

**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1  
KONSENTRASI ENERGI LISTRIK**



**ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH*  
MENGUNAKAN METODE *SELF-ADAPTIVE IMPROVED*  
*FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING*  
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI**

**SKRIPSI**

Disusun Oleh :  
**YUONO JOKO NUGROHO**  
00.12.075

**SEPTEMBER 2006**

THE NATIONAL LABORERS' UNION  
OF AMERICA  
1300 K STREET, N.W.  
WASHINGTON, D.C. 20004

THE NATIONAL LABORERS' UNION  
OF AMERICA  
1300 K STREET, N.W.  
WASHINGTON, D.C. 20004

1991

1991  
1300 K STREET, N.W.  
WASHINGTON, D.C. 20004

1991

## LEMBAR PERSETUJUAN

### ANALISIS ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGUNAKAN METODE *SELF-ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING* PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI

#### SKRIPSI

*Disusun Untuk Melengkapi dan Memenuhi Persyaratan  
Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik*

Disusun Oleh :

**YUONO JOKO NUGROHO**

**NIM : 00.12.075**

Mengetahui,

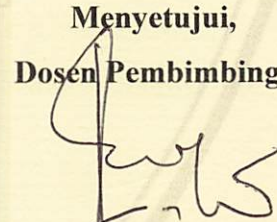
Ketua Jurusan Teknik Elektro

Menyetujui,

Dosen Pembimbing

  
Ir. F. Yudi Limpraptono, MT  
NIP. 4.103 950 0274



  
Ir. Eko Nurcahyo  
NIP. 102 870 072

**KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK

**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

**Nama Mahasiswa** : YUONO JOKO NUGROHO  
**NIM** : 00.12.075  
**Jurusan** : Teknik Elektro S-1  
**Konsentrasi** : Teknik Energi Listrik  
**Judul Skripsi** : ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH*  
MENGGUNAKAN METODE *SELF-  
ADAPTIVE IMPROVED FAST  
EVOLUTIONARY PROGRAMMING* PADA  
PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI.

**Dipertahankan Dihadapan Majelis Penguji Skripsi Jenjang Strata Satu (S-1)**

**Hari** : Jum'at  
**Tanggal** : 22 September 2006  
**Dengan Nilai** : 77,8 (B+) *8*



**Ketua Majelis Penguji**

**(Ir. Mochtar Asroni, MSME)**  
NIP. Y. 101 8100 036

**Panitia Ujian Skripsi**

**Sekretaris Majelis Penguji**

**(Ir. F. Yudi Limpraptono, MT)**  
NIP. Y. 103 9500 274

**Anggota Penguji**

**Penguji Pertama**

**(Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT)**  
NIP. 101 880 0189

**Penguji Kedua**


**(Ir. Djojo Priatmono, MT)**  
NIP. Y. 101 8500 107



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK

---

## LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

1. Nama : YUONO JOKO NUGROHO  
2. NIM : 00.12.075  
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1  
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik  
Judul Skripsi : ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH*  
MENGGUNAKAN METODE *SELF-ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING* PADA  
PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI.
5. Tanggal Mengajukan Skripsi : 18 Februari 2006  
6. Tanggal Menyelesaikan Skripsi : 18 Agustus 2006  
7. Dosen Pembimbing : Ir. Eko Nurcahyo.  
10. Telah dievaluasi dengan nilai : 85,00 (A) 

Malang, 22 September 2006

Mengetahui,  
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1



Ir. F. Yudi Limpraptono, MT  
NIP. Y. 103 9500 274

Disetujui,  
Dosen Pembimbing



Ir. Eko Nurcahyo  
NIP. 102 870 072

## ABSTRAKSI

### **ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *SELF-ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING* PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI**

(Yuono Joko Nugroho, 00.12.075, Teknik Elektro S-1/Teknik Energi Listrik)  
(Dosen Pembimbing : Ir. Eko Nurcahyo)

**Kata Kunci:** *Classical evolutionary programming, Fast evolutionary programming, Self adaptation, Economic Load Dispatch, Gaussian mutation, Cauchy mutation*

Adanya persoalan dalam menghadapi kebutuhan daya listrik yang tidak tetap dari waktu ke waktu, sehingga menimbulkan permasalahan yaitu bagaimana mengoperasikan suatu sistem tenaga listrik yang selalu dapat memenuhi permintaan daya pada setiap saat dengan biaya bahan bakar yang murah. Oleh karena itu pada suatu operasi pada beban tertentu, perhitungan ekonomis harus tetap merupakan suatu prioritas atau nilai yang harus diperhitungkan disamping hal-hal lain, sehingga nantinya diperlukan suatu rencana operasi yang optimum dengan tetap memenuhi beberapa persyaratan pengoperasian sistem tenaga listrik yaitu antara lain : daya yang dibangkitkan cukup untuk memasok beban.

Skripsi ini menganalisis *economic load dispatch* dengan menggunakan metode *Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming*. Hasil dari analisa tersebut nantinya dapat digunakan sebagai salah satu acuan dalam operasi pembangkitan yang ekonomis dan optimal, terutama mengenai optimasi biaya pembangkitan. Masukan dari program ini adalah data pembangkitan dan pembebanan. Hasil akhir dari program ini yaitu hasil perhitungan biaya pembangkitan yang optimum.

Analisa dilakukan dengan bantuan program komputer dengan menggunakan bahasa pemrograman Delphi versi 7.0 dan dicoba pada data unit-unit pembangkit termal pada PT. PJB, dimana telah memperoleh selisih penghematan biaya pembangkitan.

## KATA PENGANTAR

Dengan rahmat Allah SWT, dan mengucapkan syukur kehadirat-Nya atas karunia yang dilimpahkan kepada saya sehingga dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *SELF-ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING* PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI”.

Skripsi ini bertujuan untuk memenuhi kurikulum akademik yang harus ditempuh oleh setiap mahasiswa ITN Malang dalam menempuh sekaligus mengakhiri pendidikan pada jenjang S-1 pada jurusan Teknik Elektro konsentrasi Energi Listrik.

Saya menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari kesempurnaan, karena itu saran dan kritik membangun sangat saya harapkan.

Atas segala bimbingan, pengarahan dan bantuan yang diberikan, sehingga tersusun skripsi ini, maka penulis menyampaikan terima kasih kepada;

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Bapak Ir. Mochtar Asroni, MSME, selaku Dekan Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Nasional Malang.
3. Bapak Ir. F. Yudi Limpraptono, MT, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1 Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Nasional Malang.
4. Bapak Ir. Eko Nurcahyo, selaku Dosen Pembimbing dalam penyusunan skripsi ini.
5. Bapak dan Ibu Dosen serta staf Jurusan Teknik Elektro Energi Listrik Institut Teknologi Nasional Malang.

6. PT PLN Pembangkitan Jawa-Bali Kantor Pusat Surabaya.
7. Bapak, Ibu, dan seluruh keluargaku atas do'a restunya.
8. Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro Energi Listrik Institut Teknologi Nasional Malang, yang telah membantu dalam penyusunan skripsi ini.
9. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu per satu, yang telah membantu penyusunan skripsi ini.

Penyusun menyadari bahwa masih ada kekurangan pada penyusunan skripsi ini, maka dengan kerendahan hati penyusun mengharapkan kritik dan saran demi penyempurnaan skripsi ini.

Akhirnya saya mengharapkan skripsi ini berguna dan bermanfaat bagi rekan mahasiswa khususnya jurusan Teknik Elektro.

Malang, November 2006

Penyusun

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL .....</b>	<b>i</b>
<b>LEMBAR PERSETUJUAN .....</b>	<b>ii</b>
<b>ABSTRAKSI.....</b>	<b>iii</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>iv</b>
<b>DAFTAR ISI .....</b>	<b>vi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>ix</b>
<b>DAFTAR TABEL.....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR GRAFIK .....</b>	<b>xiii</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Rumusan Masalah .....	2
1.3. Tujuan .....	2
1.4. Batasan Masalah.....	3
1.5. Metodologi Penelitian .....	3
1.6. Sistematika Penulisan.....	4
1.7. Kontribusi.....	5
<b>BAB II TEORI DASAR</b>	
2.1. Sistem Tenaga Listrik.....	6
2.2. Karakteristik Pembangkit Tenaga Listrik .....	8
2.2.1. Karakteristik Hate Rate.....	10
2.2.2. Karakteristik <i>Incremental Hate Rate</i> dan <i>Incremental Fuel Cost</i> .	11

2.3.	Komitmen Unit.....	12
2.4.	Kendala Unit Termal.....	13
2.5.	Fungsi Biaya Bahan Bakar.....	13
2.6.	Pembebanan Ekonomis Pembangkit Listrik.....	14
2.6.1	Penyelesaian <i>Economic Load Dispatch</i> dengan Metode Pengali Lagrange.....	15
2.6.2	Penyelesaian <i>Economic Load Dispatch</i> dengan Metode Iterasi Lamda.....	18
 <b>BAB III <i>ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE SELF-ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING</i></b>		
3.1.	<i>Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming</i> .....	20
3.2.	Parameter <i>Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming</i> .....	22
3.2.1.	Jumlah Generasi (Max Gen).....	22
3.2.2.	Ukuran Populasi (Popsiz)e.....	22
3.2.3.	Probabilitas Mutasi (Pm).....	23
3.2.4.	Panjang Kromosom.....	23
3.3.	Mekanisme <i>Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming</i> Ke Masalah <i>Economic Load Dispatch</i> .....	23
3.3.1.	Representasi Solusi.....	24
3.3.2.	Inisialisasi ( <i>Initialization</i> ).....	24
3.3.3.	Statistik ( <i>Statistics</i> ).....	24
3.3.4.	Mutasi ( <i>Mutation</i> ).....	24
3.3.3.1.	Mutasi <i>Gaussian</i> (CEP).....	24
3.3.3.2.	Mutasi <i>Cauchy</i> (FEP).....	25

3.3.5. Kompetisi ( <i>Competition</i> ) dan Seleksi ( <i>Selection</i> ) .....	25
3.3.6. Konvergensi ( <i>Konvergence</i> ).....	26
3.4. Algoritma <i>Economic Load Dispatch</i> Menggunakan Metode <i>Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming</i> .....	27
3.5. Flowchart <i>Economic Load Dispatch</i> Menggunakan Metode <i>Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming</i> .....	28

**BAB IV ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *SELF-ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING***

4.1. Penggunaan Program Komputer Untuk Menyelesaikan Masalah <i>Economic Load Dispatch</i> Di PT.Pemabngkitan Jawa Bali.....	29
4.2. Data Pembangkit Termal .....	29
4.3. Aplikasi Metode <i>Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming</i> pada PT. PJB Untuk Memecahkan Permasalahan <i>Economic Load Dispatch</i> .....	32
4.4. Beban Sistem .....	33
4.5. Hasil Perhitungan Dan Analisa Data .....	35
4.5.1. Tampilan Program <i>Economic Load Dispatch</i> Dengan Metode <i>Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming</i> .....	42
4.5.2. Hasil Optimasi Pembebanan Unit Termal Menggunakan Metode <i>Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming</i> .....	46
4.5.3. Perhitungan Biaya Operasional PT. PLN PJB Dan Biaya Operasional Menggunakan Metode <i>Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming</i> .....	52
4.5.4. Perbandingan Total Biaya PT. PLN PJB Dengan Metode IFEP ...	56

4.6. Uji Validasi .....	58
-------------------------	----

**BAB V KESIMPULAN DAN SARAN**

5.1 Kesimpulan .....	61
----------------------	----

5.2 Saran .....	62
-----------------	----

<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>63</b>
-----------------------------	-----------

**LAMPIRAN**

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Elemen Pokok Sistem Distribusi .....	7
Gambar 2.2	Unit Boiler–Turbin–Generator .....	8
Gambar 2.3	Kurva karakteristik <i>Input-Output</i> Pembangkit Termal .....	10
Gambar 2.4	Kurva Karakteristik <i>Hate–Rate</i> Unit Pembangkit.....	11
Gambar 2.5	Kurva karakteristik <i>Incremental Fuel Cost Rate</i> .....	12
Gambar 2.6	Sistem Interkoneksi .....	12
Gambar 2.7	N unit melayani beban $P_R$ .....	16
Gambar 2.8	Grafik penyelesaian dengan Metode Iterasi Lamda .....	19
Gambar 4.1	Tampilan Menu Utama .....	42
Gambar 4.2	Tampilan Secara Umum.....	42
Gambar 4.3	Tampilan Data Generator .....	43
Gambar 4.4	Tampilan Data Pembebanan.....	43
Gambar 4.5	Tampilan Data PLN.....	44
Gambar 4.6	Tampilan Parameter IFEP .....	44
Gambar 4.7	Tampilan Daya Dari Unit Generator Yang Beroperasi Serta Hasil Biaya .....	45
Gambar 4.8	Tampilan Data Dengan 3 Unit Pembangkit Selama 1 Jam Untuk Uji Validasi.....	59
Gambar 4.9	Tampilan Paramter IFEP Untuk Uji Validasi.....	59
Gambar 4.10	Tampilan Hasil Uji Validasi.....	60

## **DAFTAR TABEL**

Tabel 4.1	Data Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali.....	30
Tabel 4.2	Data Biaya dan Parameter unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali .....	31
Tabel 4.3	Data Beban Total Unit Termal PT. Pembangkitan Jawa-Bali.....	34
Tabel 4.4	Data Pembebanan Unit Termal Sebelum Optimasi Pada PT. PLN PJB Pada Hari Rabu, 27 Juli 2005 .....	36
Tabel 4.5	Data Pembebanan Unit Termal Sebelum Optimasi Pada PT. PLN PJB Pada Hari Sabtu, 30 Juli 2005 .....	38
Tabel 4.6	Data Pembebanan Unit Termal Sebelum Optimasi Pada PT. PLN PJB Pada Hari Minggu, 31 Juli 2005.....	40
Tabel 4.7	Data Pembebanan Unit Termal Setelah Optimasi Pada PT. PLN PJB Pada Hari Rabu, 27 Juli 2005.....	46
Tabel 4.8	Data Pembebanan Unit Termal Setelah Optimasi Pada PT. PLN PJB Pada Hari Sabtu, 30 Juli 2005 .....	48
Tabel 4.9	Data Pembebanan Unit Termal Setelah Optimasi Pada PT. PLN PJB Pada Hari Minggu, 31 Juli 2005 .....	50
Tabel 4.10	Hasil Perhitungan Biaya Operasional PT. PLN PJB Dan Biaya Operasional Menggunakan Metode IFEP Rabu, 27 Juli 2005 .....	52
Tabel 4.11	Hasil Perhitungan Biaya Operasional PT. PLN PJB Dan Biaya Operasional Menggunakan Metode IFEP Sabtu, 30 Juli 2005.....	53
Tabel 4.12	Hasil Perhitungan Biaya Operasional PT. PLN PJB Dan Biaya Operasional Menggunakan Metode IFEP Minggu, 31 Juli 2005..	54

Tabel 4.13 Perbandingan Total Biaya Operasional PT. PLN PJB dengan Metode IFEP.....	56
Tabel 4.14 Data <i>Economic Load Dispatch</i> Dengan 3 Unit Pembangkit Untuk Pengujian Validasi Program .....	58

1947

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

## **DAFTAR GRAFIK**

Grafik 4.1 Perbandingan Biaya Operasional PT. PLN PJB Dan Biaya Operasional Menggunakan Metode IFEP Rabu, 27 Juli 2005 .....	53
Grafik 4.2 Perbandingan Biaya Operasional PT. PLN PJB Dan Biaya Operasional Menggunakan Metode IFEP Sabtu,30 Juli 2005.....	54
Grafik 4.3 Perbandingan Biaya Operasional PT. PLN PJB Dan Biaya Operasional Menggunakan Metode IFEP Minggu, 31 Juli 2005 .	55
Grafik 4.1 Selisih Perbandingan Total Biaya Operasional PT. PLN PJB Dan Biaya Operasional Menggunakan Metode IFEP Pada Tanggal 27, 30, dan 31 Juli 2005.....	56

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Pembangkitan tenaga listrik merupakan bagian dari permasalahan energi dan lingkungan yang dihadapi oleh Indonesia sebagai negara berkembang. Secara garis besar, suatu sistem tenaga listrik dibagi menjadi tiga bagian yaitu : sisi pembangkit tenaga listrik, jaringan transmisi dan beban. Untuk suatu operasi pada beban tertentu, perhitungan ekonomis harus tetap merupakan suatu prioritas atau nilai yang harus diperhitungkan disamping hal-hal yang lain, sehingga nantinya diperlukan suatu rencana operasi yang optimum dengan tetap memenuhi beberapa persyaratan pengoperasian sistem tenaga listrik, diantaranya daya yang dibangkitkan cukup untuk memasok beban dan rugi-rugi daya pada saluran transmisi.

Dalam pembangkitan tenaga listrik dilakukan usaha agar biaya pembangkitannya semurah mungkin. Usaha untuk mengoptimalkan biaya operasi ini, salah satunya dilakukan dengan penerapan *Economic Load Dispatch*. Dimana pengertian dari *Economic Load Dispatch* itu sendiri adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam suatu sistem tenaga listrik secara optimum pada harga beban tertentu. Di dalam operasi sistem tenaga listrik *Economic Load Dispatch* adalah hal yang sangat perlu diperhatikan agar bisa mendapatkan biaya bahan bakar yang murah dalam suatu sistem pembangkitan.

Koordinasi antara unit-unit pembangkit yang ada pada sistem tenaga listrik sangat diperlukan untuk mencapai biaya operasi yang seoptimum mungkin,

dalam hal ini yang dimaksud adalah optimum secara ekonomis dengan tetap memperhatikan besar beban yang ada, sehingga dengan demikian nantinya akan didapatkan nilai keuntungan pada PT. PLN (Persero) sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia.

Pada skripsi ini akan dibahas metode alternative masalah optimasi biaya pembangkitan dengan mengoptimalkan biaya operasional melalui penerapan *Economic Load Dispatch* menggunakan metode *Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Programming* (IFEP).

## **1.2. Rumusan Masalah**

Bagaimana penerapan IFEP bisa mengoptimalkan biaya bahan bakar seoptimal mungkin pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali.

Berdasarkan pada deskripsi permasalahan dan latar belakang tersebut di atas maka skripsi ini di beri judul :

**“ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE  
*SELF-ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING*  
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA–BALI”**

## **1.3. Tujuan**

Tujuan yang ingin dicapai penulis dalam skripsi ini adalah untuk mengoptimalkan biaya bahan bakar pada pembangkit termal yang akan melayani kebutuhan beban pada PT. PJB dengan metode IFEP.

#### **1.4. Batasan Masalah**

Dalam skripsi ini akan dilakukan analisa tentang *Economic Load Dispatch* menggunakan metode IFEP dengan mengambil sistem pembangkit tenaga listrik termal yang dimiliki oleh PT. Pembangkitan Jawa-Bali sebagai obyek utama dalam penelitian. Pembahasan masalah dibatasi sebagai berikut :

- Tidak membahas rugi-rugi pada saluran transmisi.
- Analisa dilakukan hanya pada pembangkit thermal.
- Daya listrik yang dihasilkan setiap unit pembangkit disertai beberapa batasan (kapasitas maksimum dan minimum).
- Pembahasan dititikberatkan pada segi ekonomis dan hanya menyangkut optimasi biaya bahan bakar tidak membahas segi teknis.
- *Combined Cycle* pada PLTGU, setiap unit pembangkit dianggap bekerja sendiri-sendiri, untuk ST (*Steam Turbin*) pada *Combined Cycle*, diambil data parameter dari pola PLTGU CC-3.3.1 yang beroperasi.
- Tidak membahas masalah biaya cadangan berputar (*Spinning Reserve*).
- Analisa dilakukan dengan asumsi bahwa sistem berada dalam beroperasi normal.
- Tidak membahas daya reaktif

#### **1.5. Metodologi Penelitian**

Metodologi yang digunakan dalam pembahasan dilaksanakan dengan langkah-langkah sebagai berikut :

- Studi lapangan untuk mendapatkan data parameter unit termal yang dibutuhkan dari objek penelitian yaitu pada PT. PJB dengan berpedoman pada teori yang diperoleh dan studi kepustakaan.
- Studi kepustakaan.

