

OPTIMASI *ECONOMIC DISPATCH* PADA UNIT PEMBANGKIT PLTU TANJUNG JATI B MENGGUNAKAN METODE *SINE COSINE ALGORITHM*

Agam Yulianto^{*)}, Bambang Winardi, and Karnoto

Departemen Teknik Elektro, Universitas Diponegoro
Jl. Prof. Sudharto, SH, Kampus UNDIP Tembalang, Semarang 50275, Indonesia

^{*)E-mail: agamyulianto07@gmail.com}

Abstrak

Biaya pembangkitan energi listrik terbesar ada pada biaya bahan bakar. Diperlukan adanya penjadwalan operasi pembangkit untuk mendapatkan pengoperasian pembangkit yang optimal. Sine Cosine Algorithm (SCA) diusulkan sebagai metode penjadwalan ekonomis pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) di Tanjung Jati B. Untuk melihat performa dari simulasi metode SCA maka metode ini dibandingkan dengan metode *Lagrange Multiplier*. Hasil simulasi optimasi metode SCA menunjukkan performa yang baik. Hasil simulasi identik dengan metode *Lagrange Multiplier*, sedangkan dalam perbandingan biaya operasi, optimasi metode SCA lebih hemat dibandingkan dengan biaya operasi pembebanan PLTU Tanjung Jati B. Pada perbandingan 2 generator aktif rata – rata penghematan sebesar 226,6527 \$/Jam, selisih biaya terbesar pada daya 914 MW dengan selisih biaya 294,7016 \$/Jam dan selisih biaya terkecil pada pembebanan 1289,1 MW dengan selisih biaya 48,0029 \$/Jam. Pada perbandingan 3 generator penghematan rata-rata sebesar 244,4534 \$/Jam, selisih biaya terbesar pada daya 1756,8 MW dengan selisih biaya 404,1260 \$/Jam dan selisih biaya terkecil pada pembebanan 1968,4 MW dengan selisih biaya 36,2246 \$/Jam. Pada perbandingan 4 generator aktif rata – rata penghematan sebesar 373.8583 \$/Jam, selisih biaya terbesar pada pembebanan 2223 MW dengan selisih biaya 511,0109 \$/Jam dan selisih biaya terkecil pada pembebanan 1735,1 MW dengan selisih biaya 213,0795 \$/Jam.

Kata kunci: Penjadwalan ekonomis, SCA, biaya pembangkitan, lagrange multiplier.

Abstract

The biggest cost of electricity generation is the cost of fuel. Operation scheduling is required in order to obtain optimal plant operation. Sine Cosine Algorithm (SCA) is proposed as an economic dispatch method for steam power plant (PLTU) in Tanjung Jati B. The simulation result is identical with Lagrange Multiplier, while optimizing operating costs in comparison SCA method is more efficient than the operating cost Tanjung Jati B. In comparison 2 active generator, average savings of \$ 226.6527 \$/hour, the biggest cost difference in loading 914 MW 294.7016 cost difference \$/hour and the smallest cost difference in loading 1289.1 MW by the difference in cost of 48.0029 \$/hour. At a ratio of 3 active generator average savings of \$ 244.4534 \$/hour, the biggest cost difference in loading 1756.8 MW by the difference in cost 404.1260 \$/hour and the smallest cost difference in loading 1968.4 MW by the difference in cost of 36.2246 \$/hour. At a ratio of 4 active generator average savings of \$ 373.8583 \$/hour, the biggest cost difference in loading 2223 MW with the difference in cost 511.0109 \$/hour and the smallest cost difference in loading 1735.1 MW by the difference in cost 213.0795 \$/hour.

Keywords: Economic dispatch, SCA, Generation costs, Lagrange Multiplier

1. Pendahuluan

Proses pembangkitan tenaga listrik merupakan perubahan energi primer menjadi energi listrik yang dilakukan oleh generator. Dari segi ekonomi komponen biaya penyediaan tenaga listrik terbesar adalah biaya pembangkitan, khususnya bahan bakar. Sedangkan pada unit-unit pembangkit tenaga listrik memiliki karakteristik yang berbeda-beda dalam hal biaya pembangkitannya [1]. Agar menghasilkan operasi pembangkitan yang optimal dalam memenuhi variasi perubahan beban maka penjadwalan

pengoperasian suatu generator pada pembangkit dan koordinasi antar pembangkitan sangat diperlukan dalam upaya melakukan optimalisasi pembebanan yang bertujuan untuk memperoleh biaya operasi yang optimal dan ekonomis dengan memperhatikan batasan dari kapasitas unit pembangkit itu sendiri[2]–[5].

Untuk mendapatkan biaya operasi yang optimal dan ekonomis, berbagai teknik optimasi telah diterapkan. Salah satu teknik solusi untuk menyelesaikan permasalahan optimasi ini yaitu dengan menggunakan teknik *Sine Cosine*

