

Analisis Perbandingan *Economic Dispatch* Pembangkit Menggunakan Metode *Lagrange* dan CFPSO

Khairudin Syah, Harry Soekotjo Dachlan, Rini Nur Hasanah, dan Mahfudz Shidiq

Abstrak—Pada pengoperasian pembangkit tenaga listrik, pemakaian bahan bakar menjadi salah satu hal yang perlu mendapat perhatian khusus karena sebagian besar dari biaya operasi yang dikeluarkan merupakan biaya bahan bakar. Output pembangkit selalu diupayakan agar dapat memenuhi kebutuhan di sisi beban. *Economic dispatch* merupakan upaya untuk meminimalkan biaya bahan bakar pembangkit. Permasalahan *economic dispatch* dapat diselesaikan menggunakan metode *deterministik* maupun *undeterministik*. Pada penelitian tesis ini penerapan metode *Lagrange* yang bersifat *deterministik* dibandingkan dengan penerapan metode *Constriction Factor Particle Swarm Optimization* (CFPSO) yang bersifat *un-deterministik* untuk mendapatkan biaya pembangkitan minimum pada sistem kelistrikan 500 kV Jawa Timur. Hasil simulasi menunjukkan bahwa penerapan metode CFPSO menghasilkan biaya pembangkitan yang 0,03% lebih kecil dibandingkan jika menggunakan metode *Lagrange*.

Kata Kunci : *Economic dispatch*, *Constriction Factor Particle Swarm Optimization* (CFPSO).

I. PENDAHULUAN

PADA pengoperasian pembangkit tenaga listrik, pemakaian bahan bakar menjadi salah satu hal yang perlu mendapat perhatian khusus karena sekitar 60% dari total biaya operasi yang dikeluarkan merupakan bahan bakar [1]. Output pembangkit yang dihasilkan selalu diupayakan agar sama dengan besar kebutuhan di sisi beban, karena perubahan kebutuhan energi listrik di sisi beban akan menimbulkan fluktuasi biaya bahan bakar. Korelasi antara keduanya dinyatakan dalam karakteristik input-output suatu pembangkit tenaga listrik.

Analisis untuk meminimalkan biaya pembangkitan biasa disebut dengan istilah *Economic Dispatch*. *Economic Dispatch* adalah pembagian pembebanan pada unit-unit pembangkit yang ada dalam sistem secara optimal ekonomis pada harga beban sistem tertentu. Dengan penerapan *Economic Dispatch* maka

akan didapatkan biaya pembangkitan yang minimum terhadap produksi daya listrik yang dibangkitkan unit-unit pembangkit pada suatu sistem kelistrikan [2].

Solusi dari masalah *Economic Dispatch* dengan berbagai metode baik secara *deterministik* maupun *undeterministik* telah menjadi perhatian para peneliti sejak lama. Pendekatan *deterministik* berdasarkan pada cabang ilmu matematika teknik sedangkan pendekatan *undeterministik* bersifat heuristik menggunakan teknik probabilitas. Contoh solusi *deterministik* dalam masalah *Economic Dispatch* misalnya menggunakan metode *Lagrange* [3], *Iterasi Lamda* dan *Base Point* [4], sedangkan solusi *undeterministik* masalah *Economic Dispatch* berdasarkan pendekatan heuristik misalnya menggunakan *Particle Swarm Optimization* [5], *Hybrid Chaotic Particle Swarm Optimizer* [6], *Genetic Algorithm* [7], *Ant Colony Optimization* [8], dan metode *Taguchi* [9].

