

Optimasi Pembebanan Pembangkit Menggunakan Random Drift Particle Swarm Optimization (RDPSO) Pada Sistem Interkoneksi Jawa – Bali 500 kV

Khalid Abri, Adi Soeprijanto, dan Ni Ketut Aryani
Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)
Jl. Arief Rahman Hakim, Surabaya 60111
Email: adisup@ee.its.ac.id, dan ketut.aryani@ee.its.ac.id

Abstrak --- Optimasi pembebanan pembangkit adalah sebuah upaya untuk merumuskan kombinasi daya output beberapa generator secara optimal. Tujuan utamanya adalah untuk meminimalisir biaya bahan bakar dari generator yang beroperasi. Pada tugas akhir ini, optimasi dilakukan dengan metode *Random Drift Particle Swarm Optimization (RDPSO)*. RDPSO adalah metode yang terinspirasi oleh pergerakan elektron pada suatu konduktor metal yang berada di area bermedan listrik. Metode ini menghasilkan evolusi dalam sebuah set algoritma untuk penyelesaian fungsi non-linear. RDPSO digunakan untuk menemukan daya output yang optimum dari generator sistem interkoneksi Jawa – Bali 500 kV yang sedang beroperasi memenuhi beban pelanggan pada 19 Februari 2016. Hasilnya, RDPSO mampu menghemat biaya bahan bakar sekitar 0.65% dari total biaya realisasi PLN. Disamping itu, RDPSO mampu menemukan titik yang lebih optimum secara cepat jikalau dibandingkan dengan metode *Particle Swarm Optimization (PSO)*.

Kata Kunci --- Optimasi pembebanan pembangkit, *Random Drift Particle Swarm Optimization*, Sistem Interkoneksi Jawa – Bali 500 kV

I. PENDAHULUAN

Dalam sebuah sistem tenaga listrik, permasalahan biaya bahan bakar adalah perihai yang patut dipertimbangkan secara bijak. Biaya bahan bakar menyumbang sekitar 65% dari total biaya operasi [1]. Selanjutnya, sekitar 85% nya dipergunakan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit termal yang berupa solar, gas, dan batu bara. Harga tiap jenis bahan bakar yang digunakan untuk beroperasi per satuan volumenya memiliki nilai yang berbeda. Sebagai contoh, pembangkit yang dioperasikan dengan menggunakan batu bara memiliki harga yang lebih murah daripada yang dioperasikan dengan solar ataupun gas.

Peningkatan kebutuhan energi listrik dipastikan akan terus berlanjut dalam beberapa tahun kedepan seiring dengan realisasi program 35.000 MW yang menjadi mimpi besar presiden Ir. Joko Widodo [2]. Meningkatnya jumlah kebutuhan energi akan sejalan dengan peningkatan jumlah pembangkit. Semakin banyak jumlah pembangkit

beroperasi, biaya operasi dan biaya bahan bakar akan turut meningkat.

Mengingat besarnya proporsi biaya bahan bakar dalam biaya operasi, optimasi pada sektor ini akan memberikan pengaruh yang sangat besar terhadap penghematan biaya operasi secara keseluruhan. Optimasi dilakukan melalui pembagian beban yang optimal dari generator yang beroperasi. Mengingat, biaya bahan bakar merupakan sebuah fungsi kuadrat dari daya di tiap unit pembangkit. Penghematan pada biaya operasi bahan bakar berimbas pada kenaikan pendapatan dan laba bersih PT PLN. Dalam bidang ilmu teknik sistem tenaga, permasalahan tersebut disebut *economic dispatch*.

Tugas akhir ini mengulas seputar optimasi pembebanan pembangkit (*economic dispatch*) menggunakan metode *Random Drift Particle Swarm Optimization (RDPSO)* pada sistem interkoneksi Jawa – Bali 500 KV. RDPSO adalah cabang dari metode *metaheuristic* yang merupakan pengembangan tingkat lanjut dari metode *Particle Swarm Optimization (PSO)*.

