

SKRIPSI

REKONFIGURASI SISTEM DISTRIBUSI DENGAN MENGUNAKAN METODE OPTIMUM POWER FLOW (OPF) DI G.I. BANGIL



Disusun oleh :
PRENGKY
Nim : 01.12.069

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

MARET 2008

LEMBAR PERSETUJUAN

**REKONFIGURASI SISTEM DISTRIBUSI DENGAN
MENGUNAKAN METODE *OPTIMUM POWER FLOW (OPF)*
DI GI BANGIL**

SKRIPSI

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

Disusun Oleh :

PRENGKY

01.12.069

**Menyetujui,
Dosen Pembimbing I**



Ir. H. Taufik Hidayat, MT
NIP. Y. 101870015

**Menyetujui,
Dosen Pembimbing II**



Ir Djojo Priatmono, MT
NIP. Y. 101.8500.107



**Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro S1**

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

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

ABSTRAKSI

REKONFIGURASI SISTEM DISTRIBUSI DENGAN MENGGUNAKAN METODE *OPTIMUM POWER FLOW* (OPF) DI GI BANGIL

Prengky
H. Taufi Hidayat
Djojo Priatmono

Kata kunci: *Switching*, *OPF*.

Sistem distribusi merupakan sistim penyaluran energi listrik yang paling dekat dengan konsumen. Rugi-rugi daya dalam sistim distribusi merupakan masalah yang selalu dicari cara untuk mereduksi rugi-rugi. Untuk mereduksi rugi-rugi daya dengan mengatur ulang konfigurasi atau rekonfigurasi penyulang-penyulang dengan metode pengaturan tertentu melalui pengaturan membuka dan penutup pemutus daya atau *switch* pada penyulang sehingga di dapatkan rugi-rugi seminimal mungkin.

Metode rekonfigurasi pada penulisan ini berdasarkan metode *Optimum Power Flow* (OPF). Metode ini menyelesaikan masalah *switching* dengan menyerderhanakan banyaknya pilihan *switching* untuk merekonfigurasi penyulang. Penggunaan program komputer digunakan untuk menunjukkan keefektifan metode rekonfigurasi dengan metode *Optimum Power Flow* (OPF).

Dengan melakukan rekonfigurasi pada penyulang distribusi maka diperoleh kombinasi *switch* yang baru yaitu *switch* 5, *switch* 18, *switch* 21, dan *switch* 24. Setelah direkonfigurasi diketahui rugi-rugi daya dengan perincian sebagai berikut : dimana sebelum dilakukan rekonfigurasi, rugi-rugi dayanya adalah sebesar 0,214 MW dan 0,294 MVAR. Dan setelah dilakukan rekonfigurasi diketahui rugi-rugi dayanya menjadi 0,089 MW dan 0,100 MVAR. Jadi setelah dilakukan rekonfigurasi reduksi rugi-rugi dayanya adalah 0,125 MW dan 0,195 MVAR. Maka diketahui besarnya reduksi rugi-rugi daya sebesar : 58,41 %.

KATA PENGANTAR

Dengan memanjatkan puji syukur kehadiran Allah SWT, berkat limpahan Rahmat dan Hidayah-Nya, sehingga penyusun dapat menyelesaikan skripsi ini.

Skripsi ini disusun sebagai salah satu persyaratan dalam menyelesaikan studi program strata satu (S-1) jurusan Teknik Elektro, Program Studi Teknik Energi Listrik, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Nasional Malang

Sebelum dan selama penyusunan skripsi ini, penyusun telah banyak mendapatkan bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak. Untuk itu pada kesempatan ini penyusun menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE. selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Bapak Ir. Mochtar Asroni, MSME. Selaku Dekan Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Nasional Malang.
3. Bapak Ir. F. Yudi Limpraptono, MT. selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Institut Teknologi Nasional Malang.
4. Bapak Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT. Selaku Sekertaris Jurusan Teknik Elektro Institut Teknologi Nasional Malang
5. Bapak Ir. H. Taufik Hidayat, MT. selaku Dosen pembimbing I.
6. Bapak Ir. Djojo Priatmono, MT. selaku Dosen pembimbing II.
7. Bapak Herastopo Y.P , Selaku Manager PT. PLN (Persero) Unit Pelayanan Dan Jaringan Bangil Pasuruan

8. Orang tuaku, yang selalu memberikan do'a, kasih sayang dan dukungan hingga terselesaikannya skripsi ini.
9. Serta semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu – persatu, yang turut serta membantu menyelesaikan skripsi ini.

Penyusun menyadari akan segala kekurangan yang ada dalam skripsi ini, maka dengan kerendahan hati penyusun mengharapkan kritik dan saran demi penyempurnaan skripsi ini. Akhirnya, kepada semua pihak yang telah bekerja keras dan bersungguh-sungguh hingga terwujudnya skripsi ini, saya menyampaikan penghargaan dan terima kasih.

Malang, April 2008

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PERSETUJUAN	i
ABSTRAKSI	ii
KATA PENGHANTAR	iii
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR GRAFIK	x
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan Pembahasan	3
1.4 Batasan Masalah	3
1.5 Metodologi	4
1.6 Sistematika Penulisan	4
1.7 Kontribusi	5
BAB II SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK	6
2.1 Sistem Distribusi	6
2.1.1. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik	8
2.2.1. Struktur Jaringan Distribusi Radial	8
2.2.1.1. Sistem Radial Pohon	10
2.2.1.2. Sistem Radial dengan <i>Tie</i> dan Switch Pemisah	10
2.2.1.3. Sistem Radial dengan Beban Terpusat	13
2.2.1.4. Sistem Radial dengan Pembagian Phasa Area	13
2.2.2. Struktur Jaringan <i>Loop</i>	14
2.2.3. Struktur Jaringan Mesh	15
2.3. Daya Sistem Distribusi	15
2.3.1. Daya Semu (<i>Apparent Power</i>)	16
2.3.2. Daya Aktif (<i>Active Power</i>)	16

2.3.3. Daya Reaktif (<i>Reaktif Power</i>)	16
2.4. Faktor Daya	17
2.5. Rugi-Rugi Daya Saluran Distribusi	18
2.6. Minimalisasi Rugi Daya Pada Sistem Distribusi.....	19

BAB III METODE REKONFIGURASI	21
3.1 Analisa Aliran Daya	21
3.2. Pendekatan Studi Aliran Daya	22
3.3. Sistem Per-Unit.....	22
3.4. Klasifikasi Bus.....	23
3.4.1. Bus Beban atau <i>Load Bus</i>	24
3.4.2. Bus Generator (<i>generator Bus</i>).....	24
3.4.3. Bus Referensi (<i>Slack Bus</i>)	25
3.5. Metode Newton Raphson	25
3.6. Diagram Alir Aliran Daya Newton Rapshon	29
3.6.1. Metode Rekonfigurasi Jaringan	30
3.6. Metode <i>Optimum Power Flow</i> (OPF)	31
3.7. Pengoptimalan Transfer Beban.....	33
3.8. Algoritma Program	33
3.8.1. <i>Flow Chart</i> Program	34
3.9. Profil Di G.I. Bangil	35
3.10. Data Umum Pada G.I. Bangil.....	36

BAB IV ANALISA DAN HASIL PROGRAM REKONFIGURASI	
JARINGAN DISTRIBUSI	39
4.1 Program Metode Rekonfigurasi Jaringan	39
4.2 Analisa Perhitungan.....	39
4.2.1. Tekan <i>open</i> untuk membuka <i>file</i> yang sesudah tersimpan	41
4.2.2. Tampilan <i>input</i> data general	41
4.2.3. Menghitung <i>Lood Flow</i> pada kondisi awal	44
4.2.4. Hasil Perhitungan Rugi-rugi Daya Sebelum Rekonfigurasi	47

4.2.5. Grafik Perbandingan Rugi-Rugi Daya Sebelum Rekonfigurasi	48
4.3. Analisa Rekonfigurasi Jaringan Menggunakan Metode OPF	48
4.3.1. Hasil Perhitungan <i>Load Flow</i> Akhir ,Pilih Tombol LF Akhir Setelah Rekonfigurasi	50
4.3.2. Tekan Tombol <i>Summary</i> Untuk Mengetahui Rugi-rugi Daya Setelah Rekonfigurasi	51
4.3.3 Grafik Perbandingan Rugi-rugi Daya Setelah Rekonfigurasi	52
4.3.4. Kemudian tekan tombol Rckonfigurasi, lalu tekan tombol <i>Use Default</i> , kemudian tekan tombol Hitung Program	53
4.4. Analisis Perbandingan Tegangan Sebelum dan Setelah Rekonfigurasi	55
4.4.1. Analisa Simulasi Tegangan dan Sudut Fasa Tegangan	55
4.4.2. Tekan tombol <i>Grafik</i> , untuk melihat Grafik Sebelum dan Sesudah Rekonfigurasi	56
4.4.3. Perbandingan Rugi-rugi Daya Pada Saluran	56
4.4.4 .Perbandingan Rugi-rugi Daya Sebelum dan Setelah Rekonfigurasi	57
BAB V KESIMPULAN	58
5.1. Kesimpulan	58
DAFTAR PUSTAKA	59
LAMPIRAN	
LEMBAR PERSEMBAHAN	

DAFTAR GAMBAR

Gambar :	Halaman :
2-1 Gambar Diagram Sistem Tenaga Listrik	6
2-2 Jaringan Distribusi Radial	9
2-3 Jaringan Distribusi Radial dengan Tie dan Switch Pemisah	11
2-4 Jaringan Distribusi dengan Beban Terpusat	12
2-5 Jaringan Distribusi Radial dengan Phase Area	13
2-6 Struktur Jaringan <i>Loop</i>	14
2-7 Struktur Jaringan <i>Mesh</i>	15
2-8 Segi Tiga Daya	17
2-9 Contoh Kondisi Gangguan Pada Sistem Distribusi Radial	20
3-1 Diagram Alir Aliran Daya <i>Newton Raphson</i>	29
3-2 Diagram Skematik Tipe (a) <i>NC switch</i> dan (b) <i>NO switch</i>	30
3-3 <i>Flow Chart</i> Perhitungan Program <i>Optimum Power Flow</i>	34
3-4 Singeline Line Diagram dari G.I Bangil	35
4-1 Tampilan Menu Utama	41
4-2 Tampilan <i>input data general</i>	41
4-3 Menghitung <i>Lood Flow</i> pada kondisi awal	44
4-5 <i>Single Line</i> diagram G.I Bangil Sebelum Rekonfigurasi	46
4-6 Jaringan <i>Mesh</i>	49
4-7 Hasil Program <i>Load Flow</i> Setelah Menggunakan Metode OPF	50
4-8 Hasil perhitungan Program Rugi-rugi Daya Setelah Rekonfigurasi	51
4-9 Hasil Simulasi Kombinasi <i>Switch</i> Setelah Rekonfigurasi	53
4-10 Jaringan Radial Setelah Rekonfigurasi	54

DAFTAR TABEL

Tabel :

Halaman :

3-1	Data Penyulang Kalikunting.....	36
3-2	Data Penyulang Pesangrahan.....	36
3-3	Data Penyulang Kebon Candi.....	37
3-4	Data Penyulang Kenep.....	37
3-5	Data Penyulang Gunung Gangsir.....	38
4-1	Daya dan Impedansi Saluran Jaringan Distribusi G.I. Bangil.....	43
4-2	Hasil Program Aliran Daya Sebelum Rekonfigurasi.....	45
4-3	Hasil Program Rugi-rugi Daya Sebelum Rekonfigurasi.....	47
4-4	Hasil Program Aliran Daya Setelah Menggunakan Metode OPF.....	50
4-5	Hasil Program Rugi-rugi Daya Setelah Menggunakan Metode OPF.....	52
4-6	Hasil Kombinasi <i>Switch</i> Optimal.....	53
4-7	Perbandingan Tingkat Tegangan dan Sudut Tegangan Pada TiapBus.....	55
4-8	Perbandingan Rugi-rugi Daya Sebelum dan Setelah Rekonfigurasi.....	57

DAFTAR GRAFIK

Gambar :	Halaman :
4-1 Hasil Program Rugi-rugi Daya Sebelum Rekonfigurasi	48
4-2 Perbandingan Rugi-Rugi Daya setelah Rekonfigurasi	52
4-3 Perbandingan Tegangan Sebelum dan Setelah Rekonfigurasi	56
4-4 Perbandingan Rugi-rugi Daya Sebelum dan Setelah Rekonfigurasi	57

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Pembangunan dan teknologi yang berkembang pesat memberikan dampak yang cukup besar pada kebutuhan dan pola konsumsi masyarakat akan energi listrik. Keadaan tersebut berpengaruh pada pola dan sistem penyediaan energi listrik, terutama pada sisi penyediaan tenaga dan pengaturan pendistribusian energi listrik agar didapat suatu sistem yang baik. Dari pengertian diatas *produsen* energi listrik harus benar-benar memperhatikan dan mengusahakan penyaluran energi listrik yang baik kepada konsumen, mulai dari sistem transmisi tenaga sampai dengan sistem distribusi.

Didalam suatu penyaluran tenaga listrik, sistem distribusi menduduki tempat yang penting, karena akan berhubungan langsung dengan pemakai atau konsumen energi listrik. Keberhasilan didalam sistem distribusi dapat terjamin bila dipenuhinya persyaratan mengenai pertumbuhan beban (pada kondisi operasi normal).

Kelemahan sistem distribusi yang hampir semuanya menggunakan sistem radial yakni sulitnya memenuhi aspek teknis. Hal ini karena lokasi beban dan variasi dari kerapatan beban yang menyebabkan tingginya rugi daya dari sistem distribusi telah dilakukan oleh beberapa peneliti dengan memformulasikan permasalahan sebagai persoalan rekonfigurasi jaringan distribusi.

Penyelesaian persoalan rekonfigurasi jaringan distribusi bertujuan untuk meminimalisasi rugi daya jaringan sehingga fungsi obyektif mempresentasikan rugi daya total dari sistem distribusi. Rekonfigurasi jaringan dengan *Optimum Power Flow* (OPF) menggunakan program komputer, program komputer ini sangat berguna untuk

mempercepat proses perhitungan yang membutuhkan ketelitian yang sangat tinggi dan sering melibatkan proses iterasi yang memerlukan waktu yang lama bila dikerjakan secara manual^[1].

1.2. Rumusan Masalah

Pada sistem distribusi yang besar dan kompleks, serta dengan bertambah luasnya beban pada jaringan distribusi akan timbul masalah didalam menentukan penyulang maupun trafo mana yang akan dipakai untuk menyalurkan energi listrik secara radial dengan cepat agar sistem tetap terjaga dan meminimalkan rugi-rugi daya pada jaringan.

Pada skripsi ini akan dikaji bagaimana cara pengaturan status dari *Normally Open Switch* (NO) dan *Normally Close Switch* (NC) pada penyulang jaringan distribusi sehingga dapat mengoptimalkan rugi-rugi daya menggunakan Metode *Optimum Power Flow* (OPF) yang disimulasikan dengan program komputer *Borland Delphi* versi 7,0.

1.3. Tujuan

1. Untuk mengetahui kondisi tegangan terendah dan tertinggi sebelum dan sesudah rekonfigurasi.
 2. Untuk mengaplikasikan Metode *Optimum Power Flow* (OPF) dalam rekonfigurasi jaringan untuk menentukan kombinasi *switch* yang paling optimal pada jaringan sistem distribusi.
 3. Untuk menganalisa penyelesaian persoalan rekonfigurasi jaringan sistem distribusi primer dengan meminimalisasi rugi-rugi daya pada jaringan distribusi radial.
-

1.4. Batasan Masalah

Agar permasalahan mengarah sesuai dengan tujuan, maka pembahasan skripsi ini dibatasi hal-hal berikut :

1. Hanya membahas rekonfigurasi jaringan distribusi untuk meminimalisasi rugi-rugi daya dan memperbaiki profil tegangan.
2. Beban diasumsikan sebagai beban tiga fasa seimbang.
3. Tidak membahas jenis dan penyebab terjadinya gangguan.
4. Power faktor diasumsikan 0,85.
5. Analisa dilakukan hanya sebatas pengkajian beban suatu penyulang yang telah ada.
6. Analisa hanya dilakukan pada kondisi beban puncak pada kondisi operasi normal.
7. Data dan acuan diambil dari PT. PLN (Persero) Distribusi Jawa Timur pada trafo II G.I. Bangil – Pasuruan

1.5. Metodologi

Untuk penyusunan skripsi ini, metodologi penelitian yang dipergunakan dalam penelitian skripsi ini dilakukan dengan langkah-langkah sebagai berikut :

1. Studi literatur dari buku, jurnal yang berkaitan dengan skripsi ini.
 2. Mengumpulkan data-data yang diperlukan.
 3. Analisa dan pembahasan.
 4. Penyusunan buku.
-

1.6. Sistematika Pembahasan

Sistematika penulisan skripsi ini adalah sebagai berikut :

Bab I : Pendahuluan

Pada bab ini meliputi latar belakang, permasalahan, batasan masalah, tujuan yang dicapai dalam skripsi ini, metodologi dan sistem pembahasan.

Bab II : Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Bab ini menjelaskan tentang sistem distribusi tenaga listrik terutama sistem distribusi bertegangan AC yang mempunyai tipe-tipe saluran daya tertentu menurut kebutuhan bebannya.

Bab III : Teori Rekonfigurasi Jaringan Distribusi

Bab ini membahas pengenalan awal rekonfigurasi jaringan dalam upaya untuk mengurangi rugi-rugi daya pada sistem distribusi radial.

Bab IV : Analisa Rekonfigurasi Jaringan Dan Data Sumber

Bab ini memuat pembahasan mengenai permasalahan rekonfigurasi jaringan dengan menggunakan metode *Optimum Power Flow (OPF)* dan hasil simulasinya.

Bab V : Penutup

Dalam bab ini akan diuraikan kesimpulan yang dapat diambil dari hasil pembahasan pada bab-bab sebelumnya.

1.7. Kontribusi penelitian

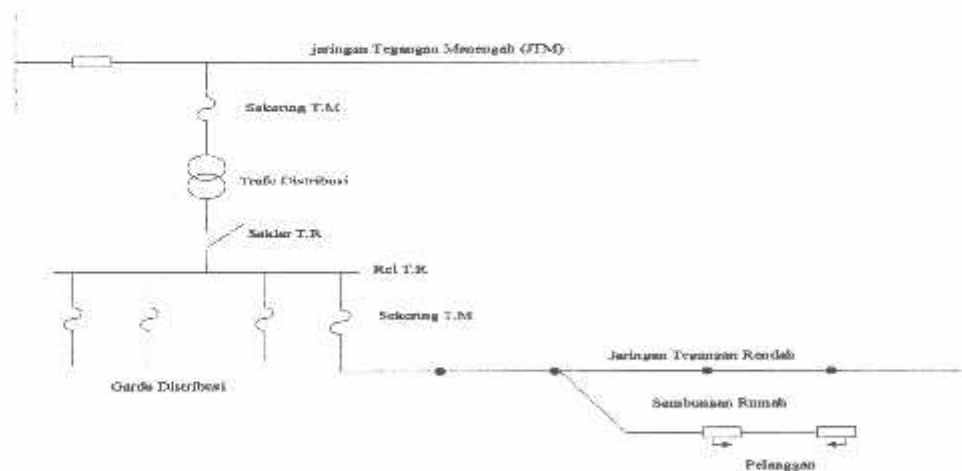
Dalam skripsi ini diharapkan dapat memberikan informasi mengenai analisa penyelesaian persoalan rekonfigurasi jaringan sistem distribusi primer untuk meminimalisasi rugi daya dari jaringan distribusi menggunakan *Optimum Power Flow*. Diharap dengan metode penyelesaian rekonfigurasi jaringan memperoleh hasil yang paling *optimum* dan akhirnya dapat diaplikasikan pada instansi-instansi yang terkait dengan sistem penyaluran energi listrik.

BAB II SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

2.1. Sistem Distribusi^[2]

Sistem tenaga listrik merupakan sistem terpadu yang terbentuk oleh hubungan-hubungan peralatan dan komponen-komponen tenaga listrik seperti generator, transformator, jaringan tenaga listrik beserta bebannya. Peranan utama dari sistem tenaga listrik adalah menyalurkan energi yang dibangkitkan oleh generator ke konsumen-konsumen yang membutuhkan energi listrik.

Kedudukan sistem distribusi tenaga listrik dari keseluruhan sistem tenaga listrik secara umum dapat dilihat pada gambar 2.1. Dari gambar tersebut terlihat bahwa kedudukan sistem distribusi merupakan bagian paling akhir dari keseluruhan sistem tenaga listrik yang mempunyai fungsi mendistribusikan langsung tenaga listrik ke beban atau ke konsumen yang membutuhkan.



Gambar 2.1.
Diagram Satu Garis Sistem Tenaga Listrik^[2]

Keterangan :

1. Sistem Pembangkitan
2. Sistem Transmisi
3. Sistem Distribusi

Berdasarkan sistem diatas, fungsi dari masing-masing sub sistem dapat diperjelas sebagai berikut:

- a) Pembangkitan berperan sebagai sumberdaya tenaga listrik dan disebut juga sebagai produsen energi.
- b) Sistem transmisi berfungsi sebagai penyalur daya listrik secara besar-besaran dari pembangkit ke bagian distribusi atau konsumen.
Dilihat dari sistem transmisi sistem distribusi dapat dianggap sebagai beban sistem transmisi. Sistem distribusi berperan sebagai distribusi energi ke konsumen-konsumen yang membutuhkan energi tersebut.
- c) Sistem distribusi berperan sebagai distribusi energi ke konsumen-konsumen yang membutuhkan energi listrik tersebut

Jaringan setelah keluar dari G.I biasa disebut jaringan distribusi. Jaringan distribusi dapat diklasifikasikan menjadi dua bagian sistem, yaitu:

1. Sistem distribusi primer atau sistem distribusi tegangan menengah
2. Sistem distribusi sekunder atau sistem distribusi tegangan rendah.

Pengklasifikasian sistem distribusi tenaga listrik menjadi dua yang berdasarkan tingkat tegangan distribusinya. Sistem jaringan yang digunakan untuk menyalurkan dan

mendistribusikan tenaga listrik tersebut dapat menggunakan sistem satu fasa dengan dua kawat maupun sistem tiga fasa dengan empat kawat.

2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik

Ada beberapa bentuk jaringan yang umum dipergunakan untuk menyalurkan dan mendistribusikan tenaga listrik yaitu :

1. Struktur jaringan distribusi radial.
2. Struktur jaringan distribusi rangkaian tertutup (*loop*).
3. Struktur jaringan distribusi *mesh*.