Pada penelitian ini akan dibandingkan aplikasi dari metode *Lagrange* dan *Constriction Factor Particle Swarm Optimization* (CFPSO) untuk mendapatkan biaya pembangkitan yang minimum, menggunakan data sistem kelistrikan 500 kV Jawa Timur. Metode *Lagrange* merupakan salah satu metode *deterministik* sedangkan metode *Constriction Factor Particle Swarm Optimization* (CFPSO) adalah metode *undeterministik* yang dimodifikasi dari metode *Particle Swarm Optimization* (PSO) standar [10]. Perbandingan metode *Lagrange* dan CFPSO untuk menghitung *Economic Dispatch* dilakukan dengan menggunakan batasan *equality* dan *inequality*. Batasan *equality* mencerminkan suatu keseimbangan antara total daya yang dibangkitkan dengan total daya beban pada sistem. Batasan *inequality* mencerminkan batas minimum dan maksimum pembangkitan yang harus dipenuhi sehingga diperoleh total biaya bahan bakar yang optimum.

II. METODOLOGI

A. Perhitungan Biaya Pembangkitan

Beberapa komponen biaya yang terkait dengan optimisasi pembangkit adalah :

1. Biaya Tetap, yang tidak dipengaruhi oleh besar perubahan daya output pembangkit, mencakup

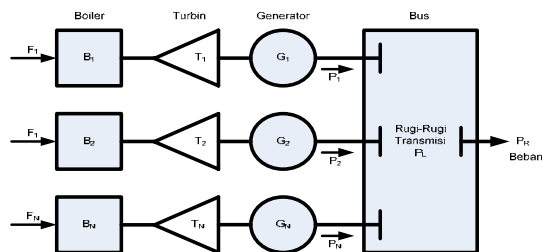
Khairudin Syah adalah dosen Politeknik Negeri Bengkalis yang sedang tugas belajar di Program Magister Teknik Elektro, Program Magister dan Doktor Fakultas Teknik Universitas Brawijaya (e-mail: dhien_72@yahoo.com).

Harry Soekotjo Dachlan, Rini Nur Hasanah, dan Mahfudz Shidiq merupakan staf pengajar Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya Malang (e-mail: harrysd@ub.ac.id; rini.hasanah@ub.ac.id; mahfudz@ub.ac.id).

biaya perawatan, upah operator, biaya pengadaan suku cadang, biaya pelumas dan biaya administrasi.

2. Biaya Bahan Bakar, yang dipengaruhi oleh besar perubahan daya keluaran pembangkitan.
3. Biaya *Start Up*, yang diperlukan oleh pembangkit untuk memulai dari keadaan *off* ke keadaan *on*.
4. Biaya Produksi, yang merupakan jumlah biaya *running cost* dan biaya *start-up* untuk tiap unit.
5. Biaya Daya Cadangan (*Spinning Reserve Price*), yang merupakan biaya yang turut diperhitungkan untuk mengantisipasi bila ada salah satu unit yang mengalami kegagalan operasi atau secara tiba-tiba diperlukan daya cukup besar.

Sebagaimana terlihat pada Gb. 1, input untuk masing-masing unit ditunjukkan sebagai F_i (F_1, F_2, \dots, F_n) yang mewakili biaya dasar (*cost rate*) pembangkit. Output masing-masing pembangkit yang dinyatakan P_i (P_1, P_2, \dots, P_n) adalah daya listrik yang dibangkitkan oleh pembangkit sedangkan P_L mewakili rugi-rugi pada saluran transmisi. Total output daya pembangkit (P_N) merupakan penjumlahan kebutuhan daya beban sistem (P_R) dan rugi-rugi pada saluran transmisi (P_L).



Gb. 1. Konfigurasi beberapa pembangkit yang melayani beban [11].

