

**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO**

**KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK**



**ANALISIS ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN  
MODIFIKASI PARTICLE SWARM OPTIMIZATION**

**SKRIPSI**

**Disusun Oleh :**

**ROY AGUSTIAWAN RAMDHANY**

**NIM: 98.12.121**

**MARET 2006**

---

**LEMBAR PERSETUJUAN**

**ANALISIS ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN  
MODIFIKASI PARTICLE SWARM OPTIMIZATION**

**SKRIPSI**

**Disusun dan Diajukan Untuk Melengkapi dan Memenuhi Syarat  
Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik**

**Disusun Oleh:  
ROY AGUSTIAWAN RAMDHANY  
NIM: 98.12.121**



**Mengetahui,  
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1**

**Ir. E. Yudi Limpraptono, MT  
NIP. Y . 103 950 0274**

**Diperiksa dan Disetujui,  
Dosen Pembimbing**

**Ir. Eko Noercahyo  
NIP. 102 800 172**

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



## ABSTRAKSI

### ANALISIS ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN MODIFIKASI PARTICLE SWARM OPTIMIZATION

(Roy Agustiawan Ramdhany, NIM 9812121, T. Elektro E.L S-1, 82 Hal, 2006 )  
( Dosen Pembimbing : Ir.Eko Noercahyo.)

**Kata Kunci:** *Economic Dispatch, fungsi biaya, perhitungan evalusioner, kecerdasan swarm, optimasi particle swarm.*

Analisis Economic Dispatch Menggunakan Modifikasi Particle Swarm Optimization membahas masalah optimasi untuk biaya bahan bakar pada suatu pembangkit dalam sistem tenaga listrik dengan memperhitungkan rugi-rugi daya pada saluran transmisi. Hasil dari analisis ini diharapkan nantinya dapat digunakan sebagai salah satu acuan dalam mengefesiensikan biaya bahan bakar yang bisa digunakan oleh PT. PLN sehingga nilai kerugian yang sementara ini dialami oleh PT. PLN bisa berkurang, dimana yang akhirnya nanti bisa menambah keuntungan bagi PT. PLN sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia. Untuk penyelesaian masalah *Economic Dispatch* adalah menggunakan metode Modifikasi Particle Swarm Optimization, metode ini dipilih untuk menyelesaikan sejumlah kendala pertidaksamaan dan persamaan setiap unit dengan beragam fungsi biaya bahan bakar, tidak seperti metode PSO standart modifikasi ini tidak tergantung pada fungsi penalty yang tidak memungkinkan digunakan sebelumnya. Metode ini secara bersamaan, menghasilkan suatu rencana operasi yang memenuhi persyaratan pengoperasian sistem tenaga listrik dimana yang utama adalah daya yang dibangkitkan cukup memasok beban konsumen dengan memperhitungkan rugi-rugi daya pada saluran transmisi. Program ini menggunakan bahasa program Delphi 7.0, dan menggunakan data perhitungan pada tanggal 1 sampai dengan 7 januari 2005 pada sub sistem Paiton dan Bali yang terdiri dari 26 bus dengan rincian 1 bus slack, 3 bus pembangkit dan 22 bus beban, dimana menghasilkan penghematan biaya bahan bakar tertinggi pada pukul 10.00 yang terjadi pada tanggal 7 januari 2005 dengan biaya optimasi Rp. 834,736,- atau sebesar 29,2 %. Dan penghematan biaya bahan bakar tertinggi pada pukul 19.00 terjadi pada tanggal 7 januari 2005 dengan biaya optimasi Rp. 1,205,523,- atau sebesar 20,9 %.

## KATA PENGANTAR

Dengan Rahmat Allah SWT dan mengucapkan syukur kehadiran-Nya atas karunia yang telah dilimpahkan kepada penulis sehingga dapat menyelesaikan skripsi dengan lancar.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini jauh dari sempurna, karena itu saran dan kritik yang bersifat membangun penulis sangat harapkan.

Atas tersusunnya skripsi ini tidak lupa pula penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Ir. FX Yudi Limprptom, MT, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro, Institut Teknologi Nasional Malang.
3. Ir. Eko Noercahyo selaku dosen pembimbing.
4. Rekan-rekan Elektro angkatan 1998
5. Serta semua pihak yang turut membantu dalam penyelesaian skripsi ini.

Akhir kata semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua dalam memperkaya ilmu pengetahuan.

Malang, Maret 2006

Penyusun

## DAFTAR ISI

HALAM JUDUL.....	i
LEMBAR PERSETUJUAN.....	ii
ABSTRAKSI.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL.....	ix
DAFTAR GRAFIK.....	xii
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Perumusan Masalah.....	2
1.3. Tujuan.....	2
1.4. Batasan Masalah.....	2
1.5. Metode Penelitian.....	3
1.6. Sistematika Penulisan.....	3
1.7. Kontribusi.....	4
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b>	
2.1. Sistem Tenaga Listrik.....	5
2.2. Karakteristik Pembangkit.....	9

2.2.1. Karakteristik <i>Input-Output</i> .....	10
2.2.2. Karakteristik <i>Heat Reat</i> .....	12
2.2.3. Karakteristik <i>Incremental Hate Rate dan Incremental Fuel Cost</i> .....	13
2.3. Saluran Transmisi .....	15
2.3.1. Saluran Transmisi Pendek.....	16
2.3.2. Saluran Transmisi Menengah.....	17
2.3.3. Saluran Transmisi Panjang.....	19
2.4. Sistem Per-Unit.....	21

**BAB III ANALISIS ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN  
MODIFIKASI PARTICLE SWARM OPTIMIZATION**

3.1. Economic Dispatch .....	23
3.1.1. Fungsi Biaya Bahan Bakar.....	23
3.2. Analisa Aliran Daya .....	25
3.2.1. Klasifikasi Bus.....	26
3.2.2. Metode Newton Raphson.....	27
3.3. Metode Particle Swarm Optimization .....	30
3.4. Economic Dispatch Menggunakan Modifikasi Particle Swarm Optimization.....	33
3.5. Algoritma Pemrograman.....	34
3.5.1. Algoritma Program Aliran Daya Metode Newton	

Raphson.....	34
3.5.2. Flowchart Aliran Daya Metode Newton Raphson.....	35
3.5.3. Algoritma Pemrograman Economic Dispatch	
Menggunakan Modifikasi Particle Swarm Optimization...	36
3.5.4. Flochart Program.....	38
3.6. Validasi Program Menggunakan Data IEEE Sistem 26 Bus.....	39
3.6.1. Data IEEE Sistem 26 Bus.....	39
3.6.2. Hasil Perhitungan.....	41

#### **BAB IV DATA DAN ANALISIS HASIL**

4.1. Pendahuluan.....	43
4.2. Data Sub-Sistem 150 kV Paiton dan Bali .....	44
4.3. Tampilan Program.....	47
4.4. Data Pcmbebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali.....	51
4.4.1. Hasil Perhitungan .....	52

#### **BAB V KESIMPULAN DAN SARAN**

5.1. Kesimpulan.....	80
5.2. Saran.....	81

#### **DAFTAR PUSTAKA**

#### **LAMPIRAN**

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Elemen Pokok Sistem Tenaga Listrik.....	6
Gambar 2.2. Unit Boiler – Turbin – Generator.....	11
Gambar 2.3. Kurva karakteristik <i>Input-Output</i> Pembangkit Thermal.....	12
Gambar 2.4. Kurva Karakteristik <i>Hate-Rate</i> Unit Pembangkit.....	13
Gambar 2.5. Kurva karakteristik Incremental Hate Rate.....	14
Gambar 2.6. Rangkaian Setara Saluran Transmisi.....	15
Gambar 2.7. Rangkaian Setara Saluran Transmisi Pendek.....	17
Gambar 2-8. Rangkaian Setara Saluran Transmisi Menengah.....	18
Gambar 2-8.a. Rangkaian ekuivalen $\pi$ .....	18
Gambar 2-8.b. Rangkaian ekuivalen T.....	18
Gambar 2-9. Rangkaian Setara Saluran Transmisi Panjang.....	19
Gambar 4.1. Saluran Transmisi 150kV Sub Sistem Paiton dan Bali.....	45
Gambar 4.2. Tampilan Data General, Bus, Saluran dan Generator.....	47
Gambar 4.3 Tampilan Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan, Daya Bus Pembangkit dan Beban.....	48
Gambar 4.4. Tampilan Setting Nilai Parameter PSO.....	49
Gambar 4.5.a. Tampilan Hasil dari Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Tiap Generator.....	50
Gambar 4.5.b. Tampilan Hasil dari Rekapitulasi Biaya Serta Rekapitulasi Rugi-rugi Daya.....	51



## DAFTAR TABEL

Tabel 4.1. Data Unit Thermal Pada PT.PLN P3B Tahun 2003.....	44
Tabel 4.2. Data Saluran Transmisi Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali.....	47
Tabel 4.3. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	52
Tabel 4.4. Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	52
Tabel 4.5. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	54
Tabel 4.6. Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	54
Tabel 4.7. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	56
Tabel 4.8. Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	56
Tabel 4.9. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	58
Tabel 4.10. Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	58
Tabel 4.11. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Senin, 3 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	60
Tabel 4.12. Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Senin, 3	

Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	60
Tabel 4.13. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Senin, 3	
Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	62
Tabel 4.14. Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Senin, 3	
Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	62
Tabel 4.15. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Selasa, 4	
Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	64
Tabel 4-16. Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Selasa, 4	
Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	64
Tabel 4-17. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Selasa, 4	
Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	66
Tabel 4-18. Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Selasa, 4	
Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	66
Tabel 4-19. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Rabu, 5	
Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	68
Tabel 4-20. Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Rabu, 5	
Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	68
Tabel 4-21. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Rabu, 5	
Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	70
Tabel 4-22. Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Rabu, 5	
Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	70
Tabel 4-23. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Kamis, 6	
Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	72

Tabel 4-24. Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Kamis, 6 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	72
Tabel 4-25. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Kamis, 6 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	74
Tabel 4-26. Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Kamis, 6 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	74
Tabel 4-27. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Jumat, 7 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	76
Tabel 4-28. Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Jumat, 7 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	76
Tabel 4-29. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Jumat, 7 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	78
Tabel 4-30. Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan Jumat, 7 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	78

## DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1. Daya Pembangkitan Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	53
Grafik 4.2. Biaya Pembangkitan Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	53
Grafik 4.3. Daya Pembangkitan Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	55
Grafik 4.4. Biaya Pembangkitan Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	55
Grafik 4.5. Daya Pembangkitan Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	57
Grafik 4.6. Biaya Pembangkitan Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	57
Grafik 4.7. Daya Pembangkitan Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	59
Grafik 4.8. Biaya Pembangkitan Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	59
Grafik 4.9. Daya Pembangkitan Senin, 3 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	61
Grafik 4.10. Biaya Pembangkitan Senin, 3 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	61

Grafik 4.11. Daya Pembangkitan Senin, 3 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	63
Grafik 4.12. Biaya Pembangkitan Senin, 3 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	63
Grafik 4.13. Daya Pembangkitan Selasa, 4 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	65
Grafik 4.14. Biaya Pembangkitan Selasa, 4 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	65
Grafik 4-15 Daya Pembangkitan Selasa, 4 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	67
Grafik 4.16. Biaya Pembangkitan Selasa, 4 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	67
Grafik 4.17. Daya Pembangkitan Rabu, 5 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	69
Grafik 4.18. Biaya Pembangkitan Rabu, 5 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	69
Grafik 4.19. Daya Pembangkitan Rabu, 5 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	71
Grafik 4.20. Biaya Pembangkitan Rabu, 5 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB.....	71
Grafik 4.21. Daya Pembangkitan Kamis, 6 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB.....	73

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Pembangkitan tenaga listrik merupakan bagian dari permasalahan energi dan lingkungan yang dihadapi oleh Indonesia sebagai negara berkembang. Secara garis besar, suatu sistem tenaga listrik dibagi menjadi 3 bagian yaitu : sisi pembangkit tenaga listrik, jaringan transmisi dan beban. Untuk suatu operasi pada beban tertentu, perhitungan ekonomis harus tetap merupakan suatu prioritas atau nilai yang harus diperhitungkan disamping hal-hal yang lain, sehingga nantinya diperlukan suatu rencana operasi yang optimum dengan tetap memenuhi beberapa persyaratan pengoperasian sistem tenaga listrik yaitu antara lain daya yang dibangkitkan cukup untuk memasok beban dan rugi-rugi daya pada saluran transmisi. Dalam pembangkitan tenaga listrik dilakukan usaha agar biaya pembangkitannya semurah mungkin. Usaha untuk mengoptimalkan biaya operasi ini , salah satunya dilakukan dengan penerapan *Economic Dispatch*. Didalam operasi sistem tenaga listrik *Economic Dispatch* adalah hal yang sangat perlu diperhatikan untuk mendapatkan biaya bahan bakar yang ekonomis (murah) dalam suatu sistem pembangkit.

Koordinasi antara unit-unit pembangkit yang ada pada sistem tenaga listrik sangat diperlukan untuk mencapai biaya operasi yang seoptimum mungkin, dalam hal ini yang dimaksud adalah optimum secara ekonomis dengan tetap memperhatikan besar beban yang ada, sehingga dengan demikian nantinya akan

didapatkan nilai keuntungan pada PT. PLN ( Persero) sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia.

## 1.2. Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang diatas maka permasalahan yang ada adalah bagaimana mengoptimalkan biaya pembangkitan menggunakan *Economic Dispatch* yang dihasilkan pembangkit tenaga listrik thermal dengan memperhitungkan rugi-rugi daya pada transmisi. Sehubungan dengan itu, maka judul skripsi ini adalah :

*"ANALISIS ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN  
MODIFIKASI PARTICLE SWARM OPTIMIZATION"*

## 1.3. Tujuan

Tujuan dari penulisan skripsi ini adalah memberikan analisa penerapan pembebanan ekonomis (*Economic Dispatch*) dengan metode *Modifikasi Particle swarm Optimization* untuk optimasi biaya operasi pada suatu sistem tenaga listrik, yang mana dalam skripsi ini objek penelitian pada PT. PLN P3B.

## 1.4. Batasan Masalah

- Analisa dilakukan hanya pada pembangkit thermal.
  - Tidak membahas mengenai keamanan dan keandalan system.
  - Tidak membahas pengaturan tegangan dan daya reaktif.
  - Optimasi hanya ditujukan pada biaya bahan bakar dengan memperhitungkan rugi-rugi daya pada saluran transmisi.
-

### **1.5. Metodologi Penelitian**

Metodologi yang dibahas dalam pembahasan skripsi ini dilakukan dengan langkah-langkah sebagai berikut :

1. Studi kepustakaan mengenai hal-hal yang berhubungan dengan pembahasan masalah.
2. Studi lapangan untuk mendapatkan data parameter unit thermal yang dibutuhkan dari obyek penelitian yaitu di PT. Pembangkit Jawa Bali yang diperlukan berpedoman pada teori yang diperoleh dari studi kepustakaan.
3. Perhitungan Economic Dispatch dengan metode Modifikasi Particle swarm Optimization
4. Membuat evaluasi, sehingga dapat disimpulkan dari perhitungan antara sebelum dan sesudah optimasi.

### **1.6. Sistematika Penulisan**

Penyusunan skripsi ini terbagi dalam beberapa sistematika bab pembahasan yang terdiri dari :

1. Bab I berisi tentang latar belakang dari skripsi yang terdiri dari rumusan masalah, tujuan, metodologi penelitian, sistematika penulisan, kontribusi penulisan.
  2. Bab II berisi tentang teori dasar tentang sistem tenaga listrik karakteristik pembangkit dan saluran transmisi.
  3. Bab III berisi tentang Economic Dispatch, fungsi biaya bahan bakar, aliran daya dan algoritma program Newton Rhapsion, aplikasi algoritma program
-



Economic Dispatch dengan Modifikasi Particle swarm Optimization serta Validasi system IEEE 26 Bus.

4. Bab IV berisi tentang Data pemasaran, Pembangkitan, Saluran, Pembebanan, serta analisa perhitungan tentang Economic Dispatch dengan metode Modifikasi Particle swarm Optimization pada PT. PLN P3B.
5. Bab V tentang kesimpulan dan saran.

### **1.7. Kontribusi**

Adapun kontribusi dari tugas akhir ini adalah diharapkan langkah efisiensi bisa diambil oleh PT.PLN (Persero) sehingga nilai kerugian yang sementara ini diderita oleh PT.PLN (Persero) bisa berkurang, yang pada akhirnya nanti akan bisa menambah keuntungan bagi PT.PLN (Persero) sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia.

---

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1. Sistem Tenaga Listrik<sup>[3]</sup>

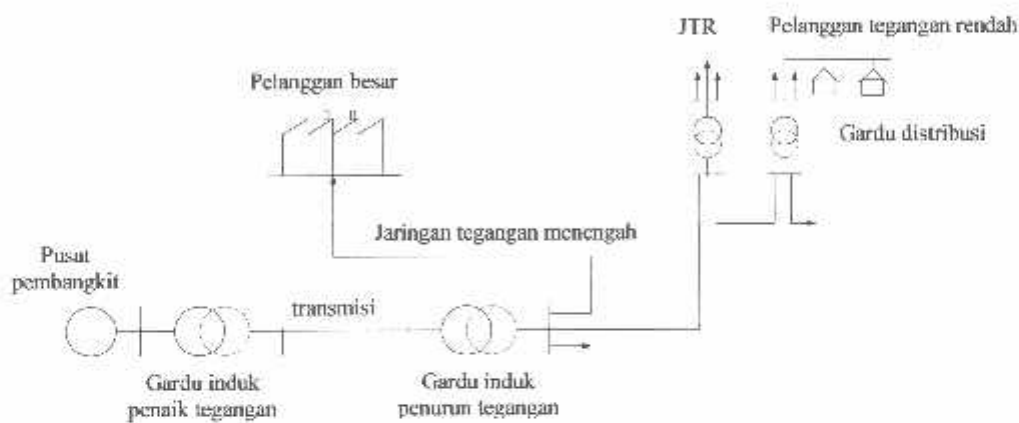
Untuk keperluan penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, diperlukan berbagai peralatan listrik. Berbagai peralatan listrik ini dihubungkan satu sama lain sehingga mempunyai hubungan inter relasi dan secara keseluruhan membentuk suatu sistem tenaga listrik. Yang dimaksud dengan sistem tenaga listrik 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 ketempat pelanggan memerlukan berbagai pananganan teknis.

Tenaga listrik dibangkitkan dari pusat-pusat pembangkit seperti : PLTA, 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.

Jaringan setelah keluar dari gardu induk umumnya disebut jaringan distribusi dan jaringan antara pusat listrik dengan gardu induk disebut jaringan transmisi. Setelah disalurkan melalui jaringan distribusi primer maka tenaga listrik kemudian diturunkan tegangannya oleh gardu distribusi menjadi tegangan 380/220 volt atau 220/127 volt dan baru kemudian disalurkan ke pelanggan listrik.



**Gambar 2.1**  
**Elemen Pokok Sistem Tenaga Listrik**

Sumber : Hasan Basri, "Sistem Distribusi Tenaga Listrik"

Dari uraian diatas dapat dimengerti bahwa besar kecilnya tegangan listrik ditentukan oleh konsumen, yaitu tergantung dari bagaimana konsumen memakai peralatan listriknya, kemudian pihak PLN akan mengimbangi kebutuhan tenaga listrik tersebut. PLN selalu menyesuaikan daya listrik yang dibangkitkan dengan permintaan tenaga listrik oleh pelanggan listrik.

Biaya operasi dari sistem tenaga listrik pada umumnya merupakan bagian biaya yang terbesar dari biaya operasi suatu sistem tenaga listrik, 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. Prakiraan 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 menggagu 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 naik.

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 terus menerus agar pengembangan sistem yang dilakukan harus 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<sup>[2]</sup>

Performa dari sebuah pusat pembangkit tenaga listrik pada prinsip ditentukan oleh apa yang dinamakan lengkung masukan-keluaran (Input-Output). Lengkung ini memberikan gambaran tentang efisiensi termis pusat pembangkit tersebut. Selain tergantung pada sifat-sifat pusat tenaga listrik itu sendiri, seperti keadaan

---

air, pendingin kualitas bahan bakar, kecakapan para operator pusat pembangkit dan bentuk lengkung beban.

Berikut ini macam-macam karakteristik pembangkit yang berhubungan dengan operasi pembangkit untuk memperjelas keterangan diatas.

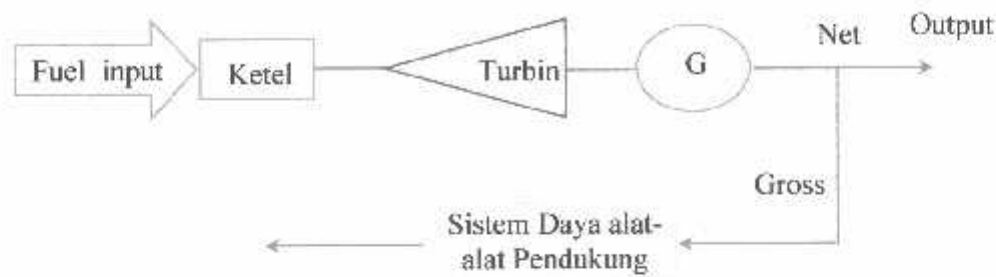
### 2.2.1. Karakteristik Input-Output

Hal yang paling mendasar dalam mengoptimalkan pembangkit secara ekonomis adalah membuat karakteristik *Input-Output* dari unit pembangkit thermal. Karakteristik ini diperoleh dari desain perencanaan atau melalui test pembangkit. Adapun definisi dari karakteristik *Input-Output* pembangkit adalah formula yang menyatakan hubungan antara input pembangkit sebagai fungsi dari output pembangkit unit boiler-turbin-generator dan dapat digambarkan dalam gambar 2.2. dimana unit ini membuat sebuah boiler yang menghasilkan uap untuk turbin yang dikopel dengan rotor dari generator.

Pada pembangkit thermal Input diberikan dalam satuan panas Btu/jam atau Kal/jam dari bahan bakar yang diberikan pada boiler untuk menghasilkan output pembangkit. Sedangkan notasi yang digunakan adalah H(Mbtu/h) atau dalam satuan yang lain H (Mkal/h). selain itu input dari pembangkit dapat pula dinyatakan dalam nilai yang menyatakan besarnya biaya yang diperlukan untuk bahan bakar. Notasi yang digunakan adalah F(R/h). Hubungan antara H dan F dapat dinyatakan dalam rumus berikut ini :

$$F = H \times \frac{\text{Rupiah}}{\text{Mbtu}} \dots\dots\dots (2.1)$$

Dimana rupiah/Mbtu adalah nilai uang yang diperlukan persatuan panas dari bahan bakar.



**Gambar 2.2**  
**Unit Boiler – Turbin – Generator**

Sumber : Wood A.J and Wollenberg B.F.  
" Power Generation, Operation, And Control"  
2<sup>nd</sup>ED, New York: Wiley, 1996

Seperti digambarkan dalam gambar 2.2. maka output pembangkit tidak hanya dihubungkan dengan beban tetapi juga untuk peralatan bantu dalam pembangkit. Disini output pembangkit didefinisikan sebagai daya yang dikeluarkan oleh generator untuk beban system diluar untuk keperluan pembangkit itu sendiri. Jadi untuk karakteristik *input-output*, daya output adalah berupa daya netto dari pembangkit, notasi yang digunakan adalah P (MW).

Generator akan mengeluarkan daya sesuai dengan beban yang ada. Semakin besar beban, semakin besar daya yang dikeluarkan oleh generator. Daya yang dikeluarkan generator dapat membesar sesuai peningkatan beban sampai dengan daya maksimum yang dapat dikeluarkan oleh generator. Semakin besar daya yang dikeluarkan oleh generator, semakin besar pula bahan bakar yang dimasukkan. Dengan kata lain jumlah bahan bakar yang dibakar merupakan fungsi dari daya keluaran generator. Namun hubungan antara bahan bakar dengan daya keluaran

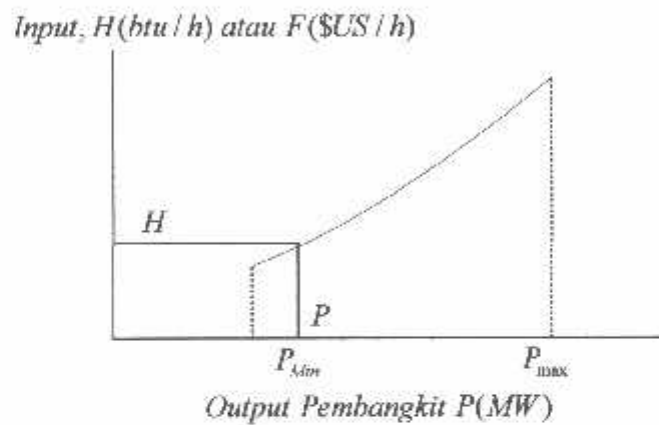


generator tidak linier, sebab bahan bakar melewati proses pembakaran yang memerlukan waktu.

Dari keterangan diatas, dapat dibentuk persamaan karakteristik *Input-Output* pembangkit yang dapat dilihat pada persamaan 2.2 dan persamaan 2.3 dibawah ini sedangkan kurva dari karakteristik *Input-Output* dapat dilihat pada gambar 2.3.

$$H = f(P), \text{ atau } \dots\dots\dots (2.2)$$

$$I = f(P) \dots\dots\dots (2.3)$$



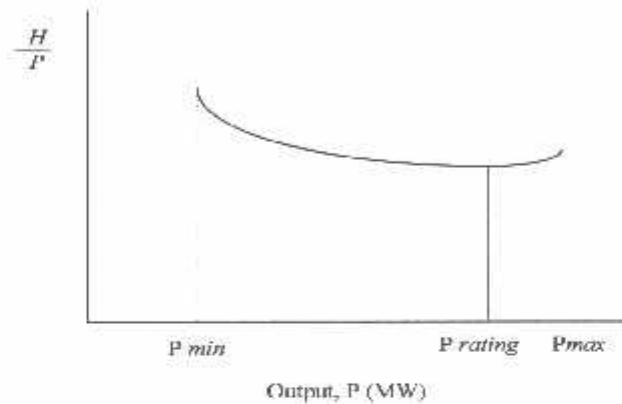
**Gambar 2.3**  
**Kurva karakteristik *Input-Output* Pembangkit Thermal**

Sumber : Weed A.J and Woollenberg B.F:  
" Power Generation, Operation, And Control"  
2<sup>nd</sup>ED, New York: Willey, 1996

### 2.2.2. Karakteristik Hate Rate

Karakteristik lain yang cukup penting bagi pembangkit thermal adalah karakteristik tingkat panas atau *Hate Rate Characteristic*. Fungsi ini menyatakan hubungan antara tingkat panas terhadap tingkat beban pusat listrik. Karakteristik ini umumnya memiliki korelasi dengan efisiensi mesin kalor yang digunakan.gambar 2.4. diplot berdasarkan nilai H/P terhadap P. Pembangkit listrik thermal konvensional memiliki efisiensi kalor antara 30% sampai 35%,

sehingga tingkat panas yang dimiliki berkisar antara 11400 BTU/KWH sampai 9800 BTU/KWH (1 KWH kira-kira setara dengan 3412 BTU ). Karakteristik tingkat panas pada dasarnya antara lain menyatakan keadaan uap tingkat temperatur, tekanan kondensor dan siklus fluida kerja yang terjadi selama pembangkit listrik tenaga thermal tersebut beroperasi.



**Gambar 2.4**  
**Kurva Karakteristik *Hate-Rate* Unit Pembangkit**

Sumber : Wood A J and Wollenberg B.F:  
" Power Generation, Operation, And Control"  
2<sup>nd</sup>ED, New York: Willey, 1996

### 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 2.4. sampai persamaan 2.7.

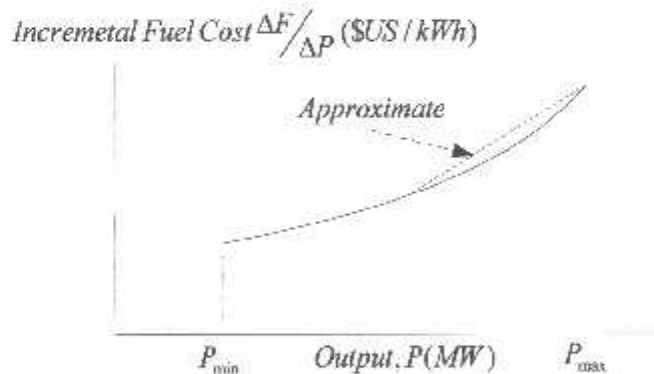
$$\text{Incremental Hate Rate} = \frac{\Delta H \left[ \frac{\text{MBTU}}{\text{kwh}} \right]}{\Delta P} \dots\dots\dots (2.4)$$

$$\text{Incremental Fuel Cost} = \frac{\Delta F \left[ \frac{\text{Rupiah}}{\text{kwh}} \right]}{\Delta P} \dots\dots\dots (2.5)$$

Dengan mengambil harga  $\Delta P$  mendekati nol maka dapat dinyatakan dengan persamaan berikut ini

$$\text{Incremental Hate Rate} = \frac{dH \left[ \frac{\text{MBTU}}{\text{kwh}} \right]}{dP} \dots\dots\dots (2.6)$$

$$\text{Incremental Fuel Cost} = \frac{dF \left[ \frac{\text{Rupiah}}{\text{kwh}} \right]}{dP} \dots\dots\dots (2.7)$$



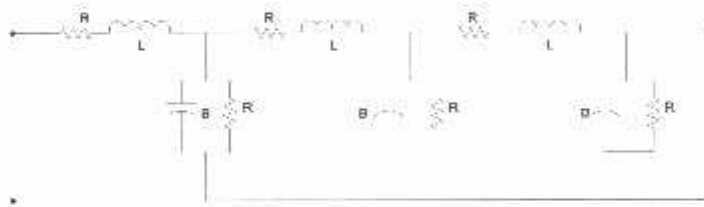
**Gambar 2.5.**  
**Kurva karakteristik Incremental Hate Rate**

Sumber : Wood A.J and Wollenberg B.F:  
" Power Generation, Operation, And Control"  
2<sup>nd</sup> ED, New York: Willey, 1996

### 2.3. Saluran Transmisi<sup>[4][5]</sup>

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 susceptansi kapasitif ( $B$ ) dan konduktansi ( $G$ ) dinyatakan sebagai admitansi shunt. Rangkaian setara dari saluran transmisi secara umum dapat dilihat pada gambar 2-6.



**Gambar 2-6**  
**Rangkaian Setara Saluran Transmisi**

Sumber : Weedy, B. M, "Electric Power System",  
John Willey and Son, Second Edition, 1972

Menurut panjangnya, saluran transmisi dapat diklarifikasikan menjadi tiga golongan, yaitu :

1. Saluran transmisi pendek, yang memiliki panjang saluran  $< 80$  km.
2. Saluran transmisi menengah, yang memiliki panjang saluran  $80 - 250$  km.
3. Saluran transmisi panjang, yang memiliki panjang saluran  $> 250$  km.

Sebenarnya, klarifikasi diatas sangat kabur dan sangat relatif. Klasifikasi saluran transmisi harus didasarkan atas besar kecilnya kapasitansi ke tanah. jadi bila kapasitansi kecil, dengan demikian arus bocor ke tanah juga kecil terhadap arus beban, maka dalam hal ini kapasitansi ke tanah dapat diabaikan sehingga dinamakan saluran transmisi pendek. Tetapi bila kapasitansi sudah mulai besar sehingga tidak dapat diabaikan, tetapi belum begitu besar sekali sehingga masih dapat dianggap seperti kapasitansi terpusat (*lumped capacitance*), dan ini dinamakan saluran transmisi menengah. Bila kapasitansi ke tanah besar sekali sehingga tidak mungkin lagi dianggap sebagai kapasitansi terpusat dan harus dianggap terbagi rata sepanjang saluran, maka saluran tersebut dinamakan saluran transmisi panjang.

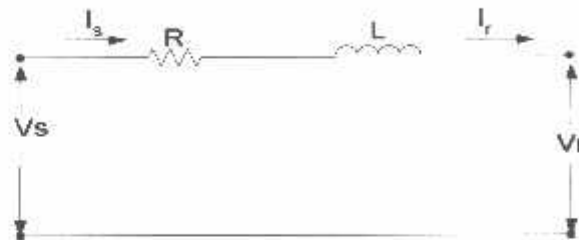
Seperti diketahui, makin tinggi tegangan operasi maka kemungkinan timbulnya korona sangat besar sehingga dapat memperbesar kapasitansi. Dengan demikian akan memperbesar arus bocor. Jadi ada kalanya walaupun panjang saluran hanya 50 km tetapi memiliki tegangan kerja sangat tinggi (*Extra High Voltage, EHV*), apalagi tegangan ultra tinggi (*Ultra High Voltage, UHV*), maka kapasitansi relatif besar sehingga tidak mungkin lagi diabaikan walaupun panjang saluran hanya 50 km.

### **2.3.1. Saluran Transmisi Pendek**

Pada saluran transmisi pendek, pengaruh admitansi shunt (konduktansi dan kapasitansi) diabaikan dan impedansi serinya (resistansi dan induktansi) dianggap terpusat.

---

Rangkaian setara untuk saluran transmisi pendek dapat dilihat pada gambar 2-7, dengan  $I_S$  dan  $I_R$  berturut-turut adalah arus yang mengalir pada sisi kirim dan sisi terima, sedangkan  $V_S$  dan  $V_R$  berturut-turut adalah tegangan pada sisi kirim dan sisi terima terhadap titik netralnya. Sedang  $Z$  adalah impedansi seri total saluran.



**Gambar 2-7**  
**Rangkaian Setara Saluran Transmisi Pendek**

Sumber : Woody, B. M, "Electric Power System",  
John Wiley and Son, Second Edition, 1972.

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

$$V_S = V_R + I_R Z \quad \dots\dots\dots (2.8)$$

$$Z = R + jX \quad \dots\dots\dots (2.9)$$

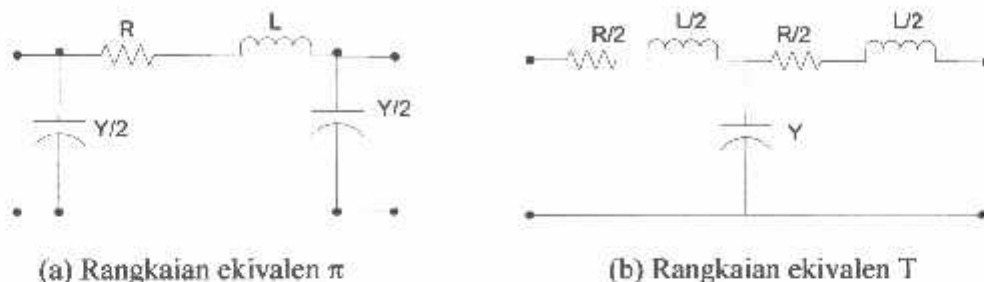
Karena tidak terdapat cabang simpang, maka arus yang mengalir pada ujung sisi kirim sama dengan arus pada ujung sisi terima.

$$I_S = I_R \quad \dots\dots\dots (2.10)$$

### 2.3.2. Saluran Transmisi Menengah

Pada saluran transmisi menengah, pengaruh kapasitansi tidak dapat diabaikan. Representasi saluran transmisi menengah dapat digambarkan dengan rangkaian- $\pi$

dan rangkaian-T (gambar 2-8). Pada umumnya rangkaian- $\pi$  lebih banyak digunakan daripada rangkaian-T.



**Gambar 2-8a,b**  
**Rangkaian Setara Saluran Transmisi Menengah**

Sumber: Weedy, B. M., "Electric Power System",  
John Wiley and Son. Second Edition, 1972

Untuk rangkaian- $\pi$  berlaku :

$$V_s = \left( \frac{ZY}{2} + 1 \right) V_r + ZI_r \dots\dots\dots(2.11)$$

$$I_s = \left( \frac{ZY}{4} + 1 \right) Y V_r + \left( \frac{ZY}{2} + 1 \right) I_r \dots\dots\dots(2.12)$$

Untuk rangkaian-T berlaku :

$$V_s = \left( \frac{ZY}{2} + 1 \right) V_r + \left( \frac{ZY}{4} + 1 \right) ZI_r \dots\dots\dots(2.13)$$

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

Dimana :

$V_s, I_s$  = Tegangan dan Arus sisi kirim

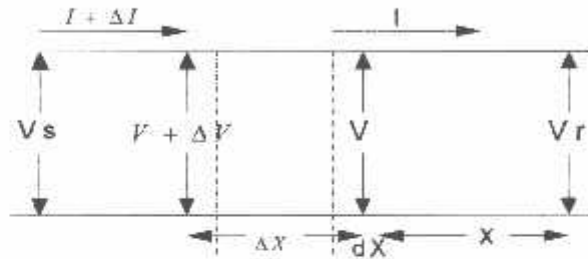
$Z$  = Impedansi seri total saluran transmisi

$V_r, I_r$  = Tegangan dan Arus sisi terima

$Y$  = Admitansi shunt total saluran transmisi

### 2.3.3. Saluran Transmisi Panjang

Pada saluran transmisi panjang, parameter-parameter saluran tidak terpusat melainkan tersebar merata sepanjang saluran. Karena saluran transmisi panjang dianggap sebagai saluran transmisi yang sesungguhnya, maka rangkaian setara saluran transmisi panjang dapat digambarkan seperti gambar 2-9.



**Gambar 2-9**  
**Rangkaian Setara Saluran Transmisi Panjang**

Sumber : William D. Stevenson, Jr.  
"Analisa Sistem Tenaga Listrik".  
Edisi Keempat, Erlangga, Jakarta 1996

Perhitungan arus dan tegangan pada kedua ujung saluran didasarkan pada perbedaan tegangan dan arus persatuan panjang. Pada gambar 2-9 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 :

$$dV = IZ dX \text{ atau } \frac{dV}{dX} = IZ \dots\dots\dots(2.15)$$

$$dI = VY dX \text{ atau } \frac{dI}{dX} = VY \dots\dots\dots(2.16)$$

Dengan melakukan substitusi persamaan (2.15) dan (2.16), akan diperoleh

$$\frac{d^2V}{dX^2} = Z \frac{dI}{dX} \dots\dots\dots(2.17)$$



$$\frac{d^2 I}{dX^2} = Y \frac{dV}{dX} \dots\dots\dots(2.18)$$

dengan mensubstitusikan persamaan (2.15) dan (2.16) ke dalam persamaan (2.17)

dan (2.18), diperoleh :

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

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

Dengan menyelesaikan persamaan (2.19) dan (2.20), akan diperoleh bentuk persamaan untuk mendapatkan tegangan dan arus pada setiap titik sepanjang saluran transmisi dengan jarak X dari ujung sisi terima sebagai berikut :

$$V(x) = \frac{Vr - IrZc}{2} e^{\alpha x} + \frac{Vr + IrZc}{2} e^{-\alpha x} \dots\dots\dots (2.21)$$

$$I(x) = \frac{(Vr/Zc) + Ir}{2} e^{\alpha x} + \frac{(Vr/Zc) - Ir}{2} e^{-\alpha x} \dots\dots\dots (2.22)$$

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

$$V(x) = Vr \cosh \alpha x + IrZc \sinh \alpha x \dots\dots\dots (2.23)$$

$$I(x) = Ir \cosh \alpha x + (Vr/Zc) \sinh \alpha x \dots\dots\dots(2.24)$$

Dimana :

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

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

#### 2.4. Sistem Per-Unit<sup>[4]</sup>

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

$$\text{Besaran Per-Unit} = \frac{\text{Besaran sebenarnya}}{\text{Besaran dasar}} \dots\dots\dots(2.25)$$

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

➤ Untuk data 1 phasa

Arus dasar

$$I_d = \frac{\text{kVA dasar 1 phasa}}{\text{kV dasar L - N}} \dots\dots\dots(2.26)$$

Impedansi dasar

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - N})^2 \times 10^{-3}}{\text{kVA dasar 1 phasa}} \dots\dots\dots(2.27)$$

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - N})^2}{\text{MVA dasar 1 phasa}} \dots\dots\dots(2.28)$$

➤ Untuk data 3 phasa

Arus dasar

$$I_d = \frac{\text{kVA dasar 3 phasa}}{\sqrt{3} \text{ kV dasar L - L}} \dots\dots\dots(2.29)$$

Impedansi dasar

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - L})^2 \times 10^{-3}}{\text{kVA dasar 3 phasa}} \dots\dots\dots(2.30)$$

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - L})^2}{\text{MVA dasar 3 phasa}} \dots\dots\dots(2.31)$$

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 :

$$Z = \frac{\text{Impedansi sebenarnya } Z(\Omega)}{\text{Impedansi dasar } Z_d(\Omega)} \dots\dots\dots(2.32)$$

## BAB III

### ANALISIS ECONOMIC DISPATCH MENGGUNAKAN MODIFIKASI PARTICLE SWARM OPTIMIZATION

#### 3.1. Economic Dispatch<sup>[2][7]</sup>

Yang dimaksud *Economic Dispatch* adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam system, secara optimal ekonomi pada harga beban tertentu. Tujuan dari *economic dispatch* adalah untuk mendapatkan biaya harga bahan bakar semurah mungkin dalam suatu system pembangkit pada beban tertentu. Dengan dilakukan *Economic Dispatch* maka didapat harga bahan bakar daya yang paling murah dalam suatu system pembangkit. Oleh karena itu beban yang harus ditanggung oleh system pembangkit selalu berubah setiap periode waktu tertentu, maka perhitungan Economic Dispatch ini dilakukan untuk setiap harga beban tertentu.

##### 3.1.1. Fungsi Biaya Bahan Bakar<sup>[1]</sup>

*Economic Dispatch* yaitu pengoperasian secara ekonomis setiap tenaga listrik dengan pemodelan efisiensi pembangkit.

Biaya bahan bakar merupakan unsur biaya yang penting dalam operasi system pembangkit thermal. Fungsi biaya bahan bakar  $F_i$  untuk tiap unit pembangkit

terhadap daya keluaran diekspresikan dalam bentuk fungsi kuadrat, yang dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$F_i = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \dots\dots\dots (3.1)$$

Dimana:  $a_i, b_i, c_i$  = konstanta persamaan dari biaya bahan bakar unit-i

$P_i$  = Koefisiensi biaya konsumsi bahan bakar unit-i

- Rugi-rugi daya pada saluran transmisi:

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_D + P_L \dots\dots\dots (3.2)$$

dimana:  $P_D$  = Kebutuhan (demand daya nyata)

$P_L$  = Rugi-rugi daya pada transmisi

rugi-rugi transmisi dinyatakan sebagai bentuk fungsi kuadrat dari keluaran daya generator dengan persamaan :

$$P_L = P^T [B] P + B_0 P + B_{00} \dots\dots\dots (3.3)$$

dimana :  $P$  = Vektor dari daya dengan dimensi  $(n \times 1)$

$[B]$  = Matriks dengan panjang yang sama seperti  $P$

$B_0$  = Vektor yang sama panjang sama seperti  $P$

$B_{00}$  = Bentuk konstanta

- Batas Operasi Generator:

$$P_{i_{min}} \leq P_{Gi} \leq P_{i_{max}} \dots\dots\dots (3.4)$$

Dimana :  $P_{i_{min}}$  = Output daya minimum unit-i

$P_{i_{max}}$  = Output daya maksimum unit-i

Pembatasan daya minimum umumnya disebabkan oleh stabilitas pembakaran bahan bakar dan pembatas desain generator uap, sedangkan pembatas maksimum ditimbulkan oleh output yang dihitung.

Rugi-rugi daya pada saluran transmisi diabaikan

Biaya rugi-rugi daya pada saluran transmisi tidak dimasukkan dalam fungsi biaya biaya total karena biaya bahan bakar dari rugi-rugi daya pada saluran transmisi sudah dimasukkan dalam biaya pembangkitan.

$$\sum_{i=1}^n P_{ui} = P_D \dots\dots\dots (3.5)$$

### 3.2. Analisa Aliran Daya <sup>[4][8]</sup>

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

Tujuan dari analisa aliran daya adalah :

1. Mencari harga magnitude tegangan  $|v|$  dan sudut fasa tegangan  $\delta$  bus beban.
  2. Mencari daya reaktif  $Q$  dan sudut fasa tegangan  $\delta$  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.

### 3.2.1. Klasifikasi Bus

Pada setiap bus dari jaringan terdapat parameter-parameter yaitu : daya aktif (P), daya reaktif (Q), besar tegangan  $|v|$  dan sudut fasa tegangan  $\delta$ .

Dengan melihat parameter diatas, setiap bus dapat diklasifikasikan menjadi 3 bagian:

#### 1. Bus Beban (Load Bus) (PQ)

Pada bus ini hanya terdapat kebutuhan daya untuk beban dimana P daya aktif dan Q daya reaktif diketahui, sementara  $|v|$  dan  $\delta$  berubah-ubah menurut kebutuhan. Oleh karena itu,  $|v|$  dan  $\delta$  harus ditentukan (dicari).

#### 2. Bus Generator (PV)

Pada bus ini hanya terdapat daya pembangkitan dimana  $|v|$  diatur menggunakan regulator tegangan dan P diatur dengan governor. Sehingga untuk bus ini P dan  $|v|$  diketahui. Sementara Q (daya reaktif) dan  $\delta$  (sudut fasa) dicari.

#### 3. Bus Slack

Pada bus ini  $|v|$  dan  $\delta$  sudah ditentukan besarnya sementara P dan Q dihitung. Biasanya nilai  $|v|$  adalah 1 p.u, sedangkan sudut fasa tegangan  $\delta$  berharga nol, karena itu fasor tegangan dari bus dipakai sebagai referensi.

---

### 3.2.2. Metode Newton Raphson <sup>[4][6]</sup>

Secara matematis persamaan aliran daya *Newton Raphson* dapat diselesaikan dengan menggunakan koordinat regtangular, koordinat polar atau bentuk hibrid (gabungan antara kompleks dengan bentuk polar). Dalam pembahasan skripsi ini menggunakan bentuk polar.

Hubungan antara arus bus  $I_p$  dengan tegangan bus  $V_q$  pada suatu jaringan dengan  $n$  bus dapat dituliskan :

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.6)$$

Injeksi daya pada simpul  $p$  adalah :

$$\begin{aligned} S_p &= P_p + jQ_p \\ &= V_p^* \cdot I_p \dots\dots\dots(3.7) \end{aligned}$$

$$= V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.8)$$

Dalam penyelesaian aliran daya dengan *Newton Raphson* bentuk persamaan aliran daya yang dipilih adalah polar, dimana tegangan dinyatakan dalam bentuk polar, yaitu :

$$V_p^* = |V_p| e^{-j\delta_p}$$

$$V_q = |V_q| e^{j\delta_q}$$

$$Y_{pq}^* = |Y_{pq}| e^{-j\theta_{pq}}$$

Maka persamaan (3.8) dapat ditulis :

$$P_p - jQ_p = \sum_{q=1}^n |V_p| |V_q| |Y_{pq}| e^{-j(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq})} \dots\dots\dots(3.9)$$

Dengan memisahkan bagian riil dan bagian imajiner maka diperoleh :



$$P_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \cos(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots(3.10)$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \sin(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots(3.11)$$

Kedua persamaan diatas akan menghasilkan suatu kumpulan persamaan serempak (simultan) yang tidak linier untuk setiap simpul sistem tenaga listrik. Untuk mengetahui magnitudo tegangan (V) dan sudut fasa ( $\delta$ ) disetiap simpul dapat diselesaikan dengan menggunakan persamaan (3.10) dan (3.11) yang dilinierkan dengan metode *Newton Raphson* yang dapat dilihat dari persamaan dibawah ini :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \dots\dots\dots(3.12)$$

Dimana :

$\Delta P$  = selisih injeksi bersih daya nyata dengan penjumlahan aliran daya nyata tiap saluran yang menghubungkan simpul dengan V yang didapat dari perhitungan iterasi ke-k

$\Delta Q$  = selisih injeksi bersih daya reaktif dengan penjumlahan aliran daya reaktif tiap saluran yang menghubungkan simpul dengan V yang didapat dari perhitungan iterasi ke-k

$\Delta \delta$  = vektor koreksi sudut fasa tegangan

$\Delta |V|$  = vektor koreksi magnitudo tegangan

H, L, M, N merupakan elemen-elemen off diagonal dan diagonal dari sub matriks Jaqobian yang dibentuk dengan mendefinisikan persamaan (3.10) dan (3.11), dimana :

$$H_{pq} = \frac{\partial P_p}{\partial \delta_q} \qquad N_{pq} = \frac{\partial P_p}{\partial |V_q|}$$

$$M_{pq} = \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_q} \qquad I_{pq} = \frac{\partial Q_p}{\partial |V_q|}$$

Untuk menghitung selisih daya, maka mula-mula ditentukan nilai awal tegangan simpul dan sudut fasanya. Kemudian daya nyata dan daya reaktif dihitung dengan menggunakan persamaan (3.10) dan (3.11). selisih antara daya yang telah ditentukan dengan daya hasil perhitungan ini merupakan perubahan daya yang terjadi pada simpul.

$$\Delta P = P_{\text{pembangkitan}} - P_{\text{beban}} - P_{\text{perhitungan}} \dots\dots\dots(3.13)$$

$$\Delta Q = Q_{\text{pembangkitan}} - Q_{\text{beban}} - Q_{\text{perhitungan}} \dots\dots\dots(3.14)$$

Magnitude tegangan  $|V|$  dan sudut fasa  $\delta_p$  yang diasumsikan serta selisih daya yang dihitung ( $\Delta P$  dan  $\Delta Q$ ) digunakan untuk memperoleh elemen-elemen matriks Jaqobian.

Persamaan (3.12) diselesaikan untuk menghitung vektor koreksi magnitude tegangan  $\Delta(|V|)$  dan sudut fasa tegangan ( $\Delta\delta$ ) yang baru. Sehingga diperoleh harga magnitude tegangan dan sudut fasa yang baru, yaitu :

$$|V|^{k+1} = |V|^k + \Delta|V|^k \dots\dots\dots(3.15)$$

$$\delta^{k+1} = \delta^k + \Delta\delta^k \dots\dots\dots(3.17)$$

Proses perhitungan akan berulang sampai selisih daya nyata dan daya reaktif antara yang dijadwalkan dengan yang dihtiung, yaitu  $\Delta P$  dan  $\Delta Q$  untuk semua simpul mendekati nilai toleransi atau proses perhitungan iterasi mencapai konvergen.

### 3.3. Metode Particle Swarm Optimization<sup>[1][7]</sup>

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 Suatu organisme (seekor burung) dalam PSO, dapat diringkas dalam tiga prinsip:

1. Mengevaluasi, mengevaluasi tetangganya
2. Membandingkan, membandingkan dirinya dengan yang lain di dalam populasi
3. Meniru, 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 percepatan yang berlaku sebagai operator untuk memperoleh 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 ( $P_{best}$ ) yang dikunjunginya dan posisi terbaik yang dikunjungi dari semua partikel dalam lingkungannya diantara semua posisi adalah ( $g_{best}$ ). Partikel swarm dianggap melintasi ruang pencarian masalah dalam langkah waktu yang berlainan,

---

kelahiran), akan tetapi sebagai proses adaptasi. Dalam usaha meningkatkan nilai konvergen dari algoritma PSO standart menjadi optimum global Posisi dari suatu perubahan partikel menurut percepatannya yang disesuaikan pada tiap iterasi. Partikel di posisikan kembali menurut koordinat berdasar percepatannya yang dapat dihitung sebagai berikut :

$$v^{k+1} = wv_i^k + c_1 * rand(.) \frac{(p_{best_i} - S_i^k)}{\Delta t} + c_2 * rand(.) \frac{(g_{best_i} - S_i^k)}{\Delta t} \dots (3.20)$$

faktor  $w$  adalah berat inersia dimana berat inersia adalah factor skala yang berhubungan dengan kecepatan pada langkah waktu sebelumnya, berat inersia menentukan seberapa besar kecepatan sebelumnya harus dipertahankan dari langkah waktu sebelumnya. Berat inersia ditetapkan menurun secara linier dari 0,9 sampai dengan 0,4 selama simulasi. Setting ini memungkinkan PSO mempelajari daerah yang luas di awal simulasi, jika berat inersia besar maka pencarian menjadi lebih global dan jika inersia lebih kecil maka pencarian menjadi lebih lokal. Koefisien  $c_1$  dan  $c_2$  adalah faktor belajar (*learning factor*) yang membantu partikel untuk bergerak lebih cepat ke area solusi.

