

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



**OPTIMASI KOMITMEN UNIT
DENGAN METODE ADVANCED PRIORITY LIST
PADA PEMBANGKIT TERMAL DI PT. PLN
PEMBANGKITAN JAWA BALI**

SKRIPSI

**Disusun Oleh :
HENDRA AGUS WAHYUDI
NIM: 99.12.200**

APRIL 2006



LEMBAR PERSETUJUAN

**OPTIMASI KOMITMEN UNIT
DENGAN METODE *ADVANCED PRIORITY LIST*
PADA PEMBANGKIT *THERMAL* DI PT.PLN
PEMBANGKITAN JAWA-BALI**

SKRIPSI

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

Disusun Oleh :

HENDRA AGUS WAHYUDI

99.12.200

Diperiksa dan disetujui



**Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro**

Ir. F. YUDI LIMPRAPTONO, MT
NIP. Y.103 950 0274

**Diperiksa dan Disetujui,
Dosen Pembimbing**

Ir. YUSUF ISMAIL NAKHODA, MT
NIP. Y. 101 880 0189

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

ABSTRAKSI

OPTIMASI KOMITMEN UNIT

DENGAN METODE *ADVANCED PRIORITY LIST* PADA PEMBANGKIT

THERMAL DI PT.PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI (PJB)

(Hendra Agus Wahyudi, 99.12.200,Teknik Elektro/T.Energi Listrik)

(Dosen Pembimbing :Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT)

Kata Kunci : Komitmen Unit, *Economic dispatch Advanced Priority List (APL)*

Dalam melayani kebutuhan daya listrik yang tidak tetap dari waktu ke waktu, sehingga menimbulkan suatu permasalahan yaitu bagaimana mengoperasikan suatu sistem tenaga listrik yang selalu dapat memenuhi permintaan daya pada setiap saat, dengan keandalan yang tinggi dan harga yang murah. Oleh karena itu pada suatu operasi pada beban tertentu, perhitungan ekonomis harus tetap merupakan suatu prioritas atau nilai yang harus diperhitungkan disamping hal-hal lain sehingga nantinya diperlukan suatu rencana operasi yang optimum dengan tetap memenuhi beberapa persyaratan pengoperasian sistem tenaga listrik yaitu antara lain : daya yang dibangkitkan cukup untuk memasok beban dan cadangan berputar (*spinning reserve*) pada sistem pembangkitan listrik Jawa-Bali.

Metode pemrograman *Advanced Priority List* yang diaplikasikan untuk penjadwalan unit pembangkit dapat menghemat biaya operasional, hal ini dikarenakan adanya pola penjadwalan unit pembangkit yang optimal, yaitu ada perubahan unit yang *on* dan unit yang *off* begitu pula pembangkitan pada unit-unitnya. Untuk perubahan pembangkitan unit pembangkit yang berubah sekitar 71 % dan untuk perubahan unit yang *on* ke unit yang *off* atau sebaliknya sekitar 23 %. Hal inilah yang mengakibatkan penjadwalan pembangkit menjadi optimal. Proses metode *Advanced Priority List (APL)* memberikan sebuah analisis penyelesaian yang cukup efektif (optimal) dalam mengoptimalkan pembebanan dan sekaligus menghasilkan penghematan biaya total operasi PT PJB pada periode satu minggu (168 jam) dimulai tanggal 03 sampai 09 Januari 2005 selisih biaya total PT PJB dengan metode *Advanced Priority List (APL)* adalah sebesar Rp 6,031,398,971 dengan optimasi sebesar 6.91 %.

Waktu yang dibutuhkan untuk proses komputasi dengan menggunakan metode *APL* pada periode satu minggu adalah 0.47 m detik dengan menggunakan komputer tipe *AMD Athlon(th) XP 2000+ 1,67 Ghz.256 of RAM*

TeMau - teman. Sepertuangan. Yung Bersda Dimatane. Iwan Makasih Atas
Konsultasi dan Masukan 2 diluar ps. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni? Wj
umai selong by n lony. Mukana gmn nya Akhirnya kita lu2s juga. Boy , Dedy
Antok maksh atas informasinya Paier ,wahyu ,Iwan, latinson ,akhirnya kita bisa
lu2s juga. Seby - w ta. dan katas bimah mudi ane22. wu. tony. ta
kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
Qm hrs ikut Desember. dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
Yusuf Ismail yang selalu membimbing dan membantu. dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
GG@ selesai. Thank Untuk selalu membimbing dan membantu. dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
Yang telah Dibimbing Oleh Beliau. dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
Ir. Yusuf Ismail Nakh.

dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?
dan kaka. g. g. Katau Nggak. QM. D. dan samin kmpsi Q yang Lucu bosni?

Sendiri.
Semua Hasrat Keinginan adalah Blind Jik@ tidak disertai Pegerahuan
dan Segala pengetahuan adalah hanp@ jika no diikuti pekerjaan dan
setiap pekerjaan Akan sia-sia IF tidak disertai cint@

KATA PENGANTAR

Dengan memanjatkan puji syukur kehadiran Allah SWT, atas limpahan Rahmat dan Hidayah-Nya, sehingga penyusun dapat menyelesaikan skripsi ini dengan judul :

**“OPTIMASI KOMITMEN UNIT DENGAN METODE
ADVANCED PRIORITY LIST PADA PEMBANGKIT TERMAL
DI PT. PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI (PJB) “**

Skripsi ini disusun sebagai salah satu persyaratan dalam menyelesaikan studi program strata satu (S-1) jurusan Teknik Elektro/Program Studi Teknik Energi Listrik, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Nasional Malang

Sebelum dan selama penyusunan skripsi ini, penyusun telah banyak mendapatkan bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak. Untuk itu pada kesempatan ini penyusun menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Bapak Ir. Mochtar Asroni, MT, selaku Dekan Fakultas Teknik Industri Institut Teknologi Nasional Malang.
3. Bapak Ir. I Made Wartana, MT, selaku Wakil Dekan I Fakultas Teknik Industri Institut Teknologi Nasional Malang.
4. Bapak Ir. F.Yudi Limpraptono, MT, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Nasional Malang.

5. Ibu Ir. Mimien Mustikawati, selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro Institut Teknologi Nasional Malang.
6. Bapak Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT, selaku dosen pembimbing dalam penyusunan skripsi ini.
7. Bapak dan Ibu dosen jurusan Teknik Elektro Energi Listrik.
8. Bapak dan Ibu serta saudaraku, yang sangat berarti dalam hidup penyusun, dimana doa serta restu dan keridhaannya senantiasa penyusun harapkan.
9. Teman-teman Teknik Elektro Energi Listrik khususnya angkatan '99, terima kasih atas bantuan kalian semua. Serta semua pihak yang turut membantu penyusun menyelesaikan skripsi ini.

Penyusun menyadari sepenuhnya akan segala kekurangan yang ada dalam penyusunan skripsi ini, maka dengan kerendahan hati penyusun mengharapkan kritik dan saran demi penyempurnaan skripsi ini.

Akhirnya penyusun berharap semoga dalam skripsi ini dapat membantu serta bermanfaat bagi rekan-rekan mahasiswa khususnya pada jurusan Teknik Elektro Energi Listrik.

Malang, Maret 2006

Penyusun

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PERSETUJUAN	ii
ABSTRAKSI	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR GRAFIK	
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.3. Tujuan	3
1.4. Batasan Masalah	3
1.5. Metodologi Penelitian	4
1.6. Sistematika Penulisan	4
1.7. Kontribusi Penelitian	6
BAB II OPERASI SISTEM TENAGA LISTRIK, KOMITMEN UNIT DAN PEMBEBANAN EKONOMIS	7
2.1 Sistem Tenaga Listrik	7
2.2 Sistem Operasi Pada Sistem Tenaga Listrik	9
2.3 Karakteristik Unit Pembangkit	12
2.3.1. Karakteristik Input-Output	12

2.3.2.	Karakteristik <i>Heat-Rate</i>	14
2.3.3.	Karakteristik Incremental <i>Heat-Rate</i> Dan Incremental <i>Fuel Cost</i>	14
2.4	Pembebanan Ekonomis (<i>Economic Dispatch</i>)	15
2.4.1.	Metoda <i>Penggal Lagrange</i>	16
2.5.	Komitmen Unit.....	19
2.5.1	Kendala-Kendala Unit termal	20
2.5.1.1.	Cadangan berputar (<i>Spinning Reserve</i>).....	21
2.5.1.2	Kendala Unit Termal.....	22
2.5.2	Biaya Start-Up.....	23
2.5.3	Fungsi Obyektif Dan Constrains Pembangkit Tenaga Listrik	25
BAB III KOMITMEN UNIT MENGGUNAKAN		
	METODE <i>ADVANCED PRIORITY LIST</i>	27
3.1.	Priority List	27
3.1.1.	Metode <i>Advanced Priority List</i>	27
3.2.1.	Teori Dasar Metode <i>Advanced Priority List</i>	27
3.2.2.	Prosedur <i>Advanced Priority List</i>	28
BAB IV SIMULASI PROGRAM UNTUK MENYELESAIKAN		
MASALAH KOMITMEN UNIT MENGGUNAKAN		
METODE PARALEL ALGORITMA GENETIKA		
	<i>COARSE-GRAINED</i> PADA PT. PLN PJB	32
4.1.	Pendahuluan	32
4.2.	Pengujian Program	32

4.3.	Data Unit Pembangkit Termal	38
4.4.	Aplikasi <i>Advanced Priority List</i> Pada PT. PLN PJB	41
4.5.	Beban Sistem	44
4.6.	Simulasi Program Sebagai Pemecah Masalah Komitmen Unit Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i>	48
4.6.1.	Algoritma Program	48
4.6.2.	Flowchart Paralel Algoritma <i>Advanced Priority List</i>	50
4.7.	Hasil Perhitungan Dan Analisa Data	51
4.7.1.	Untuk Beban Periode Satu Minggu / (168 jam)	51
4.7.1.1.	Tampilan Program	51
4.7.1.2.	Analisa Hasil Perhitungan	56
4.7.1.4.	Biaya Pembangkitan periode satu minggu (168 jam)	72
BAB V	PENUTUP	80
5.1	Kesimpulan	80
5.2	Saran	81

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.	Unit Boiler-Turbin-Generator.....	13
Gambar 2.2.	Kurva karakteristik <i>Input-Output</i> Pembangkit Termal.....	13
Gambar 2.3.	Kurva Karakteristik <i>Heat-Rate</i> Unit Pembangkit.....	14
Gambar 2.4.	Kurva Karakteristik <i>Incremental Heat-Rate/Fuel Cost</i>	15
Gambar 2.5.	N Unit Pembangkit Termal Melayani Beban P_{load}	21
Gambar 2.5	Kurva biaya Start-up Schagi fungsi waktu.....	24
Gambar 3.1.	Priority list.....	28
Gambar 3.2.	Menjalankan unit beban dasar.....	31
Gambar 3.3.	Pertimbangan MUT dan MDT Pada semua unit.....	30
Gambar 4.1.	Tampilan Hasil Program Powergen.....	33
Gambar 4.2.	Tampilan utama tes Program.....	34
Gambar 4.3.	<i>General Data</i> Untuk Tes Program.....	35
Gambar 4.4.	Data Generator Tes Program.....	35
Gambar 4.5.	Data Pembebanan Tes Program.....	36
Gambar 4.6.	Tampilan Statu <i>on-off</i> pembangkit tes program.....	36
Gambar 4.7.	Tampilan Daya Pembangkit tes program.....	37
Gambar 4.8.	Tampilan Summari.....	37
Gambar 4.9.	Tampilan Menu UtamaProgram untuk Periode Satu Minggu.....	51
Gambar 4.10.	Tampilan <i>General Data</i> Periode Satu Minggu.....	52
Gambar 4.11.	Tampilan Data Generator Periode Satu Minggu.....	52
Gambar 4.12.	Tampilan Data Pembebanan Periode Satu Minggu.....	53
Gambar 4.13.	Tampilan Data PLN Periode Satu Minggu.....	53

Gambar 4.14. Tampilan <i>Status on-off</i> Pembangkit Periode Satu Minggu.....	54
Gambar 4.15. Tampilan Daya Pembangkit Periode Satu Minggu.....	54
Gambar 4.16. Tampilan <i>Summary Hasil</i> Periode Satu minggu.....	55

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1.	Data generator sistem <i>Power Generation, Operation and Control</i> . A J Wood And Bruce F wolenberg	33
Tabel 4.2.	Data Beban sistem <i>Power Generation, Operation and Control</i> . A.J Wood And Bruce F wolenberg	33
Tabel 4.3.	Perbandingan Biaya Program <i>Powergen</i> Berpedoman Dari Buku "Power Generation, Operation and Control" Allen J. Wood and Bruce.F Wollenberg Dan Metode <i>Advanced Priority List (APL)</i>	38
Tabel 4.4.	Data Unit Termal Pada PT. PLN PJB	39
Tabel 4.5.	Parameter Unit Termal Pada PT, PJB	40
Tabel 4.6.	Unit Pembangkit Yang beroperasi Pada PT, PLN PJB	43
Tabel 4.7.	Data Beban Unit Termal Pada PT. PLN PJB Tanggal 3,4,5 Jan.2005 ..	45
Tabel 4.8.	Data Beban Unit Termal Pada PT. PLN PJB Tanggal 6,7,8 Jan.2005 ..	46
Tabel 4.9.	Data Beban Unit Termal Pada PT. PLN PJB Tanggal 9 Jan.2005	47
Tabel 4.10.	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT, PLN PJB Sebelum Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Beban Hari Senen Tanggal 03 Jan 2005	58
Tabel 4.11.	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT, PLN PJB Sebelum Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Beban Hari Selasa Tanggal 04 Jan 2005	59
Tabel 4.12.	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT, PLN PJB Sebelum Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Beban Hari Rabu Tanggal 05 Jan 2005	60

Tabel 4.13.	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT, PLN PJB Sebelum Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Beban Hari Kamis Tanggal 06 Jan 2005.....	61
Tabel 4.14.	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT, PLN PJB Sebelum Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Beban Hari Jumat Tanggal 07 Jan 2005	62
Tabel 4.15.	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT, PLN PJB Sebelum Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Beban Hari Sabtu Tanggal 08 Jan 2005.....	63
Tabel 4.16.	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT, PLN PJB Sebelum Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Beban Hari Minggu Tanggal 09 Jan 2005	64
Tabel 4.17.	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT, PLN PJB Setelah Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Beban Hari Senin Tanggal 03 Jan 2005	65
Tabel 4.18.	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT, PLN PJB Setelah Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Beban Hari Selasa Tanggal 04 Jan 2005.....	66
Tabel 4.19.	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT, PLN PJB Setelah Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Beban Hari Rabu Tanggal 05 Jan 2005.....	67
Tabel 4.20.	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT, PLN PJB Setelah Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Beban Hari Kamis Tanggal 06 Jan 2005.....	68

Tabel 4.21.	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Beban Hari Jum,at Tanggal 07 Jan 2005	69
Tabel 4.22.	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Beban Hari Sabtu Tanggal 08 Jan 2005	70
Tabel 4.23.	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Beban Hari Minggu Tanggal 09 Jan 2005	71
Tabel 4.25.	Biaya Perbandingan PLN dan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Hari Senin 03 Jan 2005.....	72
Tabel 4.26.	Biaya Perbandingan PLN dan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Hari Selasa 04 Jan 2005	73
Tabel 4.27.	Biaya Perbandingan PLN dan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Hari Rabu 05 Jan 2005	74
Tabel 4.28.	Biaya Perbandingan PLN dan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Hari Kamis 06 Jan 2005	75
Tabel 4.29.	Biaya Perbandingan PLN dan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Hari Jum,at 07 Jan 2005	76
Tabel 4.30.	Biaya Perbandingan PLN dan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Hari Sabtu 08 Jan 2005	78
Tabel 4.31.	Biaya Perbandingan PLN dan Metode <i>Advanced Priority List</i> Untuk Hari Minggu 09 Jan 2005.....	79

Tabel 4.32. Biaya Perbandingan PLN dan Metode <i>Advanced Priority List</i> Dengan Periode Satu Minggu	79
---	----

DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1.	Tampilan Grafik Perbandingan Biaya PLN Dengan Biaya <i>Advanced Priority List</i>	55
-------------	--	----

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Tenaga listrik tidak dapat disimpan dalam skala besar, karenanya ini harus disediakan pada saat dibutuhkan. akibatnya timbul persoalan dalam menghadapi kebutuhan daya listrik yang tidak tetap dari waktu ke waktu. Bagaimana mengoperasikan suatu sistem tenaga listrik yang selalu dapat memenuhi kebutuhan daya pada setiap saat, dengan kualitas yang baik dan harga yang murah. Apabila daya yang dikirim dari bus-bus pembangkit jauh lebih besar dari pada permintaan daya yang dibangkitkan dan dikirimkan lebih rendah atau tidak memenuhi kebutuhan beban konsumen, maka akan terjadi pemadaman lokal pada bus-bus beban, yang akibatnya merugikan pihak konsumen. Oleh karena itu, diperlukan penyesuaian antara pembangkitan dengan permintaan daya.

Dalam sistem tenaga listrik terdiri dari sejumlah unit pembangkit yang saling terhubung interkoneksi. Penentuan penjadwalan pembangkit adalah faktor penting karena ini berhubungan dengan biaya operasional pembangkitan dan memegang peranan penting dalam perencanaan operasional pembangkitan sehingga didapatkan operasi pembangkitan yang optimum dalam sistem tenaga listrik secara keseluruhan. Perencanaan operasional pembangkitan sistem tenaga listrik sangat erat kaitannya dengan masalah komitmen unit, yaitu masalah pemilihan unit-unit pembangkit yang akan dioperasikan untuk memenuhi kebutuhan beban listrik. Komitmen unit ini nantinya akan berpengaruh pada biaya

bahan bakar. Oleh karena itu, perlu diupayakan pengoptimalan operasi unit pembangkit agar dicapai biaya operasional pembangkitan yang minimum.

Ada banyak metode yang digunakan untuk memecahkan masalah komitmen unit, diantaranya: metode *priority list*, *lagrange relaxation*, *branch and bound*, *dynamic programming*, *genetic algorithm*, *simulated annealing*, *integer programming* dll. Metode-metode tersebut, terutama *Dynamic Programming* dan *Lagrange Relaxation* paling banyak digunakan untuk menyelesaikan masalah optimasi. Pada skripsi ini akan dibahas masalah komitmen unit dengan menggunakan metode, yaitu *Advanced Priority List (APL)*.

Dengan menggunakan metode (*APL*) akan diperoleh data keluaran yang lebih cepat dan akurat sesuai dengan perubahan beban listrik yang terjadi dengan cepat .

1.2 Rumusan Masalah

Pada skripsi ini permasalahan yang akan dibahas mengenai optimasi pembangkitan pada pusat tenaga listrik, dengan perumusan sebagai berikut: Bagaimana mengoperasikan pembangkit secara ekonomis dan efisien dalam mengatasi struktural beban yang berubah-ubah dan pembangkit mana saja yang beroperasi dengan menggunakan metode *Advanced Priority List (APL)*.

Berdasarkan permasalahan diatas maka penulis mengambil judul untuk skripsi ini

OPTIMASI KOMITMENT UNIT DENGAN METODE *ADVANCED PRIORITY LIST* PADA PEMBANGKIT *THERMAL* DI PT.PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI (PJB)

1.3 Tujuan

Berdasarkan permasalahan yang telah dikemukakan diatas maka skripsi ini bertujuan untuk menentukan penjadwalan unit pembangkit termal yang akan melayani kebutuhan beban yang berubah tiap jamnya dan mengoptimalkan biaya operasi sistem dengan menggunakan metode *Advanced Priority List (APL)*.

1.4 Batasan Masalah

Apabila ditinjau lebih jauh, permasalahan yang ada dalam pembahasan ini cukup luas dan kompleks. Oleh karena itu agar pembahasan lebih terarah dan mempunyai tujuan, maka perlu dilakukan pembatasan masalah :

- Penjadwalan dilakukan dalam satu minggu (168 jam dengan range tiap jam) pada periode studi pada tanggal 3,4,5,6,7,8,dan 9 Januari 2005.
- Hanya membahas unit pembangkit *thermal* yang ada di PJB.
- Pembahasan dititik beratkan pada segi ekonomis, sehingga tidak terlalu membahas segi teknis.
- Tidak membahas masalah rugi-rugi dalam saluran transmisi.
- Tidak membahas masalah biaya cadangan berputar (*Spining Reverse*), hanya memperhatikan kendala batasan cadangan berputar. Nilai *Spining Reverse* PJB yang dipakai acuan adalah Pembangkit Paiton
- Tidak membahas *combined cycle* pada PLTGU. Dan untuk unit ST (*Steam turbine*) pada PLTGU diambil data parameter unit pembangkit pola CC-3.3.1. yang beroperasi.
- Tidak ada biaya untuk *shutdown* unit.

1.5 Metodologi Pembahasan

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

- Studi Literatur

Studi kepustakaan mengenai hal-hal yang berkaitan dengan pembahasan masalah.

- Studi Lapangan

Pengambilan data unit pembangkit antara lain :

Kapasitas daya maksimal dan minimal pembangkit, *minimum up / down time*, Karakteristik input dan *output* biaya *strat up*, pembebanan harian.

- Melakukan optimasi penjadwalan pembebanan pada komitmen unit menggunakan metode *Advanced Priority List* dengan bahasa pemrograman *Borland Delphi 7*
- Membuat evaluasi, sehingga dapat disimpulkan apakah metode yang diterapkan lebih efisiensi dan ekonomis.

1.6 Sistematika Penulisan

Penulisan skripsi ini disusun dalam lima bab yang masing-masing membahas hal-hal sebagai berikut :

BAB I PENDAHULUAN

Berisikan masalah yang umum mengenai latar belakang penulisan, rumusan masalah, tujuan penulisan skripsi, batasan masalah, metodologi penelitian, sistematika penulisan dan kontribusi penelitian.

**BAB II OPERASI SISTEM TENAGA LISTRIK, KOMITMEN UNIT
DAN PEMBEBANAN EKONOMIS**

Berisi teori-teori dasar operasi sistem tenaga listrik, *economic dispatch* dengan metode *pengali lagrange* dan *metode lamda* dan komitmen unit. karakteristik masukan-keluaran, karakteristik laju tambahan biaya bahan bakar, *Advanced Priority List*.

