

PENJADWALAN JANGKA PENDEK PEMBANGKIT TERMAL DENGAN MEMPERHITUNGKAN RUGI-RUGI SALURAN MENGGUNAKAN TEKNIK *IMPROVED PARTICLE SWARM OPTIMIZATION*

Muharnis¹, Suyono Hadi², Mahfuz Shidiq³

¹)Jurusan Teknik Elektro, Politeknik Negeri Bengkalis, Jl Bathin Alam, Sei Alam, Bengkalis, Riau

^{2,3}) Fakultas Teknik, Jurusan Teknik elektro, Universitas Brawijaya, Jl Veteran, 65145, Indonesia

E-mail: muharnis_74@yahoo.co.id

hadis@ub.ac.id

mahfuz@ub.ac.id

Abstrak

Operasi pembangkit yang ekonomis, merupakan tujuan dari operasi suatu sistem tenaga listrik. Biaya bahan bakar merupakan biaya terbesar dari biaya operasional tenaga listrik. Penggunaan metode ini untuk menghasilkan penjadwalan pembangkit termal dengan biaya minimum menggunakan Algoritma *Improved Particle Swarm Optimization (IPSO)* dengan batasan *equality* dan *inequality* dengan menambahkan *inertia weight aproach (IWA)* Data yang digunakan adalah standar IEEE 30 Bus dan data riil sistem kelistrikan 500kV Jawa Bali dengan 6 pembangkit termal. Hasil simulasi menunjukkan bahwa *IPSO* memberikan hasil dan performansi yang lebih baik dibandingkan standar *PSO*. Penjadwalan pembangkit dengan *IPSO* pada sistem IEEE 30 bus diperoleh perbedaan yang tidak terlalu signifikan dibandingkan dengan standar *PSO*. Penjadwalan pembangkit untuk data real sistem 500kV Jawa-Bali 24 jam menggunakan metode *IPSO* diperoleh efisiensi 3,6% lebih murah dibandingkan menggunakan standar *PSO*

Kata Kunci : Penjadwalan, Pembangkit Termal, *Improved Particle Swarm Optimization*, Rugi-Rugi Saluran, efisiensi

Abstract

Economical operation of power plants, is the purpose of operating a power system. The cost of fuel is the largest cost of the operating costs of electric power. The use of this method to produce thermal generation scheduling with minimum cost using the Improved Algorithm Particle Swarm Optimization (IPSO) with equality and inequality constraints by adding inertia weight aproach (IWA). Data is using standard IEEE 30 Bus and real data 500kV Java-Bali electricity system with 6 thermal power plant. Simulation results show that IPSO deliver results and better performance than the standard PSO. Scheduling plants with IPSO on IEEE 30 bus system obtained difference was not significant compared with the standard PSO. Scheduling for real data generating Java-Bali system 500kV 24 hours using IPSO method obtained 3.6% efficiency is cheaper than using the standard PSO

Keywords : Generation Scheduling, Generation Thermal, *Improved Particle Swarm Optimization*, Losses

1. Pendahuluan

Sistem pembangkitan dalam melayani kebutuhan beban yang selalu bervariasi dalam suatu periode waktu. Pembangkit harus

dioperasikan sedemikian rupa, sehingga operasi sistem tenaga listrik dapat memenuhi kriteria teknis dan ekonomis, sesuai dengan kebutuhan beban.

