

**PERKIRAAN NILAI KEHILANGAN BEBAN
DENGAN MODEL INPUT-OUTPUT ENERGI SEBAGAI
PARAMETER KEANDALAN DALAM
PERENCANAAN KELISTRIKAN**

DISERTASI

**SUPARMAN
8403030036**



**PROGRAM PASCASARJANA BIDANG ILMU TEKNIK
FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA
DEPOK
JULI 2008**

**PERKIRAAN NILAI KEHILANGAN BEBAN
DENGAN MODEL INPUT-OUTPUT ENERGI SEBAGAI
PARAMETER KEANDALAN DALAM
PERENCANAAN KELISTRIKAN**

DISERTASI

Oleh

SUPARMAN
8403030036



**DISERTASI INI DIAJUKAN UNTUK MELENGKAPI
PERSYARATAN PROGRAM DOKTOR BIDANG ILMU TEKNIK**

**PROGRAM PASCASARJANA BIDANG ILMU TEKNIK
FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA
DEPOK
JULI 2008**

PERNYATAAN KEASLIAN DISERTASI

Saya menyatakan dengan sesungguhnya bahwa disertasi dengan judul :

PERKIRAAN NILAI KEHILANGAN BEBAN DENGAN MODEL INPUT-
OUTPUT ENERGI SEBAGAI PARAMETER KEANDALAN DALAM
PERENCANAAN KELISTRIKAN

yang dibuat untuk melengkapi persyaratan program Doktor Bidang Ilmu Teknik Pascasarjana Universitas Indonesia guna memperoleh gelar Doktor, sejauh yang saya ketahui bukan merupakan tiruan atau duplikasi dari disertasi yang sudah dipublikasikan dan atau pernah dipakai untuk mendapatkan gelar kesarjanaan di lingkungan Universitas Indonesia maupun di Perguruan Tinggi atau Instansi manapun, kecuali bagian yang sumber informasinya dicantumkan sebagaimana mestinya.

Depok, 12 Juli 2008



Suparman
NPM 8403030036

PENGESAHAN

Disertasi dengan judul :

PERKIRAAN NILAI KEHILANGAN BEBAN DENGAN MODEL INPUT-
OUTPUT ENERGI SEBAGAI PARAMETER KEANDALAN DALAM
PERENCANAAN KELISTRIKAN

Disusun untuk melengkapi persyaratan program Doktor Bidang Ilmu Teknik
Pascasarjana Universitas Indonesia guna memperoleh gelar **Doktor**

Disertasi ini telah disetujui dan telah diajukan dalam Ujian Promosi

Depok, 12 Juli 2008

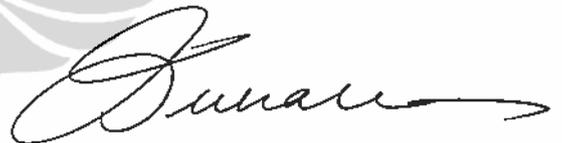
Menyetujui,

Ko-Promotor



(Prof. Ir. Rinaldy Dalimi, Ph.D)
NIP. 130 352 574

Promotor



(Prof. Dr. Ir. Zuhaili, MSc. EE)
NIP. 130 321 128

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Prof. Dr. Ir. Zuhail, MSc.EE dan Prof. Ir. Rinaldy Dalimi, Ph.D, selaku Promotor dan Ko-Promotor yang telah bersedia meluangkan waktu untuk memberi pengarahan, diskusi dan bimbingan serta persetujuan sehingga disertasi ini dapat selesai dengan baik;
2. Kepala Badan Tenaga Nuklir, Kepala Pusat Pengembangan Energi Nuklir dan Kepala PUSDIKLAT yang telah memberikan kesempatan dan bantuan dana untuk program S3;
3. Dr. Ir. Rudy Setiabudy, Dr. Ir. Uno Bintang Sudibyo, Dr. Ir. Iwa Garniwa MK, (Staf pengajar Teknik Elektro-UI) dan Dr. Tyas Utomo Soekarsono (Staf pengajar FE-UI) serta Dr. Ir. Charles O.P Marpaung, MSc. (Staf Pengajar FT-UKI, Jakarta) yang telah memberikan masukan, saran serta semangat hingga dapat diselesaikannya disertasi ini;
4. Isteri tercinta serta anak-anak terkasih, Amalia Ghassani, Raudina Huduni, Zanira Husna dan Azza Labibah, yang telah dengan sabar dan penuh kasih memberikan semangat dan kesabaran selama menempuh studi; dan
5. Rekan-rekan kerja baik di PPE dan PUSDIKLAT yang telah membantu secara administrasi sehingga saya dapat menyelesaikan studi ini.

Akhir kata, saya berharap Tuhan Allah Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga disertasi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Depok, 12 Juli 2008

Penulis

Suparman
NPM 8403030036
Program Studi Teknik Elektro

Promotor
Prof.Dr.Ir. Zuhail, MSc.EE
Ko-Promotor
Prof.Ir. Rinaldy Dalimi, Ph.D

**PERKIRAAN NILAI KEHILANGAN BEBAN DENGAN MODEL INPUT-
OUTPUT ENERGI SEBAGAI PARAMETER KEANDALAN DALAM
PERENCANAAN KELISTRIKAN**

ABSTRAK

Tingkat keandalan pasokan listrik tergantung pada besarnya kapasitas cadangan (reserve margin) dan keandalan pembangkit. Semakin besar kapasitas cadangan maka akan semakin andal dan tinggi tingkat keselamatan pasokan listrik. Di lain pihak, semakin tinggi kapasitas cadangan membutuhkan biaya investasi yang semakin besar pula, yang pada akhirnya akan membuat harga listrik tinggi. Oleh karena itu perlu adanya pertimbangan ekonomi dan teknis dalam menentukan tingkat keandalan sistem. Secara teori permasalahan optimasi tingkat keandalan sistem tenaga listrik dapat diselesaikan dengan memadukan antara biaya pasokan dan biaya kegagalan (outage cost) yang ditanggung oleh konsumen pada saat terjadi gangguan pasokan. Tingkat keandalan optimal akan tercapai pada titik antara biaya total pasokan dan biaya kegagalan pada nilai terendah. Untuk menentukan biaya kegagalan perlu diketahui besaran nilai kehilangan beban (value of lost load) dan energi tak terlayani (energy not served). Ada beberapa pendekatan untuk menentukan nilai kehilangan beban. Pada penelitian ini digunakan pendekatan dengan model input-output energi. Salah satu keunggulan metode ini dibandingkan dengan metode lainnya adalah dapat memperhitungkan dampak ganda dari adanya gangguan pasokan listrik.

**Kata kunci : Nilai Kehilangan Beban, Input-Output Energi,
Tingkat Keandalan, Perencanaan Kelistrikan**

Suparman
NPM 8403030036
Program Studi Teknik Elektro

Promotor
Prof.Dr.Ir. Zuhail, MSc.EE
Ko-Promotor
Prof.Ir. Rinaldy Dalimi, Ph.D

**VALUE OF LOST LOAD ESTIMATION USING ENERGY INPUT-
OUTPUT MODEL AS RELIABILITY PARAMETER
IN ELECTRICITY PLANNING**

ABSTRACTS

Reliability level of electricity supply depends on level of reserve capacity and generating reliability. The greater of reserve capacity hence would increasingly reliability and height level of safety of electricity supply. In other hand, the high reserve capacity requires a big investment also, which in the end will make the high price of electricity. Therefore, technical and economic consideration in determining level of system reliability is needed. Theoretically, problems of reliability level optimization of electricity power system can be solved by comparing the cost of supply with outage cost at different reliability levels. The optimum reliability level will be at the balanced point between the total cost of supply and outage cost. To determine outage cost it is important to know value of lost load and energy not served. There are some approach to determine value of lost load. At this research, the energy input-output model is applied. One of excellence of this method compared to other method is can consider multiplier effect from electricity outage impacts.

Keywords: Value Of Lost Load, Energy Input-Output, Reliability Level, Electricity Planning

DAFTAR ISI

	Halaman
PERNYATAAN KEASLIAN DISERTASI	III
PENGESAHAN	IV
UCAPAN TERIMA KASIH	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
ABSTRAK	VI
ABTRACTS	II
DAFTAR ISI	III
DAFTAR GAMBAR	V
DAFTAR TABEL	VI
DAFTAR SINGKATAN	VII
DAFTAR SIMBOL	VIII
DAFTAR LAMPIRAN	IX
BAB I	1
PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG MASALAH	1
1.2 TUJUAN	4
1.3 METODOLOGI PENELITIAN	4
1.4 HIPOTESIS	9
1.5 LINGKUP PENELITIAN	9
1.6 SUSUNAN DISERTASI	10
BAB II	11
KEANDALAN SISTEM TENAGA LISTRIK DAN NILAI KEHILANGAN BEBAN	11
2.1 KEADALAN SISTEM TENAGA LISTRIK	11
2.1.1 Keandalan Pembangkit	12
2.1.2 Metode Perhitungan Tingkat Keandalan Sistem	17
2.1.2.1 Metode Probabilistik	17
2.1.2.2 Metode Deterministik	22
2.1.3 Perhitungan Tingkat Kendalan Dengan Metode Probabilitas	23
2.2 NILAI KEHILANGAN BEBAN	30
2.3 BIAYA KEGAGALAN	33
BAB III	35
PERKIRAAN NILAI KEHILANGAN BEBAN	35

3.1 METODE	35
3.1.1 Pendekatan Makro-ekonomi	35
3.1.2 Pendekatan Mikro-ekonomi	36
3.1.3 Pendekatan Dengan Model Input-Output	39
3.2 MODEL I-O	41
3.2.1 Kerangka Umum Model I-O	41
3.2.2 Input-Output Energi	44
3.3 MODEL NILAI KEHILANGAN BEBAN	47
3.3.1 Konsekuensi Sektor Industri	48
3.3.2 Konsekuensi Sektor Rumah Tangga	49
3.3.3 Dampak Ganda	49
3.3.4 Model	50
3.4 DATA	56
3.4.1 Penyusunan Tabel I-O	56
<i>Sumber: Tabel I-O 2005, BPS</i>	59
3.4.2 Konsumsi energi	59
3.4.3 Asumsi	62
3.5 HASIL DAN PEMBAHASAN	63
3.5.1 Perhitungan dengan Model I-O Energi	63
3.5.2 Perhitungan dengan Model I-O non-hibrida	71
BAB IV	74
NKB SEBAGAI PARAMETER KEANDALAN	74
DALAM PERENCANAAN KELISTRIKAN SISTEM JAMALI	74
4.1 SISTEM KELISTRIKAN JAMALI	77
4.1.1 Sistem Pembangkitan	77
4.1.2 Karakteristik Beban	79
4.1.3 Pertumbuhan dan Perkiraan Beban Puncak	80
4.1.4 Pengembangan Pembangkit	82
4.1.5 Program Diversifikasi Energi Primer	84
4.1.6 Asumsi Parameter Ekonomi	88
4.2 ANALISIS HASIL	88
4.2.1 Tingkat Keandalan Sistem	88
4.2.2 Pengembangan Pembangkit	89
4.3 PENGARUH POLA BEBAN DALAM PERENCANAAN	90
4.3.1 Pola Konsumsi Listrik Sistem Jamali	93
4.3.2 Model Beban	100
4.2.3 Pengaruh Pola Beban dalam Pengembangan Pembangkit	104
4.2.4 Pengaruh Pola Beban Pada Tingkat Keandalan	107
BAB V	108
KESIMPULAN DAN SARAN	108
5.1 KESIMPULAN	108
5.2 SARAN	108
DAFTAR ACUAN	109
DAFTAR PUSTAKA	112

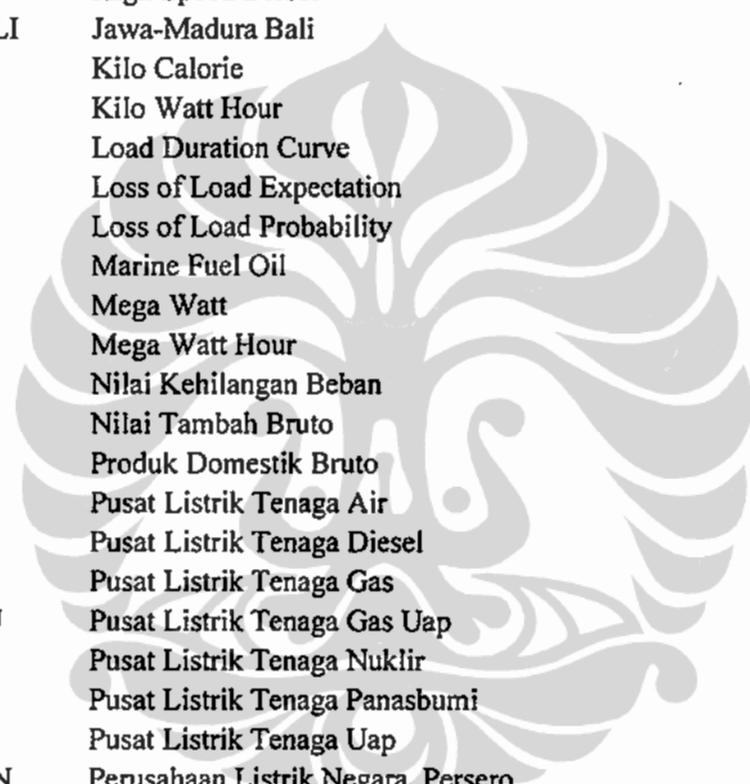
DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1.1 Tingkat keandalan sebagai fungsi biaya	8
Gambar 2.1 Unsur-Unsur Untuk Evaluasi Keandalan Pembangkitan	12
Gambar 2.2 Kondisi unit pembangkitan	13
Gambar 2.3 Model dua kondisi	13
Gambar 2.4 Perhitungan LOLP	18
Gambar 2.5 Perhitungan LOEP	20
Gambar 2.6 Pembebanan unit pembangkit pada kondisi ketersediaan 100%	23
Gambar 2.7 Pembebanan unit pembangkit pada kondisi unit 1 tidak tersedia	24
Gambar 2.8 Pergeseran ILDC dan ELDC	28
Gambar 2.9 Perhitungan LOLP (P*) dan ENS dengan menggunakan kurva beban ekuivalen	29
Gambar 3.1 Distribusi pasokan listrik	48
Gambar 3.2 Alur perhitungan NKB	55
Gambar 4.1 Peta kelistrikan sistem JAMALI	77
Gambar 4.2 Pola beban harian sistem JAMALI	79
Gambar 4.3 Perkiraan pertumbuhan beban puncak sistem JAMALI	81
Gambar 4.4 Kontribusi pembangkit menurut jenis bahan bakar	90
Gambar 4.5 Pola Beban Menurut Sektor	91
Gambar 4.6 Jenis Pembangkit Pemikul Beban Dasar, Beban Menengah dan Beban Puncak	92
Gambar 4.7 Saham Konsumsi Listrik Menurut Wilayah	95
Gambar 4.8 Saham Konsumsi Listrik Menurut Wilayah Dan Jenis Pelanggan	95
Gambar 4.9 Pola Beban Wilayah Bali	96
Gambar 4.10 Pola beban wilayah Jawa Timur	97
Gambar 4.11 Pola Beban Wilayah Jawa Tengah Dan DIY	98
Gambar 4.12 Pola Beban Wilayah Jawa Barat	99
Gambar 4.13 Pola Beban Wilayah DKI Dan Banten	100
Gambar 4.14 Penggambaran beban sistem tenaga listrik	101
Gambar 4.15 Simulasi proyeksi kurva beban dengan model beban	103
Gambar 4.16 Kontribusi pembangkit menurut jenis bahan bakar untuk skenario 1	105
Gambar 4.17 Kontribusi pembangkit menurut jenis bahan bakar untuk skenario 2	105

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 3.1 Kerangka Dasar Tabel I-O	42
Tabel 3.2 Tabel Input-Output Energi Dua Sektor	45
Tabel 3.3 Contoh Input-Output Energi Dua Sektor	46
Tabel 3.4 Agregasi 33 Sektor	57
Tabel 3.5 Besarnya Jumlah Output dan NTB Untuk Tiap Sektor (juta Rp.)	58
Tabel 3.6 NTB berdasarkan agregasi 9 sektor (miliar Rp.)	59
Tabel 3.7 Neraca Energi	60
Tabel 3.8 Konsumsi Energi untuk Sektor Non-Energi (Tera Joule)	61
Tabel 3.9 Tenaga listrik yang produksi sendiri, yang dibeli, dan yang dijual pada sektor Industri	62
Tabel 3.11 Kebutuhan Energi Untuk proses produksi Memenuhi Permintaan Akhir	64
Tabel 3.12 Pengurangan Energi Dampak Dari Adanya Pengurangan Listrik 10%	65
Tabel 3.13 Pengurangan Output Dampak dari Pengurangan Pasokan Listrik	67
Tabel 3.14 Pengurangan NTB Akibat Adanya Pengurangan Pasokan Listrik	68
Tabel 3.15 Intensitas Energi Listrik Nasional [40]	71
Tabel 3.16 Pengurangan Output dan NTB akibat Pengurangan Pasokan Listrik	73
Tabel 4.1 Pembangkit pada sistem JAMALI tahun 2005	78
Tabel 4.2 Perkembangan Beban Puncak Sistem Jamali	80
Tabel 4.3 Pembangkit Kandidat	82
Tabel 4.4 Data PLTN	83
Tabel 4.5 Asumsi Harga Bahan Bakar	83
Tabel 4.6 Rincian Harga Bahan Bakar Nuklir	84
Tabel 4.7 Program Diversifikasi BBM ke Non BBM di Sistem Jamali [47]	86
Tabel 4.8 Daftar Proyek Pembangkit Sistem Jamali Tahun 2006 – 2010	87
Tabel 4.9 Asumsi parameter ekonomi	88
Tabel 4.10 Hasil Optimasi Tingkat Keandalan	88
Tabel 4.11 Hasil Simulasi Pengaruh NKB terhadap LOLP dan Biaya	89
Tabel 4.12 Biaya Pembangkitan Untuk Berbagai Skenario	106
Tabel 4.13 Tingkat Keandalan (LOLP) Untuk Berbagai Skenario Nilai α dan β	107

DAFTAR SINGKATAN



BK	Biaya Kegagalan
BPS	Badan Pusat Statistik
DSM	Demand Side Management
ELDC	Equivalent Load Duration Curve
ENS	Energy Not Served
GWh	Giga Watt Hour
HSD	High Speed Diesel
JAMALI	Jawa-Madura Bali
Kcal	Kilo Calorie
kWh	Kilo Watt Hour
LDC	Load Duration Curve
LOLE	Loss of Load Expectation
LOLP	Loss of Load Probability
MFO	Marine Fuel Oil
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt Hour
NKB	Nilai Kehilangan Beban
NTB	Nilai Tambah Bruto
PDB	Produk Domestik Bruto
PLTA	Pusat Listrik Tenaga Air
PLTD	Pusat Listrik Tenaga Diesel
PLTG	Pusat Listrik Tenaga Gas
PLTGU	Pusat Listrik Tenaga Gas Uap
PLTN	Pusat Listrik Tenaga Nuklir
PLTP	Pusat Listrik Tenaga Panasbumi
PLTU	Pusat Listrik Tenaga Uap
PT. PLN	Perusahaan Listrik Negara, Persero
PT. PJB	Pembangkitan Jawa Bali, Persero
P3B	Pusat Pengaturan dan Penyaluran Beban
PT.IP	Indonesia Power, Persero
RUKN	Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional
RUPTL	Rencana Umum Perusahaan Tenaga Listrik
TJ	Terajoule
TWh	Tera Watt Hour
WASP	Wien Automatic System Planning
WTA	Willingness To Accept
WTP	Willingness To Pay

DAFTAR SIMBOL

X_1	Vektor kolom output sektor energi
X_2	Vektor kolom output sektor non-energi
Y_1	Vektor kolom permintaan akhir sektor energi
Y_2	Vektor kolom permintaan akhir sektor non-energi
z	Matrik permintaan antara
A	Matrik teknologi
I	Matrik identitas
α	Rasio antara beban dasar dengan beban puncak
β	Rasio antara beban rata-rata dengan beban puncak (load factor)
ρ	Tingkat keandalan



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1. Penurunan rumus model	114
Lampiran 2.	
Lampiran 2.1 Tabel I-O 34 sektor	115
Lampiran 2.2 Matrik $(I-A_{22})^{-1}$	121
Lampiran 2.3 Matrik $(I-A_{11})^{-1}$	126
Lampiran 3. Hasil Simulasi Solusi Optimal Pengembangan Kelistrikan JAMALI	127



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG MASALAH

Penggunaan listrik sangat berhubungan dengan kegiatan ekonomi. Manfaat dari penggunaan listrik di dalam berbagai sektor ekonomi (industri, komersil, pertanian) adalah peningkatan produktivitas yang diperbaiki melalui pemakaian teknologi dan permesinan yang maju yang digerakkan dengan sistem tenaga listrik. Tak bisa dipungkiri bahwa aktivitas ekonomi yang lebih tinggi memerlukan penyediaan listrik yang handal dan besar. Di dalam sektor rumah tangga, kesejahteraan meningkat karena pemanfaatan listrik seperti meringankan pekerjaan sehari-hari rumah tangga, meningkatkan peluang untuk pendidikan, komunikasi dan kesenangan. Di lain pihak, ketiadaan listrik berdampak pada penurunan produktivitas yang akan berpengaruh negatif terhadap peluang investasi dan mengurangi kesejahteraan sosial [1].

Mengingat listrik merupakan salah satu sumber energi utama bagi aktifitas ekonomi secara keseluruhan, maka ketersediaan listrik juga akan berpengaruh cukup nyata terhadap aktifitas perekonomian khususnya sektor industri. Kecenderungan meningkatnya konsumsi listrik seiring dengan meningkatnya ekonomi nasional menunjukkan kaitan cukup erat antara penggunaan listrik dengan aktifitas perekonomian. Dalam kondisi pasokan dapat mencukupi permintaan (demand) yang ada, maka tidak timbul masalah. Masalah akan timbul jika permintaan yang meningkat tidak diimbangi dengan pasokan yang cukup, mungkin karena adanya gangguan pada pembangkit, sehingga harus dilakukan pemadaman listrik pada wilayah-wilayah tertentu. Kondisi ini sangat terasa pada akhir-akhir ini.

Salah satu dari tugas utama dari tiap perusahaan listrik adalah untuk menyediakan dan memasok listrik yang andal kepada pelanggan-pelanggan pada harga yang layak. Harga dari listrik secara normal tergantung pada standar tingkat

keandalan. Semakin tinggi tingkat keandalan, secara normal, semakin tinggi pula harganya [2]. Bagaimanapun, jika keandalan sistem adalah rendah, kegagalan (outage) cenderung akan lebih sering terjadi dan pada akhirnya akan mengakibatkan kerugian pada konsumen baik sektor industri maupun sektor rumah tangga.

Tingkat keandalan pasokan listrik tergantung pada besarnya kapasitas cadangan (reserve margin) dan keandalan pembangkit. Semakin besar kapasitas cadangan yang dimiliki maka akan semakin andal dan tinggi tingkat keselamatan pasokan listrik. Di lain pihak, semakin tinggi kapasitas cadangan membutuhkan biaya investasi yang semakin besar pula, yang pada akhirnya akan membuat harga listrik tinggi. Oleh karena itu perlu adanya pertimbangan ekonomi dan teknis dalam menentukan tingkat keandalan sistem. Secara khusus tidak ada kewajiban bagi operator di dalam menentukan tingkat keandalan dalam perencanaan dan operasi sistem tenaga listrik [3]. Tingkat keandalan kebanyakan bergantung pada ukuran-ukuran masa lalu dan pengalaman unjuk kerja. Di dalam perencanaan sistem tenaga listrik biasanya digunakan besaran probabilitas kehilangan beban (Loss Of Load Probability, LOLP) yaitu angka probabilitas dimana sistem tidak bisa memasok listrik yang dinyatakan dalam hari/tahun.

Tentunya semua pihak tidak menginginkan adanya pasokan listrik yang sering terganggu atau nilai LOLP-nya besar. Pasokan yang tidak kontinu akan mengakibatkan kerugian pada masyarakat pengguna (konsumen). Tetapi sistem tenaga listrik yang terlalu andal, yang berarti mempunyai LOLP yang sangat rendah juga malah merugikan masyarakat. Masyarakat harus menanggung biaya operasi yang terlalu tinggi dari adanya kapasitas cadangan yang besar. Jadi, sistem tenaga listrik yang tingkat keandalannya rendah akan kurang baik dan merugikan masyarakat, demikian juga tingkat keandalan yang terlalu tinggi juga akan merugikan masyarakat.

Jika terjadi kehilangan beban berarti ada permintaan yang tidak dapat dipenuhi oleh sistem atau ada energi tak terlayani (Energy Not Served, ENS). Kehilangan beban ini akan menimbulkan dampak, baik ekonomi maupun sosial. Dampak dari kehilangan beban atau kegagalan pasokan listrik dapat menyebabkan kerusakan baik langsung maupun tidak langsung. Hilangnya produksi dan bahan

baku pada sektor industri, mengakibatkan ketidaknyamanan pada sektor rumah tangga sebagai akibat langsung. Sementara dampak lain seperti adanya tindak kejahatan, kerugian industri akibat adanya penundaan atau pembatalan pesanan barang-barang disebabkan oleh penyerahan yang terlambat, merupakan dampak secara tidak langsung.

Nilai dampak dari adanya kehilangan beban biasa disebut sebagai nilai kehilangan beban (Value of Lost Load). Nilai kehilangan beban (NKB) ini dinyatakan dalam satuan nilai moneter per satuan konsumsi listrik, sebagai contoh dalam Rp./kWh atau US\$/kWh. Memperkirakan NKB merupakan pekerjaan yang sulit. Menaksir dampak-dampak di sektor industri mungkin dapat dilakukan dengan mudah, sedangkan penaksiran dampak-dampak yang bersifat sosial adalah tidak mudah. Ini karena perspektif dari tiap konsumen terhadap dampak dari kegagalan pasokan berbeda. Oleh karena itu, untuk mengevaluasi biaya kegagalan diperlukan suatu pemahaman yang baik tentang dampak yang dialami oleh konsumen ketika suatu kegagalan terjadi. Sedangkan besarnya biaya dampak dari kehilangan beban atau kegagalan pasokan yang dinyatakan dalam satuan moneter (Rp. atau US\$) disebut sebagai biaya kegagalan (outage cost). Biaya kegagalan (BK) dihitung dari perkalian antara NKB dan ENS.

Ada beberapa metode yang telah dibuat dan digunakan untuk memperkirakan NKB. Pada dasarnya metode dibagi dalam dua kelompok yaitu pendekatan makro-ekonomi dan pendekatan mikro-ekonomi [1]. Pendekatan makro-ekonomi didasarkan pada nilai tambah (added value) dari konsumen yang terbagi dalam beberapa sektor seperti sektor industri, sektor pertanian, sektor transportasi, dan lain-lain. Sedangkan pendekatan mikro-ekonomi umumnya didasarkan pada survei konsumen yaitu kesediaan untuk membayar (willingness to pay, WTP) atau kesediaan untuk menerima (willingness to accept, WTA) guna memperoleh tingkat keandalan yang diinginkan. Tentunya ada kelebihan dan kekurangan pada masing-masing metode.

Dalam penelitian ini diusulkan untuk dilakukan perkiraan dampak dari adanya kekurangan pasokan listrik atau nilai kehilangan beban dengan menggunakan pendekatan input-output hibrida. Model input-output energi atau disebut sebagai model input-output hibrida merupakan pengembangan dari model

input-output ekonomi yang khusus diterapkan untuk analisis masalah energi. Model input-output (model I-O) sangat mudah dilakukan dan tidak memiliki batasan penerapan secara khusus. Ada dua keunggulan yang dimiliki dari analisis input-output. Pertama, analisis input-output merupakan pendekatan yang komprehensif dan konsisten terhadap semua sektor ekonomi, termasuk aliran energi, dan mudah digabungkan ke dalam model ekonometrik, simulasi atau optimalisasi. Kedua, merupakan teknik yang sesuai untuk membuat analisa kebijakan pada berbagai tahapan [4].

1.2 TUJUAN

Tujuan dari penelitian ini adalah:

- a) Membangun model untuk memperkirakan nilai NKB yang merupakan dampak ekonomi akibat dari adanya pengurangan atau gangguan pasokan listrik dengan menggunakan pendekatan input-output energi
- b) Menggunakan nilai kehilangan beban sebagai parameter keandalan untuk menyusun perencanaan pengembangan kelistrikan sistem Jawa-Madura-Bali (JAMALI) guna mendapatkan solusi optimal dengan tingkat keandalan sistem yang merupakan cerminan kondisi ekonomi nasional.

1.3 METODOLOGI PENELITIAN

Kebutuhan tenaga listrik di suatu wilayah atau negara pada umumnya dipengaruhi oleh dua faktor utama yaitu pertumbuhan ekonomi dan program elektrifikasi. Pertumbuhan ekonomi, dalam pengertian yang sederhana adalah peningkatan *output* barang dan jasa. Oleh karena itu, proses tersebut yang memerlukan tenaga listrik sebagai salah satu *input* untuk menunjangnya, juga akan meningkat, di samping *input-input* barang dan jasa yang lainnya. Di samping itu, hasil dari pertumbuhan ekonomi adalah peningkatan pendapatan masyarakat yang mendorong untuk meningkatnya permintaan akan barang-barang/peralatan listrik seperti radio, TV, AC, lemari es dan lainnya. Akibatnya adalah permintaan akan tenaga listrik juga akan meningkat.

Para konsumen menggunakan listrik untuk menjalankan usaha (proses produksi), meningkatkan produktivitas, memperbaiki taraf hidup dan meningkatkan kesejahteraan. Untuk keperluan tersebut para konsumen membeli dan menggunakan peralatan seperti mesin-mesin untuk industri, alat-alat listrik untuk keperluan rumah tangga seperti lemari es, televisi dan lain-lain. Penggunaan dari alat-alat seperti itu dari waktu ke waktu menghasilkan manfaat baik ekonomi berupa nilai tambah maupun manfaat sosial.

Jika pasokan listrik hilang maka manfaat-manfaat ini juga hilang. Jadi hilangnya pasokan listrik akan mengurangi nilai tambah ekonomi dan sosial masyarakat. Ada biaya yang harus ditanggung oleh konsumen dengan adanya gangguan pasokan listrik. Biaya sebagai dampak atau konsekuensi ekonomi dari gangguan pasokan disebut sebagai biaya kegagalan.

Pola konsumsi energi listrik menurut sektor (rumah tangga, industri, komersial, dan publik/lainnya) di suatu negara atau suatu wilayah mencerminkan karakteristik perekonomian negara atau wilayah tersebut. Negara industri seperti Amerika Serikat mempunyai pola konsumsi listrik menurut sektor yang mencerminkan karakter perekonomiannya sebagai negara maju (industri). Saham di antara ketiga sektor tidak berbeda secara tajam. Bahkan, tidak seperti di negara berkembang, saham sektor industri telah terlampaui oleh saham sektor rumah tangga dan komersial. Hal ini dapat mencerminkan berbagai hal: tingkat elektrifikasi yang sudah sangat tinggi, peran sektor jasa (services) yang lebih tinggi dibandingkan peran sektor industri, serta penggunaan listrik oleh sektor industri yang lebih efisien dibandingkan penggunaan listrik oleh sektor industri di negara berkembang.

Keandalan sistem tenaga listrik adalah persesuaian antara kapasitas pembangkit yang terpasang terhadap permintaan beban. Dengan demikian sistem pembangkit itu akan mampu melayani kebutuhan beban secara terus menerus. Jika pembebanan melebihi kapasitas sistem maka akan mengakibatkan hilangnya beban atau kapasitas yang tersedia tidak mampu lagi mengatasi beban yang harus dilayani. Hal inilah yang mengakibatkan sistem menjadi tidak handal. Oleh karena itu kapasitas terpasang di dalam sistem harus selalu lebih besar dari beban puncak

sistem, dimana kelebihan beban itu digunakan sebagai cadangan untuk mempertahankan keandalan sistem pada setiap operasi.

Ketiga parameter di atas yaitu, perkiraan kebutuhan listrik, pola beban dan nilai kehilangan beban digunakan sebagai masukan untuk menyusun perencanaan pengembangan kelistrikan, dalam studi ini digunakan program WASP (Wien Automatic System Planning). Selanjutnya listrik digunakan untuk menunjang dan menggerakkan sistem perekonomian.

Perencanaan listrik dengan tingkat keandalan yang diinginkan tergantung pada besarnya kapasitas cadangan (reserve margin) dan keandalan pembangkit. Semakin besar kapasitas cadangan yang dimiliki maka akan semakin andal dan tinggi tingkat keselamatan pasokan listrik. Di lain pihak, semakin tinggi kapasitas cadangan membutuhkan biaya investasi yang semakin besar pula, yang pada akhirnya akan membuat harga listrik tinggi. Oleh karena itu perlu adanya pertimbangan ekonomi baik dari sisi perusahaan pembangkitan listrik (biaya pengembangan) dan dampak dari gangguan pasokan listrik yang ditanggung masyarakat (biaya kegagalan). Perencanaan pengembangan yang optimal dari kedua sisi ini akan menghasilkan pasokan listrik dengan tingkat keandalan yang optimal sesuai dengan kondisi perekonomian wilayah atau negara.

Untuk menjaga kelangsungan pasokan listrik diperlukan adanya kapasitas cadangan yang setiap saat siap untuk mengganti kemampuan pembangkitan yang hilang. Besar kapasitas cadangan ini berpengaruh pada keandalan pasokan yang biasanya dinyatakan dengan besaran LOLP. Antara besarnya kapasitas cadangan dan probabilitas kehilangan beban terdapat hubungan terbalik, yaitu dimana kapasitas cadangan semakin besar maka LOLP akan kecil, demikian sebaliknya, semakin kecil kapasitas cadangan maka LOLP akan semakin besar. Tentunya dalam perencanaan sistem kelistrikan diusahakan untuk meningkatkan keandalan yaitu dengan memperkecil LOLP.

Sistem tenaga listrik yang mempunyai nilai LOLP yang besarnya kiranya kurang andal dan akan berakibat pada pasokan listrik yang kurang baik. Hal ini pada akhirnya akan berakibat pada konsumen yang akan dirugikan oleh kurangnya pasokan listrik. Sebaliknya, bila sistem mempunyai nilai LOLP yang kecil maka pasokan listrik ke konsumen akan baik atau mungkin terlalu baik.

Sistem tenaga listrik yang sangat andal tentunya juga akan memberatkan masyarakat karena harus menanggung biaya pasokan listrik yang terlalu besar dari kebutuhan yang ada. Jadi kondisi dimana LOLP yang terlalu kecil atau kapasitas cadangan yang terlalu besar kurang pula dapat dirasakan baik oleh masyarakat.

Dengan demikian tidak selalu tingkat keandalan yang tinggi akan baik bagi masyarakat. Maka perlu ditemukan titik rasional pasokan listrik yang sesuai dengan kondisi masyarakat setempat. Rasionalitas di sini diartikan sebagai suatu titik operasi dimana cadangan adalah sedemikian sehingga tingkat kerugian masyarakat karena gangguan pasokan listrik adalah minimum, dan di sisi perusahaan penyedia listrik tidak dirugikan. Sebagai contoh di Amerika Serikat nilai kapasitas cadangan yang optimal adalah di sekitar 30% atau sama dengan LOLP sebesar 3 jam per tahun, artinya dalam satu tahun kemungkinan kehilangan pasokan listrik hanya selama 3 jam.

Secara teori permasalahan optimasi tingkat keandalan sistem tenaga listrik dapat diselesaikan dengan memadukan antara biaya pasokan atau disebut sebagai biaya pembangkitan (BP) dan biaya kegagalan (BK) yang diakibatkan oleh pengurangan pasokan listrik. Tingkat keandalan optimal akan tercapai pada titik dimana biaya pembangkitan dan biaya kegagalan pada nilai minimum.

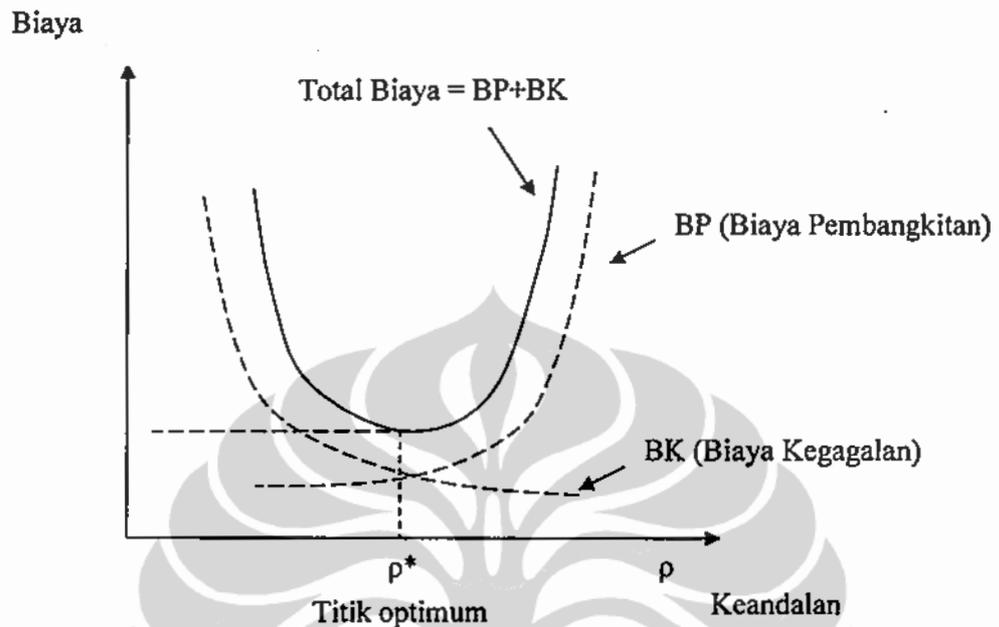
Gambar 1.1 menggambarkan sifat alami BP dan BK sebagai fungsi keandalan. Jika keandalan ingin ditingkatkan maka biaya pembangkitan sistem (BP) juga akan meningkat. Sebaliknya dengan meningkatkan keandalan maka biaya dampak ketiadaan listrik (BK) akan berkurang.

Total biaya (TB) dari layanan listrik diberikan oleh persamaan:

$$TB = BP + BK \quad (1.1)$$

Besaran BP mewakili biaya-biaya yang berhubungan dengan biaya modal dan biaya produksi untuk menyediakan energi. Termasuk didalamnya biaya tetap dan tidak tetap untuk pembangkitan listrik. Sedangkan BK mewakili biaya-biaya yang ditanggung oleh konsumen ketika penyedia listrik tidak mampu untuk memenuhi permintaan mereka. Contoh-contoh khas termasuk berkurangnya produksi, kerusakan produksi seperti pada produk makanan untuk pelanggan-

pelanggan yang industri, hilangnya kenyamanan dan kesempatan menikmati waktu luang untuk pelanggan-pelanggan rumah tangga.