Algoritma PSO dimulai dengan suatu populasi dari partikel dengan posisi secara acak . Di PSO, partikel yang tunggal adalah suatu solusi di ruang pencarian. Semua partikel mempunyai nilai fitness yang di evaluasi oleh fungsi fitness untuk di optimalkan.

---

pada masing-masing langkah waktu (iterasi) kecepatan saat ini dan jaraknya dari  $P_{best}$  dan  $g_{best}$  menurut :

$$v_i^{k+1} = v_i^k + c_1 * rand(.) \frac{(P_{best_i} - S_i^k)}{\Delta t} + c_2 * rand(.) \frac{(g_{best_i} - S_i^k)}{\Delta t} \dots\dots(3.18)$$

dimana

$v_i^{k+1}$  = Komponen kecepatan ke-i pada iterasi k

$rand(.)$  = Angka acak antara 0 dan 1

$S_i^k$  = Posisi saat ini dalam dimensi ke-i

$c_1, c_2$  = koefisiensi percepatan

$P_{best_i}$  = Posisi terbaik pribadi dalam dimensi ke-i

$g_{best_i}$  = Posisi terbaik global dalam dimensi ke-i

$\Delta t$  = Waktu

Setelah itu masing-masing partikel diperbolehkan untuk memperbaharui posisinya agar memperoleh posisi yang terbaik menggunakan :

$$S_i^{k+1} = S_i^k + v_i^{k+1} * \Delta t \dots\dots\dots(3.19)$$

Cara yang lebih baik untuk memahami mekanisme pencarian *stokastik* yang dilakukan PSO adalah dengan menganggap masing-masing iterasi bukan sebagai proses pengganti populasi sebelum dengan populasi baru (kematian dan

### 3.4. Economic Dispatch Menggunakan Metode Modifikasi Particle Swarm Optimization<sup>[1]</sup>

Dalam Skripsi ini tidak seperti metode PSO tradisional, modifikasi untuk algoritma PSO memiliki keuntungan dimana tidak ada fungsi penalty yang digunakan untuk menangani masalah. solusi optimasi yang dapat dilakukan sebagai berikut :

Setelah posisi partikel diperbaharui, pemeriksaan posisi dilakukan untuk memastikan agar tidak ada partikel yang terlepas dari ikatan ruang pencarian atau melanggar batas. Jika pelanggaran terdeteksi, algoritma perbaikan digunakan untuk memaksa partikel yang melanggar untuk kembali ke daerah yang layak.

Algoritma berikut bentuk modifikasi algoritma perbaikan :

Jika pelanggaran terdeteksi untuk pertama kali maka :

$$v^{k+1} = c_1 * rand(.) \frac{(p_{best_i} - S_i^k)}{\Delta t} + c_2 * rand(.) \frac{(g_{best_i} - S_i^k)}{\Delta t}$$

Jika pelanggaran terdeteksi untuk kedua kali maka :

$$v^{k+1} = c_2 * rand(.) \frac{(g_{best_i} - S_i^k)}{\Delta t}$$

Jika pelanggaran terdeteksi untuk ketiga kali maka :

$$S_i^{k+1} = p_{best_i}$$

Selesai

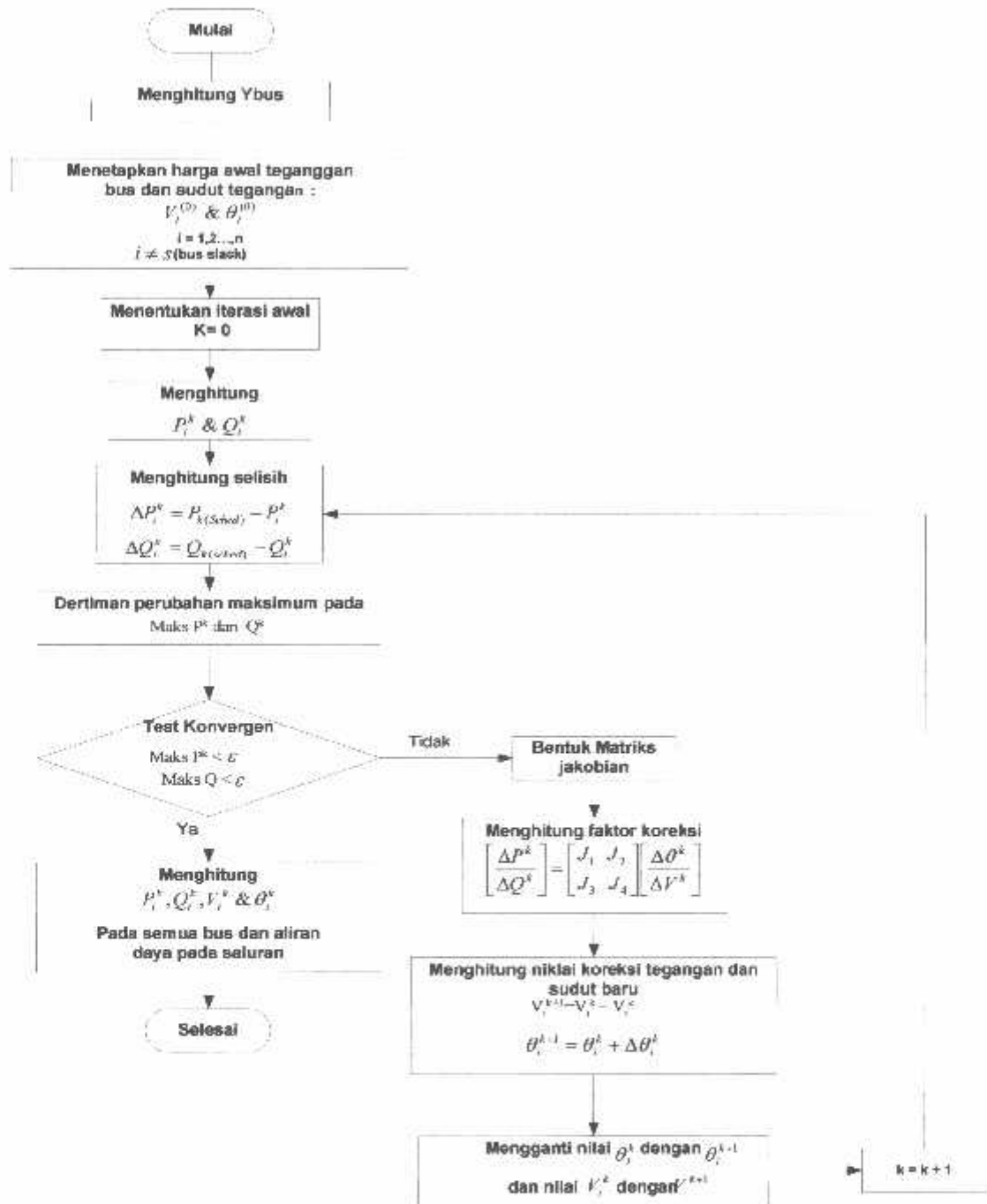
proses iterasi dihentikan ketika perubahan biaya pembangkitan sampai berada dalam batas akurasi atau sampai pada jumlah maksimum iterasi yang diijinkan tercapai.

### 3.5. Algoritma Pemrograman

#### 3.5.1. Algoritma Program Aliran Daya Metode Newton Raphson.<sup>[8]</sup>

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  $\epsilon$ .
  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.
-

### 3.5.2. Flowchart Aliran Daya Metode Newton Raphson.



Flowchart Aliran Daya Newton Rhapsion



### 3.5.3. Algoritma Pemrograman Economic Dispatch Menggunakan Modifikasi Particle Swarm Optimization

1. Memasukkan parameter setiap unit pembangkit dan Impedansi Saluran.
2. Melakukan perhitungan aliran daya Newton Rhapson

$$P_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \cos(\delta_p - \delta_q - \delta_{pq}) \quad ,$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \sin(\delta_p - \delta_q - \delta_{pq})$$

3. Memasukkan parameter PSO yang meliputi  $w_{min}$ ,  $w_{max}$ ,  $c_1$ ,  $c_2$ , jumlah partikel, nilai velocity dan iterasi max dan dilakukan secara acak.
4. Menghitung nilai *fitness* ( Objective Fuction)

Nilai Fitness

- Jika nilai fitness (x) > nilai fitness ( $p_{best}$ ) maka  $p_{best} = x$ , dan
- Jika nilai fitness (x) > nilai fitness ( $g_{best}$ ) maka  $g_{best} = x$

5. Update  $c_1, c_2$  menggunakan rumus:

$$v^{k+1} = wv_i^k + c_1 * rand(.) \frac{(p_{best_i} - S_i^k)}{\Delta t} + c_2 * rand(.) \frac{(g_{best_i} - S_i^k)}{\Delta t}$$

6. Update  $S_i^k$  menggunakan rumus:

$$S_i^{k+1} = S_i^k + v_i^{k+1} * \Delta t$$

7. Apakah ada yang melanggar batas :

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_D + P_L \quad \text{dan} \quad P_{i_{min}} \leq P_{Gi} \leq P_{i_{max}}$$

- Jika tidak lanjutkan langkah 8
- Jika ya, lakukan modifikasi algoritma :

Jika pelanggaran terdeteksi untuk pertama kali maka :

$$v^{k+1} = c_1 * rand(.) \frac{(p_{best_i} - S_i^k)}{\Delta t} + c_2 * rand(.) \frac{(g_{best} - S_i^k)}{\Delta t}$$

(Lakukan iterasi)

Jika pelanggaran terdeteksi untuk kedua kali maka :

$$v^{k+1} = c_2 * rand(.) \frac{(g_{best} - S_i^k)}{\Delta t}$$

(Lakukan iterasi)

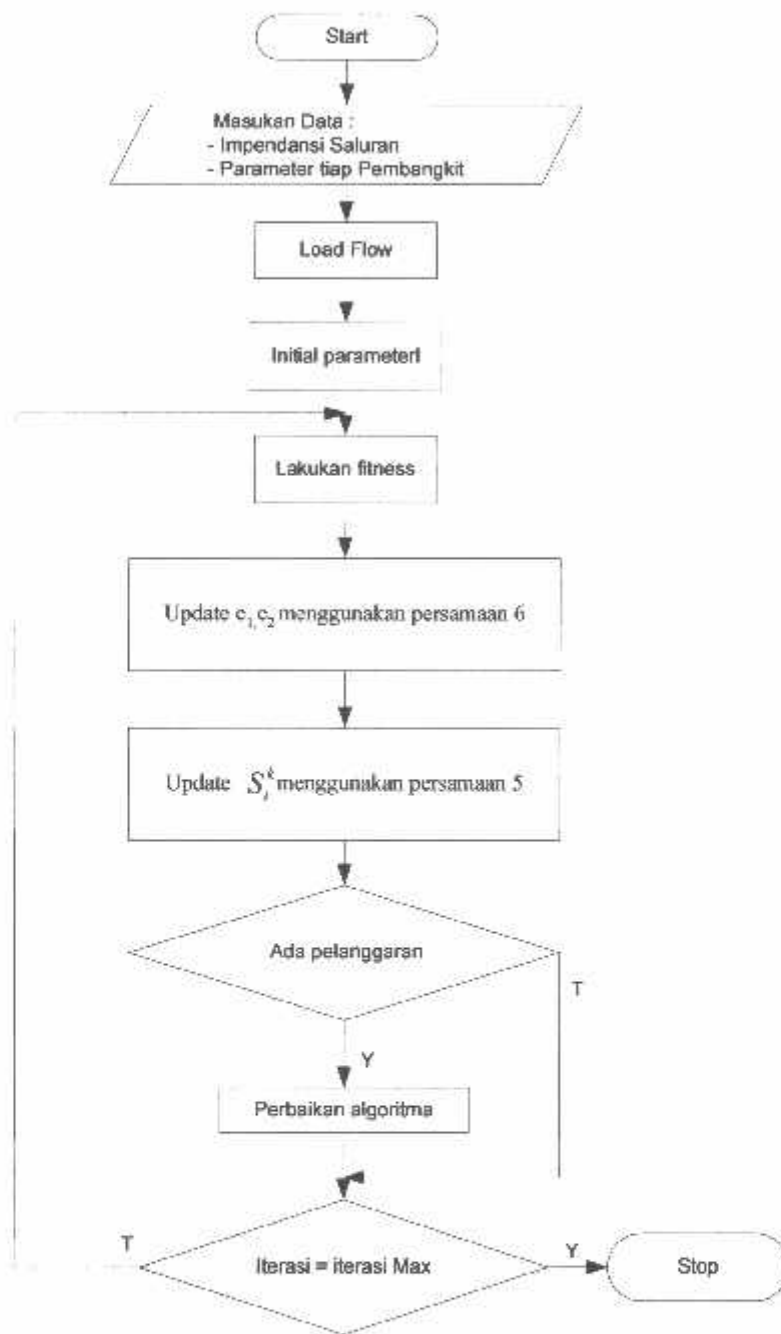
Jika pelanggaran terdeteksi untuk ketiga kali maka :

$$S_i^{k+1} = p_{best_i}$$

(Lakukan iterasi)

8. Apakah iterasi = Iterasi maksimum. Jika ya stop jika tidak, kembali kelangkah 4.

## 3.5.4. Flochart Program



Flowchart program PSO

### 3.6. Validasi Program Menggunakan Data IEEE Sistem 26 Bus

#### 3.6.1. Data IEEE Sistem 26 Bus

Tabel 3-1  
Data Saluran IEEE 26 Bus

No	Saluran		R (pu)	X (pu)	B (pu)
	Dari	Ke			
1	1	2	0.00055	0.00480	0.03000
2	1	18	0.01300	0.01150	0.06000
3	2	3	0.01460	0.05130	0.05000
4	2	7	0.01030	0.05860	0.01800
5	2	8	0.07400	0.03210	0.03900
6	2	13	0.03570	0.09670	0.02500
7	2	26	0.03230	0.19670	0.00000
8	3	13	0.00070	0.00548	0.00050
9	4	8	0.00080	0.02400	0.00010
10	4	12	0.00160	0.02070	0.01500
11	5	6	0.00690	0.03000	0.09900
12	6	7	0.00535	0.03060	0.00105
13	6	11	0.00970	0.05700	0.00010
14	6	18	0.00374	0.02220	0.00120
15	6	19	0.00350	0.06600	0.04500
16	6	21	0.00500	0.09000	0.02260
17	7	8	0.00120	0.00693	0.00010
18	7	9	0.00095	0.04290	0.02500
19	8	12	0.00200	0.01800	0.02000
20	9	10	0.00104	0.04930	0.00100
21	10	12	0.00247	0.01320	0.01000
22	10	19	0.05470	0.23600	0.00000
23	10	20	0.00660	0.01600	0.00100
24	10	22	0.00690	0.02980	0.00500
25	11	25	0.09600	0.02700	0.01000
26	11	26	0.01650	0.09700	0.00400
27	12	14	0.03270	0.08020	0.00000
28	12	15	0.01800	0.05980	0.00000
29	13	14	0.00460	0.02710	0.00100
30	13	15	0.01160	0.06100	0.00000
31	13	16	0.01793	0.08880	0.00100
32	14	15	0.00690	0.03820	0.00000
33	15	16	0.02090	0.05120	0.00000
34	16	17	0.09900	0.06000	0.00000
35	16	20	0.02390	0.05850	0.00000
36	17	18	0.00320	0.06000	0.03800

37	17	21	0.02290	0.44500	0.00000
38	19	23	0.03000	0.13100	0.00000
39	19	24	0.03000	0.12500	0.02000
40	19	25	0.11900	0.22490	0.04000
41	20	21	0.00657	0.15700	0.00000
42	20	22	0.01500	0.03660	0.00000
43	21	24	0.04760	0.15100	0.00000
44	22	23	0.02900	0.09900	0.00000
45	22	25	0.03100	0.08800	0.00000
46	23	24	0.09870	0.11680	0.00000

**Tabel 3-2**  
**Data Pembangkitan dan Pembebanan IEEE 26 Bus**

No	V (pu)	Sudut ( $^{\circ}$ )	$P_{gen}$	$Q_{gen}$	$P_{load}$	$Q_{load}$	Type
1	1.025	0.000	0.000	0.000	51.000	41.000	1
2	1.020	0.000	79.000	0.000	22.000	15.000	2
3	1.025	0.000	20.000	0.000	64.000	50.000	2
4	1.050	0.000	100.000	0.000	25.000	10.000	2
5	1.045	0.000	300.000	0.000	50.000	30.000	2
6	1.000	0.000	0.000	2.000	76.000	29.000	3
7	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3
8	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3
9	1.000	0.000	0.000	3.000	89.000	50.000	3
10	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3
11	1.000	0.000	0.000	1.500	25.000	15.000	3
12	1.000	0.000	0.000	2.000	89.000	48.000	3
13	1.000	0.000	0.000	0.000	31.000	15.000	3
14	1.000	0.000	0.000	0.000	24.000	12.000	3
15	1.000	0.000	0.000	0.500	70.000	31.000	3
16	1.000	0.000	0.000	0.000	55.000	27.000	3
17	1.000	0.000	0.000	0.000	78.000	38.000	3
18	1.000	0.000	0.000	0.000	153.000	67.000	3
19	1.000	0.000	0.000	5.000	75.000	15.000	3
20	1.000	0.000	0.000	0.000	48.000	27.000	3
21	1.000	0.000	0.000	0.000	46.000	23.000	3
22	1.000	0.000	0.000	0.000	45.000	22.000	3
23	1.000	0.000	0.000	0.000	25.000	12.000	3
24	1.000	0.000	0.000	0.000	54.000	27.000	3
25	1.000	0.000	0.000	0.000	28.000	13.000	3
26	1.015	0.000	60.000	0.000	40.000	20.000	2

## 3.6.2. Hasil Perhitungan

**Tabel 3-3**  
**Hasil Perhitungan Aliran Daya**  
**IEEE 26 Bus**

No	V (pu)	Sudut ( $^{\circ}$ )	$P_{gen}$	$Q_{gen}$	$P_{load}$	$Q_{loads}$	Type
1	1.02500	0.00000	427.005	233.749	51.000	41.000	1
2	1.02000	-0.00281	200.000	-128.325	22.000	15.000	2
3	1.02500	-0.00036	178.822	96.531	64.000	50.000	2
4	1.05000	-0.04888	150.000	299.163	25.000	10.000	2
5	1.04500	-0.09912	200.000	105.370	50.000	30.000	2
6	1.01105	-0.04689	0.000	2.000	76.000	29.000	3
7	1.01669	-0.04817	0.000	0.000	0.000	0.000	3
8	1.02142	-0.04820	0.000	3.000	0.000	0.000	3
9	0.99808	-0.08566	0.000	0.000	89.000	50.000	3
10	1.00044	-0.08998	0.000	0.000	0.000	0.000	3
11	1.00262	-0.03763	0.000	1.500	25.000	15.000	3
12	1.01566	-0.07037	0.000	2.000	89.000	48.000	3
13	1.00625	-0.05530	0.000	0.000	31.000	15.000	3
14	1.00230	-0.06834	0.000	0.000	24.000	12.000	3
15	0.99683	-0.07883	0.000	0.500	70.000	31.000	3
16	0.98711	-0.08750	0.000	0.000	55.000	27.000	3
17	0.98862	-0.08221	0.000	0.000	78.000	38.000	3
18	1.01118	-0.03251	0.000	0.000	153.000	67.000	3
19	0.98962	-0.10651	0.000	5.000	75.000	15.000	3
20	0.98936	-0.09391	0.000	0.000	48.000	27.000	3
21	0.98423	-0.09711	0.000	0.000	46.000	23.000	3
22	0.98404	-0.10177	0.000	0.000	45.000	22.000	3
23	0.96622	-0.11352	0.000	0.000	25.000	12.000	3
24	0.96812	-0.12083	0.000	0.000	54.000	27.000	3
25	0.96691	-0.10815	0.000	0.000	28.000	13.000	3
26	1.01500	0.02489	120.000	18.6870	40.000	20.000	2

**Tabel 3-4**  
**Data Validasi Jurnal PSO dan PSO program**  
**( IEEE 26 Bus )**

Variable	Hasil	
	Referensi	Program
P <sub>1</sub> (MW)	426.971	427.005
P <sub>2</sub> (MW)	199.941	200.000
P <sub>3</sub> (MW)	178.801	178.822
P <sub>4</sub> (MW)	149.980	150.000
P <sub>5</sub> (MW)	200.009	200.000
P <sub>6</sub> (MW)	119.420	120.000
Total power (MW)	1275.121	1275.827
Power loss (MW)	12.121	12.827
Total cost (\$/h)	155104.9074	155440.0000

Referensi yang digunakan pada uji validasi adalah IEEE 26 Bus System, diperoleh dari jurnal *IEEE POWER SYSTEMS* dengan error sebesar 0,002155768142.

## BAB IV

### DATA DAN ANALISIS HASIL

#### 4.1. Pendahuluan

Kebutuhan tenaga listrik sebagai sumber energi yang paling fleksibel dan murah, di Indonesia dari tahun ke tahun terus bertambah. Hal ini seiring meningkatnya taraf hidup masyarakat dan pesatnya pembangunan disegala bidang yang tentunya membutuhkan daya yang kuat disektor energi.

PT. PLN P3B dalam penyelenggaraan usaha ketenaga listrikan berdasarkan prinsip industri dan perniagaan yang sehat, dituntut mampu bersaing dan mampu memanfaatkan sebesar-besarnya peluang pasar dalam bidang tenaga listrik. Dalam hal tersebut, PT.PLN P3B harus menjaga efisiensi, keadalan operasional penyediaan dan pengaturan tenaga listrik dari pembangkit-pembangkit yang dimilikinya.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diterapkan sistem pengadaan daya dengan jalan interkoneksi dengan sistem tenaga Jawa-Bali dimana pada sub sistem Paiton dan Bali dilaksanakan melalui sistem penyaluran transmisi 150 kV yang membentang dari pusat pembangkit Paiton melalui saluran transmisi bawah laut sampai pusat pembangkit Gillimanuk yang teinterkoneksi dengan pembangkit pesanggrahan.



#### 4.2. Data Sub-Sistem 150 kV Paiton dan Bali.

Pemenuhan kebutuhan tenaga listrik pada sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali dipasok oleh beberapa unit pembangkit yang tersebar di Probolinggo dan Bali yang saat ini memiliki unit pembangkit yaitu :

- 2 buah PLTU Paiton, 2 x 400 MW
- 1 buah PLTG Gilimanuk, 140 MW
- 4 buah PLTG Pesanggrahan, total 125,45 MW
- 11 buah PLTD Pesanggrahan, total 75.834 MW

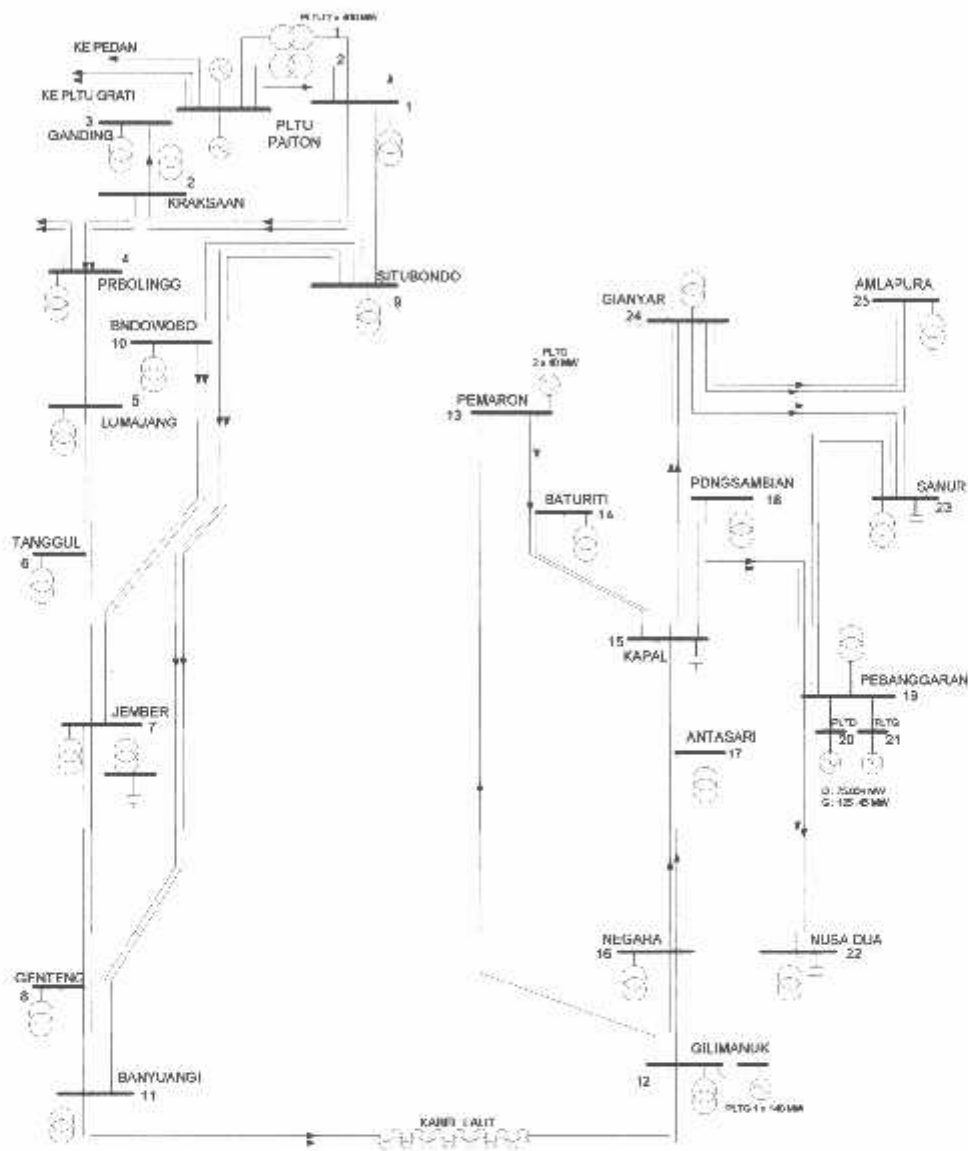
Adapun Data-data lebih lengkapnya dapat dilihat pada tabel 4.1, untuk harga bahan bakar berdasarkan statistic PLN 2003 dimana dipakai nilai tukar Rp. 9000 per satuan dolar Amerika.

**Tabel 4.1**  
**Data Unit Thermal Pada PT.PLN P3B Tahun 2003**

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)		Koefisien Biaya Bahan Bakar		
			Min	Max	A	B	C
1	PLTU Paiton 1&2	Coal	150	740	388144.168	1306.150	6.180000
2	PLTG Gilimanuk	HSD	50	133.8	87435.000	1599.000	1.406900
3	PLTG Pesanggrahan	HSD	15	125.5	88960.000	1670.000	14.293200
4	PLTD Pesanggrahan	HSD	21	75	139560.000	5297.000	113.900000

Sumber : Data Penawaran PT PLN PJB, Jl., Ketingtang Baru No. 11, Surabaya 60231

Catatan : Harga Batubara                      253 Rp/Kg  
 Harga HSD                                      1595 Rp/liter  
 Nilai Tukar                                      9000 Rp/US\$



Sumber : PT. PLN (persero) P3B Jawa-Bali

**Gambar 4-1**  
**Saluran Transmisi 150kV Sub Sistem Paiton dan Bali**

**Tabel 4-2**  
**Data Saluran Transmisi Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali**

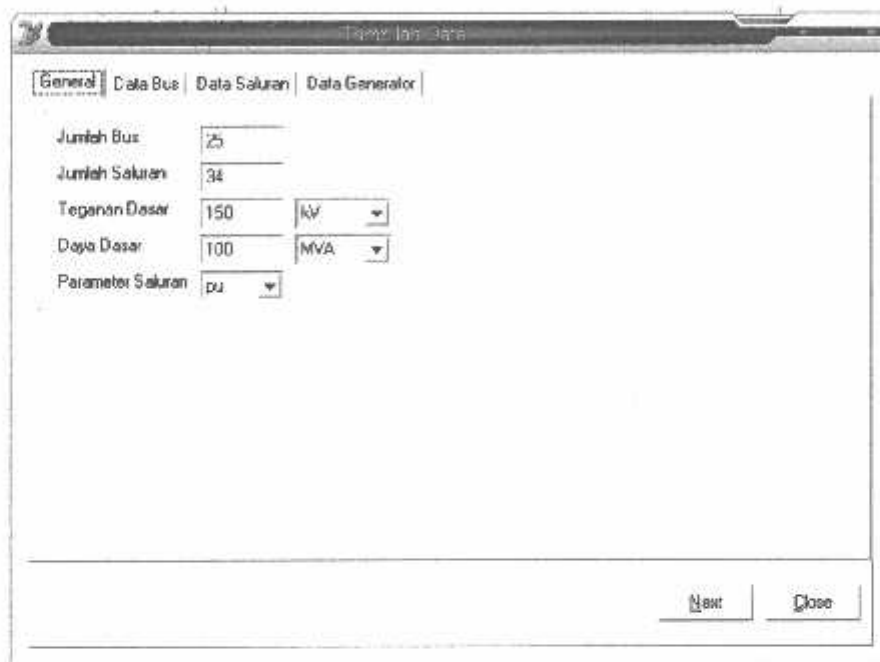
No	Hubungan Bus	Jumlah Saluran	R (pu)	X (pu)	B (pu)
1	1 – 2	2	0,0053	0,0179	0,0065
2	1 – 9	2	0,0048	0,0346	0,0251
3	2 – 3	1	0,0100	0,0340	0,0123
4	2 – 4	2	0,0079	0,0269	0,0097
5	4 – 5	2	0,0135	0,0460	0,0166
6	5 – 6	1	0,0167	0,0571	0,0206
7	5 – 7	1	0,0315	0,1077	0,0389
8	6 – 7	1	0,0148	0,0506	0,0183
9	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	0,0339	0,1314	0,0502
17	12 – 16	1	0,0116	0,3355	0,1235
18	13 – 14	1	0,0194	0,0371	0,0129
19	13 – 15	1	0,0556	0,1054	0,0369
20	14 – 15	1	0,0362	0,0693	0,0240
21	15 – 16	1	0,0412	0,1194	0,0439
22	15 – 17	1	0,0142	0,0411	0,0151
23	15 – 18	1	0,0105	0,0411	0,0151
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	0,0270	0,0783	0,0288
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 : PT. PLN (persero) P3B Jawa-Bali

### 4.3. Tampilan Program

Program dalam makalah ini dijalankan menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi 7.0 dan diaplikasikan pada computer Atlon XP 2200<sup>+</sup> dengan memori 256 MB. Untuk menjalankan program, lakukan prosedur sebagai berikut:

1. klik data yang diinginkan untuk melihat data awal keseluruhan



**Gambar 4- 2**  
**Tampilan Data General, Bus, Saluran dan Generator**

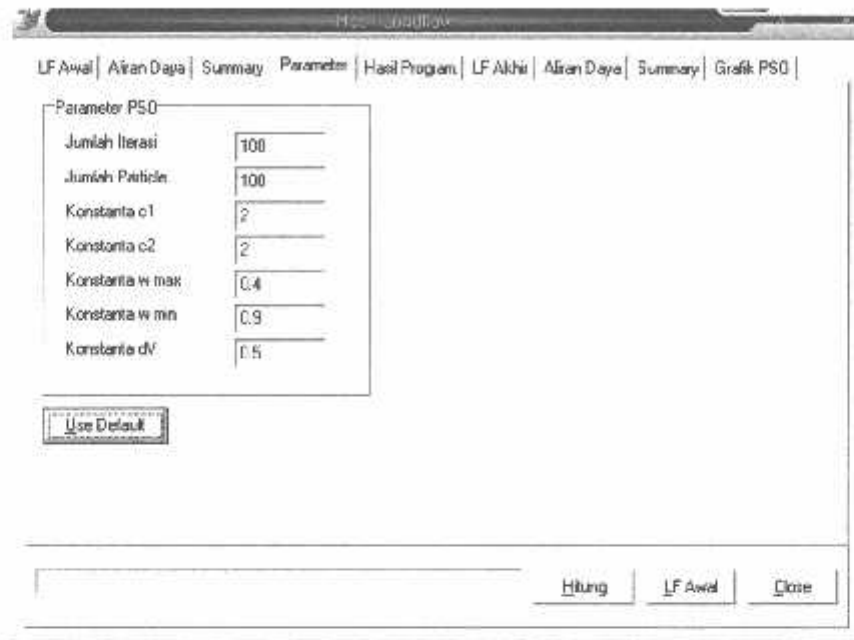
2. Klik tombol load flow awal untuk melihat hasil perhitungan aliran daya pada kondisi awal

Bus	absV (pu)	angV (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PL (MW)	QL (MVAR)	Supr (pu)	Type Bus
1	1.0000	0.0000	594.498	-82.222	45.700	13.200	0.000	1
2	0.98719	-0.03795	0.000	0.000	14.500	8.200	0.000	3
3	0.98207	-0.04435	0.000	0.000	20.800	9.800	0.000	3
4	0.97707	-0.08752	0.000	0.000	33.500	16.200	0.000	3
5	0.97544	-0.15939	0.000	0.000	37.500	16.400	0.000	3
6	0.98082	-0.19631	0.000	0.000	23.400	9.100	0.000	3
7	0.99268	0.21711	0.000	50.000	60.100	27.800	0.000	3
8	0.97937	-0.31323	0.000	0.000	40.000	24.500	0.000	3
9	1.02730	-0.11629	0.000	0.000	23.200	9.400	0.000	3
10	1.00834	-0.16622	0.000	0.000	17.200	7.000	0.000	3
11	0.96379	-0.34208	0.000	0.000	34.800	13.700	0.000	3
12	1.00000	-0.35231	99.903	166.936	5.500	1.900	0.000	2
13	0.98034	-0.36742	0.000	0.000	11.000	4.300	0.000	3
14	0.96693	-0.44906	0.000	0.000	5.700	2.500	0.000	3
15	0.99299	-0.48671	0.000	50.000	64.200	20.700	0.000	3

Hitung **LF Awal** Close

**Gambar. 4-3**  
**Tampilan Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan,  
 Daya Bus Pembangkit dan Beban**

3. Kemudian klik tombol parameter, setelah itu klik Use Default untuk mengetahui parameter dari PSO



**Gambar 4-4**  
**Tampilan Setting Nilai Parameter PSO**

4. Setelah mensetting nilai parameter klik tombol Hitung untuk mengetahui hasil pembangkitan , rekapitulasi biaya pembangkitan dan rekapitulasi rugi-rugi daya saluran

No	Nama	PLN (MW)	Prog (MW)	Cost PLN (Rp)	Cost Prog (Rp)	Selisih (F)
1	PLTU Febra 1 2	594.436	486.433	3.348.830	2.887.3E7	461.444
1	PLTG Gilmanuk	39.900	133.800	261.216	673.544	-412.328
2	PLTD Pesanggaran	27.600	75.000	145.940	215.274	-69.334
3	PLTG Pesanggaran	71.300	59.738	1.086.268	239.728	866.540

**Gambar 4-5.a**  
**Tampilan Hasil dari Daya Pembangkitan dan Biaya**  
**Pembangkitan Tiap Generator**

Rekapitulasi Biaya		
Sebelum Optimasi	4.852.254	Rp
Setelah Optimasi	3.969.425	Rp
Selisih Optimasi	882.830	Rp

Rekapitulasi Losses		
Sebelum Optimasi	37.698	MW
Setelah Optimasi	49.371	MW
Selisih Optimasi	38.327	MW

**Gambar 4-5.b**  
**Tampilan Hasil dari Rekapitulasi Biaya dan**  
**Rekapitulasi Rugi-rugi Daya**

#### 4.4. Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali

Data yang dipakai pada perhitungan ini adalah data operasi sistem tenaga listrik pada tanggal 1 - 7 Januari 2005, dikarenakan ada perbedaan waktu antara load flow Jawa - Timur dan Bali maka pukul 10.00 dan 19.00 WIB (Jawa - Timur) dan 11.00 dan 20.00 WITA (Bali), maka agar memudahkan pada saat perhitungan, waktu yang digunakan waktu Jawa – Timur



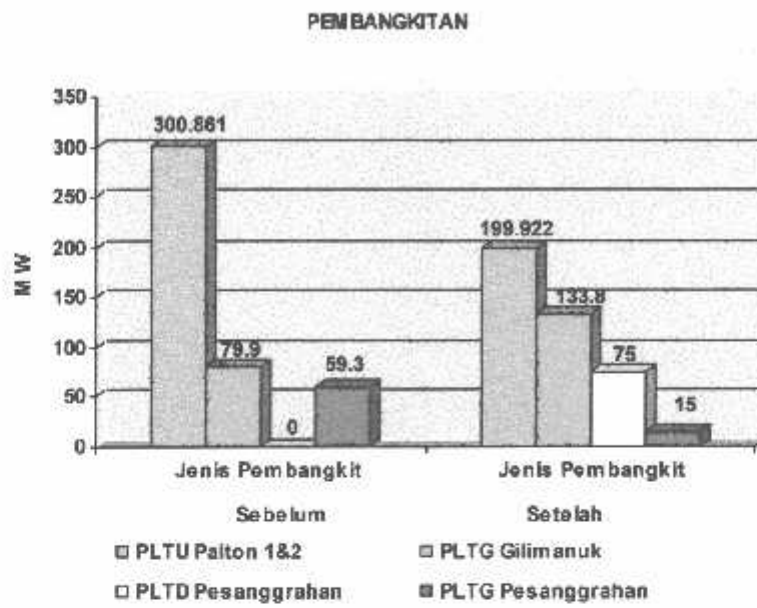
#### 4.4.1. Hasil Perhitungan

**Tabel 4-3**  
**Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali**  
**Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

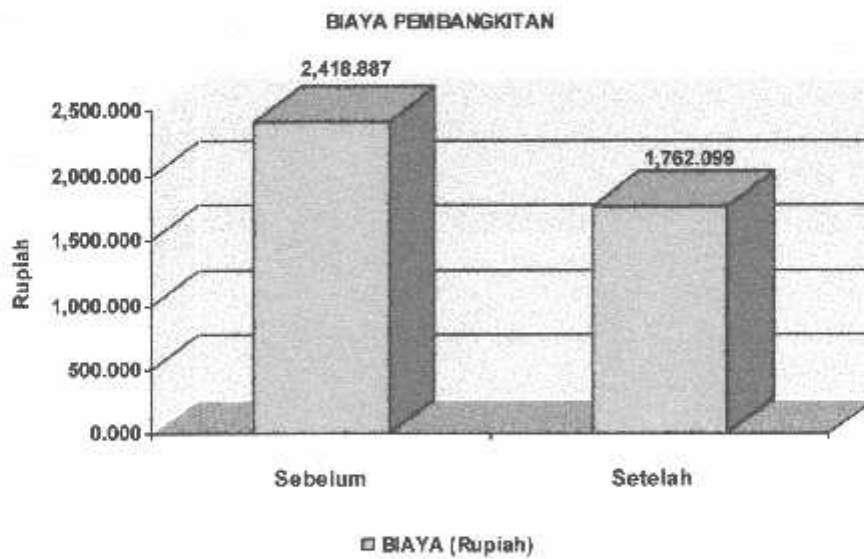
No	Bus	Tegangan (pu)	Pembangkitan		Pembebanan		Type
			MVA	MVAR	MVA	MVAR	
1	PAITON	1,00	-	-	45,0	6,0	1
2	KRAKSAN	-	-	-	3,5	1,0	3
3	GENDING	-	-	-	20,8	9,8	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	15,6	6,9	3
5	LUMAJANG	-	-	-	13,3	5,4	3
6	TANGGUL	-	-	-	7,2	2,2	3
7	JEMBER	-	-	50	23,3	10,4	3
8	GENTENG	-	-	-	7,8	3,1	3
9	SITUBONDO	-	-	-	9,3	1,8	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	4,6	1,4	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	17,8	6,1	3
12	GILIMANUK	1,00	79,9	-	3,6	1,2	2
13	PEMARON	-	-	-	12,4	3,9	2
14	BATURITI	-	-	-	2,0	0,3	3
15	KAPAL	-	-	50	39,7	12,8	3
16	NEGARA	-	-	-	5,7	2,1	3
17	ANTASARI	-	-	-	3,5	1,1	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	16,4	7,0	3
19	PESANGGARAN	-	-	-	64,0	23,4	3
20	PLTD PSGRAN	-	-	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	1,00	59,3	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	42,4	12,0	3
23	SANUK	-	-	25	35,5	11,7	3
24	GIANYAR	-	-	-	14,8	4,1	3
25	AMLAPURA	-	-	-	6,6	2,8	3

**Tabel 4-4**  
**Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan**  
**Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi		Selisih
		Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	
1	PLTU Paiton 1& 2	300,861	1,340,510,	199,922	896,279	444,231
2	PLTG Gilimanuk	79,9	224,177	133,8	326,568	-102,391
3	PLTD Pesanggrahan	0	0	75	294,609	-294,609
4	PLTG Pesanggrahan	59,3	854,2	15	244,643	609,558
	Total	440,061	2,418,887	423,712	1,762,099	656,788
	Rugi-rugi Daya		26,261		9,922	16,339



**Grafik 4-1**  
**Daya Pembangkitan**  
 Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB



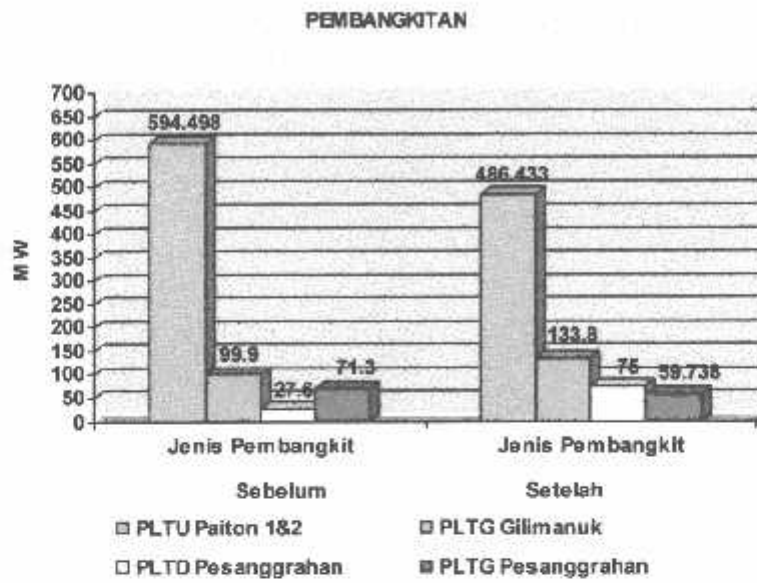
**Grafik 4-2**  
**Biaya Pembangkitan**  
 Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB

**Tabel 4-5**  
**Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali**  
**Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

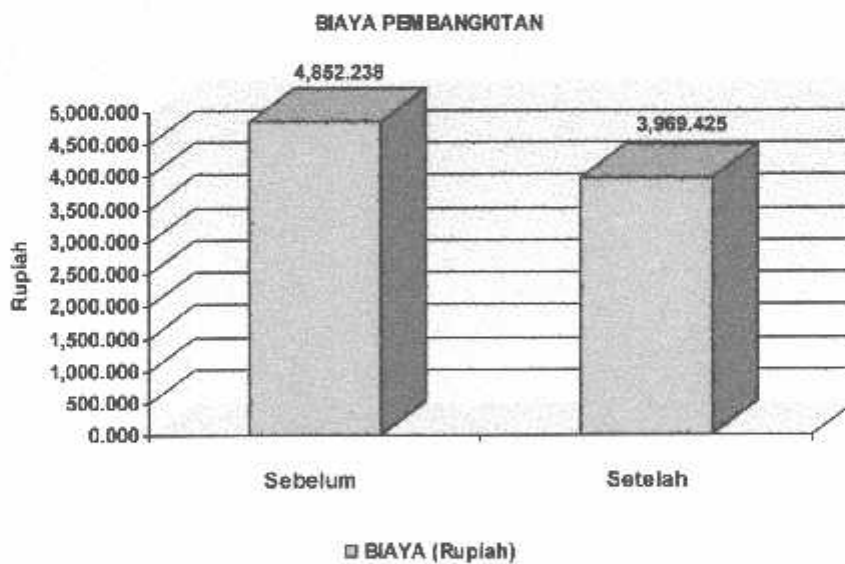
No	Bus	Tegangan (pu)	Pembangkitan		Pembebanan		Type
			MVA	MVAR	MVA	MVAR	
1	PAITON	1,00	-	-	45,7	13,2	1
2	KRAKSAN	-	-	-	14,5	8,2	3
3	GENDING	-	-	-	20,8	9,8	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	33,5	16,2	3
5	LUMAJANG	-	-	-	37,5	16,4	3
6	TANGGUL	-	-	-	23,4	9,1	3
7	JEMBER	-	-	50	60,1	27,8	3
8	GENTENG	-	-	-	40	24,5	3
9	SITUBONDO	-	-	-	23,2	9,4	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	17,2	7,0	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	34,8	13,7	3
12	GILIMANUK	1,00	99,9	-	5,5	1,8	2
13	PEMARON	-	-	-	11,0	4,3	2
14	BATURITI	-	-	-	5,7	2,6	3
15	KAPATI	-	-	-	64,2	20,7	3
16	NRGARA	-	-	-	4,3	0,8	3
17	ANTASARI	-	-	-	24,1	8,5	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	22,6	8,6	3
19	PESANGGARAN	-	-	-	75,7	28,1	3
20	PLTD PSGRAN	1,00	27,6	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	1,00	71,3	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	48,6	14,3	3
23	SANUR	-	-	25	48,6	17,7	3
24	GIANYAR	-	-	-	30,9	8,5	3
25	AMLAPURA	-	-	-	13,7	6,7	3

**Tabel 4-6**  
**Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan**  
**Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi		Selisih
		Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	
1	PLTU Paiton 1& 2	594,498	3,348,830	486,433	2,485,794	863,036
2	PLTG Gilimanuk	99,9	261,216	133,8	326,568	-65,352
3	PLTD Pesanggrahan	27,6	145,940	75	294,609	-148,669
4	PLTG Pesanggrahan	71,3	1,096,268	59,738	862,453	233,816
Total		793,298	4,852,254	754,971	3,969,425	882,830
Rugi-rugi Daya		87,698		49,371		38,327



**Grafik 4-3**  
**Daya Pembangkitan**  
 Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB



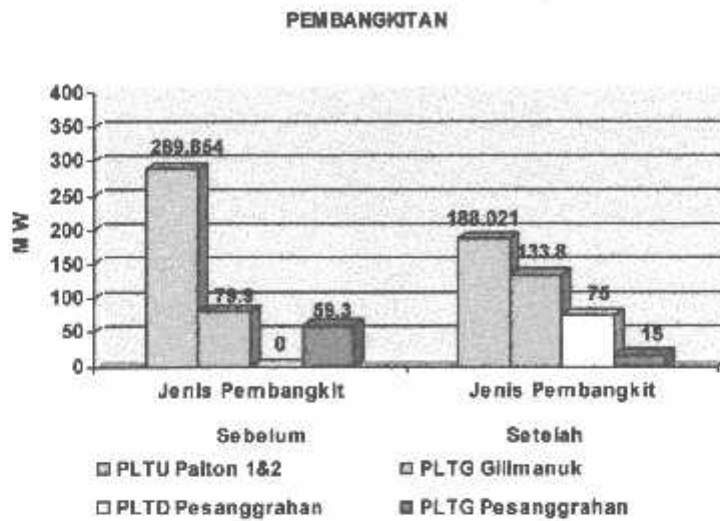
**Grafik 4-4**  
**Biaya Pembangkitan**  
 Sabtu, 1 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB

**Tabel 4-7**  
**Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali**  
**Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

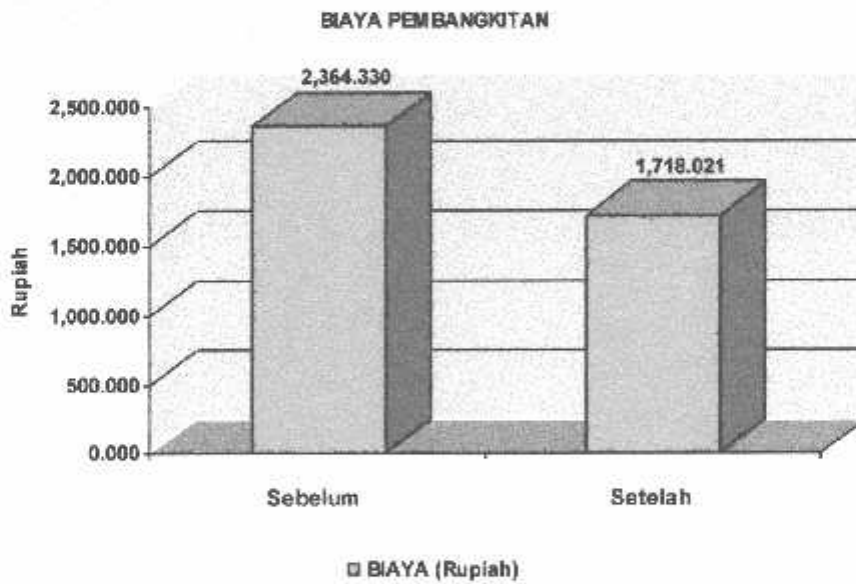
No	Bus	Tegangan (pu)	Pembangkitan		Pembebanan		Type
			MVA	MVAR	MVA	MVAR	
1	PAITON	1,00	-	-	35,8	5,0	1
2	KRAKSAN	-	-	-	3,5	1,5	3
3	GENDING	-	-	-	6,9	3,7	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	20,2	8,6	3
5	LUMAJANG	-	-	-	13,2	3,9	3
6	TANGGUL	-	-	-	6,7	2,4	3
7	JEMBER	-	-	50	23,5	10,0	3
8	GENTENG	-	-	-	8,5	3,9	3
9	SITUBONDO	-	-	-	10,1	2,2	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	4,2	1,8	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	18,0	6,2	3
12	GILIMANUK	1,000	79,9	-	3,6	1,2	2
13	PEMARON	-	-	-	13,0	4,2	2
14	BATURITI	-	-	-	2,4	0,3	3
15	KAPAL	-	-	50	41,7	12,9	3
16	NEGARA	-	-	-	6,2	1,3	3
17	ANTASARI	-	-	-	2,7	1,3	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	15,6	6,2	3
19	PESANGGARAN	-	-	-	63,9	23,1	3
20	PLTD PSGRAN	-	-	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	1,00	59,3	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	41,9	12,4	3
23	SANUR	-	-	25	37,2	13,1	3
24	GLANYAR	-	-	-	15,5	4,1	3
25	AMLAPURA	-	-	-	6,8	2,0	3

**Tabel 4-8**  
**Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan**  
**Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi		Selisih
		Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	
1	PLTU Paiton 1& 2	289,854	1,285,953	188,021	852,201	433,752
2	PLTG Gilimanuk	79,9	244,177	133,8	326,568	-102,391
3	PLTD Pesanggrahan	0	0	75	294,609	-294,609
4	PLTG Pesanggrahan	59,3	854,200	15	244,643	609,558
Total		429,054	2,364,330	411,821	1,718,021	646,309
Rugi-rugi Daya		27,954		10,721		17,233



