

**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO (S-1)
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK**



**ANALISIS PEMBEBANAN EKONOMIS MENGGUNAKAN TEKNIK
MULTI OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION
PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV SUB SISTEM PAITON - BALI**

SKRIPSI

Disusun oleh :

Nama : BUDI PURWANTO

Nim : 00.12.023



MARET 2006

LEMBAR PERSETUJUAN

**ANALISIS PEMBEBANAN EKONOMIS MENGGUNAKAN TEKNIK
MULTI OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION
PADA SALURAN TRANSMISI 150 kV SUB SISTEM PAITON - BALI**

SKRIPSI

*Disusun Guna Melengkapi dan Memenuhi Syarat-Syarat
Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik*

Disusun Oleh :

**BUDI PURWANTO
NIM. 00.12.023**



**Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro**

**Ir.F Yudi Limpraptono, MT
NIP.P.163 950 0274**

**Menyetujui,
Dosen Pembimbing**

**Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
NIP.P.101 880 0189**

**JURUSAN TEKNIK ELEKTRO (S-1)
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

LEMBAR PERSEMBAHAN

بِسْمِ اللّٰهِ الرَّحْمٰنِ الرَّحِیْمِ

Kupersembahkan skripsiku ini special untuk



Atas segala rahmat yang telah Engkau berikan kepadaku
Hanya keridhoan-Mulah yang kuharapkan dalam hidupku ini
Agar aku bisa menjalani perjalanan hidupku ini dengan penuh
keikhlasan dan ketabahan dalam keimanan dan ketaqwaan

Kekasih Allah SWT, Nabi besar Muhammad SAW
karena beliau adalah nabi yang diutus Allah ke muka bumi
untuk mengajak manusia dari kegelapan menuju jalan yang penuh barokah
yakni agama islam semoga dengan syafa'atnya kita diberi keselamatan di
akhirat kelak

Bapak Djamiran dan Ibu Putrami tercinta, Mas arif N Mbak eni,
Mas Win N Mbak Wit dan Mas Ari N Mbak Martha serta
keponakankeponakan ku Rahman, fais, Alief, ila, Niva dan Fais
terima kasih atas doa, dorongan dan semangat sehingga Budi hanya bisa
menyelesaikan kuliah, Budi hanya bisa berdoa semoga Keluarga ini selalu
diberi kesehatan jasmani dan rohani oleh Allah SWT

Keluarga di malang papa merah no 2^a Bapak Ibu sunarko,
(Mas Rudi N Mbak evi = nella), (Mas Yoyok N Mbak Susi = aldi)
Koko, Boom dan OM paino trima kasih banyak atas bantuannya selama ini
wulan chayank makacih ya....doanya

"jadikanlah sabar dan sholat sebagai penolongmu
Dan sesungguhnya yang demikian itu sungguh berat kecuali bagi yang
khusyuk yaitu orang-orang yang meyakini bahwa mereka
akan kembali kepada-Nya"
(Q.S. Al-Baqarah: 45-46)

ABSTRAKSI

ANALISIS PEMBEBANAN EKONOMIS MENGGUNAKAN TEKNIK *MULTI OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION* PADA SALURAN TRANSMISI 150 kV SUB SISTEM PAITON - BALI

(Budi Purwanto, Nim. 00.12.023, Teknik Elektro S-1/Teknik Energi Listrik)
(Dosen Pembimbing : Ir Yusuf Ismail Nakhoda, MT)

Kata Kunci: *Economic Load Dispatch, Multi-Objective Optimization, Multi-Objective Particle Swarm Optimization*

Kebutuhan tenaga listrik yang terus meningkat menyebabkan biaya pembangkitan tenaga listrik juga bertambah besar. Operasi pusat-pusat pembangkit didalam sistem tenaga listrik harus selalu dikoordinasikan dalam pembagian pembebanan secara optimal dan ekonomis pada setiap perubahan beban dalam interval waktu tertentu. Untuk itu, diperlukan perencanaan penggunaan pembangkit listrik yang ada secara efisien dan seoptimal mungkin, dengan memperkirakan kemampuan dan keandalan tiap unit pembangkit baik dalam menyuplai beban nyata maupun beban cadangan. Oleh karena itu perlu adanya penjadwalan operasi unit-unit pembangkit dalam melayani beban sistem selama periode waktu tertentu

Skripsi ini menganalisis masalah Pembebanan Ekonomis dengan menggunakan Teknik *Multi Objective Particle Swarm Optimization* Hasil dari analisa tersebut nantinya dapat digunakan sebagai salah satu acuan dalam operasi pembangkitan, terutama mengenai biaya bahan bakar. Input dari program ini adalah data pembebanan dan hasil perhitungan aliran daya, sedangkan hasil akhir dari program ini yaitu hasil perhitungan aliran daya, tegangan dan sudut fasa tiap-tiap bus ,serta rugi-rugi daya aktif yang optimum

Analisa dilakukan dengan bantuan program komputer dengan menggunakan bahasa pemrograman Delphi versi 7.0 dan telah sukses dicoba pada sub sistem 150 kV Paiton-Bali yang terdiri dari 25 bus, dimana telah berhasil dilakukan optimasi biaya bahan bakar sebesar Rp 5.331.815,00 dengan rugi – rugi daya aktif 85,230 MW. Setelah dilakukan optimasi, biaya bahan bakar menjadi Rp 4.494.887,00 dengan rugi – rugi daya aktif setelah optimasi sebesar 62,350 MW. Selisih Biaya bahan bakar sebelum dan setelah dilakukan optimasi adalah sebesar RP 381.929,00 atau sebesar 7,16% dan untuk selisih rugi – rugi daya aktif sebelum dan setelah dilakukan optimasi sebesar 22,880 MW atau sebesar 26,84%

KATA PENGANTAR

Dengan rahmat Allah SWT, dan mengucapkan syukur kehadirat-Nya atas karunia yang dilimpahkan kepada saya sehingga dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “ANALISIS PEMBEBANAN EKONOMIS MENGGUNAKAN TEKNIK *MULTI OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION* PADA SALURAN TRANSMISI 150 kV SUB SISTEM PAITON – BALI “

Skripsi ini bertujuan untuk memenuhi kurikulum akademik yang harus ditempuh oleh setiap mahasiswa ITN Malang dalam menempuh sekaligus mengakhiri pendidikan pada jenjang S-1 pada jurusan Teknik Elektro program studi Energi Listrik.

Saya menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari kesempurnaan, karena itu saran dan kritik membangun sangat saya harapkan.

Atas segala bimbingan, pengarahan dan bantuan yang diberikan, sehingga tersusun skripsi ini, maka penulis menyampaikan terima kasih kepada:

1. Bapak Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor ITN Malang.
2. Bapak Ir. F Yudi Limpraptono, MT, selaku Kajar Teknik Elektro ITN Malang.
3. Bapak Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT, selaku Dosen Pembimbing.
4. Bapak Choirul, selaku Manager Operasi di PT. PLN (persero) P3B Jawa-Bali.

Akhirnya saya mengharapkan skripsi ini berguna dan bermanfaat bagi rekan mahasiswa khususnya jurusan Teknik Elektro.

Malang, Maret 2006

Penyusun

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PERSETUJUAN	ii
ABSTRAKSI	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR GRAFIK	x iv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.3. Tujuan	3
1.4. Batasan Masalah.....	3
1.5. Metodologi Penelitian	4
1.6. Sistematika Penulisan.....	4
1.7. Relevansi dan kontribusi	6
BAB II SISTEM TENAGA LISTRIK	7
2.1 Sistem Tenaga Listrik	7
2.2 Karakteristik Pembangkit Listrik	11
2.2.1. Karakteristik Masukan-Keluaran	12
2.2.2. Karakteristik <i>Heat-Rate</i>	14
2.2.3. Karakteristik Incremental <i>Heat-Rate</i> Dan <i>Incremental Fuel Cos</i>	15

2.3.	Formulasi Masalah Pembebanan Ekonomis	16
2.3.1.	Pembebanan Ekonomis dengan Metode Pengali Lagrange	17
2.3.2.	Penyelesaian Pembebanan Ekonomis Dengan Metode Iterasi Lamda.....	20
2.4.	Fungsi Biaya Bahan Bakar	21
2.5.	Saluran Transmisi.....	21
2.5.1	Saluran Transmisi Pendek.....	22
2.5.2	Saluran Transmisi Menengah.....	23
2.5.3	Saluran Transmisi Panjang.....	24
2.6.	Sistem Per-Unit.....	26
 BAB III ALIRAN DAYA NEWTON RAPHSON DAN TEKNIK		
<i>MULTI OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION</i>		
3.1.	Analisis Aliran Daya.....	28
3.2.	Metode Newton Rapshon.....	30
3.3.	Fungsi <i>Objective</i>	31
3.4.	Penerapan MOPSO dalam Pembebanan Ekonomis.....	33
3.5.	<i>Particle Swarm Optimization</i>	34
3.6.	MOPSO (<i>Multi Objective Particle Swarm Optimization</i>).....	36
 BAB IV ANALISIS PEMBEBANAN EKONOMIS MENGGUNAKAN		
TEKNIK <i>MULTI OBJECTIVE PARTICLE SWARM</i>		
<i>OPTIMIZATION</i>		
4.1.	Program Komputer Untuk Menyelesaikan Pembebanan Ekonomis Pada Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton – Bali	37
4.2.	Algoritma Penyelesaian Masalah Pembebanan Ekonomis	37
4.2.1.	Algoritma Pemecahan Masalah Secara Umum.....	37
4.2.2.	Algoritma Pembebanan Ekonomis Menggunakan MOPSO	38
4.2.3.	Algoritma Aliran Daya Newton Raphson	39

4.3. <i>Flowchart</i> Program	40
4.3.1. <i>Flowchart</i> Pemecahan Masalah Secara Umum.....	40
4.3.2. <i>Flowchart</i> Pembebanan Ekonomis Menggunakan MOPSO	41
4.3.3. <i>Flowchart</i> Aliran Daya Newton Raphson	42
4.4. Uji Validasi Data IEEE 30	43
4.4.1. Hasil Validasi Ieee 30 Dengan Menggunakan Teknik <i>Multi Objective Particle Swarm Optimization</i>	45
4.5. Data Pembangkit Termal Pada Sub Sistem Paiton-Bali.....	48
4.6. Data Pembangkitan dan Pembebanan Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali	52
4.7. Data Saluran Transmisi Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali	53
4.8. Prosedur Pelaksanaan Program Perhitungan.....	54
4.9. Hasil dan Analisis Hasil Perhitungan Pembebanan Ekonomis Menggunakan Teknik <i>Multi Objective Particle Swarm Optimization</i> Pada Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton-Bali.....	61
4.9.1 Hasil Perhitungan Sebelum Optimasi	61
4.9.2. Hasil Perhitungan Setelah Optimasi.....	64
4.10. Perbandingan Hasil Perhitungan Pembebanan Ekonomis Sebelum dan Setelah Optimasi Menggunakan Teknik <i>Multi Objective Partiele Swarm Optimization</i> (MOPSO).....	67
4.10.1. Tingkat Optimum Biaya Pembangkitan	67
4.10.2. Perbandingan Tingkat Tegangan dan Sudut Tegangan Pada Tiap Bus.....	68
4.10.3 Perbandingan Aliran Daya Tiap Saluran Sebelum dan Setelah Optimasi.....	69

4.10.4. Perbandingan Tingkat Rugi-rugi Total	
Sebelum Dan Sesudah Optimasi.....	70
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	
5.1 Kesimpulan	72
5.2 Saran	72
DAFTAR PUSTAKA	73
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.	Elemen Pokok Sistem Tenaga Listrik	8
Gambar 2.2.	Unit Boiler – Turbin – Generator	12
Gambar 2.3.	Kurva Karakteristik <i>Input – Output</i> Pembangkit Termal	13
Gambar 2.4.	Kurva Karakteristik <i>Hate – Rate</i> Unit Pembangkit	14
Gambar 2.5.	Kurva Karakteristik <i>Incremental Hate Rate</i>	16
Gambar 2.6.	Kurva karakteristik <i>Incremental Fuel Cost Rate</i>	16
Gambar 2.7.	N Unit Pembangkit Termal Melayani Beban P_R Melalui Saluran Transmisi	17
Gambar 2.8.	Grafik penyelesaian dengan Metode Iterasi Lamda	20
Gambar 2.9.	Rangkaian Setara Saluran Transmisi	22
Gambar 2.10.	Rangkaian Setara Saluran Transmisi Pendek	23
Gambar 2.11.	Rangkaian Setara Saluran Transmisi Menengah	23
Gambar 2.12.	Diagram Skema Saluran Transmisi Panjang	24
Gambar 4.1.	Tampilan Data IEEE 30 Bus	45
Gambar 4.2.	Tampilan parameter MOPSO	46
Gambar 4.3.	Tampilan Hasil Validasi IEEE 30	46
Gambar 4.4.	Single Line Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton- Bali ..	50
Gambar 4.5.	Tampilan Utama Program	54
Gambar 4.6.	Tampilan Masukan Data	54
Gambar 4.7.	Tampilan Data Bus	55
Gambar 4.8.	Tampilan Data Saluran	55
Gambar 4.9.	Tampilan Data Generator	56

Gambar 4.10. Tampilan L_f awal pada kondisi awal (Sebelum Optimasi).....	56
Gambar 4.11. Tampilan Hasil Aliran Daya Tiap Bus Pada Kondisi Awal (Sebelum Optimasi).....	57
Gambar 4.12. Tampilan Hasil Pada Kondisi Awal (Sebelum Optimasi).....	57
Gambar 4.13. Tampilan parameter MOPSO	58
Gambar 4.14. Tampilan Hasil Program Menggunakan MOPSO.....	58
Gambar 4.15. Tampilan hasil L_f akhir (Setelah Optimasi)	59
Gambar 4.16. Tampilan aliran daya setelah optimasi	59
Gambar 4.17. Tampilan Hasil Pada Kondisi Akhir (Setelah Optimasi)	60
Gambar 4.18. Perbandingan Tegangan Tiap Bus sebelum dan Setelah Optimasi	60

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1.	Data Generator dan Koefisien Biaya IEEE 30	43
Tabel 4.2.	Data Bus IEEE 30	43
Tabel 4.3.	Data Saluran Impedansi IEEE 30.....	44
Tabel 4.4.	Perbandingan Hasil Data Referensi Jurnal Dengan Data Hasil Program	47
Tabel 4.5.	Parameter Unit Pembangkit Termal.....	48
Tabel 4.6.	Persamaan Biaya Pembangkitan Unit Pembangkit Termal Paiton dan Bali	49
Tabel 4.7	Penomoran Bus Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali.....	51
Tabel 4.8	Data Pembangkitan dan Pembebanan Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali	52
Tabel 4.9	Data Saluran Transmisi Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali	53
Tabel 4.10	Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan, Pembangkitan dan Pembebanan Sebelum Optimasi.....	61
Tabel 4.11	Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Sebelum Optimasi ..	62
Tabel 4.12	Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan dan Biaya Operasi Sebelum Optimasi	63
Tabel 4.13	Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan, Pembangkitan Dan Pembebanan Setelah Optimasi	64
Tabel 4.14	Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Setelah Optimasi.....	65
Tabel 4.15	Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan dan Biaya Operasi Setelah Optimasi.....	66

Tabel 4.16	Perbandingan Tingkat Optimum Biaya Pembangkitan.....	67
Tabel 4.17	Perbandingan Tingkat Tegangan dan Sudut Tegangan Pada Tiap Bus.....	68
Tabel 4.18	Perbandingan Tingkat Aliran Daya Pada Tiap Bus	69
Tabel 4.19	Perbandingan Total Pembangkitan, Pembebanan dan Rugi-Rugi Total Sebelum dan Sesudah Optimasi	71

DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1 Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan	
Sebelum Optimasi	64
Grafik 4.2 Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan	
Setelah Optimasi	67
Grafik 4.3. Perbandingan Total Pembangkitan, Pembebanan dan Rugi-Rugi Total	
Sebelum dan Sesudah Optimasi	71

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Bagi Indonesia sebagai negara yang berkembang, pemenuhan akan kebutuhan energi listrik merupakan salah satu masalah yang perlu diatasi. Untuk itu, diperlukan perencanaan penggunaan pembangkit listrik yang ada secara efisien dan seoptimal mungkin, dengan memperkirakan kemampuan dan keandalan tiap unit pembangkit baik dalam menyuplai beban nyata maupun beban cadangan. Mengingat hal tersebut diatas, maka PT. P3B sebagai salah satu produsen tenaga listrik di Jawa Timur harus dapat menjadwalkan operasi secara optimal pembangkit-pembangkit yang dimilikinya, pembangkit termal (PLTU, PLTD, PLTG, PLTGU).

Permasalahan pembebanan ekonomis (*Economic Load Dispatch*) pada generator sistem tenaga juga termasuk pengalokasian daya generator unit-unit termal untuk meminimalisasi biaya operasi yang berhubungan dengan batasan keseimbangan dan ketidakseimbangan pada sistem tenaga listrik.

Optimasi daya reaktif pada sistem tenaga listrik berpengaruh secara langsung pada kestabilan sistem dan kualitas daya serta penerimaan dari fungsi minimalisasi total dari rugi daya aktif pada saluran transmisi. Karena hal tersebut, pembebanan ekonomis yang berdasarkan rugi daya pada sistem dapat meningkatkan pembagian daya aktif dan reaktif secara merata. Jadi, permasalahan pembebanan ekonomis berdasarkan hal ekonomis dan rugi daya dapat dinamakan sebagai permasalahan optimasi *Multi-Objective*.

Telah banyak metode yang dikembangkan untuk menyelesaikan permasalahan *Multi-Objective* ini, salah satunya adalah metode *Particle Swarm Optimization* (PSO). Metode PSO merupakan salah satu teknik optimasi yang didasarkan pada heuristik dan telah sukses diterapkan pada bermacam – macam permasalahan optimasi. Pengembangan dari teknik *Multi Objective Particle Swarm Optimization* (MOPSO) akan dibahas pada skripsi ini, untuk menyelesaikan permasalahan pembebanan ekonomis yang relatif mudah pada penggunaannya. MOPSO ini didasarkan pada populasi dengan menggunakan memori luar (*Repository*) dan penyetingan dari solusi *Pareto-optimal* untuk menjaga keanekaragaman populasi. Fungsi *Objective* yang digunakan adalah permasalahan ekonomis dan rugi daya pada sistem

1.2. Rumusan Masalah

Pengembangan dari metode *Multi Objective Particle Swarm Optimization* (MOPSO) akan dibahas pada skripsi ini, untuk menyelesaikan permasalahan pembebanan ekonomis yang relatif mudah pada penggunaannya. MOPSO ini didasarkan pada populasi dengan menggunakan memori luar (*Repository*) dan penyetingan dari solusi *Pareto-optimal* untuk menjaga keanekaragaman populasi. Fungsi *Objective* yang digunakan adalah permasalahan ekonomis dan rugi daya pada sistem.

Berdasarkan rumusan masalah dan latar belakang tersebut, maka skripsi ini diberi judul :

“Analisis Pembebanan Ekonomis Menggunakan Teknik *Multi Objective Particle Swarm Optimization* Pada Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton – Bali “

1.3. Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai penulis skripsi ini adalah :

1. Untuk mengoptimalkan biaya bahan bakar pada tiap unit pembangkit termal pada Sub Sistem Paiton – Bali.
2. Untuk meminimalisasi rugi daya aktif saluran transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton – Bali menggunakan teknik MOPSO.

1.4. Batasan Masalah

Dalam skripsi ini akan dilakukan analisa tentang pembebanan ekonomis menggunakan teknik MOPSO dengan mengambil sistem pembangkit tenaga listrik termal yang dimiliki oleh PT. P3B sebagai obyek utama dalam penelitian. Pembahasan masalah dibatasi sebagai berikut :

- Analisis perhitungan pembebanan ekonomis menggunakan teknik MOPSO.
- Analisis dilakukan dengan asumsi bahwa sistem berada dalam operasi normal.
- Analisis perhitungan dilakukan pada pembangkit – pembangkit termal.
- Tidak membahas masalah peralatan kompensasi dan penempatannya.
- Analisis aliran daya saluran transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton-Bali menggunakan aliran daya Newton Raphson.

1.5. Metodologi Penelitian

Metodologi yang digunakan dalam pembahasan dilaksanakan dengan langkah-langkah sebagai berikut :

- Studi lapangan untuk mendapatkan data parameter unit termal yang dibutuhkan dari objek penelitian yaitu pada PT. P3B dengan berpedoman pada teori yang diperoleh dan studi kepustakaan.
- Studi kepustakaan
- Pengumpulan referensi-referensi yang mendukung dalam penyusunan skripsi ini antara lain :
 - Teori tentang pembebanan ekonomis.
 - Teori tentang *Multi Objective Particle Swarm Optimization* (MOPSO).
- Menyusun program komputer dengan bahasa pemrograman Delphi
- Membuat kesimpulan dari hasil analisis.

1.6. Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan pada skripsi ini adalah sebagai berikut :

BAB I : PENDAHULUAN

Berisikan masalah umum mengenai latar belakang masalah, rumusan masalah, tujuan penulisan skripsi, batasan masalah, metodologi pembahasan, sistematika penulisan dan kontribusi penelitian.

BAB II : SISTEM TENAGA LISTRIK

Berisi antara lain tentang pengenalan sistem tenaga listrik, karakteristik masukan-keluaran, karakteristik masukan-keluaran, karakteristik *Hate rate*, karakteristik *Incremental Hate Rate* dan *Incremental Fuel Cost*, Formulasi Masalah pembebanan ekonomis, Penyelesaian pembebanan ekonomis dengan Metode Pengali *Lagrange*. Penyelesaian pembebanan ekonomis Dengan Metode Iterasi Lamda , Fungsi Biaya Bahan Bakar.

BAB III : ALIRAN DAYA NEWTON RAPHSON DAN TEKNIK *MULTI OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION*

Berisi tentang aliran daya Newton Raphson, teknik *Multi Objective Particle Swarm Optimization*, penerapan *Multi Objective Particle Swarm Optimization* dalam masalah pembebanan ekonomis

BAB IV : ANALISIS PEMBEBANAN EKONOMIS MENGGUNAKAN TEKNIK *MULTI OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION*

Berisi tentang algoritma serta *flowchart* dari aliran daya Newton Raphson serta *flowchart* dari *Multi Objective Particle Swarm Optimization*, uji validasi program, data unit termal, pembangkitan, pembebanan serta data saluran transmisi, simulasi program komputer untuk pemecahan masalah pembebanan ekonomis dengan menggunakan Teknik *Multi Objective Particle Swarm Optimization*.

BAB V : PENUTUP

Berisikan kesimpulan dan saran yang dapat diambil dari hasil analisa pembebanan ekonomis dalam sistem tenaga listrik

1.7. Relevansi dan kontribusi

Dengan adanya analisa ini diharapkan nantinya dapat memberikan alternatif terbaik dalam pemecahan permasalahan pembebanan ekonomis yang lebih mudah, sehingga analisa dari skripsi ini dapat diaplikasikan dilapangan, untuk dapat mengoptimalkan biaya operasi pembangkitan pembangkit termal serta meminimalisasi rugi daya aktif saluran transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton – Bali.

BAB II

SISTEM TENAGA LISTRIK

2.1. Sistem Tenaga Listrik^[3]

Untuk keperluan penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, diperlukan berbagai peralatan listrik. Berbagai peralatan listrik ini dihubungkan satu sama lain sehingga mempunyai hubungan inter relasi dan secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik. Yang dimaksud dengan sistem tenaga listrik disini adalah sekumpulan pusat-pusat listrik dan gardu induk (pusat beban) yang satu sama lain dihubungkan oleh jaringan transmisi sehingga merupakan sebuah kesatuan yang terinterkoneksi.

Karena berbagai persoalan teknis, tenaga listrik hanya dapat dibangkitkan pada lokasi tertentu saja. Mengingat tenaga listrik atau pelanggan tenaga listrik tersebar diberbagai tempat, maka penyaluran tenaga listrik dari tempat dibangkitkan sampai ke tempat pelanggan memerlukan berbagai penanganan teknis.

Tenaga listrik dibangkitkan dari pusat-pusat pembangkit seperti : PLTU, PLTD, PLTG dan PLTGU kemudian disalurkan melalui transmisi setelah tegangannya dinaikkan terlebih dahulu, oleh transformator penaik tegangan yang terdapat di pusat-pusat pembangkit listrik. Setelah tenaga listrik disalurkan melalui transmisi, maka sampailah tenaga listrik tersebut pada gardu induk (GI) yang kemudian tegangannya diturunkan oleh trafo penurun tegangan menjadi tegangan menengah atau rendah.

secara garis besar biaya operasi dari sistem tenaga listrik terdiri atas :

- Biaya pembelian tenaga listrik
- Biaya pegawai
- Biaya bahan bakar dan materi operasi
- Biaya lain-lain.

Dari keempat biaya tersebut, biaya bahan bakar pada umumnya adalah biaya yang terbesar. Untuk PLN biaya bahan bakar adalah kira-kira 60% dari biaya operasi secara keseluruhan.

Karena daya listrik yang dibangkitkan harus sama dengan tenaga listrik yang dibutuhkan oleh konsumen, maka manajemen operasi sistem tenaga listrik harus memperhatikan hal-hal sebagai berikut :

- a. Perkiraan beban.
- b. Syarat-syarat pemeliharaan peralatan.
- c. Keandalan yang diinginkan.
- d. Pengaturan dan penyaluran beban.
- e. Proses tenaga listrik yang ekonomis.

Dari kelima hal diatas masih harus sering kali dikaji ulang terhadap berbagai kendala seperti :

- a. Aliran beban dalam jaringan.
- b. Daya hubung singkat dan gangguan yang sering menimpa peralatan.
- c. Stabilitas sistem.
- d. Penyediaan suku cadang dan dana.

Dengan memperhatikan kendala-kendala diatas maka seringkali harus dilakukan pengaturan kembali terhadap rencana pemeliharaan dan alokasi beban.

Makin besar sistem, maka makin banyak hal yang harus diamati dan dikoordinasi, sehingga diperlukan perencanaan, pelaksanaan, pengendalian dan evaluasi sistem yang cermat.

Dalam mengoperasikan sistem tenaga listrik ditemui berbagai persoalan. Hal ini antara lain disebabkan karena pemakaian tenaga listrik yang selalu berubah dari waktu ke waktu, biaya bahan bakar yang relatif tinggi serta kondisi alam dan lingkungan yang sering mengganggu jalannya operasi. Berbagai persoalan pokok yang dihadapi dalam mengoperasikan sistem tenaga listrik adalah

a. Pengaturan frekwensi.

