

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



**OPTIMASI PEMBANGKIT HIDROTERMAL DENGAN
METODE *FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING*
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI**

SKRIPSI

**Disusun Oleh :
RIZA MAULANA
NIM. 00.12027**



APRIL 2005

LEMBAR PERSETUJUAN

**OPTIMASI PEMBANGKIT HIDROTERMAL DENGAN
METODE *FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING*
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI**

SKRIPSI

*Disusun Untuk Melengkapi dan Memenuhi Syarat-Syarat
Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik*

Disusun Oleh :

**RIZA MAULANA
NIM. 00.12027**



**Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro**

**Ir.F Yudi Limpraptono, MT
NIP.Y.1039500274**

**Menyetujui,
Dosen Pembimbing**

**Ir. Almizan Abdullah, MSEE
NIP. P. 103 9000 208**

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

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ
 الْحَمْدُ لِلَّهِ رَبِّ الْعَالَمِينَ

Thanks to :

"Raja Semesta Alam....Allah SWT yang tidak habis-habisnya memberikan rahmat dan hidayahnya, banya kebendahnya jualah Aku bisa seperti sekarang ini Syukur Alhamdulillahirobbil'alamin ya Allah... akhirnya aku lulus juga. Hanya keridhoan-Mulah yang selalu kubarapkan dalam hidupku untuk mencapai kesuksesan hidup di dunia dan akhirat kelak".



buah Karya Sederhana Ini Kupersembahkan Kepada :

- Ayah dan Bunda ku tercinta, Yeharman Amin, S.Pd & Hernawati yang telah melahirkan dan membesarkan aku hingga seperti sekarang ini, sungguh perjuangan yang sangat Luar Biasa...yang tak mungkin akan dapat Dang Ja balaskan. Terimakasih Ju'. Yah atas kasih sayang dan cinta, bimbingan, support dan do'a restu maupun materi yang tiada habisnya dicurahkan kepada anakku ini. Semua untaian kata-kata ini tidaklah mungkin dapat membalas semua yang telah kalian berikan, Semoga Allah menerima semua amal kebajikan kalian, Amin...! Sembah sujud dan do'a dari Anda buat Ayahanda & Ibunda selalu sampai akhir nafas.
- All Of My Sisters : Wa Maya Thanks a lot 4 ur Support dan perhatiannya, never give up! Tega Santri sekarang giliranmu yang kuliah raiblah cita-citamu, Noda Eja yang lucu buktikan kamu bisa melakukan yang terbaik buat Ayah dan Ibu. Adek Shella kecil yang selalu Dang rindu, ada semangat tersendiri mendengar suara adek di telpon, tumbuhlah menjadi wanita yang cantik. Mudah-mudahan Dang Ja dapat menjadi kakak yang baik buat kalian.
- All Of My Family : Semua keluarga di Rykis terkhusus buat Henek Rykis, terimakasih Henek 4 always love U dan semoga Henek panjang umur dan sehat selalu. Semua keluarga di Dusun Henek & Yatak Dusun, Dusun Wing sekeluarga terimakasih atas semuanya semoga Allah akan membalas semuanya. Bunda di BTK sekeluarga terimakasih atas supportnya maupun materi yang sering diberikan.

Semoga Kita Semua Semakin Erat Menjaga Hubungan Keheluargaan Ini Dengan Penuh Kasih Dan Sayang Selamanya, Amin!

Spesial Thanks to :

👉 Bpk. Ir. H. Alimizar Abdullah, MSCE

Terimakasih yang sebesar-besarnya atas bimbingannya kepada saya dalam pengerjaan skripsi ini, semua ilmu yang telah bapak berikan terasa jelas dan mudah untuk dipahami mudah-mudahan semuanya menjadi manfaat buat saya. Semoga bapak selalu diberikan Allah SWT kesehatan lahir dan batin serta umur yang panjang sehingga dapat terus berkarya, Amin.

👉 Para Dosen T. Elektro Energi Listrik dan semua staf yang melayani semua urusan kepentingan saya selama menyelesaikan studi di UIN Malang. Terimakasih banyak semoga amalan kebajikan kalian dapat diterima Allah SWT. dan menjadi ilmu yang bermanfaat bagi saya, Amin.

👉 Bpk. Dr. Yusuf Jamil, STS, PhD

Bapak memang dosen yang cool deh dan selalu up to date dalam hal teknologi. terimakasih atas bimbingan, konsultasi, dan obrolannya serta traktiran-traktirannya selama di kampus khususnya di Lab SDE. Saya tidak akan pernah melupakan Bapak dan jasa-jasa bapak, semoga Lab SDE tambah maju terus di tangan bapak, saya doakan Bapak suatu saat nanti dapat menjadi Rektor, Amin.

👉 Ibu Irene Budi S. ST, SH

Ibu menjadi dosen wanita pertama yang menyegarkan di jurusan elektro, meski kadang sedikit galak tapi saya tau kok kalo ibu orangnya baik sekali, maaf kalo saya lebih sering memanggil Mbak sama Ibu Irene. Thanks banget ya Mbak Irene.

👉 Mas Ugro Wisnu, ST

Aduh... Mas Mathur Suwun Akab-akab, apa jadinya skripsiku tanpa mas Ugro. meskipun sering bolak-balik sana-sini semua itu aku anggap perjuangan dan hingga akhirnya Mas Menyelesaikan program saya dan selesai pulalah skripsi saya. Thanks.

👉 Teman-teman Seperjuangan Skripsi

Pandu + Irfan sekeluarga semoga menjadi keluarga yang sakinah sampe tua ya, Herman benar2 gila abis deh... Andy Pralah akhirnya kita wisuda juga, Wahyu thanks kamu memang baik, Boby thanks fotoZoya. Mb. Ima keibuan dan senyumnya itu lo, tidak lupa buat semua STS Hanafi, Gandhi, Hennyah, Hary, Dedy Gusur, Joko, Dedy SS, Rank, Robert, Chamsin dan Febrianto (Bank Hblajor).

ABSTRAKSI

OPTIMASI PEMBANGKIT HIDROTERMAL DENGAN METODE *FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING* PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI

(Riza Maulana, Nim. 00.12.027, Teknik Elektro S-1/T. Energi Listrik)
(Dosen Pembimbing : Ir Almizan Abdullah, MSEE)

Kata Kunci: *Fast Evolutionary Programming, Cauchy Mutation, Optimasi pembangkitan unit hidrotermal*

Adanya persoalan dalam menghadapi kebutuhan daya listrik yang tidak tetap dari waktu ke waktu, sehingga menimbulkan permasalahan yaitu bagaimana mengoperasikan suatu sistem tenaga listrik yang selalu dapat memenuhi permintaan daya pada setiap saat, dengan kualitas baik dan harga yang murah. Oleh karena itu pengoptimasian pembangkitan hidrotermal harus tetap dilakukan untuk perhitungan ekonomis dengan cara meminimalkan biaya sistem uap pada pembangkitan termal dengan memanfaatkan ketersediaan tenaga air semaksimal mungkin untuk pembangkitan hidro.

Skripsi ini menganalisis permasalahan *Optimasi pada unit hidro* atau penentuan pembangkitan daya yang optimal pada pembangkit hidro selama periode waktu tertentu untuk menekan daya beban yang harus dipikul oleh unit termal sehingga berdampak pada turunnya penggunaan bahan bakar yang berakibat turunnya biaya produksi dengan menggunakan metode *Fast Evolutionary Programming* (FEP). Hasil dari analisa tersebut diharapkan nantinya dapat digunakan sebagai salah satu acuan dalam operasi pembangkitan daya yang ekonomis dan optimal, terutama mengenai biaya pembangkitan. *Input* dari dari program ini adalah koefisien biaya bahan bakar (*fuel cost*), daya maksimum dan minimum, data pembebanan tiap jam tiap unit pembangkit hidro dan termal, data inflow, data elevasi awal serta akhir. Sedangkan hasil akhir dari program ini yaitu perbandingan biaya pengoperasian pembangkitan antara PT. PJB dengan metode *Fast Evolutionary Programming* (FEP) pada tanggal 4, 6, dan 7 Desember 2003 dan lama waktu yang diperlukan untuk eksekusi program dalam menentukan perubahan penjadwalan 24 jam ke depan.

KATA PENGANTAR

Dengan rahmat Allah SWT, dan mengucapkan syukur kehadirat-Nya atas karunia yang dilimpahkan sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL DENGAN METODE *FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING*”.

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

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

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

1. Bapak Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor ITN Malang.
2. Bapak Ir. F Yudi Limpraptono, MT, selaku Kajar Teknik Elektro ITN Malang.
3. Bapak Ir. Almizan Abdullah, MSEE, selaku Dosen Pembimbing.
4. Semua pihak yang telah membantu selama penulisan skripsi ini yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

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

Malang, Maret 2005

Penyusun

DAFTAR ISI

	Halaman
Abstraksi	i
Kata pengantar	ii
Daftar Isi	iii
Daftar Gambar	vi
Daftar Tabel	viii
Daftar Grafik	x
BAB I PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah.....	3
1.3. Tujuan Pembahasan	4
1.4. Batasan Masalah.....	4
1.5. Metodologi Penelitian.....	5
1.6. Sistematika Penulisan.....	6
1.7. Kontribusi.....	7
BAB II LANDASAN TEORI	
2.1. Operasi Sistem Tenaga Listrik	8
2.2. Prinsip Pembangkitan Tenaga Air	10
2.3. Karakteristik Beban dan Faktor Pusat Listrik	12
2.4. Pengoperasian Unit Pembangkit.....	15
2.4.1. Pembangkit Tenaga Listrik Hidro.....	15
2.4.2. Pembangkit Tenaga Listrik Termal	21
2.4.3. Karakteristik Masukan-Keluaran (<i>Input-Output Characteristics</i>)	22
2.4.4. Karakteristik Laju Kenaikan Nilai Panas dan Laju Kenaikan Biaya Bahan Bakar (<i>Incremental Fuel Cost Characteristics</i>)...	23
2.4.5. Biaya Bahan Bakar	24
2.4.6. Kendala-Kendala Unit Pembangkit Termal	26
2.4.7. Kendala Cadangan Pembangkitan	26

2.4.8. Kendala Maksimum dan Minimum Unit Pembangkit.....	27
2.5. Pembebanan Ekonomis Pembangkit Listrik	28
2.6. Fungsi Obyektif dan Kendala Hidrotermal	28
2.7. Skema Fast Evolutionary Programming	31
2.8. Pemrograman Fast Evolutionary Programming Dalam Menciptakan Offspring	33
2.9. Pemrograman Fast Evolutionary Programming Untuk Menentukan kompetisi dan seleksi.....	34

BAB III PENERAPAN METODE FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA~BALI	
3.1. Pembangkit Hidro	36
3.1.1. PLTA Sutami.....	36
3.1.2. PLTA Wlingi	41
3.1.3. PLTALodoyo.....	45
3.2. Pembangkit Termal	56
3.3. Data Pembangkit Termal.....	56
3.4. Aplikasi <i>Fast Evolutionary Programming</i> di PT. PJB	59
3.5. Beban Sistem	60
3.6. Data Validasi Program	62

BAB IV ANALISA DATA DENGAN FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA~BALI	
4.1. Program Komputer Metode <i>Fast Evolutionary Programming</i> ...	66
4.2. Algoritma Program	66
4.3. Flowchart <i>Fast Evolutionary Programming</i>	68
4.4. Flowchart Inisial Chromosome	69
4.5. Flowchart Fitness.....	70
4.6. Flowchart Proses Mutasi.....	71
4.7. Flowchart Caussian Random.....	72
4.8. Hasil Validasi Program	74
4.9. Tampilan Program	77
4.10. Analisa Program dan Hasil Perhitungan	91

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan	100
5.2 Saran	101

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2 – 1	Elemen Pokok Sistem Tenaga Listrik	8
Gambar 2 – 2	Lengkung Beban Harian	13
Gambar 2 – 3	Prinsip Kerja Pusat Listrik Tenaga Air	15
Gambar 2 – 4	Pola Operasi Waduk Tahunan	17
Gambar 2 – 5	Kurva H (m) Vs V (m ³) Waduk	19
Gambar 2 – 6	Bagan Pembangkit Listrik Tenaga Uap	21
Gambar 2 – 7	Kurva Karakteristik Input - Output Pembangkit Termal	23
Gambar 2 – 8	Kurva Karakteristik Kenaikan Laju Nilai Panas dan Kenaikan Biaya Bahan Bakar	24
Gambar 2 – 9	Kurva Biaya Bahan Bakar Dari Unit Pembangkit Sebagai fungsi Beban	25
Gambar 2 – 10	Skema Algoritma FEP	32
Gambar 3 – 1	Skema PLTA Sutami	37
Gambar 3 – 2	Skema PLTA Wlingi	42
Gambar 3 – 3	Skema PLTA Lodoyo	46
Gambar 3 – 4	Skema Kaskade PLTA Sutami, Wlingi, Lodoyo	55
Gambar 4 – 1	Flowchart <i>Fast Evolutionary Programming</i>	67
Gambar 4 – 2	Flowchart Inisial Chromosome	68
Gambar 4 – 3	Flowchart Fitness	69
Gambar 4 – 4	Flowchart Proses Mutasi	70

Gambar 4 – 5	Flowchart Caussion Random.....	71
Gambar 4 – 6	Menu Tampilan Data Pada Data Utama	73
Gambar 4 – 7	Tampilan Hasil Perbandingan Summary	74
Gambar 4 – 8	Tampilan Hasil Perbandingan Grafik Biaya	75
Gambar 4 – 9	Tampilan Program Utama	76
Gambar 4 – 10	Menu Tampilan General	77
Gambar 4 – 11	Tampilan Data Generator Pembangkitan.....	78
Gambar 4 – 12	Tampilan Data Waduk	79
Gambar 4 – 13	Tampilan Data Pembebanan dan Inflow.....	80
Gambar 4 – 14	Tampilan Data Pembebanan Termal Tiap Jam	81
Gambar 4 – 15	Tampilan Data PLN Hidro	82
Gambar 4 – 16	Tampilan Data Parameter Fast Evolutionary Programming	83
Gambar 4 – 17	Tampilan Status Generator.....	84
Gambar 4 – 18	Tampilan Daya Generator	85
Gambar 4 – 19	Tampilan Summary.....	86
Gambar 4 – 20	Tampilan Grafik Biaya	87
Gambar 4 – 21	Tampilan Grafik Q out.....	88
Gambar 4 – 22	Tampilan Grafik Elevasi	89

DAFTAR TABEL

Tabel 3 – 1	Data Teknis Waduk Sutami	38
Tabel 3 – 2	Kapasitas Turbin Di PLTA Sutami	39
Tabel 3 – 3	Kapasitas Generator Di PLTA Sutami	40
Tabel 3 – 4	Kapasitas Turbin Di PLTA Wlingi.....	43
Tabel 3 – 5	Kapasitas Generator Di PLTA Wlingi.....	43
Tabel 3 – 6	Kapasitas Turbin Di PLTA Lodoyo	46
Tabel 3 – 7	Kapasitas Generator Di PLTA Lodoyo	47
Tabel 3 – 8	Data Pola Operasi Tanggal 4 Desember 2003	49
Tabel 3 – 9	Data Pola Operasi Tanggal 6 Desember 2003	50
Tabel 3 – 10	Data Pola Operasi Tanggal 7 Desember 2003	51
Tabel 3 – 11	Data Unit Termal Pada PT. PJB.....	57
Tabel 3 – 12	Data Biaya Unit Termal Pada PT. PJB.....	58
Tabel 3 – 13	Data Beban Unit Termal Pada PT. PJB	61
Tabel 3 – 14	Data Unit Termal.....	62
Tabel 3 – 15	Data Biaya Unit Termal.....	63
Tabel 3 – 16	Data Hidro.....	63
Tabel 3 – 17	Data Pembebanan	64
Tabel 4 – 1	Perbandingan Energi Hidro Sebelum dan Sesudah Optimasi	92
Tabel 4 – 2	Perbandingan Biaya Operasional Tanggal 4 Desember 2003	93

Tabel 4 – 3	Perbandingan Biaya Operasional Tanggal 6 Desember 2003	95
Tabel 4 – 4	Perbandingan Biaya Operasional Tanggal 7 Desember 2003	97
Tabel 4 – 5	Perbandingan Total Biaya Operasi PT. PJB dengan Metode Fast Evolutionary Programming.....	99

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia sebagai negara yang sedang berkembang, pemenuhan akan kebutuhan energi listrik merupakan salah satu masalah yang perlu diatasi. Untuk itu, diperlukan perencanaan penggunaan pembangkit listrik yang ada secara efisien dan seoptimal mungkin, dengan memperkirakan kemampuan dan keandalan tiap unit pembangkit baik dalam mensuplai beban nyata maupun beban cadangan. Mengingat hal tersebut diatas, maka PT. Pembangkitan Jawa Bali sebagai salah satu produsen tenaga listrik di P. Jawa harus dapat menjadwalkan operasi secara optimal pembangkit-pembangkit yang dimilikinya, baik pembangkit hidro (PLTA) maupun pembangkit termal (PLTU, PLTG, PLTGU, PLTD).

Pola beban yang optimum bagi subsistem termal harus diikuti oleh unit-unit pembangkit termal. Dalam mengikuti pola beban ini perlu dicari kombinasi unit-unit pembangkit termal yang beroperasi agar dicapai hasil operasi yang optimum, dengan biaya bahan bakar yang minimum. Konsekuensinya adalah bahwa ada unit pembangkit termal yang perlu distart dan distop kembali dalam periode optimasi. Untuk unit pembangkit termal, proses start-stop bukanlah hal yang sederhana, karena dalam proses tersebut terdapat sejumlah kalori yang hilang saat unit distop sehingga unit menjadi dingin dan perlu dipanaskan lagi waktu start. Apabila dikehendaki waktu start yang pendek maka harus dilakukan

pemanasan terus pada unit pembangkit termal, tentu saja hal ini memerlukan bahan bakar yang harus diperhitungkan.

Dalam usaha menekan biaya bahan bakar yang dibutuhkan oleh unit termal dapat dimaksimalkan kinerja dari unit pembangkit hidro. Unit pembangkit hidro sendiri harus memperhatikan aliran air yang masuk pada waduk atau tandon agar dapat memperhitungkan pelepasan/ debit keluaran yang paling optimal. Karena tanpa memperhatikan aliran air yang masuk, pada jam operasi berikutnya dapat terjadi kekurangan pasokan daya dari unit pembangkit hidro yang harus ditutupi kembali oleh unit thermal. Hal inilah yang harus dihindari pada suatu penjadwalan sistem hidrotermal.

Dalam pengoptimalan operasional unit pembangkit listrik, banyak metode yang digunakan untuk memecahkan masalah penjadwalan jangka pendek sistem hidrotermal, diantaranya yaitu : *dynamic programming* (DP), *simulated annealing* (SA), *genetic algorithm* (GA), *strategi evolusioner* (ES) namun masih ditemukan kesulitan dalam pencapaian keseimbangan air, keseimbangan tenaga dan waktu mengalirnya air diantara pusat-pusat pembangkit hidro yang terletak secara kaskade. Dalam skripsi ini akan dibahas sebuah pendekatan untuk menyelesaikan masalah penjadwalan jangka pendek sistem hidrotermal menggunakan metode *Fast Evolutionary Programming* (FEP) yang berdasarkan *Evolutionary Programming* (EP). Metode FEP adalah suatu metode penyelesaian penjadwalan jangka pendek pada sistem hidrotermal yang dalam prosesnya menggunakan *Cauchy-mutation* berbasis EP. Metode ini berbeda dengan *Classical Evolutionary Programming* (CEP) yang menggunakan *Gaussian-mutation* yang perbedaannya terletak pada FEP dapat bekerja lebih baik daripada CEP pada keadaan

pendekatan global optimum yang didasarkan pada beberapa patokan fungsi matematika. Sebagai perbandingan lainnya antara EP dengan salah satu metode lain yaitu GA berbeda dalam dua aspek, pertama EP menggunakan parameter kontrol tapi tidak dikodekan sebagai GA, kedua generasi dan prosedur seleksi dalam EP adalah mutasi dan kompetisi sedangkan pada prosedur GA adalah reproduksi, mutasi dan persilangan. Dengan demikian untuk perhitungan skala besar banyak waktu yang dapat dihemat dalam EP.

1.2 Rumusan Masalah

Dalam mengoperasikan pusat-pusat pembangkit listrik, diharapkan adanya suatu optimalisasi dari biaya operasional pembangkit dengan menekannya serendah mungkin. Salah satu metode yang dapat dipakai adalah *Fast Evolutionary Programming*.

Rumusan masalah yang diangkat adalah bagaimana pengaturan PLTA Sutami, PLTA Wlingi dan PLTA Lodoyo yang beroperasi secara kaskade dan pembangkit termal di Pembangkitan Jawa-Bali (PJB) agar bekerja dalam pola operasi yang telah disepakati bersama agar dapat menghasilkan energi yang lebih besar dalam memenuhi energi listrik konsumen dan peningkatan pendapatan dari PLN.

Berdasarkan rumusan masalah tersebut maka skripsi ini disusun dengan judul :

**OPTIMASI PEMBANGKIT HIDROTERMAL DENGAN
METODE *FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING*
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI**

1.3 Tujuan Pembahasan

Berdasarkan permasalahan yang telah dikemukakan diatas, maka skripsi ini bertujuan :

- Untuk mengetahui besarnya biaya operasi pembangkitan dengan menggunakan metode *Fast Evolutionary Programming*.
- Untuk mengetahui berapa besar waktu yang diperlukan untuk proses eksekusi program dengan menggunakan metode *Fast Evolutionary Programming* pada *software borland delphi 7* dalam menentukan perubahan penjadwalan 24 jam ke depan.

1.4 Batasan Masalah

Permasalahan dalam sistem tenaga listrik sangat luas sekali, khususnya pada komitmen unit, sehingga dalam menganalisis permasalahan perlu diadakan pembatasan-pembatasan. Di dalam penulisan skripsi ini pembatasan yang dilakukan adalah sebagai berikut :

- Penjadwalan dilakukan dalam tiga hari (3 x 24 jam dengan range tiap jam) pada tanggal 4, 6 dan 7 Desember 2003.
 - Tidak membahas masalah rugi-rugi saluran transmisi.
 - Pembahasan dititik beratkan pada segi ekonomis, sehingga tidak terlalu membahas segi teknis.
 - Tidak membahas *combined cycle* pada PLTGU.
 - Untuk ST (*Steam Turbine*) pada *combined cycle*, diambil data parameter dari pola PLTGU CC-3.3.1 yang beroperasi.
-

- Tidak membahas masalah biaya cadangan berputar (*spinning reserve*), hanya memperhatikan kendala batasan cadangan berputar.

1.5 Metodologi Penelitian

Metode penelitian yang dipakai dalam penyusunan skripsi ini dilakukan dengan cara sebagai berikut :

- **Studi Lapangan / Survey**
Dilakukan untuk melihat dari dekat keadaan yang sebenarnya tentang pengoperasian PLTA Sutami, PLTA Wlingi dan PLTA Lodoyo serta permasalahan dalam pengoperasiannya.
 - **Studi Literatur**
Diperlukan untuk mempelajari teori dan kajian-kajian ilmiah yang berhubungan dengan pembahasan masalah.
 - **Pengumpulan Data**
Dilakukan untuk memperoleh data teknis tentang PLTA Sutami, PLTA Wlingi dan PLTA Lodoyo serta hasil yang diperoleh selama pengoperasian PLTA, termasuk data yang diperoleh dari pembangkitan Termal pada Pada PT. PJB.
 - **Analisa Data**
Dilakukan untuk mengkaji data-data yang diperoleh secara ilmiah dengan menyusun program komputer dengan bahasa pemrograman Delphi, sehingga dapat diketahui perbandingan metode yang diterapkan lebih efisien atau ekonomis dibandingkan dengan yang digunakan pada PT. PJB.
-

1.6 Sistematika Penulisan

BAB I : PENDAHULUAN

Bab ini membahas tentang latar belakang masalah, rumusan masalah, tujuan, batasan masalah, metodologi penelitian dan sistematika pembahasan.

BAB II : LANDASAN TEORI

Bab ini membahas teori dasar operasi sistem tenaga listrik hidrotermal, *economic dispatch*, *evolutionary programming* (EP), dan *fast evolutionary programming* (FEP).

BAB III : DATA SISTEM UNIT PEMBANGKIT HIDRO DAN TERMAL PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI

Bab ini berisi data yang terpasang pada unit pembangkit hidro, data unit pembangkit siap operasi, data pembebanan harian, data kendala unit

BAB IV : ANALISA DATA DENGAN METODE FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA - BALI

Berisi tampilan program, algoritma program, analisa program dan evaluasi hasil perhitungan dan perbandingan biaya operasional metode fast evolutionary programming pada PT. Pembangkitan Jawa Bali.

BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN

Bab ini berisi kesimpulan dari kajian data dan saran.

DAFTAR PUSTAKA

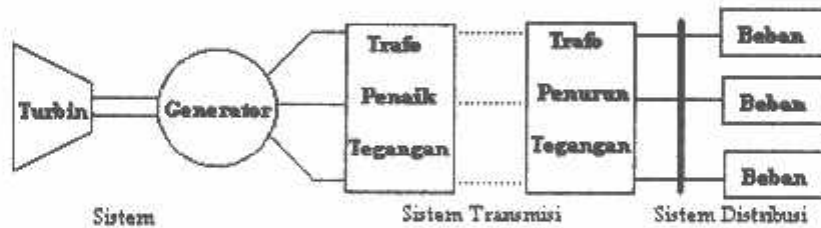
1.7 Kontribusi

Adapun kontribusi dari skripsi ini adalah diharapkan penggunaan dari metode *Fast Evolutionary Programming* dalam mengalisa dan pemecahan permasalahan komitmen unit yang lebih mudah karena tanpa penurunan permasalahan dengan waktu perhitungan relatif cepat, sehingga kemungkinan dapat diaplikasikan dilapangan pada PT. Pembangkitan Jawa-Bali dan bisa menambah keuntungan bagi PLN sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia.

BAB II LANDASAN TEORI

2.1. Operasi Sistem Tenaga Listrik

Untuk keperluan penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan diperlukan berbagai peralatan listrik. Berbagai peralatan listrik tersebut dihubungkan satu sama lainnya, sehingga mempunyai inter relasi dan secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik. Dengan demikian yang dimaksud dengan sistem tenaga listrik disini adalah sekumpulan pusat listrik dan GI (pusat beban) yang satu dengan lainnya dihubungkan oleh jaringan transmisi dan kemudian dihubungkan dengan jaringan distribusi melalui trafo penurun tegangan.



Gambar 2.1
Elemen Pokok Sistem Tenaga Listrik

Tenaga listrik dibangkitkan dalam pusat-pusat listrik seperti PLTA, PLTU, PLTG, PLTGU, dan PLTD disalurkan melalui saluran transmisi setelah terlebih dahulu dinaikkan tegangannya oleh transformator listrik, setelah sampai

di gardu induk (GI) diturunkan tegangannya oleh transformator penurun tegangan (*step down transformer*) menjadi tegangan menengah atau disebut juga tegangan distribusi primer yang besarnya 6 KV sampai 20 KV. Kemudian tegangan distribusi primer ini disalurkan melalui jaringan distribusi menuju gardu-gardu distribusi untuk diturunkan tegangannya menjadi tegangan rendah 380/220 Volt atau 220/110 Volt, selanjutnya tegangan rendah ini disalurkan melalui jaringan tegangan rendah menuju rumah-rumah pelanggan (konsumen).

Makin besar suatu sistem tenaga listrik, maka semakin banyak unsur yang harus dikoordinasikan dan harus diamati. Dalam mengoperasikan sistem tenaga listrik sering dijumpai beberapa persoalan. Hal ini antara lain disebabkan karena pemakaian tenaga listrik selalu berubah dari waktu ke waktu. Biaya bahan bakar yang relatif tinggi serta kondisi alam dan lingkungan yang sering mengganggu jalannya operasi pada sistem tenaga listrik. Berbagai persoalan pokok yang dihadapi dalam pengoperasian sistem tenaga listrik adalah :

a. Pengaturan Frekuensi

Apabila daya yang dibangkitkan dalam sistem lebih kecil dari beban sistem, maka frekuensi akan turun dan sebaliknya apabila daya yang dibangkitkan lebih besar dari beban sistem maka frekuensi akan naik.

b. Pengaturan Tegangan

Dalam penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, tegangan yang konstan seperti halnya frekuensi yang konstan, merupakan salah satu faktor utama yang harus dipenuhi.

Dimana :

P = daya yang dikeluarkan secara teoritis

H = tinggi jatuh air efektif (m)

Q = debit air (m^3/s)

Daya yang keluar dari generator dapat diperoleh dari perkalian efisiensi turbin dan generator dengan daya yang terkandung secara teoritis.

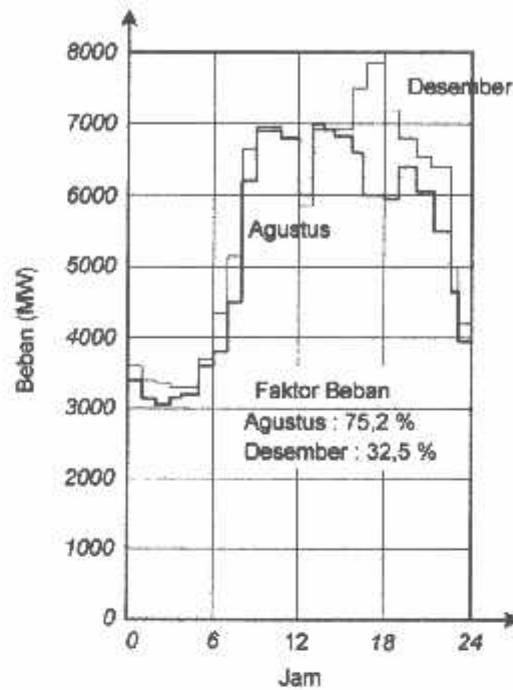
Sebagaimana dapat dipahami dari rumus tersebut diatas, daya yang dihasilkan adalah hasil kali dari tinggi jatuh dan debit air, oleh karena itu berhasilnya pembangkitan tenaga air tergantung dari usaha untuk mendapatkan tinggi jatuh air dan debit yang besar secara efektif dan ekonomis. Pada umumnya debit yang besar membutuhkan fasilitas dengan ukuran yang besar untuk, misalnya bangunan ambil air (intake), saluran air dan turbin sehingga mahal. Sebaliknya dengan tinggi jatuh yang besar dapat digunakan debit yang kecil, oleh karena itu tinggi jatuh yang besar dengan sendirinya lebih murah. Di hulu sungai dimana pada umumnya kemiringan dasar sungai lebih curam akan mudah diperoleh tinggi jatuh yang besar. Sebaliknya disebelah hilir sungai, tinggi jatuh rendah dan debit besar. Oleh karena itu bagian hulu sungai lebih ekonomis, sedangkan bagian hilirnya kurang ekonomis mengingat tinggi jatuh yang kecil dan debit yang besar tadi. Lagi pula dibagian hilir tersebut penduduknya padat, sehingga akan timbul masalah pemindahan penduduk, dan karena itu dalam banyak hal tak dapat dihindari tambahan biaya untuk konstruksi. Akhir-akhir ini giat dilakukan pengembangan secara serba-guna (*multi-purpose*) dan serentak didaerah hilir sungai. Bangunan-bangunan air semacam itu pada umumnya dipergunakan untuk berbagai kepentingan, misalnya, untuk pengaturan banjir,

perairan kota, industri, pengairan dan pembangkitan tenaga. Jika biaya pembangunannya dapat dipikul bersama oleh karena digunakan untuk banyak tujuan, maka mungkin untuk memanfaatkan sumber-sumber alam itu secara ekonomis; sebaliknya, biaya tersebut akan menjadi mahal kalau dipergunakan hanya untuk satu tujuan saja, misalnya untuk pembangkitan tenaga listrik.

2.3. Karakteristik Beban dan Faktor Pusat Listrik

Mengingat bahwa tenaga listrik tak dapat disimpan, maka perlu dijamin agar daya yang dibangkitkan oleh generator sama dengan kebutuhan (beban). Pada umumnya beban selalu berubah sehingga daya yang dihasilkan oleh generator selalu harus disesuaikan dengan beban yang berubah-ubah tersebut. Beberapa karakteristik beban dan faktor pusat listrik (*plant-factor*) akan dijelaskan lebih lanjut.

Lengkung Beban (load curve) menunjukkan variasi beban setiap saat. Bentuk lengkung beban tersebut tergantung dari jenis beban yang ada. Dalam banyak hal dipergunakan lengkung beban untuk 24 jam dalam sehari dan disebut lengkung beban harian. Demikian pula dipakai lengkung beban bulanan dan tahunan. Lengkung beban ini merupakan unsur dasar yang penting, bukan saja untuk operasi sistim tenaga, tetapi juga sebagai bahan perancangan, pertimbangan-pertimbangan ekonomis pembangkitan, dan sebagainya. Sesuai contoh lengkung beban dapat dilihat dalam gambar sebagai berikut :



Gambar 2.2 Lengkung Beban Harian

Lengkung lama beban (load duration curve) dibuat dengan mengatur lagi beban pada lengkung beban dalam suatu urutan mulai dari yang besar sampai ke yang kecil, tanpa memperhatikan waktu. Lengkung ini dipergunakan bersama-sama dengan lengkung beban.

Faktor beban (*load factor*) adalah perbandingan dengan beban rata-rata dalam suatu jangka waktu tertentu dan beban maksimum dalam jangka waktu tersebut. Jangka waktu tersebut mungkin sehari, sebulan atau setahun. Dengan demikian ada faktor beban harian, bulanan dan tahunan. Faktor beban itu berbeda-beda sesuai dengan macam beban, musim, situasi sosial pada umumnya, dan lain-lainnya. Faktor ini sangat penting untuk dapat mengetahui ciri-ciri dari beban.

Faktor pusat listrik (*plant factor*) adalah perbandingan antara daya rata-rata dalam jangka waktu tertentu (biasanya setahun) dan jumlah kapasitas terpasang pada suatu pusat listrik. Faktor pusat listrik menunjukkan bagaimana peralatan listrik telah dimanfaatkan; faktor ini dipakai sebagai standar dalam membuat penilaian ekonomis dari pusat listrik. Faktor ini dapat dipakai juga untuk menunjukkan dan menentukan ketepatan kapasitas dari peralatan. Nilainya sekarang menjadi semakin kecil, karena banyak PLTA yang kini hanya bertugas memenuhi kebutuhan beban puncak.

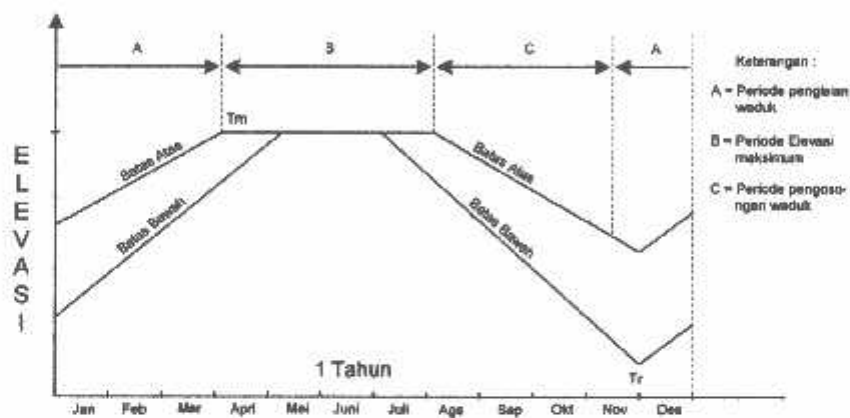
Beban pada suatu sistim tenaga terjadi karena adanya permintaan tenaga yang sifatnya berbeda-beda. Karenanya karakteristik beban tergantung dari permintaan ini dan beberapa kondisi lainnya, misalnya, cuaca, musim, situasi sosial dan keadaan ekonomi. Dalam suatu sistem tenaga dimana kebutuhan listrik untuk penerangan besar, variasi beban dalam satu hari juga besar, dengan puncaknya pada waktu petang hari. Lengkung beban akan menunjukkan garis yang hampir datar, apabila langganan kebanyakan adalah industri listrik dan kimia. Variasi karena musim lain lagi sifatnya; pada musim panas umumnya beban rendah, sedangkan pada musim dingin besar. Walaupun tidak sama untuk tiap negara, namun pada umumnya beban puncak maksimum dalam satu tahun terjadi pada bulan Desember.

Sering terjadi bahwa sebuah bendungan mempunyai fungsi lebih dari satu penggunaan, antara lain untuk: pengendali banjir, irigrasi, pembangkit tenaga listrik, penyediaan air baku, serta perikanan darat dan pariwisata. Agar air yang ditampung dalam waduk dapat digunakan secara optimal maka perlu diatur penggunaan pemakaian air melalui suatu pola operasi waduk yaitu suatu acuan atau pedoman pengaturan air untuk pengoperasian waduk yang disepakati bersama oleh para pemanfaat air dan pengelola air, sehingga terjadi konflik antar kepentingan termasuk pengendalian banjir pada musim hujan. Apabila diperlukan koordinasi dengan keperluan irigasi dan pengendalian banjir maka umumnya PLTA yang bersangkutan mempunyai kolam tandon tahunan seperti yang terdapat pada PLTA Juanda di Jatiluhur dan PLTA Sutami di Karang Kates. Secara garis besar pola pengusahaan suatu waduk yang juga menjadi kolam tandon dari suatu PLTA didasarkan atas pemikiran-pemikiran sebagai berikut :

- a. Waduk harus dapat menyediakan air untuk keperluan irigasi dimusim kemarau.
 - b. Waduk harus dapat mengendalikan banjir dimusim hujan.
 - c. Diwaktu musim hujan pengisian waduk harus terkendali, dalam arti jangan sampai terjadi pelimpasan air yang berlebihan sehingga membahayakan waduk.
 - d. Diakhir musim kemarau atau permulaan musim hujan tinggi air dalam waduk masih harus cukup tinggi agar tetap dapat membangkitkan tenaga listrik tetapi juga harus cukup rendah agar dapat menampung air dimusim hujan yang akan datang.
-

Dari segi pengusahaan tenaga listrik sesungguhnya diinginkan agar tinggi air dalam waduk selalu setinggi mungkin agar dengan jumlah air yang sama dapat dibangkitkan tenaga listrik sebanyak mungkin. Tetapi dengan adanya pemikiran-pemikiran tersebut di atas (a sampai dengan d) maka pemikiran-pemikiran tersebut merupakan kendala-kendala yang harus dipenuhi

Gambar 2.4. menggambarkan elevasi dari suatu waduk/kolam tandon tahunan yang dikehendaki dalam satu tahun berdasarkan pemikiran-pemikiran tersebut diatas.



GAMBAR 2.4
POLA OPERASI WADUK TAHUNAN

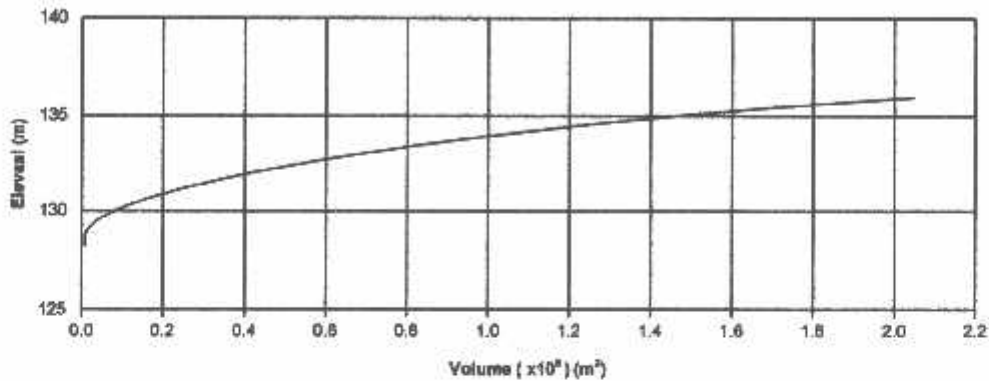
Selama periode pengisian waduk seperti ditunjukkan gambar 2.4 harus diusahakan agar terletak diantara garis Batas Atas dan garis Batas Bawah. Apabila elevasi waduk terletak di bawah garis Batas Bawah maka harus dilakukan penghematan penggunaan air, sebaliknya apabila elevasinya ada diatas garis Batas Atas harus diamati kenaikannya kalau perlu dengan membuka hollow jet. Pengendalian ini diperlukan karena kenaikan elevasi yang terlalu cepat dapat membahayakan dam dari waduk. Pembukaan hollow jet harus pula diperhatikan

agar tidak terjadi banjir. Apabila elevasi telah mencapai tinggi T_m yaitu nilai maksimalnya, memasuki periode elevasi maksimum, maka air akan melimpas melalui pelimpasan waduk apabila air keluar dari waduk lebih kecil daripada air masuk ke waduk. Apabila air melimpas terlalu banyak maka hollow jet harus juga dibuka. Harus diusahakan agar periode ini bisa berlangsung selama mungkin karena selama periode ini tinggi terjun PLTA yang bersangkutan adalah maksimal, sehingga dengan jumlah air tertentu dapat membangkitkan tenaga listrik maksimal. Selama periode pengosongan yang biasanya adalah dalam musim kemarau juga harus dilakukan hal yang serupa seperti pada periode pengisian tetapi tidak perlu membuka hollow jet apabila elevasi ada diatas garis batas atas.

Dari uraian diatas mengenai operasi PLTA yang memakai waduk irigasi sebagai kolam tandon tahunan, terlihat bahwa pengoperasian yang optimum sangat tergantung kepada ketepatan perkiraan air yang akan masuk waduk untuk jangka waktu tertentu, hal ini erat kaitannya dengan evaluasi hujan yang akan datang. Pada PLTA yang memiliki kolam tandon harian umumnya air hanya dipakai untuk membangkitkan tenaga listrik sehingga tidak ada kendala operasi karena persoalan irigasi. Kendala operasinya hanyalah besarnya perubahan beban persatuan waktu (MW/menit) yang diperbolehkan khususnya karena panjangnya pipa pesat.

Untuk mengetahui jumlah volume air yang terdapat di dalam waduk pada tiap elevasi dapat dilihat dari tabel hasil pengukuran atau dengan melihat kurva hubungan tinggi elevasi air (H) dengan volume air (V). Kurva H vs V

dapat diturunkan menjadi persamaan tersendiri sehingga secara matematis dapat dihitung jumlah volume air pada ketinggian tertentu.



GAMBAR 2.5
KURVA H (m) vs VOLUME (m³) WADUK

Dalam unit PLTA secara operasional perlu diperhatikan hal-hal sebagai berikut :

A. Beban maksimum

Beban maksimum pada unit PLTA pada umumnya dapat mencapai nilai nominal seperti yang tertulis dalam spesifikasi pabrik. Nilai nominal ini dalam praktek kadang-kadang tidak dapat tercapai karena:

- a. Ada bagian berputar (rotaring part) yang kurang sempurna misalnya bantalan atau poros yang kurang baik kedudukannya sehingga timbul suhu atau getaran yang berlebihan.
- b. Ada perapat (seal) yang kurang baik sehingga air yang bertekanan tidak melalui rotor turbin tetapi langsung mengalir ke pipa pembuangan. Pada

turbin francis hal ini terlihat dengan kurang rendahnya tekanan di dalam pipa hisap (pipa pembuangan).

- c. Kurang tingginya permukaan air dalam kolam tandon sehingga tinggi terjun tidak cukup, kurang daripada nilai yang disyaratkan oleh spesifikasi pabrik. Hal semacam ini kadang-kadang terjadi pada musim kemarau.

B. Beban minimum

Beban minimum pada unit PLTA disyaratkan karena hal-hal sebagai berikut:

- a. Masalah kavitasi dalam turbin untuk beban yang terlalu rendah.
- b. Untuk PLTA serba guna misalnya dimana airnya juga dipakai untuk irigasi, ada syarat air minum yang harus keluar dari PLTA untuk keperluan irigasi sehingga hal ini juga mensyaratkan beban minimum bagi PLTA. Hal yang serupa juga terjadi apabila air yang keluar dari PLTA dipergunakan untuk pelayaran sungai atau untuk air minum.