Penyelesaian masalah penjadwalan pembangkit telah menjadi perhatian oleh banyak peneliti dengan berbagai macam metode penyelesaian yang digunakan. Penggunaan metode PSO pada pembangkit hidro yang memiliki efek pada level air dapat di optimasikan dengan memvariasikan percepatan dari koefisien PSO (TVAC_PSO) untuk menjadwalkan pembangkit tenaga air di sungai Narmada di negara bagian Madhya Pradesh, India yang kemudian dibandingkan dengan metode *Novel Self Adaptive Inertia Weight PSO (NSAIW_PSO)*[1] Penjadwalan pembangkit termal tidak lepas dari optimasi fungsi biaya pembangkit terutama pada pembangkit termal yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan jumlah biaya operasional terendah. Penyelesaian masalah *economic dispatch* pada sistem tenaga dengan *algoritma simulated annealing* (SA) diperoleh hasil yang lebih baik dibandingkan dengan pemrograman kuadratik konvensional (QP) dan algoritma genetika (GA) [2]. Penggunaan metode Optimasi *Particle Swarm* yang dimodifikasi (MIPSO) telah diterapkan untuk menghitung pengoperasian ekonomi pembangkit. Pendekatan faktor penyempitan (CFA) digunakan untuk memodifikasi algoritma IPSO karena kemampuannya untuk meningkatkan pencarian global dan menghindari diri untuk terjebak dalam nilai minimum yang lokal, sehingga waktu yang dibutuhkan untuk mencapai konvergensi menjadi lebih cepat [3].

Pada penjadwalan pembangkit, kombinasi daya keluaran yang dibangkitkan pada sistem harus memenuhi kesetimbangan daya aktif (*equality constraints*) yaitu daya yang dibangkitkan oleh masing-masing unit pembangkit harus sama dengan kebutuhan beban sistem, dan daya keluaran setiap generator harus memenuhi batas minimum dan maksimum dari daya yang dapat dibangkitkan oleh generator tersebut (*inequality constraints*)[6]. Pada penjadwalan unit pembangkit, pembagian pembebanan harus dalam keadaan optimum melalui suatu kombinasi dari unit-unit tersebut, kemudian baru dipilih kombinasi mana yang termurah biaya operasinya.

Metode *Improved Particle Swarm Optimization* (IPSO) merupakan perbaikan dari metode PSO standart. Pada metode PSO kecepatan *particle* di *update* terlalu cepat dan nilai minimum fungsi tujuan yang dicari sering terlewat, sehingga

perlu dilakukan modifikasi atau perbaikan terhadap algoritma PSO standar. Salah satu modifikasi yang dilakukan yaitu dengan menambahkan suatu *term inersia* untuk mengurangi kecepatan *update velocity* yang dikenal dengan metode IPSO Penambahan suatu *term inersia* pada *update velocity* pada individu *i*, dengan *inertia weight aproach* (IWA) akan diperoleh pendekatan yang paling efektif untuk melakukan optimasi penjadwalan unit pembangkit termal.

2. Metode Penelitian

2.1 Analisis Aliran Daya

Metode yang digunakan dalam memperoleh penjadwalan pembangkit dan biaya pembangkitan yang menarik dengan menggunakan analisis aliran daya adalah metode *Newton Rapshon*. Metode *Newton-Rapshon* dipilih karena keunggulannya, yaitu lebih efisien dan praktis[5]. Penyelesaian analisis aliran daya diperlukan untuk mencari rugi-rugi daya pada sistem kelistrikan Jawa Bali 500 kV. Penyelesaian masalah aliran daya dengan membentuk matriks admitansi (Y) bus. Berdasarkan hukum Arus *Kirchhoff*, maka besaran-besaran impedansi diubah menjadi besaran *admitansi*.

2.2 Persamaan Ekuivalen Input Output Pembangkit Termal

Pembebanan pernbangkit dinyatakan dalam sebuah persamaan ekuivalen *input-output* pembangkit. Apabila pada pusat pembangkit memiliki lebih dari satu unit pembangkit, maka persamaan fungsi biaya *ekivalen* dari *n* buah pembangkit [3] adalah :

Dengan :

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

$F_i(P_i)$: fungsi biaya bahan bakar pembangkit termal ke-*i* (Rp/jam)

P_i : daya pembangkit termal ke-*i* (MW)

a_i, b_i , dan c_i : koefisien pembangkit ke- *i*

i : indeks pembangkit ke- *i*
(*i* = 1,2,3,.....*n*)