Setiap pembangkit mempunyai karakteristik tersendiri dalam pengoperasiannya. Karakteristik input-output pembangkit menggambarkan hubungan antara input bahan bakar (Rp/jam) dan output yang dihasilkan oleh pembangkit (MW). Dengan mengetahui perbedaan karakteristik di antara semua pembangkit yang ada, optimasi pengoperasian pembangkit dapat dilakukan. Secara umum, karakteristik input-output pembangkit didekati dengan fungsi polinomial orde dua [11] yaitu :

$$F_i(P_i) = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (1)$$

dengan

F_i : biaya bahan bakar pembangkit termal ke- i (Rp/jam)

P_i : output pembangkit termal ke- i (MW)

a_i, b_i, c_i : konstanta *input-output* pembangkit termal ke- i (Rp/MW.jam)

i : indeks pembangkit ke i ($i = 1, 2, 3, \dots, N$)

Total biaya produksi pada n unit pembangkit dapat diperoleh sebagai berikut:

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

$$F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (2)$$

dengan:

F_T : total biaya pembangkit dalam sistem

$F_i(P_i)$: fungsi biaya pembangkit ke- i

N : banyaknya pembangkit

i : indeks pembangkit ke i ($i = 1, 2, 3, \dots, N$)

B. Batasan-Batasan Dalam Pembangkitan Tenaga Listrik

Pengoperasian ekonomis pembangkit tenaga listrik harus memenuhi batasan-batasan atau *constraints* tertentu. Dua *constraints* yang digunakan dalam penelitian ini adalah *equality constraints* dan *inequality constraints*.

Equality constraint merupakan batasan kesetimbangan daya, yang mengharuskan total daya yang dibangkitkan oleh masing-masing pembangkit harus sama dengan jumlah total kebutuhan beban dan rugi-rugi transmisi, yang dapat dinyatakan dengan persamaan berikut:

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_R + P_L \quad (3)$$

dengan :

P_i : Daya output pembangkit (MW).

P_R : Total beban pada sistem (MW).

P_L : Rugi-rugi pada saluran transmisi (MW).

Inequality constraint mengharuskan daya output dari tiap unit lebih besar dari atau sama dengan daya minimum yang diperbolehkan serta lebih kecil dari atau sama dengan daya maksimum yang diperbolehkan.

$$P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max} \quad (4)$$

C. Perhitungan Rugi-Rugi Transmisi

Rugi-rugi transmisi pada setiap saluran antar bus dapat berubah-ubah nilainya, tergantung dari besarnya daya yang disalurkan. Untuk mengakomodasikan rugi transmisi saat menentukan pembebanan pembangkit, maka rugi transmisi harus dinyatakan sebagai fungsi dari pembebanan (output) pusat pembangkit. Untuk itu dapat digunakan rumus umum yang terdiri dari persamaan linier dan persamaan konstan, yang dikenal sebagai rumus *losses Kron* [12]:

$$P_L = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_i B_{ij} P_j + \sum_{i=1}^N B_{0i} P_i + B_{00} \quad (5)$$

dengan :

P_L : Rugi-rugi transmisi.

B_{ij} : Koefisien kerugian transmisi atau *Loss coefficients*.

P_i, P_j : Output pembangkit ke- i, j .

B_{0i}, B_{00} : Konstanta rugi-rugi daya.

Loss coefficients dapat dianggap konstan untuk perubahan daya output setiap pembangkit didalam sistem.

III. METODE LAGRANGE

Metode *Lagrange* merupakan metode konvensional yang banyak digunakan untuk menyelesaikan masalah optimisasi biaya atau

economic dispatch, dengan menggunakan persamaan fungsi objectif sebagai berikut:

$$L = F_T + \lambda \left(P_R + P_L - \sum_{i=1}^n P_i \right) \quad (6)$$

dengan :

- L : Persamaan Lagrange
- F_T : Total biaya pembangkitan (Rp/jam)
- λ : Pengali Lagrange
- P_i : Daya output masing-masing pembangkit (MW)
- P_L : Rugi-rugi saluran transmisi (MW)
- P_R : Total kebutuhan beban pada sistem (MW)
- i : indeks pembangkit ke-i (i=1,2,3,...,n)

Kondisi operasi ekonomis diperoleh dengan cara menyamakan dengan nol semua turunan parsial pertama dari persamaan Lagrange terhadap variabel λ [11].

