

# Optimalisasi Biaya Bahan Bakar Untuk Penjadwalan Unit-Unit Pada Pembangkit *Thermal* Sistem Minahasa Dengan Metode Iterasi Lamda

Sartika Veronika Angdrie, L.S. Patras, H. Tumaliang, F. Lisi,  
Jurusan Teknik Elektro-FT, UNSRAT, Manado-95115, Email: pink\_kHa17@yahoo.com

**Abstrak** - Pada sistem Minahasa, total kapasitas terpasang yang paling besar adalah pembangkit *thermal* yaitu : 181,52 MW, yang terdiri dari PLTP Lahendong, PLTD Bitung, PLTD Lopana, dan PLTD Sewa. Sehingga, biaya yang dikeluarkan untuk bahan bakar pembangkit *thermal*, khususnya PLTD menjadi lebih mahal.

Untuk mengurangi biaya bahan bakar maka penjadwalan optimal unit pembangkit *thermal* pada sistem Minahasa perlu dilakukan. Permasalahan yang menyangkut penjadwalan terdiri dari 2 masalah yang saling berhubungan yaitu : 1. *Unit Commitment*, yaitu penentuan kombinasi unit-unit pembangkit yang bekerja dan tidak perlu bekerja pada satu periode untuk memenuhi kebutuhan beban sistem pada periode tersebut. 2. *Economic Dispatch* adalah pembagian pembebanan pada setiap unit pembangkit sehingga diperoleh kombinasi unit pembangkit yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya yang optimum.

Pembagian beban untuk masing-masing unit pembangkit *thermal* dapat diperoleh dengan menggunakan metode iterasi lamda. Pembagian beban dengan menggunakan iterasi lamda memberikan hasil yang lebih optimal dibandingkan dengan total biaya yang dikeluarkan oleh PT.PLN (Perseo) Wilayah Sulutenggo. Total biaya yang dihasilkan dari metode iterasi lamda adalah Rp. 369.533.914,578 sedangkan total biaya bahan bakar yang dikeluarkan oleh PT.PLN (Perseo) Wilayah Sulutenggo adalah Rp. 438.958.267,8.

**Kata kunci** : Optimalisasi biaya bahan bakar unit pembangkit *thermal*, *Economic dispatch*, iterasi lamda.

## I. PENDAHULUAN

Kebutuhan energi listrik pada daerah Sulawesi Utara juga semakin meningkat. Disisi lain energi tidak dapat disimpan dalam jumlah yang besar, sehingga harus disediakan pada saat dibutuhkan konsumen. Energi yang disediakan haruslah memiliki keandalan dan ketersediaan yang tinggi serta optimal. Sistem tenaga listrik di Indonesia terdiri dari pusat listrik hidro dan *thermal*, dan di dominasi oleh pembangkit *thermal*, sama halnya dengan sistem Minahasa. Kondisi pembangkit pada sistem Minahasa juga terdiri dari beberapa pusat listrik hidro dan *thermal*, antara lain : PLTA Tonselama, PLTA Tanggari 1, PLTA Tanggari 2. Sedangkan untuk pembangkit *thermal* terdiri dari : PLTD Bitung, PLTD Lopana PLTP Lahendong, PLTU 2 SULUT dan PLTD Sewa. Pembangkit yang ada pada sistem Minahasa di dominasi oleh pembangkit *thermal* khususnya PLTD. PLTD dalam pembangkitannya memerlukan bahan bakar solar yang

membuat biaya pembangkitan yang harus dipenuhi oleh sistem Minahasa cukup besar. Sehingga diperlukan suatu penjadwalan yang dapat mengoptimalkan penggunaan bahan bakar.

Dalam melayani beban, pembangkit pada sistem Minahasa baik pembangkit hidro dan *thermal* bekerja secara interkoneksi. Jumlah daya terpasang untuk pembangkit hidro pada sistem Minahasa adalah 51, 38 MW dan jumlah daya terpasang untuk pembangkit *thermal* sistem Minahasa adalah 181,52 MW. Penggunaan BBM yang cukup besar pada PLTD sehingga biaya operasi pun semakin meningkat.

