

OPTIMASI *ECONOMIC DISPATCH* PEMBANGKIT *THERMAL*
PADA SISTEM KELISTRIKAN SULSELBAR MENGGUNAKAN
LAGRANGE MULTIPLIER DAN *PARTICLE SWARM OPTIMIZATION*



SKRIPSI

Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat untuk menyelesaikan
pendidikan diploma empat (D-4) Program Studi Teknik Pembangkit Energi
Jurusan Teknik Mesin
Politeknik Negeri Ujung Pandang

Andi Silfiah Prabawati 442 15 003
Wahyudi Wahdani 442 15 005

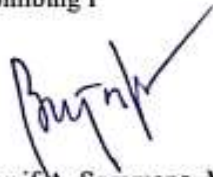
PROGRAM STUDI D-4 TEKNIK PEMBANGKIT ENERGI
JURUSAN TEKNIK MESIN
POLITEKNIK NEGERI UJUNG PANDANG
MAKASSAR
2019

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi dengan judul “Optimasi *Economic Dispatch* Pembangkit *Thermal* Pada Sistem Kelistrikan Sulselrabar Menggunakan *Lagrange Multiplier* dan *Particle Swarm Optimization*” oleh Andi Silfiah Prabawati (44215003) dan Wahyudi Wahdani (44215005) telah diterima dan disahkan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Sains Terapan pada Program Studi Teknik Pembangkit Energi Jurusan Teknik Mesin Politeknik Negeri Ujung Pandang.

Makassar, 5 September 2019

Pembimbing I



Ir. Tasrif A. Sommeng, M.T.
NIP. 19570724 198903 1 001

Pembimbing II



Musrady Mulyadi, S.ST., M.T.
NIP. 19720202 200112 1 002

Mengetahui,

Ketua Program Studi
Teknik Pembangkit Energi









Ir. La Ode Musa, M.T.
NIP. 19601231 19903 1 021

HALAMAN PENERIMAAN

Pada hari ini, Kamis 5 September 2019, Tim penguji Ujian Sidang Skripsi telah menerima dengan baik hasil ujian skripsi oleh mahasiswa: Andi Silfiah Prabawati NIM 44215003 dan Wahyudi Wahdani NIM 44215005 dengan judul "Optimasi *Economic Dispatch* Pembangkit *Thermal* Pada Sistem Kelistrikan Sulselrabar Menggunakan *Lagrange Multiplier* dan *Particle Swarm Optimization*"

Makassar, 5 September 2019

Tim Penguji Ujian Sidang Skripsi.

- | | | |
|------------------------------------|---------------|---|
| 1. Ir. Nur Hamzah, M.T., Ph.D. | Ketua | () |
| 2. Sukma Abadi, S.T., M.T. | Sekretaris | () |
| 3. Sonong, S.T., M.T. | Anggota I | () |
| 4. Gusri Emiyati Ali, S.Pd., M.Pd. | Anggota II | () |
| 5. Ir. Tasrif A. Sommeng, M.T. | Pembimbing I | () |
| 6. Musrady Mulyadi, S.ST., M.T. | Pembimbing II | () |

KATA PENGANTAR

Puji syukur kami panjatkan kehadirat Tuhan Yang Maha Kuasa atas segala limpahan rahmat dan hidayah-Nya kepada penulis sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik.

Sebagai manusia biasa, penulis sangat menyadari bahwa pada skripsi yang sederhana ini masih banyak terdapat kekeliruan dan masih memerlukan perbaikan secara menyeluruh, hal ini tidak lain disebabkan keterbatasan ilmu dan kemampuan yang dimiliki oleh penulis dalam menyelesaikan skripsi ini, karenanya berbagai masukan dan saran yang sifatnya membangun sangatlah diharapkan demi kesempurnaan Tugas Akhir ini.

Didalam skripsi ini, penulis telah menyelesaikan skripsi dengan judul “Optimasi *Economic Dispatch* Pembangkit *Thermal* pada Sistem Kelistrikan Sulselrabar Menggunakan *Lagrange Multiplier* dan *Particle Swarm Optimization*”. Untuk itu tidak lupa penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Kedua orang tua tercinta yang selalu setia memberikan dukungan doa, kasih sayang yang tidak hanya dalam bentuk materi tetapi juga dalam bentuk dukungan moril.
2. Bapak Prof. Ir. Muhammad Anshar, M.Si., Ph.D. selaku Direktur Politeknik Negeri Ujung Pandang
3. Bapak Dr. Jamal S.T., M.T., selaku Ketua Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Ujung Pandang.
4. Bapak Ir. La Ode Musa, M.T, selaku Ketua Program Studi Teknik Pembangkit Energi Politeknik Negeri Ujung Pandang.
5. Bapak Ir. Tasrif A. Sommeng, M.T.selaku Pembimbing I, yang mana dengan penuh kesabaran memberikan bimbingannya dalam penyelesaian skripsi ini.
6. Bapak Musrady Mulyadi, S.ST., M.T. selaku Pembimbing II, yang mana dengan penuh kesabaran memberikan bimbingannya dalam penyelesaian skripsi ini.
7. Bapak Muhammad Ruswandi Djalal, S.ST., M.T., selaku dosen kami, yang telah membantu dalam penyelesaian skripsi ini.
8. Bapak dan Ibu Dosen serta Staf jurusan Teknik Mesin Program Studi Teknik Pembangkit Energi Politeknik Negeri Ujung Pandang.
9. PT.PLN (Persero) UIKL Sulawesi Unit Pelaksana Pengatur Beban Sistem Makassar.
10. PT. PLN (Persero) Unit Pelaksana Pengendalian Pembangkitan Tello.
11. PT. Rekind Daya Mamuju Pembangkit Listrik Tenaga Uap 2 X 25 MW.
12. PT. PLN (Persero) PLTU Punagaya 2 x 100 MW.
13. PT. Bosowa Energi PLTU Jeneponto Expansi 2 x 135 MW.
14. Kakanda Reza Aristo, S.ST, yang telah membantu dalam penyelesaian skripsi ini.
15. Teman-teman Program Studi Teknik Pembangkit Energi, Politeknik Negeri Ujung Pandang, atas segala bantuannya dalam menyelesaikan skripsi ini.

16. Semua pihak yang telah membantu dalam penulisan Skripsi ini yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Harapan penulis semoga apa yang telah dibantukan selama ini baik berupa moril maupun materil mendapatkan imbalan amal dari Tuhan Yang Maha Kuasa dan semoga Skripsi ini dapat memberikan manfaat bagi kita semua. *Amin Yaa Rabbal 'Alamiin.*

Makassar, September 2019

Penulis



DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERSETUJUAN	ii
HALAMAN PENERIMAAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR LAMPIRAN	xi
DAFTAR SIMBOL, SATUAN, DAN SINGKATAN	xii
SURAT PERNYATAAN	xiii
RINGKASAN	xv
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah.....	4
1.3 Ruang Lingkup Penelitian	4
1.4 Tujuan Penelitian	5
1.5 Manfaat Penelitian	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Tinjauan pada Peneliti Terdahulu.....	7
2.2 Sistem Pembangkit Tenaga Listrik.....	8
2.3 Optimasi Pembangkit Tenaga Listrik	9
2.3.1 Operasi Ekonomis dengan Memperhitungkan Rugi-Rugi Transmisi.....	11
2.3.2 Operasi Ekonomis dengan Mengabaikan Rugi-Rugi Transmisi.....	12

2.3.3 Karakteristik Ekonomis Pembangkit <i>Thermal</i>	13
2.4 Sistem Pembiayaan.....	17
2.5 <i>Economic Dispatch</i>	18
2.5.1 Batasan-Batasan dalam Pembangkit Tenaga Listrik.....	20
2.5.2 Metode <i>Lagrange Multiplier</i>	21
2.5.3 Metode <i>Particle Swarm Optimization</i>	22
2.6 Aliran Daya	24
2.7 <i>Software Matlab</i>	26

BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Tempat dan Waktu Pelaksanaan	28
3.2 Teknik Pengambilan Data	28
3.3 Teknik Analisis Data	29
3.4 Diagram Alir Penelitian.....	30

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil Penelitian.....	35
4.1.1 Sistem Kelistrikan Sulselrabar.....	36
4.1.2 <i>Cost Function</i> Bahan Bakar Pembangkit <i>Thermal</i>	40
4.1.3 Beban Puncak Siang Hari.....	45
4.1.4 Beban Puncak Malam Hari.....	46
4.2 Pembahasan.....	48
4.2.1 Karakteristik <i>Input-Output</i> Pembangkit <i>Thermal</i>	49
4.2.2 <i>Cost Function</i> Pembangkit <i>Thermal</i>	50
4.2.3 Hasil Optimasi <i>Lagrange Multiplier</i> dan <i>Particle Swarm Optimization</i> pada Beban Puncak Siang Hari.....	51
4.2.4 Hasil Optimasi <i>Lagrange Multiplier</i> dan <i>Particle Swarm Optimization</i> pada Beban Puncak Malam Hari.....	59

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan	66
5.2 Saran	67

DAFTAR PUSTAKA68
LAMPIRAN70



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	<i>Road Map</i> Penelitian <i>Economic Dispatch</i> Sistem Sulselrabar	7
Tabel 4.1	Data Saluran Transmisi Sistem Sulselrabar.....	36
Tabel 4.2	Data Penomoran Bus Sistem Sulselrabar	37
Tabel 4.3	Kapasitas Daya Maksimum dan Daya Minimum Pembangkit Sulselrabar	40
Tabel 4.4	Data <i>Input-Output</i> Pembangkit <i>Thermal</i> Sistem Sulselrabar	41
Tabel 4.5	Data Beban Sistem Sulselrabar pada Beban Puncak Siang Hari	45
Tabel 4.6	Data Beban Sistem Sulselrabar pada Beban Puncak Malam Hari	47
Tabel 4.7	Karakteristik <i>Input-Output</i> Pembangkit <i>Thermal</i> Sulselrabar	59
Tabel 4.8	Persamaan Biaya Bahan Bakar Pembangkit <i>Thermal</i> Sulselrabar	51
Tabel 4.9	Data <i>Real</i> Sistem Pembangkitan <i>Thermal</i> pada Beban Puncak Siang Hari.....	52
Tabel 4.10	Hasil Optimasi <i>Lagrange Multiplier</i> Pembangkit <i>Thermal</i> pada Beban Puncak Siang Hari.....	52
Tabel 4.11	Hasil Optimasi <i>Particle Swarm Optimization</i> Pembangkit <i>Thermal</i> pada Beban Puncak Siang Hari.....	53
Tabel 4.12	Hasil Optimasi <i>Lagrange Multiplier</i> dan <i>Particle Swarm</i> <i>Optimization</i> Pembangkit <i>Thermal</i> pada Beban Puncak Siang Hari.....	56
Tabel 4.13	Data <i>Real</i> Sistem Pembangkitan <i>Thermal</i> pada Beban Puncak Malam Hari	59
Tabel 4.14	Hasil Optimasi <i>Lagrange Multiplier</i> Pembangkit <i>Thermal</i> pada Beban Puncak Malam Hari	60
Tabel 4.15	Hasil Optimasi <i>Particle Swarm Optimization</i> Pembangkit <i>Thermal</i> pada Beban Puncak Malam Hari	61
Tabel 4.16	Hasil Optimasi <i>Lagrange Multiplier</i> dan <i>Particle Swarm</i> <i>Optimization</i> Pembangkit <i>Thermal</i> pada Beban Puncak Malam Hari	63

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Unit <i>Thermal</i> yang Melayani Beban Transmisi	12
Gambar 2.2	Unit <i>Thermal</i> yang Melayani beban	13
Gambar 2.3	Karakteristik <i>Net Heat Rate</i> Pembangkit <i>Thermal</i>	14
Gambar 2.4	Kurva Hubungan Biaya <i>Input</i> Bahan Bakar dengan Daya <i>Output</i> yang Dihasilkan oleh Unit Pembangkit <i>Thermal</i>	16
Gambar 2.5	Tampilan <i>Interface Matlab</i>	27
Gambar 3.1	Diagram <i>Lagrange Multiplier Multiplier</i>	31
Gambar 3.2	Diagram <i>Particle Swarm Optimization</i>	32
Gambar 3.3	Diagram Penelitian	33
Gambar 4.1	<i>Single Line</i> Sistem Sulselrabar	39
Gambar 4.2	Hubungan <i>Input-Output</i> PLTD Sulselrabar	43
Gambar 4.3	Hubungan <i>Input-Output</i> PLTU Sulselrabar	44
Gambar 4.4	Hubungan <i>Input-Output</i> PLTGU Sulselrabar	44
Gambar 4.5	Grafik Konvergensi <i>Particle Swarm Optimization</i> pada Beban Puncak Siang Hari	54
Gambar 4.6	Perbandingan Biaya Bahan Bakar Pembangkit pada Siang Hari	57
Gambar 4.7	Grafik Konvergensi <i>Particle Swarm Optimizatiom</i> Pada Beban Puncak Malam Hari	62
Gambar 4.8	Perbandingan Biaya Bahan Bakar Pembangkit pada Malam Hari	64

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1	<i>Single Line</i> Diagram Sistem Sulselrabar.....	71
Lampiran 2	Data Impedansi Saluran Transmisi Sistem Sulselrabar	72
Lampiran 3	Data Beban Sistem Sulselrabar Siang dan Malam 12 April 2012.....	73
Lampiran 4	Aliran Daya Sistem Sulselrabar Beban Puncak Malam.....	74
Lampiran 5	Aliran Daya Sistem Sulselrabar Beban Puncak Siang.....	75
Lampiran 6	Data Beban Sistem Sulselrabar 12 April 2012	76
Lampiran 7	<i>Lagrange Multiplier</i> Beban Puncak Siang Hari	77
Lampiran 8	<i>Lagrange Multiplier</i> Beban Puncak Malam Hari	78
Lampiran 9	<i>Particle Swarm Optimization</i> Beban Puncak Siang Hari.....	79
Lampiran 10	<i>Particle Swarm Optimization</i> Beban Puncak Malam Hari.....	81



DAFTAR SIMBOL, SATUAN, DAN SINGKATAN

SIMBOL	SATUAN	KETERANGAN
ED	-	<i>Economic Dispatch</i>
PLTA	-	Pembangkit Listrik Tenaga Air
PLTD	-	Pembangkit Listrik Tenaga Diesel
PLTU	-	Pembangkit Listrik Tenaga Uap
PLTG	-	Pembangkit Listrik Tenaga Gas
PLTGU	-	Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap
PLTP	-	Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi
PLTN	-	Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir
PSO	-	<i>Particle Swarm Optimization</i>
P	Watt	Daya aktif
Q	VAR	Daya reaktif
S	VA	Daya semu
P_i	MW	Daya <i>output</i> pembangkit
P_R	MW	Beban sistem tenaga listrik
P_L	MW	Rugi-rugi pada saluran transmisi
L	-	Persamaan <i>Lagrange</i>
F_T	Rp/jam	Total biaya pembangkitan
F_i	Rp/jam	Biaya bahan bakar pada pembangkitan ke-i
λ		Pengali <i>Lagrange</i>
i		Indeks pembangkit ke-I (1,2,3,...n)
B_{ij}	MW	Koefisien kerugian transmisi atau <i>loss coefficients</i>
B_{i0}, B_{00}	-	Konstanta rugi-rugi daya
IFR	-	<i>Incrementsl Fuel Rate</i>
ΔF	-	Bahan bakar suatu pembangkit (<i>input</i>)
ΔP	-	Energi yang dihasilkan (<i>output</i>)
IFC	-	<i>Incremental Fuel Cost</i>
Fuel Cost	Rp/MWh	Biaya bahan bakar
H_n	Liter/jam	<i>Input</i> bahan bakar pembangkit <i>thermal</i> unit ke-n
P_n	MW	<i>Output</i> pembangkit <i>thermal</i> unit ke-n
$\alpha_n, \beta_n, \gamma_n$	-	Konstanta <i>input-output</i> pembangkit <i>thermal</i> unit ke-n
$P_{i_{min}}$ dan $P_{i_{max}}$	-	Batas minimum dan maksimum dari daya mampu

SURAT PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Andi Silfiah Prabawati

Nim : 44215003

Menyatakan dengan sebenar-benarnya bahwa segala pernyataan dalam skripsi ini yang berjudul "*Optimasi Economic Dispatch Pembangkit Thermal Pada Sistem Kelistrikan Sulselrabar Menggunakan Lagrange Multiplier dan Particle Swarm Optimization*" merupakan gagasan dan hasil karya saya sendiri dengan arahan pembimbing dan belum pernah diajukan dalam bentuk apapun pada perguruan tinggi dan instansi manapun.

Semua data dan informasi yang digunakan telah dinyatakan secara jelas dan dapat diperiksa kebenarannya. Sumber informasi yang berasal atau dikutip dari karya penulis lain telah disebutkan dalam naskah dan dicantumkan dalam skripsi ini.

Jika pernyataan saya tersebut tidak benar, saya siap menanggung resiko yang ditetapkan oleh Politeknik Negeri Ujung Pandang.

Makassar, 5 September 2019



Andi Silfiah Prabawati

Nim. 44215003

SURAT PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Wahyudi Wahdani

Nim : 44215005

Menyatakan dengan sebenar-benarnya bahwa segala pernyataan dalam skripsi ini yang berjudul “Optimasi *Economic Dispatch* Pembangkit *Thermal* Pada Sistem Kelistrikan Sulselrabar Menggunakan *Lagrange Multiplier* dan *Particle Swarm Optimization*” merupakan gagasan dan hasil karya saya sendiri dengan arahan pembimbing dan belum pernah diajukan dalam bentuk apapun pada perguruan tinggi dan instansi manapun.

Semua data dan informasi yang digunakan telah dinyatakan secara jelas dan dapat diperiksa kebenarannya. Sumber informasi yang berasal atau dikutip dari karya penulis lain telah disebutkan dalam naskah dan dicantumkan dalam skripsi ini.

Jika pernyataan saya tersebut tidak benar, saya siap menanggung resiko yang ditetapkan oleh Politeknik Negeri Ujung Pandang.

Makassar, 5 September 2019



Wahyudi Wahdani

Nim. 44215005

OPTIMASI *ECONOMIC DISPATCH* PEMBANGKIT *THERMAL* PADA SISTEM KELISTRIKAN SULSELBARAR MENGUNAKAN *LAGRANGE MULTIPLIER*

RINGKASAN

Pada operasi pembangkit tenaga listrik, daya yang dibangkitkan dapat berubah setiap saat sesuai permintaan beban dan energi listrik yang dibangkitkan tidak dapat disimpan dalam skala besar, karena energi harus disediakan pada saat dibutuhkan. Oleh karena itu, konsumsi bahan bakar akan semakin besar seiring dengan meningkatnya permintaan beban. Untuk meminimalkan biaya pembangkit maka diperlukan analisis *economic dispatch* dengan membagi pembebanan pada setiap unit pembangkit berdasarkan biaya bahan bakar. Dengan penerapan *economic dispatch* maka akan didapatkan biaya pembangkit yang minimum terhadap produksi daya listrik yang dibangkitkan pada unit pembangkit *thermal* pada sistem kelistrikan Sulselrabar.

Penelitian ini menggunakan studi kasus beban puncak siang hari dan beban puncak malam hari, dan menggunakan metode *Lagrange Multiplier* dan *Particle Swarm Optimization* sebagai metode pembandingan dalam menyelesaikan optimasi *economic dispatch*. *Software Matlab* digunakan untuk mempermudah perhitungan sehingga diperoleh hasil yang lebih akurat.

Berdasarkan penelitian ini, optimasi *economic dispatch* pada studi kasus beban puncak siang hari dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier* menghasilkan biaya pembangkit total sebesar Rp.98.183.059,33,-/jam untuk membangkitkan daya sebesar 427,726 MW dengan *losses* 25,633 MW. Adapun jika menggunakan metode *Particle Swarm Optimization*, dihasilkan biaya pembangkit total sebesar Rp.93.211.721,22,-/jam untuk menghasilkan daya 427,85 MW dengan *losses* 25,75 MW. Studi kasus beban puncak malam hari dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier* dihasilkan biaya pembangkit total sebesar Rp.135.539.078,13,-jam untuk membangkitkan daya sebesar 523,3 MW dengan *losses* 28,301 MW. Adapun dengan menggunakan metode *Particle Swarm Optimization*, dihasilkan biaya pembangkit total sebesar Rp.129.649.214,46,-/jam untuk membangkitkan daya sebesar 558,59 MW dengan *losses* 26,29 MW. Berdasarkan hasil perhitungan yang diperoleh pada beban puncak siang hari dan beban puncak malam hari, metode *Particle Swarm Optimization* mampu menghasilkan biaya pembangkit yang lebih ekonomis untuk membangkitkan daya listrik.

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Energi listrik yang dibangkitkan tidak dapat disimpan dalam skala besar karena energi harus disediakan pada saat dibutuhkan. Oleh sebab itu, suatu sistem tenaga listrik harus dioperasikan agar dapat memenuhi permintaan daya yang berubah setiap saat. Dalam suatu sistem tenaga listrik, unit-unit pembangkit tidak berada dalam jarak yang sama dari pusat beban dan biaya pembangkitan tiap-tiap pembangkit pun berbeda. Sistem tenaga listrik ini berada dalam skala yang besar dan harus dijalankan secara optimal, pengoptimalan sumber daya dapat dilakukan dengan pengoptimalan pemakaian bahan bakar, karena biaya operasi pusat listrik sebagian besar ($\pm 60\%$) untuk operasi pusat tenaga listrik, khususnya untuk membeli bahan bakar (Watiningsih, dkk, 2014).

Pengoperasian beberapa unit pembangkit dalam suatu pusat pembangkit memerlukan manajemen yang baik, khususnya dalam pembebanan dan jumlah daya yang harus disumbangkan oleh suatu unit pembangkit atau suatu pusat pembangkit ke dalam sistem harus diatur dengan baik. Manajemen pengoperasian yang ekonomis khususnya pembangkit *thermal* dapat mengakibatkan biaya bahan bakar persatuan waktu dalam rupiah perjam dapat ditekan seminimal mungkin. Pada unit pembangkit *thermal* penambahan beban akan mendorong pertambahan jumlah bahan bakar per satuan waktu dan pada akhirnya akan meningkatkan pertambahan biaya per satuan waktu, yang biasa disebut *input-output* suatu pembangkit tenaga listrik.

Analisis untuk meminimalkan biaya pembangkitan biasa disebut dengan istilah *economic dispatch*. *Economic Dispatch* merupakan masalah penting dalam pengoperasian sistem tenaga. Dalam *economic dispatch* ditentukan pembagian beban yang optimal untuk unit-unit pembangkit yang beroperasi setiap saat, sehingga diperoleh total biaya operasi yang minimum dengan tetap memperhatikan batas-batas teknis dan operasional yaitu pembangkitan minimum dan maksimum setiap unit generator, permintaan beban, dan rugi-rugi transmisi. Ada beberapa metode yang ditawarkan untuk memecahkan masalah *economic dispatch* diantaranya yaitu; Metode deterministik atau pendekatan secara perhitungan matematika teknis dan metode undeterministik meliputi *heuristic* dan teknik probabilitas. Metode deterministik yang sering digunakan seperti; Metode *Lagrange*, *Iterasi Lamda* dan *Base Point* dan untuk metode undeterministik yang sering digunakan seperti; metode cerdas berbasis *Particle Swarm Optimization*, *Ant Colony Optimization*, *Genetic Algorithm*, *Artificial Bee Colony*, *Hybrid Genetic Algorithm*, dan *Imperialist Competitive Algorithm (ICA)*.

Sistem kelistrikan Sulselrabar menghubungkan pusat-pusat beban yang ada di Sulselrabar seperti Makassar, Pangkep, Maros, Pinrang dan lain-lain. Oleh karena itu, perlu dilakukan studi pada sistem kelistrikan yang ada di Sulselrabar untuk menunjang kinerja pembangkitan agar lebih optimal. Pada penelitian sebelumnya, studi *Economic Dispatch* telah dilakukan oleh; (Sofyan., dkk, 2010), (Syarifuddin, 2009), (Tuegeh, Soeprijanto., dkk, 2009), (Chairil, 2009), (Tasrif A, 2018). Beberapa penelitian sebelumnya menghasilkan kombinasi pembebanan ekonomis untuk unit-unit pembangkit pada sistem kelistrikan Sulselrabar, namun pada

penelitian tersebut masih terdapat beberapa kekurangan yang di antaranya adalah tidak memperhitungkan rugi-rugi transmisi. Hasil dari penelitian yang disebutkan kemudian dijadikan bahan acuan untuk skripsi ini.

Metode *Lagrange Multiplier* merupakan metode deterministik dengan menentukan persamaan *Lagrange* antara fungsi objektif dan *constrain*. Penerapan *lagrange multiplier* sebagai metode optimasi *economic dispatch* telah diteliti oleh: (Syah Khairuddin.,dkk, 2012), (Azmi, 2014), (Sujito, 2009), (Permata dan Rahardjo, 2013), dan (Dailami.,dkk, 2001). Namun dalam penerapan metode *Lagrange Multiplier* pada penelitian-penelitian tersebut tidak memperhitungkan rugi-rugi transmisi sehingga tidak menggambarkan *real* sistem yang terjadi di lingkungan.

Metode *Particle Swarm Optimization* (PSO) merupakan metode undeterministik atau metode cerdas. PSO adalah salah satu teknik komputasi evolusioner, yang mana populasi pada PSO didasarkan pada penelusuran algoritma dan diawali dengan suatu populasi random yang disebut *particle*. Penerapan PSO sebagai metode optimasi *economic dispatch* telah diteliti oleh: (Kanata Sabhan, 2013), (Napitupulu, 2018), dan (Febrian., dkk, 2016).