**Grafik 4-5**  
**Daya Pembangkitan**  
 Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB



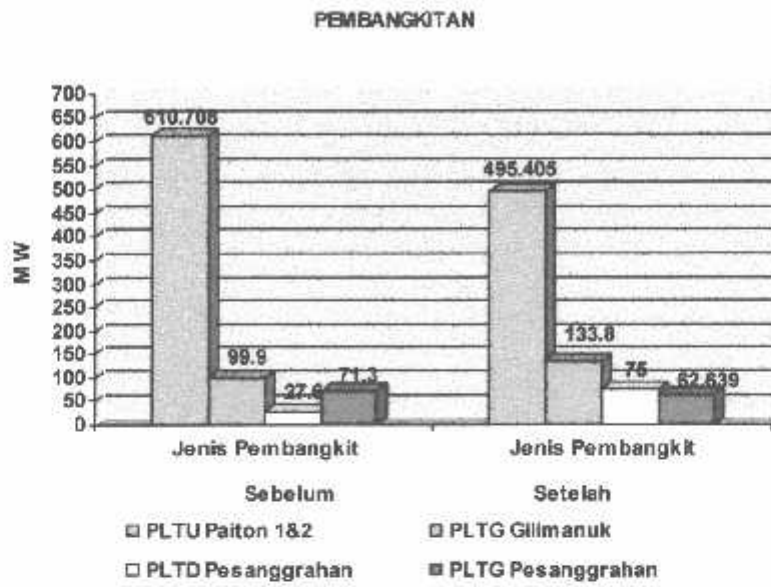
**Grafik 4-6**  
**Biaya Pembangkitan**  
 Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB

**Tabel 4-9**  
**Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali**  
**Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

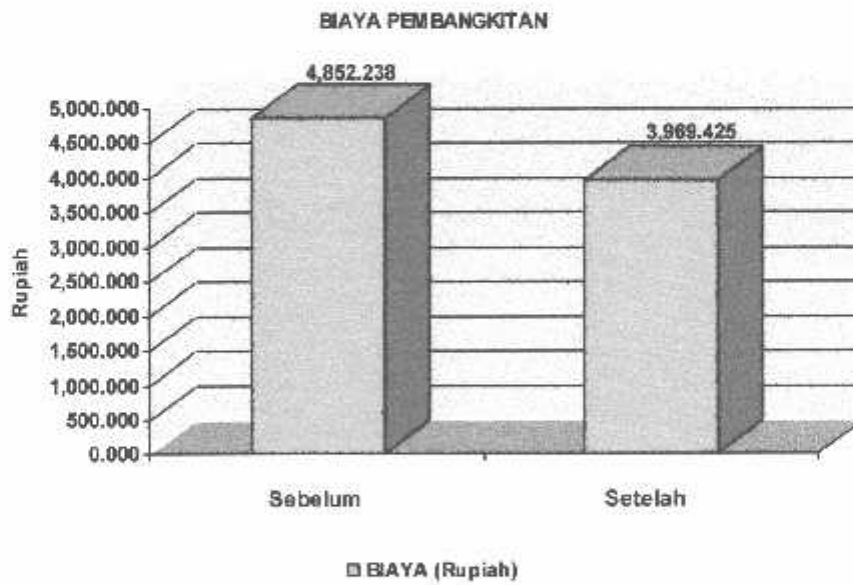
No	Bus	Tegangan (pu)	Pembangkitan		Pembebanan		Type
			MVA	MVAR	MVA	MVAR	
1	PAJTON	1,00	-	-	40.1	4.9	1
2	KRAKSAN	-	-	-	14.5	7.2	3
3	GENDING	-	-	-	18.6	8.7	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	37.6	17.0	3
5	LUMAJANG	-	-	-	36.6	14.8	3
6	TANGGUL	-	-	-	24.0	9.8	3
7	JEMBER	-	-	50	62.0	39.3	3
8	GENTENG	-	-	-	40.9	24.5	3
9	SITUBONDO	-	-	-	24.2	4.7	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	17.9	7.8	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	35.1	14.4	3
12	GILIMANUK	1,000	99,9	-	5.7	2.0	2
13	PEMARON	-	-	-	11.3	4.3	2
14	BATURITI	-	-	-	5.9	2.8	3
15	KAPAL	-	-	-	65.6	21.2	3
16	NEGARA	-	-	-	4.3	0.8	3
17	ANTASARI	-	-	-	24.5	8.9	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	23.4	8.5	3
19	PESANGGARAN	-	-	-	74.9	28.1	3
20	PLTD PSGRAN	1,00	27,6	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	1,00	71,3	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	48,6	14,2	3
23	SANUR	-	-	25	51,4	17,3	3
24	GIANYAR	-	-	-	32,5	8,9	3
25	AMLAPURA	-	-	-	14,3	5,1	3

**Tabel 4-10**  
**Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan**  
**Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi		Selisih
		Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	
1	PLTU Paiton 1& 2	610,708	3,490,737	495,405	2,551,952	958,785
2	PLTG Gilimanuk	99,9	261,216	133,8	326,568	-65,352
3	PLTD Pesanggrahan	27,6	145,940	75	294,609	-148,669
4	PLTG Pesanggrahan	71,3	1,096,268	62,639	918,260	178,008
Total		809,508	4,994,162	766,844	4,091,390	902,772
Rugi-rugi Daya		95,608		52,944		42,664



**Grafik 4-7**  
**Daya Pembangkitan**  
**Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**



**Grafik 4-8**  
**Biaya Pembangkitan**  
**Minggu, 2 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

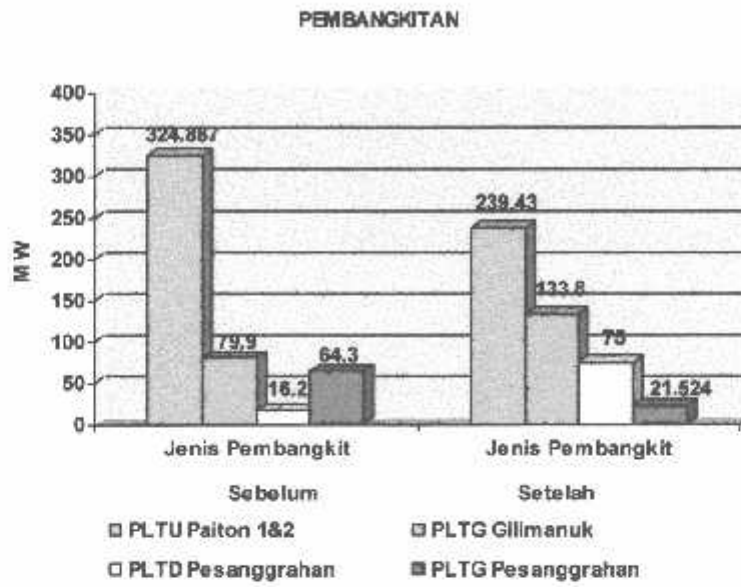


**Tabel 4-11**  
**Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali Senin,**  
**3 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

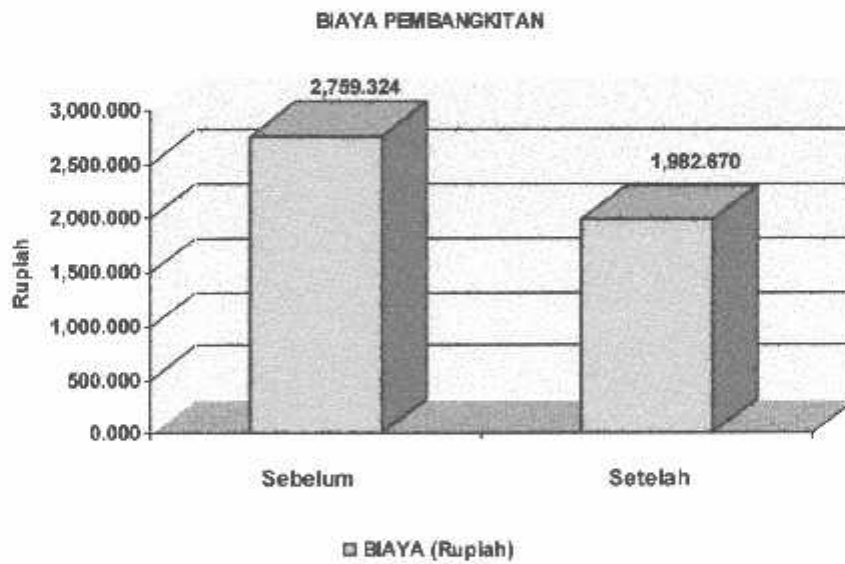
No	Bus	Tegangan (pu)	Pembangkitan		Pembebanan		Type
			MVA	MVAR	MVA	MVAR	
1	PATTON	1,00	-	-	45,8	6,5	1
2	KRAKSAN	-	-	-	10,9	3,0	3
3	GENDING	-	-	-	6,9	3,7	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	21,7	10,1	3
5	LUMAJANG	-	-	-	14,0	6,2	3
6	TANGGUL	-	-	-	6,5	2,4	3
7	JEMBER	-	-	50	25,3	10,9	3
8	GENTENG	-	-	-	13,7	2,7	3
9	SITUBONDO	-	-	-	10,1	5,2	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	5,1	2,0	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	18,7	0,6	3
12	GILIMANUK	1,00	99,9	-	3,6	1,4	2
13	PEMARON	-	-	-	12,5	4,6	2
14	BATURITI	-	-	-	1,9	0,3	3
15	KAPAL	-	-	50	44,9	14,5	3
16	NEGARA	-	-	-	6,2	2,7	3
17	ANTASARI	-	-	-	2,6	1,2	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	18,7	7,8	3
19	PESANGGRAN	-	-	-	71,7	25,7	3
20	PLTD PSGRAN	1,00	16,2	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	1,00	64,3	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	42,3	12,7	3
23	SANUK	-	-	25	48,9	17,0	3
24	GLANYAR	-	-	-	15,6	3,7	3
25	AMLAPURA	-	-	-	6,5	2,8	3

**Tabel 4-12**  
**Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan**  
**Senin, 3 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi		Selisih
		Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	
1	PLTU Paiton 1& 2	324,887	1,464,806	239,430	1,055,154	409,652
2	PLTG Gilimanuk	79,9	224,177	133,8	326,568	-102,391
3	PLTD Pesanggrahan	16,2	119,765	75	294,609	-174,844
4	PLTG Pesanggrahan	64,3	951,076	21,524	306,338	644,738
Total		485,287	2,759,824	469,754	1,982,670	777,154
Rugi-rugi Daya		31,187		15,6541		15,533



**Grafik 4-9**  
**Daya Pembangkitan**  
 Senin, 3 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB



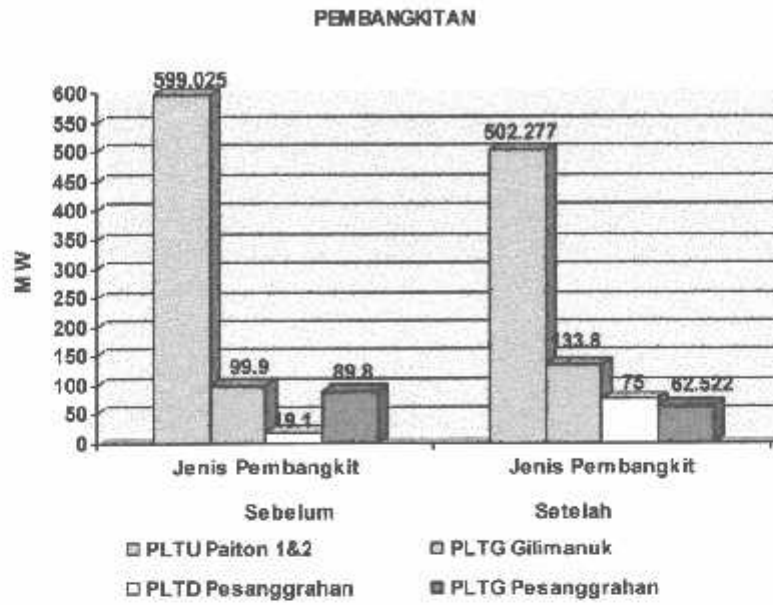
**Grafik 4-10**  
**Biaya Pembangkitan**  
 Senin, 3 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB

**Tabel 4-13**  
**Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali**  
**Senin, 3 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

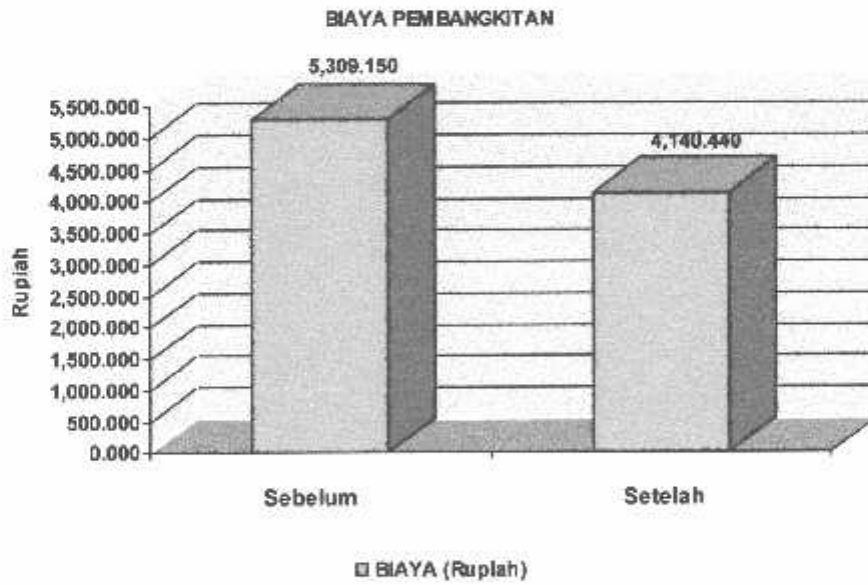
No	Bus	Tegangan (pu)	Pembangkitan		Pembebanan		Type
			MVA	MVAR	MVA	MVAR	
1	PAITON	1,00	-	-	65,0	8,0	1
2	KRAKSAN	-	-	-	5,8	1,7	3
3	GENDING	-	-	-	16,4	7,7	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	38,8	17,6	3
5	LUMAJANG	-	-	-	33,5	14,8	3
6	TANGGUL	-	-	-	23,7	9,4	3
7	JEMBER	-	-	50	63,5	29,1	3
8	GENTENG	-	-	-	21,0	10,9	3
9	SITUBONDO	-	-	-	23,4	4,5	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	17,5	7,3	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	37,8	15,2	3
12	GILIMANUK	1,000	99,9	-	5,7	2,0	2
13	PEMARON	-	-	-	11,4	3,9	2
14	BATURILI	-	-	-	5,9	2,8	3
15	KAPAL	-	-	-	68,2	22,9	3
16	NEGARA	-	-	-	4,1	0,8	3
17	ANTASARI	-	-	-	24,9	8,9	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	24,2	9,4	3
19	PESANGGRAN	-	-	-	77,2	29,7	3
20	PLTD PSGRAN	1,00	19,1	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	1,00	89,7	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	49,1	14,1	3
23	SANUR	-	-	25	55,7	15,8	3
24	GLANYAR	-	-	-	32,6	6,6	3
25	AMLAPURA	-	-	-	15,3	3,2	3

**Tabel 4-14**  
**Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan**  
**Senin, 3 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi		Selisih
		Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	
1	PLTU Paiton 1& 2	599,025	3,388,138	502,277	2,603,297	789,841
2	PLTG Gilimanuk	99,9	261,216	133,8	326,568	-65,352
3	PLTD Pesanggrahan	19,1	126,071	75	294,609	-168,538
4	PLTG Pesanggrahan	89,8	1,533,725	62,522	915,965	617,760
Total		807,825	5,309,150	773,599	4,140,440	1,168,710
Rugi-rugi Daya		87,125		52,899		34,226



**Grafik 4-11**  
**Daya Pembangkitan**  
 Senin, 3 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB



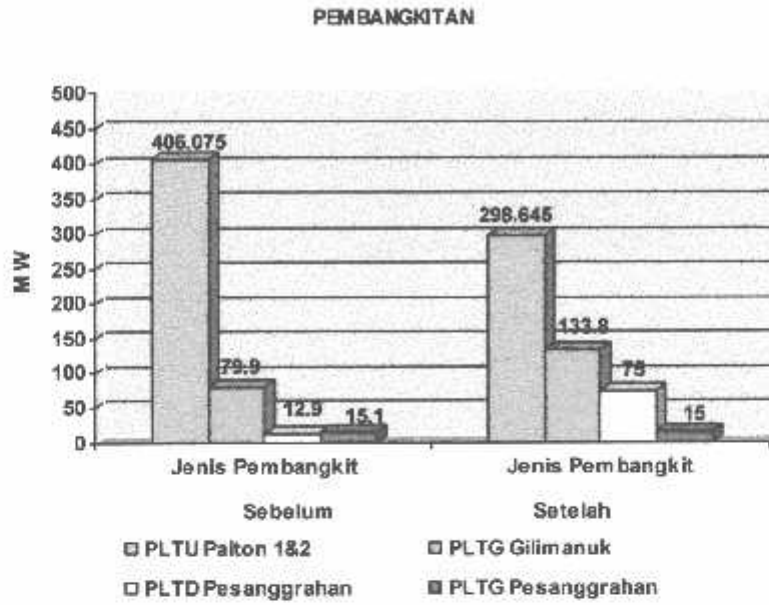
**Grafik 4-12**  
**Biaya Pembangkitan**  
 Senin, 3 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB

**Tabel 4-15**  
**Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali**  
**Selasa, 4 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

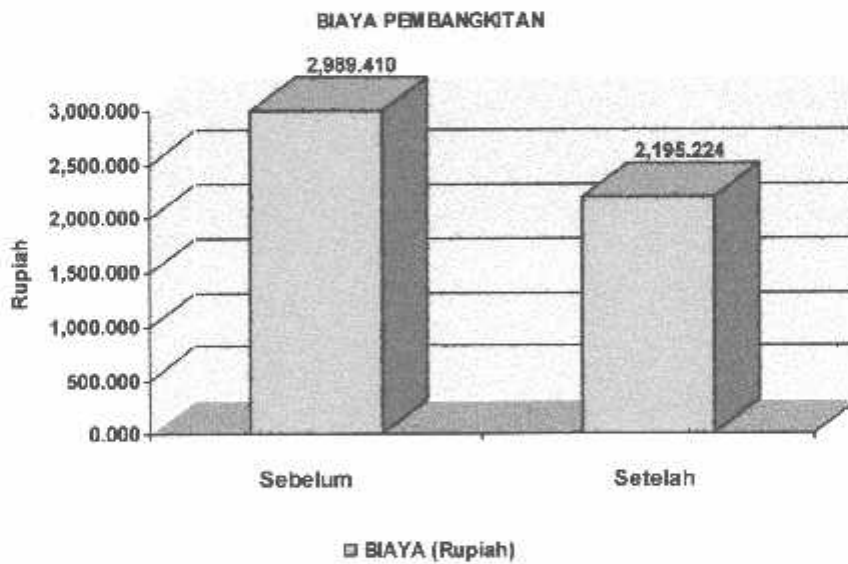
No	Bus	Tegangan (pu)	Pembangkitan		Pembinaan		Type
			MVA	MVAR	MVA	MVAR	
1	PAITON	1,00	-	-	53,0	4,3	1
2	KRAKSAN	-	-	-	12,6	6,7	3
3	GENDING	-	-	-	12,0	5,5	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	19,8	7,9	3
5	LUMAJANG	-	-	-	14,0	5,5	3
6	TANGGUL	-	-	-	5,6	2,4	3
7	JEMBER	-	-	50	27,2	11,7	3
8	GENTENG	-	-	-	13,7	2,7	3
9	SITUBONDO	-	-	-	9,8	4,9	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	3,9	2,0	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	18,7	5,1	3
12	GILIMANUK	1,000	79,9	-	3,1	1,5	2
13	PEMARON	-	-	-	12,6	4,6	2
14	BATURITI	-	-	-	2,0	0,3	3
15	KAPAL	-	-	50	5,8	2,1	3
16	NEGARA	-	-	-	2,6	1,6	3
17	ANTASARI	-	-	-	18,7	8,6	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	71,0	25,7	3
19	PESANGGARAN	-	-	-	75,7	29,7	3
20	PLTD PSGRAN	1,00	12,9	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	1,00	51,1	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	42,6	12,7	3
23	SANUR	-	-	25	48,6	17,0	3
24	GIANYAR	-	-	-	15,2	3,7	3
25	AMLAPURA	-	-	-	6,8	2,4	3

**Tabel 4-16**  
**Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan**  
**Selasa, 4 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi		Selisih
		Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	
1	PLTU Paiton 1& 2	406,075	1,937,604	298,645	1,329,404	608,293
2	PLTG Gilimanuk	79,9	224,177	133,8	326,568	-102,391
3	PLTD Pesanggrahan	12,9	112,882	75,0	294,609	-181,728
4	PLTG Pesanggrahan	15,1	707,654	15,0	244,643	463,011
	Total	549,990	2,989,410	522,445	2,195,224	787,185
	Rugi-rugi Daya		54,990		27,445	27,545



**Grafik 4-13**  
**Daya Pembangkitan**  
 Selasa, 4 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB



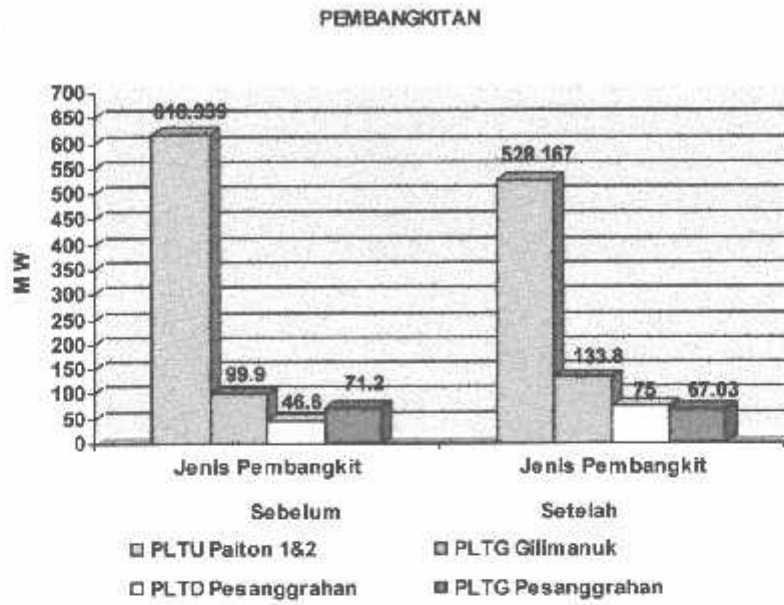
**Grafik 4-14**  
**Biaya Pembangkitan**  
 Selasa, 4 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB

**Tabel 4-17**  
**Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali**  
**Selasa, 4 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

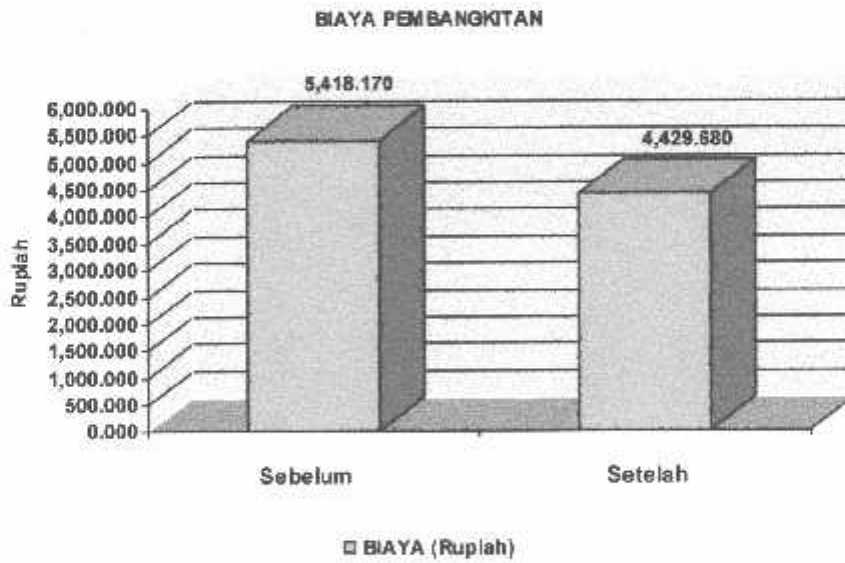
No	Bus	Tegangan (pu)	Pembangkitan		Pembebanan		Type
			MVA	MVAR	MVA	MVAR	
1	PAITON	1,00	-	-	67.8	7.0	1
2	KRAKSAN	-	-	-	15.5	6.0	3
3	GENDING	-	-	-	12.1	4.4	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	36.6	17.9	3
5	LUMAJANG	-	-	-	39.0	17.2	3
6	TANGGUL	-	-	-	23.3	9.2	3
7	JEMBER	-	-	50	63.9	29.9	3
8	GENTENG	-	-	-	40.0	19.1	3
9	SITUBONDO	-	-	-	24.2	5.3	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	17.5	7.3	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	35.9	14.8	3
12	GILIMANUK	1,000	99.9	-	5.3	2.0	2
13	PEMARON	-	-	-	12.1	4.8	2
14	BATURITI	-	-	-	5.8	2.7	3
15	KAPAL	-	-	-	68.9	23.1	3
16	NEGARA	-	-	-	4.3	0.8	3
17	ANTASARI	-	-	-	24.1	8.5	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	24.2	9.4	3
19	PESANGGARAN	-	-	-	75.7	29.7	3
20	PLTD PSGRAN	1.00	4.6	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	1.00	71.2	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	49.4	14.7	3
23	SANUR	-	-	25	55.0	18.4	3
24	GIANYAR	-	-	-	32.7	6.9	3
25	AMLAPURA	-	-	-	14.8	3.0	3

**Tabel 4-18**  
**Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan**  
**Selasa, 4 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi		Selisih
		Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	
1	PLTU Paiton 1 & 2	618,339	3,558,665	528,167	2,801,985	756,681
2	PLTG Gilimanuk	99,9	261,216	133,8	326,568	-65,352
3	PLTD Pesanggrahan	46,6	197,821	75,0	294,609	-96,789
4	PLTG Pesanggrahan	71,2	1,094,116	67,03	1,006,518	87,597
Total		836,039	5,418,170	804,004	4,429,680	682,137
Rugi-rugi Daya		87,939		55,904		32,035



**Grafik 4-15**  
**Daya Pembangkitan**  
 Selasa, 4 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB



**Grafik 4-16**  
**Biaya Pembangkitan**  
 Selasa, 4 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB



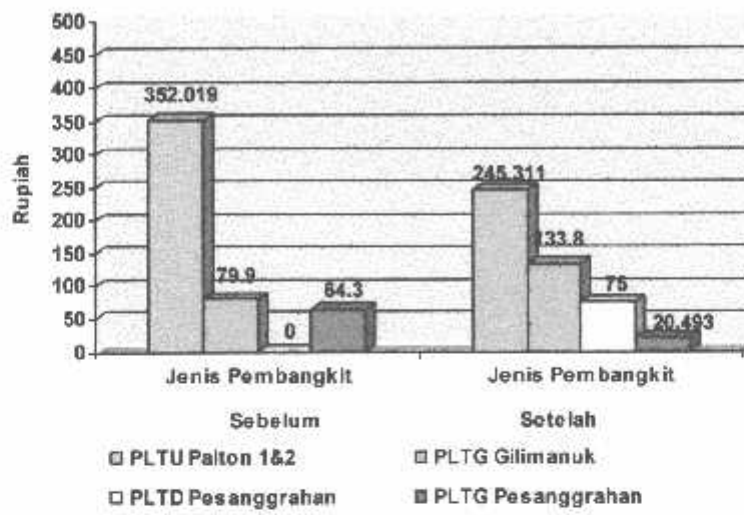
**Tabel 4-19**  
**Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali**  
**Rabu, 5 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

No	Bus	Tegangan (pu)	Pembangkitan		Pembebanan		Type
			MVA	MVAR	MVA	MVAR	
1	PAITON	1.00	-	-	53.6	5.7	1
2	KRAKSAN	-	-	-	5.5	2.0	3
3	GENDING	-	-	-	12.0	4.4	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	19.8	7.9	3
5	LUMAJANG	-	-	-	14.9	5.8	3
6	TANGGUL	-	-	-	6.1	2.8	3
7	JEMBER	-	-	50	25.9	10.9	3
8	GENTENG	-	-	-	13.7	5.5	3
9	SITUBONDO	-	-	-	10.5	1.9	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	5.9	2.3	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	19.2	5.2	3
12	GILIMANUK	1.00	79.9	-	4.0	1.0	2
13	PEMARON	-	-	-	13.1	4.2	2
14	BATURITI	-	-	-	1.9	0.3	3
15	KAPAL	-	-	50	46.3	15.6	3
16	NEGARA	-	-	-	6.0	2.4	3
17	ANTASARI	-	-	-	-	-	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	18.7	8.6	3
19	PESANGGRAN	-	-	-	69.5	26.5	3
20	PLTD PSGRAN	-	-	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	1.00	64.3	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	42.8	12.8	3
23	SANUR	-	-	25	48.6	17.0	3
24	GIANYAR	-	-	-	14.7	3.7	3
25	AMLAPURA	-	-	-	6.7	3.1	3

**Tabel 4-20**  
**Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan**  
**Rabu, 5 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

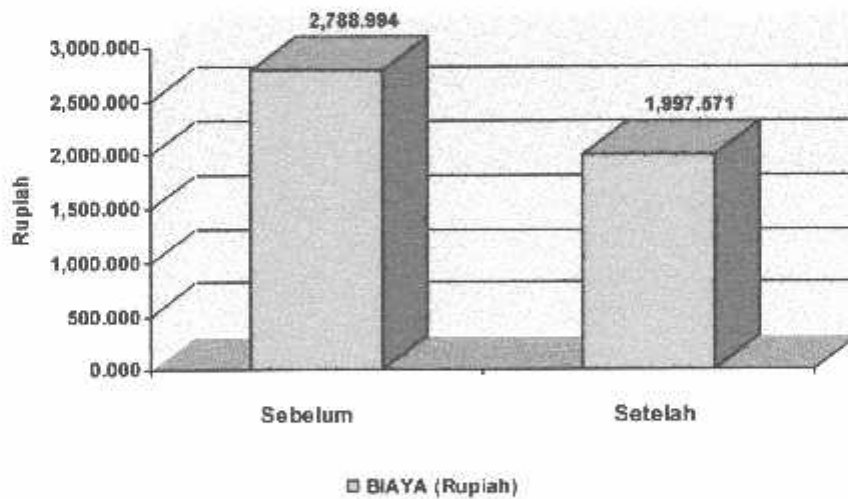
No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi		Selisih
		Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	
1	PLTU Paiton 1& 2	352,019	1,613,742	245,311	1,080,452	533,289
2	PLTG Gilimanuk	79,9	224,177	133,8	326,568	-102,391
3	PLTD Pesanggrahan	0	0	75,0	294,609	-294,609
4	PLTG Pesanggrahan	64,3	951,076	20,493	295,941	655,135
	<b>Total</b>	<b>496,219</b>	<b>2,788,994</b>	<b>474,603</b>	<b>1,997,571</b>	<b>791,423</b>
	<b>Rugi-rugi Daya</b>		<b>36,819</b>		<b>15,203</b>	<b>21,616</b>

## PEMBANGKITAN



Grafik 4-17  
Daya Pembangkitan  
Rabu, 5 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB

## BIAYA PEMBANGKITAN



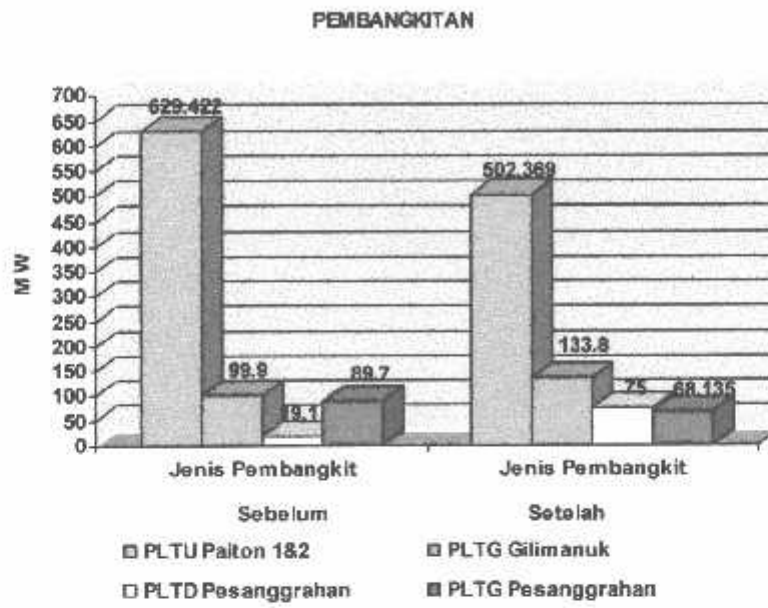
Grafik 4-18  
Biaya Pembangkitan  
Rabu, 5 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB

**Tabel 4-21**  
**Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali**  
**Rabu, 5 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

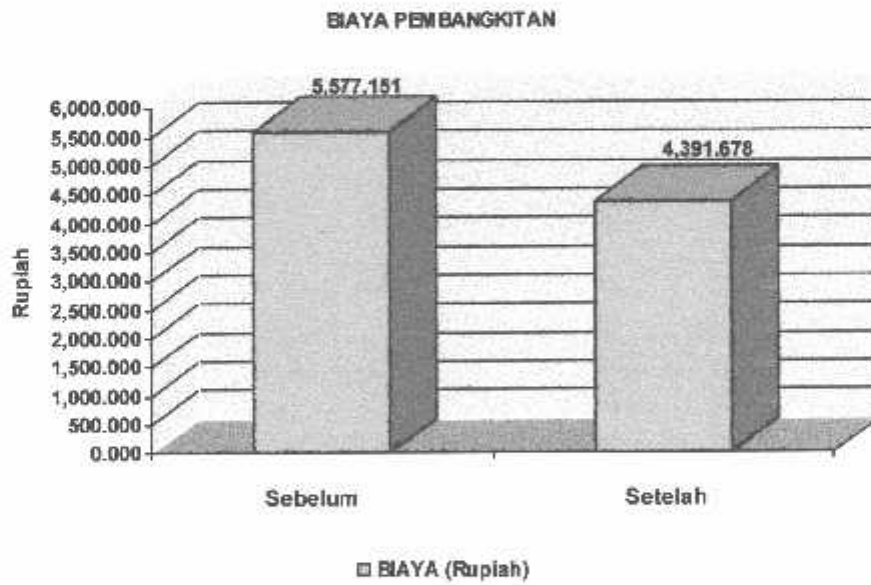
No	Bus	Tegangan (pu)	Pembangkitan		Pembebanan		Type
			MVA	MVAR	MVA	MVAR	
1	PAITON	1,00	-	-	63.3	6.9	1
2	KRAKSAN	-	-	-	16.4	8.0	3
3	GENDING	-	-	-	16.4	6.6	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	36.5	15.7	3
5	LUMAJANG	-	-	-	32.0	14.8	3
6	TANGGUL	-	-	-	23.5	9.4	3
7	JEMBER	-	-	50	62.8	29.3	3
8	GENTENG	-	-	-	41.0	24.6	3
9	SITTIBONDO	-	-	-	23.0	12.1	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	14.0	6.6	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	36.3	13.6	3
12	GILIMANUK	1,000	99.9	-	5.7	2.0	2
13	PEMARON	-	-	-	11.4	4.3	2
14	BATURITI	-	-	-	6.1	2.8	3
15	KAPAL	-	-	-	68.7	23.7	3
16	NEGARA	-	-	-	4.2	0.8	3
17	ANTASARI	-	-	-	24.8	8.5	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	24.4	9.4	3
19	PESANGGRAN	-	-	-	78.1	29.7	3
20	PLTD PSGRAN	1.00	19.1	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	1.00	89.7	-	-	-	2
22	NUSADITA	-	-	25	49.4	14.9	3
23	SANUR	-	-	25	54.3	18.0	3
24	GIANYAR	-	-	-	33.3	6.6	3
25	AMLAPURA	-	-	-	15.2	3.2	3

**Tabel 4-22**  
**Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan**  
**Rabu, 5 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi		Selisih
		Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	
1	PLTU Paiton 1& 2	629,422	3,658,609	520,369	2,741,266	917,343
2	PLTG Gilimanuk	99,9	261,216	133,8	326,568	-65,352
3	PLTD Pesanggrahan	19,1	126,071	75,0	294,609	-168,538
4	PLTG Pesanggrahan	89,7	1,531,151	68,135	1,029,234	501,916
Total		838,122	5,577,047	797,304	4,391,678	1,185,396
Rugi-rugi Daya		97,322		56,504		40,818



**Grafik 4-19**  
**Daya Pembangkitan**  
**Rabu, 5 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**



**Grafik 4-21**  
**Biaya Pembangkitan**  
**Rabu, 5 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

**Tabel 4-23**  
**Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali**  
**Kamis, 6 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

No	Bus	Tegangan (pu)	Pembangkitan		Pembebanan		Type
			MVA	MVAR	MVA	MVAR	
1	PAITON	1,00	-	-	60.3	5.7	1
2	KRAKSAN	-	-	-	4.5	2.0	3
3	GENDING	-	-	-	26.0	7.9	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	18.9	8.9	3
5	LUMAJANG	-	-	-	13.3	5.5	3
6	TANGGUL	-	-	-	6.0	2.5	3
7	JEMBER	-	-	50	25.3	10.5	3
8	GENTENG	-	-	-	13.7	5.5	3
9	SITUBONDO	-	-	-	10.5	1.9	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	5.9	2.3	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	22.0	5.3	3
12	GILIMANUK	1,00	79.9	-	3.6	1.4	2
13	PEMARON	-	-	-	13.9	4.2	2
14	BATURITI	-	-	-	1.9	0.3	3
15	KAPAL	-	-	50	44.6	14.2	3
16	NEGARA	-	-	-	5.5	2.1	3
17	ANTASARI	-	-	-	2.6	1.2	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	18.7	7.8	3
19	PESANGGARAN	-	-	-	69.5	25.1	3
20	PLTD PSGRAN	-	-	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	1,00	64.3	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	42.7	17.2	3
23	SANUR	-	-	25	48.6	16.6	3
24	GIANYAR	-	-	-	13.1	3.3	3
25	AMLAPURA	-	-	-	9.0	3.2	3

**Tabel 4-24**  
**Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan**  
**Kamis, 6 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi		Selisih
		Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	
1	PLTU Paiton 1 & 2	366,603	1,697,560	270,567	1,193,961	503,599
2	PLTG Gilimanuk	79.9	224,177	133.8	326,568	-102,391
3	PLTD Pesanggrahan	0	0	75.0	294,609	-294,609
4	PLTG Pesanggrahan	64.3	951,076	15.0	244,643	706,433
	Total	510,803	2,872,812	494,367	2,059,781	813,032
	Rugi-rugi Daya		30,703		14,267	16,436

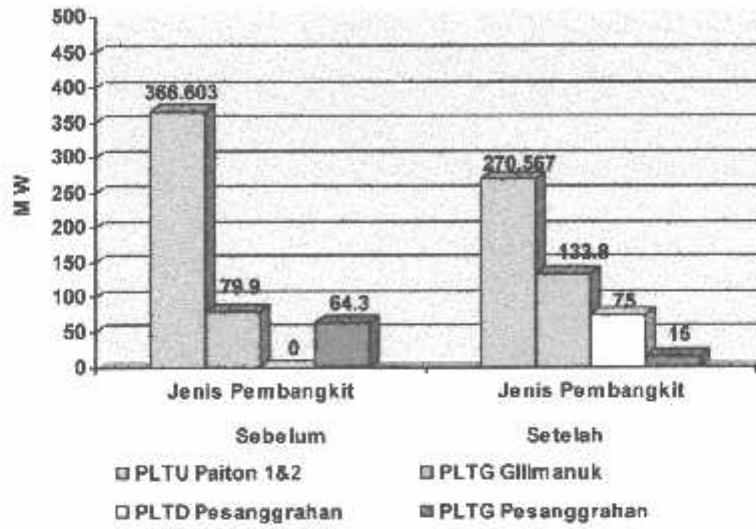
**Tabel 4-25**  
**Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali**  
**Kamis, 6 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

No	Bus	Tegangan (pu)	Pemangkitan		Pembebanan		Type
			MVA	MVAR	MVA	MVAR	
1	PAITON	1,00	-	-	63,0	6,9	1
2	KRAKSAN	-	-	-	18,6	9,3	3
3	GENDING	-	-	-	19,7	9,8	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	36,9	15,7	3
5	LUMAJANG	-	-	-	39,8	17,2	3
6	TANGGUL	-	-	-	24,0	9,5	3
7	JEMBER	-	-	50	64,7	29,6	3
8	GENTENG	-	-	-	43,7	24,6	3
9	SITUBONDO	-	-	-	24,2	12,1	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	18,3	8,6	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	36,3	14,4	3
12	GILIMANUK	1,00	99,9	-	5,5	2,7	2
13	PEMARON	-	-	-	11,5	3,9	2
14	BATURITI	-	-	-	6,1	2,8	3
15	KAPAL	-	-	-	69,1	22,9	3
16	NEGARA	-	-	-	4,0	1,2	3
17	ANTASAKI	-	-	-	25,2	8,5	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	24,2	9,4	3
19	PESANGGARAN	-	-	-	77,3	29,7	3
20	PLTD PSGRAN	1,00	47,4	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	1,00	108,7	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	49,9	14,9	3
23	SANUR	-	-	25	55,0	18,7	3
24	GIANYAR	-	-	-	33,7	6,7	3
25	AMLAPURA	-	-	-	15,5	3,2	3

**Tabel 4-26**  
**Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan**  
**Kamis, 6 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

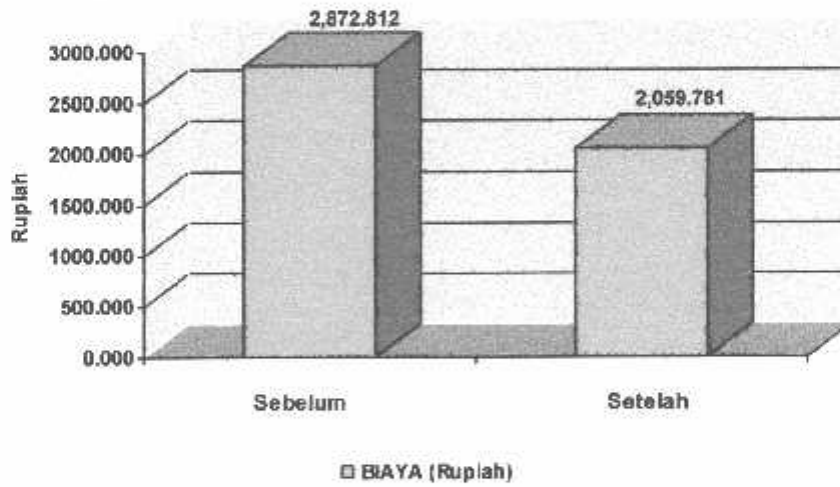
No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi		Selisih
		Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	
1	PLTU Paiton 1& 2	565,987	3,107,113	544,539	2,931,904	175,210
2	PLTG Gilimanuk	99,9	261,216	133,8	326,568	-65,352
3	PLTD Pesanggrahan	47,4	200,231	75,0	294,609	-94,378
4	PLTG Pesanggrahan	108,0	2,040,166	63,963	944,365	1,095,801
	Total	821,287	5,608,726	817,302	4,497,446	1,111,280
	Rugi-rugi Daya		55,087		51,102	3,985

## PEMBANGKITAN



**Grafik 4-22**  
**Daya Pembangkitan**  
 Kamis, 6 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB

## BIAYA PEMBANGKITAN



**Grafik 4-23**  
**Biaya Pembangkitan**  
 Kamis, 6 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB

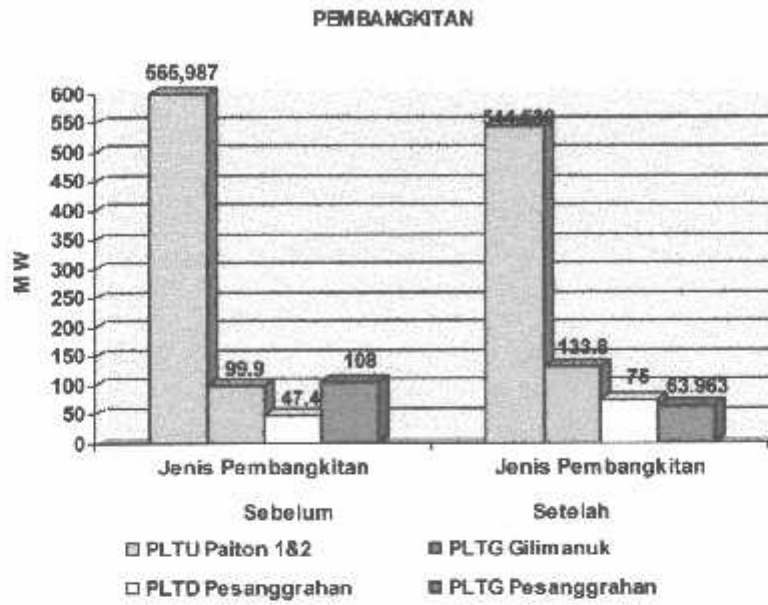
**Tabel 4-27**  
**Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali**  
**Jumat, 7 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

No	Bus	Tegangan (pu)	Pembangkitan		Pembebanan		Type
			MVA	MVAR	MVA	MVAR	
1	PAITON	1,00	-	-	44.3	6.5	1
2	KRAKSAN	-	-	-	5.2	2.7	3
3	GENDING	-	-	-	19.6	9.7	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	22.0	9.7	3
5	LUMAJANG	-	-	-	14.1	5.5	3
6	YANGGUL	-	-	-	6.6	2.5	3
7	JEMBER	-	-	50	25.7	10.8	3
8	GENTENG	-	-	-	13.6	3.1	3
9	SITUBONDO	-	-	-	10.6	2.0	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	5.5	2.0	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	19.1	5.5	3
12	GILIMANUK	1,00	79.9	-	3.6	1.4	2
13	PEMARON	-	-	-	12.8	5.0	2
14	BATURITI	-	-	-	2.0	0.3	3
15	KAPAL	-	-	50	46.1	15.4	3
16	NEGARA	-	-	-	6.4	2.8	3
17	ANTASARI	-	-	-	2.4	1.1	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	19.5	8.6	3
19	PESANGGARAN	-	-	-	72.5	27.3	3
20	PLTD PSGRAN	-	-	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	1,00	64.3	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	42.4	13.0	3
23	SANUK	-	-	25	51.5	17.4	3
24	GIANYAR	-	-	-	15.2	4.1	3
25	AMLAPURA	-	-	-	6.6	3.1	3

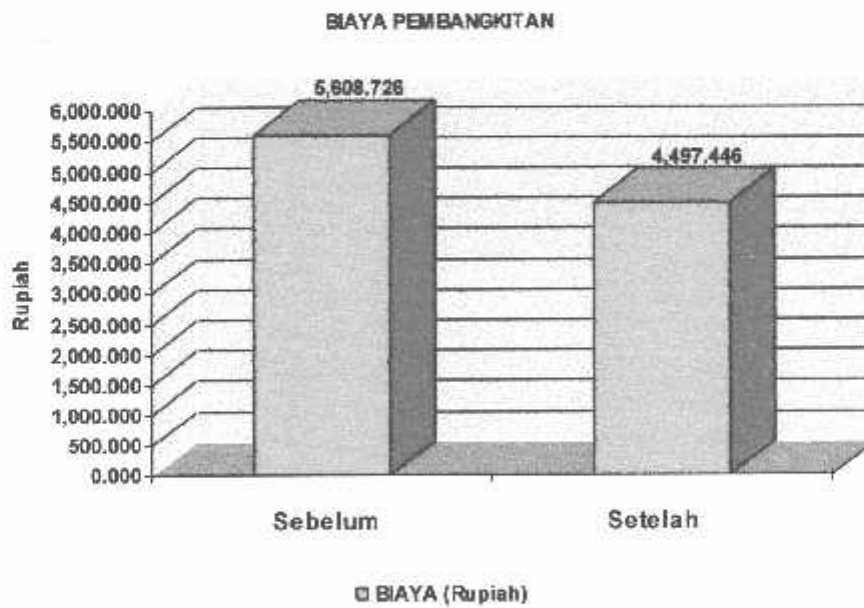
**Tabel 4-28**  
**Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan**  
**Jumat, 7 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi		Selisih
		Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	
1	PLTU Paiton 1 & 2	363,962	1,682,189	262,508	1,156,885	525,303
2	PLTG Gilimanuk	79,9	224,177	133,8	326,568	-102,391
3	PLTD Pesanggrahan	0	0	75,0	294,609	-294,609
4	PLTG Pesanggrahan	64,3	951,076	15,0	244,643	709,433
	Total	508,162	2,857,441	486,308	2,022,705	834,736
	Rugi-rugi Daya		40,862		19,008	21,854



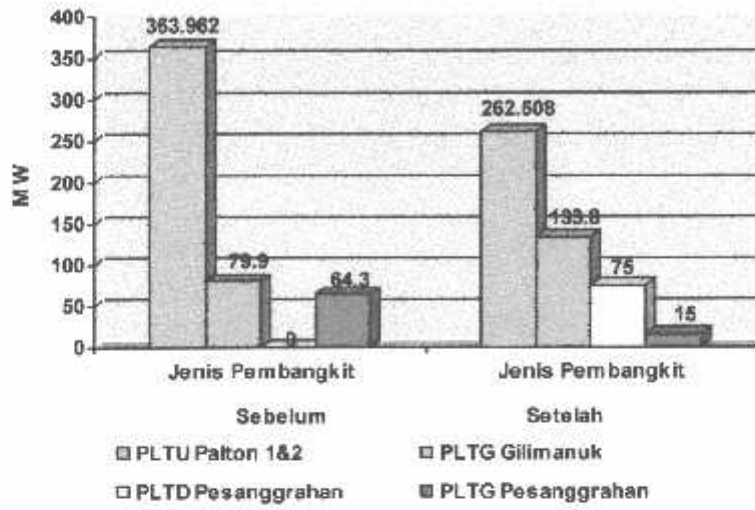


**Grafik 4-24**  
**Daya Pembangkitan**  
**Kamis, 6 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

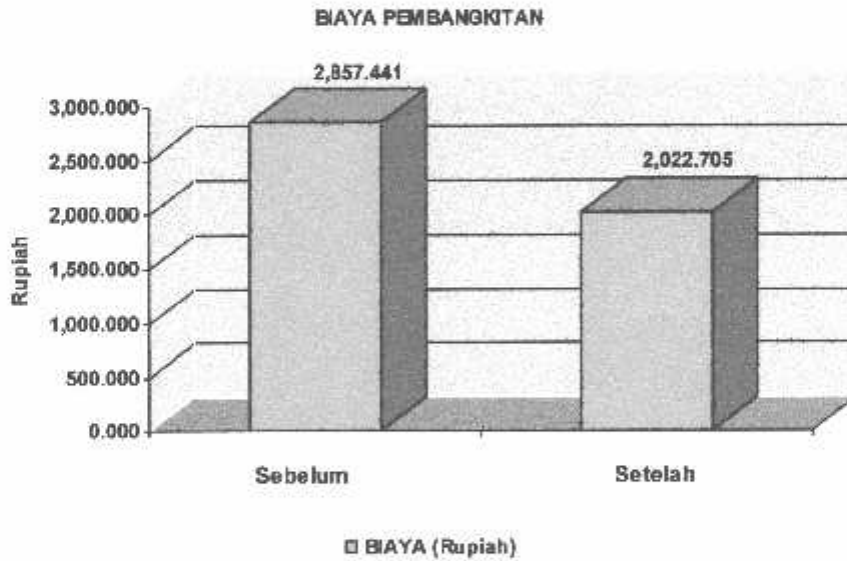


**Grafik 4-25**  
**Biaya Pembangkitan**  
**Kamis, 6 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

## PEMBANGKITAN



**Grafik 4-26**  
**Daya Pembangkitan**  
**Jumat, 7 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**



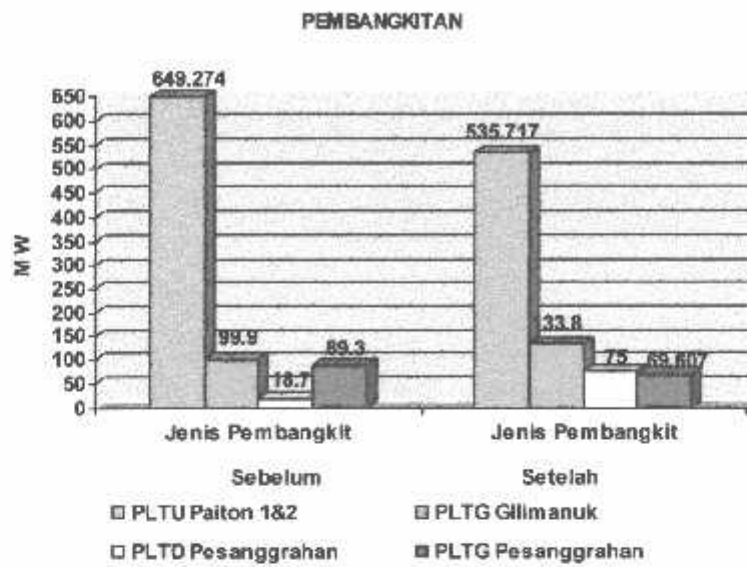
**Grafik 4-27**  
**Biaya Pembangkitan**  
**Jumat, 7 Januari 2005, Pukul 10.00 WIB**

**Tabel 4-29**  
**Data Pembebanan Sub-Sistem 150 kV Paiton – Bali**  
**Jumat, 7 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

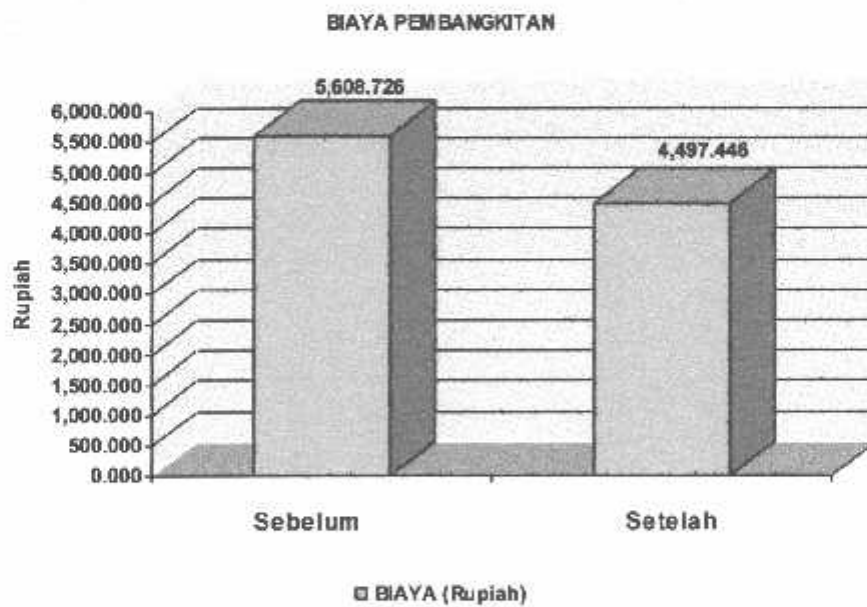
No	Bus	Tegangan ( $\mu$ )	Pembangkitan		Pembebanan		Type
			MVA	MVAR	MVA	MVAR	
1	PAITON	1,00	-	-	63,2	5,7	1
2	KRAKSAN	-	-	-	14,9	6,5	3
3	GENDING	-	-	-	19,7	7,7	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	37,9	17,8	3
5	LUMAJANG	-	-	-	38,2	16,4	3
6	TANGGUL	-	-	-	24,0	9,3	3
7	JEMBER	-	-	50	62,3	27,5	3
8	GENIENG	-	-	-	43,7	24,6	3
9	SITUBONDO	-	-	-	23,5	6,5	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	18,6	8,3	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	35,9	14,4	3
12	GILIMANUK	1,00	99,9	-	5,4	1,8	2
13	PEMARON	-	-	-	11,0	4,5	2
14	BATURITI	-	-	-	6,0	2,9	3
15	KAPAL	-	-	-	69,8	23,2	3
16	NEGARA	-	-	-	4,2	2,3	3
17	ANTASARI	-	-	-	25,2	8,2	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	24,2	9,4	3
19	PESANGGRAN	-	-	-	77,3	28,9	3
20	PLTD PSGRAN	1,00	18,7	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	1,00	89,3	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	48,5	14,4	3
23	SANUR	-	-	25	55,6	18,4	3
24	GIANYAR	-	-	-	32,4	6,0	3
25	AMLAPURA	-	-	-	15,3	3,5	3

**Tabel 4-30**  
**Data Daya Pembangkitan dan Biaya Pembangkitan**  
**Jumat, 7 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

No	Nama Pembangkit	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi		Selisih
		Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	Pembangkitan (MW)	Biaya Operasi (Rp)	
1	PLTU Paiton 1&2	649,234	3,841,041	535,717	2,861,486	979,555
2	PLTG Gilimanuk	99,9	261,216	133,8	326,568	-65,352
3	PLTD Pesanggrahan	18,7	125,187	75,0	294,609	-169,422
4	PLTG Pesanggrahan	89,3	1,520,877	69,607	1,060,134	460,742
Total		857,134	5,748,321	814,124	4,542,798	1,205,523
Rugi-rugi Daya		100,334		57,324		43,010



**Grafik 4-28**  
**Daya Pembangkitan**  
**Jumat, 7 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**



**Grafik 4-29**  
**Biaya Pembangkitan**  
**Jumat, 7 Januari 2005, Pukul 19.00 WIB**

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1. Kesimpulan

Dari analisa program dan hasil perhitungan terhadap penggunaan Metode *MODIFIKASI PARTICLE SWARM OPTIMIZATION* pada economic dispatch, terhadap PT. PLN P3B dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Proses *Modifikasi Particle Swarm Optimization* memberikan sebuah analisa penyelesaian yang cukup efektif dalam mengoptimalkan penghematan biaya total operasional PT. PLN P3B
2. Hasil Analisa dan perhitungan pada tanggal 1 Januari 2005 sampai dengan 7 Januari 2005 didapat
  - Hasil optimasi biaya terendah pada jam 10.00 terjadi pada tanggal 2 Januari 2005 dengan biaya sebelum optimasi Rp. 2,364,330,- dan setelah optimasi Rp. 1,718,021,- dengan selisih Rp.646,309,- atau sebesar 27,3 % dan hasil optimasi tertinggi terjadi pada tanggal 7 Januari 2005 dengan biaya sebelum optimasi Rp.2,857,441,- dan setelah optimasi Rp. 2,022,745,- dengan selisih Rp. 834,736,- atau sebesar 29,2 %.
  - Hasil optimasi biaya terendah pada jam 19.00 terjadi pada tanggal 1 Januari 2005 dengan biaya sebelum optimasi Rp.4,852,254,- dan setelah optimasi Rp. 3,969,425,- dengan selisih Rp.882,838,- atau sebesar 18,1 % dan hasil optimasi tertinggi terjadi pada tanggal 7

januari 2005 dengan biaya sebelum optimasi Rp.5,748,321,- dan setelah optimasi Rp. 4,542,798,- dengan selisih Rp. 1,205,523,- atau sebesar 20,9 %.