C. Kecepatan perubahan beban

Untuk unit PLTA masalah kecepatan perubahan beban dapat dilakukan dengan cepat jika dibandingkan dengan unit pembangkit lainnya. Unit PLTA umumnya dapat diubah beban dari 0% menjadi 100% dalam waktu kurang dari setengah menit. Perubahan beban yang relatif cepat pada PLTA dapat dilakukan karena kendala-kendalanya juga relatif sedikit dibandingkan dengan Pusat Listrik Termis.

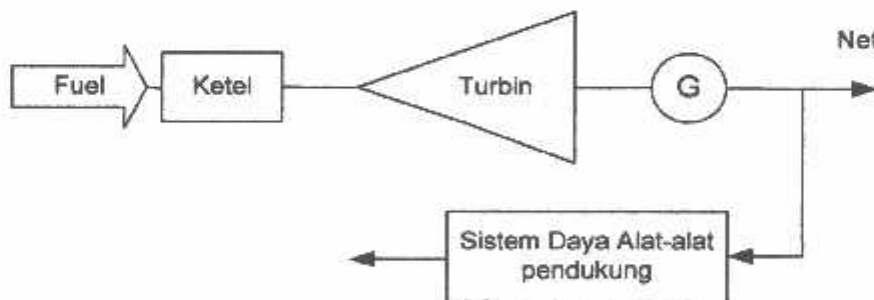
D. Perhitungan cadangan berputar

Untuk PLTA, cadangan berputar dapat dianggap sama dengan kemampuan maksimum dikurangi dengan beban sesaat dari unit, karena beban unit dapat dirubah dengan cepat seperti diuraikan dalam butir C

2.4.2. Pembangkit Tenaga Listrik Termal

Performansi atau unjuk kerja sebuah pusat pembangkit tenaga listrik pada prinsipnya ditentukan oleh apa yang dinamakan karakteristik masukan-keluaran (*input-output characteristics*). Karakteristik masukan-keluaran memberikan gambaran tentang efisiensi termis pusat pembangkit tenaga listrik yaitu jumlah panas yang dimasukkan sebagai bahan bakar dan jumlah panas yang dihasilkan sebagai tenaga listrik.

Model sebuah pembangkit listrik tenaga uap tampak pada gambar 2.6, skema tersebut terdiri atas sebuah ketel yang menghasilkan uap untuk menggerakkan turbin uap yang dikopel dengan sebuah generator listrik. Daya listrik yang dihasilkan tidak seluruhnya disalurkan ke sistem tetapi sebagian kecil digunakan untuk mengoperasikan peralatan yang terdapat pada pusat pembangkit listrik tersebut, seperti ketel, pompa, kompresor dan sebagainya, serta untuk mencatu peralatan kontrol, komunikasi, penerangan dan komputer.



Gambar 2.6. Bagan Pembangkit Listrik Tenaga Uap

2.4.3. Karakteristik Masukan-Keluaran (*Input-Output Characteristics*)

Definisi dari karakteristik masukan-keluaran pembangkit tenaga listrik adalah formula yang menyatakan hubungan antara masukan pembangkit sebagai fungsi keluaran pembangkit. Karakteristik masukan-keluaran ini merupakan hal yang paling mendasar dalam optimasi ekonomi dari unit pembangkit termal. Masukan sebuah pembangkit listrik termal dinyatakan sebagai banyaknya energi per satuan waktu dari bahan bakar yang diberikan ke ketel untuk menghasilkan daya listrik yang merupakan keluaran dari pusat pembangkit tersebut.

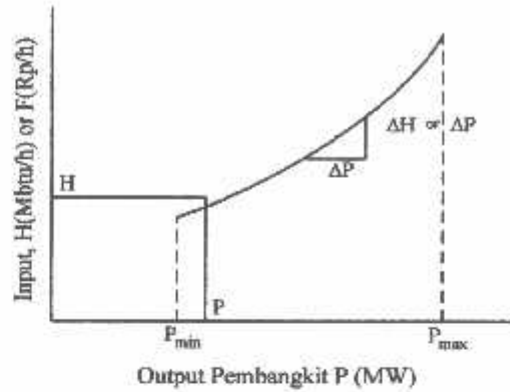
Sedangkan keluaran dari pembangkit listrik termal adalah daya nyata (MW) yang dihasilkan oleh generator dikurangi dengan daya nyata yang dipakai oleh pusat tenaga listrik tersebut. Dengan demikian persamaan karakteristik pembangkit tenaga listrik dapat ditulis sebagai berikut :

$$H = f(P) \text{ (MBTU/h) atau Kg/h}$$

Dengan mengetahui harga bahan bakar (Rp/MBTU) atau (Rp/Kg) pada persamaan karakteristik masukan-keluaran diatas, maka dapat diketahui persamaan biaya bahan bakar unit pembangkit termal sebagai beban (MW) sebagai berikut :

$$F = f(P) \text{ (Rp/h)}$$

Adapun kurva dari karakteristik masukan-keluaran pembangkit termal dapat dilihat pada gambar 2.7 dibawah ini :

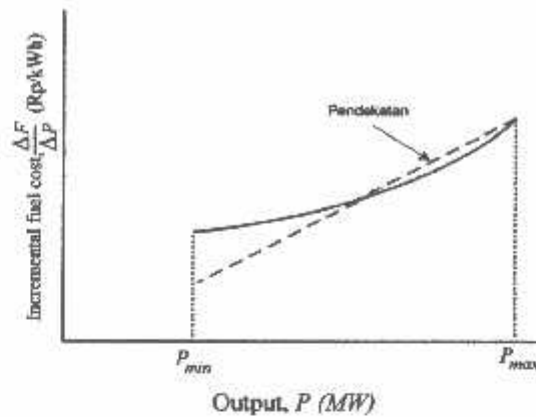


Gambar 2.7. Kurva karakteristik input – output pembangkit termal

2.4.4. Karakteristik Laju Kenaikan Nilai Panas Dan Laju Kenaikan Biaya Bahan Bakar (*Incremental Heat Rate And Fuel Cost Characteristics*)

Karakteristik *incremental heat rate* menunjukkan besarnya tambahan nilai kalor bahan bakar yang diperlukan jika ada perubahan pembebanan pada unit termal. Karakteristik laju kenaikan biaya bahan bakar atau *incremental fuel cost characteristics* adalah turunan pertama dari fungsi biaya bahan bakar F_i (Rp/h) terhadap tingkatan pembebanan P_i (MW) dari pusat listrik yang bersangkutan. Fungsi ini menunjukkan besar kenaikan atau penurunan biaya bahan bakar untuk setiap satu satuan perubahan beban.

Secara luas fungsi biaya bahan bakar akan digunakan untuk menentukan pembebanan ekonomis dari sebuah pembangkit listrik tenaga termal. Tampak pada gambar 2.8 kurva laju tambahan biaya bahan bakar yang telah diidealkan melalui pendekatan linier dari sebuah pembangkit listrik termal



Gambar 2.8. Kurva Karakteristik Kenaikan laju Nilai Panas Dan Kenaikan Biaya Bahan Bakar

2.4.5. Biaya Bahan Bakar

Dalam sistem tenaga listrik perlu dicari jalur pembagian beban agar diperoleh operasi yang optimum bagi sistem tenaga listrik secara keseluruhan, dalam arti dicapai biaya bahan bakar yang minimum.

Biaya bahan bakar merupakan unsur biaya terbesar dalam operasi sistem tenaga listrik. Biaya bahan bakar merupakan objective function, yaitu yang akan dicari nilai minimumnya.

Biaya bahan bakar dari sebuah unit pembangkit termis merupakan fungsi beban pembangkit termis yang bersangkutan dan dinyatakan oleh sebuah fungsi $F(P)$, dinyatakan sebagai berikut :

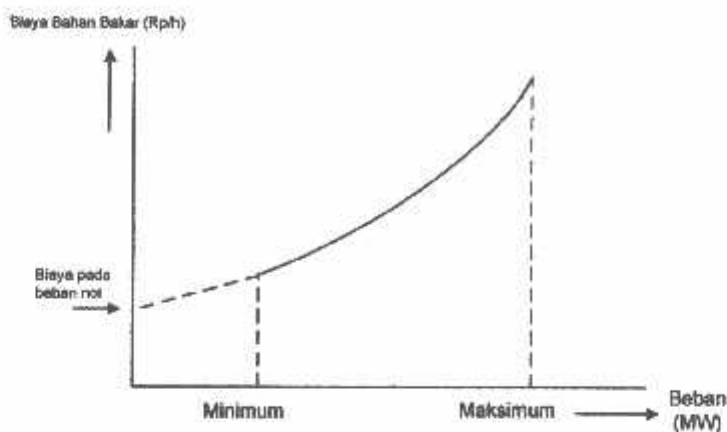
$$F_i[P_{st(t)}] = a_i + b_i P_{it} + c_i P_{it}^2 \dots\dots\dots(2.3)$$

dimana :

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

$P_{st(t)}$ = daya yang dihasilkan unit termal ke- i pada jam t

Kurva biaya bahan bakar dari unit pembangkit sebagai fungsi beban dapat dilihat pada gambar sebagai berikut :



Gambar 2.9 Kurva biaya bahan bakar dari unit pembangkit sebagai fungsi beban

Sesuai dengan macamnya output dikelompokkan oleh dua prinsip kategori :

- a. Ketinggian kandungan waduk yang tertentu pada masing-masing tahap: penggunaan air pada setiap tahap ditentukan semata-mata oleh model.
- b. Fungsi biaya dimasa datang (Future Cost Function) : Proses berulang-ulang menggunakan ketinggian kandungan waduk yang berbeda-beda untuk masing-masing tahap. Dengan cara ini diperoleh fungsi biaya dimasa datang terhadap ketinggian kandungan waduk dapat diperoleh.

2.4.6. Kendala-kendala Unit Pembangkit Termal

Pembangkit termal yang relatif besar seperti PLTU pada umumnya merupakan pusat pembangkit listrik yang dominan baik dari teknis operasional maupun dari segi biaya operasi. Dari segi teknis operasional, dalam kondisi dinamis PLTU paling banyak kendalanya. Hal ini disebabkan karena banyaknya komponen yang harus diatur dalam PLTU.

Berbagai macam kendala-kendala yang ada pada pengoperasian unit pembangkit termal, antara lain :

1. Kendala waktu minimal berjalan (*Minimum Up Time*)

Yaitu waktu minimal unit pembangkit tersebut harus beroperasi, dengan demikian unit pembangkit yang sedang beroperasi tidak boleh langsung dimatikan sebelum *Minimum Up Timernya* terpenuhi.

2. Kendala waktu minimal berhenti (*Minimum Down Time*)

yaitu waktu minimal unit pembangkit tersebut harus berhenti, dengan demikian unit pembangkit yang telah dihentikan tidak boleh langsung dihidupkan selama waktu *Minimum Down Timernya* terpenuhi.

2.4.7. Kendala Cadangan Pembangkitan

Cadangan pembangkitan dalam sistem dapat diartikan sebagai simpanan daya dari semua unit pembangkit yang siap untuk dibangkitkan dalam sistem yang besarnya sama dengan selisih antara beban sistem dengan daya yang siap dibangkitkan. Sehingga apabila terjadi gangguan pada satu atau lebih unit pembangkit tidak menyebabkan penurunan frekuensi dari sistem tersebut. Karena

tidak semua unit pembangkit yang siap operasi selalu dioperasikan, maka ada beberapa cadangan pembangkitan yaitu:^[2]

1. Cadangan Berputar (*Spinning Reserve*)

Ialah cadangan daya pembangkitan yang terdapat pada unit-unit pembangkit yang beroperasi paralel dengan sistem. Pada PT. PJB besarnya cadangan berputar ditetapkan sebagai kapasitas daya terpasang terbesar dari unit pembangkit, yaitu dengan mengasumsikan bahwa kapasitas unit pembangkit terbesar mengalami gangguan.

2. Cadangan Panas (*Hot Reserve*)

Ialah cadangan daya pembangkitan yang terdapat pada unit yang siap beroperasi dan dalam kondisi untuk segera paralel dengan sistem. Hal ini berlaku pada PLTU yang siap beroperasi dalam keadaan ketel masih panas dan masih tersedia uap yang sewaktu-waktu dapat digunakan untuk menjalankan turbin uap.

3. Cadangan Dingin (*Cold Reserve*)

Ialah cadangan pembangkit yang terdapat pada unit-unit yang siap beroperasi tetapi dalam keadaan berhenti.

2.5 Pembebanan Ekonomis Pembangkit Listrik

Pembebanan ekonomis atau *economic dispatch* adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem tenaga listrik, secara optimal dan ekonomis pada harga beban tertentu. Komponen terbesar dari biaya pembangkitan adalah biaya bahan bakar. Oleh sebab itu dengan dilakukannya *economic dispatch* berarti pula didapatkan biaya bahan bakar

pembangkitan yang paling murah. Oleh karena beban yang harus ditanggung oleh sistem pembangkit selalu berubah setiap periode waktu tertentu, maka perhitungan *economic dispatch* ini dilakukan untuk setiap harga beban tertentu.

2.6 Fungsi Objektif dan Kendala Pembangkit Tenaga Listrik

Karena kenaikan biaya pada unit pembangkit tenaga air (*hydrogenerating*) nol, permasalahan penjadwalan hidrotermal ditujukan untuk meminimalkan biaya sistem uap dengan memanfaatkan ketersediaan tenaga air semaksimal mungkin. Fungsi objektif dan bermacam kendala penjadwalan hidrotermal yang terkait diformulasikan sebagai berikut :

$$\min. F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{Ns} F_i[P_{st(t)}] \dots \dots \dots (2.4)$$

Keseimbangan tenaga (*Power Balance*)

$$\sum_{i=1}^{Ns} P_{st(t)} + \sum_{j=1}^{Nh} P_{hj(t)} = P_{D(t)} + P_{L(t)} \dots \dots \dots (2.5)$$

Dimana :

F : Total biaya produksi

$F_i[P_{st(t)}]$: Fungsi biaya bahan bakar unit termal ke- i dengan a_i , b_i

dan c_i adalah konstanta persamaan dari unit ke- i

T : Jumlah jam penjadwalan

Ns : Jumlah unit pembangkit termal

$P_{st(t)}$: Daya yang dihasilkan unit termal ke- i pada jam t

Nh : Jumlah unit pembangkit hidro

- $P_{hj(t)}$: Daya yang dihasilkan unit hidro ke- j pada jam t
- $P_{D(t)}$: Kebutuhan beban sistem pada jam t
- $P_{L(t)}$: Daya yang hilang sebagai rugi-rugi dalam sistem pada jam t .

Pembangkit tenaga air (*hydrogeneration*), $P_{hj(t)}$ merupakan fungsi tingkat pelepasan air dan volume penampungan.

$$P_{hj(t)} = c_{1j} \cdot V_{j(t)}^2 + c_{2j} \cdot q_{j(t)}^2 + c_{3j} \cdot (V_{j(t)} \cdot q_{j(t)}) + c_{4j} \cdot V_{j(t)} + c_{5j} \cdot q_{j(t)} + c_{6j} \dots \dots \dots (2.6)$$

Dimana C_{1j} , C_{2j} , C_{3j} , C_{4j} , C_{5j} , dan C_{6j} adalah nilai koefisien.

Batasan operasional pembangkit thermal terikat oleh batas kapabilitas pembangkit thermal itu sendiri.

$$P_{s \min} \leq P_{sj} \leq P_{s \max} \dots \dots \dots (2.7)$$

Kapabilitas pembangkitan tenaga air

$$P_{hj \min} \leq P_{hj(t)} \leq P_{hj \max} \dots \dots \dots (2.8)$$

Keseimbangan dinamik air dengan waktu air mengalir.

$$V_{j(t+1)} = V_{j(t)} + \sum_{m=1}^{R_j} [q_{m(t-\tau)} + s_{m(t-\tau)}] - q_{j(t+1)} - s_{j(t+1)} - r_{j(t+1)} \dots (2.9)$$

Dimana :

V_j = Volume air pada pembangkit hidro j

$V_{j(t)}$ = Volume air pembangkit hidro j pada jam t

air P_{hj} , dan pembebanan $P_{D(t)}$, untuk $t = 1, 2, \dots, t$, Pembangkit thermal P_{st} dapat dihitung sebagai berikut :

$$P_{st} = P_{D(t)} + P_{L(t)} - \sum_{j=1}^{Nh} P_{Hj(t)} \dots\dots\dots(2.14)$$

2.7 Skema *Fast Evolutionary Programming*

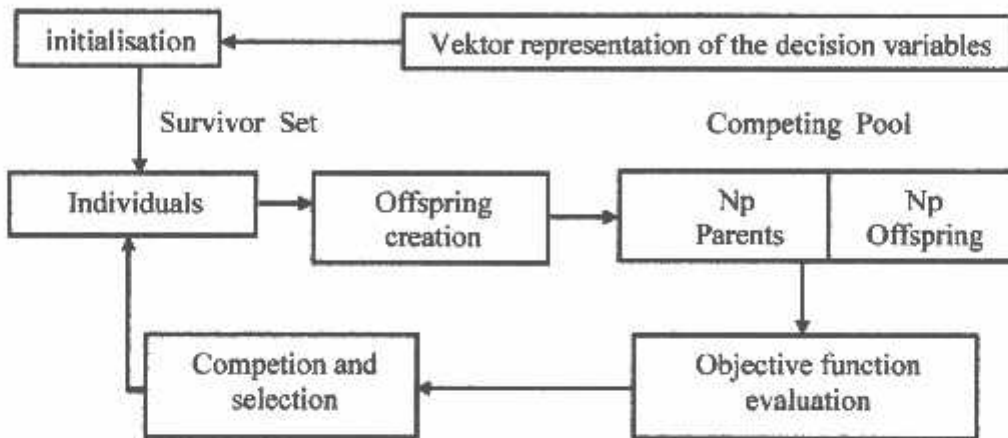
Fast Evolutionary Programming mencari solusi optimal dari proses optimasi dengan menyusun populasi dari kandidat penyelesaian dari jumlah generasi atau proses iterasi. Populasi yang baru dibentuk dari seluruh populasi yang ada menggunakan operator mutasi. Operator ini memberikan gangguan pada masing – masing komponen dari tiap solusi dalam populasi secara random untuk memperoleh solusi baru.

Tingkat optimal dari masing – masing kandidat solusi yang baru atau individu yang baru dihitung dengan fitness, dimana dapat didefinisikan sebagai fungsi biaya atau fungsi obyektif dari persoalan yang diselesaikan.

Keseluruhan prosesnya menggunakan skema kompetisi, masing – masing individu dalam populasi saling berkompetisi. Individu yang menang akan dijadikan hasil dari populasi yang akan digunakan untuk generasi selanjutnya. Untuk optimasi berlaku, dalam kompetisi solusi yang lebih kuat menggantikan solusi yang lemah. Dari seluruh populasi ini disusun penyelesaian optimal secara global.

Teknik *Fast Evolutionary Programming* ini seperti proses iterasi dimana proses berhenti setelah mencapai kriteria yang telah ditentukan sebelumnya. Kriteria ini adalah jika penyelesaian yang spesifik sudah tercapai dalam proses

iterasi atau berhenti setelah solusi terbaik tidak berubah dalam beberapa generasi yang telah ditentukan. Skema dari *Fast Evolutionary Programming* adalah sebagai berikut:



Gambar 2 – 10
Skema Algoritma FEP

Skema di atas diterangkan sebagai berikut:

- (a) *Inisialisasi*: populasi awal dari individu-individu induknya diciptakan secara random dari range yang mungkin dalam setiap dimensi. Distribusi dari percobaan awal ini seragam.
- (b) *Penciptaan Offspring*: jumlah offspring yang sama $Q_k, k = 1, \dots, N_p$ dihasilkan dengan menambahkan variabel random Gaussian dengan nilai mean nol dan deviasi standar terhadap setiap komponen Q_k . Oleh karena itu, individual-individual yang termasuk dalam induk dan offspring berada dalam suatu kompetisi (gambar. 2 - 11).

- (c) *Kompetisi dan seleksi*: setiap individu harus berusaha melawan kompetitor-kompetitor lainnya yang berbasis fungsi objektif. Individu-individu $2N_p$ dengan nilai fungsi yang terbaik (minimum untuk problem minimasi) dipilih untuk membentuk penyetabil (survivor set) sesuai dengan aturan keputusan *stochastic*. Individu-individu dalam *survivor set* adalah induk untuk generasi selanjutnya.
- (d) *Stopping Rules*: proses pembangkitan dan seleksi dengan nilai fungsi terbaik terus berlangsung sampai nilai fungsi itu tidak berubah sampai beberapa generasi atau nilai yang ditentukan telah tercapai.

2.8 Pemrograman *Fast Evolutionary Programming* dalam menciptakan offspring.

Sebuah offspring diciptakan dengan salah satu metode mutasi yaitu Mutasi *Cauchy* (dalam FEP). Matriks offspring Q'_k diciptakan melalui setiap induk Q_k dengan menambahkan komponen lain dari induk q_j sebuah nilai Caussian random yaitu :

$$Q'_k, \text{ untuk } k = 1, 2, \dots, N_p$$

$$q'_{j(t)} = q_{j(t)} + \sigma, C(0, 1), \text{ untuk } t = 1, 2, \dots, T \dots\dots\dots(2.15)$$

Dimana $C(0, 1)$ merupakan variable Caussian random dengan rata-rata nilai mean 0 dan standar deviasi 1. $q'_{j(t)}$ menjadi turunan yang yang dihasilkan dari induk $q_{j(t)}$ oleh mutasi Cauchy, nilai dari fungsi sasaran turunan tersebut dievaluasi, dibandingkan, dan individual lebih baik dipilih sebagai turunan untuk genarasi berikutnya. Standar deviasi σ

Dimana u_1 dan u_2 adalah angka random seragam berkisar di atas $[0, 1]$

Setelah kompetisi selesai, solusi percobaan $2N_p$ diurut secara turun berdasarkan nilai yang diperoleh dari persamaan (2.18). Pertama, solusi percobaan N_p dari arena yang dipilih secara urut sebagai vector induk baru untuk generasi berikutnya.

BAB III
PENERAPAN *FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING*
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA ~ BALI

3.1 PEMBANGKIT HIDRO

3.1.1 PLTA SUTAMI

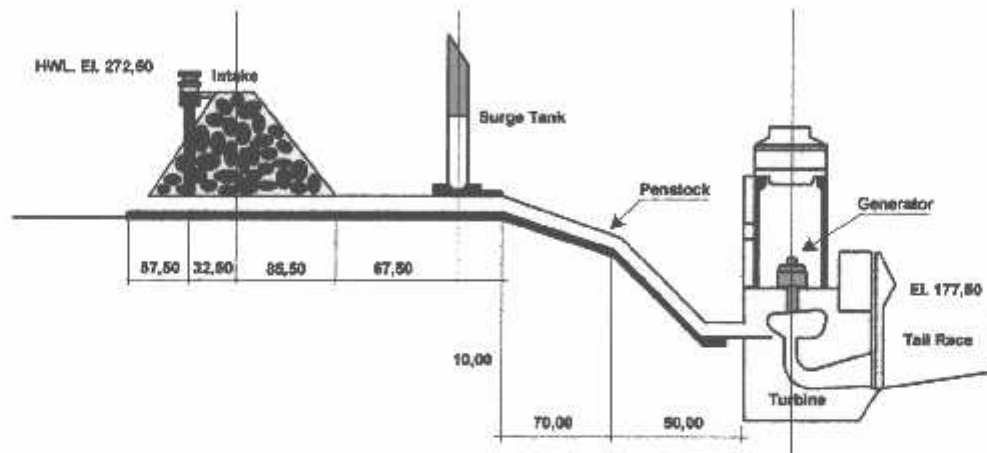
PLTA Sutami terletak di kecamatan Sumber Pucung, kurang lebih 35 km sebelah selatan kota Malang kearah Blitar, dengan lokasi ketinggian 278 m diatas permukaan laut dan dioperasikan dengan memanfaatkan air dari sungai Brantas dengan produksi energi rata-rata sebesar 488 juta kWh per tahun serta dalam pengoperasian tenaga listrik termasuk dalam wilayah sub sistem Jawa Timur dan Bali.

PLTA Sutami merupakan salah satu unit PLTA dari sebelas PLTA yang ada dan dikelola langsung oleh unit induk yaitu PT. PJB Unit Pembangkitan Brantas. PLTA Sutami dioperasikan dengan memanfaatkan air outflow dari PLTA Sengguruh ditambah remaining basin Karangates dan waduk Lahor yang masuk ke waduk Karangates, dimana air dari waduk Lahor dialirkan melalui terowongan penghubung sepanjang 850 meter ke waduk Karangates.

Pada tahap satu pembangunan PLTA Sutami selesai dibangun pada bulan Agustus 1973 . PLTA Sutami mempunyai dua unit pembangkit dengan kapasitas tiap unit 35 MW. Dengan selesai dibangunnya Bendungan Lahor pada tahap dua yang bertujuan untuk pengendalian banjir, irigasi, dan untuk menambah kapasitas air waduk Karangates dalam pembangkitan tenaga listrik, maka dipasang unit pembangkit ketiga dengan kapasitas 35 MW yang diresmikan oleh Menteri

Pekerjaan Umum dan Tenaga Listrik, saat itu Prof. Dr. Ir Sutami pada tanggal 25 April 1976.

GAMBAR 3 – 1
SKEMA PLTA SUTAMI



Waduk Karangates dilengkapi dengan Hollow Jet Valve (HJV) berfungsi untuk penambahan / suplesi air irigasi bila diperlukan. Bila air yang keluar lewat turbin terlalu kecil debitnya dibandingkan dengan air yang dibutuhkan untuk irigasi, maka untuk menambah debit air kita perlu membuka Hollow Jet Valve.

TABEL 3 - 1
DATA TEKNIS WADUK SUTAMI

Jenis	Luas DPS (Km ²)	Water Level (m)	Kapasitas (juta/m ³)	Fungsi
Waduk Tahunan Rock Fill Dam	2.050	FWL= 277,0 HWL = 272,5 LWL = 246,0 TWL = 177,5	Max, 343 Efektif , 253	1. Pengendalian banjir 2. Irigasi (76,651 Ha) 3. PLTA 3 X 35 MW (488 juta kWh / Tahun) 4. Penyediaan air baku 5. Perikanan darat dan pariwisata
Debit (m³/dt)		Daerah Terendam (Km²)		
Air masuk Rencana rata-rata = 55,2 Banjir rencana = 1600		15		
Spillway Type		Open chute memakai pintu air		
Panjang saluran		600 m		
Kapasitas		1600 m ³ / dt		
Panjang jembatan beton		12 m		
Lebar jembatan beton		9,3 m		
Panjang jembatan baja		22 m		
Lebar jembatan baja		9,3 m		

Keterangan :

- DPS = Daerah Pengaliran Sungai
- FWL = Flood Water Level, muka air banjir
- HWL = High Water Level, muka air tinggi
- LWL = Low Water Level, muka air rendah.
- TWL = Tailrace Water Level

Data teknis yang ada di ruang kontrol, khususnya turbin dan generator terdiri dari tiga unit dengan spesifikasi sebagai berikut:

TABEL 3 – 2
KAPASITAS TURBIN DI PLTA SUTAMI

Data Turbin	Per Unit Turbin	Data Turbin	Unit Turbin
Type	Vertical shaft Francis Reaction	Max Discharge	53,5 m ³ / dt
Daya output	36.000 Kw	Max Gross Head	93,5 m
Rated Head	78 m	Max Net Head	89,7 m
Efective Head	85,3 m	Min Net Head	60,5 m
Speed	250 rpm	Buatan	Toshiba

TABEL 3-3
KAPASITAS GENERATOR DI PLTA SUTAMI

Data Teknis	Per Unit Generator
Type	Tak – 24. Poros Vertikal, semi payung dengan bantalan dorong type pegas
Daya output	39.000 kVA
Tegangan	11 Kv
Cos ϕ	0,9
Frekwensi	50 Hz
Kelas isolasi	B
Hubungan	Y, titik netral ditanahkan
Buatan	Toshiba, Japan

➤ **Pola Operasi Waduk Sutami**

Pola operasi waduk adalah acuan atau pedoman pengaturan air untuk pengoperasian waduk – waduk yang disepakati bersama oleh pemanfaat air dan pengelola melalui Panitia Tata Pengaturan Air (PTPA). Berhubung dengan adanya dua musim dalam setahun, maka dibuat dua jenis pola operasi waduk, yaitu pola operasi untuk musim hujan yang berlaku saat pengisian waduk dari Desember - Mei dan pola operasi untuk musim kemarau yang berlaku saat pengosongan waduk dan berlaku mulai dari Juni – November.

Mengingat jumlah ketersediaan air yang tercantum didalam pola operasi waduk (inflow) merupakan debit dengan tingkat keandalan tertentu, berarti masih ada kemungkinan di lapangan terjadi debit yang lebih kecil ataupun lebih besar dari pola yang ada. Bila hal itu terjadi maka petugas di lapangan harus mengadakan penyesuaian dengan cara melakukan koordinasi dengan pihak

terkait. Dari sini dapat diketahui bahwa ketersediaan air di dalam waduk sangat menentukan dalam pembangkitan tenaga listrik.

Walaupun Low Water Level waduk Sutami minimumnya adalah 246 meter, namun dalam prakteknya level minimumnya adalah 267,28 meter. Hal ini karena dibawah level 267,28 meter tinggi jatuh air tidak efisien untuk membangkitkan daya yang besar.

➤ Volume Waduk Sutami

Dalam mengoperasikan PLTA Sutami, adalah sangat penting untuk mengetahui jumlah volume air yang terdapat di dalam waduk Sutami pada setiap elevasi. Hal ini diperlukan agar waduk Sutami dapat tetap beroperasi dalam elevasi yang normal, dimana elevasi operasi maksimum waduk Sutami adalah pada ketinggian 272,5 meter dan minimum pada ketinggian 267,28 meter.

Inflow waduk Sutami berasal dari outflow PLTA Sengguruh ditambah remaining basin Karangates juga dari waduk Lahor yang dialirkan ke waduk Sutami melalui terowongan penghubung (Connection Tunnel) sepanjang 850 meter.

Jumlah volume waduk Sutami pada setiap elevasi dapat dicari dengan menggunakan persamaan H vs V yang terdapat dalam grafik 1.

3.1.2 PLTA WLINGI

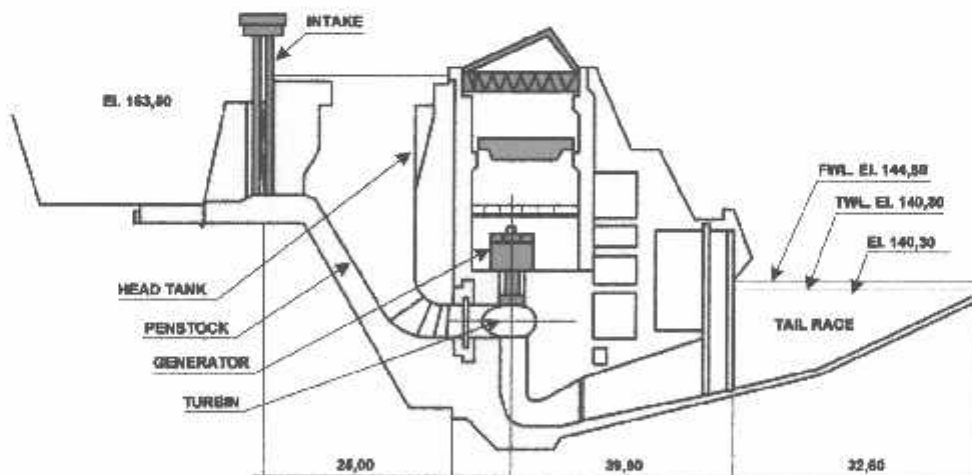
PLTA Wlingi terletak di kecamatan Sutojayan, kurang lebih 15 km kearah timur kota Blitar dan kurang lebih 30 km sebelah hilir bendungan Sutami. PLTA Wlingi dioperasikan dengan membendung sungai Brantas atau menerima outflow dari PLTA Sutami dan juga menampung air dari sungai Lekso dan sungai Jari, dengan energi produksi rata-rata sebesar 165 juta kWh / tahun serta

dalam pengoperasian tenaga listrik termasuk dalam wilayah sub sistem Jawa Timur dan Bali.

PLTA Wlingi merupakan salah satu unit PLTA dari sebelas PLTA yang ada dan dikelola langsung oleh PT. PJB Unit Pembangkitan Brantas. PLTA Wlingi dioperasikan dengan memanfaatkan air outflow dari PLTA Sutami ditambah dari remaining basin sungai Lekso dan sungai Jari yang masuk ke bendungan Wlingi.

PLTA Wlingi selesai dibangun dan diresmikan oleh Menteri Pertambangan dan Energi, yaitu Bapak Subroto pada tanggal 15 Mei 1981. PLTA Wlingi mempunyai dua unit pembangkit dengan kapasitas tiap unit 27 MW. Adapun tujuan dibangunnya Bendungan Wlingi adalah sebagai waduk harian untuk pembangkitan listrik dan irigasi sehingga dilengkapi juga dengan pintu pengambilan air untuk irigasi.

GAMBAR 3-2
SKEMA PLTA WLINGI



Data teknis yang ada di ruang kontrol, khususnya turbin dan generator terdiri dari dua unit dengan spesifikasi sebagai berikut:

TABEL 3 – 4
KAPASITAS TURBIN DI PLTA WLINGI

Data Turbin	Per Unit Turbin	Data Turbin	Unit Turbin
Type	Vertikal Kaplan	Max Discharge	149 m ³ /dt
Daya output	27.800 Kw	Max Gross Head	22,7 m
Rated Head	22,70 m	Max Net Head	161,5 m
Efective Head	22 m	Min Net Head	20,60 m
Speed	143 rpm	Buatan	Toshiba

TABEL 3 – 5
KAPASITAS GENERATOR DI PLTA WLINGI

Data Teknis	Per Unit Generator
Type	VCT.AF Umbrella
Daya output	30.000 KVA
Tegangan	11 kV
Cos ϕ	0,9
Frekwensi	50 Hz
Kelas isolasi	C
Hubungan	Y, titik netral ditanahkan
Buatan	Meidensha, Japan

➤ **Pola Operasi Waduk Wlingi**

Pola operasi waduk adalah acuan atau pedoman pengaturan air untuk pengoperasian waduk – waduk yang disepakati bersama oleh pemanfaat air dan pengelola melalui Panitia Tata Pengaturan Air (PTPA). Mengingat jumlah ketersediaan air yang tercantum didalam pola operasi waduk (inflow) merupakan debit dengan tingkat keandalan tertentu, berarti masih ada kemungkinan di lapangan terjadi debit yang lebih kecil ataupun lebih besar dari pola yang ada. Bila hal itu terjadi maka petugas di lapangan harus mengadakan penyesuaian dengan cara melakukan koordinasi dengan pihak terkait. Dari sini dapat diketahui bahwa ketersediaan air di dalam waduk sangat menentukan dalam pembangkitan tenaga listrik

Low Water Level waduk Wlingi minimumnya adalah 162 meter, karena dibawah level 162 meter tinggi jatuh air tidak efisien untuk membangkitkan daya yang besar.

➤ **Volume Waduk Wlingi**

Dalam mengoperasikan PLTA Wlingi, adalah sangat penting untuk mengetahui jumlah volume air yang terdapat di dalam waduk Wlingi pada setiap elevasi. Hal ini diperlukan agar waduk Wlingi dapat tetap beroperasi dalam elevasi yang normal, dimana elevasi operasi maksimum waduk Wlingi adalah pada ketinggian 164 meter dan minimum pada ketinggian 162 meter.

Inflow waduk Wlingi berasal dari outflow PLTA Sutami ditambah remaining basin sungai Lekso dan sungai Jari, yang dialirkan ke waduk Wlingi.

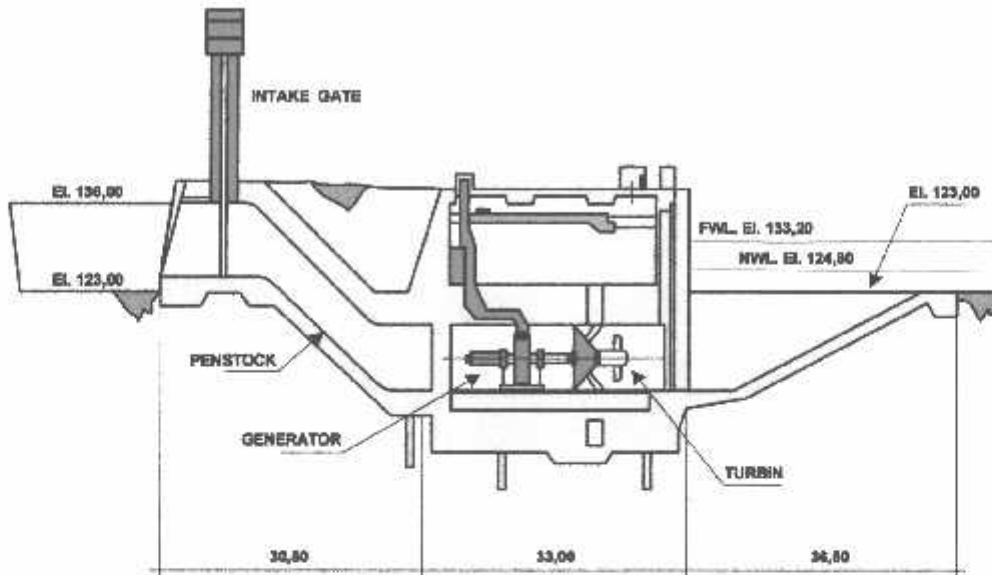
3.1.3 PLTA LODOYO

PLTA Lodoyo terletak di sebelah hilir kurang lebih 7 km dari Bendungan Wlingi, tepatnya berada di Kecamatan Kanigoro Kabupaten Blitar. PLTA Lodoyo dioperasikan dengan memanfaatkan air sungai Jati dan kali Brantas dengan energi produksi rata-rata sebesar 36.470.000 kWh / tahun yang disalurkan melalui jaringan 22 KV ke PLTA Wlingi.

PLTA Lodoyo merupakan salah satu unit PLTA dari sebelas PLTA yang ada dan dikelola langsung oleh unit induk, yaitu PT. PJB Unit Pembangkitan Brantas. PLTA Lodoyo dioperasikan dengan memanfaatkan air outflow dari PLTA Wlingi ditambah remaining basin sungai Bogel dan sungai Siwalan yang masuk ke Bendungan Lodoyo.

Pembangunan Dam Lodoyo dilaksanakan oleh proyek Brantas dengan bantuan konsultan dari Nippon Koei Co. Ltd, dimana pada bulan September 1983. PLTA Lodoyo dioperasikan secara komersial. PLTA Lodoyo mempunyai satu unit pembangkit dengan kapasitas tiap unit 4,5 MW. Adapun tujuan dibangunnya bendungan Lodoyo sebagai waduk harian untuk pembangkitan listrik dan irigasi sehingga dilengkapi juga dengan pintu pengambilan air untuk irigasi.

GAMBAR 3-3
SKEMA PLTA LODOYO



Data teknis yang ada di ruang kontrol, khususnya turbin dan generator terdiri dari satu unit dengan spesifikasi sebagai berikut:

TABEL 3-6
KAPASITAS TURBIN PLTA LODOYO

Data Turbin	Per Unit Turbin	Data Turbin	Unit Turbin
Type	Horisontal Tubular	Max Discharge	47,20 m ³ /dt
Daya output	4,7 kW	Max Gross Head	11,6 m
Rated Head	11,60 m	Max Net Head	54,4 m
Efektive Head	8,50 m	Min Net Head	5,8m
Speed	150 rpm	Buatan	Toshiba

TABEL 3 – 7
KAPASITAS GENERATOR DI PLTA LODOYO

Data Teknis	Per Unit Generator
Type	EBK.AK Horizontal Shaft
Daya output	4,500 KW
Tegangan	6,600 V
Cos ϕ	0,85
Frekwensi	50 Hz
Kelas isolasi	C
Hubungan	Y, titik netral ditanahkan
Buatan	Meidensha, Japan

➤ **Pola Operasi Waduk Lodoyo**

Pola operasi waduk adalah acuan atau pedoman pengaturan air untuk pengoperasian waduk – waduk yang disepakati bersama oleh pemanfaat air dan pengelola melalui Panitia Tata Pengaturan Air (PTPA). Mengingat jumlah ketersediaan air yang tercantum didalam pola operasi waduk (inflow) merupakan debit dengan tingkat keandalan tertentu, berarti masih ada kemungkinan di lapangan terjadi debit yang lebih kecil ataupun lebih besar dari pola yang ada. Bila hal itu terjadi maka petugas di lapangan harus mengadakan penyesuaian dengan cara melakukan koordinasi dengan pihak terkait. Dari sisi dapat diketahui bahwa ketersediaan air di dalam waduk sangat menentukan dalam pembangkitan tenaga listrik.

Low Water Level waduk Lodoyo minimumnya adalah 246 meter, karena dibawah level 246 meter tinggi jatuh air tidak efisien untuk membangkitkan daya yang besar.

➤ **Volume Waduk Lodoyo**

Dalam mengoperasikan PLTA Lodoyo, adalah sangat penting untuk mengetahui jumlah volume air yang terdapat di dalam waduk Lodoyo pada setiap elevasi. Hal ini diperlukan agar waduk Lodoyo dapat tetap beroperasi dalam elevasi yang normal, dimana elevasi operasi maksimum bendungan atau dam Lodoyo adalah pada ketinggian 136 m dan minimum pada ketinggian 125 meter. Inflow waduk Lodoyo berasal dari outflow PLTA Wlingi ditambah remaining basin sungai Bogel dan sungai Siwalan yang dialirkan ke waduk Lodoyo.

