

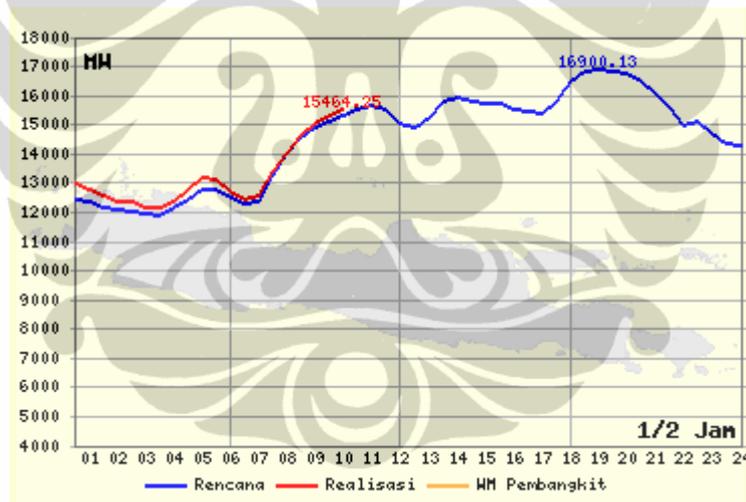
## BAB IV

### HASIL DAN ANALISIS MASUKNYA PLTN KE SISTEM JAWA- BALI

#### 4.1 Sistem Kelistrikan Jawa Bali

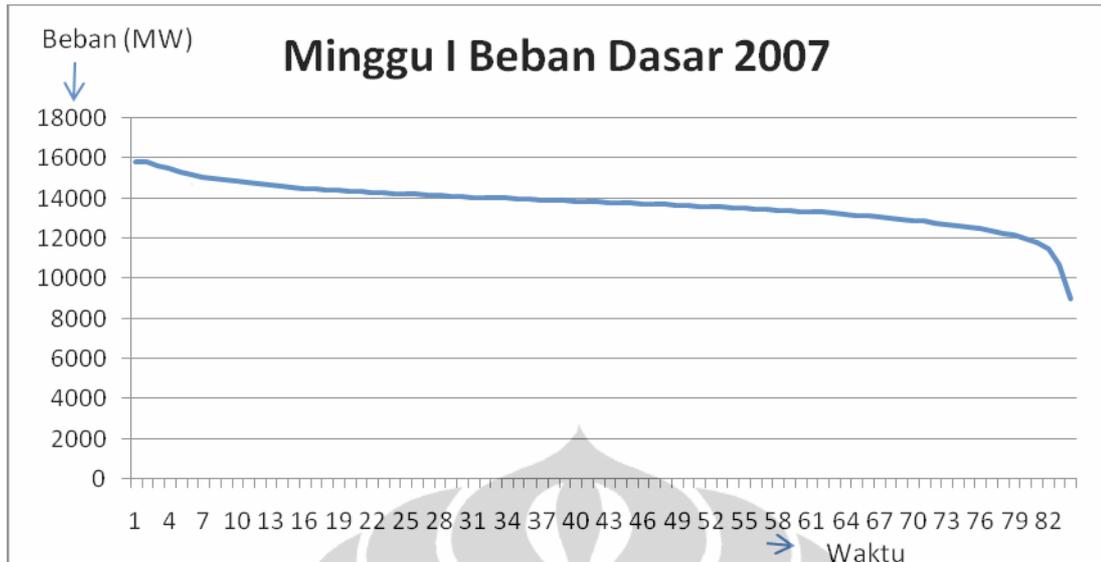
Sistem kelistrikan Jawa-Bali merupakan sistem tenaga listrik yang terbesar di Indonesia. Sistem ini mengkonsumsi hampir 80% dari tenaga listrik yang diproduksi. Oleh karena itu pengendalian operasi pada sistem ini akan mempunyai nilai yang sangat strategis dalam meningkatkan efisiensi penyaluran tenaga listrik kepada konsumen.

Pada tahun 2009 tepatnya tanggal 14 Desember 2009 memiliki beban puncak 16.900 MW pada pukul 19.00. Tahun 2009 pernah mengalami beban tertinggi sebesar 17.211 MW pada Rabu 4 November 2009 pukul 19.00.



**Gambar 4.1** Tipikal Kurva Beban Jawa-Bali pada Desember 2009

Perhitungan Beban Dasar juga menjadi perhatian di penelitian ini, karena masuknya pembangkit listrik tenaga nuklir ke sistem Jawa Bali diharapkan dapat membantu mengatasi krisis listrik di sisi beban dasar. Oleh karena itu, perlu dilihat Kurva Beban Dasar sebelum masuknya PLTN seperti terlihat pada gambar 4.2.



**Gambar 4.2 Kurva Minggu I Beban Dasar Tahun 2007**

Pengertian pola beban itu sendiri adalah pola konsumsi tenaga listrik dalam kurun harian, bulanan maupun tahunan. Secara umum, pola beban harian sistem tenaga listrik Jawa-Bali menunjukkan model-model yang berbeda, yaitu pola untuk hari kerja, hari Sabtu, hari Minggu dan hari libur. Menarik untuk diamati bahwa pada berbagai pola beban yang ada, pemakaian daya listrik tertinggi hanya terjadi selama kurang lebih 4 jam setiap harinya. Periode ini dikenal dengan sebutan periode Waktu Beban Puncak (WBP). Meskipun beban puncak terjadi dalam waktu yang relatif singkat, sistem harus mampu menyediakan kapasitas pembangkitan untuk memasok kebutuhan beban puncak tersebut. Oleh karena itu, operasi sistem tenaga listrik membutuhkan tersedianya pembangkit yang selalu *stand-by* dan hanya difungsikan pada saat beban puncak. Pembangkit sejenis ini disebut sebagai pembangkit pemikul beban puncak. Masuknya PLTN diharapkan dapat dijadikan pemasok beban dasar karena memiliki kapasitas yang besar dan tidak membutuhkan waktu yang lama untuk start up.