## 5.2. Saran

Berdasarkan kesimpulan di atas, saran yang mungkin bisa diajukan antara lain :

1. Untuk mendorong sedekat mungkin dengan kondisi system yang sebenarnya dan mengetahui kemampuan metode *Modifikasi Particle Swarm Optimization*, perlu dilakukan Studi lanjut dengan system yang lebih besar lagi sehingga metode ini memiliki efektifitas pengaplikasian dalam keadaan yang sebenarnya.
-

## DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Mekhamer, S.F., Moustafa Yasser, G., Nehad El-Sherif and M .M. Mansour .” *A Modified Particle Swarm Optimizer Applied to the Economic Dispatch Problem* “.IEEE Transaction On Power System, 2004.
  - [2]. Wood, A.J and Wollenberg, B.F:”*Power generation, Operation, and Control*”, 2<sup>nd</sup> ED, New York: Willey, 1996
  - [3]. Djiteng Marsudi, Ir, “*Operasi Sistem Tenaga Listrik*”, Balai Penerbit dan Humas ISTN
  - [4]. William D. Stevenson. Jr, “*Analisa Sistem Tenaga Listrik*”, Edisi Keempat, Erlangga, Jakarta 1996
  - [5]. Weedy, B. M, “*Electric Power System*”, John Willey and Son, Second Edition, 1972.
  - [6]. Stagg and El-Abiad, “ *Computer Methods in Power System Analisis*”, International Student Edition.
  - [7]. Nurtanto, “*Komitmen Unit Pembangkit termal Menggunakan Kombinasi Metode Particle Swarm Optimization (PSO) dan Lagrange Relaxation pada PT. PJB,*” Skripsi, Jurusan Teknik Elektro Sistem Tenaga, FTI, Maret 2005.
  - [8]. Jefri Apriyandi, “ *Analisis Metode Evolutionary Programming dalam Mengoptimalkan Penyaluran Daya Reaktif pada Jaringan Sub Sistem 150 kV Paiton dan Bali,*” Skripsi, Jurusan Teknik Elektro Sistem Tenaga, FTI, Maret 2005.
-

## LAMPIRAN II

- Data Saluran
  - Data Pembangkitan dan Pembebanan
  - Listing Program
-



## T E M B A R P E R S E M B A H A N

Puji syukur atas rahmat dan hidayah kepada Allah SWT dan junjungan hamba Muhammad SAW, sehingga terselesaikan penulisan skripsi ini.

Kupersembahkan karya ini walau jauh dari kesempurnaan ( karena kesempurnaan hanya milik Allah SWT) kepada :

Ayah dan Bunda : Terlalu banyak pengorbanan yang engkau berikan baik materi maupun perasaan, tiada hal yang paling anaknda inginkan kecuali membalas kebaikan ayahnda dan bunda, semoga niat dan cita-cita anaknda dikabulkan oleh Allah SWT ( Amin ya robbal allamin).

Kakak dan Adikku : Mba Lastri + Mas Syarani, Mba Marni + Mas Bambang Alm. Mas Boy + Mba Dijah ( Semoga mba diberi kekuatan dan rezki yang berlimpah ), Mba Betty + Ka' Jaka, Mba Ova + Ca' Mho, Mba Dian + Mas Muidas, Adikku yang cakep Robby Seraddu.

Keponakkan-ku : Hendra, Melco, Iwan, Sapri, Heru Cokro, Tian, Bayu, Hadi, Andre, Hemma, P-Je, Rio, Adel, E-en, Dea.

My Friend : Anak — anak F-243 ( Robby (rombeng), Sandy (Botax)+ Sonya, Taufik (Qumal [Cepetan semoga semester depan uda jadi ST]), Andra ( Tuan Muda), Udin (Phackai)+Chinta, Anwar (Jug-jug [ jangan malas and banyak alasan ] ), Apai + Ting, Adit) Aan Setiawan, Andre (Uncle Mbote), Mas Dody (ABEL), Firman ( Pria Kharisma) + Wulan, Edo, Bony, Dedy, Budy, Andi + Wina, Astri, Nunu, Babe, Ichal + Athin, ABD. Salam, Rafik, Dhany + Yuni, Eko, Benhar, Putut, Robert.

Special Thank : Bejo (Fajar [ makasi jo atas kebaikanmu nda akan kulupakan]), Mas Imam + Mba Lidya and krucuk-krucuknya Vivin, Egi si Cengeng, Alvin si Manja, Bang Eric + Istri and si Bandel Lukman.

Seperjuangan : Gatot. ST, Umar. ST, Agus. ST, Dedy (Mbah). ST, Ory, Giri, Roy, Tommy (Kalian Cepetan), Harris, Widya + Tono, Rahmat, Tanto, dan anak Elektro yang nda sempat disebutkan satu-persatu namanya.



## LEMBAR BIMBINGAN SKRIPSI

- |    |                               |   |
|----|-------------------------------|---|
| 1  | Nama                          | : ROY AGUSTIAWAN RAMDHANY   |
| 2  | N.I.M                         | : 98.12.121   |
| 3  | Jurusan                       | : TEKNIK ELEKTRO  |
| 4  | Konsentrasi                   | : ENERGI LISTRIK  |
| 5  | Program Pendidikan            | : STRATA SATU ( S-1 )   |
| 6  | Judul Skripsi                 | : ANALISIS ECONOMIC DISPATCH<br>MENGUNAKAN MODIFIKASI<br>PARTICLE SWARM<br>OPTIMIZATION |
| 7  | Tanggal Mengajukan Skripsi    | : 03 OKTOBER 2005   |
| 8  | Tanggal Menyelesaian Skripsi  | : 10 MARET 2006   |
| 9  | Dosen Pembimbing              | : Ir. Eko Noercahyo   |
| 10 | Telah Dievaluasi dengan Nilai | : 85 ( Delapan Puluh Lima ) <i>See</i>  |

**Mengetahui**  
**Ketua Jurusan T.Elektro S-1**

**Ir. F. Yudi Limpraptono, MT**  
NIP. Y . 1039500274

**Disetujui**  
**Dosen Pembimbing**

**Ir. Eko Noercahyo**  
NIP. 102 800 172



**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

**Nama Mahasiswa** : ROY AGUSTIAWAN RAMDHANY  
**N.I.M.** : 98.12.121  
**Jurusan** : Teknik Elektro S-1  
**Konsentrasi** : Teknik Energi Listrik  
**Judul Skripsi** : ANALISIS ECONOMIC DISPATCH  
MENGUNAKAN MODIFIKASI PARTICLE  
SWARM OPTIMIZATION

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

**Hari** : Senin  
**Tanggal** : 20 Maret 2006  
**Dengan Nilai** : 81,55 ( A )

**Panitia Ujian Skripsi**

  
( Ir. Mochtar Asroni, MSME )  
Ketua

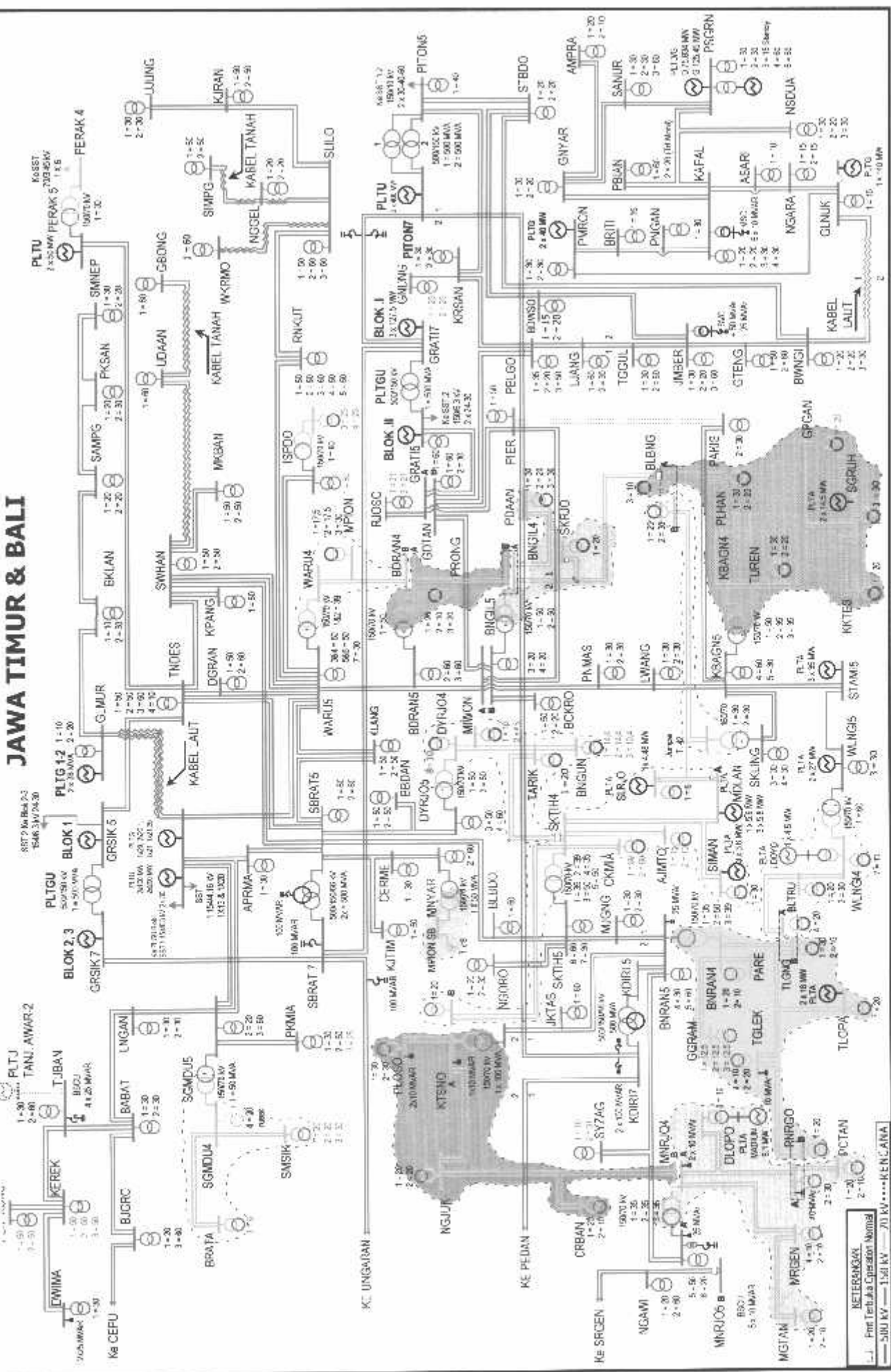
  
( Ir. F. Yudi Limpraptono, MT )  
Sekretaris

**Anggota Penguji**

  
( Ir. Widodo Pudji M., MT )  
Penguji Pertama

  
( Ir. H. Choiri )  
Penguji Kedua

---



NETERANGKAN  
 - - - - - Fm Terbita Operasi Normal  
 - - - - - 500 KV - 150 KV - 70 KV - RENCANA  
 - - - - - DRS REGION 4, revisi Desember 2002

Jml Sirkut	Dari	Ke	No. Sirkut	Data Penghantar		I Nom (Amp)	Tap CT		Tap WT		R (Ohmik/km)	X (Ohmik/km)	B (MySilkm)	R pu (Ohm)	X pu (Ohm)	B pu (Ohm)	Days (MVA)
				Teg (kV)	Jarak (km)		Dari	Ke	Dari	Ke							
				(1)	(2)					(3)	(4)	(5)					
1	PIT07	GRAT17	1	500	68.363	GANNET	4x392 B	2500	2000	2000	0.0251	0.2508	4.0490	0.0008	0.0090	0.8134	2.209.20
1	PIT07	GRAT17	2	500	68.363	GANNET	4x392 B	2500	2000	2000	0.0251	0.2508	4.0490	0.0009	0.0090	0.8134	2.209.20
1	BNGIL5	GDTANS	1	150	16.805	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.9530	0.0068	0.0299	0.0108	192.2520
1	BNGIL5	GDIANS	2	150	16.805	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.9530	0.0068	0.0299	0.0108	192.2520
1	BNGIL5	BDRANS	1	150	9.800	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	0.0051	0.0174	0.0063	192.2520
1	BNGIL5	WARJ5	1	150	9.800	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	0.0051	0.0174	0.0063	192.2520
1	BNGIL5	LWAMG5	1	150	34.680	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	0.0181	0.0617	0.0223	192.2520
1	BNGIL5	BLKDN5	1	150	27.770	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	0.0145	0.0494	0.0178	192.2520
1	BNGIL5	PIERS	1	150	5.150	ACSR ZEBRA	2 x 435 mm <sup>2</sup>	1620	2000	1000	0.0387	0.2807	4.0230	0.0009	0.0064	0.0047	420.8760
1	BNGIL5	PIERS	2	150	5.150	ACSR ZEBRA	2 x 435 mm <sup>2</sup>	1620	2000	1000	0.0387	0.2807	4.0230	0.0009	0.0064	0.0047	420.8760
1	BNGIL5	BCKRC5	1	150	6.200	ACSR ZEBRA	2 x 435 mm <sup>2</sup>	1620	1000	1000	0.0387	0.2807	4.0230	0.0011	0.0077	0.0056	420.8760
1	BNGIL5	BCKRC5	2	150	6.200	ACSR ZEBRA	2 x 435 mm <sup>2</sup>	1620	1000	1000	0.0387	0.2807	4.0230	0.0011	0.0077	0.0056	420.8760
1	GDTANS	RJOS05	1	150	10.487	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	800	0.1172	0.4003	2.8530	0.0055	0.0187	0.0067	192.2520
1	GDTANS	RJOS05	2	150	10.487	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	800	0.1172	0.4003	2.8530	0.0055	0.0187	0.0067	192.2520
1	PIERS	GRAT15	1	150	30.000	TACSR	410 mm <sup>2</sup>	1620	1000	1000	0.0387	0.2807	4.0230	0.0041	0.0180	0.0070	192.2520
1	PBLG05	GDTANS	1	150	33.827	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	800	1000	0.1172	0.4003	2.8530	0.0176	0.0602	0.0217	192.2520
1	PBLG05	GDTANS	2	150	33.827	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	800	1000	0.1172	0.4003	2.8530	0.0176	0.0602	0.0217	192.2520
1	PBLG05	LJANG5	1	150	51.692	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	600	600	0.1172	0.4003	2.8530	0.0269	0.0920	0.0332	192.2520
1	PBLG05	LJANG5	2	150	51.692	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	600	600	0.1172	0.4003	2.8530	0.0269	0.0920	0.0332	192.2520
1	KRSANS	PBLG05	1	150	30.239	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	0.0158	0.0538	0.0194	192.2520
1	KRSANS	PBLG05	2	150	30.239	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	0.0158	0.0538	0.0194	192.2520
1	KRSANS	GDING5	1	150	19.137	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	400	0.1172	0.4003	2.8530	0.0100	0.0340	0.0123	192.2520
1	PIT05	KRSANS	1	150	20.204	TACSR	410 mm <sup>2</sup>	1620	1000	1000	0.0387	0.2807	4.0230	0.0035	0.0252	0.0183	420.8760
1	PIT05	KRSANS	2	150	20.204	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	0.0105	0.0359	0.0130	192.2520
1	PIT05	STBDO5	1	150	55.433	ACSR ZEBRA	2 x 435 mm <sup>2</sup>	1600	2000	2000	0.0387	0.2807	4.0230	0.0095	0.0692	0.0502	415.6800
1	PIT05	STBDO5	2	150	55.433	ACSR ZEBRA	2 x 435 mm <sup>2</sup>	1600	2000	2000	0.0387	0.2807	4.0230	0.0095	0.0692	0.0502	415.6800
1	BNGIL4	PDAANA	1	70	9.700	ACSR OSTRICH	300 MCM	440	250	400	0.2180	0.3950	2.9720	0.0432	0.0762	0.0014	53.3456
1	BNGIL4	PDAANA	2	70	9.700	ACSR OSTRICH	300 MCM	440	250	400	0.2180	0.3950	2.9720	0.0432	0.0762	0.0014	53.3456
1	BNGIL4	BIKANA	1	70	11.700	ACSR HIPER	300 MCM	440	400	400	0.2180	0.3950	2.9720	0.0521	0.0919	0.0017	53.3456
1	BNGIL4	PRONG4	1	70	11.700	ACSR PIPER	300 MCM	440	400	400	0.2180	0.3950	2.9720	0.0521	0.0919	0.0017	53.3456
1	BNGIL4	BLBNG4	1	70	40.000	ACSR PIGEON	30 AWG	300	200	800	0.3553	0.3564	3.2320	0.2492	0.2926	0.0063	36.3720
1	BNGIL4	BLBNG4	2	70	40.000	ACSR PIGEON	30 AWG	300	200	800	0.3553	0.3564	3.2320	0.2492	0.2926	0.0063	36.3720

## 6. UPT Probolinggo

Jmt Sirkuit	Dari	Ke	No. Sirkuit	Data Penghantar		I Nom (Amp)	Tap CT		Tap WT		R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	B (MVA/km)	R pu (Ohm)	X pu (Ohm)	B pu (Ohm)	Daya (MVA)
				Teg (kV)	Jarak (Km)		Jenis	Dari	Ke	Dari							
				(1)	(2)						(3)	(4)	(5)				

### 6. UPT Probolinggo

Modifikasi TL Bay Grati - Pier 1 sirkuit menjadi ( Grati - Gdtan - Pier ) dan Probolinggo - Gondangwetan 1 sirkuit menjadi ( Pblgo - Grati - Gdtan )																			
1	GRATIS	GDTAN5	1	150	18.500	TACSR	410 mm <sup>2</sup>	1620	1000	1000	1250	2000	0.0387	0.2807	4.0230	0.0032	0.0231	0.0167	420.8760
1	GRATIS	GDTAN5	2	150	10.743	TACSR	410 mm <sup>2</sup>	1620	1000	1000	1250	2000	0.0387	0.2807	4.0230	0.0018	0.0134	0.0097	420.8760
1	GDTAN5	PIER5	1	150	11.500	TACSR	410 mm <sup>2</sup>	1620	1000	1000	1250	2000	0.0387	0.2807	4.0230	0.0020	0.0143	0.0104	420.8760
1	GDTAN5	PIER5	2	150	11.500	TACSR	410 mm <sup>2</sup>	1620	1000	1000	1250	2000	0.0387	0.2807	4.0230	0.0020	0.0143	0.0104	420.8760

Jml Stk/da	Dari	Ke	No. Subit	Teg (KV)	Jarak (km)	Data Penghantar		Jenis	J (Amp)	Tap CT		Tap WT		P (Ohm/km)	X (Ohm/km)	B (MVA)	R pu (Ohm)	X pu (Ohm)	B pu (Ohm)	Daya (MVA)
						Dari	Ke			Dari	Ke	Dari	Ke							

7. UPT Jember

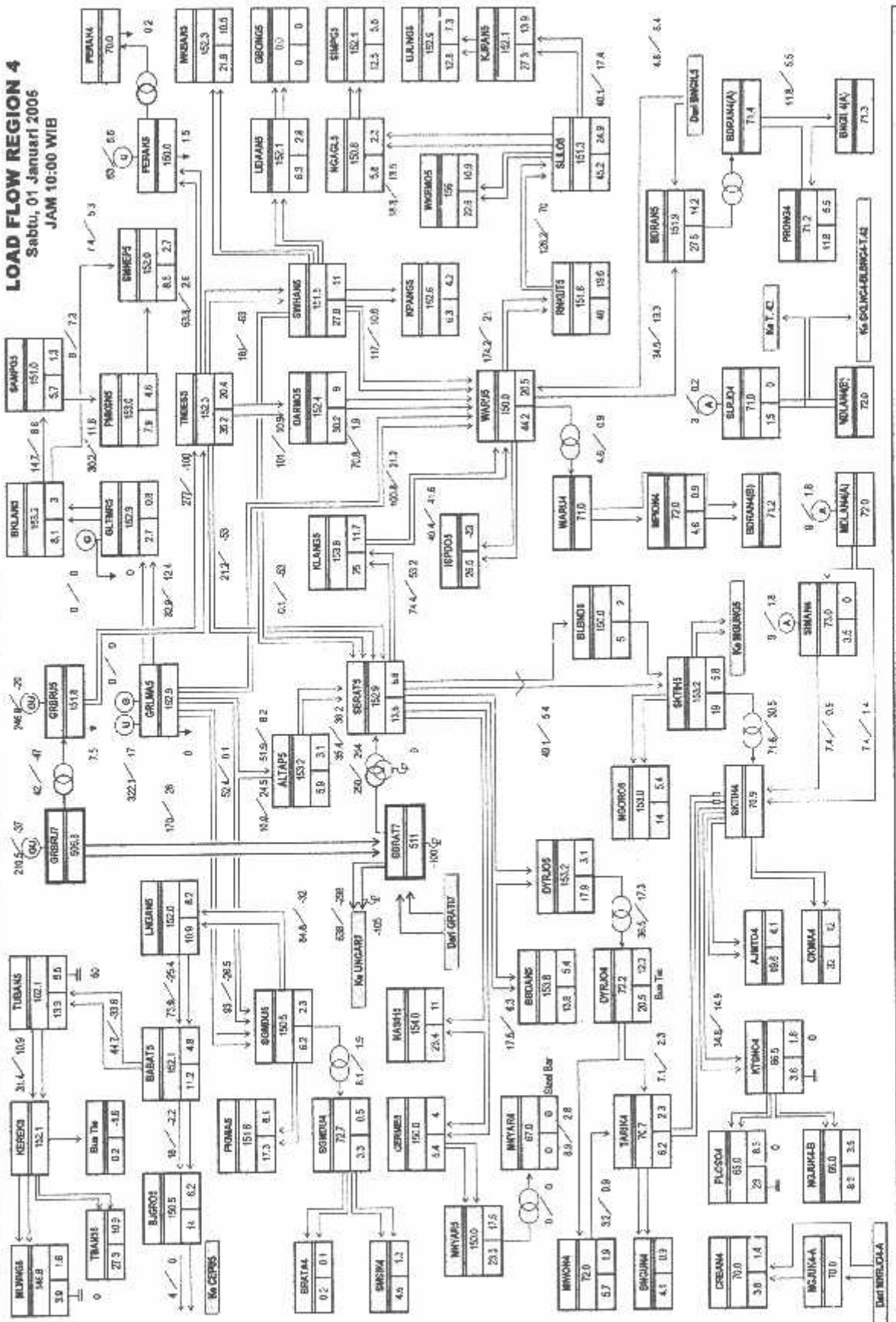
1	PBLG05	LJANGE	1	150	51.692	ACSR, DOVE	330 mm <sup>2</sup>	740	600	800	800	800	0.1172	0.4003	2.8530	0.0269	0.0920	0.0332	192.2520
1	PBLG05	LJANGE	2	150	51.692	ACSR, DOVE	330 mm <sup>2</sup>	740	600	800	800	800	0.1172	0.4003	2.8530	0.0269	0.0920	0.0332	192.2520
1	LJANG5	TGGUL5	1	150	32.080	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	800	1250	1250	1250	0.1172	0.4003	2.8530	0.0167	0.0571	0.0206	192.2520
1	LJANG5	JMBERS	1	150	60.530	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	800	800	800	800	0.1172	0.4003	2.8530	0.0315	0.1077	0.0389	192.2520
1	TNGUL5	JMBERS	1	150	28.450	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	800	800	800	0.1172	0.4003	2.8530	0.0148	0.0506	0.0183	192.2520
1	JMBERS	BWNGIS	1	150	82.595	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	600	600	800	800	0.1172	0.4003	2.8530	0.0430	0.1469	0.0530	192.2520
1	JMBERS	GTENG5	1	150	64.708	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	600	1000	1250	1250	0.1172	0.4003	2.8530	0.0337	0.1151	0.0415	192.2520
1	BDWSO5	JMBERS	1	150	39.662	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	800	800	800	800	0.1172	0.4003	2.8530	0.0207	0.0706	0.0255	192.2520
1	BDWSO5	JMBERS	2	150	39.662	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	800	800	1600	1600	0.1172	0.4003	2.8530	0.0207	0.0706	0.0255	192.2520
1	STBDO5	PITONS	1	150	55.433	ACSR 7FRRA	2 x 435 mm <sup>2</sup>	1620	2000	2000	1250	1250	0.0387	0.2807	4.0230	0.0095	0.0692	0.0502	420.8760
1	STBDO5	PITONS	2	150	55.433	ACSR ZEBRA	2 x 435 mm <sup>2</sup>	1620	2000	2000	1250	1250	0.0387	0.2807	4.0230	0.0095	0.0692	0.0502	420.8760
1	STBDO5	BDWSO5	1	150	34.786	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	800	800	800	800	0.1172	0.4003	2.8530	0.0181	0.0619	0.0223	192.2520
1	STBDO5	BDWSO5	2	150	34.786	ACSR AW	330 mm <sup>2</sup>	740	800	800	1600	1600	0.1172	0.4003	2.8530	0.0181	0.0619	0.0223	192.2520
1	STBDO5	BWNGIS	1	150	74.200	ACSR, DOVE	2 x 340 mm <sup>2</sup>	1200	800	800	1600	1600	0.5860	0.2773	4.0740	0.1932	0.0914	0.0680	311.7600
1	STBDO5	BWNGIS	2	150	74.200	ACSR, DOVE	2 x 340 mm <sup>2</sup>	1200	800	800	1600	1600	0.5860	0.2773	4.0740	0.1932	0.0914	0.0680	311.7600
1	GTENG5	BWNGIS	1	150	33.950	ACSR, DOVE	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	600	1250	800	0.1172	0.4003	2.8530	0.0177	0.0604	0.0218	192.2520
1	BWNGIS	KTPNG5	1	150	7.990	ACSR HAWK	477 MM	655	600	800	800	800	0.1370	0.3966	2.8820	0.0049	0.0141	0.0052	170.1690
1	BWNGIS	KTP-GLM I (11)	1	150	4.471	SUBMARINE CABLE	330 mm <sup>2</sup>	500	600	800	800	800	0.1613	0.3482		0.0032	#DIV/0!	-	129.9000
1	BWNGIS	KTP-GLM I (lama)	1	150	4.829	OSS	303 mm <sup>2</sup>	465	600	800	800	800				#DIV/0!	#DIV/0!	-	120.8070
1	BWNGIS	KTPNG5	2	150	7.990	ACSR HAWK	477 MM	655	600	800	800	800	0.1370	0.3966	2.8820	0.0049	0.0141	0.0052	170.1690
1	BWNGIS	KTP-GLM II (10)	1	150	4.389	SUBMARINE CABLE	303 mm <sup>2</sup>	500	600	800	800	800	0.1643	0.3548		0.0032	0.0069	-	129.9000
1	BWNGIS	KTP-GLM II (lama)	1	150	4.260	OSS	303 mm <sup>2</sup>	465	600	800	800	800				#DIV/0!	#DIV/0!	-	120.6070

**DATA KARAKTERISTIK TRANSMISI UPT & SRB**

Jml Sndt	Darl	Ke	No. Sndt	Data Pengantar		I Nom (Amp)	Satt DCR	Ratio CT	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	B (MVA/km)	R (Ohm)	X (Ohm)	P (Ohm)	Z act (Ohm)	Z base (Ohm)	Z pu (Ohm)	R pu (Ohm)	X pu (Ohm)	B pu (Ohm)	Daya (MVA)	
				Teg (kV)	Jarak (km)																	Jenis
				11		12																
<b>Sub Region Bali</b>																						
1	GLUKUS	CHLNUK	1	150	1720	ACSR HAWK	477 MCM	645	600:1	3.370	0.3968	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	GLUKUS	CHLNUK	2	150	1720	ACSR HAWK	477 MCM	645	800:1	3.370	0.3959	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	CHLNUK	CHRTMNG	1	150	4200	OPC	3 x 300 mm	472	800:1	3.0870	0.1310	73.0000	0.6502	306.6000	0.0905	225.0000	0.0025	0.0015	0.0024	0.0050	122.6266	
1	CHLNUK	CHRTMNG	2	150	4200	OPC	3 x 300 mm	472	800:1	3.0870	0.1310	73.0000	0.6502	306.6000	0.0905	225.0000	0.0025	0.0015	0.0024	0.0050	122.6266	
1	GLUKUS	NGARAS	1	150	38140	ACSR HAWK	477 MCM	645	720	3.370	0.3956	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	GLUKUS	NGARAS	2	150	38140	ACSR HAWK	477 MCM	645	720	3.370	0.3956	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	GLUKUS	PMRONE	1	150	75.900	ACSR HAWK	477 MCM	645	720	3.370	0.3956	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	NGARAS	ASARIS	1	150	44.400	ACSR HAWK	477 MCM	645	800:1	3.0685	0.2045	2.7880	0.1892	211.6000	0.6592	275.0000	0.0028	0.0231	0.0030	0.0478	105.1420	
1	NGARAS	ASARIS	2	150	44.400	ACSR HAWK	477 MCM	645	800:1	3.0685	0.2045	2.7880	0.1892	211.6000	0.6592	275.0000	0.0028	0.0231	0.0030	0.0478	105.1420	
1	KAPALS	AYRIS	1	150	23.310	ACSR HAWK	477 MCM	645	720	3.370	0.3956	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	KAPALS	AYRIS	2	150	23.310	ACSR HAWK	477 MCM	645	720	3.370	0.3956	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	KAPALS	GAYARG	1	150	19.210	ACSR HAWK	477 MCM	645	720	3.370	0.3956	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	KAPALS	GAYARG	2	150	19.210	ACSR HAWK	477 MCM	645	720	3.370	0.3956	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	KAPALS	NSULIAS	1	150	30.910	ACSR PARTIDIGE	135 mm	400	480	3.0870	0.1320	73.0000	0.0895	0.1287	70.0000	0.0712	275.0000	0.0007	0.0004	0.0006	103.9200	
1	KAPALS	NSULIAS	2	150	30.910	ACSR PARTIDIGE	135 mm	400	480	3.0870	0.1320	73.0000	0.0895	0.1287	70.0000	0.0712	275.0000	0.0007	0.0004	0.0006	103.9200	
1	KAPALS	BRITIS	1	150	38.170	TACSR	160 mm	400	360	3.370	0.3970	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	KAPALS	PHGARS	1	150	21.700	TACSR	160 mm	400	360	3.370	0.3970	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	BRITIS	PHGARS	1	150	28.010	TACSR	160 mm	400	360	3.370	0.3970	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	GHYARS	SANLURS	1	150	16.500	ACSR PARTIDIGE	135 mm	400	480	3.2136	0.4080	2.7680	0.6924	5.7320	0.0394	275.0000	0.0038	0.0157	0.0038	0.0103	103.9200	
1	GHYARS	SANLURS	2	150	16.500	ACSR PARTIDIGE	135 mm	400	480	3.2136	0.4080	2.7680	0.6924	5.7320	0.0394	275.0000	0.0038	0.0157	0.0038	0.0103	103.9200	
1	GHYARS	AMPARAS	1	150	33.760	ACSR HAWK	477 MCM	645	480	3.370	0.3970	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	GHYARS	AMPARAS	2	150	33.760	ACSR HAWK	477 MCM	645	480	3.370	0.3970	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	SANLURS	FORANS	1	150	7.740	ACSR HAWK	477 MCM	645	320	3.370	0.3970	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	SANLURS	FORANS	2	150	7.740	ACSR HAWK	477 MCM	645	320	3.370	0.3970	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	NSULIAS	FORANS	1	150	13.470	ACSR PARTIDIGE	135 mm	400	480	3.2136	0.4080	2.7680	0.6924	5.7320	0.0394	275.0000	0.0038	0.0157	0.0038	0.0103	103.9200	
1	NSULIAS	FORANS	2	150	13.470	ACSR PARTIDIGE	135 mm	400	480	3.2136	0.4080	2.7680	0.6924	5.7320	0.0394	275.0000	0.0038	0.0157	0.0038	0.0103	103.9200	
1	BRITIS	PWRONG	1	150	19.290	ACSR PARTIDIGE	135 mm	400	480	3.0870	0.1320	73.0000	0.0895	0.1287	70.0000	0.0712	275.0000	0.0007	0.0004	0.0006	103.9200	
1	BRITIS	PWRONG	2	150	19.290	ACSR PARTIDIGE	135 mm	400	480	3.0870	0.1320	73.0000	0.0895	0.1287	70.0000	0.0712	275.0000	0.0007	0.0004	0.0006	103.9200	
1	KAPALS	PHARAS	1	150	9.190	ACSR HAWK	477 MCM	645	360	3.370	0.3966	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	KAPALS	PHARAS	2	150	9.190	ACSR HAWK	477 MCM	645	360	3.370	0.3966	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	
1	PURANE	FORANS	1	150	7.600	ACSR HAWK	477 MCM	645	774	3.370	0.3966	2.6900	0.6622	4.9536	0.727	275.0000	0.0032	0.0810	0.0030	0.0011	167.5710	



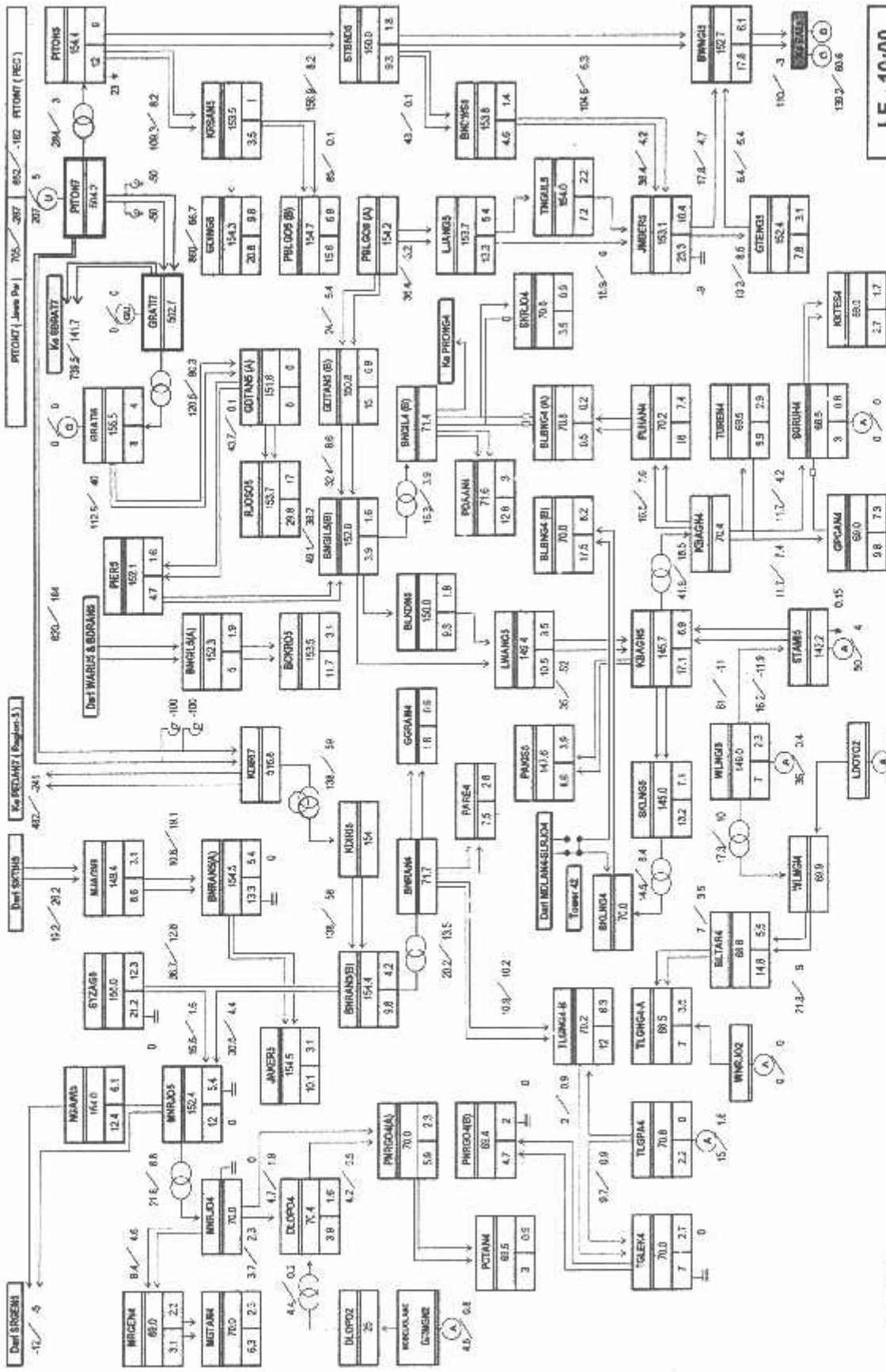
**LOAD FLOW REGION 4**  
 Sabtu, 01 Januari 2006  
 JAM 10:00 WIB



**CATATAN:**  
 Beban Pembangkit = netto  
 P.S hanya untuk diketahui.

Penyusunan Terhadap Normal

- GI. Sdth pht 70 kV Tunk 1,2
- GI. Blong pht 70 kV Enghil-1,2
- GI. Sdhp PN 70 kV Enghil Blong 2
- GI. Ngjuk Koppel Bus 70 kV
- GI. Mujo Koppel Bus 150 kV
- GI. Pjngg Koppel Bus 150 kV
- GI. Prngg Koppel Bus 70 kV
- GI. Bljro Kirm Aid Capu
- GI. Tjngg Koppel Bus 70 kV



**LF - 10:00**

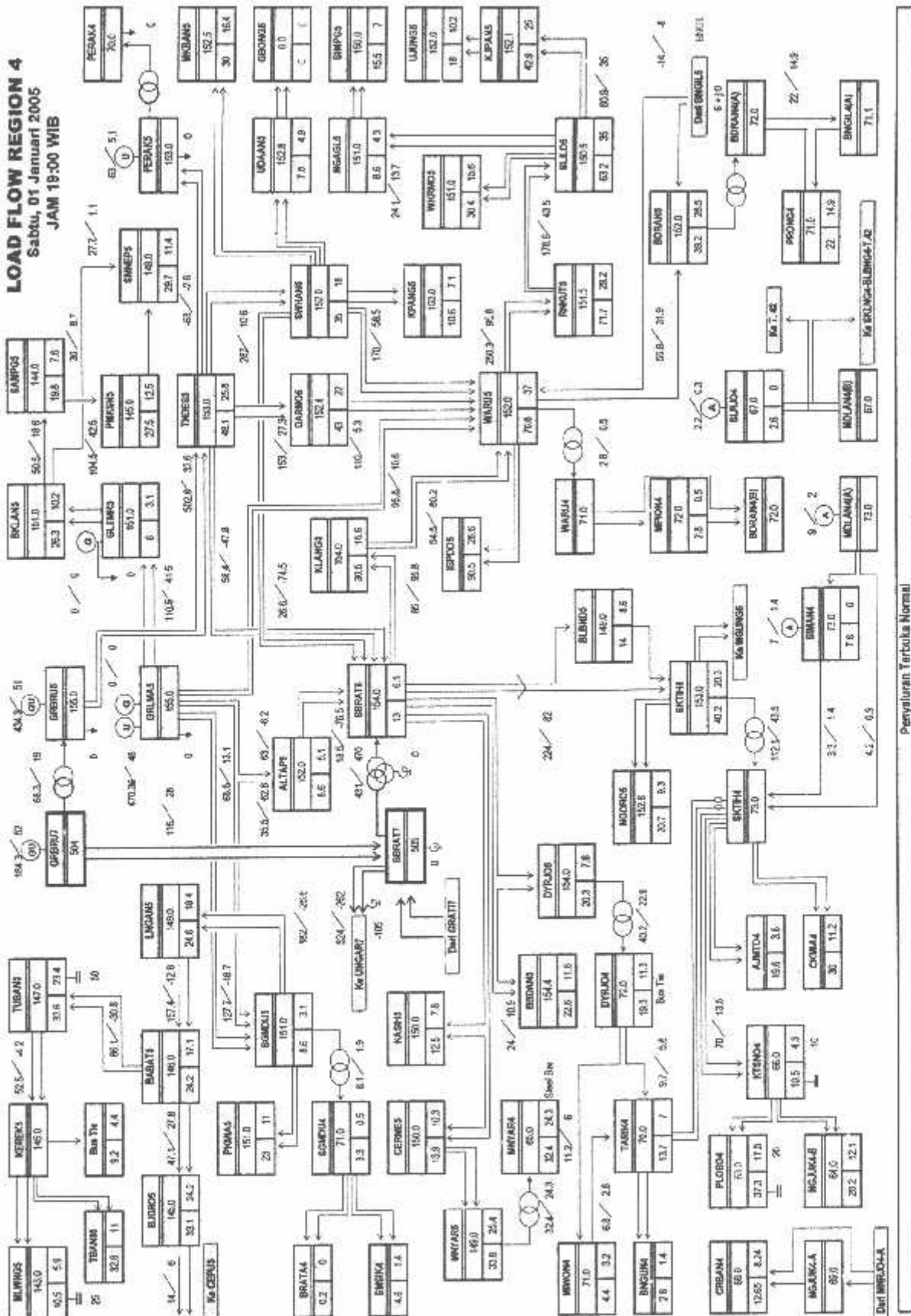
DISPATCHER	Boemarsono
	Supriardo
Total Pemanggit	2.876,6 / (419,6)
Total Transfer	(1.112,0) / -544,0
Distribusi Area - 4	1.764,6 / 124,4

(X) Balan Pembangkitan  
 MW MX Thermo / Hydro  
 ⇌ Arak aliran daya  
 + Pemakaian Sendiri

MW-MX Busbar Inlet Bus Transformator  
 MW-MX Busbar Inlet Bus Transformator

**KETERANGAN :**  
 XXXXXX Lohar / G / P / T  
 NY Tegapan Bus 150/10/0,5 NY  
 MW MX Busbar Inlet Bus Transformator

**LOAD FLOW REGION 4**  
 Sabtu, 01 Januari 2005  
 JAM 19:00 WIB

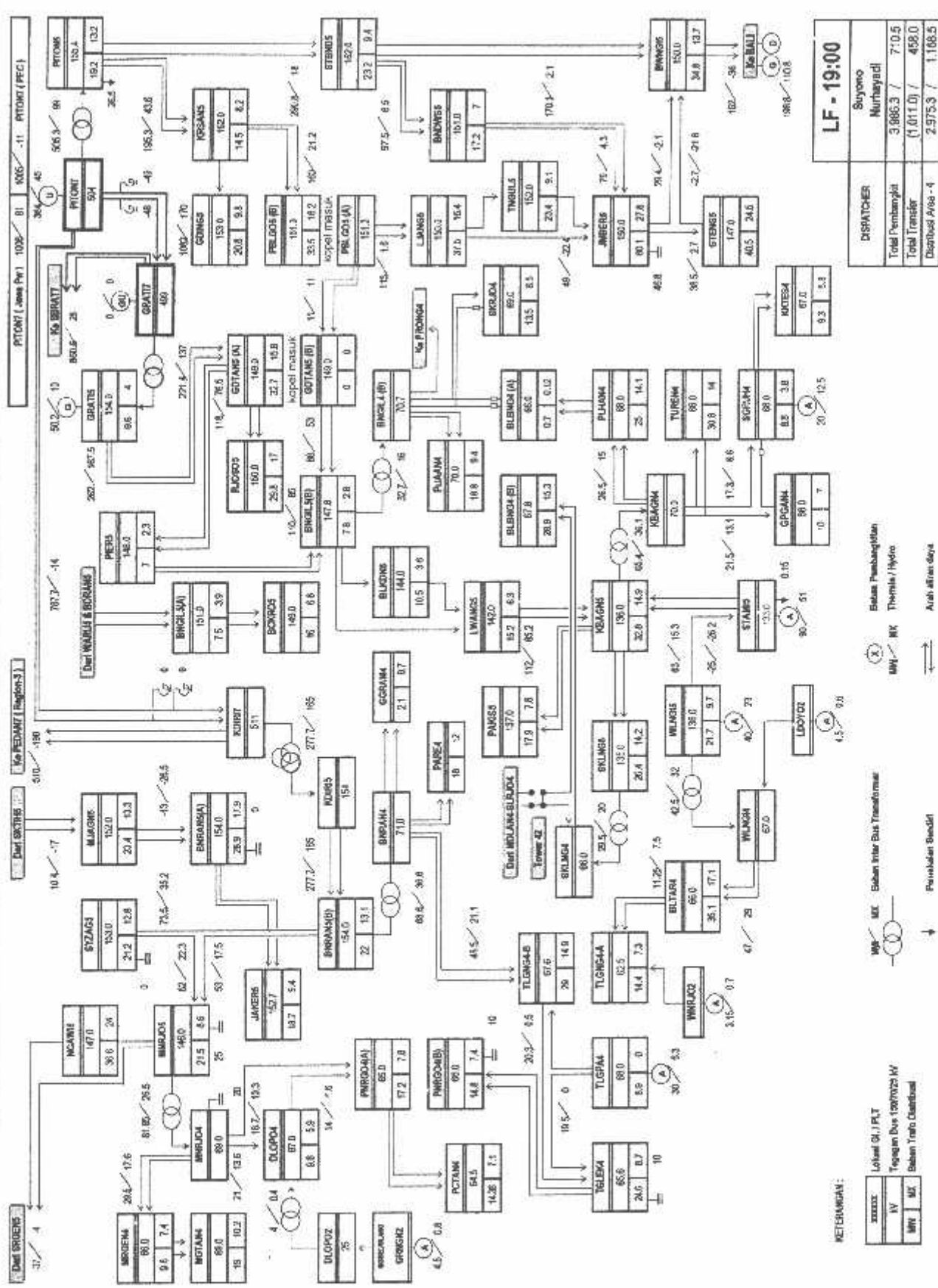


**CATATAN:**

Beban Pembangkit = netto  
 P.S hanya untuk diketahui.

