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

ANALISA CONSTRAINED ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN METODE PARALLEL MICRO GENETIC ALGORITHM PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI

SKRIPSI

MILIK
PERPUSTAKAAN
ITN MALANG

Disusun Oleh :
LUTFI ZAKARIA
NIM : 99.12.193

MARET 2006

LEMBAR PERSETUJUAN

ANALISA CONSTRAINED ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN METODE PARALLEL MICRO GENETIC ALGORITHM PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI

SKRIPSI

Disusun dan Diajukan Untuk Melengkapi dan Memenuhi Syarat Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik Elektro S-1

Disusun Oleh :

LUTFI ZAKARIA
99.12.193

Mengetahui,	Menyetujui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1	Dosen Pembimbing
(Ir. F. Yudi Limpraptono, MT)	(Ir. Choirul Saleh, MT)
NIP. Y . 103 950 0274	NIP. 101 8800190

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

LEMBAR PERSEMBAHAN

بسم الله الرحمن الرحيم

Terima kasih yang pertama kali dan yang sebesar-besarnya penulis ucapkan kepada :

Karena atas Rahmad, Hidayah serta Inayah-NYA lah Sehingga terselesaikannya skripsi ini dengan baik, Serta Rosul yang membawa Umat Manusia dari Zaman Jahiliyah Ke Zaman Terang-benderang

Serta terima kasih banyak kepada Bpk. Ir. Choirul Saleh, MT. Terima kasih atas waktu, tenaga serta fikirannya yang bapak berikan dengan sabar untuk membimbing penulis. Terima kasih juga penulis ucapkan kepada Bapak Ir. Made Wartana, MT yang telah membimbing penulis dalam menyelesaikan seluruh mata kuliah termasuk skripsi selama ini.

Juga kepada Ayahanda [illegible] yang telah memberi semangat dan dorongan baik secara materiel maupun moril, dan tak lupa adik-adikku tersayang, serta keluarga besarku tanpa doa dan dorongan kalian penulis tak bisa menyelesaikan skripsi ini.

Untuk Mas Ugro sekeluarga, terima kasih atas bimbingan dan masukannya kepada penulis sehingga terselesaikannya skripsi ini. Semoga Allah swt selalu melimpahkan kesejahteraan bagi Mas Ugro sekeluarga. Amin.

Tanks my friends# sapi'i, mandu, dedi, ekotel, and degan akhirnya kita sama-sama bisa menyelesaikan skripsi ini, Dan juga buat fauzi, teguh, kojes, doni dan komang serta temen –temen yang tak bisa penulis sebutkan satu persatu.

Penulis ucapkan banyak-banyak terima kasih pada semuanya dan bila ada kesalahan penulis mohon ma'af yang sebesar-besarnya, karena penulis hanya manusia biasa, Dan smoga Allah SWT memberi ridho dan hidayahnya pada kita semuanya, Amin.....amin.....!

WASSALAM Wr. Wb.

created by : Lutfi Zakaria

ABSTRAKSI

ANALISA CONSTRAINED ECONOMIC DISPACTH MENGGUNAKAN METODE PARALLEL MICRO GENETIC ALGORITHM PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI

(Lutfi Zakaria, NIM 99.12.193, T. Elektro E.L S-1, 68 Hal, 2006)
(Dosen Pembimbing : Ir. Choirul Saleh,MT)

Kata Kunci: Economic Dispatch, Parallel Micro Genetic Algorithm.

Dalam skripsi ini membahas masalah optimasi untuk biaya bahan bakar pada suatu sistem tenaga listrik yang hasil dari analisis tersebut nantinya dapat digunakan sebagai salah satu acuan dalam mengefisienkan biaya bahan bakar yang bisa digunakan oleh PT. Pembangkitan Jawa-bali sehingga nilai kerugian yang sementara ini dialami oleh PT. Pembangkitan Jawa-Bali bisa berkurang, yang akhirnya nanti bisa menambah keuntungan bagi PT. PJB sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia. Untuk Penyelesaian masalah *Economic Dispatch* adalah menggunakan metode *Parallel Micro Genetic Algorith,* metode ini dipilih untuk memperbaiki *Genetic Algorithm* melalui perhitungan perkalian tambahan, memperbaharui solusi-solusi lokal dan global pada *Genetic Algorithm* serta menjamin solusi optimal yang akurat dan mempercepat waktu perhitungan. Dengan menggunakan metode *Parallel Micro Genetic Algorithm* ternyata dapat melakukan optimasi yang lebih murah dibandingkan dengan optimasi PT. PJB. Pada tanggal 10 Maret 2004 selisih biaya total operasional PT. PJB dengan Metode *Parallel Micro Genetic Algorithm* sebesar Rp. 1.444.717.370,- dioptimasikan 8,3 %. Pada tanggal 13 Maret 2004 selisih biaya total operasional PT. PJB dengan Metode *Parallel Micro Genetic Algorithm* sebesar Rp. 1.103.942.410,- dioptimasikan 7,1 %. Pada tanggal 14 Maret 2004 selisih biaya total operasional PT. PJB dengan Metode *Parallel Micro Genetic Algorithm* sebesar Rp. 640.074.530,- dioptimasikan 4,3 %.

KATA PENGANTAR

Dengan memanjatkan puji syukur kehadirat Allah SWT. Atas Karunia dan Hidayahnya, skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik, guna memenuhi persyaratan untuk mendapat gelar Sarjana Teknik pada jurusan Teknik Elektro Konsentrasi Energi Listrik, Institut Teknologi Nasional Malang.

Penyusun Menyampaikan terima kasih kepada pihak yang telah membantu, membimbing dan mengarahkan mulai dari awal hingga akhir terselesainya skripsi ini.

Ucapan terimakasih saya ucapkan kepada yang terhormat :

1. Bapak Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Bapak Ir. Mochtar Asroni, MSEE, selaku Dekan Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Nasional Malang.
3. Bapak Ir. F. Yudi Limpraptono, MT, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro, Institut Tenologi Nasional Malang.
4. Bapak Ir. Choirul Saleh, MT, selaku dosen Pembimbing yang memberikan masukan, dorongan semangat dan bantuanya.
5. Serta semua pihak yang turut membantu dalam menyelesaikan skripsi ini.

Kami menyadari bahwa skripsi ini masih jauh sempurna, oleh sebab itu kritik dan saran akan kami terima dengan senang hati.

Akhir kata penulis berharap semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua dan memperkaya ilmu pengetahuan khususnya bagi mahasiswa pada jurusan Teknik Elektro Energi Listrik.

Malang, Maret 2006

Penyusun

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL i

LEMBAR PERSETUJUAN ii

ABSTRAKSI iii

KATA PENGANTAR iv

DAFTAR ISI vi

DAFTAR GAMBAR x

DAFTAR TABEL xii

DAFTAR GRAFIK xiii

BAB I PENDAHULUAN

1.1.latar belakang 1

1.2. Rumusan masalah 2

1.3. Tujuan Masalah 2

1.4. Batasan Masalah 3

1.5. Metode Penelitian 3

1.6. Sistematika Penulisan 4

1.7. Kontribusi 5

BAB II TEORI DASAR

2.1. Sistem Tenaga Listrik 6

2.2. Sistem Operasi Pada Sistem Tenaga Listrik 7

2.3. Karakteristik Pembangkit 10

2.3.1. Karakteristik *Input-Output* 10

2.3.2. Karakteristik *Heat Reat* 13

2.3.3. Karakteristik *Incremetal Hate Rate* –

dan *Incremetal Fual Cost* 14

2.4. *Economic Dispatch* 15

2.4.1. Penyelesaian *Economic Dispacth* dengan Metode *Pengali-La Grange* 16

2.4.2. Penyelesaian *Economic Dispacth* dengan Metode *Iterasi-Lamda* 19

2.5. Fungsi Biaya Bahan Bakar 20

2.6. *Economic Dispatch* Dengan Mengabaikan -

Rugi-rugi Transmisi 21

BAB III APLIKASI METODE PARALLEL MICRO GENETIC ALGORITHM UNTUK ECONOMIC DISPATCH

3.1. Perumusan Problem Pengiriman Ekonomis 25

3.2. *Parallel Micro Genetic Algorithm Untuk Problem ED Terbatas* . 27

3.2.1. Pengawalan 27

3.2.2. Pembatas Keseimbangan Daya 27

3.2.3. Pengkodean 28

3.2.4. Operator PMGA 29

3.2.4.1. Evaluasi Fungsi Kecocokan 29

3.2.4.2. Seleksi Turnamen 30

3.2.4.3. Penyebrangan Seragam 31

3.2.4.4. Elitisme Kelompok Atas 31

3.2.4.5. Pemeriksaan Konvergensi 32

3.2.4.6. Migrasi 32

3.2.5. Prosedur PMGA 33

3.3. Algoritma Program *PMGA* 34

3.4. Flowchart Metode *PMGA* 35

BAB IV ANALISA DATA MENGGUNAKAN METODE *PARALLEL MICRO GENETIC ALGORITHM*

4.1. Program Komputer untuk *Economic Dispatch* Menggunakan-Metode *PMGA* 37

4.2. Data Pembangkit Termal 37

4.3. Aplikasi *Metode PMGA* di PT. Pembangkitan Jawa-Bali 40

4.4. Beban Sistem 43

4.5. Hasil Perhitungan dan Analisa Data Perhitungan *Economic-Dispatch* Menggunakan Metode *PMGA* 47

4.5.1. Hasil Perhitungan PT. PJB 47

4.5.2. Tampilan Program Komputer dan Hasil Perhitungan - dengan Metode *PMGA* 51

4.5.3. Hasil Perhitungan Menggunakan Metode PMGA *57*

4.5.4.Perbandingan Hasil Perhitungan PT.PJB Dengan Metode PMGA *59*

4.6. Pengujian Program Dengan Validasi Pada Jurnal 64

4.6.1. Data Jurnal 64

BAB V KESIMPULAN

5.1. Kesimpulan.....67

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2-1. Unit *Boiler-Turbin-Generator* 11

Gambar 2-2. Kurva Karakteristik *Input-Output* Pembangkit Thermal 13

Gambar 2-3. Kurva Karakteristik *Hate Rate* Unit Pembangkit 14

Gambar 2-4. Kurva Karakteristik *Incremental Fuel Cost Rate* 15

Gambar 2-5. N Unit melayani beban P_R 17

Gambar 2-6. Grafik Penyelesaian denagn Metode Iterasi Lamda 20

Gambar 2-7. N Unit Pembangkit Thermal Melayani Beban P_R 22

Gambar 3-1 PMGA dengan 4 spesies pada susunan kelompok Beowulf 33

Gambar 4-1. Single Line Pembangkitan Jawa- Bali 42

Gambar 4-2. Tampilan Program Utama 51

Gambar 4-3 Tampilan Seting PC Client 52

Gambar 4-4. Menampilkan Input Data Pembangkit 52

Gambar 4-5 Tampilan Parameter 53

Gambar 4-6 Tampilan Data Monitor Client 53

Gambar 4-7. Tampilan Data Pembangkit 54

Gambar 4-8. Tampilan Data Pembebanan 54

Gambar 4-9. Tampilan Data Unit yang Beroperasi PT. PJB Tanggal 10 – Maret 2004 55

Gambar 4-10. Proses Komputasi Pada Jam 01.00 Tanggal 10 Maret 2004 56

Gambar 4-11. Tampilan Data Jurnal 65

Gambar 4-12. Tampilan Data Pembebanan.....65

Gambar 4-13. Hasil Perhitungan *Economic Dispatch* Dengan –

Menggunakan Data Jurnal.....66

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1. Data Unit Thermal PT. PJB Tahun 2002 38

Tabel 4.2. Data Penawaran PT. PJB Tahun 2002 39

Tabel 4.3. Data Unit Thermal yang siap beroperasi 40

Tabel 4.4. Data Beban Unit Thermal Pada PT.PJB Pada –
Tanggal 10 Maret 2004 44

Tabel 4.5. Data Beban Unit Thermal Pada PT.PJB Pada –
Tanggal 13 Maret 2004 45

Tabel 4.6. Data Beban Unit Thermal Pada PT.PJB Pada –
Tanggal 14 Maret 2004 46

Tabel 4.7. Hasil Pehitungan Biaya Operasional Perjam 10 Maret 2004 48

Tabel 4.8. Hasil Pehitungan Biaya Operasional Perjam 13 Maret 2004 49

Tabel 4.9. Hasil Pehitungan Biaya Operasional Perjam 14 Maret 2004 50

Tabel 4.13. Hasil Perbandingan Biaya Operasional Perjam 10 Maret 2004 60

Tabel 4.14. Hasil Perbandingan Biaya Operasional Perjam 13 Maret 2004 61

Tabel 4.15. Hasil Perbandingan Biaya Operasional Perjam 14 Maret 2004 62

Tabel 4.16. Perbandingan Total Biaya Operasional 63

Tabel 4.17. Data Unit Pembangkit Pada Jurnal 64

Tabel 4.18. Data Perbandingan Uji Validasi 66

DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1. Perbandingan Biaya Operasional Perjam 10 Maret 2004.....60

Grafik 4.2. Perbandingan Biaya Operasional Perjam 13 Maret 2004.....61

Grafik 4.3. Perbandingan Biaya Operasional Perjam 14 Maret 2004.....62

Grafik 4.4 Perbandingan Total Biaya Operasional.....63

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL

ITN

MALANG

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Pembangkitan tenaga listrik merupakan bagian dari pemasalahan energi dan lingkungan yang dihadapi oleh Indonesia sebagai negara yang berkembang. Secara garis besar, suatu sistem tenaga listrik dapat dibagi menjadi tiga bagian yaitu : sisi pembangkit tenaga listrik, saluran transmisi dan jaringan distribusi atau 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 yaitu antara lain : daya yang dibangkitkan cukup untuk memasok beban dan rugi-rugi daya pada saluran transmisi, tegangan bus sesuai dengan ratingnya serta tidak adanya pembebanan lebih pada unit-unit pembangkit yang beroperasi.

Dalam pembangkitan tenaga listrik dilakukan usaha agar biaya pembangkitannya semurah mungkin. Usaha untuk mengoptimalkan biaya operasi ini, salah satunya dilakukan dengan penerapan *Economic Dispatch*. Di dalam operasi sistem tenaga listrik, *Economic Dispatch* adalah hal yang sangat perlu diperhatikan untuk mendapatkan biaya bahan bakar yang sangat ekonomis dalam suatu sistem pembangkit.

Koordinasi antara unit-unit pembangkit yang ada pada sistem tenaga listrik sangat diperlukan untuk mencapai biaya operasi yang seoptimal mungkin. Pada skripsi

ini akan dibahas metode alternatif masalah optimasi biaya pembangkitan dengan mengoptimalkan biaya operasi dengan penerapan *Economic Dispatch* menggunakan metode *Parallel Micro Genetic Agorithm*.

1.2. Permasalahan

Berdasarkan latar belakang diatas dijelaskan bahwa biaya pembangkitan sangat berhubungan dan berpengaruh terhadap koordinasi antara unit-unit pembangkit yang menyalurkan tenaga listrik pada beban yang berubah-ubah. Maka muncul permasalahan yaitu bagaimana mengoptimalkan biaya pembangkitan dengan menggunakan *Economic Dispatch* yang dihasilkan oleh pembangkit. Maka skripsi ini diberi judul :

" **Analisa Constrained Economic Dispatch Menggunakan Metode Parallel Micro Genetic Algorithm Pada P.T. Pembangkitan Jawa-Bali.**"

1.3. Tujuan

Tujuan dari penulisan skripsi ini adalah :

1. Memberikan analisis penerapan Pembebanan Ekonomis *(Economic Dispatch)* dengan menggunakan metode *Parallel Micro Genetic Algorithm*
2. Mengoptimalkan biaya operasi pembangkitan dalam hal ini adalah biaya bahan bakar pada suatu sistem tenaga listrik. Dimana analisa dalam skripsi ini hanya pada sistem tenaga listrik di PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali.

1.4. Batasan Masalah

Permasalahan dalam sistem tenaga listrik meruopakan permasalahan yang luas, sehingga untuk membatasi apa saja yang dibahas maka ditentukan bahwa skripsi ini :

- Rugi-rugi transmisi di abaikan dan sistem dalam keadaan normal.
- Sistem yang ditinjau adalah pengoptimalan operasi biaya bahan bakar pada unit pembangkit termal yang ada pada lingkungan kerja PT. Pembangkitan Tenaga Listrik Jawa-Bali.
- Pembahasan di titik beratkan pada segi ekonomis daripada teknis.
- Tidak membahas batas-batas tingginya percepatan pada kelompok Beowulf.
- Tidak membahas *Combined cycle* pada PLTGU.
- Untuk biaya *shut down* unit tidak diperhitungkan.

1.5. Metodologi Penelitian

Metodologi yang dibahas dalam pembahasan skripsi ini dilakukan dengan langkah-langkah sebagai berikut :

1. Studi kepustakaan mengenai hal-hal yang berhubungan dengan pembahasan masalah.
2. Studi lapangan unutk mendapatkan data parameter unit thermal yang dibutuhkan dari obyek penelitian yaitu di PT. PJB yang diperlukan berpedoman pada teori yang diperoleh dari studi

kepustakaan.Perhitungan *Economic Dispatch* menggunakan *metode Parallel Micro Genetic Algorithm.*

3. Membuat evaluasi, sehingga dapat disimpulkan dari perhitungan antara sebelum dan sesudah optimasi.

1.6. Sistematika Penulisan

Penyusunan skripsi ini terbagi dalam beberapa sistematika bab pembahasan yang terdiri dari :

1. Bab I berisi tentang pendahuluan dari skripsi yang terdiri dari latar belakang, rumusan masalah, tujuan, metodologi penelitian, sistematika penulisan, dan kontribusi penelitian.
2. Bab II berisi tentang teori dasar tentang karakteristik pembangkit, Economic Dispatch, fungsi biaya bahan bakar.
3. Bab III berisi tentang *metode Parallel Micro Genetic Algorithm* dan penerapannya dalam *Economic Dispatch.*
4. Bab IV berisi tentang analisa data dan perhitungan serta alur program tentang *Economic Dispatch* menggunakan *metode Parallel Micro genetic Algorithm.*
5. Bab V berisi tentang kesimpulan.

1.7. Kontribusi

Dari hasil penelitian ini nantinya diharapkan dapat menjadi solusi alternative pada P.T. PLN (Persero) Pembangkitan Jawa – Bali, dalam usaha untuk meminimalkan biaya operasi khususnya biaya pembangkitan yang merupakan biaya terbesar pada sistem tenaga listrik.

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL

ITN

MALANG

BAB II

TEORI DASAR

2.1. Sistem Tenaga Listrik[2]

Untuk keperluan penyedian tenaga listrik bagi para pelanggan, diperlukan berbagai peralatan listrik. Peralatan-peralatan listrik tersebut dihubungkan satu sama lain saling berhubungan dan secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik. Maksud dari sistem tenaga listrik adalah satu kesatuan yang terintegrasi antara pembangkit tenaga listrik, gardu induk (pusat beban) yang satu sama lain dihubungkan oleh jaringan transmisi.

Pengelolaan sistem tenaga listrik merupakan persoalan yang cukup rumit, sehingga diperlukan suatu manajemen operasi yang baik. Manajemen operasi tenaga listrik yang harus memikirkan bagaimana menyediakan tenaga listrik yang seekonomis mungkin dengan tetap memperhatikan mutu dan keandalan. Mutu dan keandalan diukur dengan frekuensi, tegangan dan jumlah gangguan. Masalah mutu tenaga listrik tidak semata-mata merupakan masalah operasi sistem tenaga listrik tetapi erat kaitannya dengan pemeliharaan instalasi tenaga listrik dan juga masalah pengembangan sistem tenaga listrik karena mengingat konsumsi tenaga listrik oleh pelanggan selalu bertambah dari waktu ke waktu. Oleh karena itu hasil-hasil operasi sistem tenaga listrik perlu dianalisa dan dievaluasi untuk menjadi masukan bagi pemeliharaan instalasi serta pengembangan sistem tenaga listrik. Mutu tenaga listrik yang baik merupakan kendala (pembatas) terhadap

biaya pengadaan tenaga listrik yang serendah mungkin, maka kompromi antara kedua hal ini merupakan masalah optimasi yang cukup kompleks.

2.2. Sistem Operasi Pada Sistem Tenaga Listrik [2]

Seperti diketahui bahwa dalam masalah pengaturan beban pada suatu operasi sistem tenaga listrik harus selalu dicapai suatu keadan operasi yang bisa diandalkan dan cukup ekonomis.

Ada beberapa kinerja yang dilakukan untuk menjamin keandalan sistem operasi antara lain, pengaturan frekuensi dan tegangan sistem untuk berada pada harga normalnya karena adanya perubahan beban sistem. Dan seperti yang diketahui dan berulang kali disebutkan bahwa tenaga listrik tidak dapat disimpan sehingga dalam operasinya harus selalu dicapai keseimbangan antara penyediaan dengan pemenuhan kebutuhan daya serta perlu juga diingat bahwa sistem selalu berubah setiap saat. Maka sudah tentu jauh-jauh sebelumnya sudah harus diketahui atau diramalkan keadaan tersebut dengan tetap yaitu keadaan beban pada hari itu dari waktu kewaktu sampai selama 24 jam. Keadaan beban ini digambarkan sebagai kebutuhan daya sebagai fungsi dari waktu yang disebut dengan lengkung beban harian. Lengkung beban harian ini adalah merupakan suatu yang amat penting disamping karakteristik-karakteristik lainnya sehingga dalam operasi hariannya harus berdasarkan lengkung beban harian yang telah dibuat karena dengan lengkung beban ini dapat ditentukan perencanaan operasi pembangkit – pembangkit yang ada, baik itu unit pembangkit termal ataupun hidro. Tentu saja kebutuhan beban dalam suatu harinya tidak merata akan

tetapi dari jam ke jam berbeda sesuai dengan kebutuhan konsumen. Berdasarkan lengkung beban yang telah ada maka dapat ditentukan beberapa unit pembangkit yang harus bekerja dan siap bekerja pada hari itu.

Sebagai dasar pertimbangan yang sifatnya umum, untuk menentukan biaya produksi tenaga listrik yang dibutuhkan adalah dengan memperhatikan bahwa dalam keadaan beban minimum maka tenaga listrik yang dibutuhkan diberikan oleh unit pembangkit yang bekerja paling efesien pada keadaan tersebut. Pembangkit ini akan terus beroperasi atau dibebani sampai pada batas efesiensi maksimumnya. Dan apabila ternyata beban masih terus bertambah sedangkan unit pembangkit ini telah mencapai maksimumnya maka selanjutnya belum ditanggung oleh pembangkit yang lain yang belum mencapai efesiensi maksimumnya. Dengan operasi yang demikian maka dapat dicapai keadaan operasi yang cukup ekonomis.

Akan tetapi dengan semakin berkembangnya sistem itu sendiri maka diperlukan suatu perencanaan pembangkit yang optimum dengan biaya operasi yang ekonomis. Mengingat bahwa beban sistem adalah selalu berubah-ubah dari waktu ke waktu maka perlu membuat secara grafis perubahan beban terhadap waktu.

Oleh karena biaya operasi untuk memproduksi daya listrik sangat besar, suatu pembangkit khususnya pembangkit termal, maka untuk biaya operasi pembangkit harus ditekan seekonomis mungkin untuk mendapatkan biaya operasi yang rendah, karena pada unit pembangkit termal ini akan membutuhkan biaya operasi yang cukup tinggi sehingga usaha penghematan biaya bahan bakar akan

sangat berarti. Dengan kata lain dengan mengkoordinasikan operasi pembangkit-pembangkit yang tersedia dengan tepat dan sesuai dengan beban maka didapat suatu keadaan operasi yang ekonomis.

Pembahasan mengenai operasi ekonomis adalah merupakan salah satu cara bagaimana menekan biaya produksi dari sestem tenaga listrik. Dalam hal ini maka metode yang dipakai adalah dengan memanfaatkan karakteristik dan menganalisa operasi dari sistem tersebut. Disamping karakteristik dari unit-unit pembangkit perlu juga diketahui karakteristik beban, karena karakteristik bebanlah maka dapat dianalisa pengaturan yang paling ekonomis dari setiap pembangkit. Adapun karakteistik yang perlu diketahui dari setiap unit pembangkit adalah :

1. Karakteristik input bahan bakar sebagai fungsi output daya.
2. Nilai panas sebagai fungsi output daya.
3. Kenaikan jumlah bahan bakar yang dibutuhkan jika terdapat perubahan beban.

Ketiga karakteristik tersebut merupakan pedoman menganalisa penjadwalan selanjutnya. Kemudian yang perlu diperhitungkan adalah Variabel-variabel yang terdapat pada saluran transmisi, karena variabel-variabel ini juga sangat menentukan ekonomis tidaknya penjadwalan pembangkit yang kita tentukan.

Maka untuk mencapai suatu operasi yang ekonomis pada suatu sistem tenaga listrik adalah dengan melakukan penjadwalan pada sistem pembangkit yang ada pada suatu sistem tenaga listrik yang ditinjau tersebut dengan memanfaatkan karakteristik dari setiap masing-masing unit pembangkit yang ada

pada dasarnya bertujuan untuk menekan biaya pembangkit agar diperoleh biaya yang sangat rendah sehingga dapat memuaskan pemakai energi listrik.

2.3. Karakteristik Pembangkit [2]

Performa dari sebuah pusat pembangkit tenaga listrik pada prinsip ditentukan oleh apa yang dinamakan lengkung masukan-keluaran (Input-Output). Lengkung ini memberikan gambaran tentang efisiensi thermis pusat pembangkit tersebut. Selain tergantung pada sifat-sifat pusat tenaga listrik itu sendiri, seperti keadaan air, pendingin kualitas bahan bakar, kecakapan para operator pusat pembangkit dan bentuk lengkung beban.

Berikut ini macam-macam karakteristik pembangkit yang berhubungan dengan penjadwalan operasi pembangkit untuk memperjelas keterangan diatas.

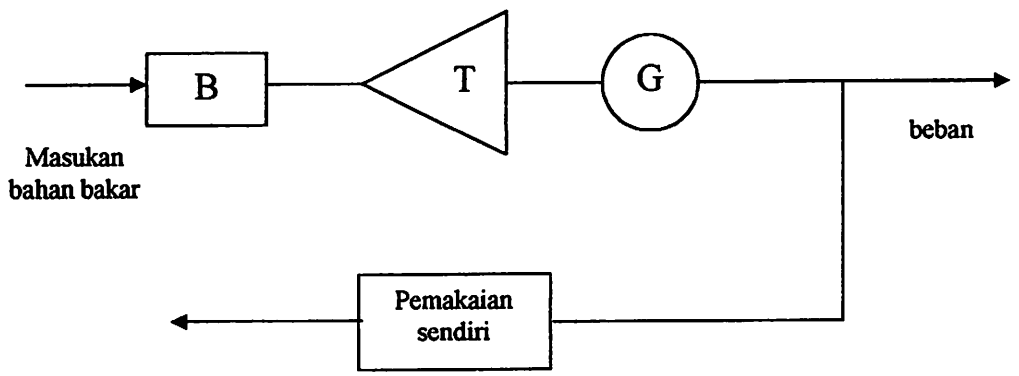
2.3.1. Karekteristik Input-Output [2]

Hal yang paling mendasar dalam mengoptimalkan pembangkit secara ekonomis adalah membuat karekteristik *Input-Output* dari unit pembangkit thermal. 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 2.1. 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 :

$$F = H \times \frac{Rupiah}{Mbtu} \quad \text{.....} \quad (2.1)$$ [2]

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



Keterangan : B = Boiler,T = Turbin Uap,G = Generator

Gambar 2.1 Unit Boiler-Turbin-Generator [2]

Seperti digambarkan dalam gambar 2.1. 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 untuk keperluan pembangkit

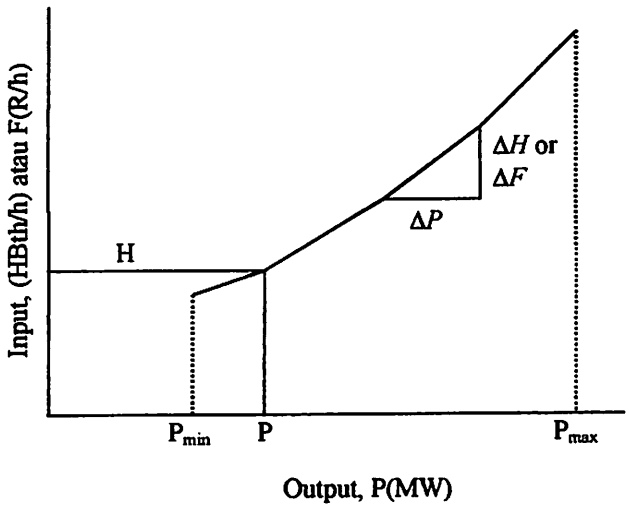
itu sendiri. Jadi untuk karakteristik *input-output*, daya output adalah berupa daya netto dari pembangkit, notasi yang digunakan adalah P (MW).

