

**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
PROGRAM STUDI TEKNIK ENERGI LISTRIK**



**STUDI ALOKASI RUGI DAYA TRANSMISI DENGAN
METODE PROPORTIONAL SHARING PADA
KONDISI BEBAN PUNCAK DI PT.PLN (Persero) P3B
AREA IV SUBSISTEM PAITON-BALI**

SKRIPSI

**Disusun Oleh :
BAMBANG EDI SANTOSO
NIM. 99.12.023**

SEPTEMBER 2006

LEMBAR PERSETUJUAN

STUDI ALOKASI RUGI DAYA TRANSMISI DENGAN METODE PROPORTIONAL SHARING PADA KONDISI BEBAN PUNCAK DI PT.PLN (Persero) P3B AREA IV SUBSISTEM PAITON-BALI

SKRIPSI

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

Disusun Oleh :

**BAMBANG EDI SANTOSO
NIM. 99.12.023**



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

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

**Menyetujui,
Dosen Pembimbing**

**Ir. Widodo Pudji, M, MT
NIP. P. 1028700171**

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

ABSTRAKSI

STUDI ALOKASI RUGI DAYA TRANSMISI DENGAN METODE PROPORTIONAL SHARING PADA KONDISI BEBAN PUNCAK DI PT.PLN (Persero) P3B AREA IV SUB SISTEM PAITON-BALI

(Nama : Bambang Edi Santoso : NIM : 99.12.023 :72 Hal)
(Dosen Pembimbing : Ir. Widodo Pudji. M, MT.)

Kata Kunci: Proportional Sharing, Alokasi Rugi Daya, Aliran Daya, Kontribusi,
Up- Downstream Looking Algorithm.

Sistem pemasaran listrik dalam era pasar bebas berdasarkan pada penjualan energi perjam, sudah memasukan kerugian jaringan dalam harga listrik, pada saat mekanisme pasar bebas dijalankan maka akan ditentukan penerimaan dan kehilangan energi penawaran sesuai dengan harga listrik pasar bebas perjamnya.

Dalam operasi sesungguhnya meteran pada beban mengukur konsumsi aktualnya sedangkan meteran pada generator mengukur produksi aktualnya sedangkan dalam jaringan transmisi mengalami kerugian daya pada saluran, tentu saja masalah yang timbul adalah "siapa yang akan mengganti kerugian tersebut".

Pada prinsipnya kerugian tersebut akibat dari hilangnya transaksi energi melalui jaringan transmisi antara generator dan beban, sehingga baik generator dan beban seharusnya bertanggung jawab mengganti kerugian tersebut karena keduanya menggunakan jaringan ini.

Dalam penulisan skripsi ini akan dibahas suatu metode yang akan mengalokasikan kerugian tersebut kepada generator maupun beban secara *Proportional* sesuai dengan kontribusi masing-masing, dalam sistem tenaga listrik. Metode yang dipakai berdasarkan pada prinsip penelusuran aliran daya pada sistem dengan menggunakan *Up dan Downstream looking*. Prinsip ini akan mengalokasikan rugi daya transmisi yang disuplay *Bus Slack* untuk didistribusikan. Tanggung jawab dalam menggantikan pembayaran kerugian secara *Proportional* kepada seluruh Bus dalam sistem tenaga listrik.

Adapun kontribusi akhir dari pembahasan diharapkan agar dapat memberikan masukan pada pengelola sistem tenaga listrik yang ada untuk mengukur suatu metode pembayaran kerugian jaringan secara *Proportional*.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini jauh dari sempurna, karena itu saran dan kritik yang bersifat membangun penulis sangat harapkan. Akhirnya penulis mohon maaf kepada semua pihak apabila ada kesalahan dan kekurangan dalam penulisan skripsi ini.

Malang, September 2006

Penulis

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PERSETUJUAN	ii
ABSTRAKSI	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR GRAFIK	x
DAFTAR TABEL	xi
BAB I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan Pembahasan.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Metode Penulisan	3
1.6 Sistematika Penulisan	4
1.7 Kontribusi Penulisan	5
BAB II SISTEM TENAGA LISTRIK	
2.1 Representasi Sistem Tenaga Listrik	6
2.1.1 Diagram Segaris	7
2.1.2 Besaran Per Unit.....	8
2.2 Saluran Transmisi.....	10
2.2.1 Parameter Saluran Transmisi	11
2.2.2 Klarifikasi Menurut Arus	12
2.2.3 Klarifikasi Menurut Letak.....	12
2.2.4 Klarifikasi Menurut Tegangan	13
2.2.5 Klarifikasi Menurut Panjang Saluran	13
2.2.6 Konstanta Umum Saluran Transmisi.....	17

2.3	Transformator.....	18
2.4	Beban.....	19
BAB III. ANALISIS ALOKASI RUGI DAYA TRANSMISI DENGAN METODE PROPORTIONAL SHARING		
3.1	Analisa Aliran Daya	21
3.1.1	Perumusan Aliran Daya.....	21
3.1.2	Pembentukan Matriks Admitansi Simpul.....	25
3.1.3	Penyelesaian Aliran Daya Newton-Raphson.....	26
3.2	Asumsi - Asumsi	32
3.3	Alokasi Seluruh Kerugian Kepada Beban	33
3.4	Alokasi Seluruh Kerugian Kepada Generator.....	35
3.5	Alokasi Kerugian Dengan Metode Proporcional Sharing	36
3.6	Alogaritma Pembahasan	37
3.6.1	Alogaritma Aliran Daya	37
3.6.2	Alogaritma Alokasi Rugi Daya Transmisi	38
BAB IV. STUDI ALOKASI RUGI DAYA TRANSMISI PADA SISTEM TENAGA LISTRIK 150 kV PT. PLN (Persero) P3B AREA IV SUBSISTEM PAITON-BALI		
4.1	Sistem Tenaga Listrik di Bali	40
4.2	Langkah – Langkah Aloksi Rugi Daya Transmisi.....	42
4.3	Data Sistem Tenaga Listrik 150 kV Paiton-Bali.....	47
4.3.1	Data Pembangkitan dan Pembebanan	50
4.3.2	Data Saluran Transmisi	51
4.4	Hasil dan Analisis Hasil	52
4.4.1	Aliran Daya Newton-Raphson.....	52
4.4.2	Alokasi Kerugian Pada Beban	55
4.4.3	Aloaksi Kerugian Pada Generator.....	56
4.4.4	Aloaksi Kerugian Dengan Metode Proportional Sharing....	58
4.5	Data dan Hasil Validasi Program.....	62
4.5.1	Hasil Validasi Program.....	64

BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan 71

5.2 Saran 72

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar :

2-1	Gambar Diagram Sistem Tenaga Listrik	7
2-2	Gambar Rangkaian Setara Saluran Transmisi Pendek	13
2-3	Gambar Pengganti Saluran Nominal T.....	14
2-4	Gambar Pengganti Saluran Nominal π	15
2-5	Gambar Rangkaian Pengganti Saluran Panjang.....	16
3-1	Gambar Prinsip Proportional Sharing	33
4-1	Gambar Diagram Alir Program Alokasi Rugi Daya Transmisi....	43
4-2	Gambar Flowchart Program Alokasi Rugi Daya Transmisi Dengan Metode Proportional Sharing.....	46
4-3	Gambar Single Line Diagram STL 150 kV PT. PLN (Persero) P3B Area IV Subsistem Paiton-Bali	48

DAFTAR GRAFIK

Grafik :

4-1	Grafik Daya Sistem Tenaga Listrik.....	55
4-2	Grafik <i>Up-Downstream Looking Algorithm</i>	58
4-3	Grafik Alokasi Rugi Daya Dengan Proportional Sharing	60
4-4	Grafik Validasi Daya Sistem Tenaga Listrik.....	66
4-5	Grafik Validasi <i>Up-Downstream Looking Algorithm</i>	69
4-3	Grafik Validasi Alokasi Rugi Daya Dengan Proportional Sharing	70

DAFTAR TABEL

Tabel :

3-1	Tabel Jenis-Jenis Simpul.....	25
4-1	Tabel Penomoran Bus.....	49
4-2	Tabel Data Pembangkitan dan Pembebanan PT. PLN (Persero) P3B Area IV Subsistem Paiton-Bali	50
4-3	Tabel Data Saluran Transmisi 150 kV PT. PLN (Persero) P3B Area IV Subsistem Paiton-Bali	51
4-4	Tabel Hasil Perhitungan Pembangkitan dan Pembebanan.....	52
4-5	Tabel Hasil Aliran Daya Saluran Antar Bus.....	53
4-6	Tabel Rugi Daya Antar Saluran	54
4-7	Tabel Alokasi Kerugian Kepada Beban.....	56
4-8	Tabel Alokasi Kerugian Kepada Generator	57
4-9	Tabel Kerugian Transmisi Teralokasi Pada Bus beban.....	59
4-10	Tabel Kerugian Transmisi Teralokasi Pada Bus Generator.....	59
4-11	Tabel Faktor Kerugian Teralokasi Pada Bus Beban.....	61
4-12	Tabel Faktor Kerugian Teralokasi Pada Bus Generator	61
4-13	Tabel Data Validasi Pembangkitan dan Pembebanan	62
4-14	Tabel Data Validasi Saluran Transmisi	63
4-15	Tabel Hasil Validasi Perhitungan Pembangkitan dan Pembebanan	64
4-16	Tabel Hasil Validasi Aliran Daya Saluran Antar Bus	65
4-17	Tabel Validasi Rugi Daya Antar Saluran.....	66
4-18	Tabel Validasi Alokasi Kerugian Kepada Beban.....	67

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pertumbuhan dan perkembangan taraf hidup masyarakat yang semakin maju, menjadikan energi listrik sebagai kebutuhan utama. Hal ini menuntut penyediaan tenaga listrik yang semakin handal dan berkualitas. Pada setiap saat, pembangkit mengusahakan penambahan jejak kurva kapasitas daya terpasang dan PT. PLN (persero) sebagai single buyer mengusahakan pengurangan jejak kurva kehilangan daya pada pelanggan. Perpotongan kedua kurva ini menentukan kejelasan harga listrik pasar perjamnya dan menentukan berapa besar energi yang harus diproduksi tiap-tiap generator.^[5]

Sistem pemasaran listrik dalam era pasar bebas berdasarkan pada penjualan perjam, dengan faktor kerugian dan keterbatasan sistem jaringan sudah termasuk kedalam harga listrik perjamnya. Pada saat mekanisme pasar bebas dijalankan maka akan ditentukan penerimaan dan kehilangan energi penawaran sesuai dengan harga listrik pasar bebas perjamnya. Dalam operasi sesungguhnya, meteran pada beban mengukur konsumsi aktualnya sedangkan meteran pada generator mengukur produksi aktualnya yaitu konsumsi konsumen ditambah kerugian jaringan. Tentu saja masalah yang timbul adalah “ siapa yang mengganti kerugian tersebut”.^[5]

Pada prinsipnya, kerugian tersebut akibat dari hilangnya transaksi energi melalui jaringan transmisi antara generator dan beban, sehingga baik generator

maupun beban seharusnya bertanggung jawab untuk membiayai kerugian tersebut karena keduanya menggunakan jaringan ini. Sehingga diperlukan metode untuk memisahkan kerugian jaringan dan mengalokasikannya kepada masing-masing generator dan beban ditanggung sesuai dengan kontribusinya kepada sistem tenaga listrik yang digunakan.^[6]

1.2 Rumusan Masalah

Sistem tenaga listrik dalam mekanisme pasar bebas yang terdiri dari unit-unit pembangkit, unit-unit beban dan sistem transmisi, diharapkan beroperasi secara independen dan terhubung secara interkoneksi. Untuk mencapai hal tersebut maka beberapa rumusan masalah yang muncul adalah:

- ✦ Besarnya transfer energi yang hilang dalam jaringan transmisi.
- ✦ Kontribusi masing-masing generator maupun beban dalam menanggung kehilangan energi yang terserap dalam jaringan transmisi.
- ✦ Kerugian pembangkitan pada generator dan permintaan pada beban akibat kehilangan energi tersebut harus teralokasikan dengan metode *Proportional Sharing*. Sehubungan dengan rumusan tersebut maka skripsi ini di beri judul :

**“ STUDI ALOKASI RUGI DAYA TRANSMISI DENGAN METODE
PROPORTIONAL SHARING PADA KONDISI BEBAN PUNCAK DI PT.
PLN(Persero) P3B AREA IV SUBSISTEM PAITON – BALI “**

1.3 Tujuan Pembahasan

Adapun tujuan pembahasan dalam skripsi ini adalah:

- ⬇ Menentukan nilai alokasi seluruh kerugian kepada bus generator dan pada bus beban akibat kehilangan energi pada saluran transmisi secara proportional.
- ⬇ Menentukan faktor kerugian pada pembangkitan dan pembebanan akibat transfer energi yang hilang dalam sistem transmisi.

1.4 Batasan Masalah

Pembahasan dalam skripsi ini dibatasi oleh beberapa hal, antara lain:

- ⬇ Hanya membahas saluran transmisi 150 kV di PT. PLN (Persero) P3B Area IV Subsistem Paiton-Bali.
- ⬇ Beban dimodelkan sebagai GI 150/ 20 kV pada kondisi beban puncak.
- ⬇ Kapasitansi shunt saluran diabaikan.
- ⬇ Hanya membahas alokasi kerugian daya aktif saja.
- ⬇ Alternatif cara pemecahan keandalan sistem tidak dibahas.

1.5 Metode Penulisan

Dasar dari penulisan ini adalah analisis aliran daya menggunakan metode Newton-Raphson dengan mengambil data dari survey lapangan di system tenaga listrik 150 kV PT. PLN (Persero) P3B Area IV Subsistem Paiton-Bali. Pemecahan alokasi rugi daya transmisi dilakukan dengan studi literatur serta bantuan program computer MATI.AB 6.1 untuk analisis hasil dari studi kasus yang digunakan.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika dari pembahasan didalam skripsi ini sebagai berikut:

BAB I : Pendahuluan

Bab ini meliputi latar belakang masalah, rumusan masalah, tujuan pembahasan, batasan masalah, metode penulisan, sistematika penulisan serta kontribusi penulisan.

BAB II : Sistem Tenaga Listrik

Bab ini menjelaskan secara umum tentang sistem tenaga listrik, saluran transmisi, transformator dan beban.

BAB III : Analisis Rugi Daya Transmisi

Bab ini menjelaskan metode aliran daya Newton-Raphson, asumsi-asumsi yang digunakan dalam metode yang akan dibahas, alokasi kerugian pada beban, alokasi kerugian pada generator dengan Metode *Proportional Sharing*.

BAB IV : Studi Alokasi Rugi Daya Transmisi Pada Sistem Tenaga Listrik 150 kV PT. PLN (Persero) P3B AREA IV SUBSISTEM PAITON-BALI.

Bab ini berisikan contoh kasus dan analisa hasil perhitungan dengan menggunakan Metode *Proportional Sharing*.

BAB V : Kesimpulan dan Saran

Bab berisikan kesimpulan dan saran setelah dilakukan pembahasan pada studi kasus yang dipakai.

1.7 Kontribusi Penulisan

Skripsi ini diharapkan dapat memberi masukan bagi perkembangan sistem pengelolaan tenaga listrik yang ada, yaitu dengan memisahkan setra mendistribusikan kerugian jaringan dapat meningkatkan kualitas pelayanan sistem serta keseimbangan tanggung jawab (pada generator maupun beban) dalam membiayai kerugian jaringan dapat dicapai secara proposional.

BAB II

SISTEM TENAGA LISTRIK

2.1 Representasi Sistem Tenaga Listrik⁽¹⁾

Untuk memudahkan perhitungan dan komunikasi dalam analisa suatu sistem tenaga listrik, biasanya sistem tersebut direpresentasikan sebagai rangkaian ekuivalen dari setiap komponennya. Rangkaian ekuivalen ini umumnya adalah rangkaian satu fasa, dengan asumsi sistem dioperasikan secara normal pada sistem tiga fasa seimbang.

Suatu sistem tenaga listrik umumnya merupakan interkoneksi tiga bagian utama yaitu:

- ✚ Sistem pembangkit
- ✚ Sistem transmisi
- ✚ Sistem distribusi / beban

Setiap bagian sistem tersebut terdiri dari beberapa komponen atau peralatan yang saling berhubungan. Sistem pembangkit terdiri dari mesin serempak, penguat (exiter). Sistem pengaturan tegangan (voltage regulator), sistem penggerak utama beserta mekanisme governor. Sistem penyaluran terdiri dari saluran transmisi, transformator, rele-rele pengaman, pemutus rangkaian, kapasitor statis dan reaktor shunt. Sedangkan beban hanya digambarkan suatu impedansi tetap yang menyerap daya dari sistem.

2.1.1 Diagram Segaris

Dengan menganggap bahwa sistem tiga fasa dalam keadaan seimbang, penyelesaian rangkaian dapat dikerjakan dengan rangkaian satu fasa dengan sebuah jalur netral sebagai jalan balik. Sering kali diagram semacam ini disederhanakan dengan mengabaikan jalur netralnya dan menunjukkan bagian-bagian komponen dengan lambang standarnya sebagai ganti rangkaian-rangkaian setaranya. Diagram sistem tenaga listrik semacam ini disebut dengan diagram segaris (single line diagram). Pembuatan diagram segaris ini dimaksudkan memberikan gambaran yang ringkas dari suatu sistem tenaga listrik. Gambar 2.1 menunjukkan contoh diagram segaris suatu sistem tenaga listrik yang sederhana.



Gambar 2.1

Diagram Sistem Tenaga Listrik

Untuk mengetahui kelakuan sistem tenaga listrik dalam keadaan berbeban atau pada saat sistem mengalami gangguan, diagram segaris harus diubah terlebih dahulu menjadi diagram impedansi yang menunjukkan rangkaian setara dari setiap komponen sistem tersebut dengan berpedoman pada salah satu sisi yang sama pada transformator.

2.1.2 Besaran Per Unit

Dalam menganalisa suatu rangkaian sistem tenaga listrik, biasanya digunakan besaran per unit untuk menggantikan besaran-besaran yang ada hal ini digunakan untuk mempermudah perhitungan.

$$\text{Besaran Per Unit} = \frac{\text{Besaran sebenarnya}}{\text{Besaran dasar}} \quad 2-1)$$

Dengan demikian nilai besaran per unit merupakan nilai yang telah dinormalisasikan terhadap besaran dasar yang telah diteliti. Terdapat lima besaran yang biasanya dipergunakan menganalisa sistem tenaga listrik yaitu : arus, tegangan, daya, impedansi dan sudut fasa. Dengan memilih 2 buah besaran sebagai dasar secara tidak langsung dapat diperoleh besaran-besaran dasar lainnya. Dalam perhitungan sistem tenaga listrik, tegangan nominal dari pada saluran serta peralatan biasanya selalu diketahui, oleh sebab itu biasanya dipilih sebagai besaran dasar. Besaran dasar kedua yang biasanya dipilih sebagai pedoman adalah daya (kVA). Rumus-rumus di bawah ini memberikan hubungan untuk berbagai besaran :

$$\text{Arus dasar, } I_b = \frac{\text{Dasar daya, } kVA_b}{\text{Dasar tegangan, } V_b} \quad 2-2)$$

$$\text{Impedansi dasar, } Z_b = \frac{\text{Dasar tegangan, } kV_b}{\text{Dasar arus, } I_b} \quad 2-3)$$

$$\text{Impedansi dasar, } Z_b = \frac{(\text{Dasar tegangan, } kV_b)}{\text{Dasar daya, } MVA_b} \quad 2-4)$$

Pada persamaan diatas, nilai-nilai besaran diberikan untuk rangkaian satu phasa. Jadi tegangannya adalah tegangan phasa ketanah dan daya setiap phasa. Setelah besaran dasar ditentukan, maka besaran-besaran dasar itu dinormalisasikan terhadap besaran dasar. Dengan demikian impedansi per unit dari rangkaian didefinisikan sebagai :

$$Z_{p.u} = \frac{\text{Im pedansisebanarnya}, Z(\Omega)}{\text{Im pedansidasar}, Z_b} p.u \quad 2-5)$$

A. Mengubah Dasar Besaran Per Unit

Terkadang impedansi suatu komponen dalam suatu sistem dinyatakan dalam dasar yang berbeda dari yang telah dipilih sebagai dasar untuk bagian dari suatu sistem dimana komponen tersebut dihubungkan. Karena seluruh impedansi dalam suatu sistem harus dinyatakan pada dasar impedansi yang sama dalam perhitungan, maka diperlukan suatu cara untuk mengubah impedansi dari suatu dasar ke dasar yang lain. Dengan memasukan persamaan 2-4) kedalam persamaan 2-5) maka didapat :

$$Z_u = Z(\Omega) \frac{MVA_b}{(kV_b)^2} p.u \quad 2-6)$$

Persamaan 2-6), membuktikan bahwa impedansi per unit adalah berbanding lurus dengan pangkat dua tegangan dasarnya. Untuk mengubah impedansi per unit dengan suatu dasar yang diberikan menjadi impedansi per unit yang baru, dengan persamaan berikut :

$$Z_n = Z_o \left(\frac{kV_{bo}}{kV_{ho}} \right)^2 \left(\frac{MVA_{ho}}{MVA_{bo}} \right)^2 p.u \quad 2-7)$$

Persamaan ini tidak ada hubungannya dengan pemindahan nilai impedansi dalam ohm dari salah satu sisi transformator ke sisi yang lain.

B. Perhitungan Besaran Per Unit Untuk Sistem 3 Phasa

Persamaan-persamaan untuk mendapatkan nilai per unit diatas, adalah perhitungan untuk rangkaian satu phasa, dimana besar daya antar saluran adalah 3 kali lebih besar daya per phasa, maka didapat :

$$\text{Impedansi dasar, } Z_b = \frac{(\text{Dasartegangan, } kV_u / \sqrt{3})^2}{\text{Dasardaya, } MVA_{3\phi} / 3} \quad 2-8)$$

$$\text{Impedansi dasar, } Z_b = \frac{(\text{Dasartegangan, } kV_u)^2}{\text{Dasardaya, } MVA_{3\phi}} \quad 2-9)$$

Jadi impedansi per unit rangkaian adalah :

$$Z_u = Z (\Omega) \frac{MVA_{3\phi}}{(kV_u)^2} p.u \quad 2-10)$$

Dari persamaan diatas diperoleh bahwa persamaan 2-4) dan persamaan 2-7) yaitu impedansi dasar untuk rangkaian phasa tunggal dan rangkaian 3 phasa adalah identik.

2.2 Saluran Transmisi

Persoalan pada pengoprasian system tenaga listrik adalah bagaimana menjaga dalam batas-batas yang telah ditetapkan pada berbagai titik dalam system tersebut.

Untuk itu perlu diketahui besar tegangan, arus, dan daya listrik yang mengalir pada disetiap titik sepanjang saluran transmisi dalam bentuk rangkaian simulatingnya tergantung kepada panjang dari saluran dan ketelitian yang diinginkan.

2.2.1 Parameter Saluran Tranmisi

Saluran transmisi mempunyai empat parameter yang mempengaruhi kemampuan untuk berfungsi sebagai bagian dari suatu sistem tenaga, keempat parameter tersebut adalah : resistansi (R), indukansi (L), kapasitansi (C) dan konduktansi (G). Untuk kondisi (G), pada suatu saluran udara nilainya sangat kecil, sehingga dalam perhitungan dan pengaruhnya dapat diabaikan, hal ini disebabkan karena adanya konduktansi antar penghantar menyebabkan terjadinya arus bocor pada isolasi, karena kebocorannya sangat kecil sehingga dapat diabaikan atau dianggap sama dengan nol.

A. Resistansi

Resistansi dari sebuah penghantar sebanding dengan panjang kawat dan berbanding terbalik dengan luas penampangnya, hal ini dapat dilihat dari persamaan berikut ini :

$$R = \rho \frac{l}{A} \Omega \quad 2-11)$$

Dimana : R : Resistansi

A : Luas penampang kawat

ρ : Resistivitas

l : Panjang kawat

B. Induktansi

Induktansi rata – rata per phasa adalah :

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} H / m \quad (2-12)$$

Dimana : D_{eq} : Jarak rata – rata geometris penghantar

D_s : Radius rata – rata geometris penghantar

C. Kapasistansi

Kapasistansi adalah akibat beda potensial antara penghantar

(konduktor) dapat diambil persamaannya adalah :

$$C = \frac{q}{V} \quad (2-13)$$

Dimana : q : Muatan pada saluran (C/m)

V : Beda potensial antara kedua penghantar (Volt)

2.2.2 Klarifikasi Menurut Arus

- ✚ Sistem arus bolak-balik / AC
- ✚ Sistem arus searah / DC

Dalam sistem arus bolak-balik kenaikan dan penurunan tegangan mudah dilakukan yaitu dengan menggunakan transformator. Dalam sistem ini ada 1 phasa dan 3 phasa, dimana sistem 3 phasa memiliki kelebihan pada kapasitas penyaluran daya dibandingkan dengan sistem 1 phasa

2.2.3 Klarifikasi Menurut Letak

- ✚ Saluran Transmisi Udara (Over Head Line)

Saluran yang menyalurkan tenaga listrik melalui kawat-kawat yang digantung pada menara atau tiang.

✚ Saluran Bawah Tanah (Under Ground Wire)

Saluran yang menyalurkan tenaga listrik melalui kawat-kawat yang ditanam dibawah tanah.

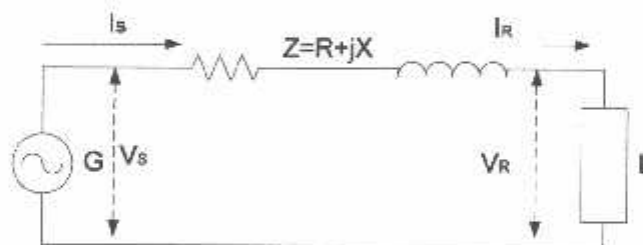
2.2.4 Klarifikasi Menurut Tegangan

- ✚ Tegangan tinggi sampai 138 kV
- ✚ Tegangan ekstra tinggi (Ekstra High Voltage, EHV) antara 220-765 kV
- ✚ Tegangan ultra tinggi (Ultra High Voltage, UHV) diatas tegangan 765 kV

2.2.5 Klarifikasi Menurut Panjang Saluran

A. Saluran Transmisi Pendek

Panjang saluran transmisi ini adalah < 80 km, untuk saluran pendek nilai kapasistansi kecil sehingga arus bocor ketanah kecil terhadap arus beban sehingga nilai kapasistansinya dapat diabaikan.



