

SKRIPSI

MANAJEMEN RESIKO TERPADU DARI PENJADWALAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA AIR DI PLTA SUTAMI DAN MANAJEMEN KONTRAK MENGGUNAKAN METODE STOCHASTIC DUAL DYNAMIC PROGRAMMING



Disusun oleh :

**NOVI HARIZANDI
NIM 01.12.109**

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

SEPTEMBER 2007

Mentari pagi membangun tidur malamku
Kulihat gedung tua nun kokoh berdiri dihadapanku
Disinilah kampus biruku.....
Dimana ku lalui masa mudaku yang penuh dengan semangat dan gejolak,
Disinilah kuberjumpa denganmu
Dan menemukan cinta dibalik mata seorang anak insan
Yang kujadikan sandaran jiwaku.....
Disinilah pondok rinduku yang menyerupai mendung padamu
Disisi lain disini juga kuharus kehilangan dirimu
Yang membuatku sedih dan pilu.....
Bagai sungai – sungai yang beku tanpa arus
Hidup tanpamu adalah hukuman yang berat bagiku didunia ini
Akankah kau semesta dahulu....
Bersamaku membangun mimpi, melukiskan nasib dibawah pohon cemara
Akankah hari itu akan tiba.....
Dimana anak kecil berlari membawa boneka menghampiri kita
Dan mengatakan...
Kahau kita adalah sepasang merpati yang tak terpisahkan

zandy

ABSTRAKSI

Nama : Novi Harizandi
Nim : (01.12.109)
Dosen Pembimbing : Ir. H.Choirul Saleh , MT

Kata kunci : Memenejemen harga dari hasil produksi di PLTA Sutami

Dalam model stokastik , variabilitas hidrologi dan ketidakpastian diikutsertakan dalam model. Pada skripsi ini, yang dimaksud dengan model stokastik disini adalah model yang mendefinisikan sejumlah kemungkinan diskrit dari debit aliran sungai pada tahap (bulan) tertentu, masing – masing dengan probabilitasnya. Sehingga dalam pengembangan model program SDDP ini akan membantu PLTA Sutami Karangates yang beroperasi meningkatkan hasil energi sehingga dengan biaya yang sama namun memberikan keuntungan yang besar.

Proses metode *SDDP* memberikan sebuah analisis penyelesaian yang cukup efektif (optimal) dalam mengoptimalkan pembebanan dan sekaligus menghasilkan penghematan biaya total operasional PLTA Sutami. Pada tahun 2005 selisih biaya total PLTA SUTAMI dengan metode SDDP adalah sebesar Rp 170.917.581,745 atau selisih keuntungan keduanya sebanyak Rp.7.081.741,00 /(kWh).

Memungkinkan untuk menerapkan metode (SDDP) pada PLTA SUTAMI karena biaya total yang dihasilkan lebih ekonomis. Hal ini ditunjukkan mampu Memanajemenkan Resiko harga oleh simulasi dari serangkaian sekenario harga atau arus masuk bahwa pendekatan tersebut membantu mengurangi terjadinya keuntungan yang sangat rendah.

KATA PENGANTAR

Puji syukur Kehadirat Allah SWT, karena atas rahmat-Nya penulis dapat menyelesaikan laporan Skripsi ini yang pengambilan datanya di PLTA Sutami Karang kates, merupakan salah satu syarat dalam menyelesaikan studi program strata satu (1) jurusan Teknik Elektro Energi Listrik, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Nasional Malang.

Dalam pelaksanaan penyusunan skripsi ini, penyusun telah mendapat banyak bantuan dari berbagai pihak. Untuk mengucapkan terimakasih kepada :

1. Bapak Ir. Abraham Lomi, MSEE Selaku Rektor ITN Malang.
2. Bapak Ir. H. Choirul Saleh, MT Selaku dosen pembimbing.
3. Bapak Ir. Widodo P.M, MT Selaku Dosen Penguji Pertama.
4. Bapak Ir. Eko Nurcahyo Selaku Dosen Penguji kedua.
5. Serta semua pihak yang telah membantu dalam penyusunan skripsi ini.

Penyusun sadar bahwa dalam laporan ini masih jauh dari kesempurnaan, oleh karena itu kritik dan saran yang membangun sangat penulis harapkan guna memperbaiki penulisan ini. Dan semoga skripsi ini bermanfaat bagi penulis khususnya mahasiswa pada umumnya.

Malang, September 2007

Penulis

DAFTAR ISI

Lembar Persetujuan	i
Kata Pengantar	ii
Daftar Isi	iii
Daftar Gambar	v
Daftar Tabel	vi
 BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan Penulisan	2
1.4 Batasan Masalah	3
1.5 Metode Penelitian	3
1.5 Kontribusi	4
1.6 Sistematika Pembahasan	5
 BAB II LANDASAN TEORI	
2.1 Prinsip Pembangkit Tenaga Air	6
2.2 Karakteristik Beban dan Faktor Pusat Listrik	7
2.3 Pengoperasian Unit Pembangkit	8
2.3.1 Pembangkit tenaga Listrik Hidro	8
2.4 Pengertian dan Istilah	14
2.4.1 Manajemen Resiko	14
2.4.2 Fungsi pokok Manajemen Resiko	14
2.5 Instrumen Untuk Manajemen Resiko	15
2.5.1 Kontrk Masa Depan	15
2.5.2 Opsi	16
2.5.2 Kontrak Faktor Beban	16
2.6 Metode Analisis Resiko	17
2.7 Model Terpadu	19
2.7.1 Umum	19
 BAB III TEORI PROGRAM	
3.1 Teori Program Stokastik Dinamik	20
3.2 Fungsi Objektif	21
3.3 Pembatasan Model	24
3.4 Ketidak Pastian Pemodelan	25
3.5 Metodologi Solusi	26
3.6 Tujuan	29
 BAB IV TEORI PLTA	
4.1 PLTA SUTAMI	31
4.2 Operasi Waduk Sutami	34
4.3 Volume Waduk Sutami	35
4.4 Analisis Program (SDDP)	36
4.5 Algoritma pemrograman	36
4.6 Flowchart	38
4.7 Test Program	39

4.8 Hasil Perhitungan Data	48
BAB V PENUTUP	
5.1 KESIMPULAN.....	52
5.2 Saran	53
5.3 Daftar Pustaka.....	54

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2-1	: Skema Prinsip Pusat Listrik Tenaga Air.....	10
Gambar 2-2	: Pola Operasi Waduk Tahunan.....	11
Gambar 2-3	: Kurva (H) vs V (m ³) Waduk.....	12
Gambar 2-4	: Penembangan Resiko dari Ekonomi Manajemen.....	13
Gambar 2-5	: Struktur Peramalan Dalam Manajemen Kontrak.....	32
Gambar 4-1	: Skema PLTA Sutami.....	40
Gambar 4-1	: Program Tampilan Utama	41
Gambar 4-2	: Data general Waduk	42
Gambar 4-3	: Tampilan Data Waduk.....	42
Gambar 4-4	: Tampilan Data inflow selama 1 Tahun.....	42
Gambar 4-5	: Optimasi Hasil Program	43
Gambar 4-6	: Elevasi Akhir Program	43
Gambar 4-7	: Hasil Perhitungan Program.....	44
Gambar 4-8	: Grafik Elevasi Akhir Program.....	44

DAFTAR TABEL

Tabel 4-1 : Data Teknis Waduk Sutami	32
Tabel 4-2 : Kapasitas Turbin di PLTA Sutami	34
Table 4-3 : Kapasitas Generator di PLTA Sutami	34
Tabel 4-4 : Daya Karakteristik Pembangkit PLTA Sutami	39
Tabel 4-5 : Data Biaya Awal Produksi	40
Tabel 4-6 : Tabel Uji Validasi Minggu Pertama.....	45
Tabel 4-7 : Tabel Uji Validasi Minggu Kedua	45
Table 4-8 : Tabel Uji Validasi Minggu Ketiga	46
Tabel 4-9 : Hasil Perbandingan.....	47

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Liberalisme pasar listrik yang terjadi baru – baru ini di beberapa Negara telah meningkatkan kebutuhan akan alat dan metode manajemen resiko yang dapat diterapkan dipasar listrik. Manajemen resiko jauh lebih kompleks bagi pelaku pasar yang mengalami ketidak pastian harga dan kualitas (arus listrik).

Resiko dalam teori ekonomi didefinisikan sebagai suatu pilihan dimana keuntungan tidak diketahui sebelumnya dengan ketidakpastian yang absolut tetapi suatu kesatuan hasil alternatif dan peluang yang bersangkutan diketahui. Tugas skripsi ini akan mendeskripsikan implementasi dari suatu alat terpadu baru untuk manajemen resiko dalam suatu pembangkit listrik tenaga air.

Dalam pendekatan saat ini penjadwalan operasi dan pembatasan melalui kontrak dimasa depan dipadukan dalam suatu model. Tingkat resiko dikontrol dengan menetapkan target penghasilan. Penghasilan dibawah target mendapat penalty, hal ini secara implisit mendefinisikan fungsi utilitas penghasilan untuk mengurangi resiko kemungkinan merubah portofolio kontrak masa depan secara dinamis dan ekonomis.

Simulasi untuk suatu jenis kasus uji ini menunjukkan bahwa keuntungan dalam kisaran yang lebih rendah banyak meningkat dengan metode alat tersebut . Pendekatan tersebut dapat berguna untuk perusahaan pembangkit

listrik tenaga air yang menghadapi resiko harga selain ketidakpastian seperti dalam kasus yang diregulasikan.

1.2. Rumusan Masalah

1. Bagaimana model program dinamik derterministik dan stokastik untuk operasi waduk sutami.
2. Bagaimana penyelesaian model program dinamik deterministic dan stokastik tersebut untuk operasi waduk sutami.

Berdasarkan gambaran permasalahan tersebut maka skripsi ini diberi judul

“MANAJEMEN RESIKO TERPADU DARI PENJADWALAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA AIR DI PLTA SUTAMI DAN MANAJEMEN KONTRAK MENGGUNAKAN METODE STOCHASTIC DUAL DYNAMIC PROGRAMMING “

1.3. Tujuan Penulisan

Berdasarkan permasalahan yang telah dikemukakan diatas, maka skripsi ini bertujuan dengan menganalisa *incremental cost*, , pendekatan *Stochastic Dynamic Programing* diharapkan mampu menentukan penjadwalan operasi unit pembangkit yang optimal untuk mendapatkan hasil yang seefisien mungkin (total biaya produksi paling rendah) pada berbagai variasi kebutuhan beban sehingga didapatkan pembagian beban yang ekonomis. Hasil akhir yang diharapkan adalah akan didapatkan biaya pembangkitan minimum, pengaturan yang mudah dan cepat dari harga pembelian yang besar dapat keuntungan yang tidak sedikit (tanpa membebani biaya pembangkitan dari harga jual).

1.4. Batasan Masalah

Kemungkinan dalam analisa ini memiliki kekurangan umum dalam alat manajemen resiko tersebut antara lain :

1. Kemungkinan perdagangan dimasa depan (yaitu, perubahan portofolio kontrak masa depan) tidak dimasukkan.
2. Reservoir dan kontrak factor beban tidak digunakan sebagai alat untuk manajemen resiko.
3. Sifat stokastik hanya berasal dari debit inflow.
4. Penjadwalan disini yang dioptimasi adalah rencana kebijakan besarnya debit lepasan waduk setiap tahap (bulan) selama satu tahun.
5. Kondisi di DAS Karangkates dianggap masih *unregulated*.
6. Yang dioptimasi adalah produksi energi listrik dengan kebutuhan air dihilir sebagai kendala.
7. Tidak membahas masalah pembangkit dan jaringannya.

1.5. Metode Penelitian

Metode yang digunakan dalam penyusunan skripsi ini adalah :

- Metode literature,

Yaitu dengan mempelajari teori – teori yang terkait melalui literature yang ada yang berhubungan dengan permasalahan.

- Pengumpulan data,

Bentuk data yang digunakan :

- a. Data kuantitatif, yaitu data yang dapat dihitung atau data yang berbentuk angka.

b. Data kualitatif, yaitu data yang berbentuk diagram.

- Simulasi dan analisa data.

Analisa dengan menggunakan kombinasi antara pemrograman dinamik stokastik dan (SDP) dan pemrograman dinamik ganda stokastik (SDDP).

- Studi kepustakaan mengenai hal-hal yang berkaitan dengan pembahasan Stokhastic.
- Studi lapangan untuk mendapatkan data-data parameter unit-unit Hidro yang dibutuhkan dari objek penelitian yaitu PT. Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA Sutami) yang diperlukan dengan berpedoman pada teori yang diperoleh dan studi kepustakaan.
- Melakukan perhitungan optimasi unit dengan pendekatan metode stokhastik menggunakan program komputer.

Membuat evaluasi, sehingga dapat disimpulkan seberapa jauh metode yang diterapkan lebih efisien atau ekonomis.

1.6. Kontribusi

Kontribusi yang diberikan skripsi ini adalah biaya operasional yang ekonomis dalam menghadapi beban yang senantiasa berubah-ubah dan keadaan Debit air sungai selama musim ke musim tanpa mengurangi kendala sistem yang mana hal ini dapat membantu Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) Sutami KARANGKATES dalam mengoptimalkan biaya operasional.

1.7. Sistematika Pembahasan

Sistematika pembahasan dalam skripsi ini adalah sebagai berikut :

BAB I : PENDAHULUAN

Berisikan masalah yang umum mengenai latar belakang optimasi atau pembagian beban, rumusan masalah, metodologi dan sistematika penyusunan skripsi.

BAB II : TEORI DASAR

Landasan teori Manajemen Resiko Terpadu Dari Penjadwalan pembangkit Listrik Hidro dan manajemen Kontrak serta teori dasar penjualan dan pembelian

BAB III : KOMITMEN UNIT PEMBANGKIT HIDRO DENGAN STOCHASTIC DUAL DINAMIC PROGRAMING

Uraian data teknis dan data operasional pembangkit, serta aplikasi stochastic programming dynamic pada komitmen unit pembangkit.

BAB IV : ANALISA DATA KOMITMEN UNIT HIDRO

Analisa data komitmen unit pembangkit dengan metode. STOCHASTIC DUAL DINAMIC PROGRAMING

BAB V : PENUTUP

Bagian ini berisikan kesimpulan dan saran-saran.

BAB II

LANDASAN TEORI

2.1 Prinsip Pembangkit Tenaga Air

Pembangkit tenaga air adalah suatu instalasi konversi energi untuk mengkonversi tenaga air dengan ketinggian dan debit tertentu menjadi tenaga listrik, dengan menggunakan turbin air dan generator. Daya (power) tenaga air yang terkandung dapat dihitung berdasarkan rumus sebagai berikut : $P = 9.8 HQ$ (kW)

Dimana : P = tenaga yang terkandung secara teoritis

H = tinggi jatuh air efektif (m)

Q = debit air (m^3/s)

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

Sebagaimana dapat dipahami dari rumus tersebut diatas, daya yang dihasilkan adalah hasil kali dari tinggi jatuh dan debit yang besar secara efektif dan ekonomis .

Pada umumnya debit yang besar membutuhkan fasilitas dengan ukuran yang besar untuk, misalnya bangunan ambil air (intake), saluran air dan turbin sehingga mahal. Sebaliknya dengan jatuh tinggi yang besar dapat digunakan debit yang kecil, oleh karena itu tingi jatuh yang besar dengan sendirinya lebih murah. Di hulu sungai dimana kemiringan dasar sungai lebih curam akan mudah diperoleh tinggi jatuh yang besar. Sebaliknya disebelah hilir sungai, tinggi jatuh rendah dan lebih besar. Oleh

Sedangkan bagian hilirnya kurang ekonomis mengingat tinggi jatuh yang kecil dan debit yang besar tadi. Lagi pula bagian hilir tersebut penduduknya padat, sehingga akan timbul masalah pemukiman penduduk. Dan karena itu dalam banyak hal tak dapat dihindari tambahan biaya untuk konstruksi. Akhir – akhir ini giat dilakukan pengembangan secara serba guna (multi purpose) dan serentak di daerah hilir sungai. Bangunan – bangunan air semacam itu pada umumnya digunakan untuk berbagai kepentingan, misalnya, untuk pengaturan banjir, perairan kota, industri, pengairan dan pembangkit tenaga. Jika biaya pembangunannya dapat dipikul bersama oleh karena digunakan untuk banyak tujuan, maka mungkin untuk memanfaatkan sumber – sumber alam itu secara ekonomis, sebaliknya, biaya tersebut akan menjadi mahal kalau dipergunakan hanya untuk satu tujuan saja, misalnya untuk membangkitkan tenaga listrik.

2.2 Karakteristik Beban dan Faktor Pusat Listrik

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

Lengkung beban (load curve) menunjukkan variasi beban setiap saat. Bentuk lengkung beban tersebut tergantung dari jenis beban yang ada. Dalam banyak hal dipergunakan lengkung beban untuk 24 jam dalam sehari dan disebut lengkung beban harian. Demikian pula dipakai lengkung beban harian dan

tahunan. Lengkung beban ini merupakan unsur dasar yang penting, bukan saja untuk operasi system tenaga, tetapi juga sebagai bahan perancangan, pertimbangan – pertimbangan ekonomis pembangkitan, dan sebagainya.

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

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

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

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

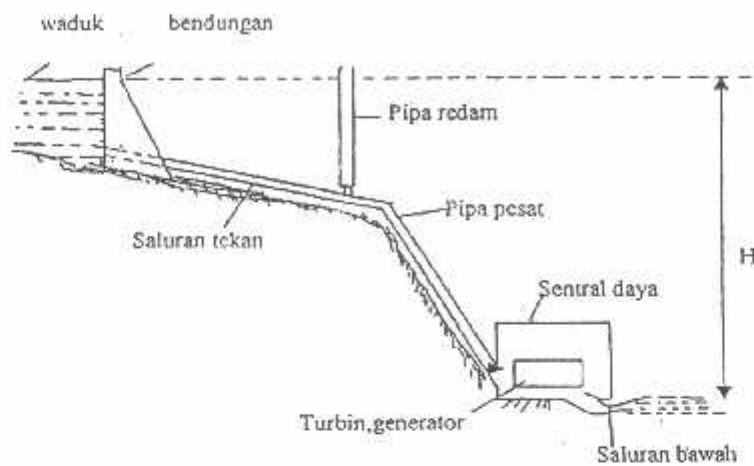
2.3 Penoperasikan Unit Pembangkit

2.3.1 Pembangkit Tenaga Listrik Hidro

Sebuah pusat listrik tenaga air yang terdiri dari waduk ,bendungan saluran – saluran air,dan beserta semua perlengkapan seperti gambar dibawah ini.