Turunan biaya bahan bakar terhadap daya nyata dari persamaan (1) adalah :

$$\frac{dF_i}{dF_1} = b_i + 2c_i P_i \quad (2)$$

Untuk menentukan total biaya produksi pada n unit pembangkit pada persamaan (1) adalah sebagai berikut :

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_n \quad (3)$$

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

Dengan :

F_T : total biaya pembangkit
 $F_i(P_i)$: fungsi biaya pembangkit ke-i
 n : banyaknya pembangkit
 i : indeks pembangkit ke-i
 $(i = 1, 2, 3, \dots, n)$

2.2 Metode IPSO

Teknik *Improved Particle Swarm Optimization* merupakan modifikasi persamaan dasar algoritma PSO [4] *Improved Particle Swarm Optimization* menggunakan *Inertia Weight Approach* (IWA) seperti pada persamaan berikut: Untuk mencari nilai posisi dengan menggunakan

$$V_i^{k+1} = W \cdot V_i^k + C_1 \text{rand}_1 \times (P_{best\ i} - X_i^k) + C_2 \text{rand}_2 \times (G_{best} - X_i^k) \quad (5)$$

persamaan berikut :

$$X_i^{k+1} = X_i^k + V_i^k \quad (6)$$

dengan :

V_i^{k+1} : update kecepatan *velocity* pada iterasi k+1
 V_i^k : kecepatan posisi (*velocity*) dari *particle i*. pada iterasi k.
 X_i^{k+1} : update posisi pada iterasi k+1
 X_i^k : posisi *particle i* pada iterasi k
 W : parameter *weight* dengan menggunakan *chaotic sequences*
 $P_{best\ i}$: posisi terbaik *i* (*personal best*)
 G_{best} : posisi terbaik *i* (*global best*) pada suatu populasi (*swarm*)
 c_1 dan c_2 : *coefisien acceleration* $\text{rand}_1, \text{rand}_2$: bilangan random antara (0-1).

Penggunaan *Inertia Weight Approach* (IWA) untuk meredam kecepatan selama iterasi, yang memungkinkan suatu *swarm* (populasi) menuju titik target secara lebih akurat dan efisien dibandingkan dengan PSO standar [4]. Pada proses *update velocity* ini, nilai-nilai parameter seperti W , c_1 dan c_2 harus ditentukan terlebih dahulu. Secara umum parameter *weight* diperoleh dengan menggunakan persamaan :

$$W = W_{\max} - \frac{W_{\max} - W_{\min}}{Iter_{\max}} \times Iter \quad (7)$$

dengan :

$W_{\min}, W_{\max}$: *weight* awal dan akhir
 $Iter_{\max}$: jumlah iterasi maksimum
 $Iter$: jumlah iterasi yang ada

Inertia weight yang besar dapat memudahkan dalam penelusuran *global* sedangkan *inertia weight* yang kecil memudahkan untuk penelusuran *local*. Penggunaan *inertia weight* dapat meningkatkan performa dalam beberapa aplikasi, beberapa penelitian menunjukkan bahwa ketika menggunakan *inertia weight* faktor *velocity* maksimum dapat menjadi sederhana dengan menseting nilai pada rentang dinamis dari setiap variable biasanya antara 0.4 sampai 0.9. Pada metode IPSO digunakan teknik *chaotic sequences* dengan menggabungkan *constriction factor* untuk memperbaiki kemampuan penelusuran *global*. Persamaannya sebagai berikut :

$$f_0 = \mu \cdot f_{k-1} \cdot (1 - f_{k-1}) \quad (8)$$

Persamaan menunjukkan *chaotic sequences* dinamik ketika $\mu = 4.0$. Sehingga parameter *enertia weight* menjadi :

$$W = w \cdot f_0 \quad (9)$$

3. Hasil dan Pembahasan

Simulasi diaplikasikan pada sistem kelistrikan Jawa-Bali 500kV pada pembebanan selama 24 jam pada hari Selasa 19 April 2011. Sistem tenaga listrik Jawa-Bali dibagi menjadi 4 (empat) region. Jakarta Raya & Banten disebut region 1, Jawa Barat disebut region 2,