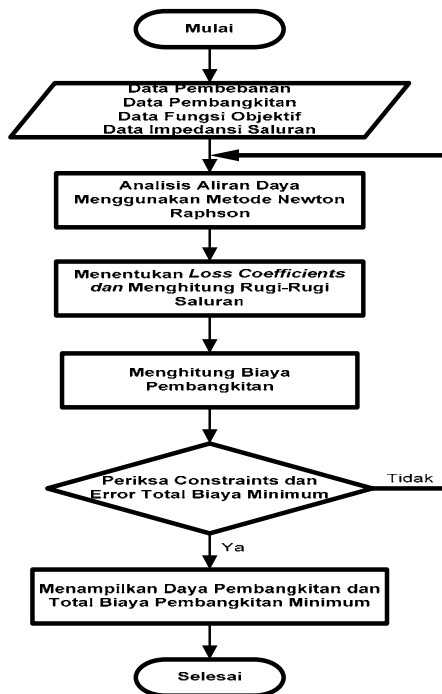
$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda \left(\frac{\partial P_R}{\partial P_i} + \frac{\partial P_L}{\partial P_i} - \frac{\partial P_i}{\partial P_i} \right) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (7)$$

dengan P_R tidak tergantung pada perubahan P_i, sehingga:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda \left(0 + \frac{\partial P_L}{\partial P_i} - 1 \right) = 0 \quad (8)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) \quad (9)$$

$$2C_i P_i + b_i = \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) \quad (10)$$

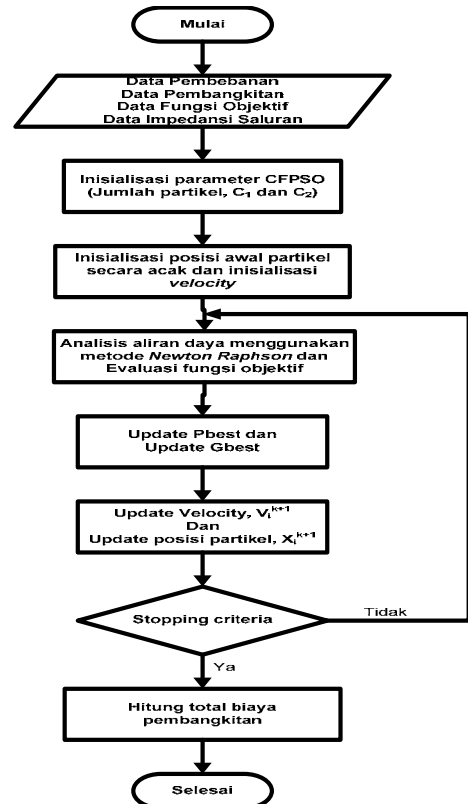


Gb.2. Diagram Alir Penyelesaian Economic Dispatch Menggunakan Metode Lagrange

Diagram alir metode Lagrange untuk penyelesaian permasalahan economic dispatch ditunjukkan pada Gb.2.

IV. METODE CONSTRUCTION FACTOR PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (CFPSO)

Metode Construction Factor Particle Swarm Optimization (CFPSO) diperoleh dari hasil modifikasi algoritma PSO standard. Persamaan dasar algoritma PSO dimodifikasi dengan penambahan parameter Construction Factor, yang bertujuan untuk mempercepat penelusuran algoritma PSO menuju konvergensi [13]. Persamaan modifikasi velocity pada setiap particle dengan menggunakan Construction Factor dapat dinyatakan sebagai berikut:



Gb.3. Metode Construction Factor Particle Swarm Optimization (CFPSO)

$$V_i^k = K(V_i + c_1 rand_1(Pbest_i - X_i) + c_2 rand_2(Gbest - X_i))$$

$$X_i^k = X_i + V_i^k \quad (11)$$

dengan Coefficients constriction :

$$K = \frac{2}{2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}}, \text{ dengan } \varphi = c_1 + c_2, \text{ dan } \varphi > 4 \quad (12)$$

dengan :

V_i^k : Update kecepatan (velocity) pada iterasi k.

