

## KOORDINASI HIDRO THERMAL UNIT PEMBANGKITAN JAWA–BALI MENGUNAKAN METODE DYNAMIC PROGRAMMING

**Saepul Rahmat, Ade Gafar Abdullah, Hasbullah**

Program Studi Pendidikan Teknik Elektro FPTK UPI

Jl. Dr. Setiabudhi No. 207 Bandung 40154

saepulrahmat6792@gmail.com

Diterima : 20 Agustus 2014

Disetujui : 01 September 2014

Dipublikasikan : September 2014

### ABSTRAK

Sistem koordinasi hidro thermal merupakan prosedur penting dalam operasi sistem tenaga listrik. Penelitian ini bertujuan mengaplikasikan algoritma Dynamic Programming dalam menyelesaikan permasalahan unit commitment pada sistem interkoneksi Jawa-Bali. Simulasi dilakukan pada dua pembangkit hidro dan tiga pembangkit thermal. Hasil penelitian menunjukkan bahwa koordinasi hidro thermal dengan Dynamic Programming memberikan hasil yang ekonomis dibandingkan dengan data riil sistem.

**Kata Kunci:** dynamic programming, koordinasi hidro thermal, operasi ekonomis sistem tenaga

### ABSTRACT

Hydro thermal coordination system is an important procedure in the operation of electric power systems. This study proposes to implement the Dynamic Programming algorithm in solving the unit commitment problem in the Java-Bali interconnection system. Simulations performed on two hydro plants and three thermal plants. The results indicated that the hydro-thermal coordination with Dynamic Programming provides results that are economical compared with the real data system.

**Keywords:** dynamic programming, hydrothermal coordination, economic operation of power systems

### PENDAHULUAN

Fluktuasi pemakaian daya listrik oleh konsumen berpengaruh terhadap siklus perubahan beban harian sehingga pemakaian daya listrik harus diimbangi oleh pembangkitan daya dalam sistem. Energi listrik yang dibangkitkan tidak dapat disimpan dalam skala besar, sehingga perlu dilakukan penjadwalan unit unit pembangkit yang aktif (*commit*) dan nonaktif (*decommit*) dalam periode tertentu [1].

Penjadwalan unit unit yang *commit* dan *decommit* harus tetap memenuhi *constraint* berupa batasan-batasan teknis dalam pengoperasian masing-masing unit pembangkit. Masalah- masalah yang mempengaruhi pengiriman daya nyata secara optimal pada pembangkit adalah beroperasinya generator yang efisien, biaya bahan bakar, dan rugi-rugi daya pada saluran transmisi [2]. Pengoperasian sistem secara efisien sangat berguna untuk mendapatkan perbandingan biaya bahan bakar optimum untuk produksi daya satu kilowatt jam [3].

Dalam sistem tenaga listrik yang terdiri dari kelompok pembangkit hidro dan kelompok pembangkit thermal, perlu dicari jalur pembagian beban antara subsistem hidro dan subsistem thermal agar didapat operasi yang optimum bagi sistem tenaga listrik secara keseluruhan, dalam arti dicapai biaya bahan bakar yang minimum [4].

Koordinasi pembangkit antara subsistem hidro dan subsistem thermal dapat dipecahkan dengan memecahkan pokok permasalahan dalam pembangkitan energi listrik, yaitu masalah *unit commitment* dan masalah *economic dispatch*. *Unit commitment*, yaitu penentuan kombinasi unit unit pembangkit yang bekerja dan yang tidak perlu bekerja pada suatu periode untuk memenuhi kebutuhan beban sistem pada periode tersebut dengan biaya yang ekonomis [5]. Sedangkan *economic dispatch* yaitu menentukan keluaran masing masing unit yang bekerja dalam melayani

beban, pada batas minimum dan maksimum keluarannya, agar dicapai biaya bahan bakar yang paling minimal [6].

Terdapat banyak metode yang dipakai untuk mencari solusi masalah koordinasi hidro thermal, optimasi tersebut secara umum dapat digolongkan menjadi dua kelompok, metode deterministik dan metode heuristik. Metode deterministik termasuk di dalamnya adalah Lagrange Relaxation, Bender Decomposition, Mixed-Integer Programming, Integer-Point, dan Dynamic Programming. Sedangkan metode heuristik antara lain Genetic Algorithm, Particle Swarm Optimization, Neural Network, Fuzzy Logic dan Metode Kecerdasan Buatan Lainnya [7].

Penggunaan metode Dynamic Programming dalam masalah optimasi penjadwalan hidro thermal telah banyak dilakukan oleh pakar kelistrikan [3][8][9][10][11][12][13]. Dynamic Programming digunakan untuk menggambarkan proses pemecahan masalah dimana akan dicari keputusan terbaik dari keputusan keputusan yang ada (Bellman, 1940). Metode optimasi pemecahan masalah pada Dynamic Programming dapat dilihat sebagai hasil dari keputusan optimum yang telah dibuat sebelumnya. Metode ini memiliki kelebihan dalam menentukan kelayakan solusi yang akan diambil, namun metode ini memiliki keterbatasan dimensi pada sistem tenaga listrik yang besar. Hal ini karena jumlah pembangkit yang akan dioperasikan semakin banyak, sehingga waktu untuk solusi pemecahan masalah optimal tiap unit pembangkit akan semakin lama. Metode Dynamic Programming tidak membutuhkan formulasi matematika standar, tetapi sebagai pendekatan umum untuk pemecahan masalah dan persamaan persamaan khusus yang disesuaikan dengan setiap situasi individual.[8]

Dalam makalah ini akan di bahas penggunaan metode Dynamic Programming untuk mencari hasil optimasi yang optimum berupa kombinasi unit pembangkit thermal yang nilai pembangkitannya paling murah untuk melayani beban sisa dari pembangkit hidro, sehingga didapat jumlah biaya bahan bakar yang minimum. Data yang digunakan untuk studi kasus koordinasi hidro thermal ini adalah karakteristik input output pembangkit hidro dan thermal, batas maksimum dan minimum pengoperasian pembangkit hidro dan thermal, serta data pembebanan unit pembangkit harian dari Pusat Pembagian Beban PT PLN Persero pada periode 24 jam. Beban pada sistem akan dikurangi daya yang dihasilkan oleh pembangkit hidro, kemudian sisa daya akan dikombinasikan pada pembangkit thermal yang tersedia. Penjadwalan unit thermal tersebut akan menggunakan metode Dynamic Programming dengan menggunakan software pendukung Matlab ver 7.0 dari Mathwork.