Dalam tugas akhir ini RDPSO diterapkan untuk memecahkan permasalahan *economic dispatch* pada sistem interkoneksi Jawa – Bali 500 KV. Harapannya, dihasilkan pembebanan pembangkit yang paling optimum untuk mencapai biaya bahan bakar yang paling ekonomis dengan tetap memenuhi kebutuhan beban yang ada. Tugas akhir ini mempertimbangkan rugi – rugi di saluran. Kapasitas transmisi dan kemampuan generator adalah batasan atau *constraint* yang dipertimbangkan dalam menyelesaikan permasalahan *economic dispatch* pada tugas akhir ini.

II. ECONOMIC DISPATCH

A. Economic Dispatch

Economic dispatch adalah sebuah proses pembagian beban pada unit pembangkit untuk menghasilkan biaya operasi paling minimum. Besar beban pada suatu sistem selalu berubah di tiap periodenya. Untuk mencukupi kebutuhan beban secara ekonomis maka perhitungan *economic dispatch* dilakukan pada tiap nilainya. [3]

Batasan utama dari mekanisme ini adalah kapasitas generator dan juga kesesuaian daya terbangkit terhadap beban yang harus dipenuhi. Adapun model matematika dari permasalahan *economic dispatch* dijabarkan dalam persamaan Lagrange berikut:

$$F_t = \sum F_i(P_i) \quad (1)$$

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

Keterangan :

F_t	: total biaya pembangkitan (Rp)
$F_i(P_i)$: fungsi biaya input output dari pembangkit i (Rp/jam)
a_i, b_i, c_i	: koefisien biaya pembangkitan i
P_i	: daya output pembangkit i
N	: jumlah unit pembangkit
i	: indeks dari unit generator

Disamping itu, kombinasi daya output yang dibangkitkan oleh tiap generator harus memenuhi batas minimum dan maksimum dari daya yang dapat dibangkitkan oleh generator (*inequality constraint*).

$$P_{g_i \min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i \max} \quad (3)$$

$$\sum P_{\text{terbangkit}} = P_{\text{beban}} + P_{\text{rugi}} - \text{rugi} \quad (4)$$

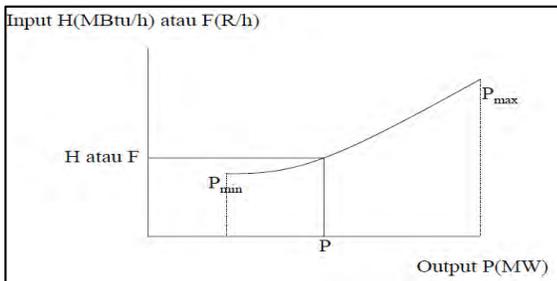
Keterangan :

P_{\min}, P_{\max}	: batas minimal dan maximal daya terbangkit
$P_{g_i}, P_{\text{terbangkit}}$: daya output pembangkit
P_{beban}	: daya permintaan konsumen
P_{rugi}	: rugi daya yang terjadi pada jalur transmisi

Dalam tugas akhir ini, perhitungan *economic dispatch* mempertimbangkan rugi – rugi transmisi pada jaringan. Rugi – rugi ini dihasilkan oleh adanya aliran daya pada jaringan transmisi, dan nilainya ditentukan oleh nilai daya yang mengalir pada saluran transmisi tersebut.

B. Karakteristik Pembangkit Termal

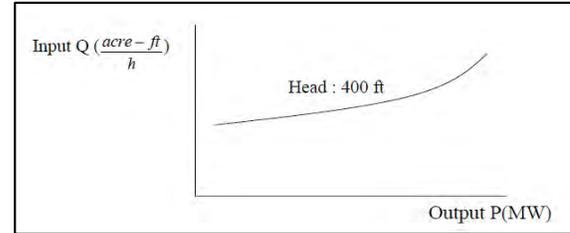
Pembangkit termal mempunyai biaya operasi yang didapat berdasarkan karakteristik input – output. Untuk pembangkit termal, karakteristik input – outputnya merupakan penggunaan bahan bakar atau biaya tiap jam yang biasa ditulis dalam Btu/hr atau Rp/hr. Biaya pembangkitan adalah perkalian dari biaya (Rp) bahan bakar pembangkit tiap kalorinya (Rp/kal) dengan kebutuhan kalori pembangkit tiap jam nya (kal/hr). Kurva input – output pembangkit termal ditunjukkan sebagai berikut.