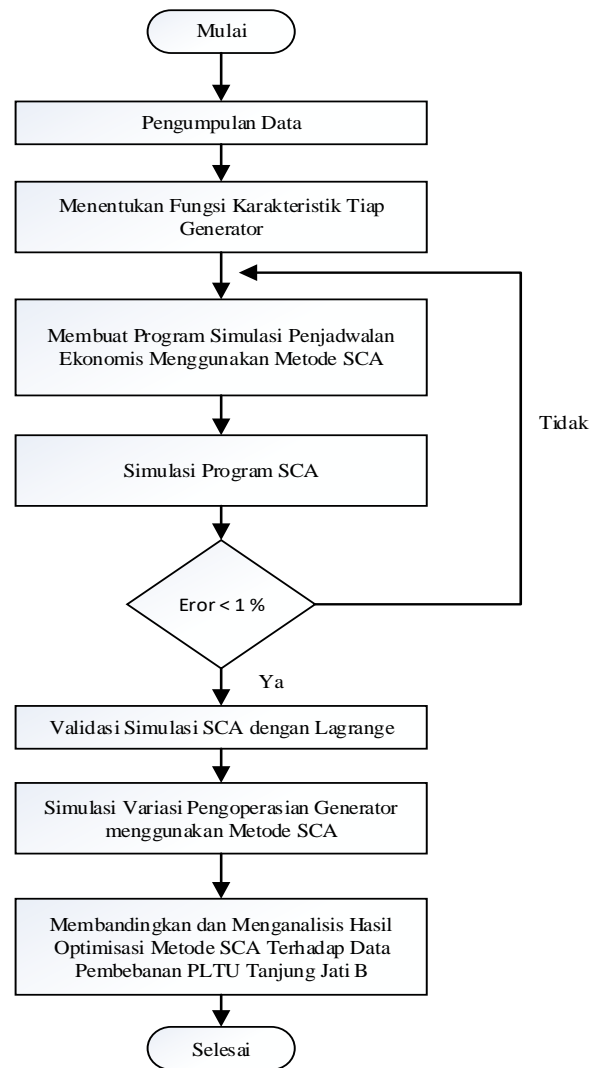
Algorithm (SCA). SCA merupakan salah satu dari banyak metode optimasi yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan *Economic Dispatch*. Algoritma ini mengadaptasi rumus sinus cosinus yang dimodifikasi[6]. Penelitian mengenai penerapan SCA pada sistem tenaga listrik telah dilakukan sebelumnya pada permasalahan 3 unit dan 4 unit serta pada permasalahan IEEE 14 Bus, IEEE 30 Bus dan IEEE 56 Bus[7], [8].

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Tanjung Jati B merupakan salah satu pembangkit yang menyuplai kebutuhan tenaga listrik di sistem Jawa-Bali. PLTU Tanjung Jati B memiliki 4 unit dengan kapasitas generator dengan masing-masing berkapasitas 660 MW. Pada saat ini biaya operasi PLTU memanfaatkan batubara yang dihargai Dolar Amerika Serikat (US\$). Dalam penelitian ini membahas penjadwalan ekonomis menggunakan metode *Sine Cosine Algorithm (SCA)* pada ke 4 unit PLTU Tanjung Jati B dengan daya keluaran generator yang terhubung pada satu bus utama yang sama. Hasil dari penelitian ini adalah kombinasi daya yang dibangkitkan oleh tiap-tiap generator dan biaya pembangkitan yang ekonomis diatas beban dasar setiap generator yaitu 330 MW dan dibawah batas maksimumnya yaitu 660 MW serta membandingkan hasil optimasi operasi pembangkit metode SCA dengan metode Iterasi Lamda yang bertujuan untuk membuktikan validitas dari metode SCA, Setelah itu mencari biaya operasi pembangkitan paling optimal berdasarkan metode SCA. Lalu membandingkan operasi aktual pembangkit PLTU Tanjung Jati B dengan hasil simulasi SCA generator untuk mengetahui apakah metode SCA bisa digunakan dalam masalah optimasi.

2. Metode

2.1. Metode Penelitian

Penelitian ini dilaksanakn dalam beberapa tahap penelitian. Pada Gambar 1 dapat dilihat langkah-langkah metode penelitian dalam penelitian ini.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian.

2.2. Perancangan Sistem

Secara umum fungsi tujuan dari program simulasi ini adalah penjadwalan pendistribusian beban optimal pada masing-masing unit pembangkit PLTU Tanjung Jati B untuk permintaan daya tertentu dengan mempertimbangkan batasan dari masing-masing generator itu sendiri sehingga permintaan daya dapat dipenuhi dengan biaya pembangkitan yang seminimal mungkin. Fungsi tujuan dari optimasi *economic dispatch* ini dinyatakan dalam fungsi biaya bahan bakar dari unit pembangkit yang sesuai dengan Persamaan 1 :

$$C_i = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (1)$$

Dimana,

C_i = biaya bahan bakar (masukan unit i), dollar/jam

P_i = daya yang dihasilkan (keluaran unit i), MW

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ = konstanta

2.2.1. Kapasitas unit pembangkit

Generator dari setiap unit pembangkit seharusnya membangkitkan daya tidak melebihi nilai maksimumnya serta tidak boleh dioperasikan dibawah nilai minimumnya. Dalam hal ini unit PLTU Tanjung Jati B memiliki batasan sebagai berikut:

Tabel 1. Batasan PLTU Tanjung Jati B

STG	Batas Bawah (MW)	Batas Atas (MW)
STG 1	330	660
STG 2	330	660
STG 3	330	660
STG 4	330	660

2.2.2. Kecepatan perubahan beban

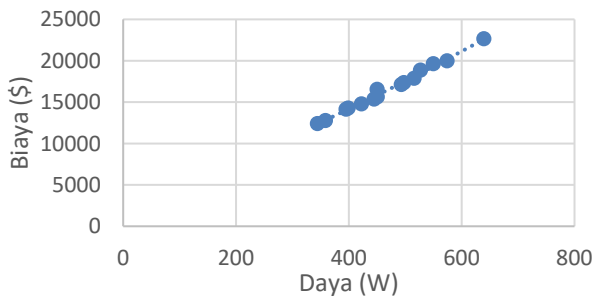
Dalam hal ini unit PLTU Tanjung Jati B memiliki kecepatan perubahan beban sebesar 35MW/menit.