TABEL 3 - 8
DATA POLA OPERASI PLTA TANGGAL 4 DESEMBER 2003

PLTA BRANTAS 4 Des 03	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	
		MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
SUTAMI	1	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30.5	30.5	30.5	29	29	29	
	2	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30.5	30.5	30.5	29	29	29	
	3	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30.5	30.5	30.5	29	29	29	
	Total	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	91.5	91.5	91.5	87	87	87	
Inflow	217.21	157.56	164.45	156.06	147.79	133.44	132.34	129.47	132.88	131.46	131.01	133.46	133.81	133.81	118.17	132.93	148.73	131.55	146.49	188.22	190.87	201.99	174.94	161.18	146.96	
Outflow	147.87	143.69	150.58	142.19	147.79	147.31	146.21	143.34	146.75	145.33	144.88	147.33	147.33	147.67	145.77	146.78	148.73	145.34	146.49	146.82	149.34	146.52	147.21	147.31	146.96	
El. Awal	260.20																									
El. Akhir	260.29																									
WLINGI	1	10	10	10	10	10	10	10	10			20	25	25	15	25	25	25	24	24	24	24	20	20	20	
	2	20	20	19	19	19	19	19	20	19	15	15	13	13	13		20	20	20	19	17	17	17		15	
	Total	30	30	29	29	29	29	29	29	30	19	15	35	38	38	15	45	45	45	43	41	41	41	20	35	
Inflow	267.24	257.82	224.14	223.90	236.85	204.73	192.36	201.22	246.54	185.59	175.81	164.82	163.70	163.70	258.15	181.91	295.39	282.81	289.68	302.62	246.82	243.49	268.61	218.65	208.40	
Outflow	156.50	156.50	156.50	151.75	149.00	149.00	151.75	151.75	112.62	98.25	167.37	200.74	200.74	206.00	112.03	194.19	236.00	231.50	228.93	211.04	203.53	178.85	154.56	155.99	150.84	
El. Awal	163.35																									
El. Akhir	163.25																									
LODOYO	1	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	
	Inflow	349.29	336.52	313.90	312.29	275.11	287.23	290.10	296.83	263.22	254.81	285.48	282.43	282.54	281.58	241.58	263.68	307.62	318.38	330.12	323.46	332.32	345.86	341.40	344.05	349.03
	Outflow	49.71	49.71	49.71	47.34	47.34	47.34	47.34	47.34	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	52.08	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71
	El. Awal	135.65																								
El. Akhir	135.66																									

TABEL 3 - 9
DATA POLA OPERASI PLTA TANGGAL 6 DESEMBER 2003

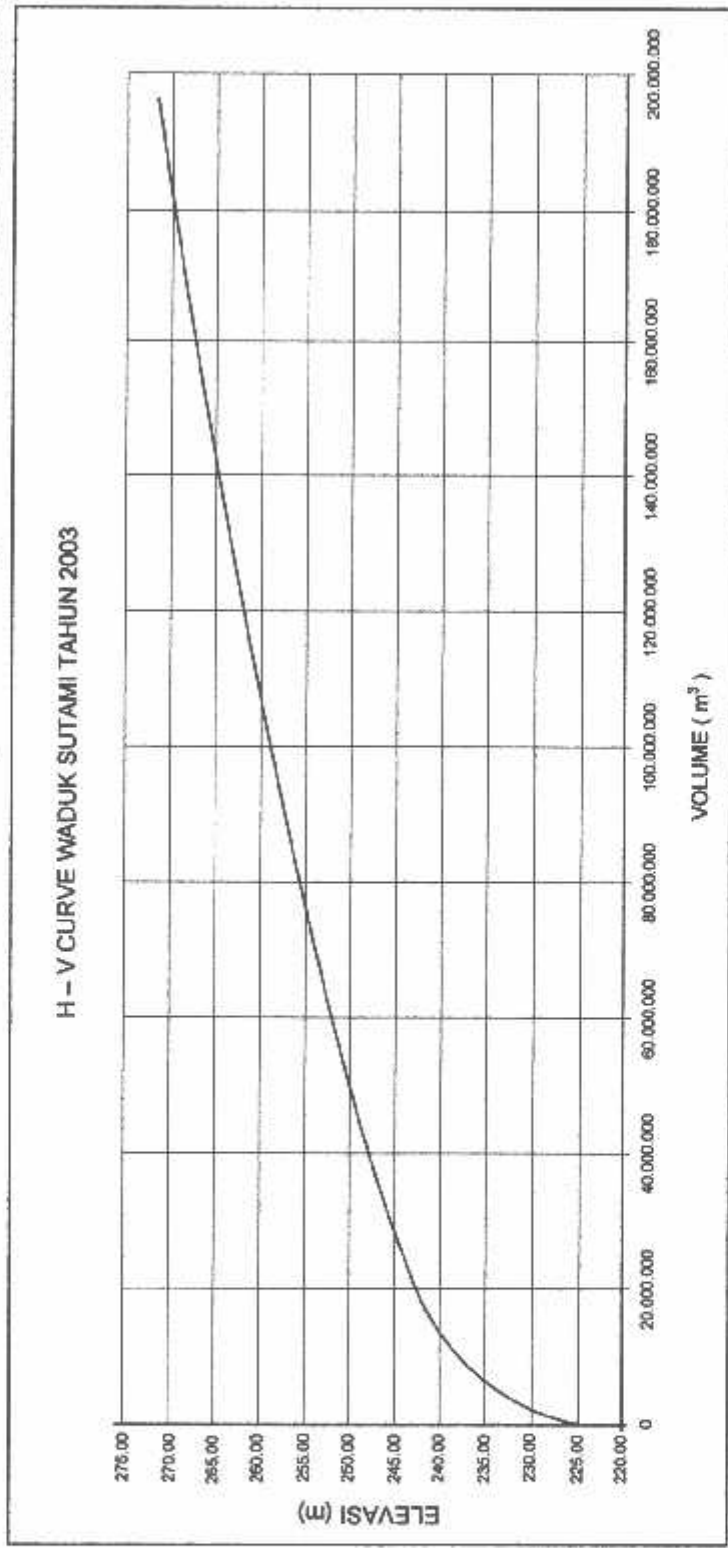
PLTA	Jam	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
BRANTAS 6	Unit	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Des 03	1	30	30	30	30	30	30	30	25	25	25	25	25	25	20	20	20	20	30	30	30	30	30	30	30
	2	30	30	30	30	30	30	30	25	25	25	25	25	25	20	20	20	20	30	30	30	30	30	30	30
	3	30	30	30	30	30	30	30	25	25	25	25	25	25	20	20	20	20	30	30	30	30	30	30	30
	Total	90	90	90	90	90	90	90	75	75	75	75	75	75	60	60	60	60	90	90	90	90	90	90	90
	Inflow	149.88	153.11	139.37	145.05	148.45	144.56	132.37	130.81	139.76	138.27	125.41	108.04	110.49	78.07	61.69	51.14	47.62	93.81	48.38	172.78	190.59	217.26	197.69	175.69
	Outflow	149.88	153.11	146.65	145.05	148.45	144.56	147.64	130.81	124.89	123.01	125.41	123.31	125.76	108.60	97.30	98.61	96.70	134.22	145.31	145.83	150.18	144.44	150.22	148.55
	El. Awal	260.29																							
	El. Akhir	259.81																							
	1	13	12	13	13	13	13	13	13		10	15	15	20	20	20	20	25	14		10	15	15	15	13
	2	14	13	12	12	10	10			10	10	15	15	15	15	15	15	20		10		10	10		10
	Total	27	25	25	25	23	23	13	13	10	20	30	30	35	35	35	35	45	14	10	41	25	25	15	23
	Inflow	284.56	239.88	236.72	222.36	207.09	209.40	214.91	216.19	200.70	200.80	171.52	197.90	165.94	158.67	154.78	155.47	345.86	356.15	424.27	489.22	435.37	497.33	426.49	342.56
	Outflow	139.50	133.16	130.00	130.00	124.99	122.50	108.79	68.75	66.26	74.19	131.42	154.00	179.63	181.25	181.25	185.25	192.33	181.99	20.08	80.34	87.76	130.00	95.55	95.36
	El. Awal	163.35																							
	El. Akhir	163.32																							
	1	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
	Inflow	364.1	344.84	343.35	340.06	317.53	319.53	316.55	297.08	303.20	269.33	290.15	236.52	242.85	250.18	254.52	255.66	260.05	379.85	512.50	516.71	608.86	577.30	539.23	494.42
	Outflow	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71
	El. Awal	135.66																							
	El. Akhir	135.53																							

TABEL 3 - 10
DATA POLA OPERASI PLTA TANGGAL 7 DESEMBER 2003

PLTA BRANTAS 7 Des 03	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
		MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
SUTAMI	Unit																								
	1	30	30	30	30	30	30	25											30	29	29	25	25	25	25
	2	30	30	30	30	30	30	25	20	20	25	20	20	20	20	20	20	20	30	29	29	25	25	25	25
	3	30	30	30	30	30	30	25	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	30	29	29	25	25	25	25
Total	90	90	90	90	90	90	75	40	40	40	50	40	40	40	40	40	40	40	90	87	87	75	75	75	
Inflow	161.18	147.02	147.99	132.56	147.21	132.27	113.32	85.95	54.13	79.47	67.28	56.55	55.45	40.17	44.24	76.94	77.58	117.00	141.14	153.17	136.13	146.04	123.10	109.44	
Outflow	145.92	147.02	147.99	147.83	147.21	147.54	125.19	85.95	66.00	74.63	79.14	63.42	67.32	63.91	67.98	65.07	65.71	105.13	141.14	141.30	124.26	122.30	123.10	121.31	
El. Awal	259.81																								
El. Akhir	259.77																								
WLINGI	Unit																								
	1	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	20	20	20	20	15	18	20	20	20	20	20	20	20
	2	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	15	15	15	15	15	17	20	19	18	14	11	10	10
	Total	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	35	35	35	35	30	35	40	39	38	34	31	30	30
Inflow	330.61	323.98	272.40	256.62	276.18	251.48	223.42	243.99	237.98	237.99	179.75	163.41	146.31	129.29	124.93	147.46	290.76	271.31	310.86	335.02	259.39	293.56	282.19	259.16	
Outflow	122.50	122.50	124.50	120.75	117.50	117.50	117.50	87.75	98.93	63.60	87.98	169.98	185.98	185.98	108.13	162.76	188.06	210.06	202.33	195.38	188.26	163.79	154.75	153.50	
El. Awal	163.32																								
El. Akhir	163.50																								
LODOYO	Unit																								
	1	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	
	Inflow	493.58	465.64	446.87	387.47	315.19	315.19	315.19	296.18	298.02	304.53	294.66	287.16	290.23	287.16	272.68	254.97	250.77	290.77	294.44	285.33	371.02	326.74	362.81	351.74
	Outflow	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71	52.08	52.08	52.08	52.08	49.71	49.71	49.71	49.71	49.71
El. Awal	135.53																								
El. Akhir	135.64																								

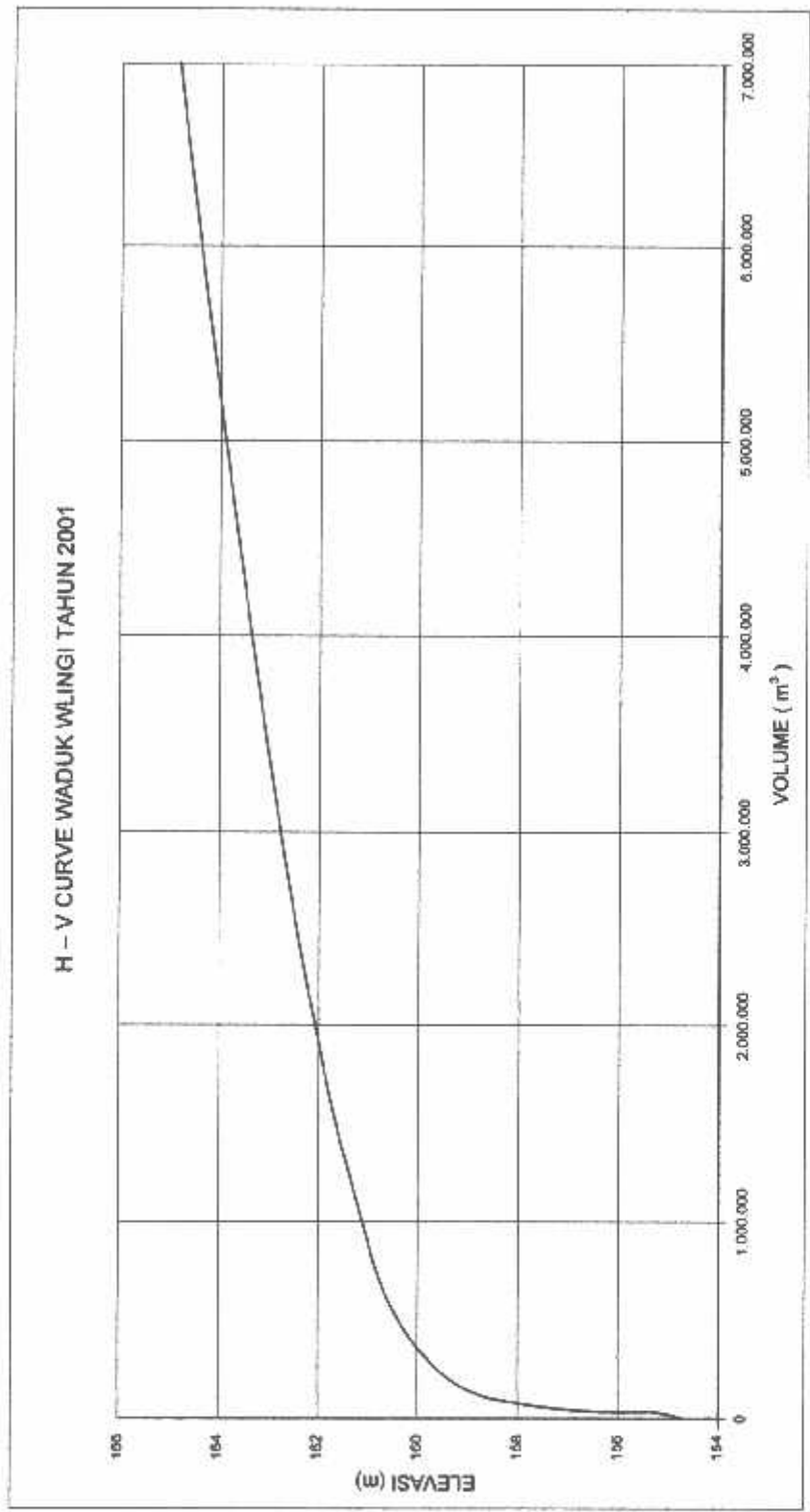
GRAFIK 3 - 1
LINGKUNG KAPASITAS WADUK SUTAMI

Rumus : $V = -678.344.110.063,284 + 14.176.751.340,5044 h - 118.350.570,37768h^2 + 493.480,9147173 h^3 - 1.028,14188541 h^4 + 0,85672749569 h^5$



GRAFIK 3 - 2
LINGKUNG KAPASITAS WADUK WLINGI

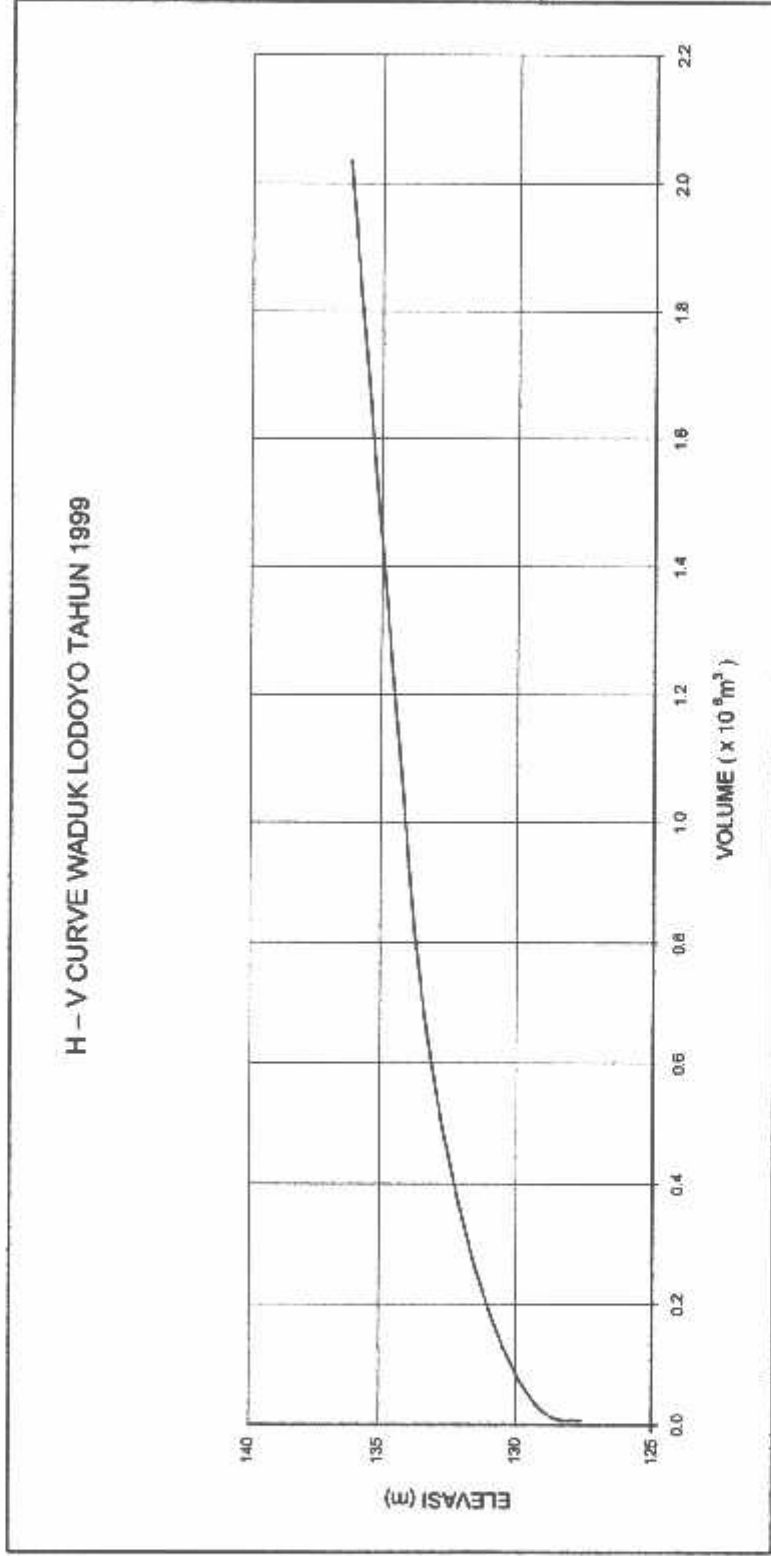
Rumus : $V = 20.862.139.584,741000 - 531.163.491,579845 h + 3.272.221,001615960 h^2 + 12.914,43582945410 h^3 - 185,437381879332 h^4 + 0,467170166834 h^5$



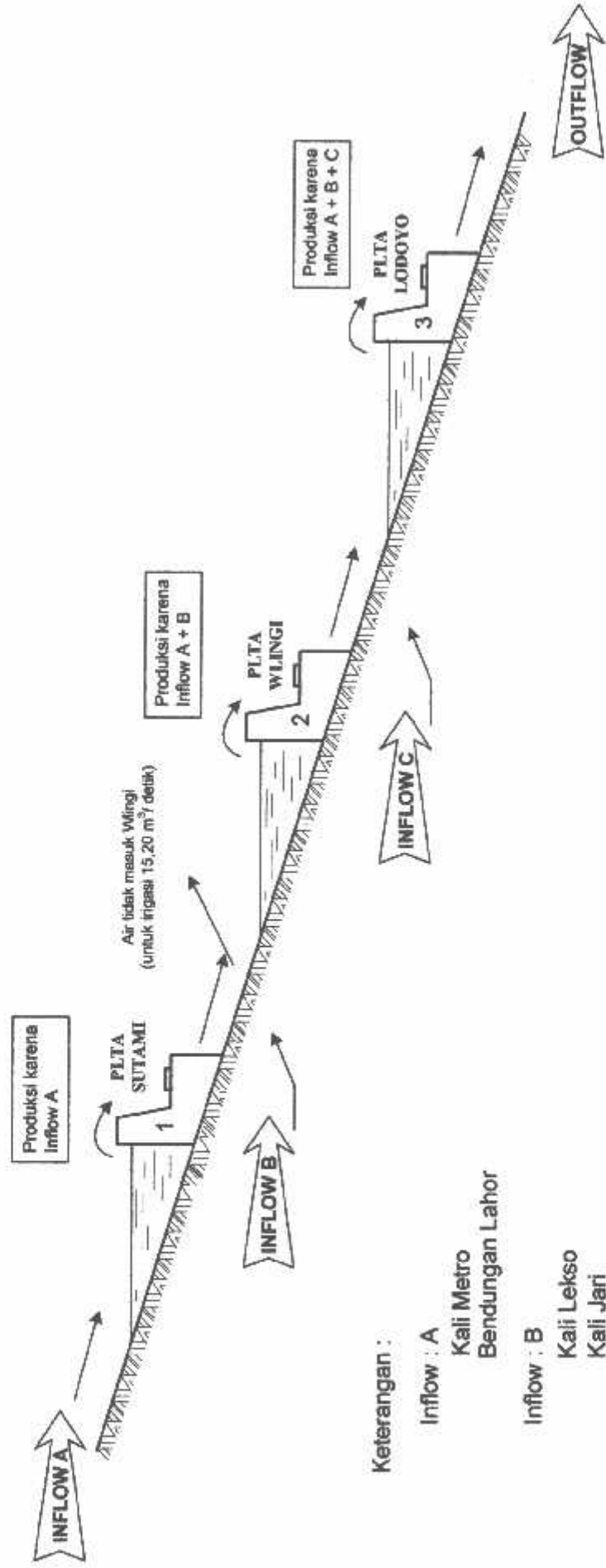
GRAFIK 3 - 3
LINGKUNG KAPASITAS WADUK LODOYO

Rumus : $V = -4583124334,54836 - 709953290,31764 h + 24156989,65252 h^2 - 284317,20432 h^3 + 1458,67647 h^4 - 2,78335 h^5$

H - V CURVE WADUK LODOYO TAHUN 1999



PLTA dalam Kaskade PLTA SUTAMI, WLINGI, LODOYO



- Keterangan :
- Inflow : A
Kali Metro
Bendungan Lahor
 - Inflow : B
Kali Lekso
Kali Jari
 - Inflow : C
Kali Bogel
Kali Siwalan

GAMBAR 3 - 4

3.2 Pembangkit Termal

PT. Pembangkitan Jawa Bali (PJB) dalam penyelenggaraan usaha ketenagalistrikan berdasarkan prinsip industri dan perniagaan yang sehat, dituntut mampu bersaing dan dan mampu memanfaatkan sebesar – besarnya peluang pasar dalam bidang tenaga listrik. Dalam hal tersebut PT. Pembangkitan Jawa Bali harus menjaga efisiensi dan keandalan operasional penyediaan tenaga listrik dari pembangkit – pembangkit yang dimilikinya.

Dengan demikian merupakan suatu keharusan bagi seluruh jajaran PT. Pembangkitan Jawa Bali agar selalu berupaya untuk meningkatkan kondisi penyediaan tenaga listrik dari pembangkit agar lebih ekonomis, bermutu dan didukung keandalan yang tinggi.

3.3 Data Pembangkit Termal

Pembangkit termal yang berada dalam 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 table 3 - 11 dan 3 - 12, untuk harga bahan bakar berdasarkan data statistik PLN tahun 2002 dimana dipakai nilai tukar Rp. 9000,00 per satuan dolar Amerika.

TABEL 3 – 11
DATA UNIT TERMAL PADA
PT. PEMBANGKITAN JAWA ~ BALI

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)		Lama Waktu (Jam)			
			Min	Max	MUT	MDT	Cold Start	Hot Start
1	PLTU Paiton 1	Coal	225	370	72	48	17	4
2	PLTU Paiton 2	Coal	225	370	72	48	17	4
3	PLTGU Gresik GT 1.1	Gas	53	102	36	10	1	0
4	PLTGU Gresik GT 1.2	Gas	53	102	36	10	1	0
5	PLTGU Gresik GT 1.3	Gas	53	102	36	10	1	0
6	PLTGU Gresik CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	3	2
7	PLTGU Gresik GT 2.1	Gas	53	102	36	10	1	0
8	PLTGU Gresik GT 2.2	Gas	53	102	36	10	1	0
9	PLTGU Gresik GT 2.3	Gas	53	102	36	10	1	0
10	PLTGU Gresik CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	3	2
11	PLTGU Gresik GT 3.1	Gas	53	102	36	10	1	0
12	PLTGU Gresik GT 3.2	Gas	53	102	36	10	1	0
13	PLTGU Gresik GT 3.3	Gas	53	102	36	10	1	0
14	PLTGU Gresik CC 3.3.1	Gas	250	480	36	10	3	2
15	PLTU Gresik 1	Gas	43	85	48	10	9	1
16	PLTU Gresik 2	Gas	43	85	48	10	9	1
17	PLTU Gresik 3	Gas	90	175	48	10	9	2
18	PLTU Gresik 4	Gas	90	175	48	10	9	2
19	PLTG Gresik 1	Gas	5	16	3	1	1	0
20	PLTG Gresik 2	Gas	5	16	3	1	1	0
21	PLTG Gresik 3	Gas	5	16	3	1	1	0
22	PLTG Gilitimur 1	HSD	5	16	3	1	1	0
23	PLTG Gilitimur 2	HSD	5	16	3	1	1	0
24	PLTGU M. Karang GT 1.1	Gas	50	95	36	10	1	0
25	PLTGU M. Karang GT 1.2	Gas	50	95	36	10	1	0
26	PLTGU M. Karang GT 1.3	Gas	50	95	36	10	1	0
27	PLTGU M. Karang CC 3.3.1	Gas	300	465	36	10	3	2
28	PLTGU M. Tawar GT 1.1	HSD	72	138	36	10	0	0
29	PLTGU M. Tawar GT 1.2	HSD	72	138	36	10	0	0
30	PLTGU M. Tawar 1.3	HSD	72	138	36	10	0	0
31	PLTGU M. Tawar GT 2.1	HSD	72	138	36	10	0	0
32	PLTGU M. Tawar GT 2.2	HSD	72	138	36	10	0	0
33	PLTGU M. Tawar CC 3.3.1	HSD	315	605	36	10	3	2
34	PLTU M. Karang 1	MFO	44	85	48	10	6	1
35	PLTU M. Karang 2	MFO	44	85	48	10	6	1
36	PLTU M. Karang 3	MFO	44	85	48	10	6	1
37	PLTU M. Karang 4	Gas	90	165	48	10	11	2
38	PLTU M. Karang 5	Gas	90	165	48	10	11	2

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

Keterangan : MUT = Minimum Up Time
MDT = Minimum Down Time

TABEL 3 - 12

**DATA BIAYA UNIT TERMAL
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA ~ BALI**

No	Nama Pembangkit	Biaya Start - Up (Juta Rp)		Koefisien Biaya Bahan Bakar		
		Cold Start - Up	Hot Start - Up	A	B	C
1.	PLTU Paiton 1	682.98	149.68	3244978	111712.15	10.2971
2.	PLTU Paiton 2	682.98	149.68	3244978	111712.15	10.2971
3.	PLTGU Gresik GT 1.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
4.	PLTGU Gresik GT 1.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
5.	PLTGU Gresik GT 1.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
6.	PLTGU Gresik CC 3.3.1	73.32	47.10	17177460.3	145165.581	4.554
7.	PLTGU Gresik GT 2.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
8.	PLTGU Gresik GT 2.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
9.	PLTGU Gresik GT 2.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
10.	PLTGU Gresik CC 3.3.1	73.32	47.10	17177460.3	145165.581	4.554
11.	PLTGU Gresik GT 3.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
12.	PLTGU Gresik GT 3.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
13.	PLTGU Gresik GT 3.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
14.	PLTGU Gresik CC 3.3.1	73.32	47.10	17177460.3	145165.581	4.554
15.	PLTU Gresik 1	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
16.	PLTU Gresik 2	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
17.	PLTU Gresik 3	229.50	92.52	5017369.5	169242.579	193.545
18.	PLTU Gresik 4	229.50	92.52	5017369.5	169242.579	193.545
19.	PLTG Gresik 1	6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
20.	PLTG Gresik 2	6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
21.	PLTG Gresik 3	6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
22.	PLTG Gilitimur 1	6.33	0	687181.85	683240.965	1762.3893
23.	PLTG Gilitimur 2	6.33	0	687181.85	683240.965	1762.3893
24.	PLTGU M. Karang GT 1.1	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
25.	PLTGU M. Karang GT 1.2	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
26.	PLTGU M. Karang GT 1.3	7.35	0	5730796	202052.97	108.045
27.	PLTGU M. Karang CC 3.3.1	68.92	44.27	31017735	87825.150	57.3300
28.	PLTGU M. Tawar GT 1.1	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
29.	PLTGU M. Tawar GT 1.2	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
30.	PLTGU M. Tawar 1.3	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
31.	PLTGU M. Tawar GT 2.1	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
32.	PLTGU M. Tawar GT 2.2	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
33.	PLTGU M. Tawar CC 3.3.1	160.10	96.42	43043399	288609.995	7.65800
34.	PLTU M. Karang 1	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
35.	PLTU M. Karang 2	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
36.	PLTU M. Karang 3	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
37.	PLTU M. Karang 4	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.73
38.	PLTU M. Karang 5	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.73

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

Catatan:

Harga Batu bara	253 Rp/Kg
Harga MFO	1595,5 Rp/Liter
Harga HSD	15945,5 Rp/Liter
Harga Gas UP Gresik	2,53 US\$/MMBTU
Harga Gas UP M. Karang	2,45 US\$/MMBTU
Nilai tukar	9000 Rp/US

3.4 Aplikasi *Fast Evolutionary Programming* Di PT. PJB

Perhitungan dan analisa ini dilakukan pada kebutuhan daya yang ditanggung PT. Pembangkitan Jawa Bali tanggal 4, 6 dan 7 Desember 2003. Analisa data dilakukan untuk ketiga hari tersebut, karena ketiga hari tersebut mewakili karakteristik kurva beban yang berlainan dengan keterangan sebagai berikut:

- Tanggal 4 Desember 2003 adalah beban hari kerja penuh
- Tanggal 6 Desember 2003 adalah beban pada hari kerja setengah penuh
- Tanggal 7 Desember 2003 adalah beban pada hari libur

Berdasarkan data unit termal yang terdapat pada PT. Pembangkitan Jawa Bali pada sistem tenaga pada tabel 3 - 11, ternyata pada saat dilakukan pengambilan data, semua unit pembangkit dalam kondisi siap beroperasi. Maka dapat disusun *input* data unit pembangkit termal yang siap operasi pada tanggal 4 Desember 2003 sampai dengan 7 Desember 2003, yaitu sebanyak 38 unit pembangkit.

Dalam data beban harian sistem yang diperoleh dari PT. Pembangkitan Jawa Bali, terdapat data hasil perhitungan mengenai jumlah total pembangkitan, beban total dan cadangan berputar pada tiap jam dalam tiap-tiap area. Data-data ini tidak dipakai dalam skripsi ini karena data tersebut menyangkut sistem secara keseluruhan dalam suatu area. Dalam suatu area biasanya terdapat lebih dari satu perusahaan penyedia energi listrik, yaitu : PT. Pembangkitan Jawa - Bali, PT. Indonesia Power dan perusahaan milik swasta. Jadi tidak relevan jika data-data tersebut digunakan dalam skripsi ini, sedangkan aplikasi pada skripsi ini hanya pada PT. Pembangkitan Jawa - Bali.

Model yang digunakan dalam melakukan perhitungan optimasi penjadwalan PLTU, PLTG maupun PLTGU menggunakan karakteristik tiap unit termal, meskipun PLTGU mempunyai karakteristik tiap blok yang saling tergantung antara unit gas (GT) dan unit uap (ST) atau yang sering disebut *Combined Cycle*. Untuk memudahkan perhitungan dilakukan dengan pendekatan per unit termis, dimana parameter unit tiap GT kita ambil dari parameter unit pembangkit sendiri sedangkan untuk unit ST diambil dari parameter kombinasi CC.3.3.1 lihat tabel 3 – 12.

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

3.5 Beban Sistem

Dalam wilayah Jawa ~ Bali pembangkit – pembangkit tenaga listrik yang ada dikoordinasi oleh PT. Pembangkitan Jawa Bali. Proses komitmen unit dengan menggunakan metode *Fast Evolutionary Programming* bertujuan untuk membuat rencana penjadwalan unit pembangkit dalam sistem tenaga listrik yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya operasi seekonomis mungkin.

Untuk mengetahui seberapa besar efisiensi dari metode ini, maka akan dilakukan evaluasi dengan mengambil data unit pembangkit termal dan beban

yang ditanggung oleh PT. Pembangkitan Jawa Bali sebagai bahan pembanding. Sedangkan kombinasi jadwal dan daya output pembangkit tenaga listrik dalam sistem PT. Pembangkitan Jawa - Bali tanggal 4, 6 dan 7 Desember 2003 terdapat pada lampiran. Untuk data beban sistem dapat dilihat pada table 3 - 13 (beban sistem yang ditanggung oleh pembangkit termal dan hidro).

TABEL 3 - 13
DATA BEBAN UNIT HIDROTERMAL PADA
PT. PEMBANGKITAN JAWA ~ BALI

Jam	Kamis 4 Desember 2003			Sabtu 6 Desember 2003			Minggu 7 Desember 2003		
	Beban Sistem (MW)		Cadangan Berputar (MW)	Beban Sistem (MW)		Cadangan Berputar (MW)	Beban Sistem (MW)		Cadangan Berputar (MW)
	Termal	Hidro		Termal	Hidro		Termal	Hidro	
01.00	3205	124.5	400	3140	121.5	400	2956	116.5	400
02.00	3035	124.5	400	3000	119.5	400	2860	116.5	400
03.00	3035	123.5	400	3000	119.5	400	2860	116.5	400
04.00	3085	123.5	400	3000	119.5	400	2869	116.5	400
05.00	3290	123.5	400	3110	117.5	400	2896	116.5	400
06.00	2845	123.5	400	2712	117.5	400	2640	116.5	400
07.00	2790	123.5	400	2682	107.5	400	2450	101.5	400
08.00	3220	124.5	400	3020	92.5	400	2520	66.5	400
09.00	3275	113.5	400	3105	89.5	400	2620	66.5	400
10.00	3275	109.5	400	3105	99.5	400	2620	76.5	400
11.00	3275	129.5	400	3105	109.5	400	2620	66.5	400
12.00	3195	132.5	400	3025	109.5	400	2570	79.5	400
13.00	3210	132.5	400	2890	114.5	400	2570	79.5	400
14.00	3260	109.5	400	2849	99.5	400	2545	79.5	400
15.00	3357	139.5	400	2806	99.5	400	2587	79.5	400
16.00	3447	139.5	400	2804	99.5	400	2587	74.5	400
17.00	3525	139.5	400	2714	109.5	400	2790	79.5	400
18.00	3650	137.5	400	3700	108.5	400	3685	134.5	400
19.00	3820	137	400	3700	104.5	400	3685	130.5	400
20.00	3770	137	400	3685	104.5	400	3685	129.5	400
21.00	3540	137	400	3330	116.5	400	3370	113.5	400
22.00	3360	111.5	400	3120	116.5	400	3320	110.5	400
23.00	3345	111.5	400	3095	109.5	400	3195	109.5	400
24.00	3205	126.5	400	3080	117.5	400	3050	109.5	400

3.6 Data Validasi Program

Untuk melakukan validasi program, sebagai acuan skripsi ini adalah jurnal Nidul Sinha, R. Chakrabarti, dan P.K. Chattopadhyay “Fast Evolutionary Programming Techniques for Short-Therm Hydrothermal Scheduling” IEEE Transaction On Power System, February 2003. Karena data masukan yang tersedia tidak lengkap, sehingga kita tidak dapat menjalankan program untuk membandingkan data keluarannya dengan data keluaran jurnal. Oleh sebab itu dilakukan perbandingan terhadap skripsi Juharianto “Optimasi Pembangkit Tenaga Listrik Hidrotermal menggunakan metode Evolutionary Programming” ITN, Desember 2004, karena membahas objek yang sama dengan memasukkan data masukan yang sama maka data keluaran kedua program tersebut dapat dibandingkan.

Tabel 3 – 14
Data Unit Termal

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)		Lama Waktu (Jam)			
			Min	Max	MUT	MDT	Cold Start	Hot Start
1.	PLTU Paiton 1	Coal	225	370	72	48	17	4
2.	PLTU Paiton 2	Coal	225	370	72	48	17	4
3.	PLTGU Gresik ST 1.0	Gas	115	143	36	10	3	1
4.	PLTGU Gresik ST 2.0	Gas	115	143	36	10	3	1
5.	PLTGU Gresik ST 3.0	Gas	115	143	36	10	3	1
6.	PLTU Gresik 1	Gas	43	85	48	10	9	1
7.	PLTU Gresik 2	Gas	43	85	48	10	9	1
8.	PLTU Gresik 3	Gas	90	175	48	10	9	2
9.	PLTU Gresik 4	Gas	90	175	48	10	9	2
10.	PLTGU M. Karang ST 1.0	Gas	110	150	36	10	3	1
11.	PLTGU M. Tawar ST 1.0	HSD	162	202	36	10	3	1
12.	PLTU M. Karang 1	MFO	44	85	48	10	6	1
13.	PLTU M. Karang 2	MFO	44	85	48	10	6	1
14.	PLTU M. Karang 3	MFO	44	85	48	10	6	1
15.	PLTU M. Karang 4	Gas	90	165	48	10	11	2
16.	PLTU M. Karang 5	Gas	90	165	48	10	11	2

Tabel 3 – 15
Data Biaya Unit Termal

No	Nama Pembangkit	Biaya Start – Up (Juta Rp.)		Koefisien Biaya Bahan Bakar		
		Cold Start – Up	Hot Start - Up	A	B	C
1.	PLTU Paiton 1	682.98	149.68	3244978	111712.15	10.2971
2.	PLTU Paiton 2	682.98	149.68	3244978	111712.15	10.2971
3.	PLTGU Gresik ST 1.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.874
4.	PLTGU Gresik ST 2.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.874
5.	PLTGU Gresik ST 3.0	57.68	31.46	10936203.3	71527.004	368.874
6.	PLTU Gresik 1	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
7.	PLTU Gresik 2	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
8.	PLTU Gresik 3	229.50	92.52	5017369.5	169242.579	193.545
9.	PLTU Gresik 4	229.50	92.52	5017369.5	169242.579	193.545
10.	PLTGU M. Karang ST 1.0	54.22	29.67	11560815	53685.135	460.845
11.	PLTGU M. Tawar ST 1.0	118.08	64.40	672630	144191.717	519.1757
12.	PLTU M. Karang 1	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
13.	PLTU M. Karang 2	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
14.	PLTU M. Karang 3	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
15.	PLTU M. Karang 4	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79
16.	PLTU M. Karang 5	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79

Tabel 3-16
Data Hidro

No	Nama	Pout	Elev minimum	Elevasi maximum	Elevasi awal	Elevasi akhir
1	Sutami	90	246	272.5	260.2	260.3
2	Wlingi	60	162	164	163.4	163.3
3	Lodoyo	4.5	125	136	135.7	135.7

Tabel 3-17
Data Pembebanan

Jam	Beban Sistem	Cadangan Berputar
1	3261.5	400
2	3119.5	400
3	3119.5	400
4	3119.5	400
5	3227.5	400
6	2829.5	400
7	2789.5	400
8	3112.5	400
9	3194.5	400
10	3204.5	400
11	3214.5	400
12	3134.5	400
13	2989.5	400
14	2948.5	400
15	2905.5	400
16	2903.5	400
17	2953.5	400
18	3808.5	400
19	3804.5	400
20	3804.5	400
21	3464.5	400
22	3254.5	400
23	3219.5	400
24	3202.5	400

Hasil Program

Parameter EP | Load Dispatch | Summary Hasil | Data PLN | Grafik | Hasil EP

	jam 1	jam 2	jam 3	jam 4	jam 5	jam 6	jam 7	jam 8
Thermal 6	85.00	43.00	72.87	57.96	61.98	46.56	45.54	
Thermal 7	85.00	43.00	82.88	73.84	73.10	43.00	43.00	
Thermal 8	96.30	171.95	90.00	125.42	90.00	175.00	90.00	1
Thermal 9	175.00	157.84	137.13	119.31	175.00	90.00	90.00	1
Thermal 10	335.04	366.94	314.14	439.34	437.49	300.00	300.00	2
Thermal 11	184.84	185.63	200.42	162.00	163.22	180.80	162.00	1
Thermal 12	73.29	49.99	82.63	44.00	44.00	44.00	44.00	
Thermal 13	46.14	44.00	66.74	44.00	63.38	47.82	56.48	
Thermal 14	45.29	44.00	44.00	55.08	44.00	44.00	44.00	
Thermal 15	165.00	90.00	116.29	165.00	90.00	140.23	90.00	
Thermal 16	138.78	128.13	165.00	137.03	164.44	90.00	136.16	1
Hydro 1	107.07	0.00	83.78	99.52	73.35	71.02	44.42	1
Hydro 2	32.16	14.79	20.67	31.35	29.15	27.21	29.00	
Hydro 3	0.77	4.36	0.00	0.00	2.97	0.00	1.67	

Evolutionary P Close

Gambar 3 - 5
Tampilan Load Dispatch Program EP

BAB IV

ANALISA DATA DENGAN METODE *FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING* PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI

4.1 Program Komputer Metode *Fast Evolutionary Programming*

Untuk pemecahan masalah *economic dispatch* ini digunakan bantuan program komputer. Program komputer ini sangat berguna untuk mempercepat proses perhitungan yang membutuhkan ketelitian tinggi dan sering melibatkan iterasi yang memerlukan waktu yang lama bila dikerjakan secara manual.

Program komputer ini menggunakan bahasa pemrograman *Borland Delphi* Versi 7, yang merupakan bahasa pemrograman terstruktur yang relatif mudah untuk dipelajari dan mudah penggunaannya.

4.2 Algoritma Program

Algoritma Program menggunakan *Fast Evolutionary Programming*.

1. Memasukan data parameter unit pembangkit termal dan hidro serta pembebanan harian untuk periode waktu 24 jam.

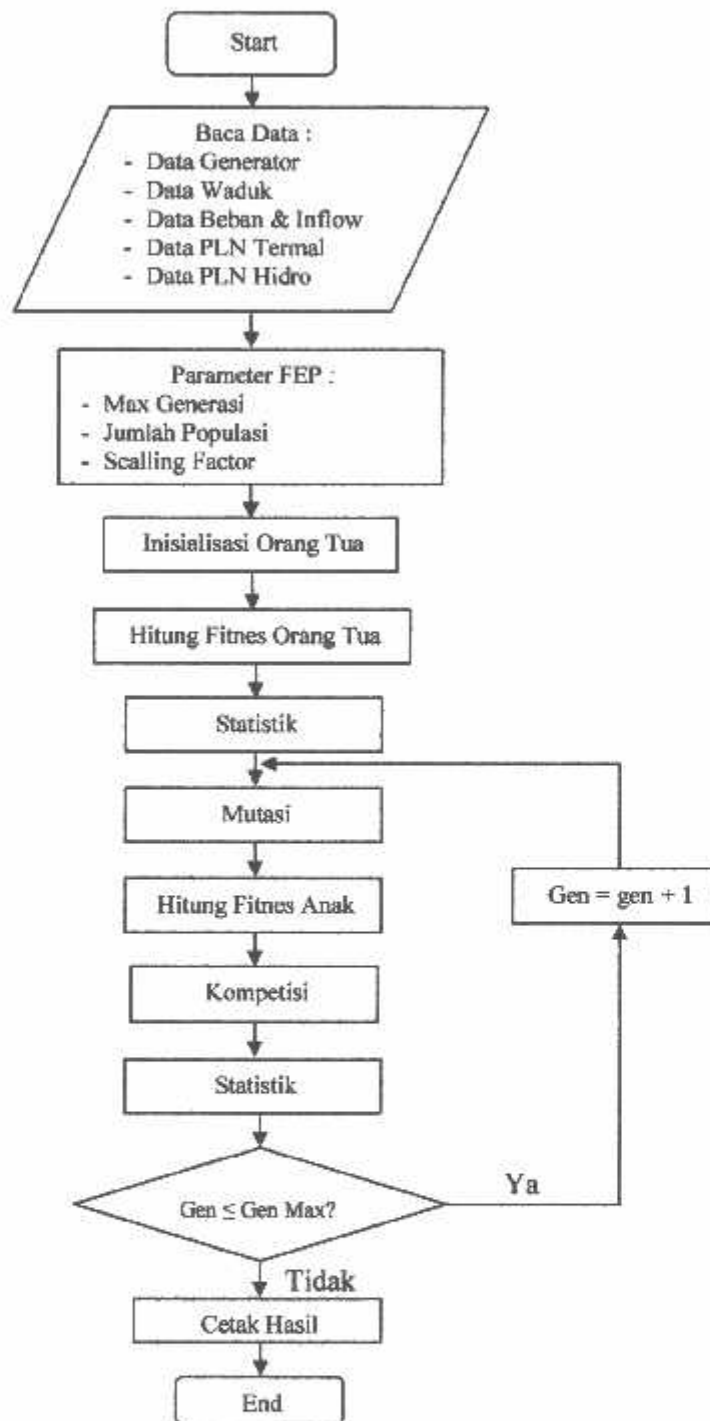
Data tiap-tiap unit pembangkit termal yang diperlukan adalah jumlah unit pembangkit, daya maksimum, daya minimum, konstanta persamaan biaya bahan bakar, dan untuk pembangkit hidro adalah *elevasi minimum*, *elevasi maksimum*, *outflow maksimum*, konstanta daya, persamaan fungsi *elevasi* terhadap volume waduk.

2. Menentukan parameter inputan yang meliputi jumlah populasi, maksimum generasi, nilai kemungkinan mutasi, dan konstanta beta.