Generator akan mengeluarkan daya sesuai dengan beban yang ada. Semakin besar beban, semakin besar daya yang dikeluarkan oleh generator. Daya yang dikeluarkan generator dapat membesar sesuai peningkatan beban sampai dengan daya maksimum yang dapat dikeluarkan oleh generator. Semakin besar daya yang dikeluarkan 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.

$$H = f(P) \quad \text{.....} \quad (2.2)$$ [2]

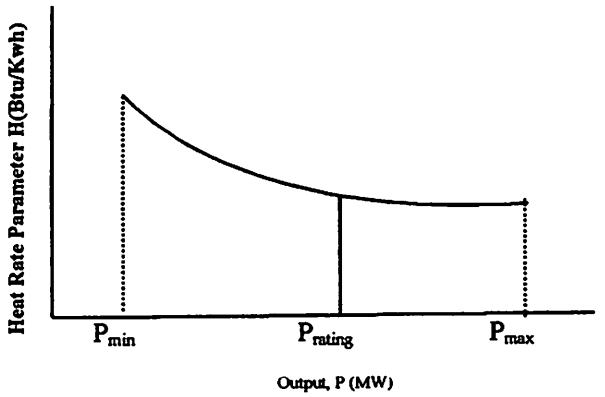
atau $$F = f(P) \quad \text{.....} \quad (2.3)$$ [2]



Gambar 2.2 Kurva karakteristik *Input-Output* Pembangkit Termal [2]

2.3.2. Karakteristik Hate Rate [2]

Karakteristik lain yang cukup penting bagi pembangkit termal adalah karakteristik tingkat panas atau *Hate Rate Charakteristic.* Fungsi ini menyatakan hubungan antara tingkat panas terhadap tingkat beban pusat listrik. Karakteristik ini umumnya memiliki korelasi dengan efisiensi mesin kalor yang digunakan, gambar 2.3 diplot berdasarkan nilai H/P terhadap P. Pembangkit listrik termal 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 thermal tersebut beroperasi.



Gambar 2.3 Kurva Karakteristik *Hate–Rate* Unit Pembangkit [2]

2.3.3. Karakteristik Incremental Hate Rate dan Incremental Fuel Cost [2]

Perwujudan yang lain dari karakteristik pembangkit adalah karakteristik *Incremental Hate Rate* atau perubahan tingkat laju panas dan karateristik *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 karateristik Incremental Fuel Cost menyatakan daya output sebagai fungsi Incremental Fuel Cost. Karakteristik Incremental Hate Rate ini menunjukan 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 2.4. sedangkan persamaan Incremental Hate Rate dan persamaan Incremental Fuel Cost dapat dilihat pada persamaan 2.4. sampai persamaan 2.7.

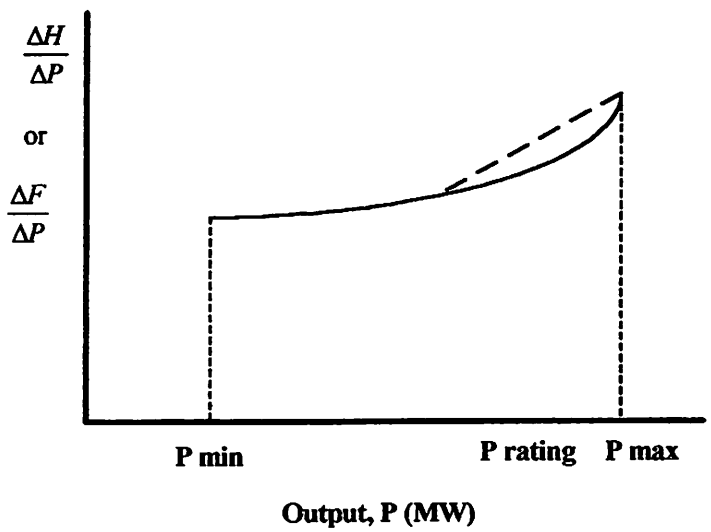
$$\text{Incremental Hate Rate} = \frac{\Delta H}{\Delta P}\left[\frac{MBTU}{kwh}\right] \quad \text{.....} \quad (2.4)^{[2]}$$

$$\text{Incremental Fuel Cost} = \frac{\Delta F}{\Delta P}\left[\frac{Rupiah}{kwh}\right] \quad \text{.....} \quad (2.5)^{[2]}$$

Dengan mengambil harga ΔP mendekati nol maka dapat dinyatakan dengan persamaan berikut ini:

$$\text{Incremental Hate Rate} = \frac{dH}{dP}\left[\frac{MBTU}{kwh}\right] \quad \text{.....} \quad (2.6)\,[2]$$

$$\text{Incremental Fuel Cost} = \frac{dF}{dP}\left[\frac{Rupiah}{kwh}\right] \quad \text{.....} \quad (2.7)\,[2]$$



Gambar 2.4. Kurva karakteristik Incremental Fuel Cost Rate [2]

2.4. Economic Dispatch [2]

Yang dimaksud *economic dispatch* adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam system, secara optimal ekonomi pada harga beban tertentu. Tujuan dari *economic dispatch* adalah untuk mendapatkan biaya harga bahan bakar semurah mungkin dalam suatu system pembangkit pada beban tertentu. Dengan dilakukan *economic dispatch* maka didapat harga bahan bakar daya yang paling murah dalam suatu system pembangkit. Oleh karena itu beban yang harus ditanggung oleh sistem pembangkit selalu berubah setiap

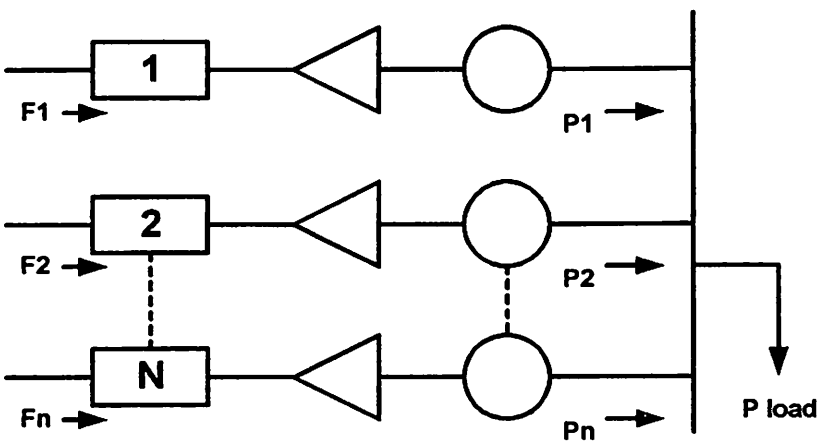
periode waktu tertentu, maka perhitungan *economic dispatch* ini dilakukan untuk setiap harga beban tertentu.

Economic Dispatch dapat dilakukan dengan beberapa cara yang akan dibahas pada sub bab dibawah ini.

2.4.1. Penyelesaian *Economic Dispatch* dengan metode pengali Lagrange [2]

Sistem dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi dapat dilihat pada gambar 2.5. System ini terdiri dari N unit generator termal yang dihubungkan pada single busbar yang melayani beban P_R. Input dari masing-masing unit ditunjukkan oleh *Fi* yang mewakili biaya dari satu unit generator dan output dari masing-masing unit *Pi* adalah daya yang dihasilkan oleh satu unit generator.

Total biaya rata-rata yang ditanggung sistem adalah jumlah biaya dari masing-masing unit generator. Dan pembatas yang paling penting adalah jumlah dari output masing-masing unit generator sama dengan beban konsumen.



Gambar 2.5. N unit melayani beban P_R [2]

Yang menjadi permasalahan adalah meminimumkan total biaya F_T dengan memperhatikan pembatas ϕ bahwa daya yang dihasilkan generator sama dengan yang diterima beban. Secara matematika pernyataan tersebut diatas dapat dinyatakn dengan persamaan berikut :

$$F_T = F1 + F2 + F3 + \ldots + F_N$$

$$= \sum_{i=1}^{N} Fi(Pi) \quad \ldots\ldots\ldots\ldots \quad (2.8)^{[2]}$$

$$\phi = 0 = P_R - \sum_{i=1}^{N} P_i \quad \ldots\ldots\ldots\ldots \quad (2.9)^{[2]}$$

Persamaan ini adalah pembatas yang merupakan masalah dari optimasi dan ini dapat dipecahkan dengan metode kalkulus tingkat lanjut yang melibatkan fungsi La Grange. Dimana fungsi La Grange didapat dengan cara menambah pembatas ϕ yang telah dikalikan dengan factor pengali La Grange ϕ pada fungsi F_T. Fungsi La Grange dapat ditunjukan dengan persamaan dibawah ini :

$$L = F_T + \lambda\phi \quad \ldots\ldots\ldots\ldots \quad (2.10)^{[2]}$$

Dimana :

F_T = fungsi tujuan

λ = faktor pengali

ϕ = fungsi pembatas (*constrain*)

Persamaan La Grange diatas merupakan fungsi dari output pembangkit Pi dan factor pengali La Grange λ. Keadaan dari optimasi dari fungsi tujuan F_T dapat diperoleh dengan operasi gradient dari persamaan La Grange sama dengan nol.

$$\nabla L = 0 \quad \text{.....} \quad (2.11)^{[2]}$$

$$\nabla F_T + \lambda \phi = 0 \quad \text{.....} \quad (2.12)^{[2]}$$

$$\frac{\delta L}{\delta P} = \frac{\delta F_T}{\delta Pi} + \lambda \left[\frac{\delta P_R}{\delta Pi} - \frac{\delta Pi}{\delta Pi} \right] = 0 \text{ atau} \quad \text{.....} \quad (2.13)^{[2]}$$

$$\frac{\delta Fi}{\delta Pi} + \lambda (0 - 1) = 0$$

$$\frac{\delta Fi}{\delta Pi} = \lambda \quad \text{.....} \quad (2.14)^{[2]}$$

Persamaan terakhir ini menunjukkan bahwa bila digunakan biaya bahan bakar, F_T yang paling minimum maka Incremental Cost setiap unit generator pembangkit harus sama yaitu sebesar λ. Kondisi optimal ini tentunya dengan tetap memperhatikan pembatas yang ada yaitu bahwa daya dari setiap unit generator pembangkit harus lebih besar atau sama dengan daya output minimum atau sama dengan daya output maksimum yang diijinkan.

Dari N buah unit generator pembangkit dalam sistem tenaga yang telah dibahas dan beban sistem sebesar P_R, maka dapat diambil kesimpulan berikut :

$$\frac{\delta Fi}{\delta Pi} = \lambda \text{ ada N buah Persamaan}$$

$$Pi_{min} \leq Pi \leq_{maks} \text{ ada 2 N buah pertidaksamaan} \quad \text{.....} \quad (2.15)^{[2]}$$

$$\sum_{i=1}^{N} Pi = P_R \text{ ada 1 buah pembatas}$$

Dari batasan pertidaksamaan pembatasan diatas dapat diperluas menjadi :

$$\frac{\delta Fi}{\delta Pi} = \lambda \text{ untuk } Pi_{min} \leq Pi \leq Pi_{maks}$$

$$\frac{\delta Fi}{\delta Pi} \leq \lambda \text{ untuk } Pi = Pi_{maks} \quad \text{.....} \quad (2.16)$$ [2]

$$\frac{\delta Fi}{\delta Pi} \geq \lambda \text{ untuk } Pi = Pi_{min} \quad \text{.....} \quad (2.17)$$ [2]

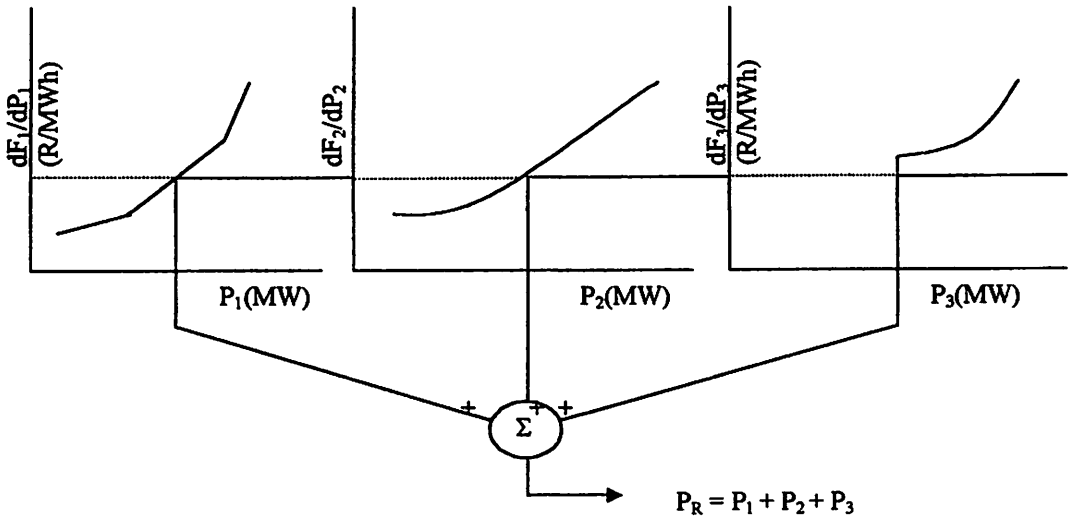
Karena Fi hanya sebagai fungsi Pi maka $\frac{\delta Fi}{\delta Pi}$ dapat diganti dengan $\frac{dFi}{dPi}$

2.4.2. Penyelesaian *Economic Dispatch* dengan metode iterasi Lamda [2]

Dalam metode iterasi lamda, kita menentukan sembarang λ. Dari λ yang telah ditentukan, kita menghitung harga output masing-masing pembangkit dengan menggunakan syarat optimum.

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 ditentukan kembali harga λ kedua yang lebih besar dari λ pertama. Bila sebaliknya maka ditentukan harga λ kedua yang lebih kecil dari λ pertama.

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



Gambar 2.6
Grafik penyelesaian dengan *metode iterasi lamda* [2]

2.5. Fungsi Biaya Bahan Bakar [2]

Biaya bahan bakar merupakan unsur biaya yang penting dalam operasi sistem pembangkit termal. Fungsi biaya bahan bakar $F_i(P_i)$ untuk tiap unit pembangkit terhadap daya keluaran diekspresikan dalam bentuk fungsi kuadrat, yang dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$F_i(P_{it}) = a_i + b_i Pit + c_i\ P^2_{it} \qquad (2.18)$$ [2]

Dimana : a_i, b_i, c_i = konstanta persamaan dari unit ke-i

P_{it} = daya keluaran dari unit ke-I pada jam *t*

Dalam pengoperasian secara ekonomis adalah penting untuk mengetahui biaya bahan bakar yang digunakan untuk membangkitkan daya yang diperlukan :

- Jenis bahan bakar
- Nilai kalori

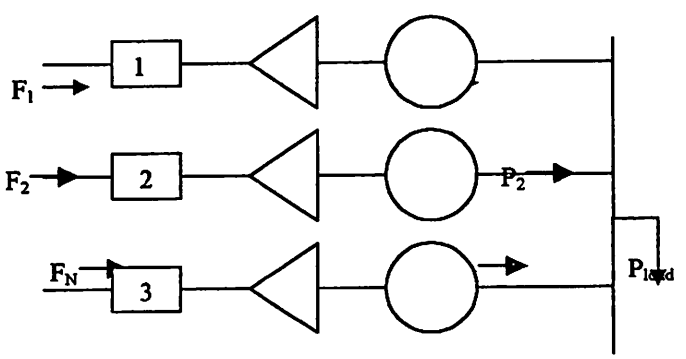
➢ Harga bahan bakar

2.6. *Economic Dispatch* dengan Mengabaikan Rugi-rugi Transmisi [2]

Dalam sistem tenaga listrik, kerugian transmisi merupakan kehilangan daya yang harus ditanggung oleh sisi pembangkit. Jadi dengan adanya kerugian daya tersebut merupakan tambahan beban bagi sistem tenaga listrik.

Sistem dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi dapat dilihat pada gambar 2.7. Sistem ini terdiri dari N unit generator thermal yang dihubungkan pada single bus bar yang melayani beban P_R. Input dari masing-masing unit ditunjukkan oleh Fi yang mewakili biaya dari satu unit generator dan output dari masing-masing unit P_i adalah daya yang dihasilkan oleh satu unit generator.

Total biaya rata-rata yang ditanggung sistem adalah jumlah biaya dari masing-masing unit generator. Dan pembatas yang paling penting adalah bahwa jumlah dari output masing-masing unit generator sama dengan beban konsumen



Gambar 2.7. N Unit Pembangkit Termal Melayani Beban P_R [2]

Total biaya rata-rata yang harus ditanggung oleh sistem adalah jumlah biaya dari masing-masing unit pembangkit. Dan pembatas yang paling penting

adalah jumlah output dari masing-masing unit pembangkit sama dengan di konsumen. Yang menjadi permasalahan adalah meminimumkan total biaya F_T dengan memperhatikan pembatas ϕ bahwa daya yang dihasilkan generator sama dengan yang diterima beban. Secara matematika pernyataan tersebut di atas dapat dinyatakan dengan persamaan berikut :

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 \ldots\ldots + F_N$$

$$= \sum_{i=1}^{N} F_i(P_i) \quad \ldots\ldots (2.19)$$ [2]

$$\phi = 0 = P_R - \sum_{i=1}^{N} P_i \quad \ldots\ldots (2.20)$$ [2]

Persamaan ini adalah pembatas yang merupakan masalah dari optimasi dan ini dapat dipecahkan dengan menggunakan metode kalkulus tingkat lanjut yang melibatkan fungsi *La Grange*. Dimana fungsi *La Grange* didapat dengan cara menambahkan pembatas ϕ yang telah dikalikan dengan faktor pengali *La Grange* ϕ pada fungsi F_T. Fungsi *La Grange* dapat ditunjukkan dengan persamaan di bawah ini :

$$L = F_T + \lambda \, . \, \phi \quad \ldots\ldots (2.21)$$ [2]

Dimana :

F_T = fungsi tujuan

λ = faktor pengali

ϕ = fungsi pembatas (constrain)

Persamaan *La Grange* di atas merupakan fungsi dari output pembangkit P_i dan faktor pengali *La Grange* λ . Keadaan dari optimasi fungsi tujuan F_T dapat diperoleh dengan operasi gradient dari persamaan *La Grange* sama dengan nol.

$$\nabla L = 0 \quad \text{.....(2.22)}^{[2]}$$

$$\nabla F_T + \lambda \phi = 0 \quad \text{.....(2.23)}^{[2]}$$

$$\frac{\partial L}{\partial P} = \frac{\partial F_T}{\partial P_i} + \lambda \left[\frac{\partial P_R}{\partial P_i} - \frac{\partial P_i}{\partial P_i} \right] = 0 \quad \text{.....(2.24)}^{[2]}$$

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

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad \text{.....(2.25)}^{[2]}$$

Persamaan terakhir ini menunjukkan bahwa bila digunakan biaya bahan bakar, F_T yang paling minimum maka *Incremental Cost* setiap unit generator pembangkit harus sama yaitu sebesar λ . Kondisi optimal ini tentunya dengan tetap memperhatikan pembatas yang ada, yaitu bahwa daya dari setiap unit generator pembangkit harus lebih besar atau sama dengan daya output minimum dan lebih kecil atau sama dengan daya output maksimum yang diijinkan.

Dari N buah unit generator pembangkit dalam sistem tenaga yang telah dibahas dan beban system sebesar P_R, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad \text{.....(2.26)}^{[2]}$$

$$P_{i\,min} \le P_i \le P_{i\,maks} \quad \text{ada 2 N buah pertidaksamaan.....(2.27)}^{[2]}$$

$$\sum_{i=1}^{N} P_i = P_R \quad \text{.....(2.28)}^{[2]}$$

Dari batasan pertidaksamaan pembatas diatas dapat diperluas menjadi :

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \text{ untuk } P_{i\,min} \le P_i \le P_{i\,maks} \quad \text{.....(2.29)}^{[2]}$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \le \lambda \text{ untuk } P_i = P_{i\,maks} \quad \text{.....(2.30)}^{[2]}$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \ge \lambda \text{ untuk } P_i = P_{i\,min} \quad \text{.....(2.31)}^{[2]}$$

Karena F_i hanya sebagai fungsi P_i maka $\frac{\partial F_i}{\partial P_i}$ dapat diganti dengan $\frac{\partial F_i}{\partial P_i}$

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL

ITN

MALANG

BABIII

APLIKASI METODE *PARALLEL MICRO GENETIC ALGORITHM* UNTUK *ECONOMIC DISPATCH*

3.1. Perumusan Problem Pengiriman Ekonomis[3]

Sasaran dari problem economic dispatch adalah untuk meminimalkan biaya bahan bakar generator –total dalam system yang beragam dan pembatas-pembatas operasional.

Masalah *economic dispatch* di rumuskan sebagai berikut:

meminimalkan $C_T(t) = \sum_{i=1}^{N} C_i(P_i(t))$ (1)

tunduk kepada pembatas keseimbangan daya

$$\sum_{i=1}^{N} P_i(t) = P_D(t) + P_L(t) \quad (2)$$

dan pembatas-pembatas operasi yang tidak sama pada unit-unit pembangkitan diantaranya batas-batas nilai ramp rate

$$P_{i,low}(t) \le P_i(t) \le P_{i,high}(t), \qquad i = 1,\ldots,N \quad (3)$$

dimana

$C_T(t) =$ biaya bahan bakar generator total pada periode waktu (Baht\periode waktu).

$C_i(P_i(t)) =$ biaya bahan bakar generator pada unit pembangkitan I th pada periode waktu t.

$P_i(t)$ = out put power sebenarnya pada unit pembangkitan I th pada periode waktu t (MW)

$P_D(t)$= kebutuhan muatan daya nyata pada waktu t (MW)

$P_L(t)$= kehilangan transmisi pada waktu t (MW)

DR_i= batas ramp limit menurun pada unit pembangkitan i th (MW\ periode waktu)

UR_i= batas ramp limit naik pada unit pembangkitan i th (MW\periode waktu)

$P_{i,\min}$ =out put daya minimum pada unit pembangkitan i th (MW)

$P_{i,\max}$ =out put daya maximum pada unit pembangkitan i th (MW)

$p_{i,low}(t)$=out put daya yang mungkin-terendah pada unit pembangkitan i th,periode waktu t,Max{ $P_{i,\min}, P_i(t-1) - DR_i$ };

$P_{i,high}(t)$=out put daya yang mungkin-tertinggi pada unit pembangkitan i th,periode waktu t,Min{ $P_{i,\max}, P_i(t-1) + DR_i$ };

N =jumlah unit pembangkitan on-line total yang akan dikirim.

Dalam makalah ini,Rumusan kehilangan matriks-B tradisional digunakan untuk menghitung kehilangan transmisi seperti di tunjukkan di bawah (7);

$$P_L(t) = \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} P_i(t) B_{ij} P_j(t) + \sum_{i=1}^{N} B_{i0} P_i(t) + B_{00} \qquad (4)$$

dimana

B_{ij} =elemen ij th pada matriks (angka) kuadrat koefisien hilang

B_{i0} =elemen i th pada vector koefisien yang hilang

B_{00} =konstan koefisien yang hilang

3.2. *Parallel Micro Genetic Algorithm* Untuk Problem ED Terbatas[3]

Algoritma genetic mikro pararel (PMGA)untuk ED terbatas ,mencari sebuah solusi dalam sub-populasi (spesies-spesies) dengan ruang solusi yang berbeda-beda dalam pararel: Disamping itu ,PMGA menukar individu species terbaik melalui proses migrasi group teratas pada tiap pembangkitan G ,dimana G ditetapkan sebagai sebuah waktu.

3.2.1. Pemarafan\peng-awalan

Untuk membuat variasi populasi awal, maka populasi total dibagi menjadi 32 spesies (N5). Tiap spesies menggerakkan secara acak 6 individu (sp) dengan kemungkinan bias\keliru dalam penentuan awal yang berbeda (8).

3.2.2. Pembatas keseimbangan Daya.

Output-output daya pada unit-unit pembangkitan N pada suatu periode tertentu harus memenuhi pembatas keseimbangan daya, pembatas batas operasi, dan pembatas angka\nilai Ramp. Untuk perubahan-perubahan output daya unit $P_i(t), P_{i,low}(t) \le P_i(t) \le P_{i,high}(t), 1, \ldots, R-1, R+1, \ldots, N,$ maka dianggap bahwa output-output daya unit referensi Rth dibatasi oleh persamaan keseimbangan daya sbb:

$$P_R(t) = P_D(t) + P_L(t) - \sum_{\substack{i=1,\\ i \ne R}}^{N} P_i(t) \qquad (5)$$

Dalam (4), kehilangan transmisi $P_L(t)$ dapat ditulis untuk $P_R(t)$ sbb:

$$P_L(t) = A.P_R^2(t) + B.P_R(t) + C \tag{6}$$

dimana:

A= B_{RR},

B= $\sum_{\substack{j=1,\\ j\neq R}}^{N} B_{Rj}P_j(t) + \sum_{\substack{i=1,\\ i\neq R}}^{N} P_i(t)B_{iR} + B_{R0}$.

C= $\sum_{\substack{i=1,\\ i\neq R}}^{N} \sum_{\substack{j=1,\\ j\neq R}}^{N} P_i(t)B_{ij}P_j(t) + \sum_{\substack{i=1,\\ i\neq R}}^{N} B_{i0}P_i(t) + B_{00}$.

Gantilah $P_L(t)$ dalam (5)

$$A\,.\ P_R^2(t) + (B-1).P_R(t) + C + P_D(t) - \sum_{\substack{i=1,\\ i\neq R}}^{N} P_i(t) = 0. \tag{7}$$

Output daya unit referensi $R_{th}, P_R(t)$, tak terelakkan adalah solusi dari persamaan kuadrat (7).

3.2.3.Pengkodean\pembuatan sandi pada solusi

Seperti pada gambar-1, tiap output daya unit pembangkitan pada unit-unit bebas N-1 dirangkaian, disandikan dalam sebuah pasangan berdasarkan rangkaian yang dinormalisasikan pada baris-baris operasinya.Dalam makalah ini ,tiap rangkaian unit pembangkitan ditentukan oleh 16 bit \ kolom, sehingga sebuah rangkaian individual memiliki 16× (N-1) kolom \ potongan bits.