2.3. Pemodelan Unit-Unit Pembangkit

Pemodelan unit-unit pembangkit STG 1, STG 2, STG 3 dan STG 4 pada PLTU Tanjung Jati B.

a. STG 1

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 1 dapat dilihat pada Gambar 2.

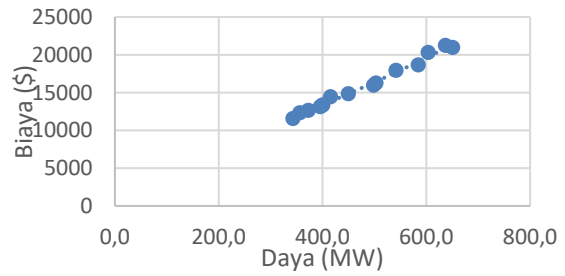


Gambar 2. Grafik karakteristik STG 1, Biaya (\$) terhadap Daya (MW)

Persamaan karakteristik pembangkit unit 1 adalah $C_1 = 2816.7 + 24.029P + 0.0109P^2$

b. STG 2

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 2 dapat dilihat pada Gambar 3.

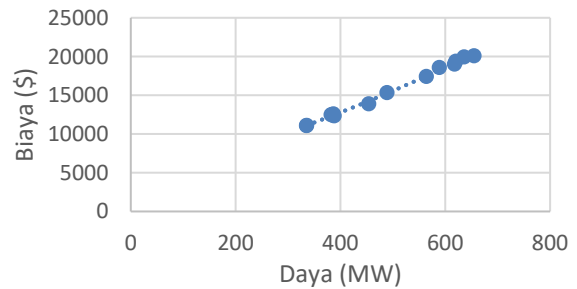


Gambar 3. Grafik karakteristik STG 2, Biaya (\$) terhadap Daya (MW)

Persamaan karakteristik pembangkit unit 2 adalah $C_2 = 4025.8 + 18.124P + 0.0131P^2$

c. STG 3

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 3 dapat dilihat pada Gambar 4.

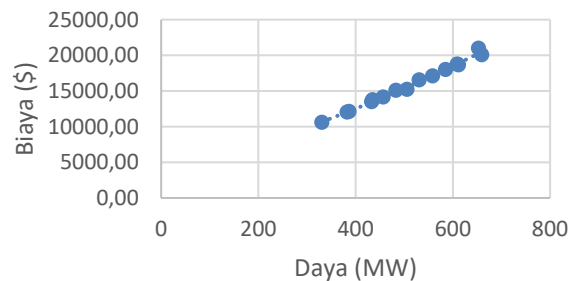


Gambar 4. Grafik karakteristik STG 3, Biaya (\$) terhadap Daya (MW)

Persamaan karakteristik pembangkit unit 3 adalah $C_3 = 3774.9 + 17.158P + 0.0111P^2$

d. STG 4

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 4 dapat dilihat pada Gambar 5.



Gambar 5. Grafik karakteristik STG 4, Biaya (\$) terhadap Daya (MW)

Persamaan karakteristik pembangkit unit 2.1 adalah

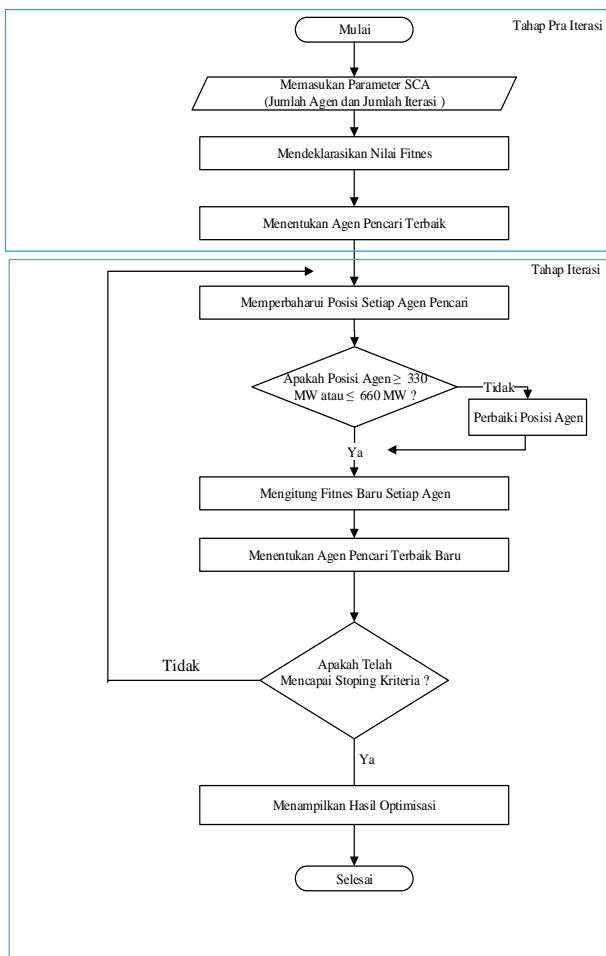
$$C_4 = 3440.5 + 17.861P + 0,0121P^2$$

Dari perhitungan diatas maka pada pusat pembangkit listrik PLTU Tanjung Jati B yang terdiri 4 unit STG, mempunyai karakteristik sebagai berikut :

1. STG 1
 $C_1 = 2816.7 + 24.029P + 0.0109P^2$
2. STG 2
 $C_2 = 4025.8 + 18.124P + 0.0131P^2$
3. STG 3
 $C_3 = 3774.9 + 17.158P + 0.0111P^2$
4. STG 4
 $C_4 = 3440.5 + 17.861P + 0,0121P^2$

2.4. Perancangan Metode SCA

Metode optimasi untuk penjadwalan ekonomis pada penelitian ini adalah *Sine Cosine Algorithm* (SCA). SCA merupakan metode metaheuristik yang mengadaptasi rumus sinus dan cosinus yang dimodifikasi, diperkenalkan pertama kali oleh Seyedali Mirjalili pada tahun 2015.