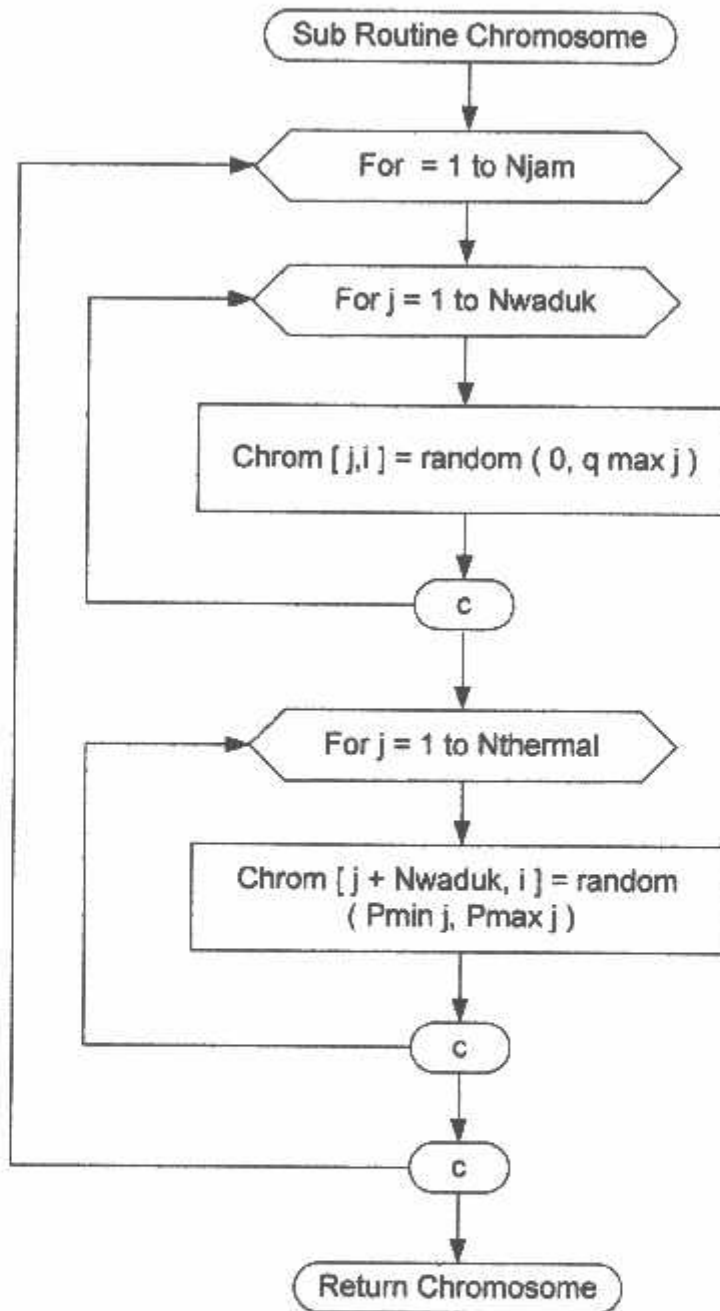
3. Melakukan inisialisasi kromosom orang tua.
 4. Menghitung *fitness* dari kromosom tiap-tiap orang tua..
 5. Melakukan proses statistik dari populasi orang tua
 6. Melakukan proses mutasi dari kromosom orang tua yang terpilih dengan metode *Cauchy Random*.
 7. Hitung *fitness* anak.
 8. Melakukan proses pemilihan orang tua baru dengan cara kompetisi antara orang tua dengan anak.
 9. Melakukan statistik untuk orang tua baru.
 10. Apakah generasi yang diinginkan sudah terpenuhi.
 11. Jika “ Ya “ maka generasi = gen + 1, kembalikan ke langkah 7.
 12. Jika “ Tidak “ maka kromosom dari individu yang terbaik akan dicetak dan ditampilkan.
 13. Berhenti
-

4.3 Flowchart Fast Evolutionary Programming

Gambar 4 - 1
Flowchart Fast Evolutionary Programming

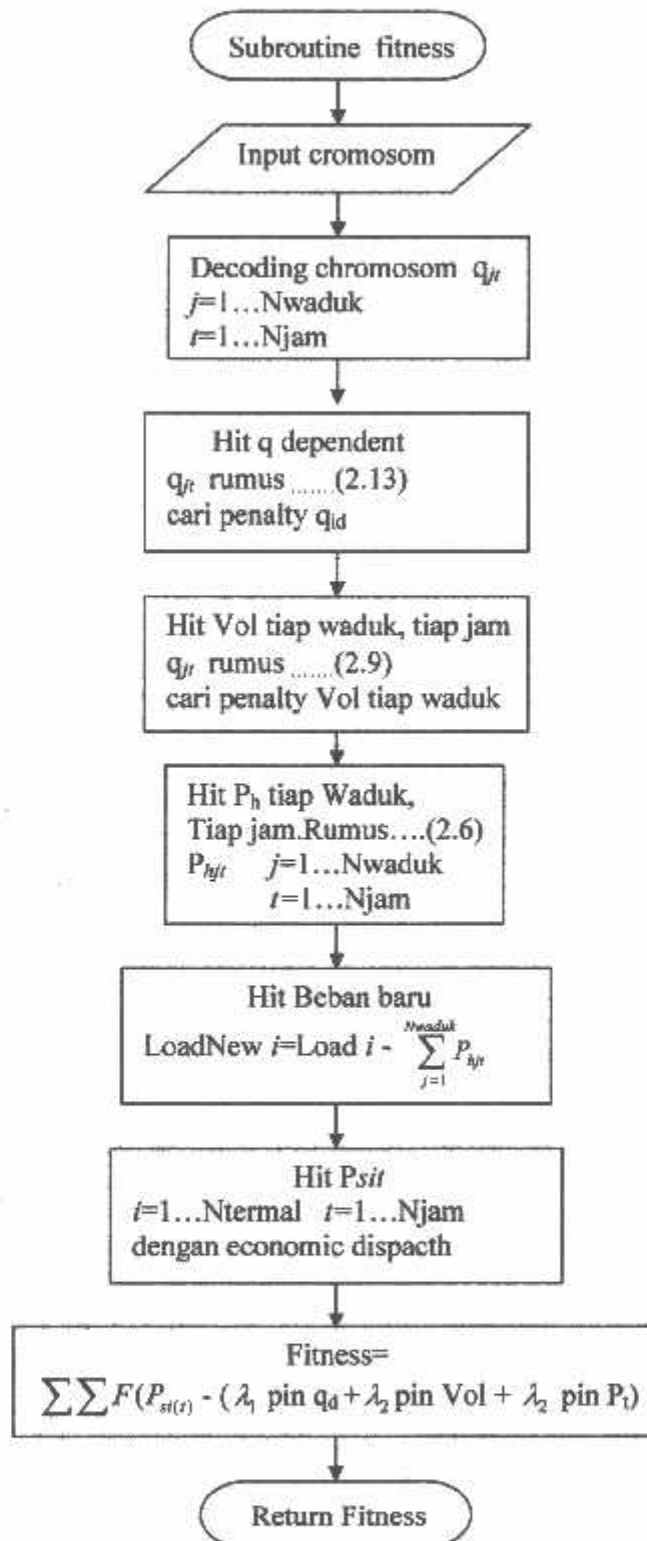


4.4 Flowchart Inisial Chromosome

Gambar 4 - 2
Flowchart Inisial Chromosome

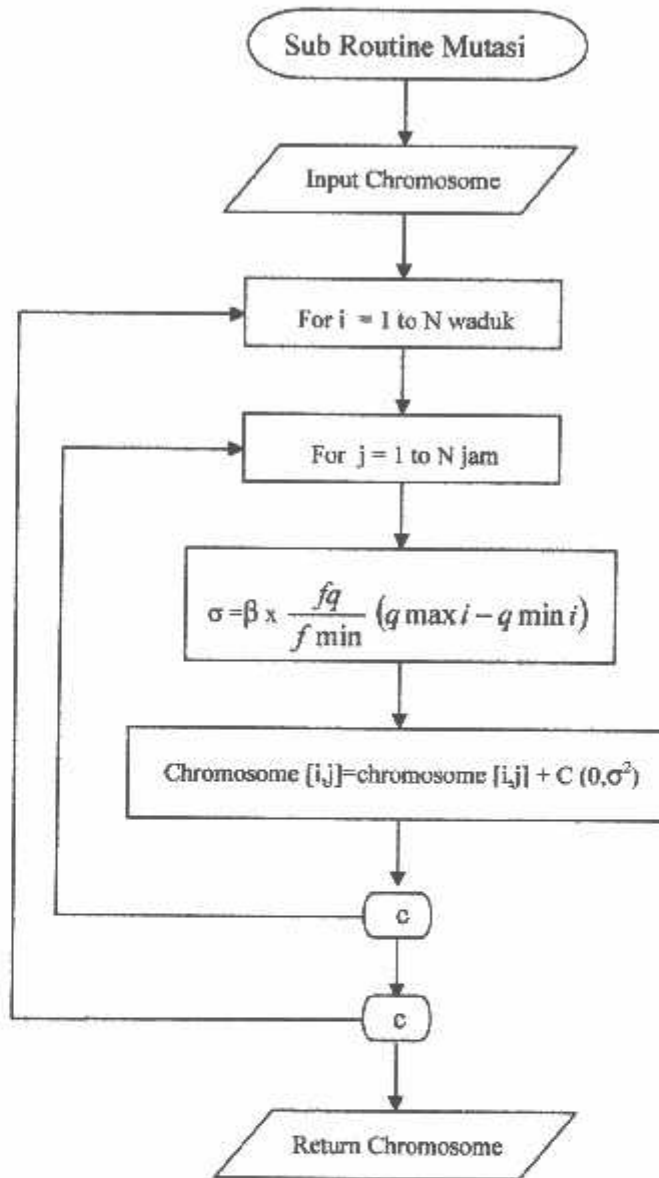
4.5 Flowchart Fitness

Gambar 4 - 3
Flowchart Fitness



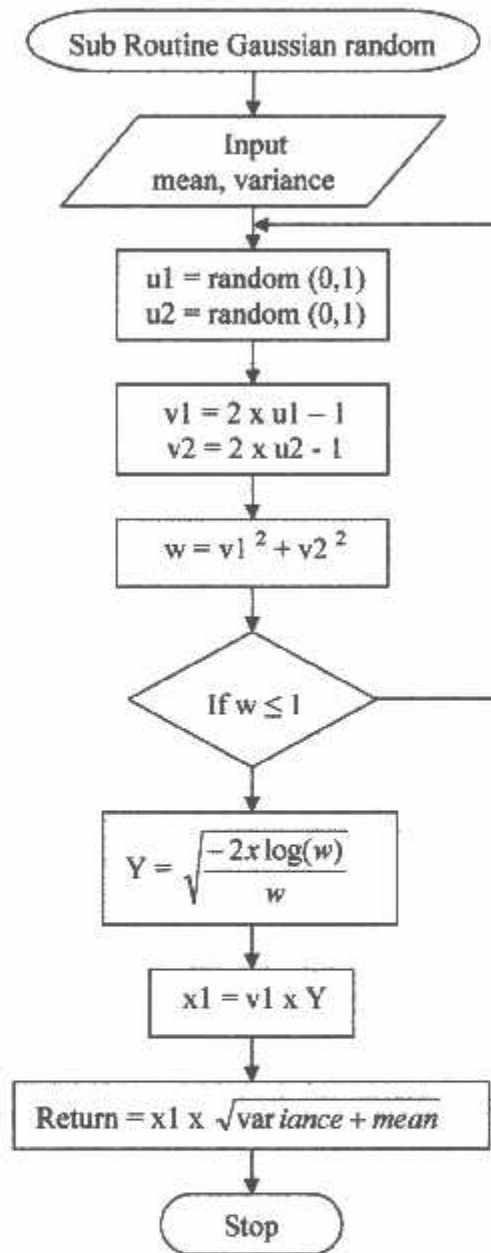
4.6 Flowchart Proses Mutasi

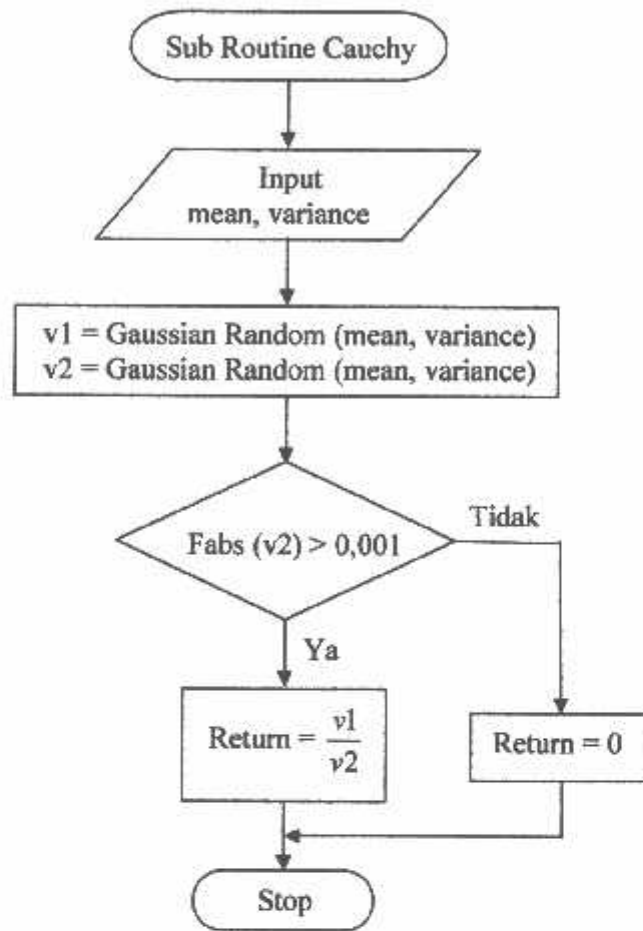
Gambar 4 - 4
Flowchart Proses Mutasi



4.7 Flowchart Caussion Random

Gambar 4 - 5
Flowchart Caussion Random





4.8 Hasil Validasi Program

Sebelum melakukan komputasi program optimalisasi pembebanan unit pembangkit termal pada sistem PT. Pembangkitan Jawa Bali dengan metode *Fast Evolutionary Programming*, yang mengacu kepada jurnal Nidul Sinha, R. Chakrabarti, dan P.K. Chattopadhyay "*Fast Evolutionary Programming Techniques for Short-Term Hydrothermal Scheduling*" IEEE Transaction On Power System, February 2003, terlebih dahulu dilakukan pengujian validasi dengan menggunakan program pembanding *Evolutionary Programming* yang terdapat pada skripsi Juharianto "*Optimasi Pembangkit Tenaga Listrik Hidrotermal menggunakan metode Evolutionary Programming*" ITN, Desember 2004. Program ini dilaksanakan dengan data yang tercantum pada bab III diatas. Untuk proses komputasi digunakan prosesor Pentium IV, dengan RAM 256 Mb. Perbandingan hasil perhitungan antara komputasi program pembanding dan perhitungan pada *Fast Evolutionary Programming* adalah sebagai berikut :

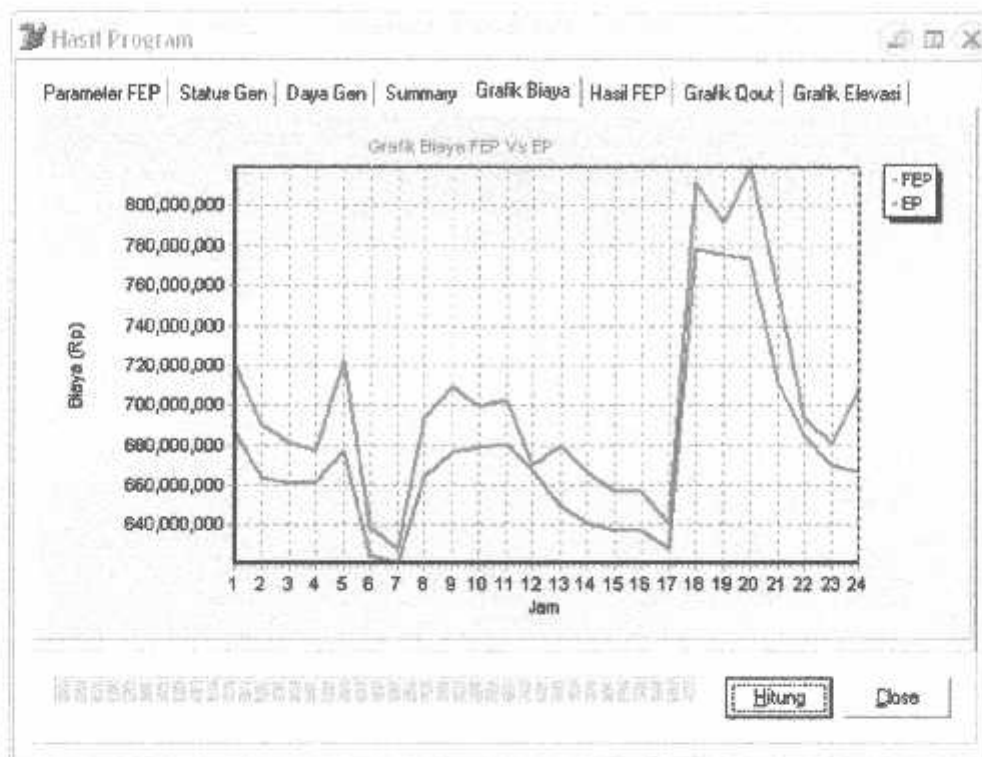
Tampilan hasil perbandingan FEP dengan EP dalam *summary*.

Parameter FEP	Status Gen	Daya Gen	Summary	Grafik Biaya	Hasil FEP	Grafik Qout	Grafik Elevasi
Jam	Biaya Program	Biaya PLN	Sel				
1	661,060,902	695,429,019	34,		Total Biaya FEP		
2	650,765,690	656,121,601	5,3		15,718,959,694		
3	646,373,873	643,348,475	-3,0		Total Biaya EP		
4	648,819,481	670,920,238	22,		16,057,994,992		
5	650,912,006	674,924,252	24,		Selish Biaya		
6	617,524,887	624,134,295	6,6		339,035,298		
7	596,477,871	588,296,436	-8,1		Lama eksekusi		
8	597,913,206	597,452,210	-4,6		0:01:307		
9	608,580,114	596,928,850	-11		(jam:menit:detik:mdetik)		
10	611,338,045	621,496,031	10,				
11	609,436,774	598,261,486	-11				
12	604,907,461	592,138,695	-12				
13	609,596,776	616,467,329	6,8				
14	613,248,939	609,484,720	-3,7				
15	599,365,056	619,973,526	20,				

Gambar 4 - 6

Tampilan Hasil Perbandingan *Summary*

Tampilan hasil perbandingan dalam grafik biaya.



Gambar 4 - 7

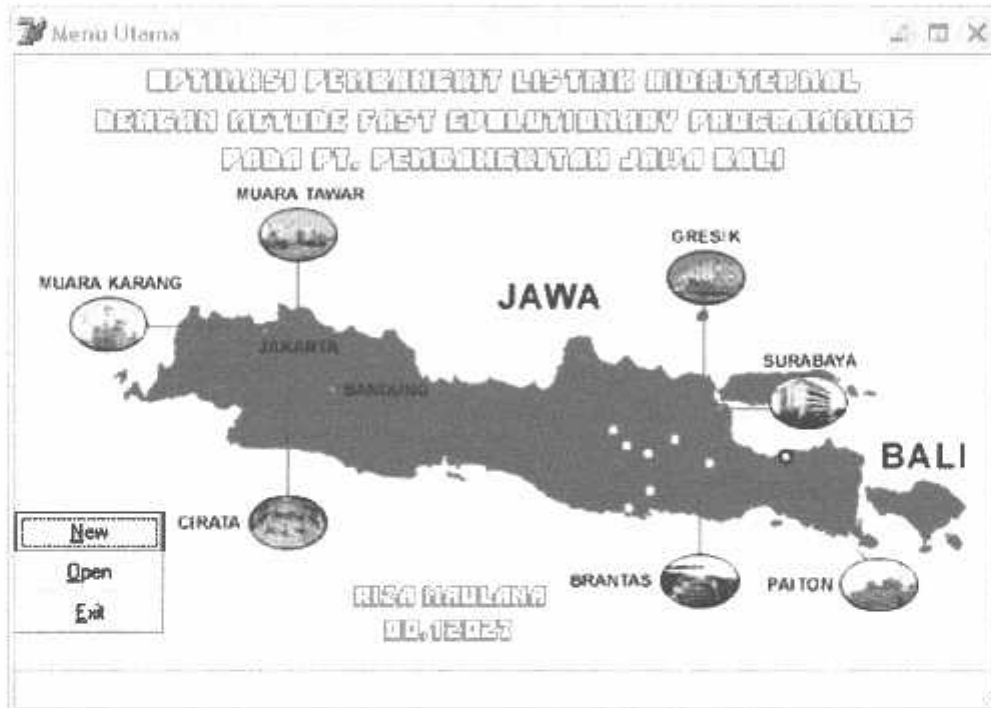
Tampilan Hasil Perbandingan Grafik Biaya

Dilihat dari persentase hasil perbandingan dengan metode yang telah divalidasi tersebut ternyata *Fast Evolutionary Programming* mencapai nilai lebih unggul 2,1% dari metode *Evolutionary Programming*. Dari selisih nilai perbandingan persentase tersebut dapat disimpulkan bahwa metode *Fast Evolutionary Programming* lebih optimal.

4.9 Tampilan Program

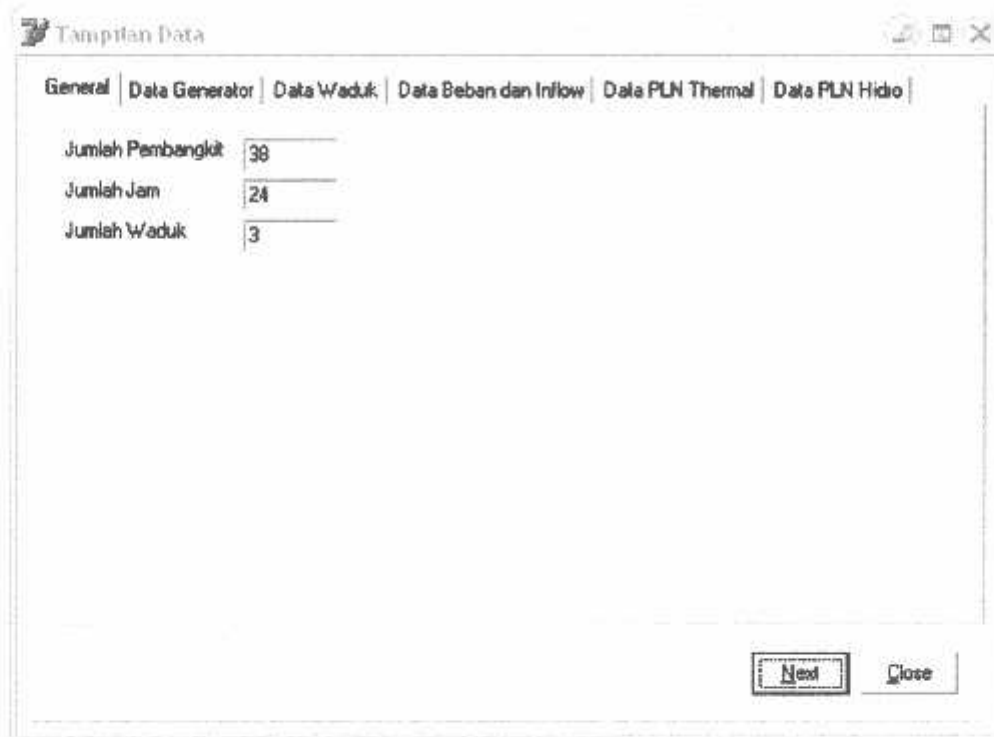
Program ini menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi 7 kemudian dieksekusi menggunakan komputer dengan spesifikasi Prosesor Pentium IV, RAM 256 Mb. Tampilan program yang ditampilkan menggunakan data harian pada tanggal 6 Desember 2003.

1. Tampilan utama dari program



Gambar 4 - 8
Tampilan Program Utama

2. Tekan tombol *General* untuk memasukkan jumlah pembangkit yang digunakan sebagai data, dan jumlah jam untuk eksekusi perhitungan *economic dispatch*.



Gambar 4 - 9
Menu Tampilan *General*

3. Tekan tombol data generator, masukan data penawaran pembangkitan yang beroperasi, Pmax, Pmin, *Konstanta biaya* a0, a1, a2, *Minimum Up-Down time*, *Hot start-up*, *Cold start-up*, *time cold start*, dan *initial state*.

Tampilan Data

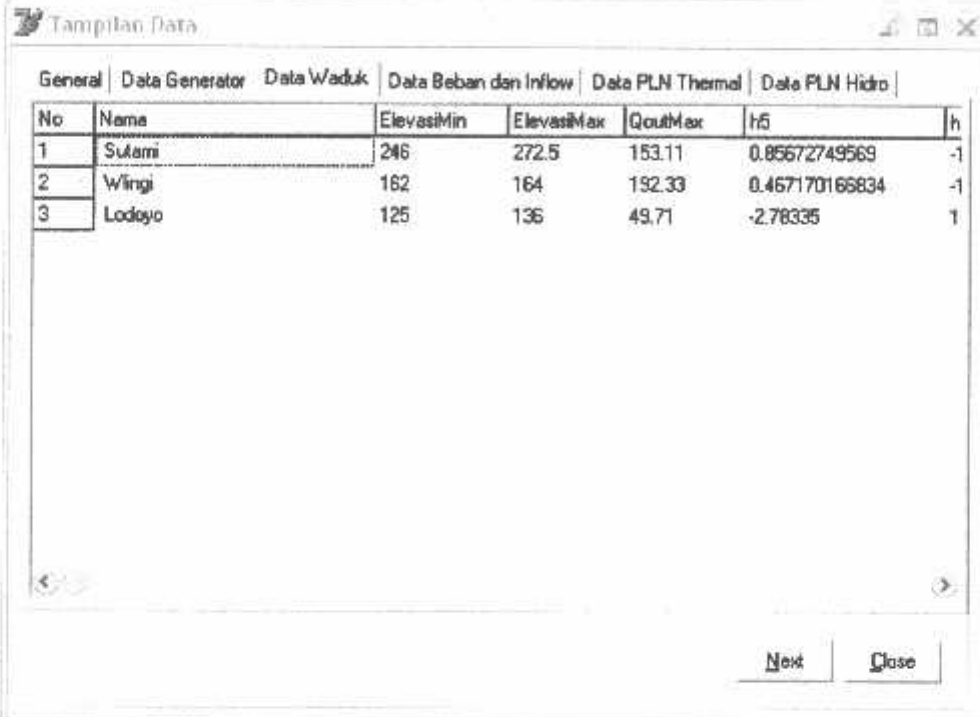
General | **Data Generator** | Data Waduk | Data Beban dan Inflow | Data PLN Thermal | Data PLN Hidro

Gen	Name	Pmax	Pmin	a0	a1	a2	Tup
1	PLTU Paitan 1	370	225	3244978	111712.15	10.2971	72
2	PLTU Paitan 2	370	225	3244978	111712.15	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 CC 3.3.1	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 CC 3.3.1	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 CC 3.3.1	480	250	17177460.3	145165.581	4.554	36

Next Close

Gambar 4 - 10
Tampilan Data Generator Pembangkitan

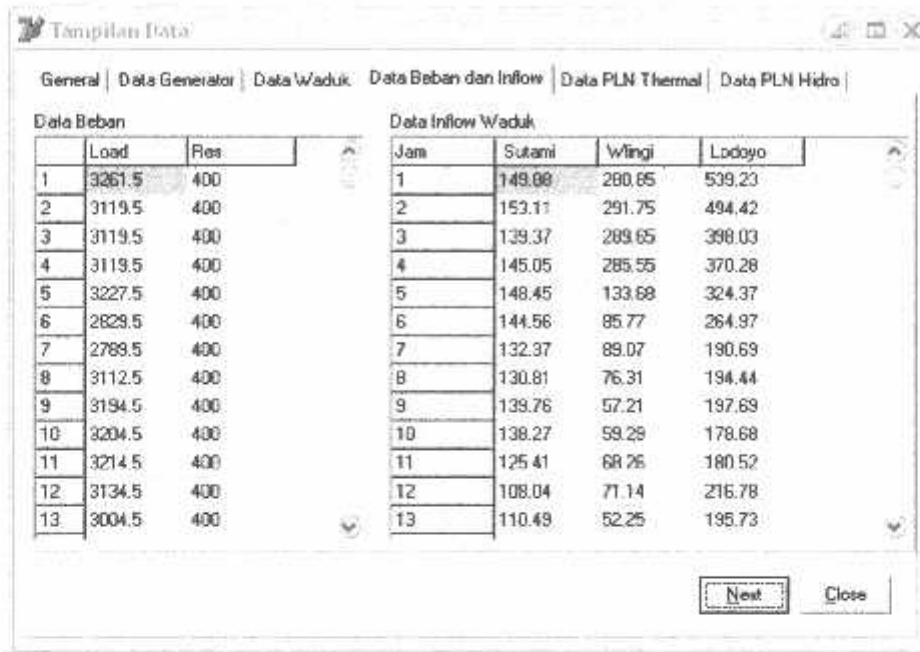
4. Tekan Tombol Data Waduk, masukkan data Elevasi minimum, Elevasi maksimum, Konstanta Daya, Qout maksimum, h 0 sampai h 5, N pipa, delay time.



No	Nama	ElevasiMin	ElevasiMax	QoutMax	h5	h
1	Sulam	246	272.5	153.11	0.85672749569	-1
2	Wlingi	162	164	192.33	0.467170166834	-1
3	Lodayo	125	136	49.71	-2.78335	1

Gambar 4 - 11
Tampilan Data Waduk

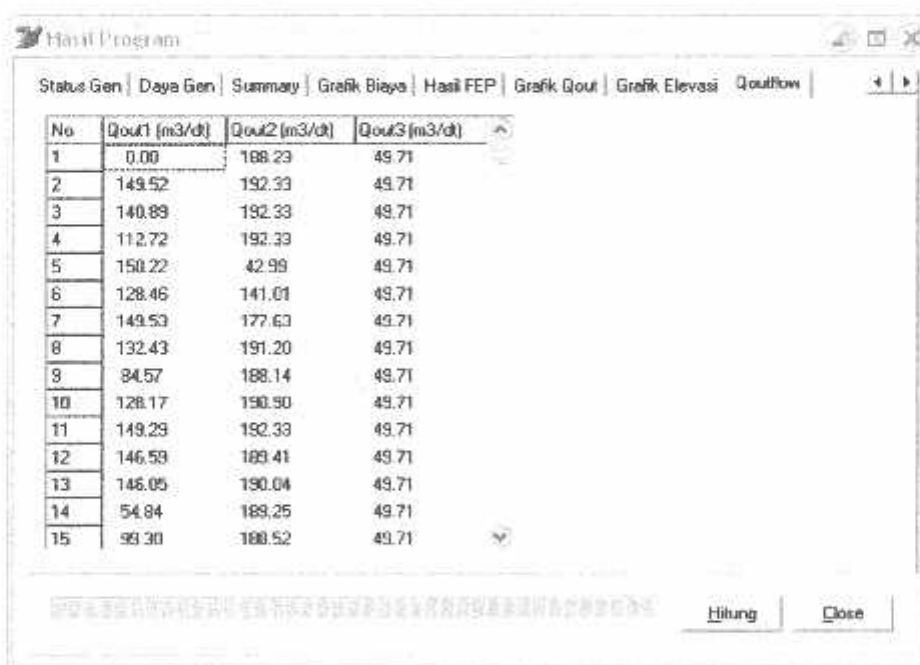
5. Tekan Data Pembebanan dan Inflow, masukan nilai pembebanan dan *spining reserve*, dan masukkan data inflow waduk.



The screenshot shows the 'Tampilan Data' window with the 'Data Beban dan Inflow' tab selected. It contains two tables: 'Data Beban' and 'Data Inflow Waduk'.

Data Beban			Data Inflow Waduk			
	Load	Res	Jam	Sutani	Wingi	Lodoyo
1	3261.5	400	1	149.88	280.65	539.23
2	3119.5	400	2	153.11	291.75	494.42
3	3119.5	400	3	139.37	289.65	398.03
4	3119.5	400	4	145.05	285.55	370.28
5	3227.5	400	5	148.45	133.68	324.37
6	2829.5	400	6	144.56	85.77	264.97
7	2789.5	400	7	132.37	89.07	190.69
8	3112.5	400	8	130.81	76.31	194.44
9	3194.5	400	9	139.76	57.21	197.69
10	3204.5	400	10	138.27	59.29	178.68
11	3214.5	400	11	125.41	68.26	180.52
12	3134.5	400	12	108.04	71.14	216.78
13	3004.5	400	13	110.49	52.25	195.73

The 'Tampilan Data' window also includes tabs for 'General', 'Data Generator', 'Data Waduk', 'Data PLN Thermal', and 'Data PLN Hidro'. At the bottom, there are 'Next' and 'Close' buttons.



The screenshot shows the 'Hasil Program' window with the 'Status Gen' tab selected. It contains a table with outflow data.

No	Qout1 (m3/dt)	Qout2 (m3/dt)	Qout3 (m3/dt)
1	0.00	188.23	49.71
2	149.52	192.33	49.71
3	140.89	192.33	49.71
4	112.72	192.33	49.71
5	150.22	42.99	49.71
6	128.46	141.01	49.71
7	149.53	177.63	49.71
8	132.43	191.20	49.71
9	84.57	188.14	49.71
10	128.17	190.90	49.71
11	149.29	192.33	49.71
12	146.59	189.41	49.71
13	146.05	190.04	49.71
14	54.84	188.25	49.71
15	99.30	188.52	49.71

The 'Hasil Program' window also includes tabs for 'Status Gen', 'Days Gen', 'Summary', 'Grafik Biaya', 'Hasil FEP', 'Grafik Gout', 'Grafik Elevasi', and 'Qoutflow'. At the bottom, there are 'Hitung' and 'Close' buttons.

Gambar 4-12
Tampilan Data Pembebanan dan Inflow

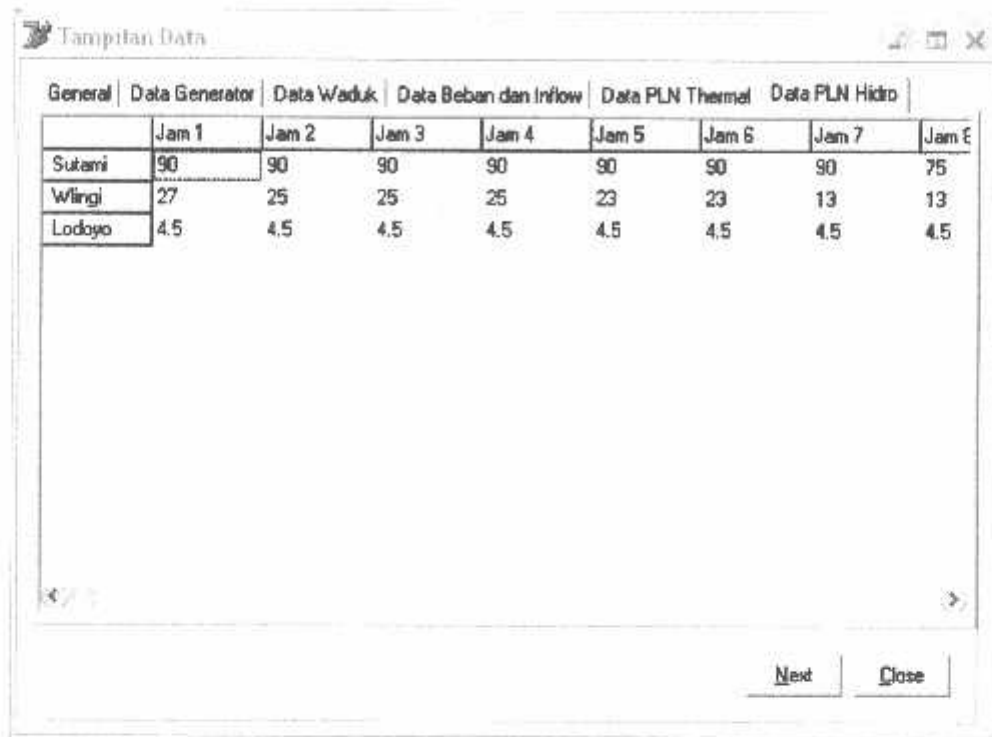
6. Masukan data daya unit pembangkit termal yang beroperasi tiap jam dengan menekan tombol Data PLN Termal.

General	Data Generator	Data Waduk	Data Beban dan Inflow	Data PLN Termal	Data PLN Hidro			
	Jam 1	Jam 2	Jam 3	Jam 4	Jam 5	Jam 6	Jam 7	Jumlah
Gen 1	370	350	350	350	370	316	316	36
Gen 2	370	350	350	350	370	316	316	36
Gen 3	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 4	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 5	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 6	350	350	350	350	350	300	300	36
Gen 7	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 8	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 9	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 10	250	245	245	245	250	200	170	26
Gen 11	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 12	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 13	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen 14	250	250	250	250	275	200	200	26

Next Close

Gambar 4 - 13
Tampilan Data Pebebanan PLN Termal Tiap Jam

7. Masukkan data daya pembangkit hidro yang dibangkitkan dengan menekan tombol Data PLN Hidro.



General	Data Generator	Data Waduk	Data Beban dan Inflow	Data PLN Thermal	Data PLN Hidro			
	Jam 1	Jam 2	Jam 3	Jam 4	Jam 5	Jam 6	Jam 7	Jam 8
Sutami	90	90	90	90	90	90	90	75
Wlingi	27	25	25	25	23	23	13	13
Lodoyo	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5

Gambar 4 - 14
Tampilan Data PLN Hidro

8. Masukkan parameter FEP kemudian jalankan program dengan menekan FEP.

The screenshot shows a software window titled "Hasil Program" with a menu bar containing: Parameter FEP, Status Gen, Daya Gen, Summary, Grafik Biaya, Hasil FEP, Grafik Qout, and Grafik Elevasi. The main area is divided into several sections:

- Parameter Evolutionary Programming:**
 - Jumlah Generasi: 100
 - Jumlah Populasi: 50
 - Scaling Factor (Beta): 0.3
 - Jumlah Param: 3
 - Panjang Chromosome: 24
- Setting Elevasi Awal dan Akhir Waduk:**

No	Nama Waduk	Elev Awal	Elev Akhir
1	Sutani	260.29	259.81
2	Wingi	163.35	163.32
3	Lodoyo	135.66	135.53
- Parameter Objective Function:**
 - Lamda Volume Akhir: 0
 - Lamda Volume: 0
 - Lamda Daya Thermal: 0
- Elevation Data:**
 - Elev tgl 4 Des 03
 - Elev tgl 6 Des 03
 - Elev tgl 7 Des 03

At the bottom of the window, there is a status bar with a progress indicator and two buttons: "Hitung" and "Close".

Gambar 4 – 15

Tampilan Data Parameter *Fast Evolutionary Programming*

9. Tekan status generator untuk mengetahui status on-off pembangkit.

Parameter FEP	Status Gen								
	Jam 1	Jam 2	Jam 3	Jam 4	Jam 5	Jam 6	Jam 7	Jam 8	Jam 9
Unit 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unit 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unit 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 6	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unit 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 10	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unit 11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 14	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unit 15	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Gambar 4 - 16
Tampilan Status Generator

10. Tekan Daya Generator untuk mengetahui daya yang dibangkitkan pada unit tertentu dan pada jam tertentu.

Hasil Program

Parameter FEP	Status Gen	Daya Gen	Summary	Grafik Biaya	Hasil FEP	Grafik Qout	Grafik Elevasi		
	Jam 1	Jam 2	Jam 3	Jam 4	Jam 5	Jam 6	Jam 7	Jam 8	Jam 9
Unit 1	370	370	370	370	370	370	365	370	370
Unit 2	370	370	370	370	370	370	365	370	370
Unit 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 6	377	294	296	303	309	250	250	296	335
Unit 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 10	377	294	296	303	338	250	260	296	335
Unit 11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 14	377	294	296	303	338	250	250	296	335
Unit 15	43	43	43	43	43	43	43	43	43

Hitung Close

Hasil Program

Parameter FEP	Status Gen	Daya Gen	Summary	Grafik Biaya	Hasil FEP	Grafik Qout	Grafik Elevasi		
	Jam 1	Jam 2	Jam 3	Jam 4	Jam 5	Jam 6	Jam 7	Jam 8	Jam 9
Unit 27	465	465	465	465	465	331	300	465	465
Unit 28	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 29	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 31	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 32	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 33	315	315	315	315	315	315	315	315	315
Unit 34	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Unit 35	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Unit 36	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Unit 37	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Unit 38	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Hidr 1	0.00	134.26	98.24	78.60	104.75	88.58	104.27	92.34	58.97
Hidr 2	30.96	31.63	31.63	31.63	7.07	23.19	23.22	31.45	30.94
Hidr 3	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36

Hitung Close

Gambar 4 - 17
Tampilan Daya Generator

11. Tekan *Summary* untuk mengetahui selisih biaya program dengan biaya PLN.

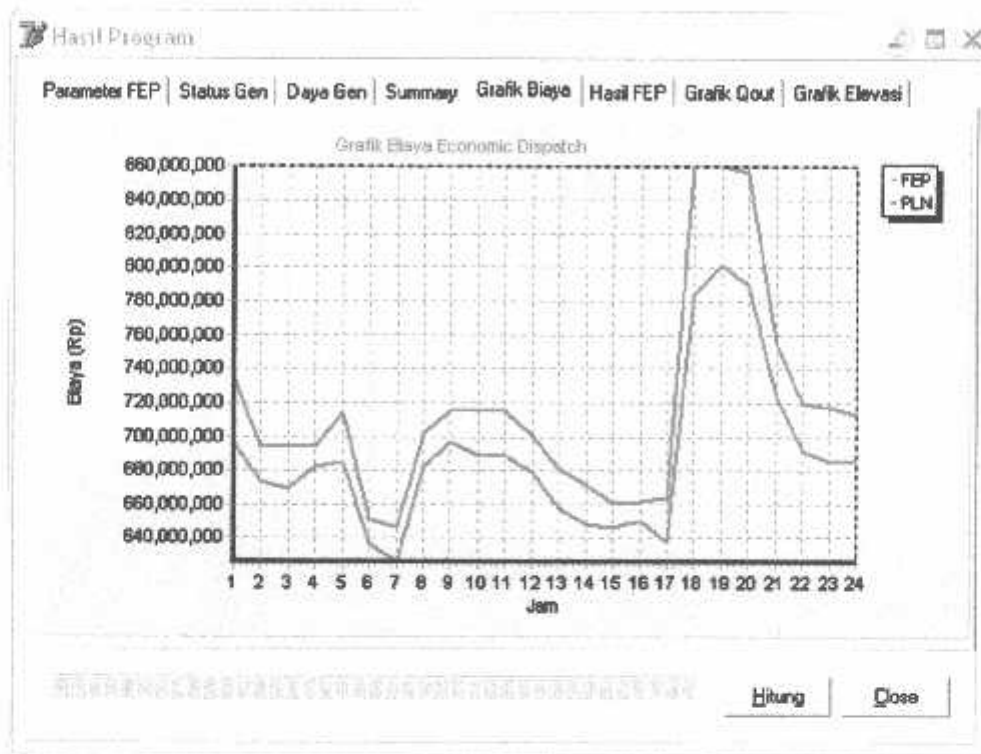
Jam	Biaya Program	Biaya PLN	Sel
1	708,652,718	733,672,317	25.
2	672,051,539	694,079,607	22.
3	672,941,283	694,079,607	21.
4	675,046,162	694,079,607	18.
5	691,604,727	714,089,019	22.
6	634,541,495	650,750,134	16.
7	627,153,374	646,344,618	19.
8	672,806,435	701,787,816	28.
9	689,959,824	714,846,727	24.
10	686,869,634	714,846,727	27.
11	686,134,111	714,846,727	28.
12	674,643,076	700,858,429	25.
13	655,481,717	681,580,859	26.
14	656,622,070	671,888,666	15.
15	646,127,988	660,923,317	14.