Untuk mendapatkan output daya yang sebenarnya pada tiap-tiap unit pembangkitan untuk mengevaluasi fungsi kecocokan , maka tiap rangkaian diuraikan sandinya menjadi angka decimal oleh

$$P_i(t) = P_{i,low}(t) + \frac{B_i \times \left[P_{i,high}(t) - P_{i,low}(t)\right]}{2^{16} - 1}, i = 1,\ldots,R-1,R+1,\ldots,N \qquad (8)$$

dimana B: adalah angka bilangan bulat desimal pada rangkaian berpasangan pada unit pembangkitan i_{th}.

3.2.4. Operator-operator PMGA[3]

Setelah pembuatan paraf rangkaian-rangkaian individual pada tiap spesies, untuk masing-masing pembangkitan (atau iterasi), maka PMGA melaksanakan 5 operasi dalam pararel: mengevaluasi fungsi kesesuaian, menyeleksi turnamen\pertandingan, penyebrangan yang seragam,elitisme\atas, menyeleksi pertemuan dengan pemarafan ulang. Disamping itu, migrasi dijalankan pada tiap pembangkitan waktu tertentu (8).

3.2.4.1. Evaluasi fungsi kecocokan :

Karena tidak semua individu memungkinkan untuk diterapkan, maka fungsi kecocokan pada laporan individual j_{th} atau biaya bahan bakar total dan pembatas keseimbangan daya pada waktu t adalah.

$$f_i(t) = \frac{1}{2Cst_j(t)} + \frac{1}{2Pow_j(t)}, \ldots j = 1 \ldots\ldots NSV \qquad (9)$$

dimana

$$Pow_j(t) = 1 + \left[\ \sum_{i=1}^{N} P_i^j(t) - P_D(t) - P_L(t)\ \right]^2 \backslash P_D(t);$$

$$Cst_j(t) = 1 + \left[\sum_{i=1}^{N} C_i(P_i^j(t)) - Cost_{\min}\ \right]^2 \backslash (Cost_{\max} - Cost_{\min});$$

$Cost_{max}$ = Biaya bahan bakar generator total maksimum pada

$P_{i,max,} i = 1,...,N$, (baht\time period)

$Cost_{min}$ =Biaya bahan bakar generator totalminimum pada

$P_{i,min,} i = 1,...,N$, (bath\time period)

Setelah menguraikan kode\sandi pada individu jth menjadi

$\left[P_i^j(t),...,P_{R-1}^j(t),P_{R+1}^j(t),...,P_N^j(t)\right]$

Dan mengganti dalam (7)

$ifP_R^j(t) < P_{R,low}(t), setP_R^j(t) = P_{R,low}(t)$, Dan

$ifP_R^j(t) > P_{R,high}(t), setP_R^j(t) = P_{R,high}(t)$.

$\left[P_1^j(t),...,P_N^j(t)\right]$di gunakan untuk mengevaluasi angka kecocokan dalam keseimbangan daya tidak dapat terpenuhi,Namun angka\nilai kecocokan dipastikan tersusun antara 0 hingga 1. Angka kecocokan adalah lebih tinggi dan yang terbaik adalah solusi individual.

3.2.4.2.Seleksi turnamen\pertandingan

Solusi individu orang tuauntuk kelompok perkawinan didasarkan pada seleksi turnamen. Ukuran turnamen berpasangan terdiri dari dua individu yang digunakan.Awalnya,kelompok Nsp\2 dari individu di seleksi secara acak dari populasi Nsp total dari tiap spesies tanpa penggantian. Kelompok-kelompok ini berpartisipasi dalam turnamen dimana individu pemenang dari tiap turnamen mempunyai angka kecocokan lebih tinggi dari yang lain dan akan menjadi populasi orangtua untuk berkembang

biak. Proses ini berulang dua kali untuk memperoleh populasi orangtua Nsp total pada kelompok perkawinan.

3.2.4.3.Penyebrangan seragam

Penyebrangan seragam adalah proses pertukaran kolom bit antara dua rangkaian individu orangtua dalam kelompok perkawinan. Rangkaian penutup penyebrangan kolom (bit) $16\times(N-1)$ digunakan untuk menentukan lokasi-lokasi penyebrangan. Untuk menghasilkan dua individu anak maka dua individu orangtua akan bertukar kolom(bit)nya pada tiap lokasi dimana posisi yang cocok dalam penutup\mask adalah satu. Dalam makalah ini,kemungkinan penyebrangan seragam yang digunakan adalah 0,5.

3.2.4.4.Elitisme\kelompok atas

Elitesme menjamin bahwa jaringan individual yang terbaik tetap hidup hingga pembangkitan terakhir. Khususnya ,jika individu anak\keturunan pada pembangkit Kth lebih buruk dari individu orangtua terbaik, maka individu orangtua terbaik akan mengganti secara acak setiap individu keturunan. Yaitu individu-individu keturunan pada pembangkitan-Kth menjadi individu-individu orangtua dalam pembangkitan (k+1)th.

3.2.4.5.Pemeriksaan konvergensi

Setelah menerapkan Elitisme, maka jika jaringan individu terbaik pada tiap pembangkitan yang mempunyai angka\nilai kecocokan tertinggi mempunyai jumlah kolom\bit yang berbeda dengan individu lain yang kurang dari 5% dari jumlah totalbit\kotak potongan pada semua individu dalam spesies (16x(N-1)xNsp), maka algoritma PMGA untuk spesies tersebut di pertemukan, Kemudian PMGA menahan individu keturunan terbaik sedangkan individu keturunan yang lain di awali kembali. Perhatikan bahwa pengawalan ulang pada populasi spesies setelah pertemuan digunakan sebagai ganti dari mutasi (8).

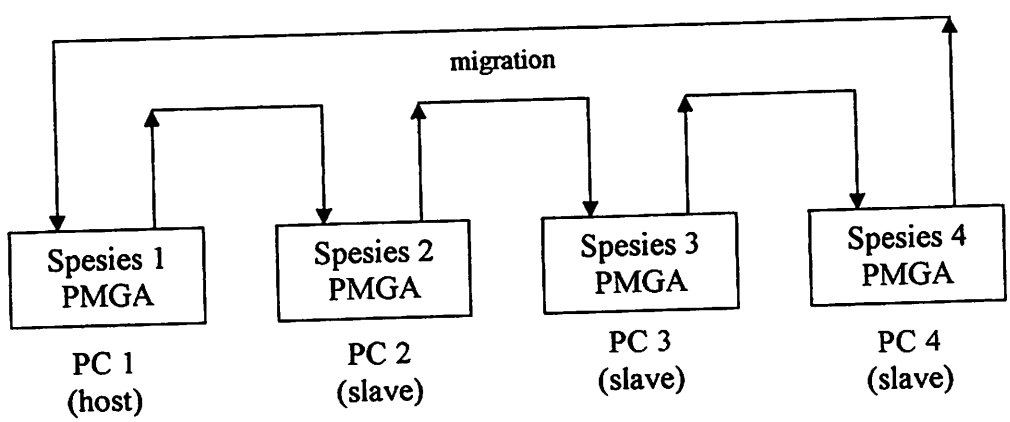
3.2.4.6.Migrasi\perpindahan tempat

Pada tiap pembangkitan waktu,yang ditentukan terlebih dahulu maka proses migrasinya yang berdasarkan migrasi kelompok elit (harus) dilaksanakan. Khususnya individu-individu spesies terbaik bermigrasi antara spesies-spesies lingkungan (pertetanggaan) pada tiap pembangkitan waktu, Pada pembangkitan terakhir, solusi PMGA ditentukan oleh individu yang (paling) mungkin di kerjakan dengan kecocokan tertinggi dari seluruh spesies.

3.2.5. Prosedur PMGA[3]

Untuk melaksanakan program PMGA pada kelompok Beowulf, maka protocol interface penyampaian pesan (MPI) dalam bahasa- C digunakan (6). MPI digunakan untuk mengembangkan pemograman pararel portable yang standar secara luas, berdasarkan konsep penyampaian pesan. Dilain pihak, Rekan dari mesin virtual(sebenarnya) yang pararel, dirancang untuk menghubungkan stasiun kerja-jaringan untuk membentuk mesin tunggal yang sebenarnya, yang merupakan sumber perhitungan yang dapat diatur.MPI dapat mendukung lebih bannyak modular dan lebih banyak petunjuk, dan penyampaian pesannya lebih cepat untuk semua program pararel dibandingkan Pvm (9), (10).

Dalam berpararel dibatasi hanya 4 PC dimana 4 PC tersebut sudah bisa mewakili mesin virtual yang (sebenarnya) yang pararel, hasil optimasinya sama dengan dipararel 6\ 32 PC. Hanya saja proses penyampaian pesannya lebih cepat jika PC dipararel 6 dibandingkan dipararel 4 PC.



Gambar 3.1.

PMGA dengan 4 spesies pada susunan kelompok beowulf [3]

3.3 Algorithma Program

Urutan langkah- langkah dalam program komputer yang digunakan dapat dilihat pada algorithma program berikut:

Langkah 1: Setiap prosesor membaca data input dan menetapkan parameter-parameter sbb: Bacalah waktu pembangkitan, beban dan parameter GA.

Langkah 2: Tiap prosesor mengawali inisialisasi parent.

Langkah 3: Tiap prosesor mengawali alat penghitungan Gen = 0

Langkah 4: Tiap prosesor hitung fitnes parent.

Langkah 5: Tiap prosesor melaksanakan seleksi.

Langkah 6: Tiap prosesor melaksanakan crossover uniform.

Langkah 7: Tiap prosesor melaksanakan elitism.

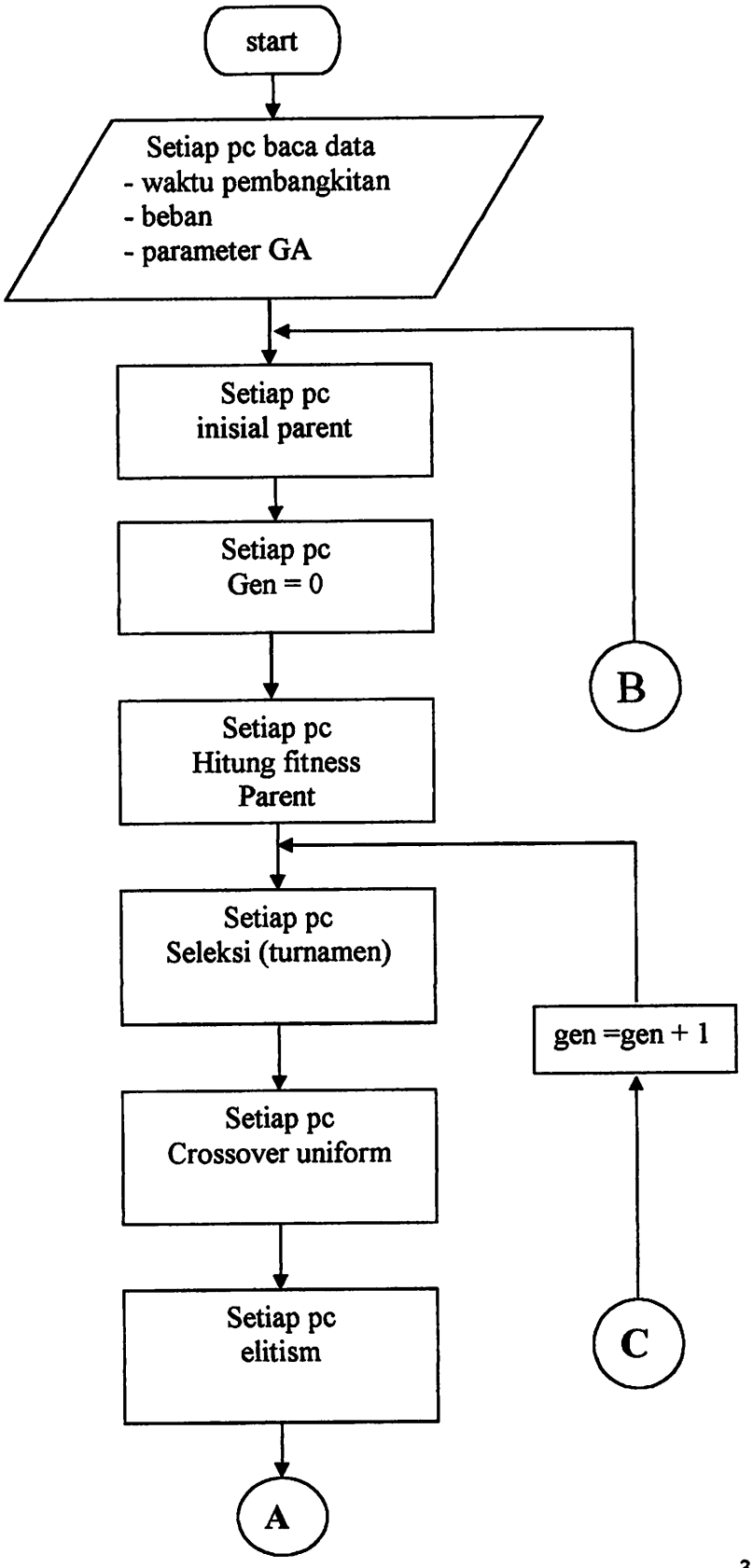
Langkah 8: Tiap prosesor melaksanakan migrasi kelompok elit dalam Prosesor yang berdekatan.

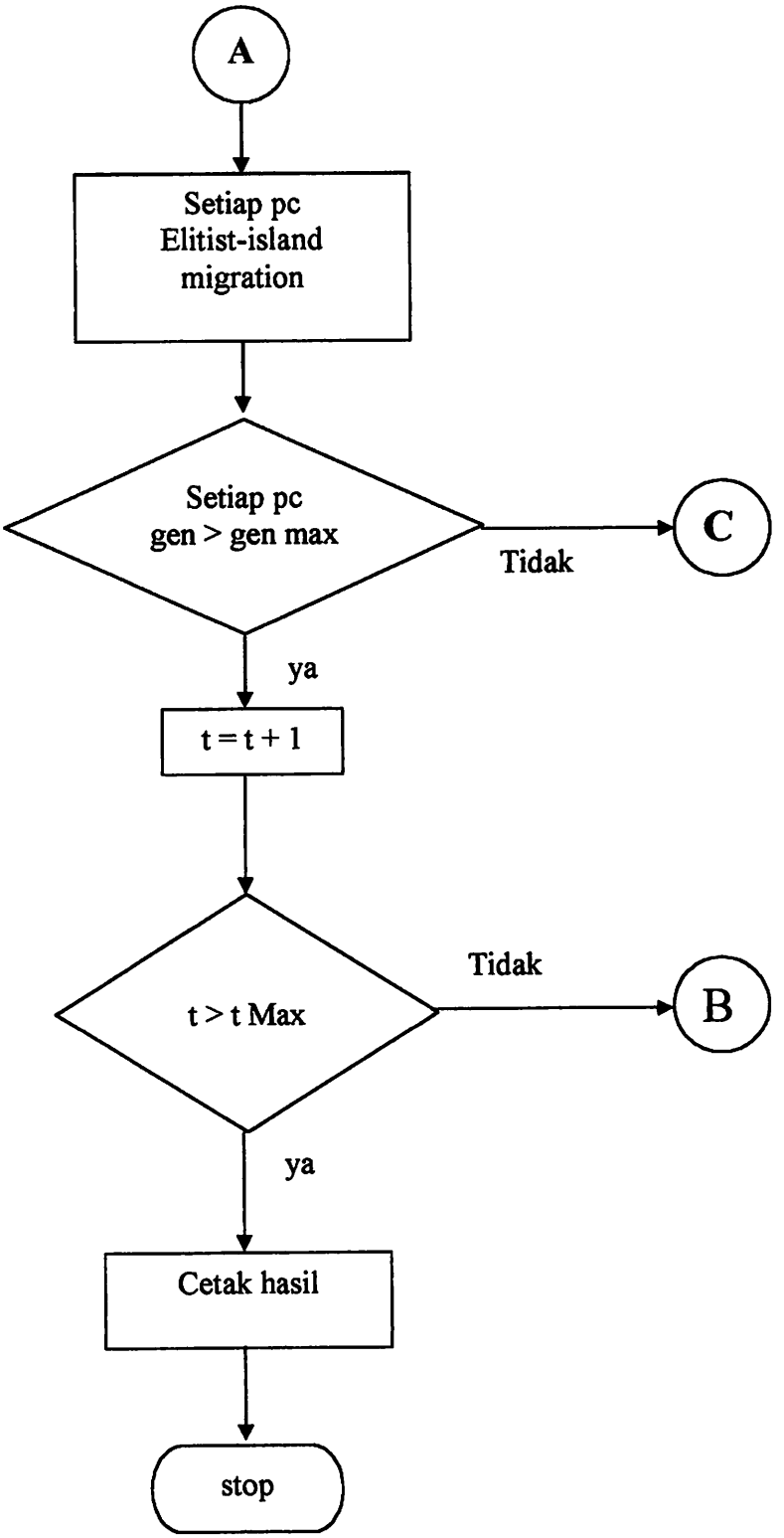
Langkah 9: Tiap prosesor memeriksa apakah Gen> Gen max , jika tidak Kembali kelangkah 5.

Langkah 10: Tiap prosesor mengirim individu terbaiknya pada prosesor Tuan rumah sehingga prosesor tuan rumah akan menyeleksi Solusi pada waktu t dari individu spesies terbaik.

Langkah 11: Prosesor tuan rumah memeriksa t>t max jika tidak Kembali kelangkah 2.

3.4 Flow Chart PMGA




A
Setiap pc
Elitist-island
migration
Setiap pc
gen > gen max
Tidak
C
ya
t = t + 1
t > t Max
Tidak
B
ya
Cetak hasil
stop

BAB IV

ANALISA DATA ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN PARALLEL MICRO GENETIC ALGORITHM

4.1. Program Komputer Economic Dispatch Menggunakan Metode *Parallel Micro Genetic Algoritma*

Dalam penyelesaian masalah ini digunakan bantuan komputer. Program computer ini sangat berguna untuk mempercepat proses perhitungan membutuhkan ketelitian tinggi dan sering melibatkan iterasi yang membutuhkan waktu yang lama bila dikerjakan secara manual.

Program komputer ini mengunakan bahasa pemrograman Borland Delphi 7.0, merupakan bahasa pemrograman terstruktur yang relatif mudah untuk dipelajari dan mudah penggunaanya.

4.2. Data Pembangkit Thermal

Pembangkit thermal yang berada pada pengawasan PT. Pembangkitan Jawa Bali berjumlah 38 unit yang terdiri dari 5 blok Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap, 11 Pembangkit Listrik Tenaga Uap dan 5 Pembangkit Listrik Tenaga Gas. Adapun data-data lebih lengkapnya dapat dilihat pada tabel 4.3, untuk harga bahan bakar berdasarkan statistik PLN tahun 2004 dimana dipakai nilai tukar Rp. 9000 per satuan dollar Amerika.

Tabel 4.1

Data Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali

No	Nama Pembangkit	Daya Terpasang (MW)	Kapasitas (MW)		Lama Waktu (Jam)			
			Min	Max	MUT	MDT	Cold Start	Hot Start
1.	PLTU Paiton 1 (Coal)	400	225	370	72	48	17	4
2.	PLTU Paiton 2 (Coal)	400	225	370	72	48	17	4
3.	PLTGU Gresik GT 1.1. (Gas)	112	53	102	36	10	1	0
4.	PLTGU Gresik GT 1.2. (Gas)	112	53	102	36	10	1	0
5.	PLTGU Gresik GT 1.3. (Gas)	112	53	102	36	10	1	0
6.	PLTGU Gresik ST 1.0. (Gas)	189	250	480	36	10	3	1
7.	PLTGU Gresik GT 2.1. (Gas)	112	53	102	36	10	1	0
8.	PLTGU Gresik GT 2.2. (Gas)	112	53	102	36	10	1	0
9.	PLTGU Gresik GT 2.3. (Gas)	112	53	102	36	10	1	0
10.	PLTGU Gresik ST 2.0. (Gas)	189	115	143	36	10	3	2
11.	PLTGU Gresik GT 3.1. (Gas)	112	53	102	36	10	1	0
12.	PLTGU Gresik GT 3.2. (Gas)	112	53	102	36	10	1	0
13.	PLTGU Gresik GT 3.3. (Gas)	112	53	102	36	10	1	0
14.	PLTGU Gresik ST 3.0. (Gas)	189	115	143	36	10	3	2
15.	PLTU Gresik 1 (Gas)	100	43	85	48	10	9	1
16.	PLTU Gresik 2 (Gas)	100	43	85	48	10	9	1
17.	PLTU Gresik 3 (Gas)	200	90	175	48	10	9	2
18.	PLTU Gresik 4 (Gas)	200	90	175	48	10	9	2
19.	PLTG Gresik 1 (Gas)	20	5	16	3	1	1	0
20.	PLTG Gresik 2 (Gas)	20	5	16	3	1	1	0
21.	PLTG Gresik 3 (Gas)	20	5	16	3	1	1	0
22.	PLTG Gilitimur 1 (HSD)	20	5	16	3	1	1	0
23.	PLTG Gilitimur 2 (HSD)	20	5	16	3	1	1	0
24.	PLTGU M.Karang GT 1.1. (Gas)	107	50	95	36	10	1	0
25.	PLTGU M.Karang GT 1.2. (Gas)	107	50	95	36	10	1	0
26.	PLTGU M.Karang GT 1.3. (Gas)	107	50	95	36	10	1	0
27.	PLTGU M.Karang ST 1.0. (Gas)	187	110	150	36	10	3	1
28.	PLTGU M.Tawar GT 1.1. (HSD)	140	72	138	36	10	0	0
29	PLTGU M.Tawar GT 1.2. (HSD)	140	72	138	36	10	0	0
30.	PLTGU M.Tawar GT 1.3. (HSD)	140	72	138	36	10	0	0
31.	PLTGU M.Tawar GT 2.1. (HSD)	140	72	138	36	10	0	0
32.	PLTGU M.Tawar GT 2.2. (HSD)	140	72	138	36	10	0	0
33.	PLTGU M.Tawar ST 1.0. (HSD)	188	162	202	36	10	3	1
34.	PLTU M.Karang 1 (MFO)	100	44	85	48	10	6	1
35.	PLTU M.Karang 2 (MFO)	100	44	85	48	10	6	1
36.	PLTU M.Karang 3 (MFO)	100	44	85	48	10	6	1
37.	PLTU M.Karang 4 (Gas)	200	90	165	48	10	10	2
38.	PLTU M.Karang 5 (Gas)	200	90	165	48	10	10	2

Sumber: Data Penawaran PT. PLN PJB, Jl. Ketintang Baru No. 11, Surabaya 60231

Keterangan: MUT = *minimum up time*

MDW = *minimum down time*

Tabel 4.2

Data Unit Termal PT. Pembangkitan Jawa-Bali Tahun 2002

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)		Koefisien Biaya Bahan Bakar		
			Min	Max	a	b	c
1.	PLTU Paiton 1	Coal	225	370	3244978	111712,15	10,2971
2.	PLTU Paiton 2	Coal	225	370	3244978	111712,15	10,2971
3.	PLTGU Gresik GT 1.1	Gas	53	102	5467532,4	217963,548	34,155
4.	PLTGU Gresik GT 1.2	Gas	53	102	5467532,4	217963,548	34,155
5.	PLTGU Gresik GT 1.3	Gas	53	102	5467532,4	217963,548	34,155
6.	PLTGU Gresik ST 1.0	Gas	115	143	10936203,3	72527,004	368,874
7.	PLTGU Gresik GT 2.1	Gas	53	102	5467532,4	217963,548	34,155
8.	PLTGU Gresik GT 2.2	Gas	53	102	5467532,4	217963,548	34,155
9.	PLTGU Gresik GT 2.3	Gas	53	102	5467532,4	217963,548	34,155
10.	PLTGU Gresik ST 2.0	Gas	115	143	10936203,3	72527,004	368,874
11.	PLTGU Gresik GT 3.1	Gas	53	102	5467532,4	217963,548	34,155
12.	PLTGU Gresik GT 3.2	Gas	53	102	5467532,4	217963,548	34,155
13.	PLTGU Gresik GT 3.3	Gas	53	102	5467532,4	217963,548	34,155
14.	PLTGU Gresik ST 3.0	Gas	115	143	10936203,3	72527,004	368,874
15.	PLTU Gresik 1	Gas	43	85	1327126,68	217963,548	132,066
16.	PLTU Gresik 2	Gas	43	85	1327126,68	217963,548	132,066
17.	PLTU Gresik 3	Gas	90	175	5017369,5	169242,579	193,545
18.	PLTU Gresik 4	Gas	90	175	5017369,5	169242,579	193,545
19.	PLTG Gresik 1	Gas	5	16	352707,3	35068,77	903,969
20.	PLTG Gresik 2	Gas	5	16	352707,3	35068,77	903,969
21.	PLTG Gresik 3	Gas	5	16	352707,3	35068,77	903,969
22.	PLTG Gilitimur 1	HSD	5	16	687181,85	683240,965	1762,3893
23.	PLTG Gilitimur 2	HSD	5	16	687181,85	683240,965	1762,3893
24.	PLTGU M.Karang GT 1.1	Gas	50	95	5730795	202052,97	108,045
25.	PLTGU M.Karang GT 1.2	Gas	50	95	5730795	202052,97	108,045
26.	PLTGU M.Karang GT 1.3	Gas	50	95	11560815	202052,97	108,045
27.	PLTGU M.Karang ST 1.0	Gas	110	150	14706524,25	53685,135	460,845
28.	PLTGU M.Tawar GT 1.1	HSD	72	138	14706524,25	433337,8	49,4605
29	PLTGU M.Tawar GT 1.2	HSD	72	138	14706524,25	433337,8	49,4605
30.	PLTGU M.Tawar GT 1.3	HSD	72	138	14706524,25	433337,8	49,4605
31.	PLTGU M.Tawar GT 2.1	HSD	72	138	14706524,25	433337,8	49,4605
32.	PLTGU M.Tawar GT 2.2	HSD	72	138	14706524,25	433337,8	49,4605
33.	PLTGU M.Tawar ST 1.0	HSD	162	202	672630	144191,717	519,1757
34.	PLTU M.Karang 1	MFO	44	85	2417820,7	473895,41	120,77935
35.	PLTU M.Karang 2	MFO	44	85	2417820,7	473895,41	120,77935
36.	PLTU M.Karang 3	MFO	44	85	2417820,7	473895,41	120,77935
37.	PLTU M.Karang 4	Gas	90	165	2949187,5	205217,145	83,79
38.	PLTU M.Karang 5	Gas	90	165	2949187,5	205217,145	83,79

Sumber: Data Penawaran PT PLN PJB, Jl. Ketintang baru No. 11, Surabaya 60231

Catatan : Harga Batubara 235 Rp/Kg
Harga MFO 1595 Rp/liter
Harga HSD 1595 Rp/liter
Harga Gas UP. Gresik 2,53 US$/MMBTU
Harga Gas UP. Gresik 2,54 US$/MMBTU
Nikai Tukar 9000 Rp/US$

4.3. Aplikasi Metode *PARALLEL MICRO GENETIC ALGORITHM* di P.T. Pembangkitan Jawa-Bali

Perhitungan dan analisa ini dilakukan pada kebutuhan daya yang ditanggung P.T Pembangkitan Jawa-Bali (PJB) tanggal 10, 13 dan 14 Maret 2004. Analisa data dilakukan hanya untuk unit yang beroperasi, karena program computer ini hanya untuk menghitung unit pembangkit yang siap beroperasi menjadi 18 unit yang dapat dilihat pada table 4.3.