## 4.2 Pengembangan Pembangkit Jawa-Bali

Kebutuhan tenaga listrik akan meningkat sejalan dengan perkembangan ekonomi daerah dan pertumbuhan penduduk. Pertumbuhan ekonomi di wilayah Jawa-Bali pada tahun 2008-2027 adalah 6,1%. Sedangkan Pertumbuhan penduduk 1,0% dan pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik 10,0%.

Pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik diproyeksikan rata-rata sebesar 10,0% per tahun dengan komposisi sektor tumbuh berturut-turut adalah rumah tangga tumbuh 12,6%, publik 11,4% dan komersial 11,4%. Sedangkan industri diperkirakan hanya tumbuh sekitar 3,4%. Dengan demikian pada akhir 2027 konsumsi tenaga listrik di JAWA-BALI diperkirakan akan mencapai 684,2 TWh. Beban puncak sampai dengan tahun 2027 diharapkan mencapai 115.102 MW.

Pada Sistem Jawa-Bali, kandidat pembangkit yang dipertimbangkan untuk perencanaan pengembangan kelistrikan adalah PLTU Batubara 600 MW, PLTGU, LNG 750 MW dan PLTN 1000 MW sebagai pemikul beban dasar dan sedang. Sedangkan sebagai pemikul beban puncak adalah PLTG minyak 200 MW dan PLTA *Pumped Storage* unit 500 MW (mengacu disain PLTA *Pumped Storage Upper Cisokan*).

**Tabel 4.1 Pembangkit Kandidat**

No.	Jenis Pembangkit	Biaya modal (US\$/kWe)	Lama Pembangunan (Tahun)	Heat rate (Kcal/kWh)	Forced Outage (%)
1	PLTU Batubara	1671	4	2048	10
2	PLG	1057	3	1911	12
3	PLTN	3046	6	2300	7
4	PLTG Minyak	627	3	4095	15
5	PLTGU	925	3	2150	12

Data yang digunakan untuk kandidat pembangkit dalam pengembangan system tenaga listrik Jawa-Bali ditunjukkan dalam Tabel 4.1. Data tersebut diperoleh dari PT.PLN yang mengacu pada RUPTL.

## 4.2 Ekonomi Daya Nuklir

Daya nuklir di beberapa negara bersaing dengan bahan bakar fosil untuk pembangkitan listrik, sekalipun biaya modalnya relatif tinggi dan perlu mempertimbangkan seluruh biaya pembuangan limbah dan dekomissioning. Apabila biaya-biaya sosial, kesehatan dan lingkungan dari biaya pembangkitan dengan bahan bakar fosil turut diperhitungkan, maka biaya listrik nuklir menjadi luar biasa.

### Biaya Eksternal

Biaya eksternal adalah semua yang harus dibayarkan berhubungan dengan kesehatan dan lingkungan yang dapat dijabarkan tetapi yang belum dimasukkan ke dalam biaya listrik. Berdasarkan laporan studi Eropa apabila biaya-biaya ini semua diperhitungkan maka harga listrik dari pembangkit listrik batubara akan berlipat dua dan dari gas akan naik 30 persen. Ini belum memperhitungkan pemanasan global.

Dengan energi nuklir risiko kecelakaan ikut diperhitungkan dan juga perkiraan tinggi dampak radiologi dari limbah tambang (pengolahan limbah dan dekomisioning sudah termasuk biaya bagi konsumen).

### Biaya Bahan Bakar

Daya tarik energy nuklir bermula dari ongkos bahan bakar yang rendah dibandingkan dengan pembangkit listrik batubara, minyak dan gas. Akan tetapi uranium harus diproses, diperkaya dan difabrikasi menjadi batang bahan bakar, dan separuh dari seluruh ongkos adalah karena pengayaan dan fabrikasi.

Pada Januari 2007, ongkos \$ AS untuk memperoleh 1 kg U sebagai UO<sub>2</sub> bahan bakar reaktor pada harga kontrak (sekitar sepertiga harga spot kini):

**Tabel 4.2 Ongkos Bahan Bakar Nuklir**

U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	8,9 kg x \$53	472
Konversi:	7,5 kg U x \$12	90
Pengayaan:	7.3 SWU x \$135	985
Fabrikasi bb:	Per kg	240
Total		US\$ 1787

### Ongkos Pembangkitan Listrik

Ongkos pembangkitan listrik daya nuklir selama sepuluh tahun terakhir telah menurun. Hal ini disebabkan oleh turunnya ongkos bahan bakar (termasuk pengayaan), operasi dan pemeliharaan, sedangkan pusat listriknya sendiri sudah lunas, atau paling kurang tengah dilunasi. Pada umumnya biaya pembangunan pusat listrik daya nuklir lebih tinggi secara berarti dibandingkan dengan pusat listrik batubara atau gas karena diperlukannya bahan-bahan khusus dan masuknya fitur-fitur keselamatan yang canggih dan perangkat kendali cadangan. Hal-hal ini merupakan bagian besar ongkos pembangkitan nuklir, tetapi setelah selesai dibangun biaya yang variable hanya kecil.