**Penyulutan Terbuka Normal**

- GI. Sidh pht 76 kv Tarik-1,2
- GI. Blong pht 70 kv Bnght-1,2
- GI. Skrip pht 70 kv Bnght-Blong-2
- GI. Pngg Koppel Bus 70 kv
- GI. Ngjuk Koppel Bus 70 kv
- GI. Mmpo Koppel Bus 150 kv
- GI. Pngg Koppel Bus 150 kv
- GI. Pngg Koppel Bus 70 kv
- GI. Bngp Koppel Bus 70 kv
- GI. Tngg Koppel Bus 70 kv



**LF - 19:00**

DISPATCHER	Suyono
	Nurbayadi
Total Pembangkit	3.986.3 / 710.5
Total Transmisi	(1.011.0) / 458.0
Distibusi Area - 4	2.975.3 / 1.188.5

MW MK Beban Inter Bus Transformator  
 MW MK Beban Pembangkit  
 MW MK Transmisi / Hydro  
 → Arak-Atas/Daun  
 ← Arak-Bawah/Daun

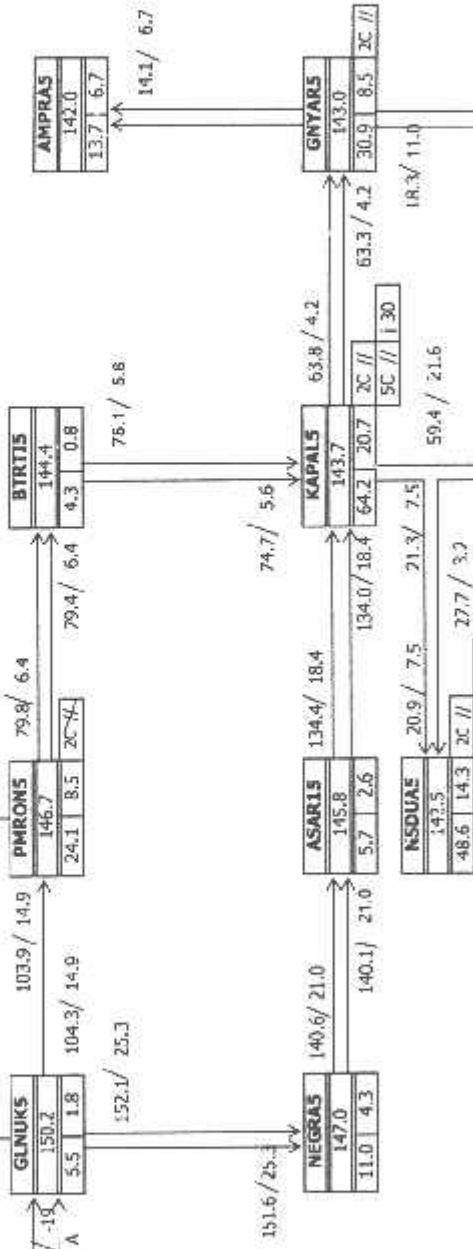
**KETERANGAN:**  
 XXXXX Lokal G.I./PLT  
 IV Tegangan Dns 150/1025 KV  
 MW MK Beban Transo Distibusi

**LOAD FLOW SUB SISTEM BALI**

SABTU, 01 JANUARI 2005  
PUKUL : 20.00 WITA

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0

PLTG 1 : 99.9 61.0



**OLS 150KV GLNUK - BWNGL**

WAKTU	PK 19.00	PK 20.00
G I	AMP	MW
1 SEC KAPAL	1,052	31.5
1 SEC PMRON	180	5.4
1 SEC NGARA	103	3.1
1 SEC GNYAR	68	2.0
4 SEC KAPAL	218	6.5
4 SEC NSDUA	1,056	31.6
5 SEC PMRON	136	4.1
5 SEC PSGRN	1,568	46.9
SUB TOTAL 1 SEC	1,403	41.9
SUB TOTAL 4 SEC	1,274	38.1
SUB TOTALS SEC	1,704	50.9
TOTAL	4,381	131.0

**UFR 48,6 Hz terpasang di GI**

WAKTU	PK 19.00	PK 20.00
G I	AMP	MW
PMRON	208	6.2
AMPRA	120	3.6
GNYAR	184	5.5
SANUR	325	9.7
TOTAL	837	25.0

**UFR 48,3 Hz terpasang di GI**

WAKTU	PK 19.00	PK 20.00
G I	AMP	MW
GNYAR	80	2.4
SANUR	269	8.0
TOTAL	349	10.4

**Pembangkit BALI & SC**

WAKTU	PK 19.00	PK 20.00
KAPAL	1,201	35.9
TOTAL Transfer	162.0	-19.0
Capasitor / MSC	-	80.0
Diistribusi BALI	360.8	171.8

**DISPATCHER : Pk. 15.00 ~ 21.00**

NO	NAMA
1	WINARTO
2	GEDE NOBEN

**PUKUL : 20.00 WITA**

LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP-GI
GLNUK	1	20.5	13	5.5	1.8	ARSANA
NGARA	1	20.4	7	4.3	1.4	RAKA
ASARI	1	20.5	14	5.7	2.6	ANTIKA
PMRON	1	20.4	14	17.7	6.0	SUKA
BTRTI	1	20.3	13	4.3	0.8	TAMSI
KAPAL	3	20.5	15	18.8	8.5	OP. GIPAT
GNYAR	1	20.5	15	17.0	4.3	SUDARSANA
AMPRA	1	20.5	14	8.8	4.3	AGUNG
SANUR	2	20.6	17	18.1	7.1	OP. APD
PSGRN	4	20.5	14	30.4	12.5	SUDIJANA
NSDUA	2	20.4	16	30.8	5.0	SWASTANA
PBIAN	1	20.5	13	22.6	8.6	-

**PUKUL : 19.30 wita Trfo 150/20KV**

LOKASI	TRF	20KV-150KV	MW	MVAR
GLNUK	1	20.5	180.2	5.3
NGARA	2	20.4	147.0	6.7
ASARI	1	20.5	148.8	5.9
PMRON	2	20.4	148.7	6.4
BTRTI	1	20.1	144.4	4.3
KAPAL	2	20.3	143.7	10.3
GNYAR	1	20.5	143.0	18.8
AMPRA	2	20.5	142.0	4.9
SANUR	2	20.6	142.6	18.1
PSGRN	4	20.5	142.9	45.3
NSDUA	2	20.4	142.5	10.8
PBIAN	1	20.5	142.0	22.8

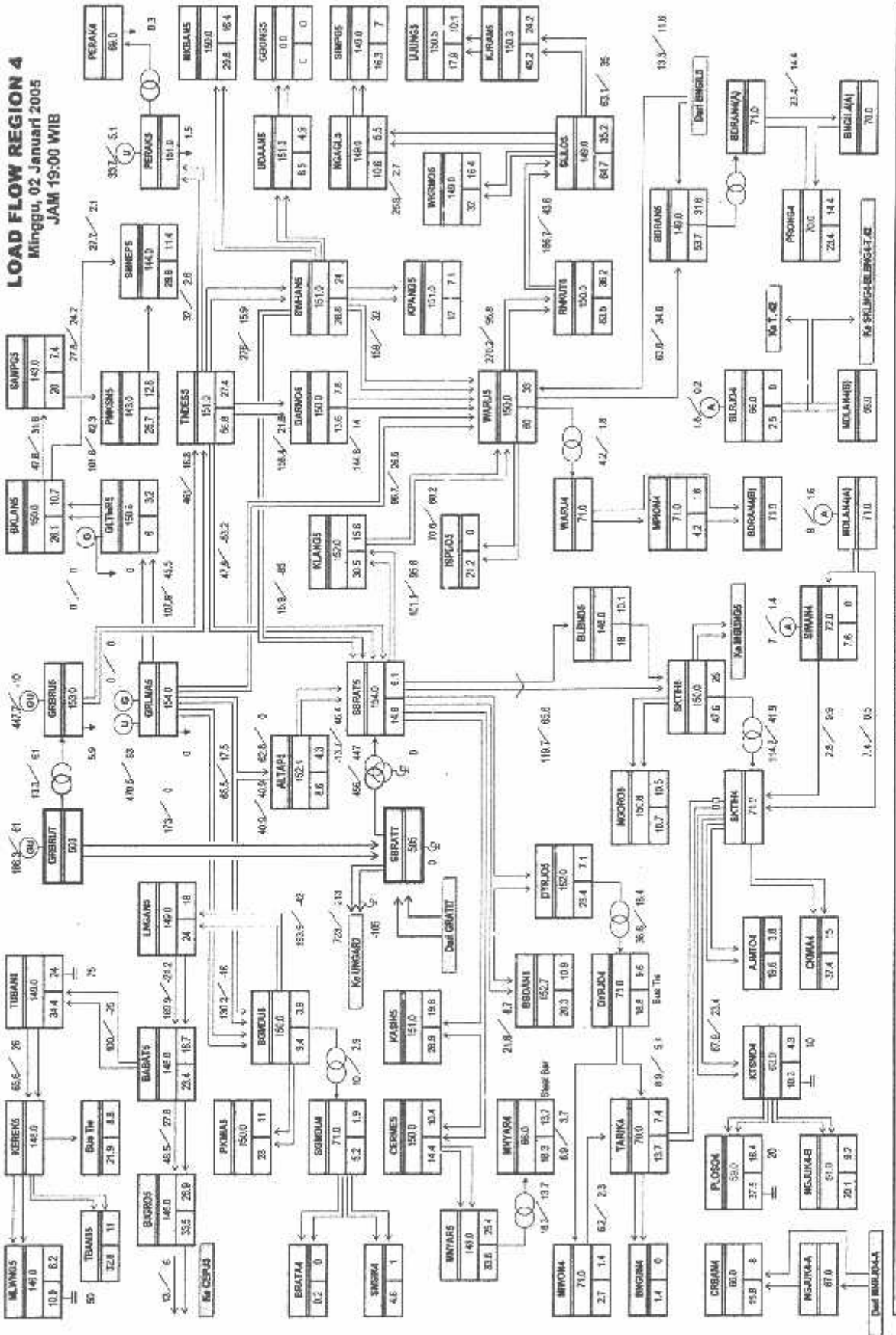
**BUS SECTION**

PLTG	PLTG	PLTD	PLTD	PLTD	PLTD
3-4	3-4	2-4-6-7	10	1-2, PLTD 10-11	
71.3	39.1	18.1	6.5	9.5	4.2

**ISLAND PSGRN**

pk	f : 48,3 Hz	f : 48,1 Hz
Amp	MW	MW
19.00	3596	107.5
20.00	3614	108.1

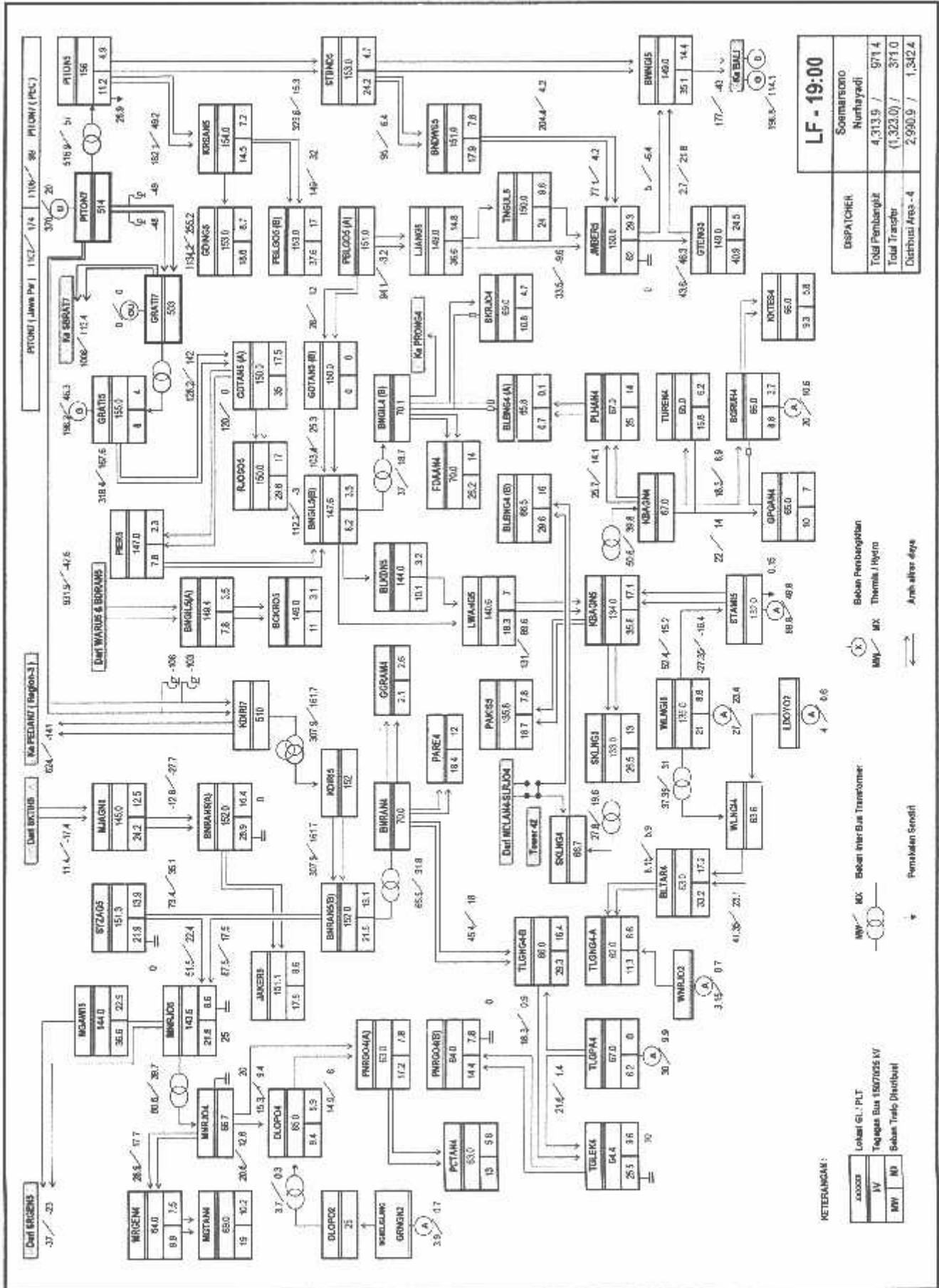
**LOAD FLOW REGION 4**  
Minggu, 02 Januari 2005  
JAM 19:00 WIB



**CATATAN:**  
Beban Pembangkit = netto  
P.S hanya untuk diarahkan.

Penyaluran Terbuka Normal

- GI. Sdih ptt 70 kV Tsttk-1,2
- GI. Blng ptt 70 kV Bngl-1,2
- GI. Blng ptt 70 kV Bngl-2
- GI. Nguk Koppel Bus 70 kV
- GI. Mrip Koppel Bus 150 kV
- GI. Pblgo Koppel Bus 150 kV
- GI. Prng Koppel Bus 70 kV
- GI. Blgo Klum sdt Ccpu
- GI. Tngg Koppel Bus 70 kV



**LF - 19:00**

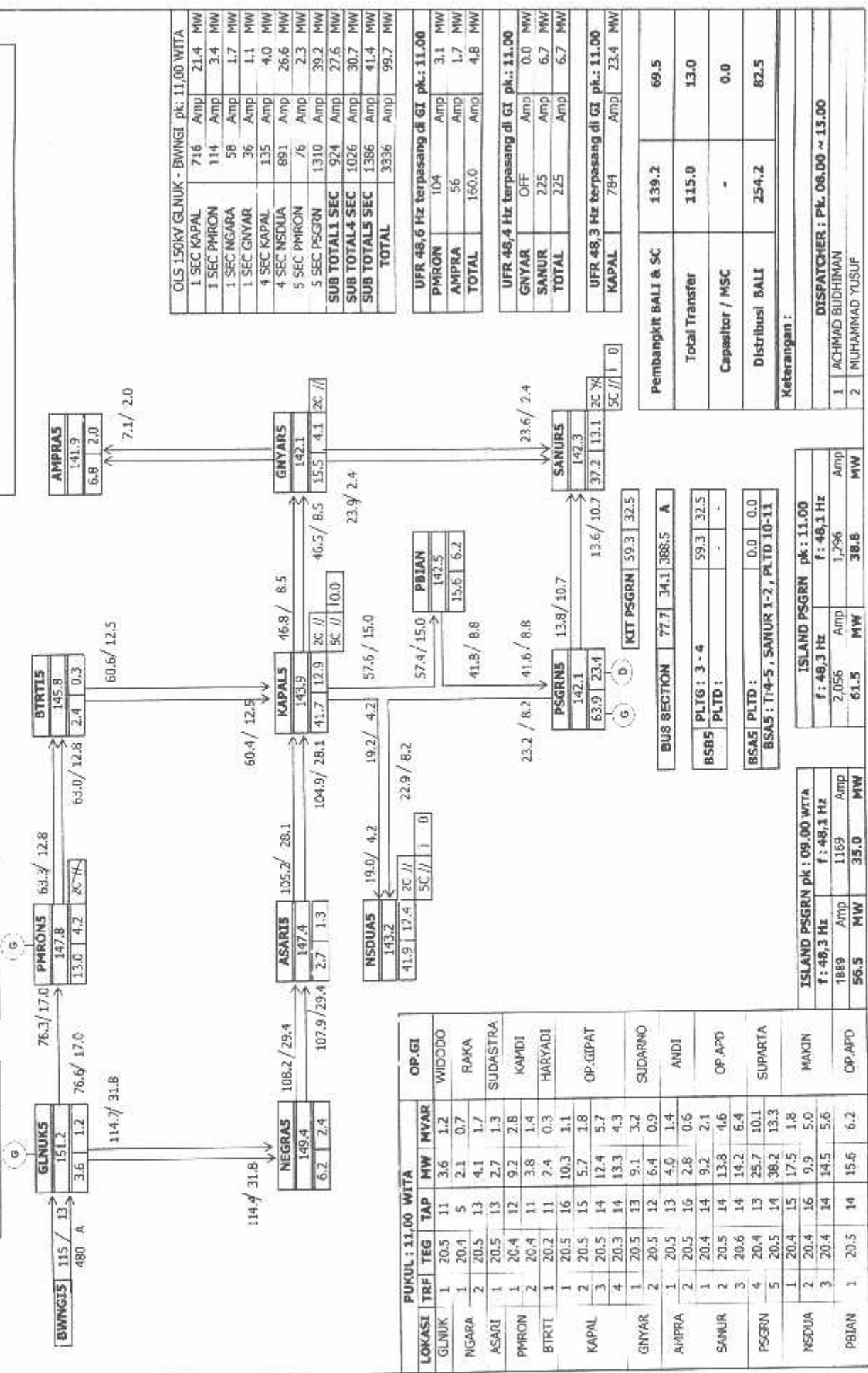
DISPATCHER	Soemarseno
	Nurhayadi
Total Pembangkit	4,313.9 / 971.4
Total Transfer	(1,323.0) / 371.0
Distibusi Area - 4	2,990.9 / 1,342.4

- KETERANGAN:**
- XXXXXX Lokasi G. / PLT
  - IV Tegangan Bus 150/105 kV
  - MW / MV / M Suban Telo (Isutbat)
  - MX Beban Inter Bus Transformer
  - MX Beban Pembangkit
  - MW / MV / M Beban Thermo / Hydro
  - ↔ Pemindahan Sredit
  - ↔ Arus after edge

**LOAD FLOW SUB SISTEM BALI**

MINGGU, 02 JANUARI 2005  
 PUKUL : 11.00 WITA

PLTG 1 : 79.9 37.0  
 PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0



OLS 150KV GLNUK - BWINGI pk: 11.00 WITA

1 SEC KAPAL	716	Amp	21.4	MW
1 SEC PMRON	114	Amp	3.4	MW
1 SEC NGARA	58	Amp	1.7	MW
1 SEC GNYAR	36	Amp	1.1	MW
4 SEC KAPAL	135	Amp	4.0	MW
4 SEC NSDUAS	891	Amp	26.6	MW
5 SEC PMRON	/6	Amp	2.3	MW
5 SEC PSGRN	1310	Amp	39.2	MW
SUB TOTAL4 SEC	924	Amp	27.6	MW
SUB TOTAL5 SEC	1026	Amp	30.7	MW
TOTAL	1386	Amp	41.4	MW
TOTAL	3336	Amp	99.7	MW

UFR 48,6 Hz terpasang di GI pk.: 11.00

PMRON	104	Amp	3.1	MW
AMPRA	56	Amp	1.7	MW
TOTAL	160.0	Amp	4.8	MW

UFR 48,4 Hz terpasang di GI pk.: 11.00

GNYAR	OFF	Amp	0.0	MW
SANUR	225	Amp	6.7	MW
TOTAL	225	Amp	6.7	MW

UFR 48,3 Hz terpasang di GI pk.: 11.00

KAPAL	784	Amp	23.4	MW
-------	-----	-----	------	----

Pembangkit Bali & SC

139.2	69.5
Total Transfer	115.0
Capasitor / MSC	-
Distribusi BALI	254.2
82.5	

Keterangan :

DISPATCHER : PL. 06.00 ~ 13.00	
1	ACHMAD BUDHIMAN
2	MUHAMMAD YUSUF

PUKUL : 11.00 WITA

LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP.GI
GLNUK	1	20.5	11	3.6	1.2	WIDODO
GLNUK	2	20.1	5	2.1	0.7	RAKA
NGARA	1	20.5	13	4.1	1.7	SUDASTRA
ASARI	1	20.4	12	9.2	2.8	KAMIDI
PMRON	2	20.4	11	3.8	1.4	HARYADI
BTRTI	1	20.2	11	2.4	0.3	
	1	20.5	16	10.3	1.1	
	2	20.5	15	5.7	1.8	OP.GIPAT
	3	20.5	14	12.4	5.7	
	4	20.3	14	13.3	4.3	SUDARNO
GNYAR	1	20.5	13	9.1	3.2	
	2	20.5	12	6.4	0.9	ANDI
AMPRA	1	20.5	13	4.0	1.4	
	2	20.5	16	2.8	0.6	OP.APD
SANUR	1	20.4	14	9.2	2.1	
	2	20.5	14	13.8	4.6	SUPARTA
	3	20.6	14	14.2	6.4	
PSGRN	4	20.4	13	25.7	10.1	
	5	20.5	14	38.2	13.3	MAKIN
	1	20.4	15	17.5	1.8	
NSDUAS	2	20.4	16	9.9	5.0	
	3	20.4	14	14.5	5.6	OP.APD
PBIAN	1	20.5	14	15.6	6.2	

BUS SECTION 77.7 34.1 388.5 A

BSB5	PLTG : 3 - 4	59.3	32.5
BSA5	PLTD :	0.0	0.0
BSA5	PLTD : 1-4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11	1.256	38.8

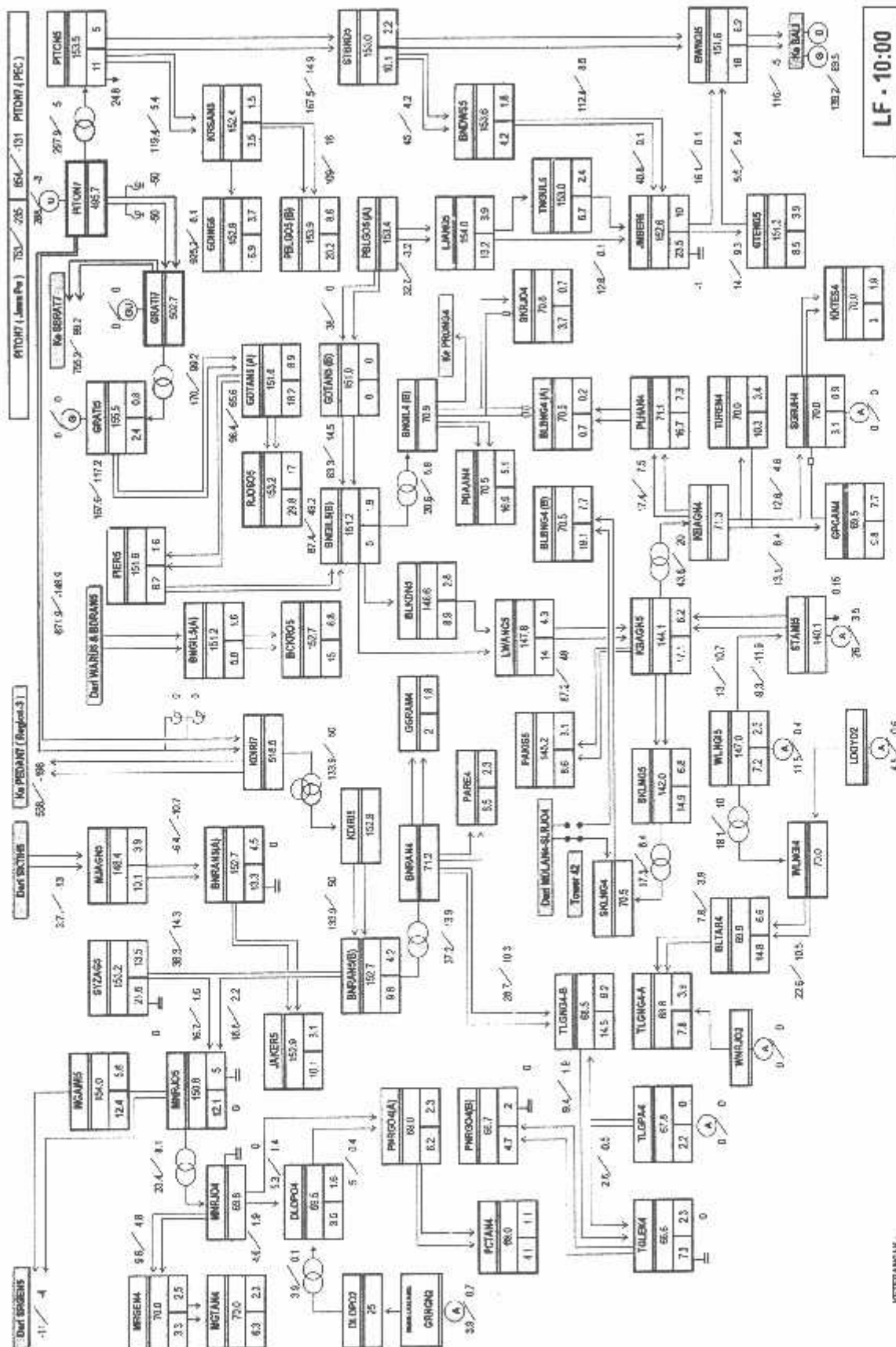
ISLAND PSGRN pk : 09.00 WITA

f : 48,3 Hz	1889	Amp	1169	MW
f : 48,1 Hz	56.5	MW	35.0	MW

ISLAND PSGRN pk : 11.00

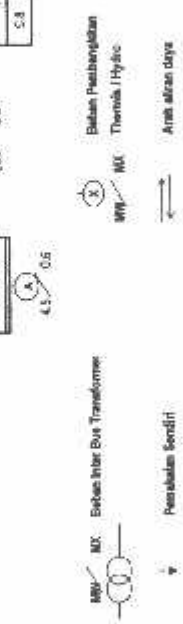
f : 48,3 Hz	2,056	Amp	1,256	MW
f : 48,1 Hz	61.5	MW	38.8	MW





**LF - 10:00**

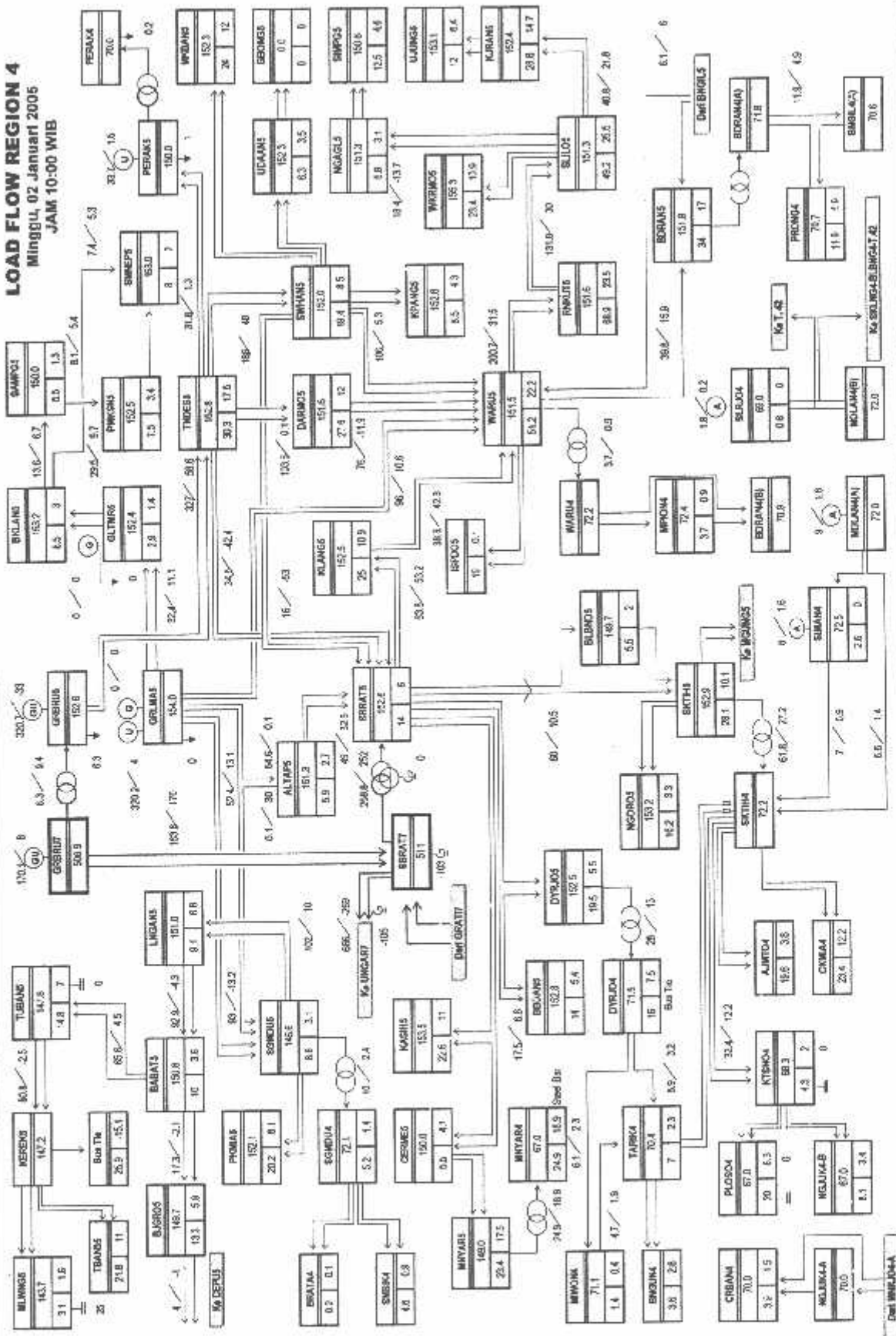
Substansio	
Subdopo	
Despatcher	
Total Pembangkit	2.943,6 / 1265,2
Total Transfer	(1.197,0) / 472,0
Distribusi Area - 4	1.746,6 / 189,8



**KETERANGAN**

XXXXXX	Lehenti DC / FLT
XX	Tegangan Bus 150/100/23 kV
XX	Beban Tetro Distribusi
XX	
XX	

**LOAD FLOW REGION 4**  
Minggu, 02 Januari 2005  
JAM 10:00 WIB



**CATATAN:**  
Beban Pembangkit = netto  
P.S hanya untuk diketahui.

Penyaluran Terbuka Normal

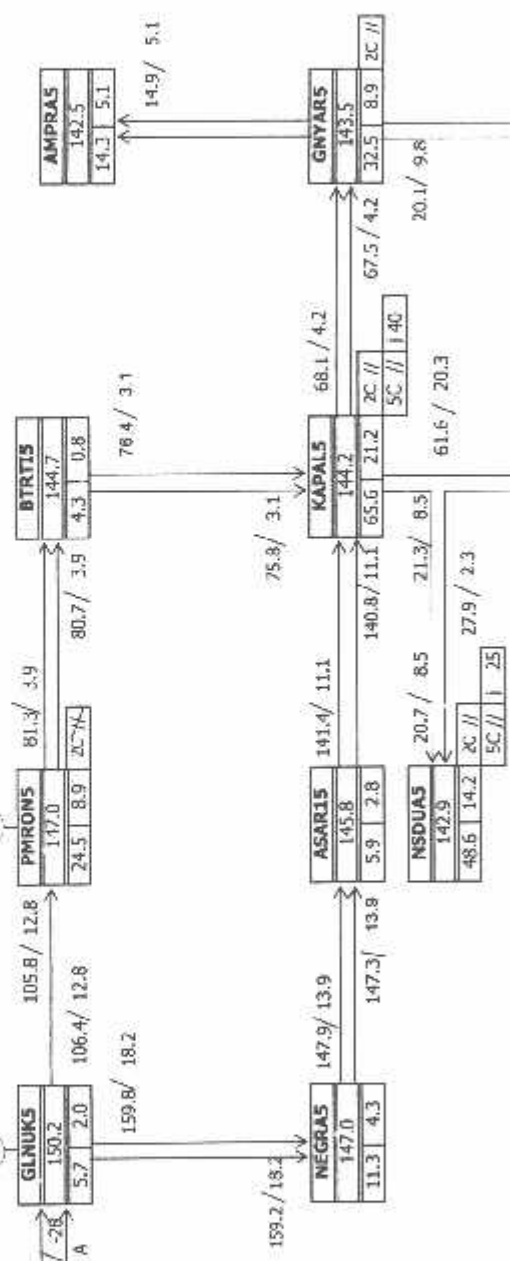
- Gi. Sulu plit 70 kV Tala-1,2
- Gi. Bngg plit 70 kV Fngl-1,2
- Gi. Skrg plit 70 kV Bngl-Bllng-2
- Gi. Ngrk Koppel Bus 70 kV
- Gi. Mrio Koppel Bus 150 kV
- Gi. Pbig Koppel Bus 130 kV
- Gi. Prng Koppel Bus 70 kV
- Gi. Bgrn Krm sld Cepu
- Gi. Tigr Koppel Bus 70 kV

LOAD FLOW SUB SISTEM BALI

MINGGU, 02 JANUARI 2005  
PUKUL : 20.00 WITA

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0

PLTG 1 : 99.9 61.0



OLS 150KV GLNUK - BIWNGI				
WAKTU	PK 18.00	PK 20.00	PK 20.00	PK 20.00
G I	AMP	MW	AMP	MW
1 SEC KAPAL	1,095	32.7	1,166	34.9
1 SEC PMRON	184	5.5	200	6.0
1 SEC NGARA	103	3.1	123	3.7
1 SEC GNYAR	68	2.0	76	2.3
4 SEC KAPAL	232	6.9	253	7.6
4 SEC NSDUA	1,031	30.8	1,051	31.4
5 SEC PMRON	140	4.2	152	4.5
5 SEC PSGRN	1,613	48.2	1,635	48.9
SUB TOTAL1 SEC	1,450	43.4	1,565	46.8
SUB TOTAL4 SEC	1,263	37.8	1,304	39.0
SUB TOTAL5 SEC	1,753	52.4	1,787	53.4
TOTAL	4,466	133.5	4,656	139.2

UFR 48,6 Hz terpasang di GI				
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00	PK 20.00
G I	AMP	MW	AMP	MW
PMRON	212	6.3	232	6.9
AMPRA	127	3.8	142	4.2
GNYAR	188	5.6	204	6.1
SANUR	341	10.2	348	10.4
TOTAL	868	26.0	926	27.7

UFR 48,3 Hz terpasang di GI				
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00	PK 20.00
G I	AMP	MW	AMP	MW
GNYAR	102	3.0	112	3.3
SANUR	290	8.7	294	8.8
TOTAL	392	11.7	406	12.1

UFR 48,3 Hz terpasang di GI				
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00	PK 20.00
G I	AMP	MW	AMP	MW
KAPAL	1,263	37.8	1,353	40.5
TOTAL	1,263	37.8	1,353	40.5

Pembangkit BALI & SC		198.8	114.1
Total Transfer		172.0	-28.0
Capasitor / MSC		-	90.0
Distribusi BALI		370.8	176.1

BUS SECTION		97.9	25.2	490	A
BSBS PLTG : 3 - 4		71.3	41.1		
PLID : 2 - 4 - 6 - 7		18.1	7.0		

BSAS PLID : 11		9.5	5.0
BSAS 1 Tr4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11			

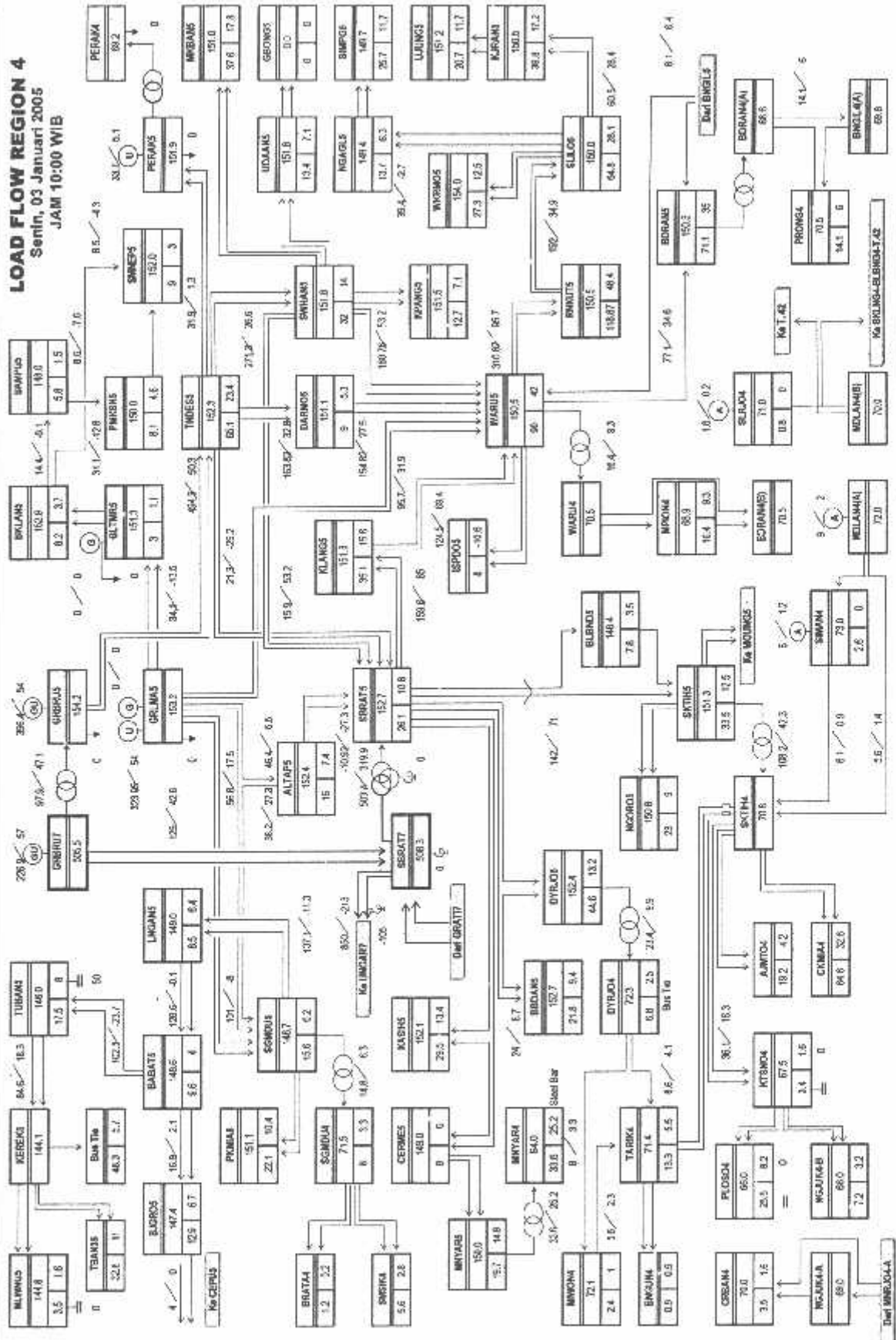
ISLAND PSGRN			
pk	f : 48.3 Hz	f : 48.1 Hz	
	Amp	MW	MW
19.00	3606	107.8	2334
20.00	3656	109.3	2369

PUKUL : 20.00 WITA				PUKUL : 19.30 wita Trafo 150/20kV			
LOKASI	TRF	TEG	TAP	OP-GI	LOKASI	TRF	MW
GLNUK	1	20.5	13	WARSO	GLNUK	1	20.5
NGARA	2	20.4	14	RAKA	NGARA	2	20.4
ASARI	1	20.5	14	SUDAstra	ASARI	1	20.5
PMRON	2	20.4	13	WIDYATNO	PMRON	2	20.4
BIRTI	1	20.1	12	SUKARTA	BIRTI	1	20.1
KAPAL	3	20.4	15	OP. GIPAT	KAPAL	3	20.4
GNYAR	1	20.5	15	SIDARSANA	GNYAR	1	20.5
AMPRA	2	20.5	16	ANDI	AMPRA	2	20.5
SANUR	3	20.5	16	CP. APD	SANUR	3	20.5
PSGRN	4	20.5	13	SUDJANA	PSGRN	4	20.5
NSDUA	2	20.4	15	MAKIN	NSDUA	2	20.4
PBIAN	1	20.5	13	OP. APD	PBIAN	1	20.5

DISPATCHER : PK. 15.00 ~ 21.00

1. G. NOBEN  
2. MUKTIONO

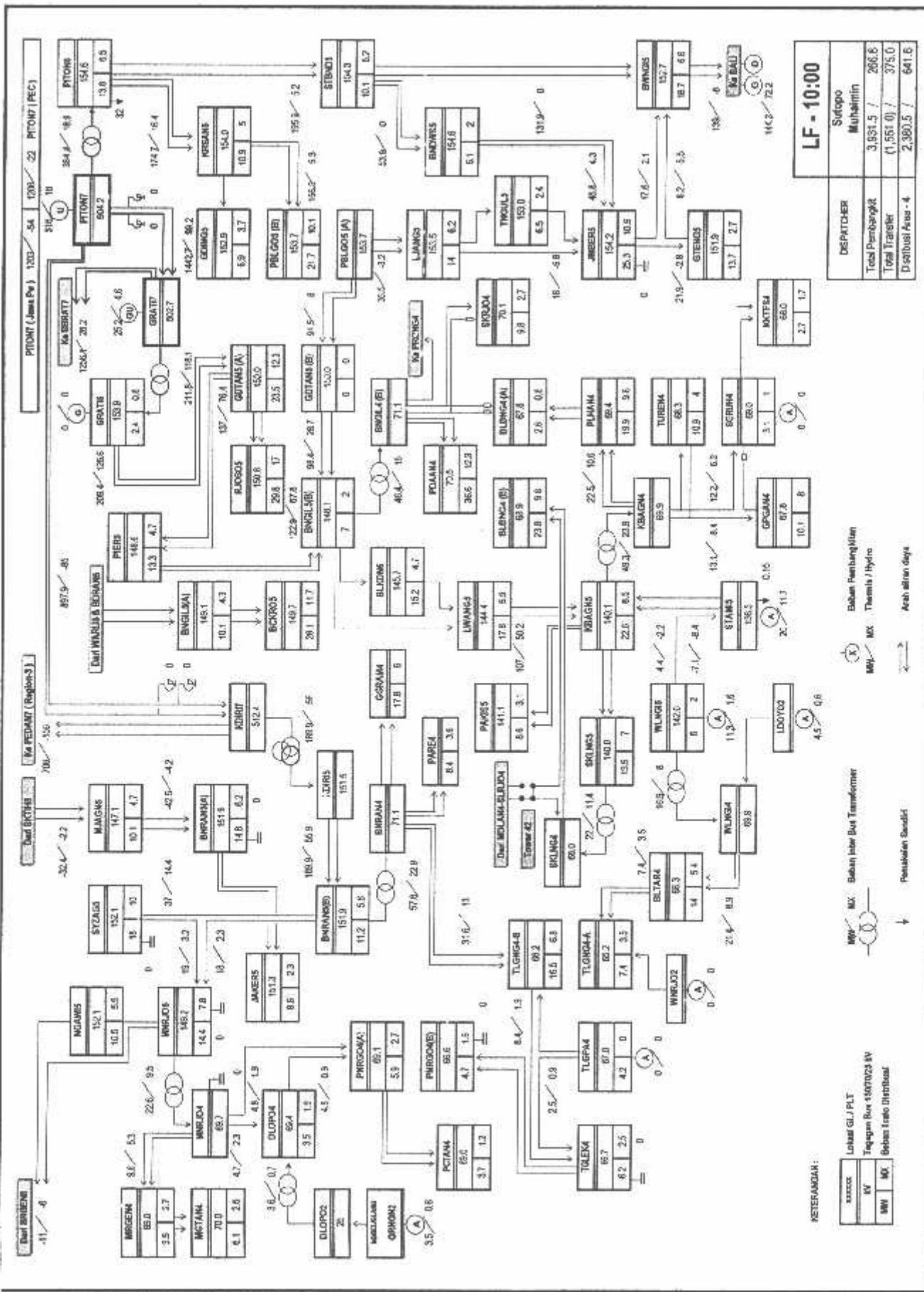
**LOAD FLOW REGION 4**  
 Sentin, 03 Januari 2005  
 JAM 10:00 WIB



**CATATAN:**  
 Beban Pembangkit = netto  
 P, S hanya untuk dikehendui.

**Penyaluran Terbuka Normal**

- GI. Skth pnt 70 kV Terh-1,2
- GI. Njuk Koppe Bus 70 kV
- GI. Blng pnt 70 kV Bngf-1,2
- GI. Pngg Koppei Bus 150 kV
- GI. Skjp pnt 70 kV Bngf Blng 2
- GI. Pngg Koppei Bus 70 kV
- GI. Mngp Koppei Bus 150 kV
- GI. Tngg Koppei Bus 70 kV



**LF - 10:00**

DISPATCHER	Sufopo Mubalimin
Total Pengangkat	3,851.5 / 266.8
Total Transfer	(1,551.0) / 375.0
Distribusi A/sur - 4	2,300.5 / 641.6

- METERAN: LUBAS GI / PLT, Taggam Bus 450/725 KV, Bahan Talo Distribusi
- MW/MX: Bahan Isar Bus Transformer
- MB/MX: Bahan Pembangkitan Thermis / Hydri
- Penjualan Sandis
- Arak allian daya

**METERAN:**

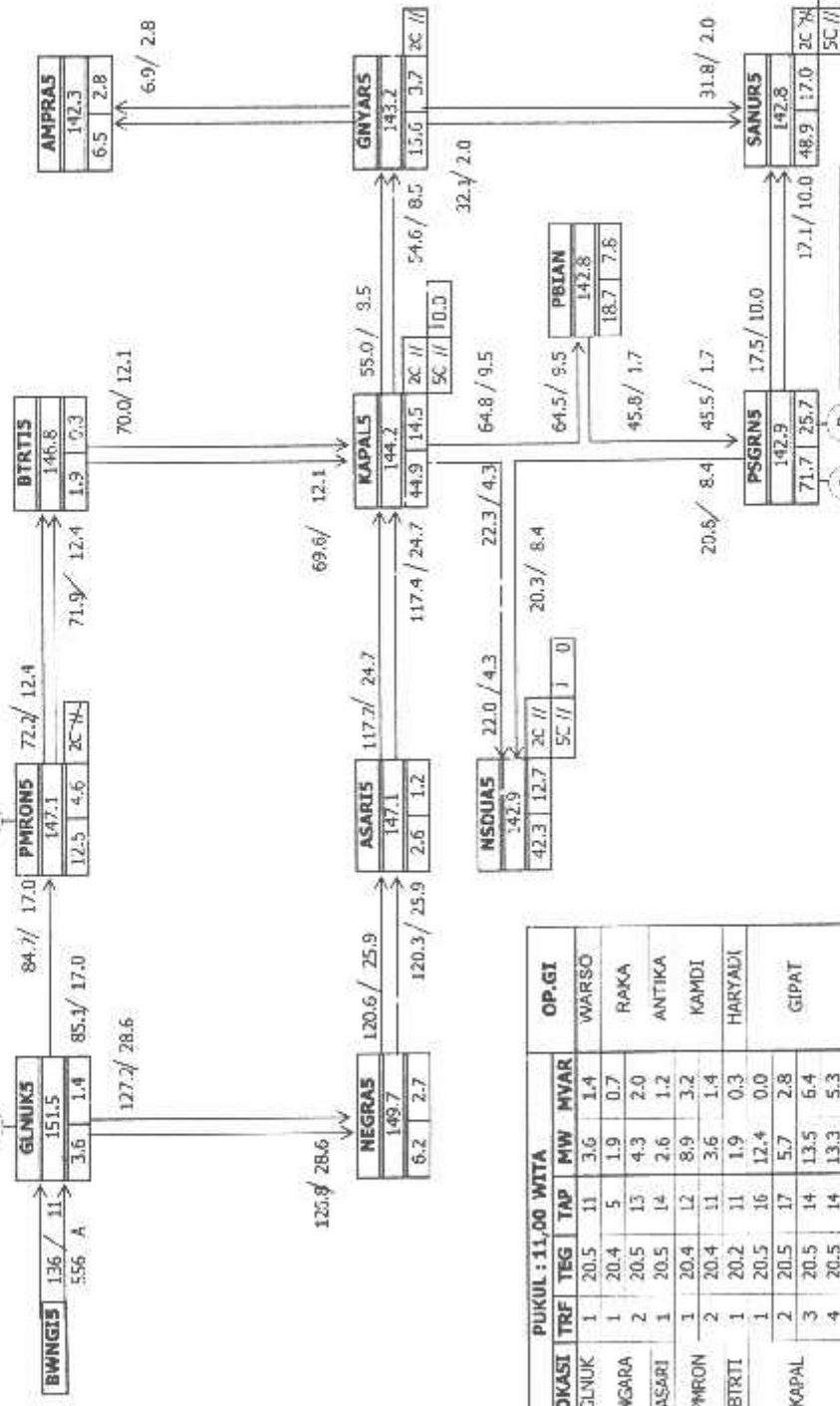
xxxxxx	LUBAS GI / PLT
MV	Taggam Bus 450/725 KV
MW	Bahan Talo Distribusi