2.2.1. Struktur Jaringan Distribusi Radial^[3]

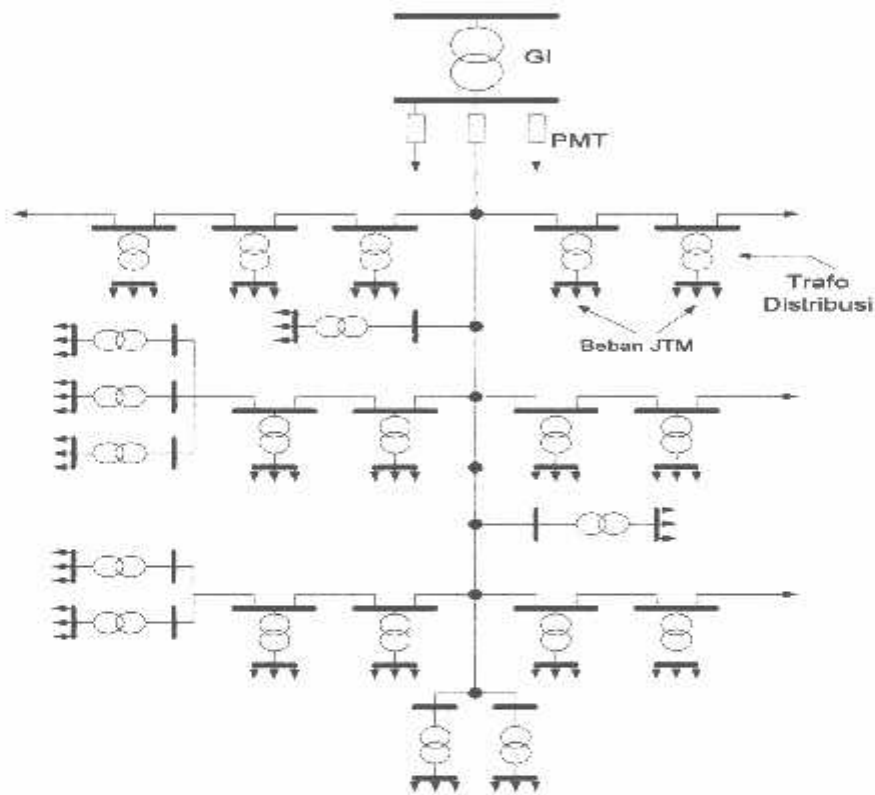
Struktur jaringan radial merupakan struktur jaringan yang paling sederhana dan paling mura biaya pembangunannya. Struktur jaringan ini dalam menyalurkan energi listrik keandalanya kurang yang mengakibatkan bila terjadi gangguan pada penyulang dapat mengakibatkan gangguan dalam penyaluran energi listrik ke konsumen yang berada di belakang titik gangguan.

Jaringan distribusi radial mempunyai beberapa keuntungan sebagai berikut :

1. Bentuknya sederhana dibandingkan dengan bentuk yang lain.
 2. Biaya investasinya relatif lebih murah, karena saluran menuju ke tiap beban hanya tersedia satu jalur.
-

Jaringan radial ini dalam perkembangannya mengalami beberapa bentuk *modifikasi* sehingga dikenal beberapa macam jaringan distribusi radial, yaitu :

1. sistem radial pohon.
2. sistem radial dengan *Tie* dan *Switch* Pemisah.
3. Sistem radial dengan pusat beban.
4. Sistem radial dengan pembagian Daerah Phasa (*phase area*).



Gambar 2.2.
Struktur Jaringan Distribusi Radial^[2]

2.2.1.1. Sistem Radial Pohon

Sistem radial pohon ini merupakan bentuk yang paling dasar dari sistem jaringan radial. Saluran utama (*main feeder*) ditarik dari suatu Gardu Induk sesuai dengan kebutuhan kemudian dicabangkan melalui saluran cabang (*lateral feeder*), selanjutnya dicabangkan lagi melalui anak cabang (*sub lateral feeder*). Ukuran dari masing-masing saluran tergantung dari kerapatan arus yang ditanggung. *Main feeder* merupakan saluran yang dialiri arus terbesar, selanjutnya arus mengecil pada tiap cabang tergantung dari besarnya beban

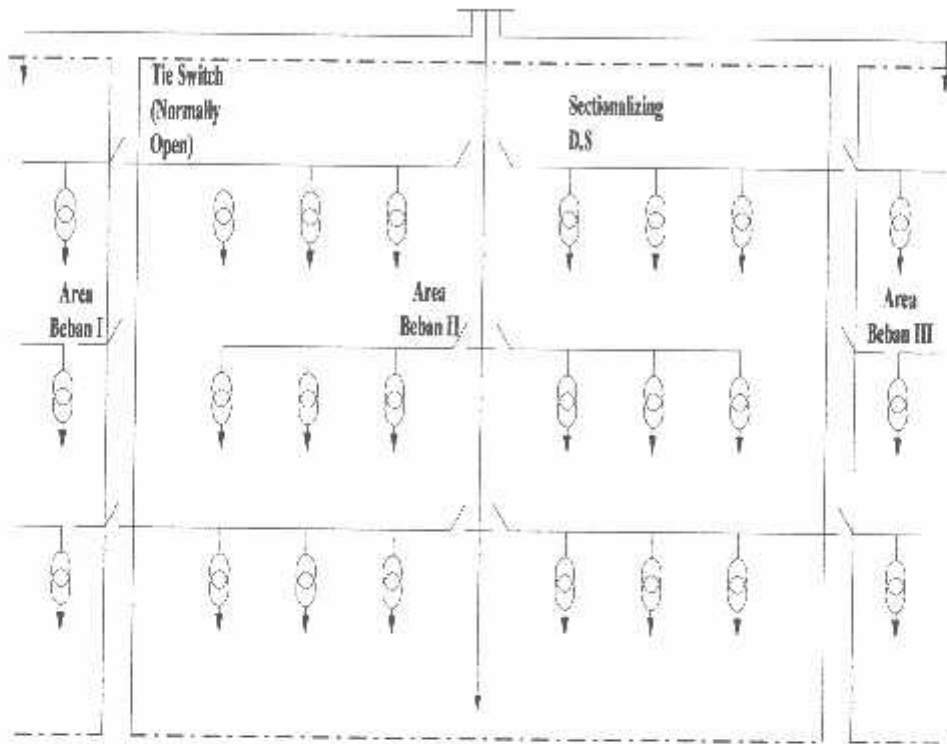
2.2.1.2. Sistem Radial dengan *Tie* dan Switch Pemisah

Sistem ini merupakan pengembangan dari sistem radial pohon, untuk meningkatkan keandalan sistem saat terjadinya gangguan maka *feeder* yang terganggu akan dilokalisir sedangkan area yang semula dilayani *feeder* tersebut pelayanannya dialihkan pada *feeder* yang sehat atau yang tidak terganggu.

Spesifikasi dari jaringan radial ini adalah :

1. Bentuknya sederhana.
 2. Biaya investasinya relatif murah.
 3. Kualitas pelayanan dayanya relatif jelek karena rugi tegangan dan rugi daya yang terjadi pada saluran relatif besar.
 4. Kontinuitas pelayanan dayanya tidak terjamin karena antara titik sumber dan titik beban hanya ada satu alternatif saluran sehingga bila saluran tersebut mengalami
-

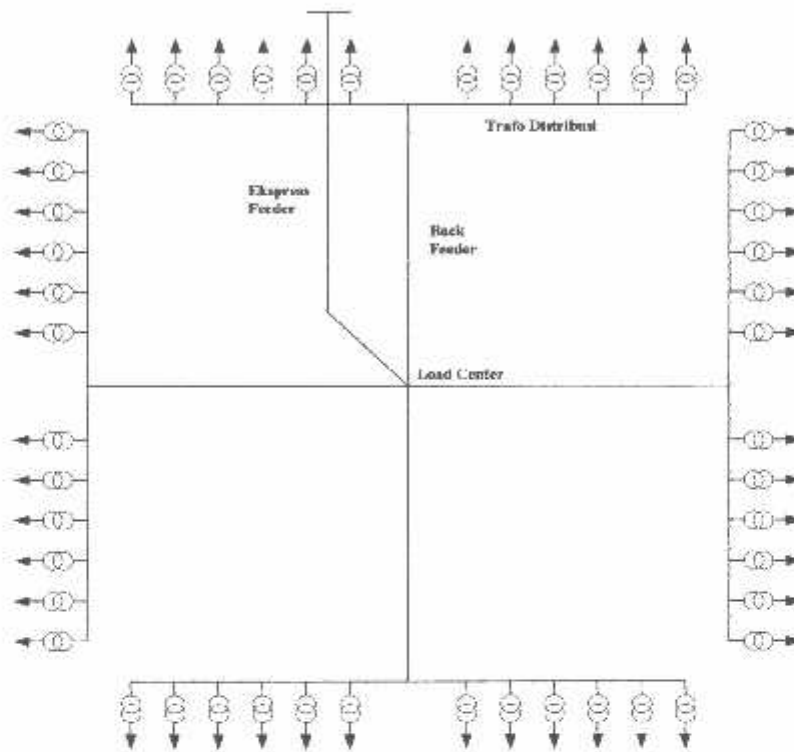
gangguan, maka seluruh rangkaian sesudah titik gangguan akan mengalami *black out* secara total.



Gambar 2-3
Jaringan Distribusi Radial dengan Tie dan Switch Pemisah^[2]

2.2.1.3. Sistem Radial dengan Beban Terpusat

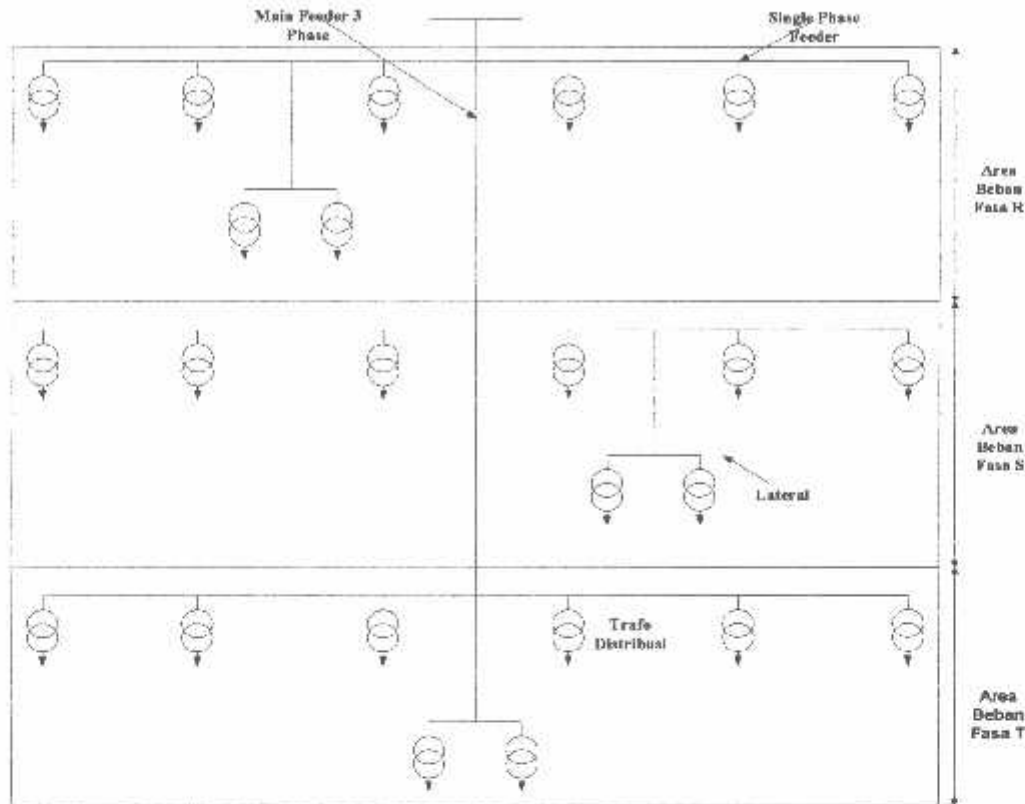
Bentuk dari sistem ini mensuplai daya dengan menggunakan *main feeder* yang disebut *express feeder* langsung ke pusat beban dari titik pusat beban ini dengan menggunakan *back feeder* secara radial.



Gambar 2-4
Jaringan Distribusi dengan Beban Terpusat^[2]

2.2.1.4. Sistem Radial dengan Pembagian Fasa Area

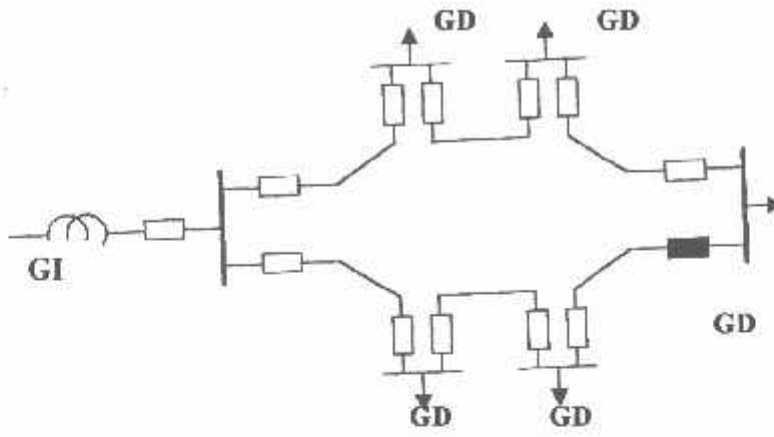
Pada bentuk ini masing-masing fasa dari jaringan bertugas melayani daerah beban yang berlainan. Bentuk ini akan dapat menimbulkan kondisi sistem tiga fasa yang tidak seimbang (*simetris*), bila digunakan pada daerah beban yang baru dan belum mantap pembagian bebannya.



Gambar 2-5
Jaringan Distribusi Radial dengan Phase Area^[2]


2.2.2. Struktur Jaringan *Loop*

Struktur jaringan *loop* merupakan gabungan dari 2 (dua) sistem jaringan radial, dimana pada ujung kedua jaringan dipasang sebuah pemutus (CB) atau pemisah (DS). Pada saat terjadi gangguan dapat diisolir, maka pemisah atau pemutus ditutup sehingga aliran daya listrik ke bagian yang tidak terkena gangguan tidak berhenti. Dalam kondisi normal, struktur jaringan *loop* ini merupakan dua struktur jaringan radial. Struktur jaringan ini mempunyai keandalan yang cukup, sehingga biaya pembangunannya relatif lebih mahal dibandingkan dengan biaya pembangunan struktur jaringan radial.



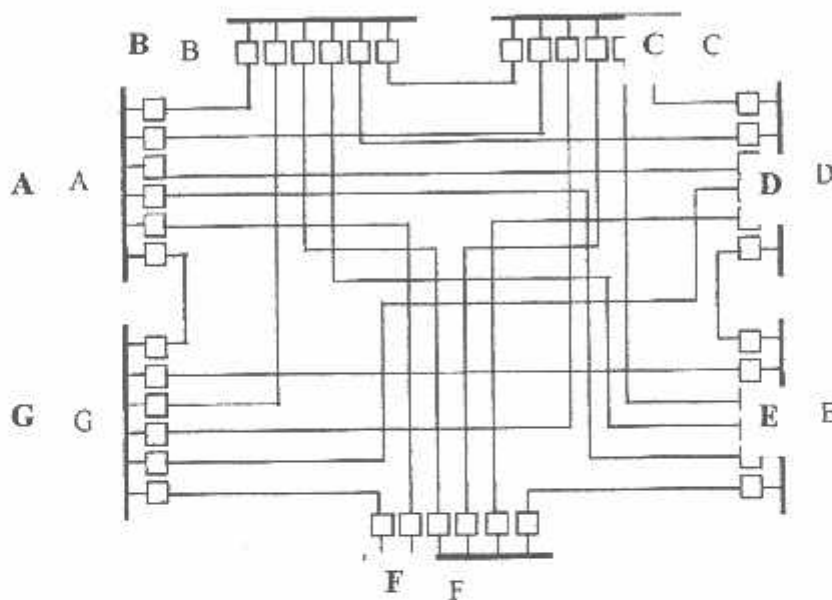
Gambar 2.6.
Struktur Jaringan *Loop*^[3]

Keterangan :  = *Normally Open*

 = *Normally Close*

2.2.3. Struktur Jaringan Mesh

Struktur jaringan ini merupakan kombinasi antara struktur jaringan *radial* dengan struktur jaringan *loop*. Titik beban memiliki lebih banyak alternatif penyulang, sehingga bila salah satu penyulang terganggu maka dengan segera dapat digantikan oleh penyulang yang lain. Dengan demikian kontinuitas penyaluran daya sangat terjamin. Gambar 2.7. menunjukkan bentuk dari struktur jaringan *Mesh*.



Gambar 2.7.
Struktur Jaringan *Mesh*^[2]

2.3. Daya Sistem Distribusi^[3]

Daya merupakan banyaknya perubahan tenaga terhadap waktu dalam besaran tegangan dan arus. Satuan daya adalah watt. Daya yang diserap oleh suatu beban pada setiap saat adalah hasil kali jatuh tegangan sesaat diantara beban dalam volt dengan arus sesaat yang mengalir dalam beban tersebut dalam ampere.

2.3.1. Daya Semu (*Apparent Power*)

Daya semu untuk sistem fasa tunggal, sirkuit dan kawat adalah perkalian skalar arus efektif dan beda tegangan efektifnya.

Jadi daya semu S dinyatakan oleh persamaan :

$$S = [V][I] \dots\dots\dots(2.1)$$

Daya Semu untuk beban 3 fasa seimbang maka :

$$S = \sqrt{3}[V_{jala-jala}][I_{jala-jala}] \dots\dots\dots(2.2)$$

dimana V_1 = Tegangan Jala dan I_1 = Arus Jala

2.3.2. Daya Aktif (*Active Power*)

Secara umum daya aktif dinyatakan oleh persamaan :

$$P = [V][I]\cos\phi \dots\dots\dots(2.3)$$

dimana : V dan I nilai efektifnya

P adalah daya rata-rata yang juga disebut daya aktif.

Daya Aktif untuk beban 3 fasa seimbang maka :

$$P = \sqrt{3}[V_{jala}][I_{jala}]\cos\phi \dots\dots\dots(2.4)$$

Dimana V_{jalu} = tegangan jala efektif dan I_{jalu} = arus jala efektif

2.3.3. Daya Reaktif (*Reaktif Power*)

Suku kedua dari persamaan (2.4) dimana suku ini mengandung $\sin\phi$ yang nilainya berganti-ganti antara positif dan negatif dan nilai rata-ratanya nol. Komponen sesaat dari P ini disebut daya reaktif sesaat dan ini menunjukkan bahwa aliran dayanya bolak-balik menuju beban dan meninggalkan beban. Nilai maksimum daya yang berayun ini dinyatakan dengan Q , yang disebut daya reaktif.

Jadi daya reaktif adalah :

$$Q = [V][I] \sin \varphi \dots\dots\dots(2.5)$$

Daya reaktif untuk beban 3 fasa seimbang maka :

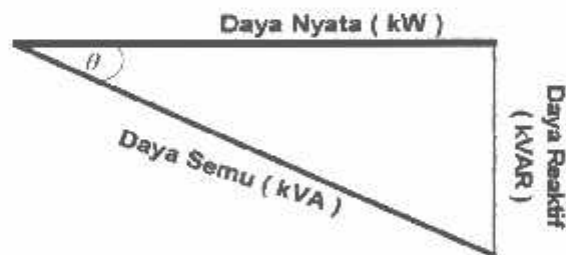
$$Q = \sqrt{3} [V_{jeda}][I_{jeda}] \sin \varphi \dots\dots\dots(2.6)$$

2.4. Faktor Daya^[3]

Setiap pemakaian daya reaktif akan menyebabkan turunnya faktor daya yang kemudian menyebabkan memburuknya karakteristik kerja peralatan-peralatan sistem pada umumnya, baik dari segi teknik operasional maupun dari segi ekonomisnya. Faktor Daya adalah perbandingan antara daya nyata dan daya semu.

$$\text{Faktor Daya} = \frac{\text{Daya Nyata (kW)}}{\text{Daya Semu (kVA)}} \dots\dots\dots(2.7)$$

Untuk daya semu sendiri dibentuk oleh dua komponen daya nyata (kW) dan komponen daya reaktif (kVAR). Hubungan ini dapat digambarkan sebagai berikut :



Gambar 2.8.
Hubungan Segitiga Daya

Dengan Faktor Daya

$$\cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{kW}{kVA} \dots\dots\dots (2.8)$$

$$kW = kVA \cos \theta \dots\dots\dots (2.9)$$

$$Kvar = Kva \sin \theta = kW \tan \theta \dots\dots\dots (2.10)$$

$$\tan \theta = \frac{kVAR}{kW} \dots\dots\dots (2.11)$$

Dimana : $\cos \theta$ = Faktor daya.

P = Daya Nyata (kW).

S = Daya Semu (kVA).

Q = Daya Reaktif (kVAR).

Faktor daya akan mendahului (*leading*) jika arus mendahului tegangan dan akan tertinggal (*lagging*) bila arus terbelakang terhadap tegangan.

2.5. Rugi-Rugi Daya Saluran Distribusi

Rugi daya adalah besar daya yang hilang dalam penyaluran daya elektrik. Rugi daya ini terdiri dari rugi daya aktif dan rugi daya reaktif. Rugi-rugi ini dapat terjadi pada komponen-komponen umum pada sistem tenaga listrik seperti :

1. Rugi pada penyulang utama dan peralatan saluran.
2. Rugi pada trafo distribusi.

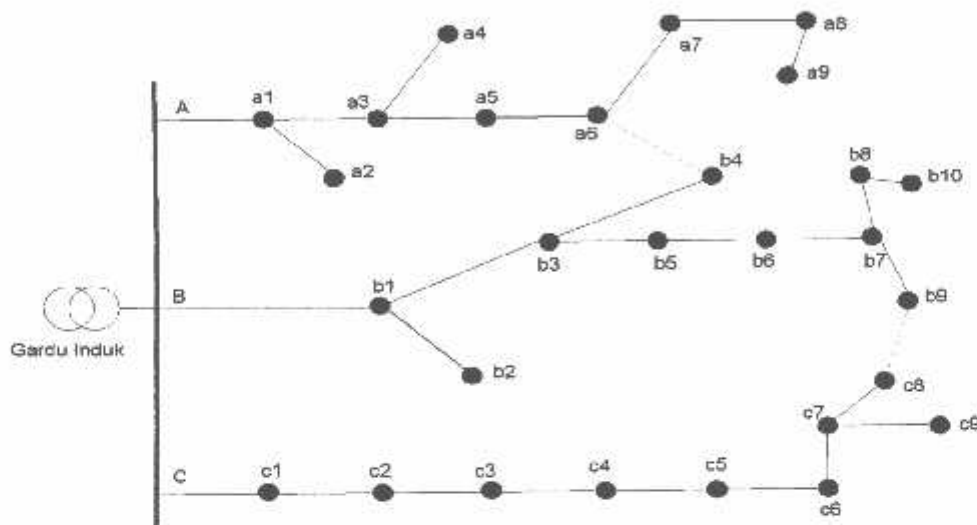
2.6. Minimalisasi Rugi Daya Pada Sistem Distribusi

Seperti telah disinggung sebelumnya bahwa pada kebanyakan sistem distribusi dalam penyaluran tenaga listrik umumnya dioperasikan secara radial. Namun demikian, sistem radial tersebut dioperasikan dengan beberapa *improvisasi*. Biasanya terdapat *tie switch* yang tersedia untuk saling interkoneksi bagi beberapa bus beban (*load bus*) baik dalam satu *feeder* maupun berlainan *feeder*.