**Tabel 4.3 Perbandingan Ongkos Pembangkitan Listrik untuk Operasi th 2010 dengan discount rate 10 %.**

Negara	Nuklir Sen US\$/kWh	Batubara Sen US\$/kWh	Gas Sen US\$/kWh
Finlandia	4,22	4,45	-
Perancis	3,95	4,42	4,30
Jerman	4,21	4,09	5,00
Switzerland	4,38	-	4,65
Belanda	5,32	-	6,26
Rep.Ceko	3,17	3,71	5,46
Slovakia	4,55	5,52	5,83
Romania	4,93	5,15	-
Jepang	6,86	6,91	6,38
Korea S	3,38	2,71	4,94
AS	4,65	3,65	4,90
Kanada	3,71	4,12	4,36

Sumber: OECD/IEA NEA 2005

Ongkos nuklir jauh lebih tinggi di Jepang. Nuklir jelas lebih murah dari pada batubara di tujuh dari sepuluh negara, lebih murah dari gas di semua kecuali di Belanda. Pada tingkat diskon 10% nuklir berjangka 3 – 5 sen/kWh (kecuali Jepang dan Belanda) dan biaya modal menjadi 70% dari ongkos pembangkitan.

### 4.3 Asumsi Harga Bahan Bakar

Asumsi bahan bakar sangat diperlukan untuk perhitungan biaya operasi dalam optimasi perencanaan energi seperti ditunjukkan pada Tabel 4.4.

**Tabel 4.4 Asumsi Harga Bahan Bakar**

Jenis Energi Primer	Harga	Nilai Kalor
Batubara	70-75 US\$/Ton	5.300 Kkal/kg
Gas	6 US\$/MMBTU	252.000 Kkal/MMBTU
Minyak	50 US\$/Barel	11.000 Kkal/kg
Nuklir	1787 US\$	5000 Kkal/kg

Harga uranium ( $U_3O_8$ ) sangat mempengaruhi pada pembangkit nuklir. Ada empat parameter yang mempengaruhi besarnya biaya bahan bakar nuklir yaitu biaya daur terbuka, yaitu harga Uranium alam ( $U_3O_8$ ), biaya konversi, harga separative work dan biaya fabrikasi. Untuk menghasilkan 1 kg  $U_{235}$  diperlukan uranium alam 8,9 kg. Dari 8,9 kg Uranium alam setelah mengalami proses konversi akan menyusut menjadi 7,5 kg dan setelah mengalami proses pengayaan akan menyusut menjadi 7,3 kg. Terakhir setelah proses pengayaan akan menghasilkan 1 kg Uranium  $U_{235}$ .

Jika nilai bakar (*burn up*) bahan bakar nuklir adalah 45.000 MWd/ton, yang akan menghasilkan listrik sebesar 360.000 kWh, maka biaya bahan bakarnya menjadi 0,50 cent/kWh atau 192,5 US\$/m.kkal.

### 4.4 Program Percepatan Pembangkit 10.000 MW Tahap 1 dan 2

Berdasarkan Peraturan Presiden No.71 tahun 2006, Pemerintah telah menugaskan PT. PLN (Persero) untuk membangun listrik berbahan bakar batubara sebanyak kurang lebih 10.000 MW untuk memenuhi kebutuhan listrik di Indonesia. Rencana penyelesaian program percepatan tahap I awalnya direncanakan tahun 2010 telah selesai akan tetapi keterbatasan dana serta kurangnya pasokan bahan bakar mengakibatkan program ini mengalami kemunduran. Adapun pembangkit yang dibangun pada program percepatan tahap I terlihat pada table 4.5.

**Tabel 4.5 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW Tahap 1**

<b>Nama Pembangkit</b>	<b>Kapasitas (MW)</b>	<b>Tahun Operasi</b>
PLTU Labuhan	2x315	2009-2010
PLTU Indramayu	3x330	2009-2010
PLTU Suralaya unit 8	1x625	2010
PLTU Lontar/Teluk Naga	3x315	2010
PLTU Pelabuhan Ratu	3x350	2010
PLTU Rembang	2x315	2009
PLTU Cilacap	1x600	2011
PLTU Pacitan	2x315	2010
PLTU Paiton Baru	1x660	2010

Proyek percepatan pembangkit Tahap 2 direncanakan akan mempertimbangkan energi terbarukan, namun karena kesiapan proyek energi energi terbarukan belum siap maka proyek tahap 2 masih di dominasi oleh PLTU Batubara seperti pada table 4.6.

**Tabel 4.6 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW Tahap 2**

<b>Nama Pembangkit</b>	<b>Kapasitas (MW)</b>	<b>Keterangan</b>
PLTU Batubara	5x1000 MW	Sistem Jawa-Bali
PLTP	1.145 MW	
PLTGU	1.200 MW	
PLTU Batubara	2.616 MW	Luar Jawa-Bali
PLTA	174 MW	
PLTP	980 MW	
PLTGU	240 MW	

Pemilihan 1000 MW per unit pada pembangkit batubara dikarenakan pertimbangan efisiensi dan kesesuaian dengan ukuran sistem tenaga listrik Jawa-Bali dengan beban puncak yang telah melampaui 25.000 MW.