**LOAD FLOW SUB SISTEM BALI**

SENIN, 03 JANUARI 2005  
PUKUL : 11.00 WITA

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0

PLTG 1 : 79.9 36.0



LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP-GI
GLNUK	1	20.5	11	3.6	1.4	WARSO
NGARA	1	20.4	5	1.9	0.7	RAKA
ASARI	1	20.5	13	4.3	2.0	ANTIKA
PMRON	1	20.4	12	8.9	3.2	KAMDI
PMRON	2	20.4	11	3.6	1.4	HARYADI
BTRTI	1	20.2	11	1.9	0.3	
BTRTI	2	20.5	16	12.4	0.0	
KAPAL	1	20.5	17	5.7	2.8	GIPAT
KAPAL	2	20.5	14	13.5	6.4	
KAPAL	3	20.5	14	13.3	5.3	
KAPAL	4	20.5	14	9.1	2.8	ISWANTO
GINYAR	1	20.5	12	6.5	0.9	
GINYAR	2	20.5	13	4.0	1.5	ANDI
AMBRA	1	20.4	16	2.5	1.2	
AMBRA	2	20.4	14	12.1	2.1	OP. APD
AMBRA	3	20.4	15	18.4	7.1	
AMBRA	4	20.4	16	18.4	7.8	KARYAWAN
PSGRN	1	20.4	13	28.8	11.7	
PSGRN	2	20.4	14	42.9	14.0	
PSGRN	3	20.4	15	17.6	1.8	
PSGRN	4	20.4	15	9.8	5.0	MAKIN
NSDUAS	1	20.4	14	14.9	5.9	
NSDUAS	2	20.4	14	18.7	7.8	OP. APD

OIS 150KV GLNUK - BINNGE pk: 11.00 WITA	
1 SEC KAPAL	774 Amp 23.1 MW
1 SEC PMRON	116 Amp 3.5 MW
1 SEC NGARA	52 Amp 1.6 MW
1 SEC GINYAR	36 Amp 1.1 MW
4 SEC KAPAL	143 Amp 4.3 MW
4 SEC NSDUAS	912 Amp 27.3 MW
5 SEC PMRON	72 Amp 2.2 MW
5 SEC PSGRN	1443 Amp 43.1 MW
SUB TOTAL1 SEC	978 Amp 29.2 MW
SUB TOTAL4 SEC	1055 Amp 31.5 MW
SUB TOTAL5 SEC	1515 Amp 45.3 MW
TOTAL	3548 Amp 106.1 MW

UFR 49,6 Hz terpasang di GI pk: 11.00	
PMRON	94 Amp 2.8 MW
AMBRA	60 Amp 1.8 MW
TOTAL	154.0 Amp 4.6 MW

UFR 49,4 Hz terpasang di GI pk: 11.00	
GINYAR	OFF Amp 0.0 MW
SANUR	304 Amp 9.1 MW
TOTAL	304 Amp 9.1 MW

UFR 49,3 Hz terpasang di GI pk: 11.00	
KAPAL	856 Amp 25.6 MW

Pembangkit BALI & SC	
Total Transfer	1444.2
Capasitor / MSC	136.0
Distribusi BALI	280.2
	97.2
	11.0
	25.0
	108.2

Keterangan :

DISPATCHER : Pk. 08.00 ~ 15.00	
1	MUKTOMO
2	ACHMAD BUDHIMAN

KIT PSGRN 64.3 36.2

BUS SECTION 89.2 35.7 446 A

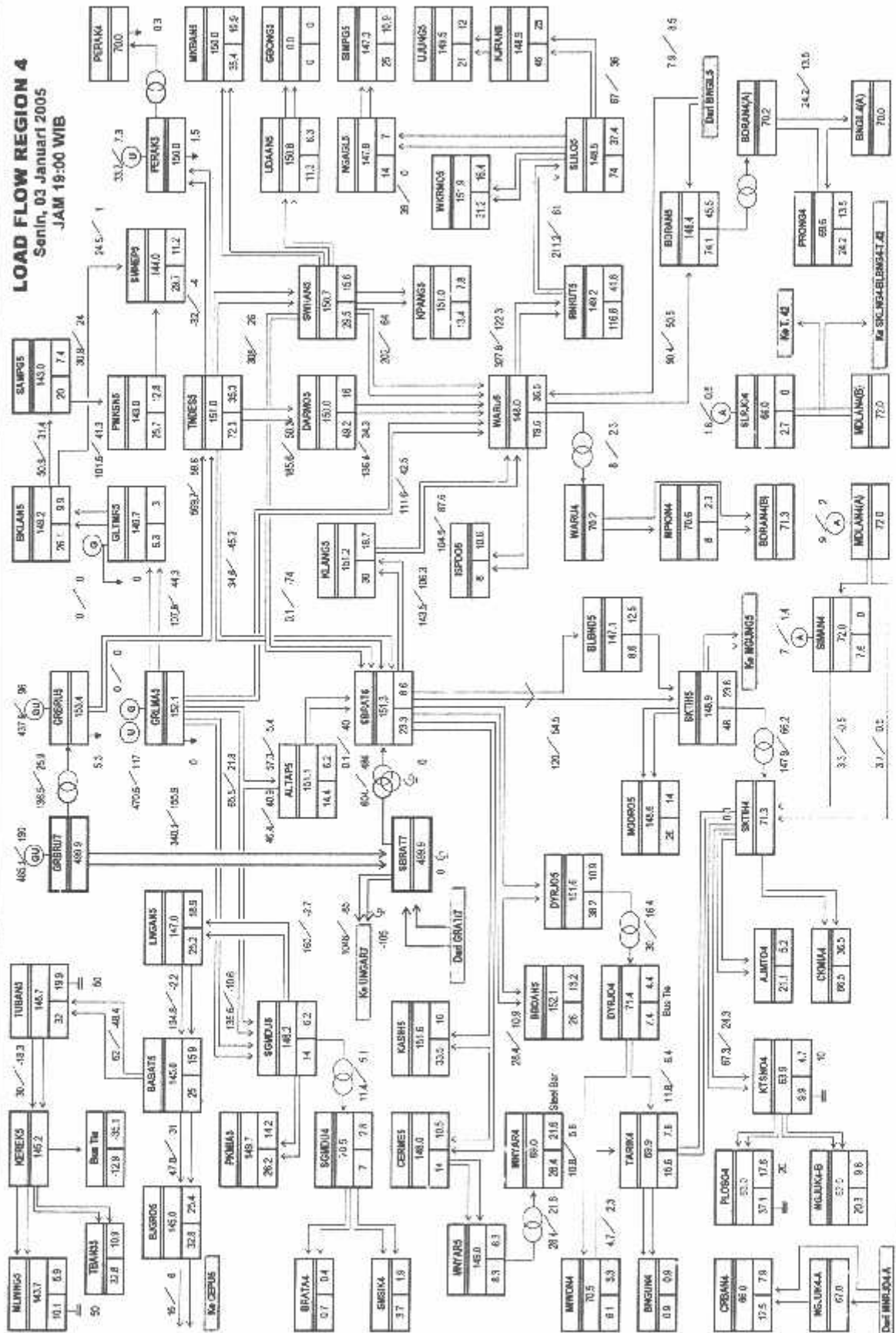
BSB5 PLTG : 3 - 4 64.3 36.2

BSA5 PLTD : 0.0 0.0  
BSA5 : TM-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11

ISLAND PSGRN pk : 11.00	
f : 49.3 Hz	2130 Amp
f : 48.1 Hz	1352 Amp
59.5 MW	37.0 MW
59.5 MW	37.0 MW

ISLAND PSGRN pk : 09.00 WITA	
f : 49.3 Hz	1238 Amp
f : 48.1 Hz	1238 Amp
59.5 MW	37.0 MW
59.5 MW	37.0 MW

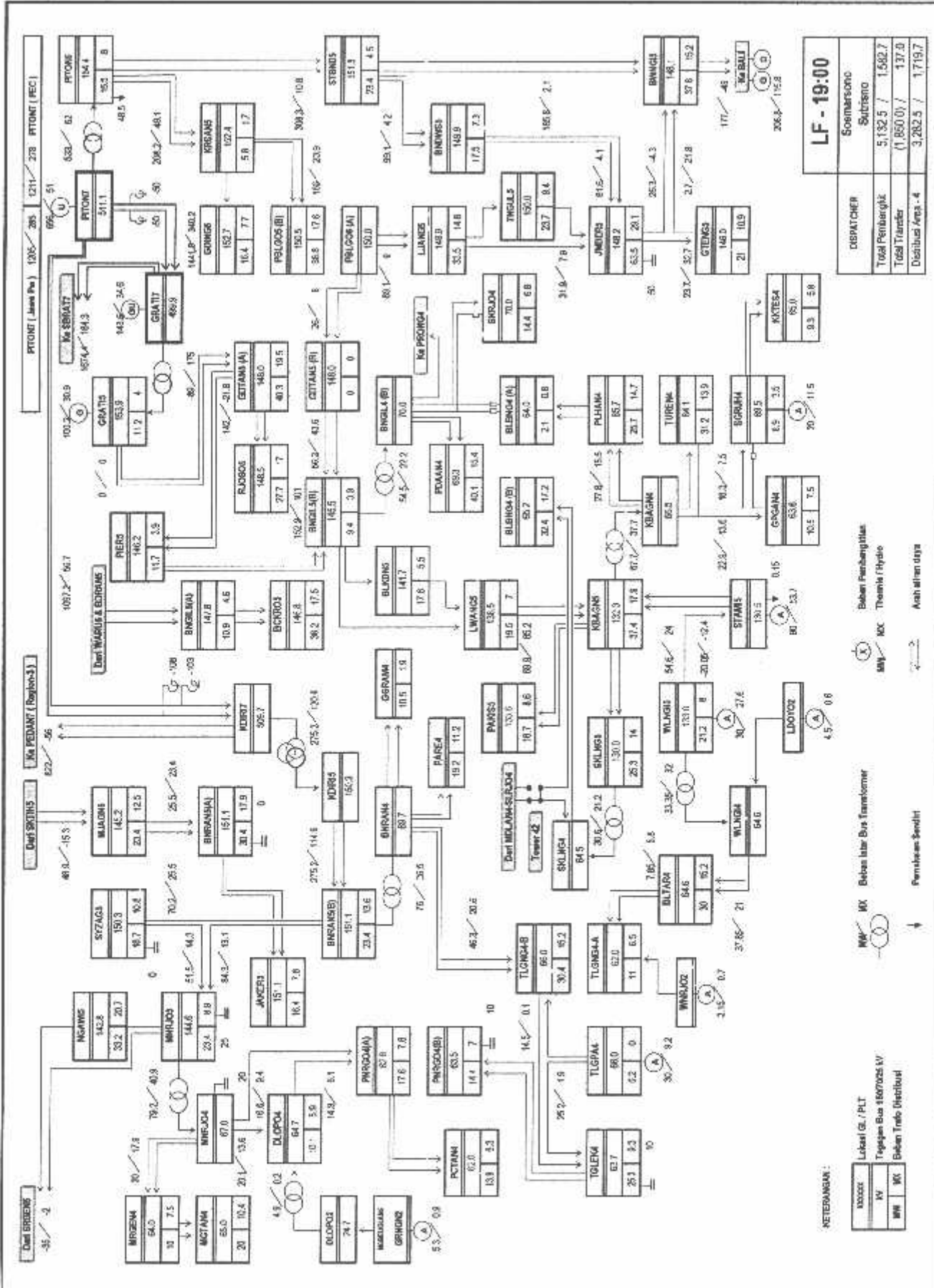
**LOAD FLOW REGION 4**  
 Senin, 03 Januari 2005  
 JAM 19:00 WIB



**Penyaluran Terbuka Normal**

Gi. Sath ptt 70kV Tank-1,2  
 Gi. Biting ptt 70 kV Bngt-1,2  
 Gi. Sajo ptt 70 kV Bngt-Bngg-2  
 Gi. Pnggo Koppel Bus 70 kV  
 Gi. Mnggo Koppel Bus 150 kV  
 Gi. Bnggo Koppel Bus 150 kV  
 Gi. Pnggo Koppel Bus 70 kV

**CATATAN :**  
 Beban Pembangkit = netto  
 P.S hanya untuk diketahui.



**LF - 19:00**

DISPATCHER	Soemarsono
	Sutrisno
Total Pembangkit	5,192.5 / 1,582.7
Total Transfer	(1,850.0) / 137.0
Distribusi Area - 4	3,282.5 / 1,719.7

MW KK Beban luar Bus Transformer  
 MW KK Beban Busbar  
 MW KK Beban Pembangkit  
 MW KK Beban Transmisi  
 MW KK Beban Distribusi

NETERANGAN:  
 XXXXX Lokal G. / PLT  
 IV Tegangan Bus 150/2025 kV  
 MW KK Beban Transmisi

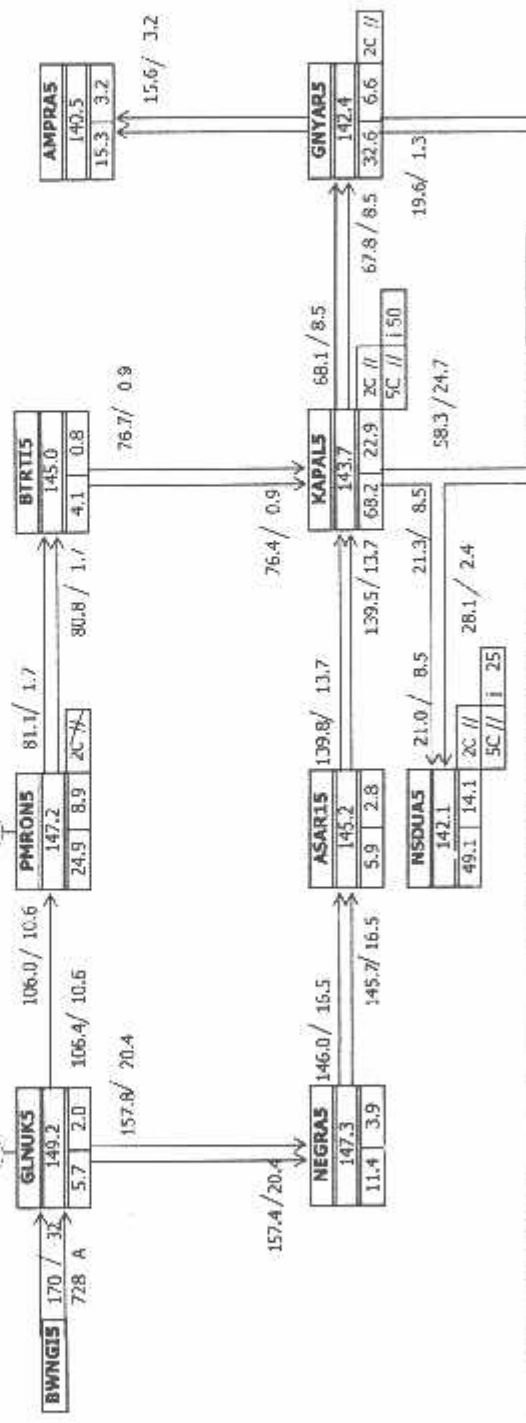


LOAD FLOW SUB SISTEM BALI

SENIN, 03 JANUARI 2005  
PUKUL : 20.00 WITA

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0

PLTG 1 : 99.9 65.0



**OLS 150kV Glnuk - Bwngi**

WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00		
GI	AMP	MW	AMP	MW
1 SEC KAPAL	1,142	34.1	1,213	36.3
1 SEC PMRON	120	3.6	200	6.0
1 SEC NGARA	110	3.3	122	3.6
1 SEC GNYAR	70	2.1	76	2.3
4 SEC KAPAL	240	7.2	258	7.7
4 SEC NSDUAS	1,061	31.7	1,052	31.5
5 SEC PMRON	132	3.9	156	4.7
5 SEC PSGRN	1,687	50.4	1,684	50.4
<b>SUB TOTAL1 SEC</b>	<b>1,442</b>	<b>43.1</b>	<b>1,611</b>	<b>48.2</b>
<b>SUB TOTAL4 SEC</b>	<b>1,301</b>	<b>38.9</b>	<b>1,310</b>	<b>39.2</b>
<b>SUB TOTAL5 SEC</b>	<b>1,819</b>	<b>54.4</b>	<b>1,840</b>	<b>55.0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>4,562</b>	<b>136.4</b>	<b>4,761</b>	<b>142.4</b>

**UFR 48,6 Hz terpasang di GI**

WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00		
GI	AMP	MW	AMP	MW
PMRON	198	5.9	234	7.0
AMPRA	129	3.9	140	4.2
GNYAR	190	5.7	208	6.2
SANUR	372	11.1	372	11.1
<b>TOTAL</b>	<b>889</b>	<b>26.6</b>	<b>954</b>	<b>28.5</b>

**UFR 48,4 Hz terpasang di GI**

WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00		
GI	AMP	MW	AMP	MW
GNYAR	102	3.0	112	3.3
SANUR	325	9.7	330	9.9
<b>TOTAL</b>	<b>427</b>	<b>12.8</b>	<b>442</b>	<b>13.2</b>

**UFR 48,3 Hz terpasang di GI**

WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00		
GI	AMP	MW	AMP	MW
KAPAL	1,310	39.2	1,388	41.8
<b>Pembangkit BALI &amp; SC</b>	<b>208.8</b>		<b>119.8</b>	

**Total Transfer** : 170.0

**Capasitor / MSC** : -

**Distribusi BALI** : 378.8

**187.8**

**Keterangan :**

**DISPATCHER : PL. 15.00 ~ 21.00**

1 MUHAMMAD YUSUF

2 ADE AHMAD

**PUKUL : 20.00 WITA**

LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP. GI
Glnuk	1	20.5	13	5.7	2.0	WIDODO
Glnuk	2	20.3	17	15.5	1.4	EKO
Ngara	1	20.4	8	4.4	1.4	SUBASTRA
Ngara	2	20.4	15	7.0	2.5	WIDIATNO
Asari	1	20.5	15	5.9	2.8	SUKARTA
Asari	2	20.4	14	18.2	6.4	OP. GIPAT
PMRON	1	20.4	13	6.7	2.5	SUDARSANA
PMRON	2	20.4	13	6.7	2.5	ANDI
BTRTI	1	20.3	13	4.1	0.8	OP. APD
BTRTI	2	20.3	17	15.5	1.4	SUPARTA
KAPAL	1	20.2	17	10.5	4.3	MAKIN
KAPAL	2	20.4	15	20.2	9.2	OP. APD
KAPAL	3	20.4	15	21.8	8.0	
KAPAL	4	20.3	15	21.8	8.0	
Gnyar	1	20.5	16	18.2	4.3	
Gnyar	2	20.5	13	14.4	2.3	
Ampra	1	20.5	14	9.4	2.3	
Ampra	2	20.5	17	5.9	0.9	
Ampra	3	20.5	16	14.9	2.1	
Sanur	1	20.5	17	18.8	4.5	
Sanur	2	20.6	17	16.8	4.5	
Sanur	3	20.6	16	22.0	9.2	
Sanur	4	20.4	14	31.2	13.3	
Sanur	5	20.5	15	46.0	16.4	
PSGRN	1	20.4	15	19.2	1.8	
PSGRN	2	20.4	16	10.2	5.1	
PSGRN	3	20.4	14	19.7	7.2	
NSDUAS	1	20.5	13	24.2	9.4	
NSDUAS	2	20.4	16	10.2	5.1	
NSDUAS	3	20.4	14	19.7	7.2	
PBIAN	1	20.5	13	24.2	9.4	

**PUKUL : 19.30 wita Trf/0 150/20kV**

LOKASI	TRF	20kV-150kV	MW	MVAR	
Glnuk	1	20.5	148.1	5.5	2.0
Glnuk	2	20.3	148.1	5.5	2.0
Ngara	1	20.4	147.0	4.4	1.4
Ngara	2	20.4	147.0	4.4	1.4
Asari	1	20.5	145.0	6.0	2.8
Asari	2	20.4	147.0	6.4	2.6
PMRON	1	20.4	144.8	4.3	0.8
PMRON	2	20.3	144.8	4.3	0.8
BTRTI	1	20.3	15.8	1.4	
BTRTI	2	20.2	143.4	10.8	4.3
KAPAL	3	20.4	20.2	9.2	
KAPAL	4	20.3	21.8	8.0	
Gnyar	1	20.6	142.4	18.7	4.3
Gnyar	2	20.5	146.6	14.6	2.3
Ampra	1	20.5	140.2	8.4	2.3
Ampra	2	20.5	140.2	5.9	0.9
Sanur	1	20.5	149.9	14.9	2.1
Sanur	2	20.6	141.0	19.2	7.5
Sanur	3	20.6	22.0	9.2	
Sanur	4	20.4	31.2	13.3	
Sanur	5	20.5	140.6	46.0	18.4
PSGRN	1	20.4	19.5	2.0	
PSGRN	2	20.4	141.6	10.2	5.2
PSGRN	3	20.4	19.5	7.2	
NSDUAS	1	20.5	141.2	24.2	9.4

**BUS SECTION** : 104.5 | 33.3 | 523 | 573 | A

**BSB5 PLTG : 2-3-4** : 89.8 | 47.3

**PLTD : 6-7** : 9.6 | 3.2

**BSAS PLTD : 11** : 9.5 | 4.3

**BSAS : Trf-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11**

**ISLAND PSGRN**

pk.	f : 48,3 Hz	f : 48,1 Hz
19.00	3708	110.9
20.00	3650	110.3
		2398
		71.7

**AMPRAS** : 140.5 | 15.3 | 3.2

**GNYARIS** : 142.4 | 32.6 | 6.6 | 2C //

**KAPALS** : 143.7 | 68.2 | 22.9 | 2C // | 50

**ASARIS** : 145.2 | 5.9 | 2.8

**NSDUAS** : 142.1 | 49.1 | 14.1 | 2C // | 25

**NEGAS** : 147.3 | 11.4 | 3.9

**PBIAN** : 141.7 | 24.2 | 9.4

**SANURS** : 141.5 | 55.7 | 15.8 | 2C // | 25

**PSGRN5** : 140.9 | 77.2 | 29.7

**PSGRN6** : 36.8 | 7.9

**PSGRN7** : 36.8 | 7.9

**PSGRN8** : 108.9 | 54.8

**AMPRAS** : 140.5 | 15.3 | 3.2

**GNYARIS** : 142.4 | 32.6 | 6.6 | 2C //

**KAPALS** : 143.7 | 68.2 | 22.9 | 2C // | 50

**ASARIS** : 145.2 | 5.9 | 2.8

**NSDUAS** : 142.1 | 49.1 | 14.1 | 2C // | 25

**NEGAS** : 147.3 | 11.4 | 3.9

**PBIAN** : 141.7 | 24.2 | 9.4

**SANURS** : 141.5 | 55.7 | 15.8 | 2C // | 25

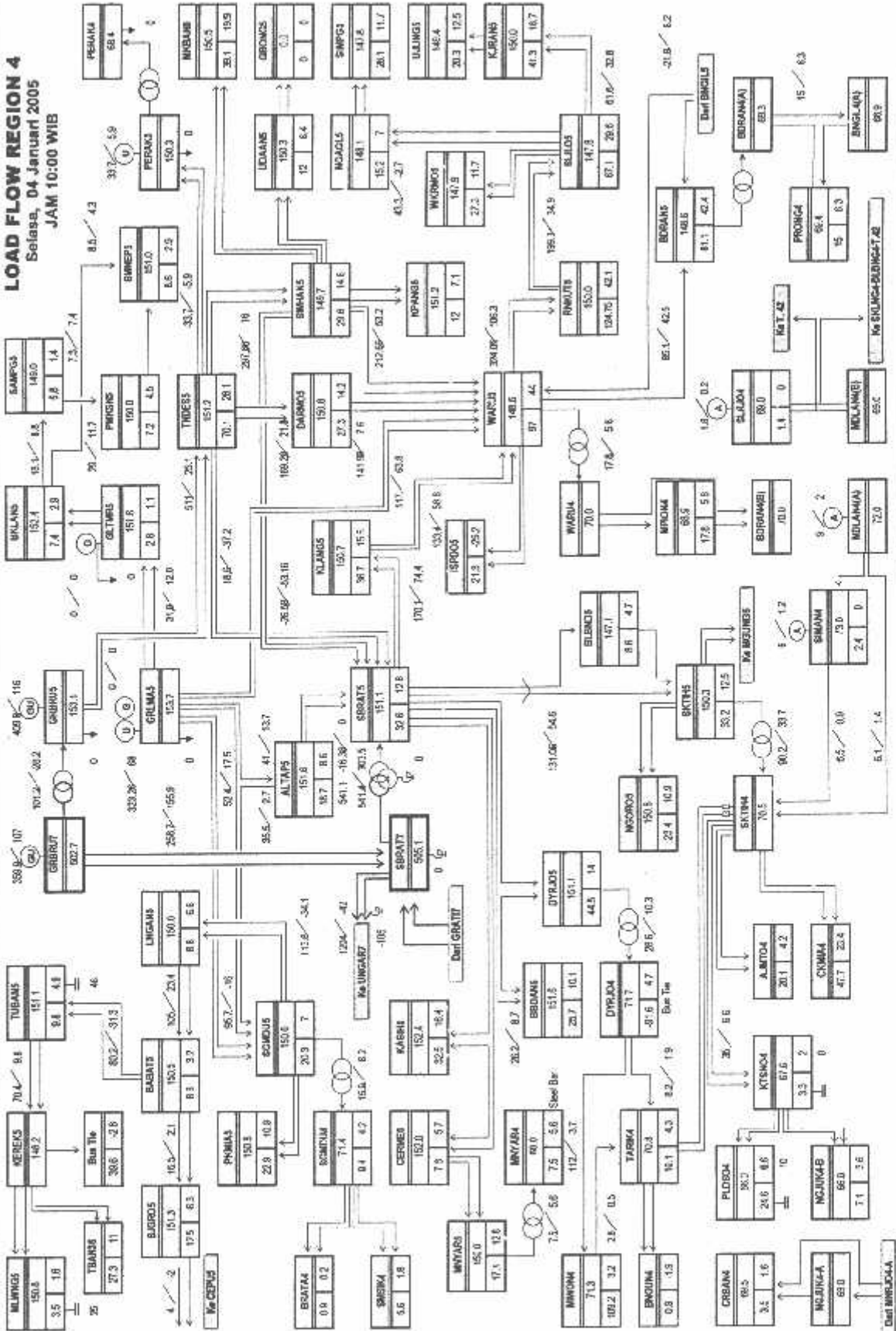
**PSGRN5** : 140.9 | 77.2 | 29.7

**PSGRN6** : 36.8 | 7.9

**PSGRN7** : 36.8 | 7.9

**PSGRN8** : 108.9 | 54.8

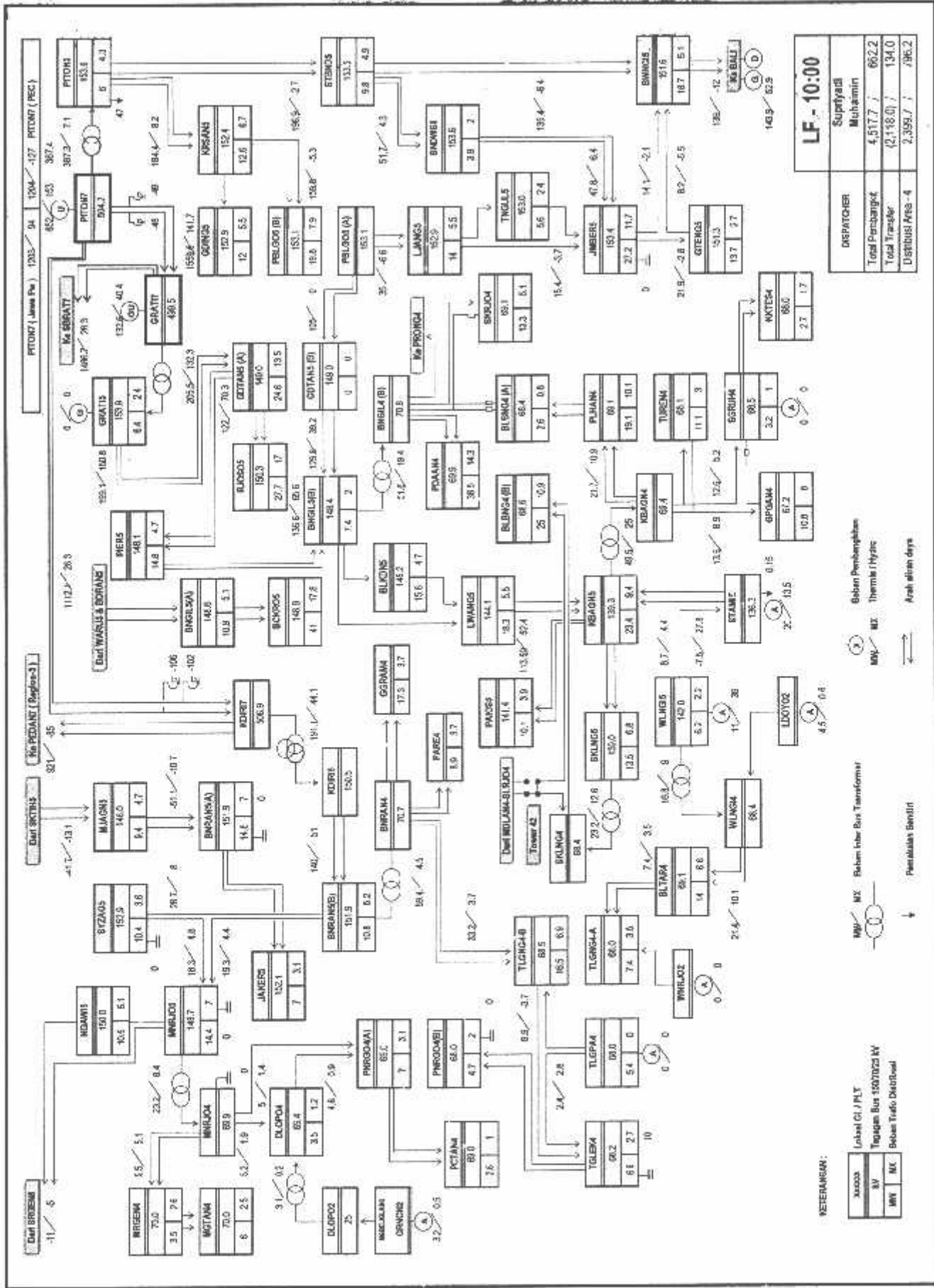
**LOAD FLOW REGION 4**  
 Selasa, 04 Januari 2005  
 JAM 10:00 WIB



Penyaluran Terbuka Normal

- GI. Skth ptt 70 kV Tapak-1,2
- GI. Blngg ptt 70 kV Bngl-1,2
- GI. Skljo ptt 70 kV Bngl-Bngg-2
- GI. Njtok Koppel Bus 70 kV
- GI. Mncr Koppel Bus 150 kV
- GI. Plbga Koppel Bus 150 kV
- GI. Prgo Koppel Bus 70 kV
- GI. Bgrr Kirm sdt Cepu
- GI. Tgrg Koppel Bus 70 kV

CATATAN:  
 Beban Pembangkit = neto  
 P.S hanya untuk dftelendi.



**LF - 10:00**

DISPATCHER	Supriyadi
	Muhammad
Total Pembangkit	4,517.7
Total Transfer	(2,118.0)
Distribusi Area - 4	2,399.7
	196.2

**LEGENDA:**

- Unit G: PLT
- Topan Bus 150/100 KV
- Bebas Trade Distribusi
- MP: MX Bebas Intra Bus Transformer
- MX: MX Bebas Pembangkit
- Thermis / Hydr
- Arak aliran daya
- Pemakaian Benang

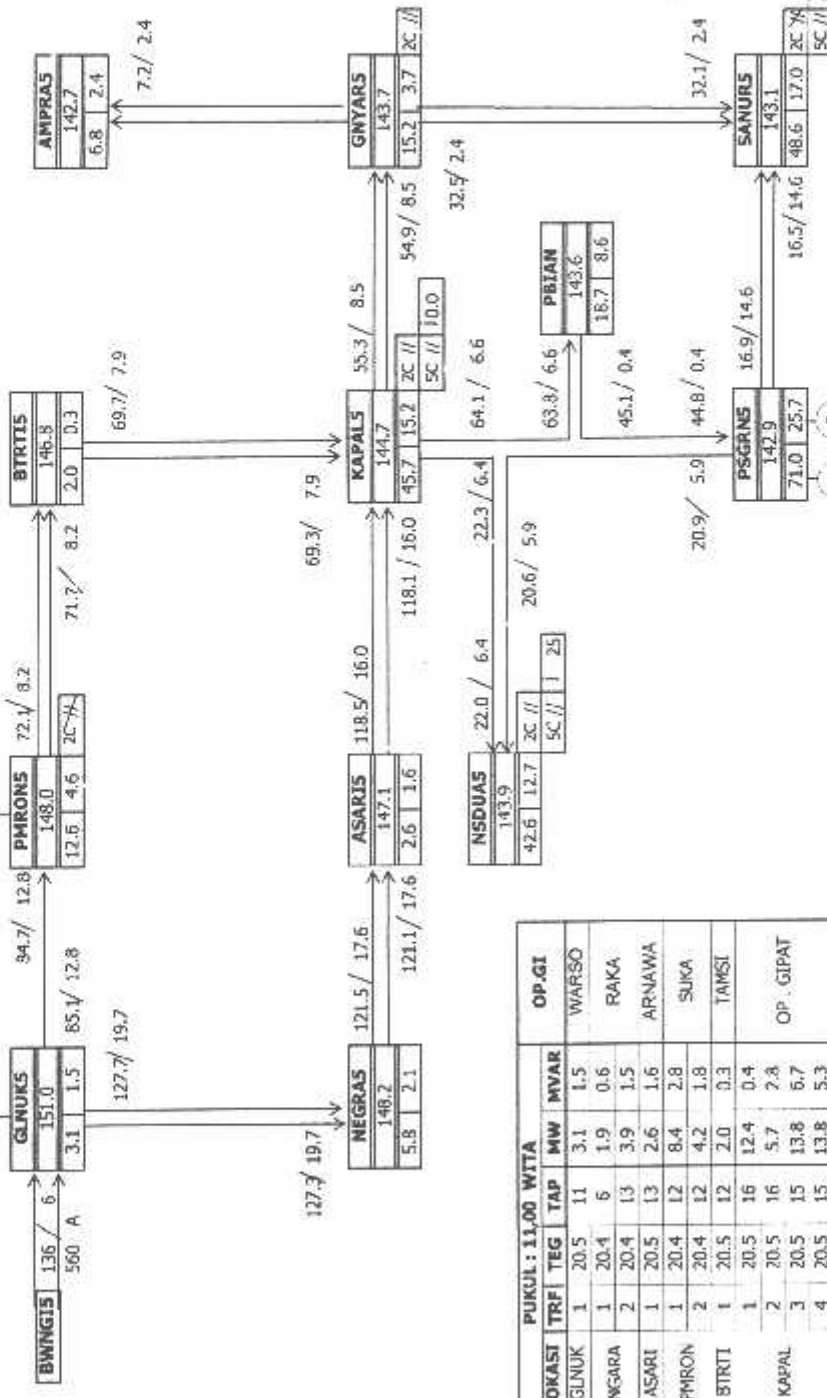
Unit G	PLT
Topan Bus	150/100 KV
Bebas Trade	Distribusi

LOAD FLOW SUB SISTEM BALI

SELASA, 04 JANUARI 2005

PUKUL : 11.00 WITA

PLTG 1.1 : 79.9 28.0  
PLTG 1.2 : 0.0 0.0



**OLIS 150KV GLNUK - BWINGI PK: 11.00 WITA**

1 SEC KAPAL	782	Amp	23.4	MW
1 SEC PMRON	124	Amp	3.7	MW
1 SEC NGARA	52	Amp	1.6	MW
1 SEC GNYAR	36	Amp	1.1	MW
1 SEC KAPAL	147	Amp	4.4	MW
4 SEC NSDUJA	912	Amp	27.3	MW
5 SEC PMRON	68	Amp	2.0	MW
5 SEC PSGRN	1526	Amp	45.6	MW
GUB TOTAL1 SEC	994	Amp	29.7	MW
SUB TOTAL4 SEC	1059	Amp	31.7	MW
SUB TOTAL5 SEC	1594	Amp	47.7	MW
TOTAL	3647	Amp	109.0	MW

**UFR 48,6 Hz terpasang di GI pk.: 11.00**

PMRON	92	Amp	2.8	MW
AMPRA	52	Amp	1.6	MW
TOTAL	144.0	Amp	4.3	MW

**UFR 48,4 Hz terpasang di GI pk.: 11.00**

GNYPAR	OFF	Amp	0.0	MW
SANUR	304	Amp	9.1	MW
TOTAL	304	Amp	9.1	MW

**UFR 48,3 Hz terpasang di GI pk.: 11.00**

KAPAL	865	Amp	25.9	MW
-------	-----	-----	------	----

**Pembangkit BALI & SC**

Total Transfer	143.9	107.9
Capasitor / MSC	136.0	6.0
Distribusi BALI	279.9	108.9

**Keberangan:**

1	MOCH. RIONO	DISPATCHER : Pk. 08.00 ~ 15.00
2	ADE AHMAD	

**BUS SECTION**

BS95	PLTG : 2 - 4	51.1	21.0
	PLTD : 5 - 6 - 7	12.9	3.9

**ISLAND PSGRN pk : 11.00**

f : 48,3 Hz	pk : 11.00		
2201	Amp	1426	Amp
65.8	MW	42.6	MW

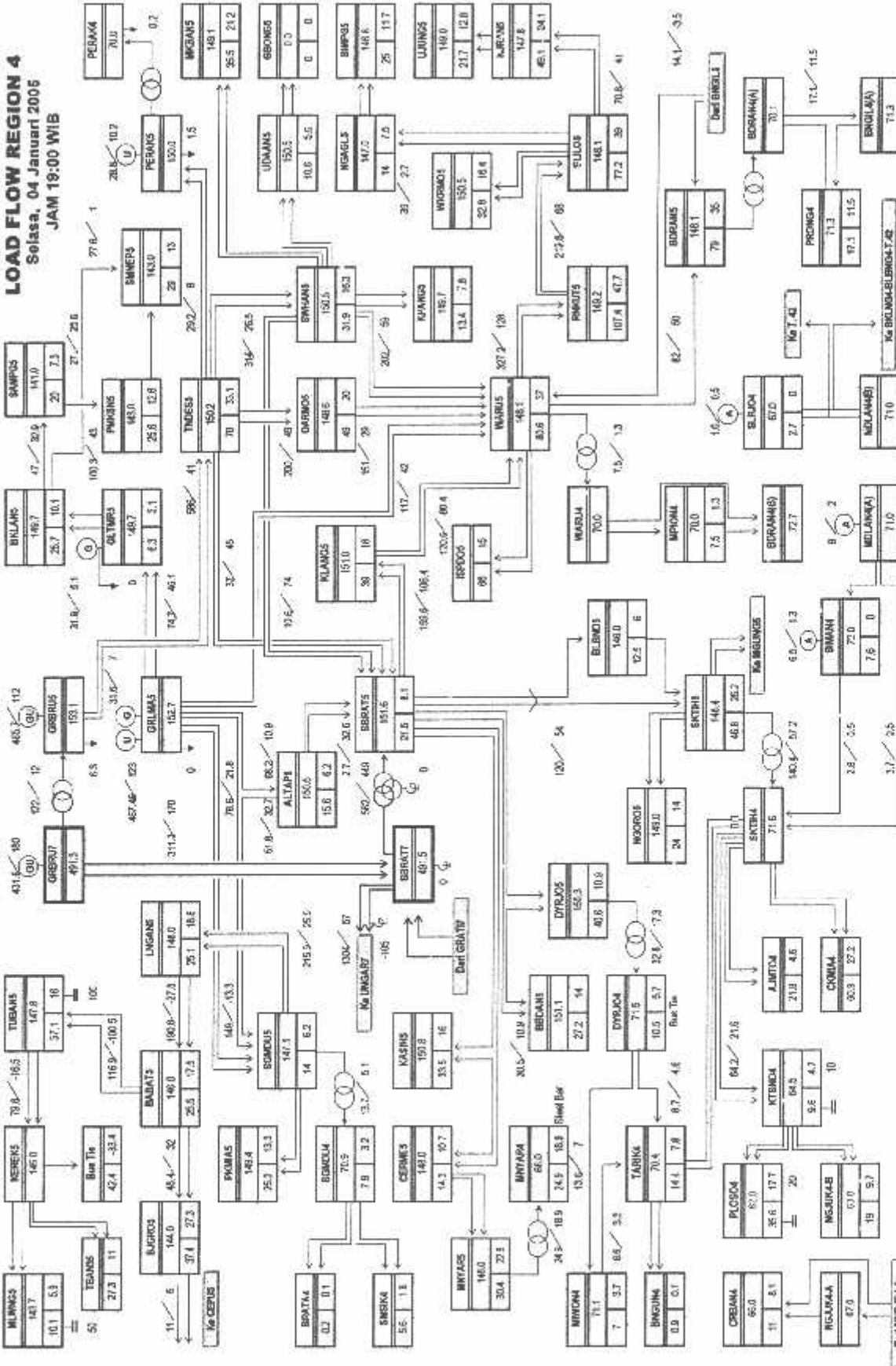
**ISLAND PSGRN pk : 09.00 WITA**

f : 48,3 Hz	pk : 09.00 WITA		
1913	Amp	1181	Amp
57.2	MW	35.3	MW

**OP.GI**

LOKASI	TRFI	TEG	TAP	MW	MVAR	OP.GI
GLNUK	1	20.5	11	3.1	1.5	WARSO
NGARA	1	20.4	6	1.9	0.6	RAKA
ASARI	1	20.5	13	2.6	1.6	ARNAWA
PMRON	1	20.4	12	4.2	1.8	SUKA
BTRTI	1	20.5	12	2.0	0.3	TAMSI
KAPAL	2	20.5	16	12.4	0.4	
	2	20.5	16	5.7	2.4	OP. GIPAT
	3	20.5	15	13.8	6.7	
	4	20.5	15	13.8	5.3	SUMERTA
GNYPAR	1	20.5	14	8.9	2.8	
	2	20.5	12	6.3	0.9	
AMPRA	1	20.5	13	4.0	1.9	ANDI
	2	20.5	16	2.8	0.5	
SANUR	1	20.4	14	12.1	2.1	OP. APD
	2	20.4	16	18.1	7.1	
	3	20.4	15	18.4	7.8	
PSGRN	4	20.5	14	28.9	11.7	KARYAWAN
	5	20.5	14	42.1	14.0	
NSDUJA	1	20.4	14	18.0	1.8	
	2	20.4	15	9.8	5.0	SURANADI
	3	20.4	14	14.8	5.9	
PRIAN	1	20.5	13	18.7	8.6	OP. APD

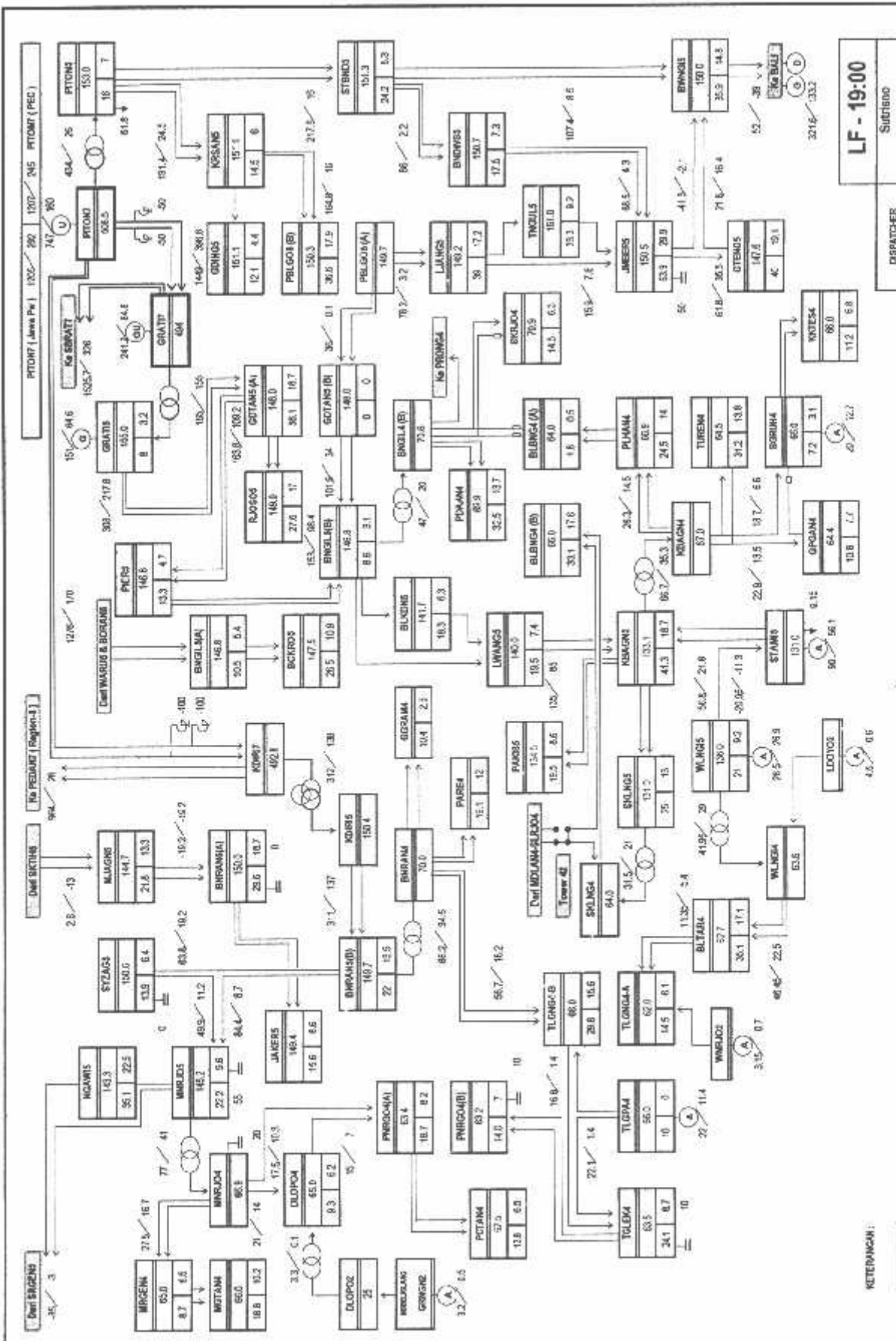
**LOAD FLOW REGION 4**  
 Selasa, 04 Januari 2005  
 JAM 19:00 WIB



**CATATAN:**  
 Beban Pembangkit = netto  
 P.S hanya untuk diketahui.

Penyaluran Terbuka Normal

- G1. Sltk ptt 70 kv Tark-1,2
- G1. Ngjut koppel Bus 70 kv
- G1. Blng ptt 70 sv Bng-1,2
- G1. Mnjic Koppel Bus 150 kv
- G1. Slep ptt 70 kv Bngil-Bng-2
- G1. Pngg Koppel Bus 70 kv
- G1. Bngg Koppel Bus 70 kv
- G1. Bngg Koppel Bus 150 kv
- G1. Tngg Koppel Bus 70 kv



**LF - 19:00**

DISPATCHER	Subrisno
	Sulopo
Total Pembangkit	5,518.8 / 1,814.6
Total Transfer	(2,244.0) / (87.0)
Distribusi Area - 4	3,274.8 / 1,727.6

**KETERANGAN:**

□	Luarat GI / P/LT
○	Tagihan Bus 150/1000 KV
—	Seban Tribo Distribusi
- - -	



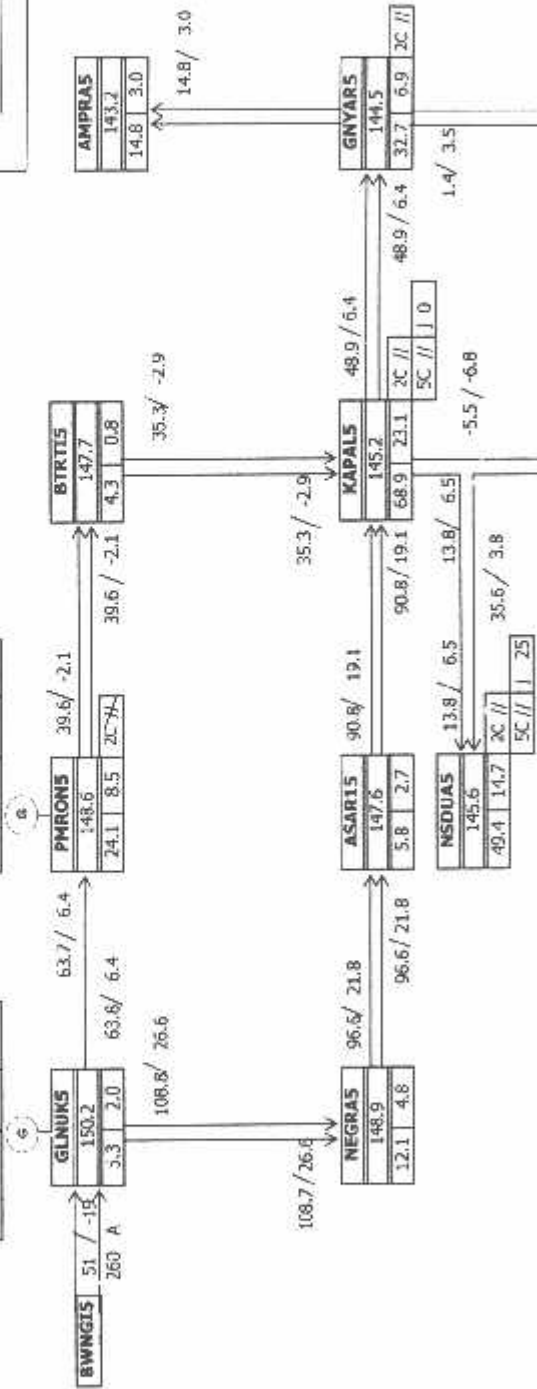
PT. PLN (PERSERO) PJB  
REGIONAL JAWA TIMUR DAN BALI  
SUB REGION BALI

### LOAD FLOW SUB SISTEM BALI

SELASA, 04 JANUARI 2005  
PUKUL : 20.00 WITA

PLTG 1 : 126.9 54.0

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0



OLS 150KV GLNUK - BWINGI					
WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00	WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00
G1	AMP	MW	AMP	MW	MW
1 SEC KAPAL	1,185	35.4	1,223	36.6	
1 SEC PMRON	200	6.0	272	6.6	
1 SEC NGARA	140	4.2	146	4.4	
1 SEC GNYAR	72	2.2	76	2.3	
4 SEC KAPAL	244	7.3	255	7.6	
4 SEC NSDUJA	1,035	30.9	1,046	31.3	
5 SEC PMRON	142	4.2	158	4.7	
5 SEC PSGRN	1,623	48.5	1,618	48.4	
SUB TOTAL 1 SEC	1,597	47.8	1,667	49.8	
SUB TOTAL 4 SEC	1,279	38.2	1,301	38.9	
SUB TOTALS SEC	1,765	52.8	1,776	53.1	
TOTAL	4,641	138.8	4,744	141.8	

UFR 48,6 Hz terpasang @ GI					
WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00	WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00
G1	AMP	MW	AMP	MW	MW
PMRON	160	4.8	168	5.9	
AMPRA	132	3.9	137	4.1	
GNYAR	200	6.0	204	6.1	
SANUR	372	11.1	372	11.1	
TOTAL	864	25.8	911	27.2	

UFR 48,3 Hz terpasang @ GI					
WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00	WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00
G1	AMP	MW	AMP	MW	MW
GNYAR	108	3.2	110	3.3	
SANUR	327	9.8	325	9.7	
TOTAL	435	13.0	435	13.0	

