

***ECONOMIC DISPATCH PADA PEMBANGKIT TERMAL SISTEM 500
kV JAWA-BALI DENGAN METODE HIBRID *PARTICLE SWARM*
OPTIMIZATION - ANT COLONY OPTIMIZATION***

SKRIPSI

TEKNIK ELEKTRO KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK

Ditujukan untuk memenuhi persyaratan
memperoleh gelar Sarjana Teknik



ELDITYA SUBEKTI
NIM. 145060300111038

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

FAKULTAS TEKNIK

MALANG

2019

LEMBAR PENGESAHAN

ECONOMIC DISPATCH PADA PEMBANGKIT TERMAL SISTEM 500 KV JAWA-BALI DENGAN METODE HIBRID *PARTICLE SWARM* OPTIMIZATION - ANT COLONY OPTIMIZATION

SKRIPSI

TEKNIK ELEKTRO KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK

Diajukan untuk memenuhi persyaratan
memperoleh gelar Sarjana Teknik



ELDITYA SUBEKTI
NIM. 145060300111038

Telah diperiksa dan disetujui oleh :

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D., IPM.
NIP. 19730520 200801 1 013

Ir. Hery Purnomo, M.T.
NIP. 19550708 198212 1 001

Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro

Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D., IPM.
NIP. 19730520 200801 1 013

JUDUL SKRIPSI:

ECONOMIC DISPATCH PADA PEMBANGKIT TERMAL SISTEM 500 kV JAWA-BALI DENGAN METODE HIBRID PARTICLE SWARM OPTIMIZATION - ANT COLONY OPTIMIZATION

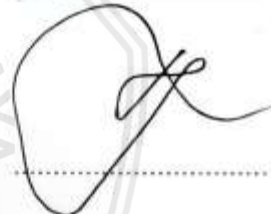
Nama Mahasiswa : Elditya Subekti
NIM : 145060300111038
Program Studi : Teknik Elektro
Konsentrasi : Teknik Energi Elektrik

KOMISI PEMBIMBING:

Ketua : Ir. Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D., IPM.



Anggota : Ir. Hery Purnomo, M.T.



TIM DOSEN PENGUJI:

Dosen Penguji I : Drs. Ir. Moch. Dhofir, M.T.



Dosen Penguji II : Ir. Unggul Wibawa, M.Sc.



Dosen Penguji III : Dr. Rini Nur Hasanah, S.T., M.Sc.



Tanggal Ujian : 23 Juli 2019

SK Penguji : 1611 Tahun 2019

PERNYATAAN ORISINALITAS SKRIPSI

Saya menyatakan dengan sebenar-benarnya bahwa sepanjang pengetahuan saya dan berdasarkan hasil penelusuran berbagai karya ilmiah, gagasan dan masalah ilmiah yang diteliti dan diulas di dalam Naskah Skripsi ini adalah asli dari pemikiran saya. Tidak terdapat karya ilmiah yang pernah diajukan oleh orang lain untuk memperoleh gelar akademik di suatu Perguruan Tinggi, dan tidak terdapat karya atau pendapat yang pernah ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis dikutip dalam naskah ini dan disebutkan dalam sumber kutipan dan daftar pustaka.

Apabila ternyata di dalam naskah Skripsi ini dapat dibuktikan terdapat unsur-unsur jiplakan, saya bersedia Skripsi dibatalkan, serta diproses sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang berlaku (UU No. 20 Tahun 2003, pasal 25 ayat 2 dan pasal 70).

Malang, 24 Juli 2019

Mahasiswa,

ELDITYA SUBEKTI

NIM. 145060300111038





Teriring Ucapan Terima Kasih kepada:

*Ayahanda dan Ibunda tercinta
Udiantoro dan Helmina*

RINGKASAN

Elditya Subekti, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik Universitas Brawijaya, Juli 2019, *Economic Dispatch pada Pembangkit Termal Sistem 500 kV Jawa-Bali Menggunakan Metode Hibrid Particle Swarm Optimization-Ant Colony Optimization*. Dosen Pembimbing: Hadi Suyono, Ir., S.T., M.T., Ph.D. IPM dan Hery Purnomo, Ir., M.T.

Pesatnya perkembangan populasi dan ekonomi membuat penggunaan tenaga listrik untuk menunjang perkembangan tersebut menjadi bertambah. Untuk mengatasi hal ini diperlukan pembangkit-pembangkit yang terhubung secara interkoneksi dengan biaya pembangkitan yang ekonomis. Untuk mendapatkan hasil yang ekonomis diperlukan *economic dispatch* atau pembagian beban pembangkit secara ekonomis. Economic Dispatch (ED) merupakan pembagian daya yang harus dibangkitkan oleh generator dalam suatu sistem tenaga listrik sehingga diperoleh kombinasi unit pembangkit yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya yang optimum. Tujuan utama ED adalah meminimalkan konsumsi bahan bakar generator untuk memperoleh kondisi optimal.

Penelitian ini memaparkan tentang penggunaan metode *Hibrid Particle Swarm Optimization* (PSO)–*Ant Colony Optimization* (ACO) pada *economic dispatch* sistem 500 kV Jawa-Bali. Data yang digunakan adalah data jaringan IEEE-30 bus untuk validasi program dan data jaringan sistem 500kV jawa-bali yang diperoleh dari penelitian Ina Sunaryatiningsih (2016). Metode Hibrid PSO-ACO dilakukan dengan cara melakukan evaluasi perhitungan diawali dengan penggunaan PSO. Setelah batas iterasi PSO selesai, simpan solusi yang didapatkan dari perhitungan PSO kemudian dilakukan evaluasi menggunakan metode ACO untuk mencari solusi yang lebih baik. Proses evaluasi dilakukan sebanyak 60 kali iterasi dengan rincian 30 kali iterasi PSO dan 30 kali ACO. Jumlah partikel dan semut yang digunakan sebanyak 6 partikel dan 5 semut. Pencarian solusi menggunakan metode hibrid ini ditentukan oleh *Gbest* dari kumpulan partikel yang didapatkan dari evaluasi menggunakan metode PSO dan kemudian dilanjutkan menggunakan evaluasi menggunakan metode ACO kemampuan semut mencari solusi terbaik yang disebut *BestAnt*. Pada percobaan menggunakan data *IEEE-30 Bus* ED pembangkit dihitung selama 24 jam dimana beban selalu berubah-ubah setiap jamnya. Untuk percobaan menggunakan data jaringan sistem 500 kV jawa-bali dilakukan selama 3 hari yaitu pada hari kamis, hari sabtu, dan hari minggu pada tanggal 4 Desember 2011-7 Desember 2011 yang telah mewakili hari kerja penuh, setengah hari kerja, dan hari libur.

Hasil evaluasi menunjukkan biaya pembangkitan didapatkan sebesar Rp17.037.085.361,- pada hari Kamis 4 Desember 2011, Rp15.701.813.647,- pada hari Sabtu 6 Desember 2011 dan Rp14.548.459.563 pada hari Minggu 7 Desember 2011. Total biaya penghematan jika dibandingkan dengan metode PSO adalah sebesar secara berturut-turut adalah sebesar 1.207.597.372, Rp590.408.594, Rp908.285.285,00. Pada perbandingan dengan metode PSO dan ACO metode hibrid ini dapat menghasilkan biaya lebih murah jika dibandingkan dengan metode PSO dan tidak lebih murah terhadap metode ACO namun metode hibrid ini dapat mencapai solusi terbaik dengan waktu tercepat dibandingkan kedua metode tersebut.

Kata Kunci: *Economic Dispatch, Particle Swarm Optimization, Ant Colony Optimization, Sistem 500 kV Jawa-Bali*

SUMMARY

Elditya Subekti, Departement of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Brawijaya University, July 2019. **Economic Dispatch for Thermal Power Plant in The 500kV Java-Bali network system with Hybrid Particle Swarm Optimization – Ant Colony Optimization Method**, Supervisor: Hadi Suyono, Ir., S.T., M.T., Ph.D. IPM and Hery Purnomo, Ir., M.T.

The rapid development of the population and the economy has made the use of electricity to support this development increase. To solve this problem, interconnected plants are needed with economical generation costs. To get economical results, economic dispatch is needed or economic distribution of plant loads. Economic Dispatch (ED) is a division of power that must be generated by a generator in an electric power system so that a combination of generating units can be obtained that can meet the load requirements at the optimum cost. The main objective of ED is to minimize generator fuel consumption to obtain optimal conditions.

This study describes the use of the Particle Swarm Optimization (PSO) Hybrid Method (ACO) in the economic dispatch system of 500 kV Java-Bali. The data used is the IEEE-30 bus network data for program validation and the 500kV Java network data system obtained from the Ina Sunaryatiningsih (2016) study. The PSO-ACO Hybrid method is done by evaluating the calculation beginning with the use of PSO. After the PSO iteration limit is complete, save the solution obtained from the PSO calculation and then evaluate it using the ACO method to find a better solution. The evaluation process was carried out in 60 iterations with details of 30 times PSO iterations and 30 times ACO. The number of particles and ants used is 6 particles and 5 ants. The solution search using this hybrid method was determined by Gbest from the collection of particles obtained from the evaluation using the PSO method and then continued using evaluation using the ACO method the ability of the ant to find the best solution called BestAnt. In experiments using IEEE-30 data, the ED Bus generator is calculated for 24 hours where the load always changes every hour. For experiments using a network data system of 500 kV Java is carried out for 3 days, namely on Thursday, Saturday, and Sunday on December 4, 2011-7 December 2011 which represents a full working day, half a working day, and a holiday.

The evaluation results show that the generation costs are Rp. 17,037,085,361, - on Thursday 4 December 2011, Rp. 15,701,813,647, on Saturday 6 December 2011 and Rp. 14,548,459,563 on Sunday, December 7, 2011. Total cost savings when compared with the PSO method, the amount is respectively 1,207,597,372, Rp590,408,594, Rp908,285,285.00. In comparison with the PSO and ACO method this hybrid method can produce lower costs when compared to the PSO method and not cheaper to the ACO method but this hybrid method can achieve the best solution with the fastest time compared to the both methods.

Keywords: *Economic Dispatch, Particle Swarm Optimization, Ant Colony Optimization . 500 kV Jawa-Bali system*

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, segala puji hanya bagi Allah Subhanahu Wa Taala, Rabb alam semesta. Dialah Allah, Tuhan Yang Maha Satu, Yang Maha Pengasih lagi Maha Penyayang. Dialah Sebaik-baik Penolong dan Sebaik baik Pelindung. Shalawat dan salam kepada Nabi Muhammad Rasulullah Shallallahu Alaihi Wa Salam, Sang pembawa kabar gembira dan sebaik-baik suri tauladan bagi yang mengharap Rahmat dan Hidayah-Nya.

Sungguh hanya melalui Pertolongan dan Perlindungan Allah SWT semata sehingga dapat terselesaikan penelitian ini. Dengan seizin Allah SWT, di kesempatan yang baik ini dihaturkan rasa terima kasih dan penghargaan yang sebesar besarnya atas bantuan sehingga terselesainya penelitian ini kepada:

1. Ir. Bapak Hadi Suyono, ST.,MT., Ph.D. IPM selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya dan sebagai dosen pembimbing yang telah banyak memberikan pengarahan, bimbingan, nasehat, saran dan motivasinya.
2. Ibu Ir. Nurussa'adah, MT. selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya.
3. Ibu Rini Nur Hasanah, Dr., ST., Msc. selaku KKDK Teknik Energi Elektrik yang telah banyak memberikan pengarahan, bimbingan, nasehat, saran dan motivasinya.
4. Bapak Hery Purnomo, Ir., M.T. sebagai dosen pembimbing yang telah banyak memberikan pengarahan, bimbingan, nasehat, saran dan motivasinya
5. Keluarga tercinta, orang tua Udiantoro dan Helmina yang selalu memberikan dukungan dan doa tak henti-hentinya serta Redina Nur Syifa yang memberi support setiap waktu.
6. Rekan-rekan asisten Sistem Daya Elektrik dan Elektronika Daya Teknik Elektro Universitas Brawijaya angkatan 2013, 2014, 2015.
7. Teman-teman DIODA 2014 dan POWER 2014 Terima Kasih Atas kebersamaan selama perkuliah.
8. Seluruh Keluarga Besar Mahasiswa Teknik dan Keluarga Besar Mahasiswa Teknik Elektro, serta BEM FT-UB dan HME FT-UB yang telah menjadi wadah dan rumah kedua untuk aspirasi seluruh KBMT dan KBME.
9. Dan untuk semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu-persatu.

Sekiranya Allah SWT mencatat amal baik kepada semua pihak yang turut membantu menyelesaikan penelitian ini. Akhirnya, dapat di sadari bersama bahwa penelitian ini

masih jauh dari sempurna namun semoga skripsi ini dapat memberikan manfaat bagi kita semua. Allahumma Amîn.

Malang, Juli 2019

Penulis



DAFTAR ISI

	Halaman
KATA PENGANTAR.....	i
DAFTAR ISI	iii
DAFTAR TABEL	v
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR LAMPIRAN	ix
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah	3
1.4 Tujuan.....	3
1.5 Manfaat	3
1.6 Sistematika Penulisan.....	3
BAB II DASAR TEORI.....	6
2.1 Sistem Tenaga Listrik.....	6
2.2 Pembangkit Listrik	7
2.3 Biaya Pembangkitan.....	7
2.4 Analisis Aliran Daya	7
2.5 Karakteristik <i>Input-Output</i>	8
2.6 <i>Economic Dispatch</i>	9
2.7 Metode <i>Particle Swarm Optimization (PSO)</i>	10
2.8 Metode <i>Ant Colony Optimization (ACO)</i>	12
2.9 Metode Hibrid <i>PSO-ACO</i>	14
BAB III METODE PENELITIAN	15

3.1 Studi Literatur.....	16
3.2 Pembuatan dan Pengujian.....	16
3.3 Data Penelitian.....	16
3.4 Simulasi	17
3.5 Implementasi Metode Hibrid PSO-ACO dalam <i>Economic Dispatch</i>	17
3.6 Implementasi Menggunakan PSO	18
3.6 Implementasi Menggunakan ACO	20
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN	23
4.1 Data IEEE-30 Bus	23
4.1.1 Simulasi Metode Hibrid PSO-ACO Menggunakan Data IEEE-30 Bus	26
4.1.2 Hasil dan Analisis <i>Economic Dispatch</i> Menggunakan Data IEEE-30 Bus	31
4.2 Data Sistem 500kV Jawa Bali	34
4.2.1 Data Pembangkit Termal Sistem 500kV Jawa-Bali	36
4.2.2 Analisis Perhitungan Sistem 500 kV Jawa-Bali	37
4.2.3 Beban Sistem Unit Termal.....	38
4.2.4 Analisis Penjadwalan Pembangkit Termal Sistem 500kV Jawa-Bali	39
4.2.5 Analisis Perbandingan Hasil Metode Hibrid dengan PSO dan ACO	44
BAB V PENUTUP	49
5.1 Kesimpulan	49
5.2 Saran	49
DAFTAR PUSTAKA	51
LAMPIRAN	53

DAFTAR TABEL

No	Judul	Halaman
Tabel 2.1	Algoritma Umum <i>Particle Swarm Optimization (PSO)</i>	11
Tabel 2.2	Algoritma Umum <i>Ant Colony Optimization (ACO)</i>	12
Tabel 2.3	Algoritma PSO-ACO	14
Tabel 4.1	Data Saluran Transmisi IEEE-30 Bus	25
Tabel 4.2	Pembangkit Sistem IEEE 30 bus.....	26
Tabel 4.3	Data Fungsi Biaya Bahan Bakar Sistem IEEE 30 bus	26
Tabel 4.4	Ilustrasi Inisiasi Posisi Partikel PSO	28
Tabel 4.5	Ilustrasi Evaluasi Posisi Partikel PSO	28
Tabel 4.6	Hasil Biaya Akhir Iterasi PSO.....	29
Tabel 4.7	Hasil Inisiasi Lintasan Semut	29
Tabel 4.8	Hasil Perjumlahan Kumulatif.....	32
Tabel 4.9	Hasil Perhitungan Metode PSO-ACO pada beban 283,4 MW.....	31
Tabel 4.10	Perbandingan dengan Metode Lain.....	32
Tabel 4.11	Hasil Penjadwalan IEEE-30 Bus Menggunakan Metode PSO-ACO.....	32
Tabel 4.12	Data Pembangkit dan Batas Daya Maksimum-Minimum.....	34
Tabel 4.13	Pembagian Bus Setiap Pembangkit.....	35
Tabel 4.14	Data Unit Termal Sistem 500 kV Jawa-Bali.....	36
Tabel 4.15	Data Beban Unit Termal Sistem 500 kV Jawa-Bali.....	38
Tabel 4.16	Total Biaya Sistem 500kV Jawa-Bali Menggunakan Metode Hibrid.....	40
Tabel 4.17	Total Biaya Sistem 500kV Jawa-Bali Menggunakan Metode Hibrid.....	40
Tabel 4.18	Total Biaya Sistem 500kV Jawa-Bali Menggunakan Metode Hibrid.....	41
Tabel 4.19	Total Biaya Pembangkitan 24 Jam untuk Sistem 500kV Jawa-Bali	44
Tabel 4.20	Selisih Biaya Masing-Masing Metode dengan Metode PSO-ACO.....	46

Tabel 4.21 Hasil Waktu Eksekusi Program.....	46
--	----



DAFTAR GAMBAR

No	Judul	Halaman
Gambar 2.1	Sistem Tenaga Listrik.....	5
Gambar 2.2	Kurva Karakteristik Input-Output Pembangkit Termal.....	8
Gambar 3.1	Diagram Alir Penelitian.....	15
Gambar 3.2	Diagram Alir implementasi PSO pada <i>Economic Dispatch</i>	27
Gambar 3.3	Diagram Alir metode ACO pada <i>Economic Dispatch</i>	27
Gambar 4.1	Single line diagram IEEE 30 bus.....	24
Gambar 4.2	Grafik Iterasi	32
Gambar 4.3	Grafik beban per-jam penjadwalan data IEEE-30	33
Gambar 4.4	Grafik total biaya penjadwalan	34
Gambar 4.5	Single Line Diagram Sistem 500 kV Jawa Bali	36
Gambar 4.6	Grafik Iterasi Total Biaya Metode Hibrid pada Hari Kamis	43
Gambar 4.7	Grafik Iterasi Total Biaya Metode Hibrid pada Hari Sabtu.....	43
Gambar 4.8	Grafik Iterasi Total Biaya Metode Hibrid pada Hari Minggu.	44
Gambar 4.9	Hasil Perhitungan Pada Hari Kamis data sistem 500kV Jawa-Bali	45
Gambar 4.10	Hasil Perhitungan Pada Hari Sabtu data sistem 500kV Jawa-Bali.....	45
Gambar 4.11	Hasil Perhitungan Pada Hari Kamis data sistem 500kV Jawa-Bali	45
Gambar 4.12	Grafik Perbandingan Waktu Eksekusi Masing-Masing Metode	46



Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR LAMPIRAN

No	Judul	Halaman
	Lampiran 1 Listing Program	55
	Lampiran 2 Penjadwalan 24 Jam Data Sistem 500kV Jawa-Bali	73
	Lampiran 3 Perhitungan Biaya Menggunakan Metode PSO dan ACO	81
	Lampiran 4 Selisih Perhitungan Biaya Metode Hibrid	87





Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada era modern saat ini, pesatnya perkembangan ekonomi dan populasi di Indonesia yang besar membuat perkembangan industri di Indonesia semakin besar. Penggunaan tenaga listrik sangat diperlukan untuk menunjang perkembangan tersebut sehingga menyebabkan konsumsi dan kebutuhan akan sumber energi listrik menjadi bertambah.

Untuk mengatasi perkembangan kebutuhan sumber energi listrik, dibutuhkan sistem tenaga listrik dengan beberapa pembangkit listrik yang saling interkoneksi sehingga dapat memenuhi akan kebutuhan tersebut. Selain itu, energi yang disalurkan juga harus terjaga baik secara kuantitas dan kualitas. Dengan banyaknya pusat pembangkitan yang diperlukan maka semakin besar juga biaya operasional pembangkitan listrik. Penghematan dari segi bahan bakar dapat menekan biaya produksi tenaga listrik. Salah satu faktor yang perlu diperhatikan dalam perencanaan, pengoperasian, dan pengontrolan sistem tenaga listrik adalah biaya bahan bakar. Biaya bahan bakar merupakan biaya operasi termahal dalam pembangkit termal (Raja, Srivastava, & Dwivedi, 2006).

Biasanya, dalam pengoperasian sistem tenaga listrik yang terdiri dari banyak pusat pembangkit listrik, diperlukan koordinasi akan penjadwalan besar daya listrik yang dibangkitkan oleh masing-masing pusat pembangkit sehingga mendapatkan kondisi pembebanan yang optimal dan lebih ekonomis. Hal ini berarti dalam pembangkitan dan penyaluran energi itu harus dilakukan secara ekonomis dan rasional (Saadat, 1999).

Untuk mendapatkan hasil yang ekonomis ada 2 permasalahan yang harus dipecahkan. Yaitu, *unit commitment* atau pengaturan unit pembangkit dan *economic dispatch* atau penjadwalan ekonomis. *Unit commitment* bertujuan menentukan unit pembangkit yang paling optimum dioperasikan dalam menghadapi beban yang diberikan untuk mencapai biaya bahan bakar minimum, sedangkan *economic dispatch* digunakan untuk membagi beban di antara unit-unit thermal yang beroperasi agar dicapai biaya bahan bakar yang minimum (Mohatram & Kumar, 2006).

Dengan penerapan *economic dispatch*, diharapkan dapat membantu dalam pencarian biaya pembangkitan yang minimum dalam produksi daya listrik yang dibangkitkan oleh unit-unit pembangkit pada suatu sistem kelistrikan. Pada penelitian ini *economic dispatch*

akan diterapkan pada pembangkit termal yang bebannya selalu berubah-ubah. Pada pembangkit system *hydro* tidak bisa diterapkan karena bebannya tetap (Syarifudin, Suyono, & Hasanah, 2017).

Untuk mendapatkan hasil yang baik, diperlukan metode-metode untuk memecahkan permasalahan yang ada dalam *economic dispatch* secara global sehingga metode tersebut menghasilkan keluaran yang diharapkan. Metode-metode tersebut berupa persamaan-persamaan model matematis yang bertujuan untuk mendapatkan hasil yang maksimal.

Ada beberapa teknik perhitungan ringan atau *soft computing techniques*. Seperti, *particle swarm optimization* atau PSO (J. Kennedy dan R. C. Eberhart, 1995), *Artificial Bee Colony* atau ABC (G. R. Tankasala, 2012), *Ant Colony Optimization* atau ACO (Dorigo dan Gambardella, 1997), *Genetic Algorithm* atau GA (Biswas dan Debbarma, 2012) , *Gravitational Search Algorithm* atau GSA (Swain *et.al* 2012), dan lain-lain. Teknik-teknik perhitungan ini telah diterapkan dalam permasalahan *economic dispatch* dan menghasilkan solusi yang lebih baik dibandingkan metode yang konvensional. Saat ini, *Hybrid Soft Computing Techniques* seperti GA-PSO, ABC-PSO, PSO-GSA dan sebagainya dapat menghasilkan hasil yang lebih baik ketika di terapkan pada permasalahan *economic dispatch*. Pada jurnal “*Hybrid PSO-ACO algorithm to solve economic dispatch problem with transmission loss for small scale power system*” yang ditulis oleh Dipankar Santra (2015), metode ini terbukti optimal saat diaplikasikan pada penyelesaian permasalahan *economic dispatch*. Selanjutnya penulis akan mencoba metode hibrid ini diterapkan pada permasalahan *economic dispatch* di pembangkit termal 500 kV Jawa-Bali . Metode ini diharapkan dapat menghasilkan kombinasi daya output tiap pembangkit lebih akurat sehingga diperoleh biaya produksi yang lebih rendah.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang tersebut, maka rumusan masalah yang akan dibahas adalah sebagai berikut :

1. Bagaimana penggunaan metode hibrid *particle swarm optimization-ant colony optimization* dalam penerapan *economic dispatch*.
2. Berapa total biaya operasional selama 24 jam pada unit pembangkit pada pembangkit termal sistem 500 kV Jawa Bali setelah dianalisis menggunakan metode hibrid *particle swarm optimization-ant colony optimization*.

1.3 Batasan Masalah

Agar solusi dalam mengetahui total beban maksimum yang ditanggung pembangkit dan total biaya bahan bakar selama 24 jam pada pembangkit termal 500kV Jawa Bali dapat diketahui. Perlu adanya batasan masalah, adapun batasan masalah yang diajukan sebagai berikut :

1. *Economic dispatch* dilakukan pada pembangkit termal yang terhubung dalam jaringan transmisi 500kV Jawa-Bali.
2. Data yang ditujukan berasal dari data sekunder yang tersedia dari PT.PJB yang didapatkan dari penelitian Sunaryatiningsih (2016) tentang “*penjadwalan pembangkit termal dengan Improved Lagrange Relaxation pada Sistem 500 kV Jawa Bali*”.
3. Data yang digunakan adalah karakteristik input-ouput pembangkit termal, data pembebanan maksimum dan minimum masing-masing unit, dan data kapasitas pembangkit.
4. Tidak membahas biaya rugi-rugi dan penyebab terjadinya rugi-rugi secara mendetail.
5. Perhitungan dilakukan dengan metode PSO-ACO.
6. Simulasi menggunakan aplikasi *MATLAB*.

1.4 Tujuan Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat membantu memberikan solusi dalam mencari total beban maksimum yang ditanggung pembangkit, total biaya bahan bakar selama 24 jam pada pembangkit termal 500kV Jawa-Bali dengan menggunakan metode hibrid *particle swarm optimization-ant colony optimization* (PSO-ACO), dan nilai ekonomis total biaya bahan bakar dengan menggunakan metode PSO-ACO jika dibandingkan dengan data riil sistem.

1.5 Manfaat

1. Bagi Penulis, penelitian ini dapat dijadikan sarana pembelajaran tentang dasar dasar optimasi energi listrik.
2. Bagi pembaca, penelitian ini dapat bermanfaat sebagai media untuk menambah wawasan tentang penghematan sumber-sumber energi dalam penggunaannya.
3. Bagi pembangkit termal sistem 500 kV Jawa-bali, Penelitian ini ini dapat memberikan rekomendasi sehingga dapat meminimalisir biaya pembangkitan.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika pembahasan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

BAB I : PENDAHULUAN

Membahas tentang latar belakang, rumusan masalah, batasan masalah, tujuan, dan sistematika penulisan.

BAB II : TINJAUAN PUSTAKA

Membahas tentang teori-teori yang digunakan sebagai dasar penelitian.

BAB III : METODE PENELITIAN

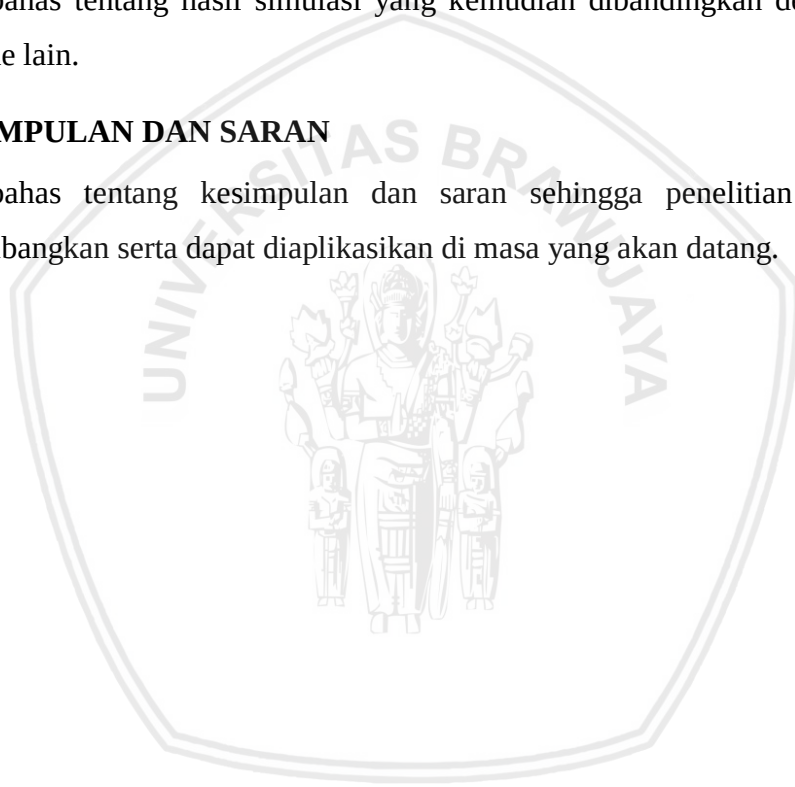
Membahas tentang metode yang digunakan dalam penelitian ini.