#### **4.5 Asumsi Parameter Ekonomi**

Dalam perencanaan pembangkit menggunakan tahun dasar studi yaitu 2007 sampai dengan 2030. Besaran *discount rate* (factor diskonto) sebesar 10%. Sedangkan eskalasi untuk biaya bahan bakar dan biaya modal untuk semua jenis bahan bakar dan pembangkit dianggap sama yaitu 1% per tahun, seperti ditunjukkan pada table 4.7.

**Tabel 4.7 Asumsi Parameter Ekonomi**

No.	Parameter	
1.	Tahun Dasar Studi	2007
2.	Periode Lama Studi	2008-2030
3.	Faktor diskonto	10%

#### 4.7 Hasil dan Analisis Hitungan Program WASP

Data beban puncak menggunakan data RUPTL karena data ini hanya selisih sekitar 1600 MW sedangkan bila menggunakan data RUKN terdapat perbedaan sekitar 3600 mW dari hasil beban puncak yang riil. Dalam perhitungan menggunakan program WASP ini membagi menjadi 2 skenario penelitian yaitu skenario tanpa nuklir dengan skenario nuklir.

Bila ingin mengetahui hitungan total biaya pembangkitan tanpa menggunakan program WASP yaitu:

a. Skenario Tanpa PLTN

Biaya modal = 1651 \$/kW

Biaya O&M = 2.6 \$/kWmonth

Biaya bahan bakar = 1373 c/million kcals

Diperoleh biaya pembangkitan sebesar 3026.6 US\$

b. Skenario PLTN

Biaya modal = 2269 \$/kW

Biaya O&M = 0.003 \$/k month

Biaya bahan bakar = 630 c/million kcals

Diperoleh biaya pembangkitan sebesar 2899.003 US\$.

Biaya modal/investasi yang dipilih yaitu yang mempunyai harga dibawah 3000 US\$ bila telah ditambahkan IDC karena bila melebihi harga tersebut maka sudah tidak kompetitif lagi. Dari hasil perhitungan biaya pembangkitan diatas, maka biaya pembangkitan dengan memasukkan biaya modal korea, dapat berkompetisi dengan batubara.

Biaya investasi PLTN biasanya disebut biaya sesaat (*overnight cost*), yaitu biaya yang belum memasukkan tingkat suku bunga selama konstruksi atau *Interest During Construction* (IDC). Biaya ini terdiri dari biaya EPC (*Engineering Procurement Construction*), biaya pengembangan (*development costs*) dan biaya lain-lain (*other costs*) serta biaya *contingency*.

Untuk mengetahui seluruh fungsi biaya dalam rencana pengembangan pembangkit listrik sebaiknya melihat nilai *objective function*.

$$objF = \sum_{j=1}^n (cap.cost + O \& M + fuel\ cost + Ens.cost - salvagevalue)_i \quad (4.1)$$

**Tabel 4.8 Analisis Skenario Tanpa Nuklir vs Nuklir**

Tahun	Uraian	Skenario Non PLTN	Skenario PLTN	Keterangan
1913	Objective Funct	44769384	45348620	Selisih 579236, skenario PLTN kurang kompetitif
	LOLP	0.001 %	0.000	Skenario PLTN tingkat keandalan tinggi
	Emisi CO <sub>2</sub>	80935.1	68641.9	Selisih CO <sub>2</sub> :12293.2 kT Skenario tanpa PLTN lebih banyak emisinya
	Emisi SO <sub>2</sub>	734.0	568.3	Selisih SO <sub>2</sub> : 165.7 kT. Skenario non PLTN lebih besar.
2023	Objective Funct	101654592	100085512	Selisih 1569080 skenario non PLTN tidak kompetitif
	LOLP	0.160%	0.110%	Non PLTN ≥ PLTN selisih 0.05%
	Emisi CO <sub>2</sub>	251661.2	75723.5	Non PLTN ≥ PLTN selisih 75937 kT

	Emisi SO2	2765.3	485.1	Non PLTN $\geq$ PLTN selisih 2280.2 kT
--	-----------	--------	-------	---

Tahun 2013

Perhitungan biaya pengurangan biaya = besar pengurangan emisi CO<sub>2</sub> x biaya pengurangan

$$\begin{aligned} & \text{emisi/ton CO}_2. \\ & = 12293200 \text{ ton CO}_2 \times 10 \text{ US\$/ton CO}_2 \\ & = 122.932.000 \text{ US\$} \end{aligned}$$

Tahun 2023

Perhitungan biaya pengurangan biaya = besar pengurangan emisi CO<sub>2</sub> x biaya pengurangan

$$\begin{aligned} & \text{emisi/ton CO}_2. \\ & = 75937 \text{ kton CO}_2 \times 10 \text{ US\$/ton CO}_2 \\ & = 75937000 \text{ CO}_2 \times 10 \text{ US\$/ton CO}_2 \\ & = 759.370.000 \text{ US\$} \end{aligned}$$

LOLP (*Loss of Load Probability*) merupakan index risk level dalam mengoperasikan system tenaga listrik jadi juga merupakan tingkat jaminan operasi system tenaga listrik. Apabila diinginkan tingkat jaminan operasi yang tinggi maka LOLP harus kecil dan ini berarti bahwa investasi harus tinggi untuk keperluan mendapatkan daya terpasang yang tinggi dan juga untuk mendapatkan unit pembangkit dengan FOR yang rendah. Sesungguhnya FOR yang rendah tergantung dari pemeliharaan unit-unit pembangkit, tidak semata-mata kepada harga unit pembangkit. Pemeliharaan unit pembangkit yang baik dapat mengatasi dapat memperkecil FOR dan memperkecil LOLP atau meningkatkan tingkat jaminan operasi sistem tenaga listrik.