- Pengumpulan referensi-referensi yang mendukung dalam penyusunan
- Menyusun program komputer dengan bahasa pemrograman Delphi
- Membuat analisa dan evaluasi, sehingga dapat disimpulkan apakah metode yang diterapkan lebih efisien atau ekonomis dibandingkan dengan yang digunakan pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali.

## 1.6. Sistematika Penulisan

Penulisan skripsi ini terdiri atas bab-bab dengan susunan sebagai berikut:

### BAB I : PENDAHULUAN

Terdiri dari latar belakang penulisan, rumusan masalah, tujuan skripsi, ruang lingkup pembahasan, dan sistematika penulisan.

### BAB II : TEORI DASAR

Sistem tenaga listrik dan karakteristik pembangkit, *Economic Load Dispatch*, fungsi biaya bahan bakar.

### BAB III : ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN *SELF-ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING*

Menguraikan teori dari *Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming* serta adaptasinya ke permasalahan *Economic Load Dispatch*.

### BAB IV : HASIL DAN ANALISIS HASIL

Menguraikan alur program, hasil perhitungan *Economic Load Dispatch*, serta hasil perhitungan validasi menggunakan metode *Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming*.

### BAB V : PENUTUP

Berisikan tentang kesimpulan dari pembahasan skripsi dan saran.

## **1.7. Kontribusi**

Adapun kontribusi dari skripsi ini adalah diharapkan langkah efisiensi bisa diambil oleh PT. PJB, sehingga dapat menambah keuntungan bagi PT. PJB sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia.

## **BAB II**

### **TEORI DASAR**

#### **2.1. Sistem Tenaga Listrik<sup>[2]</sup>**

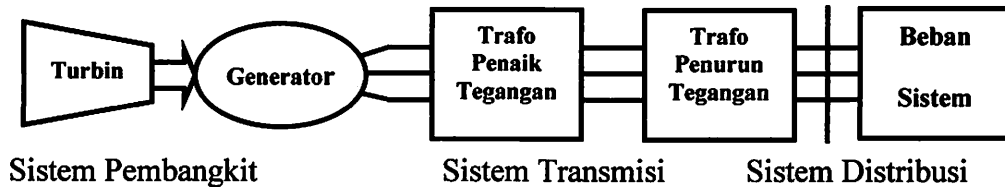
Untuk keperluan penyediaan tenaga listrik bagi para konsumen, diperlukan berbagai peralatan listrik. Berbagai peralatan listrik ini dihubungkan satu sama lain sehingga mempunyai hubungan interelasi dan secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik. Yang dimaksud dengan sistem tenaga listrik disini adalah sekumpulan pusat-pusat listrik dan gardu induk(pusat beban) yang satu sama lain dihubungkan oleh jaringan transmisi sehingga merupakan sebuah kesatuan yang terinterkoneksi.

Karena berbagai persoalan teknis, tenaga listrik hanya dapat dibangkitkan pada lokasi tertentu saja. Mengingat sumber tenaga listrik atau konsumen tenaga listrik tersebar di berbagai tempat, maka penyaluran tenaga listrik dari tempat pembangkitan sampai ke tempat konsumen memerlukan berbagai penanganan teknis.

Tenaga listrik dibangkitkan dari pusat-pusat pembangkit seperti: PLTA, PLTU, PLTD, PLTG dan PLTGU dan tegangan yang dihasilkan dinaikkan dengan transformator penaik tegangan(*Step-up*) yang terdapat di pusat-pusat pembangkit listrik untuk kemudian disalurkan melalui transmisi. Setelah itu, tenaga listrik tersebut akan dikirim pada gardu induk(GI). Pada gardu induk(GI) tegangannya diturunkan dengan trafo penurun tegangan(*Step-down*) menjadi tegangan menengah atau rendah.

Jaringan setelah keluar dari gardu induk umumnya disebut jaringan distribusi dan jaringan antara pusat listrik dengan gardu induk disebut jaringan

transmisi. Setelah disalurkan melalui jaringan distribusi primer maka tenaga listrik kemudian diturunkan tegangannya oleh gardu distribusi menjadi tegangan 380/220 volt dan baru kemudian disalurkan ke pelanggan listrik.



**Gambar 2.1 Elemen Pokok Sistem Distribusi<sup>(4)</sup>**

Dari uraian diatas dapat dimengerti bahwa besar kecilnya beban ditentukan oleh konsumen, yaitu tergantung dari bagaimana konsumen memakai peralatan listriknya, kemudian pihak pembangkitan selalu menyesuaikan daya listrik yang dibangkitkan dengan permintaan tenaga listrik oleh konsumen.

Biaya operasi dari sistem tenaga listrik pada umumnya merupakan bagian biaya yang terbesar dari biaya operasi suatu sistem tenaga listrik, secara garis besar biaya operasi dari sistem tenaga listrik terdiri atas :

- Biaya pembelian tenaga listrik
- Biaya pegawai
- Biaya bahan bakar dan materi operasi
- Biaya lain-lain.

Dari keempat biaya operasi tersebut, biaya bahan bakar pada umumnya merupakan biaya yang terbesar. Untuk PLN biaya bahan bakar kira-kira 60% dari biaya operasi secara keseluruhan.

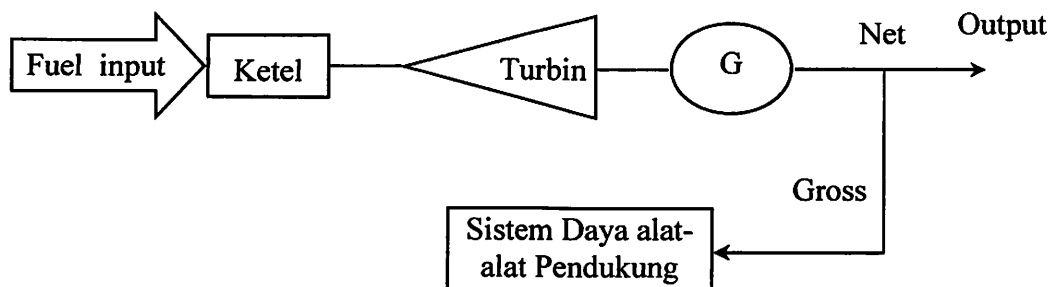
## 2.2. Karakteristik Pembangkit Listrik.<sup>[3]</sup>

Hal yang paling mendasar dalam mengoptimalkan pembangkit secara ekonomis adalah membuat karakteristik *Input-Output* dari unit pembangkit termal. Karakteristik ini diperoleh dari desain perencanaan atau melalui test pembangkit. Adapun definisi dari karakteristik *Input-Output* pembangkit adalah formula yang menyatakan hubungan antara *input* pembangkit sebagai fungsi dari *output* pembangkit unit boiler-turbin-generator dapat digambarkan dalam gambar 2.2 dimana unit ini membuat sebuah boiler yang menghasilkan uap untuk turbin yang dikopel dengan rotor dari generator.

Pada pembangkit termal, *input* diberikan dalam satuan panas Btu/jam atau Kal/jam dari bahan bakar yang diberikan pada boiler untuk menghasilkan *output* pembangkit. Sedangkan notasi yang digunakan adalah H(Mbtu/h) atau dalam satuan yang lain H (Mkal/h). selain itu *input* dari pembangkit dapat pula dinyatakan dalam nilai yang menyatakan besarnya biaya yang diperlukan untuk bahan bakar. Notasi yang digunakan adalah F(R/h). Hubungan antara H dan F dapat dinyatakan dalam rumus berikut ini :

$$F = H \times \frac{\text{Rupiah}}{\text{Mbtu}} \dots\dots\dots (2.1)$$

Dimana rupiah/Mbtu adalah nilai uang yang diperlukan persatuan panas dari bahan bakar.



Gambar 2.2 Unit Boiler-Turbin-Generator<sup>[3]</sup>

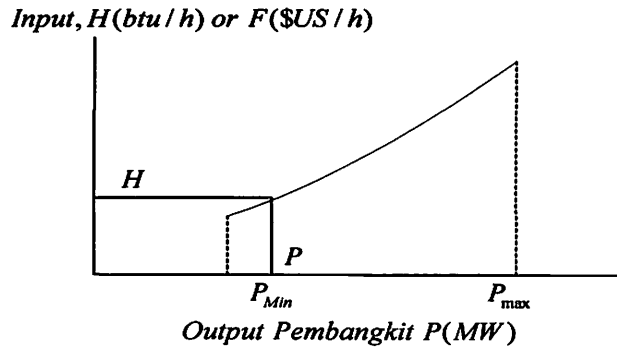
Seperti digambarkan dalam gambar 2.2 maka *output* pembangkit tidak hanya dihubungkan dengan beban tetapi juga untuk peralatan bantu dalam pembangkit. Disini *output* pembangkit didefinisikan sebagai daya yang dikeluarkan oleh generator untuk beban sistem diluar dan untuk keperluan pembangkit itu sendiri. Jadi untuk karakteristik *input-output*, daya *output* adalah berupa daya *netto* dari pembangkit, notasi yang digunakan adalah P(MW).

Generator akan membangkitkan daya sesuai dengan beban yang ada. Semakin besar beban, semakin besar pula daya yang dibangkitkan oleh generator. Daya yang dibangkitkan generator dapat membesar sesuai peningkatan beban sampai dengan daya maksimum yang dapat dibangkitkan oleh generator. Sehingga semakin besar daya yang dibangkitkan oleh generator, semakin besar pula bahan bakar yang dimasukkan. Dengan kata lain jumlah bahan bakar yang dibakar merupakan fungsi dari daya keluaran generator. Namun hubungan antara bahan bakar dengan daya keluaran generator tidak linier, sebab bahan bakar melewati proses pembakaran yang memerlukan waktu.

Dari keterangan diatas, dapat dibentuk persamaan karakteristik *Input-Output* pembangkit yang dapat dilihat pada persamaan 2.2 dan persamaan 2.3 dibawah ini sedangkan kurva dari karakteristik *Input-Output* dapat dilihat pada gambar 2.2.

$$H = f(P), \text{ atau } \dots\dots\dots (2.2)$$

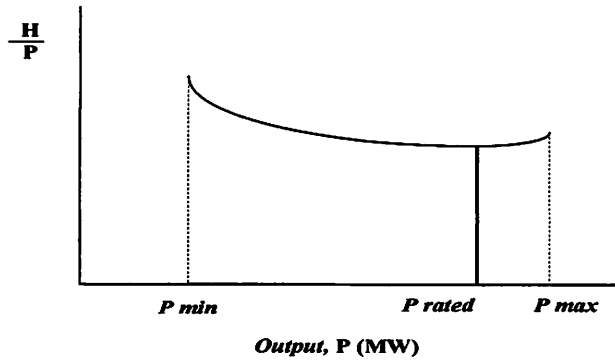
$$I = f(P) \dots\dots\dots (2.3)$$



**Gambar 2.3 Kurva karakteristik *Input-Output* Pembangkit Termal<sup>[3]</sup>**

### 2.2.1. Karakteristik *Hate Rate*<sup>[3]</sup>

Karakteristik lain yang cukup penting bagi pembangkit thermal adalah karakteristik tingkat panas atau *Hate Rate Characteristic*. Fungsi ini menyatakan hubungan antara tingkat panas terhadap tingkat beban pusat listrik. Karakteristik ini umumnya memiliki korelasi dengan efisiensi mesin kalor yang digunakan. Gambar 2.4 diplot berdasarkan nilai  $H/P$  terhadap  $P$ . Pembangkit listrik thermal konvensional memiliki efisiensi kalor antara 30% sampai 35%, sehingga tingkat panas yang dimiliki berkisar antara 11400 BTU/KWH sampai 9800 BTU/KWH (1 KWH kira-kira setara dengan 3412 BTU). Karakteristik tingkat panas pada dasarnya antara lain menyatakan keadaan uap tingkat temperatur, tekanan kondensor dan siklus fluida kerja yang terjadi selama pembangkit listrik tenaga termal tersebut beroperasi.



**Gambar 2.4 Kurva Karakteristik *Hate–Rate* Unit Pembangkit<sup>[3]</sup>**

**2.2.2. Karakteristik *Incremental Hate Rate* dan *Incremental Fuel Cost*<sup>[3]</sup>**

Perwujudan yang lain dari karakteristik pembangkit adalah karakteristik *Incremental Hate Rate* atau perubahan tingkat laju panas dan karakteristik *Incremental Fuel Cost* atau tingkat perubahan tingkat laju biaya bahan bakar. Karakteristik *Incremental Hate Rate* menyatakan hubungan daya *output* sebagai fungsi *Incremental Hate Rate*. Sedangkan karakteristik *Incremental Fuel Cost* menyatakan daya *output* sebagai fungsi *Incremental Fuel Cost*. Karakteristik *Incremental Hate Rate* ini menunjukkan besarnya perubahan *input* energi bila ada perubahan *output* pembangkit pada megawatt *output* unit pembangkit.

Kurva karakteristik *Incremental Hate Rate* atau *Fuel Cost* dapat dilihat pada gambar 2.5 sedangkan persamaan *Incremental Hate Rate* dan persamaan *Incremental Fuel Cost* dapat dilihat pada persamaan 2.4. sampai persamaan 2.7.

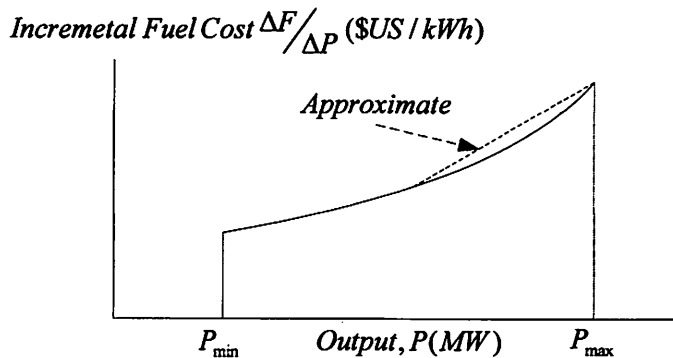
$$Incremental\ Hate\ Rate = \frac{\Delta H}{\Delta P} \left[ \frac{MBTU}{kwh} \right] \dots\dots\dots (2.4)$$

$$Incremental\ Fuel\ Cost = \frac{\Delta F}{\Delta P} \left[ \frac{Rupiah}{kwh} \right] \dots\dots\dots (2.5)$$

Dengan mengambil harga  $\Delta P$  mendekati nol maka dapat dinyatakan dengan persamaan berikut ini

$$\text{Incremental Hate Rate} = \frac{dH}{dP} \left[ \frac{\text{MBTU}}{\text{kwh}} \right] \dots\dots\dots (2.6)$$

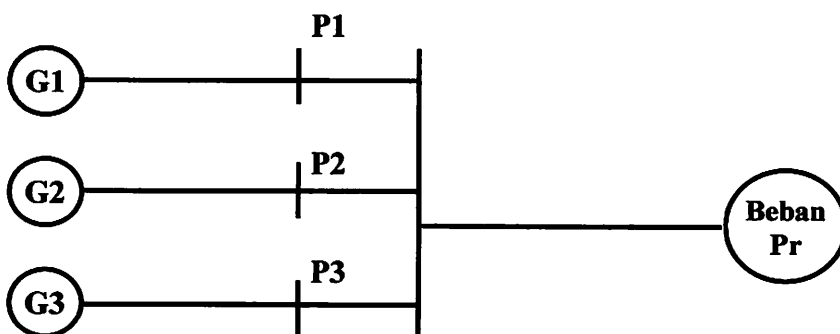
$$\text{Incremental Fuel Cost} = \frac{dF}{dP} \left[ \frac{\text{Rupiah}}{\text{kwh}} \right] \dots\dots\dots (2.7)$$



**Gambar 2.5 Kurva karakteristik *Incremental Fuel Cost* <sup>[3]</sup>**

**2.3. Komitmen Unit.<sup>[2]</sup>**

Operasi pusat-pusat pembangkit di dalam sistem tenaga harus selalu dikoordinasikan dalam pembagian pembebanan secara optimal atau seekonomis mungkin pada setiap perubahan beban dalam interval waktu untuk siklus waktu tertentu. Komitmen unit merupakan suatu metode yang bertujuan menentukan jadwal unit pembangkit yang terhubung secara interkoneksi yang mana harus beroperasi untuk periode tertentu agar didapat biaya operasi seekonomis mungkin.



**Gambar 2.6 Sistem Interkoneksi**

Pada analisa pembebanan ekonomis ini penjadwalan unit-unit pembangkit mengikuti/sesuai dengan penjadwalan yang dilakukan PLN.

#### 2.4. Kendala Unit Termal

Unit termal biasanya memerlukan “crew” untuk mengoperasikannya, terutama ketika dinyalakan ataupun pada saat dimatikan. Sebuah unit termal hanya dapat dijalankan dibawah perubahan temperatur yang gradual, dan ini diterjemahkan kedalam sebuah periode waktu dalam jam yang dibutuhkan untuk membawa unit tersebut *on-line*. Hal ini menyebabkan kendala-kendala antara lain:

**a. Minimum Up Time (MUT).**

*Minimum up time* adalah interval waktu minimum dimana suatu unit yang dihidupkan(*ON*) tidak boleh dimatikan(*OFF*) kembali sebelum melewati batas waktunya(*Up Time*).

**b. Minimum Down Time (MDT).**

*Minimum down time* adalah interval waktu minimum dimana suatu unit yang dimatikan(*OFF*) tidak boleh dihidupkan(*ON*) kembali sebelum melewati batas waktunya(*Down Time*).

#### 2.5. Fungsi Biaya Bahan Bakar.<sup>[1]</sup>

Persamaan dari biaya bahan bakar setiap unit generator merupakan fungsi dari daya aktif saja, sehingga dengan demikian biaya operasi tiap pembangkit hanya tergantung dari daya aktif saja. Hal ini bisa dilihat dari persamaan di bawah ini:

$$Min = \sum_{j=1}^n FC_j (P_j) \dots\dots\dots (2.8)$$

$$FC_j(P_j) = a_j + b_j P_j + c_j P_j^2 \dots\dots\dots (2.9)$$

Dimana:

$FC_j(P_j)$  = Biaya pembangkitan pada unit generator  $j$ .

$P_j$  = Besar daya yang terbangkit pada unit generator  $j$ .

$a, b, c$  = Koefisien persamaan kuadrat.

Akan tetapi sebenarnya dalam suatu sistem tenaga listrik, keberadaan daya reaktif yang terbangkit juga harus diperhitungkan, sehingga daya reaktif yang terbangkit ikut serta secara tak langsung mempengaruhi biaya operasi. Dengan demikian daya reaktif tidak hanya digunakan untuk perhitungan total rugi daya pada transmisi, tetapi juga digunakan untuk masalah optimasi dengan cara dimasukkan sebagai *constrain* (pembatas).

$$D = \sum_{j=1}^n P_j \dots\dots\dots (2.10)$$

$$P_{jmin} \leq P_j \leq P_{jmax} \quad \text{for } j = 1, 2, \dots, n \dots\dots\dots (2.11)$$

Dimana :

$D$  = Permintaan beban sistem.