Pada skripsi ini dilakukan studi pada sistem kelistrikan Sulselrabar yaitu *Economic Dispatch* menggunakan *Langrange Multipiler* dan *Particle Swarm Optimization*. Metode konvensional atau deterministik berbasis *Lagrange Multiplier* merupakan salah satu metode yang lebih akurat jika dibandingkan dengan metode konvensional lainnya dan metode undeterministik atau metode

cerdas berbasis *Particle Swarm Optimization* adalah metode pembandingan dalam penelitian ini.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang tersebut, maka rumusan masalah dari skripsi ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana menghasilkan biaya pembangkit yang ekonomis dengan memperhatikan batasan *equality* dan *inequality* ?
2. Bagaimana hasil perbandingan sebelum dan sesudah optimasi pembangkit menggunakan *Lagrange Multiplier* dan *Particle Swarm Optimization* (PSO) dengan memperhitungkan rugi-rugi transmisi?

1.3 Ruang Lingkup Penelitian

Agar dalam pembahasan tidak terlalu meluas, maka penulis mencantumkan ruang lingkup penelitian sebagai berikut:

1. Perhitungan optimasi pada unit pembangkit *thermal*.
2. Menggunakan batasan *equality* dan *inequality*.
3. Metode *Particle Swarm Optimization* sebagai metode pembandingan.
4. Pembangkit *Non Thermal* dimaksimalkan.
5. Data yang digunakan adalah karakteristik *input-output* masing-masing pembangkit *thermal*, biaya bahan bakar, impedansi saluran transmisi Sulsebar dan kapasitas unit pembangkit *thermal* sistem kelistrikan Sulsebar.

6. Digunakan studi kasus beban puncak siang hari dan beban puncak malam hari.
7. *Software Matlab* digunakan untuk optimasi metode *Lagrange Multiplier* dan metode *Particle Swarm Optimization*.

1.4 Tujuan Penelitian

Berdasarkan rumusan masalah yang telah diuraikan di atas, maka tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian ini yaitu sebagai berikut :

1. Untuk menghasilkan biaya pembangkit yang ekonomis dengan memperhatikan batasan *equality* dan *inequality*. Batasan *equality* mencerminkan suatu keseimbangan antara total daya yang dibangkitkan dengan total daya beban pada sistem. Batasan *inequality* mencerminkan batas minimum dan maksimum pembangkitan yang harus dipenuhi sehingga diperoleh total biaya bahan bakar yang optimum.
2. Untuk menunjukkan hasil perbandingan sebelum dan sesudah optimasi pembangkit menggunakan *Lagrange Multiplier*, dan *Particle Swarm Optimization* (PSO) dengan memperhitungkan rugi-rugi transmisi.

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Perusahaan pembangkit *thermal* akan mendapatkan gambaran mengenai cara memenuhi kebutuhan listrik konsumen secara optimal dengan biaya bahan bakar yang minimal.

2. Mahasiswa dapat berkontribusi pada sistem kelistrikan Sulselrabar dalam permasalahan optimasi pembangkitan termurah, sehingga dapat digunakan sebagai referensi untuk perencanaan sistem yang akan datang.
3. Skripsi ini diharapkan dapat menambah pengetahuan mengenai penggunaan metode *Lagrange Multiplier* dan metode *Particle Swarm Optimization* dengan memperhatikan batasan pembangkit dan rugi-rugi transmisi untuk menyelesaikan masalah optimisasi, baik itu untuk bidang operasi sistem tenaga listrik, maupun bidang lainnya.



BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Tinjauan Terhadap Penelitian Terdahulu

Dalam tinjauan pustaka, peneliti mengawali dengan menelaah penelitian terdahulu yang berkaitan serta relevan dengan penelitian yang dilakukan. Dengan demikian, peneliti mendapatkan rujukan pendukung, pelengkap serta pembanding dalam menyusun skripsi ini sehingga lebih memadai. Selain itu, referensi penelitian terdahulu berguna untuk memberikan gambaran awal yang terkait dalam masalah penelitian ini.

Penelitian tentang pembangkitan ekonomis (*Economic Dispatch*) pada sistem kelistrikan Sulselrabar sebelumnya telah dilakukan oleh beberapa peneliti, seperti ditampilkan pada tabel berikut.

Tabel 2.1. *Road Map* Penelitian *Economic Dispatch* Sistem Sulselrabar.

No	Peneliti	Metode
1	(Al Imran, 2006)	Incremental Production Cost
2	(Syarifuddin, 2009)	Particle Swarm Optimization
3	(Chairil, 2009)	Merit Loading
4	(Sofyan, dkk, 2010)	Incremental Production Cost (IPC)
5	(Tasrif A, 2018)	Ant Colony Optimization

Berdasarkan penelitian yang disebutkan di atas, peneliti menggunakan metode undeterministik untuk menyelesaikan *economic dispatch* pada sistem Sulselrabar serta tidak memperhitungkan rugi-rugi transmisi yang menggambarkan *real* sistem suatu pembangkit.

Penelitian ini menggunakan metode deterministik dan metode undeterministik sebagai metode perbandingan, dan memperhitungkan rugi-rugi transmisi untuk menggambarkan *real* sistem pembangkit pada sistem kelistrikan Sulselrabar.

2.2 Sistem Pembangkit Tenaga Listrik

Sistem pembangkitan tenaga listrik berfungsi membangkitkan energi listrik melalui berbagai macam pembangkit tenaga listrik. Pada pembangkit tenaga listrik ini energi diubah oleh penggerak mula (*prime over*) menjadi energi mekanis yang berupa kecepatan atau putaran, selanjutnya energi mekanis tersebut diubah menjadi energi listrik oleh generator. Mesin penggerak generator listrik yang banyak digunakan adalah mesin diesel, turbin uap, turbin air, dan turbin gas (Tambun, 2018).

Pembangkit tenaga listrik adalah salah satu bagian dari sistem tenaga listrik. Listrik dihasilkan dari pusat pembangkitan yang menggunakan energi potensi mekanik (air, uap, panas bumi, nuklir, dan lain-lain) untuk menggerakkan turbin yang porosnya dikopel dengan generator. Generator yang berputar menghasilkan energi listrik. Energi listrik yang dihasilkan disalurkan ke gardu induk melalui jaringan transmisi, kemudian langsung di distribusikan ke konsumen melalui jaringan distribusi

Watiningsi dkk. (2014) menyatakan bahwa jenis-jenis pusat pembangkit tenaga listrik sebagai berikut:

1. Pusat Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA)

Pusat pembangkit listrik ini menggunakan tenaga air sebagai sumber energi primer.

2. Pusat Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD)

Pusat pembangkit listrik ini menggunakan bahan bakar minyak sebagai energi primer.

3. Pusat Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)

Pusat pembangkit listrik ini menggunakan bahan bakar batu bara, minyak atau gas sebagai sumber energi primer.

4. Pusat Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)

Pusat pembangkit listrik ini menggunakan bahan bakar gas atau minyak sebagai sumber energi primer.

5. Pusat Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU)

Pusat pembangkit listrik ini kombinasi PLTG dan PLTU. Gas buang dari PLTG dimanfaatkan untuk menghasilkan uap dalam ketel uap penghasil uap untuk penggerak turbin.

6. Pusat Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP)

PLTP merupakan PLTU yang tidak mempunyai ketel uap karena uap penggerak turbin didapat dari bumi.

7. Pusat Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN)

PLTN merupakan PLTU yang menggunakan uranium sebagai bahan bakar yang menjadi sumber energi primernya.

2.3 Optimasi Pembangkit Tenaga Listrik

Sugioko, A (2013) menyatakan bahwa “Optimasi adalah salah satu disiplin ilmu matematika yang fokus untuk mendapatkan nilai minimum atau maksimum secara sistematis dari suatu fungsi, peluang, maupun pencarian nilai lainnya dalam

berbagai kasus.” Operasi ekonomis pembangkit listrik adalah proses pembagian atau penjadwalan beban total dari suatu sistem kepada masing-masing pusat pembangkit, sedemikian rupa sehingga seminimal mungkin. Seluruh pusat-pusat pembangkit dalam suatu sistem dikontrol terus menerus dengan cara paling ekonomis.

Menurut Tambun (2018), terdapat dua pokok permasalahan yang harus dipecahkan dalam operasi ekonomis pembangkitan pada sistem tenaga listrik yaitu:

1. *Unit Commitment*

Penanganan biaya operasi pembangkit tenaga listrik bisa diminimalkan dengan cara mencari kombinasi yang tepat dari unit pembangkit yang ada. Hal ini dikenal dengan pengaturan unit pembangkit. Pada pengaturan unit akan dibuat skema prioritas, yaitu metode pengoperasian unit pembangkit berdasarkan total biaya rata-rata bahan bakar yang paling murah.

Pengaturan pembangkit menentukan unit mana yang aktif dan unit mana yang tidak aktif dalam melayani beban sistem selama siklus waktu tertentu. Dalam membuat pengaturan jadwal tersebut digunakan pertimbangan teknis dan ekonomis.

2. *Economic Dispatch*

Pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem secara optimal ekonomi, pada harga beban sistem tertentu. Pembagian pembebanan yang ekonomis merupakan suatu usaha untuk menentukan besar daya yang harus disuplai dari tiap unit generator untuk memenuhi beban tertentu

dengan cara membagi beban tersebut pada unit-unit pembangkit yang ada dalam sistem secara optimal ekonomis dengan tujuan memenuhi biaya operasi pembangkit. *Economic Dispatch* yang merupakan salah satu pokok permasalahan dalam operasi ekonomis sistem tenaga listrik akan dibahas lebih detail khususnya dalam kasus pembangkit *thermal*.

2.3.1 Operasi Ekonomis dengan Memperhitungkan Rugi-Rugi Transmisi

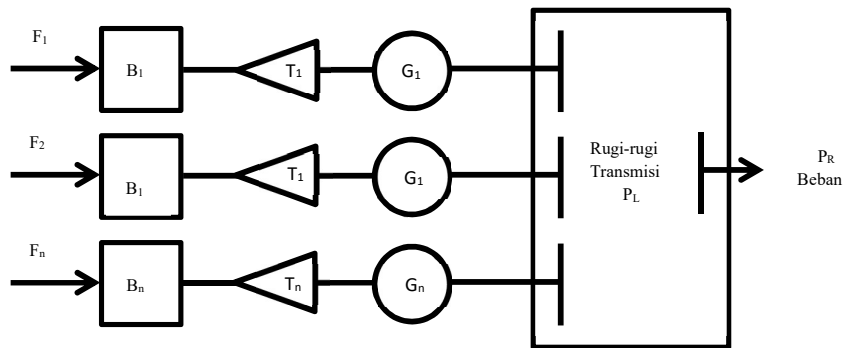
Rugi-rugi transmisi pada setiap saluran antar bus dapat berubah-ubah nilainya, tergantung dari besarnya daya yang disalurkan. Untuk mengakomodasi rugi transmisi saat menentukan pembebanan pembangkit, maka rugi transmisi harus dinyatakan sebagai fungsi dari pembebanan (*output*) pusat pembangkit. Untuk itu dapat digunakan rumus umum yang terdiri dari persamaan linear dan persamaan konstan, yang dikenal dengan rumus *losses* Kron (Saadat, H. 2004):

$$P_L = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_i B_{ij} P_j + \sum_{j=1}^N B_{0i} P_j + B_{00} \dots\dots\dots (2-1)$$

Keterangan:

- P_L : Rugi-rugi transmisi
- B_{ij} : Koefisien kerugian transmisi atau *Losses coefficients*
- P_i, P_j : *Output* pembangkit ke-i,j
- B_{0i}, B_{00} : Konstanta rugi-rugi daya

Loss coefficient dapat dianggap konstan untuk perubahan daya *output* setiap pembangkit dalam sistem.



Gambar 2.1 Unit *Thermal* yang Melayani Beban Transmisi.
 Sumber: Wood Allen J dan Bruce F Wollenberg, 1996.

2.3.2 Operasi Ekonomis dengan Mengabaikan Rugi-Rugi Transmisi

Pada umumnya pusat-pusat pembangkit terdiri dari beberapa pembangkit. Sehingga dalam proses pendistribusian diantara pembangkit yang berdekatan, rugi-rugi transmisi dapat diabaikan walaupun pada kenyataannya rugi-rugi tetap ada.

Menurut Marsudi, D (2006), biaya bahan bakar dan biaya pembangkit tenaga listrik dari suatu sistem tenaga listrik dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$F_T \sum_{i=1}^N F_i(P_i) = F_1(P_1) + F_2(P_2) + F_3(P_3) + \dots + F_n(P_n) \dots\dots\dots (2-2)$$

$$P_R = P_r \dots\dots\dots (2-3)$$

$$P_T = \sum_{i=1}^N P_i = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n \dots\dots\dots (2-4)$$

Keterangan:

F_T : Biaya bahan bakar total (Rp/jam)

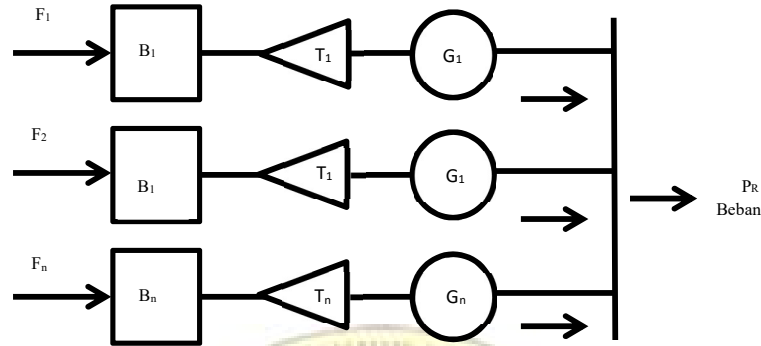
F_i : Biaya bahan bakar pada pembangkit ke-i (Rp/jam)

P_T : Daya *output* total pembangkit (MW)

P_i : Daya *output* pembangkit ke-i yang optimum (MW)

P_R : Beban sistem tenaga listrik (MW)

i : 1,2,3,...n (jumlah unit pembangkit)



Gambar 2.2 Unit *Thermal* yang Melayani Beban
Sumber: Wood Allen J dan Bruce F Wollenberg, 1996.

2.3.3 Karakteristik Ekonomis Pembangkit *Thermal*

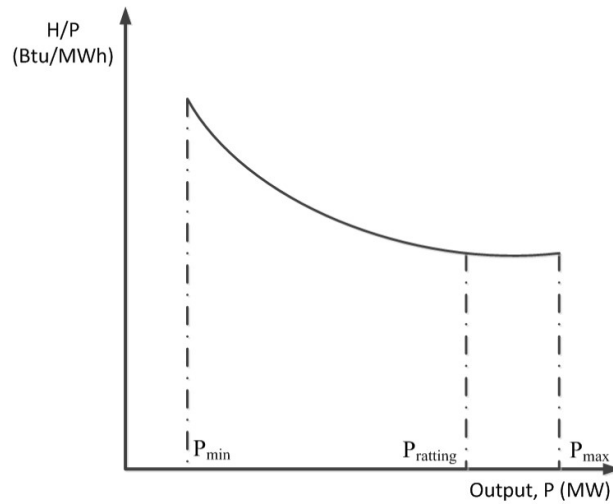
1. Karakteristik *Net Heat Rate*

Heat rate adalah ukuran umum dari efisiensi sistem di suatu pembangkit listrik *thermal* sebagai perbandingan antara *input output* pada kondisi-kondisi pembebanan. *Heat rate* merupakan kebalikan dari efisiensi, sehingga semakin besar efisiensi maka semakin kecil *heat rate* dan semakin rendah nilai *heat rate* maka tingkat pengoperasian suatu pembangkit semakin baik (Tasrif, 2018).

Dimana secara sistematis dapat dilihat pada persamaan berikut :

$$Heat Rate = \frac{\text{Energi dari bahan bakar}}{\text{Energi listrik yang dihasilkan}} \dots\dots\dots (2-5)$$

Adapun kurva *heat rate* pada suatu pembangkit *thermal* dapat dilihat pada gambar berikut :



Gambar 2.3 Karakteristik *Net Heat Rate* Pembangkit *Thermal*
 Sumber: Marsudi, D. 2006.

2. Karakteristik *Incremental Fuel Rate*

Incremental fuel rate (IFR) biasa disebut juga dengan pertambahan biaya bahan bakar pada suatu pembangkit. Dimana menggambarkan hubungan antara perubahan *input* dan *output* yang sesuai dengan perubahan input tersebut.

Menurut Harun, N (2011), Secara matematis *Incremental fuel rate* dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$IFR = \frac{\Delta F}{\Delta P} \dots \dots \dots (2-6)$$

Keterangan:

IFR : *Incremental Fuel Rate*

ΔF : Bahan bakar suatu pembangkit (*input*)

ΔP : Energi yang dihasilkan (*output*)

Dari karakteristik *input-output* pembangkit maka kita dapat mencari kurva pertambahan bahan bakar rata-rata, dimana dapat dicari dengan menggunakan persamaan diatas.

Kurva *incremental fuel rate* dapat dikonversikan ke kurva kenaikan biaya bahan bakar atau *Incremental Fuel Cost* (IFC) dengan mengalikan IFR dengan biaya bahan bakarnya.

$$IFC = IFR \times \text{Fuel Cost} \dots\dots\dots (2-7)$$

Keterangan:

IFC : *Incremental Fuel Cost*

IFR : *Incremental Fuel Rate*

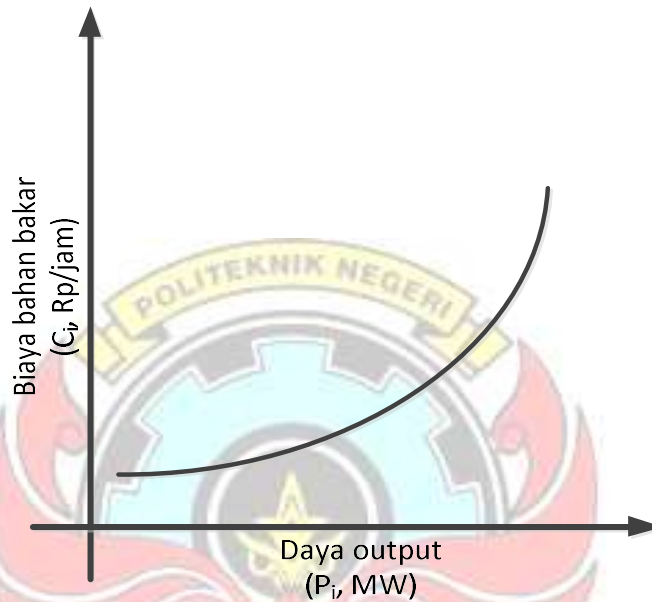
Fuel Cost : Biaya bahan bakar (Rupiah/MWh)

3. Karakteristik *Input-Output* Pembangkit *Thermal*

Karakteristik *input-otput* pembangkit *thermal* menggambarkan kenaikan panas atau biaya bahan bakar dengan adanya kenaikan daya *output* yang dibangkitkan oleh suatu pembangkit.

Menurut Delima dan Syafli (2016), permasalahan mengenai operasi dalam sistem tenaga khususnya masalah operasi ekonomis diperlukan dasar tentang karakteristik input-ouput dari suatu unit pembangkit *thermal*. Karakteristik *input-output* pembangkit *thermal* adalah karakteristik yang menggambarkan hubungan antara *input* bahan bakar (liter/jam) dan *output* yang dihasilkan oleh pembangkit (MW).

Marsudi, D (2006) berpendapat bahwa, persamaan hubungan biaya bahan bakar suatu unit pembangkit sebagai fungsi daya *output*-nya, dapat dilihat pada Gambar 2.4 berikut :



Gambar 2.4 Kurva Hubungan Biaya *Input* Bahan Bakar Dengan Daya *Output* yang Dihasilkan oleh Unit Pembangkit *Thermal*.

Sumber: Marsudi, D. 2006.

Menurut Wood Allen J dan Bruce F Wollenberg (1996), pada umumnya karakteristik *input-output* pembangkit *thermal* didekati dengan fungsi polinomial orde dua yaitu :

$$H_n = \alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2 \dots\dots\dots (2-8)$$

Keterangan:

H_n : *Input* bahan bakar pembangkit *thermal* unit ke-n (Liter/jam).

P_n : *Output* pembangkit *thermal* unit ke-n (MW).

$\alpha_n, \beta_n, \gamma_n$: Konstanta *input-output* pembangkit *thermal* unit ke-n.

Dalam menentukan nilai $\alpha_n, \beta_n, \gamma_n$ dibutuhkan parameter biaya bahan bakar dan daya keluaran pada suatu pembangkit. Kemudian data tersebut diolah dengan menggunakan metode regresi kuadrat. Metode regresi kuadrat digunakan untuk mencari suatu fungsi tertentu yang dihasilkan dari data pengamatan.

2.4 Sistem Pembiayaan

Proses pembangkitan tenaga listrik dalam pusat-pusat listrik *thermal* memerlukan biaya bahan bakar yang tidak sedikit. Biaya bahan bakar serta rugi-rugi dalam jaringan merupakan faktor-faktor yang harus ditekan agar menjadi sekecil mungkin. Mutu tenaga listrik yang baik merupakan kendala (*constraint*) terhadap biaya pengadaan tenaga listrik yang serendah mungkin. Biaya operasional dari sistem tenaga listrik pada umumnya merupakan bagian biaya yang terbesar dari biaya operasi suatu perusahaan listrik (Watiningsih, dkk. 2014). Menurut Tasrif (2018), biaya operasional dari sistem meliputi :

1. Biaya pembelian tenaga listrik
2. Biaya pegawai
3. Biaya bahan bakar dan material operasi
4. Biaya lain-lain.

Dari keempat biaya di atas, biaya bahan bakar pada umumnya adalah biaya yang terbesar.

Menurut Cekdini (2006), faktor-faktor yang mempengaruhi biaya operasi pembangkit adalah sebagai berikut:

1. Efisiensi generator

Semakin tinggi efisiensi generator maka untuk memperoleh daya keluaran pembangkit tertentu dibutuhkan konsumsi bahan bakar yang semakin sedikit.

2. Biaya bahan bakar

Besar daya keluaran pembangkit tergantung pada konsumsi bahan bakar. Semakin besar daya keluaran pembangkit maka semakin besar konsumsi bahan bakar, yang berarti semakin besar biaya yang harus dikeluarkan untuk bahan bakar. Oleh karena itu, generator yang memiliki efisiensi tinggi tidak menjamin biaya operasi minimum bila terletak pada daerah dimana harga bahan bakar tinggi.

3. Rugi-rugi transmisi

Rugi-rugi transmisi terjadi karena adanya kehilangan daya pada saluran transmisi. Semakin jauh jarak antara suatu unit pembangkit dengan beban, maka rugi-rugi transmisi semakin besar. Jadi pembangkit yang terletak jauh dari pusat beban memiliki nilai ekonomis yang rendah daripada pembangkit yang letaknya lebih dekat ke pusat beban bila dipandang dari sisi rugi-rugi transmisi.

2.5 Economic Dispatch

Menurut Tasrif (2018), efisiensi, operasi ekonomis, dan perencanaan sistem tenaga listrik selalu memegang peranan penting dalam industri tenaga listrik. Semakin efisien dan ekonomis, suatu sistem pembangkit tenaga listrik berarti semakin kecil biaya yang harus dikeluarkan untuk mengoperasikan sistem tersebut. Efisiensi bahan bakar, selain secara ekonomis menguntungkan, dapat

menghemat penggunaan bahan bakar yang sebagian besar adalah sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui.

Analisis daya optimal untuk meminimalkan biaya pembangkitan biasa dikenal dengan istilah *economic dispatch*. *Economic Dispatch* adalah pembagian pembebanan pada unit-unit pembangkit yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya yang optimum atau dengan kata lain untuk mencari nilai optimum dari *output* daya dari kombinasi unit pembangkit yang bertujuan untuk meminimalkan total biaya pembangkitan (Marsudi, 2006). Dengan penerapan *Economic Dispatch* maka akan didapatkan biaya pembangkitan yang minimum terhadap produksi daya listrik yang dibangkitkan unit-unit pembangkit pada suatu sistem kelistrikan (Syah dkk., 2012).

Zhu (2010) menyatakan bahwa “Tujuan dari *economic dispatch* adalah untuk meminimalkan konsumsi bahan bakar pembangkit atau biaya operasi keseluruhan sistem tenaga listrik dengan cara menentukan daya keluaran dari setiap unit – unit pembangkit yang harus sesuai dengan permintaan kebutuhan daya pada sistem tenaga listrik”. *Output* pembangkit yang dihasilkan selalu diupayakan agar sama dengan besar kebutuhan di sisi beban, karena perubahan kebutuhan energi listrik di sisi beban akan menimbulkan fluktuasi biaya bahan bakar. Korelasi antara keduanya dinyatakan dalam karakteristik *input-output* suatu pembangkit tenaga listrik.

Berbagai metode yang telah digunakan sebagai solusi dari masalah *economic dispatch* yaitu dengan metode deterministik maupun dengan metode undeterministik. Solusi deterministik dalam *economic dispatch* seperti metode

Lagrange, Iterasi Lamda dan Base Point sedangkan untuk underetministik seperti *Particle Swarm Optimization dan Genetic Algorithm*.

Economic dispatch berperan utama dalam tersedianya pengiriman daya optimum dengan biaya bahan bakar yang minimal dengan kendala operasi yang terkait. Biaya bahan bakar menjadi biaya pembangkitan yang utama.