**BAB III KOMITMEN UNIT MENGGUNAKAN METODE
*ADVANCED PRIORITY LIST (APL)***

Berisi data-data unit pembangkitan *thermal* yang diperoleh dari hasil *survey* lapangan, aplikasi metode *Advanced Priority List (APL)*

**BAB IV SIMULASI PROGRAM UNTUK MENYELESAIKAN
MASALAH KOMITMEN UNIT MENGGUNAKAN
METODE *ADVANCED PRIORITY LIST (APL)* PADA PT.
PLN PEMBANGKITAN JAWA-BALI**

Berisi simulasi program komputer, algoritma program dan hasil optimasi dari metode *Advanced Priority List (APL)*

BAB V PENUTUP

Berisi kesimpulan akhir dan saran

1.7 Kontribusi Penelitian

Dengan adanya analisa ini diharapkan nantinya dapat memberikan alternatif terbaik dalam memecahkan permasalahan komitmen unit dengan menggunakan metode *Advance Priority List (APL)* , sehingga diharapkan dapat diaplikasikan dilapangan dalam mengoptimalkan biaya operasi pembangkitan dilingkunagn PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali.

BAB II
OPERASI SISTEM TENAGA LISTRIK,
PEMBEBANAN EKONOMIS DAN KOMITMEN UNIT

2.1. Sistem Tenaga Listrik⁽¹⁾

Untuk keperluan penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, diperlukan berbagai peralatan listrik. Berbagai peralatan listrik ini dihubungkan satu sama lain mempunyai inter relasi dan secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik.

Yang dimaksud sistem tenaga listrik disini adalah sekumpulan Pusat Listrik dan Gardu Induk (Pusat Beban) yang satu sama lain dihubungkan oleh Jaringan Transmisi sehingga merupakan sebuah kesatuan interkoneksi. Biaya operasi dari Sistem Tenaga Listrik pada umumnya merupakan bagian biaya yang terbesar dari biaya operasi suatu Perusahaan Listrik. Secara garis besar biaya operasi dari suatu sistem Tenaga Listrik terdiri dari :

1. Biaya pembelian tenaga listrik.
2. Biaya pegawai.
3. Biaya bahan bakar.
4. Biaya lain-lain

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

Mengingat hal-hal tersebut diatas maka operasi Sistem Tenaga Listrik perlu dikelola atas dasar pemikiran manajemen operasi yang baik terutama karena

melibatkan biaya operasi yang terbesar dan juga karena langsung menyangkut citra PLN kepada masyarakat. Manajemen Operasi Sistem Tenaga Listrik haruslah memikirkan bagaimana menyediakan tenaga listrik yang seekonomis mungkin dengan tetap memperhatikan mutu dan keandalan.

Karena daya listrik yang dibangkitkan harus selalu sama dengan daya listrik yang dibutuhkan oleh konsumen maka Manajemen Operasi Sistem Tenaga Listrik harus memperhatikan hal-hal sebagai berikut :

1. Perkiraan beban (*load forecast*).
2. Syarat-syarat pemeliharaan peralatan.
3. Keandalan yang diinginkan.
4. Alokasi beban dan produksi pembangkit yang ekonomis.

Keempat hal tersebut diatas seringkali masih harus dikaji terhadap beberapa kendala seperti :

1. Aliran beban dalam jaringan.
2. Daya hubung singkat peralatan.
3. Penyediaan suku cadang dan dana.
4. Stabilitas Sistem Tenaga Listrik.

Dengan memperhatikan kendala-kendala ini maka seringkali harus dilakukan pengaturan kembali terhadap rencana pemeliharaan dan alokasi beban. Makin besar suatu sistem tenaga listrik makin banyak unsur yang harus dikoordinasikan serta yang harus diamati, sehingga diperlukan perencanaan, pelaksanaan, pengendalian serta analisa operasi sistem yang cermat.

2.2. Sistem Operasi Pada Sistem Tenaga Listrik^[1]

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

Ada beberapa kerja yang harus dilaksanakan untuk menjamin keandalan sistem operasi antara lain, pengaturan frekuensi dan tegangan sistem untuk berada pada harga normalnya karena adanya perubahan beban pada sistem. Dan seperti yang diketahui dan berulang kali disebutkan bahwa tenaga listrik tidak dapat disimpan sehingga dalam operasinya harus selalu dicapai keseimbangan antara penyediaan dengan pemenuhan kebutuhan daya serta perlu juga diingat bahwa sistem selalu berubah setiap saat. Maka sudah tentu jauh-jauh sebelumnya sudah harus diketahui atau diramalkan keadaan tersebut dengan tepat yaitu keadaan beban pada hari itu dari waktu ke waktu sampai selama 24 jam. Keadaan beban ini digambarkan sebagai kebutuhan daya sebagai fungsi dari waktu yang biasa disebut dengan lengkung beban harian. Lengkung beban harian ini adalah merupakan sesuatu yang sangat penting disamping karakteristik-karakteristik lainnya sehingga dalam operasi hariannya harus berdasarkan lengkung beban harian yang telah dibuat karena dengan lengkung beban harian ini dapat ditentukan perencanaan operasi pembangkit-pembangkit yang ada, baik itu unit pembangkit *thermal* maupun *hidro*. Tentu saja kebutuhan beban dalam suatu harinya tidak merata akan tetapi dari jam ke jam berbeda sesuai dengan kebutuhan konsumen. Berdasarkan lengkung beban yang telah ada maka dapat ditentukan berapa unit pembangkit yang harus bekerja dan siap bekerja pada hari itu.

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

Akan tetapi dengan semakin berkembangnya sistem itu sendiri maka diperlukan suatu perencanaan pembangkitan yang optimum dengan biaya operasi yang ekonomis dan harus memperhitungkan rugi-rugi yang terjadi pada saluran transmisi. Mengingat bahwa beban sistem adalah selalu berubah-ubah dari waktu ke waktu maka perlu untuk membuat secara grafis perubahan beban terhadap waktu.

Oleh karena biaya operasi untuk memproduksi daya listrik, suatu pembangkit hidro (PLTA) sangat kecil jika dibandingkan dengan pembangkit thermal (PLTU, PLTG, PLTGU, PLTD) maka pembahasan selanjutnya untuk mendapatkan biaya operasi yang ekonomis sebagian besar ditekankan pada unit pembangkit termal saja karena disini akan membutuhkan biaya operasi yang cukup tinggi sehingga usaha penghematan biaya bahan bakar akan sangat berarti. Dengan kata lain dengan mengkoordinasikan operasi pembangkit-pembangkit

yang tersedia dengan tepat dan sesuai dengan beban maka akan didapat suatu keadaan operasi yang ekonomis.

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

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

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

Maka untuk mencapai suatu operasi yang ekonomis pada suatu sistem tenaga listrik adalah dengan melakukan penjadwalan pada sistem pembangkit yang ada pada suatu sistem tenaga listrik yang ditinjau tersebut dengan memanfaatkan karakteristik dari setiap masing-masing unit pembangkit yang ada pada dasarnya bertujuan untuk menekan biaya produksi listrik agar harga dari

listrik yang dihasilkan dapat ditekan serendah mungkin sehingga dapat memuaskan pemakai listrik.

2.3. Karakteristik Unit Pembangkit^[2]

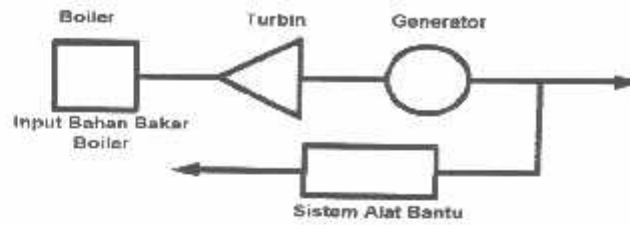
2.3.1. Karakteristik *Input-Output*

Hal yang paling mendasar dalam operasi pembangkitan yang ekonomis adalah dengan membuat karakteristik *input-output* dari unit pembangkit thermal. Karena ini diperoleh dari desain perencanaan atau melalui test pembangkit. Adapun definisi dari karakteristik *input-output* dari pembangkit itu sendiri adalah formula yang menyatakan hubungan antara *input* pembangkit sebagai fungsi dari *output* pembangkit. Sedangkan ciri dari unit *boiler-turbin-generator* dapat digambarkan dalam gambar 2.1, dimana unit ini memuat sebuah *boiler* yang menghasilkan uap untuk menjalankan turbin yang dikopel dengan rotor dari generator.

Pada pembangkit thermal input diberikan dalam satuan panas Btu/jam atau Kalori/jam dari bahan bakar yang diberikan boiler untuk menghasilkan *output* pembangkit. Sedangkan notasi yang digunakan adalah H (MBtu/h) atau dalam satuan yang lain H (MKal/h). Adapaun dalam skripsi ini, perhitungan dilakukan adalah dalam satuan MKal/jam. Selain itu *input* dari pembangkit dapat pula dinyatakan dalam nilai uang yang menyatakan besarnya biaya yang diperlukan untuk bahan bakar. Notasi yang digunakan adalah F (Rp/h). Hubungan antara H dan F dapat dinyatakan dalam rumus sebagai berikut ini :

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

Dimana $\frac{\text{Rupiah}}{\text{MBtu}}$ adalah nilai uang yang diperlukan per satuan panas dari bahan bakar.



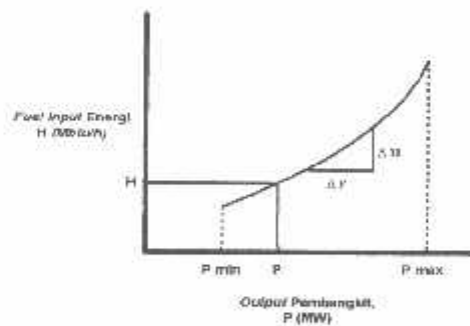
Gambar 2.1
Unit Boiler-Turbin-Generator^[2]

Seperti digambarkan dalam gambar 2.1, maka *output* dari pembangkit tidak hanya dihubungkan dengan sistem saja akan tetapi juga untuk sistem peralatan bantu pembangkit didefinisikan sebagai daya yang dikeluarkan oleh generator karakteristik *input-output*, daya *output* adalah berupa daya netral dari pembangkit, notasi yang digunakan adalah P (MW).

Persamaan karakteristik *input-output* pembangkit dapat dilihat pada persamaan (2.2) dan (2.3) dibawah ini, sedangkan kurva dari karakteristik *input-output* pembangkit dapat dilihat pada gambar 2.2.

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

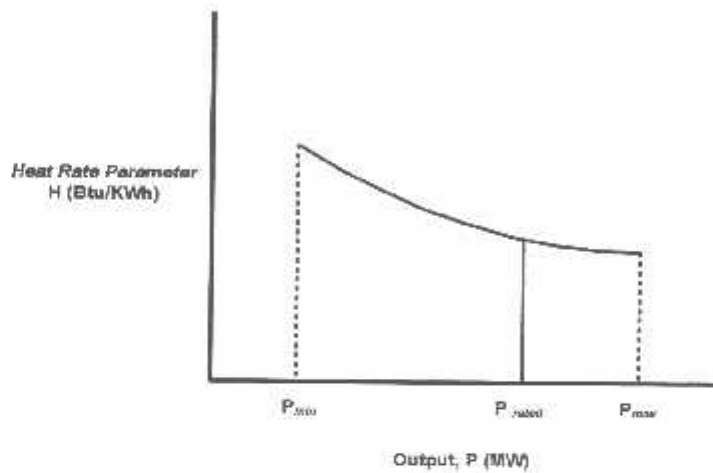
$$F = f(P) \dots\dots\dots (2.3)$$



Gambar 2.2
Kurva Karakteristik *Input-Output* Pembangkit Thermal^[2]

2.3.2. Karakteristik *Heat-Rate*^[2]

Karakteristik *heat-rate* merupakan karakteristik yang menunjukkan efisiensi dari sebuah mesin. Karakteristik *heat-rate* sebuah unit pembangkit menunjukkan *input* kalor yang diberikan untuk menghasilkan energi sebesar 1 kiloWatt jam pada MegaWatt *output* dari suatu unit. Kurva dari karakteristik *heat-rate* ini dapat dilihat pada gambar 2.3 di bawah ini.



Gambar 2.3
Kurva Karakteristik *Heat-Rate* Unit Pembangkit^[2]

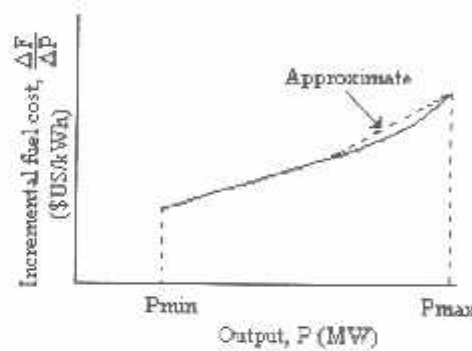
2.3.3. Karakteristik *Incremental Heat-Rate* dan *Incremental Fuel Cost*^[2]

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

Kurva dari karakteristik *Incremental Heat-Rate* atau *Incremental Fuel Cost* dapat dilihat pada gambar 2.4. Sedangkan persamaan *Incremental Heat-Rate* dan persamaan *Incremental Fuel Cost* dapat dilihat pada persamaan (2.24.) hingga persamaan (2.27.).

$$\text{Incremental Heat-Rate} = \frac{\Delta H \left(\frac{MBtu}{kWh} \right)}{\Delta P} \dots\dots\dots (2.4)$$

$$\text{Incremental Fuel Cost} = \frac{\Delta F \left(\frac{Rupiah}{kWh} \right)}{\Delta P} \dots\dots\dots (2.5)$$



Gambar 2.4 Kurva Karakteristik *Incremental Heat-Rate Fuel Cost*^[21]

Bila harga Δ sangat kecil maka dapat dinyatakan dengan persamaan berikut ini :

$$\text{Incremental Heat-Rate} = \frac{dH \left(\frac{MBtu}{kWh} \right)}{dP} \dots\dots\dots (2.6)$$

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

2.4. Pembebanan Ekonomis (*Economic Dispatch*)^[21]

Pembebanan ekonomis (*Economic Dispatch*) adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem secara ekonomis pada nilai beban tertentu, dengan kata lain yaitu pengoperasian

ekonomis sistem tenaga listrik dengan permodelan efisiensi pembangkit. Rumus pendekatannya adalah :

$$HR(P_G) = a + bP_G + cP_G^2 \dots\dots\dots (2.8)$$

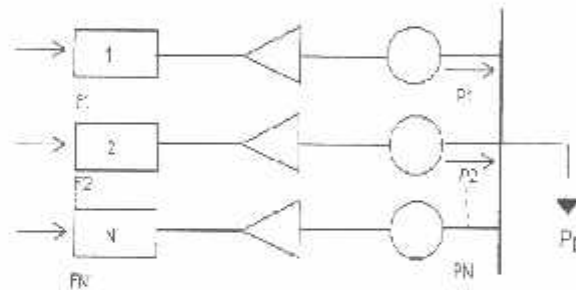
Dimana :

P_G : Daya keluaran generator (MW)

a, b, c : Konstanta

Dalam pengoperasian pembangkit secara ekonomis adalah penting untuk mengetahui biaya bahan bakar yang digunakan untuk membangkitkan daya yang diperlukan yang tergantung pada jenis bahan bakar, nilai kalori, dan harga bahan bakar.

2.4.1. Metode Pengali Lagrange^[2]



Gambar 2.5.
N unit pembangkit *thermal* melayani beban P_D ^[2]

Gambar 2.5 menunjukkan sebuah sistem yang terdiri dari N unit termal terhubung dalam satu bus-bar dan melayani beban P_{load} masuk untuk masing-masing unit ditunjukkan sebagai F_i yang mempresentasikan *cost rate* pada unit pembangkitan. Keluaran masing-masing unit P_i adalah daya listrik yang dihasilkan oleh unit pembangkit. Total *cost rate* pada sistem adalah jumlah biaya

pada masing-masing unit. Yang paling penting adalah bahwa jumlah daya keluaran harus sama dengan kebutuhan beban.

Secara matematis dapat dikatakan bahwa fungsi objektif F_T adalah sama dengan biaya total untuk menyuplai beban. Persoalannya adalah bagaimana untuk meminimalkan fungsi F_T yang mana mempunyai kendala-kendala dan didapat bahwa jumlah pembangkitan harus sama dengan beban. Perlu dicatat bahwa rugi-rugi transmisi diabaikan, karena relatif kecil.

Formulasi permasalahan ini adalah :

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N \dots \dots \dots (2.9)$$

$$P_D = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \dots \dots \dots (2.10)$$

$$0 = \phi = P_D - \sum_{i=1}^N P_i \dots \dots \dots (2.11)$$

dimana :

- F_T : Biaya total seluruh unit yang merupakan fungsi objektif
- $F_i(P_i)$: Biaya tiap unit pembangkit sebagai fungsi output tenaga P_i
- P_D : Beban yang harus dipenuhi berdasarkan permintaan konsumen
- P_i : Beban output dari setiap unit pembangkit

Penyelesaian persoalan seperti ini dinamakan “*Constraint Optimization Problem* atau *Persoalan Optimasi Terkendala*”, dan dapat diselesaikan dengan metode yang menyangkut fungsi La Grange.

Dimana :

$$L = F_T + \lambda \phi \dots \dots \dots (2.12)$$

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

$$\nabla L = 0 \dots\dots\dots (2.13)$$

$$\nabla F_T + \lambda \cdot \phi = 0 \dots\dots\dots (2.14)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda \cdot \left(\frac{\partial P_{R_i}}{\partial P_i} - \frac{\partial P_i}{\partial P_i} \right) = 0 \dots\dots\dots (2.15)$$

$$\text{atau } \frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda \cdot (0 - 1) = 0 \dots\dots\dots (2.16)$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \dots\dots\dots (2.17)$$

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

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

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad \text{ada N buah persamaan} \dots\dots\dots (2.18)$$

$$P_{i \text{ min}} \leq P_i \leq P_{i \text{ maks}} \quad \text{ada 2 N buah pertidaksamaan} \dots\dots\dots (2.19)$$

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_D \dots\dots\dots (2.20)$$

Dari batasan pertidaksamaan pembatas di atas dapat diperluas menjadi :

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad \text{untuk } P_{i, \min} \leq P_i \leq P_{i, \max} \dots \dots \dots (2.21)$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \leq \lambda \quad \text{untuk } P_i = P_{i, \max} \dots \dots \dots (2.22)$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \geq \lambda \quad \text{untuk } P_i = P_{i, \min} \dots \dots \dots (2.23)$$

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

2.5. Komitmen Unit^[2]

Secara umum beban listrik dalam suatu sistem tenaga listrik selama 24 jam maupun 168 selalu berubah berdasarkan kebutuhan masyarakat yang dapat direkam dalam interval 1 jam misalnya. Dalam kasus sistem tenaga listrik, total beban pada sebuah sistem secara umum akan lebih besar pada selang waktu tengah hari dan sore hari, ketika beban industri dan beban rumah tangga tinggi. Begitu sebaliknya antar tengah malam hingga dini hari beban pada sistem akan lebih rendah, dikarenakan pada saat itu semua aktifitas mulai berhenti dan penduduk mulai tidur.

Untuk mengatasi permasalahan tersebut agar mendapatkan suatu keseimbangan antara beban yang dibutuhkan konsumen dengan daya keluaran dari perusahaan listrik (yang dalam hal ini sebagai produsen) diperlukan suatu penjadwalan operasi unit pembangkit, karena tidak mungkin untuk mencukupi beban puncak kurun waktu siang hari unit yang dioperasikan hanya satu dua unit pembangkit saja, untuk itu diperlukan unit-unit lain yang ikut beroperasi yang biasa disebut sebagai sistem hubungan interkoneksi. Yang pada prinsipnya adalah

menggabungkan secara paralel beberapa pusat pembangkit yang berada di beberapa lokasi melalui suatu jaringan transmisi bertegangan tinggi untuk menyuplai beban gabungan (*infinite bus*).

Dengan sistem yang terinterkoneksi diharapkan akan menghasilkan suatu keseimbangan antara kebutuhan beban dengan daya yang dibangkitkan oleh unit-unit pembangkit, muncul sebuah masalah bagaimana mengoperasikan unit-unit pembangkitan secara optimal. Artinya bagaimana mendapatkan suatu operasi pembangkitan yang optimal agar dapat mencapai biaya operasi (biaya bahan bakar khususnya) seminimal mungkin, karena biaya bahan bakar merupakan faktor terpenting dalam biaya operasi.

Metode yang paling tepat dalam menyelesaikan permasalahan tersebut, adalah Komitmen Unit mempunyai tujuan untuk mendapatkan jadwal unit pembangkit yang beroperasi selama periode waktu tertentu secara optimal dengan biaya operasi yang minimum. Pada Komitmen Unit diasumsikan ada seperangkat N unit pembangkit; arakomitmen Unit yang tersedia dan adanya ramalan permintaan beban yang akan dikonsumsi, dengan demikian persoalannya adalah menentukan sub perangkat mana yang seharusnya dioperasikan agar memperoleh biaya operasi seekonomis mungkin.

2.5.1. Kendala-kendala Unit Termal^[2]

Dalam pengoperasian unit pembangkit untuk memenuhi kebutuhan beban terdapat berbagai kendala yang merupakan syarat pembatas (*constraint*).