Gambar 2-2

Rangkaian Setara Saluran Transmisi Pendek

Reliasi tegangan dan arus :

$$V_s = V_R + Z I_R \quad 2-14)$$

$$I_s = I_R \quad 2-15)$$

Dimana : V_S : tegangan pada sisi kirim

V_R : tegangan pada sisi terima

I_S : arus pada sisi kirim

I_R : arus pada sisi terima

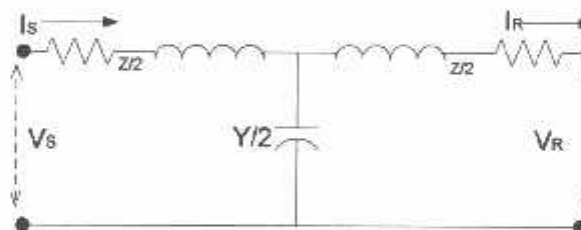
$Z = R - jX$: impedansi saluran

B. Saluran Transmisi Menengah

Panjang saluran ini adalah 80-250 km, untuk saluran menengah kapasistansi saluran sudah mulai tampak sehingga tidak dapat diabaikan. Letak titik kapasistansi dapat dibedakan menjadi 2 macam yaitu :

↓ Saluran Nominal T

Adalah saluran dengan satu titik kapasistansi.



Gambar 2-3

Rangkaian Pengganti Saluran Nominal T

Relasi tegangan dan arus :

$$V_S = V_R + I_R \cdot \frac{Z}{2} + I_S \cdot \frac{Z}{2} \quad (2-16)$$

Dimana : $I_S = I_R + V_R Y$

$$= I_R + \left(V_R + I_R \cdot \frac{Y}{2} \right) Y \quad (2-17)$$

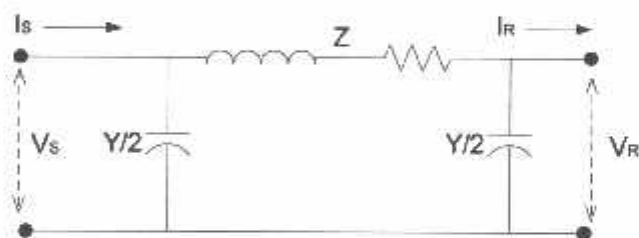
$$= Y \cdot V_R + \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) I_R$$

$$\text{Sehingga : } V_S = \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) V_R + \left(Z + \frac{Z^2 Y}{4} \right) I_R \quad (2-18)$$

$$I_S = Y \cdot V_R + \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) I_R \quad (2-19)$$

↓ Saluran Nominal π

Adalah saluran menengah dengan dua titik kapasistansi.



Gambar 2-4

Rangkaian Pengganti Saluran Nominal π

Relasi tegangan dan arus :

$$V_S = V_R + I_R \cdot Z \quad (2-20)$$

$$I_S = I_R + V_R \cdot \frac{Y}{2} \quad (2-21)$$

Sehingga :

$$V_S = V_R + \left(I_R + V_R \frac{Y}{2} \right) Z = \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) V_R + Z I_R \tag{2-22}$$

Arus : $I_S = I_R + V_S \frac{Y}{2}$ 2-23)

$$V_R = V_S (\cos \gamma l) - I_S Z_K (\sin \gamma l) \tag{2-24}$$

$$I_R = I_S (\cos \gamma l) + V_S \left(\frac{1}{Z_K} \right) \sin \gamma l \tag{2-25}$$

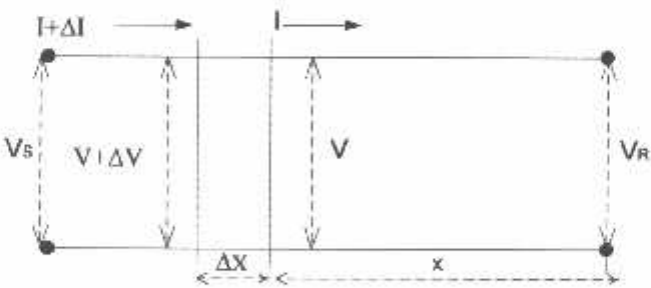
Dimana :

$$\gamma l = 1 \cdot \sqrt{z \cdot y} = \text{konstanta propagasi / satuan panjang} \tag{2-26}$$

$$Z_K = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \text{impedansi karakteristik / satuan panjang} \tag{2-27}$$

C. Saluran Transmisi Panjang

Panjang saluran ini adalah > 250 km, untuk saluran transmisi panjang kapasistansi saluran besar sehingga dianggap terbagi rata disepanjang saluran transmisi.



Gambar2-5

Rangkaian Pengganti Saluran Panjang

Pada gambar diatas tampak bahwa saluran terbagi atas beberapa bagian yang tiap-tiap bagian membentuk saluran nominal '1', bila diturunkan akan diperoleh suatu persamaan sebagai berikut :

$$V_S = V_R (\cosh \gamma l) + (Z_K \sinh \gamma l) I_R \quad 2-28)$$

$$I_S = I_R (\cosh \gamma l) + V_R \left(\frac{1}{Z_K} \right) \sinh \gamma l \quad 2-29)$$

Atau :

$$V_S = A \cdot V_R + B \cdot I_R \quad 2-30)$$

$$I_S = C \cdot V_R + D \cdot I_R \quad 2-31)$$

Dan :

$$V_R = D \cdot V_S + A \cdot I_S \quad 2-32)$$

$$I_R = C \cdot V_S + D \cdot I_S \quad 2-33)$$

2.2.6 Konstanta Umum Saluran Transmisi

Berdasarkan persamaan 2-28) dan persamaan 2-29) yaitu :

$$V_S = V_R (\cosh \gamma l) + (Z_K \sinh \gamma l) I_R$$

$$I_S = I_R (\cosh \gamma l) + V_R \left(\frac{1}{Z_K} \right) \sinh \gamma l$$

Dan persamaan 2-30) serta persamaan 2-31) :

$$V_S = A \cdot V_R + B \cdot I_R$$

$$I_S = C \cdot V_R + D \cdot I_R$$

Maka konstanta umum saluran transmisi adalah :

$$A = \cosh \gamma l \quad 2-34)$$

$$B = Z_K \sinh \gamma l \quad 2-35)$$

$$C = \frac{\sinh \gamma l}{Z_K} \quad 2-36)$$

$$D = \cosh \gamma l \quad 2-37)$$

2.3 Transformator

Transformator merupakan bagian dari komponen sistem tenaga listrik yang berfungsi untuk mengubah energi listrik dari satu atau lebih rangkaian listrik yang lain melalui suatu gandengan magnet yang bekerja berdasarkan prinsip induksi elektro magnet. Gandengan magnet berupa inti besi tempat melekatkan fluks gandengan.

Ditinjau dari fungsinya transformator dapat dibedakan menjadi :

- ⬇ Transformator daya
- ⬇ Transformator distribusi
- ⬇ Transformator pengukuran

Transformator memberikan sarana tambahan untuk mengatur aliran daya, baik aktif maupun reaktif. Konsep umum mengenai fungsi transformator dalam sistem tenaga listrik adalah pengubah tegangan dari satu tingkat tertentu ke tingkat yang lain.

2.4 Beban

Istilah ini biasanya digunakan untuk menunjukan sebuah alat atau kumpulan peralatan yang mengkonsumsi listrik. Untuk menunjukkan daya yang diperlukan dari suatu rangkaian suplai daya atau arus yang sedang melewati suatu penghantar atau mesin.

Kelompok-kelompok konsumen terbesar energi listrik adalah industri, pemukiman dan komersial. Dibanyak negara industri, konsumen industri sekitar 40 % dari konsumen secara keseluruhan, dan paling banyak dipergunakan motor induksi. Prosentase penggunaan energi listrik dalam industri diperkirakan akan terus mengalami peningkatan karena proses mekanisasi yang semakin lancar dan tumbuhnya industri-industri padat energi seperti industri kimia dan industri alumunium. Sektor komersial terdiri dari kantor-kantor, toko-toko, dan tempat-tempat lainnya. Konsumsi disini dikaitkan dengan konsumen personal untuk pelayan, secara tradisional mempunyai tingkat pertumbuhan yang kecil. Disektor ini langkah-langkah konservasi energi sangat efektif sehingga pertumbuhannya dapat ditekan.

Dalam menganalisa suetu sistem tenaga listrik, beban tidak diberikan secara lengkap. Untuk merepresentasikan suatu beban sistem tenaga listrik ($P-jQ$) sangat penting untuk mengetahui suatu variasi daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) terhadap variasi tegangannya. Terdapat tiga cara untuk merepresentasikan suatu beban, yaitu :

A. Representasi beban dengan harga tetap

Dalam hal ini daya aktif P (MW) maupun daya reaktif (MVar) dianggap konstan. Representasi beban ini digunakan untuk studi aliran daya.

B. Representasi beban dengan arus tetap.

Dalam hal ini arus dihitung sehingga :

$$I = \frac{P - jQ}{V^*} |I| < (\phi - \varphi) \quad 6-37)$$

$$V = |V| < 0^\circ$$

$$\phi = \text{tg}^{-1} (Q/P) : \text{sudut daya.}$$

Besar arus dijaga konstan.

C. Representasi beban dengan impedansi konstan.

Untuk merepresentasikan dengan impedansi konstan, daya yang diserap oleh beban dikonversikan ke dalam bentuk impedansi seri atau paralel. Representasi ini biasanya digunakan dalam studi stabilitas suatu sistem tenaga listrik. Jika MW dan MVar dari beban diketahui dan tetap, impedansi dihitung dengan :

$$Z = \frac{V^2}{P - jQ} \quad 2-38)$$

Atau

$$Y = \frac{I}{V} = \frac{P + jQ}{V^2} \quad 2-29)$$

BAB III

ANALISIS ALOKASI RUGI DAYA TRANSMISI DENGAN METODE PROPORTIONAL SHARING

3.1 Analisis Aliran Daya^[1,2,3]

3.1.1 Perumusan Aliran Daya

Gambaran mengenai aliran daya yang terjadi didalam sistem besereta profil tegangan sangat diperlukan untuk keperluan analisis keadaan sistem. Untuk mendapatkan gambaran mengenai analisa aliran daya ini diperlukan suatu perhitungan yang disebut sebagai perhitungan aliran daya. Sedangkan perhitungan aliran daya ini diperlukan karena dalam sistem hanya diketahui beban aktif dan beban reaktif yang berada pada simpul atau gardu induk saja. Sedangkan aliran daya yang terjadi dapat ditentukan berdasarkan hukum ohm dan hukum khircoff. Secara garis besar analisa aliran daya terdiri dari tiga langkah utama yaitu :

1. Di setiap simpul harus dihitung besarnya P, Q, V dan sudut fasa tegangan (θ). Persamaan pertama yang dipakai adalah persamaan yang menghubungkan antara P, Q, V dan I yang berada pada simpul i :

$$I_i^* = \frac{P_i + jQ_i}{V_i} \quad 3-1)$$

Dimana I_i^* merupakan conjugate dari arus. Sedangkan I_i diberi tanda positif apabila mengalir menuju simpul dan diberi tanda negatif apabila meninggalkan simpul. Persamaan kedua yang dipakai adalah persamaan yang menghubungkan

antara besarnya arus yang berada pada simpul i dengan tegangan yang berada pada semua simpul melalui matriks admintasi Y_{ij} :

$$I_i^* = \sum_{j=1}^n Y_{ij}^* V_j^* \quad (3-2)$$

Dimana : $j = 1, 2, 3, \dots, n$

I_i = arus yang masuk kedalam simpul i

V_j = tegangan simpul j terhadap referensi

Y_{ij} = admintasi antara simpul i dan j

Arus yang terdapat pada simpul I harus memenuhi dua persamaan berikut diatas. Karena perhitungan daya harus dinyatakan dalam P,Q,V dan θ maka dengan menggunakan persamaan (3-1) dan (3-2) hal tersebut dapat dilakukan sebagai berikut:

Dengan memasukan persamaan (3-2) ke persamaan (3-1) didapatkan:

$$P_i + jQ_i = V_i \sum_{j=1}^n Y_{ij}^* V_j^* \quad (3-3)$$

Dimana : $j : 1, \dots, n$.

Jika bagian real dan imajiner dipisahkan maka :

$$P_i \text{ (daya nyata)} = \text{Re} \left(V_i \sum_{j=1}^n Y_{ij}^* V_j^* \right) \quad (3-4)$$

$$Q_i \text{ (daya reaktif) } = \text{Im} \left(V_i \sum_{j=1}^n Y_{ij}^* V_j^* \right) \quad (3-5)$$

$$\text{Jika : } V_i = |V_i| e^{j\theta} = |V_i| \angle \theta_i = e_i + jf_i \quad (3-6)$$

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| e^{j\theta} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3-7)$$

$$\theta_y = \theta_i - \theta_j \quad 3-8)$$

Selanjutnya daya nyata dan daya reaktif dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$P_i^k = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_i - \theta_j) \quad 3-9)$$

$$Q_i^k = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_i - \theta_j) \quad 3-10)$$

Dimana : $i = 1, \dots, n$.

Lebih lanjut persamaan diatas dapat ditulis sebagai berikut :

$$P_i^k = |V_i| \sum_{j=1}^n (|V_j| (G_{ij} \cos \theta_{ij} + j B_{ij} \sin \theta_{ij})) \quad 3-11)$$

$$Q_i^k = |V_i| \sum_{j=1}^n (|V_j| (G_{ij} \sin \theta_{ij} + j B_{ij} \cos \theta_{ij})) \quad 3-12)$$

Untuk n buah simpul diperlukan $2n$ persamaan, dan diperlukan $4n$ variabel. Persamaan-persamaan diatas merupakan hubungan yang diperlukan untuk perhitungan aliran daya dengan menggunakan komputer dan berlaku untuk sistem satu fasa atau tiga fasa dalam keadaan seimbang. Sedangkan perhitungan-perhitungan dilakukan dalam satuan (p.u).

2. Dalam menghitung $4n$ variabel yang terdapat dalam n simpul diatas diperlukan $2n$ persamaan. Untuk memecahkan hal ini terlebih dahulu harus diketahui $2n$ variabel baru kemudian dicari $2n$ variabel yang lainnya. Penentuan $2n$ variabel ini dilakukan dengan cara menentukan beberapa macam simpul yang terdapat dalam sistem, yaitu :

1. *Simpul Beban (Simpul PQ)*

Pada simpul ini jumlah netto daya nyata dan daya reaktif ditentukan. Untuk itu besarnya beban $(P_{Bi} + jQ_{Bi})$ ditentukan berdasarkan perkiraan beban, sedangkan besarnya daya yang dibangkitkan ditentukan selanjutnya $(P_{Gi} - jQ_{Gi})$

Selanjutnya $P_i = P_{Gi} - P_{Bi}$ dan $Q_i = Q_{Gi} - Q_{Bi}$

2. *Simpul Generator (Simpul PV)*

Pada simpul ini yang diketahui adalah besarnya daya aktif dan tegangan yang terdapat dalam generator, sedangkan nilai dari Q_i dan θ_i harus ditentukan.

3. *Simpul Referensi / Slack / Swing*

Bedanya dengan simpul diatas adalah besarnya daya aktif dan daya reaktif tidak ditentukan. Dilain pihak yang ditentukan adalah besarnya daya nyata dan daya reaktif dan yang tidak ditentukan adalah besarnya tegangan magnitude $|V_i|$ dan sudut fasa θ_i , yang besarnya sama dengan nol dan menjadi sudut referensi bagi semua tegangan dalam sistem. Simpul referensi ini diperlukan karena nilai P dan nilai Q pada semua simpul tidak dapat ditentukan terlebih dahulu.

3. Nilai P dan nilai Q dalam sistem baru dapat dihitung setelah aliran daya dalam simpul telah dihitung. Sedangkan rugi-rugi daya nyata maupun daya reaktif yang terdapat dalam saluran transmisi dapat dinyatakan dalam daya aktif dan daya reaktif yang terdapat dalam bus referensi sebagai berikut :

$$P_1 = \sum P_{bi} + P_r - \sum P_{Gi} (i \neq 1) \quad 3-13)$$

$$Q_1 = \sum Q_{bi} + Q_r - \sum Q_{Gi} (i \neq 1) \quad 3-14)$$

Dimana : $i \neq 1$ dan indeks i merupakan indeks simpul referensi.

Secara singkat uraian mengenai macam-macam bus dapat dinyatakan sebagai berikut

Tabel 3-1
Jenis-Jenis Simpul

Macam Bus	Diketahui	Dicari
Bus Beban	P , Q	V , δ
Bus Generator	P , V	Q , δ
Bus Referensi/ Slack	V , δ	P , Q

3.1.2 Pembentukan Matrik Admitansi Simpul

Suatu rangkaian yang mempunyai n simpul (termasuk simpul referensi) dapat ditulis dalam bentuk persamaan arus sebagai berikut :

$$\begin{aligned} I_1 &= Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + \dots + Y_{1n}V_n \\ I_2 &= Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + \dots + Y_{2n}V_n \\ &\dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ I_n &= Y_{n1}V_1 + Y_{n2}V_2 + \dots + Y_{nn}V_n \end{aligned} \tag{3-15}$$

Atau : $I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij}V_j$ (3-16)

Dimana : $j = 1,2,3 \dots ,n$

- I_i = arus yang masuk kedalam simpul i
- V_j = tegangan simpul j terhadap referensi
- Y_{ij} = admitansi antara simpul i dan j

Persamaan 3-16) dapat ditulis dalam bentuk matriks sebagai berikut :

$$[I_{bus}] = [Y_{bus}] \cdot [V_{bus}] \quad 3-17)$$

Dimana : I_{bus} : matriks kolom vektor arus simpul

V_{bus} : matriks kolom vektor tegangan simpul

Y_{bus} : matriks admitansi simpul

Elemen-elemen dari Y_{bus} matriks adalah :

$$[Y_{ij}] = \begin{cases} Y_{ii} - Y_{ij} - \sum_{j \neq i}^n Y_{ij}; i = j \\ Y_{ii} = Y_{ij} = -Y_{ji}; i \neq j \end{cases} \quad 3-18)$$

3.1.3 Penyelesaian Aliran Daya Newton Raphson.

Metode Newton-Raphson berawal dari persamaan :

$Y=f(x)$ kemudian diambil nilai x_0 sebagai harga awal dari penyelesaian, sedangkan nilai Δx adalah nilai koreksi yang dikehendaki. Pendekatan dengan teorema taylor diperoleh :

$$f(x_0 + \Delta x) = f(x_0) + f'(x_0)\Delta x + \frac{f''(x_0)}{2}(\Delta x)^2 \quad 3-19)$$

Dimana : $f'(x_0)$: derifatif tingkat pertama dari $f(x)$ untuk $x = x_0$.

$f''(x_0)$: derifatif tingkat kedua dari $f(x)$ untuk $x = x_0$.

Jika nilai Δx kecil maka nilai $(\Delta x)^2$ dapat diabaikan sehingga persamaan (3-19) dapat dituliskan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} f(x_0 + \Delta x) &= f(x_0) + f'(x_0)\Delta x \\ f(x_0 + \Delta x) - f(x_0) &= f'(x_0)\Delta x \end{aligned} \quad 3-20)$$

Ruas kiri persamaan diastase merupakan perubahan fungsi y, kalau y suatu fungsi non linier, persamaannya dapat ditulis sebagai berikut:

$$\Delta y = \frac{\partial y}{\partial x_0} \Delta x \tag{3-21}$$

Kalau fungsi y merupakan n buah perubahan maka persamaan (2-21) dapat ditulis sebagai berikut :

$$\Delta y = \frac{\partial y}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial y}{\partial x_2} \Delta x_2 + ... - \frac{\partial y}{\partial x_2} \Delta x_2 \tag{3-22}$$

Dimana nilai Δx1, Δx2, Δxn adalah nilai koreksi dari perubah-perubah x1, x2,.....,xn. Untuk sistem dengan dimensi n akan mempunyai n buah persamaan, dan dapat dituliskan dalam bentuk matriks sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \\ \\ \Delta y_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial y_1}{\partial x_1} & \frac{\partial y_1}{\partial x_2} & & \frac{\partial y_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial y_2}{\partial x_1} & \frac{\partial y_2}{\partial x_2} & & \frac{\partial y_2}{\partial x_n} \\ & & & \\ \frac{\partial y_n}{\partial x_1} & \frac{\partial y_n}{\partial x_2} & & \frac{\partial y_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \tag{3-23}$$

Matrik persegi yang berisi derivative dari y1, y2,....,yn pada persamaan (3-23) dikenal sebagai matriks jacobian dan diberi notasi [J] dan elemen matriks [Y] diketahui maka elemen matriks [x] dapat dihitung. Nilai xi yang baru dapat dihitung berdasarkan persamaan : xi (baru) = xi (lama) + Δxi, untuk i=1,.....,n ; proses

diulangi sehingga nilai-nilai elemen matriks y mempunyai nilai koreksi tertentu (ditetapkan).

Dalam penyelesaian suatu aliran daya dengan menggunakan metode Newton-Raphson, dikenal adanya matriks jacobian. Untuk setiap bus-bus beban dengan nilai-nilai P_i dan Q_i maka diketahui, maka besarnya V_i dan θ_i dapat dihitung. Matriks jacobian dapat diturunkan dalam dua macam bentuk yaitu : sistem koordinat kartesian dan sistem koordinat polar. Penurunan matriks jacobian dalam skripsi ini digunakan sistem koordinat polar untuk modulus dan sudut fasa tegangan untuk tiap-tiap simpul. Untuk matriks admitansi bus digunakan sistem koordinat kartesian. Secara analogi persamaan (3-11) dan persamaan (3-12) dapat diturunkan kedalam persamaan (3-21) sehingga diperoleh persamaan sebagai berikut :

$$\Delta P_i = \sum_{j=1}^{n-1} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^{n-1} \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \Delta V_j \quad 3-24)$$

$$\Delta Q_i = \sum_{j=1}^{n-1} \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^{n-1} \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \Delta V_j \quad 3-25)$$

Untuk mendapatkan persamaan yang sederhana persamaan diatas diubah menjadi :

$$\Delta P_i = \sum_{j=1}^{n-1} H_{ij} \Delta \theta_j + N_{ij} \Delta V_j \quad 3-26)$$

$$\Delta Q_i = \sum_{j=1}^{n-1} J_{ij} \Delta \theta_j + L_{ij} \Delta V_j \quad 3-27)$$

$$i = 1, \dots, (n-1).$$

Sehingga dalam bentuk matriks dapat ditulis :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} HN \\ JL \end{bmatrix}^k \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_j \\ \Delta V_j / V_j \end{bmatrix}^k \quad (3-28)$$

Persamaan (3-3) dapat dituliskan kembali sebagai berikut :

$$P_i + jQ_i = |V_i| \sum_{j=1}^n |V_j| \cdot e^{j(\theta_i - \theta_j)} (G_{ij} - jB_{ij}) \quad (3-29)$$

Pendefinisian persamaan (3-30) terhadap θ_j untuk $i \neq j$ diperoleh hubungan :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} + \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = -jV_i V_j \cdot e^{j(\theta_i - \theta_j)} (G_{ij} - jB_{ij}) \quad (3-30)$$

Bila dipisahkan bagian real dan bagian imajiner maka didapat persamaan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} &= -jV_i V_j (\cos(\theta_i - \theta_j) - j \sin(\theta_i - \theta_j)) (G_{ij} - jB_{ij}) \\ &= V_i V_j \{G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - jB_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)\} \end{aligned} \quad (3-31)$$

Sehingga :

$$H_{ij} = V_i V_j \{G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - jB_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)\} \quad (3-32)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} &= -jV_i V_j (\cos(\theta_i - \theta_j) + j \sin(\theta_i - \theta_j)) (G_{ij} - jB_{ij}) \\ &= -V_i V_j \{G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + jB_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)\} \end{aligned} \quad (3-33)$$

Sehingga :

$$j_{ij} = -V_i V_j \{G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + jB_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)\} \quad (3-34)$$

Pendefferensialan persamaan (3-30) diatas terhadaaaap V_j didapatkan hubungan :

$$\frac{\delta P_i}{\delta V_j} + \frac{\delta Q_i}{\delta V_j} = -j|V_i|e^{j(\theta_i - \theta_j)}(G_j - jB_g) \quad (3-35)$$

Ruas kiri dan ruas kanan persamaan diatas dikalikan dengan V_j dan kemudian dipisahkan ruas kiri dengan ruas kanan maka diperoleh hubungan :

$$N = V_j \frac{\delta P_i}{\delta V_j} = V_i V_j \{G_g \cos(\theta_i - \theta_j) + jB_g \sin(\theta_i - \theta_j)\} \quad (3-36)$$

$$L = V_j \frac{\delta Q_i}{\delta V_j} = V_i V_j \{G_g \sin(\theta_i - \theta_j) - jB_g \cos(\theta_i - \theta_j)\} \quad (3-37)$$

Dari uraian diperoleh hubungan sebagai berikut :

$$H_{ij} = L_{ij} \quad ; \quad J_{ij} = -N_{ij} \quad (3-38)$$

Pendefferensialan persamaan (3-30) terhadap θ_i diperoleh hubungan :

$$\frac{\delta P}{\delta \theta} - \frac{\delta Q_i}{\delta \theta_i} = \frac{j|V_i| \cdot e^{-j\theta_i} \sum |V_j| e^{-j\theta_j} (G_{ij} - jB_{ij})}{+ |V_j| \cdot e^{j\theta_j} \{-j|V_i| \cdot e^{-j\theta_i} (G_{ij} - jB_{ij})\}} \quad (3-39)$$

Persamaan diatas dapat disederhanakan menjadi :

$$\frac{\delta P}{\delta \theta} - \frac{\delta Q}{\delta \theta} = jP_i - Q_i - V_i^2 B_g - jV_i^2 G_g \quad (3-40)$$

Pemisahan komponen real dan imajiner akan diperoleh persamaan :

$$H_{ii} = -Q_i - B_{ii} V_i^2 \quad (3-41)$$

$$J_{ii} = P_i - G_{ii} V_i^2 \quad (3-42)$$

Persamaan (3-39) dideferensialkan terhadap V_i dan dikalikan V_i untuk ruas kiri maupun ruas kanan maka diperoleh persamaan sebagai berikut :

$$V_i \left(\frac{\delta P_i}{\delta V_i} + j \frac{\delta Q_i}{\delta V_i} \right) = V_i e^{j\theta_i} \sum V_j e^{-j\theta_j} (G_{ij} - jB_{ij}) + V_i^2 (G_{ii} - jB_{ii}) \quad 3-43)$$

Dengan memisahkan komponen real dan imajiner maka diperoleh :

$$N_{ii} = P_i + G_{ii} V_i^2 \quad 3-44)$$

$$L_{ii} = Q_i - B_{ii} V_i^2 \quad 3-45)$$

Persamaan (3-28) diselesaikan untuk menghitung vektor koreksi magnitude tegangan $|V_i|$ dan sudut fasa tegangan ($\Delta\theta_i$) yang baru. Sehingga diperoleh harga magnitude tegangan dan sudut fasa tegangan yang baru.

$$V_i^{(k+1)} = V_i^k + \Delta V_i \quad 3-46)$$

$$\theta_i^{(k+1)} = \theta_i^k + \Delta\theta_i \quad 3-47)$$

Proses yang dilakukan dalam iterasi adalah membandingkan antara daya yang ditempatkan berdasarkan data ($P_{i, \text{sched}}$ dan $Q_{i, \text{sched}}$) dengan daya hasil perhitungan ($P_{i, \text{calc}}$ dan $Q_{i, \text{calc}}$) menggunakan persamaan (3-11) dan (3-12) diatas, sampai diperoleh nilai konvergensi yang diinginkan. Selisih daya yang diterapkan dan perhitungan (ΔP_i dan ΔQ_i) dihitung dengan persamaan :

$$\Delta P_i = (P_{i, \text{sched}} - P_{i, \text{calc}}) \quad 3-48)$$

$$\Delta Q_i = (Q_{i, \text{sched}} - Q_{i, \text{calc}}) \quad 3-49)$$

Hasil analisa aliran daya konvergen Newton-Raphson akan menghasilkan informasi aliran daya dan rugi daya disetiap saluran serta daya yang dibangkitkan generator maupun daya yang dibutuhkan beban untuk masukan proses alokasi rugi daya transmisi pada masing-masing generator maupun beban secara proportional.