## **METODE**

Masalah operasi pembangkit tenaga listrik dapat diselesaikan dengan menggunakan Dynamic Programming. Langkah pengoptimalan pada Dynamic Programming adalah dengan menggunakan keputusan optimum yang dibuat sebelumnya untuk melanjutkan ke langkah selanjutnya, sehingga diharapkan menghasilkan solusi koordinasi hidro thermal dengan biaya bahan bakar yang minimal. Asumsi yang digunakan dalam metode Dynamic Programming antara lain : adanya batas minimum dan maksimum pembangkitan tiap pembangkit, nilai rugi rugi transmisi diabaikan, setiap pembangkit dinyatakan siap 'running' untuk dimasukkan kedalam sistem, pembagian beban dilakukan secara rata terlebih dahulu dengan nilai pembagi sebanyak n pembangkit, kemudian mengatur besarnya nilai  $\delta$  untuk variasi daya.

Hal hal yang harus diperhatikan dalam metode Dynamic Programming antara lain: solusi dari masalah pemrograman dapat diformulasikan secara rekursif, metode Dynamic Programming digunakan ketika masalah dapat dipecah menjadi sub- masalah yang lebih kecil sebelum pencarian solusi dilakukan pada masalah yang lebih besar, hasil penyimpanan dilanjutkan ketika sub masalah yang kecil dapat digunakan untuk mencari solusi masalah yang lebih besar.

Metode Dynamic Programming dapat menggunakan beberapa pendekatan, yaitu :

- a) Maju (Forward) yaitu langkah dimulai dari tahap 1 dan terus maju ke tahap 2,3,... n. Urutan variabel keputusan adalah  $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ .
- b) Mundur (Backward) yaitu langkah dimulai dari interval terakhir n dan berjalan mundur ke tahap n-1, n-2, n-3, ..., 2, hingga ke tahap awal. Urutan variabel keputusan adalah  $x_n, x_{n-1}, x_{n-2}, x_{n-3}, \dots, x_2, x_1$ . [14]

Langkah langkah dalam penelitian secara garis besar dijelaskan melalui diagram alir pada Gambar 1. Langkah pertama, sebelum penelitian dilakukan terlebih dahulu dilakukan penentuan parameter dan data teknis pada pembangkit yang akan dijadikan studi kasus. Untuk kelompok hidro, data yang dibutuhkan antara lain debit air harian, batas maksimum dan minimum pengoperasian pembangkit hidro. Sedangkan kelompok thermal yaitu *heat rate* pembangkit thermal, batas maksimum dan minimum pengoperasian pembangkit thermal serta beban harian pembangkit thermal.

Langkah kedua yaitu pengolahan data pembangkit hidro dan pembangkit thermal. Untuk pembangkit hidro, hal pertama yang dilakukan adalah mencari karakteristik pembangkit hidro dengan menggunakan Least Square Methods. Karakteristik pembangkit hidro dapat diketahui setelah memasukkan data debit air dan kapasitas pembangkitan yang terpasang ke dalam persamaan (1) dan persamaan (2). Nilai karakteristik yang telah diketahui selanjutnya dijadikan persamaan (3) untuk mengetahui kapasitas daya pembangkitan unit hidro.

$$\beta = \frac{n \sum PQ - \sum P \sum Q}{n \sum P^2 - (\sum P)^2} \tag{1}$$

$$a = \bar{Q} - \beta \bar{P} \tag{2}$$

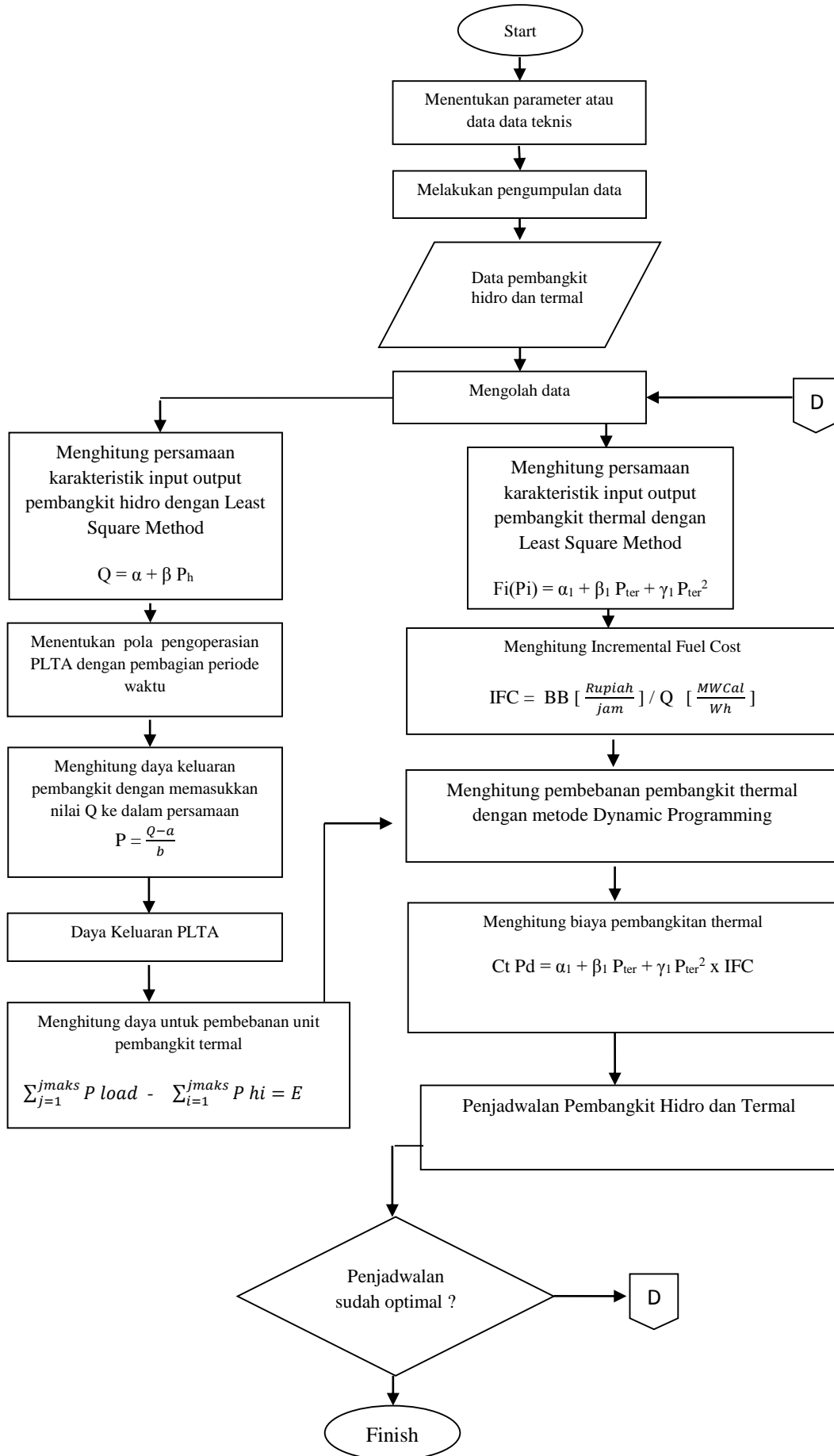
Substitusi persamaan (1) dan persamaan (2)

