</li><li>○ Bila kekurangan daya tidak bisa dibantu STL lain</li></ul>

### 2.1.2. STL Interkoneksi

Beberapa sistem *isolated* yang terletak berdekatan dapat terhubung satu sama lainnya dengan interkoneksi. Meningkatnya kebutuhan daya yang harus dilayani suatu sistem *isolated* merupakan salah satu alasan dibangunnya sistem interkoneksi. Keuntungan utama dari sistem ini adalah tiap-tiap STL dapat berbagi daya yang dibangkitkannya ke STL lain. Sementara kerugian dari sistem ini adalah bila terjadi gangguan pada suatu STL, STL lain dapat terkena imbasnya. Beberapa keuntungan dan kerugian sistem interkoneksi dapat dilihat pada tabel 2.2 berikut.

**Tabel 2.2** Keuntungan dan kerugian sistem interkoneksi

Keuntungan	Kerugian
<ul style="list-style-type: none"><li>○ Dapat berbagi daya dengan STL lain</li><li>○ Tegangan dan frekuensi lebih stabil</li><li>○ Sistem lebih andal</li><li>○ Perlu lebih sedikit mesin sebagai cadangan untuk beban puncak (kapasitas cadangan),</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>○ Arus hubung singkat lebih besar, sehingga perlu pemutus-arus dengan kapasitas yang lebih besar.</li><li>○ Gangguan pada suatu sistem dapat menjalar pada sistem lain,</li><li>○ Frekuensi nominalnya harus sama,</li><li>○ Semua generator dari sistem yang tersambung harus serempak.</li></ul>

## 2.2. MUTU PASOKAN LISTRIK

Listrik telah menjadi komponen utama dalam kehidupan manusia. Oleh karena itu, diperlukan mutu pasokan listrik yang bagus agar kehidupan kita tidak terganggu. Mutu tenaga listrik meliputi aspek kontinuitas pasokan daya dan kualitas pasokan daya yang terkait dengan tegangan, frekuensi dan bentuk gelombang.

### 2.2.1. Kontinuitas Pasokan Daya

Kontinuitas pasokan daya dinyatakan sebagai ketersediaan tenaga listrik dalam suatu daerah untuk suatu periode tertentu. Indikator untuk kontinuitas pelayanan daya ini dinyatakan dalam SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) dan SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*).

SAIDI adalah besaran yang menyatakan perbandingan antara durasi terputusnya pasokan listrik yang dialami oleh konsumen di suatu daerah untuk periode waktu tertentu dengan jumlah total konsumen yang dilayani di daerah tersebut, dan dinyatakan dalam:

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Jumlah semua durasi interupsi yang dialami konsumen}}{\text{Jumlah konsumen yang dilayani}}$$

SAIDI sering dinyatakan dalam menit per tahun atau jam per tahun. Semakin kecil harga SAIDI menunjukkan kontinuitas pelayanan yang semakin baik.

SAIFI merupakan perbandingan antara jumlah interupsi pasokan listrik yang dialami konsumen di suatu daerah untuk periode waktu tertentu terhadap jumlah total konsumen yang dilayani di daerah tersebut. SAIFI dinyatakan dalam:

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Jumlah semua interupsi yang dialami konsumen}}{\text{Jumlah konsumen yang dilayani}}$$

Semakin kecil harga SAIFI menunjukkan kinerja sistem yang semakin baik.

### 2.2.2. Kualitas Pasokan Daya

Kualitas pasokan daya ini meliputi tegangan, frekuensi dan bentuk gelombang. Secara teoritis, kualitas daya yang baik berarti:<sup>[2]</sup>

- tegangan yang disuplai ke konsumen stabil dan dalam batas yang ditentukan;
- frekuensi stabil dan dekat dengan nilai nominalnya;
- bentuk gelombang tegangan menyerupai gelombang sinusoidal mulus.

#### 2.2.2.1. Tegangan

Tegangan yang diterima di sisi konsumen bervariasi sesuai dengan aliran daya di transmisi dan terutama di distribusi. Awalnya, generator menyuplai daya dengan tegangan yang tetap. Namun, seiring dengan bertambahnya arus beban maka drop tegangan sepanjang saluran juga bertambah. Artinya, perbedaan antara tegangan yang disuplai dengan tegangan yang diterima beban bervariasi sesuai permintaan daya. Di Amerika Serikat, toleransi untuk besar tegangan yang diijinkan adalah  $\pm 5\%$ . Tegangan yang rendah dapat menyebabkan penerangan menjadi redup dan merusak motor listrik. Sementara, tegangan yang terlalu tinggi dapat juga merusak peralatan listrik.

Selain tegangan operasional, perhatian pada masalah kualitas daya juga harus diberikan pada tegangan yang melendut (*sag*) dan mengembang (*swell*) secara tiba-tiba dan temporer dari level normal yang diakibatkan oleh kejadian di

sistem distribusi. Perubahan mendadak ini dapat terjadi akibat sambaran petir, masuk dan keluarnya beban induktif besar, serta adanya kegagalan pada rangkaian distribusi.

#### 2.2.2.2. *Frekuensi*

Frekuensi dapat bergeser dari nilai nominalnya jika pembangkitan dan permintaan daya tidak seimbang. Jika permintaan daya melebihi ketersediaan daya aktif pembangkit, energi akan ditarik dari energi kinetik generator yang akan memperlambat putaran generator. Pada frekuensi rendah, jumlah daya aktif yang ditransmisikan akan lebih sedikit, dan beban akan dihindarkan dari konsumsi daya yang melebihi kapasitas pembangkitan.

Penyimpangan frekuensi beresiko terutama bagi mesin sinkron karena beberapa lilitannya dapat mengalami aliran arus yang tidak biasa dan menjadi overload. Karena itu, mesin sinkron biasanya dilengkapi dengan relay untuk memutuskan sambungan ke sistem jika terjadi *over* atau *under* frekuensi. Hal yang sama juga berlaku di sistem transmisi dan distribusi, dimana digunakan relay *overfrequency* dan *underfrequency*.

#### 2.2.2.3. *Bentuk Gelombang*

Bentuk gelombang yang baik berarti gelombang tegangan dan arus menyerupai bentuk matematis fungsi sinus atau cosinus. Keadaan ini timbul dari geometris lilitan generator yang menghasilkan gaya gerak listrik atau tegangan. Selain gangguan peralihan (transient), bentuk gelombang sinusoidal ini dapat berubah karena perilaku yang tidak sempurna dari generator dan beban. Distorsi gelombang tegangan umumnya disebabkan oleh generator, sementara distorsi arus disebabkan dari sisi beban.

Distorsi tegangan dan arus ini terjadi dalam bentuk osilasi dengan frekuensi yang jauh lebih besar dari frekuensi sistem, dan sering disebut harmonik. Ketika dijumlahkan dengan bentuk gelombang dasar, harmonik dapat menghasilkan kurva yang bergerigi. Secara matematis, kurva periodik bergerigi tersebut sama dengan jumlah kurva sinusoidal dari frekuensi dan magnitudo yang berbeda.

Walaupun tidak mengganggu beban resistif, harmonik dapat menyebabkan getaran, dengung dan gangguan lainnya pada motor listrik dan peralatan elektronik serta menimbulkan loss dan pemanasan berlebih pada trafo.

### 2.3. ANALISA ALIRAN DAYA

Aliran daya merupakan solusi untuk sistem tenaga listrik dalam kondisi operasi yang statis. Aliran daya dilakukan untuk menentukan: <sup>[3][4]</sup>

- Aliran daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) pada tiap cabang jaringan
- Tegangan di busbar.
- Efek dari pengaturan ulang rangkaian dan pemasukan rangkaian baru terhadap pembebanan sistem.
- Efek dari kehilangan temporer pembebanan gigit dan saluran transmisi terhadap pembebanan sistem.
- Kondisi optimal operasi sistem dan distribusi beban
- Meminimalisir *loss* daya pada sistem.
- Perbaikan yang didapat dengan penggantian ukuran konduktor dan tegangan sistem

Dalam penyelesaian aliran daya digunakan model fasa tunggal karena biasanya sistem dianggap beroperasi pada keadaan seimbang. Di tiap bus atau titik, terdapat empat variabel yaitu besar tegangan ( $|V|$ ), sudut fasa tegangan ( $\delta$ ), daya aktif (P), dan daya reaktif (Q). Dua dari empat variabel ini diketahui pada tiap bus dan dua yang lain diperoleh dari hasil aliran daya. Berdasarkan variabel yang diketahui dan yang akan dihitung tersebut, busbar dibagi menjadi tiga kategori, yaitu :

1. **Slack Bus/Swing Bus (Bus Berayun)**, dimana besar dan sudut fasa tegangan ditentukan. Bus ini menyuplai kehilangan (*loss*) daya aktif dan daya reaktif pada saluran transmisi serta menyeimbangkan kebutuhan daya sistem. Bus ini biasanya adalah bus yang terhubung pada generator.
2. **Load Bus (Bus Beban)**, merupakan bus dimana beban sistem terhubung. Daya aktif P dan daya reaktif Q telah ditentukan, sedangkan besar dan sudut fasa tegangan akan dihitung. Sering disebut juga bus P-Q.

3. **Generator Bus/Voltage-Controlled Bus (Bus Generator)**, dimana generator-generator terhubung. Pada bus generator nilai daya aktif (P) dan besar tegangan  $|V|$  diketahui, sedangkan sudut fasa tegangan  $\delta$  dan daya reaktif Q akan ditentukan. Sering disebut juga bus P-V

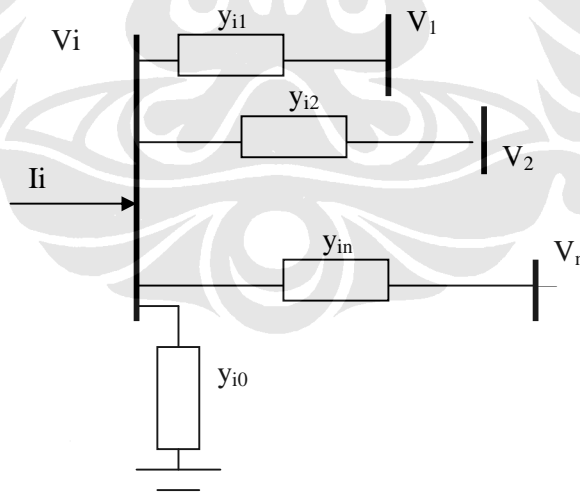
Tabel 2.3 dibawah ini merangkum penjelasan diatas :

**Tabel 2.3** Jenis-jenis bus pada aliran daya

Jenis Bus	Variabel Diketahui	Variabel Dihitung
Slack/swing bus	V dan $\delta$	P dan Q
Generator/PV bus	P dan V	$\delta$ dan Q
Load/PQ bus	P dan Q	V dan $\delta$

### 2.3.1. Perhitungan Aliran Daya

Perhitungan aliran daya sebenarnya tidak berbeda dengan perhitungan rangkaian listrik lainnya. Misalkan suatu bus mempunyai kondisi seperti gambar berikut:



**Gambar 2.2** Contoh kondisi bus

Dengan Hukum Arus Kirchoff didapatkan persamaan :

$$\begin{aligned}
 I_i &= y_{i0}V_i + y_{i1}(V_i - V_1) + y_{i2}(V_i - V_2) + \dots + y_{in}(V_i - V_n) \\
 &= (y_{i0} + y_{i1} + y_{i2} + \dots + y_{in})V_i - y_{i1}V_1 - y_{i2}V_2 - \dots - y_{in}V_n \dots\dots\dots(2.1)
 \end{aligned}$$



dalam bentuk deret,

$$I_i = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad j \neq i \quad \dots\dots\dots(2.2)$$

Daya aktif dan reaktif pada bus tersebut :

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad \dots\dots\dots(2.3)$$

atau

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad \dots\dots\dots(2.4)$$

Substitusi persamaan (2.4) ke persamaan (2.2) :

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad j \neq i \quad \dots\dots\dots(2.5)$$

Dari hubungan di atas tampak bahwa perumusan matematis dari masalah aliran daya menghasilkan sistem persamaan aljabar nonlinier yang harus dipecahkan dengan teknik iterasi.