Kondisi tersebut sangat diperlukan demi memenuhi persyaratan sebagai sistem yang cukup baik, terutama yaitu kontinuitas pelayanan. Hal ini dapat dijelaskan dengan melihat gambar 2.9.

Suatu sistem penyaluran distribusi radial dari gardu induk mempunyai beberapa *feeder* (penyulang) yaitu *feeder* A,B,C. *Feeder* A mempunyai bus beban a_1, a_2, \dots, a_9 . *Feeder* B mempunyai bus beban b_1, b_2, \dots, b_{10} . *Feeder* C mempunyai bus beban c_1, c_2, \dots, c_9 . Jika pada *feeder* A terdapat gangguan pada saluran antara bus a_3 dan a_5 sampai menyebabkan putus saluran maka bus a_5, a_6, \dots, a_9 akan mengalami pemadaman total. Oleh karena itu bus-bus beban yang mengalami pemadaman total tersebut harus disupply dari *feeder* lain (bisa juga dari bus a_4). Tanda (----) menunjukkan bahwa pada saluran terdapat *switch (Normally Open)*. Dari gambar dapat dilihat bahwa *NO switch* terdapat antara bus a_6 pada *feeder* A dengan bus b_4 pada *feeder* B. Jika pada saat gangguan terjadi bus a_3 dan a_5 *open* maka *NO switch* a_6 - b_4 dapat ditutup (*close*) sehingga dengan demikian bus-bus pada *feeder* A yang mengalami pemadaman total dapat diatasi. Hal yang sama juga dapat dilaksanakan *feeder* B dengan *feeder* C dengan *NO switch* b_9 - c_8 .

Pada kenyataan di lapangan, lokasi dari bus-bus itu sendiri mempunyai lokasi yang tidak sama sehingga akan menggunakan konduktor yang panjangnya tidak sama. Kondisi ini tentunya akan membutuhkan resistansi dan reaktansi saluran yang berbeda-beda.



Gambar 2.9.
Contoh Kondisi Gangguan Pada Sistem Distribusi Radial

Dari permasalahan tersebut, maka diperlukan suatu upaya untuk dapat mengurangi kerugian daya yang terjadi. Dalam prakteknya, sebenarnya ada dua macam cara dalam upaya untuk mengurangi / meminimalisasi rugi-rugi daya pada sistem distribusi tenaga listrik yaitu :

1. Pemasangan / penginstalan kapasitor.
2. Rekonfigurasi jaringan distribusi.

Selanjutnya pada skripsi ini membahas mengenai upaya mengurangi kerugian daya yang terjadi pada saluran distribusi dengan merekonfigurasi jaringan yaitu dengan memanfaatkan status dari *NC Switch / NO Switch*.

BAB III METODE REKONFIGURASI

Dalam analisa metode rekonfigurasi diperlukan suatu proses aliran daya untuk mengetahui tegangan pada bus beban dan rugi-rugi daya pada saluran. Oleh karena itu pembahasan selanjutnya sebelum membahas proses metode rekonfigurasi adalah analisis aliran daya menggunakan *Metode Newton Raphson*.

3.1. Analisa Aliran Daya

Dengan semakin kompleknya problem didalam sistem tenaga listrik, sebagai akibat dari meningkatnya permintaan konsumen, bertambahnya jumlah saluran transmisi dan distribusi, maka perlu adanya studi aliran daya dalam analisa sistem sehingga dilakukan perhitungan tegangan, arus, daya nyata dan daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik dalam suatu jala-jala listrik pada keadaan pengoperasian normal untuk sekarang dan akan datang. Tujuan mempelajari aliran daya ini dilakukan untuk menentukan :

- a) Aliran daya aktif dan daya reaktif pada cabang-cabang rangkaian
- b) Tidak adanya rangkaian yang mempunyai beban lebih dari tegangan busbar dalam batas-batas yang diterima
- c) Pengaruh penambahan atau perubahan pada suatu sistem
- d) Pengaruh hilangnya hubungan dalam keadaan darurat
- e) Kondisi optimum pembebanan sistem
- f) Kehilangan daya optimum system

3.2. Pendekatan Studi Aliran Daya

Di dalam pengoperasian sistem tenaga listrik, parameter-parameter listrik yang perlu diperhatikan sehubungan dengan analisa aliran daya adalah besarnya magnitudo tegangan $|V|$, sudut fasa tegangan θ , daya nyata P dan daya reaktif Q . Daya nyata P mempunyai ketergantungan yang kuat dengan besarnya magnitudo tegangan $|V|$. Bila P dan Q berubah, maka θ dan $|V|$ berubah pula demikian sebaliknya.

Didalam analisa aliran daya terdapat 3 jenis variabel :

1. Variabel bebas misalnya $|V|$ dan Q pada bus generator.
2. Variabel tidak bebas, misalnya P dan $|V|$ pada bus generator.
3. Variabel yang tidak dapat diatur, misalnya kebutuhan konsumen.

3.3. Sistem Per-Unit^[4]

Untuk memudahkan perhitungan – perhitungan dalam sistem tenaga listrik digunakan dalam sistem p.u. (per-unit) yang didefinisikan sebagai perbandingan harga yang sebenarnya dengan harga dasar (*base value*), sehingga dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$\text{Besaran per-unit} = \frac{\text{besaran sebenarnya}}{\text{besaran dasar dengan kuantitas yang sama}} \dots\dots\dots (3.1)$$

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

- Untuk sistem 1 fasa :

$$\text{Arus dasar} = \frac{\text{Dasar KVA}_{1\phi}}{\text{Tegangan dasar, kV}_{LN}} \dots\dots\dots (3.2)$$

$$\text{Impedansi dasar} = \frac{\text{Tegangan dasar, V}_{LN}}{\text{Arus dasar}} \dots\dots\dots (3.3)$$

$$\text{Impedansi dasar} = \frac{(\text{Tegangan dasar, kV}_{LN})^2 \times 1000}{\text{Dasar KVA}_{1\phi}} \dots\dots\dots (3.4)$$

$$\text{Impedansi dasar} = \frac{(\text{Tegangan dasar, kV}_{LN})^2}{\text{Dasar MVA}_{1\phi}} \dots\dots\dots (3.5)$$

- Untuk sistem 3 fasa :

$$\text{Arus dasar} = \frac{\text{Dasar KVA}_{3\phi}}{\sqrt{3} \times \text{Tegangan dasar, kV}_{LL}} \dots\dots\dots (3.6)$$

$$\text{Impedansi dasar} = \frac{(\text{Tegangan dasar, kV}_{LL})^2 \times 1000}{\text{Dasar KVA}_{3\phi}} \dots\dots\dots (3.7)$$

$$\text{Impedansi dasar} = \frac{(\text{Tegangan dasar, kV}_{LL})^2}{\text{Dasar MVA}_{3\phi}} \dots\dots\dots (3.8)$$

3.4. Klasifikasi Bus

Pada setiap simpul (rel atau bus) terdapat parameter-parameter sebagai berikut :

1. Daya nyata dinyatakan dengan P satuannya Megawatt (MW)
2. Daya reaktif dinyatakan dengan Q satuannya Mega Volt Ampere Reaktif (MVAR)
3. Besar (magnitude) tegangan mempunyai simbol $|V|$ dengan satuan KiloVolt (kV)
4. Sudut fasa tegangan mempunyai simbol δ dengan satuan derajat

Pada poin 1 dan 2 menyatakan daya yang dibangkitkan oleh generator yang mengalir ke bus. Jika pada bus terdapat beban, maka daya tersebut menyatakan selisih antara daya yang dibangkitkan dengan beban.

Dalam analisis aliran daya, pada setiap busnya perlu diketahui 2 parameter dari keseluruhan 4 parameter yang diperhitungkan. Dengan melihat kedua parameter yang diketahui, setiap bus dalam suatu sistem dapat diklasifikasikan menjadi tiga yaitu :

1. Bus beban atau *load bus*
2. Bus generator
3. Bus referensi atau *slack bus*

3.4.1. Bus Beban atau *Load Bus*

Pada bus ini terhubung beban-beban yang permintaan daya aktif dan daya reaktif jelas diketahui, sedangkan tegangan $|V|$ dan sudut fasa tegangan δ (sudut antara tegangan sisi kirim dan tegangan sisi terima) merupakan dua besaran yang akan dihitung nilainya.

3.4.2. Bus Generator (*generator bus*)

Bus ini terdapat generator-generator yang nilai tegangan dan daya aktifnya diketahui, sementara daya reaktif dan sudut fasa tegangan δ dihitung.

3.4.3. Bus Referensi (*slack bus*)

Pada bus ini nilai daya aktif dan daya reaktif dibiarkan mengambang atau tidak diketahui, hal ini dikarenakan daya yang dikirim kepada sistem oleh generator tidak dapat dipastikan terlebih dahulu. Besarnya daya aktif dan daya reaktif selain ditentukan oleh

besarnya beban juga ditentukan oleh besarnya daya yang hilang atau rugi-rugi pada saluran, nilainya hanya dapat ditentukan pada akhir perhitungan. Pada bus ini nilai tegangan masing-masing telah ditetapkan, yaitu sebesar 1 pu dan 0 derajat.

3.5. Metode Newton Raphson

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

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

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.9)$$

Injeksi daya pada simpul p adalah :

$$S_p - P_p - jQ_p = V_p^* \cdot I_p \dots\dots\dots(3.10)$$

$$= V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.11)$$

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

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

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

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

Maka persamaan dapat ditulis :

$$P_p - jq_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| e^{-j(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq})} \dots \dots \dots (3.12)$$

Dengan memisahkan bagian riil dan bagian imajiner maka diperoleh :

$$P_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \cos(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) \dots \dots \dots (3.13)$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \sin(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots \dots \dots (3.14)$$

Kedua persamaan diatas akan menghasilkan suatu kumpulan persamaan serempak (*simultan*) yang tidak linier untuk setiap simpul sistem tenaga listrik. Untuk mengetahui magnitudo tegangan (V) dan sudut fasa (δ) disetiap simpul dapat diselesaikan dengan menggunakan persamaan (3.13) dan (3.14) yang dilinierkan dengan *Metode Newton Raphson* yang dapat dilihat dari persamaan dibawah ini :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \dots \dots \dots (3.15)$$

Dimana :

ΔP = Selisih injeksi bersih daya nyata dengan penjumlahan aliran daya nyata tiap saluran yang menghubungkan simpul dengan V yang didapat dari perhitungan *iterasi* ke- k

ΔQ = Selisih injeksi bersih daya reaktif dengan penjumlahan aliran daya reaktif tiap saluran yang menghubungkan simpul dengan V yang didapat dari perhitungan *iterasi* ke- k

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

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

H, L, M, N merupakan elemen-elemen *off diagonal* dari sub matriks *Jacobian* yang dibentuk dengan mendefinisikan persamaan (3.13) dan (3.14), dimana :

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

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

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

$$|V|^{k+1} = |V|^k + \Delta|V|^k$$

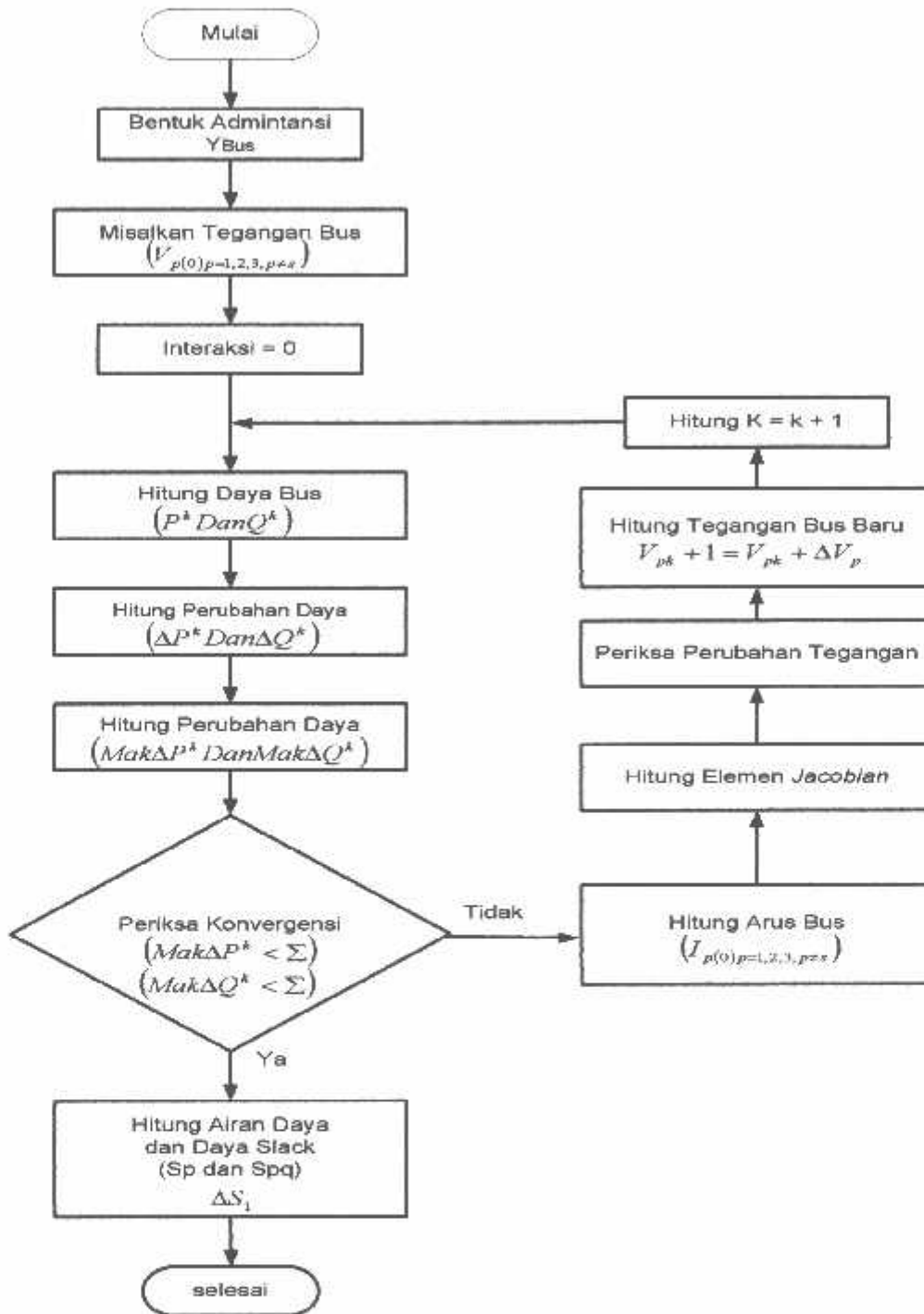
$$\delta^{k+1} = \delta^k + \Delta\delta^k$$

proses perhitungan akan berulang sampai selisih daya nyata dan daya reaktif antara yang dijadwalkan dengan yang dihitung, yaitu ΔP dan ΔQ untuk semua simpul mendekati nilai toleransi atau proses perhitungan iterasi mencapai *konvergen*.

Algoritma Aliran Daya Newton Raphson

1. Tentukan nilai $P_{p(\text{ditetapkan})}$ dan $Q_{p(\text{ditetapkan})}$ yang mengalir kedalam sistem pada setiap rel untuk nilai yang ditentukan atau perkiraan dari besar dan sudut tegangan untuk iterasi pertama atau tegangan yang ditentukan paling akhir untuk iterasi berikutnya.
 2. Hitung ΔP pada setiap rel.
 3. Hitung nilai-nilai matriks Jaqobian dengan menggunakan nilai-nilai perkiraan atau yang ditentukan dari besar dan sudut tegangan dalam persamaan untuk turunan parsial yang ditentukan dengan diferensiasi persamaan (3.13) dan (3.14).
 4. Balikkan Jaqobian itu dan hitung koreksi-koreksi tegangan $\Delta\delta_q$ dan $\Delta|V_q|$ pada nilai sebelumnya.
 5. Hitung nilai baru dari δ_q dan $|V_q|$ dengan menambah $\Delta\delta_p$ dan $\Delta|V_q|$ pada nilai sebelumnya.
 6. Kembali kelangkah pertama dan ulangi proses itu dengan menggunakan nilai untuk besar dan sudut tegangan yang ditentukan paling akhir sehingga semua nilai ΔP dan ΔQ atau semua nilai $\Delta\delta$ dan $\Delta|V|$ lebih kecil dari suatu indeks ketetapan yang dipilih.
-

3.6. Diagram Alir Aliran Daya Newton Raphson



Gambar 3-1
Diagram Alir Aliran Daya *Newton Raphson*

3.6.1. Metode Rekonfigurasi Jaringan

Proses menata konfigurasi awal dari jaringan (*initial condition*) menjadi suatu konfigurasi optimum akhir (*optimal condition*), sehingga dari konfigurasi yang terakhir ini diperoleh kerugian daya sistem distribusi yang paling kecil (aliran daya yang paling optimum).

Meskipun jaringan distribusi dioperasikan menggunakan sistem radial, namun besarnya sistem tersebut dikombinasikan ke dalam beberapa tipe. Tipe yang paling umum adalah model jaringan distribusi radial dengan *tie dan switch* pemisah.

Rekonfigurasi jaringan distribusi dapat dilakukan dengan mengatur kondisi dari *switch-switch* ini dalam keadaan *on* atau *off*. Switch yang terdapat dalam jaringan distribusi terdapat dua macam :

1. *Normally Closed Switch (NC Switch)* yang dalam keadaan operasi normal, posisi kontakannya selalu tertutup (*on*).
2. *Normally Open Switch (NO Switch)* yang dalam keadaan operasi normal, posisi kontakannya selalu terbuka (*off*).



Gambar 3-2

Diagram Skematik Tipe (a) NC switch dan (b) NO switch

Jadi jelaslah bahwa sebenarnya rekonfigurasi jaringan dalam sistem distribusi tenaga listrik adalah proses mengganti struktur *topologi* dari jaringan distribusi dengan mengubah status *open / closed* dari *NO / NC switch* sehingga dari proses ini bisa didapatkan aliran daya yang optimal pada sistem distribusi yang menyebabkan kerugian daya jadi minimum dengan proses akhir sistem kembali radial

3.6. Metode *Optimum Power Flow (OPF)*

DSR diubah kepada problem optimum yang dapat diformulasikan sebagai berikut:

$$\text{Min} \left\{ C_{total} = \sum_{(k,m) \in \Omega} c_{km}^{loss} \cdot I_{km} + \sum_{(k,m) \in \Omega} c_{km}^{use} \cdot \chi_{km} \right\} \dots\dots\dots (3.16)$$

Subyek

$$f(V, \theta) = 0 \dots\dots\dots (3.17)$$

$$h(V, \theta) \leq 0 \dots\dots\dots 3.18)$$

$$0 \leq \chi_{km} \leq 1, \forall (k, m) \in \Omega \dots\dots\dots (3.19)$$

Di mana

C_{total} total biaya rekonfigurasi

Ω himpunan cabang dalam DSR

C_{km}^{loss} cabang k- biaya kerugian daya m

L_{km} cabang k –kerugian daya m

c_{km}^{use} cabang k – biaya penggunaan m

χ_{km} posisi variabel untuk switch yang terhubung antara bus k dan m

Fungsi sasaran (3.16) terbentuk dari jumlah dua kuantitas sebagai berikut:

1. Kerugian daya : kerugian ini menampilkan biaya tambahan untuk perusahaan distribusi, sehingga mereka harus diminimkan.
2. Biaya penggunaan cabang: fungsi ini mempunyai tujuan memastikan bahwa daya akan mengalir melalui cap dengan biaya terkecil

Kuantitas kedua di atas akan dibutuhkan ketika masalah perencanaan akan memperhatikan cabang dengan biaya konstruksi berbeda. Untuk problem DSR, cabang biasanya akan dianggap mempunyai biaya non nol sama. sebuah biaya null pada OPF akan menghasilkan sebuah solusi di mana seluruh switch akan tertutup untuk meminimkan kerugian.

Persamaan (3.17) berhubungan dengan persamaan aliran daya untuk jaringan distribusi, dan (3.18) memperhitungkan limit operasional praktis. Selain itu, batasan pada struktur topologis jaringan harus dipertimbangkan.

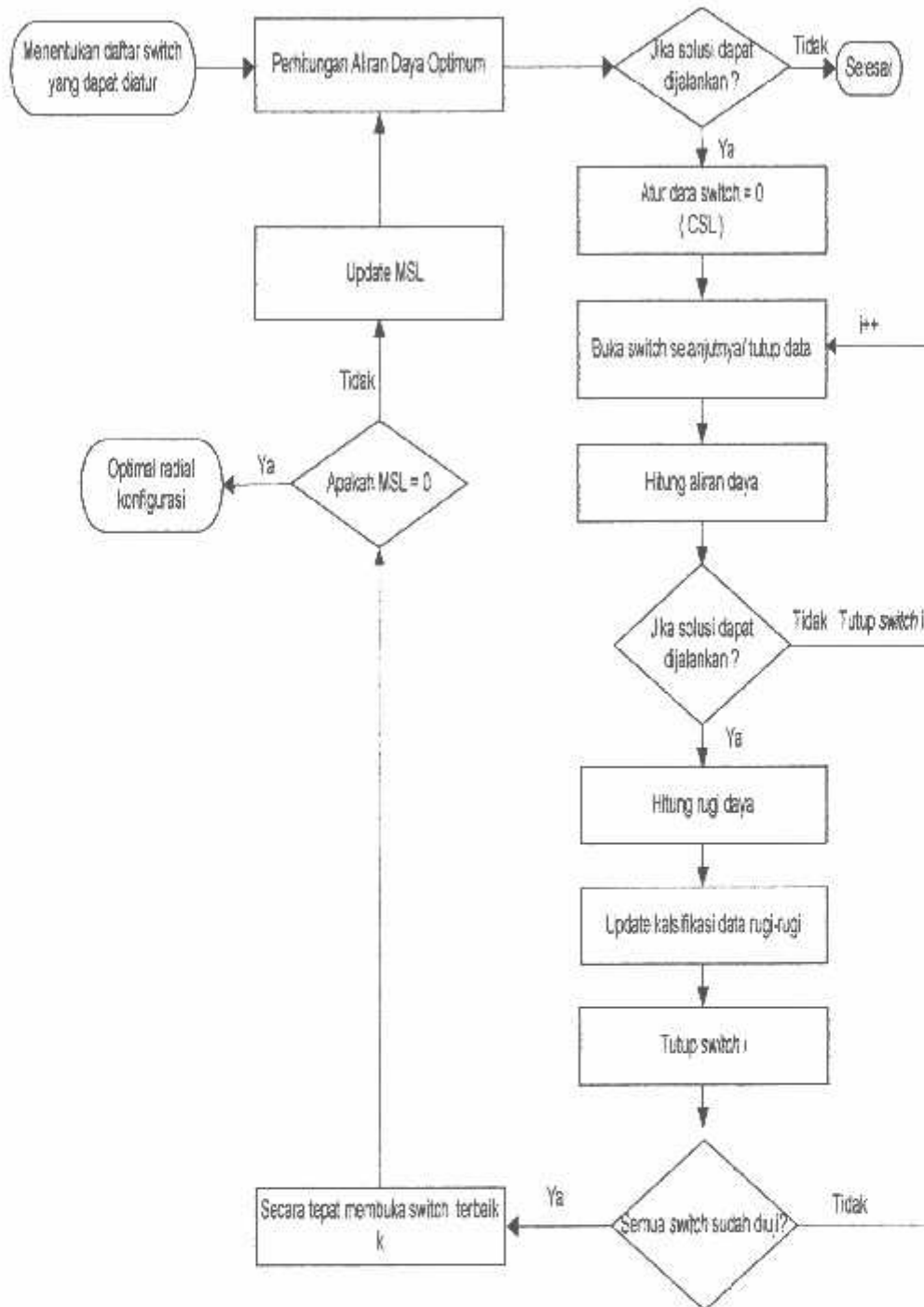
Untuk meminimkan (3.16) berarti secara simultan mengurangi kuantitas 1 dan 2. untuk mengurangi 1 mengimplikasikan kenaikan nilai posisi switch karena berada dalam sistem berhubungan, kerugian cenderung berkurang. Sebaliknya, untuk mengurangi 2 mengimplikasikan pengurangan posisi switch yang berhubungan. Dengan demikian fungsi tersebut bertentangan. Namun demikian karena jumlah dinilai, nilai biaya untuk kerugian cabang dan penggunaan cap dipilih berdasarkan analisis sensitivitas. Untuk memecahkan algoritma *OPF*, (1-4), teknik optimisasi titik primal dual interior digunakan [14, 15].