Kendala tersebut antara lain :

2.5.1.1. Cadangan Berputar (*spinning reserve*)^[2]

Merupakan cadangan daya yang harus diperhitungkan dari unit-unit pembangkit yang beroperasi, dimana apabila ada salah satu unit mengalami kegagalan operasi atau keluar dari sistem, harus ada cukup cadangan daya untuk mencukupi berkurangnya suplai daya dalam periode waktu tertentu. Umumnya cadangan daya diperhitungkan untuk mampu mengganti apabila unit yang terbesar mengalami kegagalan operasi. Cadangan berputar dinotasikan dalam “R” dan dapat dihitung besarnya setiap jam sebagai berikut :

$$\sum_{i=1}^N P_i^{max} u_i \geq P_D + P_L + R \dots\dots\dots (2.24)$$

dimana :

- P_D : Daya yang dibutuhkan
- P_L : Rugi-rugi
- R : Cadangan berputar
- P_i^{max} : Daya maksimum pada unit “i”
- U_i : Status unit on/off pada unit “i”

Selain itu cadangan berputar harus diletakkan pada unit pembangkit yang mempunyai respon yang cepat (*fast-responding unit*) dan unit-unit yang mempunyai respon lambat (*slow-responding unit*), yang bertujuan untuk mengembalikan besarnya frekwensi ke keadaan semula jika terjadi gangguan pada sistem unit pembangkit.

2.5.1.2. Kendala Unit Termal^[2]

Sebuah unit pembangkit termal dapat mengalami perubahan temperatur secara bertahap, dan ini diterjemahkan ke dalam sebuah periode waktu dalam jam dimana dibutuhkan untuk membawa unit tersebut pada kondisi *on line*. Hal ini menyebabkan kendala-kendala antara lain :

a) *Minimum Up Time (MUT)*

Minimum Up Time (MUT) adalah waktu minimum sebuah generator dapat dimatikan (*off*) setelah generator tersebut nyala (*on*), artinya bahwa sekali unit dinyalakan, tidak boleh langsung dimatikan harus ada tenggang waktu bekerjanya.

$$(T_{i \rightarrow j}^{on} - MUT)(u_{i-1,t} - u_{i,t}) \geq 0 \dots\dots\dots (2.25)$$

dimana :

T^{on} : Lama waktu unit *on*

$U_{i,t}$: Status unit *on/off*

b) *Minimum Down Time (MDT)*

Minimum Down Time (MDT) adalah waktu minimum sebuah generator untuk dapat dinyalakan (*on*) kembali setelah generator tersebut mati(*off*). Artinya bahwa sekali unit dimatikan, ada waktu minimum sebelum unit dapat dihidupkan kembali.

$$(T_{i \rightarrow j}^{off} - MDT)(u_{i-1,t} - u_{i,t}) \geq 0 \dots\dots\dots (2.26)$$

dimana :

T^{off} : Lama waktu unit *off*

$U_{i,t}$: Status unit *on/off*

c) *Crew Constraint*

Jika sebuah pembangkitan terdiri dari dua unit atau lebih, unit-unit tersebut tidak dapat dinyalakan pada waktu yang bersamaan apabila operator yang ada tidak mencukupi.

2.5.2. *Biaya Start-Up*^[2]

Biaya *start-up* adalah biaya yang diperlukan pembangkit untuk *start* dari keadaan tidak beroperasi sampai pembangkit beroperasi (terhubung pada sistem tenaga listrik). Ada dua macam *start* yaitu :

1. Biaya *start* pada kondisi panas (*Hot Start*).

Keadaan dimana unit pembangkit baru saja dimatikan dan relatif masih mempunyai temperatur mendekati temperatur operasi.

2. Biaya *start* pada kondisi dingin (*Cold Start*)

Keadaan dimana unit pembangkit dioperasikan dari keadaan berhenti.

Ada dua macam biaya *start* dingin, pertama biaya saat *cooling* yaitu biaya untuk memanaskan boiler unit pembangkit termal yang setelah berhenti dibiarkan menjadi dingin kemudian dipanaskan kembali hingga mencapai temperatur operasi pada waktunya untuk penjadwalan penyalaan. Kedua adalah *banking* yaitu biaya untuk memanaskan boiler dari suatu temperatur tertentu yang dipertahankan dengan memanaskan boiler, sampai temperatur operasi. Kedua biaya tersebut dapat dibandingkan, sehingga pendekatan terbaik (*cooling* atau *banking*) dapat dipilih.

$$\text{Biaya start-up saat cooling} = C_c \left(1 - \epsilon^{\frac{t}{\alpha}} \right) \times F + C_f \dots \dots \dots (2.27)$$

Dimana :

C_c : Besarnya energi *start dingin* (MBtu)

t : Waktu (Jam)

a : Waktu konstanta unit termal untuk mencapai keadaan *steady state* (Jam)

F : Harga Bahan Bakar (Rp/MBtu)

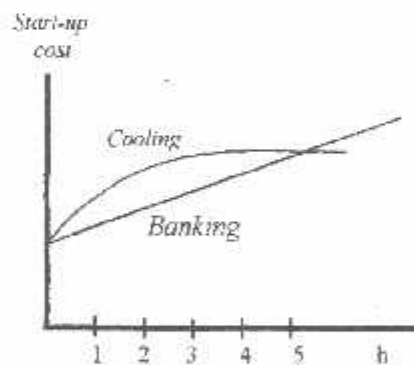
C_f : Biaya tetap (*fixed cost*) termasuk didalamnya adalah biaya tenaga kerja dan biaya pemeliharaan

Sedangkan untuk *Biaya start-up saat banking* $C_t \times t \times F + C_f$ (2.28)

Dimana :

C_t : Biaya yang diperlukan untuk mempertahankan boiler pada temperature operasi (MBtu/Jam)

Dari kedua persamaan diatas (2.27) dan (2.28), dalam waktu tertentu biaya *banking* lebih rendah daripada biaya *cooling*, seperti terlihat pada gambar 2.9 dibawah ini.



Gambar 2.9
Kurva Biaya *Start-up* sebagai Fungsi Waktu^[2]

2.5.3. Fungsi Obyektif dan Constraints Pembangkit Tenaga Listrik

Sasaran dari masalah komitmen unit adalah meminimalkan total biaya operasi dalam penjadwalan unit pembangkit. Oleh sebab itu, fungsi obyektif dinyatakan sebagai jumlah dari fungsi biaya bahan bakar dan biaya *start-up* dari unit pembangkit.

$$F(P_{it}, U_{it}) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [F_i(P_{it}) + ST_i(1 - U_{i,t-1})] U_{it} \dots\dots\dots(2.29)$$

dengan $F_i(P_{it}) = a_i + b_i P_{it} + c_i P_{it}^2 \dots\dots\dots(2.30)$

dimana : $F_i(P_{it})$ = fungsi biaya bahan bakar unit ke- i

ST_i = biaya start up dari unit ke- i

U_{it} = status on atau off dari unit ke- i pada jam t , $U_{it} = 0$ ketika unit off
dan $U_{it} = 1$ ketika unit on

N = jumlah unit

T = jumlah jam

a_i, b_i, c_i = konstanta fungsi biaya unit (\$/MW².h, \$/MW.h, \$/h)

Selubungan dengan minimalisasi dari total biaya operasi, terdapat berbagai *constraint* atau syarat pembatas, sebagai berikut :

a. Batasan pembebanan

$$\sum_{i=1}^N P_{it} U_{it} = P_{Dt} \text{ untuk } t = 1 \dots T \dots\dots\dots(2.31)$$

dimana : P_{Dt} = kebutuhan beban pada jam t

b. Batasan cadangan berputar

$$\sum_{i=1}^N U_{it} P_i^{max} \geq P_{Dt} + R_t \dots\dots\dots(2.32)$$

dimana : R_t = cadangan berputar pada jam t

c. Batasan pembangkitan

$$U_{it} P_i^{\min} \leq P_{it} \leq U_{it} P_i^{\max} \text{ untuk } i = 1 \dots N \text{ dan } t = 1 \dots T \dots\dots\dots(2.33)$$

d. Minimum up time (up_i) dan minimum down time ($down_i$)

$$U_{it} = 1 \text{ untuk } \sum_{s=t-up_i}^{t-1} U_{is} < up_i, \text{ dan } U_{it} = 0 \text{ untuk } \sum_{s=t-down_i}^{t-1} (1-U_{is}) < down_i \dots\dots(2.34)$$

BAB III
KOMITMEN UNIT MENGGUNAKAN METODE
ADVANCED PRIORITY LIST (APL)

3.1 *Priority List*^[5]

Metode *Priority List* merupakan metode solusi komitmen unit yang paling sederhana, dimana unit-unit beban dasar yang bersifat ekonomis dimasukkan terlebih dahulu kemudian unit-unit puncak dimasukkan dalam urutan terakhir untuk memenuhi tuntutan beban. Keuntungan menggunakan metode *Priority List* adalah solusi yang diperoleh dapat membentuk dasar dari jadwal komitmen unit yang mendekati jadwal optimal dan menghasilkan solusi dengan cepat, karena jadwal yang diperoleh melalui metode *Priority List* memutuskan bahwa unit yang lebih mahal untuk biaya pembangkitan berstatus *off*, sedangkan unit yang lebih murah berstatus *on*.

3.2 Metode *Advanced Priority list*^[5]

3.2.1 Teori Dasar Metode *Advanced Priority List*^[5]

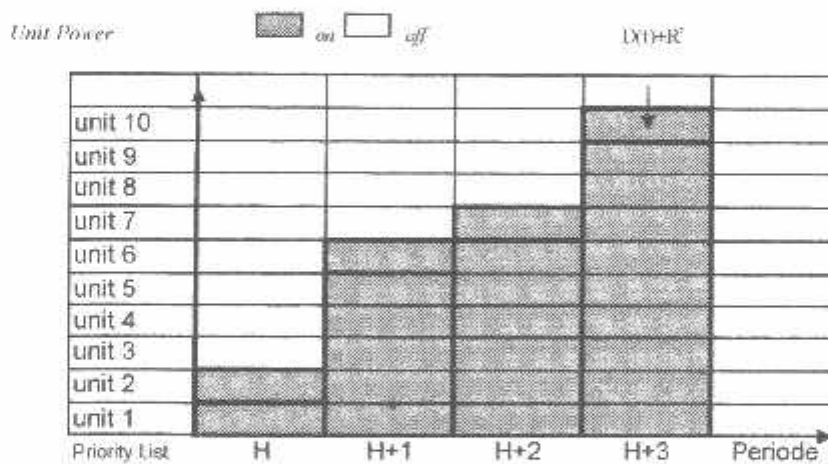
Metode *Advanced Priority List (APL)* terdiri dari dua langkah, langkah pertama dengan menggunakan metode *Priority List (PL)*, sehingga kita banyak memperoleh solusi awal. Keuntungan menggunakan metode *Priority List* kita akan memperoleh solusi yang merupakan dasar jadwal UC yang mendekati jadwal optimal. Kedua kita dapat memperoleh solusi dengan cepat. Yaitu jadwal yang diperoleh dari melalui metode *Priority List* memutuskan bahwa unit yang lebih mahal untuk biaya pembangkitan berstatus *off*, sedangkan unit yang lebih murah

untuk biaya pembangkitan berstatus *on*. Langkah berikutnya yaitu menjalankan beberapa heuristik yang telah ditentukan terhadap solusi awal yang banyak. Namun untuk membatasi waktu perhitungan, solusi-solusi yang tidak punya potensi memperbaiki hasil tidak diikuti.

3.2.2 Prosedur *Advanced Priority List*^[5]

A. Pembangkitan Solusi Awal

Pembangkitan solusi awal penting khususnya untuk masalah Unit Komitmen, Solusi awal biasanya dibangkitkan secara acak. Namun dengan cara ini sulit mendapatkan solusi yang layak bila ada banyak kendala, sehingga kualitas solusi menjadi buruk. Disini solusi awal dihasilkan melalui *Priority List (PL)*, *PL* ditunjukkan pada gambar 3.1



Gambar 3.1
Priority List

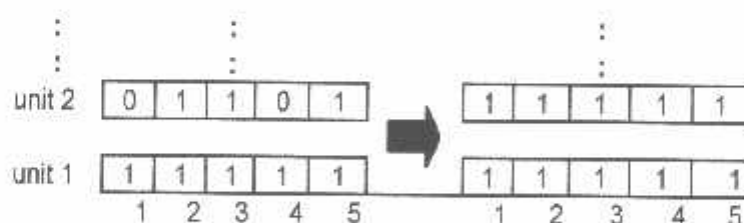
Sekalipun demikian hasil yang diperoleh tidak akan memenuhi semua kendala, hanyalah apabila unit yang lebih mahal *off* dan unit yang lebih murah

maka dapat diharapkan solusi yang mendekati solusi optimal dengan cara melakukan modifikasi. Suatu unit yang mempunyai *output* maksimum tertinggi diletakkan didaftar terbawah, dan unit-unit lain yang urutan *output* maksimumnya menurun diletakan keatas daftar. Unit termahal yang berada dipuncak daftar akan memiliki prioritas terendah. Kemudian masukkan unit-unit sampai tuntutan beban ditambah persyaratan cadangan perputaran diwakili oleh (2.24)

B. Heruistik-Heruistik Yang Digunakan

1 Menjalankan Unit Beban Dasar

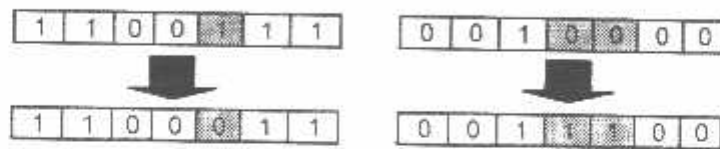
Dalam sistem tenaga ada unit-unit yang terus menerus berjalan atau beroperasi, dan memikul beban dasar karena unit-unit memiliki *output* yang relative besar. Karena solusi menurut dengan metode *PL* di mulai dari unit dengan yang akan berada dalam keadaan *on*. Dalam contoh ini untuk system 10 unit, 2 unit yang diletakkan pada bagian bawah daftar prioritas ditetapkan sebagai unit beban dasar, seperti ditunjukkan dalam gambar 3.2 kedua unit ini ditetapkan berstatus *on*. Selanjutnya ketika menambah jumlah unit, unit-unit dasar diamsusikan merupakan 20% dari semua unit



Gambar 3.2
Menjalankan unit beban dasar periode ($T = 5$)

2. Pertimbangan Minimum *UpTime* / Minimum *Down Time* dari semua unit.

Pada saat ini, minimum *up time* / minimum *down time* dari semua unit belum dipertimbangkan. Agar memenuhi *uptime* / *down time* dari semua unit, heruistik ini mencari saat terjadi perubahan beban dari status *on* ke status *off* untuk selang waktu 1-168 jam pada setiap unit mengoreksi menjadi *on* / *offs* sampai MUT / MDT terpenuhi seperti yang ditunjukkan oleh gambar 3.3



Gambar 3.3
Pertimbangan MUT / MDT pada semua unit

C Melakukan Pendekatan Penyesuaian Pembangkit Dengan Pengelompokan-pengelompokan

Untuk menaikkan akurasi pendataan prioritas dilakukan pendekatan “penyesuaian” pembangkit sekali lagi dipisahkan dalam kelompok-kelompok : kelompok yang beroperasi terus, kelompok beban puncak , kelompok penguji, kelompok modulasi dan kelompok inaktif.

Rangkaian dalam setiap kelompok diberi rangking sesuai dengan kenaikan biaya operasi. Susunan kelompok ini adalah :

1. Kelompok yang beroperasi terus. / (*must-run*). Unit ini sebagai beban dasar. (Dengan melihat batasan – batasan *MUT* / *MDT* terlama yaitu 72 jam)

2. Kelompok normal

(Dengan melihat batasan – batasan MUT / MDT yang menengah yaitu : 32,36,48. jam)

3. Kelompok beban puncak/*peak*. Unit ini dapat diaktifkan dan dimatikan dengan cepat. (Dengan melihat batasan – batasan MUT / MDT yang terkecil yaitu : 3 jam).

Awalnya kelompok modulasi kosong. Susunan pembangkit ini adalah daftar prioritas dengan energi kumulatif. Untuk mengetahui pembangkit mana yang harus diaktifkan setiap jam, energi kumulatif pada daftar prioritas dibandingkan dengan kebutuhan listrik perjam. Pembangkit dengan energi kumulatif adalah lebih rendah daripada kebutuhan energi listrik yang diaktifkan. Semua pembangkit dengan prioritas rendah akan di *offline*. Jika pemadaman suatu rangkaian lebih singkat daripada pemadaman minimum waktu pemadaman akan ditunda (yang berarti rangkaian akan tetap *online*). Jika waktu penyalaan lebih singkat daripada waktu penyalaan minimum maka penyalaan akan ditunda (maka rangkain akan tetap *offline*)

BAB IV
SIMULASI PROGRAM UNTUK MENYELESAIKAN MASALAH
KOMITMEN UNIT MENGGUNAKAN METODE *ADVANCED*
***PRIORITY LIST (APL)* PADA PT PLN. PEMBANGKITAN**
JAWA BALI

4.1 Pendahuluan

Untuk pemecahan masalah komitmen unit pada PT. PLN Pembangkitan Jawa Bali digunakan bantuan program komputer yang bertujuan mempercepat proses perhitungan dengan tingkat ketelitian yang tinggi. Dan membutuhkan waktu yang lama bila dikerjakan secara manual.

Adapun program komputer yang digunakan adalah bahasa pemrograman *Borland Delphi 7.0* yang merupakan bahasa pemrograman yang terstruktur relatif mudah untuk dipelajari dan mudah dalam penggunaannya. Jenis komputer yang dipakai adalah *AMD Athlon(th) XP 2000+ 1,67 Ghz. 256 of RAM.*

4.2 Pengujian Program

Sebelum dilakukan optimasi perhitungan biaya total terlebih dahulu dilakukan pengujian program untuk melihat kelayakan program *Advanced Priority List (APL)* dibandingkan dengan program *Powergen* berpedoman pada buku Allan J.Wood & Bruce F. Wollenberg, "*Power Generation, Operation & Control*", John Willey, and Sons Inc., 1996. Dengan menggunakan jumlah unit sebanyak 4 unit dan beban sistem dengan periode waktu 8 jam. Data yang terdapat dalam buku sebagai berikut :

Tabel 4.1
Data Generator Sistem
Data Dari Buku *Power Generation, Operation, and Control*.
Allen.J.Wood and Bruce.F Wollenberg

No Unit	P Maks MWH	P min MWH	a0	a1	a2	MUT Hour	MUD Hour	Start up Hot	Start up Cold	t Cold Hour	I S
1	300	75	684.74	16.83	0.0021	5	4	500	1100	5	8
2	250	60	585.62	16.95	0.0042	5	3	170	400	5	8
3	80	25	213	20.74	0.0018	4	2	150	350	4	-5
4	60	20	252	23.6	0.0034	1	1	0	0.02	0	-6

Tabel 4.2
Data Beban Sistem
Data Dari Buku *Power Generation, Operation, and Control*.
Allen.J.Wood and Bruce.F Wollenberg

Jam	Beban Sistem MW	Reserve MW
1	450	45
2	530	53
3	600	60
4	540	54
5	400	40
6	280	28
7	290	29
8	500	50

Gambar 4.1
Tampilan Hasil Program Powergen

```

C:\POWERGEN\UNITCOM.EXE
PERIOD # SYSTEM LOAD = 500.000 MU
STATE UNIT STATUS PCOST PATH FCOST
1 2 3 4 R/HR R
2 -2 16 16 -14 10108 2 75143.38
3 5 16 16 -14 10393 3 75726.88
4 6 16 16 1 10761 3 76094.98
OPTIMUM COMMITMENT SCHEDULE
TOTAL COST = 75143.38 R
PERIOD STATE UNIT STATUS PCOST LOAD
1 2 3 4 R/HR MU
8 2 OFF ON ON OFF 10108 500.000
7 2 OFF ON ON OFF 6366 290.000
6 3 ON ON ON OFF 6490 280.000
5 3 ON ON ON OFF 8593 400.000
4 3 ON ON ON OFF 11133 540.000
3 3 ON ON ON OFF 12265 600.000
2 2 OFF ON ON OFF 10648 530.000
1 2 OFF ON ON OFF 9208 450.000
DO YOU WANT TO RUN UNITCOM AGAIN? <Y OR N> :

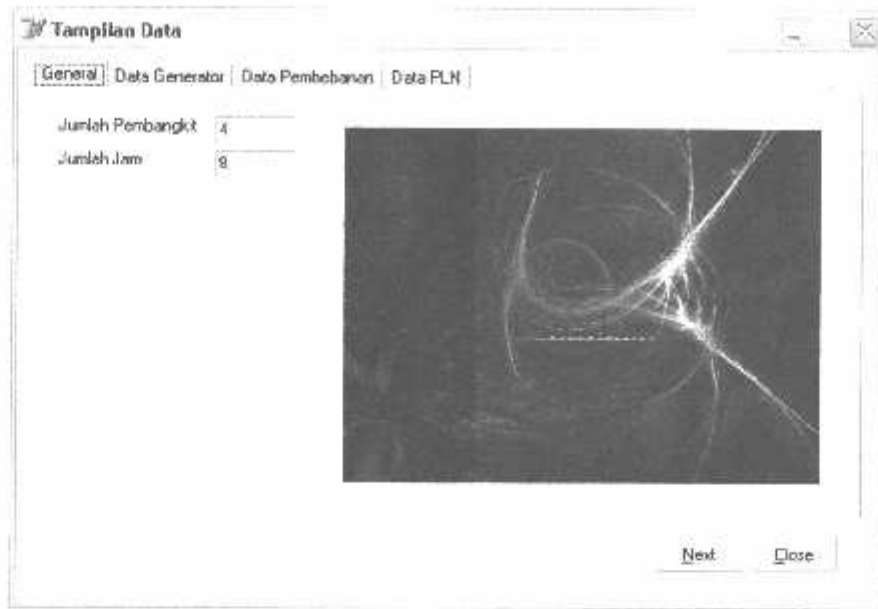
```