Untuk menyelesaikan masalah ini, telah banyak metode perhitungan yang dikembangkan misalnya Gauss Seidel, Newton Rhapson, Fast Decoupled, dan lain-lain. Dari sekian banyak metode yang dikenal, yang paling umum pemakaiannya adalah metode Gauss Seidel dan Newton Rhapson.

**2.3.2. Metode Newton Rhapson**

Dasar dari metode iterasi ini adalah Deret Taylor. Untuk persamaan berikut :

$$f(x) = c$$

$$f(x^{(0)}) + \Delta x^{(0)} = c \quad \dots\dots\dots(2.6)$$

dengan  $x^{(0)}$  adalah nilai perkiraan awal dan  $\Delta x$  adalah selisih yang sangat kecil dari nilai sebenarnya. Bila dinyatakan dalam deret Taylor, maka :

$$f(x^{(0)}) + \left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)} \Delta x^{(0)} + \frac{1}{2!} \left(\frac{d^2 f}{dx^2}\right)^{(0)} (\Delta x^{(0)})^2 + \dots = c \dots\dots\dots (2.7)$$

Bila dianggap  $\Delta x^{(0)}$  mendekati nol, maka suku-suku orde tinggi dari deret Taylor dapat diabaikan sehingga menghasilkan

$$f(x^{(0)}) + \left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)} \Delta x^{(0)} \cong c \quad \text{atau,}$$

$$c - f(x^{(0)}) \cong \left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)} \Delta x^{(0)}$$

$$\Delta c^{(0)} \cong \left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)} \Delta x^{(0)} \dots\dots\dots (2.8)$$

dimana

$$\Delta c^{(0)} = c - f(x^{(0)})$$

Bila  $\Delta x^{(0)}$  dijumlahkan ke nilai perkiraan awalnya maka akan didapatkan nilai pendekatan kedua dan demikian seterusnya.

$$x^{(1)} = x^{(0)} + \Delta x^{(0)}$$

$$x^{(1)} = x^{(0)} + \frac{\Delta c^{(0)}}{\left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)}} \dots\dots\dots (2.9)$$

Maka dapat diambil prosedur algoritma Newton-Raphson sebagai berikut :

$$\Delta c^{(k)} = c - f(x^{(k)})$$

$$\Delta x^{(k)} = \frac{\Delta c^{(k)}}{\left(\frac{df}{dx}\right)^{(k)}} \dots\dots\dots (2.10)$$

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \Delta x^{(k)}$$

Persamaan ( 2.10 ) dapat disusun kembali menjadi :

$$\Delta c^{(k)} = j^{(k)} \Delta x^{(k)} \dots\dots\dots (2.11)$$

dimana

$$j^{(k)} = \left(\frac{df}{dx}\right)^{(k)}$$

Bila sistem diperluas menjadi n buah persamaan dengan n variable yang tak diketahui, maka dalam deret Taylor, dengan mengabaikan orde tingginya, dituliskan :

$$\begin{aligned}
 f_1^{(0)} + \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^{(0)} \Delta x_1^{(0)} + \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)^{(0)} \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)^{(0)} \Delta x_n^{(0)} &= c_1 \\
 f_2^{(0)} + \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)^{(0)} \Delta x_1^{(0)} + \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)^{(0)} \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n}\right)^{(0)} \Delta x_n^{(0)} &= c_2 \\
 &\vdots \\
 &\vdots \\
 &\vdots \\
 f_n^{(0)} + \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)^{(0)} \Delta x_1^{(0)} + \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2}\right)^{(0)} \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)^{(0)} \Delta x_n^{(0)} &= c_n
 \end{aligned}
 \tag{2.12}$$

dalam bentuk matriks dituliskan :

$$\begin{bmatrix} c_1 - f_1^{(0)} \\ c_2 - f_2^{(0)} \\ \vdots \\ c_n - f_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)^{(0)} \\ \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n}\right)^{(0)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)^{(0)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta x_n^{(0)} \end{bmatrix}
 \tag{2.13}$$

Dalam bentuk lebih singkat dapat dituliskan

$$\begin{aligned}
 \Delta c^{(k)} &= J^k \Delta x^{(k)} \\
 \Delta x^{(k)} &= [J^k]^{-1} \Delta c^{(k)}
 \end{aligned}$$

dengan  $J^{(k)}$  disebut **Matriks Jacobian**.

Maka algoritma Newton-Raphson untuk kasus n dimensi menjadi :

$$X^{(k+1)} = X^{(k)} + \Delta X^{(k)} \tag{2.14}$$

### 2.3.3. Metode Newton Rhapson Untuk Solusi Aliran Daya

Daya kompleks pada bus n dinyatakan dalam bentuk polar dalam :

$$\mathbf{S}_n = \mathbf{V}_n \sum_{k=1}^r \mathbf{Y}_{nk} \mathbf{V}_k^* = \sum_{k=1}^r |V_n| |V_k| |Y_{nk}| \angle \{ \delta_n - \delta_k - \theta_{nk} \} \quad \dots(2.15)$$

Sedangkan, daya aktif dan reaktif pada bus n didapat dengan mengambil komponen nyata dan imajiner dari daya kompleks.

$$P_n = \Re\{\mathbf{S}_n\} = \sum_{k=1}^r |V_n| |V_k| |Y_{nk}| \cos\{\delta_n - \delta_k - \theta_{nk}\} \quad \dots(2.16)$$

$$Q_n = \Im\{\mathbf{S}_n\} = \sum_{k=1}^r |V_n| |V_k| |Y_{nk}| \sin\{\delta_n - \delta_k - \theta_{nk}\} \quad \dots(2.17)$$

Masalah pada aliran daya adalah untuk menemukan nilai dari magnitudo dan sudut tegangan yang ketika disubstitusi ke persamaan (2.16) dan (2.17), menghasilkan nilai daya aktif dan reaktif yang sama dengan nilai yang telah ditentukan (set) pada bus tersebut, Pns and Qns.

Langkah pertama adalah membuat nilai perkiraan untuk nilai magnitudo dan sudut tegangan, yaitu  $|V_n^0|$  dan  $\delta_n^0$ , dimana superskrip (  $^0$  ) menyatakan iterasi yang diselesaikan. Dengan nilai estimasi tersebut, dapat dihitung nilai P dan Q pada tiap bus. Nilai ini dibandingkan dengan nilai yang ditentukan untuk mendapatkan nilai kesalahan (error). Untuk bus n :

$$\Delta P_n^0 = P_{ns} - \sum_{k=1}^r |V_n^0| |V_k^0| |Y_{nk}| \cos\{\delta_n^0 - \delta_k^0 - \theta_{nk}\} \quad \dots(2.18)$$

$$\Delta Q_n^0 = Q_{ns} - \sum_{k=1}^r |V_n^0| |V_k^0| |Y_{nk}| \sin\{\delta_n^0 - \delta_k^0 - \theta_{nk}\} \quad \dots(2.19)$$

Nilai kesalahan dari daya aktif dan reaktif berhubungan dengan nilai kesalahan pada magnitudo dan sudut fasa tegangan, yaitu  $\Delta |V_n^0|$  dan  $\Delta \delta_n^0$ , dengan pendekatan orde pertama:

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_n^0 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta Q_n^0 \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_{n-1}} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_{n+1}} & \vdots & \vdots & \vdots & \frac{\partial P_n}{\partial |V_{n-1}|} & \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} & \frac{\partial P_n}{\partial |V_{n+1}|} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_{n-1}} & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_{n+1}} & \vdots & \vdots & \vdots & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_{n-1}|} & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_{n+1}|} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{n-1}^0 \\ \Delta \delta_n^0 \\ \Delta \delta_{n+1}^0 \\ \vdots \\ \Delta |V_{n-1}|^0 \\ \Delta |V_n|^0 \\ \Delta |V_{n+1}|^0 \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

dimana elemen matrik jacobian dihitung dengan mendiferensiasikan persamaan (2.16) dan (2.17) dan mensubsitusikan nilai perkiraan magnitudo dan sudut fasa tegangan.

Langkah selanjutnya adalah melakukan invers terhadap matriks Jakobian. Setelah proses invers selesai, nilai kesalahan magnitudo dan sudut fasa tegangan dapat dihitung dengan:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_{n-1}^0 \\ \Delta \delta_n^0 \\ \Delta \delta_{n+1}^0 \\ \vdots \\ \Delta |V_{n-1}|^0 \\ \Delta |V_n|^0 \\ \Delta |V_{n+1}|^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_n^0 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta Q_n^0 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad \dots\dots\dots(2.21)$$

Nilai kesalahan dari (2.21) ditambahkan ke nilai perkiraan awal untuk menghasilkan nilai perkiraan baru dari magnitudo dan sudut fasa tegangan.

$$|V_n^1| = |V_n^0| + \Delta |V_n^0| \quad \dots\dots\dots(2.22)$$

$$\delta_n^1 = \delta_n^0 + \Delta \delta_n^0 \quad \dots\dots\dots(2.23)$$

Proses ini dilakukan berulang-ulang sampai nilai kesalahan antara dua perkiraan yang berdekatan berada dalam batas toleransi. .

# BAB III

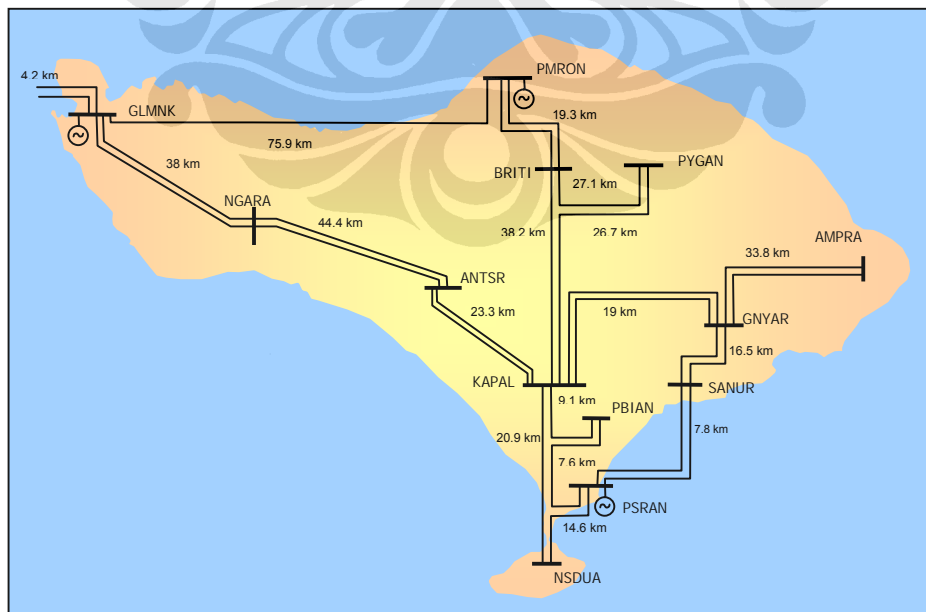
## SISTEM TENAGA LISTRIK SUB REGION BALI

### TAHUN 2008-2017

#### 3.1. GAMBARAN UMUM

Sub Region Bali (SRB) <sup>[5]</sup> merupakan bagian dari sistem interkoneksi Jawa Madura dan Bali yang menyuplai PLN Distribusi Bali. Pada tahun 2007 total kapasitas pembangkit di Bali sebesar 367 MW ditambah transfer daya melalui Saluran Kabel Laut (SKLT) dari pulau Jawa sebesar 210 MW, sehingga daya mampu di SRB sebesar 577 MW. Beban puncak yang pernah tercapai adalah 454,6 MW yang terjadi pada tanggal 26 Nopember 2007. Dari beban tersebut sekitar 70 % berada di daerah selatan pulau Bali.