Pada skenario PLTN nilai objective function setelah 10 tahun kemudian baru memiliki nilai yang kecil bila dibandingkan dengan skenario tanpa nuklir. Skenario PLTN tahun 2030 mempunyai nilai LOLP yang kecil bila dibandingkan dengan skenario tanpa nuklir yaitu 0.223 %. Skenario PLTN, nuklir telah menggantikan posisi batubara karena tidak ada pembangunan pembangkit listrik (PLTU) melainkan secara terus-menerus membangun PLTN. Rencana

pengembangan kelistrikan diperoleh hasil pada tahun 2013 muncul 3 buah PLTN dengan total kapasitas 3000 MW.

**Tabel. 4.9 Pembangkit Pemikul Beban Dasar**

No.	Jenis Pembangkit	Kapasitas (MW)	Pemikul Beban Dasar	Kapasitas (MW)	Pembangkit Pemikul Beban Puncak	Kapasitas (MW)
1.	PLTN	1000	PLTN	3000	PS	5118
2.	PLTU	1000	PLTP	1220	PLTG	8348
2	PLTGU	750	PLTU	2773	PLTGU	192
3.	PLTG	200			PLTU	14248
4.	PLTP	55				
5.	PLTU	300				
6.	PLTU	600				
7.	PLTA	55				
8.	PS	250				
	TOTAL	4300	TOTAL	6993	TOTAL	27906

NB: PS= Pump Storage

Kapasitas beban dasar pada tahun 2013 berjumlah 11.042 MW, sedangkan kapasitas beban puncak sekitar 27.906 MW. Untuk memenuhi beban puncak PLTN dioperasikan 100% yaitu 1000 MW, PLTP dioperasikan 100%.

**Tabel. 4.10 Prakiraan Kebutuhan Energi (GWh)**

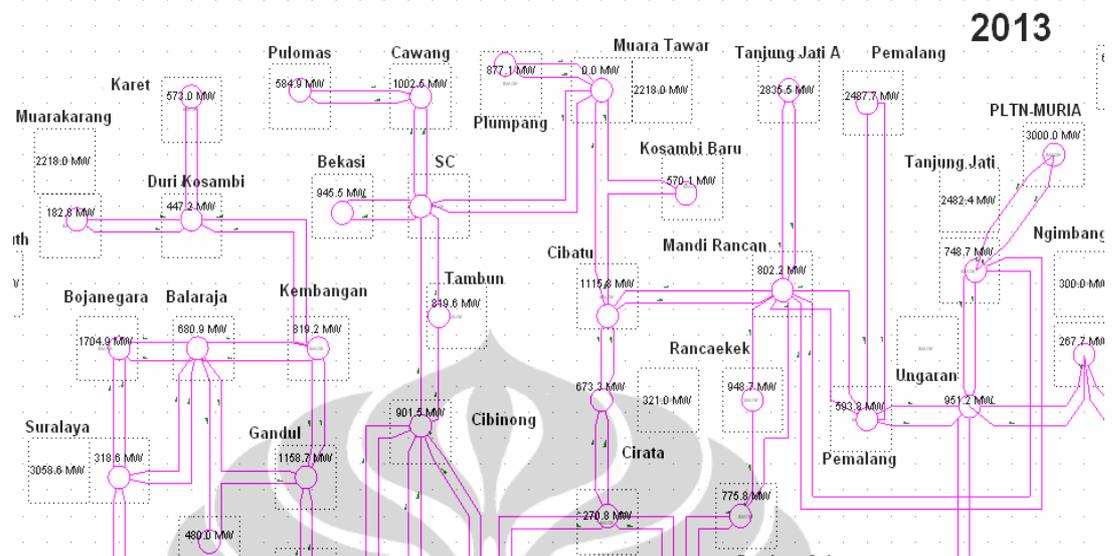
Tahun	Dist Jakarta	Dist Jabar & Banten	Dist Jateng & DIY	Dist Jatim	Dist Bali	Total
2009	34,342	40,189	16,234	23,800	2,866	117,431
2010	37,537	44,267	18,177	26,106	3,262	129,348
2011	41,031	48,668	20,354	28,638	3,701	142,391
2012	44,853	53,455	22,794	31,450	4,190	156,742
2013	49,035	58,652	25,527	34,541	4,735	172,490
2014	53,316	64,229	28,410	37,746	5,310	189,011
2015	57,975	70,245	31,621	41,252	5,948	207,040
2016	63,406	76,544	35,139	44,735	6,676	226,500
2017	69,346	82,875	39,049	48,512	7,493	247,275
2018	75,841	89,423	43,392	52,609	8,410	269,676
2019	88,477	104,324	50,621	61,374	9,811	314,607

Pada tahun 2013 prakiraan kebutuhan energi di DKI Jakarta = 49,035 GWh, Banten = 58,652 GWh, Jawa Tengah & DIY = 25,527 GWh, Jawa Timur = 34,541 dan Bali = 4,735 GWh.