2.5.1 Batasan-Batasan Dalam Pembangkit Tenaga Listrik

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

Menurut Saadat, H (2004), *equality constraints* merupakan batasan kesetimbangan daya yang mengharuskan total daya yang dibangkitkan oleh masing-masing pembangkit harus sama dengan jumlah total kebutuhan beban dan rugi-rugi transmisi. *Equality constraints* dinyatakan dengan persamaan berikut:

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_R + P_L \dots\dots\dots(2-9)$$

Keterangan:

P_i : Daya *output* pembangkit (MW)

P_R : Total beban pada sistem (MW)

P_L : Rugi-rugi pada saluran transmisi (MW)

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

Menurut Wood, A. J. (2013), *output* setiap unit generator mempunyai batas minimum dan maksimum pembangkitan yang harus dipenuhi (*inequality constrain*) seperti pada persamaan berikut:

$$P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max} \dots\dots\dots(2-10)$$

2.5.2 Metode Lagrange Multiplier

Metode *Lagrange Multiplier* merupakan metode konvensional yang banyak digunakan untuk menyelesaikan masalah optimasi biaya atau *economic dispatch*. Metode *Lagrange* terbagi menjadi dua yaitu *losses* diabaikan dan *losses* diperhitungkan. Dalam sistem tenaga, kerugian transmisi merupakan kehilangan daya yang harus ditanggung oleh sistem pembangkit. Jadi kerugian transmisi ini merupakan beban bagi sistem tenaga.

Menurut Wood Allen J dan Bruce F Wollenberg (2013), persamaan fungsi objektif yang digunakan dalam metode *Lagrange* adalah seperti pada persamaan sebagai berikut:

$$L = F_T + \lambda (P_R + P_L - \sum_{i=1}^n P_i) \dots\dots\dots(2-11)$$

Keterangan:

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

Kondisi operasi ekonomis diperoleh dengan cara menyamakan dengan nol semua turunan persial pertama dari persamaan *Lagrange* terhadap variable λ .

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda \left(0 + \frac{\partial P_L}{\partial P_i} - 1 \right) = 0 \dots\dots\dots(2-12)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) \dots\dots\dots(2-13)$$

$$2C_i P_i + b_i = \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) \dots\dots\dots(2-14)$$

2.5.3 Metode *Particle Swarm Optimization*

Particle Swarm Optimization (PSO) adalah metode optimasi heuristik global yang awalnya dikemukakan pada tahun 1995 yang didasarkan pada kecenderungan hewan atau perilaku pergerakan kawanan burung atau ikan dalam mencari makanan sehingga dapat diterapkan pada metode penelitian ilmiah maupun rekayasa (Kanata, 2013). Keuntungan utama dari algoritma PSO yaitu konsep sederhana, implementasi yang mudah, ketahanan untuk mengontrol parameter, dan efisiensi komputansi dibanding teknik optimasi heuristik lainnya (Qinghai, 2010).

Fungsi perbaikan *weight* ditentukan oleh persamaan sebagai berikut :

$$w(t) = (w_{max} - w_{min}) \times \frac{iterasi_{max} - iterasi(t)}{iterasi_{max}} + w_{min} \dots\dots\dots(2-15)$$

(Napitupulu, 2018)

Keterangan:

- W(t) : Penimbang (*weight*)
- Wmax : Nilai penimbang maksimum
- Wmin : Nilai penimbang minimum
- Itermax : Iterasi maksimum

Iter(t) : Iterasi ke-

Nilai inerti *weight* biasanya diatur antara nilai 0.4 sampai 0.9. konsep inerti *weight* ini dikembangkan oleh Shi dan Eberhart pada tahun 1998 yang menginspirasi modifikasi kecepatan dan posisi partikel dengan menggunakan paramete inerti *weight* yang dapat diatur.

Persamaan *velocity* dan posisi partikel:

$$V_{ij}^t = \omega \times V_{ij}^{t-1} + c_1 \times r_1 \times (Pbest_{ij}^{t-1} - X_{ij}^{t-1}) + c_2 \times r_2 \times (Gbest_i^{t-1} - X_{ij}^{t-1}) \dots \dots \dots (2-16)$$

Untuk $I = 1, 2, \dots, N_D; j = 1, \dots, N_{par}$ (Napitupulu, 2018)

Keterangan:

- t : Hitung iterasi
- V_{ij}^t : Dimensi ij dari kecepatan *particle* pada iterasi t
- X_{ij}^t : Dimensi ij dari posisi *particle* pada iterasi t
- ω : Bobot inersia
- c_1, c_2 : Koefien percepatan positif
- $Pbest_{ij}^{t-1}$: Dimensi ij dari posisi terbaik dicapai hingga iterasi t-1
- $Gbest_{ij}^{t-1}$: Dimensi I dari seluruh posisi terbaik dicapai hingga iterasi t-1
- N_D : Jumlah variable keputusan
- N_{par} : Jumlah *particle* dalam *swarm* (sekelompok)

r_1, r_2 : Nomor acak merata dalam kisaran $[0,1]$; dihasilkan nilai terbaru setiap saat.

Menurut Febrian,dkk., (2016), PSO dikembangkan dengan berdasarkan pada model berikut:

- a. Ketika seekor burung mendekati target atau makanan (atau bisa *minimum* atau *maximum* suatu fungsi tujuan) secara cepat mengirim informasi kepada burung-burung yang lain dalam kawanan tertentu.
- b. Burung yang lain akan mengikuti arah menuju ke makanan tetapi tidak secara langsung.
- c. Ada komponen yang tergantung pada pikiran setiap burung, yaitu memorinya tentang apa yang sudah dilewati pada waktu sebelumnya.

2.6 Aliran Daya

Menurut Cekdini (2013), Studi aliran daya adalah studi yang dilakukan untuk mendapatkan informasi mengenai aliran daya atau tegangan sistem dalam kondisi operasi konstan. Informasi ini sangat dibutuhkan guna mengevaluasi unjuk kerja sistem tenaga dan menganalisis kondisi pembangkitan maupun pembebanan. Analisa ini juga memerlukan informasi aliran daya dalam kondisi normal maupun darurat. Secara umum tujuan dari analisa aliran daya adalah untuk mendapatkan:

1. Besaran dan sudut tegangan masing-masing bus sehingga bisa diketahui tingkat pemenuhan batas-batas operasi yang diperbolehkan.
2. Besar arus dan daya yang dialirkan lewat jaringan interkoneksi, sehingga bisa diidentifikasi tingkat pembebanannya.

Studi aliran daya, atau umumnya dikenal sebagai aliran beban, merupakan bagian terpenting dari analisis sistem tenaga. Masalah aliran daya mencakup perhitungan aliran dan tegangan sistem pada terminal tertentu atau bus tertentu.

Tasrif (2018) berpendapat bahwa, dalam studi aliran daya, bus-bus dibagi dalam 3 (tiga) bagian, yaitu:

1. *Slack bus* atau *swing bus* atau bus referensi

Slack bus yaitu bus dengan daya yang paling besar dimana besaran yang ditentukan berupa nilai tegangan dan sudut fasa tegangan. Harga ini digunakan sebagai acuan dalam studi aliran daya. Dalam perhitungan aliran daya, *slack bus* merupakan bus yang menyuplai kekurangan daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) pada sistem. Guna bus ini ditentukan dalam perhitungan aliran daya adalah untuk memenuhi kekurangan daya (rugi-rugi dan beban) seluruhnya, karena kerugian jaringan tidak dapat diketahui sebelum perhitungan selesai dilakukan.

2. *Voltage controlled bus* atau bus generator (PV Bus)

Voltage controlled bus yaitu parameter-parameter daya aktif (P) dan tegangan (V) dari generator diketahui dan tetap. Pada bus ini mempunyai kendala untuk daya semu (S) yang melalui bus, bila kendala ini di dalam perhitungan integrasinya tak dipenuhi, maka bus ini diganti menjadi bus beban, sebaliknya bila daya memenuhi kendala akan dihitung sebagai bus kontrol tegangan kembali. Besarnya tegangan pada bus ini dipertahankan tetap.

3. *Load bus* atau bus beban (P Q Bus)

Load bus yaitu bus dengan besaran yang ditentukan berupa daya nyata (P) dan daya reaktif (Q). Parameter-parameter yang diketahui dari beban adalah P

dan Q dengan V dan S selama perhitungan aliran daya akan tetap tidak berubah.

Tiap-tiap bus terdapat empat besaran, yaitu :

- Daya aktif (P).
- Daya reaktif (Q).
- Nilai skala tegangan $|V|$.
- Sudut fasa tegangan (θ).

Pada tiap-tiap bus hanya ada dua macam besaran yang ditentukan sedangkan kedua besaran lainnya merupakan hasil akhir dari perhitungan.

Kegunaan studi analisis aliran daya ini antara lain adalah:

1. Untuk mengetahui tegangan-tegangan pada setiap simpul yang ada dalam sistem.
2. Untuk mengetahui semua peralatan apakah memenuhi batas-batas yang ditentukan untuk menyalurkan daya yang diinginkan.
3. Untuk memperoleh kondisi mula pada perencanaan sistem yang baru.
4. Pada hubung singkat, stabilitas, pembebanan ekonomis.

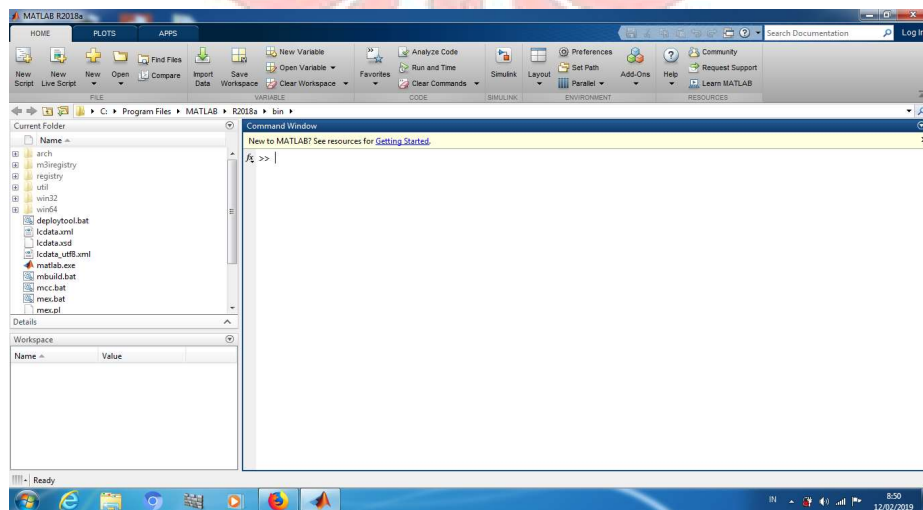
2.7 Software Matlab

Matlab merupakan sebuah singkatan dari *Matrix Laboratory*, yang pertama kali dikenalkan oleh University of New Mexico dan University of Stanford pada tahun 1970 (Ariyanto M, dan Caesarendra, 2011). Software ini pertama kali digunakan untuk keperluan analisis numerik, aljabar linier, dan teori tentang matriks. Saat ini kemampuan dan fitur yang dimiliki oleh *Matlab*

sudah jauh lebih lengkap dengan ditambahkan *toolbox-toolbox*. Beberapa manfaat yang didapatkan dari *Matlab* antara lain:

1. Perhitungan Matematika
2. Komputasi numerik
3. Simulasi dan pemodelan.
4. Visualisasi dan analisis data
5. Pembuatan grafik untuk keperluan sains dan teknik
6. Pengembangan aplikasi, misalnya dengan memanfaatkan GUI.

Matlab dapat dipandang sebagai sebuah kalkulator dengan fitur yang lengkap. *Matlab* memberikan kemudahan bagi para pengguna untuk menemukan bantuan sehubungan dengan semua fasilitas yang diberikan oleh *Matlab*. Misalnya, bantuan tentang bagaimana memulai *Matlab* pertama kali, trik pemrograman, membuat grafik 2 dan 3 dimensi, menggunakan tool akuisisi data, pengolahan sinyal, dan penyelesaian persamaan diferensial parsial.



Gambar 2.5 Tampilan *Interface Matlab*

BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Tempat Dan Waktu Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan di PT. PLN (Persero) UIKL Sulawesi Unit Pelaksana Pengatur Beban Sistem Sulawesi. Waktu penelitian yang dibutuhkan untuk menyelesaikan skripsi ini yaitu \pm 6 bulan setelah seminar proposal.

3.2 Teknik Pengambilan Data

Dalam pengambilan data lapangan dilakukan dengan cara sebagai berikut:

1. Observasi; adalah teknik pengumpulan data melalui pengamatan secara langsung dengan menggunakan panca indra. Hal-hal yang diamati dalam penelitian ini seperti pengamatan besaran kelistrikan pada panel kontrol, dan unit-unit mesin pembangkit yang sedang beroperasi.
2. Dokumentasi; adalah teknik pengumpulan data dengan mengumpulkan berkas-berkas atau dokumen-dokumen yang berisi informasi yang berkaitan dengan topik penelitian. Hal-hal yang didokumentasikan dalam penelitian ini seperti data beban tertinggi pembangkit, data pemakaian bahan bakar, data produksi energi listrik tiap unit
3. Wawancara; adalah teknik pengumpulan data dengan melakukan tanya-jawab secara langsung kepada staf/karyawan yang dianggap mengetahui informasi yang berkaitan dengan topik penelitian. Dalam penelitian ini wawancara biasa dilakukan dengan staf bagian operasi; supervisor unit pembangkit.

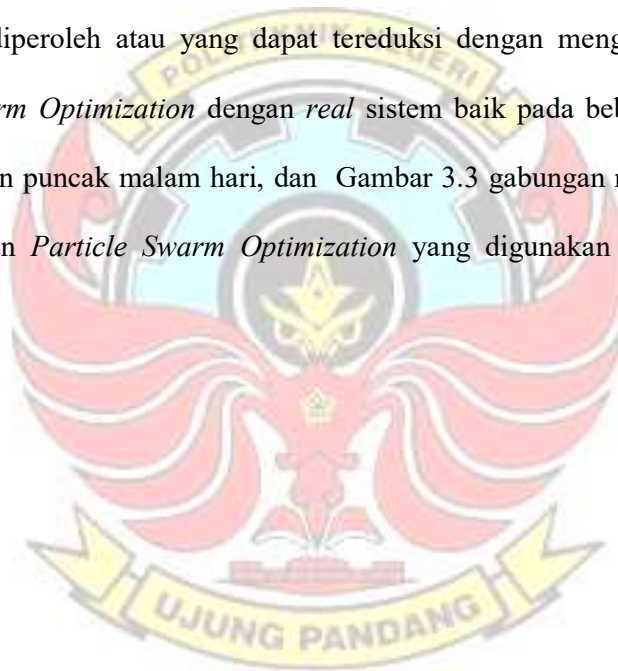
3.3 Teknik Analisis Data

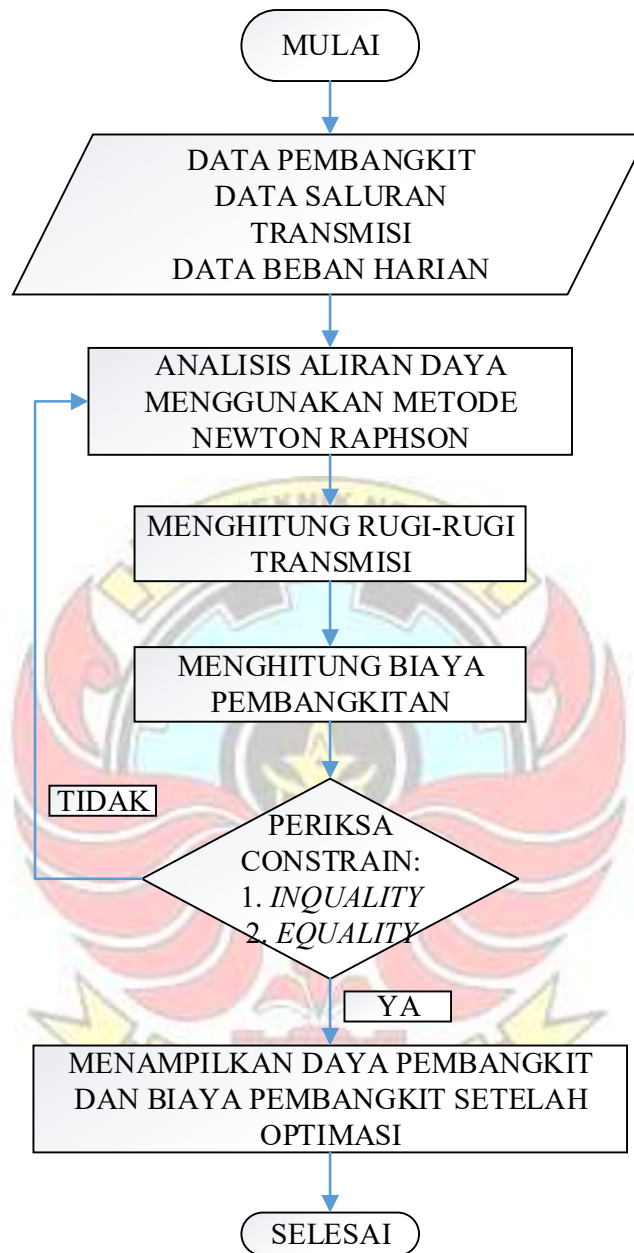
Optimasi *Economic Dispatch* Pembangkit *Thermal* Sistem Kelistrikan Sulselrabar akan dianalisa menggunakan metode konvensional berbasis *Lagrange Multiplier* dan metode cerdas berbasis *Particle Swarm Optimization* sebagai metode pembandingan. Tahapan yang digunakan pada teknik analisis data sebagai berikut :

1. Menginput data-data yang berupa:
 - Penomoran bus
 - Pembebanan setiap unit pembangkit
 - Impedansi saluran transmisi
 - Kapasitas daya maksimum dan minimum pembangkit *thermal*
 - *Input-output* pembangkit *thermal*
 - Harga bahan bakar pembangkit *thermal*
2. Mengolah data yang telah diinput agar diperoleh data sebagai berikut:
 - Karakteristik *input-output* pembangkit *thermal*
 - Persamaan biaya bahan bakar pembangkit *thermal*
 - Rugi-rugi saluran transmisi
 - Hasil optimasi metode *Lagrange Multiplier* dan metode *Particle Swarm Optimization*
3. Melakukan analisis data berupa evaluasi dari hasil perhitungan yang telah diperoleh.
4. Menarik kesimpulan berdasarkan hasil analisis data.

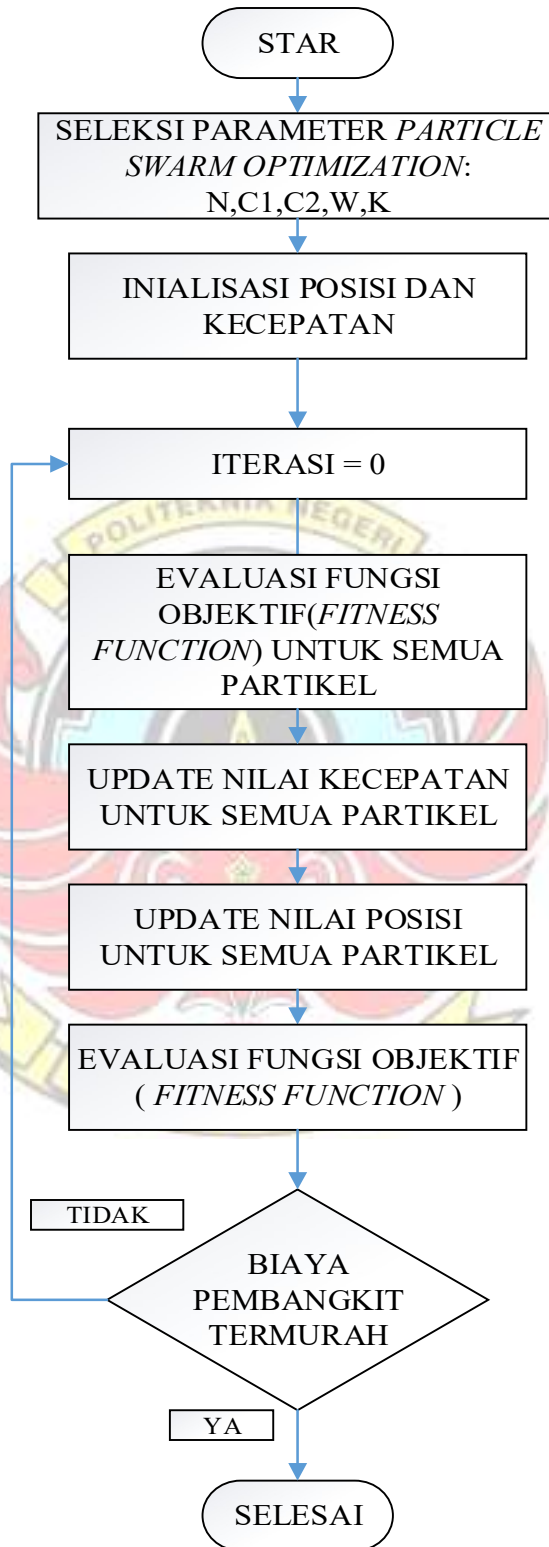
3.5 Diagram Alir Penelitian

Hasil yang akan diperoleh dari diagram alir penelitian pada Gambar 3.1 adalah seberapa besar perbandingan biaya total bahan bakar unit pembangkit *thermal* Sulselrabar yang dapat diperoleh atau yang dapat tereduksi dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier* dengan *real* sistem baik pada beban puncak siang hari maupun beban puncak malam hari, Gambar 3.2 adalah seberapa besar perbandingan biaya total bahan bakar unit pembangkit Sulselrabar yang dapat diperoleh atau yang dapat tereduksi dengan menggunakan metode *Particle Swarm Optimization* dengan *real* sistem baik pada beban puncak siang maupun beban puncak malam hari, dan Gambar 3.3 gabungan metode *Lagrange Multiplier* dan *Particle Swarm Optimization* yang digunakan dan diolah pada penelitian ini.

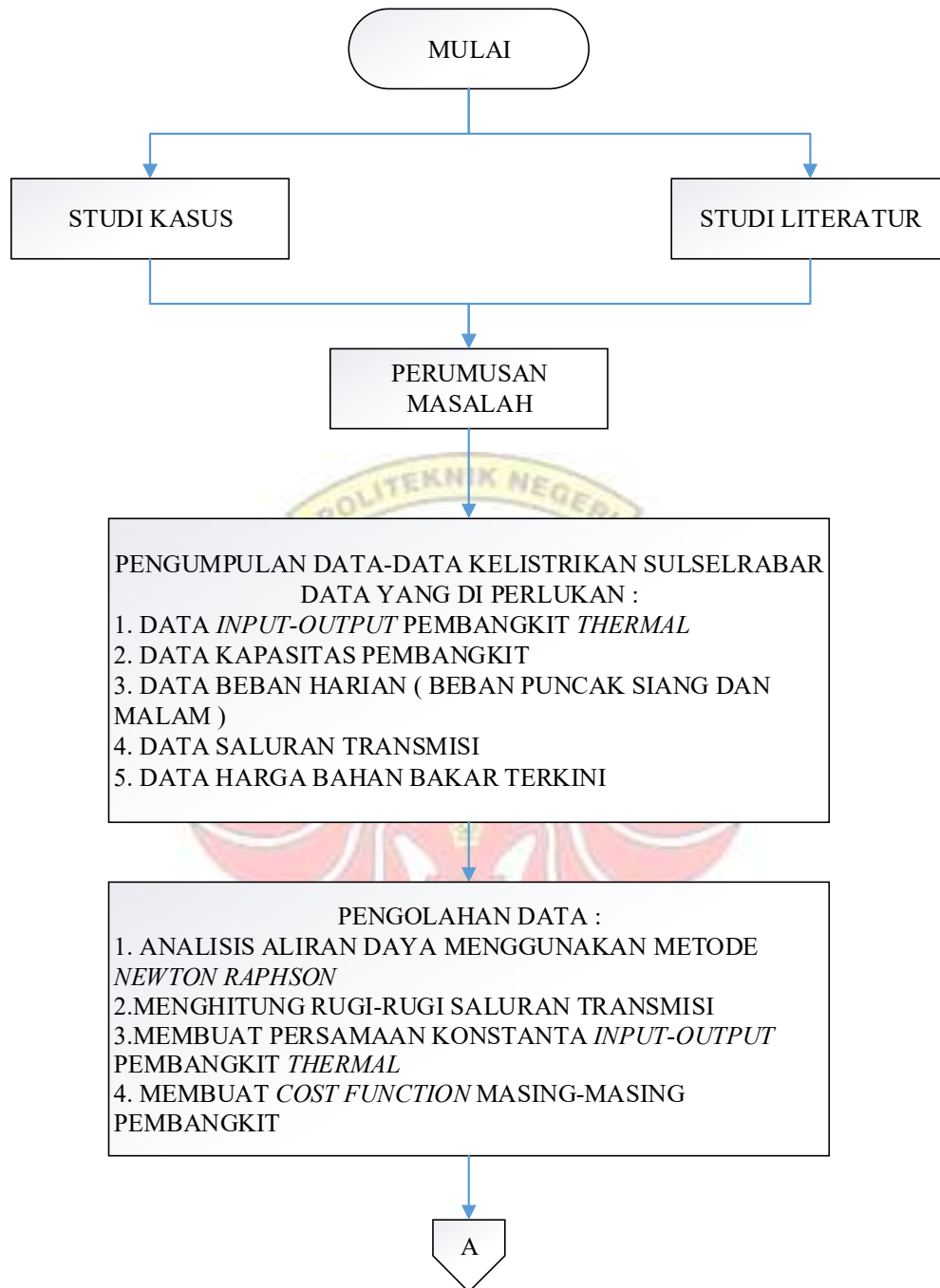


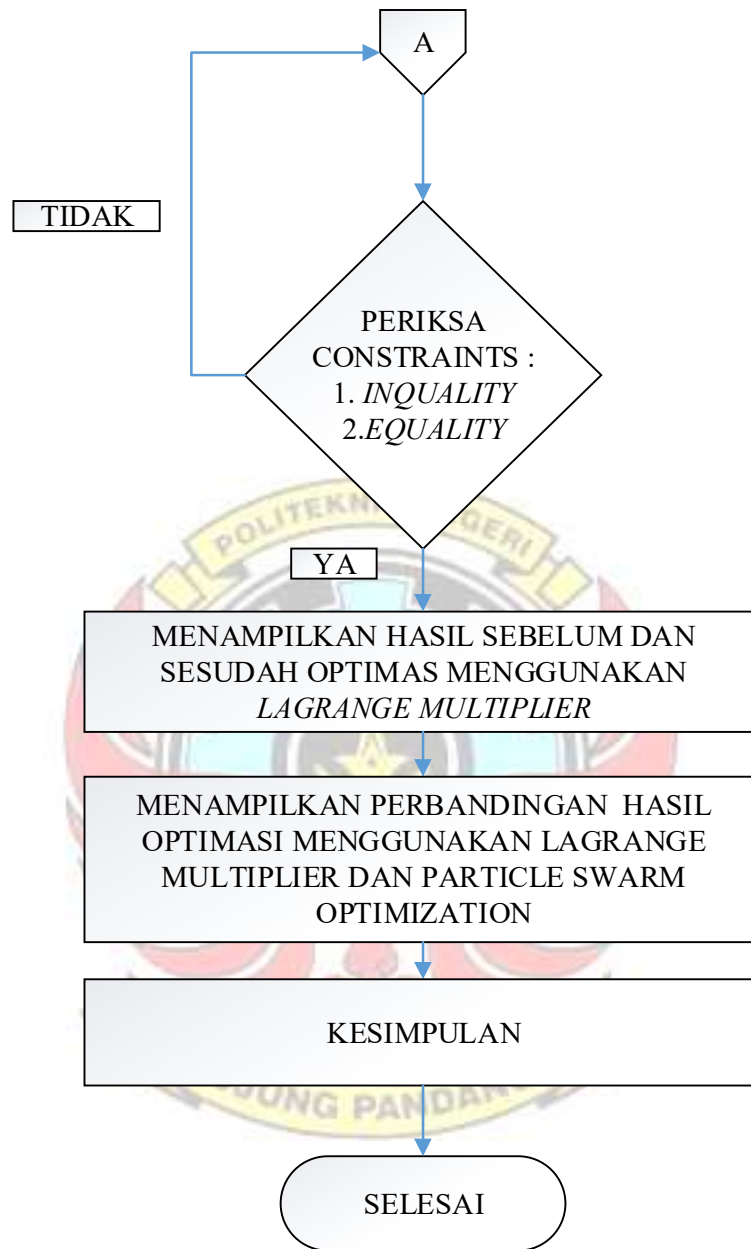


Gambar 3.1 Diagram *Lagrange Multiplier*



Gambar 3.2 Diagram *Particle Swarm Optimization*





Gambar 3.3 Diagram Alir Penelitian

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil Penelitian

Pada skripsi ini metode *Lagrange Multiplier* dan *Particle Swarm Optimization* digunakan untuk menyelesaikan permasalahan *economic dispatch* pembangkit *thermal* pada sistem kelistrikan Sulawesi Selatan, Tengah dan Barat. Adapun studi kasus yang digunakan diantaranya; beban puncak siang hari dan beban puncak malam hari. Pada penelitian ini menggunakan *software Matlab* agar mempermudah dalam proses perhitungan dengan metode *Lagrange Multiplier* dan *Particle Swarm Optimization*, menghitung karakteristik *input-output* masing-masing unit pembangkit *thermal* sistem Sulselrabar dan menghitung fungsi biaya (*Cost Function*) bahan bakar. Pada *economic dispatch* ini, yang dijadikan sebagai fungsi objektif adalah biaya pembangkit yang termurah. Fungsi dari biaya pembangkit total dari pembangkit-pembangkit yang terhubung pada sistem dapat dilihat pada persamaann (2-8).