$P_j$  = Besar daya yang terbangkit pada unit generator  $j$ .

$P_{jmin}$  = Besar daya minimal yang terbangkit pada unit generator  $j$ .

$P_{jmax}$  = Besar daya maksimal yang terbangkit pada unit generator  $j$ .

## 2.6. Pembebanan Ekonomis Pembangkit Listrik.<sup>[1][3]</sup>

Pembebanan ekonomis atau *Economic Load Dispatch* adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem tenaga listrik, secara optimal dan ekonomis pada harga beban tertentu. Komponen terbesar dari

biaya pembangkitan adalah bahan bakar. Oleh sebab itu dilakukannya *Economic Load Dispatch* berarti pula didapatkan biaya bahan bakar pembangkitan yang paling murah. Oleh karena beban yang ditanggung oleh sistem pembangkit selalu berubah setiap periode waktu tertentu, maka perhitungan *Economic Load Dispatch* ini dilakukan untuk setiap harga beban tertentu.

Dalam meminimalisasi total biaya, kendala-kendala yang harus dipenuhi adalah:

1. Batasan keseimbangan daya.

$$D = \sum_{i=1}^N P_i \dots\dots\dots(2.12)$$

dimana:  $P_i$  : Daya generator ke  $i$

$D$  : Total kebutuhan beban

2. Batas minimum dan maksimum daya.

Daya optimal pada masing-masing pembangkit didapatkan diantara batas minimum dan maksimum daya.

$$P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max}, i = 1, \dots, n \dots\dots\dots(2.13)$$

dimana  $P_{i\min}$ ,  $P_{i\max}$  adalah keluaran daya minimum dan maksimum dari pembangkit ke  $i$ .

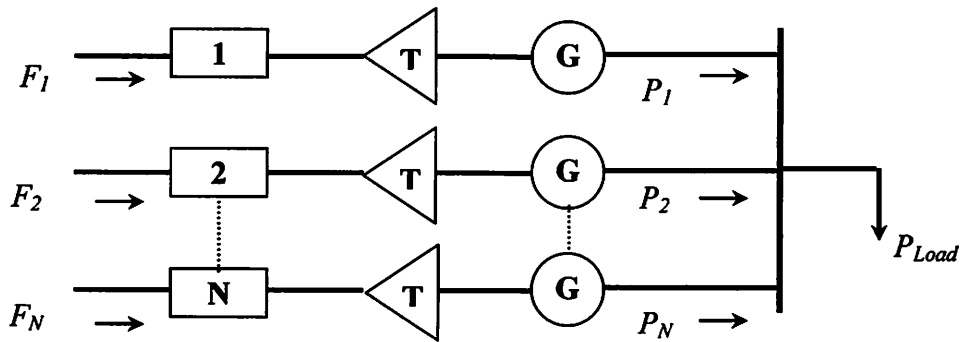
Penyelesaian *economic load dispatch* dapat dilakukan dengan beberapa cara yang akan dibahas pada sub bab dibawah ini.

### 2.6.1. Penyelesaian *Economic Load Dispatch* dengan Metode Pengali Lagrange. <sup>[1][7]</sup>

Sistem tenaga listrik dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi dapat dilihat pada gambar 2.6 sistem ini memperlihatkan pembangkit termal yang terdiri

dari  $N$  unit pembangkit yang dihubungkan pada sebuah bus bar untuk melayani total beban sebesar  $P_d$ . Masukan untuk setiap unit ke- $i$  adalah  $F_i$  yang menyatakan tingkat biaya dari masing-masing unit, dan keluaran dari masing-masing unit  $P_i$  adalah daya listrik yang dibangkitkan oleh tiap-tiap unit.

Biaya total  $F_t$  yang ditanggung sistem adalah jumlah biaya dari tiap-tiap unit pembangkit. Dan batasan yang paling penting dari pengoperasian pembangkit termal adalah daya listrik yang dihasilkan harus sama dengan besarnya daya yang dibutuhkan oleh konsumen (beban listrik).



**Gambar 2.7 N Unit Pembangkit Termal Melayani Beban<sup>[3]</sup>**

Yang jadi permasalahan adalah meminimumkan biaya total  $F_t$  dengan memperhatikan kendala  $\phi$  bahwa daya yang dihasilkan unit pembangkit sama dengan yang diterima beban. Secara matematis pernyataan tersebut diatas dapat dinyatakan persamaan sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 F_T &= F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N \\
 &= \sum_{i=1}^N F_i(P_i') \dots \dots \dots (2.14)
 \end{aligned}$$

dan daya listrik yang dihasilkan oleh setiap unit untuk melayani beban total adalah

$$P_{Load} = \sum_{i=1}^N P_i \dots\dots\dots(2.15)$$

$$P_{Load} - \sum_{i=1}^N P_i = \varphi = 0 \dots\dots\dots(2.16)$$

dimana :  $P_{Load}$  = kebutuhan beban, dan

$P_i$  = jumlah daya yang dihasilkan

penyelesaian permasalahan optimasi seperti ini dapat diselesaikan dengan metode yang menyangkut fungsi *lagrange* :

$$L = F_T + \lambda\varphi$$

atau

$$L = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + \lambda \left( P_{Load} - \sum_{i=1}^N P_i \right) \dots\dots\dots(2.17)$$

dimana :  $\lambda$  adalah *lagrange multipliers*.

Untuk mencari harga optimal dari fungsi *lagrange* terhadap  $P_i$ , dapat diperoleh dengan operasi gradient dari persamaan *lagrange* sama dengan nol.

$$\nabla L = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_T}{\partial P_i} + \left( \frac{\partial P_D}{\partial P_i} - \frac{\partial P_i}{\partial P_i} \right) = 0$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda(0 - 1) = 0$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \dots\dots\dots(2.18)$$

Persamaan diatas menunjukkan bahwa distribusi beban yang optimal terjadi apabila semua unit pembangkit beroperasi pada tingkat laju tambahan biaya bahan bakar yang sama, yang ternyata sama dengan nilai  $\lambda$ . Kondisi optimal ini tentunya memerlukan persamaan-persamaan pembatas (*constrains*)

agar keluaran dari setiap unit pembangkit harus lebih besar atau sama dengan keluaran minimum yang diijinkan.

Dari  $N$  buah unit pembangkit yang telah dibahas, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad \text{ada } N \text{ buah persamaan}$$

$$P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max} \quad \text{ada } 2N \text{ buah persamaan}$$

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_{Load} \quad \text{ada 1 buah persamaan}$$

batasan-batasan terdahulu dapat diperluas menjadi :

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad \text{untuk } P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max}$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \leq \lambda \quad \text{untuk } P_i = P_{i,\max}$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \geq \lambda \quad \text{untuk } P_i = P_{i,\min}$$

## 2.6.2 Penyelesaian *Economic Load Dispatch* dengan metode Iterasi Lamda.<sup>[7]</sup>

Pada metode iterasi lamda ( $\lambda$ ), lamda ditentukan secara acak dahulu kemudian dihitung harga keluaran untuk tiap-tiap unit pembangkit. Dengan menggunakan *constrain* diperiksa apakah jumlah total dari output sama dengan beban sistem. Bila jumlah dari  $P_1$ ,  $P_2$ , dan  $P_3$ , lebih kecil dari  $P_R$  ( beban sistem ), maka dilakukan perhitungan kembali terhadap harga lamda berikutnya. Pada kondisi optimal, pengiriman daya memerlukan semua unit pembangkit beroperasi di *incremental cost* yang sama. Resultan tingkat laju tambahan biaya bahan bakar untuk pencapaian yang optimal dibatasi,

$$\lambda_1 (\text{lebih kecil}) \leq \lambda_s \leq \lambda_1 (\text{lebih besar}) \dots \dots \dots (2.19)$$

dimana,  $\lambda_s$ : *incremental cost* yang optimal.

Hasil ini dibuktikan oleh asumsi pertama.

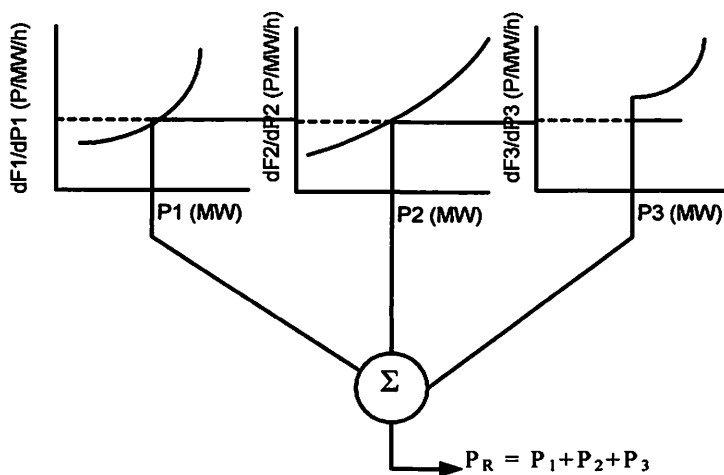
$$\lambda_s > \lambda_1 (\text{lebih besar}).$$

Jika situasi ini didapat, maka total pembangkitan ini akan lebih besar dari permintaan daya beban. Sebagai alternatif, jika:

$$\lambda_s < \lambda_1 (\text{lebih kecil}),$$

Maka akan menghasilkan total pembangkitan kurang dari permintaan subsistem. Karenanya, *incremental cost* subsistem harus dibatasi. Atau dapat pula dilakukan pada lamda pertama penambahan untuk mendapatkan lamda berikutnya yang mendekati solusi sebenarnya, setelah beberapa kali iterasi.

Dengan telah diperoleh hasil perhitungan diatas maka secara *ekstrapolasi* dapat ditentukan harga  $\lambda$  selanjutnya sampai dicapai harga yang dikehendaki dimana  $P_1 + P_2 + P_3 = P_R$



**Gambar 2.8**  
**Grafik penyelesaian dengan Metode Iterasi Lamda<sup>[7]</sup>**

## BAB III

### ***ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE SELF-ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING***

#### **3.1. *Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming*** <sup>[116]</sup>

*Evolutionary Programming* ditemukan oleh Lawrence.J. Fogel pada tahun 1960 yang dilandasi oleh sifat - sifat evolusi alam. Fogel percaya bahwa ini sangat cocok digabungkan dalam sebuah algoritma komputer, menghasilkan sebuah teknik penyelesaian untuk permasalahan-permasalahan yang sulit dengan langkah alami yaitu melalui evolusi. Fogel mulai bekerja dengan algoritma yang dibentuk dari string-string bilangan real yang disebut *kromosom*.

*Evolutionary Programming* merupakan metode yang biasa digunakan untuk memecahkan suatu pencarian nilai dalam sebuah masalah optimasi. Metode ini didasarkan pada proses evolusi yang ada dalam makhluk hidup yaitu perkembangan generasi dalam sebuah populasi yang alami, secara lambat laun mengikuti mekanisme alam dimana individu yang lebih kuat memiliki kemungkinan untuk menjadi pemenang dan mempunyai kesempatan hidup yang lebih besar di dalam lingkungan yang kompetitif. Dengan meniru proses ini *Evolutionary Programming* dapat digunakan untuk mencari solusi permasalahan-permasalahan dalam dunia nyata.

Sebelum *Evolutionary Programming* dijalankan, maka sebuah kode yang sesuai (*representasi*) untuk persoalan harus dirancang. Titik solusi dalam ruang permasalahan dikodekan dalam bentuk kromosom/string yang terdiri dari komponen genetik terkecil yaitu gen. Pemakaian bilangan real (*floating point*) sebagai nilai gen (*allele*) memungkinkan penerapan operator *Evolutionary*

*Programming* yaitu inisialisasi(*initialization*), statistik(*statistics*), mutasi (*mutation*), dan kompetisi(*competition*) untuk menciptakan himpunan titik-titik solusi. Untuk memeriksa hasil optimasi, kita membutuhkan fungsi *fitness* yang menandakan gambaran hasil(*solution*) yang sudah dikodekan. Selama proses induk harus digunakan untuk reproduksi, mutasi dan kompetisi untuk menciptakan keturunan(*offspring*).

Pada dasarnya *Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Programming* merupakan pengembangan metode dari *Evolutionary Programming* (EP) dan *Fast Evolutionary Programming* (FEP). Dimana, pada proses mutasi, individu dalam populasi anak (*offspring*) yang dihasilkan dari Parrent yang sama oleh mutasi *Gaussian* (dalam CEP) dan mutasi *Cauchy* (dalam FEP) akan berkompetisi atau bersaing satu dengan yang lainnya. Individu yang memenangkan dari kompetisi akan digunakan sebagai individu yang baru bagi generasi selanjutnya. Teknik IFEP dilakukan berulang-ulang (*iterative*) dan proses ini berhenti setelah jumlah iterasi tertentu atau berhenti ketika tidak ada perubahan yang cukup besar dalam solusi terbaik untuk jumlah tertentu.

Jadi selain menggunakan metode *Evolutionary Programming* (EP) dan *Fast Evolutionary Programming* (FEP), metode *Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Programming* bisa juga digunakan untuk memecahkan suatu pencarian nilai dalam sebuah masalah optimasi.

### **3.2. Parameter *Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Programming*<sup>[1]</sup>**

Terdapat beberapa parameter yang digunakan dalam *Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Programming*. Parameter tersebut digunakan untuk melihat kompleksitas dari *Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Programming*. Parameter yang digunakan tersebut adalah :

#### **3.2.1. Jumlah Generasi (*MAXGEN*)<sup>[1]</sup>**

Merupakan jumlah perulangan (iterasi) dilakukannya rekombinasi dan seleksi. Jumlah generasi ini mempengaruhi kestabilan output dan lama iterasi (waktu proses *Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Programming*). Jumlah generasi yang besar dapat mengarahkan kearah solusi yang optimal, namun akan membutuhkan waktu yang lama. Sedangkan jika jumlah generasinya terlalu sedikit maka solusi akan terjebak pada *local optimum solution*.

#### **3.2.2. Ukuran Populasi (*POPSIZE*)<sup>[1]</sup>**

Ukuran populasi mempengaruhi kinerja dan efektifitas dari *Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Programming*. Jika ukuran populasi kecil maka populasi tidak menyediakan cukup materi untuk mencakup ruang permasalahan, sehingga pada umumnya kinerja *Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Programming* menjadi buruk. Dalam hal ini dibutuhkan ruang yang lebih besar untuk mempersentasikan keseluruhan ruang permasalahan. Selain itu penggunaan populasi yang besar dapat mencegah terjadinya konvergensi pada wilayah lokal.

### 3.2.3. Probabilitas Mutasi ( $P_m$ )<sup>[1]</sup>

Mutasi digunakan untuk meningkatkan variasi populasi digunakan untuk menentukan tingkat mutasi yang terjadi, karena frekuensi terjadinya mutasi tersebut menjadi  $P_m \times \text{POPSIZE} \times N$ , dimana  $N$  adalah panjang struktur/gen dalam satu individu. Probabilitas mutasi yang rendah akan menyebabkan gen-gen yang berpotensi tidak dicoba. Sebaliknya tingkat mutasi yang tinggi akan menyebabkan keturunan akan semakin mirip dengan induknya.

### 3.2.4. Panjang Kromosom<sup>[1]</sup>

Panjang kromosom berbeda-beda sesuai dengan pemodelan permasalahan. Titik solusi dalam ruang permasalahan dikodekan dalam bentuk kromosom/string yang terdiri dari komponen genetik terkecil yaitu gen. Pengkodean memakai *string* bilangan *real*.

### 3.3. Mekanisme *Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming* ke Masalah *Economic Load Dispatch*<sup>[1]</sup>

*Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Programming* adalah suatu mekanisme seleksi alam. Individu dari sebuah populasi dikodekan secara real, Populasi pertama dibangkitkan secara random. Untuk metode *Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Programming* generasi baru dibuat dengan mengaplikasikan operator-operator berikut terhadap sebuah populasi yaitu ; inisialisasi, mutasi, kompetisi, dan seleksi., dimana metode ini tingkat pengoptimalan setiap calon solusi atau individu diukur dengan ketepatannya tergantung dari fungsi tujuan (*objective function*) permasalahan.

### 3.3.1. Representasi Solusi<sup>[1]</sup>

Individu dalam populasi menunjukkan calon pada solusi pembebanan ekonomis. Elemen solusi terdiri dari daya optimal yang dihasilkan untuk masing-masing pembangkit, total biaya, dan daya total yang dihasilkan.

### 3.3.2. Inisialisasi (*Initialization*)<sup>[1]</sup>

Generasi adalah sebuah inisialisai populasi dari  $N$  individu. Masing-masing individu didapatkan dari sepasang nilai vektor nyata  $(p_i, s_i), \forall_i \in \{1, 2, \dots, N\}$ , dimana  $p_i$  adalah variabel objektif didapatkan dengan menyeting daya maksimal dan minimal dari tiap-tiap pembangkit.  $s_i$  adalah standard deviasi untuk mutasi *Gaussian* (sebagaimana diketahui sebagai strategi parameter dalam self-adaptive evolutionary algorithm).

### 3.3.3. Statistik (*Statistics*)<sup>[1][8]</sup>

*Fitness* maksimum ( $f_{\max}$ ), *fitness* minimum ( $f_{\min}$ ), Jumlah *fitness*  $\sum f$ , dan *fitness* rata-rata ( $f_{\text{avg}}$ ) dari generasi dihitung.

### 3.3.4. Mutasi (*Mutation*)<sup>[1]</sup>

#### 3.3.4.1. Dengan Mutasi *Gaussian* (CEP)

Sebuah vektor *offspring* dibentuk dari masing-masing *parent* oleh fungsi:

$$S'_j = S_j \exp \{ \tau' N(0,1) + \tau N_j(0,1) \} \dots \dots \dots (3.1)$$

$$P'_j = P_j + s'_j N_j(0,1) \dots \dots \dots (3.2)$$

Dimana  $S_j, S'_j, P_j,$  dan  $P'_j$  menandakan komponen vektor  $s_i, s'_i, p_i$  and  $p'_i$  ke  $j$  secara berturut-turut.  $N(0,1)$  merupakan sebuah distribusi angka secara acak dengan rata-rata = 0 dan standart deviasi = 1.  $N_j(0,1)$  merupakan nomor acak baru

yang dihasilkan dari masing-masing nilai dari  $j$ . Faktor  $\tau$  dan  $\tau'$  dapat dikatakan sebagai tahap pembelajaran dan biasanya di set sebagai  $(\sigma(2\sigma n))^{-1}$  dan  $(\sigma(2n))^{-1}$  secara berturut-turut, dimana  $n$  adalah nomor dari variabel objektif.

**3.3.4.2 Dengan Mutasi *Cauchy* (FEP)**

Sebuah offspring diciptakan dengan :

$$P'_{2j} = P_j + S'_j C_j (0, 1) \dots \dots \dots (3.3)$$

Dimana  $C_j$  adalah variable *Cauchy* secara acak dengan skala parameter dan  $t = 1$  dan nilai pusatnya nol pada pembangkitan baru untuk masing-masing nilai  $j$ .