BAB IV : HASIL DAN PEMBAHASAN

Membahas tentang hasil simulasi yang kemudian dibandingkan dengan hasil metode lain.

BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN

Membahas tentang kesimpulan dan saran sehingga penelitian ini dapat dikembangkan serta dapat diaplikasikan di masa yang akan datang.

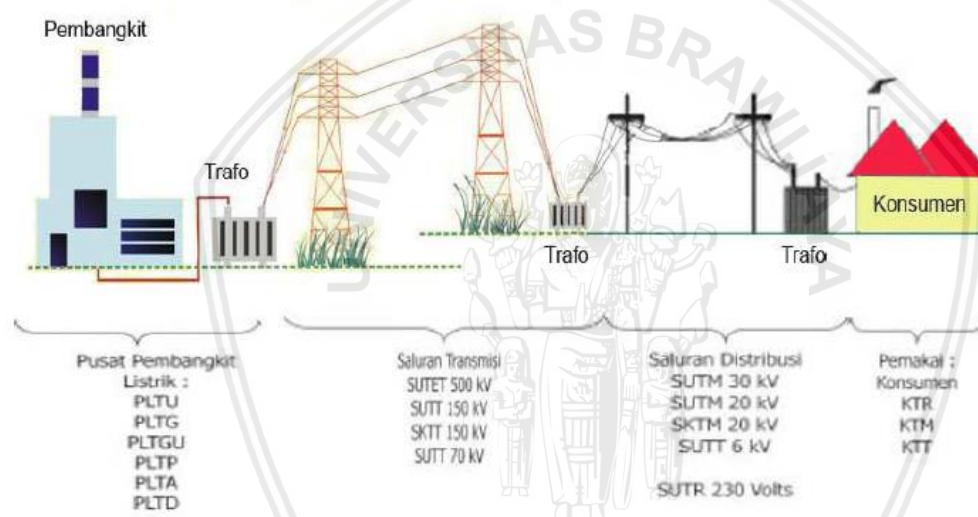


BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Sistem Tenaga Listrik

Sistem Tenaga Listrik adalah suatu sistem yang terdiri dari beberapa komponen berupa pembangkitan, transmisi, distribusi. Ketiga bagian ini merupakan bagian utama pada suatu sistem tenaga listrik yang bekerja untuk menyalurkan daya listrik dari pusat pembangkit ke pusat-pusat beban. Rangkaian sistem tenaga listrik dapat dilihat di Gambar 2.1 (Budiyanto, Komsiyah, & Suhartono, 2015).



Gambar 2.1 Sistem Tenaga Listrik. (Sumber : Budiyanto et al 2015)

Sistem pembangkitan Tenaga Listrik berfungsi membangkitkan energi listrik melalui berbagai macam pembangkit tenaga listrik (PLTA, PLTU, PLTD, PLTP, dsb). Pada pembangkit Tenaga Listrik ini sumber-sumber energi alam dirubah oleh penggerak mulai menjadi energi mekanis yang berupa kecepatan atau putaran, selanjutnya energi mekanis tersebut dirubah menjadi energi listrik oleh generator. (Syarifudin et al 2017, p.5).

Transmisi Tenaga Listrik merupakan komponen yang berfungsi menyalurkan daya atau energi dari pusat pembangkitan (*power plant*) ke pusat beban.. Sehingga dapat disalurkan sampai pada konsumen pengguna listrik (Slamet Suripto, 2011, p.2).

Sistem distribusi berfungsi mendistribusikan tenaga listrik ke konsumen (pabrik, industri, perumahan dan sebagainya). Listrik yang berasal dari saluran transmisi tegangan

tinggi atau ekstra tinggi, pada gardu induk diubah menjadi tegangan menengah atau tegangan distribusi primer, yang selanjutnya diturunkan lagi menjadi tegangan rendah untuk konsumen (Slamet Supripto, 2011, p.3).

2.2. Pembangkit Listrik

Sangat penting untuk mengenal karakteristik pembangkit listrik yang berguna untuk meminimalisir pembiayaan bahan baku energi. Ketika sudah mengenal karakteristik pembangkit listrik maka pengaturan output pembangkit dapat diatur dengan baik. Berdasarkan karakteristik pembangkit listrik, dapat dibuat model secara matematis untuk proses optimasi agar dihasilkan biaya pembangkitan yang ekonomis. (Budiyanto et al, 2015).

Pembangkit listrik dapat diklasifikasikan menjadi dua bagian besar berdasarkan karakteristiknya yaitu pembangkit hidro (PLTA) dan pembangkit thermal (PLTU, PLTG, PLTP, PLTD, PLTGU). Pengoptimasian pada kedua klasifikasi pembangkit tersebut sangatlah penting untuk memenuhi kebutuhan beban dengan biaya minimum. Namun, di antara dua karakteristik pembangkit tersebut, pembangkit thermal cukup menjadi perhatian dikarenakan biaya bahan bakar dan sering berubah (Budiyanto et al, 2015).

2.3. Biaya Pembangkitan

Pada operasi sistem tenaga listrik, biaya pengoperasian adalah biaya yang terbesar yang harus dikeluarkan oleh perusahaan listrik. Biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan tersebut terbagi oleh 2 jenis, yaitu biaya investasi dan biaya operasi pembangkit.

Biaya investasi tidak tergantung oleh besar daya keluaran pembangkit, tetapi tergantung pada besar kapasitas yang terpasang pada pembangkit yang dimiliki oleh perusahaan tersebut. Selain itu, biaya investasi juga meliputi biaya pembangunan pusat pembangkit, jaringan transmisi, distribusi serta peralatan sistem lainnya. Sedangkan biaya operasi merupakan semua biaya yang dikeluarkan selama mengoperasikan suatu pembangkit. Pada operasi tenaga listrik, biaya bahan bakar menghabiskan 60% dari total biaya operasi secara keseluruhan (Marsudi, 2006).

2.4. Analisis Aliran Daya

Analisis aliran daya dilakukan untuk menghitung tegangan, arus, daya aktif dan daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik dalam suatu jaringan listrik pada keadaan operasi normal (Syah, Sidiq, Hasanah, 2013). Selain dipergunakan untuk perencanaan pengembangan sistem listrik pada masa mendatang, juga dapat untuk mengevaluasi kondisi kelistrikan yang sudah ada (Haryono, 2017).

Studi aliran daya berperan penting dalam menangani tuntutan sistem tenaga listrik yang andal dan pertumbuhan pembebanan jaringan yang semakin bertambah, sehingga studi ini dapat membantu dalam perencanaan jaringan sistem transmisi atau interkoneksi. Sistem Interkoneksi ini bertujuan untuk memenuhi kebutuhan energi listrik pada pembebanan yang tinggi. Sistem interkoneksi jaringan tenaga listrik adalah sistem yang terformulasi, didalamnya terdiri dari unsur-unsur kompleks dan beberapa bagian yang tidak dapat dipisahkan (Syarifudin et al, 2017).

Pada aliran daya, perhitungan aliran dan tegangan sistem terdiri pada terminal atau bus-bus tertentu. Dalam studi ini, bus-bus terdiri dari 3 tipe, yaitu :

1. *Slack Bus* atau swing bus atau *reference bus* atau bus penafah atau bus referensi, yaitu bus yang berfungsi menanggung kekurangan daya pembangkitan setelah solusi aliran daya diperoleh. Bus ini biasanya disebut sebagai bus ke-1. Parameter yang diketahui adalah nilai tegangan $|V|$ dan sudut fasenya (δ).
2. *Voltage Controlled Bus* atau bus generator atau bus pembangkitan, yaitu bus dengan parameter injeksi daya aktif dan besar tegangan bus diketahui, sedangkan perubahan atau variabel yang dicari adalah daya reaktif pembangkitan (Q) dan sudut fase tegangan (δ).
3. *Load Bus* atau bus beban, yaitu bus dengan parameter injeksi daya aktif dan daya reaktif bus diketahui, sedangkan variabel yang dicari adalah nilai tegangan (V) dan sudut fase.

(Allen & wollenberg, 1984, p.43).

2.5. Karakteristik *Input-Output*.

Karakteristik ini menunjukkan hubungan antara *input* pembangkit sebagai fungsi dari *output* pembangkit. Persamaan karakteristik *input-output* pembangkit dinyatakan dalam hubungan antara jumlah bahan bakar yang dibutuhkan untuk menghasilkan daya tertentu pada pembangkit listrik yang didekati dengan fungsi binominal sebagai berikut (Sumber : Budiyanto et al, 2015) :

$$F(P) = a + bP + cP^2 \quad (2.1)$$

Keterangan :

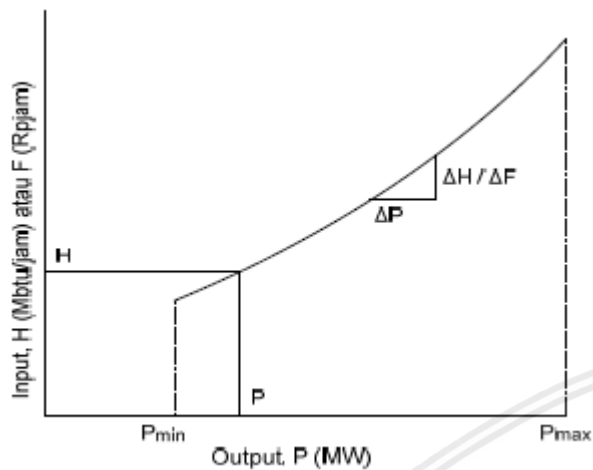
$F(P)$ = input bahan bakar (Btu/Jam).

F = Biaya bahan bakar per jam (Rp/Jam).

P = Output daya pembangkit (MW).

a, b, c = Konstanta persamaan.

karakteristik input-output pembangkitan termal jika dijelaskan dalam bentuk kurva ditunjukkan dalam Gambar berikut :



Gambar 2.2 Kurva Karakteristik input-output pembangkit thermal.
Sumber : Budiyanto et al, 2015

Gambar 2.2 menunjukkan karakteristik input dan output dari unit thermal dalam bentuk yang ideal. Input dari pembangkit ditunjukkan pada sumbu tegak yaitu energi panas yang dibutuhkan dalam bentuk Mbtu/h (*Million of btu per hour*) karena digunakan satuan *British Temperature Unit* (apabila menggunakan SI menjadi MJ/h atau Kcal/H) atau biaya total per jam (Rp/jam). Output dari pembangkit ditunjukkan pada sumbu mendatar yaitu daya listrik, yang memiliki batas-batas kritis operasi yaitu daya maksimum dan minimum dari pembangkit. Kurva ini didapat dari hasil tes panas pada pembangkit uap. Gambar ini juga digambarkan sebagai kurva non-linier yang kontinu. (Saadat, 1999: 269)

2.6. Economic Dispatch

Economic Dispatch diformulasikan sebagai sebuah pengoptimasian masalah dimana bertujuan untuk meminimalisasikan total biaya bahan bakar pada semua jumlah unit pembangkitan (disebut n) (Santra, Mondal, Mukherjee, 2015). Jadi dalam economic dispatch pembebanan pada unit-unit pembangkit yang ada dalam sistem dibagi secara optimal ekonomi pada harga beban sistem tertentu sehingga biaya operasi dapat ditekan seminimal mungkin namun tetap dapat memenuhi permintaan beban dan memperhatikan batasan-batasan teknis dan operasional dari masing-masing pembangkit. (Violita, Priyadi, Robandi, 2012).

Pada tulisan ini memiliki batasan dalam ED, yaitu *equality* dan *inequality*. Batasan *equality* adalah suatu keseimbangan antara daya yang dibangkitkan dengan daya beban dan rugi transmisi. Sedangkan *inequality* adalah batasan maksimum dan minimum dari suatu

pembangkitan dari sebuah generator yang harus dipenuhi. (Syarifudin A, Suyono & Hasanah, 2017, p.9).

Untuk menghasilkan operasi ekonomis suatu sistem tenaga, maka diperlukan batasan tersebut sebagai langkah penjadwalan ekonomis. berikut 2 (dua) batas yang harus diperhatikan dalam melakukan penjadwalan ekonomis ini yaitu, (Violita , Priyadi & Robandi, 2012) :

- 1) Jumlah semua daya yang harus dibangkitkan harus sama dengan total permintaan beban ditambah total rugi-rugi transmisi (*equality*).

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_d + P_L \quad (2.2)$$

Dimana :

P_i = Pembangkitan dari unit i

P_d = total permintaan beban

P_L = rugi-rugi transmisi

- 2) Batas operasional untuk unit i diberikan oleh persamaan (*inequality*).

$$P_{i_{min}} \leq P_i \leq P_{i_{max}} \quad (2.3)$$

P_i = pembangkitan dari unit i

$P_{i_{min}}$ = pembangkitan minimum dari unit i

$P_{i_{maks}}$ = pembangkitan maksimum dari unit i

Pada beberapa kondisi tertentu, terutama pada saat beban sistem rendah tidak semua generator yang bekerja. Pada kondisi ini hanya beberapa generator yang memiliki biaya operasi rendah yang bekerja. Biaya operasi sebuah generator terdiri dari biaya bahan bakar, tenaga kerja dan pemeliharaan. Diantara komponen biaya tersebut, biaya bahan bakar merupakan komponen yang paling besar. Secara umum fungsi biaya bahan bakar ditunjukkan dalam persamaan kuadratik dibawah ini (Santra et al , 2015).

$$F = \sum_{i=1}^n C_i (P_i) = \sum_{i=1}^n a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (2.4)$$

Dimana unit ditunjukkan oleh (i^{th}), P_i adalah keluaran daya, C_i adalah fungsi biaya dan a_i, b_i, c_i adalah koefisien biaya.

2.7. Metode Particle Swarm Optimization (PSO)

Particle Swarm Optimization adalah teknik optimisasi stokastik berdasarkan populasi yang dikembangkan oleh Eberhart dan Kennedy pada tahun 1995, yang terinspirasi akan kebiasaan dari kelompok burung dan kelompok ikan. Potensi jawaban yang disebut “Partikel” mencoba untuk menghasilkan solusi baru dengan interaksi dari solusi terbaik itu

sendiri (*personal best of particle*) dimasanya dan solusi terbaik ditemukan oleh kawanan (*global best*).

Algoritma PSO bekerja secara iteratif dan solusi terbentuk dari setiap iterasi yang dibandingkan dengan *personal best* (PBEST) dari partikel tersebut dan *global best* (Gbest) dari kawanan. Dalam PSO, particle(solusi) terbang berputar dan mengelilingi disekitar tempat pencarian untuk sampai pada solusi yang terbaik. Dalam PSO, solusi membuat pencarian paralel untuk mengoptimasi dalam pencarian ruang dengan mempebarui kecepatannya dan posisinya secara dinamis.

Beberapa istilah dalam *Particle Swarm Optimization* :

- 1) *Particle* yaitu suatu individu pada suatu *swarm*/kelompok. Setiap *particle* merepresentasikan suatu solusi yang potensial pada permasalahan yang diselesaikan. Posisi dari suatu *particle* ditentukan oleh representasi solusi saat itu.
- 2) *Pbest* (*Personal best*) posisi terbaik dari suatu *particle* untuk mendapatkan solusi.
- 3) *Gbest* (*Global Best*) yaitu posisi terbaik *particle* dari seluruh kelompok atau kawanan (*swarm*).
- 4) *Velocity* (kecepatan) : suatu nilai vektor yang menentukan arah proses optimasi *particle* untuk berpindah dalam memperbaiki posisi semula.

(Syah et al, 2013, p. 31).

Adapun persamaan posisi terbaru dari partikel dihitung dengan menggunakan persamaan 2.5 dan 2.6 (Syah et al, 2013).

$$V_{i+1} = wV_i + c_1 rand_1 (GBEST - X_i) + c_2 rand_2 (PBEST - X_i) \quad (2.5)$$

$$X_{i+1} = X_i + V_{i+1} (i = 1 \dots N) \quad (2.6)$$

Dari persamaan diatas, V menunjukan *velocity* partikel, X menunjukan vektor partikel dan N menunjukan jumlah partikel, w adalah berat inerti yang menyebabkan menurunnya kecepatan ketika solusi mendekat ke *global minimum*. w diperbarui secara dinamis menggunakan persamaan 2.7 :

$$w = w_i - \frac{(w_i - w_f)}{t} \times it \quad (2.7)$$

Dimana :

t = iterasi maksimum. w_f = berat akhir.

it = urutan iterasi.

w_i = berat awal.

Partikel mencoba untuk mendapatkan *economic dispatch* dengan menggunakan informasi *global* dan *personal best*. Berdasarkan penjelasan dan persamaan diatas, algoritma umum PSO ditunjukkan pada Tabel 2.1 (Kiran, 2012).

Tabel 2.1 Algoritma Umum *Particle Swarm Optimization (PSO)*.

Algoritma umum PSO	
1. <i>Initialization</i>	Membangkitkan solusi awal secara random untuk partikel
2. Untuk semua partikel	membangkitkan solusi baru menggunakan persamaan 2.5 dan 2.7
3. Perbarui <i>global best</i> dan <i>local best (personal best)</i>	
4. Jika berhenti pada kriteria yang tidak cocok maka kembali ke langkah 2.	
5. Berhenti	

Sumber : Kiran (2012)

2.8. Metode Ant Colony Optimization (ACO)

Ant colony optimization atau ACO adalah metode pencarian berdasarkan penyebaran yang digunakan untuk mencari solusi yang bagus untuk *economic dispatch*. Metode ini dikembangkan oleh dorigo. Algoritmanya terinspirasi oleh kebiasaan dari pergerakan semut-semut dalam mencari jalan terpendek menuju sumber makanan. Semut-semut ini meninggalkan semacam cairan yang disebut “phenomone” pada jalan yang mereka lalui untuk mencari sumber makanan. Cairan pheromone di jalan akan menguap seiring dengan waktu. Setiap semut akan menentukan jalan mana yang dipilih berdasarkan cairan yang telah ditinggalkan oleh semut. Jalan yang terpendek mengandung lebih banyak pheromone dibandingkan jalan yang panjang. (Kiran, Gunduz & Baykan, 2012).

Dalam ACO, jumlah semut yang terbatas atau yang disebut *search proecdure work* , bersama-sama mencari solusi kemungkinan yang terbaik dari sebuah masalah optimasi. Ketika membentuk sebuah solusi, semut-semut tersebut menggunakan 2 tipe dari informasi. Yang pertama adalah *private* atau *local information* berdasarkan memori semut dari jalan yang dijumpai dan yang lainnya adalah “*publicly accessible*” (jalur Pheromone) dan informasi tentang spesifikasi masalah heuristik. Setiap semut dapat mengembangkan solusi baru tapi solusi terbaik dihasilkan oleh pertukaran informasi antara semut sepanjang

sumber publik (Santra et al , 2015). Tabel 2.2 menunjukkan algoritma umum untuk *Ant Colony Optimization* (Kiran et al, 2012).

Tabel 2.2 Algoritma Umum *Ant Colony Optimization* (ACO).

Algoritma umum ACO
1. <i>Initialization</i>
Menginisiasi jalur <i>pheromone</i>
2. Solusi
<i>For all ants</i>
Buat solusi menggunakan jalur <i>pheromone</i>
3. Perbarui <i>Pheromone</i>
Penguapan jalur <i>pheromone</i> dari semua solusi pada jumlah tertentu.
Perbarui jalur <i>pheromone</i> berdasarkan solusi yang dibentuk
4. Jika berhenti pada kriteria yang tidak cocok maka kembali ke langkah 2.
5. Berhenti

Sumber : Kiran (2012)

Dalam ACO ada aturan transisi status atau *random propotional rule* yang ditunjukkan oleh persamaan 9. P_{rs}^k adalah kemungkinan dari semut k pada titik r yang memilih untuk menuju titik s (Riyanto, 2013).

$$P_{rs}^k = \begin{cases} \frac{\tau_{rs}^\alpha}{\sum_{j \in N_r^k} \tau_{rj}^\alpha} & \text{jika } s \in N_r^k \\ 0 & \text{jika } s \notin N_r^k \end{cases} \quad (2.8)$$

Dimana α adalah sebuah parameter yang mengontrol bobot (*weight*) relatif dari *Pheromone*. Dan N_r^k adalah himpunan rute yang akan dikunjungi oleh semut k yang berada pada titik r (untuk membuat solusinya mendekati optimal) (Riyanto, 2013, p.29).

Seekor semut k saat melewati ruas akan meninggalkan *pheromone*. Rumus yang diberikan untuk penambahan *pheromone* disetiap rute-rute rs ditunjukkan pada persamaan 10 (Santosa, 2012)..

$$\tau_{rs} \leftarrow \tau_{rs} + \Delta\tau^k \quad (2.9)$$

Semakin baik rute yang dilewati semut k , maka semakin banyak *pheromone* di rute tersebut. rute yang memiliki banyak *pheromone* akan meningkatkan kemungkinan untuk semut k memilih rute tersebut. setelah sejumlah rute telah dilewati maka akan terjadi penguapan *pheromone* dengan aturan sebagai berikut (Santosa, 2012) :

$$\tau_{rs} \leftarrow (1 - \rho)\tau_{rs}, s; \forall \in A \quad (2.10)$$

Dimana atau ruas yang sudah dilalui oleh semut k sebagai bagian dari lintasan dari sarangnya menuju ke makanan. Penurunan jumlah pheromone memungkinkan semut untuk mengeksplorasi lintasan yang berbeda selama proses pencarian. Ini juga akan menghilangkan kemungkinan memilih lintasan yang kurang bagus. Selain itu, ini juga membantu membatasi nilai maksimum yang dicapai oleh suatu lintasan pheromone. Jumlah pheromone yang ditambahkan pada ruas $r - s$ oleh semut k diberikan sebagai (Santosa, 2012). :

$$\tau_{rs}^{(k)} = \begin{cases} \frac{Q}{L_k}, & \text{jika } (rs) \text{ global best} \\ 0, & \text{untuk yang lainnya} \end{cases} \quad (2.11)$$

dimana Q adalah konstanta dan L_k adalah lintasan terpendek yang dilalui semut k . Nilai Q biasanya ditentukan oleh user (Santosa, 2012).

2.9. Metode Hibrid PSO-ACO

PSO sangat efektif dalam mencari *global best* dari *Economic Dispatch* tapi salah satu dari kekurangannya yang menonjol adalah tendensinya untuk mendapatkan terbatas hanya sampai local optima jika *global* dan *local best position* tersisa sama dengan posisi *particle* untuk beberapa iterasi. Untuk mengatasi kekurangan ini, beberapa kombinasi hibrid dari PSO (dengan GA, ABC, GSA, dan sebagainya) telah diterapkan pada *economic dispatch*. Berdasarkan *robust convergen* dari *ant colony optimization* dan fleksibilitasnya dalam dikombinasikan dengan metode lain, perpaduan metode ini dapat dilakukan untuk menyelesaikan permasalahan *economic dispatch*.

Dalam PSO, nilai *gbest* yang tersimpan memiliki peran yang penting dalam menggerakkan partikel yang lain. Jika *gbest* tetap tidak berubah pada semua jumlah iterasi, *particle* lain. Jika *gbest* menyisakan ketidakperubahan selama iterasi, partikel lain datang mendekat secara bertahap menuju posisi *gbest*. Pencarian *local area* oleh agen terbaik berkurang karena kecepatan partikel *gbest* mendekati nol sepanjang jumlah iterasi. Karena berkurangnya kecepatan, ACO mengambil peran dari PSO. Dengan mengambil masukan partikel *gbest*, fungsi respon semut dievaluasi, dibandingkan dan informasi berubah menjadi “*best ant*” sehingga akhirnya mencapai pada solusi terbaik.

Algoritma umum untuk metode PSO-ACO berdasarkan dari jurnal “*Hybrid PSO – ACO Technique to Solve Economic Load Dispatch Problem*” yang ditulis oleh Dipankar Santra et al, 2015 Tabel 2.3 berikut ini.

Tabel 2.3 Algoritma PSO-ACO

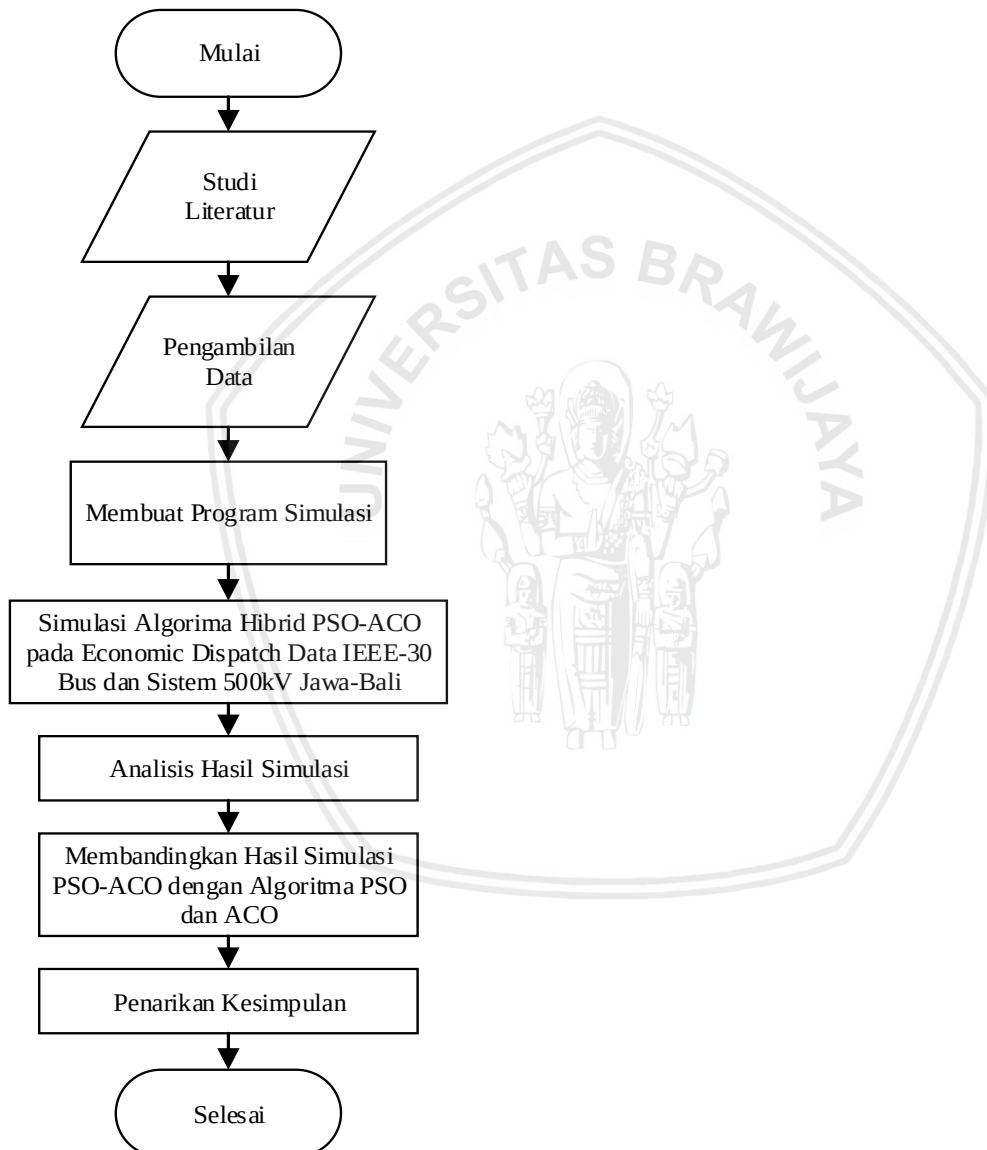
Algoritma PSO-ACO
Input data for ‘PSO’ Initialize ‘search points’ and ‘velocities’ While (terminal condition not satisfied) Find objective function value and update ‘inertia weight’ Update ‘search points’ and ‘velocities’ If solution improves Then Save the solution for ‘ACO’ End if End while Initialize ‘ACO’ with the best solutions found by ‘PSO’ While (terminal condition not satisfied) Generate ‘ants’ and make ‘path’ for each ‘ant’ Evaluate and Compare ‘response function’ If ‘response function’ does not improve Then Exchange information with ‘best ant’ Generate ‘path’ from local position to ‘best ant’ Else If ‘response function’ improves Then Repeat ‘While’ Else Wait for Exchange with ‘best ant’ End if End if End while

Sumber : Santra (2015)

BAB III

METODE PENELITIAN

Dalam metode penelitian ini akan diuraikan langkah-langkah yang akan digunakan dalam mencapai tujuan penyusunan penelitian. Langkah-langkah yang akan digunakan dalam penelitian ini secara umum dapat dilihat pada diagram alir pada Gambar 3.1 berikut.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.1. Studi Literatur

Studi Literatur dilakukan dengan tujuan agar mendapatkan pengetahuan dasar tentang segala yang mendukung proses penelitian ini. Referensi pada penelitian ini didapatkan dari buku referensi, jurnal, skripsi, dan forum-forum resmi. Dengan adanya berbagai referensi tersebut diharapkan konsep dasar yang berhubungan dengan masalah dipenelitian ini dapat dipahami dengan baik. Studi literatur yang dilakukan meliputi :

1. Konsep Sistem Tenaga Listrik.
2. Konsep dasar Economic Dispatch.
3. Macam-Macam Metode perhitungan Economic Dispatch.
4. Mempelajari tentang *Particle Swarm Optimization* dan *Ant Colony Optimization*.