$$Q = a + \beta P \tag{3}$$

Langkah ketiga adalah menentukan pola pengoperasian pada PLTA sesuai dengan periode waktu yang ditentukan. Perubahan nilai beban tiap interval waktu tertentu akan menyebabkan perubahan operasi pada pembangkit hidro disesuaikan dengan keadaan beban dalam periode tersebut dan juga debit air yang digunakan untuk membangkitkan generator pada pembangkit hidro. Kurva beban harian sistem selama 24 jam akan dibagi menjadi 6 periode dalam kurun waktu 4 jam seperti pada terlihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Pembagian periode waktu pengoperasian PLTA

Periode	Waktu			
1	02.00	03.00	04.00	05.00
2	06.00	07.00	08.00	09.00
3	10.00	11.00	12.00	13.00
4	14.00	15.00	16.00	17.00
5	18.00	19.00	20.00	21.00
6	22.00	23.00	24.00	01.00



Gambar 1. Diagram alir operasi ekonomis dengan metode Dynamic Programming

Untuk pembangkit thermal, karakteristik pembangkit dapat diketahui dengan memasukan data *heat rate* dan kapasitas daya terpasang pada pembangkit thermal menjadi persamaan biaya bahan bakar unit pembangkit thermal dengan menggunakan pendekatan fungsi polynomial pada persamaan (4).

$$F_i(P_i) = \alpha_i + \beta_i P_{ter} + \gamma_i P_{ter}^2 \quad (4)$$

Dimana :

- $F_i$  = Input bahan bakar pembangkit ke-i (Rp/h)
- $P_{ter}$  = Output daya pembangkit thermal ke-i (MW)
- $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$  = Konstanta input-output pembangkit ke-i
- $i$  = Indeks pembangkit ke i ( $i = 1, 2, 3, \dots, n$ )

Langkah keempat adalah menghitung daya pembangkitan pada pembangkit hidro dengan memasukan nilai debit air ( $Q$ ) ke persamaan karakteristik input-output pembangkit hidro melalui persamaan (5).

$$Q = a + \beta P \quad (3)$$

$$P = \frac{Q-a}{\beta} \quad (5)$$

Langkah kelima yaitu menentukan daya untuk pembebanan pada unit thermal. Beban sistem yang dipakai pada studi kasus ini adalah beban harian pada pembangkit hidro dan thermal Jawa-Bali pada hari Senin, tanggal 09 September 2013. Beban sistem selanjutnya akan dikurangi dengan daya yang dibangkitkan oleh pembangkit hidro, sehingga akan didapat beban sisa yang akan dipikul pembangkit thermal.

$$\sum_{j=1}^{jmaks} P_{load} - \sum_{i=1}^{jmaks} P_{hidro} = E \quad (6)$$

Dimana :

- $\sum_{j=1}^{jmaks} P_{load}$  = Beban total sistem
- $\sum_{i=1}^{jmaks} P_{hidro}$  = Energi pembangkitan hidro
- $E$  = Energi pembangkitan thermal

Langkah keenam adalah menghitung nilai laju penambahan biaya bahan bakar pembangkit thermal (*Incremental Fuel Cost*). *Incremental Fuel Cost* adalah besarnya laju biaya yang harus dipakai oleh pembangkit thermal untuk mengkonversikan panas menjadi daya. *Incremental Fuel Cost* didapatkan dengan membagi harga bahan bakar dengan hasil persamaan polynomial persamaan (4) :

$$IFC = BB \left[ \frac{\text{Rupiah}}{\text{jam}} \right] / Q \left[ \frac{\text{MWCal}}{\text{Wh}} \right] \quad (7)$$

Dimana :

- IFC = Laju kenaikan biaya bahan bakar (Rp/MCal).
- BB = Harga bahan bakar per satuan waktu (Rupiah / jam).
- $Q$  = Hasil kali daya pembangkitan terhadap heat rate pembangkit ( $\frac{\text{MWCal}}{\text{Wh}}$ ).

Langkah ketujuh yaitu melakukan perhitungan pembebanan untuk pembangkit thermal menggunakan *Dynamic Programming*. Beban sistem dikurangi oleh pembangkitan hidro melalui

persamaan (6), maka sisa beban yang akan ditanggung oleh pembangkit thermal diatur nilai pembangkitannya melalui metode Dynamic Programming dengan persamaan (8)

$$C_t P_d = \{C_1((P_d/n) \pm \delta) + C_2((P_d/n) \pm \delta) + \dots + C_n((P_d/n) \pm \delta)\} \quad (8)$$

Dimana :

$C_t P_d$  = Biaya total bahan bakar minimum dalam satuan biaya per satuan waktu ( rupiah perjam ) untuk n buah unit pembangkit dengan beban  $P_d$ .