Karena permasalahan penggunaan bahan bakar pada pembangkit *thermal* ini, maka diperlukan optimasi untuk penjadwalan unit pembangkit *thermal*. Permasalahan optimasi ini terdiri dari 2 masalah yang saling berhubungan, kedua masalah itu adalah : 1. *Unit Commitment*, yaitu penentuan kombinasi unit-unit pembangkit yang bekerja dan tidak perlu bekerja pada usatu periode untuk memenuhi kebutuhan beban sistem pada periode tersebut. 2. *Economic Dispatch* adalah pembagian pembebanan pada setiap unit pembangkit sehingga diperoleh kombinasi unit pembangkit yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya yang optimal.

## II. LANDASAN TEORI

Sistem tenaga listrik terinterkoneksi untuk mencukupi kebutuhan beban. Karena energi listrik tidak dapat disimpan maka energi listrik harus dibangkitkan pada saat dibutuhkan. Daya yang di bangkitkan/di produksi harus selalu sama dengan daya yang di konsumsi oleh para pemakai tenaga listrik yang secara teknis di katakan sebagai beban sistem. Energi listrik yang disalurkan harus ekonomis, terutama dalam proses pembangkitan tenaga listrik pada pembangkit *thermal* yang memerlukan biaya operasi yang tidak sedikit. Biaya operasi ini merupakan faktor yang harus ditekan agar menjadi sekecil mungkin dengan tetap meperhatikan keandalan (*reability*) dan ketersediaan (*available*) sistem.

### A. Optimasi Unit Pembangkit *Thermal*

Yang dimaksud dengan operasi ekonomis pembangkit *thermal* ialah proses pembagian atau penjadwalan beban total dari suatu sistem kepada masing-masing pusat pembangkitnya, sedemikian rupa sehingga jumlah biaya pengoperasian adalah seminimal mungkin. Seluruh pusat-pusat pembangkit dalam suatu sistem dikontrol terus menerus

sehingga pembangkitan tenaga dilakukan dengan cara paling ekonomis.

### B. Karakteristik Input-Output Pembangkit

Untuk menganalisis permasalahan mengenai operasi dalam sistem tenaga, khususnya masalah operasi ekonomis, diperlukan dasar tentang karakteristik *input-output* dari suatu unit pembangkit *thermal*. Karakteristik input output pembangkit *thermal* adalah karakteristik yang menggambarkan hubungan antara input bahan bakar (liter/jam) dan output yang dihasilkan oleh pembangkit (MW).

Untuk menggambarkan karakteristik input output dapat dilihat pada gambar 1, yang menunjukkan karakteristik *input-output* suatu unit pembangkit tenaga uap yang ideal. *Input* unit yang ditunjukkan pada sumbu ordinat adalah kebutuhan energi panas (MBtu/jam) atau biaya total per jam (R/jam). *Output*nya adalah *output* daya listrik dari unit tersebut.

Untuk masalah operasi ekonomis, biasanya kurva karakteristik input output pembangkit didekati dengan persamaan *polynomial* tingkat dua (kuadrat) persamaannya :

$$F(P) = \alpha + \beta P_i + \gamma P_i^2 \quad (1)$$

Dimana :

- $F$  = Input Pemakaian bahan bakar (Liter/Jam)
- $P$  = Daya listrik yang dibangkitkan (MW)
- $\alpha, \beta, \gamma$  = Konstanta-konstanta

### C. Karakteristik Kurva Pertambahan Biaya Bahan Bakar Rata-Rata (Incremental Fuel/Heat Rate Characteristic)

Dari karakteristik input-output pembangkit maka kita dapat mencari kurva pertambahan bahan bakar rata-rata (*Incremental Fuel/Heat Rate*) yaitu :

$$\text{Incremental fuel or heat rate (IFR)} = \frac{\Delta F}{\Delta P} \quad (2)$$

Kurva pertambahan bahan bakar rata-rata atau *incremental fuel rate* (IFR) dapat dikonversikan ke kurva kenaikan biaya bahan bakar atau *incremental fuel cost* (IFC) dengan mengalikan IFR dengan biaya bahan bakarnya. *Incremental fuel cost* biasanya dinyatakan dalam rupiah per MWh.

$$\text{IFC} = \text{IFR} \times \text{Fuel Cost} \frac{\text{rupiah}}{\text{MWh}} \quad (3)$$

### D. Kemampuan Pembebanan Unit Pembangkit Thermal

Setiap mesin pembangkit listrik (generator) mempunyai kemampuan pembebanan yang dibatasi oleh kapasitas maksimum dan minimum. Adanya batas-batas ini selain karna keterbatasan kemampuan komponen-komponen mesin (*thermal rating*) , juga disebabkan alasan ekonomis yaitu efisiensi kerja dari mesin tersebut.