Sistem tenaga listrik harus dapat memenuhi kebutuhan akan tenaga listrik dari para konsumen dari waktu ke waktu. Untuk ini daya yang dibangkitkan dalam sistem tenaga listrik harus selalu sama dengan beban sistem, hal ini diamati melalui frekwensi sistem. Kalau daya yang dibangkitkan dalam sistem lebih kecil dari pada beban sistem maka frekwensi akan turun dan begitu pula sebaliknya, apabila daya yang dibangkitkan lebih besar dari pada beban maka frekwensi turun.

b. Pemeliharaan peralatan.

Peralatan yang beroperasi dalam sistem tenaga listrik perlu dipelihara secara periodik dan juga perlu segera diperbaiki apabila ada kerusakan.

c. Biaya operasi.

Biaya operasi khususnya biaya bahan bakar adalah biaya yang terbesar dari suatu perusahaan listrik sehingga perlu dipakai teknik-teknik optimasi untuk menekan biaya tersebut.

d. Perkembangan sistem.

Beban selalu berubah sepanjang waktu dan juga selalu berkembang seiring dengan perkembangan kegiatan masyarakat yang tidak dapat dirumuskan secara eksak, sehingga perlu diamati serta terus menerus agar pengembangan sistem yang harus dilakukan selalu dapat mengikuti perkembangan beban, sehingga tidak akan terjadi pemadaman tenaga listrik.

e. Gangguan dalam sistem.

Gangguan dalam sistem tenaga listrik adalah sesuatu yang tidak dapat sepenuhnya dihindarkan. Penyebab gangguan yang paling besar adalah petir, hal ini sesuai dengan *isokeraunik* level yang tinggi di negara kita.

f. Tegangan dalam sistem.

Tegangan merupakan salah satu unsur kualitas penyediaan tenaga listrik dalam sistem, oleh karena itu perlu diperhatikan dalam pengoperasian sistem.

2.2 Karakteristik Pembangkit Listrik

Hal yang paling mendasar dalam optimasi ekonomi adalah dari sebuah pembangkit listrik tenaga termal adalah dengan ditentukannya karakteristik masukan-keluaran (*Input-Output Characteristic*) pusat listrik tersebut. Dalam mendefinisikan karakteristik masukan-keluaran, akan dibicarakan tentang *Gross Input* dan *Net Output* yang dihasilkan pusat listrik tersebut. *Gross Input* pembangkit termal menyatakan jumlah keseluruhan bahan bakar yang diperlukan, sedangkan *net output* adalah daya nyata (*Real Power*) yang dihasilkan pembangkit listrik (generator).

2.2.3. Karakteristik *Incremental Hate Rate* dan *Incremental Fuel Cost*

Perwujudan yang lain dari karakteristik pembangkit adalah karakteristik *Incremental Hate Rate* atau perubahan tingkat laju panas dan karakteristik *Incremental Fuel Cost* atau tingkat perubahan tingkat laju biaya bahan bakar.

Karakteristik *Incremental Hate Rate* menyatakan hubungan daya *output* sebagai fungsi *Incremental Hate Rate*. Sedangkan karakteristik *Incremental Fuel Cost* menyatakan daya *output* sebagai fungsi *Incremental Fuel Cost*. Karakteristik *Incremental Hate Rate* ini menunjukkan besarnya perubahan Input energi bila ada perubahan *output* pembangkit pada megawatt *output* unit pembangkit.

Kurva karakteristik *Incremental Hate Rate* atau *Fuel Cost* dapat dilihat pada gambar 2.5, sedangkan persamaan *Incremental Hate Rate* dan persamaan *Incremental Fuel Cost* dapat dilihat pada persamaan 2.1. sampai persamaan 2.4.

$$\text{Incremental Hate Rate} = \frac{\Delta H}{\Delta P} \left[\frac{\text{MBTU}}{\text{kwh}} \right] \dots\dots\dots(2.1)$$

$$\text{Incremental Fuel Cost} = \frac{\Delta F}{\Delta P} \left[\frac{\text{Rupiah}}{\text{kwh}} \right] \dots\dots\dots(2.2)$$

Dengan mengambil harga ΔP mendekati nol maka dapat dinyatakan dengan persamaan berikut ini

$$\text{Incremental Hate Rate} = \frac{dH}{dP} \left[\frac{\text{MBTU}}{\text{kwh}} \right] \dots\dots\dots(2.3)$$

$$\text{Incremental Fuel Cost} = \frac{dF}{dP} \left[\frac{\text{Rupiah}}{\text{kwh}} \right] \dots\dots\dots(2.4)$$

Yang jadi permasalahan adalah meminimumkan biaya total F_T dengan memperhatikan kendala φ bahwa daya yang dihasilkan unit pembangkit sama dengan yang diterima beban.

Secara matematis pernyataan tersebut diatas dapat dinyatakan persamaan sebagai berikut :

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N$$

$$= \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \dots \dots \dots (2.5)$$

dan daya listrik yang dihasilkan oleh setiap unit untuk melayani beban total adalah

$$P_{Load} = \sum_{i=1}^N P_i \dots \dots \dots (2.6)$$

$$P_{Load} - \sum_{i=1}^N P_i = \varphi = 0 \dots \dots \dots (2.7)$$

dimana : P_{Load} = kebutuhan beban, dan

P_i = jumlah daya yang dihasilkan

penyelesaian permasalahan optimasi seperti ini dapat diselesaikan dengan metode yang menyangkut fungsi lagrange :

$$\mathcal{L} = F_T + \lambda \varphi$$

atau

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + \lambda \left(P_{Load} - \sum_{i=1}^N P_i \right) \dots \dots \dots (2.8)$$

dimana : λ adalah lagrange *multipliers*.

Untuk mencari harga optimal dari fungsi lagrange terhadap P_i , dapat diperoleh dengan operasi gradient dari persamaan lagrange sama dengan nol.

$$\Delta L = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \left(\frac{\partial P_D}{\partial P_i} - \frac{\partial P_i}{\partial P_i} \right) = 0$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda(0-1) = 0$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} - \lambda \dots \dots \dots (2.9)$$

Persamaan diatas menunjukkan bahwa distribusi beban yang optimal terjadi apabila semua unit pembangkit beroperasi pada tingkat laju tambahan biaya bahan bakar yang sama, yang ternyata sama dengan nilai λ . Kondisi optimal ini tentunya memerlukan persamaan-persamaan pembatas (*constraints*) agar keluaran dari setiap unit pembangkit harus lebih besar atau sama dengan keluaran minimum yang diijinkan.

Dari N buah unit pembangkit yang telah dibahas, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad \text{ada } N \text{ buah persamaan}$$

$$P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max} \quad \text{ada } 2N \text{ buah persamaan}$$

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_{load} \quad \text{ada } 1 \text{ buah persamaan}$$

batasan-batasan terdahulu dapat diperluas menjadi :

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad \text{untuk } P_{i,\min} < P_i < P_{i,\max}$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \leq \lambda \quad \text{untuk } P_i = P_{i,\max}$$

2.4 Fungsi Biaya Bahan Bakar.¹¹⁾

Biaya bahan bakar merupakan unsur biaya yang paling penting dalam operasi sistem pembangkit termal. Fungsi biaya bahan bakar $F_i(P_i')$ untuk tiap unit pembangkit terhadap daya keluaran diekspresikan dalam bentuk fungsi kuadrat, yang dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$F_i(P_i') = a_i + b_i P_i' + c_i (P_i')^2 \dots\dots\dots(2.10)$$

Dimana :

a_i, b_i, c_i = konstanta persamaan unit ke- i

P_i' = keluaran daya unit pembangkit pada jam t

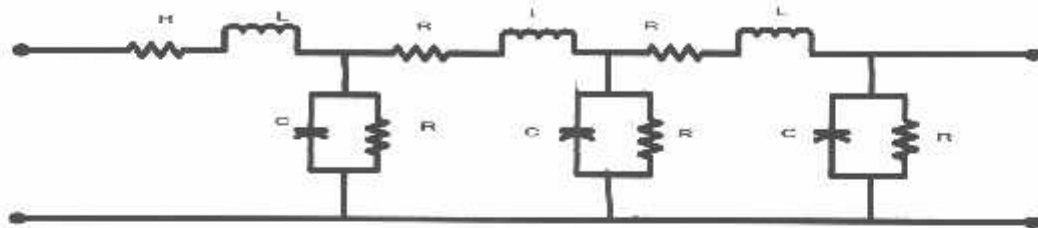
Dalam pengoperasian secara ekonomis adalah penting untuk mengetahui biaya bahan bakar yang digunakan untuk membangkitkan daya yang diperlukan :

- Jenis bahan bakar
- Nilai kalori
- Harga bahan bakar

2.5 Saluran Transmisi

Saluran transmisi sistem tenaga listrik adalah merupakan parameter-parameter saluran yang terdiri dari resistansi, induktansi, kapasitansi dan konduktansi yang tersebar secara merata sepanjang saluran transmisi. Parameter-parameter tersebut sangat berpengaruh terhadap tegangan, bus dan aliran daya yang mengalir pada saluran tersebut. Nilai-nilai dari parameter-parameter saluran sangat tergantung pada panjang dari saluran.

Untuk merepresentasikan suatu saluran transmisi secara umum ke dalam bentuk rangkaian setaranya, resistansi (R) dan induktansi (L) dinyatakan sebagai impedansi seri, sedangkan suseptansi kapasitif (B) dan konduktansi (G) dinyatakan sebagai admitansi shunt. Rangkaian setara dari saluran transmisi secara umum dapat dilihat pada gambar 2-6.



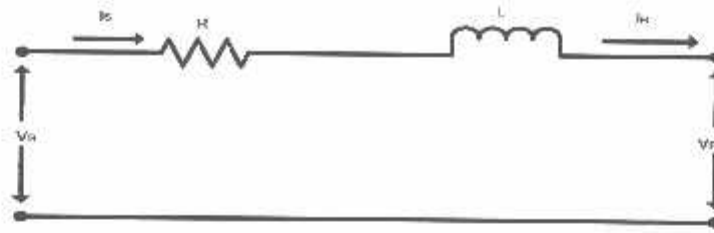
Gambar 2.9^[5]
Rangkaian Setara Saluran Transmisi

Menurut panjangnya, saluran transmisi dapat dikasifikasikan menjadi 3 golongan, yaitu :

1. Saluran transmisi pendek, adalah saluran yang panjangnya < 80 km.
2. Saluran transmisi menengah, adalah saluran transmisi yang panjangnya $80 - 240$ km.
3. Saluran transmisi panjang, adalah saluran yang panjangnya > 240 km.

2.5.1. Saluran Transmisi Pendek

Rangkaian ekuivalen untuk saluran transmisi pendek diperlihatkan pada gambar 2.10, dimana I_S dan I_R merupakan arus pada ujung pengirim dan ujung penerima, sedangkan V_S dan V_R adalah tegangan saluran terhadap netral pada ujung pengirim dan ujung penerima.



Gambar 2.10^[5]
Rangkaian Setara Saluran Transmisi Pendek

Karena tidak ada cabang pararel (*shunt*), arus pada ujung – ujung pengirim dan penerima akan sama besar :

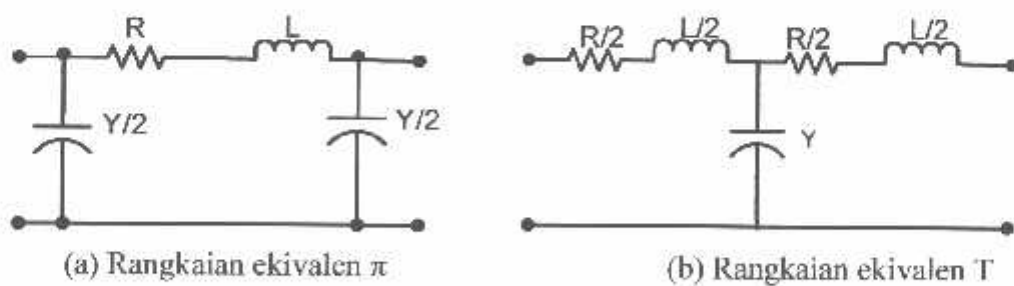
$$I_s = I_r \dots\dots\dots(2.11)$$

Bila kondisi tegangan pada ujung penerima diketahui, maka tegangan pada ujung sisi kirim adalah :

$$V_s = V_r + I_r Z \dots\dots\dots(2.12)$$

2.5.2. Saluran Transmisi Menengah

Pada saluran transmisi menengah, pengaruh kapasitansi tidak dapat diabaikan. Representasi saluran transmisi menengah dapat digambarkan dengan rangkaian- π dan rangkaian-T (gambar 2.11). Pada umumnya rangkaian- π lebih banyak digunakan daripada rangkaian-T.



Gambar 2.11^[6]
Rangkaian Setara Saluran Transmisi Menengah

Untuk rangkaian- π berlaku :

$$V_s = \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) V_r + ZI_r \dots\dots\dots(2.13)$$

$$I_s = \left(\frac{ZY}{4} + 1 \right) Y V_r + \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) I_r \dots\dots\dots(2.14)$$

Untuk rangkaian-T berlaku :

$$V_s = \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) V_r + \left(\frac{ZY}{4} + 1 \right) ZI_r \dots\dots\dots(2.15)$$

$$I_s = YV_r + \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) I_r \dots\dots\dots(2.16)$$

Dimana :

V_s, I_s = Tegangan dan Arus sisi kirim

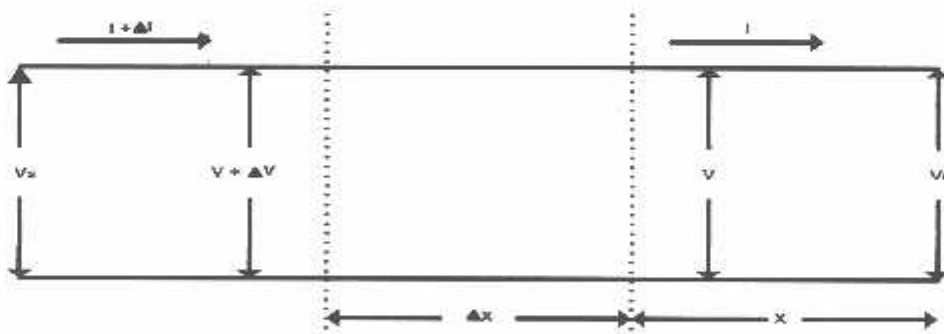
Z = Impedansi seri total saluran transmisi

V_r, I_r = Tegangan dan Arus sisi terima

Y = Admitansi shunt total saluran transmisi

2.5.3. Saluran Transmisi Panjang

Pada saluran panjang parameter-parameter saluran tidak terpusat menjadi satu, melainkan tersebar merata diseluruh panjang saluran.



Gambar 2.12^[6]
Diagram Skema Saluran Transmisi Panjang

Perhitungan arus dan tegangan pada kedua ujung saluran didasarkan pada perbedaan tegangan dan arus persatuan panjang. Pada gambar 2.12 dapat dilihat suatu unsur yang sangat kecil dari panjang suatu saluran transmisi dengan jarak X dari ujung sisi terima. Dari unsur yang sangat kecil tersebut dapat dituliskan persamaan-persamaan untuk tegangan dan arus sebagai berikut :

$$dV = IZ dX \text{ atau } \frac{dV}{dX} = IZ \dots\dots\dots(2.17)$$

$$dI = VY dX \text{ atau } \frac{dI}{dX} = VY \dots\dots\dots(2.18)$$

Dengan melakukan substitusi persamaan (2.17) dan (2.18), akan diperoleh

$$\frac{d^2V}{dX^2} = Z \frac{dI}{dX} \dots\dots\dots(2.19)$$

$$\frac{d^2I}{dX^2} = Y \frac{dV}{dX} \dots\dots\dots(2.20)$$

dengan mensubstitusikan persamaan (2.17) dan (2.18) ke dalam persamaan (2.19) dan (2.20), diperoleh :

$$\frac{d^2V}{dX^2} = Z Y V \dots\dots\dots(2.21)$$

$$\frac{d^2I}{dX^2} = Y Z I \dots\dots\dots(2.22)$$

Dengan menyelesaikan persamaan (2.21) dan (2.22), akan diperoleh bentuk persamaan untuk mendapatkan tegangan dan arus pada setiap titik sepanjang saluran transmisi dengan jarak X dari ujung sisi terima sebagai berikut :

$$V(x) = \frac{V_r + I_r Z_c}{2} e^{\alpha x} + \frac{V_r - I_r Z_c}{2} e^{-\alpha x} \dots\dots\dots(2.23)$$

$$I(x) = \frac{(V_r/Z_c) + I_r}{2} e^{\alpha x} + \frac{(V_r/Z_c) - I_r}{2} e^{-\alpha x} \dots\dots\dots(2.24)$$

Persamaan untuk saluran transmisi panjang dapat ditulis dalam bentuk hiperbola sebagai berikut :

$$V(x) = Vr \cosh \alpha x + Ir Zc \sinh \alpha x \dots\dots\dots(2.25)$$

$$I(x) = Ir \cosh \alpha x + \left(\frac{Vr}{Zc} \right) \sinh \alpha x \dots\dots\dots(2.26)$$

Dimana :

$$\alpha = \text{konstanta rambahan pada saluran} = \sqrt{ZY}$$

$$Zc = \text{impedansi karakteristik saluran} = \sqrt{\frac{Z}{Y}}$$

2.6 Sistem Per-Unit^[5]

Untuk memudahkan proses perhitungan, dalam sistem tenaga listrik digunakan sistem Per-Unit (pu).

$$\text{Besaran Per-Unit} = \frac{\text{Besaran sebenarnya}}{\text{Besaran dasar}} \dots\dots\dots(2.27)$$

Rumus-rumus yang digunakan untuk penentuan arus dasar dan impedansi dasar adalah :

➤ Untuk data 1 phasa

Arus dasar

$$I_d = \frac{\text{kVA dasar 1 phasa}}{\text{kV dasar L - N}} \dots\dots\dots(2.28)$$

Impedansi dasar

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - N})^2 \times 10^{-3}}{\text{kVA dasar 1 phasa}} \dots\dots\dots(2.29)$$

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - N})^2}{\text{MVA dasar 1 phasa}} \dots\dots\dots(2.30)$$

➤ Untuk data 3 phasa

Arus dasar

$$I_d = \frac{\text{kVA dasar 3 phasa}}{\sqrt{3} \text{ kV dasar L - L}} \dots\dots\dots(2.31)$$

Impedansi dasar

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - L})^2 \times 10^{-3}}{\text{kVA dasar 3 phasa}} \dots\dots\dots(2.32)$$

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - L})^2}{\text{MVA dasar 3 phasa}} \dots\dots\dots(2.33)$$

Dalam persamaan di atas nilai-nilai besaran diberikan untuk rangkaian satu phasa. Jadi tegangannya adalah tegangan antara phasa dengan tanah dan daya setiap phasa.

Setelah besaran-besaran dasar telah ditentukan maka besaran-besaran itu dinormalisasikan terhadap besaran dasar. Dengan demikian impedansi persatuan didefinisikan sebagai berikut :

$$Z = \frac{\text{Impedansi sebenarnya } Z (\Omega)}{\text{Impedansi dasar } Z_d (\Omega)} \dots\dots\dots(2.34)$$

BAB III
ALIRAN DAYA NEWTON RAPHSON DAN TEKNIK
MULTI OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION

3.1. Analisis Aliran Daya^[5]

Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik, perlu dilakukan penganalisaan aliran daya, agar sistem dapat dioperasikan tidak hanya memenuhi persyaratan teknis tetapi juga persyaratan ekonomis.

Analisis aliran daya adalah suatu analisa tentang penyelesaian *steady state* (keadaan tetap) pada rangkaian suatu sistem tenaga listrik. Pada dasarnya analisa aliran daya bersifat untuk menentukan magnitude tegangan, sudut fasa, daya aktif dan daya reaktif untuk setiap simpul. Bila keempat variabel tersebut dapat ditentukan, aliran daya beserta rugi-rugi pada setiap saluran transmisi dapat dihitung. Sehubungan dengan analisa aliran daya, variabel-variabel yang perlu diperhatikan adalah magnitude tegangan ($|V|$), sudut phasa tegangan (δ), daya aktif (P), dan daya reaktif (Q). Berdasarkan pada parameter yang diketahui, bus-bus pada sistem diklasifikasikan dalam tiga kategori bus, yaitu :

1. Bus Beban
2. Bus Generator
3. Bus *Swing/Slack*

Dalam melayani beban yang dibutuhkan oleh konsumen dan pengoperasian tenaga listrik perlu dilakukan penganalisaan aliran daya, sehingga sistem yang dioperasikan dapat memenuhi persyaratan teknis maupun ekonomisnya. Dalam analisa aliran daya dilakukan perhitungan terhadap tegangan, arus, daya aktif dan

reaktif, yang terdapat dalam berbagai titik dalam jala-jala jaringan transmisi tenaga listrik.

Daya total yang mengalir pada setiap bus dituliskan sebagai berikut:

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k \dots\dots\dots (3.1)$$

atau

$$P_k - jQ_k = V_k^* \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \dots\dots\dots (3.2)$$

Dari persamaan $V_k^* = v_k + j\delta_k$ dan $Y_{kn} = G_{kn} - jB_{kn}$, persamaan (2) menjadi:

$$P_k - jQ_k = (v_k + j\delta_k) \sum_{n=1}^N (G_{kn} - jB_{kn})(V_n + j\delta_n) \dots\dots\dots (3.3)$$

Bila dituliskan dalam bentuk real dan imajiner maka persamaan di atas menjadi:

$$P_k = \sum_{n=1}^N \{v_k (v_n G_{kn} + \delta_k B_{kn}) + \delta_k (\delta_n G_{kn} - v_k B_{kn})\} \dots\dots\dots (3.4)$$

$$Q_k = \sum_{n=1}^N \{\delta_k (v_n G_{kn} + \delta_n B_{kn}) - v_k (\delta_n G_{kn} - v_n B_{kn})\} \dots\dots\dots (3.5)$$

Tujuan dari analisa aliran daya adalah:

1. Mencari harga magnitudo tegangan $|v|$ dan sudut fasa tegangan δ bus beban.
2. Mencari daya reaktif Q dan sudut fasa tegangan δ dari generator bus.
3. Untuk mendapatkan daya aktif dan daya reaktif pada bus slack.
4. Untuk mengetahui apakah semua peralatan pada sistem memenuhi batas – batas yang telah ditetapkan untuk operasi penyaluran daya.
5. Untuk mengetahui kondisi awal pada perencanaan sistem yang baru.
6. Untuk menentukan daya yang mengalir disetiap saluran jaringan tenaga listrik.

3.2. Metode Newton Rapshon^[5]

Proses yang dilakukan adalah membandingkan antara daya yang ditempatkan berdasarkan data ($P_{k, \text{ sched}}$ dan $Q_{k, \text{ sched}}$) dengan daya hasil perhitungan ($P_{k, \text{ calc}}$ dan $Q_{k, \text{ calc}}$). Selisih daya yang diterapkan dan perhitungan (ΔP_k dan ΔQ_k) dihitung dengan persamaan :

$$\Delta P_k = P_{k, \text{ sched}} - P_{k, \text{ calc}} \dots\dots\dots (3.6)$$

$$\Delta Q_k = Q_{k, \text{ sched}} - Q_{k, \text{ calc}} \dots\dots\dots (3.7)$$

Selisih daya diatas digunakan untuk menghitung nilai perubahan parameter tegangan bus, yaitu $\Delta |V_k|$ dan $\Delta \delta_k$, dengan menggunakan elemen jacobian, sehingga koreksi terhadap nilai parameter tegangan yang telah ditetapkan nilai awal sebelumnya. Elemen Jacobian sendiri merupakan turunan parsial P dan Q terhadap masing-masing variabel pada persamaan (3.4) dan (3.5), yang dalam bentuk matriks dituliskan sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \dots \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta Q_1 \\ \dots \\ \Delta Q_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial v_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial v_{n-1}} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{n-1}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_{n-1}}{\partial v_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial v_{n-1}} & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial \delta_{n-1}} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial v_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial v_{n-1}} & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_{n-1}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial v_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial v_{n-1}} & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial \delta_{n-1}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta v_1 \\ \dots \\ \Delta v_{n-1} \\ \Delta \delta_1 \\ \dots \\ \Delta \delta_{n-1} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |v| \end{bmatrix} \dots\dots\dots (3.8)$$

Dimana elemen-elemen jacobian dapat dihitung dengan menurunkan persamaan- persamaan (3.4) dan (3.5).

Perubahan nilai tegangan bus dijumlahkan dengan nilai tegangan bus sebelumnya, yang kemudian nilai tegangan bus terbaru ini digunakan untuk menghitung kembali daya $P_{k, calc}$ dan $Q_{k, calc}$ menurut persamaan (3.4) dan (3.5).

Proses ini berulang, yang disebut iterasi hingga mencapai kondisi dimana nilai perubahan daya ΔP dan ΔQ konvergen mencapai suatu nilai minimum yang telah ditentukan (berkisar 0,001 hingga 0,0001 pu).

3.3. Fungsi *Objective*^{III}

1. Mengurangi biaya bahan bakar.

Kurva biaya bahan bakar diasumsikan sebagai fungsi kuadrat pendekatan dari daya nyata keluaran generator, yang dinyatakan dengan persamaan berikut :

$$F_1 = \sum_{i=1}^N (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2) \text{ (Rupiah/jam)} \dots\dots\dots(3.9)$$

dimana P_{Gi} adalah daya nyata keluaran dari generator ke-i; N adalah jumlah total dari generator; a_i, b_i, c_i adalah koefisien kurva biaya bahan bakar dari generator ke-i.

2. Mengurangi total rugi daya nyata

Fungsi *Objective* dari pembebanan daya reaktif ini digunakan untuk mengurangi rugi daya nyata pada saluran transmisi, yang ditunjukkan dengan persamaan berikut :

$$F_2 = \sum_{k \in N_L} P_{LOSS} = \sum_{k \in N_L} g_k (v_i^2 + v_j^2 - 2v_i v_j \cos \theta_{ij}) \dots\dots\dots(3.10)$$

dimana , $k=(i,j)$; $i \in N_D$; $j \in N_j$. N_L adalah jumlah percabangan dari saluran.; N_D adalah jumlah dari bus beban; N_j adalah jumlah dari bus yang bersebelahan untuk bus j , termasuk bus j ; g_{ij} adalah konduktansi dari saluran transmisi antara bus i dan j ; θ_{ij} adalah sudut tegangan antara bus i dan j ; v_i dan v_j adalah tegangan magnitude dari bus i dan j .