Gambar 1. Karakteristik input – output pembangkit termal

C. Karakteristik Pembangkit Hidro

Pembangkit listrik tenaga air mempunyai karakteristik input output sama dengan pembangkit termal. Unit pembangkit listrik tenaga air tidak mempunyai biaya bahan bakar, sehingga inputnya berupa volume air per unit waktu dengan output daya terbangkit.



Gambar 2. Kurva input – output pembangkit hidro

Biaya operasional daripada PLTA biasanya diikat kontrak harga tiap kWh nya. Total daya terbangkit dari PLTA kemudian dikalikan terhadap harga tiap kWh nya, maka kita bisa memperoleh fungsi biaya PLTA dalam satuan Rp/h.

D. Random Drift Particle Swarm Optimization

Random Drift Particle Swarm Optimization (RDPSO) adalah bagian dari metode *metaheuristic* yang terinspirasi oleh model elektron bebas suatu metal konduktor yang berada pada pengaruh medan listrik [5].

Berdasarkan hal tersebut, pergerakan dari partikel adalah superposisi dari pergerakan thermal dan pergerakan meluncur terhadap local fokusnya.

Kelajuan daripada particle dapat di representasikan $V_{i,n}^j = VR_{i,n}^j + VD_{i,n}^j$, dimana VR dan VD merepresentasikan kelajuan pergerakan thermal dan pergerakan meluncur. Berikut persamaan keduanya.

$$VR_{i,n+1}^j = \sigma_{i,n}^j \lambda_{i,n+1}^j \quad (5)$$

$$VD_{i,n+1}^j = \beta(p_{i,n}^j - X_{i,n}^j) \quad (6)$$

$\lambda_{i,n+1}^j$ adalah angka random dengan standard normal distribusi, dan $\sigma_{i,n+1}^j$ adalah standard deviasi dari distribusi Gaussian yang nilainya ditentukan oleh:

$$\sigma_{i,n}^j = \alpha |C_n^j - X_{i,n}^j| \quad (7)$$

Yang mana $C_n^j = (\frac{1}{M}) \sum_{i=1}^M Y_{i,n}^j$ ($1 \leq j \leq N$) disebut sebagai posisi terbaik rata – rata (mean best position). Dengan spesifikasi demikian, kita memiliki update persamaan dari partikel di RDPSO dengan bentuk:

$$V_{i,n+1}^j = \alpha |C_n^j - X_{i,n}^j| \lambda_{i,n+1}^j + \beta(p_{i,n}^j - X_{i,n}^j) \quad (8)$$

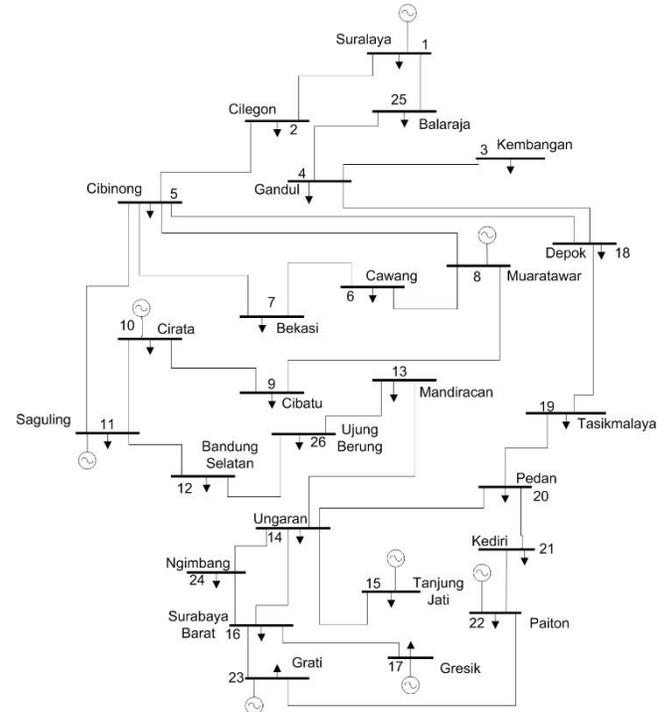
$$X_{i,n+1}^j = X_{i,n}^j + V_{i,n+1}^j \quad (9)$$