Tabel 4.3
Unit Termal yang Siap Beroperasi

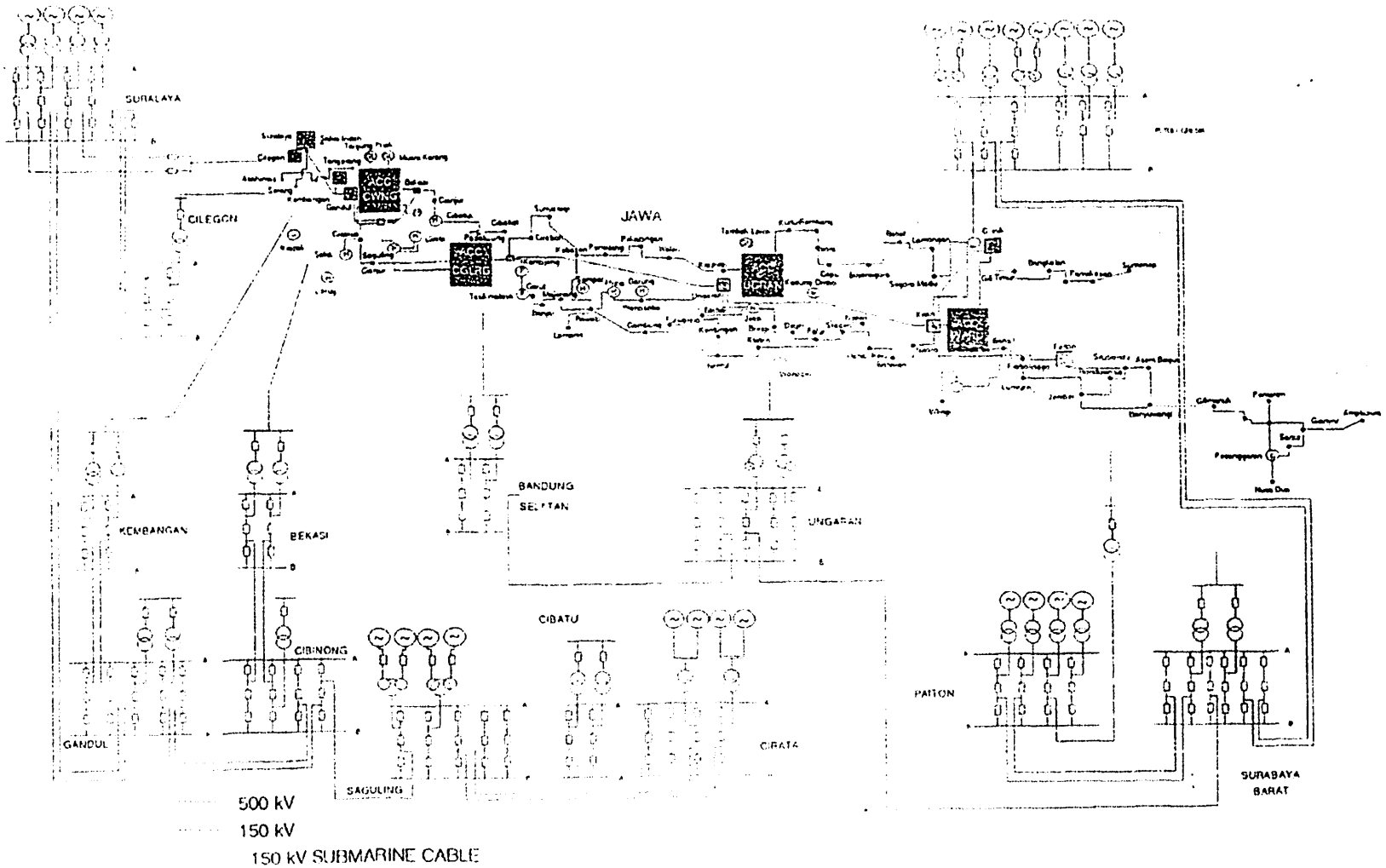
No	Unit Pembangkit
1	Paiton 1
2	Paiton 2
3	PLTGU Gresik GT 1.3
4	PLTGU Gresik ST 1.2
5	PLTGU Gresik GT 2.3
6	PLTGU Gresik GT 3.3
7	PLTGU Gresik ST 3.2
8	PLTU Gresik 1
9	PLTU Gresik 2
10	PLTU Gresik 3
11	PLTU Gresik 4
12	PLTGU M. Karang ST 1.1
13	PLTGU M. Tawar ST 1.1
14	PLTU M. Karang 1
15	PLTU M. Karang 2
16	PLTU M. Karang 3
17	PLTU M. Karang 4
18	PLTU M. Karang 5

Analisa data dilakukan untuk ketiga hari tersebut, kerena ketiga hari tersebut mewakili karakteristik kurva berlainan, dengan keterangan sebagai berikut:

- Tanggal 10 Maret 2004 adalah beban hari kerja penuh
- Tanggal 13 Maret 2004 adalah beban pada hari setengah penuh
- Dan tanggal 14 Maret 2004 adalah beban pada hari libur.

Program komputer ini hanya untuk menghitung unit pembangkit yang siap beroperasi, sedang data yang lain (jumlah total pembangkitan, cadangan berputar) tidak dimasukkan dalam proses. Karena data tersebut menyangkut sistem secara keseluruhan dalam satu area, biasanya terdapat lebih dari satu perusahaan penyedia energi listrik.

TRANSMISSION 500 KV DAN 150 KV JAVA NETWORK



Gambar 4.1
Single Line Diagram PT. Pembangkitan jawa-Bali

4.4. Beban Sistem

Dalam wilayah Jawa-Bali, Pembangkit-pembangkit yang ada dikoordinasi oleh P.T. Pembangkitan Jawa-Bali (PJB). Proses *Economic Dispatch* dengan metode *Parallel Micro Genetic Algorithm* bertujuan untuk membuat rencana operasi yang optimum 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 thermal dan beban yang ditanggung oleh P.T. PJB sebagai bahan perbandingan. Sedangkan kombinasi jadwal dan daya output pembangkit tenaga listrik dalam system P.T. PJB tanggal 10, 13 dan 14 maret 2004 terdapat pada lampiran. Untuk beban sistem terdapat pada tabel 4.4, 4.5 dan 4.6 (beban sistem yang ditanggung oleh pembangkit thermal saja)

Tabel 4.4
Data Beban Unit Thermal pada PT PJB
10 Maret 2004

Jam	Beban Sistem (MW)
01:00	3108
02:00	3024
03:00	2993
04:00	2974
05:00	2976
06:00	2916
07:00	2868
08:00	3202
09:00	3265
10:00	3281
11:00	3297
12:00	3220
13:00	3225
14:00	3226
15:00	3297
16:00	3372
17:00	3499
18:00	3600
19:00	3657
20:00	3642
21:00	3403
22:00	3388
23:00	3335
24:00	3316

Tabel 4.5
Data Beban Unit Thermal pada PT PJB
13 Maret 2004

Jam	Beban Sistem (MW)
01:00	2896
02:00	2864
03:00	2845
04:00	2866
05:00	2921
06:00	2806
07:00	2710
08:00	2856
09:00	3002
10:00	3020
11:00	3026
12:00	3030
13:00	3016
14:00	2901
15:00	2717
16:00	2796
17:00	2869
18:00	3374
19:00	3382
20:00	3373
21:00	3205
22:00	3015
23:00	2929
24:00	2869

Tabel 4.6
Data Beban Unit Thermal pada PT PJB
14 Maret 2004

Jam	Beban Sistem (MW)
01:00	2816
02:00	2678
03:00	2675
04:00	2694
05:00	2804
06:00	2611
07:00	2588
08:00	2746
09:00	2802
10:00	2816
11:00	2853
12:00	2789
13:00	2749
14:00	2654
15:00	2613
16:00	2709
17:00	2714
18:00	3255
19:00	3268
20:00	3269
21:00	2982
22:00	2876
23:00	2864
24:00	2882

4.5. Hasil Perhitungan dan Analisa Data

4.5.1. Hasil Perhitungan PT. PJB

Dari data pembebanan harian pada lampiran dapat dihitung biaya operasional tiap jamnya dengan memasukkan ke persamaan fungsi biaya bahan bakar .

Pada hari Rabu 10 Maret 2004 jam 01.00 Pembangkit Paiton 1 dibebankan 370 MW maka biaya operasional adalah:

$$F_1(P_1) = 3244078 + 111712{,}15\ (370) + 10{,}2971\ (370)^2$$

$$= \text{Rp } 45.988.147,-$$

Dengan cara yang sama, maka perhitungan dengan menggunakan komputer didapatkan biaya operasional perjamnya yang dapat dilihat pada tabel 4.7, 4.8 dan 4.9 di bawah ini.

Tabel 4.7
Hasil Perhitungan Biaya operasional perjam PT. PJB
10 Maret 2004

Jam	Beban Sistem (MW)	PT. PJB (Rp)
01:00	3108	680.306.108
02:00	3024	651.394.473
03:00	2993	646.667.419
04:00	2974	644.171.861
05:00	2976	640.361.923
06:00	2916	646.587.755
07:00	2868	626.319.642
08:00	3202	713.721.328
09:00	3265	725.817.463
10:00	3281	728.989.485
11:00	3297	732.577.863
12:00	3220	720.949.264
13:00	3225	723.177.188
14:00	3226	720.370.936
15:00	3297	733.154.110
16:00	3372	747.933.301
17:00	3499	805.181.358
18:00	3600	832.153.449
19:00	3657	844.634.828
20:00	3642	842.417.383
21:00	3403	757.459.805
22:00	3388	754.703.180
23:00	3335	744.635.040
24:00	3316	740.803.704

Tabel 4.8
Hasil Perhitungan Biaya operasional perjam PT. PJB
13 Maret 2004

Jam	Beban Sistem (MW)	PT. PJB (Rp)
01:00	2896	642.976.722
02:00	2864	627.840.757
03:00	2845	626.899.359
04:00	2866	629.878.888
05:00	2921	638.467.808
06:00	2806	622.968.844
07:00	2710	609.418.876
08:00	2856	629.093.132
09:00	3002	651.358.752
10:00	3020	655.538.620
11:00	3026	657.042.259
12:00	3030	658.662.629
13:00	3016	657.445.941
14:00	2901	637.045.941
15:00	2717	609.113.162
16:00	2796	622.239.104
17:00	2869	633.104.555
18:00	3374	755.125.576
19:00	3382	756.832.935
20:00	3373	755.769.182
21:00	3205	700.429.220
22:00	3015	657.757.376
23:00	2929	642.690.720
24:00	2869	632.703.376

Tabel 4.9
Hasil Perhitungan Biaya operasional perjam PT. PJB
14 Maret 2004

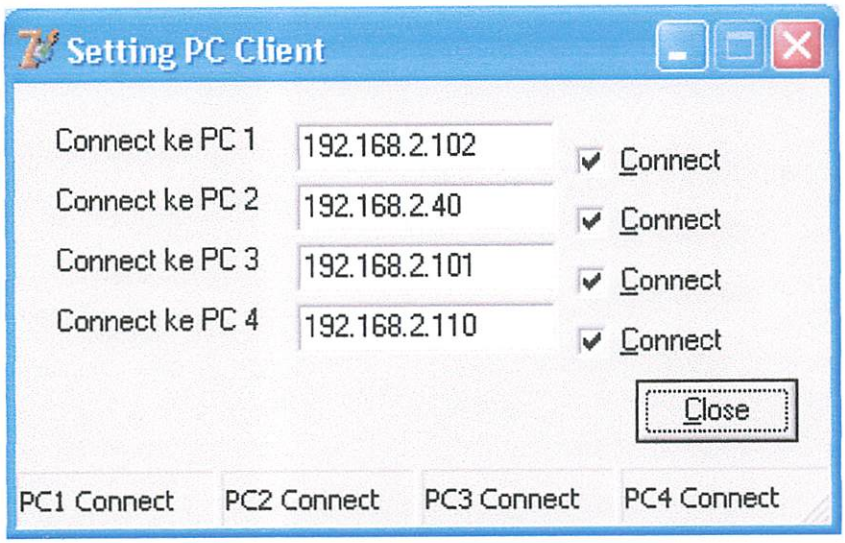
Jam	Beban Sistem (MW)	PT. PJB (Rp)
01:00	2816	618.251.323
02:00	2678	580.714.514
03:00	2675	580.742.086
04:00	2694	583.369.050
05:00	2804	601.290.761
06:00	2611	574.415.775
07:00	2588	570.967.006
08:00	2746	591.959.107
09:00	2802	601.814.600
10:00	2816	604.252.146
11:00	2853	611.074.946
12:00	2789	600.616.653
13:00	2749	595.203.725
14:00	2654	577.919.351
15:00	2613	570.955.908
16:00	2709	587.564.000
17:00	2714	588.687.073
18:00	3255	728.245.361
19:00	3268	730.147.988
20:00	3269	729.197.563
21:00	2982	639.723.642
22:00	2876	617.848.361
23:00	2864	615.562.714
24:00	2882	606.757.754

4.5.2. Tampilan Program Komputer dan Hasil Perhitungan dengan Metode *Parallel Micro Genetic Algorithm*

Tampilan program computer yang telah dibuat ini adalah hasil perhitungan beban dan biaya operasional yang optimal, sedangkan tampilan utama dari program dapat dilihat pada gambar 4.2 di bawah ini :

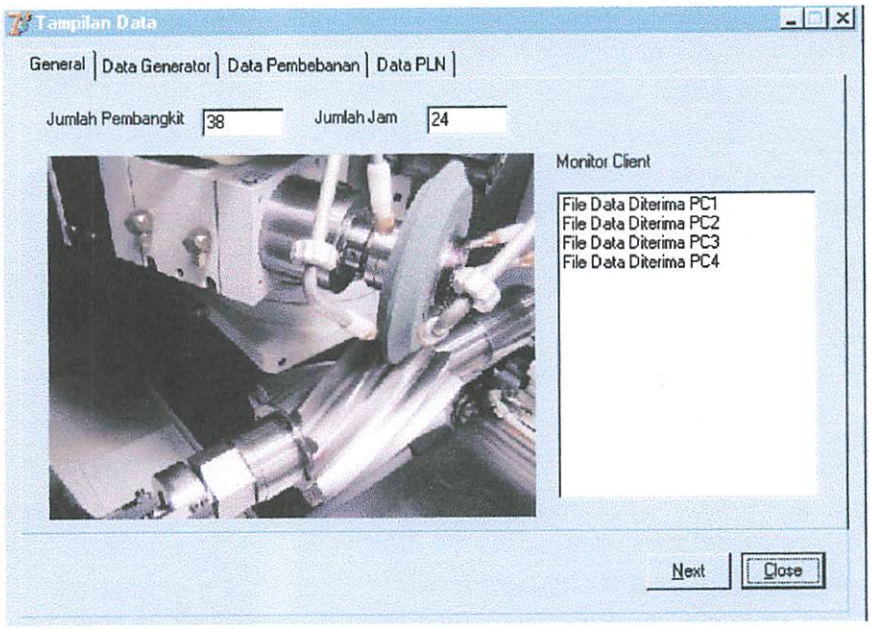
Gambar 4.2.
Tampilan Program Utama

Kemudian setelah itu tekan tombol seting untuk mengaktifkan pc client agar pc siap connect dalam berpararel.



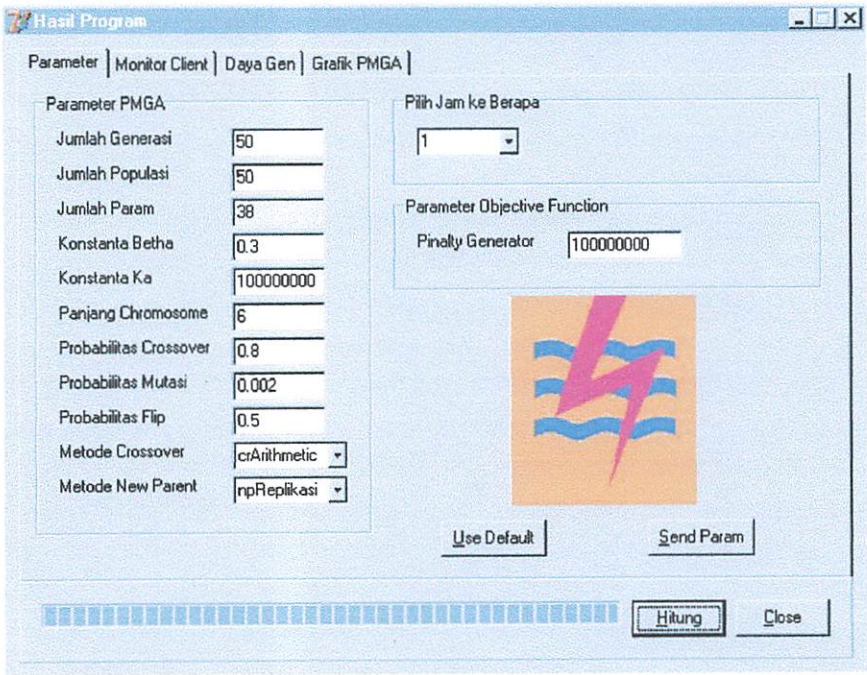
Gambar 4.3.
Tampilan Seting PC Client

Kemudian setelah itu tekan tombol buka data untuk membuka file yang tersimpan.

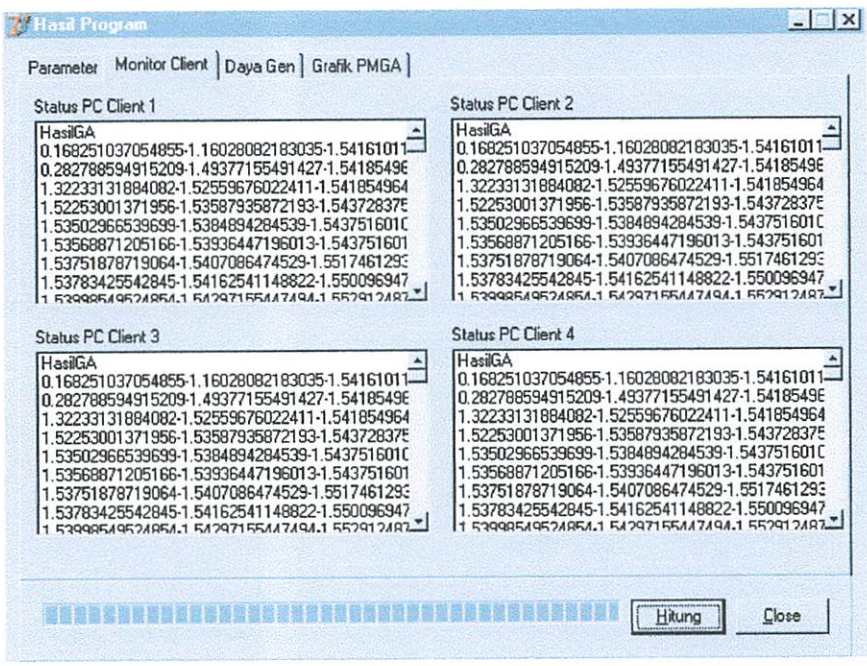


Gambar 4.4.
Tampilan Input Data pembangkit

Setelah data yang ada diinputkan ke dalam komputer maka parameter yang digunakan sebagai berikut :



Gambar 4.5.
Tampilan Parameter yang Digunakan



Gambar 4.6.
Tampilan Data Monitor Client

Tampilan Data

General | Data Generator | Data Pembebanan | Data PLN

Gen	Nama	Pmax	Pmin	a0	a1	a2	Tup
1	PLTU Paiton 1	370	225	3244978	111712.2	10.2971	72
2	PLTU Paiton 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

Next | Close

Gambar 4.7.
Tampilan Data Pembangkitan

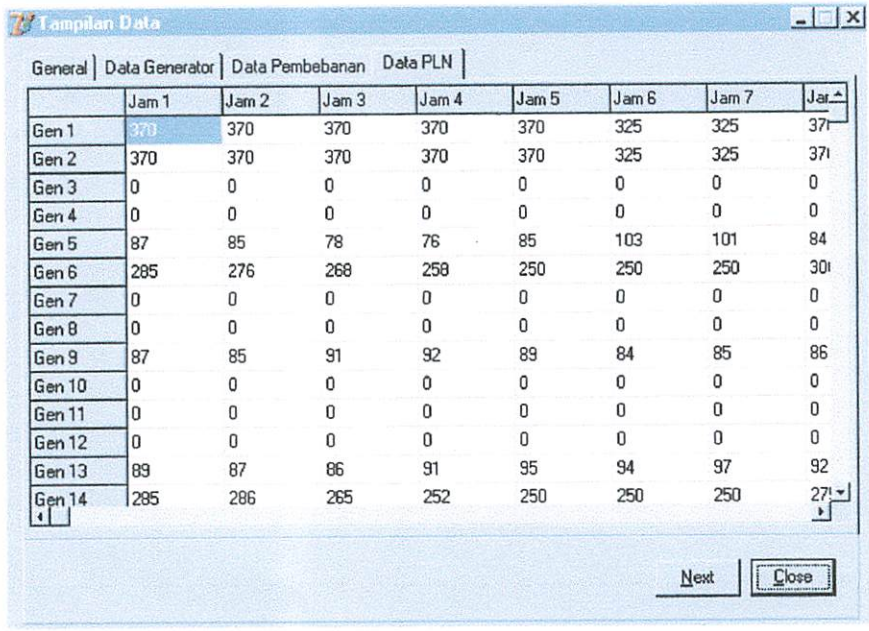
Tampilan Data

General | Data Generator | Data Pembebanan | Data PLN

	Load	Res
1	3108	400
2	3024	400
3	2993	400
4	2974	400
5	2976	400
6	2916	400
7	2868	400
8	3202	400
9	3265	400
10	3281	400
11	3297	400
12	3220	400
13	3225	400
14	3226	400

Next | Close

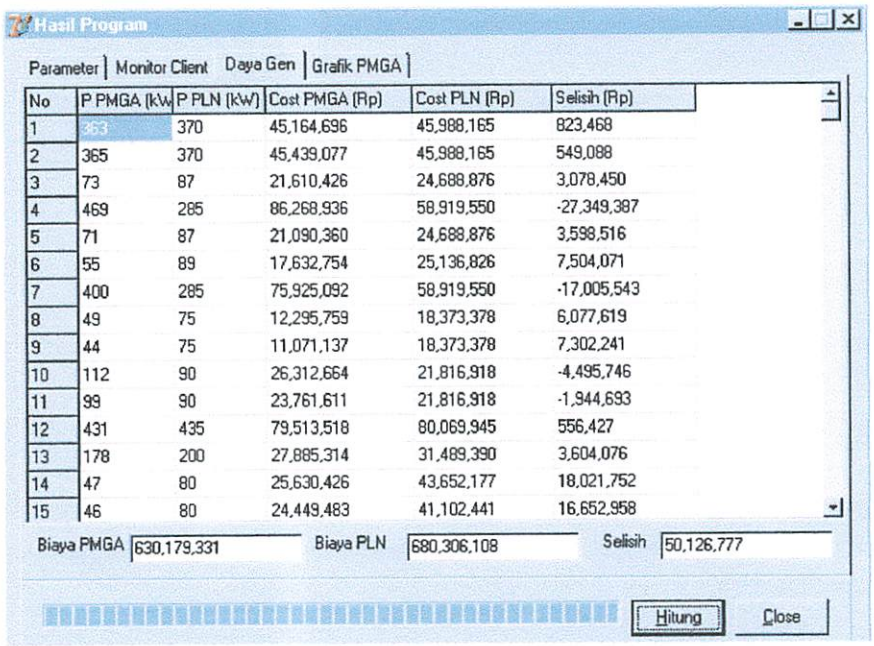
Gambar 4.8.
Tampilan Data Pembebanan



	Jam 1	Jam 2	Jam 3	Jam 4	Jam 5	Jam 6	Jam 7	Jar
Gen 1	370	370	370	370	370	325	325	37
Gen 2	370	370	370	370	370	325	325	37
Gen 3	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 4	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 5	87	85	78	76	85	103	101	84
Gen 6	285	276	268	258	250	250	250	30
Gen 7	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 8	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 9	87	85	91	92	89	84	85	86
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	89	87	86	91	95	94	97	92
Gen 14	285	286	265	252	250	250	250	27

Gambar 4.9.
Tampilan Data PLN

Setelah menetapkan parameter yang diperlukan maka komputasi dapat dilakukan untuk menentukan biaya yang minimum. Untuk proses komputasi digunakan software Delphi Version 7.0 kemudian dieksekusi dengan menggunakan 5 komputer berspesifikasi prosesor AMD Athlon 850 Mhz, Ram 256 Mb yang terangkai secara pararel. Perhitungan dimulai pada jam 01:00 – 24:00 selama 3 hari.



Hasil Program

Parameter | Monitor Client | Daya Gen | Grafik PMGA

No	P PMGA (kW	P PLN (kW)	Cost PMGA (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selisih (Rp)
1	363	370	45,164,696	45,988,165	823,468
2	365	370	45,439,077	45,988,165	549,088
3	73	87	21,610,426	24,688,876	3,078,450
4	469	285	86,268,936	58,919,550	-27,349,387
5	71	87	21,090,360	24,688,876	3,598,516
6	55	89	17,632,754	25,136,826	7,504,071
7	400	285	75,925,092	58,919,550	-17,005,543
8	49	75	12,295,759	18,373,378	6,077,619
9	44	75	11,071,137	18,373,378	7,302,241
10	112	90	26,312,664	21,816,918	-4,495,746
11	99	90	23,761,611	21,816,918	-1,944,693
12	431	435	79,513,518	80,069,945	556,427
13	178	200	27,885,314	31,489,390	3,604,076
14	47	80	25,630,426	43,652,177	18,021,752
15	46	80	24,449,483	41,102,441	16,652,958

Biaya PMGA 630,179,331 Biaya PLN 680,306,108 Selisih 50,126,777

Hitung Close

Gambar 4.10.
Hasil Optimasi Menggunakan Metode *Parallel Micro Genetic Algorithm*

4.5.3. Hasil Perhitungan Menggunakan Metode *Parallel Micro Genetic Algorithm*

Berikut ini adalah hasil perhitungan biaya menggunakan metode *Parallel Micro genetic Algorith*

Tabel 4.10.

Hasil Perhitungan Menggunakan metode
Parallel Micro Genetic Agorithm
Rabu 10 Maret 2004

Jam	Beban Sistem (MW)	*PMGA* (Rp)
01:00	3108	630.179.331
02:00	3024	620.703.640
03:00	2993	608.539.222
04:00	2974	608.643.651
05:00	2976	609.708.296
06:00	2916	598.424.305
07:00	2868	592.392.880
08:00	3202	644.461.926
09:00	3265	657.138.387
10:00	3281	663.058.687
11:00	3297	665.591.720
12:00	3220	651.631.685
13:00	3225	649.310.382
14:00	3226	650.837.688
15:00	3297	666.918.638
16:00	3372	680.426.635
17:00	3499	738.454.484
18:00	3600	765.655.675
19:00	3657	776.942.986
20:00	3642	771.511.865
21:00	3403	685.777.364
22:00	3388	683.083.793
23:00	3335	672.682.318
24:00	3316	667.695.843

Tabel 4.11.