3.2. Pembuatan dan Pengujian

Langkah-langkah yang dilakukan dalam pembuatan program ini adalah :

1. Pembuatan *flowchart* penerapan *economic dispatch* dengan metode hibrid PSO-ACO.
2. Pembuatan program perhitungan *economic dispatch* dengan menggunakan Bahasa pemrograman *MATLAB*.
3. Membandingkan data yang telah diselesaikan dengan data awal untuk memperoleh perbedaan keadaan sebelum optimasi dan sesudah optimasi.

3.3. Data Penelitian

Data-data penelitian yang diperlukan untuk dapat melakukan analisis penerapan *economic dispatch* antara lain

- a. Data pembangkit termal sistem 500 kV jawa-bali yang akan dilakukan penjadwalan.
- b. Data batas daya maksimum dan minimum setiap pembangkit sistem 500kV jawa-bali.
- c. Data fungsi biaya pembangkit sistem 500kV jawa-Bali.
- d. Data Biaya dan Parameter Unit Termal sistem 500kV jawa-bali.
- e. Data beban unit termal sistem 500kV Jawa Bali.
- f. Data kombinasi penjadwalan unit termal sistem 500kV jawa-bali.
- g. Data kombinasi penjadwalan unit termal sistem 500kV jawa bali.

Data yang digunakan berasal data sekunder yang diperoleh dari penelitian sebelumnya yaitu "*Economic Dispatch* pada pembangkit termal sistem 500kV Jawa-Bali dengan metode Quantum-Behaved Particle Swarm Optimization".

3.4. Simulasi

Software yang digunakan dalam perancangan sistem ini adalah *MATLAB*. Simulasi ini bertujuan untuk mendapatkan biaya pembangkitan termurah dilakukan perhitungan *economic dispatch* dengan menggunakan metode hibrid PSO-ACO. Simulasi yang dilakukan adalah sebagai berikut:

1. Simulasi *economic dispatch* dengan metode hibrid PSO-ACO menggunakan data IEEE-30 Bus.
2. Simulasi *economic dispatch* dengan metode hibrid PSO-ACO menggunakan data pembangkit termal sistem 500 kV Jawa Timur yang dimiliki PT.PJB.

3.5. Implementasi Metode Hibrid PSO-ACO dalam *Economic Dispatch*.

Setelah melakukan simulasi dan mendapatkan hasil *economic dispatch* dengan menggunakan metode hibrid PSO-ACO, hasil tersebut akan dibandingkan dengan metode lainnya. Metode yang dibandingkan adalah metode *lagrange* dan *classic* PSO. Data perbandingan dengan metode lain didapatkan dari penelitian sebelumnya. Daya yang harus dibangkitkan wajib memperhatikan batas-batas *equality* dan *inequality*. Dari hasil pembangkitan, akan dimasukkan ke dalam fungsi objektif berupa biaya.

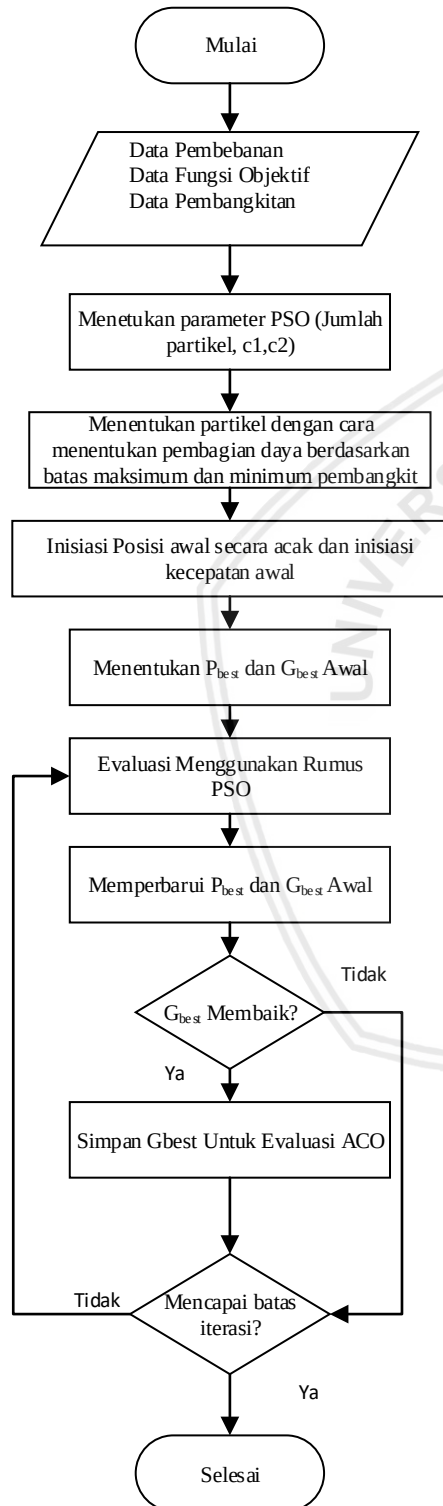
Fungsi objektif merupakan suatu persamaan dari sebuah persoalan optimasi. Didalam penelitian ini fungsi objektifnya merupakan fungsi biaya dari tiap pembangkit dengan persamaan $F_t = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2$ dengan a_i , b_i , c_i merupakan koefisien biaya dan (P_i) adalah output pembangkit.

Metode hibrid PSO-ACO merupakan penggabungan 2 buah metode *metaheuristik*. Dimana cara pencarian *economic dispatch* metode ini dilakukan berurutan. Metode pertama yang dipakai adalah metode *particle swarm optimization (PSO)*. Setelah mendapatkan *gbest* dari partikel dan memenuhi jumlah iterasi yang ditentukan, maka hasil *gbest* akan dipakai untuk mencari hasil optimum menggunakan metode *ant colony optimization* yaitu berupa "*best ant*".

Best ant berupa nilai daya pembangkitan yang sudah dioptimasi dari metode hibrid PSO-ACO. Hasil ini kemudian akan dimasukkan ke fungsi objektif berupa biaya sehingga dapat dilihat biaya yang akan dikeluarkan ketika mengoperasikan sistem pembangkit dan memberi solusi untuk *economic dispatch*.

3.6. Implementasi Menggunakan Metode PSO.

Langkah-langkah implentasi PSO dalam penelitian ini dapat melalui diagram alir seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 3.2 dibawah ini.



Gambar 3.2. Diagram Alir implementasi PSO pada *Economic Dispatch*

Parameter-parameter yang akan digunakan pada metode PSO sehingga dapat diimplementasikan pada penyelesaian *economic dispatch* adalah sebagai berikut :

1. Partikel

nilai optimum PSO dilakukan secara simultan terhadap sejumlah nilai solusi yang disebut dengan particle. Partikel-partikel dianalogikan sebagai nilai-nilai pembangkit yang dibangkitkan secara acak dalam batasan *inequality* ($P_{imin} \leq P_i \leq P_{imax}$). Jumlah partikel yang akan digunakan sebanyak 6 partikel.

2. Velocity

Semua particle bergerak menuju titik optimal dengan kecepatan tertentu awalnya semua kecepatan dari particle diasumsikan sama dengan nol. Suatu nilai kecepatan vektor yang menggerakkan proses optimasi yang menentukan arah dimana suatu particle berpindah untuk memperbaiki posisinya semua dirumuskan seperti yang ditunjukkan dalam persamaan 2.5.

3. Coefficient Acceleration

Nilai untuk *coefficient acceleration* yaitu c_1 dan c_2 menunjukkan bobot dari sebuah partikel terhadap posisi. Nilai *coefficient acceleration* yang digunakan pada penelitian ini masing-masing sebesar 2,05. Selain nilai c_1 dan c_2 , *coefficient acceleration* lainnya adalah nilai $rand_1$ dan $rand_2$ yang nilainya antar 0 sampai 1.

4. P_{best} dan G_{Best}

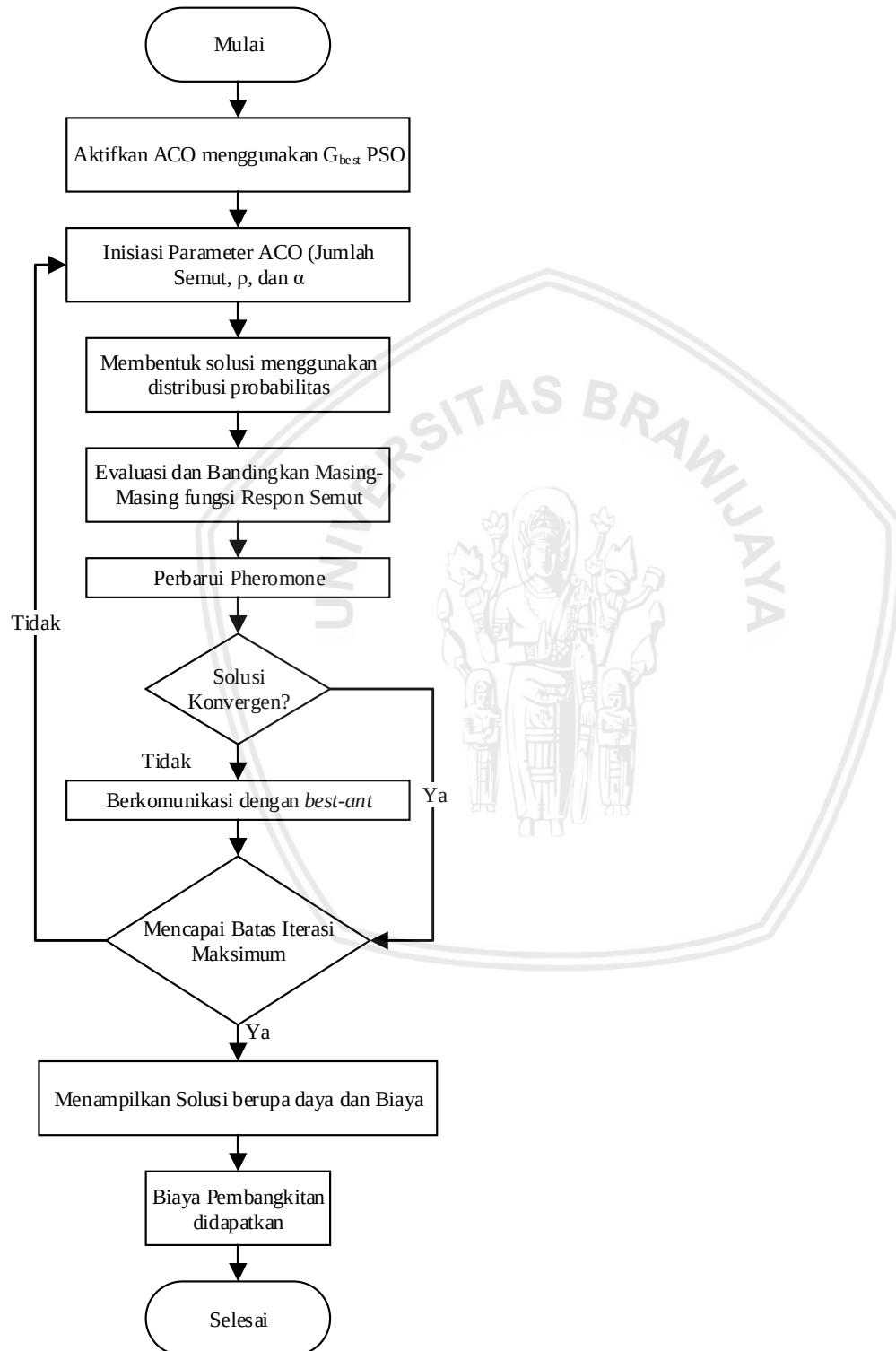
Dalam penelitian ini, nilai P_{best} dan G_{Best} adalah nilai daya output pembangkit yang optimal yang dibangkitkan berdasarkan daya output tiap unit pembangkit.

5. Weight (w)

w adalah berat inertia yang menyebabkan menurunnya kecepatan ketika solusi mendekat ke *global minimum*. Nilai w akan diperbarui secara dinamis selama proses iterasi yang dilakukan.

3.7. Implementasi Menggunakan Metode ACO.

Langkah-langkah implentasi ACO dalam penelitian ini dapat melalui diagram alir seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 3.3 dibawah ini.



Gambar 3.3. Diagram Alir metode ACO pada *Economic Dispatch*

Parameter-parameter yang akan digunakan pada metode ACO sehingga dapat diimplementasikan pada penyelesaian *economic dispatch* adalah sebagai berikut :

1. *Ant (k)*.

Jumlah semut yang akan digunakan sebanyak 5 semut. Nilai awal semut-semut ini didapat dari nilai G_{best} dari optimisasi PSO sebelumnya.

2. *Rho(ρ)*.

ρ atau faktor evaporasi *pheromone* besarnya antara 0 sampai 1.

3. *α (alpha)*.

α adalah intensitas penguat *pheromone* besarnya antara 0 sampai 1.

4. *Q (Parameter Konstan)*

Q ditentukan random, digunakan untuk membantu perhitungan jika nilai biaya terlalu besar.





Halaman sengaja dikosongkan

BAB IV

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Pada penelitian simulasi penjadwalan ekonomis akan dilakukan dengan menggunakan bantuan perangkat lunak *MATLAB*. Untuk mencari biaya pembangkitan yang ekonomis, pengujian dilakukan dengan menggunakan metode hibrid *Particle Swarm Optimization-Ant Colony Optimization*. Pengujian yang dilakukan harus memenuhi syarat *Equality Constraints* dan *Inequality Constraints*. Pengujian simulasi dilakukan menggunakan 2 data yaitu :

1. Data validasi *IEEE 30-Bus*.
2. Data Pembangkit Termal sistem 500 kV Jawa Timur yang dimiliki oleh PT. PJB.

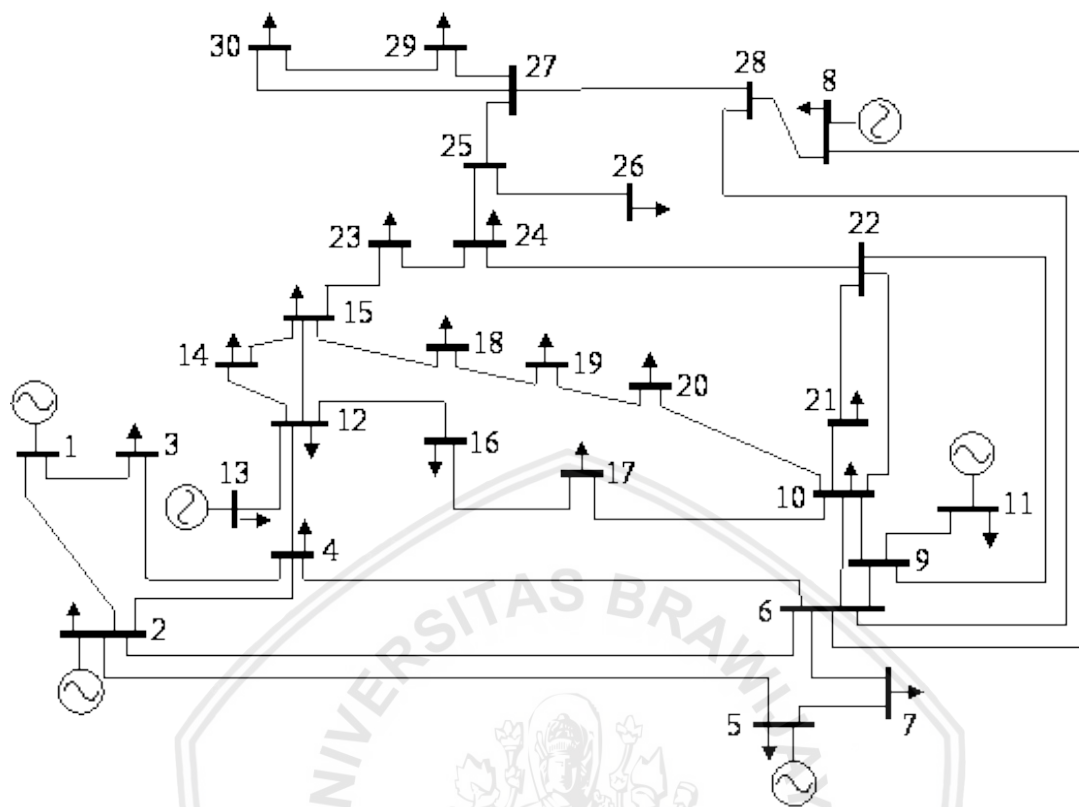
Simulasi data *IEEE 30-bus* bertujuan untuk menguji perhitungan metode sebelum dilakukan simulasi data riil. Data *IEEE 30-bus* terdiri dari 30 bus dengan 6 buah pembangkit yang dibebani beban sebesar 283,4 MW. Untuk data riil yang akan digunakan adalah data Pembangkit Termal sistem 500 kV Jawa Timur yang bersumber dari PT. PLN (Persero).

Setelah dilakukan pengujian simulasi akan didapatkan nilai daya pembangkitan masing-masing pembangkit dan dilakukan perhitungan total biaya pembangkitan. Kemudian hasil dari pengujian akan dianalisis dan dibandingkan menggunakan metode lainnya yang didapatkan dari perhitungan sendiri. Sehingga dipenelitian ini didapatkan biaya pembangkitan termurah yang memenuhi syarat batasan *equality* dan batasan *inequality*.

4.1. Data IEEE-30 Bus

Data sistem *IEEE-30 bus* adalah sistem yang sering digunakan untuk penerapan ide dan konsep. Sistem ini terdiri dari 30 bus dengan 6 generator yang terletak pada bus 1, bus 2, bus 5, bus 8, bus 11 dan bus 13. Pada sistem ini, bus 1 ditentukan sebagai *slack bus*. Karena bus 1 memiliki daya yang paling besar dibandingkan bus-bus yang lain. Hal ini bertujuan agar bus 1 dapat menyuplai kekurangan daya *real P* dan daya reaktif *Q* pada sistem. Pada Gambar 4.1 ditunjukkan sistem *IEEE-30 bus*.

Single-line diagram data *IEEE 30* dapat dilihat seperti Gambar 4.1.



Gambar 4.1 Single line diagram IEEE 30 bus

Adapun data saluran transmisi yang digunakan pada simulasi kali ini dapat dilihat pada Tabel 4.1 yaitu data pembebanan IEEE 30 bus.

Tabel 4.1 Data Saluran Transmisi IEEE-30 Bus

No Bus	Kode Bus	Tegangan		Beban		Generator	
		Magnitude	sudut	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	1	1,06	0,00	0,00	0,00	50,00	0,00
2	2	1,05	0,00	21,70	12,70	40,00	0,00
3	0	1,00	0,00	2,40	1,20	0,00	0,00
4	0	1,06	0,00	7,60	1,60	0,00	0,00
5	2	1,01	0,00	94,20	19,00	30,00	0,00
6	0	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0	1,00	0,00	22,80	10,90	0,00	0,00
8	2	1,01	0,00	30,00	30,00	20,00	0,00
9	0	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0	1,08	0,00	5,80	2,00	0,00	0,00
11	2	1,00	0,00	0,00	0,00	10,00	0,00
12	0	1,07	0,00	11,20	7,50	0,00	0,00
13	2	1,00	0,00	0,00	0,00	12,00	0,00
14	0	1,00	0,00	6,20	1,60	0,00	0,00
15	0	1,00	0,00	8,20	2,50	0,00	0,00
16	0	1,00	0,00	3,50	1,80	0,00	0,00
17	0	1,00	0,00	9,00	5,80	0,00	0,00
18	0	1,00	0,00	3,20	0,90	0,00	0,00
19	0	1,00	0,00	9,50	3,40	0,00	0,00
20	0	1,00	0,00	2,20	0,70	0,00	0,00
21	0	1,00	0,00	17,50	11,20	0,00	0,00
22	0	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0	1,00	0,00	3,20	1,60	0,00	0,00
24	0	1,00	0,00	8,70	6,70	0,00	0,00
25	0	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0	1,00	0,00	3,50	2,30	0,00	0,00
27	0	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0	1,00	0,00	2,40	0,90	0,00	0,00
30	0	1,00	0,00	10,60	1,90	0,00	0,00

Sumber: Alsac & Stott (1974, p.750)

Keterangan kode bus : 1 (slack bus) ; 2 (bus generatos) ; 0 (bus beban)

Data saluran antar bus pada sistem IEEE 30 bus dengan beban sistem sebesar 283,4 MW dapat dilihat pada Tabel 4.1. Data impedansi saluran ditunjukkan dalam bentuk per unit (pu) dengan basenya 100 MVA.

Pada Tabel 4.2 menunjukkan batas minimum dan maksimum daya masing-masing pembangkit dalam data IEEE 30 bus.

Tabel 4.2 Data Pembangkit Sistem IEEE 30 bus

Pembangkit	$P_{\max}$ (MW)	$P_{\min}$ (MW)
Pembangkit 1	200	50
Pembangkit 2	80	20
Pembangkit 3	50	15
Pembangkit 4	35	10
Pembangkit 5	30	10
Pembangkit 6	40	12

Sumber: Alsac & Stott (1974, p.751).

Persamaan fungsi biaya bahan bakar (*fuel cost*) masing-masing unit pembangkit yang dioperasikan adalah seperti pada Tabel 4.3 berikut :

Tabel 4.3 Data Fungsi Biaya Bahan Bakar Sistem IEEE 30 bus

Pembangkit	Fungsi Biaya (\$/h)
Pembangkit 1	$2,00000 P_1 + 0,00375 P_1^2$
Pembangkit 2	$0,01750 P_2 + 1,75000 P_2^2$
Pembangkit 3	$1,00000 P_3 + 0,06250 P_3^2$
Pembangkit 4	$3,25000 P_4 + 0,00834 P_4^2$
Pembangkit 5	$3,00000 P_5 + 0,02500 P_5^2$
Pembangkit 6	$3,00000 P_6 + 0,02500 P_6^2$

Sumber: Alsac & Stott (1974, p.751).

4.1.1. Simulasi Metode Hibrid Particle Swarm Optimization-Ant Colony Optimization Menggunakan Data Validasi IEEE-30 Bus

1. Menentukan data awal pembangkitan

data awal yang dipakai untuk pengujian ini berupa daya beban, batas maksimum-minimum masing-masing pembangkit, dan fungsi biaya pembangkit sistem *IEEE 30 bus*.

Berikut fungsi biaya pembangkit data IEEE 30 Bus :

$$F_1 = 2,00000 P_1 + 0,00375 P_1^2$$

$$F_2 = 0,01750 P_2 + 1,75000 P_2^2$$

$$F_3 = 1,00000 P_3 + 0,06250 P_3^2$$

$$F_4 = 3,25000 P_4 + 0,00834 P_4^2$$

$$F_5 = 3,00000 P_5 + 0,02500 P_5^2$$

$$F_6 = 3.0 P_6 + 0.025 P_6^2$$

$$\text{Total Biaya Pembangkitan : } F_T = F_1 + F_2 + F_3 + F_4 + F_5 + F_6$$

2. Inisiasi Parameter PSO dan ACO :

a. Jumlah partikel =6.

Jumlah partikel dapat dipilih oleh *user*. Jumlah partikel dipilih 6 karena sudah memenuhi untuk mendapatkan solusi pencarian. Semakin banyak partikel yang di bangkitkan maka akan membuat waktu pencarian semakin lama.

b. Iterasi Maksimum=60, dengan rincian 30 kali iterasi PSO dan 30 iterasi ACO.

Batas iterasi dapat dipilih oleh *user*. Pada penelitian ini telah dilakukan *trial dan error* sebelumnya yang mendapatkan nilai iterasi 30 setelahnya PSO mendapatkan nilai konvergen.

c. Coefficient Acceleration c_1 dan c_2 ditentukan masing-masing 2,05.

Nilai c_1 dan c_2 dibuat sama agar eksplorasi solusi global sejalan dengan eksploitasi partikel-partikel mencari

d. Tentukan nilai berat awal (w_i)=0,9 dan nilai berat akhir (w_f)=0,3.

Nilai berat kecepatan dibuat berubah-ubah selama optimisasi dari nilai 0,9 sampai nilai 0,3 dapat menyeimbangkan pencarian dan eksploitasi solusi sehingga dapat membantu dalam pencarian solusi terbaik yang tidak diketahui.

e. Jumlah semut = 5.

Semakin banyak semut yang dibangkitkan, maka semakin cepat juga pencarian solusi

f. Koefisien penguapan *pheromone* $\rho = 0,02$.

Nilai koefisien penguapan *pheromone* diatur kecil karena semakin besar nilai penguapan *pheromone* maka semakin kecil *pheromone* yang tersimpan di masing-masing lintasan semut. Sehingga pencarian akan tidak efektif.

g. $Q = 100$.

Q ditentukan random, digunakan untuk membantu perhitungan jika nilai biaya terlalu besar.

3. Inisiasi partikel awal PSO.

Pada langkah ini, inisiasi dilakukan dengan memperhatikan batasan *inequality* yaitu batas daya pembangkitan. masing-masing pembangkit harus memenuhi rentang $P_{i_{\min}} \leq P_i \leq P_{i_{\max}}$. Setiap partikel terdiri dari nilai daya pembangkitan masing-masing pembangkit. Persamaan untuk menentukan nilai daya pada posisi awal partikel adalah $(P_{\max} - P_{\min})$ dikali dengan nilai random dan ditambah dengan $P_{\min}$. Salah satu posisi awal partikel digunakan sebagai *slack bus* untuk memenuhi *equality constraint* sehingga daya disisi beban sama dengan penjumlahan daya pembangkit.

Misalkan nilai random = 0,28 untuk partikel X_1 sehingga

$$P_2 = (80 - 20) \times 0,28 + 20 = 36,8 \text{ MW}$$

$$P_3 = (50 - 15) \times 0,28 + 15 = 24,8 \text{ MW},$$

$$P_4 = (35 - 10) \times 0,28 + 10 = 15,6 \text{ MW},$$

$$P_5 = (30 - 10) \times 0,25 + 10 = 17 \text{ MW},$$

$$P_6 = (40 - 12) \times 0,28 + 12 = 17,04 \text{ MW}.$$

Untuk memenuhi batasan *equality*. Nilai P_1 ditentukan dengan $P_1 = P_d - \sum P_{2-6}$. Sehingga $P_1 = 283,4 \text{ MW} - 111,24 \text{ MW} = 172,16 \text{ MW}$. Sebagai ilustrasi bisa dilihat dari Tabel 4.4 yang menunjukkan partikel X dengan nilai random dengan rentang 0,28-0,65.

Tabel 4.4 Ilustrasi Inisiasi Posisi Partikel PSO

X_i	$Rand$	P1	P2	P3	P4	P5	P6
X_1	0,28	172,16	36,80	24,80	15,6	17,00	17,04
X_2	0,37	157,94	42,20	27,95	17,4	19,25	18,66
X_3	0,75	151,62	44,60	29,35	18,2	20,25	19,38
X_4	0,48	140,56	48,80	31,80	19,6	22,00	20,64
X_5	0,54	130,29	52,70	34,075	20,9	23,625	21,81
X_6	0,61	120,18	56,54	36,315	22,18	25,225	22,962

Selain itu ditentukan juga P_{best} awal dan G_{best} awal. Nilai P_{best} awal adalah posisi awal dari masing-masing partikel dan nilai G_{best} adalah partikel dengan nilai biaya pembangkitan yang terkecil dari kumpulan partikel-partikel yang sudah dibangkitkan. Setelah mengevaluasi fungsi biaya maka posisi G_{best} dapat ditentukan sebagai nilai partikel X_1 . Tabel evaluasi partikel dapat dilihat pada Tabel 4.5.