Daya *output* dari generator tidak boleh melebihi atau lebih kecil dari rating masing-masing generator untuk mendapatkan suatu operasi generator yang stabil. Maka dari itu, daya terbangkitkan generator harus dibatasi dengan batas maksimal dan minimal. Batasan-batasan atau *constraints* diberikan oleh dua persamaan berikut, *inequality constraint* diberikan oleh persamaan (2-9), dan *equality constraint* diberikan oleh persamaan (2-10).

4.1.1 Sistem Kelistrikan Sulselrabar

Berdasarkan data PT. PLN (Persero) KITLUR (Pembangkit dan Penyaluran) Sulawesi, sistem kelistrikan Sulbagsel terdiri dari wilayah Sulawesi Selatan, Sulawesi Tenggara, dan Sulawesi Barat. Sistem kelistrikan ini terdiri dari 37 buah bus dengan 16 unit pembangkit. Sistem ini terdiri dari pembangkit listrik *thermal* dan *non thermal* yang saling terinterkoneksi.

Pembangkit listrik *thermal* dan *non thermal* yang saling terinterkoneksi dapat dilihat pada Gambar 4.1 *Single line diagram* sistem Sulbagsel. Beban sistem yang digunakan pada penelitian ini adalah beban puncak pada Selasa, 12 April 2012 yaitu pada pukul 14.00 WITA dan pukul 19.00 WITA. Saluran transmisi pada sistem Sulselrabar terdiri dari saluran transmisi yang menghubungkan pusat-pusat beban sistem kelistrikan Sulselrabar. Data saluran transmisi dan data penomoran bus sistem kelistrikan Sulselrabar dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel 4.1 Data Saluran Transmisi Sistem Sulselrabar.

Saluran		Urutan Positif (pu)		Y/2	Jarak
From	To	R	jX		
BARRU	PNKEP	0.02419	0.08667	0.01167	46
BKARU	PRANG	0.03076	0.11023	0.01012	58.5
BKARU	PWALI	0.02627	0.09440	0.00743	50.1
BKARU	BKRU PH	0.00105	0.00377	0.00007	1
BSOWA	TELLO	0.01683	0.06049	0.00761	32.1
PNKEP	BSOWA	0.01090	0.03919	0.00493	20.8
PNKEP	TELLO	0.04764	0.17071	0.00575	45.3
PPARE	BARRU	0.02314	0.08290	0.01116	44
PPARE	PNKEP	0.09464	0.33916	0.01141	90

Lanjutan Tabel 4.1 Data Saluran Transmisi Sistem Sulselrabar.

Saluran		Urutan Positif (pu)		Y/2	Jarak
From	To	R	jX		
PPARE	SUPPA	0.00787	0.02826	0.00056	7.5
PRANG	PPARE	0.01388	0.04974	0.00670	26.4
PWALI	MJENE	0.05261	0.18902	0.00372	50.16
PWALI	PPARE	0.03663	0.13159	0.01819	91.9
SDRAP	PPARE	0.02003	0.07198	0.00142	19.1
SGMSA	TLLSA	0.00970	0.06649	0.00314	27.5
SKANG	SPENG	0.02106	0.12670	0.00404	35.4
SPENG	BONE	0.04578	0.16306	0.00402	43.27
SPENG	SDARP	0.05643	0.20275	0.00482	53.8
TELLO	SGMSA	0.00385	0.02635	0.00124	10.9
TELLO	TLAMA	0.00726	0.02600	0.00088	6.9
BLKMB	JNPTO	0.04861	0.17466	0.00344	46.35
BONE	BLKMB	0.14390	0.51703	0.01017	137.2
BONE	SNJAI	0.04064	0.14603	0.01149	77.5
DYBAR	SGMSA	0.05433	0.37234	0.01756	154
JNPTO	TIP 57/58	0.02568	0.09228	0.00182	24.49
MALEA	MKALE	0.01058	0.07253	0.00342	30
MKALE	PLOPO	0.03917	0.14076	0.00277	37.35
MKALE	PLOPO	0.03917	0.14076	0.00277	37.35
TLAMA	BNTLA	0.04046	0.07428	0.00006	4.2

Sumber: Data Operasi Harian PT. PLN (Persero) UIKL Sulawesi Unit Pelaksana Pengatur Beban Sistem Sulawesi, Tanggal 12 April 2012

Tabel 4.2 Data Penomoran Bus Sistem Sulselrabar.

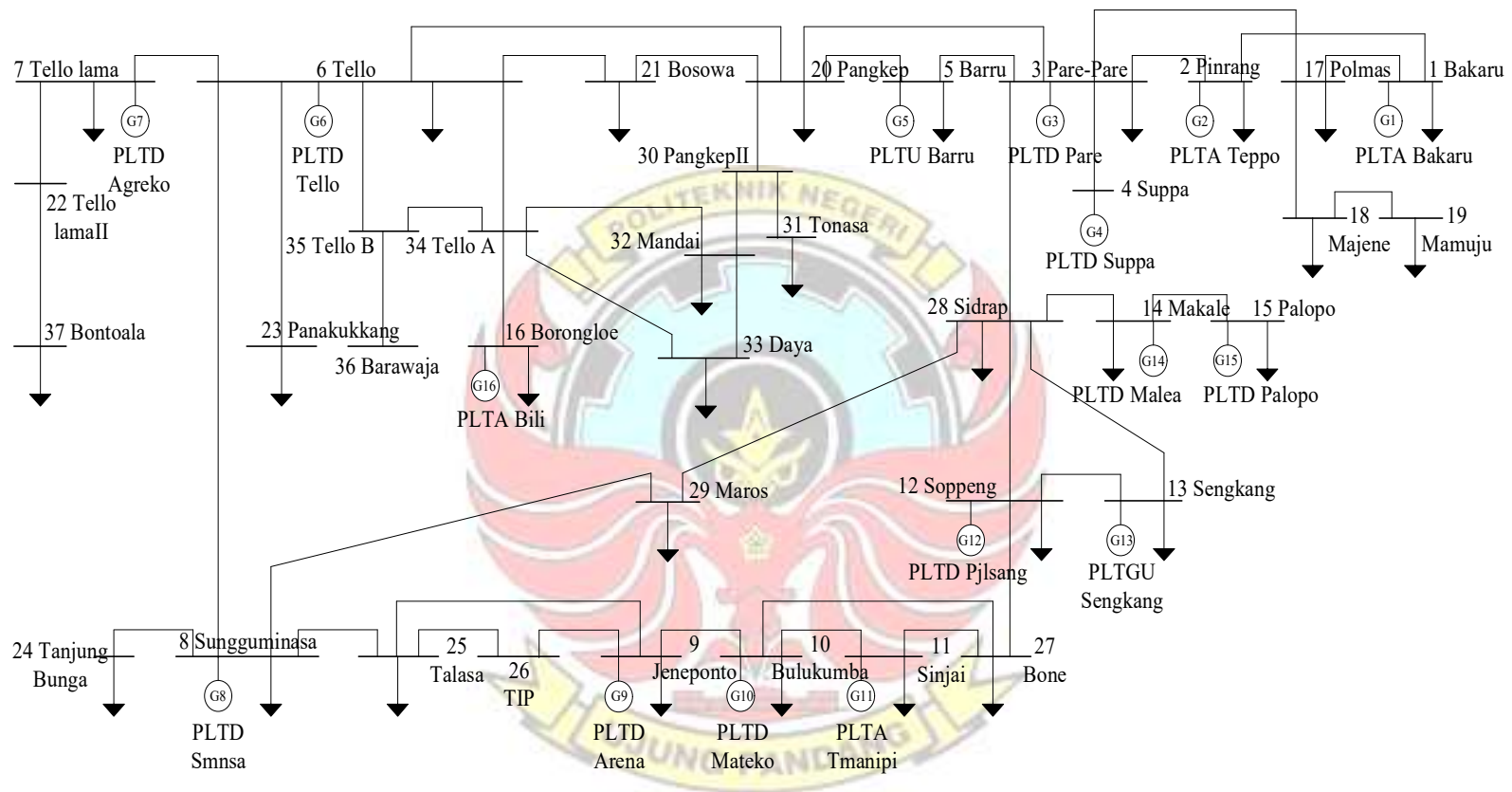
No Bus	Nama Bus	Jenis Bus	No Bus	Nama Bus	Jenis Bus
1	Bakaru	Generator	20	Pangkep	Beban
2	Pinrang	Generator	21	Bosowa	Beban
3	Pare-Pare	Generator	22	Tel. Lama	Beban
4	Suppa	Generator	23	Panakukkkang	Beban

Lanjutan Tabel 4.2 Data Penomoran Bus Sistem Sulselrabar.

No Bus	Nama Bus	Jenis Bus	No Bus	Nama Bus	Jenis Bus
5	Barru	Generator	24	Tanjung Bunga	Beban
6	Tello	Generator	25	Talasa	Beban
7	Tello Lama	Generator	26	TIP	Beban
8	Sgmnsa	Generator	27	Bone	Beban
9	Jnpnto	Generator	28	Sidrap	Beban
10	Blkmba	Generator	29	Maros	Beban
11	Sinjai	Generator	30	Pangkep D	Beban
12	Soppeng	Generator	31	Tonasa	Beban
13	Sengkang	Slack	32	Mandai	Beban
14	Makale	Generator	33	Daya	Beban
15	Palopo	Generator	34	TelloA	Beban
16	Borongloe	Generator	35	TelloB	Beban
17	Polmas	Beban	36	Barawaja	Beban
18	Majene	Beban	37	Bontoala	Beban
19	Mamuju	Beban			

Sumber: Data Operasi Harian PT. PLN (Persero) UIKL Sulawesi Unit Pelaksana Pengatur Beban Sistem Sulawesi, Tanggal 12 April 2012





Gambar 4.1 Single Line Sistem Sulselrabar.

Sumber: Data Operasi Harian PT. PLN (Persero) UIKL Sulawesi Unit Pelaksana Pengatur Beban Sistem Sulawesi, Tanggal 12 April 2012

4.1.2 Cost Function Bahan Bakar Pembangkit *Thermal* Sulselrabar

Unit-unit pembangkit yang terhubung ke sistem transmisi Sulselrabar memiliki batasan daya pembangkit minimal dan maksimal sebagai berikut:

Tabel 4.3. Kapasitas Daya Maksimum dan Daya Minimum Pembangkit Sulselrabar.

No	Unit	Daya (MW)		
		Terpasang	Maximum	Minimum
1	PLTA Bakaru	126	126	63
2	PLTM Teppo Pinrang	1.7	1.7	0.85
3	PLTD Pare-Pare	20	20	10
4	PLTD Suppa	62.5	62.5	10
5	PLTU Barru	50	50	10
6	PLTU Tello	25	25	10
7	PLTD Agrekko/T.Lama	22	22	10
8	PLTD Sgmnsa	30	30	10
9	PLTD Arena/Jenepono	24	24	10
10	PLTD Matekko/Bulukumba	11	11	6
11	PLTA Tmanipi Sinjai	10	10	5
12	PLTD Pajelasang/Soppeng	18	18	10
13	PLTGU Sengkang	195	195	63
14	PLTD Malea/Makale	3	3	1
15	PLTD Palopo	7	7	1
16	PLTA Borongloe Bili-Bili	20.1	20.1	10

Sumber: Data Operasi Harian PT. PLN (Persero) UIKL Sulawesi Unit Pelaksana Pengatur Beban Sistem Sulawesi, Tanggal 12 April 2012

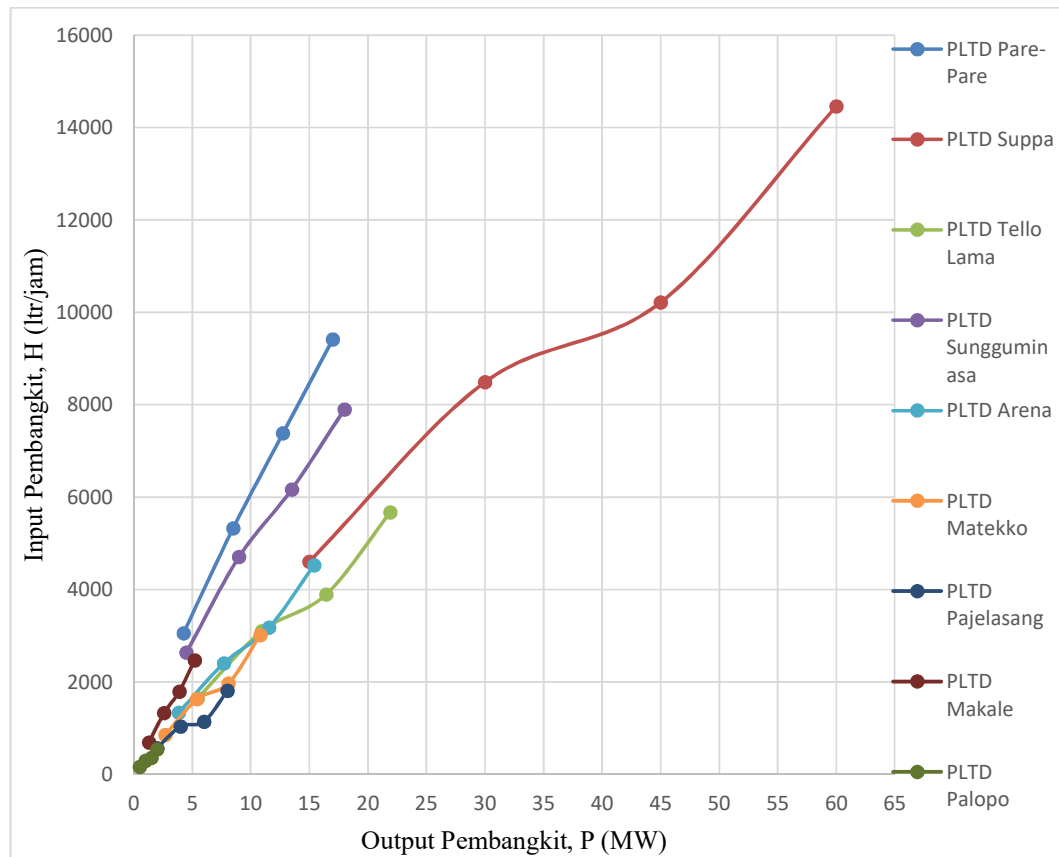
Tabel 4.4 Data *Input-output* Pembangkit *Thermal* Sistem Sulsebar.

No	Unit Pembangkit	Input	Output (MW)
1	PLTD Pare-Pare	3055,75	4,25
		5329,5	8,50
		7382,25	12,75
		9418	17,00
2	PLTD Suppa	4605	15,00
		8490	30,00
		10215	45,00
		14460	60,00
3	PLTU Barru	4884,75	8,35
		7014	16,70
		8992,95	25,05
		11088,80	33,40
4	PLTU Tello	1204	4,00
		2264	8,00
		2628	12,00
		3776	16,00
5	PLTD Agrekko/T.Lama	1647,975	5,47
		3098,85	10,95
		3892,725	16,43
		5672,1	21,90
6	PLTD Sungguminasa	2637	4,50
		4707	9,00
		6169,5	13,50
		7902	18,00

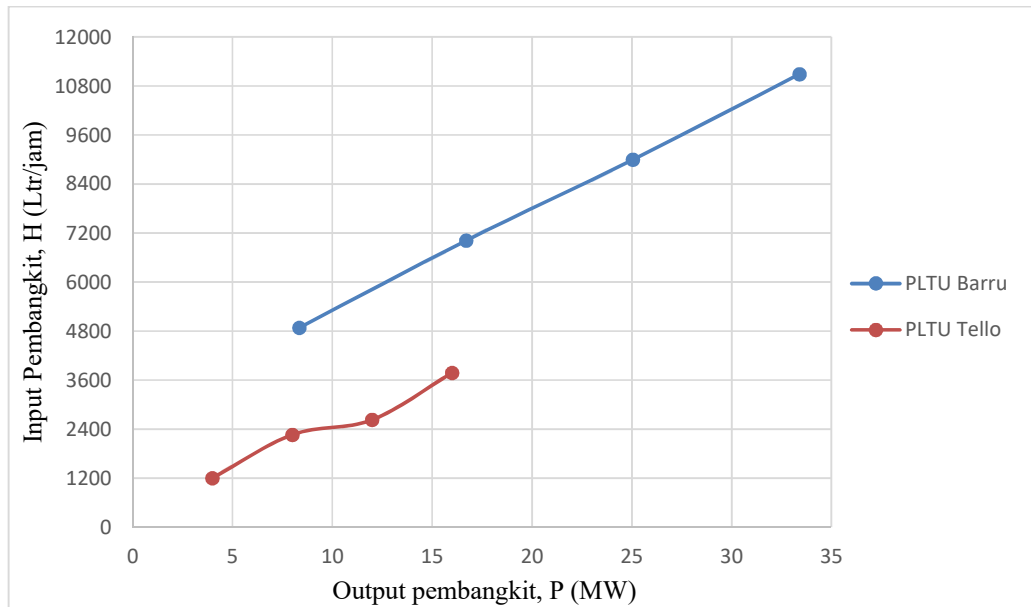
Lanjutan Tabel 4.4 Data *Input-output* Pembangkit *Thermal* Sistem Sulselrabar.

No	Unit Pembangkit	Input	Output (MW)
7	PLTD Arena/Inpnto	1335,95	3,85
		2402,4	7,70
		3176,25	11,55
		4527,6	15,40
8	PLTD Matekko/Blkmba	855,9	2,70
		1625,4	5,40
		1968,3	8,10
		3013,2	10,80
9	PLTD Pajelasang/Sppeng	568	2,00
		1036	4,00
		1140	6,00
		1808	8,00
10	PLTGU Sengkang	3623,025	5,03
		4944,6	10,05
		5954,625	15,08
		8421,9	20,10
11	PLTD Malea/Makale	689	1,30
		1326	2,60
		1794	3,90
		2470	5,20
12	PLTD Palopo	162,5	0,50
		295	1,00
		355,5	1,50
		538	2,00

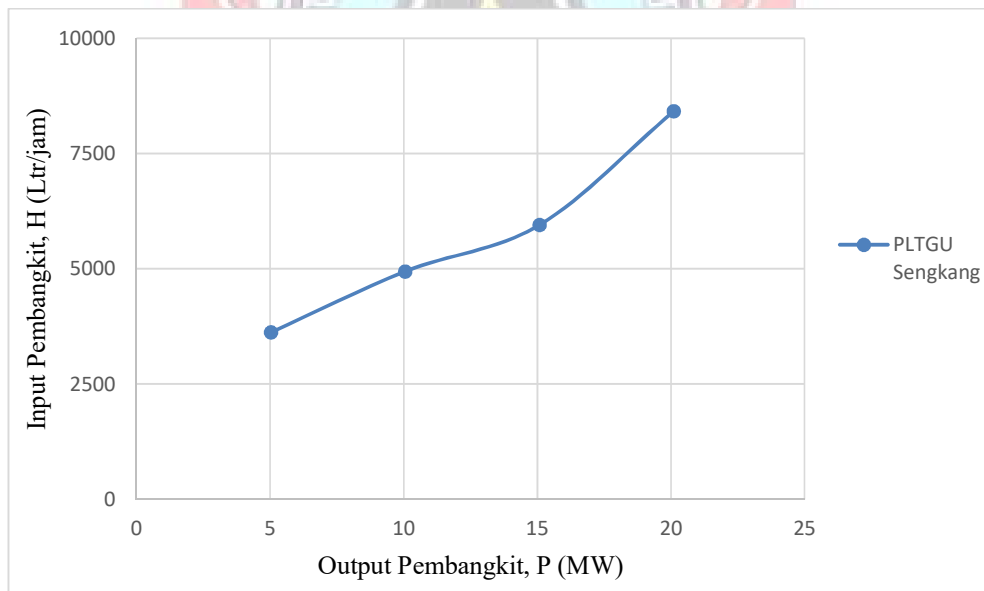
Berdasarkan Tabel 4.4 dapat digambarkan hubungan antara input bahan bakar dan output daya tiap pembangkit *thermal* sistem Sulselrabar berikut.



Gambar 4.2 Hubungan *Input-output* PLTD Sulselrabar.



Gambar 4.3 Hubungan *Input-output* PLTU Sulselrabar.



Gambar 4.4 Hubungan *Input-output* PLTGU Sulselrabar.