Gambar 6. Diagram alir optimasi penjadwalan Generator dengan SCA

Pada Gambar 6 memperlihatkan diagram alir metode optimasi SCA dengan tahap pra iterasi dan tahap iterasi. Berikut penjelasan dari diagram alir pada Gambar 6.

a. Tahap pra-iterasi SCA

Tahap pra-iterasi adalah tahapan yang dilakukan sebelum di mulainya proses iterasi SCA. Pada tahap pra-iterasi algoritma di mulai dengan mendeklarasikan parameter SCA berupa jumlah agen pencari dan jumlah iterasi maksimum. Selanjutnya mendeklarasikan nilai fitness yang diambil dari persamaan karakteristik masing-masing unit pembangkit. Kemudian menentukan agen pencari terbaik berdasarkan posisi yang menghasilkan fitness terbaik.

b. Tahap iterasi SCA

Pada tahap ini terjadi looping utama dari SCA. Tahap ini dimulai dengan memperbaharui posisi agen dan menyesuaikan posisi tersebut sesuai dengan batasannya. Kemudian dilakukan menghitung fitness dari setiap agen sebagai landasan untuk menentukan agen pencari terbaik yang baru. Simulasi akan selesai setelah mencapai konvergensi atau mencapai iterasi maksimum.

3. Hasil dan Analisa

3.1. Perbandingan Metode SCA dengan Metode Lagrange Multiplier

Perbandingan metode SCA dengan Metode *Lagrange Multiplier* ini dilakukan untuk mengetahui keakuratan program yang telah dibuat sudah berjalan sesuai dengan perhitungan secara manual. Keberhasilan program diukur dari kemampuannya untuk menganalisis pendistribusian beban yang optimal sehingga daya yang dibangkitkan pada masing-masing unit memenuhi batas yang telah ditentukan dan juga menghasilkan biaya yang ekonomis.

3.1.1. Perbandingan SCA dengan Lagrange Multiplier

Berikut adalah contoh perhitungan metode *Lagrange Multiplier* untuk permintaan daya 1400MW:

Diasumsikan $\lambda = 28$

Untuk iterasi pertama P1, P2, P3 dan P4 adalah

$$P_1^{(1)} = \frac{28 - 24,029}{0,0218} = 182,1560$$

$$P_2^{(1)} = \frac{28 - 18,124}{0,0262} = 376,9466$$

$$P_3^{(1)} = \frac{28 - 17,158}{0,0222} = 488,3784$$

$$P_4^{(1)} = \frac{28 - 17,861}{0,0242} = 418,9669$$

$$\Delta P^{(1)} = 1400 - (182,1560 + 376,9466 + 488,3784 + 418,9669) = -66,4478$$

Perubahan lamda dihasilkan

$$\Delta\lambda^{(1)} = \frac{-66,4478}{\frac{1}{0,0218} + \frac{1}{0,0262} + \frac{1}{0,0222} + \frac{1}{0,0242}} = -0,3899$$

Kemudian nilai λ baru adalah

$$\lambda^{(2)} = 28 + (-0,3899) = 27,6100$$

Dilanjutkan pada proses iterasi ke-2

$$P_1^{(2)} = \frac{27,61 - 24,029}{0,0218} = 164,2690$$

$$P_2^{(2)} = \frac{27,61 - 18,124}{0,0262} = 362,0635$$

$$P_3^{(2)} = \frac{27,61 - 17,158}{0,0222} = 470,8137$$

$$P_4^{(2)} = \frac{27,61 - 17,861}{0,0242} = 402,8539$$

$$\Delta P^{(2)} = 1400 - (164,269 + 362,0635 + 470,8137 + 402,8539) = 0$$

Maka perubahan lamda dihasilkan

$$\Delta\lambda^{(2)} = \frac{0}{\frac{1}{0,0218} + \frac{1}{0,0262} + \frac{1}{0,0222} + \frac{1}{0,0242}} = 0$$

Karena P_1 kurang dari batas bawah 330 MW, maka $P_1 = 330$

$$\Delta P^{(2)baru} = 1400 - (330 + 362,0635 + 470,8137 + 402,8539) = -165,731$$

$$\Delta\lambda^{(2)baru} = \frac{-165,731}{\frac{1}{0,0262} + \frac{1}{0,0222} + \frac{1}{0,0242}} = -1,3300$$

Kemudian nilai λ baru adalah

$$\lambda^{(3)} = 27,61 + (-1,3300) = 26,27$$

Dilanjutkan pada proses iterasi ke-3

$$P_1^{(3)} = 330$$

$$P_2^{(3)} = \frac{26,27 - 18,124}{0,0262} = 311,2698$$

$$P_3^{(3)} = \frac{26,27 - 17,158}{0,0222} = 410,8679$$

$$P_4^{(3)} = \frac{26,27 - 17,158}{0,0242} = 347,8623$$

$$\Delta P^{(3)} = 1400 - (330 + 311,2698 + 410,8679 + 347,8623) = 0$$

Maka perubahan lamda dihasilkan

$$\Delta\lambda^{(3)} = \frac{0}{\frac{1}{0,0262} + \frac{1}{0,0222} + \frac{1}{0,0242}} = 0$$