PUKUL : 19.30 wita Trafo 150/20KV												
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP. GI	LOKASI	TRF	MW	MVAR		
GLNUK	1	20.5	12	5.3	2.0	WIDODO	GLNUK	1	20.5	150.9	5.4	2.0
NGARA	1	20.5	7	5.2	1.7	EKO	NGARA	2	20.4	148.8	5.2	1.7
ASARI	1	20.5	14	6.9	3.1	SUDAstra	ASARI	1	20.5	147.4	5.9	2.8
PMRON	1	20.5	13	16.7	6.0	KAMDI	PMRON	2	20.4	148.8	7.6	2.5
BTRTI	1	20.2	11	4.3	0.8	HARYADI	BTRTI	1	20.2	147.7	4.3	0.8
	1	20.5	16	15.6	1.4			1	20.5	156	1.4	
	2	20.5	17	10.9	4.6			2	20.5	110	4.6	
KAPAL	3	20.5	15	20.6	9.2	OP. GPAT	KAPAL	3	20.4	206	9.2	
	4	20.4	15	21.8	7.9			4	20.4	223	8.0	
GNYAR	1	20.5	14	18.8	4.6	SUDARNO	GNYAR	1	20.5	144.3	18.9	4.8
	2	20.5	13	13.9	2.3			2	20.5	139	2.3	
AMPRA	1	20.5	13	8.9	2.1	A. GANUHL	AMPRA	1	20.5	143.2	8.8	2.1
	2	20.5	16	5.9	0.9			2	20.5	5.9	0.9	
SANUR	1	20.5	15	14.2	2.1	OP. APD	SANUR	1	20.5	142	2.1	
	2	20.5	16	18.8	7.1			2	20.5	144.9	18.8	7.1
	3	20.5	15	22.0	9.2			3	20.5	220	9.2	
PSGRN	4	20.4	13	30.4	13.3	SUPARTA	PSGRN	4	20.5	143.8	30.4	13.3
	5	20.5	14	45.3	16.4			5	20.5	143.8	45.3	16.4
NSDUJA	1	20.5	15	19.0	1.6			1	20.5	190	1.6	
	2	20.5	15	10.2	5.2	SURANADI	NSDUJA	2	20.5	145.3	10.2	5.2
	3	20.5	14	20.2	7.9			3	20.5	20.4	7.9	
PBIAR	1	20.5	14	24.2	9.4	OP. APD	PBIAR	1	20.5	144.5	24.2	9.4

BUS SECTION		70.5	25.8	353	A
BS95	PLTG : 1-2-3-4	106.2	50.7		
	PLTD : 2-4-5-6-7-8-9	27.6	7.5		
BSA5	PLTD : 10-11	19.0	7.0		
	BSA5 : Tr4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11				

ISLAND PSGRN			
pk.	f : 48,3 Hz	f : 48,1 Hz	
	Amp	MW	MW
19.00	3610	107.9	2337
20.00	3612	108.0	2323

Pembangkit BALI & SC : 281.7 119.2

Total Transfer : 51.0 -19.0

Capasitor / MSC : - 50.0

Distribusi BALI : 332.7 150.2

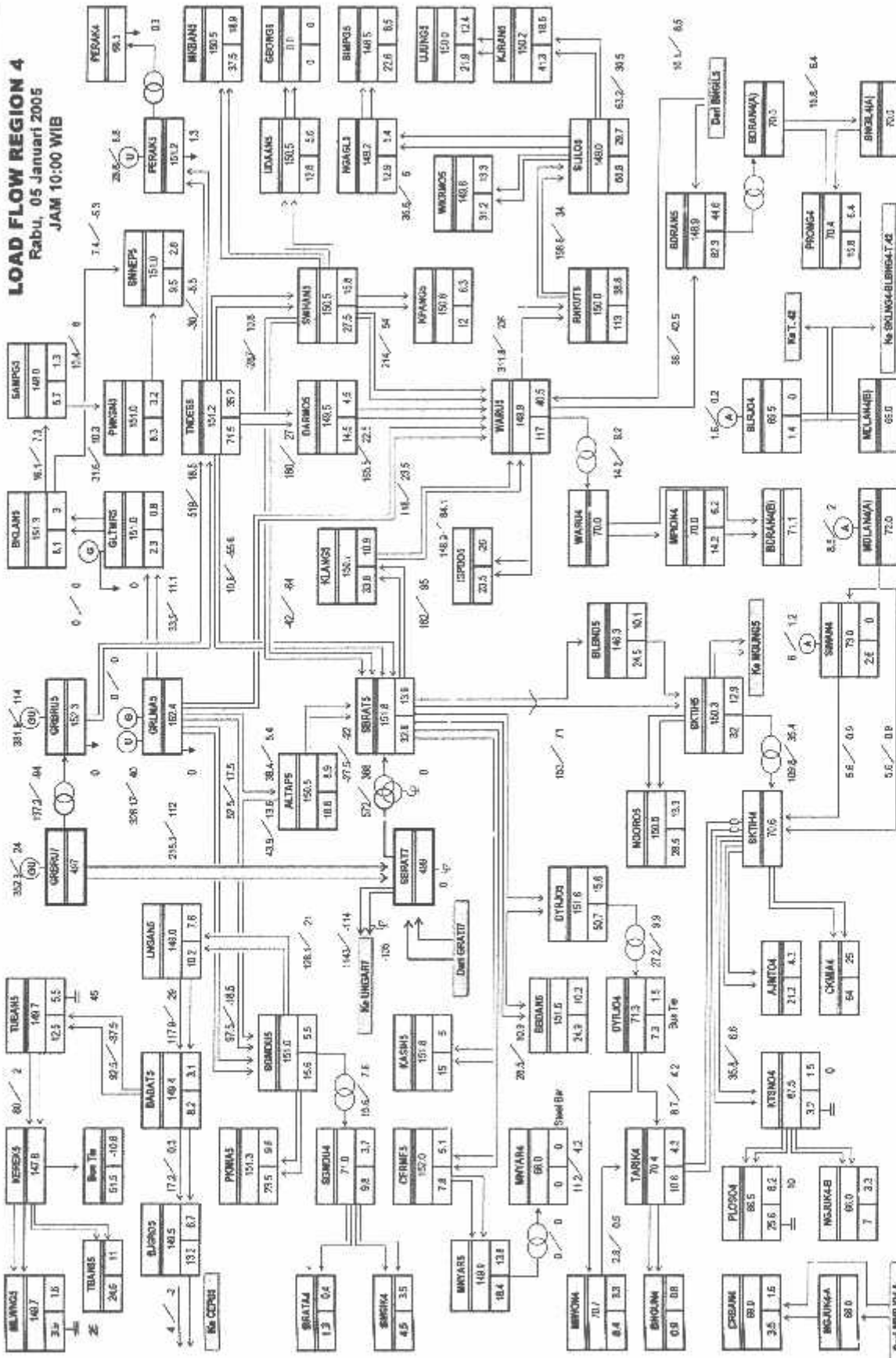
Keterangan :

DISPATCHER : PK. 15.00 ~ 21.00

1 MUHAMMAD YUSUF

2 ACH. BUDHIMAN

**LOAD FLOW REGION 4**  
Rabu, 05 Januari 2005  
JAM 10:00 WIB



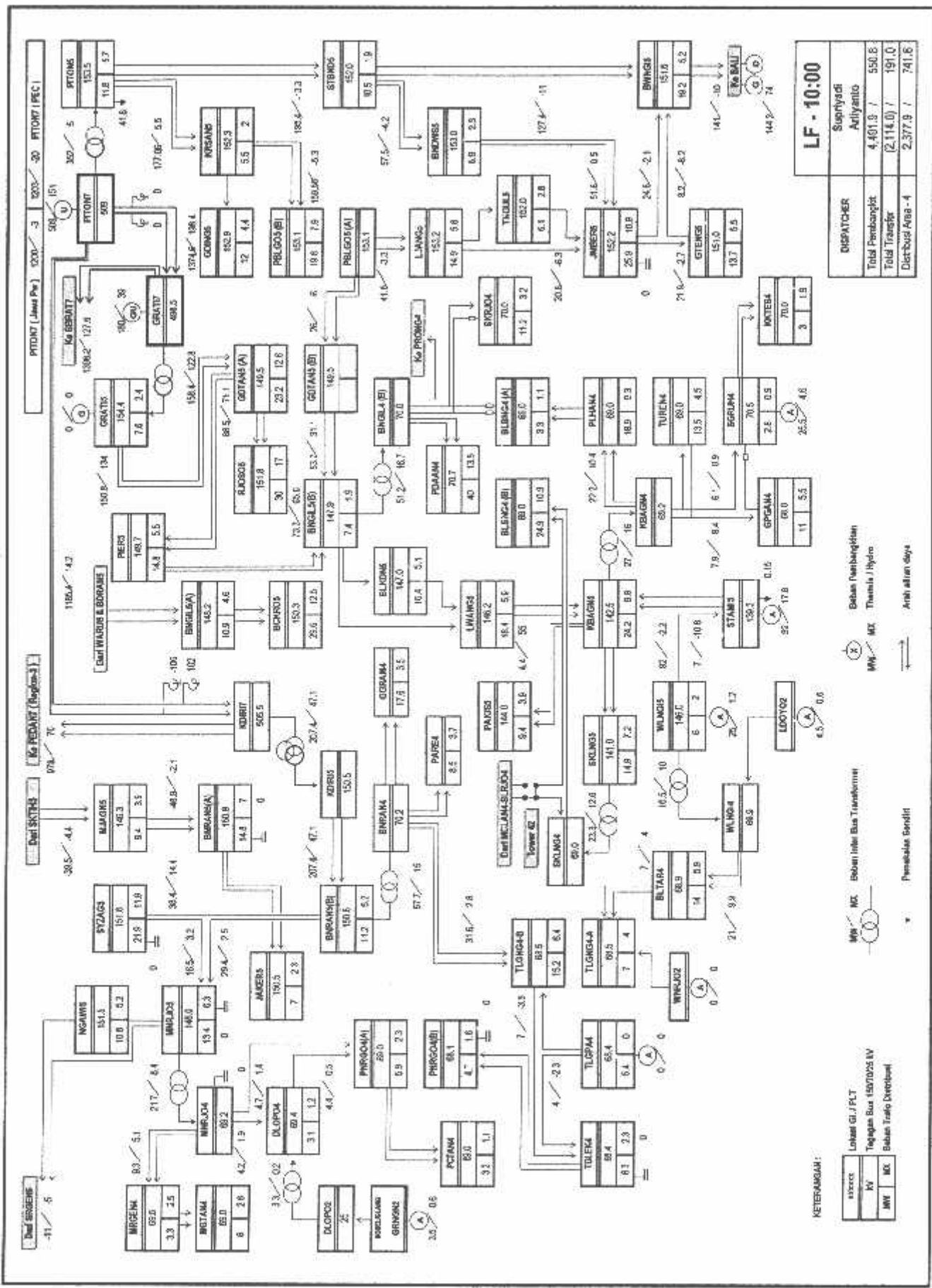
**CATATAN:**  
Beban Pembangkit = nabo  
P.S hanya untuk ditatahul.

Penyaluran Terbuka Normal

- G1. Skidh ptt 70 kV Tank-1, 2
- G2. Pmpo Koppel Bus 70 kV
- G3. Bbrng ptt 70 kV Bngtt-1, 2
- G4. Mmpo Koppel Bus 150 kV
- G5. Sckp ptt 70 kV Bngtt-Bbrng-2
- G6. Pmpo Koppel Bus 70 kV
- G7. Pmpo Koppel Bus 150 kV
- G8. Pmpo Koppel Bus 70 kV
- G9. Ggijkt Koppel Bus 70 kV
- G10. Bngro Klitm sld Capu
- G11. Tngng Koppel Bus 70 kV

Def: Mmpo, JKA





**LF - 10:00**

DISPATCHER	Supriyadi Auliyanto
Total Pembangkit	4.401,9 / 550,8
Total Transfer	(2.114,0) / 191,0
Ditribusi Area - 4	2.377,9 / 741,8

MW / MV / kVA    Busbar Bus Transmisi  
 (X)    Busbar Pembangkit  
 (A)    Busbar Trafo / Hydro  
 (A)    Pemutus Tenaga  
 (A)    Pemutus Tenaga

**KETERANGAN :**

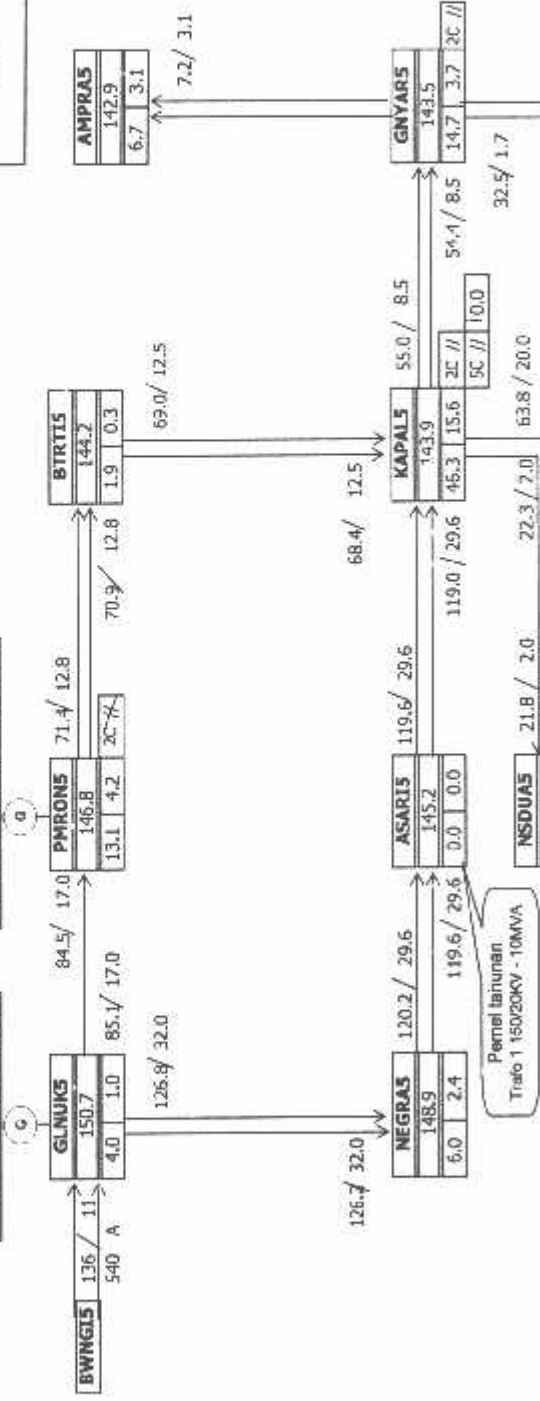
PTONG	Unit G. / FLT
PV	Tagihan Bus 150/7025 KV
MW	MW
MV	MV
kVA	Bahan Trafo Distribusi

LOAD FLOW SUB SYSTEM BALI

RABU, 05 JANUARI 2005  
PUKUL : 11.00 WITA

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0

PLTG 1 : 79.9 39.0



PUKUL : 11.00 WITA				OP.GI		
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	
GLNUK	1	20.5	12	4.0	1.0	ARSANA
NGARA	1	20.4	5	1.9	0.6	NURHADI
ASARI	1	20.4	13	4.1	1.8	
	1	0.0	0	0.0	0.0	
PMRON	1	20.4	13	8.9	2.8	SUKA
	2	20.5	12	4.2	1.4	TAMSI
BIRTI	1	20.4	12	1.9	0.3	GIPAT
	1	20.6	17	12.4	0.4	
KAPAL	2	20.5	17	7.1	3.2	
	3	20.5	15	13.5	6.7	
	4	20.4	15	13.3	5.3	
GNYAR	1	20.5	14	8.5	2.8	SUDARSAHA
	2	20.5	13	6.2	0.9	
AMPRA	1	20.5	14	4.0	2.0	ANDI
	2	20.5	16	2.7	1.1	
SANUR	1	20.4	14	12.1	2.1	APD
	2	20.3	16	18.1	7.1	
	3	20.3	15	18.4	7.8	SUDIANA
PSGRN	4	20.5	14	28.1	11.7	
	5	20.5	15	41.4	14.8	
NSDUA	1	20.4	15	17.8	1.6	SURANADI
	2	20.4	16	10.0	5.2	
	3	20.4	15	15.0	6.0	
PBLAN	1	20.5	13	18.7	8.6	APD

OLIS 150KV GLNUK - BWNGI pk: 11.00 WITA	
1 SEC KAPAL	811 Amp 24.2 MW
1 SEC PMRON	126 Amp 3.8 MW
1 SEC NGARA	53 Amp 1.6 MW
1 SEC GNYPAR	36 Amp 1.1 MW
4 SEC KAPAL	142 Amp 4.2 MW
4 SEC NSDUJA	911 Amp 27.2 MW
5 SEC PMRON	64 Amp 1.9 MW
5 SEC PSGRN	1517 Amp 45.4 MW
<b>SUB TOTAL1 SEC</b>	<b>1025 Amp 30.7 MW</b>
<b>SUB TOTAL4 SEC</b>	<b>1053 Amp 31.5 MW</b>
<b>SUB TOTALS SEC</b>	<b>1581 Amp 47.3 MW</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3660 Amp 109.4 MW</b>

UFR 48,6 Hz terpasang di GI pk: 11.00	
PMRON	96 Amp 2.9 MW
AMPRA	54 Amp 1.6 MW
<b>TOTAL</b>	<b>150.0 Amp 4.5 MW</b>

UFR 48,4 Hz terpasang di GI pk: 11.00	
GNYPAR	OFF Amp 0.0 MW
SANUR	299 Amp 8.9 MW
<b>TOTAL</b>	<b>299 Amp 8.9 MW</b>

UFR 48,3 Hz terpasang di GI pk: 11.00	
KAPAL	899 Amp 26.9 MW

Pembangkit BALI & SC	
	144.2
<b>Total Transfer</b>	<b>136.0</b>
<b>Capasitor / MSC</b>	<b>-</b>
<b>Distribusi BALI</b>	<b>280.2</b>
<b>Distribusi RIONO</b>	<b>110.3</b>

Keterangan :	
1	ARJMAN
2	MOCH-RIONO

DISPATCHER : PL. 06.00 ~ 15.00	
1	ARJMAN
2	MOCH-RIONO

BUS SECTION	
BS85	88.8 41.8 434 A
PLTG : 3 - 4	64.3 25.3
PLTD :	0.0 0.0

KIT PSGRN	
64.3	35.3

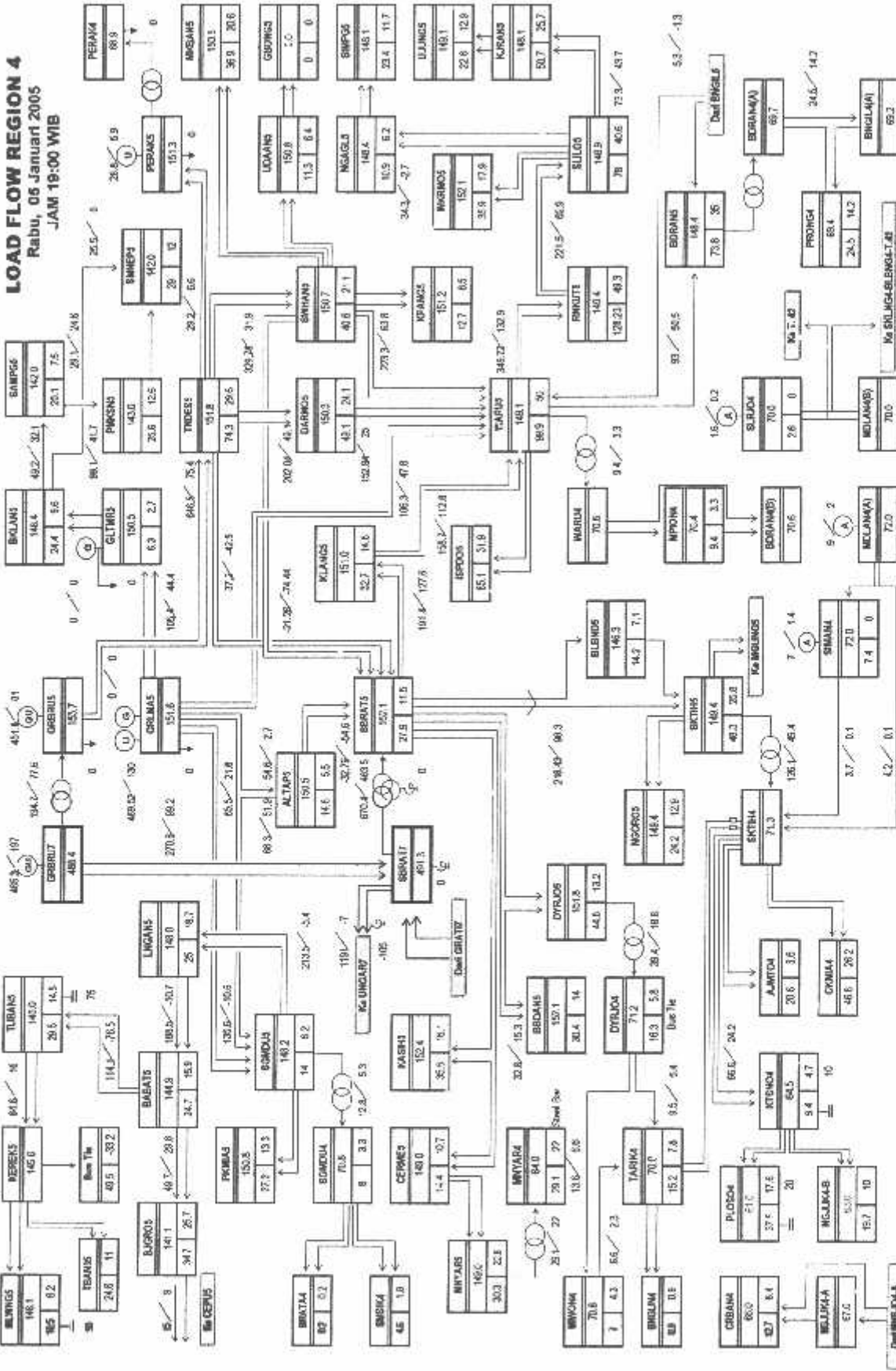
  

ISLAND PSGRN pk: 11.00	
f : 48,3 Hz	f : 48,1 Hz
2196 Amp	1416 Amp
65.7 MW	42.3 MW

ISLAND PSGRN pk: 09.00 WITA	
f : 48,3 Hz	f : 48,1 Hz
1920 Amp	1181 Amp
57.4 MW	35.3 MW

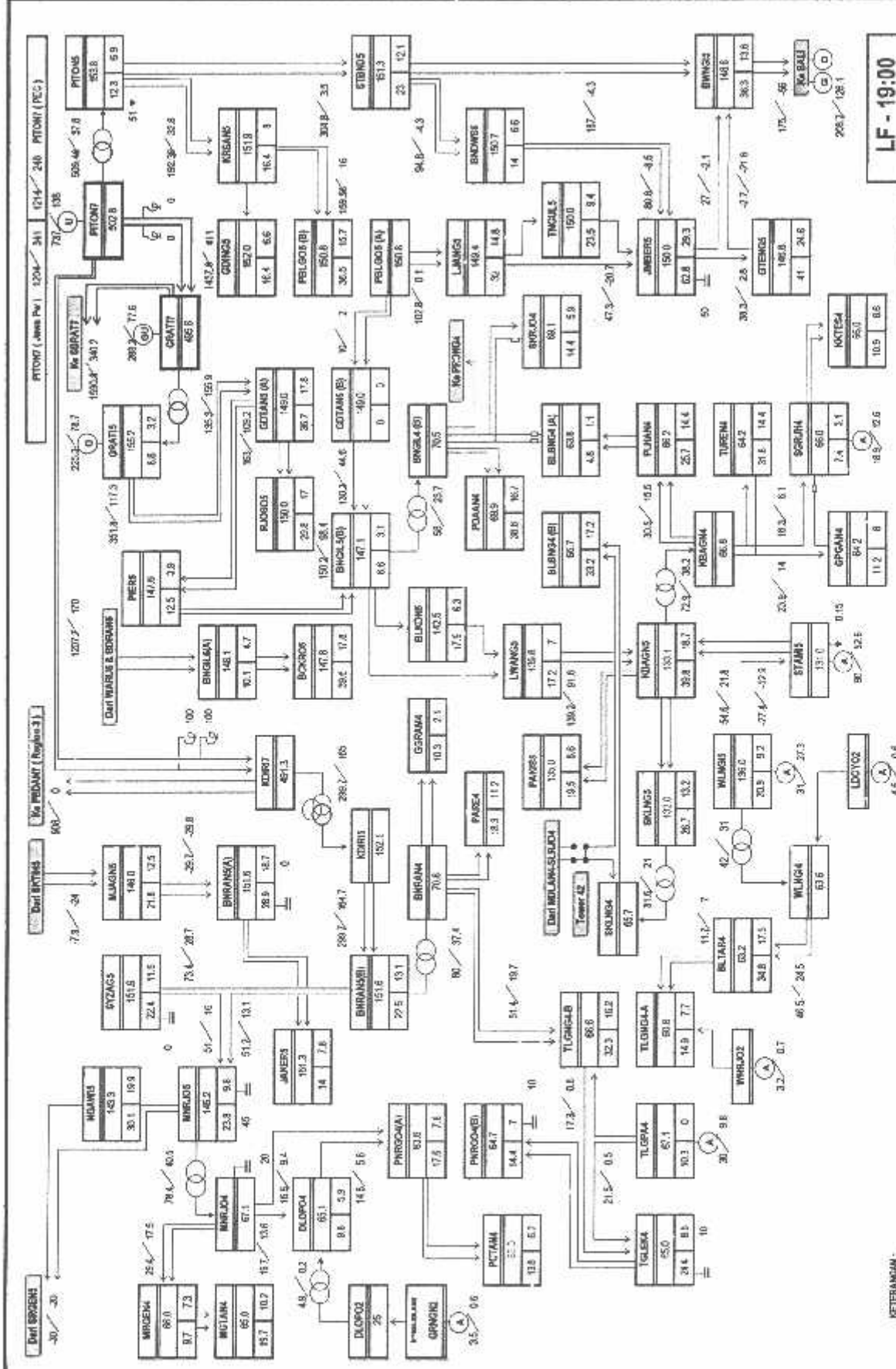
**LOAD FLOW REGION 4**  
 Rabu, 06 Januari 2005  
 JAM 19:00 WIB



**CATATAN:**  
 Beban Pembangkit = netto  
 P.S hanya untuk diketahui.

Penyaluran Terbukai Normal

- GI. S6th pnt 70 kV Terk-1,2
- GI. Bbrng pnt 70 kV Encl-1,2
- GI. Sajo pnt 70 kV Bngt-Bbrng-2
- GI. Njguk Koppel Bus 70 kV
- GI. Mnjro Koppel Bus 150 kV
- GI. Pjlgk Koppel Bus 150 kV
- GI. Pjugo Koppel Bus 70 kV
- GI. Rjgro Krim sdt Ccpu
- GI. Tjrgg Koppel Bus 70 kV



**LF - 19:00**

DISPATCHER	Sutopo
Total Pembangkit	M.H. Imin
Total Transmisi	5,491.4 / 1,846.1
Distibus Area - 4	(2,084.0) / 18.0
	3,407.5 / 1,864.1



**KETERANGAN:**

XXXXX	Loket GI / PT
XX	Tegangan bus 150/100/5 KV
MM	Bahan Frek Distribusi
MM	MK
MM	MK

**Suban Pembangkitan**

MM	MK	Thermis / Hydro
MM	MK	Arah aliran daya

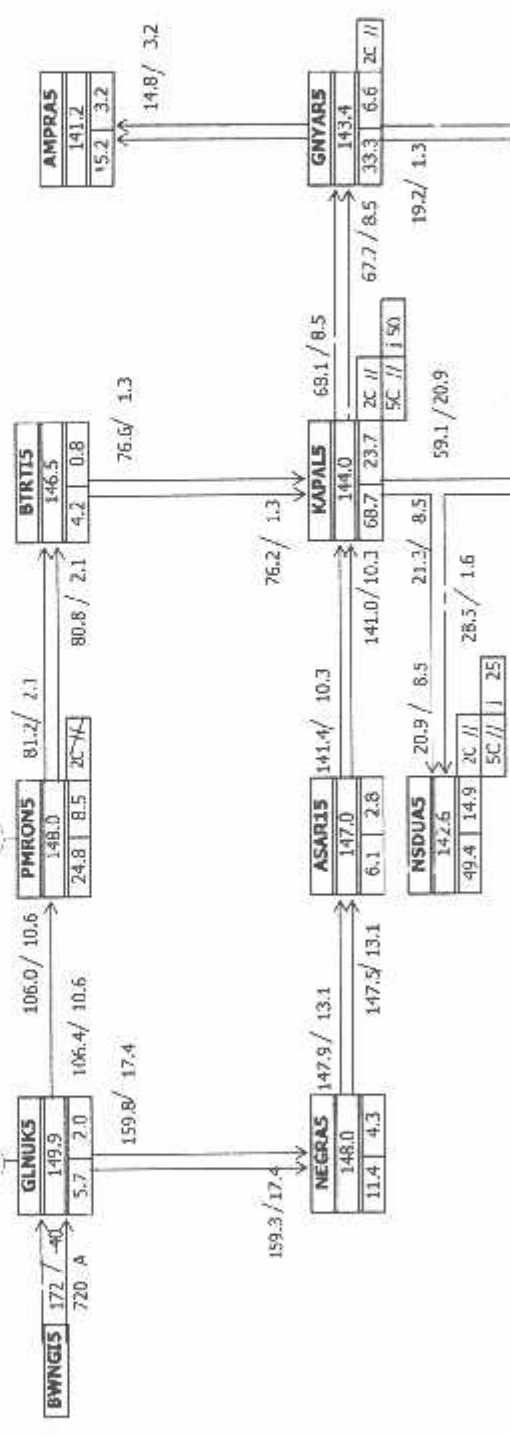


PT. PLN (PERSERO) P3B  
REGIONAL JAWA TIMUR DAN BALI  
SUB REGION BALI

**LOAD FLOW SUB SISTEM BALI**  
RABU, 05 JANUARI 2005  
PUKUL : 20.00 WITA

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0

PLTG 1 : 99.9 70.0



**OLS 150KV GLNUK - BWNGI**

WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00
G1	AMP	MW AMP
1 SEC KAPAL	932	27.9 1,285 36.9
1 SEC PMRON	190	5.7 196 5.9
1 SEC NGARA	112	3.3 121 3.6
1 SEC GNYAR	72	2.2 80 2.4
4 SEC KAPAL	193	5.8 259 7.1
4 SEC NSDUJA	1,051	31.4 1,061 31.7
5 SEC PMRON	152	4.5 150 4.5
5 SEC PSGRN	1,515	46.2 1,540 46.0
<b>SUB TOTAL1 SEC</b>	<b>1,306</b>	<b>39.0 1,632 48.8</b>
<b>SUB TOTAL4 SEC</b>	<b>1,244</b>	<b>37.2 1,320 39.5</b>
<b>SUB TOTAL5 SEC</b>	<b>1,697</b>	<b>50.7 1,690 50.5</b>
<b>TOTAL</b>	<b>4,247</b>	<b>127.0 4,642 138.8</b>

**UFR 48,6 Hz terpasang di GI**

WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00
G1	AMP	MW AMP
PMRON	212	6.3 222 6.6
AMPRO	128	3.8 141 4.2
GNYAR	204	6.1 212 6.3
SANUR	375	11.2 390 11.7
<b>TOTAL</b>	<b>919</b>	<b>27.5 965 28.9</b>

**UFR 48,4 Hz terpasang di GI**

WAKTU	PK. 19.00	PK. 20.00
G1	AMP	MW AMP
GNYAR	106	3.2 113 3.4
SANUR	320	9.6 329 9.8
<b>TOTAL</b>	<b>426</b>	<b>12.7 442 13.2</b>

**PUKUL : 20.00 WITA**

LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP. GI
GLNUK	1	20.5	13	5.7	2.0	WIDODO
GLNUK	2	20.4	8	4.5	1.4	EKO
NGARA	1	20.5	14	5.1	2.8	ARNAWA
ASARI	1	20.4	14	18.1	6.0	KAMDI
PMRON	1	20.4	13	6.7	2.5	HARJADI
BTRTI	1	20.4	13	4.2	0.8	OP. GUPAT
BTRTI	2	20.4	17	15.6	1.4	OP. GUPAT
KAPAL	3	20.5	15	20.2	9.2	ISWANTO
KAPAL	4	20.4	15	22.3	8.5	A. GANDHI
GNYAR	1	20.5	16	18.3	4.3	OP. APD
GNYAR	2	20.5	13	15.0	2.3	OP. APD
AMPRO	1	20.5	14	9.1	2.3	KARYAWAN
AMPRO	2	20.5	17	6.1	0.9	SURONADI
SANUR	1	20.4	14	14.2	7.1	OP. APD
SANUR	2	20.3	16	18.1	6.7	KARYAWAN
SANUR	3	20.3	15	22.0	9.2	SURONADI
PSGRN	4	20.5	14	32.8	13.3	OP. APD
PSGRN	5	20.5	14	45.3	16.4	OP. APD
NSDUJA	1	20.4	15	19.0	7.0	OP. APD
NSDUJA	2	20.4	16	10.4	5.4	OP. APD
NSDUJA	3	20.4	14	20.0	7.5	OP. APD
PBIAN	1	20.5	13	24.2	9.4	OP. APD

**PUKUL : 19.30 wita Trafo 150/20KV**

LOKASI	TRF	20KV-150KV	MW	MVAR
GLNUK	1	20.5	149.7	5.7 1.8
NGARA	1	20.4	147.8	4.5 1.4
ASARI	1	20.5	148.7	6.9 2.9
PMRON	1	20.4	147.7	6.1 2.8
BTRTI	1	20.4	147.7	6.7 2.5
BTRTI	2	20.2	145.5	4.2 0.8
KAPAL	1	20.4	15.3	1.4
KAPAL	2	20.2	143.7	10.8 4.3
KAPAL	3	20.5	19.9	6.9
KAPAL	4	20.2	22.3	8.5
GNYAR	1	20.5	143.2	14.9 2.1
GNYAR	2	20.5	141.0	8.9 2.3
AMPRO	1	20.5	6.1	0.9
AMPRO	2	20.5	14.2	2.1
SANUR	1	20.4	143.0	18.1 7.1
SANUR	2	20.4	20.8	8.5
SANUR	3	20.4	32.0	13.3
PSGRN	4	20.4	141.4	44.5 15.6
PSGRN	5	20.5	19.0	2.0
NSDUJA	1	20.4	142.4	10.8 5.8
NSDUJA	2	20.4	20.0	7.5
NSDUJA	3	20.4	142.3	23.4 8.4
PBIAN	1	20.5	142.3	23.4 8.4

**Pembangkit BALI & SC**

Total Transfer	172.0	-40.0
Capasitor / MSC	-	100.0
Distribusi BALI	380.7	186.1

**Keterangan :**

DISPATCHER : PK. 15.00 ~ 21.00  
1. ACHMAD BUDHIMAN  
2. ADE AHMAD

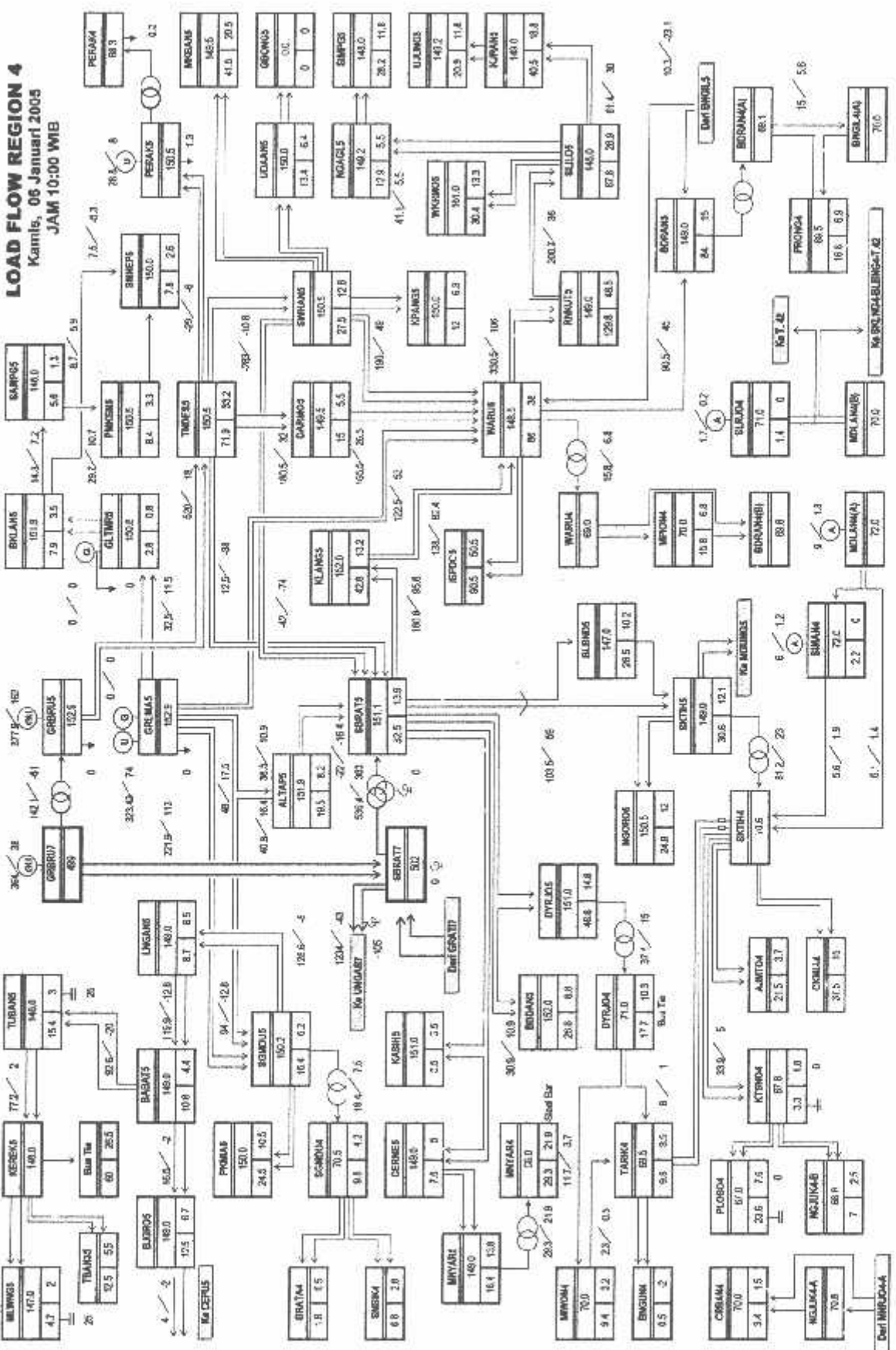
**BUS SECTION**

BSB5 PLTG : 1 - 3 - 4	104.5	31.2	523	A
PLTD : 6 - 7	89.7	48.7	9.6	3.2
BSAS PLTD : 11	9.5	4.2		
BSAS : Tr4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11				

**ISLAND PSGRN**

PK.	f : 48,3 Hz	f : 48,1 Hz
	MW	MW
19.00	3698	110.6
20.00	3680	110.0
	2368	70.8

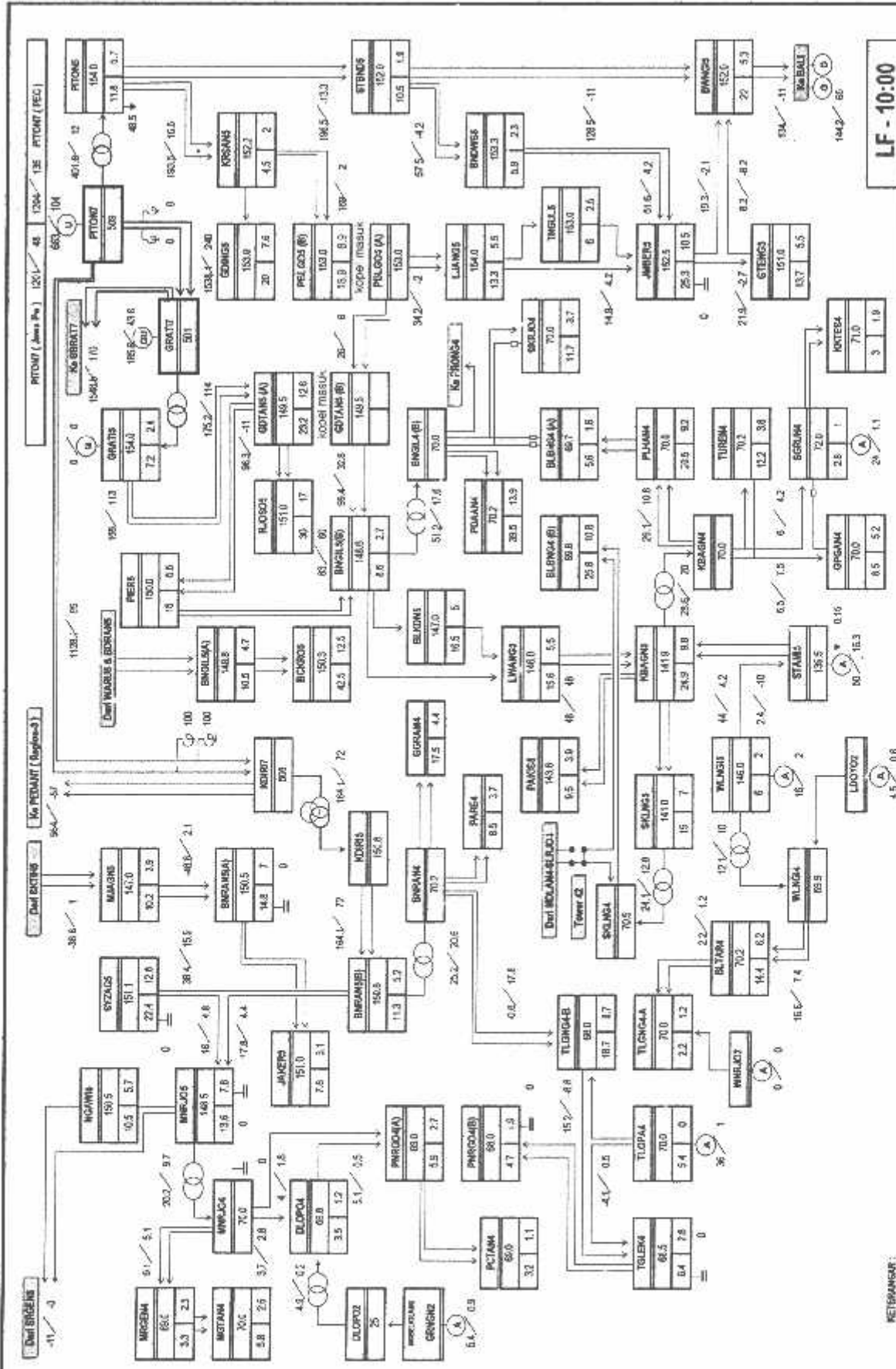
**LOAD FLOW REGION 4**  
 Kamis, 06 Januari 2005  
 JAM 10:00 WIB



Penyaluran Tenaga Normal

**CATATAN:**  
 Beban Pembangkit = netto  
 P.S hanya untuk diketahui.

- Gl. Sath ptt 70 kv Tanik-1,2
- Gl. Bbng ptt 70 kv Bngit-1,2
- Gl. Stpg ptt 70 kv Bngit-Subg-2
- Gl. Ngjuk Koppel Bus 70 kv
- Gl. Majo Koppel Bus 150 kv
- Gl. Pjago Koppel Bus 150 kv
- Gl. Pingo Koppel Bus 70 kv
- Gl. Bgrn Kirm sdi Csupi
- Gl. Ting Koppel Bus 70 kv



LF - 10:00

DISPATCHER:	Sodirmin
	Arifanto
Total Penyalangin	4,644.5 / 762.7
Total Transfer	(2,181.0) / 165.0
Distribusi Area - 4	2,453.5 / 867.7

Bahan Pembangkitan  
MW KV MW  
Arif allian daya

Bahan Inlet Bus Transmisi  
MW KV MW  
Pantulan Sendit

KETERANGAN:  

XXXXX	Lebar GI (P/L)
KV	Tegangan Bus (500/625 kV)
MW	Bahan Tambah (Gardubul)



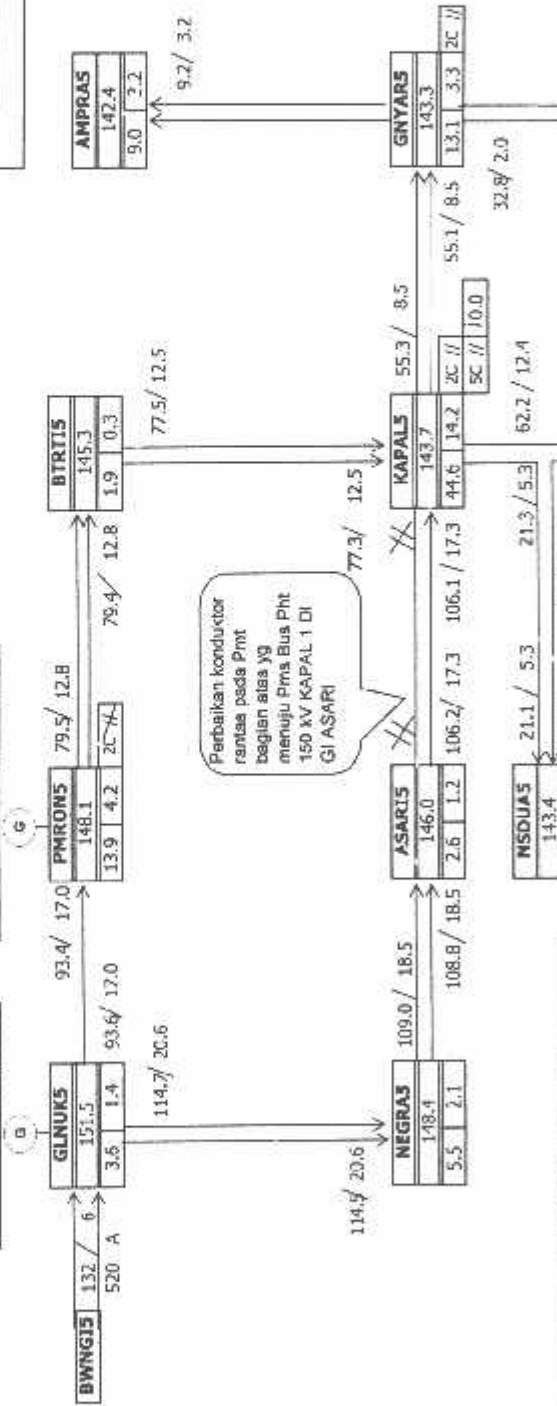
PT. PLN (PERSERO) PJB  
REGIONAL JAWA TIMUR - DAH BALI  
SUB REGION BALI

**LOAD FLOW SUB SISTEM BALI**

KAMIS, 06 JANUARI 2005  
PUKUL : 11.00 WITA

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0

PLTG 1 : 79.9 33.0



AMPRAS	
142.4	
9.0	2.2

GNYARS	
143.3	
13.1	3.3
2C //	2C //
SC //	10.0

KAPALS	
143.7	
44.6	14.2
2C //	2C //
SC //	10.0

ASARIS	
146.0	
2.6	1.2

NEGRAJ	
148.4	
5.5	2.1

NSDUAS	
143.4	
42.7	17.2
2C //	2C //
SC //	1 25

PBIAN	
142.9	
18.7	7.8

PSGRNS	
142.5	
69.5	25.1

SANURS	
143.7	
48.6	15.6
2C //	2C //
SC //	1 0

OLS 150KV GLUK - BWANGI pk: 11,00 WITA	
1 SEC KAPAL	773 Amp 23.1 MW
1 SEC PMRON	130 Amp 3.9 MW
1 SEC NGARA	27 Amp 0.8 MW
1 SEC GNYAR	36 Amp 1.1 MW
4 SEC KAPAL	141 Amp 4.2 MW
4 SEC NSDUA	902 Amp 27.0 MW
5 SEC PMRON	80 Amp 2.4 MW
5 SEC PSGRN	1511 Amp 45.2 MW
SUB TOTAL1 SEC	966 Amp 28.9 MW
SUB TOTAL4 SEC	1043 Amp 31.2 MW
SUB TOTAL5 SEC	1591 Amp 47.6 MW
TOTAL	3600 Amp 107.6 MW

UFR 48,5 Hz terpasang di GI pk.: 11.00	
PMRON	112 Amp 3.3 MW
AMPRAS	63 Amp 1.9 MW
TOTAL	1/5 Amp 5.2 MW

UFR 48,4 Hz terpasang di GI pk.: 11.00	
GNYAR	308 Amp 9.2 MW
CFF	308 Amp 9.2 MW
TOTAL	308 Amp 9.2 MW

UFR 48,3 Hz terpasang di GI pk.: 11.00	
KAPAL	859 Amp 25.7 MW

Pembangkit BALI & SC	144.2	115.4
Total Transfer	132.0	6.0
Capasitor / MSC	-	50.0
Distribusi BALI	276.2	121.4
Keterangan :		
DISPATCHER : Pk. 08.00 ~ 15.00		
1	ADC AJIMAD	
2	ARJMAN	

PUKUL : 11.00 WITA					
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR
GLUK	1	20.5	11	3.6	1.4
WARSO					
NGARA	1	20.5	5	1.4	0.3
NURHADI	2	20.5	13	4.1	1.8
AMTIKA	1	20.5	15	2.6	1.2
WIDYAINO	1	20.6	13	9.5	2.8
WIDYAINO	2	20.4	12	4.4	1.4
SUKARTA	1	20.5	12	1.9	0.3
SUKARTA	2	20.5	16	12.1	0.0
CP. GIPAT	1	20.5	16	5.7	2.5
CP. GIPAT	3	20.5	15	13.5	6.4
CP. GIPAT	4	20.5	15	13.3	5.3
SUDARSANA	1	20.5	14	9.0	2.8
SUDARSANA	2	20.5	12	4.1	0.5
HARDANI	1	20.5	14	5.9	2.6
HARDANI	2	20.5	16	3.1	0.6
CP. APD	1	20.4	14	12.1	2.1
CP. APD	2	20.4	16	18.1	6.7
CP. APD	3	20.4	15	18.4	7.8
SUDIJANA	4	20.5	14	28.9	11.7
SUDIJANA	5	20.5	14	40.6	13.4
SWASTANA	1	20.4	16	17.5	6.0
SWASTANA	2	20.4	15	10.0	5.0
SWASTANA	3	20.4	14	15.2	6.2
OP. APD	1	20.3	12	18.7	7.8

ISLAND PSGRN pk : 11.00	
f : 48,3 Hz	f : 48,1 Hz
2184 Amp	1409 Amp
65.3 MW	42.1 MW

ISLAND PSGRN pk : 09.00 WITA	
f : 48,3 Hz	f : 48,1 Hz
1980 Amp	1203 Amp
58.6 MW	36.0 MW