Perlu dicatat bahwa jumlah seluruh pembangkitan sebanding dengan jumlah seluruh kebutuhan beban ditambah dengan kerugian, yang didefinisikan melalui proses analisa aliran daya konvergen Newton-Raphson sebagai berikut :

$$P_G = P_D + L \qquad P_G = \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} \qquad P_D = \sum_{j=1}^{N_D} P_{Dj} \qquad 3-50)$$

Dimana : P_G : total daya aktif yang dibangkitkan.

P_{Gi} : daya keluaran generator pada bus i.

P_D : total daya aktif permintaan beban.

P_{Dj} : daya aktif permintaan beban pada bus j.

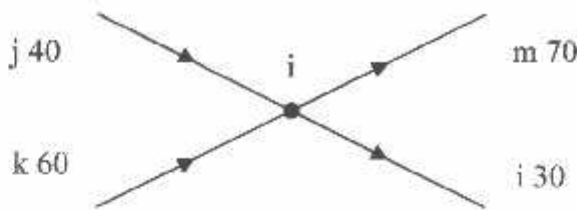
L : kerugian daya pada saluran transmisi.

N_G : nomor bus pembangkitan.

N_D : nomor bus beban.

3.2 Asumsi-Asumsi^[6]

Metode penelusuran aliran listrik akan menyelesaikan masalah aliran yang terdistribusi dalam jaringan interkoneksi. Jaringan diasumsikan dengan serangkaian bus n , saluran atau transformator m , dua aliran daya $2m$ pada setiap saluran (pada ujung-ujung saluran), nomor bus generator dan beban. Masukan data bagi Hukum Kirchhoff Arus dapat dipenuhi untuk seluruh bus dalam jaringan. Metode ini terpakai tidak hanya untuk arus searah tetapi juga dapat dipakai untuk aliran daya aktif maupun reaktif. Hal tersebut akan digambarkan seperti gambar dibawah ini :



Gambar 3-1
Prinsip Proportional Sharing

Disini 4 saluran terhubung ke titik i dengan 2 aliran menuju ke idan 2 yang lain keluar dari i. total aliran daya nyata pada i, $P_i = 40+60=100$ MW dengan 40 % tersupplay oleh saluran j-i dan 60% oleh saluran k-i. sedangkan untuk aliran yang keluar dari titik i tergantung pada gradien tegangan dan impedansi saluran, hal ini di asumsikan bahwa setiap daya nyata P_i dimana 70 MW yang keluar pada saluran i-m terdiri dari $70 \times (40/100) = 28$ MW tersupplay oleh saluran j-i dan $70 \times (60/100) = 42$ MW tersuplai oleh saluran k-i. sama halnya dengan 30 MW yang keluar pada saluran i-l terdiri dari $30 \times (40/100) = 12$ MW tersupplay oleh saluran j-i dan $30 \times (60/100) = 18$ MW tersuplai oleh saluran k-i.

3.3 Alokasi Seluruh Kerugian Pada Beban^[5,6]

Kerugian yang tergabung dalam setiap saluran yang alirannya masuk pada sebuah bus dipindahkan kesaluran yang alirannya keluar bus yang sesuai (atau beban-behan pada bus tersebut). Sehingga secara sistematis prinsip ini menghasilkan alokasi seluruh kerugian pada beban.

Total beban kasar P_D^G yang meliputi juga kerugian didefinisikan :

$$P_G = P_D + L \quad \text{dan} \quad P_D^G = \sum_{j=1}^{N_E} P_{Dj}^G \quad (3-51)$$

Dimana : P_{Dj}^{Gj} : beban kasar di bus j. Total beban kasar harus sama dengan total pembangkitan, jadi $P_G = P_D^G$. Dengan menggunakan prinsip *Upstream Looking Algorithm*, keseimbangan daya di setiap bus i untuk ekivalen kerugian jaringan menjadi :

$$P_i^{Gj} = P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha} c_{ji} P_j^{Gj} - \sum_{i=1}^N [A_u^{-1}] P_{Gi} \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (3-52)$$

$$\text{Dengan } [A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{untuk } i = j \\ -c_{ji} = -\frac{|P_p|}{P_j} & \text{untuk } j \in \alpha_i^{(u)} \\ 0 & \text{lainnya} \end{cases} \quad (3-53)$$

Dimana : P_i^{Gj} : daya kasar terinjeksi di bus i.

P_{Gi} : pembangkitan di bus i.

$\sum_{j \in \alpha} c_{ji} P_j^{Gj}$: aliran daya dari saluran yang terhubung dan menuju bus i.

$\alpha_j^{(u)}$: serangkaian bus dari aliran daya yang menuju bus I atau serangkaian bus yang mensupplay secara langsung bus i.

P_p : aliran daya actual dari j ke i (terukur di j)

P_j : injeksi daya nyata di bus j.

Persamaan (3-52) membentuk sebuah sistem persamaan linier yang diselesaikan untuk $P_i^{Gj}, i = 1, \dots, N$. Beban kasar dan kerugian kemudian dihitung sebagai berikut :

$$P_i^G = \frac{P_{Di}}{P_i} \sum_{j=1}^N [A_{ij}]^{-1} P_{Gj} \quad \text{dan} \quad \Delta p_{Di} = P_{Di}^G - P_{Di} \quad (3-54)$$

3.4 Alokasi Seluruh Kerugian Kepada Generator. ^[5,6]

Kerugian yang tergabung dalam tiap saluran yang alirannya keluar dari sebuah bus dipindahkan ke saluran yang alirannya masuk bus yang sesuai (atau pembangkit pada bus tersebut). Sehingga secara sistematis prinsip ini menghasilkan alokasi seluruh kerugian kepada generator. Total pembangkitan kasar P_G^G yang meliputi kerugian didefinisikan :

$$P_G^G = P_G + L \quad \text{dan} \quad P_G^G = \sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi}^G \quad (3-55)$$

Dimana : P_{Gi}^G : pembangkit kasar di bus i (meliputi rugi-rugi).

Total pembangkitan kasar harus sama dengan total beban jadi $P_G^G = P_D$.

Dengan menggunakan *Downstream Looking Algorithm*, keseimbangan daya disetiap bus i untuk ekivalen kerugian jaringan menjadi :

$$P_i^G = P_{Di} + \sum_{j \in \mathcal{P}} c_{ji} P_j^G = \sum_{j=1}^N [A_i^{-1}] P_{Dj}, \forall i = 1, \dots, N \quad (3-56)$$

$$\text{Dengan} \quad [A_d]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{untuk } i = j \\ -c_{ji} = -\frac{P_i}{P_j} & \text{untuk } j \in \mathcal{P} \\ 0 & \text{lainnya} \end{cases} \quad (3-57)$$

Dimana : P_i^G : daya kasar trinjeksi di bus i

P_{Di} : beban di bus i

$\sum_{j \neq i} c_{ji} P_j^{(i)}$: aliran daya yang meninggalkan bus i

$\gamma_i^{(d)}$: serangkaian bus dari aliran daya yang meninggalkan bus i atau serangkaian bus yang tersuplay secara langsung dari bus i

P_{ji} : aliran daya aktual dari j ke i (terukur di j)

P_j : injeksi daya nyata di bus j.

Persamaan (3-56) membentuk sebuah sistem persamaan linier yang diselesaikan untuk P_i^G , $i = 1, \dots, N$. Pembangkitan kasar dan kerugian yang baru kemudian dihitung sebagai berikut :

$$P_{Gi}^G = \frac{P_{Gi}}{P_i} \sum_{j=1}^N [A_j]^{-1} P \quad \text{dan} \quad \Delta P = P_{Gi} - P_{Gi}^G \quad (3-58)$$

3.5 Alokasi Kerugian Dengan Menggunakan Metode *Proportional Sharing*^[5]

Kemudian kedua hasil dari perhitungan diatas digunakan untuk menentukan alokasi rugi daya transmisi dengan Metode *Proportional Sharing*, untuk memberikan 50% kerugian kepada generator dan 50% kerugian kepada beban, akhirnya pembangkitan dan permintaan beban perbusnya kemudian dihitung sebagai berikut :

$$P_{Gi}' = \frac{P_{Gi}^G + P_{Gi}}{2} \quad \text{dan} \quad P_{Di}' = \frac{P_{Di} + P_{Di}'}{2} \quad (3-59)$$

Nilai kerugian akhir yang ditetapkan kepada setiap pembangkit dan beban adalah :

$$L_{Gi}' = P_{Gi} - P_{Gi}' \quad \text{dan} \quad L_{Di}' = P_{Di}' - P_{Di} \quad (3-60)$$

Faktor kerugian teralokasi kepada setiap pembangkit dan beban sebagai berikut :

$$K'_{Gi} = 1 - \frac{P'_{Gi}}{P_{Gi}} \quad \text{dan} \quad K'_{Di} = \frac{P'_{Di}}{P_{Di}} - 1 \quad (3-61)$$

3.6 Algoritma Pembahasan

3.6.1 Algoritma Aliran Daya

Algoritma penyelesaian perhitungan aliran daya Newton-Raphson adalah sebagai berikut:

1. Masukan data sistem tenaga listrik yang akan dianalisa.
2. Bentuk matriks admitansi bus $[Y_{bus}]$ (pers.3-18).
3. Penetapan harga awal tegangan dan sudut fasa untuk semua bus kecuali slack bus $\{V_i(0) ; \delta_i(0)\}$.
4. Hitung injeksi daya aktif dan daya reaktif per busnya (pers.3-11 dan pers.3-12).
5. Hitung selisih daya yang dijadwalkan dengan injeksi daya pada bus dari perhitungan (pers. 3-48 dan pers. 3-49).
6. Tentukan perubahan maksimum pada daya ΔP_i^k dan ΔQ_i^k .
7. Tentukan apakah ΔP_i^k dan $\Delta Q_i^k \leq \epsilon$.
8. Jika tidak, bentuk matriks jacobian $[J]$ (pers. 3-32 s/d pers. 3-45).
9. Hitung faktor koreksi tegangan dan sudut fasa setiap bus kecuali slack bus dan generator bus (pers.3-28).
10. Hitung nilai tegangan dan sudut fasa yang baru (pers.3-46 dan pers. 3-47).
11. Ganti nilai tegangan dan sudut fasa yang lama dengan yang baru.

12. Perhitungan dilanjutkan ke langkah no. 4 dengan nilai iterasi yang baru sampai hasil yang didapatkan mencapai nilai konvergensi yang ditentukan.
13. Jika ya, hitung daya aktif dan daya reaktif, tegangan dan sudut fasa setiap bus serta aliran daya yang terjadi pada saluran (pers.3-11, 3-12, 3-46, 3-47).

3.6.2 Algoritma Alokasi Rugi Daya Transmisi

Alokasi rugi daya transmisi dengan Metode *Proportional Sharing* dalam skripsi ini menggunakan input aliran daya aktif dari hasil perhitungan aliran daya Newton-Raphson. Algoritma alokasi rugi daya transmisi yang dibahas adalah sebagai berikut :

1. Bentuk matriks *Upstream Looking Algorithm* (pers.3-53).
 2. Cari invers matriks *Upstream Looking Algorithm*.
 3. Hitung injeksi kasar daya aktif setiap bus (pers.3-52).
 4. Hitung permintaan kasar daya aktif masing-masing bus beban (pers.3-54).
 5. Hitung alokasi seluruh rugi transmisi daya aktif pada masing-masing bus beban (pers.3-54).
 6. Bentuk matriks *Downstream Looking Algorithm* (pers.3-57).
 7. Cari invers matriks *Downstream Looking Algorithm*.
 8. Hitung injeksi kasar daya aktif setiap bus (pers.3-56).
 9. Hitung pembangkitan kasar daya aktif masing-masing bus generator (pers.3-58).
 10. Hitung alokasi seluruh rugi transmisi daya aktif pada masing-masing bus generator (pers. 3-58).
-

11. Hitung pembangkitan dan pembebanan akhir (pers. 3-59)
 12. Hitung rugi transmisi daya aktif yang teralokasi secara proportional kepada masing-masing bus generator maupun bus beban (3-60)
 13. Hitung faktor kerugian pembangkitan pada generator dan faktor kerugian permintaan pada beban secara proportional (pers. 3-61).
-

BAB IV
STUDI ALOKASI RUGI DAYA TRANSMISI PADA SISTEM
TENAGA LISTRIK 150 kV PT.PLN (Persero) P3B AREA IV
SUB SISTEM PAITON-BALI

4.1 Sistem Tenaga Listrik di Bali

Kebutuhan tenaga listrik sebagai sumber energi yang paling fleksibel dan murah, di Indonesia dari tahun ke tahun semakin bertambah. Hal ini seiring dengan meningkatnya taraf hidup masyarakat dan pesatnya pembangunan di segala bidang yang tentunya membutuhkan daya dukung yang kuat dari sektor kelistrikan. PT. PLN (Persero) P3B Area IV mengatur penyaluran energi listrik untuk melayani permintaan energi untuk sektor rumah tangga, industri dan juga sektor pariwisata yang terdapat di Jawa Timur dan Bali. Di Bali sektor pariwisata membutuhkan energi listrik yang besar untuk memenuhi kebutuhan tersebut, di butuhkan tenaga listrik yang handal dalam pelayanan yang meliputi :

- Kebutuhan kuantitas, besarnya daya yang diperlukan beban.
- Kebutuhan kelangsungan dalam pelayanan.
- Kebutuhan kualitas besaran listrik yaitu tegangan dan frekuensi yang konstan.

A. Sistem Pembangkitan

Kebutuhan tenaga listrik di Bali saat ini dipasok oleh beberapa unit pembangkit antara lain pembangkit uap, pembangkit gas, dan pembangkit diesel yang beroperasi secara interkoneksi melalui sistem transmisi 150 kV antara Paiton-Bali. Pemenuhan kebutuhan energi listrik di Bali dipasok oleh unit pembangkit yang

tersebar di Jawa maupun di Bali. Sistem pembangkitan di PT. PLN (persero) P#B Area IV Subsistem Paiton-Bali meliputi unit-unit pembangkit sebagai berikut :

- 8 Unit PLTU di Paiton (Total = 800 MW)
- 1 Unit PLTG di Gilimanuk (133.8 MW)
- 4 Unit PLTG di Pesanggrahan (Total = 125.45 MW)
- 11 Unit PLTD di Pesanggrahan (Total = 75.834 MW)

B Sistem Penyaluran

Saluran transmisi merupakan komponen yang sangat penting didalam sistem tenaga listrik, yang berperan menyalurkan energi listrik dari unit-unit pembangkit ke unit-unit beban. Keandalan sistem transmisi secara teknis sangat tergantung pada karakteristik saluran, yang akan mempengaruhi efisiensi transfer energinya. Untuk memenuhinya, pada beberapa bagian saluran transmisi 150 kV di Bali, dalam waktu dekat akan dilakukan uprating dan penambahan cabang saluran.

Operasi sistem tenaga listrik di PT. PLN (Persero) P3B Area IV Subsistem Paiton-Bali dilaksanakan melalui SUTT 150 kV sirkuit ganda disamping masih ada yang menggunakan sirkuit tunggal. Penggunaan sistem transmisi sirkuit ganda mempunyai kelebihan dibandingkan dengan sistem transmisi sirkuit tunggal yaitu apabila terjadi gangguan maka akan memungkinkan untuk melakukan manuver jaringan sehingga kelangsungan pelayanan tidak terganggu. Hal ini tidak dapat dilakukan apabila menggunakan saluran transmisi sirkuit tunggal.

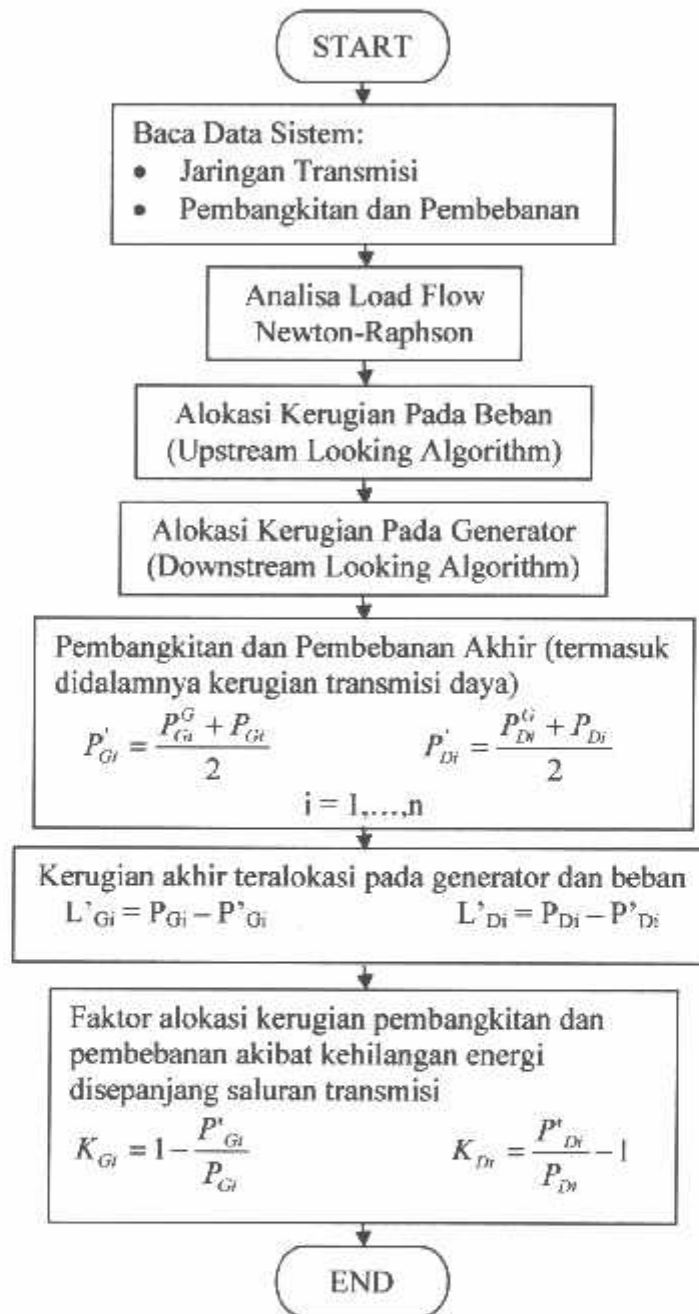
C. Sistem Pembebanan

Tenaga listrik adalah energi yang tidak mungkin disimpan untuk digunakan kembali, oleh karena itu pembangkitan tenaga listrik harus disesuaikan dengan tingkat kebutuhan pada beban. Jika beban berubah-ubah maka kapasitas pembangkitan harus mengikuti perubahan tersebut. Penggunaan kurva beban penting untuk operasi sistem tenaga listrik sebagai bahan perencanaan, pertimbangan ekonomis pembangkitan, dan lain sebagainya. Dalam analisa pada skripsi ini beban diasumsikan sebagai gardi induk 250/20 kV PT.PLN (Persero) P3B Area IV Subsistem Paiton-Bali.

4.2 Langkah-Langkah Alokasi Rugi Daya Transmisi

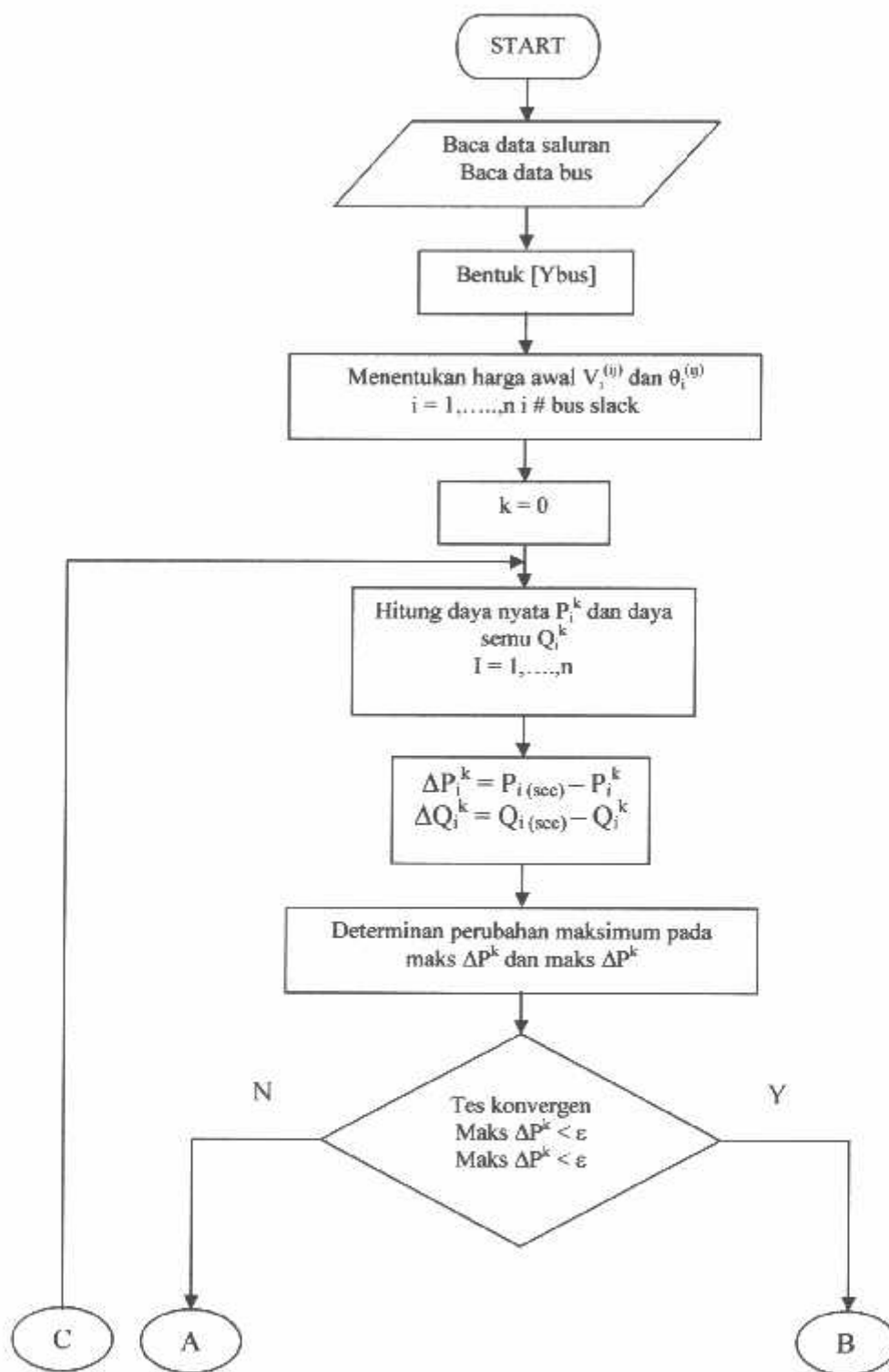
Studi alokasi rugi daya pada transmisi dengan Metode Proportional Sharing dalam skripsi ini dilakukan dengan bantuan bahasa program komputer MATLAB 6.1. Adapun langkah-langkah alokasinya secara sistematis dapat dilihat seperti pada Gambar 4-1.

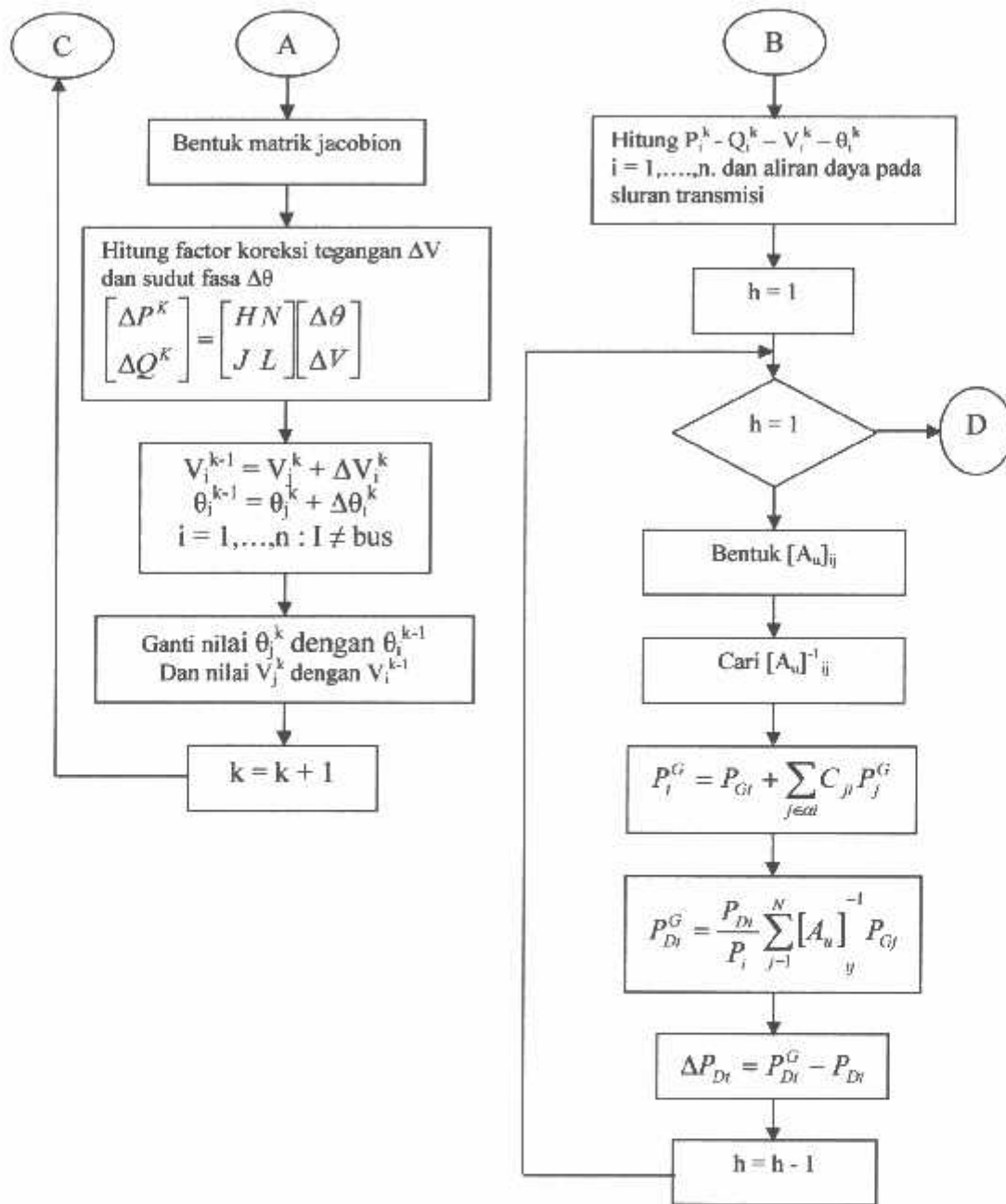
Secara lengkap program alokasi rugi daya transmisi yang dilakukan dengan bantuan komputer tersebut terlihat seperti pada flowchart program alokasi rugi daya transmisi pada Gambar 4-2.