Adapun hasil output dari program Powergen adalah sebesar \$ 75.143.38

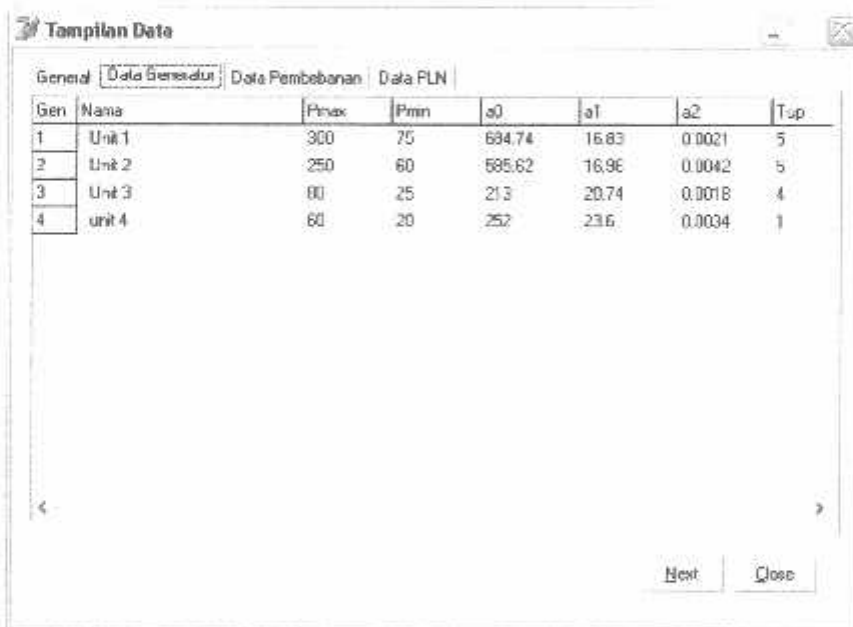
Kemudin melakukan pengujian tes program menggunakan metode *Advanced Priority List* pada skripsi ini dengan menggunakan data dari tabel 4.1 dan 4.2 akan didapatkan hasil sebagai berikut :



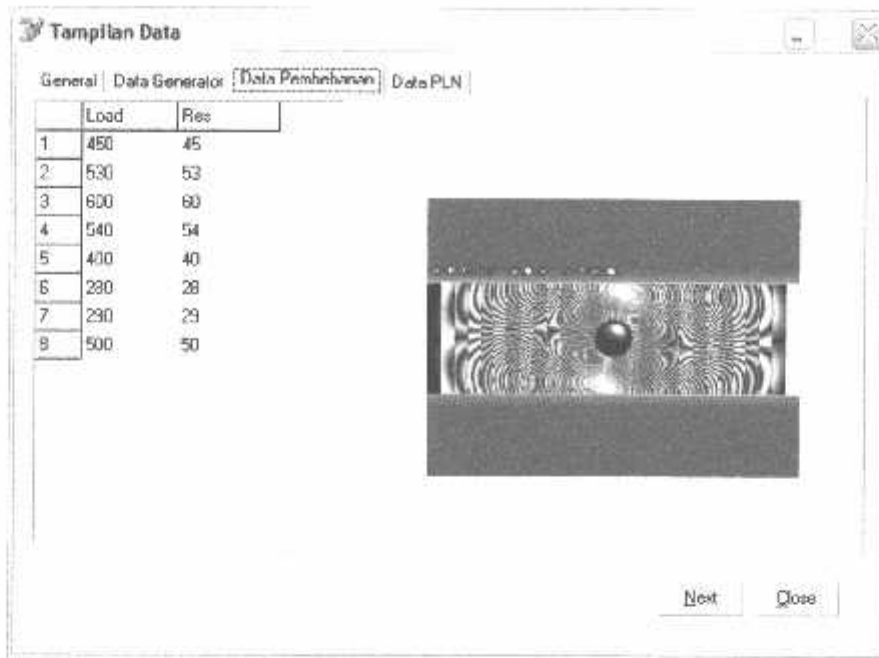
Gambar 4.2
Tampilan Utama Tes Program



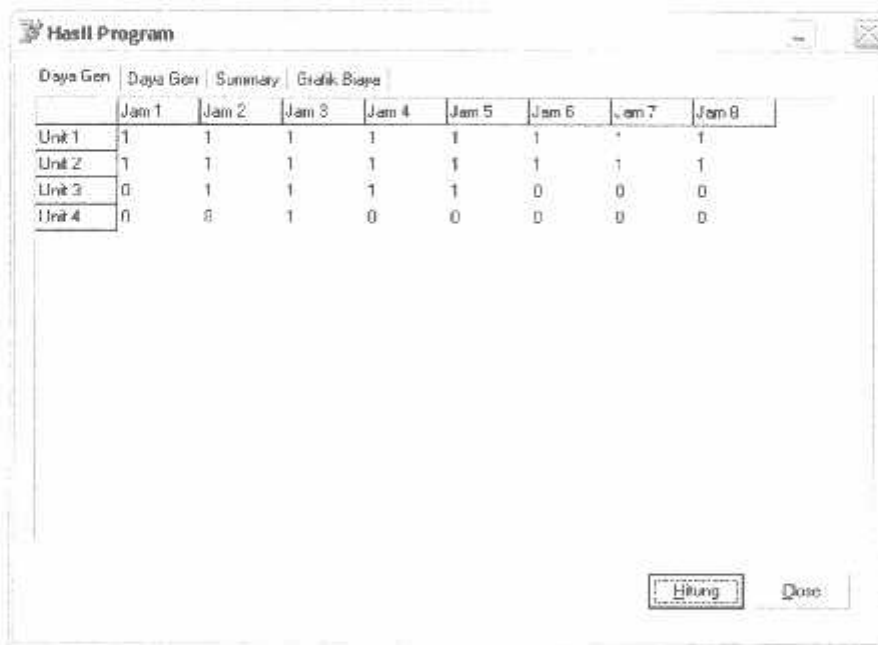
Gambar 4.3
General Data Tes Program



Gambar 4.4
Data Generator Tes Program



Gambar 4.5
Data Pembebanan Tes Program



Gambar 4.6
Tampilan Status *On-Off* Pembangkit Tes Program

Hasil Program

Daya Gen. Daya Gen. Summary Grafik Biaya

	Jan 1	Jan 2	Jan 3	Jan 4	Jan 5	Jan 6	Jan 7	Jan 8
Unit 1	300	300	300	300	260	197	204	300
Unit 2	150	205	250	215	115	83	86	200
Unit 3	0	25	30	25	25	0	0	0
Unit 4	0	0	20	0	0	0	0	0

Hitung Close

Gambar 4.7
Tampilan Daya Pembangkit Tes Program

Hasil Program

Daya Gen. Daya Gen. Summary Grafik Biaya

Jam	Biaya Program	Biaya PLN	Selish	
1	9,147	00	9,147	Total Biaya Program
2	11,044	00	11,044	74,825
3	12,573	00	-12,573	Total Biaya PLN
4	11,082	00	-11,082	0
5	8,527	00	-8,527	Selish Biaya
6	6,104	00	6,104	-74,825
7	6,281	00	6,281	
8	10,068	00	-10,068	Waktu Perhitungan
				0 0 0 0
				(jam : menit : detik : mdetik)

Hitung Close

Gambar 4.8
Tampilan Summary Hasil Tes Program

Adapun hasil (*output*) dari data diatas setelah di eksekusi dengan program *Advanced Priority List (APL)* adalah sebesar \$ 74,825.00

Hasil pengujian program terlihat bahwa program tersebut layak untuk digunakan karena hasil perhitungan program *Advanced Priority List (APL)* lebih baik dari hasil perhitungan menggunakan program *Powergen* dari buku Allen J.Wood and B.F Wollenberg, "*Power Generation Operation, and Control* John Willey and Sons, Inc 1996 dengan hasil 75,143.38 \$ untuk program *Powergen* dan 74,825.00 untuk perhitungan dengan program *Advanced Priority List (APL)* yang hasilnya lebih baik 318.38 \$.

Tabel 4.3
Perbandingan Biaya Program *Powergen* Berpedoman Dari Data Dibuku *Allen J.Wood Power Generation, Operation and Control John Willey and Sons, Inc* Dan Metode *Advanced Priority List (APL)*

Program <i>Powergen</i> <i>A.J.Wood Power Generation, Operation and Control</i> <i>John Willey and Sons, Inc 1996</i>	Metode <i>Advanced Priority List</i> <i>(APL)</i>	Selisih (US \$)	Prosentase (%)
75,143.38	74,825.00	318.38	0.4236

4.3 Data Pembangkit Termal

Pembangkit termal yang berada pada kawasan PT.Pembangkitan Jawa Bali berjumlah 38 unit pembangkit yang terdiri dari 5 blok pembangkit tenaga gas dan uap, 11 unit pembangkit listrik tenaga uap dan 5 unit pembangkit listrik tenaga gas. Adapun data-data lebih lengkapnya dapat dilihat pada tabel 4.4 dan 4.5, untuk harga bahan bakar berdasarkan statistik PLN pada tahun 2002 dimana dipakai nilai tukar Rp 9000 per dolar *Amerika*.

Tabel 4.4
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 ST 1.0	Gas	250	480	36	10	3	1
7	PLTGU Gresik GT 2.1	Gas	53	102	36	10	1	0
8	PLTGU Gresik GT 2.2	Gas	53	102	36	10	1	0
9	PLTGU Gresik GT 2.3	Gas	53	102	36	10	1	0
10	PLTGU Gresik ST 2.0	Gas	250	480	36	10	3	1
11	PLTGU Gresik GT 3.1	Gas	53	102	32	10	1	0
12	PLTGU Gresik GT 3.2	Gas	53	102	32	10	1	0
13	PLTGU Gresik GT 3.3	Gas	53	102	32	10	1	0
14	PLTGU Gresik ST 3.0	Gas	250	480	36	10	3	1
15	PLTU Gresik 1	Gas	43	85	48	10	9	1
16	PLTU Gresik 2	Gas	43	85	48	10	9	1
17	PLTU Gresik 3	Gas	90	175	48	10	9	2
18	PLTU Gresik 4	Gas	90	175	48	10	9	2
19	PLTG Gresik 1	Gas	5	16	3	1	1	0
20	PLTG Gresik 2	Gas	5	16	3	1	1	0
21	PLTG 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 ST 1.0	Gas	300	465	36	10	3	1
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 GT 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 ST 1.0	HSD	162	202	36	10	3	1
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 4.5
Data Biaya Dan Parameter 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 ST 1.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.875
7	PLTGU Gresik GT 2.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	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 ST 2.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.875
11	PLTGU Gresik GT 3.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	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 ST 3.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.875
15	PLTU Gresik 1	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
16	PLTU Gresik 2	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
17	PLTU Gresik 3	229.5	92.52	5017369.5	169242.579	193.545
18	PLTU Gresik 4	229.5	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	6.13	0	687181.85	683240.965	1762.3893
23	PLTG Gilitimur 2	6.13	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	5730795	202052.97	108.045
27	PLTGU M. Karang ST 1.0	54.22	29.67	11560815	53685.135	460.845
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 GT 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 ST 1.0	118.08	64.4	672630	144191.717	519.1757
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	83.79
38	PLTU M. Karang 5	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79

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

Catatan :
 Harga Balubara 253 Rp/Kg
 Harga MFO 1595.5 Rp/Liter
 Harga HSD 1595.5 Rp/Liter
 Harga Gas UP. Gresik 2,53 US\$/MMBTU
 Harga Gas UP. M. Karang 2,45 US\$/MMBTU
 Nilai Tukar 9000 Rp/USA

Keterangan :
 MFO = Mine Fuel Oil
 HSD = High Speed Diesel

Data total biaya PT. Pembangkitan Jawa Bali (yang digunakan sebagai data pembandingan dari metode *APL*) diperoleh dengan menggunakan persamaan (2.30), dimana *A*, *B*, dan *C* merupakan konstanta dari fungsi biaya bahan bakar yang telah didapat dari data PT. Pembangkitan Jawa Bali (pada tabel 4.5) untuk tiap unit pertama sampai unit terakhir yang beroperasi tiap periode atau jam.

4.4 Aplikasi *Advanced Priority List* Pada PT. PJB

Perhitungan dan analisa ini dilakukan pada kebutuhan energi listrik yang ditanggung oleh PT PLN PJB pada hari Senin tanggal 03 Januari 2005, hari Selasa tanggal 04 Januari 2005, hari Rabu tanggal 05 Januari 2005, hari Kamis tanggal 06 Januari 2005 hari Jum'at tanggal 07 Januari 2005 hari Sabtu tanggal 08 Januari 2005 hari Minggu tanggal 09 Januari 2005. Analisa data dilakukan selama satu minggu karena satu minggu tersebut mewakili kurva karakteristik beban yang berlainan dengan keterangan sebagai berikut :

- Hari Senin tanggal 03 Januari 2005, dimana masyarakatnya lebih banyak melakukan aktifitas rutin khususnya dalam bidang pekerjaan sehingga pada hari tersebut kebutuhan energi relatif tinggi, karena sebagian besar industri dan perkantoran melakukan kerjanya sepanjang hari kerja efektif penuh.
- Hari Selasa tanggal 04 Januari 2005, dimana masyarakatnya lebih banyak melakukan aktifitas rutin khususnya dalam bidang pekerjaan sehingga pada hari tersebut kebutuhan energi relatif tinggi, karena sebagian besar industri dan perkantoran melakukan kerjanya sepanjang hari kerja efektif penuh.
- Hari Rabu tanggal 05 Januari 2005, dimana masyarakatnya lebih banyak melakukan aktifitas rutin khususnya dalam bidang pekerjaan sehingga pada

hari tersebut kebutuhan energi relatif tinggi, karena sebagian besar industri dan perkantoran melakukan kerjanya sepanjang hari kerja efektif penuh.

- Hari Kamis tanggal 06 Januari 2005, dimana masyarakatnya lebih banyak melakukan aktifitas rutin khususnya dalam bidang pekerjaan sehingga pada hari tersebut kebutuhan energi relatif tinggi, karena sebagian besar industri dan perkantoran melakukan kerjanya sepanjang hari kerja efektif penuh.
- Hari Jumat tanggal 07 Januari 2005, dimana masyarakatnya lebih banyak melakukan aktifitas rutin khususnya dalam bidang pekerjaan sehingga pada hari tersebut kebutuhan energi relatif tinggi, karena sebagian besar industri dan perkantoran melakukan kerjanya sepanjang hari. Dengan kata lain hari kerja efektif penuh.
- Hari Sabtu tanggal 08 Januari 2005, dimana masyarakat merata pada kegiatannya. Karena tidak semua aktifitas industri dan perkantoran berjalan. Ada yang aktifitas kerjanya penuh, ada yang setengah hari dan ada pula yang libur, sehingga pada hari Sabtu kebutuhan energi listrik relatif sedang. Sangat tepat apabila hari Sabtu mewakili beban pada hari kerja efektif setengah penuh.
- Hari Minggu tanggal 09 Maret 2005, dimana kegiatan industri dan perkantoran tidak berjalan atau libur sehingga kebutuhan energi listrik cenderung kecil.

Dari data unit termal pada tabel 4.5, dalam pengambilan data ditunjukkan semua unit pembangkit yang beroperasi. Adapun unit pembangkit yang beroperasi seperti pada tabel 4.6. Besar cadangan berputar sistem diterapkan PT, PJB sebesar 400 MW tiap jamnya. Cadangan berputar bertujuan untuk mengantisipasi kemungkinan kehilangan suplai daya akibat gangguan.

Sedangkan cadangan berputar pada PT. PJB ditentukan sebesar daya unit pembangkit termal yang terbesar *trip* dan harus keluar dari sistem untuk wilayah kerja PT. PJB *single* unit terbesar yang dimiliki adalah PLTU Paiton 1 dan PLTU Paiton 2 dengan kapasitas daya terpasang sebesar 400 MW

Tabel 4.6
Unit Pembangkit Yang beroperasi Pada PT. PLN PJB

No	Nama Unit Pembangkit	No	Nama Unit Pembangkit
1	PLTU Paiton 1	20	PLTG Gresik 2
2	PLTU Paiton 2	21	PLTG Gresik 3
3	PLTGU Gresik GT 1.1	22	PLTG Gilitimur 1
4	PLTGU Gresik GT 1.2	23	PLTG Gilitimur 2
5	PLTGU Gresik GT 1.3	24	PLTGU M. Karang GT 1.1
6	PLTGU Gresik ST 1.0	25	PLTGU M. Karang GT 1.2
7	PLTGU Gresik GT 2.1	26	PLTGU M. Karang GT 1.3
8	PLTGU Gresik GT 2.2	27	PLTGU M. Karang ST 1.0
9	PLTGU Gresik GT 2.3	28	PLTGU M. Tawar GT 1.1
10	PLTGU Gresik ST 2.0	29	PLTGU M. Tawar GT 1.2
11	PLTGU Gresik GT 3.1	30	PLTGU M. Tawar GT 1.3
12	PLTGU Gresik GT 3.2	31	PLTGU M. Tawar GT 2.1
13	PLTGU Gresik GT 3.3	32	PLTGU M. Tawar GT 2.2
14	PLTGU Gresik ST 3.0	33	PLTGU M. Tawar ST 1.0
15	PLTU Gresik 1	34	PLTU M. Karang 1
16	PLTU Gresik 2	35	PLTU M. Karang 2
17	PLTU Gresik 3	36	PLTU M. Karang 3
18	PLTU Gresik 4	37	PLTU M. Karang 4
19	PLTG Gresik 1	38	PLTU M. Karang 5

4.5 Beban sistem

Dalam wilayah Jawa Bali, pembangkit-pembangkit ada yang dikordinasi oleh PT. Pembangkitan Jawa Bali. Proses penjadwalan pembangkit dengan metode *Advanced Priority List* bertujuan untuk membuat rencana penjadwalan pembangkit dalam sistem tenaga listrik yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya operasi yang seekonomis mungkin.

Untuk mengetahui seberapa besar efisiensi dari metode ini, maka dilakukan evaluasi dengan mengambil data unit pembangkit termal dan beban yang ditanggung oleh PT. Pembangkitan Jawa Bali sebagai bahan perbandingan. Sedangkan kombinasi jadwal dan daya *output* pembangkit tenaga listrik dalam sistem PT. Pembangkitan Jawa Bali pada tanggal 3,4,5,6,7,8 dan 9 Januari 2005, terdapat pada lampiran. Untuk beban sistem terdapat pada tabel 4.7, 4.8, dan 4.9 (beban sistem yang ditanggung oleh pembangkit termal saja).

Tabel 4.7
Data Beban Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa Bali
Tanggal 3, 4, 5 Januari 2005

Jam	Senin 3 Januari 2005		Jam	Selasa 4 Januari 2005		Jam	Rabu 5 Januari 2005	
	Beban Sistem MW	Cadangan Berputar MW		Beban Sistem MW	Cadangan Berputar MW		Beban Sistem MW	Cadangan Berputar MW
1	2375	400	25	2584	400	49	2629	400
2	2225	400	26	2534	400	50	2534	400
3	2250	400	27	2534	400	51	2534	400
4	2250	400	28	2534	400	52	2534	400
5	2525	400	29	2739	400	53	2649	400
6	2235	400	30	2584	400	54	2534	400
7	2210	400	31	2534	400	55	2549	400
8	2310	400	32	2549	400	56	2639	400
9	2388	400	33	2634	400	57	2699	400
10	2353	400	34	2769	400	58	2954	400
11	2360	400	35	2769	400	59	2954	400
12	2235	400	36	2584	400	60	2719	400
13	2260	400	37	2724	400	61	2850	400
14	2335	400	38	2855	400	62	3090	400
15	2330	400	39	2830	400	63	2960	400
16	2388	400	40	2830	400	64	2795	400
17	2493	400	41	2714	400	65	2759	400
18	2995	400	42	2910	400	66	3065	400
19	3160	400	43	3270	400	67	3480	400
20	3090	400	44	3260	400	68	3480	400
21	2804	400	45	2834	400	69	3084	400
22	2664	400	46	2694	400	70	2834	400
23	2539	400	47	2624	400	71	2784	400
24	2384	400	48	2549	400	72	2694	400

Tabel 4.8
Data Beban Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa Bali
Tanggal 6, 7, 8 Januari 2005

Jam	Kamis 6 Januari 2005		Jam	Jum'at 7 Januari 2005		Jam	Sabtu 8 Januari 2005	
	Beban Sistem MW	Cadangan Berputar MW		Beban Sistem MW	Cadangan Berputar MW		Beban Sistem MW	Cadangan Berputar MW
73	2589	400	97	2589	400	121	2639	400
74	2554	400	98	2589	400	122	2544	400
75	2544	400	99	2544	400	123	2544	400
76	2544	400	100	2554	400	124	2544	400
77	2569	400	101	2634	400	125	2589	400
78	2544	400	102	2584	400	126	2458	400
79	2534	400	103	2549	400	127	2448	400
80	2669	400	104	2649	400	128	2488	400
81	2814	400	105	2794	400	129	2583	400
82	2964	400	106	2944	400	130	2659	400
83	2984	400	107	2974	400	131	2591	400
84	2824	400	108	2739	400	132	2523	400
85	2890	400	109	2834	400	133	2523	400
86	3000	400	110	3090	400	134	2542	400
87	2980	400	111	2950	400	135	2483	400
88	2854	400	112	2854	400	136	2483	400
89	2804	400	113	2854	400	137	2573	400
90	3035	400	114	2999	400	138	2869	400
91	3460	400	115	3445	400	139	3256	400
92	3415	400	116	3380	400	140	3150	400
93	3044	400	117	3064	400	141	2884	400
94	2829	400	118	2839	400	142	2748	400
95	2779	400	119	2779	400	143	2593	400
96	2534	400	120	2564	400	144	2363	400

Tabel 4.9
 Data Behan Unit Termal Pada PT. Pembangkitan Jawa Bali
 Tanggal 9 Januari 2005

Jam	Minggu 9 Januari 2005	
	Beban Sistem MW	Cadangan Berputar MW
145	2412	400
146	2412	400
147	2412	400
148	2412	400
149	2248	400
150	1918	400
151	1941	400
152	2177	400
153	2168	400
154	2208	400
155	2208	400
156	2158	400
157	2208	400
158	2233	400
159	2208	400
160	2305	400
161	2415	400
162	2796	400
163	3190	400
164	3345	400
165	2925	400
166	2664	400
167	2504	400
168	2254	400