Gambar 1.1 Tingkat keandalan sebagai fungsi biaya

TB optimum pada titik ρ^* ; oleh karena itu

$$\left. \frac{\partial TB}{\partial \rho} \right|_{\rho^*} = \left. \frac{\partial BP}{\partial \rho} \right|_{\rho^*} + \left. \frac{\partial BK}{\partial \rho} \right|_{\rho^*} = 0 \quad (1.2)$$

sehingga

$$\left. \frac{\partial BP}{\partial \rho} \right|_{\rho^*} = - \left. \frac{\partial BK}{\partial \rho} \right|_{\rho^*} \quad (1.3)$$

$\frac{\partial BP}{\partial \rho}$ Sebagai biaya marjinal (marginal cost) dari penambahan kapasitas cadangan

$\frac{\partial BK}{\partial \rho}$ Sebagai manfaat marjinal (marginal benefits) dari penambahan kapasitas cadangan

Dengan kata lain, pada titik optimum dicapai maka besarnya biaya marjinal dari penambahan kapasitas cadangan akan sama dengan besarnya manfaat marjinal dari penambahan kapasitas cadangan.

$$\left. \begin{array}{l} \text{Biaya marjinal} \\ \text{Penambahan cadangan} \end{array} \right|_{p^*} = \left. \begin{array}{l} \text{Manfaat marjinal} \\ \text{Penambahan cadangan} \end{array} \right|_{p^*}$$

1.4 HIPOTESIS

1. Model yang dibangun akan lebih tepat dalam perhitungan karena memperhitungkan juga aliran energi antar sektor. Model akan lebih praktis untuk menghitung NKB karena energi dinyatakan dalam satuan fisis sehingga harga energi tidak berpengaruh.
2. Penerapan NKB sebagai parameter keandalan dalam perencanaan pengembangan kelistrikan akan menghasilkan perencanaan yang lebih optimal dibandingkan dengan penerapan parameter keandalan dengan LOLP.

1.5 LINGKUP PENELITIAN

Lingkup studi meliputi:

1. Pengembangan model NKB dengan menggunakan pendekatan input-output energi. Pengertian NKB adalah nilai ekonomi yang harus ditanggung oleh pengguna atau konsumen listrik yang diakibatkan oleh adanya pengurangan pasokan listrik.
2. Menyusun perencanaan pengembangan kelistrikan dengan menerapkan NKB sebagai parameter tingkat keandalan sistem. Hasil yang diharapkan adalah solusi yang optimal berdasarkan analisis untung-rugi (cost-benefit analysis) untuk pengembangan sistem kelistrikan JAMALI.

1.6 SUSUNAN DISERTASI

Disertasi disusun atas beberapa bab yang saling terkait satu sama lain.

- Bab 1 merupakan bab pendahuluan yang memuat: latar belakang permasalahan, tujuan penelitian, hipotesis dan lingkup penelitian.
- Bab 2 memuat tinjauan teori mengenai keandalan sistem tenaga listrik. Bab ini menjelaskan tingkat keandalan sistem tenaga listrik yang dinyatakan dalam Probabilitas Kehilangan Beban. Dikemukakan juga mengenai metode perhitungan indeks keandalan serta perhitungan energi tak terlayani. Dalam kaitan dengan tingkat keandalan sistem, dibahas mengenai dampak dari adanya gangguan pasokan listrik terutama terhadap konsumen yang dinyatakan dalam besaran Nilai Kehilangan Beban.
- Pada Bab 3 dilakukan perhitungan Nilai Kehilangan Beban, yang sebelumnya dilakukan pembahasan tinjauan kepustakaan yang memuat beberapa penelitian yang telah dilakukan dan metode yang telah diterapkan. Dua metode pendekatan untuk memperkirakan nilai kehilangan beban dibahas yaitu pendekatan makro-ekonomi dan pendekatan mikro-ekonomi serta penerapannya di beberapa negara. Setelah dilakukan tinjauan teori, dikemukakan konsep perhitungan Nilai kehilangan Beban dengan model I-O Energi. Pada bab ini juga dikemukakan konsep dasar model I-O disertai dengan pembahasan dan contoh penerapannya.
- Bab 4 membahas perencanaan pengembangan kelistrikan untuk sistem JAMALI. Disajikan kondisi sistem kelistrikan JAMALI saat ini, rencana pembangunan pembangkit yang sudah *committed*, dan jenis pembangkit yang akan dikembangkan. NKB digunakan sebagai parameter keandalan guna mendapatkan tingkat keandalan yang optimal. Dalam bab ini dilakukan analisis mendalam dan studi sensitivitas NKB terhadap tingkat keandalan dan juga studi mengenai pola beban.
- Bab 5 berisi kesimpulan dari hasil penelitian dan rekomendasi untuk penelitian lebih lanjut.

Disertasi juga dilengkapi dengan daftar referensi dan lampiran data-data teknis pendukung.

BAB II

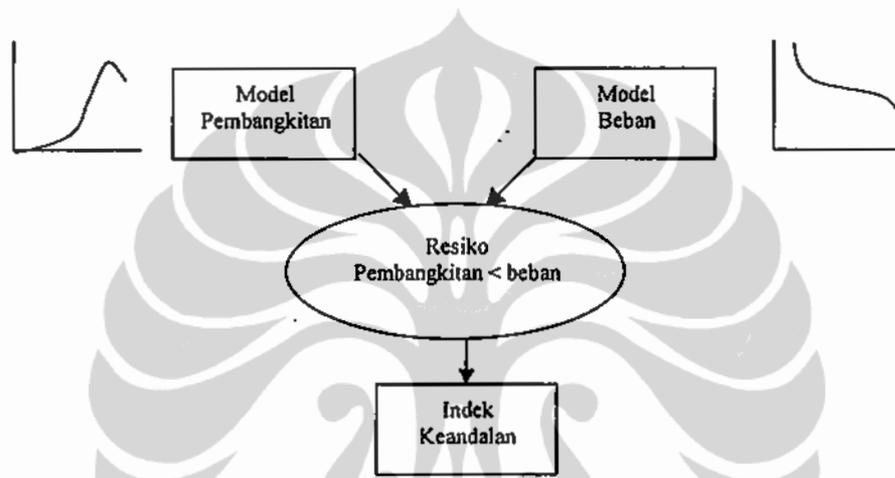
KEANDALAN SISTEM TENAGA LISTRIK DAN NILAI KEHILANGAN BEBAN

2.1 KEADALAN SISTEM TENAGA LISTRIK

Keandalan sistem tenaga listrik didefinisikan sebagai persesuaian antara kapasitas pembangkit yang terpasang terhadap permintaan beban [5]. Dengan demikian sistem pembangkit itu akan mampu melayani kebutuhan beban secara terus menerus. Jika pembebanan melebihi kapasitas sistem maka akan mengakibatkan hilangnya beban atau kapasitas yang tersedia tidak mampu lagi mengatasi beban yang harus dilayani. Hal inilah yang mengakibatkan sistem menjadi tidak handal. Oleh karena itu kapasitas terpasang di dalam sistem harus selalu lebih besar dari beban puncak sistem, dimana kelebihan beban itu digunakan sebagai cadangan untuk mempertahankan keandalan sistem pada setiap operasi.

Dalam kaitan itu maka dibutuhkan suatu ukuran untuk mengetahui tingkat keandalan dari suatu sistem yaitu dengan mengetahui indeks keandalan. Indeks keandalan itu sendiri adalah ukuran tingkat keandalan dari suatu sistem pembangkit. Di mana makin kecil indeks keandalan maka makin baik tingkat keandalannya. Sedang metoda yang biasa digunakan untuk menentukan indeks itu adalah dengan metoda LOLP atau sering dinyatakan sebagai ekspektasi kehilangan beban (*loss of load expectation*). Probabilitas kehilangan beban adalah metode yang dipergunakan untuk mengukur tingkat keandalan dari suatu sistem tenaga listrik dengan mempertimbangkan kemungkinan terjadinya peristiwa sistem tidak dapat memasok beban secara penuh. Nilai probabilitas kehilangan beban dinyatakan dalam besaran hari per tahun, yang berarti sejumlah hari dalam satu tahun kemungkinan terjadinya daya tidak tersedia (*capacity outage*) lebih besar dari kapasitas cadangan (*reserved capacity*). Jadi nilai tersebut merupakan resiko tahunan yang dihadapi oleh sistem tenaga listrik dalam melayani kebutuhan beban. Sementara itu kehilangan beban hanya akan terjadi bila kapasitas pembangkitan yang tersedia dalam pelayanan lebih kecil dari tingkat beban.

Suatu sistem daya, seperti semua sistem lain, terdiri dari satu set komponen-komponen saling berhubungan satu sama lain. Obyek dari studi keandalan adalah untuk memperoleh ukuran-ukuran yang pantas dari kinerja sistem atas dasar informasi kegagalan komponen dan konfigurasi sistem. Unsur-unsur yang dasar digunakan untuk mengevaluasi ketercukupan pembangkitan ditunjukkan di gambar 2.1. Sistem itu dianggap beroperasi dengan sukses sepanjang ada kapasitas pembangkitan cukup untuk melayani beban.



Gambar 2.1 Unsur-Unsur Untuk Evaluasi Keandalan Pembangkitan

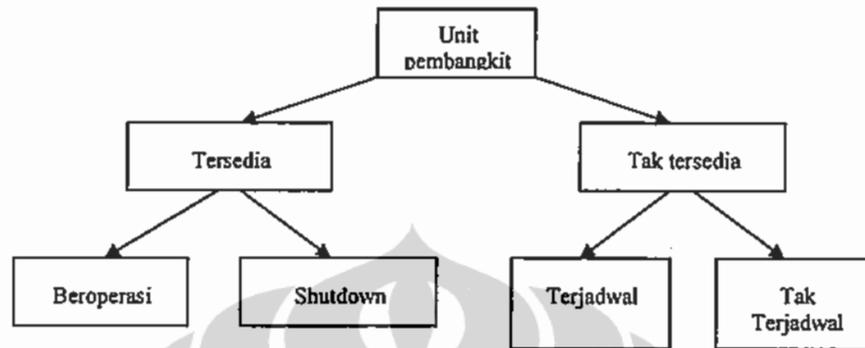
2.1.1 Keandalan Pembangkit

Suatu kegagalan dapat atau tidak dapat menyebabkan gangguan layanan tergantung pada besarnya margin pembangkitan yang disediakan. Kegagalan juga terjadi ketika unit mengalami pemeliharaan atau pekerjaan yang dijadwalkan guna memelihara pembangkit agar dapat terus beroperasi dalam kondisi yang baik.

Status dari suatu unit pembangkit dapat digambarkan secara hirarkis seperti ditunjukkan pada gambar 2.2. Suatu kegagalan (outage) unit pembangkit bisa disebabkan oleh dua hal, yaitu:

1. Suatu kegagalan yang dipaksa (forced outage) adalah satu kegagalan diakibatkan oleh kondisi-kondisi darurat, diperlukan perawatan segera.

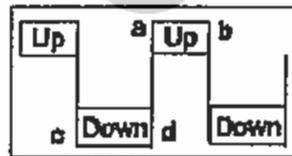
2. Suatu kegagalan yang dijadwalkan (scheduled outage) adalah satu kegagalan yang muncul ketika suatu unit dengan sengaja dimatikan, biasanya untuk tujuan-tujuan pemeliharaan atau perbaikan.



Gambar 2.2 Kondisi unit pembangkitan

Dalam sistem tenaga listrik kondisi suatu unit pembangkit dapat digambarkan dengan model dua kondisi. Pembangkit mempunyai dua keadaan yaitu keadaan tersedia (up) dan keadaan tak tersedia (down). Interval ab menggambarkan periode operasi di antara dua keadaan kegagalan. Bila interval waktu yang diamati banyak, maka waktu rata-rata di antara kegagalan (MTBF) adalah:

$$\text{MTBF} = \text{Jumlah periode operasi} / \text{Jumlah kegagalan} \quad (2.1)$$



Gambar 2.3 Model dua kondisi

MTBF ini menggambarkan keadaan tersedia rata-rata dan dinyatakan dengan m . Interval cd menggambarkan keadaan tidak tersedia (down state) di antara dua keadaan operasi (up). Bila interval yang diamati banyak, maka waktu rata-rata tidak tersedia di antara dua keadaan operasi yang dinyatakan sebagai r adalah :

$$r = \text{waktu gagal total/jumlah keadaan gagal total} \quad (2.2)$$

Dari uraian di atas ternyata bahwa Probabilitas unit berada dalam keadaan tersedia (up) adalah :

$$P_{up} = m / (m+r) \quad (2.3)$$

Pada persamaan di atas m adalah waktu operasi rata-rata dan $(m + r)$ adalah waktu siklus rata-rata yang dinyatakan dengan T analog dengan persamaan (2.1), ketidaktersediaan suatu unit pembangkit di dalam sistem dapat pula dinyatakan dengan :

$$P_{down} = r / (m+r) = r / R = Q \quad (2.4)$$

Ke dua keadaan di atas (up dan down) merupakan komplementer dan karenanya mempunyai hubungan $R + Q = 1$.

Ketidakterersediaan suatu unit pembangkit dalam sistem sering pula disebut sebagai angka gagal paksa (Forced Outage Rate, FOR) dari unit pembangkit tersebut. FOR digunakan untuk kepentingan evaluasi terhadap kinerja unit pembangkit, sehingga dapat menghasilkan kebijakan mengenai pengoperasian, pemeliharaan maupun penambahan unit pembangkit baru dengan tepat. Dalam beberapa studi FOR disebut juga sebagai indeks kesiapan pembangkit. Secara umum FOR didefinisikan sebagai:

$$FOR = \frac{FOH}{FOH + SH} \quad (2.5)$$

dimana,

FOH = Forced Outage Hours

SH = Service Hours

Indeks kesiapan pembangkit dapat menggambarkan besarnya daya efektif yang dapat digunakan untuk memasok beban, sehingga indeks kesiapan pembangkit

merupakan salah satu faktor penting dalam menentukan rencana penambahan pembangkit baru.

Kesalahan dalam menentukan indeks kesiapan pembangkit akan dapat mengakibatkan kesalahan dalam perencanaan pengembangan sistem tenaga listrik. FOR yang terlalu kecil dapat mengakibatkan kurangnya pembangkit yang akan dibangun, sehingga pada masa mendatang dkuatirkan akan terjadi kekurangan kapasitas (shortage). Sebaliknya jika FOR terlalu besar bisa terjadi sistem mengalami kelebihan kapasitas (exceeds capacity), yang akan mengakibatkan unit-unit pembangkit mempunyai daya guna yang rendah.

Sementara ketersediaan unit pembangkit (unit availability) yang dinyatakan dengan faktor ketersediaan (Availability Factor, AVF) dinyatakan dengan hubungan sebagai berikut:

$$AVF = \frac{SH}{FOH + SH} \quad (2.6)$$

Dalam hal unit pembangkit tidak tersedia karena harus menjalani pemeliharaan rutin, maka ada indikator lain yang dikenal sebagai faktor keluar terencana (Planned Outage Factor, POF), yang dinyatakan sebagai:

$$POF = \frac{POH}{PH} \times 100\% \quad (2.7)$$

Dimana,

POH = planned outage hours

PH = periode hours (8760 jam setahun)

Selain itu ada indikator lain yang digunakan untuk menyatakan jumlah dari indikator keluar terencana dan keluar karena pemeliharaan, yang dikenal sebagai faktor keluar terjadwal (Scheduled Outage Factor, SOF). SOF dinyatakan sebagai:

$$SOF = \frac{POH + MOH}{PH} \times 100\% \quad (2.8)$$

dengan MOH sebagai jumlah jam pemeliharaan (Maintenance Outage Hours).

Selanjutnya jika SOF diperhitungkan dalam indeks ketersediaan pembangkit, maka faktor kesiapan pembangkit akan turun, namun angka ini mencerminkan tingkat ketersediaan pembangkit maksimum (Maximum Availability, MA). MA dinyatakan sebagai:

$$MA = (1 - FOR) \times (1 - SOF) \times 100\% \quad (2.9)$$

Dalam hal unit tidak bisa membangkitkan daya sesuai dengan kapasitasnya (mengalami penurunan kemampuan), yang biasa dikenal sebagai *derating*, maka status unit adalah mengalami kegagalan parsial (partial outage). Jika diinginkan untuk melihat kontribusi derating terhadap nilai FOR, maka lama kegagalan paksa harus ditambah lagi dengan lama gangguan paksa ekuivalen (Equivalent Forced Outage Hours, EFOH). Penambahan lama kegagalan paksa karena *derating* dapat dihitung melalui persamaan berikut:

$$EFOH = \frac{K \times LK}{KT} \quad (2.10)$$

dimana:

K = kemampuan pembangkitan unit

LK = lama keluar

KT = kapasitas terpasang

Sedangkan *Equivalent Forced Outage Rate* dihitung dengan persamaan berikut:

$$EFOR = \frac{FOH + EFOH}{FOH + SH} \quad (2.11)$$

Dimana,

EFOH = Equivalent Forced Outage Hours

EFOR = Equivalent Forced Outage Rate

Dengan menggunakan EFOR berarti nilai indeks kesiapan pembangkit akan mendekati kenyataan. Hal ini disebabkan adanya unit yang jarang sekali mengalami *forced outage* tetapi sering mengalami *derating*.

Dengan memperhatikan semua variabel di atas, maka faktor ketersediaan unit pembangkit (AVF) dalam melayani beban pada suatu periode waktu tertentu (misal 1 tahun = 8760 jam), dapat dinyatakan secara umum sebagai:

$$AVF = \frac{PH - POH - MOH - FOH}{PH} \quad (2.12)$$

Adakalanya besarnya POH dimasukkan dalam MOH sehingga persamaan untuk menghitung faktor ketersediaan unit pembangkit (AVF) dinyatakan dalam bentuk yang lebih sederhana yaitu:

$$AVF = \frac{PH - MOH - FOH}{PH} \quad (2.13)$$

2.1.2 Metode Perhitungan Tingkat Keandalan Sistem

Tingkat keandalan sistem tenaga listrik menentukan kualitas pelayanan perusahaan listrik dalam memenuhi kebutuhan listrik para konsumen. Untuk itu diperlukan kriteria keandalan untuk menentukan tingkat keandalan yang dikehendaki. Pada dasarnya untuk menentukan kriteria keandalan atau tingkat keandalan dapat dikelompokkan menjadi dua metode yaitu metode probabilistik dan metode deterministik.

2.1.2.1 Metode Probabilistik

Aplikasi model probabilitas untuk mengevaluasi keandalan pembangkit merupakan penggabungan dari ukuran dan jenis unit pembangkit yang berbeda, dampak dari pemeliharaan, kapasitas interkoneksi dan faktor-faktor lain. Sebagai tambahan, sudut ekonomi juga dapat diakomodasikan. Metode analisis yang biasanya dipergunakan adalah pendekatan "hilangnya beban" dan "frekuensi dan durasi".

a. Hilangnya Beban (loss of load)

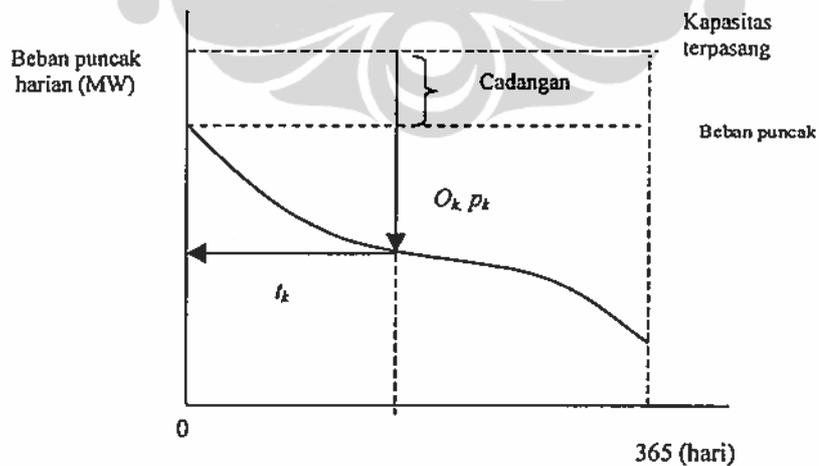
Hilangnya beban akan terjadi ketika beban sistim melebihi kapasitas pembangkit yang melayani. Probabilitas dimana permintaan beban tidak akan bisa dipenuhi disebut sebagai LOLP. Untuk suatu L beban yang diharapkan dan ketersediaan kapasitas pembangkit C_A , LOLP dituliskan sebagai:

$$LOLP = \sum_j P[C_A = C_j] P[L > C_j] \tag{2.14}$$

Kasus yang paling sederhana adalah ketika beban itu konstan dan diketahui. Jika L_0 adalah beban yang diharapkan, probabilitas kehilangan beban akan menjadi probabilitas semua sisa-sisa kegagalan sistim dengan satu tersedia kapasitas lebih rendah dari L_0 :

$$LOLP = \sum_j P[L > C_j] \tag{2.15}$$

Persamaan (2.15) sama dengan probabilitas kumulatif dari $C_j < L_0$. Asumsi bahwa suatu beban adalah tetap, cukup untuk mengevaluasi ketercukupan pembangkitan jangka pendek, sebagai contoh di dalam sistem di mana *dispatch* ditentukan tiap jam.



Gambar 2.4 Perhitungan LOLP

LOLP dapat digunakan untuk mengukur resiko kehilangan beban dari jam ke jam atau hanya mempertimbangkan beban puncak yang diharapkan selama periode *dispatch*. Untuk jangka panjang dan evaluasi kapasitas terpasang, suatu kurva beban kumulatif digunakan. Perhitungan LOLP digambarkan pada gambar 2.4 dengan suatu puncak kurva beban harian. Jika O_k adalah besarnya dari kegagalan ke k di dalam sistim, p_k adalah probabilitas suatu kapasitas gagal sebesar O_k , dan t_k adalah banyaknya hari dari suatu kegagalan sebesar O_k yang akan menyebabkan hilangnya beban di dalam sistim.

Apabila terjadi kegagalan kapasitas kurang dari besarnya cadangan, maka tidak akan menimbulkan resiko hilangnya beban. Sedangkan kegagalan kapasitas yang lebih besar dari cadangan akan berperan pada resiko menyeluruh sebesar $p_k \times t_k$.

Persamaan LOLP sistem untuk periode itu adalah:

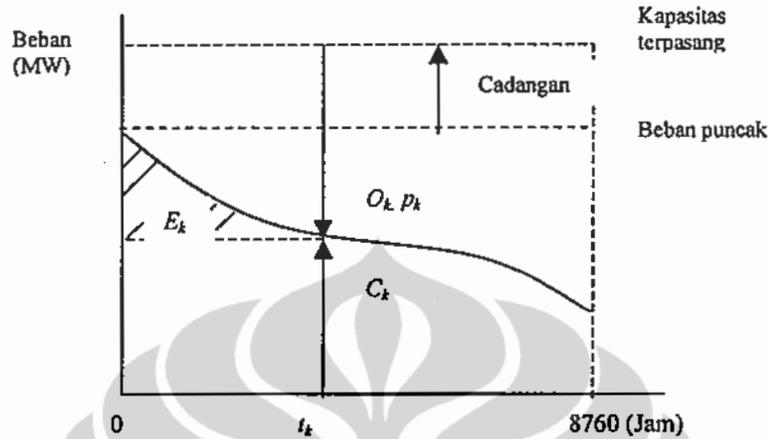
$$LOLP = \sum_k p_k t_k \quad (2.16)$$

Persamaan (2.16) adalah satu nilai terharapkan sebagai ganti suatu kemungkinan, dan dikenal juga sebagai ekspektasi hilangnya beban (Loss of Load Expectation, LOLE). Ketika kurva beban puncak harian digunakan, nilai dari LOLE adalah hari per tahun. Di negara-negara maju kriteria resiko LOLE yang dapat diterima adalah "satu hari dalam sepuluh tahun" atau 0,1 hari/tahun.

b. Hilangnya Energi (Loss-of-Energy)

Metoda hilangnya energi adalah suatu variasi metoda hilangnya beban. Di sini yang menarik ukurannya adalah nisbah energi tidak terlayani yang diharapkan terhadap permintaan energi total setelah jangka waktu tertentu. Jika E_k adalah energi yang tidak tersedia karena terjadi kegagalan kapasitas sebesar O_k , dan E adalah permintaan energi total selama periode studi, maka probabilitas kehilangan energi (Loss-of-Energy Probability, LOEP) dinyatakan dalam nisbah berikut.

$$LOEP = \sum_k \frac{E_k P_k}{E} \quad (2.17)$$



Gambar 2.5 Perhitungan LOEP

Persamaan (2.17) adalah juga dikenal sebagai ekspektasi kehilangan energi (Loss-of-Energy Expectation, LOEE). Seperti dalam LOLP, kasus yang paling sederhana adalah ketika beban itu konstan dan diketahui. Jika L_o adalah beban yang diharapkan selama katakan 1 jam, permintaan energi adalah $E_o = L_o \times 1$ jam (MWh), dan probabilitas sistem kehilangan energi selama 1 jam akan menjadi:

$$LOEP = \sum_j \frac{E_j P_j}{E_o} \approx \sum_j \frac{(L_o - C_j) P(C_j)}{L_o} \quad \text{untuk } L_o > C_j \quad (2.18)$$

Untuk evaluasi periode yang lebih lama dan untuk evaluasi kapasitas terpasang maka kurva lama beban digunakan. Setiap kegagalan unit melebihi cadangan yang ada maka akan mengakibatkan gangguan beban dan pengurangan/pembatasan daya. Daya yang tidak dilayani adalah daerah yang diarsir seperti ditunjukkan pada gambar 2.5. Sistem LOEP diberi oleh persamaan (2.19), di mana:

$$E_k = \int_0^{t_k} (L - C_k) dt \quad \text{dan} \quad E = \int_0^{8760} L dt \quad (2.19)$$

c. Metode Frekuensi dan Durasi

Metode ini merupakan pengembangan lebih lanjut dari metode LOLP. Metode ini menghitung lamanya waktu (durasi) yang diharapkan dari kemungkinan terjadinya kekurangan kapasitas pembangkitan (misalnya 2 hari/tahun) dan frekuensi yang diharapkan (berapa kali per tahun) sistem mengalami kekurangan kapasitas pembangkitan (shortage power).

Hubungan antara kemungkinan sistem kehilangan beban setiap jamnya (Hourly Loss Of Load Probability, HLOLP) dengan frekuensi dan durasi dinyatakan dengan:

$$HLOLP = FxD \quad (2.20)$$

Dimana:

F = frekuensi

D = durasi

Untuk menghitung indeks F dan D diperlukan tambahan data unit pembangkit berupa waktu rata-rata sampai terjadinya kegagalan (Mean Time To Failure, MTTF) dan waktu rata-rata untuk perbaikan (Mean Time To Repair, MTTR). Data ini diperlukan untuk menghitung besarnya tingkat terjadinya kegagalan (MTTF) dan tingkat kecepatan perbaikan (MTTR) yang diharapkan, yang dinyatakan dalam persamaan (2.21) dan (2.22).

$$f = \frac{1}{MTTF} \quad (2.21)$$

dimana f menyatakan besarnya kegagalan per hari yang diharapkan (failure rate per day).

$$d = \frac{1}{MTTR} \quad (2.22)$$

dimana d menyatakan tingkat kecepatan perbaikan per hari (repair rate per day).

Meskipun metode frekuensi dan durasi ini sudah menggunakan pendekatan statistik untuk menentukan tingkat keandalan pembangkit yang akan ditambahkan, namun metode ini jarang sekali digunakan. Hal ini disebabkan oleh rumitnya proses perhitungan dan diperlukan data parameter masukan yang cukup besar.

2.1.2.2 Metode Deterministik

Metode deterministik meliputi:

a. Cadangan Dalam Prosen (Percent Reserve)

Metode ini merupakan cara paling sederhana dan paling mudah, dengan rumusan sebagai berikut:

$$R = \frac{TKP - BP}{BP} \times 100\% \quad (2.23)$$

Dimana:

R = Cadangan (%)

TKP = Total kapasitas pembangkit

BP = Beban puncak

Kelemahan dari metode ini adalah tidak sensitif terhadap tingkat gangguan (FOR) maupun besarnya kapasitas dari unit pembangkit dalam suatu sistem serta adanya perubahan atau perbedaan dari karakteristik beban yang dilayani.

b. Cadangan berupa unit pembangkit dengan kapasitas terbesar tidak beroperasi (loss of largest generating unit method)

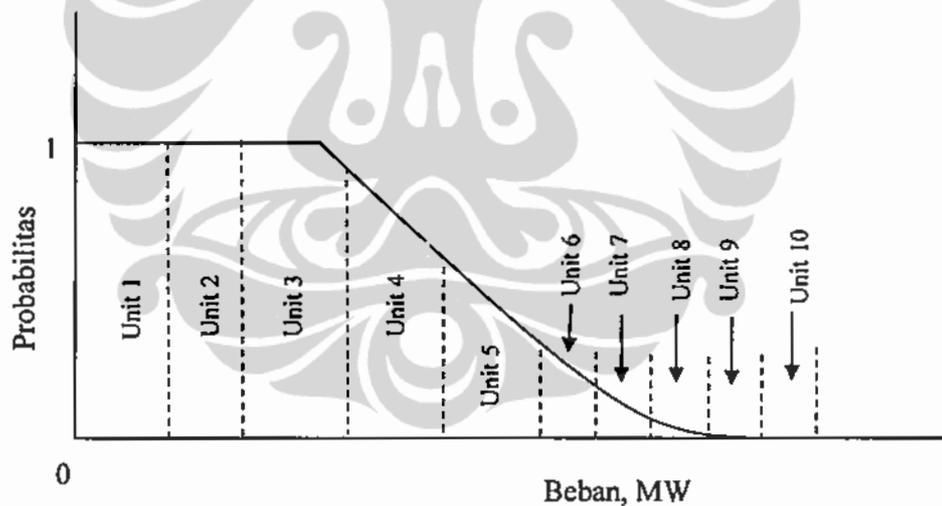
Metode ini merupakan pengembangan lebih lanjut dari metode penentuan cadangan dalam prosen, karena sudah memperhitungkan pengaruh dari kemungkinan tidak beroperasinya unit pembangkit terbesar (single outage) dalam melayani beban. Besarnya kapasitas cadangan yang diperlukan dihitung dengan menambahkan kapasitas unit terbesar yang dibagi dengan besarnya beban puncak sistem, dan selanjutnya ditambah dengan kapasitas cadangan (%) yang telah ditetapkan sebelumnya dan besarnya kosten.

Sebagai contoh, bila kapasitas unit terbesar adalah 1000 MW, sedangkan beban puncak 10000 MW, dan besarnya kapasitas cadangan ditetapkan sebesar 25%, maka besarnya kapasitas cadangan berdasarkan unit pembangkit terbesar adalah:

$$25\% + 1.000/10.000 \times 100\% = 35\%$$

2.1.3 Perhitungan Tingkat Kendalan Dengan Metode Probabilitas

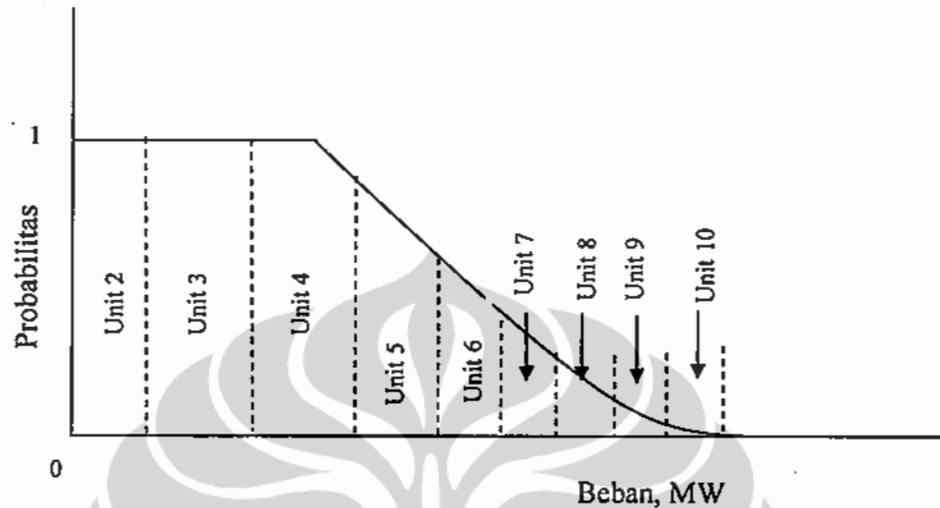
Setiap pembangkit di dalam sistem tenaga listrik mempunyai andil terhadap penyediaan energi listrik yang diperlukan untuk memenuhi permintaan, dan di sisi lain juga mempunyai andil terhadap kemungkinan terjadinya kekurangan penyediaan daya. Dengan kata lain, setiap unit pembangkit mempunyai andil terhadap besarnya LOLP dan ENS.



Gambar 2.6 Pembebanan unit pembangkit pada kondisi ketersediaan 100%

Untuk menentukan besarnya LOLP dan ENS diperlukan kurva lama beban yang dibalik sumbu X dan Y nya (Inverted Load Duration Curve, ILDC). Untuk dapat memperkirakan besarnya pembebanan maupun produksi listrik yang dapat dibangkitkan oleh setiap unit pembangkit di dalam sistem dilakukan dengan cara menempatkan unit-unit pembangkit ke dalam kurva ILDC sebagaimana terlihat

pada gambar 2.6 berdasarkan urutan pembebanan (loading order) yang telah disesuaikan dengan nilai ekonomisnya (merit order).



Gambar 2.7 Pembebanan unit pembangkit pada kondisi unit 1 tidak tersedia

Besarnya energi listrik yang dibangkitkan oleh setiap unit pembangkit dirumuskan sebagai integrasi dari kurva lama beban, yaitu:

$$E_i = T * \int_{a_i}^{b_i} L(x) dx \quad (2.24)$$

Dimana:

- E_i = energi yang diharapkan dari unit ke $-i$
- T = periode waktu
- $L(x)$ = fungsi kurva lama beban
- a_i = total kapasitas pembangkit unit 1,2,3, ..., $i-1$
- b_i = total kapasitas pembangkit unit 1,2,3, ..., i

Dalam bentuk persamaan (2.24) ini belum memperhitungkan ketersediaan dari setiap unit pembangkit, baik karena pemeliharaan rutin atau adanya

kerusakan. Berdasarkan teori kemungkinan, total probabilitas ketersediaan pembangkit (p) dan ketakterediaan pembangkit (q) adalah satu, atau dinyatakan dalam persamaan:

$$p_i + q_i = 1 \quad (2.25)$$

Besarnya energi yang dapat dibangkitkan jika unit 1 beroperasi akan sama dengan luas daerah di bawah kurva lama beban pada gambar 2.6. Oleh karena itu kemungkinan pembangkitan rata-rata dari unit 1 merupakan luas daerah di bawah kurva lama beban dengan kemungkinan unit 1 tersedia (p_1), sehingga diperoleh persamaan:

$$E_1 = p_1 * T \int_{x_1}^{\beta_1} L(x) dx \quad (2.26)$$

Kegagalan operasi unit lain dalam sistem tidak berpengaruh terhadap unit 1, selama posisi unit 1 dibawah kurva $L(x)$ tidak berubah ketika unit lain keluar dari sistem.

Apabila dalam pengoperasiannya unit 1 tidak beroperasi, maka seluruh unit akan bergeser ke kiri sebesar kapasitas dari unit tersebut. Sistem akan kehilangan daya sebesar unit 1.

Dengan urutan pembebanan yang telah ditentukan tersebut, maka besarnya energi yang dibangkitkan dari suatu unit pembangkit hanya dipengaruhi oleh kemungkinan beroperasi atau tidak beroperasinya unit pembangkit pada urutan pembebanan sebelumnya, dalam hal ini ada $(n-1)^2$ kombinasi kemungkinan yang harus dipertimbangkan. Sebagai contoh, kemungkinan energi yang dibangkitkan oleh unit 2 hanya dipengaruhi oleh unit 1, sedangkan unit lainnya (unit 3, 4, 5, dst.) tidak berpengaruh. Kemungkinan energi yang diharapkan dibangkitkan oleh unit 2 adalah:

$$E_2 = p_2 * T \left[p_1 \int_{x_2}^{\beta_2} L(x) dx + q_1 \int_{x_2}^{\beta_2} L(x) dx \right] \quad (2.27)$$

dimana:

$p_1L(x)$ = komponen yang menyatakan kemungkinan unit 1 beroperasi

$q_1L(x-MW_1)$ = komponen yang menyatakan kemungkinan unit 1 tak beroperasi

Dari persamaan (2.27) di atas menunjukkan bahwa sudah dilakukan integrasi antara karakteristik beban (LDC) dengan karakteristik pembangkit yaitu faktor ketersediaan (p) dan faktor ketaktersediaan (q). Kurva yang diperoleh dari penggabungan ini dikenal sebagai kurva lama beban ekuivalen (Equivalent Load Duration Curve, ELDC).