4.1.3 Beban Puncak Siang Hari

Beban puncak di siang hari diperoleh data pada hari Kamis, 12 April 2012. Total beban sistem pada saat terjadi beban puncak ini adalah sebesar 402.100 MW. Data pembebanan dan pembangkit pada masing-masing bus dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel 4.5 Data Beban Sistem Sulselrabar pada Beban Puncak Siang Hari

No Bus	Nama Bus	Jenis Bus	Beban		Pembangkit	
			P (MW)	Q (MW)	P (MW)	Q (MW)
1	Bakaru	Generator	2.1	0.2	126	-5.2
2	Pinrang	Generator	11.3	-2.3	0.3	0.0
3	Pare-Pare	Generator	8.3	-1.0	20.2	5.4
4	Suppa	Generator	-	-	52.0	18.9
6	Tello	Generator	38.5	16.0	44.7	19.9
7	Tello Lama	Generator	11.6	10.7	19.3	0.0
8	Sgmnsa	Generator	2.8	2.5	12.5	3.4
9	Jnpnto	Generator	1.9	3.6	9.3	0.0
10	Blkmba	Generator	3.5	2.7	9.1	0.0
11	Sinjai	Generator	6.4	4.4	3.5	-0.5
12	Soppeng	Generator	7.5	9.3	15.0	7.5
13	Sengkang	Slack	12.4	6.0	164.5	-2.8
14	Makale	Generator	3.9	1.7	3.6	0.0
15	Palopo	Generator	22.5	6.9	5.1	0.0
16	Borongloe	Generator	3.5	0.0	7.1	1.0
17	Polmas	Beban	6.9	2.3	-	-
18	Majene	Beban	5.1	1.9	-	-
19	Mamuju	Beban	8.3	1.0	-	-

Lanjutan Tabel 4.5 Data Beban Sistem Sulselrabar pada Beban Puncak Siang Hari

No Bus	Nama Bus	Jenis Bus	Beban		Pembangkit	
			P (MW)	Q (MW)	P (MW)	Q (MW)
20	Pangkep	Beban	14.9	7.7	-	-
21	Bosowa	Beban	19.7	3.5	-	-
22	Tel. Lama	Beban	-	-	-	-
23	Panakukkang	Beban	28.1	8.4	-	-
24	Tanjung Bunga	Beban	30.5	12.4	-	-
25	Talasa	Beban	7.9	3	-	-
26	TIP	Beban	-	-	-	-
27	Bone	Beban	15.1	6.3	-	-
28	Sidrap	Beban	13.2	6.0	-	-
29	Maros	Beban	4.7	2.2	-	-
30	Pangkep D	Beban	-	-	-	-
31	Tonasa	Beban	39.4	22.8	-	-
32	Mandai	Beban	19.7	2.1	-	-
33	Daya	Beban	24.1	1.6	-	-
34	TelloA	Beban	-	-	-	-
35	TelloB	Beban	-	-	-	-
36	Barawaja	Beban	5.2	0.0	-	-
37	Bontoala	Beban	18.5	0.0	-	-
Total			402.100	143.400		

Sumber: Data Operasi Harian PT. PLN (Persero) UIKL Sulawesi Unit Pelaksana Pengatur Beban Sistem Sulawesi, Tanggal 12 April 2012

4.1.4 Beban Puncak Malam Hari

Beban puncak di malam hari diperoleh data pada hari Kamis, 12 April 2012. Total beban sistem pada saat terjadi beban puncak ini adalah sebesar 532.3 MW. Data pembebanan dan pembangkit pada masing-masing bus dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel 4.6 Data Beban Sistem Sulselrabar pada Beban Puncak Malam Hari.

No Bus	Nama Bus	Jenis Bus	Beban		Pembangkit	
			P (MW)	Q (MW)	P (MW)	Q (MW)
1	Bakaru	Generator	4.4	0.2	126	-4.2
2	Pinrang	Generator	15.6	-5.6	0.3	0.0
3	Pare-Pare	Generator	6.0	-0.5	20.1	5.0
4	Suppa	Generator	-	-	62.2	19.7
5	Barru	Generator	6.8	1.7	44.7	0.0
6	Tello	Generator	39.6	15.3	29.7	18.6
7	Tello Lama	Generator	14.0	0.4	19.3	0.0
8	Sgmnsa	Generator	9.4	2.5	12.3	3.8
9	Jnpnto	Generator	10.8	3.1	19.6	-0.9
10	Blkmba	Generator	11.0	1.6	9.0	2.2
11	Sinjai	Generator	13.0	4.4	3.5	-0.6
12	Soppeng	Generator	3.4	9.1	15.1	0.9
13	Sengkang	Slack	18.1	7.2	192.9	-3.7
14	Makale	Generator	9.8	1.8	3.5	0.0
15	Palopo	Generator	29.9	5.9	6.9	1.0
16	Borongloe	Generator	7.2	0.0	7.1	0.9
17	Polmas	Beban	10.2	2.9	-	-
18	Majene	Beban	9.4	2.2	-	-
19	Mamuju	Beban	10.6	2.0	-	-
20	Pangkep	Beban	15.0	5.8	-	-
21	Bosowa	Beban	20.2	10.0	-	-
22	Tel. Lama	Beban	-	-	-	-
23	Panakukkang	Beban	56.4	17	-	-
24	Tanjung Bunga	Beban	31.8	11.3	-	-
25	Talasa	Beban	20.2	5.8	-	-
26	TIP	Beban	-	-	-	-
27	Bone	Beban	21.5	6.1	-	-

Lanjutan Tabel 4.6 Data Beban Sistem Sulselrabar pada Beban Puncak Malam Hari.

No Bus	Nama Bus	Jenis Bus	Beban		Pembangkit	
			P (MW)	Q (MW)	P (MW)	Q (MW)
28	Sidrap	Beban	18.6	7.1	-	-
29	Maros	Beban	8.9	2.2	-	-
30	Pangkep D	Beban	-	-	-	-
31	Tonasa	Beban	37.8	20.8	-	-
32	Mandai	Beban	22.5	2.1	-	-
33	Daya	Beban	20.8	1.6	-	-
34	TelloA	Beban	-	-	-	-
35	TelloB	Beban	-	-	-	-
36	Barawaja	Beban	-	-	-	-
37	Bontoala	Beban	29.4	0.0	-	-
Total			532.3	144		

Sumber: Data Operasi Harian PT. PLN (Persero) UIKL Sulawesi Unit Pelaksana Pengatur Beban Sistem Sulawesi, Tanggal 12 April 2012

4.2 Pembahasan

4.2.1 Karakteristik *Input-output* Pembangkit *Thermal*

Berdasarkan Tabel 4.4, dapat diperoleh persamaan *input-output* yang dihitung menggunakan persamaan kuadrat terkecil (*Least Square Methode*).

Contoh perhitungan *input-output* secara manual.

Untuk PLTU Barru

$$N = 4$$

$$\sum P_i = (8,35 + 16,7 + 25,05 + 33,4) = 83,50$$

$$\sum P_i^2 = (69,72 + 278,89 + 627,50 + 1.115,56) = 2.091,68$$

$$\sum P_i^3 = (582,18+4.657,46+15.718,93+37.259,70) = 58.218,288$$

$$\sum P_i^4 = (4.816,23+77.779,63+393.759,38+1.244.474,11) = 1.720.874,36$$

$$\sum H_i = (4.884,75+7.014+8.992,95+11.088,80) = 31.980,50$$

$$\sum P_i H_i = 753.560,78$$

$$\sum P_i^2 H_i = 20.310.031,77$$

$$\begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum P_i & \sum P_i^2 \\ \sum P_i & \sum P_i^2 & \sum P_i^3 \\ \sum P_i^2 & \sum P_i^3 & \sum P_i^4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum H_i \\ \sum P_i H_i \\ \sum P_i^2 H_i \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 4 & 83,50 & 2.091,68 \\ 83,50 & 2.091,68 & 58.218,288 \\ 2.091,68 & 58.218,288 & 1.720.874,36 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 31.980,50 \\ 753.560,78 \\ 20.310.031,77 \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 2.805,60 \\ 251,60 \\ -0,11976 \end{bmatrix}$$

Jadi, untuk PLTU Barru diperoleh persamaan *input-output*, $F(p) = 2.805,60 + 251,60P - 0,11976P^2$. Untuk hasil perhitungan selanjutnya dapat dilihat pada tabel berikut dengan menggunakan bantuan *software Matlab*.

Tabel 4.7 Karakteristik *Input-Output* Pembangkit *Thermal* Sulselrabar.

No	Unit Pembangkit	Persamaan <i>Input-output</i>	Satuan
1	PLTD Pare-Pare	$714 + 567,4P - 3,2941P^2$	Liter/jam
2	PLTD Suppa	$2070 + 178,6P + 0,4P^2$	Liter/jam
3	PLTU Barru	$2805,6 + 251,6P - 0,11976P^2$	Ton/jam
4	PLTU Tello	$558 + 174,5P + 1,375P^2$	Ton/jam
5	PLTD Agrekko/T.Lama	$771,975 + 160P + 2,7397P^2$	Liter/jam
6	PLTD Sgmnsa	$617,625 + 477,25P - 4,1667P^2$	Liter/jam

Lanjutan Tabel 4.7 Karakteristik *Input-Output* Pembangkit *Thermal* Sulselrabar.

No	Unit Pembangkit	Persamaan <i>Input-output</i>	Satuan
7	PLTD Arena/Jeneponto	$629,475 + 176,3P + 4,8052P^2$	Liter/jam
8	PLTD Matekko/Bulukumba	$506,25 + 124,9P + 9,4444P^2$	Liter/jam
9	PLTD Pajelasang/Soppeng	$432 + 66,2P + 12,5P^2$	Liter/jam
10	PLTGU Sengkang	$3316,5 + 21,6P + 11,3433P^2$	MSCF/jam
11	PLTD Malea/Makale	$165,75 + 409,5P + 5,7692P^2$	Liter/jam
12	PLTD Palopo	$103,5 + 112,4P + 50P^2$	Liter/jam

4.2.2 *Cost Function* Pembangkit *Thermal*

Untuk menghitung fungsi biaya (*cost function*) masing-masing pembangkit *thermal*, maka terlebih dahulu dilakukan perhitungan karakteristik *input-output* masing-masing pembangkit *thermal*. Seluruh PLTD dan PLTG menggunakan HSD (*High Speed Diesel*) dengan harga Rp. 8.325,-/Ltr (harga per Mei 2019) sedangkan PLTU menggunakan bahan bakar batu bara dengan harga Rp. 847,91,-/Kg (harga per Mei 2019). Persamaan biaya bahan bakar dari masing-masing pembangkit tersebut diperoleh dengan mengalikan persamaan *input-output* pembangkit dengan harga bahan bakarnya.

Misalkan, untuk PLTU Barru persamaan *input-output* yaitu: $2.805,60 + 251,60P - 0,11976P^2$ x (Kilogram/Jam), dengan harga bahan bakar yang digunakan Rp. 847,91,- maka diperoleh persamaan biaya bahan bakar:

$$\begin{aligned} & (2805,60 + 251,60P - 0,11976P^2) \times \text{Rp. } 847,91,- \\ & = 2378896,296 + 213334,156P + 167,547016P^2 \end{aligned}$$

Dengan menggunakan rumus yang sama, maka persamaan biaya bahan bakar selengkapnya ditampilkan pada tabel berikut ini.

Tabel 4.8 Persamaan Biaya Bahan Bakar Pembangkit *Thermal* Sulselrabar.

No	Unit Pembangkit	Persamaan <i>Input-output</i> (Rupiah/Jam)
1	PLTD Pare-Pare	$5944050 + 4723605P - 27423,3825P^2$
2	PLTD Suppa	$17232750 + 1486845P + 3330P^2$
3	PLTU Barru	$2378896,296 + 213334,156P - 101,5457016P^2$
4	PLTU Tello	$473133,78 + 147960,295P + 1165,87625P^2$
5	PLTD Agrekko/T.Lama	$6426691,875 + 1332000P + 22808,0025P^2$
6	PLTD Sgmnsa	$5141728,125 + 3973106,25P - 34687,7775P^2$
7	PLTD Arena/Jenepono	$5240379,375 + 1467697,5P + 40003,29P^2$
8	PLTD Matekko/Bulukumba	$4214531,25 + 1039792,5P + 78624,63P^2$
9	PLTD Pajelasang/Soppeng	$3596400 + 551115P + 104062,5P^2$
10	PLTGU Sengkang	$27609862,5 + 179820P + 94432,9725P^2$
11	PLTD Malea/Makale	$1379868,75 + 3409087,5P + 48028,59P^2$
12	PLTD Palopo	$861637,5 + 935730P + 416250P^2$

4.2.3 Hasil Optimasi *Lagrange Multiplier* dan *Particle Swarm Optimization* pada Beban Puncak Siang Hari

Berdasarkan Tabel 4.9 menunjukkan data *real* pembangkit dan biaya untuk unit *thermal* yang ada pada sistem Sulselrabar untuk beban puncak siang hari sebelum dioptimasi, dan untuk Tabel 4.10 menunjukkan data hasil optimasi pembangkit dan biaya untuk unit *thermal* yang ada pada sistem Sulselrabar untuk beban puncak siang hari menggunakan metode *Lagrange Multiplier* dan pada Tabel 4.11 menggunakan metode *Particle Swarm Optimization*.

Tabel 4.9 Data *Real* Sistem Pembangkit *Thermal* pada Beban Puncak Siang Hari.

No	Pembangkit	<i>Real Sistem</i>		<i>Losses</i> (MW)
		Daya Aktif (MW)	Biaya (Rp/jm)	
1	PLTD Pare-Pare	20,20	90.171.034	
2	PLTD Suppa	52	103.553.010	
3	PLTU Barru	37,80	10.297.834,83	
4	PLTU Tello	44,70	9.416.484,643	
5	PLTD Agrekko/T.Lama	19,30	40.630.044,73	
6	PLTD Sgmnsa	12,50	49.385.591,02	
7	PLTD Arena/Jeneponto	9,30	22.349.850,68	
8	PLTD Matekko/Bulukumba	9,10	20.187.548,61	
9	PLTD Pajelasang/Soppeng	15	35.277.187,5	
10	PLTGU Sengkang	164,50	1.112.570.097	
11	PLTD Malea/Makale	3,60	14.275.034,28	
12	PLTD Palopo	5,10	16.460.523	
Total		393,1	1.524.574.240,29	24,956

Tabel 4.10 Hasil Optimasi *Lagrange Multiplier* Pembangkit *Thermal* pada Beban Puncak Siang Hari.

No	Pembangkit	<i>Lagrange Multiplier</i>		<i>Losses</i> (MW)
		Daya Aktif (MW)	Biaya (Rp/jm)	
1	PLTD Pare-Pare	19,10	86.160.581,330	
2	PLTD Suppa	30	64.835.100,000	
3	PLTU Barru	30	8.687.529,845	
4	PLTU Tello	28,20	5.572.765,528	
5	PLTD Agrekko/T.Lama	19,96	42.100.156,564	
6	PLTD Sgmnsa	11,60	46.562.173,285	

Lanjutan Tabel 4.10 Hasil Optimasi *Lagrange Multiplier* Pembangkit *Thermal* pada Beban Puncak Siang Hari.

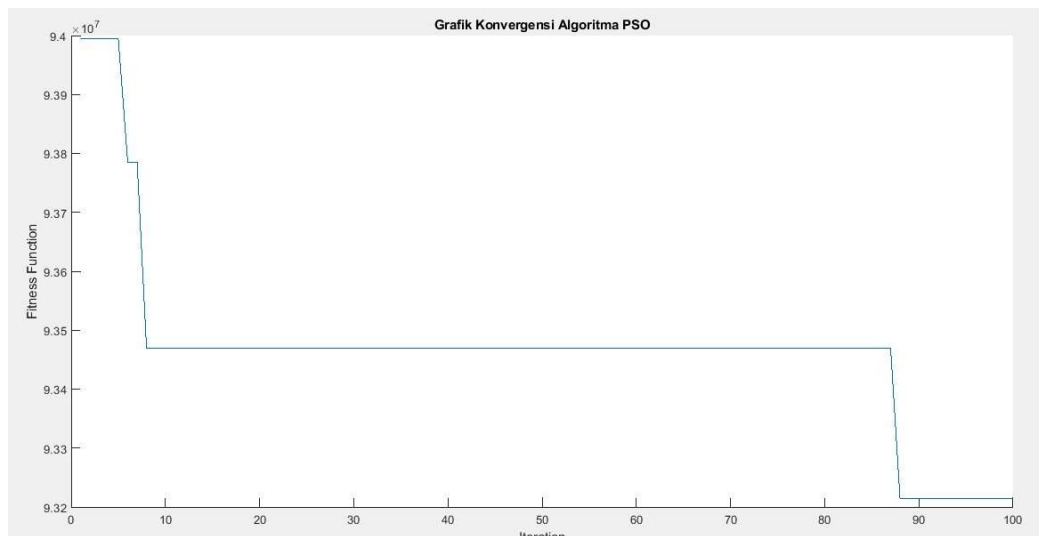
No	Pembangkit	<i>Lagrange Multiplier</i>		Losses (MW)
		Daya Aktif (MW)	Biaya (Rp/jm)	
7	PLTD Arena/Jenepono	11,68	27.840.431,005	
8	PLTD Matekko/Bulukumba	11,70	27.143.029,101	
9	PLTD Pajelasang/Soppeng	13,52	30.069.100,800	
10	PLTGU Sengkang	84,87	723.318.139,863	
11	PLTD Malea/Makale	3,16	12.632.179,538	
12	PLTD Palopo	6,22	40.017.254,355	
Total		270,01	1.114.938.441,21	25,633

Tabel 4.11 Hasil Optimasi *Particle Swarm Optimization* Pembangkit *Thermal* pada Beban Puncak Siang Hari.

No	Pembangkit	<i>Particle Swarm Optimization</i>		Losses (MW)
		Daya Aktif (MW)	Biaya (Rp/jm)	
1	PLTD Pare-Pare	14,98	70.530.798,72	
2	PLTD Suppa	56,11	111.147.439,19	
3	PLTU Barru	39,60	10.666.855,96	
4	PLTU Tello	28,78	5.696.142,86	
5	PLTD Agrekko/T.Lama	12,08	25.841.691,91	
6	PLTD Sgmnsa	19,94	70.561.365,75	
7	PLTD Arena/Jenepono	17,98	44.561.755,75	
8	PLTD Matekko/Bulukumba	8,73	19.274.982,37	
9	PLTD Pajelasang/Soppeng	11,88	24.842.442,62	
10	PLTGU Sengkang	52,64	298.721.453,90	

Lanjutan Tabel 4.11 Hasil Optimasi *Particle Swarm Optimization* Pembangkit *Thermal* pada Beban Puncak Siang Hari.

No	Pembangkit	<i>Particle Swarm Optimization</i>		Losses (MW)
		Daya Aktif (MW)	Biaya (Rp/jm)	
11	PLTD Malea/Makale	1,13	5.301.057,01	
12	PLTD Palopo	6,40	23.893.498,39	
Total		270,25	711.039.484,43	25,83



Gambar 4.5 Grafik konvergensi *Particle Swarm Optimization* pada Beban Puncak Siang Hari

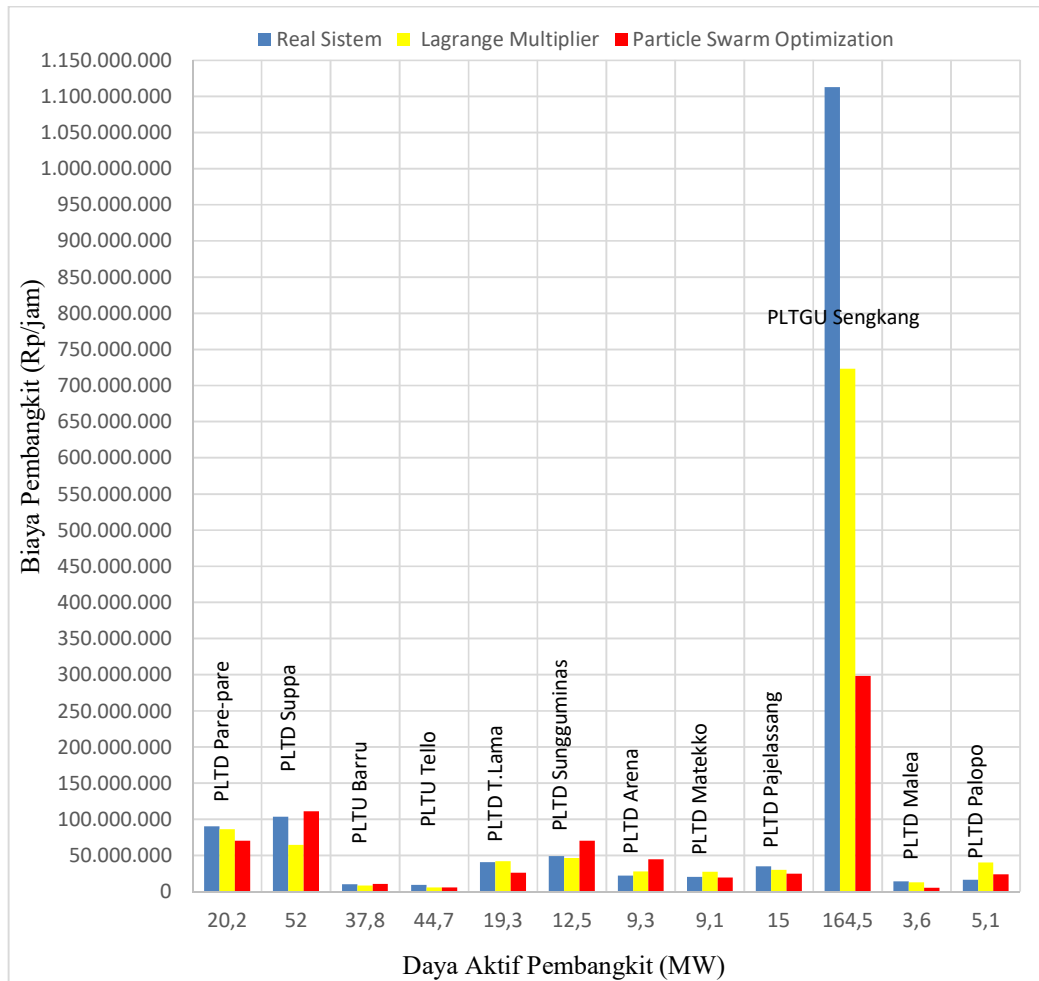
Dari hasil analisis Table 4.9 kondisi beban puncak siang hari pembangkit sebelum dioptimasi atau keadaan *real* sistem, beban pembangkit yang dibebankan ke pembangkit *thermal* yaitu sebesar 393,1 MW, dengan total biaya pembangkit sebesar Rp.1.524.574.240,29,-/jam dan losses yang dihasilkan 24,956 MW. Selanjutnya pada Tabel 4.10 setelah optimasi dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier* didapatkan hasil yang optimal dimana beban pembangkit yang dibebankan ke pembangkit *thermal* yaitu sebesar 270,01 MW, dengan total

biaya pembangkit sebesar Rp. 1.114.938.441,21,-/jam, *losses* yang dihasilkan 25,633 MW. Sedangkan pada Tabel 4.11 setelah optimasi dengan menggunakan metode *Particle Swarm Optimization* diperoleh hasil yang lebih optimal dimana beban pembangkit unit *thermal* yaitu sebesar 270,25 MW, dengan total biaya bahan bakar Rp.711.039.484,43,-/jam, *losses* yang dihasilkan sebesar 25,83 MW.



Tabel 4.12 Hasil Optimasi *Lagrange Multiplier* dan *Particle Swarm Optimization* Pembangkit *Thermal* pada Beban Puncak Siang Hari.

No	Pembangkit	Metode <i>Lagrange</i>		Losses (MW)	No	Pembangkit	<i>Particle Swarm Optimization</i>		Losses (MW)
		Daya Aktif (MW)	Biaya (Rp/jm)				Daya Aktif (MW)	Biaya (Rp/jm)	
1	PLTD Pare-Pare	19,10	86.160.581,330	25,633	1	PLTD Pare-Pare	14,98	70.530.798,72	25,83
2	PLTD Suppa	30	64.835.100,000		2	PLTD Suppa	56,11	111.147.439,19	
3	PLTU Barru	30	8.687.529,845		3	PLTU Barru	39,60	10.666.855,96	
4	PLTU Tello	28,20	5.572.765,528		4	PLTU Tello	28,78	5.696.142,86	
5	PLTD Agrekko/T.Lama	19,96	42.100.156,564		5	PLTD Agrekko/T.Lama	12,08	25.841.691,91	
6	PLTD Sgmnsa	11,60	46.562.173,285		6	PLTD Sgmnsa	19,94	70.561.365,75	
7	PLTD Arena/Jeneponto	11,68	27.840.431,005		7	PLTD Arena/Jeneponto	17,98	44.561.755,75	
8	PLTD Matekko/Bulukumba	11,70	27.143.029,101		8	PLTD Matekko/Bulukumba	8,73	19.274.982,37	
9	PLTD Pajelasang/Soppeng	13,52	30.069.100,800		9	PLTD Pajelasang/Soppeng	11,88	24.842.442,62	
10	PLTGU Sengkang	84,87	723.318.139,863		10	PLTGU Sengkang	52,64	298.721.453,90	
11	PLTD Malea/Makale	3,16	12.632.179,538		11	PLTD Malea/Makale	1,13	5.301.057,01	
12	PLTD Palopo	6,22	40.017.254,355		12	PLTD Palopo	6,40	23.893.498,39	
Total		270,01	1.114.938.441,21		Total		270,25	711.039.484,43	



Gambar 4.6 Perbandingan Biaya Bahan Bakar Pembangkit pada Beban Puncak Siang Hari.

Berdasarkan grafik diatas diperoleh hasil optimasi pembangkit dengan menggunakan data *real* sistem pembangkit *thermal* menghasilkan biaya pembangkit total sebesar Rp.1.524.574.240,29,-/jam untuk membangkitkan daya sebesar 393,1 MW dengan losses 24,956 MW. Dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier*, menghasilkan biaya pembangkit total sebesar Rp.1.114.938.441,21,-/jam untuk membangkitkan daya sebesar 270,01 MW dengan losses 25,633 MW. Sedangkan jika menggunakan metode *Partical Swarm*

Optimization diperoleh biaya pembangkit total sebesar Rp.711.039.484,43,-/jam pada iterasi ke-100 dapat dilihat pada Gambar 4.5. Hal ini menunjukkan bahwa iterasi sangat mempengaruhi biaya bahan bakar pembangkit, semakin tinggi nilai iterasi maka, nilai yang akan didapatkan semakin kecil atau optimal. Biaya pembangkit total yang diperoleh dari hasil iterasi mampu membangkitkan daya 270,25 MW dengan *losses* 25,83 MW. Dari hasil optimasi ini dapat diketahui bahwa metode *Lagrange Multiplier* mampu mereduksi biaya pembangkit sistem Sulselrabar sebesar Rp.1.909.635.798,79-/jam atau 63,14%, dan jika menggunakan metode *Partical Swarm Optimization* mampu mereduksi biaya pembangkit sistem Sulselrabar Rp.2.313.534.755,57,-/jam atau 76,49% pada beban puncak siang hari. Untuk 4 (empat) unit pembangkit *non thermal* masing-masing dimaksimalkan karena merupakan pembangkit termurah.