3.7. Pengoptimalan Transfer Beban

Perubahan beban dapat mengurangi rugi-rugi dalam transmisi dan sistem distribusi. Perubahan beban dapat diperoleh dengan menutup dan mengoperasikan ikatan bagian-bagian switch, sistem mungkin dioperasikan dengan konfigurasi ring tetapi agar sederhana selalu dioperasikan sebagai radial. Untuk menampilkan kemampuan dari rekonfigurasi sistem di bawah kondisi operasi normal, sebuah sistem diteliti untuk mendapatkan strategi optimal.

3.8. Algoritma Program

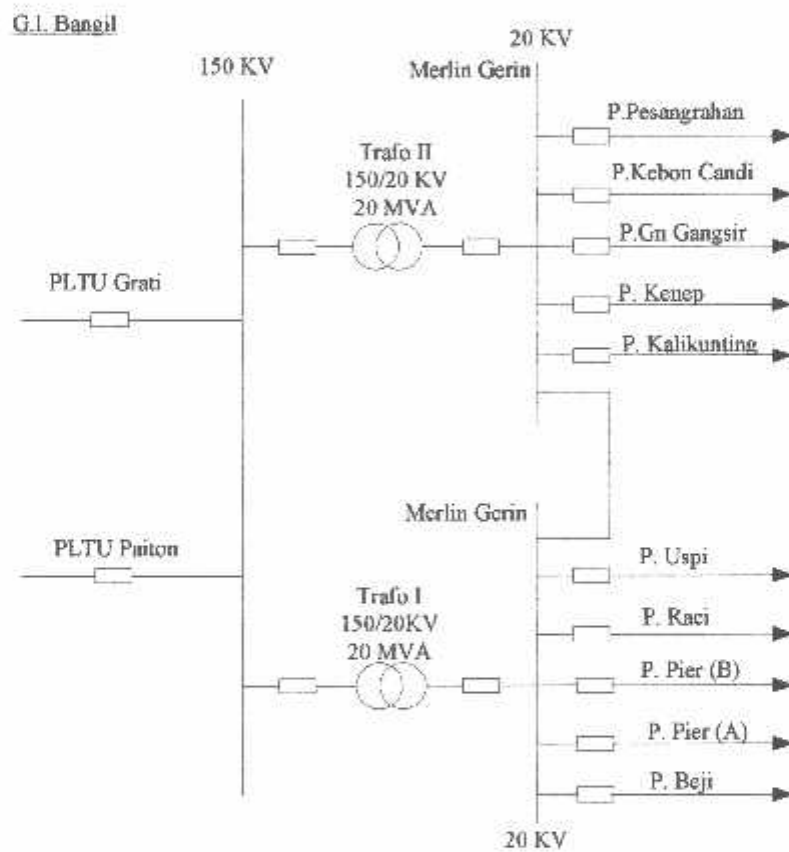
1. Start
 2. Menentukan daftar switch yang dapat diatur
 3. Perhitungan aliran daya optimum (OPF).
 4. Hitung aliran daya.
 5. Membuka switch k yang menghasilkan kenaikan dan kerugian minimum.
 6. Memperbaharui masalah.
 7. Perulangan algoritma.
 8. selesai.
-



Gambar 3-5
Flow Chart Perhitungan Program Optimum Power Flow (OPF)

3.9. Profil Di G.I.Bangil

Berkembangnya teknologi dan bertambahnya populasi penduduk di Malang, memaksa penyedia energi listrik yaitu Perusahaan Listrik Negara (PLN) untuk selalu memberikan yang terbaik bagi pemakai energi listrik (konsumen). Karena kemajuan teknologi, mendorong manusia untuk menggunakan teknologi tersebut. Sehingga penyedia energi listrik harus mengantisipasi apabila beban yang dipergunakan konsumen semakin meningkat. Pada gambar 3.9 merupakan single line dari G.I. Bangil Pasuruan.



Gambar 3.6.
Single line diagram dari G.I. Bangil

3.10. Data Umum Pada Trafo II G.I. Bangil

Tabel 3-1
Data Penyulang Kalikunting

NO.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)	P (MW)	Q (MVAR)
002	200	171.81	85.91	146.04	90.51
003	250	175.97	87.99	186.97	115.88
005	160	100.23	62.64	85.19	52.79
007	160	130.25	81.40	110.70	68.61
008	160	133.17	79.67	108.35	67.15
009	200	145.49	72.74	123.65	76.63
010	160	108.50	66.83	90.88	56.32
012	200	131.40	65.70	55.84	34.61
013	160	133.17	79.67	108.35	67.15
015	160	130.71	81.89	111.37	69.02

Data tabel selengkapnya dapat dilihat pada lampiran A-1.

Tabel 3-2
Data Penyulang Kenep

NO.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)	P (MW)	Q (MVAR)
006	50	42.03	84.06	37.72	22.14
037	50	12.24	24.48	10.40	6.44
042	150	95.48	62.81	80.08	49.63
045	200	174.70	87.18	148.20	91.85
046	100	76.21	76.21	64.77	40.14
051	100	76.21	76.21	64.77	40.14
096	100	110.39	73.59	93.82	58.15
112	150	95.48	62.81	80.08	49.63
115	100	110.39	73.59	93.82	58.15
146	50	17.78	35.56	15.11	9.36
203	100	84.55	60.78	51.66	32.01

Data tabel selengkapnya dapat dilihat pada lampiran A-1.

Tabel 3-3
Data Penyulang Pesanggrahan

NO.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)	P (MW)	Q (MVAR)
004	100	87.06	87.06	74.00	45.86
014	150	100.34	65.09	82.98	51.43
042	100	73.90	73.90	62.81	38.93
113	160	155.42	97.14	132.11	81.87
126	160	124.93	78.08	106.18	10.94
132	160	120.42	73.59	100.08	62.02
134	150	100.34	65.09	82.98	51.43
175	100	37.87	37.87	32.18	19.94
176	100	67.66	67.66	57.51	35.64
177	100	54.96	54.96	46.77	28.95

Data tabel selengkapnya dapat dilihat pada lampiran A-I.

Tabel 3-4
Data Penyulang Kebun Candi

NO.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)	P (MW)	Q (MVAR)
029	100	60.27	60.27	51.22	31.75
039	200	183.47	87.18	148.20	91.85
038	150	111.51	74.51	95.00	58.87
047	1600	119.39	79.60	101.49	62.89
062	160	111.08	69.42	94.41	58.87
072	160	101.38	63.36	86.16	53.40
073	150	119.39	79.60	101.49	62.89
074	150	97.45	64.97	82.83	51.33
094	150	107.61	72.32	92.20	57.14
085	1250	117.77	74.51	95.00	58.87

Data tabel selengkapnya dapat dilihat pada lampiran A-I.

Tabel 3-5
Data Gunung Gangsir

NO.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)	P (MW)	Q (MVAR)
210	3600	300.24	175.86	5381.31	3335.14
251	200	150.12	84.98	144.46	89.53

BAB IV
ANALISA DAN HASIL PROGRAM
REKONFIGURASI JARINGAN DISTRIBUSI DENGAN METODE *OPTIMUM*
POWER FLOW (OPF)

4.1. Program Metode Rekonfigurasi Jaringan

Untuk pemecahan masalah rekonfigurasi jaringan distribusi digunakan bantuan program komputer. Program komputer ini menggunakan bahasa pemrograman *Borland Delphi versi 7.0* yang memiliki bahasa pemrograman terstruktur sehingga relatif mudah untuk dipelajari dan digunakan untuk mempercepat proses perhitungan yang membutuhkan ketelitian tinggi dan sering melibatkan iterasi yang membutuhkan waktu yang lama bila dikerjakan manual. Program dalam skripsi ini dijalankan dengan menggunakan *Program Borland Delphi 7.0* dan diaplikasikan pada komputer

4.2. Analisa Perhitungan

Perhitungan posisi *switch open* atau *close* diawali dengan melakukan studi aliran daya dengan menggunakan metode *Newton Raphson*. Studi aliran daya dilakukan untuk mengetahui harga tegangan dan sudut fasa tiap-tiap bus, arus yang mengalir pada saluran, dan aliran daya tiap saluran. Setelah studi aliran daya dilakukan, barulah dilakukan perhitungan rugi-rugi daya pada saluran.

Untuk menentukan posisi *switch open* atau *close* antara bus beban terlebih dahulu menentukan rugi daya saluran terbesar yang digunakan sebagai input untuk menjalankan metode *Optimum Power Flow* agar *Switch* dapat dibuka atau ditutup pada lokasi yang memberikan profil tegangan yang paling optimum.

Untuk memudahkan perhitungan dan analisa pada sistem tenaga, biasanya dipakai harga-harga dalam per satuan. Harga per satuan adalah harga yang sebenarnya dibagi dengan harga dasar. Harga yang dipilih adalah 20kV dan 30 MVA. Sebagai harga tegangan dasar dan daya dasar. Mengingat bahwa pada jaringan tidak dilakukan pengukuran faktor daya, maka pada perhitungan ini diambil harga faktor daya sebesar 0.85.

Perhitungan diawali dengan menampilkan *single line diagram* dari penyulang yang mewakili keadaan sistem yang sesungguhnya. Dari gambar 4-1 diperlihatkan *single line diagram* dari penyulang G.I Bangil pada Trafo II. Pada penyulang ini jumlah bus dan jumlah saluran masing-masing adalah:

- Slack bus = 1
 - Load bus = 23
 - Jumlah saluran = 26
-

4.2.1. Tekan *Open* Untuk Membuka *File* Yang Sudah Tersimpan



Gambar 4-1
Menu Utama Program

Setelah itu tekan *Open* untuk memasukkan *file* yang sudah tersimpan dan akan muncul data general (umum) Dari G.I Bangil

4.2.2. Tampilan *Input* Data General

Field	Value
Jumlah Bus	23
Jumlah Sakran	25
Tegangan Dasar	20 kV
Daya Dasar	100 MVA
Parameter Sakran	ohm

Gambar 4-2
Inputan Program Data General GI Bangil

Tekan *next* untuk melihat tampilan data inputan data general pada tampilan seperti pada gambar diatas. Dimana skripsi ini, data yang digunakan adalah penyulang-penyulang yang keluar dari Trafo II GI Bangil Pasuruan. Alasan pemilihan data tersebut karena *output* dari trafo II GI Bangil Pasuruan mensuplai daerah yang kepadatan bebannya sangat bervariasi.

Data teknis dari Trafo II GI Bangil Pasuruan adalah sebagai berikut :

Jumlah Bus	: 23
Jumlah Saluran	: 26
Tegangan Dasar	: 20 kV
Daya Dasar	: 30 MVA
Penghantar SUTM 20 kV	: AAAC 150 mm ²
Impedansi Saluran	: 0.2162 + j 0.3305 Ω / km
	: 0,3949 < 56,81°

Data beban untuk masing-masing penyulang dapat dilihat pada lampiran dalam tabel. Dari lampiran, daya P (MW) dan Q (MVAR) dari bus penyulang dapat dihitung nilai P (MW), Q (MVAR), R (Ω) dan X (Ω) sebagai berikut :

$$P = 799,058 \times \cos 0,85 = 799,058 \times 0,85 = 679,20 \text{ KW}$$

$$Q = 799,058 \times \sin 0,85 = 799,058 \times 0,5268 = 420,94 \text{ KVAR}$$

$$\text{Factor Daya} \quad \cos \theta = 0,85$$

$$\quad \quad \quad \sin \theta = 0,5268$$

Dimana jaringan distribusi G.I Bangil Trafo II menggunakan kabel saluran udara dengan jenis konduktor yang digunakan adalah AAAC (*all-aluminium-alloyconductors*) dengan penampang nominal 150 mm² dengan impedansi saluran 0,2162 + j0,3305 Ω / km,

Untuk contoh perhitungan Impedansi saluran diberikan contoh pada bus dari 1 ke 2 sebagai berikut:

Jarak antara bus 1 ke 2 dengan panjang = 6,105 km

$$R = 6,105 \text{ km} \times Z \text{ saluran} = 6,105 \times 0,3949 < 56,81^\circ$$

$$= 1,320 + j1,627$$

Dengan perhitungan yang sama maka masing-masing bus akan diperoleh hasil seperti pada tabel 4-1 berikut :

Tabel 4-1
Daya dan Impedansi Saluran Jaringan Distribusi
G.I Bangil Pasuruan

BUS PANGKAL	BUS UJUNG	P BUS UJUNG (MW)	Q BUS UJUNG (MVAR)	JARAK (KM)	R (Ω)	X (Ω)
1	2	3	4	5	6	7
1	2	0,6744	0,4209	6,105	1,320	1,627
2	3	0,564	0,3498	2,057	0,443	0,678
3	4	0,4592	0,2855	0,325	0,071	0,109
4	5	0,1956	0,4002	0,784	0,169	0,259
5	6	0,4127	0,2558	1,140	0,246	0,376
6	7	0,2768	0,1715	2,691	0,580	0,887
7	8	0,5865	0,3635	0,272	0,060	0,092
8	9	0,6987	0,4331	0,555	0,120	0,184
9	10	0,3144	0,1949	0,314	0,066	0,100
10	11	0,5355	0,332	0,682	0,148	0,226
1	12	0,2415	0,1497	1,840	0,458	0,568
12	13	0,4455	1,2762	0,261	0,055	0,084
13	14	0,2156	0,1337	2,371	0,498	0,761
1	15	0,5105	0,3164	5,180	1,380	0,588
15	16	0,3116	0,1904	2,058	0,443	0,678
16	17	0,2046	0,1265	2,254	0,487	0,745
1	18	0,4679	0,29	9,559	0,366	2,935
18	19	0,5559	0,3446	1,390	0,301	0,460
19	20	0,1941	0,1203	0,390	0,087	0,134
20	21	0,2744	0,1701	2,095	0,454	0,694

21	22	0,4137	0,2564	1,660	0,356	0,544
1	23	0,3828	0,2373	5,496	1,362	1,689
11	13	-	-	1,171	0,386	0,103
13	15	-	-	4,285	1,362	1,316
15	22	-	-	4,224	1,613	0,431
19	23	-	-	2,265	0,859	0,229

Dari data pada table 4.1 (data jaringan distribusi) dimasukkan kedalam software rekonfigurasi jaringan, maka hasil dari perhitungan aliran daya menggunakan metode *Newton Raphson* sebelum rekonfigurasi dapat dilihat pada gambar 4-3

4.2.3. Menghitung Load Flow Pada Kondisi Awal

Bus	Vr(pu)	Vdr(deg)	Pg(MW)	Qg(MVAR)	PL(MW)	QL(MVAR)	Sapa(pu)	Type Bus
1	1.0000	0.0000	0.195	0.113	0.000	0.000	0.000	1
2	0.96996	0.50378	0.000	0.000	0.679	0.421	0.000	3
3	0.96716	0.73467	0.000	0.000	0.664	0.360	0.000	3
4	0.95990	0.78608	0.000	0.000	0.439	0.285	0.000	3
5	0.95596	0.83160	0.000	0.000	0.196	0.400	0.000	3
6	0.95240	0.83030	0.000	0.000	0.413	0.286	0.000	3
7	0.94773	-1.22724	0.000	0.000	0.277	0.172	0.000	3
8	0.94707	-1.24590	0.000	0.000	0.587	0.363	0.000	3
9	0.94612	1.27302	0.000	0.000	0.639	0.433	0.000	3
10	0.94583	-1.29106	0.000	0.000	0.314	0.195	0.000	3
11	0.94542	-1.29256	0.000	0.000	0.536	0.292	0.000	3
12	0.93877	-0.03679	0.000	0.000	0.241	0.150	0.000	3
13	0.93799	0.04153	0.000	0.000	0.445	0.276	0.000	3
14	0.93747	-0.05996	0.000	0.000	0.219	0.134	0.000	3
15	0.93790	-0.18858	0.000	0.000	0.510	0.316	0.000	3

Gambar 4-3
Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan
dan Daya tiap-tiap Bus (Sebelum Rekonfigurasi)

Dari Gambar 4-3 tekan tombol hitung untuk menghitung *load flow* pada kondisi awal maka akan muncul seperti tampilan diatas. Tampilan *load flow* menggunakan metode *Newton Raphson* diketahui tegangan pada bus 7,8, 9, 10, sampai dengan bus 11 tegangannya kurang dari 0,95 pu

Tabel 4-2
Hasil Program Aliran Daya Sebelum Rekonfigurasi

BUS	TEGANGAN		DAYA PEMBANGKITAN		DAYA PEMBEBANAN	
	V (pu)	Sudut ($^{\circ}$)	MW	MVAR	MW	MVAR
1	1,00000	0,00000	9,155	6,113	0,000	0,000
2	0,96986	-0,50378	0,000	0,000	0,679	0,421
3	0,96016	-0,73461	0,000	0,000	0,564	0,350
4	0,95880	-0,76655	0,000	0,000	0,459	0,285
5	0,95598	-0,83160	0,000	0,000	0,196	0,400
6	0,95240	-0,93036	0,000	0,000	0,413	0,256
7	0,94773	-1,22724	0,000	0,000	0,277	0,172
8	0,94707	-1,24590	0,000	0,000	0,587	0,363
9	0,94612	-1,27302	0,000	0,000	0,699	0,433
10	0,94583	-1,28106	0,000	0,000	0,314	0,195
11	0,94542	-1,29256	0,000	0,000	0,535	0,332
12	0,99817	-0,03679	0,000	0,000	0,241	0,150
13	0,99799	-0,04153	0,000	0,000	0,445	0,276
14	0,99747	-0,05556	0,000	0,000	0,216	0,134
15	0,99390	-0,10898	0,000	0,000	0,510	0,316
16	0,99278	-0,13941	0,000	0,000	0,312	0,190
17	0,99229	-0,15261	0,000	0,000	0,265	0,127
18	0,97755	-0,40893	0,000	0,000	0,468	0,290
19	0,97739	-0,46776	0,000	0,000	0,556	0,345
20	0,97701	-0,47835	0,000	0,000	0,194	0,120
21	0,97545	-0,52102	0,000	0,000	0,274	0,170
22	0,97471	-0,54118	0,000	0,000	0,414	0,256
23	0,99769	-0,04642	0,000	0,000	0,383	0,237

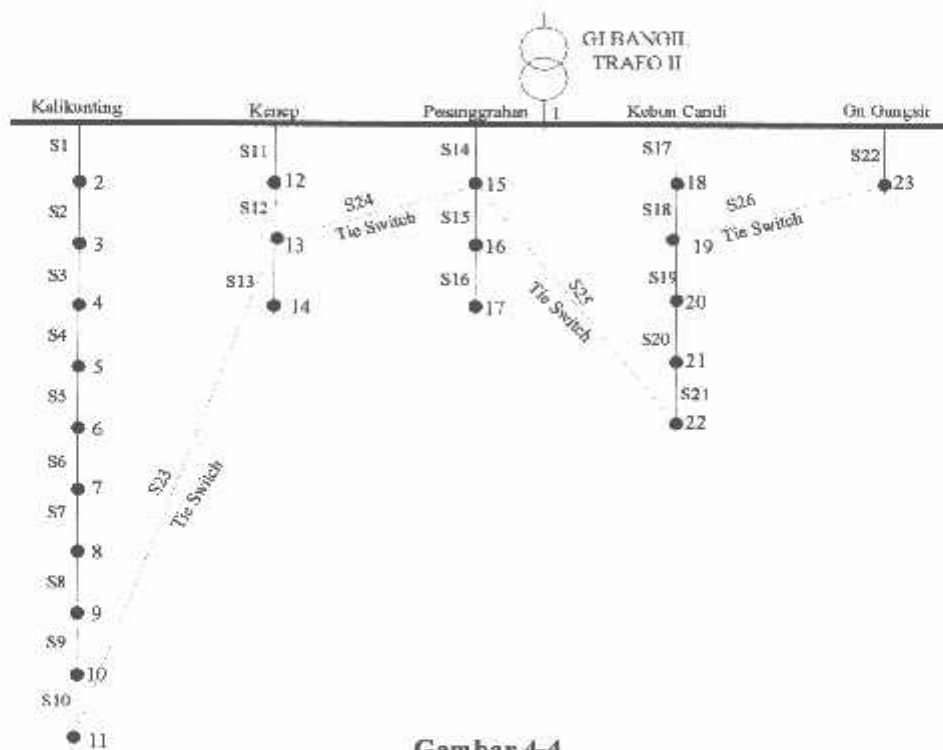
Untuk mengetahui kondisi awal jaringan (*initial condition*) yang terdapat pada gambar 4-3 dilakukan setelah proses *load flow* menggunakan metode *Newton Raphson*.

Dan output Trafo G.I Bangil Pasuruan :

1. Kalikunting
2. Kenep
3. Pesanggrahan

4. Candi
5. Gunung Gangsir

Gambar 4-4 merupakan gambar jaringan distribusi radial sebelum dilakukan rekonfigurasi yang terdiri dari lima *feeder* dengan dua puluh enam *switch NC* (*normally closed*) dan empat *tie switch NO* (*normally open*), yaitu s23, s24, s25 dan s26. Dimana bus beban merupakan penyusunan dari trafo-trafo yang ada dalam saluran pada masing-masing penyulang yang dibatasi dengan adanya *switch*.