Tanggung jawab yang dilaksanakan PT PLN (Persero) SRB meliputi perusahaan transmisi dan pengaturan beban di SRB. Gambaran sistem tenaga listrik SRB dapat dilihat pada gambar 3.1



Gambar 3.1 Topologi Jaringan SRB

### 3.1.1. Pembangkitan

Pembangkit yang beroperasi di SRB semuanya merupakan pembangkit termal yang terdiri dari Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) dan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) dengan bahan bakar *High Speed Diesel* (HSD). Hal ini menyebabkan biaya pembangkitan di Bali relatif mahal. Selain unit pembangkit, kebutuhan daya di SRB juga dipasok dari pulau Jawa melalui Saluran Kabel Laut (SKLT).<sup>[6]</sup>

**Tabel 3.1** Pembangkitan di SRB 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 Pamaron	40	20	40	2	80
Total pembangkit					367
Kabel Laut	105			2	210
<b>Total Kapasitas</b>					<b>557</b>

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

### 3.1.2. Penyaluran

Sistem penyaluran di Bali menggunakan sistem tegangan 150 kV, dengan rincian seperti pada tabel berikut.<sup>[6]</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 JB

### 3.1.3. Karakteristik Beban

Secara umum karakteristik beban SRB rendah pada siang hari dan beban puncak terjadi pada malam hari. Beban tertinggi yang pernah dialami SRB adalah sebesar 373.9 MW pada tanggal 26 Nopember 2007. <sup>[6]</sup>

### 3.1.4. Pola Operasi

Dalam kondisi operasi normal, kebutuhan daya SRB disuplai dari PLTG Gilimanuk, PLTG pesanggaran dan transfer daya dari Jawa. Untuk periode beban puncak, kapasitas pembangkitan ditambah dengan mengoperasikan PLTG dan PLTD Pesanggaran serta PLTG Pemaron. <sup>[1]</sup>

Operasi sistem tenaga listrik SRB terdiri dari dua hirarki yaitu Java Control Center (JCC) yang berkedudukan di Gandul dan Region Control Center (RCC). SRB secara teknis seperti sebuah region, tetapi secara administratif berada di bawah region Jawa Timur yang berkedudukan di Waru, Surabaya.

Untuk pengoperasian pembangkit yang menyangkut start-stop PLTG Gilimanuk dan PLTG Pemaron wewenang ada di petugas pengendali JCC. Sedangkan PLTD dan PLTG Pesanggaran menjadi tanggung jawab SRB didasarkan pada rencana operasi harian yang disusun SRB.

## 3.2. RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM

SRB selalu berkembang dengan pertumbuhan 7.7 – 8.6 % pertahun. <sup>[7]</sup> Perkiraan beban puncak tahunan dari tahun 2008 sampai 2017 dapat dilihat pada gambar 3.2 dibawah. <sup>[1]</sup>



Gambar 3.2. Perkiraan beban puncak tahunan SRB tahun 2008 -2017



Dari gambar tersebut, dalam sepuluh tahun ke depan beban Bali akan bertambah menjadi dua kali dari total 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 beban di Bali, yaitu :<sup>[8]</sup>

- Pembangkitan Bali Mandiri, yaitu kebutuhan daya di Bali akan dipenuhi oleh pembangkit di Bali. Dalam hal ini, alternatif pembangunan pembangkit antara lain: PLTU Bali Utara, PLTU Bali Timur, PLTP Bedugul dan PLTGU Pesanggaran.
- *Net importer*, dimana kebutuhan daya di Bali dipenuhi dari pembangkit di Jawa melalui transfer SKLT dan 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 SRB sampai dengan tahun 2017 diperlukan tambahan pembangkit baru. Diantara pembangkit baru yang akan segera dibangun adalah PLTU Celukan Bawang di Bali Utara, PLTU Bali Timur, dan PLTP Bedugul.<sup>[1]</sup>

**Tabel 3.3** Tambahan Pembangkit di SRB tahun 2008-2017

Pembangkit	TAHUN									
	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 : “RUPTL sistem Jawa Bali tahun 2008”

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, seperti sebuah pembangkit besar keluar dari sistem, maka tidak akan berdampak serius terhadap sistem.

### 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 di hilir secara efisien. Selain itu, juga untuk memperkuat fleksibilitas operasi disamping 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 SRB 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 berikut :

**Tabel 3.4.** Rencana Penambahan saluran 150 kV di SRB

Tahun	Dari	Ke	Teg	Panjang kms	Tipe
2009	Ketapang	Gilimanuk	150	5	Kabel
2009	Celukan Bawang	Kapal	150	60	2 x TACSR410
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	Batiriti	150	5	1 x Hawk
2016	Paiton	Kapal	500	220	4 x Dove

Sumber : “RUPTL P3B Jawa Bali tahun 2008-2017” tahun 2007

### 3.2.3. Neraca Daya

Neraca Daya SRB dapat dilihat pada tabel berikut :

**Tabel 3.5.** Prakiraan Neraca Daya SRB tahun 2008 - 2017

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Kapasitas Terpasang (MW)	577	577	682	902	1142	1142	1142	1142	1142	2142
Kapasitas tambahan (MW)	0	105	260	240	100				1000	
Pengurangan Kapasitas (MW)			40							
Kapasitas terpasang total (MW)	577	682	902	1142	1242	1142	1142	1142	2142	2142
Beban Puncak (MW)*	430	522	563	608	655	709	769	834	906	984
Pertumbuhan beban puncak (%)	.25	7.96	7.98	7.92	7.72	8.37	8.43	8.5	8.58	8.65

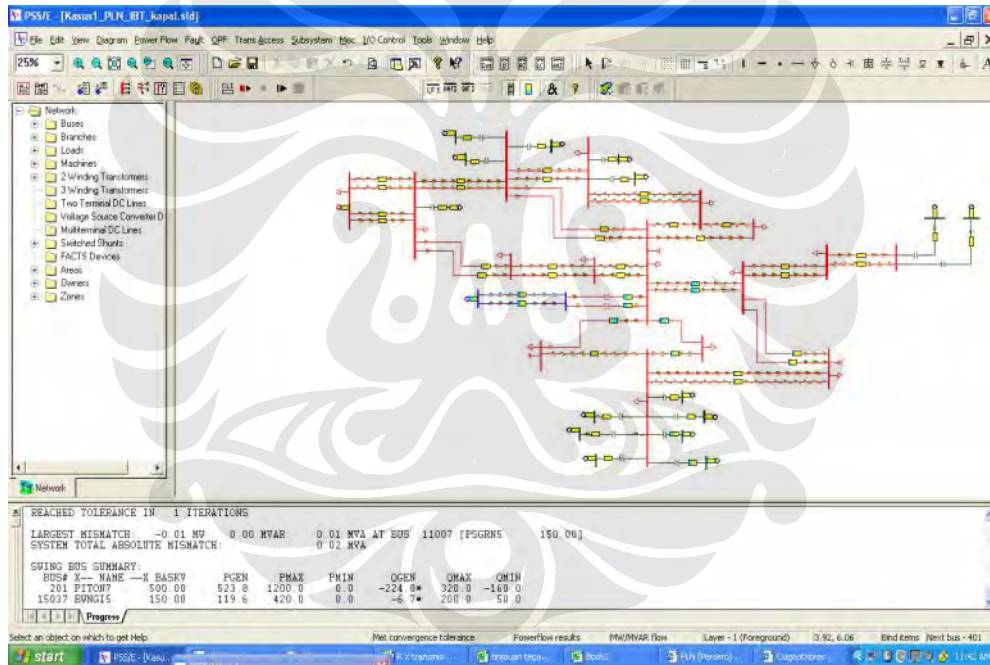
Sumber : "RUPTL P3B Jawa Bali tahun 2008-2017"

\* "RUPTL Distribusi Bali tahun 2008-2017"

## BAB IV

### ANALISIS KEMANDIRIAN STL SUB REGION BALI

Analisa kemampuan PLN Sub Region Bali sebagai sebuah sistem tenaga listrik mandiri ini didasarkan pada hasil simulasi aliran daya. Simulasi aliran daya dilakukan dengan program PSS/E (Power System Simulator for Engineering) versi 30.3.2 buatan Siemens yang sudah digunakan oleh PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali.



Gambar 4.1. Tampilan perangkat lunak PSS/E

#### 4.1. DATA DAN ASUMSI

Untuk melakukan simulasi aliran daya, diperlukan adanya data-data yang berhubungan dengan sistem, antara lain:

1. Data generator
2. Data beban

3. Data Bus
4. Data percabangan (transmisi, reaktor dan transformator)

Sedangkan asumsi-asumsi yang digunakan dalam simulasi aliran daya ini adalah:

1. Tegangan di bus pembangkit ditetapkan 102%  $V_n$  untuk menghindari tegangan yang terlalu tinggi pada saat beban rendah.
2. Perbandingan daya aktif dan daya reaktif beban pada tiap tingkat pembebanan sama (*constant P/Q*)
3. Nilai tegangan pada sistem 150 kV yang diinginkan adalah  $150 \text{ kV} \pm 5\%$  atau antara  $142.5 \text{ kV} - 157.5 \text{ kV}^*$

Sementara itu, hasil simulasi yang akan dianalisa dibatasi pada daerah-daerah pusat beban. Daerah-daerah yang terletak di Bali bagian selatan tersebut adalah Kapal, Padang Sembian, Nusa Dua, Pesanggaran, Sanur dan Gianyar. Total beban puncak di enam daerah tersebut pada tahun 2008 diperkirakan mencapai angka 349.46 MW atau sekitar 72.35 % dari perkiraan total beban puncak di Sub Region Bali pada tahun 2008 yaitu 483 MW. Perkiraan beban pada tahun 2008 selengkapnya dapat dilihat pada tabel 4.1.