Total Biaya Program
 16,499,967,437
 Total Biaya PLN
 17,196,334,926
 Selisih Biaya
 696,367,489
 Lama eksekusi
 0:0:1:938
 (jam:menit:detik:mdetik)

Hitung Close

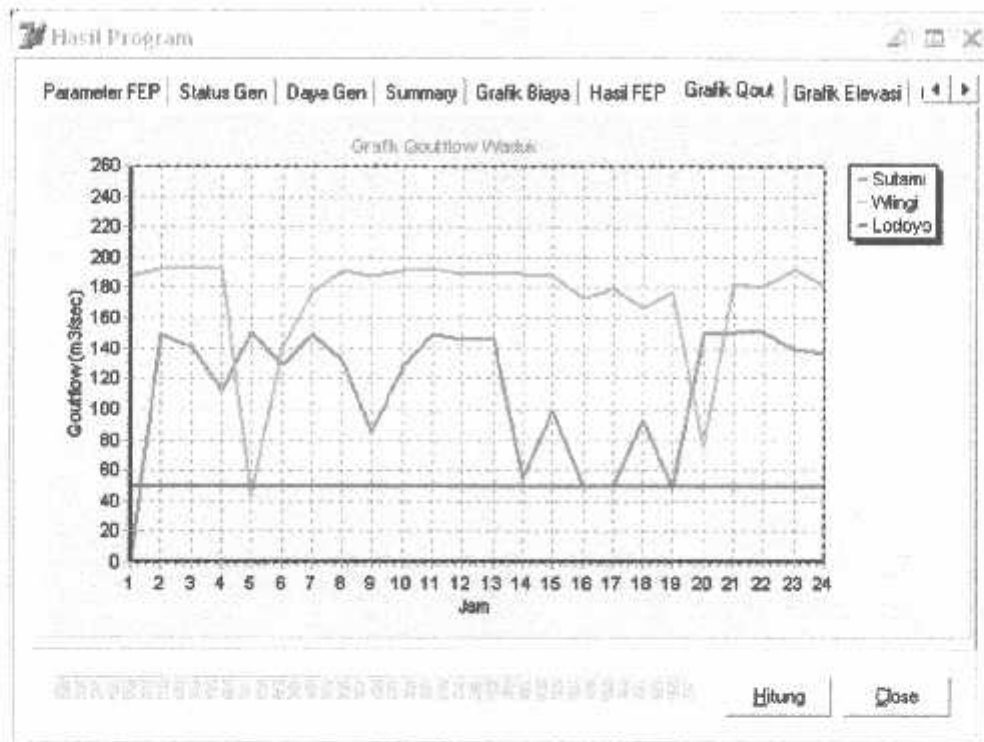
Gambar 4 - 18
Tampilan *Summary*

12. Tekan Grafik Biaya untuk melihat perbandingan biaya FEP dengan PLN dalam bentuk grafik.



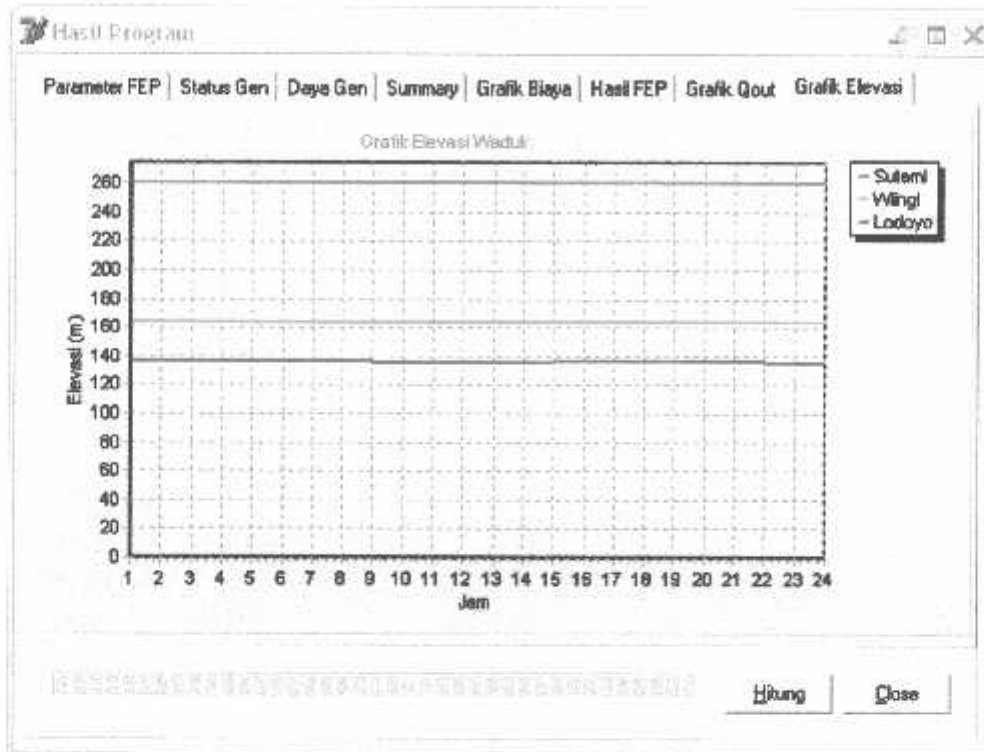
Gambar 4 - 19
Tampilan Grafik Biaya

13. Tekan Grafik Qout untuk melihat besar debit keluaran air pada waduk tiap jam.



Gambar 4 - 20
Tampilan Grafik Q out.

14. Tekan grafik elevasi untuk melihat tinggi elevasi masing-masing waduk tiap jam.



Gambar 4 - 21
Tampilan Grafik Elevasi

4.10 Analisa Program dan Hasil Perhitungan

Program optimalisasi penjadwalan pembebanan unit pembangkit hidrotermal pada sistem PT. Pembangkitan Jawa Bali dengan menggunakan metode *Fast Evolutionary Programming*, terdiri dari beberapa tahap yang kesemuanya harus dilakukan secara berurutan :

1. Tahap input data dengan inialisasi data karakteristik tiap unit dan beban tiap jam.
2. Melakukan pencarian nilai yang paling minimum dari kombinasi ketiga fungsi keanggotaan yang masing-masing untuk biaya, beban sistem .
3. Dari hasil tahap diatas, dilakukan pencarian nilai yang paling maksimum (pencarian nilai yang merupakan perpotongan dari ketiga fungsi keanggotaan). Kemudian dilakukan pencarian jejak kebelakang dari setiap tahap yang sudah dilakukan, sehingga didapat kombinasi unit-unit pembangkit yang paling murah (optimal) untuk melayani beban sistem.

Unit hidro yang beroperasi secara kaskade dalam PT. Pembangkitan Jawa-Bali terdiri dari 3 PLTA. Perbandingan daya hasil optimasi kombinasi metode *Fast Evolutionary Programming* dengan PT. Pembangkitan Jawa-Bali dalam tiap jamnya dapat dilihat pada tabel 4 - 1, sedangkan unit termal yang siap beroperasi dalam PT. Pembangkitan Jawa-Bali terdiri dari 38 unit pembangkit. Pola kombinasi unit 1 sampai 38 pada periode waktu 24 jam yaitu tanggal 4, 6 dan 7 Desember 2003, dapat dilihat pada tabel 4 - 2, 4 - 3, dan 4 - 4. Hal tersebut dipergunakan sebagai bahan perbandingan biaya operasional antara metode *Fast Evolutionary Programming* dengan PT. Pembangkitan Jawa - Bali dalam tiap jamnya. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

Tabel 4 - 1
Perbandingan Energi Hidro Sebelum dan Sesudah Optimasi

Jam	SEBELUM OPTIMASI (PT. PJB)			SESUDAH OPTIMASI (DGA)		
	BEBAN SISTEM HIDRO (MW)			BEBAN SISTEM HIDRO (MW)		
	4 DES '03	6 DES '03	7 DES '03	4 DES '03	6 DES '03	7 DES '03
01.00	124.5	121.5	116.5	145.65	33.32	133.64
02.00	124.5	119.5	116.5	145.53	138.25	140.21
03.00	123.5	119.5	116.5	145.93	132.23	129.4
04.00	123.5	119.5	116.5	142.45	112.59	126.51
05.00	123.5	117.5	116.5	138.62	114.18	109.22
06.00	123.5	117.5	116.5	144.23	115.13	137.81
07.00	123.5	107.5	116.5	145.68	135.85	133.66
08.00	124.5	92.5	101.5	145.88	126.15	116.91
09.00	113.5	89.5	66.5	146.02	92.27	111.47
10.00	109.5	99.5	66.5	146.06	123.13	136.43
11.00	129.5	109.5	76.5	146.2	138.09	138.05
12.00	132.5	109.5	79.5	142.47	135.73	72.22
13.00	132.5	114.5	79.5	142.42	135.46	136.89
14.00	109.5	99.5	79.5	144.72	71.73	130.88
15.00	139.5	99.5	79.5	145.37	102.62	35.27
16.00	139.5	99.5	74.5	143.42	65.09	136.66
17.00	139.5	109.5	79.5	145.48	66.6	140.12
18.00	137.5	108.5	84.5	140.24	95.11	140.21
19.00	137	104.5	130.5	126.19	65.28	37.02
20.00	137	104.5	129.5	136.74	118.53	129.66
21.00	137	119.5	113.5	141.98	137.13	37.02
22.00	111.5	119.5	110.5	144.11	136.83	121.32
23.00	111.5	109.5	109.5	144.5	131.04	132.91
24.00	126.5	117.5	109.5	143.97	127.66	140.21
Σ	3034.5	2629	2386	3433.86	2650	2803.7

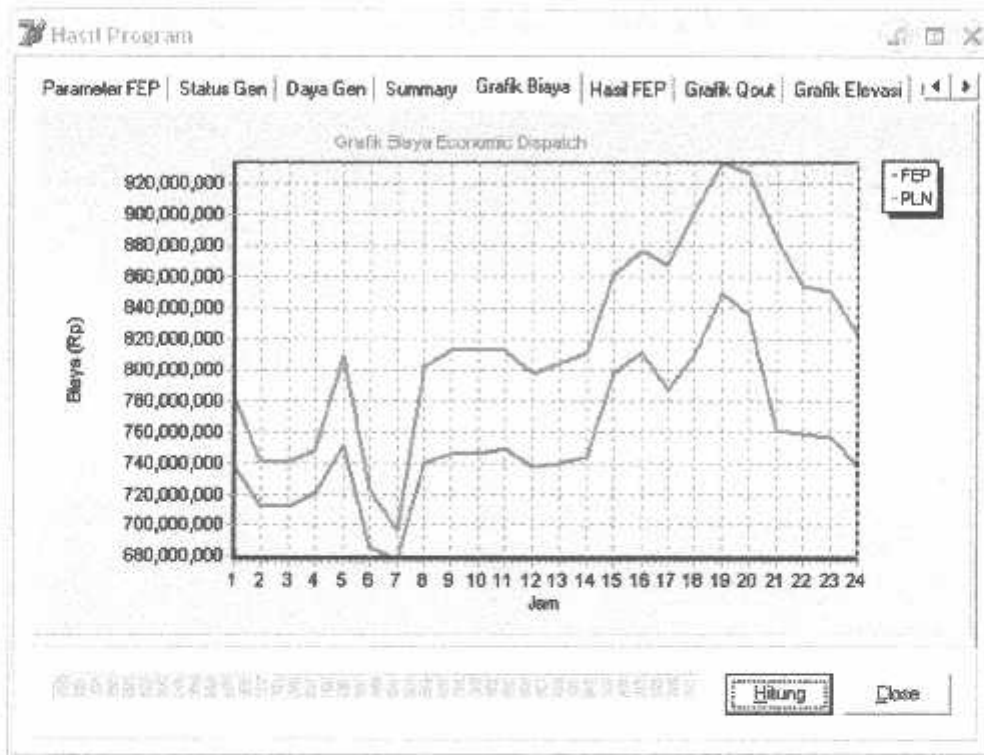
Terlihat bahwa total energi perhari setelah dioptimasi lebih besar dari pada total energi sebelum dioptimasi. Hal ini membuktikan bahwa pemaksimalan kerja unit hidro telah terpenuhi untuk meminimalkan daya pada unit termal sehingga biaya unit termal dapat di tekan.

Tabel 4 - 2
 Perbandingan Biaya Operasional Per Jam PT. PJB Dan
 Metode *Fast Evolutionary Programming*
 Pada Hari Kamis, 4 Desember 2003 Dalam Rupiah.

Jam	Biaya FEP Program	Biaya PT. PJB	Selisih Biaya
01.00	737,550,841	781,204,639	43,653,798
02.00	712,410,466	741,054,874	28,644,408
03.00	712,203,328	741,054,874	28,851,546
04.00	720,108,549	748,438,388	28,329,839
05.00	751,057,123	809,418,829	58,361,705
06.00	685,556,183	722,632,365	37,076,182
07.00	678,389,508	696,747,625,	18,356,117
08.00	739,740,847	801,869,811	62,128,964
09.00	746,246,138	812,383,597	66,137,459
10.00	745,646,701	812,383,597	66,736,896
11.00	748,594,352	812,383,597	63,789,246
12.00	737,724,981	797,476,3111	59,751,330
13.00	739,957,098	803,923,951	63,988,853
14.00	743,574,373	811,307,465	67,733,093
15.00	797,850,853	861,165,315	63,314,461
16.00	811,522,001	876,618,255	65,096,254
17.00	787,407,451	867,105,092	79,697,741
18.00	808,738,079	902,209,097	93,471,019
19.00	849,511,917	933,486,177	83,974,260
20.00	835,794,729	926,079,893	90,285,165
21.00	760,739,201	884,146,106	123,406,905
22.00	758,859,863	853,169,554	94,309,690
23.00	756,571,341	849,716,415	93,145,073
24.00	738,094,238	822,594,884	84,500,646

Grafik 4 - 1

Kurva Fungsi Pembebanan Terhadap Biaya Operasional PT. PJB Dan
 Metode *Fast Evolutionary Programming*
 Pada Hari Kamis, 4 Desember 2003

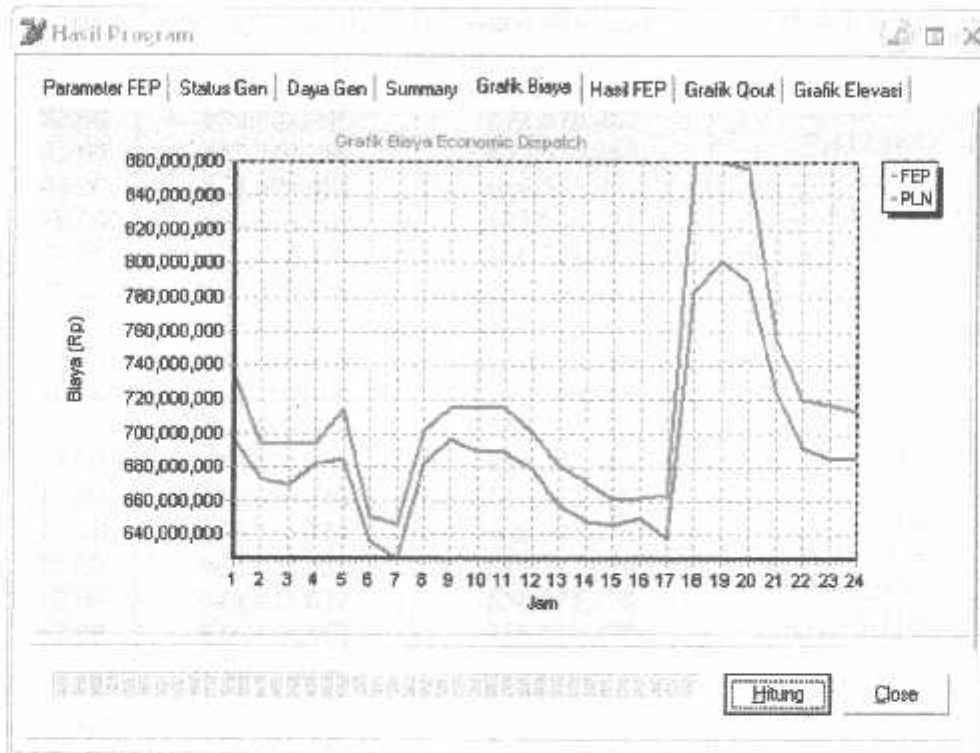


Tabel 4 - 3
 Perbandingan Biaya Operasional Per Jam PT. PJB Dan
 Metode *Fast Evolutionary Programming*
 Pada Hari Sabtu, 6 Desember 2003 Dalam Rupiah

Jam	Biaya FEP Program	Biaya PT. PJB	Selisih Biaya
01.00	708,652,718	733,672,317	25,019,599
02.00	672,051,539	694,079,607	22,028,068
03.00	672,941,283	694,079,607	21,138,324
04.00	675,846,162	694,079,607	18,233,445
05.00	691,604,727	714,089,019	22,484,292
06.00	634,541,495	650,750,134	16,208,640
07.00	627,153,374	646,344,618	19,191,243
08.00	672,806,435	701,787,816	28,981,381
09.00	689,959,824	714,846,727	24,886,902
10.00	686,869,634	714,846,727	27,977,093
11.00	686,134,111	714,846,727	28,712,616
12.00	674,643,076	700,858,429	26,215,352
13.00	655,481,717	681,580,859	26,099,142
14.00	656,622,070	671,888,666	15,266,596
15.00	646,127,988	660,923,317	14,795,329
16.00	651,030,631	661,794,495	10,763,864
17.00	639,996,813	663,268,465	23,271,652
18.00	793,039,699	860,233,798	67,194,099
19.00	798,886,836	860,233,798	61,346,962
20.00	783,518,656	856,780,659	73,262,003
21.00	721,713,654	755,513,065	34,339,411
22.00	690,026,668	720,214,886	30,188,218
23.00	685,697,425	716,537,361	30,839,936
24.00	685,160,902	713,084,222	27,923,319

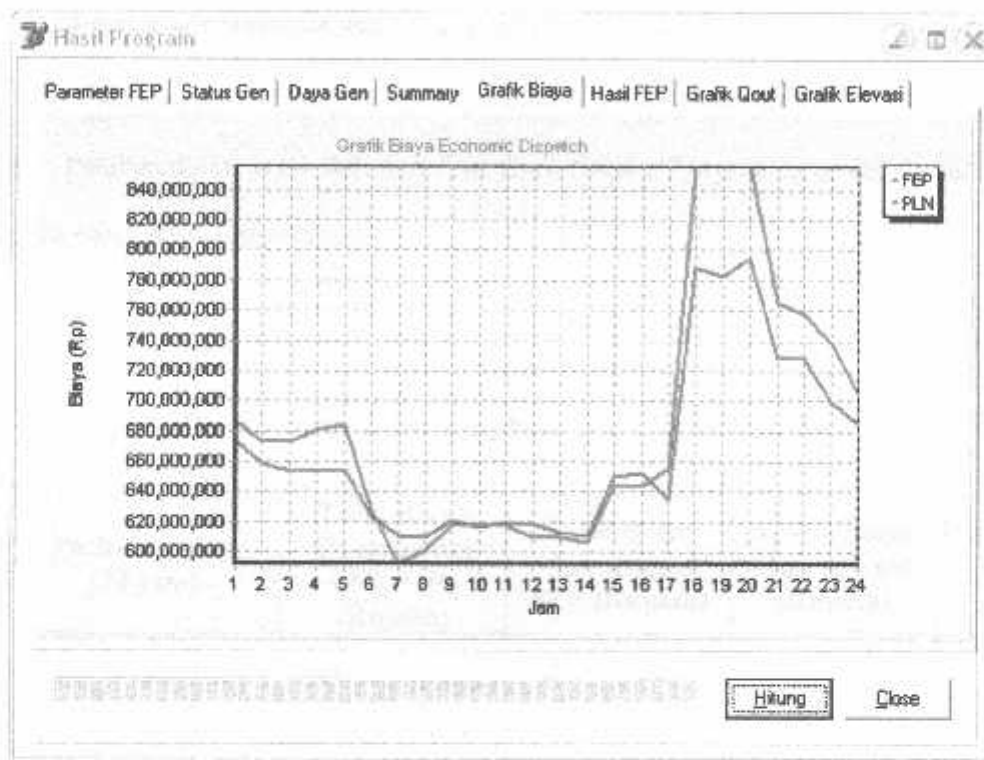
Grafik 4 - 2

Kurva Fungsi Pembebanan Terhadap Biaya Operasional PT. PJB Dan
 Metode *Fast Evolutionary Programming*
 Pada Hari Sabtu, 6 Desember 2003



Grafik 4 - 3

Kurva Fungsi Pembebanan Terhadap Biaya Operasional PT. PJB Dan
Metode *Fast Evolutionary Programming*
Pada Hari Minggu, 7 Desember 2003



BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil perhitungan dan analisa hasil perhitungan terhadap penggunaan metode *Fast Evolutionary Programming* pada penjadwalan pembangkit hidrotermal terhadap beban yang ditanggung PT. Pembangkitan Jawa Bali pada tanggal 4, 6 dan 7 Desember 2003, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Dengan menggunakan metode FEP biaya operasional secara keseluruhan dalam satu hari lebih murah di bandingkan dengan biaya PT. PJB yaitu hari Kamis tanggal 4 Desember 2003 selisih biaya Rp. 1.567.718,654 dengan efektifitas program 7,9 %. Pada hari Sabtu tanggal 6 Desember 2003 selisih biaya Rp. 696.367,489 dengan efektifitas program 4,0 %. Pada hari Minggu tanggal 7 Desember 2003 selisih biaya Rp. 415,315,798 dengan efektifitas program 2,5 %.
2. Waktu yang diperlukan untuk komputasi dengan metode FEP pada tanggal 4 Desember 2003 \pm 1,109 detik, tanggal 6 Desember 2003 \pm 1,938 detik, pada tanggal 7 Desember 2003 \pm 1,156 detik. Sedangkan waktu yang diperlukan untuk metode EP sebagai program pembanding yaitu pada tanggal 4 Desember 2003 \pm 15,47 detik, tanggal 6 Desember 2003 \pm 14,625 detik, pada tanggal 7 Desember 2003 \pm 14,812 detik. Dengan demikian waktu yang diperlukan untuk eksekusi program FEP lebih cepat dibandingkan dengan program EP
3. Pengoptimasian pembangkitan hidrotermal menggunakan metode *Fast Evolutionary Programming* merupakan suatu metode yang layak atau dapat diterapkan pada sistem PT. PJB karena biaya yang dihasilkan lebih ekonomis dan cepat dalam perhitungan.

5.2 Saran

Perlu adanya pendekatan dengan PT. Pembangkitan Jawa-Bali untuk mendapatkan data unit pembangkit hidro dan termal lengkap untuk setiap unit. Pada skripsi ini digunakan data penawaran yang merupakan data yang diberikan kepada para penyedia bahan bakar (pasar) yang nantinya PT. Pembangkitan Jawa-Bali tinggal memilih harga terendah. Jadi kemungkinan besar data biaya real dari bahan bakar yang digunakan akan sangat sulit didapat mengingat adanya perjanjian yang mengikat PT. Pembangkitan Jawa-Bali dengan produsen bahan bakar yang telah memberikan biaya terendah. Jadi kemungkinan besar biaya bahan bakar dilapangan lebih murah dari data yang digunakan pada skripsi ini.

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Wood, Allen J., *Power Generation Operation And Control*, 2nd ed, John Wiley & Sons, Inc, New York, 1996.
 - [2]. Nidul Sinha, R. Chakrabarti, and P.K. Chattopadhyay, "*Fast Evolutionary Programming Techniques for Short – Term Hydrothermal Scheduling*", IEEE Trans. On Power Syst, Vol. 18, No. 1, February 2003.
 - [3]. Xin Yao, Young Liu dan Guangming Lin, "*Evolutionary Programming Made Faster*", IEEE transaction on Evolutionary Computation, Vol 3, No 2, July 1999
 - [4]. Juharianto, skripsi "*Optimasi Pembangkit Tenaga Listrik Hidrotermal menggunakan metode Evolutionary Programming*" ITN, Desember 2004.
 - [5]. Arismunandar, Artono dan Kuwahara, "*Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik*". *Jilid I - Pembangkitan Dengan Tenaga Air*, Cet. &, PT Pradnya Paramita, Jakarta, 2000.
 - [6]. Dandekar, M.M. dan Sharma, K.N., *Pembangkit Listrik Tenaga Air*, Cet. I, UI – Press, Jakarta, 1991.
 - [7]. Marsudi, Djiteng, *Operasi Sistem Tenaga Listrik*, Balai Penerbit & Humas ISTN, Jakarta, 1990.
 - [8]. Perusahaan Umum (Perum) Jasa Tirta I, *Pola Operasi Waduk di DPS Kali Brantas musim Kemarau 2002/2003*, Malang, 2003.
 - [9]. <http://list.telnet.hu/mailman/listinfo/l-code-1>, "RE: [l-code-1] Cauchy Random", 3 Des 2002
-

LAMPIRAN



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

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

Nama Mahasiswa : RIZA MAULANA
N.I.M. : 00.12.027
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Judul Skripsi : OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK
HIDROTERMAL DENGAN METODE FAST
EVOLUTIONARY PROGRAMMING PADA
PT. PJB

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

Hari : Kamis
Tanggal : 30 Maret 2005
Dengan Nilai : 81,00 (A) *Sm*



Ketua Majelis Penguji

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

Panitia Ujian Skripsi

Sekretaris Majelis Penguji

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

Anggota Penguji

Penguji Pertama

(Signature)
(Ir. I Made Wartana, MT)
NIP. 131 991 182

Penguji Kedua

(Signature)
(Ir. Junior Siahaan)
NIP. Y. 102 8900 202



LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

1. Nama : RIZA MAULANA
2. NIM : 00.12.027
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL DENGAN METODE FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING PADA PT. PJB
6. Tanggal Mengajukan Skripsi : 27 Oktober 2004
7. Tanggal Menyelesaikan Skripsi : 30 Maret 2005
8. Dosen Pembimbing : Ir. H. ALMIZAN ABDULLAH, MSEE
9. Telah Dievaluasikan Dengan Nilai : 85,00 (Delapan Puluh Lima Koma Nol)

Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1

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

Diperiksa dan Disetujui,
Dosen Pembimbing

Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE
NIP. P. 103 9000 208



PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Rabu
Tanggal : 30 Maret 2005

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

Nama : RIZA MAULANA
NIM : 00.12.027
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Judul Skripsi : OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK
HIDROTERMAL DENGAN METODE FAST
EVOLUTIONARY PROGRAMMING PADA PT. PJB

Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	Ket
1	Buktikan metode FEP lebih cepat dibandingkan dengan metode EP.	

Anggota Penguji

Penguji Pertama

(Ir. I Made Wartana, MT)
NIP. 131 991 182

Penguji Kedua

(Ir. Junior Siahaan)
NIP. Y. 102 8900 202

Dosen Pembimbing

Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE
NIP. P. 103 9000 208



Malang, Oktober 2004

Lampiran : Satu Lembar
Perihal : **Kesediaan Sebagai
Dosen Pembimbing**
Kepada : Yth. Bapak/Ibu. Ir. H. Alamin Abdullh, MSEE
Dosen Jurusan Elektro/ T.Energi Listrik
Institut Teknologi Nasional Malang
di-
Malang

Yang bertandatangan di bawah ini :

Nama : Riza Maulana
Nim : 00.12.027
Semester : IX (Sembilan)
Jurusan : Teknik Elektro
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik S-I

Dengan ini mengajukan permohonan, kiranya Bapak/Ibu bersedia menjadi Dosen Pembimbing Utama, untuk penyusunan Skripsi dengan judul :

**OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK
HYDROTHERMAL DENGAN METODE FAST
EVOLUTIONARY PROGRAMMING
PADA PT. PEMBANGKITAN JAWA-BALI**

Seperti proposal terlampir.

Adapun Tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sjana Teknik pada jurusan Teknik Elektro.

Demikian permohonan kami, atas kesediaan Bapak / ibu kami ucapkan terimakasih.

Mengetahui,
Ketua Jurusan
Teknik Elektro

Ir. I Made Wafana, MT
Nip. 131 991 182

Malang, Oktober 2004

Pemohon,

Riza Maulana
Nim : 00.12.027

Form. S - 3a



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

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

BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

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

Malang, 19 Januari, 2005

Nomor : ITN-052/I.SKP /2/05
Lampiran : satu lembar
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. **Ir. H. ALMIZAN ABDULLAH, MSEE**
Dosen Institut Teknologi Nasional
di -
Malang

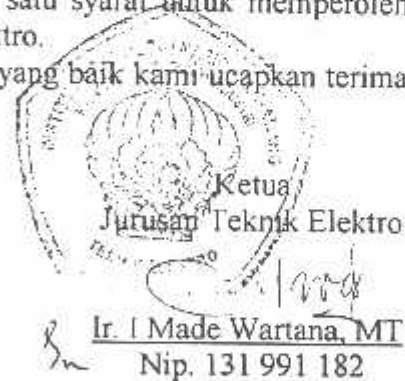
Dengan Hormat,
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam proposal skripsi melalui seminar proposal yang telah dilakukan untuk mahasiswa :

Nama : RIZA MAULANA
Nim : 0012027
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro
Konsentrasi : T. Energi Listrik (S-1)

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

7 Januari 2005 s/d 7 Juli 2005

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


Ketua
Jurusan Teknik Elektro
Ir. I Made Wartana, MT
Nip. 131 991 182

Tindakan :

1. Mahasiswa yang bersangkutan
2. Arsip.

Form. S-4a

FORMULIR PENDAFTARAN UJIAN SKRIPSI

Nama	: RIZA MAULANA
Nim	: 00.12027
Fakultas	: Teknologi Industri
Konsentrasi	: Teknik Elektro/Teknik Energi Listrik
Tingkat Program	: Strata Satu (S-1)
Alamat di Malang	: Jl. Sumber Sari III No. 52 Malang.
Tahun penulisan Skripsi	
Dosen pembimbing	: Ir. Almizan Abdullah, MCEE
Judul Skripsi	: OPTIMASI PEMRANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL DENGAN METODE FACT EVOLUTIONARY PROGRAMMING PADA YT. PJB

Persyaratan yang harus dipenuhi :

No	Persyaratan	Paraf*)
	Telah lulus semua mata kuliah keahlian/mkb sesuai konsentrasi dengan IPK / 2 sks	W
	Tidak ada nilai E	W
	Telah menyelesaikan/mengumpulkan Laporan Praktek Kerja	W
	Telah menempuh semua praktikum yang di syaratkan Jurusan	W
	Mengumpulkan Buku Skripsi yang telah ditandatangani Dosen pembimbing rangkap 3	W
	Menyerahkan Surat Puan Bimbingan Skripsi dari pembimbing Ybs.	W
	Menyerahkan kartu seminar yg di tanda tangani jurusan	W
	Telah melunasi persyaratan administrasi	W

Mengetahui
 Kajar/Sekjur

W

(E. F. YUDI LIMPRAPTONO, MT)
 NIP. Y. 1039500274

Malang, 26/03 2005

Mahasiswa ybs,

(RIZA MAULANA)

Paraf :
 Diparaf Sekretaris Jurusan



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : RIZA MAULANA
Nim : 00.12.027
Masa Bimbingan : 7 Januari 2005 s/d 7 Juli 2005

Judul Skripsi : OPTIMASI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK HIDROTERMAL
DENGAN METODE FAST EVOLUTIONARY PROGRAMMING PADA
PT. PEMBANGKITAN JAWA BALI

No.	Tanggal	Uraian	Parap Pembimbing
1.	07-03-05	Harus ada penyajian, berupa validasi tidak dapat dilakukan, lengkap & data journal dan alasan mengapa mengambil beberapa referensi	
2.	14-03-05	Perlu ada evaluasi/validasi berupa ada ke-lengkapan data lebih awal dari proses	
3.	16-03-05	1. Cek kembali referensi skripsi karena lengkap 2. Jns perlu di perbaiki, karena tidak dapat validasi thd. journal	
4.	26-03-05	Bab IV : 1. Schanung & lain lain, si tempille IC dan data pembangkitan baik PLN 2. Kenapa pakai Genetic, Pseudom?	
5.		3. Tempille, data hidro yg lengkap perlu untuk penentuan optimalisasi pada hidro	
6.			
7.			
8.			
9.			
10.			

Malang, 200
Dosen Pembimbing,

Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE

Form.S-4b

**Tampilan Beban Sistem Hidro Perjam setelah optimasi
Hari Kamis Tanggal 4 Desember 2003**

Jam	Beban Sistem Hidro (MW)			
	Sutami	Wlingi	Lodoyo	Total
01.00	104.42	38.76	2.47	145.65
02.00	104.24	38.82	2.47	145.53
03.00	105	38.46	2.47	145.93
04.00	101.16	38.82	2.47	142.45
05.00	97.37	38.78	2.47	138.62
06.00	103.02	38.74	2.47	144.23
07.00	104.74	38.47	2.47	145.68
08.00	104.59	38.82	2.47	145.88
09.00	105	38.55	2.47	146.02
10.00	105	38.59	2.47	146.06
11.00	105	38.73	2.47	146.2
12.00	101.18	38.82	2.47	142.47
13.00	102.46	37.49	2.47	142.42
14.00	104.85	37.4	2.47	144.72
15.00	104.23	38.67	2.47	145.37
16.00	102.17	38.78	2.47	143.42
17.00	104.22	38.79	2.47	145.48
18.00	99.12	38.65	2.47	140.24
19.00	86.72	37	2.47	126.19
20.00	95.53	38.74	2.47	136.74
21.00	100.69	38.82	2.47	141.98
22.00	102.98	38.66	2.47	144.11
23.00	103.93	38.1	2.47	144.5
24.00	102.77	38.73	2.47	143.97
Σ	2450.39	924.19	59.28	3433.85

**Tampilan Beban Sistem Hidro Perjam Setelah Optimasi
Hari Sabtu Tanggal 6 Desember 2003**

Jam	Beban Sistem Hidro (MW)			
	Sutami	Wlingi	Lodoyo	Total
01.00	0	30.96	2.36	33.32
02.00	104.26	31.63	2.36	138.25
03.00	98.24	31.63	2.36	132.23
04.00	78.6	31.63	2.36	112.59
05.00	104.75	7.07	2.36	114.18
06.00	89.58	23.19	2.36	115.13
07.00	104.27	29.22	2.36	135.85
08.00	92.34	31.45	2.36	126.15
09.00	58.97	30.94	2.36	92.27
10.00	89.37	31.4	2.36	123.13
11.00	104.1	31.63	2.36	138.09
12.00	102.22	31.15	2.36	135.73
13.00	101.84	31.26	2.36	135.46
14.00	38.24	31.13	2.36	71.73
15.00	69.25	31.01	2.36	102.62
16.00	34.21	28.52	2.36	65.09
17.00	34.66	29.58	2.36	66.6
18.00	65.32	27.43	2.36	95.11
19.00	33.83	29.09	2.36	65.28
20.00	103.85	12.32	2.36	118.53
21.00	104.75	30.02	2.36	137.13
22.00	104.75	29.72	2.36	136.83
23.00	97.05	31.63	2.36	131.04
24.00	95.5	29.8	2.36	127.66
Σ	1909.95	683.41	56.64	2650

**Tampilan Beban Sistem Hidro Perjam Setelah Optimasi
Hari Minggu Tanggal 7 Desember 2003**

Jam	Beban Sistem Hidro (MW)			
	Sutami	Wlingi	Lodoyo	Total
01.00	96.74	34.43	2.47	133.64
02.00	103.19	34.55	2.47	140.21
03.00	92.43	34.5	2.47	129.4
04.00	89.49	34.55	2.47	126.51
05.00	72.2	34.55	2.47	109.22
06.00	100.79	34.55	2.47	137.81
07.00	96.64	34.55	2.47	133.66
08.00	79.89	34.55	2.47	116.91
09.00	74.45	34.55	2.47	111.47
10.00	99.41	34.55	2.47	136.43
11.00	101.03	34.55	2.47	138.05
12.00	35.2	34.55	2.47	72.22
13.00	100.51	33.91	2.47	136.89
14.00	93.86	34.55	2.47	130.88
15.00	0	32.8	2.47	35.27
16.00	99.72	34.47	2.47	136.66
17.00	103.19	34.46	2.47	140.12
18.00	103.19	34.55	2.47	140.21
19.00	0	34.55	2.47	37.02
20.00	92.99	34.2	2.47	129.66
21.00	0	34.55	2.47	37.02
22.00	84.3	34.55	2.47	121.32
23.00	95.89	34.55	2.47	132.91
24.00	103.19	34.55	2.47	140.21
Σ	1918.3	826.12	59.28	2803.7

**Tampilan Data Q Outflow dan Daya Yang Dihasilkan
Unit Hidro Pada Hari Kamis Tanggal 4 Desember 2003**

Jam	Outflow Sutami (m³/dt)	Daya Sutami (MW)	Outflow Wlingi (m³/dt)	Daya Wlingi (MW)	Outflow Lodoyo (m³/dt)	Daya Lodoyo (MW)
01.00	147.87	90	156.50	30	49.71	4.5
02.00	143.69	90	156.50	30	49.71	4.5
03.00	150.58	90	156.50	29	49.71	4.5
04.00	142.19	90	151.75	29	47.34	4.5
05.00	147.79	90	149.00	29	49.71	4.5
06.00	147.31	90	149.00	29	47.34	4.5
07.00	146.21	90	151.75	29	47.34	4.5
08.00	143.34	90	151.75	30	47.34	4.5
09.00	146.75	90	112.62	19	49.71	4.5
10.00	145.33	90	98.25	15	49.71	4.5
11.00	144.88	90	167.37	35	49.71	4.5
12.00	147.33	90	200.74	38	49.71	4.5
13.00	147.67	90	206.00	38	49.71	4.5
14.00	145.77	90	112.03	15	49.71	4.5
15.00	146.78	90	194.19	45	52.08	4.5
16.00	148.73	90	236.00	45	49.71	4.5
17.00	145.34	90	231.50	45	49.71	4.5
18.00	146.49	90	228.93	43	49.71	4.5
19.00	146.82	91.5	211.04	41	49.71	4.5
20.00	149.34	91.5	203.53	41	49.71	4.5
21.00	146.52	91.5	178.85	41	49.71	4.5
22.00	147.21	87	154.56	20	49.71	4.5
23.00	147.31	87	155.99	20	49.71	4.5
24.00	146.96	87	150.84	35	49.71	4.5

**Tampilan Data Q Outflow dan Daya Yang Dihasilkan
Unit Hidro Pada Hari Sabtu Tanggal 6 Desember 2003**

Jam	Outflow Sutami (m³/dt)	Daya Sutami (MW)	Outflow Wlingi (m³/dt)	Daya Wlingi (MW)	Outflow Lodoyo (m³/dt)	Daya Lodoyo (MW)
01.00	149.88	90	139.50	27	49.71	4.5
02.00	153.11	90	133.16	25	49.71	4.5
03.00	146.65	90	130.00	25	49.71	4.5
04.00	145.05	90	130.00	25	49.71	4.5
05.00	148.45	90	124.99	23	49.71	4.5
06.00	144.56	90	122.50	23	49.71	4.5
07.00	147.64	90	108.79	13	49.71	4.5
08.00	130.81	75	68.75	13	49.71	4.5
09.00	124.89	75	66.26	10	49.71	4.5
10.00	123.01	75	74.19	20	49.71	4.5
11.00	125.41	75	131.42	30	49.71	4.5
12.00	123.31	75	154.00	30	49.71	4.5
13.00	125.76	75	179.63	35	49.71	4.5
14.00	108.60	60	181.25	35	49.71	4.5
15.00	97.30	60	181.25	35	49.71	4.5
16.00	98.61	60	185.25	35	49.71	4.5
17.00	96.70	60	192.33	45	49.71	4.5
18.00	134.22	90	181.99	14	49.71	4.5
19.00	145.31	90	20.08	10	49.71	4.5
20.00	145.83	90	80.34	10	49.71	4.5
21.00	150.18	90	87.76	25	49.71	4.5
22.00	144.44	90	130.00	25	49.71	4.5
23.00	150.22	90	95.55	15	49.71	4.5
24.00	148.55	90	95.36	23	49.71	4.5

**Tampilan Data Q Outflow dan Daya Yang Dihasilkan
Unit Hidro Pada Hari Minggu Tanggal 7 Desember 2003**

Jam	Outflow Sutami (m ³ /dt)	Daya Sutami (MW)	Outflow Wlingi (m ³ /dt)	Daya Wlingi (MW)	Outflow Lodoyo (m ³ /dt)	Daya Lodoyo (MW)
01.00	145.92	90	122.50	22	49.71	4.5
02.00	147.02	90	122.50	22	49.71	4.5
03.00	147.99	90	124.50	22	49.71	4.5
04.00	147.83	90	120.75	22	49.71	4.5
05.00	147.21	90	117.50	22	49.71	4.5
06.00	147.54	90	117.50	22	49.71	4.5
07.00	125.19	75	117.50	22	49.71	4.5
08.00	85.95	40	87.75	22	49.71	4.5
09.00	66.00	40	98.93	22	49.71	4.5
10.00	74.63	50	63.60	22	49.71	4.5
11.00	79.14	40	87.98	22	49.71	4.5
12.00	63.42	40	169.98	35	49.71	4.5
13.00	67.32	40	185.98	35	49.71	4.5
14.00	63.91	40	185.98	35	49.71	4.5
15.00	67.98	40	108.13	35	49.71	4.5
16.00	65.07	40	162.76	30	52.08	4.5
17.00	65.71	40	158.06	35	52.08	4.5
18.00	105.13	90	210.06	40	52.08	4.5
19.00	141.14	87	202.33	39	52.08	4.5
20.00	141.30	87	195.38	38	49.71	4.5
21.00	124.26	75	188.26	34	49.71	4.5
22.00	122.30	75	163.79	31	49.71	4.5
23.00	123.10	75	154.75	30	49.71	4.5
24.00	121.31	75	153.50	30	49.71	4.5

**Tampilan Hasil Optimasi Q Outflow dan Daya Yang Dihasilkan
Unit Hidro Pada Hari Kamis Tanggal 4 Desember 2003**

Jam	Outflow Sutami (m ³ /dt)	Daya Sutami (MW)	Outflow Wlingi (m ³ /dt)	Daya Wlingi (MW)	Outflow Lodoyo (m ³ /dt)	Daya Lodoyo (MW)
01.00	149.74	104.42	235.63	38.76	52.08	2.47
02.00	149.49	104.24	236.00	38.82	52.08	2.47
03.00	450.58	105	233.83	38.46	52.08	2.47
04.00	145.07	101.16	236.00	38.82	52.08	2.47
05.00	39.64	97.37	235.76	38.78	52.08	2.47
06.00	147.74	103.02	235.51	38.74	52.08	2.47
07.00	150.21	104.74	233.91	38.47	52.08	2.47
08.00	149.99	104.59	236.00	38.82	52.08	2.47
09.00	150.58	105	234.40	38.55	52.08	2.47
10.00	150.58	105	234.63	38.59	52.08	2.47
11.00	150.58	105	235.50	38.73	52.08	2.47
12.00	145.10	101.18	236.00	38.82	52.08	2.47
13.00	148.93	102.46	227.92	37.49	52.08	2.47
14.00	150.7	104.85	229.25	37.4	52.08	2.47
15.00	149.48	104.23	235.12	38.67	52.08	2.47
16.00	146.51	102.17	235.80	38.78	52.08	2.47
17.00	149.46	104.22	235.83	38.79	52.08	2.47
18.00	142.41	99.12	235.01	38.65	52.08	2.47
19.00	124.36	86.72	24.97	37	52.08	2.47
20.00	137.0	95.53	235.56	38.74	52.08	2.47
21.00	144.39	100.69	236.00	38.82	52.08	2.47
22.00	147.69	102.98	235.03	38.66	52.08	2.47
23.00	149.05	103.93	231.68	38.1	52.08	2.47
24.00	147.39	102.77	235.50	38.73	52.08	2.47

**Tampilan Hasil Optimasi Q Outflow dan Daya Yang Dihasilkan
Unit Hidro Pada Hari Sabtu Tanggal 6 Desember 2003**

Jam	Outflow Sutami (m³/dt)	Daya Sutami (MW)	Outflow Wlingi (m³/dt)	Daya Wlingi (MW)	Outflow Lodoyo (m³/dt)	Daya Lodoyo (MW)
01.00	0	0	188.23	30.96	49.71	2.36
02.00	149.52	104.26	192.33	31.63	49.71	2.36
03.00	140.89	98.24	192.33	31.63	49.71	2.36
04.00	112.72	78.6	192.33	31.63	49.71	2.36
05.00	150.22	104.75	42.9	7.07	49.71	2.36
06.00	128.46	89.58	141.01	23.19	49.71	2.36
07.00	149.53	104.27	177.63	29.22	49.71	2.36
08.00	132.43	92.34	191.20	31.45	49.71	2.36
09.00	84.57	58.97	188.14	30.94	49.71	2.36
10.00	128.17	89.37	190.90	31.4	49.71	2.36
11.00	149.29	104.1	192.33	31.63	49.71	2.36
12.00	146.59	102.22	189.41	31.15	49.71	2.36
13.00	146.05	101.84	190.04	31.26	49.71	2.36
14.00	54.84	38.24	189.24	31.13	49.71	2.36
15.00	99.30	69.25	188.52	31.01	49.71	2.36
16.00	49.06	34.21	173.39	28.52	49.71	2.36
17.00	49.70	34.66	179.84	29.58	49.71	2.36
18.00	93.67	65.32	166.78	27.43	49.71	2.36
19.00	48.52	33.83	176.8	29.09	49.71	2.36
20.00	148.94	103.85	74.92	12.32	49.71	2.36
21.00	150.22	104.75	182.3	30.02	49.71	2.36
22.00	150.22	104.75	180.8	29.72	49.71	2.36
23.00	139.18	97.05	192.3	31.63	49.71	2.36
24.00	136.96	95.5	181.21	29.8	49.71	2.36

**Tampilan Hasil Optimasi Q Outflow dan Daya Yang Dihasilkan
Unit Hidro Pada Hari Minggu Tanggal 7 Desember 2003**

Jam	Outflow Sutami (m³/dt)	Daya Sutami (MW)	Outflow Wlingi (m³/dt)	Daya Wlingi (MW)	Outflow Lodoyo (m³/dt)	Daya Lodoyo (MW)
01.00	138.74	96.74	209.35	34.43	52.08	2.47
02.00	147.99	103.19	210.06	34.55	52.08	2.47
03.00	132.55	92.43	210.06	34.5	52.08	2.47
04.00	128.33	89.49	210.06	34.55	52.08	2.47
05.00	103.54	72.2	210.06	34.55	52.08	2.47
06.00	104.54	100.79	210.06	34.55	52.08	2.47
07.00	138.60	96.64	210.06	34.55	52.08	2.47
08.00	114.56	79.89	210.06	34.55	52.08	2.47
09.00	106.76	74.45	210.06	34.55	52.08	2.47
10.00	142.56	99.41	210.06	34.55	52.08	2.47
11.00	144.89	101.03	210.06	34.55	52.08	2.47
12.00	50.48	35.2	210.06	34.55	52.08	2.47
13.00	144.14	100.51	206.19	33.91	52.08	2.47
14.00	134.61	93.86	210.06	34.55	52.08	2.47
15.00	0	0	199.45	32.8	52.08	2.47
16.00	143	99.72	209.57	34.47	52.08	2.47
17.00	147.99	103.19	209.54	34.46	52.08	2.47
18.00	147.99	103.19	210.06	34.55	52.08	2.47
19.00	0	0	210.06	34.55	52.08	2.47
20.00	133.36	92.99	207.92	34.2	52.08	2.47
21.00	0	0	210.06	34.55	52.08	2.47
22.00	120.90	84.3	210.06	34.55	52.08	2.47
23.00	137.51	95.89	210.06	34.55	52.08	2.47
24.00	147.99	103.19	210.06	34.55	52.08	2.47

IKHTISAR LAPORAN PEMELIHARAAN BULAN : DESEMBER 2003

Pemeliharaan rutin / minggu / bulanan :

Pemeliharaan rutinne Mingguan & Bulanan oleh group Pemeliharaan telah dilaksanakan sesuai jadwal dengan hasil baik.