#### **4.9 Hasil dan Analisis Aliran Daya bila PLTN dihubungkan ke Sistem Jawa-Bali**

Perencanaan masuknya PLTN dengan menggunakan teknologi Korea muncul pada tahun 2013 yang akan tersambung ke system kelistrikan Jawa-Bali. Dalam perencanaan pembangkit baru sebaiknya menggunakan data terbaru, akan tetapi dalam studi ini menggunakan data status Maret 2009. Sudah barang tentu banyak perubahan data dari perencanaan yang sesungguhnya. Data ini dapat dijadikan acuan untuk studi yang bersifat penelitian. Sistem kelistrikan Jawa-Bali yang akan diteliti hanya pada kapasitas 500 kV. Aliran daya pada sistem Jawa-Bali setelah adanya PLTN akan melihat dua lokasi yang berbeda yaitu Semenanjung Muria dan Banten bila dilihat dari sisi loading transmisi, rugi-rugi sistem dan kualitas tegangan.

## Aliran daya di lokasi PLTN-Semenanjung Muria



Sumber: Hasil run PSS/E

**Gambar 4.5 Aliran daya untuk PLTN di Semenanjung Muria**

### Loading transmisi

#### a. PLTN di Semenanjung Muria

Hasil simulasi ditunjukkan bahwa pada saat PLTN beroperasi di Semenanjung Muria terdapat 4 buah sirkit SUTET 500 kV yang pembebanannya di atas 50 % kapasitas nominalnya seperti ditunjukkan pada tabel 4.11 di bawah ini.

**Tabel 4.11 Loading Transmisi diatas 50% saat PLTN diletakkan di Muria**

Dari Nama Bus	kV	Area	Ke Nama Bus	kV	Area	CKT	Loading	Rating	Percent
37007 TJATI7	500.00*	3	37007 UNGRN7	500.00*	3	1	1204.7	2209.0	54.5
37007 TJATI7	500.00*	3	37007 UNGRN7	500.00*	3	2	1204.7	2209.0	54.5
37007 TJATI7	500.00	3	500000 PLTN1	500.00*	3	1	1470.6	2209.0	66.6
37007 TJATI7	500.00	3	500000 PLTN1	500.00*	3	2	1470.6	2209.0	66.6

#### b. PLTN di Banten

Hasil simulasi ditunjukkan bahwa pada saat PLTN beroperasi di Banten terdapat 11 buah sirkit SUTET 500 kV yang pembebanannya di atas 50 % kapasitas nominalnya seperti ditunjukkan pada tabel 4.12 di bawah ini.

**Tabel 4.12 Loading transmisi diatas 50% saat PLTN diletakkan di Banten**

Dari Nama Bus	Kv	Area	Ke Nama Bus	kV	Area	CKT	Loading	Rating	Percent
17000 BJGRA7	500.00*	1	17003 BLRJA7	500.00	1	6	1187.6	1985.0	59.8
17000 BJGRA7	500.00*	1	17003 BLRJA7	500.00	1	7	1187.6	1985.0	59.8
17000 BJGRA7	500.00	1	500000 PLTN2	500.00*	1	1	1470.6	2209.0	66.6
17000 BJGRA7	500.00	1	500000 PLTN2	500.00*	1	2	1470.6	2209.0	66.6
17004 CIBNG7	500.00	1	17008 DEPOK7	500.00*	1	1	1066.1	1985.0	53.7
17004 CIBNG7	500.00	1	17008 DEPOK7	500.00*	1	2	1066.1	1985.0	53.7
17004 CIBNG7	500.00*	1	17017 TMBUN7	500.00	1	3	1258.1	1985.0	63.4
17004 CIBNG7	500.00	1	170018 PARUNG	500.00*	1	1	1021.7	1985.0	51.5
17004 CIBNG7	500.00	1	17018 PARUNG	500.00	1	2	1021.7	1985.0	51.5
17004 CIBNG7	500.00*	1	170016 SC	500.00	1	1	1133.5	1985	57.1
37002 PMLNG7	500.00*	1	17018 PARUNG	500.00	1	1	1011.9	1985.0	51.0

Hasil simulasi yang dianjurkan untuk perencanaan kedepan sebaiknya melihat loading transmisi yang diatas 80-100%, akan tetapi hasil transmisi dengan kapasitas 500 kV tidak ada yang melebihi prosentase 80-100%, sehingga bila PLTN masuk ke system 500 kV kondisi transmisi aman. Apabila ternyata masuknya PLTN mengganggu system 500 kV prosentase ada yang melebihi 100% maka perlu diambil suatu tindakan antara lain yaitu meningkatkan kapasitas (*up rating*), menaikkan konduktor, mengganti kawat transmisi secara parallel atau membuat jalur transmisi baru.