V_i : Kecepatan (velocity) dari particle i.

C₁, C₂ : Coefficients acceleration, c₁=c₂=2,05.

X_i^k : Update posisi particle i pada iterasi k

X_i : Posisi particle i.

Pbest_i : Posisi terbaik dari particle i.

G_{best_i} : Posisi terbaik *particle i* dari kelompok atau kawanannya.
 K : *Coefficients constriction*.
 $rand_1, rand_2$: Bilangan *random* antara 0 dan 1.

TABEL I
 DATA SALURAN SISTEM KELISTRIKAN 500 kV JAWA TIMUR (PT. PLN)

Bus Asal	Bus Tujuan	R (pu)	X (pu)	B (pu)
Paiton	Grati	0,0044	0,0496	0,0047
Paiton	Kediri	0,0103	0,1151	0,011
Grati	Surabaya Barat	0,0039	0,0446	0
Kediri	Pedan	0,0103	0,1151	0,011
Pedan	Ungaran	0,009	0,0868	0
Ungaran	Ngimbang	0,0234	0,2255	0,1009
Ungaran	Surabaya Barat	0,0158	0,1518	0,0036
Ngimbang	Surabaya Barat	0,0059	0,0573	0
Surabaya Barat	Gresik	0,0014	0,0134	0

TABEL II
 FUNGSI BIAYA PEMBANGKIT SISTEM KELISTRIKAN 150kV JAWA TIMUR

No	Pembangkit	Fungsi Biaya (Rp/jam)
1	Paiton	$F_2 = 52,19 P_2^2 + 37370,67 P_2 + 8220765,38$
2	Grati	$F_1 = 533,92 P_1^2 + 2004960,63 P_1 + 86557397,40$
3	Gresik	$F_3 = 132,15 P_3^2 + 777148,77 P_3 + 13608770,96$

TABEL III
 BATASAN DAYA PEMBANGKIT SISTEM KELISTRIKAN 150kV JAWA TIMUR

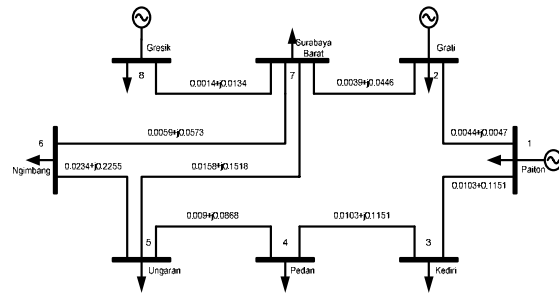
No	Pembangkit	Daya Aktif (MW)	
		Minimum	Maksimum
1	Paiton	1425	3254
2	Grati	150	827
3	Gresik	238	1050

TABEL IV
 DATA PEMBEBANAN SISTEM KELISTRIKAN INTERKONEKSI 500 Kv JAWA TIMUR TANGGAL 19 APRIL 2011 (PT. PLN)

Jam	Beban Sistem	Beban Pada Bus							
		Paiton	Grati	Kediri	Pedan	Ungaran	Ngimbang	Sby Barat	Gresik
1	2046	355	142	395	289	153	209	403	100
2	2038	354	142	393	288	152	208	401	100
3	2027	352	141	391	287	151	207	399	99
4	2027	352	141	391	287	151	207	399	99
5	2067	359	144	399	292	154	211	407	101
6	2047	355	143	395	289	153	209	403	100
7	2027	352	141	391	287	151	207	399	99
8	2389	395	159	550	322	170	233	448	112
9	2301	399	160	444	325	172	235	453	113
10	2328	404	162	449	329	174	238	458	114
11	2322	403	162	448	328	173	237	457	114
12	2322	403	162	448	328	173	237	457	114
13	2583	448	180	498	365	193	264	508	127
14	2604	452	181	502	368	194	266	513	128
15	2591	450	180	500	366	193	265	510	127
16	2591	450	180	500	366	193	265	510	127
17	2604	452	181	502	368	194	266	513	128
18	2814	488	196	543	398	210	287	554	138
19	2816	489	196	543	398	210	288	554	138
20	2674	464	186	516	378	200	273	526	131
21	2604	452	181	502	368	194	266	513	128
22	2254	384	154	427	313	165	266	436	109
23	1993	346	139	384	282	149	203	392	98
24	1833	311	125	356	263	144	183	353	98