$C_n$  = Biaya bahan bakar minimum dalam satuan biaya per satuan waktu ( rupiah perjam ) untuk unit ke n.

n = Jumlah pembangkit yang akan beroperasi

$\delta$  = Nilai taksiran untuk variasi pembagian beban dengan syarat masih memenuhi kemampuan pembangkit.

Dalam metode Dynamic Programming, persoalan dipecah menjadi submasalah yang lebih kecil [15]. Sehingga persamaan (8) dipecah dengan urutan sebagai berikut :

a. Membagi beban  $P_d$

$$P_1 = P_2 = \dots = P_n = P_d / n \quad (9)$$

Sehingga persamaan (8) menjadi sebagai berikut :

$$C_t P_d = \{C_1(P_1) + C_2(P_2) + \dots + C_n(P_n)\} \quad (10)$$

b. Menentukan nilai  $\delta$  untuk mendapatkan variasi daya yang paling optimal sehingga nilai pembangkitan thermal menjadi :

$$P_{1baru} = P_1 \pm \delta, P_{2baru} = P_2 \pm \delta, \dots, P_{nbaru} = P_n \pm \delta \quad (11)$$

Nilai  $\delta$  harus tetap memenuhi syarat sebagai berikut :

$$\sum \delta = 0 \quad (12)$$

$$\sum P_{n \min} \leq P_d \leq \sum P_{n \max} \quad (13)$$

$$P_{1baru} + P_{2baru} + \dots + P_{nbaru} - P_d = 0 \quad (14)$$

$$P_{n \min} \leq P_{n \text{ baru}} \leq P_{n \max} \quad (15)$$

Sehingga persamaan (10) menjadi :

$$C_t P_d = \{C_1(P_{1baru}) + C_2(P_{2baru}) + \dots + C_n(P_{nbaru})\} \quad (16)$$

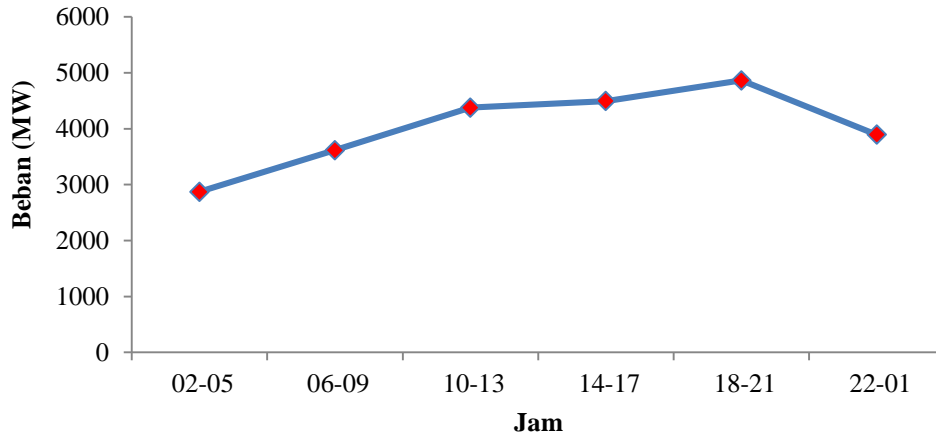
c. Kemudian mengiterasikan nilai  $P_{1baru}, P_{2baru}, \dots, P_{nbaru}$  secara terus menerus sehingga didapatkan variasi pembebanan yang paling optimal dengan memperhatikan batasan batasan pembangkit pada poin b.

d. Variasi pembebanan yang optimal telah didapatkan, kemudian menghitung biaya bahan bakar setiap jam yaitu memasukkan nilai daya terhadap fungsi karakteristik input output pembangkit thermal dikalikan dengan *Incremental Fuel Cost*.

$$C_t P_d = \alpha_1 + \beta_1 P_{ter} + \gamma_1 P_{ter}^2 \times IFC \quad (17)$$

Langkah kedelapan yaitu menjumlahkan biaya pembangkitan selama 24 jam dan membandingkannya dengan biaya pembangkitan oleh PLN.

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data beban harian yang diperoleh dari PT. PLN (Persero) P3B Gandul-Depok dan PT Indonesia Power UBP Saguling pada hari Senin tanggal 09 September 2013. Dalam penelitian ini hanya menggunakan pembangkit hidro PLTA Saguling dan Cirata, sedangkan untuk kelompok thermal hanya menggunakan pembangkit Suralaya, Labuan dan Cilegon. Grafik beban harian dapat dilihat pada Gambar 2.



Gambar 2 . Beban Harian Pembangkit Hidro-Thermal Jawa Bali (Senin, 9 September 2013) [17]

Data beban harian dibagi menjadi 6 periode, dimana setiap periodenya merupakan beban rata rata selama 4 jam. Dari data beban harian pada hari Senin tanggal 09 September 2013 tersebut dapat dilihat bahwa beban puncak berada dalam periode 5, yaitu pukul 18.00-21.00 WIB dengan nilai beban mencapai 4863,5 MW, dan beban minimal terjadi pada periode 1, yaitu pukul 02.00-05.00 WIB dengan nilai beban sebesar 2872 MW.

Tabel 1. Pembagian Periode Waktu

periode	Waktu				Beban Rata Rata (MW)
1	02.00	03.00	04.00	05.00	2872
2	06.00	07.00	08.00	09.00	3615
3	10.00	11.00	12.00	13.00	4377,75
4	14.00	15.00	16.00	17.00	4494
5	18.00	19.00	20.00	21.00	4863,5
6	22.00	23.00	24.00	01.00	3894,5

Tabel 2. Data Debit Air Pembangkit Hidro Jawa Bali [16]

PLTA Saguling		PLTA Cirata	
Debit Air	Daya	Debit Air	Daya
111618	100	271702	80
137699	200	317653	100
157896	300	350093	300
216780	400	495532	400

Selanjutnya perhitungan dilakukan dengan mencari nilai karakteristik dari unit pembangkit hidro dan unit pembangkit thermal. Fungsi polynomial digunakan untuk mencari persamaan karakteristik dari pembangkit thermal dan hidro. Untuk pembangkit hidro, karakteristik didapatkan setelah memasukkan empat nilai percobaan debit air terhadap kapasitas pembangkitan. Data debit air pembangkit hidro dapat dilihat di Tabel 2. Untuk pembangkit thermal, karakteristik didapatkan

dengan mengolah empat titik heat rate yang diperoleh dari hasil percobaan. Persamaan biaya bahan bakar dari setiap unit pembangkit termal dapat diketahui setelah persamaan karakteristik yang telah kita dapat dikalikan dengan biaya bahan bakar. Data persamaan heat rate dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 3. Data Heat Rate Pembangkit Thermal Jawa Bali [17]