Bila suatu unit pembangkit dioperasikan atau dibebani diluar batas maksimum dan minimumnya selain efisiensinya rendah, umur (*lifetime*) dari mesin tersebut akan menurun terutama bila sering mengalami pembebanan lebih

(*overloading*). Oleh karena itu agar pembangkit tersebut selalu dapat bekerja dengan efisiensi yang cukup baik (ekonomis) serta stabil, maka pembangkit tersebut harus dioperasikan dalam daerah pembebanannya.

### E. Economic Dispatch

*Economic dispatch* adalah pembagian pembebanan pada setiap unit pembangkit sehingga diperoleh kombinasi unit pembangkit yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya yang optimum atau dengan kata lain untuk mencari nilai optimum dari output daya dari kombinasi unit pembangkit yang bertujuan untuk meminimalkan total biaya pembangkitan. Gambar 2 menunjukkan konfigurasi sistem yang terdiri dari N unit pembangkit *thermal* yang terhubung dengan 1 busbar yang melayani beban listrik,  $P_{load}$ . Input dari unit ini ditunjukkan sebagai  $F_i$  mewakili biaya (*cost rate*) unit. Output unit ini  $P_i$  adalah daya listrik yang di bangkitkan oleh unit pembangkit *thermal*.

Secara matematis, masalah ini dapat dijelaskan secara singkat ,yaitu fungsi objek  $F_T$  adalah total biaya untuk memasok beban. Untuk meminimalkan biaya pembangkitan ( $F_T$ ) dengan kendala bahwa jumlah daya yang dihasilkan harus sama dengan beban yang diterima dengan catatan bahwa rugi transmisi diabaikan . maka persamaannya adalah :

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

$$F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (4)$$

$$\Phi = 0 = P_D - \sum_{i=1}^n P_i$$

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_D \quad (5)$$

Jika persamaan (1) diturunkan maka persamaannya menjadi :

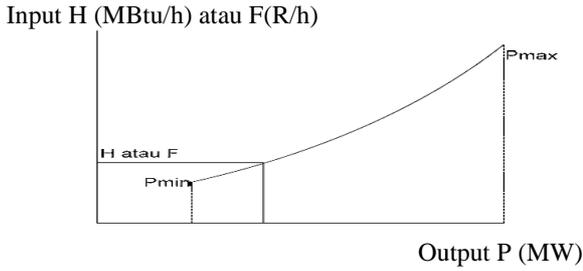
$$\beta_i + 2\gamma_i P_i = \lambda \quad (6)$$

Dari persamaan (6) maka dapat dihitung nilai  $P_i$  , yaitu :

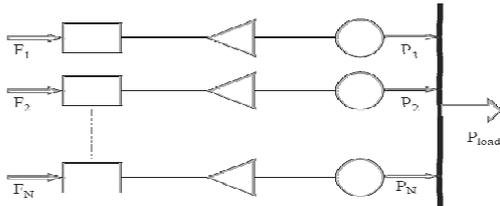
$$P_i = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (7)$$

Hubungan-hubungan yang diberikan pada persamaan (7) diketahui sebagai persamaan-persamaan koordinat dari fungsi  $\lambda$  . Persamaan (7) dapat diselesaikan secara iterasi. Harga  $\lambda$  didapat dengan mensubstitusikan harga  $P_i$  pada persamaan (5) yang hasilnya dapat dilihat pada persamaan (8).

$$\lambda = PD + \frac{\sum_{i=1}^n \beta_i}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{2\gamma_i}} \quad (8)$$



Gambar 1 Karakteristik Input-Output unit pembangkit *thermal* (ideal)



Gambar 2 N pembangkit *thermal* yang melayani beban  $P_{load}$

F. Iterasi Lamda

Iterasi lamda merupakan salah satu metode yang digunakan dalam *economic dispatch*. Pada metode ini lamda ( $\lambda$ ) diasumsikan terlebih dahulu, kemudian dengan menggunakan syarat optimum, dihitung  $P_i$  (output setiap pembangkit). Dengan menggunakan konstrain diperiksa apakah jumlah total dari output sama dengan kebutuhan beban sistem, bila belum harga lamda ( $\lambda$ ) ditentukan kembali.