4.6 Simulasi Program Sebagai Pemecahan Masalah Komitmen Unit Dengan Metode *Advanced Priority List*

4.6.1 Algoritma Program

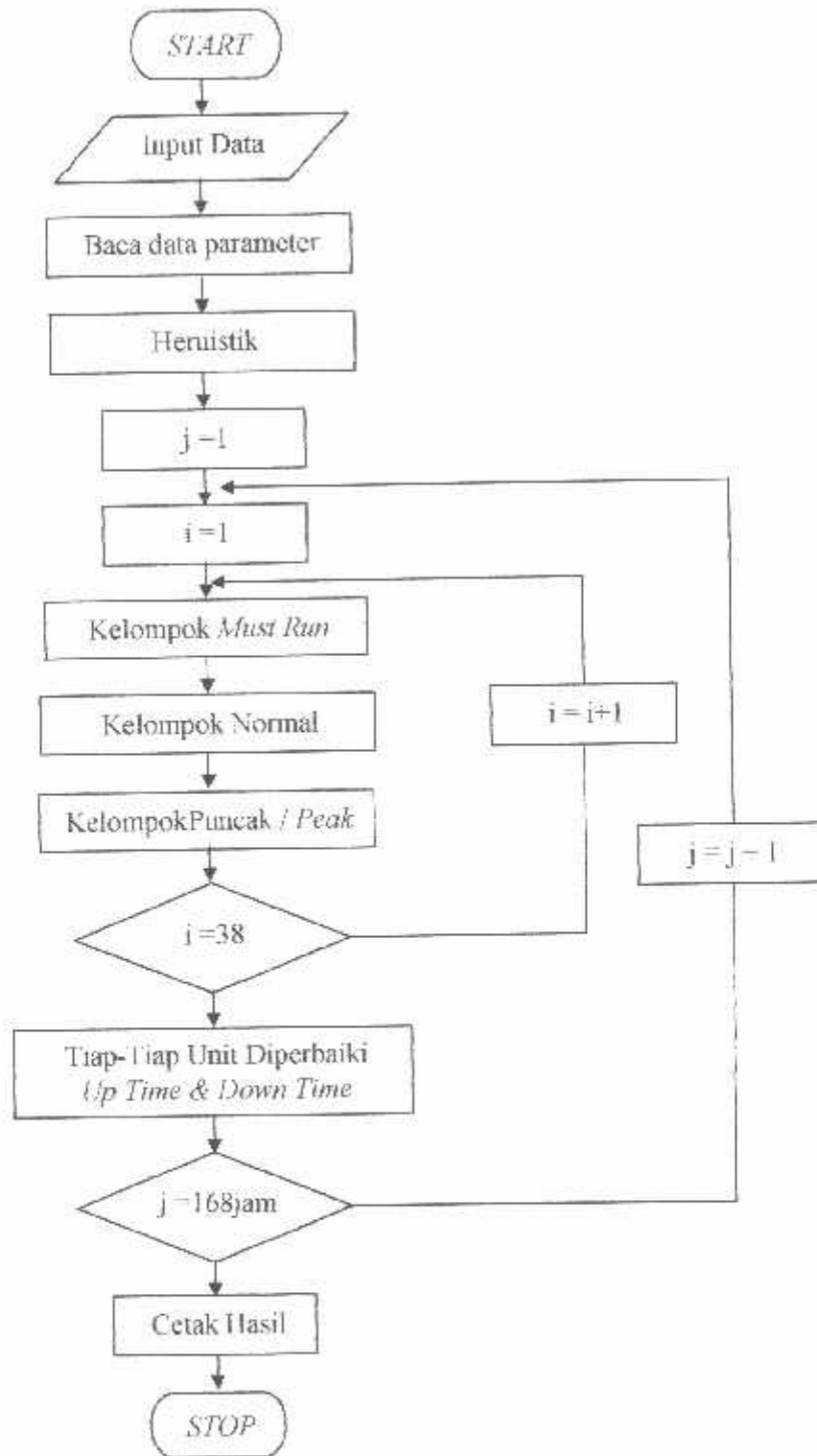
Langkah-langkah kerja program komputer yang digunakan adalah :

1. Memasukkan jumlah dan data setiap unit pembangkit tenaga listrik serta data pembebanan harian untuk periode 168 jam.
Adapun data-data yang diperlukan adalah jumlah unit pembangkit tenaga listrik, kapasitas daya maksimum (P_{maks}), kapasitas daya minimum (P_{min}), konstanta A, B, C, biaya *hot start*, biaya *cold start*, besar nilai *ramp rate*, *Minimum Up Time*, *Minimum Down Time*, *t cold start*. Sedangkan data pembebanan meliputi data beban sistem tiap jam dan data cadangan berputar sistem tiap jam.
2. Baca data parameter unit pembangkitan .
3. Menjalankan heruistik-heruistik
4. Unit ke-j ditentukan jam 1 sampai jam ke-168
5. Mengelompokkan unit-unit pembangkit menjadi tiga kelompok.
6. Kelompok pertama yaitu kelompok yang beroperasi terus (*must-run*).
7. Kelompok kedua yaitu kelompok normal.
8. Kelompok ketiga yaitu kelompok beban puncak / *peak*
9. Memperbaiki waktu penyalaan unit pembangkit dan waktu pemadaman unit pembangkit.
10. Apakah *uptime* dan *down time* sudah pada kondisi yang diinginkan (target).
 - Jika tidak, maka kembali pada pengesetan jam ke-N

- Jika ya, maka cetak hasil.

13. Selesai.

4.6.2 Flowchart Advanced Priority List (APL)



4.7 Hasil Perhitungan Dan Analisa Data

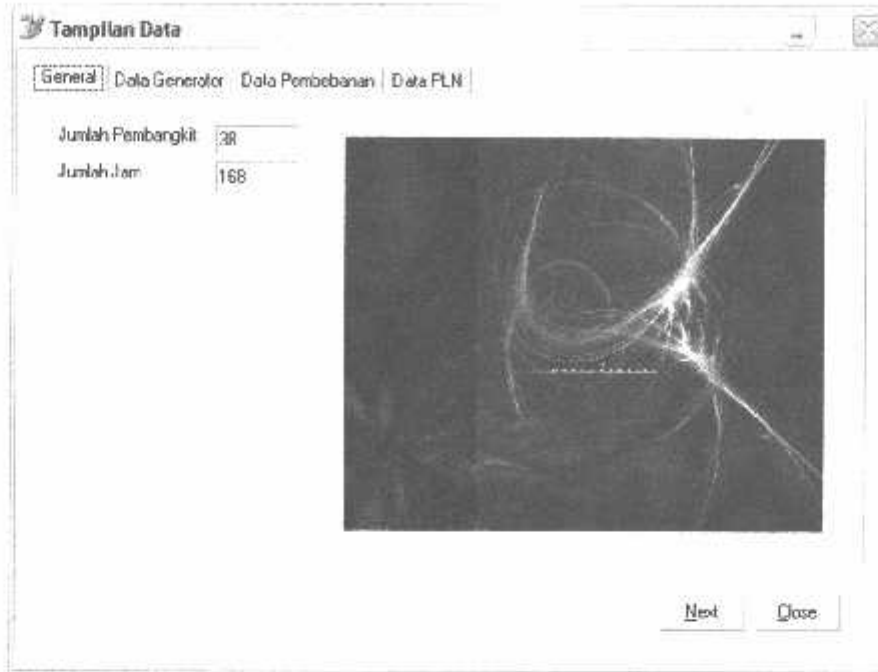
4.7.1 Untuk Beban Periode Satu Minggu Dimulai Tanggal 03 Sampai 09

Januai 2005

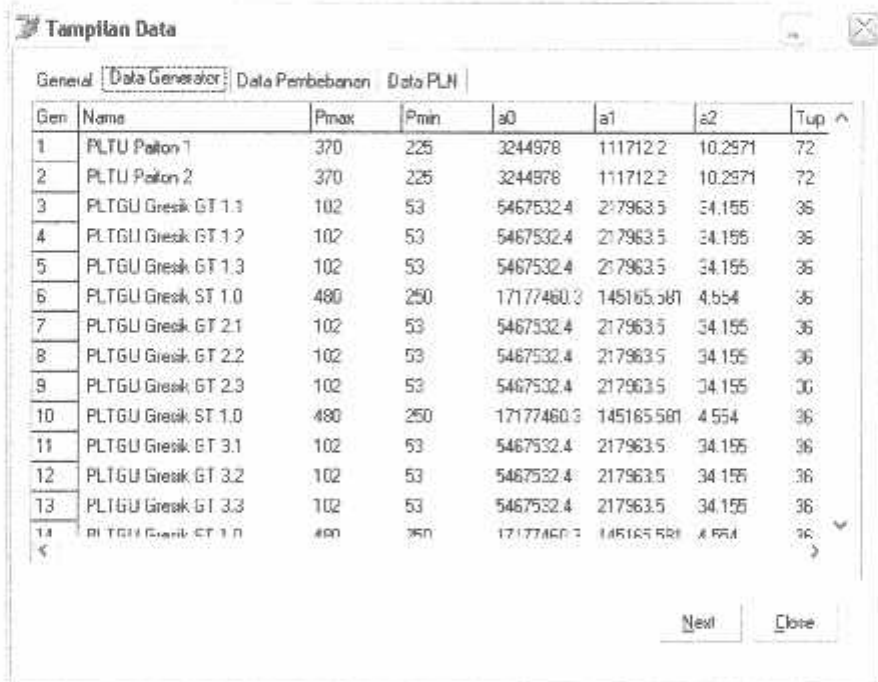
4.7.1.1 Tampilan Program



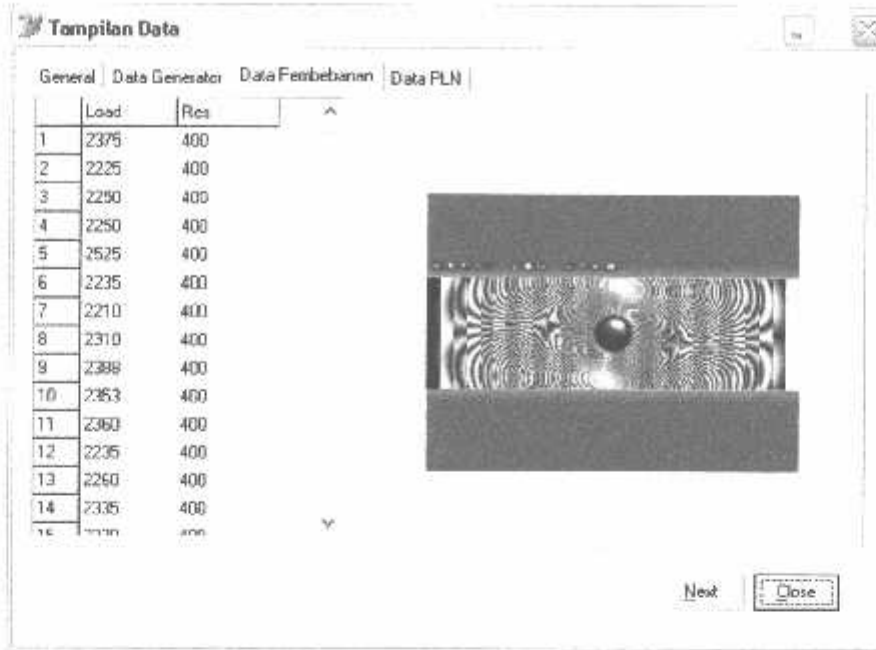
Gambar 4.9
Tampilan Menu Utama Program Untuk Periode Satu Minggu



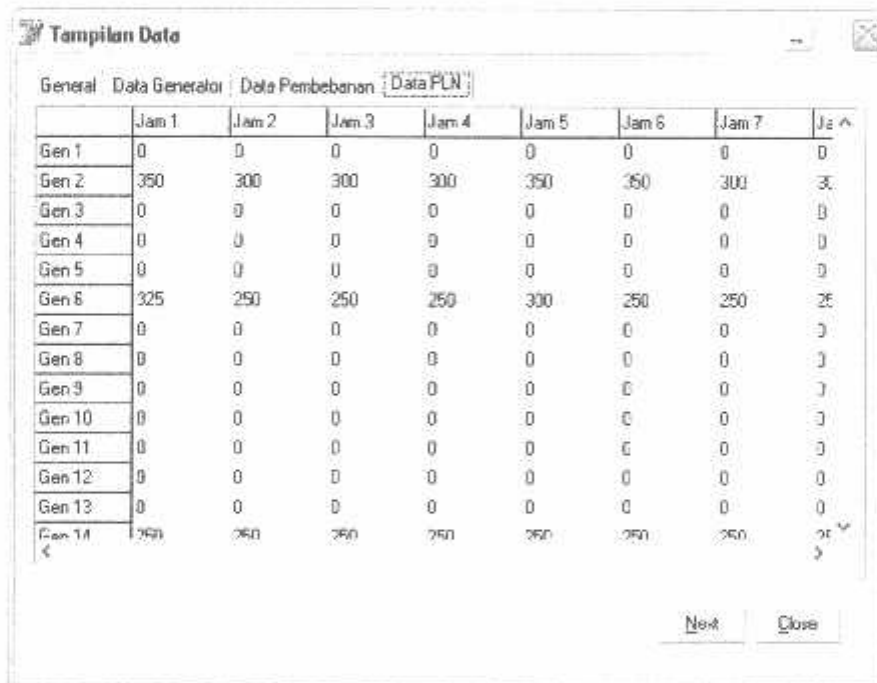
Gambar 4.10
Tampilan Data Generator Untuk Periode Satu Minggu



Gambar 4.11
Tampilan Data Generator Untuk Periode Satu Minggu



Gambar 4.12
Tampilan Data Pembebanan Untuk Periode Satu Minggu



Gambar 4.13
Tampilan Data PLN Untuk Periode Satu Minggu

Hasil Program

Daya Gen Daya Gen Summary Grafik Biaya

	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Hitung Close

Gambar 4.14
Tampilan Status *On-Off* Pembangkit Untuk Periode Satu Minggu

Hasil Program

Daya Gen Daya Gen Summary Grafik Biaya

	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	370	370	370
Unit 2	370	370	370	370	370	370	370	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	306	256	264	264	356	289	281	314	340
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	306	256	264	264	356	289	281	314	340
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	306	256	264	264	356	289	281	314	340
Unit 15	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Hitung Close

Gambar 4.15
Tampilan Daya Pembangkit Untuk Periode Satu Minggu

Hasil Program

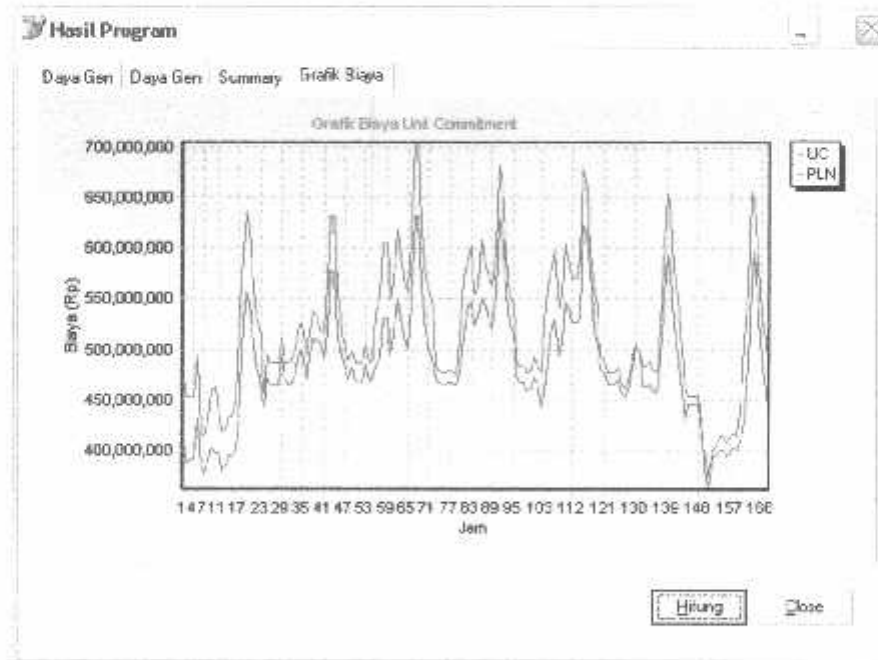
Daya Gen Daya Gen Summary Grafik Biaya

Jam	Biaya Program	Biaya PLN	Sel	
1	409.449,223	470.129,750	60.	Total Biaya Program
2	367.290,464	453.124,674	65.	61.215,788,411
3	390.978,963	453.124,674	62.	Total Biaya PLN
4	390.978,963	453.124,674	62.	67.247.197.382
5	431.676,272	494.261.873	62.	Seliah Biaya
6	360.238,469	115.962,492	35.	6.031.398,971
7	376.544,397	414.234,362	37.	Waktu Perhitungan
8	391.332,070	431.621,162	40.	0 : 0 : 0 : 47
9	402.887,530	459.069,910	56.	Jam : menit : detik : mdebit
10	397.700,103	462.222,862	64.	
11	398.737,291	437.875,644	39.	
12	360.238,469	418.488,323	38.	
13	383.934,438	420.488,844	36.	
14	395.033,731	433.436,206	38.	
15	394.293,247	432.555,737	38.	

Hitung Close

Gambar 4.16
Tampilan *Summary* Hasil Untuk Periode Satu Minggu

Grafik 4.1
Tampilan Grafik Perbandingan Biaya PT. PLN PJB
Dengan Biaya *Advanced Priority List*



4.7.1.2 Analisa Hasil Perhitungan

Pada periode Satu Minggu . Hari Senen tanggal 03 Januari 2005 sampai Hari Jum'at tanggal 07 Januari 2005, seperti halnya yang sudah diuraikan sebelumnya bahwa hari tersebut merupakan hari yang padat akan aktifitas, hal ini dikarenakan banyaknya aktifitas masyarakat dalam menggunakan peralatan listrik khususnya pada pabrik-pabrik maupun industri besar atau industri kecil sehingga unit pembangkit pada PT. PLN PJB dioperasikan secara maksimal berdasarkan beban pada saat itu. Untuk Hari Sabtu tanggal 08 Januari 2005 seperti halnya yang sudah diuraikan sebelumnya bahwa hari tersebut merupakan hari efektif setengah penuh karena umumnya pada hari sabtu aktifitas kerja hanya setengah hari sehingga unit pembangkit pada PT. PLN PJB tidak dioperasikan secara maksimal berdasarkan kebutuhan beban pada saat itu atau relatif sedang . Untuk Hari Minggu tanggal 09 Januari 2005 seperti halnya yang sudah diuraikan sebelumnya bahwa hari Minggu merupakan hari efektif tidak penuh artinya kebutuhan daya untuk mencukupi beban cenderung rendah sehingga unit pembangkit pada PT. PLN PJB tidak dioperasikan secara maksimal berdasarkan kebutuhan beban pada saat itu atau relatif kecil.

Program *Advanced Priority List* menentukan unit pembangkit mana yang *on/off* dan seberapa besar daya yang dibangkitkan untuk mencukupi kebutuhan beban dalam kurun waktu 168 jam dengan biaya operasi yang paling minimal. Untuk mendapatkan suatu pembebanan pembangkit yang paling optimal.

- Dari proses eksekusi program *Advanced Priority List* pada kasus beban periode satu minggu yaitu Senen tanggal 03 Januari 2005 sampai Minggu tanggal 09 Januari 2005 untuk 38 unit yang beroperasi diperoleh

Rp. 81.215.788.411 sementara biaya operasi total pada PLN sebesar Rp. 87,247,187,382. Tampak bahwa antara total biaya operasi yang dikeluarkan oleh PT. PLN PJB dengan hasil optimasi menggunakan metode *Advanced Priority List* terdapat perbedaan yang relatif besar, dimana hasil yang diperoleh pada optimasi dengan menggunakan metode *Advanced Priority List* menghasilkan penghematan yang relatif besar dengan selisih biaya Rp. 6,031,398,971 sehingga tujuan utama dari optimasi bisa tercapai. Adapun besar persentase keuntungan yang diperoleh adalah :

$$\begin{aligned}
 \text{Profit \%} &= \frac{\text{TotalBiayaOperasiPLN} - \text{TotalBiayaOperasiUC}}{\text{TotalBiayaOperasiPLN}} \times 100\% \\
 &= \frac{87,247,187,382 - 81,215,788,411}{87,247,187,382} \times 100\% \\
 &= 6,91 \%
 \end{aligned}$$

Kombinasi penjadwalan dan pembagian beban masing-masing unit pembangkit tiap jamnya sebelum dan sesudah eksekusi program pada periode satu minggu adalah sebagai berikut:

Tabel 4.10
 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB
 Sebelum Menggunakan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Beban Hari Senen 03 Januari 2005

jam	status On Off pembangkit	Beban MW
1	0100010000000011111000000001000001111011	2375
2	0100010000000011111000000001000001111011	2250
3	0100010000000011111000000001000001111011	2250
4	0100010000000011111000000001000001111011	2250
5	0100010000000011111000000001000001111011	2525
6	0100010000000011111000000001000000111011	2235
7	0100010000000011111000000001000000111011	2210
8	0100010000000011111000000001000000111011	2310
9	0100010010000011111000000001000000111011	2388
10	0100010010000011111000000001000000111011	2153
11	0100010000000011111000000001000000111011	2360
12	0100010000000011111000000001000000111011	2235
13	0100010000000011111000000001000000111011	2260
14	0100010000000011111000000001000000111011	2335
15	0100010000000011111000000001000000111011	2330
16	0100010010000011111000000001000000111011	2388
17	0100010010000011111000000001000001111011	2493
18	0100010001000011111000000001000001111011	2995
19	0100010001000011111000000001000001111011	3160
20	0100010001000011111000000001000001111011	3090
21	0100010001000011111000000001000001111011	2804
22	0100010001000011111000000001000001111011	2864
23	0100010001000011111000000001000001111011	2539
24	0100010001000011111000000001000000111011	2384