Pemeliharaan Periodik

- | | | | |
|----|----------------------------|---|-------|
| 1. | Anual Inspection (A I) | : | NIHIL |
| 2. | General Inspection (G I) | : | NIHIL |
| 3. | Major Overhaul (M O) | : | NIHIL |

LAPORAN PENGUSAHAAN
BULAN DESEMBER 2003

NO	PLTA	SATUAN	UNIT	KETERANGAN
1	Merk generator	-	MEIDENSHA	
2	Daya terpasang	MVA	5,3	
3	Nomor pabrik	-	IH 9216R 1	
4	Nomor PLN	-	1031.210.1322.0012	
5	Jam kerja total bulan ini	Jam	743,37	
6	Jam kerja sesudah inspectio.. (MO)	Jam	37.065,57	
7	Jam kerja peak total bulan ini -)	Jam	743,37	
8	Jam kerja peak sesudah inspection MO -)	Jam	-	
9	Jumlah start total	kali		
10	Jumlah start sesudah inspection MO -)	kali	-	
11	Faktor keandalan start	%	-	
12	Faktor kapasitas (CF)	%	101,30	
13	Faktor produksi (OPF)	%	101,30	
14	Faktor kemampuan daya (d.mampu/d.terpas)	%	101,22	
15	Faktor jam kerja (SF)	%	99,92	
16	Faktor jam pemeliharaan (POF/SOF)	%	0,00	
17	Faktor jam kerusakan/gangguan (FOF)	%	0,00	
18	Pemakaian air *)	liter/kwh	3.909,70	
19	Jumlah gangguan dari dalam unit	kali	0,00	
20	Jumlah gangguan dari luar unit	kali	0,00	

CATATAN :

*) = Total pemakaian air = 3.909,70 LITER/KWH

-) = Düsü bila ada data

TERPASANG PADA Merk / Nomor serie	GENERATOR Mitsubishi / 389374	PEMAKAIAN SENDIRI Mitsubishi / 388615	KETERANGAN
Keterangan meter-meter Konstanta Tegangan Arus Klas Satuan penunjukan	600 110 V 5 A — KWH	500 110 V 5 — KWH	
Dipasang pada : Trafo arus dgn. perbandingan : Trafo tegangan dgn. perbandingan	600 / 5 A 6.600 / 110 A	500 / 5 A 380 / 110 A	
Stand meter pd.tgl 01 Januari 2004 Stand meter pd.tgl 01 Desember 2003	115.791,00 81.904,20	15.832,00 14.015,50	
Hasil pembacaan Factor pembacaan / pengali Pemakaian	33.886,80 x 100 3.388.680	1.816,50 x 10 18.165	

PT. PLN (PERSERO)
 P3B UPT KEDIRI

PETUGAS

 E.I. WAHYUDI

PT PJB
 UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
 PLTA LODOYO
 PETUGAS

FOREMAN PRODUKSI
 PLTA LODOYO

 Y. SUSILO


 KATIMIN



PT. PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA LODOYO

PEMBACAAN METER-METER PUSAT TENAGA LISTRIK PLTA LODOYO

TGL. 01 JANUARI TH 2004 - PK. 10.00 WIB

Alat pengukuran untuk	20 KV LODOYO-WLINGI	20 KV WLINGI-LODOYO	20 KV LODOYO-BLITA.	20 KV BLITAR-LODOYO	380/220 V PEMK.SENDIRI
Keterangan meter no :	389374	8788042	278308	278237	388615
Konstante	600	200	200	200	500
Tegangan	110	110 v	100/v3	100/v3	110 v
Arus	5 A	5 A	5,10 A	5,10 A	5:00 AM
Dipasang pada					
Trafo arus dgn. perbandingan	600/5 A	200/5 A	200/5 A	200/5 A	500/5 A
Trafo tegangan dgn. perbandingan	6.600/110 V	22.000/110 V	22.000/110 V	22.000/110 V	380/110 V
Stand meter pd.tgl.01Januari 2004	115.791,00	2.216,60	282,86	2.293	15.832,00
Stand meter pd.tgl.01 Desemb. 2003	81.904,20	34.900,00	282,86	2.293	14.015,50
Hasil pembacaan :	33.887	0,00	0,00	0,000	1.816,50
Factor pembacaan	x 100	x 100	x 8.000	x 8.000	x 10
Pemakaian	3.388.680	3.266.690	0	0	18.165
Petunjuk tertinggi dalam :					
Factor pembacaan					
Muatan tertinggi					
Pemakaian KWH bulan yanglalu	3.215.640	0	0	0	17.674
Muatan tertinggi					

Keterangan :

Untuk pembacaan :

1. UNIT PEMBANGKITAN PLTA LODOYO
2. PT. PLN (PERSERO) P3B UPT KEDIRI

Untuk pemeriksaan : 1 JANUARI 2004

PT. PJB

UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
ECREMAN PRODUKSI PLTA LODOYO

KATIMAN
E.I. WAHYUDI

S. Susilo
Y. SUSILO

**PENGUKURAN SEDIMENTASI KTH
PLTA LODOYO
TGL.23 Desember 2003 Pk. 09.00**

I Elevasi air Kolam Tando Harian (KTH)	=	136,00 M
Elevasi Dasar Kolam Tando Harian	=	123,00 M
Kedalaman dasar KTH	=	13,00 M

II Hasil - hasil pengukuran kedalaman air KTH

A 1 = 4,30 M	B 1 = 4,30 M	C 1 = 4,40 M
A 2 = 5,00 M	B 2 = 4,40 M	C 2 = 4,90 M
A 3 = 5,20 M	B 3 = 5,10 M	C 3 = 7,60 M
A 4 = 6,00 M	B 4 = 6,70 M	C 4 = 9,00 M
= 20,50 M	= 20,50 M	= 25,90 M
RA = 5,13 M	RB = 5,13 M	RC = 6,48 M
D 1 = 4,30 M	E 1 = 4,60 M	F 1 = 4,50 M
D 2 = 4,60 M	E 2 = 6,60 M	F 2 = 5,00 M
D 3 = 8,00 M	E 3 = 8,60 M	F 3 = 6,10 M
D 4 = 9,00 M	E 4 = 9,20 M	F 4 = 8,10 M
= 25,90 M	= 29,00 M	= 23,70 M
RD = 6,48 M	RE = 7,25 M	RF = 5,93 M

III Kedalaman air rata² = $\frac{RA + RB + RC + RD + RE + RF}{6} = \frac{36,38}{6} = 6,06$

IV Ketinggian Sediment rata - rata = 13,00 - 6,06 = 6,94 M

V Perkiraan Volume Sediment

Section I	= 23,00 X 22,50 X 6,94 X 1 M ³	= 3590,16 M ³
II	= (3,14 X 21,00 X 21,00) X 0,25 X 6,94 X 1 M ³	= 2401,66 M ³
III	= 31,50 X 21,00 X 6,94 X 1 M ³	= 4589,16 M ³
IV	= 8,00 X 29,50 X 6,94 X 1 M ³	= 1637,25 M ³

TOTAL ENDAPAN LUMPUR/SEDIMEN = 12218 M³

Mengetahui :
KEPALA PLTA DISTRIK B


SUPARDI A

Lodoyo, 30 Desember 2003

Dibuat oleh :
FOREMAN PRODUKSI


Y. SUSILO



IKHTISAR LAPORAN PENGUSAHAAN
Bulan : DESEMBER 2003

UMUM :**Hasil Produksi Energi**

Unit Pembangkit No.1	=	10,438,700	KWh
Unit Pembangkit No.2	=	18,451,700	KWh
Unit Pembangkit No.3	=	14,047,300	KWh
Total Produksi Energi	=	42,937,700.0	KWh

Rencana Produksi Energi

Target UP. Brantas	=	37,700,000	KWh
Pola Perum Jasa Tirta	=	27,115,000	KWh

Prosentase Total Produksi Energi

Terhadap Target UP. Brantas	=	113.89	%
Terhadap Pola Perum Jasa Tirta	=	158.35	%

Jam - jam Pembangkitan

Unit	Jam Op	Jam Pemel	Jam Gang	Jam St.by	Jam Periode
1	356.77	0.00	0.00	387.23	744
2	726.23	0.00	0.00	17.77	744
3	523.65	0.00	0.00	220.35	744

Kondisi Mesin Generator

Unit	Teg (KV) Max/Min	Amper (A) Max/Min	MW Max/Min	Cos Q Max/Min	MVAR Max/Min
1	10.8/10.3	2075/1090	30.5/20	1/0.81	19/0
2	10.8/10.2	2100/1070	30.5/20	1/0.76	19/0
3	10.9/10.2	2050/1020	30.5/20	1/0.81	19/0

Kondisi Tegangan Bus Max/Min

150 KV	149/137
380 KV	365/348

Beban tertinggi Puncak : 105 MW.

KV Beban tertinggi Dasar : 20 MW.

V MW Max Unit : 91.5 MW.

TEMPERATUR BEARING

	Turb Brg Max (°C)	Thrust Brg Max (°C)	Lower Brg Max (°C)	Upper Brg Max (°C)	KETERANGAN
Unit 1	57.8	56.0	60	59	Set dial Thrt brg # 1 58 ° C Alarm 63 ° C Trip
Unit 2	58.8	56	51	60	
Unit 3	59.2	56.8	48.2	58.9	



Bulan : DESEMBER 2003

Kondisi Air Waduk

Elevasi waduk Max / Min (meter)	=	261.04 / 259.60
Elevasi Tail Race Max / Min (meter)	=	182.85 / 182.00
Debit Air Masuk (Rata-rata)	=	95.49
Debit Air Keluar (Rata-rata)	=	94.02
Debit Air Melimpah (Rata-rata)	=	-

Gangguan Unit Pembangkit

Gangguan dari Dalam	=	-
Gangguan dari Luar	=	-

Pemadaman Unit Pembangkit & Trafo-Trafo**NIHIL**



IKHTISAR LAPORAN PEMELIHARAAN
Bulan : DESEMBER 2003

Pemeliharaan rutin / mingguan :

Pemeliharaan Rutin & Mingguan dilaksanakan sesuai jadwal.

Pemeliharaan Bulanan :

Pemeliharaan Bulanan dilaksanakan sesuai jadwal FLM,

Pemeliharaan bulanan dilaksanakan pada saat Unit Stop operasi (stand by).

Pemeliharaan Periodik


 LAPORAN PENGUSAHAAN
 Bulan : DESEMBER 2003

NO	PLTA	SATUAN	UNIT			KETERANGAN
			1	2	3	
1	Merk generator	-	TOSHIBA	TOSHIBA	TOSHIBA	
2	Daya terpasang	MVA	39	39	39	
3	Nomor pabrik	-				
4	Nomor PLN	-				
5	Jam kerja total bulan ini	Jam	356.77	726.23	523.65	
6	Jam kerja sesudah inspection (MO)	Jam	36,812.64	26,940.84	26,427.63	
7	Jam kerja peak total bulan ini -)	Jam	-	-	-	
8	Jam kerja peak sesudah inspection MO -)	Jam				
9	Jumlah start total	kali	20	3	18	
10	Jumlah start sesudah inspection MO -)	kali				
11	Faktor keandalan start	%	100	100	100	
12	Faktor kapasitas (CF)	%	39.64	68.88	53.22	
13	Faktor produksi (OPF)	%				
14	Faktor kemampuan daya (d.mampu/d.terpas)	%	100	100	100	
15	Faktor jam kerja (SF)	%	47.95	97.61	70.38	
16	Faktor jam pemeliharaan (POF/SOF)	%	0.00	0.00	0.00	
17	Faktor jam kerusakan/gangguan (FOF)	%	0.00	0.00	0.00	
18	Pemakaian air *)	liter/kwh				
19	Jumlah gangguan dari dalam unit	kali	-	-	-	
20	Jumlah gangguan dari luar unit	kali	-	-	-	

h i s t m

CATATAN :

*) = Total pemakaian air = liter / KWh

-)-) = Diisi bila ada data



PT. PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

FR0100PCJA

DATA PENGUSAHAAN PEMBANGKITAN
Bulan : DESEMBER 2003

Halaman : 2

PLTA / UNIT	DAYA TERP (MW)	DAYA MAM PU (MW)	BP. UNIT MW	BP. SENT. MW	PRODUKSI KWh	PEM. SEND KWh	SUSUT TRF KWh	JAM SIAP	JAM KERJA	JAM PEMEL	JAM GANGG.	JAM ST. BY	BIAYA EP Rp.')
SUTAMI 1	35,00	35,00	35,00	35,00	10.438,700	15.264,90	58.442,38	387,33	356,77	0,00	0,00	387,33	145.159.033,00
SUTAMI 2	35,00	35,00	35,00	35,00	18.451,700	26.982,61	103.035,72	17,77	726,23	0,00	0,00	17,77	263.674.792,00
SUTAMI 3	35,00	35,00	35,00	35,00	14.047,300	20.541,89	78.664,88	230,35	523,65	0,00	0,00	230,35	200.735.977,00
JUMLAH	105,00	105,00	105,00	105,00	42.937,700,00	62.789,40	240.142,98						613.579.733,00

Keterangan:

- Realisasi terhadap ketersediaan = 113,89%

RUNCAN PEMAKAIAN SENDIRI ----- SUSUT TRAFIK (KWh)

UAT = KWh
SST = KWh + KWh
TS = 62.789 KWh
EP = 42.937,700 KWh

Jumlah KWh yang diproduksi
Jumlah pemakaian sendiri + Susut rasio sendiri =
Jumlah KWh yang disalurkan

42.937,700,00 KWh - 100,00%
302.932,38 KWh - 0,71%
42.634,767,62 KWh = 99,29%

PENGUS

h2

TARGET UH/Bras 37.700.000,0

613.579.733,00

99,29%



SUSUT TRAF0

Bulan : DESEMBER 2003

FR/010/OPC/K
Halaman : 4

No	PLTA	FUNGSI TRAF0	DAYA (KVA)	TEGANGAN (KV)		EFF. (%)	PRODUKSI (kWh)	P.Sendiri (kWh)	RUGI TRAF0 (kWh)		KETERANGAN ME
				IIV	LV				MTR	UAT	
1	SUTAMI	MTR 1	39,000	154,00	11,00	99,44	10,438,700.00		58,442.38		
		MTR 2	39,000	154,00	11,00	99,44	18,451,700.00		103,035.72		
		MTR 3	39,000	154,00	11,00	99,44	14,047,300.00		78,664.88		
		PS 1	1,500	11,00	6,30	98,97		2534		26.37	
		PS 2	1,500	11,00	6,30	98,97		51,924.00		540.38	
		FEEDER 1 AC LAMPU SWYD FEEDER 3						9,624.00 936.60 356.00			
						42,937,700.00	62,789.40	240,142.98	566.75	240,709.74	SST. MASING-MASING

File: unregaman\A\03\0303\PTL\01\Respon_XI_SPT04

Karangates, 01 Januari 2004

SPV PROD PLTA DISI. A

[Signature]
SUPARMAN



DATA MONITORING AIR WADUK HARIAN
Bulan : DESEMBER 2003

TGL	DERBIT AIR KELUAR WADUK					DEBIT AIR MASUK	ELEVASI WADUK
	Turbine m ³ /detik	Spillway m ³ /detik	Flap Gate m ³ /detik	HJV m ³ /detik	Spw.weir m ³ /det		
1	122.25	-	-	-	-	92.52	259.77
2	112.86	-	-	-	-	99.80	259.6
3	68.82	-	-	-	-	108.08	260.2
4	146.6	-	-	-	-	148.55	260.29
5	144.93	-	-	-	-	118.74	259.84
6	133.64	-	-	-	-	129.97	259.81
7	108.59	-	-	-	-	105.84	259.77
8	100.81	-	-	-	-	122.55	260,10
9	146.82	-	-	-	-	181.70	260.77
10	148.14	-	-	-	-	151.99	260.83
11	147.44	-	-	-	-	107.37	260.16
12	110	-	-	-	-	87.62	259.79
13	76.32	-	-	-	-	87.93	259.98
14	72.22	-	-	-	-	79.99	260.09
15	69.09	-	-	-	-	68.53	260.08
16	66.72	-	-	-	-	76.14	260.25
17	77.71	-	-	-	-	67.85	260.09
18	95.35	-	-	-	-	86,70	259.94
19	75.11	-	-	-	-	83.66	260.09
20	95.79	-	-	-	-	92.42	260.1
21	87.63	-	-	-	-	107.25	260.46
22	105.35	-	-	-	-	95.98	260.22
23	79.23	-	-	-	-	81.11	260.25
24	62.95	-	-	-	-	73.27	260.43
25	55.84	-	-	-	-	63.44	260.56
26	54.08	-	-	-	-	63.63	260.73
27	52.05	-	-	-	-	58.28	260.83
28	53.15	-	-	-	-	55.00	260.86
29	58.39	-	-	-	-	63.71	260.96
30	121.87	-	-	-	-	130.69	261,10
31	64.83	-	-	-	-	61.22	261.04
Max	148.14				0	181.7	261.04
Min	52.05				0.00	55.00	259.60
Rat	94.02				#DIV/0!	95	260
JML	2914.61	0			0	2864.83	

\\Cr:\sru\supraman\TA38\N2003\DTL\BLDES2003.XLS\FP3B2

CATATAN :



KWH METER KONVENSIONAL
PRODUKSI ENERGI MWH & JAM OPERASI
Bulan : DESEMBER 2003

TGL	PRODUKSI ENERGI MWH JAM 10.00				JAM OPERASI			
	I	II	III	JUMLAH	I	II	III	JUMLAH
1	678700	427700	682400	1,786,800	24.00	15.28	24.00	63.28
2	292600	439100	374600	1,106,300	21.13	14.95	24.00	60.08
3	497500	650600	518600	1,666,700	6.77	24.00	7.68	38.45
4	728000	732100	736800	2,197,900	24.00	24.00	24.00	72.00
5	694800	703700	704400	2,102,900	24.00	24.00	24.00	72.00
6	587800	646700	646900	1,881,400	24.00	24.00	24.00	72.00
7	176300	585100	589300	1,350,700	14.13	24.00	24.00	62.13
8	502300	689400	696100	1,888,300	7.03	24.00	24.00	55.03
9	731600	632800	741200	2,105,600	24.00	24.00	24.00	72.00
10	736500	842800	748200	2,327,500	24.00	24.00	24.00	72.00
11	696200	702700	670300	2,069,200	24.00	24.00	24.00	72.00
12	328200	564600	391100	1,283,900	24.00	24.00	15.00	63.00
13	149300	572900	429300	1,151,500	5.35	24.00	15.58	44.93
14	138700	540200	327300	1,004,200	4.85	24.00	16.50	45.35
15	158500	579100	206800	944,400	5.65	24.00	13.27	42.92
16	197700	802700	382600	1,163,000	6.50	24.00	6.87	37.37
17	156900	631900	459200	1,248,000	5.43	24.00	13.38	42.82
18	176400	573800	500100	1,250,300	6.42	24.00	24.00	54.42
19	371500	808100	461800	1,441,400	6.85	24.00	17.15	48.00
20	222700	566900	358300	1,147,900	13.87	24.00	15.98	53.85
21	361800	683500	591300	1,636,600	7.17	24.00	18.87	50.03
22	159200	607700	601000	1,367,900	10.75	24.00	24.00	58.75
23	177800	545800	214400	937,800	6.18	24.00	16.47	46.65
24	213800	549500	220400	983,700	6.28	24.00	7.90	38.18
25	100500	521600	174000	796,100	5.42	24.00	7.05	36.47
26	121300	521900	172100	815,300	4.78	24.00	6.90	35.68
27	95800	512000	173900	781,700	3.90	24.00	6.95	34.85
28	124100	525700	156200	806,000	4.93	24.00	6.17	35.10
29	416100	574400	443000	1,433,500	6.62	24.00	7.40	38.02
30	332900	602000	506300	1,441,200	4.75	24.00	24.00	52.75
31	115700	514900	189400	820,000	0.00	24.00	12.53	36.53
TOTAL	10,438,700	18,451,700	14,047,300	42,937,700	356.77	726.23	523.65	1,606.65

PT. PEMBANGKITAN ENERGI BRANTAS DESEMBER 2003

Keterangan.


 KWH METER ME PJB
 PRODUKSI ENERGI MWH & JAM OPERASI
 Bulan : DESEMBER 2003

TGL	PRODUKSI ENERGI MWH JAM 10.00				JAM OPERASI			
	I	II	III	JUMLAH	I	II	III	JUMLAH
1	700770	684810	684500	2,070,080	24.00	15.28	24.00	63.28
2	666540	421630	695550	1,783,720	21.13	14.95	24.00	60.08
3	288620	429710	367480	1,085,810	6.77	24.00	7.68	38.45
4	489930	635870	508150	1,633,950	24.00	24.00	24.00	72.00
5	719760	716820	723650	2,160,230	24.00	24.00	24.00	72.00
6	685620	688330	691310	2,065,260	24.00	24.00	24.00	72.00
7	580390	632770	634750	1,847,910	14.13	24.00	24.00	62.13
8	174230	572820	578360	1,325,410	7.03	24.00	24.00	55.03
9	496860	675430	783950	1,956,240	24.00	24.00	24.00	72.00
10	722180	717190	627,40	2,066,710	24.00	24.00	24.00	72.00
11	725680	725750	733460	2,184,890	24.00	24.00	24.00	72.00
12	688250	687880	658310	2,034,440	24.00	24.00	15.00	63.00
13	324360	551990	483620	1,359,970	5.35	24.00	15.58	44.93
14	147220	560300	321150	1,028,670	4.85	24.00	16.50	45.35
15	134970	528450	320800	984,220	5.65	24.00	13.27	42.92
16	156260	566300	202470	925,030	6.50	24.00	6.87	37.37
17	195230	588660	355310	1,139,200	5.43	24.00	13.38	42.82
18	154880	617560	449850	1,222,290	6.42	24.00	24.00	54.42
19	174270	561330	491190	1,226,790	6.85	24.00	17.15	48.00
20	367080	595260	452830	1,415,150	13.87	24.00	15.98	53.85
21	220220	555310	351400	1,126,930	7.17	24.00	18.87	50.03
22	357350	668340	590390	1,606,080	10.75	24.00	24.00	58.75
23	157350	594280	589620	1,341,250	6.18	24.00	16.47	46.65
24	175640	533270	210050	918,960	6.28	24.00	7.90	38.18
25	177820	537760	215940	931,520	5.42	24.00	7.05	36.47
26	133170	510630	170630	814,430	4.78	24.00	6.90	35.68
27	119950	510510	168650	799,110	3.90	24.00	6.95	34.85
28	94940	501210	170980	767,130	4.93	24.00	6.17	35.10
29	122760	513980	152250	788,990	6.62	24.00	7.40	38.02
30	411970	561750	434590	1,408,310	4.75	24.00	24.00	52.75
31	330240	539600	497290	1,417,130	0.00	24.00	12.53	36.53
TOTAL	10,894,490	18,235,500	14,305,820	43,435,810	356.77	726.23	523.65	1,606.65

C:\smp\pjb\TA\BR03\01\11\11\DESEMBER 2003.XLS (P.7/11)

Keterangan.



PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

DATA PEMELIHARAAN PEMBANGKIT
Bulan : DESEMBER 2003

FR018/01C/R

Halaman : 9

NO	P L T A	UNIT NO	TANGGAL		JAM LEPAS	JAM MASUK	JENIS PEMELIHARAAN	FISIK %	KETERANGAN
			LEPAS	MASUK					
1	SUTAMI	1	03-12-2003	03-12-2003	8:30	12:00	Pemks/pembers/pengukuran Brush Exciter & collector Pemeriksaan bagian dalam generator Pemeriksaan dalam turbine Pit Pemeriksaan panel ABB	-	Pelaksanaan Unit pada waktu sedang Stand By
2	SUTAMI	2	01-12-2003	01-12-2003	8:30	12:00	Pemks/pembers/pengukuran Brush Exciter & collector Pemeriksaan bagian dalam generator Pemeriksaan dalam turbine Pit Pemeriksaan panel ABB	-	Pelaksanaan Unit pada waktu sedang Stand By
3	SUTAMI	3	12-12-2003	12-12-2003	8:30	12:00	Pemks/pembers/pengukuran Brush Exciter & collector Pemeriksaan bagian dalam generator Pemeriksaan dalam turbine Pit Pemeriksaan panel ABB	-	Pelaksanaan Unit pada waktu sedang Stand By
4	SUTAMI	2	03-12-2003	03-12-2003	08:00	12:00	Pembersihan oil cooler Upper Bearing & Turbin brg	-	Pelaksanaan Unit pada waktu sedang Stand By

30

Keterangan :



PT PJB
UNIT PEMBANGKITAN BRANTAS
PLTA SUTAMI

BEBAN TERTINGGI TRANSMISI
Bulan : DESEMBER 2003

Halaman : 11

JURUSAN	PANJANG (KM)	TEG. (KV)	JENIS PENAMPANG	AMPERE NOMINAL	SETTING	BEBAN TERTINGGI			JAM OPERASI	
						TANGGAL	JAM	AMPERE		
								% L.NOM		
PLTA SUTAMI - KEBONAGUNG 1	30	154	ACSR	740	560	4-12-2003	15.00	245.00	33.11	744
PLTA SUTAMI - KEBONAGUNG 2	30	154	ACSR	740	560	4-12-2003	15.00	245.00	33.11	744
PLTA SUTAMI - WINGI TERIMA	26	154	ACSR	480	300	12-12-2003	12.00	172.00	35.83	744
• WINGI KIRIM	26	154	ACSR	480	300	01-12-2003	01.00	270.00	56.25	744



LAPORAN PEMAKAIAN BBM KENDARAAN OPERASIONAL

Bulan : DESEMBER 2003

Jenis Kendaraan : Station Wagon (Kijang)

Nomor Polisi : 3394N2152/E/BR/3N/7283/EG

Liter BBM / KM : 10 KM

TGL	URAIAN KEPERLUAN	TUJUAN	JARAK TEMPUH KM	PREMIUM Ltr	KET
1	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
2	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
3	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
4	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
5	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
6					
7					
8	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
9	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
10	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
11	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
12	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
13					
14					
15	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
16	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
17	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
18	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
19	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
20					
21					
22	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
23	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
24	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
25					
26	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
27					
28					
29	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
30	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
31	Operasional PLTA	PLTA Sutami - SGR	25	25	Pergi - Pulang
	T O T A L			525	

C:\sifa\suparman\TAHUN2003\DTLBLEDES2003.XLS112

Karangates, 1 JANUARI 2004

PH
Mengetahui
KEPALA PLTA DISTRIK, A


SUPARMAN

Dibuat oleh
SPV. PROD PLTA DIST, A


SUPARMAN



LAPORAN PEMAKAIAN BBM KENDARAAN OPERASIONAL

Bulan : DESEMBER 2003

Jenis Kendaraan : Sepeda Motor (Honda) & Win

Nomor Polisi : N 8619 S M 0 2 0 3 N 4696 3 F V

Liter BBM / KM : 20 KM

TGL	URAIAN KEPERLUAN	TUJUAN	JARAK TEMPUH KM	PREMIUM		KET
				Ltr		
1	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
2	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
3	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
4	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
5	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
6						
7						
8	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
9	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
10	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
11	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
12	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
13						
14						
15	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
16	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
17	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
18	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
19	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
20						
21						
22	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
23	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
24	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
25						
26	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
27						
28						
29	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
30	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
31	Operasional PLTA	PLTA Sutami - Kantor UP BRANT	5	4		KAM & STAFF
	TOTAL				76	

Karangates, 1 JANUARI 2004

Mengetahui
KEPALA PLTA STM & SGR

Dibuat oleh
SPV. PROD PLTA DIST. A

SUPARMAN

Formula KWh Bulan : Desember 2003

Tgl	Generator Unit 1		Generator Unit 2		Total kWh Unit 1 + 2	Station Service		Spill Way		Irrigation		Station Service Murni
	Stand meter	Stand meter	Stand meter	Stand meter		Stand meter	Akhir	Akhir	Akhir	Akhir	Stand meter	
31	19430,5	87813,2	93500,1	885,5	11022000	93500,1	885,5	1871,8	0	0	43857	
1	8408,5	80987,1	32133,4	885,5	6646100	32133,4	885,5	1871,8	0	0	0	
Hasil	11022000	6646100	43867	0	17668100	43867	0	0	0	0	43857	

Bulan Nopember

Unit	JK Kwh	JSO Kwh	JSB Kwh
1	28624,30	117054,05	265086,500
2	16157,58	108703,95	587564,1100
Jumlah	16584,8900	587564,1100	

Bulan Desember

Unit	JK Kwh	JSO Kwh	JSB Kwh
1	664,38	29288,88	117718,43
2	457,90	11494160,900	2771085,00
Jumlah	864,6100	16615,48	109161,95
		172494,900	5882287,200

Formula Jam

Unit	JK	JS	JH	JG	JP
1	664,38	79,62	0,00	0,00	744,00
2	457,90	286,10	0,00	0,00	744,00
Jumlah	1122,28	365,72	0,00	0,00	1488,00

Formula Jam & KWh

Bulan	JK	JSO	JSB	OKI
1	26474,28	116904,03		JK
2	15090,13	108436,5		267,45
Jumlah	44384,41	225340,53		417,47

Formula Susut Trafo

PGT 1	PGT 2	PGT 3	PGT 4	PGT 5	PGT 6	PGT 7	PGT 8	PGT 9	PGT 10	PGT 11	PGT 12	PGT 13	PGT 14	PGT 15	PGT 16	PGT 17	PGT 18	PGT 19	PGT 20	
0,0056	11022000	1,0003	21,933,5																	
0,0056	11022000	21940,08	61,600,34																	
0,0056	6646100	1,0003	21,933,50																	
0,0056	6646100	21940,08	37,095,30																	
PUAT	21933,5	6,58	Total sst =	98,708,79																
0,0003					121,98	24	3600	31												
							17698100													18,491344

Formula Dekade Air

Dekade	Turbine	Spill way	Plaf gate	Irigasi	T.O flow	In flow
I	151,25	55,22	2,51	14,88	273,66	223,03
II	117,02	0,00	0,39	15,04	132,45	133,62
III	98,88	0,55	0,80	16,01	117,24	117,87
Jumlah	368,15	55,76	3,71	45,73	473,36	474,53
Rata-rata	122,98	19,94	1,22	15,27	162,02	156,88

Unit	Tegangan (KV)		Ampere (A)		MW	Mvar	Cos Q		Tegangan 154 KV		Tegangan 6,3 KV	
	MAX	MIN	MAX	MIN			MAX	MIN	MAX	MIN		
1	10,9	9,7	1575	570	27	14	1,00	0,68	146	128	5,9	5,3
2	10,9	10	1550	550	25	14	1,00	0,70				

UPBRAN = 12.300.000
PJT = 7.156.230

JK = Jam Kerja JSO = Jam Kerja sejak Overhaul JSB = Jam Kerja sejak beroperasi

H ANALOG JAM 10.00 BULAN : Desember 2003

KWh Generator Unit 1				KWh Generator Unit 2				Total			KWh Local Service Unit 1			KWh Local Service Unit 2			KWh Station Service			
X 1000	Hasil	Kumulatif	X 1000	Hasil	Kumulatif	1 + 2	Kumulatif	X 2000	Hasil	Kumulatif	X 2000	Hasil	Kumulatif	X 10	Hasil	Kumulatif	X 10	Hasil	Kumulatif	
8408,5			80867,1					20005,9												
8763,2	354700	354700	81248,7	281090	281090	636300	636300		0	0		0	0	92193,4			92193,4			
9126,6	363400	718100	81530,4	281700	563300	645100	1281400		0	0		0	0	92334,3	1404	1404	1400	1409	1409	
9417,6	201000	1009100	81836,...	3076,...	870900	558600	1880000		0	0		0	0	92484	1495	2892	1497	1497	2006	
9927,3	509700	1518800	82212,7	374700	1245600	884400	2764400		0	0		0	0	92632,1	1476	4368	1481	1481	4387	
10289,1	361900	1880600	82517,1	304400	1550000	866200	3430600		0	0		0	0	92781,6	1569	5938	1575	1575	5962	
10624,0	334900	2215500	82755,2	239100	1189100	574000	4004600	20047,5	832	832				92830,5	1410	7346	1419	1419	7381	
11010,4	386400	2501900	83075,3	318900	2107900	705200	4709800	20124,5	1546	2378				93068,5	0	7854	1360	1360	8731	
11351,3	349900	2947800	83360,5	286500	2393400	626400	5336200	20202,2	1548	3926				93377,8	0	7854	1555	1555	10286	
11897,6	582200	3529000	83711,0	350500	2743900	936700	6279900	20285,8	1672	5598				93697,0	0	7854	1558	1558	11944	
12485,8	548300	4077300	83937,0	286000	3029900	834200	7107200	20360,9	1502	7100				94022,2	0	7854	1682	1682	13520	
12980,5	484700	4572000	84297,5	300500	3330400	795200	7902400	20432,5	1432	8532				94333,3	0	7854	1882	1882	15036	
13307,2	326700	4898700	84570,1	272600	3603000	599300	8501700	20503,5	1420	9952				94674,7	0	7854	1436	1436	16472	
13848,1	340900	5239600	84828,6	258400	3891500	483300	9584300	20572,9	1368	11340				95097	0	7854	1430	1430	17902	
14001,3	363200	5592800	84956,6	130100	3991500	483300	9584300	20647,1	1364	12704				95433,3	0	7854	1371	1371	20869	
14286,1	264800	5867600	85039	80400	4071900	375200	9959500	20711,7	1412	14116				95784,7	0	7854	1371	1371	23088	
14680,8	384700	6272300	85087,1	48100	4120000	432800	10397300	20776,5	1304	15420				96168,1	0	7854	1419	1419	22088	
14961,6	270800	6543100	85252,9	165800	4285800	436600	10828900	20847,2	1408	16826				96529,1	0	7854	1311	1311	23399	
15312,1	360500	6903600	85480,7	237800	4523600	596300	11427200	20917,9	1414	18240				96884,7	0	7854	1414	1414	24813	
15921,0	308900	7212500	85748,3	258600	4782200	567500	11994700	20995,5	1362	19602				97246,8	0	7854	1421	1421	26234	
16071,5	450500	7663000	86013,3	264000	5046200	714500	12709200	21057,3	1426	21028				97608,8	0	7854	1377	1377	27606	
16369,7	488200	8151200	86356,2	342900	5389100	831100	13540300	21131,7	1468	22516				98054	0	7854	1430	1430	29036	
16888,0	388300	8488500	86653,1	296900	5686000	632200	14175600	21202,9	1468	25328				98509,7	0	7854	1483	1483	30529	
17282,1	384100	8873600	86753	90800	5785900	632200	14659500	21272,3	1388	25328				98962,1	0	7854	1434	1434	31963	
17689,7	301600	9181200	86836,2	83200	5869100	390800	15050300	21340,9	1372	26700				99417,8	0	7854	1394	1394	33357	
17928,0	333300	9519500	86879,7	43500	5912600	301800	15432100	21404,6	1274	27974				99866,8	0	7854	1377	1377	34734	
18209,3	311300	9830800	86925,3	45600	5968200	366900	15799000	21466	1258	29242				100316	0	7854	1278	1278	36012	
18479,1	238800	10067600	86967,3	42000	6000200	278800	16067800	21529,4	1225	30470				100772,1	0	7854	1275	1275	37287	
18752,5	275400	10344000	87026,1	58000	6059000	335200	16403000	21592,7	1266	31735				101228,6	0	7854	1231	1231	38519	
19095,7	341200	10687200	87072,7	46600	6105600	389800	16792800	21657,9	1304	33040				101711,8	0	7854	1266	1266	39784	
19390,4	294700	10981900	87335,5	262800	6368400	557500	17350300	21706,7	958	33995				102162,9	0	7854	1311	1311	41065	
19430,5	40100	11022000	87613,2	277700	6646100	317800	17568100	21757,7	0	33596				102646,2	474	8329	1433	1433	42528	
	Jumlah 1	11022000		Jumlah 2	6646100	Total 1+2	17568100	Pemakaian lokal unit 1	0	33596	Pemakaian lokal unit 2	1334	9662	Pemakaian Sendiri	1339	9662	9662	1339	43867	43867

H ANALOG JAM 24.00 BULAN : Desember 2003

No	KWh Generator Unit 1			KWh Generator Unit 2			Total			KWh Local Service Unit 1			KWh Local Service Unit 2			KWh Station Service		
	X 1000	Hasil	Kumulatif	X 1000	Hasil	Kumulatif	1 + 2	Kumulatif	X 20	Hasil	Kumulatif	X 20	Hasil	Kumulatif	X 10	Hasil	Kumulatif	
1	8225,0			80832,5					20005,9			80403,6			92132,5			
2	8605,1	381100	381100	81140,6	308100	308100	689200	689200	20005,9	0	0	80554,1	1412	1412	92274,2	1417	1417	
3	8931,5	385400	766500	81464,2	323600	631700	709000	1388200	20005,9	0	0	80528,3	1404	2821	92423,7	1495	2917	
4	9327,8	336300	1102800	81848,0	163600	815600	520100	1918300	20005,9	0	0	80701,2	1458	4279	92569,9	1462	4374	
5	9740,9	413100	1515900	82023,1	375100	1190600	755200	2706500	20005,9	0	0	80778,0	1536	5815	92714,4	1545	5919	
6	10171,3	430400	1946300	82420,7	397600	1588200	825000	3594500	20005,9	0	0	80850,7	1424	7239	92870,3	1459	7378	
7	10512,5	341300	2287600	82569,0	248300	1836500	595600	4124100	20019,0	262	262	80905,5	1116	8355	93009,2	1389	8767	
8	10889,9	377300	2664900	82981,8	297800	2129300	670100	4794200	20092,5	1476	1738	80985,5	0	8355	93157,8	1486	10253	
9	11260,9	371000	3035900	83252,9	301100	2430400	672100	5466300	20172,2	1568	3326	81072,2	0	8355	93317,5	1597	11850	
10	11635,1	424200	3460100	83583,7	320600	2751200	745000	6211300	20251,5	1625	4952	81157,5	0	8355	93480,8	1633	13483	
11	12255,6	570500	4030600	83900,5	316800	3068000	887300	7098900	20330,2	1534	6486	81247,5	0	8355	93635,3	1545	15028	
12	12779,5	517900	4547500	84191,8	294300	3362300	811600	7910200	20404,2	1480	7965	81331,5	0	8355	93784,0	1487	16515	
13	13164,4	381500	4929000	84438,7	244900	3607200	636400	8546600	20475,0	1418	9382	81416,5	0	8355	93929,5	1425	17940	
14	13517,0	352600	5281600	84702,9	263200	3870400	615800	9162400	20544,7	1394	10778	81499,0	0	8355	94066,4	1399	19339	
15	13802,4	285400	5577000	84958,3	259400	4123800	538800	9701200	20612,1	1348	12124	81580,1	0	8355	94201,9	1355	20694	
16	14147,7	345300	5922700	85207,3	81000	4204800	426300	10127500	20684,9	1456	13380	81660,0	0	8355	94348,2	1463	22157	
17	14459,0	311300	6234000	85467,1	49800	4254600	381100	10489600	20749,4	1290	14870	81739,4	0	8355	94477,9	1297	23454	
18	14838,3	379300	6613300	85710,3	83700	4337800	462300	10951100	20818,6	1384	16254	81818,0	0	8355	94617,1	1382	24846	
19	15175,4	337100	6950400	85958,4	226100	4563900	563200	11514300	20889,7	1422	17678	81899,7	0	8355	94750,1	1430	26276	
20	15442,4	287000	7217400	86202,2	193000	4757700	460900	11975300	20956,5	1336	19012	81975,0	0	8355	94884,3	1342	27618	
21	15827,1	384700	7602100	86448,4	258200	5015900	642900	12518300	21025,2	1374	20386	82052,2	0	8355	95032,3	1380	28998	
22	16352,5	525400	8127500	86732,2	383900	5399700	909200	13527200	21101,1	1516	21904	82127,3	0	8355	95184,9	1528	30524	
23	16746,2	393700	8521200	86940,8	386600	5708300	762300	14229500	21174,2	1462	23365	82200,5	0	8355	95332,0	1471	31895	
24	17089,5	343300	8864500	87150,9	210100	5918400	553400	14782900	21244,0	1396	24752	82272,5	0	8355	95472,4	1404	33399	
25	17424,3	334800	9199300	87333,9	83000	6001400	417800	15200700	21314,8	1416	26178	82344,3	0	8355	95614,5	1421	34820	
26	17745,4	321100	9520400	87479,7	45600	6047200	366900	15567600	21377,5	1254	27432	82416,8	0	8355	95740,4	1259	36079	
27	18073,3	327900	9848300	87625,3	45600	6092800	373500	15941100	21441,9	1288	28720	82488,7	0	8355	95869,5	1251	37370	
28	18335,8	262500	10110800	87767,3	42000	6134800	304500	16245600	21503,5	1232	29552	82560,2	0	8355	95993,2	1237	38607	
29	18611,1	275300	10386100	87925,1	58800	6183600	334100	16579700	21566,0	1250	31202	82632,2	0	8355	96118,5	1253	39660	
30	18894,5	253400	10639500	88072,7	46500	6240200	300000	16879700	21630,7	1294	32496	82704,7	0	8355	96248,1	1296	41156	
31	19387,6	523100	11162600	88175,2	105500	6345700	628000	17508300	21701,9	1424	33920	82776,6	0	8355	96391,0	1429	42585	
32	19430,5	42900	11205500	87480,3	302100	6647800	345000	17853300	21785,7	78	33950	82848,1	0	8355	96526,0	1350	43635	
		Jumlah 1	11205500		Jumlah 2	6647800	Total 1+2	17853300	Pemakaian lokal unit 1	33986	Pemakaian lokal unit 2	9730	Pemakaian lokal unit 2	9730	Pemakaian lokal unit 2	39903	43635	
																	41253	
																	43635	