Unit pembangkit PLTGU Sengkang bertindak sebagai *slack* bus pada sistem ini, dan menghasilkan biaya pembangkit *thermal* yang termahal. Biaya bahan bakar yang diperoleh sebelum optimasi sebesar Rp.1.112.570.097,-/jam, dan daya yang dibangkitkan 164,50 MW. Dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier* biaya bahan bakar setelah optimasi sebesar Rp.723.318.139.863,-/jam, dan daya yang dibangkitkan 84,886 MW. Sedangkan jika menggunakan metode *Partical Swarm Optimization* diperoleh biaya bahan bakar yang lebih murah yaitu Rp.298.721.453,90,-/jam, dan daya yang dibangkitkan 427,85 MW . berdasarkan *real* sistem dan metode *Lagrange Multiplier* unit pembangkit *thermal* yang menghasilkan biaya bahan bakar termurah adalah PLTU Tello. Berdasarkan *real* sistem biaya bahan bakar yang diperoleh sebesar Rp.9.416.484,643,-/jam, dan

daya yang dibangkitkan 37,80 MW. Dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier* menghasilkan biaya bahan bakar sebesar Rp.8.687.529,845,-/jam, dan daya yang dibangkitkan 28,20 MW. Sedangkan jika menggunakan metode *Partical Swarm Optimization* unit pembangkit *thermal* termurah adalah PLTD Malea Makale dengan biaya bahan bakar sebesar Rp.5.301.057,01,-/jam, dan jumlah daya yang dibangkitkan 1,13 MW.

4.2.4 Hasil Optimasi *Lagrange Multiplier* dan *Particle Swarm Optimization* pada Beban Puncak Malam Hari

Berdasarkan Tabel 4.12 menunjukkan data *real* pembangkit dan biaya untuk unit *thermal* yang ada pada sistem Sulselrabar untuk beban puncak malam hari sebelum dioptimasi, dan untuk Tabel 4.13 menunjukkan data hasil simulasi pembangkit dan biaya untuk unit *thermal* yang ada pada sistem Sulselrabar untuk beban puncak malam hari setelah optimasi menggunakan metode *Lagrange Multiplier* dan pada Tabel 4.14 menggunakan metode *Particle Swarm Optimization*.

Tabel 4.13 Data *Real* Pembangkit *Thermal* pada Beban Puncak Malam Hari

No	Pembangkit	Real Sistem		Losses (MW)
		Daya Aktif (MW)	Biaya (ltr/jm)	
1	PLTD Pare-Pare	20,1	89.809.189,74	
2	PLTD Suppa	62,2	122.597.746,2	
3	PLTU Barru	44,7	11.712.035,62	
4	PLTU Tello	29,7	5.895.962,323	
5	PLTD Agrekko/T.Lama	19,3	40.630.044,73	
6	PLTD Sgmnsa	12,3	48.763.021,14	

Lanjutan Tabel 4.13 Data *Real* Pembangkit *Thermal* pada Beban Puncak Malam Hari

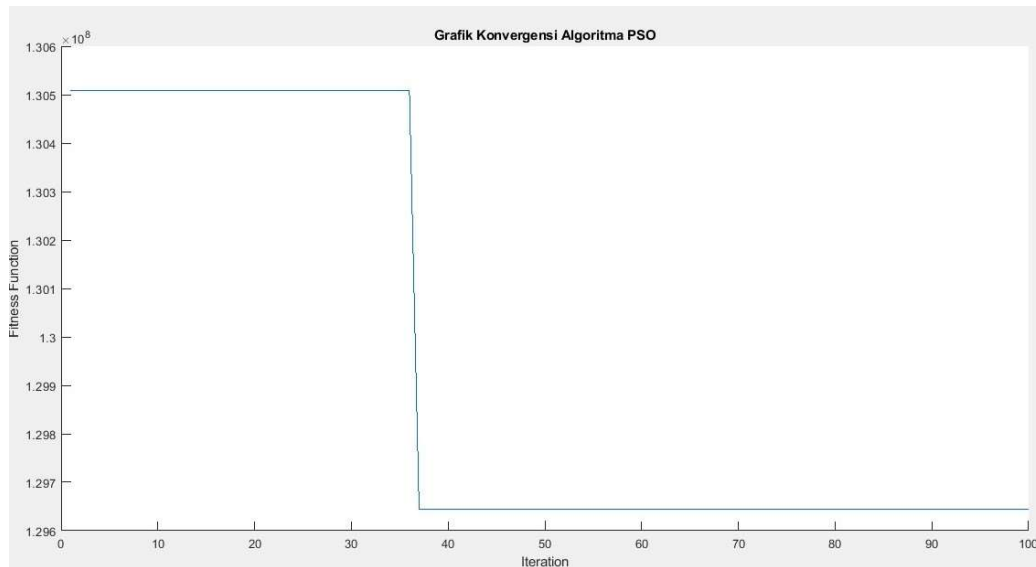
No	Pembangkit	<i>Real Sistem</i>		<i>Losses</i> (MW)
		Daya Aktif (MW)	Biaya (ltr/jm)	
7	PLTD Arena/Jeneponto	19,6	49.374.914,26	
8	PLTD Matekko/Bulukumba	9,0	19.941.258,78	
9	PLTD Pajelasang/Soppeng	15,1	35.645.527,13	
10	PLTGU Sengkang	192,9	3.576.186.765	
11	PLTD Malea/Makale	3,5	13.900.025,23	
12	PLTD Palopo	6,9	27.135.837	
Total		435,3	4.041.592.327	

Tabel 4.14 Hasil Optimasi Metode *Lagrange Multiplier* Pembangkit *Thermal* pada Beban Puncak Malam Hari.

No	Pembangkit	<i>Metode Lagrange Multiplier</i>		<i>Losses</i> (MW)
		Daya Aktif (MW)	Biaya (ltr/jm)	
1	PLTD Pare-Pare	19,40	87.260.922,762	
2	PLTD Suppa	31,98	68.187.712,032	
3	PLTU Barru	44	11.569.006,682	
4	PLTU Tello	19,80	3.859.817,746	
5	PLTD Agrekko/T.Lama	19	39.968.380,778	
6	PLTD Sgmnsa	27,60	88.375.699,237	
7	PLTD Arena/Jeneponto	23,86	63.033.498,721	
8	PLTD Matekko/Bulukumba	6,30	13.885.835,565	
9	PLTD Pajelasang/Soppeng	14,56	33.681.218,400	
10	PLTGU Sengkang	186,61	3.349.675.622,32	
11	PLTD Malea/Makale	3,73	14.763.982,095	
12	PLTD Palopo	6,06	38.174.592,195	
Total		402,9	3.812.436.288,53	28,30

Tabel 4.15 Hasil Optimasi Metode *Particle Swarm Optimization* Pembangkit *Thermal* Beban pada Puncak Malam Hari.

No	Pembangkit	<i>Particle Swarm Optimization</i>		<i>Losses</i> (MW)
		Daya Aktif (MW)	Biaya (Rp/jm)	
1	PLTD Pare-Pare	16,86	77.805.677,98	
2	PLTD Suppa	59,74	117.948.549,10	
3	PLTU Barru	37,88	10.313.645,53	
4	PLTU Tello	28,75	5.691.509,80	
5	PLTD Agrekko/T.Lama	13,29	28.150.529,09	
6	PLTD Sgmnsa	11,92	47.577.424,29	
7	PLTD Arena/Jeneponto	16,01	38.991.379,33	
8	PLTD Matekko/Bulukumba	7,61	16.683.108,25	
9	PLTD Pajelasang/Soppeng	13,66	30.555.225,52	
10	PLTGU Sengkang	187,71	3.388.689.790,60	
11	PLTD Malea/Makale	4,55	17.874.845,87	
12	PLTD Palopo	2,98	7.334.175,31	
	Total	558,66	3.787.615.860,67	26,36

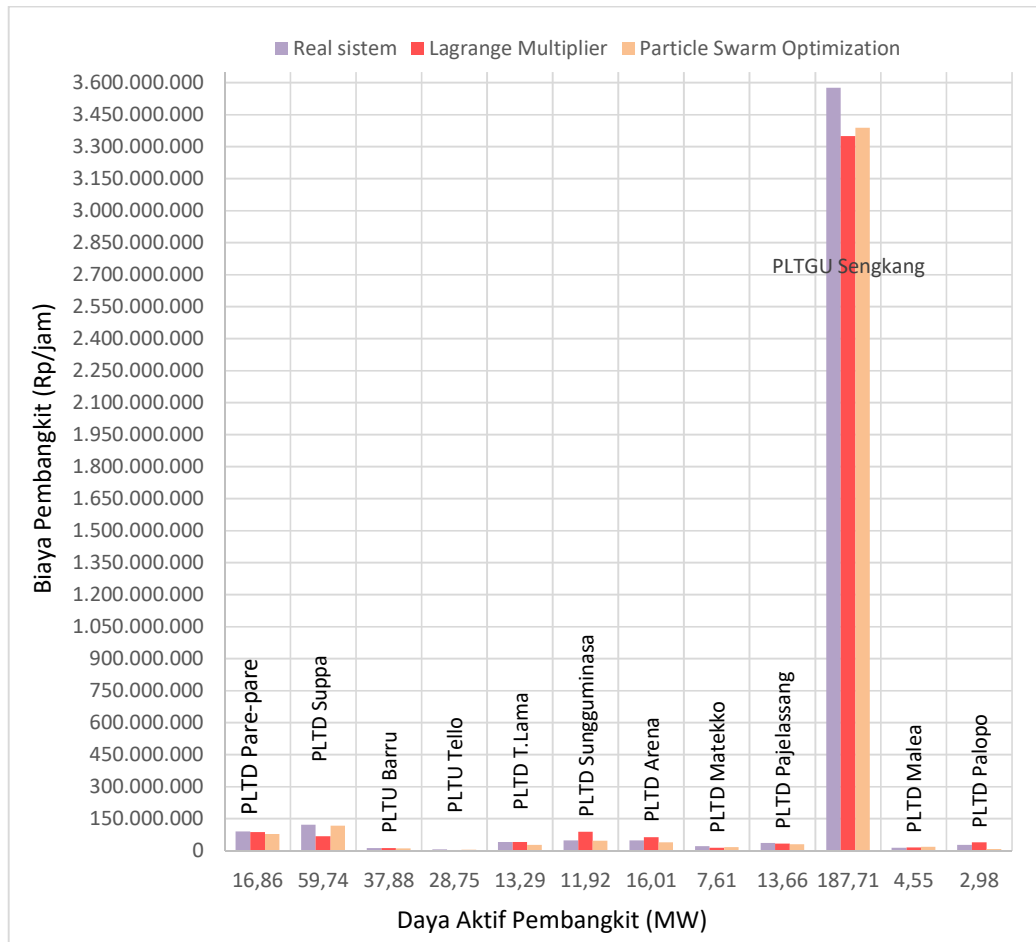


Gambar 4.7 Grafik konvergensi *Particle Swarm Optimization* pada Beban Puncak Malam Hari.

Dari hasil analisis Tabel 4.13 kondisi beban puncak malam hari pembangkit sebelum dioptimasi atau keadaan *real* sistem, beban pembangkit yang dibebankan ke pembangkit *thermal* yaitu sebesar 435,3 MW, dengan total biaya pembangkit sebesar Rp.4.041.592.327,-/jam dan *losses* yang dihasilkan 26,299 MW. Selanjutnya pada Tabel 4.14, setelah optimasi dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier* didapatkan hasil yang optimal dimana beban pembangkit yang dibebankan ke pembangkit *thermal* yaitu sebesar 402,9 MW, dengan total biaya pembangkit sebesar Rp.3.812.436.288,53,-/jam, *losses* yang dihasilkan 28,30 MW. Sedangkan pada Tabel 4.15 setelah optimasi dengan menggunakan metode *Particle Swarm Optimization* diperoleh hasil yang lebih optimal dimana beban pembangkit unit *thermal* yaitu sebesar 558,66 MW, dengan total biaya bahan bakar Rp.3.787.615.860,67,-/jam, dan *losses* yang dihasilkan 26,36 MW.

Tabel 4.16 Hasil Optimasi *Lagrange Multiplier* dan *Particle Swarm Optimization* Pembangkit *Thermal* pada Beban Puncak Malam Hari.

No	Pembangkit	Metode Lagrange		Losses (MW)	No	Pembangkit	Particle Swarm Optimization		Losses (MW)
		Daya Aktif (MW)	Biaya (Rp/jm)				Daya Aktif (MW)	Biaya (Rp/jm)	
1	PLTD Pare-Pare	19,40	87.260.922,762	28,30	1	PLTD Pare-Pare	16,86	77.805.677,98	26,36
2	PLTD Suppa	31,98	68.187.712,032		2	PLTD Suppa	59,74	117.948.549,10	
3	PLTU Barru	44	11.569.006,682		3	PLTU Barru	37,88	10.313.645,53	
4	PLTU Tello	19,80	3.859.817,746		4	PLTU Tello	28,75	5.691.509,80	
5	PLTD Agrekko/T.Lama	19	39.968.380,778		5	PLTD Agrekko/T.Lama	13,29	28.150.529,09	
6	PLTD Sgmnsa	27,60	88.375.699,237		6	PLTD Sgmnsa	11,92	47.577.424,29	
7	PLTD Arena/Jeneponto	23,86	63.033.498,721		7	PLTD Arena/Jeneponto	16,01	38.991.379,33	
8	PLTD Matekko/Bulukumba	6,30	13.885.835,565		8	PLTD Matekko/Bulukumba	7,61	16.683.108,25	
9	PLTD Pajelasang/Soppeng	14,56	33.681.218,400		9	PLTD Pajelasang/Soppeng	13,66	30.555.225,52	
10	PLTGU Sengkang	186,61	3.349.675.622,32		10	PLTGU Sengkang	187,71	3.388.689.790,60	
11	PLTD Malea/Makale	3,73	14.763.982,095		11	PLTD Malea/Makale	4,55	17.874.845,87	
12	PLTD Palopo	6,06	38.174.592,195		12	PLTD Palopo	2,98	7.334.175,31	
Total		402,9	3.812.436.288,53		Total	558,66	3.787.615.860,67		



Gambar 4.8 Perbandingan Biaya Bahan Bakar Pembangkit pada Beban Puncak Malam Hari.

Berdasarkan grafik diatas diperoleh hasil optimasi pembangkit dengan menggunakan data *real* sistem menghasilkan biaya pembangkit total Rp.4.041.592.327,-/jam untuk membangkitkan daya sebesar 435,3 MW dan *losses* sebesar 26,299 MW. Dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier*, menghasilkan biaya pembangkit total sebesar Rp.3.812.436.288,53 -/jam untuk membangkitkan daya sebesar 402,9 MW dengan *losses* sebesar 28,30 MW, sedangkan jika menggunakan metode *Partical Swarm Optimization* diperoleh biaya bahan bakar setelah optimasi Rp.3.787.615.860,67,-/jam, pada iterasi ke-

100 dapat dilihat pada Gambar 4.7. Hal ini menunjukkan bahwa iterasi sangat mempengaruhi biaya bahan bakar pembangkit, semakin tinggi nilai iterasi maka, nilai yang akan didapatkan semakin kecil atau optimal. Biaya pembangkit total yang diperoleh dari hasil iterasi mampu membangkitkan daya 558,66 MW dengan *losses* 26,36 MW.

Unit pembangkit PLTGU Sengkang bertindak sebagai *slack* bus pada sistem ini, dan menghasilkan biaya pembangkit *thermal* yang termahal. Biaya bahan bakar yang diperoleh sebelum optimasi sebesar Rp.3.576.186.765,-/jam, dan daya yang dibangkitkan 192,9 MW. Dengan metode *Lagrange Multiplier* biaya bahan bakar setelah optimasi sebesar Rp.3.349.675.622,32,-/jam, dan daya yang dibangkitkan 186,61 MW. Sedangkan jika menggunakan metode *Partical Swarm Optimization* diperoleh biaya bahan bakar sebesar Rp.3.388.689.790,60,-/jam, dan daya yang dibangkitkan 187,71 MW. Unit pembangkit termurah pada sistem ini adalah PLTU Tello. Berdasarkan *real* sistem biaya bahan bakar yang diperoleh sebesar Rp.5.895.962,323,-/jam, dan daya yang dibangkitkan 29,7 MW. Dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier* menghasilkan biaya bahan bakar sebesar Rp.3.859.817,746,-/jam, dan daya yang dibangkitkan 19,80 MW. Sedangkan jika menggunakan metode *Partical Swarm Optimization* diperoleh biaya bahan bakar sebesar Rp.5.691.509,80,-/jam, dan jumlah daya yang dibangkitkan 28,75 MW.

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

1. Pada penelitian ini, biaya pembangkit yang ekonomis dengan memperhatikan batasan *equality* dan *inequality* dapat dihasilkan dengan optimasi *economic dispatch* dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier* dan metode *Particle Swarm Optimization*.
2. Hasil optimasi pembangkit *thermal* beban puncak siang hari dengan memperhitungkan rugi-rugi transmisi adalah pada *real* sistem, biaya pembangkit total adalah Rp.3.024.574.240,-/jam untuk membangkitkan daya 393,1 MW dengan *losses* 24,956 MW. Adapun dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier*, biaya pembangkit total adalah Rp.1.114.938.441,21,-/jam untuk membangkitkan daya 270,01 MW, dengan *losses* 25,633 MW. Dengan menggunakan metode *Particle Swarm Optimization*, biaya pembangkit total adalah Rp.711.039.484,43,-/jam untuk membangkitkan daya 270,25 MW dengan *losses* 25,83 MW. Hasil optimasi pembangkit *thermal* beban puncak malam hari dengan memperhitungkan rugi-rugi transmisi pada *real* sistem biaya pembangkit total adalah Rp.4.041.592.327,-/jam untuk membangkitkan daya 435,3 MW dengan *losses* 26,299 MW. Adapun dengan menggunakan metode *Lagrange Multiplier*, biaya pembangkit total adalah Rp.3.812.436.288,53,-/jam untuk membangkitkan daya 402,9 MW dengan *losses* 28,30 MW. Dengan menggunakan metode *Particle Swarm Optimization*, biaya pembangkitan total adalah Rp.3.787.615.860,67,-/jam, untuk membangkitkan daya 558,66 MW dengan *losses* 26,36 MW.

5.2 Saran

Metode optimasi pembangkitan ekonomis pada system kelistrikan Sulselrabar dapat menggunakan metode determenistik dan undeterministik yang lain seperti *Incremental Production Cost*, *Ant Colony Optimization*, *Cuckoo Search*, *Flower Pollination Algorithm*, dsb.



DAFTAR PUSTAKA

- Ariyanto M, dan Caesarendra. 2011. Panduan Belajar Mandiri MATLAB. Jakarta: PT. Elex Media Komputindo
- Cekdini Cekmas. 2006. *Sistem Tenaga Listrik*. Yogyakarta: C.V Andi Offset.
- Cekdini Cekmas dan Taufik Barlian. 2013. *Transmisi Daya Listrik*. Yogyakarta: C.V Andi Offset.
- Delima dan Syafli. 2016. Operasi Ekonomis Dan Unit Commitment Pembangkit Thermal Pada Sistem Kelistrikan Jambi. *Jurnal Nasional Teknik Elektro*. Vol 5, No. 3, Hlm. 369-370, November 2016.
- Febrian, Sandy.,Adi Soeprijanto, dkk. 2016. Economic Dispatch Menggunakan Quantum-Behaved Partricle Swarm Optimization (QPSO) Pada Sistem Tenaga Listrik. Jurusan Teknologi Elektro. Institute Teknologi Sepuluh Nopember.
- Harun, N. 2011. Perancangan Pembangkitan Tenaga Listrik. *Jurnal Teknik*. Makassar: Universitas Hasanuddin.
- Kanata, Sabhan. 2013. CFBPSO Sebagai Solusi Economic Dispatch Pada Sistem Kelistrikan 500 KV Jawa-Bali. *JNTETI*, Vol. 2, No. 4.
- Marsudi, D. 2006. *Pembangkitan Energi Listrik*. Jakarta: Erlangga.
- Napitupulu, Roy Naldo., Hardiansyah, dkk. 2018. Penjadwalan Optimal Unit-Unit Pembangkit Dengan Metode Partricle Swarm Optimization (PSO). Jurusan Teknik Elektro. Universitas Tanjungpura.
- Qinghai Bai. 2010. Analisis Of Particle Optimization Algorithm. *Computer and Informatic Science Journal* Vol. 3, No. 10.
- Saadat, H. 2009. *Power Sistem Analysis*, 2nd ed. Singapore: McGraw-Hill International Edition.
- Sugioko, 2013. Perbandingan Algoritma Bee Colony dengan Algoritma Bee Colony Tabu List dalam Penjadwalan Flowshop. *Jurnal Metris*. Vol. 14, Hlm. 113-120.
- Syah Khairuddin, dkk. 2012. Analisis Perbandingan Economic Dispatch Pembangkit Menggunakan Metode Lagrange Dan CFPSO. *Jurnal EECCIS*. Vol. 6, No. 1, Hlm. 92-93.

Tambun, Bahtera. 2018. Economic Dispatch PLTU Pangkalan Susu. Skripsi. Medan:Universitas Sumatera Utara.

Tasrif. 2018. Optimasi Economic Dispatch Pada Sistem Kelistrikan 150KV Sulselrabar Menggunakan Ant Colony Optimization. Tesis. Malang: Universitas Brawijaya.

Watiningsih Tri, dkk. 2014. *Pembangkit Tenaga Listrik*. Yogyakarta: Graha Ilmu.

Wood Allen, J, dan Bruce F. Wollenberg. 2013. *Power Generation, Operation, And Control*. 3rd ed. New York: John Wiley & Sons, Inc.

Wood Allen, J, dan Bruce F. Wollenberg. 1996. *Power Generation, Operation, And Control*. 2nd ed. New York: John Wiley & Sons, Inc.

Zhu, J. 2015. *Optimization of Power System Operation*, 2nd ed. Institute of Electrical and Electronics Engineers: John Wiley & Sons, Inc.