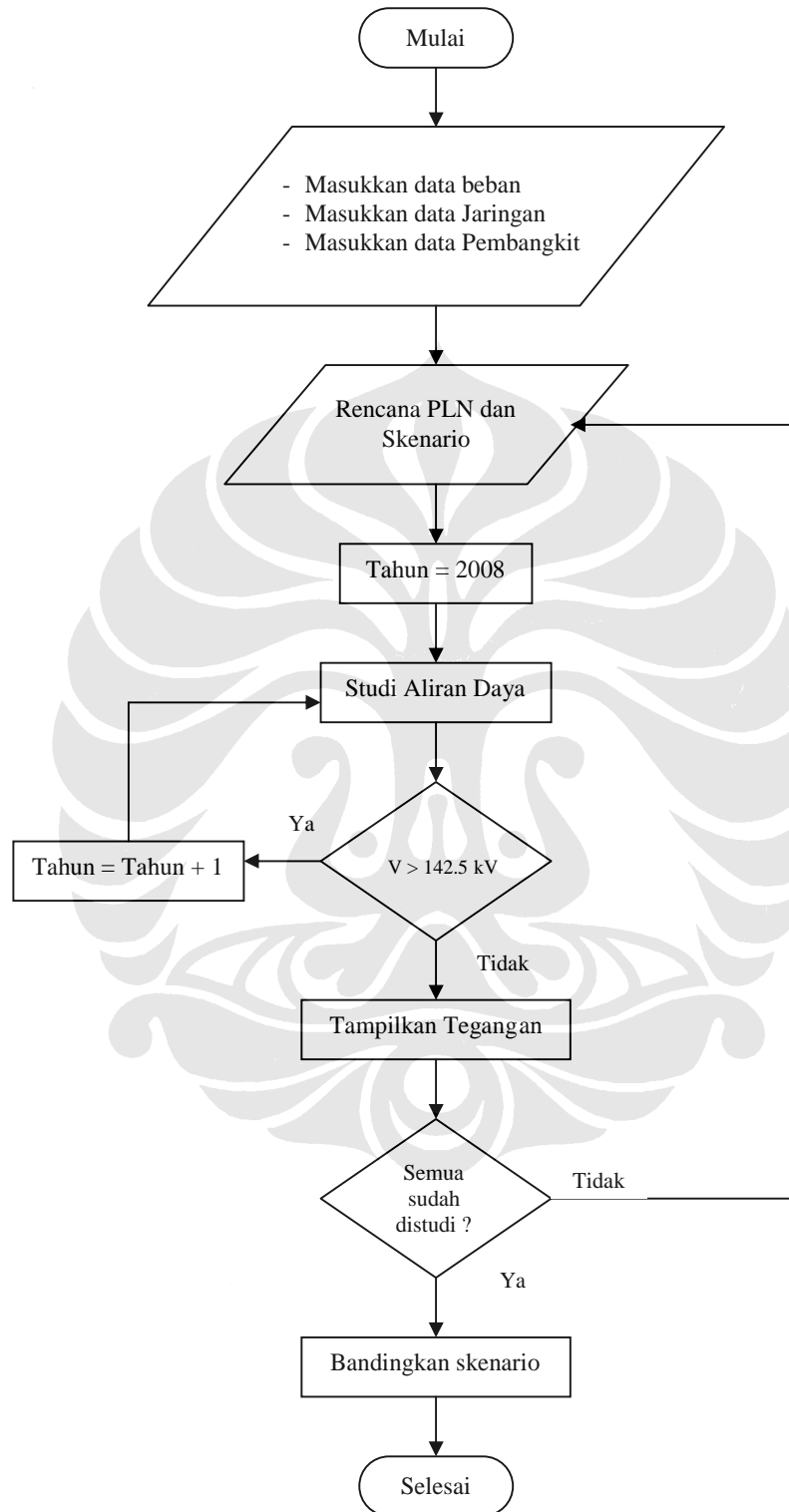
**Tabel 4.1.** Kondisi beban di tiap GI tahun 2008

Daerah	Beban		
	(MW)	(%)	$\Sigma$ (%)
Gilimanuk	6.63	1.44	27.65
Ngara	16.36	3.55	
Antasari	10.57	2.30	
Pemaron	32.54	7.07	
Baturiti	5.57	1.21	
Pygan/ubud	15.83	3.44	
Ampira	23.52	5.11	
Gianyar	38.82	8.43	72.35
Sanur	71.10	15.44	
Pesanggaran	90.37	19.63	
Nusa dua	48.99	10.64	
Padang Sembian	33.42	7.26	
Kapal	66.76	14.50	

\* Level tegangan ini disesuaikan dengan beberapa standar yang digunakan di negara lain, seperti:

1. Great Britain National Grid Electricity Transmission
2. Australian National Electricity Rules v. 20
3. Phillipine Grid Code

## 4.2. ALGORITMA SIMULASI



**Gambar 4.2** Algoritma simulasi analisis kemandirian STL SRB

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

Pada rencana Sistem Tenaga Listrik PLN Sub Region Bali tahun 2008 - 2017, diperoleh data pembangkitan energi listrik sebagaimana terlihat pada tabel berikut: <sup>[8]</sup>

**Tabel 4.2.** Data pembangkitan STL SRB tahun 2008-2017

Pembangkit	TAHUN									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Transfer Jawa (MW)	210	315	315	315	315	315	315	315	315	315
PLTG Gilimanuk (MW)	130									
PLTG Pamaron (MW)	40	40								
PLTG dan PLTD Pesanggaran (MW)	152	89	89			36	53	89		
PLTU Bali Utara (MW)			260	390	390	390	390	390	390	390
PLTU Bali Timur (MW)				100	200	200	200	200	200	200
PLTP Bedugul (MW)				10	10	10	10	10	10	10
SUTET									2 x 500 MV A	2 x 500 MV A
Beban Puncak (MW)	430	522	563	608	655	709	769	834	906	984

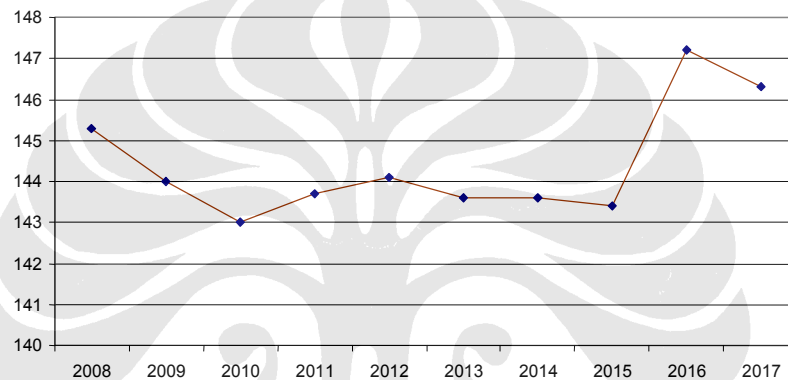
Pada rencana pembangkitan energi listrik PLN diatas, tampak bahwa ada usaha untuk mengurangi penggunaan PLTD dan PLTG. Hal ini merupakan cara PLN untuk mensiasati kelangkaan dan naiknya harga minyak. Tampak dalam tabel, pada tahun 2008, 2009 dan 2010 penggunaan PLTG dan PLTD dikurangi secara bertahap seiring dengan bertambahnya kapasitas tranfer kabel laut dari Jawa dari 210 MW menjadi 315 MW pada tahun 2009 dan pembangunan PLTU di Bali Utara dengan kapasitas 2 x 130 MW tahun 2010.

Pada tahun 2011 dan 2012 bahkan tidak ada PLTG dan PLTD yang dioperasikan, karena ada penambahan kapasitas di PLTU Bali Utara sebesar 130 MW dan pembangunan PLTU Bali Timur dengan kapasitas 2 x 100 MW. Di tahun 2012, 2013 dan 2014 PLTG Pesanggaran dioperasikan lagi untuk menaikkan level tegangan di pusat beban yang turun. Beroperasinya SUTET dengan kapasitas daya 2 x 500 MVA pada tahun 2016 me nyebabkan PLTG pesanggaran tidak perlu dioperasikan lagi.

Hasil perhitungan aliran daya terhadap rencana PLN akan menghasilkan kondisi tegangan di tiap Gardu Induk. GI Pesanggaran merupakan GI yang memiliki persentase beban paling tinggi. Kondisi tegangan di Pesanggaran dapat dilihat pada tabel dan grafik dibawah ini.

**Tabel 4.3.** Hasil Simulasi Rencana PLN

Tahun	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Tegangan di Pesanggaran	145.3	144	143	143.7	144.1	143.6	143.6	143.4	147.2	146.3



**Gambar 4.3.** Hasil simulasi rencana PLN

Dari tabel diatas, terlihat bahwa tegangan di Pesanggaran sudah memenuhi standar, yaitu berada dalam batasan 142.5 sampai 157.5 kV. Penambahan pembangkitan di Bali Timur pada tahun 2011 dan 2012 dapat mengangkat tegangan di Pesanggaran, walaupun Pembangkit di Pesanggaran tidak dioperasikan.

Pertambahan beban pada tahun 2013 sampai 2015 menyebabkan tegangan kembali turun. Pengoperasian PLTG Pesanggaran pada kurun waktu tersebut dimaksudkan untuk menaikkan level tegangan pada pusat beban agar masih dalam batas yang diterima.

Kenaikan signifikan tegangan pada tahun 2016 disebabkan adanya suplai melalui Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) dengan kapasitas 2 x 500 MVA.



#### 4.4. HASIL SIMULASI KEMANDIRIAN SRB

Untuk melihat kondisi SRB bila beroperasi mandiri, maka dilakukan simulasi dengan tiga skenario. Skenario pertama diambil dari rencana operasi PLN, namun saluran transfer tidak dioperasikan. Skenario kedua sama dengan skenario satu ditambah tidak dioperasikannya PLTD. Sedangkan skenario ketiga adalah skenario dua yang ditambah tidak dioperasikannya PLTG.

##### 4.4.1. Skenario 1

Pada skenario studi ini, transfer dari Jawa akan dihilangkan. Hal ini dilakukan untuk melihat kesiapan Sub region Bali untuk menjadi sistem yang mandiri. Pembangkit-pembangkit yang digunakan adalah seperti pada tabel berikut.