Dengan memilih salah satu yang lebih baik dari dua *offspring* yang dihasilkan dari masing-masing induk, yaitu antara mutasi *Gaussian* dan mutasi *Cauchy* (dalam IFEP) : misalnya  $P'_{1j(t)}$  dan  $P'_{2j(t)}$  menjadi turunan yang yang dihasilkan dari induk  $P_j$  oleh mutasi *Gaussian* dan mutasi *Cauchy* sebagai berikut :

$$P'_{1j} = P_j + S'_j N_j (0, 1) \dots \dots \dots (3.4)$$

$$P'_{2j} = P_j + S'_j C_j (0, 1) \dots \dots \dots (3.5)$$

Nilai dari fungsi sasaran untuk kedua turunan tersebut dievaluasi, dibandingkan, dan individual yang lebih baik dipilih sebagai turunan untuk generasi berikutnya. Standar deviasi ( $s_j$ ) mengindikasikan range *offspring* yang diciptakan di sekitar induk matriks.

**3.3.5. Kompetisi (*Competition*) dan Seleksi (*Selection*)<sup>[1]</sup>**

Setelah menghasilkan populasi turunan, persaingan dan prosedur seleksi diimplementasikan untuk menentukan solusi mana yang dipertahankan ke dalam generasi berikutnya dan mana yang dibuang dari arena percobaan.

Masing-masing individu pada gabungan antara populasi ke N dari vektor parent ujicoba dan mereka yang bersesuaian dalam N offspring harus lengkap dengan beberapa individu lain untuk mempunyai suatu kesempatan bertahan ke generasi yang berikutnya. Suatu nilai berat  $W_i$  dari individu yang ke  $i$  dihitung menurut kompetisi berikut ini:

$$w_i = \sum_{r=1}^R w_r \dots\dots\dots(3.6)$$

$$w_r = 1, \text{ jika } u_1 > \frac{f_i}{f_r + f_i} = 0 \dots\dots\dots(3.7)$$

Dimana:

- R = Nomor kompetisi
- $f_r$  = *Fitness* dari individu ke  $r$  yang dipilih secara acak dari  $2N$  solusi uji coba berdasarkan pada  $r = [2N u_2 + 1]$ .
- $f_i$  = *Fitness* dari individu ke  $i$ .
- $U_1$  = Set yang terpilih secara acak,  $U(0,1)$

Ketika semua individu memperoleh nilai kompetisi mereka, mereka akan dipilih secara urut dalam nilai mereka yang bersesuaian. Individu  $N$  pertama dipilih dan ditulis bersamaan dengan nilai fitness  $f_i$  yang bersesuaian sebagai parents pada generasi berikutnya.

### 3.3.6. Konvergensi (*Convergence*)<sup>[1]</sup>

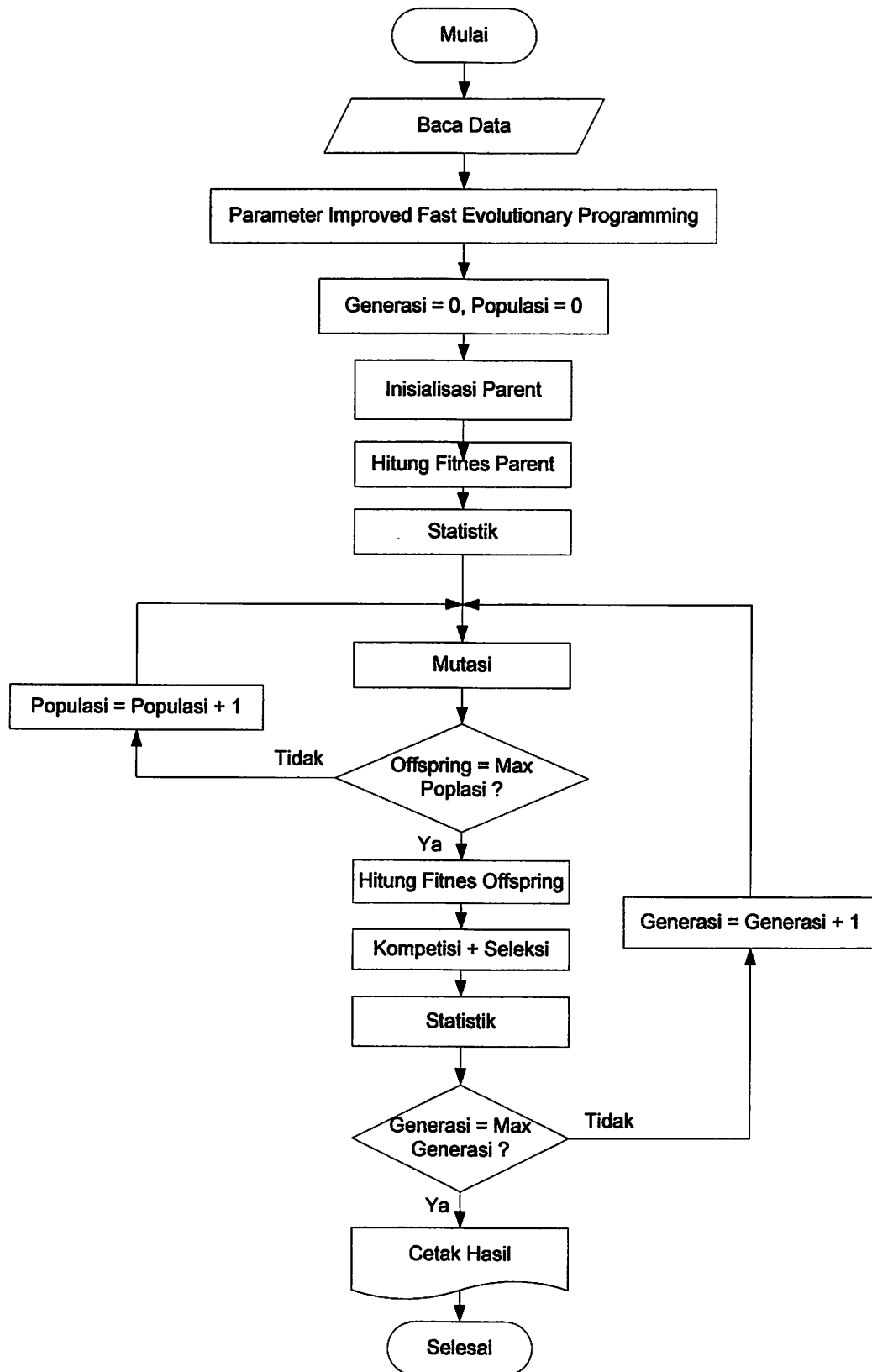
Konvergensi merupakan kondisi yang dicapai pada saat populasi kehilangan kondisi keanekaragaman. Kondisi konvergensi yang ideal adalah adanya keseimbangan antara jumlah maksimum generasi, ukuran populasi, probabilitas mutasi dan faktor-faktor lainnya untuk memperoleh solusi yang optimal dalam jangka waktu yang relatif singkat.

### 3.4. Algoritma *Economic Load Dispatch* menggunakan metode *Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming*

Adapun Algoritma *Economic Load Dispatch* menggunakan metode *Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming* adalah seperti berikut:

1. Masukkan inputan data pembangkitan  $\{P_{\text{mak}}, P_{\text{min}}, \text{koefisien biaya bahan bakar}\}$ , data pembebanan.
2. Menentukan parameter inputan *Improved Fast evolutionary programming* yang meliputi jumlah populasi, maksimum generasi, nilai kemungkinan mutasi, dan panjang kromosom tiap-tiap individu.
3. Generasi = 0, Populasi = 0.
4. Melakukan inisialisasi calon solusi.
5. Menghitung *fitness* dari kromosom tiap-tiap individu.
6. Melakukan proses statistik.
7. Melakukan proses mutasi.
8. Apakah *offspring* yang diinginkan sudah terpenuhi (max pop).
9. Jika “ Tidak “ maka populasi = pop + 1, kembali ke langkah 7.
10. Jika “Ya “ maka lanjutkan ke langkah 11.
11. Menghitung *fitness* dari *offspring*.
12. Melakukan proses kompetisi dan seleksi.
13. Melakukan proses statistik.
14. Apakah generasi yang diinginkan sudah terpenuhi ( max Gen ).
15. Jika “ Tidak “ maka generasi = gen + 1, kembali ke langkah 7.
16. Jika “ Ya “ maka perhitungan berhenti.

**3.5. Flowchart *Economic Load Dispatch Dengan Metode Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming***



## BAB IV

### **ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH* MENGGUNAKAN METODE *SELF-ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING* PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI**

#### **4.1. Penggunaan Program Komputer Untuk Menyelesaikan *Economic Load Dispatch* Di PT. Pembangkitan Jawa-Bali**

Dalam pemecahan masalah *Economic Load Dispatch* penggunaan program komputer dibutuhkan untuk tujuan mempercepat proses perhitungan dengan ketelitian yang tinggi. Program perhitungan yang digunakan adalah bahasa pemrograman Borland Delphi versi 7.0. dan diaplikasikan pada komputer pentium AMD Athlon 2,4GHz DDR256Mb/PC2700 dengan sistem operasi windowsXP-service pack 2.

#### **4.2. Data Pembangkit Termal**

Pembangkitan termal yang berada pada kawasan PT. Pembangkitan Jawa-Bali berjumlah 37 unit pembangkit yang terdiri dari 11 unit Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), 4 unit Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG), dan 22 unit Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) yang tersebar di seluruh Jawa dan Bali. Adapun data-data lebih lengkapnya dapat dilihat pada table 4.1 dan 4.2, untuk harga bahan bakar berdasarkan statistik PLN tahun 2002 dimana dipakai nilai tukar Rp. 9.000 per dolar Amerika.

**Tabel 4.1**  
**Data Unit Termal Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali**

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)		Lama Waktu (Jam)			
			Min	Max	MUT	MDT	Cold Start	Hot Start
1	PLTU Paiton 1	coal	225	370	72	48	17	4
2	PLTU Paiton 2	coal	225	370	72	48	17	4
3	PLTGU Gresik GT 1.1	gas	53	102	36	10	1	0
4	PLTGU Gresik GT 1.2	gas	53	102	36	10	1	0
5	PLTGU Gresik GT 1.3	gas	53	102	36	10	1	0
6	PLTGU Gresik ST 1.0	gas	250	480	36	10	3	1
7	PLTGU Gresik GT 2.1	gas	53	102	36	10	1	0
8	PLTGU Gresik GT 2.2	gas	53	102	36	10	1	0
9	PLTGU Gresik GT 2.3	gas	53	102	36	10	1	0
10	PLTGU Gresik ST 2.0	gas	250	480	36	10	3	1
11	PLTGU Gresik GT 3.1	gas	53	102	36	10	1	0
12	PLTGU Gresik GT 3.2	gas	53	102	36	10	1	0
13	PLTGU Gresik GT 3.3	gas	53	102	36	10	1	0
14	PLTGU Gresik ST 3.0	gas	250	480	36	10	3	1
15	PLTU Gresik 1	gas	43	85	48	10	9	1
16	PLTU Gresik 2	gas	43	85	48	10	9	1
17	PLTU Gresik 3	gas	90	175	48	10	9	2
18	PLTU Gresik 4	gas	90	175	48	10	9	2
19	PLTG Gresik 1	gas	5	16	3	1	1	0
20	PLTG Gresik 2	gas	5	16	3	1	1	0
21	PLTG Gilitimur 1	HSD	5	16	3	1	1	0
22	PLTG Gilitimur 2	HSD	5	16	3	1	1	0
23	PLTGU M. Karang GT 1.1	gas	50	95	36	10	1	0
24	PLTGU M. Karang GT 1.2	gas	50	95	36	10	1	0
25	PLTGU M. Karang GT 1.3	gas	50	95	36	10	1	0
26	PLTGU M. Karang ST 1.0	HSD	300	465	36	10	3	1
27	PLTGU M. Tawar GT 1.1	HSD	72	138	36	10	0	0
28	PLTGU M. Tawar GT 1.2	HSD	72	138	36	10	0	0
29	PLTGU M. Tawar GT 1.3	HSD	72	138	36	10	0	0
30	PLTGU M. Tawar GT 2.1	HSD	72	138	36	10	0	0
31	PLTGU M. Tawar GT 2.2	HSD	72	138	36	10	0	0
32	PLTGU M. Tawar ST 1.0	HSD	315	605	36	10	3	2
33	PLTU M. Karang 1	MFO	44	85	48	10	6	1
34	PLTU M. Karang 2	MFO	44	85	48	10	6	1
35	PLTU M. Karang 3	MFO	44	85	48	10	6	1
36	PLTU M. Karang 4	gas	90	165	48	10	11	2
37	PLTU M. Karang 5	gas	90	165	48	10	11	2

Keterangan: MUD = *Minimum up time*  
MDT = *minimum down time*

**Tabel 4.2**  
**Data Biaya dan Parameter unit Termal Pada PT. PLN**  
**Pembangkitan Jawa-Bali**

No	Nama Pembangkit	Biaya Start-up (Juta Rp)		Koefisien biaya		
		Cold start-up	Hot start-up	A	B	C
1	PLTU Paiton 1	682.98	149.68	3244978	111712.15	10.2971
2	PLTU Paiton 2	682.98	149.68	3244978	111712.15	10.2971
3	PLTGU Gresik GT 1.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
4	PLTGU Gresik GT 1.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
5	PLTGU Gresik GT 1.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
6	PLTGU Gresik ST 1.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.875
7	PLTGU Gresik GT 2.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
8	PLTGU Gresik GT 2.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
9	PLTGU Gresik GT 2.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
10	PLTGU Gresik ST 2.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.875
11	PLTGU Gresik GT 3.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
12	PLTGU Gresik GT 3.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
13	PLTGU Gresik GT 3.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	334.155
14	PLTGU Gresik ST 3.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.875
15	PLTU Gresik 1	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
16	PLTU Gresik 2	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
17	PLTU Gresik 3	229.5	95.52	5017369.5	169242.579	193.545
18	PLTU Gresik 4	229.5	95.52	5017369.5	169242.579	193.545
19	PLTG Gresik 1	6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
20	PLTG Gresik 2	6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
21	PLTG Gilitimur 1	6.13	0	687181.85	683240.965	1762.3893
22	PLTG Gilitimur 2	6.13	0	687181.85	683240.965	1762.3893
23	PLTGU M. Karang GT 1.1	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
24	PLTGU M. Karang GT 1.2	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
25	PLTGU M. Karang GT 1.3	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
26	PLTGU M. Karang ST 1.0	54.22	29.67	11560815	53685.135	460.845
27	PLTGU M. Tawar GT 1.1	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
28	PLTGU M. Tawar GT 1.2	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
29	PLTGU M. Tawar GT 1.3	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
30	PLTGU M. Tawar GT 2.1	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
31	PLTGU M. Tawar GT 2.2	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
32	PLTGU M. Tawar ST 1.0	160.1	96.42	43043399	288609.995	7.6584
33	PLTU M. Karang 1	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
34	PLTU M. Karang 2	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
35	PLTU M. Karang 3	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
36	PLTU M. Karang 4	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79
37	PLTU M. Karang 5	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79

Catatan:

Harga batubara : 255 Rp/Kg

Harga MFO : 1595,5 Rp/Liter

Harga HSD	: 1595,5 Rp/Liter
Harga gas UP. Gresik	: 2.53 US\$/MMBTU
Harga gas UP. M . Karang	: 2,45 US\$/MMBTU
Nilai Tukar	: 9000 Rp/US\$

#### **4.3. Aplikasi Metode *Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming* Pada PT. PJB Untuk Memecahkan Permasalahan *Economic Load Dispatch***

Perhitungan dan analisa ini dilakukan pada kebutuhan daya yang ditanggung PT. Pembangkitan Jawa-Bali tanggal 27, 30, dan 31 Juli 2005. analisa data dilakukan untuk ketiga hari tersebut, karena ketiga hari tersebut mewakili karakteristik kurva yang berlainan dengan keterangan sebagai berikut:

- Rabu, tanggal 27 Juli 2005, beban hari kerja penuh.
- Sabtu, tanggal 30 Juli 2005, beban pada setengah hari kerja
- Minggu, tanggal 31 Juli 2005, beban pada hari libur

Berdasarkan data unit yang terdapat dalam PT. Pembangkitan Jawa-Bali pada sistem tenaga pada tabel 4.1, semua unit pembangkit diasumsikan dalam kondisi siap beroperasi. Maka dapat disusun *input* data unit pembangkit termal yang siap operasi pada tanggal 27, 30, dan 31 Juli 2005, yaitu sebanyak 37 unit pembangkit.

Dalam data beban harian sistem yang diperoleh dari PT. Pembangkitan Jawa-Bali, terdapat data hasil perhitungan mengenai jumlah total pembangkitan, beban total dan cadangan berputar pada setiap jam dalam setiap area. Data-data ini tidak dipakai dalam skripsi ini karena data tersebut menyangkut sistem secara

keseluruhan dalam suatu area. Dalam suatu area biasanya terdapat lebih dari satu perusahaan penyedia energi listrik. Misalnya pada area 4, terdapat tiga perusahaan penyedia energi listrik, yaitu: PT. Pembangkitan Jawa-Bali, PT. Indonesia Power dan perusahaan milik swasta.

Model yang digunakan dalam melakukan perhitungan optimalisasi penjadwalan PLTGU, PLTG, maupun PLTU menggunakan karakteristik tiap unit termal, meskipun PLTGU mempunyai karakteristik tiap blok yang saling tergantung antara unit gas (GT) dan unit uap (ST) atau yang sering disebut *combined cycle*. Untuk memudahkan perhitungan dilakukan dengan pendekatan per unit termis, dimana parameter unit tiap GT kita ambil dari parameter unit pembangkit sendiri sedangkan untuk unit ST diambil dari parameter kombinasi CC.3.3.1.

PT. Pembangkitan Jawa-Bali tidak mempunyai dasar yang pasti untuk menentukan nilai dari cadangan berputar (*spinning reserve*) tiap periode jam, tetapi PT. Pembangkitan Jawa-Bali, menggunakan asumsi bahwa nilai cadangan berputar diambil dari daya terpasang terbesar dari unit pembangkit yang beroperasi. Dalam hal ini PT. Pembangkitan Jawa-Bali menggunakan daya terpasang dari unit pembangkit PLTU Paiton yaitu sebesar 400 MW sebagai nilai cadangan berputar tiap periode jam.

#### **4.4. Beban sistem**

Dalam wilayah Jawa-Bali, pembangkit-pembangkit yang ada dikoordinasi oleh PT. Pembangkitan Jawa-Bali. Proses penjadwalan pembangkit dengan metode *Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Programming* bertujuan untuk membuat rencana penjadwalan pembangkit dalam sistem tenaga

listrik yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya operasi yang seekonomis mungkin.

Untuk mengetahui seberapa besar efisiensi dari metode ini, maka dilakukan evaluasi dengan mengambil data unit pembangkit termal dan beban yang ditanggung oleh PT. Pembangkitan Jawa-Bali sebagai bahan perbandingan. Sedangkan kombinasi jadwal dan daya *output* pembangkit tenaga listrik dalam sistem PT. Pembangkitan Jawa Bali tanggal 27, 30, dan 31 Juli 2005, terdapat pada tabel 4.3 (beban sistem yang ditanggung oleh pembangkit termal saja).