Gambar 2-1

Skema Prinsip Pusat Listrik Tenaga Air

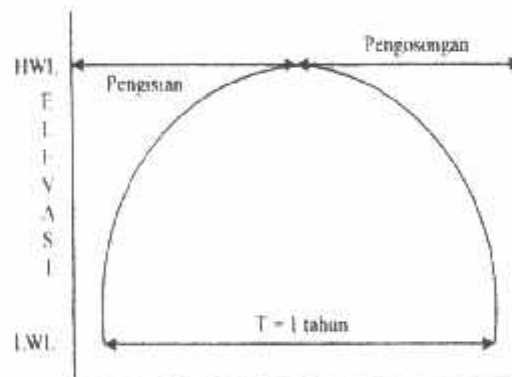


Tersedianya suatu waduk yang besar banyak membantu agar beban menjadi agak merata bertalian dengan adanya musim hujan dan musim kemarau sehingga PLTA dapat dioperasikan secara optimal. Sering terjadi bahwa sebuah bendungan mempunyai fungsi lebih dari suatu penggunaan, antara lain untuk, pengendali banjir, irigasi, pembangkit tenaga listrik, penyediaan air baku, serta periklanan darat dan pariwisata. Agar air yang ditampung dalam waduk dapat digunakan secara optimal agar maka perlu diatur penggunaan pemakai air melalui suatu operasi waduk yaitu suatu acuan atau pedoman pengaturan air untuk pengoprasian waduk yang disepakati bersama oleh para pemanfaat air dan pengelola air, sehingga terjadi konflik antara kepentingan termasuk pengendalian banjir pada musim hujan.

Iklim di Indonesia mengenal dua musim dalam satu tahun, maka dibuat dua jenis pola operasi waduk yaitu : pola operasi waduk dimusim hujan berlaku sat

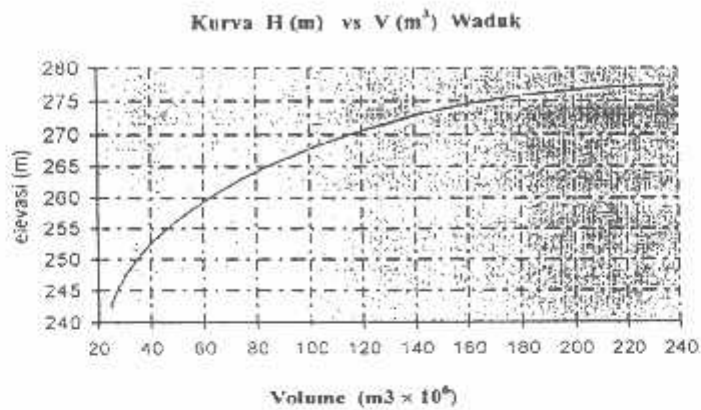
pengisian waduk (Desember sampai dengan Mei) dan pola operasi waduk pada musim kemarau , berlaku saat pengosongan waduk (Juni sampai dengan November). Pada akhir pola musim hujan yaitu tanggal 31 mei air diusahakan berada pada elevasi maksimum dan pada akhir pola musim kemarau yaitu tanggal 2 November , air diusahakan berada pada elevasi minimum pengoperasian waduk. Waduk pengisian dan pengosongan waduk digambarkan seperti gambar berikut.

Gambar 2-2
Pola Operasi Waduk Tahunan



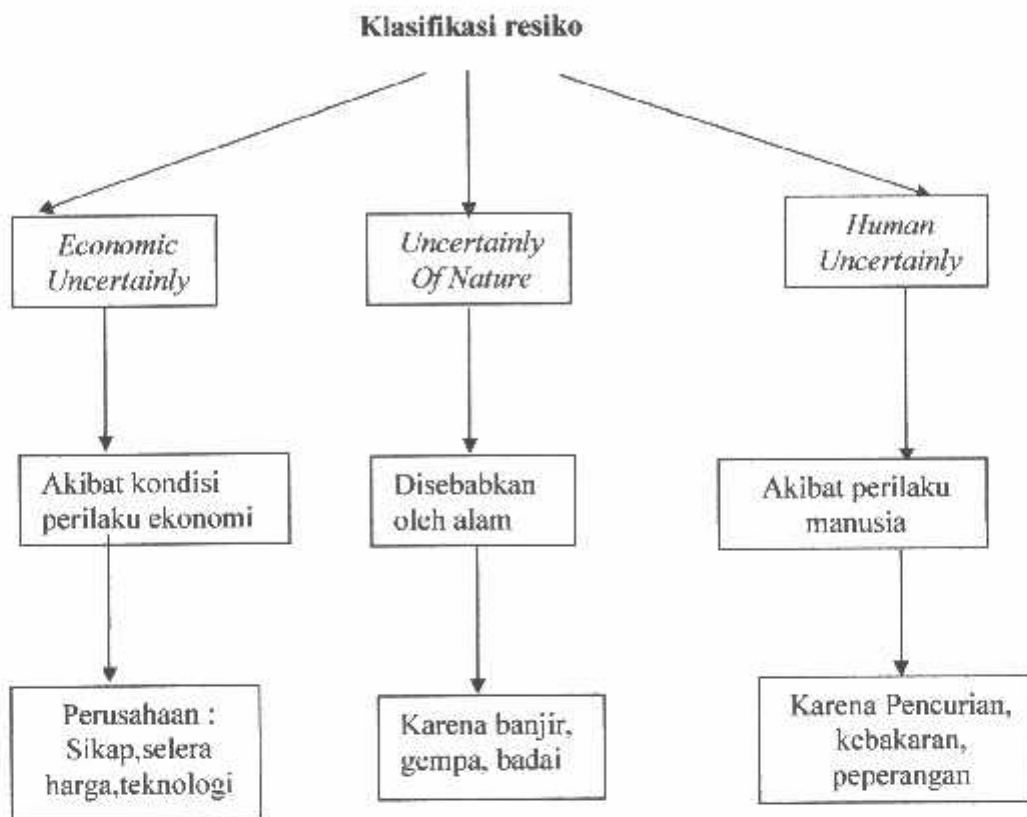
Untuk mengetahui jumlah volume air yang terdapat didalam waduk pada tiap elevasi dapat dilihat dari tabel hasil pengukuran atau dengan melihat kurva hubungan tinggi elevasi air (H) dengan volume air (V) kurva H vs V dapat diturunkan menjadi persamaan tersendiri sehingga secara matematis dapat dihitung jumlah volume air pada ketinggian tertentu.

GAMBAR 2-3



Sedangkan saluran tekan dan pipa pesat berfungsi untuk membawa air bertekan bkesentral daya, guna memutar turbin daya yang pada gilirannya menggerakkan sebuah generator listrik. Saluran tekan sering dilengkapi dengan pipa redam yang mengamankan system pipa terhadap pukulan – pukulan air yang dapat terjadi bila mana beban secara mendadak hilang atau bertambah. Setelah melewati turbin, air diteruskan oleh saluran bawah untuk mengalir seterusnya. Sentral daya sendiri berisi turbin air dan gencrator serta instalasi listrik lainnya.





Gambar 2-4

Pengembangan Resiko Dari Akonomi Menejemen

(Sumber Buku Manajemen Resiko, Sumadji, Erlangga jilid 1, 1993)

Macam – macam Resiko :

a. **Resiko murni :**

- Tidak sengaja

b. **Resiko Fundamental :**

- Tidak dapat dilimpahkan
- Terjadinya besar dan banyak orang

Resiko spekulasi :

- Disengaja

Resiko khusus :

- Bisa dilimpahkan
- Terjadinya kecil

2.4 Pengertian dan Istilah :

2.4.1 Manajemen Resiko adalah pelaksanaan proses manajemen dalam penanggulangan resiko, resiko pada organisasi atau perusahaan, keluarga, maupun masyarakat. Dengan demikian manajemen resiko berkaitan dengan fungsi kegiatan manajemen resiko dalam hal mengambil keputusan yang dilakukan manajemen yang berkaitan dengan pengolahan resiko murni

- Peril adalah peristiwa suatu kejadian yang menimbulkan kerugian.
- Hazard adalah keadaan dan kondisi yang memperbesar kemungkinan terjadinya peril.
- Physional Hazard : Bersumber dari objek baik yang bisa atau tidak bisa diketahui.
- Moral Hazard : Keinginan yang kita wujudkan dalam sikap mental
- Legal Hazard : Peril → *Loses*

2.4.2. Fungsi pokok manajemen resiko :

1.2.1 Menemukan kerugian Potensial artinya berupaya untuk menemukan dan mengidentifikasi seluruh resiko murni yang dihadapi oleh perusahaan yang meliputi :

- Kerusakan fisik dari harta kekayaan perusahaan
 - Kehilangan pendapatan atau kerugian akibat terganggunya operasional perusahaan .
 - Kerugian yang timbul karena penipuan, tindakan – tindakan kriminal tidak jujur dan sebagainya
-

- Kerugian yang timbul akibat adanya tuntutan hukum dari pihak lain
- Kerugian yang ditimbulkan akibat konsumen meninggal dunia,sakit,atau cacat.

Untuk itu cara yang ditempuh oleh manajemen resiko antara lain melakukan infeksi phisip, menyebar angket menganalisa semua variabel yang ada kaitannya dengan potensi.

Mengevaluasi kerugian potensial artinya melakukan evaluasi dan penilaian terhadap semua kerugian potensi yang dihadapi oleh perusahaan.

- Besarnya kerugian frekwensi terjadinya kerugian.
- Besarnya kegawatan dari tiap – tiap kerugian.

Memilih cara yang tepat untuk menentukan kombinasi dari cara yang tepat guna menanggulangi kerugian.

2.5 Instrumen Untuk Manajemen Resiko

Para pelaku pasar listrik di skandinavia memiliki beberapa instrument yang tersedia untuk mengurangi kerentanan mereka terhadap resiko sampai suatu tingkat yang dapat diterima. Tergantung pada apakah perusahaan memiliki pembangkit ataupun distributor murni,jenis – jenis kontrak yang berguna bisa digunakan. Kisaran kontrak semakin meluas, dan terdiri Dari eberapa kontrak fisik dan financial yang dipergunakan secara bilateral atau dengan pertukaran dengan *Nord Pool* (penyatuan kedua belah pihak). Jenis kontrak grosir utama adalah kontrak masa depan, Opsi dan Faktor beban.

2.5.1 Kontrak masa depan dapat dibagi menjadi dua kategori utama yaitu kontrak masa depan dan kontrak dimuka. Keduanya merupakan perjanjian tentang

pengiriman sejumlah listrik dengan harga yang telah ditetapkan sebelumnya dimasa depan.

Kontrak masa depan umumnya melunasi atau diselesaikan setiap hari, dan ada penyelesaian melalui *Nord Pool* antara pembeli dan penjual. Dengan cara ini kerugian kontrak dapat diketahui dan direalisasikan pada saat yang sama ketika keuntungan terealisasikan dan dikeluarkan.

2.5.2 Opsi yaitu, memberi hak , tapi tanpa kewajiban, kepada pembeli atau penjual untuk membeli atau menjual kontrak dimuka pada saat tertentu dengan harga yang telah ditetapkan sebelumnya.

2.5.3 Kontrak Faktor Beban adalah kontrak fisik atau financial antara dua pihak diman harga, volume energi dan daya maksimum (Faktor Beban) telah ditetapkan sebelumnya, tapi penggunaanya sangat fleksibel, yang ditentukan oleh pembeli atau dalam periode tertentu.

Kontrak yang diperdagangkan secara bilateral seringkali menggunakan broker atau pedagang perantar terdiri dari kontrak yang tidak distandarkan, Opsi, dan Kontrak Faktor Beban.

Kontrak dapat dikombinasikan dengan beberapa cara schingga resiko dapat dikurangi sesuai dengan sikap perusahaan terhadap resiko.

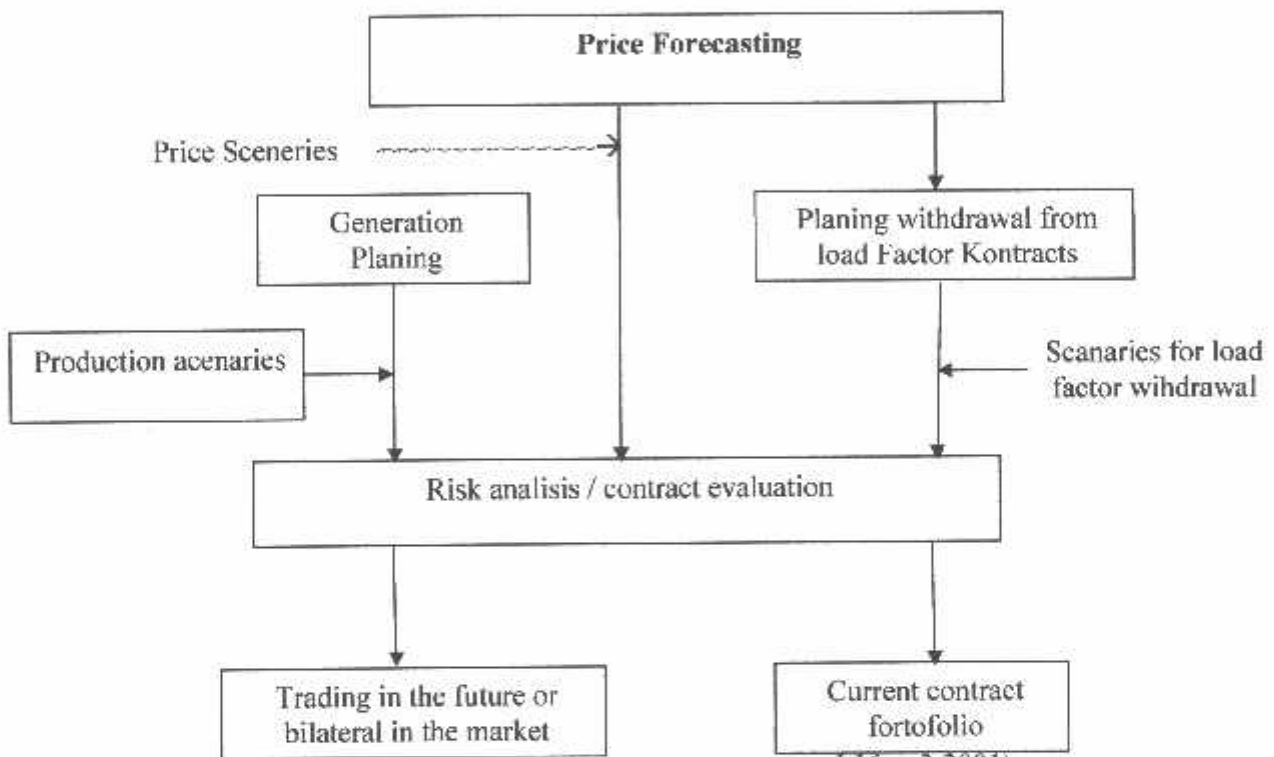
Suatu kontrak dapat memiliki pengaruh yang sangat berbeda terhadap portofolio yang berbeda. Portofolio total kontrak untuk pembelian dan penjualan harus dievaluasi dalam kaitanya dengan kemungkinan pembangkitan sendiri yang tidak pasti. Semua ini membuat analisis portofolio menjadi tugas yang penting dan sulit untuk ditangani untuk resiko suatu perusahaan.

2.6 Metode Analisis Resiko Saat ini

Prinsip dasar tentang bagaimana banyak produsen pembangkit listrik tenaga air mengimplementasikan analisis resiko diilustrasikan dalam gambar di bawah ini :

Gambar 2-5

Struktur Peramalan Dalam Manajemen Kontrak



(Sumber IEEE transactions on powersystem, vol.16,no2 2001)

Perkiraan harga diberikan pada sejumlah sekenario yang mewakili harag pasar Spot masa depan yang mungkin. Sekenario – sekenario harga ini merupakan input dasar untuk analisis resiko dan bersama – sama dengan ketidakpastian arus masuk mewakili semua ketidakpastian arus masuk mewakili semua ketidakpastian yang dimasukkan dalam analissis resiko.

Skenario harga dan arus masuk merupakan input untuk penjadwalan pembangkit listrik tenaga air jangka panjang dan jangka menengah. Penjadwalan ini menghasilkan produksi yang bersesuaian dengan masing – masing skenario input.

Perkiraan harga juga merupakan input untuk penjadwalan utilisasi dari kontrak faktor beban. Masing – masing kontrak faktor beban dapat ditampilkan sebagai modul hidro reservoir tunggal, ketika dilihat dari pembeli. Hal ini memberikan jadwal utilisasi jangka panjang atau menengah untuk masing – masing skenario harga. Kontrak lain dari dalam portofolio, kecuali opsi, dianggap terlepas dari skenario harga atau arus masuk.

Meningkatnya perdagangan Opsi membuat dimasukkannya kontrak ini dalam alat manajemen resiko menjadi penting . Satu metode, yang memadukan evaluasi opsi diadakan tergantung pada harga dalam masing – masing skenario harga. Sebaliknya opsi dievaluasi menggunakan adaptasi dari model *Black* dan *Scholes* , walaupun model ini tidak terlalu cocok dengan pasar listrik.

Analisis resiko dilakukan dengan menggunakan simulasi dimana fungsi dimana fungsi obyektif, yang mewakili keengganan resiko pemakai, diperiksa sebelum dan sesudah kontrak baru dimasukkan dalam simulasi. Kontrak tersebut diperdagangkan jika fungsi obyektif meningkat ketika kontrak dimasukkan dalam simulasi metode ini juga dapat menghitung jumlah “ optimal “ yang diperdagangkan (beli atau jual) untuk harga dalam periode kontrak tertentu, perdagangan “ optimal “ sebagai fungsi dari harga kontrak.

Fungsi obyektif mewakili fungsi utilitas pemakai, yang biasanya ditetapkan sangat sederhana sebagai berikut :

- Fungsi dari sejumlah akumulasi terendah selama periode perencanaan.
- Fungsi dari hasil yang diharapkan dan suatu jenis pengukuran sisi bawah.

2.7 Model Terpadu

2.7.1 Umum

Dalam model terpadu yang sudah diimplementasikan, pemodelan system produksi fisik sama seperti dalam model jangka menengah yang dideskripsikan dalam 5 dan 9 akan tetapi , variabel keadaan tambahan harus dimasukkan untuk memperhitungkan neraca perdagangan untuk masing – masing periode perdagangan masa depan (Harian, blok atau musim).