Tabel 4.5 Ilustrasi Evaluasi Posisi Partikel PSO

X_i	F1	F2	F3	F4	F5	F6	ΣF
X_1	471,15	82,68	59,00	50,63	55,35	56,31	775,12
X_2	409,42	105,01	76,77	59,075	67,01	64,68	781,98
X_3	389,44	112,83	83,18	61,912	71,00	67,53	785,94
X_4	355,20	127,07	95,00	66,90	78,10	72,57	794,86
X_5	324,23	140,82	106,64	71,57	84,83	77,32	805,42
X_6	294,51	154,88	118,73	76,18	91,58	82,07	817,98

Sumber : Hasil Perhitungan.

4. Eksekusi PSO

Eksekusi PSO terdiri dari evaluasi kecepatan particle, posisi, dan P_{best} dengan cara mengevaluasi nilai kecepatan masing-masing partikel dan memperbarui posisi masing-masing partikel menggunakan persamaan :

$$V_{i+1} = wV_i + c_1rand_1(GBEST - X_i) + c_2rand_2(PBEST - X_i)$$

$$X_{i+1} = X_i + V_{i+1} (i = 1 \dots N)$$

Setelah masing-masing partikel sudah dievaluasi perbarui w dengan menggunakan persamaan 2.7. lakukan perulangan sampai batas iterasi yang sudah ditentukan. Tabel 4.6 menunjukan hasil perhitungan biaya pada iterasi terakhir.

Tabel 4.6 Hasil Biaya Akhir Iterasi PSO

No partikel	Biaya (Dollar)
1	785,445
2	774,149
3	778,531
4	778,366
5	791,564
6	784,901

Sumber : Hasil Perhitungan

5. Menyimpan hasil G_{best}

Setelah mencapai nilai iterasi terakhir, simpan nilai G_{best} dari hasil perhitungan PSO. Nilai G_{best} digunakan untuk disimpan dimemori semut sebagai nilai terbaik global semut. Dari Tabel 4.6 dapat dilihat bahwa nilai G_{best} 775.149. nilai ini berguna agar semut dapat mengevaluasi biaya terbaik pada eksekusi algoritma koloni semut.

6. Inisiasi lintasan semut

Inisiasi lintasan semut dapat dilakukan dengan membentuk lintasan semut secara random ditunjukan pada Tabel 4.7. Bangkitan matriks pada matlab yang terdiri dari

matriks untuk posisi, biaya, *pheromone* awal dan *visibility* Nilai *pheromone* $\tau(t)$ awal dan *visibility* $\eta(t)$ dengan persamaan dibawah ini :

$$\tau(t)_{rs}^k = \begin{cases} \frac{Q}{L} & \text{jika } \in N_r^k \\ 0 & \text{jika } \notin N_r^k \end{cases}$$

$$\eta(t) = \frac{1}{c_i}$$

Tabel 4.7. Hasil Inisiasi Lintasan Semut

Lintasan	Posisi	Total	Evaluasi	Phero trail	Visi
1	[126,3 39,4 48,8 10,32 20,05 38,42]	283,4	863,46	0,1158	0,0012
2	[98,15 47,16 48,16 28,55 21,91 38,84]	283,4	880,69	0,1135	0,0011
3	[140,62 61,566 24 18,06 14,98 24,16]	283,4	788,53	0,1268	0,0013
4	[78,88 74,12 43,11 34,62 13,48 39,15]	283,4	889,58	0,1124	0,0011
5	[97,65 73,13 40,44 23,92 11,29 37,00]	283,4	859,88	0,1163	0,0012
6	[129,58 63,26 30,35 19,18 20,72 20,11]	283,4	800,44	0,1249	0,0012

Sumber : Hasil Perhitungan

Setelah mendapatkan matriks lintasan semut, hitung juga probabilitas dari masing-masing lintasan yang akan dilalui semut menggunakan *random propotional rule*. dengan menggunakan persamaan :

$$P_{rs}^k = \frac{\tau_{rs}^{\alpha}(t)}{\sum_{j \in N_r^k} \tau_{rs}^{\alpha}}$$

Langkah ini bertujuan untuk menghitung probabilitas lintasan, semakin besar nilai probabilitasnya, maka semakin besar juga semut memilih lintasan tersebut. berikut perhitungan probabilitas lintasan semut.

$$\text{Lintasan 1 : } \frac{0.1170 \times 0.0012}{0.0008} = 0,1594.$$

$$\text{Lintasan 2 : } \frac{0.1170 \times 0.0012}{0.0008} = 0,1532.$$

$$\text{Lintasan 3 : } \frac{0.1170 \times 0.0012}{0.0008} = 0,1911.$$

$$\text{Lintasan 4 : } \frac{0.1170 \times 0.0012}{0.0008} = 0,1502.$$

$$\text{Lintasan 5 : } \frac{0.1170 \times 0.0012}{0.0008} = 0,1607.$$

$$\text{Lintasan 6 : } \frac{0.1170 \times 0.0012}{0.0008} = 0,1855.$$

7. Eksekusi ACO.

Pada langkah ini semut disebar kelintasan semut dengan menggunakan *roulette wheel selection*. Seleksi ini dilakukan dengan membandingkan nilai random dengan nilai jumlah kumulatif dari masing-masing probabilitas lintasan semut. Hasil perjumlahan kumulatif probabilitas lintasan semut dapat dilihat pada Tabel 4.8.

Tabel 4.8 Hasil Perjumlahan Kumulatif

Lintasan	1	2	3	4	5	6
Nilai	0,1594	0,3125	0,5036	0,6538	0,8145	1,0000

Sumber : Hasil Perhitungan

Setelah mendapatkan nilai kumulatif, bangkitkan nilai random dan bandingkan dengan nilai kumulatif, jika nilai random $r = 0,4521$ maka lintasan yang diambil adalah lintasan 3. Karena lintasan 3 berada di rentang 0,3125-0,5036.

Setelah semut mencapai lintasan, simpan hasil yang telah ditemukan semut kedalam memori semut. Kemudian bandingkan dengan nilai global terbaik semut. Jika nilai yang ditemukan semut lebih kecil dibandingkan nilai global terbaik semut maka nilai yang ditemukan oleh semut disimpan kedalam memori nilai global terbaik semut. Jika nilai belum konvergen maka kembali ke langkah 6 sampai batas iterasi yang sudah ditentukan.

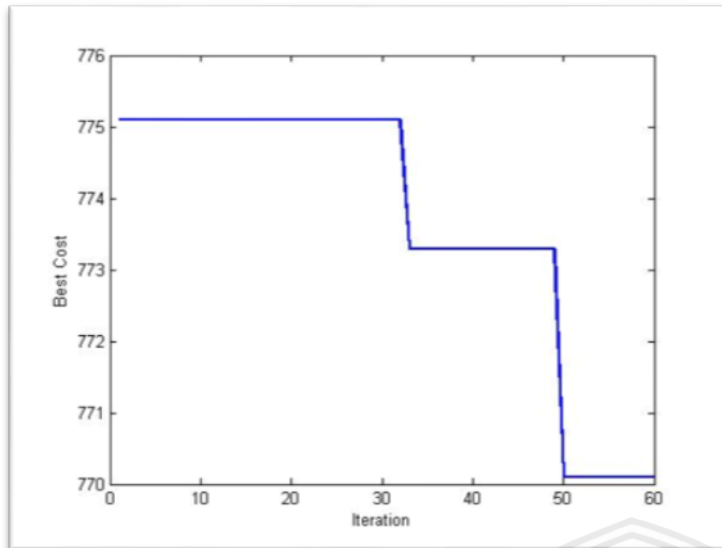
4.1.2. Hasil dan Analisis *Economic Dispatch* Menggunakan data IEEE-30 Bus

Setelah perhitungan mencapai iterasi yang terakhir. Maka akan didapatkan hasil seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.9. Untuk grafik iterasi perhitungan ditunjukkan pada Gambar 4.2

Tabel 4.9 Hasil Perhitungan Metode PSO-ACO pada beban 283,4 MW

Pembangkit	Daya(MW)	Biaya(\$/jam)
P1	174,95	464,68
P2	48,03	124,43
P3	16,89	34,72
P4	16,18	54,78
P5	12,12	40,02
P6	15,23	51,47
Total	283,42	770,12

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.2 Grafik Iterasi

Seperti yang ditunjukkan Tabel 4.9 Hasil perhitungan biaya pembangkitan pada data *IEEE-30 Bus* dengan beban 283,4 MW adalah sebesar \$ 770,12. Selain itu pada gambar 4.4, terlihat perhitungan mencapai konvergen pada iterasi ke 50. Untuk perbandingan dengan metode lain ditunjukkan pada Tabel 4.10.

Tabel 4.10 Perbandingan dengan Metode Lain

No	Metode	Biaya (\$)
1	FFA-ACO	800,79
2	FABC	938.75
3	GA-APO	984.94
4	QPSO	776,68
5	PSO-ACO	770,09

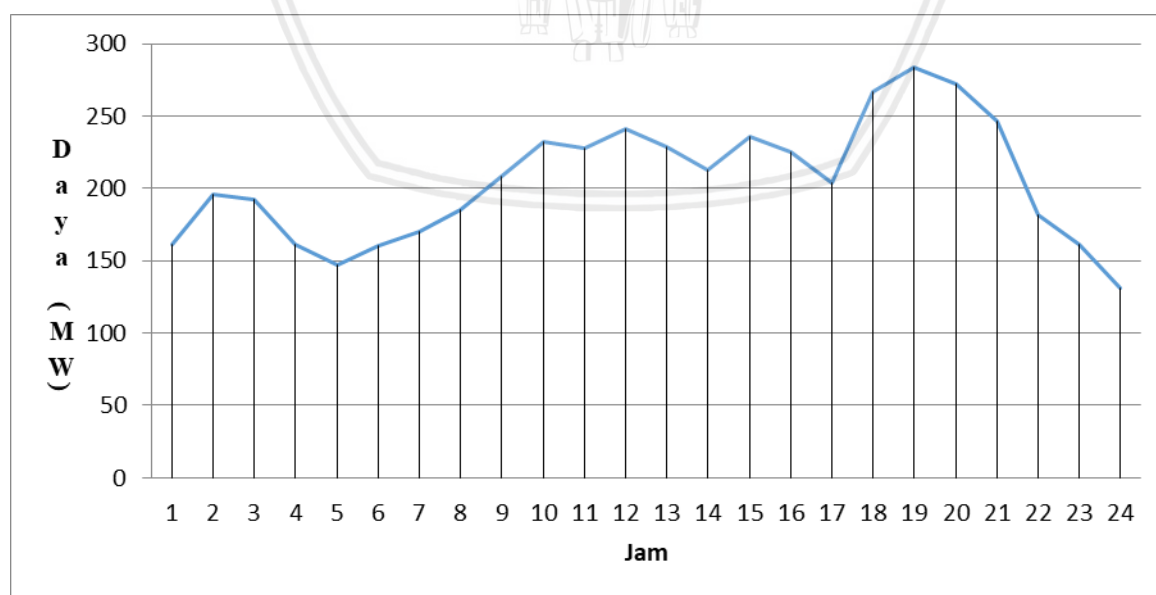
Sumber : Dipankar (2015)

Seperti yang ditunjukkan Tabel 4.10, Perhitungan dengan metode PSO-ACO mendapatkan hasil perhitungan biaya sebesar \$ 770,12, sedangkan Metode FFA-ACO (*firefly algorithm - ant colony optimization*) hasil perhitungannya sebesar \$ 800,79, FABC (*Fuzzy Artificial Bee*) sebesar \$ 938,75, dan GA-APO (*genetic algorithm-active power optimization*) sebesar \$ 984,94. Metode QPSO (*Quantum Particle Swarm Optimization*) sebesar \$ 776,68 (Syarifudin A, et al 2017). Hasil perhitungan PSO-ACO terbukti lebih ekonomis dibandingkan ketiga metode hibrid pembanding lainnya dan dengan metode QPSO.

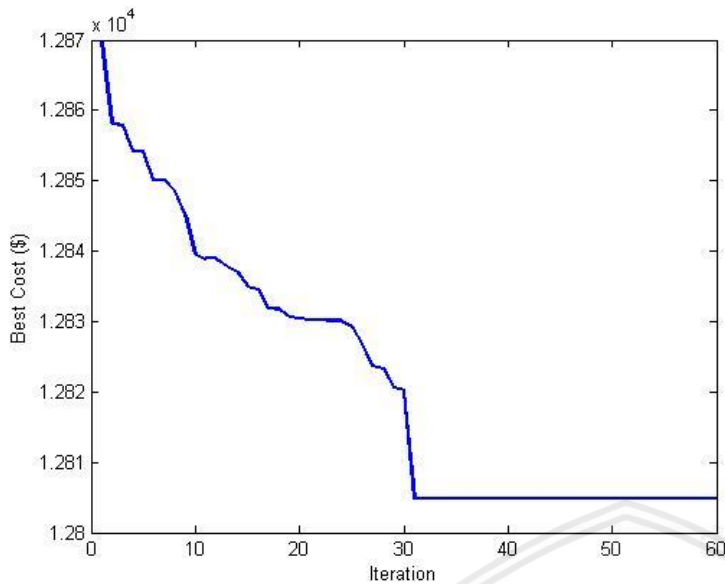
Tabel. 4.11 Hasil Penjadwalan 24 Jam IEEE-30 Bus Menggunakan Metode PSO-ACO.

Jam	Pembangkit (MW)						P	Biaya (Dollar)
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total	
1	126	34,4	0	0	0	0	161	397,7
2	128	20,3	15,2	10,1	10,1	12,1	196	497,0
3	152	39,9	0	0	0	0	192	486,2
4	126	34,4	0	0	0	0	161	398,2
5	115	31,8	0	0	0	0	147	369,3
6	126	34,2	0	0	0	0	160	395,0
7	134	35,9	0	0	0	0	170	436,4
8	118	20	15	10	10	12	185	464,8
9	138	21,1	15,6	10,4	10,4	12,5	208	533,1
10	153	24,3	17,5	11,8	11,4	14	232	605,8
11	200	27,8	0	0	0	0	227,8	651,8
12	170	21,5	15,9	10,6	10,5	12,7	241,1	632,6
13	151	24	17,2	11,6	11,3	13,8	229,0	596,2
14	146	20	15	10	10	12	213,0	548,4
15	155	24,8	17,8	12	11,6	14,2	236	619,6
16	149	23,2	16,9	11,4	11,1	13,5	225	583,8
17	133	21,4	15,8	10,6	10,5	12,7	204	520,9
18	174	29,1	20,3	13,8	13	16,2	267	716,5
19	178	44,3	17,9	15	10,6	17,1	178,5	773,2
20	177	29,7	20,7	14	13,2	16,5	272	730,2
21	165	24,7	17,8	12	11,6	14,2	246,1	658,1
22	115	20	15	10	10	12	182	464,6
23	130	31,7	0	0	0	0	161	403,1
24	101	30,3	0	0	0	0	131	320,7

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.3 Grafik beban per-jam penjadwalan data IEEE-30 menggunakan metode hibrid.



Gambar 4.4 Grafik Total Biaya Penjadwalan

Pada Tabel 4.11 dan Gambar 4.3 di atas didapatkan penjadwalan dan beban pembangkit selama 24 jam menggunakan metode hibrid sistem IEEE 30 Bus diperoleh biaya pembangkitan (\$/h) dan biaya selalu berubah-ubah terhadap waktu (jam). Dan pada Gambar 4.4 dapat dilihat grafik total biaya pembangkit selama 24 jam dan konvergen pada iterasi ke-32.

4.2. Data Sistem Jawa Bali 500kV

Data yang digunakan dalam penelitian kali ini adalah data sistem 500 kV Jawa-Bali. Sistem kelistrikan 500 kV Jawa-Bali adalah sistem jaringan transmisi yang dihubungkan oleh saluran udara tegangan ekstra tinggi (SUTET). Wilayah-wilayah pada sistem dihubungkan oleh transmisi 500 kV adalah penyuplai daya ke sistem tenaga listrik Jawa-Bali. Daya berkapasitas besar disalurkan ke pembangkit-pembangkit utama dari wilayah 1(satu) sampai dengan 4(empat) melalui saluran transmisi 500 kV dan kemudian diturunkan menjadi 150 kV. Sistem kelistrikan 500 kV Jawa-Bali dibagi menjadi 4 wilayah. wilayah 1 meliputi Jakarta Raya dan Banten, wilayah 2 Jawa Barat, wilayah 3 Jawa Tengah dan DIY, sedangkan wilayah 4 adalah Jawa timur dan Bali. Tabel 4.12 menunjukkan data pembangkit dan batas daya maksimum-minimun untuk sistem 500 kV Jawa-Bali

Tabel 4.12 Data Pembangkit dan Batas Daya Maksimum-Minimum

Pembangkit	$P_{\max}$ (MW)	$P_{\min}$ (MW)	$Q_{\max}$ (MVar)	$Q_{\min}$ (MVar)
Suralaya	3400	1500	2040	-600
Muaratawar	2200	1040	1540	-700
Cirata	1008	400	-110	-480
Saguling	700	400	440	-140
Tanjung Jati	1220	600	720	-240
Gresik	1050	238	660	-610
Paiton	3254	1425	1920	-840
Grati	827	150	566	-302

Sumber : Sunaryatiningsih (2016)

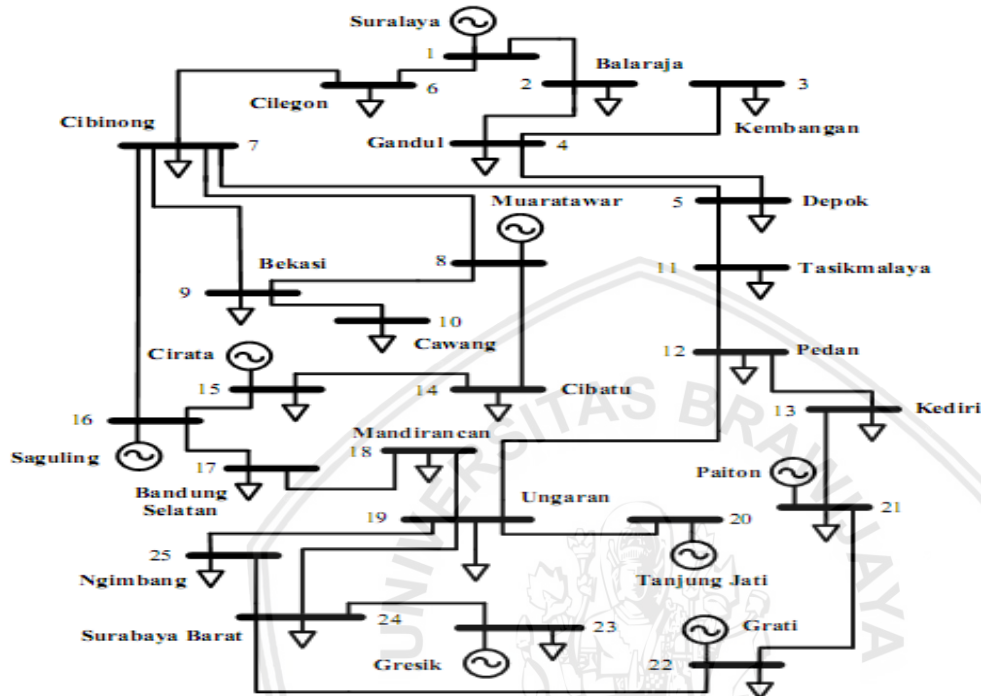
Data yang digunakan pada simulasi ini adalah data pembebanan sistem 500 kV Jawa-Bali pada tanggal 4, 6, dan 7 Desember 2011. Unit yang terpasang antara lain pembangkit Suralaya, pembangkit Muaratawar, pembangkit Cirata, pembangkit Saguling, pembangkit Tanjungjati, pembangkit Gresik, pembangkit Grati, dan pembangkit Paiton. Unit pembangkit Cirata dan Saguling merupakan pembangkit listrik tenaga air, sisanya adalah pembangkit listrik tenaga uap. Gardu induk atau bus-bus yang ada pada sistem kelistrikan 500 kV Jawa-Bali ditunjukkan pada Tabel 4.13.

Tabel 4.13 Pembagian Bus Setiap Pembangkit

Jenis Bus	Nama Bus	Jumlah Bus
Slack Bus	Suralaya	1
Bus Beban	Cilegon, Kembangan, Gandul, Cibinong, Balaraja, Cawang, Bekasi, Cibatu, Bandung Selatan, Mandirancan, Ungaran, Surabaya Barat, Depok, Tasikmalaya, Pedan, dan Kediri	17
Bus Generator	Muaratawar, Cirata, Saguling, Tanjungjati, Gresik, Paiton, Grati	7
Jumlah		25

Sumber : Sunaryatiningsih (2016)

Suralaya adalah pembangkit dengan kapasitas terbesar sehingga pembangkit ini akan digunakan sebagai *slack bus*. *Slack bus* merupakan bus yang digunakan untuk menyuplai kekurangan daya pada sistem, sedangkan bus generator adalah bus yang besar dayanya telah ditentukan dan bisa dikendalikan.



Gambar 4.5 Single Line Diagram Sistem 500 kV Jawa Bali

4.2.1. Data Pembangkit Termal Sistem 500 kV Jawa-Bali

Pembangkit termal yang dimiliki oleh sistem 500 kV Jawa-Bali berjumlah 38 unit yang dapat dilihat dalam Tabel 4.14 berikut dimana untuk harga bahan bakar berdasarkan statistik PLN tahun 2013 dimana nilai tukar yang dipakai 12.000 per dolar Amerika.

Tabel 4.14 Data Unit Termal Sistem 500 kV Jawa-Bali

No	Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)		Koefisien Biaya Bahan Bakar		
			Min	Max	a	b	c
1	PLTU Paiton 1	Coal	225	370	3.244.978,0	111.712,1	10,3
2	PLTU Paiton 2	Coal	225	370	3.244.978,0	111.712,1	10,3
3	PLTGU Gresik 1.1	Gas	53	102	5.467.532,4	217.963,5	34,1
4	PLTGU Gresik 1.2	Gas	53	102	5.467.532,4	217.963,5	34,1
5	PLTGU Gresik 1.3	Gas	53	102	5.467.532,4	217.963,5	34,1
6	PLTGU Gresik 2.1	Gas	53	102	5.467.532,4	217.963,5	34,1
7	PLTGU Gresik 2.2	Gas	53	102	5.467.532,4	217.963,5	34,1
8	PLTGU Gresik 2.3	Gas	53	102	5.467.532,4	217.963,5	34,1
9	PLTGU Gresik 3.1	Gas	53	102	5.467.532,4	217.963,5	34,1

Lanjutan Tabel 4.14

No	Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)		Koefisien Biaya Bahan Bakar		
			Min	Max	A	b	c
10	PLTGU Gresik 3.2	Gas	53	102	5.467.532,4	217.963,5	34,1
11	PLTGU Gresik 3.3	Gas	53	102	5.467.532,4	217.963,5	34,1
12	PLTGU Gresik 1.0	Gas	115	143	10.936.203,3	72.527,0	368,9
13	PLTGU Gresik 2.0	Gas	115	143	10.936.203,3	72.527,0	368,9
14	PLTGU Gresik 3.0	Gas	115	143	10.936.203,3	72.527,0	368,9
15	PLTU Gresik 1	Gas	43	85	1.327.126,68	217.378,3	132,1
16	PLTU Gresik 2	Gas	43	85	1.327.126,68	217.378,3	132,1
17	PLTU Gresik 3	Gas	90	175	5.017.369,5	169.242,5	193,5
18	PLTU Gresik 4	Gas	90	175	5.017.369,5	169.242,5	193,5
19	PLTG Gresik 1	Gas	5	16	352.707,3	350.680,7	904,0
20	PLTG Gresik 2	Gas	5	16	352.707,3	350.680,7	904,0
21	PLTG Gresik 3	Gas	5	16	352.707,3	350.680,7	904,0
22	PLTG Gilitimur 1	HSD	5	16	687.181,8	683.240,9	1.762,4
23	PLTG Gilitimur 2	HSD	5	16	687.181,8	683.240,9	1.762,4
24	PLTGU M. Karang 1.1	Gas	50	95	5.730.795,0	202.052,9	108,0
25	PLTGU M. Karang 1.2	Gas	50	95	5.730.795,0	202.052,9	108,0
26	PLTGU M. Karang 1.3	Gas	50	95	5.730.795,0	202.052,9	108,0
27	PLTGU M. Karang 1.0	HSD	110	150	11.560.815,0	53.685,1	460,8
28	PLTGU M. Tawar 1.1	HSD	72	138	14.706.521,2	433.337,8	49,5
29	PLTGU M. Tawar 1.1	HSD	72	138	14.706.521,2	433.337,8	49,5
30	PLTGU M. Tawar 1.1	HSD	72	138	14.706.521,2	433.337,8	49,5
31	PLTGU M. Tawar 1.1	HSD	72	138	14.706.521,2	433.337,8	49,5
32	PLTGU M. Tawar 1.1	HSD	72	138	14.706.521,2	433.337,8	49,5
33	PLTGU M. Tawar 1.1	HSD	162	202	672.630,0	144.191,7	519,2
34	PLTU M. Karang 1	MFO	44	85	2.417.820,7	473.895,4	120,8
35	PLTU M. Karang 2	MFO	44	85	2.417.820,7	473.895,4	120,8
36	PLTU M. Karang 3	MFO	44	85	2.417.820,7	473.895,4	120,8
37	PLTU M. Karang 4	Gas	90	165	2.949.187,7	205.217,5	83,8
38	PLTU M. Karang 5	Gas	90	165	2.949.187,7	205.217,5	83,8

Sumber : Sunaryatiningsih (2016)

4.2.2. Analisis Perhitungan Sistem 500 kV Jawa-Bali

Analisis pada penelitian kali ini dilakukan pada kebutuhan daya yang telah ditanggung oleh sistem 500 kV Jawa-Bali pada hari Kamis, Sabtu dan Minggu pada bulan Desember tahun 2011. Analisa dan perhitungan data dilakukan untuk ketiga hari tersebut, karena ketiga hari tersebut mewakili karakteristik kurva yang berlainan dimana hari Kamis disebut sebagai hari kerja beban penuh, hari Sabtu sebagai beban setengah hari kerja dan hari Minggu sebagai beban hari libur.

Berdasarkan data unit yang terdapat pada sistem 500 kV Jawa-Bali dalam Tabel 4.14 ternyata ada 38 unit pembangkit yang berada dalam kondisi siap beroperasi. Data unit termal yang diperoleh dari sistem 500 kV Jawa-Bali terdapat hasil jumlah total pembangkitan, beban total, dan cadangan berputar pada setiap jam didalamnya. Data tersebut tidak digunakan dalam perhitungan karena menyangkut sistem secara keseluruhan dalam suatu area. Energi listrik di area Jawa-Bali tidak hanya disuplai oleh Pembangkit Jawa-Bali saja, namun disuplai juga oleh PT. Indonesia Power dan juga Pembangkit milik swasta lainnya. Jadi tidak relevan jika dalam penelitian ini dilakukan analisis secara keseluruhan, sedangkan aplikasi penelitian ini hanya pada sistem 500 kV Jawa-Bali.

Sistem 500 kV Jawa-Bali tidak mempunyai dasar yang pasti untuk menentukan nilai dari cadangan berputar setiap jamnya, namun mereka mengasumsikan bahwa nilai dari cadangan berputar diambil dari daya terpasang terbesar dari unit pembangkit PLTU Paiton yaitu sebesar 400 MW.

4.2.3. Beban Sistem Unit Termal

Pembangkit-pembangkit yang terdapat di wilayah Jawa-Bali dikoordinasikan oleh Sistem 500 kV Jawa-Bali. Proses penjadwalan pembangkit dengan menggunakan metode hibrid *Particle Swarm Optimization-Ant Colony Optimization* yang bertujuan untuk mendapatkan rencana penjadwalan yang diharapkan dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya operasi ekonomis.