L

A

M



P

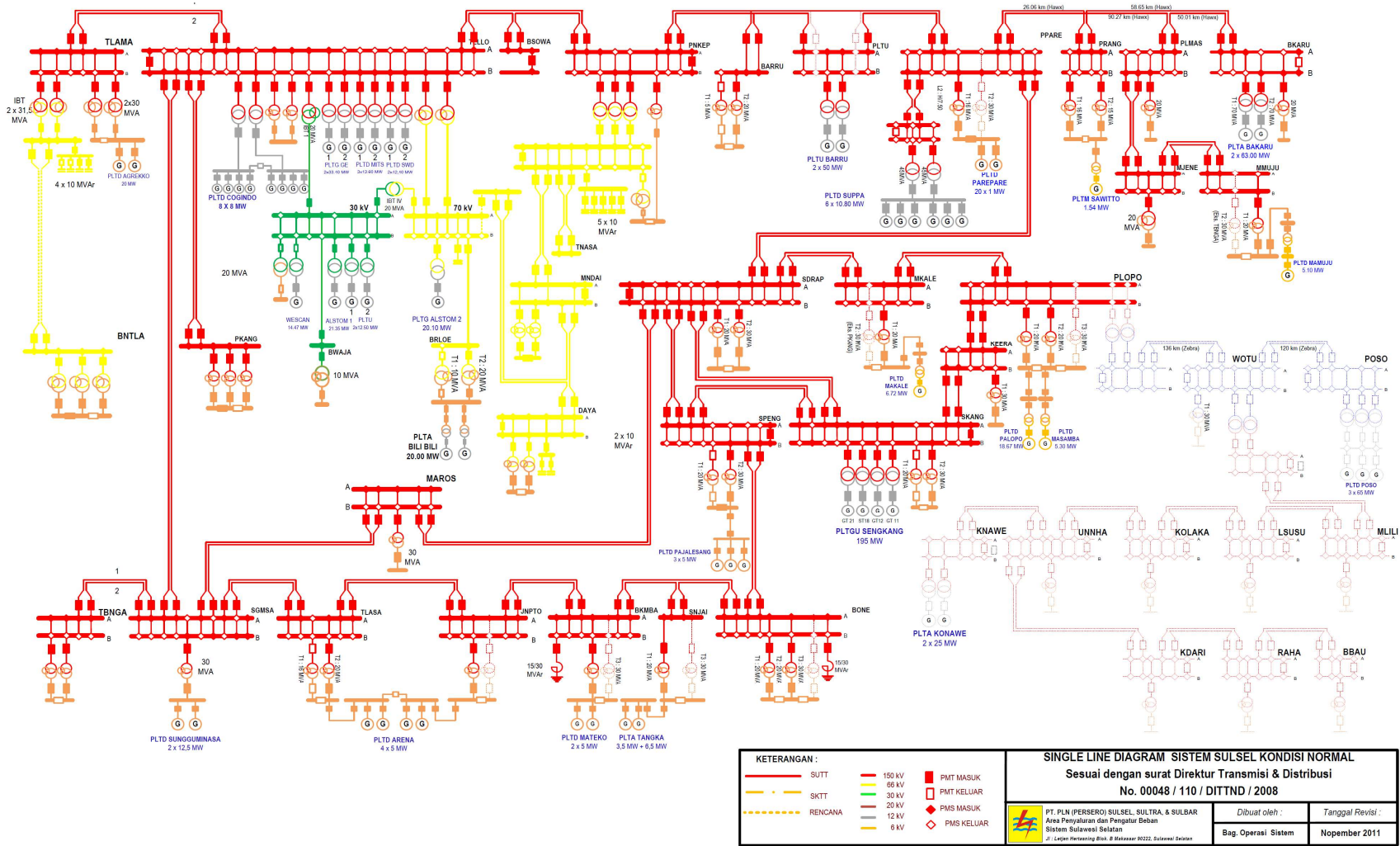
I

R

A

N

Lampiran 1 Single Line Diagram Sistem Sulselrabar



KETERANGAN :		SINGLE LINE DIAGRAM SISTEM SULSEL KONDISI NORMAL	
	150 kV		PMT MASUK
	66 kV		PMT KELUAR
	30 kV		PMS MASUK
	20 kV		PMS KELUAR
	12 kV		
	6 kV		
	RENCANA		

PT. PLN (PERSERO) SULSEL, SULTRA, & SULBAR Area Penyaluran dan Pengatur Beban Sistem Sulselrabar Selatan <small>Jl. Lempang Marjaning Blok. B Makassar 90222, Sulawesi Selatan</small>		Dibuat oleh : Bag. Operasi Sistem	Tanggal Revisi : Nopember 2011
---	--	--------------------------------------	-----------------------------------

Lampiran 2 Data Impedansi Saluran Transmisi Sistem Sulsebar

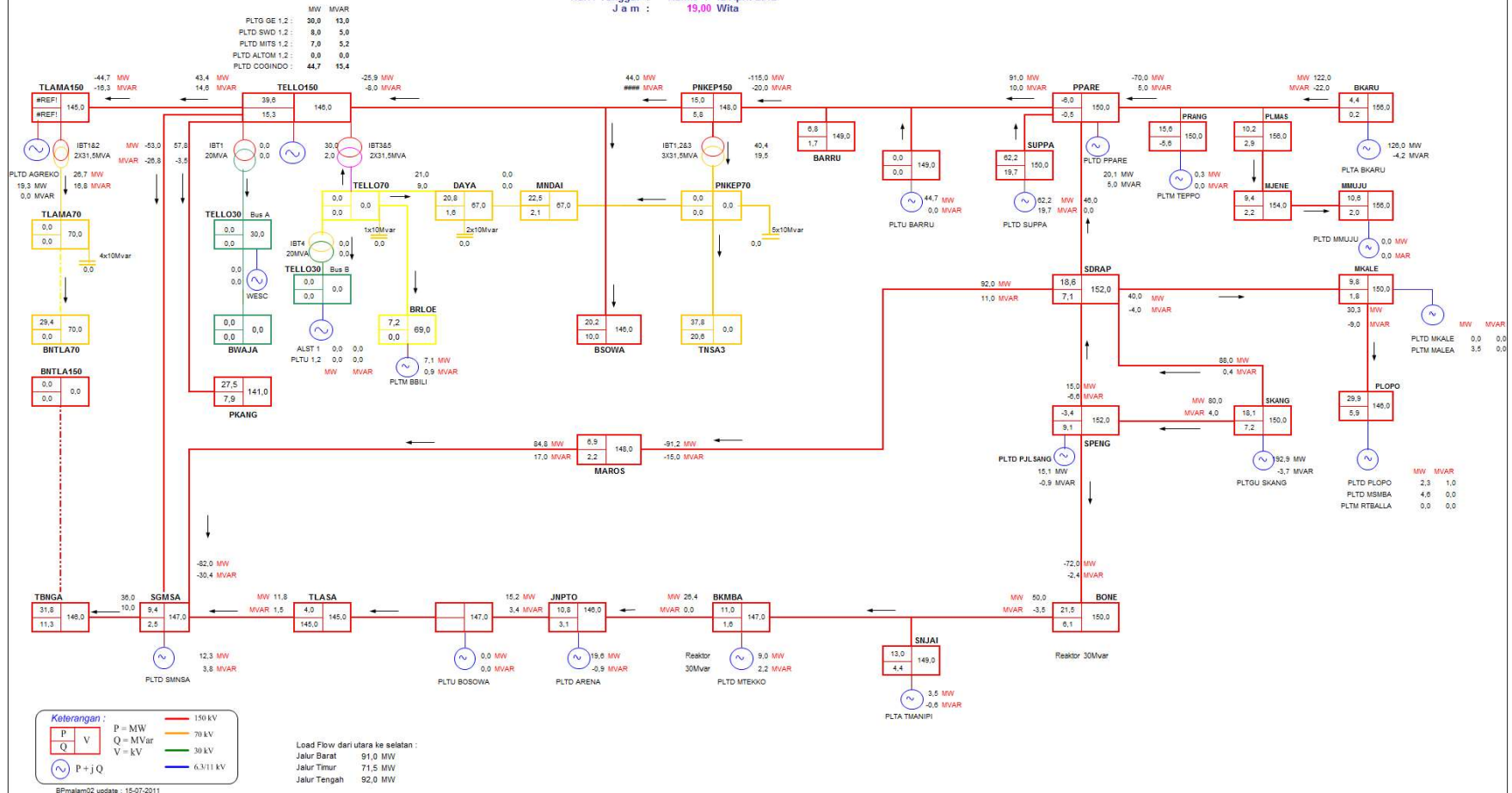
Gardu Induk	Line	kV	1L/2L	Types	Km	IMPEDANSI PER LINE (pu)				
						Urutan Positif		Urutan Negatif		Y/2
						R	jX	R	jX	
BARRU	PNKEP	150	1L	240e	46.00	0.02419	0.08667	0.05479	0.26005	0.01167
BKARU	PRANG	150	1L	240d	58.50	0.03076	0.11023	0.06968	0.33072	0.01012
BKARU	PWALI	150	1L	240a	50.10	0.02627	0.09440	0.05967	0.28323	0.00743
BKARU	BKRU PH	150	2L	240a	1.00	0.00105	0.00377	0.00238	0.01131	0.00007
BSOWA	TELLO	150	1L	240c	32.10	0.01683	0.06049	0.03823	0.18147	0.00761
PNKEP	BSOWA	150	1L	240c	20.80	0.01090	0.03919	0.02478	0.11759	0.00493
PNKEP	TELLO	150	2L	240e	45.30	0.04764	0.17071	0.10791	0.51219	0.00575
PPARE	BARRU	150	1L	240e	44.00	0.02314	0.08290	0.05241	0.24875	0.01116
PPARE	PNKEP	150	2L	240e	90.00	0.09464	0.33916	0.21440	1.01760	0.01141
PPARE	SUPPA	150	2L	240a	7.50	0.00787	0.02826	0.01787	0.08480	0.00056
PRANG	PPARE	150	1L	240e	26.40	0.01388	0.04974	0.03145	0.14925	0.00670
PWALI	MJENE	150	2L	240a	50.16	0.05261	0.18902	0.11949	0.56714	0.00372
PWALI	PPARE	150	1L	240g	91.90	0.03663	0.13159	0.10946	0.51954	0.01819
SDRAP	PPARE	150	2L	240a	19.10	0.02003	0.07198	0.04550	0.21596	0.00142
SGMSA	TLLSA	150	2L	430b	27.50	0.00970	0.06649	0.06551	0.31093	0.00314
SKANG	SPENG	150	2L	430a	35.40	0.02106	0.12670	0.08433	0.40026	0.00404
SPENG	BONE	150	2L	240f	43.27	0.04578	0.16306	0.10308	0.48924	0.00402
SPENG	SDARP	150	2L	240b	53.80	0.05643	0.20275	0.12816	0.60830	0.00482
TELLO	SGMSA	150	2L	430b	10.90	0.00385	0.02635	0.02597	0.12324	0.00124
TELLO	TLAMA	150	2L	240e	6.90	0.00726	0.02600	0.01644	0.07802	0.00088
BLKMB	JNPTO	150	2L	240a	46.35	0.04861	0.17466	0.11041	0.52405	0.00344
BONE	BLKMB	150	2L	240a	137.20	0.14390	0.51703	0.32684	1.55129	0.01017
BONE	SNJAI	150	1L	240a	77.50	0.04064	0.14603	0.09231	0.43813	0.01149
DYBAR	SGMSA	150	2L	430b	154.00	0.05433	0.37234	0.36686	1.74123	0.01756
JNPTO	TIP 57/58	150	2L	240a	24.49	0.02568	0.09228	0.05833	0.27687	0.00182
MALEA	MKALE	150	2L	430b	30.00	0.01058	0.07253	0.07147	0.33920	0.00342
MKALE	PLOPO	150	2L	240a	37.35	0.03917	0.14076	0.08898	0.42232	0.00277
SDRAP	DYBAR	150	2L	430b	35.00	0.01235	0.08462	0.08338	0.39573	0.00399
SDRAP	MKALE	150	2L	430a	105.48	0.06274	0.37753	0.25129	1.19267	0.01203
SGMSA	TBNGA	150	2L	430a	11.89	0.00707	0.04256	0.02833	0.13446	0.00136
SNJAI	BLKMB	150	1L	240a	59.50	0.03120	0.11211	0.07087	0.33637	0.00882
TLLSA	TIP 57/58	150	2L	430b	19.06	0.00673	0.04609	0.04542	0.21555	0.00217
DAYA	TELLO	70	1L	120a	5.00	0.02408	0.04421	0.06896	0.19166	0.00013
MNDAI	DAYA	70	1L	120a	7.10	0.03420	0.06278	0.09792	0.27216	0.00019
MNDAI	TELLO	70	1L	120a	12.10	0.05828	0.10699	0.16687	0.46383	0.00032
PNKEP	MNDAI	70	2L	120a	37.70	0.36318	0.66671	1.03984	2.89030	0.00050
PNKEP	TNSA3	70	2L	120a	3.40	0.03275	0.06013	0.09378	0.26066	0.00005
TELLO	BRLOE	70	1L	120a	12.60	0.06069	0.11141	0.17377	0.48299	0.00034
TELLO	BWAJA	30	1L	120b	3.70	0.12292	0.17508	0.31076	0.77212	0.00002
TELLO	PKANG	70	2L	240h	4.50	0.04334	0.07958	0.12412	0.34500	0.00006
TLAMA	BNTLA	70	2L	XLPE	4.20	0.04046	0.07428	-	-	0.00006

Lampiran 3 Data Beban Sistem Sulselrabar Siang dan Malam 12 April 2012

PT PLN (Persero) WILAYAH SULSEL & SULTRA AREA PENYALURAN DAN PENGATUR BEBAN SISTEM SULSEL		REALISASI HARIAN BEBAN TRAFODISTRIBUSI & KONSUMEN BESAR																							KEMENTERIAN ENERGI DAN PERTANIAN		HARI : Jumat TANGGAL : 13 April 2012										
CABANG	LOKASI GI	DAYA (MVA)	MAX A	P U K U L / B E B A N (MW)																								Beban Trafo									
				01.00	02.00	03.00	04.00	05.00	06.00	07.00	08.00	09.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00	Max	Pukul								
MAKASSAR	BTALA	I-20	600	8.80	8.30	7.80	7.40	7.40	7.40	7.90	9.00	5.70	6.70	7.70	7.70	8.00	8.00	7.80	7.30	6.80	7.40	7.50	7.40	7.30	6.70	6.50	5.80	5.20	7.10	9.00	8.00						
		I-20	600	8.80	8.30	7.80	7.40	7.40	7.40	7.90	9.00	5.70	6.70	7.70	7.70	8.00	8.00	7.80	7.30	6.80	7.40	7.50	7.40	7.30	6.70	6.50	5.80	5.20	7.10	9.00	8.00						
		I-30	900	7.20	6.70	6.30	5.80	5.90	6.20	7.40	8.90	10.40	13.40	13.70	14.40	14.30	14.80	15.00	14.70	12.70	12.20	12.20	11.20	11.10	10.80	10.80	11.40	10.60	9.10	8.50	7.70	15.00	15.00				
	PKANG	I-30	900	13.40	13.00	12.20	11.60	11.20	10.70	10.50	10.60	11.30	11.80	12.30	13.20	13.00	13.40	13.60	13.40	13.10	13.60	15.50	16.00	16.10	16.00	16.10	16.00	16.20	16.00	15.50	14.80	16.20	21.30				
		I-30	900	8.10	7.80	7.30	6.90	6.70	6.60	6.40	6.60	7.80	11.20	13.30	14.80	14.80	15.00	14.90	15.10	14.90	15.10	15.70	16.00	16.00	15.90	15.60	15.80	13.50	16.20	9.60	8.90	16.20	22.00				
		I-60	1800	21.70	20.10	19.10	18.20	18.10	17.50	17.90	20.10	22.90	25.30	26.20	27.60	27.80	28.40	28.80	28.80	26.70	25.60	27.70	27.80	27.50	26.60	26.30	26.20	26.80	25.90	24.30	22.90	28.80	15.00				
	TLASA	I-16	425	0.60	0.50	0.50	0.50	0.50	0.60	0.60	0.70	1.20	1.10	0.70	0.70	0.70	0.90	0.80	0.70	-8.80	-8.70	-8.50	-8.40	-8.50	-8.30	-7.60	-8.60	-8.00	0.70	0.60	1.20	9.00					
		I-20	600	6.00	5.70	5.60	5.60	6.60	7.50	7.00	6.30	6.50	6.70	6.90	7.00	6.70	6.80	6.90	6.90	6.90	8.90	12.20	12.30	11.90	11.30	11.20	10.30	9.60	6.00	7.60	6.90	12.30	19.00				
		I-30	900	2.30	1.50	1.00	1.20	1.40	2.70	2.00	1.00	2.50	2.40	2.50	3.10	2.60	3.40	2.50	3.70	4.20	3.60	8.70	9.80	9.50	9.00	8.90	8.50	8.00	7.50	5.70	4.20	9.80	19.00				
	SQMSA	I-60	1800																																		
		I-30	900																																		
		I-60	1800																																		
PAREPARE	TBNGA	I-30	900	22.00	20.90	20.00	19.30	19.20	19.60	18.80	19.70	20.80	23.00	28.90	30.50	30.20	30.50	30.60	30.40	28.90	28.80	29.10	28.80	29.40	29.40	28.50	28.50	27.10	24.60	23.30	30.60	15.00					
		I-60	1800																																		
		I-60	1800	30.30	29.50	28.50	25.30	26.70	25.60	26.90	31.20	34.60	37.00	37.20	39.50	39.20	38.90	38.00	37.00	33.20	37.50	38.00	38.50	38.00	38.00	37.50	37.00	37.40	36.50	34.70	32.20	39.50	12.00				
	BRLOE	I-10	300																																		
		I-20	600	2.20	1.90	1.70	1.50	1.80	2.60	2.20	2.30	2.60	3.10	3.30	2.90	2.90	3.30	3.70	3.20	3.60	5.80	6.90	7.10	7.00	6.40	6.20	5.90	5.40	4.90	3.80	3.10	7.10	19.00				
		I-20	600	12.50	11.90	11.70	11.30	11.40	11.60	11.60	13.50	14.60	13.60	10.80	9.40	8.90	11.40	11.10	11.00	9.80	9.10	11.30	11.60	11.40	12.80	14.50	14.50	14.50	13.60	14.50	9.00			9.00			
	DAYA	I-20	600	4.80	4.60	4.50	4.40	4.40	4.60	4.80	6.00	7.10	11.60	11.80	10.50	10.30	12.30	12.00	12.00	10.90	10.30	5.20	5.30	5.10	5.90	5.80	5.70	5.70	5.40	5.10	12.30	14.00					
		I-30	900	16.40	15.70	14.90	14.10	14.10	13.90	14.20	15.20	12.10	11.70	11.60	11.40	12.10	12.70	12.60	12.40	10.90	11.40	14.10	14.80	14.70	14.50	14.50	14.60	13.70	13.30	12.20	17.20	17.20	24.00				
		I-30	900	15.00	14.60	14.10	14.10	13.60	13.20	15.00	17.40	10.60	4.60	3.20	2.90	5.10	5.10	-0.70	3.60	0.40	0.20	0.00	0.40	0.30	1.00	0.40	2.40	1.80	1.50	1.70	1.40	9.00	9.00				
	TLAMA	I-20	600	6.80	6.50	6.60	5.50	6.60	6.30	6.70	7.20	7.90	8.00	8.30	8.20	8.10	8.10	8.10	8.00	8.50	9.30	9.20	8.70	8.50	8.50	8.20	8.10	7.60	7.10	9.30	18.30						
		I-20	600	10.30	9.60	9.30	9.20	9.60	9.60	10.30	10.90	11.10	11.60	12.10	11.30	10.90	10.90	10.50	11.20	11.50	11.60	13.60	13.50	13.80	13.60	13.30	13.10	12.80	12.10	11.20	13.60	18.30					
		I-20	600	4.20	4.00	4.10	4.10	4.20	4.30	4.40	4.20	4.50	4.80	4.80	4.40	4.10	5.00	4.80	4.70	4.50	4.10	5.10	5.60	5.50	5.30	6.10	5.70	5.30	5.50	5.00	4.00	6.10	20.30				
PNKEP	I-20	600	10.80	9.90	10.20	8.70	10.00	9.80	9.90	10.40	12.60	13.90	13.90	10.20	10.20	14.70	14.20	13.20	12.00	12.50	14.20	14.70	15.80	15.90	15.10	15.10	14.40	13.80	11.80	11.60	15.90	20.00					
	I-30	900	3.75	3.63	3.55	3.55	3.79	3.94	3.94	4.10	4.22	4.22	4.46	4.46	4.50	4.54	4.50	4.42	4.34	5.25	6.79	6.79	6.59	6.35	6.12	5.84	5.41	5.05	4.50	4.02	6.79	18.30					
	I-5	140																																			
BARRU	I-16	425																																			
	I-30	900	9.00	8.70	8.40	8.20	8.30	8.50	8.60	9.20	-9.70	-8.60	-9.00	-8.80	-8.90	-8.30	-8.30	-8.60	-9.00	-8.50	-6.30	-6.20	-6.30	-6.50	-6.90	-7.20	-7.10	-7.40	-8.30	-9.50	9.20	8.00					
	I-20	600																																			
PPARE	I-30	900	5.50	5.30	5.10	5.50	6.40	7.30	6.80	6.50	-5.70	-6.60	-5.70	-5.60	-6.30	-6.40	-5.90	-6.20	-6.20	-4.70	-3.20	-3.80	-3.50	-3.20	-3.90	-4.30	-4.40	-5.10	-6.50	-7.40	7.30	6.00					
	I-20	600																																			
	I-20	600																																			
SDRAP	I-30	900	10.00	9.20	9.00	8.70	10.20	11.40	11.20	11.60	12.30	12.50	12.80	13.40	12.30	13.20	13.10	12.60	14.00	16.00	16.40	18.50	17.70	17.10	16.40	15.10	14.30	15.10	11.20	18.50	19.30						
	I-15	412	3.80	3.30	3.30	3.20	3.40	4.00	3.80	3.90	4.00	4.10	4.10	4.30	3.90	3.90	4.10	4.10	5.50	5.40	5.60	5.80	6.00	6.20	6.00	5.70	5.50	5.00	4.20	6.60	20.00						
	I-16	425	5.50	5.40	5.20	5.10	5.50	6.00	5.90	6.10	6.20	6.60	7.00	7.50	6.80	6.90	7.00	6.90	6.90	7.90	8.90	8.80	8.40	8.20	8.00	7.40	7.20	6.90	6.40	5.90	8.90	18.30					
PINRANG	BIKARU	20	600	1.80	1.80	1.80	2.10	2.40	2.20	2.10	2.10	2.20	2.40	2.40	2.30	2.20	2.30	2.40	3.80	4.30	4.40	4.40	4.20	3.80	3.50	3.00	2.70	2.30	2.00	4.40	19.00						
	PIWALI	20	600	5.60	5.30	5.00	5.00	5.80	6.40	6.10	6.00	6.20	6.30	6.60	7.30	6.90	6.80	6.70	6.90	8.40	9.90	7.40	9.80	9.30	9.40	9.00	8.40	8.00	6.90	6.00	9.90	18.30					
	MIJENE	20	600	4.30	4.30	5.10	5.40	5.20	5.20	5.00	5.20	5.20	5.60	5.30	5.40	5.40	5.40	5.40	7.30	8.80	5.30	5.30	8.90	8.60	8.40	8.40	7.40	6.90	5.20	8.90	20.00						
MAMUJU	I-20	600	6.90	6.40	6.10	6.00	6.30	6.60	6.60	7.30	7.50	7.70	6.00	6.20	6.00	6.20	6.20	6.00	7.70	6.70	10.30	10.70	10.90	10.50	10.30	10.10	9.50	8.10	6.20	7.50	10.70	19.00					
	I-30	900																																			
	I-20	600																																			
WATAMPONE	SKANG	I-30	900	10.90	10.40	9.90	9.60	10.80	11.00	11.10	11.20	11.50	11.80	12.20	12.70	12.10	12.50	12.40	12.30	12.00	17.00	18.10	18.40	18.10	17.70	17.40	16.40	15.30	14.40	12.60	11.30	18.40	19.00				
	I-20	600	3.40																																		

Gambar 2
ALIRAN DAYA SISTEM SULAWESI SELATAN

Beban Puncak Malam : **642,34 MW**
 Hari / Tanggal : **Kamis / 12 April 2012**
 Jam : **19,00 Wita**

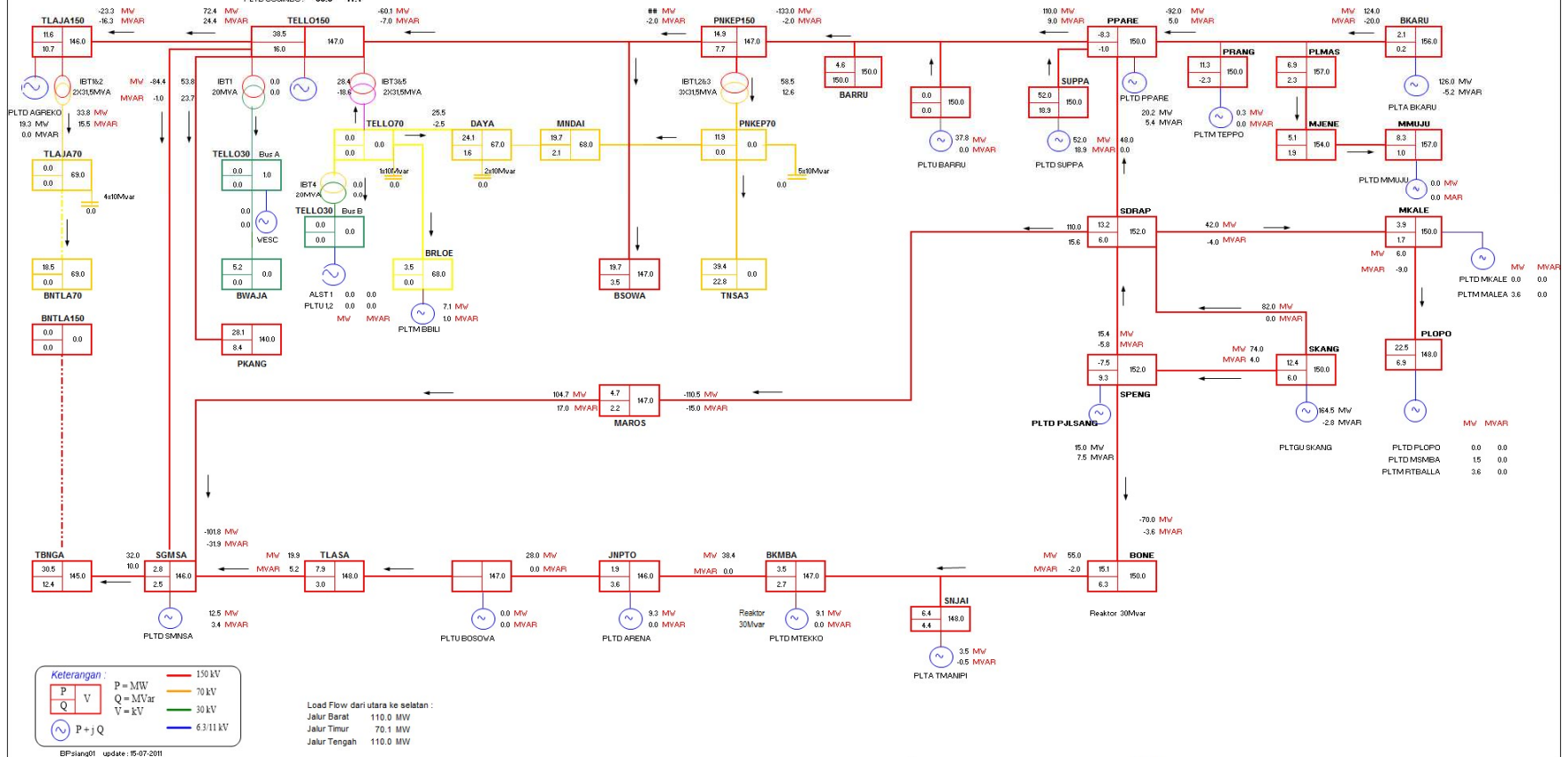


Lampiran 5 Aliran Daya Sistem Sulselrabar Beban Puncak Siang Hari

ALIRAN DAYA SISTEM SULAWESI SELATAN

Beban Puncak Siang : **636.46 MW**
 Hari / Tanggal : Kamis / 12 April 2012
 J a m : 14.00 Wita

MV MVAR
 PLTG GE12: 0.0 0.0
 PLTD SVD12: 0.0 0.0
 PLTD MTS12: 8.4 5.5
 PLTD ALTO12: 0.0 0.0
 PLTD COGRD0: 36.3 14.4



CHECK BP SIANG:	636.46
SELISIH :	6.5
LOAD CURTAILMENT :	0.0

Lampiran 7 Lagrange Multiplier Beban Puncak Siang Hari

MATLAB R2016a

HOME PLOTS APPS EDITOR PUBLISH VIEW

Search Documentation Log In

FILE VARIABLE CODE SIMULINK ENVIRONMENT RESOURCES

Editor - E:\FIX UJIAN\FILE PROGRAM TA\LAGRANGE\SIANG\subselebar.m

Command Window

Power Flow Solution by Newton-Raphson Method
 Maximum Power Mismatch = 1.86979e-05
 No. of Iterations = 3