E. Load Flow

Studi aliran beban adalah salah satu aspek yang paling penting dari perencanaan dan pengoperasian sistem tenaga listrik. Aliran beban memberi kita sinusoidal steady state dari seluruh sistem yang meliputi tegangan, daya nyata, daya reaktif, serta rugi – rugi yang terjadi di tiap saluran. Karena beban adalah besaran statis dan itu adalah kekuatan yang mengalir melalui jalur transmisi, khalayak lebih familiar menyebutnya dengan istilah studi aliran daya daripada studi aliran beban. [4]

Dalam analisa sistem tenaga (aliran daya) ada 3 klasifikasi bus yaitu:

- Load bus (PQ bus) cirinya adalah terhubung ke sistem dengan diketahui daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) untuk dihitung tegangan $|V|$ dan sudut fasanya.
- Swing/slack bus. Diketahui tegangan $|V|$ dan sudut fasanya bernilai satu. Untuk kemudian dihitung daya aktif (P) dan reaktifnya (Q). Berfungsi untuk mencatu rugi-rugi daya dari beban yang tidak dapat dicatu dari generator lain.
- Generator bus, adalah bus yang terhubung dengan generator, P dan $|V|$ diketahui, ada daya aktif terbangkit (P), untuk kemudian dihitung daya reaktif dan sudut fasanya.



Gambar 3. SLD Jawa Bali 500 kV

F. Kapasitas Transmisi

Dalam sistem interkoneksi Jawa Bali 500 kV, ada dua tipe konduktor yang digunakan. Tipe konduktor pertama adalah ACSR Dove yang memiliki rating arus sebesar 1,98 kA. Tipe konduktor kedua adalah ACSR Gannet yang memiliki rating arus sebesar 2,4 kA.

Jumlah saluran dari satu bus ke bus yang lain bervariasi antara satu dan dua. Sebagai contoh koneksi dari bus Suralaya ke bus Cilegon menggunakan dua saluran dengan tipe konduktor ACSR Gannet. Sehingga kapasitas arus transmisinya sebesar 4.8 kA. Sedangkan koneksi dari bus Ngimbang ke bus Surabaya Barat menggunakan satu saluran ACSR Dove. Nilai kapasitas arus transmisinya adalah 1,98 kA.

III. Pemodelan Sistem Jawa Bali 500 kV dan Penerapan RDPSO

A. Sistem Interkoneksi Jawa – Bali 500 kV

Dalam tugas akhir ini sistem interkoneksi Jawa Bali 500 kV dimodelkan kedalam sebuah sistem yang terdiri atas 26 bus, 32 saluran, dan delapan unit pembangkit. Pembangkit yang beroperasi diantaranya adalah pembangkit Suralaya, Muaratawar, Cirata, Saguling, Tanjungjati, Gresik, Paiton, dan Grati. Pada tugas akhir ini pembangkit Suralaya ditetapkan sebagai *slack bus*.

Sistem interkoneksi 500 kV Jawa Bali dapat digambarkan dalam bentuk *single line diagram* pada gambar 3.

Data pembebanan pada sistem diperoleh dari Pusat Pengaturan Beban (P2B) Jawa Bali, Galdul, Cinere, Depok, untuk kondisi pada tanggal 19 Februari 2016 pukul 19.30, dengan total beban 11.363,4 MW.