Untuk mengetahui seberapa besar kemampuan terbaik dari penggunaan metode ini, maka dilakukan evaluasi dengan mengambil data beban sistem pada pembangkit termal sistem 500 kV Jawa Bali. Pada Tabel 4.15 menunjukkan data beban unit termal sistem 500kV Jawa-Bali.

Tabel 4.15 Data Beban Unit Termal Sistem 500 kV Jawa-Bali

Jam	Kamis		Sabtu		Minggu	
	Beban Sistem	Cadangan Berputar	Beban Sistem	Cadangan Berputar	Beban Sistem	Cadangan Berputar
	.(MW)		(MW)		(MW)	
01.00	3.205	400	3.140	400	2.956	400
02.00	3.035	400	3.000	400	2.860	400
03.00	3.035	400	3.000	400	2.860	400
04.00	3.085	400	3.000	400	2.860	400
05.00	3.290	400	3.110	400	2.869	400
06.00	2.880	400	2.712	400	2.869	400

Sumber : Sunaryatiningsih (2016)

Lanjutan Tabel 4.15

Jam	Kamis		Sabtu		Minggu	
	Beban Sistem	Cadangan Berputar	Beban Sistem	Cadangan Berputar	Beban Sistem	Cadangan Berputar
	(MW)		(MW)		(MW)	
07.00	2.790	400	2.682	400	2.640	400
08.00	3.220	400	3.020	400	2.450	400
09.00	3.275	400	3.105	400	2.520	400
10.00	3.275	400	3.105	400	2.620	400
11.00	3.275	400	3.105	400	2.620	400
12.00	3.195	400	3.025	400	2.570	400
13.00	3.210	400	2.890	400	2.570	400
14.00	3.260	400	2.849	400	2.545	400
15.00	3.357	400	2.806	400	2.587	400
16.00	3.447	400	2.804	400	2.587	400
17.00	3.525	400	2.814	400	2.790	400
18.00	3.650	400	3.700	400	3.685	400
19.00	3.820	400	3.700	400	3.685	400
20.00	3.770	400	2.685	400	3.685	400
21.00	3.540	400	3.330	400	3.370	400
22.00	3.360	400	3.120	400	3.220	400
23.00	3.345	400	3.095	400	3.195	400
24.00	3.205	400	3.080	400	3.050	400

Sumber : Sunaryatiningsih (2016).

4.2.4. Analisis Penjadwalan Pembangkit Termal Sistem 500 kV Jawa-Bali

Penjadwalan setiap unit dilakukan sebelum melakukan perhitungan *economic dispatch*. Penjadwalan pembangkit dilakukan menggunakan metode *full –load average production cost*. Metode ini dilakukan dengan menghitung nilai biaya produksi pada saat beban penuh dibagi dengan nilai beban penuh dari masing-masing pembangkit. Pembangkit dengan nilai hasil perhitungan *full –load average production cost* yang paling kecil akan dinyalakan terlebih dahulu. Pemilihan kombinasi pembangkit dilakukan sampai mendapatkan kombinasi yang memenuhi batas minimum permintaan beban. Nilai batas minimum didapatkan dari total batas minimum pembangkit yang dinyalakan.

Setelah mendapatkan kombinasi pembangkit yang dinyalakan, lakukan perhitungan *economic dispatch* menggunakan metode *Particle Swarm Optimization*, *Ant Colony Optimization* dan *Hybrid Particle Swarm Optimization-Ant Colony Optimization*. Simulasi perhitungan pada penelitian dengan menggunakan aplikasi *MATLAB*. Setelah proses perhitungan dengan *Matlab* dilakukan, maka didapat total biaya dari setiap jam-nya. Akan

tetapi, biaya yang didapatkan setiap jam tidak sama karena beban pada setiap jam selalu berubah-ubah. Simulasi perhitungan dilakukan sebanyak 10 kali, dan kemudian diambil nilai perhitunga simulasi terburuk, terbaik, dan rata-rata.

Tabel 4.16 Total Biaya pada Sistem 500kV Jawa-Bali Menggunakan Metode Hibrid.

Jam	Kamis			
	Beban Sistem (MW)	Biaya Terburuk (Rupiah)	Biaya Terbaik (Rupiah)	Biaya Rata-Rata (Rupiah)
1.00	3.205	656.053.645	653.879.552	645.526.359
2.00	3.035	645.154.466	619.696.654	647.314.232
3.00	3.035	668.332.324	650.126.946	647.080.846
4.00	3.085	650.625.703	643.654.995	645.428.524
5.00	3.290	706.800.295	689.750.949	706.700.329
6.00	2.880	632.517.319	633.217.773	630.779.511
7.00	2.790	610.385.953	610.310.305	610.582.321
8.00	3.220	667.218.235	643.667.417	649.484.105
9.00	3.275	714.014.035	687.898.170	704.646.404
10.00	3.275	717.282.530	704.974.898	710.906.272
11.00	3.275	706.694.299	706.393.505	711.477.608
12.00	3.195	655.669.039	631.007.788	648.168.383
13.00	3.210	657.994.175	642.496.578	649.351.483
14.00	3.260	657.608.505	642.723.618	648.262.323
15.00	3.357	699.044.045	710.905.409	709.143.770
16.00	3.447	796.551.309	760.033.908	762.490.524
17.00	3.525	771.384.810	769.422.686	766.785.795
18.00	3.650	808.108.768	824.495.382	818.097.904
19.00	3.820	952.913.594	928.800.501	945.239.977
20.00	3.770	873.513.348	871.482.862	886.602.359
21.00	3.540	844.402.494	842.805.865	830.022.422
22.00	3.360	708.875.713	716.354.889	705.731.887
23.00	3.345	702.469.573	712.755.365	710.592.502
24.00	3.205	645.636.781	622.131.957	646.669.520
Total	79.049	17.149.250.957	16.918.987.974	17.037.085.361

Sumber : Hasil Perhitungan.

Tabel 4.17 Total Biaya pada Sistem 500kV Jawa-Bali Menggunakan Metode Hibrid.

Jam	Sabtu			
	Beban Sistem (MW)	Biaya Terburuk (Rupiah)	Biaya Terbaik (Rupiah)	Biaya Rata-Rata (Rupiah)
1.00	3.140	650.589.474	652.254.773	648.721.663
2.00	3.000	644.569.646	632.848.478	642.278.897
3.00	3.000	638.467.841	637.556.077	640.692.009
4.00	3.000	658.174.914	635.961.644	645.284.082
5.00	3.110	657.881.400	633.036.134	648.819.359
6.00	2.712	591.161.935	591.209.149	587.384.632

Sumber : Hasil Perhitungan.

Lanjutan Tabel 4.17

Jam	Sabtu			
	Beban Sistem (MW)	Biaya Terburuk (Rupiah)	Biaya Terbaik (Rupiah)	Biaya Rata-Rata (Rupiah)
07.00	2.682	582.384.425	578.437.414	573.531.067
08.00	3.020	634.599.750	632.441.350	647.858.747
09.00	3.105	652.363.957	623.939.924	643.161.375
10.00	3.105	653.702.061	679.765.334	651.993.662
11.00	3.105	655.454.823	650.627.874	650.802.871
12.00	3.025	619.527.143	647.351.751	635.595.704
13.00	2.890	634.056.054	633.638.407	630.159.953
14.00	2.849	623.213.547	623.206.694	621.726.525
15.00	2.806	615.269.563	614.445.499	614.340.523
16.00	2.804	615.269.563	613.106.781	614.394.118
17.00	2.814	617.281.169	615.790.991	616.090.031
18.00	3.700	892.820.569	847.813.595	881.239.017
19.00	3.700	891.043.476	909.500.612	886.431.221
20.00	2.685	583.032.881	575.940.116	578.167.143
21.00	3.330	726.530.832	704.420.585	709.096.230
22.00	3.120	656.302.684	638.357.019	647.392.334
23.00	3.095	647.858.524	634.169.820	645.152.501
24.00	3.080	647.150.030	632.624.269	641.499.982
Total	72.877	15.788.706.258	15.638.444.288	15.701.813.647

Sumber : Hasil Perhitungan.

Tabel 4.18 Total Biaya pada Sistem 500kV Jawa-Bali Menggunakan Metode Hibrid.

Jam	Minggu			
	Beban Sistem (MW)	Biaya Terburuk (Rupiah)	Biaya Terbaik (Rupiah)	Biaya Rata-Rata (Rupiah)
1.00	2.956	648.327.842	642.544.970	638.591.707
2.00	2.860	625.296.222	625.705.541	627.011.994
3.00	2.860	626.548.423	626.649.839	625.808.682
4.00	2.860	627.571.955	625.923.513	625.168.526
5.00	2.869	628.168.573	628.179.803	627.937.005
6.00	2.869	627.346.106	627.624.793	625.286.777
7.00	2.640	536.693.263	543.048.874	529.526.853
8.00	2.450	455.793.774	486.110.020	470.263.439
9.00	2.520	483.688.359	468.387.960	472.972.628
10.00	2.520	497.725.370	485.434.376	494.075.459
11.00	2.620	519.056.069	499.662.069	506.835.971
12.00	2.620	473.594.862	476.700.139	470.786.765
13.00	2.570	461.665.935	470.472.214	472.210.401
14.00	2.570	487.355.914	447.765.936	467.549.094

Sumber : Hasil Perhitungan.

Lanjutan Tabel 4.18

Jam	Minggu			
	Beban Sistem (MW)	Biaya Terburuk (Rupiah)	Biaya Terbaik (Rupiah)	Biaya Rata-Rata (Rupiah)
15.00	2.545	462.185.198	477.660.655	476.293.910
16.00	2.587	474.200.085	472.263.206	475.815.262
17.00	2.587	610.217.512	609.751.397	610.436.886
18.00	2.790	887.097.195	866.762.770	891.329.795
19.00	3.685	885.693.858	909.580.973	891.512.507
20.00	3.685	897.442.498	895.622.539	880.259.368
21.00	3.685	720.019.552	729.317.735	721.696.706
22.00	3.370	630.098.816	656.326.974	651.491.500
23.00	3.220	675.491.410	627.207.166	649.943.592
24.00	3.195	653.439.344	643.694.335	645.654.735
Total	69.663	14.594.718.135	14.542.397.799	14.548.459.563

Sumber : Hasil Perhitungan.

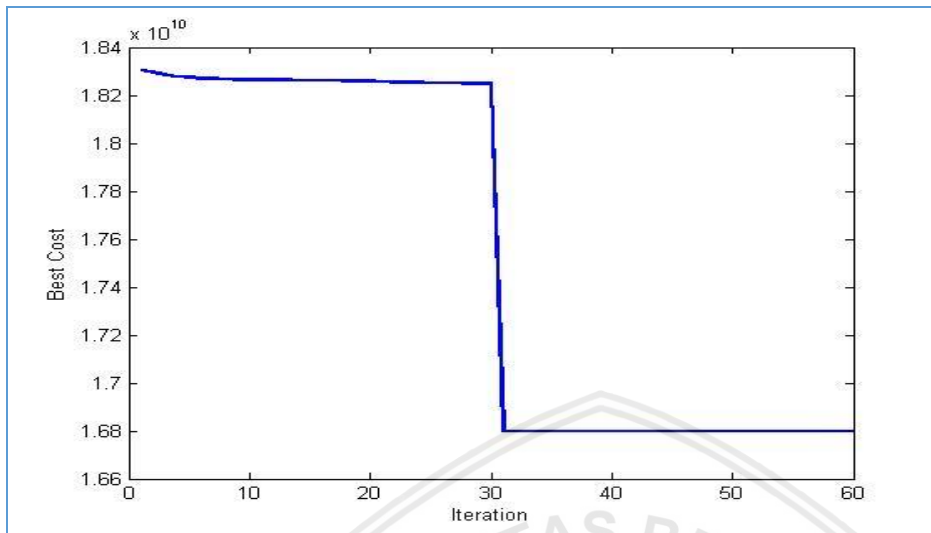
Pada Tabel 4.16, Tabel 4.17 dan Tabel 4.18 menunjukkan total biaya pembangkitan dengan menggunakan metode hibrid *particle swarm optimization – ant colony optimization* yang diaplikasikan untuk memenuhi permintaan daya pada hari Kamis, Sabtu, dan Minggu. Total daya selama 24 jam pada hari Kamis, Sabtu, dan Minggu berturut turut adalah 79.049 MW, 72.877 MW, dan 69.663 MW.

Disetiap tabel menunjukkan biaya pembangkitan terburuk, terbaik dan rata-rata. Pada hari kamis ditunjukan bahwa biaya terburuk, terbaik, dan rata-rata berturut-turut adalah Rp17.149.250.957,00-, Rp16.918.987.974,00-, dan Rp17.037.085.361,00-. kemudian pada hari sabtu biaya terburuk, terbaik, dan rata-rata berturut-turut adalah Rp15.788.706.258,00-, Rp15.638.444.288,00- dan Rp15.701.813.647,00- , sedangkan pada hari minggu adalah Rp14.594.718.135, Rp14.542.397.799 dan Rp14.548.459.563.

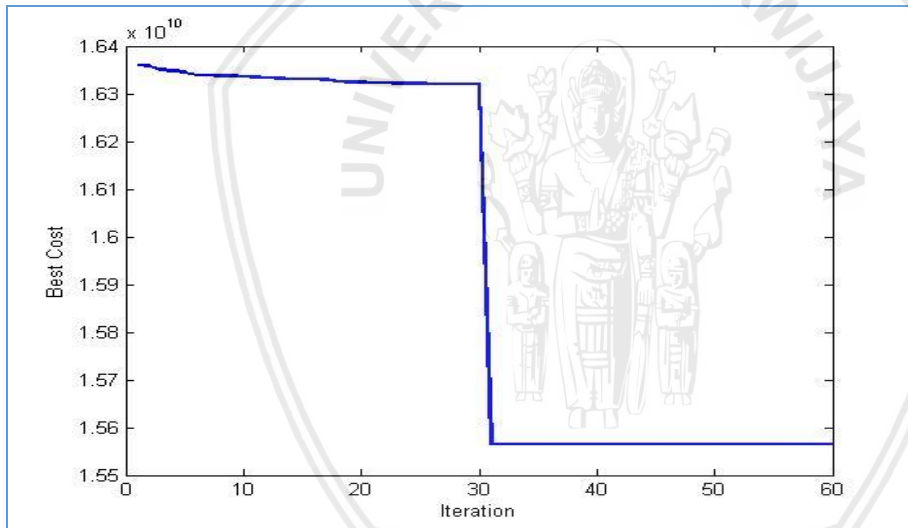
Hasil perhitungan pembagian beban selama penjadwalan 24 jam data sistem 500kV Jawa-Bali menggunakan metode hibrid *Particle Swarm Optimization-ant colony optimization* ditunjukkan pada Lampiran 2.

Pada Lampiran 2 Menunjukan hasil simulasi pembagian daya dari setiap unit pembangkit memenuhi batasan keseimbangan daya (*equality constraints*) . dimana total daya yang dihasilkan oleh pembangkit P_1 - P_{38} sama dengan total beban sistem. Daya yang dibangkitkan oleh tiap unit pembangkit sudah sesuai dengan kemampuan tiap unit pembangkitaanya (*inequality constraints*) dimana dalam proses evaluasi terdapat batasan daya maksimum dan minimum setiap unit pembangkit. Untuk grafik iterasi total biaya

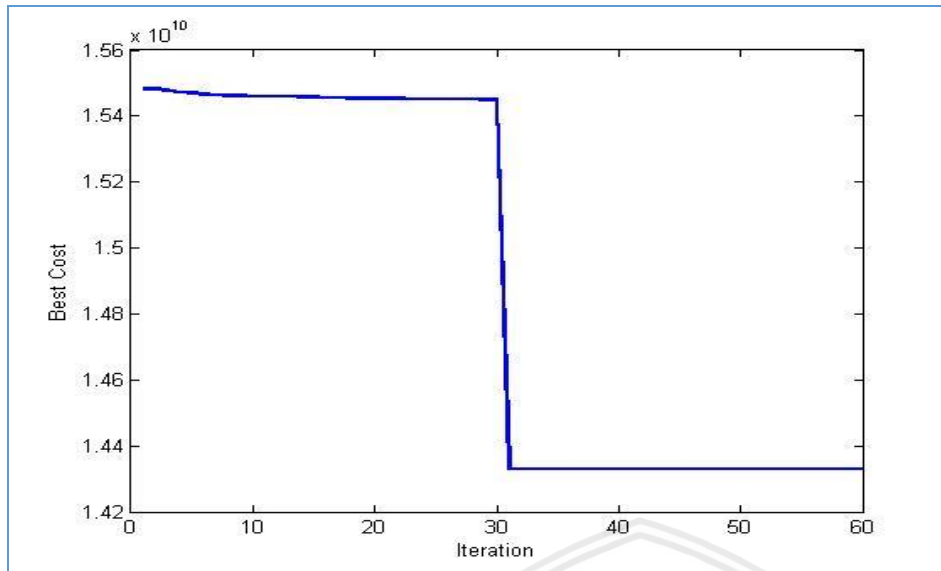
pembangkitan pada hari kamis, sabtu dan minggu ditunjukkan pada Gambar 4.6 , Gambar 4.7 , dan Gambar 4.8.



Gambar 4.6 Grafik Iterasi Total Biaya Metode Hibrid pada Hari Kamis



Gambar 4.7 Grafik Iterasi Total Biaya Metode Hibrid pada Hari Sabtu



Gambar 4.8 Grafik Iterasi Total Biaya Metode Hibrid pada Hari Minggu.

Pada Gambar 4.6, Gambar 4.7 dan Gambar 4.8 menunjukkan perhitungan mencapai konvergen pada iterasi ke 32.

4.2.5. Analisis Perbandingan Metode Hibrid PSO-ACO dengan PSO dan ACO

Setelah mendapatkan biaya pembangkitan seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.16, Tabel 4.17 dan Tabel 4.18 maka akan dibandingkan dengan perhitungan metode *Particle Swarm Optimization* (PSO) dan *Ant Colony Optimization* (ACO). Untuk perhitungan dengan metode PSO dan ACO didapatkan dari perhitungan sendiri. Selain itu dihitung juga waktu eksekusi perhitungan masing-masing metode tersebut. Hasil perhitungan biaya 24 jam untuk metode PSO dan ACO ditunjukkan pada Lampiran 3.

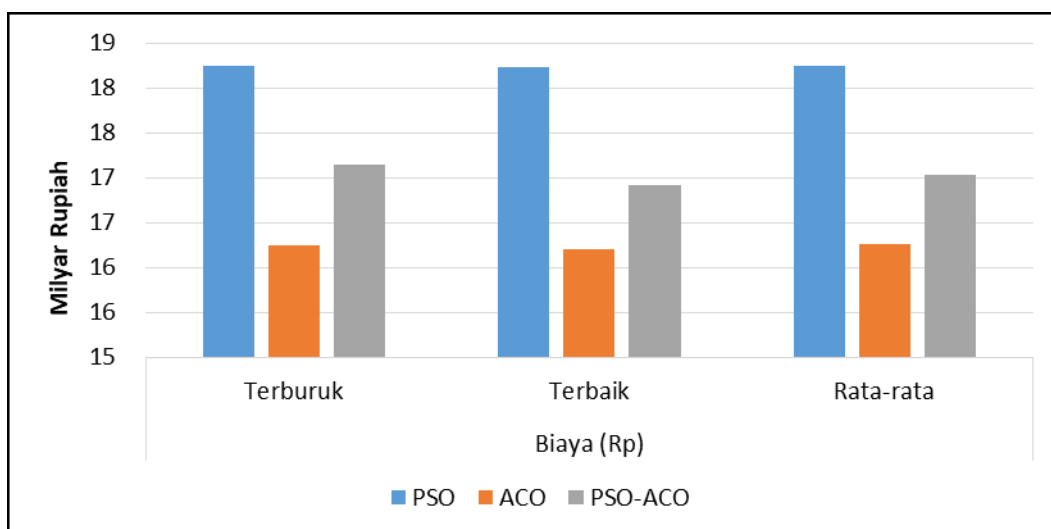
Tabel 4.19 Menunjukkan total biaya pembangkitan selama 24 jam untuk Metode PSO, ACO, dan Metode Hibrid rata-rata dari 10 kali percobaan.

Tabel 4.19 Total Biaya Pembangkitan 24 Jam untuk Sistem 500kV Jawa-Bali

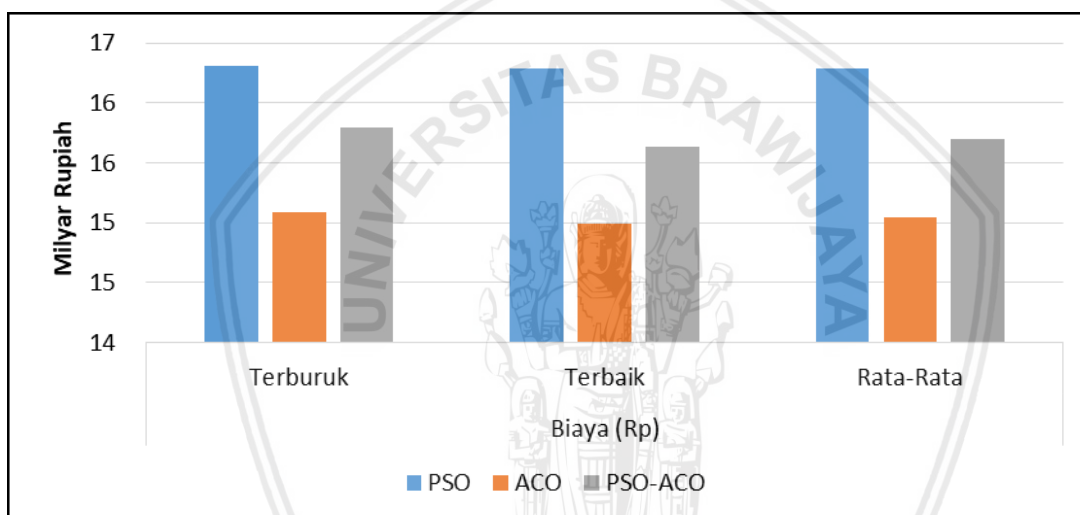
Hari	Biaya (Rupiah)		
	PSO	ACO	PSO-ACO
Kamis	18.237.630.416	16.262.434.071	17.037.085.361
Sabtu	16.292.222.241	15.048.137.116	15.701.813.647
Minggu	15.456.744.847	13.849.234.668	14.548.459.563

Sumber : Hasil Pehitungan

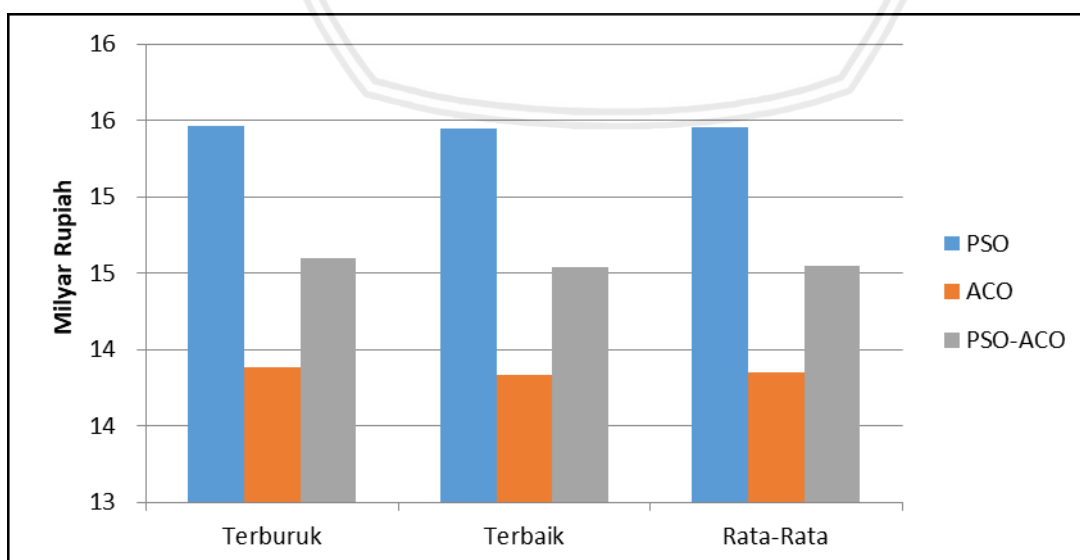
Untuk membandingkan hasil perbandingan selisih dengan lebih mudah, Gambar Grafik hasil perhitungan metode PSO, ACO, dan Hibrid ditunjukkan dengan Gambar 4.9, Gambar 4.10 dan Gambar 4.11.



Gambar 4.9 Hasil Perhitungan Pada Hari Kamis data sistem 500kV Jawa-Bali.



Gambar 4.10 Hasil Perhitungan Pada Hari Sabtu data sistem 500kV Jawa-Bali..



Gambar 4.11 Hasil Perhitungan Pada Hari Minggu data sistem 500kV Jawa-Bali.

Untuk mengetahui selisih perbandingan antara masing-masing metode dengan metode hibrid *particle swarm optimization-ant colony optimization* pada hari kamis, sabtu dan minggu dapat dilihat di Lampiran 4.

Pada Tabel 4.20 Menunjukkan selisih biaya pembangkitan metode PSO dan ACO dengan Metode Hibrid PSO-ACO.

Tabel 4.20 Selisih Biaya Masing-Masing Metode dengan Metode PSO-ACO

Hari	Selisih Biaya Metode Pembanding (Rupiah)	
	PSO	ACO
Kamis	-1.207.597.372	774.651.291
Sabtu	-590.408.594	653.676.532
Minggu	-908.285.285	699.224.895

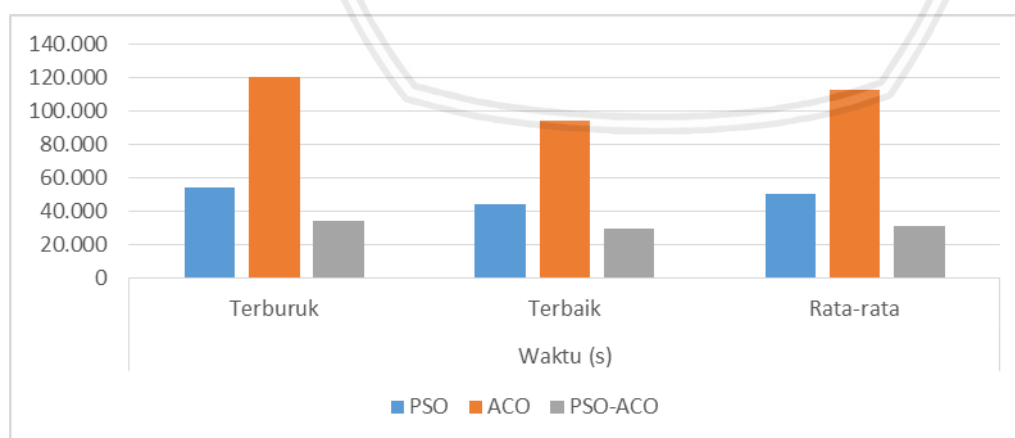
Sumber : Hasil Perhitungan.

Selain menghitung hasil perhitungan biaya, perhitungan waktu eksekusi metode juga dihitung. Hal ini bertujuan untuk membandingkan seberapa cepat masing-masing metode perhitungan. Berikut hasil waktu eksekusi program ditunjukkan pada Tabel 4.21.

Tabel 4.21 Hasil Waktu Eksekusi Program Masing-Masing Metode.

Metode	Waktu (s)		
	Terburuk	Terbaik	Rata-rata
PSO	54,120	44,343	50,220
ACO	120,984	94,515	112,967
PSO-ACO	34,123	29,182	31,171

Sumber : Hasil perhitungan.



Gambar 4.12 Grafik Perbandingan Waktu Eksekusi Masing-Masing Metode

Seperti yang ditunjukkan oleh Tabel 4.21, selisih hasil perhitungan menggunakan metode hibrid dengan metode PSO dengan nilai rata-rata pada hari kamis, sabtu, dan minggu secara berturut-turut adalah sebesar -Rp1.207.597.372, -Rp590.408.594, -

Rp908.285.285, sedangkan selisih hasil perhitungan metode hibrid dengan metode ACO dengan nilai rata-rata pada hari kamis, sabtu, dan minggu secara berturut-turut adalah sebesar Rp774.651.291, Rp653.676.532, dan Rp699.224.895. Selain itu pada Tabel 4.21 Waktu eksekusi perhitungan PSO, ACO, dan Hibrid secara berturut-turut adalah sebesar 50.220 detik, 112.967 detik, dan 31.171 detik.