Jawa Tengah dan D.I.Y. disebut region 3, serta Jawa Timur dan Bali disebut region 4. Pada sistem interkoneksi tenaga listrik 500 kV Jawa-Bali terdiri dari 25 (dua puluh lima) bus, 30 (tiga puluh) saluran transmisi dan 8 (delapan) pembangkit tenaga listrik. Batasan kemampuan daya aktif dan reaktif dari pembangkit adalah seperti pada tabel 1.

Tabel 1. Batas Daya Aktif dan Reaktif

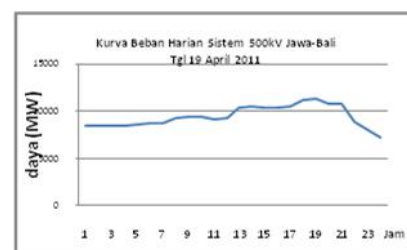
Bus	Pembangkit	Daya Aktif		Daya Reaktif	
		Pmin (MW)	Pmax (MW)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)
1	Suralaya	1500	3400	-600	2040
8	Muaratawar	1040	2200	-700	1540
10	Cirata	400	1008	-488	488
11	Saguling	400	700	-140	440
15	Tanjung Jati	600	1220	-240	720
17	Gresik	238	1050	-610	660
22	Paiton	1425	3254	-840	1920
23	Grati	150	827	-302	566

Persamaan koefisien biaya masing-masing pembangkit pada sistem 500 kV Jawa Bali seperti pada tabel 2.

Tabel 2. Fungsi Biaya Pembangkit Sistem Interkoneksi 500 kV Jawa

No	Pembangkit	Fungsi Biaya (Rp/Jam)
1	Suralaya	$F_1 = 65,95 P_1^2 + 395668,05 P_1 + 31630,21$
2	Muaratawar	$F_8 = 690,98 P_8^2 + 2478064,47 P_8 + 107892572,17$
3	Cirata	$F_{10} = 6000 P_{10}$
4	Saguling	$F_{11} = 5502 P_{11}$
5	Tanjung Jati	$F_{15} = 21,88 P_{15}^2 + 197191 P_{15} + 1636484,18$
6	Gresik	$F_{17} = 132,15 P_{17}^2 + 777148,77 P_{17} + 13608770,96$
7	Paiton	$F_{22} = 52,19 P_{22}^2 + 37370,67 P_{22} + 8220765,38$
8	Grati	$F_{23} = 533,92 P_{23}^2 + 2004960,63 P_{23} + 86557397,40$

Pada simulasi penelitian ini menggunakan data beban dan pembangkitan sistem PT PLN (Persero) P3B Jawa-Bali pada tanggal 19 April 2011. Kurva beban harian yang digunakan dalam penjadwalan pembangkit sistem 500 kV Jawa-Bali untuk 24 jam.



Gambar 1. Kurva Beban Harian Tanggal 19 April 2011

3.1 Hasil Simulasi IPSO Sistem 500 kV Jawa Bali

Hasil simulasi penjadwalan dengan menggunakan metode IPSO pada sistem pembangkit 500kV

Jawa-Bali dengan 8 buah pembangkit pada tanggal 19 April 2011 jam 13.30 ditunjukkan pada tabel 3.

Untuk optimasi menggunakan metode IPSO dengan memperhitungkan rugi-rugi seperti diperlihatkan pada tabel 4.