III. SISTEM TENAGA LISTRIK DI MINAHASA

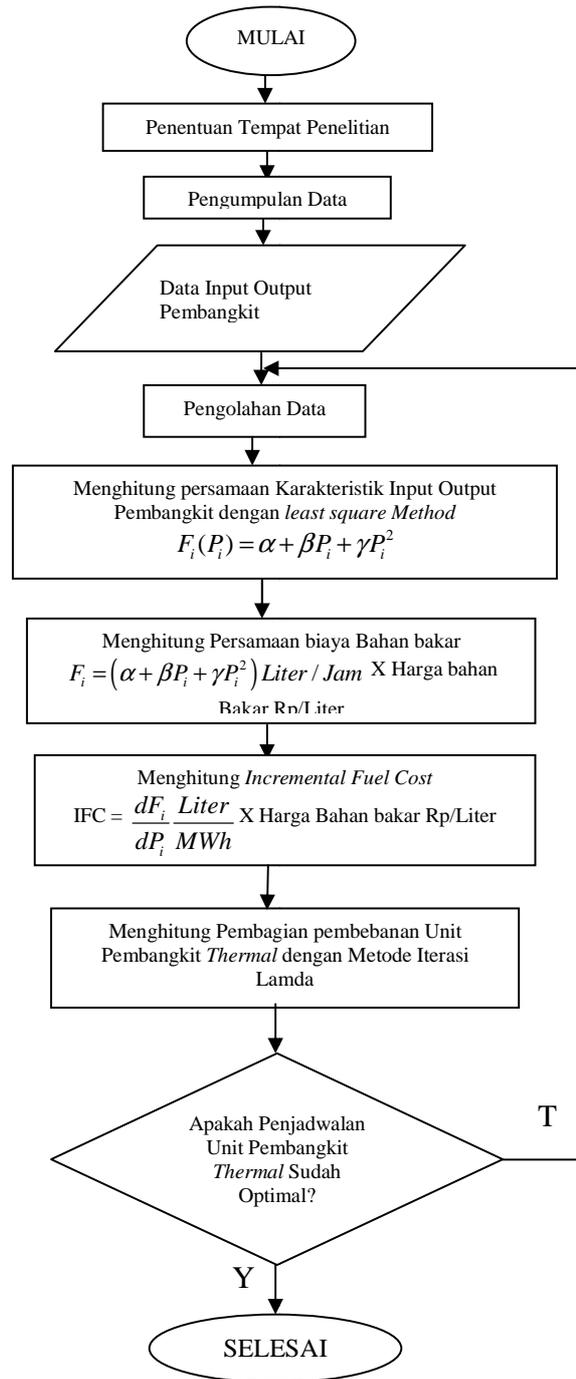
A. Tinjauan Umum

Sistem kelistrikan di Minahasa berada dibawah wilayah kerja PT.PLN (Persero) Wilayah Suluttenggo. Sistem Minahasa menyediakan energi listrik di daerah Kota Manado, Kota Bitung, kabupaten Minahasa Utara, Minahasa Selatan Minahasa tenggara dan Minahasa induk. Sistem tenaga listrik Minahasa terdiri dari 2 jenis pusat pembangkit yaitu : Pembangkit hidro (PLTA Tonsealama 3 unit, PLTA Tanggari 1 : 2 unit, dan PLTA Tanggari 2 : 2 unit) dan pembangkit *thermal* (PLTD Bitung 9 unit, PLTD Lopana 2 unit, PLTP Lahendong 3 unit, PLTU SULUT 2, dan PLTD Sewa)

Sistem Minahasa terdiri dari 2 sistem pengoperasian, yaitu sistem sisi 70 kV dan sistem sisi 150 kV. Sistem 70 kV terkoneksi secara *ring*, sedangkan sistem 150 kV terkoneksi secara *radial*. Sebagian besar pembangkit yang ada di sistem Minahasa merupakan pembangkit *thermal*.