Kemungkinan lain untuk menggambarkan adanya kegagalan unit 1 sehingga unit 1 meninggalkan posisi asalnya dalam kurva adalah dengan menggeser kurva lama beban ke arah kanan sebesar kapasitas unit 1 seperti yang ditunjukkan dalam gambar 2.8. Misalkan L menyatakan kurva lama beban semula, dan L' adalah kurva yang telah bergeser, maka hubungan antara L dan L' dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$L'(x) = L(x - MW_1) \quad (2.28)$$

Dimana, MW_1 = kapasitas unit 1

Dengan memberikan batas integral, maka persamaan (2.28) menjadi:

$$\int_{x_2}^{x_2'} L'(x) dx = \int_{x_2}^{x_2'} L(x - MW_1) dx \quad (2.29)$$

Kemungkinan bahwa unit 2 akan dibebani oleh kurva $L(x)$ adalah p_1 dan kemungkinan unit 2 akan dibebani oleh kurva $L'(x)$ adalah q_1 . Dengan substitusi persamaan (2.29) ke dalam persamaan (2.26), maka kemungkinan energi yang diharapkan dari unit 2 adalah:

$$E_2 = p_2 * T \left[\int_{x_2}^{x_2'} [p_1 * L(x) dx + q_1 * L(x - MW_1)] dx \right] \quad (2.30)$$

Persamaan (2.30) memberi kesan bahwa pengaruh kegagalan suatu unit pembangkit dapat dikombinasikan dengan beban sistem dalam satu variabel yang disebut sebagai Beban Ekuivalen. Beban ekuivalen didefinisikan sebagai berikut:

$$EL_{i-1} = L + O_i \quad (2.31)$$

dimana,

EL_{i-1} = beban ekuivalen akibat kegagalan dari unit sebelum unit ke-i masuk ke sistem

L = LDC

O_i = penambahan operasi yang dibutuhkan unit ke-i akibat kegagalan unit sebelum unit ke-i melayani beban

Pengoperasian unit 2 yang dipengaruhi oleh kegagalan unit 1 akan dinyatakan sebagai perbedaan antara kurva $L(x-MW_1)$ dan $L(x)$:

$$O_i = [L(x - MW_1) - L(x)] \quad (2.32)$$

Kurva ekuivalen dari unit 2 (EL_1) akan dievaluasi dengan mengalikan pertambahan beban dengan kemungkinan melayani tambahan beban, yaitu:

$$EL_1 = L(x) + q_1 * [L(x - MW_1) - L(x)] \quad (2.34)$$

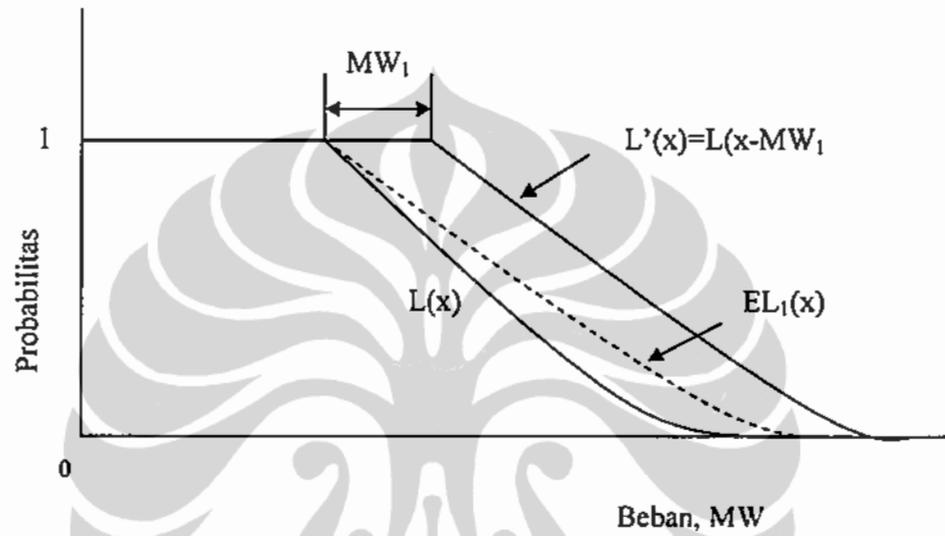
Berdasarkan persamaan (2.27), maka persamaan (2.33) dapat ditulis ke dalam bentuk:

$$EL_1 = p_1 * L(x) + q_1 * L(x - MW_1) \quad (2.34)$$

Persamaan ini diperlihatkan sebagai garis putus-putus pada gambar 2.8. Substitusi persamaan (2.34) ke dalam persamaan (2.30) diperoleh persamaan:

$$E_2 = p_2 * T \int_{b_2}^{b_2} EL_1(x) dx \quad (2.35)$$

Pengaruh kegagalan baik unit 1 dan 2 harus dipertimbangkan dalam mengevaluasi pembangkitan yang diharapkan dari unit 3. Kurva Beban ekuivalen (EL_1) berhubungan dengan pengaruh kegagalan unit 1. Unit 3 dibebani sesuai dengan kurva ini jika unit 2 tersedia. Jika unit 2 tidak tersedia, kurva beban ekuivalen akan digeser ke kanan sejumlah kapasitas dari unit 2 (MW_2). Kedua kurva ini dapat dikombinasikan dalam satu kurva beban ekuivalen (EL_2) dengan menggunakan persamaan (2.34) dan mengganti L dengan EL_1 .



Gambar 2.8 Pergeseran ILDC dan ELDC

Metode simulasi probabilistik menghitung beban yang diharapkan untuk unit-unit dengan, pertama, pembuatan kurva beban ekuivalen yang tepat, kemudian mengintegrasikan kurva ini dengan batas-batas yang tepat. Kurva beban ekuivalen untuk unit 1 adalah sederhana yaitu merupakan kurva lama beban yang dibalik (inverted).

$$EL_0 = L \quad (2.36)$$

Untuk unit-unit berikutnya kurva beban ekuivalen adalah:

$$EL_m(x) = p_m * EL_{m-1}(x) + q_m + EL_{m-1}(x - MW_m) \quad (2.37)$$

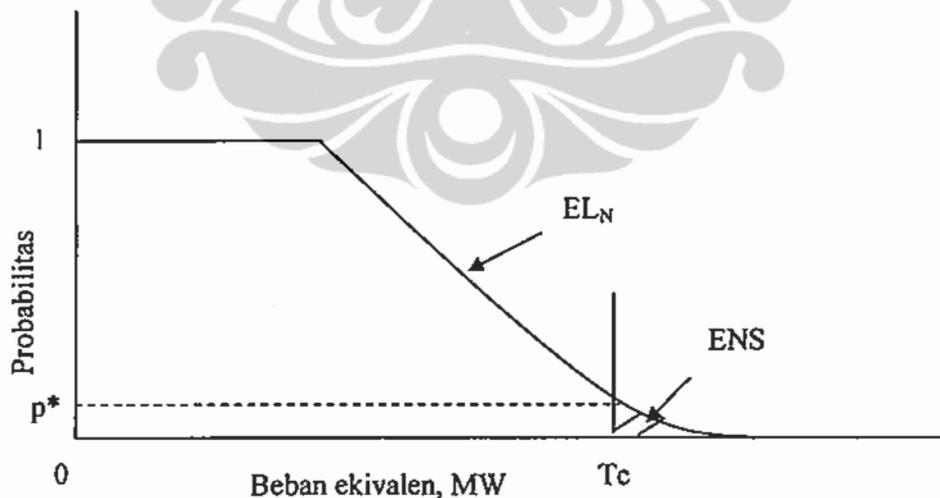
Pembangkitan yang diharapkan untuk setiap unit adalah:

$$E_n = p_n * T \int_{x_n}^{x_{n+1}} EL_{n-1}(x) dx \quad (2.38)$$

Prosedur ini diulangi sampai semua unit dipertimbangkan dan hasil kurva beban ekuivalen termasuk dampak dari kegagalan semua unit. Informasi tambahan mengenai sistem dapat diperoleh dari kurva beban ekuivalen final. Dari kurva beban ekuivalen kemudian ditentukan besarnya LOLP dan ENS dengan cara sebagai berikut. Pada titik potong antara kurva dengan sumbu horisontal pada titik T_c (total kapasitas pembangkit), ditarik garis horisontal ke kiri memotong sumbu vertikal (sumbu probabilitas), maka akan diperoleh nilai LOLP dari sistem. Sedangkan besarnya ENS ditunjukkan oleh daerah yang berada pada kurva ELDC dari garis vertikal dari titik total kapasitas (T_c), yang dalam persamaan matematis dapat dinyatakan dalam persamaan:

$$ENS = T * \int_{T_c}^{\infty} ELDC dx \quad (2.39)$$

Gambar 2.9. menunjukkan hubungan antara besarnya LOLP (p^*) dan ENS dengan menggunakan kurva beban ekuivalen untuk kapasitas total sistem (T_c).



Gambar 2.9 Perhitungan LOLP (P^*) dan ENS dengan menggunakan kurva beban ekuivalen

2.2 NILAI KEHILANGAN BEBAN

Mengingat listrik merupakan salah satu sumber energi utama bagi aktifitas ekonomi secara keseluruhan, maka ketersediaan listrik juga akan berpengaruh cukup nyata terhadap aktifitas perekonomian khususnya sektor industri. Kecenderungan meningkatnya konsumsi listrik seiring dengan meningkatnya output nasional menunjukkan kaitan cukup erat antara penggunaan listrik dengan aktifitas perekonomian. Kaitan antara penggunaan energi listrik dengan tingkat output nasional sering kali diukur dengan angka rasio penggunaan energi listrik terhadap produk domestik bruto (PDB), disebut sebagai tingkat intensitas energi listrik (*electricity intensity*), yang menunjukkan total energi listrik yang digunakan untuk menghasilkan output nasional.

Beberapa studi empiris yang dilakukan oleh para pakar ekonomi energi juga menunjukkan adanya hubungan erat antara penggunaan energi listrik dengan perkembangan tingkat output nasional. Studi yang dilakukan oleh Ramcharran membuktikan bahwa ada hubungan signifikan antara konsumsi energi listrik dengan pertumbuhan tingkat output nasional di Jamaika [6]. Sementara itu, studi yang hampir sama yang dilakukan oleh Huang di China juga menunjukkan adanya keterkaitan erat antara tingkat konsumsi listrik dengan tingkat pertumbuhan ekonomi [7]. Selanjutnya, Mashi dan Mashi, dengan menggunakan pendekatan regresi dan kointegrasi terhadap sejumlah negara secara bersamaan, juga menghasilkan kesimpulan yang memperkuat studi-studi empiris sebelumnya [8].

Studi relatif mutakhir yang dilakukan oleh Yang bahkan memberikan kesimpulan bahwa hubungan antara konsumsi listrik dengan tingkat pertumbuhan ekonomi bersifat dua arah [9]. Hal ini menunjukkan bahwa kedua variabel tersebut saling mempengaruhi satu sama lain. Pada satu sisi, tingkat konsumsi listrik akan mendorong tingkat aktifitas ekonomi, di lain pihak, perkembangan output juga akan berpengaruh pada tingkat permintaan listrik. Dengan menggunakan pendekatan yang sama, studi yang dilakukan oleh Morimoto dan Hope di Srilanka juga menghasilkan kesimpulan adanya hubungan dua arah antara tingkat penggunaan listrik dengan tingkat pertumbuhan output nasional [10].

Beberapa studi empiris yang dilakukan oleh para ahli sebagaimana disebutkan di atas merupakan studi-studi pada level data agregat, yakni menghubungkan tingkat output nasional dengan tingkat penggunaan energi, dalam hal ini listrik. Studi terkait yang dilakukan pada level data mikro sektor industri masih jarang dilakukan. Beberapa studi empiris yang dilakukan pada level data mikro sektor industri kebanyakan menggunakan analisis *cross-section*. Woodland menggunakan data *cross-section* berulang sekitar 10.000 perusahaan pada sektor industri selama tahun 1977-1985 di Negara Bagian New South Wales (Australia) [11]. Dengan menggunakan fungsi *translog*, dia menyimpulkan bahwa pola penggunaan energi listrik terkait erat dengan pilihan dan teknologi.

Dalam kehidupan manusia modern, listrik hampir digunakan dalam segala bidang, industri, transportasi, penerangan dan digunakan dalam rumah tangga, membuktikan betapa pentingnya energi listrik dalam menunjang kehidupan manusia. Dalam kondisi pasokan dapat mencukupi permintaan yang ada, maka tidak timbul masalah. Masalah akan timbul permintaan yang meningkat tidak diimbangi dengan pasokan yang cukup, mungkin disebabkan karena adanya gangguan pada pembangkit, sehingga harus dilakukan pengurangan pasokan atau pemadaman listrik pada wilayah-wilayah tertentu.

Para konsumen menggunakan listrik untuk menjalankan usaha, meningkatkan produktivitas, memperbaiki taraf hidup dan meningkatkan kesejahteraan. Untuk keperluan tersebut para konsumen membeli dan menggunakan peralatan seperti mesin-mesin untuk industri, alat-alat listrik untuk keperluan rumah tangga seperti lemari es, televisi dan lain-lain. Penggunaan dari alat-alat seperti itu dari waktu ke waktu menghasilkan manfaat baik ekonomi maupun sosial. Jika pasokan listrik mati maka manfaat-manfaat ini juga hilang. Jadi hilangnya pasokan listrik akan mengurangi nilai ekonomi dan sosial masyarakat. Ada biaya yang harus ditanggung oleh konsumen dengan adanya gangguan pasokan listrik. Biaya sebagai dampak atau konsekuensi ekonomi dari gangguan pasokan disebut sebagai biaya kegagalan atau pada studi lain disebut sebagai biaya kelangkaan (*shortage cost*) [12].

Konsekuensi akibat adanya gangguan listrik berbeda satu sama lain. Ada beberapa pertimbangan mengapa konsekuensi berbeda [13].

1. Jenis pemakai listrik yang berbeda. Gangguan-gangguan di dalam rumah sakit, rumah tangga dan pabrik mempunyai konsekuensi-konsekuensi yang sangat berbeda.
2. Tingkatan keandalan. Semakin tinggi keandalan suatu sistem, semakin sedikit perusahaan dan rumah tangga yang mengambil tindakan pencegahan (seperti penyediaan fasilitas-fasilitas cadangan), sehingga bila terjadi gangguan pasokan maka kerugian yang lebih besar akan terjadi.
3. Waktu terjadinya gangguan. Musim, hari dan jam, kondisi ini akan menentukan aktivitas yang dilakukan. Untuk banyak rumah tangga, gangguan pada jam 18.00-20.00 akan menghalangi waktu rekreasi (menonton televisi, menggunakan internet, dan lain-lainnya), dibandingkan pada jam 03.00 pagi (dimana kebanyakan orang tidur sehingga kerugian akan lebih kecil).
4. Panjang gangguan juga menentukan besarnya kerugian. Beberapa kerusakan akan terjadi dengan segera, sebagai contoh berkas komputer lenyap secara langsung. Kerusakan lain akan bersifat sebanding kepada panjang gangguan, seperti waktu kerja yang tidak produktif. Gangguan yang lama juga akan merusak barang-barang yang tidak tahan cuaca, seperti rusaknya makanan di dalam lemari es.
5. Adanya informasi. Suatu pemberitahuan sebelum gangguan menurunkan dampak dari suatu gangguan. Sebagai contoh, jika orang-orang mengetahui bahwa listrik itu akan mati, maka mereka tidak akan menggunakan tangga berjalan dan akan menggunakan fasilitas lain. Pemakai komputer juga akan sempat untuk membuat berkas cadangan.
6. Terjadwal. Gangguan listrik akan bersifat lebih kecil ketika gangguan-gangguan itu bersifat struktural (terjadwal) bila dibandingkan dengan gangguan-gangguan yang secara tiba-tiba. Jika listrik mati secara teratur orang-orang bersiap-siap menghadapinya, bahkan ketika mereka tidak diperingatkan.

Akhirnya secara umum, jika gangguan pasokan itu disebabkan oleh suatu kegagalan di dalam jaringan, maka cenderung akan bersifat sementara sehingga

kerugian yang ditimbulkan relatif kecil. Jika disebabkan oleh kurangnya pasokan listrik, karena kapasitas produksi lebih kecil dibanding permintaan, maka kerugian cenderung besar [13].

2.3 BIAYA KEGAGALAN

Biaya kegagalan yang merupakan biaya dampak dari kehilangan beban atau kegagalan pasokan yang dinyatakan dalam satuan moneter (Rp.atau US\$) dihitung melalui rumus:

$$BK = NKB \times ENS \quad (2.5)$$

Dimana:

BK = biaya kegagalan yang dinyatakan dalam nilai moneter (misal US\$)

NKB = Nilai kehilangan beban yang dinyatakan dalam nilai moneter per satuan daya listrik (misal US\$/kWh)

ENS = besarnya energi yang tak terlayani yang dinyatakan dalam satuan daya listrik (misal kWh)

Untuk memperbaiki perhitungan biaya dampak adanya gangguan pasokan listrik selama satu tahun terhadap kondisi ekonomi diperlukan nilai rerata dari kuantitas listrik yang tidak bisa dipasok. Besarnya rerata listrik yang tidak bisa dipasok ini dinyatakan dengan:

$$ENS = LOLP \times EC \quad (2.6)$$

Di mana,

LOLP : Probabilitas hilangnya beban (dalam %), menggambarkan jumlah jam kemungkinan kehilangan beban dari jam total selama suatu periode

EC : Konsumsi listrik tahunan (misal GWh)

Konsep LOLP awalnya di dalam praktek rancang-bangun standar keandalan di AS di tahun enam puluhan dan tujuh puluhan mencapai, sebagai

contoh LOLP sebesar satu hari untuk setiap sepuluh tahun - 1/3650, sekitar 003% [14]. Kemungkinan terjadi kegagalan dihitung dengan data teknis dari jaringan (kapasitasnya pada simpul yang berbeda dan keseluruhan desain), dengan suatu simulasi probabilitas pada berbagai titik dari sistim dari kapasitas pembangkitan yang tersedia, dan permintaan yang diharapkan. Cadangan kapasitas yang lebih besar akan mengakibatkan kegagalan-kegagalan sistim dan gangguan-gangguan listrik yang lebih kecil (LOLP rendah). Meningkatnya permintaan listrik akan meningkatkan biaya investasi dalam pembangkitan listrik, transmisi dan jaringan distribusi, yang diperlukan untuk memelihara kemampuan sistim itu untuk menyediakan listrik kepada para pemakai tanpa adanya gangguan-gangguan.

Dengan memasukkan persamaan (2.5) ke dalam persamaan (2.6) maka biaya kegagalan menjadi:

$$BK = NKB \times LOLP \times ENS \quad (2.7)$$

BAB III PERKIRAAN NILAI KEHILANGAN BEBAN

3.1 METODE

Ada dua pendekatan untuk menaksir biaya kegagalan pasokan listrik yaitu secara makro ekonomi (top-down) dan pendekatan mikro ekonomi (bottom-up)[1]. Dalam bab ini dilakukan tinjauan ulang yang singkat dari metodologi tersebut dan pengalaman di negara-negara yang telah menerapkannya

3.1.1 Pendekatan Makro-ekonomi

Suatu cara yang sederhana untuk mengkalkulasi nilai rata-rata dari suatu unit dari listrik yang hilang di suatu kondisi ekonomi telah dilakukan, dalam percobaan untuk menilai efisiensi ekonomi dari sistem listrik, di pertengahan tahun tujuh puluhan (Telson 1975) [15]. Menurut Telson nilai kehilangan beban dapat dinyatakan sebagai:

$$NKB = \frac{PDB}{EC} \quad (3.1)$$

dimana,

PDB : Produk domestik bruto

EC : Kuantitas konsumsi listrik per tahun

Metoda ini mempunyai kekurangan karena tidak bisa membedakan jenis konsumen, penggunaan listrik, dan faktor waktu kejadian. Bagaimanapun, rumusan ini mewakili; menunjukkan secara sederhana pentingnya listrik di dalam ekonomi. NKB yang dihitung dalam cara ini merupakan gambaran kunci yang digunakan untuk menentukan harga listrik di pasar listrik negara Inggris [16]:

$$PPP = SMP + LOLP[NKB - SMP] \quad (3.2)$$

dimana,

- PPP : *Pool Purchase Price* (yang dibayar oleh perusahaan distribusi listrik untuk membeli listrik yang lalu mereka menjual kepada pemakai akhir)
- SMP : *System Marginal Price* (yang ditentukan oleh harga unit generator yang paling mahal di dalam sistim)

Pada awal langkah privatisasi di Inggris, pada tahun 1989, NKB mula-mula ditetapkan pada 2 £/kWh (sekitar 32 US\$/kWh) dan mempunyai indeks tiap-tiap tahun kepada indeks harga eceran; saat ini adalah sekitar 42 US\$/kWh (Willis dan Garrod 1997) [17]. Aplikasi rumusan yang sama di Amerika Serikat sebagai contoh menghasilkan 27 US\$/kWh pada tahun 2002 [1].

Michiel de Nooij dan Carl Koopmans menerapkan pendekatan makro ekonomi untuk menghitung nilai kehilangan beban di Belanda. Dalam perhitungannya didapatkan hasil rata-rata sebesar 8,6 Golden/kWh [13].

Sedangkan Rudolf Winter-Ebmer dkk. menerapkan pendekatan serupa untuk menghitung nilai kehilangan beban di Austria [18]. Dalam penelitiannya khusus untuk sektor rumah tangga, dimana tidak ada “nilai tambah”, digunakan pendekatan lain yaitu alokasi waktu menurut teori Becker. Dasar model ini adalah bahwa orang perlu uang dan waktu untuk menghasilkan kesejahteraan. Barang-barang dibeli dengan uang tidak akan membuat sejahtera jika tidak ada waktu untuk menikmatinya. Untuk menghitung nilai kehilangan beban sektor rumah tangga diasumsikan suatu nilai untuk “produksi rumah tangga”. Diasumsikan bahwa pendapatan seorang untuk satu jam sama dengan nilai satu jam tambahan untuk waktu luang. Oleh karena itu penghasilan rata-rata bersih digunakan untuk memperkirakan nilai dari satu jam waktu luang. Dalam perhitungan asumsi dibuat waktu untuk bekerja dan tidak bekerja. Dari hasil perhitungan didapatkan hasil rata-rata sebesar 7,60 Golden/kWh.

3.1.2 Pendekatan Mikro-ekonomi

Biaya satu unit listrik yang tidak dapat disediakan untuk konsumen dapat juga diperkirakan di tingkatan konsumen dengan cara menilai barang kepunyaan individu yang rusak atau berkurang akibat gangguan pasokan listrik. Jika semua biaya-biaya individu seperti itu dapat ditaksir dan dijumlahkan bersama-sama, suatu nilai yang akurat dan dapat terukur dari manfaat listrik yang hilang karena

pasokan listrik terputus. Dalam praktek, sampling statistik konsumen dan survei individu untuk nilai kerugian dilaksanakan guna memperkirakan biaya total.

Beberapa pendekatan telah ditunjukkan dalam literatur untuk mengestimasi biaya kegagalan atau biaya kelangkaan (shortage cost). Secara mikro ekonomi metode perhitungan biaya kegagalan dapat dikategorikan dalam empat macam yaitu:

- (i) Berkeinginan untuk membayar, memperkirakan kesediaan untuk membayar (WTP) produksi listrik yang direncanakan [19][20]
- (ii) Menaksir kerugian pada nilai produksi untuk berbagai barang dan jasa [21][22]
- (iii) Biaya oportunitas tenaga cadangan [22][25]
- (iv) Memperkirakan kesediaan untuk menerima (WTA) ganti-rugi untuk gangguan yang akan terjadi [17]

Pendekatan WTP (i) di atas, melibatkan suatu survei untuk menaksir biaya kegagalan kepada konsumen dari gangguan pasokan listrik. Awal survei dari jenis ini di tahun tujuh puluhan dilaksanakan di negara Finlandia menunjukkan, untuk para konsumen golongan industri adalah sekitar 6 US\$/kWh untuk gangguan pasokan selama satu jam, dan 2 US\$/kWh untuk gangguan selama 24 jam. Nilai yang lebih tinggi ditunjukkan oleh konsumen golongan komersil, dan nilai yang lebih rendah untuk konsumen golongan rumah tangga [25]. Studi-studi lain yang diselenggarakan di Inggris pada pertengahan tahun delapan puluhan besarnya WTP adalah sekitar 16 US\$/KW untuk para konsumen golongan industri dan komersil, dan 1 US\$/KW untuk para konsumen golongan rumah tangga [17]. Pendekatan WTP untuk menghitung NKB didasarkan pada penilaian atas biaya-biaya finansial konsumen, dan tidak selalu menyertakan manfaat yang hilang oleh konsumen yang bisa lebih besar dari biaya-biaya finansial.

Metode survei (i) dan (ii) pada umumnya menunjuk kepada biaya dari peralatan yang rusak, hilangnya bahan-bahan produksi dan produk-produk, dan hilangnya produktivitas karyawan. Amerika Serikat yang menggunakan

pendekatan ini menunjukkan bahwa WTP untuk sektor industri pada kisaran 7-40 US\$/kWh dan untuk sektor komersil pada kisaran 6-20 US\$/kWh [26][27][28].

Metode ketiga (iii), di atas merupakan pendekatan yang didasarkan pada argumentasi bahwa perusahaan mengalami gangguan pasokan listrik mempunyai pilihan untuk membeli generator (tenaga cadangan) dan mengoperasikannya ketika gangguan terjadi. Hal ini menunjukkan batas maksimum bahwa konsumen mau membayar untuk menghindari gangguan listrik dan didasarkan pada pilihan-pilihan yang diungkapkan di daftar pertanyaan dalam survei. Isu dengan metoda ini adalah karena biaya oportunitas marginal dari listrik pembangkitan sendiri adalah juga suatu fungsi seberapa sering generator itu digunakan dan biaya bahan bakar dasarnya, biaya-biaya itu dapat berubah dari waktu ke waktu. Suatu studi yang terperinci di Swedia memperkirakan biaya oportunitas untuk industri berkisar antara 2 sampai 12 US\$/ kWh, untuk para konsumen rumah tangga berkisar antara 0,2 -12 US\$/kWh, dan para konsumen komersil antara 5-40 US\$/ kWh [25].

Metoda yang keempat (iv), di atas adalah berdasar pada argumentasi bahwa dampak kesejahteraan ekonomi dari suatu kegagalan pasokan, atau nilai dari beban yang hilang kepada pelanggan-pelanggan adalah setara dengan jumlahan maksimum yang bersedia untuk membayar guna menghindari adanya kegagalan pasokan, atau jumlah minimum yang akan menjadi kesediaan untuk menerima (WTA) sebagai ganti-rugi untuk kondisi yang tidak menyenangkan disebabkan oleh hilangnya pasokan. Survei peringkat sekumpulan pelanggan di Inggris memperkirakan bahwa bermanfaat bagi pelanggan berasal dari keandalan penyediaan yang lebih tinggi dibanding NKB yang diperkirakan melalui pendekatan secara makro ekonomi. Lebih dari itu, untuk mayoritas perusahaan yang di survei, meningkatnya jangka waktu kegagalan pasokan mengakibatkan meningkatnya biaya per unit [17].

Dari semua metodologi di atas menunjukkan bahwa pada sektor komersil dan industri yang diperkirakan dengan suatu pendekatan bawah-atas (*bottom-up*) cenderung untuk bersifat jauh lebih tinggi dibanding biaya rata-rata yang dihitung melalui pendekatan makro ekonomi (tergantung, di antaranya, pada karakteristik dari sistem listrik, sifat dari industri, bahan bakar alternatif yang tersedia, jangka waktu dan frekuensi gangguan).

Pada tahun 1996 Bank Dunia melakukan suatu studi mengenai dampak ekonomi dari ketidak-cukupan pasokan listrik yang dituangkan dalam laporan Bank Dunia "Economic Consequences of Power Supply Inadequacy in Indonesia" [29]. Studi ini memfokuskan terutama di sektor industri dan menerapkan sebagian besar metodologi (ii) dan (iii). Studi ini membedakan tiga komponen utama biaya kekurangan pasokan daya listrik di Indonesia yaitu: biaya dari lemahnya keandalan, biaya dari mutu daya yang kurang, dan biaya dari kekurangan pasokan. Suatu perwakilan contoh acak yang dibuat stratifikasi struktur dari industri di Indonesia disurvei pada perkiraan anggaran dalam jangka panjang dan jangka pendek. Penemuan menunjukkan bahwa dalam tahun 1996 biaya dari kekurangan pasokan daya di Jawa-Bali di atas 1 milyar dolar. Biaya pembangkitan listrik swadaya adalah di cakupan dari 0,1 US\$/kWh sampai 1 US\$/kWh (dalam US\$ tahun 1996). Terlihat bahwa harga bahan bakar - sebagai biaya variabel pembangkitan yang sangat dominan di mana masih disubsidi dalam kurun waktu survei, menunjukkan bahwa ongkos pembangkitan sendiri lebih rendah dari gambaran yang ada. Tergantung pada jangka waktu kegagalan, biaya ekonomi dari gangguan yang tidak direncanakan bergerak dari 0,95 US\$ sampai 1,92 US\$/kWh. Nilai rata-rata dihitung pada 0,83 US\$/kWh.

Di tahun 2003 dilakukan taksiran ulang nilai kehilangan beban di Indonesia karena sektor yang industri dalam negeri sudah mengalami perubahan-perubahan terutama setelah krisis keuangan [1]. Mengacu pada hasil perkiraan tahun 1996 di atas dengan disesuaikan mengikuti inflasi dan nilai tukar. Hasil perhitungan ulang untuk tahun 2003 dengan didukung dengan sejumlah studi-studi yang lain di negara berkembang, NKB pada sektor komersil dan industri antara 0,3 US\$/kWh sampai 0,8 US\$/kWh, sedangkan di sektor rumah tangga antara 0,1 US\$/kWh sampai 0,3 US\$/kWh.

3.13 Pendekatan Dengan Model Input-Output

Pendekatan dengan model I-O telah digunakan untuk studi mengenai dampak dari adanya kelangkaan listrik. Bernstein dan Hegazy (1998) menerapkan analisis input-output untuk mempelajari dampak dari *power shortage* di Mesir

[30]. C.Y Chen dan A. Vella (1994) menerapkan analisis input-output untuk mengestimasi biaya ekonomi dari kelangkaan listrik di Taiwan [12].

Adam Rose menggunakan model I-O untuk menghitung dampak ekonomi akibat dari gangguan listrik di Los Angeles County menggunakan tabel I-O ukuran 17x17 sektor [31]. Peneliti yang sama mengembangkan model I-O menjadi *Computable General Equilibrium* (CGE) untuk menghitung dampak kerusakan infrastruktur, terutama listrik, akibat serangan teroris di Los Angeles, Amerika Serikat [32].

Pendekatan input-output termasuk kategori pendekatan secara makro ekonomi. Sedikit berbeda dari uraian di atas, pendekatan input-output mempunyai kelebihan yaitu dapat memperhitungkan dampak ganda (multiplier effect) dari adanya gangguan pasokan listrik.

Pendekatan input-output telah lama menjadi salah satu instrumen analisis kuantitatif. Pendekatan ini memerlukan modifikasi dan disesuaikan dengan sektor-sektor suatu wilayah atau negara. Pendekatan input-output sangat mudah dilakukan dan tidak memiliki batasan penerapan secara khusus. Ada dua keunggulan yang dimiliki dari analisis input-output. Pertama, analisis input-output merupakan pendekatan yang komprehensif dan konsisten terhadap semua sektor ekonomi, termasuk aliran berbagai jenis energi, dan mudah digabungkan ke dalam model ekonometrik, simulasi atau optimalisasi. Kedua, merupakan teknik yang sesuai untuk membuat analisa kebijakan pada berbagai tahapan. Namun, pendekatan input-output juga mempunyai keterbatasan yaitu kebutuhan akan data dasar sektor ekonomi yang luas dan komprehensif [33][34].

Dalam suatu proses produksi, misalnya industri otomotif, bahan baku, bahan penolong dan sebagainya untuk memproduksi motor disebut sebagai input, yang merupakan output industri lain. Seandainya terjadi kenaikan permintaan motor, maka untuk mengantisipasi, industri otomotif perlu meningkatkan produksinya (output). Upaya peningkatan produksi motor, pada tahap awal akan berdampak pada peningkatan jumlah input yang diperlukan untuk memproduksi motor, misalnya peningkatan kebutuhan akan ban. Pada tahap selanjutnya, peningkatan permintaan akan ban akan meningkatkan input industri ban yaitu

karet. Dan kenaikan permintaan akan karet akan meningkatkan produksi karet, demikian seterusnya.

Dari uraian di atas dapat diperlihatkan bahwa peningkatan permintaan motor akan memberikan dampak tidak hanya terhadap industri otomotif, tetapi juga sektor lain yang terkait dengan produksi motor. Dengan perkataan lain, perubahan permintaan terhadap industri otomotif mempunyai dampak langsung dan dampak tidak langsung terhadap berbagai kegiatan ekonomi. Dampak ini disebut sebagai dampak pengganda.

Berkurangnya pasokan listrik berarti akan mengurangi jumlah produksi tidak hanya pada industri pemakai listrik, tetapi juga pada industri lain yang terkait dengan proses produksi. Dengan demikian ada efek ganda akibat dari berkurangnya pasokan listrik terhadap industri. Model I-O dapat melakukan analisis dan melakukan simulasi dari dampak ganda ini. Ini merupakan salah satu kelebihan dari model I-O yang tidak dipunyai oleh model lain.

3.2 MODEL I-O

3.2.1 Kerangka Umum Model I-O

Titik awal analisis input-output adalah suatu Tabel I-O. Tabel transaksi input-output secara umum dapat digambarkan seperti pada Tabel 1. Pada tabel tersebut diasumsikan hanya ada dua sektor produksi, yaitu sektor 1 dan 2. Permintaan akhir (Y) mencakup konsumsi rumah tangga, konsumsi pemerintah, pembentukan modal tetap bruto, perubahan stok, ekspor barang, serta ekspor jasa. Sedangkan input primer terdiri dari upah dan gaji, surplus usaha, penyusutan, pajak tak langsung, serta subsidi.

Dalam konteks input antara (z_{ij}), terjadi arus atau perpindahan barang antar sektor, katakan dari sektor i ke sektor j , atau bisa juga terjadi perpindahan di dalam sektor itu sendiri, sektor i ke sektor i . Koefisien z_{11} mencerminkan jumlah input yang diperlukan oleh sektor 1 yang berasal dari sektor 1 itu sendiri. Begitu pula z_{21} adalah jumlah input sektor 1 yang berasal dari sektor 2.

Tabel 3.1 Kerangka Dasar Tabel I-O

		Sektor Produksi		Permintaan Akhir	Total Output
		1	2	Y	X
Sektor Produksi	1	z_{11}	z_{12}	Y_1	X_1
	2	z_{21}	z_{22}	Y_2	X_2
Input primer		W_1	W_2		
Total input		X_1	X_2		

Jika dibaca menurut baris dapat diperoleh persamaan:

$$\begin{aligned} z_{11} + z_{12} + Y_1 &= X_1 \\ z_{21} + z_{22} + Y_2 &= X_2 \end{aligned} \quad (3.3)$$

Secara umum persamaan diatas dapat dirumuskan kembali menjadi:

$$\sum_j z_{ij} + Y_i = X_i \quad (3.4)$$

Jumlah permintaan antara + permintaan akhir = Jumlah output

Masing-masing kelompok dalam Tabel I-O dapat dijadikan satu matrik tersendiri. Matrik dengan elemen input antara dapat dibuat suatu matrik input antara, Z, yang berisi:

$$Z = \begin{bmatrix} z_{11} & z_{12} \\ z_{21} & z_{22} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Sedangkan elemen kelompok permintaan akhir (Y) dan output (X) masing-masing dapat dijadikan sebuah vektor kolom, yang setiap elemennya adalah total permintaan akhir dan total output dari masing-masing sektor.

$$Y = \begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$X = \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Dalam analisis input-output, diasumsikan bahwa besarnya input proporsional dengan outputnya. Artinya, bila seluruh input dilipatkan n-kali, maka output juga akan berlipat sebesar n-kali. Sehingga elemen *intermediate demand*, z_{ij} , dapat dituliskan sebagai fungsi output dalam persamaan berikut:

$$z_{ij} = a_{ij} X_j \quad (3.8)$$

dimana X_j merupakan output dari sektor j dan a_{ij} didefinisikan sebagai koefisien input-output, atau koefisien input langsung. Koefisien ini dapat diterjemahkan sebagai jumlah input sektor i yang dibutuhkan untuk menghasilkan satu unit output sektor j . Jika terdapat n sektor di dalam perekonomian, maka akan ada sebanyak $n \times n$ koefisien a_{ij} tersebut. Seluruh koefisien tersebut dapat dinyatakan dalam sebuah matrik, A , yang berbentuk:

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Matrik A ini sering disebut dengan matrik teknologi. Setiap kolom matrik A ini menunjukkan komposisi penggunaan input dalam proses produksi sektor i , yang mencerminkan teknologi yang digunakan oleh sektor-sektor produksi tersebut.

Substitusi persamaan (3.5) dan (3.8) akan menghasilkan persamaan output sektor menjadi:

$$X_i = \sum_j a_{ij} X_j + Y_i \quad (3.10)$$

Sistem persamaan (3.10) dapat dituliskan dalam notasi matrik yang lebih sederhana sebagai:

$$X = AX + Y \quad (3.11) \quad \text{atau} \quad X = (I - A)^{-1}Y \quad (3.12)$$

dimana I merupakan matrik identitas berukuran $n \times n$, matrik A adalah sebagaimana dituliskan dalam persamaan (7), sedangkan X dan Y adalah vektor kolom dari i sampai n .

Matrik $(I-A)^{-1}$ dikenal dengan matrik kebalikan Leontief (Leontief inverse matrix) atau disebut sebagai matrik pengganda (multiplier matrix). Elemen matrik ini dinotasikan dengan α_{ij} , dan mencerminkan efek langsung dan tidak langsung dari perubahan permintaan akhir terhadap output sektor-sektor di dalam perekonomian.

3.2.2 Input-Output Energi

Analisis input-output energi pada awalnya merupakan aplikasi khusus dari analisis input-output ekonomi. Analisis input-output energi dimulai dilakukan pada tahun 1970 an oleh Wright, dan Bullard serta Herendeen [35]. Terakhir pada tahun 1993 dilakukan oleh Peet.

Tujuan dari analisis input-output energi adalah menghitung "intensitas energi". Intensitas energi suatu sektor ekonomi menunjukkan jumlah total energi, baik langsung maupun tidak langsung, yang diperlukan untuk produksi per satu satuan uang dari sektor tersebut. Energi langsung yang digunakan suatu sektor ekonomi terdiri dari energi yang digunakan langsung dalam proses produksi sektor tersebut. Sedangkan energi tidak langsung terdiri dari semua energi yang diperlukan untuk produksi dan pengantaran barang-barang dan jasa-jasa yang digunakan dalam proses produksi. Barang-barang dan jasa-jasa ini termasuk yang berasal dari domestik maupun dari luar negeri dan barang modal.

Tabel 3.2 Tabel Input-Ouptut Energi Dua Sektor

		Sektor Produksi		Permintaan Akhir	Total Output
		1	2	Y	X
Sektor Produksi	1	$z^*_{11} (kWh)$	$z^*_{12} (kWh)$	$Y^*_1 (kWh)$	$X^*_1 (kWh)$
	2	$z^*_{21} (\$)$	$z^*_{22} (\$)$	$Y^*_2 (\$)$	$X^*_2 (\$)$

Sebagai contoh, misal kasus dua sektor seperti tertera pada Tabel 3.2, dimana sektor pertama merupakan sektor energi dan sektor kedua adalah sektor non-energi. Sektor ini dalam hal ini diumpamakan sebagai energi listrik dengan satuan kWh. Besarnya listrik yang dikonsumsi dalam perekonomian tersebut adalah sebesar X^*_1 . Sama seperti dalam model I-O ekonomi, besarnya X^*_1 adalah:

$$X^*_1 = z^*_{11} + z^*_{22} + Y^*_1 \quad \text{atau} \quad \sum_j z^*_{ij} + Y^*_i = X^*_i \quad (3.36)$$

Satuan unit untuk masing-masing matrik dalam unit hibrida yaitu:

$$Z^* = \begin{bmatrix} kWh & kWh \\ \$ & \$ \end{bmatrix}; \quad X^* = \begin{bmatrix} kWh \\ \$ \end{bmatrix}; \quad Y^* = \begin{bmatrix} kWh \\ \$ \end{bmatrix}$$

Matrik teknologi A^* akan mempunyai satuan:

$$A^* = Z^* [\hat{X}^*]^{-1} = \begin{bmatrix} kWh & kWh \\ kWh & \$ \end{bmatrix}$$

Sedangkan matrik pengganda $[I-A]^{-1}$ akan mempunyai satuan yang sama dengan A^* .