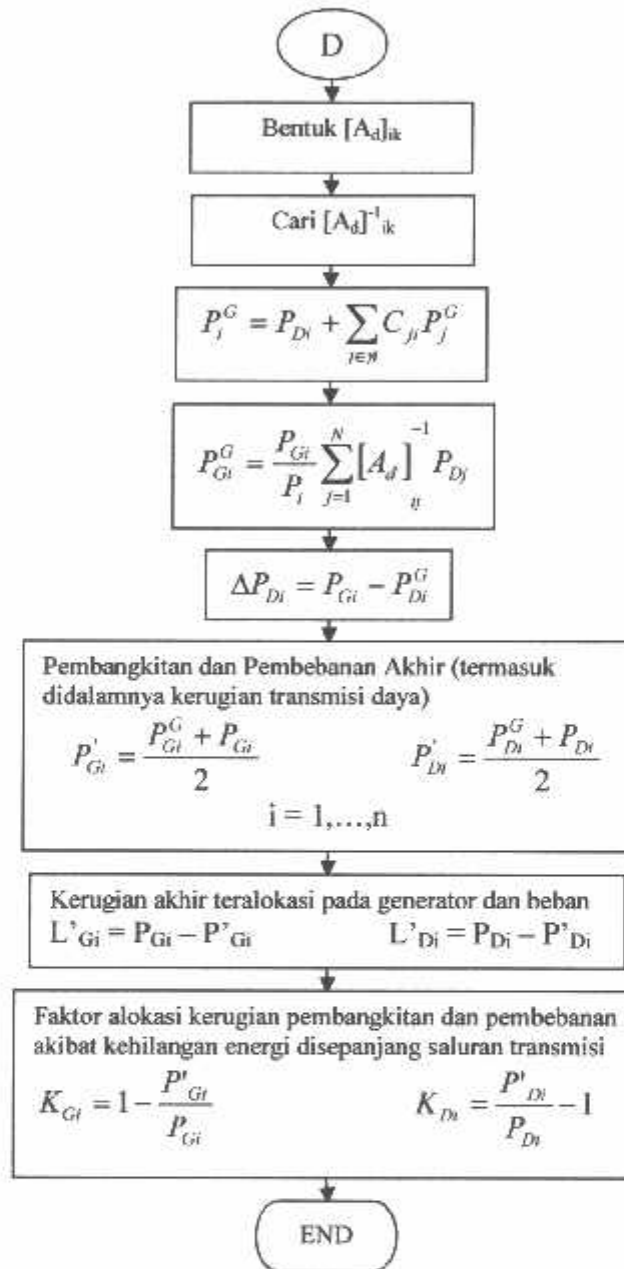


Gambar 4-1

Diagram Alir Program Alokasi Rugi Daya Transmisi







Gambar 4-2

Flowchart Program Alokasi Rugi Daya Transmisi Dengan
Metode *Proportional Sharing*

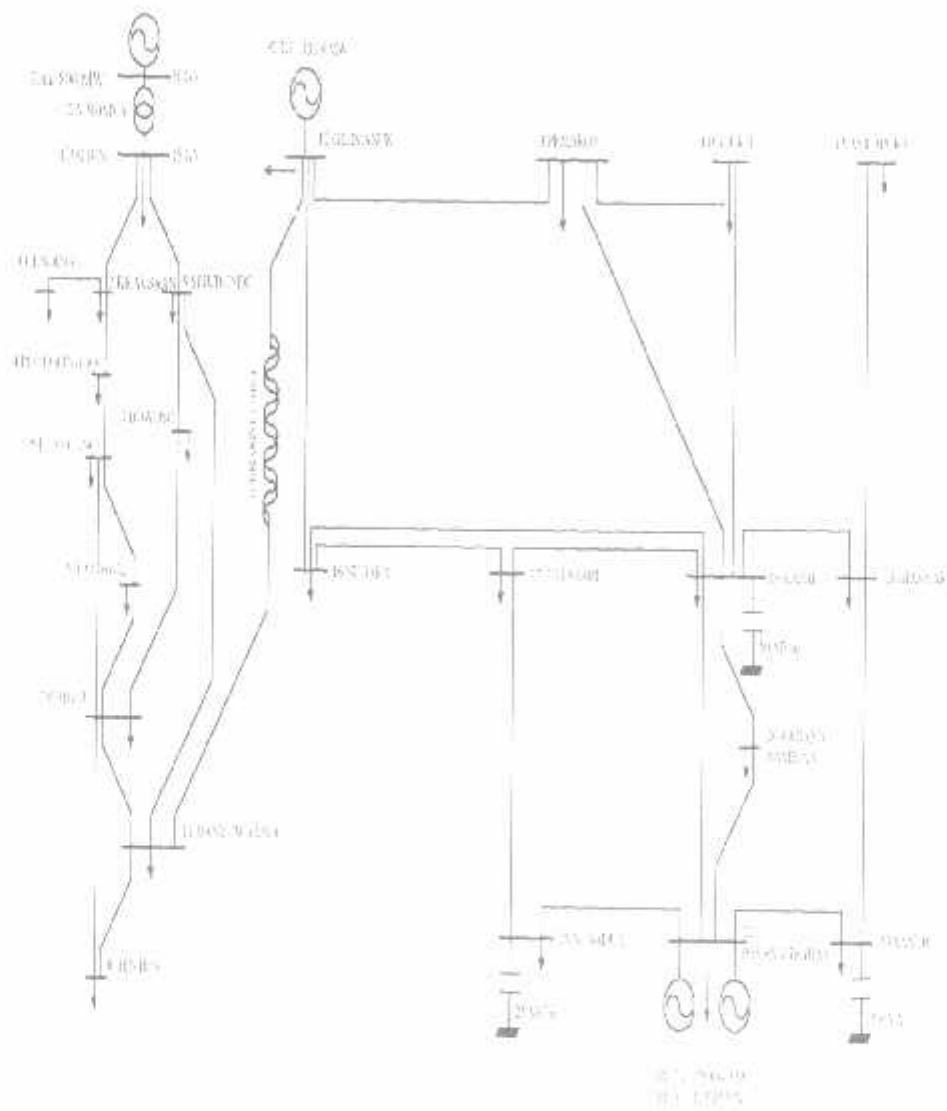
4.3 Data Sistem Tenaga Listrik 150 kV Paiton-Bali

Untuk melakukan perhitungan dalam skripsi ini, system tenaga listrik 150 kV PT. PLN (Persero) P3B Area IV Subsistem Paiton-Bali yang terdiri dari 23 bus dan 32 saluran transmisi 150 kV, terlebih dahulu harus ditetapkan diagram satu garisnya yang ditunjukkan seperti Gambar 4-3. Base yang digunakan dalam perhitungan ini adalah :

Base tegangan : 150 kV

Base daya : 100 MVA

Selanjutnya bus-bus yang ada diklasifikasikan, yaitu bus Paiton sebagai *bus slack*, bus pesanggrahan sebagai bus generator, sedangkan bus gilimanuk sebagai bus generator hanya pada saat beban puncak. Data yang dipakai pada perhitungan ini adalah operasi harian sistem tenaga listrik 150 kV PT. PLN (Persero) P3B Area Subsistem Paiton-Bali pada kondisi beban puncak pada tanggal 27-05-2006. adapun penomoran bus, data bus serta saluran transmisi secara lengkap ditunjukkan pada Tabel 4-1, 4-2 dan 4-3.



Sumber : PT.PLN (Persero) P3B Jawa-bali

Gambar 4-3
Diagram Segaris Jaringan Sistem Tenaga Listrik Subsystem
150 kV Paiton Bali

Tabel 4-1

Penomoran Bus 150 kV Sub Sistem Paiton dan Bali

<i>No. Bus</i>	<i>Nama Bus</i>
1	PAITON
2	KRAKSAAN
3	GENDING
4	PROBOLINGGO
5	LUMAJANG
6	TANGGUL
7	JEMBER
8	GENTENG
9	SITUBONDO
10	BONDOWOSO
11	BANYUWANGI
12	GILIMANUK
13	PERMARON
14	BATURITI
15	AMLAPURA
16	NEGARA
17	ANTASARI
18	KAPAL
19	GIANYAR
20	PADANG SAMBIAN
21	NUSA DUA
22	PESANGGRAHAN
23	SANUR

4.3.1 Data Pembangkitan dan Pembebanan 150 kV Subsistem Paiton dan Bali

Tabel 4-2

Data Pembangkitan dan Pembebanan

PT. PLN (Persero) P3B Area IV Subsistem Paiton-Bali

Nomor Bus	Pembangkitan		Pembebanan		Type Bus
	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)	
1	-	-	39.6	4.4	1
2	-	-	13.4	8.2	3
3	-	-	20.2	11.7	3
4	-	-	104.1	11.8	3
5	-	-	38.2	18.7	3
6	-	-	23	9.5	3
7	-	-	63.7	31.2	3
8	-	-	37.5	20.3	3
9	-	-	22.1	4.3	3
10	-	-	19.5	7.8	3
11	-	-	37	18.7	3
12	99.9	60.0	5.4	2.7	2
13	-	-	23.8	4.6	3
14	-	-	3.1	1.1	3
15	-	-	12.3	4.3	3
16	-	-	9.8	3.8	3
17	-	-	6.7	3.4	3
18	-	40	62.8	2.1	2
19	-	-	34.5	8.7	3
20	-	-	5.8	3.2	3
21	-	-	46.2	14.2	3
22	99.3	68.3	66.3	26.5	2
23	-	-	51.8	18.9	3

Sumber PT. PLN (Persero) P3B AREA IV Subsistem Paiton-Bali

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

4.3.2 Data Saluran Transmisi 150 kV Subsistem Paiton dan Bali

Tabel 4-3

Data saluran transmisi 150 kV

PT. PLN (Persero) P3B Area IV Subsistem Paiton-Bali

No. Salr.	Hubungan Bus	Jumlah Sirkuit	Tegangan (kV)	R p.u (Ohm)	X p.u (Ohm)	B p.u (Ohm)	Ket.
1	1-2	2	150	0.008	0.0347	0.0135	MVA Base = 100MVA KV Base = 150 kV
2	1-9	2	150	0.0095	0.0692	0.0502	
3	2-3	1	150	0.0076	0.0328	0.0128	
4	2-4	2	150	0.0119	0.0519	0.0202	
5	4-5	2	150	0.0269	0.0920	0.0332	
6	5-6	1	150	0.0167	0.0571	0.0206	
7	5-7	1	150	0.0315	0.1077	0.0389	
8	6-7	1	150	0.0148	0.0506	0.0183	
9	7-8	1	150	0.0337	0.1151	0.0415	
10	7-10	2	150	0.0257	0.0706	0.0251	
11	7-11	1	150	0.0430	0.1469	0.0530	
12	8-11	1	150	0.0117	0.0604	0.0218	
13	9-10	2	150	0.0181	0.0619	0.0223	
14	9-11	2	150	0.1932	0.0914	0.0680	
15	11-12	2	150	0.0032	0.0069	.	
16	12-13	1	150	0.0399	0.1314	0.0502	
17	12-16	2	150	0.0232	0.0671	0.0247	
18	13-14	1	150	0.0194	0.0371	0.0129	
19	13-18	1	150	0.0556	0.1054	0.0369	
20	14-18	1	150	0.0362	0.0693	0.0400	
21	15-19	2	150	0.0206	0.0595	0.0219	
22	16-17	1	150	0.0270	0.0783	0.0288	
23	16-18	1	150	0.0412	0.1194	0.0439	
24	17-18	1	150	0.0142	0.0411	0.0151	
25	18-19	2	150	0.0117	0.0339	0.0125	
26	18-20	1	150	0.0105	0.0304	0.0112	
27	18-21	1	150	0.0293	0.0561	0.0195	
28	18-22	1	150	0.0105	0.0304	0.0112	
29	19-23	2	150	0.0157	0.0298	0.0104	
30	20-22	1	150	0.0045	0.0130	0.0048	
31	21-22	1	150	0.0127	0.0243	0.0084	
32	22-23	2	150	0.0074	0.0141	0.0049	

Sumber PT. PLN (Persero) P3B AREA IV Subsistem Paiton-Bali

4.4 Hasil dan Analisis Hasil

4.4.1 Aliran Daya Newton-Raphson

Hasil perhitungan aliran daya Newton-Raphson pada studi kasus di sistem tenaga listrik 150 kV PT.PLN (Persero) Area IV Subsistem Paiton-Bali, nilai konvergensi diperoleh setelah melalui 4 iterasi untuk nilai $\epsilon = 0.0001$. Adapun nilai selengkapnya dari analisa aliran daya tersebut seperti pada Tabel 4-4, Tabel 4-5 dan Tabel 4-6.

Tabel 4-4

Hasil Perhitungan Pembangkitan dan Pembebanan

Jumlah Bus : 23
Jumlah iterasi : 4

No. Bus	Tegangan		Pembangkitan		Pembebanan	
	p.u	($^{\circ}$)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	1.00000	0.00000	643.005	-32.749	39.600	4.400
2	0.98156	-0.04382	0.000	0.000	13.400	8.200
3	0.97645	-0.04990	0.000	0.000	20.200	11.700
4	0.96350	-0.10364	0.000	0.000	104.100	11.800
5	0.94880	-0.16198	0.000	0.000	38.200	18.700
6	0.94574	-0.19086	0.000	0.000	23.000	9.500
7	0.95116	-0.20471	0.000	0.000	63.700	31.200
8	0.91771	-0.24840	0.000	0.000	37.500	20.300
9	1.02084	-0.11769	0.000	0.000	22.100	4.300
10	0.97952	-0.15836	0.000	0.000	19.500	7.800
11	0.98335	-0.35131	0.000	0.000	37.000	18.700
12	0.99000	-0.36053	99.900	273.944	5.400	2.700
13	0.95414	-0.47148	0.000	0.000	23.800	4.600
14	0.94825	-0.51483	0.000	0.000	3.100	1.100
15	0.92747	-0.51483	0.000	0.000	12.300	4.300
16	0.96876	-0.41266	0.000	0.000	9.800	3.800
17	0.94666	-0.47251	0.000	0.000	6.700	3.400
18	0.93712	-0.50178	0.000	40.000	62.800	2.100
19	0.92992	-0.51099	0.000	0.000	34.500	8.700
20	0.93176	-0.50674	0.000	0.000	5.800	3.200
21	0.92553	-0.51404	0.000	0.000	46.200	14.200
22	0.93000	-0.5081	99.300	14.910	66.300	26.500
23	0.92763	-0.51137	0.000	0.000	51.800	18.900

Tabel 4-5
Hasil Aliran Daya Saluran Antar Bus
PT. PLN (Persero) P3B Area IV Subsistem Patiton-Bali

Bus		Daya		Bus		Daya	
From	To	P(MW)	Q(MVAR)	From	To	P(MW)	Q(MVAR)
1	2	259.756	51.136	13	14	28.467	-0.761
1	9	334.649	-88.285	13	18	26.622	-1.605
2	1	-256.949	-40.289	14	13	-28.294	-1.243
2	3	20.241	9.424	14	18	25.194	0.143
2	4	223.308	22.665	15	19	-12.300	-4.300
3	2	-20.200	-11.700	16	12	-150.797	-6.472
4	2	-220.194	-10.994	16	17	71.682	2.022
4	5	116.094	-0.806	16	18	69.315	0.650
5	4	-114.170	4.449	17	16	-70.198	-3.000
5	6	43.351	-8.790	17	18	63.498	-0.400
5	7	32.619	-14.359	18	13	-26.187	-4.171
6	5	-42.994	6.316	18	14	-24.936	-3.916
6	7	19.994	-15.816	18	16	-67.196	-2.484
7	5	-32.206	8.752	18	17	-62.859	-0.430
7	8	-19.886	16.184	18	19	54.666	20.597
7	8	38.152	13.443	18	20	17.842	9.420
7	10	-131.65	-26.800	18	21	22.891	5.802
7	11	81.889	-42.778	18	22	22.979	13.082
8	7	-37.5	-18.464	19	15	12.319	2.467
9	1	-328.980	124.454	19	18	-54.437	-21.023
9	10	158.437	45.140	19	23	7.618	9.856
9	11	148.443	-173.894	20	18	-17.791	-11.228
10	7	134.205	31.480	20	22	11.991	8.028
10	9	-153.705	-39.280	21	18	-22.697	-8.814
11	7	-78.016	46.089	21	22	-23.503	-5.386
11	9	-101.117	189.452	22	18	-22.893	-14.783
11	12	142.134	-254.241	22	20	-11.980	-8.828
12	11	-140.73	257.267	22	21	23.588	4.103
12	13	81.619	1.734	22	23	44.284	7.918
12	16	153.611	12.242	23	19	-7.603	-10.725
13	12	-78.889	-2.234	23	22	-44.197	-8.175

Tabel 4-6

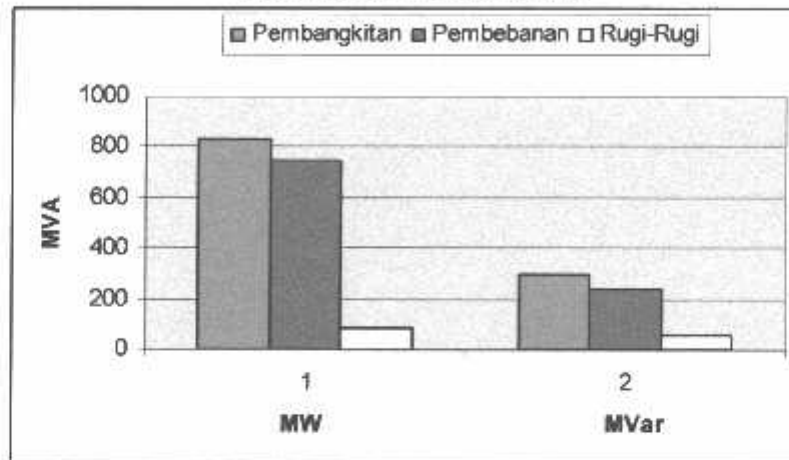
Hasil Rugi Daya Antar Saluran

PT. PLN (Persero) P3B Area IV Subsistem Paiton-Bali

Bus		Daya	
From	To	P (MW)	Q (MVAR)
1	2	2.806	10.847
1	9	5.669	36.168
2	3	0.041	-2.276
2	4	3.114	11.371
4	5	1.924	3.643
5	6	0.358	-2.474
5	7	0.414	-5.607
6	7	0.108	0.368
7	8	0.652	-5.022
7	10	2.555	4.68
7	11	3.873	3.311
9	10	4.732	5.860
9	11	47.325	15.558
11	12	1.404	3.027
12	13	2.730	-0.500
12	16	2.814	5.770
13	14	0.173	-2.004
13	18	0.435	-5.776
14	18	0.258	-3.772
15	19	0.019	-1.833
16	17	1.485	-0.978
16	18	2.119	-1.834
17	18	0.639	-0.83
18	19	0.229	-0.426
18	20	0.051	-1.808
18	21	0.194	-3.012
18	22	0.087	-1.701
19	23	0.015	-0.869
20	22	0.011	-0.80
21	22	0.085	-1.283

Grafik 4-1

Daya Sistem Tenaga Listrik



Pembangkitan	833.2047	296.1055
Pembebanan	746.8	240.1
Rugi-Rugi	86.40473	56.00548

4.4.2 Alokasi Kerugian Pada Beban

Dari hasil aliran daya Newton-Raphson diatas dapat diketahui bahwa total pembangkitan ($833.2047 + j296.1055$ MVA), total pembebanan ($746.8 + j240.1$ MVA) dan total kerugian sepanjang saluran transmisi ($86.40473 + j56.00548$ MVA). Selanjutnya tanggung jawab bus slack (Paiton) dalam mensuplai rugi transmisi daya aktif pada jaringan transmisi ($P - 86.40473$ MW) akan didistribusikan tanggung jawabnya kepada seluruh bus secara proportional dengan metode yang dibahas.

Pertama-tama nilai rugi transmisi daya dari perhitungan aliran daya konvergen Newton-Raphson, seluruhnya akan dialokasikan kepada masing-masing bus beban dengan menggunakan *Upstream Looking Algorithm*, seperti ditunjukan pada Tabel 4-7 sebagai berikut :

Tabel 4-7
Alokasi Kerugian Pada Beban
PT. PLN (Persero) P3B Area IV Subsistem Paiton-Bali
(Result Of Upstream Looking Algorithm For Tracing Gross Flows)

P_{gross} (MW)	G1	G2	G22	$\sum P_{Di}^{gross}$	Losses (MW)
L1	39.60000	0	0	39.60000	0
L2	13.54630	0	0	13.54630	0.14630
L3	20.46230	0	0	20.46230	0.26230
L4	106.725230	0	0	106.72520	2.62520
L5	39.82320	0	0	39.82320	1.62320
L6	24.17680	0	0	24.17680	1.17680
L7	67.86060	0	0	67.86060	4.16060
L8	40.64430	0	0	40.64430	3.14430
L9	22.48080	0	0	22.48080	0.38080
L10	20.44667	0	0	20.44667	0.94667
L11	49.20810	0	0	49.20810	12.20810
L12	0	5.40000	0	5.4000	0
L13	19.78750	9.89220	0	29.67970	5.87970
L14	2.59310	1.29630	0	3.88940	0.78940
L15	10.44910	5.22370	0	15.67280	3.37280
L16	8.02220	4.01050	0	12.03270	2.23270
L17	5.60060	2.79980	0	8.40040	1.70040
L18	53.04240	26.51690	0	79.55930	16.75930
L19	29.26200	14.62870	0	43.89070	9.39070
L20	4.91290	2.45600	0	7.36890	1.56890
L21	29.60910	14.80220	11.46880	55.88010	9.68010
L22	0	0	66.30000	66.30000	0
L23	25.75150	12.87370	21.53120	60.15640	8.35640
$\sum P_{Gi}$	634.0047	99.9000	99.3000	833.2047	$\sum P_{Losses} = 86.40467$

4.4.3 Alokasi Kerugian Pada Generator

Kemudian seluruh kerugian juga akan dialokasikan kepada masing-masing bus generator dengan menggunakan *Downstream Looking Algorithm*, seperti ditunjukkan pada Tabel 4-8.

Tabel 4-8

Alokasi Kerugian Pada Generator

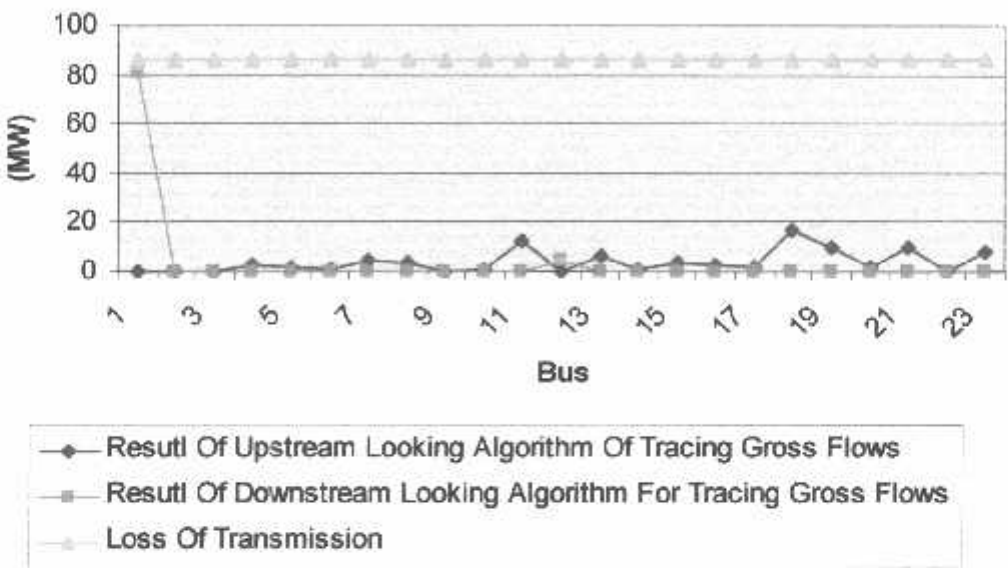
PT. PLN (Persero) P3B Area IV Subsistem Païton-Bali

(Result Of Downstream Looking Algorithm For Tracing Gross Flows)

P_{Di}^{gross} (MW)	G1	G2	G22	$\sum P_{Di}^{gross}$
L1	39.60000	0	0	39.60000
L2	13.54630	0	0	13.54630
L3	20.2000	0	0	20.2000
L4	104.1000	0	0	104.1000
L5	38.2000	0	0	38.2000
L6	23.0000	0	0	23.0000
L7	63.7000	0	0	63.7000
L8	37.5000	0	0	37.5000
L9	22.1000	0	0	22.1000
L10	19.5000	0	0	19.5000
L11	37.0000	0	0	37.0000
L12	0	5.4000	0	5.4000
L13	14.2387	9.5613	0	23.8000
L14	1.8546	1.2454	0	3.1000
L15	7.3587	4.9413	0	12.3000
L16	5.8630	3.9370	0	9.8000
L17	4.0084	2.6916	0	6.7000
L18	37.5711	25.2289	0	62.8000
L19	20.6402	13.8598	0	34.5000
L20	3.4699	2.3301	0	5.8000
L21	20.8033	13.9694	11.4274	46.2001
L22	0	0	66.3000	66.3000
L23	18.1340	12.1770	21.4891	51.8001

$\sum P_{Di}^{gross}$	Losses (MW)
552.2419	81.7631
95.3418	4.5582
99.2165	0.0835
746.8002	$\sum P_{Losses} = 86.4048$

Grafik 4-2
Hasil Up-Downstream Looking Algorithm



4.4.4 Alokasi Kerugian Dengan Metode Proportional Sharing

Dengan menggunakan Metode *Proportional Sharing*, kerugian transfer energi antara generator dan beban melalui saluran transmisi tersebut secara linier akan dialokasikan 50% kepada Unit-unit pembangkit dan 50% kepada Unit-unit beban. Adapun nilai rugi daya transmisi yang teralokasi seperti ditunjukan pada Tabel 4-9 dan Tabel 4-10.