**Tabel 4.3**  
**Data Beban Total Unit Termal PT. Pembangkitan Jawa-Bali**

Jam	Rabu 27 juli 2005		Sabtu 30 juli 2005		Minggu 31 juli 2005	
	Beban Sistem (MW)	Cadangan Berputar (MW)	Beban Sistem (MW)	Cadangan Berputar (MW)	Beban Sistem (MW)	Cadangan Berputar (MW)
01.00	2300	400	2525	400	2275	400
02.00	2175	400	2300	400	1755	400
03.00	2090	400	2170	400	1755	400
04.00	2090	400	2170	400	1740	400
05.00	2240	400	2470	400	1895	400
06.00	2215	400	2250	400	1970	400
07.00	1990	400	1940	400	1642	400
08.00	2250	400	2065	400	1565	400
09.00	2540	400	2190	400	1615	400
10.00	2590	400	2190	400	1675	400
11.00	2590	400	2210	400	1625	400
12.00	2340	400	2165	400	1575	400
13.00	2575	400	2140	400	1575	400
14.00	2575	400	2190	400	1575	400
15.00	2575	400	2265	400	1575	400
16.00	2475	400	2130	400	1575	400
17.00	2457	400	2197	400	1689	400
18.00	2951	400	2849	400	2689	400
19.00	2981	400	2989	400	2929	400
20.00	2981	400	2634	400	2924	400
21.00	2951	400	2614	400	2904	400
22.00	2664	400	2582	400	2632	400
23.00	2430	400	2375	400	2330	400
24.00	2405	400	2300	400	2215	400

#### **4.5. Hasil Perhitungan dan Analisa Data**

Program optimasi *Economic Load Dispatch* unit pembangkit termal pada sistem PT. PJB dengan *Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Programming* terdiri dari:

1. Tahap input data dengan inisialisai data karakteristik tiap unit dan beban tiap jam.
2. Input parameter metode *Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Programming*.
3. Melakukan pencarian nilai yang paling minimum dari fungsi keanggotaan yang masing-masing untuk biaya dan beban sistem sehingga didapatkan biaya operasional unit-unit pembangkit yang paling optimal untuk melayani beban sistem.

UNIT	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	JAM
1	360	360	360	360	360	360	310	360	360	360	360	310	310
2	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	310
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	300	250	250	250	275	250	250	250	300	325	325	275	300
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	300	250	250	250	300	300	250	300	300	325	325	300	300
15	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
16	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
17	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	425	400	315	315	390	390	315	425	550	550	550	550	550
33	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
34	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
35	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	120	120	120	120	120	120	120	120	130	130	130	130	130
Total	2300	2175	2090	2090	2240	2215	1990	2250	2540	2590	2590	2340	2340

**Tabel 4.4**  
**Data Pembebanan Unit Termal Sebelum Optimalisasi**  
**Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali**  
**Pada Hari: Rabu, 27 Juli 2005**

unit pembangkit, yaitu sebagai berikut:

Seluruh unit termal yang siap beroperasi dalam PT. PJB terdiri dari 37

UNIT	JAM												
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	360	360	360	360	310	370	370	370	370	370	370	360	360
2	360	360	360	360	310	370	370	370	370	370	370	360	360
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	325	325	325	250	250	325	350	350	350	275	275	275	275
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	325	325	325	300	250	325	325	325	325	325	275	275	275
15	50	50	50	50	50	80	80	80	80	50	50	50	50
16	50	50	50	50	50	80	80	80	80	50	50	50	50
17	90	90	90	90	90	167	167	167	167	140	90	90	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	0	0
20	0	0	0	0	0	10	16	16	16	16	16	0	0
21	0	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	0	0
22	0	0	0	0	0	10	16	16	16	16	16	0	0
23	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	80	130	135	120	65	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	65	65	65
32	550	550	550	550	550	560	560	560	560	500	450	425	425
33	80	80	80	80	80	85	85	85	80	80	80	80	80
34	80	80	80	80	80	85	85	85	80	80	80	80	80
35	80	80	80	80	80	85	85	85	80	80	80	80	80
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	130	130	130	130	130	130	130	130	130	120	120	120	120
<b>Total</b>	<b>2575</b>	<b>2575</b>	<b>2575</b>	<b>2475</b>	<b>2475</b>	<b>2951</b>	<b>2981</b>	<b>2981</b>	<b>2951</b>	<b>2664</b>	<b>2430</b>	<b>2405</b>	<b>2405</b>

**Tabel 4.5**  
**Data Pembebanan Unit Termal Sebelum Optimasi**  
**Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali**  
**Pada Hari; Sabtu, 30 Juli 2005**

UNIT	JAM											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	360	360	360	360	360	350	300	300	300	300	300	300
2	360	360	360	360	360	300	250	250	250	250	250	250
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	400	325	300	300	400	325	250	250	250	250	270	250
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	350	300	300	300	400	325	250	250	300	300	300	300
15	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
16	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
17	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	80	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	450	350	325	325	425	425	425	475	550	550	550	525
33	80	80	80	80	80	80	60	85	85	85	85	85
34	80	80	80	80	80	80	60	85	85	85	85	85
35	80	80	80	80	80	80	60	85	85	85	85	85
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>2525</b>	<b>2300</b>	<b>2170</b>	<b>2170</b>	<b>2470</b>	<b>2250</b>	<b>1940</b>	<b>2065</b>	<b>2190</b>	<b>2190</b>	<b>2210</b>	<b>2165</b>

UNIT	JAM																							
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	300	300	300	300	300	360	370	370	360	360	360	360	300	300	300	300	300	375	425	300	300	325	300	300
2	250	250	250	250	310	360	370	370	360	360	360	360	250	250	250	250	310	360	370	370	360	360	360	360
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	250	250	325	325	300	400	425	250	250	325	300	300	250	250	325	325	400	425	250	250	325	300	300	
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	300	300	300	300	300	375	425	300	300	325	300	300	300	300	300	300	375	425	300	300	325	300	300	
15	50	50	50	50	50	90	90	80	80	50	50	50	50	50	50	50	90	90	80	80	50	50	50	
16	50	50	50	50	50	90	90	80	80	50	50	50	50	50	50	50	90	90	80	80	50	50	50	
17	90	90	90	90	90	167	167	167	167	140	90	90	90	90	90	90	167	167	167	167	140	90	90	
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
21	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	
22	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	
23	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
30	0	0	0	0	80	100	120	100	100	80	80	80	80	80	80	80	100	120	100	100	80	80	80	
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
32	500	550	550	490	420	525	550	550	550	525	450	425	500	550	550	490	420	525	550	550	525	450	425	
33	85	85	85	60	60	85	85	80	80	80	80	80	85	85	85	60	60	85	85	80	80	80	80	
34	85	85	85	60	60	85	85	80	80	80	80	80	85	85	85	60	60	85	85	80	80	80	80	
35	85	85	85	60	60	85	85	80	80	80	80	80	85	85	85	60	60	85	85	80	80	80	80	
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>Total</b>	<b>2140</b>	<b>2190</b>	<b>2265</b>	<b>2130</b>	<b>2197</b>	<b>2849</b>	<b>2989</b>	<b>2634</b>	<b>2614</b>	<b>2582</b>	<b>2375</b>	<b>2300</b>	<b>2140</b>	<b>2190</b>	<b>2265</b>	<b>2130</b>	<b>2197</b>	<b>2849</b>	<b>2989</b>	<b>2634</b>	<b>2614</b>	<b>2582</b>	<b>2375</b>	<b>2300</b>

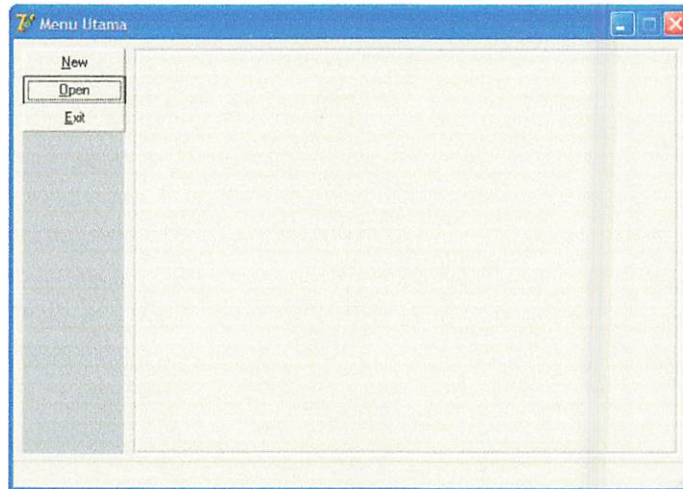
**Tabel 4.6**  
**Data Pembebanan Unit Termal Sebelum Optimasi**  
**Pada PT. PLN Pembangunan Jawa-Bali**  
**Pada Hari; Minggu, 31 Juli 2005**

UNIT	JAM											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	360	360	360	360	360	360	296	225	225	225	225	225
2	360	360	360	360	360	360	296	225	225	225	225	225
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	300	250	250	250	300	325	250	300	300	300	300	250
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	300	250	250	250	250	300	250	250	300	300	250	250
15	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
16	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
17	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	95	95	95	80	95	95	80	95	95	95	95	95
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	80	50	50	50	80	80	60	60	60	80	80	80
34	80	50	50	50	80	80	60	60	60	80	80	80
35	80	50	50	50	80	80	60	60	60	80	80	80
36	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>2275</b>	<b>1755</b>	<b>1755</b>	<b>1740</b>	<b>1895</b>	<b>1970</b>	<b>1642</b>	<b>1565</b>	<b>1615</b>	<b>1675</b>	<b>1625</b>	<b>1575</b>

UNIT	JAN																							
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	225	225	225	225	296	350	370	370	370	360	360	350	225	225	225	225	296	350	370	370	370	360	360	350
2	225	225	225	225	296	350	370	370	370	360	360	350	225	225	225	225	296	350	370	370	370	360	360	350
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	250	250	250	250	250	375	425	420	400	350	325	300	250	250	250	250	375	425	420	400	350	325	300	
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
14	250	250	250	250	250	375	400	400	400	325	300	300	250	250	250	250	375	400	400	400	325	300	300	
15	50	50	50	50	50	80	80	80	80	50	50	50	50	50	50	50	80	80	80	80	50	50	50	
16	50	50	50	50	50	80	80	80	80	50	50	50	50	50	50	50	80	80	80	80	50	50	50	
17	90	90	90	90	90	167	167	167	167	150	90	90	90	90	90	90	167	167	167	150	90	90	90	
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
21	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	0	
22	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	0	
23	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
32	0	0	0	0	0	425	550	550	550	500	400	350	0	0	0	0	425	550	550	550	500	400	350	
33	80	80	80	80	60	80	80	80	80	80	60	60	80	80	80	80	60	80	80	80	80	60	60	
34	80	80	80	80	60	80	80	80	80	80	60	60	80	80	80	80	60	80	80	80	80	60	60	
35	80	80	80	80	60	80	80	80	80	80	60	60	80	80	80	80	60	80	80	80	80	60	60	
36	100	100	100	100	100	120	120	120	120	120	120	100	100	100	100	100	120	120	120	120	120	120	100	
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>Total</b>	<b>1575</b>	<b>1575</b>	<b>1575</b>	<b>1575</b>	<b>1689</b>	<b>2689</b>	<b>2929</b>	<b>2924</b>	<b>2904</b>	<b>2632</b>	<b>2330</b>	<b>2215</b>	<b>1575</b>	<b>1575</b>	<b>1575</b>	<b>1575</b>	<b>1689</b>	<b>2689</b>	<b>2929</b>	<b>2924</b>	<b>2904</b>	<b>2632</b>	<b>2330</b>	<b>2215</b>

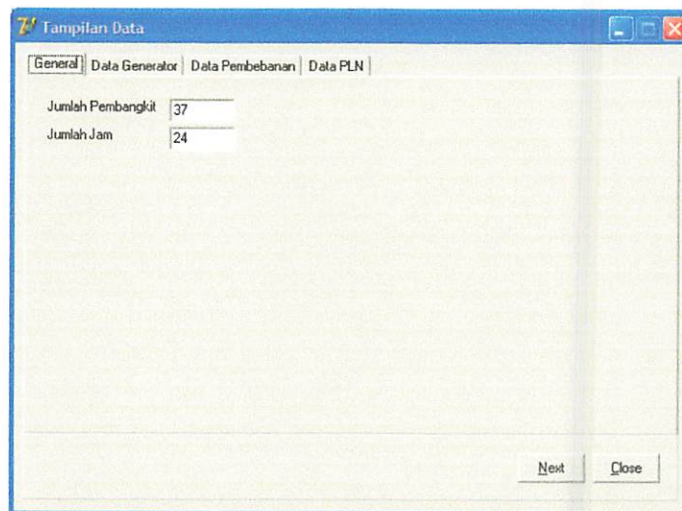
#### 4.5.1. Tampilan Program *Economic Load Dispatch* Dengan Metode *Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming*

##### 1. Tampilan Menu Utama



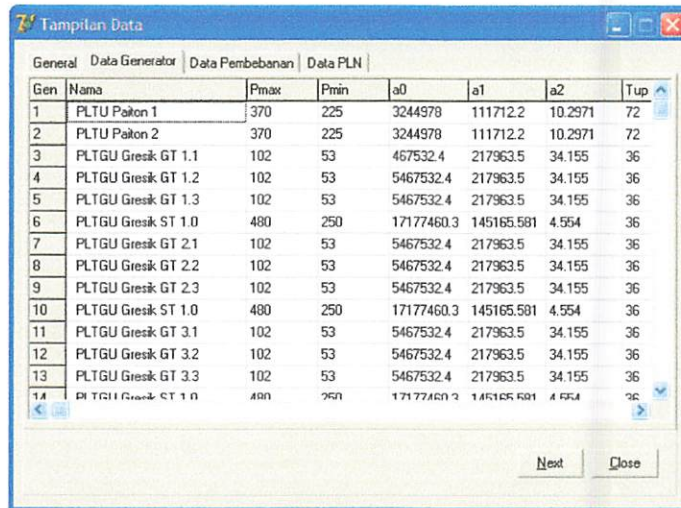
**Gambar 4.1.**  
**Tampilan Menu Utama**

2. Pilih Open File, kemudian akan muncul tampilan sebagai berikut :



**Gambar 4.2.**  
**Tampilan Secara Umum**

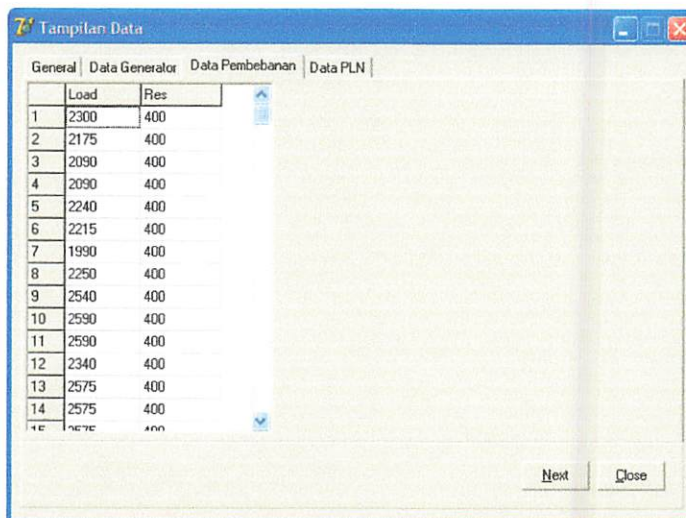
3. Pilih Data Generator untuk menampilkan unit-unit pembangkit



Gen	Nama	Pmax	Pmin	a0	a1	a2	Tup
1	PLTU Paikon 1	370	225	3244978	111712.2	10.2971	72
2	PLTU Paikon 2	370	225	3244978	111712.2	10.2971	72
3	PLTGU Gresik GT 1.1	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
4	PLTGU Gresik GT 1.2	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
5	PLTGU Gresik GT 1.3	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
6	PLTGU Gresik ST 1.0	480	250	17177460.3	145165.581	4.554	36
7	PLTGU Gresik GT 2.1	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
8	PLTGU Gresik GT 2.2	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
9	PLTGU Gresik GT 2.3	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
10	PLTGU Gresik ST 1.0	480	250	17177460.3	145165.581	4.554	36
11	PLTGU Gresik GT 3.1	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
12	PLTGU Gresik GT 3.2	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
13	PLTGU Gresik GT 3.3	102	53	5467532.4	217963.5	34.155	36
14	PLTGU Gresik ST 1.0	480	250	17177460.3	145165.581	4.554	36

**Gambar 4.3.**  
**Tampilan Data Generator**

4. Pilih Data Pembebanan untuk menampilkan beban sistem dan cadangan berputar



	Load	Res
1	2300	400
2	2175	400
3	2090	400
4	2090	400
5	2240	400
6	2215	400
7	1990	400
8	2250	400
9	2540	400
10	2590	400
11	2590	400
12	2340	400
13	2575	400
14	2575	400

**Gambar 4.4.**  
**Tampilan Data Pembebanan**

- Pilih Data PLN untuk mengetahui daya yang dioperasikan oleh tiap unit pembangkit thermal selama 24 jam.

General	Data Generator	Data Pembebanan	Data PLN					
	Jam 1	Jam 2	Jam 3	Jam 4	Jam 5	Jam 6	Jam 7	Ja
Gen 1	360	360	360	360	360	360	310	360
Gen 2	360	360	360	360	360	360	310	360
Gen 3	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 4	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 5	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 6	300	250	250	250	275	250	250	250
Gen 7	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 8	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 9	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 10	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 11	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 12	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 13	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 14	300	250	250	250	300	300	250	300

**Gambar 4.5.**  
**Tampilan Data PLN Sebelum Optimasi**

- Kemudian tekan menu “ *Next* “, dan akan terlihat tampilan parameter *IFEP*, kemudian tekan “ *Use Default* “ untuk memasukkan nilai dari parameter *IFEP*, kemudian pilih jam ke berapa yang akan dihitung

Parameter IFEP

Jumlah Generasi	100
Jumlah Populasi	20
Panjang Chromosome	37
Konstanta Beta	1.5
Konstanta Ka	10000000

Pilih Jam ke Berapa

1

Parameter Objective Function

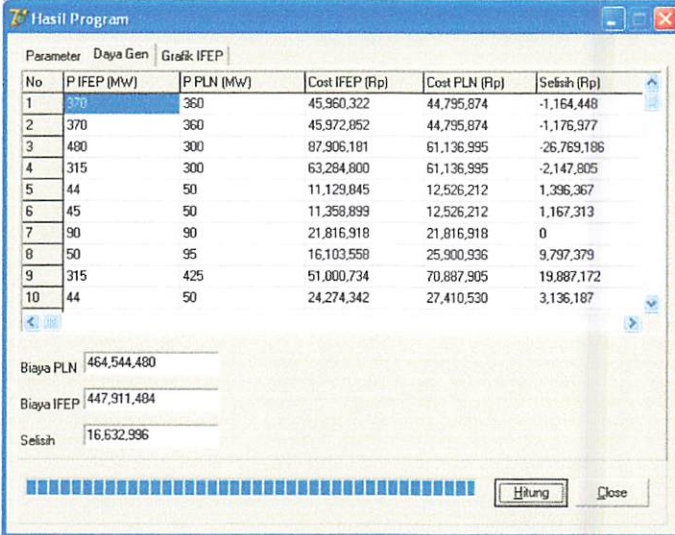
Finality Generator 1000000

Use Default

Hitung Close

**Gambar 4.6.**  
**Tampilan Paramter IFEP**

7. Kemudian tekan tombol “ Hitung “ untuk menghitung biaya dari unit pada jam tertentu.



The screenshot shows a software window titled "Hasil Program" with three tabs: "Parameter", "Daya Gen", and "Grafik IFEP". The "Parameter" tab is active, displaying a table with 10 rows of generator data. Below the table, there are three input fields for "Biaya PLN", "Biaya IFEP", and "Selisih", each with a numerical value. At the bottom right, there are "Hitung" and "Close" buttons.