Tabel 3. Penjadwalan Pembangkit 500kV Jawa-Bali Menggunakan Metode IPSOTanpa Rugi-Rugi

No	Pembangkit	Daya (MW)	Biaya (Rp)/jam
1	Suralaya	2751	1.587.624.101,71
2	Muara tawar	1040	3.432.443.588,97
3	Cirata	1008	6.048.000,00
4	Saguling	700	3.851.400,00
5	Tanjung Jati	1220	274.775.696,18
6	Gersik	238	206.055.682,82
7	Paiton	3254	680.427.757,56
8	Grati	150	399.293.991,90
		10361	6.590.520.219,14

Tabel 4. Hasil Optimasi Penjadwalan Pembangkit 500kV Jawa-Bali

Bus No	Bus Code	Tegangan		Load			Generator	
		Magnitude	Degree	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	
1	1	1,020	0	219	67	1347,630	2006,805	
2	0	1,016	-0,378	333	179	0	0	
3	0	0,965	-5,378	202	39	0	0	
4	0	0,966	-5,975	814	171	0	0	
5	0	0,964	-5,768	638	336	0	0	
6	0	0,959	-6,050	720	217	0	0	
7	0	0,954	-8,709	1126	331	0	0	
8	2	0,990	-8,785	0	0	1850	1711,256	
9	0	0,971	-6,483	1152	345	0	0	
10	0	0,966	-4,944	597	201	948	200	
11	0	0,962	-4,416	0	0	698	150	
12	0	0,952	-3,742	477	254	0	0	
13	0	0,944	0,331	293	65	0	0	
14	0	0,959	10,533	193	118	0	0	
15	2	1,000	19,027	0	0	1220	544,406	
16	0	0,992	16,216	508	265	0	0	
17	2	1,00	16,623	127	92	910,00	664,462	
18	0	0,964	-5,836	342	95	0	0	
19	0	0,948	-0,161	133	33	0	0	
20	0	0,948	8,268	365	101	0	0	
21	0	0,958	13,233	498	124	0	0	
22	2	1,000	21,324	448	55	3180,0	297,403	
23	2	1,000	19,093	180	132	498,6	396,857	
24	0	0,983	-3,763	732	287	0	0	
25	0	0,981	14,394	264	58	0	0	
Total Beban (MW)				10361	3565	10652,63	4805,689	

Perbandingan daya dan biaya penjadwalan pembangkit sistem 500kV Jawa-Bali dengan

metode IPSO dan PSO seperti pada tabel 5.

Tabel 5. Perbandingan Daya dan Biaya Penjadwalan Pembangkit Sistem 500kV Jawa-Bali dengan Metode IPSO dan PSO

Pembangkit	Kondisi Sebelum Optimasi		Penjadwalan Pembangkit Menggunakan Metode PSO		Penjadwalan Pembangkit Menggunakan Metode IPSO	
	Daya (MW)	Biaya (Rp/jam)	Daya (MW)	Biaya (Rp/jam)	Daya (MW)	Biaya (Rp)/jam
Suralaya	1347	652.999.825	3059	1.827.959.567	314	1.894.737.520
Muara Tawar	1850	7.057.190.891	1040	3.432.443.588	1227	4.192.841.388
Tanjung Jati	1220	247.776.623	1098	244.351.652	887	193.799.388
Gersik	910	830.247.566	466	394.648.432	700	613.047.259
Paiton	3180	654.825.651	2482	422.617.208	2647	472.910.056
Grati	498	1.218.964.326	735	1.849.477.387	247	614.891.654
	10652	10.689.004.885	10528	8.171.677.837	10512	7.982.227.334

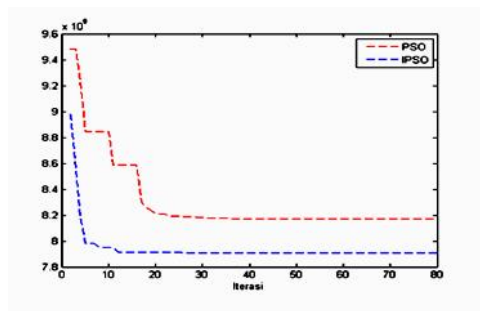
Untuk optimasi pembangkit termal 500 kV Jawa Bali pada beban 10361 MW dengan

menggunakan metode IPSO yang dibandingkan dengan metode standar PSO seperti pada tabel 6.