**Tabel 4.4.** Pembangkit yang beroperasi pada skenario 1.

Pembangkit	TAHUN									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PLTG Gilimanuk (MW)	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
PLTG Pamaron total (MW)	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
PLTG Pesanggaran total (MW)	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
PLTD Pesanggaran total (MW)	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
PLTU Bali Utara (MW)			260	390	390	390	390	390	390	390
PLTU Bali Timur (MW)				100	200	200	200	200	200	200

Pada tahun 2008 dan 2009 total daya yang dibangkitkan lebih kecil dibandingkan dengan beban yang harus disuplai. Hal tersebut dapat dilihat pada tabel berikut

**Tabel 4.5** Total pembangkitan dan beban pada skenario 1

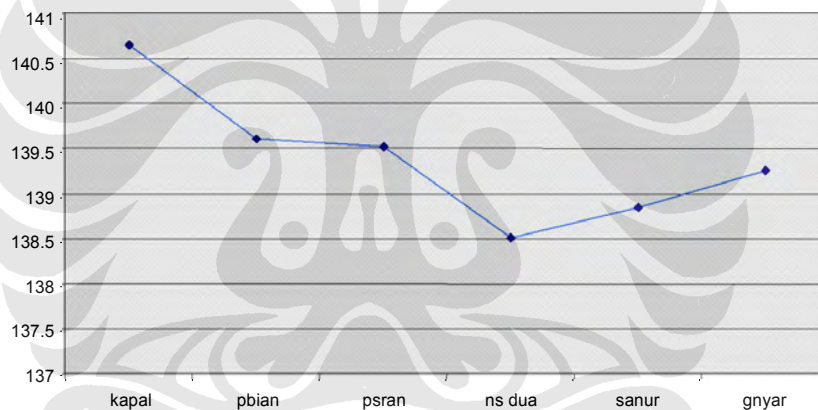
Tahun	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total Pembangkitan (MW)	347	347	607	837	937	937	937	937	937	937
Beban Puncak (MW)	430	522	563	608	655	709	769	834	906	984
Selisih (MW)	-83	-175	44	229	282	228	168	103	31	-47

Oleh karena itu, pada tahun 2008 dan 2009 sistem Bali masih harus bergantung pada transfer dari Jawa. Dengan kata lain, sistem tenaga listrik Bali belum bisa mandiri pada tahun 2008 dan 2009

Setelah pengoperasian PLTU Bali Utara dengan kapasitas 260 MW pada tahun 2010, daya total pembangkitan dapat memenuhi kebutuhan total beban. Namun setelah dilakukan simulasi, nilai tegangan yang dihasilkan berada dibawah batas, terutama untuk daerah-daerah pusat beban. Nilai tegangan untuk enam pusat beban pada tahun 2010 dapat dilihat pada tabel dan grafik berikut :

**Tabel 4.6** Hasil Simulasi Skenario 1 Tahun 2010

BUS	kapal	pbian	psran	ns dua	sanur	gnyar
Tegangan (kV)	140.65	139.61	139.52	138.51	138.85	139.25



**Gambar 4.4** Hasil Simulasi Skenario 1 Tahun 2010

Tegangan tertinggi diantara enam daerah tersebut adalah tegangan di Kapal dengan nilai 140.65 kV yang masih berada dibawah batas minimum yaitu 142.5 kV. Sementara tegangan terendah diperoleh di Nusa Dua dengan 138.51 kV.

Bertambahnya kapasitas PLTU Bali Utara dan beroperasinya PLTU Bali Timur, membuat tegangan pada tahun 2011 sampai 2013 berada dalam batasan normal. Keadaan ini membuat SRB dapat beroperasi mandiri pada tahun 2011 sampai dengan tahun 2013. Hasil simulasi tahun 2011 sampai 2013 dapat dilihat pada tabel berikut

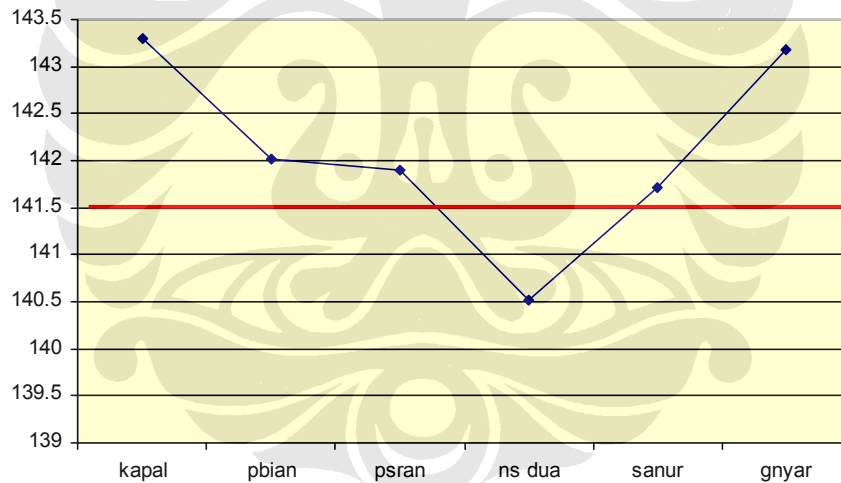
**Tabel 4.7.** Hasil Simulasi Skenario 1 Tahun 2011-2013

Tahun	kapal	pbian	psran	ns dua	sanur	gnyar
2011	144.23	143.61	143.70	142.79	142.99	143.28
2012	144.63	144.01	144.10	143.19	143.39	143.68
2013	144.13	143.51	143.60	142.69	142.89	143.41

Pada tahun 2014, menurut hasil simulasi ada beberapa daerah di pusat beban yang mempunyai tegangan dibawah standar. Daerah tersebut adalah Pesanggaran dengan tegangan 141.9 kV, Nusa Dua dengan tegangan 140.51 kV dan Sanur dengan tegangan 141.72 kV. Tegangan pada pusat beban tahun 2014 selengkapnya dapat dilihat pada tabel dan grafik berikut.

**Tabel 4.8.** Hasil Simulasi Skenario 1 Tahun 2014

BUS	kapal	pbian	psran	ns dua	sanur	gnyar
Tegangan	143.29	142.01	141.9	140.51	141.72	143.41



**Gambar 4.5** Hasil Simulasi Skenario 1 Tahun 2014

#### 4.4.2. Skenario 2

Pada skenario ini selain transfer dari Jawa, pembangkit diesel akan coba tidak dioperasikan ke sistem. Hal ini dikarenakan mahalnnya harga minyak dunia akhir-akhir ini. Pembangkit-pembangkit yang beroperasi dapat dilihat pada tabel berikut :

**Tabel 4.9.** Pembangkit yang beroperasi pada skenario 2

Pembangkit	TAHUN									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PLTG Gilimanuk	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
PLTG Pamaran total	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
PLTG Pesanggaran total	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
PLTU Bali Utara			260	390	390	390	390	390	390	390
PLTU Bali Timur				200	200	200	200	200	200	200

Pada tahun 2008, 2009 dan 2010 total pembangkitan masih belum mencukupi jumlah total beban yang terpasang, sehingga pada tahun tersebut sistem Bali belum bisa lepas dari transfer dari Jawa. Total pembangkitan dan total beban pada skenario ini dapat dilihat pada tabel berikut

**Tabel 4.10.** Total pembangkitan dan beban pada skenario 2

Tahun	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total Pembangkitan (MW)	301	301	561	891	891	891	891	891	891	891
Beban Puncak (MW)	430	522	563	608	655	709	769	834	906	984
Selisih (MW)	-129	-221	-2	283	236	182	122	57	-15	-93

Masuknya PLTU Bali Timur pada tahun 2011 ke dalam sistem tenaga listrik Bali menyebabkan sistem Bali dapat bertahan tanpa transfer dari Jawa. Hal tersebut dapat dilihat pada hasil simulasi aliran daya. Nilai -nilai tegangan di pusat beban pada tahun 2011 dapat dilihat pada tabel berikut :

**Tabel 4.11.** Hasil Simulasi Skenario 2 Tahun 2011

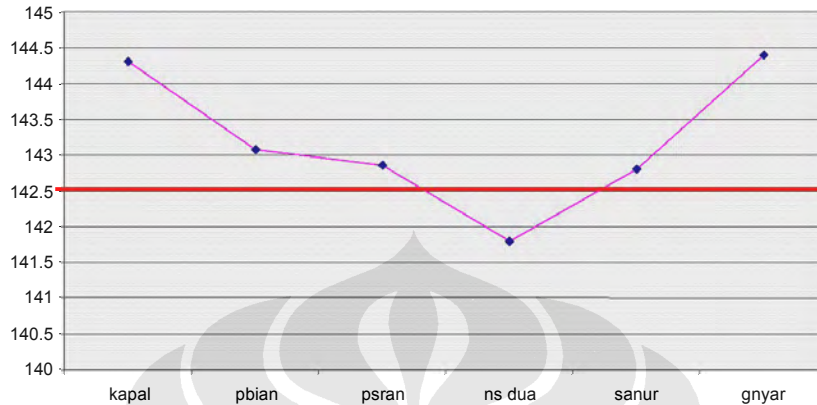
BUS	kapal	pbian	psran	ns dua	sanur	gnyar
Tegangan	145.22	144.24	144.05	143.23	143.89	144.99

Tampak bahwa keadaan tegangan di pusat-pusat beban berada pada level yang diinginkan, yaitu berada diatas 142.5 kV. Tegangan terendah dialami di Nusa Dua dengan nilai 143.23 kV. Oleh karena itu, pada tahun 2011 ini, sistem tenaga listrik Bali bisa mandiri tanpa mengoperasikan PLTD.

Hasil simulasi pada tahun 2012 menunjukkan adanya nilai tegangan yang berada dibawah batas. Pada tahun ini tegangan di Nusa Dua akan berada pada nilai 141.79 kV. Tegangan di pusat beban pada tahun 2012 dapat dilihat pada tabel dan grafik dibawah ini :

**Tabel 4.12.** Hasil Simulasi Skenario 2 Tahun 2012

BUS	kapal	pbian	psran	ns dua	sanur	gnyar
Tegangan	144.3	143.08	142.85	141.79	142.81	144.4



**Gambar 4.6** Hasil Simulasi Skenario 2 Tahun 2012

Selain di Nusa Dua yang berada dibawah batas, tegangan di Pesanggaran dengan nilai 142.85 kV dan Sanur dengan nilai 142.81 kV juga sangat kritis, karena berada sedikit diatas batas tegangan minimum yaitu 142.5 kV.

#### 4.4.3. Skenario 3

Pada skenario ini akan dicoba tidak mengoperasikan PLTG, selain juga transfer Jawa dan PLTD. PLTG yang tidak dioperasikan adalah PLTG Pemaron dan PLTG Pesanggaran. PLTG Gilimanuk tetap dioperasikan untuk menjaga cadangan daya sistem. Selengkapnya pembangkit yang dioperasikan dapat dilihat pada tabel berikut.

**Tabel 4.13.** Pembangkit yang beroperasi pada skenario 3

Pembangkit	TAHUN									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PLTG Gilimanuk (MW)	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
PLTU Bali Utara (MW)			260	390	390	390	390	390	390	390
PLTU Bali Timur (MW)				200	200	200	200	200	200	200

Pada tahun 2008, 2009 dan 2010 jumlah total pembangkitan belum mencukupi kebutuhan daya total beban, sehingga belum bisa dilakukan simulasi aliran daya. Hal ini dapat dilihat pada tabel berikut:

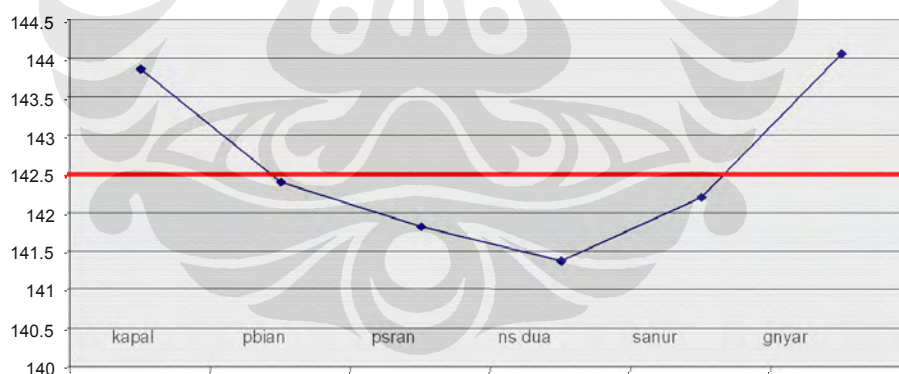
**Tabel 4.14.** Total pembangkitan dan beban pada skenario 3

Tahun	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total Pembangkitan (MW)	130	130	390	720	720	720	720	720	720	720
Beban Puncak (MW)	430	522	563	608	655	709	769	834	906	984
Selisih (MW)	-300	-392	-173	112	65	11	-49	-114	-186	-264

Masuknya PLTU Bali Utara ke sistem pada tahun 2011 membuat keadaan pembangkit sudah mencukupi untuk dilakukan simulasi aliran daya. Berdasarkan hasil simulasi, keadaan tegangan pada tahun 2011 sudah tidak memenuhi syarat. Tegangan di Pesanggaran bernilai 140.42 kV dan di Nusa Dua bernilai 139.87 kV. Sementara di Sanur tegangan bernilai 140.83 kV dan di Padang Sembian bernilai 141.06 kV. Tegangan selengkapnya untuk pusat beban pada tahun 2011 dapat dilihat pada tabel dan grafik berikut:

**Tabel 4.15.** Hasil Simulasi Skenario 3 Tahun 2011

BUS	kapal	pbian	psran	ns dua	sanur	gnyar
Tegangan	142.67	141.06	140.42	139.87	140.83	142.92



**Gambar 4.7** Hasil Simulasi Skenario 3 Tahun 2011

Tampak bahwa dari enam pusat beban yang ada, hanya dua yang tegangannya berada dalam batas yang diinginkan, yaitu di Kapal dengan 142.67 kV dan di Gianyar dengan 142.92 kV. Sehingga dapat disimpulkan bahwa SRB tidak dapat beroperasi mandiri jika tidak mengoperasikan PLTG.