Pembangkit	Daya Pembangkitan (MW)				Heat Rate (Kcal/KWh)			
	1	2	3	4	1	2	3	4
Suralaya 1-4	200	262	302	373	2784	2697	2654	2596
Suralaya 5-7	301	391	251	585	2717	1665	2635	2573
Labuan 1-2	150	162	215	284	2852	2816	2715	2664
Cilegon 1-2	144	180	216	240	3052	2875	2788	2747

Tabel 4. Batas pengoperasian pembangkit [16][17]

Pembangkit	Pmin (MW)	Pmax (MW)
Saguling	100	700
Cirata	80	1000
Suralaya 1-4	200	450
Suralaya 5-7	300	650
Labuan 1-2	150	285
Cilegon 1-2	140	250

Tabel 5. Penjadwalan Unit Pembangkit Sistem Jawa-Bali Sebelum Optimasi  
(Senin, 9 September 2013) [17]

Jam	Beban	PLTA Saguling	PLTA Cirata	PLTU Suralaya							PLTU Labuan		PLTGU Cilegon	
				1	2	3	4	5	6	7	1	2	1	2
01.00	2872	100	0	241	241	241	300	322	400	322	150	150	240	165
02.00	2872	100	0	241	241	241	300	322	400	322	150	150	240	165
03.00	2872	100	0	241	241	241	300	322	400	322	150	150	240	165
04.00	2872	100	0	241	241	241	300	322	400	322	150	150	240	165
05.00	2871	99	0	241	241	241	300	322	400	322	150	150	240	165
06.00	3178	98	0	261	241	241	322	322	480	322	235	235	240	165
07.00	3389	100	80	241	241	241	300	322	400	549	273	237	240	165
08.00	3543	100	80	241	241	241	329	322	480	575	273	256	240	165
09.00	4350	198	80	363	363	363	363	534	560	575	273	273	240	165
10.00	4378	200	80	363	363	363	363	560	560	575	273	273	240	165
11.00	4377	199	80	363	363	363	363	560	560	575	273	273	240	165
12.00	4378	200	80	363	363	363	363	560	560	575	273	273	240	165
13.00	4378	200	80	363	363	363	363	560	560	575	273	273	240	165
14.00	4532	304	80	368	368	368	368	568	568	575	280	280	240	165
15.00	4488	310	80	363	363	363	363	560	560	575	273	273	240	165
16.00	4478	300	80	363	363	363	363	560	560	575	273	273	240	165
17.00	4478	300	80	363	363	363	363	560	560	575	273	273	240	165
18.00	4848	400	350	363	363	363	363	560	560	575	273	273	240	165
19.00	4898	400	400	363	363	363	363	560	560	575	273	273	240	165
20.00	4898	400	400	363	363	363	363	560	560	575	273	273	240	165
21.00	4798	400	300	363	363	363	363	560	560	575	273	273	240	165
22.00	4398	200	100	363	363	363	363	560	560	575	273	273	240	165
23.00	4198	100	0	363	363	363	363	560	560	575	273	273	240	165
24.00	4110	100	0	363	363	275	363	560	560	575	273	273	240	165



Tabel 3 merupakan data heat rate pembangkit thermal sistem Jawa-Bali. Pengolahan data dilakukan dengan mengambil empat titik heat rate yang diperoleh dari hasil percobaan. Dengan menggunakan fungsi polynomial, maka akan diperoleh persamaan karakteristik dari pembangkit thermal. Perkalian persamaan karakteristik dengan Incremental Fuel Cost akan menghasilkan persamaan baru yang menggambarkan fungsi biaya bahan bakar pembangkit thermal. Adapun Incremental Fuel Cost masing-masing pembangkit yaitu 137,7999 Rp/MCal untuk Suralaya 1-7, 169,2457 Rp/MCal untuk Labuan 1-2, 208,6061 Rp/MCal untuk Cilegon 1-2.

Selain data heat rate dan data debit air, data yang dibutuhkan untuk perhitungan koordinasi hidrotermal yaitu batas pengoperasian pembangkit serta data riil sistem pada setiap unit pembangkit yang akan dibandingkan dengan perhitungan metode Dynamic Programming. Batas pengoperasian pembangkit dan data riil penjadwalan unit pembangkit sebelum optimasi dapat dilihat pada Tabel 4 dan Tabel 5.

## HASIL DAN PEMBAHASAN

Koordinasi hidro-thermal bertujuan untuk mengatur pembebanan pada pembangkit hidro dan thermal. Unit pembangkit hidro dengan biaya operasi paling murah dioperasikan untuk memikul beban dasar dari sistem dan unit pembangkit termal dengan biaya operasi yang lebih mahal dioperasikan untuk memenuhi kebutuhan beban yang tersisa. Untuk menentukan koordinasi pembangkit hidro-thermal, terlebih dahulu ditentukan kapasitas pembangkitan yang akan dibebankan pada pembangkit hidro dengan memperhatikan constraint berupa kapasitas minimal dan maksimal pembangkitan unit hidro. Beban sistem akan dikurangi oleh daya yang dibangkitkan pembangkit hidro daya dan beban yang tersisa akan ditanggung oleh pembangkit thermal dan dibagi nilai pembebanannya dengan menggunakan metode Dynamic Programming.

### Optimasi pada pembangkit hidro

Besarnya nilai pembangkitan daya pada pembangkit hidro bergantung kepada besarnya jumlah debit air yang mengalir ke kolam tando atau reservoir. Persamaan karakteristik input output PLTA yang telah ditentukan dari besarnya debit air terhadap kapasitas pembangkitan menggunakan Least Square Method dapat digunakan untuk menghitung nilai pembangkitan daya. Persamaan karakteristik input output pembangkit hidro dapat dilihat pada tabel 6.