Hasil Perhitungan Menggunakan metode
Parallel Micro Genetic Algorithm
Sabtu 13 Maret 2004

Jam	**Beban Sistem (MW)**	***PMGA* (Rp)**
01:00	2896	595.596.286
02:00	2864	591.085.671
03:00	2845	588.351.560
04:00	2866	592.163.530
05:00	2921	600.219.846
06:00	2806	579.549.573
07:00	2710	566.127.773
08:00	2856	591.110.321
09:00	3002	611.234.890
10:00	3020	615.641.991
11:00	3026	615.478.726
12:00	3030	612.892.833
13:00	3016	615.612.545
14:00	2901	593.337.063
15:00	2717	567.911.263
16:00	2796	582.168.007
17:00	2869	593.497.621
18:00	3374	680.313.571
19:00	3382	682.700.193
20:00	3373	682.993.823
21:00	3205	643.649.889
22:00	3015	611.938.229
23:00	2929	600.315.528
24:00	2869	592.588.029

Tabel 4.12.
Hasil Perhitungan Menggunakan metode
Parallel Micro Genetic Algorithm
Minggu 14 Maret 2004

Jam	Beban Sistem (MW)	*PMGA* (Rp)
01:00	2816	581.892.267
02:00	2678	567.939.332
03:00	2675	563.906.635
04:00	2694	563.210.346
05:00	2804	585.105.085
06:00	2611	555.625.902
07:00	2588	556.931.339
08:00	2746	576.150.144
09:00	2802	579.541.687
10:00	2816	582.605.823
11:00	2853	591.977.030
12:00	2789	579.438.939
13:00	2749	572.740.119
14:00	2654	564.368.830
15:00	2613	555.922.144
16:00	2709	566.227.624
17:00	2714	568.970.434
18:00	3255	659.900.537
19:00	3268	659.002.780
20:00	3269	661.885.350
21:00	2982	608.648.347
22:00	2876	593.399.084
23:00	2864	590.739.429
24:00	2882	580.713.667

4.5.4. Perbandingan Hasil Perhitungan PT. PJB Dengan metode *Parallel Micro Genetic Algorithm*

Tabel 4.13

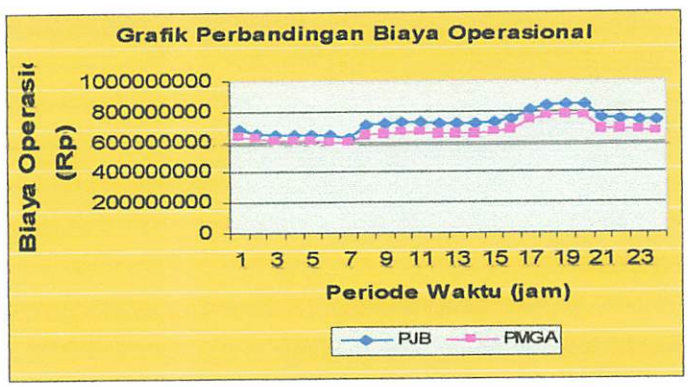
Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB dan metode *Parallel Micro Genetic Algorithm*

Rabu 10 Maret 2004

Jam	Beban Sistem (MW)	PT. PJB (Rp)	*PMGA* (Rp)
01:00	3108	680.306.108	630.179.331
02:00	3024	651.394.473	620.703.640
03:00	2993	646.667.419	608.539.222
04:00	2974	644.171.861	608.643.651
05:00	2976	640.361.923	609.708.296
06:00	2916	646.587.755	598.424.305
07:00	2868	626.319.642	592.392.880
08:00	3202	713.721.328	644.461.926
09:00	3265	725.817.463	657.138.387
10:00	3281	728.989.485	663.058.687
11:00	3297	732.577.863	665.591.720
12:00	3220	720.949.264	651.631.685
13:00	3225	723.177.188	649.310.382
14:00	3226	720.370.936	650.837.688
15:00	3297	733.154.110	666.918.638
16:00	3372	747.933.301	680.426.635
17:00	3499	805.181.358	738.454.484
18:00	3600	832.153.449	765.655.675
19:00	3657	844.634.828	776.942.986
20:00	3642	842.417.383	771.511.865
21:00	3403	757.459.805	685.777.364
22:00	3388	754.703.180	683.083.793
23:00	3335	744.635.040	672.682.318
24:00	3316	740.803.704	667.695.843

Grafik 4.1.

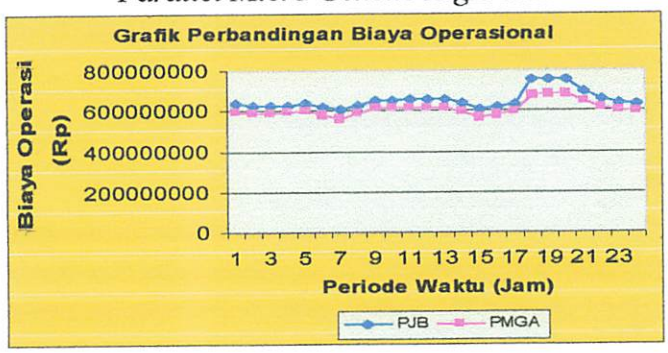
Perbandingan Biaya Operasional perjam PT. PJB dan Metode Parallel Micro Genetic Algorithm



Tabel 4.14
Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB dan metode *Parallel Micro Genetic Algorithm*
Sabtu 13 Maret 2004

Jam	Beban Sistem (MW)	PT. PJB (Rp)	*PMGA* (Rp)
01:00	2896	642.976.722	595.596.286
02:00	2864	627.840.757	591.085.671
03:00	2845	626.899.359	588.351.560
04:00	2866	629.878.888	592.163.530
05:00	2921	638.467.808	600.219.846
06:00	2806	622.986.844	579.549.573
07:00	2710	609.418.876	566.127.773
08:00	2856	629.093.132	591.110.321
09:00	3002	651.358.752	611.234.890
10:00	3020	655.538.620	615.641.991
11:00	3026	657.042.259	615.478.726
12:00	3030	658.662.629	612.892.833
13:00	3016	657.445.941	615.612.545
14:00	2901	637.045.376	593.337.063
15:00	2717	609.113.162	567.911.263
16:00	2796	622.239.104	582.168.007
17:00	2869	633.104.555	593.497.621
18:00	3374	755.125.576	680.313.571
19:00	3382	756.832.935	682.700.193
20:00	3373	755.769.182	682.993.823
21:00	3205	700.429.220	643.649.889
22:00	3015	657.757.376	611.938.229
23:00	2929	642.690.720	600.315.528
24:00	2869	632.703.376	592.588.029

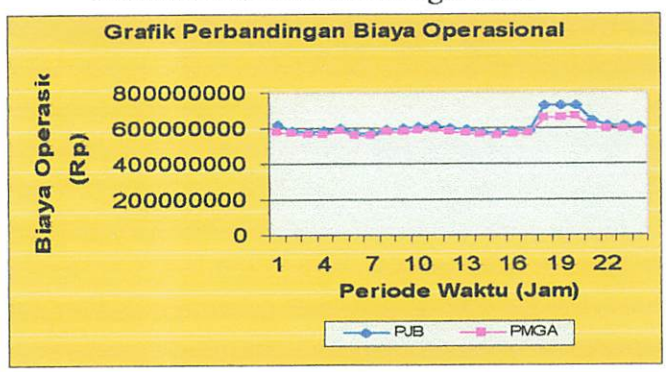
Grafik 4.2.
Perbandingan Biaya Operasional perjam PT. PJB dan Metode *Parallel Micro Genetic Algorithm*



Tabel 4.15
Perbandingan Biaya Operasional Perjam PT. PJB dan metode *Parallel Micro Genetic Algorithm*
Minggu 14 Maret 2004

Jam	Beban Sistem (MW)	PT. PJB (Rp)	*PMGA* (Rp)
01:00	2816	618.251.323	581.892.267
02:00	2678	586.714.574	567.939.332
03:00	2675	580.742.086	563.906.635
04:00	2694	583.369.050	563.210.346
05:00	2804	601.290.761	585.105.085
06:00	2611	574.415.775	555.625.902
07:00	2588	570.967.006	556.931.339
08:00	2746	591.959.107	576.150.144
09:00	2802	601.814.600	579.541.687
10:00	2816	604.252.146	582.605.823
11:00	2853	611.074.946	591.977.030
12:00	2789	600.616.653	579.438.939
13:00	2749	595.203.725	572.740.119
14:00	2654	577.919.351	564.368.830
15:00	2613	570.955.908	555.922.144
16:00	2709	587.564.000	566.227.624
17:00	2714	588.687.073	568.970.434
18:00	3255	728.245.361	659.900.537
19:00	3268	730.147.988	659.002.780
20:00	3269	729.197.563	661.885.350
21:00	2982	639.723.642	608.648.347
22:00	2876	617.484.361	593.399.084
23:00	2864	615.562.714	590.739.429
24:00	2882	606.757.754	580.713.667

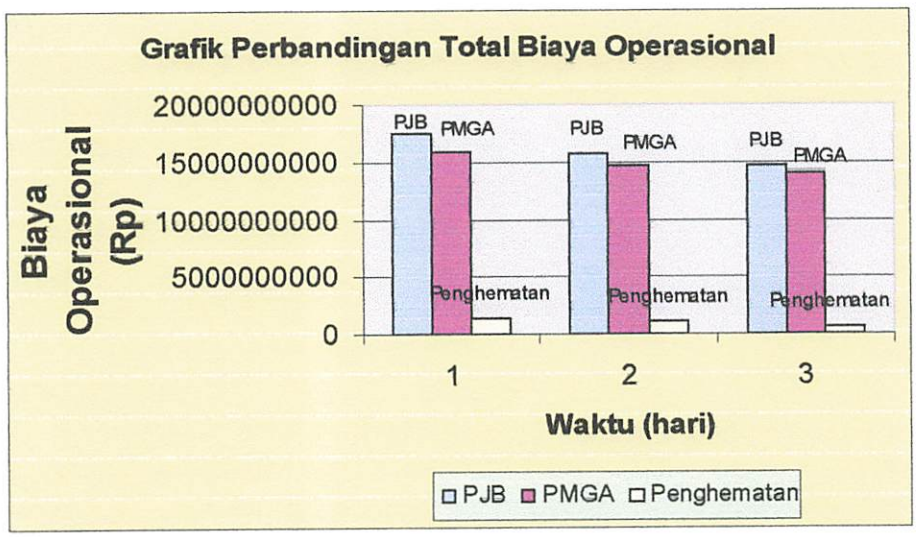
Grafik 4.3.
Perbandingan Biaya Operasional perjam PT. PJB dan Metode *Parallel Micro Genetic Algorithm*



Tabel 4.16
Perbandingan Total Biaya Operasional PT. PJB Dengan metode *Parallel Micro Genetic Algorithm*

Periode Waktu (24 jam)	PT. PJB (Rp)	*PMGA* (Rp)	Penghematan (Rp)
10 Maret 2004	17.404.488.770	15.959.771.401	1.444.717.460
13 Maret 2004	15.081.328.040	14.606.478.761	1.103.942.410
14 Maret 2004	14.662.917.470	14.066.842.874	640.074.530

Grafik 4.4
Grafik Perbandingan Total Biaya Operasional



Pada tabel 4.16. dapat diketahui bahwa perbandingan total biaya operasional pembangkitan antara PT PJB dengan Metode Parallel Micro Genetic Algorithm cukup besar. Pada hari rabu tanggal 10 Maret 2004 selisih sebesar Rp.1.444.717.460, hari sabtu tanngal 13 Maret 2004 selisih sebesar Rp. 1.103.942.410, dan hari Mimggu tanggal 14 Maret 2004 selisih sebesar Rp.640.074.530.

Berdasarkan perbandingan tersebut diatas maka dapat disimpulkan bahwa optimasi economic dispatch menggunakan Metode Parallel Micro Genetic Algorithm mendapatkan hasil yang lebih ekonomis dan akurat.

4.6. Pengujian Program Dengan Validasi Pada Jurnal

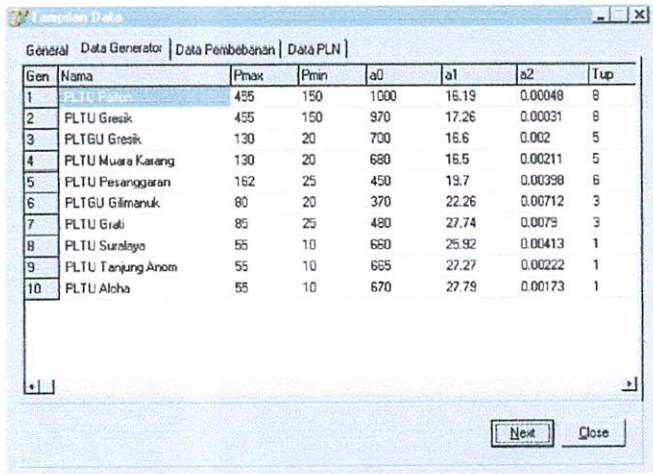
4.6.1. Data Jurnal

Pembangkit termal yang berada pada jurnal IEEE TRANSACTION ON POWER SYSTEMS,VOL. 17,NO.3,AUGUST 2002 hal 795 terdiri dari sepuluh unit pembangkit termal meliputi :

Tabel 4.17.
Data Unit Pembangkit Pada Jurnal

No	Pembangkit	Kapasitas (MW)		Koefisien		
		Min	Max	A	B	C
1	Unit 1	150	455	1000	16,19	0,00048
2	Unit 2	150	455	970	17,26	0,00031
3	Unit 3	20	130	700	16,6	0,002
4	Unit 4	20	130	680	16,5	0,00211
5	Unit 5	25	162	450	19,7	0,00398
6	Unit 6	20	80	370	22,26	0,00712
7	Unit 7	25	85	480	27,74	0,0079
8	Unit 8	10	55	660	25,92	0,00413
9	Unit 9	10	55	665	27,27	0,00222
10	Unit 10	10	55	670	27,79	0,00173

Dengan beban permintaan (P_D) = 700 MW, biaya produksi yang diperoleh pada jurnal = 19064 $/h. analisa menggunakan pogram dapat dilihat pada gambar 4.11 berikut ini :



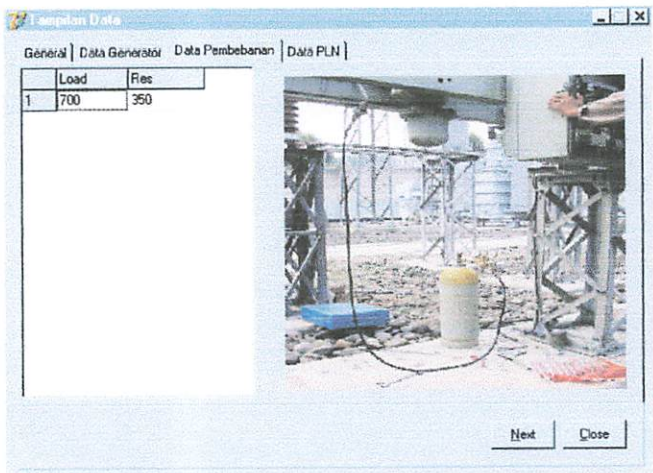
Tampilan Data

General | Data Generator | Data Pembebanan | Data PLN

Gen	Nama	Pmax	Pmin	a0	a1	a2	Tup
1	PLTU Paiton	455	150	1000	16.19	0.00048	8
2	PLTU Gresik	455	150	970	17.26	0.00031	8
3	PLTGU Gresik	130	20	700	16.6	0.002	5
4	PLTU Muara Karang	130	20	680	16.5	0.00211	5
5	PLTU Pesanggaran	162	25	450	19.7	0.00398	6
6	PLTGU Gilimanuk	80	20	370	22.26	0.00712	3
7	PLTU Grati	85	25	480	27.74	0.0079	3
8	PLTU Suralaya	55	10	660	25.92	0.00413	1
9	PLTU Tanjung Anom	55	10	665	27.27	0.00222	1
10	PLTU Aloha	55	10	670	27.79	0.00173	1

Next Close

Gambar 4.11.
Tampilan Data Jurnal



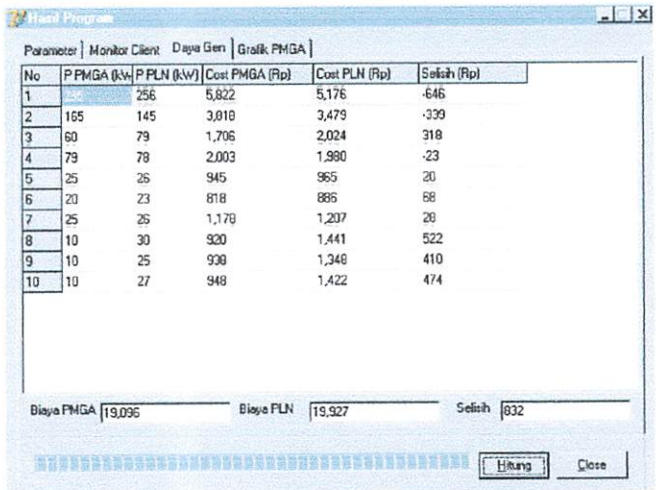
Tampilan Data

General | Data Generator | Data Pembebanan | Data PLN

	Load	Res
1	700	350

Next Close

Gambar 4.12.
Tampilan Data Pembebanan



No	P PMGA (kW)	P PLN (kW)	Cost PMGA (Rp)	Cost PLN (Rp)	Selisih (Rp)
1	[illegible]	256	5,822	5,176	-646
2	165	145	3,818	3,479	-339
3	60	79	1,706	2,024	318
4	79	78	2,003	1,980	-23
5	25	26	945	965	20
6	20	23	818	886	68
7	25	26	1,178	1,207	28
8	10	30	920	1,441	522
9	10	25	938	1,348	410
10	10	27	948	1,422	474

Gambar 4.13.
Hasil Perhitungan Economic Dispatch dengan Menggunakan Data Jurnal

Dengan menggunakan program diperoleh = 19096 $/h. Sehingga perbandingan hasil program dapat dilihat pada tabel 4.18.:

Tabel 4.18.
Perbandingan Dari Uji Validasi

Beban Permintaan *PD* (MW)	Hasil Perhitungan ($/h)		Selisih	Error (%)
	Jurnal	Program		
700	19064	19096	32	0,16%

Dari hasil perhitungan data validasi jurnal dan perhitungan menggunakan program, dapat dihitung selisih biaya operasional untuk mengetahui tingkat kesalahan (*error*), yaitu:

$$error = \frac{\text{Biaya Program} - \text{Biaya Jurnal}}{\text{Biaya Jurnal}} \times 100\ \%$$

$$= \frac{19096-19064}{19064} \times 100\ \%$$

$$= 0{,}16\%$$

Tabel 4.19
Pembebanan Unit Pembangkit Tiap Jam PT. PJB (Sebelum Optimasi)
Rabu 10 Maret 2004

No	Pembangkit	Pembebanan Perjam (MW)																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	PLTU Paiton 1	370	370	370	370	370	325	325	370	372	372	372	350	350	375	370	370	370	370	370	370	350	350	350	350
2	PLTU Paiton 2	370	370	370	370	370	325	325	370	370	374	374	350	350	372	370	370	370	370	370	370	350	350	350	350
3	PLTGU Gresik ST 1.3	87	85	78	76	85	103	101	84	86	102	103	102	102	90	95	99	103	105	108	108	105	103	100	98
4	PLTGU Gresik ST 1.0	285	276	268	258	250	250	250	300	300	300	300	300	300	275	265	265	275	285	300	300	285	285	275	275
5	PLTGU Gresik GT 2.3	87	85	91	92	89	84	85	86	89	85	96	97	98	87	85	94	105	115	125	125	107	105	105	101
6	PLTGU Gresik GT 3.3	89	87	86	91	95	94	97	92	93	93	97	96	95	97	92	94	99	105	108	108	101	98	98	97
7	PLTGU Gresik GT 1.0	285	286	265	252	250	250	250	275	300	300	300	300	275	275	290	300	300	300	300	285	285	277	273	273
8	PLTU Gresik 1	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	85	85	85	75	75	75	75
9	PLTU Gresik 2	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	85	85	85	75	75	75	75
10	PLTU Gresik 3	90	90	90	90	90	90	90	135	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	155	155	134	130
11	PLTU Gresik 4	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	80	90	90	90	110	140	155	165	165	165	165	165	165	165
12	PLTGU M. Tawar GT 1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72	72	72	72	0	0	0	0
13	PLTGU M. Tawar ST 1.0	435	410	410	410	425	410	410	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435
14	PLTGU M.Karang ST 1.0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	185	200	200	255	275	285	300	320	320	300	300	285	277
15	PLTU M. Karang 1	80	65	65	65	60	60	60	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	101	103	103	95	95	95	95
16	PLTU M. Karang 2	80	65	65	65	60	60	60	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	101	103	103	95	95	95	95
17	PLTU M. Karang 3	80	65	65	65	62	95	60	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	101	103	103	95	95	95	95
18	PLTU M. Karang 4	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	175	175	175	165	165	165	165
19	PLTU M. Karang 5	165	165	165	165	165	165	150	165	165	165	165	150	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
	TOTAL	3108	3024	2993	2974	2976	2916	2868	3202	3265	3281	3297	3220	3225	3228	3297	3372	3499	3600	3657	3642	3403	3388	3335	3316

Tabel 4.20
Pembebanan Unit Pembangkit Tiap Jam PT. PJB (Setelah Optimasi)
Rabu, 10 Maret 2004

No	Pembangkit	Pembebanan Perjam (MW)																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	PLTU Paiton 1	363	312	292	289	312	312	308	345	349	345	347	340	368	363	347	365	310	354	370	358	370	370	368	361
2	PLTU Paiton 2	365	368	360	368	368	354	356	365	368	368	365	365	368	368	365	358	370	363	365	361	365	368	368	370
3	PLTGU Gresik ST 1.3	73	60	56	55	72	65	58	61	57	72	72	99	76	79	72	76	86	99	95	98	63	83	86	65
4	PLTGU Gresik ST 1.0	469	389	476	445	450	385	349	473	476	469	476	480	480	465	476	480	473	480	480	476	480	480	480	473
5	PLTGU Gresik GT 2.3	71	61	79	74	72	76	76	73	76	76	86	69	83	87	88	94	90	96	110	95	70	85	80	77
6	PLTGU Gresik GT 3.3	55	67	69	70	62	72	57	64	73	58	75	59	63	59	75	64	75	97	105	83	63	60	65	58
7	PLTGU Gresik GT 1.0	400	476	356	356	333	392	396	462	480	465	469	462	465	451	469	476	473	480	480	480	473	469	465	465
8	PLTU Gresik 1	49	45	45	58	51	48	48	56	58	50	55	50	47	49	55	64	72	65	62	81	58	56	53	48
9	PLTU Gresik 2	44	48	54	54	50	51	46	57	55	57	50	53	58	56	50	48	64	78	78	77	62	47	53	57
10	PLTU Gresik 3	112	116	99	101	108	114	101	108	151	145	122	130	110	115	122	141	166	175	175	168	162	141	102	136
11	PLTU Gresik 4	99	110	105	102	97	103	113	99	110	102	117	99	108	103	117	170	167	153	153	170	167	171	132	126
12	PLTGU M. Tawar GT 1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72	72	72	72	0	0	0	0
13	PLTGU M. Tawar ST 1.0	431	449	452	455	460	431	436	455	449	460	460	449	449	457	460	462	455	457	457	457	457	452	457	462
14	PLTGU M.Karang ST 1.0	178	184	190	191	191	189	189	195	201	196	195	189	194	189	195	193	198	198	196	198	198	199	198	199
15	PLTU M. Karang 1	47	45	44	44	45	45	46	46	45	45	46	44	46	45	44	45	46	45	45	46	45	45	45	47
16	PLTU M. Karang 2	46	45	45	44	45	45	45	47	46	45	45	44	45	45	45	46	49	45	45	47	45	47	44	46
17	PLTU M. Karang 3	45	47	44	45	45	46	47	45	45	45	45	45	45	44	44	45	50	44	44	54	46	45	44	45
18	PLTU M. Karang 4	138	102	114	108	101	92	102	103	108	129	111	107	100	111	114	109	138	147	161	164	134	118	144	135
19	PLTU M. Karang 5	123	100	113	115	114	96	95	148	118	154	161	136	120	140	161	136	145	154	164	157	145	152	151	146
	TOTAL	3108	3024	2993	2974	2976	2916	2868	3202	3265	3281	3297	3220	3225	3228	3297	3372	3499	3600	3657	3642	3403	3388	3335	3316

Tabel 4.21
Pembebanan Unit Pembangkit Tiap Jam PT. PJB (Sebelum Optimasi)
Sabtu 13 Maret 2004

No	Pembangkit	Pembebanan Perjam (MW)																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	PLTU Paiton 1	370	350	350	350	370	316	316	360	370	370	370	370	360	360	350	350	360	370	370	370	370	370	370	370
2	PLTU Paiton 2	370	350	350	350	370	316	316	360	370	370	370	370	360	360	350	350	360	370	370	370	370	370	370	370
3	PLTGU Gresik ST 1.3	85	78	78	77	87	102	100	85	90	103	105	110	112	90	102	99	101	115	115	116	105	102	99	88
4	PLTGU Gresik ST 1.0	155	155	131	148	155	180	180	161	177	175	181	182	182	100	153	175	175	185	186	186	175	174	166	150
5	PLTGU Gresik GT 2.3	87	91	90	92	87	83	85	85	87	93	95	102	103	93	83	97	98	115	115	116	115	97	92	87
6	PLTGU Gresik GT 3.3	88	85	95	92	97	94	89	84	93	96	100	100	96	87	89	96	98	105	106	105	97	87	85	85
7	PLTGU Gresik GT 1.0	134	147	142	146	158	158	136	132	155	154	147	157	155	156	126	157	157	162	163	162	156	156	146	135
8	PLTU Gresik 1	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	88	89	89	89	72	73	72
9	PLTU Gresik 2	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	88	88	88	87	72	73	73
10	PLTU Gresik 3	120	122	121	121	121	121	121	121	121	120	121	121	121	121	121	120	119	172	175	175	174	114	115	114
11	PLTU Gresik 4	121	120	120	121	120	120	121	121	120	120	120	121	121	121	122	121	125	179	180	181	180	122	120	120
12	PLTGU M. Tawar ST 1.0	420	450	422	423	410	415	350	375	436	436	436	422	421	432	325	325	350	445	445	435	415	410	400	385
13	PLTGU M.Karang ST 1.0	335	335	365	365	350	320	315	386	385	387	385	377	387	385	315	325	345	390	390	390	365	362	320	320
14	PLTU M. Karang 1	75	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	90	90	90	65	65	65	65
15	PLTU M. Karang 2	75	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	90	90	90	65	65	65	65
16	PLTU M. Karang 3	75	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	90	90	90	65	65	65	65
17	PLTU M. Karang 4	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	150	150	150	150	150	150	150
18	PLTU M. Karang 5	150	150	150	150	165	150	150	155	167	165	165	167	167	165	150	150	150	170	170	170	162	162	155	155
	TOTAL	2896	2884	2845	2866	2921	2806	2710	2856	3002	3020	3026	3030	3016	2901	2717	2796	2869	3374	3382	3373	3205	3015	2929	2869

Tabel 4.22
Pembebanan Unit Pembangkit Tiap Jam PT. PJB (Setelah Optimasi)
Sabtu, 13 Maret 2004