No	P IFEP (MW)	P PLN (MW)	Cost IFEP (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selisih (Rp)
1	370	360	45.960.322	44.795.874	-1.164.448
2	370	360	45.972.852	44.795.874	-1.176.977
3	480	300	87.906.181	61.136.995	-26.769.186
4	315	300	63.284.800	61.136.995	-2.147.805
5	44	50	11.129.845	12.526.212	1.396.367
6	45	50	11.358.899	12.526.212	1.167.313
7	90	90	21.816.918	21.816.918	0
8	50	95	16.103.558	25.900.936	9.797.379
9	315	425	51.000.734	70.887.905	19.887.172
10	44	50	24.274.342	27.410.530	3.136.187

Biaya PLN: 464.544.480  
Biaya IFEP: 447.911.484  
Selisih: 16.632.996

**Gambar 4.7.**  
**Tampilan Daya Dari Unit Generator Yang Beroperasi Serta Hasil Biaya**

4.5.2. Hasil Optimasi Pembebanan Unit Termal Menggunakan Metode IFEP

Tabel 4.7  
Data Pembebanan Unit Termal Sesudah Optimasi  
Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali  
Pada Hari; Rabu, 27 Juli 2005

UNIT	JAM											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	370	370	367	367	368	368	319	367	370	367	367	370
2	370	370	367	367	370	367	370	370	370	370	370	359
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	480	346	327	327	346	447	267	463	478	479	479	461
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	315	318	266	266	390	265	250	283	479	480	480	383
15	44	43	43	43	44	43	44	43	46	48	48	44
16	45	43	43	43	43	43	44	43	43	43	43	44
17	90	92	90	90	90	91	90	90	91	96	96	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	50	50	50	50	52	50	52	52	52	57	57	50
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	315	317	316	316	315	318	332	317	387	426	426	315
33	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
34	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
35	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	90	94	90	90	91	91	90	90	92	91	91	91
<b>Total</b>	<b>2300</b>	<b>2175</b>	<b>2090</b>	<b>2090</b>	<b>2240</b>	<b>2215</b>	<b>1990</b>	<b>2250</b>	<b>2540</b>	<b>2590</b>	<b>2590</b>	<b>2340</b>

UNIT	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	JAM
1	370	370	370	370	370	369	369	369	369	369	367	354	361
2	368	368	368	370	362	370	370	370	370	370	370	370	322
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	480	480	480	479	274	480	480	480	480	480	476	365	441
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	479	479	479	473	463	480	480	480	480	480	478	476	416
15	43	43	43	45	43	43	43	43	43	43	43	44	53
16	43	43	43	44	43	65	43	43	43	65	44	46	47
17	97	97	97	97	98	153	156	156	153	153	90	95	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	5	8	5	5	5	5	6	0	0
20	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	6	0	0
21	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	5	0	0
22	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	5	0	0
23	60	60	60	60	50	59	79	79	59	59	50	52	50
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	72	72	72	72	72	72	72	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72	72
32	399	399	399	325	440	603	591	591	603	433	321	338	338
33	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
34	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
35	44	44	44	44	44	45	44	44	45	44	44	44	44
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	105	105	105	90	91	101	106	106	101	101	94	92	92
Total	105	105	105	90	91	101	106	106	101	101	94	92	92



UNIT	JAM																								
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	370	370	370	369	370	370	370	370	369	370	367	363	370	370	370	369	370	370	370	370	369	370	370	367	363
2	370	370	370	370	347	370	370	370	369	370	370	369	370	370	370	370	347	370	370	370	369	370	370	367	363
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	252	449	441	456	449	480	480	478	478	464	457	375	252	449	441	456	449	480	480	478	478	464	457	375	
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
14	475	327	411	254	268	477	480	479	480	478	433	437	475	327	411	254	268	477	480	479	480	478	433	437	
15	43	43	43	43	45	75	85	47	46	44	43	46	43	43	43	43	45	75	85	47	46	44	43	46	
16	43	44	43	43	45	79	85	48	57	43	43	43	43	44	43	43	45	79	85	48	57	43	43	43	
17	90	90	90	90	90	90	174	91	133	111	91	90	90	90	90	90	90	174	91	133	111	91	91	90	
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
21	0	0	0	0	5	5	5	5	5	6	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	6	0	0	
22	0	0	0	0	5	5	6	5	5	5	0	0	0	0	0	0	5	5	6	5	5	0	0	0	
23	51	50	50	52	50	88	95	77	71	63	51	52	51	50	50	52	50	88	95	77	71	63	51	52	
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
30	0	0	0	0	72	73	74	72	72	72	72	72	0	0	0	0	72	73	74	72	72	72	72	72	
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
32	315	315	315	321	319	605	605	459	397	424	315	321	315	315	315	321	319	605	605	459	397	424	315	321	
33	44	44	44	44	44	44	44	45	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	45	44	44	44	44	
34	44	44	44	44	44	45	71	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	45	71	44	44	44	44	44	
35	44	44	44	44	44	44	45	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>Total</b>	<b>2140</b>	<b>2190</b>	<b>2265</b>	<b>2130</b>	<b>2197</b>	<b>2849</b>	<b>2989</b>	<b>2634</b>	<b>2614</b>	<b>2582</b>	<b>2375</b>	<b>2300</b>	<b>2140</b>	<b>2190</b>	<b>2265</b>	<b>2130</b>	<b>2197</b>	<b>2849</b>	<b>2989</b>	<b>2634</b>	<b>2614</b>	<b>2582</b>	<b>2375</b>	<b>2300</b>	



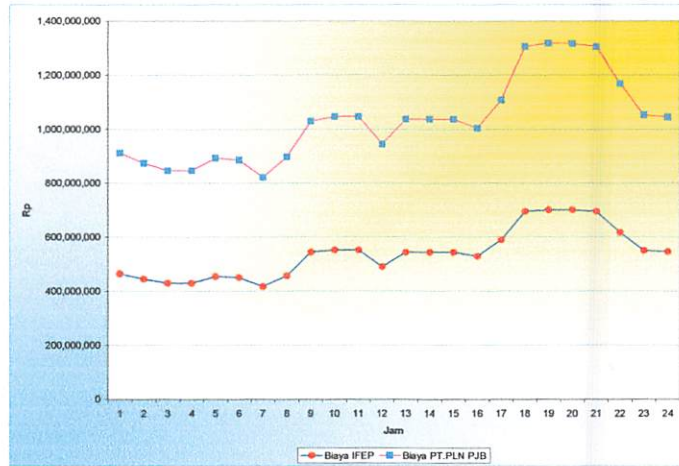
UNIT	JAN											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	370	370	243	362	367	370	369	368	370	368	370	368
2	257	257	368	265	351	370	370	370	370	370	369	369
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	250	250	250	250	256	476	480	480	480	470	344	378
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	250	250	264	250	251	480	480	480	480	480	479	335
15	43	43	45	43	43	76	43	74	79	43	43	43
16	43	43	43	43	43	45	67	61	43	63	43	43
17	90	90	90	90	91	90	151	152	155	120	91	90
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	5	5	5	5	5	6	0	0
22	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	0	0
23	50	50	50	50	50	89	91	94	90	65	54	51
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	450	602	605	605	401	315	316
33	44	44	44	44	44	44	44	44	44	45	44	44
34	44	44	44	44	45	46	44	44	45	44	44	44
35	44	44	44	44	44	45	44	44	44	44	44	44
36	90	90	90	90	94	100	134	97	90	109	90	90
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1575</b>	<b>1575</b>	<b>1575</b>	<b>1575</b>	<b>1689</b>	<b>2689</b>	<b>2929</b>	<b>2924</b>	<b>2904</b>	<b>2632</b>	<b>2330</b>	<b>2215</b>

**4.5.3. Perhitungan Biaya Operasional PT. PLN PJB dan Biaya Operasional Menggunakan Metode IFEP**

**Tabel 4.10**  
**Hasil Perhitungan Biaya Operasional PT. PLN PJB dan Biaya Operasional Menggunakan Metode IFEP**  
**Pada Hari; Rabu, 27 Juli 2005**

Jam	Beban Sistem (MW)	PT. PJB (Rp)	IFEP (Rp)	Selisih (Rp)
1	2300	464.544.480	447.911.484	16.632.996
2	2175	445.152.537	429.492.672	15.659.865
3	2090	429.890.280	416.676.379	13.213.901
4	2090	429.890.280	416.676.379	13.213.901
5	2240	454.392.306	438.971.131	15.421.175
6	2215	450.703.396	435.365.399	15.337.997
7	1990	418.029.154	403.998.282	14.030.872
8	2250	457.160.966	440.587.672	16.573.294
9	2540	544.211.424	486.107.607	58.103.817
10	2590	551.612.015	495.814.571	55.797.444
11	2590	551.612.015	495.814.571	55.797.444
12	2340	490.355.878	454.164.870	36.191.008
13	2575	543.875.979	493.306.447	50.567.532
14	2575	543.875.979	493.306.447	50.567.532
15	2575	543.875.979	493.306.447	50.567.532
16	2475	529.091.873	474.682.087	54.409.786
17	2457	589.448.294	518.508.118	70.940.176
18	2951	695.328.855	610.890.236	84.438.619
19	2981	701.267.068	616.764.621	84.502.447
20	2981	701.267.068	615.986.837	85.280.231
21	2951	695.328.855	610.206.442	76.635.336
22	2664	617.098.701	551.961.832	65.136.870
23	2430	550.541.913	503.075.540	47.466.373
24	2405	545.855.172	499.150.094	46.705.079

**Grafik 4.1.**  
**Perbandingan Biaya Operasional PT. PLN PJB dengan Biaya Operasional Menggunakan Metode IFEP Pada Hari; Rabu, 27 Juli 2005**

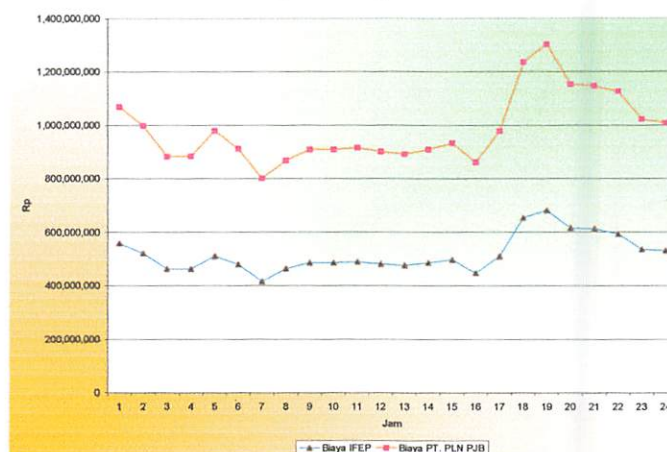


**Tabel 4.11**  
**Hasil Perhitungan Biaya Operasional PT. PLN PJB dan Biaya Operasional Menggunakan Metode IFEP Pada Hari; Sabtu, 30 Juli 2005**

Jam	Beban Sistem (MW)	PT.PJB (Rp)	IFEP (Rp)	Selisih (Rp)
1	2525	557.999.434	510.763.052	47.236.382
2	2300	521.082.098	476.065.813	45.016.284
3	2170	463.252.271	419.882.376	43.369.896
4	2170	463.252.271	420.411.266	42.841.005
5	2470	511.051.655	467.817.975	43.233.679
6	2250	480.480.842	431.477.153	49.003.689
7	1940	415.960.396	385.607.084	30.353.312
8	2065	463.695.520	404.113.630	59.581.890
9	2190	485.695.688	422.645.152	63.050.536
10	2190	485.695.688	422.969.393	62.726.295
11	2210	488.646.361	426.243.343	62.403.018
12	2165	480.761.644	419.321.236	61.440.408
13	2140	475.889.427	415.355.265	60.534.162
14	2190	485.695.688	422.790.564	62.905.124
15	2265	496.779.498	434.755.671	62.023.827
16	2130	446.741.843	413.867.975	32.873.868

17	2197	509.496.786	467.135.248	42.361.538
18	2849	652.594.714	582.271.977	70.322.738
19	2989	679.961.226	622.221.323	57.739.904
20	2634	614.043.893	538.416.728	75.627.165
21	2614	611.659.312	535.478.547	76.180.765
22	2582	592.417.896	533.893.348	58.524.549
23	2375	535.757.812	486.528.844	49.228.968
24	2300	531.071.071	475.905.114	55.165956

**Grafik 4.2.**  
**Perbandingan Biaya Operasional PT. PLN PJB dengan Biaya Operasional Menggunakan Metode IFEP Pada Hari; Sabtu, 30 Juli 2005**

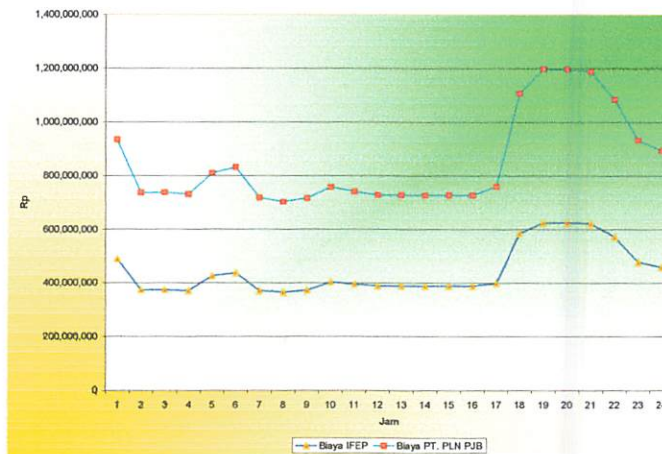


**Tabel 4.12**  
**Hasil Perhitungan Biaya Operasional PT. PLN PJB dan Biaya Operasional Menggunakan Metode IFEP Pada Hari; Minggu, 31 Juli 2005**

Jam	Beban Sistem (MW)	PT.PJB (Rp)	IFEP (Rp)	Selisih (Rp)
1	2275	490.175.431	444.170.725	46.004.706
2	1755	374.416.793	362.696.424	11.720.369
3	1755	374.416.793	363.517.716	10.899.076
4	1740	371.102.379	360.395.330	10.707.049
5	1895	427.417.757	383.837.410	43.580.347
6	1970	438.501.567	394.509.047	43.992.520
7	1642	370.992.261	347.368.056	23.624.205

8	1565	365.065.255	338.096.261	26.968.995
9	1615	372.448.770	344.180.141	28.268.629
10	1675	403.012.550	355.161.468	47.851.082
11	1625	395.629.036	345.550.938	50.078.098
12	1575	388.245.522	339.892.121	48.353.401
13	1575	388.245.522	339.498.310	48.747.212
14	1575	388.245.522	339.288.863	48.956.659
15	1575	388.245.522	339.437.851	48.807.671
16	1575	388.245.522	339.313.275	48.932.247
17	1689	398.447.093	361.460.862	36.986.231
18	2689	585.092.377	520.941.216	64.151.161
19	2929	625.067.195	572.393.610	52.673.585
20	2924	624.322.126	571.129.371	53.192.755
21	2904	621.344.129	566.699.661	54.644.467
22	2632	572.596.233	511.319.285	61.276.948
23	2330	478.673.530	452.899.814	25.773.716
24	2215	459.055.664	435.313.706	23.741.958

**Grafik 4.3.**  
**Perbandingan Biaya Operasional PT. PLN PJB dengan Biaya Operasional Menggunakan Metode IFEP Pada Hari; Minggu, 31 Juli 2005**

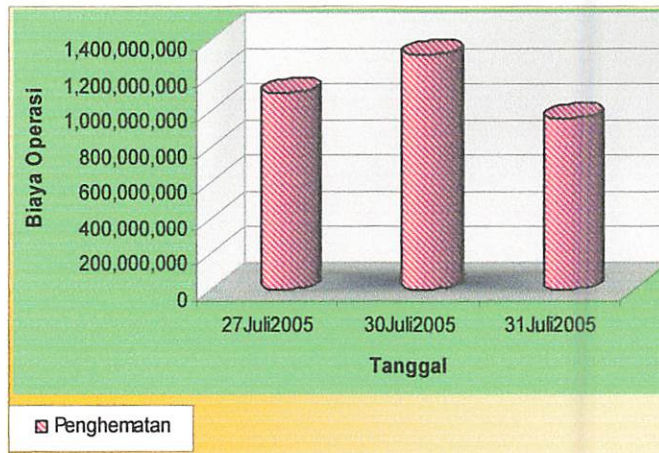


#### 4.5.4. Perbandingan Total Biaya PT. PLN PJB dengan Metode IFEP

**Tabel 4.13**  
**Perbandingan Total Biaya Operasional PT. PLN PJB dengan Metode IFEP**

TANGGAL	PT.PJB (Rp)	IFEP (Rp)	Penghematan (Rp)	Persentase (%)
27/7/2005	12.944.410.467	11.842.726.165	1.101.684.302	8,51
30/7/2005	12.449.683.034	11.135.938.077	1.313.744.957	10,55
31/7/2005	10.689.004.549	9.729.071.461	959.933.088	8,98

**Grafik 4.4.**  
**Selisih Perbandingan Total Biaya Operasional PT. PLN PJB dengan Total Biaya Operasional Metode IFEP Pada Tanggal 27, 30, dan 31 Juli 2005**



Dari tabel perbandingan biaya operasional untuk tiap jam selama 24 jam, dapat dibuat perbandingan biaya total operasional untuk periode 24 jam (satu hari) antara biaya total operasional selama 24 jam milik PT. PLN PJB dengan biaya operasional selama 24 jam hasil optimasi metode IFEP. Bila dilihat pada tabel diatas, tampak apabila dihitung dengan kedua cara, yaitu antara biaya yang dikeluarkan oleh PT. PLN PJB dengan biaya hasil optimasi menggunakan metode IFEP adalah sebagai berikut:

1. Pada hari Rabu, tanggal 27 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp. 12.944.410.467,- optimasi dengan menggunakan metode IFEP sebesar Rp. 11.842.726.165,- sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp. 1.101.684.302,- atau 8,51%.
2. Pada hari Sabtu, tanggal 30 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp.12.449.683.034,- optimasi dengan menggunakan metode IFEP sebesar Rp. 11.135.938.077,- sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp. 1.313.744.957,- atau 10,55%.
3. Pada hari Minggu, tanggal 31 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp.10.689.004.549,- optimasi dengan menggunakan metode IFEP sebesar Rp. 9.729.071.461,- sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp. 959.933.088,- atau 8,98%.

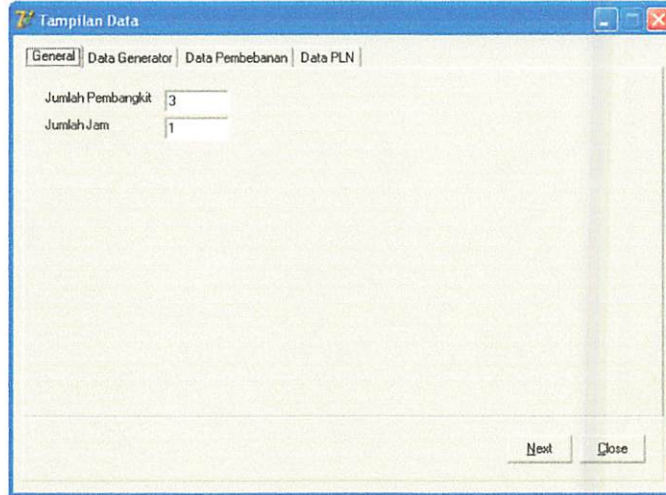
Dari hasil optimasi yang diperoleh dengan menggunakan metode IFEP terdapat selisih penghematan biaya, sehingga tujuan utama dari optimasi bisa terpenuhi.