Pada Gb. 3 ditunjukkan diagram alir langkah-langkah penyelesaian *economic dispatch* dengan menggunakan metode CFPSO. *Stopping criteria* digunakan untuk menghentikan proses iterasi jika konvergensi telah diperoleh atau jumlah maksimum iterasi telah dicapai.

V. HASIL DAN DISKUSI



Gb. 4. One-line diagram Sistem Kelistrikan Interkoneksi 500 kV Jawa Timur

TABEL V
 HASIL SIMULASI DATA SISTEM KELISTRIKAN 500 kV JAWA TIMUR MENGGUNAKAN METODE LAGRANGE

Jam	Beban Sistem (MW)	Daya Pembangkit (MW)			Losses (MW)	Biaya Pembangkit (Rp/jam)	Jumlah iterasi	Waktu Komputasi (Detik)
		Paiton	Grati	Gresik				
1	2.046	1.66	150	238	10,254	821.173.968,6	2	0,17
2	2.038	1.66	150	238	10,145	819.462.498,6	2	0,17
3	2.027	1.64	150	238	10,018	817.125.238,6	2	0,17
4	2.027	1.64	150	238	10,018	817.125.238,6	2	0,17
5	2.067	1.68	150	238	10,499	825.690.352,2	2	0,16
6	2.047	1.66	150	238	10,260	821.386.821,4	2	0,17
7	2.027	1.64	150	238	10,018	817.125.238,6	2	0,17
8	2.389	2.01	150	238	15,085	901.038.985,2	2	0,17
9	2.301	1.92	150	238	13,592	879.287.414,5	2	0,17
10	2.328	1.95	150	238	13,969	885.853.885,3	2	0,17
11	2.322	1.94	150	238	13,873	884.385.091,3	2	0,17
12	2.322	1.94	150	238	13,873	884.385.091,3	2	0,17
13	2.583	2.21	150	238	17,876	951.817.787,2	2	0,17
14	2.604	2.23	150	238	18,214	957.565.823,9	2	0,17
15	2.591	2.22	150	238	17,991	953.998.313,8	2	0,17
16	2.591	2.22	150	238	17,991	953.998.313,8	2	0,17
17	2.604	2.23	150	238	18,214	957.565.823,9	2	0,17
18	2.814	2.44	150	238	21,854	1.017.733.903	2	0,18
19	2.816	2.45	150	238	21,876	1.018.326.435	2	0,17
20	2.674	2.30	150	238	19,387	977.082.230,5	2	0,17
21	2.604	2.23	150	238	18,214	957.565.823,9	2	0,18
22	2.254	1.83	150	238	12,390	858.663.769,8	2	0,17
23	1.993	1.61	150	238	9,615	809.980.627,6	2	0,17
24	1.833	1.45	150	238	7,989	778.067.368,4	2	0,17

Data yang digunakan untuk perbandingan penerapan kedua metode analisis *economic dispatch* adalah data sistem kelistrikan interkoneksi 500kV Jawa Timur. One-line diagram sistem 500kV Jawa Timur dapat dilihat pada Gb. 4, sedangkan data

salurannya ditunjukkan pada Tabel I. Sistem ini terdiri dari 8 (delapan) bus, 9 (sembilan) saluran transmisi dan 3 (tiga) pembangkit tenaga listrik. Pembangkit yang terpasang antara lain pembangkit Paiton, pembangkit Grati dan pembangkit Gresik. Persamaan fungsi biaya untuk ketiga pembangkit tersebut ditunjukkan pada Tabel II, sedangkan batasan daya pembangkitannya ditunjukkan pada Tabel III.