#### **4.5. ANALISA KEMAMPUAN BALI SEBAGAI SISTEM MANDIRI**

Berdasarkan hasil simulasi rencana pembangkitan PLN tahun 2008 -2017, ternyata didapat kondisi tegangan yang memuaskan. Keadaan ini tentunya sangat baik, khususnya bagi pulau Bali karena paling tidak sampai tahun 2017 pasokan listrik bagi pulau tersebut bisa dikatakan aman. Namun ada kecenderungan bahwa sistem tenaga listrik Bali sangat tergantung pada pasokan dari pulau Jawa. Hal ini terlihat dari bertambahnya kapasitas kabel laut, yang mengalirkan daya dari pulau Jawa, menjadi 315 MW pada tahun 2009.

Oleh karena itu perlu dilakukan studi apakah sistem Bali bisa berdiri sendiri tanpa mengandalkan pasokan daya dari pulau Jawa. Berdasarkan hasil simulasi aliran daya, pada tahun 2008 dan 2009 total pembangkitan di Bali (tanpa transfer dari Jawa) ternyata tidak mencukupi untuk menyuplai total beban yang ada. Beroperasinya PLTU Bali Utara dengan kapasitas 260 MW pada tahun 2010 menjadikan total pembangkitan Bali cukup untuk mensuplai kebutuhan daya beban. Namun hasil simulasi aliran daya menunjukkan nilai tegangan yang berada dibawah standar yang diinginkan. Sebagai contoh tegangan di Nusa Dua hanya bernilai 138.51 kV.

Tahun 2011 sampai 2013 dapat dikatakan sistem Bali dapat beroperasi mandiri. Selain terpenuhinya kebutuhan daya beban, hasil simulasi juga menunjukkan nilai tegangan pada tiap bus juga berada dalam standar yang diinginkan yaitu di atas 142.5 kV. Hal ini disebabkan bertambahnya kapasitas PLTU Bali Utara menjadi 390 MW dan beroperasinya PLTU Bali Timur pada tahun 2011 dan 2012 masing-masing sebesar 100 MW.

Pada tahun 2014, hasil simulasi menunjukkan bahwa kondisi tegangan pada beberapa daerah sudah berada dibawah standar. Contohnya Pesanggaran dengan tegangan 141.9 kV dan Sanur dengan tegangan 141.72 kV. Sehingga pada tahun 2014 ini Bali dianggap tidak dapat beropersi mandiri.

Sejauh ini, kondisi Bali yang dianggap dapat mandiri adalah pada tahun 2011 sampai 2013. Namun masalah utama yang akan dihadapi pada tahun -tahun tersebut adalah masih beroperasinya PLTD dan PLTG. Meningkatnya harga minyak dunia tentunya dapat meningkatkan biaya operasional sistem jika masih menggunakan PLTD dan PLTG yang menggunakan bahan bakar minyak.

Bila PLTD tidak dioperasikan, hasil simulasi menunjukkan bahwa sistem hanya dapat bertahan pada tahun 2011. Pada tahun tersebut tegangan terendah terjadi di Nusa Dua dengan nilai 143.23 kV. Pada tahun 2012 tegangan di beberapa tempat sudah berada di bawah standar yang diinginkan, contohnya di Nusa Dua dengan nilai 141.79 kV. Hal ini mengindikasikan, pada tahun 2012 perlu dioperasikan pembangkit baru untuk mengganti PLTD yang tidak dioperasikan.

Sementara bila PLTG juga tidak dioperasikan, hasil simulasi menunjukkan bahwa pada tahun 2011 sistem sudah tidak beroperasi sesuai dengan keinginan. Nilai tegangan di Pesanggaran yang bernilai 140.42 kV atau drop sekitar 6.4 % dari tegangan nominal merupakan indikatornya. Artinya, SRB tidak bisa tidak mengoperasikan PLTG jika ingin beroperasi mandiri

Oleh karena itu secara umum, apabila sistem tenaga listrik Bali ingin bisa beroperasi Mandiri diperlukan adanya tambahan pembangkit, di luar yang sudah direncanakan, dengan kapasitas minimum sebesar transfer Jawa. Tambahan itu bisa berupa pembangkit baru atau penambahan kapasitas pembangkit yang akan dibangun.



## **BAB V**

### **KESIMPULAN**

1. Tahun 2011 sampai 2013 STL Bali dapat beroperasi mandiri, tanpa mengoperasikan saluran transfer dari Jawa. Pada tahun-tahun tersebut, kebutuhan daya beban dapat terpenuhi dan hasil simulasi menunjukkan nilai tegangan pada tiap bus juga berada dalam standar yang diinginkan.
2. Pada tahun 2014, tanpa mengoperasikan saluran transfer, hasil simulasi menunjukkan bahwa kondisi tegangan pada beberapa daerah berada dibawah standar. Jadi, pada tahun ini Bali dianggap tidak dapat beroperasi mandiri.
3. Bila saluran transfer dan PLTD tidak dioperasikan, hasil simulasi menunjukkan bahwa sistem hanya dapat bertahan pada tahun 2011, dimana tegangan terendah terjadi di Nusa Dua dengan nilai 143.23 kV atau sekitar 4.5% dibawah tegangan nominal.
4. Jika saluran transfer, PLTD serta PLTG tidak dioperasikan, hasil simulasi menunjukkan bahwa pada tahun 2011 sistem sudah tidak beroperasi sesuai dengan keinginan. Nilai tegangan di Pesanggaran yang bernilai 140.42 kV atau drop sekitar 6.4 % dari tegangan nominal merupakan indikatornya.
5. Apabila sistem tenaga listrik Bali ingin bisa beroperasi Mandiri diperlukan adanya tambahan pembangkit selain pembangkit-pembangkit yang sudah direncanakan, dengan kapasitas minimum sebesar transfer Jawa. Tambahan itu bisa berupa pembangkit baru atau penambahan kapasitas pembangkit yang akan dibangun.

## DAFTAR ACUAN

- [1] PLN P3B Jawa Bali, “Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2008 - 2017” tahun 2007
- [2] Alexandra Von Meier, *Electric Power Systems A Conceptual Introduction* (New Jersey: John Wiley & Sons ltd., 2006)
- [3] PSR. Murty, *Power System Operation and Control*. (New Delhi:Tata Mc.Graw Hill Publishing Company limited,1984)
- [4] B.M. Weedy, B.J. Cory, *Electric Power System 4<sup>th</sup> edition* (West Sussex: John Wiley & Sons Ltd, 1998).
- [5] PT PLN (persero) P3B Sub Region Bali
- [6] PT PLN (persero) Bidang Operasi Sistem
- [7] PLN P3B Distribusi Bali, “Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik tahun 2007”
- [8] Adi Purwanto. ”*Analisa Keterjaminan Aliran Daya Dan Biaya Produksi PLN Sub Region Bali Tahun 2008-2017*”. Tesis. Program Pasca Sarjana Fakultas Teknik UI, Depok, 2008.

## DAFTAR PUSTAKA

- Meier, Alexandra Von., *Electric Power Systems A Conceptual Introduction* (New Jersey: John Wiley & Sons Ltd., 2006)
- Murty, PSR., *Power System Operation and Control*. (New Delhi:Tata Mc.Graw Hill Publishing Company limited,1984)
- PLN P3B Jawa Bali, “Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2008 -2017” tahun 2007
- PT PLN (persero) P3B Sub Region Bali
- PT PLN (persero) Bidang Operasi Sistem
- PLN P3B Distribusi Bali, “Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik tahun 2007”
- Purwanto, Adi. ”*Analisa Keterjaminan Aliran Daya Dan Biaya Produksi PLN Sub Region Bali Tahun 2008-2017*”. Tesis. Program Pasca Sarjana Fakultas Teknik UI, Depok, 2008.
- Short, T.A., *Electric Power Distribution Handbook*.(CRC Press LLC, 2004)
- Stevenson Jr, William D., *Element of Power System Analysis third edition* (Mc Graw Hill International, 1975)
- Weedy, B.M, B.J. Cory, *Electric Power System 4<sup>th</sup> edition* (West Sussex: John Wiley & Sons Ltd, 1998)



LAMPIRAN 1. DATA PENGHANTAR DI PLN SUB REGION BALI

	dari Bus Name	Ke Bus Name	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging (pu)
1	BLTMR5	AMPRA5	0.002	0.008	0.0125
2	BLTMR5	AMPRA5	0.002	0.008	0.0125
3	BLUTR5	GLMNK5	0.006549	0.028335	0.03466
4	BLUTR5	GLMNK5	0.006549	0.028335	0.03466
5	BLUTR5	KAPAL5	0.0266	0.077	0.0283
6	BLUTR5	KAPAL5	0.0266	0.077	0.0283
7	BLUTR5	PMRON5	0.0266	0.077	0.010398
8	BLUTR5	PMRON5	0.0266	0.077	0.010398
9	GLMNK5	NEGRA5	0.0266	0.077	0.0283
10	GLMNK5	NEGRA5	0.0266	0.077	0.0283
11	GLMNK5	BWNGI5	0.0009	0.002	0.1075
12	GLMNK5	BWNGI5	0.0009	0.002	0.1075
13	GLMNK5	BWNGI5	0.0009	0.002	0.1075
14	GLMNK5	BWNGI5	0.0009	0.002	0.1075
15	NEGRA5	ANTSR5	0.0231	0.067	0.0246
16	NEGRA5	ANTSR5	0.0231	0.067	0.0246
17	KAPAL5	GNYAR5	0.0117	0.0339	0.0125
18	KAPAL5	GNYAR5	0.0117	0.0339	0.0125
19	KAPAL5	NSDUA5	0.0264	0.0505	0.0174
20	KAPAL5	ANTSR5	0.0183	0.0529	0.0194
21	KAPAL5	ANTSR5	0.0183	0.0529	0.0194
22	KAPAL5	UBUD5	0.0078	0.027	0.0103
23	KAPAL5	UBUD5	0.0193	0.0666	0.0254
24	KAPAL5	PBIAN5	0.0137	0.0262	0.009
25	PMRON5	BTRTI5	0.0103	0.0355	0.0135
26	PMRON5	BTRTI5	0.0103	0.0355	0.0135
27	GNYAR5	AMPRA5	0.0103	0.0297	0.0125
28	GNYAR5	AMPRA5	0.0103	0.0292	0.0125
29	GNYAR5	SANUR5	0.0099	0.0287	0.0106
30	GNYAR5	SANUR5	0.0099	0.0287	0.0106
31	NSDUA5	PSGRN5	0.0127	0.0243	0.0084
32	PSGRN5	SANUR5	0.0074	0.014	0.0048
33	PSGRN5	SANUR5	0.0074	0.014	0.0048
34	PSGRN5	PBIAN5	0.0137	0.0262	0.009
35	BTRTI5	UBUD5	0.012	0.0413	0.0157
36	BTRTI5	UBUD5	0.012	0.0413	0.0157