Keterangan : 1 – On dan 0 – Off

Tabel 4.11
 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB
 Sebelum Menggunakan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Beban Hari Selasa 04 Januari 2005

jam	status On Off pembangkit	Beban MW
25	11000100010000111110000000001000000111011	2584
26	11000100010000111110000000001000000111011	2534
27	11000100010000111110000000001000000111011	2534
28	11000100010000111110000000001000000111011	2534
29	11000100010000111110000000001000000111011	2739
30	11000100010000111110000000001000000111011	2584
31	11000100010000111110000000001000000111011	2334
32	11000100010000111110000000001000000111011	2534
33	11000100010000111110000000001000000111011	2634
34	11000100010000111110000000001000000111011	2769
35	11000100010000111110000000001000000111011	2769
36	11000100010000111110000000001000000111011	2769
37	11000100010000111110000000001000000111011	2724
38	11000100010000111110000000001000000111011	2855
39	11000100010000111110000000001000000111011	2830
40	11000100010000111110000000001000000111011	2830
41	11000100010000111110000000001000000111011	2714
42	11000100010000111110000000001000000111011	2912
43	11000100010000111110000000001000000111011	3270
44	11000100010000111110000000001000000111011	3260
45	11000100010000111110000000001000000111011	2834
46	11000100010000111110000000001000000111011	2694
47	11000100010000111110000000001000000111011	2624
48	11000100010000111110000000001000000111011	2549

Keterangan : 1 - On dan 0 - Off

Tabel 4.12
 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PL. PLN PJB
 Sebelum Menggunakan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Beban Hari Rabu 05 Januari 2005

jam	status On Off pembangkit	Beban MW
49	110001000100011111000000001000000111011	2629
50	110001000100011111000000001000000111011	2634
51	110001000100011111000000001000000111011	2634
52	110001000100011111000000001000000111011	2634
53	110001000100011111000000001000000111011	2649
54	110001000100011111000000001000000111011	2534
55	110001000100011111000000001000000111011	2549
56	110001000100011111000000001000000111011	2639
57	110001000100011111000000001000000111011	2699
58	110001000100011111000000001000000111011	2954
59	110001000100011111000000001000000111011	2954
60	110001000100011111000000001000000111011	2719
61	110001000100011111000000001000000111011	2850
62	110001000100011111000000001000000111011	3090
63	110001000100011111000000001000000111011	2960
64	110001000100011111000000001000000111011	2795
65	110001000100011111000000001000000111011	2759
66	110001000100011111000000001000000111011	3065
67	110001000100011111000000001000000111011	3480
68	110001000100011111000000001000000111011	3480
69	110001000100011111000000001000000111011	3084
70	110001000100011111000000001000000111011	2834
71	110001000100011111000000001000000111011	2784
72	110001000100011111000000001000000111011	2694

Keterangan : 1 = On dan 0 = Off

Tabel 4.13
 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB
 Sebelum Menggunakan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Beban Hari Kamis 06 Januari 2005

jam	status On Off pembangkit	Beban MW
73	1100010001000111110000000001000000110011	2589
74	1100010001000111110000000001000000110011	2554
75	1100010001000111110000000001000000110011	2544
76	1100010001000111110000000001000000110011	2544
77	1100010001000111110000000001000000110011	2569
78	1100010001000111110000000001000000110011	2544
79	1100010001000111110000000001000000110011	2534
80	1100010001000111110000000001000000110011	2869
81	1100010001000111110000000001000000110011	2814
82	1100010001000111110000000001000000110011	2964
83	1100010001000111110000000001000000110011	2984
84	1100010001000111110000000001000000110011	2824
85	1100010001000111110000000001000000110011	2890
86	1100010001000111110000000001000000110011	3000
87	1100010001000111110000000001000000110011	2980
88	1100010001000111110000000001000000110011	2854
89	1100010001000111110000000001000000110011	2804
90	1100010001000111110000000001000000110011	2835
91	1100010001000111110000000001000000110011	2460
92	1100010001000111110000000001000000110011	3415
93	1100010001000111110000000001000000110011	3044
94	1100010001000111110000000001000000110011	2829
95	1100010001000111110000000001000000110011	2779
96	1100010001000111110000000001000000110011	2534

Keterangan : 1 = On dan 0 = Off

Tabel 4.14
 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB
 Sebelum Menggunakan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Beban Hari Jumat 07 Januari 2005

jam	status On Off pembangkit	Beban MW
97	11000100010000111110000000001000000110011	2489
98	11000100010000111110000000001000000110011	2489
99	11000100010000111110000000001000000110011	2444
100	11000100010000111110000000001000000110011	2454
101	11000100010000111110000000001000000110011	2534
102	11000100010000111110000000001000000110011	2484
103	11000100010000111110000000001000000110011	2449
104	110001000100001111100000000010000001110011	2549
105	110001000100001111100000000010000001110011	2694
106	110001000100001111100000000010000001110011	2944
107	110001000100001111100000000010000001110011	2974
108	110001000100001111100000000010000001110011	2739
109	110001000100001111100000000010000001110011	2834
110	110001000100001111100000000010000001110011	3090
111	110001000100001111100000000010000001110011	3050
112	110001000100001111100000000010000001110011	2954
113	110001000100001111100000000010000001110011	2954
114	110001000100001111100000000010000001110011	2999
115	110001000100001111100000000010000001110011	3445
116	110001000100001111100000000010000001110011	3380
117	110001000100001111100000000010000001110011	3164
118	110001000100001111100000000010000001110011	2739
119	110001000100001111100000000010000001110011	2679
120	110001000100001111100000000010000001110011	2464

Keterangan : 1 = On dan 0 = Off

Tabel 4.15
 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB
 Sebelum Menggunakan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Beban Hari Sabtu 08 Januari 2005

jam	status On Off pembangkit	Beban MW
121	110001000010000111110000000001000000110011	2439
122	110001000010000111110000000001000000110011	2344
123	110001000010000111110000000001000000110011	2344
124	110001000010000111110000000001000000110011	2344
125	110001000010000111110000000001000000110011	2389
126	110001000010000111110000000001000000110011	2258
127	110001000010000111110000000001000000110011	2248
128	110001000010000111110000000001000000110011	2288
129	110001000010000111110000000001000000110011	2483
130	110001000010000111110000000001000000110011	2659
131	110001000010000111110000000001000000110011	2591
132	110001000010000111110000000001000000110011	2423
133	110001000010000111110000000001000000110011	2423
134	110001000010000111110000000001000000110011	2442
135	110001000010000111110000000001000000110011	2383
136	110001000010000111110000000001000000110011	2383
137	1100010000100001111100000000010000001110011	2573
138	1100010000100001111100000000010000001110011	2869
139	1100010000100001111100000000010000001110011	3256
140	1100010000100001111100000000010000001110011	3150
141	1100010000100001111100000000010000001110011	2884
142	1100010000100001111100000000010000001110011	2748
143	1100010000100001111100000000010000001110011	2593
144	110001000010000111110000000001000000110011	2263

Keterangan : 1 = On dan 0 = Off

Tabel 4.16
 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB
 Sebelum Menggunakan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Beban Hari Minggu 09 Januari 2005

jam	status On Off pembangkit	Beban MW
145	110001000010001111100000000010000001100011	2412
146	110001000010001111100000000010000001100011	2412
147	110001000010001111100000000010000001100011	2412
148	110001000010001111100000000010000001100011	2412
149	110001000000001111100000000010000001100011	2048
150	110001000000001111100000000010000001100011	2048
151	110001100000001111100000000010000001100011	1941
152	110001100000001111100000000010000001100011	2177
153	110001100000001111100000000010000001100011	2168
154	110001100000001111100000000010000001100011	2208
155	110001100000001111100000000010000001100011	2208
156	110001100000001111100000000010000001100011	2158
157	110001100000001111100000000010000001100011	2208
158	110001100000001111100000000010000001100011	2233
159	110001100000001111100000000010000001100011	2208
160	110001100000001111100000000010000001100011	2305
161	110001100000001111100000000010000001100011	2415
162	110001000000001111100000000010000001100011	2798
163	110001000010001111100000000010000001100011	3190
164	110001000010001111100000000010000001100011	3345
165	110001000010001111100000000010000001100011	2925
166	110001000010001111100000000010000001100011	2664
167	110001000010001111100000000010000001100011	2504
168	110001000010001111100000000010000001100011	2254

Keterangan : 1 = On dan 0 = Off

Tabel 4.17
 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB
 Sesudah Menggunakan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Beban Hari Senen 03 Januari 2005

jam	status On Off pembangkit	Beban MW
1	11000100000000100100000000000010000001000000	2375
2	110001000010000100100000000000010000001000000	2250
3	110001000000000100100000000000010000001000000	2250
4	110001000010000100100000000000010000001000000	2250
5	110001000000000100100000000000010000001000000	2525
6	110001000010000100000000000000010000001000000	2235
7	110001000000000100000000000000010000001000000	2210
8	110001000010000100000000000000010000001000000	2310
9	110001000010000100000000000000010000001000000	2388
10	110001000010000100000000000000010000001000000	2153
11	110001000010000100000000000000010000001000000	2360
12	110001000000000100000000000000010000001000000	2235
13	110001000010000100000000000000010000001000000	2260
14	110001000010000100000000000000010000001000000	2335
15	110001000010000100000000000000010000001000000	2330
16	110001000000000100000000000000010000001000000	2388
17	110001000010000100100000000000010000001000000	2493
18	110001000010000100110000000000010000001000011	2995
19	110001000000000110110000000000010000001000011	3160
20	110001000010000110110000000000010000001000011	3090
21	110001000000000110110000000000010000001000011	2804
22	110001000010000110110000000000010000001000011	2664
23	110001000010000110110000000000010000001000011	2539
24	110001000010000110110000000000010000001000011	2384

Keterangan : 1 = On dan 0 = Off

Tabel 4.18
 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB
 Sesudah Menggunakan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Beban Hari Selasa 04 Januari 2005

jam	status On Off pembangkit	Beban MW
25	1100010001000110110000000001000000100011	2584
26	1100010001000110110000000001000000100011	2534
27	1100010001000110110000000001000000100011	2534
28	1100010001000110110000000001000000100011	2534
29	1100010001000110110000000001000000100011	2739
30	1100010001000110110000000001000000100011	2584
31	1100010001000110110000000001000000100011	2334
32	1100010001000110110000000001000000100011	2534
33	1100010001000110110000000001000000100011	2634
34	1100010001000110110000000001000000100011	2769
35	1100010001000110110000000001000000100011	2769
36	1100010001000110110000000001000000100011	2769
37	1100010001000110110000000001000000100011	2724
38	1100010001000110110000000001000000100011	2855
39	1100010001000110110000000001000000100011	2830
40	1100010001000110110000000001000000100011	2830
41	1100010001000110110000000001000000100011	2714
42	1100010001000110110000000001000000100011	2912
43	1100010001000111110000000001000000100011	3270
44	1100010001000111110000000001000000100011	3260
45	1100010001000111110000000001000000100011	2834
46	1100010001000111110000000001000000100011	2694
47	1100010001000111110000000001000000100011	2624
48	1100010001000111110000000001000000100011	2549

Keterangan : 1 - On dan 0 = Off

Tabel 4.19
 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB
 Sesudah Menggunakan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Beban Hari Rabu 05 Januari 2005

jam	status On Off pembangkit	Beban MW
49	1100010000100001111100000000010000001000011	2629
50	1100010000100001111100000000010000001000011	2634
51	1100010000100001111100000000010000001000011	2634
52	1100010000100001111100000000010000001000011	2634
53	1100010000100001111100000000010000001000011	2649
54	1100010000100001111100000000010000001000011	2634
55	1100010000100001111100000000010000001000011	2549
56	1100010000100001111100000000010000001000011	2639
57	1100010000100001111100000000010000001000011	2699
58	1100010000100001111100000000010000001000011	2954
59	1100010000100001111100000000010000001000011	2954
60	1100010000100001111100000000010000001000011	2719
61	1100010000100001111100000000010000001000011	2850
62	1100010000100001111100000000010000001000011	3090
63	1100010000100001111100000000010000001000011	2960
64	1100010000100001111100000000010000001000011	2795
65	1100010000100001111100000000010000001000011	2759
66	1100010000100001111100000000010000001000011	3065
67	1100010000100001111100000000010000001000011	3480
68	1100010000100001111100000000010000001000011	3480
69	11000100001000010111000000001110000001000011	3084
70	11000100001000010111000000001110000001000010	2834
71	11000100001000010111000000001110000001000000	2784
72	11000100001000010111000000001110000001000000	2694

Keterangan : 1 = On dan 0 = Off

Tabel 4.20
 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB
 Sesudah Menggunakan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Beban Hari Kamis 06 Januari 2005

jam	status On Off pembangkit	Beban MW
73	1100010000100001111000000001110000001000000	2589
74	1100010000100001111000000001110000001000000	2554
75	1100010000100001111000000001110000001000000	2544
76	1100010000100001111000000001110000001000000	2544
77	1100010000100001111000000001110000001000000	2569
78	1100010000100001111000000001110000001000000	2544
79	1100010000100001111000000001110000001000000	2534
80	1100010000100001111000000001110000001000000	2669
81	1100010000100001111000000001110000001000000	2814
82	110001000010000101110000000111000000000011	2964
83	110001000010000101110000000111000000000011	2984
84	110001000010000101110000000111000000000010	2824
85	110001000010000101110000000111000000000010	2890
86	110001000010000101110000000111000000000011	3000
87	110001000010000101110000000111000000000011	2980
88	110001000010000101110000000111000000000011	2854
89	110001000010000101110000000111000000000011	2804
90	110001000010000101110000000111000000000011	2835
91	110001000010000111110000000111000000100011	2460
92	110001000010000111110000000111000000100011	3415
93	110001000010000110110000000111000000100011	3044
94	110001000010000110110000000111000000100011	2829
95	110001000010000110110000000111000000100011	2779
96	110001000010000110100000000111000000100011	2534

Keterangan : 1 = On dan 0 = Off

Tabel 4.21
 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB
 Sesudah Menggunakan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Beban Hari Jumat 07 Januari 2005

jam	status On Off pembangkit	Beban MW
97	11000100001000011010000000001110000001000011	2489
98	11000100001000011010000000001110000001000011	2489
99	11000100001000011010000000001110000001000011	2444
100	11000100001000011010000000001110000001000011	2454
101	11000100001000011010000000001110000001000011	2534
102	11000100001000011010000000001110000001000011	2484
103	11000100001000011010000000000010000001000011	2449
104	11000100001000011010000000000010000001000011	2549
105	11000100001000011010000000000010000001000011	2694
106	11000100001000011011000000000010000001000011	2944
107	11000100001000011011000000000010000001000011	2974
108	11000100001000011011000000000010000001000011	2739
109	11000100001000011011000000000010000001000011	2834
110	11000100001000011011000000000010000001000011	3090
111	11000100001000011011000000000010000001000011	3050
112	11000100001000011011000000000010000001000011	2954
113	11000100001000011011000000000010000001000011	2954
114	11000100001000011011000000000010000001000011	2999
115	11000100001000011111000000001110000001000011	3445
116	11000100001000011111000000001110000001000011	3380
117	11000100001000011111000000001110000001000011	3164
118	11000100001000011111000000001110000001000011	2739
119	11000100001000011111000000001110000001000011	2679
120	11000100001000011111000000001110000001000011	2464

Keterangan : 1 = On dan 0 = Off

Tabel 4.22
 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB
 Sesudah Menggunakan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Beban Hari Sabtu 08 Januari 2005

jam	status On Off pembangkit	Beban MW
121	11000100001000011111000000001110000001000011	2439
122	11000100001000011111000000001110000001000011	2344
123	11000100001000011111000000001110000001000011	2344
124	11000100001000011111000000001110000001000011	2344
125	11000100001000011111000000001110000001000011	2389
126	11000100001000011111000000001110000001000011	2258
127	11000100001000011111000000001110000001000011	2248
128	11000100001000011111000000001110000001000011	2288
129	11000100001000011111000000001110000001000011	2483
130	11000100001000011111000000001110000001000011	2659
131	11000100001000011111000000001110000001000011	2591
132	11000100001000011101000000001110000001000011	2423
133	11000100001000011101000000001110000001000011	2423
134	11000100001000011101000000001110000001000011	2442
135	11000100001000011101000000001110000001000011	2383
136	11000100001000011101000000001110000001000011	2383
137	11000100001000011111000000001110000001000011	2573
138	11000100001000011111000000001110000001000011	2869
139	11000100001000011111000000001110000001000011	3256
140	11000100001000011111000000001110000001000011	3150
141	11000100001000010111000000001110000001000010	2884
142	11000100001000010111000000001110000001000000	2749
143	11000100001000010111000000001110000001000000	2593
144	11000100001000010111000000001110000001000000	2263

Keterangan : 1 = On dan 0 = Off

Tabel 4.23
 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB
 Sesudah Menggunakan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Beban Hari Minggu 09 Januari 2005

jam	status On Off pembangkit	Beban MW
145	110001000100001011100000001110000001000000	2412
146	110001000100001011100000001110000001000000	2412
147	110001000100001011100000001110000001000000	2412
148	110001000100001011100000001110000001000000	2412
149	110001000100001011100000001110000001000000	2048
150	110001000100001011100000001110000001000000	2048
151	110001000100001011100000000010000001000000	1941
152	110001000100001011100000000010000001000000	2177
153	110001000100001011100000000010000001000000	2168
154	110001000100001011100000000010000001000000	2208
155	110001000100001011100000000010000001000000	2238
156	110001000100001011100000000010000001000000	2158
157	110001000100001011100000000010000001000000	2208
158	11000100010000101110000000000000001000000	2233
159	110001000100001011100000000010000001000000	2208
160	110001000100001011100000000010000001000000	2305
161	110001000100001011100000000010000001000000	2415
162	110001000100001011100000000010000001000000	2796
163	110001000100001111100000000010000001000011	3190
164	110001000100001111100000001010000001000011	3345
165	110001000100001101100000001010000001000011	2925
166	110001000100001101100000001010000001000011	2664
167	110001000100001101100000001010000001000011	2504
168	110001000100001101100000001010000001000011	2254

Keterangan : 1 = On dan 0 = Off

4.7.1.3 Biaya Pembangkitan Periode Satu minggu

Dari hasil eksekusi program yang telah dilakukan tidak hanya menampilkan bentuk penjadwalan suatu unit pembangkit selama 168 Akan tetapi, untuk mengetahui seberapa optimal unit pembangkit yang akan dioperasikan harus diketahui juga seberapa besar biaya operasi yang dibutuhkan dalam operasi pembangkitan tersebut.

Sesuai dengan hasil eksekusi program dari metode *Advanced Priority List*, ternyata ada perbedaan yang signifikan dalam penjadwalan dibandingkan dengan bentuk penjadwalan yang telah dilakukan oleh PT PLN PJB khususnya pada biaya total operasi pembangkitan. Adapun besar biaya pembangkitan periode satu minggu yaitu hari Senin tanggal 03 Januari sampai hari Minggu tanggal 09 Januari 2005 adalah sebagai berikut

Tabel 4.25
 Biaya perbandingan PT.PJB Dan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Hari Senin 03 Januari 2005

Jam	PT. PJB	<i>Advanced Priority List</i>
1	470.128.750	409.449.223
2	453.124.674	397.290.484
3	453.124.674	390.978.863
4	453.124.674	390.978.863
5	494.261.873	431.676.272
6	415.962.492	380.238.469
7	414.234.362	376.544.397
8	431.621.162	391.332.070
9	459.059.810	402.887.530
10	462.222.882	397.700.103
11	437.875.644	398.737.291
12	418.488.323	380.238.469
13	420.488.844	383.936.438
14	433.436.206	395.033.731
15	432.555.737	394.293.247
16	450.551.745	402.887.530
17	517.273.466	426.928.863
18	595.165.251	527.429.666
19	636.333.839	556.550.476
20	620.088.713	546.100.880
21	559.061.582	503.561.533
22	532.081.336	482.828.619
23	513.213.708	464.367.367
24	456.047.235	443.430.467

Tabel 4.26
 Biaya perbandingan PT.PJB Dan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Hari Selasa 04 Januari 2005

Jam	PT. PJB	<i>Advanced Priority List</i>
25	493.732.612	471.007.953
26	486.349.098	463.629.904
27	486.349.098	463.629.904
28	486.349.098	463.629.904
29	510.337.778	493.928.140
30	486.349.098	471.007.953
31	486.349.098	463.629.904
32	488.834.703	465.842.522
33	501.126.546	478.393.592
34	525.093.514	498.372.731
35	525.093.514	498.372.731
36	494.721.004	471.007.953
37	517.058.010	491.706.870
38	537.762.664	511.129.033
39	534.085.139	507.418.490
40	519.312.418	507.418.490
41	516.371.632	490.226.402
42	567.044.817	519.298.905
43	631.869.567	577.680.224
44	631.869.567	576.066.041
45	557.205.251	512.552.421
46	514.533.962	491.825.027
47	501.596.587	481.483.644
48	488.834.703	470.519.246

Tabel 4.27
 Biaya perbandingan PT.PJB Dan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Hari Rabu 05 Januari 2005

Jam	PT. PJB	<i>Advanced Priority List</i>
49	498.298.890	482.221.821
50	486.349.098	468.439.093
51	486.349.098	468.439.093
52	486.349.098	468.439.093
53	504.687.997	485.175.287
54	486.349.098	468.439.093
55	488.834.703	470.519.246
56	536.109.287	483.698.402
57	552.062.550	492.564.266
58	605.109.450	530.366.121
59	605.109.450	530.366.121
60	548.604.974	495.521.983
61	566.855.840	514.925.055
62	619.231.732	550.607.831
63	592.599.930	531.257.953
64	562.394.867	506.772.382
65	555.858.015	501.441.060
66	608.853.438	546.882.716
67	705.398.541	632.016.788
68	705.398.541	632.016.774
69	619.384.394	562.512.702
70	569.567.918	516.638.418
71	560.750.867	500.478.528
72	541.381.339	487.126.997

Tabel 4.28
 Biaya perbandingan PT.PJB Dan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Hari Kamis 06 Januari 2005

Jam	PT. PJB	<i>Advanced Priority List</i>
73	482.495.308	471.581.292
74	478.122.953	466.406.828
75	476.468.356	464.929.093
76	476.468.356	464.929.093
77	479.559.766	468.624.000
78	476.468.356	464.929.093
79	474.190.114	463.451.662
80	529.626.769	483.422.603
81	570.047.382	513.671.804
82	591.262.470	544.672.496
83	602.194.070	574.642.754
84	554.699.155	523.913.985
85	562.220.814	533.692.684
86	609.350.990	550.019.905
87	587.146.541	547.048.587
88	570.047.382	528.357.209
89	562.663.868	520.953.354
90	593.992.042	555.222.634
91	680.888.803	627.715.874
92	660.999.101	618.173.640
93	592.161.951	556.561.080
94	553.079.533	524.654.333
95	544.262.482	517.254.272
96	489.053.491	472.545.402