No	Pembangkit	Pembebanan Perjam (MW)																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	PLTU Paiton 1	347	363	287	296	262	312	264	294	321	352	292	296	296	287	273	326	278	370	368	365	349	310	352	278
2	PLTU Paiton 2	352	363	358	335	315	365	280	363	368	340	370	370	335	365	340	306	365	361	368	365	368	368	338	365
3	PLTGU Gresik ST 1.3	62	68	67	56	61	55	58	55	60	56	67	58	53	59	60	58	61	81	62	81	69	68	71	61
4	PLTGU Gresik ST 1.0	402	352	356	378	451	283	312	367	473	374	476	480	350	443	316	290	374	476	480	480	480	476	425	374
5	PLTGU Gresik GT 2.3	74	73	63	76	65	66	72	77	79	76	67	66	77	76	65	63	42	92	75	91	82	84	59	72
6	PLTGU Gresik GT 3.3	62	64	59	64	60	56	65	58	57	61	58	56	65	63	69	64	73	73	87	70	67	59	63	73
7	PLTGU Gresik GT 1.0	352	323	374	367	440	451	370	378	352	462	411	414	425	327	341	473	403	480	480	476	469	327	392	403
8	PLTU Gresik 1	46	52	47	46	48	51	47	48	54	52	46	46	58	48	48	49	46	49	52	62	60	47	48	46
9	PLTU Gresik 2	46	45	48	48	46	51	48	44	48	58	56	57	56	45	54	53	44	57	62	49	53	55	45	44
10	PLTU Gresik 3	93	124	101	106	129	102	93	98	95	102	122	126	129	116	95	99	110	133	151	113	94	101	91	110
11	PLTU Gresik 4	99	110	97	106	97	94	126	94	111	130	112	99	130	102	106	95	105	167	149	163	105	120	101	105
12	PLTGU M. Tawar ST 1.0	439	415	431	441	428	402	439	420	447	434	405	405	450	441	431	392	418	460	465	465	402	457	426	418
13	PLTGU M.Karang ST 1.0	187	180	191	190	189	182	189	190	192	180	179	179	190	199	191	192	193	193	189	191	195	189	178	193
14	PLTU M. Karang 1	46	44	46	45	45	45	46	45	46	47	46	45	47	45	45	45	47	45	44	47	46	45	47	47
15	PLTU M. Karang 2	45	45	45	44	45	45	44	45	45	46	45	45	46	45	45	44	45	46	46	45	44	45	45	47
16	PLTU M. Karang 3	47	46	45	44	45	45	46	46	45	47	45	46	47	45	45	45	46	45	46	45	45	45	46	46
17	PLTU M. Karang 4	105	101	100	108	92	97	96	94	98	98	123	129	124	94	93	95	90	116	104	125	127	111	107	90
18	PLTU M. Karang 5	92	96	130	116	103	104	115	140	111	105	106	113	138	101	100	107	129	130	154	140	150	108	95	97
	TOTAL	2896	2884	2845	2866	2921	2806	2710	2856	3002	3020	3026	3030	3016	2901	2717	2796	2869	3374	3382	3373	3205	3015	2929	2869

Tabel 4.23
Pembebanan Unit Pembangkit Tiap Jam PT. PJB (Sebelum Optimasi)
Minggu 14 Maret 2004

No	Pembangkit	Pembebanan Perjam (MW)																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	PLTU Paiton 1	370	350	350	350	370	316	316	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	370	370	370	370	370	370	370
2	PLTU Paiton 2	370	350	350	350	370	316	316	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	370	370	370	370	370	370	370
3	PLTGU Gresik ST 1.3	80	73	73	72	82	97	95	80	81	87	100	105	103	85	87	94	98	100	102	102	100	97	94	83
4	PLTGU Gresik ST 1.0	140	130	126	143	150	175	175	156	156	156	176	148	150	141	143	170	172	176	176	175	175	176	162	152
5	PLTGU Gresik GT 2.3	88	90	90	92	85	82	86	81	85	82	94	97	97	82	81	97	98	117	116	117	115	99	95	92
6	PLTGU Gresik GT 3.3	89	88	94	91	99	92	89	82	91	93	86	93	93	87	89	96	98	103	102	103	95	82	87	83
7	PLTGU Gresik GT 1.0	129	142	137	141	153	153	131	127	134	143	142	146	146	127	121	152	150	134	147	162	142	127	131	132
8	PLTU Gresik 1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	50	50	50	50
9	PLTU Gresik 2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	50	50	50	50
10	PLTU Gresik 3	165	150	150	150	150	150	150	165	165	165	165	150	150	150	150	150	150	165	165	165	165	165	165	150
11	PLTU Gresik 4	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	165	165	150	140	90	90	90
12	PLTGU M. Tawar ST 1.0	410	400	400	400	400	350	350	400	425	425	425	400	360	360	350	350	350	425	425	425	400	400	400	400
13	PLTGU M.Karang ST 1.0	350	325	325	325	350	300	300	350	350	350	350	350	350	325	292	300	300	390	390	390	350	350	350	350
14	PLTU M. Karang 1	65	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	50	50	50	50
15	PLTU M. Karang 2	65	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	50	50	50	50
16	PLTU M. Karang 3	65	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	50	50	50	50
17	PLTU M. Karang 4	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	150	150	150	150	150	150	150
18	PLTU M. Karang 5	150	150	150	150	165	150	150	155	165	165	165	150	150	150	150	150	150	165	165	165	160	150	150	150
	TOTAL	2816	2678	2675	2694	2804	2611	2588	2746	2802	2816	2853	2789	2749	2657	2613	2709	2714	3255	3268	3269	2882	2876	2884	2822

Tabel 4.24
Pembebanan Unit Pembangkit Tiap Jam PT. PJB (Setelah Optimasi)
Minggu, 14 Maret 2004

No	Pembangkit	Pembebanan Perjam (MW)																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	PLTU Paiton 1	347	299	278	278	312	278	269	276	342	347	276	287	289	279	266	292	273	370	365	365	331	273	363	361
2	PLTU Paiton 2	338	352	289	286	363	365	340	333	345	338	349	356	301	306	338	365	306	368	368	370	370	338	363	356
3	PLTGU Gresik ST 1.3	63	60	68	65	63	74	72	55	62	63	65	60	59	61	68	77	59	80	88	62	57	63	68	55
4	PLTGU Gresik ST 1.0	279	312	287	316	287	323	308	389	283	279	374	294	418	308	327	294	312	476	480	480	476	396	352	334
5	PLTGU Gresik GT 2.3	69	62	64	74	76	70	56	66	57	69	61	69	70	67	62	62	64	72	76	80	85	83	73	61
6	PLTGU Gresik GT 3.3	69	63	79	70	62	75	61	55	72	69	71	63	61	63	79	83	62	69	60	68	68	60	64	69
7	PLTGU Gresik GT 1.0	414	319	323	356	389	276	341	378	403	414	385	411	360	330	327	341	345	473	473	473	312	396	323	367
8	PLTU Gresik 1	46	51	46	50	53	59	59	47	58	46	50	44	46	45	46	48	46	50	44	58	48	46	52	58
9	PLTU Gresik 2	55	52	54	46	43	52	49	48	54	55	44	48	46	52	46	50	53	54	48	54	64	49	45	54
10	PLTU Gresik 3	108	99	117	105	108	97	98	94	101	108	102	99	94	113	98	101	97	102	156	156	102	108	124	114
11	PLTU Gresik 4	99	112	108	109	99	98	94	91	103	99	102	99	101	114	94	114	108	102	106	97	105	95	110	101
12	PLTGU M. Tawar ST 1.0	415	381	426	413	428	339	334	405	405	415	434	418	394	400	342	379	441	457	420	413	431	434	415	371
13	PLTGU M.Karang ST 1.0	186	172	179	177	183	171	172	187	185	186	180	193	184	179	185	174	187	196	199	202	195	195	180	189
14	PLTU M. Karang 1	44	45	46	45	45	45	45	45	44	44	46	45	44	45	45	44	44	46	45	45	46	45	44	45
15	PLTU M. Karang 2	44	45	45	45	45	45	45	44	45	44	45	46	45	47	45	44	47	45	45	46	45	46	45	46
16	PLTU M. Karang 3	44	46	45	45	45	46	46	44	44	44	45	44	44	44	45	47	47	45	45	44	44	45	45	45
17	PLTU M. Karang 4	96	104	105	102	105	102	102	91	91	98	98	92	93	97	96	96	95	98	103	100	103	97	102	100
18	PLTU M. Karang 5	100	104	116	102	98	96	97	98	108	98	126	121	100	107	104	98	128	152	147	156	100	107	96	96
	TOTAL	2816	2678	2675	2694	2804	2611	2588	2746	2802	2816	2853	2789	2749	2657	2613	2709	2714	3255	3268	3269	2882	2876	2884	2822

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL

ITN

MALANG

BAB V

KESIMPULAN

5.1. Kesimpulan

Metode *Parallel Micro Genetic Algorithm* yang diaplikasikan untuk *Economic dispacth* dapat menghemat biaya operasional karena ada perubahan pola pembebanan pada pembangkitan dan memberikan sebuah analisa penyelesaian yang cukup efektif dalam mengoptimalkan pembagian pembebanan. Untuk perubahan pola pembebanan pada pembangkit sekitar 74,5% ,hal inilah yang mengakibatkan adanya pengoptimalan biaya operasi pembangkitan dalam hal ini adalah biaya bahan bakar pada suatu sistem tenaga listrik.

Setelah melakukan analisa dan perhitungan pada penjadwalan pembangkit terhadap beban yang ditanggung PT. Pembangkitan Jawa – Bali pada tanggal 10, 13, dan 14 maret 2004 dengan menggunakan metode *Parallel Micro Genetic Algorithm*, maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

- Pada tanggal 10 Maret 2004 selisih biaya total operasional PT. PJB dengan metode *Parallel Micro Genetic Algorithm* sebesar Rp. 1.444.717.370,- .
- Pada tanggal 13 Maret 2004 selisih biaya total operasional PT. PJB dengan metode *Parallel Micro Genetic Algorithm* sebesar Rp. 1.103.942.410,- .

- Pada tanggal 14 Maret 2004 selisih biaya total operasional PT. PJB dengan Metode *Parallel Micro Genetic Algorithm* sebesar Rp. 640.074.530,- .

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL

ITN

MALANG

DAFTAR PUSTAKA

1. Djteng Marsudi, Ir., "**Operasi Sistem Tenaga Listrik:**, Balai Pustaka & Humas ISTN, 1990.
2. A.J. Wood dan B.F. Wollenberg, "**Power Generation Operation and Control**" Second Edition, John Wiley & Son, 1996.
3. Jarurote Tippayachai, and Weerakorn Ongsakul, "**Parallel Micro Genetic Algorithm for Constrained Economic Dispatch,**" IEEE Trans. Power Syst., vol 17, pp. 0885-8950, August 2002.
4. **"Diktat Kuliah Analisis Sistem Tenaga Elektrik II"**, ITN Malang, September 2000.
5. **"Diktat Kuliah Operasi Sistem Tenaga Listrik"**, ITN Malang, September 2004.
6. *W. Ongsakul and J. Tippayachai,* "**Economic Dispatch With Linear Decreasing and Staircase Incremental Cost Functions by Micro Genetic Algorithm**" Technical Journal. Vol 1,No. 2, May – June 1999.

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL

ITN

MALANG

LAMPIRAN

- BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
- FORMULIR PERBAIKAN SKRIPSI
- LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI
- FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI
- DATA PENAWARAN PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI
- DATA PEMBEBANAN PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI
- DATA PENJADWALAN UNIT PEMBANGKIT
- LISTING PROGRAM

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

1. Nama Mahasiswa : LUTFI ZAKARIA
2. NIM : 99.12.193
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Energi Listrik
5. Judul Skripsi :

ANALISA CONSTRAINED ECONOMIC DISPACTH MENGGUNAKAN METODE PARALLEL MICRO GENETIC ALGORITHM PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI

Dipertahankan dihadapan Majelis Penguji Skripsi Jenjang Strata Satu (S-1) pada :

Hari : Senin
Tanggal : 20 Maret 2006
Dengan Nilai : 77,65 (B +)

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

Panitia Ujian Skripsi

(Ir. Mochtar Asroni, MSME)
Ketua

(Ir. F. Yudi Limpraptono, MT)
Sekretaris

Anggota Penguji

(Ir. H. Taufik Hidayat, MT.)
Penguji Pertama

(Irrine Budi S, ST, MT)
Penguji Kedua

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

Dari hasil ujian Skripsi Jurusan Teknik Elektro jenjang Strata Satu (S-1) yang diselenggarakan pada :

Hari : Senin
Tanggal : 20 Maret 2006

Telah dilakukan perbaikan Skripsi oleh :

1. Nama Mahasiswa : LUTFI ZAKARIA
2. NIM : 99.12.193
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Energi Listrik
5. Judul Skripsi :

ANALISA CONSTRAINED ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN METODE PARALLEL MICRO GENETIC ALGORITHM PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI

Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	Keterangan
1	Tujuan	
2	Kesimpulan	
3	Flowchart	
4	Jelaskan alasannya kenapa di Paralel 4 PC	

Anggota Penguji

(Ir. H. Taufik Hidayat, MT.)
Penguji Pertama

(Irrine Budi S, ST, MT)
Penguji Kedua

Dosen Pembimbing

(Ir. Choirul Saleh, MT)
NIP. 101 8800190

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

1. Nama Mahasiswa : LUTFI ZAKARIA
2. NIM : 99.12.193
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Energi Listrik
5. Judul Skripsi :

ANALISA CONSTRAINED ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN METODE PARALLEL MICRO GENETIC ALGORITHM PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA –BALI

6. Tanggal Mengajukan Skripsi : 20 September 2005
7. Tanggal Menyelesaikan Skripsi : 20 Februari 2006
8. Dosen Pembimbing : Ir. Choirul Saleh, MT
9. Telah Dievaluasi Dengan Nilai : 85 (Delapan Puluh Lima)

Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1

(Ir. F. Yudi Limpraptono, MT)
NIP. Y. 103 950 0274

Diperiksa dan Disetujui,

(Ir. Choirul Saleh, MT)
NIP. 101 8800190

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : **Lutfi Zakaria**
Nim : **99 12 193**
Masa Bimbingan : **20 September 2005 s/d 20 Februari 2006**
Judul Skripsi : **Analisa Constrained Economic Dispacth Menggunakan Metode Parallel Micro Genetic Algorithm Pada PT. PJB**

No	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	2-01-2006	ACC BAB I	
2.	4-01-2006	Revisi Bab II. Teori Dasar Sistem Tenaga Listrik	
3.	6-01-2006	ACC Bab II	
4.	9-01-2006	Revisi Bab III.Cantumkan Flow Chart, gambar cara pararel	
5.	12-01-2006	ACC Bab III	
6.	1-02-2006	Revisi Bab IV. Gambar Singgel Line, cantumkan validasi program	
7.	8-02-2006	ACC Bab IV	
8.	13-02-2006	ACC Bab V + Buat makalah seminar hasil	
9.	16-02-2006	ACC Makalah Seminar Hasil	
10.	17-03-2006	ACC Ujian Skripsi	

Malang, ,2006
Dosen Pembimbing

(Ir. Choirul Saleh, MT)
Nip 1018800190

Form.S-4b

PJB

DATA PENAWARAN
PT PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI
AGUSTUS 2002

No.	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS			LAMA WAKTU (JAM)				BIAYA START UP (JUTA Rp)		KOEFISIEN 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	17	4	682.98	149.68	3244978	111712.15	10.2971
2	UP. GRESIK												
	GT 1-9 OC (GAS)	9 x 112	53	102	36	10	1	0	7.82	0	5487532.4	217963.548	34.155
	CC - 1.1.1 (GAS)		115	143	36	10	3	1	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.874
	CC - 2.2.1 (GAS)		164	314	36	10	3	2	65.5	39.28	11795770.8	152515.737	6.831
	CC - 3.3.1 (GAS)	3 x 526	250	480	36	10	3	2	73.32	47.1	17177460.3	145165.581	4.554
	PLTU # 1/2 (GAS)	100	43	85	48	10	9	1	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
	PLTU # 3/4 (GAS)	200	90	175	48	10	9	2	229.5	92.52	5017369.5	169242.579	193.545
	PLTG GRESIK 1-3 (GAS)	3 x 20	5	16	3	1	1	0	6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
	PLTG GILITIMUP 1-2 (HSD)	2 x 20	5	16	3	1	1	0	6.33	0	687181.85	683240.965	1762.3893
3	UP. MUARA KARANG												
	GT 1/2/3 - OC	3 x 107	50	95	36	10	1	0	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
	CC - 1.1.1 (GAS)	153	110	150	36	10	3	1	54.22	29.67	11560815	53685.135	460.845
	CC - 2.2.1 (GAS)	317	200	300	36	10	3	2	61.57	36.92	16010064	127208.655	35.28
	CC - 3.3.1 (GAS)	508	300	465	36	10	3	2	68.92	44.27	31017735	87825.15	57.33
	MTW GT 1/2 - OC (HSD)	2 x 140	72	138	36	10	0	0	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
	MTW CC - 1.1.1 (HSD)	200	162	202	36	10	3	1	118.08	64.4	672630	144191.717	519.1757
	MTW CC - 2.2.1 (HSD)	420	210	403	36	10	3	2	134.1	80.42	30123040	303208.82	11.64715
	MTW CC - 3.3.1 (HSD)	640	315	605	36	10	3	2	160.1	96.42	43043399	288609.995	7.6584
	PLTU # 1/2/3 (MFO)	3 x 100	44	85	48	10	6	1	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
	PLTU # 4/5 (Gas)	2 x 200	90	165	48	10	11	2	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79

Catatan :

Harga Batubara	253	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$

bidding Agustus 2002.xls

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL: RABU, 10 MARET 2004

PT. PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

	Jam	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
PLTGU	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
	MKRNG10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	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	435	435	410	410	410	410	410	410	425	425	410	410	410	410	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435
PLTU	MKRNG #4	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
	#5	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
	MKRNG #1	80	65	65	65	65	65	65	60	60	60	60	60	60	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
	#2	80	65	65	65	65	65	65	60	60	60	60	60	60	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
	#3	80	65	65	65	65	65	65	60	60	60	60	60	60	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
PLTGU	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
	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	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	185	185
	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR GT 2.1	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
	MTWAR GT 2.2	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
	PEMBELIAN DARI LUAR PLN																									
PLTP	GSLAK #4	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
	#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
	#6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CIKARANG	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	75	75	75	110	110	110	110	110	110	110	100	100	100
PLTU	Karakatau 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		4656	4553	4508	4453	4453	4453	4453	4453	4550	4550	4443	4343	4125	4125	4328	4493	4591	4591	4591	4591	4591	4591	4573	4533	4453
(**) Beban Area -1		4482	4436	4379	4323	4224	4100	4143	4105	4309	4228	4093	4093	4151	4207	4445	4718	4819	4780	4859	4888	4830	4885	4861	4708	4541
Selisih (*) - (**)		173	117	129	130	229	273	310	348	241	322	350	250	-26	-82	-117	-225	-228	-189	-268	-297	-239	-294	-288	-175	-88
Cadangan Sekelika		54	106	104	121	121	121	121	121	70	70	130	125	172	172	126	123	50	50	50	50	50	50	50	70	75
Cadangan Putar		189	272	318	372	372	372	372	372	275	275	382	482	675	675	472	342	244	244	244	244	244	244	244	284	364

SUB SISTEM REGION_I

RENCANA : HARI/TANGGAL: RABU, 10 MARET 2004

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
PLTGU	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
	MKRNG10C1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG20C1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	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
	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
	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
	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
	MKRNG3CC		435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435	435
PLTU	MKRNG	#4	165	165	165	165	165	165	165	165	165	175	175	175	175	175	175	165	165	165	165	165	165	165	165	165
		#5	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
	MKRNG	#1	95	95	95	95	95	95	95	95	95	101	101	103	103	103	103	95	95	95	95	95	95	95	95	95
		#2	95	95	95	95	95	95	95	95	95	101	101	103	103	103	103	95	95	95	95	95	95	95	95	95
		#3	95	95	95	95	95	95	95	95	95	101	101	103	103	103	103	95	95	95	95	95	95	95	95	95
PLTGU	MTWAR11CC		0	0	0	0	0	0	0	72	72	72	72	72	72	72	72	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
	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
	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
	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
	MTWAR11CC		200	200	200	255	255	275	275	285	285	300	300	320	320	320	320	300	300	300	300	285	285	277	277	290
	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
	MTWAR13CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR	GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR	GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			PEMBELIAN DARI LUAR PLN																							
PLTP	GSLAK	#4	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
		#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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CIKARANG		110	110	110	110	110	110	110	110	110	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	100	100	110
PLTU	Karakatau 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
(*) Pembangkitan Area -1			4423	4443	4396	4396	4345	4345	4353	4356	4483	4803	5028	5028	5028	5028	5028	4953	4833	4823	4823	4816	4753	4703	4703	4562
(**) Beban Area -1			4637	4685	4656	4656	4604	4591	4562	4533	4702	5013	5100	5081	5104	5123	5118	5119	4918	4809	4668	4639	4498	4407	4325	4609
Selisih (*) - (**)			-214	-242	-258	-258	-259	-246	-209	-175	-219	-210	-72	-53	-76	-95	-90	-166	-85	14	135	177	255	296	378	-27
Cadangan Seketika			73	74	72	72	69	69	70	70	68	87	44	44	44	44	44	53	88	88	88	88	140	140	140	86
Cadangan Putar			404	384	429	429	599	599	591	591	544	329	114	114	114	114	114	189	309	319	319	319	382	382	382	346

03/03/04 Rum100304.xls /Rek1/jual

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
PLTA	SUTAMI		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
PLTA	BRANTAS		68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
PLTU	PITON	#1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	325	325	325	325	370	370	372	372	372	372	372	372	350	350	350
	PITON	#2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	325	325	325	325	370	370	370	370	374	374	374	374	350	350	350
	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
	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
	GRSIK130C		87	87	85	85	78	78	76	76	85	85	103	103	101	101	84	84	86	86	102	102	103	103	102	102	102
	GRSIK11CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK12CC		285	285	276	276	268	268	258	258	250	250	250	250	250	250	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	GRSIK13CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
[illegible]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		87	87	85	85	91	91	97	97	89	89	84	84	85	85	86	86	89	89	85	85	96	96	97	97	96
	GRSIK21CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK23CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
[illegible]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		89	89	87	87	86	86	91	91	95	95	94	94	97	97	92	92	93	93	93	93	97	97	96	96	95
	GRSIK31CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK32CC		285	285	286	286	265	265	252	252	250	250	250	250	250	250	275	275	300	300	300	300	300	300	300	300	275
	GRSIK33CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
[illegible]	GRSIK	#3	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	135	135	165	165	165	165	165	165	165	165	165
		#4	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	#1	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
		#2	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
[illegible]	GLTMR	#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
		#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
	GRSIK	#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
		#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	0	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			3245	3245	3245	3245	3245	3245	3245	3426	3497	3497	3202	2974	2844	2044	3067	3272	3422	3522	3522	3522	3522	3522	3522	3482	3267
(**) Beban Area 4			2074	2065	2054	2052	2032	2032	2030	2031	2032	2030	2030	1757	1717	1665	1816	1892	1962	2082	2069	2030	2092	1996	2038	2073	2027
Selisih (*) - (**)			1171	1180	1191	1193	1213	1213	1215	1395	1465	1467	1252	1217	1127	1179	1251	1380	1460	1440	1453	1492	1430	1526	1484	1409	1260
Cadangan Seketika			65	65	100	106	106	106	106	106	72	72	67	93	92	92	98	59	61	61	61	61	61	61	61	67	63
Cadangan Putar			604	604	644	695	695	695	695	695	624	624	624	624	624	952	1054	854	704	604	604	504	604	504	604	644	839

PLTA	Area 4		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	23	21	21	21	21	21	21	20
PLTA	SUTAMI		90	90	90	90	90	90	90	90	100	100	100	100	100	100	100	90	90	90	90	90	90	90	90	92
PLTA	DRANTAS		93	93	93	93	93	93	93	93	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	86	86	86	86	86	88
PLTU	PITON	#1	350	375	375	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	350	350	350	350	350	350	350	350	370
	PITON	#2	350	372	372	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	350	350	350	350	350	350	350	350	370
	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		102	90	90	95	95	99	99	103	103	105	105	108	108	108	108	105	105	103	103	100	100	98	98	102
	GRSIK11CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK12CC		300	275	275	265	265	265	265	275	275	285	285	300	300	300	300	285	285	285	285	275	275	275	275	285
	GRSIK13CC		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	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
	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		98	87	87	85	85	94	94	105	105	115	115	125	125	125	125	107	107	105	105	105	105	101	101	98
	GRSIK21CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK23CC		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
	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		95	97	97	92	92	94	94	99	99	105	105	108	108	108	108	101	101	98	98	98	98	97	97	97
	GRSIK31CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK32CC		275	275	275	290	290	300	300	300	300	300	300	300	300	285	285	285	285	277	277	273	273	273	273	300
	GRSIK33CC		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	GRSIK	#3	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	155	155	155	155	134	134	130	130	165
		#4	90	90	90	110	110	140	140	155	155	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
	GRSIK	#1	75	75	75	75	75	75	75	75	75	85	85	85	85	85	85	75	75	75	75	75	75	75	75	75
		#2	75	75	75	75	75	75	75	75	75	85	85	85	85	85	85	75	75	75	75	75	75	75	75	75
PLTG	GRSIK	#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
		#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
	GRSIK	#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
		#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
		#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
* Pembangkitan Area -1			2869	2854	2852	2960	2965	2965	2965	2965	3250	4125	4185	4258	4589	4630	4338	4233	4098	3942	3727	3702	3582	3482	3342	3587
** Beban Area -1			1594	1621	1651	1658	1678	1600	1600	1600	1697	1698	1725	1752	2583	2881	2841	2747	2668	2525	2416	2248	2138	2162	2088	1965
Selisih (*) - (**)			1275	1233	1301	1302	1287	1285	1285	1285	1553	2427	2460	2506	2006	1749	1497	1488	1430	1417	1311	1456	1424	1320	1254	1622
Cadangan Sekunder			85	82	82	82	82	85	87	90	90	95	96	96	96	98	75	78	98	95	90	52	41	32	30	75
Cadangan Putar			1065	1025	1065	1142	1142	1142	1142	685	80	80	80	82	82	82	205	345	358	365	719	802	805	764	804	#REFF

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL: SABTU, 13 MARET 2004

PT. PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

	Jam	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
PLTGU	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
	MKRNG10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	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	420	420	450	450	422	422	423	423	410	410	415	415	350	350	375	375	436	436	436	436	436	436	422	422	421
PLTU	MKRNG #4	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
	#5	150	150	150	150	150	150	150	150	165	165	150	150	150	150	155	155	167	167	165	165	165	165	167	167	167
	MKRNG #1	75	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
	#2	75	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
	#3	75	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
PLTGU	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
	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	335	335	335	335	365	365	365	365	350	350	320	320	315	315	386	386	385	385	387	387	385	385	377	377	387
	MTWAR13CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR GT 2.1	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
	MTWAR GT 2.2	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
		PEMBELIAN DARI LUAR PLN																								
PLTP	GEULAK #4	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
	#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
	#6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CIKAHUANG	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
PLTU	Karakatau 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		4600	4550	4500	4453	4450	4453	4453	4453	4453	4453	4453	4453	4125	4125	4328	4493	4591	4591	4591	4591	4591	4591	4573	4533	4453
(**) Beban Area -1		4482	4436	4379	4323	4224	4180	4143	4105	4309	4228	4093	4093	4151	4207	4445	4718	4819	4780	4859	4888	4830	4885	4861	4708	4541
Selisih (*) - (**)		118	114	121	130	226	273	310	348	144	225	360	360	-26	-82	-117	-225	-228	-189	-268	-297	-239	-294	-288	-175	-88
Cadangan Sekalika		52	100	104	121	121	121	121	121	70	70	130	125	172	172	126	123	50	50	50	50	50	50	50	70	75
Cadangan Putar		103	272	315	365	365	370	372	372	372	372	372	372	372	372	472	342	244	244	244	244	244	244	244	284	364