Karena P_2 kurang dari batas bawah 330 MW, maka $P_2 = 330$

$$\Delta P^{(3)baru} = 1400 - (330 + 330 + 410,8679 + 347,8623) = -18,730$$

Maka perubahan lamda dihasilkan

$$\Delta\lambda^{(3)baru} = \frac{-18,730}{\frac{1}{0,0222} + \frac{1}{0,0242}} = -0,216$$

Kemudian nilai λ baru adalah

$$\lambda^{(4)} = 26,27 + (-0,216) = 26,062$$

Dilanjutkan pada proses iterasi ke-4

$$P_1^{(4)} = 330$$

$$P_2^{(4)} = 330$$

$$P_3^{(4)} = \frac{26,062 - 17,158}{0,0222} = 401,0991$$

$$P_4^{(4)} = \frac{26,062 - 17,861}{0,0242} = 338,9010$$

$$\Delta P^{(4)} = 1400 - (330 + 330 + 401,0991 + 338,9010) = 0$$

$$\Delta\lambda^{(4)} = 0$$

$\Delta P^{(4)} = 0$, dan $\Delta\lambda^{(4)} = 0$ maka proses iterasi telah selesai.

Dihasilkan kombinasi generator dan lamda sebagai berikut:

$$P_1 = 330 \text{ MW}$$

$$P_2 = 330 \text{ MW}$$

$$P_3 = 401,0991 \text{ MW}$$

$$P_4 = 338,9009 \text{ MW}$$

$$\lambda = 26,062 \frac{\$}{\text{MWh}}$$

Biaya masing masing pembangkit adalah :

$$C_1 = 2816,7 + 24,029(330,0000) + 0,0109(330,0000)^2 = 11933,2800$$

$$C_2 = 4025,8 + 18,124(330,0000) + 0,0131(330,0000)^2 = 11433,3100$$

$$C_3 = 3774,9 + 17,158(401,0991) + 0,0111(401,0991)^2 = 12442,7328$$

$$C_4 = 3440,5 + 17,861(338,9009) + 0,0121(338,9009)^2 = 10883,3392$$

Biaya total pada saat permintaan daya 1400 MW adalah

$$C_{Ttotal} = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 = 46692,6620 \text{ \$/h}$$

Hasil pengujian simulasi dari metode SCA dan metode *Lagrange Multiplier* menghasilkan daya keluaran dan biaya total untuk empat unit generator yang dapat dilihat pada Tabel 2 dan Tabel 3.

Tabel 2. Hasil Perhitungan *Lagrange Multiplier*.

Daya (MW)	Lagrange				Total Biaya (\\$/Jam)
	STG 1 (MW)	STG 2 (MW)	STG 3 (MW)	STG 4 (MW)	
1400	330,0000	330,0000	401,0990	338,9009	46692,6620
1500	330,0000	341,9181	447,0384	381,0435	49354,1113
1600	330,0000	372,5663	483,2089	414,2247	52102,4858
1700	330,0000	403,2146	519,3794	447,4059	54931,1589
1800	330,0000	433,8629	555,5499	480,5871	57840,1305
1900	330,0000	464,5112	591,7204	513,7683	60829,4007
2000	330,0000	495,1595	627,8909	546,9495	63898,9693
2100	352,7009	518,8504	655,8504	572,5983	67041,1504
2200	387,7738	548,0332	660,0000	604,1930	70249,7726
2300	424,3652	578,4794	660,0000	637,1554	73537,9041
2400	466,4792	613,5208	660,0000	660,0000	76907,6525
2500	521,0625	658,9375	660,0000	660,0000	80386,9729
2600	620,0000	660,0000	660,0000	660,0000	84032,5000

Berdasarkan Tabel 2 dan Tabel 3 menunjukkan hasil daya keluaran dan biaya dari metode *Lagrange Multiplier* dan metode SCA. Dapat dilihat hasil perbandingan simulasi antara metode optimasi SCA dengan metode optimasi *Lagrange Multiplier* memiliki jumlah biaya masing masing dengan permintaan daya yang sama dan

konfigurasi generator yang tidak jauh berbeda. Dengan demikian metode optimasi SCA merupakan metode yang dapat digunakan untuk solusi dari permasalahan *economic dispatch* pada sistem tenaga listrik.

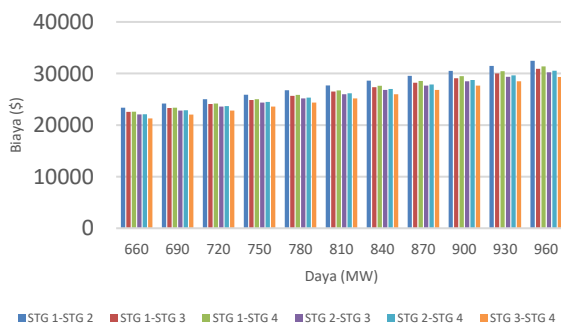
Tabel 3. Hasil Simulasi SCA

Daya (MW)	SCA				Total Biaya (\$/Jam)
	STG 1 (MW)	STG 2 (MW)	STG 3 (MW)	STG 4 (MW)	
1400	330,000	330,000	401,0650	338,9350	46692,6620
1500	330,0000	342,4040	446,2750	381,3210	49354,1158
1600	330,0000	372,5060	483,1350	414,3590	52102,4862
1700	330,0000	403,2410	519,6330	447,1260	54931,1656
1800	330,0000	433,8110	555,2300	480,9590	57840,1346
1900	330,0000	464,4420	592,2650	592,2650	60829,4079
2000	330,0000	495,8930	627,7310	546,3760	63898,9878
2100	352,4690	519,7000	655,2550	572,5760	67041,1515
2200	387,8880	547,9380	660,0000	604,1740	70249,7728
2300	424,3630	578,3760	660,0000	637,2610	73537,9044
2400	466,5100	613,4900	660,0000	660,0000	76907,6525
2500	521,0460	658,9540	660,0000	660,0000	80386,9729
2600	620,0000	660,0000	660,0000	660,0000	84032,5000