Ada satu variabel keadaan untuk masing – masing periode perdagangan masa depan. Variabel keadaan dipengaruhi dengan keputusan untuk berdagang pada periode yang sama. Portofolio kontrak yang ada saat ini memberikan neraca awal untuk masing – masing periode kontrak.

Fungsi obyektif berisi fungsi penalty progresif untuk pendapatan dibawah batas yang ditetapkan pemakai. Penalty terpengaruh jika keuntungan untuk periode tertentu dibawah batas yang ditetapkan pemakai diakhir periode tersebut.

Output terpenting dari model ini adalah :

- Energi pembangkit dari nilai air marginal untuk masing - masing inflow.
 - Perkiraan pendapatan yang mencakup ukuran ketidakpastian masa depan yang realistis.
-

BAB III

PENERAPAN METODE STOCHASTIC PROGRAMING PADA PEMBANGKIT HIDRO PT PJB, PLTA SUTAMI KARANG KATES

3.1. TEORI PROGRAM STOKASTIK DINAMIK

Suatu keterbatasan model dinamik dari kebijakan operasi waduk dan alokasi debit sungai. Tampungannya waduk dan debit sungai dalam setiap periode dalam setahun jarang mendekati atau menyamai nilai – nilai yang dipakai dalam model dinamik. Tetapi model dinamik sangat membantu sebagai langkah awal dalam pengembangan model optimasi yang lebih kompleks (stokastik).

Dalam model stokastik, variabilitas hidrologi dan ketidakpastian diikutsertakan dalam model. Pada skripsi ini, yang mendefinisikan sejumlah kemungkinan diskrit dari debit aliran sungai pada tahap (bulan) tertentu, masing – masing dengan probabilitasnya. Pada gilirannya, akan dihasilkan sejumlah kemungkinan diskrit dari volume tampungan waduk pada akhir tahap (bulan), masing – masing dengan probabilitasnya.

Skripsi ini ingin mengkaji perbandingan antara hasil optimasi operasi waduk dengan program dinamik dinamik dan stokastik untuk waduk sutami di DAS Karangates, Jawa timur. Secara singkat dapat dikatakan bahwa skripsi ini akan membandingkan model dinamik dengan model stokastik. Pada model dinamik, debit inflow dengan sebaran (distribusi) tertentu yang sesuai.

Dari perbandingan kedua macam Pola Kebijakan Release Operasi Waduk (dinamik dan stokastik), dapat disimpulkan : *pertama*, secara keseluruhan Output Energi PLTA Stokastik lebih besar 6.0 % dibandingkan dengan Output

PLTA yaitu pada debit out flow yang akan dihitung selama 365 hari atau dua musim dalam satu tahun, yaitu musim kemarau dan musim penghujan.

Jadi secara umum dapat dikatakan bahwa Pola Kebijakan Release Operasi Waduk Stokastik mempunyai hasil yang lebih baik bila dibandingkan dengan pola Kebijakan Release Operasi Waduk Sutami. Metode ini akan digunakan bila dalam setiap tahunnya setiap pengoperasiannya banyak mengalami resiko.

Dengan menggunakan metode ini maka masalah pengoptimalisasian harga akan terpenuhi dan tingkat resiko kerugian dapat ditekan seminim mungkin dan malah akan menjadi keuntungan yang bisa di pergunakan untuk kelangsungan jangka menengah maupun jangka panjang pengoperasian di waduk PLTA Sutami itu sendiri.

3.2 Fungsi Obyektif

$$Q = \text{Max} \left\{ E_{p,v} \left[\left(\sum_{k=1}^N Sp(k)p(k) \right) + \text{Sales} - \text{Purchase} \right. \right. \\ \left. \left. + \sum_{j=1}^{N_{\text{prof}}} \text{Pen}(I(P_{st}(j), j)) + R(x(n)) \right] \right\}$$

Dimana :

$$\text{Purchase} = \sum_{k=1}^{N-1} \sum_{t=k+1}^N K(k, t)(pf(k, t) + \Delta_p)$$

$$\text{Sales} = \sum_{k=1}^{N-1} \sum_{t=k+1}^N S(k, t)(pf(k, t) - \Delta_p)$$

Definisi – definisi berikut digunakan :

k = Hari dalam perencanaan

t	= Hari dalam pasar masa depan, $t > k$
N	= Jumlah Hari dalam periode perencanaan
E_{pv}	= Operator harapan, dengan memperhatikan distribusi harga (p) dan arus masuk (V)
$S_p(k)$	= Energi yang dipertukarkan pada harga pasar stok di Hari k (GWh)
$p(k)$	= Harga spot rata – rata dalam Hari k (NOK / Mwh)
N_{prof}	= Jumlah periode keuntungan
$P_{st}(J)$	= Hari pertama dalam periode keuntungan J
$P_{st}(J)$	= Hari terakhir dalam periode keuntungan J
$I(k, J)$	= Keuntungan yang terakumulasi untuk periode keuntungan J dalam Hari k (NOK)
$P_{en}()$	= Fungsi penalty yang bukan untuk memenuhi persyaratan keuntungan
$R(x(N))$	= Nilai air yang tersisa dalam Hari N (NOK), yang diperoleh dari penjadwalan jangka panjang
$S(k, t)$	= Penjualan yang dilakukan pada Hari k untuk pengiriman dalam Hari masa depan t (GWh)
$K(k, t)$	= pembelian yang dilakukan pada Hari k untuk Hari masa depan t (Gwh)
$B(k, t)$	= Saldo yang terakumulasi (jumlah komitmen) dalam Hari k untuk Hari masa depan t (Gwh)
$P_f(k, t)$	= Harga kontrak dalam Hari k untuk pengiriman pada Hari masa depan t (NOK/Mwh)
Δp	= Biaya transaksi (NOK/Mwh)
$X(k)$	= Vektor dari tingkat reservoir dalam Hari k (Mm^3)

$X_{\max}(k)$ = Tingkat reservoir maksimum dalam dalam Hari k (Mm^3)

$X_{\min}(k)$ = Pelepasan maksimum pada Hari k (Mm^3)

$V^{(k)}$ = Vektor arus masuk untuk Hari k (Mm^3)

C = Matriks untuk mendeskripsikan topologi system

$G(\cdot)$ = Fungsi konversi dari vector pelepasan ke produksi (Gwh)

Tujuannya adalah untuk memaksimalkan jumlah yang diperkirakan berikut :

Maka fungsi obyektif adalah pendapatan bersih dari perdagangan dalam pasar masa depan ditambah penjualan dalam pasar spot dikurangi penalty karena tidak memenuhi batas keuntungan ditambah nilai air pada akhir periode perencanaan.

Kami menggunakan selang waktu dasar sebesar satu tahun Di pasar dunia kontrak yang sebenarnya diperdagangkan dalam lot satu Harian hanya selama Bulan pertama. Sesudah itu kontrak diperdagangkan dalam blok 4 Hari dan diatas satu tahun dalam musim – musim perdagangan. Supaya mudah, kami mengabaikan hal ini dalam presentasi di sini. Akan tetapi, dalam implementasinya, resolusi waktu bersifat dinamis, yaitu blok dipecah menjadi bulan - bulan dan musim dipecah menjadi blok – blok seiring dengan berlalunya waktu, seperti dalam pasar sebenarnya . Kontrak masa depan dilaksanakan pada bunga *MW flat / rata*.

Fungsi penalty digunakan untuk mendeskripsikan sikap pemakai terhadap resiko dan dapat dianggap sebagai fungsi utilitas invers. Fungsi penalty dianggap konveks. Pemakai model tersebut harus menetapkan fungsi – fungsi ini.

Harga pasar masa depan diasumsikan diberikan oleh harga spot yang diperkirakan pada Hari massa depan tertentu yang dikondisikan pada harga pasar

spot dalam 1 hari masa depan seperti dideskripsikan oleh persamaan (4). Yaitu, diasumsikan bahwa pasar masa depan memberi perkiraan yang tidak dibiaskan tentang harga pasar spot yang ditunjukkan dalam bagian III – D dibawah ini dapat digunakan untuk menghitung distribusi peluang bersyarat dari $pf(k,t)$ dan harga pasar masa depan pada selang waktu keputusan k dan Hari pengiriman masa depan t .

$$pf(k,t)=E(p(t)|k)).....(4)$$

Semua kontrak dianggap sebagai kontrak fisik (dimuka), yaitu pembayaran tagihan dalm periode pengiriman. Hal ini mempengaruhi keadaan keuntungan (J) mana yang diperbaharui ketika bergadang dalam hari k untuk periode masa depan t .

3.3 Pembatasan Model

Keseimbangan air an batas reservoir dapat ditulis sebagai berikut :

$$x(k+1) = x(k) - cu(k) + v(k).....(5)$$

$$x_{min}(k) \leq x(k) \leq x_{max}(k).....(6)$$

$$v_{min}(k) \leq u(k) \leq v_{maks}(k).....(7)$$

Neraca kontrak untuk suatu periode masa depan t diperbaharui untuk masing – masing periode perdagangan k :

$$B(k+1,t) = B(k,t) + K(k,t) - S(k,t).....(8)$$

Keseimbangan harga pasar :

$$S_p(k) = G(u(k)) + B(k,k).....(9)$$

Akumulasi keuntungan dari perdagangan dipasar masa depan, dihitung sebagai kontrak fisik :

$$I(k+1, J) = I(k, J) + \sum_{t=\max(Pst(j), k+1)}^{Pst(j)+1} \cdot (S(k, t) - \Delta_p) - K(k, t)(pf)k, t) + \Delta_p).$$

Untuk perdagangan periode keuntungan saat ini dipasar spot harus ditambahkan :

$$I(k, J) = I(k, J) + Sp(k)p(k) \text{ if } P_{st}(j) \leq k \leq P_{st}(J). \dots\dots\dots(11)$$

Portofolio kontrak awal menghasilkan B (O,J) untuk semua t dan J. masing – masing kontrak faktor beban dimodelkan sebagai reservoir dengan jumlah energi awal tertentu dan pusat pembangkit dengan efesiensi 1.0 dan tariff MW atas, dan dideskripsikan oleh (5)dan (7). Arus masuk adalah nol, kecuali untuk waktu permulaan atau pembaharuan. Model yang ada, tetapi tidak memberi dukungan untuk keputusan apakah akan memasuki kontrak faktor beban yang baru atau tidak.

3.4 Ketidakpastian Pemodelan

Harga pasar spot masa depan dan arus masuk ke reservoir dianggap tidak pasti.

Harga pasar spot dimodelkan seperti diuraikan dalam [9]. Untuk masing – masing Hari masa depan kami menganggap harga spot $p(k)$ sebagai variabel stokastik. Kami membatasi $p(k)$ pada angka (5 – 7) dari nilai - nilai diskret. Untuk harga tertentu dalam Hari k distribusi peluang dari harga yang mungkin pada hari k+1 diberikan secara langsung oleh peluang dari transisi. Ada satu matriks peluang transisi untuk masing – masing Hari. Model harga ini dapat dilihat sebagai model Markov diskret waktu dengan rangkaian harga diskret dalam masing – masing periode waktu tertentu. Dengan demikian, harga pada selang waktu berikutnya tergantung pada harga pada selang waktu sebelumnya.

Ini penting karena produsen pembangkit listrik tenaga air dengan reservoir besar mendominasi pasar discandinavia, yang menyebabkan ketergantungan yang berurutan dalam harga. Pilihan model harga dilakukan untuk mempermudah solusi melalui pemrograman dinamik.

Data perkiraan harga diberikan dalam bentuk sejumlah skenario harga. Data – data ini dapat diperoleh dari model EMPS, yang merupakan simulator pasar jangka panjang. Peluang transisi diperkirakan dari skenario – skenario ini, yang dianggap memiliki peluang yang sama.

Arus masuk ke reservoir – reservoir yang berbeda dimodelkan sebagai model auto regresif orde pertama multivariabel, yaitu diperkirakan dari rangkaian arus masuk historis. Model ini, yang dideskripsikan dalam {7}, memperkenalkan variabel keadaan baru yang tidak ditunjukkan secara eksplisit dalam deskripsi (1) sampai (11).

3.5 Metodologi Solusi Program

Model yang dideskripsikan oleh persamaan (1) sampai (11) merupakan masalah optimalisasi dinamik stokastik. Metode solusi mirip dengan kombinasi pemrograman dinamik stokastik. Metode solusi mirip dengan kombinasi pemrograman dinamik ganda stokastik (SDDP) [8] dan pemrograman dinamik stokastik (SDP) yang digunakan dalam [9], yang diadaptasikan untuk mengatasi perluasan model.

Kami mendefinisikan vector keadaan system pada Hari k sebagai berikut :

$$z(k) = [x^T(k), B(k, k+1), \dots, B(k, N), \\ I(k, 1), \dots, I(k, N_{prod}), p(k)]^T, \dots \dots \dots (12)$$

Dan vector keputusan :

$$y(k) = [u^T(k), S(k, k + 1), ..., S(k, N), \\ K(k, k + 1), ..., K(k, N)]^T.(13)$$

Tujuan dapat ditulis sebagai berikut :

Dimana $L_k(z(k),y(k))$ adalah hasil sesaat dari tahap k, yang mencakup penalty, seperti diperoleh dari (1) sampai (3).

Asalkan peluang transisi pada tahap k terlepas dari keadaan sebelumnya $z(k-1), z(k-2),$,dan masalah tersebut secara formal dapat dipecahkan oleh pemrograman dinamik, dan persamaan rekursi Bellman menjadi :

$$\dot{\alpha}_k (z(k)) = E_{p,v} \{ L_k(z(k),y(k),y(k)) + \gamma \dot{\alpha}_{k-1}(z(k + 1)) \} \quad (15)$$

Yang dibatasi oleh (5),(8), dan (10) yang mendefinisikan $z(k+1)$ dan pembatas lain yang berlaku. $L_{k+1}(Z(k+1))$ adalah fungsi hasil masa depan yang diperkirakan dalam berjalan dari keadaan akhir yang mungkin secara optimal, dengan interval terakhir :

$$\dot{\alpha}_N (z(N)) = R(z(N)) + Pen(z(N)).(16)$$

Bentuk produk dalam (1) – (3) seperti $S_p(k)_p(k)$ dalam (1) membuat fungsi obyektif menjadi nonkonveks, sehingga representasi *hiperplane*/bidang hiper dari $L_k(z(k))$, seperti dalam SDDP tidak dapat digunakan secara langsung. Tapi untuk masing – masing nilai harga diskret dalam model harga, kita dapat menampilkan $L_k(Z(k))$ dengan *hiperplane*, karena harga tetap. Hal ini analog dengan pemrograman dinamik stokastik tradisional dengan meninjau keadaan harga. Kami mencatat bahwa sekarang variabel keadaan yang baru $B(k,k+1),....., I(k,N_{proj})$.

$I(K, N_{prod})$ memasuki hiperplane. Seperti SDDP, algoritma solusi kami bersifat iterative. Masing – masing iterasi utama terdiri simulasi kedepan dengan strategi operasi terbaru (diberikan oleh hiperplane), disini kami melangkah lebih jauh dan menggunakan arus masuk yang diamati pada simulasi kedepan sebagai heuristic. Teknik penghematan waktu yang mirip dengan yang digunakan dalam {7} telah diimplementasikan.

Sinyal biaya marginal dari model tersebut tidak dapat dibandingkan secara langsung dengan harga pasar, jika fungsi penalty keuntungan bersifat aktif.

Misalkan $\Pi_B(k, t)$ adalah pengali Larange untuk (8) dan $\Pi_I(k, J)$ adalah pengali untuk (10). Dari gradient fungsi obyektif kami dapat menyimpulkan bahwa untuk menjual kontrak, $S(k, t) > 0$, penting agar :

$$\Pi_B(k, t) \leq (p(k, t) - \Delta p) (1 + \Pi_I(k, J)) \dots\dots\dots(17)$$

Atau :

$$p(k, t) \geq \Pi_B(k, t) / (1 + \Pi_I(k, J)) + \Delta p \dots\dots\dots(18)$$

Dengan cara serupa, untuk membeli kontrak, $K(k, t) > 0$, kita harus memiliki :

$$p(k, t) \leq \Pi_B(k, t) / (1 + \Pi_I(k, J)) - \Delta p. \dots\dots\dots(19)$$

Dari J adalah indeks periode keuntungan yang memuat Hari t.

Jika λ adalah pengali untuk (9), kami mendapat bahwa untuk menjual dipasar spot ($S_p > 0$)

$$p \geq \lambda / (1 + \Pi_I(k, J)). \dots\dots\dots(20)$$

Dalam kasus $\Pi_I(k, J) = 0$, pertidaksamaan diatas memberikan hasil yang intuitif.

3.6 (Tujuan Pembahasan)

Tujuan pembahasan studi kasus ini adalah untuk menggambarkan beberapa sifat model.