Tabel 6. Persamaan karakteristik input output pembangkit hidro

No	Pembangkit hidro	Persamaan karakteristik input output
1	Saguling	$Q = 72077.5 + 335.683 P$
2	Cirata	$Q = 234703.20 + 563.826 P$

Tabel 7. Pola Pengoperasian Pembangkit Hidro

Periode	PLTA Saguling		PLTA Cirata		Jumlah daya
	Debit air (m <sup>3</sup> /jam)	Daya (MW)	Debit air (m <sup>3</sup> /jam)	Daya (MW)	
1	103032	92.2135	250801.92	28.5526	120.7661107
2	128790	168.9466	313502.4	139.7579	308.7045172
3	154548	245.6797	376202.88	250.9632	496.6429237
4	158841	258.4686	386652.96	269.4974	527.9659914
5	176013	309.6240	428453.28	343.6343	653.2582624
6	137376	194.5243	334402.56	176.8264	371.3506527

Tabel 5 merupakan persamaan karakteristik input output pembangkit hidro yang merupakan fungsi debit air (m<sup>3</sup>/jam) terhadap daya yang dibangkitkan (MW). Besarnya daya yang dibangkitkan akan didapat dengan memasukkan nilai debit air berdasarkan pola pengoperasian air per periode

waktu. Nilai pembangkitan unit hidro tetap memperhatikan constraint berupa kapasitas minimal dan maksimal pembangkitan. Adapun pola pengoperasian air pada pembangkit hidro dapat dilihat pada tabel 7.

Debit air maksimum yang digunakan yaitu pada periode 5 yang merupakan beban puncak sistem dengan nilai  $20.5 \% \times 3.434.400 \text{ m}^3/\text{jam} = 704.052 \text{ m}^3/\text{jam}$ . Adapun untuk periode yang lain, persentase pemakaian airnya adalah periode 1 sebesar 12%, periode 2 sebesar 15%, periode 3 sebesar 18%, periode 4 sebesar 18,5%, dan periode 6 sebesar 16%. Kemudian debit air yang dihasilkan dibagi 4 (jumlah jam dalam 1 periode) sehingga untuk periode 5 dihasilkan  $176.013 \text{ m}^3/\text{jam}$  atau  $48.89 \text{ m}^3/\text{det}$ . Untuk memperoleh daya yang dibangkitkan maka debit air dimasukkan dalam persamaan karakteristik input-output PLTA.

### Optimasi Pembangkit Thermal

Pada pembangkit thermal, besarnya nilai pembangkitan bergantung kepada besarnya nilai bahan bakar per satuan waktu terhadap nilai daya yang dibangkitkan. Fungsi polynomial digunakan untuk mencari persamaan karakteristik input output pembangkit thermal. Setelah didapat persamaan karakteristik, maka selanjutnya mengalikan fungsi persamaan karakteristik input output dengan *Incremental Fuel Cost* sehingga diperoleh persamaan biaya bahan bakar. Persamaan karakteristik input output, *Incremental Fuel Cost*, dan fungsi biaya bahan bakar dapat dilihat pada tabel 8, tabel 9, dan tabel 10.

Tabel 8. Persamaan Karakteristik Input-Output Pembangkit Thermal

No	Pembangkit thermal	Persamaan karakteristik input-output
1	Suralaya 1-4	$57965.3591 + 2556.7032 P - 0.31153P^2$
2	Suralaya 5-7	$24041.2552 + 2748.4676 P - 0.37016P^2$
3	Labuan 1-2	$93665.6604 + 2108.914 P - 0.79317P^2$
4	Cilegon 1-2	$170115.5906 + 1614.0551 P - 1.773P^2$

Tabel 9. Fuel Cost Pembangkit Thermal

No	Pembangkit	Fuel Cost (Rp/MCal)
1	Suralaya 1-7	137, 7999
2	Labuan 1-2	169, 2457
3	Cilegon 1-2	208,6061

Tabel 10. Fungsi Biaya Bahan Bakar Pembangkit Thermal

No	Pembangkit	Persamaan fungsi biaya bahan bakar (Rp/jam)
1	Suralaya 1-4	$7987620,687 + 352313,4453 P - 42,92880285 P^2$
2	Suralaya 5-7	$3312882,562 + 378738,5604 P - 51,00801098 P^2$
3	Labuan 1-2	$15852510,26 + 356924,6262 P - 134.2406119 P^2$
4	Cilegon 1-2	$35487149,90 + 336701,7396 P - 369.8586153 P^2$

Setelah fungsi bahan bakar diketahui, maka tahap selanjutnya adalah menentukan beban yang dipikul oleh pembangkit thermal. Pembangkit hidro dijadikan sebagai pemikul beban dasar sistem dan sisa beban akan ditanggung oleh pembangkit thermal. Adapun pembagian beban sistem dapat dilihat pada tabel 11.

Beban yang akan ditanggung pembangkit thermal telah diketahui. Tahap selanjutnya dilakukan pembagian beban pada pembangkit thermal dengan menggunakan metode Dynamic Programming sehingga akan didapatkan biaya yang optimal. Hasil optimasi menggunakan metode Dynamic Programming dan perbandingan biaya bahan bakar optimasi Dynamic Programming dengan data riil sistem dapat dilihat pada tabel 12 dan tabel 13.

Tabel 11. Pembagian beban sistem pada pembangkit hidro dan thermal

Jam	Beban Total (MW)	Beban Hidro (MW)	Beban Thermal (MW)
01.00	2872	371.35	2500.65
02.00	2872	120.77	2751.23
03.00	2872	120.77	2751.23
04.00	2872	120.77	2751.23
05.00	2871	120.77	2750.23
06.00	3178	308.70	2869.30
07.00	3389	308.70	3080.30
08.00	3543	308.70	3234.30
09.00	4350	308.70	4041.30
10.00	4378	496.64	3881.36
11.00	4377	496.64	3880.36
12.00	4378	496.64	3881.36
13.00	4378	496.64	3881.36
14.00	4532	527.97	4004.03
15.00	4488	527.97	3960.03
16.00	4478	527.97	3950.03
17.00	4478	653.26	3824.74
18.00	4848	653.26	4194.74
19.00	4898	653.26	4244.74
20.00	4898	653.26	4244.74
21.00	4798	653.26	4144.74
22.00	4398	371.35	4026.65
23.00	4198	371.35	3826.65
24.00	4110	371.35	3738.65