Sebagai contoh ilustrasi, dipandang dua sektor seperti yang ditunjukkan oleh Tabel 3.3, dimana sektor pertama merupakan sektor listrik dan sektor kedua adalah sektor industri. Sektor listrik menggunakan satuan kWh, sedangkan sektor

industri dalam satuan mata uang Rupiah. Permintaan akhir disini dianggap hanya sektor rumah tangga.

Tabel 3.3 Contoh Input-Output Energi Dua Sektor

	Sektor listrik	Sektor industri	Permintaan Akhir	Total Output
			Y	X
Sektor listrik (kWh)	10	50	70	130
Sektor industri (Rp.)	30	40	50	120

Tabel di atas menyatakan bahwa besarnya output listrik adalah sebesar 130 kWh dimana digunakan (sebagai input) untuk sektor listrik itu sendiri sebesar 10 kWh dan digunakan untuk input sektor industri sebesar 50 kWh. Besarnya listrik yang digunakan langsung oleh sektor rumah tangga (permintaan akhir) sebesar 70 kWh. Output sektor industri sebesar 120 dengan rincian; digunakan untuk sektor listrik sebesar 30, digunakan oleh sektor industri sebesar 40 dan digunakan oleh sektor rumah tangga sebesar 50.

Katakanlah ada kenaikan permintaan sektor ekonomi dari 50 menjadi 60 juta rupiah. Adanya kenaikan permintaan di sektor ekonomi ini akan mengakibatkan kenaikan output tidak hanya di sektor ekonomi itu sendiri tapi juga kenaikan output di sektor listrik. Untuk menghitung pengaruh kenaikan permintaan di sektor ekonomi terhadap output sektor listrik dapat dihitung seperti berikut ini.

Dari tabel tersebut di atas dapat dibuatkan matrik Z, X dan Y sebagai berikut:

$$Z^* = \begin{bmatrix} 10 & 50 \\ 30 & 40 \end{bmatrix}; \quad X^* = \begin{bmatrix} 130 \\ 120 \end{bmatrix}; \quad Y^* = \begin{bmatrix} 70 \\ 50 \end{bmatrix}$$

$$A^* = Z^* [X^*]^{-1} = \begin{bmatrix} 0,077 & 0,417 \\ 0,231 & 0,333 \end{bmatrix}$$

$$[I - A]^{-1} = \begin{bmatrix} 1,284 & 0,802 \\ 0,444 & 1,778 \end{bmatrix}$$

Kenaikan permintaan akhir sektor ekonomi menjadikan nilai Y^* menjadi:

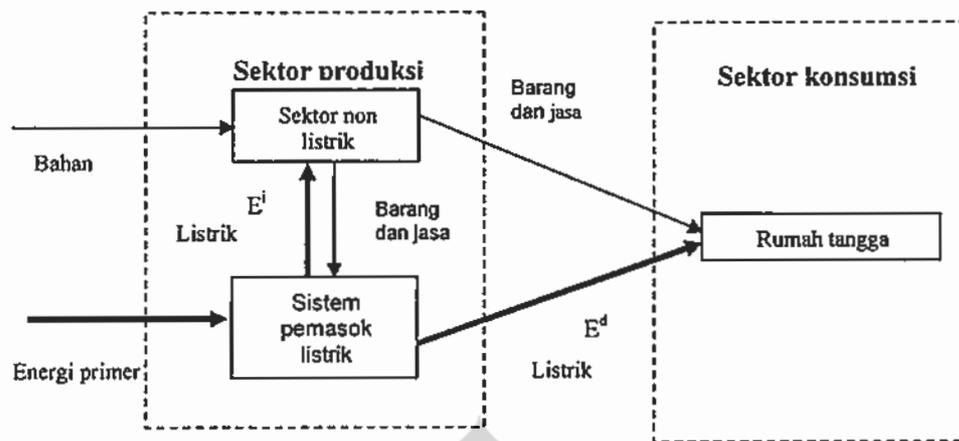
$$Y^*_{t+1} = \begin{bmatrix} 70 \\ 60 \end{bmatrix} \text{ sehingga nilai output adalah } X^*_{t+1} = [I - A]^{-1} Y^*_{t+1} \text{ yaitu:}$$

$$X^*_{t+1} = \begin{bmatrix} 1,284 & 0,802 \\ 0,444 & 1,778 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 70 \\ 60 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 138 \\ 137,76 \end{bmatrix}$$

Terlihat bahwa output dari sektor listrik meningkat dari 130 menjadi 138 kWh dan sektor ekonomi meningkat dari 120 menjadi 137,76 juta rupiah. Jadi dapat dibuktikan bahwa apabila ada kenaikan permintaan sektor ekonomi akan berdampak pada sektor listrik juga. Ini dapat diartikan bahwa untuk meningkatkan output sektor ekonomi maka dibutuhkan penambahan pasokan listrik.

3.3 MODEL NILAI KEHILANGAN BEBAN

Model nilai kehilangan beban dengan pendekatan input-output didasarkan pada teori ekonomi yang membagi kegiatan ekonomi dalam sektor “produksi” dan “konsumsi”. Listrik yang diproduksi oleh sistem pemasok digunakan dalam dua jenis penggunaan: listrik digunakan oleh sektor konsumsi (E^k) (rumah tangga guna keperluan penerangan, masak, pemanasan/ pendinginan, dll), dan listrik yang digunakan oleh industri dan sektor lainnya (E^i) untuk keperluan memproduksi barang-barang dan jasa. Bentuk pertama merupakan permintaan akhir (final demand), dan yang kedua adalah merupakan permintaan antara (intermediate demand). Permintaan antara artinya bahwa listrik digunakan sebagai **input** dalam proses industri untuk menghasilkan **output** berupa barang dan jasa.



Gambar 3.1 Distribusi pasokan listrik

Apabila pasokan listrik berkurang (karena terjadi gangguan) maka konsumsi listrik baik yang dikonsumsi oleh sektor rumah tangga maupun oleh industri harus dikurangi. Konsekuensi pengurangan pasokan listrik untuk rumah tangga dan sektor produksi adalah berbeda. Hal ini disebabkan karena output atau output rumah tangga dan industri yang berbeda. Output utama dari industri adalah produk berupa barang atau jasa. Sedangkan 'output' utama dari rumah tangga adalah "waktu" untuk menikmati, yang sulit untuk dapat diukur dengan uang. Ini bukan berarti tidak menyiratkan bahwa kesenangan bukanlah sesuatu yang berharga, hanya untuk mengukur dalam satuan moneter diperlukan suatu pendekatan yang berbeda.

3.3.1 Konsekuensi Sektor Industri

Sektor industri menghadapi tiga macam kerusakan sebagai dampak dari adanya pengurangan pasokan listrik. Pertama-tama, jumlah produksi akan berkurang. Tanpa listrik banyak proses produksi berhenti, beberapa produksi hilang (misalnya barang yang belum jadi), dan diperlukan waktu untuk memulai produksi kembali. Kedua, biaya-biaya menjadi naik. Satu contoh adalah karena setelah pemadaman listrik, perusahaan kadang-kadang memerlukan kerja tambahan sehingga mengakibatkan ongkos produksi naik akibat penambahan jam

kerja. Ketiga, beberapa jenis barang mentah sebagai bahan produksi bisa rusak, sebagai contoh barang mentah yang dibekukan dalam lemari es.

Di sini hanya dipertimbangkan hilangnya produksi selama terjadinya gangguan. Diasumsikan bahwa kerusakan disebabkan oleh gangguan listrik di suatu industri sama dengan *added value* (nilai tambah) yang secara normal akan dihasilkan selama periode itu. Ini mungkin menjadi suatu taksiran yang terlalu tinggi (*overestimate*), jika selama gangguan beberapa aktivitas produksi yang lain masih mungkin berjalan. Sebaliknya, waktu yang diperlukan untuk memulai lagi dan persediaan yang hilang tidak dipertimbangkan.

3.3.2 Konsekuensi Sektor Rumah Tangga

Pada dasarnya, rumah tangga menghadapi dua macam kerugian: hilangnya kesempatan untuk menikmati waktu luang dan hilangnya atau rusaknya barang-barang, sebagai contoh isi dari lemari es jika terjadi gangguan yang lama. Diasumsikan bahwa semua waktu selama gangguan dianggap hilang. Hal ini menimbulkan suatu perkiraan kerusakan yang berlebihan, karena tidak semua aktivitas memerlukan listrik. Dalam teori ekonomi, sektor rumah tangga tidak menghasilkan nilai tambah, jadi dampak pada sektor rumah tangga tidak bisa diukur langsung.

3.3.3 Dampak Ganda

Dalam suatu proses produksi, misalnya industri otomotif, bahan baku, bahan penolong dan sebagainya untuk memproduksi motor disebut sebagai input, yang merupakan output industri lain. Seandainya terjadi kenaikan permintaan motor, maka untuk mengantisipasi, industri otomotif perlu meningkatkan produksinya (output). Upaya peningkatan produksi motor, pada tahap awal akan berdampak pada peningkatan jumlah input yang diperlukan untuk memproduksi motor, misalnya peningkatan kebutuhan akan ban. Pada tahap selanjutnya, peningkatan permintaan akan ban akan meningkatkan input industri ban yaitu karet. Dan kenaikan permintaan akan karet akan meningkatkan produksi karet, demikian seterusnya.

Dari uraian di atas dapat diperlihatkan bahwa peningkatan permintaan motor akan memberikan dampak tidak hanya terhadap industri otomotif, tetapi juga sektor lain yang terkait dengan produksi motor. Dengan perkataan lain, perubahan permintaan terhadap industri otomotif mempunyai dampak langsung dan dampak tidak langsung terhadap berbagai kegiatan ekonomi. Dampak ini disebut sebagai dampak pengganda.

Berkurangnya pasokan listrik berarti akan mengurangi jumlah produksi tidak hanya pada industri pemakai listrik, tetapi juga pada industri lain yang terkait dengan proses produksi. Dengan demikian ada efek ganda akibat dari berkurangnya pasokan listrik terhadap industri. Model I-O dapat digunakan untuk menghitung dampak ganda tersebut. Ini merupakan salah satu kelebihan dari model I-O yang tidak dipunyai oleh model lain.

3.3.4 Model

Untuk menghitung NKB digunakan model input-output energi atau biasa juga disebut model input-output hibrida (hybrid input-output model). Bullard dan Herendeen (1975) membangun model ini untuk digunakan dalam analisis energi [35]. Ide dasar dari model energi adalah mengganti baris sektor energi ke dalam satuan energi dari satuan uang dalam Tabel I-O konvensional.

Dari persamaan input-output konvensional (3.11) yaitu $X = AX + Y$ dibuat suatu sistem partisi. Model dipartisi dalam dua kelompok, sektor energi dan sektor non-energi. Output dari sektor non-energi diasumsikan mengikuti solusi model I-O standar, yaitu sebagai fungsi *final demand*. Output sektor energi tidak tergantung dari sektor non-energi.

$$\begin{bmatrix} X_1 \\ \dots \\ X_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ \dots & \dots \\ A_{21} & A_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 \\ \dots \\ X_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_1 \\ \dots \\ Y_2 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Jika X_1 dan Y_1 mewakili output dan permintaan sektor energi dan X_2 serta Y_2 masing-masing mewakili output dan permintaan sektor non-energi, maka penyelesaian persamaan (3.13) akan menghasilkan persamaan (3.14) dan (3.15)

$$X_1 = A_{11}X_1 + A_{12}X_2 + Y_1 \quad (3.14)$$

$$X_2 = A_{21}X_1 + A_{22}X_2 + Y_2 \quad (3.15)$$

Persamaan (3.14) menggambarkan dekomposisi output sektor energi yang dinyatakan dalam besaran fisis (Joule). Ini menunjukkan total output sektor energi (Joule) yang didistribusikan dalam sektor energi itu sendiri, dan yang digunakan oleh sektor non-energi untuk proses produksi dan yang digunakan oleh pemakai akhir (misalnya sektor rumah tangga).

Matrik A_{11} mempunyai dimensi Joule/Joule dan koefisiennya menggambarkan proporsi dari total energi (Joule) yang dikonsumsi oleh sektor energi itu sendiri. Matrik A_{12} mempunyai dimensi Joule/Rp. dan koefisiennya menyatakan, untuk setiap sektor, yaitu rasio antara konsumsi energi (Joule) dan nilai output (dalam Rp).

Persamaan (3.15) menggambarkan output sektor ekonomi (sektor non-energi) yang dinyatakan dalam satuan uang. Mengindikasikan total output dari sektor ekonomi yang didistribusikan antara sektor energi, sektor-sektor ekonomi dan pemakai akhir setiap sektor. Matrik A_{21} mempunyai dimensi Rp/Joule dan koefisiennya menyatakan, untuk setiap sektor, hubungan antara nilai dari konsumsi energi (dalam Rp.) dan output dari sektor energi (dalam Joule). Matrik A_{22} mempunyai dimensi Rp/Rp dan koefisiennya merupakan "koefisien teknik" dari sektor-sektor ekonomi.

Output sektor energi, X_1 , adalah bersifat eksogen. Besaran ini tidak dipengaruhi oleh tingkat output sektor-sektor non-energi, X_2 . Kedua persamaan matrik dapat diselesaikan secara independen sebagai fungsi *final demands*, Y_1 dan Y_2 .

$$X_1 = (I - A_{11})^{-1}(A_{12}X_2 + Y_1) \quad (3.16)$$

$$X_2 = (I - A_{22})^{-1}(A_{21}X_1 + Y_2) \quad (3.17)$$

Dapat dihitung besarnya X_1 dan X_2 sebagai fungsi Y_1 dan Y_2 , yaitu dengan memasukkan persamaan (3.16) ke persamaan (3.17) dan sebaliknya akan didapat persamaan (3.18) dan (3.19) sebagai berikut:

$$X_1 = (I - (I - A_{11})^{-1} A_{12} (I - A_{22})^{-1} A_{21}) ((I - A_{11})^{-1} (A_{12} (I - A_{22})^{-1}) Y_2 + Y_1) \quad (3.18)$$

$$X_2 = (I - (I - A_{22})^{-1} A_{21} (I - A_{11})^{-1} A_{12}) ((I - A_{22})^{-1} (A_{21} (I - A_{11})^{-1}) Y_1 + Y_2) \quad (3.19)$$

Persamaan (3.18) menggambarkan output sektor energi dalam satuan energi, X_1 , sebagai fungsi permintaan akhir energi, Y_1 , dan permintaan energi yang digunakan untuk proses produksi sektor ekonomi, $A_{12}(I - A_{22})^{-1}Y_2$. Sedangkan persamaan (3.19) menggambarkan output sektor non-energi dalam satuan uang, X_2 , sebagai fungsi permintaan akhir sektor non-energi, Y_2 , dan permintaan yang berasal dari permintaan akhir sektor energi untuk proses produksi guna memenuhi permintaan akhir, $A_{21}(I - A_{11})^{-1}Y_1$.

Persamaan (3.18) digunakan sebagai model pasokan-permintaan (supply and demand). Persamaan ini menggambarkan besarnya energi (X_1) yang harus dipasok untuk memenuhi permintaan Y_1 dan Y_2 . Jika terjadi gangguan pasokan listrik, artinya nilai X_1 untuk sektor listrik akan berkurang, maka harus dilakukan pengurangan permintaan Y_1 dan Y_2 sehingga sistem kelistrikan mencapai kondisi seimbang (jumlah pasokan dapat mencukupi permintaan).

Jika $P = (I - A_{11})^{-1}$ dan $R = (I - A_{22})^{-1}$, persamaan (3.18) dan (3.19) dapat disederhanakan menjadi:

$$X_1 = (I - P A_{12} R A_{21})^{-1} (P (A_{12} R Y_2 + Y_1)) \quad (3.20)$$

$$X_2 = (I - R A_{21} P A_{12})^{-1} (R (A_{21} P Y_1 + Y_2)) \quad (3.21)$$

Secara rinci penurunan rumus model untuk dua sektor disajikan dalam lampiran 1. Diasumsikan bahwa kerugian disebabkan oleh gangguan listrik di suatu industri sama dengan *added value* (nilai tambah) yang berkurang selama adanya pengurangan pasokan listrik. Oleh karena itu maka untuk mendapatkan

solusi yang optimal dari pengurangan energi adalah dengan memaksimalkan besarnya nilai tambah bruto (NTB).

NTB adalah *input primer* yang merupakan bagian dari *input* secara keseluruhan. Sesuai dengan asumsi dasar yang digunakan dalam penyusunan tabel I-O, maka hubungan antara NTB dengan output bersifat linear. Artinya kenaikan atau penurunan output akan diikuti secara proporsional oleh kenaikan dan penurunan NTB. Hubungan tersebut dapat dijabarkan dalam persamaan berikut:

$$V = \hat{V} X \quad (3.22)$$

dimana:

V = matriks NTB

\hat{V} = matriks diagonal koefisien NTB

$X = (I - A)^{-1}Y$, besarnya output

Isian sel-sel \hat{V} diagonal adalah NTB sektor yang bersangkutan dibagi dengan outputnya, sedangkan sel-sel di luar diagonal adalah 0. Jadi, bentuk matriksnya adalah:

$$\hat{V} = \begin{bmatrix} v_1 & 0 & 0 \\ 0 & v_2 & 0 \\ 0 & 0 & v_n \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

dengan

$$v_i = \frac{NTB - sektor - i}{Output - sektor - i} \quad (3.24)$$

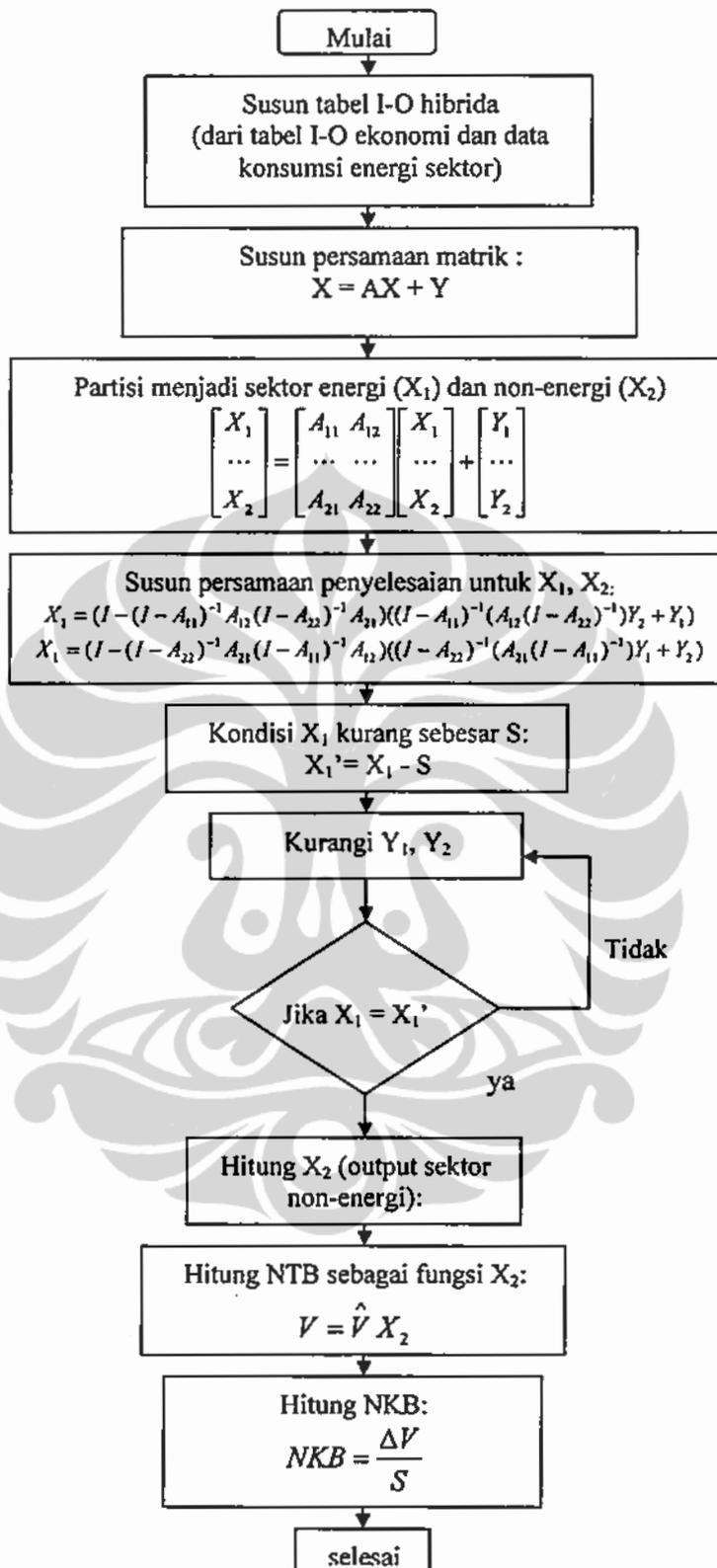
NKB dihitung dari besarnya pengurangan NTB (Rp.) dibagi dengan besarnya pengurangan energi listrik (kWh). Pengurangan NTB adalah selisih antara NTB sebelum adanya pengurangan pasokan listrik dengan NTB setelah terjadinya pengurangan pasokan listrik. Perhitungan NKB dinyatakan dalam persamaan (3.25).

$$NKB = \frac{\text{Nilai Pengurangan NTB (Rp)}}{\text{Nilai Pengurangan Pasokan Listrik (kWh)}} \quad (3.25)$$

Konsekuensi dari adanya gangguan pasokan listrik berbeda satu sama lain. Perbedaan itu disebabkan oleh sifat konsumen yang berbeda pula. Gangguan pasokan pada sektor rumah tangga jelas berbeda dengan sektor industri atau sektor pertanian. Di sektor rumah tangga aspek ekonomi tidak begitu penting, disini aspek sosial yang utama. Sedangkan sebaliknya di sektor industri aspek ekonomi menjadi sangat penting karena menyangkut produksi, tenaga kerja, material dan lain sebagainya. Begitu juga waktu terjadinya gangguan sangat menentukan dampak ekonomi maupun sosial.

Strategi pengurangan pasokan selain mempertimbangkan aspek ekonomi tentunya aspek sosial menjadi faktor yang tak kalah penting. Kalau hanya mempertimbangkan aspek ekonomi semata, maka pilihan pertama yang mengalami pemadaman adalah sektor rumah tangga. Guna meminimalkan kerugian akibat pengurangan pasokan listrik, maka disusun sektor-sektor yang mempunyai NTB kecil dikurangi dulu pasokan listriknya, baru sektor yang NTB-nya besar. Strategi ini akan menghasilkan kerugian yang minimal [36].

Alur perhitungan dapat dijelaskan melalui gambar 3.2. Perhitungan dimulai dengan menyusun tabel I-O hirbrida, dimana disusun dari tabel I-O ekonomi dan data konsumsi energi sektor serta aliran energi untuk sektor energi. Kemudian disusun menjadi persamaan partisi seperti yang tertuang dalam persamaan (3.13) Hasil penyelesaian matrik tersebut seperti tertuang dalam persamaan (3.16) dan (3.17). Jika kondisi pasokan energi X_1 berkurang sebesar S, maka $X_1' = X_1 - S$. Langkah berikutnya adalah mengurangi nilai Y_1 dan Y_2 secara iterasi sedemikian sehingga nilai $X_1' = X_1$. Dari sini kemudian nilai Y_1 dan Y_2 yang memenuhi hasil tersebut dimasukkan ke dalam persamaan (3.17) untuk menghitung output setelah adanya pengurangan pasokan sebesar S. Hasil dari perhitungan X_2 digunakan untuk menghitung NTB setelah adanya pengurangan pasokan. NKB kemudian dihitung menggunakan persamaan (3.25)



Gambar 3.2 Alur perhitungan NKB

3.4 DATA

3.4.1 Penyusunan Tabel I-O

Untuk memperkirakan NKB dilakukan dengan menggunakan Tabel Input-output Indonesia tahun 2005 yang dikeluarkan oleh BPS. Sedangkan data konsumsi energi, baik untuk listrik, batubara serta minyak dan gas untuk setiap sektor diambil dari Neraca Energi dan Statistik Industri yang dikeluarkan BPS [37] [38][39].

Dalam perhitungan NKB, Tabel I-O dibuat dalam bentuk agregasi 33 sektor dari 66 sektor yang ada. Sektor terdiri dari empat sektor energi, yaitu batubara dan minyak, gas dan panas bumi, pengilangan minyak bumi serta listrik, dan untuk sektor non energi terdiri dari 29 sektor. Sektor energi dikelompokkan dan diberi kode 1 sampai 5, sedangkan sektor non-energi dikelompokkan dan diberi kode 6 sampai 34. Dimana sektor dan kode sektor terlihat dalam Tabel 3.4.

Dalam I-O 66 sektor, sektor listrik merupakan sektor yang terdiri dari sektor listrik, gas dan air bersih. Karena fokus dari penelitian ini adalah untuk menghitung NKB maka sektor listrik harus terpisah dari sektor lainnya. Untuk itu dilakukan pemecahan sektor listrik, gas dan air bersih dengan berdasarkan data besarnya output sektor listrik yang dipergunakan untuk input di setiap sektor. Begitu juga untuk sektor gas, dipecah sesuai dengan besarnya output yang dipergunakan setiap sektor.

Sektor pertanian, perikanan dan kehutanan merupakan agregat dari 23 sektor. Sektor ini terdiri dari: pertanian, perkebunan, peternakan perikanan dan kehutanan. Pertimbangan agregasi ini adalah sektor 1 sampai 23 adalah sektor yang tidak mengkonsumsi banyak energi. Sektor transportasi merupakan agregasi dari sektor angkutan darat, angkutan air, angkutan udara dan jasa penunjang angkutan. Sedangkan sektor lainnya merupakan agregasi dari sektor komunikasi, lembaga keuangan, pemerintahan, jasa-jasa dan kegiatan yang tidak jelas batasannya. Tabel I-O 34 sektor hasil agregasi 66 sektor selengkapnya disajikan pada Lampiran 2.1.

Tabel 3.4 Agregasi 33 Sektor

Kode I-O 34 sektor	Sektor	Kode I-O 66 sektor
1	Penambangan batubara	24
2	Penambangan minyak, gas dan panas bumi	25
3	Pengilangan minyak bumi	41
4	Listrik	51
5	Gas kota	51
6	Pertanian, perikanan dan kehutanan	1-23
7	Penambangan dan penggalian lainnya	26
8	Industri pengolahan dan pengawetan makanan	27
9	Industri minyak dan lemak	28
10	Industri penggilingan padi	29
11	Industri tepung, segala jenis	30
12	industri gula	31
13	Industri makanan lainnya	32
14	Industri minuman	33
15	Indutri rokok	34
16	Industri pemintalan, industri tekstil, pakaian dan kulit	35-36
17	Industri bambu, kayu dan rotan	37
18	Industri kertas, barang dari kertas dan karton	38
19	Industri pupuk dan pestisida	39
20	Industri kimia	40
21	Industri barang karet dan plastik	42
22	Industri barang-barang dari mineral bukan logam	43
23	Industri semen	44
24	Industri dasar besi dan baja	45
25	Industri logam dasar bukan besi	46
26	Industri barang dari logam	47
27	Industri mesin, alat-alat dan perlengkapan listrik	48
28	Industri alat pengangkutan dan perbaikannya	49
29	Industri barang lain yang belum digolongkan di manapun	50
30	Bangunan	52
31	Perdagangan	53
32	Restoran dan hotel	54
33	Transportasi	55-59
34	Sektor lainnya	60-66

Tabel 3.5 Besarnya Jumlah Output dan NTB Untuk Tiap Sektor (juta Rp.)

Kode I-O 34 sektor	Sektor	Jumlah Output	NTB	NTB/Output
1	Penambangan batubara	104.761.525	76.965.837	0,746
2	Penambangan minyak, gas dan panas bumi	213.460.249	185.919.082	0,786
3	Pengilangan minyak bumi	232.997.934	135.664.530	0,314
4	Listrik	75.559.474	23.963.963	0,353
5	Gas kota	13.334.025	2.946.783	0,225
6	Pertanian, perikanan dan kehutanan	544.342.117	406.050.638	0,295
7	Penambangan dan penggalian lainnya	69.029.555	54.284.695	0,268
8	Industri pengolahan dan pengawetan makanan	63.445.952	19.917.509	0,329
9	Industri minyak dan lemak	92.465.999	32.628.912	0,375
10	Industri penggilingan padi	111.976.564	25.198.592	0,221
11	Industri tepung, segala jenis	49.481.119	14.611.763	0,295
12	Industri gula	10.836.579	2.903.067	0,268
13	Industri makanan lainnya	96.845.547	31.892.556	0,329
14	Industri minuman	12.000.392	4.496.660	0,379
15	Industri rokok	72.086.611	44.783.772	0,621
16	Industri pemintalan, industri tekstil, pakaian dan kulit	227.848.583	82.576.608	0,360
17	Industri bambu, kayu dan rotan	84.374.112	35.462.473	0,419
18	Industri kertas, barang dari kertas dan karton	95.814.321	34.933.085	0,364
19	Industri pupuk dan pestisida	19.406.850	6.445.686	0,332
20	Industri kimia	133.505.908	39.275.044	0,294
21	Industri barang karet dan plastik	127.700.633	34.339.568	0,269
22	Industri barang-barang dari mineral bukan logam	32.923.103	16.096.799	0,488
23	Industri semen	20.990.887	8.601.349	0,409
24	Industri dasar besi dan baja	31.948.319	8.152.867	0,254
25	Industri logam dasar bukan besi	42.259.070	10.402.274	0,246
26	Industri barang dari logam	80.771.670	30.750.416	0,380
27	Industri mesin, alat-alat dan perlengkapan listrik	271.718.303	89.949.155	0,329
28	Industri alat pengangkutan dan perbaikannya	158.620.425	64.306.980	0,405
29	Industri barang lain yang belum digolongkan di manapun	18.930.588	6.123.468	0,323
30	Bangunan	578.441.813	206.862.195	0,357
31	Perdagangan	507.854.215	331.987.429	0,653
32	Restoran dan hotel	223.080.430	101.198.136	0,453
33	Transportasi	303.370.738	120.209.908	0,396
34	Sektor lainnya	980.358.720	601.257.882	0,613

Tabel 3.5 menunjukkan besarnya output dan NTB serta rasio antara NTB dan output. Rasio NTB/output menunjukkan nilai dampak output terhadap NTB.

Terlihat bahwa sektor penambangan minyak bumi nilai rasio NTB/output-nya paling tinggi yaitu sebesar 0,786, disusul oleh sektor pertanian dan bangunan yang sama-sama sebesar 0,74. Sektor yang nilai rasionya paling rendah adalah sektor industri kimia yaitu sebesar 0,246. Semakin besar nilai tersebut akan semakin besar pula pengaruh perubahan output terhadap NTB. Terlihat bahwa jumlah output untuk sektor bangunan cukup besar dibandingkan sektor lainnya yaitu sebesar Rp. 578.441.813 juta.

Tabel 3.6 menyajikan NTB berdasarkan Tabel I-O 2005. Jika dilihat masing-masing sektor, sektor industri pengolahan secara keseluruhan merupakan sektor yang terbesar kontribusinya terhadap penciptaan PDB. NTB sektor industri sebesar Rp. 795.680,8 miliar atau 27,7% dari nilai PDB. Sektor lainnya yaitu sektor perdagangan, hotel&restauran menempati posisi kedua dengan kontribusi sebesar Rp. 433.185,6 miliar atau 15,1%, sektor pertanian dengan Rp. 375.614,9 atau 13,1%. Sedangkan sektor yang menyumbang PDB paling rendah adalah sektor Listrik, gas dan air bersih yaitu hanya Rp. 26.910,7 miliar atau 0,9%.

Tabel 3.6 NTB berdasarkan agregasi 9 sektor (miliar Rp.)

	Sektor	Nilai	%
1.	Pertanian	375.614,9	13,1
2.	Pertambangan	317.169,6	11,0
3.	Industri pengolahan	795.680,8	27,7
4.	Listrik, gas dan air bersih	26.910,7	0,9
5.	Konstruksi	206.862,2	7,2
6.	Perdagangan, hotel&restauran	433.185,6	15,1
7.	Transportasi&telekomunikasi	194.422,5	6,7
8.	Keuangan dan jasa	239.391,5	8,3
9.	Jasa	287.653,8	10

Sumber: Tabel I-O 2005, BPS

3.4.2 Konsumsi energi

Kebutuhan energi primer untuk pembangkitan listrik dapat diuraikan sebagai berikut. Sesuai dengan data dari Neraca Energi yang dikeluarkan oleh BPS, batubara menyumbang 512.583 Terajoule untuk pembangkitan listrik,

minyak bumi sebesar 357.365 Terajoule dan BBM&gas memberikan kontribusi paling besar yaitu sebesar 1.834.168 Terajoule. Dalam kelompok BBM&gas ini termasuk hasil olahan minyak mentah seperti minyak berkadar ringan, minyak berkadar berat, LPG dan gas alam.

Tabel 3.7 Neraca Energi

Jenis Transaksi	Jenis Bahan Bakar				
	Batubara	Minyak mentah	BBM&Gas	Gas kota	Listrik
Produksi Energi primer	4.386.382	2.966.300	3.000.737		
Impor	2.878	741.647	983.929		
Ekspor	3.147.452	911.161	1.496.314		
Stok			1.180		
Keperluan energi	1.241.808	2.796.786	2.487.172		
Konversi energi	(512.583)	(1.254.451)	(417.816)	53.129	588.643
- PGN			(279.415)	53.129	
- Pembangkit listrik	(512.583)		(2.191.533)		421.144
- Pengilangan minyak		(1.254.451)	2.053.132		10.545
Konsumsi bukan untuk energi	45.766		242.267	84	156.954
Hilang dalam penyaluran			1.049.573		51.254
Konsumsi akhir	297.030	670.261	3.871.295	53.130	449.798

Sumber: Neraca Energi 2005, telah diolah kembali

Besarnya energi untuk memenuhi konsumsi akhir, yaitu konsumsi untuk sektor non-energi adalah: batubara sebesar 297.030 TJ, minyak mentah sebesar 670.261 TJ, BBM&Gas sebesar 3.871.295 TJ, gas kota sebesar 53.130 TJ dan listrik sebesar 449.789 TJ. Secara ringkas neraca energi ditampilkan pada tabel 3.7. Sedangkan permintaan energi per sektor untuk semua jenis energi ditampilkan pada tabel 3.8.

Pemakaian energi untuk memenuhi konsumsi akhir yang dimaksud adalah pemakaian bukan untuk dikonversikan ke bentuk energi lain, tapi sebagai input untuk proses produksi. Seperti penggunaan bbm atau listrik untuk menggerakkan mesin-mesin produksi. Terlihat bahwa energi listrik hampir digunakan di setiap sektor, begitu juga dengan BBM&gas. Sedangkan energi dari batubara hanya digunakan pada beberapa sektor industri tertentu. Gas kota juga masih terbatas pemakaiannya.

Tabel 3.8 Konsumsi Energi untuk Sektor Non-Energi (Tera Joule)

Kode I-O 34 Sektor	Sumber energi				
	Batubara	Minyak mentah	BBM&gas	Listrik	Gas kota
6	0	0	27.957	1.085	0
7	21.006	1.319.296	69.370	12.459	0
8	1	0	11.133	6.994	260
9	0	0	24.886	8.398	433
10	0	0	289	112	0
11	28	0	9.017	3.925	0
12	504	0	2.819	998	0
13	98	0	9.901	7.020	173
14	0	0	2.996	1.481	0
15	46	0	1.630	1.188	0
16	9.852	0	95.744	74.649	1.365
17	4.713	0	19.452	13.819	125
18	15.051	0	22.849	13.416	0
19	203	0	5.914	2.836	0
20	525	0	35.165	18.751	9.393
21	113	0	38.355	24.853	0
22	3.584	0	21.246	7.000	0
23	98.101	0	4.844	10.600	0
24	3.795	0	15.961	23.215	0
25	5.074	0	21.692	28.015	19.528
26	37	0	6.619	4.929	0
27	76	0	8.944	6.960	0
28	5	0	18.581	1.265	0
29	15	0	3.430	11.298	0
30	0	0	14.953	1.715	0
31	0	0	0	61.282	14
32	0	0	0	6.807	200
33	0	686	1867.602	0	0
34	10	0	1.064	12.180	287

Sumber: Neraca Energi 2005 dan Statistik Industri Besar dan Sedang, Bag. I, BPS 2007, telah diolah kembali

Dari data statistik industri, dapat diketahui besarnya konsumsi listrik per sektor. Tabel 3.9 memperlihatkan besarnya tenaga listrik yang diproduksi sendiri, yang dibeli dan yang dijual khususnya untuk sektor industri. Untuk sektor industri, kebutuhan listrik tidak hanya diperoleh dari jaringan yang disediakan oleh PLN, tapi juga memproduksi sendiri (captive power). Pada beberapa industri malah ada kelebihan produksi sehingga dijual ke jaringan PLN.

Tabel 3.9 Tenaga listrik yang produksi sendiri, yang dibeli, dan yang dijual pada sektor Industri

Kode I-O 33 Sektor	Produksi Listrik (kWh)	Yang dibeli (kWh)	Nilai (1.000 Rp.)	Yang dijual (kWh)	Nilai (1.000 Rp.)
7	1.460.147.668	571.096.139	320.257.132	88.413.893	18.195.331
8	1.985.176.646	351.459.534	222.585.352	3.953.113	22.455
9	2.181.554	28.804.090	14.588.976	-	-
10	241.107.049	849.463.596	424.445.640	302.944	25.936
11	204.403.040	72.871.019	45.318.308	-	-
12	536.471.784	1.413.526.918	763.053.084	8.897	1.023
13	108.660.672	302.610.708	152.837.460	314	38
14	68.189.450	261.712.622	155.018.708	25.548	6.992
15	8.002.056.483	12.765.461.647	5.603.871.540	31.709.070	3.593.259
16	2.190.418.558	1.652.088.577	896.876.211	3.812.093	2.219.416
17	693.400.357	3.033.129.915	1.608.604.560	2.192	7.310
18	340.927.811	446.924.519	220.446.448	-	-
19	4.174.463.802	2.752.551.348	1.363.154.434	1.015.891	146.901
20	67.146.722	79.899.508	38.298.952	-	-
21	2.607.995.792	4.296.353.392	2.205.685.060	796.315	105.741
22	571.368.644	1.373.211.731	684.204.397	-	-
23	343.314.045	2.611.279.371	1.628.984.193	10.176.706	1.170.321
24	74.594.112	6.374.126.715	3.402.282.637	-	-
25	899.597.645	6.889.197.248	3.670.288.328	6.867.530	858.619
26	395.195.142	974.005.726	508.382.749	12.886	5.237
27	348.536.005	1.584.899.273	813.476.703	19.490	114.561
28	48.837.012	302.567.926	140.291.485	-	-
29	133.359.388	3.004.885.855	1.412.328.000	1.384	1.067
Jumlah	25.497.549.381	51.992.127.377	26.295.280.357	147.118.266	26.474.207

Sumber: Statistik Industri Besar dan Sedang, Bag. I, BPS 2007, telah diolah kembali

Secara keseluruhan besarnya produksi listrik oleh sektor industri adalah 25.497.549.381 kWh, yang dibeli dari jaringan PLN sebesar 51.992.127.377 kWh atau senilai Rp. 26.474.207 juta. Sedangkan yang dijual sebesar 147.118.266 kWh atau senilai Rp. 147.118. 266 juta.