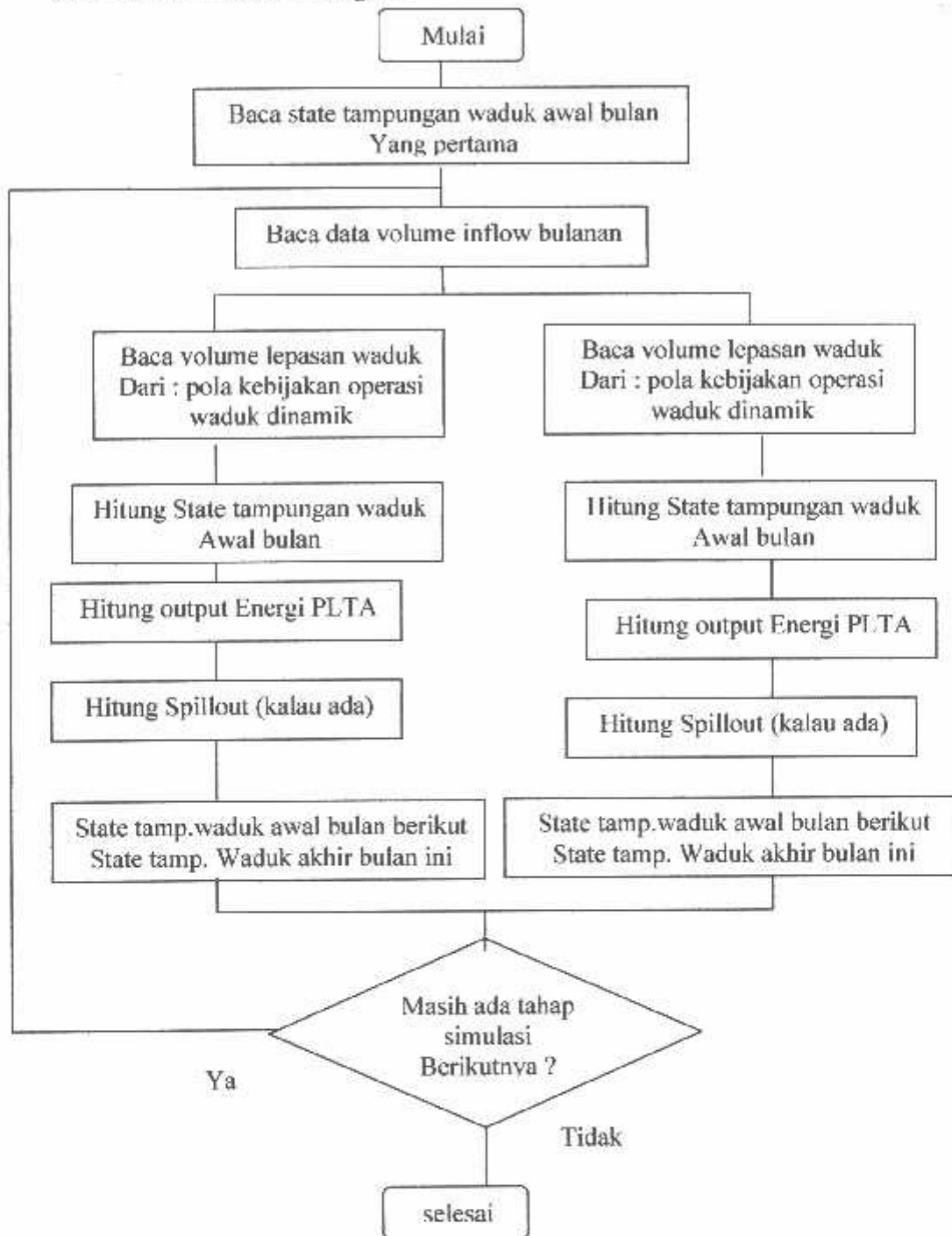
Hasil model terdiri dari dua jenis hasil yang berbeda :

- Hasil yang mendeskripsikan keputusan saat ini, seperti pelepasan air Q Out Flow dan pembatasan pasar konsumen.
- Hasil disimulasikan (perkiraan) untuk masa depan yang mungkin bersangkutan (produksi *hidro*, perdagangan, dan sebagainya). Hal ini ditemukan melalui simulasi setelah strategi optimal ditemukan.

Simulasi yang dilaksanakan untuk menemukan keuntungan rata – rata dan sebagainya dari strategi opimal yang dihitung merupakan simulasi “ pararel” dari sekenario – sekenario yang berbeda dari keadan awal tertentu. Maka strategi tersebut memiliki *feedback* (pengaruh arus balik) dari keadan system, simulasi tersebut tidak menangkap pembaharuan strategi seiring dengan berlakunya waktu yang mungkin terjadi dalam operasional yang sebenarnya, misalnya dengan menggerakkan horizon.

Idealnya untuk mengevaluasi pendekatan baru secara penuh, kita harus meniru secara berurutan sejumlah tahun yang berdekatan (misalnya 60), menjalankan kembali algoritma saat ini hamper setiap Hari untuk menemukan keputusan dan mempengaruhi keadaan system, mengerakkan horizon jika perlu. Akan tetapi, hal ini tidak memungkinkan dari segi perhitungan pada saat ini, jadi kami harus puas dengan simulasi pararel.

3.7 Flow Chart Umum Program



Gambar 3-1

MODEL SIMULASI OPERASI WADUK

BAB IV

4.1 PLTA SUTAMI

PLTA Sutami terletak dikecamatan sumber pucung, kurang lebih 35 km sebelah selatan kota malang kearah Belitar, dengan lokasi ketinggian 278 m diatas permukaan laut dan diopcrasikan dengan memanfaatkan air dari sungai Brantas dengan produksi energi rata – rata sebesar 488 juta kwh per tahun serta dalam pengoperasian tenaga listrik termasuk dalam wilayah subsistem Jawa Timur dan Bali.

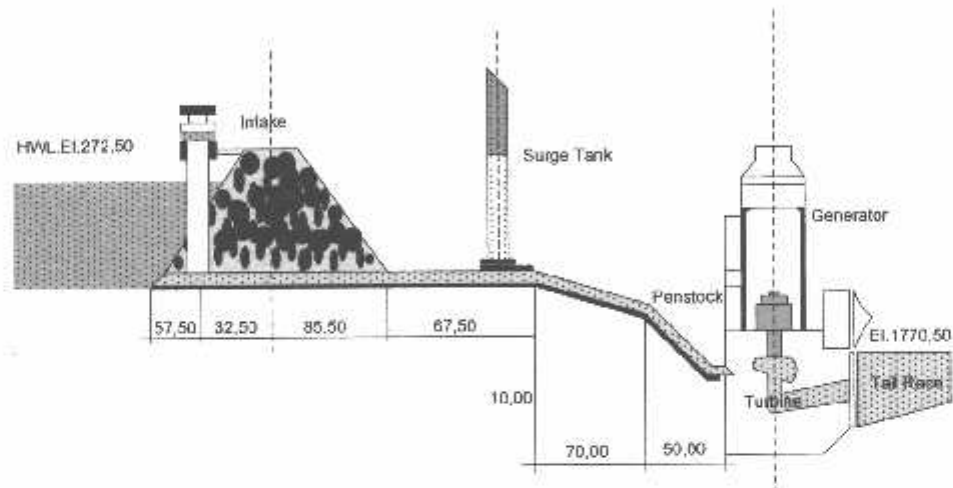
PLTA Sutami merupakan salah satu unit PLTA dari sebelas PLTA yang ada dan dikelola langsung oleh unit induk yaitu PT.PJB Unit Pembangkitan Brantas. PLTA Sengguruh ditambah remaining basin Karangates dan Waduk Lahor yang masuk kewaduk Karangates, dimana air dari waduk Lahor yang dialirkan melalui terowongan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

Pada tahap satu pembangunan plta sutami selesai dibangun pada bulan Agustus 1973. PLTA Sutami mempunyai dua unit pembangkit dengan kapasitas tiap unit 35 MW. Dengan selesai dibangunnya Bendungan Lahor pada tahap dua yang bertujuan untuk pengendalian banjir, irigasi. Dan untuk menambah kapasitas air waduk karangkates dalam pembangkit tenaga listrik, maka dapasang unit pembangkit ketiga dengan kapasitas 35 MW yang diresmikan oleh Mentri pekerjaan Umum dan Tenaga Listrik, saat itu prof. Dr. Ir Sutami pada tanggal 25 April 1976.

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

Gambar 4-1

SKEMA PLTA SUTAMI



DATA TEKNIS WADUK SUTAMI

TABEL 4 – 1

Jenis	Luas DPS (Km ²)	Water Level (m)	Kapasitas (Juta atau m ³)	Fungsi
Waduk	2.05	FWL = 277,0	Max, 343	1. Pengendalian banjir
Tahunan		HWL = 272,5	Efektif, 253	2. Irigasi (76.651 Ha)
Rock Fill Dam		LWL = 246,0		3. PLTA 3 X 35 MW 488 juta KWH atau tahun
		TWL = 177,5		4. Penyediaan air baku

				5. Perikanan darat dan pariwisata
Debit (m^3/dt)		Daerah terendam (Km^2)		
Air masuk rencana rata – rata = 55.2		15		
Banjir rencana = 1600		Open chute memakai pintu air		
Panjang saluran		600 m		
Kapasitas		1600 m^3 / dt		
Panjang jembatan beton		12 m		
Lebar jembatan beton		9.3 m		
Panjang jembatan baja		22 m		
Lebar jembatan baja		9.3 m		

Keterangan:

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

Data teknis yang ada diruang control, khususnya turbin dan generator terdiri dari tiga unit spesifikasi sebagai berikut :

- **Penyediaan Air Baku dibagi Menjadi dua kelas :**
- **Kelas 1.** adalah perencanaan prasarana air, yang digunakan sebagai air minum dengan mutu air yang sama dengan kegunaan sumber air bersih dan steril.

- **Kelas 2.** adalah perencanaan prasarana air yang digunakan sebagai sarana rekreasi , budi daya ikan tawar, peternakan dan mengairi tanaman.

TABEL 4 – 2

KAPASITAS TURBIN DI PLTA SUTAMI

Data Turbin	Perunit Turbin	Data Turbin	Unit turbin
Type	Vertical shaft Francis areaction	Max Discharge	53.5 m ³ dt
Daya output	36.000 Kw	Max Gross Head	93.5 m
Ratel Head	78 m	Max Net Head	89.7 m
Efective Head	85.3 m	Min Net Head	60.5 m
Speed	250 rpm	Buatan	Tosiba

TABEL 4 – 3

KAPASITAS GENERATOR DI PLTA SUTAMI

Data teknis	Per Unit Generator
Type	Tak – 24. Poros Vertikal. semi payung dengan bantalan dorong type pegas
Daya output	39.000 KVA
Tegangan	11 Kv
Cos φ	0,9
Frekuensi	50 Hz
Kelas Isolasi	B
Hubungan	Y. Titik netral ditanahkan
Buatan	Tosiba. Japan

4.2 Pada operasi waduk Sutami

Pola operasi waduk adalah acuan atau pedoman pengaturan air untuk pengoprasian waduk – waduk yang disepakati bersama oleh pemanfaatan air dan pengelolaan melalui panitia Tata Pengaturan Air (PLTA). Berhubung dengan adanya dua musim dalam setahun. Maka dibuat dua jenis pola operasi waduk yaitu, pola operasi untuk musim kemarau yang berlaku saat pengisian waduk dari Desember – Mei dan pola operasi untuk musim kemarau yang berlaku saat pengosongan waduk dan berlaku mulai dari Juni – November.

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

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

Walaupun Low Water Level waduk Sutami minimumnya adalah 246 meter, namun dalam prakteknya level minimumnya adalah 267.28 meter. Hal ini karena dibawah level 267.28 meter tinggi jauh air tidak efisien untuk membangkitkan daya yang besar.

4.3 Volume Waduk Sutami

Dalam mengoprasikan PLTA Sutami adalah sangat penting untuk mengetahui jumlah volume air yang terdapat didalam waduk Sutami dapat tetap beroperasi dalam elevasi yang normal, dimana elevasi operasi maksimum waduk

sutami adalah pada ketinggian 272.5 meter dan minimum pada ketinggian 267.28 meter.

Inflow waduk Sutami berasal dari outflow PLTA sengguruh ditambah remaining basis Karangates juga dari waduk lohor yang dialirkan klewaduk Sutami melalui terowongan penghubung (Conection Tunel) sepanjang 850 meter.

Jumlah volume waduk Sutami pada setiap elevasi dapat dicari dengan menggunakan persamaan H vs V.

Persamaan H (m) vs V (m³) Waduk Sutami

$$V = 0.856727495690000 H - 1028.14188541000 H^2 + 493480.9147173000 H^3 - 118350570.377680 H^4 + 14176751340.504400 H^5 - 678344110063.2840 H^6$$

4.4 Analisis Program Metode Stochastic Dual Dynamic Program (SDDP) dalam Unit Hidro Dynamic Program Penggunaan Program Komputer (SDDP)

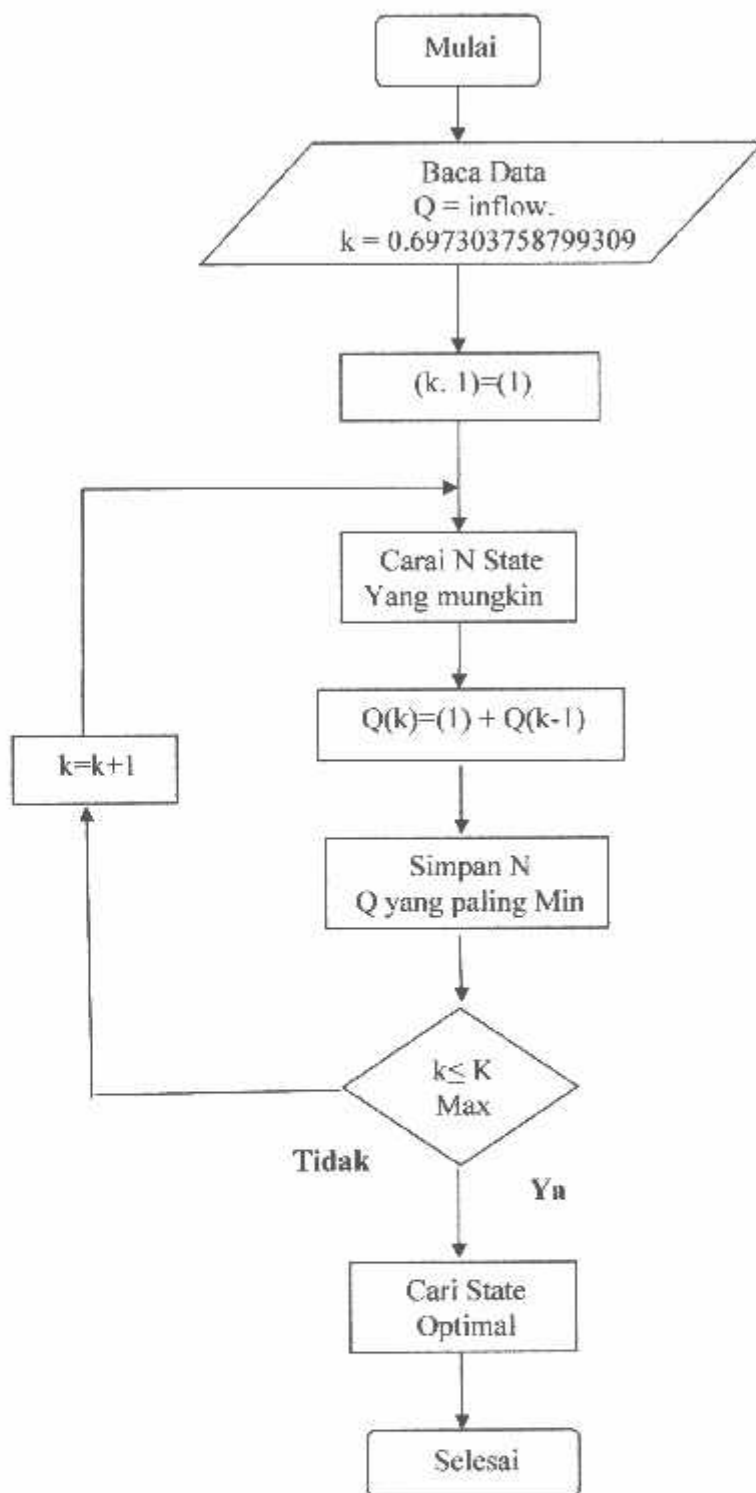
Untuk memecahkan permasalahan penjadwalan pembangkit hidro ini dengan metode *stochastic dual dynamic programming* atau SDDP digunakan program computer. Dengan menggunakan program komputer ini. maka waktu komputasi yang dibutuhkan pada saat menganalisis data akan jauh lebih cepat dibandingkan dengan melakukan perhitungan secara manual. Karena data yang dianalisis banyak . maka dibutuhkan komputer dengan ketelitian yang tinggi agar dapat dibuat menganalisis yang sesuai dengan tujuan. rogram komputer ini menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi 7.0 yang merupakan bahasa pemrograman yang tersrtuktur yang relative mudah untuk dipelajari dan mudah penggunaannya.

4.5 Algoritma Pemrograman

Urutan langkah – langkah dalam program komputer dapat dilihat dalam Algoritma sebagai berikut :

1. Mulai ;
 2. Input Data ;
 - { Program Utama};
 - Debit air $Q(\text{inflow})$ $K = \text{Bulan}$
 - Masukkan konstanta PLTA.($k= 0.697303758799309$)
 3. Masukkan Iterasi $Q = (k)$;
 4. Masukkan k dalam bulan pertama ;
 5. Cari N state yang mungkin dalam 1 Bulan ;
 6. Masukkan rumus $Q(k)=(1)+Q(k-1)$;
 7. Simpan $N.Q$ yang Minimum ;
 8. Perulangan Looping “apakah $k \leq K \text{ Max } (365)?$;
 - Jika tidak :
 - K ditambah 1.kembali ke no6;
 - Jika ;
 - Ya;
 - Cari Nilai State yang optimal
 9. Out put ;
 10. {Hasil berupa jumlah energi dan harga jual. harga beli serta selisih};
 11. Selesai
-

4.6 Flow chart Program SDDP



4.7 Test Program

Uji program dilakukan untuk mengetahui apakah program tersebut layak atau tidak untuk digunakan. Salah satu cara untuk mengujinya menggunakan program tersebut untuk mengolah data dari journal, dan hasilnya dibandingkan dengan hasil jurnal serupa atau mendekati jurnal. Apabila hasilnya serupa atau mendekati jurnal, maka program dinyatakan layak untuk digunakan.

Sebelum melakukan komputasi program optimalisasi pembebanan unit pembangkit hidro pada sistem PT. PLN Sutami Brantas dengan metode *Stochastic Dynamic Programming* (SDDP) terlebih dahulu dilakukan tes program.. Tes program dilakukan dengan menggunakan data pada IEEE(I) Journal. Proses komputasi digunakan prosesor Pentium IV 2.26 GHz, dengan RAM 256 Mb.

4.8 Data Tes Program

Data pada program dieksekusi dengan metode, dimana digunakan 1 unit pembangkit hidro sebagai tes program untuk memasok beban selama 1 tahun (12 bulan) Adapun data yang digunakan adalah sebagai berikut

Tabel 4 - 4

Data Karakteristik Unit Pembangkit Hidro Sutami Tahun 2005

No	Bulan	Inflow Rata – rata
1	Januari	76.16
2	Februari	93.63
3	Maret	110.72
4	April	103.98
5	Mei	52.11
6	Juni	55.35
7	Juli	57.86
8	Agustus	37.09

9	September	38,54
10	Oktober	53,60
11	November	52,50
12	Desember	110,37

Tabel 4-5

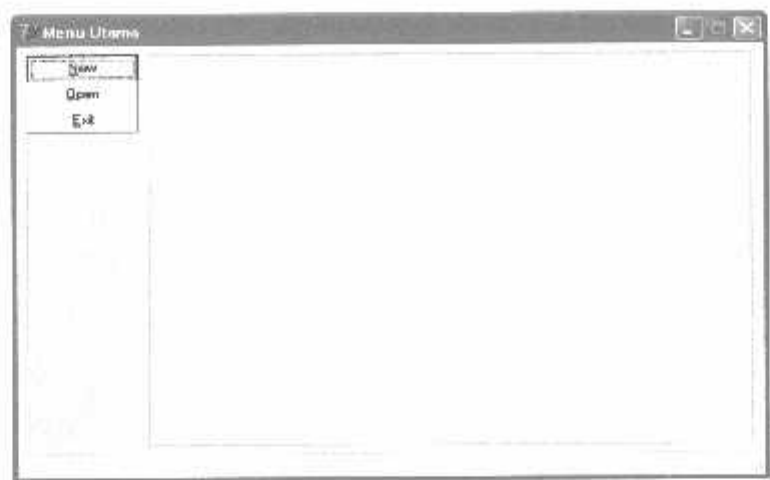
Data Biaya Awal Produksi

No	Biaya/ Tarif (harga) Air Baku	Sutami 2005 / kWh
1	Harga Kontrak Pembelian	(31,17)
2	Harga Kontrak Penjualan	(31, 56)
3	Harga Energi (kWh)	420.091.900,00

Keterangan :

- Harga air yang dipakai adalah harga air Baku yang dikontrak oleh PLTA Sutami dengan tarif 31,17/kWh di Jasa Tirta 1 untuk wilayah Sungai Brantas, pada tahun 2005.
- Sesuai dengan keputusan Menteri tersebut melalui undang – undang, maka dengan masa berlaku terhitung tanggal 01 januari – 31 Desember 2005 maka tidak menutup kemungkinan harga tarif akan berubah sesuai dengan keputusan menteri per tahunnya dalam Jasa Tirta 1.