Bus No.	Voltage		Angle Degree	Load		Generation		Injected Mvar
	Mag.	Phase		MW	Mvar	MW	Mvar	
1	1.000	1.543	2.100	0.200	126.000	-68.507	0.000	
2	1.000	1.089	11.300	-2.300	1.700	-16.062	0.000	
3	1.000	0.914	8.300	-1.000	19.100	-425.504	0.000	
4	1.000	0.966	0.000	0.000	30.000	-8.900	0.000	
5	1.000	0.572	4.600	1.500	30.000	-24.825	0.000	
6	1.000	-0.151	39.500	16.000	28.200	37.048	0.000	
7	1.000	-0.168	11.600	10.700	19.960	12.567	0.000	
8	1.000	-0.115	2.800	2.500	11.600	-65.961	0.000	
9	1.000	0.218	1.900	3.600	11.680	-4.666	0.000	
10	1.000	0.431	3.500	2.700	11.700	-23.924	0.000	
11	1.000	0.489	6.400	4.400	10.000	-23.838	0.000	
12	1.000	0.765	7.500	9.300	13.520	-929.940	0.000	
13	1.100	0.000	12.400	6.000	84.886	1455.435	0.000	
14	1.000	0.263	3.900	1.700	3.160	-83.758	0.000	
15	1.000	0.122	22.500	6.900	6.220	8.682	0.000	
16	1.000	-0.018	3.500	0.000	20.000	-4.927	0.000	
17	1.002	1.186	6.900	2.300	0.000	0.000	0.000	
18	1.002	1.016	5.100	1.900	0.000	0.000	0.000	
19	1.003	0.918	8.300	1.000	0.000	0.000	0.000	
20	1.000	0.083	14.900	7.700	0.000	0.000	0.000	

Command Window

20	1.000	0.083	14.900	7.700	0.000	0.000	0.000
21	1.000	-0.040	19.700	3.500	0.000	0.000	0.000
22	0.999	-0.168	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
23	0.998	-0.259	28.100	8.400	0.000	0.000	0.000
24	0.999	-0.185	30.500	12.400	0.000	0.000	0.000
25	1.000	-0.031	7.900	3.000	0.000	0.000	0.000
26	1.000	0.049	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	1.001	0.516	15.100	6.300	0.000	0.000	0.000
28	1.026	0.391	13.200	6.000	0.000	0.000	0.000
29	1.006	-0.049	4.700	2.200	0.000	0.000	0.000
30	0.998	0.124	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
31	0.995	0.030	39.400	22.800	0.000	0.000	0.000
32	0.999	-0.201	19.700	2.100	0.000	0.000	0.000
33	0.999	-0.200	24.100	1.600	0.000	0.000	0.000
34	1.000	-0.139	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
35	1.000	-0.145	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
36	0.999	-0.198	5.200	0.000	0.000	0.000	0.000
37	0.998	-0.247	18.500	0.000	0.000	0.000	0.000
Total			402.100	143.400	427.726	-127.081	0.000

Lampiran 8 Lagrange Multiplier Beban Puncak Malam Hari

MATLAB R2016a

HOME PLOTS APPS EDITOR PUBLISH VIEW

FILE VARIABLE CODE SIMULINK ENVIRONMENT RESOURCES

E > FIX UJIAN > FILE PROGRAM TA > LAGRANGE > MALAM

Editor - E:\FIX UJIAN\FILE PROGRAM TA\LAGRANGE\MALAM\subtel.m

Command Window

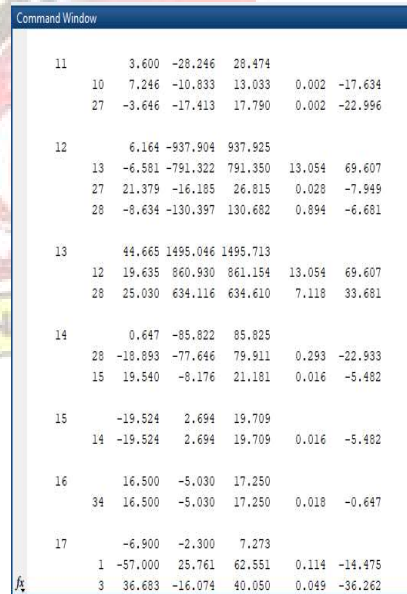
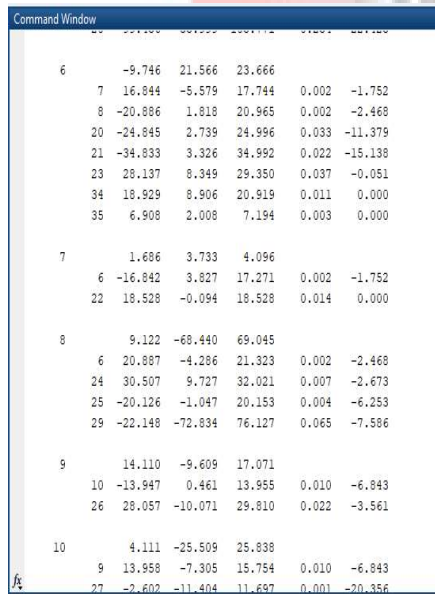
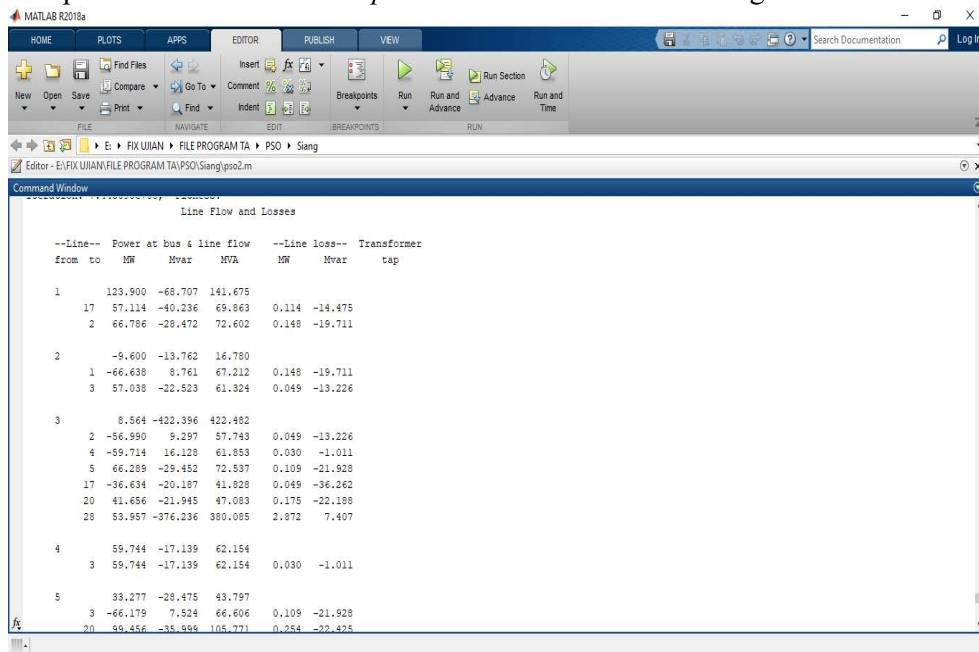
Power Flow Solution by Newton-Raphson Method
 Maximum Power Mismatch = 6.50277e-07
 No. of Iterations = 4

Bus No.	Voltage Mag.	Angle Degree	-----Load-----		---Generation---		Injected Mvar
			MW	Mvar	MW	Mvar	
1	1.000	-0.629	4.400	0.200	126.000	-22.962	0.000
2	1.000	-4.855	15.600	-5.600	1.700	-0.290	0.000
3	1.000	-6.309	6.000	-0.500	19.400	-13.184	0.000
4	1.000	-5.751	0.000	0.000	31.980	-8.795	0.000
5	1.000	-10.505	6.800	1.700	44.000	21.901	0.000
6	1.000	-20.361	39.600	15.300	19.800	110.403	0.000
7	1.000	-20.765	14.000	0.400	19.000	8.093	0.000
8	1.000	-19.616	9.400	2.500	27.600	27.258	0.000
9	1.000	-15.669	10.800	3.100	23.860	6.441	0.000
10	1.000	-12.853	11.000	1.600	6.300	3.795	0.000
11	1.000	-11.484	13.000	4.400	10.000	10.901	0.000
12	1.000	-3.526	3.400	9.100	14.560	-79.920	0.000
13	1.100	0.000	18.100	7.200	186.611	142.442	0.000
14	1.000	-12.489	9.800	1.800	3.730	-4.027	0.000
15	1.000	-14.572	29.900	5.900	6.060	12.726	0.000
16	1.000	-19.286	7.200	0.000	20.000	-2.513	0.000
17	0.992	-3.933	10.200	2.900	0.000	0.000	0.000
18	0.974	-6.079	9.400	2.200	0.000	0.000	0.000
19	0.964	-7.249	10.600	2.000	0.000	0.000	0.000
20	0.980	-14.563	15.000	5.800	0.000	0.000	0.000
21	0.984	-18.323	20.200	10.000	0.000	0.000	0.000
22	0.987	-20.749	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
23	0.960	-22.601	56.400	17.000	0.000	0.000	0.000
24	0.993	-20.352	31.800	11.300	0.000	0.000	0.000
25	0.994	-18.854	20.200	5.900	0.000	0.000	0.000
26	0.994	-17.803	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	0.991	-9.175	21.500	6.100	0.000	0.000	0.000
28	1.018	-6.004	18.600	7.100	0.000	0.000	0.000
29	0.998	-17.423	8.900	2.200	0.000	0.000	0.000
30	0.961	-16.196	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
31	0.935	-17.211	37.800	20.800	0.000	0.000	0.000
32	0.982	-20.769	22.500	2.100	0.000	0.000	0.000
33	0.986	-20.733	20.800	1.600	0.000	0.000	0.000
34	0.995	-20.194	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
35	0.998	-20.278	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
36	0.998	-20.278	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
37	0.975	-22.049	29.400	0.000	0.000	0.000	0.000
Total			532.300	144.000	560.601	211.671	0.000

Command Window

21	0.984	-18.323	20.200	10.000	0.000	0.000	0.000
22	0.987	-20.749	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
23	0.960	-22.601	56.400	17.000	0.000	0.000	0.000
24	0.993	-20.352	31.800	11.300	0.000	0.000	0.000
25	0.994	-18.854	20.200	5.900	0.000	0.000	0.000
26	0.994	-17.803	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	0.991	-9.175	21.500	6.100	0.000	0.000	0.000
28	1.018	-6.004	18.600	7.100	0.000	0.000	0.000
29	0.998	-17.423	8.900	2.200	0.000	0.000	0.000
30	0.961	-16.196	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
31	0.935	-17.211	37.800	20.800	0.000	0.000	0.000
32	0.982	-20.769	22.500	2.100	0.000	0.000	0.000
33	0.986	-20.733	20.800	1.600	0.000	0.000	0.000
34	0.995	-20.194	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
35	0.998	-20.278	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
36	0.998	-20.278	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
37	0.975	-22.049	29.400	0.000	0.000	0.000	0.000
Total			532.300	144.000	560.601	211.671	0.000

Lampiran 9 Particle Swarm Optimization Beban Puncak Siang Hari



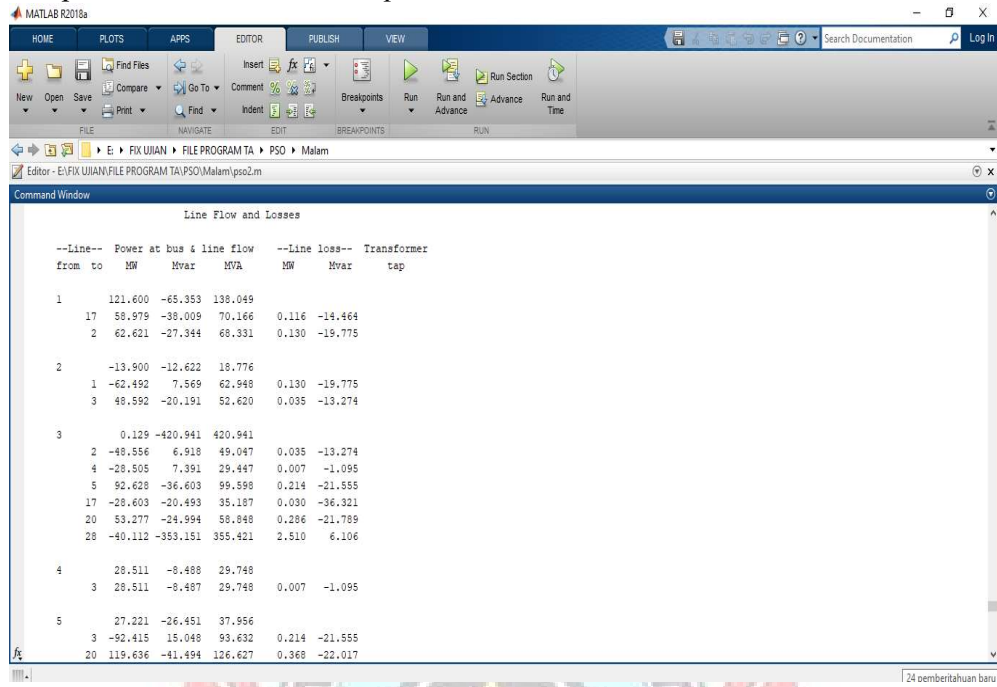
Command Window						
18	13.417	-11.987	17.992	0.013	-7.424	
18	-5.100	-1.900	5.442			
17	-13.404	4.563	14.159	0.013	-7.424	
19	8.304	-6.463	10.523	0.004	-7.463	
19	-8.300	-1.000	8.360			
18	-8.300	-1.000	8.360	0.004	-7.463	
20	-14.900	-7.700	16.772			
3	-41.481	-0.243	41.482	0.175	-22.188	
5	-99.202	13.574	100.127	0.254	-22.425	
6	24.878	-14.119	28.605	0.033	-11.379	
21	54.593	-24.689	59.916	0.037	-9.725	
30	46.313	17.777	49.608	0.097	0.000	
21	-19.700	-3.500	20.008			
6	34.856	-18.464	39.444	0.022	-15.138	
20	-54.556	14.964	56.571	0.037	-9.725	
22	0.000	0.000	0.000			
7	-18.514	0.094	18.514	0.014	0.000	
37	18.514	-0.094	18.514	0.014	-0.094	
23	-28.100	-8.400	29.329			
6	-28.100	-8.400	29.329	0.037	-0.051	

Command Window						
24	-30.500	-12.400	32.924			
8	-30.500	-12.400	32.924	0.007	-2.673	
25	-7.900	-3.000	8.450			
8	20.130	-5.206	20.792	0.004	-6.253	
26	-28.030	2.206	28.116	0.005	-4.303	
26	0.000	0.000	0.000			
9	-28.035	6.509	28.781	0.022	-3.561	
25	28.035	-6.509	28.781	0.005	-4.303	
27	-15.100	-6.300	16.362			
10	2.603	-8.952	9.323	0.001	-20.356	
11	3.648	-5.584	6.670	0.002	-22.996	
12	-21.351	8.236	22.885	0.028	-7.949	
28	-13.200	-6.000	14.500			
3	-51.085	383.643	387.029	2.872	7.407	
12	9.528	123.715	124.082	0.894	-6.681	
13	-17.912	-600.435	600.702	7.118	33.681	
14	19.185	54.713	57.979	0.293	-22.933	
29	27.083	32.363	42.201	0.171	-35.084	
29	-4.700	-2.200	5.189			
8	22.212	65.248	68.925	0.065	-7.586	
28	-26.912	-67.448	72.619	0.171	-35.084	

Command Window						
30	0.000	0.000	0.000			
20	-46.216	-17.777	49.517	0.097	0.000	
31	39.468	22.826	45.594	0.068	0.026	
32	6.748	-5.050	8.428	0.024	-0.952	
31	-39.400	-22.800	45.521			
30	-39.400	-22.800	45.521	0.068	0.026	
32	-19.700	-2.100	19.812			
30	-6.723	4.098	7.874	0.024	-0.952	
33	-1.510	-2.770	3.155	0.000	-0.378	
34	-11.466	-3.428	11.968	0.008	-0.624	
33	-24.100	-1.600	24.153			
32	1.510	2.391	2.828	0.000	-0.378	
34	-25.610	-3.991	25.920	0.016	-0.230	
34	0.000	0.000	0.000			
6	-18.918	-8.906	20.909	0.011	0.000	
16	-16.482	4.383	17.055	0.018	-0.647	
32	11.475	2.804	11.812	0.008	-0.624	
33	25.627	3.761	25.901	0.016	-0.230	
35	-1.702	-2.043	2.659	0.000	0.000	
35	0.000	0.000	0.000			
6	-6.905	-2.008	7.191	0.003	0.000	
34	1.702	2.043	2.659	0.000	0.000	
36	5.203	-0.035	5.203	0.003	-0.035	
36	-5.200	0.000	5.200			
35	-5.200	0.000	5.200	0.003	-0.035	
37	-18.500	0.000	18.500			
22	-18.500	-0.000	18.500	0.014	-0.094	
34	1.702	2.043	2.659	0.000	0.000	

Command Window						
30	-6.723	4.098	7.874	0.024	-0.952	
33	-1.510	-2.770	3.155	0.000	-0.378	
34	-11.466	-3.428	11.968	0.008	-0.624	
33	-24.100	-1.600	24.153			
32	1.510	2.391	2.828	0.000	-0.378	
34	-25.610	-3.991	25.920	0.016	-0.230	
34	0.000	0.000	0.000			
6	-18.918	-8.906	20.909	0.011	0.000	
16	-16.482	4.383	17.055	0.018	-0.647	
32	11.475	2.804	11.812	0.008	-0.624	
33	25.627	3.761	25.901	0.016	-0.230	
35	-1.702	-2.043	2.659	0.000	0.000	
35	0.000	0.000	0.000			
6	-6.905	-2.008	7.191	0.003	0.000	
34	1.702	2.043	2.659	0.000	0.000	
36	5.203	-0.035	5.203	0.003	-0.035	
36	-5.200	0.000	5.200			
35	-5.200	0.000	5.200	0.003	-0.035	
37	-18.500	0.000	18.500			
22	-18.500	-0.000	18.500	0.014	-0.094	
Total loss				25.921	-269.202	

Lampiran 10 Particle Swarm Optimization Beban Puncak Malam Hari



Command Window							
6		-24.187	41.225	47.797			
7	24.082	-7.596	25.251	0.005	-1.744		
8	-36.492	4.110	36.723	0.005	-2.444		
20	-36.091	5.905	36.571	0.069	-11.252		
21	-53.900	11.278	55.067	0.055	-15.019		
23	56.551	17.159	59.097	0.151	0.159		
34	17.649	8.469	19.575	0.010	0.000		
35	4.014	1.906	4.444	0.001	0.000		
7		5.394	5.797	7.918			
6	-24.077	5.852	24.778	0.005	-1.744		
22	29.471	-0.055	29.471	0.036	0.000		
8		6.602	-64.932	65.267			
6	36.497	-6.554	37.081	0.005	-2.444		
24	31.808	8.629	32.958	0.008	-2.671		
25	-14.493	1.645	14.586	0.002	-6.263		
29	-47.210	-68.647	83.314	0.079	-7.486		
9		-0.400	-3.449	3.472			
10	-35.136	6.464	35.726	0.065	-6.647		
26	34.736	-9.913	36.123	0.033	-3.522		
10		-3.796	-22.836	23.149			
9	35.201	-13.111	37.563	0.065	-6.647		
27	-13.554	-8.026	15.753	0.027	-20.260		

Command Window							
11		-25.443	-1.697	25.499	0.022	-17.562	
11		-3.000	-25.324	25.501			
10	25.464	-15.865	30.002	0.022	-17.562		
27	-28.464	-9.457	29.994	0.033	-22.881		
12		2.440	-944.971	944.975			
13	-76.854	-780.374	784.150	12.817	68.181		
27	63.789	-26.856	69.212	0.210	-7.298		
28	15.505	-137.738	138.608	1.011	-6.264		
13		231.208	1461.562	1479.737			
12	89.672	848.556	853.281	12.817	68.181		
28	141.568	613.004	629.138	6.994	32.934		
14		-8.792	-84.930	85.384			
28	-31.058	-76.003	82.104	0.317	-22.788		
15	22.266	-8.925	23.988	0.021	-5.465		
15		-22.245	3.461	22.512			
14	-22.245	3.461	22.512	0.021	-5.465		
16		12.800	-3.313	13.222			
34	12.800	-3.313	13.222	0.010	-0.660		
17		-10.200	-2.900	10.604			
1	-58.863	23.546	63.397	0.116	-14.464		

Command Window						
18		-9.400	-2.200	9.654		
17		-20.006	3.241	20.267	0.024	-7.378
19		10.606	-5.441	11.920	0.006	-7.441
19		-10.600	-2.000	10.787		
18		-10.600	-2.000	10.787	0.006	-7.441
20		-15.000	-5.800	16.082		
3		-52.991	3.205	53.088	0.286	-21.789
5		-119.268	19.478	120.848	0.368	-22.017
6		36.160	-17.156	40.023	0.069	-11.252
21		74.220	-25.919	78.615	0.065	-9.622
30		46.879	14.593	49.098	0.095	0.000
21		-20.200	-10.000	22.540		
6		53.955	-26.297	60.022	0.055	-15.019
20		-74.155	16.297	75.924	0.065	-9.622
22		0.000	0.000	0.000		
7		-29.435	0.055	29.435	0.036	0.000
37		29.435	-0.055	29.435	0.035	-0.055
23		-56.400	-17.000	58.906		
6		-56.400	-17.000	58.906	0.151	0.159
24		-31.800	-11.300	33.748		
8		-31.800	-11.300	33.748	0.008	-2.671

Command Window						
25		-20.200	-5.800	21.016		
8		14.495	-7.908	16.512	0.002	-6.263
26		-34.695	2.108	34.759	0.008	-4.282
26		0.000	0.000	0.000		
9		-34.703	6.391	35.287	0.033	-3.522
25		34.703	-6.391	35.287	0.008	-4.282
27		-21.500	-6.100	22.349		
10		13.582	-12.234	18.279	0.027	-20.260
11		28.498	-13.424	31.501	0.033	-22.881
12		-63.579	19.558	66.519	0.210	-7.298
28		-18.600	-7.100	19.909		
3		42.622	359.256	361.776	2.510	6.106
12		-14.494	131.474	132.270	1.011	-6.264
13		-134.574	-580.070	595.476	6.994	32.934
14		31.375	53.216	61.776	0.317	-22.788
29		56.470	29.024	63.492	0.281	-34.337
29		-8.900	-2.200	9.168		
8		47.289	61.161	77.311	0.079	-7.486
28		-56.189	-63.361	84.687	0.281	-34.337
30		0.000	0.000	0.000		
20		-46.784	-14.593	49.007	0.095	0.000

Command Window						
34		-11.105	-4.029	11.814	0.008	-0.624
33		-20.800	-1.600	20.861		
32		2.514	2.993	3.908	0.001	-0.378
34		-23.314	-4.593	23.762	0.014	-0.235
34		0.000	0.000	0.000		
6		-17.639	-8.469	19.567	0.010	0.000
16		-12.790	2.652	13.062	0.010	-0.660
32		11.113	3.405	11.623	0.008	-0.624
33		23.327	4.358	23.731	0.014	-0.235
35		-4.012	-1.946	4.459	0.001	0.000
35		0.000	0.000	0.000		
6		-4.013	-1.906	4.443	0.001	0.000
34		4.013	1.946	4.460	0.001	0.000
36		0.000	-0.040	0.040	0.000	-0.040
36		0.000	0.000	0.000		
35		0.000	0.000	0.000	0.000	-0.040
37		-29.400	0.000	29.400		
22		-29.400	-0.000	29.400	0.035	-0.055
Total loss					26.316	-268.436



LEMBAR REVISI JUDUL SKRIPSI

Nama : A. Silfiah P. / Walyudi walyudi
 NIM : A4215 002 / A4215 005

Catatan Daftar Revisi Penguji :

No	Nama	Uraian	Tanda Tangan
1.	Sekong, S.T., M.T.	<ul style="list-style-type: none"> - Tambah kei tlg Matlab - Perbaiki flowchart - tambah data analisis metode PSO detail sampai jamnya - listing program 	
2.	Sukroga Abadi, S.T., M.T.	<ul style="list-style-type: none"> - Perbaiki tujuan penelitian - Tuntah pengelasan tlg. pengaruh mikro tlg. grafik 4.8 - Perbaiki perbedaan warna kurva 	
3.	Ir. Nur Hantamah, M.O.	<ul style="list-style-type: none"> - Perbaiki satuan pada tabel 4.5 - Perbaiki daftar isi, daftar gambar, daftar table 	
4.	Gusri Cahli, S.T., M.Ed.	<ul style="list-style-type: none"> - Tambahkan dalam latar belakang alasan memilih metode Lagrange dan PSO - Perbaiki tata tulis penulisan (tama- ma penggunaan kata "di") - Tambahkan pengelasan tlg. krus, siang dan malam - perbaiki kesimpulan, sematkan dengan tujuan penelitian - Hilangkan penelitian lain pada latar belakang yg. tidak berhubungan dengan penelitian kalian - Perbaiki ringkasan - Pada ringkasan, kata "dimana" diganti dengan "keseluruhan" - split hasil dan pembahasan dengan subbab masing 	

Makassar, 9 September 2019
 Ketua / Sekretaris Panitia Ujian Sidang,

Sukroga Abadi, S.T., M.T.
 NIP.

Catatan: Jika ada perubahan Judul Tugas Akhir konfirmasi secepatnya ke bagian Akademik.