Tegangan & Ampere Desember 2003

IG	Tegangan				Ampere Generator											
	Unit 1		Unit 2		Unit 1						Unit 2					
	Max	Min	Max	Min	Max	Jam	Min	Jam	Max	Jam	Min	Jam	Max	Jam	Min	Jam
1	10,9	10,0	10,9	10	1525	18,30	670	10,30	1500	18,30	650	22,30				
2	10,6	10,1	10,6	10,2	1280	23,30	860	7,00	1220	19,00	600	1,00				
3	10,5	10	10,4	10	1475	16,00	610	15,00	1450	16,30	650	14,30				
4	10,6	9,7	10,6	10	1525	18,30	600	6,30	1350	18,00	700	21,30				
5	10,7	9,8	10,7	10	1525	19,00	625	10,00	1410	14,30	725	16,30				
6	10,6	9,9	10,6	10	1475	17,00	570	8,30	1180	17,00	575	22,00				
7	10,6	10,1	10,6	10,2	1380	19,00	590	8,30	1370	18,30	550	6,00				
8	10,6	10	10,5	10	1400	18,00	600	5,30	1425	19,00	650	9,30				
9	10,7	10	10,8	10	1550	19,00	600	7,00	1550	18,00	590	4,30				
10	10,7	10	10,7	10,1	1500	18,00	1220	12,30	1350	18,30	650	7,00				
11	10,8	10	10,6	10	1400	0,30	1125	7,30	1150	18,00	550	7,00				
12	10,6	10	10,6	10	1210	4,30	675	14,00	1150	9,30	500	6,00				
13	10,4	10	10,4	10	1350	11,00	650	14,30	1170	8,30	500	6,30				
14	10,4	10,2	10,4	10,2	1275	18,30	600	6,30	1250	18,30	600	6,30				
15	10,4	10	10,2	10	1460	4,30	600	12,30	1200	19,30	700	22,30				
16	10,4	10	10,2	10	1120	18,30	625	12,30	1100	18,30	740	17,30				
17	10,3	10	10,2	10	1510	5,00	600	12,30	1075	19,00	700	17,30				
18	10,6	10	10,6	10	1450	12,00	600	7,00	1200	19,00	600	7,00				
19	10,4	10	10,4	10	1120	19,00	625	5,30	1120	19,00	635	6,30				
20	10,5	10	10,5	10,1	1180	9,30	575	11,00	1150	5,30	700	17,30				
21	10,7	10,1	10,7	10,1	1500	3,30	625	15,00	1475	21,00	675	8,00				
22	10,6	10,1	10,6	10,2	1200	5,00	620	14,30	1200	18,3	620	14,30				
23	10,6	10,1	10,4	10,2	1200	9,00	600	13,30	1250	18,30	600	17,00				
24	10,4	10	10,3	10	1500	1,00	620	12,00	1170	18,30	675	23,00				
25	10,4	10,1	10,2	10,2	1230	0,30	620	13,30	1100	18,30	800	21,00				
26	10,4	10	10,2	10,1	1500	2,30	635	12,30	1130	19,00	750	18,00				
27	10,3	10	10,2	10	1270	5,00	625	7,30	1010	8,30	730	7,30				
28	10,4	10	10,4	10	1010	5,00	600	9,00	950	19,00	650	17,30				
29	10,3	10	10	10	1000	5,30	640	7,00	975	19,30	750	18,00				
30	10,4	10	10,4	10,1	1575	7,00	900	1,00	1160	19,00	930	23,30				
31	10,4	10,1	10,4	10,2	1020	19,00	620	17,20	1130	21,00	600	14,00				
	10,8	9,7	10,9	10,0	1575		570		1550		550					

MW & Cos Q

IG	MW Generator Unit 1						MW Generator Unit 2						Cos Q Generator			
	MW			Mvar			MW			Mvar			Unit 1		Unit 2	
	Max	Min	Jam	Max	Min	Jam	Max	Min	Jam	Max	Min	Jam	Max	Min	Max	Min
1	25	10	12	0	24	10	12	0	1,00	0,84	1	0,76				
2	20	10	12	0	20	10	14	0	1,00	0,82	1	0,73				
3	25	10	14	2	25	10	12	3	0,98	0,68	0,96	0,70				
4	25	10	12	2	20	10	14	0	1	0,87	1	0,76				
5	25	10	12	0	25	10	14	0	1	0,87	1	0,78				
6	25	10	12	0	20	10	10	0	1	0,72	1	0,70				
7	20	10	12	0	20	10	14	0	1	0,87	1	0,80				
8	20	10	13	0	20	10	13	2	1	0,79	0,98	0,81				
9	25	10	8	0	25	10	12	0	1	0,88	0,99	0,78				
10	25	22	9	0	20	10	13	0	1	0,94	1	0,73				
11	25	17	12	0	20	10	13	0	1	0,83	1,00	0,71				
12	20	10	12	0	20	10	13	0	1	0,78	1,00	0,74				
13	23	10	12	0	14	10	12	0	1	0,72	1	0,70				
14	18	10	13	0	17	10	13	0	1	0,79	1	0,75				
15	25	10	13	1	15	10	13	5	0,99	0,74	0,88	0,72				
16	20	10	13	0	13	10	13	6	1	0,75	0,86	0,72				
17	25	10	12	0	12	10	12	2	1	0,74	0,98	0,70				
18	25	10	13	0	15	10	13	0	1	0,78	1	0,76				
19	15	10	11	2	15	10	11	1	0,99	0,83	0,99	0,80				
20	20	10	11	0	20	10	11	0	1	0,78	1	0,72				
21	26	10	12	0	25	12	10	0	1	0,88	1	0,86				
22	20	10	12	0	20	10	14	0	1	0,79	1	0,74				
23	20	10	14	0	15	10	14	0	1	0,77	1,00	0,72				
24	25	10	12	0	15	10	12	5	1	0,79	0,90	0,77				
25	20	10	10	0	15	10	11	8	1	0,77	1	0,8				
26	25	10	12	0	15	10	11	7	1	0,78	0,82	0,73				
27	20	10	11	0	13	10	11	6	1	0,79	0,88	0,77				
28	15	10	10	0	12	10	10	4	1	0,79	0,94	0,78				
29	15	10	10	0	12	10	10	6	1	0,73	0,87	0,71				
30	27	15	12	0	15	15	12	6	1	0,8	0,93	0,77				
31	12	10	12	3	15	10	12	1	0,97	0,74	1	0,72				
	27	10	14	0	25	10	14	0	1,00	0,68	1,00	0,70				

MW Peak, Off Peak & Cos Q, MW rata-rata 24 Jam & Teg. Bus

Urut	MW & Cos Q				Rate - rata				MWh				Tegangan					
	Peak		Off Peak		MW		MW		Peak		Off Peak		154 KV		6,3 KV		Cos Q	
	MW	Cos Q	MW	Cos Q	Unit 1	Unit 2	Unit 1	Unit 2	Unit 1	Unit 2	Unit 1	Unit 2	Max	Min	Max	Min	Max	Min
1	25,4	0,97	27,95	1	15,21	12,63	16,96	12,80	15,59	12,84	12,84	146	132	5,9	5,3			
2	28	0,9	28,96	1	15,33	13,42	15,10	14,24	16,31	13,28	13,28	145	132	5,8	5,5			
3	34,8	0,96	16,74	0,96	13,21	7,29	20,88	16,58	12,21	5,31	5,31	141	132	5,6	5,4			
4	40,4	0,98	29,79	1	16,54	15,46	24,60	17,22	15,27	15,21	15,21	145	130	5,8	5,5			
5	36,4	0,97	33,63	1	17,70	16,50	24,38	14,34	16,23	17,15	17,15	145	128	5,8	5,4			
6	20,8	0,97	24,58	1	13,75	10,04	13,06	8,72	14,52	10,77	10,77	145	130	5,0	5,4			
7	37	0,92	25,26	1	15,50	12,20	20,36	17,66	14,50	10,76	10,76	145	132	5,8	5,5			
8	33	0,89	26,26	1	14,79	12,87	19,68	15,92	14,35	11,66	11,66	143	131	5,8	5,4			
9	42,8	0,99	26,10	1	17,79	13,38	24,52	16,90	15,87	12,44	12,44	146	131	5,8	5,4			
10	41,6	0,99	35,68	1	23,50	13,37	24,92	14,80	23,47	12,78	12,78	146	132	5,8	5,4			
11	32	0,98	33,21	1	20,96	12,00	19,54	13,84	22,08	11,85	11,85	145	130	5,8	5,4			
12	26	0,96	24,79	1	15,63	9,42	13,34	11,02	17,09	9,99	9,99	145	131	5,0	5,5			
13	23,6	0,93	25,10	1	14,08	10,71	13,66	10,08	14,96	11,20	11,20	143	131	5,7	5,4			
14	26	0,96	20,10	1	11,33	10,00	14,10	11,06	11,31	10,43	10,43	143	133	5,7	5,5			
15	22,8	0,9	15,53	0,99	13,63	3,42	12,30	9,18	14,94	1,85	1,85	142	129	5,6	5,4			
16	19,6	0,9	12,63	1	12,04	2,04	10,08	9,22	13,73	0,19	0,19	141	130	5,6	5,4			
17	19,2	0,9	18,26	1	14,95	3,50	10,20	9,12	17,28	1,97	1,97	141	129	5,6	5,4			
18	24,8	0,9	20,79	1	13,00	8,63	14,44	11,44	13,94	8,89	8,89	143	130	5,8	5,4			
19	25	0,99	16,47	0,99	10,45	7,79	12,72	10,46	10,70	7,45	7,45	141	130	5,7	5,4			
20	24	0,91	26,05	1	14,83	10,79	14,02	12,30	16,56	10,35	10,35	144	132	5,7	5,4			
21	37	0,94	37,42	1	21,33	16,00	20,32	14,88	22,31	16,28	16,28	146	132	5,8	5,5			
22	26	0,92	28,47	1	15,21	12,75	14,82	12,10	16,82	13,06	13,06	145	132	5,8	5,5			
23	28	0,99	20,00	1	13,13	8,54	14,50	13,02	14,25	7,63	7,63	143	131	5,7	5,6			
24	23,8	0,96	15,26	1	13,54	2,25	12,46	9,72	14,34	1,81	1,81	141	131	5,7	5,5			
25	18,0	0,9	11,90	1	11,50	1,70	11,14	8,50	13,97	0,17	0,17	143	132	5,6	5,4			
26	20	0,94	13,68	1	12,92	2,08	10,58	8,96	14,47	0,04	0,04	141	132	5,6	5,4			
27	17,6	0,92	10,00	1	9,96	1,63	10,10	8,40	11,16			141	132	5,6	5,4			
28	18,4	0,95	11,26	1	10,33	2,42	9,78	9,06	11,92	0,71	0,71	143	132	5,7	5,4			
29	17,6	0,86	9,47	1	9,33	1,83	9,54	8,08	10,83	0,33	0,33	141	130	5,6	5,4			
30	28	0,99	25,16	1	21,37	4,37	17,28	11,88	22,98	2,43	2,43	142	132	5,6	5,5			
31	16,6	0,97	12,63	0,99	1,42	12,04	8,02	9,66		13,36	141	132	5,6	5,5				
												146	128	5,9	5,3			

Unit	Tegangan		Ampere		MW		Mvar		Cos Q	
	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
1	10,9	9,7	1575	570	27	10	14	0	1	0,68
2	10,9	10,0	1550	550	25	10	14	0	1	0,7

Tegangan	
154 KV	6,3 KV
Max	Min
146	128
5,9	5,3

Tgl	THB	GBR	TGS	TOIL	THB	GBR	TGS	TOIL	STT. WD		MTR. WD		MTR. OIL		TEMP R TURBINE
	UNIT 1				UNIT 2				1	2	1	2	1	2	
1	61	49	24	40	63	47	27	43	82	77	60	58	50	50	29
2	62	51	26	41	62	46	28	43	73	72	54	54	48	48	29
3	62	50	25	41	62	46	26	43	82	78	56	54	47	48	29
4	62	50	25	41	63	47	27	44	86	79	63	63	55	50	29
5	64	51	25	42	63	47	27	44	87	85	62	62	52	50	29
6	63	53	25	43	64	48	26	44	76	66	58	52	50	48	29
7	64	52	26	43	64	48	26	44	78	79	59	62	51	50	29
8	63	53	26	41	67	51	26	49	78	82	56	58	51	50	29
9	63	52	25	42	67	53	26	51	88	86	65	64	54	52	29
10	63	51	25	42	62	47	26	44	89	79	65	64	56	52	29
11	62	50	25	42	63	47	27	44	81	68	58	55	46	47	29
12	62	50	26	41	63	47	27	43	70	67	56	56	48	49	29
13	62	50	25	40	62	46	27	42	70	67	54	53	48	49	29
14	62	50	25	40	62	45	26	42	70	72	56	58	49	50	29
15	62	50	26	40	61	45	27	42	81	68	54	55	50	48	29
16	61	49	25	40	61	45	26	41	63	64	52	54	47	46	29
17	62	50	25	40	61	44	25	41	82	61	61	51	52	47	29
18	62	49	25	39	61	44	26	40	74	67	54	56	48	47	29
19	61	49	25	40	61	44	25	41	63	65	52	52	48	46	29
20	62	50	25	40	61	44	25	41	64	67	52	56	46	47	29
21	63	51	25	46	62	46	25	43	84	82	58	65	55	50	29
22	63	51	25	42	63	48	25	45	70	70	53	57	48	49	29
23	62	50	24	40	62	46	26	42	68	69	54	58	48	49	29
24	62	49	25	40	61	44	26	41	85	66	58	55	51	46	29
25	61	49	25	40	61	44	25	41	69	64	53	54	49	46	29
26	62	50	26	40	62	45	25	42	84	65	56	56	52	48	29
27	62	50	26	40	61	45	26	42	71	62	50	52	47	42	29
28	62	50	26	40	61	45	26	42	60	60	53	52	49	47	29
29	62	50	26	40	61	45	26	41	59	60	52	52	50	46	29
30	62	50	25	40	62	44	26	42	89	69	71	57	59	49	29
31	61	49	26	40	62	45	27	42	61	63	52	53	49	48	29
max	64	53	26	46	67	53	26	51	89	86	71	65	59	52	29

STATION SERVICE BULAN : Desember 2003

Tgl	J A M					KWH			KETERANGAN
	MENIT		DESIMAL			LEPAS	PARALEL	HASIL	
	LEPAS	PARALEL	LEPAS	PARALEL	HASIL				
1	20,1	21,35	20,17	21,59	1,42	92259,0	92259,3	0,3	Pembersihan sampah
2					0,00				
3	13,1	14,28	13,17	14,47	1,30	92506,2	92508,3	2,1	Pembersihan sampah
4					0,00				
5					0,00				
6	18,09	19,29	18,13	19,46	1,35	92990,7	92982,6	1,9	Pembersihan sampah
7					0,00				
8					0,00				
9					0,00				
10					0,00				
11					0,00			0,0	
12	14,2	18,32	14,33	16,53	2,20	93869,3	93878,5	9,2	Pembersihan sampah
13					0,00				
14	13,36	16,13	13,6	16,22	2,62	94141	94152,3	11,3	Menampung air
15	13,35	16,35	13,58	16,58	3,00	94284,3	94300	15,7	- sda -
16	15,1	17,10	15,17	17,17	2,00	94428	94437,1	9,1	- sda -
17	15,18	17,03	15,3	17,05	1,75	94566,8	94574	7,2	- sda -
18					0,00				
19	12,32	16,32	12,53	16,53	4,00	94825	94847,7	22,7	Menampung air
20					0,00				
21					0,00				
22					0,00				
23	15,04	16,06	15,07	16,1	1,03	95417,1	95423,5	6,4	Menampung air
24	14,06	16,36	14,1	16,6	2,50	95555,9	95568,1	12,2	- sda -
25	14,32	17,06	14,53	17,1	2,57	95688	95699,8	10,8	- sda -
26	14,03	17,05	14,05	17,08	3,03	95814,5	95826,1	11,6	- sda -
27	11,03	17,02	11,05	17,03	5,98	95928,2	95950,2	22,0	- sda -
28	13,44	17,02	13,73	17,03	3,30	96063,9	96075,6	11,7	- sda -
29	12,36	17,05	12,6	17,08	4,48	96185,7	96205,6	19,9	- sda -
30					0,00				
31	14,1	17,03	14,17	17,05	2,88	96469,4	96482,8	13,4	Menampung air

Kondisi Air : Desember 2003

TGL	Elevasi						IN FLOW			Curah Hujan mm/det
	Waduk			Tail Race			DARI JASA TIRTA			
	Max	Min	Rata2	Max	Min	Rata ²	Max	Min	Rata ²	
1	163,50	162,55	163,07	141,20	139,15	140,65	413,51	119,59	226,62	52
2	163,37	162,72	163,13	140,80	140,50	140,75	312,09	130,80	199,42	4
3	163,40	162,63	163,09	141,10	139,15	140,41	356,28	62,57	165,07	13
4	163,45	163,05	163,32	141,20	140,50	140,84	302,62	163,70	228,61	3
5	163,50	163,21	163,44	141,20	140,40	140,87	266,64	172,09	234,13	49
6	163,50	163,15	163,36	140,80	140,00	140,56	497,33	154,78	272,67	7
7	163,50	162,65	163,21	141,10	140,00	140,71	335,02	124,93	243,64	27
8	163,50	162,65	163,30	141,10	140,10	140,70	346,24	111,12	218,07	13
9	163,47	162,93	163,30	141,20	140,00	140,78	316,41	188,13	243,54	
10	163,38	162,68	163,11	141,20	140,20	140,91	283,67	162,10	198,55	
11	163,05	162,62	162,71	141,20	140,63	140,95	239,04	141,29	198,14	
12	163,38	162,50	162,87	141,10	139,15	140,58	215,80	92,47	154,97	
13	163,44	162,77	163,04	141,00	140,00	140,55	200,27	69,50	152,03	
14	163,50	162,65	163,11	140,90	139,15	140,41	191,66	54,40	125,23	25
15	163,50	162,60	163,14	140,70	139,15	140,19	183,68	59,12	106,13	
16	163,50	162,55	163,21	140,70	139,15	140,13	184,41	31,10	94,56	2
17	163,50	162,72	163,23	140,60	139,15	140,29	177,47	40,20	105,51	25
18	163,50	162,87	163,13	140,80	140,00	140,50	181,41	94,55	132,68	4
19	163,50	162,38	162,96	140,80	139,15	140,23	202,27	49,75	115,66	29
20	163,36	162,70	163,11	141,00	140,00	140,57	265,50	43,76	151,32	57
21	163,50	162,80	163,25	141,20	140,00	140,98	281,65	137,87	214,77	8
22	163,47	162,87	163,13	141,05	140,20	140,72	230,10	80,60	167,43	8
23	163,50	162,50	162,93	140,80	139,15	140,45	180,17	40,24	137,00	2
24	163,50	162,64	163,09	140,80	139,15	140,23	197,41	40,46	101,33	1
25	163,50	162,65	163,19	140,75	139,15	140,06	205,97	54,03	99,04	
26	163,50	162,64	163,14	140,75	139,15	140,13	185,06	50,45	93,27	
27	163,50	162,65	163,01	140,60	139,15	139,92	147,80	45,45	85,71	
28	163,50	162,70	163,19	140,60	139,15	140,04	166,31	38,80	82,32	
29	163,50	162,74	163,14	140,50	139,15	140,00	164,12	31,21	82,04	
30	163,50	162,74	163,33	140,80	140,20	140,54	157,80	116,62	140,60	2
31	163,43	162,64	163,13	140,50	139,15	140,08	153,78	30,86	93,07	
	163,50	162,38	163,14	141,20	139,15	140,48	497,33	30,86	156,88	331
MAX			163,50			141,20			497,33	57,00
MIN			162,38			139,15			30,86	1,00

TID	OUT FLOW												TOTAL OUTFLOW m ³ /det
	TURBINE			SPILL WAY			FLAP GATE			IRRIGATION			
	MAX	MIN	RATA	MAX	MIN	RATA	MAX	MIN	RATA	MAX	MIN	RATA	
1	240,16	12,00	148,06	350,44	82,71	60,79	15,52	9,94	1,06	10,00	10,00	10,00	219,91
2	198,04	87,45	150,57	136,59	36,80	37,35	17,57	8,78	3,08	15,20	15,20	15,20	206,20
3	270,45	9,08	109,43	190,90	82,51	33,08	12,67	3,50	2,98	15,20	15,20	15,20	160,69
4	236,00	98,25	167,71	131,62	24,28	42,00	14,47	6,35	2,16	15,20	15,20	15,20	227,07
5	216,00	96,33	172,84	191,74	18,46	41,54	19,42	4,32	4,34	15,20	15,20	15,20	233,92
6	192,33	66,26	124,76	447,32	48,79	131,25	18,28	7,37	2,14	15,20	15,20	15,20	273,35
7	210,00	63,60	145,71	239,58	11,71	80,23	9,10	6,08	0,63	15,20	15,20	15,20	241,77
8	207,74	56,16	141,98	186,86	4,57	55,92	19,42	6,08	4,74	15,20	15,20	15,20	217,84
9	237,18	53,00	159,88	220,06	27,80	70,08	18,28	5,53	3,23	15,20	15,20	15,20	248,39
10	236,00	98,75	191,51				18,70	18,70	0,76	15,20	15,20	15,20	207,47
11	220,96	115,89	178,16						0,00	15,20	15,20	15,20	193,36
12	213,50	18,16	137,47				12,62	2,19	0,62	15,20	15,20	15,20	153,29
13	210,00	53,00	129,53				8,61	8,61	0,36	15,00	15,00	15,00	144,89
14	185,00	41,36	113,26				1,26	1,26	0,05	15,00	15,00	15,00	128,31
15	162,76	31,35	89,45				11,44	10,65	0,92	15,00	15,00	15,00	105,37
16	142,50	12,83	78,92				8,85	8,85	0,37	15,00	15,00	15,00	94,29
17	130,00	15,90	95,40				4,22	4,22	0,17	15,00	15,00	15,00	110,57
18	160,00	53,00	115,76				8,65	8,65	0,36	15,00	15,00	15,00	131,12
19	165,50	24,73	95,95				7,77	7,77	0,32	15,00	15,00	15,00	112,27
20	213,50	53,75	135,30				11,68	6,82	0,77	15,00	15,00	15,00	151,07
21	228,99	59,08	192,27	78,10	30,60	6,10	19,42	7,63	6,25	16,01	16,01	16,01	220,63
22	185,76	33,00	148,83				13,69	13,69	0,57	16,01	16,01	16,01	165,41
23	162,76	3,58	117,93				8,71	2,72	0,47	16,01	16,01	16,01	134,41
24	162,76	5,37	88,38						0,00	16,01	16,01	16,01	104,39
25	160,00	28,87	76,14				8,30	8,30	0,34	16,01	16,01	16,01	92,49
26	128,75	2,68	77,36						0,00	16,01	16,01	16,01	93,37
27	142,00	2,78	53,13				4,47	4,47	0,18	16,01	16,01	16,01	79,32
28	132,25	40,31	69,19				5,22	5,22	0,22	16,01	16,01	16,01	85,42
29	132,26	32,70	60,35				9,04	9,04	0,37	16,01	16,01	16,01	76,73
30	162,76	68,18	132,28						0,00	16,01	16,01	16,01	148,29
31	132,26	8,96	72,82				9,60	9,60	0,40	16,01	16,01	16,01	89,23
	270,46	2,68	121,98	447,32	4,57	19,94	19,42	1,26	1,22	16,01	10,00	15,27	162,02
MAX			270,46			447,32							16,01
MIN			2,68			4,57							10,00

**DATA PENAWARAN
PT PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI
AGUSTUS 2002**



No.	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS		LAMA WAKTU (JAM)		BIAYA START UP (JUTA Rp)		KOEFSIEN BIAYA BAHAN BAKAR						
		Daya Terpasang (MW)	MIN (MW)	MAX (MW)	MIN (JAM)	DOWN TIME (JAM)	COLD START UP	HOT START UP	30	40				
1	UP. PAITON	2 x 400	225	370	72	48	17	4	682,98	149,68	3244978	111712,15	10 2971	
2	UP. GRESIK	PLTU #12 (COAL)												
		GT 1-9 (GAS)	*	53	132	36	10	1	0	7,82	0	5487532,4	217963,548	54,155
		CC-1.1.1 (GAS)		115	143	36	10	3	1	57,68	31,46	10938203,3	72627,004	380,874
		CC-2.2.1 (GAS)		164	314	36	10	3	2	65,5	39,28	11785770,8	132515,737	6,831
		CC-3.3.1 (GAS)		250	480	36	10	3	2	73,32	47,1	17177460,3	145105,581	4,554
		PLTU # 12 (GAS)		43	85	48	10	9	1	143,74	40,59	1327126,68	21,378,359	131,088
		PLTU # 3/4 (GAS)		60	175	48	10	9	2	229,5	52,52	5017369,5	189242,579	103,545
PLTG GRESIK 1-3 (GAS)		5	16	3	1	1	0	8,13	0	352707,3	350880,77	903,969		
PLTG GRESIK 1-2 (HSD)		5	16	3	1	1	0	6,33	0	887181,85	883240,965	1762,3883		
3	UP. MUARA KARANG	GT 123 - OC		50	95	36	10	1	0	7,35	0	3730795	20262,07	138,045
		CC-1.1.1 (GAS)		110	150	36	10	3	1	54,22	29,67	11560815	53685,135	460,845
		CC-2.2.1 (GAS)		200	300	36	10	3	2	61,57	38,92	18010064	137208,655	35,22
		CC-3.3.1 (GAS)		300	485	36	10	3	2	88,92	44,27	31017735	87825,15	57,33
		MTW GT 12 - OC (HSD)		72	138	36	10	0	0	0	0	14706521,25	433337,8	49,4605
		MTW CC-1.1.1 (HSD)		162	202	36	10	3	1	118,06	64,4	672600	144191,717	610,1757
		MTW CC-2.2.1 (HSD)		210	403	36	10	3	2	134,1	80,42	30123040	303206,82	11,64715
		MTW CC-3.3.1 (HSD)		315	605	36	10	3	2	160,1	96,42	43043399	286609,995	7,6584
		PLTU # 123 (MFO)		44	85	48	10	6	1	122,58	31,08	2417820,7	473890,41	120,77935
		PLTL # 4/5 (Gas)		90	165	48	10	11	2	215,34	89,29	2949187,5	205217,145	83,79

Catatan :
 Harga Batubara
 Harga MFO
 Harga HSD
 Harga Gas UP, Gresik
 Harga Gas UP, Muara Karang
 Nilai Tukar

253 Rp/Kg
 1595,5 Rp/liter
 1590,5 Rp/liter
 2,53 US\$/MMBTU
 2,45 US\$/MMBTU
 9000 Rp/US\$

TABEL KONVERSI MW TERHADAP OUTFLOW PLTA SUTAMI

No	MW	Outflow (M ³ /Detik)	Keterangan	No	MW	Outflow (M ³ /Detik)	Keterangan
1	1	1,38	Pada Elevasi Maksimum 272,50	1	1	1,43	Pada Elevasi Rata - rata 269,50
2	2	2,76		2	2	2,86	
3	3	4,14		3	3	4,29	
4	4	5,52		4	4	5,72	
5	5	6,90		5	5	7,15	
6	6	8,28		6	6	8,58	
7	7	9,66		7	7	10,01	
8	8	11,04		8	8	11,44	
9	9	12,42		9	9	12,87	
10	10	13,8		10	10	14,30	
11	11	15,18		11	11	15,73	
12	12	16,56		12	12	17,16	
13	13	17,94		13	13	18,59	
14	14	19,32		14	14	20,02	
15	15	20,70		15	15	21,45	
16	16	22,08		16	16	22,88	
17	17	23,46		17	17	24,31	
18	18	24,84		18	18	25,74	
19	19	26,22		19	19	27,17	
20	20	27,60		20	20	28,60	
21	21	28,98		21	21	30,03	
22	22	30,36		22	22	31,46	
23	23	31,74		23	23	32,89	
24	24	33,12		24	24	34,32	
25	25	34,50		25	25	35,75	
26	26	35,88		26	26	37,18	
27	27	37,26		27	27	38,61	
28	28	38,64		28	28	40,04	
29	29	40,02		29	29	41,47	
30	30	41,40		30	30	42,90	
31	31	42,78		31	31	44,33	
32	32	44,16		32	32	45,76	
33	33	45,54		33	33	47,19	
34	34	46,92		34	34	48,62	
35	35	48,30		35	35	50,05	

Formula :

$$\text{Outflow} = (\text{Daya (MW)} \times 24) / \text{Ratio}$$

Ratio dapat dilihat pada tabel dengan memperhatikan ketinggian elevasi

Karangates, 02 Januari 2004

Dibuat oleh

Supervisor Produksi PLTA Distrik A



Wisrawan Wahyu Wibowo, ST

SOP - 4

KETENTUAN MENGENAI DEDUKSI AKIBAT LOSSES ENERGY

- (1) Losses energy akibat sampah maupun sedimen diperhitungkan apabila terjadi spillout (limpasan lewat spillway), dengan perhitungan sebagai berikut :

apabila $Q_{inflow} > Q_{tb\ max}$:

$$Q_{Losses} = Q_{in} - Q_{out}$$

namun apabila $Q_{inflow} \leq Q_{tb\ max}$:

$$Q_{Losses} = Q_{tb\ max} - Q_{out}$$

dengan : Q_{in} = Debit inflow

Q_{out} = Debit outflow turbin nyata

$Q_{tb\ max}$ = Debit outflow turbin pada beban maksimum

- (2) Besarnya losses energy dihitung berdasar rumus :

$$L.E = Q_{losses} \xi g H t$$

dengan : L.E = Losses Energy (kWh)

ξ = efisiensi PLTA

g = gravitasi (9,807 m/dt²)

Q_{losses} = debit losses (m³/dt)

H = tinggi jatuh /head (m)

t = waktu (jam)

atau disederhanakan dengan menggunakan Q equivalent sebagai berikut :

- Sengguruh : 1 MW = 5,24 m³/dt

- Sutami : 1 MW = 1,43 m³/dt

- Wlingi : 1 MW = 5,07 m³/dt

- Lodoyo : 1 MW = 10,80 m³/dt

- Selorejo : 1 MW = 3,22 m³/dt

- Tulungagung : 1 MW = 1,72 m³/dt

- (3) Energy losses equivalent dihitung sebagai berikut :

$Q_{Losses\ rata-rata}$

x waktu x 1000 (kWh)

$Q_{equivalent\ PLTA}$

- (4) Besarnya Losses energy dituangkan kedalam Berita Acara bulanan dan diperhitungkan sebagai deduksi pembayaran Iuran Pembiayaan Eksploitasi dan Pemeliharaan Prasarana Air PIIIAK KEDUA kepada PIIIAK KESATU dengan harga satuan sebesar Rp. 12,96 per kWh untuk tahun 1999.

Malang, 9 Juli 1999

WAKIL PIHAK KEDUA

WAKIL PIHAK KESATU


Ir. Iwan Darusman
Manajer PT PLN PJB-II
Unit Pembangkit Brantas


Ir. Edhie Subagio, Dipl.IIE
Kepala Divisi Jasa ASA I
Perum Jasa Tirta


Ir. Anwarudin S., Dipl.IIE
Kepala Divisi Jasa ASA II
Perum Jasa Tirta

SUB-SISTEM REGION_2

RENCANA : HARI/TANGGAL : KAMIS , 4 DESEMBER 2003

PT. INDONESIA POWER

Jam	00.30	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 2,	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	
PLTA SONG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
#1	127	127	119	103	108	108	100	109	134	106	105	80	80	80	82	91	108	121	124	124	124	124	124	124	124
#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	
#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PLTP KALING	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
#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	
#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	
#3	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
#4	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
PLTP DRJAT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
#1	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
#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	
#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWABARII

PLTA CRATA	#1	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
#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PEMBELIAN DARI LUAR PLN

WTMIDU	#1	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
DRJAT	#2	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Penun/Otorita Jertuhur	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
(*) Pembangkitan Area-2	574	574	568	555	555	555	547	556	581	556	552	527	527	609	659	142	168	810	816	816	816	816	816	816
(**) Beban Area-2	1688	1706	1678	1707	1688	1718	1693	1730	1746	1674	1532	1449	1372	1505	1556	1624	1645	1661	1661	1661	1661	1661	1661	1661
Selisi (*) - (**)	-1115	-1132	-1112	-1157	-1133	-1163	-1190	-1174	-1165	-1118	-1020	-922	-845	-894	-887	-882	-877	-839	-845	-845	-845	-892	-892	-875
Cicangan Selisih	13	13	12	10	11	11	10	11	13	11	11	8	8	16	21	30	32	25	25	25	25	30	24	22
Cicangan P u L a r	-48	-48	-88	-72	-87	-87	-75	-66	-41	-64	-70	-93	-95	-188	-263	-180	-151	-106	-106	-106	-106	-174	-238	-232

SUB SISTEM REGION_2

RENCANA : HARITANGGAL : KAMIS, 4 DESEMBER 2003
PT. INDONESIA POWER

PLTA	Area 2	Jan																								Rata-2
		13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00		
PLTA	SEGUNG	#1	100	105	125	98	98	99	119	111	115	108	112	127	121	103	103	100	100	105	105	100	99	99	102	75
		#2	101	105	125	98	98	99	120	110	118	108	112	127	121	103	103	100	100	100	0	0	0	0	0	97
		#3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	107	112	128	121	103	103	100	106	100	100	99	99	103	30
		#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	100	104	119	113	103	103	102	0	0	0	0	0	0	17
PLTP	KUNING	#1	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
		#2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
		#3	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
		#4	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
PLTP	DRJAT	#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	
		#2	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
		#3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

PT PLN PENGANGKUTAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

PLTA	GRATA	#1	0	0	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	32
		#2	100	100	100	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	53
		#3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTA	DRJAT	#1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13
		#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
		#3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
		#4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7

PEMBELIAN DARI LUAR PLN

WYNDU	DRJAT	Jan																								Rata-2
		13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00		
Penun,Crofta,Jenlufur	#1	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	
		90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	
		35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	37	
		748	757	877	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805	805
Bemanghitan Area-2	#1	1804	1800	1828	1831	1847	1861	1840	1878	1907	1887	1908	2214	2258	2245	2232	2210	2187	2057	2057	2057	1947	1898	1827	1819	
		-857	-843	-748	-828	-842	-858	-833	-830	-829	-714	-882	-771	-732	-766	-837	-816	-1016	-1088	-1134	-1140	-1173	-1182	-1187	-855	
		30	31	43	38	36	35	38	40	42	67	82	94	100	96	89	88	88	47	38	36	28	20	21	31	
		174	165	170	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	231

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARITANGGAL : SABTU, 6 DESEMBER 2003

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

Jam	00.30	01.30	02.30	03.30	04.30	05.30	06.30	07.30	08.30	09.30	10.30	11.30	12.30
PLTU MKRNG10C	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
MKRNG20C	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
MKRNG30C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MKRNG30C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MKRNG10C	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
MKRNG30C	425	410	400	400	400	400	350	350	400	425	425	425	400
MKRNG30C1	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
PLTU MKRNG #4	165	150	150	150	160	165	150	150	150	165	165	165	150
MKRNG #5	70	65	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
MKRNG #1	70	65	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
MKRNG #2	70	65	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
MKRNG #3	70	65	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
PLTU MTWAR110C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWAR110C1	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
MTWAR120C1	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
MTWAR130C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWAR110C	350	350	325	325	325	350	300	300	350	350	350	350	350
MTWAR120C	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
MTWAR GT 2.1	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
PEMBELIAN DARI LUAR PLN													
PLTP GSLAK #4	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162
#5	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
CIKARANG	100	100	100	100	100	100	100	75	75	110	110	110	100
PLTU Koberen Steat	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(*) Pembangkitan Area-1	4655	4552	4506	4452	4452	4500	4442	4328	4491	4391	4591	4591	4533
(**) Beban Area-1	4482	4436	4379	4323	4224	4180	4143	4207	4418	4519	4790	4858	4830
Selish; (*) - (**)	173	117	129	130	228	273	310	82	-117	-228	-188	-288	-288
Cadangan Sektora	54	106	104	121	121	121	70	172	126	123	50	50	50
Cadangan P U T r	165	272	316	372	372	372	372	472	342	244	244	244	264

SUB SISTEM REGION_2

RENCANA : HARI/TANGGAL : SABTU , 6 DESEMBER 2003

PT. INDONESIA POWER

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 ABB2	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	
PLTA SOLING #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	
PLTA SOLING #2	113	104	102	100	100	100	100	100	113	96	88	80	80	80	80	102	104	115	115	116	116	116	116	125	105	99
PLTA SOLING #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	
PLTA SOLING #4	113	103	103	100	100	100	100	100	112	112	95	88	80	80	80	101	103	114	114	116	116	116	125	105	99	
PLTP KUNJING #1	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
PLTP KUNJING #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	
PLTP KUNJING #3	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	
PLTP KUNJING #4	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	
PLTC BRJAT #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	
PLTC BRJAT #2	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
PLTC BRJAT #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	
PLTC BRJAT #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

PLTA CRATA #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
PLTA CRATA #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
PLTA CRATA #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
PLTA CRATA #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTA CRATA #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
PLTA CRATA #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
PLTA CRATA #7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTA CRATA #8	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

PENDELIAN DARI LUAR PLN

WINDU #1	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
DRJAT #2	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
Peran Otomatis Jatuhur	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45

(*) Pembangkitan Area-2	733	714	712	707	707	707	707	707	732	732	698	683	667	667	667	708	780	784	806	806	808	808	811	787	755
(**) Besan Area-2	1717	1686	1679	1651	1648	1707	1758	1768	1768	1718	1627	1590	1552	1539	1363	1473	1557	1578	1578	1578	1520	1520	1522	1506	1408
Selish (**)-(*)	-983	-971	-971	-984	-841	-1000	-1051	-1062	-1033	-987	-929	-907	-585	-572	-487	-693	-773	-770	-770	-713	-711	-711	-748	-702	-653
Cadangan Selisih	33	31	31	30	30	30	30	30	33	33	28	28	28	28	24	30	37	38	40	40	40	40	42	38	35
Cadangan P u t e r	149	188	170	178	175	175	178	178	150	150	184	188	215	215	174	227	223	201	201	201	201	198	190	160	220

SUB SISTEM REGION 2

HARITANGGAL : SABTU, 6 DESEMBER 2003

PT. INDONESIA POWER

RENCANA :

		Jam												Rate-2													
		13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	24.00		
PLTA	Area 2.	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24		
PLTA	SOLING #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	115	121	126	120	107	102	102	101	102	102	100	103	103	103		
PLTA	SOLING #2	102	117	97	97	80	80	81	80	86	101	115	121	126	120	106	102	101	100	0	0	0	0	0	0		
PLTA	SOLING #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	114	121	126	120	107	102	101	102	102	100	102	102	102	102		
PLTA	SOLING #4	101	116	97	97	80	80	81	80	85	102	114	121	126	120	107	103	101	100	100	0	0	0	0	0		
PLTP	KUNJING #1	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25		
PLTP	KUNJING #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		
PLTP	KUNJING #3	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
PLTP	DIRJAT #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		
PLTP	DIRJAT #2	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18		
PLTP	DIRJAT #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		
PLTP	DIRJAT #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18		
PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI																											
PLTA	CRATA #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	70	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
PLTA	CRATA #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	60	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
PLTA	CRATA #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	
PLTA	CRATA #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	60	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
PLTA	CRATA #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	
PLTA	CRATA #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	
PLTA	CRATA #7	30	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
PLTA	CRATA #8	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
PEMBELIAN DARI LUAR PLN																											
WYNDU	#1	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	
DRJAT	#2	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	
Perum.Dhorita Jatiluhur		45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	
[1] Pembangkitan Area-2		790	790	731	731	717	717	719	719	717	747	1051	1265	1381	1461	1417	1336	1276	1213	1068	971	835	687	532	384	244	
[1] Beban Area-2		1441	1483	1410	1484	1402	1412	1444	1444	1405	1351	1380	1361	1301	1185	2108	2083	2000	1975	1868	1820	1806	1758	1683	1645	1645	
Selish (") - (")		-681	-693	-679	-763	-685	-685	-725	-688	-644	-628	-675	-720	-714	-891	-747	-724	-724	-782	-798	-849	-970	-1072	-1001	-800		
Cadangan Selektive		35	36	32	32	31	31	31	31	31	32	80	84	92	98	95	88	82	76	61	51	42	28	29	43		
Cadangan P a l i e r		267	217	216	216	230	230	239	290	274	222	612	528	484	490	571	631	631	588	463	380	319	195	189	262		

REKAM JEKAL
PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

Jenis	Area	Jam																								RMA-2
		13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00		
PLTA	Area 4.	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	20	
	SUTAM	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	92	
	BRANTAS	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	84	
PLTU	PITON #1	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	
	PITON #2	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	352	
PLTGU 2	GRSIK11DC	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	
	GRSIK12DC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRSIK130C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	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	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	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	354
	GRSIK21DC	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	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	180	180	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	225	
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	
	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	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	250	250	250	250	250	250	240	240	200	250	240	200	250	250	300	300	250	250	250	250	250	250	250	254	
	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	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	157
GRSIK #4		90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	102	
GRSIK #1		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	54		
GRSIK #2		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	54		
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	
	GLTMR #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	
	GRESIK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PLTG	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	
	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	
	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	
	GRESIK #4	3000	3329	3113	3313	3113	3313	3113	3303	3303	3103	3402	4028	4353	4353	4338	4331	4088	3942	3121	3702	3582	3482	3342	3543	
	GRESIK #5	1935	1950	1912	1925	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	2137	
	GRESIK #6	1370	1375	1403	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1387	
	GRESIK #7	63	63	63	62	62	62	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	69	
	GRESIK #8	839	859	844	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	855	891	
	GRESIK #9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GRESIK #10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

(*) Pembangkitan Area-4
(**) Bdrn Area-4
Salah (*) - (**)
Cadangan Sebelah
Cadangan P u L B F


```

unit uObjFunc;

interface

uses uUtils,uGenerator,uWaduk, SysUtils, uRandom;

type
  TObjFunc=class
  private
    FNgen, FNjam, FNwaduk: integer;
    FLamdaVf, FLamdaPt, FLamdaVh: double;
    FBeban, FRes, FAFLC, FElevAwal, FElevAkhir: dArr1;
    FSortAFLC: iArr1;
    FPLN, FInflow, FHidro: dArr2;
    FGen: TGenArr;
    FWaduk: TWadukArr;
    function GetBeban: dArr1;
    function GetRes: dArr1;
    function GetPLN: dArr2;
    function GetGen: TGenArr;
    function GetWaduk1(ri: integer): TWaduk;
    function GetWaduk: TWadukArr;
    function GetInflow: dArr2;
    function GetHidro: dArr2;
    function GetElevAwal: dArr1;
    function GetElevAkhir: dArr1;
    procedure SetGen(const rGen: TGenArr);
    procedure SetBeban(const rBeban: dArr1);
    procedure SetRes(const rRes: dArr1);
    procedure SetPLN(const rPLN: dArr2);
    procedure SetWaduk1(ri: integer; rWaduk: TWaduk);
    procedure SetWaduk(rWaduk: TWadukArr);
    procedure SetInflow(const rInflow: dArr2);
    procedure SetHidro(const rHidro: dArr2);
    procedure SetElevAwal(const rElevAwal: dArr1);
    procedure SetElevAkhir(const rElevAkhir: dArr1);
    function isON(const rFlip: double): boolean;
    function isServe(const rJam: integer; const rChrom: bArr1): boolean;
    procedure isServe2(const rJam: integer; const rChrom: bArr1;
      var rTes: integer;
      var rPin: double);
    function isRampRate(const rJam: integer; const rPL: dArr2): boolean;
    function FindAFLC(const ri: integer): integer;
    procedure RepairAFLC(var rChrom: bArr2);
    function CreateChromBase: bArr2;
    function CreateChromONOFF: bArr2;
    function HitungEcoDis(const rJam: integer;
      const rChrom1: bArr1): dArr1;
    function GetSortAFLC: iArr1;
    function GetSortChrom(const rRank: integer): bArr1;
    function HitungCostGen(const rPL: dArr2): dArr2;
    function HitungCostSUC(const rPL: dArr2): dArr2;
    function GetSwap(const rChrom: bArr2): bArr2;
    function doCariGreyZone(const rChrom: bArr2): bArr2;
    procedure UpdateQh(var rQh: dArr2);
    procedure DecodeChrom(var rChrom: dArr2;
      var rQh: dArr2);
    procedure EncodeChrom(const rQh: dArr2;
      var rChrom: dArr2);
  public
    constructor Create; overload;
    constructor Create(const rBeban, rRes: dArr1;
      const rPLN, rInflow, rHidro: dArr2;
      const rGen: TGenArr;
      const rWaduk: TWadukArr); overload;