## LAMPIRAN 2. CONTOH HASIL SIMULASI SKENARIO 1 TAHUN 2013

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E										TUE, JUN 03 2008		15:07		RATING		SET A				
PRAKIRAAN LOAD FLOW TAHUN 2008																				
BUS	501	BDGUL12	16.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9092PU	-5.15	X---	LOSSES	---	X---	AREA	----	X----	ZONE	----	501
	TO	11013	UBUD5	150.00	1	0.0	0.0	0.0	14.548KV			MW	MVAR	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
									1.0000UN			0.00	0.00	11	BALI	----	X----	42	SMLG	
BUS	601	BDGUL3	16.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9092PU	-5.15	X---	LOSSES	---	X---	AREA	----	X----	ZONE	----	601
	TO	11013	UBUD5	150.00	1	0.0	0.0	0.0	14.548KV			MW	MVAR	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
									1.0000LK			0.00	0.00	11	BALI	----	X----	42	SMLG	
BUS	4701	BLTMR5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.8782PU	-7.14	X---	LOSSES	---	X---	AREA	----	X----	ZONE	----	4701
	TO	4801	BTU1	20.000	1	0.0	0.0	0.0	131.72KV			MW	MVAR	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
	TO	4901	BTU2	20.000	1	0.0	0.0	0.0	1.0000LK			0.00	0.00	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
	TO	11008	AMPRA5	150.00	1	0.0	0.0	0.0				0.00	0.00	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
	TO	11008	AMPRA5	150.00	2	0.0	0.0	0.0				0.00	0.00	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
BUS	4801	BTU1	20.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.8782PU	-7.14	X---	LOSSES	---	X---	AREA	----	X----	ZONE	----	4801
	TO	4701	BLTMR5	150.00	1	0.0	0.0	0.0	17.563KV			MW	MVAR	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
									1.0000UN			0.00	0.00	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
BUS	4901	BTU2	20.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.8782PU	-7.14	X---	LOSSES	---	X---	AREA	----	X----	ZONE	----	4901
	TO	4701	BLTMR5	150.00	1	0.0	0.0	0.0	17.563KV			MW	MVAR	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
									1.0000UN			0.00	0.00	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
BUS	5001	BLUTR5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9757PU	-0.59	X---	LOSSES	---	X---	AREA	----	X----	ZONE	----	5001
	TO	5101	BUU1	20.000	1	-130.0	-28.4	133.1	146.35KV			MW	MVAR	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
	TO	5201	BUU2	20.000	1	-130.0	-28.4	133.1	1.0000LK			0.00	17.17	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
	TO	5301	BUU3	20.000	1	-130.0	-28.4	133.1	1.0000LK			0.00	17.17	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
	TO	11001	GLMKN5	150.00	1	5.0	-41.4	41.7				0.11	0.48	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
	TO	11001	GLMKN5	150.00	2	5.0	-41.4	41.7				0.11	0.48	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
	TO	11003	KAPAL5	150.00	1	134.2	63.1	148.3				5.68	16.93	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
	TO	11003	KAPAL5	150.00	2	134.2	63.1	148.3				5.68	16.93	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
	TO	11004	PMRON5	150.00	1	55.8	20.9	59.5				0.57	2.48	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
	TO	11004	PMRON5	150.00	2	55.8	20.9	59.5				0.57	2.48	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
BUS	5101	BUU1	20.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0100PU	6.41	X---	LOSSES	---	X---	AREA	----	X----	ZONE	----	5101
	FROM	GENERATION			130.0	45.5R	137.7	69	20.200KV			MW	MVAR	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
	TO	5001	BLUTR5	150.00	1	130.0	45.5	137.7	1.0000UN			0.00	17.17	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
BUS	5201	BUU2	20.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0100PU	6.41	X---	LOSSES	---	X---	AREA	----	X----	ZONE	----	5201
	FROM	GENERATION			130.0	45.5R	137.7	69	20.200KV			MW	MVAR	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	
	TO	5001	BLUTR5	150.00	1	130.0	45.5	137.7	1.0000UN			0.00	17.17	11	BALI	----	X----	407	T-PITON7	

BUS	5301	BUU3	20.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0100PU	6.41	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	-----X	X----	ZONE	-----X	5301
FROM	GENERATION				130.0	45.5R	137.7	69	20.200KV			MW	MVAR	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	5001	BLUTR5	150.00	1	130.0	45.5	137.7	91	1.0000UN			0.00	17.17	11	BALI			407	T-PITON7	
BUS	5401	PSARD12	6.3000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.8997PU	-5.16	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	-----X	X----	ZONE	-----X	5401
FROM	GENERATION				9.0	5.0H	10.3	10	5.6681KV			MW	MVAR	11	BALI			54	KIT150A4	
TO	11007	PSGRN5	150.00	1	9.0	5.0	10.3	19	1.0000UN			0.00	0.35	11	BALI			407	T-PITON7	
BUS	11001	GLMKN5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9869PU	-0.83	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	-----X	X----	ZONE	-----X	11001
									148.03KV			MW	MVAR	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	LOAD-PQ				10.2	6.8	12.3													
TO	5001	BLUTR5	150.00	1	-4.9	38.6	38.9	21				0.11	0.48	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	5001	BLUTR5	150.00	2	-4.9	38.6	38.9	21				0.11	0.48	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11002	NEGRA5	150.00	1	63.1	34.6	71.9	52				1.26	3.63	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11002	NEGRA5	150.00	2	63.1	34.6	71.9	52				1.26	3.63	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	15037	BWNGI5	150.00	1	1.1	-41.3	41.4	22				0.10	0.26	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	15037	BWNGI5	150.00	2	1.1	-41.3	41.4	22				0.10	0.26	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	15037	BWNGI5	150.00	3	1.1	-41.3	41.4	22				0.10	0.26	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	30200	GLMKN5	16.000	1	-130.0	-29.1	133.2	71	1.0000LK			0.00	11.99	11	BALI			54	KIT150A4	
BUS	11002	NEGRA5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9482PU	-2.91	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	-----X	X----	ZONE	-----X	11002
									142.23KV			MW	MVAR	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	LOAD-PQ				25.1	16.8	30.3													
TO	11001	GLMKN5	150.00	1	-61.8	-33.6	70.4	53				1.26	3.63	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11001	GLMKN5	150.00	2	-61.8	-33.6	70.4	53				1.26	3.63	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11010	ANTSR5	150.00	1	49.3	25.2	55.3	42				0.94	2.71	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11010	ANTSR5	150.00	2	49.3	25.2	55.3	42				0.94	2.71	11	BALI			407	T-PITON7	
BUS	11003	KAPAL5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.8980PU	-5.95	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	-----X	X----	ZONE	-----X	11003
									134.70KV			MW	MVAR	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	LOAD-PQ				102.6	68.7	123.5													
TO	SWITCHED SHUNT				0.0	-48.4	48.4													
TO	5001	BLUTR5	150.00	1	-128.5	-48.6	137.4	81				5.68	16.93	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	5001	BLUTR5	150.00	2	-128.5	-48.6	137.4	81				5.68	16.93	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11005	GNYPAR5	150.00	1	69.5	37.8	79.1	58				0.53	1.54	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11005	GNYPAR5	150.00	2	69.5	37.8	79.1	58				0.53	1.54	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11006	NSDUA5	150.00	1	41.7	13.8	43.9	47				0.71	1.36	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11007	PSGRN5	150.00	1	61.4	25.3	66.4					0.47	1.36	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11010	ANTSR5	150.00	1	-39.9	-19.7	44.5	33				0.34	0.99	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11010	ANTSR5	150.00	2	-39.9	-19.7	44.5	33				0.34	0.99	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11011	BTRTI5	150.00	1	-53.7	-14.9	55.8	50				1.38	2.64	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11013	UBUD5	150.00	1	-34.5	-14.7	37.5	34				0.23	0.66	11	BALI			42	SMLG	
TO	11029	PBIAN5	150.00	1	80.3	31.4	86.2	64				0.52	1.49	11	BALI			407	T-PITON7	
BUS	11004	PMRON5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9531PU	-2.66	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	-----X	X----	ZONE	-----X	11004
									142.96KV			MW	MVAR	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	LOAD-PQ				50.0	33.5	60.2													
TO	5001	BLUTR5	150.00	1	-55.2	-19.4	58.5	22				0.57	2.48	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	5001	BLUTR5	150.00	2	-55.2	-19.4	58.5	22				0.57	2.48	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11011	BTRTI5	150.00	1	62.7	27.0	68.3	57				0.95	1.81	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11011	BTRTI5	150.00	2	62.7	27.0	68.3	57				0.95	1.81	11	BALI			407	T-PITON7	
TO	11015	PMRON2	11.000	1	-25.0	-27.7	37.3	49	1.0000LK			0.00	2.30	11	BALI			54	KIT150A4	