3.2. Perbandingan Biaya bahan Bakar Variasi Pengoperasian Generator menggunakan Metode SCA

3.2.1. Perbandingan Biaya Bahan Bakar Variasi 2 Generator Aktif

Pengoperasian 2 unit pembangkit memiliki enam kemungkinan. Kemungkinan yang pertama adalah pengoperasian unit 1 dan unit 2, kemungkinan yang kedua adalah pengoperasian unit 1 dan unit 3, kemungkinan yang ketiga adalah pengoperasian unit 1 dan unit 4, kemungkinan yang keempat adalah pengoperasian unit 2 dan unit 3, kemungkinan yang kelima adalah pengoperasian unit 2 dan unit 4 sedangkan kemungkinan yang terakhir adalah pengoperasian unit 3 dan unit 4.



Gambar 7. Perbandingan Biaya Bahan Bakar Variasi 2 Generator Aktif

Gambar 7 menunjukkan bahwa biaya bahan bakar paling ekonomis yaitu ketika STG 3 dan STG 4 beroperasi sedangkan kombinasi paling mahal adalah ketika pengoperasian STG 1 dan STG 2 dioperasikan.

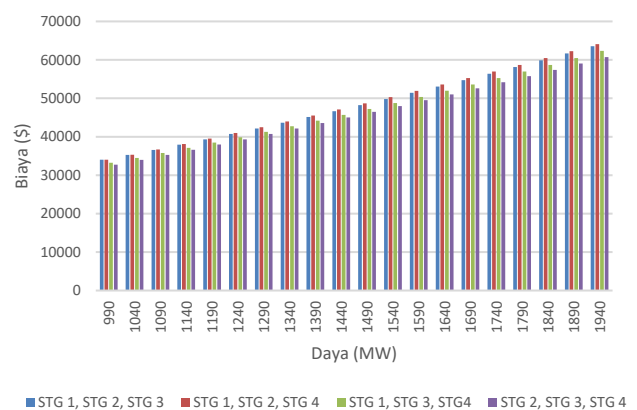
3.2.2. Perbandingan Biaya Bahan Bakar 3 Generator Aktif

Pengoperasian 3 unit pembangkit memiliki empat kemungkinan untuk permintaan daya yang berkisar antara 990 MW hingga 1980 MW. Kemungkinan yang pertama adalah pengoperasian unit 1, unit 2 dan unit 3, kemungkinan yang kedua adalah pengoperasian unit 1, unit 2 dan unit 4, kemungkinan yang ketiga adalah pengoperasian unit 1, unit 3 dan unit 4 sedangkan kemungkinan yang terakhir adalah pengoperasian unit 2, unit 3 dan unit 4.

Tabel 4. Perbandingan Biaya Bahan Bakar 3 Generator

Daya (MW)	STG 1, STG 2, STG 3	STG 1, STG 2, STG 4	STG 1, STG 3, STG 4	STG 2, STG 3, STG 4
990	34012,4200	34018,9100	33231,4300	32731,4600
1040	35264,3700	35340,6928	34483,3800	33983,4100
1090	36571,8200	36702,3778	35782,9157	35282,9457
1140	37923,5104	38095,5131	37112,0872	36611,9772
1190	39305,2891	39520,0988	38470,2049	37964,0823
1240	40717,1112	40976,1349	39857,2687	39336,2622
1290	42158,9767	42463,6214	41273,2786	40728,5167
1340	43630,8855	43982,5583	42718,2347	42140,8457
1390	45132,8378	45532,8026	44192,1369	43573,2495
1440	46664,8341	47107,0704	45694,9852	45025,7278
1490	48225,3755	48701,2804	47226,7795	46498,2812
1540	49806,4667	50315,4328	48786,3352	47990,9086
1590	51412,2612	51949,5273	50366,1229	49503,6108
1640	53047,8037	53603,5644	51969,0697	51036,3874
1690	54713,0942	55277,5434	53600,6669	52589,2390
1740	56408,1325	56973,3125	55260,9358	54162,1651
1790	58132,9187	58698,0987	56952,0000	55757,3845
1840	59887,4529	60452,6329	58693,0000	57383,2528
1890	61682,9800	62248,1600	60488,5000	59040,5714
1940	63532,9800	64098,1600	62338,5000	60732,1800

Berdasarkan Tabel 4 dapat dibuat grafik sebagai berikut :



Gambar 8. Perbandingan Biaya Bahan Bakar Variasi 3 Generator Aktif

Berdasarkan Gambar 8 menunjukkan bahwa kategori pengoperasian generator dengan biaya bahan bakar termurah adalah kombinasi STG 2, STG 3 dan STG 4. Pengoperasian generator Unit 2, Unit 3 dan Unit 4

merupakan kategori pengoperasian generator termurah saat permintaan beban 990 MW sampai 1940 MW sedangkan kombinasi paling mahal adalah ketika pengoperasian STG 1, STG 2 dan STG 4 dioperasikan.