Peran metode ACO dalam metode hibrid ini adalah membantu pencarian solusi global PSO. Ketika partikel-partikel dalam mengeksplorasi solusi global terjebak di posisi lokal terbaiknya yang disebabkan oleh kecepatan pencarian melambat karena bertambahnya iterasi, ACO bekerja mencari solusi global lebih baik karena kemampuannya lepas dari solusi lokal. Kerja semut akan selalu menyebar kesegala kemungkinan pencarian solusi.

Kelebihan metode PSO yang dapat mencari solusi dengan cepat akan tetapi seringkali partikel terjebak dalam posisi lokal terbaiknya dapat ditutupi dengan kemampuan metode ACO dalam pencarian solusi global yang lebih baik dan memiliki kekurangan lamanya proses eksekusi. Sehingga kombinasi kedua metode ini dapat menutupi kekurangannya masing-masing.

Dengan hasil perhitungan diatas, percobaan pada data sistem 500kV jawa-bali dengan menggunakan metode hibrid berhasil menghasilkan hasil yang lebih ekonomis dibandingkan metode PSO tetapi tidak lebih ekonomis dibandingkan metode ACO. Namun waktu eksekusi perhitungan metode hibrid lebih cepat dibandingkan metode PSO maupun ACO. Metode ACO walaupun menghasilkan hasil yang paling ekonomis, waktu eksekusi metode ini paling lama dibandingkan metode hibrid dan PSO.



Halaman Sengaja dikosongkan

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari hasil analisis program dan perhitungan economic dispatch pembangkit dengan metode hibrid *particle swarm optimization-ant colony optimization* (PSO-ACO) untuk sistem kelistrikan 500 kV Jawa-Bali menghasilkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Penggunaan metode hibrid *particle swarm optimization-ant colony optimization* (PSO-ACO) pada *economic dispatch* sistem 500 kV Jawa-Bali adalah dengan membuat menjadwalkan masing-masing pembangkit dengan mencari kombinasi terbaik menggunakan metode hibrid. Proses evaluasi metode hibrid adalah dengan melakukan evaluasi secara bergantian dari metode PSO dan ACO dengan batas iterasi tertentu. Proses evaluasi akan berhenti jika biaya pada pembagian daya sudah konvergen atau nilainya saling dekat. Pada penelitian kali ini proses evaluasi berhenti pada iterasi ke 32.
2. Total biaya operasional pada sistem kelistrikan 500 kV Jawa-Bali dengan beban harian per jam berdasarkan data yang diperoleh dari PT. PJB menggunakan metode hibrid *particle swarm optimization-ant colony optimization* pada hari Kamis, Sabtu dan Minggu secara berurutan adalah sebesar Rp17.037.085.361, Rp15.701.813.647 rupiah dan Rp14.548.459.563 rupiah. Total biaya penghematan jika dibandingkan dengan metode PSO adalah sebesar secara berturut-turut adalah sebesar Rp1.207.597.372, Rp590.408.594, Rp908.285.285,00, sedangkan jika dibandingkan dengan metode ACO metode hibrid *particle swarm optimization-ant colony optimization* tidak lebih ekonomis. Selain itu waktu eksekusi perhitungan metode hibrid *particle swarm optimization-ant colony optimization* adalah metode yang paling cepat dibandingkan metode PSO dan ACO.

5.2 Saran

Dari hasil analisis yang telah dilakukan, masih perlu dilaksanakan penelitian lebih lanjut dengan menambahkan parameter lain seperti mempertimbangkan optimasi rugi-rugi daya. Diperlukan juga untuk melakukan analisis dengan metode hibrid lainnya untuk membandingkannya manakah yang lebih efisien.

Halaman ini sengaja dikosongkan



DAFTAR PUSTAKA

- Alsac, O. & Stott, B. (1974). *Optimal Load Flow with Steady State Security*. Manchester: IEEE Transaction On Power Apparatus and System.
- Budiyanto , Komsiyah, Siti,. Suhartono, Derwin. (2015). *Optimasi Economic Dispatch dengan Transmission Losses Menggunakan Metode Firefly Algorithm*. Skripsi. Tidak dipublikasikan. Jakarta : Universitas Bina Nusantara.
- Haryono, Yan Budi. (2017). *Simulasi dan Analisis Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 20 kV Region Cilacap Menggunakan Metode Newton Rapshon*. Skripsi. Tidak dipublikasikan. Universitas Muhammadiyah Purwokerto.
- Kiran, Servet., Gündüz, Mesut., Baykan, Ömer Kaan., (2012). *A novel hybrid algorithm based on particle swarm and ant colony optimization for finding the global minimum*. Applied Mathematics and Computation, 219, 1515-1521.
- Marsudi, Ditjeng. (2006). *Operasi Sistem Tenaga Listrik*. Jakarta: Erlangga.
- Mohatram, M., & Kumar. (2006). *Application of Artificial Neural Network in Economic Generation Scheduling of Thermal Power Plants*. Proceedings of the National Conference, 8, 1–9.
- Raja, A.K., Srivastava, A.M., & Dwivedi, Manis., (2006). *Power Plant Engineering*. New Age International Publisher. New Delhi.
- Riyanto, S., Suyono, H., & Dahlan H.S., (2012). *Penjadwalan Pembangkit Tenaga Listrik Jangka Pendek Menggunakan Ant Colony Optimization*. Tesis. Tidak dipublikasikan. Malang : Universitas Brawijaya.
- Saadat, H., (1999). *Power System Analysis*, Tata McGraw Hill Publishing Company, New Delhi.
- Santosa, Budi. (2012). *Ant Colony Optimization*. <https://bsantosa.files.wordpress.com/2012/05/ant-colonyoptimization1.pdf> . Diakses pada tanggal 20 Oktober 2018, pukul 15.00 WIB.

- Santra, Dipankar., Mondal, Arindam., Mukherjee, Anirban. (2015). *Hybrid PSO - ACO Technique to Solve Economic Load Dispatch Problem*. IEEE International Conference on Research in Computational Intelligence and Communication Network, 187-191.
- Santra, Dipankar., Mukherjee, Anirban., (2016). *Hybrid PSO-ACO algorithm to solve economic dispatch problem with transmission loss for small scale power system*. International Conference on Intelligent Control Power and Instrumentation, 226-230.
- Sunaryatiningsih I, Suyono H, Hasanah R N. 2016. *Unit Commitment Pembangkit Termal menggunakan Hybrid Metode Evolutionary programming dan Lagrange Relaxation pada Sistem 500 kV Jawa-Bali*. Tidak dipublikasikan. Malang : Universitas Brawijaya.
- Suripto, Slamet. (2011) *Buku Ajar Sistem Tenaga Listrik*. Yogyakarta : Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.
- Syah, Khairudin., Hasanah, R.N., & Shidiq, M. (2013). *Analisis Perbandingan Economic Dispatch Menggunakan Metode Lagrange dan CFPSO*. Tidak dipublikasikan. Tesis. Universitas Brwaijaya. Malang.
- Syarifudin A, Muhammad, Suyono, Hadi., Hasanah, Rini., (2017), *Economic Dispatch pada Pembangkit Termal Sistem 500kV Jawa-Bali dengan Metode Quantum-Behaved Particle Swarm Optimization*. Skripsi. Tidak dipublikasikan. Malang : Universitas Brawijaya.
- Violita, A., Priyadi, A., & Robandi, Imam., (2017) *Optimisasi Economic Dispatch pada Sistem Kelistrikan Jawa Bali 500 kV menggunakan Differential Evolutionary Algorithm*. Jurnal Teknik ITS Vol. 1, No. 1 (Sept. 2012) Hal : 115-118.
- Wollenberg, Bruce F dan Allen J. Wood. (1996). *Power Generation Operation and Control second edition*. New York:John Wiley and Son Inc.



LAMPIRAN



Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN 1

LISTING PROGRAM

1.1. Listing Program Data IEEE-30 Bus Menggunakan Metode Hibrid PSO-ACO

```

clc;
clear;
close all;
%% Data Masalah
mwmin =[50 20 15 10 10 12];
mwmax =[200 80 50 35 30 40];
alpha =[0 0 0 0 0 0];
beta =[2.0 1.75 1.0 3.25 3 3];
gamma =[0.00375 0.0175 0.0625 0.0083 0.025 0.025];

PD=[283.4];
jundem=numel(PD);
jumgen=numel(mwmin);

%% Inisiasi Parameter
MaxIt=30;
% PSO
c1=4;
c2=1;
wi=0.9;
wf=0.3;
nPop=6;
% ACO
Q=100;
alfa=1;
betha=1;
rho=0.2;
npath=100;
q0=0.8;
%% Pelaksanaan Program
a=mwmin; b=mwmax; k=alpha; l=beta; m=gamma;
solusi=zeros(MaxIt,1);
solusiterbaik.biaya=inf;
for j=1:nPop
    particle(j).posisi=a+(b-a).*unifrnd(0.8,1);
    particle(j).ptot=sum(particle(j).posisi);

    particle(j).posisi(1)=PD(1)-sum(particle(j).posisi(2:6));
    if particle(j).posisi(1)<50
        particle(j).posisi(1)=50;
    end

    particle(j).kecepatan=zeros(1,jumgen);

    particle(j).biaya=sum(k+l.*particle(j).posisi+m.*(particle(j).posisi).^2);
    particle(j).ptot=sum(particle(j).posisi);
    particle(j).terbaik.posisi=particle(j).posisi;
    particle(j).terbaik.biaya=particle(j).biaya;

    if particle(j).terbaik.biaya<solusiterbaik.biaya
        solusiterbaik=particle(j).terbaik;
    end
end

```

```

        end
        clear a b
        w=wi;
        for it=1:MaxIt
            for j=1:nPop

particle(j).kecepatan=w*particle(j).kecepatan+c1*rand.*(particle(j).
terbaik.posisi...
                -particle(j).posisi)+c2.*rand.*(solusiterbaik.posisi-
particle(j).posisi);
            particle(j).posisi=particle(j).posisi+particle(j).kecepatan;
            for o=1:jumgen
                if particle(j).posisi(o)<mwmin(o)
                    particle(j).posisi(o)=mwmin(o);
                elseif particle(j).posisi(o)>mwmax(o)
                    particle(j).posisi(o)=mwmax(o);
                end
            end
            particle(j).ptot=sum(particle(j).posisi);
            if particle(j).ptot<PD(1)
                particle(j).posisi(1)=PD(1)-
sum(particle(j).posisi(2:6));
            end
            particle(j).ptot=sum(particle(j).posisi);

particle(j).biaya=sum(k+1.*particle(j).posisi+m.*(particle(j).posisi
).^2);
            if particle(j).biaya<particle(j).terbaik.biaya
                particle(j).terbaik.posisi=particle(j).posisi;
                particle(j).terbaik.biaya=particle(j).biaya;
                particle(j).terbaik.ptot=particle(j).ptot;
            end
            if particle(j).terbaik.biaya<solusiterbaik.biaya
                solusiterbaik=particle(j).terbaik;
            end
        end
        solusi(it)=solusiterbaik.biaya;
        disp(['Iteration ' num2str(it) ': Best Cost = '
num2str(solusi(it))]);
        w=wi-((wi-wf)/MaxIt*it);
    end

%% ACO
savesolpso=solusiterbaik;
npath=1000;
nAnt=10;
ant_empty.posisi=[];
ant_empty.biaya=[];
path=repmat(ant_empty,npath,1);
tau=0.0017;
    % bestsol
    BestSol=savesolpso;
    % Array to Hold Best Cost Values
    BestCost=zeros(MaxIt,1);
    localcost=zeros(MaxIt,1);

    for it=1:MaxIt
        for i=1:npath
            for j=1:jumgen
                path(i).posisi(j)=rand*(mwmax(j)-mwmin(j))+mwmin(j);

```

```

        end
        path(i).posisi(1)=PD(1)-(sum(path(i).posisi(2:6)));
        path(i).ptot=sum(path(i).posisi);

path(i).biaya=sum(path(i).posisi.^2.*gamma+path(i).posisi.*beta+alpha);
path(i).pherotrail=1; % pheromone awal
path(i).costtrail=10/path(i).biaya;
    end
    for i=1:npath
        probalich(i)=path(i).pherotrail*path(i).costtrail;

    end
    probasum=sum(probalich);probabilities=probalich/probasum;

    for i=1:nAnt
        r=rand;
        C=cumsum(probabilities);
        j=find(r<=C,1,'first');
        ant(i).posisi=path(j).posisi;
        ant(i).biaya=path(j).biaya;
        ant(i).choice=j;
        path(j).pherotrail=path(j).pherotrail;

        choice(i)=j;
    end
    [~, SortOrder]=sort([ant.biaya]);
    ant=ant(SortOrder);
    localsolba=ant(1);
    localcost(it)=localsolba.biaya;
    if localsolba.biaya<BestSol.biaya
        BestSol.posisi=localsolba.posisi;
        BestSol.biaya=localsolba.biaya;

path(localsolba.choice).pherotrail=path(localsolba.choice).pherotrail+2;

path(localsolba.choice).costtrail=path(localsolba.choice).costtrail+tau*10
    end

    for i=1:npath
        path(i).pherotrail=(1-rho)*path(i).pherotrail;
    end
    BestCost(it)=BestSol.biaya;
    solusi(it)=solusiterbaik.biaya;

end

hasilakhir=zeros(2*MaxIt,1);
hasilakhir(1:30)=solusi(1:30);
hasilakhir(31:60)=BestCost(1:30);

figure;
plot(hasilakhir,'LineWidth',2);
xlabel('Iteration');
ylabel('Biaya Terbaik ($)');

```

1.2. Listing Program Penjadwalan Data IEEE-30 Bus Menggunakan Metode Hibrid PSO-ACO

```

clear
clc
%% Data Masalah
mwmin =[50 20 15 10 10 12];
mwmax =[200 80 50 35 30 40];
alpha =[0 0 0 0 0 0];
beta =[2.0 1.75 1.0 3.25 3 3];
gamma =[0.00375 0.0175 0.0625 0.0083 0.025 0.025];

PD=[161 196 229 267 283.4 272 246 213 192 161 147 160 170 185 208
232 246 241 236 225 204 182 161 131];
jumdem=numel(PD);
jumgen=numel(mwmin);

%% Inisiasi Parameter
MaxIt=30;
% PSO
c1=2.05;
c2=2.05;
wi=0.9;
wf=0.3;
nPop=10;
% ACO
Q=100;
alfa=1;
betha=1;
rho=0.02;
nAnt=10;
npath=100;

JumGen=numel(mwmin);
for i=1:JumGen

    pilihan(i).flapc=(gamma(i)*mwmax(i)^2+betha(i)*mwmax(i)+gamma(i))/mwmin(i);
end
% comittment

for i=1:JumGen
    pilihan(i).urutan=i; % memberi urutan masing masing generator
end

[~, SortOrder]=sort([pilihan.flapc]);
pilihan=pilihan(SortOrder);
pilihan(1).min=mwmin(1);
pilihan(1).max=mwmax(1);
for i=2:JumGen
    pilihan(i).min=mwmin(i)+pilihan(i-1).min;
    pilihan(i).max=mwmax(i)+pilihan(i-1).max;
end
s=[];
for i=1:JumGen
    pilihan(i).commit=[s pilihan(i).urutan];
    s=pilihan(i).commit;
end

```



```

jam=[161 196 229 267 283.4 272 246 213 192 161 147 160 170 185 208
232 246 241 236 225 204 182 161 131]
JumJam=numel(jam)

for i=1:24
    for j=1:JumGen
        nyala(j)=j;
        if pilihan(j).max>=jam(i)
            pnl(j)=1;
        elseif pilihan(j).max<=jam(i)
            pnl(j)=0;
            nyala(j)=0;
        end
    end

    v=nyala(nyala ~= 0);nJad=numel(v);

    for k=1:nJad

        jadwal(i).jam(k).nyala=pilihan(v(k)).commit;

        au=numel(jadwal(i).jam(k).nyala);
        jadwal(i).BestCost=inf;
        for l=1:au

            jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(l)=mwmin(jadwal(i).jam(k).nyala(l));

            jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmax(l)=mwmax(jadwal(i).jam(k).nyala(l));

            jadwal(i).jam(k).datapembangkit.gamma(l)=gamma(jadwal(i).jam(k).nyala(l));

            jadwal(i).jam(k).datapembangkit.alpha(l)=alpha(jadwal(i).jam(k).nyala(l));

            jadwal(i).jam(k).datapembangkit.beta(l)=beta(jadwal(i).jam(k).nyala(l));
        end
        jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.cost=inf;
        for m=1:nPop

            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi=jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin...
                +(jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmax-
                jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin)*rand;

            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).ptot=sum(jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi);
            for n=1:au
                if jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).ptot<jam(i)
                    jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)=jam(i)-
...

            sum(jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n+1:au));
            if
            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)<jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(n)

```

```

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)=jadwal(i).jam(k).datapemb
angkit.mwmin(n);
elseif
jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)>jadwal(i).jam(k).datapemb
angkit.mwmax(n)

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)=jadwal(i).jam(k).datapemb
angkit.mwmax(n);
end

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).ptot=sum(jadwal(i).jam(k).PSO.parti
cle(m).posisi);
end
end
jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).kecepatan=zeros(1,au);

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).biaya=sum(jadwal(i).jam(k).datapemb
angkit.gamma.*...

(jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi).^2+jadwal(i).jam(k).datape
mbangkit.beta.*...

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi+jadwal(i).jam(k).datapembang
kit.alpha);

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.posisi=jadwal(i).jam(k).PSO.p
article(m).posisi

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.biaya=jadwal(i).jam(k).PSO.pa
rticle(m).biaya

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.ptot=jadwal(i).jam(k).PSO.par
ticle(m).ptot
if
jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.biaya<jadwal(i).jam(k).PSO.Be
stSol.cost

jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest;

jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.cost=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).p
best.biaya
end

jadwal(i).jam(k).PSO.BestCost=jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.cost;
end
w=wi
for it=1:MaxIt
for m=1:nPop

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).kecepatan=w*jadwal(i).jam(k).PSO.pa
rticle(m).kecepatan...

+c1*rand.*(jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.posisi-...

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi)+c2*rand.*(jadwal(i).jam(k).
PSO.BestSol.posisi...
-jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi)

```

```

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi...
    +jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).kecepatan
    for n=1:au
        if
            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)<jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(n)

            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)=jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(n);
        elseif
            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)>jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmax(n)

            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)=jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmax(n);
        end
    end

    jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).ptot=sum(jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi)

    jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).biaya=sum(jadwal(i).jam(k).datapembangkit.gamma.*...

    (jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi).^2+jadwal(i).jam(k).datapembangkit.beta.*...

    jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi+jadwal(i).jam(k).datapembangkit.alpha);

    if jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).ptot>=jam(i)
        if
            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).biaya<jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.biaya

            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.posisi=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi;

            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.biaya=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).biaya;

            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.ptot=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).ptot;
        end
    end

    if
        jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.biaya<jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.cost

        jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest;

        jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.cost=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.biaya
    end
end
end

w=wi-((wi-wf)/MaxIt*it)

jadwal(i).jam(k).PSO.iterasi(it)=jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.cost

```

```

jadwal(i).jam(k).PSO.BestCost=jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.biaya
end

jadwal(i).jam(k).ACO.BestCostACO=jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.cost;
jadwal(i).jam(k).ACO.BestCost=zeros(MaxIt,1)
for n=1:npath
for o=1:au

jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi(o)=jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(o)...
+(jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmax(o)-
jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(o))*rand
end

jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).ptot=sum(jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi);

        jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi(1)=jam(i)-
sum(jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi(2:au));
        for b=1:au
            if
jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi(b)<jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(b)

jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi(b)=jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(b)
            elseif
jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi(b)>jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmax(b)

jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi(b)=jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmax(b)
            end
        end

        end

jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).biaya=sum(jadwal(i).jam(k).datapembangkit.gamma.*...

(jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi).^2+(jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi)...

.*jadwal(i).jam(k).datapembangkit.beta+jadwal(i).jam(k).datapembangkit.alpha);
        jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).pherotrail=1;

jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).costtrail=Q/jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).biaya*10000;
end

        jadwal(i).jam(k).ACO.BestSol=jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol

jadwal(i).jam(k).ACO.tau=sum(jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).costtrail)/npath
        for ite=1:MaxIt
            for n=1:npath

```

```

jadwal(i).jam(k).ACO.probalic(n)=jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).pherot
rail*...
        jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).costtrail

    end

jadwal(i).jam(k).ACO.probasum=sum(jadwal(i).jam(k).ACO.probalic)

jadwal(i).jam(k).ACO.probabilities=jadwal(i).jam(k).ACO.probalic/jad
wal(i).jam(k).ACO.probasum;
    for q=1:nAnt
        r=rand;
        C=cumsum(jadwal(i).jam(k).ACO.probabilities)
        j=find(r<=C,1,'first');

jadwal(i).jam(k).ACO.ant(q).posisi=jadwal(i).jam(k).ACO.path(q).posi
si

jadwal(i).jam(k).ACO.ant(q).biaya=jadwal(i).jam(k).ACO.path(q).biaya

jadwal(i).jam(k).ACO.ant(q).ptot=jadwal(i).jam(k).ACO.path(q).ptot
        jadwal(i).jam(k).ACO.ant(q).choice=j;

jadwal(i).jam(k).ACO.path(j).costtrail=jadwal(i).jam(k).ACO.path(q).
costtrail+...
        jadwal(i).jam(k).ACO.tau

jadwal(i).jam(k).ACO.path(j).pherotrail=jadwal(i).jam(k).ACO.path(q)
.pherotrail...
        +jadwal(i).jam(k).ACO.tau

    end
    [~, SortOrder]=sort([jadwal(i).jam(k).ACO.ant.biaya]);

jadwal(i).jam(k).ACO.ant=jadwal(i).jam(k).ACO.ant(SortOrder);

jadwal(i).jam(k).ACO.BestLocalSol=jadwal(i).jam(k).ACO.ant(1);

jadwal(i).jam(k).ACO.BestLocalCost(ite)=jadwal(i).jam(k).ACO.BestLoc
alSol.biaya;
    if
jadwal(i).jam(k).ACO.BestLocalSol.biaya<jadwal(i).jam(k).ACO.BestCos
tACO

jadwal(i).jam(k).ACO.BestCostACO=jadwal(i).jam(k).ACO.BestLocalSol.b
iaya

jadwal(i).jam(k).ACO.BestSol=jadwal(i).jam(k).ACO.BestLocalSol;

jadwal(i).jam(k).ACO.path(jadwal(i).jam(k).ACO.BestSol.choice).costt
rail=...

jadwal(i).jam(k).ACO.path(jadwal(i).jam(k).ACO.BestSol.choice).costt
rail+...
        jadwal(i).jam(k).ACO.tau

    end

jadwal(i).jam(k).ACO.BestCost(ite)=jadwal(i).jam(k).ACO.BestSol.biay
a

```

```

        end
        jadwal(i).jam(k).BestSolACO=jadwal(i).jam(k).ACO.BestSol;
        jadwal(i).jam(k).BestSolPSO=jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol;

        jadwal(i).jam(k).hasil.posisi=jadwal(i).jam(k).BestSolPSO.posisi;
        jadwal(i).jam(k).hasil.biaya=jadwal(i).jam(k).BestSolPSO.biaya;
        jadwal(i).jam(k).hasil.ptot=sum(jadwal(i).jam(k).BestSolPSO.posisi)
        jadwal(i).jam(k).hasil.BestCostPSO=jadwal(i).jam(k).BestSolPSO.cost;

        jadwal(i).jam(k).hasil.BestCostACO=jadwal(i).jam(k).ACO.BestCostACO;
        jadwal(i).jam(k).hasil.ACOite=jadwal(i).jam(k).ACO.BestCost;
        jadwal(i).jam(k).hasil.PSOite=jadwal(i).jam(k).PSO.iterasi;
        jadwal(i).jam(k).hasil.PSOACOite=zeros(2*MaxIt,1)

        jadwal(i).jam(k).hasil.PSOACOite(1:MaxIt)=jadwal(i).jam(k).hasil.PSO
        ite(1:MaxIt)

        jadwal(i).jam(k).hasil.PSOACOite(MaxIt+1:2*MaxIt)=jadwal(i).jam(k).h
        asil.ACOite(1:MaxIt)
        jadwal(i).jam(k).hasil.nyala= jadwal(i).jam(k).nyala;

        jadwal(i).jam(k).hasil.dayagen=zeros(1,JumGen);
        if
        jadwal(i).jam(k).BestSolACO.biaya<jadwal(i).jam(k).BestSolPSO.biaya
        jadwal(i).jam(k).hasil.posisi=jadwal(i).jam(k).BestSolACO.posisi;

        jadwal(i).jam(k).hasil.nyala=jadwal(i).jam(k).nyala;
        end
        for t=1:au

        jadwal(i).jam(k).hasil.dayagen(jadwal(i).jam(k).hasil.nyala(t))=jadw
        al(i).jam(k).hasil.posisi(t);
        end

        if jadwal(i).jam(k).hasil.biaya<jadwal(i).BestCost
        jadwal(i).pilihan=jadwal(i).jam(k).hasil;
        jadwal(i).BestCost=jadwal(i).jam(k).hasil.biaya;
        end

        end

    end

    end

    hasilsemua.data=zeros(JumJam,9);

    hasilsemua.itera=zeros(MaxIt*2,JumJam);
    for i=1:JumJam
        hasilsemua.data(i,1:JumGen)=jadwal(i).pilihan.dayagen;
        hasilsemua.data(i,7)=jadwal(i).pilihan.ptot;
        hasilsemua.data(i,8)=jadwal(i).pilihan.biaya;
        hasilsemua.data(i,9)=jadwal(i).pilihan.BestCostPSO;
    end
    for i=1:JumJam
        hasilsemua.itera(1:60,i)=jadwal(i).pilihan.PSOACOite;

```

```

end
hasilakhir=zeros(60,1);
for i=1:60
hasilakhir(i)=sum(hasilsemua.itera(i,:));
end
figure;
plot(hasilakhir,'LineWidth',2);
xlabel('Iteration');
ylabel('Best Cost ($)');

xlswrite('hasilsemuadataIEEE',hasilsemua.data)
xlswrite('hasildataIEEE',hasilsemua.itera(60,:));

```

1.3. Listing Program Penjadwalan Data Sistem 500kV Jawa-Bali Menggunakan Metode Hibrid PSO-ACO

```

clear
clc
%% Data Masalah
mwmin =[225 225 53 53 53 53 53 53 53 53 115 115 115 43 43 ...
90 90 5 5 5 5 5 50 50 50 110 72 72 72 72 72 162 44 44 44 ...
90 90];
mwmax =[370 370 102 102 102 102 102 102 102 102 102 102 143 143 ...
143 85 85 175 175 16 16 16 16 16 95 95 95 150 138 138 138 ...
138 138 202 85 85 85 165 165];
alpha=[3244978 3244978 5467532.4 5467532.4 5467532.4 5467532.4 ...
5467532.4 5467532.4 5467532.4 5467532.4 5467532.4 10936203.3...
10936203.3 10936203.3 1327126.68 1327126.68 5017369.5
5017369.5...
352707.3 352707.3 352707.3 687181.85 687181.85 5730795 5730795
5730795 ...
11560815 14706521.25 14706521.25 14706521.25 14706521.25
14706521.25 672630 ...
2417820.7 2417820.7 2417820.7 2949187.7 2949187.7];
beta=[111712.15 111712.15 217963.548 217963.548 217963.548
217963.548...
217963.548 217963.548 217963.548 217963.548 217963.548 72527.004
...
72527.004 72527.004 217378.359 217378.359 169242.579 169242.579
...
350680.77 350680.77 350680.77 683240.965 683240.965 202052.97
...
202052.97 202052.97 53685.135 433337.8 433337.8 433337.8
433337.8 ...
433337.8 144191.717 473895.41 473895.41 473895.41 205217.5
205217.5];
gamma=[10.2971 10.2971 34.155 34.155 34.155 34.155 34.155 34.155
34.155 ...
34.155 34.155 368.875 368.875 368.875 132.066 132.066 193.545
193.545 ...
903.969 903.969 903.969 1762.3893 1762.3893 108.045 108.045
108.045 ...
460.845 49.4605 49.4605 49.4605 49.4605 49.4605 519.1757
120.77935 ...
120.77935 120.77935 83.79 83.79];

%% Inisiasi Parameter