Adapun batasannya adalah :

a. Batasan keseimbangan Daya

$$\sum_{i=1}^N P_{Gi} - P_D - P_{Loss} = 0 \dots\dots\dots(3.11)$$

b. Batasan kapasitas generator

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \quad i = 1, \dots, N$$

$$Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max} \quad i = 1, \dots, N \dots\dots\dots(3.12)$$

$$V_{i \min} \leq V_i \leq V_{i \max} \quad i = 1, \dots, N$$

c. Batasan keamanan.

$$S_l \leq S_{l \max} \quad i = 1, \dots, n_l \dots\dots\dots(3.13)$$

dimana n_l adalah jumlah dari saluran transmisi.

3.4. Penerapan MOPSO dalam Pembebanan Ekonomis^[1]

Setelah mengetahui fungsi *objective* dan batasan – batasannya, maka terdapat permasalahan yang dapat dirumuskan dalam persamaan matematik sebagai permasalahan optimisasi *multi objective* dengan batasan non-linier, yang ditunjukkan dengan persamaan berikut :

$$\min_{P_G} \{F_G, P_{Loss}\} \dots\dots\dots (3.14)$$

yang berhubungan dengan :

$$h(x) = 0 \dots\dots\dots (3.15)$$

$$g(x) \leq 0 \dots\dots\dots (3.16)$$

dimana g dan h adalah batasan keseimbangan dan ketidakseimbangan.

3.5. Particle Swarm Optimization^[1]

Particle Swarm Optimization adalah suatu teknik perhitungan yang diperkenalkan Kennedy dan Eberhart pada tahun 1995, yang di ilhami oleh perilaku sosial tentang koloni burung. Mereka berteori bahwa proses dari adaptasi dapat diringkas dalam tiga prinsip: mengevaluasi, membandingkan dan meniru. Suatu organisme, seekor burung dalam PSO, mengevaluasi tetangganya, membandingkan dirinya dengan yang lain di dalam populasi dan meniru tetangga yang terkuat. Sehingga mereka bertindak dengan dua macam dari informasi yaitu, pengalaman mereka sendiri dan pengetahuan dari bagaimana individu lain melakukannya.

Pendekatan PSO mempunyai beberapa persamaan dengan GA dan *Evolutionary algoritma*, PSO mempunyai populasi dari individu yang bergerak sampai pencarian tempat d -dimensional dan masing – masing individu mempunyai kecepatan yang berlaku sebagai operator untuk memperoleh seperangkat individu-individu baru. Individu ini disebut partikel, melakukan penyesuaian pergerakan yang tergantung pada pengalaman mereka sendiri dan pengalaman populasi. Pada setiap iterasi, suatu partikel bergerak ke suatu arah yang di hitung dari posisi terbaik yang dikunjunginya dan posisi terbaik yang dikunjungi dari semua partikel dalam lingkungannya. Diantara varian dari PSO, global varian terdapat tetangga sebagai keseluruhan populasi dan disebut *Swarm*, yang merupakan pembagi informasi.

Pada PSO, x dan v menotasikan koordinat partikel (posisi) dan kecepatan partikel pada ruang pencarian. Karena itu, partikel i direpresentasikan sebagai $x_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{id})$ pada ruang d -dimensional.

Posisi terbaik dari partikel ke- i sebelumnya disimpan dan direpresentasikan sebagai $pbest_i = (pbest_{i1}, pbest_{i2}, \dots, pbest_{id})$. Partikel yang paling baik dari semua partikel pada sebuah group direpresentasikan dengan $gbest_d$. Kecepatan untuk partikel i direpresentasikan dengan $v_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{id})$. Modifikasi dari kecepatan dan posisi dari tiap partikel dapat dihitung dengan menggunakan kecepatan yang lama dan jarak dari $pbest_{id}$ ke $gbest_{id}$ yang ditunjukkan pada persamaan sebagai berikut :

$$v_{id}^{(k+1)} = w \bullet v_{id}^{(k)} + c_1 \bullet rand() \bullet (pbest_{id} - x_{id}^{(k)}) + c_2 \bullet Rand() \bullet (gbest_d - x_{id}^{(k)}). \quad (3.17)$$

$$x_{id}^{(t+1)} = x_{id}^{(t)} + v_{id}^{(t+1)}, i = 1, 2, \dots, n; d = 1, 2, \dots, m \dots \dots \dots (3.18)$$

Dimana :

n : Jumlah dari partikel dalam suatu group

m : Jumlah dari anggota dari suatu partikel

t : Iterasi (generasi)

w : Faktor bobot inersia

c_1, c_2 : Konstanta akselerasi

$\text{rand}()$, $\text{Rand}()$ nilai acak yang seragam antara [0,1]

$v_i^{(t)}$: Kecepatan dari partikel i pada iterasi t , $V_d^{\min} \leq v_{id}^{(t)} \leq V_d^{\max}$

$x_i^{(t)}$: Posisi awal dari partikel i pada iterasi t .

3.6. MOPSO (*Multi Objective Particle Swarm Optimization*)^[1]

Pada bahasan kali ini, akan dikembangkan metode PSO untuk memfasilitasi pendekatan *multi objective*. Bagian yang penting dari MOPSO ini adalah menentukan *gbest* dari partikel untuk tiap partikel i dari suatu populasi. Pada satu fungsi *Objective* PSO, *gbest* dari suatu partikel dapat dengan mudah ditentukan dengan memilih partikel dengan posisi yang paling baik. Sejak permasalahan optimisasi *multi objective* mempunyai set dari solusi *Pareto-optimal* sebagai solusi optimumnya, tiap partikel dari populasi akan digunakan dalam solusi

Pareto-optimal yang berbasis untuk memilih salah satu dari *gbest* partikel. (Parsopoulos dan Vrahatis,2002;Coello dan Lechuga,2003).

Pada permasalahan pembebanan ekonomis ini, metode MOPSO yang digunakan diinspirasi dengan perkembangan dari *Multiobjective Evolutionary Algoritma* (MOEA). Ada dua hal yang sangat penting dalam pencarian dalam suatu populasi. Yang pertama yaitu *gbest* (individu terbaik secara global dalam suatu populasi) yang didapatkan dengan proses pencarian. Berikutnya yaitu *pbest*, yang merupakan *single* terbaik dari tiap anggota dari suatu *swarm*. Keduanya merupakan standart yang harus ada dalam suatu PSO.

3.7 PARAMETER MOPSO (*Multi objective Particle Swarm Optimization*)

- Jumlah iterasi merupakan suatu nilai yang menunjukkan jumlah pengulangan maksimum yang mungkin, jika pada nilai iterasi tersebut belum memperoleh nilai yang optimal maka dapat dirubah untuk nilai yang lebih besar untuk mendapatkan hasil yang optimal.
- Jumlah populasi merupakan jumlah individu dalam suatu kelompok yang menampilkan calon solusi dari suatu masalah.
- Konstanta w_{min} , w_{max} , c_1 , c_2 merupakan pengali untuk perubahan v . Berdasarkan jurnal nilai parameter yang menghasilkan solusi yang optimal untuk w_{min} , w_{max} , c_1 , c_2 berturut-turut adalah 0,4 ; 0,9 ; 2 ; 2.
- Jumlah parameter dan panjang *swarm* digunakan untuk membentuk suatu ruang pencarian yang mewakili banyaknya pembangkit dan jumlah jam.

BAB IV
ANALISIS PEMBEBANAN EKONOMIS MENGGUNAKAN TEKNIK
MULTI OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION

4.1 Program Komputer Untuk Menyelesaikan Pembebanan Ekonomis Pada Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton – Bali

Untuk pemecahan masalah pembebanan ekonomis digunakan bantuan program komputer. Program komputer ini sangat berguna untuk mempercepat proses perhitungan yang membutuhkan ketelitian tinggi dan sering melibatkan iterasi yang memerlukan waktu yang lama bila dikerjakan secara manual.

Program komputer ini menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi versi 7, yang merupakan bahasa pemrograman terstruktur yang relatif mudah untuk yang dipelajari dan mudah penggunaannya.

4.2. Algoritma Penyelesaian Masalah Pembebanan Ekonomis

4.2.1. Algoritma Pemecahan Masalah Secara Umum

1. Memasukan inputan data beban meliputi tegangan, sudut phasa tegangan, daya aktif (P), daya reaktif (Q) dan data impedansi saluran.
2. Melakukan proses aliran daya menggunakan Metode Newton Rapson.
3. Kemudian cek apakah ada pelanggaran tegangan.
 - i. Ya, lanjutkan ke langkah 4.
 - ii. Tidak, langsung ke langkah 5
4. Melakukan proses MOPSO.
5. Cetak hasil.

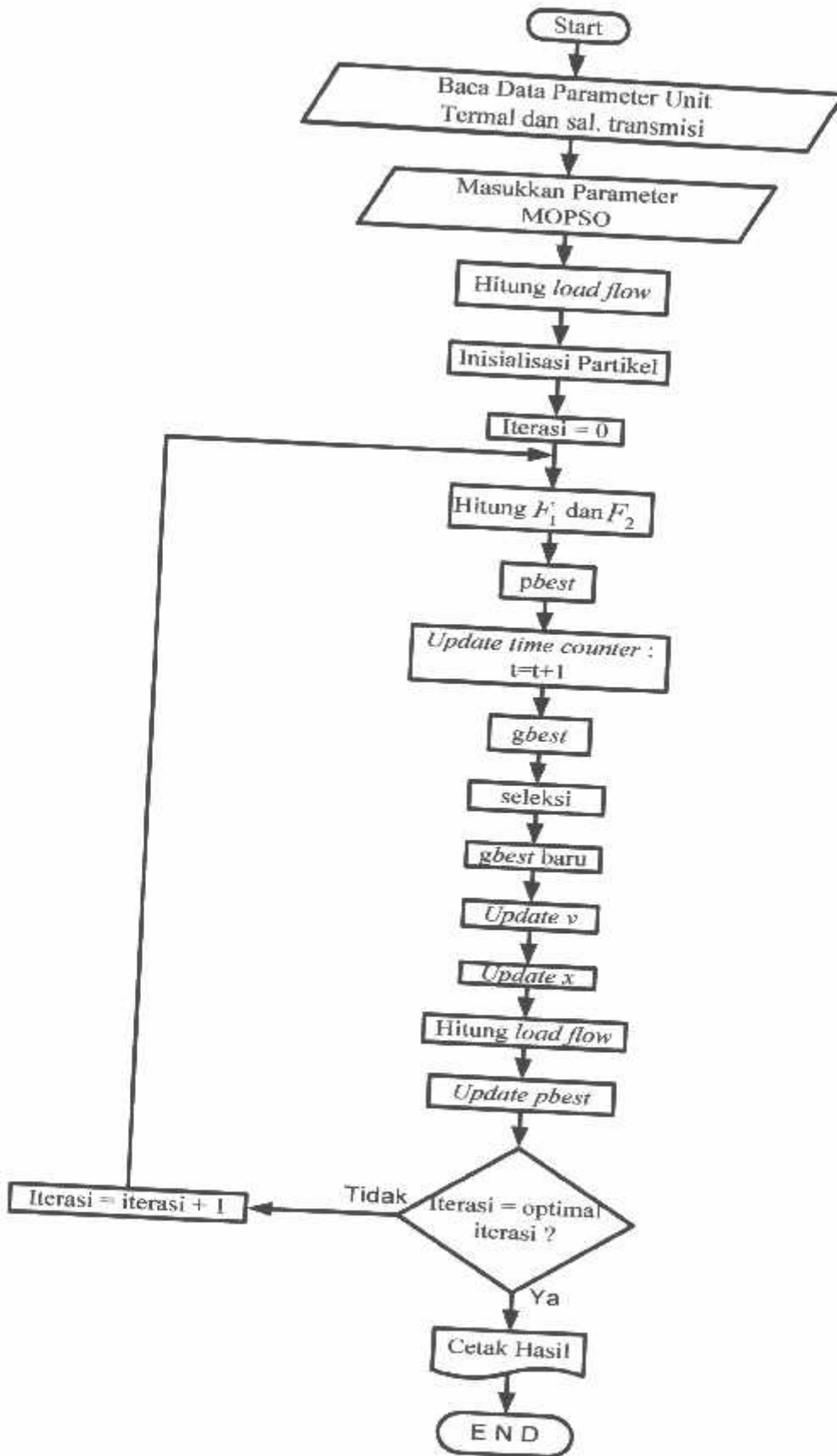
4.2.2. Algoritma Pembebanan Ekonomis Menggunakan MOPSO

1. Memasukkan data parameter unit pembangkit termal, pembebanan dan data saluran transmisi.
2. Masukkan parameter dari sistem dan batas – batas dari tiap variabel.
3. Inisialisasi secara acak kecepatan dan posisi setiap partikel.
4. Menghitung aliran daya dengan metode Newton Raphson
5. Hitung F_1 dan F_2
6. Set $pbest$
7. Update time counter $t = t + 1$
8. Set $gbest$
9. Seleksi partikel menggunakan *roulette wheel*
10. Set $gbest$ baru
11. Hitung kecepatan dan posisi baru dari tiap partikel dengan persamaan
$$v_{id}^{(k+1)} = w \bullet v_{id}^{(t)} + c_1 * rand() * (pbest_{id} - x_{id}^{(t)}) + c_2 * Rand() * (gbest_d - x_{id}^{(t)})$$
dan $x_{id}^{(t+1)} = x_{id}^{(t)} + v_{id}^{(t+1)}, i = 1, 2, \dots, n; d = 1, 2, \dots, m.$
12. Hitung kembali aliran daya dengan Newton Raphson dari partikel yang baru.
13. Update $pbest$
14. Jika iterasi maksimum $iter_{max}$ sudah maksimum ke langkah 15, jika tidak kembali ke langkah 7.
15. Berhenti.

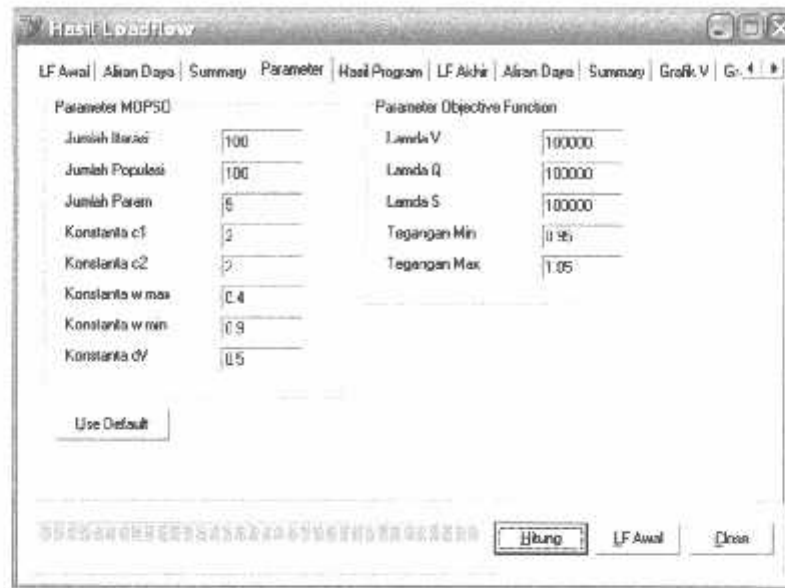
4.2.3. Algoritma Aliran Daya Newton Raphson

1. Bentuk matriks admitansi bus : $[Y_{bus}]$
2. Penetapan harga awal tegangan dan sudut fasa untuk semua bus kecuali bus slack $[V_i(0), \delta(0)]$
3. Menentukan nomor iterasi awal, $k=0$
4. Menghitung injeksi daya aktif dan reaktif pada setiap bus dengan persamaan kecuali bus slack
5. Menghitung selisih daya yang dijadwalkan dengan injeksi daya bus dari perhitungan
6. Menentukan perubahan maksimum pada daya aktif dan daya reaktif
7. Membandingkan apakah selisih daya sudah sama atau lebih kecil dari ϵ
8. Jika "ya" hitung daya aktif dan reaktif, tegangan dan sudut fasa tegangan pada setiap bus, serta aliran daya pada saluran dan perhitungan selesai, jika "tidak" lanjutkan ke langkah berikutnya
9. Membentuk elemen matriks Jacobian
10. Menghitung faktor koreksi tegangan dan sudut fasa setiap bus kecuali bus slack dan bus generator
11. Menghitung nilai tegangan dan sudut fasa yang baru
12. Mengganti nilai sudut fasa yang lama dengan sudut fasa yang baru, tegangan yang lama dengan tegangan yang baru
13. Perhitungan dilanjutkan ke langkah 4 dengan nilai iterasi yang baru sampai hasil yang didapatkan konvergen.

4.3.2. Flowchart Pembebanan Ekonomis Menggunakan MOPSO

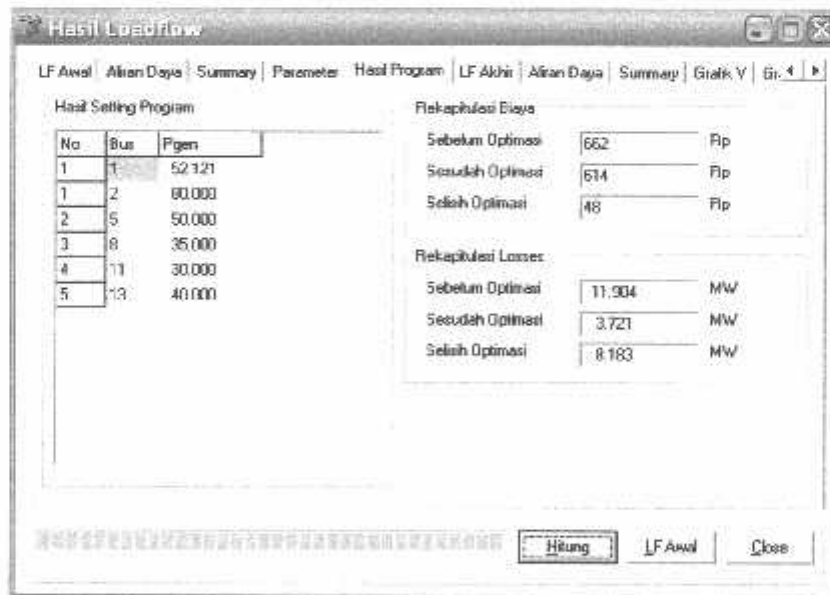


2. Tampilan Parameter Validasi



Gambar 4.2
Tampilan parameter MOPSO

3. Tampilan Hasil Program



Gambar 4.3
Tampilan Hasil Validasi IEEE 30

Tabel 4.4
Perbandingan Hasil Data Referensi Jurnal Dengan Data Hasil Program

Data Referensi		Hasil Program	
Biaya Bahan Bakar (\$)	LOSSES (MW)	Biaya Bahan Bakar (\$)	LOSSES (MW)
614.9134	3.7215	614	3.721

Dari hasil pengujian disini dapat dilihat bahwa program tersebut layak untuk digunakan karena hasil perhitungan program tersebut mendekati hasil yang ada pada jurnal. Pada tampilan program di atas dapat dilihat bahwa hasil perhitungan menghasilkan biaya \$ 614 dan *Losses* sebesar 3.721 MW sedangkan dari data referensi diperoleh biaya \$ 614.9134 dengan *Losses* sebesar 3.7215 MW. Sehingga tingkat kesalahan (*error*) dapat di hitung yaitu :

Untuk Biaya Bahan Bakar

$$(\text{error}) = \frac{\text{Jumlah biaya referensi} - \text{Jumlah biaya program}}{\text{jumlah biaya referensi}}$$

$$(\text{error}) = \frac{614.9134 - 614}{614.9134} = 0.0014854$$

Untuk *Losses*

$$(\text{error}) = \frac{\text{Jumlah Losses referensi} - \text{Jumlah Losses program}}{\text{jumlah Losses referensi}}$$

$$(\text{error}) = \frac{3.7215 - 3.721}{3.7215} = 0.00013435$$

maka didapat *Presentase Error* Untuk Biaya Bahan Bakar sebesar 0,14854 %, dan untuk *Losses* sebesar 0,013435% sehingga program ini valid untuk digunakan.

4.5. Data Pembangkit Termal Pada Sub Sistem Paiton-Bali.

Pada skripsi ini akan membahas pembangkit termal yang berada pada sub sistem Paiton-Bali. Pembangkit termal yang dibahas dalam skripsi ini adalah PLTU Paiton 1-2, PLTG Gilimanuk, PLTD Pesanggaran, dan PLTG Pesanggaran.

Untuk data dari bentuk karakteristik semua unit pembangkit yang dibahas dalam skripsi ini beserta kapasitasnya dan *fuel cost* (biaya bahan bakar) yang digunakan dalam perhitungan adalah berdasarkan data dari PT. PLN (Persero) P3B Region Jawa Dan Bali.

Tabel 4.5.
Parameter Unit Pembangkit Termal

Nama Pembangkit	a2	a1	a0	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Qmin (MVAR)	Qmax (MVAR)
PLTU Paiton 1&2	6,18	1306,15	388.144,168	150	740	-200	300
PLTG Gilimanuk	140,690	1599	87435	50	133,8	-45	80
PLTD Pesanggaran	14,29320	1670	88960	21	75	-20	60
PLTG Pesanggaran	113,9	5297	139560	15	125,5	-15	75

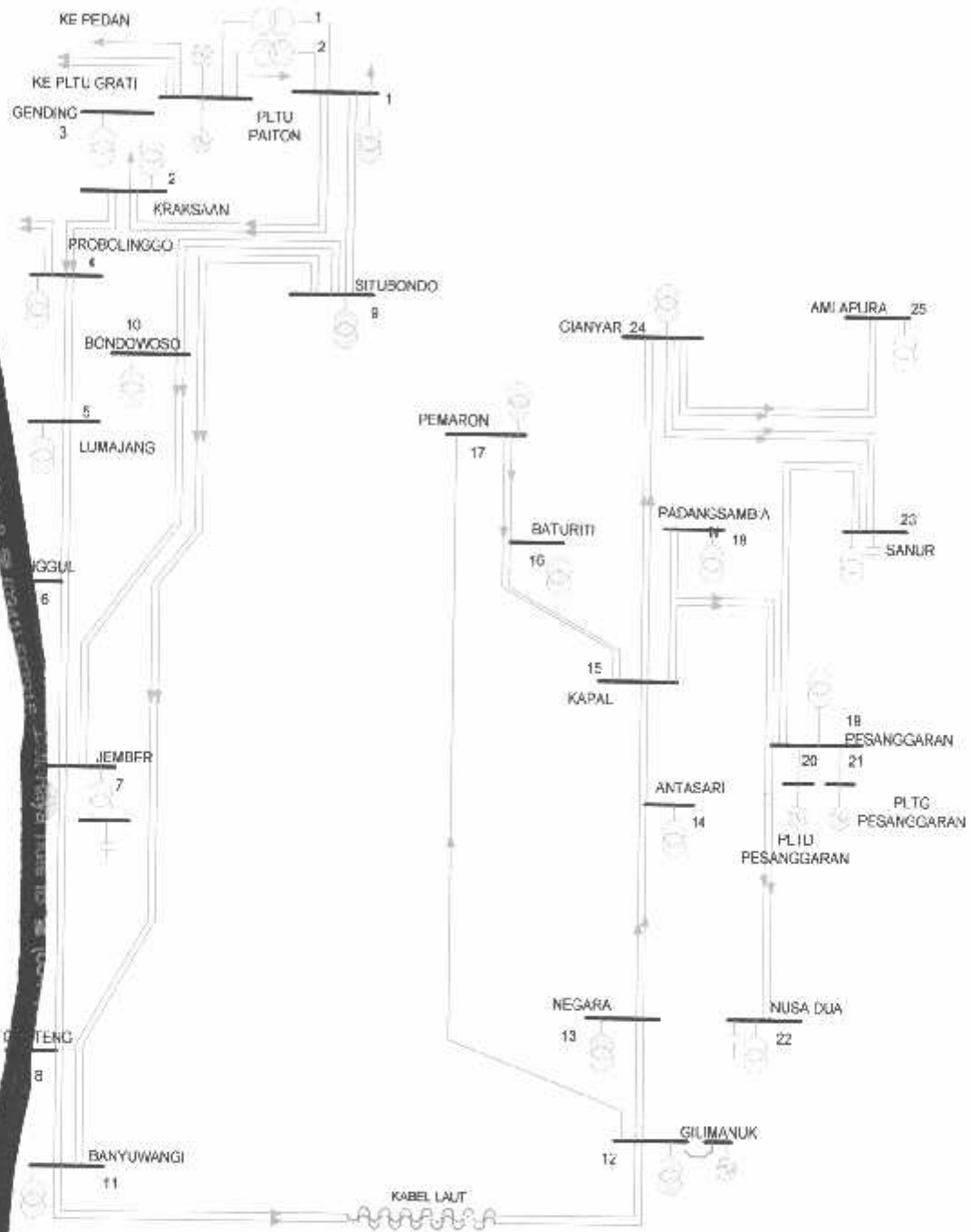
Sumber : Data "Load Flow Region Jawa Timur dan Bali", Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali Rabu, 30 Maret 2005, Pukul 19:30 WIB, PT. PLN (Persero) P3B Region Jawa dan Bali, Waru.

Dengan memasukkan data-data pada tabel 4.1. ke persamaan fungsi biaya bahan bakar dan biaya investasi untuk daya reaktif, maka untuk unit pembangkit termal PLTU Paiton 1&2 diperoleh sebagai berikut :

Biaya bahan bakar pembangkit:

$$F_i(G_i) = a_2 P_{Gi}^2 + a_1 P_{Gi} + a_0$$

$$F_i(G_i) = 6,18 P^2 + 1306,15P + 388.144,168$$



Sumber : Data "Load Flow Region Jawa Timur dan Bali", Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali Rabu, 30 Maret 2005, Pukul 19:30 WIB, PT. PLN (Persero) P3B Region Jawa dan Bali, Waru.