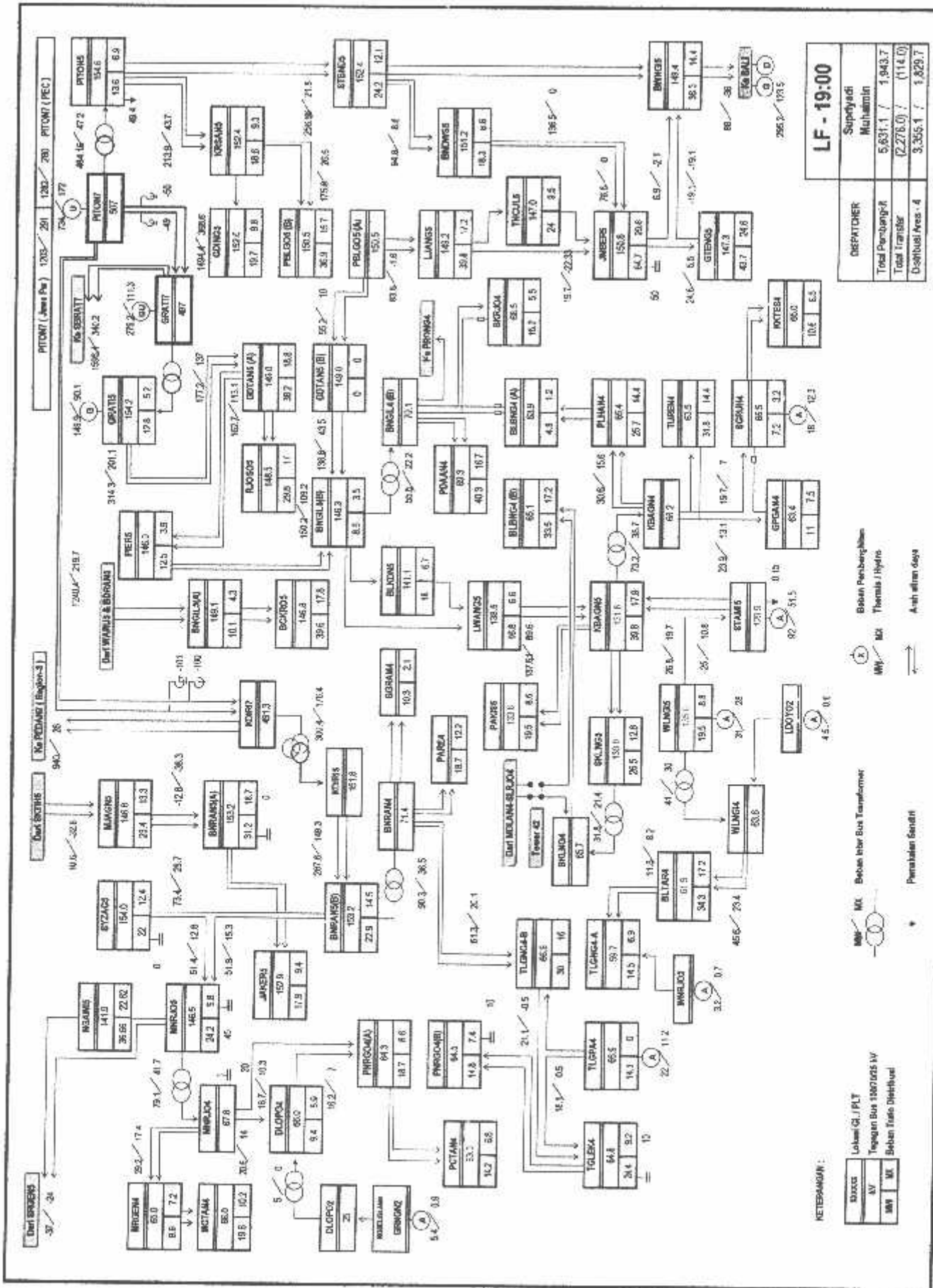
BUS SECTION	86.7	39.7	428.5	A
-------------	------	------	-------	---

PLTG : 3 - 4	64.3	32.4
PLTD :		

BSA5 PLTD :	0.0	0.0
BSA5 TR-4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11		

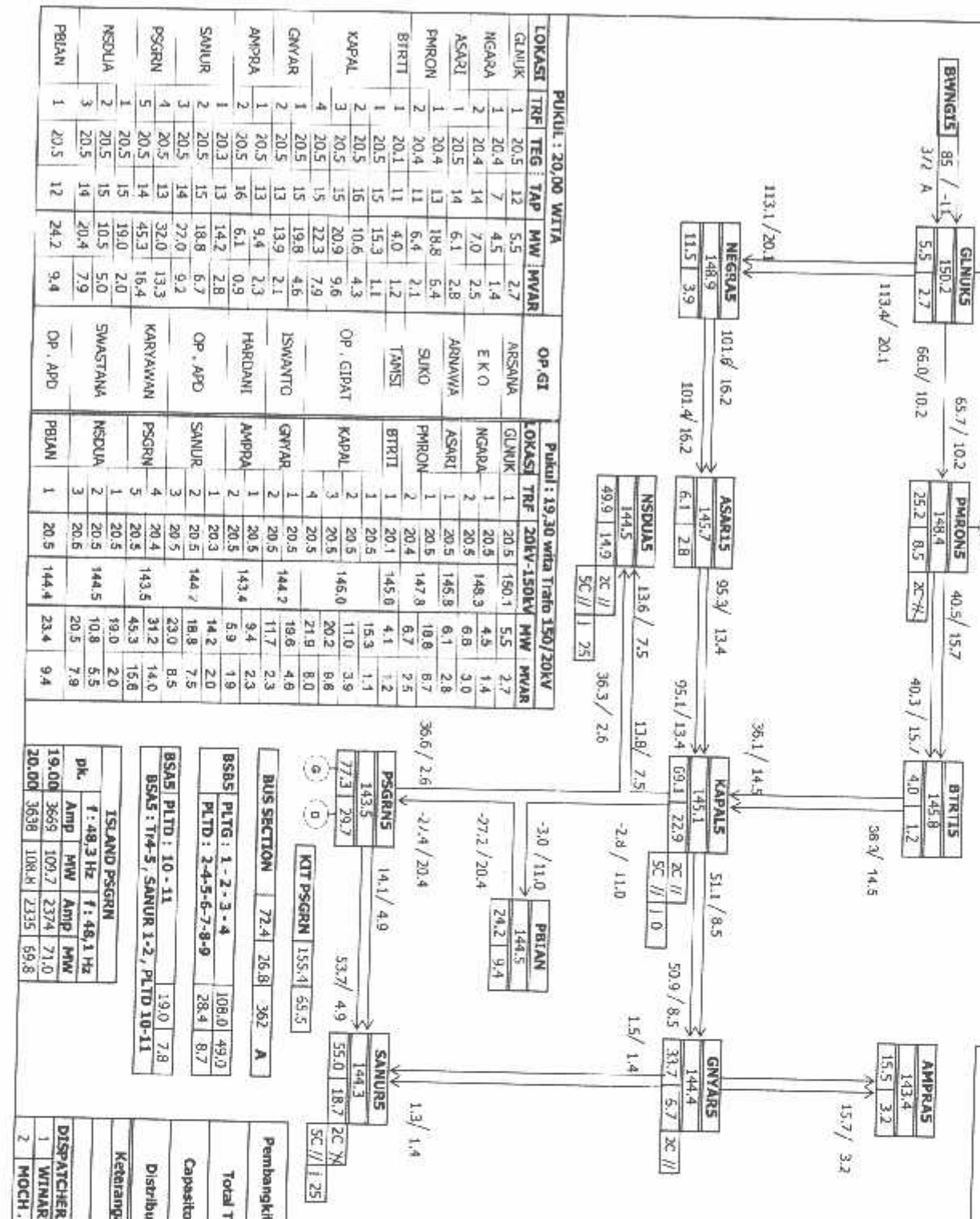
KIT PSGRN	64.3	32.4
-----------	------	------





LOAD FLOW SUB SISTEM BALI

KAMIS, 06 JANUARI 2005  
PUKUL : 20.00 WITA



OL5 150KV GLNUR - BWNGI				
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00	PK 20.00
G1	AMP	MW	AMP	MW
1 SEC KAPAL	1,151	34,4	1,137	34,0
1 SEC PMRON	180	5,4	198	5,9
1 SEC NGARA	112	3,3	124	3,7
1 SEC GNYAR	72	2,2	76	2,3
4 SEC KAPAL	238	7,1	236	7,1
4 SEC NSDUJA	1,053	31,5	1,064	31,8
5 SEC PSGRN	160	4,8	180	5,4
5 SEC PMRON	160	4,8	180	5,4
SUB TOTAL SEC	1,515	45,3	1,535	45,9
SUB TOTAL 4 SEC	1,291	38,5	1,300	38,9
SUB TOTALS SEC	1,807	54,0	1,793	53,6
TOTAL	4,613	137,9	4,628	138,4

UFR 48,6 Hz terpasang di GI				
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00	PK 20.00
G1	AMP	MW	AMP	MW
PMRON	208	6,2	228	6,8
AMPPRA	120	3,6	138	4,1
GNYAR	192	5,7	208	6,2
SANUR	384	11,5	392	11,7
TOTAL	904	27,0	966	28,9

UFR 48,3 Hz terpasang di GI				
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00	PK 20.00
G1	AMP	MW	AMP	MW
GNYAR	102	3,0	113	3,4
SANUR	320	9,9	336	10,0
TOTAL	422	12,9	449	13,4

BUS SECTION				
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00	PK 20.00
G1	AMP	MW	AMP	MW
KAPAL	1,319	39,4	1,287	38,5

PUKUL : 20.00 WITA					
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR
GLNUR	1	20,5	12	5,5	2,7
NGARA	1	20,4	7	4,5	1,4
ASART	2	20,4	14	7,0	2,5
PMRON	1	20,4	13	6,1	2,8
BTRIT	1	20,1	11	4,0	1,2
KAPAL	2	20,5	16	10,6	4,3
GNYAR	1	20,5	15	22,3	7,9
AMPPRA	1	20,5	13	13,9	4,6
SANUR	1	20,5	13	9,4	2,3
PSGRN	1	20,5	13	6,1	0,9
NSDUJA	1	20,5	15	19,0	2,0
PBIAN	1	20,5	12	24,2	9,4

PUKUL : 19.30 wita Tatio 150/20KV				
LOKASI	TRF	20KV-150KV	MW	MVAR
GLNUR	1	20,5	150,1	5,5
NGARA	2	20,5	148,3	4,5
ASART	1	20,5	145,9	6,1
PMRON	2	20,4	147,8	6,7
BTRIT	1	20,1	145,6	4,1
KAPAL	2	20,5	145,0	11,0
GNYAR	1	20,5	144,2	11,7
AMPPRA	1	20,5	143,4	9,4
SANUR	1	20,3	142,2	5,9
PSGRN	1	20,5	143,5	3,2
NSDUJA	1	20,5	144,5	10,8
PBIAN	1	20,5	144,4	23,4

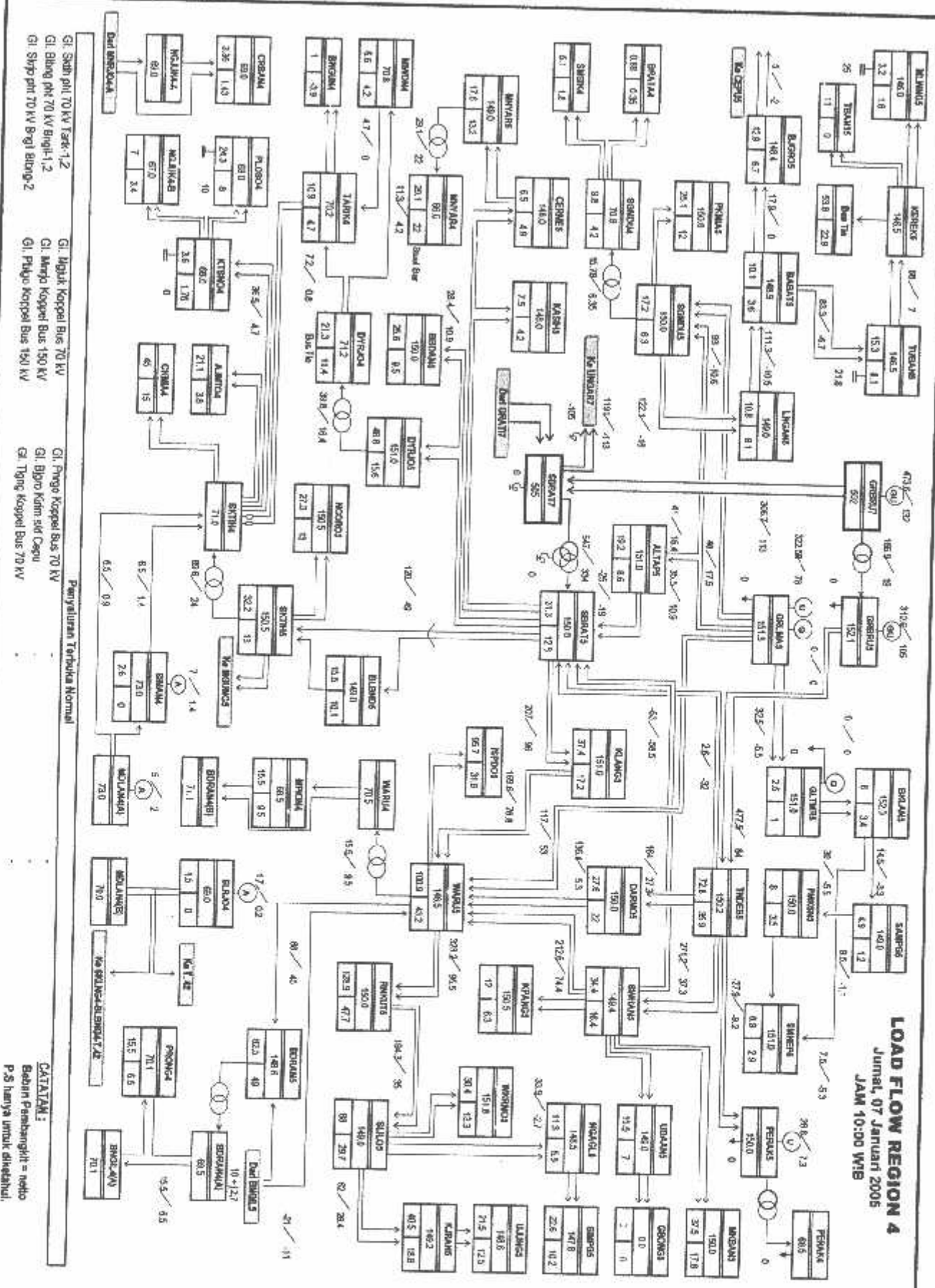
BUS SECTION				
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00	PK 20.00
G1	AMP	MW	AMP	MW
SANURS	143,5	4,1	143,5	4,1
PBIAN	144,5	9,4	144,5	9,4

Pembangkit BALI & SC				
WAKTU	PK 19.00	PK 20.00	PK 20.00	PK 20.00
G1	AMP	MW	AMP	MW
KAPAL	1,319	39,4	1,287	38,5

Keterangan :				
DISPATCHER : PK 15.00 ~ 21.00	1	WINARTO		
	2	MOCH, RIONO		

# LOAD FLOW REGION 4

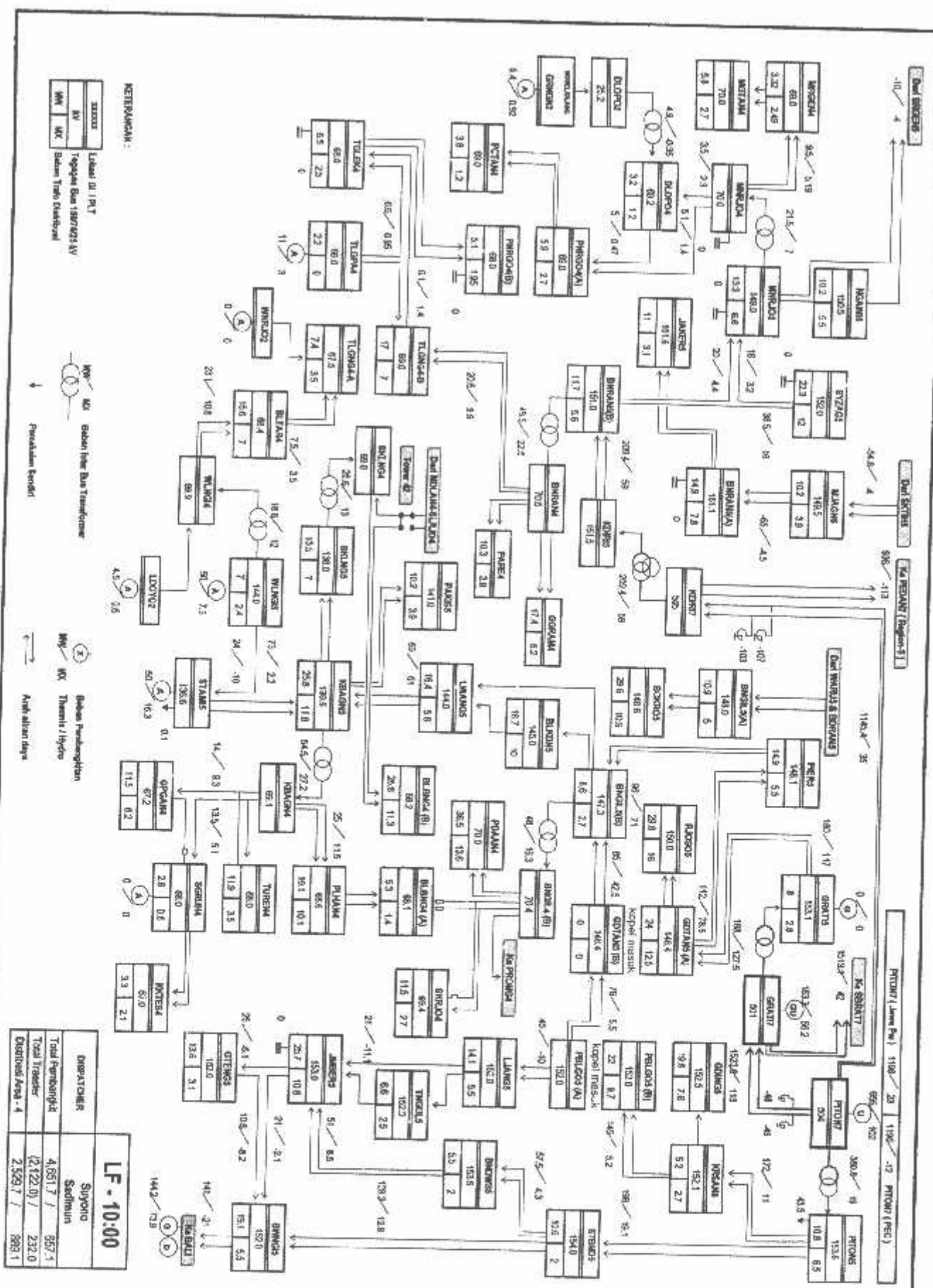
Jurnal, 07 Januari 2005  
JAM 10:00 WIB



- GI. Stadh ptt 70 KW Tare-1,2
- GI. Blong ptt 70 KW Blong-1,2
- GI. Smp ptt 70 KW Bngl Blong-2
- GI. Mjukt Koppes Bus 70 KW
- GI. Mngp Koppes Bus 150 KW
- GI. Ptkgo Koppes Bus 150 KW
- GI. Pngg Koppes Bus 70 KW
- GI. Bprr Kppm sid Cepu
- GI. Tngg Koppes Bus 70 KW

Pengaturan Terbitnya Normal

CATATAN:  
Beban Pasanghgt = netto  
P.S hanya untuk dikehului.



KETERANGAN:

XXXXXX	Label Di / RT
IV	Reguler Bus 15kV/20kV/35kV
III	Busan Tipe Standard



Arak aliran daya

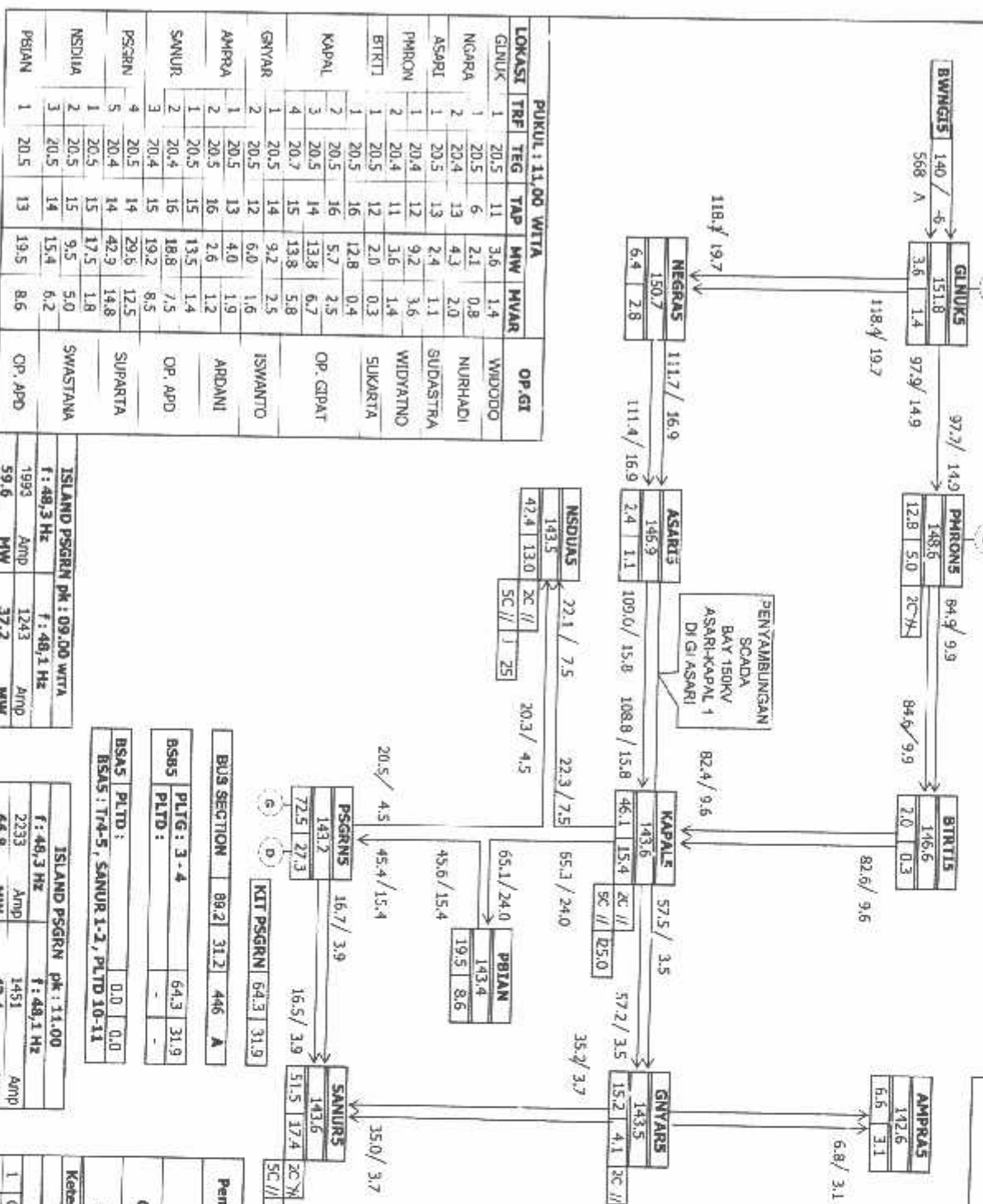
<b>LF - 10:00</b>	
OPERATOR	Suyono
	Sedihun
Total Pemrograman	4.061,7 / 357,1
Total Transfer	(2.122,0) / 232,0
Distorsi Area - 4	2.529,7 / 389,1

LOAD FLOW SUB SISTEM BALI

JUM'AT, 07 JANUARI 2005  
PUKUL : 11.00 WITA

PLTG 1 : 79.9 42.0

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0



0.5 150KV GINUK - BWNIG1 PK: 11.00 WITA

1 SEC KAPAL	794	Amp	23.4	MW
1 SEC PHRON	120	Amp	3.6	MW
1 SEC NGARA	55	Amp	1.6	MW
1 SEC GNYAR	36	Amp	1.1	MW
4 SEC KAPAL	144	Amp	4.3	MW
4 SEC NSDUAS	918	Amp	27.4	MW
5 SEC PHRON	92	Amp	2.8	MW
5 SEC PSGRN	1551	Amp	46.4	MW
<b>SUB TOTAL 1 SEC</b>	<b>395</b>	<b>Amp</b>	<b>29.8</b>	<b>MW</b>
<b>SUB TOTAL 4 SEC</b>	<b>1062</b>	<b>Amp</b>	<b>31.8</b>	<b>MW</b>
<b>SUB TOTALS SEC</b>	<b>1643</b>	<b>Amp</b>	<b>49.1</b>	<b>MW</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3790</b>	<b>Amp</b>	<b>110.6</b>	<b>MW</b>

UFR 48,6 Hz terpasang di GI PK: 11.00				
PHRON	88	Amp	2.6	MW
AMPRA	52	Amp	1.6	MW
<b>TOTAL</b>	<b>140.0</b>	<b>Amp</b>	<b>4.2</b>	<b>MW</b>

UFR 48,4 Hz terpasang di GI PK: 11.00				
GNYAR	OFF	Amp	0.0	MW
SANUR	344	Amp	10.3	MW
<b>TOTAL</b>	<b>344</b>	<b>Amp</b>	<b>10.3</b>	<b>MW</b>

UFR 48,3 Hz terpasang di GI PK: 11.00				
KAPAL	867	Amp	25.9	MW

Pembangkit BALI & SC		144.2	123.9
Total Transfer		140.0	-6.0
Capacitor / MSC		-	50.0
Distribusi BALI		284.2	117.9

Keterangan :  
DISPATCHER : PK. 08.00 ~ 15.00  
1 GEDE NOBEN  
2 ARDIAN

LOKASI	TRAF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP. GI
GINUK	1	20.5	11	3.6	1.4	WUDODO
NGARA	2	20.4	13	4.3	2.0	NURHADI
ASARI	1	20.5	13	2.4	1.1	SUDASTRA
PHRON	2	20.4	11	3.6	1.4	WIDYATNO
BTRTI	1	20.5	12	2.0	0.3	SUKARTA
KAPAL	2	20.5	16	5.7	2.5	OP. GIPAT
GNYAR	1	20.5	14	9.2	2.5	ISWANTO
AMPRA	2	20.5	13	4.0	1.9	ARDANI
SANUR	1	20.5	15	13.5	1.4	OP. APD
PSGRN	2	20.4	16	18.8	7.5	OP. APD
PSGRN	3	20.4	15	19.2	8.5	OP. APD
PSGRN	4	20.5	14	29.5	12.5	SUPARTA
PSGRN	5	20.4	14	42.9	14.8	SUPARTA
NSDUAS	1	20.5	15	17.5	1.8	SWASTANA
NSDUAS	2	20.5	15	9.5	5.0	SWASTANA
NSDUAS	3	20.5	14	15.4	6.2	SWASTANA
PBIAN	1	20.5	13	19.5	8.6	OP. APD

ISLAND PSGRN PK: 09.00 WITA  
f: 48.3 Hz  
Amp: 1993  
MW: 59.6

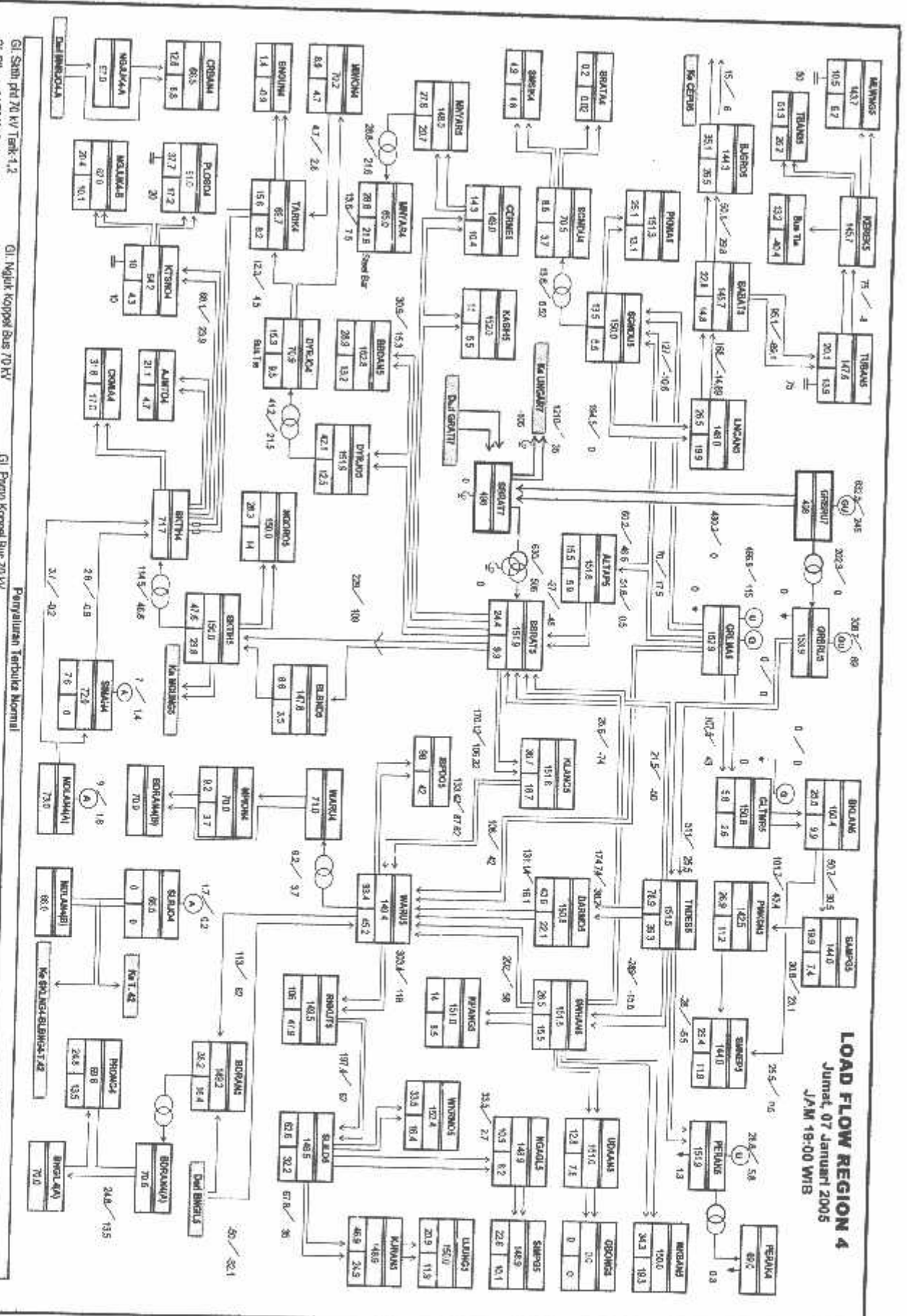
ISLAND PSGRN PK: 11.00  
f: 48.1 Hz  
Amp: 1243  
MW: 37.2

ISLAND PSGRN PK: 11.00  
f: 48.3 Hz  
Amp: 2233  
MW: 66.8

ISLAND PSGRN PK: 11.00  
f: 48.1 Hz  
Amp: 1431  
MW: 43.4

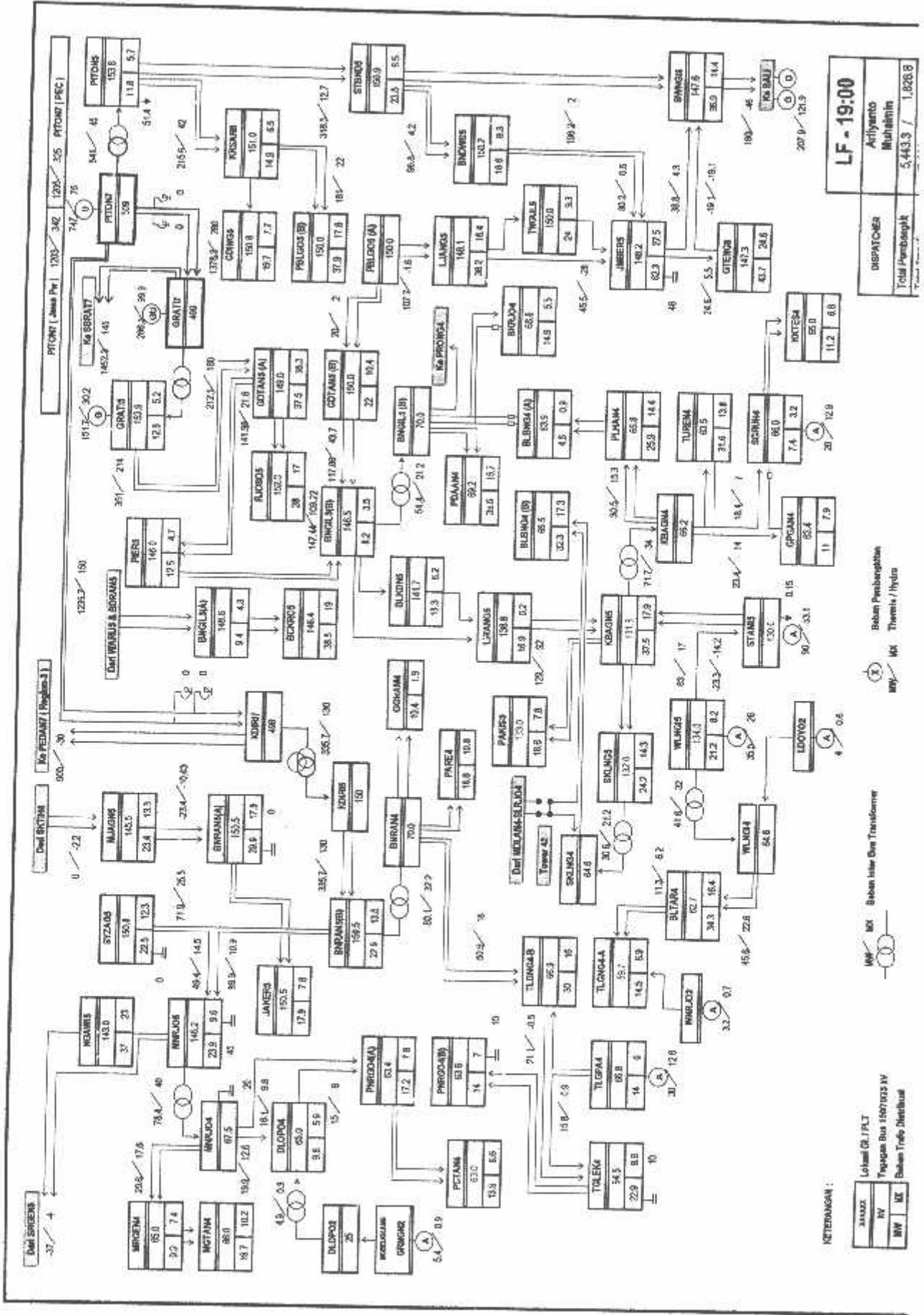
### LOAD FLOW REGION 4

Junat, 07 Januari 2005  
JAM 19:00 WIB



- G1. Substansi 70 KV Tank-1,2
- G2. Busbar 70 KV Bus-1,2
- G3. Busbar 70 KV Bus-2
- G4. Busbar 70 KV Bus-3
- G5. Busbar 70 KV Bus-4
- G6. Busbar 70 KV Bus-5
- G7. Busbar 70 KV Bus-6
- G8. Busbar 70 KV Bus-7
- G9. Busbar 70 KV Bus-8
- G10. Busbar 70 KV Bus-9
- G11. Busbar 70 KV Bus-10
- G12. Busbar 70 KV Bus-11
- G13. Busbar 70 KV Bus-12
- G14. Busbar 70 KV Bus-13
- G15. Busbar 70 KV Bus-14
- G16. Busbar 70 KV Bus-15
- G17. Busbar 70 KV Bus-16
- G18. Busbar 70 KV Bus-17
- G19. Busbar 70 KV Bus-18
- G20. Busbar 70 KV Bus-19
- G21. Busbar 70 KV Bus-20
- G22. Busbar 70 KV Bus-21
- G23. Busbar 70 KV Bus-22
- G24. Busbar 70 KV Bus-23
- G25. Busbar 70 KV Bus-24
- G26. Busbar 70 KV Bus-25
- G27. Busbar 70 KV Bus-26
- G28. Busbar 70 KV Bus-27
- G29. Busbar 70 KV Bus-28
- G30. Busbar 70 KV Bus-29
- G31. Busbar 70 KV Bus-30
- G32. Busbar 70 KV Bus-31
- G33. Busbar 70 KV Bus-32
- G34. Busbar 70 KV Bus-33
- G35. Busbar 70 KV Bus-34
- G36. Busbar 70 KV Bus-35
- G37. Busbar 70 KV Bus-36
- G38. Busbar 70 KV Bus-37
- G39. Busbar 70 KV Bus-38
- G40. Busbar 70 KV Bus-39
- G41. Busbar 70 KV Bus-40
- G42. Busbar 70 KV Bus-41
- G43. Busbar 70 KV Bus-42
- G44. Busbar 70 KV Bus-43
- G45. Busbar 70 KV Bus-44
- G46. Busbar 70 KV Bus-45
- G47. Busbar 70 KV Bus-46
- G48. Busbar 70 KV Bus-47
- G49. Busbar 70 KV Bus-48
- G50. Busbar 70 KV Bus-49
- G51. Busbar 70 KV Bus-50
- G52. Busbar 70 KV Bus-51
- G53. Busbar 70 KV Bus-52
- G54. Busbar 70 KV Bus-53
- G55. Busbar 70 KV Bus-54
- G56. Busbar 70 KV Bus-55
- G57. Busbar 70 KV Bus-56
- G58. Busbar 70 KV Bus-57
- G59. Busbar 70 KV Bus-58
- G60. Busbar 70 KV Bus-59
- G61. Busbar 70 KV Bus-60
- G62. Busbar 70 KV Bus-61
- G63. Busbar 70 KV Bus-62
- G64. Busbar 70 KV Bus-63
- G65. Busbar 70 KV Bus-64
- G66. Busbar 70 KV Bus-65
- G67. Busbar 70 KV Bus-66
- G68. Busbar 70 KV Bus-67
- G69. Busbar 70 KV Bus-68
- G70. Busbar 70 KV Bus-69
- G71. Busbar 70 KV Bus-70
- G72. Busbar 70 KV Bus-71
- G73. Busbar 70 KV Bus-72
- G74. Busbar 70 KV Bus-73
- G75. Busbar 70 KV Bus-74
- G76. Busbar 70 KV Bus-75
- G77. Busbar 70 KV Bus-76
- G78. Busbar 70 KV Bus-77
- G79. Busbar 70 KV Bus-78
- G80. Busbar 70 KV Bus-79
- G81. Busbar 70 KV Bus-80
- G82. Busbar 70 KV Bus-81
- G83. Busbar 70 KV Bus-82
- G84. Busbar 70 KV Bus-83
- G85. Busbar 70 KV Bus-84
- G86. Busbar 70 KV Bus-85
- G87. Busbar 70 KV Bus-86
- G88. Busbar 70 KV Bus-87
- G89. Busbar 70 KV Bus-88
- G90. Busbar 70 KV Bus-89
- G91. Busbar 70 KV Bus-90
- G92. Busbar 70 KV Bus-91
- G93. Busbar 70 KV Bus-92
- G94. Busbar 70 KV Bus-93
- G95. Busbar 70 KV Bus-94
- G96. Busbar 70 KV Bus-95
- G97. Busbar 70 KV Bus-96
- G98. Busbar 70 KV Bus-97
- G99. Busbar 70 KV Bus-98
- G100. Busbar 70 KV Bus-99
- G101. Busbar 70 KV Bus-100

CATATAN:  
Balai Pembangkit = neto  
P.B hanya untuk diketahui.



**LF - 19:00**

DISPATCHER	Ariyunto
Total Pembangkit	Muhammad
	5,443.3 / 1,826.8

Bahan Pembangkitan

BM (X) Themis / Hyda

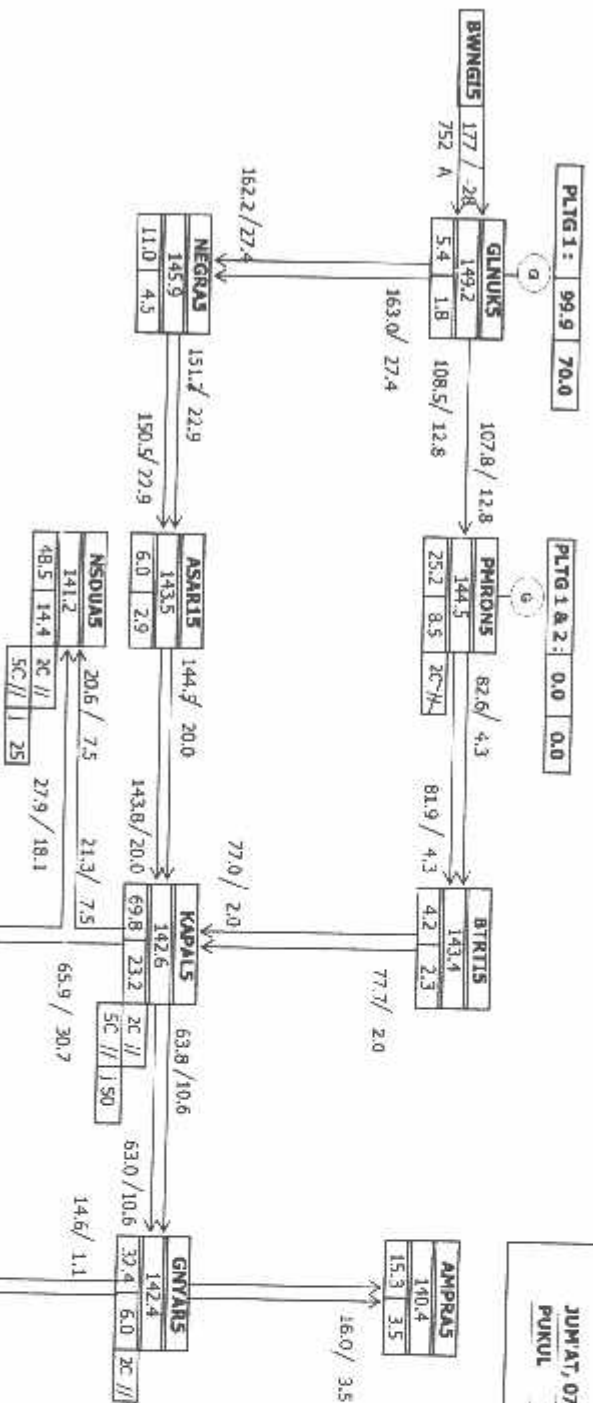
BM (O) Bahan Isir Die Transformer

KETERANGAN :

XXXXX	Lokasi GR / FLT
IV	Topan Bus 15kV/25 kV
BW	Bahan Transfo Distribusi

LOAD FLOW SUB SISTEM BALI

JUM'AT, 07 JANUARI 2005  
 PUKUL : 20.00 WITA



PUKUL : 20.00 WITA

LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR	OP-GI
GINUK	1	20.5	12	5.4	1.8	ASSANA
NGARA	1	20.5	8	4.5	1.5	NURRHADI
ASARI	1	20.5	15	6.5	3.0	ANTTKA
PHIRON	1	20.4	14	18.8	6.0	SUKA
BITRTI	1	20.5	14	4.2	2.3	TANST
KAPAL	1	20.2	17	11.0	4.3	OP. GUPAT
GNYAR	1	20.5	16	22.3	7.9	KAPAL
AMPRA	1	20.5	14	14.1	2.1	GNYAR
SANUR	1	20.2	14	14.2	2.1	GANDHI
PSGRN	1	20.4	17	18.4	7.1	OP. APD
NSDUA	1	20.5	15	45.3	15.6	SUDAMA
PBIAN	1	20.4	16	18.0	2.0	SURAWADI
	2	20.4	15	10.5	5.1	
	3	20.4	15	20.0	7.3	
	1	20.3	13	24.2	9.4	OP. APD

PUKUL : 19.30 wita Trfno 150/20KV

LOKASI	TRF	20KV-150KV	MW	MVAR
GINUK	1	20.5	148.4	5.3
NGARA	1	20.5	145.7	4.5
ASARI	1	20.5	143.3	6.1
PHIRON	1	20.4	144.4	17.8
BITRTI	1	20.4	143.4	6.7
KAPAL	2	20.0	11.0	4.3
KAPAL	3	20.4	142.8	20.6
GNYAR	1	20.5	142.3	18.1
AMPRA	1	20.5	140.2	8.1
SANUR	1	20.4	141.4	18.8
PSGRN	4	20.4	141.1	30.8
NSDUA	1	20.4	140.5	10.5
PBIAN	1	20.4	141.2	24.2

ISLAND PSGRN			
f:	48.3 Hz	f:	48.1 Hz
PK	Amp	MW	Amp
19.00	374	11.3	2426
20.00	377	11.4	2403

BUS SECTION			
PK	Amp	MW	Amp
19.00	374	11.3	2426
20.00	377	11.4	2403

0.5 150KV GINUK - BWNGIS					
WAKTU	PK	19.00	PK	20.00	
G1	AMP	MW	AMP	MW	
1 SEC KAPAL	1,194	35.7	1,253	37.5	
1 SEC PHIRON	184	5.5	200	6.0	
1 SEC NGARA	106	3.2	124	3.7	
1 SEC GNYAR	68	2.0	76	2.3	
4 SEC KAPAL	244	7.3	265	7.9	
4 SEC NSDUA	1,059	31.7	1,103	33.0	
5 SEC PHIRON	168	5.0	192	5.7	
5 SEC PSGRN	1,697	50.7	1,682	50.3	
SUB TOTAL 1 SEC	1,552	46.4	1,653	49.4	
SUB TOTAL 4 SEC	1,303	39.0	1,368	40.9	
SUB TOTALS SEC	1,865	55.8	1,874	56.0	
TOTAL	4,720	141.1	4,895	146.4	

UFR 49,6 Hz terpasang di GI					
WAKTU	PK	19.00	PK	20.00	
G1	AMP	MW	AMP	MW	
PHIRON	108	3.2	224	6.7	
AMPRA	122	3.6	141	4.2	
GNYAR	188	5.6	156	4.7	
SANUR	374	11.2	388	11.5	
TOTAL	792	23.7	909	27.2	

UFR 49,3 Hz terpasang di GI					
WAKTU	PK	19.00	PK	20.00	
G1	AMP	MW	AMP	MW	
GNYAR	110	3.3	112	3.3	
SANUR	326	9.7	325	9.7	
TOTAL	436	13.0	437	13.1	

Pembangkit BALI & SC			
	207.9		121.9
Total Transfer	177.0		-28.0
Capasitor / MISC			100.0
Discharge BALI	384.9		193.9

Keberangan :			
DISPATCHER :	PK	15.00 ~ 21.00	
1	MOCH RITONO		
2	WINARTO		



```

unit uPSO;
interface
uses uUtils,uRandom,uObjFunc,uHasil;
type
  TIndiDouble1=record
    chrom:dArr1;
    fitness:double;
  end;
  TParticle=record
    curr:TIndiDouble1;
    prev:TIndiDouble1;
    velo:dArr1;
  end;
  TParticles=array of TParticle;
  TPSO=class
  private
    FIterasi,FPopSize,Fc1,Fc2,FLength:integer;
    FdV:double;
    FW:TBatas;
    FV,FBatasChrom:TBatasArr1;
    FParticles:TParticles;
    FGbest:TIndiDouble1;
    FRandom:TRandomu;
    FGlobal:dArr1;
    function getIndividu(const rIndi:TIndiDouble1):TIndiDouble1;
    procedure InitParticles;
    procedure UpdateSwarm(const rIterasi:integer);
    procedure doHitung;
    function getBestSwarm:dArr1;
    function getGlobal:dArr1;
  public
    constructor Create(const rIterasi,rPopSize,rc1,rc2,rLength:integer;
      const rdV:double;
      const rW:TBatas;
      const rBatasChrom:TBatasArr1);
    destructor Destroy;override;
    property Iterasi:integer read FIterasi write FIterasi;
    property PopSize:integer read FPopSize write FPopSize;
    property c1:integer read Fc1 write Fc1;
    property c2:integer read Fc2 write Fc2;
    property w:TBatas read Fw write Fw;
    property dV:double read FdV write FdV;
    property BestSwarm:dArr1 read getBestSwarm;
    property Global:dArr1 read getGlobal;
  end;

```

---

```

implementation
//constructor
constructor TPSO.Create(const rIterasi,rPopSize,rc1,rc2,rLength:integer;
    const rdV:double;
    const rW:TBatas;
    const rBatasChrom:TBatasArr1);
var i:integer;
begin
    inherited Create;
    FIterasi:=rIterasi;
    FPopSize:=rPopSize;
    Fc1:=rc1;
    Fc2:=rc2;
    FLength:=rLength;
    FW.min:=rW.min;
    FW.max:=rW.max;
    FdV:=rdV;
    SetLength(FV,FLength);
    SetLength(FBatasChrom,FLength);
    for i:=0 to FLength-1 do
        begin
            FBatasChrom[i].min:=rBatasChrom[i].min;
            FBatasChrom[i].max:=rBatasChrom[i].max;
            FV[i].min:=-FdV*rBatasChrom[i].min;
            FV[i].max:=FdV*rBatasChrom[i].max;
        end;
    FRandom:=TRandomu.Create;
end;

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

//data accessing
function TPSO.getIndividu(const rIndi:TIndiDouble1):TIndiDouble1;
var i:integer;
begin
    SetLength(result.chrom,FLength);
    for i:=0 to FLength-1 do
        begin
            result.chrom[i]:=rIndi.chrom[i];
        end;
    end;
end;

```

---

```

    end;
    result.fitness:=rIndi.fitness;
end;
procedure TPSO.InitParticles;
var i,j,pos:integer;
    min:double;
begin
    SetLength(FParticles,FPopSize);
    for i:=0 to FPopSize-1 do
    begin
        SetLength(FParticles[i].curr.chrom,FLength);
        SetLength(FParticles[i].prev.chrom,FLength);
        SetLength(FParticles[i].velo,FLength);
        for j:=0 to FLength-1 do
        begin
            FParticles[i].curr.chrom[j]:=FRandom.NextDouble(FBatasChrom[j].min,
                FBatasChrom[j].max);
            FParticles[i].prev.chrom[j]:=0;
            FParticles[i].velo[j]:=0;
        end;
        FParticles[i].curr.fitness:=gObjFunc.doHitung(FParticles[i].curr.chrom);
    end;
    min:=FParticles[0].curr.fitness;
    pos:=0;
    for i:=1 to FPopSize-1 do
    begin
        if min>FParticles[i].curr.fitness then
        begin
            min:=FParticles[i].curr.fitness;
            pos:=i;
        end;
    end;
    FGBest:=getIndividu(FParticles[pos].curr);
end;
procedure TPSO.UpdateSwarm(const rIterasi:integer);
var i,j:integer;
    dv,w:double;
begin
    w:=FW.max-(FW.max-FW.min)/FIterasi*rIterasi;
    for i:=0 to FPopSize-1 do
    begin
        for j:=0 to FLength-1 do
        begin
            dv:=w*FParticles[i].velo[j]+
                Fc1*FRandom.NextDouble*
                (FParticles[i].prev.chrom[j]-FParticles[i].curr.chrom[j])+

```

---

```

    Fc2*FRandom.NextDouble*
    (FGBest.chrom[j]-FParticles[i].curr.chrom[j]);
if dv>FV[i].max then
begin
    dV:=FV[i].max;
end;
if dv<FV[i].min then
begin
    dV:=FV[i].min;
end;
FParticles[i].curr.chrom[j]:=FParticles[i].curr.chrom[j]+dv;
if FParticles[i].curr.chrom[j]>FBatasChrom[j].max then
begin
    FParticles[i].curr.chrom[j]:=FBatasChrom[j].max;
end;
if FParticles[i].curr.chrom[j]<FBatasChrom[j].min then
begin
    FParticles[i].curr.chrom[j]:=FBatasChrom[j].min;
end;
FParticles[i].velo[j]:=dv;
end;
FParticles[i].curr.fitness:=gObjFunc.doHitung(FParticles[i].curr.chrom);
if (FParticles[i].curr.fitness<FParticles[i].prev.fitness) or
(FParticles[i].prev.fitness=0) then
begin
    FParticles[i].prev:=getIndividu(FParticles[i].curr);
end;
if FParticles[i].curr.fitness<FGBest.fitness then
begin
    FGBest:=getIndividu(FParticles[i].curr);
end;
end;
end;
end;
procedure TPSO.doHitung;
var i:integer;
begin
    SetLength(FGlobal,FIterasi);
    InitParticles;
    for i:=1 to FIterasi do
    begin
        FGlobal[i-1]:=FGBest.fitness;
        UpdateSwarm(i);
        frmHasil.pbGen.StepBy(1);
    end;
end;
end;
function TPSO.getBestSwarm:dArr1;

```

---

```
var i:integer;
begin
  doHitung;
  SetLength(result,FLength);
  for i:=0 to FLength-1 do
  begin
    result[i]:=FGBest.chrom[i];
  end;
end;
function TPSO.getGlobal:dArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FIterasi);
  for i:=0 to FIterasi-1 do
  begin
    result[i]:=FGlobal[i];
  end;
end;
end.
```

---