Tabel 4.29
 Biaya perbandingan PT.PJB Dan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Hari Jum⁷at 07 Januari 2005

Jam	PT. PJB	<i>Advanced Priority List</i>
97	482.495.308	466.265.155
98	482.495.308	466.265.155
99	476.468.356	460.241.404
100	478.122.953	461.559.950
101	491.715.846	472.545.402
102	483.146.097	465.584.383
103	476.675.719	442.550.449
104	526.228.546	457.315.656
105	561.202.568	487.266.471
106	582.378.088	524.353.965
107	597.746.933	528.817.226
108	540.448.074	493.928.140
109	554.235.172	508.012.049
110	604.903.853	545.100.880
111	582.736.926	540.136.384
112	570.047.382	525.841.415
113	570.047.382	525.841.415
114	588.677.943	532.538.698
115	680.160.462	624.508.306
116	660.223.230	611.511.127
117	596.251.270	578.940.866
118	554.307.498	515.905.517
119	544.262.482	507.050.583
120	492.610.284	479.912.146

Tabel 4.30
 Biaya perbandingan PT.PJB Dan Metode *Advanced Priority List*
 Untuk Hari Sabtu 08 Januari 2005

Jam	PT. PJB	<i>Advanced Priority List</i>
121	488.418.149	475.940.815
122	476.468.356	464.708.451
123	476.468.356	464.708.451
124	476.468.356	464.708.451
125	482.495.308	470.017.460
126	463.821.975	454.620.348
127	461.543.733	453.452.255
128	468.225.853	458.130.804
129	492.289.656	481.174.662
130	505.445.243	504.127.462
131	495.440.205	494.828.084
132	484.229.113	462.992.813
133	484.229.113	462.992.813
134	487.456.486	465.368.427
135	477.551.372	458.166.483
136	477.551.372	458.166.483
137	524.788.861	492.452.795
138	582.236.579	535.128.703
139	654.880.691	592.658.367
140	633.334.235	576.855.673
141	580.660.424	524.060.489
142	551.541.090	495.134.965
143	517.123.512	472.172.896
144	461.699.116	426.419.774

Tabel 4.31
Biaya perbandingan PT.PJB Dan Metode *Advanced Priority List*
Untuk Hari Minggu 08 Januari 2005

Jam	PT. PJB	<i>Advanced Priority List</i>
145	453.480.719	445.671.616
146	453.480.719	445.671.616
147	453.480.719	445.671.616
148	453.480.719	445.671.616
149	412.373.619	401.027.941
150	365.166.808	393.677.715
151	378.787.336	361.470.600
152	398.817.231	395.888.578
153	406.017.817	394.808.830
154	413.871.373	399.739.699
155	413.871.373	399.739.699
156	406.487.859	393.616.745
157	413.871.373	399.739.699
158	417.560.284	402.925.703
159	413.871.373	399.739.699
160	452.135.388	412.501.789
161	508.134.817	428.438.264
162	560.052.902	484.920.995
163	655.497.444	565.527.714
164	642.173.566	597.942.025
165	583.029.430	530.202.390
166	531.818.500	491.541.983
167	510.534.293	459.391.546
168	460.091.101	426.846.323

Tabel 4.32
Hasil Perbandingan Biaya PT. PJB Dengan Biaya Metode *Advanced Priority List*
Dengan Periode satu Minggu

Periode Waktu Satu Minggu (168 jam)	Total Biaya PT. PJB (Rupiah)	Total Biaya <i>Advanced Priority List</i> (Rupiah)	Total Selisi (Rupiah)	Prosentase (%)
Senin 03 01 2005 sampai Minggu 09 01 2005	87,247,187,382	81,215,788,411	6,031,398,971	6,91

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Metode pemrograman *Advanced Priority List* yang diaplikasikan untuk penjadwalan unit pembangkit dapat menghemat biaya operasional, hal ini dikarenakan adanya pola penjadwalan unit pembangkit yang optimal, yaitu ada perubahan unit yang *on* dan unit yang *off* begitu pula pembangkitan pada unit-unitnya.

Setelah melakukan analisa dan perhitungan pada penjadwalan pembangkit tenaga terhadap beban yang ditanggung PT. PLN Pembangkit Jawa Bali pada tanggal 3,4,5,6,7,8 dan 9 Januari 2005 dengan menggunakan metode pemrograman *Advanced Priority List* pada skripsi ini, maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

- Untuk perubahan pembangkitan unit pembangkit yang berubah sekitar 71 % dan untuk perubahan unit yang *on* ke unit yang *off* atau sebaliknya sekitar 23 %. Hal inilah yang mengakibatkan penjadwalan pembangkit menjadi optimal.
- Bahwa pendekatan metode pemrograman *Advanced Priority List* pada tanggal 3,4,5,6,7,8 dan 9 Januari 2005 memiliki nilai efisiensi sebesar 6,91 % atau Rp. 6,031,398,971.

5.2 Saran

- Metode *Advanced Priority list* ini dapat diterapkan pada system tenaga listrik PT PJB yang sudah terinterkoneksi se Jawa-Bali.
- Sebagai studi lanjut, metode ini dapat dikembangkan dengan menambahkan masalah keandalan sistem pembangkitan, hidro dan proses *Combined Cycle* pada PLTGU secara lengkap.
- Perlu dilakukan koordinasi antara mahasiswa dengan pihak PT.PJB agar didapat data yang memuaskan.

DAFTAR PUSTAKA

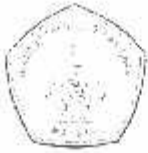
- [1]. Djiteng Marsudi Ir., "*Operasi Sistem Tenaga Listrik*" Balai penerbit dan Humas ISTN, Bumi Srengseng Indah Pasar Minggu, Jakarta selatan, 1996.
 - [2]. Allen. J. Wood dan W.F. Bruce, "*Power Generation, Operation and Control*" John Wiley and Sons, 1996.
 - [3]. Sen, S., Kothari, D. P., *Optimal thermal generating unit commitment: review* *Electrical Power and Energy Systems*, Vol.20, No.7, pp.443-451, 1998
 - [4]. Hobbs, W. J., Hermon, G., Warner, S., Sheblé, G. B., *An enhanced dynamic programming approach for unit commitment*, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.3, No.3, pp.1201-1205, 1988
 - [5]. Kris R Vorpoels, William D. D,haesleer [K.U. Leuven] *Long term unit commitment optimization for large power systems unit decommitment versus advanced priority listing*.
-

LAMPIRAN

1. Permohonan Pengajuan Skripsi
 2. Surat Balasan dari PJB
 3. Listing Program
 4. Data Sheet PJB
-

LAMPIRAN

1. Permohonan Pengajuan Skripsi



**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

1. Nama : HENDRA AGUS WAHYUDI
2. NIM : 99.12.200
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : OPTIMASI KOMITMEN UNIT
DENGAN METODE *ADVANCED PRIORITY LIST*
PADA PEMBANGKIT *THERMAL* DI PT.PLN
PEMBANGKITAN JAWA-BALI

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

Hari : Rabu
Tanggal : 22 Maret 2006
Dengan Nilai : 78,60 (B+) $\frac{2}{3}$



Ir. Mochtar Asroni, MSME
NIP.Y.101 18 100036

Panitia Ujian Skripsi

Sekretaris

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP.Y.103 95 00274

Anggota Penguji

Penguji Pertama


Irrine Budi S, ST, MT
NIP.132 31 4400

Penguji Kedua

Ir. H. Taufik Hidayat, MT
NIP.Y.101 87 00151



LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

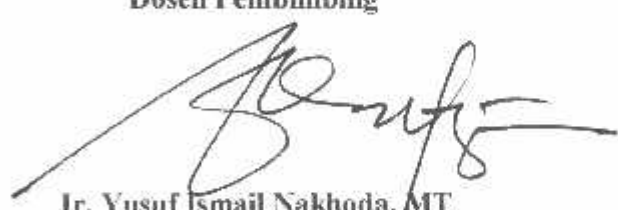
1. Nama : HENDRA AGUS WAHYUDI
2. NIM : 99.12.200
3. Jurusan : TEKNIK ELEKTRO S-1
4. Konsentrasi : TEKNIK ENERGI LISTRIK
5. Judul Skripsi : OPTIMASI KOMITMEN UNIT DENGAN
METODE *ADVANCED PRIORITY LIST*
PADA PEMBANGKIT *THERMAL*
DI PT. PLN PEMBANGKITAN JAWA-BALI
6. Tanggal Mengajukan Skripsi : 07 Maret 2005
7. Tanggal Menyelesaikan Skripsi : 07 Maret 2006
8. Dosen Pembimbing : Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
9. Telah dievaluasi dengan nilai : 87,0 (Delapan Puluh Tujuh Koma Nol) 

Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro



Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP.Y. 103 95 00274

Diperiksa dan Disetujui,
Dosen Pembimbing



Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
NIP.Y. 101 88 00189



PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Rabu
Tanggal : 22 Maret 2006

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh:

1. Nama : HENDRA AGUS WAHYUDI
2. NIM : 99.12.200
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : OPTIMASI KOMITMEN UNIT DENGAN METODE
ADVANCED PRIORITY LIST PADA PEMBANGKIT
THERMAL DI PT.PLN PEMBANGKITAN JAWA-BALI

Perbaikan meliputi:

No	Materi Perbaikan	Ket
1.	Cara membuat Priority List berdasarkan data yang ada ?	ok
2.	Pengelompokan unit <i>must-run, medium, peak</i> batasanya bagaimana ?	ok
3.	Flowchart diperbaiki !	ok
4.	Tambahkan kesimpulan I.Sesuaikan dengan tujuan	ok
5.	Tambahkan tabel penjadwalan sebelum dan sesudah (<i>status on off</i>)	ok
6.	Lampirkan data	ok

Anggota Penguji

Penguji Pertama

Irrine Budi S, ST, MT.
NIP.132 31 4400

Penguji Kedua

Ir.H. Taufik Hidayat, MT.
NIP.Y.101 87 0015

Dosen Pembimbing

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
NIP.Y. 101 88 00189



PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : HENDRA AGUS WAHYUDI
Nim : 99.12.200
Semester : 8 (SEPULUH)
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : T. Energi Listrik / T. Elektronika *)
Alamat : Jl. Bendungan Sigura Gura No 2 Malang

Dengan ini kami mengajukan permohonan untuk mendapatkan persetujuan membuat **SKRIPSI**. Untuk melengkapi permohonan tersebut, bersama ini kami lampirkan persyaratan-persyaratan yang harus dipenuhi sebagai berikut :

1. Telah menempuh semua mata kuliah keahlian dan tidak ada nilai E (.....)
2. Telah mengumpulkan 146 sks dengan IPK $\geq 2,0$ (.....)
3. Telah menyelesaikan/mengumpulkan Laporan **Praktek Kerja** (.....)
4. Telah menyelesaikan semua praktikum (.....)
5. Telah melunasi biaya administrasi (.....)

Demikian permohonan ini untuk mendapatkan penyelesaian lebih lanjut dan atas perhatiannya kami sampaikan terima kasih

Telah diteliti kebenaran data tsb. di atas
Recording Jurusan T. Elektro S-1


(.....)

Disetujui
Ketua Jurusan T. Elektro


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

Malang, 20 Desember 2011
Pemohon


(HENDRA AGUS WAHYUDI)

Mengetahui
Dosen Wali


(Ir. I Made Wartana, MT)

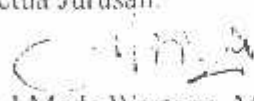

Catatan :

1. Bagi mahasiswa yang telah memenuhi persyaratan mengambil **SKRIPSI** agar membuat Preposal dengan mengisi Form S-2
2. *) coret yang tidak perlu



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

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika *)

1	Nama Mahasiswa :	HENDRA AGUS WAHYUDI	Nim :	99 12 200
2	Waktu pengajuan	Tanggal :	Bulan :	Tahun :
		03	Januari	2005
Spesifikasi judul (berilah tanda silang)				
3	a. Sistem Tenaga Elektrik b. Energi & Konversi Energi c. Tegangan Tinggi & Pengukuran d. Sistem Kendali Industri	c. Elektronika & Komponen f. Elektronika Digital & Komputer g. Elektronika Komunikasi h. lainnya		
4	Konsultasikan judul sesuai materi bidang ilmu kepada Dosen *) :		Ketua Jurusan	
	Ir. Yusuf Ismail N. MT.		 Ir. I Made Wartana, MT Nip. 131 991 182	
5	Judul yang diajukan mahasiswa :	Operasi komitmen unit Dengan Metode Advanced Priority List Pada Pembangkitan Thermal di PT. PLM Pembangkitan Jawa Bali (PJB)		
6	Perubahan Judul yang disetujui Dosen sesuai materi bidang ilmu			
Catatan :				
7	Persetujuan Judul Skripsi yang dikonsultasikan kepada Dosen materi bidang ilmu		Disetujui, 15-02-2005 Dosen  Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT	

Perhatian :

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

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2
MALANG

Lampiran : 1 (satu) berkas
Pembimbing Skripsi

Kepada : Yth. Bapak/Ibu Ir. Yusuf Ismail, N, MT,
Dosen Institut Teknologi Nasional
MALANG

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : HENDRA AGUS WAHYUDI
Nim : 99.12.200
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Energi Listrik

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

Optimasi Komitmen unit Dengan Metode Advanced Priority List pada Pembangkitan Thermal di PT PLU Pembangkitan Jawa Bali (PJB)

Adapun tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk menempuh Ujian Akhir Sarjana Teknik.

Demikian permohonan kami dan atas kesediaan Bapak/Ibu kami ucapkan terima kasih.

Malang,

Mengetahui
Ketua Jurusan Teknik Elektro

Hormat kami,



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



HENDRA AGUS WAHYUDI

*) coret yang tidak perlu

PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai permohonan dari mahasiswa/i :

Nama : HENDRA AGUS MAHYUDI
Nim : 99-12-200
Semester : 20
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Energi Listrik

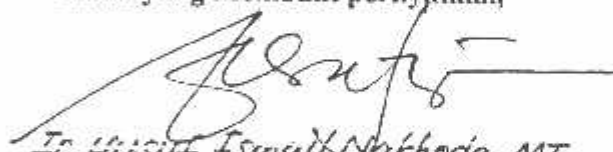
Dengan ini Menyatakan bersedia / tidak bersedia *) Membimbing Skripsi dari mahasiswa tersebut, dengan judul :

Optimalisasi Komitmen Unit Dengan Metode Advanced
Priority List Pada Pembangkitan Thermal di PT PLN
Pembangkitan Jawa Bali (PJJB)

Demikian surat Pernyataan ini kami buat agar dapat dipergunakan seperlunya.

Malang,

Kami yang Membuat pernyataan,


Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
NIP. Y. 1018800189

Catatan :

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



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

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

(PERSERO) MALANG
PERSERO 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, 8 Maret 2005

Nomor : ITN-270/LSKP/2/05
Lampiran : satu lembar
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. **Ir. YUSUF ISMAIL NAKHODA, MT**
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 : HENDRA AGUS W
Nim : 9912200
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 Maret 2005 s/d 7 September 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



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 Jan. 2006

Nomor : ITN-1036/I.SKP /2/06
Lampiran : satu lembar
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**
Kepada : Yth. Sdr. Ir. YUSUF ISMAIL NAKHODA *)
Dosen Institut Teknologi Nasional
di - Malang

Dengan Hormat,
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam perpanjangan masa bimbingan skripsi yang telah dilakukan untuk mahasiswa :

Nama : HENDRA AGUS W
Nim : 9912200
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro
Konsentrasi : T. Energi Listrik (S-1)

Dengan ini pembimbingan skripsi tersebut kami serahkan Kembali sepenuhnya kepada Saudara/I, selama masa waktu **6 (Enam) bulan** terhitung mulai tanggal:

07 Sept. s/d 07 Maret 2006

Adapun tugas tersebut merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik, Jurusan Teknik Elektro, apabila lewat dari batas waktu tsb, maka, skripsinya akan digugurkan
Demikian atas perhatian serta kerjasama yang baik kami ucapkan terima kasih

Ketua
Jurusan Teknik Elektro

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
Nip. Y. 1039500274

Tindakan :

1. *) Perpanjangan Kontrak
2. Mahasiswa yang bersangkutan
3. Arsip.

Form. S-4a



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : HENDRA AGUS WAHYUDI
Nim : 99.12.200
Masa Bimbingan : 07 MARET 2005 s/d 07 MARET 2006
Judul Skripsi : **OPTIMASI KOMITMEN UNIT DENGAN METODE
ADVANCED PRIORITY LIST PADA PEMBANGKIT TERMAL
DI PT.PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI**

No.	Tanggal	Uraian	Parap Pembimbing
1.	11-01-2006	Konsultasi Materi Dasar	
2.	20-01-2006	Perbaiki sistematika penulisan pada Bab I, II dan III	
3.	02-02-2006	Perbaikan susunan Tabel dan Grafik	
4.	15-02-2006	Periksa kembali selisih biaya karena masih belum optimal, coba cek ulang pada data PT. PJB.	
5.	22-02-2006	Periksa kembali selisih biaya karena masih belum optimal, coba cek ulang pada data PT. PJB.	
6.	01-03-2006	Pengujian perbandingan hasil program dengan program powergen	
7.	06-03-2006	- Siapkan makalah untuk seminar hasil. - ACC makalah seminar hasil.	
8.	08-03-2006	Cek ulang abstraksi serta kesimpulan.	
9.	13-03-2006	Siapkan skripsi yang sudah fix sebagai persiapan untuk komprehensif.	
10.	20-03-2006	ACC skripsi.	

Malang, Maret 2006
Dosen Pembimbing,

H. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
Nip. Y. 1018800189

Form.S-40

LAMPIRAN

2. Surat Balasan dari PJB



Nomor : E2042335
Sifat : Biasa
Lampiran :-

Surabaya, 5 April 2005

KEPADA

Yth. DEKAN FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2
MALANG - 65145

Perihal : Ijin Penelitian

Menunjuk surat Saudara, No.ITN.064/III.TA/2/2004 tgl. 21 September 2004;No.ITN-639/III.TA/2/2004 tgl. 9 Desember 2004;No.ITN.672/III.TA/2/2004 tgl. 14 Desember 2004;No.ITN.859/III.TA/2/2004 tgl. 1 Pebruari 2005;No.ITN-860/III.TA/2/2005 tgl. 1 Pebruari 2005;No.ITN.937/III.TA/2/2005 tgl. 24 Pebruari 2005;No.ITN.900/III.TA/2/2005 tgl. 19 Pebruari 2005;No.ITN.844/III.TA/2/2005 tgl. 29 Januari 2005, perihal : Survey / Permintaan Data untuk Tugas Akhir, maka perlu kami sampaikan hal-hal sebagai berikut :

1. Pada prinsipnya kami memberikan ijin kepada mahasiswa Saudara yang bernama :
 - o MEDYAYANTO JATI K - Nim 99 12 194
 - o JAINAL MUHAJIRIN - Nim 99 12 065
 - o CHOIRUL ANWAR - Nim 99 12 130
 - o VICKY DEWANTO - Nim 99 12 192
 - o HENDRA AGUS WAHYUDI - Nim 99 12 200
 - o VIDYA IS HINDRATNO - Nim 99 12 165
 - o ROBERT PARULIAN - Nim 97 12 070
 - o SAMUEL JULIAG T.A - Nim 97 12 068Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Nasional Malang, untuk melakukan Survey/Permintaan Data di PT Pembangkitan Jawa Bali - Kantor Pusat.
2. Kegiatan dimaksud akan dilaksanakan di PT Pembangkitan Jawa Bali - Kantor Pusat - Sub Direktorat Manajemen Energi (EMG), Jl. Ketintang Baru No. 11 Surabaya 60231. selama kurun waktu 1 (satu) bulan, terhitung mulai tanggal 15 Maret 2005 sampai dengan 15 April 2005.
3. Kepada yang bersangkutan diberlakukan ketentuan bahwa :
 - o Tidak diperkenankan memanfaatkan data dan informasi untuk kepentingan di luar PT PJB sebelum mendapat persetujuan dari Pejabat yang berwenang.
 - o Seusai kegiatan harus membuat laporan kegiatan yang telah disahkan oleh pejabat PT PJB yang berwenang.
 - o Selama melaksanakan kegiatan wajib mengikuti ketentuan dan aturan yang berlaku bagi Karyawan / Tamu di lingkungan PT PJB.

Atas perhatian Saudara, kami sampaikan terima kasih.