Gambar 4-4
Konfigurasi Jaringan Radial dari *Single Line* diagram G.I Bangil
(Kondisi awal)

- Ket :
- = Bus beban
 - = *Switch NC* (*Normally Closed*)
 - - - = *tie switch NO* (*Normally Open*)

Untuk mengetahui kondisi awal total daya, total pembebanan dan total rugi-rugi daya yang terdapat pada G.I Bangil tekan menu *Summary*

4.2.4 Hasil Perhitungan Rugi – rugi Daya Sebelum Rekonfigurasi

Summary Loadflow		
Jumlah Pembangkitan	9,155 + j 6,113	MVA
Jumlah Pembebanan	8,941 + j 5,819	MVA
Jumlah Rugi-Rugi	0,214 + j 0,294	MVA
Iterasi	2	
Waktu Hitung	00:00	

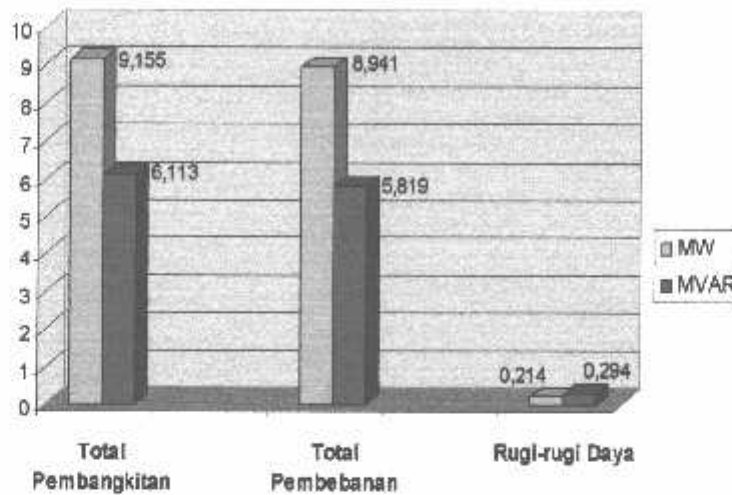
Gambar 4-5
Hasil Perhitungan Rugi-rugi Daya Sebelum Rekonfigurasi

Dari Gambar 4-7 dapat diketahui jumlah total Pembangkitan adalah $9,155 + j 6,113$ MVA dengan jumlah Pembebanan sebesar $8,941 + j 5,819$ MVA maka diketahui Rugi-rugi Daya sebesar $0,214 + j 0,294$ MVA dengan iterasi 2 kali.

Tabel 4-3
Hasil Program Rugi-rugi Daya Sebelum Rekonfigurasi

TOTAL PEMBANGKITAN		TOTAL PEMBEBANAN		TOTAL RUGI-RUGI DAYA	
P (MW)	Q (MYAR)	P (MW)	Q (MYAR)	P (MW)	Q (MYAR)
9,155	6,113	8,941	5,819	0,214	0,294

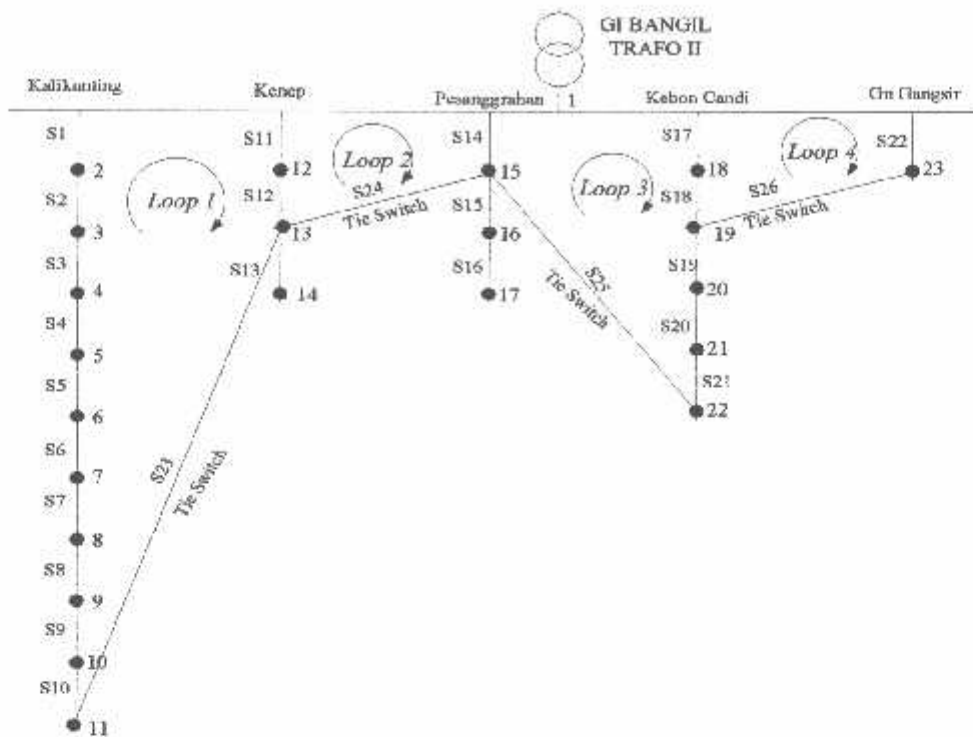
4.2.5. Grafik Perbandingan Rugi – rugi Daya Sebelum Rekonfigurasi



Grafik 4-1
Hasil Program Rugi-rugi Daya Sebelum Rekonfigurasi

4.3. Analisa Rekonfigurasi Jaringan Menggunakan Metode *Optimum Power Flow*

Dalam analisa rekonfigurasi jaringan semua *tie switch* (*Normally open*) yang saling interkoneksi pada beberapa bus beban (*load bus*) baik dalam satu *feeder* maupun berlainan *feeder* ditutup (*normally closed*) sehingga jaringan radial seperti pada gambar 4-4 berubah menjadi jaringan *mesh* seperti terlihat pada gambar 4-6, dari penutupan *tie switch* terdapat 4 *loop*



Gambar 4-6
Konfigurasi Jaringan Mesh

Dengan memasukkan data pada tabel 4-1 pada program simulasi, dilakukan untuk menghitung aliran daya menggunakan metode *optimum power flow* lalu tekan hitung maka *load flow* setelah menggunakan metode *optimum power flow* dapat diketahui dengan menekan menu *LF Akhir* yang dapat dilihat pada gambar 4-7

4.3.1 Untuk Melihat Hasil Perhitungan *Load Flow* Pilih Tombol LF Akhir setelah Rekonfigurasi

Bus	absV (pu)	sudut (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PL (MW)	QL (MVAR)	Supr (pu)	Type Bus
1	1.00000	0.00000	9.030	5.918	0.000	0.000	0.000	1
2	0.98763	-0.16887	0.000	0.000	0.679	0.421	0.000	3
3	0.98447	-0.22303	0.000	0.000	0.564	0.350	0.000	3
4	0.98416	-0.22638	0.000	0.000	0.459	0.285	0.000	3
5	0.98381	-0.22387	0.000	0.000	0.196	0.400	0.000	3
6	0.98414	-0.25804	0.000	0.000	0.413	0.256	0.000	3
7	0.98490	-0.21074	0.000	0.000	0.277	0.172	0.000	3
8	0.98511	-0.20517	0.000	0.000	0.587	0.363	0.000	3
9	0.98587	-0.18454	0.000	0.000	0.699	0.433	0.000	3
10	0.98651	-0.16736	0.000	0.000	0.314	0.195	0.000	3
11	0.98818	-0.12221	0.000	0.000	0.535	0.332	0.000	3
12	0.99235	0.15339	0.000	0.000	0.241	0.150	0.000	3
13	0.99140	0.17883	0.000	0.000	0.445	0.275	0.000	3
14	0.99086	-0.19304	0.000	0.000	0.215	0.134	0.000	3
15	0.99141	-0.15305	0.000	0.000	0.513	0.316	0.000	3

Gambar 4-7
Hasil Program *Load Flow* Setelah Menggunakan Metode OPF

Dari Gambar 4-7 diketahui bahwa total tegangan tiap saluran sudah ada pada level aman dimana tegangan sudah berada pada level 0,95 – 1 pu. Jika lebih dari 1 pu sangat berbahaya terutama bagi konsumen.

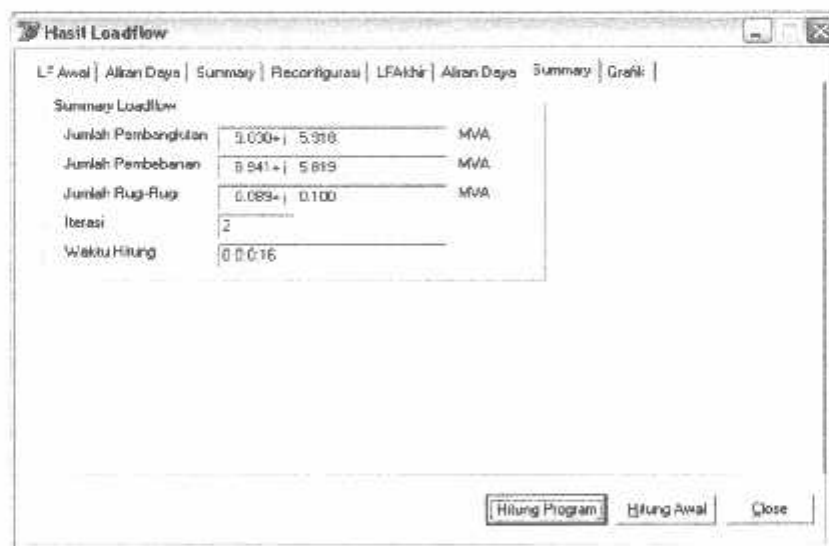
Tabel 4-4
Hasil Program Aliran Daya Setelah Menggunakan OPF

BUS	TEGANGAN		DAYA PEMBANGKITAN		DAYA PEMBEBANAN	
	V (pu)	Sudut ($^{\circ}$)	MW	MVAR	MW	MVAR
1	1.00000	0.00000	9,030	5,918	0.000	0.000
2	0,98763	-0,16887	0.000	0.000	0,679	0,421
3	0,98447	-0,22303	0.000	0.000	0,564	0,350
4	0,98416	-0,22638	0.000	0.000	0,459	0,285
5	0,98381	-0,22387	0.000	0.000	0,196	0,400
6	0,98414	-0,25804	0.000	0.000	0,413	0,256
7	0,98490	-0,21074	0.000	0.000	0,277	0,172
8	0,98511	-0,20517	0.000	0.000	0,587	0,363
9	0,98587	-0,18454	0.000	0.000	0,699	0,433
10	0,98651	-0,16736	0.000	0.000	0,314	0,195

11	0,98818	-0,12221	0.000	0.000	0,535	0,332
12	0,99235	-0,15339	0.000	0.000	0,241	0,150
13	0,99140	-0,17883	0.000	0.000	0,445	0,276
14	0,99088	-0,19304	0.000	0.000	0,216	0,134
15	0,99141	-0,15305	0.000	0.000	0,510	0,316
16	0,99029	-0,18363	0.000	0.000	0,312	0,190
17	0,98980	-0,19691	0.000	0.000	0,205	0,127
18	0,99508	-0,09891	0.000	0.000	0,468	0,290
19	0,98884	-0,12689	0.000	0.000	0,556	0,345
20	0,9886	-0,13238	0.000	0.000	0,194	0,120
21	0,98802	-0,14899	0.000	0.000	0,274	0,170
22	0,98853	-0,20332	0.000	0.000	0,414	0,256
23	0,99143	-0,17234	0.000	0.000	0,383	0,237

Hasil minimalisasi rugi-rugi daya yang diperoleh merupakan hasil terbaik dari rugi-rugi daya yang ada. Setelah melakukan beberapa training dengan mengubah-ubah parameter OPF seperti pada gambar 4-8

4.3.2. Tekan Tombol *Summary* Untuk Mengetahui Hasil Perhitungan Rugi – rugi Daya Setelah Rekonfigurasi



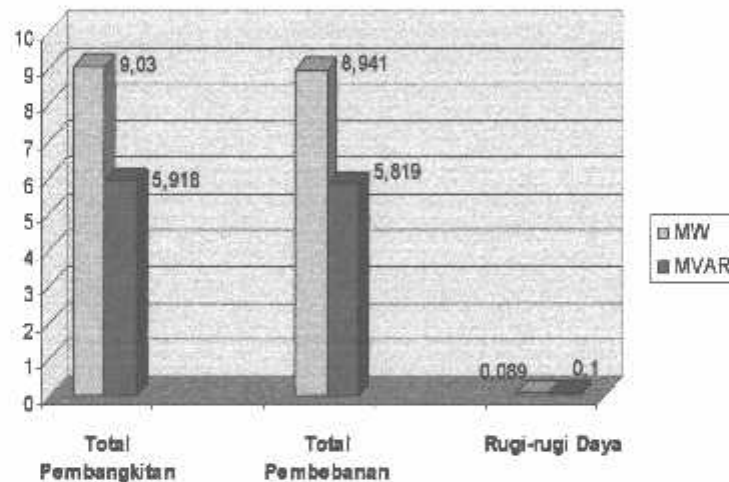
Gambar 4-8
Hasil Perhitungan Program Rugi-rugi Daya Setelah Rekonfigurasi

Dari gambar 4-8 dapat diketahui jumlah total pembangkitan adalah $9,030 + j 5,918$ MVA dengan jumlah pembebanan sebesar $8,941 + j 5,819$ MVA Maka diketahui rugi – rugi daya sebesar $0,089 + j 0,100$ MVA dengan etarasi 2 kali dengan waktu hitung 0.0.0.16

Tabel 4-5
Hasil Program Rugi-rugi Daya Setelah Menggunakan OPF

TOTAL PEMBANGKITAN		TOTAL PEMBEBANAN		TOTAL RUGI-RUGI DAYA	
P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
9,030	5,918	8,941	5,819	0,089	0,100

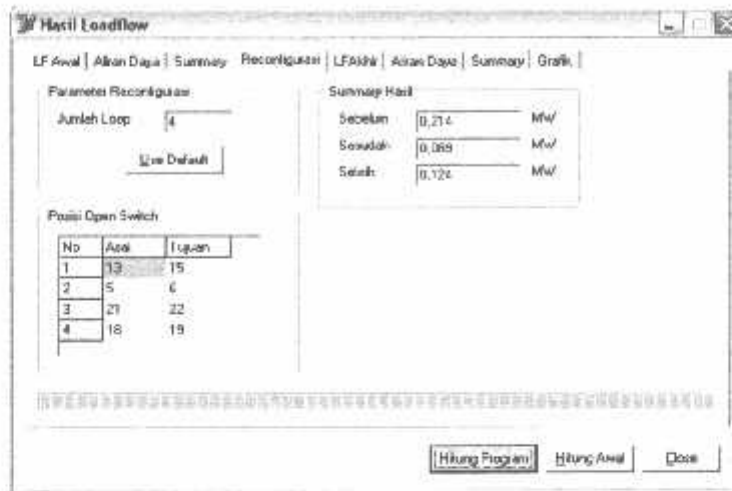
4.3.3 Grafik Perbandingan Rugi – rugi Daya Setelah Rekonfigurasi



Grafik 4-2
Grafik Perbandingan Rugi – Rugi Daya Setelah Rekonfigurasi

Kombinasi optimal *switching* didapat dengan durasi perhitungan sekitar 00:02 detik .Dan mencari konfigurasi jaringan yang baru dengan metode sesuai dengan hasil rekonfigurasi pada tabel 4-6 didapat kondisi *switch 5,switch 18,switch 21* dan *switch 24* dalam status terbuka (*Normally Open*), sehingga jaringan *mesh* yang telah ada akan berubah menjadi konfigurasi jaringan radial *open loop* baru seperti pada gambar 4-9.

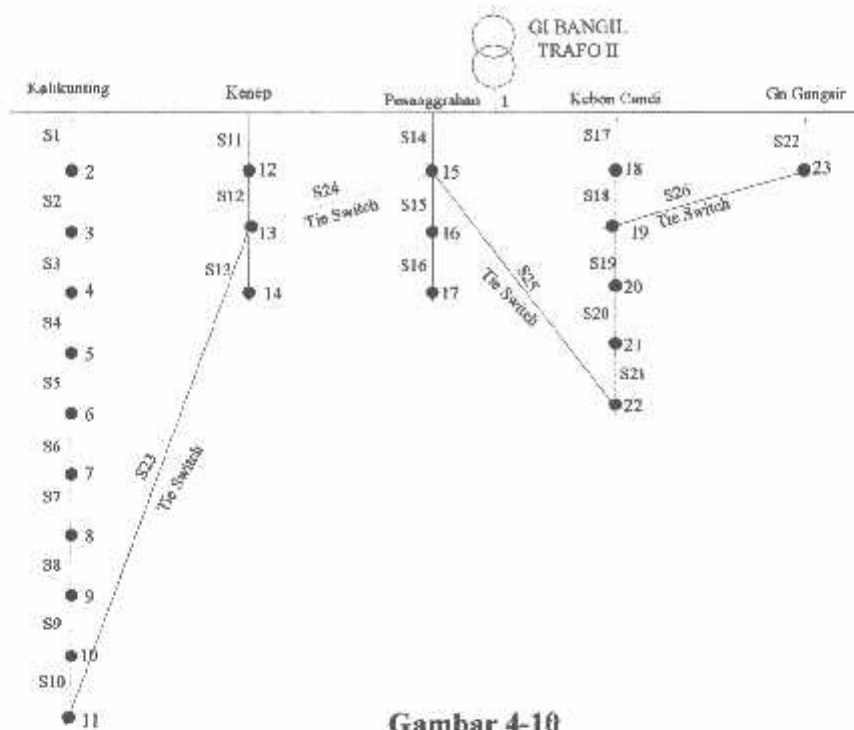
4.3.4. Tekan Tombol Rekonfigurasi, Lalu Tekan Tombol *Use Default*, Kemudian Tekan Tombol Hitung Program



Gambar 4-9
Hasil Simulasi Kombinasi Switch Setelah Rekonfigurasi

Tabel 4-6
Hasil Kombinasi Optimal *Switch*

No.	Sebelum Rekonfigurasi			Setelah Rekonfigurasi		
	Bus Pangkal	Bus Ujung	Posisi <i>switch open</i>	Bus Pangkal	Bus Ujung	Posisi <i>switch open</i>
1	11	13	s23	13	15	s5
2	13	15	s24	5	6	s18
3	15	22	s25	21	22	s21
4	19	23	s26	18	19	s24



Gambar 4-10
Konfigurasi Jaringan Radial Setelah Rekonfigurasi

- Ket : ● = Bus beban
- = Switch NC (Normally Closed)
- - - = tie switch NO (Normally Open)

Konfigurasi jaringan radial *open loop* setelah dilakukan rekonfigurasi tersebut merupakan konfigurasi jaringan radial *open loop* terbaik dari berbagai kemungkinan konfigurasi jaringan yang ada dengan menggunakan parameter *Optimum Power Flow* yang berbeda dengan parameter yang telah digunakan sebelumnya. Hasil minimalisasi rugi – rugi daya yang diperoleh merupakan minimalisasi rugi – rugi daya terbaik dari minimalisasi rugi – rugi daya yang ada.

4.4. Analisa Perbandingan Sebelum dan Setelah Rekonfigurasi

Menggunakan Metode *Optimum Power Flow (OPF)*

4.4.1. Analisa Simulasi Tegangan dan Sudut Fasa Tegangan

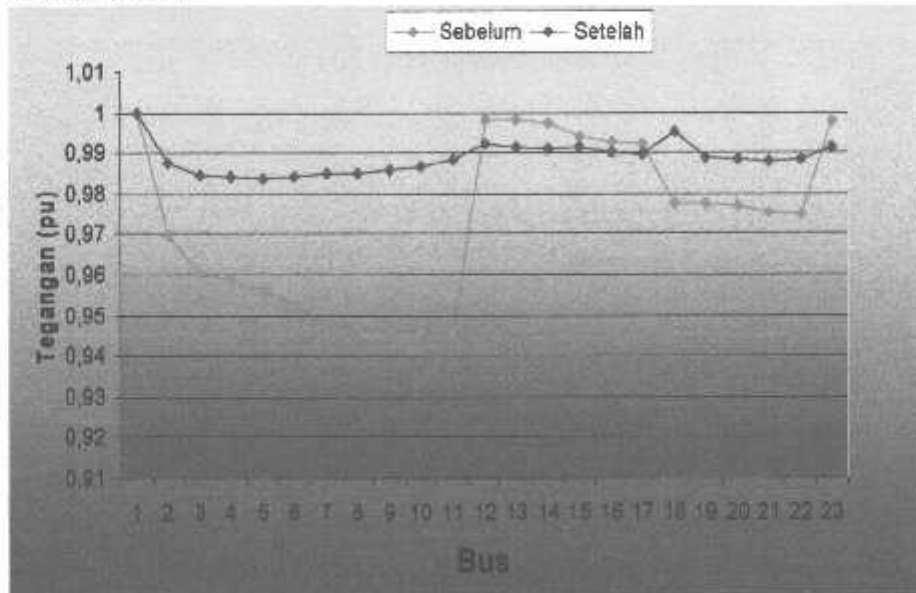
Pada proses perhitungan, menggunakan data pada tabel hasil perhitungan daya dan impedansi saluran jaringan distribusi G.I Bangil Pasuruan. Dimana nilai dasar yang digunakan adalah 20 kV untuk tegangan dan 30 MVA untuk daya. Dengan mengacu pada lima penyulang G.I Bangil Pasuruan diantaranya Penyulang Kalikunting, Kenep, Pesangrahan, Candi dan Gunung Gangsir. Berikut adalah tabel 4-7 perbandingan tingkat tegangan dan sudut tegangan pada tiap bus.

Tabel 4-7
Perbandingan Tingkat Tegangan dan Sudut Tegangan Pada Tiap Bus

BUS	TEGANGAN		TEGANGAN	
	Sebelum Rekonfigurasi		Setelah Rekonfigurasi	
	V (pu)	Sudut ($^{\circ}$)	V (pu)	Sudut ($^{\circ}$)
1	1,00000	0,00000	1,00000	0,00000
2	0,96986	-0,50378	0,98763	-0,16887
3	0,96016	-0,73461	0,98447	-0,22303
4	0,95880	-0,76655	0,98416	-0,22638
5	0,95598	-0,83160	0,98381	-0,22387
6	0,95240	-0,93036	0,98414	-0,25804
7	0,94773	-1,22724	0,98490	-0,21074
8	0,94707	-1,24590	0,98511	-0,20517
9	0,94612	-1,27302	0,98587	-0,18454
10	0,94583	-1,28106	0,98651	-0,16736
11	0,94542	-1,29256	0,98818	-0,12221
12	0,99817	-0,03679	0,99235	-0,15339
13	0,99799	-0,04153	0,99140	-0,17883
14	0,99747	-0,05556	0,99088	-0,19304
15	0,99390	-0,10898	0,99141	-0,15305
16	0,99278	-0,13941	0,99029	-0,18363
17	0,99229	-0,15261	0,98980	-0,19691

18	0,97755	-0,40893	0,99508	-0,09891
19	0,97739	-0,46776	0,98884	-0,12689
20	0,97701	-0,47835	0,9886	-0,13238
21	0,97545	-0,52102	0,98802	-0,14899
22	0,97471	-0,54118	0,98853	-0,20332
23	0,99769	-0,04642	0,99143	-0,17234

4.4.2. Tekan Tombol Grafik, Untuk Melihat Grafik Sebelum dan Sesudah Rekonfigurasi



Grafik 4-3
Grafik Perbandingan Tegangan Sebelum dan Setelah Rekonfigurasi

Dari hasil grafik 4-3, perbandingan setelah rekonfigurasi dapat kita ketahui bahwa nilai tegangan terendah pada saat sebelum rekonfigurasi sebesar 0,94542 pu yang terdapat pada bus 11 sedangkan setelah dilakukan rekonfigurasi nilai tegangannya menjadi sebesar 0,98818 pu yang terdapat pada bus 11 atau dengan kata lain setelah direkonfigurasi nilai tegangan mengalami kenaikan.