Tabel 4-9
Kerugian Transmisi Teralokasi Pada Bus Beban

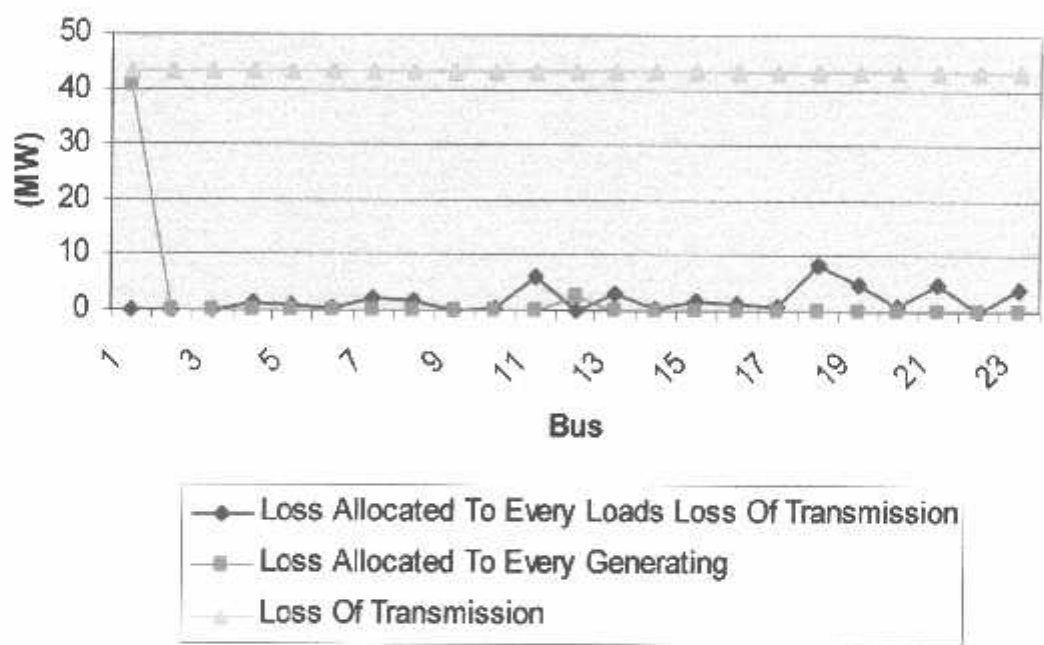
Bus Beban	Kerugian (MW)	Kerugian (%)
2	0.073	0.0845
3	0.131	0.1520
4	1.313	1.5190
5	0.812	0.9395
6	0.588	0.6810
7	2.080	2.4075
8	1.572	1.8195
9	0.190	0.2205
10	0.473	0.5480
11	6.104	7.0645
13	2.940	3.4025
14	0.395	0.4570
15	1.686	1.9515
16	1.116	1.2920
17	0.850	0.9840
18	8.380	9.6980
19	4.695	5.4340
20	0.784	0.9080
21	4.840	5.6015
23	4.178	4.8355
TOTAL	43.202	50

Tabel 4-10
Kerugian Transmisi Teralokasi Pada Bus Generator

Bus Generator	Kerugian (MW)	Kerugian (%)
1	40.881	47.314
12	2.279	2.638
22	0.042	0.048
TOTAL	43.202	50

Selanjutnya nilai alokasi rugi transmisi daya aktif secara proporsional kepada masing-masing bus beban maupun generator dengan Metode *Proportional Sharing* dapat diperoleh grafik alokasi seperti ditunjukkan pada Grafik 4-3.

Grafik 4-3
Alokasi Rugi Daya
Dengan Metode Proportional Sharing



Dari nilai rugi daya transmisi yang teralokasi pada beban maupun pada generator seperti pada Tabel maupun Grafik diatas, factor kerugian permintaan untuk masing-masing beban dan factor kerugian pembangkitan untuk masing-masing generator sebagai akibat kerugian dari jaringan transmisi, dengan metode yang dibahas, seperti ditunjukkan pada Tabel 4-11 dan Tabel 4-12.

Tabel 4-11

Faktor Kerugian Teralokasi Pada Bus Beban

No. Bus	K _{bl}
2	0.0054
3	0.0065
4	0.0126
5	0.0213
6	0.0256
7	0.0327
8	0.0419
9	0.0086
10	0.0243
11	0.1650
13	0.1235
14	0.1274
15	0.1371
16	0.1139
17	0.1269
18	0.1334
19	0.1361
20	0.1352
21	0.1048
23	0.0807

Tabel 4-12

Faktor Kerugian Teralokasi Pada Bus Generator

No. Bus	K _{gl}
1	0.0645
12	0.0265
22	0.2669×10^{-3}

4.5 Data dan Hasil Validasi Progam.

Tabel 4 -13
Data Pembangkitan dan Pembebanan

Jenis	Pembangkitan			Pembebanan	
	P(MW)	Q(MVAR)		P(MW)	Q(MVAR)
		Qmin	Qmax		
Swing	0	0	0	196	58
Generator	650	-30	550	561	295
Beban	0	0	0	669	307
Generator	447	-72	300	0	0
Beban	0	0	0	549	152
Beban	0	0	0	543	82
Beban	0	0	0	597	256
Beban	0	0	0	706	168
Beban	0	0	0	638	245
Beban	0	0	0	386	51
Generator	700	-133	960	0	0
Beban	0	0	0	631	323
Beban	0	0	0	314	184
Beban	0	0	0	470	218
Beban	0	0	0	303	86
Beban	0	0	0	333	150
Generator	454	-55	630	176	184
Generator	60	-45	335	182	156
Beban	0	0	0	318	16
Generator	2400	-180	1067	491	79

Sumber : Reliability Test System Task Force, " The IEEE Reliability Test System-1996, "IEEE Trans Power Syst., vol. 14,pp.1010-1020,Aug.1999.

Tabel 4-14

Data Saluran Transmisi 500kV

No	Hubungan Bus	R(pu)	X(pu)	Lc(pu)	Teg(kV)
1	1-10	0.0011	0.0007	0.63150	500
2	1-8	0.0006	0.0062	0.56950	500
3	10-5	0.0013	0.0146	0.32962	500
4	8-5	0.0001	0.0016	0.10735	500
5	8-9	0.0001	0.0011	0.15255	500
6	5-7	0.0004	0.0047	0.13735	500
7	5-6	0.0004	0.0042	0.95555	500
8	5-11	0.0001	0.0018	0.40895	500
9	6-7	0.0006	0.0061	0.04232	500
10	11-2	0.0001	0.0021	0.31785	500
11	11-12	0.0002	0.0027	0.27990	500
12	2-3	0.0002	0.0026	0.23665	500
13	3-4	0.0001	0.0014	0.48550	500
14	12-14	0.0011	0.0133	0.86385	500
15	12-13	0.0040	0.0386	0.30062	500
16	14-13	0.0026	0.0251	0.54890	500
17	14-15	0.0007	0.0084	0.18900	500
18	14-16	0.0014	0.0142	1.26555	500
19	15-19	0.0020	0.0230	0.51175	500
20	19-20	0.0003	0.0044	0.53947	500
21	20-18	0.0001	0.0012	0.44960	500
22	18-16	0.0010	0.0115	0.40190	500
23	16-17	0.0004	0.0049	0.12045	500

Sumber : Reliability Test System Task Force, " The IEEE Reliability Test System-1996, "IEEE Trans Power Syst., vol.14,pp.1010-1020,Aug.1999.

4.5.1 Hasil Validasi Program

Tabel 4-15
Hasil Perhitungan Pembangkitan dan Pembebanan

Jumlah Bus : 23
Jumlah interaksi : 4

No. Bus	Tegangan		Pembangkitan		Pembebanan	
	p.u	(°)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	1.00000	0.00000	3392.601	166.547	196.000	58.000
2	1.00000	-0.13129	650.000	330.592	561.000	295.000
3	0.99739	-0.13613	0.000	0.000	669.000	307.000
4	1.00000	-0.12959	477.000	105.274	0.000	0.000
5	0.98817	-0.13319	0.000	0.000	549.000	152.000
6	0.98281	-0.15798	0.000	0.000	543.000	82.000
7	0.97776	-0.15980	0.000	0.000	597.000	256.000
8	0.98287	-0.12299	0.000	0.000	706.000	168.000
9	0.97961	-0.13004	0.000	0.000	638.000	245.000
10	0.99988	-0.00862	0.000	0.000	386.000	51.000
11	1.00000	-0.12911	700.000	953.780	0.000	0.000
12	0.98812	-0.13748	0.000	0.000	631.000	323.000
13	0.95553	-0.15663	0.000	0.000	314.000	184.000
14	0.97328	-0.08745	0.000	0.000	470.000	218.000
15	0.97316	-0.05864	0.000	0.000	303.000	86.000
16	0.98989	-0.02489	0.000	0.000	333.000	150.000
17	1.00000	-0.03791	454.000	357.349	176.000	184.000
18	1.00000	-0.12104	60.000	211.230	182.000	156.000
19	0.99612	-0.09050	0.000	0.000	318.000	16.000
20	1.00000	-0.13257	2400.000	-50.873	491.000	79.000

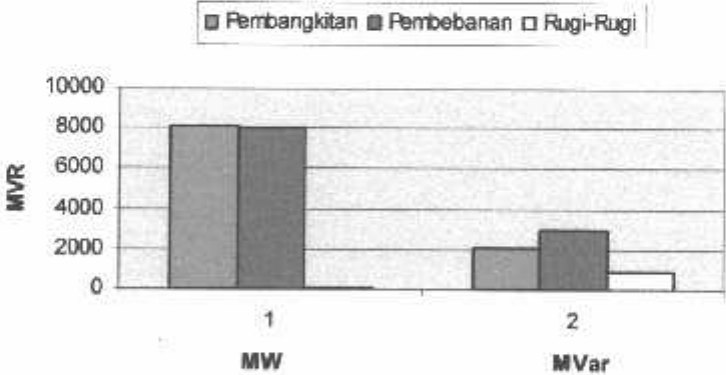
Tabel 4 -16
Hasil Aliran Daya Saluran Antar Bus

Bus		Daya	
From	To	P(MW)	Q(MVAR)
1	8	1964.694	148.883
1	10	1231.907	-40.337
2	3	192.340	62.343
2	11	-103.340	5.034
3	2	-192.251	-108.396
3	4	-476.749	-198.604
4	3	477.000	105.274
5	6	580.693	-15.217
5	7	562.184	164.908
5	8	-596.298	367.667
5	10	-836.560	47.701
5	11	-259.019	-674.39
6	5	-579.287	-155.623
6	7	36.287	73.623
7	5	-560.759	-174.708
7	6	-36.241	-81.292
8	1	-1941.28	-18.901
8	5	596.800	-359.626
8	9	638.479	220.898
9	8	-638.000	-245
10	1	-1231.907	-75.321
10	5	845.907	57.275
11	2	103.351	-4.809
11	5	259.500	602.219
11	12	337.149	388.155
12	11	-336.575	-435.729
12	13	54.945	48.848
12	14	-349.370	63.882
13	12	-54.571	-102.037
13	14	-259.429	-31.847
14	12	350.993	-210.438
14	13	261.374	50.628
14	15	-322.124	15.062
14	16	-760.243	-21.257
15	14	322.898	-41.567
15	19	-625.898	-44.433
16	14	768.785	56.723
16	17	-277.553	-191.726
16	18	-824.232	24.384
17	16	278.000	173.349
18	16	831.171	55.416
18	20	-953.171	84.964
19	15	634.172	40.335
19	20	-952.172	-56.335
20	18	954.087	-73.975
20	19	954.913	-10.939

Tabel 4-17
Hasil Rugi Daya Antar Saluran

Bus		Daya	
From	To	P (MW)	Q (MVAR)
1	8	23.414	129.982
1	10	0.000	-155.658
2	3	0.089	-46.052
3	4	0.251	-93.33
5	6	1.406	-170.839
5	7	1.425	-9.800
5	11	0.481	-72.172
6	7	0.046	-7.669
8	5	0.503	8.041
8	9	0.479	-24.102
10	5	9.347	104.976
11	2	0.011	0.225
11	12	0.574	-47.574
12	13	0.374	-53.189
12	14	1.623	-146.556
14	13	1.945	18.781
14	15	0.775	-26.505
14	16	8.542	35.467
15	19	8.274	-4.098
16	17	0.447	-18.337
18	16	6.939	79.800
19	20	2.741	-67.273
20	18	0.916	10.989

Grafik 4 -4
Daya Sistem Tenaga Listrik



Pembangkitan	8133.6012	2073.8987
Pembebanan	8083	3010
Rugi-Rugi	70.60119	936.1013

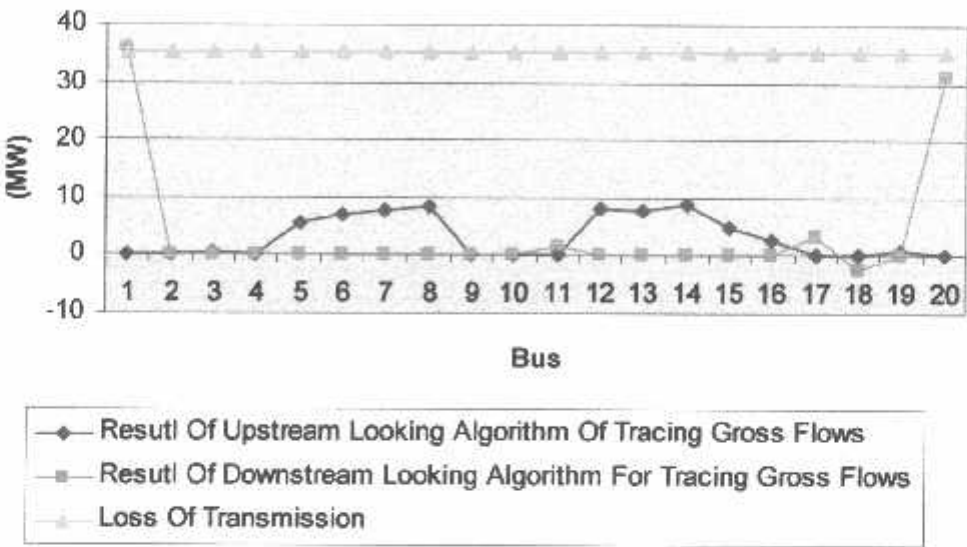
Tabel 4 -18
Alokasi Kerugian Pada Beban
(Result Of Upstream Looking Algorithm For Tracing Gross Flows)

P_{gross} (MW)	G1	G2	G4	G11	G17	G18	G20	$\sum P_u^{gross}$	Losses (MW)
L1	0	0	0	0	0	0	0	-	0
L2	0	0	0	0	0	0	0	-	0
L3	0	89.0000	477.0000	103.3507	0	0	0	669.3507	0.350
L4	0	0	0	0	0	0	0	-	0
L5	470.4823	0	0	84.2057	0	0	0	554.688	5.688
L6	466.4701	0	0	83.4878	0	0	0	549.957	6.958
L7	512.9531	0	0	91.8070	0	0	0	604.7601	7.760
L8	714.5153	0	0	0	0	0	0	714.5153	8.516
L9	646.1803	0	0	0	0	0	0	646.1803	0.180
L10	386.0000	0	0	0	0	0	0	386.0000	0
L11	0	0	0	0	0	0	0	-	0
L12	0	0	0	310.1429	57.8650	-25.3940	296.4680	639.0819	8.082
L13	0	0	0	27.0062	51.8813	-22.7681	265.8107	321.9301	7.930
L14	0	0	0	0	84.2318	-36.9651	431.5567	478.8234	8.824
L15	0	0	0	0	0	0	307.8891	307.8891	4.890
L16	0	0	0	0	84.0218	-36.8729	288.3601	335.509	2.510
L17	0	0	0	0	0	0	0	-	0
L18	0	0	0	0	0	0	0	-	0
L19	0	0	0	0	0	0	318.9155	318.9155	0.916
L20	0	0	0	0	0	0	0		0
$\sum P_u$	3196.6011	89.0000	477.0000	700.0003	277.9999	-122.000	1909.000	5858.250	35.3006

Tabel 4 -19
Alokasi Kerugian Pada Generator
(Result Of Downstream Looking Algorithm For Tracing Gross Flows)

P_{gross} (MW)	G1	G2	G4	G11	G17	G18	G20	$\sum P_{Di}$	Losses (MW)
L1	0	0	0	0	0	0	0	0	36.18
L2	0	0	0	0	0	0	0	0	0.042
L3	0	88.9589	476.7488	103.2923	0	0	0	869.0000	0
L4	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0252
L5	464.9504	0	0	84.0496	0	0	0	549	0
L6	459.8690	0	0	83.1310	0	0	0	543.0000	0
L7	505.6018	0	0	91.3982	0	0	0	597.0000	0
L8	706.0000	0	0	0	0	0	0	706.0000	0
L9	638.0000	0	0	0	0	0	0	638.0000	0
L10	386.0000	0	0	0	0	0	0	386.0000	0
L11	0	0	0	0	0	0	0	0	1.738
L12	0	0	0	309.6152	56.8660	-24.7871	289.3059	341.8941	0
L13	0	0	0	26.7767	50.8215	-22.1523	258.5541	55.4459	0
L14	0	0	0	0	83.1621	-36.2491	423.0870	470.0000	0
L15	0	0	0	0	0	0	303.0000	303.0000	0
L16	0	0	0	0	83.8868	-36.5650	285.6782	333.0000	0
L17	0	0	0	0	0	0	0	0	3.264
L18	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.246
L19	0	0	0	0	0	0	318.0000	318.0000	0
L20	0	0	0	0	0	0	0	0	31.374
$\sum r_n$	3160.4212	88.9589	476.7488	698.2627	274.7364	-106.7535	1877.6252	5909.140	35.3006

Grafik 4-5
Hasil Up-Downstream Looking Algorithm



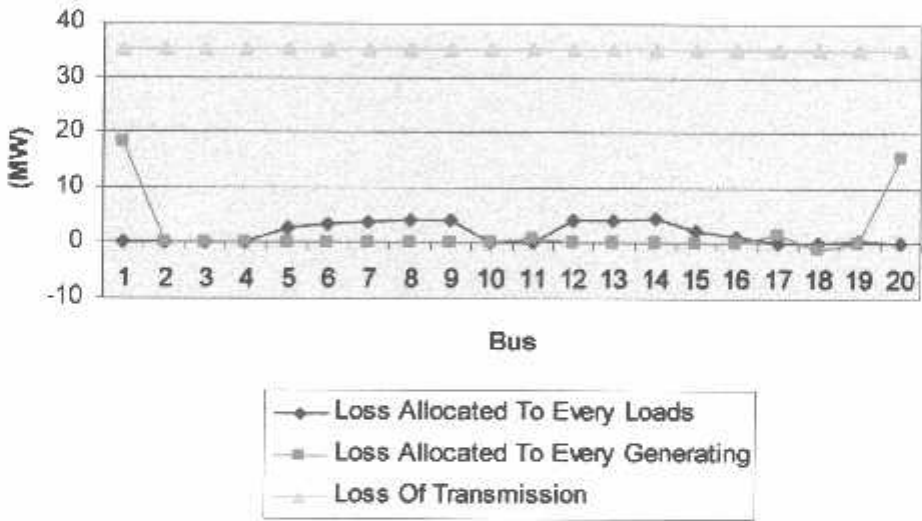
Tabel 4 -20
Kerugian Transmisi Teralokasi Pada Bus Beban

Bus Beban	Kerugian (MW)	Kerugian (%)
3	0.175	0.497
5	2.844	8.056
6	3.479	9.855
7	3.88	10.991
8	4.258	12.061
9	4.090	11.587
10	0.000	0
12	4.041	11.447
13	3.965	11.232
14	4.412	12.498
15	2.445	6.925
16	1.255	3.554
19	0.458	1.297
Total	35.306	50

Tabel 4 -21
Kerugian Transmisi Teralokasi Pada Bus Generator

Bus Generator	Kerugian (MW)	Kerugian (%)
1	18.09	51.246
2	0.021	0.058
4	0.126	0.356
11	0.869	2.46
17	1.632	4.623
18	-1.123	-3.182
20	15.687	44.439
Total	35.306	50

Grafik 4 -6
Alokasi Rugi Daya
Dengan Metode Proportional Sharing



BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Rugi daya aktif pada saluran transmisi hasil dari aliran daya Newton-Raphson tanpa alokasi pada masing-masing bus beban maupun bus generator sebesar $P = 86.40473$ MW, akan dialokasikan secara proporsional dengan Metode *Proportional Sharing*.
2. Nilai seluruh kerugian pada saluran transmisi teralokasi pada setiap bus beban dihasilkan dengan prinsip penelusuran daya aktif *Upstream Looking Algorithm*. Pada sistem tenaga listrik berdasarkan pada nilai pembebanan tiap-tiap bus (P_{Di}), injeksi kasar daya aktif tiap-tiap bus (P_i^G), dan kontribusi masing-masing beban melalui saluran transmisi yang menghubungkannya.
3. Nilai seluruh kerugian pada transmisi teralokasi pada setiap bus generator dihasilkan dengan prinsip penelusuran daya aktif *Downstream Looking Algorithm*. Pada sistem tenaga listrik berdasarkan pada nilai pembangkitan tiap-tiap bus (P_i^G), dan nilai pendistribusian daya aktif output masing-masing generator kepada masing-masing beban tanpa kerugian jaringan didalamnya.
4. Total rugi daya aktif dalam jaringan transmisi hasil perhitungan Newton-Raphson ($P = 86.40473$ MW), dengan menggunakan Metode *Proportional Sharing* maka hasil alokasi rugi daya adalah 50% kerugian pada bus beban sebesar $P = 43.202$

MW secara Proportional dan 50 % Kerugian pada bus generator sebesar $P = 43.202$ MW secara Proportional.

5. kerugian transmisi daya dispanjang saluran transmisi akan teralokasi pada masing-masing generator maupun beban sebagai fungsi kerugian pembangkitan maupun pembebanan sesuai dengan proporsinya masing-masing dengan Metode *Proportional Sharing* yang di bahas.

5.2 Saran

Skripsi disini menganalisa kerugian transmisi secara real time, sehingga untuk 24 kali transaksi yang dilakukan sehari sebelumnya cukup untuk memeriksa hasil yang akan dijalankan secara teknis pada hari berikutnya. Hal ini tidak menutup kemungkinan untuk membuat prakiraan kerugian transaksi energi melalui jaringan transmisi selama satu tahun dengan memasukan data keadaan beban pada setiap waktunya. Sehingga diharapkan penulisan ini dapat membantu dalam menyusun metode pembayaran kerugian kerugian tersebut secara proporsional.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] William D. Stevenson, Jr. (Alih Bahasa : Ir. Kamal Idris. “ Analisis Sistem Tenaga Listrik”, Edisi IV, Pencilbit PT. Erlangga.
 - [2] Turan Gonen, “ *Modern Power System Analysis* “, California : John Wiley & Sons, 1988, pp. 476-493.
 - [3] M. A. PAI, “*Computer Techniques in Power System Analysis*”, McGraw-Hill, New Delhi, 1982.
 - [4] Glenn W. Stagg and Ahmed H. El-Abiad,” *Computer Methods in Power System Analysis*”, McGraw-Hill, Singapore. 1985.
 - [5] A. J. Concho dan J. m. Arroyo, “*Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms*”, IEEE Trans. On Power System, Vol. 17, No. 3, August 2002.
 - [6] J. W. Bialek, “ *Tracing The Flow Of Electricity*”, IEEE Proc.- Gener, Tran.,and Distrib., VI. 143, july 1996.
 - [7] J. W. Bialek,”*Topological Generation And Distribution Faktors For Supplement Charge Allocation In Transmission Open Access*”, Vol. 12, August 1997.
 - [8] A. Gomez Exposito, J. M. Rimelque Santos, T. Gonzales Goncia, and E. Ruiz Velasco, “*Fair Allocation Of Transmission Power Losses*”, IEEE Trans. Power System, Vol. 15, Febr. 2000.
-

LAMPIRAN

DATA SISTEM

LISTING PROGRAM

VALIDASI ALIRAN DAYA

KETERANGAN SIMBUL :

R : Resistansi

A : Luas penampang kawat

ρ : Resistivitas

l : Panjang kawat

D_{eq} : Jarak rata – rata geometris penghantar

D_s : Radius rata – rata geometris penghantar

q : Muatan pada saluran (C/m)

V : Beda potensial antara kedua penghantar (Volt)

V_s : tegangan pada sisi kirim

V_R : tegangan pada sisi terima

I_s : arus pada sisi kirim

I_R : arus pada sisi terima

$Z = R - j X$: impedansi saluran

$\gamma = 1/\sqrt{Z \cdot Y}$ = konstanta propagasi / satuan panjang

$Z_K = \sqrt{\frac{Z}{Y}}$ = impedansi karakteristik / satuan panjang

$\phi = \tan^{-1} (Q/ P)$: sudut daya

$j = 1, 2, 3, \dots, n$

I_i = arus yang masuk kedalam simpul i

V_j = tegangan simpul j terhadap referensi

Y_{ij} = admintasi antara simpul i dan j

$j : 1, \dots, n$

$i \neq 1$ dan indeks i merupakan indecks simpul referensi

$j = 1, 2, 3, \dots, n$

I_i = arus yang masuk kedalam simpul i

V_j = tegangan simpul j terhadap referensi

Y_{ij} = admitansi antara simpul i dan j

I_{bus} : matriks kolom vektor arus simpul

V_{bus} : matriks kolom vektor tegangan simpul

Y_{bus} : matriks admitansi simpul

$f'(x_0)$: derifatif tingkat pertama dari $f(x)$ untuk $x = x_0$.

$f''(x_0)$: derifatif tingkat kedua dari $f(x)$ untuk $x = x_0$.

P_G : total daya aktif yang dibangkitkan.

P_{Gi} : daya keluaran generator pada bus i.

P_D : total daya aktif permintaan beban.

P_{Dj} : daya aktif permintaan beban pada bus j.

L : kerugian daya pada saluran transmisi.

N_G : nomor bus pembangkitan.

N_D : nomor bus beban.

P_{Dj}^{Gi} : beban kasar di bus j

P_i^{Gi} : daya kasar terinjeksi di bus i.

P_{Gi} : pembangkitan di bus i.

$\sum_{j \in \alpha} c_{ji} P_j^G$: aliran daya dari saluran yang terhubung dan menuju bus i.

$\alpha_j^{(n)}$: serangkaian bus dari aliran daya yang menuju bus i atau serangkaian bus yang mensuplay secara langsung bus i.

P_{ji} : aliran daya actual dari j ke i (terukur di j)

P_j : injeksi daya nyata di bus j.

P_G^G : pembangkit kasar di bus i (meliputi rugi-rugi).

P_i^G : daya kasar trinjeksi di bus i

P_{Di} : beban di bus i

$\sum_{j \in \beta} c_{ji} P_j^G$: aliran daya yang meninggalkan bus i

$\beta_i^{(n)}$: serangkaian bus dari aliran daya yang meninggalkan bus i atau serangkaian bus yang tersuplay secara langsung dari bus i

P_{ji} : aliran daya aktual dari j ke i (terukur di j)

P_j : injeksi daya nyata di bus j.