B. Prosedur Penelitian

Prosedur penelitian dapat dilihat pada gambar 3 *flowchart* penelitian.



Gambar 3 Flowchart Metode Penelitian

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Karakteristik Input output unit pembangkit *thermal*

Hasil dari perhitungan didapatkan karakteristik input output dari masing-masing unit pada pembangkit *thermal*. Tabel 1 merupakan tabel karakteristik input output PLTD Bitung dan PLTD Lopana.

### B. Karakteristik persamaan biaya bahan bakar unit pembangkit thermal

Karakteristik ini diperoleh dari mengalikan karakteristik input output dengan harga bahan bakarnya. Tabel 2 merupakan tabel karakteristik persamaan biaya bahan bakar dari PLTD Bitung dan PLTD Lopana.

### C. Karakteristik Laju pertambahan biaya bahan bakar

Karakteristik ini diperoleh dengan cara mengalikan turunan pertama karakteristik input output dengan harga bahan bakarnya. Tabel 3 merupakan tabel karakteristik laju pertambahan biaya bahan bakar PLTD Bitung dan Lopana.

### D. Urutan prioritas unit pembangkit thermal

Dari perhitungan laju pertambahan biaya bahan bakar diatas, maka dapat diperoleh urutan prioritas pembangkit yang dioperasikan duluan. Pembangkit yang dioperasikan terdahulu yaitu pembangkit yang biaya per-kwh paling murah. Cara untuk mengetahui biaya per-kwh paling murah yaitu dengan mengalikan masing-masing persamaan laju pertambahan biaya bahan bakar dari unit-unit pembangkit dengan daya maksimalnya. Urutan prioritas dapat dilihat pada tabel 4.

### E. Penjadwalan unit pembangkit thermal dengan menggunakan iterasi lamda

Penjadwalan dilakukan selama 24 jam (1hari), yaitu untuk sampel tanggal 24 November 2011. contoh perhitungan dilakukan pada iterasi 3 unit pembangkit pada jam 17.00

Penjadwalan dengan menggunakan iterasi lamda data yang dibutuhkan yaitu karakteristik persamaan biaya bahan bakar (Rp/Jam) dari masing-masing unit pembangkit *thermal*, daya yang dibutuhkan sistem ( $P_D$ ) serta kapasitas maksimum dan minimum tiap unit.

- Contoh perhitungan untuk iterasi lamda 3 unit dengan  $P_D = 16,3$  MW. Pembangkit yang bekerja menurut urutan prioritas adalah PLTD Lopana unit 1,2 dan PLTD Bitung unit 9.

Fungsi biaya bahan bakar unit pembangkit dapat dilihat pada tabel 4.7 dengan persamaan :

$$F_1 = 1.629.281,434 + 870.815,99P_1 + 95.610,448P_1^2$$

$$F_2 = 650.018,7136 + 1.511.968,406P_2 + 22.099,5776P_2^2$$

$$F_3 = 1.449.827,08 + 1.864.868,99P_3 + 9.119,64P_3^2$$

Dengan batas-batas generator :

$$1,25 < P_1 < 4$$

$$1,25 < P_2 < 4,5$$

$$2,75 < P_3 < 8$$

Maka dapat dihitung pembagian pembebanan dengan menggunakan iterasi lamda.

- Menentukan harga setimasi awal lamda = 400.000Rp/MWh. Kemudian hitung output masing-masing unit  $P_1, P_2, P_3$ .

$$P_1^{(1)} = \frac{400.000 - 870.815,99}{2(95.610,448)} = -2,462$$

$$P_2^{(1)} = \frac{400.000 - 1.511.968,406}{2(22.099,5776)} = -25,158$$

$$P_3^{(1)} = \frac{400.000 - 1.864.868,99}{2(9.119,64)} = -80,314$$

Dengan  $P_D = 16,3$  MW maka di dapatkan :

$$\Delta P^{(1)} = 16,3 - (-2,462 - 25,158 - 80,313) = 124,234$$

$$\Delta \lambda^{(1)} = \frac{124,234}{\frac{1}{2(95.610,448)} + \frac{1}{2(22.099,5776)} + \frac{1}{2(9.119,64)}} = 1.502.570,662$$