B. Pemodelan Pembangkit Termal

Setelah kita mengetahui unit – unit pembangkit mana saja yang beroperasi pada waktu tersebut, berikutnya kita menghitung harga pembangkitan dalam satuan Rp/h dengan cara membagi heat rate nya dengan energi per satuan bahan bakar. Hasilnya dikali dengan harga tiap dimensi bahan bakar dan juga daya terbangkit.

Setelah didapatkan biaya bahan bakar dalam Rp/h dari tiap pembangkit yang beroperasi, berikutnya dilakukan *polyfit* guna membentuk persamaan kuadrat dari biaya bahan bakar tersebut.

Hasil akhir dari pemodelan ini adalah fungsi kuadrat dari semua unit pembangkit yang beroperasi dengan entitas wilayah masing – masing sebagaimana ditunjukkan pada tabel 1 berikut ini.

Tabel 1. Konstanta Fungsi Biaya Unit Generator

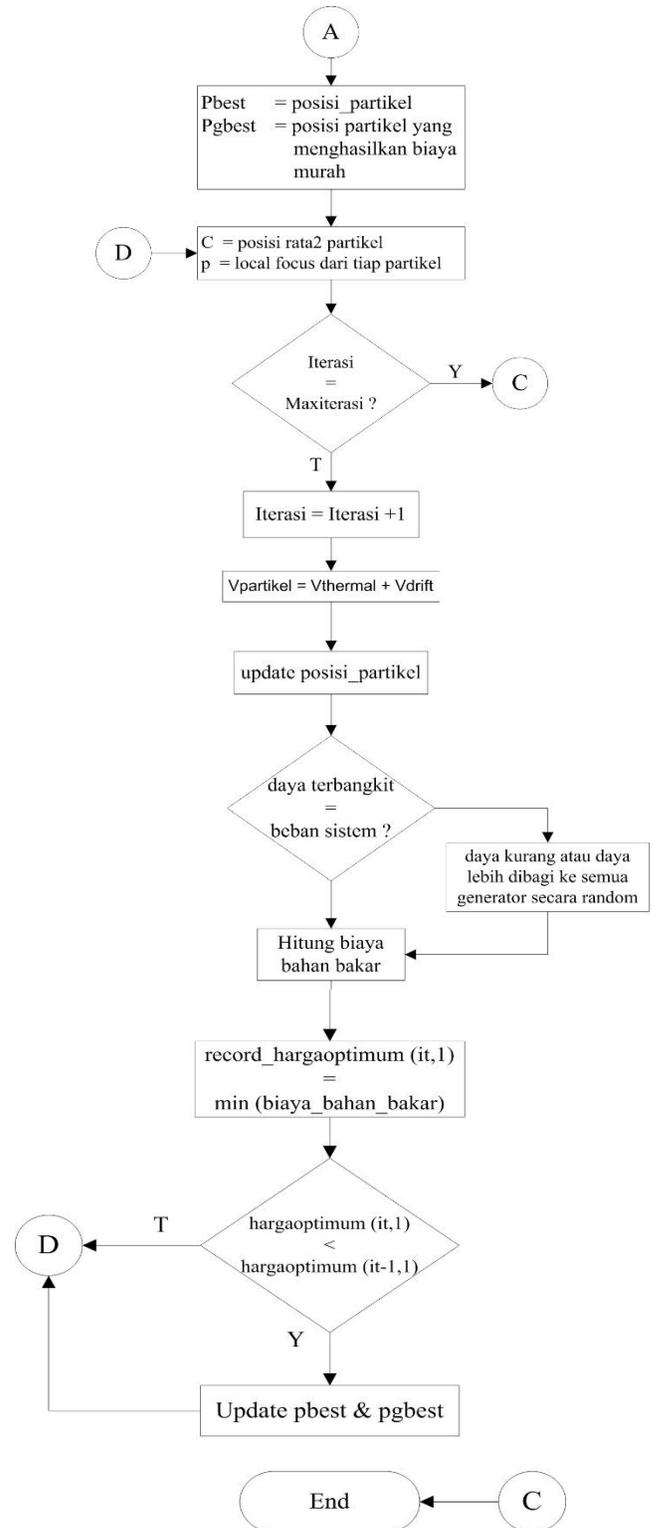
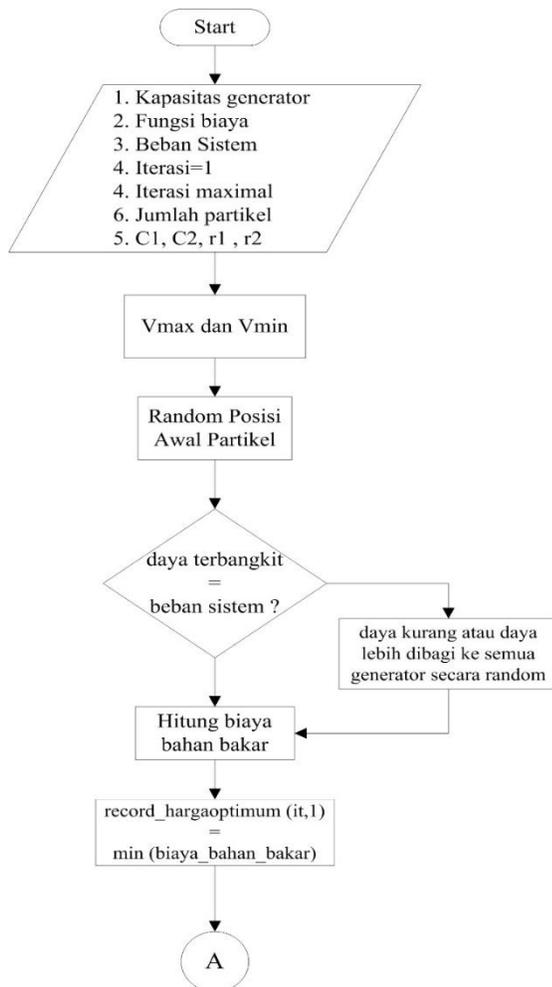
Pembangkit	C	B	A
Suralaya	41823191.8	404470.8	-10.2474
Muara Tawar	10167.247	105.882	-0.026
Tanjung Jati	12529741.2	268733.7	15.194368
Gresik	4578.674	62.829	-0.00019
Paiton	18129291.5	303921.5	-0.91585
Grati	10811.807	28.34071	0.013529