Gambar 4.4
Single Linc Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton- Bali

4.6. Data Pembangkitan dan Pembebanan Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali

Tabel 4.8
Data Pembangkitan dan Pembebanan
Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali

No	Nama Bus	Tegangan	P _{generator}	Q _{generator}	P _{load}	Q _{load}	Tipe
		(pu)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	
1	PAITON	1,033	-	-	38.1	5.7	1
2	KRAKSAN	-	-	-	16.5	6.5	3
3	GENDING	-	-	-	17.5	6.7	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	39.3	19.8	3
5	LUMAJANG	-	-	-	39.8	17.5	3
6	TANGGUL	-	-	-	23.4	9.3	3
7	JEMBER	-	-	47,0	58.9	30.3	3
8	GENTENG	-	-	-	39.8	21.8	3
9	SITUBONDO	-	-	-	24.4	5.8	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	17.8	7.4	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	37.8	14.8	3
12	GILIMANUK	0,99266	99,9	-	5.7	2	2
13	NEGARA	-	-	-	11.7	4.6	3
14	ANTASARI	-	-	-	6	2.8	3
15	KAPAL	-	-	50	69.3	23.5	3
16	BATURITI	-	-	-	4	0.5	3
17	PEMARON	-	-	-	24.8	8.8	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	32.8	13.3	3
19	PESANGGARAN	-	-	-	76.4	28.9	3
20	PLTD PSGRAN	0,936	31,4	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	0,936	84,6	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25,0	51.4	19.3	3
23	SANUR	-	-	25,0	60.3	17.7	3
24	GIANYAR	-	-	-	33.7	9.6	3
25	AMLAPURA	-	-	-	14.4	7	3

Sumber : Data "Load Flow Region Jawa Timur dan Bali". Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali Rabu, 30 Maret 2005, Pukul 19:30 WIB, PT. PLN (Persero) P3B Region Jawa dan Bali, Waru.

Ket: 1 : bus slack
2 : bus generator
3 : bus beban

4.7. Data Saluran Transmisi Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali

Pada sub sistem Paiton dan Bali terdiri dari 25 bus dan 34 saluran transmisi, dalam hal ini saluran transmisi yang dibahas adalah saluran transmisi 150 kV.

Tabel 4.9
Data Saluran Transmisi Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali

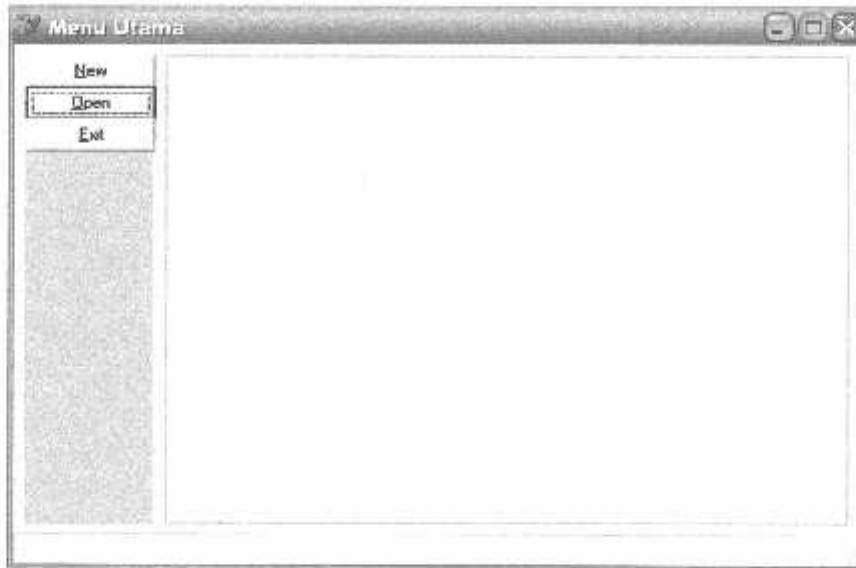
No	Hubungan Bus	Jumlah Sirkuit	R (pu)	X (pu)	B (pu)
1	1 – 2	2	0,0053	0,0179	0,0065
2	1 – 9	2	0,0048	0,0346	0,0251
3	2 – 3	1	0,01	0,0340	0,0123
4	2 – 4	2	0,0079	0,0269	0,0097
5	4 – 5	2	0,0135	0,0460	0,0166
6	5 – 6	1	0,0167	0,0571	0,0206
7	5 – 7	1	0,0315	0,1077	0,0389
8	6 – 7	1	0,0148	0,0506	0,0183
9	7 – 8	1	0,0337	0,1151	0,0415
10	7 – 10	2	0,0104	0,0353	0,0128
11	7 – 11	1	0,0430	0,1469	0,0530
12	8 – 11	1	0,0177	0,0604	0,0218
13	9 – 10	2	0,0091	0,0310	0,0112
14	9 – 11	2	0,0966	0,0457	0,0340
15	11 – 12	2	0,0016	0,0035	-
16	12 – 13	2	0,0116	0,0034	0,0124
17	12 – 17	1	0,0399	0,1314	0,0502
18	13 – 14	1	0,0270	0,0783	0,0288
19	13 – 15	1	0,0412	0,1194	0,0439
20	14 – 15	1	0,0142	0,0411	0,0151
21	15 – 16	1	0,0362	0,0693	0,0240
22	15 – 17	1	0,0556	0,1054	0,0369
23	15 – 18	1	0,0105	0,0304	0,0112
24	15 – 19	1	0,0105	0,0304	0,0112
25	15 – 22	1	0,0293	0,0561	0,0195
26	15 – 24	2	0,0059	0,0170	0,0063
27	16 – 17	1	0,0194	0,0371	0,0129
28	18 – 19	1	0,0045	0,0130	0,0048
29	19 – 20	1	0,0020	0,0044	-
30	19 – 21	1	0,0020	0,0056	-
31	19 – 22	1	0,0127	0,0243	0,0084
32	19 – 23	2	0,0037	0,0070	0,0025
33	23 – 24	2	0,0078	0,0149	0,0052
34	24 – 25	2	0,0103	0,0298	0,0110

Sumber : Data Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton dan Bali

4.8. Prosedur Pelaksanaan Program Perhitungan

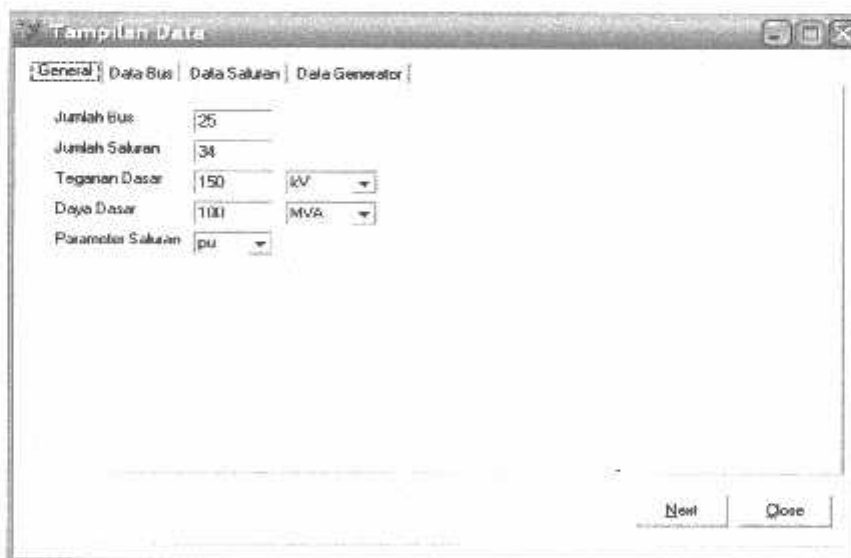
Prosedur menjalankan program perhitungan dengan menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi versi 7.0 dapat dilakukan sebagai berikut :

1. Tampilan utama dari program.



Gambar 4.5.
Tampilan Utama Program

2. Tekan tombol *Open File* untuk membuka data yang sudah tersimpan.



Gambar 4.6.
Tampilan Masukan Data

3. Kemudian tekan tombol data bus

Bus	absV (pu)	sudV (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PL (MW)	QL (MVAR)	Cap (pu)	Type Bus
1	1.00339	0	0	0	30.1	5.7	0	1
2	1	0	0	0	16.5	6.5	0	3
3	1	0	0	0	17.5	6.7	0	3
4	1	0	0	0	39.3	19.0	0	3
5	1	0	0	0	39.0	17.5	0	3
6	1	0	0	0	23.4	9.3	0	3
7	1	0	0	47	50.9	30.3	0	3
8	1	0	0	0	39.8	21.8	0	3
9	1	0	0	0	24.4	5.8	0	3
10	1	0	0	0	17.8	7.4	0	3
11	1	0	0	0	37.8	14.8	0	3
12	0.99266	0	99.9	0	5.7	2	0	2
13	1	0	0	0	11.7	4.6	0	3
14	1	0	0	0	6	2.8	0	3
15	1	0	0	0	0	0	0	3

Gambar 4.7
Tampilan Data Bus

4. Kemudian tekan tombol data saluran

No	Dari	Ke	R (pu)	X (pu)	Lc (pu)	Ti	Tu	Su (deg)	Kap (MVA)
1	1	2	0.0053	0.0179	0.0055	0	0	3	222
2	1	9	0.0048	0.0346	0.0251	0	0	3	480
3	2	3	0.01	0.034	0.0123	0	0	0	111
4	2	4	0.0079	0.0269	0.0097	0	0	3	222
5	4	5	0.0135	0.046	0.0166	0	0	3	222
6	5	6	0.0167	0.0571	0.0206	0	0	3	111
7	6	7	0.0315	0.1077	0.0389	0	0	3	111
8	6	7	0.0148	0.0506	0.0193	0	0	3	111
9	7	8	0.0327	0.1151	0.0415	0	0	3	111
10	7	10	0.0104	0.0353	0.0129	0	0	3	222
11	7	11	0.043	0.1469	0.053	0	0	3	111
12	8	11	0.0177	0.0604	0.0219	0	0	3	111
13	9	10	0.0091	0.031	0.0112	0	0	3	222
14	9	11	0.0955	0.4457	0.034	0	0	3	300

Gambar 4.8
Tampilan Data Saluran

5. Kemudian tekan data generator

The screenshot shows a window titled 'Tampilan Data' with a tab 'Data Generator' selected. It displays a table with the following data:

No	Bus	Qmin (MVAR)	Qmax (MVAR)	a2	a1	a0	Fix Cost	Var Cost	Pmin
1	1	-200.00	300.00	6.18000	1306.15000	388144.168	0.73	5.10	150
2	12	45.00	80.00	1.40690	1599.00000	87435.0000	1.03	7.20	50.0
3	20	-20.00	60.00	14.29520	1670.00000	89960.0000	1.03	7.20	21.0
4	21	15.00	75.00	113.90000	5297.00000	139563.000	1.03	7.20	15.0

Gambar 4.9.
Tampilan Data Generator

6. Tekan tombol *Lf* awal untuk melihat hasil perhitungan aliran daya dan *Load Flow* pada kondisi awal (sebelum optimasi)

The screenshot shows a window titled 'Hasil Loadflow' with a tab 'LF Awal' selected. It displays a table with the following data:

Bus	absV (pu)	angV (deg)	Pg (Mw)	Qg (MVAR)	PL (Mw)	QL (MVAR)	Supr (pu)	Type Bus	
1	1.00000	0.00000	613.130	49.535	30.100	5.700	0.000	1	
2	1.01828	0.03646	0.000	0.000	16.500	6.500	0.000	3	
3	1.01503	-0.04163	0.000	0.000	17.500	6.700	0.000	3	
4	1.00300	-0.09463	0.000	0.000	39.300	19.900	0.000	3	
5	0.99603	0.15311	0.000	0.000	39.800	17.500	0.000	3	
6	0.99776	0.18913	0.000	0.000	23.400	9.300	0.000	3	
7	1.00625	-0.20784	0.000	0.000	47.000	58.900	30.300	0.000	3
8	0.99177	-0.29962	0.000	0.000	30.000	21.000	0.000	3	
9	1.04925	0.11648	0.000	0.000	24.400	5.600	0.000	3	
10	1.02647	-0.16081	0.000	0.000	17.800	7.400	0.000	3	
11	0.98032	-0.32003	0.000	0.000	37.000	14.000	0.000	3	
12	0.99266	-0.33639	39.900	210.169	5.700	2.000	0.000	2	
13	0.96668	-0.34517	0.000	0.000	11.700	4.600	0.000	3	
14	0.94722	-0.42833	0.000	0.000	6.000	2.600	0.000	3	
15	0.93692	-0.47038	0.000	0.000	50.000	69.300	25.500	0.000	3

Gambar 4.10.
Tampilan *Lf* awal pada kondisi awal (Sebelum Optimasi)

7. Tekan tombol aliran daya untuk melihat hasil perhitungan aliran daya pada tiap bus kondisi awal (sebelum optimasi).

No	Dari	Ke	P (MW)	Q (MVAR)	Arus re (A)	Arus im (A)	Dari	Ke	P (MW)	Q
1	1	2	221.256	22.817	1427.734	147.205	2	1	-218.840	-
2	1	9	363.732	-78.051	2282.149	-503.553	9	1	-347.852	-
3	2	3	17.533	4.267	113.657	32.095	3	2	-17.500	-
4	2	4	104.807	5.115	1207.546	77.540	4	2	-102.264	-
5	4	5	142.904	21.566	957.787	-62.493	5	4	-140.115	-
6	5	6	95.597	-20.253	368.444	-77.218	6	5	-55.021	-
7	5	7	44.718	-24.997	321.323	-119.703	7	5	-43.941	-
8	5	7	31.621	-27.429	241.825	-140.522	7	6	-31.375	-
9	7	8	79.203	-2.374	516.696	92.688	8	7	-77.114	-
10	7	10	141.321	-14.077	-896.893	284.454	10	7	143.389	-
11	7	11	76.533	-11.290	524.551	34.113	11	7	-75.099	-
12	9	11	37.314	-23.107	288.407	-75.127	11	8	-36.978	-
13	9	10	163.485	31.262	1008.624	318.010	10	9	-161.189	-
14	9	11	153.966	-152.057	1121.796	-941.453	11	9	118.212	-

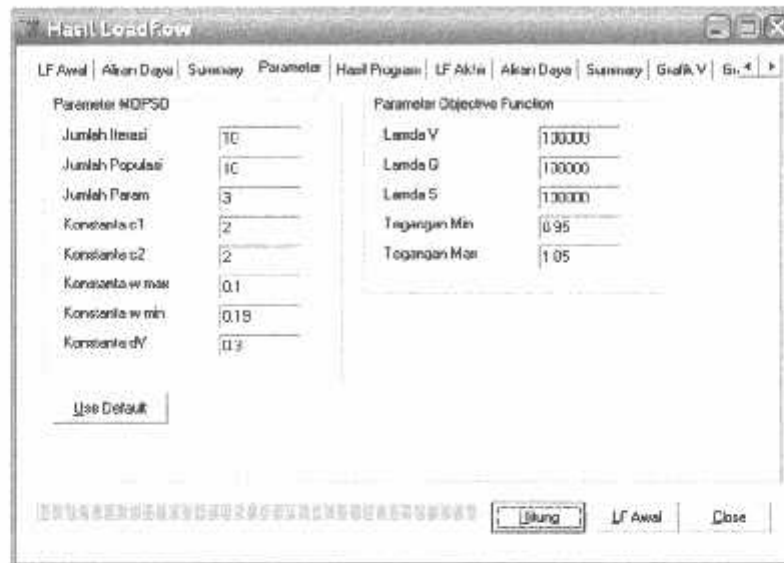
Gambar 4.11
Tampilan Hasil Aliran Daya Tiap Bus Pada Kondisi Awal (Sebelum Optimasi)

8. Tekan tombol *Summary* untuk melihat kondisi total pembangkitan, pembebanan dan rugi-rugi saluran pada kondisi awal (sebelum optimasi).

Summary Loadflow		
Jumlah Pembangkitan	029.030+ j 329.491	MVA
Jumlah Pembebanan	743.600+ j 393.600	MVA
Jumlah Rugi/Rugi	85.230+ j 45.150	MVA
Iterasi	4	
Waktu Hitung	0.0.0.20	

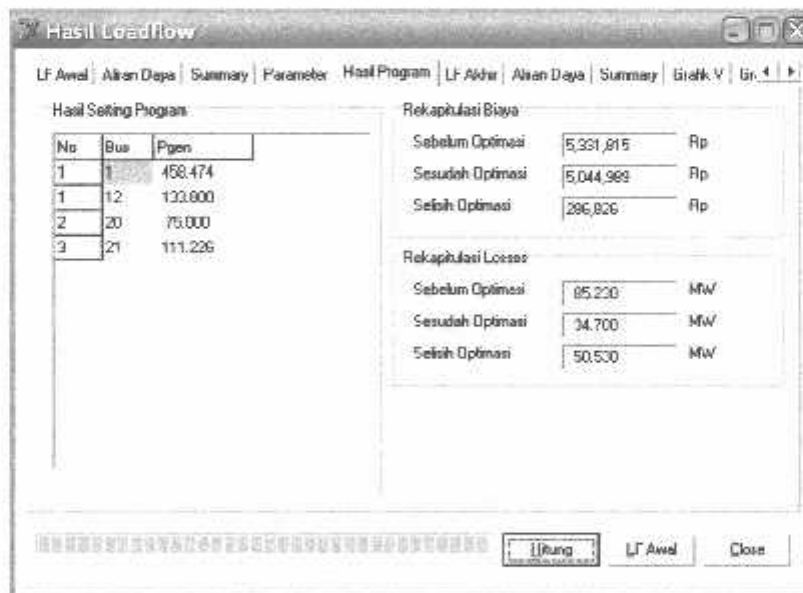
Gambar 4.12.
Tampilan Hasil Pada Kondisi Awal (Sebelum Optimasi)

9. Tekan tombol Parameter, kemudian tekan tombol *use default*, untuk memasukkan parameter MOPSO. lalu tekan tombol Hitung.



Gambar 4.13.
Tampilan parameter MOPSO

10. Kemudian tekan tombol hasil program, kemudian tekan tombol pembangkitan untuk mengetahui daya yang dibangkitkan tiap unit pembangkit.



Gambar 4.14
Tampilan Hasil Program Menggunakan MOPSO

- Kemudian tekan tombol L_f akhir, untuk melihat tegangan, sudut tegangan, daya aktif dan reaktif generator serta daya aktif serta daya reaktif beban pada kondisi akhir (Setelah Optimasi)

Bus	vbeV (pu)	sudut (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PL (MW)	QL (MVAR)	Sups (pu)	Tipe Bus
1	1.03333	0.00000	458.474	-9.701	39.100	5.700	0.000	1
2	1.02010	-0.02985	0.000	0.000	16.500	5.500	0.000	3
3	1.01654	-0.03430	0.000	0.000	17.500	5.700	0.000	3
4	1.00668	-0.06576	0.000	0.000	39.300	19.300	0.000	3
5	0.99920	-0.11411	0.000	0.000	39.800	17.500	0.000	3
6	1.00002	-0.13665	0.000	0.000	23.400	9.300	0.000	3
7	1.00720	-0.14551	0.000	47.000	59.900	30.300	0.000	3
8	0.98487	-0.19239	0.000	0.000	39.800	21.300	0.000	3
9	1.02811	0.02965	0.000	0.000	24.400	5.800	0.000	3
10	1.02148	-0.11253	0.000	0.000	17.800	7.400	0.000	3
11	0.99048	-0.19559	0.000	0.000	37.800	14.300	0.000	3
12	0.99266	-0.20005	133.800	119.365	5.700	2.000	0.000	2
13	0.97467	-0.20393	0.000	0.000	11.700	4.800	0.000	3
14	0.95133	-0.25029	0.000	0.000	6.000	2.800	0.000	3
15	0.94053	-0.29800	0.000	50.000	69.300	23.500	0.000	3

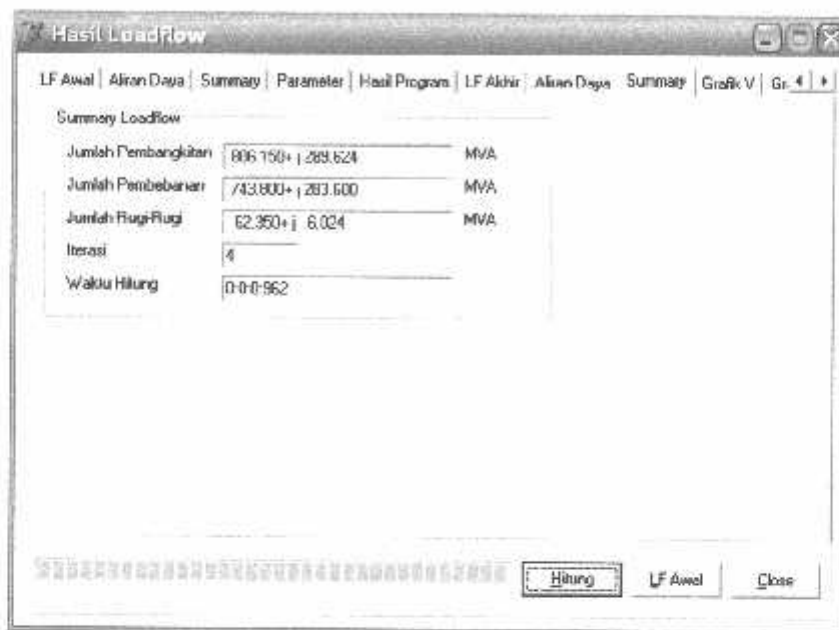
Gambar 4.15
Tampilan hasil L_f akhir (Setelah Optimasi)

- Kemudian tekan tombol aliran daya, untuk melihat hasil aliran daya tiap bus (Setelah Optimasi)

No	Dari	Ke	P (MW)	Q (MVAR)	Anus re (A)	Anus in (A)	Dari	Ke	P (MW)	Q
1	1	2	170.949	25.200	1154.513	162.037	2	1	-177.320	
2	1	9	241.425	-40.610	1557.595	-262.000	9	1	-238.740	
3	2	3	17.532	4.259	113.722	31.150	3	2	-17.500	
4	2	4	143.294	10.339	934.110	34.777	4	2	-141.725	
5	4	5	102.429	12.810	682.409	40.076	5	4	131.011	
6	5	6	36.068	13.587	249.403	62.664	6	5	-35.828	
7	5	7	25.143	18.201	180.491	101.547	7	5	24.879	
8	6	7	12.428	-19.591	99.977	118.098	7	6	-12.359	
9	7	8	42.726	3.773	276.191	65.719	8	7	42.098	
10	7	10	-99.025	-11.290	-637.695	-168.973	10	7	100.041	
11	7	11	34.637	-3.199	229.910	12.290	11	7	34.126	
12	8	11	2.299	-11.935	30.715	-76.326	11	8	-2.279	
13	9	10	119.091	21.352	751.396	197.639	10	9	117.641	
14	9	11	95.259	-01.730	651.572	-474.529	11	9	91.562	

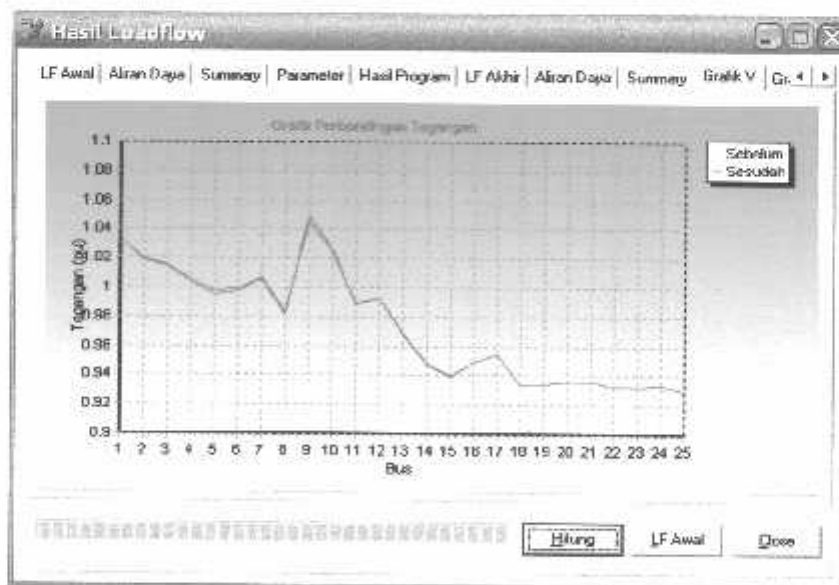
Gambar 4.16
Tampilan aliran daya setelah optimasi

13. Kemudian tekan tombol *summary*, untuk melihat total pembangkitan, pembebanan dan rugi – rugi daya.



Gambar 4. 17
Tampilan Hasil Pada Kondisi Akhir (Setelah Optimasi)

14. Kemudian Tekan Grafik V untuk melihat kondisi tegangan pada tiap bus sebelum dan setelah optimasi.



Gambar 4.18
Perbandingan Tegangan Tiap Bus sebelum dan Setelah Optimasi

4.9. Hasil dan Analisis Hasil Perhitungan Pembebanan Ekonomis Menggunakan Teknik *Multi Objective Particle Swarm Optimization* Pada Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton-Bali

4.9.1. Hasil Perhitungan Sebelum Optimasi

Tabel 4.10
Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan, Pembangkitan dan Pembebanan Sebelum Optimasi

N0	Bus	Tegangan	Sudut	Pembangkitan		Pembebanan	
				P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	1.03333	0	613.13	-49.535	38.1	5.7
2	2	1.01858	-0.03646	0	0	16.5	6.5
3	3	1.01503	-0.04169	0	0	17.5	6.7
4	4	1.0038	-0.08463	0	0	39.3	19.8
5	5	0.99603	-0.15311	0	0	39.8	17.5
6	6	0.99776	-0.18813	0	0	23.4	9.3
7	7	1.00625	-0.20784	0	47	58.9	30.3
8	8	0.98177	-0.29962	0	0	39.8	21.8
9	9	1.04925	-0.11648	0	0	24.4	5.8
10	10	1.02647	-0.16081	0	0	17.8	7.4
11	11	0.98832	-0.32669	0	0	37.8	14.8
12	12	0.99266	-0.33699	99.9	210.169	5.7	2
13	13	0.96868	-0.34517	0	0	11.7	4.6
14	14	0.94722	-0.42833	0	0	6	2.8
15	15	0.93892	-0.47038	0	50	69.3	23.5
16	16	0.94905	-0.45358	0	0	4	0.5
17	17	0.95432	-0.44249	0	0	24.8	8.8
18	18	0.93338	-0.48081	0	0	32.8	13.3
19	19	0.93426	-0.48101	0	0	76.4	28.9
20	20	0.936	-0.47996	31.4	22.755	0	0
21	21	0.936	-0.47558	84.6	-0.899	0	0
22	22	0.9322	-0.48861	0	25	51.4	19.3
23	23	0.9327	-0.48483	0	25	60.3	17.7
24	24	0.9332	-0.48193	0	0	33.7	9.6
25	25	0.92966	-0.48616	0	0	14.4	7