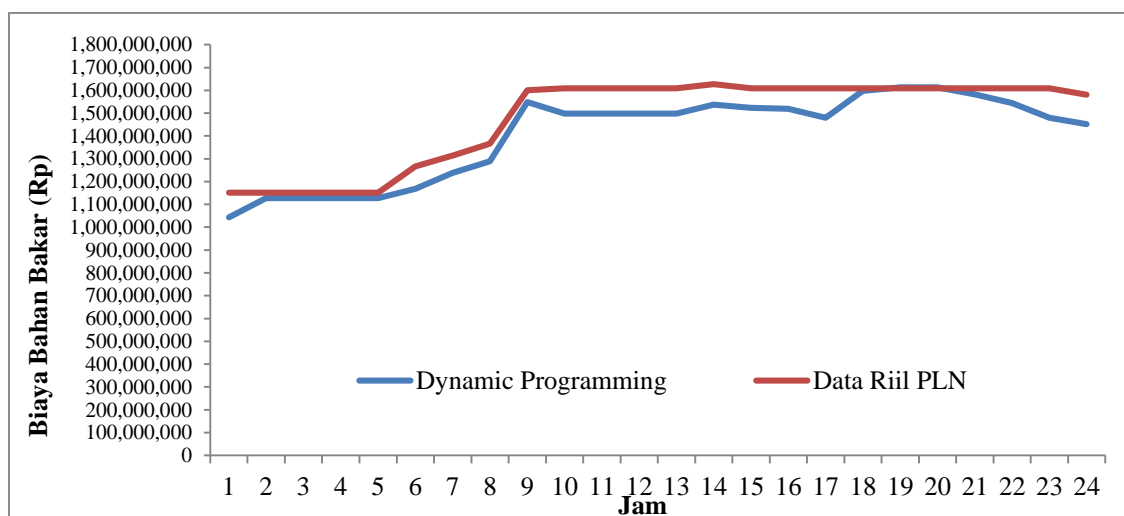
Tabel 12. Optimasi pembangkit thermal menggunakan metode *Dynamic Programming*

Jam	Beban sisa	PLTU Suralaya							PLTU Labuan		PLTGU Cilegon	
		1	2	3	4	5	6	7	1	2	1	2
01.00	2500.65	238,31	237,50	236,50	236,50	320,50	325,50	324,50	150,33	150,33	140,33	140,33
02.00	2751.23	270,11	270,11	270,11	275,11	365,11	360,11	360,11	150,11	150,11	140,11	140,11
03.00	2751.23	270,11	270,11	270,11	275,11	365,11	360,11	360,11	150,11	150,11	140,11	140,11
04.00	2751.23	270,11	270,11	270,11	275,11	365,11	360,11	360,11	150,11	150,11	140,11	140,11
05.00	2750.23	270,00	270,00	270,00	275,00	365,00	360,00	360,00	150,00	150,00	140,00	140,00
06.00	2869.30	265,84	265,84	265,84	270,84	410,84	410,84	395,84	150,84	150,84	140,84	140,84
07.00	3080.30	285,03	285,03	285,03	290,03	455,03	450,03	450,03	150,03	150,03	140,03	140,03
08.00	3234.30	314,03	314,03	314,03	315,03	469,03	464,03	464,03	150,03	150,03	140,03	140,03
09.00	4041.30	422,40	422,40	417,40	446,40	586,40	582,40	582,40	150,40	150,40	140,40	140,40
10.00	3881.36	407,85	387,85	382,85	431,85	551,85	567,85	567,85	150,85	150,85	140,85	140,85
11.00	3880.36	407,76	387,76	382,76	431,76	551,76	567,76	567,76	150,76	150,76	140,76	140,76
12.00	3881.36	407,85	387,85	382,85	431,85	551,85	567,85	567,85	150,85	150,85	140,85	140,85
13.00	3881.36	407,85	387,85	382,85	431,85	551,85	567,85	567,85	150,85	150,85	140,85	140,85
14.00	4004.03	419,00	419,00	414,00	443,00	571,00	579,00	579,00	150,00	150,00	140,00	140,00
15.00	3960.03	415,00	395,00	390,00	439,00	585,00	585,00	571,00	150,00	150,00	140,00	140,00
16.00	3950.03	414,10	394,10	389,10	438,10	531,10	609,10	594,10	150,10	150,10	140,10	140,10
17.00	3824.74	402,70	382,70	377,70	426,70	572,70	572,70	506,70	150,70	150,70	140,70	140,70
18.00	4194.74	436,34	436,34	436,34	441,34	619,34	619,34	619,34	152,34	151,34	141,34	141,34
19.00	4244.74	445,88	445,88	445,88	445,88	640,00	640,00	601,16	150,00	150,00	140,00	140,00
20.00	4244.74	445,88	445,88	445,88	445,88	640,00	640,00	601,16	150,00	150,00	140,00	140,00
21.00	4144.74	431,80	431,80	431,80	436,80	611,00	610,80	610,80	150,00	150,00	140,00	140,00
22.00	4026.65	421,06	421,06	416,06	445,06	641,06	541,06	561,06	150,06	150,06	140,06	140,06
23.00	3826.65	402,88	382,88	377,88	426,88	522,88	522,88	606,88	150,88	150,88	140,88	140,88
24.00	3738.65	394,88	374,88	369,88	418,88	514,88	482,88	598,88	150,88	150,88	140,88	140,88

Dari tabel 12 dapat dilihat bahwa pembagian beban dipilih berdasarkan nilai Incremental Fuel Cost. PLTGU Cilegon yang mempunyai nilai IFC paling tinggi dibebankan dengan nilai beban paling kecil tetapi masih memenuhi kapasitas minimal pembangkitan, sehingga dapat mengurangi biaya bahan bakar. Sementara PLTU Suralaya dengan nilai IFC yang rendah dibagi pembebanannya untuk memikul beban sisa yang masih tersisa.