Maka nilai  $\lambda$  baru adalah :

$$\lambda^{(2)} = 400.000 + 1.502.570,662 = 1.902.570,662$$

Proses iterasi selanjutnya adalah :

$$P_1^{(1)} = \frac{1.902.570,662 - 870.815,99}{2(95.610,448)} = 5,396 \text{ MW}$$

$$P_2^{(1)} = \frac{1.902.570,662 - 1.511.968,406}{2(22.099,5776)} = 8,837 \text{ MW}$$

$$P_3^{(1)} = \frac{1.902.570,662 - 1.864.868,99}{2(9.119,64)} = 2,067 \text{ MW}$$

$$\Delta P^{(2)} = 16,3 - (5,396 + 8,837 + 2,067) = 0$$

Karena  $\Delta P^{(2)} = 0$  dicapai dalam 2 kali iterasi , akan tetapi nilai  $P_1$  dan  $P_2$  melampaui batas maksimalnya sehingga  $P_1$  dan  $P_2$  di set sesuai dengan daya maksimalnya  $P_1 = 4$  MW dan  $P_2 = 4,5$  MW dan diatur agar tetap konstan. Maka nilai  $\Delta P^{(2)}$  menjadi :

$$\Delta P^{(2)} = 16,3 - (4 + 4,5 + 2,067) = 5,733$$

$$\Delta \lambda^{(2)} = \frac{5,733}{\frac{1}{2(9.119,64)}}$$

$$= 104.564,7121$$

Maka nilai  $\lambda$  baru adalah :

$$\lambda^{(3)} = 1.902.570,662 + 104.564,7121 = 2.007.135,374$$

Maka iterasi selanjutnya adalah :

$$P_1^{(3)} = 4,5 \text{ MW}$$

$$P_2^{(3)} = 4 \text{ MW}$$

$$P_3^{(3)} = \frac{2.007.135,374 - 1.864.868,99}{2(9.119,64)} = 7,8 \text{ MW}$$

Jadi pengiriman daya optimal dari masing-masing unit pembangkit yaitu :

- PLTD Lopana Unit 2 ( $P_1^{(3)} = 4$  MW
- PLTD Lopana Unit 1 ( $P_2^{(3)} = 4,5$  MW
- PLTD Bitung Unit 9 ( $P_3^{(3)} = 7,8$  MW

Biaya pembangkitan diperoleh dengan cara mengalikan masing-masing daya unit pembangkit per jam dengan persamaan biaya bahan bakarnya.

- Jam 17.00, dengan  $P_D = 16,3$  MW
  - $P_1 = 4$  MW
  - $P_2 = 4,5$  MW
  - $P_3 = 7,8$  MW

$$P_1 = 1.629.281,434 + 870.815,99P_1 + 95.610,4P_1^2$$

$$= 1.629.281,434 + 870.815,99P_1 (4) + 95.610,4 (4)^2$$

$$= 6.642.312,562 \text{ Rp/Jam}$$

$$P_2 = 650.018,7136 + 1.511.968,406P_2 + 22.099,6P_2^2$$

$$= 650.018,7136 + 1.511.968,406 (4,5) + 22.099,6 (4,5)^2$$

$$= 7.901.392,987 \text{ Rp/ Jam}$$

$$P_3 = 1.449.827,08 + 1.864.868,99P_3 + 18.242,66P_3^2$$

$$= 1.449.827,08 + 1.864.868,99(7,8) + 18.242,66(7,8)^2$$

$$= 16.550.644,1 \text{ Rp/Jam}$$

$$P_{\text{total}} = P_1 + P_2 + P_3$$

$$= 6.642.312,562 + 7.901.392,987 + 16.550.644,1 \text{ Rp/Jam}$$

$$= 31.094.349,65 \text{ Rp/Jam}$$

Hasil penjadwalan unit-unit pembangkit selama 24 jam dapat dilihat pada tabel 5. dari hasil tersebut kemudian dibandingkan dengan penjadwalan yang dilakukan oleh PT.PLN (Persero) dengan tanggal yang sama 24 November 2011.