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL: SABTU, 13 MARET 2004

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
PLTGU	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
	MKRNG10C1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG20C1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	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
	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
	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
	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
	MKRNG3CC		421	432	432	325	325	325	325	350	350	445	445	445	445	435	435	415	415	410	410	400	400	385	385	420
PLTU	MKRNG	#4	90	90	90	90	90	90	90	90	90	135	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	107
		#5	167	165	165	150	150	150	150	150	150	170	170	170	170	170	170	162	162	162	162	155	155	155	155	155
	MKRNG	#1	65	65	65	65	65	65	65	65	65	90	90	90	90	90	90	65	65	65	65	65	65	65	65	65
		#2	65	65	65	65	65	65	65	65	65	90	90	90	90	90	90	65	65	65	65	65	65	65	65	65
		#3	65	65	65	65	65	65	65	65	65	90	90	90	90	90	90	65	65	65	65	65	65	65	65	65
PLTGU	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
	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
	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
	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
	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
	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
	MTWAR12CC		387	385	385	315	315	325	325	345	345	390	390	390	390	390	390	365	365	362	362	320	320	320	320	365
	MTWAR13CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR	GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR	GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			PEMBELIAN DARI LUAR PLN																							
PLTP	GSLAK	#4	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
		#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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CIKARANG		50	50	50	50	50	50	50	50	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	100	100	90
PLTU	Kerakatau Steel		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			4425	4432	4398	4392	4345	4345	4353	4358	4483	4678	5078	5028	5028	5028	5028	4953	4833	4823	4823	4813	4753	4700	4658	4582
(**) Beban Area -1			4637	4685	4656	4656	4604	4591	4562	4533	4702	5013	5100	5081	5104	5123	5118	5119	4918	4809	4669	4639	4498	4407	4325	4609
Selisih (*) - (**)			-212	-253	-258	-264	-259	-246	-209	-175	-219	-335	-72	-53	-76	-95	-90	-166	-85	14	135	174	255	293	333	-27
Cadangan Seketika			73	74	72	72	69	69	70	70	76	87	44	44	44	44	44	53	68	88	88	88	140	140	140	66
Cadangan Putar			404	384	429	429	599	599	591	591	544	329	114	114	114	114	114	189	309	319	319	319	382	382	382	346

		Jam	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
PLTA	SUTAMI		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
PLTA	BRANTAS		68	68	68	68	68	68	68	68	66	68	63	68	68	68	69	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
PLTU	PITON	#1	370	370	350	350	350	350	350	350	370	370	370	316	316	316	350	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
	PITON	#2	370	370	350	350	350	350	350	350	370	370	370	316	316	316	350	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
	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
	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
	GRSIK130C		85	85	78	78	78	78	77	77	87	87	102	102	100	100	85	85	90	90	103	103	105	105	110	110	112
	GRSIK11CC		155	155	155	155	131	131	148	148	155	155	180	180	180	180	161	161	177	177	175	175	181	181	182	182	182
	GRSIK12CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13CC		0	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	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		87	87	91	91	90	90	92	92	87	87	83	83	85	85	85	85	87	87	93	93	95	95	102	102	103
	GRSIK21CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK23CC		0	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		88	88	85	85	95	95	92	92	97	97	94	94	89	89	84	84	93	93	96	96	100	100	100	100	96
	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
	GRSIK31CC		134	134	147	147	142	142	146	146	158	158	158	158	136	136	132	132	155	155	154	154	147	147	157	157	155
	GRSIK32CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33CC		0	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	GRSIK	#3	120	120	122	122	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	120	120	121	121	121	121	121
		#4	121	121	120	120	120	120	121	121	120	120	120	120	121	121	121	121	120	120	120	120	120	120	121	121	121
	GRSIK	#1	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
		#2	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
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	0	0	0
		#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
	GRSIK	#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
		#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	0	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			3304	3300	3258	3259	3287	3287	3287	3287	3287	3287	3282	2974	2844	2844	3067	3325	3422	3522	3522	3522	3522	3522	3522	3482	3287
(**) Beban Area -1			2066	2049	2022	1999	2093	2096	2077	2073	2075	2182	1963	1757	1717	1665	1816	1892	1962	2082	2069	2030	2092	1996	2038	2073	2027
Selisih (*) - (**)			1238	1251	1236	1260	1194	1191	1210	1214	1212	1105	1319	1217	1127	1179	1251	1433	1460	1440	1453	1492	1430	1526	1484	1409	1260
Cadangan Sekelika			65	65	100	106	106	106	106	106	72	72	67	93	92	92	56	59	61	61	61	61	61	61	61	67	63
Cadangan Putar			604	604	644	695	695	695	695	695	624	624	839	1135	952	952	1054	854	704	604	604	743	743	743	744	745	839

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		21	21	21	21	21	21	21	21	23	23	23	23	23	23	23	23	23	21	21	21	21	21	21	20
PLTA	SUTAMI		90	90	90	90	90	90	90	90	100	100	100	100	100	100	100	100	100	90	90	90	90	90	90	92
PLTA	BRANTAS		93	93	93	93	93	93	93	93	116	116	116	116	116	116	116	116	116	86	86	86	86	86	86	94
PLTU	PITON	#1	360	360	360	360	360	360	360	360	360	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	360
	PITON	#2	360	360	360	360	360	360	360	360	360	350	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	359
	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		112	90	90	102	102	99	99	101	101	115	115	115	115	116	116	105	105	102	102	99	99	88	88	87
	GRSIK11CC		182	100	100	153	153	175	175	175	175	185	185	186	186	186	186	175	175	174	174	166	166	150	150	175
	GRSIK12CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13CC		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	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
	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		103	93	93	83	83	97	97	96	96	115	115	115	115	116	116	115	115	97	97	92	92	87	87	87
	GRSIK21CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK23CC		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
	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		96	87	87	89	89	96	96	98	98	105	105	106	106	105	105	97	97	87	87	85	85	85	85	87
	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
	GRSIK31CC		155	156	156	126	126	157	157	157	157	162	162	163	163	162	162	156	156	156	156	146	146	135	135	155
	GRSIK32CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33CC		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	GRSIK	#3	121	121	121	121	121	120	120	119	119	172	172	175	175	175	175	174	174	114	114	115	115	114	114	121
		#4	121	121	121	122	122	121	121	125	125	179	179	180	180	181	181	180	180	122	122	120	120	120	120	121
	GRSIK	#1	73	73	73	73	73	73	73	73	73	88	88	89	89	89	89	89	89	72	72	73	73	72	72	73
		#2	73	73	73	73	73	73	73	73	73	88	88	88	88	88	88	87	87	72	72	73	73	73	73	73
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	0	0
		#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
	GRSIK	#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
		#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
		#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
Pembangkitan Area 1			3517	3510	3477	3426	3426	3426	3426	3426	3426	3426	4353	4353	4353	4353	4338	4233	4096	3942	3727	3702	3562	3482	3342	3543
Beban Area 1			2050	2204	2210	2230	1850	1870	1894	1939	2199	2020	2887	2907	2897	2881	2841	2747	2668	2525	2416	2246	2138	2162	2068	2157
Selisih (*) - (**)			1467	1306	1267	1196	1566	1556	1532	1487	1227	606	1466	1446	1456	1472	1497	1486	1430	1417	1311	1456	1424	1320	1254	1306
Cadangan Seketika			65	63	62	62	106	106	110	112	115	88	37	37	37	37	44	62	56	75	69	68	66	70	68	69
Cadangan Putar			604	829	855	855	855	855	865	965	1035	552	227	227	227	227	242	347	482	567	719	744	784	764	804	#REFF

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL: MINGGU, 14 MARET 2004

PT. PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

		Jam	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
PLTGU	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
	MKRNG10C1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG20C1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	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		410	410	400	400	400	400	400	400	400	400	350	350	350	350	400	400	425	425	425	425	425	425	400	400	360
PLTU	MKRNG	#4	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
		#5	150	150	150	150	150	150	150	150	165	165	150	150	150	150	155	155	165	165	165	165	165	165	150	150	150
	MKRNG	#1	65	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
		#2	65	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
		#3	65	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTGU	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
	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		350	350	325	325	325	325	325	325	350	350	300	300	300	300	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
	MTWAR13CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR	GT 2.1	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
	MTWAR	GT 2.2	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
			PEMBELIAN DARI LUAR PLN																								
PLTP	GSLAK	#4	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
		#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
		#6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CIKARANG		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	75	75	75	110	110	110	110	110	110	110	100	100	100
PLTU	Karakatau 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			4520	4520	4587	4453	4453	4453	4453	4453	4550	4550	4443	4425	4125	4125	4328	4457	4591	4591	4591	4591	4591	4591	4573	4533	4453
(**) Beban Area -1			4482	4436	4379	4323	4224	4180	4143	4105	4309	4432	4093	4015	4120	4207	4445	4718	4819	4780	4859	4868	4830	4585	4861	4708	4541
Selisih (*) - (**)			38	84	208	130	229	273	310	348	241	118	350	410	5	-82	-117	-261	-228	-189	-268	-297	-239	-294	-288	-175	-88
Cadangan Sekunder			54	108	104	121	121	121	121	121	70	70	130	125	172	172	126	123	50	50	50	50	50	50	50	70	75
Cadangan Putar			169	272	318	372	372	372	372	372	275	275	382	482	675	675	472	342	244	244	244	244	244	244	244	284	364

RENCANA : HARI/TANGGAL: MINGGU, 14 MARET 2004

SUB SISTEM REGION_1

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
PLTGU	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
	MKRNG10C1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG20C1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	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
	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
	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
	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
	MKRNG3CC		360	360	300	350	350	350	350	350	350	425	425	425	425	425	425	400	400	400	400	400	400	400	400	350
PLTU	MKRNG	#4	90	90	90	90	90	90	90	90	90	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
		#5	150	150	150	150	150	150	150	150	150	165	165	165	165	165	165	160	160	150	150	150	150	150	150	150
	MKRNG	#1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	85	50	50	50	50	50	50	50	50	50
		#2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	85	50	50	50	50	50	50	50	50	50
		#3	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	85	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTGU	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
	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
	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
	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
	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
	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
	MTWAR12CC		350	325	325	292	292	300	300	300	300	390	390	390	390	390	390	350	350	350	350	350	350	350	350	325
	MTWAR13CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR	GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MTWAR	GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	PEMBELIAN DARI LUAR PLN																									
PLTP	GSLAK	#4	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
		#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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CIKARANG		110	110	110	110	110	110	110	110	110	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	100	100	114
PLTU	Karakatau Steel		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			3845	3957	3968	3968	3968	3968	3968	3968	3968	4520	4562	4562	4952	4952	4936	4862	4752	4689	4653	4628	4369	4258	4256	4472
(**) Beban Area -1			4052	4033	4656	4656	4604	4591	4562	4533	4652	4652	4753	4750	4750	4725	4732	4720	4918	4009	4666	4639	4496	4407	4325	4378
Selisih (*) - (**)			-207	-76	-688	-688	-636	-623	-594	-565	-684	-132	-191	-188	202	227	204	142	-166	-120	-35	-11	-129	-149	-69	94
Cadangan Sekeliks			73	74	72	72	69	69	70	70	76	37	44	44	44	44	44	53	66	66	66	66	140	140	140	66
Cadangan Putar			404	384	429	429	599	599	591	591	544	329	114	114	114	114	114	189	309	319	319	319	382	382	382	346

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
PLTA	SUTAMI		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
PLTA	BRANTAS		68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
PLTU	PITON	#1	370	370	350	350	350	350	350	350	370	370	370	316	316	316	350	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
	PITON	#2	370	370	350	350	350	350	350	350	370	370	370	316	316	316	350	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
	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
	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
	GRSIK130C		80	80	73	73	73	73	72	72	37	82	97	97	95	95	80	80	81	81	87	87	100	100	105	105	103
	GRSIK11CC		140	140	130	130	126	126	143	143	150	150	175	175	175	175	156	156	156	156	156	156	176	176	148	148	150
	GRSIK12CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13CC		0	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	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		88	88	90	90	90	90	92	92	85	85	82	82	86	86	81	81	85	85	82	82	94	94	97	97	97
	GRSIK21CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK23CC		0	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		89	89	88	88	94	94	91	91	99	99	92	92	89	89	82	82	91	91	93	93	86	86	93	93	93
	GRSIK320C		129	129	142	142	137	137	141	141	153	153	153	153	131	131	127	127	134	134	143	143	142	142	146	146	146
	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
	GRSIK31CC		134	134	147	147	142	142	146	146	158	158	158	158	136	136	132	132	155	155	154	154	147	147	157	157	155
	GRSIK32CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33CC		0	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	GRSIK	#3	165	165	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	165	165	165	165	165	165	165	165	150	150	150
		#4	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	#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
		#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
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	0	0	0
		#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
	GRSIK	#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
		#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	0	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			3517	3517	3477	3426	3426	3426	3426	3426	3497	3497	3202	2974	2844	2844	3067	3272	3422	3522	3522	3522	3522	3522	3522	3462	3287
(**) Beban Area 4			2066	2049	2022	1999	2093	2096	2077	2073	2075	2182	1963	1757	1717	1665	1816	1892	1962	2082	2069	2030	2092	1996	2038	2073	2027
Selisih (*) - (**)			1451	1468	1455	1427	1333	1330	1349	1353	1422	1315	1319	1217	1127	1179	1251	1380	1460	1440	1453	1492	1430	1526	1484	1409	1260
Cadangan Seketika			54	56	95	106	106	106	106	106	72	72	65	93	92	92	90	59	61	61	61	61	61	61	61	67	63
Cadangan Putar			523	600	620	695	695	695	695	695	624	624	758	1147	952	952	1054	854	704	604	604	604	604	604	604	644	839

																	[illegible]	[illegible]	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Rata-2
PLTA	Area 4		21	21	21	21	21	21	21	21	23	23	23	23	23	23	23	23	23	21	21	21	21	21	21	20
PLTA	SUTAMI		90	90	90	90	90	90	90	90	100	100	100	100	100	100	100	100	100	90	90	90	90	90	90	92
PLTA	BRANTAS		93	93	93	93	93	93	93	93	116	116	116	116	116	116	116	116	116	86	86	86	86	86	86	84
PLTU	PITON	#1	360	360	360	360	360	360	360	360	360	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
	PITON	#2	360	360	360	360	350	360	360	360	360	350	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
	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		103	85	85	87	87	94	94	96	96	100	100	102	102	102	102	100	100	97	97	94	94	83	83	67
	GRSIK11CC		150	141	141	143	143	170	170	172	172	176	176	176	176	175	175	175	175	176	176	162	162	152	152	175
	GRSIK12CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK13CC		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	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
	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		82	82	82	81	81	97	97	98	98	117	117	116	116	117	117	115	115	99	99	95	95	92	92	97
	GRSIK21CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK22CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK23CC		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
	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		93	87	87	89	89	96	96	98	98	103	103	102	102	103	103	95	95	82	82	87	87	83	83	87
	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
	GRSIK31CC		146	127	127	121	121	152	152	150	150	134	134	147	147	162	162	142	142	127	127	131	131	132	132	152
	GRSIK32CC		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GRSIK33CC		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	GRSIK	#3	150	150	150	150	150	150	150	150	150	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	150	150	150
		#4	90	90	90	90	90	90	90	90	90	165	165	165	165	150	150	140	140	90	90	90	90	90	90	90
	GRSIK	#1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	85	50	50	50	50	50	50	50	50	50
		#2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	85	85	85	85	85	85	50	50	50	50	50	50	50	50	50
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	0	0
		#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
	GRSIK	#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
		#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
		#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
(*) Pembangkitan Area -1			3309	3325	3310	3313	3313	3313	3303	3303	3482	4054	4353	4353	4353	4353	4338	4233	4098	3942	3727	3702	3562	3482	3342	3543
(**) Beban Area -1			1936	1950	1912	1825	1858	1870	1894	1939	2199	2820	2887	2907	2897	2881	2841	2747	2668	2525	2416	2246	2138	2182	2088	2157
Selisih (*) - (**)			1373	1375	1398	1488	1455	1443	1409	1364	1283	1234	1466	1446	1456	1472	1497	1486	1430	1417	1311	1456	1424	1320	1254	1386
Cadangan Seketika			63	63	62	62	62	62	61	61	68	88	37	37	37	37	44	62	56	75	69	68	66	70	68	69
Cadangan Putar			853	820	825	825	825	825	825	825	935	952	257	257	257	257	245	347	482	567	719	744	784	764	705	#REFF

Data Penjadwalan Unit Pembangkit

Rabu, 10 Maret 2004

No	Pembangkit	Jam																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	PLTU Paiton 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	PLTU Paiton 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	PLTGU Gresik GT 1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	PLTGU Gresik GT 1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	PLTGU Gresik GT 1.3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	PLTGU Gresik ST 1.0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	PLTGU Gresik GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	PLTGU Gresik GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	PLTGU Gresik GT 2.3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	PLTGU Gresik ST 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
11	PLTGU Gresik GT 3.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	PLTGU Gresik GT 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
13	PLTGU Gresik GT 3.3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	PLTGU Gresik ST 3.0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	PLTU Gresik 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	PLTU Gresik 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	PLTU Gresik 3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	PLTU Gresik 4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	PLTG gresik 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
20	PLTG gresik 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
21	PLTG gresik 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
22	PLTG Gilitimur 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
23	PLTG Gilitimur 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
24	PLTGU M. Karang GT 1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	PLTGU M. Karang GT 1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	PLTGU M. Karang GT 1.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	PLTGU M. Karang ST 1.0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
28	PLTGU M. Tawar GT 1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
29	PLTGU M. Tawar GT 1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	PLTGU M. Tawar GT 1.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	PLTGU M. Tawar GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	PLTGU M. Tawar GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	PLTGU M. Tawar ST 1.0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	PLTU M . Karang 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	PLTU M . Karang 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	PLTU M . Karang 3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
37	PLTU M . Karang 4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	PLTU M . Karang 5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Data Penjadwalan Unit Pembangkit

Sabtu, 13 Maret 2004

No	Pembangkit	Jam																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	PLTU Paiton 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	PLTU Paiton 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	PLTGU Gresik GT 1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	PLTGU Gresik GT 1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	PLTGU Gresik GT 1.3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	PLTGU Gresik ST 1.0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	PLTGU Gresik GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	PLTGU Gresik GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	PLTGU Gresik GT 2.3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	PLTGU Gresik ST 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
11	PLTGU Gresik GT 3.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	PLTGU Gresik GT 3.2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	PLTGU Gresik GT 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
14	PLTGU Gresik ST 3.0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	PLTU Gresik 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	PLTU Gresik 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	PLTU Gresik 3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	PLTU Gresik 4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	PLTG gresik 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
20	PLTG gresik 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
21	PLTG gresik 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
22	PLTG Gilitimur 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
23	PLTG Gilitimur 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
24	PLTGU M. Karang GT 1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	PLTGU M. Karang GT 1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	PLTGU M. Karang GT 1.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	PLTGU M. Karang ST 1.0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
28	PLTGU M. Tawar GT 1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	PLTGU M. Tawar GT 1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	PLTGU M. Tawar GT 1.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	PLTGU M. Tawar GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	PLTGU M. Tawar GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	PLTGU M. Tawar ST 1.0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	PLTU M . Karang 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	PLTU M . Karang 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	PLTU M . Karang 3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
37	PLTU M . Karang 4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	PLTU M . Karang 5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Data Penjadwalan Unit Pembangkit