Tabel 4.11
 Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Sebelum Optimasi

No	Saluran		Daya	
	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	2	221.298	22.817
2	1	9	353.732	-78.051
3	2	1	-218.840	-15.208
4	2	3	17.533	4.267
5	2	4	184.807	5.115
6	3	2	-17.500	-5.433
7	4	2	-182.204	2.743
8	4	5	142.904	-21.566
9	5	4	-140.115	29.397
10	5	6	55.597	-20.253
11	5	7	44.718	-24.997
12	6	5	-55.021	20.179
13	6	7	31.621	-27.429
14	7	5	-43.941	23.794
15	7	6	-31.375	26.448
16	7	8	79.203	-2.374
17	7	10	-141.321	-14.077
18	7	11	78.533	-11.299
19	8	7	-77.114	5.307
20	8	11	37.314	-23.107
21	9	1	-347.852	117.758
22	9	10	163.485	31.262
23	9	11	159.966	-152.057
24	10	7	143.389	19.800
25	10	9	-161.189	-24.672
26	11	7	-75.899	14.932
27	11	8	-36.978	22.155
28	11	9	-118.212	168.067
29	11	12	193.289	-209.326
30	12	11	-191.959	212.234
31	12	13	207.489	-8.199
32	12	17	78.670	4.135
33	13	12	-202.415	8.465
34	13	14	96.427	-5.354
35	13	15	94.288	-6.547
36	14	13	-93.749	10.416
37	14	15	87.749	-10.632
38	15	13	-90.382	13.748
39	15	14	-86.517	12.844
40	15	16	-22.528	-3.888
41	15	17	-24.072	-3.941
42	15	18	32.198	5.189
43	15	19	31.913	2.561
44	15	22	27.068	-4.337
45	15	24	63.021	9.525
46	16	15	22.738	2.174
47	16	17	-26.738	0.512

48	17	12	-76.130	0.718
49	17	15	24.438	1.381
50	17	16	26.892	0.355
51	18	15	-32.070	-5.806
52	18	19	0.730	-6.518
53	19	15	-31.790	-3.193
54	19	18	0.732	6.106
55	19	20	-31.366	-22.680
56	19	21	-84.437	1.356
57	19	22	24.669	-5.593
58	19	23	45.791	-3.500
59	20	19	31.400	22.755
60	21	19	84.600	0.899
61	22	15	-26.823	3.089
62	22	19	-24.577	5.036
63	23	19	-45.701	3.451
64	23	24	-14.599	4.067
65	24	15	-62.749	-9.295
66	24	23	14.620	-4.479
67	24	25	14.429	5.175
68	25	24	-14.400	-6.049

Keterangan:

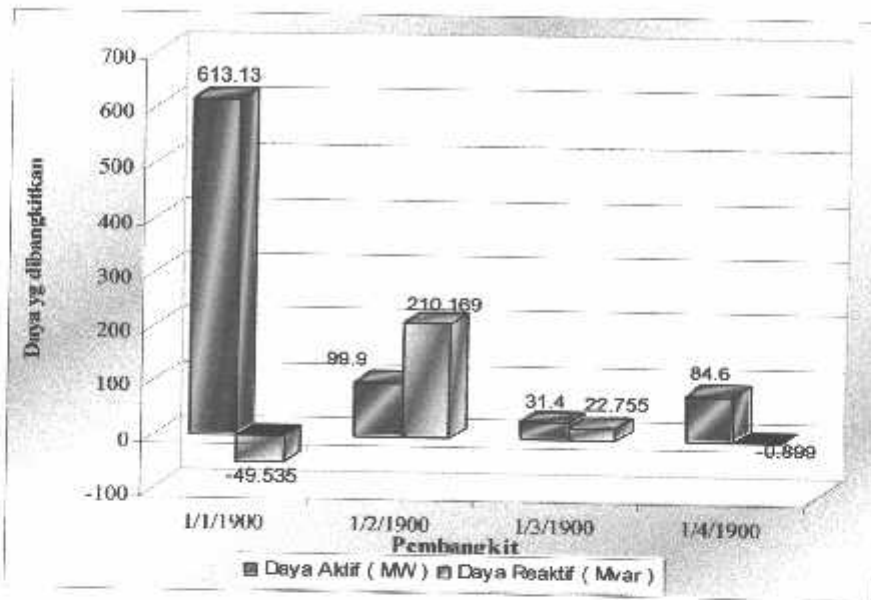
Total Pembangkitan : 829,030 + j 329,491 MVA
 Total Pembebanan : 743,800 + j 283,600 MVA
 Total Rugi-Rugi Saluran : 85,230 + j 45,891 MVA

Tabel 4.12

Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan dan Biaya Operasi Sebelum Optimasi

No	Nama Pembangkit	Daya Yang Dibangkitkan		Biaya Operasi (Rupiah/jam)
		(MW)	(MVar)	
1	PLTU Paiton 1 & 2	613.13	-49.535	3.512.221.41
2	PLTG Gilimanuk	99.9	210.169	261.215.98
3	PLTD Pesanggaran	31.4	22.755	155.490.52
4	PLTG Pesanggaran	84.6	0.899	1.402.886.72
	Total	829.03	182.49	5.331.815

Grafik 4.1
Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan Sebelum Optimasi



4.9.2. Hasil Perhitungan Setelah Optimasi

Tabel 4.13
Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan, Pembangkitan Dan Pembebanan Setelah Optimasi

No	Bus	Tegangan	Sudut	Pembangkitan		Pembebanan	
				P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	1.03	0	545.213	-34.928	38.1	5.7
2	2	1.01937	-0.03327	0	0	16.5	6.5
3	3	1.01581	-0.03849	0	0	17.5	6.7
4	4	1.00535	-0.07645	0	0	39.3	19.8
5	5	0.99791	-0.13616	0	0	39.8	17.5
6	6	0.99931	-0.16574	0	0	23.4	9.3
7	7	1.00726	-0.18074	0	47	58.9	30.3
8	8	0.98352	-0.25302	0	0	39.8	21.8
9	9	1.0449	-0.1004	0	0	24.4	5.8
10	10	1.02487	-0.1398	0	0	17.8	7.4
11	11	0.98936	-0.26976	0	0	37.8	14.8
12	12	0.99266	-0.27756	133.8	162.346	5.7	2
13	13	0.96966	-0.28507	0	0	11.7	4.6
14	14	0.94794	-0.36389	0	0	6	2.8
15	15	0.93924	-0.40362	0	50	69.3	23.5
16	16	0.94926	-0.38833	0	0	4	0.5
17	17	0.95445	-0.37803	0	0	24.8	8.8
18	18	0.93351	-0.41288	0	0	32.8	13.3
19	19	0.93431	-0.41258	0	0	76.4	28.9
20	20	0.936	-0.41108	38.165	18.541	0	0
21	21	0.936	-0.4068	88.972	-3.335	0	0

22	22	0.93233	-0.42068	0	25	51.4	19.3
23	23	0.93278	-0.41671	0	25	60.3	17.7
24	24	0.93335	-0.41448	0	0	33.7	9.6
25	25	0.92981	-0.4187	0	0	14.4	7

Tabel 4.14
Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Setelah Optimasi

No	Saluran		Daya	
	Dari	Ke	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	2	202.804	23.107
2	1	9	304.31	-63.735
3	2	1	-200.734	-16.811
4	2	3	17.533	4.623
5	2	4	166.701	6.723
6	3	2	-17.5	-5.431
7	4	2	-164.584	0.522
8	4	5	125.284	-18.297
9	5	4	-123.15	23.889
10	5	6	47.124	-17.524
11	5	7	36.226	-22.211
12	6	5	-46.712	16.884
13	6	7	23.312	-24.126
14	7	5	-35.704	20.12
15	7	6	-23.158	22.826
16	7	8	63.463	0.236
17	7	10	-123.084	-12.825
18	7	11	59.583	-7.853
19	8	7	-62.119	0.145
20	8	11	22.319	-17.93
21	9	1	-299.979	92.27
22	9	10	144.249	26.628
23	9	11	131.331	-121.956
24	10	7	124.65	16.844
25	10	9	-142.45	-21.723
26	11	7	-58.076	7.625
27	11	8	-22.182	16.289
28	11	9	-103.7	131.315
29	11	12	146.16	-159.379
30	12	11	-145.396	161.051
31	12	13	198.246	-5.407
32	12	17	75.25	4.702
33	13	12	-193.617	5.542
34	13	14	92.028	-3.895
35	13	15	89.889	-5.08
36	14	13	-89.895	8.241
37	14	15	83.595	-8.453
38	15	13	-86.348	11.215
39	15	14	-82.483	10.316
40	15	16	-20.971	-4.598
41	15	17	-22.508	-4.664

42	15	18	29.339	6.697
43	15	19	27.822	4.729
44	15	22	25.748	-3.382
45	15	24	60.103	11.392
46	16	15	21.154	2.831
47	16	17	-25.154	-1.168
48	17	12	-72.92	-1.973
49	17	15	22.829	2.016
50	17	16	25.291	0.266
51	18	15	-29.229	-7.368
52	18	19	-3.571	-4.956
53	19	15	-27.725	-5.439
54	19	18	3.572	4.543
55	19	20	-38.124	-18.45
56	19	21	-88.791	3.842
57	19	22	25.976	-6.576
58	19	23	48.692	-5.423
59	20	19	38.165	18.541
60	21	19	88.972	-3.335
61	22	15	-25.527	2.085
62	22	19	-25.873	6.04
63	23	19	-48.59	5.397
64	23	24	-11.71	2.121
65	24	15	-59.852	-11.224
66	24	23	11.723	-2.549
67	24	25	14.429	5.175
68	25	24	-14.4	-6.049

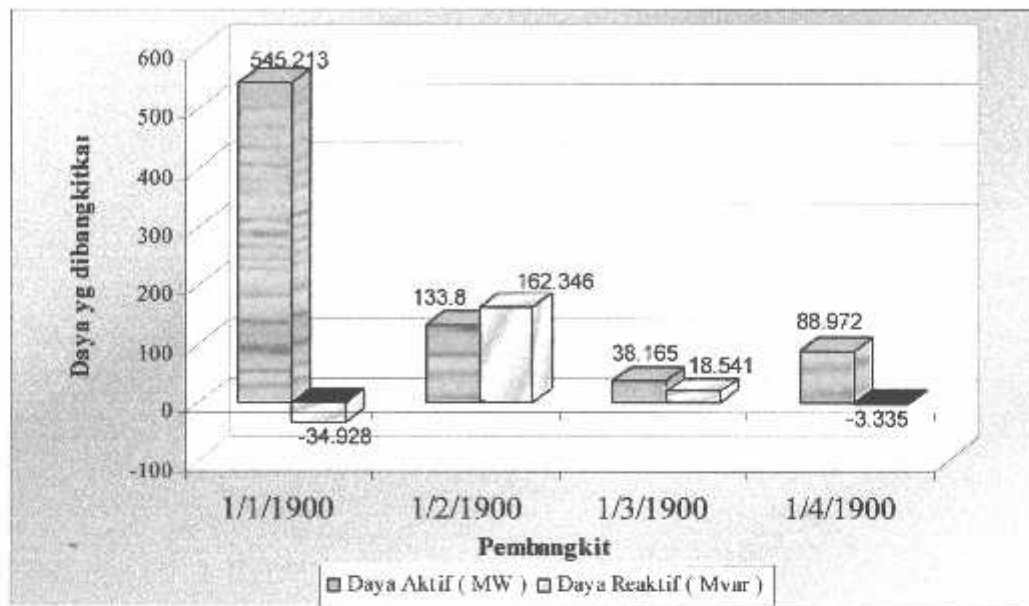
Keterangan:

Total Pembangkitan : 806,150 + j 289,624 MVA
 Total Pembebanan : 743,800 + j 283,600 MVA
 Total Rugi-Rugi Saluran : 62,350 + j 6,024 MVA

Tabel 4.15
 Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan dan Biaya Operasi Setelah Optimasi

No	Nama Pembangkit	Daya Yang Dibangkitkan		Biaya Operasi
		(MW)	(MVar)	(Rupiah/jam)
1	PLTU Paiton 1 & 2	545.213	-34.928	2.937.323,72
2	PLTG Gilimanuk	133.8	162.346	326.568,14
3	PLTD Pesanggaran	38.165	18.541	173.514,56
4	PLTG Pesanggaran	88.972	-3.335	1.512.479,00
Total		806.15	142.624	4.949.887

Grafik 4.2
 Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan Setelah Optimasi



4.10. Perbandingan Hasil Perhitungan Pembebanan Ekonomis Sebelum dan Setelah Optimasi Menggunakan Teknik *Multi Objective Particle Swarm Optimization* (MOPSO)

4.10.1. Tingkat Optimum Biaya Pembangkitan

Berikut ini adalah tabel yang berisi perbandingan biaya optimum pembangkitan antara hasil perhitungan sebelum dengan sesudah optimasi.

Tabel 4.16
 Perbandingan Tingkat Optimum Biaya Pembangkitan

No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi			Setelah Optimasi		
		Daya Yang Dibangkitkan		Biaya Operasi	Daya Yang Dibangkitkan		Biaya Operasi
		(MW)	(MVar)	(Rupiah/jam)	(MW)	(MVar)	(Rupiah/jam)
1	PLTU Paiton 1 & 2	613.13	-49.535	3.512.221.41	545.213	-34.928	2.937.323,72
2	PLTG Gilimanuk	99.9	210.169	261.215.98	133.8	162.346	326.568,14
3	PLTD Pesanggaran	31.4	22.755	155.490,52	38.165	18.541	173.514,56
4	PLTG Pesanggaran	84.6	-0.899	1.402.886.72	88.972	-3.335	1.512.479,00
Total		829.03	182.49	5.331.815	806.15	142.624	4.949.887

Dari tabel tingkat optimum biaya pembangkitan diatas dapat dilihat bahwa besarnya biaya pembangkitan sebelum optimasi adalah Rp 5.331.815,00 sedangkan besarnya biaya pembangkitan setelah optimasi adalah Rp 4.949.887,00. Jadi selisih antara biaya pembangkitan sebelum dengan sesudah optimasi adalah Rp. 381.929,00. atau terjadi optimasi biaya sebesar 7,16 %.

4.10.2. Perbandingan Tingkat Tegangan dan Sudut Tegangan Pada Tiap Bus

Berikut ini adalah tabel perbandingan tingkat tegangan dan sudut tegangan pada tiap bus.

Tabel 4.17
Perbandingan Tingkat Tegangan dan Sudut Tegangan Pada Tiap Bus

Bus	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi	
	Tegangan	Sudut	Tegangan	Sudut
1	1.03333	0	1.03	0
2	1.01858	-0.03646	1.01937	-0.03327
3	1.01503	-0.04169	1.01581	-0.03849
4	1.0038	-0.08463	1.00535	-0.07645
5	0.99603	-0.15311	0.99791	-0.13616
6	0.99776	-0.18813	0.99931	-0.16574
7	1.00625	-0.20784	1.00726	-0.18074
8	0.98177	-0.29962	0.98352	-0.25302
9	1.04925	-0.11648	1.0449	-0.1004
10	1.02647	-0.16081	1.02487	-0.1398
11	0.98832	-0.32669	0.98936	-0.26976
12	0.99266	-0.33699	0.99266	-0.27756
13	0.96868	-0.34517	0.96966	-0.28507
14	0.94722	-0.42833	0.94794	-0.36389
15	0.93892	-0.47038	0.93924	-0.40362
16	0.94905	-0.45358	0.94926	-0.38833
17	0.95432	-0.44249	0.95445	-0.37803
18	0.93338	-0.48081	0.93351	-0.41288
19	0.93426	-0.48101	0.93431	-0.41258
20	0.936	-0.47996	0.936	-0.41108
21	0.936	-0.47558	0.936	-0.4068
22	0.9322	-0.48861	0.93233	-0.42068
23	0.9327	-0.48483	0.93278	-0.41671
24	0.9332	-0.48193	0.93335	-0.41448
25	0.92966	-0.48616	0.92981	-0.4187

4.10.3 Perbandingan Aliran Daya Tiap Saluran Sebelum dan Setelah Optimasi

Tabel 4.18
Perbandingan Tingkat Aliran Daya Pada Tiap Bus

No	Saluran		Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi	
	Dari	Ke	Daya		Daya	
			P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
1	1	2	221.298	22.817	202.804	23.107
2	1	9	353.732	-78.051	304.310	-63.735
3	2	1	-218.840	-15.208	-200.734	-16.811
4	2	3	17.533	4.267	17.533	4.623
5	2	4	184.807	5.115	166.701	6.723
6	3	2	-17.500	-5.433	-17.500	-5.431
7	4	2	-182.204	2.743	-164.584	0.522
8	4	5	142.904	-21.566	125.284	-18.297
9	5	4	-140.115	29.397	-123.150	23.889
10	5	6	55.597	-20.253	47.124	-17.524
11	5	7	44.718	-24.997	36.226	-22.211
12	6	5	-55.021	20.179	-46.712	16.884
13	6	7	31.621	-27.429	23.312	-24.126
14	7	5	-43.941	23.794	-35.704	20.120
15	7	6	-31.375	26.448	-23.158	22.826
16	7	8	79.203	-2.374	63.463	0.236
17	7	10	-141.321	-14.077	-123.084	-12.825
18	7	11	78.533	-11.299	59.583	-7.853
19	8	7	-77.114	5.307	-62.119	0.145
20	8	11	37.314	-23.107	22.319	-17.930
21	9	1	-347.852	117.758	-299.979	92.270
22	9	10	163.485	31.262	144.249	26.628
23	9	11	159.966	-152.057	131.331	-121.956
24	10	7	143.389	19.800	124.650	16.844
25	10	9	-161.189	-24.672	-142.450	-21.723
26	11	7	-75.899	14.932	-58.076	7.625
27	11	8	-36.978	22.155	-22.182	16.289
28	11	9	-118.212	168.067	-103.700	131.315
29	11	12	193.289	-209.326	146.160	-159.379
30	12	11	-191.959	212.234	-145.396	161.051
31	12	13	207.489	-8.199	198.246	-5.407
32	12	17	78.670	4.135	75.250	4.702
33	13	12	-202.415	8.465	-193.617	5.542
34	13	14	96.427	-5.354	92.028	-3.895
35	13	15	94.288	-6.547	89.889	-5.080
36	14	13	-93.749	10.416	-89.895	8.241
37	14	15	87.749	-10.632	83.595	-8.453
38	15	13	-90.382	13.748	-86.348	11.215
39	15	14	-86.517	12.844	-82.483	10.316
40	15	16	-22.528	-3.888	-20.971	-4.598
41	15	17	-24.072	-3.941	-22.508	-4.664
42	15	18	32.198	5.189	29.339	6.697

43	15	19	31.913	2.561	27.822	4.729
44	15	22	27.068	-4.337	25.748	-3.382
45	15	24	63.021	9.525	60.103	11.392
46	16	15	22.738	2.174	21.154	2.831
47	16	17	-26.738	0.512	-25.154	-1.168
48	17	12	-76.130	0.718	-72.920	-1.973
49	17	15	24.438	1.381	22.829	2.016
50	17	16	26.892	0.355	25.291	0.266
51	18	15	-32.070	-5.806	-29.229	-7.368
52	18	19	0.730	-6.518	-3.571	-4.956
53	19	15	-31.790	-3.193	-27.725	-5.439
54	19	18	0.732	6.106	3.572	4.543
55	19	20	-31.366	-22.680	-38.124	-18.450
56	19	21	-84.437	1.356	-88.791	3.842
57	19	22	24.669	-5.593	25.976	-6.576
58	19	23	45.791	-3.500	48.692	-5.423
59	20	19	31.400	22.755	38.165	18.541
60	21	19	84.600	0.899	88.972	-3.335
61	22	15	-26.823	3.089	-25.527	2.085
62	22	19	-24.577	5.036	-25.873	6.040
63	23	19	-45.701	3.451	-48.590	5.397
64	23	24	-14.599	4.067	-11.710	2.121
65	24	15	-62.749	-9.295	-59.852	-11.224
66	24	23	14.620	-4.479	11.723	-2.549
67	24	25	14.429	5.175	5.175	79.451
68	25	24	-14.400	-6.049	-14.400	-6.049

4.10.4. Perbandingan Tingkat Rugi-rugi Total Sebelum Dan Sesudah Optimasi

Dari hasil perhitungan dapat dilihat bahwa rugi-rugi daya yang ada sebelum dan sesudah optimasi terjadi penurunan yaitu untuk rugi-rugi daya sebelum optimasi adalah 85,230 MW, sedangkan perhitungan rugi-rugi daya setelah optimasi adalah 62,350 MW Jadi selisih rugi-rugi daya sebelum dengan sesudah optimasi adalah 22,880 MW atau terjadi optimasi sebesar 26,84 %.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Setelah dilakukan pengujian data dengan menggunakan metode *Multi Objective Particle Swarm Optimization* (MOPSO) dapat disimpulkan :

1. Besarnya biaya produksi pembangkitan pada kondisi awal adalah Rp 5.331.815,00 sedangkan besarnya biaya produksi pembangkitan setelah dijalankan dengan metode MOPSO adalah Rp 4.949.887,00. Jadi selisih antara biaya produksi pembangkitan pada kondisi awal dengan sesudah dijalankan dengan metode MOPSO adalah Rp. 381.929,00. atau terjadi optimasi biaya sebesar 7,16 %.
2. Rugi daya aktif pada kondisi awal dengan sesudah dijalankan dengan metode MOPSO terjadi penurunan yaitu untuk rugi-rugi daya pada kondisi awal adalah 85,230 MW, sedangkan perhitungan rugi-rugi daya setelah dijalankan dengan metode MOPSO adalah 62,350 MW Jadi selisih rugi-rugi daya pada kondisi awal dengan sesudah dijalankan dengan metode MOPSO adalah 22,880 MW atau terjadi optimasi sebesar 26,84 %.

5.2. Saran

Metode *Multi Objective Particle Swarm Optimization* (MOPSO) perlu dilakukan untuk pengujian pada sistem yang lebih besar dan diaplikasikan untuk menganalisis saluran yang ada maupun untuk perluasan jaringan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Bo, Zhao, " *Multi Objective Particle Swarm Optimization Technique For Economic Load Dispatch* ", Zhejiang University, China, 2005.
- [2] Hasan Basri, " *Sistem Distribusi Tenaga Listrik* ",
- [3] Ir. Djiteng Marsudi, " *Operasi Sistem Tenaga Listrik* ", Balai Penerbit dan Humas ISTN, 1990.
- [4] R.A. Alammari, *Fuzzy System Applications For Identification Of Weak Buses In Power Systems, The Arabian Journal for Science and Engineering, Volume 27, number 2B*
- [5] Stevenson Jr., William, " *Analisa Sistem Tenaga* ", Erlangga Edisi ke-4, 1996.
- [6] Wood, A.J and Wollenberg, B.F, " *Power generation, Operation, and Control* ", 2nd ED, New York: Willey, 1996

LAMPIRAN

HASIL COBA-COBA PARAMETER MOPSO

Parameter MOPSO

Jumlah Iterasi	3
Jumlah Populasi	1
Jumlah Partikel	3
Konstanta c1	2
Konstanta c2	2
Konstanta w min	0.4
Konstanta w max	0.9
Konstanta dv	0.5

Parameter Objective Function

Lambda V	100000
Lambda O	100000
Lambda S	100000
Tegangan Min	0.30
Tegangan Max	1.05

Live Default

Hitung LF Awal Close

Parameter MOPSO

Hasil Setting Program

No	Bus	Pagar
1		439.369
1	12	133.800
2	20	75.000
3	21	125.500

Rekapitulasi Biaya

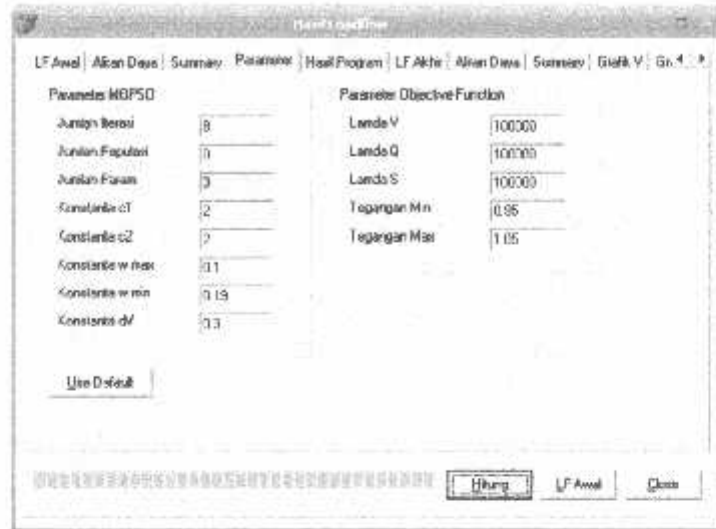
Sebelum Optimasi	5.331.015	Rp
Setelah Optimasi	5.374.506	Rp
Selisih Optimasi	-42.821	Rp

Rekapitulasi biaya:

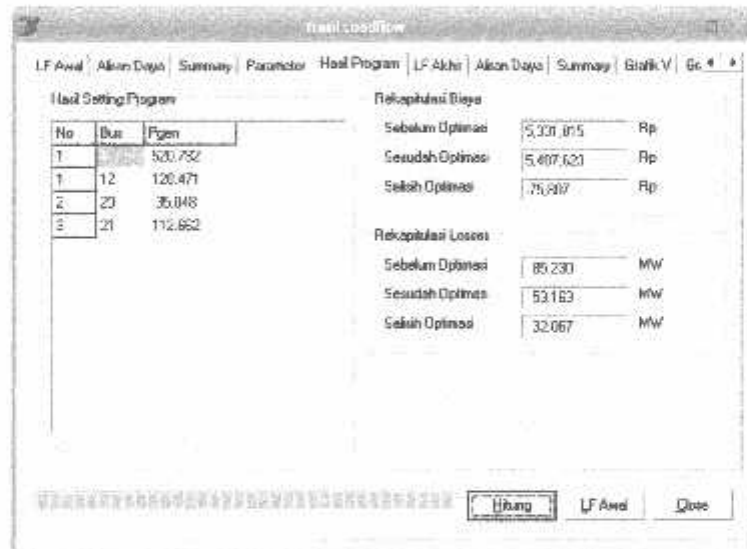
Sebelum Optimasi	88.731	MW
Setelah Optimasi	29.869	MW
Selisih Optimasi	58.361	MW