3.4.3 Asumsi

Dalam memperkirakan NKB dua asumsi utama diambil yaitu:

1. Besarnya pengurangan pasokan selama satu tahun untuk semua sektor dianggap merata (proporsional), baik untuk sektor industri, komersial maupun rumah tangga. Artinya, persentase pengurangan tiap sektor sama.
2. Kerugian untuk sektor rumah tangga dalam studi ini belum diperhitungkan. Hal ini mengingat bahwa sektor rumah tangga tidak diperhitungkan dalam perhitungan nilai PDB nasional.

3. Diasumsikan bahwa pasokan listrik berkurang sebesar 10% dikarenakan berkurangnya pasokan batubara.

3.5 HASIL DAN PEMBAHASAN

3.5.1 Perhitungan dengan Model I-O Energi

Matrik kolom $A_{12}(I-A_{22})^{-1} Y_2$ dari persamaan (3.18) menggambarkan permintaan energi yang berasal dari proses produksi internal sektor non-energi. Satuan dari matrik kolom ini dinyatakan dalam TJ/juta Rp. Artinya berapa energi yang diperlukan guna memenuhi permintaan sektor non-energi untuk setiap juta rupiah permintaan akhir. Sebagai contoh, sektor 6 mempunyai nilai 0,000020 TJ/juta Rp. Artinya setiap juta rupiah permintaan akhir sektor 6 membutuhkan energi sebesar 0,000020 TJ. Matrik kolom $A_{12}(I-A_{22})^{-1}$ mewakili kebutuhan energi langsung dan tak langsung per satuan permintaan akhir sektor. Hasil perhitungan besarnya permintaan listrik yang digunakan untuk proses produksi sektor non-energi guna memenuhi permintaan akhir di tampilkan pada tabel 3.10. Matrik $(I-A_{22})^{-1}$ dan matrik $(I-A_{11})^{-1}$ selengkapnya disajikan pada Lampiran 2.2 dan 2.3.

Sektor yang paling banyak mengkonsumsi energi listrik untuk memenuhi permintaan akhir adalah sektor (16) yaitu Industri pemintalan, industri tekstil, pakaian dan kulit. Hal ini masuk akal, karena permintaan akhir sektor industri tekstil cukup besar. Sektor ini mengkonsumsi sebesar 20,22 % dari total permintaan energi listrik. Sedangkan sektor yang paling rendah konsumsi energinya listriknya untuk memenuhi permintaan akhir adalah sektor 12 yaitu Industri gula. Permintaan akhir sektor ini relatif kecil yaitu 2.082.862 juta Rp. Hal ini dapat dimengerti karena konsumsi gula banyak digunakan untuk input antara, bukan untuk memenuhi permintaan akhir.

Sektor-sektor yang pemakaiannya energi listrik cukup rendah untuk proses produksi direpresentasikan dengan nilai $A_{12}(I-A_{22})^{-1}$ yang rendah juga. Sektor itu adalah sektor 6 (Pertanian, perikanan dan kehutanan), yaitu sebesar 0,000020 TJ/juta Rp., sektor 33 (Transportasi) yaitu sebesar 0,000021 TJ/juta Rp., dan sektor 10 (Industri penggilingan padi) sebesar 0,000022 TJ/juta Rp..

Tabel 3.10 Kebutuhan Listrik Sektor Non-Energi Untuk Proses Produksi Guna Memenuhi Permintaan Akhir

Kode I-O 34 Sektor	$A_{12}(I-A_{22})^{-1}$ (TJ/juta Rp.)	Y_2 (Juta Rp.)	$A_{12}(I-A_{22})^{-1}Y_2$ (TJ)	%
6	0,000020	219.124.639	4.331	1,19
7	0,000195	21.667.828	4.234	1,16
8	0,000161	45.514.775	7.327	2,01
9	0,000149	55.376.935	8.235	2,26
10	0,000022	86.008.520	1.879	0,52
11	0,000129	30.220.339	3.889	1,07
12	0,000119	2.082.862	247	0,07
13	0,000121	53.377.997	6.460	1,78
14	0,000174	9.321.846	1.624	0,45
15	0,000037	65.110.532	2.431	0,67
16	0,000481	153.075.971	73.558	20,22
17	0,000222	49.250.578	10.950	3,01
18	0,000212	33.887.074	7.193	1,98
19	0,000155	3.477.898	541	0,15
20	0,000162	62.495.654	10.144	2,79
21	0,000245	75.012.867	18.356	5,05
22	0,000259	9.780.658	2.534	0,70
23	0,000532	869.002	462	0,13
24	0,000797	6.020.082	4.799	1,32
25	0,000742	28.853.850	21.414	5,89
26	0,000183	24.499.281	4.495	1,24
27	0,000073	187.905.362	13.643	3,75
28	0,000049	107.533.169	5.313	1,46
29	0,000701	14.666.239	10.285	2,83
30	0,000105	528.981.339	55.760	15,33
31	0,000141	292.331.498	41.216	11,33
32	0,000072	185.046.372	13.284	3,65
33	0,000021	173.900.469	3.720	1,02
34	0,000042	612.133.885	25.486	7,01
Jumlah			363.812	100

Tabel 3.11 Kebutuhan Berbagai Jenis Energi Untuk Proses Produksi Guna Memenuhi Permintaan Akhir

	Jenis Energi	$A_{12}(I-A_{22})^{-1}Y_2$ (TJ)
1.	Batu bara	160.864
2.	Minyak mentah	1.248.538
3.	BBM & gas	2.326.039
4.	Listrik	363.812
5.	Gas kota	31.450

Sedangkan besarnya energi secara keseluruhan untuk memenuhi permintaan akhir setiap jenis energi disajikan pada tabel 3.11. Terlihat bahwa bahan bakar minyak merupakan energi terbesar yang digunakan untuk proses produksi yaitu sebesar 2.326.039 TJ, disusul oleh penggunaan minyak mentah dan gas bumi sebesar 1.248.538 TJ. Pemakaian gas kota paling rendah yaitu sebesar 31.450 TJ.

Dalam skenario pengurangan pasokan, diasumsikan bahwa pasokan listrik berkurang sebesar 10%. Pengurangan pasokan listrik memaksa sektor produksi untuk mengurangi produksinya, dimana seolah-olah permintaan akhir (Y_2) berkurang. Berkurangnya Y_2 tidak hanya berdampak pada pengurangan energi listrik saja, tetapi juga pemakaian energi lain juga akan berkurang. Hal ini karena ada keterkaitan antar sektor. Tabel 3.12 memperlihatkan, dengan berkurangnya pasokan listrik sebesar 10% akan berdampak pada pengurangan energi lainnya.

Tabel 3.12 Pengurangan Energi Dampak Dari Adanya Pengurangan Listrik 10%

	Jenis energi	Pengurangan energi (TJ)	%
1	Batu bara	70.336	12 %
2	Minyak mentah	221.887	4.11%
3	BBM & gas	238.692	8.31%
4	Listrik	51.454	10%
5	Gas kota	3.204	11.08%

Dalam suatu proses produksi, misalnya industri otomotif, bahan baku, bahan penolong dan sebagainya untuk memproduksi motor disebut sebagai input, yang merupakan output industri lain. Seandainya terjadi kenaikan permintaan motor, maka untuk mengantisipasi, industri otomotif perlu meningkatkan produksinya (output). Upaya peningkatan produksi motor, pada tahap awal akan berdampak pada peningkatan jumlah input yang diperlukan untuk memproduksi motor, misalnya peningkatan kebutuhan akan ban. Pada tahap selanjutnya, peningkatan permintaan akan ban akan meningkatkan input industri ban yaitu karet. Dan kenaikan permintaan akan karet akan meningkatkan produksi karet, demikian seterusnya.

Dari uraian di atas dapat diperlihatkan bahwa peningkatan permintaan motor akan memberikan dampak tidak hanya terhadap industri otomotif, tetapi juga sektor lain yang terkait dengan produksi motor. Dengan perkataan lain, perubahan permintaan terhadap industri otomotif mempunyai dampak langsung dan dampak tidak langsung terhadap berbagai kegiatan ekonomi. Dampak ini disebut sebagai dampak ganda.

Berkurangnya pasokan listrik berarti akan mengurangi jumlah produksi tidak hanya pada industri pemakai listrik, tetapi juga pada industri lain yang terkait dengan proses produksi. Dengan demikian ada efek ganda akibat dari berkurangnya pasokan listrik terhadap industri.

Dalam model I-O besarnya NTB masing-masing sektor akan sebanding dengan jumlah output sektor. Dengan demikian, maka kenaikan produksi atau output akan menaikkan besarnya NTB, demikian juga sebaliknya jika terjadi penurunan output maka besarnya NTB juga akan menurun. Rasio antara besarnya PDB sektoral dengan jumlah Output disebut sebagai angka pengganda. Dari angka pengganda output seperti yang tercantum pada tabel 3.5, akan dapat diperoleh informasi sektor mana yang mempunyai angka pengganda output kecil dan yang mempunyai angka pengganda output besar. Sektor yang mempunyai angka pengganda kecil berarti sektor tersebut tidak begitu besar dampak dari pengurangan output terhadap NTB, dan sektor yang mempunyai angka pengganda besar berarti bahwa pengurangan besaran output akan berdampak cukup besar bagi NTB.

Nilai Kehilangan Beban dihitung berdasarkan Nilai Tambah sektor yang berkurang karena outputnya juga berkurang akibat berkurangnya pasokan listrik pada masing-masing sektor. Hasil perhitungan untuk setiap sektor dapat dilihat pada tabel 3.10. Sedangkan besarnya NTB sektor berkurang jumlahnya akibat dari pengurangan pasokan listrik, seperti yang tertera dalam tabel 3.13.

Secara keseluruhan jumlah pengurangan output akibat dari adanya pengurangan pasokan listrik sebesar 10% adalah 536.653.039 juta rupiah. Sedangkan NTB akan berkurang sebesar 265.070.759 juta rupiah. Karena sifat dari model I-O adalah linier, maka pengurangan pasokan 20% misalnya, akan berdampak pada penurunan luran dan NTB sebesar dua kali harga tersebut.

Tabel 3.13 Pengurangan Output Sektor Non-Energi Dampak dari Pengurangan Pasokan Listrik

Kode I-O 33 sektor	Sektor	Output (juta Rp.)
6	Pertanian, perikanan dan kehutanan	69.306.287
7	Penambangan dan penggalian lainnya	6.872.002
8	Industri pengolahan dan pengawetan makanan	6.416.094
9	Industri minyak dan lemak	9.304.625
10	Industri penggilingan padi	11.307.194
11	Industri tepung, segala jenis	5.001.957
12	industri gula	1.116.618
13	Industri makanan lainnya	10.340.941
14	Industri minuman	1.211.016
15	Indutri rokok	7.227.549
16	Industri pemintalan, industri tekstil, pakaian dan kulit	22.848.004
17	Industri bambu, kayu dan rotan	8.564.162
18	Industri kertas, barang dari kertas dan karton	9.745.210
19	Industri pupuk dan pestisida	2.362.130
20	Industri kimia	13.375.564
21	Industri barang karet dan plastik	12.958.448
22	Industri barang-barang dari mineral bukan logam	3.396.653
23	Industri semen	2.192.253
24	Industri dasar besi dan baja	3.302.472
25	Industri logam dasar bukan besi	4.268.465
26	Industri barang dari logam	8.343.950
27	Industri mesin, alat-alat dan perlengkapan listrik	27.750.141
28	Industri alat pengangkutan dan perbaikannya	16.640.941
29	Industri barang lain yang belum digolongkan di manapun	1.981.215
30	Bangunan	60.577.956
31	Perdagangan	53.080.873
32	Restoran dan hotel	23.386.785
33	Transportasi	31.585.570
34	Sektor lainnya	102.187.963
	Jumlah	536.653.039

Tabel 3.14 Pengurangan NTB Sektor Non-Energi Akibat Adanya Pengurangan Pasokan Listrik

Kode I-O 33 sektor	Sektor	NTB (juta Rp.)
6	Pertanian, perikanan dan kehutanan	51.698.851
7	Penambangan dan penggalian lainnya	5.404.128
8	Industri pengolahan dan pengawetan makanan	2.014.196
9	Industri minyak dan lemak	3.283.367
10	Industri penggilingan padi	2.544.509
11	Industri tepung, segala jenis	1.477.077
12	industri gula	299.137
13	Industri makanan lainnya	3.405.413
14	Industri minuman	453.779
15	Indutri rokok	4.490.111
16	Industri pemintalan, industri tekstil, pakaian dan kulit	8.280.546
17	Industri bambu, kayu dan rotan	3.599.521
18	Industri kertas, barang dari kertas dan karton	3.553.021
19	Industri pupuk dan pestisida	784.545
20	Industri kimia	3.934.851
21	Industri barang karet dan plastik	3.484.615
22	Industri barang-barang dari mineral bukan logam	1.660.695
23	Industri semen	898.310
24	Industri dasar besi dan baja	842.755
25	Industri logam dasar bukan besi	1.050.703
26	Industri barang dari logam	3.176.608
27	Industri mesin, alat-alat dan perlengkapan listrik	9.186.358
28	Industri alat pengangkutan dan perbaikannya	6.746.474
29	Industri barang lain yang belum digolongkan di manapun	640.863
30	Bangunan	21.663.871
31	Perdagangan	34.699.294
32	Restoran dan hotel	10.609.174
33	Transportasi	12.515.704
34	Sektor lainnya	62.672.282
	Jumlah	265.070.759

Dari hasil perhitungan terlihat bahwa sektor pertanian, perikanan dan kehutanan jumlah pengurangan output cukup besar yaitu 69.306.287 juta Rp. Hal ini menjadikan pertanyaan, karena penggunaan energi di sektor ini cukup rendah. Penyebabnya adalah dari asumsi bahwa pengurangan pasokan listrik untuk semua sektor merata atau proporsional. Dari perhitungan besarnya $A_{12}(I-A_{22})^{-1}$

memperlihatkan bahwa kebutuhan energi langsung dan tak langsung per satuan permintaan akhir sektor cukup rendah yaitu 0,000020 TJ/juta Rp. Dan prosentase penggunaan energi untuk proses produksi guna memenuhi permintaan akhir juga rendah yaitu 1,19 % dari total jumlah energi. Sehingga pengurangan 10% untuk sektor ini akan mengakibatkan pengurangan besarnya output dan NTB sektor pertanian, perikanan dan kehutanan cukup besar. Untuk lebih proporsional akan lebih tepat apabila pengurangan pasokan disesuaikan dengan besarnya presentase penggunaan energi guna memenuhi permintaan akhir $(A_{12}(I-A_{22})^{-1}Y_2)$.

Dari hasil perhitungan terjadi pengurangan PDB yang semula sebesar 2.465.699.486 juta rupiah berkurang menjadi 2.200.628.727 juta rupiah, atau terjadi pengurangan PDB sebesar 265.070.759 juta rupiah. Jika nilai tukar mata uang Rupiah terhadap dollar Amerika Serikat sebesar 9.800, maka besarnya pengurangan PDB dalam US\$ adalah sebesar 27.048 juta US\$. Sedangkan pengurangan listrik yang terjadi diasumsikan sebesar 10% yaitu 14.292.891.563 kWh. Dengan demikian maka besarnya NKB adalah:

$$NKB = \frac{27.048.036.643(US\$)}{14.292.891.563(kWh)} = 1,89US\$/kWh$$

Jadi dari perhitungan nilai kehilangan beban untuk kondisi perekonomian Indonesia tahun 2005 diperkirakan sebesar 1,89US\$/kWh. Nilai ini relatif lebih besar dibandingkan dengan metode survei yang dilakukan oleh bank Dunia tahun 2003. Hasil survei menunjukkan besarnya NKB pada sektor komersil dan industri adalah antara 0,3 US\$/kWh sampai 0,8 US\$/kWh, sedangkan biaya kegagalan di sektor rumah tangga antara 0,1 US\$/kWh sampai 0,3 US\$/kWh [1]. Di Thailand sebagai gambaran, dari hasil perhitungan yang dilakukan oleh Energy Research Institute, Universitas Chulalongkorn berdasarkan survei yang dilakukan, besarnya nilai kehilangan beban adalah sebesar 60,348 Bath/kWh atau sekitar 1,5 US\$/kWh [3].

Perkiraan NKB dengan model I-O relatif lebih tinggi dibandingkan dengan metode survei dikarenakan beberapa hal sebagai berikut:

1. Dalam metode survei adanya dampak berantai atau dampak ganda tidak bisa diperhitungkan. Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, akibat adanya gangguan pasokan listrik tidak hanya akan berdampak pada pemakai listrik saja, tetapi sektor lainnya juga akan terkena dampak tidak langsung. Oleh karena itu hasil dari metode survei akan relatif lebih rendah.
2. Nilai kehilangan beban dari perhitungan dengan model I-O relatif lebih tinggi dikarenakan asumsi seolah-olah selama terjadi gangguan pasokan semua aktivitas terhenti. Padahal selama gangguan beberapa aktivitas produksi yang lain masih mungkin berjalan. Sebaliknya, waktu yang diperlukan untuk memulai lagi dan persediaan yang hilang tidak dipertimbangkan. Faktor lain yang masih belum diperhitungkan adalah adanya *captive power* pada beberapa sektor. Beberapa industri menyediakan pembangkit yang dapat dijalankan jika listrik dari jaringan PLN mati. Sehingga dampak gangguan pasokan listrik tidak harus menghentikan seluruh aktivitas perekonomian.

Kenaikan perkiraan NKB dibandingkan dengan hasil survei tahun 2003 bisa disebabkan oleh makin tingginya tingkat efisiensi pemakaian energi. Dari tabel 3.15 terlihat bahwa sepuluh tahun terakhir angka intensitas listrik, yaitu rasio antara besarnya PDB dibandingkan dengan besarnya konsumsi listrik, mengalami penurunan dari tahun ke tahun. Penurunan angka intensitas listrik, paling besar dialami pada masa krisis ekonomi yaitu tahun 1998, sebesar -14,39%. Pada tahun 2001 dan 2002 terjadi kenaikan positif, tetapi kemudian mengalami penurunan lagi. Penurunan angka intensitas listrik ini mempunyai arti bahwa pemakaian listrik semakin efisien, artinya dengan konsumsi listrik yang sama, output atau hasil yang dikeluarkan semakin besar. Dengan kondisi yang demikian maka besarnya nilai kehilangan beban juga akan meningkat, mengingat nilai kehilangan beban merupakan fungsi dari PDB.

Tabel 3.15 Intensitas Energi Listrik Nasional [40]

Tahun	PDB (Milyar Rp.)	Konsumsi listrik (Joule)	Intensitas energi (MWh/Juta Rp.)	Pertumbuhan (%)
1995	1.340.380	49.752,50	26,9	0
1996	1.445.173	56.932,00	25,4	-5,78
1997	1.513.095	64.311,50	23,5	-7,31
1998	1.314.475	65.262,50	20,1	-14,39
1999	1.324.874	71.331,90	18,6	-7,78
2000	1.389.770	79.164,80	17,6	-5,48
2001	1.442.985	84.520,40	17,1	-2,75
2002	1.506.124	87.088,80	17,3	1,30
2003	1.579.559	90.440,90	17,5	0,99
2004	1.656.826	100.097,50	16,6	-5,23
2005	1.749.547	107.032,20	16,3	-1,25

Sumber: Handbook Statistik Ekonomi 2006, telah diolah kembali

3.5.2 Perhitungan dengan Model I-O non-hiprida

Sebagai pembandingan, dilakukan perhitungan dengan kasus yang sama menggunakan model I-O ekonomi. Dalam model I-O ini semua besaran dinyatakan dalam satuan moneter. Sama seperti model I-O energi, sektor dibagi dalam dua partisi, yaitu sektor energi yaitu sektor listrik dan sisanya sektor non-listrik. Sedangkan sektor energi yang lain digabungkan dengan sektor non-listrik.

Besarnya pengurangan output karena adanya pengurangan pasokan listrik adalah 587.770.755 juta Rp. Sedangkan besarnya pengurangan NTB sebesar 298953794.6 juta Rp., seperti yang tertera pada tabel 3.13. Maka untuk menghitung NKB yaitu:

$$NKB = \frac{\text{Nilai Pengurangan NTB (Rp)}}{\text{Nilai Pengurangan Pasokan Listrik (kWh)}}$$

Untuk dapat menghitung NKB maka harus dilakukan konversi nilai pengurangan pasokan ke besaran energi listrik (kWh) dengan cara membagi dengan harga listrik. Jika harga listrik rata-rata untuk semua konsumen adalah 591 Rp./kWh

[44], maka besarnya NKB akan menjadi 2,1 US\$/kWh (dengan nilai tukar rupiah sama dengan 9.800 Rp./US\$)

Hasil ini sedikit lebih tinggi dari hasil perhitungan dengan menggunakan model I-O energi. Hal ini dapat dipahami karena dalam model konvensional pengelompokan sektor energi hanya terdiri dari sektor listrik saja, sedangkan sektor energi yang lain seperti batubara, minyak dan gas dikelompokkan menjadi sektor non-listrik. Sehingga perubahan NTB di sektor energi selain listrik masih diperhitungkan.

Hasil dari model konvensional sangat dipengaruhi oleh harga jual listrik. Harga jual listrik biasanya digunakan harga rata-rata tahunan. Padahal harga jual untuk tiap golongan berbeda, sehingga tidak bisa secara tepat mengkonversikan dari nilai rupiah ke nilai energi listrik dalam kWh. Jika menggunakan model hibrida masalah harga energi tidak lagi menjadi persoalan karena satuan energi sudah dalam bentuk satuan fisis.

Setiap pendekatan mempunyai keunggulan dan kekurangan masing-masing. Untuk metode survei, sebagai contoh, bias akan sering terjadi menyangkut informasi finansial yang sering tidak obyektif. Untuk metode WTP, misalnya, akan cenderung lebih rendah dari estimasi. Konsumen cenderung tidak akan mau membayar lebih guna mendapatkan tingkat keandalan yang lebih tinggi.

Keakuratan dari perhitungan akan tergantung pada sumber data dari besarnya konsumsi listrik dan energi lainnya yang disediakan oleh sektor industri dan sektor lainnya. Untuk mendapatkan hasil yang baik, maka setiap sektor harus secara teliti dihitung konsumsi energi (khususnya listrik), baik yang berasal dari pembangkitan sendiri maupun yang diperoleh dari jaringan. Jika data yang tersedia kurang akurat, maka hasilnya juga akan terdistorsi.

Hasil dari perkiraan NKB ini dapat membantu memberikan gambaran secara ekonomi pengaruh dari pengurangan pasokan listrik. Dalam perencanaan listrik dapat digunakan untuk menentukan tingkat keandalan yang optimal jika analisis untung-rugi (cost-benefit analysis) dilakukan. NKB dapat dijadikan parameter untuk menentukan tingkat keandalan dalam perencanaan kelistrikan.

Tabel 3.16 Pengurangan Output dan NTB akibat Pengurangan Pasokan Listrik

Kode I-O 33 sektor	Sektor	Output (juta Rp.)	NTB (juta Rp.)
1	Penambangan batubara	10.477.930	7.697.889
2	Penambangan minyak, gas dan panas bumi	21.580.144	18.795.820
3	Pengilangan minyak bumi	23.414.643	13.633.325
5	Gas kota	1.336.437	295.349
6	Pertanian, perikanan dan kehutanan	68.822.476	51.337.953
7	Penambangan dan penggalian lainnya	6.919.364	5.441.373
8	Industri pengolahan dan pengawetan makanan	6.363.157	1.997.578
9	Industri minyak dan lemak	9.281.415	3.275.177
10	Industri penggilingan padi	11.219.913	2.524.868
11	Industri tepung, segala jenis	4.971.873	1.468.193
12	industri gula	1.104.282	295.832
13	Industri makanan lainnya	10.269.768	3.381.974
14	Industri minuman	1.200.898	449.988
15	Industri rokok	7.209.294	4.478.770
16	Industri pemintalan, industri tekstil, pakaian dan kulit	22.806.217	8.265.402
17	Industri bambu, kayu dan rotan	8.448.764	3.551.019
18	Industri kertas, barang dari kertas dan karton	9.617.484	3.506.453
19	Industri pupuk dan pestisida	2.347.930	779.829
20	Industri kimia	13.425.027	3.949.402
21	Industri barang karet dan plastik	12.799.911	3.441.983
22	Industri barang-barang dari mineral bukan logam	3.298.392	1.612.653
23	Industri semen	2.103.885	862.100
24	Industri dasar besi dan baja	3.201.493	816.987
25	Industri logam dasar bukan besi	4.229.039	1.040.998
26	Industri barang dari logam	8.107.110	3.086.441
27	Industri mesin, alat-alat dan perlengkapan listrik	27.232.116	9.014.872
28	Industri alat pengangkutan dan perbaikannya	15.884.685	6.439.877
29	Industri barang lain yang belum digolongkan di manapun	1.896.012	613.302
30	Bangunan	57.983.108	20.735.902
31	Perdagangan	51.257.791	33.507.534
32	Restoran dan hotel	22.338.520	10.133.639
33	Transportasi	30.569.066	12.112.917
34	Sektor lainnya	98.496.664	60.408.394
		587.770.755	298.953.795

BAB IV

NKB SEBAGAI PARAMETER KEANDALAN DALAM PERENCANAAN KELISTRIKAN SISTEM JAMALI

Keandalan sistem tenaga listrik didefinisikan sebagai persesuaian antara kapasitas pembangkit yang terpasang terhadap permintaan beban. Dengan demikian sistem pembangkit itu akan mampu melayani kebutuhan beban secara terus menerus. Jika pembebanan melebihi kapasitas sistem maka akan mengakibatkan hilangnya beban atau kapasitas yang tersedia tidak mampu lagi mengatasi beban yang harus dilayani. Hal inilah yang mengakibatkan sistem menjadi tidak handal. Oleh karena itu kapasitas terpasang di dalam sistem harus selalu lebih besar dari beban puncak sistem, dimana kelebihan beban itu digunakan sebagai cadangan untuk mempertahankan keandalan sistem pada setiap operasi.

Perencanaan listrik dengan tingkat keandalan yang diinginkan tergantung pada besarnya kapasitas cadangan (reserve margin) dan keandalan pembangkit. Semakin besar kapasitas cadangan yang dimiliki maka akan semakin andal dan tinggi tingkat keselamatan pasokan listrik. Di lain pihak, semakin tinggi kapasitas cadangan membutuhkan biaya investasi yang semakin besar pula, yang pada akhirnya akan membuat harga listrik tinggi. Oleh karena itu perlu adanya pertimbangan ekonomi baik dari sisi perusahaan pembangkitan listrik (biaya pengembangan) dan dampak dari gangguan pasokan listrik yang ditanggung masyarakat (biaya kegagalan). Perencanaan pengembangan yang optimal dari kedua sisi ini akan menghasilkan pasokan listrik dengan tingkat keandalan yang optimal sesuai dengan kondisi perekonomian wilayah atau negara.

Untuk menjaga kelangsungan pasokan listrik diperlukan adanya kapasitas cadangan yang setiap saat siap untuk mengganti kemampuan pembangkitan yang hilang. Besar kapasitas cadangan ini berpengaruh pada keandalan pasokan yang biasanya dinyatakan dengan besaran LOLP. Antara besarnya kapasitas cadangan dan probabilitas kehilangan beban terdapat hubungan terbalik, yaitu dimana kapasitas cadangan semakin besar maka LOLP akan kecil, demikian sebaliknya, semakin kecil kapasitas cadangan maka LOLP akan semakin besar. Tentunya

dalam perencanaan sistem kelistrikan diusahakan untuk meningkatkan keandalan yaitu dengan memperkecil LOLP.

Sistem tenaga listrik yang mempunyai nilai LOLP yang besarnya kiranya kurang andal dan akan berakibat pada pasokan listrik yang kurang baik. Hal ini pada akhirnya akan berakibat pada konsumen yang akan dirugikan oleh kurangnya pasokan listrik. Sebaliknya, bila sistem mempunyai nilai LOLP yang kecil maka pasokan listrik ke konsumen akan baik atau mungkin terlalu baik. Sistem ketenaga listrik yang sangat andal tentunya juga akan memberatkan masyarakat karena harus menanggung biaya pasokan listrik yang terlalu besar dari kebutuhan yang ada. Jadi kondisi dimana LOLP yang terlalu kecil atau kapasitas cadangan yang terlalu besar kurang pula dapat dirasakan baik oleh masyarakat.

Dengan demikian tidak selalu tingkat keandalan yang tinggi akan baik bagi masyarakat. Maka perlu ditemukan titik rasional pasokan listrik yang sesuai dengan kondisi masyarakat setempat. Rasionalitas di sini diartikan sebagai suatu titik operasi dimana cadangan adalah sedemikian sehingga tingkat kerugian masyarakat karena gangguan pasokan listrik adalah minimum, dan di sisi perusahaan penyedia listrik tidak dirugikan. Sebagai contoh di Amerika Serikat nilai kapasitas cadangan yang optimal adalah di sekitar 30% atau sama dengan LOLP sebesar 3 jam per tahun, artinya dalam satu tahun kemungkinan kehilangan pasokan listrik hanya selama 3 jam.

Menentukan tingkat keandalan secara wajar adalah sulit, masing-masing perusahaan listrik sudah dalam jangka waktu lama memperkirakan biaya investasinya untuk memperoleh tingkat keandalan yang diperlukan. Besarnya cadangan yang terlalu rendah maupun yang terlalu besar kurang baik bagi masyarakat. Diperlukan suatu optimasi untuk kedua keadaan itu dengan menemukan titik operasi yang rasional pasokan listrik bagi masyarakat. Rasionalitas disini diartikan sebagai titik operasi dimana tingkat keandalan adalah sedemikian sehingga tingkat kerugian karena gangguan pasokan listrik adalah minimum.

Menemukan titik operasi yang demikian ini tidaklah mudah dan diperlukan suatu usaha dan perhitungan yang agak rumit. Konsep pasokan yang rasional berkaitan dengan kondisi kehidupan yang ada dalam suatu masyarakat

baik kehidupan ekonomi maupun sosialnya, yang dengan demikian tingkat keandalan pasokan listrik dapat menjadi salah satu parameter dari kondisi suatu kehidupan masyarakat atau negara. Negara-negara yang telah maju ekonominya menuntut adanya pasokan listrik yang tingkat keandalannya tinggi.

Sandra Burn dan George Gross melakukan studi keandalan dengan pendekatan nilai pelayanan (value of service) yang digabungkan dalam suatu proses perencanaan [4]. Dengan menggunakan perencanaan kerangka biaya terendah (least-cost), pendekatan yang dilakukan dapat menentukan tingkat keandalan yang optimal baik dari sisi utilitas maupun konsumen. Metode yang dibuat dapat digunakan oleh utilitas untuk merencanakan pengembangan dengan tingkat keandalan yang sesuai dengan keinginan masyarakat. Parameter nilai pelayanan disini merupakan nilai "berkeinginan untuk membayar" (willingness to pay) guna mendapatkan pelayanan listrik dengan tingkat keandalan yang diinginkan.

Sedangkan K.K. Kariuki dan R.N. Allan dalam studinya, didasarkan pada survey konsumen di Inggris, melakukan kajian mengenai biaya kegagalan konsumen (customer outage cost) [5]. Dalam makalah ini juga dilakukan studi mengenai investasi keandalan dan juga dilakukan perhitungan nilai kehilangan beban menggunakan data yang ada. Semua studi tersebut didasarkan pada parameter biaya kegagalan atau nilai kehilangan beban yang dihitung dari hasil suatu survei konsumen yang dilakukan secara terpisah.

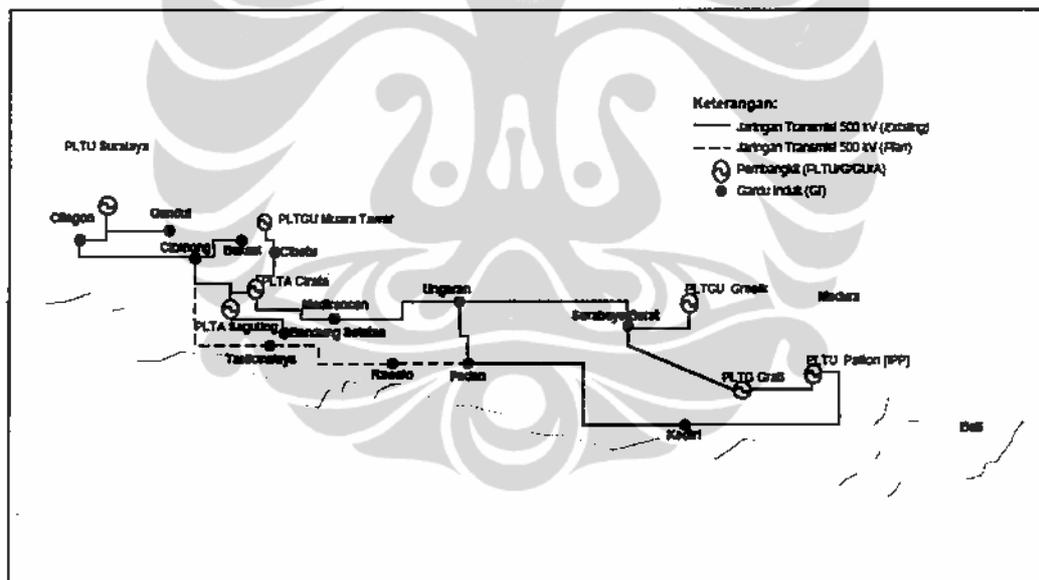
Untuk melakukan optimasi tingkat keandalan berdasarkan nilai kehilangan beban, maka diterapkan pada perencanaan pengembangan sistem kelistrikan JAMALI. Sebagai dasar tahun studi adalah tahun 2005 dengan rentang studi sampai tahun 2020. Untuk mendapatkan solusi yang optimal baik dari segi biaya pembangkitan dan biaya kegagalan yang ditanggung masyarakat, dilakukan studi perencanaan pengembangan kelistrikan dengan menggunakan program WASP (Wien Automatic System Planning) versi IV. Program WASP menggunakan simulasi probabilitas untuk mengestimasi keandalan sistem pembangkit serta memakai program dinamik untuk menentukan ekspansi yang optimal dari segi biaya yang dinyatakan dalam suatu fungsi biaya. Program WASP akan mencari solusi optimal pada biaya terendah (least cost) [43].

4.1 SISTEM KELISTRIKAN JAMALI

4.1.1 Sistem Pembangkitan

Dalam perkembangannya Sistem Kelistrikan Nasional dapat dibedakan dalam 2 (dua) sistem yaitu sistem kelistrikan terinterkoneksi dan sistem kelistrikan terisolasi. Sistem kelistrikan se Jawa-Madura-Bali dan Sumatera merupakan sistem yang telah berkembang dan merupakan sistem kelistrikan yang terinterkoneksi melalui jaringan transmisi tegangan tinggi dan jaringan transmisi tegangan ekstra tinggi.

Sistem kelistrikan di luar pulau Jawa-Madura-Bali dan Sumatera merupakan sistem kelistrikan yang relatif belum berkembang, dimana satu sama lain belum sepenuhnya terinterkoneksi. Sistem masih terdiri dari sub-sistem dan sub-sistem kecil yang masing-masing terpisah satu sama lain dan masih terdapat daerah-daerah terpencil yang berdiri sendiri dan terisolasi.



Gambar 4.1 Peta kelistrikan sistem JAMALI

Pembangkit tenaga listrik di sistem JAMALI tersebar dari Suralaya di barat sampai Paiton di timur serta Pesanggaran di Bali seperti yang tercantum dalam gambar 4.1. Total unit pembangkit yang tercatat sampai tahun 2005 adalah 216 unit mesin dengan total kapasitas terpasang sebesar 19.615 MW.

Pembangkit terbesar terdapat di Suralaya dengan total kapasitas terpasang 3.400 MW yang terdiri dari PLTU batubara dengan kapasitas 4x400 MW dan 3x600 MW, dan di Paiton dengan total kapasitas terpasang 3.320 MW yang terdiri dari PLTU batubara dengan kapasitas 2x400 MW, 2x615 MW dan 2x645 MW [43].

Sebagian besar pembangkit di sistem Jamali adalah berbahan bakar batu bara, gas dan minyak. *Saham* batubara adalah sebesar 47.7%, gas sebesar 17.4%, minyak sebesar 21.6%, PLTA sebesar 5.3%, dan geotermal sebesar 6.9%. Sedangkan dari pengelola (operator), ada empat pengelola yaitu: PT. Indonesia Power (IP), PT. Pembangkitan Jawa Bali (PJB), PT PLN PMT dan Independent Power Producer (IPP) seperti PT. Paiton, PT. Cikarang, dll. Indonesia Power mengoperasikan sebesar 8,952 MW, PT PJB 6,471 MW, PLN PMT 858 MW dan IPP sebesar 3,334 MW. Peta kelistrikan sistem Jamali dapat dilihat pada Gambar 4.4. [44]

Tabel 4.1 Pembangkit pada sistem JAMALI tahun 2005

No.	Jenis Pembangkit	Pengelola				Total	%
		IP	PJB	Lainnya	IPP		
1.	PLTA	1104	1283	180		2567	13
2.	PLTU						
	Batubara	3400	800		2450	6650	34
	BBG/MMB		1000			1000	5
	BBM	500	300			800	4
3.	PLTGU						
	BBG/BBM	1180	2088			3268	17
	BBM	1798	640			2438	12
4.	PLTG						
	BBG/BBM	98	342		150	589	3
	BBM	447	40	856		1343	7
5.	PLTD	76				76	0,4
6.	PLTP	360			424	784	4
	Jumlah	8962	6492	1036	3024	19514	100

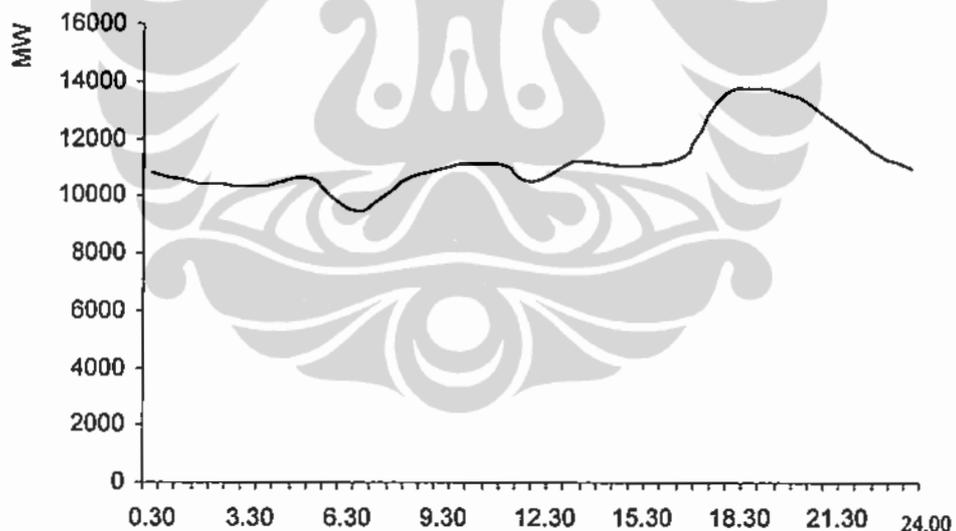
Sumber: Statistik 2005, PLN P3B

Lokasi pusat pembangkit cukup tersebar di pulau Jawa, namun pusat beban terbesar berada di bagian barat pulau Jawa. Semua pembangkit dalam sistem tenaga listrik Jamali saling terinterkoneksi pada jaringan 500 kV yang merupakan tulang-punggung kelistrikan sistem Jamali.