1.Tampilan Menu Utama

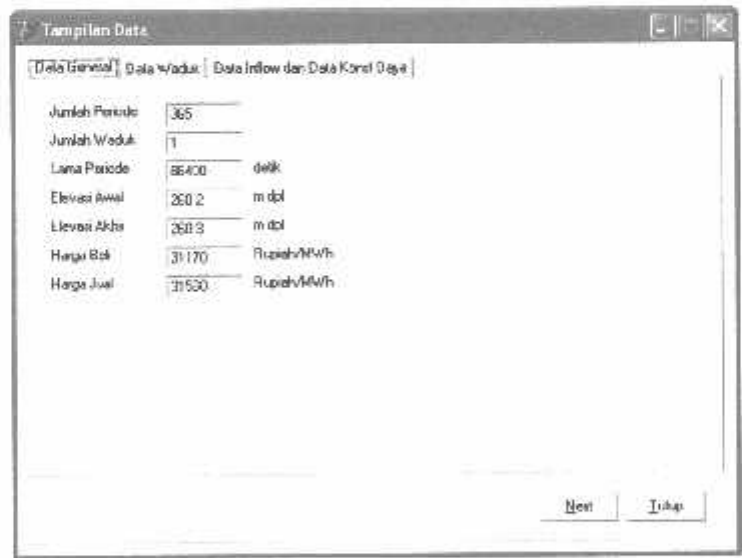


Gambar 4-1

Tampilan Utama

2. Tekan Open

Klik pada Sutami 2005, kemudian open akan muncul Data General



Gambar 4-2

Gambar data general waduk

Data general :

Jumlah periode : 365

Jumlah waduk : 1

Lama periode : 86400

Elevasi awal : 260.2

Elevasi akhir : 260.3

Harga beli : 31170

Harga jual : 31560

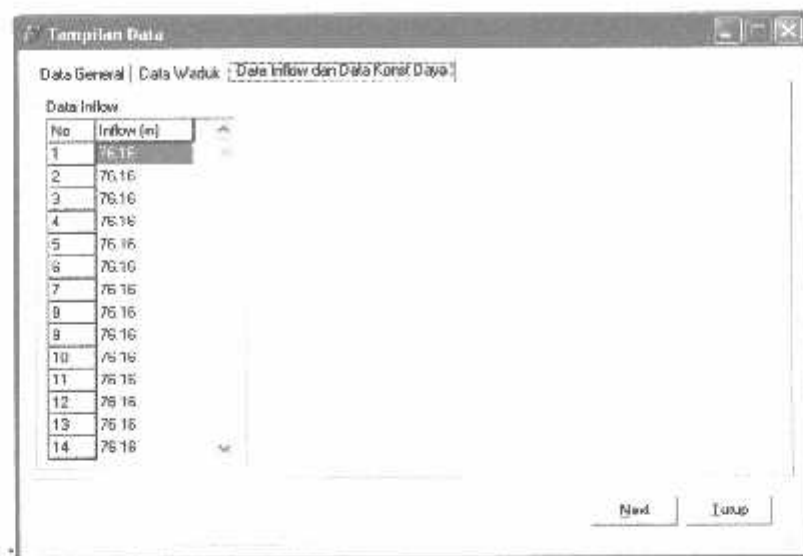
3. Masukkan Data Waduk :

h1 sampai h0, a1 sampai a0 Elevasi MAX dan Elevasi MIN :

No	Nama	h5	h4	h3	h2
1	Subare	0.95672743569	-1028.14188541	493480.9147173	-110350570.7

Gambar 4-3**Tampilan data waduk**

4. Masukkan Data inflow selama 1 tahun :

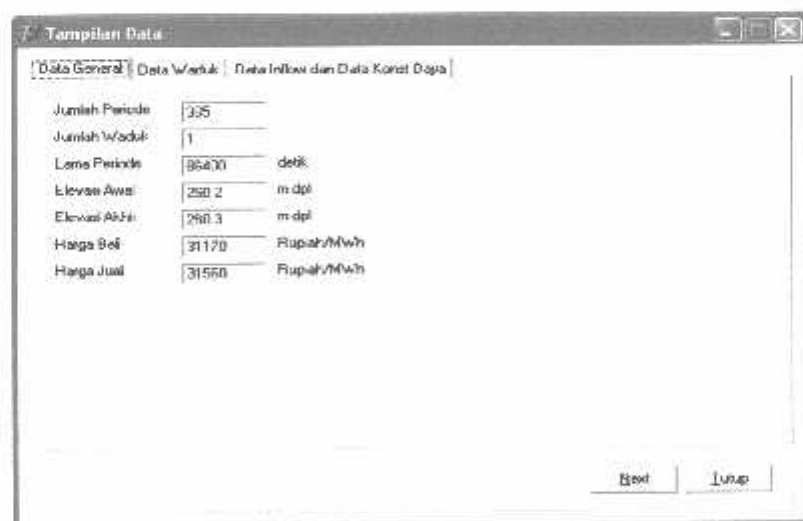


No	Inflow (m)
1	76.15
2	76.16
3	76.16
4	76.16
5	76.16
6	76.16
7	76.16
8	76.16
9	76.16
10	76.16
11	76.16
12	76.16
13	76.16
14	76.16

Gambar 4-4

Tampilan Data inflow selama 1 tahun

5. Klik Next Untuk langkah selanjutnya :

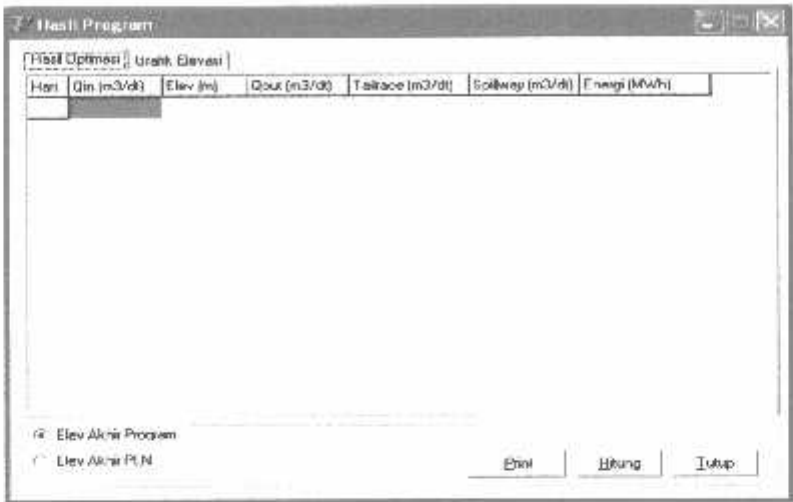


Jumlah Periode	365	
Jumlah Waduk	1	
Lama Periode	95400	detik
Elevasi Awal	250.2	m dpl
Elevasi Akhir	260.3	m dpl
Harga Beli	31170	Rupiah/Mwh
Harga Jual	31560	Rupiah/Mwh

Gambar 4-5

Optimasi hasil program

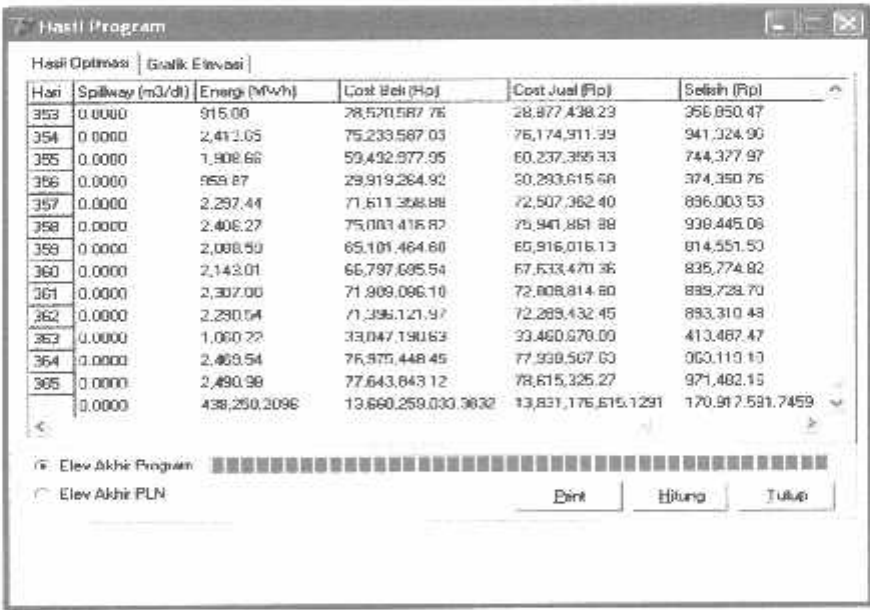
6. Kemudian klik Elevasi Akhir Program Lalu hitung :



Gambar 4-6

Elevasi Akhir program

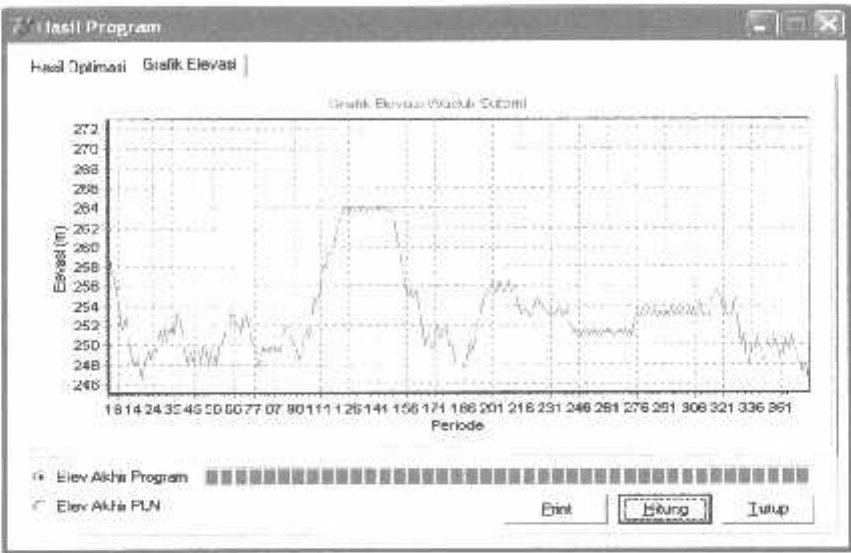
7. Hasil Perhitungan Program:



Gambar 4-7

Hasil Perhitungan Program

8. Kemudian Klik Grafik Elevasi untuk mengetahui grafik hasil :



Gambar 4-8

Grafik Elevasi Akhir Program

Dari hasil perhitungan yang dilakukan dapat kita simpulkan bahwa hasil program berupa energi sebesar 2340.85 MWh. yang mana dalam hasil perhitungan manual adalah $result := 0.697303758799309 * dQ * jam$; dimana hasil (Q) outflow dikalikan konstanta dan juga dikalikan jam dalam 1 hari = 24 jam.

$$Errorr = \frac{Perhitungan\ Dari\ Jurnal - Perhitungan\ Hasil\ Program}{Perhitungan\ Dari\ Jurnal} \times 100\%$$

TABEL UJI VALIDASI PROGRAM

Minggu 1 =

Tabel 4- 6

Hari ke	Q (Out flow) Jurnal	Energi Jurnal (kwh)	Q (Out flow) Program	Energi Program (kwh)	Errorr (%)
1	53.4	893.664	139.87	2340.85	0.16
2	97.4	1630.02	136.51	2284.87	0.04
3	149.4	2506.95	107.76	1803.37	0.03
4	92.9	1554.71	106.88	1788.63	0.05

5	75.6	1265.19	139.86	2340.64	0.09
6	239.5	4008.10	140.70	2354.71	0.04
7	68.4	114.69	128.39	2148.62	0.09

Minggu 2 =

Tabel 4 - 7

Hari ke	Q (Out flow) Jurnal	Energi Jurnal (kwh)	Q (Out flow) Program	Energi Program (kwh)	Error (%)
1	71.0	1188.21	141.68	2371.06	0.1
2	120.4	2008.23	39.87	667.17	0.07
3	172.5	2886.84	51.16	856.24	0.09
4	110.9	1885.94	141.40	2366.31	0.03
5	95.5	1598.22	129.64	2169.53	0.02
6	273.1	4570.41	136.83	2289.87	0.05
7	81.2	1358.91	62.30	1042.52	0.02

Minggu ke 3 =

Tabel 4 - 8

Hari ke	Q (Out flow) Jurnal	Energi Jurnal (kwh)	Q (Out flow) Program	Energi Program (kwh)	Error (%)
1	81.3	1360.58	93.45	1563.95	0.01
2	137.8	2306.12	48.30	808.39	0.06
3	194.3	3251.67	100.58	1683.37	0.05
4	126.4	2115.34	135.51	2267.86	0.07
5	109.5	1832.51	6.43	107.63	0.09
6	302.9	5096.12	86.53	1448.20	0.07
7	91.0	1522.91	44.61	746.59	0.01

Dan untuk mengetahui seberapa besar mulai perencanaan (*Skenario Harga*) untuk harga pembelian dan penjualan .

Dari hasil tes program diatas dapat dilihat bahwa program dengan metode *Stochastic Dinamic Programing* layak untuk digunakan. karena hasil dari program tersebut tidak berbeda jauh dari hasil pada data tes program yang diinginkan . Metode (*SDDP*) menghasilkan biaya total untuk penjualan sebesar

Rp.13.831.176,628/(MWh) dan Untuk Pembelian pada program sebesar Rp.13.660.259,046/ (MWh) dari Harga yang ditetapkan pada PLTA SUTAMI sendiri yaitu untuk harga jual air Rp 13.258.100,364/ (MWh) untuk harga beli air sebesar 13.094.264,523 /(Mwh) dengan kita analisis didapatkan menentukan arus masuk selisih untuk manajemen yaitu :

$$\text{Selisih Biaya (\%)} = \frac{\text{Selisih}}{\text{Harga Beli}} \times 100\%$$

4.8 Perhitungan Data

Pada PLTA Sutami Tahun 2005 membangkitkan energi Total Dalam tiap tahunnya sebesar 4.382.502.096 (kWh) dalam tiap bulan dengan inflow dari sungai Brantas yang berbeda – beda hingga dapat mencapai kesimpulan perbandingan antara hasil yang dibangkitkan oleh PLTA Sutami sendiri yaitu dalam :

Tabel 4-9

Perencanaan Harga	PLTA Sutami / (MWh)	Program SDDP/(MWh)
Jumlah Harga Beli	Rp 13.094.264,523	Rp. 13.660.259,046
Jumlah Harga Jual	Rp 13.258.100,364	Rp 13.831.176,628
Selisih	Rp 163.835,841	Rp. 170.917,582
Persen keuntungan	1.25%	1.305%
Selisih Keuntungan		Rp. 7.081.741/kWh

Kita ketahui bahwa hasil dari Perencanaan PLTA Sutami untuk dalam keuntungan sebanyak 163.835,841/(MWh) sedangkan hasil dari perencanaan *Program Stochastic Dual Dynamic (SDDP)* ini adalah sebesar 170.917,582/(MWh) dapat kita simpulkan bahwa program perencanaan ini presentasekan lebih banyak mendapat keuntungan dari energi jumlah total yang

telah dibangkitkan dengan selisih keuntungan keduanya/(kWh) yaitu
Rp.7.081.741,00/(kWh).

BAB V

PENUTUP

5.1 KESIMPULAN

Dari hasil analisa program dan hasil perhitungan terhadap penggunaan metode *Stochastic Dual Dinamic Programing (SDDP)*, total keseluruhan penjadwalan unit pembangkit tenaga air terhadap beban yang ditanggung pada PLTA Sutami Karangates bulan Januari sampai dengan bulan Desember tahun 2005, maka dapat diambil kesimpulan :

1. Proses metode *SDDP* memberikan sebuah analisis penyelesaian yang cukup efektif (optimal) dalam mengoptimalkan pembebanan dan sekaligus menghasilkan penghematan biaya total operasional PLTA Sutami. Pada tahun 2005 selisih biaya total PLTA SUTAMI dengan metode SDDP adalah sebesar Rp 170.917.581,745 atau selisih keuntungan keduanya sebanyak Rp.7.081.741,00 /(kWh).

Memungkinkan untuk menerapkan metode (SDDP) pada PLTA SUTAMI karena biaya total yang dihasilkan lebih ekonomis. Hal ini ditunjukkan mampu Memanajemenkan Resiko harga oleh simulasi dari serangkaian sekenario harga atau arus masuk bahwa pendekatan tersebut membantu mengurangi terjadinya keuntungan yang sangat rendah.