Tabel 13. Perbandingan biaya bahan bakar menggunakan optimasi Dynamic Programming dengan data riil sistem PLN [17]

Jam	Metode Dynamic Programming (Rp)	Data riil PLN (Rp)
01.00	1.043.182.115	1.151.161.557
02.00	1.127.443.095	1.151.161.557
03.00	1.127.443.095	1.151.161.557
04.00	1.127.443.095	1.151.161.557
05.00	1.127.001.266	1.151.161.557
06.00	1.167.926.568	1.266.331.905
07.00	1.237.881.663	1.313.508.379
08.00	1.288.395.696	1.366.046.067
09.00	1.548.846.299	1.600.837.637
10.00	1.498.065.838	1.609.233.966
11.00	1.497.713.792	1.609.233.966
12.00	1.498.065.838	1.609.233.966
13.00	1.498.065.838	1.609.233.966
14.00	1.536.785.496	1.626.828.077
15.00	1.522.849.995	1.609.233.966
16.00	1.519.565.940	1.609.233.966
17.00	1.479.711.472	1.609.233.966
18.00	1.597.905.806	1.609.233.966
19.00	1.612.929.360	1.609.233.966
20.00	1.612.929.360	1.609.233.966
21.00	1.581.510.221	1.609.233.966
22.00	1.543.738.449	1.609.233.966
23.00	1.480.324.697	1.609.233.966
24.00	1.451.890.357	1.580.640.569
Jumlah	33.727.615.351	35.430.041.977
Selisih (Rp)		1.702.426.626
Efisiensi (%)		4,805037



Gambar 3. Grafik Perbandingan Biaya Bahan Bakar Metode Dynamic Programming Dengan Data Riil PLN.

Dari tabel 13 dan grafik dapat dilihat bahwa perhitungan optimasi menggunakan metode Dynamic Programming menghasilkan biaya bahan bakar lebih murah dibandingkan dengan data riil sistem. Metode Dynamic Programming menghasilkan biaya sebesar Rp 33.727.615.351,- per-hari, sedangkan data riil sebesar Rp 35.430.041.977 per-hari. Sehingga diperoleh penghematan sebesar Rp 1.702.426.626,- per-hari atau menghemat 4,80 %

## KESIMPULAN

Koordinasi hidrothermal menggunakan unit pembangkit hidro dengan biaya operasi paling murah untuk memikul beban dasar dari sistem dan unit pembangkit thermal dengan biaya operasi yang lebih mahal dioperasikan untuk memenuhi kebutuhan beban yang tersisa. Biaya total optimasi 3 jenis pembangkit thermal dengan menggunakan metode Dynamic Programming adalah sebesar Rp 33.727.615.351,- per-hari, sedangkan biaya pembangkitan PLN sebesar Rp 35.430.041.977 per-hari. Sehingga diperoleh penghematan sebesar Rp 1.702.426.626,- per-hari atau menghemat 4,80 %

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Anizar Indriani, Nia Lidiawati. “ *Perbandingan Penggunaan Metode Tabu Search dan Dynamic Programming Dalam Pengoptimalan Unit Commitment Pembangkit Thermal* ” Program Studi Teknik Elektro Universitas Bengkulu.
- [2] Cekdin, Cekmas. (2009). *Sistem Tenaga Listrik, Contoh Soal dan Penyelesaiannya Menggunakan Matlab*. Yogyakarta: Andi.
- [3] Mukhtar, Alif Rakhman. “*Penjadualan Pembangkit Hidro- Thermal Menggunakan Metode Dynamic Programming*” Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik Universitas Diponegoro. 2010
- [4] Marsudi, Djiteng. (2011). *Pembangkitan Energi Listrik (Edisi Kedua)*. Jakarta : Erlangga
- [5] Wood, Allen J., dan Bruce. (1984). *Power Generation Operation And Control*. New York: John Wiley & Sons, Inc.
- [6] Stevenson, William. (1984). *Analisis Sistem Tenaga Listrik (Edisi Keempat)*. Jakarta: Erlangga.
- [7] L.A Farhat, M.E. El-Hawary. “*Optimization Methods Applied For Solving The Short-Term Hydrothermal Coordination Problem* “. Department of Electrical and Computer Engineering, Dalhousie University, Canada. 2009
- [8] Yang, Jin Shyr, Nanming Chen. (1989). *Short Term Hydrothermal Coordination using Multi-pass Dynamic Programming* , IEEE Transactions on Power Systems, vol 4 pp 1050-1056.
- [9] J.S Yang, N Chen (1990). *Unit Commitment and Hydrothermal Generation Scheduling by Multi-pass Dynamic Programming*, In : *Decision and Control*. Proceeding on the 29<sup>th</sup> IEEE Conference on Vol 6 pp 3075-3076
- [10] [Snyder, Walter L., David Powel, John C. Rayburn. (1987)“ *Dynamic Programming Approach to Unit Commitment*” IEEE Transactions on Power Systems, pp 339-348
- [11] [Hobbs, W.J Hemon, Warner S. (1988) “ *An enchanced Dynamic Programming Approach for Unit Commitment*” IEEE Transactions on Power Systems, pp 1201- 1205
- [12] Z. Ouyang, S.M. Shahidehpour. (1991)“ *An Intelligent Dynamic Programming for Unit Commitment Application*” IEEE Transactions on Power Systems vol 6

- [13] Tang, Jianxin., Luh, B Peter. (1995). *Hydrothermal Scheduling Via Extended Differential Dynamic Programming And Mixed Coordination*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol 10 No 4.
- [14] Nadjamudin, “*Optimasi Sistem Tenaga Listrik* “. Modul Optimasi Sistem Tenaga Listrik.
- [15] Erline Luciana, “*Simulasi Perhitungan Pembebanan Ekonomis Pada Pusat Listrik Tenaga Diesel Dengan Metode Dynamic Programming ( Studi Kasus di PT. Arteria Daya Mulia)*“. Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro 2009.
- [16] \_\_\_\_\_. (2013). *Laporan Beban PLTA PLTA Saguling dan Area-1 Senin, 9 September 2013 PT. Indonesia Power UBP Saguling*. Bandung: PT. Indonesia Power UBP Saguling.
- [17] \_\_\_\_\_. (2013). *Rencana Operasi Harian (Logsheet Senin, 9 September 2013) PT. PLN (Persero)*. Jakarta: PT. PLN (Persero) P3B Jawa-Bali.