Hitung LF Awal Close

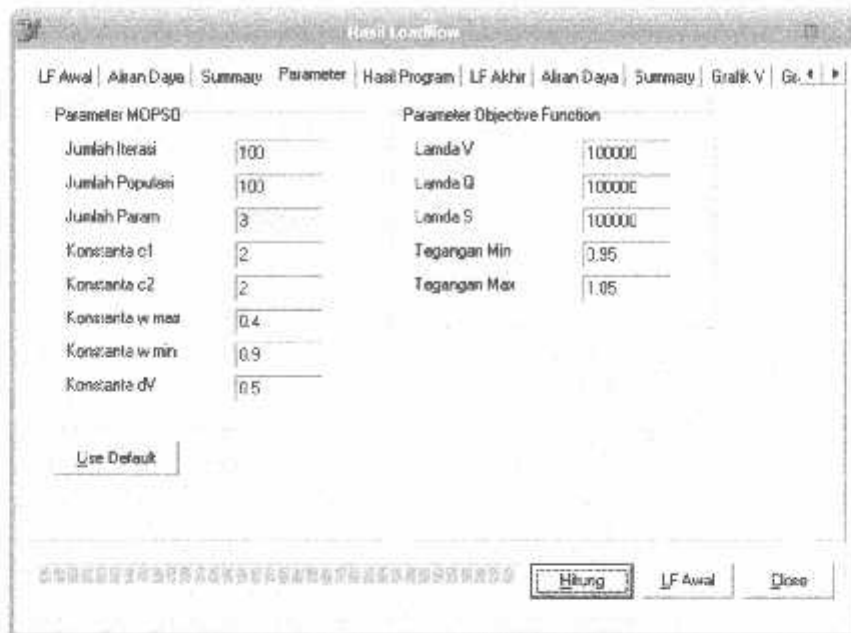
Hasil Program



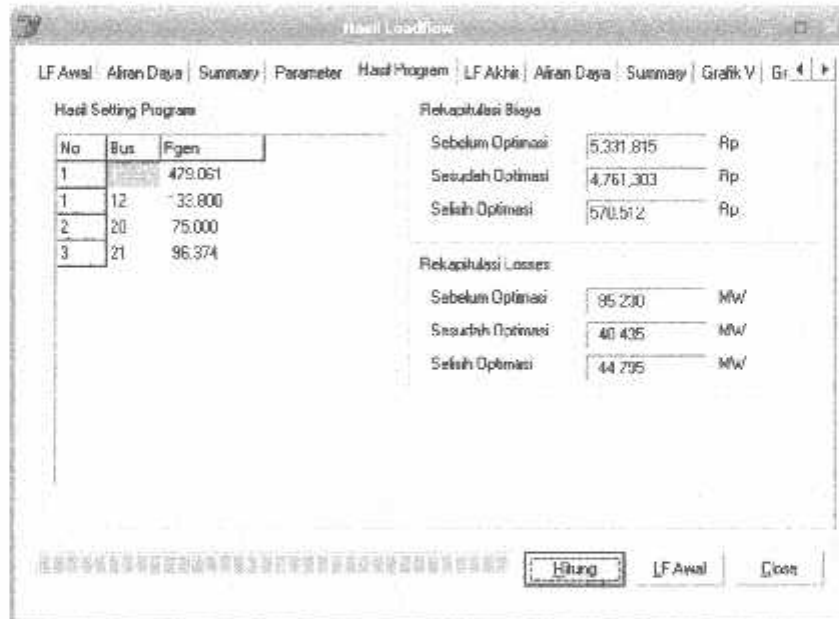
Parameter MOPSO



Hasil Program



Parameter MOPSO



Hasil Program

Hasil Loadflow

LF Awal | Aliran Daya | Summary | Parameter | Hasil Program | LF Akhir | Aliran Daya | Summary | Grafik V | G. 4 | ▶

Parameter MOPSO

Jumlah Iterasi	50
Jumlah Populasi	50
Jumlah Param	3
Konstanta c1	2
Konstanta c2	2
Konstanta w max	0.4
Konstanta w min	0.3
Konstanta dv	0.5

Use Default

Parameter Objective Function

Lamda V	100000
Lamda Q	100000
Lamda S	100000
Tegangan Min	3.95
Tegangan Max	1.05

Hitung LF Awal Close

Parameter MOPSO

Hasil Loadflow

LF Awal | Aliran Daya | Summary | Parameter | Hasil Program | LF Akhir | Aliran Daya | Summary | Grafik V | G. 4 | ▶

Hasil Setting Program

No	Bus	Pgen
1		479.068
1	12	1.33.800
2	20	75.000
3	21	96.369

Rekapitulasi Biaya

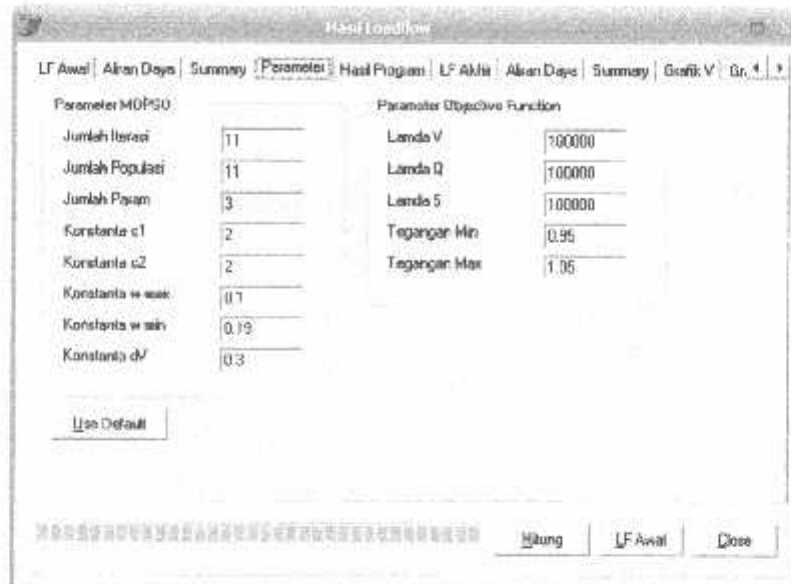
Sebelum Optimasi	5.331.815	Rp
Setelah Optimasi	4.761.216	Rp
Selisih Optimasi	570.599	Rp

Rekapitulasi Losses

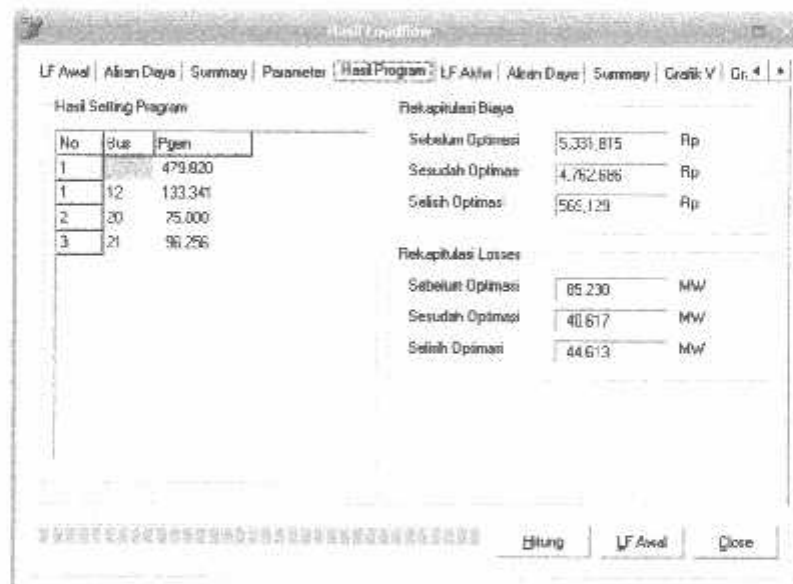
Sebelum Optimasi	85.230	MW
Setelah Optimasi	40.437	MW
Selisih Optimasi	44.793	MW

Hitung LF Awal Close

Hasil Program



Parameter MOPSO



Hasil Program



PT. BNI (PERGERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Nomor : ITN- 616 /III.TA/2/05
Lampiran : -
Perihal : Survey

Malang, 15 Desember 2005

Kepada : Yth. Pimpinan
PT. PLN P3B
Jl. Suningrat No. 45 Taman
Di - Sidoarjo

Bersama ini dengan hormat kami mohon kebijaksanaan Saudara agar Mahasiswa kami dari Fakultas Teknologi Industri Jurusan Teknik Elektro S-1 Konsentrasi Teknik Energi Listrik dapat diijinkan untuk melaksanakan survey pada perusahaan yang saudara pimpin untuk mendapatkan data - data guna penyusunan Skripsi dengan Judul : Analisis Pembebanan Ekonomis Menggunakan Teknik Multi Partical Swarm Optimatizion Pada Saluran Transmisi 150 KV Sub Sistem Paiton - Bali

Mahasiswa tersebut Adalah :

Budi Purwanto Nim. 00.12.023

Adapun lamanya Survey adalah : 30 Hari

Demikian agar maklum dan atas perhatian serta bantuannya kami ucapkan terima kasih.

DEKAN

Fakultas Teknologi Industri



Dr. Mochtar Asroni, MSME

Nip. Y, 1018100036

*Permintaan data
dapat dipenuhi*

*tu
Choirul*



**PT PLN (PERSERO)
PENYALURAN DAN PUSAT PENGATUR BEBAN JAWA BALI
REGION JAWA TIMUR & BALI**

Jalan Suningrat No. 45 Taman Sidoarjo 61257

Telepon : (031) 7882113, 7882114

Kotak Pos : 4119 SBS

Facsimile : (031) 7882578, 7881024

E mail : region1@pln-jawa-bali.co.id

Website : www.pln-jawa-bali.co.id

Nomor : ⁰⁰⁹ /330/RJTB/2005
Surat Sdr. No. : ITN- 610,612,616/III.TA/2/2005
Lampiran : 1 (satu) Lampiran
Perihal : Ijin survey

12 JAN 2006

Kepada

Yth. : Dekan Fakultas Teknik
Institut Teknologi Nasional Malang
di
MALANG.-

Menunjuk surat Saudara Nomor : ITN- 610,612,616/III.TA/2/2005 tanggal 15 Desember 2005 Perihal : Survey, dengan ini diberitahukan bahwa kami tidak keberatan untuk memberikan ijin kepada Mahasiswa Saudara, bernama :

- DAUD UMBU DETA	Nim : 01.12.077
- ABDUL BASYIT AS.	Nim : 01.12.018
- BUDI PURWANTO	Nim : 01.12.023

Untuk melakukan survey pada PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali Bidang OPHAR, dengan persyaratan sebagai berikut :

1. Mahasiswa tersebut diatas supaya mengisi dan menanda tangani Surat Pernyataan 1 (satu) lembar bermaterai Rp. 6.000.-
2. Mahasiswa yang bersangkutan agar mematuhi peraturan / ketentuan yang berlaku di PT PLN (Persero) P3B Region Jatim & Bali UPT Malang, sehingga faktor-faktor kerahasiaan harus benar – benar diutamakan.
3. Semua biaya perjalanan, penginapan, makan dan lain sebagainya tidak menjadi tanggungan PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali.
4. Buku Laporan Kerja Praktek Mahasiswa tersebut agar dikirimkan kepada PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali 1 (satu) buah.
5. Untuk informasi lebih lanjut dapat menghubungi PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali Cq. Bidang SDM & Administrasi.

Demikian harap maklum dan terima kasih atas perhatian saudara.

MANAGER BIDANG SDM & ADM.

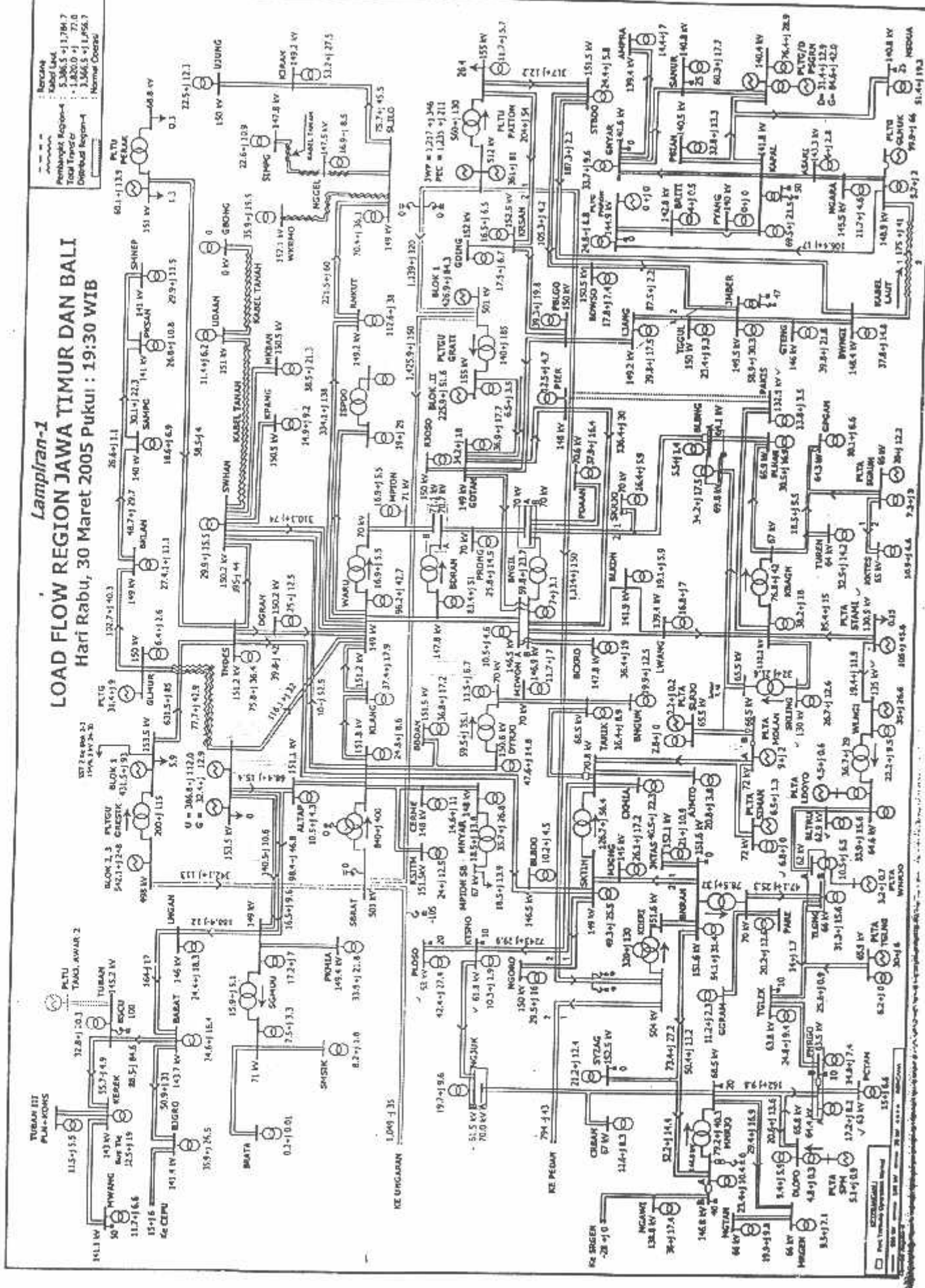


Tembusan Yth. :

- 1 M.SDMO PLN P3B.
- 2 Daut Umbu Deta Cs.
- 3 MR. PLN P3B RJTB.
- 4 M. OPHAR RJTB
- 5 M.Enjiniring RJTB

Lampiran-1
LOAD FLOW REGION JAWA TIMUR DAN BALI
 Hari Rabu, 30 Maret 2005 Pukul : 19:30 WIB



- - - - - : Batas
 ~~~~~ : Kabel Lini  
 Pembangkit Region-4 : 5,286.5 + j1,784.7  
 Total Transfer : 1,820.0 + j 77.0  
 Distribusi Region-4 : 3,566.5 + j1,856.7  
 : Normal Operasi



Peta Timbangan Operasional Regional  
 1 MW = 1000 MVA  
 1 MVar = 1000 MVA  
 1 MVA = 1000 MVA



FORMULIR PENGAJUAN JUDUL SKRIPSI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO/T. ENERGI LISTRIK S-1

|                      |                                                                                               |                                                                                                                                                          |         |          |
|----------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|----------|
| 1.                   | Nama Mahasiswa : Budi Purwanto                                                                | Nim : 00.12.023                                                                                                                                          |         |          |
| 2.                   | Waktu Pengajuan :                                                                             | Tanggal 22                                                                                                                                               | Bulan 6 | Tahun 08 |
| Spesifikasi Judul *) |                                                                                               |                                                                                                                                                          |         |          |
| 3.                   | a. Sistem Tenaga Elektrik<br>b. Mesin-Mesin Elektrik & Elda<br>c. Sistem Pemb.Energi Elektrik | d. Sistem Kendali<br>e. Teknik Tegangan Tinggi<br>f. Lainnya .....                                                                                       |         |          |
| 4.                   | Konsultasikan judul sesuai materi bidang ilmu kepada Kelompok Dosen Keahlian **)              | Ketua Jurusan<br><br>Ir. F. Yudi Limpraptono, MT<br>NIP.P.103 950 274 |         |          |
| 5.                   | Judul yang diajukan mahasiswa                                                                 | Analisis Economic Dispatch Menggunakan Teknik Multi Objective Particle Swarm Optimization Pada PT Pembangkitan Jawa Bali                                 |         |          |
| 6.                   | Perubahan Judul yang Diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian                                   |                                                                                                                                                          |         |          |
| 7.                   | <i>Cacatan :</i>                                                                              |                                                                                                                                                          |         |          |
| 8.                   | Persetujuan Judul Skripsi yang dikonsultasikan kepada Kelompok Dosen Keahlian                 | Disetujui,<br>Kelompok Dosen Keahlian<br><br>Tanggal :              |         |          |

**Perhatian :**

1. Formulir Pengajuan ini harap dikembalikan ke Jurusan paling lambat *satu minggu* setelah disetujui Kelompok Dosen Keahlian dengan dilampirkan Proposal Skripsi beserta persyaratan Skripsi sesuai Form. S-1.
2. \*) dilingkari a, b, c, ... atau f, sesuai bidang Keahlian.
3. \*\*) diisi oleh Jurusan.

Form.S-2

Lampiran :1 (satu) berkas  
**Pembimbing Skripsi**

Kepada : Yth.Bpk Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT  
Dosen Institut Teknologi Nasional  
MALANG

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Budi Purwanto  
Nim : 00.12.023  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Energi Listrik

Dengan ini mengajukan permohonan, kiranya Bapak/Ibu bersedia menjadi Dosen Pembimbing Utama/ Pendamping \*), untuk penyusunan Skripsi dengan judul (proposal terlampir):

***Analisis Economic Dispatch Menggunakan Teknik Multi Objective Particle Swarm Optimization Pada PT Pembangkitan Jawa Bali***

Adapun tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk menempuh Ujian Akhir Sarjana Teknik  
Demikian permohonan kami dan atas kesediaan Bapak kami ucapkan terimakasih.

Malang, November 2005

Ketua  
Jurusan Teknik Eektro S-1



**Ir. F Yudi Limraptono, MT**  
NIP.Y. 103900274

Hormat kami,



**Budi Purwanto**

\*) Coret yang tidak perlu

Form.S-3a

**PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI**

---

Sesuai permohonan dari mahasiswa :

Nama : Budi Purwanto

Nim : 00.12.023

Semester : XI (Sebelas)

Jurusan : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Energi Listrik

Dengan ini Menyatakan bersedia / tidak bersedia \*) Membimbing Skripsi dari mahasiswa tersebut, dengan judul :

***Analisis Pembebanan Ekonomis Menggunakan Teknik *Multi Objective Particle Swarm Optimization* Pada PT Pembangkitan Jawa Bali***

Demikian surat Pernyataan ini kami buat agar dapat digunakan seperlunya.

Malang, 22-11-2005

Kami yang Membuat pernyataan,



**Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT**  
**NIP. P. 101 880 0189**

Catatan:

Setelah disetujui agar formulir ini  
Diserahkan mahasiswa/i yang bersangkutan  
Kepada Jurusan untuk diproses lebih lanjut.  
) Coret yang tidak perlu

Form.S-3b



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN  
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

PT. BNI (PERSERO) MALANG  
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145  
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Malang, 7 Jan. 2006

Nomor : ITN-1007/1.TA/2/'06  
Lampiran : satu lembar  
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. Ir. YUSUF ISMAIL NAKHODA, MT  
Dosen Institut Teknologi Nasional  
di -  
Malang

Dengan Hormat,  
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam proposal skripsi melalui seminar proposal yang telah dilakukan untuk mahasiswa :

Nama : BUDI PURWANTO  
Nim : 0012023  
Fakultas : Teknologi Industri  
Jurusan : Teknik Elektro  
Konsentrasi : T. Energi Listrik (S-1)

Dengan ini pembimbingan skripsi tersebut kami serahkan sepenuhnya kepada saudara/I selama masa waktu **6 (enam) bulan** terhitung mulai tanggal:

30 Des. 2005 s/d 30 Juni 2006

Adapun tugas tersebut merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik, Jurusan Teknik Elektro.  
Demikian atas perhatian serta kerjasamanya yang baik kami ucapkan terima kasih



Ketua  
Jurusan Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT  
Nip. Y. 1039500274

Tindakan :

1. Mahasiswa yang bersangkutan
2. Arsip.

Form. S-4a



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : BUDI PURWANTO  
Nim : 00.12023  
Masa Bimbingan : 30 Desember 2005 s/d 30 Juni 2006  
Judul Skripsi : ANALISIS PEMBEBANAN EKONOMIS  
MENGUNAKAN TEKNIK *MULTI OBJECTIVE  
PARTICLE SWARM OPTIMIZATION* PADA  
SALURAN TRANSMISI 150 kV SUB SISTEM  
PAITON - BALI

| No | Tanggal    | Uraian                                                                     | Paraf Pembimbing |
|----|------------|----------------------------------------------------------------------------|------------------|
| 1  | 18-01-2006 | Konsultasi Bab I,II, dan III                                               |                  |
| 2  | 21-01-2006 | Perbaiki Sistematika Penulisan Pada Bab I,II, dan III,IV                   |                  |
| 3  | 28-01-2006 | Cek Uji Validasi, Apakah Sesuai Dengan Hasil Pada Jurnal                   |                  |
| 4  | 30-01-2006 | Periksa Kembali Hasil Biaya Operasional Pada Program, Apakah Sudah Optimal |                  |
| 5  | 03-02-2006 | Periksa Kembali Hasil Biaya Operasional Pada Program, Karena Belum Optimal |                  |
| 6  | 05-02-2006 | Perbaiki Tampilan Grafik                                                   |                  |
| 7  | 06-02-2006 | Siapkan makalah Seminar Hasil, Perbaiki Sistematika Penulisan              |                  |
| 8  | 13-02-2006 | Acc Makalah Seminar                                                        |                  |
| 9  | 18-03-2006 | Konsultasi seluruh bab dan tandatangan skripsi                             |                  |
| 10 |            |                                                                            |                  |

Malang, ,200

Dosen Pembimbing,

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT

Form.S-4b



LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

1. Nama : BUDI PURWANTO  
2. NIM : 00.12.023  
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1  
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik  
5. Judul : ANALISIS PEMBEBANAN EKONOMIS  
MENGUNAKAN TEKNIK *MULTI  
OBJECTIVE PARTICLE SWARM  
OPTIMIZATION* PADA SALURAN  
TRANSMISI 150 kV SUB SISTEM  
PAITON-BALI  
6. Tanggal Mengajukan Skripsi : 22 Oktober 2005  
7. Tanggal Menyelesaikan Skripsi : 20 Maret 2006  
8. Dosen Pembimbing : Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT  
9. Telah Dievaluasikan Dengan Nilai : 87 (Delapan Puluh Tujuh) *hm*

Mengetahui,  
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT  
NIP. P. 103 9500 274

Diperiksa dan Disetujui,  
Dosen Pembimbing

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT  
NIP. P.101 880 0189

---





INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK

---

**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

**Nama Mahasiswa** : BUDI PURWANTO  
**N.I.M.** : 00.12.023  
**Jurusan** : Teknik Elektro S-1  
**Konsentrasi** : Teknik Energi Listrik  
**Judul Skripsi** : ANALISIS PEMBEBANAN EKONOMIS  
MENGUNAKAN TEKNIK *MULTI OBJECTIVE  
PARTICLE SWARM OPTIMIZATION* PADA  
SALURAN TRANSMISI 150 kV SUB SISTEM  
PAITON-BALI

**Dipertahankan dihadapan Majelis Penguji Skripsi Jenjang Strata Satu (S-1)**

**Hari** : Senin  
**Tanggal** : 20 Maret 2006  
**Dengan Nilai** : 80.04 (A) *Sum*



**Ketua Majelis Penguji**

*(Signature)*  
**(Ir. Mochtar Asroni, MSME)**  
NIP. P. 101 8100 036

**Panitia Ujian Skripsi**

**Sekretaris Majelis Penguji**

*(Signature)*  
**(Ir. F. Yudi Limpraptono, MT)**  
NIP. P. 103 9500 274

**Anggota Penguji**

**Penguji Pertama**

*(Signature)*  
**(Ir. H. Taufik Hidayat, MT)**  
NIP. P. 101 8700 015

**Penguji Kedua**

*(Signature)*  
**(Ir. Teguh Herbasuki, MT)**  
NIP. P. 103 8900 209

---



**PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI**

Dari hasil ujian skripsi Jurusan Teknik Elektro jenjang Strata satu (S-1) yang diselenggarakan pada :

Hari : Senin  
Tanggal : 20 Maret 2006

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : BUDI PURWANTO
2. NIM : 00.12.023
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi :  
ANALISIS PEMBEBANAN EKONOMIS MENGGUNAKAN TEKNIK  
MULTI OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION  
PADA SALURAN TRANSMISI 150 kV SUB SISTEM PAITON – BALI

Perbaikan Meliputi :

| No | Materi Perbaikan                                                                                 | Ket |
|----|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 1  | Tambahkan penjelasan dan masing-masing parameter MOPSO                                           | Sh  |
| 2  | Lampirkan hasil coba-coba untuk menentukan angka yang paling optimal pada setiap parameter MOPSO | A   |
| 3  | Parameter-parameter apa yang menyebabkan rugi-rugi daya turun                                    | AL  |

**Anggota Penguji**

**Penguji Pertama**

(Ir. H. Taufik Hidayat, MT)  
NIP. P. 101 870 0015

**Penguji Kedua**

(Ir. Teguh Herbasuki, MT)  
NIP. P. 103 890 0209

**Dosen Pembimbing**

(Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT)  
NIP. P.101 880 0189

**unit u Menu;**

interface

uses

Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls, Forms,  
Dialogs, ComCtrls, StdCtrls, ExtCtrls;

type