4.4.3. Perbandingan Tingkat Rugi-rugi Pada Saluran

Total rugi-rugi daya saluran sebelum rekonfigurasi adalah 0,214 MW dan 0,294 MVAR, sedangkan total rugi-rugi daya setelah rekonfigurasi adalah sebesar 0,089 MW

dan 0,100 MVAR. Dari hasil perhitungan dapat dilihat bahwa selisih total rugi-rugi daya turun sebesar 0,125 MW dan 0,194 MVAR. Sehingga rugi-rugi daya dapat ditekan sebesar 58,41 %, yang terdapat pada tabel 4-8.

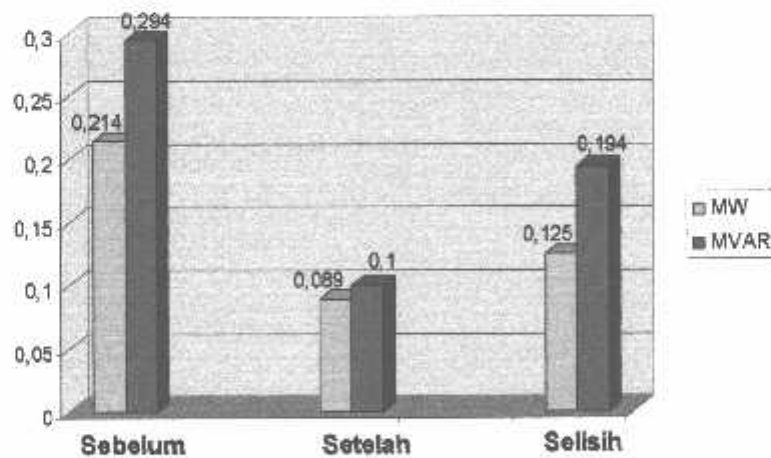
Tabel 4-8.
Tabel Perbandingan Rugi-rugi Daya Sebelum dan Setelah Rekonfigurasi

Total Rugi-rugi Daya Sebelum Rekonfigurasi		Total Rugi-rugi Daya Sesudah Rekonfigurasi		Selisih Rugi-rugi Daya Setelah Rekonfigurasi	
MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
0,214	0,294	0,089	0,100	0,125	0,194

Dengan perincian di atas maka diketahui besarnya reduksi rugi-rugi daya di G.I

Bangil Setelah Rekonfigurasi sebesar : $\frac{0,214 - 0,089}{0,214} \times 100\% = 58,41\%$

4.4.4. Perbandingan Rugi-rugi Daya Sebelum dan Setelah Rekonfigurasi



Grafik 4-4
Perbandingan Rugi-rugi Daya Sebelum dan Setelah Rekonfigurasi

BAB V KESIMPULAN

5.1. Kesimpulan

Dari hasil analisa dapat diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Nilai tegangan terendah pada saat sebelum direkonfigurasi sebesar 0,94542 pu yang terdapat pada bus 11, sedangkan setelah dilakukan rekonfigurasi nilai tegangan pada bus 11 menjadi 0,98818 pu. Dengan kata lain setelah dilakukan rekonfigurasi, nilai tegangannya mengalami kenaikan pada tiap-tiap bus.
2. Dimana sebelum direkonfigurasi rugi-rugi dayanya adalah sebesar 0,214 MW dan 0,294 MVAR. Setelah direkonfigurasi diketahui rugi-rugi dayanya menjadi 0,089 MW dan 0,100 MVAR. Jadi setelah dilakukan rekonfigurasi reduksi rugi-rugi dayanya adalah 0,125 MW dan 0,195 MVAR.
3. Sebelum direkonfigurasi posisi *switch NO* adalah *switch* 11-13, *switch* 13-15, *switch* 15-22, *switch* 19-23. Dengan melakukan rekonfigurasi pada penyulang distribusi maka diperoleh kombinasi *switch* yang baru yaitu *switch* 5-6, *switch* 13-15, *switch* 8-19, dan *switch* 21-22

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. F.V.Gomes,J.L.R.Pereira,M.P.Vinagre, and P.A.N.Gracia "*A new Distribution System Reconfiguration Approach Using Optimum Power Flow And Sensitivity Analysis For Loss Reduction* ,"Departement Of Electrical Engineering, Federal University Of Juiz de Fora,Brazil, 2006
- [2] Hasan Basri, Ir "**Sistem Distribusi Tenaga Listrik**". Balai Penerbit dan Humas IST Bumi Srengseng Indah P, Minggu, Jakarta Selatan, 1996.
- [3] Djiteng Marsudi, (1990), "**Operasi Sistem Tenaga Listrik**", Balai Penerbit dan humas ISTN.Bhumi Srengseng Indah P, Minggu,Jakarta Selatan.
- [4] Stevenson, William D, Jr, "**Analisis Sistem Tenaga Listrik**", Penerbit Erlangga edisi keempat, 1996.

LAMPIRAN I



- LISTING PROGRAM
 - DATA SALURAN
 - SINGLE LINE
 - JURNAL
-

```

unit uLoadflow;

interface

uses uUtils,uComplex;

type
  TParamBranch=(pbOhm,pbPu);

  TParamLF=record
    MaxIterasi,Iterasi:byte;
    Vbase,Vkonst,Pbase,Pkonst,Zbase,lbase,Toleransi:double;
    ParamBranch:TParamBranch;
    SumGen,SumLoad,SumLoss:TCmplx;
  end;

  TBus=record
    absV,sudV,Pgen,Qgen,PL,QL,Cap:double;
    typeBus:byte;
  end;

  TBusArr1=array of TBus;

  TBranch=record
    dari,ke:integer;
    R,X,Lc,Tr,Tu,Su,KapSal,Length,JenisCable:double;
    Sij,Sji,Aij,Aji:TCmplx;
  end;

  TBranchArr1=array of TBranch;

  TGenLF=record
    bus:integer;
    Qmin,Qmax,a2,a1,a0,FixCost,VarCost,Pmin,Pmax:double;
  end;

  TGenLFArr1=array of TGenLF;

  TSwth=record
    dari,ke:integer;
  end;

  TSwthArr1=array of TSwth;

function CalcCostGenLF(const rGen:TGenLF;
  const rPgen:double):double;

```

```

procedure DecodeCommDataToLFData(const rBus:TBusArr1;
  var rNbus,rNsal:integer;
  var rV,rSg,rSL:CxArr1;
  var rCap:dArr1;
  var rTypBus:iArr1;
  const rBranch:TBranchArr1;
  var rZ,rTp:CxArr2;
  var rLc,rTr:dArr2);
procedure DccodeData(var rParamLF:TParamLF;
  var rNbus:integer;
  var rV,rSg,rSL:CxArr1;
  var rCap:dArr1;
  var rTypBus:iArr1;
  var rZ,rTp:CxArr2;
  var rLc,rTr:dArr2);
function FindSumGen(const rNbus:integer;
  const rTypBus:iArr1):integer;
procedure Admitansi(const rNbus:integer;
  const rZ,rTp:CxArr2;
  const rLc,rTr:dArr2;
  const rCap:dArr1;
  var rY:CxArr2);
function RecToPolar(const rData:CxArr1):CxArr1;
function PolarToRec(const rData:CxArr1):CxArr1;
function MaxDataArray(const rData:dArr1):double;
procedure AliranDaya(const rNbus:integer,const rV:CxArr1;
  const rY:CxArr2;
  const rLc:dArr2;
  var rAlirS:CxArr2);
procedure DayaGen(const rNbus:integer;
  const rV,rSL:CxArr1;
  const rY:CxArr2;
  const rTyp:iArr1;
  var rSg:CxArr1);
procedure DayaSlack(const rNbus:integer;
  const rAlirS:CxArr2;
  const rTyp:iArr1;
  const rSL:CxArr1;
  var rSg:CxArr1);
procedure ArusBranch(const rNbus:integer;
  const rV:CxArr1;
  const rLc:dArr2;
  const rY:CxArr2;
  var rArus:CxArr2);
procedure UpdateAkhir(const rNbus,rNsal:integer;
  var rParamLF:TParamLF;

```

```

    const rV,rSg,rSL:CxArr1;
    const rAlir,rArus:CxArr2;
    var rBus:TBusArr1;
    var rBranch:TBranchArr1);overload;
procedure UpdateAkhir(const rNbus:integer;
    var rParamLF:TParamLF;
    var rSg,rSL:CxArr1;
    var rAlir,rArus:CxArr2);overload;
function FindVarControl(var rBus:TBusArr1):iArr1;overload;
function FindVarControl(var rSg:CxArr1;
    var rTypeBus:iArr1):iArr1;overload;
function FindBatasControl(var rBus:TBusArr1;
    var rParamLF:TParamLF):TBatasArr1;

```

```

var gBus:TBusArr1;
    gBranch:TBranchArr1;
    gParamLF:TParamLF;
    gGenLF:TGenLFArr1;

```

implementation

```

function CalcCostGenLF(const rGen:TGenLF;
    const rPgen:double):double;
begin
    result:=0;
    if rPgen>0 then
        begin
            result:=rGen.a2*sqr(rPgen)+rGen.a1*rPgen+rGen.a0;
        end;
    end;
end;

```

```

procedure DecodeCommDataToLFData(const rBus:TBusArr1;
    var rNbus,rNsal:integer;
    var rV,rSg,rSL:CxArr1;
    var rCap:dArr1;
    var rTypBus:iArr1;
    const rBranch:TBranchArr1;
    var rZ,rTp:CxArr2;
    var rLc,rTr:dArr2);
var i,dari,ke:integer;
begin
    rNbus:=-high(rBus)-1;
    rNsal:=high(rBranch)+1;
    SetLength(rV,rNbus);
    SetLength(rSg,rNbus);
    SetLength(rSL,rNbus);

```

```

SetLength(rCap,rNbus);
SetLength(rTypBus,rNbus);
for i:=0 to rNbus-1 do
begin
  rV[i].real:=rBus[i].absV;
  rV[i].imag:=-rBus[i].sudV;
  rSg[i].real:=rBus[i].Pgen;
  rSg[i].imag:=rBus[i].Qgen;
  rSL[i].real:=rBus[i].PL;
  rSL[i].imag:=rBus[i].QL;
  rCap[i]:=rBus[i].Cap;
  rTypBus[i]:=rBus[i].typeBus;
end;
SetLength(rZ,rNbus,rNbus);
SetLength(rTp,rNbus,rNbus);
SetLength(rLc,rNbus,rNbus);
SetLength(rTr,rNbus,rNbus);
for i:=0 to rNsal-1 do
begin
  dari:=rBranch[i].dari-1;
  ke:=rBranch[i].ke-1;
  rZ[dari,ke].real:=rBranch[i].R;
  rZ[dari,ke].imag:=rBranch[i].X;
  rLc[dari,ke]:=rBranch[i].Lc;
  rTr[dari,ke]:=rBranch[i].Tr;
  rTp[dari,ke].real:=rBranch[i].Tu;
  rTp[dari,ke].imag:=rBranch[i].Su;
end;
end;

procedure DecodeData(var rParamLF:TParamLF;
  var rNbus:integer;
  var rV,rSg,rSL:CxArr1;
  var rCap:dArr1;
  var rTypBus:iArr1;
  var rZ,rTp:CxArr2;
  var rLc,rTr:dArr2);
var i,j:integer;
begin
  if rParamLF.MaxIterasi=0 then rParamLF.MaxIterasi:=15;
  if rParamLF.Toleransi=0 then rParamLF.Toleransi:=0.0001;
  rParamLF.Zbase:=sqr(rParamLF.Vbase*rParamLF.Vkonst)/
    (rParamLF.Pbase*rParamLF.Pkonst);
  rParamLF.Ibase:=(rParamLF.Vbase*rParamLF.Vkonst)/rParamLF.Zbase;
  for i:=0 to rNbus-1 do
  begin

```

```

rSg[i].real:=rSg[i].real/rParamLF.Pbase;
rSg[i].imag:=rSg[i].imag/rParamLF.Pbase;
rSL[i].real:=rSL[i].real/rParamLF.Pbase;
rSL[i].imag:=rSL[i].imag/rParamLF.Pbase;
end;
if rParamLF.ParamBranch=pbOhm then
begin
for i:=0 to rNbus-1 do
begin
for j:=0 to rNbus-1 do
begin
if rZ[i,j].imag<>0 then
begin
rZ[i,j].real:=rZ[i,j].real/rParamLF.Zbase;
rZ[i,j].imag:=rZ[i,j].imag/rParamLF.Zbase;
rLc[i,j]:=rLc[i,j]/rParamLF.Zbase;
end;
end;
end;
end;
{for i:=0 to rNbus-1 do
begin
for j:=0 to rNbus-1 do
begin
if rZ[i,j].imag<>0 then
begin
rZ[j,i]:=Cmplx(rZ[i,j]);
rLc[j,i]:=rLc[i,j];
end;
end;
end;}
end;

```

```

function FindSumGen(const rNbus:integer;
const rTypBus:iArr1):integer;
var i:integer;
begin
result:=0;
for i:=0 to rNbus-1 do
begin
if rTypBus[i]=2 then
begin
inc(result);
end;
end;
end;
end;

```

```

procedure Admitansi(const rNbus:integer;
  const rZ,rTp:CxArr2;
  const rLc,rTr:dArr2;
  const rCap:dArr1;
  var rY:CxArr2);
var i,j,k:integer;
  a,b:double;
  CY:CxArr2;
  sum,Za,Ca:TCmplx;
begin
  SetLength(CY,rNbus,rNbus);
  sum:=Cmplx(1.0,0.0);
  for i:=0 to rNbus-1 do
  begin
    for j:=0 to rNbus-1 do
    begin
      if rZ[i,j].imag<>0 then
      begin
        CY[i,j]:=Divide(sum,rZ[i,j]);
      end;
    end;
  end;
  SetLength(rY,rNbus,rNbus);
  for i:=0 to rNbus-1 do
  begin
    for j:=0 to rNbus-1 do
    begin
      if j=i then
      begin
        rY[i,j]:=Cmplx(0.0,0.0);
        for k:=0 to rNbus-1 do
        begin
          rY[i,j].real:=rY[i,j].real+CY[i,k].real;
          rY[i,j].imag:=rY[i,j].imag+CY[i,k].imag+rLc[i,k];
        end;
      end
      else
      begin
        rY[i,j].real:=-CY[i,j].real;
        rY[i,j].imag:=-CY[i,j].imag;
      end;
    end;
  end;
  for i:=0 to rNbus-1 do
  begin

```

```

for j:=0 to rNbus-1 do
begin
if rTr[i,j]<>0 then
begin
rY[i,i].real:=rY[i,i].real-CY[i,j].real;
rY[i,i].imag:=rY[i,i].imag-CY[i,j].imag-rLc[i,j];
rY[i,i].real:=rY[i,i].real+CY[i,j].real/sqr(rTr[i,j]);
rY[i,i].imag:=rY[i,i].imag+CY[i,j].imag/sqr(rTr[i,j]);
rY[j,j].real:=rY[j,j].real-CY[i,j].real;
rY[j,j].imag:=rY[j,j].imag-CY[i,j].imag-rLc[i,j];
rY[j,j].real:=rY[j,j].real+CY[i,j].real;
rY[j,j].imag:=rY[j,j].imag+CY[i,j].imag;
rY[i,j].real:=-1*CY[i,j].real/rTr[i,j];
rY[i,j].imag:=-1*CY[i,j].imag/rTr[i,j];
rY[j,i].real:=rY[i,j].real;
rY[j,i].imag:=rY[i,j].imag;
{CLc:=TComplex.Create(0.0,aLc[i,j]);
result[i,i]:=result[i,i]-Cx[i,j]-CLc;
result[i,i]:=result[i,i]+Cx[i,j]/sqr(at);
result[j,j]:=result[j,j]-Cx[i,j]-CLc;
result[j,j]:=result[j,j]+Cx[i,j];
result[i,j]:=-Cx[i,j]/at;
result[j,i]:=result[i,j];
CLc.Free;}
end;
end;
end;
for i:=0 to rNbus-1 do
begin
for j:=0 to rNbus-1 do
begin
if rTp[i,j].real<>0 then
begin
a:=rTp[i,j].real*cos(rTp[i,j].imag);
b:=rTp[i,j].real*sin(rTp[i,j].imag);
rY[i,i].real:=rY[i,i].real-CY[i,j].real;
rY[i,i].imag:=rY[i,i].imag-CY[i,j].imag-rLc[i,j];
rY[i,i].real:=rY[i,i].real+CY[i,j].real/(sqr(a)+sqr(b));
rY[i,i].imag:=rY[i,i].imag+CY[i,j].imag/(sqr(a)+sqr(b))+rLc[i,j];
Za:=Cmplx(CY[i,j]);
Za:=Negative(Za);
Ca:=Cmplx(a,b);
sum:=Divide(Za,Ca);
rY[j,i]:=Cmplx(sum);
Ca:=Conjugate(Ca);
sum:=Divide(Za,Ca);

```

```

    rY[i,j]:=Cmplx(sum);
    {sUpfc:=TComplex.Create(aUpfc[i,j].tap*cos(aUpfc[i,j].sudut),
        aUpfc[i,j].tap*sin(aUpfc[i,j].sudut));
    CLc:=TComplex.Create(0.0,aLc[i,j]);
    result[i,i]:=result[i,i]-Cx[i,j]-CLc;
    result[i,i]:=result[i,i]+Cx[i,j]/sqr(sUpfc.Abs)+CLc;
    result[i,j]:=-Cx[i,j]/conj(sUpfc);
    result[j,i]:=-Cx[i,j]/sUpfc;
    CLc.Free;
    sUpfc.Free;}
end;
end;
end;
for i:=0 to rNbus-1 do
begin
    if rCap[i]>0 then
    begin
        rY[i,i].imag:=rY[i,i].imag+rCap[i];
    end;
end;
end;
end;

```

```

function RecToPolar(const rData:CxArr1):CxArr1;
var i,NData:integer;
    abs,sud:double;
begin
    NData:=high(rData)+1;
    SetLength(result,NData);
    for i:=0 to NData-1 do
    begin
        abs:=getAbs(rData[i]);
        sud:=getAngleRad(rData[i]);
        result[i]:=Cmplx(abs,sud);
    end;
end;
end;

```

```

function PolarToRec(const rData:CxArr1):CxArr1;
var i,NData:integer;
    real,imag:double;
begin
    NData:=high(rData)+1;
    SetLength(result,NData);
    for i:=0 to NData-1 do
    begin
        real:=rData[i].real*cos(rData[i].imag);
        imag:=rData[i].real*sin(rData[i].imag);
    end;
end;
end;

```

```

    result[i]:=Cmplx(real,imag);
end;
end;

```

```

function MaxdataArray(const rData:dArr1):double;
var i,NData:integer;
begin
    NData:=high(rData)+1;
    result:=abs(rData[0]);
    for i:=1 to NData-1 do
    begin
        if result<abs(rData[i]) then
        begin
            result:=abs(rData[i]);
        end;
    end;
end;

```

```

procedure AliranDaya(const rNbus:integer;const rV:CxArr1;
    const rY:CxArr2;
    const rLc:dArr2;
    var rAlirS:CxArr2);
var i,j:integer;
    Lca,tmp1,tmp2:TCmplx;
begin
    SetLength(rAlirS,rNbus,rNbus);
    for i:=0 to rNbus-1 do
    begin
        for j:=0 to rNbus-1 do
        begin
            rAlirS[i,j].real:=0.0;
            rAlirS[i,j].imag:=0.0;
            if j<>i then
            begin
                if rY[i,j].imag<>0 then
                begin
                    Lca:=Cmplx(0.0,rLc[i,j]);
                    tmp1:=Multiply(Multiply(Conjugate(rV[i]),Subtract(rV[i],rV[j])),
                        Negative(rY[i,j]));
                    tmp2:=Multiply(Multiply(Conjugate(rV[i]),rV[i]),Lca);
                    rAlirS[i,j]:=Conjugate(Add(tmp1,tmp2));
                    //result[i,j]:=conj(aV[i]*(aV[i]-aV[j])*(-aY[i,j])+
                    //    conj(aV[i])*aV[i]*dLc;
                    //result[i,j]:=conj(result[i,j]);
                end;
            end;
        end;
    end;
end;

```

```
end;  
end;  
end;
```

```
procedure DayaGen(const rNbus:integer;  
  const rV,rSL:CxArr1;  
  const rY:CxArr2;  
  const rTyp:iArr1;  
  var rSg:CxArr1);  
var i,j:integer;  
  sum:double;  
begin  
  for i:=0 to rNbus-1 do  
  begin  
    sum:=0.0;  
    if rTyp[i]=2 then  
    begin  
      for j:=0 to rNbus-1 do  
      begin  
        //sum:=sum+(Fi*(Ej*Gij+Fj*-Bij)-Ei*(Fj*Gij-Ej*-Bij));  
        sum:=sum+(rV[i].imag*(rV[j].real*rY[i,j].real+rV[j].imag*-rY[i,j].imag)-  
          rV[i].real*(rV[j].imag*rY[i,j].real-rV[j].real*-rY[i,j].imag));  
      end;  
      rSg[i].imag:=sum+rSL[i].imag;  
    end;  
  end;  
end;  
end;
```

```
procedure DayaSlack(const rNbus:integer;  
  const rAlirS:CxArr2;  
  const rTyp:iArr1;  
  const rSL:CxArr1;  
  var rSg:CxArr1);  
var i,j:integer;  
  sumP,sumQ:double;  
begin  
  for i:=0 to rNbus-1 do  
  begin  
    if rTyp[i]=1 then  
    begin  
      sumP:=0.0;  
      sumQ:=0.0;  
      for j:=0 to rNbus-1 do  
      begin  
        if rAlirS[i,j].imag<>0 then  
        begin
```

```

    sumP:=sumP+rAlirS[i,j].real;
    sumQ:=sumQ+rAlirS[i,j].imag;
end;
end;
rSg[i].real:=sumP+rSL[i].real;
rSg[i].imag:=sumQ+rSL[i].imag;
end;
end;
end;

```

```

procedure ArusBranch(const rNbus:integer;
    const rV:CxArr1;
    const rLc:dArr2;
    const rY:CxArr2;
    var rArus:CxArr2);
var i,j:integer;
    xLc,tmp1,tmp2:TCmplx;
begin
    SetLength(rArus,rNbus,rNbus);
    SetLength(rArus,rNbus,rNbus);
    for i:=0 to rNbus-1 do
    begin
        for j:=0 to rNbus-1 do
        begin
            if rY[i,j].imag<>0 then
            begin
                xLc:=Cmplx(0,rLc[i,j]);
                tmp1:=Multiply(Subtract(rV[i],rV[j]),Negative(rY[i,j]));
                tmp2:=Multiply(rV[i],xLc);
                rArus[i,j]:=Conjugate(Add(tmp1,tmp2));
                //result[i,j]:=(aV[i]-aV[j])*(-aY[i,j])+aV[i]*xLc;
                //result[i,j]:=Conj(result[i,j]);
            end
            else
            begin
                rArus[i,j].real:=0.0;
                rArus[i,j].imag:=0.0;
            end;
        end;
    end;
end;
end;