```



```

MaxIt=30;
% PSO
c1=2.05;
c2=2.05;
wi=0.9;
wf=0.3;
nPop=10;
% ACO
Q=100;
alfa=1;
betha=1;
rho=0.02;
nAnt=5;
npath=10;

JumGen=numel(mwmin);
for i=1:JumGen

pilihan(i).flapc=(gamma(i)*mwmax(i)^2+beta(i)*mwmax(i)+gamma(i))/mwmax(i);
end
% comittment

for i=1:JumGen
    pilihan(i).urutan=i; % memberi urutan masing masing generator
end

[~, SortOrder]=sort([pilihan.flapc]);
pilihan=pilihan(SortOrder);
pilihan(1).min=mwmin(1);
pilihan(1).max=mwmax(1);
for i=2:JumGen
    pilihan(i).min=mwmin(i)+pilihan(i-1).min;
    pilihan(i).max=mwmax(i)+pilihan(i-1).max;
end
s=[];
for i=1:JumGen
    pilihan(i).commit=[s pilihan(i).urutan];
    s=pilihan(i).commit;
end

jam=[3140 3000 3000 3000 3110 2712 2682 3020 3105 3105 3105 3025
2890 2849 2806 2804 2814 3700 3700 2685 3330 3120 3095 3080];
% 2790 3220 3275 3275 3275 3195 3210 3260 3357 3447 3525 3650 3820
3770 3540 3360 3345 3205];
JumJam=numel(jam)

for i=1:JumJam
    for j=1:JumGen
        nyala(j)=j;
        if pilihan(j).max>=jam(i)
            pnl(j)=1;
        elseif pilihan(j).max<=jam(i)
            pnl(j)=0
            nyala(j)=0
        end

    end

    v=nyala(nyala ~= 0);nJad=numel(v);

```

```

jadwal(i).BestCost=inf;
for k=1:1

    jadwal(i).jam(k).nyala=pilihan(v(k)).commit;

    au=numel(jadwal(i).jam(k).nyala);
    for l=1:au

        jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(l)=mwmin(jadwal(i).jam(k).nyala(l));

        jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmax(l)=mwmax(jadwal(i).jam(k).nyala(l));

        jadwal(i).jam(k).datapembangkit.gamma(l)=gamma(jadwal(i).jam(k).nyala(l));

        jadwal(i).jam(k).datapembangkit.alpha(l)=alpha(jadwal(i).jam(k).nyala(l));

        jadwal(i).jam(k).datapembangkit.beta(l)=beta(jadwal(i).jam(k).nyala(l));
    end
    jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.cost=inf;
    for m=1:nPop

        jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi=jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin...
            +(jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmax-jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin)*rand;

        jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).ptot=sum(jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi);
        for n=1:au
            if jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).ptot<jam(i)
                jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)=jam(i)-
            ...

        sum(jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n+1:au));
        if
            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)<jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(n)

            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)=jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(n);
        elseif
            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)>jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmax(n)

            jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)=jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmax(n);
        end

        jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).ptot=sum(jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi);
    end
end
jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).kecepatan=zeros(1,au);

```

```

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).biaya=sum(jadwal(i).jam(k).datapemb
angkit.gamma.*...

(jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi).^2+jadwal(i).jam(k).datape
mbangkit.beta.*...

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi+jadwal(i).jam(k).datapembang
kit.alpha);

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.posisi=jadwal(i).jam(k).PSO.p
article(m).posisi

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.biaya=jadwal(i).jam(k).PSO.pa
rticle(m).biaya

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.ptot=jadwal(i).jam(k).PSO.par
ticle(m).ptot
    if
jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.biaya<jadwal(i).jam(k).PSO.Be
stSol.cost

jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest;

jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.cost=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).p
best.biaya
    end

jadwal(i).jam(k).PSO.BestCost=jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.cost;
    end
    w=wi
    for it=1:MaxIt
        for m=1:nPop

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).kecepatan=w*jadwal(i).jam(k).PSO.pa
rticle(m).kecepatan...

+c1*rand.*(jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.posisi-...

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi)+c2*rand.*(jadwal(i).jam(k).
PSO.BestSol.posisi...
-jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi)

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi=jadwal(i).jam(k).PSO.particl
e(m).posisi...
+jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).kecepatan
        for n=1:au
            if
jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)<jadwal(i).jam(k).datapemb
angkit.mwmin(n)

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)=jadwal(i).jam(k).datapemb
angkit.mwmin(n);

                elseif
jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)>jadwal(i).jam(k).datapemb
angkit.mwmax(n)

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi(n)=jadwal(i).jam(k).datapemb
angkit.mwmax(n);

                    end
                end
            end
        end
    end
end

```

```

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).ptot=sum(jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi)

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).biaya=sum(jadwal(i).jam(k).datapembangkit.gamma.*...

(jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi).^2+jadwal(i).jam(k).datapembangkit.beta.*...

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi+jadwal(i).jam(k).datapembangkit.alpha);

        if jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).ptot>=jam(i)
            if
jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).biaya<jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.biaya

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.posisi=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).posisi;

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.biaya=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).biaya;

jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.ptot=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).ptot;
            end
            if
jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.biaya<jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.cost

jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest;

jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.cost=jadwal(i).jam(k).PSO.particle(m).pbest.biaya
            end
            end
        end
        w=wi-((wi-wf)/MaxIt*it)

jadwal(i).jam(k).PSO.iterasi(it)=jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.cost

jadwal(i).jam(k).PSO.BestCost=jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.biaya
    end

jadwal(i).jam(k).ACO.BestCostACO=jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol.biaya;
    jadwal(i).jam(k).ACO.BestCost=zeros(MaxIt,1)
    for n=1:npath
        for o=1:au

jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi(o)=jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(o)...
            + (jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmax(o)-
jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(o))*rand
            end

jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).ptot=sum(jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi);
        for o=1:au
            if jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).ptot<jam(i)

```

```

        jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi(o)=jam(i)-
sum(jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi(o+1:au));
        end

jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).ptot=sum(jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).p
osisi);
        end

        for b=1:au
            if
jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi(b)<jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(b)

jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi(b)=jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmin(b)
                elseif
jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi(b)>jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmax(b)

jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi(b)=jadwal(i).jam(k).datapembangkit.mwmax(b)
                    end
                end

jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).biaya=sum(jadwal(i).jam(k).datapembangkit.gamma.*...

(jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi).^2+(jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).posisi)...

.*jadwal(i).jam(k).datapembangkit.beta+jadwal(i).jam(k).datapembangkit.alpha);
        jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).pherotrail=1;

jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).costtrail=Q/jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).biaya*10000;
        end

        jadwal(i).jam(k).ACO.BestSol=jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol

jadwal(i).jam(k).ACO.tau=sum(jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).costtrail)/npath
        for ite=1:MaxIt
            for n=1:npath

jadwal(i).jam(k).ACO.probalic(n)=jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).pherotrail*...

                jadwal(i).jam(k).ACO.path(n).costtrail

            end

jadwal(i).jam(k).ACO.probasum=sum(jadwal(i).jam(k).ACO.probalic)

jadwal(i).jam(k).ACO.probabilities=jadwal(i).jam(k).ACO.probalic/jadwal(i).jam(k).ACO.probasum;
        for q=1:nAnt
            r=rand;
            C=cumsum(jadwal(i).jam(k).ACO.probabilities)
            j=find(r<=C,1,'first');

```

```

jadwal(i).jam(k).ACO.ant(q).posisi=jadwal(i).jam(k).ACO.path(q).posi
si

jadwal(i).jam(k).ACO.ant(q).biaya=jadwal(i).jam(k).ACO.path(q).biaya

jadwal(i).jam(k).ACO.ant(q).ptot=jadwal(i).jam(k).ACO.path(q).ptot
    jadwal(i).jam(k).ACO.ant(q).choice=j;

jadwal(i).jam(k).ACO.path(j).costtrail=jadwal(i).jam(k).ACO.path(q).
costtrail+...
        jadwal(i).jam(k).ACO.tau

jadwal(i).jam(k).ACO.path(j).pherotrail=jadwal(i).jam(k).ACO.path(q)
.pherotrail...
        +jadwal(i).jam(k).ACO.tau

    end
    [~, SortOrder]=sort([jadwal(i).jam(k).ACO.ant.biaya]);

jadwal(i).jam(k).ACO.ant=jadwal(i).jam(k).ACO.ant(SortOrder);

jadwal(i).jam(k).ACO.BestLocalSol=jadwal(i).jam(k).ACO.ant(1);

jadwal(i).jam(k).ACO.BestLocalCost(ite)=jadwal(i).jam(k).ACO.BestLoc
alSol.biaya;
    if
jadwal(i).jam(k).ACO.BestLocalSol.biaya<jadwal(i).jam(k).ACO.BestCos
tACO
jadwal(i).jam(k).ACO.BestCostACO=jadwal(i).jam(k).ACO.BestLocalSol.b
iaya

jadwal(i).jam(k).ACO.BestSol=jadwal(i).jam(k).ACO.BestLocalSol;

jadwal(i).jam(k).ACO.path(jadwal(i).jam(k).ACO.BestSol.choice).costt
rail=...

jadwal(i).jam(k).ACO.path(jadwal(i).jam(k).ACO.BestSol.choice).costt
rail+...
        jadwal(i).jam(k).ACO.tau

    end

jadwal(i).jam(k).ACO.BestCost(ite)=jadwal(i).jam(k).ACO.BestSol.biay
a

    end
    jadwal(i).jam(k).BestSolACO=jadwal(i).jam(k).ACO.BestSol;
    jadwal(i).jam(k).BestSolPSO=jadwal(i).jam(k).PSO.BestSol;

jadwal(i).jam(k).hasil.posisi=jadwal(i).jam(k).BestSolPSO.posisi;

jadwal(i).jam(k).hasil.biaya=jadwal(i).jam(k).BestSolPSO.biaya;

jadwal(i).jam(k).hasil.ptot=sum(jadwal(i).jam(k).BestSolPSO.posisi)

jadwal(i).jam(k).hasil.BestCostPSO=jadwal(i).jam(k).BestSolPSO.cost;

jadwal(i).jam(k).hasil.BestCostACO=jadwal(i).jam(k).ACO.BestCostACO;
    jadwal(i).jam(k).hasil.ACOite=jadwal(i).jam(k).ACO.BestCost;

```

```

jadwal(i).jam(k).hasil.PSOite=jadwal(i).jam(k).PSO.iterasi;
jadwal(i).jam(k).hasil.PSOACOite=zeros(2*MaxIt,1);

jadwal(i).jam(k).hasil.PSOACOite(1:MaxIt)=jadwal(i).jam(k).hasil.PSO
ite(1:MaxIt)

jadwal(i).jam(k).hasil.PSOACOite(MaxIt+1:2*MaxIt)=jadwal(i).jam(k).h
asil.ACOite(1:MaxIt)
    jadwal(i).jam(k).hasil.nyala= jadwal(i).jam(k).nyala;

    jadwal(i).jam(k).hasil.dayagen=zeros(1,JumGen);
    if
jadwal(i).jam(k).BestSolACO.biaya<jadwal(i).jam(k).BestSolPSO.biaya

jadwal(i).jam(k).hasil.posisi=jadwal(i).jam(k).BestSolACO.posisi;

jadwal(i).jam(k).hasil.biaya=jadwal(i).jam(k).BestSolACO.biaya;
    jadwal(i).jam(k).hasil.nyala=jadwal(i).jam(k).nyala;
    end
    for t=1:au

jadwal(i).jam(k).hasil.dayagen(jadwal(i).jam(k).hasil.nyala(t))=jadw
al(i).jam(k).hasil.posisi(t);
        end

        jadwal(i).pilihan=jadwal(i).jam(k).hasil;
        jadwal(i).BestCost=jadwal(i).jam(k).hasil.biaya;

    end

end
hasilsemua.data=zeros(24,41);
hasilsemua.itera=zeros(60,24);
for i=1:JumJam
    hasilsemua.data(i,1:38)=jadwal(i).pilihan.dayagen;
    hasilsemua.data(i,39)=jadwal(i).pilihan.ptot;
    hasilsemua.data(i,40)=jadwal(i).pilihan.BestCostACO;
    hasilsemua.data(i,41)=jadwal(i).pilihan.BestCostPSO;
end
for i=1:JumJam
    hasilsemua.itera(1:60,i)=jadwal(i).pilihan.PSOACOite;

end
hasilakhir=zeros(60,1);
for i=1:60
    hasilakhir(i)=sum(hasilsemua.itera(i,:));
end
figure;
plot(hasilakhir,'LineWidth',2);
xlabel('Iteration');
ylabel('Best Cost');
```




LAMPIRAN 2
HASIL PENJADWALAN 24 JAM



Halaman ini sengaja dikosongkan

2.1. Tabel Hasil Penjadwalan Hari Kamis 4 Desember 2011

Jam	Pembangkit(MW)																				
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21
1.00	370,0	337,2	56,5	77,6	65,4	64,9	59,5	66,8	98,2	73,6	58,9	135,7	120,9	127,7	51,4	46,1	97,3	133,1	15,1	8,4	13,9
2.00	370,0	226,7	98,8	97,1	70,5	82,2	54,2	94,6	63,5	77,6	77,5	120,9	135,3	134,3	43,3	66,0	160,0	121,0	12,8	8,7	0,0
3.00	370,0	273,6	79,2	54,4	97,2	69,3	60,6	60,1	91,5	96,9	60,0	118,2	120,8	140,3	76,4	75,5	96,2	134,3	8,7	9,6	0,0
4.00	370,0	226,2	66,9	59,1	88,6	76,9	86,4	57,3	75,5	79,0	66,8	125,0	135,3	138,1	56,7	85,0	143,7	97,9	7,0	10,9	0,0
5.00	370,0	259,6	79,0	59,8	65,4	92,0	81,8	76,8	67,0	60,7	74,6	125,8	124,0	116,5	83,4	48,9	125,6	130,3	9,6	8,0	6,5
6.00	370,0	370,0	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1	143,0	143,0	143,0	43,9	43,9	175,0	175,0	5,2	0,0	0,0
7.00	370,0	370,0	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	143,0	134,5	122,3	53,9	53,9	112,1	112,1	0,0	0,0	0,0
8.00	370,0	228,2	67,2	53,2	65,9	86,8	88,1	94,4	57,1	74,0	75,0	141,1	126,3	130,7	63,6	44,3	112,8	116,2	5,2	12,0	6,9
9.00	370,0	270,0	79,3	90,5	58,6	77,5	76,4	66,3	55,6	88,4	95,3	117,2	135,3	137,7	66,5	72,6	103,7	170,4	6,5	15,8	5,7
10.00	370,0	358,0	82,1	86,2	53,1	78,6	70,1	56,8	91,1	68,2	69,7	141,3	131,7	124,1	71,6	56,9	142,1	124,7	10,0	9,6	15,1
11.00	370,0	332,6	97,3	56,4	84,1	97,1	61,8	58,3	60,8	61,1	80,6	135,8	124,0	136,2	46,2	50,2	123,3	112,5	12,3	5,2	12,1
12.00	370,0	231,7	53,5	97,2	92,9	60,1	89,3	70,6	83,7	59,1	96,1	135,9	124,1	124,1	46,5	49,4	116,0	156,7	12,0	15,0	15,0
13.00	370,0	287,0	55,5	85,9	94,9	59,9	67,9	57,8	64,3	64,8	99,0	137,9	142,9	131,1	43,1	69,0	116,4	112,5	7,0	15,0	10,7
14.00	370,0	264,2	82,1	55,2	75,3	66,4	81,3	97,7	63,1	76,3	94,0	115,9	123,7	119,9	67,7	61,9	142,5	134,7	9,5	7,2	7,0
15.00	370,0	248,6	78,3	100,4	91,7	84,1	95,4	78,1	61,4	61,9	89,1	119,8	125,8	126,9	66,4	57,5	106,0	92,2	9,1	6,9	9,7
16.00	370,0	242,1	58,5	72,1	58,5	60,3	66,7	62,9	59,0	61,6	99,1	137,6	116,7	124,6	43,1	82,1	165,0	96,8	7,0	6,2	5,4
17.00	370,0	247,3	98,7	83,7	57,6	55,5	92,1	71,8	53,6	68,7	59,6	115,8	141,2	118,7	52,5	79,8	122,1	154,2	13,6	6,2	10,5
18.00	370,0	267,5	74,6	93,3	60,2	92,2	71,0	69,5	59,6	83,1	57,9	120,7	120,9	125,3	60,8	74,0	95,1	165,6	10,3	8,6	7,2
19.00	370,0	352,8	63,7	59,8	68,1	81,1	75,8	72,6	100,1	100,2	87,3	141,8	124,9	134,3	47,4	56,7	125,2	96,3	13,4	5,9	6,4
20.00	370,0	249,3	79,1	84,2	58,9	69,5	67,3	98,6	81,5	66,7	60,6	121,6	136,3	116,1	83,5	43,3	100,6	158,3	5,3	7,7	11,9
21.00	370,0	338,5	65,2	73,1	86,0	87,7	78,4	70,9	86,0	76,2	101,1	128,6	129,8	138,2	84,4	81,8	142,4	93,1	9,0	7,4	9,8
22.00	370,0	287,8	86,1	57,1	93,9	94,5	60,0	93,1	100,3	61,8	93,2	128,4	118,5	128,1	81,6	65,6	118,6	107,6	7,1	14,6	5,8
23.00	370,0	299,3	72,5	63,8	85,1	97,5	68,3	59,9	58,4	84,4	102,0	131,3	115,1	124,6	80,4	49,3	149,6	97,5	9,3	11,3	9,2
24.00	370,0	311,2	78,9	75,1	61,6	87,0	96,7	84,7	58,7	55,5	97,4	118,3	138,1	119,1	75,3	53,9	99,4	113,4	15,8	12,7	10,5

Sumber : Hasil Perhitungan

Tabel Lanjutan Hasil Analisis Kombinasi Penjadwalan Pembangkit pada 4 Desember 2011

Jam	Pembangkit(MW)																	Daya Sistem (MW)
	P22	P23	P24	P25	P26	P27	P28	P29	P30	P31	P32	P33	P34	P35	P36	P37	P38	
1.00	0,0	0,0	85,0	54,9	73,3	132,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	162,9	0,0	0,0	0,0	130,9	162,5	3205,0
2.00	0,0	0,0	63,3	62,7	93,2	124,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	167,7	0,0	0,0	0,0	109,8	141,5	3035,5
3.00	0,0	0,0	72,7	56,0	65,1	115,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	172,8	0,0	0,0	0,0	107,0	109,0	3035,0
4.00	0,0	0,0	68,6	55,1	81,6	123,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	180,1	0,0	0,0	0,0	91,9	92,0	3085,0
5.00	0,0	0,0	87,8	67,4	59,9	111,4	106,4	0,0	0,0	0,0	0,0	164,8	0,0	0,0	0,0	134,0	120,7	3290,0
6.00	0,0	0,0	95,0	95,0	95,0	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	162,9	0,0	0,0	0,0	91,7	91,7	2880,0
7.00	0,0	0,0	61,7	61,7	61,7	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	172,4	0,0	0,0	0,0	109,5	109,5	2790,0
8.00	0,0	0,0	55,4	54,4	84,4	117,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	180,2	0,0	0,0	0,0	152,0	95,6	3220,0
9.00	0,0	0,0	50,9	55,5	51,5	142,5	81,5	0,0	0,0	0,0	0,0	192,5	0,0	0,0	0,0	111,4	91,8	3275,2
10.00	0,0	0,0	82,5	51,9	62,2	121,0	84,1	0,0	0,0	0,0	0,0	163,0	0,0	0,0	0,0	98,7	153,6	3275,0
11.00	0,0	0,0	66,3	93,1	54,7	128,2	110,2	0,0	0,0	0,0	0,0	166,0	0,0	0,0	0,0	99,1	112,2	3292,0
12.00	0,0	0,0	65,0	50,6	88,9	116,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	169,2	0,0	0,0	0,0	104,3	127,7	3195,2
13.00	0,0	0,0	54,4	54,7	78,5	149,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	168,3	0,0	0,0	0,0	97,1	112,5	3210,0
14.00	0,0	0,0	78,5	78,4	73,3	133,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	162,3	0,0	0,0	0,0	104,5	93,6	3260,0
15.00	0,0	0,0	59,3	94,1	85,8	115,7	78,8	0,0	0,0	0,0	0,0	198,5	0,0	0,0	0,0	102,4	129,5	3357,0
16.00	0,0	0,0	66,4	65,8	53,5	131,4	90,3	75,9	0,0	0,0	0,0	177,8	0,0	0,0	0,0	126,9	151,7	3462,0
17.00	0,0	0,0	93,9	75,3	63,9	110,8	79,3	119,9	0,0	0,0	0,0	184,8	0,0	0,0	0,0	138,6	119,8	3560,0
18.00	0,0	0,0	54,1	64,4	65,5	123,6	122,3	72,6	133,6	0,0	0,0	168,5	0,0	0,0	0,0	93,6	105,1	3650,1
19.00	0,0	0,0	77,4	58,8	65,1	111,4	115,8	105,6	104,2	87,1	102,6	172,8	0,0	0,0	0,0	161,4	99,2	3825,0
20.00	0,0	0,0	92,2	65,0	69,9	129,5	92,5	76,0	72,1	96,5	0,0	167,0	0,0	0,0	0,0	118,3	93,8	3770,0
21.00	0,0	0,0	91,6	72,1	53,8	126,0	101,2	79,2	80,8	0,0	0,0	192,8	0,0	0,0	0,0	93,9	123,5	3540,0
22.00	0,0	0,0	84,0	58,9	72,8	130,6	94,2	0,0	0,0	0,0	0,0	168,1	0,0	0,0	0,0	123,7	120,5	3360,0
23.00	0,0	0,0	80,3	57,9	93,0	115,1	89,4	0,0	0,0	0,0	0,0	164,4	0,0	0,0	0,0	98,2	101,1	3345,3
24.00	0,0	0,0	51,5	63,8	59,3	147,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	166,9	0,0	0,0	0,0	107,1	119,4	3205,0

Sumber : Hasil Perhitungan

2.2. Tabel Hasil Penjadwalan Hari Sabtu 6 Desember 2011

Jam	Pembangkit(MW)																				
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21
1.00	370,0	260,0	61,7	61,5	71,7	65,6	88,9	53,6	53,6	66,3	58,4	123,7	128,3	129,4	57,8	55,4	94,7	170,7	11,1	8,6	8,9
2.00	370,0	360,3	67,6	77,6	96,1	63,2	60,8	66,5	54,0	93,1	97,2	134,0	125,1	115,6	49,0	75,1	101,5	123,5	8,2	5,4	0,0
3.00	370,0	231,5	86,7	67,7	67,3	66,6	100,4	64,6	69,7	60,2	78,4	120,1	118,8	137,6	61,4	69,7	122,5	97,9	10,0	6,0	0,0
4.00	370,0	328,4	62,5	73,0	94,8	100,1	53,2	58,5	58,1	97,2	66,8	128,6	128,1	119,0	66,5	43,9	133,3	120,4	5,3	7,5	0,0
5.00	370,0	259,1	85,3	72,0	96,3	72,2	87,1	77,2	97,7	61,5	62,9	118,7	117,5	130,3	47,3	68,9	118,8	116,1	13,2	15,8	0,0
6.00	370,0	370,0	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5	143,0	142,1	142,1	51,2	51,2	172,2	172,2	0,0	0,0	0,0
7.00	370,0	280,5	90,5	54,6	86,4	84,8	88,8	55,1	53,0	58,9	86,1	119,5	141,0	121,6	82,1	0,0	110,0	93,0	0,0	0,0	0,0
8.00	370,0	235,9	69,0	90,5	87,7	90,6	71,0	66,2	65,4	66,3	58,2	133,5	125,6	132,6	56,7	59,5	143,4	145,5	12,5	11,0	0,0
9.00	370,0	280,5	71,4	55,4	89,0	82,4	66,2	56,3	53,5	71,7	67,7	120,6	139,9	116,1	43,7	77,8	163,0	165,3	12,5	9,8	0,0
10.00	370,0	254,1	63,9	75,5	86,2	57,6	80,6	101,7	64,8	82,1	88,7	129,9	142,7	123,9	55,7	55,3	139,6	173,0	6,0	8,3	0,0
11.00	370,0	309,1	64,3	57,6	66,9	60,2	54,7	67,7	60,4	94,7	55,8	139,7	123,5	141,8	69,5	78,8	91,0	116,7	14,8	13,9	0,0
12.00	370,0	333,3	77,2	71,4	61,0	80,2	85,3	73,3	71,3	56,5	61,4	139,9	123,2	122,3	47,0	43,6	144,4	92,2	16,0	7,1	0,0
13.00	370,0	370,0	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	143,0	143,0	143,0	49,0	49,0	175,0	175,0	6,6	0,0	0,0
14.00	370,0	370,0	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	143,0	143,0	143,0	53,8	53,8	175,0	91,6	0,0	0,0	0,0
15.00	370,0	370,0	53,8	53,8	53,8	53,8	53,8	53,8	53,8	53,8	53,8	141,7	141,7	141,7	43,7	43,7	171,1	169,0	0,0	0,0	0,0
16.00	370,0	370,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	133,0	143,0	143,0	43,0	43,0	175,0	175,0	0,0	0,0	0,0
17.00	370,0	370,0	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	55,7	143,0	143,0	143,0	45,3	45,3	175,0	175,0	0,0	0,0	0,0
18.00	370,0	254,8	92,4	87,5	53,2	54,8	69,9	58,7	88,5	53,5	53,3	134,1	119,6	137,9	81,4	60,8	124,7	152,1	8,2	6,0	8,0
19.00	370,0	337,2	71,3	91,8	74,3	101,0	85,7	64,1	68,2	61,6	75,7	141,7	115,0	120,7	71,4	76,9	120,4	107,9	9,3	9,1	8,1
20.00	370,0	258,6	60,5	56,3	94,2	73,1	61,6	95,2	89,9	78,3	86,9	137,2	118,8	120,5	59,4	0,0	90,7	116,2	0,0	0,0	0,0
21.00	370,0	332,0	78,7	56,4	93,7	55,2	58,5	85,1	83,0	57,8	81,2	128,0	123,8	134,6	55,9	65,5	90,5	125,4	13,7	14,4	6,3
22.00	370,0	226,7	99,9	64,9	84,2	86,7	99,1	56,2	89,3	82,0	67,1	128,1	129,6	138,6	82,1	54,5	124,2	90,1	8,1	8,5	0,0
23.00	370,0	323,4	78,6	78,7	61,6	64,1	93,2	65,8	90,6	66,9	87,9	139,3	125,4	132,9	59,2	47,3	90,6	105,8	8,9	12,9	0,0
24.00	370,0	241,1	69,3	75,9	75,3	65,2	71,5	93,5	62,5	93,7	77,0	119,2	118,3	140,1	79,9	49,0	150,5	104,6	14,8	7,0	0,0

Tabel Lanjutan Hasil Analisis Kombinasi Penjadwalan Pembangkit pada 6 Desember 2011