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

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

Nama : Bambang Edi Santoso

Nim : 99.12.023

Jurusan : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

Judul Skripsi : STUDI ALOKASI RUGI DAYA TRANSMISI DENGAN METODE
PROPORTIONAL SHRING PADA KONDISI BEBAN PUNCAK DI
PT. PLN (Persero) P3B AREA 4 SUB SISTEM PAITON - BALI

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

Hari : Kamis

Tanggal : 21 September 2006

Dengan Nilai : 75,1 (B +)

Panitia Ujian Skripsi



(Ir. Mochtar Asroni, MSME)
Ketua

(Ir. F. Yudi Limpraptono, MT)
Sekretaris

Anggota Penguji

(Ir. M. Abdul Hamid, MT)
Penguji Pertama

(Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT)
Penguji Kedua



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
Jl Bendungan Sigurn-gara No. 2
Malang

Lampiran : 1 (satu) berkas
Pembimbing Skripsi

Kepada : Yth. Bapak Ir. Widodo Puji.M, MT,
Dosen Institut Teknologi Nasional
Malang

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Bambang Edi Santoso

Nim : 99.12.023

Jurusan : Teknik Elerktro S-1

Konsentrasi : Energi Listrik

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

**STUDI ALOKASI RUGI DAYA TRANSMISI DENGAN METODE
PROPORTIONAL SHARING PADA KONDISI BEBAN PUNCAK DI
PT. PLN (Persero) P3B AREA 4 SUBSISTEM PAITON - BALI**

Adapun tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk menempuh Ujian Akhir Sarjana Teknik

Demikian permohonan kami dan atas kesediaan Bapak kami ucapkan terima kasih.

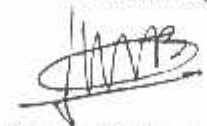
Malang, 17 mei 2006

Ketua

Jurusan Teknik Elektro S-1


Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
Nip. 1939500274

Hormat kami,


Bambang Edi Santoso

Form S-3a



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2
Malang

PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai permohonan dari mahasiswa / i :

Nama : Bambang Edi Santoso

Nim : 99.12.023

Jurusan : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

Dengan ini menyatakan bersedia / tidak bersedia *) Membimbing Skripsi dari mahasiswa tersebut dengan judul :

**STUDI ALOKASI RUGI DAYA TRANSMISI DENGAN METODE
PROPORTIONAL SHARING PADA KONDISI BEBAN PUNCAK DI PT. PLN
(Persero) P3B AREA 4 SUBSISTEM PAITON - BALI**

Demikian surat Pernyataan ini kami buat agar dapat dipergunakan seperlunya.

Malang, 17 mei 2006

Kami yang membuat pernyataan

Ir. Widodo Puji M, MT

Nip.P.1028700171

Catatan:

Setelah disetujui agar formulir ini

Diserahkan mahasiswa/i yang bersangkutan

Kepada jurusan untuk diproses lebih lanjut.

*) Coret yang tidak perlu

Form S-3b



BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika*)

1.	Nama Mahasiswa: <u>BAMBANG EDI SARTOSO</u>	Nim: <u>99.12.023</u>		
2.	Keterangan Pelaksanaan	Tanggal <u>8 - 06 - 2006</u>	Waktu	Tempat Ruang:
3.	Spesifikasi Judul (berilah tanda silang**) a. Sistem Tenaga Elektrik b. Energi & Konversi Energi c. Tegangan Tinggi & Pengukuran d. Sistem Kendali Industri e. Elektronika & Komponen f. Elektronika Digital & Komputer g. Elektronika Komunikasi h. lainnya			
4.	Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	<u>STUDI...ALOKASI...PUGI...DAYA...TRANSMISI...DEKSAH... METODE...PROPORTIONAL...SHAKILU...PADA...FONDISI... BEBAN...PUNAK...DI...PT...PLK... (DASARA)...P3B...AREA...NY... SUB...FISIK...PILIAN...Batu...</u>		
5.	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian			
6.	Catatan:			
7.	Catatan:			
Persetujuan Judul Skripsi				
Disetujui, Dosen Keahlian I <u>Chairul Saif</u>		Disetujui, Dosen Keahlian II <u>Andang</u>		
Mengetahui, Ketua Jurusan. <u>Ir. F. Yudi Limpraptono.MT</u> NIP. P. 1039500274		Disetujui, Calon Dosen Pembimbing ybs <u>Ir. WIDADA...F.Y.L.M.MT</u>		

Perhatian:

1. Keterangan: *) Coret yang tidak perlu

**) diilingkari a, b, c, ...atau g sesuai bidang keahlian



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

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

PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

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

Malang, 13 Juni 2006

Nomor : ITN-1433/1.TA/2/06
Lampiran : satu lembar
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. Ir. **WIDODO PUDJI M, MT**
Dosen Institut Teknologi Nasional
di -
Malang

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

Nama : BAMBANG EDI S
Nim : 9912023
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro
Konsentrasi : T. Energi Listrik (S-1)

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

08 Juni 2006 s/d 08 Des. 2006

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



Ketua
Jurusan Teknik Elektro S-1

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

Tindasan :

- 1 Mahasiswa yang bersangkutan
- 2 Arsip.

Form. S-4a



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : BAMBANG EDI SANTOSO
Nim : 99.12.023
Masa Bimbingan : 08-06-2006 s/d 08-12-2006
Judul Skripsi : **STUDI ALOKASI RUGI DAYA TRANSMISI DENGAN METODE PROPORTIONAL SHARING PADA KONDISI BEBAN PUNCAK DI PT. PLN (Persero) P3B AREA IV SUBSISTEM PAITON-BALI**

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1	28-06-2006	Konsultasi Bab I & Bab II	
2	01-07-2006	Acc Bab I & Bab II	
3	07-07-2006	Konsultasi Bab III	
4	17-07-2006	Acc Bab III	
5	25-07-2006	Konsultasi Bab IV & Bab V	
6	31-07-2006	Revisi Bab IV & kesimpulan	
7	05-08-2006	Acc Bab IV & Bab V	
8	17-08-2006	Revisi Makalah	
9	26-08-2006	Acc Seminar	

Malang, Agustus 2006
Dosen Pembimbing

Ir. WIDODO PUDJIL M, MT
Nip.P.1028700171

Form S-4b



BERITA ACARA SEMINAR SKRIPSI JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika*)

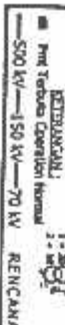
1.	Nama Mahasiswa: <u>BAMBANG EDI SANTOSO</u>	Nim: <u>9912023</u>		
2.	Keterangan Pelaksanaan	Tanggal <u>08-09-2006</u>	Waktu	Tempat Ruang:
3.	Spesifikasi Judul (berilah tanda silang)**)			
	a. Sistem Tenaga Elektrik	e. Elektronika & Komponen		
	b. Energi & Konversi Energi	f. Elektronika Digital & Komputer		
	c. Tegangan Tinggi & Pengukuran	g. Elektronika Komunikasi		
	d. Sistem Kendali Industri	h. lainnya		
4.	Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	<u>STUDI ALOKASI KUAL DANA TRANSMISI DENGAN METODE PERBUTUHAN ENERGI PADA KAPAL SEBAY PUSAK DI PL. RUM (PUSAKA) PLB AREA IV SUB SISTEM PERUM. RUM.</u>		
5.	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian/Pengamat			
6.	Keputusan: Dari hasil penilaian sejumlah orang dosen keahlian dan orang dosen pengamat sesuai format penilaian terlampir, peserta seminar tersebut diatas (1) dengan judul skripsi (4) dinyatakan LULUS/TIDAK LULUS *) dengan nilai Kumulatif:(angka) atau(huruf)			
7.	Persetujuan Judul Skripsi			
	Disetujui, Dosen Keahlian I 	Disetujui, Dosen Keahlian II		
	Disetujui, Dosen Pengamat I 	Disetujui, Dosen Pengamat II 		
	Mengetahui, Ketua Jurusan <u>Ir. F. Yudi Limpraptono, MT</u> NIP. P. 1039500274	Disetujui, Dosen Pembimbing  <u>(Ir. WIPORO RUDY M. MT)</u>		

Perhatian:

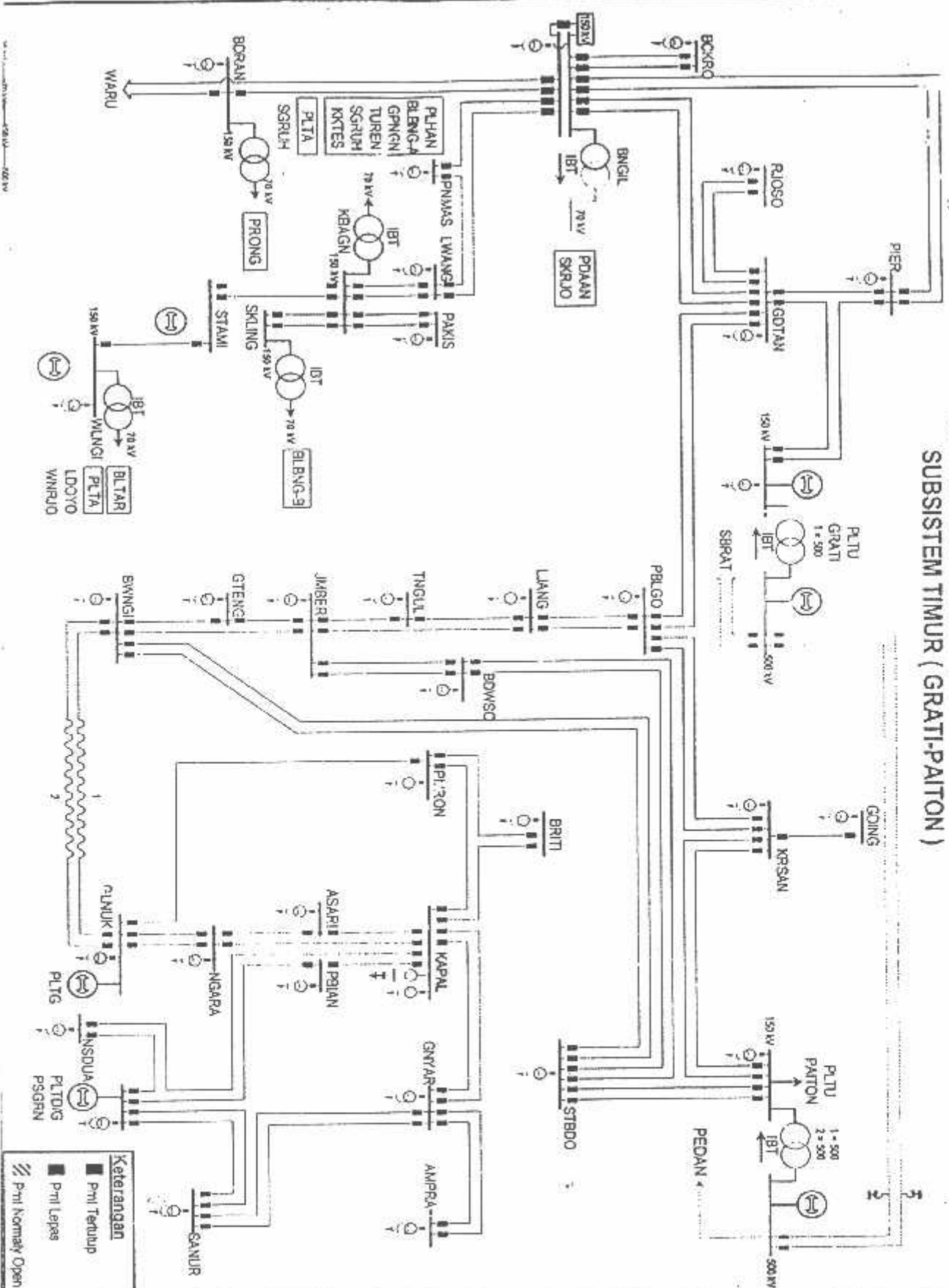
1. Keterangan: *) Coret yang tidak perlu

**) dilingkari a, b, c, ...atau g sesuai bidang keahlian

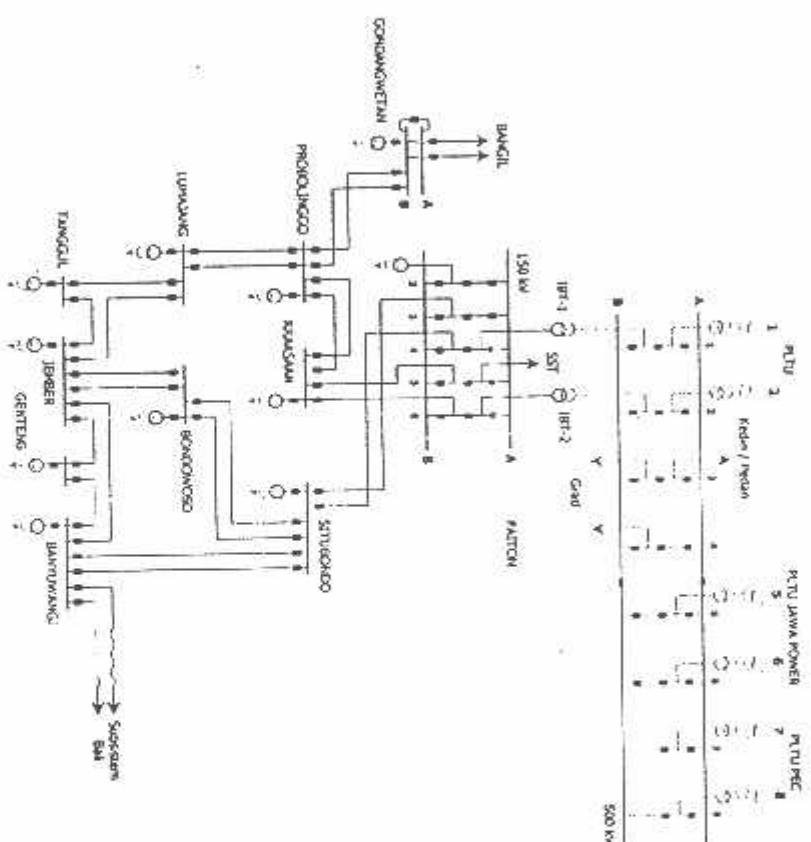
JAWA TIMUR & BALI



SUBSISTEM TIMUR (GRATI-PAITON)



Konfigurasi Island Paiton



DATA KARAKTERISTIK TRANSMISI UPT & SRB

[illegible]

7. UPT Jember

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)=((1)+(2))	(7)=(1)+(5)	(8)=(2)+(6)+(7)
PBLG05 LUANGS 1	150	51.692	ACSR DOVE	229 mm	740	600	800	800
PBLG05 LUANGS 2	150	51.692	ACSR DOVE	330 mm	740	600	800	500
LUANGS TGGJL5 1	150	32.080	ACSR AW	330 mm ²	740	500	800	1250
LUANGS JMBERS 1	150	60.500	ACSR AW	330 mm ²	740	500	800	1250
TNGU.L5 JMBERS 1	150	26.450	ACSR AW	330 mm ²	740	1000	800	1250
JMBERS BWNGIS 1	150	82.585	ACSR AW	330 mm ²	740	600	800	800
JMBERS GTENG5 1	150	64.708	ACSR AW	330 mm ²	740	600	1000	1250
BOWSOS JMBERS 1	150	39.662	ACSR AW	330 mm ²	740	800	800	800
BOWSOS JMBERS 2	150	39.662	ACSR AW	330 mm ²	740	800	800	800
STBDOS PITON5 ①	150	55.433	ACSR ZEBRA	2 x 435 mm ²	1620	2000	2000	1250
STBDOS PITON5 ②	150	55.433	ACSR ZEBRA	2 x 435 mm ²	1620	2000	2000	1250
STBDOS BOWSOS 1	150	34.786	ACSR AW	330 mm ²	740	800	800	800
STBDOS BOWSOS 2	150	34.786	ACSR AW	330 mm ²	740	800	800	800
STBDOS BWNGIS 1	150	74.203	ACSR DOVE	2 x 340 mm ²	1200	800	800	1600
STBDOS BWNGIS 2	150	74.203	ACSR DOVE	2 x 340 mm ²	1200	800	800	1600
GTENG5 BWNGIS 1	150	33.950	ACSR DOVE	330 mm ²	740	1000	600	1250
BWNGIS KTFNG5 1	150	7.990	ACSR HAWK	240 MW2	655	600	800	800
BWNGIS KTR-GLM I (Iema)	150	4.471	SUBMARINE CABLE	330 mm ²	500	600	800	800
BWNGIS KTRPNS 2	150	7.990	ACSR HAWK	477 MW	655	600	800	800
BWNGIS KTR-GLM II (I01)	150	4.389	SUBMARINE CABLE	300 mm ²	500	600	800	800
BWNGIS KTR-GLM II (Iema)	150	4.260	OSS	300 mm ²	465	600	800	800

KARAKTERISTIK TRANSMISI UPT & SRB

[illegible]

(9) (12)

(4)

15

$$12 = 6 + 6$$

[13] = [2] + 10)

1141 = 1800 kW, 1975

$$(15) = \{ \gamma \in A \mid \alpha \leq \gamma \} \approx 100\%$$

Sub Region Bai

1	GLNUK5	CH GLNUK	1	150	1720	ACSR HAWK	477 MCM	645	900	800				0.1370	0.3965	2.8923	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710
1	GLNUK5	CH GLNUK	2	150	1720	ACSR HAWK	477 MCM	645	900	800				0.1370	0.3966	2.8920	0.0010	0.0030	0.0011	167.5710
1	CH GLNUK	CH KTPNG	1	150	4471	DFC	3 x 300 mm ²	462	800	800				0.1613	0.3482		0.0032	0.0069		120.0276
1	CH GLNUK	CH KTPNG	2	150	4389	DFC	3 x 300 mm ²	462	800	800				0.1643	0.3548		0.0032	0.0069		120.0276
1	CH KTPNG	BWNGIS	1	150	7990	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800				0.1370	0.3966	2.8920	0.0049	0.0069		167.5710
1	CH KTPNG	BWNGIS	2	150	7990	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800				0.1370	0.3966	2.8920	0.0049	0.0069		167.5710
1	GLNUK5	NGARAS	1	150	39040	ACSR HAWK	477 MCM	645	900	800				0.1370	0.3966	2.8920	0.0049	0.0069		167.5710
1	GLNUK5	NGARAS	2	150	39040	ACSR HAWK	477 MCM	645	900	800				0.1370	0.3966	2.8920	0.0049	0.0069		167.5710
1	GLNUK5	FMNRONS	1	150	75900	ACSR HAWK	2 x 477 MCM	1290	800	800				0.1183	0.3965	2.9380	0.0099	0.0134	0.0092	335.1420
1	NGARAS	KAPALS	1	150	57170	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800				0.1370	0.3965	2.8920	0.0412	0.1194	0.0439	167.5710
1	NGARAS	ASARIS	1	150	44400	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800				0.1370	0.3966	2.8920	0.0270	0.0783	0.0288	167.5710
1	KAPALS	ANSRIS	1	150	23310	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800				0.1370	0.3966	2.8920	0.0442	0.0411	0.0151	167.5710
1	KAPALS	PARONS	1	150	58380	ACSR PARTRIDGE	135 MCM	400	400	400				0.2136	0.4048	2.7970	0.0566	0.1054	0.0369	103.9200
1	KAPALS	GNVARS	1	150	19210	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800				0.1370	0.3966	2.8920	0.0117	0.0339	0.0125	167.5710
1	KAPALS	GNVARS	2	150	19210	ACSR HAWK	477 MCM	645	800	800				0.1370	0.3966	2.8920	0.0117	0.0339	0.0125	167.5710
1	KAPALS	HSCUAS	1	150	30910	ACSR PARTRIDGE	135 mm ²	400	400	400				0.2136	0.4084	2.7970	0.0293	0.0561	0.0195	103.9200
1	KAPALS	PGRANS	1	150	17220	ACSR HAWK	477 mm ²	645	1000	1000				0.1370	0.3965	2.8920	0.0105	0.0304	0.0112	167.5710
1	KAPALS	BRITIS	1	150	38170	ACSR PARTRIDGE	135 mm ²	400	800	800				0.2136	0.4084	2.7970	0.0362	0.0693	0.0240	103.9200
1	GNVARS	SANURS	1	150	16500	ACSR PARTRIDGE	135 mm ²	400	200	1000				0.2136	0.4084	2.7970	0.0157	0.0299	0.0104	103.9200
1	GNVARS	SANURS	2	150	16390	ACSR PARTRIDGE	135 mm ²	400	200	1000				0.2136	0.4084	2.7970	0.0156	0.0297	0.0103	103.9200
1	GNVARS	AMPRAS	1	150	33760	ACSR HAWK	477 MCM	645	400	1000				0.1370	0.3966	2.8920	0.0206	0.0595	0.0219	167.5710
1	GNVARS	AMPRAS	2	150	33760	ACSR HAWK	477 MCM	645	400	1000				0.1370	0.3966	2.8920	0.0206	0.0595	0.0219	167.5710
1	SANURS	PGRAIS	1	150	7740	ACSR PARTRIDGE	135 mm ²	400	400	400				0.2136	0.4084	2.7970	0.0073	0.0140	0.0049	103.9200
1	SANURS	PGRAIS	2	150	7750	ACSR PARTRIDGE	135 mm ²	400	1000	1000				0.2136	0.4084	2.7970	0.0074	0.0141	0.0049	103.9200

DATA KARAKTERISTIK TRANSMISI UPT & SRB

1140 KASE 102V
KV BASE

Jml Sukai	Dati	Ke	Joc	Data Pemampatan		Tibon (Anpi)	lap. Cl		lap. w		R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	B (MVar/km)	R ₀ (Ohm)	X ₀ (Ohm)	B ₀ (MVar)	Daya (MW)
				Teg (kV)	Jarah (Km)		Dati	Ke	Dati	Ke							

$(1) = (1) \times (A) \times (1,732 / 1000)$
 $(2) = (1) \times (A) \times (1,732 / 1000)$
 $(3) = (1) \times (A) \times (1,732 / 1000)$
 $(4) = (1) \times (A) \times (1,732 / 1000)$
 $(5) = (1) \times (A) \times (1,732 / 1000)$

Sub Region Bali

1	NSUDAS	POGANS	1	150	13.410	ACSR PARTIDGE	135 mm ²	435	200	200	830	830	0.2136	0.2064	2.7970	0.0127	0.0243	0.0064	103.9200
1	BRITIS	PMARONS	1	150	29.430	ACSR PARTIDGE	135 mm ²	400	800	200	830	830	0.2136	0.4064	2.7970	0.0134	0.0371	0.0129	103.9200