TABEL I. KARAKTERISTIK INPUT OUTPUT PLTD BITUNG DAN PLTD LOPANA

Unit Pembangkit	Karakteristik input output (Liter/Jam)
PLTD Bitung unit 1	$F_1 = 97,6708 + 223,2795P_1 + 2,8060P_1^2$
PLTD Bitung unit 2	$F_2 = 212,255 + 107,1006P_2 + 36,615P_2^2$
PLTD Bitung unit 4	$F_3 = 100,748 + 215,3292P_3 + 5,9366P_3^2$
PLTD Bitung unit 5	$F_4 = 52,9278 + 212,944P_4 + 7,45735P_4^2$
PLTD Bitung unit 6	$F_5 = 241,4408 + 48,1996P_5 + 41,3784P_5^2$
PLTD Bitung unit 7	$F_6 = 205,0036 + 120,3762P_6 + 29,4812P_6^2$
PLTD Bitung unit 9	$F_7 = 177,9963 + 221,3187P_7 + 1,0823P_7^2$
PLTD Lopana unit 1	$F_8 = 98,24 + 228,51P_8 + 3,34P_8^2$
PLTD Lopana unit 2	$F_9 = 249,24 + 131,61P_9 + 14,45P_9^2$

TABEL II. KARAKTERISTIK PERSAMAAN BIAYA BAHAN BAKAR PLTD BITUNG DAN PLTD LOPANA

Unit Pembangkit	Karakteristik Persamaan biaya bahan bakar (Rp/Jam)
PLTD Bitung Unit 1	$F_1 = 882.990,77 + 1.881.391,02P_1 + 23.643,83P_1^2$
PLTD Bitung Unit 2	$F_2 = 1.788.496,71 + 902.504,63P_2 + 308.524,215P_2^2$
PLTD Bitung Unit 4	$F_3 = 845.397,6361 + 1.817.861,92P_3 + 49.293,095P_3^2$
PLTD Bitung Unit 5	$F_4 = 445.978,64 + 1.794.303,19P_4 + 62.836,48P_4^2$
PLTD Bitung Unit 6	$F_5 = 1.975.438,04 + 406.138,02P_5 + 348.661,43P_5^2$
PLTD Bitung Unit 7	$F_6 = 1.727.395,18 + 1.014.310,32P_6 + 248.413,6P_6^2$
PLTD Bitung Unit 9	$F_7 = 1.449.827,08 + 1.864.868,99P_7 + 9.119,64P_7^2$
PLTD Lopana Unit 1	$F_8 = 650.018,7136 + 1.511.968,406P_8 + 22.099,5776P_8^2$
PLTD Lopana Unit 2	$F_9 = 1.629.281,434 + 870.815,99P_9 + 95.610,448P_9^2$

TABEL III. KARAKTERISTIK LAJU PERTAMBAHAN BIAYA BAHAN BAKAR

Unit Pembangkit	Persamaan Laju Pertambahan biaya bahan bakar (Rp/MWh)
PLTD Bitung Unit 1	$F_1 = 1.881.391,02 + 47.287,67P_1$
PLTD Bitung Unit 2	$F_2 = 902.447,86 + 617.048,43P_2$
PLTD Bitung Unit 4	$F_3 = 1.817.861,916 + 98.586,189P_3$
PLTD Bitung Unit 5	$F_4 = 1.794.303,187 + 125.676,33P_4$
PLTD Bitung Unit 6	$F_5 = 406.138,02 + 697.322,87P_5$
PLTD Bitung Unit 7	$F_6 = 1.014.310,32 + 496.827,2P_6$
PLTD Bitung Unit 9	$F_7 = 1.864.868,99 + 18.242,66P_7$
PLTD Lopana Unit 1	$F_8 = 1.511.968,406 + 44.199,1552P_8$
PLTD Lopana Unit 2	$F_9 = 870.815,9904 + 191.220,896P_9$

TABEL IV. URUTAN PRIORTAS

No.	Pembangkit	Unit	Biaya Bahan Bakar (Rp/kWh)
1.	PLTD Lopana	2	1.635,69
		1	1.710,6
2.	PLTD Bitung	9	2.010,81
		1	2.046,8
		4	2.162,9
		5	2.234,17
		6	2.637,6
		2	2.753,59
		7	3.498,5