Dengan menggunakan data pembebanan pada tanggal 19 April 2011 (Tabel IV), hasil simulasi perhitungan *economic dispatch* menggunakan metode *Lagrange* dan CFPSO ditunjukkan pada Tabel V dan Tabel VI. Selisih antara total daya yang dibangkitkan dengan total beban pada sistem merupakan rugi-rugi pada saluran, yang besarnya berbeda pada setiap jam. Total biaya pembangkitan terbesar pada sistem kelistrikan 500 kV Jawa Timur tanggal 19 April 2011 terjadi pada jam 19.00.

TABEL VI
HASIL SIMULASI DATA SISTEM KELISTRIKAN 500 kV
JAWA TIMUR MENGGUNAKAN METODE CFPSO

Jam	Beban Sistem (MW)	Daya Pembangkit (MW)			Losses (MW)	Biaya Pembangkit (Rp/Jam)	Jumlah iterasi	Waktu Komputasi (Detik)
		Paiton	Grati	Gresik				
1	2.046	1.66	150	238	10,254	821.173.968,6	2	0,17
2	2.038	1.66	150	238	10,145	819.462.498,6	2	0,17
3	2.027	1.64	150	238	10,018	817.125.238,6	2	0,17
4	2.027	1.64	150	238	10,018	817.125.238,6	2	0,17
5	2.067	1.68	150	238	10,499	825.690.352,2	2	0,16
6	2.047	1.66	150	238	10,260	821.386.821,4	2	0,17
7	2.027	1.64	150	238	10,018	817.125.238,6	2	0,17
8	2.389	2.01	150	238	15,085	901.038.985,2	2	0,17
9	2.301	1.92	150	238	13,592	879.287.414,5	2	0,17
10	2.328	1.95	150	238	13,969	885.853.885,3	2	0,17
11	2.322	1.94	150	238	13,873	884.385.091,3	2	0,17
12	2.322	1.94	150	238	13,873	884.385.091,3	2	0,17
13	2.583	2.21	150	238	17,876	951.817.787,2	2	0,17
14	2.604	2.23	150	238	18,214	957.565.823,9	2	0,17
15	2.591	2.22	150	238	17,991	953.998.313,8	2	0,17
16	2.591	2.22	150	238	17,991	953.998.313,8	2	0,17
17	2.604	2.23	150	238	18,214	957.565.823,9	2	0,17
18	2.814	2.44	150	238	21,854	1.017.733.903	2	0,18
19	2.816	2.45	150	238	21,876	1.018.326.435	2	0,17
20	2.674	2.30	150	238	19,387	977.082.230,5	2	0,17
21	2.604	2.23	150	238	18,214	957.565.823,9	2	0,18
22	2.254	1.83	150	238	12,390	858.663.769,8	2	0,17
23	1.993	1.61	150	238	9,615	809.980.627,6	2	0,17
24	1.833	1.45	150	238	7,989	778.067.368,4	2	0,17

Perbandingan hasil simulasi *economic dispatch* dengan menggunakan metode *Lagrange* dan CFPSO menunjukkan bahwa pada beban sistem tertinggi, yaitu sebesar 2.816 MW pada jam 19.00, penggunaan metode CFPSO menghasilkan biaya pembangkitan sebesar 1.017.986.186,16 Rp/Jam sedangkan penggunaan metode *Lagrange* memberikan hasil 1.018.326.435,50 Rp/jam. Hal ini berarti bahwa

perhitungan menggunakan metode CFPSO menghasilkan biaya pembangkitan 0,03% lebih kecil dibandingkan dengan penggunaan metode *Lagrange*.

Dalam menyelesaikan permasalahan *economic dispatch*, kecepatan perhitungan komputasi untuk mencapai konvergensi lebih baik menggunakan metode *Lagrange* jika dibandingkan dengan metode CFPSO. Hal ini ditunjukkan pada waktu rata-rata komputasi dengan menggunakan metode *Lagrange* yaitu 0,17 detik dan dengan menggunakan metode CFPSO sebesar 4,37 detik.