#### 4.6 Uji Validasi

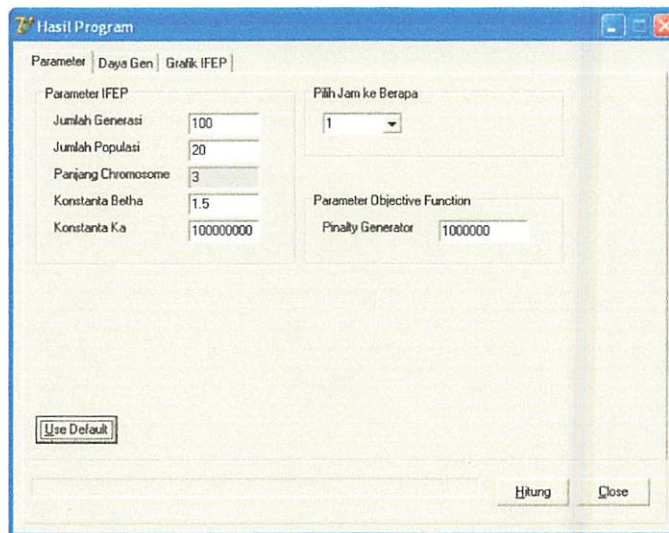
Untuk melakukan uji validasi pada program bantu perhitungan sehingga bisa dilihat kelayakan dari program tersebut, terlebih dahulu dilakukan pemilihan parameter IFEP yang sesuai sehingga menghasilkan solusi yang optimal. Berdasarkan jurnal: Vijay Vittal, Member and Prof P K Chattopadhyay, Fellow “*Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Program For Economic Load Dispatch with Smooth Cost Curves*” IE(I) Journal 2004, dengan nilai parameter 1.5, populasi=20, Generasi=100. Selanjutnya untuk pengujian validasi berpedoman pada data jurnal yang sama. Hasil pengujian dapat dilihat pada gambar 4.8. kemudian dilakukan perhitungan biaya total dengan metode IFEP.

**Tabel 4.14<sup>[1]</sup>**  
**Data Economicload Load Dispatch Dengan 3 Unit Pembangkit Untuk PengujianValidasi Program**

Unit	$P_{max}$ (MW)	$P_{min}$ (MW)	a	b	c
1	600	100	5.61	7,92	0,001562
2	200	50	78	7,97	0,04820
3	400	100	310	7,85	0,001940



**Gambar 4.8.**  
**Tampilan Data Dengan 3 Unit Pembangkit Selama 1 Jam**  
**Untuk Uji Validasi**



**Gambar 4.9.**  
**Tampilan Parameter IFEP Untuk Uji Validasi**

No	P IFEP (MW)	P PLN (MW)	Cost IFEP (\$/H)	Cost PLN (\$/H)	Selisih (\$/H)
1	393	400	3,360	3,424	63
2	122	100	1,124	923	-201
3	335	350	3,154	3,295	141

Biaya jurnal (\$/H) 7,642  
 Biaya IFEP (\$/H) 7,639  
 Selisih (\$/H) 3

Hitung Close

**Gambar 4.10.**  
**Hasil Uji Validasi**

Dari hasil pengujian disini dapat dilihat bahwa program tersebut layak untuk digunakan karena hasil perhitungan program tersebut mendekati hasil yang ada pada jurnal. Pada tampilan program diatas dapat dilihat bahwa hasil perhitungan menghasilkan biaya 7.639 \$/H yang mendekati perhitungan dengan jurnal: Vijay Vittal, Member and Prof P K Chattopadhyay, Fellow “*Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Program For Economic Load Dispatch with Smooth Cost Curves*” IE(I) Journal 2004 yaitu 7.642 \$/H dengan error 0.0392% sehingga program ini valid untuk digunakan.

## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1. Kesimpulan**

Setelah dilakukan analisa perhitungan optimasi pembebanan dengan menggunakan metode *Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming* maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Pada hari Rabu, tanggal 27 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp. 12.944.410.467,- optimasi dengan menggunakan metode IFEP sebesar Rp. 11.842.726.165,- sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp. 1.101.684.302,- atau 8,51%.
2. Pada hari Sabtu, tanggal 30 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp.12.449.683.034,- optimasi dengan menggunakan metode IFEP sebesar Rp. 11.135.938.077,- sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp. 1.313.744.957,- atau 10,55%.
3. Pada hari Minggu, tanggal 31 Juli 2005 biaya yang dikeluarkan oleh PT. PJB sebesar Rp.10.689.004.549,- optimasi dengan menggunakan metode IFEP sebesar Rp. 9.729.071.461,- sehingga didapatkan penghematan sebesar Rp. 959.933.088,- atau 8,98%.
4. Bahwa terjadi perubahan pembebanan pada setiap unit-unit pembangkit yang beroperasi, sehingga didapatkan selisih total biaya bahan bakar sebelum optimasi dan sesudah optimasi dengan menggunakan metode *Self-Adaptive Improved Fast Evolutionary Programming*, sehingga tujuan utama dari optimasi bisa terpenuhi.

## **5.2. Saran**

Agar didapatkan hasil optimasi pada permasalahan yang akan diangkat lebih akurat pada kedepannya, maka sebaiknya analisis dilakukan dengan memperhitungkan data-data pendukung yang lebih spesifik.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Vijay Vittal, Member and Prof P K Chattopadhyay, Fellow “*Self-adaptive Improved Fast Evolutionary Program For Economic Load Dispatch with Smooth Cost Curves*” IE(I) Journal 2004.
- [2]. Djiteng Marsudi, Ir ”Operasi Sistem Tenaga Listrik” Penerbit Balai Penerbit Humas ISTN, Juni 1990.
- [3]. Wood, Allan J and B. F. Wollenberg, “Power Generation, Operation, and Control”, John Willey & Sons, Inc, 1984.
- [4]. Stevenson, William D, Jr, “Analisa Sistem Tenaga Listrik”, Penerbit Erlangga edisi keempat, 1996.
- [5]. <http://zooland.alife.org/hhg2ec/>, “*What’s Evolutionary Programming (EP) dan What’s Evolutionary Strategy (ES)?*”.
- [6]. Luke, Brian T., “*Overview of Evolutionary Programming Methods*”, Learning From The Web.net.
- [7]. C. E. Lin and G. L. Viviani, “Hierarchical Economic Dispatch for Piecewise Quadratic Cost Functions”, IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-103, No. 6, June, 1984.
- [8]. Kwang. Y. Lee, and Frank F. Yang, “*Optimal Reactive Power Planning Using Evolutionary Algorithms: A Comparative Study for Evolutionary Programming, Evolutionary Strategy, Genetic Algorithm, and Linier Programming*,” IEEE Trans on Power System, Vol 13, No 1, February 1998.



- FORM
- DATA
- LISTING PROGRAM



**LEMBAR PENGAJUAN JUDUL SKRIPSI  
 JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1**

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika \*)

1	Nama Mahasiswa : YUONO JOKO NUGROHO	Nim : 00.12075
2	Waktu pengajuan	Tanggal : 25 Bulan : 10 Tahun 2005
Spesifikasi judul ( berilah tanda silang )		
3	<input checked="" type="checkbox"/> a. Sistem Tenaga Elektrik <input type="checkbox"/> b. Energi & Konversi Energi <input type="checkbox"/> c. Tegangan Tinggi & Pengukuran <input type="checkbox"/> d. Sistem Kendali Industri	<input type="checkbox"/> e. Elektronika & Komponen <input type="checkbox"/> f. Elektronika Digital & Komputer <input type="checkbox"/> g. Elektronika Komunikasi <input type="checkbox"/> h. lainnya .....
4	Konsultasikan judul sesuai materi bidang ilmu kepada Dosen *) : Ir. Chosrul Saleh, MT	Mengetahui, Ketua Jurusan,  Ir. F. Yudi Kimpraptono, MT Nip. Y. 1039500274
5	Judul yang diajukan mahasiswa :	ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE SELF - ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING PADA P.T. PEMBANGKIT JAWA-BALI
6	Perubahan Judul yang disetujui Dosen sesuai materi bidang ilmu	.....
Catatan :		
.....		
7	Persetujuan Judul Skripsi yang dikonsultasikan kepada Dosen materi bidang ilmu	Disetujui, 25 Oktober, 2005... Dosen 

**Perhatian :**

1. Formulir Pengajuan ini harap dikembalikan kepada jurusan paling lambat satu minggu setelah disetujui kelompok dosen keahlian dengan dilampirkan proposal skripsi beserta persyaratan skripsi sesuai form S-1
2. Keterangan : \*) coret yang tidak perlu  
 \*\*) dilingkari a, b, c, ..... atau g. sesuai bidang keahlian



**BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI  
 JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1**

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika<sup>\*)</sup>

1	Nama Mahasiswa : <u>YUONO JOKO NUGROHO</u>		Nim : <u>00.12.075</u>	
2	Keterangan	Tanggal	Waktu	Tempat
	Pelaksanaan	<u>18 Februari 2006</u>		Ruang :
3	Spesifikasi judul <sup>*)</sup> :			
	a. Sistem Tenaga Elektrik	e. Elektronika & Komponen		
	b. Energi & Konversi Energi	f. Elektronika Digital & Komputer		
	c. Tegangan Tinggi & Pengukuran	g. Elektronika Komunikasi		
	d. Sistem Kendali Industri	h. lainnya .....		
4	Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	<u>ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE SELF-ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING PADA PT. PEMBANGKITAN DAWA-BALI</u>		
5	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian	.....		
6	Catatan : <u>Semua program dengan journal es ada (flow chart) meliputi variabel input,</u>			
7	Persetujuan Judul Skripsi :			
	Disetujui, Dosen Keahlian I	Disetujui, Dosen Keahlian II		
	.....	<u>R. Chiril Dulu MT.</u>		
	Mengetahui, Ketua Jurusan.	Disetujui, Calon Dosen Pembimbing ybs.		
	Ir. F. Yudi Limpraptono, MT Nip. Y. 1039500274	<u>Ir. EKO MURCANTO</u>		

Perhatian :

- \*) coret yang tidak perlu
- \*\*) dilingkari a, b, c, ..... atau g. sesuai bidang keahlian.

**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL**  
**JL. Bendungan sigura-gura No. 2**  
**MALANG**

---

Lampiran : 1 (satu) berkas  
**Pembimbing Skripsi**

Kepada : Yth. Bapak Ir. Eko Nurcahyo  
Dosen Institut Teknologi Nasional  
**MALANG**

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Yuono Joko Nugroho  
Nim : 00.12.075  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Teknik Elektronika/Energi Listrik

Dengan ini mengajukan permohonan, kiranya Bapak/Ibu bersedia menjadi Dosen Pembimbing Utama / Pendamping dari 1 / 2 Dosen Pembimbing \*) untuk penyusunan Skripsi dengan judul (proposal terlampir) :

***ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE SELF-  
ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONRY PROGRAMMING  
PADA PT. PEMBANGKIT JAWA-BALI***

Adapun tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk menempuh Ujian Akhir Sarjana Teknik.  
Demikian permohonan kami dan atas kesediaan Bapak/Ibu kami ucapkan terima kasih.

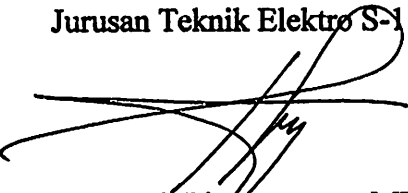
Malang,

**Hormat kami,**



Yuono Joko Nugroho

Ketua  
Jurusan Teknik Elektro S-1



Ir. F. Yudi Linpraptono, MT  
Nip. 1039500274

\*) coret yang tidak perlu

Form S-3a

**PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI**

Sesuai permohonan dari mahasiswa/i :

Nama : Yuono Joko Nugroho  
Nim : 00.12.075  
Semester : XI  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Teknik Elektronika/Energi Listrik

Dengan ini Menyatakan bersedia / tidak bersedia \*) Membimbing Skripsi dari mahasiswa tersebut, dengan judul :

***ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE  
SELF-ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONRY PROGRAMMING  
PADA PT. PEMBANGKIT JAWA-BALI***

Demikian surat pernyataan ini kami buat agar dapat dipergunakan seperlunya.

Malang,

**Kami yang membuat pernyataan.**



Ir. Eko Nurcahyo.  
Nip. 102870072

**Catatan :**  
Setelah disetujui agar formulir ini  
Diserahkan mahasiswa/i yang bersangkutan  
Kepada Jurusan untuk diproses lebih lanjut.  
\*) Coret yang tidak perlu



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN  
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

BNI (PERSERO) MALANG  
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145  
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Malang, 4 Maret 2006

Nomor : ITN-1164/I.TA/2/06  
Lampiran : satu lembar  
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. Ir. **EKO NURCAHYO**  
Dosen Institut Teknologi Nasional  
di -  
Malang

Dengan Hormat,  
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam proposal skripsi melalui seminar proposal yang telah dilakukan untuk mahasiswa :

Nama : YUONO JOKO NUGROHO  
Nim : 0012075  
Fakultas : Teknologi Industri  
Jurusan : Teknik Elektro  
Konsentrasi : T. Energi Listrik (S-1)

Dengan ini pembimbingan skripsi tersebut kami serahkan sepenuhnya kepada saudara/I selama masa waktu 6 (enam) bulan terhitung mulai tanggal:

18 Feb. 2006 s/d 18 Juli 2006

Adapun tugas tersebut merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik, Jurusan Teknik Elektro.  
Demikian atas perhatian serta kerjasamanya yang baik kami ucapkan terima kasih



Ketua  
Jurusan Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT  
Nip. 1039500274

**Tindakan :**

1. Mahasiswa yang bersangkutan
2. Arsip.

Form. S-4a



## FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : Yuono Joko Nugroho  
Nim : 00.12.075  
Masa Bimbingan : 18 Februari s.d 18 Agustus 2006  
Judul Skripsi : ANALISIS *ECONOMIC LOAD DISPATCH*  
MENGUNAKAN METODE *SELF-ADAPTIVE*  
*IMPROVED FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING*  
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	07 Agustus 2006	BAB.I Perbaiki Batasan Masalah Dan Pendahuluan	
2.	14 Agustus 2006	BAB.II Lengkapi Teori Dasar	
3.	19 Agustus 2006	BAB.II Pelajari Tentang Saluran Transmisi 500 kV Jawa - Bali	
4.	25 Agustus 2006	BAB.III Pelajari Tentang PSO	
5.	06 Sept 2006	BAB.IV Lengkapi Data Dan Uji Validasi	
6.	09 Sept 2006	BAB.V Perbaiki Kesimpulan	
7.	11 Sept 2006	Buat Makalah Seminar Hasil	
8.	14 Sept 2006	ACC Maju Seminar Hasil	
9.	17 Sept 2006	ACC Perbaiki Seminar	
10.	20 Sept 2006	ACC Maju Ujian Skripsi	

Malang, 2006  
Dosen Pembimbing,

**Ir. Eko Nurcahyo**  
NIP.102 870 072



## BERITA ACARA SEMINAR SKRIPSI JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika<sup>2)</sup>

1.	Nama Mahasiswa: <b>YUONO JOKO NUGROHO</b>	Nim: <b>00.12.075</b>
2.	Keterangan	Tanggal
	Pelaksanaan	<b>12 - 09 - 2006</b>
Tempat		
Ruang: <b>AMPI I</b>		
Spesifikasi Judul (berilah tanda silang)**)		
3.	a. Sistem Tenaga Elektrik	e. Elektronika & Komponen
	b. Energi & Konversi Energi	f. Elektronika Digital & Komputer
	c. Tegangan Tinggi & Pengukuran	g. Elektronika Komunikasi
	d. Sistem Kendali Industri	h. lainnya .....
4.	Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	<b>ANALISIS ECONOMIC LOAD DISPATCH MENGGUNAKAN METODE SELE-ADAPTIVE IMPROVED FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI</b>
5.	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian/Pengamat	..... ..... .....
6.	Keputusan: Dari hasil penilaian sejumlah .....orang dosen keahlian dan .....orang dosen pengamat sesuai format penilaian terlampir, peserta seminar tersebut diatas (1) dengan judul skripsi (4) dinyatakan LULUS/TIDAK LULUS *) dengan nilai  Kumulatif: .....(angka) atau .....(huruf)	
Persetujuan Judul Skripsi		
7.	Disetujui, Dosen Keahlian I	Disetujui, Dosen Keahlian II
	Disetujui, Dosen Pengamat I	Disetujui, Dosen Pengamat II
	Mengetahui, Ketua Jurusan.	Disetujui, Dosen Pembimbing
<b>Ir. F. Yudi Limpraptono, MT</b> NIP. P. 1039500274		<b>Ir. EKO NURCAHYO</b>

Perhatian:

1. Keterangan: \*) Coret yang tidak perlu

\*\* ) dilingkari a, b, c, .....atau g sesuai bidang keahlian

DATA PENAWARAN  
PT PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI  
AGUSTUS 2002

No.	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS			LAMA WAKTU (JAM)				BIAYA START UP (JUTA Rp)		KOEFSIEN BIAYA BAHAN BAKAR			
		Daya Terpasang (MW)	MIN (MW)	MAX (MW)	MIN UP TIME	MIN DOWN TIME	COLD START UP	HOT START UP	COLD START UP	HOT START UP	a0	a1	a2	
1	UP. PAITON PLTU #1/2 (COAL)	2 x 400	225	370	72	48								
2	UP. GRESIK													
	GT 1-9 OC (GAS)	9 x 112	53	102	36	10		1		7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
	CC - 1.1.1 (GAS)		115	143	36	10		3		57.68	31.48	10936203.3	72527.004	368.874
	CC - 2.2.1 (GAS)		164	314	36	10		3		65.5	39.28	11795770.8	152515.737	6.931
	CC - 3.3.1 (GAS)	3 x 528	250	480	36	10		3		73.32	47.1	17177460.3	145185.581	4.554
	PLTU # 1/2 (GAS)	100	43	65	48	10		9		143.74	40.59	1327128.68	217378.359	132.066
	PLTU # 3/4 (GAS)	200	90	175	48	10		9		229.5	92.52	5017369.5	169242.579	193.545
	PLTG GRESIK 1-3 (GAS)	3 x 20	5	15	3	1		1		6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
	PLTG GILMUR 1-2 (HSD)	2 x 20	5	16	3	1		1		6.33	0	687181.85	683240.965	1762.3593
3	UP. MUARA KARANG													
	GT 1/2/3 - OC	3 x 107	50	95	30	10		1		7.35	0	5730795	202052.97	108.045
	CC - 1.1.1 (GAS)	153	110	150	36	10		3		54.22	29.67	11560815	53685.135	460.845
	CC - 2.2.1 (GAS)	317	200	300	36	10		3		61.57	38.92	16010084	127208.655	35.28
	CC - 3.3.1 (GAS)	508	300	455	36	10		3		58.92	44.27	31017735	87825.15	57.33
	MTW GT 1/2 - OC (HSD)	2 x 140	72	138	36	10		0		0	0	14706521.25	433337.8	49.4506
	MTW CC - 1.1.1 (HSD)	200	162	200	36	10		3		118.09	64.4	672630	144191.717	519.1757
	MTW CC - 2.2.1 (HSD)	420	210	420	36	10		3		134.1	80.42	30123040	303208.82	11.64715
	MTW CC - 3.3.1 (HSD)	540	315	500	36	10		3		150.1	98.42	43043399	288609.995	7.8584
	PLTU # 1/2/3 (MFO)	3 x 100	44	85	48	10		6		122.58	31.08	2417820.7	473895.411	120.77555
	PLTU # 4/5 (Gas)	2 x 200	90	150	48	10		11		215.34	89.29	2949187.5	205217.145	82.78