```



```

function getRandomChrom(const rFlip:double):bArr2;
procedure HitungPL(const rPL:dArr2;
  var rCostPerJam:dArr1;
  var rCostTotal:double);
procedure doHitungChrom(const rChrom:bArr2;
  var rCostTotal:double); overload;
procedure doHitungChrom(const rChrom:bArr2;
  var rPL:dArr2;
  var rCostPerJam:dArr1;
  var rCostTotal:double); overload;
procedure doHitungPLN(
  var rCostPerJam:dArr1;
  var rCostTotal:double);
procedure doExecute(var rChrom:bArr2;
  var rPL:dArr2;
  var rCostPerJam:dArr1;
  var rCostTotal:double);
function doMutasi(const rSfun,rSmin,rBeta,rChrom:double;
  const ia:integer;
  var rRand:TRandomu):double;
procedure doHitung(var rChrom:dArr2;
  var rCost:double);
procedure doHitungAkhir(var rChrom:dArr2;
  var rPt,rPh,rQh,rElev:dArr2;
  var rCostTotal:double);
destructor Destroy; override;
property Ngen:integer read FNgen write FNgen;
property Njam:integer read FNjam write FNjam;
property NWaduk:integer read FNwaduk write FNwaduk;
property Gen:TGenArr read GetGen write SetGen;
property Beban:dArr1 read GetBeban write SetBeban;
property PLN:dArr2 read GetPLN write SetPLN;
property Res:dArr1 read GetRes write SetRes;
property SortAFLC:iArr1 read GetSortAFLC;
property Waduk:TWadukArr read GetWaduk write SetWaduk;
property Waduk1[ia:integer]:TWaduk read GetWaduk1 write SetWaduk1;
property Inflow:dArr2 read GetInflow write SetInflow;
property Hidro:dArr2 read GetHidro write SetHidro;
property LamdaVh:double read FLamdaVh write FLamdaVh;
property LamdaVf:double read FLamdaVf write FLamdaVf;
property LamdaPt:double read FLamdaPt write FLamdaPt;
property ElevAwal:dArr1 read GetElevAwal write SetElevAwal;
property ElevAkhir:dArr1 read GetElevAkhir write SetElevAkhir;
end;

var gObjFunc:TObjFunc;

implementation

//constructor
constructor TObjFunc.Create;
begin
  inherited Create;
  FNgen:=0;
  FNjam:=0;
  FLamdaVh:=1000;
  FLamdaVf:=1000;
  FLamdaPt:=1000;
end;

constructor TObjFunc.Create(const rBeban,rRes:dArr1;
  const rPLN,rInflow,rHidro:dArr2;
  const rGen:TGenArr;
  const rWaduk:TWadukArr);
var i,j,Ncek:integer;

```

```

begin
  inherited Create;
  FNgen:=high(rGen);
  FNjam:=high(rBeban);
  FNwaduk:=high(rWaduk);
  Ncek:=high(rRes);
  if FNjam<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak sama!');
  SetLength(FGen, FNgen+1);
  SetLength(FBeban, FNjam+1);
  SetLength(FRes, FNjam+1);
  SetLength(FAFLC, FNgen+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    FGen[i]:=TPembangkit.Create(rGen[i]);
    FAFLC[i]:=FGen[i].AFLC;
  end;
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    FBeban[i]:=rBeban[i];
    FRes[i]:=rRes[i];
  end;
  SetLength(FPLN, FNgen+1, FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      FPLN[i, j]:=rPLN[i, j];
    end;
  end;
  SetLength(FWaduk, FNwaduk+1);
  SetLength(FInflow, FNwaduk+1, FNjam+1);
  SetLength(FHidro, FNwaduk+1, FNjam+1);
  for i:=1 to FNwaduk do
  begin
    FWaduk[i]:=TWaduk.Create(rWaduk[i]);
    for j:=1 to FNJam do
    begin
      FInflow[i, j]:=rInflow[i, j];
      FHidro[i, j]:=rHidro[i, j];
    end;
  end;
  FSortAFLC:=GetSortAFLC;
  FLamdaVh:=1000;
  FLamdaVf:=1000;
  FLamdaPt:=1000;
end;

//data accessing
function TObjFunc.GetBeban:dArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result, FNjam+1);
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    result[i]:=FBeban[i];
  end;
end;

function TObjFunc.GetRes:dArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result, FNjam+1);
  for i:=1 to FNjam do

```

```

begin
  result[i]:=FRes[i];
end;
end;

function TObjFunc.GetPLN:dArr2;
var i,j:integer;
begin
  SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      result[i,j]:=EPLN[i,j];
    end;
  end;
end;

function TObjFunc.GetGen:TGenArr;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FNgen+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    result[i]:=TPembangkit.Create(FGen[i]);
  end;
end;

function TObjFunc.GetWaduk1(ri:integer):TWaduk;
begin
  result:=TWaduk.Create(FWaduk[ri]);
end;

function TObjFunc.GetWaduk:TWadukArr;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FNWaduk+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    result[i]:=TWaduk.Create(FWaduk[i]);
  end;
end;

function TObjFunc.GetInflow:dArr2;
var i,j:integer;
begin
  SetLength(result,FNWaduk+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      result[i,j]:=FInflow[i,j];
    end;
  end;
end;

function TObjFunc.GetHidro:dArr2;
var i,j:integer;
begin
  SetLength(result,FNWaduk+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      result[i,j]:=FHidro[i,j];
    end;
  end;
end;

```

```

    end;
end;
end;

function TObjFunc.GetElevAwal:dArr1;
var i:integer;
begin
    SetLength(result, FNWaduk+1);
    for i:=1 to FNWaduk do
        begin
            result[i]:=FElevAwal[i];
        end;
    end;
end;

function TObjFunc.GetElevAkhir:dArr1;
var i:integer;
begin
    SetLength(result, FNWaduk+1);
    for i:=1 to FNWaduk do
        begin
            result[i]:=FElevAkhir[i];
        end;
    end;
end;

procedure TObjFunc.SetGen(const rGen:TGenArr);
var i:integer;
begin
    FNgen:=high(rGen);
    SetLength(FGen, FNgen+1);
    SetLength(FAFLC, FNgen+1);
    for i:=1 to FNgen do
        begin
            FGen[i]:=TPembangkit.Create(rGen[i]);
            FAFLC[i]:=FGen[i].AFLC;
        end;
    FSortAFLC:=GetSortAFLC;
end;

procedure TObjFunc.SetBeban(const rBeban:dArr1);
var i, Ncek:integer;
begin
    if FNjam>0 then
        begin
            Ncek:=high(rBeban);
            if FNjam<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak sama!');
        end
    else
        begin
            FNjam:=high(rBeban);
        end;
    SetLength(FBeban, FNjam+1);
    for i:=1 to FNjam do
        begin
            FBeban[i]:=rBeban[i];
        end;
    end;
end;

procedure TObjFunc.SetRes(const rRes:dArr1);
var i, Ncek:integer;
begin
    if FNjam>0 then

```

```

begin
  Ncek:=high(rRes);
  if FNjam<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak
sama!');
end
else
begin
  FNjam:=high(rRes);
end;
SetLength(FRes,FNjam+1);
for i:=1 to FNjam do
begin
  FRes[i]:=rRes[i];
end;
end;

procedure TObjFunc.SetPLN(const rPLN:dArr2);
var i,j,Ncek:integer;
begin
  if FNgen>0 then
  begin
    Ncek:=high(rPLN);
    if FNgen<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak
sama!');
  end
  else
  begin
    FNgen:=high(rPLN);
  end;
  if FNjam>0 then
  begin
    Ncek:=high(rPLN[0]);
    if FNjam<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak
sama!');
  end
  else
  begin
    FNjam:=high(rPLN[0]);
  end;
  SetLength(FPLN,FNgen+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      FPLN[i,j]:=rPLN[i,j];
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.SetWaduk1(ri:integer;rWaduk:TWaduk);
begin
  if (ri<0) or (ri>FNWaduk) then
  begin
    raise Exception.Create('Melebihi indeks Waduk!');
  end;
  FWaduk[ri]:=TWaduk.Create(rWaduk);
end;

procedure TObjFunc.SetWaduk(rWaduk:TWadukArr);
var i:integer;
begin
  FNWaduk:=high(rWaduk);
  SetLength(FWaduk,FNWaduk+1);
  for i:=1 to FNWaduk do

```

```

begin
  FWaduk[i]:=TWaduk.Create(rWaduk[i]);
end;
end;

procedure TObjFunc.SetInflow(const rInflow:dArr2);
var i,j:integer;
begin
  SetLength(FInflow, FNWaduk+1, FNjam+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      FInflow[i,j]:=rInflow[i,j];
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.SetHidro(const rHidro:dArr2);
var i,j:integer;
begin
  SetLength(FHidro, FNWaduk+1, FNjam+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      FHidro[i,j]:=rHidro[i,j];
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.SetElevAwal(const rElevAwal:dArr1);
var i:integer;
begin
  SetLength(FElevAwal, FNWaduk+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    FElevAwal[i]:=rElevAwal[i];
    FWaduk[i].ElevasiAwal:=rElevAwal[i];
  end;
end;

procedure TObjFunc.SetElevAkhir(const rElevAkhir:dArr1);
var i:integer;
begin
  SetLength(FElevAkhir, FNWaduk+1);
  for i:=1 to FNWaduk do
  begin
    FElevAkhir[i]:=rElevAkhir[i];
    FWaduk[i].ElevasiAkhir:=rElevAkhir[i];
  end;
end;

//data processing
function TObjFunc.isON(const rFlip:double):boolean;
begin
  result:=false;
  if random<=rFlip then result:=true;
end;

function TObjFunc.isServe(const rJam:integer;const rChrom:bArr1):boolean;
var i:integer;
    load, sBebanMin, sBebanMax:double;

```

```

begin
  result:=true;
  sBebanMin:=0;
  sBebanMax:=0;
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    if rChrom[i]=true then
    begin
      sBebanMin:=sBebanMin+FGen[i].Pmin;
      sBebanMax:=sBebanMax+FGen[i].Pmax;
    end;
  end;
  load:=FBeban[rJam]+FRes[rJam];
  if load<sBebanMin then result:=false;
  if load>sBebanMax then result:=false;
end;

procedure TObjFunc.isServe2(const rJam:integer;const rChrom:bArr1;
  var rTes:integer;
  var rPin:double);
var i:integer;
  load,sBebanMin,sBebanMax:double;
begin
  rTes:=2;
  sBebanMin:=0;
  sBebanMax:=0;
  rPin:=0;
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    if rChrom[i]=true then
    begin
      sBebanMin:=sBebanMin+FGen[i].Pmin;
      sBebanMax:=sBebanMax+FGen[i].Pmax;
    end;
  end;
  load:=FBeban[rJam];
  if load<sBebanMin then
  begin
    rTes:=1;
    rPin:=sBebanMin-load;
  end;
  if load>sBebanMax then
  begin
    rTes:=3;
    rPin:=load-sBebanMax;
  end;
end;

function TObjFunc.isRampRate(const rJam:integer;const rPL:dArr2):boolean;
var i:integer;
  delta:double;
begin
  result:=true;
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    if rJam>1 then
    begin
      delta:=rPL[i,rJam]-rPL[i,rJam-1];
      if delta>0 then
      begin
        if delta>FGen[i].Ramp then
        begin
          result:=false;
          break;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

```

```

        end;
    end;
end;
end;

function TObjFunc.HitungEcoDis(const rJam:integer;
    const rChrom1:bArr1):dArr1;
var i,j:integer;
    Status:bArr1;
    LoadCek,Pa,Pb,Lmd,LoadSplit:double;
    aBeban,diffa2,diffal,Cek,tes:double;
begin
    SetLength(Status,FNgen+1);
    for i:=1 to FNgen do
        begin
            Status[i]:=rChrom1[i];
            FGen[i].Daya:=0;
        end;
    aBeban:=FBeban[rJam];
    LoadCek:=aBeban;
    LoadSplit:=aBeban;
    for i:=1 to 15 do
        begin
            Pa:=0;
            Pb:=0;
            for j:=1 to FNgen do
                begin
                    if Status[j] then
                        begin
                            diffa2:=FGen[j].a2*2;
                            diffal:=FGen[j].a1;
                            Pa:=Pa+1/diffa2;
                            Pb:=Pb+diffal/diffa2;
                        end;
                    end;
                if Pa<>0 then
                    begin
                        Lmd:=(LoadSplit+Pb)/Pa;
                    end
                else
                    begin
                        Lmd:=LoadSplit+Pb;
                    end;
                Cek:=0;
                for j:=1 to FNgen do
                    begin
                        if Status[j] then
                            begin
                                diffa2:=2*FGen[j].a2;
                                diffal:=FGen[j].a1;
                                FGen[j].Daya:=(Lmd-diffal)/diffa2;
                                if FGen[j].Daya<FGen[j].Pmin then
                                    begin
                                        FGen[j].Daya:=FGen[j].Pmin;
                                    end;
                                if FGen[j].Daya>FGen[j].Pmax then
                                    begin
                                        FGen[j].Daya:=FGen[j].Pmax;
                                    end;
                                end;
                            end;
                        Cek:=Cek+FGen[j].Daya;
                    end;
                tes:=LoadCek-Cek;
                if (tes<0.0001) and (tes>-0.0001) then

```



```

begin
  break;
end
else if tes>0 then
begin
  for j:=1 to fNgen do
  begin
    if Status[j] then
    begin
      if FGen[j].Daya=FGen[j].PMax then
      begin
        Status[j]:=false;
        LoadSplit:=LoadSplit-FGen[j].Daya;
        if LoadSplit<0 then
        begin
          LoadSplit:=LoadSplit+fGen[j].Daya;
          Status[j]:=true;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;
end;
else if tes<0 then
begin
  for j:=1 to fNgen do
  begin
    if Status[j] then
    begin
      if FGen[j].Daya=FGen[j].Pmin then
      begin
        Status[j]:=false;
        LoadSplit:=LoadSplit-FGen[j].Daya;
        if LoadSplit<0 then
        begin
          LoadSplit:=LoadSplit+FGen[j].Daya;
          Status[j]:=true;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;
end;
end;
SetLength(result, FNgen+1);
for i:=1 to FNgen do
begin
  result[i]:=0;
  if rChrom1[i] then
  begin
    result[i]:=FGen[i].Daya;
  end;
end;
end;

function TObjFunc.HitungCostGen(const rPL:dArr2):dArr2;
var i,j:integer;
begin
  SetLength(result, FNgen+1, FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      result[i, j]:=FGen[i].GetBiaya(rPL[i, j]);
    end;
  end;
end;
end;

```

```

function TObjFunc.HitungCostSUC(const rPL:dArr2):dArr2;
var i,j,init,tcold:integer;
begin
  SetLength(result, FNgen+1, FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    init:=FGen[i].InitSt;
    tcold:=FGen[i].Tdown+FGen[i].Tcold;
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      result[i,j]:=0;
      if rPL[i,j]<>0 then
      begin
        if init>0 then
        begin
          init:=-init+1;
        end
        else if init<0 then
        begin
          if abs(init)<=-tcold then
          begin
            result[i,j]:=FGen[i].Sh;
          end
          else
          begin
            result[i,j]:=FGen[i].Sc;
          end;
          init:=1;
        end;
      end
      else if rPL[i,j]=0 then
      begin
        if init>0 then
        begin
          init:=-1;
        end
        else if init<0 then
        begin
          init:=init-1;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.HitungPL(const rPL:dArr2;
  var rCostPerJam:dArr1;
  var rCostTotal:double);
var i,j:integer;
  CostGen,CostSUC:dArr2;
begin
  CostGen:=HitungCostGen(rPL);
  CostSUC:=HitungCostSUC(rPL);
  SetLength(rCostPerJam, FNjam+1);
  rCostTotal:=0;
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    rCostPerJam[i]:=0;
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      rCostPerJam[i]:=rCostPerJam[i]+CostGen[j,i]+CostSUC[j,i];
    end;
    rCostTotal:=rCostTotal+rCostPerJam[i];
  end;
end;

```



```

begin
  HitungPL(FPLN, rCostPerJam, rCostTotal);
end;

//data output
function TObjFunc.GetSortAFLC:iArr1;
var i, j, tmp:integer;
    tmpAFLC:double;
begin
  SetLength(result, FNgen+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    result[i]:=i;
  end;
  for i:=1 to fNgen-1 do
  begin
    for j:=i to fNgen do
    begin
      if FAFLC[i]>FAFLC[j] then
      begin
        tmpAFLC:=FAFLC[i];
        FAFLC[i]:=FAFLC[j];
        FAFLC[j]:=tmpAFLC;
        tmp:=result[i];
        result[i]:=result[j];
        result[j]:=tmp;
      end;
    end;
  end;
  for i:=1 to fNgen do
  begin
    fAFLC[i]:=fGen[i].AFLC;
  end;
end;

function TObjFunc.GetSortChrom(const rRank:integer):bArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result, FNgen+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    result[i]:=false;
  end;
  for i:=1 to rRank do
  begin
    result[FSortAFLC[i]]:=true;
  end;
end;

function TObjFunc.FindAFLC(const ri:integer):integer;
var i:integer;
begin
  result:=1;
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    if FSortAFLC[i]=ri then
    begin
      result:=i;
      break;
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.RepairAFLC(var rChrom:bArr2);
var i, j, pos, k:integer;

```

```

begin
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    for j:=1 to Ngen do
    begin
      if rChrom[j,i]=true then
      begin
        pos:=FindAFLC(j);
        for k:=1 to pos do
        begin
          if rChrom[FSortAFLC[k],i]=false then
          begin
            rChrom[FSortAFLC[k],i]:=true;
            rChrom[j,i]:=false;
            break;
          end;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

```

```

function TObjFunc.CreateChromBase:bArr2;
var i,j,k:integer;
    chrom1:bArr1;
    serve:boolean;
begin
  SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
  SetLength(chrom1,FNgen+1);
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      chrom1:=GetSortChrom(j);
      serve:=isServe(i,chrom1);
      if serve=true then
      begin
        for k:=1 to FNgen do
        begin
          result[k,i]:=chrom1[k];
        end;
        break;
      end;
    end;
  end;
end;

```

```

function TObjFunc.CreateChromONOFF:bArr2;
var i,j,k:integer;
    chrom1:bArr1;
    serve:boolean;
begin
  SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
  SetLength(chrom1,FNgen+1);
  for i:=1 to FNjam do
  begin
    for j:=FNgen downto 1 do
    begin
      chrom1:=GetSortChrom(j);
      serve:=isServe(i,chrom1);
      if serve=true then
      begin
        for k:=1 to FNgen do
        begin
          result[k,i]:=chrom1[k];
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

```

```

        end;
        break;
    end;
end;
end;
end;
end;

function TObjFunc.getRandomChrom(const rFlip:double):bArr2;
var i,j:integer;
    chromBase,chromONOFF:bArr2;
begin
    chromBase:=CreateChromBase;
    chromONOFF:=CreateChromONOFF;
    SetLength(result,Ngen+1,Njam+1);
    for i:=1 to Ngen do
    begin
        for j:=1 to Njam do
        begin
            if chromBase[i,j]=true then
            begin
                result[i,j]:=true;
            end
            else
            begin
                if chromONOFF[i,j]=true then
                begin
                    if isON(rFlip)=true then
                    begin
                        result[i,j]:=true;
                    end
                    else
                    begin
                        result[i,j]:=false;
                    end;
                end;
            end;
        end;
    end;
end;
RepairAFLC(result);
result:=GetSwap(result);
end;

```

```

function TObjFunc.GetSwap(const rChrom:bArr2):bArr2;
var i,j,k,init,pos:integer;
begin
    SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        init:=FGen[i].InitSt;
        for j:=1 to FNjam do
        begin
            result[i,j]:=rChrom[i,j];
            if result[i,j]=true then
            begin
                if init<0 then
                begin
                    if abs(init)>=FGen[i].Tdown then
                    begin
                        init:=-1;
                    end
                    else
                    begin
                        pos:=j+init;
                        if pos<1 then
                        begin

```

```

        pos:=1;
    end;
    for k:=pos to j-1 do
    begin
        result[i,k]:=true;
    end;
    end;
    end
    else if init>0 then
    begin
        init:=init+1;
    end;
    end
    else if result[i,j]=false then
    begin
        if init<0 then
        begin
            init:=init-1;
        end
        else if init>0 then
        begin
            if init>=FGen[i].Tup then
            begin
                init:=-1;
            end
            else
            begin
                result[i,j]:=true;
                init:=init+1;
            end;
        end;
    end;
    end;
    end;
end;
end;
end;
end;

//destructor
destructor TObjFunc.Destroy;
var i:integer;
begin
    try
        for i:=1 to FNgen do
        begin
            FGen[i].Free;
        end;
        for i:=1 to FNwaduk do
        begin
            FWaduk[i].Free;
        end;
    finally
        inherited Destroy;
    end;
end;

function TObjFunc.doCarlGreyZone(const rChrom:bArr2):bArr2;
var i,j,init,tcold:integer;
begin
    SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        for j:=1 to FNjam do
        begin
            result[i,j]:=false;
        end;
    end;
end;
end;

```

```

for i:=1 to FNgen do
begin
  init:=FGen[i].InitSt;
  tcold:=FGen[i].Tdown+FGen[i].Tcold;
  for j:=1 to FNjam do
  begin
    if rChrom[i,j]=true then
    begin
      if init<0 then
      begin
        if abs(init)=(tcold+1) then
        begin
          result[i,j]:=true;
          end;
          init:=1;
        end
      else if init>0 then
      begin
        init:=init+1;
        end;
      end
    else if rChrom[i,j]=false then
    begin
      if init<0 then
      begin
        init:=init-1;
        end
      else if init>0 then
      begin
        init:=-1;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;
end;

procedure TObjFunc.doExecute(var rChrom:bArr2;
  var rPL:dArr2;
  var rCostPerJam:dArr1;
  var rCostTotal:double);
var i,j:integer;
  CostBest,CostCek:double;
  chromBase, greyChrom:bArr2;
begin
  chromBase:=CreateChromBase;
  rChrom:=GetSwap(chromBase);
  doHitungChrom(rChrom, CostBest);
  greyChrom:=doCariGreyZone(rChrom);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      if greyChrom[i,j]=true then
      begin
        rChrom[i,j-1]:=true;
        doHitungChrom(rChrom, CostCek);
        if CostBest>CostCek then
        begin
          CostBest:=CostCek;
          end
        else
        begin
          rChrom[i,j-1]:=false;
          end;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

```

```

    end;
    end;
    doHitungChrom(rChrom, rPL, rCostPerJam, rCostTotal);
end;

procedure TObjFunc.UpdateQh(var rQh:dArr2);
var i,j:integer;
    Qin2:double;
    Vh:dArr2;
begin
    SetLength(Vh, FNwaduk+1, FNjam+1);
    for i:=1 to FNwaduk do
    begin
        Vh[i,0]:=FWaduk[i].doCalcVolume(FWaduk[i].ElevasiAwal);
        for j:=1 to FNjam do
        begin
            Qin2:=0;
            if i>1 then
            begin
                if j>FWaduk[i].Delay then
                begin
                    Qin2:=rQh[i-1, j-FWaduk[i].Delay];
                end;
            end;
            Vh[i,j]:=FWaduk[i].GetVolAkhir(Vh[i, j-1], FInflow[i, j],
                Qin2, rQh[i, j], 3600);
            if Vh[i,j]>FWaduk[i].VolMax then
            begin
                rQh[i, j]:=FWaduk[i].GetQout(Vh[i, j-1], FWaduk[i].VolMax,
                    FInflow[i, j], Qin2, 3600);
                Vh[i, j]:=FWaduk[i].GetVolAkhir(Vh[i, j-1], FInflow[i, j],
                    Qin2, rQh[i, j], 3600);
            end
            else if Vh[i,j]<FWaduk[i].VolMin then
            begin
                rQh[i, j]:=FWaduk[i].GetQout(Vh[i, j-1], FWaduk[i].VolMin,
                    FInflow[i, j], Qin2, 3600);
                Vh[i, j]:=FWaduk[i].GetVolAkhir(Vh[i, j-1], FInflow[i, j],
                    Qin2, rQh[i, j], 3600);
            end;
        end;
    end;
end;

procedure TObjFunc.DecodeChrom(var rChrom:dArr2;
    var rQh:dArr2);
var i,j,Ncek:integer;
begin
    Ncek:=high(rChrom)+1;
    if Ncek<>(FNwaduk) then
    begin
        raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak sama!');
    end;
    Ncek:=high(rChrom[0])+1;
    if Ncek<>FNjam then
    begin
        raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak sama!');
    end;
    SetLength(rQh, FNwaduk+1, FNjam+1);
    for i:=1 to FNwaduk do
    begin
        for j:=1 to FNjam do
        begin
            rQh[i, j]:=GetBatasToReal(rChrom[i-1, j-1], 0, FWaduk[i].QoutMax);
        end;
    end;
end;

```

```

    end;
end;

procedure TObjFunc.EncodeChrom(const rQh:dArr2;
    var rChrom:dArr2);
var i,j:integer;
begin
    for i:=1 to FNWaduk do
        begin
            for j:=1 to FNjam do
                begin
                    rChrom[i-1,j-1]:=GetRealToBatas(rQh[i,j],0,FWaduk[i].QoutMax);
                end;
            end;
        end;
end;

function TObjFunc.doMutasi(const rSfun,rSmin,rBeta,rChrom:double;
    const ia:integer;
    var rRand:TRandomu):double;
var val,dval,tho:double;
begin
    result:=0;
    if rChrom<>0 then
        begin
            val:=GetBatasToReal(rChrom,0,FWaduk[ia].QoutMax);
            tho:=rBeta*rSfun/rSmin*(FWaduk[ia].QoutMax-0);
            dval:=val+rRand.NextCauchy(0,sqr(tho));
            if dval>FWaduk[ia].QoutMax then dval:=FWaduk[ia].QoutMax;
            if dval<0 then dval:=0;
            result:=GetRealToBatas(dval,0,FWaduk[ia].QoutMax);
        end;
    end;
end;

procedure TObjFunc.doHitung(var rChrom:dArr2;
    var rCost:double);
var i,j,dep,tes:integer;
    Pt,Qh,Vh,Pha:dArr2;
    NewLoad,Ph,tmpLoad,PLa:dArr1;
    V0,V1,sQout,sQin1,sQin2,pinVf,pinPt,pinVh,sLoad:double;
    Qin1,Qin2,sCost,pin:double;
    chrom1:bArr1;
begin
    DecodeChrom(rChrom,Qh);
    UpdateQh(Qh);
    //cek konstrain vol akhir waduk tiap waduk
    //dan koreksi jika ada pelanggaran
    pinVf:=0;
    for i:=1 to FNWaduk do
        begin
            VD:=FWaduk[i].doCalcVolume(FWaduk[i].ElevasiAwal);
            Vi:=FWaduk[i].doCalcVolume(FWaduk[i].ElevasiAkhir);
            dep:=round(1+random*(FNjam-1));
            sQin1:=0;
            sQin2:=0;
            sQout:=0;
            for j:=1 to FNjam do
                begin
                    sQin1:=sQin1+FInflow[i,j];
                    if i>1 then
                        begin
                            if j>FWaduk[i].Delay then
                                begin
                                    sQin2:=sQin2+Qh[i-1,j-FWaduk[i].Delay];
                                end;
                            end;
                        end;
                end;
            end;
        end;
end;

```

```

    if j<>dep then
    begin
        sQout:=sQout+Qh[i,j];
    end;
end;
Qh[i,dep]:=(V0-Vi)/3600-sQout+sQin1+sQin2);
if (Qh[i,dep]>FWaduk[i].QoutMax then
begin
    pinVf:=-pinVf+abs(Qh[i,dep]-FWaduk[i].QoutMax);
    Qh[i,dep]:=FWaduk[i].QoutMax;
end;
if Qh[i,dep]<0 then
begin
    pinVf:=-pinVf+abs(Qh[i,dep]);
    Qh[i,dep]:=0;
end;
end;
//hitung vol tiap waduk per periode
SetLength(Vh, FNWaduk+1, FNjam+1);
pinVh:=0;
for i:=1 to FNWaduk do
begin
    Vh[i,0]:=FWaduk[i].doCalcVolume(FWaduk[i].ElevasiAwal);
    for j:=1 to FNjam do
    begin
        Qin1:=FInflow[i,j];
        Qin2:=0;
        if i>1 then
        begin
            if j>FWaduk[i].Delay then
            begin
                Qin2:=Qh[i-1,j-FWaduk[i].Delay];
            end;
        end;
        Vh[i,j]:=FWaduk[i].GetVolAkhir(Vh[i,j-1],Qin1,Qin2,
            Qh[i,j],3600);
        if Vh[i,j]>FWaduk[i].VolMax then
        begin
            pinVh:=pinVh+abs(Vh[i,j]-FWaduk[i].VolMax);
            Vh[i,j]:=FWaduk[i].VolMax;
        end;
        if Vh[i,j]<FWaduk[i].VolMin then
        begin
            pinVh:=pinVh+abs(FWaduk[i].VolMin-Vh[i,j]);
            Vh[i,j]:=FWaduk[i].VolMin;
        end;
    end;
end;
//hitung Ph tiap waduk dan kurangi jumlah beban dengan
//jumlah Ph tiap waduk
SetLength(NewLoad, FNjam+1);
SetLength(Ph, FNWaduk+1);
SetLength(Pha, FNWaduk+1, FNjam+1);
for i:=1 to FNjam do
begin
    for j:=1 to FNWaduk do
    begin
        Ph[j]:=FWaduk[j].GetDaya(Qh[j,i],Vh[j,i]);
        Pha[j,i]:=Ph[j];
    end;
    sLoad:=0;
    for j:=1 to FNWaduk do
    begin
        sLoad:=sLoad+Ph[j];
    end;
end;

```

```

    NewLoad[i]:=FBeban[i]-sLoad;
end;
//koreksi daya thermal dan cari pelanggarannya!
SetLength(Pt,FNgen+1,FNjam+1);
//simpan data load asli ke temporary
SetLength(tmpLoad,FNjam+1);
for i:=1 to FNjam do
begin
    tmpLoad[i]:=FBeban[i];
end;
//set FBeban menjadi NewLoad
for i:=1 to FNjam do
begin
    FBeban[i]:=NewLoad[i];
end;
//lakukan perhitungan ekonomis dispath
SetLength(chrom1,FNgen+1);
SetLength(PLa,FNgen+1);
pinPt:=0;
for i:=1 to FNjam do
begin
    //initial chrom1
    for j:=1 to FNgen do
    begin
        if FPLN[j,i]<>0 then
        begin
            chrom1[j]:=true;
        end
        else
        begin
            chrom1[j]:=false;
        end;
    end;
    //lakukan tes economic dispath
    isServe2(i,chrom1,tes,pin);
    //jika tes=1 then kurang jika tes=2 OK jika tes=3 kebanyakan
    if tes=1 then
    begin
        pinPt:=pinPt+pin;
        for j:=1 to FNgen do
        begin
            if FPLN[j,i]<>0 then
            begin
                PLa[j]:=FGen[j].Pmin;
            end
            else
            begin
                PLa[j]:=0;
            end;
        end;
    end;
    else if tes=2 then
    begin
        PLa:=HitungEcoDis(i,chrom1);
    end
    else if tes=3 then
    begin
        pinPt:=pinPt+pin;
        for j:=1 to FNgen do
        begin
            if FPLN[j,i]<>0 then
            begin
                PLa[j]:=FGen[j].Pmax;
            end
            else

```

```

begin
  FLA[j]:=0;
end;
end;
end;
for j:=1 to FNgen do
begin
  Pt[j,i]:=PLa[j];
end;
end;
//cari jumlah biaya pembangkitan thermal
sCost:=0;
for i:=1 to FNwaduk do
begin
  for j:=1 to FNjam do
  begin
    sCost:=sCost+Pha[i,j];
    //sCost:=sCost+FGen[i].GetBiaya(Pt[i,j]);
  end;
end;
rCost:=1/sCost+FLamdaVf*pinVf+FLamdaPt*pinPt+FLamdaVh*pinVh;
//rCost:=sCost+FLamdaPt*pinPt+FLamdaVh*pinVh;
//kembalikan FBeban ke nilai semula
for i:=1 to FNjam do
begin
  FBeban[i]:=tmpLoad[i];
end;
EncodeChrom(Qh, rChrom);
end;

procedure TObjfunc.doHitungAkhir(var rChrom:dArr2;
  var rPt, rPh, rQh, rElev:dArr2;
  var rCostTotal:double);
var i, j, dep, tes:integer;
  Vh:dArr2;
  NewLoad, Ph, tmpLoad, PLa:dArr1;
  V0, Vi, sQout, sQin1, sQin2, pinVf, pinPt, pinVh, sLoad:double;
  Qin1, Qin2, sCost, pin:double;
  chrom1:bArr1;
begin
  DecodeChrom(rChrom, rQh);
  UpdateQh(rQh);
  //cek konstrain vol akhir waduk tiap waduk
  //dan koreksi jika ada pelanggaran
  pinVf:=0;
  for i:=1 to FNwaduk do
  begin
    V0:=FWaduk[i].doCalcVolume(FWaduk[i].ElevasiAwal);
    Vi:=FWaduk[i].doCalcVolume(FWaduk[i].ElevasiAkhir);
    dep:=round(1+random*(FNjam-1));
    sQin1:=0;
    sQin2:=0;
    sQout:=0;
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      sQin1:=sQin1+FInflow[i,j];
      if i>1 then
      begin
        if j>FWaduk[i].Delay then
        begin
          sQin2:=sQin2+rQh[i-1, j-FWaduk[i].Delay];
        end;
      end;
      if j<>dep then

```

```

begin
  sQout:=sQout+rQh[i,j];
end;
end;
rQh[i,dep]:=(V0-Vi)/3600-sQout+sQin1+sQin2;
if (rQh[i,dep])>FWaduk[i].QoutMax then
begin
  pinVf:=pinVf+abs(rQh[i,dep]-FWaduk[i].QoutMax);
  rQh[i,dep]:=FWaduk[i].QoutMax;
end;
end;
if rQh[i,dep]<0 then
begin
  pinVf:=pinVf+abs(rQh[i,dep]);
  rQh[i,dep]:=0;
end;
end;
//hitung vol tiap waduk per periode
SetLength(Vh, FNWaduk+1, FNjam+1);
pinVh:=0;
for i:=1 to FNWaduk do
begin
  Vh[i,0]:=FWaduk[i].doCalcVolume(FWaduk[i].ElevasiAwal);
  for j:=1 to FNjam do
  begin
    Qin1:=FInflow[i,j];
    Qin2:=0;
    if i>1 then
    begin
      if j>FWaduk[i].Delay then
      begin
        Qin2:=rQh[i-1,j-FWaduk[i].Delay];
      end;
    end;
    Vh[i,j]:=FWaduk[i].GetVolAkhir(Vh[i,j-1],Qin1,Qin2,
      rQh[i,j],3600);
    if Vh[i,j]>FWaduk[i].VolMax then
    begin
      pinVh:=pinVh+abs(Vh[i,j]-FWaduk[i].VolMax);
      Vh[i,j]:=FWaduk[i].VolMax;
    end;
    if Vh[i,j]<FWaduk[i].VolMin then
    begin
      pinVh:=pinVh+abs(FWaduk[i].VolMin-Vh[i,j]);
      Vh[i,j]:=FWaduk[i].VolMin;
    end;
  end;
end;
//hitung Ph tiap waduk dan kurangi jumlah beban dengan
//jumlah Ph tiap waduk
SetLength(NewLoad, FNjam+1);
SetLength(Ph, FNWaduk+1);
SetLength(rPh, FNWaduk+1, FNjam+1);
for i:=1 to FNjam do
begin
  for j:=1 to FNWaduk do
  begin
    Ph[j]:=FWaduk[j].GetDaya(rQh[j,i],Vh[j,i]);
    rPh[j,i]:=Ph[j];
  end;
  sLoad:=0;
  for j:=1 to FNWaduk do
  begin
    sLoad:=sLoad+Ph[j];
  end;
  NewLoad[i]:=FBeban[i]-sLoad;
end;

```

```

end;
//koreksi daya thermal dan cari pelanggarannya!
SetLength(rPt,FNgen+1,FNjam+1);
//simpan data load asli ke temporary
SetLength(tmpLoad,FNjam+1);
for i:=1 to FNjam do
begin
  tmpLoad[i]:=FBeban[i];
end;
//set FBeban menjadi NewLoad
for i:=1 to FNjam do
begin
  FBeban[i]:=NewLoad[i];
end;
//lakukan perhitungan economic dispatch
SetLength(chrom1,FNgen+1);
SetLength(PLa,FNgen+1);
pinPt:=0;
for i:=1 to FNjam do
begin
  //initial chrom1
  for j:=1 to FNgen do
  begin
    if FPLN[j,i]<>0 then
    begin
      chrom1[j]:=true;
    end
    else
    begin
      chrom1[j]:=false;
    end;
  end;
  //lakukan tes economic dispatch
  isServe2(i,chrom1,tes,pin);
  //jika tes=1 then kurang jika tes=2 OK jika tes=3 kebanyakan
  if tes=1 then
  begin
    pinPt:=pinPt+pin;
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      if FPLN[j,i]<>0 then
      begin
        PLa[j]:=FGen[j].Pmin;
      end
      else
      begin
        PLa[j]:=0;
      end;
    end;
  end
  else if tes=2 then
  begin
    PLa:=HitungEcoDis(i,chrom1);
  end
  else if tes=3 then
  begin
    pinPt:=pinPt+pin;
    for j:=1 to FNgen do
    begin
      if FPLN[j,i]<>0 then
      begin
        PLa[j]:=FGen[j].Pmax;
      end
      else
      begin

```

```

        PLa[j]:=0;
    end;
end;
end;
for j:=1 to FNgen do
begin
    rPt[j,1]:=PLa[j];
end;
end;
//cari jumlah biaya pembangkitan thermal
sCost:=0;
for i:=1 to FNgen do
begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
        sCost:=sCost+FGen[i].GetBiaya(rPt[i,j]);
    end;
end;
rCostTotal:=sCost+FLamdaVf*pinVf+FLamdaPt*pinPt+FLamdaVh*pinVh;
//rCost:=sCost+FLamdaPt*pinPt+FLamdaVh*pinVh;
//kembalikan FBeban ke nilai semula
for i:=1 to FNjam do
begin
    FBeban[i]:=tmpLoad[i];
end;
//cari elevasi tiap-tiap waduk
SetLength(rElev, FNwaduk+1, FNjam+1);
for i:=1 to FNwaduk do
begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
        rElev[i,j]:=FWaduk[i].doFindRoot(Vh[i,j]);
        if rQh[i,j]>FWaduk[i].QoutMax then rQh[i,j]:=FWaduk[i].QoutMax;
        if rQh[i,j]<0 then rQh[i,j]:=0;
    end;
end;
EncodeChrom(rQh, rChrom);
end;
end.

```



```

unit uRandom;

interface

type
  TRandomu = class
  private
    FNextGaussian:double;
    procedure GetGaussian(var dv1,dv2:double);
  public
    constructor Create;
    function NextInt(const dmax:integer):integer;overload;
    function NextInt(const dmin,dmax:integer):integer;overload;
    function NextDouble:double;overload;
    function NextDouble(const dmin,dmax:double):double;overload;
    function NextBoolean:boolean;overload;
    function NextBoolean(const dflip:double):boolean;overload;
    function NextGaussian:double;overload;
    function NextGaussian(const
dmean,dvariance:double):double;overload;
    function NextCauchy(const dmean,dvariance:double):double;
    end;

implementation

constructor TRandomu.Create;
begin
  inherited Create;
  FNextGaussian:=0;
end;

function TRandomu.NextInt(const dmax:integer):integer;
begin
  result:=round(random*dmax);
end;

function TRandomu.NextInt(const dmin,dmax:integer):integer;
begin
  result:=round(dmin+(dmax-dmin)*random);
end;

function TRandomu.NextDouble:double;
begin
  result:=random;
end;

function TRandomu.NextDouble(const dmin,dmax:double):double;
begin
  result:=dmin+(dmax-dmin)*random;
end;

function TRandomu.NextBoolean:boolean;
begin
  result:=false;
  if random<=0.5 then
  begin
    result:=true;
  end;
end;
end;

```

```

function TRandomu.NextBoolean(const dflip:double):boolean;
begin
  result:=false;
  if random<=dflip then
    begin
      result:=true;
    end;
end;

procedure TRandomu.GetGaussian(var dv1,dv2:double);
var s,multiplier:double;
begin
  repeat
    dv1:=2*random-1;
    dv2:=2*random-1;
    s:=dv1*dv1+dv2*dv2;
  until s<=1;
  multiplier:=-sqrt((-2*Ln(s))/s);
  dv1:=dv1*multiplier;
  dv2:=dv2*multiplier;
end;

function TRandomu.NextGaussian:double;
begin
  if FNextGaussian<>0 then
    begin
      result:=FNextGaussian;
      FNextGaussian:=0;
    end
  else
    begin
      GetGaussian(result,FNextGaussian);
    end;
end;

function TRandomu.NextGaussian(const dmean,
  dvariance:double):double;
var gauss:double;
begin
  if FNextGaussian<>0 then
    begin
      result:=dmean+sqrt(dvariance)*FNextGaussian;
      FNextGaussian:=0;
    end
  else
    begin
      GetGaussian(gauss,FNextGaussian);
      result:=dmean+sqrt(dvariance)*gauss;
    end;
end;

function TRandomu.NextCauchy(const dmean,dvariance:double):double;
var v1,v2:double;

```

```
begin
  v1:=NextGaussian(dmean,dvariance);
  v2:=NextGaussian(dmean,dvariance);
  if abs(v2)>0.001 then
    begin
      result:=v1/v2;
    end
  else
    begin
      result:=0;
    end;
  end;
end;

end.
```

Re: [l-code-l]Cauchy random()

On Tue, 3 Dec 2002, Lenart Jozsef wrote:

> Szuksegem lenne egy olyan random generatcrra, ami cauchy eloszlasu
> veletlen szamokat general.

Persze ez c++ ganybol kikopizva, majd megeditalod

```
// Taken from "The C++ Programming Language", *  
// * Third Edition, Bjarne Stroustrup, Addison-Wesley, 1997,p686.  
  
//magic numbers chosen to use 31 bits of a 32-bit long:  
int abs(int x)  
    {return x&0x7fffffff;}  
static double max()  
    {return 2147483648.0;}  
int draw()  
    {return randx=randx*1103515245+12345;}  
double fdraw()  
    {return abs(draw())/max();}  
  
//Get a random number from the Cauchy distribution (mean, variance)  
double GetCauchyRandom(double mean, double variance)  
{  
    double v1 = GetGaussianRandom(mean, variance);  
    double v2 = GetGaussianRandom(mean, variance);  
    if (fabs(v2) > 0.001)  
        return (v1 / v2);  
    else  
        return 0.0;  
}  
  
double GetGaussianRandom(double mean, double variance)  
{  
    for(;;)  
    {  
        double u1 = fdraw();  
        double u2 = fdraw();  
        double v1 = 2 * u1 - 1;  
        double v2 = 2 * u2 - 1;  
        double w = (v1 * v1) + (v2 * v2);  
        if (w <= 1)  
        {  
            double y = sqrt( (-2 * log(w)) / w);  
            double x1 = v1 * y;  
            return(x1 * sqrt(variance) + mean);  
        }  
    }  
}
```

Szilva

[l-code-l maillist - l-code-l@list.telnet.hu](mailto:l-code-l@list.telnet.hu)
<http://list.telnet.hu/mailman/listinfo/l-code-l>