5.2 Saran

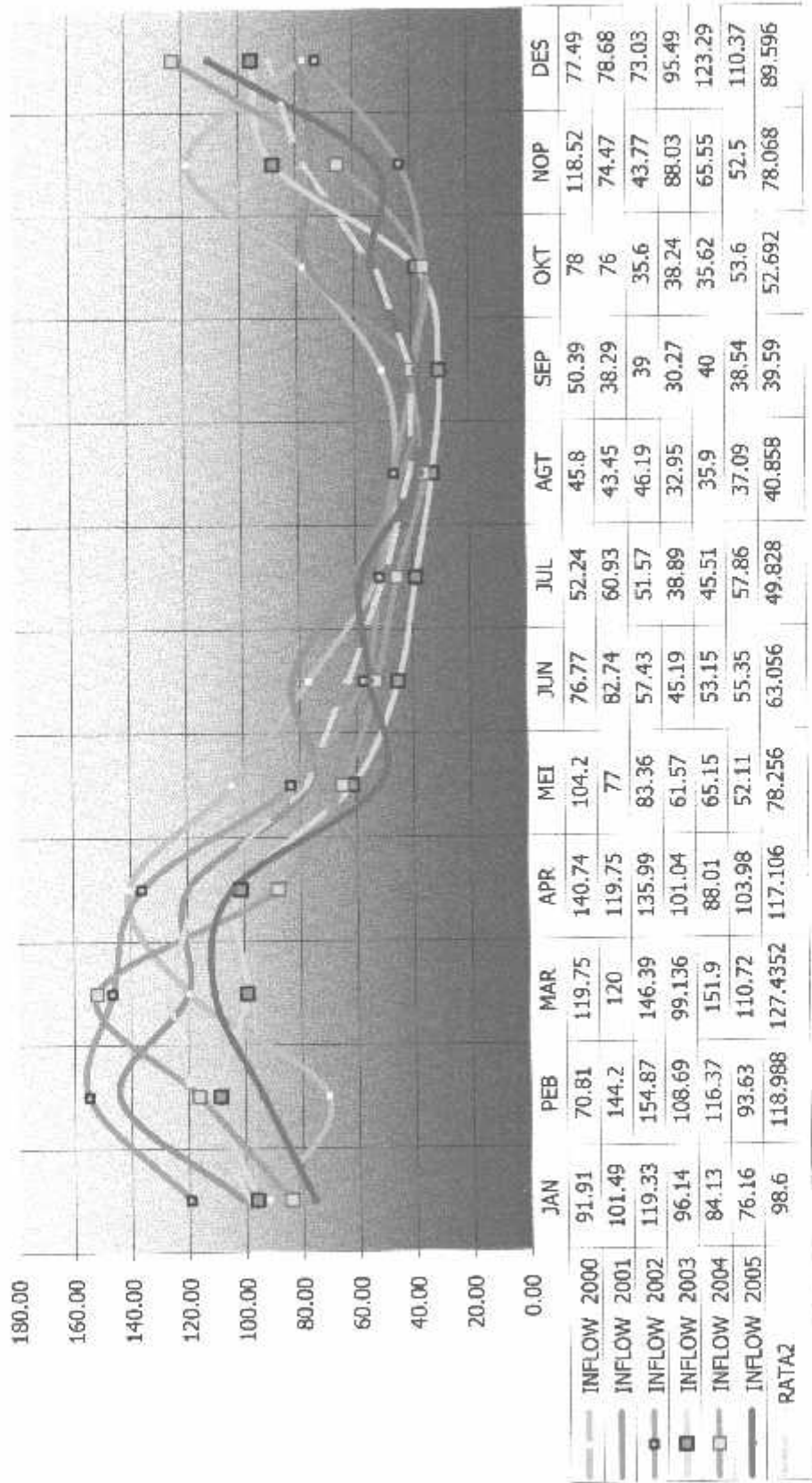
Berdasarkan kesimpulan diatas, diajukan saran yang berhubungan dengan skripsi ini, antara lain :

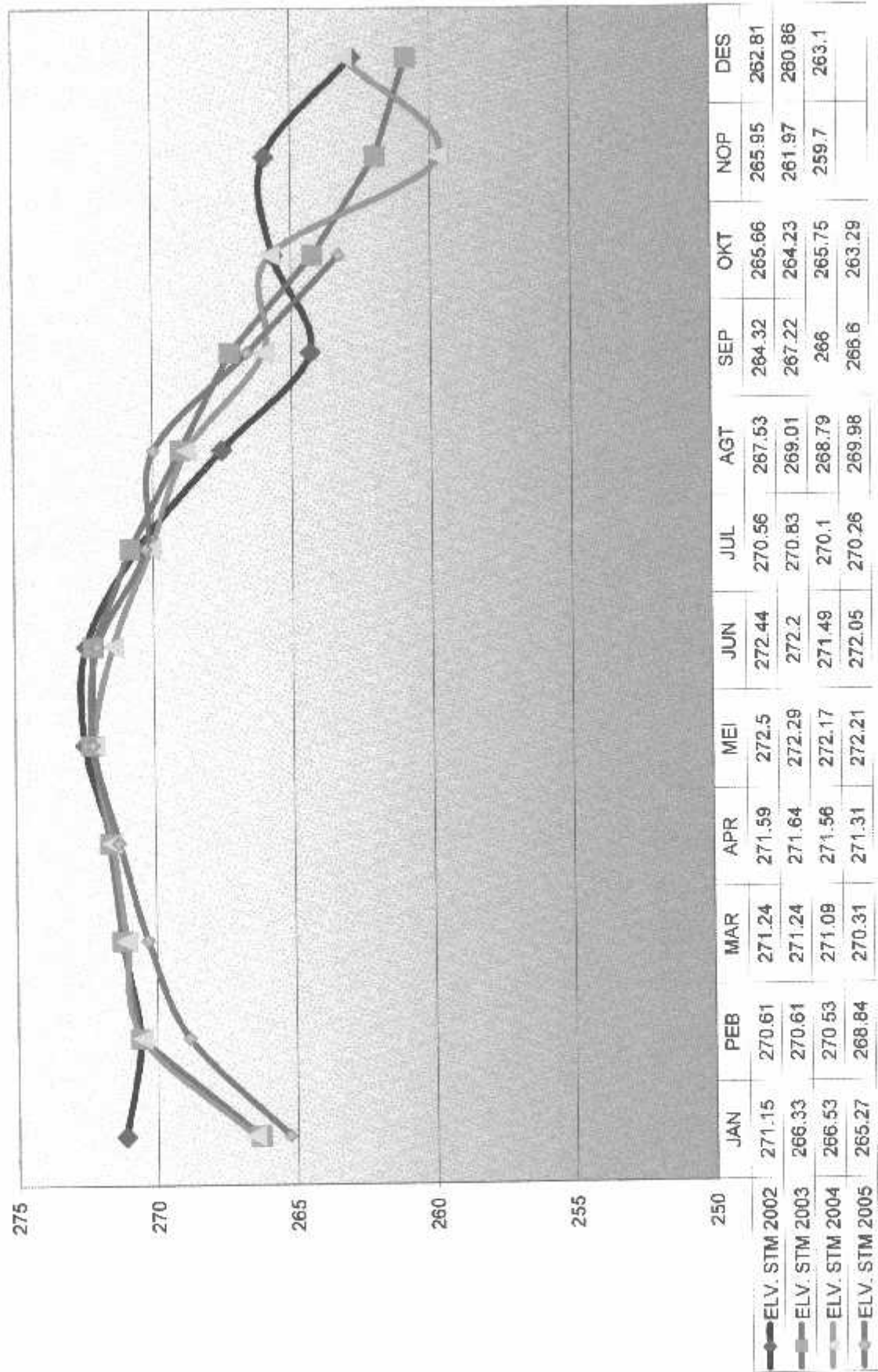
1. Metode ini dapat diterapkan pada sistem tenaga listrik PT. PJB Brantas Terutama di PLTA Sutami Karangates yang sudah terinterkoneksi se-Jawa-Bali.
 2. Sebagai studi lanjut, metode *Stochastic dynamic progrming* ini dapat dikembangkan dengan menambahkan masalah keandalan sistem pembangkitan, sistem pembangkitan hidro termal.
 3. Perlu dilakukan koordinasi antara mahasiswa dengan pihak PT. P2B agar didapat data yang memuaskan
-

DAFTAR PUSTAKA

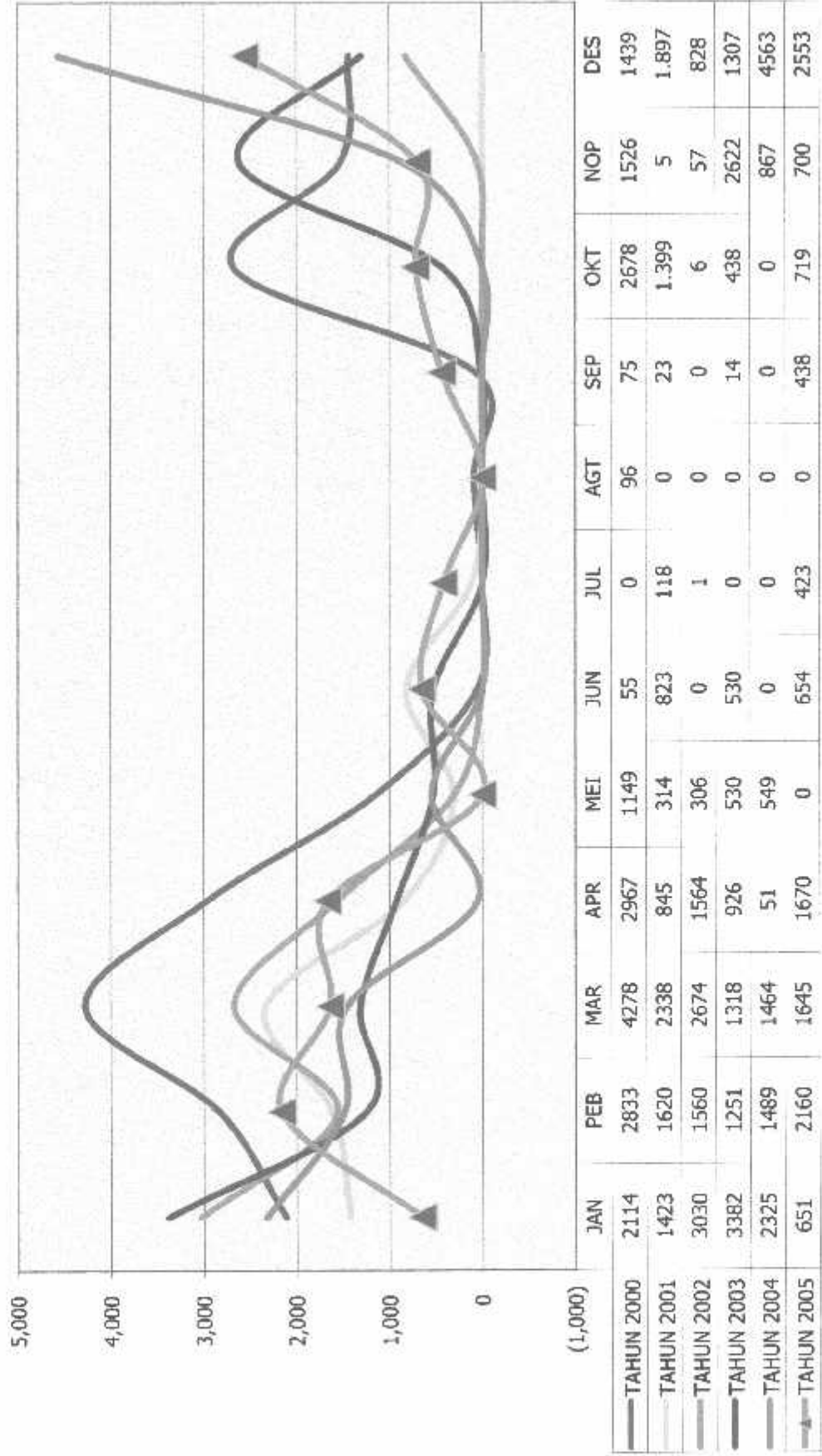
- [1]. Abdul Halim, Drs, MM, *Investasi*, Salemba Empat, Jakarta, 2003.
 - [2]. *IEEE Transactions On Power System*, Vol. 16, No. 2, May 2001.
 - [3]. Kusnandar Sudjudi, *Manajemen Operasional*, Jilid 1, Semarang, 1989.
 - [4]. Maurice D. Levy, *Keuangan Internasional*, Andi Yogyakarta, 2001.
 - [5]. *Metode Stokastik Ekonofisika*, Yun Hariadi Dan Yohanes Surya, Jakarta 1986
 - [6]. Montarich, Jurnal Teknik, April 1997 UB Malang.
 - [7]. *Prinsip – prinsip Manajemen Resiko dan Asuransi* Cetakan Pertama, Salemba Empat, Jakarta, 1999.
 - [8]. Suad Husnan, Dr, MBA, *Dasar – Dasar Porto Folio*, Cetakan Pertama, UPPAMPYKPN, Jakarta, 1994.
 - [9]. [www.digilib brawijaya.ac.id](http://www.digilib.brawijaya.ac.id).
-

INFLOW RATA-RATA PLTA SUTAMI TH.2000 S/D 2005





CURAH HUJAN WADUK SUTAMI



POLA OPERASI BENDUNGAN SUTAMI
DENGAN METODE DYNAMIC PROGRAMMING

No	Qin (m3/dt)	Elevasi (m)	Qout (m3/dt)	Qtail (m3/dt)	Qspill (m3/dt)	Energi (MWh)
1	76.16	259.10	139.8748	0.0000	0.0000	2,340.85
2	76.16	258.00	136.5122	0.0000	0.0000	2,284.57
3	76.16	257.40	107.7588	0.0000	0.0000	1,803.37
4	76.16	256.80	106.8775	0.0000	0.0000	1,788.63
5	76.16	255.50	139.8623	0.0000	0.0000	2,340.64
6	76.16	254.10	140.7031	0.0000	0.0000	2,354.71
7	76.16	252.90	128.3887	0.0000	0.0000	2,148.62
8	76.16	251.30	141.6802	0.0000	0.0000	2,371.06
9	76.16	252.20	39.8660	0.0000	0.0000	667.17
10	76.16	252.80	51.1638	0.0000	0.0000	856.24
11	76.16	251.20	141.3962	0.0000	0.0000	2,366.31
12	76.16	249.80	129.6379	0.0000	0.0000	2,169.53
13	76.16	248.10	136.8285	0.0000	0.0000	2,289.87
14	76.16	248.50	52.2950	0.0000	0.0000	1,042.52
15	76.16	248.00	93.4525	0.0000	0.0000	1,563.95
16	76.16	248.80	48.3047	0.0000	0.0000	808.39
17	76.16	248.10	100.5879	0.0000	0.0000	1,683.37
18	76.16	246.30	135.5134	0.0000	0.0000	2,267.86
19	76.16	248.40	6.4312	0.0000	0.0000	107.63
20	76.16	248.10	86.5354	0.0000	0.0000	1,448.20
21	76.16	249.00	44.6115	0.0000	0.0000	746.59
22	76.16	249.90	43.3275	0.0000	0.0000	725.10
23	76.16	248.50	126.6760	0.0000	0.0000	2,119.96
24	76.16	249.70	33.0528	0.0000	0.0000	553.15
25	76.16	249.50	79.8401	0.0000	0.0000	1,336.15
26	76.16	249.30	87.1037	0.0000	0.0000	1,457.71
27	76.16	250.80	19.9753	0.0000	0.0000	334.29
28	76.16	251.50	48.6575	0.0000	0.0000	814.30
29	76.16	250.40	119.0067	0.0000	0.0000	1,991.61
30	76.16	251.90	17.2184	0.0000	0.0000	288.15
31	76.16	250.20	142.6741	0.0000	0.0000	2,387.69
32	93.63	251.60	39.2132	0.0000	0.0000	656.25
33	93.63	251.30	105.5709	0.0000	0.0000	1,766.76
34	93.63	252.00	65.5242	0.0000	0.0000	1,096.57
35	93.63	250.60	149.0005	0.0000	0.0000	2,493.57
36	93.63	252.70	9.2865	0.0000	0.0000	155.41
37	93.63	253.50	59.4178	0.0000	0.0000	994.37
38	93.63	252.80	123.8307	0.0000	0.0000	2,069.00
39	93.63	251.50	146.9770	0.0000	0.0000	2,459.70
40	93.63	250.20	144.0492	0.0000	0.0000	2,410.70

Nc	Qin (m3/dt)	Elevasi (m)	Qout (m3/dt)	Qrai (m3/dt)	Qspill (m3/dt)	Energi (MWh)
41	93.63	249.40	123.2662	0.0000	0.0000	2,062.90
42	93.63	247.90	146.4497	0.0000	0.0000	2,450.88
43	93.63	249.40	40.8103	0.0000	0.0000	682.97
44	93.63	249.30	97.2619	0.0000	0.0000	1,627.71
45	93.63	248.00	139.4059	0.0000	0.0000	2,333.00
46	93.63	249.80	29.5340	0.0000	0.0000	494.26
47	93.63	249.70	97.3263	0.0000	0.0000	1,628.78
48	93.63	249.30	108.2538	0.0000	0.0000	1,811.66
49	93.63	248.00	139.4059	0.0000	0.0000	2,333.00
50	93.63	249.80	29.5340	0.0000	0.0000	494.26
51	93.63	249.70	97.3263	0.0000	0.0000	1,628.78
52	93.63	249.30	108.2538	0.0000	0.0000	1,811.66
53	93.63	248.00	139.4059	0.0000	0.0000	2,333.00
54	93.63	249.80	29.5340	0.0000	0.0000	494.26
55	93.63	249.70	97.3263	0.0000	0.0000	1,628.78
56	93.63	249.30	108.2538	0.0000	0.0000	1,811.66
57	93.63	248.00	139.4059	0.0000	0.0000	2,333.00
58	93.63	249.80	29.5340	0.0000	0.0000	494.26
59	93.63	249.70	97.3263	0.0000	0.0000	1,628.78
60	110.72	250.20	92.0758	0.0000	0.0000	1,540.91
61	110.72	251.20	72.1900	0.0000	0.0000	1,208.12
62	110.72	251.40	102.8111	0.0000	0.0000	1,720.57
63	110.72	251.50	106.7397	0.0000	0.0000	1,786.32
64	110.72	251.60	106.7224	0.0000	0.0000	1,786.03
65	110.72	253.20	44.3398	0.0000	0.0000	742.04
66	110.72	252.80	127.7508	0.0000	0.0000	2,137.95
67	110.72	251.90	147.9721	0.0000	0.0000	2,476.36
68	110.72	252.30	94.3433	0.0000	0.0000	1,578.86
69	110.72	251.70	135.1791	0.0000	0.0000	2,262.26
70	110.72	250.80	146.2350	0.0000	0.0000	2,447.29
71	110.72	252.60	38.2752	0.0000	0.0000	640.55
72	110.72	253.20	85.2845	0.0000	0.0000	1,427.26
73	110.72	252.80	127.7508	0.0000	0.0000	2,137.95
74	110.72	251.90	147.9721	0.0000	0.0000	2,476.36
75	110.72	251.20	138.7041	0.0000	0.0000	2,321.25
76	110.72	250.20	149.2500	0.0000	0.0000	2,497.74
77	110.72	249.90	121.9554	0.0000	0.0000	2,040.96
78	110.72	249.00	143.5525	0.0000	0.0000	2,402.39
79	110.72	248.10	142.2685	0.0000	0.0000	2,380.91
80	110.72	247.50	131.0534	0.0000	0.0000	2,193.22
81	110.72	249.80	29.7180	0.0000	0.0000	497.34
82	110.72	249.30	129.0401	0.0000	0.0000	2,159.52
83	110.72	249.80	92.3999	0.0000	0.0000	1,546.34