TABEL V. HASIL BIAYA BAHAN BAKAR UNTUK PENJADWALAN DENGAN MENGGUNAKAN ITERASI LAMDA

JAM	Total Biaya Pembangkitan (Rp)
01.00	8.816060,76
02.00	8.816.060,76
03.00	8.816.060,76
04.00	8.816.060,76
05.00	8.816.060,76
06.00	8.816.060,76
07.00	6.642.312,562
08.00	6.642.312,562
09.00	6.642.312,562
10.00	6.642.312,562
11.00	6.642.312,562
12.00	6.642.312,562
13.00	6.642.312,562
14.00	6.642.312,562
15.00	6.642.312,562
16.00	10.886.765,377
17.00	3.109.4349,65
18.00	49.940.177,52
19.00	58.234.683,43
20.00	58.234.683,43
21.00	35.254.417,43
22.00	4.403.886,71
23.00	4.403.886,71
24.00	4.403.886,71
<b>TOTAL BIAYA</b>	<b>369.533.914,578</b>

TABEL VI. PEMAKAIAN BAHAN BAKAR PLTD BITUNG DAN LOPANA TANGGAL 24 NOVEMBER 2011

Unit Pembangkit	Pemakaian BBM (Liter)	Biaya Bahan Bakar (Rp)
PLTD Bitung Unit 1	3.620	30.502.735,4
PLTD Bitung unit 2	4.957	41.768.524,69
PLTD Bitung unit 4	4.774	40.226.535,58
PLTD Bitung unit 5	2.149	18.107.839,33
PLTD Bitung unit 6	3.438	28.969.172,46
PLTD Bitung unit 7	5.616	47.321.370,72
PLTD Bitung unit 9	24.800	208.969.016
PLTD Lopana unit 1	1.840	12.174.617,6
PLTD Lopana unit 2	1.650	10.917.456
Total	17.699	<b>438.958.267,8</b>

## V. KESIMPULAN

Dari hasil penelitian dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Pada perhitungan penjadwalan pembangkit pada tanggal 24 November 2011 dengan menggunakan metode iterasi lamda maka didapatkan biaya pembangkitan sebesar Rp. 369.533.914,578. Jika dibandingkan dengan penjadwalan yang dilakukan pada tanggal yang sama oleh PT. PLN (Persero) biaya pembangkitannya sebesar Rp. 438.958.267,8, dengan selisih sekitar Rp. 69.424.353,3 maka dapat dibuktikan bahwa penjadwalan dengan menggunakan iterasi lambda menghasilkan biaya pembangkitan yang lebih murah.
2. Dari perhitungan karakteristik input output pembangkit didapatkan unit-unit pembangkit yang biaya per-kWh murah dimulai dari PLTD Lopana unit 1 dan 2, PLTD Bitung unit 9, PLTD Bitung unit 1, PLTD Bitung unit 4, PLTD Bitung unit 5, PLTD Bitung unit 6, PLTD Bitung unit 2, dan yang terakhir adalah PLTD Bitung unit 7.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] D. Stevemson, William Jr., *Analisis sistem tenaga listrik* Edisi keempat, Erlangga. Jakarta. 1990.
- [2] A.J. Wood., *Power Generation, operator, and control second edition.*, A Wiley-interscience publication. unitedstate of America. 1996.
- [3] El-Hawari, Mohamed E. *Electric Power systems; design and analysis.* Reston Publishing Company, Inc. A prentice Hall Company. Reston, Virginia. 1982.
- [4] Murty. P. S. R., *Power System and control.* Tata Mcgraw-Hill Publisinsg Company Limited. New Delhi. 1984 .
- [5] M.Tuegeh, Soeprijanto, purnomo , H. Mauridhi. *Modified improved particle swarm optimization for optimal generator scheduling.* Seminar nasional aplikasi teknologi informasi. F-49. 2009.
- [6] Cekdin, C. *Sistem tenaga Listrik, Contoh Soal dan Penyelesaian Menggunakan Matlab.* Andi. Yogyakarta. 2007.
- [7] Talib Hashim. *Belajar Sendiri Dasar-Dasar Pemrograman Matlab.* Gava Media. Yogyakarta. 2005.
- [8] N.Gama, Veronika Sartika. *Laporan Kerja Praktek di PT.PLN AP2B Sistem Minahasa.* Manado. 2011.