```
TfrmMenu = class(TForm)
  Panel1: TPanel;
  btnNew: TButton;
  btnOpen: TButton;
  btnExit: TButton;
  StatusBar1: TStatusBar;
  Panel2: TPanel;
  OpenDialog1: TOpenDialog;
  procedure btnExitClick(Sender: TObject);
  procedure btnNewClick(Sender: TObject);
  procedure btnOpenClick(Sender: TObject);
private
  { Private declarations }
public
  { Public declarations }
end;
```

var

frmMenu: TfrmMenu;

implementation

uses uInputLPChild,uComplex, uUtils, uLoadflow, uHasil;

{SR \*.dfm}

procedure TfrmMenu.btnExitClick(Sender: TObject);

begin

Application.Terminate;

end;

procedure TfrmMenu.btnNewClick(Sender: TObject);

begin

try

if frmInput=nil then

begin

frmInput:=TfrmInputLPChild.Create(Application);

end;

frmInput.Caption:='Input Data';

frmInput.btnNext.Caption:='&Save';

frmInput.ShowModal;

finally

frmInput.Free;

end;

end;

procedure TfrmMenu.btnOpenClick(Sender: TObject);

var NamaFile,Nama:string;

output:Ttextfile;

i,j,Typ,dari,ke,Nbus,Nsal,Pnum,Ngen,NCable:integer;

Cap,absV,sudV,Pg,Qg,PL,QL,CapSal,Pmin,Pmax,Iarga,Length:double;

R,X,Lc,Tr,Tu,Su,VKonst,PKonst,Pbase,Vbase,dia:double;

```

begin
try
if OpenFileDialog1.Execute then
begin
NamaFile:=OpenDialog1.FileName;
AssignFile(output,NamaFile);
Reset(output);
Readln(output,Nbus);
Readln(output,Nsal);
Readln(output,Vbase);
Readln(output,VKonst);
Readln(output,Pbase);
Readln(output,PKonst);
Readln(output,param);
gParamLF.Vbase:=Vbase;
gParamLF.VKonst:=VKonst;
gParamLF.Pbase:=Pbase;
gParamLF.PKonst:=PKonst;
if Param=1 then
begin
gParamLF.ParamBranch:=pbPu;
end
else if Param=2 then
begin
gParamLF.ParamBranch:=pbOhm;
end;
gParamLF.MaxIterasi:=15;
gParamLF.Toleransi:=0.0001;
try
frmInput:=TfrmInput1.FChild.Create(Application);
frmInput.edtNbus.Text:=IntToStr(Nbus);
frmInput.edtNsal.Text:=IntToStr(Nsal);
frmInput.edtVbase.Text:=FloatToStr(Vbase);
if VKonst=1 then
begin
frmInput.cmbVKonst.Text:='V';
end
else if VKonst=1000 then
begin
frmInput.cmbVKonst.Text:='kV';
end
else if VKonst=1000000 then
begin
frmInput.cmbVKonst.Text:='MV';
end;
frmInput.edtPbase.Text:=FloatToStr(Pbase);
if PKonst=1 then
begin
frmInput.cmbPKonst.Text:='VA';
frmInput.fgBus.Cells[3,0]:='Pg (W)';
frmInput.fgBus.Cells[4,0]:='Qg (VAR)';
frmInput.fgBus.Cells[5,0]:='PL (W)';
frmInput.fgBus.Cells[6,0]:='QL (VAR)';
frmInput.fgBranch.Cells[9,0]:='Kap (VA)';
end
else if PKonst=1000 then
begin
frmInput.cmbPKonst.Text:='kVA';
frmInput.fgBus.Cells[3,0]:='Pg (kW)';
frmInput.fgBus.Cells[4,0]:='Qg (kVAR)';
frmInput.fgBus.Cells[5,0]:='PL (kW)';
frmInput.fgBus.Cells[6,0]:='QL (kVAR)';
frmInput.fgBranch.Cells[9,0]:='Kap (kVA)';
end
end
end
end

```

```

else if PKonst=1000000 then
begin
  frmInput.cmbPKonst.Text:='MVA';
  frmInput.fgBus.Cells[3,0]:='Pg (MW)';
  frmInput.fgBus.Cells[4,0]:='Qg (MVAR)';
  frmInput.fgBus.Cells[5,0]:='Pl (MW)';
  frmInput.fgBus.Cells[6,0]:='Ql (MVAR)';
  frmInput.fgBranch.Cells[9,0]:='Kap (MVA)';
end;
if param=1 then
begin
  frmInput.cmbParam.Text:='pu';
  frmInput.fgBranch.Cells[3,0]:='R (pu)';
  frmInput.fgBranch.Cells[4,0]:='X (pu)';
  frmInput.fgBranch.Cells[5,0]:='Lc (pu)';
  frmInput.fgBus.Cells[7,0]:='Cap (pu)';
end
else if param=2 then
begin
  frmInput.cmbParam.Text:='ohm';
  frmInput.fgBranch.Cells[3,0]:='R (ohm)';
  frmInput.fgBranch.Cells[4,0]:='X (ohm)';
  frmInput.fgBranch.Cells[5,0]:='Lc (ohm)';
  frmInput.fgBus.Cells[7,0]:='Cap (ohm)';
end;
SetLength(gBus,Nbus);
for i:=0 to Nbus-1 do
begin
  Readln(output,absV,sudV,Pg,Qg,Pl,Ql,Cap,Typ);
  gBus[i].absV:=absV;
  gBus[i].sudV:=sudV;
  gBus[i].Pgen:=Pg;
  gBus[i].Qgen:=Qg;
  gBus[i].Pl:=-Pl;
  gBus[i].Ql:=-Ql;
  gBus[i].Cap:=Cap;
  gBus[i].typeBus:=Typ;
  frmInput.fgBus.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
  frmInput.fgBus.Cells[1,i+1]:=FloatToStr(absV);
  frmInput.fgBus.Cells[2,i+1]:=FloatToStr(sudV);
  frmInput.fgBus.Cells[3,i+1]:=FloatToStr(Pg);
  frmInput.fgBus.Cells[4,i+1]:=FloatToStr(Qg);
  frmInput.fgBus.Cells[5,i+1]:=FloatToStr(Pl);
  frmInput.fgBus.Cells[6,i+1]:=FloatToStr(Ql);
  frmInput.fgBus.Cells[7,i+1]:=FloatToStr(Cap);
  frmInput.fgBus.Cells[8,i+1]:=IntToStr(typ);
end;
SetLength(gBranch,Nsal);
for i:=0 to Nsal-1 do
begin
  Readln(output,dari,ke,R,X,Lc,Tr,Tu,Su,CapSal);
  gBranch[i].dari:=dari;
  gBranch[i].ke:=ke;
  gBranch[i].R:=R;
  gBranch[i].X:=X;
  gBranch[i].Lc:=Lc;
  gBranch[i].Tr:=Tr;
  gBranch[i].Tu:=Tu;
  gBranch[i].Su:=Su;
  gBranch[i].KapSal:=CapSal;
  frmInput.fgBranch.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
  frmInput.fgBranch.Cells[1,i+1]:=IntToStr(dari);
  frmInput.fgBranch.Cells[2,i+1]:=IntToStr(ke);

```

```

frmInput.fgBranch.Cells[3,i+1]:=FloatToStr(R);
frmInput.fgBranch.Cells[4,i+1]:=FloatToStr(X);
frmInput.fgBranch.Cells[5,i+1]:=FloatToStr(Lc);
frmInput.fgBranch.Cells[6,i+1]:=FloatToStr(Tr);
frmInput.fgBranch.Cells[7,i+1]:=FloatToStr(Tu);
frmInput.fgBranch.Cells[8,i+1]:=FloatToStr(Su);
frmInput.fgBranch.Cells[9,i+1]:=FloatToStr(CapSal);
end;
Readln(output.Ngen);
if Ngen <> 0 then
begin
frmInput.fgGen.RowCount:=Ngen+1;
SetLength(gGenLF,Ngen);
for i:=0 to Ngen-1 do
begin
Readln(output.dari.R,X,Lc,Tr,Tu,Su,CapSal,Pmin,Pmax);
gGenLF[i].bus:=dari;
gGenLF[i].Qmin:=R;
gGenLF[i].Qmax:=X;
gGenLF[i].a2:=Lc;
gGenLF[i].a1:=Tr;
gGenLF[i].a0:=Tu;
gGenLF[i].FixCost:=Su;
gGenLF[i].VarCost:=CapSal;
gGenLF[i].Pmin:=Pmin;
gGenLF[i].Pmax:=Pmax;
frmInput.fgGen.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
frmInput.fgGen.Cells[1,i+1]:=IntToStr(gGenLF[i].bus);
frmInput.fgGen.Cells[2,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].Qmin,2);
frmInput.fgGen.Cells[3,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].Qmax,2);
frmInput.fgGen.Cells[4,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].a2,5);
frmInput.fgGen.Cells[5,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].a1,5);
frmInput.fgGen.Cells[6,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].a0,5);
frmInput.fgGen.Cells[7,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].FixCost,2);
frmInput.fgGen.Cells[8,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].VarCost,2);
frmInput.fgGen.Cells[9,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].Pmin,2);
frmInput.fgGen.Cells[10,i+1]:=RealToStr(gGenLF[i].Pmax,2);
end;
end
else
begin
frmInput.fgGen.RowCount:=2;
end;
CloseFile(output);
frmInput.Caption:='Tampilan Data';
frmInput.btnNext.Caption:='&Next';
frmInput.ShowModal;
finally
frmInput.Free;
end;
end;
except
MessageDlg('File Corrupt atau Error Program!',mtWarning,[mbOK],0);
end;
end;
end.

```

**program EcoMOPSO;**

```
uses
  Forms,
  uAbout in 'uAbout.pas' {frmAbout},
  uHasil in 'uHasil.pas' {frmHasil},
  uInputLFChild in 'uInputLFChild.pas',
  uMenu in 'uMenu.pas' {frmMenu},
  uGenetic in 'PSO\uGenetic.pas',
  uObjFunc in 'PSO\uObjFunc.pas',
  uPSO in 'PSO\uPSO.pas';

{$R *.res}

begin
  Application.Initialize;
  Application.CreateForm(TfrmMenu, frmMenu);
  Application.CreateForm(TfrmHasil, frmHasil);
  Application.CreateForm(TfrmAbout, frmAbout);
  Application.Run;
end.
```

**unit uInputLFChild;**

```
interface
uses uInputLF, uHasil, SysUtils, Forms;
type
  TfrmInputLFChild= class(TfrmInputLF)
  protected
    procedure ShowHasil; override;
  end;
var frmInput: TfrmInputLFChild;
implementation
uses uLoadflow;
procedure TfrmInputLFChild.ShowHasil;
begin
  try
    if frmHasil=nil then
      begin
        frmHasil:= TfrmHasil.Create(Application);
      end;
    frmHasil.fgBus.Cells[0,0]:= 'Bus';
    frmHasil.fgBus.Cells[1,0]:= 'absV (pu)';
    frmHasil.fgBus.Cells[2,0]:= 'sudV (deg)';
    frmHasil.fgBus.Cells[7,0]:= 'Sups (pu)';
    frmHasil.fgBus.Cells[8,0]:= 'Type Bus';
    frmHasil.fgBranch.Cells[0,0]:= 'No';
    frmHasil.fgBranch.Cells[1,0]:= 'Dari';
    frmHasil.fgBranch.Cells[2,0]:= 'Ke';
    frmHasil.fgBranch.Cells[5,0]:= 'Arus re (A)';
    frmHasil.fgBranch.Cells[6,0]:= 'Arus im (A)';
    frmHasil.fgBranch.Cells[7,0]:= 'Dari';
    frmHasil.fgBranch.Cells[8,0]:= 'Ke';
    frmHasil.fgBranch.Cells[11,0]:= 'Arus re (A)';
    frmHasil.fgBranch.Cells[12,0]:= 'Arus im (A)';
    frmHasil.fgBus2.Cells[0,0]:= 'Bus';
    frmHasil.fgBus2.Cells[1,0]:= 'absV (pu)';
    frmHasil.fgBus2.Cells[2,0]:= 'sudV (deg)';
    frmHasil.fgBus2.Cells[7,0]:= 'Sups (pu)';
    frmHasil.fgBus2.Cells[8,0]:= 'Type Bus';
    frmHasil.fgBranch2.Cells[0,0]:= 'No';
    frmHasil.fgBranch2.Cells[1,0]:= 'Dari';
    frmHasil.fgBranch2.Cells[2,0]:= 'Ke';
```

```

frmHasil.fgBranch2.Cells[5,0]:='Arus re (A)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[6,0]:='Arus im (A)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[7,0]:='Dari';
frmHasil.fgBranch2.Cells[8,0]:='Ke';
frmHasil.fgBranch2.Cells[11,0]:='Arus re (A)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[12,0]:='Arus im (A)';
frmHasil.lblLoss1.Caption:='Rp';
frmHasil.Label14.Caption:='Rp';
frmHasil.lblLoss3.Caption:='Rp';
if gParamLF.PKonst=1 then
begin
  frmHasil.fgBus.Cells[3,0]:='Pg (W)';
  frmHasil.fgBus.Cells[4,0]:='Qg (VAR)';
  frmHasil.fgBus.Cells[5,0]:='PL (W)';
  frmHasil.fgBus.Cells[6,0]:='QL (VAR)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[3,0]:='P (W)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[4,0]:='Q (VAR)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[9,0]:='P (W)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[10,0]:='Q (VAR)';
  frmHasil.lblGen.Caption:='VA';
  frmHasil.lblLoad.Caption:='VA';
  frmHasil.lblLoss.Caption:='VA';
  //
  frmHasil.fgBus2.Cells[3,0]:='Pg (W)';
  frmHasil.fgBus2.Cells[4,0]:='Qg (VAR)';
  frmHasil.fgBus2.Cells[5,0]:='PL (W)';
  frmHasil.fgBus2.Cells[6,0]:='QL (VAR)';
  frmHasil.fgBranch2.Cells[3,0]:='P (W)';
  frmHasil.fgBranch2.Cells[4,0]:='Q (VAR)';
  frmHasil.fgBranch2.Cells[9,0]:='P (W)';
  frmHasil.fgBranch2.Cells[10,0]:='Q (VAR)';
  frmHasil.lblGen2.Caption:='VA';
  frmHasil.lblLoad2.Caption:='VA';
  frmHasil.lblLoss2.Caption:='VA';
  frmHasil.lblLoss21.Caption:='W';
  frmHasil.lblLoss22.Caption:='W';
  frmHasil.lblLoss23.Caption:='W';
  //
end
else if gParamLF.PKonst=1000 then
begin
  frmHasil.fgBus.Cells[3,0]:='Pg (kW)';
  frmHasil.fgBus.Cells[4,0]:='Qg (kVAR)';
  frmHasil.fgBus.Cells[5,0]:='PL (kW)';
  frmHasil.fgBus.Cells[6,0]:='QL (kVAR)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[3,0]:='P (kW)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[4,0]:='Q (kVAR)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[9,0]:='P (kW)';
  frmHasil.fgBranch.Cells[10,0]:='Q (kVAR)';
  frmHasil.lblGen.Caption:='kVA';
  frmHasil.lblLoad.Caption:='kVA';
  frmHasil.lblLoss.Caption:='kVA';
  //
  frmHasil.fgBus2.Cells[3,0]:='Pg (kW)';
  frmHasil.fgBus2.Cells[4,0]:='Qg (kVAR)';
  frmHasil.fgBus2.Cells[5,0]:='PL (kW)';
  frmHasil.fgBus2.Cells[6,0]:='QL (kVAR)';
  frmHasil.fgBranch2.Cells[3,0]:='P (kW)';
  frmHasil.fgBranch2.Cells[4,0]:='Q (kVAR)';
  frmHasil.fgBranch2.Cells[9,0]:='P (kW)';
  frmHasil.fgBranch2.Cells[10,0]:='Q (kVAR)';
  frmHasil.lblGen2.Caption:='kVA';
  frmHasil.lblLoad2.Caption:='kVA';
  frmHasil.lblLoss2.Caption:='kVA';

```



```

frmHasil.lblLoss21.Caption:='kW';
frmHasil.lblLoss22.Caption:='kW';
frmHasil.lblLoss23.Caption:='kW';
//
end
else if gParam1.F.PK Konst=1000000 then
begin
frmHasil.fgBus.Cells[3,0]:='Pg (MW)';
frmHasil.fgBus.Cells[4,0]:='Qg (MVAR)';
frmHasil.fgBus.Cells[5,0]:='PL (MW)';
frmHasil.fgBus.Cells[6,0]:='QL (MVAR)';
frmHasil.fgBranch.Cells[3,0]:='P (MW)';
frmHasil.fgBranch.Cells[4,0]:='Q (MVAR)';
frmHasil.fgBranch.Cells[9,0]:='P (MW)';
frmHasil.fgBranch.Cells[10,0]:='Q (MVAR)';
frmHasil.lblGen.Caption:='MVA';
frmHasil.lblLoad.Caption:='MVA';
frmHasil.lblLoss.Caption:='MVA';
//
frmHasil.fgBus2.Cells[3,0]:='Pg (MW)';
frmHasil.fgBus2.Cells[4,0]:='Qg (MVAR)';
frmHasil.fgBus2.Cells[5,0]:='PL (MW)';
frmHasil.fgBus2.Cells[6,0]:='QL (MVAR)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[3,0]:='P (MW)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[4,0]:='Q (MVAR)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[9,0]:='P (MW)';
frmHasil.fgBranch2.Cells[10,0]:='Q (MVAR)';
frmHasil.lblGen2.Caption:='MVA';
frmHasil.lblLoad2.Caption:='MVA';
frmHasil.lblLoss2.Caption:='MVA';
frmHasil.lblLoss21.Caption:='MW';
frmHasil.lblLoss22.Caption:='MW';
frmHasil.lblLoss23.Caption:='MW';
//
end;
frmHasil.fgBus.RowCount:=StrToInt(edtNbus.Text)+1;
frmHasil.fgBranch.RowCount:=StrToInt(edtNsal.Text)-1;
frmHasil.fgBus2.RowCount:=StrToInt(edtNbus.Text)+1;
frmHasil.fgBranch2.RowCount:=StrToInt(edtNsal.Text)+1;
frmHasil.ShowModal;
finally
frmHasil.Free;
end;
end;

end.

```

```

unit uGenetic;

interface

uses uUtils,uRandom,uObjFunc,uHasil;

type
  TIndividu=record
    chrom:bArr2;
    fitness:double;
  end;

  TPopulasi=array of TIndividu;

  TGenetic=class
  private
    FMaxGen,FPopSize,FLength:integer;
    FPcross,FPmutasi,FKa,FPflip:double;
    function getMin:dArr1;
    function getAvg:dArr1;
    function getMax:dArr1;
  protected
    FMin,FAvg,FMax:dArr1;
    FRandom:TRandomu;
  public
    constructor Create(const rMaxGen,rPopSize,rLength:integer;
      const rPcross,rPmutasi,rKa,rPflip:double);
    destructor Destroy;override;
    property MaxGen:integer read FMaxGen write FMaxGen;
    property PopSize:integer read FPopSize write FPopSize;
    property Length:integer read FLength write FLength;
    property Pcross:double read FPcross write FPcross;
    property Pmutasi:double read FPmutasi write FPmutasi;
    property Pflip:double read FPflip write FPflip;
    property Ka:double read FKa write FKa;
    property Min:dArr1 read getMin;
    property Avg:dArr1 read getAvg;
    property Max:dArr1 read getMax;
  end;

  TGenetic2=class(TGenetic)
  private
    FParam:integer;
    FParent,FChild:TPopulasi;
    FBestIndi:TIndividu;
    FMin1,FAvg1,FMax1,FSumFitness:double;
    function getIndividu(const rIndi:TIndividu):TIndividu;
    function FindIndiMax:TIndividu;
    procedure InitParent;
    procedure Statistik;
    function Seleksi:integer;
    function Mutasi(const rAllele:boolean):boolean;
    procedure doCrossover(const rType:integer;
      const rParent1,rParent2:bArr2;
      var rChild1,rChild2:bArr2);
    procedure Generasi(const rType:integer);
    procedure FindNewParent;
    procedure doHitung;
    function getBestChrom:bArr2;
  public
    constructor Create(const rMaxGen,rPopSize,rLength,rParam:integer;
      const rPcross,rPmutasi,rKa,rPflip:double);
    property Param:integer read FParam write FParam;
    property BestChrom:bArr2 read getBestChrom;

```

```

    end;
implementation

{ TGenetic }
//constructor
constructor TGenetic.Create(const rMaxGen,rPopSize,rLength:integer;
    const rPcross,rPmutasi,rKa,rPflip:double);
begin
    inherited Create;
    FMaxGen:=rMaxGen;
    FPopSize:=rPopSize;
    FLength:=rLength;
    FPcross:=rPcross;
    FPmutasi:=rPmutasi;
    FKa:=rKa;
    FPflip:=rPflip;
    FRandom:=TRandomu.Create;
end;

//destructor
destructor TGenetic.Destroy;
begin
    try
        FRandom.Free;
    finally
        inherited Destroy;
    end;
end;

function TGenetic.getAvg:dArr1;
var i:integer;
begin
    SetLength(result,FMaxGen);
    for i:=0 to FMaxGen-1 do
        begin
            result[i]:=FMin[i];
        end;
    end;
end;

function TGenetic.getMax:dArr1;
var i:integer;
begin
    SetLength(result,FMaxGen);
    for i:=0 to FMaxGen-1 do
        begin
            result[i]:=FAvg[i];
        end;
    end;
end;

function TGenetic.getMin:dArr1;
var i:integer;
begin
    SetLength(result,FMaxGen);
    for i:=0 to FMaxGen-1 do
        begin
            result[i]:=FMax[i];
        end;
    end;
end;
{ TGenetic2 }
//constructor
constructor TGenetic2.Create(const rMaxGen,rPopSize,rLength,rParam:integer;
    const rPcross,rPmutasi,rKa,rPflip:double);
begin
    inherited Create(rMaxGen,rPopSize,rLength,rPcross,rPmutasi,rKa,rPflip);

```

---

```

    FParam:=rParam;
end;

//data processing
function TGenetic2.getIndividu(const rIndi:TIndividu):TIndividu;
var i,j:integer;
begin
    SetLength(result.chrom,FParam,FLength);
    for i:=0 to FParam-1 do
        begin
            for j:=0 to FLength-1 do
                begin
                    result.chrom[i,j]:=rIndi.chrom[i,j];
                end;
            end;
        result.fitness:=rIndi.fitness;
    end;
end;

function TGenetic2.FindIndiMax:TIndividu;
var i:integer;
begin
    result:=getIndividu(FParent[0]);
    for i:=0 to FPopSize-1 do
        begin
            if result.fitness<FParent[i].fitness then
                begin
                    result:=getIndividu(FParent[i]);
                end;
            end;
        end;
end;

procedure TGenetic2.InitParent;
var i,j,k:integer;
begin
    SetLength(FParent,PopSize);
    SetLength(FChild,PopSize);
    SetLength(FMin,MaxGen);
    SetLength(FAvg,MaxGen);
    SetLength(FMax,MaxGen);
    for i:=0 to PopSize-1 do
        begin
            SetLength(FParent[i].chrom,Param,Length);
            SetLength(FChild[i].chrom,Param,Length);
            for j:=0 to Param-1 do
                begin
                    for k:=0 to Length-1 do
                        begin
                            FParent[i].chrom[j,k]:=getFlip(PFlip);
                        end;
                    end;
                FParent[i].fitness:=Ka://gObjFunc.doHitung(FParent[i].chrom);
            end;
            SetLength(FBestIndi.chrom,Param,Length);
        end;
end;

procedure TGenetic2.Statistik;
var i:integer;
begin
    FMin1:=FParent[0].fitness;
    FMax1:=FParent[0].fitness;
    FSumFitness:=FParent[0].fitness;
    for i:=1 to PopSize-1 do
        begin
            if FMin1>FParent[i].fitness then

```

```

begin
  FMin1:=FParent[i].fitness;
end;
if FMax1<FParent[i].fitness then
begin
  FMax1:=FParent[i].fitness;
end;
FSumFitness:=FSumFitness+FParent[i].fitness;
end;
FAvg1:=FSumFitness/PopSize;
end;

function TGenetic2.Seleksi:integer;
var rand,partsum:double;
    i:integer;
begin
  partsum:=0;
  i:=0;
  rand:=FRandom.Next(Double*FSumFitness);
  repeat
    i:=i+1;
    partsum:=partsum+FParent[i-1].fitness;
  until (partsum>rand) or (i=PopSize);
  Result:=i;
end;

function TGenetic2.Mutasi(const rAllele:boolean):boolean;
begin
  if GetFlip(Pmutasi)=true then
  begin
    result:=not rAllele;
  end
  else
  begin
    result:=rAllele;
  end;
end;

procedure TGenetic2.doCrossover(const rType:integer;
  const rParent1,rParent2:bArr2;
  var rChild1,rChild2:bArr2);
var i,j,point1,point2,count:integer;
begin
  SetLength(rChild1,Param.Length);
  SetLength(rChild2,Param.Length);
  if GetFlip(PCross)=true then
  begin
    if rType=1 then
    begin
      point1:=FRandom.NextInt(1,Param*Length-1);
      count:=0;
      for i:=1 to Param do
      begin
        for j:=1 to Length do
        begin
          inc(count);
          if count<=point1 then
          begin
            rChild1[i-1,j-1]:=Mutasi(rParent1[i-1,j-1]);
            rChild2[i-1,j-1]:=Mutasi(rParent2[i-1,j-1]);
          end
          else
          begin
            rChild1[i-1,j-1]:=Mutasi(rParent2[i-1,j-1]);
          end
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

```