C. Penerapan RDPSO

Pada tugas akhir ini, simulasi RDPSO dilakukan dengan dua keadaan yang berbeda. Keadaan pertama dilakukan dengan jumlah partikel sebanyak 100 buah dengan iterasi maksimal sebanyak 200 kali. Keadaan kedua dilakukan dengan jumlah partikel sebanyak 20 buah dengan iterasi maksimal sebanyak 1000 kali.

Berikut adalah *flowchart* penerapan RDPSO untuk memecahkan permasalahan *economic dispatch* sistem interkoneksi Jawa – Bali 500 kV. Program RDPSO dalam tugas akhir ini mempunyai beberapa parameter, diantara lain:

- Jumlah partikel : 100 dan 20 partikel
- Maximal iterasi : 200 dan 1000 iterasi
- Beban sistem : 11.363,4 MW
- Beban2 : 11.363,4 MW
- Alfa : $0.9 \rightarrow 0.3$
- Beta : 1.45



Gambar 4. Flowchart Penerapan RDPSO

IV. HASIL SIMULASI DAN ANALISIS

A. Simulasi Pertama

Pada tugas akhir ini, hasil simulasi pertama RDPSO akan dibandingkan dengan biaya realisasi oleh PLN serta metode optimasi PSO. Untuk simulasi yang pertama, partikel yang digunakan sebanyak 100 partikel dan sebanyak 200 iterasi.