Tambahan kapasitas di tahun 2004 di sistem Jawa Bali hanya diperoleh setelah beroperasinya PLTG Muara Tawar 6 x 145 MW. Dengan demikian pada tahun 2005, kondisi pembangkitan sistem Jawa Bali masih dalam keadaan cukup (reserve margin sistem 32%). Rincian kapasitas pembangkit sistem Jawa Bali berdasarkan jenis pembangkit dan pengelolaannya dapat dilihat pada Tabel 4.1.

4.1.2 Karakteristik Beban

Tipikal beban puncak malam sistem tenaga listrik Jamali terjadi antara pukul 18.00 sampai dengan 20.00 WIB. Sedangkan tipikal beban puncak siang antara pukul 09.00 s.d 14.00 WIB.



Gambar 4.2 Pola beban harian sistem JAMALI

Sumber: PLN P3B

Beban puncak netto sistem tenaga listrik JAMALI tahun 2005 mencapai 14.821 MW terjadi pada tanggal 19 April 2005. Sedangkan beban terendah adalah

sebesar 5656 MW, terjadi pada 3 Nopember 2005 bertepatan dengan pelaksanaan Hari Raya Idul Fitri [44].

4.1.3 Pertumbuhan dan Perkiraan Beban Puncak

Pertumbuhan beban puncak sistem Jawa Bali 5 (lima) tahun terakhir dapat dilihat seperti pada Tabel 4.2. Pada tahun 2003, meskipun kendala transmisi 500 kV Paiton - Kediri - Klaten telah diselesaikan, namun pertumbuhan beban tetap dikendalikan untuk menghindari terjadinya pemadaman pada tahun 2004 dan 2005 akibat keterlambatan penyelesaian PLTU Tanjung Jati B, 2 x 660 MW, yang selanjutnya disebut pertumbuhan dengan skenario terbatas.

Perkembangan beban puncak dan beban dasar dari tahun ke tahun seperti tertera dalam tabel 4.2 berikut. Beban puncak mengalami kenaikan rata-rata per tahun 4,7 %, sedangkan beban dasar mengalami kenaikan rata-rata per tahun sebesar 8,5%. Dengan kondisi ini maka rasio antara beban dasar dan beban puncak mengalami kenaikan yang cukup signifikan yaitu 3,6% per tahun. Faktor beban juga mengalami kenaikan cukup tajam pada tahun 2005 sebesar 4,1%, dan untuk kenaikan rata-rata per tahunnya adalah sebesar 1%.

Tabel 4.2 Perkembangan Beban Puncak Sistem Jamali

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Beban Puncak (MW)	11.796	12.577	13.374	13.682	14.398	14.821
Beban dasar (MW)	3.796	4.534	4.850	5.047	5.561	5.656
Rasio	0,32	0,36	0,36	0,37	0,39	0,38
Faktor beban (%)	72,29	71,04	71,34	72,44	72,90	75,87

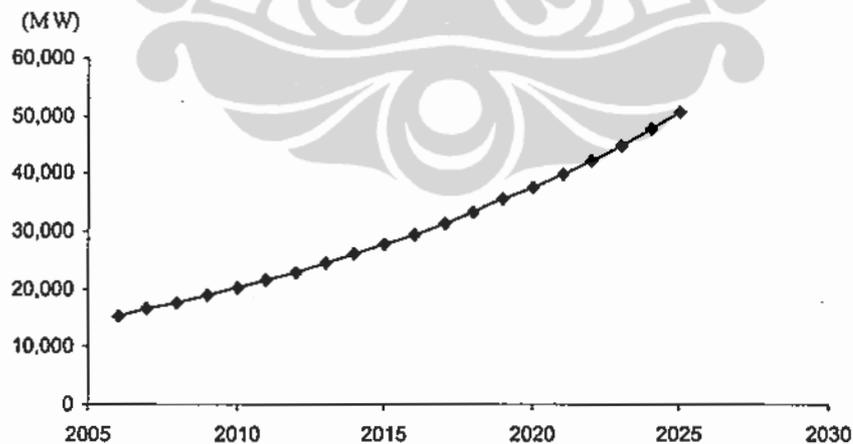
Sumber: Statistik 2005, PLN P3B

Kebutuhan tenaga listrik akan meningkat sejalan dengan perkembangan ekonomi daerah dan pertumbuhan penduduk. Semakin meningkatnya ekonomi pada suatu daerah maka konsumsi tenaga listrik juga akan semakin meningkat. Kondisi ini tentunya harus diantisipasi sedini mungkin agar penyediaan tenaga listrik dapat tersedia dalam jumlah yang cukup dan harga yang memadai. Asumsi pertumbuhan ekonomi untuk dua puluh tahun

mendatang yang digunakan untuk menyusun prakiraan kebutuhan tenaga listrik adalah rata-rata 6,27% per tahun secara nasional.

Disamping pertumbuhan ekonomi, perkembangan tenaga listrik juga dipengaruhi oleh faktor perkembangan penduduk dalam pengertian jumlah rumah tangga yang akan dilistriki.

Dalam memperkirakan kebutuhan listrik mengacu pada Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) tahun 2005 dengan mengambil asumsi pertumbuhan penduduk tahun 2006 - 2026 diperkirakan tumbuh 1% per tahun dan pertumbuhan PDRB untuk periode yang sama diproyeksikan sebesar 6,10% per tahun rasio elektrifikasi pada tahun 2026 diharapkan mencapai 93%. Pertumbuhan permintaan energi listrik untuk periode 2006-2026 diperkirakan akan tumbuh rata-rata sebesar 6,6% per tahun dengan komposisi sektor tumbuh berturut-turut adalah rumah tangga tumbuh 7,5%, komersial 8,3%, publik 10,8% dan industri 3,8% sehingga pada akhir tahun 2026 konsumsi tenaga listrik di Jawa-Madura-Bali mencapai 327 TWh. Dengan asumsi bahwa faktor beban untuk sistem tersebut 78% dan total losses dan susut pada tahun 2026 diharapkan mencapai 12%, maka diproyeksikan bahwa beban puncak pada tahun 2026 akan mencapai 53 GW. Pertumbuhan beban listrik diperkirakan sampai dengan tahun 2026 adalah rata sebesar 6,4% per tahun [45].



Gambar 4.3 Prakiraan pertumbuhan beban puncak sistem JAMALI
Sumber: RUKN 2005

4.14 Pengembangan Pembangkit

Pada sistem Jawa-Bali, kandidat pembangkit yang dipertimbangkan untuk rencana pengembangan 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 BBM 200 MW dan PLTA Pumped Storage unit 500 MW (mengacu pada desain PLTA *Pumped Storage Upper Cisokan*).

Tabel 4.3 Pembangkit Kandidat

No.	Jenis Pembangkit	Biaya modal (US\$/kWe)	Lama Pembangunan (Tahun)	Heat rate (kcal/kWh)	Forced Outage (%)
1	PLTU Batubara	1085	4	2.324	10
2	PLTGU LNG	550	3	1.592	8
3	PLTG BBM	350	2	2.963	7
4	PLTA Pompa	530	6	-	-
5	PLTN	1500	6	2.448	8

Data yang digunakan untuk kandidat pembangkit dalam pengembangan sistem tenaga listrik Jamali dapat dilihat pada Tabel 4.3. Data ekonomi pembangkit PLTU Batubara mengacu pada "Studi Ekonomi, Pendanaan dan Struktur Owner Dalam Rangka Rencana Persiapan Pembangunan PLTN Pertama di Indonesia" yang disusun oleh PT PLN (Persero) Penelitian dan Pengembangan Ketenagalistrikan. Data pembangkit lainnya mengacu pada RUPTL-PLN 2005. Khususnya PLTA Pompa, di dalam perhitungan optimasi baru dipertimbangkan mulai tahun 2011 karena masa konstruksi PLTA membutuhkan waktu 6 tahun. Jenis energi primer untuk kandidat pembangkit yang digunakan terdiri dari LNG, batubara dan BBM serta nuklir sesuai dengan informasi yang tersedia [46].

Untuk data PLTN mengacu pada hasil studi Universitas Chicago [47]. Pada studi ini biaya modal diasumsikan sebesar 1.500 US\$/kW dengan lama pembangunan selama tujuh tahun. Untuk biaya tetap dan tidak tetap masing-masing adalah sebesar 60 US\$/kW dan 2.10 US\$/MWh seperti yang tertuang dalam tabel 4.4. Jenis PLTN yang diacu adalah PLTN AP1000 buatan Westinghouse Amerika. Harga PLTN ini relatif lebih mahal jika dibandingkan

dengan PLTN buatan Korea seperti yang distudi oleh Litbang PLN. Biaya modal (overnight cost) untuk PLTN Korea adalah sekitar 1.278 US\$/kW.

Tabel 4.4 Data PLTN

No.	Besaran	Biaya	Satuan
1.	Biaya modal (Overnight Capital Cost)	1.500	US\$/ kW
2.	Umur pembangkit	40	tahun
3.	Waktu pembangunan	7	tahun
4.	Kapasitas pembangkit	1.000	MW
5.	Faktor kapasitas	85	%
6.	Biaya bahan bakar	4.35	US\$/MWh
7.	Biaya operasi dan perawatan tetap	60	US\$/kW
8.	Biaya operasi dan perawatan tidak tetap	2.10	US\$/MWh

Sumber: Universitas Chicago

Di samping kandidat pembangkit, dalam simulasi yang dilakukan perlu ditetapkan pula asumsi harga bahan bakar untuk perhitungan biaya operasi, seperti pada Tabel 4.5. Harga batubara diasumsikan sebesar 27 US\$/ton, harga gas alam sebesar 3,5 US\$/MMBTU dan minyak sebesar 50 US\$/barel (pada saat ini harga minyak sudah di atas 100 US\$/barel)

Tabel 4.5 Asumsi Harga Bahan Bakar

Jenis Energi Primer	Harga	Heat Content
Batubara	27 US\$/Ton	5.300 Kcal/kg
LNG	3,5 US\$/MMBTU	252.000 Kcal/MMBTU
Crude Oil	50 US\$/Barel	11.000 Kcal/kg

Harga bahan bakar nuklir sangat dipengaruhi oleh harga Uranium alam (U_3O_8). Semakin besar harga Uranium alam, biaya bahan bakarnya semakin mahal. Terdapat 4 parameter yang paling mempengaruhi besarnya biaya daur terbuka, yaitu harga U-alam (U_2O_8), biaya konversi, harga *separative work* dan biaya fabrikasi. Untuk menghasilkan satu kilo gram bahan bakar nuklir (U_{235}) diperlukan bahan Uranium alam sebesar 8,9 kg. Dari 8,9 kg Uranium alam setelah mengalami proses konversi akan menyusut menjadi 7,5 kg dan akan menyusut menjadi 7,3 kg setelah mengalami proses pengayaan. Terakhir setelah proses

pengayaan akan menghasilkan 1 kg Uranium U_{235} . Besarnya biaya setiap proses tahapan pembuatan bahan bakar nuklir tercantum seperti pada tabel 4.6.

Table 4.6 Rincian Harga Bahan Bakar Nuklir

No.	Parameter	Jumlah bahan	Biaya proses	Jumlah biaya
1.	Pembelian Uranium Alam	8,9 kg	53 US\$/kg	472 US\$
2.	Biaya Konversi	7,5 kg	12 US\$/kg	90 US\$
3.	Biaya Pengayaan	7,3 kg	135 US\$/kg	985 US\$
4.	Biaya Fabrikasi	1 kg	240 US\$/kg	240 US\$
	Total Biaya per kg U_{235}			1787 US\$

Sumber : *The Economics of Nuclear Power*

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.kcal.

4.1.5 Program Diversifikasi Energi Primer

Sesuai dengan kebijakan pemerintah dan didasarkan pada realisasi proyek- proyek pembangkit yang direncanakan selesai pembangunannya pada tahun 2005/2006 serta kemungkinan tertundanya beberapa proyek pembangkit berbahan bakar gas yang direncanakan beroperasi pada kurun waktu 2007 – 2010 karena ketidak-pastian pasokan gas, maka direncanakan program diversifikasi pemakaian bahan bakar minyak (bbm) ke non BBM, seperti batubara dan gas, yang bertujuan mengurangi pemakaian BBM untuk menurunkan biaya produksi.

Kebijakan pemerintah tersebut telah tercermin dalam dokumen RUPTL 2006- 2015, yaitu dikembangkannya pembangkit-pembangkit baru non BBM seperti :

1. Panas bumi (PLTP) sebesar 400 MW yang tersebar di beberapa lokasi,
2. Program repowering PLTU Muarakarang 3 x 100 MW menjadi PLTGU 740 MW, pengembangan PLTGU Priok 740 MW, pembangunan PLTGU Muaratawar blok-5 sebesar 225 MW,

3. Pembangunan PLTGU 5x740 MW berbahan bakar LNG di Bojanegara, Banten.
4. Pump storage Upper Cisokan 4x250 MW
5. PLTU Batubara dari skala besar di sistem Jawa-Bali hingga kelas menengah dan kecil tersebar di beberapa lokasi.

Apabila program tersebut dapat terlaksana, diharapkan sampai akhir tahun 2015 target energi pembangkit BBM tidak lebih dari 5 % dari total produksi energi listrik.

Program diversifikasi dibidang energi primer tersebut, dalam perjalanan waktu mengalami kendala utama yaitu:

- (i) tidak tersedianya sumber pasokan gas yang mencukupi,
- (ii) gas yang tersedia jumlahnya sangat terbatas yaitu sekitar 50 s/d 200 mmscf/d dengan jangka waktu pasokan hanya 1-2 tahun, dan
- (iii) belum tersedianya pipa dari *landing point* ke pembangkit.

Melihat kondisi tersebut di atas, serta adanya kebijakan pemerintah untuk tidak menaikkan TDL, dan mengurangi BBM dalam memproduksi listrik, maka disusunlah rencana untuk melaksanakan program De-BBM-isasi disamping untuk memenuhi kebutuhan 2006-2010 dengan membangun pembangkit berbahan bakar batubara yang akan memanfaatkan batubara kalori rendah [48].

Program tersebut disusun berdasarkan asumsi yang sama dengan asumsi RUPTL 2006-2015. Dari hasil kajian yang dibuat, direncanakan untuk membangun pembangkit berbahan bakar batubara di 10 (sepuluh) lokasi di sistem Jawa Bali dan 30 (tiga puluh) lokasi di luar Jawa-Bali, yang terdiri dari 14 lokasi sebagai program utama dan 16 lokasi sebagai program cadangan bila pembangkit swasta yang direncanakan tidak dapat diselesaikan tepat waktu. Setelah dilakukan kajian operasi sistem Jawa-Bali, agar terjadi regional balance, dan fleksibilitas operasi, maka daftar proyek De-BBMisasi dan akselerasi seperti pada tabel 4.7.

Tabel 4.7 Program Diversifikasi BBM ke Non BBM di Sistem Jamali [47]

No.	Pembangkit	Propinsi	Jenis	Teg (kV)	Kapasitas (MW)	Tahun operasi	
						2009	2010
1.	Suralaya	Banten	PLTU	500	1 x 600	600	
2.	Labuan	Banten	PLTU	150	2 x 300	300	300
3.	Teluk Naga	Banten	PLTU	150	3 x 300	600	300
4.	Jabar Selatan	JaBar	PLTU	150	3 x 300	300	600
5.	Jabar Utara	JaBar	PLTU	150	3 x 300	300	600
6.	Rembang	JaTeng	PLTU	500	2 x 300	600	
7.	Tj. Jati Baru	Ja Teng	PLTU	500	1 x 600	600	
8.	Jatim Selatan	JaTim	PLTU	150	2 x 300	300	300
9.	Paiton baru	JaTim	PLTU	500	1 x 600	600	
10.	Tj. Awar-awar	JaTim	PLTU	500	2x 300		600
TOTAL					6.900	4.200	2.700

Sumber: RUPTL Perubahan

Selain program kelistrikan di atas masih ada lagi program pemerintah dibidang kelistrikan yaitu *cash program* 10.000 MW guna mengatasi kelangkaan listrik. Program ini mencanangkan dibangunnya pembangkit PLTU Batubara sebanyak 10.000 MW yang target operasinya adalah tahun 2010. Proyek ini sebagian sudah dijalankan (*on going project*), sebagian lagi masih dalam tahap tender. Daftar proyek yang sedang berjalan maupun yang akan dilaksanakan tertera dalam tabel 4.8.

Tabel 4.8 Daftar Proyek Pembangkit Sistem Jamali Tahun 2006 – 2010

Pemilik	Jenis pembangkit	Lokasi	Daya (MW)	Operasi
PLN	PLTGU	Cilegon *)	740	2006/07
Swasta	PLTU	Tanjung Jati-B *)	1320	2006/07
Swasta	PLTU	Cilacap *)	600	2006/07
PLN	PLTGU	Pemaron *)	50	2007/08
Swasta	PLTP	Darajat *)	110	2007/08
PLN	PLTU	Suralaya	600	2009/10
PLN	PLTU	Labuhan	300	2009/10
PLN	PLTU	Teluk Naga	600	2009/10
PLN	PLTU	Jabar Selatan	300	2009/10
PLN	PLTU	Jabar Utara	300	2009/10
PLN	PLTU	Rembang	600	2009/10
PLN	PLTU	Jatim Selatan	300	2009/10
PLN	PLTU	Paiton Baru	600	2009/10
PLN	PLTU	Tanjung Jati Baru	600	2009/10
Swasta	PLTP	Kamojang #4 *)	60	2009/10
Swasta	PLTP	Wayang Windu *)	110	2009/10
Swasta	PLTU	Bali Utara *)	130	2009/10
PLN	PLTU	Labuhan	300	2010/11
PLN	PLTU	Teluk Naga	300	2010/11
PLN	PLTU	Jabar Selatan	600	2010/11
PLN	PLTU	Jabar Utara	600	2010/11
PLN	PLTU	Jatim Selatan	300	2010/11
PLN	PLTU	T Awar-awar	600	2010/11
Swasta	PLTP	Patuha *)	120	2010/11
Swasta	PLTP	Dieng *)	60	2010/11
Swasta	PLTU	Bali Utara *)	260	2010/11
Swasta	PLTP	Bedugul *)	10	2010/11

*) On Going Project

Sumber: RUPTL Perubahan

4.1.6 Asumsi Parameter Ekonomi

Tahun dasar studi adalah 2005, dengan masa studi sampai tahun 2020. besaran discount rate (faktor diskonto) diambil sebesar 10%. Sedangkan eskalasi untuk bahan bakar dan biaya modal untuk semua jenis bahan bakar dan pembangkit dianggap sama yaitu sebesar 1% per tahun.

Tabel 4.9 Asumsi parameter ekonomi

No.	Parameter	
1.	Tahun dasar studi	2005
2.	Tahun akhir studi	2020
3.	Faktor diskonto	10%
4.	Eskalasi	1%/tahun

4.2 ANALISIS HASIL

4.2.1 Tingkat Keandalan Sistem

Hasil perhitungan biaya pembangkitan dan besarnya energi yang tidak dapat dipasok seperti tercantum dalam Tabel 4.10. Hasil simulasi pengembangan kelistrikan sistem JAMALI menunjukkan bahwa dengan NKB sebesar 1,89 US\$/kWh, maka tingkat keandalan optimal yang dinyatakan dengan LOLP akan dicapai pada 0,792% atau 2,8 hari/tahun. Besarnya energi yang tak terlayani adalah 858.5 GWh. Dengan ENS sebesar itu maka biaya kegagalan sistem adalah sebesar 422.457 juta US\$. Sedangkan besarnya biaya pembangkitan adalah 20.708.945 juta US\$, sehingga biaya total pengembangan selama kurun waktu studi adalah 21.131.402 juta US\$.

Tabel 4.10 Hasil Optimasi Tingkat Keandalan

No.	Besaran	Jumlah
1.	ENS	805.7 GWh
2.	Biaya pembangkitan	20.708.945 juta US\$
3.	Biaya kegagalan	422.457 juta US\$
4.	Total biaya	21.131.402 juta US\$

Untuk mengetahui pengaruh NKB terhadap tingkat keandalan dan juga biaya pengembangan sistem, maka dilakukan studi sensitivitas dengan mengubah NKB menjadi 0,89 US\$/kWh dan 2,78 US\$/kWh. Hasil simulasi ditunjukkan pada tabel 4.11.

Jika NKB diasumsikan berkurang menjadi 0,78 US\$/kWh atau berkurang 1 US\$/kWh, maka besarnya LOLP akan meningkat atau keandalannya menurun. Hal ini akan menyebabkan kenaikan besarnya energi tak terlayani. Jika NKB diasumsikan bertambah dengan 1 US\$, maka besarnya LOLP turun atau keandalannya meningkat dengan diikuti oleh berkurangnya ENS.

Tabel 4.11 Hasil Simulasi Pengaruh NKB terhadap LOLP dan Biaya

	NKB (US\$/kWh)	LOLP (%)	Total Biaya Pengembangan (juta US\$)
1.	0,89	1,366	20.883.810
2.	1,89	0,792	21.131.402
3.	2,89	0,539	21.337.718

Tabel 4.11 menunjukkan hasil simulasi pengaruh NKB terhadap Biaya kegagalan dan Biaya Pengembangan. untuk NKB 0,89 atau lebih rendah satu dollar dari perhitungan, yaitu dengan biaya pengembangan sebesar 20.883.810 ribu US\$ atau turun sebesar 1.17 %. Sedangkan jika NKB diasumsikan naik menjadi 2,89 US\$/kWh, maka besarnya biaya pengembangan menjadi 21.337.718 ribu US\$ atau naik 0,98%.

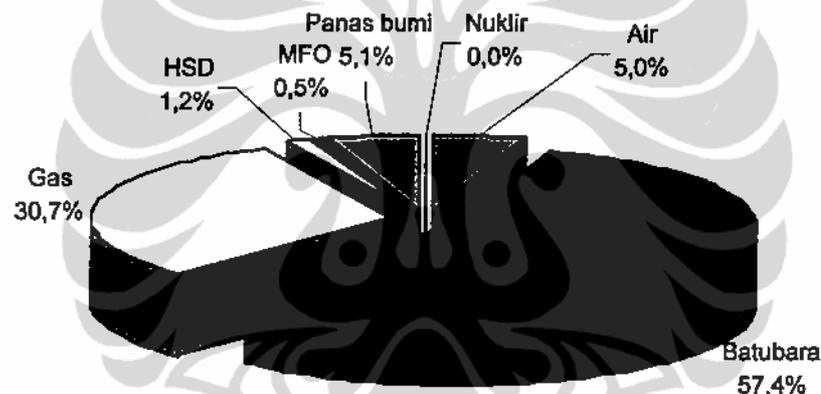
Peningkatan tingkat keandalan akan sejalan dengan besarnya biaya pengembangan. Semakin tinggi tingkat keandalan yang diinginkan akan semakin besar biaya investasi yang dibutuhkan. Dalam kasus ini, peningkatan keandalan akan sejalan dengan meningkatnya kapasitas cadangan, dengan demikian maka biaya pembangkitan atau biaya investasi juga akan meningkat.

4.2.2 Pengembangan Pembangkit

Jika program 10.000 MW dapat dilaksanakan sesuai dengan jadwal yang direncanakan, maka sampai tahun 2011 tidak akan ada penambahan pembangkit baru. Artinya, sampai tahun 2011 kebutuhan listrik sudah akan terpenuhi.

Penambahan pembangkit akan diperlukan untuk memenuhi kebutuhan listrik pada tahun 2012.

Hasil dari optimasi pengembangan sistem JAMALI dengan program WASP memperlihatkan bahwa besarnya kontribusi untuk masing-masing pembangkit berdasarkan jenis bahan bakarnya adalah: batubara 57,4%, gas 30,7%, HSD (high speed diesel) 1,2%, MFO (marine fuel oil) 0,5%, panas bumi 5,1%, air 5% dan nuklir 0%, seperti terlihat pada gambar 4.4. Pembangkit berbahan batubara masih mendominasi dalam pembangkitan listrik disusul oleh pembangkit berbahan bakar gas. Hal ini dikarenakan PLTU batubara masih bersaing atau lebih murah dibandingkan dengan pembangkit yang lain.

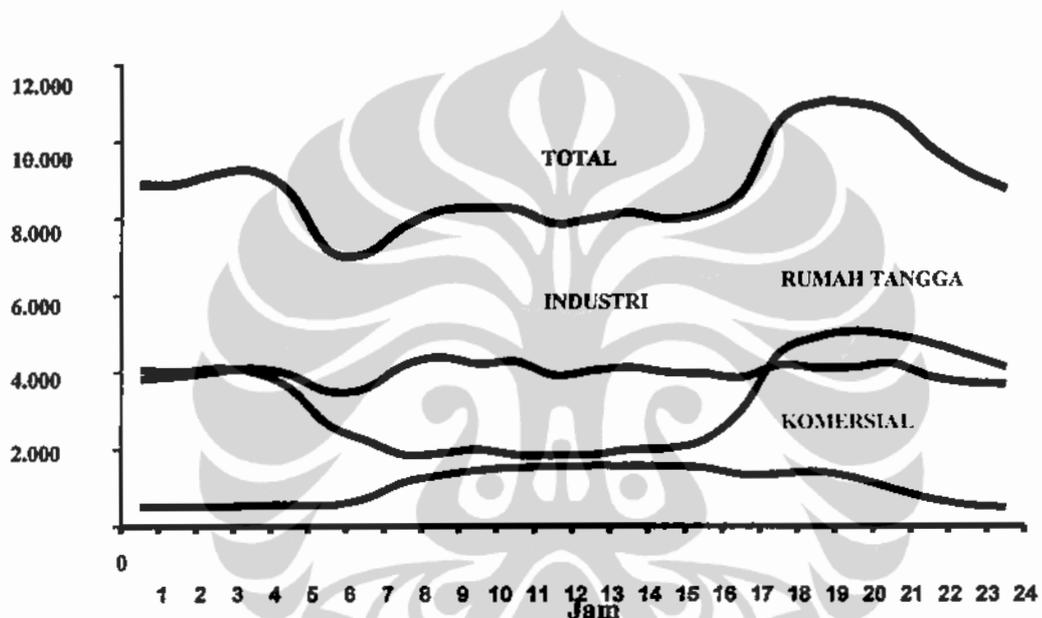


Gambar 4.4 Kontribusi pembangkit menurut jenis bahan bakar

4.3 PENGARUH POLA BEBAN DALAM PERENCANAAN

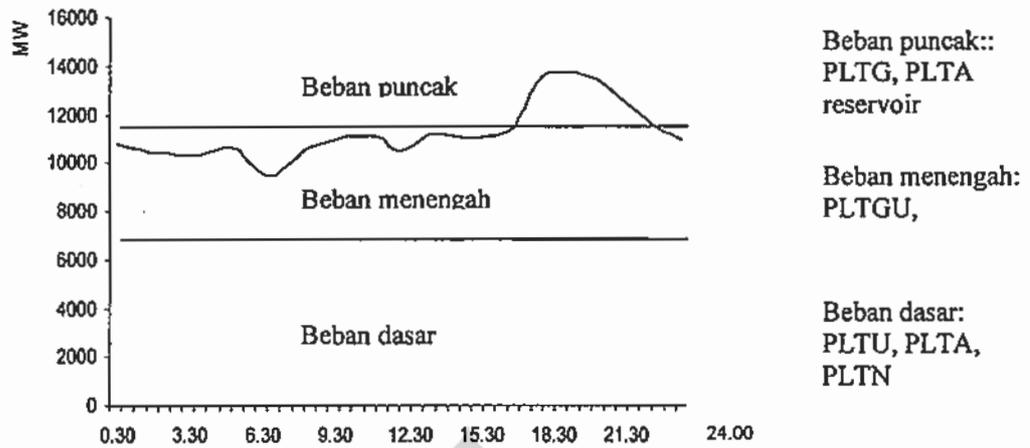
Pola harian konsumsi listrik oleh pelanggan dari kelompok Industri umumnya bersifat datar (flat) atau tidak mengalami perbedaan yang tajam antara saat konsumsi tinggi dengan saat konsumsi rendah. Perbedaan konsumsi listrik industri pada pagi dan siang hari tidak terlalu berbeda dengan konsumsi pada malam hari. Sebaliknya, pola harian konsumsi pelanggan Rumah Tangga secara keseluruhan sangat fluktuatif, yaitu konsumsi pada malam hari (beban puncak) jauh lebih tinggi dari pada konsumsi pada pagi dan siang hari. Mengingat *saham* rumah tangga relatif dominan, sebagai konsekuensinya biaya

pembangkitan listrik di malam hari jauh lebih tinggi dibandingkan dengan di pagi dan siang hari. Penurunan saham Industri di satu sisi dan peningkatan saham Rumah Tangga di sisi lain akan berimplikasi pada meningkatnya biaya pembangkitan listrik. Mengingat biaya pembangkitan beban puncak relatif lebih mahal dibandingkan dengan biaya pembangkitan beban dasar, secara total pergeseran saham tersebut akan mengakibatkan naiknya total biaya pengadaan listrik. Pengaruh perubahan saham tersebut terhadap biaya penyediaan listrik dapat dijelaskan dengan bagan berikut.



Gambar 4.5 Pola Beban Menurut Sektor

Bagan di atas menggambarkan tipikal pola beban harian dari listrik yang digunakan oleh masing-masing kelompok pelanggan di sistem Jamali pada tahun 2003. Penjumlahan (akumulasi) dari beban harian ini dalam satu tahun merupakan total penjualan PLN. Dari masing-masing kurva terlihat bahwa kurva pelanggan rumah tangga merupakan kurva yang paling fluktuatif. Di pagi dan siang hari, energi listrik yang digunakan pelanggan rumah tangga adalah yang terendah namun kemudian di sekitar jam 18-21, adalah yang tertinggi dari kelompok pelanggan lain. Pola penggunaan listrik oleh pelanggan rumah tangga sangat menentukan pola total penggunaan.



Gambar 4.6 Jenis Pembangkit Pemikul Beban Dasar, Beban Menengah dan Beban Puncak

Pola beban seperti tergambar pada gambar 4.6 sangat menentukan kombinasi penggunaan jenis pembangkitan, yang tentunya berujung pada biaya pembangkitan. Jenis pembangkitan pada pagi dan siang hari yang dapat digunakan adalah pembangkitan yang dapat dinyalakan secara kontinyu dengan biaya tidak tetap (*variable cost*) yang relatif rendah, misalnya pembangkit dengan bahan bakar batu bara. Jenis pembangkit dengan tenaga batu-bara memiliki karakter yaitu dibutuhkan waktu yang lama untuk menyalakan dan mematikan (*start-stop*) pembangkit, biaya tetap (*fixed cost*) tinggi, tetapi biaya tidak tetap rendah. Sebaliknya, untuk memenuhi kebutuhan pada saat beban puncak, pembangkit yang digunakan adalah yang *start-stop* waktunya lama, biaya tetap relatif rendah, tetapi biaya tidak tetap-nya mahal, seperti pembangkit yang menggunakan bahan bakar minyak.

Dengan pola pembangkitan seperti demikian, maka saham penjualan energi listrik ke industri mempunyai dampak terhadap kombinasi penggunaan jenis pembangkitan. Bila saham industri menurun dan saham pelanggan rumah tangga yang meningkat berarti PLN harus lebih banyak menggunakan pembangkit dengan *start-stop* yang cepat, biaya tetap rendah, tetapi biaya tidak tetap-nya mahal. Sementara di sisi lain, penggunaan pembangkit yang *start-stop*-nya lama, biaya tetap tinggi, tetapi biaya tidak tetap rendah akan berkurang. Dengan kata lain, instalasi pembangkit dengan karakter demikian yang sudah terpasang

akan menjadi *idle*. Hal-hal tersebut akan bermuara pada inefisiensi, yang pada gilirannya akan berdampak negatif bukan saja terhadap keberlanjutan operasi, tetapi juga investasi dalam rangka pergantian instalasi dan dalam rangka pengembangan sistem tenaga listrik.

4.3.1 Pola Konsumsi Listrik Sistem Jamali

Dengan melihat pola konsumsi energi listrik menurut sektor (rumah tangga, industri, komersial, dan publik/lainnya) di suatu negara atau suatu wilayah dapat diketahui karakteristik perekonomian negara atau wilayah tersebut. Negara industri seperti Amerika Serikat mempunyai pola konsumsi listrik menurut sektor yang mencerminkan karakter perekonomiannya sebagai negara maju (industri). Saham di antara ketiga sektor tidak berbeda secara tajam. Bahkan, tidak seperti di negara berkembang, saham sektor industri telah terlampaui oleh saham sektor rumah tangga dan komersial. Hal ini dapat mencerminkan berbagai hal: tingkat elektrifikasi yang sudah sangat tinggi, peran sektor jasa (*services*) yang lebih tinggi dibandingkan peran sektor industri, serta penggunaan listrik oleh sektor industri yang lebih efisien dibandingkan penggunaan listrik oleh sektor industri di negara berkembang.

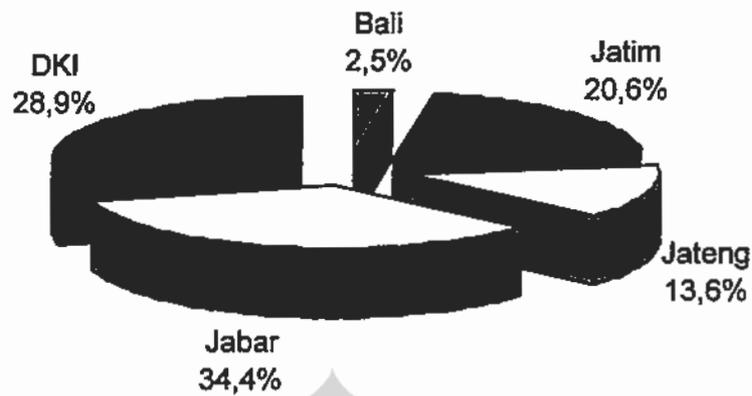
Pola konsumsi listrik menurut sektor di antara negara-negara bagian di Amerika Serikat juga menunjukkan perbedaan karakter perekonomian masing-masing negara bagian. Di negara bagian New York, saham sektor komersial jauh lebih tinggi dibandingkan saham sektor industri yang mencerminkan peranan sektor jasa (*services*) di wilayah tersebut. Sementara di beberapa negara bagian lain di mana sektor industri masih mempunyai peran yang penting dalam penciptaan keluaran dan lapangan kerja seperti di Washington state, saham sektor industri dalam total konsumsi listrik di wilayah itu masih di atas 40% dalam kurun 1980-2006.

Dua negara yang berdekatan dan sama-sama tergolong sebagai negara berkembang seperti India dan Pakistan mempunyai pola yang berbeda dalam hal konsumsi listrik menurut sektor, yang mengindikasikan dinamika perekonomian yang berbeda. Di India, saham sektor industri dalam total konsumsi listrik lebih besar daripada di Pakistan. Sementara itu, meskipun jumlah penduduk

India jauh lebih besar dibandingkan jumlah penduduk Pakistan, saham rumah tangga dalam konsumsi listrik di India jauh lebih kecil dibandingkan di Pakistan. Hal ini dapat mengindikasikan perkembangan industrialisasi di India yang lebih dinamis dibandingkan di Pakistan. Di sisi lain, hal tersebut dapat pula mengindikasikan kemungkinan tingkat elektrifikasi rumah tangga di Pakistan yang lebih baik daripada di India. Namun, mengingat tingkat pendapatan per kapita Pakistan, kemungkinan tersebut dapat ditepis. Bahkan, ditinjau dari teknis kelistrikan, saham rumah tangga di Pakistan yang lebih besar dari 40% mengindikasikan perkembangan sektor listrik di Pakistan yang tidak *sustainable*.

Begitu pula dengan negara lain yang berdekatan lokasinya seperti Thailand dan Indonesia. Tidak seperti di Indonesia, saham sektor rumah tangga di Thailand jauh lebih kecil yaitu kurang dari 25% dari total konsumsi listrik Thailand dalam periode 1989-20018. Ditinjau dari teknis kelistrikan, sektor listrik di Thailand lebih *sustainable* dibandingkan di Indonesia. Namun demikian, saham rumah tangga di Thailand juga mengalami kecenderungan yang meningkat, meskipun tidak sepesat di Indonesia.

Pola konsumsi di sistem kelistrikan Jamali juga mencerminkan karakter perekonomian masing-masing wilayah propinsi yang berbeda-beda. Pada tahun 2005 dari produksi listrik sebesar 98,038 GWh, didistribusi ke konsumen sebesar 95,441 GWh. Konsumsi listrik propinsi Bali hanya sekitar 2,5% dari seluruh total energi yang diproduksi sistem tenaga listrik Jamali, dan yang terendah dari seluruh propinsi. Pola konsumsi di Bali di dominasi oleh sektor komersil. Hal ini berkaitan dengan status Bali sebagai daerah wisata, dimana banyak hotel, restoran maupun tempat bisnis lainnya. Sedangkan konsumsi listrik terbesar adalah wilayah Jawa Barat (termasuk Banten) yaitu sebesar 34,4% dengan dominasi sektor industri. Rincian konsumsi kelistrikan di Provinsi Jawa dan Bali dapat diuraikan di bawah ini.