```

        rChild2[i-1,j-1]:=Mutasi(rParent1[i-1,j-1]);
    end;
end;
end;
else if rType=2 then
begin
    point1:=FRandom.NextInt(1,Param*Length-1);
    repeat
        point2:=FRandom.NextInt(1,Param*Length-1);
    until point2<>point1;
    if point2<point1 then
    begin
        Swap(point1,point2);
    end;
    count:=0;
    for i:=1 to Param do
    begin
        for j:=1 to Length do
        begin
            inc(count);
            if count<=point1 then
            begin
                rChild1[i-1,j-1]:=Mutasi(rParent1[i-1,j-1]);
                rChild2[i-1,j-1]:=Mutasi(rParent2[i-1,j-1]);
            end
            else if (count>point1) and (count<=point2) then
            begin
                rChild1[i-1,j-1]:=Mutasi(rParent2[i-1,j-1]);
                rChild2[i-1,j-1]:=Mutasi(rParent1[i-1,j-1]);
            end
            else if count>point2 then
            begin
                rChild1[i-1,j-1]:=Mutasi(rParent1[i-1,j-1]);
                rChild2[i-1,j-1]:=Mutasi(rParent2[i-1,j-1]);
            end;
        end;
    end;
end;
end;
end;
else
begin
    for i:=0 to Param-1 do
    begin
        for j:=0 to Length-1 do
        begin
            rChild1[i,j]:=Mutasi(rParent1[i,j]);
            rChild2[i,j]:=Mutasi(rParent2[i,j]);
        end;
    end;
end;
end;

procedure TGenetic2.Generasi(const rType:integer);
var i,mate1,mate2:integer;
begin
    i:=1;
    repeat
        mate1:=Seleksi;
        mate2:=Seleksi;
        doCrossover(rType,FParent[mate1-1].chrom,FParent[mate2-1].chrom,
        FChild[i-1].chrom,FChild[i].chrom);
        FChild[i-1].fitness:=Ka;//gObjFunc.doHitung(FChild[i-1].chrom);
        FChild[i].fitness:=Ka;//gObjFunc.doHitung(FChild[i].chrom);
    repeat

```

```

    i:=i+2;
    until i>PopSize;
end;

procedure TGenetic2.FindNewParent;
var i:integer;
begin
    for i:=0 to PopSize-1 do
        begin
            FParent[i]:=getIndividu(FChild[i]);
        end;
    FParent[PopSize-1]:=getIndividu(FBestIndi);
end;

procedure TGenetic2.doHitung;
var gen,typ,pos:integer;
    tmpIndi:TIndividu;
begin
    InitParent;
    Statistik;
    FBestIndi:=FindIndiMax;
    gen:= 1;
    pos:=MaxGen div 2;
    repeat
        if gen<=pos then
            begin
                typ:=1;
            end
        else
            begin
                typ:=2;
            end;
        Generasi(typ);
        FindNewParent;
        Statistik;
        tmpIndi:=FindIndiMax;
        if FBestIndi.fitness<tmpIndi.fitness then
            begin
                FBestIndi:=getIndividu(tmpIndi);
            end;
        FMin[gen-1]:=FMin1;
        FAvg[gen-1]:=FAvg1;
        FMax[gen-1]:=FMax1;
        frmHasil.pbGen.StepBy(1);
        inc(gen);
    until (gen>MaxGen);
end;

function TGenetic2.getBestChrom:bArr2;
var i,j:integer;
begin
    doHitung;
    SetLength(result,Param.Length);
    for i:=0 to Param-1 do
        begin
            for j:=0 to Length-1 do
                begin
                    result[i,j]:=FBestIndi.chrom[i,j];
                end;
            end;
        end;
end;

end.

```

## unit uObjFunc:

interface

uses uUtils,uNewtonRaphson,uLoadflow,uComplex;

type

```
TObjFunc=class
private
  FLamdaV,FLamdaQ,FLamdaS:double;
  FBatasV,FBatasLoss,FBatasCost:TBatas;
  FBatasChrom:TBatasArr1;
  function getBatasV:TBatas;
  procedure setBatasV(const rBatasV:TBatas);
  function DecodeChromToLBus(const rChrom:dArr1):TBusArr1;
  function FindPinV(const rLBus:TBusArr1):integer;
  function FindPinKapBranch(const rLBranch:TBranchArr1):double;
  function FindPinKapQgen(const rLBus:TBusArr1):double;
  function FindCostGen(const rNo:integer;
    const rP:double):double;
  function FindMemberFunc(const rX,rXmin,rXmax:double):double;
public
  constructor Create(const rLamdaV,rLamdaQ,rLamdaS:double;
    const rBatasV:TBatas);
  function FindLength:integer;
  function FindBatasChrom(var rBatasV:TBatas):TBatasArr1;
  function doHitung(const rChrom:dArr1):double;
  function FindTotalCostGen(const rLBus:TBusArr1):double;
  procedure doHitungAkh:r(const rChrom:dArr1;
    var rLBus:TBusArr1;
    var rCostTotal:double);
  property LamdaV:double read FLamdaV write FLamdaV;
  property LamdaQ:double read FLamdaQ write FLamdaQ;
  property LamdaS:double read FLamdaS write FLamdaS;
  property BatasV:TBatas read getBatasV write setBatasV;
end;
```

var gObjFunc:TObjFunc;

implementation

```
//constructor
constructor TObjFunc.Create(const rLamdaV,rLamdaQ,rLamdaS:double;
  const rBatasV:TBatas);
var sumMin,sumMax:double;
  i,Ngen:integer;
begin
  inherited Create;
  FLamdaV:=rLamdaV;
  FLamdaQ:=rLamdaQ;
  FLamdaS:=rLamdaS;
  FBatasV.min:=rBatasV.min;
  FBatasV.max:=rBatasV.max;
  FBatasChrom:=FindBatasChrom(FBatasV);
  Ngen:=high(FBatasChrom)+1;
  sumMin:=0;
  sumMax:=0;
  for i:=0 to Ngen-1 do
  begin
    sumMin:=sumMin+FindCostGen(i+1,FBatasChrom[i].min);
    sumMax:=sumMax+FindCostGen(i+1,FBatasChrom[i].max);
  end;
  sumMin:=sumMin+FindCostGen(0,gGenLF[0].Pmin);
  sumMax:=sumMax+FindCostGen(0,gGenLF[0].Pmax);
```



```

FBatasCost.min:=sumMin;
FBatasCost.max:=sumMax;
FBatasLoss.min:=0.01;
FBatasLoss.max:=2.00;
end;

//data accessing
function TObjFunc.getBatasV:TBatas;
begin
  result.min:=FBatasV.min;
  result.max:=FBatasV.max;
end;

procedure TObjFunc.setBatasV(const rBatasV:TBatas);
begin
  FBatasV.min:=rBatasV.min;
  FBatasV.max:=rBatasV.max;
end;

//data processing
function TObjFunc.FindLength:integer;
var i:integer;
begin
  result:=0;
  for i:=0 to high(gBus) do
  begin
    if gBus[i].typeBus=2 then
    begin
      inc(result);
    end;
  end;
end;

function TObjFunc.FindBatasChrom(var rBatasV:TBatas):TBatasArr1;
var i,sa,no:integer;
begin
  sa:=FindLength;
  SetLength(result,sa);
  sa:=0;
  no:=0;
  for i:=0 to high(gBus) do
  begin
    if gBus[i].typeBus=1 then
    begin
      inc(no);
    end
    else if gBus[i].typeBus=2 then
    begin
      result[sa].min:=gGenLF[no].Pmin;
      result[sa].max:=gGenLF[no].Pmax;
      inc(sa);
      inc(no);
    end;
  end;
end;

function TObjFunc.DecodeChromToLBus(const rChrom:dArr1):TBusArr1;
var i,sa,Nbus:integer;
begin
  Nbus:=high(gBus)+1;
  SetLength(result,Nbus);
  for i:=0 to Nbus-1 do
  begin
    result[i].absV:=gBus[i].absV;
  end;
end;

```

```

    result[i].sudV:=gBus[i].sudV;
    result[i].Pgen:=gBus[i].Pgen;
    result[i].Qgen:=gBus[i].Qgen;
    result[i].PI:=gBus[i].PI;
    result[i].QL:=gBus[i].QL;
    result[i].Cap:=gBus[i].Cap;
    result[i].typeBus:=gBus[i].typeBus;
end;
sa:=0;
for i:=0 to high(gBus) do
begin
    if result[i].typeBus=2 then
    begin
        result[i].Pgen:=Chr(sa);
        inc(sa);
    end
end;
end;

function TObjFunc.FindPinV(const rLBus:TBusArr):integer;
var i:integer;
begin
    result:=0;
    for i:=0 to high(rLBus) do
    begin
        if rLBus[i].absV>FBatasV.max then
        begin
            inc(result);
        end;
        if rLBus[i].absV<FBatasV.min then
        begin
            inc(result);
        end;
    end;
end;

function TObjFunc.FindPinKapBranch(const rLBranch:TBranchArr):double;
var i,Nsal:integer;
    absDaya:double;
begin
    Nsal:=high(rLBranch)+1;
    result:=0;
    for i:=0 to Nsal-1 do
    begin
        if rLBranch[i].Sij.real>0 then
        begin
            absDaya:=getAbs(rLBranch[i].Sij);
        end
        else
        begin
            absDaya:=getAbs(rLBranch[i].Sji);
        end;
        if absDaya>rLBranch[i].KapSal then
        begin
            result:=result+(absDaya-rLBranch[i].KapSal);
        end;
    end;
end;

function TObjFunc.FindPinKapQgen(const rLBus:TBusArr):double;
var i,sa:integer;
begin
    result:=0;
    sa:=0;

```

```

for i:=0 to high(rL.Bus) do
begin
if rL.Bus[i].typeBus<>3 then
begin
if rL.Bus[i].Qgen>gGenLF[sa].Qmax then
begin
result:=result+rL.Bus[i].Qgen-gGenLF[sa].Qmax;
end;
if rL.Bus[i].Qgen<gGenLF[sa].Qmin then
begin
result:=result+abs(gGenLF[sa].Qmin)-abs(rL.Bus[i].Qgen);
end;
inc(sa);
end;
end;
end;

function TObjFunc.FindCostGen(const rNo:integer;
const rP:double):double;
begin
result:=0;
if rP<>0 then
begin
result:=gGenLF[rNo].a2*sqrt(rP)+gGenLF[rNo].a1*rP+gGenLF[rNo].a0;
end;
end;

function TObjFunc.FindTotalCostGen(const rL.Bus:TBusArr1):double;
var i,sa,Nbus:integer;
begin
Nbus:=high(rL.Bus)-1;
result:=0;
sa:=0;
for i:=0 to Nbus-1 do
begin
if rL.Bus[i].typeBus<>3 then
begin
result:=result+FindCostGen(sa,rL.Bus[i].Pgen);
inc(sa);
end;
end;
end;

function TObjFunc.FindMemberFunc(const rX,rXmin,rXmax:double):double;
begin
if rX<=rXmin then
begin
result:=0;
end
else if (rX>rXmin) and (rX<rXmax) then
begin
result:=(rXmax-rX)/(rXmax-rXmin);
end
else
begin
result:=1;
end;
end;

function TObjFunc.doHiung(const rChrom:dArr1):double;
var LBus:TBusArr1;
pinV:integer;
pinS,PinQ,CostTotal,u1,u2:double;
begin

```

```

LBus:=DecodeChromToLBus(rChrom);
NewtonRaphson(LBus,gBranch,gParamLF);
pinV:=FindPinV(LBus);
pinS:=FindPinKapBranch(gBranch);
pinQ:=FindPinKapQgen(LBus);
CostTotal:=FindTotalCostGen(LBus);
u1:=FindMemberFunc(CostTotal,FBatasCost.min,FBatasCost.max);
u2:=FindMemberFunc(gParamLF.SumLoss.real/gParamLF.Phase,
  FBatasLoss.min,FBatasLoss.max);
result:=u1+u2+FLamdaV*pinV-FLamdaS*pinS+FLamdaS*pinQ;
//result:=CostTotal+FLamdaV*pinV+FLamdaS*pinS+FLamdaS*pinQ;
end;

```

```

procedure TObjFunc.doHitungAkhir(const rChrom:dArr1;
  var rLBus:TBusArr1;
  var rCostTotal:double);
begin
  rLBus:=DecodeChromToLBus(rChrom);
  NewtonRaphson(rLBus,gBranch,gParamLF);
  rCostTotal:=FindTotalCostGen(rLBus);
end;

end.

```

### unit uHasil;

interface

uses

Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls, Forms,  
Dialogs, StdCtrls, ExtCtrls, TeEngine, Series, TeeProc, Chart, Grids,  
ComCtrls;

type

```

TfrmHasil = class(TForm)
  PageControl1: TPageControl;
  TabSheet3: TTabSheet;
  TabSheet4: TTabSheet;
  TabSheet9: TTabSheet;
  Panel1: TPanel;
  btnClose: TButton;
  btnLFAwal: TButton;
  TabSheet1: TTabSheet;
  GroupBox6: TGroupBox;
  Label8: TLabel;
  Label9: TLabel;
  Label10: TLabel;
  Label11: TLabel;
  Label12: TLabel;
  lblGen: TLabel;
  lblLoad: TLabel;
  lblLoss: TLabel;
  edtSumGen: TEdit;
  edtSumLoad: TEdit;
  edtSumLoss: TEdit;
  edtIterasi: TEdit;
  edtTime: TEdit;
  TabSheet2: TTabSheet;
  btnLitung: TButton;
  TabSheet5: TTabSheet;
  TabSheet6: TTabSheet;
  TabSheet7: TTabSheet;
  TabSheet8: TTabSheet;

```

Chart1: TChart;  
Series1: TLineSeries;  
Series2: TLineSeries;  
fgBus2: TStringGrid;  
fgBranch: TStringGrid;  
fgBranch2: TStringGrid;  
GroupBox1: TGroupBox;  
Label1: TLabel;  
Label2: TLabel;  
Label3: TLabel;  
Label4: TLabel;  
Label5: TLabel;  
lblGen2: TLabel;  
lblLoad2: TLabel;  
lblLoss2: TLabel;  
edtSumGen2: TEdit;  
edtSumLoad2: TEdit;  
edtSumLoss2: TEdit;  
edtIterasi2: TEdit;  
edtTime2: TEdit;  
fgBus: TStringGrid;  
GroupBox3: TGroupBox;  
fgHasil: TStringGrid;  
GroupBox5: TGroupBox;  
Label6: TLabel;  
Label7: TLabel;  
Label13: TLabel;  
lblLoss1: TLabel;  
Label14: TLabel;  
lblLoss3: TLabel;  
edtSebelumOpt: TEdit;  
edtSesudahOpt: TEdit;  
edtSelisihOpt: TEdit;  
pbGen: TProgressBar;  
GroupBox4: TGroupBox;  
btnUseDefault: TButton;  
Label21: TLabel;  
Label22: TLabel;  
Label23: TLabel;  
edtLamdaV: TEdit;  
edtLamdaQ: TEdit;  
edtLamdaS: TEdit;  
Label24: TLabel;  
edtVmin: TEdit;  
Label25: TLabel;  
edtVmax: TEdit;  
TabSheet10: TTabSheet;  
Chart2: TChart;  
Series3: TLineSeries;  
GroupBox7: TGroupBox;  
Label26: TLabel;  
Label27: TLabel;  
Label28: TLabel;  
lblLoss21: TLabel;  
lblLoss22: TLabel;  
lblLoss23: TLabel;  
edtBaseLoss: TEdit;  
edtOptLoss: TEdit;  
edtSelisihLoss: TEdit;  
GroupBox2: TGroupBox;  
Label15: TLabel;  
Label16: TLabel;  
Label17: TLabel;  
Label18: TLabel;

```

Label19: TLabel;
Label20: TLabel;
Label29: TLabel;
Label30: TLabel;
Label31: TLabel;
edtMaxIterasi: TEdit;
edtPopSize: TEdit;
ednNParam: TEdit;
edtc1: TEdit;
edtc2: TEdit;
edtwmin: TEdit;
edtwmax: TEdit;
edidV: TEdit;
procedure btnCloseClick(Sender: TObject);
procedure btnLFAwalClick(Sender: TObject);
procedure btnHitungClick(Sender: TObject);
procedure FormCreate(Sender: TObject);
procedure btnUseDefaultClick(Sender: TObject);
private
  { Private declarations }
public
  { Public declarations }
end;

var
  frmHasil: TfrmHasil;

implementation

uses uUtils, uLoadflow, uNewtonRaphson, uComplex,
    uSensitivitas, uObjFunc, uPSO;

{$R *.dfm}

procedure TfrmHasil.btnCloseClick(Sender: TObject);
begin
  Close;
end;

procedure TfrmHasil.btnLFAwalClick(Sender: TObject);
var i,Nbus,Nsal,ia,ja:integer;
    V,Sg,SL:CxArr1;
    Cap:dArr1;
    Lc,Tr:dArr2;
    TypBus:iArr1;
    Z,Ip,Alir,Arus:CxArr2;
    mulai,selesai,selang:TDateTime;
    jam,menit,detik,mdetik:word;
begin
  DecodeCommDataToLFData(gBus,Nbus,Nsal,V,Sg,SL,Cap,TypBus,
    gBranch,Z,Ip,Lc,Tr);
  mulai:=time;
  NewtonRaphson(gParamLF,V,Sg,SL,Cap,TypBus,Z,Ip,Alir,Arus,
    Lc,Tr);
  selesai:=time;
  selang:=selesai-mulai;
  Series1.Clear;
  Series2.Clear;
  edtSebelumOpt.Text:=RealToStr(gParamLF.SumLoss.real,3);
  for i:=0 to high(gBus) do
  begin
    fgBus.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
    fgBus.Cells[1,i+1]:=RealToStr(V[i].real,5);
    fgBus.Cells[2,i+1]:=RealToStr(V[i].imag,5);
  end;
end;

```

```

fgBus.Cells[3,i+1]:=RealToStr(Sg[i].real,3);
fgBus.Cells[4,i+1]:=RealToStr(Sg[i].imag,3);
fgBus.Cells[5,i+1]:=RealToStr(SL[i].real,3);
fgBus.Cells[6,i+1]:=RealToStr(SL[i].imag,3);
fgBus.Cells[7,i+1]:=RealToStr(Cap[i],3);
fgBus.Cells[8,i+1]:=IntToStr(TypBus[i]);
Series1.Add(V[i].real,IntToStr(i+1));
end;
for i:=0 to high(gBranch) do
begin
ia:=gBranch[i].dari-1;
ja:=gBranch[i].ke-1;
fgBranch.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
fgBranch.Cells[1,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].dari);
fgBranch.Cells[2,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].ke);
fgBranch.Cells[3,i+1]:=RealToStr(Alir[ia,ja].real,3);
fgBranch.Cells[4,i+1]:=RealToStr(Alir[ia,ja].imag,3);
fgBranch.Cells[5,i+1]:=RealToStr(Arus[ia,ja].real,3);
fgBranch.Cells[6,i+1]:=RealToStr(Arus[ia,ja].imag,3);
fgBranch.Cells[7,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].ke);
fgBranch.Cells[8,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].dari);
fgBranch.Cells[9,i+1]:=RealToStr(Alir[ja,ia].real,3);
fgBranch.Cells[10,i+1]:=RealToStr(Alir[ja,ia].imag,3);
fgBranch.Cells[11,i+1]:=RealToStr(Arus[ja,ia].real,3);
fgBranch.Cells[12,i+1]:=RealToStr(Arus[ja,ia].imag,3);
end;
edtSumGen.Text:=toStringJ(gParamLF.SumGen,3);
edtSumLoad.Text:=toStringJ(gParamLF.SumLoad,3);
edtSumLoss.Text:=toStringJ(gParamLF.SumLoss,3);
edtBaseloss.Text:=RealToStr(gParamLF.SumLoss,real,3);
edtIterasi.Text:=IntToStr(gParamLF.Iterasi);
DecodeTime(selang, jam, menit, detik, mdetik);
edtTime.Text:=IntToStr(jam)+' '+IntToStr(menit)+' ':
IntToStr(detik)+' '+IntToStr(mdetik);
end;

procedure TfrmHasil.btnHitungClick(Sender: TObject);
var sa,i,Iterasi,PopSize,c1,c2,Params:integer;
    BatasV,w:TBatas;
    mulai,selesai,selang:TDateTime;
    jam,menit,detik,mdetik:word;
    BestChrom,Min:dArr1;
    LBus:TBusArr1;
    CostPLN,CostOpt,LamdaV,LamdaQ,LamdaS,dV:double;
    PSO:TPSO;
    BatasChrom:TBatasArr1;
begin
    BatasV.min:=StrToFloat(edtVmin.Text);
    BatasV.max:=StrToFloat(edtVmax.Text);
    LamdaV:=StrToFloat(edtLamdaV.Text);
    LamdaQ:=StrToFloat(edtLamdaQ.Text);
    LamdaS:=StrToFloat(edtLamdaS.Text);
    mulai:=time;
    NewtonRaphson(gBus,gBranch,gParamLF);
    gObjFunc:=TObjFunc.Create(LamdaV,LamdaQ,LamdaS,BatasV);
    Params:=gObjFunc.FindLength;
    edtNPorion.Text:=IntToStr(Params-1);
    BestChrom:=gObjFunc.FindBatasChrom(BatasV);
    CostPLN:=gObjFunc.FindTotalCostGen(gBus);
    Best:=StrToFloat(edtMaxIterasi.Text);
    pbGen.Max:=Iterasi;
    PopSize:=StrToInt(edtPopSize.Text);
    c1:=StrToInt(edtC1.Text);
    c2:=StrToInt(edtC2.Text);

```

```

dV:=StrToFloat(edtV.Text);
w.min:=StrToFloat(edtWmin.Text);
w.max:=StrToFloat(edtWmax.Text);
pso:=IPSO.Create(Iterasi,PopSize,c1,c2,Params,dV,w,BatasChrom);
BestChrom:=PSO.BestSwarm;
Min:=PSO.Global;
Series3.Clear;
for i:=0 to high(Min) do
begin
  Series3.Add(Min[i],IntToStr(i));
end;
PSO.Free;
fgHasil.RowCount:=high(BestChrom)+3;
sa:=0;
for i:=0 to high(gBus) do
begin
  if gBus[i].typeBus=2 then
  begin
    fgHasil.Cells[0,sa+2]:=IntToStr(sa+1);
    fgHasil.Cells[1,sa+2]:=IntToStr(i+1);
    fgHasil.Cells[2,sa+2]:=RealToStr(BestChrom[sa],3);
    inc(sa);
  end;
end;
gObjFunc.dolitungAkhir(BestChrom,LBus,CostOpt);
fgHasil.Cells[0,1]:=IntToStr(1);
fgHasil.Cells[1,1]:=IntToStr(1);
fgHasil.Cells[2,1]:=RealToStr(LBus[0].Pgen,3);
gObjFunc.Free;
selesai:=time;
selang:=selesai-mulai;
Series2.Clear;
edtSebelumOpt.Text:=FormatFloat('#,##0',CostPLN);
cdtSesudahOpt.Text:=FormatFloat('#,##0',CostOpt);
edtSelisihOpt.Text:=FormatFloat('#,##0',CostPLN-CostOpt);
for i:=0 to high(gBus) do
begin
  fgBus2.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
  fgBus2.Cells[1,i+1]:=RealToStr(LBus[i].absV,5);
  fgBus2.Cells[2,i+1]:=RealToStr(LBus[i].sudV,5);
  fgBus2.Cells[3,i+1]:=RealToStr(LBus[i].Pgen,3);
  fgBus2.Cells[4,i+1]:=RealToStr(LBus[i].Qgen,3);
  fgBus2.Cells[5,i+1]:=RealToStr(LBus[i].PL,3);
  fgBus2.Cells[6,i+1]:=RealToStr(LBus[i].QI,3);
  fgBus2.Cells[7,i+1]:=RealToStr(LBus[i].Cap,3);
  fgBus2.Cells[8,i+1]:=IntToStr(LBus[i].typeBus);
  Series2.Add(LBus[i].absV,IntToStr(i+1));
end;
for i:=0 to high(gBranch) do
begin
  fgBranch2.Cells[0,i+1]:=IntToStr(i+1);
  fgBranch2.Cells[1,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].dari);
  fgBranch2.Cells[2,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].ke);
  fgBranch2.Cells[3,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Sij.real,3);
  fgBranch2.Cells[4,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Sij.imag,3);
  fgBranch2.Cells[5,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Aij.real,3);
  fgBranch2.Cells[6,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Aij.imag,3);
  fgBranch2.Cells[7,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].ke);
  fgBranch2.Cells[8,i+1]:=IntToStr(gBranch[i].dari);
  fgBranch2.Cells[9,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Sji.real,3);
  fgBranch2.Cells[10,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Sji.imag,3);
  fgBranch2.Cells[11,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Aji.real,3);
  fgBranch2.Cells[12,i+1]:=RealToStr(gBranch[i].Aji.imag,3);
end;

```



```

edtSumGen2.Text:=toStringJ(gParamLF.SumGen,3);
edtSumLoad2.Text:=toStringJ(gParamLF.SumLoad,3);
edtSumLoss2.Text:=toStringJ(gParamLF.SumLoss,3);
edtOptLoss.Text:=RealToStr(gParamLF.SumLoss.real,3);
edtSelisihLoss.Text:=RealToStr((strToFloat(edtBaseLoss.Text)-
    strToFloat(edtOptLoss.Text)),3);
edtIterasi2.Text:=IntToStr(4);
DecodeTime(selang,jam,menit,detik,mdetik);
edtTime2.Text:=IntToStr(jam)+' '+IntToStr(menit)+' '+
    IntToStr(detik)+' '+IntToStr(mdetik);
//
end;

```

```

procedure TfrmHasil.FormCreate(Sender: TObject);
begin
    fgHasil.Cells[0,0]:='No';
    fgHasil.Cells[1,0]:='Bus';
    fgHasil.Cells[2,0]:='Pgen';
end;

```

```

procedure TfrmHasil.btnUseDefaultClick(Sender: TObject);
begin
    edtMaxIterasi.Text:='100';
    edtPopSize.Text:='100';
    edtc1.Text:='2';
    edtc2.Text:='2';
    edtwmin.Text:='0.4';
    edtwmax.Text:='0.9';
    edtdV.Text:='0.5';
    edtlamdaV.Text:='100000';
    edtlamdaQ.Text:='100000';
    edtlamdaS.Text:='100000';
    edtVmin.Text:='0.95';
    edtVmax.Text:='1.05';
    btnHitung.Enabled:=true;
end;

```

```

end.

```