```

```

procedure UpdateAkhir(const rNbus,rNsal:integer;
    var rParamLF:TParamLF;
    const rV,rSg,rSL:CxArr1;
    const rAlir,rArus:CxArr2);

```

```

    var rBus:TBusArr1;
    var rBranch:TBranchArr1);
var i,dari,ke:integer;
begin
  rParamLF.SumGen:=Cmplx(0.0,0.0);
  rParamLF.SumLoad:=Cmplx(0.0,0.0);
  for i:=0 to rNbus-1 do
  begin
    rBus[i].absV:=rV[i].real;
    rBus[i].sudV:=rV[i].imag;
    rBus[i].Pgen:=rSg[i].real*rParamLF.Pbase;
    rBus[i].Qgen:=rSg[i].imag*rParamLF.Pbase;
    rBus[i].PL:=rSL[i].real*rParamLF.Pbase;
    rBus[i].QL:=rSL[i].imag*rParamLF.Pbase;
    rParamLF.SumGen:=Add(rParamLF.SumGen,rSg[i]);
    rParamLF.SumLoad:=Add(rParamLF.SumLoad,rSL[i]);
  end;
  rParamLF.SumGen:=Multiply(rParamLF.SumGen,rParamLF.Pbase);
  rParamLF.SumLoad:=Multiply(rParamLF.SumLoad,rParamLF.Pbase);
  rParamLF.SumLoss:=Subtract(rParamLF.SumGen,rParamLF.SumLoad);
  for i:=0 to rNsal-1 do
  begin
    dari:=rBranch[i].dari-1;
    ke:=rBranch[i].ke-1;
    rBranch[i].Sij:=Multiply(Cmplx(rAlir[dari,ke]),rParamLF.Pbase);
    rBranch[i].Sji:=Multiply(Cmplx(rAlir[ke,dari]),rParamLF.Pbase);
    rBranch[i].Aij:=Multiply(Cmplx(rArus[dari,ke]),rParamLF.lbase);
    rBranch[i].Aji:=Multiply(Cmplx(rArus[ke,dari]),rParamLF.lbase);
  end;
end;

procedure UpdateAakhir(const rNbus:integer;
  var rParamLF:TParamLF;
  var rSg,rSL:CxArr1;
  var rAlir,rArus:CxArr2);
var i,j:integer;
begin
  rParamLF.SumGen:=Cmplx(0.0,0.0);
  rParamLF.SumLoad:=Cmplx(0.0,0.0);
  for i:=0 to rNbus-1 do
  begin
    rSg[i].real:=rSg[i].real*rParamLF.Pbase;
    rSg[i].imag:=rSg[i].imag*rParamLF.Pbase;
    rSL[i].real:=rSL[i].real*rParamLF.Pbase;
    rSL[i].imag:=rSL[i].imag*rParamLF.Pbase;
    rParamLF.SumGen:=Add(rParamLF.SumGen,rSg[i]);

```

```

    rParamLF.SumLoad:=Add(rParamLF.SumLoad,rSL[i]);
end;
rParamLF.SumLoss:=Subtract(rParamLF.SumGen,rParamLF.SumLoad);
for i:=0 to rNbus-1 do
begin
    for j:=0 to rNbus-1 do
    begin
        if rAlir[i,j].imag<>0 then
        begin
            rAlir[i,j]:=Multiply(rAlir[i,j],rParamLF.Pbase);
            rArus[i,j]:=Multiply(rArus[i,j],rParamLF.Ibase);
        end;
    end;
end;
end;
end;

```

```

function FindVarControl(var rBus:TBusArr1):iArr1;
var i,Nbus,sa:integer;
begin
    Nbus:=high(rBus)+1;
    sa:=0;
    for i:=0 to Nbus-1 do
    begin
        if rBus[i].typeBus<>3 then
        begin
            inc(sa);
        end;
    end;
    for i:=0 to Nbus-1 do
    begin
        if rBus[i].typeBus=3 then
        begin
            if rBus[i].Qgen<>0 then
            begin
                inc(sa);
            end;
        end;
    end;
end;
SetLength(result,sa);
sa:=0;
for i:=0 to Nbus-1 do
begin
    if rBus[i].typeBus<>3 then
    begin
        result[sa]:=i;
        inc(sa);
    end;
end;

```

```

    end;
end;
for i:=0 to Nbus-1 do
begin
    if rBus[i].typeBus=3 then
    begin
        if rBus[i].Qgen<>0 then
        begin
            result[sa]:=i;
            inc(sa);
        end;
    end;
end;
end;
end;

function FindVarControl(var rSg:CxArr1;
    var rTypeBus:iArr1):iArr1;
var i,Nbus,sa:integer;
begin
    Nbus:=high(rSg)+1;
    sa:=0;
    for i:=0 to Nbus-1 do
    begin
        if rTypeBus[i]<>3 then
        begin
            inc(sa);
        end;
    end;
    for i:=0 to Nbus-1 do
    begin
        if rTypeBus[i]=3 then
        begin
            if rSg[i].imag<>0 then
            begin
                inc(sa);
            end;
        end;
    end;
end;
SetLength(result,sa);
sa:=0;
for i:=0 to Nbus-1 do
begin
    if rTypeBus[i]<>3 then
    begin
        result[sa]:=i;
        inc(sa);
    end;
end;
end;

```

```

    end;
end;
for i:=0 to Nbus-1 do
begin
    if rTypeBus[i]=3 then
    begin
        if rSg[i].imag<0 then
        begin
            result[sa]:=i;
            inc(sa);
        end;
    end;
end;
end;
end;

function FindBatasControl(var rBus:TBusArr1;
    var rParamLF:TParamLF):TBatasArr1;
var i,Nbus,sa:integer;
begin
    Nbus:=high(rBus)+1;
    sa:=0;
    for i:=0 to Nbus-1 do
    begin
        if rBus[i].typeBus<>3 then
        begin
            inc(sa);
        end;
    end;
    for i:=0 to Nbus-1 do
    begin
        if rBus[i].typeBus=3 then
        begin
            if rBus[i].Qgen<0 then
            begin
                inc(sa);
            end;
        end;
    end;
end;
SetLength(result,sa);
sa:=0;
for i:=0 to Nbus-1 do
begin
    if rBus[i].typeBus<>3 then
    begin
        result[sa].min:=0.95;
        result[sa].max:=1.05;
    end;
end;
end;

```

```
    inc(sa);
  end;
end;
for i:=0 to Nbus-1 do
begin
  if rBus[i].Qgen <> 0 then
  begin
    result[sa].min:=0;
    result[sa].max:=rBus[i].Qgen/rParamLF.Pbase;
    inc(sa);
  end;
end;
end;

end.
```

```

unit uNewtonRaphson;

interface

uses uUtils,uComplex,uLoadflow,uMatrix;

procedure NewtonRaphson(var rBus:TBusArr1;
    var rBranch:TBranchArr1;
    var rParamLF:TParamLF);overload;
procedure NewtonRaphson(var rParamLF:TParamLF;
    var rV,rSg,rSL:CxArr1;
    var rCap:dArr1;
    var rTypBus:iArr1;
    var rZ,rTp,rAlir,rArus:CxArr2;
    var rLc,rTr:dArr2);overload;

implementation

function MismatchDaya(var rNbus,rNgen:integer;
    var rV,rSg,rSL:CxArr1;
    var rTyp:iArr1;
    var rY:CxArr2):dArr1;
var i,j,Ns,Np,Nq:integer;
    sumP,sumQ:double;
begin
    Ns:=rNbus-1+rNbus-rNgen-1;
    SetLength(result,Ns);
    Np:=1;
    Nq:=rNbus-2;
    for i:=0 to rNbus-1 do
    begin
        if rTyp[i]<>1 then
        begin
            inc(Np);
            sumP:=0.0;
            for j:=0 to rNbus-1 do
            begin
                //sumP:=sumP+Ui*Uj*(Gij*cos(di-dj)+Bij*sin(di-dj));
                sumP:=sumP+rV[i].real*rV[j].real*(rY[i,j].real*
                    cos(rV[i].imag-rV[j].imag)+rY[i,j].imag*
                    sin(rV[i].imag-rV[j].imag));
            end;
            result[Np]:=rSg[i].real-rSL[i].real-sumP;
        end;
        if rTyp[i]=3 then
        begin

```

```

inc(Nq);
sumQ:=-0.0;
for j:=0 to rNbus-1 do
begin
//sumQ:=sumQ+Ui*Uj*(Gij*sin(di-dj)-Bij*cos(di-dj));
sumQ:=-sumQ+rV[i].real*rV[j].real*(rY[i,j].real*
sin(rV[i].imag-rV[j].imag)-rY[i,j].imag*
cos(rV[i].imag-rV[j].imag));
end;
result[Nq]:=-rSg[i].imag-rSL[i].imag-sumQ;
end;
end;
end;

function Jaqobian(var rNbus,rNgen:integer;
var rV:CxArr1;
var rTyp:iArr1;
var rY:CxArr2):dArr2;
var i,j,k,row,col:integer;
sum,Pj,Qj:double;
begin
row:=rNbus-1+rNbus-rNgen-1;
SetLength(result,row,row);
//Pembentukan Jaqobian H dP/d0
row:=-1;
for i:=0 to rNbus-1 do
begin
if rTyp[i]<>1 then
begin
inc(row);
col:=1;
for j:=0 to rNbus-1 do
begin
if rTyp[j]<>1 then
begin
inc(col);
if j=i then
begin
sum:=0.0;
for k:=0 to rNbus-1 do
begin
//sum:=sum-((Gjk*sin(dj-dk)-Bjk*cos(dj-dk))*Uk);
sum:=sum+((rY[j,k].real*sin(rV[j].imag-rV[k].imag)-
rY[j,k].imag*cos(rV[j].imag-rV[k].imag))*
rV[k].real);
end;
end;
end;
end;
end;
end;

```

```

//Qj:=sum*Uj;
Qj:=sum*rV[j].real;
//result[row,col]:=-Qj-Bij*sqr(Ui);
result[row,col]:=-Qj-rY[i,j].imag*sqr(rV[i].real);
end
else
begin
//result[row,col]:=Ui*Uj*(Gij*sin(di-dj)-Bij*cos(di-dj));
result[row,col]:=rV[i].real*rV[j].real*(rY[i,j].real*
sin(rV[i].imag-rV[j].imag)-rY[i,j].imag*
cos(rV[i].imag-rV[j].imag));
end;
end;
end;
end;
end;
//Pembentukan Matrik N dP/dV
row:=-1;
for i:=0 to rNbus-1 do
begin
if rTyp[i]<>1 then
begin
inc(row);
col:=rNbus-2;
for j:=0 to rNbus-1 do
begin
if rTyp[j]=3 then
begin
inc(col);
if j=i then
begin
sum:=0.0;
for k:=0 to rNbus-1 do
begin
//sum:=sum+((Gjk*cos(dj-dk)+Bjk*sin(dj-dk))*Uk);
sum:=sum+((rY[j,k].real*cos(rV[j].imag-rV[k].imag)+
rY[j,k].imag*sin(rV[j].imag-rV[k].imag))*
rV[k].real);
end;
end;
//Pj:=sum*Uj;
Pj:=sum*rV[j].real;
//result[row,col]:=Pj+Gij*Ui;
result[row,col]:=Pj+rY[i,j].real*rV[i].real;
end
else
begin

```

```

//result[row,col]:=Uj*(Gij*cos(di-dj)+Bij*sin(di-dj));
result[row,col]:=rV[j].real*(rY[i,j].real*
cos(rV[i].imag-rV[j].imag)+rY[i,j].imag*
sin(rV[i].imag-rV[j].imag));
end;
end;
end;
end;
end;
//Pembentukan Jaqobian M dQ/d0
row:=rNbus-2;
for i:=0 to rNbus-1 do
begin
if rTyp[i]=3 then
begin
inc(row);
col:=-1;
for j:=0 to rNbus-1 do
begin
if rTyp[j]<>1 then
begin
inc(col);
if j=i then
begin
sum:=0;
for k:=0 to rNbus-1 do
begin
//sum:=sum+((Gjk*cos(dj-dk)+Bjk*sin(dj-dk))*Uk);
sum:=sum+((rY[j,k].real*cos(rV[j].imag-rV[k].imag)+
rY[j,k].imag*sin(rV[j].imag-rV[k].imag))*
rV[k].real);
end;
//Pj:=sum*Ui;
Pj:=sum*rV[i].real;
//result[row,col]:=Pj-Gij*sqr(Ui);
result[row,col]:=Pj-rY[i,j].real*sqr(rV[i].real);
end
else
begin
//result[row,col]:=-Ui*Uj*(Gij*cos(di-dj)+Bij*sin(di-dj));
result[row,col]:=-rV[i].real*rV[j].real*(rY[i,j].real*
cos(rV[i].imag-rV[j].imag)+rY[i,j].imag*
sin(rV[i].imag-rV[j].imag));
end;
end;
end;
end;

```

```

end;
end;
//Pembentukan Jaqobian L dQ/dV
row:=rNbus-2;
for i:=0 to rNbus-1 do
begin
if rTyp[i]=3 then
begin
inc(row);
col:=rNbus-2;
for j:=0 to rNbus-1 do
begin
if rTyp[j]=3 then
begin
inc(col);
if j=i then
begin
sum:=0.0;
for k:=0 to rNbus-1 do
begin
//sum:=sum+((Gjk*sin(dj-dk)-Bjk*cos(dj-dk))*Uk);
sum:=sum+((rY[j,k].real*sin(rV[j].imag-rV[k].imag)-
rY[j,k].imag*cos(rV[j].imag-rV[k].imag))*
rV[k].real);
end;
//Qj:=sum*Ui;
Qj:=sum*rV[i].real;
//result[row,col]:=Qj-Bij*Ui;
result[row,col]:=Qj-rY[i,j].imag*rV[i].real;
end
else
begin
//result[row,col]:=Uj*(Gij*sin(di-dj)-Bij*cos(di-dj));
result[row,col]:=rV[j].real*(rY[i,j].real*
sin(rV[i].imag-rV[j].imag)-rY[i,j].imag*
cos(rV[i].imag-rV[j].imag));
end;
end;
end;
end;
end;
end;
end;

procedure UpdateTegangan(var rNbus:integer;
var rdS:dArr1;
var rJaq:dArr2;

```

```

        var rTyp:iArr1;
        var rV:CxArr1);
var i,Np,Nq:integer;
    YE:dArr1;
begin
    YE:=EllGauss(rJaq,rdS);
    Np:=-1;
    Nq:=rNbus-2;
    for i:=0 to rNbus-1 do
    begin
        if rTyp[i]<>1 then
        begin
            inc(Np);
            rV[i].imag:=rV[i].imag+YE[Np];
        end;
        if rTyp[i]=3 then
        begin
            inc(Nq);
            rV[i].real:=rV[i].real+YE[Nq];
        end;
    end;
end;

procedure NewtonRaphson(var rBus:TBusArr1;
    var rBranch:TBranchArr1;
    var rParamLF:TParamLF);
var i,Nbus,Nsal,Ngen:integer;
    max:double;
    V,Sg,Sl:CxArr1;
    Cap,dS:dArr1;
    TypBus:iArr1;
    Z,Tp,Y,Alir,Arus:CxArr2;
    Lc,Tr,mJaq:dArr2;
begin
    DecodeCommDataToLFData(rBus,Nbus,Nsal,V,Sg,Sl,Cap,TypBus,
    rBranch,Z,Tp,Lc,Tr);
    DecodeData(rParamLF,Nbus,V,Sg,Sl,Cap,TypBus,Z,Tp,Lc,Tr);
    Ngen:=FindSumGen(Nbus,TypBus);
    Admitansi(Nbus,Z,Tp,Lc,Tr,Cap,Y);
    rParamLF.Iterasi:=0;
    for i:=0 to rParamLF.MaxIterasi-1 do
    begin
        dS:=MismatchDaya(Nbus,Ngen,V,Sg,Sl,TypBus,Y);
        max:=MaxDataArray(dS);
        if max<=rParamLF.Toleransi then break;
        mJaq:=Jacobian(Nbus,Ngen,V,TypBus,Y);
    end;
end;

```

```

UpdateTegangan(Nbus,dS,mJaq,TypBus,V);
inc(rParamLF.Iterasi);
end;
V:=PolarToRec(V);
AliranDaya(Nbus,V,Y,Lc,Alir);
ArusBranch(Nbus,V,Lc,Y,Arus);
DayaGen(Nbus,V,SL,Y,TypBus,Sg);
DayaSlack(Nbus,Alir,TypBus,SL,Sg);
V:=RecToPolar(V);
UpdateAkhir(Nbus,Nsal,rParamLF,V,Sg,SL,Alir,Arus,rBus,rBranch);
end;

procedure NewtonRaphson(var rParamLF:TParamLF;
var rV,rSg,rSL:CxArr1;
var rCap:dArr1;
var rTypBus:iArr1;
var rZ,rTp,rAlir,rArus:CxArr2;
var rLc,rTr:dArr2);overload;
var i,Nbus,Ngen:integer;
max:double;
dS:dArr1;
Y:CxArr2;
mJaq:dArr2;
begin
Nbus:=high(rV)+1;
DecodeData(rParamLF,Nbus,rV,rSg,rSL,rCap,rTypBus,rZ,rTp,rLc,rTr);
Ngen:=FindSumGen(Nbus,rTypBus);
Admitansi(Nbus,rZ,rTp,rLc,rTr,rCap,Y);
rParamLF.Iterasi:=0;
for i:=0 to rParamLF.MaxIterasi-1 do
begin
dS:=MismatchDaya(Nbus,Ngen,rV,rSg,rSL,rTypBus,Y);
max:=MaxDataArray(dS);
if max<=rParamLF.Toleransi then break;
mJaq:=Jacobian(Nbus,Ngen,rV,rTypBus,Y);
UpdateTegangan(Nbus,dS,mJaq,rTypBus,rV);
inc(rParamLF.Iterasi);
end;
rV:=PolarToRec(rV);
AliranDaya(Nbus,rV,Y,rLc,rAlir);
ArusBranch(Nbus,rV,rLc,Y,rArus);
DayaGen(Nbus,rV,rSL,Y,rTypBus,rSg);
DayaSlack(Nbus,rAlir,rTypBus,rSL,rSg);
rV:=RecToPolar(rV);
UpdateAkhir(Nbus,rParamLF,rSg,rSL,rAlir,rArus);
end;

```

end.