TO	11017	PMRON12	11.000	3	-40.0	-21.1	45.2	68	1.0000LK	0.00	3.86	11	BALI	407	T-PITON7				
BUS	11005	GNYAR5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.8844PU 132.66KV	-6.75	X---	LOSSES MW	---X MVAR	X----	AREA 11 BALI	-----X X----	ZONE 407 T-PITON7	-----X 11005	
TO	LOAD-PQ				59.7	40.0	71.8												
TO	11003	KAPAL5	150.00	1	-69.0	-37.2	78.4	59		0.53	1.54	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11003	KAPAL5	150.00	2	-69.0	-37.2	78.4	59		0.53	1.54	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11008	AMPRA5	150.00	1	18.1	9.6	20.5	15		0.06	0.20	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11008	AMPRA5	150.00	2	18.1	9.6	20.5	15		0.06	0.20	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11012	SANUR5	150.00	1	21.0	7.6	22.4	17		0.06	0.19	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11012	SANUR5	150.00	2	21.0	7.6	22.4	17		0.06	0.19	11	BALI	407	T-PITON7				
BUS	11006	NSDUA5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.8755PU 131.33KV	-7.34	X---	LOSSES MW	---X MVAR	X----	AREA 11 BALI	-----X X----	ZONE 407 T-PITON7	-----X 11006	
TO	LOAD-PQ				75.3	50.4	90.6												
TO	SHUNT				0.0	-19.2	19.2												
TO	11003	KAPAL5	150.00	1	-41.0	-14.0	43.3	48		0.71	1.36	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11007	PSGRN5	150.00	1	-34.3	-17.3	38.4	42		0.24	0.47	11	BALI	407	T-PITON7				
BUS	11007	PSGRN5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.8853PU 132.79KV	-6.88	X---	LOSSES MW	---X MVAR	X----	AREA 11 BALI	-----X X----	ZONE 407 T-PITON7	-----X 11007	
TO	LOAD-PQ				138.9	93.0	167.2												
TO	5401	PSARD12	6.3000	1	-9.0	-4.7	10.1	19	1.0000LK	0.00	0.35	11	BALI	54	KIT150A4				
TO	11003	KAPAL5	150.00	1	-60.9	-24.6	65.7			0.47	1.36	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11006	NSDUA5	150.00	1	34.6	17.1	38.6	42		0.24	0.47	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11012	SANUR5	150.00	2	33.8	18.6	38.6	42		0.14	0.27	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11012	SANUR5	150.00	3	33.8	18.6	38.6	42		0.14	0.27	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11029	PBIAN5	150.00	1	-28.3	2.8	28.4	21		0.08	0.06	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	30001	PSRAG51	11.500	1	-17.0	-13.4	21.6	40	1.0000LK	0.00	1.60	11	BALI	54	KIT150A4				
TO	30002	PSRAG52	11.500	2	-17.0	-13.4	21.6	40	1.0000LK	0.00	1.60	11	BALI	54	KIT150A4				
TO	30007	PSRAD10	6.3000	D	-20.0	-7.4	21.3	40	1.0000LK	0.00	1.55	11	BALI	54	KIT150A4				
TO	30008	PSRAD11	6.3000	D	-17.0	-7.8	18.7	35	1.0000LK	0.00	1.19	11	BALI	54	KIT150A4				
TO	30009	PSRAG53	11.500	3	-36.0	-39.4	53.4	24	1.0000LK	0.00	9.71	11	BALI	54	KIT150A4				
TO	30010	PSRAG54	11.500	4	-36.0	-39.4	53.4	24	1.0000LK	0.00	9.71	11	BALI	54	KIT150A4				
BUS	11008	AMPRA5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.8781PU 131.72KV	-7.14	X---	LOSSES MW	---X MVAR	X----	AREA 11 BALI	-----X X----	ZONE 407 T-PITON7	-----X 11008	
TO	LOAD-PQ				36.2	24.2	43.5												
TO	4701	BLTMR5	150.00	1	0.0	-1.0	1.0	0		0.00	0.00	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	4701	BLTMR5	150.00	2	0.0	-1.0	1.0	0		0.00	0.00	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11005	GNYAR5	150.00	1	-18.1	-11.1	21.2	16		0.06	0.20	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11005	GNYAR5	150.00	2	-18.1	-11.1	21.2	16		0.06	0.20	11	BALI	407	T-PITON7				
BUS	11010	ANTSR5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9131PU 136.97KV	-4.99	X---	LOSSES MW	---X MVAR	X----	AREA 11 BALI	-----X X----	ZONE 407 T-PITON7	-----X 11010	
TO	LOAD-PQ				16.2	10.9	19.5												
TO	11002	NEGRA5	150.00	1	-48.3	-24.6	54.2	43		0.94	2.71	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11002	NEGRA5	150.00	2	-48.3	-24.6	54.2	43		0.94	2.71	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11003	KAPAL5	150.00	1	40.2	19.1	44.5	32		0.34	0.99	11	BALI	407	T-PITON7				
TO	11003	KAPAL5	150.00	2	40.2	19.1	44.5	32		0.34	0.99	11	BALI	407	T-PITON7				
BUS	11011	BTRTI5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9310PU	-3.75	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	-----X	ZONE	-----X	11011



TO LOAD-PQ			8.6	5.7	10.3		139.66KV		MW	MVAR	11 BALI		407 T-PITON7					
TO 11003 KAPAL5	150.00	1	55.1	15.4	57.2	49			1.38	2.64	11 BALI		407 T-PITON7					
TO 11004 PMRON5	150.00	1	-61.7	-26.4	67.1	58			0.95	1.81	11 BALI		407 T-PITON7					
TO 11004 PMRON5	150.00	2	-61.7	-26.4	67.1	58			0.95	1.81	11 BALI		407 T-PITON7					
TO 11013 UBUD5	150.00	1	59.7	31.7	67.6	58			0.64	2.20	11 BALI		42 SMLG					
BUS 11012 SANUR5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.8795PU 131.92KV	-7.13	X---	LOSSES MW	---X MVAR	X----	AREA 11 BALI	-----X 407 T-PITON7	X----	ZONE 407 T-PITON7	-----X	11012
TO LOAD-PQ			109.3	73.2	131.5													
TO SHUNT			0.0	-19.3	19.3													
TO 11005 GNYAR5	150.00	1	-20.9	-8.3	22.5	17			0.06	0.19	11 BALI		407 T-PITON7					
TO 11005 GNYAR5	150.00	2	-20.9	-8.3	22.5	17			0.06	0.19	11 BALI		407 T-PITON7					
TO 11007 PSGRN5	150.00	2	-33.7	-18.7	38.5	42			0.14	0.27	11 BALI		407 T-PITON7					
TO 11007 PSGRN5	150.00	3	-33.7	-18.7	38.5	42			0.14	0.27	11 BALI		407 T-PITON7					
BUS 11013 UBUD5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9092PU 136.39KV	-5.15	X---	LOSSES MW	---X MVAR	X----	AREA 11 BALI	-----X 42 SMLG	X----	ZONE 42 SMLG	-----X	11013
TO LOAD-PQ			24.3	16.3	29.3													
TO 501 BDGUL12	16.000	1	0.0	0.0	0.0	0	1.0000LK		0.00	0.00	11 BALI		407 T-PITON7					
TO 601 BDGUL3	16.000	1	0.0	0.0	0.0	0	1.0000UN		0.00	0.00	11 BALI		407 T-PITON7					
TO 11003 KAPAL5	150.00	1	34.8	14.5	37.7	33			0.23	0.66	11 BALI		407 T-PITON7					
TO 11011 BTRT5	150.00	1	-59.1	-30.8	66.7	59			0.64	2.20	11 BALI		407 T-PITON7					
BUS 11015 PMRON2 FROM GENERATION	11.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9974PU 25.0	-0.40	X---	LOSSES MW	---X MVAR	X----	AREA 11 BALI	-----X 54 KIT150A4	X----	ZONE 407 T-PITON7	-----X	11015
TO 11004 PMRON5	150.00	1	25.0	30.0	39.1	49	1.0000UN		0.00	2.30	11 BALI		407 T-PITON7					
BUS 11017 PMRON12 FROM GENERATION	11.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9937PU 40.0	1.49	X---	LOSSES MW	---X MVAR	X----	AREA 11 BALI	-----X 407 T-PITON7	X----	ZONE 407 T-PITON7	-----X	11017
TO 11004 PMRON5	150.00	3	40.0	25.0	47.2	68	1.0000UN		0.00	3.86	11 BALI		407 T-PITON7					
BUS 11029 PBIAN5	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.8874PU 133.11KV	-6.75	X---	LOSSES MW	---X MVAR	X----	AREA 11 BALI	-----X 407 T-PITON7	X----	ZONE 407 T-PITON7	-----X	11029
TO LOAD-PQ			51.4	34.4	61.8													
TO 11003 KAPAL5	150.00	1	-79.8	-30.4	85.3	64			0.52	1.49	11 BALI		407 T-PITON7					
TO 11007 PSGRN5	150.00	1	28.4	-4.0	28.7	22			0.08	0.06	11 BALI		407 T-PITON7					
BUS 15037 BWNGI5 FROM GENERATION	150.00	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9940PU 149.10KV	-1.00	X---	LOSSES MW	---X MVAR	X----	AREA 11 BALI	-----X 407 T-PITON7	X----	ZONE 407 T-PITON7	-----X	15037
TO LOAD-PQ			-2.1	93.9R	93.9	19												
TO 11001 GLMKN5	150.00	1	1.1	0.7	1.3													
TO 11001 GLMKN5	150.00	2	-1.0	31.1	31.1	16			0.10	0.26	11 BALI		407 T-PITON7					
TO 11001 GLMKN5	150.00	3	-1.0	31.1	31.1	16			0.10	0.26	11 BALI		407 T-PITON7					
BUS 30001 PSRAG51 FROM GENERATION	11.500	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9271PU 17.0	-3.71	X---	LOSSES MW	---X MVAR	X----	AREA 11 BALI	-----X 54 KIT150A4	X----	ZONE 407 T-PITON7	-----X	30001
TO 11007 PSGRN5	150.00	1	17.0	15.0	22.7	40	1.0000UN		0.00	1.60	11 BALI		407 T-PITON7					
BUS 30002 PSRAG52 FROM GENERATION	11.500	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9271PU 17.0	-3.71	X---	LOSSES MW	---X MVAR	X----	AREA 11 BALI	-----X 54 KIT150A4	X----	ZONE 407 T-PITON7	-----X	30002
TO 11007 PSGRN5	150.00	2	17.0	15.0	22.7	40	1.0000UN		0.00	1.60	11 BALI		407 T-PITON7					

BUS 30007 PSRAD10	6.3000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9097PU	-3.08	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	-----X	X----	ZONE	-----X	30007
FROM GENERATION			20.0	9.0H	21.9	73	5.7346KV			MW	MVAR	11	BALI			54	KIT150A4	
TO 11007 PSGRN5	150.00	D	20.0	9.0	21.9	40	1.0000UN			0.00	1.55	11	BALI			407	T-PITON7	
BUS 30008 PSRAD11	6.3000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	0.9103PU	-3.66	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	-----X	X----	ZONE	-----X	30008
FROM GENERATION			17.0	9.0H	19.2	64	5.7346KV			MW	MVAR	11	BALI			54	KIT150A4	
TO 11007 PSGRN5	150.00	D	17.0	9.0	19.2	35	1.0000UN			0.00	1.19	11	BALI			407	T-PITON7	
BUS 30009 PSRAG53	11.500	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0100PU	-0.71	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	-----X	X----	ZONE	-----X	30009
FROM GENERATION			36.0	49.1R	60.9	24	11.615KV			MW	MVAR	11	BALI			54	KIT150A4	
TO 11007 PSGRN5	150.00	3	36.0	49.1	60.9	24	1.0000UN			0.00	9.71	11	BALI			407	T-PITON7	
BUS 30010 PSRAG54	11.500	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0100PU	-0.71	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	-----X	X----	ZONE	-----X	30010
FROM GENERATION			36.0	49.1R	60.9	24	11.615KV			MW	MVAR	11	BALI			54	KIT150A4	
TO 11007 PSGRN5	150.00	4	36.0	49.1	60.9	24	1.0000UN			0.00	9.71	11	BALI			407	T-PITON7	
BUS 30200 GLMNGK1	16.000	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	1.0100PU	4.10	X---	LOSSES	---X	X----	AREA	-----X	X----	ZONE	-----X	30200
FROM GENERATION			130.0	41.1R	136.3	65	16.160KV			MW	MVAR	11	BALI			54	KIT150A4	
TO 11001 GLMNGK5	150.00	1	130.0	41.1	136.3	71	1.0000UN			0.00	11.99	11	BALI			407	T-PITON7	