### **Rugi-rugi sistem (*Losses System*)**

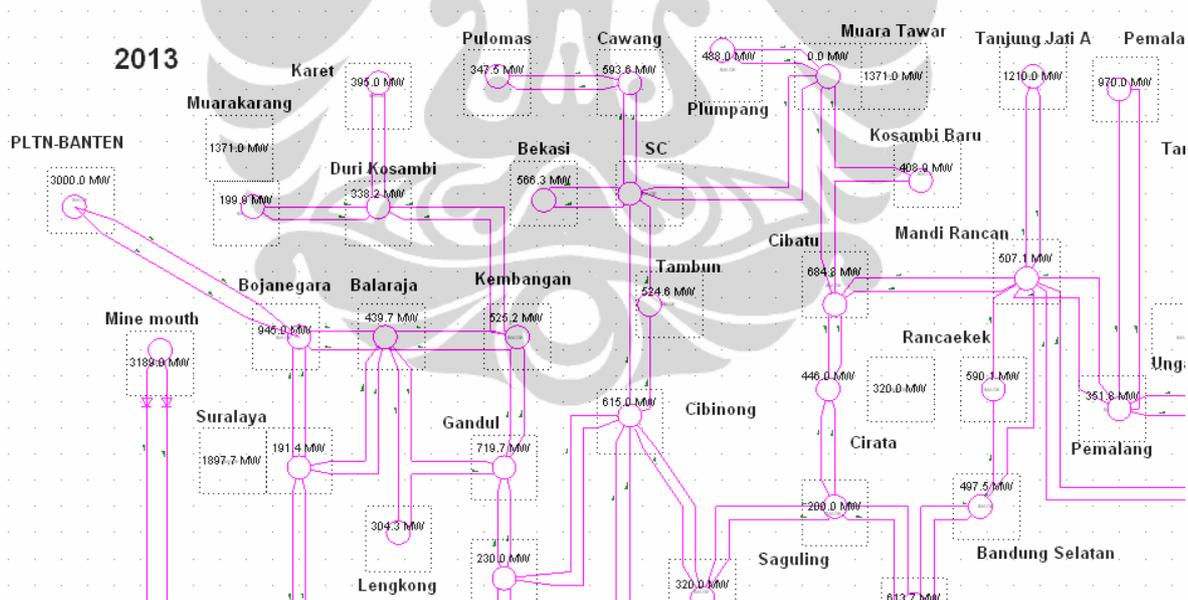
#### **a. PLTN di Semenanjung Muria**

Hasil simulasi menunjukkan bahwa pada saat PLTN beroperasi di Banten besarnya losses system adalah 628.2 MW dengan rincian sebagai berikut: Region 1 = 255.1 MW, Region 2 = 103.3 MW, Region 3 = 162.3 MW dan Region 4 = 103.7 MW, Bali = 3.8 MW. Hasil simulasi secara lengkap dapat dilihat pada tabel 4.13 di bawah ini.

**Tabel 4.13 Rugi-rugi sistem diatas 50% saat PLTN diletakkan di Semenanjung Muria**

Area	From Generation	To Load	To Bus Shunt	To Line Shunt	From Charging Area	To Net Int	Losses	Desired Net Int
1 REGION 1	7903.7 -582.3	10118.5 0.0	0.0 -1526.6	0.0 0.0	0.0 2174.0	-2469.9 -1365.8	255.1 4484.0	0.0
2 REGION 2	3705.1 -55.4	6175.5 0.0	0.0 -154.5	0.0 0.0	0.0 1491.6	-2573.8 392.2	103.3 1198.4	0.0
3 REGION 3	7853.5 -715.7	4302.0 0.0	0.0 -106.8	0.0 0.0	0.0 1540.0	3389.2 -904.4	162.3 1835.6	0.0
4 REGION 4	4510.5 -1322.3	5583.2 0.0	0.0 -371.6	0.0 0.0	0.0 2463.9	-1176.5 509.1	103.7 1004.2	0.0
5 BALI	370.0 -130.0	724.3 0.0	0.0 -4.1	0.0 0.0	0.0 97.7	-358.1 -79.5	3.8 51.3	0.0
7 SUMSEL	3189.0 -49.8	0.0 0.0	0.0 -1498.2	0.0 0.0	0.0 0.0	3189.0 1448.4	0.0 0.0	0.0
TOTALS	27531.7 -2855.5	26903.6 0.0	0.0 -3661.9	0.0 0.0	0.0 7767.1	0.0 0.0	628.2 8573.4	0.0

### Aliran Daya di lokasi PLTN- Banten



Sumber: Hasil run PSS/E

**Gambar. 4.6 Aliran Daya untuk PLTN di Banten**

#### b. PLTN di Banten

Hasil simulasi menunjukkan bahwa pada saat PLTN beroperasi di Banten besarnya losses system adalah 658.7 MW dengan rincian sebagai berikut:

Region 1 = 400.8 MW, Region 2 = 75.1 MW, Region 3 = 65.5 MW dan Region 4 = 113.6 MW, Bali = 3.7 MW. Hasil simulasi secara lengkap dapat dilihat pada tabel 4.14 di bawah ini.

**Tabel 4.14 Besarnya Rugi-rugi sistem saat PLTN diletakkan di Banten**

Area	From Generation	To Load	To Bus Shunt	To Line Shunt	From Charging Area	To Net Int	Losses	Desired Net Int
1 REGION 1	11208.2 233.1	10118.5 0.0	0.0 -1514.4	0.0 0.0	0.0 2295.4	688,8 -1887.1	400.8 5929.9	0.0
2 REGION 2	3859.0 -19.3	6175.5 0.0	0.0 -151.5	0.0 0.0	0.0 1498.7	-2381.6 704.7	75.1 926.2	0.0
3 REGION 3	4959.9 -1169.3	4302.0 0.0	0.0 -101.7	0.0 0.0	0.0 1389.3	592.4 -602.7	65.5 924.4	0.0
4 REGION 4	3976.2 -1330.5	5583.2 0.0	0.0 -361.0	0.0 0.0	0.0 2458.7	-1720.6 399.3	113.6 1090.0	0.0
5 BALI	360.0 -110.0	724.3 0.0	0.0 -2.2	0.0 0.0	0.0 96.7	-368.0 -62.6	3.7 51.4	0.0
7 SUMSEL	3189.0 -49.8	0.0 0.0	0.0 -1498.2	0.0 0.0	0.0 0.0	3189.0 1448.4	0.0 0.0	0.0
TOTALS	27562.3 -2445.8	26903.6 0.0	0.0 -3628.9	0.0	0.0 7738.8	0.0 0.0	658.7 8921.9	0.0