Tabel 2. Hasil Simulasi Pertama

	Pembangkit	PLN	PSO	RDPSO
		MW	MW	MW
1	Suralaya	2.766	1.716,898	1.716,898
2	Muara Tawar	767	550	549,999
3	Tanjung Jati	2.230	2.637,8	2.637,8
4	Gresik	515,16	973	973
5	Paiton	4.038	4.055	4.055
6	Grati	764	750,2	750,199
7	Cirata	422	422	422
8	Saguling	566,93	566,93	566,93
Elapsed Time		-	3,356	9,805
Total daya		12.069,19	11.671,845	11.671,845
Rugi - rugi		705,765	308,445	308,445
Biaya Total (Rp/h)	PLN	Rp. 3.120.498.818,28		
	PSO	Rp. 3.100.270.660,222		
	RDPSO	Rp. 3.100.270.656,466		

Secara biaya, RDPSO mampu menghemat biaya bahan bakar sebesar Rp.20.228.161,814 / h, atau sekitar 0,65% dari realisasi PLN. Sedangkan apabila dibandingkan terhadap metode optimasi PSO, RDPSO lebih murah sekitar Rp. 3,755 / h.

B. Simulasi Kedua

Hampir sama dengan simulasi pertama, simulasi kedua dilakukan dengan jumlah partikel sebanyak 20 buah dan iterasi sebanyak 1.000 kali.

Tabel 3. Hasil Simulasi Kedua

	Pembangkit	PLN	PSO	RDPSO
		MW	MW	MW
1	Suralaya	2.766	1.716,898	1.716,898
2	Muara Tawar	767	550	549,999
3	Tanjung Jati	2.230	2.637,8	2.637,7999
4	Gresik	515,16	973	973
5	Paiton	4.038	4.055	4.055
6	Grati	764	750,2	750,199
7	Cirata	422	422	422
8	Saguling	566,93	566,93	566,93
Elapsed Time (s)		-	8,495	11,644
Total daya (MW)		12.069,19	11.671,845	11.671,845
Rugi - rugi		705,765	308,445	308,445
Biaya Total (Rp/h)	PLN	Rp. 3.120.498.818,28		
	PSO	Rp. 3.100.270.660,222		
	RDPSO	Rp. 3.100.270.656,466		

Secara biaya, RDPSO mampu menghemat biaya bahan bakar sebesar Rp. 20.228.161,814 / h, atau sekitar 0,65%

dari realisasi PLN. Sedangkan apabila dibandingkan terhadap metode optimasi PSO, RDPSO lebih murah sekitar Rp. 3,756 / h, pada simulasi pertama selisih kedua metode ini adalah sebesar Rp. 3,756 / h. Selisih meningkat Rp. 0.000374 / h pada simulasi kedua ini. Hal yang bisa kita simpulkan RDPSO mampu menemukan titik yang sedikit lebih baik dari simulasi kedua.

C. Kesesuaian dengan kapasitas transmisi

Untuk menganalisa apakah arus yang mengalir di saluran *overcurrent* atau tidak, kita lakukan perhitungan terlebih dahulu arus yang mengalir disana dengan membagi drop tegangan antar bus dengan impedansinya

Apabila besarnya arus yang mengalir masih dibawah delapan puluh persen kapasitas saluran, maka dapat dikatakan saluran tersebut aman dari gangguan *overcurrent*.

Status peringatan terjadi ketika arus yang mengalir pada saluran ini melebihi delapan puluh persen kapasitas saluran. Namun arus yang mengalir tidak sampai mengakibatkan *overcurrent*.