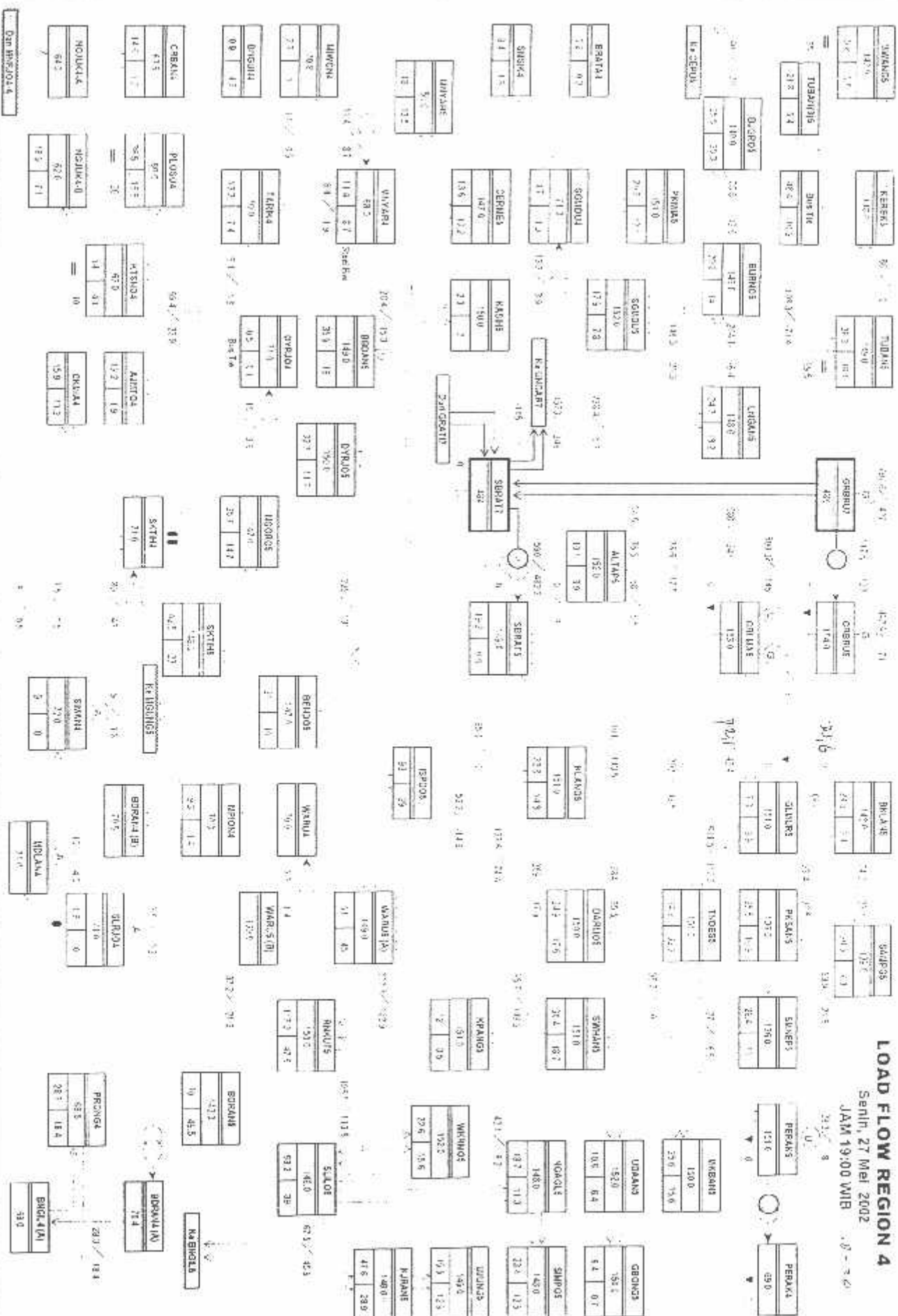
Pengembangan / Proyek

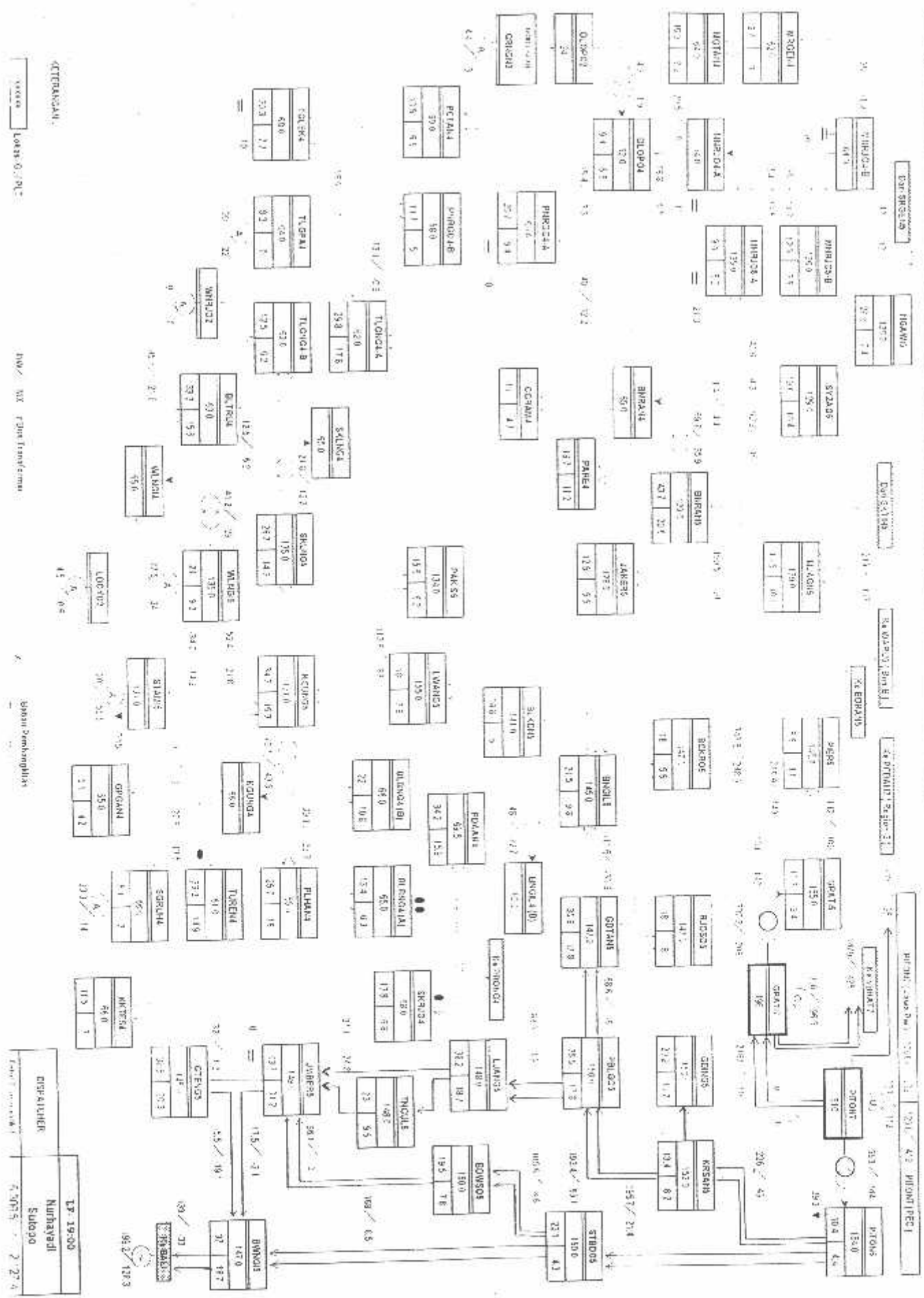
1	KAPALAS	PBIANS	1	150	17.220	ACSR HAWK	477 mm ²	645	1000	1000	830	830	0.1370	0.3906	2.8820	0.0105	0.0304	0.0112	157.5710
1	PBIANS	PSGRANS	1	150	7.400	ACSR HAWK	477 mm ²	645	1000	1000	830	830	0.1370	0.3906	2.8820	0.0105	0.0304	0.0112	157.5710
1	KAPALAS	UBUDS	1	150	16.730	ACSR PARTIDGE	135 mm ²	400	800	800	1250	1250	0.2136	0.4064	2.7970	0.0159	0.0304	0.0105	103.9200
1	UBUDS	BRITIS	1	150	29.440	ACSR PARTIDGE	135 mm ²	400	800	800	1250	1250	0.2136	0.4064	2.7970	0.0173	0.0534	0.0185	103.9200
Informasi																			
1	KAPALAS	UBUDS	1	150	22.530	ACSR PARTIDGE	135 mm ²	400	800	800	1250	1250	0.2136	0.4064	2.7970	0.0214	0.0408	0.0142	103.9200
1	UBUDS	BRITIS	1	150	25.670	ACSR PARTIDGE	135 mm ²	400	800	800	1250	1250	0.2136	0.4064	2.7970	0.0244	0.0465	0.0162	103.9200

UPPATIV C

Rencana Up-rating																			
1	KAPALAS	UBUDS	1	150	22.530	TACSR	160 mm ²	714	400	400	830	830	0.2200	0.3900	2.9600	0.0220	0.0390	0.0150	150.6932
1	UBUDS	BRITIS	1	150	25.670	TACSR	160 mm ²	734	400	400	830	830	0.2200	0.3900	2.9600	0.0251	0.0445	0.0171	190.6932
1	BRITIS	PMARONS	1	150	20.430	TACSR	160 mm ²	734	800	200	830	830	0.2200	0.3900	2.9600	0.0200	0.0354	0.0136	190.6932
1	BRITIS	PMARONS	2	150	20.430	TACSR	160 mm ²	734	800	200	830	830	0.2200	0.3900	2.9600	0.0200	0.0354	0.0136	190.6932
1	KAPALAS	PMARONS	1	150	58.580	TACSR	160 mm ²	734	400	400	830	830	0.2200	0.3900	2.9600	0.0573	0.1015	0.0390	190.6932
1	KAPALAS	BRITIS	1	150	38.770	TACSR	160 mm ²	734	800	800	1250	1250	0.2200	0.3900	2.9600	0.0373	0.0662	0.0254	190.6932

Senlin, 27 Mei 2002
JAM 19:00 WIB . . . - 26





CTERANAN

LOKASI 0.19.2

WU/ MU T.100 Transmisi

Barisan Pembangunan

DISPENSER

Nurhayati
Sulopo
5.10.15 2.27.4

17.19.00

PLTG : 99.9 60.0

HARI : SENIN Tgl. 27 MEI 2002
PUKUL : 20.00 WITA

GLUKS	
136	14
568 A	5.1 2.7

PARONS	
143	32.5 / 3
23.8	4.6 37.11

BIRITIS	
141	32.1 / 3
3.1	1.1

AMPALAS	
140	12.3 / 4.3

NEGAS	
145	53.4
9.8	3.8

ASAPALAS	
146	6.7 3.1

KAPALAS	
141	64.0 / 16
6.8	2.1

GNYARAS	
140	34.5 8.7 20.7

OLS 1 sec ELKA	
Podangren - 11	
Taherren - 11	
In Carang - 12	
Pohang maring - 13	
Gargu - 15	
Informasi - 14	
TOTAL	

OLS 150KV ELKA	
1 SEC KIVU	120
4 SEC PASIRU	120
5 SEC PASIRU	120
TOTAL	360

PUKUL : 20.00 WITA	
LOKASI TUG TEG	
GLUKS	1 20.5 13
PARONS	1 20.5 10
BIRITIS	1 20.5 13
AMPALAS	1 20.6 34
NEGAS	1 20.6 17
ASAPALAS	1 20.6 15
KAPALAS	1 20.6 15
GNYARAS	1 20.6 15

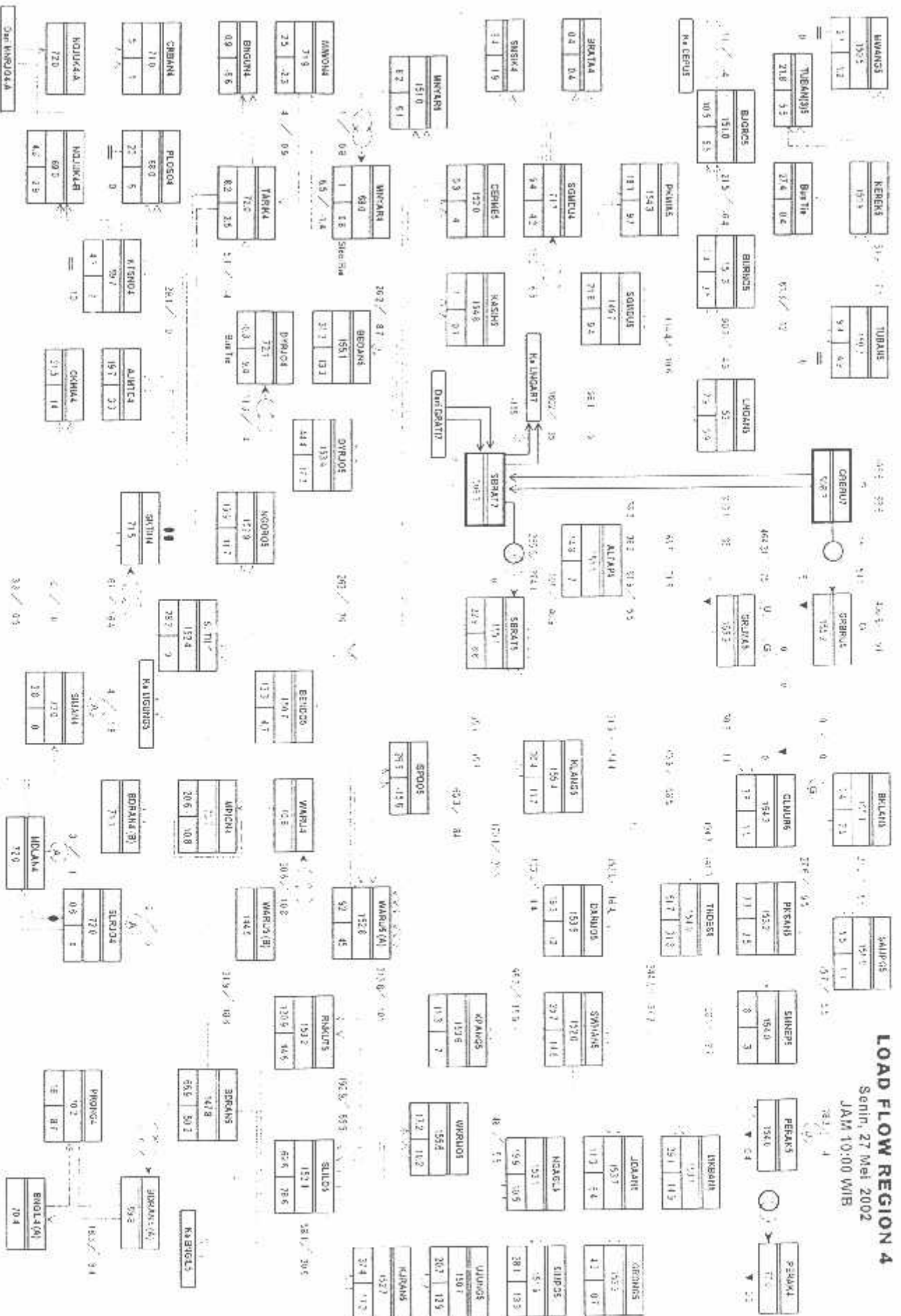
KIVU	
1 20.5 13	
PARONS	1 20.5 10
BIRITIS	1 20.5 13
AMPALAS	1 20.6 34
NEGAS	1 20.6 17
ASAPALAS	1 20.6 15
KAPALAS	1 20.6 15
GNYARAS	1 20.6 15

KIVU	
1 20.5 13	
PARONS	1 20.5 10
BIRITIS	1 20.5 13
AMPALAS	1 20.6 34
NEGAS	1 20.6 17
ASAPALAS	1 20.6 15
KAPALAS	1 20.6 15
GNYARAS	1 20.6 15

KIVU	
1 20.5 13	
PARONS	1 20.5 10
BIRITIS	1 20.5 13
AMPALAS	1 20.6 34
NEGAS	1 20.6 17
ASAPALAS	1 20.6 15
KAPALAS	1 20.6 15
GNYARAS	1 20.6 15

Pembangkit BALT R.M.W.	
1 20.5 13	
PARONS	1 20.5 10
BIRITIS	1 20.5 13
AMPALAS	1 20.6 34
NEGAS	1 20.6 17
ASAPALAS	1 20.6 15
KAPALAS	1 20.6 15
GNYARAS	1 20.6 15

Senin, 27 Mei 2002
JAM 10:00 WIB



CAPITAIN

Pauzătorul Terișka Novosil

CAPITAIN

CHANGKUNG

NGAMU	211
18	42

DAKSIKUNG

SYDAS	10.5
10.4	11

CHANGKUNG BUBUN

TLACIS	16.5
16.4	11

KAPALAT Bagan 21

PIOS	10.5
10.4	11

KAPALAT

OROTIS	10.5
10.4	11

PIOS

PIOS	10.5
10.4	11

PIOS

PIOS	10.5
10.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM	19.5
19.4	11

KETERANGAN:

NGEM	19.5
19.4	11

NGEM 19.5

NGEM 19.5

NGEM	19.5
19.4	11

LISTING PROGRAM UP-DOWNSTREAM LOOKING ALGORITHM

```

function [Pg,Pd,Lgia,Ldia,Pda,Pga]=TracingFlow(N,Alir,Zasli,Beban)
Typ=zeros(N,1);
for i=1:N
    Typ(i)=Beban(i,T);
end
[P]=HitungP(N,Alir,Zasli);
[Pg,PLo]=HitungPa(N,P,Typ);
[A,PgiI]=HitungMatrikAgr(N,P,Alir,Beban,Typ);
Pgr=zeros(N,1);
Pgr=inv(A)*PgiI;
[Pd,Pda]=HitungDisPgr(N,A,P,PgiI,Pgr,Beban,Alir,Typ);
[A,PLn]=HitungMatrikAnet(N,P,Alir,Beban,Typ);
Pnet=zeros(N,1);
Pnet=inv(A)*PLn;
[Pg,Pga]=HitungDisPnet(N,A,P,PgiI,Beban,Alir,Typ);
[Pgi,Pdi,Lgi,Ldi,Lgia,Ldia]=HitungPgiPdi(N,PgiI,Pg,Pgr,Pd,Pnet,Beban,Typ);

function [P]=HitungP(N,Alir,Zasli)
P=zeros(N,1);
for i=1:N
    for j=1:N
        Xs=imag(Zasli(i,j));
        if Xs~=0
            P(i,j)=(real(Alir(i,j))-real(Alir(j,i)))/2;
            if P(i,j)<0
                P(j,i)=-P(i,j);
                P(i,j)=0;
            end
        end
    end
end
end

function [Pg,PLo]=HitungPa(N,P,Typ)
Pg=zeros(N,1);
PLo=zeros(N,1);
for i=1:N
    sumA=0;
    for j=1:N
        Xs=P(i,j);
        if Xs~=0
            sumA=sumA-P(i,j);
        end
    end
    sumB=0;
    for j=1:N
        Xs=P(j,i);
        if Xs~=0
            sumB=sumB+P(j,i);
        end
    end
    if Typ(i)~=3
        Pg(i)=sumA-sumB;
    else
        PLo(i)=sumB-sumA;
    end
end

```

```

end

function [A,Pgi]=HitungMatrikAgr(N,P,Alir,Beban,Typ)
A=zeros(N,N);
Pgi=zeros(N,1);
for i=1:N
    Pi=0;
    if Typ(i)~=3
        for j=1:N
            Xs=P(i,j);
            if Xs~=0
                Pi=Pi+real(Alir(i,j));
            end
        end
    else
        for j=1:N
            Xs=P(i,j);
            if Xs~=0
                Pi=Pi+real(Alir(i,j));
            end
        end
        Pi=Pi+Beban(i,5);
    end
    for j=1:N
        if j==i
            A(i,j)=1;
        else
            Xs=P(i,j);
            if Xs~=0
                A(i,j)=-real(Alir(i,j))/Pi;
            end
        end
    end
end
end
for i=1:N
    if Typ(i)~=3
        Pout=0;
        Pin=0;
        for j=1:N
            Xs=P(i,j);
            if Xs~=0
                Pout=Pout+real(Alir(i,j));
            end
            Xs=P(j,i);
            if Xs~=0
                Pin=Pin+real(Alir(i,j));
            end
        end
        Pgi(i)=Pout+Pin;
    end
end
end
A=transpose(A);

function [L,Li]=HitungDisPgr(N,Ai,P,Pgi,Pgr,Beban,Alir,Typ)
L=zcross(N,1);
Li=zeros(N,N);
Ai=inv(Ai);

```

```

for i=1:N
    Pi=0;
    if Typ(i)==3
        for j=1:N
            Xs=P(i,j);
            if Xs==0
                Pi=Pi+real(Alir(i,j));
            end
        end
        Pi=Pi+Beban(i,5);
        sum=0;
        for j=1:N
            if Typ(j)~=3
                sum=sum+Ai(i,j)*Pgi(j);
                Li(i,j)=real(Beban(i,5))/Pi*Ai(i,j)*Pgi(j);
            end
        end
        Li(i)=real(Beban(i,5))/Pi*sum;
    end
end

function [A,PLn]=HitungMatrikAnct(N,P,Alir,Beban,Typ)
A=zeros(N,N);
PLn=zeros(N,1);
Pa=zeros(N,1);
for i=1:N
    Pi=0;
    if Typ(i)~=3
        for j=1:N
            Xs=P(i,j);
            if Xs==0
                Pi=Pi+real(Alir(i,j));
            end
        end
        Pa(i)=Pi;
    else
        for j=1:N
            Xs=P(i,j);
            if Xs==0
                Pi=Pi+real(Alir(i,j));
            end
        end
        Pi=Pi+Beban(i,5);
        Pa(i)=Pi;
    end
end
for i=1:N
    for j=1:N
        if j==i
            A(i,j)=1;
        else
            Xs=P(i,j);
            if Xs==0
                A(i,j)=real(Alir(j,i))/Pa(i);
            end
        end
    end
end
end

```

```

end
for i=1:N
    if Typ(i)~=3
        PLu(i)=real(Beban(i,5));
    end
end

function [L,Li]=HitungDisPnet(N,Ai,P,Pgi,Beban,Alir,Typ)
L=zeros(N,1);
Li=zeros(N,N);
Ai=inv(Ai);
Pa=zeros(N,1);
for i=1:N
    Pi=0;
    if Typ(i)~=3
        for j=1:N
            Xs=P(i,j);
            if Xs~=0
                Pi=Pi+real(Alir(i,j));
            end
        end
        Pa(i)=Pi;
    else
        for j=1:N
            Xs=P(i,j);
            if Xs~=0
                Pi=Pi+real(Alir(i,j));
            end
        end
        Pi=Pi+Beban(i,5);
        Pa(i)=Pi;
    end
end
for i=1:N
    Pi=0;
    if Typ(i)~=3
        for j=1:N
            Xs=P(i,j);
            if Xs~=0
                Pi=Pi+real(Alir(i,j));
            end
        end
        Pi=Pi+Beban(i,5);
        sum=0;
        for j=1:N
            if Typ(j)~=3
                sum=sum+Ai(i,j)*real(Beban(j,5));
                Li(i,j)=Pgi(i)/Pa(i)*Ai(i,j)*real(Beban(j,5));
            end
        end
        L(i)=Pgi(i)/Pa(i)*sum;
    end
end

function [Pgi,Pdi,Lgi,Ldi,Lgia,Ldia]=HitungPgiPdi(N,Pgi1,Pg,Pgr,Pd,Pnet,Beban,Typ)
Pgi=zeros(N,1);
Pdi=zeros(N,1);

```

```

Lgi=zeros(N,1);
Ldi=zeros(N,1);
Lgia=zeros(N,1);
Ldia=zeros(N,1);
for i=1:N
    if Typ(i)==3
        Ldi(i)=Pd(i)-real(Beban(i,5));
        Pdi(i)=(Pd(i)+real(Beban(i,5)))/2;
        Ldia(i)=Pdi(i)-real(Beban(i,5));
    elseif Typ(i)~=3
        Lgi(i)=Pgi1(i)-Pg(i);
        Pgi(i)=(Pg(i)+Pgi1(i))/2;
        Lgia(i)=Pgi1(i)-Pgi(i);
    end
end
end

```

LISTING PROGRAM ALIRAN DAYA NEWTON-RAPHSON

```
function
[V,ite,Alir,Sg,SL,SumG,SumL,Rr,RugiS,Jq]=NewtonPolar(N,z,Lc,Tr,Cap,Beban,Pbase)
%Loadflow Metode Newton Raphson Polar

%Baca Data-----
ite=0;
[V,Sg,SL,TypeBus]=BacaData(N,Beban,Pbase);
[Y]=Admittansi(N,z,Lc,Tr,Cap);
for i=1:15
    [dS]=PowerMismatch(N,Y,Lc,Sg,SL,TypeBus,V);
    [Cck]=CckKonvergen(N,dS,TypeBus);
    if Cck==1
        break;
    end
    [Jq]=Jacobian(N,V,Y,TypeBus);
    [V]=UpdateTegangan(N,V,Jq,dS,TypeBus);
    ite=ite+1;
end
[Vr]=UbahRectangular(N,V);
[Alir]=AlirDaya(N,Vr,Y,Lc,Pbase);
[Sg]=Daya(N,Vr,TypeBus,Sg,SL,Y,Pbase,Alir);
SL=Pbase*SL;
[SumG,SumL,Rr]=RugiRugi(N,Sg,SL);
[RugiS]=RugiSaluran(N,z,Alir);

function [V,Sg,SL,TypeBus]=BacaData(N,Beban,Pbase)
V=zeros(N,1);
Sg=zeros(N,1);
SL=zeros(N,1);
TypeBus=zeros(N,1);
for i=1:N
    V(i)=complex(Beban(i,1),Beban(i,2));
    Sg(i)=complex(Beban(i,3)/Pbase,Beban(i,4)/Pbase);
    SL(i)=complex(Beban(i,5)/Pbase,Beban(i,6)/Pbase);
    TypeBus(i)=Beban(i,7);
end

function [Y]=Admittansi(N,z,Lc,Tr,Cap)
Y=zeros(N,N);
C=zeros(N,N);
for i=1:N
    for j=1:N
        xa=imag(z(i,j));
        if xa~=0
            z(j,i)=z(i,j);
            Lc(j,i)=Lc(i,j);
        end
    end
end
for i=1:N
    for j=1:N
        xa=imag(z(i,j));
        if xa~=0
            C(i,j)=1/z(i,j);
        end
    end
end
```

```

        end
    end
end
for i=1:N
    for j=1:N
        if i==j
            sumA=0;
            sumB=0;
            for k=1:N
                if i~=k
                    sumA=sumA+real(C(i,k));
                    sumB=sumB+imag(C(i,k))+Lc(i,k);
                end
            end
            if Cap(i)~=0
                sumB=sumB+Cap(i);
            end
            Y(i,j)=complex(sumA,sumB);
        else
            Y(i,j)=complex(-real(C(i,j)), -imag(C(i,j)));
        end
    end
end
for i=1:N
    for j=1:N
        if Tr(i,j)~=0
            Tr(i,j)=1/Tr(i,j);
            Y(i,i)=Y(i,i)-C(i,j);
            Y(i,i)=Y(i,i)+C(i,j)*Tr(i,j)^2;
            Y(i,j)=Tr(i,j)*Y(i,j);
            Y(j,i)=Y(i,j);
        end
    end
end
for i=1:N
    if Cap(i)~=0
        re=real(Y(i,i));
        im=imag(Y(i,i))+Cap(i);
        Y(i,i)=complex(re,im);
    end
end
end

```

```

function [dS]=PowerMismatch(N,Y,Lc,Sg,SL,TypBus,V)
%Fungsi ini untuk menghitung selisih daya
PV=0;
for i=1:N
    if TypBus(i)==2
        PV=PV+1;
    end
end
n=N+1+N-I-PV;
dS=zeros(n,1);
Pc=zeros(N,1);
Qc=zeros(N,1);
sp=0;
sq=0;

```

```

for i=1:N
    if TypBus(i)~=1
        sum1=0;
        for j=1:N
            Gij=real(Y(i,j));
            Bij=imag(Y(i,j));
            Ui=real(V(i));
            Uj=real(V(j));
            dij=imag(V(i))-imag(V(j));
            sum1=sum1+Ui*Uj*(Gij*cos(dij)+Bij*sin(dij));
        end
        Pc(i)=sum1;
    end
    if TypBus(i)==3
        sum2=0;
        for j=1:N
            Gij=real(Y(i,j));
            Bij=imag(Y(i,j));
            Ui=real(V(i));
            Uj=real(V(j));
            dij=imag(V(i))-imag(V(j));
            sum2=sum2+Ui*Uj*(Gij*sin(dij)-Bij*cos(dij));
        end
        Qc(i)=sum2;
    end
end
sp=0;
sq=N-1;
for i=1:N
    if TypBus(i)~=1
        sp=sp+1;
        dS(sp)=real(Sg(i))-real(SL(i))-Pc(i);
    end
    if TypBus(i)==3
        sq=sq+1;
        dS(sq)=imag(Sg(i))-imag(SL(i))-Qc(i);
    end
end

function [Jq]=Jaqobian(N,V,Y,TypBus)
PV=0;
for i=1:N
    if TypBus(i)==2
        PV=PV+1;
    end
end
NJq=N-1+N-1-PV;
Jq=zeros(NJq,NJq);
%Pembentukan Jaqobian H
row=0;
for i=1:N
    if TypBus(i)~=1
        row=row+1;
        col=0;
        for j=1:N
            if TypBus(j)~=1
                col=col+1;

```

```

    Ui=real(V(i));
    di=imag(V(i));
    Uj=real(V(j));
    dj=imag(V(j));
    Gij=real(Y(i,j));
    Bij=imag(Y(i,j));
    if j==i
        sum=0;
        for k=1:N
            Uk=real(V(k));
            dk=imag(V(k));
            Gj=k=real(Y(j,k));
            Bj=k=imag(Y(j,k));
            sum=sum+((Gjk*sin(dj-dk)-Bjk*cos(dj-dk))*Uk);
        end
        Qj=sum*Uj;
        Jq(row,col)=-Qj-Bij*Uj^2;
    else
        Jq(row,col)=Ui*Uj*(Gij*sin(di-dj)-Bij*cos(di-dj));
    end
end
end
end
end
%Pembentukan Jacobian I.
row=N-1;
for i=1:N
    if TypBus(i)==3
        row=row+1;
        col=N-1;
        for j=1:N
            if TypBus(j)==3
                col=col+1;
                Ui=real(V(i));
                di=imag(V(i));
                Uj=real(V(j));
                dj=imag(V(j));
                Gij=real(Y(i,j));
                Bij=imag(Y(i,j));
                if j==i
                    sum=0;
                    for k=1:N
                        Uk=real(V(k));
                        dk=imag(V(k));
                        Gj=k=real(Y(j,k));
                        Bj=k=imag(Y(j,k));
                        sum=sum+((Gjk*sin(dj-dk)-Bjk*cos(dj-dk))*Uk);
                    end
                    Qj=sum*Uj;
                    Jq(row,col)=Qi-Bij*Uj^2;
                else
                    Jq(row,col)=Ui*Uj*(Gij*sin(di-dj)-Bij*cos(di-dj));
                end
            end
        end
    end
end
end
end