3.3. Perbandingan Biaya Bahan Bakar Tanjung Jati B dengan Metode SCA

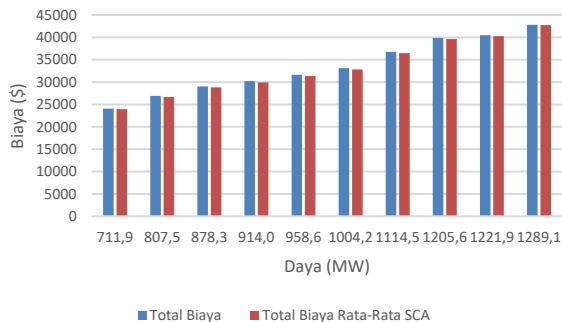
Perbandingan dilakukan dengan membandingkan biaya bahan bakar metode SCA terhadap biaya operasi pembebanan PLTU Tanjung Jati B. Perbandingan dilakukan dengan membandingkan dengan keadaan PLTU Tanjung Jati B ketika dua generator aktif, tiga generator aktif dan empat generator aktif.

3.3.1 Perbandingan Biaya Bahan Bakar TJB dengan SCA Dua Generator Aktif

Tabel 5. Perbandingan Biaya Bahan Bakar TJB dengan SCA (2 Generator Aktif)

Daya (MW)	Harga TJB (\$/Jam)	Harga SCA (\$/Jam)	Selisih (\$/Jam)
711.9	24067.0028	23959.6520	107.3508
807.5	26912.7870	26661.2831	251.5039
878.3	29043.8597	28804.6243	239.2354
914.0	30219.6252	29924.9236	294.7016
958.6	31634.3392	31345.1680	289.1712
1004.2	33100.6737	32820.8425	279.8312
1114.5	36755.8350	36489.0162	266.8188
1205.6	39885.8304	39622.1973	263.6331
1221.9	40485.8680	40259.5896	226.2784
1289.1	42794.7250	42746.7221	48.0029
Rata-rata			226.6527

Berdasarkan Tabel 5 dapat dibuat grafik sebagai berikut.



Gambar 9. Perbandingan Biaya Bahan Bakar TJB dengan Metode SCA 2 Generator Aktif

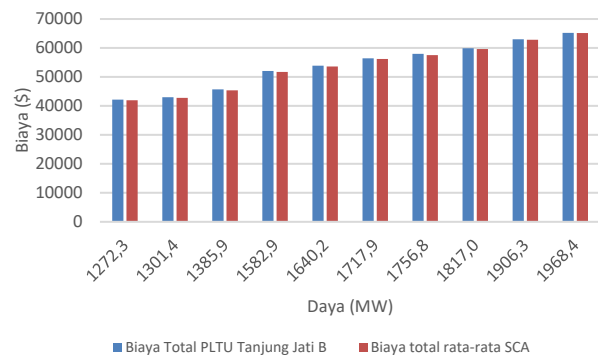
Berdasarkan Gambar 9 dapat dilihat bahwa untuk seluruh pembebanan, biaya bahan bakar hasil optimasi metode SCA lebih hemat dari biaya operasi pembebanan PLTU Tanjung Jati B. Penghematan rata-rata 226.6527 \$/ Jam, Selisih biaya terbesar pada beban 914.0 MW dengan selisih biaya 294.7016 \$/Jam dan selisih biaya terkecil pada pembebanan 1289.1 MW dengan selisih biaya 48.0029 \$/Jam.

3.3.2 Perbandingan Biaya Bahan Bakar TJB dengan Metode SCA Tiga Generator Aktif

Tabel 6. Perbandingan Biaya Bahan Bakar TJB dengan SCA (3 Generator Aktif)

Daya (MW)	Harga TJB (\$/Jam)	Harga SCA (\$/Jam)	Selisih (\$/Jam)
1272,3	42196,5263	41933,4551	263,0712
1301,4	43006,4307	42807,1713	199,2594
1385,9	45689,6839	45404,5973	285,0866
1582,9	52089,0442	51716,2712	372,7730
1640,2	53867,0856	53610,2205	256,8650
1717,9	56413,3778	56220,4371	192,9407
1756,8	57953,6482	57549,5222	404,1260
1817,0	59911,6584	59641,8525	269,8059
1906,3	63009,6543	62845,2725	164,3818
1968,4	65209,4541	65173,2295	36,2246
Rata-rata			244,4534

Berdasarkan Tabel 6 dapat dibuat grafik sebagai berikut :



Gambar 10. Perbandingan Biaya Bahan Bakar TJB dengan Metode SCA 3 Generator Aktif

Berdasarkan Gambar 10 dapat dilihat bahwa untuk seluruh pembebanan, biaya bahan bakar hasil optimasi metode SCA lebih hemat dari biaya operasi pembebanan PLTU Tanjung Jati B. Penghematan rata-rata 244.4534 \$/ Jam, Selisih biaya terbesar pada beban 1756.8 MW dengan selisih biaya 404.1260 \$/Jam dan selisih biaya terkecil pada pembebanan 1968.4 MW dengan selisih biaya 36.2246 \$/Jam..