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, hampir semua saluran berada dalam keadaan aman. Namun, arus yang mengalir di saluran antara bus 12 dan 26 yakni antara bus Bandung Selatan dan Ujung Berung berada dalam status peringatan tapi tidak *overcurrent*

Tabel 4. Kesesuaian dengan kapasitas transmisi

Bus Asal	Bus Tujuan	Kapasitas Saluran	Arus Mengalir di Saluran	Status Saluran
1	2	4,8	0,605991515	Aman
	25	3,96	1,361543393	Aman
2	5	2,4	0,412771127	Aman
3	4	4,8	0,197398212	Aman
4	18	3,96	0,188746083	Aman
5	7	1,98	0,859578794	Aman
	8	1,98	0,349763324	Aman
	11	4,8	0,982922803	Aman
6	7	1,98	0,119034572	Aman
	8	1,98	0,676553462	Aman
8	9	3,96	0,296266242	Aman
9	10	3,96	1,064929898	Aman
10	11	3,96	1,335323311	Aman
11	12	4,8	1,799438107	Aman

12	13	2,4	0,235811629	Aman
	26	2,4	2,081454172	Peringatan
13	14	3,96	2,661915018	Aman
13	26	1,98	0,846610161	Aman
14	15	3,96	2,841903587	Aman
	16	1,98	1,053062185	Aman
	20	1,98	0,81007216	Aman
16	17	3,96	1,429548524	Aman
	23	4,8	2,077480096	Aman
18	5	3,96	0,605499579	Aman
	19	3,96	0,949759425	Aman
19	20	4,8	1,25072827	Aman
20	21	4,8	1,314228293	Aman
21	22	4,8	2,106531464	Aman
22	23	4,8	1,728764399	Aman
24	14	1,98	0,431929665	Aman
	16	1,98	1,105277492	Aman
25	4	3,96	0,651821184	Aman

V. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil simulasi optimasi pembebanan pembangkit (*Economic Dispatch*) menggunakan metode *Random Drift Particle Swarm Optimization* (RDPSO) dengan dibandingkan terhadap realisasi PLN dan metode PSO, dapat disimpulkan beberapa hal yaitu:

1. *Economic dispatch* dengan menggunakan metode RDPSO menghasilkan biaya bahan bakar sebesar Rp. 3.100.270.656,466 untuk mencukupi kebutuhan beban sebesar 11.363,4 MW
2. *Economic dispatch* dengan metode RDPSO menghasilkan biaya yang lebih murah Rp. 20.228.161,814 / h, atau sekitar 0,65 % dari realisasi PLN
3. Hasil kombinasi daya yang dihasilkan dari *Economic Dispatch* metode RDPSO tidak menyebabkan *overcurrent* di semua saluran transmisi Jawa – Bali 500 kV

4. *Economic dispatch* dengan metode RDPSO menghasilkan biaya yang lebih murah Rp. 3,756 / h daripada metode PSO.
5. *Economic Dispatch* dengan metode RDPSO mampu mencapai titik konvergen pada iterasi yang lebih kecil daripada metode PSO. Hal ini membuktikan bahwa konvergensi metode RDPSO lebih cepat daripada metode PSO.
6. *Elapsed time* simulasi metode RDPSO lebih besar daripada metode PSO. Hal ini terjadi karena dalam tiap iterasi, proses eksekusi perintahnya lebih banyak daripada metode PSO.
7. *Elapsed time* dan iterasi untuk konvergen pada simulasi pertama nilainya lebih kecil dari iterasi kedua. Hal ini disebabkan jumlah partikel yang digunakan pada simulasi pertama lima kali lebih banyak daripada simulasi kedua.

VI. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Jizhong, “*Optimization of Power System Operation Principal Engineer,*” AREVA T & D Inc. Redmond, WA, USA, IEEE series of Power Engineering, 2009
- [2] PT PLN, “*Laporan Keberlanjutan.*” Sekretariat Perusahaan PLN. 2015
- [3] Allen J. Wood & Bruce F. Wollenberg, “*Power Generation Operation and Control 2nd edition,*” John Wiley & Sons, Inc. 1996.
- [4] H. Saadat, “*Power System Analysis,*” McGraw Hill, Singapore, 2004
- [5] Jun Sun, “*Solving The Power Economic Dispatch Problem With Generator Constraint by Random Drift Particle Swarm Optimization,*” IEEE Transaction Industrial Informatic. Vol 10, 2014.