No	Qin (m3/dt)	Elevasi (m)	Qout (m3/dt)	Qtail (m3/dt)	Qspill (m3/dt)	Energi (MWh)
84	110.72	249.30	129.0401	0.0000	0.0000	2,159.52
85	110.72	249.80	92.3999	0.0000	0.0000	1,546.34
86	110.72	249.30	129.0401	0.0000	0.0000	2,159.52
87	110.72	249.80	92.3999	0.0000	0.0000	1,546.34
88	110.72	249.30	129.0401	0.0000	0.0000	2,159.52
89	110.72	249.80	92.3999	0.0000	0.0000	1,546.34
90	110.72	249.30	129.0401	0.0000	0.0000	2,159.52
91	103.98	250.70	51.6564	0.0000	0.0000	864.49
92	103.98	251.50	72.6164	0.0000	0.0000	1,215.26
93	103.98	251.80	91.9351	0.0000	0.0000	1,538.56
94	103.98	252.10	91.7772	0.0000	0.0000	1,535.92
95	103.98	251.40	132.2080	0.0000	0.0000	2,212.54
96	103.98	250.90	123.6243	0.0000	0.0000	2,068.89
97	103.98	250.20	130.7746	0.0000	0.0000	2,188.55
98	103.98	249.70	122.6242	0.0000	0.0000	2,052.15
99	103.98	249.60	107.6601	0.0000	0.0000	1,801.72
100	103.98	248.40	146.8967	0.0000	0.0000	2,458.36
101	103.98	248.90	86.3751	0.0000	0.0000	1,445.51
102	103.98	250.70	37.2883	0.0000	0.0000	624.03
103	103.98	251.00	92.3461	0.0000	0.0000	1,545.44
104	103.98	251.70	76.2377	0.0000	0.0000	1,275.86
105	103.98	250.60	147.2005	0.0000	0.0000	2,463.44
106	103.98	251.40	72.7523	0.0000	0.0000	1,217.53
107	103.98	253.70	7.9102	0.0000	0.0000	132.38
108	103.98	254.80	54.4966	0.0000	0.0000	912.02
109	103.98	254.00	140.2057	0.0000	0.0000	2,346.36
110	103.98	254.90	63.1348	0.0000	0.0000	1,056.56
111	103.98	255.50	75.8238	0.0000	0.0000	1,268.93
112	103.98	257.40	9.5602	0.0000	0.0000	159.99
113	103.98	258.30	56.2392	0.0000	0.0000	941.18
114	103.98	257.70	136.0340	0.0000	0.0000	2,276.57
115	103.98	259.50	4.9509	0.0000	0.0000	82.86
116	103.98	259.20	121.0959	0.0000	0.0000	2,026.57
117	103.98	259.70	75.3107	0.0000	0.0000	1,260.35
118	103.98	260.00	86.4312	0.0000	0.0000	1,446.45
119	103.98	261.60	5.7005	0.0000	0.0000	95.40
120	103.98	262.90	17.7956	0.0000	0.0000	297.81
121	52.11	262.60	72.5387	0.0000	0.0000	1,213.96
122	52.11	263.20	10.9143	0.0000	0.0000	182.35
123	52.11	263.60	23.8798	0.0000	0.0000	399.53
124	52.11	263.90	30.5204	0.0000	0.0000	510.77
125	52.11	264.20	30.1532	0.0000	0.0000	504.62
126	52.11	263.60	95.5564	0.0000	0.0000	1,600.84

No	Qin (m3/dt)	Elevasi (m)	Qout (m3/dt)	Qtail (m3/dt)	Qspill (m3/dt)	Energi (MWh)
127	52.11	263.90	30.5204	0.0000	0.0000	510.77
128	52.11	264.20	30.1532	0.0000	0.0000	504.62
129	52.11	263.60	95.6564	0.0000	0.0000	1,600.84
130	52.11	263.90	30.5204	0.0000	0.0000	510.77
131	52.11	264.20	30.1532	0.0000	0.0000	504.62
132	52.11	263.60	95.6564	0.0000	0.0000	1,600.84
133	52.11	263.90	30.5204	0.0000	0.0000	510.77
134	52.11	264.20	30.1532	0.0000	0.0000	504.62
135	52.11	263.60	95.6564	0.0000	0.0000	1,600.84
136	52.11	263.90	30.5204	0.0000	0.0000	510.77
137	52.11	264.20	30.1532	0.0000	0.0000	504.62
138	52.11	263.60	95.6564	0.0000	0.0000	1,600.84
139	52.11	263.90	30.5204	0.0000	0.0000	510.77
140	52.11	264.20	30.1532	0.0000	0.0000	504.62
141	52.11	263.50	95.6564	0.0000	0.0000	1,600.84
142	52.11	263.90	30.5204	0.0000	0.0000	510.77
143	52.11	264.20	30.1532	0.0000	0.0000	504.62
144	52.11	263.60	95.6564	0.0000	0.0000	1,600.84
145	52.11	263.90	30.5204	0.0000	0.0000	510.77
146	52.11	264.20	30.1532	0.0000	0.0000	504.62
147	52.11	263.60	95.6564	0.0000	0.0000	1,600.84
148	52.11	263.90	30.5204	0.0000	0.0000	510.77
149	52.11	263.20	101.9298	0.0000	0.0000	1,705.82
150	52.11	262.40	106.7410	0.0000	0.0000	1,786.34
151	52.11	260.90	148.4299	0.0000	0.0000	2,484.02
152	55.35	259.60	132.9700	0.0000	0.0000	2,225.29
153	55.35	258.90	95.0922	0.0000	0.0000	1,591.40
154	55.35	258.10	99.1324	0.0000	0.0000	1,659.01
155	55.35	256.60	133.0709	0.0000	0.0000	2,226.98
156	55.35	255.00	132.5186	0.0000	0.0000	2,217.74
157	55.35	254.80	64.5097	0.0000	0.0000	1,081.26
158	55.35	255.70	13.0183	0.0000	0.0000	217.87
159	55.35	254.70	102.2806	0.0000	0.0000	1,711.70
160	55.35	255.60	13.2082	0.0000	0.0000	221.04
161	55.35	255.50	60.1172	0.0000	0.0000	1,006.08
162	55.35	253.60	141.9897	0.0000	0.0000	2,376.24
163	55.35	253.50	59.7113	0.0000	0.0000	999.29
164	55.35	251.60	134.7001	0.0000	0.0000	2,254.25
165	55.35	249.80	124.7147	0.0000	0.0000	2,087.14
166	55.35	249.90	51.6375	0.0000	0.0000	864.17
167	55.35	251.10	9.5134	0.0000	0.0000	159.21
168	55.35	250.50	78.5677	0.0000	0.0000	1,314.85
169	55.35	249.70	85.3777	0.0000	0.0000	1,428.82

No	Qin (m3/dt)	Elevasi (m)	Qout (m3/dt)	Qtail (m3/dt)	Qspill (m3/dt)	Energi (MWh)
170	55.35	249.50	62.6941	0.0000	0.0000	1,049.20
171	55.35	250.80	6.4451	0.0000	0.0000	107.86
172	55.35	252.00	7.6850	0.0000	0.0000	128.61
173	55.35	250.20	125.9316	0.0000	0.0000	2,107.50
174	55.35	250.90	28.5554	0.0000	0.0000	477.88
175	55.35	251.40	35.7057	0.0000	0.0000	597.55
176	55.35	252.10	27.1220	0.0000	0.0000	453.89
177	55.35	251.60	75.6001	0.0000	0.0000	1,265.19
178	55.35	249.80	124.7147	0.0000	0.0000	2,087.14
179	55.35	249.90	51.6375	0.0000	0.0000	864.17
180	55.35	250.00	51.6212	0.0000	0.0000	863.90
181	55.35	247.90	130.2993	0.0000	0.0000	2,180.60
182	57.86	247.90	57.8600	0.0000	0.0000	968.30
183	57.86	247.90	57.8600	0.0000	0.0000	968.30
184	57.86	247.90	57.8600	0.0000	0.0000	968.30
185	57.86	247.90	57.8600	0.0000	0.0000	968.30
186	57.86	247.50	71.3540	0.0000	0.0000	1,194.13
187	57.86	247.90	44.3660	0.0000	0.0000	742.48
188	57.86	249.30	8.6721	0.0000	0.0000	145.13
189	57.86	250.50	13.2085	0.0000	0.0000	221.05
190	57.86	249.10	109.7274	0.0000	0.0000	1,836.32
191	57.86	250.30	13.6982	0.0000	0.0000	227.57
192	57.86	251.20	23.1080	0.0000	0.0000	386.72
193	57.86	252.30	13.4992	0.0000	0.0000	225.91
194	57.86	252.80	36.9846	0.0000	0.0000	618.95
195	57.86	253.40	32.2015	0.0000	0.0000	538.30
196	57.86	254.40	13.5660	0.0000	0.0000	227.33
197	57.86	255.50	6.8107	0.0000	0.0000	113.38
198	57.86	255.30	67.3300	0.0000	0.0000	1,125.79
199	57.86	255.40	53.1357	0.0000	0.0000	889.24
200	57.86	256.00	29.0608	0.0000	0.0000	486.34
201	57.86	256.40	38.2182	0.0000	0.0000	639.59
202	57.86	255.30	111.0253	0.0000	0.0000	1,858.04
203	57.86	256.40	53.1357	0.0000	0.0000	889.24
204	57.86	256.00	29.0608	0.0000	0.0000	486.34
205	57.86	256.80	18.2112	0.0000	0.0000	304.77
206	57.86	255.30	131.0323	0.0000	0.0000	2,192.86
207	57.86	255.40	53.1357	0.0000	0.0000	889.24
208	57.86	256.00	29.0608	0.0000	0.0000	486.34
209	57.86	256.40	38.2182	0.0000	0.0000	639.59
210	57.86	255.30	111.0253	0.0000	0.0000	1,858.04
211	57.86	255.40	53.1357	0.0000	0.0000	889.24
212	57.86	256.00	29.0608	0.0000	0.0000	486.34

No	Qin (m3/dt)	Elevasi (m)	Qout (m3/dt)	Qtail (m3/dt)	Qspill (m3/dt)	Energi (MWh)
213	37.09	255.80	58.3764	0.0000	0.0000	943.48
214	37.09	254.30	97.4243	0.0000	0.0000	1,630.42
215	37.09	253.20	85.4938	0.0000	0.0000	1,430.76
216	37.09	252.80	54.1208	0.0000	0.0000	905.73
217	37.09	253.30	15.7548	0.0000	0.0000	263.66
218	37.09	253.90	10.8636	0.0000	0.0000	181.81
219	37.09	253.60	50.2895	0.0000	0.0000	841.61
220	37.09	252.90	67.2222	0.0000	0.0000	1,124.98
221	37.09	253.00	32.8416	0.0000	0.0000	549.61
222	37.09	253.70	6.8257	0.0000	0.0000	114.23
223	37.09	254.20	14.8959	0.0000	0.0000	249.29
224	37.09	254.90	5.1812	0.0000	0.0000	86.71
225	37.09	254.00	77.9352	0.0000	0.0000	1,304.27
226	37.09	254.50	14.5999	0.0000	0.0000	244.33
227	37.09	253.90	64.0188	0.0000	0.0000	1,071.37
228	37.09	253.60	50.2895	0.0000	0.0000	841.61
229	37.09	253.50	41.4513	0.0000	0.0000	693.70
230	37.09	253.00	58.6125	0.0000	0.0000	980.90
231	37.09	253.70	6.8257	0.0000	0.0000	114.23
232	37.09	253.20	58.8017	0.0000	0.0000	984.06
233	37.09	252.80	54.1208	0.0000	0.0000	905.73
234	37.09	253.30	15.7548	0.0000	0.0000	263.66
235	37.09	253.90	10.8636	0.0000	0.0000	181.81
236	37.09	253.60	50.2895	0.0000	0.0000	841.61
237	37.09	252.90	67.2222	0.0000	0.0000	1,124.98
238	37.09	253.00	32.8416	0.0000	0.0000	549.61
239	37.09	253.70	6.8257	0.0000	0.0000	114.23
240	37.09	252.40	92.5691	0.0000	0.0000	1,549.17
241	37.09	252.10	49.4528	0.0000	0.0000	827.51
242	37.09	251.80	49.2928	0.0000	0.0000	824.93
243	37.09	250.90	72.7595	0.0000	0.0000	1,217.55
244	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
245	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34
246	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
247	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34
248	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
249	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34
250	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
251	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34
252	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
253	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34
254	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
255	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34

No	Qin (m3/dt)	Elevasi (m)	Qout (m3/dt)	Qtail (m3/dt)	Qspill (m3/dt)	Energi (MWh)
256	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
257	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34
258	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
259	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34
260	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
261	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34
262	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
263	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34
264	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
265	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34
266	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
267	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34
268	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
269	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34
270	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
271	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34
272	38.54	251.50	14.9154	0.0000	0.0000	249.61
273	38.54	250.90	62.1646	0.0000	0.0000	1,040.34
274	53.60	252.00	9.8130	0.0000	0.0000	164.22
275	53.60	253.00	11.9372	0.0000	0.0000	199.77
276	53.60	253.90	14.5167	0.0000	0.0000	242.94
277	53.60	252.80	101.1616	0.0000	0.0000	1,692.97
278	53.60	253.00	45.1218	0.0000	0.0000	755.13
279	53.60	253.90	14.5167	0.0000	0.0000	242.94
280	53.60	252.80	101.1616	0.0000	0.0000	1,692.97
281	53.60	253.00	45.1218	0.0000	0.0000	755.13
282	53.60	253.90	14.5167	0.0000	0.0000	242.94
283	53.60	252.80	101.1616	0.0000	0.0000	1,692.97
284	53.60	253.00	45.1218	0.0000	0.0000	755.13
285	53.60	253.90	14.5167	0.0000	0.0000	242.94
286	53.60	252.80	101.1616	0.0000	0.0000	1,692.97
287	53.60	253.00	45.1218	0.0000	0.0000	755.13
288	53.60	253.90	14.5167	0.0000	0.0000	242.94
289	53.60	252.80	101.1616	0.0000	0.0000	1,692.97
290	53.60	253.00	45.1218	0.0000	0.0000	755.13
291	53.60	253.90	14.5167	0.0000	0.0000	242.94
292	53.60	252.80	101.1616	0.0000	0.0000	1,692.97
293	53.60	253.00	45.1218	0.0000	0.0000	755.13
294	53.60	253.90	14.5167	0.0000	0.0000	242.94
295	53.60	252.80	101.1616	0.0000	0.0000	1,692.97
296	53.60	253.00	45.1218	0.0000	0.0000	755.13
297	53.60	253.90	14.5167	0.0000	0.0000	242.94
298	53.60	252.80	101.1616	0.0000	0.0000	1,692.97

No	Qin (m3/dt)	Elevasi (m)	Qout (m3/dt)	Qtail (m3/dt)	Qspill (m3/dt)	Energi (MWh)
299	53.60	253.00	45.1218	0.0000	0.0000	755.13
300	53.60	253.90	14.5167	0.0000	0.0000	242.94
301	53.60	252.80	101.1616	0.0000	0.0000	1,692.97
302	53.60	253.00	45.1218	0.0000	0.0000	755.13
303	53.60	253.90	14.5167	0.0000	0.0000	242.94
304	53.60	252.80	101.1616	0.0000	0.0000	1,692.97
305	52.50	253.80	9.3576	0.0000	0.0000	156.60
306	52.50	253.00	87.1641	0.0000	0.0000	1,458.72
307	52.50	252.90	56.7484	0.0000	0.0000	949.70
308	52.50	253.90	9.1683	0.0000	0.0000	153.43
309	52.50	254.80	11.8356	0.0000	0.0000	198.07
310	52.50	252.80	140.7260	0.0000	0.0000	2,355.09
311	52.50	253.20	35.4692	0.0000	0.0000	593.59
312	52.50	253.00	61.0526	0.0000	0.0000	1,021.73
313	52.50	252.90	56.7484	0.0000	0.0000	949.70
314	52.50	253.90	9.1683	0.0000	0.0000	153.43
315	52.50	254.80	11.8356	0.0000	0.0000	198.07
316	52.50	255.30	29.1942	0.0000	0.0000	488.57
317	52.50	255.70	33.4741	0.0000	0.0000	560.20
318	52.50	255.60	57.2888	0.0000	0.0000	958.74
319	52.50	254.70	94.6418	0.0000	0.0000	1,583.86
320	52.50	253.90	88.5655	0.0000	0.0000	1,482.17
321	52.50	254.80	11.8356	0.0000	0.0000	198.07
322	52.50	252.80	140.7260	0.0000	0.0000	2,355.09
323	52.50	253.20	35.4692	0.0000	0.0000	593.59
324	52.50	253.00	61.0526	0.0000	0.0000	1,021.73
325	52.50	252.90	56.7484	0.0000	0.0000	949.70
326	52.50	253.90	9.1683	0.0000	0.0000	153.43
327	52.50	254.80	11.8356	0.0000	0.0000	198.07
328	52.50	252.80	140.7260	0.0000	0.0000	2,355.09
329	52.50	251.00	125.5767	0.0000	0.0000	2,101.56
330	52.50	250.00	90.6961	0.0000	0.0000	1,517.83
331	52.50	251.20	6.4634	0.0000	0.0000	108.17
332	52.50	249.60	113.3543	0.0000	0.0000	1,897.02
333	52.50	248.40	95.4167	0.0000	0.0000	1,596.83
334	52.50	248.10	62.8754	0.0000	0.0000	1,052.24
335	110.37	249.90	45.9890	0.0000	0.0000	769.54
336	110.37	249.70	117.7788	0.0000	0.0000	1,971.36
337	110.37	249.60	114.0601	0.0000	0.0000	1,908.66
338	110.37	251.00	57.3563	0.0000	0.0000	959.87
339	110.37	250.30	137.2815	0.0000	0.0000	2,297.44
340	110.37	249.40	143.7841	0.0000	0.0000	2,406.27
341	110.37	249.00	124.8018	0.0000	0.0000	2,088.59