Jam	Pembangkit(MW)																	Daya Sistem (MW)
	P22	P23	P24	P25	P26	P27	P28	P29	P30	P31	P32	P33	P34	P35	P36	P37	P38	
1.00	0,0	0,0	65,3	71,8	80,0	147,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	165,1	0,0	0,0	0,0	135,9	111,4	3140,1
2.00	0,0	0,0	93,1	58,7	84,4	124,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	162,9	0,0	0,0	0,0	138,9	126,8	3000,0
3.00	0,0	0,0	86,0	74,4	58,9	128,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	186,7	0,0	0,0	0,0	90,3	90,5	3000,1
4.00	0,0	0,0	55,1	65,9	71,1	132,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	173,8	0,0	0,0	0,0	109,6	153,4	3000,0
5.00	0,0	0,0	63,1	59,4	54,5	145,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	174,1	0,0	0,0	0,0	109,6	101,0	3110,3
6.00	0,0	0,0	58,8	58,8	58,8	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	104,6	104,6	2712,0
7.00	0,0	0,0	74,7	72,5	50,4	141,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	99,9	151,3	2682,1
8.00	0,0	0,0	72,8	53,9	77,5	128,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	169,2	0,0	0,0	0,0	109,6	95,7	3020,1
9.00	0,0	0,0	68,6	67,6	58,2	148,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	166,9	0,0	0,0	0,0	119,2	121,9	3105,0
10.00	0,0	0,0	81,0	73,4	62,2	130,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	169,8	0,0	0,0	0,0	122,1	111,5	3105,0
11.00	0,0	0,0	73,2	70,7	66,4	125,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	191,1	0,0	0,0	0,0	124,0	160,9	3105,0
12.00	0,0	0,0	63,1	63,4	85,2	112,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	186,7	0,0	0,0	0,0	120,0	91,2	3025,0
13.00	0,0	0,0	94,8	56,5	56,5	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	167,8	0,0	0,0	0,0	100,8	100,8	2891,2
14.00	0,0	0,0	50,8	61,6	61,6	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	172,3	0,0	0,0	0,0	109,3	109,3	2849,0
15.00	0,0	0,0	92,2	92,2	50,7	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	162,6	0,0	0,0	0,0	91,2	91,2	2806,6
16.00	0,0	0,0	95,0	95,0	50,0	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	162,0	0,0	0,0	0,0	90,0	90,0	2804,0
17.00	0,0	0,0	95,0	52,5	52,5	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	164,2	0,0	0,0	0,0	94,2	94,2	2814,0
18.00	0,0	0,0	67,3	78,8	90,4	131,2	84,9	90,8	96,7	87,7	0,0	186,4	0,0	0,0	0,0	155,9	116,9	3704,0
19.00	0,0	0,0	78,4	81,7	62,2	138,4	101,9	84,5	115,7	92,8	0,0	165,4	0,0	0,0	0,0	97,0	127,7	3704,0
20.00	0,0	0,0	67,5	80,7	78,6	142,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	105,4	96,9	2685,3
21.00	0,0	0,0	52,0	80,8	65,7	132,4	104,8	0,0	0,0	0,0	0,0	176,5	0,0	0,0	0,0	105,2	90,2	3330,0
22.00	0,0	0,0	63,7	59,0	55,9	133,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	174,6	0,0	0,0	0,0	119,6	97,5	3120,1
23.00	0,0	0,0	63,1	52,6	85,0	142,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	181,6	0,0	0,0	0,0	126,7	91,9	3095,0
24.00	0,0	0,0	89,6	76,7	86,7	112,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	163,5	0,0	0,0	0,0	109,8	115,3	3080,0

Sumber : Hasil Perhitungan

2.3. Hasil Penjadwalan Hari Minggu 7 Desember 2011

Jam	Pembangkit(MW)																				
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21
1.00	370,0	367,7	57,5	55,1	73,2	79,0	93,1	86,8	64,5	70,0	56,1	136,6	142,1	123,5	45,7	51,8	118,7	133,1	9,6	0,0	0,0
2.00	370,0	370,0	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	143,0	143,0	143,0	43,1	43,1	175,0	175,0	0,0	0,0	0,0
3.00	370,0	240,0	61,7	74,9	58,8	60,6	99,5	55,6	60,7	85,3	84,4	138,5	128,5	116,7	48,5	67,3	132,5	137,9	0,0	0,0	0,0
4.00	370,0	370,0	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	143,0	143,0	143,0	47,7	47,7	175,0	175,0	0,0	0,0	0,0
5.00	370,0	370,0	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	143,0	143,0	143,0	54,6	54,6	130,9	131,2	0,0	0,0	0,0
6.00	370,0	370,0	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	143,0	143,0	143,0	53,4	53,4	175,0	111,1	0,0	0,0	0,0
7.00	370,0	267,0	68,9	55,8	72,8	59,1	68,4	76,6	70,4	83,3	0,0	121,5	126,6	135,2	0,0	0,0	105,3	111,9	0,0	0,0	0,0
8.00	370,0	268,8	78,5	81,0	68,7	58,9	78,7	0,0	0,0	0,0	0,0	126,9	139,7	118,3	0,0	0,0	149,2	144,6	0,0	0,0	0,0
9.00	370,0	310,0	100,3	77,7	69,7	58,3	55,9	0,0	0,0	0,0	0,0	127,4	131,7	137,7	0,0	0,0	113,8	167,1	0,0	0,0	0,0
10.00	370,0	240,1	58,7	72,4	70,9	93,6	75,3	65,0	0,0	0,0	0,0	125,0	139,5	120,2	0,0	0,0	101,6	106,1	0,0	0,0	0,0
11.00	370,0	250,9	92,8	59,2	94,7	55,6	59,1	66,6	0,0	0,0	0,0	124,3	115,4	123,6	0,0	0,0	140,8	90,4	0,0	0,0	0,0
12.00	370,0	315,8	54,9	91,3	66,2	86,0	68,6	0,0	0,0	0,0	0,0	138,9	125,6	141,2	0,0	0,0	90,8	108,0	0,0	0,0	0,0
13.00	370,0	238,1	91,6	53,5	62,0	64,0	100,5	0,0	0,0	0,0	0,0	123,8	138,0	142,0	0,0	0,0	105,0	135,5	0,0	0,0	0,0
14.00	370,0	320,8	88,3	88,5	58,7	60,8	61,1	0,0	0,0	0,0	0,0	131,8	117,1	128,7	0,0	0,0	130,6	141,0	0,0	0,0	0,0
15.00	370,0	269,3	63,1	69,0	64,9	63,6	74,8	0,0	0,0	0,0	0,0	135,4	127,2	124,1	0,0	0,0	118,7	131,2	0,0	0,0	0,0
16.00	370,0	358,2	56,8	74,1	80,9	57,0	64,6	0,0	0,0	0,0	0,0	137,5	136,4	126,4	0,0	0,0	116,6	112,1	0,0	0,0	0,0
17.00	370,0	370,0	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	143,0	143,0	143,0	49,9	49,9	175,0	101,7	0,0	0,0	0,0
18.00	370,0	241,9	98,3	59,0	54,2	92,7	53,9	60,5	64,9	94,7	94,1	122,5	118,5	126,8	58,6	69,9	123,9	113,3	9,7	9,9	9,6
19.00	370,0	246,4	99,2	97,2	81,3	92,7	95,7	97,7	64,7	53,1	55,3	122,9	128,9	126,5	57,5	68,3	97,3	154,6	10,7	6,1	13,1
20.00	370,0	326,1	77,4	71,1	80,3	69,6	81,7	72,0	93,1	68,4	57,5	121,5	119,2	131,2	72,4	46,0	133,4	113,3	6,4	10,0	13,1
21.00	370,0	263,0	72,3	65,9	99,2	84,2	73,5	54,6	96,0	79,2	87,2	133,7	128,2	115,1	46,9	69,8	105,1	123,5	14,6	10,6	14,0
22.00	370,0	314,0	84,8	72,3	59,7	68,7	86,3	69,8	64,4	74,5	65,0	139,4	130,3	128,5	67,0	83,8	154,4	115,4	10,3	7,9	11,5
23.00	370,0	332,0	74,2	67,3	59,3	85,7	53,3	54,8	58,1	98,8	53,8	141,8	140,9	131,0	57,2	55,8	128,1	91,1	7,0	6,4	11,2
24.00	370,0	251,4	91,1	73,2	66,9	82,9	66,5	91,9	84,9	59,8	65,3	141,9	129,1	117,1	77,2	51,0	121,5	93,8	12,2	11,3	0,0

Sumber : Hasil Perhitungan

Tabel Lanjutan Hasil Analisis Kombinasi Penjadwalan Pembangkit pada 6 Desember 2011

Jam	Pembangkit(MW)																	Daya Sistem (MW)
	P22	P23	P24	P25	P26	P27	P28	P29	P30	P31	P32	P33	P34	P35	P36	P37	P38	
1.00	0,0	0,0	77,7	60,2	58,8	124,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	172,9	0,0	0,0	0,0	126,3	123,9	2956,0
2.00	0,0	0,0	95,0	95,0	95,0	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	162,1	0,0	0,0	0,0	90,1	90,1	2860,0
3.00	0,0	0,0	73,5	56,7	83,8	114,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	164,8	0,0	0,0	0,0	150,9	106,4	2860,0
4.00	0,0	0,0	95,0	55,1	55,1	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	166,5	0,0	0,0	0,0	98,5	98,5	2860,0
5.00	0,0	0,0	62,4	62,4	62,4	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	173,1	0,0	0,0	0,0	110,7	110,7	2871,0
6.00	0,0	0,0	61,2	61,2	61,2	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	171,9	0,0	0,0	0,0	108,6	108,6	2870,7
7.00	0,0	0,0	80,9	71,7	80,1	125,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	152,3	110,6	2640,0
8.00	0,0	0,0	68,0	68,1	72,9	116,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	98,5	91,8	2450,0
9.00	0,0	0,0	52,8	68,0	51,9	114,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	98,9	95,3	2520,0
10.00	0,0	0,0	55,2	75,1	58,9	112,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,3	120,1	2620,2
11.00	0,0	0,0	89,7	56,9	66,1	125,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	118,1	114,7	2620,1
12.00	0,0	0,0	91,5	76,2	93,6	123,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	94,8	98,8	2570,0
13.00	0,0	0,0	91,2	94,9	78,1	130,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	96,6	95,3	2570,1
14.00	0,0	0,0	63,7	87,8	57,8	126,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	115,8	128,3	2545,0
15.00	0,0	0,0	63,9	87,1	65,6	120,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	112,9	105,5	2587,2
16.00	0,0	0,0	89,3	84,1	58,0	115,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	133,5	93,5	2587,1
17.00	0,0	0,0	57,2	57,2	57,4	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	168,6	0,0	0,0	0,0	102,3	102,3	2790,1
18.00	0,0	0,0	54,1	80,9	67,5	132,4	104,4	78,2	88,7	127,8	0,0	166,4	0,0	0,0	0,0	90,8	148,5	3685,1
19.00	0,0	0,0	53,3	65,7	75,8	128,6	91,0	91,0	88,7	103,4	0,0	193,4	0,0	0,0	0,0	93,6	146,4	3685,0
20.00	0,0	0,0	90,7	83,5	77,0	113,4	94,7	116,3	76,7	80,4	0,0	198,2	0,0	0,0	0,0	150,9	97,6	3704,0
21.00	0,0	0,0	82,5	69,5	64,7	129,4	78,8	0,0	0,0	0,0	0,0	187,1	0,0	0,0	0,0	113,4	140,0	3370,0
22.00	0,0	0,0	60,4	52,0	79,5	144,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	162,5	0,0	0,0	0,0	106,3	111,1	3220,0
23.00	0,0	0,0	53,4	55,2	79,7	122,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	168,4	0,0	0,0	0,0	134,4	97,0	3195,0
24.00	0,0	0,0	65,7	77,1	61,2	111,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	194,6	0,0	0,0	0,0	127,4	109,2	3050,0

Sumber : Hasil Perhitungan



LAMPIRAN 3

Tabel Total Biaya Pembangkitan 24 Jam Metode PSO dan ACO

3.1. Tabel Total Biaya Pembangkitan PSO Pada Hari Kamis 4 Desember 2011

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
1	706.510.541	707.231.488	706.477.143
2	667.050.002	667.057.216	667.531.376
3	666.710.337	667.724.425	667.517.822
4	678.249.086	678.250.710	678.683.714
5	755.362.394	756.969.035	756.543.040
6	631.772.075	631.696.159	631.795.406
7	610.928.513	610.212.713	610.616.327
8	710.097.432	709.199.148	710.433.289
9	755.362.394	752.960.722	753.669.014
10	757.720.404	755.362.394	754.374.213
11	754.806.728	754.806.549	754.506.932
12	704.051.506	704.072.406	704.422.126
13	706.954.547	709.199.148	708.200.418
14	719.082.199	718.957.961	719.124.010
15	774.952.402	770.738.182	771.736.921
16	825.833.946	823.404.882	823.597.022
17	846.112.114	837.453.450	840.565.188
18	897.763.499	903.117.266	900.623.181
19	1.000.193.315	994.713.484	999.229.330
20	955.009.625	955.009.636	956.361.818
21	876.045.194	879.850.154	874.862.534
22	773.854.239	773.948.480	772.160.778
23	767.410.394	767.415.820	767.854.918
24	705.781.099	706.468.260	706.743.896
Total	18.247.613.985	18.235.819.689	18.237.630.416

Sumber : Hasil Perhitungan

3.2. Tabel Total Biaya Pembangkitan PSO Pada Hari Minggu 6 Desember 2011

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
1	691.627.821	691.870.030	692.257.476
2	659.357.893	659.034.271	659.420.372
3	659.711.308	659.353.419	659.594.754
4	658.917.814	659.456.184	659.374.809
5	684.139.093	685.551.794	684.990.480
6	591.078.475	591.041.938	591.043.611
7	582.995.679	583.047.630	583.057.963
8	663.545.945	663.545.934	663.801.519
9	682.961.940	682.402.901	683.520.343

Sumber : Hasil Perhitungan

Lanjutan Tabel 3.2

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
10	684.105.244	683.482.421	683.966.821
11	682.443.486	682.961.030	683.344.245
12	665.279.515	665.150.018	665.140.908
13	633.170.923	633.657.613	633.832.557
14	625.066.940	623.199.866	623.497.809
15	615.269.563	613.829.652	614.872.721
16	613.939.158	613.490.484	614.001.822
17	616.140.440	615.269.563	615.740.973
18	955.831.540	947.652.928	944.414.509
19	937.610.617	937.610.617	940.502.787
20	583.373.077	583.529.282	583.533.202
21	771.057.836	765.907.917	766.871.095
22	687.010.034	687.147.607	686.515.995
23	682.565.431	680.232.826	681.193.693
24	678.522.507	677.973.642	677.731.778
Total	Rp16.305.722.279	Rp16.286.399.567	Rp16.292.222.241

Sumber : Hasil Perhitungan

3.3. Tabel Total Biaya Pembangkitan PSO Pada Hari Kamis 4 Desember 2011

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
1	647.960.517	648.105.828	648.213.696
2	625.337.490	625.969.118	625.652.166
3	626.048.000	626.614.169	626.017.182
4	625.977.444	625.294.218	625.840.283
5	627.737.458	628.398.625	627.820.078
6	628.396.407	628.321.794	628.216.005
7	566.801.301	566.540.925	566.693.427
8	509.279.106	508.354.028	508.737.581
9	524.103.319	524.148.553	524.116.815
10	551.848.244	551.451.525	551.720.729
11	551.748.232	552.204.191	551.891.687
12	535.140.939	535.160.157	535.175.497
13	535.754.610	534.961.110	535.355.799
14	529.602.074	530.168.128	529.767.475
15	539.144.489	539.143.759	539.117.373
16	539.079.516	539.120.889	539.131.791
17	610.242.352	610.589.225	610.324.664
18	947.087.133	937.610.617	945.556.097
19	937.175.665	937.175.664	938.313.358
20	942.548.982	937.610.617	939.992.867
21	777.241.636	772.756.687	774.549.785
22	709.199.148	710.133.485	709.479.449

Tabel Lanjutan 3.3

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
23	704.051.748	704.051.410	704.273.455
24	671.142.579	670.575.469	670.787.586
Total	15.462.648.387	15.444.460.188	15.456.744.847

Sumber : Hasil Perhitungan

3.4. Tabel Total Biaya Pembangkitan ACO Pada Hari Kamis 4 Desember 2011

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
1	625.208.760	628.499.581	618.746.889
2	616.634.557	617.741.942	616.975.443
3	612.755.005	617.911.187	616.177.225
4	620.906.423	608.313.594	614.992.012
5	677.259.092	679.618.058	678.384.911
6	599.787.340	601.040.563	608.234.418
7	607.131.651	608.799.970	605.537.680
8	616.754.378	616.084.289	618.819.806
9	670.828.415	669.679.186	672.332.962
10	670.922.565	667.997.204	676.576.110
12	619.617.561	620.512.927	618.182.906
13	624.416.662	621.985.411	620.568.556
14	614.622.094	618.655.342	619.298.402
15	678.814.460	670.717.361	673.468.067
16	733.267.941	706.851.606	726.737.624
17	721.448.452	741.498.384	730.952.725
18	791.122.275	784.412.569	786.285.513
19	906.564.276	896.185.527	898.691.505
20	811.079.444	842.574.617	840.296.524
21	789.339.407	778.695.724	784.800.481
22	664.770.461	655.146.697	671.496.859
23	675.942.628	670.403.607	674.287.397
24	619.167.952	613.189.367	617.605.229
Total	16.237.538.739	16.207.641.437	16.262.434.071

Sumber : Hasil Perhitungan

3.5. Tabel Total Biaya Pembangkitan ACO Pada Hari Sabtu 6 Desember 2011

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
1	614.156.106	624.974.119	617.749.037
2	613.171.872	615.448.480	614.379.707
3	616.023.509	604.631.862	616.434.189
4	610.349.352	592.937.123	611.880.203
5	615.146.309	610.273.748	611.668.927
6	563.657.427	561.560.273	561.913.454

Sumber : Hasil Perhitungan

Tabel Lanjutan 3.5

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
7	552.792.174	540.682.359	548.937.256
8	619.287.650	616.438.141	614.604.667
9	623.237.867	616.881.885	616.251.221
10	619.281.261	614.452.494	616.952.446
11	612.885.820	621.513.306	617.160.877
12	616.994.445	622.415.708	615.711.027
13	596.155.467	615.135.867	601.290.621
14	607.504.410	591.154.707	607.201.467
15	605.498.115	601.152.178	605.039.035
16	601.199.915	599.948.811	600.833.308
17	610.399.610	607.729.794	608.511.690
18	844.468.151	840.639.813	840.526.145
19	853.059.842	825.689.966	846.324.060
20	545.624.676	544.499.254	547.548.656
21	684.819.517	676.139.338	678.379.597
22	616.098.915	617.138.926	616.334.676
23	618.689.938	615.076.334	616.421.210
24	620.963.479	617.139.171	616.083.641
Total	15.081.465.827	14.993.653.659	15.048.137.116

Sumber : Hasil Perhitungan

3.6. Tabel Total Biaya Pembangkitan ACO Pada Hari Minggu 7 Desember 2011

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
1	604.110.793	595.403.707	604.043.321
2	607.892.309	602.931.021	607.367.903
3	607.277.126	618.675.979	614.559.815
4	607.525.478	606.335.467	605.523.851
5	605.863.915	608.089.337	605.146.475
6	609.742.195	605.674.198	607.295.678
7	504.286.469	516.773.458	513.551.468
8	443.823.110	446.650.387	445.138.206
9	453.114.376	451.496.614	450.741.576
10	460.152.034	461.563.923	462.382.953
11	468.901.941	460.958.512	463.028.061
12	444.777.533	450.708.970	445.102.977
13	445.090.255	441.815.608	441.843.918
14	443.500.200	441.609.169	441.652.167
15	446.680.954	440.867.192	443.438.571
16	449.452.600	450.934.327	448.832.247
17	606.882.426	605.468.549	606.476.071
18	845.270.307	842.049.356	842.812.226

Sumber : Hasil Perhitungan

Tabel Lanjutan 3.6

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
19	845.026.893	827.750.299	836.341.958
20	839.633.318	843.361.751	841.095.017
21	681.985.902	665.404.509	669.451.847
22	629.064.666	616.453.743	617.360.153
23	620.810.574	616.669.597	616.765.412
24	612.347.540	619.433.047	619.282.795
Total	13.883.212.915	13.837.078.721	13.849.234.668





Halaman Sengaja Dikosongkan

LAMPIRAN 4

Tabel Selisih Percobaan

4.1 Tabel Selisih Metode Hibrid PSO-ACO dengan Metode PSO pada Hari Kamis.

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
1	- 50.456.896	- 53.351.936	- 51.904.416
2	- 21.895.536	- 47.360.562	- 34.628.049
3	1.621.987	- 17.597.479	- 7.987.746
4	- 27.623.383	- 34.595.715	- 31.109.549
5	- 48.562.100	- 67.218.086	- 57.890.093
6	745.244	1.521.615	1.133.430
7	- 542.560	97.592	- 222.484
8	- 42.879.196	- 65.531.731	- 54.205.464
9	- 41.348.359	- 65.062.552	- 53.205.456
10	- 40.437.874	- 50.387.496	- 45.412.685
11	- 48.112.429	- 48.413.043	- 48.262.736
12	- 48.382.467	- 73.064.618	- 60.723.543
13	- 48.960.372	- 66.702.570	- 57.831.471
14	- 61.473.694	- 76.234.343	- 68.854.019
15	- 75.908.357	- 59.832.774	- 67.870.565
16	- 29.282.638	- 63.370.974	- 46.326.806
17	- 74.727.304	- 68.030.764	- 71.379.034
18	- 89.654.731	- 78.621.884	- 84.138.308
19	- 47.279.721	- 65.912.983	- 56.596.352
20	- 81.496.277	- 83.526.773	- 82.511.525
21	- 31.642.701	- 37.044.289	- 34.343.495
22	- 64.978.526	- 57.593.591	- 61.286.058
23	- 64.940.821	- 54.660.455	- 59.800.638
24	- 60.144.318	- 84.336.304	- 72.240.311
Total	- 1.098.363.028	- 1.316.831.715	- 1.207.597.372

Sumber : Hasil Perhitungan.

Tabel Selisih Metode Hibrid PSO-ACO dengan Metode ACO pada Hari Kamis.

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
1	30.844.885	25.379.971	26.779.469
2	28.519.910	1.954.712	30.338.788
3	55.577.319	32.215.760	30.903.621
4	29.719.280	35.341.401	30.436.512
5	29.541.203	10.132.891	28.315.418
6	32.729.979	32.177.211	22.545.093
7	3.254.302	1.510.335	5.044.641
8	50.463.857	27.583.128	30.664.299
9	43.185.620	18.218.984	32.313.443

Sumber : Hasil Perhitungan

Lanjutan Tabel

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata- Rata (Rupiah)
10	46.359.965	36.977.694	34.330.163
11	37.517.359	35.266.783	38.492.780
12	36.051.477	10.494.860	29.985.477
13	33.577.513	20.511.167	28.782.928
14	42.986.411	24.068.276	28.963.921
15	20.229.585	40.188.047	35.675.703
16	63.283.368	53.182.302	35.752.900
17	49.936.358	27.924.302	35.833.071
18	16.986.493	40.082.813	31.812.391
19	46.349.318	32.614.975	46.548.473
20	62.433.903	28.908.245	46.305.835
21	55.063.087	64.110.141	45.221.941
22	44.105.253	61.208.192	34.235.028
23	26.526.944	42.351.758	36.305.105
24	26.468.829	8.942.590	29.064.291
Total	911.712.217	711.346.537	774.651.291

Sumber : Hasil Perhitungan.

Tabel Selisih Metode Hibrid PSO-ACO dengan Metode PSO pada Hari Sabtu.

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
1	- 41.038.347	- 39.615.257	- 43.535.813
2	- 14.788.247	- 26.185.793	- 17.141.475
3	- 21.243.466	- 21.797.342	- 18.902.745
4	- 742.900	- 23.494.540	- 14.090.727
5	- 26.257.694	- 52.515.661	- 36.171.122
6	83.460	167.210	- 3.658.979
7	- 611.253	- 4.610.217	- 9.526.896
8	- 28.946.195	- 31.104.585	- 15.942.772
9	- 30.597.984	- 58.462.976	- 40.358.968
10	- 30.403.182	- 3.717.087	- 31.973.159
11	- 26.988.663	- 32.333.156	- 32.541.374
12	- 45.752.373	- 17.798.267	- 29.545.204
13	885.131	- 19.206	- 3.672.604
14	- 1.853.393	6.828	- 1.771.285
15	0	615.847	- 532.197
16	1.330.405	- 383.703	392.297
17	1.140.729	521.428	349.058
18	- 63.010.971	- 99.839.333	- 63.175.492
19	- 46.567.141	- 28.110.005	- 54.071.566
20	- 340.197	- 7.589.166	- 5.366.058
21	- 44.527.004	- 61.487.332	- 57.774.865

Sumber : Hasil Perhitungan.

Lanjutan Tabel

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
22	- 30.707.350	- 48.790.588	- 39.123.661
23	- 34.706.907	- 46.063.006	- 36.041.192
24	- 31.372.477	- 45.349.373	- 36.231.797
Total	- 517.016.021	- 647.955.280	- 590.408.594

Sumber : Hasil Perhitungan

Tabel Selisih Metode Hibrid PSO-ACO dengan Metode ACO pada Hari Sabtu.

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
1	36.433.368	27.280.654	30.972.625
2	31.397.774	17.399.998	27.899.191
3	22.444.333	32.924.215	24.257.820
4	47.825.562	43.024.521	33.403.879
5	42.735.091	22.762.386	37.150.432
6	27.504.508	29.648.876	25.471.178
7	29.592.251	37.755.055	24.593.811
8	15.312.100	16.003.208	33.254.080
9	29.126.090	7.058.040	26.910.153
10	34.420.800	65.312.839	35.041.217
11	42.569.003	29.114.568	33.641.994
12	2.532.698	24.936.042	19.884.677
13	37.900.587	18.502.540	28.869.332
14	15.709.137	32.051.987	14.525.058
15	9.771.447	13.293.321	9.301.488
16	14.069.648	13.157.970	13.560.810
17	6.881.559	8.061.197	7.578.341
18	48.352.418	7.173.782	40.712.872
19	37.983.633	83.810.645	40.107.161
20	37.408.204	31.440.862	30.618.488
21	41.711.315	28.281.246	30.716.634
22	40.203.769	21.218.093	31.057.658
23	29.168.586	19.093.486	28.731.291
24	26.186.551	15.485.098	25.416.341
Total	707.240.431	644.790.629	653.676.532

Sumber : Hasil Perhitungan.

Tabel Selisih Metode Hibrid PSO-ACO dengan Metode PSO pada Hari Minggu.

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
1	367.326	222.014	- 9.621.989
2	- 41.267	- 672.896	1.359.829
3	500.423	- 65.745	- 208.500
4	1.594.510	2.277.736	- 671.757
5	431.116	- 230.051	116.927
6	- 1.050.301	- 975.688	- 2.929.228
7	- 30.108.038	- 29.847.662	- 37.166.574
8	- 53.485.333	- 52.560.255	- 38.474.142
9	- 40.414.959	- 40.460.193	- 51.144.187
10	- 54.122.874	- 53.726.154	- 57.645.271
11	- 32.692.163	- 33.148.122	- 45.055.716
12	- 61.546.078	- 61.565.295	- 64.388.732
13	- 74.088.675	- 73.295.175	- 63.145.398
14	- 42.246.160	- 42.812.214	- 62.218.382
15	- 76.959.291	- 76.958.561	- 62.823.463
16	- 64.879.430	- 64.920.804	- 63.316.530
17	- 24.840	- 371.712	112.222
18	- 59.989.938	- 50.513.422	- 54.226.303
19	- 51.481.808	- 51.481.806	- 46.800.851
20	- 45.106.484	- 40.168.119	- 59.733.499
21	- 57.222.084	- 52.737.135	- 52.853.079
22	- 79.100.332	- 80.034.668	- 57.987.949
23	- 28.560.338	- 28.560.000	- 54.329.863
24	- 17.703.235	- 17.136.125	- 25.132.851
Total	- 867.930.252	- 849.742.053	- 908.285.285

Sumber : Hasil Perhitungan.

Tabel Selisih Metode Hibrid PSO-ACO dengan Metode ACO pada Hari Minggu.

Jam	Nilai Terburuk (Rupiah)	Nilai Terbaik (Rupiah)	Nilai Rata-Rata (Rupiah)
1	44.217.049	47.141.264	34.548.386
2	17.403.914	22.774.520	19.644.091
3	19.271.297	7.973.861	11.248.868
4	20.046.477	19.588.046	19.644.675
5	22.304.659	20.090.466	22.790.531
6	17.603.910	21.950.594	17.991.099
7	32.406.793	26.275.416	15.975.385
8	11.970.663	39.459.633	25.125.233
9	30.573.983	16.891.347	22.231.052
10	37.573.336	23.870.453	31.692.506
11	50.154.128	38.703.557	43.807.910
12	28.817.328	25.991.169	25.683.788
13	16.575.680	28.656.607	30.366.483
14	43.855.713	6.156.767	25.896.926
15	15.504.244	36.793.463	32.855.339
16	24.747.485	21.328.879	26.983.015
17	3.335.086	4.282.848	3.960.815
18	41.826.888	24.713.414	48.517.569
19	40.666.964	81.830.673	55.170.549
20	57.809.179	52.260.788	39.164.350
21	38.033.650	63.913.226	52.244.859
22	1.034.151	39.873.230	34.131.346
23	54.680.836	10.537.569	33.178.180
24	41.091.804	24.261.288	26.371.940
Total	711.505.221	705.319.078	699.224.895

Sumber : Hasil Perhitungan.



Halaman Sengaja Dikosongkan