Minggu 14 Maret 2004

No	Pembangkit	Jam																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	PLTU Paiton 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	PLTU Paiton 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	PLTGU Gresik GT 1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	PLTGU Gresik GT 1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	PLTGU Gresik GT 1.3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	PLTGU Gresik ST 1.0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	PLTGU Gresik GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	PLTGU Gresik GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	PLTGU Gresik GT 2.3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	PLTGU Gresik ST 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
11	PLTGU Gresik GT 3.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	PLTGU Gresik GT 3.2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	PLTGU Gresik GT 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
14	PLTGU Gresik ST 3.0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	PLTU Gresik 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	PLTU Gresik 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	PLTU Gresik 3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	PLTU Gresik 4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	PLTG gresik 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
20	PLTG gresik 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
21	PLTG gresik 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
22	PLTG Gilitimur 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
23	PLTG Gilitimur 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
24	PLTGU M. Karang GT 1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	PLTGU M. Karang GT 1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	PLTGU M. Karang GT 1.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	PLTGU M. Karang ST 1.0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
28	PLTGU M. Tawar GT 1.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	PLTGU M. Tawar GT 1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	PLTGU M. Tawar GT 1.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	PLTGU M. Tawar GT 2.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	PLTGU M. Tawar GT 2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	PLTGU M. Tawar ST 1.0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	PLTU M . Karang 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	PLTU M . Karang 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	PLTU M . Karang 3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
37	PLTU M . Karang 4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	PLTU M . Karang 5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

```
unit uHasil;

interface

uses
  Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls, Forms,
  Dialogs, ExtCtrls, TeEngine, Series, TeeProcs, Chart, Grids, ComCtrls,
  StdCtrls;

type
  TfrmHasil = class(TForm)
    TabSheet5: TTabSheet;
    TabSheet6: TTabSheet;
    TabSheet7: TTabSheet;
    Panel1: TPanel;
    btnClose: TButton;
    TabSheet4: TPageControl;
    pbIterasi: TProgressBar;
    GroupBox1: TGroupBox;
    Label2: TLabel;
    Label3: TLabel;
    Label4: TLabel;
    Label5: TLabel;
    Label6: TLabel;
    Label11: TLabel;
    edtMaxGen: TEdit;
    edtPopSize: TEdit;
    edtNParam: TEdit;
    edtBetha: TEdit;
    edtKa: TEdit;
    btnUseDefault: TButton;
    GroupBox2: TGroupBox;
    cmbJam: TComboBox;
    GroupBox3: TGroupBox;
    Label1: TLabel;
    edtPinGen: TEdit;
    Label7: TLabel;
    Label10: TLabel;
    Label12: TLabel;
    Label13: TLabel;
    Label14: TLabel;
    Label15: TLabel;
    edtLength: TEdit;
    edtPCross: TEdit;
    edtPMutasi: TEdit;
    edtPFlip: TEdit;
    cmbCrossMethod: TComboBox;
    cmbNewParentMethod: TComboBox;
    TabSheet1: TTabSheet;
    Chart2: TChart;
    Series3: TLineSeries;
```

```
    Series4: TLineSeries;
    Series5: TLineSeries;
    tgDaya: TStringGrid;
    Label8: TLabel;
    edtCostEvo: TEdit;
    Label9: TLabel;
    edtCostPLN: TEdit;
    Label17: TLabel;
    edtSelisih: TEdit;
    Label16: TLabel;
    lbxPesanPC1: TListBox;
    Label18: TLabel;
    lbxPesanPC3: TListBox;
    Label22: TLabel;
    lbxPesanPC4: TListBox;
    Label19: TLabel;
    lbxPesanPC2: TListBox;
    btnSendParam: TButton;
    btnParallel: TButton;
    Chart1: TChart;
    LineSeries1: TLineSeries;
    LineSeries2: TLineSeries;
    LineSeries3: TLineSeries;
    Chart3: TChart;
    LineSeries4: TLineSeries;
    LineSeries5: TLineSeries;
    LineSeries6: TLineSeries;
    Chart4: TChart;
    LineSeries7: TLineSeries;
    LineSeries8: TLineSeries;
    LineSeries9: TLineSeries;
    Image1: TImage;
    procedure btnCloseClick(Sender: TObject);
    procedure btnUseDefaultClick(Sender: TObject);
    procedure FormCreate(Sender: TObject);
    procedure btnSendParamClick(Sender: TObject);
    procedure btnParallelClick(Sender: TObject);
    procedure edtNParamChange(Sender: TObject);
  private
    { Private declarations }
    function FindMaxFitness(const rStr1,rStr2,
          rStr3,rStr4:string):integer;
  public
    { Public declarations }
  end;

var
  frmHasil: TfrmHasil;

implementation
```

```
uses uUtils, uGenerator, uSetting,
   uObjFunc, uVarGlobal;

{$R *.dfm}

function TfrmHasil.FindMaxFitness(const rStr1,rStr2,
      rStr3,rStr4:string):integer;
var Fitness:dArr1;
   strData:TStringList;
   max:double;
   i,pos:integer;
begin
  SetLength(Fitness,4);
  strData:=TStringList.Create;
  strData.Text:=rStr1;
  Fitness[0]:=StrToFloat(strData.Strings[1]);
  strData.Clear;
  strData.Text:=rStr2;
  Fitness[1]:=StrToFloat(strData.Strings[1]);
  strData.Clear;
  strData.Text:=rStr3;
  Fitness[2]:=StrToFloat(strData.Strings[1]);
  strData.Clear;
  strData.Text:=rStr4;
  Fitness[3]:=StrToFloat(strData.Strings[1]);
  strData.Free;
  max:=Fitness[0];
  pos:=0;
  for i:=1 to 3 do
  begin
    if max<Fitness[i] then
    begin
      max:=Fitness[i];
      pos:=i;
    end;
  end;
  result:=1;
  if pos=0 then
  begin
    result:=1;
  end
  else if pos=1 then
  begin
    result:=2;
  end
  else if pos=2 then
  begin
    result:=3;
  end
  else if pos=3 then
  begin
```

```
    result:=4;
  end;
end;

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

procedure TfrmHasil.btnUseDefaultClick(Sender: TObject);
begin
  edtMaxGen.Text:='100';
  edtPopSize.Text:='50';
  edtNParam.Text:='38';
  edtBetha.Text:='0.3';
  edtKa.Text:='1000000000';
  edtLength.Text:='6';
  edtPCross.Text:='0.8';
  edtPMutasi.Text:='0.002';
  edtPFlip.Text:='0.5';
  edtPinGen.Text:='100000000';
  btnSendParam.Enabled:=true;
end;

procedure TfrmHasil.FormCreate(Sender: TObject);
begin
  fgDaya.Cells[0,0]:='No';
  fgDaya.Cells[1,0]:='P PMGA (kW)';
  fgDaya.Cells[2,0]:='P PLN (kW)';
  fgDaya.Cells[3,0]:='Cost PMGA (Rp)';
  fgDaya.Cells[4,0]:='Cost PLN (Rp)';
  fgDaya.Cells[5,0]:='Selisih (Rp)';
  cmbCrossMethod.Text:='crArithmetic';
  cmbNewParentMethod.Text:='npReplikasi';
end;

procedure TfrmHasil.btnSendParamClick(Sender: TObject);
var PLN:dArr2;
    LoadAsli:dArr1;
    strData:TStringList;
begin
  PLN:=gObjFunc.PLN;
  LoadAsli:=gObjFunc.Beban;
  strData:=TStringList.Create;
  strData.Add('Param');
  strData.Add(cmbJam.Text);
  strData.Add(edtPinGen.Text);
  strData.Add(edtMaxGen.Text);
  strData.Add(edtPopSize.Text);
  strData.Add(edtBetha.Text);
  strData.Add(edtKa.Text);
```

```
  strData.Add(edtPCross.Text);
  strData.Add(edtPMutasi.Text);
  strData.Add(edtPFlip.Text);
  strData.Add(edtLength.Text);
  strData.Add(cmbCrossMethod.Text);
  strData.Add(cmbNewParentMethod.Text);
  frmSetting.ClientSocket1.Socket.SendText(strData.Text);
  frmSetting.ClientSocket2.Socket.SendText(strData.Text);
  frmSetting.ClientSocket3.Socket.SendText(strData.Text);
  frmSetting.ClientSocket4.Socket.SendText(strData.Text);
  strData.Free;
  btnParallel.Enabled:=true;
end;

procedure TfrmHasil.btnParallelClick(Sender: TObject);
var i,j,maxGen,sa,jam:integer;
   strData,strIndi:TStringList;
   sumIGA,sumPLN:double;
   PLN:dArr2;
   BestPgen:dArr1;
   Gen,GenAsli:TGenArr;
   str,strMin,strAvg,strMax:string;
begin
  //initial global variable to all client
  statPC1:=false;
  statPC2:=false;
  statPC3:=false;
  statPC4:=false;
  strPC1:='';
  strPC2:='';
  strPC3:='';
  strPC4:='';
  //create strData
  strData:=TStringList.Create;
  //init maximum generasi
  maxGen:=StrToInt(edtMaxGen.Text);
  pbIterasi.Max:=maxGen;
  //send to client to start genetic algorithm
  strData.Add('InitGA');
  frmSetting.ClientSocket1.Socket.SendText(strData.Text);
  frmSetting.ClientSocket2.Socket.SendText(strData.Text);
  frmSetting.ClientSocket3.Socket.SendText(strData.Text);
  frmSetting.ClientSocket4.Socket.SendText(strData.Text);
  //repeat proccess until all client finish start
  //genetic algorithm
  repeat
    Application.ProcessMessages;
  until (statPC1=true) and (statPC2=true) and (statPC3=true) and
      (statPC4=true);
  //receive data from all client
  strData.Clear;
```

```
strData.Text:=strPC1;
strIndi:=TStringList.Create;
strIndi.Clear;
for i:=1 to strData.Count-1 do
begin
  strIndi.Add(strData.Strings[i]);
end;
strData.Clear;
strData.Add('Execute');
strData.Add(strIndi.Text);
strIndi.Free;
strPC1:=strData.Text;
statPC1:=false;
//
strData.Clear;
strData.Text:=strPC2;
strIndi:=TStringList.Create;
strIndi.Clear;
for i:=1 to strData.Count-1 do
begin
  strIndi.Add(strData.Strings[i]);
end;
strData.Clear;
strData.Add('Execute');
strData.Add(strIndi.Text);
strIndi.Free;
strPC2:=strData.Text;
statPC2:=false;
//
strData.Clear;
strData.Text:=strPC3;
strIndi:=TStringList.Create;
strIndi.Clear;
for i:=1 to strData.Count-1 do
begin
  strIndi.Add(strData.Strings[i]);
end;
strData.Clear;
strData.Add('Execute');
strData.Add(strIndi.Text);
strIndi.Free;
strPC3:=strData.Text;
statPC3:=false;
//
strData.Clear;
strData.Text:=strPC4;
strIndi:=TStringList.Create;
strIndi.Clear;
for i:=1 to strData.Count-1 do
begin
  strIndi.Add(strData.Strings[i]);
```

```
end;
strData.Clear;
strData.Add('Execute');
strData.Add(strIndi.Text);
strIndi.Free;
strPC4:=strData.Text;
statPC4:=false;
//start genetic algorithm proccess
for i:=1 to MaxGen do
begin
 frmSetting.ClientSocket1.Socket.SendText(strPC4);
 frmSetting.ClientSocket2.Socket.SendText(strPC1);
 frmSetting.ClientSocket3.Socket.SendText(strPC2);
 frmSetting.ClientSocket4.Socket.SendText(strPC3);
 repeat
  Application.ProcessMessages;
 until (statPC1=true) and (statPC2=true) and (statPC3=true) and
     (statPC4=true);
 statPC1:=false;
 statPC2:=false;
 statPC3:=false;
 statPC4:=false;
 pbIterasi.StepBy(1);
end;
//find best result from all client
sa:=FindMaxFitness(strPC1,strPC2,strPC3,strPC4);
if sa=1 then
begin
 //reveice best result from all client
 strData.Clear;
 strData.Add('Hasil');
 strPC1:=strData.Text;
 frmSetting.ClientSocket1.Socket.SendText(strPC1);
 repeat
  Application.ProcessMessages;
 until (statPC1=true);
 strData.Clear;
 strData.Text:=strPC1;
 sa:=0;
 for i:=1 to strData.Count-1 do
 begin
  if strData.Strings[i]<>'' then
  begin
   inc(sa);
  end;
 end;
 SetLength(BestPgen,sa);
 for i:=1 to strData.Count-1 do
 begin
  if strData.Strings[i]<>'' then
  begin
```

```
      BestPgen[i-1]:=StrToFloat(strData.Strings[i]);
    end;
  end;
end
else if sa=2 then
begin
  strData.Clear;
  strData.Add('Hasil');
  strPC1:=strData.Text;
  frmSetting.ClientSocket1.Socket.SendText(strPC2);
  repeat
    Application.ProcessMessages;
  until (statPC2=true);
  strData.Clear;
  strData.Text:=strPC2;
  sa:=0;
  for i:=1 to strData.Count-1 do
  begin
    if strData.Strings[i]<>'' then
    begin
      inc(sa);
    end;
  end;
  SetLength(BestPgen,sa);
  for i:=1 to strData.Count-1 do
  begin
    if strData.Strings[i]<>'' then
    begin
      BestPgen[i-1]:=StrToFloat(strData.Strings[i]);
    end;
  end;
end
else if sa=3 then
begin
  strData.Clear;
  strData.Add('Hasil');
  strPC1:=strData.Text;
  frmSetting.ClientSocket1.Socket.SendText(strPC3);
  repeat
    Application.ProcessMessages;
  until (statPC3=true);
  strData.Clear;
  strData.Text:=strPC3;
  sa:=0;
  for i:=1 to strData.Count-1 do
  begin
    if strData.Strings[i]<>'' then
    begin
      inc(sa);
    end;
  end;
```

```
    SetLength(BestPgen,sa);
    for i:=1 to strData.Count-1 do
    begin
      if strData.Strings[i]<>'' then
      begin
        BestPgen[i-1]:=StrToFloat(strData.Strings[i]);
      end;
    end;
  end
  else if sa=4 then
  begin
    strData.Clear;
    strData.Add('Hasil');
    strPC1:=strData.Text;
    frmSetting.ClientSocket1.Socket.SendText(strPC4);
    repeat
      Application.ProcessMessages;
    until (statPC4=true);
    strData.Clear;
    strData.Text:=strPC4;
    sa:=0;
    for i:=1 to strData.Count-1 do
    begin
      if strData.Strings[i]<>'' then
      begin
        inc(sa);
      end;
    end;
    SetLength(BestPgen,sa);
    for i:=1 to strData.Count-1 do
    begin
      if strData.Strings[i]<>'' then
      begin
        BestPgen[i-1]:=StrToFloat(strData.Strings[i]);
      end;
    end;
  end;
  PLN:=gObjFunc.PLN;
  jam:=StrToInt(cmbJam.Text);
  GenAsli:=gObjFunc.Gen;
  SetLength(Gen,sa);
  sa:=0;
  for i:=1 to high(PLN) do
  begin
    if PLN[i,jam]<>0 then
    begin
      Gen[sa]:=TPembangkit.Create(GenAsli[i]);
      inc(sa);
    end;
  end;
  fgDaya.RowCount:=high(BestPgen)+2;
```

```
sa:=0;
sumIGA:=0;
sumPLN:=0;
for i:=1 to gObjFunc.Ngen do
begin
 if PLN[i,jam]<>0 then
 begin
  fgDaya.Cells[0,sa+1]:=IntToStr(sa+1);
  fgDaya.Cells[1,sa+1]:=FormatFloat('#,##0',BestPgen[sa]);
  fgDaya.Cells[2,sa+1]:=FormatFloat('#,##0',PLN[i,jam]);
  fgDaya.Cells[3,sa+1]:=FormatFloat('#,##0',Gen[sa].GetBiaya(BestPgen[sa]));
  fgDaya.Cells[4,sa+1]:=FormatFloat('#,##0',Gen[sa].GetBiaya(PLN[i,jam]));
  fgDaya.Cells[5,sa+1]:=FormatFloat('#,##0',Gen[sa].GetBiaya(PLN[i,jam])-
                Gen[sa].GetBiaya(BestPgen[sa]));
  sumIGA:=sumIGA+Gen[sa].GetBiaya(BestPgen[sa]);
  sumPLN:=sumPLN+Gen[sa].GetBiaya(PLN[i,jam]);
  inc(sa);
 end;
end;
edtCostEvo.Text:=FormatFloat('#,##0',sumIGA);
edtCostPLN.Text:=FormatFloat('#,##0',sumPLN);
edtSelisih.Text:=FormatFloat('#,##0',sumPLN-sumIGA);
for i:=1 to high(GenAsli) do
begin
 GenAsli[i].Free;
end;
for i:=0 to high(Gen) do
begin
 Gen[i].Free;
end;
statPC1:=false;
statPC2:=false;
statPC3:=false;
statPC4:=false;
strData.Clear;
strData.Add('HasilGA');
frmSetting.ClientSocket1.Socket.SendText(strData.Text);
frmSetting.ClientSocket2.Socket.SendText(strData.Text);
frmSetting.ClientSocket3.Socket.SendText(strData.Text);
frmSetting.ClientSocket4.Socket.SendText(strData.Text);
//repeat proccess until all client finish receive
//result of the genetic algorithm
repeat
 Application.ProcessMessages;
until (statPC1=true) and (statPC2=true) and (statPC3=true) and
    (statPC4=true);
//
strData.Clear;
strData.Text:=strPC1;
Series3.Clear;
Series4.Clear;
```

```
Series5.Clear;
for i:=1 to strData.Count-1 do
begin
 strMin:='';
 strAvg:='';
 strMax:='';
 str:=strData.Strings[i];
 if str<>'' then
 begin
  sa:=0;
  for j:=1 to length(str) do
  begin
   if str[j]='-' then
   begin
    inc(sa);
   end
   else
   begin
    if sa=0 then
    begin
     strMin:=strMin+str[j];
    end
    else if sa=1 then
    begin
     strAvg:=strAvg+str[j];
    end
    else
    begin
     strMax:=strMax+str[j];
    end;
   end;
  end;
  Series3.Add(StrToFloat(strMin),IntToStr(i));
  Series4.Add(StrToFloat(strAvg),IntToStr(i));
  Series5.Add(StrToFloat(strMax),IntToStr(i));
 end;
end;
//
strData.Clear;
strData.Text:=strPC2;
LineSeries1.Clear;
LineSeries2.Clear;
LineSeries3.Clear;
for i:=1 to strData.Count-1 do
begin
 strMin:='';
 strAvg:='';
 strMax:='';
 str:=strData.Strings[i];
 if str<>'' then
 begin
```

```
    sa:=0;
    for j:=1 to length(str) do
    begin
     if str[j]='-' then
     begin
      inc(sa);
     end
     else
     begin
      if sa=0 then
      begin
       strMin:=strMin+str[j];
      end
      else if sa=1 then
      begin
       strAvg:=strAvg+str[j];
      end
      else
      begin
       strMax:=strMax+str[j];
      end;
     end;
    end;
    LineSeries1.Add(StrToFloat(strMin),IntToStr(i));
    LineSeries2.Add(StrToFloat(strAvg),IntToStr(i));
    LineSeries3.Add(StrToFloat(strMax),IntToStr(i));
   end;
  end;
  //
  strData.Clear;
  strData.Text:=strPC3;
  LineSeries4.Clear;
  LineSeries5.Clear;
  LineSeries6.Clear;
  for i:=1 to strData.Count-1 do
  begin
   strMin:='';
   strAvg:='';
   strMax:='';
   str:=strData.Strings[i];
   if str<>'' then
   begin
    sa:=0;
    for j:=1 to length(str) do
    begin
     if str[j]='-' then
     begin
      inc(sa);
     end
     else
     begin
```

```
        if sa=0 then
        begin
          strMin:=strMin+str[j];
        end
        else if sa=1 then
        begin
          strAvg:=strAvg+str[j];
        end
        else
        begin
          strMax:=strMax+str[j];
        end;
      end;
    end;
    LineSeries4.Add(StrToFloat(strMin),IntToStr(i));
    LineSeries5.Add(StrToFloat(strAvg),IntToStr(i));
    LineSeries6.Add(StrToFloat(strMax),IntToStr(i));
  end;
end;
//
strData.Clear;
strData.Text:=strPC1;
LineSeries7.Clear;
LineSeries8.Clear;
LineSeries9.Clear;
for i:=1 to strData.Count-1 do
begin
  strMin:='';
  strAvg:='';
  strMax:='';
  str:=strData.Strings[i];
  if str<>'' then
  begin
    sa:=0;
    for j:=1 to length(str) do
    begin
      if str[j]='-' then
      begin
        inc(sa);
      end
      else
      begin
        if sa=0 then
        begin
          strMin:=strMin+str[j];
        end
        else if sa=1 then
        begin
          strAvg:=strAvg+str[j];
        end
        else
```

```
        begin
          strMax:=strMax+str[j];
        end;
      end;
    end;
    LineSeries7.Add(StrToFloat(strMin),IntToStr(i));
    LineSeries8.Add(StrToFloat(strAvg),IntToStr(i));
    LineSeries9.Add(StrToFloat(strMax),IntToStr(i));
  end;
 end;
 strData.Free;
end;

procedure TfrmHasil.edtNParamChange(Sender: TObject);
begin
 edtNParam.Text:='38';
end;

end.

unit uMenu;

interface

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

type
 TfrmMenu = class(TForm)
  StatusBar1: TStatusBar;
  Panel2: TPanel;
  OpenDialog1: TOpenDialog;
  Image1: TImage;
  Panel1: TPanel;
  btnNew: TButton;
  btnOpen: TButton;
  btnSetting: TButton;
  btnExit: TButton;
  procedure btnNewClick(Sender: TObject);
  procedure btnOpenClick(Sender: TObject);
  procedure btnExitClick(Sender: TObject);
  procedure btnSettingClick(Sender: TObject);
 private
  { Private declarations }
 public
  { Public declarations }
 end;

var
 frmMenu: TfrmMenu;
```

```
implementation

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

{$R *.dfm}

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;
    FileStream:TFileStream;
    str:TStringList;
begin
  try
    if OpenDialog1.Execute then
    begin
      NamaFile:=OpenDialog1.FileName;
      FileStream:=TFileStream.Create(NamaFile,
      fmOpenRead or fmShareDenyWrite);
      str:=TStringList.Create;
      str.LoadFromStream(FileStream);
      frmSetting.ClientSocket1.Socket.SendText(str.Text);
      frmSetting.ClientSocket2.Socket.SendText(str.Text);
      frmSetting.ClientSocket3.Socket.SendText(str.Text);
      frmSetting.ClientSocket4.Socket.SendText(str.Text);
      str.Free;
      FileStream.Free;
      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;

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

procedure TfrmMenu.btnSettingClick(Sender: TObject);
begin
  frmSetting.Show;
  btnOpen.Enabled:=true;
end;

end.

unit uSetting;

interface

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

type
  TfrmSetting = class(TForm)
    ClientSocket1: TClientSocket;
    ClientSocket2: TClientSocket;
    ClientSocket3: TClientSocket;
    ClientSocket4: TClientSocket;
    Label4: TLabel;
    Label3: TLabel;
    Label2: TLabel;
    Label1: TLabel;
    edtServer1: TEdit;
    edtServer2: TEdit;
    edtServer3: TEdit;
    edtServer4: TEdit;
    CheckBox4: TCheckBox;
    CheckBox3: TCheckBox;
    CheckBox2: TCheckBox;
    CheckBox1: TCheckBox;
    btnClose: TButton;
    StatusBar1: TStatusBar;
    procedure btnCloseClick(Sender: TObject);
```

```
    procedure CheckBox1Click(Sender: TObject);
    procedure CheckBox2Click(Sender: TObject);
    procedure CheckBox3Click(Sender: TObject);
    procedure CheckBox4Click(Sender: TObject);
    procedure ClientSocket1Connecting(Sender: TObject;
      Socket: TCustomWinSocket);
    procedure ClientSocket2Connecting(Sender: TObject;
      Socket: TCustomWinSocket);
    procedure ClientSocket3Connecting(Sender: TObject;
      Socket: TCustomWinSocket);
    procedure ClientSocket4Connecting(Sender: TObject;
      Socket: TCustomWinSocket);
    procedure FormCreate(Sender: TObject);
    procedure ClientSocket1Disconnect(Sender: TObject;
      Socket: TCustomWinSocket);
    procedure ClientSocket2Disconnect(Sender: TObject;
      Socket: TCustomWinSocket);
    procedure ClientSocket3Disconnect(Sender: TObject;
      Socket: TCustomWinSocket);
    procedure ClientSocket4Disconnect(Sender: TObject;
      Socket: TCustomWinSocket);
    procedure ClientSocket1Read(Sender: TObject; Socket: TCustomWinSocket);
    procedure ClientSocket2Read(Sender: TObject; Socket: TCustomWinSocket);
    procedure ClientSocket3Read(Sender: TObject; Socket: TCustomWinSocket);
    procedure ClientSocket4Read(Sender: TObject; Socket: TCustomWinSocket);
  private
    { Private declarations }
    Buffer:array[0..9999] of char;
  public
    { Public declarations }
  end;

var
  frmSetting: TfrmSetting;

implementation

uses uInputGen, uHasil, uVarGlobal;

{$R *.dfm}

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

procedure TfrmSetting.CheckBox1Click(Sender: TObject);
begin
  if not ClientSocket1.Active then
  begin
    ClientSocket1.Address:=edtServer1.Text;
```

```
  end;
  ClientSocket1.Active:=CheckBox1.Checked;
 end;

 procedure TfrmSetting.CheckBox2Click(Sender: TObject);
 begin
  if not ClientSocket2.Active then
  begin
   ClientSocket2.Address:=edtServer2.Text;
  end;
  ClientSocket2.Active:=CheckBox2.Checked;
 end;

 procedure TfrmSetting.CheckBox3Click(Sender: TObject);
 begin
  if not ClientSocket3.Active then
  begin
   ClientSocket3.Address:=edtServer3.Text;
  end;
  ClientSocket3.Active:=CheckBox3.Checked;
 end;

 procedure TfrmSetting.CheckBox4Click(Sender: TObject);
 begin
  if not ClientSocket4.Active then
  begin
   ClientSocket4.Address:=edtServer4.Text;
  end;
  ClientSocket4.Active:=CheckBox4.Checked;
 end;

 procedure TfrmSetting.ClientSocket1Connecting(Sender: TObject;
  Socket: TCustomWinSocket);
 begin
  StatusBar1.Panels[0].Text:='PC1 Connect';
 end;

 procedure TfrmSetting.ClientSocket2Connecting(Sender: TObject;
  Socket: TCustomWinSocket);
 begin
  StatusBar1.Panels[1].Text:='PC2 Connect';
 end;

 procedure TfrmSetting.ClientSocket3Connecting(Sender: TObject;
  Socket: TCustomWinSocket);
 begin
  StatusBar1.Panels[2].Text:='PC3 Connect';
 end;

 procedure TfrmSetting.ClientSocket4Connecting(Sender: TObject;
  Socket: TCustomWinSocket);
```

```
begin
  StatusBar1.Panels[3].Text:='PC4 Connect';
end;

procedure TfrmSetting.FormCreate(Sender: TObject);
begin
  StatusBar1.Panels[0].Text:='PC1 Disconnect';
  StatusBar1.Panels[1].Text:='PC2 Disconnect';
  StatusBar1.Panels[2].Text:='PC3 Disconnect';
  StatusBar1.Panels[3].Text:='PC4 Disconnect';
end;

procedure TfrmSetting.ClientSocket1Disconnect(Sender: TObject,
  Socket: TCustomWinSocket);
begin
  StatusBar1.Panels[0].Text:='PC1 Disconnect';
end;

procedure TfrmSetting.ClientSocket2Disconnect(Sender: TObject;
  Socket: TCustomWinSocket);
begin
  StatusBar1.Panels[1].Text:='PC2 Disconnect';
end;

procedure TfrmSetting.ClientSocket3Disconnect(Sender: TObject,
  Socket: TCustomWinSocket);
begin
  StatusBar1.Panels[2].Text:='PC3 Disconnect';
end;

procedure TfrmSetting.ClientSocket4Disconnect(Sender: TObject;
  Socket: TCustomWinSocket);
begin
  StatusBar1.Panels[3].Text:='PC4 Disconnect',
end;

procedure TfrmSetting.ClientSocket1Read(Sender: TObject,
  Socket: TCustomWinSocket);
var strData:TStringList;
   Stream:TMemoryStream;
   terima,count:integer;
begin
  strData:=TStringList.Create,
  Stream:=TMemoryStream.Create,
  count:=0;
  try
    while true do
    begin
      Terima:=Socket.ReceiveBuf(Buffer,sizeof(Buffer)),
      if Terima<=0 then
      begin
```

```
      break;
    end
    else
    begin
      Stream.Write(Buffer,Terima);
      inc(count);
    end;
    Sleep(200);
  end;
  Stream.Position:=0;
  strData.LoadFromStream(Stream);
finally
  Stream.Free;
end;
if count=0 then
begin
  Exit;
end;
if strData.Strings[0]='FileData' then
begin
  frmInput.lbxPesan.Items.Add(strData.Strings[1]);
end
else if strData.Strings[0]='Param' then
begin
  frmHasil.lbxPesanPC1.Items:=strData;
end
else if strData.Strings[0]='InitGA' then
begin
  frmHasil.lbxPesanPC1.Items.Clear;
  frmHasil.lbxPesanPC1.Items:=strData;
  strPC1:=strData.Text;
  statPC1:=true;
end
else if strData.Strings[0]='Execute' then
begin
  frmHasil.lbxPesanPC1.Items.Clear;
  frmHasil.lbxPesanPC1.Items:=strData;
  strPC1:=strData.Text;
  statPC1:=true;
end
else if strData.Strings[0]='Hasil' then
begin
  frmHasil.lbxPesanPC1.Items.Clear;
  frmHasil.lbxPesanPC1.Items:=strData;
  strPC1:=strData.Text;
  statPC1:=true;
end
else if strData.Strings[0]='HasilGA' then
begin
  frmHasil.lbxPesanPC1.Items.Clear;
  frmHasil.lbxPesanPC1.Items:=strData;
```

```
    strPC1:=strData.Text;
    statPC1:=true;
  end;
  strData.Free;
end;

procedure TfrmSetting.ClientSocket2Read(Sender: TObject;
  Socket: TCustomWinSocket);
var strData:TStringList;
    Stream:TMemoryStream;
    terima,count:integer;
begin
  strData:=TStringList.Create;
  Stream:=TMemoryStream.Create;
  count:=0;
  try
    while true do
    begin
      Terima:=Socket.ReceiveBuf(Buffer,sizeof(Buffer));
      if Terima<=0 then
      begin
        break;
      end
      else
      begin
        Stream.Write(Buffer,Terima);
        inc(count);
      end;
      Sleep(200);
    end;
    Stream.Position:=0;
    strData.LoadFromStream(Stream);
  finally
    Stream.Free;
  end;
  if count=0 then
  begin
    Exit;
  end;
  if strData.Strings[0]='FileData' then
  begin
    frmInput.lbxPesan.Items.Add(strData.Strings[1]);
  end
  else if strData.Strings[0]='Param' then
  begin
    frmHasil.lbxPesanPC2.Items:=strData;
  end
  else if strData.Strings[0]='InitGA' then
  begin
    frmHasil.lbxPesanPC2.Items.Clear;
    frmHasil.lbxPesanPC2.Items:=strData;
```

```
    strPC2:=strData.Text;
    statPC2:=true;
  end
  else if strData.Strings[0]='Execute' then
  begin
    frmHasil.lbxPesanPC2.Items.Clear;
    frmHasil.lbxPesanPC2.Items:=strData;
    strPC2:=strData.Text;
    statPC2:=true;
  end
  else if strData.Strings[0]='Hasil' then
  begin
    frmHasil.lbxPesanPC2.Items.Clear;
    frmHasil.lbxPesanPC2.Items:=strData;
    strPC2:=strData.Text;
    statPC2:=true;
  end
  else if strData.Strings[0]='HasilGA' then
  begin
    frmHasil.lbxPesanPC2.Items.Clear;
    frmHasil.lbxPesanPC2.Items:=strData;
    strPC2:=strData.Text;
    statPC2:=true;
  end;
  strData.Free;
end;

procedure TfrmSetting.ClientSocket3Read(Sender: TObject;
  Socket: TCustomWinSocket);
var strData:TStringList;
    Stream:TMemoryStream;
    terima,count:integer;
begin
  strData:=TStringList.Create;
  Stream:=TMemoryStream.Create;
  count:=0;
  try
    while true do
    begin
      Terima:=Socket.ReceiveBuf(Buffer,sizeof(Buffer));
      if Terima<=0 then
      begin
        break;
      end
      else
      begin
        Stream.Write(Buffer,Terima);
        inc(count);
      end;
      Sleep(200);
    end;
```

```
    Stream.Position:=0;
    strData.LoadFromStream(Stream);
  finally
    Stream.Free;
  end;
  if count=0 then
  begin
    Exit;
  end;
  if strData.Strings[0]='FileData' then
  begin
    frmInput.lbxPesan.Items.Add(strData.Strings[1]);
  end
  else if strData.Strings[0]='Param' then
  begin
    frmHasil.lbxPesanPC3.Items:=strData;
  end
  else if strData.Strings[0]='InitGA' then
  begin
    frmHasil.lbxPesanPC3.Items.Clear;
    frmHasil.lbxPesanPC3.Items:=strData;
    strPC3:=strData.Text;
    statPC3:=true;
  end
  else if strData.Strings[0]='Execute' then
  begin
    frmHasil.lbxPesanPC3.Items.Clear;
    frmHasil.lbxPesanPC3.Items:=strData;
    strPC3:=strData.Text;
    statPC3:=true;
  end
  else if strData.Strings[0]='Hasil' then
  begin
    frmHasil.lbxPesanPC3.Items.Clear;
    frmHasil.lbxPesanPC3.Items:=strData;
    strPC3:=strData.Text;
    statPC3:=true;
  end
  else if strData.Strings[0]='HasilGA' then
  begin
    frmHasil.lbxPesanPC3.Items.Clear;
    frmHasil.lbxPesanPC3.Items:=strData;
    strPC3:=strData.Text;
    statPC3:=true;
  end;
  strData.Free;
end;

procedure TfrmSetting.ClientSocket4Read(Sender: TObject;
  Socket: TCustomWinSocket);
var strData:TStringList;
```

```
  Stream:TMemoryStream;
  terima,count:integer;
begin
 strData:=TStringList.Create;
 Stream:=TMemoryStream.Create;
 count:=0;
 try
  while true do
  begin
   Terima:=Socket.ReceiveBuf(Buffer,sizeof(Buffer));
   if Terima<=0 then
   begin
    break;
   end
   else
   begin
    Stream.Write(Buffer,Terima);
    inc(count);
   end;
   Sleep(200);
  end;
  Stream.Position:=0;
  strData.LoadFromStream(Stream);
 finally
  Stream.Free;
 end;
 if count=0 then
 begin
  Exit;
 end;
 if strData.Strings[0]='FileData' then
 begin
  frmInput.lbxPesan.Items.Add(strData.Strings[1]);
 end
 else if strData.Strings[0]='Param' then
 begin
  frmHasil.lbxPesanPC4.Items:=strData;
 end
 else if strData.Strings[0]='InitGA' then
 begin
  frmHasil.lbxPesanPC4.Items.Clear;
  frmHasil.lbxPesanPC4.Items:=strData;
  strPC4:=strData.Text;
  statPC4:=true;
 end
 else if strData.Strings[0]='Execute' then
 begin
  frmHasil.lbxPesanPC4.Items.Clear;
  frmHasil.lbxPesanPC4.Items:=strData;
  strPC4:=strData.Text;
  statPC4:=true;
```

```
  end
  else if strData.Strings[0]='Hasil' then
  begin
    frmHasil.lbxPesanPC4.Items.Clear;
    frmHasil.lbxPesanPC4.Items:=strData;
    strPC4:=strData.Text;
    statPC4:=true;
  end
  else if strData.Strings[0]='HasilGA' then
  begin
    frmHasil.lbxPesanPC4.Items.Clear;
    frmHasil.lbxPesanPC4.Items:=strData;
    strPC4:=strData.Text;
    statPC4:=true;
  end;
  strData.Free;
end;

end.

unit uVarGlobal;

interface

var strPC1,strPC2,strPC3,strPC4:string;
   statPC1,statPC2,statPC3,statPC4:boolean;

implementation

end.
```