No	Qin (m3/dt)	Elevasi (m)	Qout (m3/dt)	Qtail (m3/dt)	Qspill (m3/dt)	Energi (MWh)
342	110.37	248.50	128.0535	0.0000	0.0000	2,143.01
343	110.37	249.10	89.1024	0.0000	0.0000	1,491.16
344	110.37	250.60	54.6750	0.0000	0.0000	915.00
345	110.37	249.70	144.2254	0.0000	0.0000	2,413.65
346	110.37	249.60	114.0501	0.0000	0.0000	1,908.66
347	110.37	251.00	57.3563	0.0000	0.0000	959.87
348	110.37	250.30	137.2815	0.0000	0.0000	2,297.44
349	110.37	249.40	143.7841	0.0000	0.0000	2,406.27
350	110.37	249.00	124.8018	0.0000	0.0000	2,088.59
351	110.37	248.60	124.5482	0.0000	0.0000	2,084.35
352	110.37	249.10	92.6077	0.0000	0.0000	1,549.82
353	110.37	250.60	54.6750	0.0000	0.0000	915.00
354	110.37	249.70	144.2254	0.0000	0.0000	2,413.65
355	110.37	249.60	114.0501	0.0000	0.0000	1,908.66
356	110.37	251.00	57.3563	0.0000	0.0000	959.87
357	110.37	250.30	137.2815	0.0000	0.0000	2,297.44
358	110.37	249.40	143.7841	0.0000	0.0000	2,406.27
359	110.37	249.00	124.8018	0.0000	0.0000	2,088.59
360	110.37	248.50	128.0535	0.0000	0.0000	2,143.01
361	110.37	247.70	137.8522	0.0000	0.0000	2,307.00
362	110.37	246.90	136.8688	0.0000	0.0000	2,290.54
363	110.37	248.30	63.3528	0.0000	0.0000	1,060.22
364	110.37	247.20	147.5646	0.0000	0.0000	2,469.54
365	110.37	246.00	148.8459	0.0000	0.0000	2,490.98
	25,567.95		26,187.1891	0.0000	0.0000	438,250.21

Listing program

```

unit waduk;

interface

uses Komplex;

type
  TKonstP=record
    a2,a1,a0,ElevMin,ElevMax:double;
  end;

  TKonstParr=array of TKonstP;

  Twaduk=class
  private
    FName:String;
    FLengthQ,FNKonstP:integer;
    Fh5,Fh4,Fh3,Fh2,Fh1,Fh0,Fa3,Fa2,Fa1,Fa0,FVolMin,FVolMax:double;
    FQmax,FQTrail,FElevMin,FElevMax:double;
    FKonstP:TKonstParr;
  procedure SetNama(const dNama:String);
  procedure SetNKonstP(const dNKonstP:integer);
  procedure Seth5(const dh5:double);
  procedure Seth4(const dh4:double);
  procedure Seth3(const dh3:double);
  procedure Seth2(const dh2:double);
  procedure Seth1(const dh1:double);
  procedure Seth0(const dh0:double);
  procedure SetElevMin(const dElevMin:double);
  procedure SetElevMax(const dElevMax:double);
  procedure SetVolMin(const dVolMin:double);
  procedure SetVolMax(const dVolMax:double);
  procedure SetQmax(const dQmax:double);
  procedure SetQtrail(const dQtrail:double);
  function GetKonstP:TKonstParr;
  procedure SetKonstP(const dKonstP:TKonstParr);
  function GetLengthQ:integer;
  public
    constructor Create;overload;
    constructor Create(const dNama:String;
      const dh5,dh4,dh3,dh2,dh1,dh0,
      dElevMin,dElevMax,dQmax,dQtrail:double);overload;
    constructor Create(const dNama:String;
      const dh5,dh4,dh3,dh2,dh1,dh0,dElevMin,dElevMax,
      dQmax,dQtrail:double;
      const dKonstP:TKonstParr);overload;
    constructor Create(const dNama:String;
      const dVolMin,dVolMax,dQmax,dQtrail:double;
      const dKonstP:TKonstParr);overload;
    constructor Create(const dNama:String;
      const dh5,dh4,dh3,dh2,dh1,dh0,da3,da2,da1,da0,
      dElevMin,dElevMax,dQmax,dQtrail:double);overload;
    constructor Create(const dwaduk:Twaduk);overload;
    function doCalcVolume(const dE:double):double;
    function doCalcEnergi(const dQ,dElev,ddT:double):double;
    function GetQoutPeriode(const ddT:integer):Arr1;
    destructor Destroy;override;
    property Nama:String read FName write SetNama;
    property NKonstP:integer read FNKonstP write SetNKonstP;
    property h5:double read Fh5 write Seth5;
    property h4:double read Fh4 write Seth4;
    property h3:double read Fh3 write Seth3;
    property h2:double read Fh2 write Seth2;
    property h1:double read Fh1 write Seth1;
    property h0:double read Fh0 write Seth0;
    property a3:double read Fa3 write Fa3;
    property a2:double read Fa2 write Fa2;
    property a1:double read Fa1 write Fa1;

```


Listing program

```

property a0:double read Fa0 write Fa0;
property ElevMin:double read FElevMin write SetElevMin;
property ElevMax:double read FElevMax write SetElevMax;
property VolMin:double read FVolMin write SetVolMin;
property VolMax:double read FVolMax write SetVolMax;
property Qmax:double read FQmax write SetQmax;
property Qtrail:double read FQtrail write SetQtrail;
property KonstP:TKonstParr read GetKonstP write SetKonstP;
property LengthQ:integer read GetLengthQ;
end;

implementation

//constructor
constructor Twaduk.Create;
begin
    inherited Create;
end;

constructor Twaduk.Create(const dNama:String;
    const dh5,dh4,dh3,dh2,dh1,dh0,dElevMin,dElevMax,
    dQmax,dQtrail:double);
begin
    inherited Create;
    FName:=dNama;
    Fh5:=dh5;
    Fh4:=dh4;
    Fh3:=dh3;
    Fh2:=dh2;
    Fh1:=dh1;
    Fh0:=dh0;
    FElevMin:=dElevMin;
    FElevMax:=dElevMax;
    FQmax:=dQmax;
    FQtrail:=dQtrail;
    FVolMin:=doCalcVolume(FElevMin);
    FVolMax:=doCalcVolume(FElevMax);
end;

constructor Twaduk.Create(const dNama:String;
    const dh5,dh4,dh3,dh2,dh1,dh0,dElevMin,dElevMax,
    dQmax,dQtrail:double;
    const dKonstP:TKonstParr);
var i:integer;
begin
    inherited Create;
    FName:=dNama;
    Fh5:=dh5;
    Fh4:=dh4;
    Fh3:=dh3;
    Fh2:=dh2;
    Fh1:=dh1;
    Fh0:=dh0;
    FElevMin:=dElevMin;
    FElevMax:=dElevMax;
    FQmax:=dQmax;
    FQtrail:=dQtrail;
    FVolMin:=doCalcVolume(FElevMin);
    FVolMax:=doCalcVolume(FElevMax);
    FNKonstP:=high(dKonstP);
    SetLength(FKonstP,FNKonstP+1);
    for i:=1 to FNKonstP do
    begin
        FKonstP[i].a2:=dKonstP[i].a2;
        FKonstP[i].a1:=dKonstP[i].a1;
        FKonstP[i].a0:=dKonstP[i].a0;
        FKonstP[i].ElevMin:=dKonstP[i].ElevMin;
        FKonstP[i].ElevMax:=dKonstP[i].ElevMax;
    end;
end;

```

Listing program

```

end;
end;

constructor Twaduk.Create(const dNama:String;
                        const dVolMin,dVolMax,dQmax,dQtrail:double;
                        const dKonstP:TKonstPArr);
var i:integer;
begin
    inherited Create;
    FName:=dNama;
    FVolMin:=dVolMin;
    FVolMax:=dVolMax;
    FQmax:=dQmax;
    FQtrail:=dQtrail;
    FNKonstP:=high(dKonstP);
    SetLength(FKonstP,FNKonstP+1);
    for i:=1 to FNKonstP do
    begin
        FKonstP[i].a2:=dKonstP[i].a2;
        FKonstP[i].a1:=dKonstP[i].a1;
        FKonstP[i].a0:=dKonstP[i].a0;
        FKonstP[i].ElevMin:=dKonstP[i].ElevMin;
        FKonstP[i].ElevMax:=dKonstP[i].ElevMax;
    end;
end;

constructor Twaduk.Create(const dNama:String;
                        const dh5,dh4,dh3,dh2,dh1,dh0,da3,da2,da1,da0,dElevMin,dElevMax,
                        dQmax,dQtrail:double);
begin
    inherited Create;
    FName:=dNama;
    Fh5:=dh5;
    Fh4:=dh4;
    Fh3:=dh3;
    Fh2:=dh2;
    Fh1:=dh1;
    Fh0:=dh0;
    Fa3:=da3;
    Fa2:=da2;
    Fa1:=da1;
    Fa0:=da0;
    FElevMin:=dElevMin;
    FElevMax:=dElevMax;
    FQmax:=dQmax;
    FQtrail:=dQtrail;
    FVolMin:=doCalcVolume(FElevMin);
    FVolMax:=doCalcVolume(FElevMax);
end;

constructor Twaduk.Create(const dwaduk:Twaduk);
begin
    inherited Create;
    FName:=dwaduk.Nama;
    if dwaduk.h0<>0 then
    begin
        Fh5:=dwaduk.h5;
        Fh4:=dwaduk.h4;
        Fh3:=dwaduk.h3;
        Fh2:=dwaduk.h2;
        Fh1:=dwaduk.h1;
        Fh0:=dwaduk.h0;
        Fa3:=dwaduk.a3;
        Fa2:=dwaduk.a2;
        Fa1:=dwaduk.a1;
        Fa0:=dwaduk.a0;
        FElevMin:=dwaduk.ElevMin;
        FElevMax:=dwaduk.ElevMax;
    end;
end;

```

Listing program

```
end;
FNKonstP:=dwaduk.NKonstP;
FKonstP:=dwaduk.KonstP;
FQmax:=dwaduk.Qmax;
FQtrail:=dwaduk.Qtrail;
FVolMin:=dwaduk.VolMin;
FVolMax:=dwaduk.VolMax;
end;

//data accessing

procedure Twaduk.SetNama(const dNama:String);
begin
    FNama:=dNama;
end;

procedure Twaduk.SetNKonstP(const dNKonstP:integer);
begin
    FNKonstP:=dNKonstP;
end;

procedure Twaduk.Seth5(const dh5:double);
begin
    Fh5:=dh5;
end;

procedure Twaduk.Seth4(const dh4:double);
begin
    Fh4:=dh4;
end;

procedure Twaduk.Seth3(const dh3:double);
begin
    Fh3:=dh3;
end;

procedure Twaduk.Seth2(const dh2:double);
begin
    Fh2:=dh2;
end;

procedure Twaduk.Seth1(const dh1:double);
begin
    Fh1:=dh1;
end;

procedure Twaduk.Seth0(const dh0:double);
begin
    Fh0:=dh0;
end;

procedure Twaduk.SetElevMin(const dElevMin:double);
begin
    FElevMin:=dElevMin;
end;

procedure Twaduk.SetElevMax(const dElevMax:double);
begin
    FElevMax:=dElevMax;
end;

procedure Twaduk.SetVolMin(const dVolMin:double);
begin
    FVolMin:=dVolMin;
end;

procedure Twaduk.SetVolMax(const dVolMax:double);
```

Listing program

```

begin
  FVolMax:=dVolMax;
end;

procedure Twaduk.SetQmax(const dQmax:double);
begin
  FQmax:=dQmax;
end;

procedure Twaduk.SetQtrail(const dQtrail:double);
begin
  FQtrail:=dQtrail;
end;

function Twaduk.GetKonstP:TKonstParr;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FNKonstP+1);
  for i:=1 to FNKonstP do
  begin
    result[i].a2:=FKonstP[i].a2;
    result[i].a1:=FKonstP[i].a1;
    result[i].a0:=FKonstP[i].a0;
    result[i].ElevMin:=FKonstP[i].ElevMin;
    result[i].ElevMax:=FKonstP[i].ElevMax;
  end;
end;

procedure Twaduk.SetKonstP(const dKonstP:TKonstParr);
var i:integer;
begin
  FNKonstP:=high(dKonstP);
  SetLength(FKonstP,FNKonstP+1);
  for i:=1 to FNKonstP do
  begin
    FKonstP[i].a2:=dKonstP[i].a2;
    FKonstP[i].a1:=dKonstP[i].a1;
    FKonstP[i].a0:=dKonstP[i].a0;
    FKonstP[i].ElevMin:=dKonstP[i].ElevMin;
    FKonstP[i].ElevMax:=dKonstP[i].ElevMax;
  end;
end;

//data processing
function Twaduk.doCalcVolume(const dE:double):double;
begin
  result:=Fh5*dE*dE*dE*dE*dE+Fh4*dE*dE*dE*dE+Fh3*dE*dE*dE+
    Fh2*dE*dE+Fh1*dE+Fh0;
end;

function Twaduk.doCalcEnergi(const dQ,dElev,ddT:double):double;
var jam,dx:double;
begin
  jam:=ddT/(60*60);
  //konstQ:=3.22;
  dx:=dQ*dElev*9.8;
  result:=Fa3*dx*dx*dx+Fa2*dx*dx+Fa1*dx+Fa0;
  result:=result*jam/1000000;
  result:=0.697303758799309*dQ*jam;
  //result:=dQ*konstQ*jam;
end;

function Twaduk.GetLengthQ:integer;
begin
  result:=round((FElevMax-FElevMin)*10)+1;
end;

function Twaduk.GetQoutPeriode(const ddT:integer):Arr1;

```

Listing program

```
var i,sa:integer;
    Qo,dElev,dVolStep,dQoutStep:double;
begin
    dElev:=FElevMin+0.1;
    dVolStep:=doCalcVolume(dElev);
    dQoutStep:=(dVolStep-FVolMin)/ddT;
    sa:=1;
    Qo:=0;
    repeat
        sa:=sa+1;
        Qo:=Qo+dQoutStep;
    until Qo>FQmax;
    sa:=sa-1;
    SetLength(result,sa+1);
    Qo:=0;
    result[1]:=Qo;
    for i:=2 to sa do
    begin
        Qo:=Qo+dQoutStep;
        result[i]:=Qo;
    end;
    FLengthQ:=sa;
end;

//destructor
destructor Twaduk.Destroy;
begin
    inherited Destroy;
end;

end.
```



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

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

1. Nama : Novi Harizandi
2. NIM : 01.12.109
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : Manajemen Resiko Terpadu Dari Penjadwalan Pembangkit Listrik Tenaga Air di PLTA Sutami dan Manajemen Kontrak Menggunakan Metode Stochastic Dual Dynamic Programming

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

Hari : Kamis
Tanggal : 13 September 2007
Dengan Nilai : 76,25 (B+)



Ir. Mochtar Asroni, MSME
Ketua

Panitia Ujian Skripsi

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
Sekretaris

Anggota Penguji

Ir. Widodo P.M, MT
Penguji Pertama

Ir. Eko Nurcahyo
Penguji Kedua



PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Selasa
Tanggal : 4 September 2007
Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : Novi Harizandi
2. NIM : 01.12.109
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik (S1)
5. Judul Skripsi : Manajemen Resiko Terpadu Dari Penjadwalan Pembangkit Listrik Tenaga Air di PLTA Sutami dan Manajemen Kontrak Menggunakan Metode(Stochastic Dual Dynamic Programming)

Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	Ket
1.	Dipertimbangkan lagi variabel Penyediaan air baku sebagai variabel keluaran didalam program	

Anggota Penguji

Ir. Widodo P.M,MT
Penguji Pertama

Dosen Pembimbing


Ir. Choirul Saleh , MT



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Selasa
Tanggal : 4 September 2007
Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : Novi Harizandi
2. NIM : 01.12.109
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik (S1)
5. Judul Skripsi : Manajemen Resiko Terpadu Dari Penjadwalan Pembangkit Listrik Tenaga Air di PLTA Sutami dan Manajemen Kontrak Menggunakan Metode(Stochastic Dual Dynamic Programming)

Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	Ket
1.	Perbaikan Program untuk Q Outflow	Selesai

Anggota Penguji

Ir. Eko Nurcahyo
Penguji Kedua

Dosen Pembimbing

Ir. Choirul Saleh , MT



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : Novi Harizandi
Nim : 01.12.109
Masa Bimbingan : 9 juni 2007 s/d 9 Desember 2007
Judul Skripsi : Manajemen Resiko Terpadu Dari Penjadwalan Pembangkit Listrik Tenaga Air Dan Manajemen Kontrak Menggunakan Metode(*Stochastic Dual Dinamic Programing*)

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	28-01-2007	Bab I Format Pengetikan	
2.	28-01-2007	- Data Yang akan diolah	
3.	25-05-2007	Bab II Keterangan Rumus	
4.	25-05-2007	- Teori Secara umum	
5.	26-05-2007	Bab II Teori Aplikasi	
6.			
7.			
8.			
9.			
10.			

Malang,
Dosen Pembimbing

Ir. Choirul Saleh, MT
Nip. 101 880 0190

Form. S-4b

Nomor : KP.436/UM/DA/2006

Malang, 26 September 2006

Kepada Yth. :

Dekan

Fakultas Teknik Industri

Institut Teknologi Nasional

Malang

Perihal : Ijin Pengambilan Data

Menunjuk surat Saudara Nomor ITN- 1778/ III. TA/2/06 tanggal 20 Juni 2006 perihal tersebut di atas, dengan hormat kami sampaikan hal-hal sebagai berikut :

1. Kami tidak berkeberatan untuk menerima mahasiswa Saudara :

NO.	N A M A	N I M	JURUSAN
1	Novi Hari Zandi	01.12.109	Teknik Elektro

untuk melakukan Pengambilan Data di Perum Jasa Tirta I, mulai tanggal 27 September 2006 sampai dengan 28 September 2006.

2. Untuk pelaksanaan kegiatan tersebut, kami harap yang bersangkutan agar menghubungi Biro Manajemen Mutu c.q PPD L di Jl. Surabaya No 2A Malang.
3. Selama melakukan kegiatan tersebut, yang bersangkutan diminta mengikuti ketentuan yang berlaku di Wilayah kerja Perum Jasa Tirta I.

Atas perhatian Saudara, kami ucapkan terima kasih.

a.n. Direktur Administrasi & Keuangan
Kepala Biro SDM & Umum


Ir. Syamsul Bachri, Dpt. Ph

Tembusan Yth.:

1. Kepala Biro Manajemen Mutu

D:\backUp\DA1\c-ATK\JAWA\RMHS.DOC