Tabel 6. Perbandingan Penjadwalan Pembangkit Termal 500kV Jawa-Bali pada Beban 10361 MW Menggunakan Metode IPSO dan PSO

Keterangan	Kondisi Sebelum Optimasi	Penjadwalan Pembangkit Menggunakan Metode PSO	Penjadwalan Pembangkit Menggunakan Metode IPSO
Total Daya Beban (MW)	10361	10361	10361
Total Daya pembangkitan (MW)	10652	10528	10499
Losses (MW)	291,63	167,05	138,46
Biaya(Rp)	10.689.004.885	8.171.677.837	7.982.227.334
Waktu komputasi (second)	0,14	10,29	11,21

Kurva hasil simulasi penjadwalan jangka pendek pembangkit menggunakan metode IPSO seperti pada gambar 2.



Gambar 2 Kurva Perbandingan Biaya Penjadwalan Pembangkit Menggunakan Metoda IPSO dan PSO Sistem 500 kV Jawa-Bali (Tgl 19 April 2011 Jam 13.30 WIB) untuk 8 buah pembangkit yang digunakan.

4. Kesimpulan

Penjadwalan jangka pendek untuk data real sistem 500kV Jawa-Bali menggunakan metode *Lagrange* total daya pembangkitan 8 pembangkit yang dioperasikan dengan $P_{\max}$ 228,560 MW, total biaya sebesar Rp 144.643.979.200. Rugi-rugi saluran dengan $P_{\max}$ 4.679 MW. Dengan menggunakan metode *Improved Particle Swarm* diperoleh total $P_{\max}$ 227.939MW, biaya pembangkitan Rp114.624.551.307. Di bandingkan dengan algoritma PSO, total biaya pembangkitan menggunakan metode *Improved Particle Swarm* lebih murah 3,6% dari biaya pembangkitan menggunakan metode PSO standart yang total biayanya Rp 118.995.890.178. sedangkan dibandingkan dengan metode *Lagrange* penjadwalan dengan menggunakan IPSO lebih murah 20,7% lebih murah. Dengan menggunakan metode IPSO dapat menghasilkan penjadwalan jangka pendek pembangkit termal dengan biaya optimal (minimum) dan dengan memperhitungkan rugi-rugi saluran menggunakan metode *Improved Particle Swarm Optimization* dibandingkan dengan menggunakan metode *Lagrange*

Daftar Acuan

- [1] **Amita Mahor, Saroj Rangnekar**, Short Term Genertion Scheduling of Cascaded Hydro Electric System Using Time Varying Accelaration Coofisien PSO,

IJEE.IEEFoundation.org, Volume 1, Issue 5, 2010 pp.769-782

- [2] **Hardiansyah,, Junaidi, Yohannes MS**, An Efficient Simulated Annealing Algorithm for Economic Load Dispatch Problems, TELKOMNIKA, ISSN: 1693-6930, Vol.11, No.1, March 2013, pp. 37~46
- [3] **Ilyas Andi Muhammad, M. Natsir Rahman**, Economic Dispatch Thermal Generator Using Modified Improved Particle Swarm Optimization, TELKOMNIKA, ISSN: 1693-6930, Vol.10, No.3, September 2012, pp. 459~470
- [4] **Sentosa Budi dan Willy Paul**, 2011, Metode *Metaheuristik* Konsep dan Implementasi, Guna Widya, Surabaya.
- [5] **Saadat Hadi**, *Power System Analisis*, Milwaukee School of Engineering, New york.
- [6] **Wood Allen J, Wollenberg Bruce F**, 1996, "Power Generation, Operational, and Control", Second Edition, Jhon Wiley & Sons, Inc.

Ucapan Terimakasih

Pada kesempatan ini saya sampaikan ucapan terimakasih kepada bapak Dr. Hadi Suyono, ST., MT dan Bapak Ir. Mahfuz Shidiq, MT atas bimbingannya.