Gambar 4.7 Saham Konsumsi Listrik Menurut Wilayah

Sumber: statistik PLN



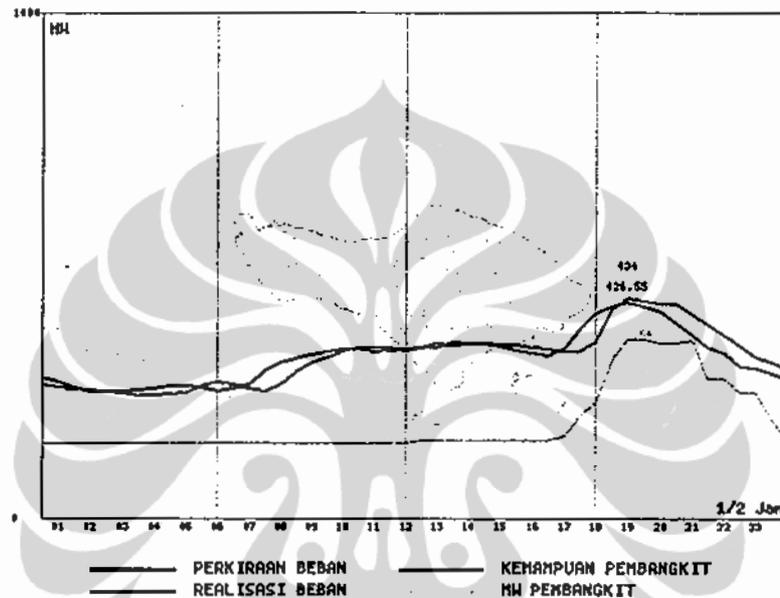
Gambar 4.8 Saham Konsumsi Listrik Menurut Wilayah Dan Jenis Pelanggan

Sumber: statistik PLN

a. Provinsi Bali

Kondisi kelistrikan pada tahun 2005 untuk Provinsi Bali adalah beban puncak sebesar 423 MW. Dimana 40% beban ini (200 MW) dipasok dari sistem kelistrikan Pulau Jawa melalui kabel laut jaringan transmisi 150 kV dan sisanya dipasok dari unit pembangkit Pesanggarahan (150 MW) dan PLTG Gilimanuk (100 MW).

Penjualan pada tahun 2005 mencapai 2.104,6 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk rumah tangga adalah 923,1 GWh (43,86%), Komersial 994,4 GWh (47,25%), Industri 79,6 GWh (3,78%), Publik 107,5 GWh (5,11%). Rasio elektrifikasi Provinsi Bali untuk tahun 2005 baru mencapai 91,2%. Dengan kondisi konsumen seperti itu maka pola beban untuk propinsi Bali terlihat seperti pada gambar 4.19.



Gambar 4.9 Pola Beban Wilayah Bali

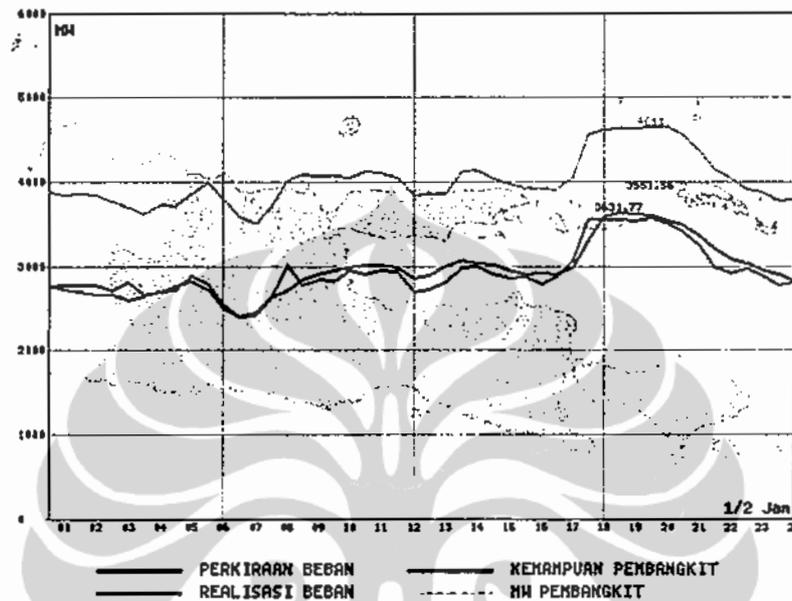
Sumber: P3B Jawa Bali

b. Provinsi Jawa Timur

Kondisi kelistrikan pada tahun 2005 untuk Provinsi Jawa Timur adalah beban puncak sebesar 3.257 MW. Kebutuhan kelistrikan di Provinsi Jawa Timur dilayani dari energi transfer dari sistem interkoneksi Jawa-Madura-Bali sebagai pemasok utama melalui jaringan SUTET (500 kV) dan SUTT (150 kV dan 70 kV), serta dari pembangkit-pembangkit kecil/*embedded* (PLTA Wonorejo-PJB dan *Captive*) melalui jaringan Tegangan Menengah, pembangkit sendiri (PLTD dan PLTM Sampean Baru), dan pembangkit sewa.

Penjualan pada tahun 2005 mencapai 17.329,5 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk rumah tangga adalah 6.139,8 GWh (35,43%), Komersial 1.828,9 GWh (10,55%), Industri 8.452,0 GWh

(48,77%), Publik 908,9 GWh (5,24%). Rasio elektrifikasi Provinsi Jawa Timur untuk tahun 2005 baru mencapai 71,4%. Pola beban untuk Jawa Timur terlihat seperti pada gambar 4.10. Banyaknya pelanggan sektor industri menghasilkan pola beban yang cukup landai.



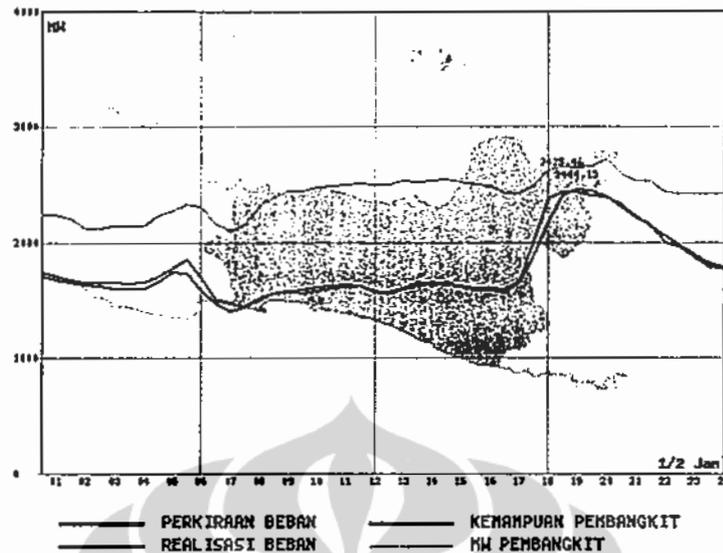
Gambar 4.10 Pola beban wilayah Jawa Timur

Sumber: P3B Jawa Bali

c. Provinsi Jawa Tengah dan DIY

Kondisi kelistrikan pada tahun 2005 untuk Provinsi Jawa Tengah dan DIY adalah beban puncak sebesar 2.233 MW. Pasokan utama sistem kelistrikan di Provinsi Jawa Tengah dan DIY dilayani atau dipasok dari PLTU Tambaklorok, PLTA Mrica dan pusat pembangkit lain yang disalurkan melalui jaringan interkoneksi sistem JAMALI 500 kV dan 150 kV.

Penjualan pada tahun 2005 mencapai 11.488 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk rumah tangga adalah 6.318,2 GWh (54,99%), Komersial 991,8 GWh (8,63%), Industri 3.414 GWh (29,72%), Publik 764 GWh (6,65%). Rasio elektrifikasi Provinsi Jawa Tengah dan DIY untuk tahun 2005 baru mencapai 74,05%. Dominasi konsumsi listrik oleh sektor rumah tangga mengakibatkan perbedaan antara beban puncak dan beban dasar yang cukup mencolok, seperti yang terlihat pada gambar 4.11.



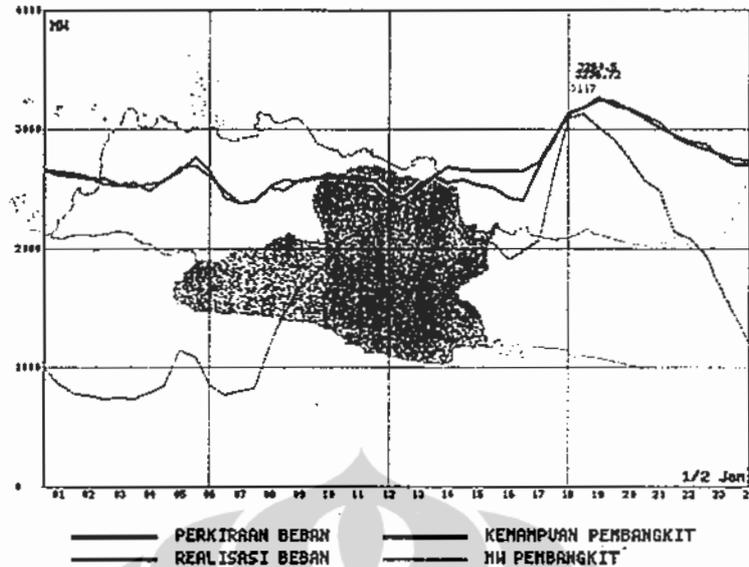
Gambar 4.11 Pola Beban Wilayah Jawa Tengah Dan DIY

Sumber: P3B Jawa Bali

d. Provinsi Jawa Barat dan Provinsi Banten

Kondisi kelistrikan pada tahun 2005 untuk Provinsi Jawa Barat dan Provinsi Banten adalah beban puncak sebesar 4.807 MW. Kebutuhan kelistrikan di Provinsi Jawa Barat dan Provinsi Banten dilayani dari energi transfer dari sistem interkoneksi sistem Jamali sebagai pemasok utama melalui jaringan SUTET dan SUTI, serta dari pembangkit- pembangkit kecil (embedded) melalui jaringan Tegangan Menengah, dan pembangkit sendiri.

Penjualan pada tahun 2005 mencapai 28.930,7 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk rumah tangga adalah 8.581,6 GWh (29,66%), Komersial 1.888,2 GWh (6,53%), Industri 17.622,8 GWh (60,91%), Publik 838,1 GWh (2,90%). Rasio elektrifikasi Provinsi Jawa Barat dan Provinsi Banten untuk tahun 2005 baru mencapai 75,2%.



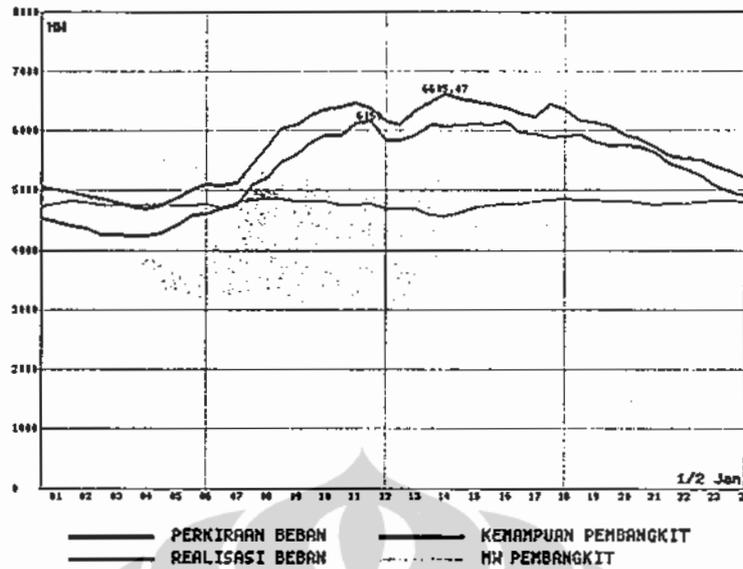
Gambar 4.12 Pola Beban Wilayah Jawa Barat

Sumber: P3B Jawa Bali

e. Provinsi Daerah Khusus Ibukota Jakarta dan Tangerang

Kondisi kelistrikan pada tahun 2005 untuk wilayah DKI Jakarta dan Tangerang adalah beban puncak sebesar 4.440 MW. Penjualan pada tahun 2005 mencapai 24.316,3 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk rumah tangga adalah 7.950,9 GWh (32,70%), Komersial 6.695,3 GWh (27,53), Industri 7.864,8 GWh (32,34%), Publik 1.805,3 GWh (7,42%). Rasio elektrifikasi Provinsi DKI Jakarta dan Tangerang untuk tahun 2005 mencapai 98,5%.

Konsumsi listrik di DKI Jakarta dan Tangerang berbeda dari wilayah lain, saham sektor industri lebih dan komersial cukup tinggi sehingga pola beban untuk wilayah ini lebih datar dari pada wilayah lain. Pola beban untuk DKI Jakarta menggambarkan bahwa sebagai ibukota negara, sektor jasa lebih mendominasi dibandingkan di wilayah lain.



Gambar 4.13 Pola Beban Wilayah DKI Dan Banten

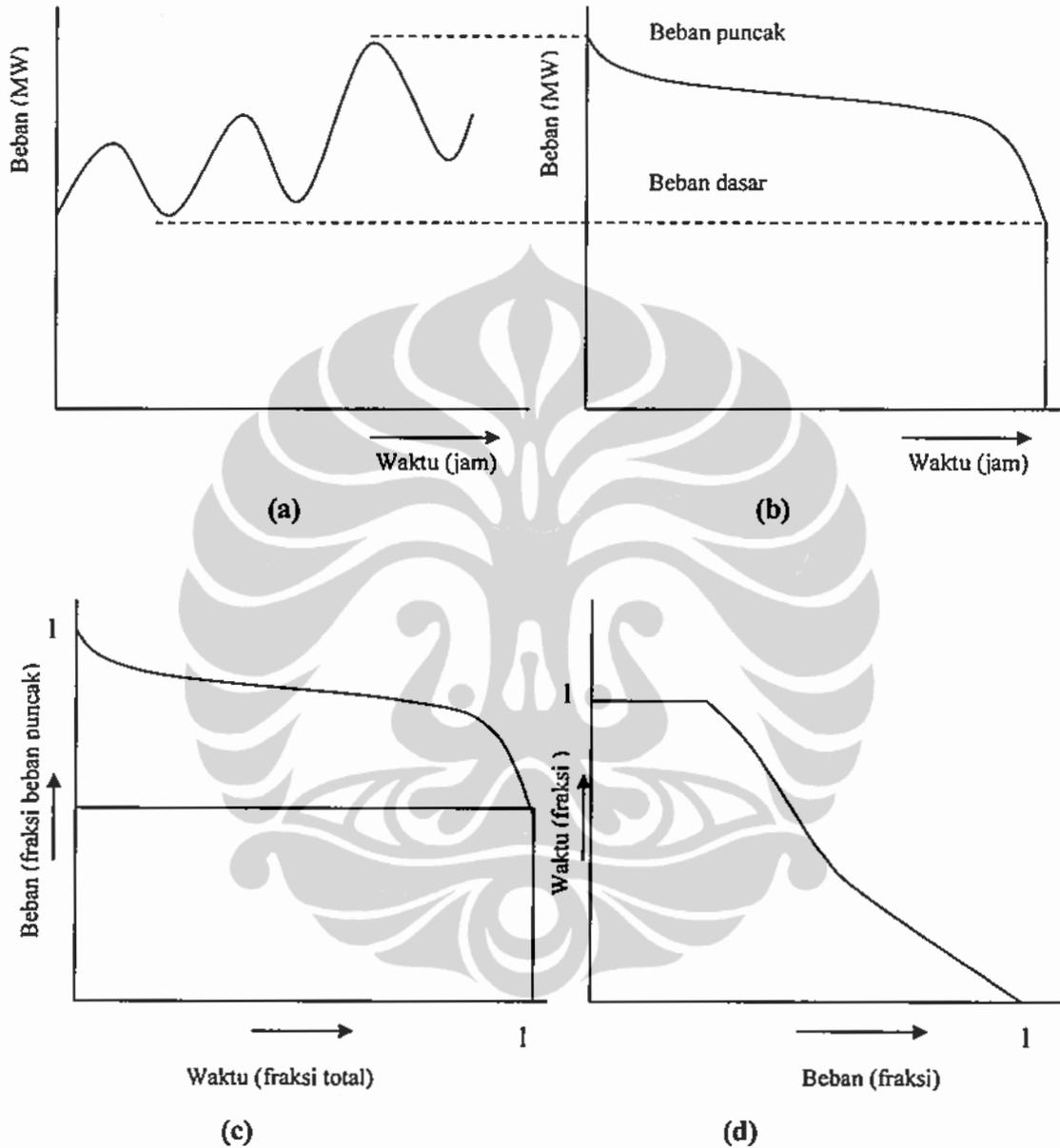
Sumber: P3B Jawa Bali

4.3.2 Model Beban

Beban sistem tenaga listrik berubah setiap waktu, dari hari ke hari, bulan ke bulan, dan dari tahun ke tahun. Jika musim berubah maka karakteristik beban berubah, beban di musim kemarau (panas) berbeda dengan beban di musim hujan (dingin). Beban juga akan berubah dengan adanya perubahan pola konsumsi konsumen.

Dalam program perencanaan kelistrikan biasanya digunakan suatu kurva yang menggambarkan pola beban yang disebut kurva lama beban (load duration curve, LDC). Pembuatan kurva lama beban didasarkan pada kronologi kurva beban harian, bulanan atau tahunan. Seperti pada kurva beban kronologi, luasan di bawah kurva lama beban merupakan ukuran besarnya energi yang dibutuhkan oleh sistem, hanya saja pada kurva lama beban informasi waktu kejadian sudah tidak ada lagi. Pada kurva lama beban sumbu X menyatakan jumlah periode waktu dimana beban sistem sama dengan besarnya daya pada ordinat yang bersesuaian. Dengan normalisasi variabel beban dan waktu, setiap titik pada sumbu X menjadi fraksi waktu, dan sumbu akan menjadi fraksi beban. Gambar 4.14 menunjukkan kurva kronologi tahunan yang kemudian ditransformasikan ke

bentuk kurva lama beban, dan dilakukan normalisasi untuk mendapatkan Inverted Load Duration Curve, ILDC



Gambar 4.14 Penggambaran beban sistem tenaga listrik
 (a) Beban harian secara kronologi, (b) Kurva Lama beban, (c) Kurva Lama Beban yang di-normal-kan, (d) Kurva Lama Beban yang di-balik (Inverted Load Duration Curve, ILDC)

Kurva lama beban dapat dinyatakan sebagai suatu kurva polinomial pangkat lima. Dalam bentuk yang lebih umum Snyder A.J menemukan bahwa koefisien persamaan pangkat lima tersebut erat kaitannya dengan dua besaran, yaitu rasio beban dasar (base load) terhadap beban puncak (peak load), dan rasio antara beban rata-rata terhadap beban puncak. Jika rasio antara beban dasar terhadap beban puncak dinyatakan dengan α dan rasio beban rata-rata terhadap beban puncak adalah β , maka diperoleh hubungan persamaan berikut:

$$Y = \beta - (1 - \alpha)(X - 1/2) - 3(1 + \alpha - 2\beta)(X - 1/2)^2 + 8(1 - \beta)(X - 1/2)^3 + 20(1 + \alpha - 2\beta)(X - 1/2)^4 - 32(1 - \beta)(X - 1/2)^5 \quad (4.1)$$

Dimana:

Y = rasio beban aktual terhadap beban puncak

α = rasio antara beban dasar terhadap beban puncak

β = rasio beban rata-rata terhadap beban puncak

X = menyatakan waktu

Hubungan di atas akan menghasilkan nilai $Y = 1$ pada saat $X = 0$, $Y = \alpha$ pada saat $X = 1$ dan $Y = \beta$ pada saat $X = 1/2$.

Dengan mentransformasikan persamaan ke dalam bentuk umum:

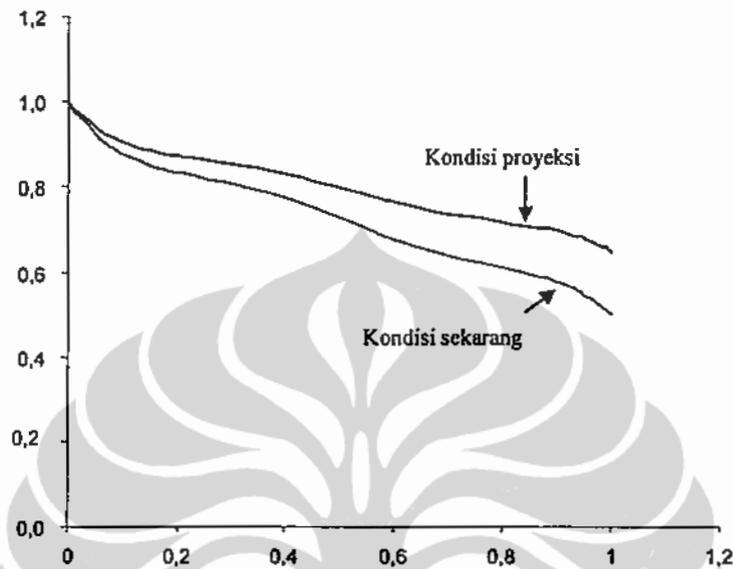
$$Y = a_0 + a_1X + a_2X^2 + a_3X^3 + a_4X^4 + a_5X^5 + \dots \quad (4.2)$$

Akan dapat dikembangkan persamaan berikut:

$$Y = 1 + 6(3\beta - \alpha - 2)X + (82\beta + 27\alpha + 55)X^2 + 4(38\beta - 10\alpha - 28)X^3 + 20(-6\beta + \alpha + 5)X^4 + 32(\beta - 1)X^5 \quad (4.3)$$

Dengan menggunakan model bentuk kurva di atas maka akan dapat dibuat proyeksi bentuk kurva di masa mendatang. Sebagai contoh pada gambar 4.15 disusun kurva lama beban untuk kondisi saat ini dan hasil proyeksi di masa

mendatang. Proyeksi bentuk kurva pada masa mendatang dibuat dengan mengasumsikan bahwa besarnya beban dasar naik sebesar 20% dan faktor beban naik dari 0,73 menjadi 0,80.



Gambar 4.15 Simulasi proyeksi kurva beban dengan model beban

Dalam penelitian yang dilakukan oleh Zuhail, besaran α diperoleh berdasarkan perkiraan pertumbuhan saham (%) permintaan listrik di sektor industri berat [3].

$$\alpha' = \frac{\%sahamIndustriberat'}{\%sahamIndustriberat} \times \alpha(\text{given})$$

α' dan $\%sahamIndustriberat'$ adalah besaran yang dicari.

Dipakainya parameter industri berat untuk menentukan pertumbuhan beban dasar dapat dipahami, mengingat karakteristik operasi yang kontinu yang dimiliki oleh sektor ini.

4.2.3 Pengaruh Pola Beban dalam Pengembangan Pembangkit

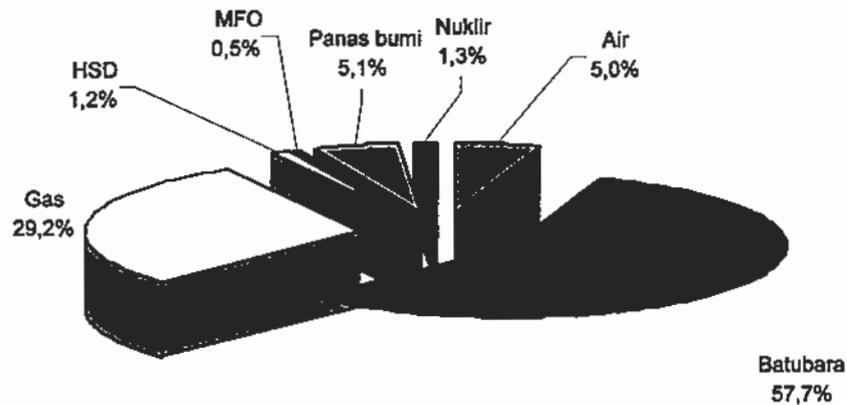
Untuk mengetahui pengaruh pola beban pada perencanaan pengembangan kelistrikan, maka dibuat tiga skenario pola beban yaitu:

- Skenario dasar, dimana pola beban sesuai dengan kondisi saat ini
- Skenario 1, diasumsikan nilai α , yaitu rasio antar beban puncak dan beban minimum naik 1% per tahun sepanjang tahun studi
- Skenario 2, diasumsikan nilai α naik 3% per tahun sepanjang tahun studi

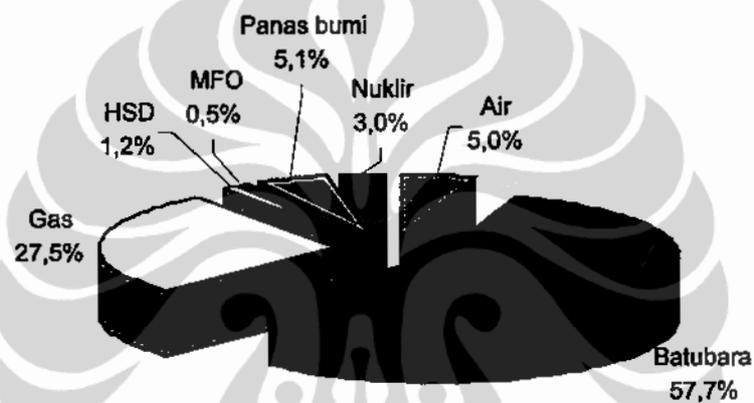
Skenario 1 berdasarkan asumsi bahwa dengan adanya program *Demand Side Management* (DSM), maka pola beban akan semakin landai, rasio antara beban dasar dan beban puncak akan semakin besar. Sedangkan skenario 2 dibangun dengan asumsi selain dengan program DSM, sektor industri akan tumbuh dengan baik sehingga pangsa kebutuhan listrik sektor industri akan meningkat. Dengan meningkatnya pangsa sektor industri dan ditunjang dengan program DSM, maka pola beban akan semakin landai.

Dari simulasi untuk skenario 1, diperoleh hasil bahwa besarnya kontribusi masing pembangkit berdasarkan jenis bahan bakarnya adalah: gas 29,2%, HSD 1,2%, MFO 0,5%, panas bumi 5,1%, air 5% dan nuklir 1,3%. Sedang untuk skenario 2, besarnya kontribusi masing pembangkit berdasarkan jenis bahan bakarnya adalah: gas 27,5%, HSD 1,2%, MFO 0,5%, panas bumi 5,1%, air 5% dan nuklir 3%. Hasil selengkapnya seperti tertera dalam gambar 4.16 dan gambar 4.17.

Terlihat bahwa kontribusi pembangkit nuklir meningkat dengan semakin besar rasio beban puncak dan beban dasar, dan di sisi lain kontribusi pembangkit berbahan bakar gas menurun. Adanya kenaikan beban dasar akan membuat pola beban lebih landai. Pola beban yang demikian akan menaikkan saham beban dasar, dengan demikian saham pembangkit beban dasar juga meningkat. Pembangkit beban dasar dengan ongkos operasi yang rendah akan semakin banyak berkontribusi.



Gambar 4.16 Kontribusi pembangkit menurut jenis bahan bakar untuk skenario 1



Gambar 4.17 Kontribusi pembangkit menurut jenis bahan bakar untuk skenario 2

Jika pola beban semakin landai, maka saham beban antara, yang dipasok oleh pembangkit berbahan bakar gas, akan berkurang. Hal ini karena dengan semakin landainya pola beban, saham beban antara akan berkurang karena sebagian persinya akan beralih menjadi beban dasar.

Dari hasil simulasi terlihat bahwa jika rasio antara beban dasar dan beban puncak (α) tetap, maka kontribusi nuklir sama dengan nol. Jika α diasumsikan meningkat sebesar 1%/tahun, maka kontribusi nuklir menjadi 1,34 % dan meningkat menjadi 2,95 % jika nilai α diasumsikan meningkat 3%/tahun. Saham pembangkit listrik pemikul beban dasar (batubara dan nuklir) pada skenario 1 adalah sebesar 59,01% meningkat menjadi menjadi 60,66% untuk skenario 2. Semakin tinggi saham pembangkit beban dasar menjadikan kontribusi energi nuklir akan semakin meningkat pula.

Dari hasil simulasi dapat di katakan bahwa pada kondisi dimana beban dasar meningkat, dengan adanya peningkatan saham penggunaan energi listrik untuk sektor industri, maka opsi nuklir akan menjadi sesuatu yang layak dipertimbangkan. Jika kondisi beban masih sama dengan kondisi saat ini (tetap) maka opsi nuklir belum layak untuk dipertimbangkan dalam kelistrikan sistem JAMALI [49].

Tabel 4.12 Biaya Pembangkitan Untuk Berbagai Skenario

No.	Skenario	Biaya pembangkitan kumulatif (ribu US\$)
1.	Skenario dasar	21.131.402
2.	Skenario 1	20.548.838
3.	Skenario 2	20.387.488

Perubahan pola beban secara tidak langsung akan berdampak pada biaya pembangkitan. Hal ini karena perubahan pola beban akan mengubah kombinasi pengoperasian jenis pembangkit. Pola beban yang semakin landai akan memberikan kontribusi yang semakin besar untuk pembangkit beban dasar, dimana pembangkit ini mempunyai biaya operasi yang murah. Hasil simulasi perubahan pola beban terhadap biaya pengembangan tertuang dalam tabel 4.12.

Dari hasil simulasi menunjukkan untuk skenario dasar besarnya biaya pembangkitan kumulatif adalah 21.131.402 ribu US\$. Untuk skenario 1 menurun menjadi sebesar 20.548.838 ribu US\$ dan sebesar 20.387.488 ribu US\$ untuk skenario 2. Secara umum semakin besar nilai α maka semakin rendah nilai pembangkitan. Hal ini dikarenakan semakin tinggi nilai α maka bentuk beban akan semakin landai sehingga pembangkit beban dasar, yang biaya operasinya murah, akan banyak berperan dalam penyediaan tenaga listrik. Secara rinci hasil solusi optimal disajikan dalam Lampiran 3.

Pola konsumsi energi listrik menurut kelompok pelanggan di suatu negara atau suatu wilayah dapat mencerminkan karakteristik perekonomian negara atau wilayah tersebut. Negara industri seperti Amerika Serikat mempunyai pola konsumsi listrik menurut sektor yang mencerminkan karakter perekonomiannya sebagai negara maju (industri). Saham di antara sektor tidak

berbeda secara tajam. Bahkan, tidak seperti di negara berkembang, dimana saham sektor industri telah terlampaui oleh saham sektor rumah tangga dan komersial. Hal ini dapat mencerminkan berbagai hal: tingkat elektrifikasi yang sudah sangat tinggi, penggunaan listrik oleh sektor industri yang lebih efisien dibandingkan penggunaan listrik oleh sektor industri di negara berkembang.

Dari uraian di atas dapat diambil suatu kesimpulan bahwa peran sektor industri dalam membentuk pola beban sangat penting. Pada kondisi dimana sektor industri kurang berkembang, maka pola beban akan didominasi oleh sektor rumah tangga, yaitu tinggi di malam hari dan menurun tajam di siang hari. Hal ini akan mengakibatkan kontribusi pengoperasian pembangkit beban puncak yang meningkat yang pada akhirnya akan berakibat pada biaya pembangkitan yang mahal.

4.2.4 Pengaruh Pola Beban Pada Tingkat Keandalan

Sedangkan pengaruh nilai α pada tingkat keandalan adalah semakin tinggi nilainya maka tingkat keandalannya juga semakin tinggi pula (LOLP rendah). Nilai rasio beban dasar dan beban puncak berpengaruh terhadap kelandaian kurva beban. Semakin tinggi rasio beban, semakin landai bentuk beban. Dengan semakin landai bentuk beban, maka besarnya kapasitas cadangan semakin besar sehingga tingkat keandalan sistem semakin tinggi.

Untuk mengetahui pengaruh pola beban terhadap tingkat keandalan dilakukan dengan mengambil kondisi kelistrikan JAMALI tahun 2005. Dari hasil simulasi yang tertuang pada tabel 4.13 terlihat bahwa tinggi nilai α akan semakin rendah nilai LOLP atau sistem semakin andal.

Tabel 4.13 Tingkat Keandalan (LOLP) Untuk Berbagai Skenario Nilai α dan β

No.	Skenario	α	β	LOLP (%)
1.	Skenario 1	0,34	0,76	2,224
2.	Skenario 2	0,38	0,76	1,618
3.	Skenario 3	0,42	0,76	1,203

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Disertasi ini mengusulkan suatu model untuk perhitungan dampak, khususnya dampak ekonomi, yang dialami oleh konsumen pengguna listrik jika terjadi gangguan pasokan. Model yang diajukan adalah model input-output energi.

Dari analisis dan hasil simulasi yang telah dilakukan dapat diambil beberapa kesimpulan yaitu:

1. Model input-output energi dapat memperkirakan NKB lebih mudah karena sektor energi dinyatakan dalam satuan fisis. Dibandingkan dengan model I-O konvensional, model I-O energi dapat memperhitungkan juga pengaruh pengurangan energi listrik terhadap konsumsi energi lainnya, yang mana dalam model I-O konvensional tidak bisa dilakukan.
2. Dalam perencanaan pengembangan kelistrikan, maka penggunaan parameter NKB untuk keandalan sistem akan menghasilkan solusi yang optimal sesuai dengan kondisi perekonomian.
3. Dari hasil simulasi dapat disimpulkan bahwa pola beban sangat berpengaruh pada tingkat keandalan dan pada pengembangan pembangkit. Pada kondisi dimana beban dasar meningkat, dengan adanya peningkatan saham penggunaan energi listrik untuk sektor industri dan penerapan program DSM, maka kontribusi energi nuklir sebagai pemasok beban dasar akan meningkat.
4. Pola beban yang lebih landai juga akan mengakibatkan biaya pembangkitan semakin murah.

5.2 SARAN

Ada beberapa kekurangan dan kelemahan dari model yang dibangun untuk masukan penelitian lanjutan yaitu model masih belum memperhitungkan daya cadangan yang dimiliki oleh sektor industri dan komersial yang akan digunakan untuk mengganti energi listrik yang tidak dapat dipasok jaringan. Sehingga seolah-olah jika pasokan listrik terganggu semua aktivitas berhenti total.

DAFTAR ACUAN

- [1] Indonesia, Averting an Infrastructure Crisis: A Framework for Policy and Action, THE WORLD BANK, Juni 2004, hal. 140
- [2] Zuhal, Ketenagalistrikan Indonesia, Ganeça Prima, April 1995
- [3] Electricity Outage cost study, Energy Research Institute, Chulalongkorn University, www.eppo.go.th/power/ERI-study-E/
- [4] Purnomo, Y., Ekonomi Energi: Teori dan Praktik, LP3ES, Jakarta, 2000 hal. 297-304
- [5] "Glossary of Terms," Glossary of Terms Task Force, North American Electric Reliability Council, August 1996, <http://www.nerc.com/glossary/glossary-body.html>.
- [6] Ramcharran, H, 1990, The Impact Of Electricity Supply On Economic Growth In Jamaica, Oxford University Press.
- [7] Huang, J-P, 1990. Electricity consumption and economic growth: A case study of China', Energy Policy No. 21
- [8] Mashi, AMM, and Mashi, R. 1996, Energy consumption, real income and temporal causality: results from a multi-country study based on cointegration and error- correction modeling techniques, Energy Economics No. 18
- [9] Yang, H-Y. 2000, A note on the causal relationship between energy and GDP in Taiwan, Energy Economics No. 22
- [10] Morimoto, R and Hope, C. 2001, An extended CBA model of hydro projects in Sri Lanka, Judge Institute of Management Research Paper
- [11] Woodland AD. 1993, A Micro-econometric Analysis of the Industrial Demand for Energy in New South Wales, Energy Journal, vol.14:2
- [12] C.Y Chen dan A. Vella. Estimating the economic costs of electricity shortages using input-output analysis: the case of Taiwan, *Applied economics*, 1994,26, 1061-1069
- [13] Michiel de Nooij dan Carl Koopmans, The Demand For Supply Security, Research Symposium European Electricity Market, The Hague, September 2003
- [14] Joseph Eto, dkk. Scoping Study on Trends in the Economic Value of Electricity Reliability to the U.S. Economy, Energy Analysis Department,

Environmental Energy Technologies Division E. O. Lawrence Berkeley National Laboratory Berkeley, CA, Juni 2001

[15] Telson, M. (1975). "The Economics of Alternative Levels of Reliability." *Bell Journal of Economics* 6(2): 679-694.

[16] Munasinghe, M. (1981). "Optimal electricity supply : Reliability, pricing and system planning." *Energy Economics* 3(3): 140-152.

[17] Willis, K. G. and G. D. Garrod (1997). "Electricity supply reliability: Estimating the value of lost load." *Energy Policy* 25(1): 97-103.

[18] Rudolf Winter-Ebmer dkk. Economic Analysis on the Regulation of the Austrian Electricity Grid with Special Focus on Supply Security and Its Value for Customer, Kertas Kerja pada "Dissertantenkolloquium Volkswirtschaft", Vienna, Juli 2005

[19] Sanghvi, A. P. (1983). "Optimal electricity supply reliability using customer shortage costs." *Energy Economics* 5(2): 129-136.

[20] Brown, G. J. and B. Johnson (1969). "Public Utility Pricing and Output Under Risk." *The American Economic Review* 59(1): 119-128.

[21] Crew, M. A. and P. R. Kleindorfer (1978). "Reliability and Public Utility Pricing." *The American Economic Review* 68(1): 31-40.

[22] Munangsihe, M. Dan Sanghvi, A.P., Reliability of electricity supply, outage cost and value of service, *The Energy Journal*, 1988, 9, 1-18

[23] Bental, B. and S. Ravid (1982). "A simple method for evaluating the marginal cost of unsupplied electricity." *The Bell Journal of Economics* 13: 249-253

[24] Sanghvi, A. P. (1982). "Economic costs of electricity supply interruptions : US and foreign experience." *Energy Economics* 4(3): 180-198.

[25] Andersson, R. and L. Taylor (1986). "The social cost of unsupplied electricity : A critical review." *Energy Economics* 8(3): 139-146.

[26] IEEE (1997). Recommended Practices for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, Institute of Electrical and Electronic Engineers.

[27] Newton-Evans (1998). Market Trend Digest. Baltimore, Newton-Evans Research Company

[28] Primen (2001). The Cost of Power Disturbances to Industrial and Digital Economy Companies. Palo Alto, CA, EPRI (Electric Power Research Institution).