Dengan membandingkan kedua hasil simulasi *losses system* diatas maka PLTN yang berlokasi di Banten lebih baik dari pada di Semenanjung Muria. Hal ini disebabkan karena saat diletakkan di Banten, jarak pembangkit dengan pusat beban relatif lebih dekat.

### Kualitas Tegangan

#### a. PLTN di Semenanjung Muria

Hasil simulasi menunjukkan bahwa GITET 500 kV yang melebihi 1,02 (pu)

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
12		MTNGG7		500.00	2	1.0532	526.61
57001		KAPAL		500.00	5	1.0713	535.65

#### b. PLTN di Banten

Hasil simulasi menunjukkan bahwa GITET 500 kV yang melebihi (1.02 pu).

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
001	KAPAL	500.00	5	1.0744	537.21

Dengan membandingkan kedua hasil simulasi kualitas tegangan diatas maka PLTN yang berlokasi di Muria lebih baik dari pada di Banten.

### **PEMBAHASAN HASIL RUNNING PROGRAM**

Berdasarkan hasil perhitungan dengan menggunakan dua program yaitu program WASP (untuk optimasi pengembangan pembangkit listrik) dan program PSSE (untuk melihat aliran daya bila letak PLTN di Banten atau di Muria) untuk menganalisa masuknya PLTN ke system Jawa-Bali maka diperoleh suatu penjelasan bahwa:

Pembangunan PLTN sebaiknya dimulai pada tahun 2019 dengan jumlah 3 buah pembangkit dan setahun kemudian mulai membangun 15 buah kemudian akan menambah pembangkit hingga tahun 2030 berjumlah 91 buah. Karena berdasarkan hasil keluaran WASP bila menggunakan input data beban puncak (RUPTL), biaya bahan bakar batubara 1373 c/million kcals dan biaya bahan bakar uranium 600 c/million kcals. Sedangkan biaya investasi PLTN dengan teknologi Korea yaitu sebesar 2269 \$/kW dan biaya investasi PLTU 1651 \$/kW maka akan muncul PLTN pada tahun 2013. Jika pembangunan PLTN dilaksanakan pada tahun 2013 maka akan dirasa terlalu cepat. Pembangunan PLTN ini bukanlah proyek pembangkit listrik biasa melainkan pembangunan mega proyek yang memerlukan tahapan persiapan yang sangat matang sehingga terciptanya keamanan dan keselamatan dalam proses pengoperasiannya. Persiapan pembangunan PLTN ini membutuhkan waktu 9-10 tahun untuk proses perijinan. Adapun ijin pembangunan yang harus dipenuhi antara lain:

- a. *Site permit*
  - *Site Evaluation Report (SER)*
  - *Bid Invitation Specification (BIS)*
- b. *Construction permit*
  - *Preliminary Safety Analysis Report (PSAR)*

- c. *Environmental permit*
  - *Environmental Analysis Document*
- d. *Commissioning permit*
  - *Plan of Comissioning Document*
- e. *Operation permit*
  - *Plan of Operation Document.*

Oleh karena itu tahun awal berdirinya PLTN sebaiknya tahun 2019. Dengan kita membangun PLTN sebanyak 91 pembangkit hingga akhir 2030 akan menurunkan nilai *objective function* hingga 7.230.968, dengan LOLP sebesar 0.031 % dimana terjadi penurunan dari perhitungan yang tanpa menggunakan PLTN dengan yang menggunakan PLTN LOLP menurun sebesar 0.223 % Dan total kapasitas terpasang pada tahun 2030 ada selisih 3550 MW dari total kapasitas yang tanpa menggunakan PLTN. Total kapasitas hingga tahun 2030 bila menggunakan PLTN adalah 135885 MW sehingga bila Indonesia terus membangun hingga tahun 2030 akan ada penghematan biaya pembangunan dan biaya operasi pembangkit.

Dengan hadirnya PLTN hingga tahun 2030 ada penurunan emisi CO<sub>2</sub> yaitu 440216.3 kT - 45427.5 kT = 394788.8 kT bila dikonvesikan ke biaya maka: 3.947.888.000 US\$.

Hasil running program untuk perhitungan aliran daya pada saat PLTN muncul di tahun 2013 maka lokasi PLTN di Semenanjung Muria lebih stabil dibandingkan di Banten. Hadirnya PLTN diharapkan dapat mensuplai daya baik yang di barat maupun di timur. Sehingga bilamana terjadi peningkatan jumlah beban di Barat ataupun di Timur tidaklah terlalu sulit mensuplai dayanya. Akan tetapi perlu penelitian lebih lanjut mengenai lokasi bilamana PLTN akan dibangun pada tahun 2019 dengan kapasitas awal terpasang 3000 MW.

## **BAB V**

### **KESIMPULAN**