```

```

%Pembentukan Jaqobian N
row=0;
for i=1:N
    if TypBus(i)~=1
        row=row+1;
        col=N-1;
        for j=1:N
            if TypBus(j)==3
                col=col+1;
                Ui=real(V(i));
                di=imag(V(i));
                Uj=real(V(j));
                dj=imag(V(j));
                Gij=real(Y(i,j));
                Bij=imag(Y(i,j));
                if j==i
                    sum=0;
                    for k=1:N
                        Uk=real(V(k));
                        dk=imag(V(k));
                        Gjk=real(Y(j,k));
                        Bjk=imag(Y(j,k));
                        sum=sum+((Gjk*cos(dj-dk)-Bjk*sin(dj-dk))*Uk);
                    end
                    Pj=sum*Uj;
                    Jq(row,col)=Pj+Gij*Uj^2;
                else
                    Jq(row,col)=Ui*Uj*(Gij*cos(di-dj)+Bij*sin(di-dj));
                end
            end
        end
    end
end
%Pembentukan Jaqobian M
row=N-1;
for i=1:N
    if TypBus(i)==3
        row=row+1;
        col=0;
        for j=1:N
            if TypBus(j)~=1
                col=col+1;
                Ui=real(V(i));
                di=imag(V(i));
                Uj=real(V(j));
                dj=imag(V(j));
                Gij=real(Y(i,j));
                Bij=imag(Y(i,j));
                if j==i
                    sum=0;
                    for k=1:N
                        Uk=real(V(k));
                        dk=imag(V(k));
                        Gjk=real(Y(j,k));
                        Bjk=imag(Y(j,k));
                        sum=sum+((Gjk*cos(dj-dk)+Bjk*sin(dj-dk))*Uk);
                    end
                end
            end
        end
    end
end

```

```

        Pj=sum*Uj;
        Jq(row,col)=Pj-Gij*Uj^2;
    else
        Jq(row,col)=-Ui*Uj*(Gij*cos(di-dj)+Bij*sin(di-dj));
    end
end
end
end
end

```

```

function [V]=UpdateTegangan(N,V,Jq,dS,TypeBus)
PV=0;
for i=1:N
    if TypeBus(i)==2
        PV=Pv+1;
    end
end
n=N-1+N-1-PV;
dV=zeros(n,1);
dV=Jq\dS;
sp=0;
sq=0;
for i=1:N
    if TypeBus(i)~=1
        sp=sp+1;
        V(i)=complex(real(V(i)),imag(V(i))+dV(sp));
    end
end
sq=N-1;
for i=1:N
    if TypeBus(i)==3
        sq=sq+1;
        dt=dV(sq)*real(V(i));
        V(i)=complex(real(V(i))+dt,imag(V(i)));
    end
end
end

```

```

function [Cek]=CekKonvergen(N,dS,TypeBus)
Cek=1;
PV=0;
for i=1:N
    if TypeBus(i)==2
        PV=Pv+1;
    end
end
n=N-1+N-1-PV;
Tol=0.0001;
for i=1:n
    if abs(dS(i))>Tol
        Cek=0;
    end
end
end

```

```

function [Vr]=UbahRectangular(N,V)
Vr=zeros(N,1);
for i=1:N
    Vreal=real(V(i))*cos(imag(V(i)));

```

```

    Vimag=real(V(i))*sin(imag(V(i)));
    Vr(i)=complex(Vreal,Vimag);
end

function [Alir]=AlirDaya(N,V,Y,Lc,Pbase)
Alir=zeros(N,N);
for j=1:N
    for i=1:N
        Lc(i,i)=Lc(i,j);
    end
end
for i=1:N
    for j=1:N
        if j==i
            Yx=imag(Y(i,j));
            if Yx==0
                Ys=complex(-real(Y(i,i)), -imag(Y(i,j)));
                Ls=complex(0,Lc(i,j));
                Al=conj(V(i))*(V(i)-V(j))*Ys+conj(V(i))*V(i)*Ls;
                Alir(i,j)=complex(real(Al)*Pbase, -imag(Al)*Pbase);
            end
        end
    end
end

function [Sg]=Daya(N,V,Typ,Sg,SL,Y,Pbase,Alir)
for i=1:N
    sum=0;
    if Typ(i)==1
        for j=1:N
            Al=imag(Y(i,j));
            if Al==0
                sum=sum+Alir(i,j);
            end
        end
        Sg(i)=sum+SL(i)*Pbase;
    end
    sum=0;
    if Typ(i)==2
        for j=1:N
            sum=sum+(imag(V(i))*(real(V(j))*real(Y(i,j))+imag(V(j))*-imag(Y(i,j)))-
            real(V(i))*(imag(V(j))*real(Y(i,j))-real(V(j))*-imag(Y(i,j))));
        end
        Sg(i)=complex(real(Sg(i))*Pbase,(sum+imag(SL(i))*Pbase);
    end
    if Typ(i)==3
        Cap=imag(Sg(i));
        if Cap==0
            Sg(i)=Pbase*Sg(i);
        end
    end
end
end

function [SumG,SumL,Rr]=RugiRugi(N,Sg,SL)
Rr=zeros(N,1);
SumG=0+0i;
SumL=0+0i;

```

LISTING PROGRAM ALOKASI RUGI DAYA TRANSMISI (PROPORTIONAL SHARING)

```
clc
N=23;
Z=zeros(N,N);
Lc=zeros(N,N);
Tr=zeros(N,N);
Cap=zeros(N,1);
Beban=zeros(N,8);
q=zeros(N,1);
Zasli=zeros(N,N);
%Data Saluran Bali-----
Z(1,2)=(0.0080+0.0347i)/2;
Z(1,9)=(0.0095+0.0692i)/2;
Z(2,3)=0.0076+0.0328i;
Z(2,4)=(0.0119+0.0519i)/2;
Z(4,5)=(0.0265+0.0920i)/2;
Z(5,6)=0.0167+0.0571i;
Z(5,7)=0.0315+0.1077i;
Z(6,7)=0.0148+0.0506i;
Z(7,8)=0.0337+0.1151i;
Z(7,10)=(0.0257+0.0706i)/2;
Z(7,11)=0.0430+0.1469i;
Z(9,10)=(0.0362+0.0619i)/2;
Z(9,11)=(0.1932+0.0914i)/2;
Z(11,12)=(0.0032+0.0069i)/2;
Z(12,13)=0.0399+0.1314i;
Z(12,16)=(0.0232+0.0671i)/2;
Z(13,14)=0.0194+0.0371i;
Z(13,18)=0.0556+0.1054i;
Z(14,18)=0.0362+0.0693i;
Z(15,19)=(0.0206+0.0595i)/2;
Z(16,17)=0.0270+0.0783i;
Z(16,18)=0.0412+0.1194i;
Z(17,18)=0.0142+0.0411i;
Z(18,19)=(0.0117+0.0339i)/2;
Z(18,20)=0.0105+0.0304i;
Z(18,21)=0.0293+0.0561i;
Z(18,22)=0.0105+0.0304i;
Z(19,23)=(0.0157+0.0298i)/2;
Z(20,22)=0.0045+0.0130i;
Z(21,22)=0.0127+0.0243i;
Z(22,23)=(0.0074+0.0141i)/2;
Zasli=Z;
%Data Line Charging-----
Lc(1,2)=0.0135/2;
Lc(1,9)=0.0502/2;
Lc(2,3)=0.0128;
Lc(2,4)=0.0202/2;
Lc(4,5)=0.0332/2;
Lc(5,6)=0.0206;
Lc(5,7)=0.0389;
Lc(7,8)=0.0415;
Lc(7,10)=0.0251/2;
Lc(7,11)=0.0530;
Lc(8,11)=0.0218;
Lc(9,10)=0.0223/2;
```

```

Lc(9,11)=0.0680/2;
Lc(11,12)=0;
Lc(12,13)=0.0502;
Lc(12,16)=0.0247/2;
Lc(13,14)=0.0129;
Lc(13,18)=0.0369;
Lc(14,18)=0.0240;
Lc(15,19)=0.0219/2;
Lc(16,17)=0.0288;
Lc(16,18)=0.0439;
Lc(17,18)=0.0151;
Lc(18,19)=0.0125/2;
Lc(18,20)=0.0112;
Lc(18,21)=0.0195;
Lc(18,22)=0.0112;
Lc(19,23)=0.0104/2;
Lc(20,22)=0.0048;
Lc(21,22)=0.0084;
Lc(22,23)=0.0049/2;
%Data Pembebanan-----
for i=1:N
    Beban(i,1)=1;
    Beban(i,2)=0;
    Beban(i,3)=0;
    Beban(i,4)=0;
    Beban(i,7)=3;
end
Beban(1,1)=1.0;
Beban(12,1)=0.99;
Beban(22,1)=0.93;
Beban(12,3)=99.9; Beban(12,4)=60.0;
Beban(22,3)=99.3; Beban(22,4)=68.3;
Beban(18,4)=40;
Beban(1,5)=2906.6;Beban(1,6)=689.4;
Beban(2,5)=13.4;Beban(2,6)=8.2;
Beban(3,5)=20.2;Beban(3,6)=11.7;
Beban(4,5)=104.1;Beban(4,6)=11.8;
Beban(5,5)=38.2;Beban(5,6)=18.7;
Beban(6,5)=23;Beban(6,6)=9.5;
Beban(7,5)=63.7;Beban(7,6)=31.2;
Beban(8,5)=37.5;Beban(8,6)=20.3;
Beban(9,5)=22.1;Beban(9,6)=4.3;
Beban(10,5)=19.5;Beban(10,6)=7.8;
Beban(11,5)=37;Beban(11,6)=18.7;
Beban(12,5)=5.4;Beban(12,6)=2.7;
Beban(13,5)=23.8;Beban(13,6)=4.6;
Beban(14,5)=3.1;Beban(14,6)=1.1;
Beban(15,5)=12.3;Beban(15,6)=4.3;
Beban(16,5)=9.8;Beban(16,6)=3.8;
Beban(17,5)=6.7;Beban(17,6)=3.4;
Beban(18,5)=62.8;Beban(18,6)=2.1;
Beban(19,5)=34.5;Beban(19,6)=8.7;
Beban(20,5)=5.8;Beban(20,6)=3.2;
Beban(21,5)=46.2;Beban(21,6)=14.2;
Beban(22,5)=66.3;Beban(22,6)=26.5;
Beban(23,5)=51.8;Beban(23,6)=18.9;
%
```

```

disp(['Jumlah Pembebanan = ' num2Str(SumL) ' MVA']);
disp(['Jumlah Rugi-Rugi = ' num2Str(Rr) ' MVA']);
disp(['Jumlah Iterasi = ' num2Str(its)]);
disp(' ');
x(1)=1;y(1)=real(SumG);
x(2)=2;y(4)=imag(SumG);
x(3)=3;y(2)=real(SumL);
x(4)=4;y(5)=imag(SumL);
x(5)=5;y(3)=real(Rr);
x(6)=6;y(6)=imag(Rr);
han(y);
ylabel('Daya (MW)');

[Lg,Lgr,Lga,Lda,Pda,Pga]=TracingFlow(N,Alir,Zasli,Beban);
disp(' ');
disp('Table Losses Allocated to every Load');
disp('Proportional Sharing Allocation');
disp('-----');
disp(' Load bus Losses (MW) ');
disp('-----');
sa=0;
for i=1:N
    if Beban(i,7)~=3
        Sa=[i Lda(i)];
        fprintf(' %3.0f %8.3f\n',Sa);
    end
end
disp('-----');
disp(['TOTAL = ' num2str(sum(Lda))]);
disp('-----');
disp(' ');
disp('Table Procentage Losses Allocated to every Load');
disp('Proportional Sharing Allocation');
disp('-----');
disp(' Load bus Losses (%) ');
disp('-----');
sa=0;
sm=sum(Lda);
for i=1:N
    if Beban(i,7)~=3
        Sa=[i Lda(i)/sm*100];
        fprintf(' %3.0f %8.3f\n',Sa);
    end
end
disp('-----');
disp(['TOTAL = ' num2str(sum(Lda)/sum(Lda)*50)]);
disp('-----');
disp(' ');
disp('Table Losses Allocated to every Generator');
disp('Proportional Sharing Allocation');
disp('-----');
disp(' Load bus Losses (MW) ');
disp('-----');
sa=0;
for i=1:N
    if Beban(i,7)~=3
        Sa=[i Lga(i)];

```

```

        fprintf(' %3.0f  %8.3f\n',Sa);
    end
end
disp('-----');
disp(['TOTAL      ' num2str(sum(Lga))]);
disp('-----');
disp(' ');
disp('Table Procentage Losses Allocated to every Generator');
disp('Proportional Sharing Allocation'),
disp('-----');
disp(' Load has  Losses (%) ');
disp('-----');
sa=0;
sm=sum(Lga);
for i=1:N
    if Bcbn(i,7)==3
        Sa=[i Lga(i)/sm*100];
        fprintf(' %3.0f  %8.3f\n',Sa);
    end
end
disp('-----');
disp(['TOTAL      ' num2str(sum(Lga)/sum(Lga)*50)]);
disp('-----');
%disp(Pda);
%disp(Pga);

```

HASIL PERHITUNGAN MATLAB 6.1

Hasil Perhitungan Aliran Daya
Dengan Metode Newton-Raphson

Jumlah Bus = 23
Jumlah iterasi = 4

Bus	Tegangan (pu)		Pembangkitan mw mvar		Pembebanan mw mvar	
1	1.00000	0.00000	634.005	-32.749	39.600	4.400
2	0.98156	-0.04382	0.000	0.000	13.400	8.200
3	0.97645	-0.04990	0.000	0.000	20.200	11.700
4	0.96350	-0.10364	0.000	0.000	104.100	11.800
5	0.94880	-0.16198	0.000	0.000	38.200	18.700
6	0.94574	-0.19086	0.000	0.000	23.000	9.500
7	0.95116	-0.20471	0.000	0.000	63.700	31.200
8	0.91771	-0.24840	0.000	0.000	37.500	20.300
9	1.02084	-0.11769	0.000	0.000	22.100	4.300
10	0.97952	-0.15836	0.000	0.000	19.500	7.800
11	0.98335	-0.35131	0.000	0.000	37.000	8.700
12	0.99000	-0.36053	99.900	273.944	5.400	2.700
13	0.95414	-0.47148	0.000	0.000	23.800	4.600
14	0.94825	-0.48307	0.000	0.000	3.100	1.100
15	0.92747	-0.51483	0.000	0.000	12.300	4.300
16	0.96876	-0.41266	0.000	0.000	9.800	3.800
17	0.94666	-0.47251	0.000	0.000	6.700	3.400
18	0.93712	-0.50178	0.000	40.000	62.800	2.100
19	0.92992	-0.51099	0.000	0.000	34.500	8.700
20	0.93176	-0.50674	0.000	0.000	5.800	3.200
21	0.92553	-0.51404	0.000	0.000	46.200	14.200
22	0.93000	-0.50810	99.300	14.910	66.300	26.500
23	0.92763	-0.51137	0.000	0.000	51.800	18.900

Aliran Daya Antar Saluran

Bus		Daya	
from	to	mw	mvar
1	2	259.756	51.136
1	9	334.649	-88.285
2	1	-256.949	-40.289
2	3	20.241	9.424
2	4	223.308	22.665

3	2	-20.200	-11.700
4	2	-220.194	-10.994
4	5	116.094	-0.806
5	4	-114.170	4.449
5	6	43.351	-8.790
5	7	32.619	-14.359
6	5	-42.994	6.316
6	7	19.994	-15.816
7	5	-32.206	8.752
7	6	-19.886	16.184
7	8	38.152	13.443
7	10	-131.650	-26.800
7	11	81.889	-42.778
8	7	-37.500	-18.464
9	1	-328.980	124.454
9	10	158.437	45.140
9	11	148.443	-173.894
10	7	134.205	31.480
10	9	-153.705	-39.280
11	7	-78.016	46.089
11	9	-101.117	189.452
11	12	142.134	-254.241
12	11	-140.730	257.267
12	13	81.619	1.734
12	16	153.611	12.242
13	12	-78.889	-2.234
13	14	28.467	-0.761
13	18	26.622	-1.605
14	13	-28.294	-1.243
14	18	25.194	0.143
15	19	-12.300	-4.300
16	12	-150.797	-6.472
16	17	71.682	2.022
16	18	69.315	0.650
17	16	-70.198	-3.000
17	18	63.498	-0.400
18	13	-26.187	-4.171
18	14	-24.936	-3.916
18	16	-67.196	-2.484
18	17	-62.859	-0.430
18	19	54.666	20.597
18	20	17.842	9.420
18	21	22.891	5.802
18	22	22.979	13.082
19	15	12.319	2.467
19	18	-54.437	-21.023

19	23	7.618	9.856
20	18	-17.791	-11.228
20	22	11.991	8.028
21	18	-22.697	-8.814
21	22	-23.503	-5.386
22	18	-22.893	-14.783
22	20	-11.980	-8.828
22	21	23.588	4.103
22	23	44.284	7.918
23	19	-7.603	-10.725
23	22	-44.197	-8.175

Rugi Daya Antar Saluran

Bus		Daya	
from	to	mw	mvar
1	2	2.806	10.847
1	9	5.669	36.168
2	3	0.041	-2.276
2	4	3.114	11.671
4	5	1.924	3.643
5	6	0.358	-2.474
5	7	0.414	-5.607
6	7	0.108	0.368
7	8	0.652	-5.022
7	10	2.555	4.680
7	11	3.873	3.311
9	10	4.732	5.860
9	11	47.325	15.558
11	12	1.404	3.027
12	13	2.730	-0.500
12	16	2.814	5.770
13	14	0.173	-2.004
13	18	0.435	-5.776
14	18	0.258	-3.772
15	19	0.019	-1.833
16	17	1.485	-0.978
16	18	2.119	-1.834
17	18	0.639	-0.830
18	19	0.229	-0.426
18	20	0.051	-1.808
18	21	0.194	-3.012
18	22	0.087	-1.701
19	23	0.015	-0.869

20	22	0.011	-0.800
21	22	0.085	-1.283
22	23	0.087	-0.257

Jumlah Pembangkitan = 833.2047+296.1055i MVA
 Jumlah Pembebanan = 746.8+240.1i MVA
 Jumlah Rugi-Rugi = 86.40473+56.00548i MVA
 Jumlah Iterasi = 4

Table Losses Allocated to every Load
 Proportional Sharing Allocation

Load bus	Losses (MW)
2	0.073
3	0.131
4	1.313
5	0.812
6	0.588
7	2.080
8	1.572
9	0.190
10	0.473
11	6.104
13	2.940
14	0.395
15	1.686
16	1.116
17	0.850
18	8.380
19	4.695
20	0.784
21	4.840
23	4.178
TOTAL	
43.2024	

Table Procentage Losses Allocated to every Load
 Proportional Sharing Allocation

Load bus	Losses (%)
2	0.169

3	0.304
4	3.038
5	1.879
6	1.362
7	4.815
8	3.639
9	0.441
10	1.096
11	14.129
13	6.805
14	0.914
15	3.903
16	2.584
17	1.968
18	19.396
19	10.868
20	1.816
21	11.203
23	9.671

TOTAL	50

Table Losses Allocated to every Generator
Proportional Sharing Allocation

Load bus	Losses (MW)

1	40.881
12	2.279
22	0.042

TOTAL	43.2024

Table Percentage Losses Allocated to every Generator
Proportional Sharing Allocation

Load bus	Losses (%)

1	94.628
12	5.275
22	0.097

TOTAL	50

Columns 1 through 8

0	0	0	0	0	0	0	0
13.5463	0	0	0	0	0	0	0
20.4623	0	0	0	0	0	0	0
106.7252	0	0	0	0	0	0	0
39.8232	0	0	0	0	0	0	0
24.1768	0	0	0	0	0	0	0
67.8606	0	0	0	0	0	0	0
40.6443	0	0	0	0	0	0	0
22.4808	0	0	0	0	0	0	0
20.4467	0	0	0	0	0	0	0
49.2081	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
19.7875	0	0	0	0	0	0	0
2.5931	0	0	0	0	0	0	0
10.4491	0	0	0	0	0	0	0
8.0222	0	0	0	0	0	0	0
5.6006	0	0	0	0	0	0	0
53.0424	0	0	0	0	0	0	0
29.2620	0	0	0	0	0	0	0
4.9129	0	0	0	0	0	0	0
29.6091	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
25.7515	0	0	0	0	0	0	0

Columns 9 through 16

0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	9.8922	0	0	0	0
0	0	0	1.2963	0	0	0	0
0	0	0	5.2237	0	0	0	0
0	0	0	4.0105	0	0	0	0
0	0	0	2.7998	0	0	0	0
0	0	0	26.5169	0	0	0	0

0	0	0	14.6287	0	0	0	0
0	0	0	2.4560	0	0	0	0
0	0	0	14.8022	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	12.8737	0	0	0	0

Columns 17 through 23

0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	11.4688	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	21.5312	0

Columns 1 through 8

0	13.4000	20.2000	104.1000	38.2000	23.0000	63.7000	37.5000
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0

0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0

Columns 9 through 16

22.1000	19.5000	37.0000	0	14.2387	1.8546	7.3587	5.8630
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	9.5613	1.2454	4.9413	3.9370
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0

Columns 17 through 23

4.0084	37.5711	20.6402	3.4699	20.8033	0	18.1340
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0

0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
2.6916	25.2289	13.8598	2.3301	13.9694	0	12.1770
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	11.4274	0	21.4891
0	0	0	0	0	0	0

HASIL VALIDASI MATLAB 6.1

Hasil Perhitungan Aliran Daya
Dengan Metode Newton-Raphson

Jumlah Bus = 20
Jumlah iterasi = 3

Bus	Tegangan		Pembangkitan		Pembebanan	
	(pu)		mw	mvar	mw	mvar
1	1.00000	0.00000	3392.601	166.547	196.000	58.000
2	1.00000	-0.13129	650.000	330.592	561.000	295.000
3	0.99739	-0.13613	0.000	0.000	669.000	307.000
4	1.00000	-0.12959	477.000	105.274	0.000	0.000
5	0.98817	-0.13319	0.000	0.000	549.000	152.000
6	0.98281	-0.15798	0.000	0.000	543.000	82.000
7	0.97776	-0.15980	0.000	0.000	597.000	256.000
8	0.98287	-0.12299	0.000	0.000	706.000	168.000
9	0.97961	-0.13004	0.000	0.000	638.000	245.000
10	0.99988	-0.00862	0.000	0.000	386.000	51.000
11	1.00000	-0.12911	700.000	953.780	0.000	0.000
12	0.98812	-0.13748	0.000	0.000	631.000	323.000
13	0.95553	-0.15663	0.000	0.000	314.000	184.000
14	0.97328	-0.08745	0.000	0.000	470.000	218.000
15	0.97316	-0.05864	0.000	0.000	303.000	86.000
16	0.98989	0.02489	0.000	0.000	333.000	150.000
17	1.00000	0.03791	454.000	357.349	176.000	184.000
18	1.00000	0.12104	60.000	211.230	182.000	156.000
19	0.99612	0.09050	0.000	0.000	318.000	16.000
20	1.00000	0.13257	2400.000	-50.873	491.000	79.000

Aliran Daya Antar Saluran

Bus from to	l Daya	
	mw	mvar
1 8	1964.694	148.883
1 10	1231.907	-40.337
2 3	192.340	62.343
2 11	-103.340	5.034
3 2	-192.251	-108.396
3 4	-476.749	-198.604
4 3	477.000	105.274
5 6	580.693	-15.217
5 7	562.184	164.908
5 8	-596.298	367.667
5 10	-836.560	47.701

5	11	-259.019	-674.390
6	5	-579.287	-155.623
6	7	36.287	73.623
7	5	-560.759	-174.708
7	6	-36.241	-81.292
8	1	-1941.280	-18.901
8	5	596.800	-359.626
8	9	638.479	220.898
9	8	-638.000	-245.000
10	1	-1231.907	-75.321
10	5	845.907	57.275
11	2	103.351	-4.809
11	5	259.500	602.219
11	12	337.149	388.155
12	11	-336.575	-435.729
12	13	54.945	48.848
12	14	-349.370	63.882
13	12	-54.571	-102.037
13	14	-259.429	-31.847
14	12	350.993	-210.438
14	13	261.374	50.628
14	15	-322.124	15.062
14	16	-760.243	-21.257
15	14	322.898	-41.567
15	19	-625.898	-44.433
16	14	768.785	56.723
16	17	-277.553	-191.726
16	18	-824.232	24.384
17	16	278.000	173.349
18	16	831.171	55.416
18	20	-953.171	84.964
19	15	634.172	40.335
19	20	-952.172	-56.335
20	18	954.087	-73.975
20	19	954.913	-10.939

Rugi Daya Antar Saluran

Bus		Daya	
from	to	mw	mvar
1	8	23.414	129.982
1	10	0.000	-115.658
2	3	0.089	-46.052
3	4	0.251	-93.330
5	6	1.406	-170.839
5	7	1.425	-9.800
5	11	0.481	-72.172
6	7	0.046	-7.669

8	5	0.503	8.041
8	9	0.479	-24.102
10	5	9.347	104.976
11	2	0.011	0.225
11	12	0.574	-47.574
12	13	0.374	-53.189
12	14	1.623	-146.556
14	13	1.945	18.781
14	15	0.775	-26.505
14	16	8.542	35.467
15	19	8.274	-4.098
16	17	0.447	-18.377
18	16	6.939	79.800
19	20	2.741	-67.273
20	18	0.916	10.989

Jumlah Pembangkitan = 8133.6012+2073.8987i MVA
Jumlah Pembebanan = 8063+3010i MVA
Jumlah Rugi-Rugi = 70.60119-936.1013i MVA
Jumlah Iterasi = 3

Table Losses Allocated to every Load
Proportional Sharing Allocation

Load bus	Losses (MW)
3	0.175
5	2.844
6	3.479
7	3.880
8	4.258
9	4.090
10	0.000
12	4.041
13	3.965
14	4.412
15	2.445
16	1.255
19	0.458
TOTAL	35.3006

Table Percentage Losses Allocated to every Load
Proportional Sharing Allocation

Load bus	Losses (%)
3	0.497

5	8.056
6	9.855
7	10.991
8	12.061
9	11.587
10	0.000
12	11.447
13	11.232
14	12.498
15	6.925
16	3.554
19	1.297

TOTAL	50
-------	----

Table Losses Allocated to every Generator
Proportional Sharing Allocation

Load bus	Losses (MW)
1	18.090
2	0.021
4	0.126
11	0.869
17	1.632
18	-1.123
20	15.687

TOTAL	35.3006
-------	---------

Table Percentage Losses Allocated to every Generator
Proportional Sharing Allocation

Load bus	Losses (%)
1	51.246
2	0.058
4	0.356
11	2.460
17	4.623
18	-3.182
20	44.439

TOTAL	50
-------	----

Columns 11 through 15

0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
103.3507	0	0	0	0
0	0	0	0	0
84.2057	0	0	0	0
83.4876	0	0	0	0
91.8070	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
310.1429	0	0	0	0
27.0062	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0

Columns 16 through 20

0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	57.8650	-25.3940	0	296.4680
0	51.8813	-22.7681	0	265.8107
0	84.2318	-36.9651	0	431.5567
0	0	0	0	307.8891
0	84.0218	-36.8729	0	288.3601
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	318.9155
0	0	0	0	0