Hormat kami,
Manajer Pelatihan dan Pengembangan

Gede Adnya Karsana

PT PEMBANGKITAN JAWA - BALI

Jl. Ketintang Baru 11 Surabaya 60231 - Indonesia, ☎ : 62-31-8283180 (hunting) Fax : 62-31-8291280 E-mail : pjb@pjb2.com

Tembusan

1. Manajer Pusat Manajemen Energi (EMC)

2. Slamet Mudani

3. Medyayanto Jati K

4. Jainal Muhajirin

5. Choirul Anwar

6. Vicky Dewanto

7. Hendra Agus Wahyudi

8. Vidya Is Hindratno

9. Robert Parulian

10. Samuel Jullag T.A



PT PEMBANGKITAN JAWA - BALI

Jl. Ketintang Baru 11 Surabaya 60231 - Indonesia. ☎ : 62-31-8283180 (hunting) Fax : 62-31-8291280 E-mail : pjb@pjb2.com

LAMPIRAN

3. Listing Program

```
unit uGenerator;
```

```
interface
```

```
type
```

```
TPembangkit=class
```

```
private
```

```
FNama:string;
```

```
FPmax,FPmin,Fa2,Fa1,Fa0,FSh,FSc,FDaya,FRamp:double;
```

```
FTup,FTdown,FTcold,FInitSt:integer;
```

```
function GetAFLC:double;
```

```
public
```

```
constructor Create;overload;
```

```
constructor Create(const rNama:string;
```

```
const rPmin,rPmax,ra2,ra1,ra0,rSh,rSc,rRamp:double;
```

```
const rTup,rTdown,rTcold,rInitSt:integer);overload;
```

```
constructor Create(const rPembangkit:TPembangkit);overload;
```

```
procedure Assign(const rPembangkit:TPembangkit);
```

```
function GetBiaya(const rDaya:double):double;
```

```
function GetDaya(const rLamda:double):double;
```

```
function GetLamda(const rDaya:double):double;
```

```
property Nama:string read FNama write FNama;
```

```
property Pmax:double read FPmax write FPmax;
```

```
property Pmin:double read FPmin write FPmin;
```

```
property a2:double read Fa2 write Fa2;
```

```
property a1:double read Fa1 write Fa1;
```

```
property a0:double read Fa0 write Fa0;
```

```
property Sh:double read FSh write FSh;
```

```
property Sc:double read FSc write FSc;
```

```
property Ramp:double read FRamp write FRamp;
```

```
property Tup:integer read FTup write FTup;
```

```
property Tdown:integer read FTdown write FTdown;
```

```
property Tcold:integer read FTcold write FTcold;
```

```
property InitSt:integer read FInitSt write FInitSt;
```

```
property Daya:double read FDaya write FDaya;
```

```
property AFLC:double read GetAFLC;
```

```
end;
```

```
TGenArr=array of TPembangkit;
```

```
implementation
```

```
//constructor
```

```
constructor TPembangkit.Create;
```

```
begin
```

```
inherited Create;
```

```
end;
```

```

constructor TPembangkit.Create(const rNama:string;
    const rPmin,rPmax,a2,a1,a0,rSh,rSc,rRamp:double;
    const rTup,rTdown,rTcold,rInitSt:integer);
begin
    inherited Create;
    FNama:=rNama;
    FPmin:=rPmin;
    FPmax:=rPmax;
    Fa2:=a2;
    Fa1:=a1;
    Fa0:=a0;
    FSh:=rSh;
    FSc:=rSc;
    FRamp:=rRamp;
    FTup:=rTup;
    FTdown:=rTdown;
    FTcold:=rTcold;
    FInitSt:=rInitSt;
end;

constructor TPembangkit.Create(const rPembangkit:TPembangkit);
begin
    inherited Create;
    FNama:=rPembangkit.Nama;
    FPmin:=rPembangkit.Pmin;
    FPmax:=rPembangkit.Pmax;
    Fa2:=rPembangkit.a2;
    Fa1:=rPembangkit.a1;
    Fa0:=rPembangkit.a0;
    FSh:=rPembangkit.Sh;
    FSc:=rPembangkit.Sc;
    FRamp:=rPembangkit.Ramp;
    FTup:=rPembangkit.Tup;
    FTdown:=rPembangkit.Tdown;
    FTcold:=rPembangkit.Tcold;
    FInitSt:=rPembangkit.InitSt;
end;

function TPembangkit.GetAFLC:double;
begin
    Result:=(Fa0/FPmax+Fa1+Fa2*FPmax);
end;

procedure TPembangkit.Assign(const rPembangkit:TPembangkit);
begin
    FNama:=rPembangkit.Nama;
    FPmin:=rPembangkit.Pmin;
    FPmax:=rPembangkit.Pmax;

```

```

Fa2:=rPembangkit.a2;
Fa1 :=rPembangkit.a1;
Fa0:=rPembangkit.a0;
FSl:=rPembangkit.Sl;
FSc:=rPembangkit.Sc;
FRamp:=rPembangkit.Ramp;
FTup:=rPembangkit.Tup;
FTdown:=rPembangkit.Tdown;
FTcold:=rPembangkit.Tcold;
FInitSt:=rPembangkit.InitSt;
end;

//data operation

function TPembangkit.GetBiaya(const rDaya:double):double;
begin
  result:=0;
  if rDaya<>0 then
    begin
      result:=Fa2*sqr(rDaya)+Fa1*rDaya-Fa0;
    end;
  end;

function TPembangkit.GetDaya(const rLamda:double):double;
begin
  result:=(rLamda-Fa1)/(2*Fa2);
  if result>FPmax then result:=FPmax;
  if result<FPmin then result:=FPmin;
end;

function TPembangkit.GetLamda(const rDaya:double):double;
begin
  result:=-2*Fa2*rDaya-Fa1;
end;

end;

```

```

unit ulInputGen;

interface

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

type
  TfrmInput = class(TForm)
    PageControl1: TPageControl;
    Panel1: TPanel;
    TabSheet1: TTabSheet;
    TabSheet2: TTabSheet;
    TabSheet3: TTabSheet;
    btnClose: TButton;
    btnNext: TButton;
    SaveDialog1: TSaveDialog;
    Label1: TLabel;
    Label2: TLabel;
    edtNGen: TEdit;
    edtNjam: TEdit;
    fgGen: TStringGrid;
    fgLoad: TStringGrid;
    TabSheet4: TTabSheet;
    fgPIN: TStringGrid;
    Image1: TImage;
    Image2: TImage;
    procedure btnCloseClick(Sender: TObject);
    procedure FormCreate(Sender: TObject);
    procedure edtNGenChange(Sender: TObject);
    procedure edtNjamChange(Sender: TObject);
    procedure btnNextClick(Sender: TObject);
  private
    { Private declarations }
  public
    { Public declarations }
  end;

var
  frmInput: TfrmInput;

implementation

uses uObjFunc, uHasil;

{$R *.dfm}

```

```

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

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

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

procedure TfrmInput.edtNjamChange(Sender: TObject);
var i: integer;

```

```

begin
  if edtNjam.Text="" then
    begin
      fgLoad.RowCount:=2;
      fgPLN.ColCount:=2;
    end
  else
    begin
      fgLoad.RowCount:= StrToInt(edtNjam.Text)+1;
      fgPLN.ColCount:= StrToInt(edtNjam.Text)+1;
      for i:=1 to StrToInt(edtNjam.Text) do
        begin
          fgLoad.Cells[0,i]:=IntToStr(i);
          fgPLN.Cells[i,0]:= 'Jam '+IntToStr(i);
        end;
      end;
    end;
end;

procedure TForm1.btnNextClick(Sender: TObject);
var input:TextFile;
    NamaFile,Nama:string;
    Pmin,Pmax,a2,a1,a0,Sh,Sc,Ramp,Load,Res:double;
    i,j,Tup,Tdown,Tcold,InitSt,Ngen,Njam:integer;
begin
  if btnNext.Caption='&Save' then
    begin
      if SaveDialog1.Execute then
        begin
          NamaFile:=SaveDialog1.FileName;
          AssignFile(input,NamaFile+'.txt');
          Rewrite(input);
          Ngen:=StrToInt(edtNgen.Text);
          Njam:=StrToInt(edtNjam.Text);
          Writeln(input,Ngen);
          Writeln(input,Njam);
          for i:=1 to Ngen do
            begin
              Nama:=fgGen.Cells[1,i];
              Pmax:=StrToFloat(fgGen.Cells[2,i]);
              Pmin:=StrToFloat(fgGen.Cells[3,i]);
              a0:=StrToFloat(fgGen.Cells[4,i]);
              a1:=StrToFloat(fgGen.Cells[5,i]);
              a2:=StrToFloat(fgGen.Cells[6,i]);
              Tup:=StrToInt(fgGen.Cells[7,i]);
              Tdown:=StrToInt(fgGen.Cells[8,i]);
              Sh:=StrToFloat(fgGen.Cells[9,i]);
              Sc:=StrToFloat(fgGen.Cells[10,i]);
              Tcold:=StrToInt(fgGen.Cells[11,i]);
            end;
          end;
        end;
      end;
end;

```

```

InitSt:=StrToInt(fgGen.Cells[12,i]);
Ramp:=StrToFloat(fgGen.Cells[13,i]);
WriteLn(input,Pmax:7:0,' ',Pmin:7:0,' ',
a0:9:4,' ',a1:9:4,' ',a2:9:5,' ',Tup,' ',Tdown,' ',
Sh:7:0,' ',Sc:7:0,' ',rcold,' ',InitSt,' ',Ramp:7:0,' ',Nama);
end;
for i:=1 to Njam do
begin
Load:=StrToFloat(fgLoad.Cells[1,i]);
Res:=StrToFloat(fgLoad.Cells[2,i]);
WriteLn(input,Load,Res);
end;
fgPL.N.RowCount:=Ngen+1;
fgPL.N.ColCount:=Njam+1;
for i:=1 to Ngen do
begin
for j:=1 to Njam do
begin
Load:=StrToFloat(fgPL.N.Cells[j,i]);
Write(input,Load:7:2,' ');
end;
WriteLn(input,' ');
end;
CloseFile(input);
end;
end
else if btnNext.Caption='&Next' then
begin
frmHasil.fgStatus.RowCount:=gObjFunc.Ngen+1;
frmHasil.fgStatus.ColCount:=gObjFunc.Njam+1;
frmHasil.fgDaya.RowCount:=gObjFunc.Ngen+1;
frmHasil.fgDaya.ColCount:=gObjFunc.Njam+1;
frmHasil.fgCostPerJam.RowCount:=gObjFunc.Njam+1;
for i:=1 to gObjFunc.Ngen do
begin
frmHasil.fgStatus.Cells[0,i]:='Unit '+IntToStr(i);
frmHasil.fgDaya.Cells[0,i]:='Unit '+IntToStr(i);
end;
for i:=1 to gObjFunc.Njam do
begin
frmHasil.fgStatus.Cells[i,0]:='Jam '+IntToStr(i);
frmHasil.fgDaya.Cells[i,0]:='Jam '+IntToStr(i);
end;
frmHasil.Show;
end;
end;
end.

```

unit uHasil;

interface

uses

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

type

```
TfrmHasil = class(TForm)
  TabSheet6: TTabSheet;
  TabSheet7: TTabSheet;
  Panel1: TPanel;
  btnClose: TButton;
  btnHitungEP: TButton;
  TabSheet1: TTabSheet;
  TabSheet2: TTabSheet;
  Chart1: TChart;
  Series1: TLineSeries;
  Series2: TLineSeries;
  TabSheet4: TPageControl;
  fgCostPerJam: TStringGrid;
  Label8: TLabel;
  edtTotalProgram: TEdit;
  Label9: TLabel;
  edtTotalPLN: TEdit;
  Label1: TLabel;
  edtSelisih: TEdit;
  fgDaya: TStringGrid;
  fgStatus: TStringGrid;
  Label2: TLabel;
  edtTime2: TEdit;
  Label3: TLabel;
  procedure btnCloseClick(Sender: TObject);
  procedure FormCreate(Sender: TObject);
  procedure btnHitungEPClick(Sender: TObject);
private
  { Private declarations }
public
  { Public declarations }
end;
```

var

frmHasil: TfrmHasil;

implementation

```

uses uObjFunc, uUtils;

{$R *.dfm}

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

procedure TfrmHasil.FormCreate(Sender: TObject);
begin
  fgCostPerJam.Cells[0,0]:='Jam';
  fgCostPerJam.Cells[1,0]:='Biaya Program';
  fgCostPerJam.Cells[2,0]:='Biaya PLN';
  fgCostPerJam.Cells[3,0]:='Selisih Biaya';
end;

procedure TfrmHasil.btnHitungEPClick(Sender: TObject);
var i,j:integer;
    CostTotal,CostPLN:double;
    chrom:bArr2;
    PL:dArr2;
    CostPerJam,CostPerJamPLN:dArr1;
    mulai,selesai,selang:TDateTime;
    jam,menit,detik,mdetik:word;
begin
  mulai:=time;
  gObjFunc.doExecute(chrom,PL,CostPerJam,CostTotal);
  gObjFunc.doHitungChrom(chrom,PL,CostPerJam,CostTotal);
  for i:=1 to high(chrom) do
  begin
    for j:=1 to high(chrom[0]) do
    begin
      fgDaya.Cells[j,i]:=RealToStr(PL[i,j],0);
      if chrom[i,j]=true then
      begin
        fgStatus.Cells[j,i]:='1';
      end
      else
      begin
        fgStatus.Cells[j,i]:='0';
      end;
    end;
  end;
  edtTotalProgram.Text:=FormatFloat('#,##0',CostTotal);
  gObjFunc.doHitungPLN(CostPerJamPLN,CostPLN);
  selesai:=time;
  Series1.Clear;

```

```

Series2.Clear;
for i:=1 to high(CostPerJam) do
begin
  fgCostPerJam.Cells[0,i]:=IntToStr(i);
  fgCostPerJam.Cells[1,i]:=FormatFloat('0.##00',CostPerJam[i]);
  fgCostPerJam.Cells[2,i]:=FormatFloat('0.##00',CostPerJamPLN[i]);
  fgCostPerJam.Cells[3,i]:=FormatFloat('0.##00',
    (CostPerJamPLN[i]-CostPerJam[i]));
  Series1.Add(CostPerJam[i],IntToStr(i));
  Series2.Add(CostPerJamPLN[i],IntToStr(i));
end;
edtTotalPLN.Text:=FormatFloat('0.##00',CostPLN);
edtSelisih.Text:=FormatFloat('0.##00',(CostPLN-CostTotal));
selang:=selesai-mulai;
DecodeTime(selang,jam,menit,detik);
edtTime2.Text:=IntToStr(jam)+' : '+IntToStr(menit)+' : '+
  IntToStr(detik)+' : '+IntToStr(mdetik);
end;

end.

```

```

unit uObjFunc;

interface

uses uUtils,uGenerator,SysUtils;

type
  TObjFunc=class
  private
    FNgen,FNjam:integer;
    FBeban,FRes,FAFLC:dArr1;
    FSortAFLC:iArr1;
    FPLN:dArr2;
    FGen:TGenArr;
    function GetBeban:dArr1;
    function GetRes:dArr1;
    function GetPLN:dArr2;
    function GetGen:TGenArr;
    procedure SetGen(const rGen:TGenArr);
    procedure SetBeban(const rBeban:dArr1);
    procedure SetRes(const rRes:dArr1);
    procedure SetPLN(const rPLN:dArr2);
    function isON(const rFlip:double):boolean;
    function isServe(const rJam:integer,const rChrom:bArr1):boolean;
    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 GantiChrom(const rChrom:bArr2):bArr2;
    function GetSwap(const rChrom:bArr2):bArr2;
    function doCariGreyZone(const rChrom:bArr2):bArr2;
  public
    constructor Create;overload;
    constructor Create(const rBeban,rRes:dArr1;
      const rPLN:dArr2;
      const rGen:TGenArr);overload;
    function getRandomChrom(const rFlip:double):bArr2;
    function getConstructSolution(const rFlip:double):bArr2;
    procedure setLocalSearch(var rChrom:bArr2);
    procedure doHitungChrom(const rChrom:bArr2;
      var rCostTotal:double);overload;
  end;

```

```

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);
destructor Destroy;override;
property Ngen:integer read FNgen write FNgen;
property Njam:integer read FNjam write FNjam;
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;
end;

var gObjFunc:TObjFunc;

implementation

//constructor
constructor TObjFunc.Create;
begin
    inherited Create;
    FNgen:=0;
    FNjam:=0;
end;

constructor TObjFunc.Create(const rBeban,rRes:dArr1;
    const rPLN:dArr2,
    const rGen:TGenArr);
var i,j,Ncek:integer;
begin
    inherited Create;
    FNgen:=high(rGen);
    FNjam:=high(rBeban);
    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;
FSortAFLC:=GetSortAFLC;
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] := FPLN[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;

```

```

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

```

```

procedure TObjFunc.SetBeban(const rBeban:dArr1);
var i,Neck:integer;
begin
  if FNjam>0 then
  begin
    Neck:=high(rBeban);
    if FNjam<>Neck 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;

```

```

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;
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;
end;

```

```
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;
```

```
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;
```

```

diffa1:=fGen[j].a1;
fGen[j].Daya:=(Lmd-diffa1)/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;
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;
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;

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.doHitungChrom(const rChrom:bArr2;
    var rCostTotal:double);
var i,j:integer;
    PL:dArr1;
    PL,CostGen,CostSUC:dArr2;
    chrom1:bArr1;
begin
    SetLength(PL,FNgen+1,FNjam+1);
    SetLength(chrom1,FNgen+1);
    SetLength(PL.a,FNgen+1);
    for i:=1 to FNjam do
    begin
        for j:=1 to FNgen do
        begin
            chrom1[j]:=rChrom[j,i];
        end;
        PL.a:=HitungFcoDis(i,chrom1);
    end;
end;

```

```

begin
  PL[j,i]:=PLa[j];
end;
end;
CostGen:=HitungCostGen(PL);
CostSUC:=HitungCostSUC(PL);
rCostTotal:=0;
for i:=1 to FNjam do
begin
  for j:=1 to FNgen do
begin
  rCostTotal:=rCostTotal+(CostGen[j,i]+CostSUC[j,i]);
end;
end;
end;

procedure TObjFunc.doHitungChrom(const rChrom:bArr2;
  var rPL:dArr2;
  var rCostPerJam:dArr1;
  var rCostTotal:double);
var i,j:integer;
  PLa:dArr1;
  CostGen,CostSUC:dArr2;
  chrom1:bArr1;
begin
  SetLength(rPL,FNgen+1,FNjam+1);
  SetLength(rCostPerJam,FNjam+1);
  SetLength(chrom1,FNgen+1);
  SetLength(PLa,FNgen+1);
  for i:=1 to FNjam do
begin
  for j:=1 to FNgen do
begin
  chrom1[j]:=rChrom[j,i];
end;
  PLa:=HitungEcoDis(i,chrom1);
  for j:=1 to FNgen do
begin
  rPL[j,i]:=PLa[j];
end;
end;
end;
CostGen:=HitungCostGen(rPL);
CostSUC:=HitungCostSUC(rPL);
SetLength(rCostPerJam,FNjam+1);
rCostTotal:=0;
for i:=1 to FNjam do
begin
  rCostPerJam[i]:=0;
end;
end;

```

```

for j:=1 to FNgen do
begin
  rCostPerJam[i]:=rCostPerJam[i]+CostGen[j,i]+CostSUC[j,i];
end;
rCostTotal:=rCostTotal+rCostPerJam[i];
end;
end;

```

```

procedure TObjFunc.doHitungPLN(var rCostPerJam:dArr1;
  var rCostTotal:double);
  var i,j:integer;
  CostGen,CostSUC:dArr2;
begin
  SetLength(rCostPerJam,FNjam+1);
  CostGen:=HitungCostGen(FPLN);
  CostSUC:=HitungCostSUC(FPLN);
  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;
end;

```

```

//data output
function TObjFunc.GetSortAFLC(iArr1;
  var i,i,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:=1 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;
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;
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;
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;
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;
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;
      break;
    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;
end;

```

```
RepairAFLC(result);  
result:=GetSwap(result);  
end;
```

```
function TObjFunc.getConstructSolution(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;  
    RepairAFLC(result);  
    result:=GetSwap(result);  
end;
```

```
procedure TObjFunc.setLocalSearch(var rChrom:bArr2);  
var i,j:integer;  
    CostBest,CostCek:double;  
    greyChrom:bArr2;  
begin  
    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;

```

```

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;

```

```

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

```

```

function TObjFunc.GantiChrom(const rChrom: bArr2):bArr2;
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]:=rChrom[i,j];
  end;
end;
end;

```

```

function TObjFunc.doCariGreyZone(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;
  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;
      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;

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

end.

```

LAMPIRAN

4. Data Sheet PJB

SUB SISTEM REGION_1

RENCANA : HARI/TANGGAL : JUMAT, 7 JANUARI 2005

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

PLTU	Mikrohidro	Jam																				
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
PLTU	MKRNG300C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG300E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG300F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG200C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG200E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG200F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG100C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG100E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG100F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG050C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG050E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG050F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG025C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG025E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG025F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG012.5C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG012.5E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG012.5F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG006.25C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG006.25E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG006.25F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG003.125C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG003.125E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG003.125F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG001.5625C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG001.5625E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG001.5625F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.78125C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.78125E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.78125F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.390625C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.390625E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.390625F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.1953125C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.1953125E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.1953125F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.09765625C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.09765625E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.09765625F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.048828125C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.048828125E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.048828125F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.0244140625C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.0244140625E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.0244140625F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.01220703125C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.01220703125E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.01220703125F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.006103515625C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.006103515625E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.006103515625F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.0030517578125C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.0030517578125E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.0030517578125F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.00152587890625C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.00152587890625E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.00152587890625F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.000762939453125C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.000762939453125E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.000762939453125F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.0003814697265625C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.0003814697265625E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.0003814697265625F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.00019073486328125C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.00019073486328125E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.00019073486328125F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.000095367431640625C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.000095367431640625E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.000095367431640625F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.0000476837158203125C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.0000476837158203125E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.0000476837158203125F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.00002384185791015625C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.00002384185791015625E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MKRNG000.00002384185791015625F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTU	MKRNG000.000011920928955078125C	0	0	0	0																	

SUB SISTEM REGION_1

HARI/TANGGAL : MINGGU, 9 JANUARI 2005

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

RENCANA :		Juni		Juli		Agustus		September		Oktober		November		Desember		Per-2	
PLTU	MIRANG10C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MIRANG10C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MIRANG20C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MIRANG20C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MIRANG30C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MIRANG30C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MIRANG40C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MIRANG40C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MIRANG50C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	MIRANG50C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
320	310	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
PLTU	MIRANG	05	05	05	05	05	05	05	05	05	05	05	05	05	05	05	
		U	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	5E	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	
	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	
	PLTU	MTWAR100C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		MTWAR100C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		MTWAR200C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		MTWAR200C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		MTWAR300C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MTWAR300C1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MTWAR400C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MTWAR400C1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MTWAR500C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MTWAR500C1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
185	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
PLTU	MTWAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		U	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PLTU	MTWAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		U	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PEMBELAN DARI LUAR PLN																	
192	162	162	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	
PLTU	210RANG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Krabatau Steel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		U	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	3857	3810	3700	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	
	4175	4106	4042	4023	4056	4054	4057	4087	4084	4084	4084	4084	4084	4084	4084	4084	
	-158	-406	-400	-513	-305	-403	-453	-320	-311	-172	-111	-247	-311	-264	-244	-244	
	130	143	145	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	
	882	821	841	847	847	854	874	874	874	874	874	874	874	874	874	874	