- [29] Sanghvi, A. P. and D. R. Bandaranaike (1996). Indonesia Economic Consequences of Power Supply Inadequacy. Washington, DC, The World Bank, Industry and Energy Division
- [30] Bernstein, M.A. dan Hegazy, Y. The economic cost of electricity shortage: a case study of Egypt, *The Energy Journal*, 1988, 9, 173-88
- [31] Rose, A., Regional Models And Data To Analyze Disaster Mitigation And Resilience, School of Policy, Planning and Development and Center for Risk and Economic Analysis of Terrorism Events University of Southern California, November 9, 2006
- [32] Rose, A., G. Oladosu, and S. Liao. 2006. "Regional Economic Impacts of Terrorist Attacks on the Electric Power System of Los Angeles: A Computable General Disequilibrium Analysis," *Risk Analysis*, forthcoming.
- [33] Miller, R and P. Blair, Input-Output Analysis: Foundations and Extensions, Prentice Hall, Inc., New Jersey, '1985
- [34] Nazara, S., Analisis Input-Output, Lembaga Penerbit Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia, 1997
- [35] BULLARD, Clark W., PENNER, Peter S. and PILATI, David A.. "Net Energy Analysis: Handbook For Combining Process And Input-Output Analysis", *Resources and Energy*, 1: 1978, pp. 267-313,
- [36] Suparman, Rinaldy, D., Analisa Dampak Gangguan Pasokan Listrik Pada Sektor Ekonomi dengan Menggunakan Model Input-Output Hibrida, *Jurnal Teknologi*, Edisi No. 3 Tahun XX, September 2006
- [37] Tabel Input-output Indonesia tahun 2005, Badan Pusat Statistik, Jakarta, 2007.
- [38] Neraca Energi Indonesia tahun 2005, Badan Pusat Statistik, Jakarta, 2007.
- [39] Statistik industri Besar dan Sedang, Bagian I, Badan Pusat Statistik, Jakarta, 2007
- [40] Handbook StatistikEekonomi 2006, Departemen Energi Sumber Daya Mineral, Jakarta 2006
- [41] Sandra Burn and G. Gross, Value of Service Reliability, *IEEE Transaction on Power System*, Vo. 5, N0.3, August 1990
- [42] Kariuki, K. K. and R. N. Allan (1996), "Evaluation of Reliability Worth and Value of Lost Load," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, 143, 171-180.

- [43] Wien Automatic System Planning (WASP), A Computer Code For Power Generating System Expansion Planning, Version WASP-IV, User's Manual, International Atomic Energy Agency, Vienna, 2001
- [44] Statistik 2005, PT. PLN P3B Jawa Bali
- [45] Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2006-2026, Departemen Energi Sumber Daya Mineral, Jakarta, 30 Juni 2006
- [46] Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2006-2015, PT. PLN, Juli 2005
- [47] The Economic Future Of Nuclear Power, University Of Chicago, Agustus 2004
- [48] Perubahan Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2006 – 2015, PT. PLN, Nopember 2006
- [49] Suparman, Zuhail dan Rinaldy D. Load Pattern And The Implication In The Electricity Expansion Planning With Nuclear Option, International Conference on Advances in Nuclear Science and engineering, Bandung, November 13-14, 2007

DAFTAR PUSTAKA

- Shiple, R., PENSON, A. Dan Dension, J., Power Reliability Cost Versus Worth, *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, 1972, 89, 2204-12
- Munasinghe, M. 1979. *The Economics of Power System Reliability and Planning*. The World Bank, John Hopkins University Press, Baltimore, MD.
- Ignacio J. Ramirez-Rosado dan José L. Bernal-Agustin, Reliability and Cost Optimization for Distribution Network Expansion Using an Evolutionary Algorithm, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 16, No.1, Pebruari 2001
- Woo, C.K. dan Train, K. Cost Of Electricity Power Interruption To Commercial Firms, *The Energy Journal*, 1988, 9, 161-72
- Nazara, S., dkk. Input-Output Analysis with Python, 2003, Regional Economics Application Laboratory, Web page: www.uiuc.edu/unit/real

- Barnes, D. F., A. Domdom, et al. (2002). Rural Electrification and Development in the Philippines: Measuring the Social and Economic Benefits. Washington, DC, ESMAP/The World Bank.
- Munasinghe, M. and M. Gellerson (1979). "Economic Criterion For Optimizing Power System Reliability Levels." *The Bell Journal of Economics* 10(1): 353-365.
- Pasha, H. A., A. Ghaus, et al. (1989). "The Economic Cost Of Power Outages In The Industrial Sector of Pakistan." *Energy Economics* 11(4): 301-318.
- The World Bank (2000). Indonesia - Second Rural Electrification Project: Implementation Completion Report. Washington, DC, The World Bank, Energy and Mining Sector Unit.
- The World Bank (2002). Sri Lanka Renewable Energy Development, Project Appraisal Document. Washington, DC, The World Bank, South Asia Energy Unit.
- The World Bank (2003). Indonesia Environment Monitor 2003. Jakarta, The World Bank.
- Wijayatunga, P. D. C. and M. S. Jayalath (2003). "Assessment Of Economic Impact Of Electricity Supply Interruptions In The Sri Lanka Industrial Sector." *Energy Conversion and Management* In Press, Corrected Proof.
- Amir Hisham Hashim, dkk. Value of Lost Load A Critical Parameter for Optimum Utility Asset Investment, Power Engineering Centre Universiti Tenaga Nasional ,

Lampiran 1: Penurunan rumus model

Dari persamaan I-O konvensional yaitu:

$$X = AX + Y$$

dilakukan partisi persamaan dia atas untuk kasus dua sektor adalah:

$$\begin{bmatrix} X_1 \\ \dots \\ X_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ \dots & \dots \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 \\ \dots \\ X_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_1 \\ \dots \\ Y_2 \end{bmatrix}$$

Penyelesaian persamaan partisi adalah:

$$X_1 = a_{11}X_1 + a_{12}X_2 + Y_1$$

$$X_2 = a_{21}X_1 + a_{22}X_2 + Y_2$$

Untuk penjabaran X_1 dapat diuraikan sebagai berikut:

$$X_1 - a_{11}X_1 = a_{12}X_2 + Y_1$$

$$(1 - a_{11})X_1 = a_{12}X_2 + Y_1$$

$$(I - a_{11})X_1 = a_{12}X_2 + Y_1$$

$$X_1 = (I - a_{11})^{-1}(a_{12}X_2 + Y_1)$$

Begitu juga untuk X_2

$$X_2 = (I - a_{22})^{-1}(a_{21}X_1 + Y_2)$$

Sehingga akan didapat penyelesaian untuk X_1 dan X_2 sebagai:

$$X_1 = (I - (I - a_{11})^{-1}a_{12}(I - a_{22})^{-1}a_{21})((I - a_{11})^{-1}(a_{12}(I - a_{22})^{-1})Y_2 + Y_1)$$

$$X_2 = (I - (I - a_{22})^{-1}a_{21}(I - a_{11})^{-1}a_{12})((I - a_{22})^{-1}(a_{21}(I - a_{11})^{-1})Y_1 + Y_2)$$

Secara umum untuk matrik ukuran lebih dari dua sector dapat dituliskan:

$$X_1 = (I - (I - A_{11})^{-1}A_{12}(I - A_{22})^{-1}A_{21})((I - A_{11})^{-1}(A_{12}(I - A_{22})^{-1})Y_2 + Y_1)$$

$$X_2 = (I - (I - A_{22})^{-1}A_{21}(I - A_{11})^{-1}A_{12})((I - A_{22})^{-1}(A_{21}(I - A_{11})^{-1})Y_1 + Y_2)$$

LAMPIRAN 2.1 Tabel I-O 34 sektor

Sektor	1	2	3	4	5	6	7
1	6,326,157	202	29	3,846,480	678,791	-	1,984,611
2	-	16,279,471	43,279,013	5,623,233	992,335	-	-
3	727,846	27,911	3,861,185	15,346,569	2,708,218	2,529,713	1,362,543
4	157,228	5,912	43,858	9,756,634	1,721,759	255,462	72,440
5	27,746	1,043	7,740	1,721,759	303,840	45,081	12,783
6	8,285	-	55	13	2	51,233,044	40,554
7	1,984,611	63	245	1,206,699	212,947	242	795,142
8	-	-	-	-	-	51,819	-
9	-	-	-	-	-	142,212	-
10	-	-	-	-	-	130,667	-
11	-	-	-	-	-	577	-
12	-	-	-	-	-	436	-
13	-	-	-	-	-	19,872,923	-
14	-	-	-	-	-	-	-
15	-	-	-	-	-	1,133	-
16	65,969	3,710	95	10,303	1,818	392,590	30,590
17	-	-	685	-	-	119,072	23,384
18	73,227	36,177	892	162,990	28,763	199,783	44,986
19	355	-	74	-	-	15,357,959	1,973
20	1,753,308	2,219	52,909	1,018,538	179,742	1,922,130	1,221,588
21	-	-	18,353	322	57	257,290	14,885
22	-	-	715	6,502	1,147	2,070	-
23	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	116	-	-	-	-
25	-	-	262	-	-	-	-
26	1,496	64	43,020	28,404	5,012	599,849	59,780
27	3,903,894	520,382	261,122	1,197,104	211,254	1,468,224	1,549,419
28	14	1,360	2,418	-	-	283,618	4
29	5,255	108	802	1,048	185	40,989	2,298
30	1,808,676	35,636	49,691	720,757	127,182	4,342,343	2,169,040
31	1,487,304	145,931	254,420	2,674,534	471,977	13,738,925	925,087
32	40,096	23,902	120,775	64,606	11,401	391,170	321,877
33	1,887,830	86,783	203,722	821,746	145,014	6,009,229	1,115,398
34	3,705,264	604,493	1,264,822	2,301,401	406,130	9,438,586	2,696,451

Sektor	8	9	10	11	12	13	14
1	-	-	-	543	42,158	20,974	8
2	-	-	-	-	900	136,852	-
3	396,057	309,803	143,556	204,584	169,642	898,308	118,432
4	365,371	77,636	57,300	229,701	48,702	244,151	122,813
5	64,477	13,700	10,112	40,535	8,595	43,085	21,673
6	20,369,508	22,537,616	76,877,317	4,631,050	5,950,709	21,001,484	1,261,725
7	30,021	-	-	170	40,311	168,800	2
8	4,778,554	4,116	-	420,252	26	2,294,046	136,782
9	1,575,381	28,005,821	-	379,373	6	3,121,794	1,102
10	46	-	3,392,367	1,421,864	-	2,144,356	32,839
11	221,920	1,467	-	10,363,248	94,333	2,778,784	26,157
12	1,497,192	-	-	1,238,515	104,695	3,116,995	983,053
13	1,259,078	7,357	-	1,279,172	9,247	9,206,190	880,067
14	2,755	-	-	97,567	1,166	15,379	225,311
15	-	-	-	-	-	-	-
16	42,285	6,391	41,696	7,123	5,778	5,901	303
17	31,130	3,717	2,676	8,889	4,753	29,690	24,385
18	125,629	635	4,157	88,477	1,187	273,064	212,743
19	-	-	-	464	7,936	73,551	1,321
20	303,714	278,332	10,824	38,993	11,359	394,428	189,439
21	221,432	5,227	95,096	56,948	25,397	394,988	74,222
22	128,986	268	-	761	938	13,983	34,201
23	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-
25	815	289	-	4	1,113	8,903	-
26	238,099	1,079	1,221	791	26	10,521	12,263
27	248,975	722	99,767	7,613	148,442	5,655	602
28	-	-	-	-	-	-	-
29	146,145	11,038	44,833	11,707	4,886	26,627	6,750
30	31,316	18,434	446	33,354	6,239	76,431	4,614
31	6,873,440	3,661,784	4,324,231	3,041,686	617,008	7,778,448	828,574
32	145,731	46,714	3,722	39,743	611	150,570	153,646
33	1,986,648	1,101,340	1,088,420	871,708	163,639	2,546,560	321,000
34	1,629,675	3,281,016	527,828	884,448	382,792	2,103,998	1,100,336

Sektor	15	16	17	18	19	20	21
1	1,284	156,373	25,464	45,274	3,385	4,704,380	80,450
2	-	95,000	-	109,726	8,930,465	18,079,583	4,549,192
3	1,278,411	1,852,449	631,477	1,529,851	112,101	1,244,952	3,238,555
4	160,363	5,102,224	856,613	1,486,718	55,077	1,017,925	1,239,952
5	28,299	900,393	151,167	262,362	9,719	179,634	218,815
6	4,069,839	4,384,715	10,403,104	1,281,932	4,183	3,897,158	17,999,534
7	403	49,086	7,989	26,710	304,785	1,620,654	27,238
8	-	1,257	-	-	-	4,783	-
9	-	-	4,594	-	36	1,012,709	-
10	-	-	-	-	-	95,685	-
11	2,973	611,758	243,587	278,635	21,240	21,813	890
12	7,045	-	-	-	39	134,761	-
13	8,875	228,612	-	-	3	162,492	116
14	5	91	8	12	32	9,661	-
15	3,224,276	-	-	-	-	-	-
16	74	63,046,473	337,219	50,948	5,155	112,970	1,038,678
17	9,647	89,136	11,817,510	82,520	3,883	54,816	47,197
18	2,086,417	933,165	177,312	22,749,547	50,040	652,333	487,724
19	683	2,335	21,328	1,211	30,070	59,759	21,159
20	552,321	8,603,327	2,533,600	4,587,343	105,277	5,240,006	11,811,158
21	866,313	1,518,961	261,306	311,363	23,144	324,843	7,988,350
22	18	6,356	212,754	2,959	7,603	132,886	73,489
23	-	-	-	-	-	-	-
24	-	16,558	3,096	76	-	1	1,259
25	-	27,634	30,669	72,598	-	2,190	2,484
26	35	306,558	285,122	113,271	1,713	4,371	330,450
27	121,308	2,364,444	1,134,013	637,968	12,613	613,839	1,313,584
28	-	-	117	-	-	2	4
29	7,211	127,099	103,607	18,902	131	28,914	162,952
30	6,345	524,878	37,601	23,036	2,784	257,002	58,467
31	1,730,553	9,763,816	5,808,250	5,285,918	342,995	4,722,294	6,834,083
32	627,668	1,421,598	510,205	485,983	52,694	925,423	593,915
33	1,852,889	5,402,327	3,866,917	3,365,475	175,397	2,434,629	2,836,467
34	5,064,151	8,460,281	3,973,517	4,164,714	426,249	6,577,140	4,444,670

Sektor	22	23	24	25	26	27	28
1	262,308	2,783,993	226,283	16,527,920	711,221	22,256	12,994
2	19,708	1,692,528	3,679,890	-	526,399	1,282	-
3	2,745,543	765,019	1,944,569	664,260	2,403,017	1,626,669	698,801
4	659,532	1,533,148	1,783,228	314,707	1,415,073	2,220,173	1,036,810
5	116,388	270,555	314,687	55,536	249,719	391,795	182,966
6	70,165	-	-	-	9,907	557	25,758
7	1,780,700	1,959,460	70,989	5,185,060	224,944	11,577	4,076
8	-	-	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-	-	-
10	851	-	-	-	-	-	-
11	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-
13	5	-	-	-	-	27,077	-
14	-	-	-	-	-	13	-
15	-	-	-	-	-	-	-
16	29,613	4,903	131	400	284,617	449,120	259,119
17	32,555	-	-	-	946,642	307,208	183,187
18	144,922	84,968	18,326	13,678	122,922	1,225,744	119,340
19	5,963	5,258	-	-	7,445	35,092	-
20	763,085	12,270	356,558	38,648	3,974,393	6,714,953	548,825
21	11,506	846	24,633	3,727	458,368	6,631,868	1,414,287
22	401,426	10,152	27	737	200,905	700,162	133,828
23	643,857	37,624	-	-	7,653	3,163	-
24	104,390	-	2,234,794	31,197	5,801,869	1,378,295	2,714,724
25	18,138	-	87,900	2,828,188	3,682,783	1,591,557	545,251
26	271,445	-	51,740	62,043	1,770,905	3,107,802	1,556,608
27	611,267	-	249,672	134,263	538,494	37,207,822	2,268,463
28	-	-	-	-	65,589	-	29,817,476
29	46,107	350	4,416	1,547	75,617	450,738	177,288
30	202,121	99,588	18,843	136,741	236,278	449,678	156,672
31	1,525,624	511,900	1,404,068	369,689	4,294,861	18,947,065	6,784,415
32	110,212	291,829	313,723	231,877	524,181	571,717	781,036
33	1,110,226	432,512	864,808	465,031	2,031,879	8,961,519	2,569,916
34	1,531,469	672,361	1,294,218	2,027,244	4,046,274	11,962,258	5,018,830

Sektor	29	30	31	32	33	34
1	3,671	-	-	2,920	19,310	-
2	7	4,043	-	-	-	-
3	222,692	25,583,768	10,249,439	512,658	40,870,529	2,937,003
4	458,728	210,906	8,333,394	857,333	2,384,663	7,854,180
5	80,952	37,219	1,470,599	151,294	420,823	1,386,032
6	467,204	9,254,685	61,989	43,454,166	99,546	11,553,722
7	108,873	30,851,761	9,416	1,001	6,058	673,697
8	1,709	-	-	9,495,461	235,927	506,445
9	288	-	28,246	2,755,329	21,415	40,758
10	-	-	-	13,294,707	176,105	5,278,557
11	9,481	-	131,259	3,770,170	403,409	279,099
12	-	-	-	1,278,219	135,380	257,387
13	7	-	19,879	5,801,052	293,280	4,412,118
14	-	-	40,480	1,507,454	287,225	491,387
15	-	-	-	3,651,298	98,885	487
16	324,080	140,636	2,228,050	2,289,886	438,451	3,119,537
17	593,082	19,484,306	959,009	14,814	23,173	226,468
18	100,403	1,286,379	7,997,156	88,270	879,771	21,476,120
19	1,244	-	30,085	13,572	12,064	238,051
20	499,739	3,381,485	797,139	873,041	581,076	11,660,489
21	648,392	7,627,546	4,252,638	42,400	3,109,177	16,003,881
22	407,812	19,978,579	242,964	15,961	35,795	388,461
23	20,789	19,408,789	-	-	-	-
24	253,129	13,074,837	-	-	-	313,896
25	840,752	3,656,792	-	-	-	6,898
26	443,759	43,985,447	138,593	75,452	51,593	2,717,859
27	302,585	13,344,585	858,352	135,406	2,788,902	9,552,186
28	9	-	-	-	3,497,845	17,418,800
29	197,770	230,985	391,850	5,351	85,690	1,845,175
30	15,614	589,417	9,165,092	107,275	4,748,113	23,200,760
31	1,043,350	44,322,195	4,355,065	19,658,016	9,487,917	21,507,494
32	81,751	4,859,710	6,379,353	428,086	3,291,298	14,036,235
33	782,297	13,016,495	20,079,165	4,844,783	16,952,167	19,096,333
34	977,470	28,242,136	77,811,652	3,762,097	51,258,610	116,182,256

Sektor	Pemintaan antara	Pemintaan akhir	Total Output
1	38,489,439	66,272,086	104,761,525
2	103,999,627	109,460,622	213,460,249
3	129,916,130	103,081,804	232,997,934
4	52,139,711	23,419,763	75,559,474
5	9,201,126	4,132,899	13,334,025
6	310,949,526	219,124,639	544,342,117
7	47,381,727	21,667,828	69,029,555
8	17,931,177	45,514,775	63,445,952
9	37,089,064	55,376,935	92,465,999
10	25,968,044	86,008,520	111,976,564
11	19,260,780	30,220,339	49,481,119
12	8,753,717	2,082,862	10,836,579
13	43,467,550	53,377,997	96,845,547
14	2,678,546	9,321,846	12,000,392
15	6,976,079	65,110,532	72,086,611
16	74,772,612	153,075,971	227,848,583
17	35,123,534	49,250,578	84,374,112
18	61,927,247	33,887,074	95,814,321
19	15,928,952	3,477,898	19,406,850
20	71,010,254	62,495,654	133,505,908
21	52,687,766	75,012,867	127,700,633
22	23,142,445	9,780,658	32,923,103
23	20,121,885	869,002	20,990,887
24	25,928,237	6,020,082	31,948,319
25	13,405,220	28,853,850	42,259,070
26	56,272,389	24,499,281	80,771,670
27	83,812,941	187,905,362	271,718,303
28	51,087,256	107,533,169	158,620,425
29	4,264,349	14,666,239	18,930,588
30	49,460,474	528,981,339	578,441,813
31	215,522,717	292,331,498	507,854,215
32	38,034,058	185,046,372	223,080,430
33	129,470,269	173,900,469	303,370,738
34	368,224,835	612,133,885	980,358,720

Lampiran 2.2. Matrik $(I-A_{22})^{-1}$

Sektor	6	7	8	9	10	11	12
6	1.12049	0.00621	0.42900	0.39506	0.79438	0.20460	0.62646
7	0.00138	1.01410	0.00191	0.00085	0.00109	0.00083	0.00495
8	0.00145	0.00039	1.08305	0.00079	0.00109	0.01311	0.00111
9	0.00271	0.00042	0.04102	1.43560	0.00196	0.01672	0.00182
10	0.00173	0.00080	0.00220	0.00124	1.03263	0.03925	0.00181
11	0.00185	0.00027	0.00701	0.00087	0.00139	1.26726	0.01237
12	0.00161	0.00014	0.02747	0.00066	0.00117	0.03410	1.01106
13	0.04557	0.00082	0.04200	0.01670	0.03244	0.04545	0.02716
14	0.00007	0.00010	0.00023	0.00011	0.00008	0.00266	0.00024
15	0.00005	0.00012	0.00014	0.00008	0.00006	0.00008	0.00007
16	0.00167	0.00135	0.00317	0.00157	0.00212	0.00161	0.00253
17	0.00089	0.00194	0.00171	0.00071	0.00083	0.00091	0.00138
18	0.00283	0.00361	0.00910	0.00458	0.00346	0.00734	0.00502
19	0.03171	0.00024	0.01222	0.01121	0.02249	0.00588	0.01850
20	0.00589	0.02137	0.01105	0.00823	0.00494	0.00428	0.00666
21	0.00233	0.00309	0.00850	0.00316	0.00348	0.00462	0.00626
22	0.00048	0.00136	0.00282	0.00038	0.00043	0.00040	0.00061
23	0.00038	0.00118	0.00038	0.00026	0.00031	0.00022	0.00034
24	0.00052	0.00137	0.00088	0.00039	0.00045	0.00032	0.00059
25	0.00025	0.00064	0.00060	0.00018	0.00023	0.00017	0.00046
26	0.00234	0.00414	0.00592	0.00141	0.00188	0.00111	0.00205
27	0.00475	0.02861	0.00933	0.00315	0.00494	0.00318	0.02010
28	0.00177	0.00162	0.00286	0.00257	0.00178	0.00194	0.00257
29	0.00023	0.00026	0.00292	0.00046	0.00065	0.00062	0.00080
30	0.01088	0.03425	0.00960	0.00738	0.00906	0.00635	0.00972
31	0.03700	0.02313	0.14461	0.07426	0.06783	0.09802	0.08426
32	0.00238	0.00676	0.00692	0.00378	0.00266	0.00400	0.00346
33	0.01814	0.02267	0.05326	0.02927	0.02586	0.03540	0.03177
34	0.03605	0.05915	0.08331	0.08671	0.04130	0.05947	0.07833

Sektor	13	14	15	16	17	18
6	0.34626	0.21736	0.07599	0.04135	0.17012	0.03006
7	0.00303	0.00177	0.00061	0.00169	0.00158	0.00184
8	0.02949	0.01601	0.00077	0.00082	0.00091	0.00070
9	0.05371	0.00579	0.00064	0.00117	0.00128	0.00116
10	0.02770	0.00728	0.00148	0.00156	0.00171	0.00149
11	0.04158	0.00794	0.00076	0.00532	0.00505	0.00535
12	0.03832	0.08813	0.00042	0.00048	0.00059	0.00043
13	1.12151	0.09340	0.00418	0.00430	0.00802	0.00235
14	0.00040	1.01943	0.00018	0.00019	0.00022	0.00020
15	0.00011	0.00032	1.04704	0.00022	0.00022	0.00020
16	0.00190	0.00226	0.00128	1.38401	0.00823	0.00246
17	0.00123	0.00331	0.00057	0.00130	1.16368	0.00188
18	0.00941	0.03122	0.04392	0.01227	0.00913	1.31680
19	0.01070	0.00645	0.00220	0.00125	0.00517	0.00093
20	0.00945	0.02381	0.01421	0.05867	0.04134	0.06881
21	0.00854	0.01217	0.01646	0.01344	0.00839	0.00838
22	0.00067	0.00351	0.00028	0.00055	0.00349	0.00046
23	0.00030	0.00036	0.00016	0.00028	0.00032	0.00020
24	0.00044	0.00061	0.00030	0.00074	0.00091	0.00051
25	0.00034	0.00035	0.00018	0.00059	0.00103	0.00136
26	0.00168	0.00277	0.00095	0.00318	0.00553	0.00261
27	0.00415	0.00570	0.00477	0.01933	0.02170	0.01298
28	0.00247	0.00409	0.00283	0.00256	0.00332	0.00298
29	0.00073	0.00114	0.00040	0.00110	0.00183	0.00060
30	0.00844	0.00860	0.00448	0.00781	0.00739	0.00556
31	0.11745	0.10369	0.03727	0.07218	0.09755	0.08460
32	0.00549	0.01799	0.01204	0.01204	0.01128	0.01050
33	0.04667	0.04709	0.03633	0.04373	0.06834	0.05788
34	0.07238	0.14971	0.10331	0.08705	0.10220	0.09768

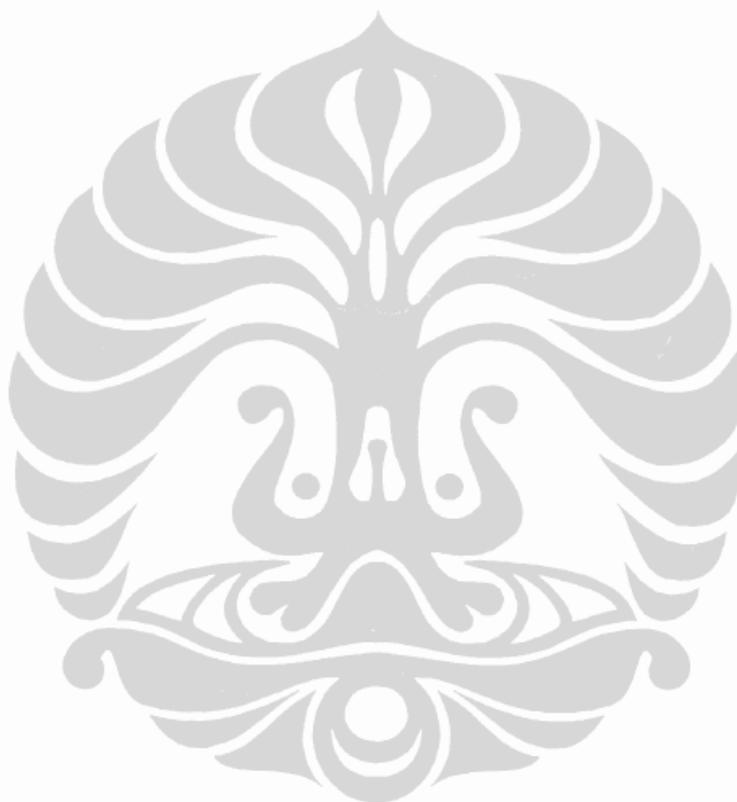
Sektor	19	20	21	22	23	24	25
6	0.00313	0.04463	0.17761	0.00880	0.00699	0.00673	0.00496
7	0.01618	0.01336	0.00219	0.05866	0.09537	0.00334	0.13381
8	0.00023	0.00066	0.00071	0.00044	0.00083	0.00070	0.00046
9	0.00020	0.01177	0.00180	0.00053	0.00043	0.00048	0.00027
10	0.00049	0.00191	0.00129	0.00100	0.00135	0.00125	0.00096
11	0.00155	0.00072	0.00072	0.00038	0.00050	0.00045	0.00029
12	0.00011	0.00133	0.00050	0.00018	0.00021	0.00020	0.00014
13	0.00048	0.00394	0.00804	0.00109	0.00110	0.00109	0.00086
14	0.00006	0.00021	0.00015	0.00014	0.00017	0.00017	0.00011
15	0.00007	0.00017	0.00016	0.00013	0.00029	0.00023	0.00015
16	0.00078	0.00218	0.01343	0.00247	0.00117	0.00102	0.00076
17	0.00040	0.00093	0.00114	0.00209	0.00057	0.00039	0.00058
18	0.00492	0.01008	0.01002	0.01021	0.00785	0.00430	0.00325
19	1.00166	0.00176	0.00528	0.00048	0.00047	0.00022	0.00017
20	0.00707	1.04389	0.10677	0.02923	0.00415	0.01474	0.00542
21	0.00232	0.00515	1.07026	0.00398	0.00193	0.00346	0.00222
22	0.00051	0.00136	0.00111	1.01302	0.00091	0.00027	0.00046
23	0.00008	0.00022	0.00022	0.02026	1.00215	0.00014	0.00035
24	0.00012	0.00033	0.00065	0.00478	0.00041	1.07564	0.00143
25	0.00006	0.00019	0.00046	0.00146	0.00017	0.00342	1.07202
26	0.00043	0.00096	0.00404	0.01021	0.00115	0.00252	0.00289
27	0.00194	0.00772	0.01589	0.02574	0.00395	0.01150	0.00896
28	0.00090	0.00205	0.00228	0.00244	0.00157	0.00203	0.00187
29	0.00010	0.00046	0.00168	0.00173	0.00018	0.00037	0.00023
30	0.00206	0.00585	0.00597	0.01209	0.01014	0.00406	0.01009
31	0.02091	0.04525	0.07403	0.05876	0.03197	0.05445	0.01685
32	0.00380	0.00949	0.00859	0.00697	0.01610	0.01294	0.00821
33	0.01219	0.02610	0.03632	0.04505	0.02748	0.03631	0.01838
34	0.03296	0.07542	0.07508	0.08160	0.05380	0.06900	0.07303

Sektor	26	27	28	29	30	31
6	0.01158	0.01138	0.00756	0.04726	0.03424	0.01332
7	0.01076	0.00228	0.00134	0.01456	0.06170	0.00182
8	0.00064	0.00043	0.00050	0.00073	0.00082	0.00100
9	0.00094	0.00062	0.00034	0.00083	0.00064	0.00064
10	0.00131	0.00100	0.00097	0.00132	0.00156	0.00223
11	0.00053	0.00042	0.00036	0.00140	0.00074	0.00108
12	0.00025	0.00020	0.00015	0.00031	0.00028	0.00033
13	0.00142	0.00137	0.00097	0.00290	0.00243	0.00218
14	0.00017	0.00015	0.00013	0.00019	0.00020	0.00035
15	0.00020	0.00013	0.00016	0.00018	0.00026	0.00031
16	0.00641	0.00441	0.00400	0.02611	0.00278	0.00769
17	0.01457	0.00237	0.00229	0.03781	0.04105	0.00340
18	0.00701	0.01215	0.00492	0.01293	0.00934	0.02723
19	0.00049	0.00053	0.00025	0.00148	0.00105	0.00050
20	0.05751	0.03654	0.00907	0.03945	0.01893	0.00801
21	0.00971	0.03371	0.01467	0.04150	0.01907	0.01389
22	0.00310	0.00351	0.00143	0.02268	0.03584	0.00151
23	0.00042	0.00032	0.00019	0.00180	0.03463	0.00084
24	0.07950	0.00777	0.02402	0.01707	0.03111	0.00103
25	0.05049	0.00822	0.00553	0.04970	0.01114	0.00046
26	1.02388	0.01469	0.01338	0.02607	0.07989	0.00300
27	0.01188	1.16185	0.02256	0.02417	0.03334	0.00622
28	0.00359	0.00273	1.23337	0.00312	0.00292	0.00496
29	0.00131	0.00230	0.00166	1.01107	0.00097	0.00125
30	0.00788	0.00691	0.00463	0.00702	1.00894	0.02412
31	0.07000	0.09279	0.06247	0.07729	0.10099	1.02292
32	0.01115	0.00632	0.00880	0.00933	0.01412	0.01686
33	0.03897	0.05009	0.02859	0.05918	0.04198	0.05055
34	0.09172	0.09107	0.06644	0.10154	0.10151	0.19348

Sektor	32	33	34
6	0.31088	0.01555	0.03415
7	0.00094	0.00178	0.00301
8	0.04784	0.00189	0.00175
9	0.02206	0.00077	0.00108
10	0.06400	0.00301	0.00783
11	0.02367	0.00245	0.00135
12	0.00962	0.00097	0.00084
13	0.04415	0.00356	0.00787
14	0.00706	0.00126	0.00076
15	0.01725	0.00064	0.00033
16	0.01586	0.00398	0.00621
17	0.00087	0.00132	0.00185
18	0.00649	0.01182	0.03482
19	0.00892	0.00055	0.00128
20	0.00880	0.00841	0.02010
21	0.00413	0.01707	0.02236
22	0.00059	0.00116	0.00169
23	0.00026	0.00080	0.00102
24	0.00041	0.00135	0.00219
25	0.00021	0.00054	0.00086
26	0.00182	0.00314	0.00626
27	0.00418	0.01554	0.01581
28	0.00214	0.02000	0.02580
29	0.00047	0.00086	0.00238
30	0.00741	0.02312	0.02918
31	0.11801	0.04765	0.03996
32	1.00578	0.01604	0.01849
33	0.03955	1.06945	0.03145
34	0.06299	0.21959	1.15729

Lampiran 2.3 Matrik $(I-A_{11})^{-1}$

Sektor	1	2	3	4	5
1	1.0000	0.0000	0.0002	0.9934	0.0000
2	0.0000	1.0001	0.4091	3.8378	8.7038
3	0.0000	0.0002	1.0002	0.6933	0.0015
4	0.0000	0.0000	0.0002	1.0001	0.0000
5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000



Lampiran 3. Hasil Simulasi Solusi Optimal Pengembangan Kelistrikan JAMALI

Skenario dasar

SOLUTION #	VARIABLE ALTERNATIVES BY YEAR										OBJ.FUN. (CUMM.)	LOLP &	C6H	CC6	G2H	Nuc	HYD1	HYD2	PUMP
	YEAR	CONCST	SALVAL	OPCOST	ENSCST	TOTAL													
2020	610498	535385	892919	8566	976598	21124698	0.669	11	17	6	0	0	0	0	0	0	0	3	
2019	569744	437048	907379	10563	1050638	20148100	0.745	8	16	4	0	0	0	0	0	0	0	3	
2018	626718	420141	913166	10611	1130354	19097462	0.709	6	14	4	0	0	0	0	0	0	0	3	
2017	699905	414845	919436	12853	1217349	17967108	0.789	4	12	4	0	0	0	0	0	0	0	3	
2016	341802	168262	932682	11539	1117761	16749759	0.682	1	12	3	0	0	0	0	0	0	0	2	
2015	483009	207211	920380	11140	1207318	15631998	0.626	1	10	1	0	0	0	0	0	0	0	2	
2014	692721	266771	892260	11246	1329457	14424680	0.610	1	7	1	0	0	0	0	0	0	0	2	
2013	422283	132740	878488	15942	1183973	13095223	0.779	0	5	1	0	0	0	0	0	0	0	1	
2012	642885	174494	839307	9329	1317027	11911250	0.486	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
2011	103863	32035	802228	17061	891117	10594223	0.792	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
2010	0	0	774205	981	775186	9703106	0.074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2009	0	0	1232051	2843	1234894	8927920	0.145	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2008	0	0	1639580	59897	1699477	7693026	1.609	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2007	0	0	1536691	3592	1540283	5993549	0.140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2006	0	0	1999056	152013	2151069	4453266	3.031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2005	0	0	2224623	77573	2302197	2302197	1.618	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Skenario 1

SOLUTION # 1 VARIABLE ALTERNATIVES BY YEAR

YEAR	CONCST	SALVAL	OPCOST	ENSCST	ENSCST	TOTAL	OBJ.FUN. (CUMM.)	LOLP &	C6H	CC6	G2H	Nuc	HYD1	HYD2	PUMP
2020	669532	587868	883356	0	0	965020	20880378	0.271	12	17	7	0	0	0	3
2019	504806	385747	908039	0	0	1027098	19915358	0.243	8	17	5	0	0	0	3
2018	698149	470260	902393	0	0	1130282	18888260	0.264	7	14	5	0	0	0	3
2017	441877	255853	917988	0	0	1104013	17757978	0.230	4	13	5	0	0	0	3
2016	452768	227440	897339	0	0	1122667	16653965	0.256	4	10	5	0	0	0	2
2015	578084	253780	899467	0	0	1223771	15531298	0.250	3	9	2	0	0	0	2
2014	692721	266771	881885	0	0	1307836	14307527	0.180	2	7	2	0	0	0	2
2013	699481	229602	862991	0	0	1332870	12999691	0.222	1	5	2	0	0	0	1
2012	500432	133086	841984	0	0	1209330	11666821	0.224	0	3	2	0	0	0	1
2011	339588	86564	798262	0	0	1051285	10457491	0.220	0	1	0	0	0	0	1
2010	0	0	774205	0	0	774205	9406206	0.074	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	1232051	0	0	1232051	8632001	0.145	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	1639580	0	0	1639580	7399950	1.609	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	1536691	0	0	1536691	5760371	0.140	0	0	0	0	0	0	0
2006	0	0	1999056	0	0	1999056	4223680	3.031	0	0	0	0	0	0	0
2005	0	0	2224623	0	0	2224623	2224623	1.618	0	0	0	0	0	0	0

Skenario 2

SOLUTION # 1 VARIABLE ALTERNATIVES BY YEAR

YEAR	CONCST	SALVAL	OPCOST	ENSCST	TOTAL	OBJ.FUN. (COMM.)	LOLP %	C6H	CC6	G2H	Nuc	HYD1	HYD2	PUMP
2020	610498	535385	892919	8704	976736	20833600	0.669	11	17	6	0	0	0	3
2019	569744	437048	907379	10733	1050808	19856864	0.745	8	16	4	0	0	0	3
2018	626718	420142	913166	10782	1130524	18806056	0.709	6	14	4	0	0	0	3
2017	699905	414844	919436	13061	1217557	17675532	0.789	4	12	4	0	0	0	3
2016	341802	168262	932682	11725	1117947	16457975	0.682	1	12	3	0	0	0	2
2015	483009	207211	920380	11320	1207498	15340028	0.626	1	10	1	0	0	0	2
2014	692721	266771	892260	11428	1329638	14132530	0.610	1	7	1	0	0	0	2
2013	422283	132740	878488	16199	1184230	12802892	0.779	0	5	1	0	0	0	1
2012	642885	174493	839307	9480	1317178	11618662	0.486	0	3	0	0	0	0	1
2011	103863	32035	802228	17336	891392	10301484	0.792	0	0	0	0	0	0	1
2010	0	0	774205	997	775202	9410092	0.074	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	1232051	2889	1234940	8634890	0.145	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	1639580	0	1639580	7399950	1.609	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	1536691	0	1536691	5760371	0.140	0	0	0	0	0	0	0
2006	0	0	1999056	0	1999056	4223680	3.031	0	0	0	0	0	0	0
2005	0	0	2224623	0	2224623	2224623	1.618	0	0	0	0	0	0	0