VI. KESIMPULAN

Dari hasil perhitungan dan analisis dalam penelitian ini dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Optimasi pembagian beban pembangkit untuk mendapatkan biaya pembangkitan minimum menggunakan metode CFPSO menghasilkan biaya pembangkitan yang lebih kecil dibandingkan jika menggunakan metode *Lagrange*.
2. Dari lamanya proses perhitungan yang diperlukan, penggunaan metode CFPSO membutuhkan waktu yang lebih lama dibandingkan dengan penggunaan metode *Lagrange*. Hal ini disebabkan oleh lebih banyaknya jumlah iterasi perhitungan yang diperlukan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Marsudi, D. "*Operasi Sistem Tenaga Listrik*", Edisi pertama, Graha Ilmu, Yogyakarta, 2006.
- [2] Singiresu, S.R. "*Engineering Optimization, Theory and Practice*". John Wiley & Sons, fourth edition, New York, 2009.
- [3] Lee, P.J., Shin, K. dan Lee, K. "A Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch with Nonsmooth Cost Functions", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 1, p.34 – 42, 2005.
- [4] Chen, C. dan Nanming, C. "Direct Search Method for Solving Economic Dispatch Problem Considering Transmission Capacity Constraints", IEEE Transaction on Power systems, Vol 16, No.4, p.764 – 769, 2001.
- [5] Park, J., Jeong, Y., Kim, H. dan Shin, J. "An Improved Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch with Valve-Point Effect", International Journal of Innovations in Energy Systems and Power, Vol. 1, No. 1, 2006.
- [6] Coelho, L.S. dan Mariani, V.C. "Economic Dispatch Optimization Using Hybrid Chaotic Particle Swarm Optimizer", IEEE International Conf. On Systems and Cybernetics, p.1963 – 1968, 2007.
- [7] Bakirtzis, A., Petridis, V., dan Kazarlis, S. "Genetic Algorithm solution to the Economic Dispatch problem", IEE Proc-Gener. Transm. and Distrib, vol 141, no. 4, p.377-382, 1994.
- [8] Musirin, I. dan Kalil. "Ant Colony Optimization (ACO) Technique in Economic Power Dispatch Problems", IMECS Vol 2, p.263 – 268, 2008.
- [9] Rusilawati, Penangsang, O. dan Soeprijanto. "Implementasi Metode Taguchi untuk economic dispatch pada sistem IEEE 26 bus", 2010.
- [10] Lim, S.Y., Montakhab, M. dan Nouri, H. "Economic Dispatch of Power System Using Particle Swarm Optimization with Constriction Factor", International Journal of Innovations in Energy Systems and Power, Vol. 4 No. 2, p.29 – 34, 2009.

- [11] Wood, A.J. dan Wollenberg, B.F. "Power Generation, Operational, and Control", Second Edition, Jhon Wiley & Sons Inc, 1996.
- [12] Saadat, H. "Power Sistem Analysis", Second Edition, McGraw-Hill International Edition, Singapore, 2004.
- [13] Clerc, M. "Particle Swarm Optimization", ISTE Ltd, London.

BIOGRAFI PENULIS

Khairudin Syah, lahir di Dumai, 25 Februari 1972 sebagai anak ke empat dari tujuh bersaudara, pasangan **H. Syaiful Manan** dan **Hj.Chatir Aro**. Tahun 1979 bersekolah di SDN 013 Dumai dan lulus tahun 1985. SMPN KarangAnyar Dumai lulus tahun 1988. SMAN 2 Dumai lulus tahun 1991. Sarjana Teknik Elektro Institut Teknologi Indonesia lulus tahun 1998. Tahun 2001 sampai sekarang, bekerja sebagai dosen di Politeknik Negeri Bengkalis Provinsi Riau.