Catatan :

Marga Batubara  
Marga MFO  
Marga HSD  
Marga Gas UP Gresik  
Marga Gas UP. Mu Karang  
Marga Tular

253 Rp/Kg  
595.5 Rp/liter  
535.5 Rp/liter  
2.53 US\$/MMBTU  
2.45 US\$/MMBTU  
5000 Rp/USC



Jam		13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Rata-2	
PLTGU	MKRNG10C	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
	MKRNG10C1	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
	MKRNG20C1	63	95	95	95	63	63	63	63	63	63	95	95	95	95	95	75	63	63	63	63	63	63	63	63	63
	MKRNG20C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG30C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG1CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG2CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG3CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKPNG #1	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	85	85	85	85	85	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
	#2	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	85	85	85	85	85	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
	#3	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	85	85	85	85	85	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
PLTU	MKRNG #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	#5	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	120	120	120	120	120	120	120	125
PLTGU	MTWAR10C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR11CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR12CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR13CC	550	560	550	550	550	550	550	500	550	550	560	560	560	560	560	560	560	560	550	500	475	450	450	425	482
	MTWAR GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	65	80	80	110	135	135	135	135	135	120	120	65	0	0	0	0	0	28
MTWAR GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	65	65	65	65	65	5	
PLTG	MTWAR #3.1	0	0	0	0	0	0	0	40	50	60	120	120	140	140	140	100	80	80	50	50	50	50	50	50	28
	#3.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	#3.3	40	120	80	60	40	40	40	40	50	60	120	120	140	120	120	100	80	80	50	50	0	0	0	0	42
PLTG	MTWAR #4.1	0	0	0	0	0	0	0	40	50	60	120	120	140	140	140	100	80	80	50	50	0	0	0	0	24
	#4.2	0	0	0	0	0	0	0	0	50	60	120	120	140	140	140	100	80	80	50	50	50	50	50	0	26
	#4.3	0	0	0	0	0	0	0	40	50	60	120	130	140	140	140	100	80	80	50	50	50	50	50	50	28
PEMBEIAN DARI LUAR PLN																										
PLTP	GSLAK #4-#6	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
PLTU	CIKARANG	120	120	120	120	120	120	120	120	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	110	110	110	110	115
	Krakatau Steel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(*) Pembangkitan Area-1		5435	5557	5507	5489	5435	5443	5418	5528	5683	5753	6235	6276	6368	6345	6345	6105	5978	5933	5874	5574	5499	5449	5374	5440	
(**) Deban Area-1		5871	5855	5799	5789	5755	5677	5618	5597	5598	5646	5797	5727	5764	5756	5780	5694	5732	5627	5412	5360	527	5192	4956	5317	
Selisih (*) - (**)		-236	-298	-292	-302	-320	-234	-200	69	85	107	438	548	604	589	406	411	246	306	262	214	282	287	218	127	

RENCANA : HARBUTANGGAL : RABU, 27 JULI 2005

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

	Jmn	00.30 01.00 01.30 02.00 02.30 03.00 03.30 04.00 04.30 05.00 05.30 06.00 06.30 07.00 07.30 08.00 08.30 09.00 09.30 10.00 10.30 11.00 11.30 12.00 12.30																							
		Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	Jan	
PLTA	Area 4	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18		
	SUTAMI	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25		
	BRANTAS	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13		
PLTU	PITON #1	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360		
	PITON #2	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360		
PLTGU 1	GRSJK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK111C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK122C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK133C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSJK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSJK10C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSJK20C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PLTGU 2	GRSJK220C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK220C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK220C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSJK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSJK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSJK220C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSJK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU 3	GRSJK220C	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164		
	GRSJK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK10C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK20C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSJK310C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSJK311C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSJK330C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSJK331C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PLTU	GRSJK #1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
	GRSJK #2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
	GRSJK #3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90		
	GRSJK #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
PLTG	GLTMR #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GLTMR #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
PLTG	GLTMR #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GLTMR #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		

(\*) Pembangkitan Area-4

(\*\*) Bahan Akar-4

2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025

2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025

2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025

2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025

2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025

SUB SISTEM REGION\_4

RENCANA : HARI/TANGGAL : RABU, 27 JULI 2005  
 PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

		Jam	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Rata-2	
PLTA	Area 4.		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
PLTA	SUTAMI		25	25	25	25	25	25	25	50	50	90	90	90	90	90	90	90	90	50	50	25	25	25	25	25	38
PLTA	BRANTAS		10	10	10	10	10	10	10	13	13	20	20	20	20	20	20	17	17	13	13	10	10	10	10	10	12
PLTU	PITON #1		360	360	360	360	360	360	360	310	310	360	370	370	370	370	370	370	370	370	370	360	360	360	360	360	355
	PITON #2		360	360	360	360	360	360	360	310	310	360	370	370	370	370	370	370	370	370	370	360	360	360	360	360	355
PLTGU 1	GRSIK10C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK120C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK110C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK110C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK120C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK130C		325	325	325	325	325	325	250	250	250	250	325	350	350	350	350	350	350	325	275	275	275	275	275	275	292
PLTGU 2	GRSIK210C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK220C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK230C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK210C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK220C		164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
	GRSIK230C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU 3	GRSIK310C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK10C3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK20C3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK320C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK330C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK310C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK320C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK330C		325	325	325	325	325	325	300	250	250	275	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	275	275	275	275	298
PLTU	GRESIK #1		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	80	80	80	80	80	80	80	50	50	50	50	50	50	50	54
	#2		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	80	80	80	80	80	80	80	50	50	50	50	50	50	50	54
PLTU	GRESIK #3		90	90	90	90	90	90	90	90	90	135	167	167	167	167	167	167	167	167	140	100	90	90	90	90	105
	#4		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	GLTMR #1		0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	4
	#2		0	0	0	0	0	0	0	0	10	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	4
	GRESIK #1		0	0	0	0	0	0	0	0	10	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	4
	#2		0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	4
(*) Pembangkitan Area-4			4840	4880	4840	4840	4840	4805	4545	4473	4582	4891	5248	5273	5273	5273	5273	5270	5270	5101	5012	4829	4710	4675	4520	4667	
(**) Beban Area-4			2574	2600	2593	2565	2509	2499	2471	2540	2754	3244	3523	3510	3541	3488	3443	3355	3222	3102	2934	2759	2711	2659	2650	2662	
Saluran (***)			2066	2079	2046	2075	2131	2105	2073	1933	1828	1648	1724	1763	1731	1805	1830	1915	2048	1999	2077	2070	1953	2015	1870	2004	



	Jan																		Rib-2						
	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	18.00	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	
PLTU MKRNG10C	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
PLTU MKRNG10C1	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
PLTU MKRNG20C	65	55	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	74
PLTU MKRNG30C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MKRNG10C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MKRNG20C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MKRNG30C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MKRNG #1	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	79
PLTU MKRNG #2	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	79
PLTU MKRNG #3	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	79
PLTU MKRNG #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MKRNG #5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MTWAR110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MTWAR10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MTWAR20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MTWAR120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MTWAR130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MTWAR10C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MTWAR110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MTWAR120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MTWAR130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU MTWAR GT 2.1	500	550	550	550	550	490	420	420	420	450	525	550	550	550	550	550	550	550	550	550	525	500	450	425	480
PLTU MTWAR GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	55	80	80	100	120	120	120	120	100	100	100	100	80	80	80	80	80	39
PLTG MTWAR #3.1	60	140	130	80	80	40	40	40	40	40	60	130	130	130	120	80	80	60	60	60	60	60	60	60	54
PLTG MTWAR #3.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
PLTG MTWAR #3.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6
PLTG MTWAR #4.1	60	140	130	80	80	40	40	40	40	40	60	130	130	130	110	80	80	60	60	60	60	60	60	60	49
PLTG MTWAR #4.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19
PLTG MTWAR #4.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEMBELIAN DARI LUAR PLN																									
PLTP GSLAK #4-#6	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
PLTU Cikarang	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
PLTU Krakatau Steel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(*) Pembangkitan Area-1	5078	5280	5119	5019	5019	4814	4799	4799	4794	4899	5324	5579	5579	5528	5394	5334	5254	5254	5254	5155	5105	4995	4835	4835	5014
(**) Beban Area-1	5072	5190	5608	5024	5107	4953	6001	4991	4975	5040	5468	5688	5639	5583	5511	5483	5393	5324	5084	5010	4884	5010	4884	4720	5009
Seluruh (*) - (**)	7	90	21	-5	-8	-39	-87	-102	-101	-111	-142	-100	-60	-64	-112	-149	-139	-20	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21









RENCANA : HARBUTANGGAL : MINGGU , 31 JULI 2005

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

		Jan	00.30	01.00	01.30	02.00	02.30	03.00	03.30	04.00	04.30	05.00	05.30	06.00	06.30	07.00	07.30	08.00	08.30	09.00	09.30	10.00	10.30	11.00	11.30	12.00	12.30							
PLTA	Area 4.	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19						
	SUTAMI	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25					
	BRANTAS	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?					
	PLTU																																	
PLTU	PITON #1	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360					
	PITON #2	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	350	296	250	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225					
PLTU 1	GRSIK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
	GRSIK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	GRSIK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	GRSIK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	GRSIK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSIK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSIK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSIK220C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	GRSIK130C	300	300	250	250	250	250	250	250	250	250	250	300	325	325	250	250	250	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	250	250	250			
	PLTU 2	GRSIK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
JRSIK10C2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
GRSIK20C2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GRSIK220C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GRSIK230C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GRSIK210C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK230C		164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	
GRSIK230C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GRSIK310C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GRSIK10C3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK20C3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK320C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK330C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GRSIK310C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GRSIK320C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GRSIK330C	300	300	250	250	250	250	250	250	250	250	250	325	325	300	250	250	250	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	250	250	250	250	250		
PLTU	GRSIK #1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
	GRSIK #2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
	GRSIK #3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
	GRSIK #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	GLIMR #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GLIMR #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	GRSJK #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSJK #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(\*) Pembangkitan / Area-4  
 (\*) Bahan Area-4  
 Salib (\*) - (\*)  
 Catatan Substansi

Jam	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Rata-2
PLTA	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
PLTA	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PLTA	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
PLTU	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
PLTU #1	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
PLTU #2	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
PLTGU 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK120C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTGU 2	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
GRSIK210C	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
GRSIK10C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK20C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK220C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK210C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK230C	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
GRSIK230C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK10C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK10C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK20C3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK320C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK330C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK310C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK320C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK330C	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
PLTU #1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTU #2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTU #3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
PLTU #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368	3368
GRSIK	1950	2105	2010	1954	1965	2111	2106	2114	2378	2601	3171	3163	3211	3190	3163	3147	3018	2761	2704	2638	2502	2432	2408	4155
GRSIK	1419	1383	1358	1415	1406	1319	1362	1341	1727	1896	2014	2221	2224	2221	2217	2225	2257	2284	2227	2270	2139	2103	2127	2320
GRSIK	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
GRSIK	1884	1854	1884	1884	1854	1813	1872	1853	1302	1315	487	227	122	202	222	237	333	423	625	635	229	684	684	684

(\*) Pembangkitan Area-4  
(\*\*) Heban Area-4  
Salah (\* - (\*\*)  
Cadangan Beban  
Cadangan Pulver

**unit uMenu;**

**interface**

**uses**

Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls, Forms,  
Dialogs, ComCtrls, StdCtrls, ExtCtrls;

**type**

```
TfrmMenu = class(TForm)
  Panel1: TPanel;
  btnNew: TButton;
  btnOpen: TButton;
  btnExit: TButton;
  StatusBar1: TStatusBar;
  Panel2: TPanel;
  OpenDialog1: TOpenDialog;
  procedure btnExitClick(Sender: TObject);
  procedure btnNewClick(Sender: TObject);
  procedure btnOpenClick(Sender: TObject);
private
  { Private declarations }
public
  { Public declarations }
end;
```

**var**

frmMenu: TfrmMenu;

**implementation**

**uses** uComplex, uUtils, uInputGen, uObjFunc, uGenerator;

{SR \*.dfm}

```
procedure TfrmMenu.btnExitClick(Sender: TObject);
begin
  gObjFunc.Free;
  Application.Terminate;
end;
```

```
procedure TfrmMenu.btnNewClick(Sender: TObject);
begin
  frmInput.Caption:='Input Data';
  frmInput.btnNext.Caption:='&Save';
  frmInput.Show;
end;
```

```
procedure TfrmMenu.btnOpenClick(Sender: TObject);
var NamaFile,Nama:string;
    output:TextFile;
    Pmin,Pmax,a2,a1,a0,Sh,Sc,Ramp,Load,Res:double;
    i,j,Ngen,Njam,Tup,Tdown,Tcold,InitSt:integer;
    aLoad,aRes:dArr1;
    aPLN:dArr2;
    aGen:TGenArr;
begin
  try
```

```

if OpenFileDialog1.Execute then
begin
  NamaFile:=OpenDialog1.FileName;
  AssignFile(output,NamaFile);
  Reset(output);
  Readln(output,Ngen);
  Readln(output,Njam);
  frmInput.edtNGen.Text:=IntToStr(Ngen);
  frmInput.edtNjam.Text:=IntToStr(Njam);
  frmInput.fgGen.RowCount:=Ngen+1;
  SetLength(aGen,Ngen+1);
  for i:=1 to Ngen do
  begin
    Readln(output,Pmax,Pmin,a0,a1,a2,Tup,Tdown,Sh,Sc,tcold,InitSt,
    Ramp,Nama);
    aGen[i]:=TPembangkit.Create(Nama,Pmin,Pmax,a2,a1,a0,Sh,Sc,Ramp,
    Tup,Tdown,Tcold,InitSt);
    frmInput.fgGen.Cells[1,i]:=Nama;
    frmInput.fgGen.Cells[2,i]:=FloatToStr(Pmax);
    frmInput.fgGen.Cells[3,i]:=FloatToStr(Pmin);
    frmInput.fgGen.Cells[4,i]:=FloatToStr(a0);
    frmInput.fgGen.Cells[5,i]:=FloatToStr(a1);
    frmInput.fgGen.Cells[6,i]:=FloatToStr(a2);
    frmInput.fgGen.Cells[7,i]:=IntToStr(Tup);
    frmInput.fgGen.Cells[8,i]:=IntToStr(Tdown);
    frmInput.fgGen.Cells[9,i]:=FloatToStr(Sh);
    frmInput.fgGen.Cells[10,i]:=FloatToStr(Sc);
    frmInput.fgGen.Cells[11,i]:=IntToStr(Tcold);
    frmInput.fgGen.Cells[12,i]:=IntToStr(InitSt);
    frmInput.fgGen.Cells[13,i]:=FloatToStr(Ramp);
  end;
  frmInput.fgLoad.RowCount:=Njam+1;
  SetLength(aLoad,Njam+1);
  SetLength(aRes,Njam+1);
  for i:=1 to Njam do
  begin
    Readln(output,Load,Res);
    aLoad[i]:=Load;
    aRes[i]:=Res;
    frmInput.fgLoad.Cells[1,i]:=FloatToStr(Load);
    frmInput.fgLoad.Cells[2,i]:=FloatToStr(Res);
  end;
  frmInput.fgPLN.RowCount:=Ngen+1;
  frmInput.fgPLN.ColCount:=Njam+1;
  SetLength(aPLN,Ngen+1,Njam+1);
  for i:=1 to Ngen do
  begin
    for j:=1 to Njam do
    begin
      Read(output,Load);
      aPLN[i,j]:=Load;
      frmInput.fgPLN.Cells[j,i]:=FloatToStr(Load);
    end;
    Readln(output);
  end;
  CloseFile(output);
  gObjFunc:=TObjFunc.Create(aLoad,aRes,aPLN,aGen);
  for i:=1 to Ngen do

```

```

begin
  aGen[i].Free;
end;
frmInput.Caption:='Tampilan Data';
frmInput.btnNext.Caption:='&Next';
frmInput.Show;
end;
except
  MessageDlg('File Corrupt atau Error Program!',mtWarning,[mbOK],0);
end;
end;

end.

```

### **unit uInputGen;**

interface

uses

Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls, Forms,  
Dialogs, StdCtrls, ComCtrls, ExtCtrls, Grids;

type

```

TfrmInput = class(TForm)
  PageControl1: TPageControl;
  Panel1: TPanel;
  TabSheet1: TTabSheet;
  TabSheet2: TTabSheet;
  TabSheet3: TTabSheet;
  btnClose: TButton;
  btnNext: TButton;
  SaveDialog1: TSaveDialog;
  Label1: TLabel;
  Label2: TLabel;
  edtNGen: TEdit;
  edtNjam: TEdit;
  fgGen: TStringGrid;
  fgLoad: TStringGrid;
  TabSheet4: TTabSheet;
  fgPLN: TStringGrid;
  procedure btnCloseClick(Sender: TObject);
  procedure FormCreate(Sender: TObject);
  procedure edtNGenChange(Sender: TObject);
  procedure edtNjamChange(Sender: TObject);
  procedure btnNextClick(Sender: TObject);
private
  { Private declarations }
public
  { Public declarations }
end;

```

var

frmInput: TfrmInput;

implementation

uses uObjFunc, uHasil;

{SR \*.dfm}

```
procedure TfrmInput.btnCloseClick(Sender: TObject);
begin
  Close;
end;
```

```
procedure TfrmInput.FormCreate(Sender: TObject);
begin
  fgGen.Cells[0,0] := 'Gen';
  fgGen.Cells[1,0] := 'Nama';
  fgGen.Cells[2,0] := 'Pmax';
  fgGen.Cells[3,0] := 'Pmin';
  fgGen.Cells[4,0] := 'a0';
  fgGen.Cells[5,0] := 'a1';
  fgGen.Cells[6,0] := 'a2';
  fgGen.Cells[7,0] := 'Tup';
  fgGen.Cells[8,0] := 'Tdown';
  fgGen.Cells[9,0] := 'Sh';
  fgGen.Cells[10,0] := 'Sc';
  fgGen.Cells[11,0] := 'Tcold';
  fgGen.Cells[12,0] := 'InitSt';
  fgGen.Cells[13,0] := 'Ramp Rate';
  fgLoad.Cells[0,0] := '';
  fgLoad.Cells[1,0] := 'Load';
  fgLoad.Cells[2,0] := 'Res';
end;
```

```
procedure TfrmInput.edtNgenChange(Sender: TObject);
var i:integer;
begin
  if edtNgen.Text="" then
    begin
      fgGen.RowCount:=2;
      fgPLN.RowCount:=2;
    end
  else
    begin
      fgGen.RowCount:=StrToInt(edtNgen.Text)+1;
      fgPLN.RowCount:=StrToInt(edtNgen.Text)+1;
      for i:=1 to StrToInt(edtNgen.Text) do
        begin
          fgGen.Cells[0,i]:=IntToStr(i);
          fgPLN.Cells[0,i]:='Gen '+IntToStr(i);
        end;
      end;
    end;
end;
```

```
procedure TfrmInput.edtNjamChange(Sender: TObject);
var i:integer;
begin
  if edtNjam.Text="" then
    begin
      fgLoad.RowCount:=2;
      fgPLN.ColCount:=2;
    end
  end;
```

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000