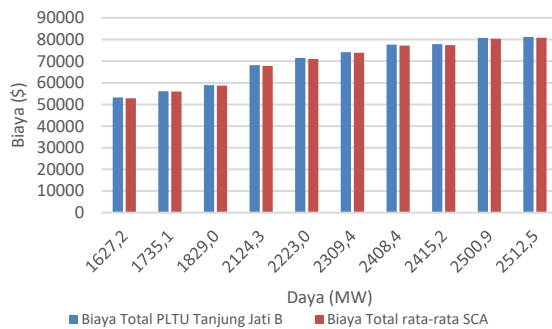
3.3.3. Perbandingan Biaya Bahan Bakar TJB dengan SCA Empat Generator Aktif

Berdasarkan Gambar 11 dapat dilihat bahwa untuk seluruh pembebanan, biaya bahan bakar hasil optimasi metode SCA lebih hemat dari biaya operasi pembebanan PLTU Tanjung Jati B. Penghematan rata-rata 373,8583 \$/ Jam, Selisih biaya terbesar pada beban 2223,0 MW dengan selisih biaya 511,0109 \$/Jam dan selisih biaya terkecil pada pembebanan 1735,1 MW dengan selisih biaya 213,0795 \$/Jam.

Tabel 7. Perbandingan Biaya Bahan Bakar TJB dengan SCA (4 Generator Aktif)

Daya (MW)	Harga Tanjung Jati B (\$/Jam)	Harga Metode SCA (\$/Jam)	Selisih (\$/Jam)
1627,2	53246,5382	52863,9452	382,5930
1735,1	56156,1468	55943,0673	213,0795
1829,0	58940,1013	58698,7820	241,3192
2124,3	68182,5758	67813,7061	368,8697
2223,0	71509,9908	70998,9799	511,0109
2309,4	74202,7929	73851,0904	351,7025
2408,4	77674,4111	77195,3376	479,0735
2415,2	77899,6186	77428,8404	470,7782
2500,9	80775,5301	80418,8271	356,7030
2512,5	81194,2190	80830,7656	363,4534
	Rata-rata		373,8583

Berdasarkan hasil simulasi SCA pada Tabel 7 dapat dibuat grafik sebagai berikut:



Gambar 11. Perbandingan Biaya Bahan Bakar TJB dengan Metode SCA 4 Generator Aktif

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil pengujian dan analisis yang dilakukan, didapatkan beberapa kesimpulan bahwa metode SCA merupakan metode yang dapat digunakan untuk permasalahan penjadwalan ekonomis yang optimal pada unit pembangkit PLTU Tanjung Jati B. Dari Hasil pengujian, Metode SCA menunjukkan hasil yang baik untuk masalah optimasi penjadwalan unit pembangkit. Ini dapat dilihat dari hasil perbandingan dengan iterasi lambda (*Lagrange Multiplier*) yang mempunyai biaya masing-masing dan konfigurasi yang tidak jauh berbeda. Pada perbandingan pengoperasian variasi 2 generator aktif menggunakan Metode SCA ketika kombinasi STG 3 dan STG 4 aktif menunjukkan biaya bahan bakar paling ekonomis sedangkan kombinasi paling mahal adalah ketika kombinasi STG 1 dan STG 2. Ketika variasi 3 generator aktif kombinasi paling hemat adalah ketika STG 2, STG 3 dan STG 4 beroperasi sedangkan kombinasi paling mahal ketika 3 generator aktif adalah ketika kombinasi STG 1, STG 2 dan STG 4 dioperasikan. Sedangkan ketika Metode SCA dibandingkan dengan

pengoperasian generator di PLTU Tanjung Jati B metode SCA lebih hemat, dimana ketika 2 generator aktif penghematan rata-rata 226,6527 \$/Jam, selisih biaya terbesar pada beban 914,0 MW dengan selisih biaya 294,7016 \$/Jam dan selisih biaya terkecil pada pembebanan 1289,1 MW dengan selisih biaya 48,0029 \$/Jam. Ketika 3 generator aktif penghematan rata-rata 244,4534 \$/ Jam, Selisih biaya terbesar pada beban 1756,8 MW dengan selisih biaya 404,1260 \$/Jam dan selisih biaya terkecil pada pembebanan 1968,4 MW dengan selisih biaya 36,2246 \$/Jam dan ketika 4 generator aktif penghematan rata-rata 373,8583 \$/Jam, selisih biaya terbesar pada beban 2223,0 MW dengan selisih biaya 511,0109 \$/Jam dan selisih biaya terkecil pada pembebanan 1735,1 MW dengan selisih biaya 213,0795 \$/Jam

Referensi

- [1] D. Marsudi, *Pembangkitan Energi Listrik*. Jakarta: Erlangga, 2011.
- [2] W. D. Stevenson Jr, *Analisis Sistem Tenaga Listrik*, 4th ed. Bandung: Erlangga, 1994.
- [3] F. Milano, *Power System Modelling and Scripting*. 2010.
- [4] H. Saadat, *Power System Analysis*. 2002.
- [5] A. J. Wood, *Power Generation Operation and Control*. 1996.
- [6] S. Mirjalili, "SCA: A Sine Cosine Algorithm for solving optimization problems," *Knowledge-Based Syst.*, vol. 96, pp. 120–133, 2016.
- [7] S. Kaur and S. Prashar, "A Novel Sine Cosine Algorithm for the solution of Unit UNIT PROBLEM FORMULATION COMMITMENT," *Int. J. Sci. Eng. Technol. Res.*, vol. 5, no. 12, pp. 3298–3310, 2016.
- [8] P. P. Singh, R. Bains, G. Singh, N. Kapila, and V. K. Kamboj, "Comparative Analysis on Economic Load Dispatch Problem Optimization using Moth Flame Optimization and Sine Cosine Algorithms," no. 2, pp. 65–75, 2017.