LAPORAN PENGUKURAN BEBAN UPJ BANGIL
 BULAN, DESEMBER 2007

NO GAR DU	NO	ALAMAT	KAPASITAS (KVA)	SISTEM TENAGA	TGL / BULAN PENGUKURAN	AMPERE												BERAN BEBAN (KVA)	BERAN BEBAN (%)	TITIK TUMBUH	VOLT	% Vn	KETE RANGAN															
						LINE A			LINE B			LINE C			PADAT TRAFIK									R-0	S-0	T-0												
						R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T																					
1	1	JL.SUDARSONO	315	20/400	14/04/2007	133	189	120	31	135	93	93	42	15	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38		
2	2	J.L.KANTOR POS	200	20/400	19/06/2007	-	-	-	-	129	166	134	33	-	-	-	-	83	58	94	40	215	235	230	58	72	238	215	215	177.87	85.91	81	220	100.92	220	100.92	220	100.92
3	3	J.BANDENG	250	20/400	17/05/2007	62	72	60	33	-	-	-	-	120	189	142	41	-	-	-	-	188	258	215	74	232	332	232	175.87	87.99	88A402	223	85.71	223	85.71	223	85.71	
4	4	DS.NGAWANG	100	20/400	23/05/2007	-	-	-	-	-	-	-	-	108	136	110	48	-	-	-	-	108	136	110	48	221	221	221	87.05	87.05	81A21	228	100.44	228	100.44	228	100.44	
5	5	DS.KALANGANTAR	160	20/400	08/04/2007	-	-	-	-	-	-	-	-	6	2	4	5	-	-	-	-	55	65	48	22	220	219	219	100.23	82.64	81C184	222	85.28	222	85.28	222	85.28	
6	6	BANJARKEJEN	90	20/400	18/08/2007	41	60	45	20	-	-	-	-	-	-	-	-	98	43	49	50	213	161	257	130	223	224	224	133.17	79.87	A896	221	98.66	221	98.66	221	98.66	
7	7	DS.LEDOK	160	20/400	22/05/2007	107	58	102	45	08	60	16	35	-	-	-	-	-	-	-	-	206	215	162	80	230	231	230	145.49	73.74	A88402	221	85.28	221	85.28	221	85.28	
8	8	BEKOLMANGAL	200	20/400	26/02/2007	150	138	99	57	-	-	-	-	55	64	48	28	-	-	-	-	150	138	99	57	227	227	227	108.30	86.83	A186	222	89.50	222	89.50	222	89.50	
9	9	DS.GERSIKAN	160	20/400	22/02/2007	92	67	73	52	-	-	-	-	63	15	59	21	-	-	-	-	155	82	132	73	221	221	221	108.30	86.83	A186	222	89.50	222	89.50	222	89.50	
10	10	DS.GNDG LEG	160	20/400	22/02/2007	-	-	-	-	119	33	67	72	-	-	-	-	85	60	104	41	214	92	170	113	221	228	223	109.00	88.13	86	220	98.65	220	98.65	220	98.65	
11	11	DS.BL. WATU	160	20/400	23/02/2007	-	-	-	-	20	75	79	29	-	-	-	-	67	94	133	52	68	171	208	94	226	228	222	133.17	79.87	B203005	218	87.39	218	87.39	218	87.39	
12	12	DS.TURREJO	150	20/400	19/02/2007	14	43	41	11	-	-	-	-	137	130	132	20	-	-	-	-	154	175	170	40	226	228	221	100.34	85.09	A4	220	85.24	220	85.24	220	85.24	
13	13	DS.KALIMAN	160	20/400	26/02/2007	138	123	127	40	-	-	-	-	36	35	35	23	-	-	-	-	188	162	160	59	229	222	221	130.37	81.69	A486A3	220	86.24	220	86.24	220	86.24	
14	14	JL.KUDILDALAM	160	20/400	22/05/2007	198	152	118	39	-	-	-	-	2	15	39	14	-	-	-	-	200	167	155	53	221	222	220	135.10	84.44	A06	222	86.52	222	86.52	222	86.52	
15	15	DS.GEMPENG	160	20/400	22/05/2007	87	172	112	28	-	-	-	-	124	73	110	44	-	-	-	-	211	245	230	72	218	221	218	165.59	83.79	A305A10	220	100.46	220	100.46	220	100.46	
16	16	DS.SIBIK	200	20/400	22/02/2007	87	172	112	28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	188	162	160	59	229	222	221	130.37	81.69	A486A3	220	86.24	220	86.24	220	86.24	
17	17	DS.KUMALANG	160	20/400	15/02/2007	-	-	-	-	26	47	30	-	-	-	-	-	131	79	134	65	152	171	52	223	225	228	137.00	78.55	88	220	97.35	220	97.35	220	97.35		
18	18	DS.POKAR BEL	160	20/400	22/02/2007	-	-	-	-	90	46	139	43	-	-	-	-	78	65	36	27	167	121	175	75	228	228	228	103.00	84.37	R1C181	223	97.39	223	97.39	223	97.39	
19	19	DS.KAYALATEK	3000	20/400	22/05/2007	-	-	-	-	17	7	13	33	-	-	-	-	145	14	128	61	162	21	141	98	227	222	228	123.32	96.23	B2048	221	86.95	221	86.95	221	86.95	
20	20	DS.SIDOMAYAH	3000	20/400	15/02/2007	130	90	130	52	-	-	-	-	53	31	25	62	-	-	-	-	183	121	155	115	228	222	220	110.36	73.59	A396	223	86.95	223	86.95	223	86.95	
21	21	DS.KD.LINCAT	160	20/400	25/05/2007	16	7	36	25	-	-	-	-	-	-	-	-	54	71	103	33	258	228	228	228	228	228	228	110.56	73.61	A6Q2	222	86.67	222	86.67	222	86.67	
22	22	DS.PEKOREN	3000	20/400	12/2/2007	26	37	70	23	-	-	-	-	128	115	116	44	-	-	-	-	155	148	156	63	228	228	228	113.82	75.75	A4	220	97.35	220	97.35	220	97.35	
23	23	DS.MENDALAN	160	20/400	15/02/2007	10	11	11	8	-	-	-	-	148	126	103	28	-	-	-	-	174	163	175	51	229	229	229	115.00	86.78	B20286	222	97.37	222	97.37	222	97.37	
24	24	DS.KESIMI	100	20/400	25/02/2007	-	-	-	-	108	83	104	28	-	-	-	-	21	31	38	22	127	120	136	49	232	232	232	84.22	82.81	A2310	220	84.42	220	84.42	220	84.42	
25	25	DS. MANARUWI	3000	20/400	24/02/2007	10	11	11	8	-	-	-	-	84	63	81	0	-	-	-	-	88	74	83	31	228	228	228	80.27	80.27	A1088	225	97.81	225	97.81	225	97.81	
26	26	DS. KESIMI	100	20/400	22/05/2007	84	24	121	2	-	-	-	-	123	90	128	101	-	-	-	-	187	104	247	103	224	224	224	79.95	79.95	A289A2	220	85.65	220	85.65	220	85.65	
27	27	KALIMAN	200	20/400	17/08/2007	-	-	-	-	-	-	-	-	127	70	51	56	-	-	-	-	168	134	80	73	225	227	220	110.56	73.61	A4	220	95.65	220	95.65	220	95.65	
28	28	LUMUNG / BEJI	160	20/400	15/02/2007	111	107	81	25	57	26	-	-	108	111	115	53	-	-	-	-	148	161	152	54	224	224	224	142.25	86.91	A80280	222	85.69	222	85.69	222	85.69	
29	29	JL.PANDAAN	160	20/400	15/02/2007	44	43	138	61	-	-	-	-	33	56	39	25	-	-	-	-	148	180	253	114	222	224	232	142.25	86.91	A80280	222	85.69	222	85.69	222	85.69	
30	30	DS.KALIREJO	160	20/400	15/02/2007	118	113	115	20	-	-	-	-	108	111	115	53	-	-	-	-	148	161	152	54	224	224	224	142.25	86.91	A80280	222	85.69	222	85.69	222	85.69	
31	31	DS.GEMPENG	160	20/400	15/02/2007	-	-	-	-	103	68	58	46	-	-	-	-	84	112	83	33	197	176	141	79	229	229	229	115.00	86.78	B1C3	220	84.07	220	84.07	220	84.07	
32	32	GEDANG KUTUK	3000	20/400	09/04/2007	-	-	-	-	74	67	129	39	-	-	-	-	-	-	-	-	32	68	76	53	-	-	-	41.60	55.73	B2028	220	84.74	220	84.74	220	84.74	
33	33	DS. ORAGAL	3000	20/400	24/02/2007	64	66	20	58	-	-	-	-	43	28	45	26	-	-	-	-	107	34	65	73	228	224	231	183.47	87.18	A12	222	86.54	222	86.54	222	86.54	
34	34	DS.BEKACAK	200	20/400	15/02/2007	103	75	63	62	-	-	-	-	59	61	37	3	-	-	-	-	162	136	120	65	228	228	228	86.83	56.15	A12	222	86.54	222	86.54	222	86.54	
35	35	PAGAN	160	20/400	22/02/2007	-	-	-	-	-	-	-	-	111	99	115	33	-	-	-	-	111	99	115	36	227	227	227	77.36	77.36	A8	222	86.67	222	86.67	222	86.67	
36	36	DS. REMBANG	160	20/400	12/2/2007	36	27	43	10	-	-	-	-	35	71	102	40	-	-	-	-	72	99	145	51	228	228	228	85.48	82.81	A281	222	106.44	222	106.44	222	106.44	
37	37	DS. CANGKOR REKSO	150	20/400	19/02/2007	148	140	188	68	-	-	-	-	136	152	118	47	-	-	-	-	280	290	311	100	320	320	320	205.76	82.81	A181C22	222	97.37	222	97.37	222	97.37	
38	38	DS. GANGSIR	200	20/400	04/06/2007	50	48	38	21	-	-	-	-	-	-	-	-	50	48	38	21	-	-	-	-	220	218	218	174.70	87.18	A1810	222	101.37	222	101.37	222	101.37	
39	39	TOL GEMPOL	200	20/400	23/02/2007	50	48	38	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77	111	152	64	221	222	228	76.21	76.21	A6B7C1	222	97.37	222	97.37	222	97.37	
40	40	DS. KEMEP	100	20/400	15/02/2007	27	47	65	39	-	-	-	-	50	63	86	25	-	-	-	-	77	111	152	64	221	222	228	76.21	76.21	A6B7C1	222	97.37	222	97			



PT. PABURUMI
UPT. BANGIL

LAPORAN PENGUKURAN BEBAN UPT BANGIL
BULAN, DESEMBER 2007

NO	GAR DU	NO GAR DU	ALAMAT	KAPASITAS (KVA)	SISTEM TEGANGAN KV/VOLT	TEL/ BULAN PENGUKURAN	AMPERE																		KETE RANGAN													
							LINE A			LINE B			LINE C			LINE D			BEBAN PADA TRAFU			TEGANGAN TRAFU				BEBAN BEKAS	TTIK TUMPU	VOLT	% Vh	TTIK TUMPU	VOLT	% Vh						
R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S								T	N	R	S	T	N
118	186	186	DS.SILAMBRIT	150	20	400	25/05/2007	6	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
119	186	186	ORO-CROGIBULU	100	20	400	25/05/2007	24	37	49	6	84	98	88	28	70	20	35	36	-	-	-	-	89	96	81	46	227	228	227	108.59	63.27	AV222	220	46.02	220	97.79	
120	187	187	KPR INDOFOOD	100	20	400	24/02/2007	81	42	3	54	-	-	-	-	15	0	0	20	20	33	34	17	84	131	132	42	217	228	225	75.98	75.98	CA21C1	222	86.57	222	97.79	
121	192	192	PERUM ZIDAM	160	20	400	24/02/2007	88	94	58	48	-	-	-	-	44	87	76	40	-	-	-	-	106	178	136	78	231	228	228	109.23	68.27	A698C6	223	87.81	223	86.95	
122	194	194	YONKAV 8 TANK	160	20	400	24/02/2007	63	46	84	30	27	29	32	12	54	38	28	11	-	-	-	-	54	24	61	21	223	228	224	75.75	47.34	DA442	221	80.06	221	87.79	
123	199	199	DS.KD.BANTENG	160	20	400	13/02/2007	21	17	8	8	-	-	-	-	32	7	40	16	-	-	-	-	148	130	159	43	228	228	228	70.14	85.383	B5C383	223	87.81	223	95.85	
124	202	202	DS.REMBANG	160	20	400	12/02/2007	38	22	27	21	-	-	-	-	71	90	124	25	-	-	-	-	194	189	142	59	228	228	228	84.53	60.78	BXX487	223	87.81	223	95.85	
125	203	203	DS.BLANI	160	20	400	04/08/2007	46	33	5	45	-	-	-	-	150	147	140	24	-	-	-	-	12	17	12	5	232	232	231	9.70	38.80	BXX487	223	87.81	223	95.85	
126	205	205	DS.CENKOLEK	325	20	400	13/02/2007	28	21	22	15	-	-	-	-	12	0	0	12	-	-	-	-	45	19	47	23	228	228	228	150.12	84.98	BAC2	222	88.95	222	87.79	
127	208	208	PT.CHARUNPOH	655	20	400	13/06/2007	103	81	97	9	-	-	-	-	145	92	134	43	-	-	-	-	55	42	41	21	222	222	224	33.02	86.04	C3187	221	88.86	221	87.79	
128	224	224	PERUM ROMBO	80	20	400	19/02/2007	40	22	18	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
129	225	225	BALAPANJANG	50	20	400	25/05/2007	-	-	-	-	-	-	-	-	48	35	30	22	-	-	-	-	49	35	35	22	228	228	228	24.71	48.42	C1823	222	86.83	222	87.79	
130	227	227	ORO-CRO OMBU	100	20	400	19/02/2007	114	80	89	2	-	-	-	-	1	35	5	-	-	-	-	-	109	115	90	15	228	228	228	84.49	84.49	A108R2	223	87.81	223	87.79	
131	238	238	YINAS PERTANIAH	555	20	400	19/02/2007	130	118	132	20	-	-	-	-	150	147	140	24	-	-	-	-	194	190	142	59	228	228	228	450.00	81.08	A0B7C2B2	223	87.81	223	87.79	
132	240	240	PELATEN	100	20	400	25/05/2007	28	36	22	9	-	-	-	-	70	61	97	9	-	-	-	-	98	95	117	17	228	228	228	66.51	66.51	A0B7C2B2	223	87.81	223	87.79	
133	240	240	DS.CYORAN	3025	20	400	17/02/2007	21	5	8	14	-	-	-	-	44	30	26	10	-	-	-	-	69	34	30	35	228	228	228	46.62	81.98	A1D1A13	223	88.87	223	88.86	
134	251	251	DS.CENKOLEK	325	20	400	13/02/2007	28	21	22	15	-	-	-	-	25	19	18	4	-	-	-	-	45	19	47	23	228	228	228	150.12	84.98	BAC2	222	88.95	222	87.79	
135	252	252	DS.CANDIROBOH	50	20	400	13/06/2007	103	81	97	9	-	-	-	-	145	92	134	43	-	-	-	-	55	42	41	21	222	222	224	33.02	86.04	C3187	221	88.86	221	87.79	
136	277	277	PT.CHARUNPOH	655	20	400	13/06/2007	103	81	97	9	-	-	-	-	145	92	134	43	-	-	-	-	55	42	41	21	222	222	224	33.02	86.04	C3187	221	88.86	221	87.79	
137	278	278	DS.Gn.Gunggal	160	20	400	05/07/2007	130	118	132	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	130	118	132	20	228	228	228	83.37	85.13	AV222	222	87.37	222	87.79	
138	280	280	TKWIPANDEREJO	50	20	400	04/06/2007	24	23	38	5	-	-	-	-	7	2	-	-	-	-	-	-	25	31	25	26	219	221	218	26.17	50.34	ASB1	220	100.00	220	87.79	
139	287	287	DS.KALINYAR	200	20	400	09/04/2007	76	60	50	36	5	13	39	30	17	11	0	14	-	-	-	-	164	202	170	69	231	231	232	131.40	65.70	AA2	222	85.69	222	87.79	
140	291	291	JL.RY. BAKALAN	160	20	400	15/02/2007	48	58	86	32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	85	84	78	10	228	228	227	58.43	58.43	A2B7C2B7	222	87.80	222	87.79	
141	301	301	POHPANSSIPAN	100	20	400	12/02/2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
142	313	313	TURRELOISSIPA	25	20	400	15/02/2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
143	314	314	SCBOSSIPAN	100	20	400	19/02/2007	-	-	-	-	-	-	-	-	140	128	155	40	-	-	-	-	140	128	155	40	224	224	224	81.11	81.11	B1348	223	100.00	223	86.95	
144	314	314	DS.KEDANTEN	100	20	400	15/02/2007	58	35	40	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70	50	85	50	231	234	229	78.75	78.75	A1D0K2	222	86.94	222	87.79	
145	322	322	DS.OK.MLG.SEL.	100	20	400	15/02/2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
146	324	324	J. Pepaya POGAR	160	20	400	22/02/2007	29	1	12	27	-	-	-	-	124	120	106	42	-	-	-	-	163	128	107	88	231	232	232	86.83	85.80	-	222	86.89	222	86.95	
147	337	337	PER.POND.ASHI	100	20	400	22/02/2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
148	338	338	KB.CANDISSIPAN	160	20	400	23/06/2007	42	48	58	19	-	-	-	-	39	30	78	36	-	-	-	-	81	70	134	55	227	228	228	67.43	42.14	-	220	87.35	220	87.79	
149	340	340	TPA.SIDOWAYAH	25	20	400	18/08/2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42	25	38	24	215	219	217	24.71	49.42	-	222	102.30	222	87.79	
150	341	341	KALINYAR / SIBIR	100	20	400	09/04/2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	75	94	136	48	232	232	228	66.51	66.51	-	224	98.25	224	98.25	

Bangil, 16 JULI 2007
SUPERVISOR PEL. TEKNIK

Mengetahui
PH MANAGER LIP3

Mengetahui
ISMAIL DIETRIBUS

EDDY SUSANTO

MAHFIUD BUDIYANTO

HARTONO

Data Umum Pada G.I Bangil Trafo II**Penyulang kalikunting**

NO.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)	P (MW)	Q (MVAR)
002	200	171.81	85.91	146.04	90.51
003	250	175.97	87.99	186.97	115.88
005	160	100.23	62.64	85.19	52.79
007	160	130.25	81.40	110.70	68.61
008	160	133.17	79.67	108.35	67.15
009	200	145.49	72.74	123.65	76.63
010	160	108.50	66.83	90.88	56.32
012	200	131.40	65.70	55.84	34.61
013	160	133.17	79.67	108.35	67.15
015	160	130.71	81.89	111.37	69.02
019	160	123.55	77.22	105.01	65.08
020	160	137.00	78.55	103.19	74.63
023	160	123.32	96.23	153.95	81.11
025	160	110.56	73.61	100.10	62.04
027	160	115.00	88.78	120.74	74.83
028	150	94.22	62.81	80.08	49.63
030	160	127.24	79.53	108.16	67.03
031	200	138.79	86.74	147.45	91.38
032	160	110.56	73.61	100.10	62.04
033	160	142.25	88.91	120.91	79.94
034	160	123.55	77.22	105.01	65.08
035	160	115.00	88.78	120.74	74.83
036	75	41.80	55.73	35.52	22.01
052	160	106.69	66.83	90.88	56.32
053	160	137.00	78.55	103.19	74.63
054	200	143.64	71.82	122.09	75.66

Penyulang Kenep

NO.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)	P (MW)	Q (MVAR)
006	50	42.03	84.06	37.72	22.14
037	50	12.24	24.48	10.40	6.44
042	150	95.48	62.81	80.08	49.63
045	200	174.70	87.18	148.20	91.85
046	100	76.21	76.21	64.77	40.14
051	100	76.21	76.21	64.77	40.14
096	100	110.39	73.59	93.82	58.15
112	150	95.48	62.81	80.08	49.63
115	100	110.39	73.59	93.82	58.15
146	50	17.78	35.56	15.11	9.36
203	100	84.55	60.78	51.66	32.01
340	50	24.71	49.42	21.00	13.01

Penyulang Pesanggrahan

NO.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)	P (MW)	Q (MVAR)
004	100	87.06	87.06	74.00	45.86
014	150	100.34	65.09	82.98	51.43
042	100	73.90	73.90	62.81	38.93
113	160	155.42	97.14	132.11	81.87
126	160	124.93	78.08	106.18	10.94
132	160	120.42	73.59	100.08	62.02
134	150	100.34	65.09	82.98	51.43
175	100	37.87	37.87	32.18	19.94
176	100	67.66	67.66	57.51	35.64
177	100	54.96	54.96	46.77	28.95
182	100	80.24	80.24	68.20	42.27
224	50	20.78	41.57	17.66	10.94
127	160	95.14	59.47	80.87	50.12
237	100	84.98	84.98	72.23	44.76

Penyulang Kebon Candi

NO.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)	P (MW)	Q (MVAR)
029	100	60.27	60.27	51.22	31.75
039	200	183.47	87.18	148.20	91.85
038	150	111.51	74.51	95.00	58.87
047	1600	119.39	79.60	101.49	62.89
062	160	111.08	69.42	94.41	58.87
072	160	101.38	63.36	86.16	53.40
073	150	119.39	79.60	101.49	62.89
074	150	97.45	64.97	82.83	51.33
094	150	107.61	72.32	92.20	57.14
085	1250	117.77	74.51	95.00	58.87
087	100	76.09	76.09	64.67	40.08
138	160	59.58	37.28	50.70	31.42
160	200	154.03	77.02	130.93	81.14
161	160	97.45	60.91	82.83	51.33
163	150	108.99	68.27	87.04	53.94
185	150	108.99	68.27	87.04	53.94
187	100	32.79	32.79	27.87	17.27
193	160	109.23	68.27	92.84	57.54
194	160	54.27	33.92	46.13	28.59
260	100	76.21	76.21	64.71	52.56
311	100	81.11	81.11	68.94	36.31
323	100	81.11	81.11	68.94	36.31
304	100	54.96	54.96	46.77	28.95
328	800	109.23	68.27	92.84	57.54
339	160	67.43	42.15	57.32	35.52

Penyulang Gunung Gangsir

NO.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)	P (MW)	Q (MVAR)
210	3600	300.24	175.86	5381.31	3335.14
251	200	150.12	84.98	144.46	89.53

Bus 2

No. Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
005	160	100.23	62.64
008	160	133.17	79.67
012	200	131.40	65.70
013	160	133.17	79.67
105	160	104.15	65.09
287	200	131.40	65.70
341	100	65,51	65,51
	Total	799.035	

Bus 3

No. Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
019	160	123.55	77.22
025	160	110.56	73.61
028	150	94.22	62.81
032	160	110.56	73.61
034	160	123.55	77.22
063	160	100.92	63.07
	Total	663.36	

Bus 4

No. Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
007	160	130.25	81.40
081	160	130.25	81.40
086	150	90.18	62.81
097	150	90.18	62.81
106	160	100.23	62.64
	Total	541.095	

Bus 5

No. Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
123	200	157.73	78.76
148	200	174.35	87.18
227	200	174.35	87.18
	Total	506.43	

Bus 6

No. Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
079	160	103.00	64.37
080	200	161.85	85.91
164	160	117.78	73.61
213	160	103.00	64.37
	Total	485.55	

Bus 7

No. Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
010	160	108.50	66.83
036	75	41.80	55.73
133	100	81.29	81.29
139	100	43.88	43.88
140	100	50.11	50.11
	Total	325.5	

Bus 8

No. Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
009	200	145.49	72.74
027	160	115.00	88.78
035	160	115.00	88.78
054	200	143.64	71.82
151	160	170.87	88.04
	Total	690	

Bus 9

No. Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
002	200	171.81	85.91
015	160	130.71	81.89
020	160	137.00	78.55
031	200	138.79	86.74
052	160	106.69	66.83
053	160	137.00	78.55
	Total	822	

Bus 10

No.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
003	250	175.97	87.99
023	160	123.32	96.23
055	160	70.67	44.17
	Total	369.96	

Bus 11

No.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
030	160	127.24	79.53
033	160	142.25	88.91
095	160	105.01	67.21
109	160	105.01	67.21
110	200	150.57	75.28
	Total	630.09	

Bus 12

No.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
037	50	12.24	24.48
042	150	95.48	62.81
046	100	76.21	76.21
051	100	76.21	76.21
112	150	95.48	62.81
340	50	24.71	49.42
	Total	284.85	

Bus 13

No.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
24	150	110.39	73.59
45	200	174.70	87.18
51	200	154.03	77.02
155	100	84.98	72.73
	Total	524.1	

Bus 14

No.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
006	50	42.03	84.06
096	100	110.39	73.59
146	50	17.78	35.56
203	100	84.55	60.78
	Total	253.66	

Bus 15

No.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
004	100	87.06	87.06
014	150	100.34	65.09
042	100	73.90	73.90
113	160	155.42	97.14
134	150	100.34	65.09
237	100	84.98	84.98
	Total	602.04	

Bus 16

No.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
126	160	124.93	78.08
127	160	95.14	59.47
132	160	120.42	73.59
224	50	20.78	41.57
	Total	361.27	

Bus 17

No.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
175	100	37.87	37.87
176	100	67.66	67.66
177	100	54.96	54.96
182	100	80.24	80.24
	Total	240.735	

Bus 18

No.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
029	100	60.27	60.27
039	200	183.47	87.18
047	1600	119.39	79.60
062	160	111.08	69.42
260	100	76.21	76.21
	Total	550.425	

Bus 19

No.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
085	1250	117.77	74.51
160	200	154.03	77.02
163	150	108.99	68.27
185	150	108.99	68.27
304	100	54.96	54.96
328	800	109.23	68.27
	Total	653.985	

Bus 20

No.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
073	150	119.39	79.60
087	100	76.09	76.09
187	100	32.79	32.79
	Total	228.27	

Bus 21

No.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
074	150	97.45	64.97
094	150	107.61	72.32
138	160	59.58	37.28
194	160	54.27	33.92
	Total	322.845	

Bus 22

No.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
038	150	111.51	74.51
161	160	97.45	60.91
193	160	59.58	37.28
311	100	81.11	81.11
323	100	81.11	81.11
	Total	486.67	

Bus 23

No.Trafo	Nominal (kVA)	Beban Trafo (kVA)	Persen Beban (%)
210	3600	300.24	175.86
251	200	150.12	84.98
	Total	450.36	

KETERANGAN PANJANG PENYULANG

JARAK DARI

Bus 1 ke Bus 2	: 6,105 km
Bus 1 ke Bus 12	: 1,840 km
Bus 1 ke Bus 15	: 5,180 km
Bus 1 ke Bus 18	: 9,559 km
Bus 1 ke Bus 23	: 5,496 km

PENYULANG KALIKUNTING

Bus 1-2	: 6,105 km
Bus 2-3	: 2,057 km
Bus 3-4	: 0,325 km
Bus 4-5	: 0,784 km
Bus 5-6	: 1,140 km
Bus 6-7	: 2,691 km
Bus 7-8	: 0,272 km
Bus 8-9	: 0,555 km
Bus 9-10	: 0,314 km
Bus10-11	: 0,682 km

PENYULANG CANDI

Bus 1-18	: 9,559 km
Bus 18-19	: 1,390 km
Bus 19-20	: 0,390 km
Bus 20-21	: 2,095 km
Bus 21-22	: 1,660 km

PENYULANG GUNUNG GANGSIR

Bus 1-23	: 5,496 km
----------	------------

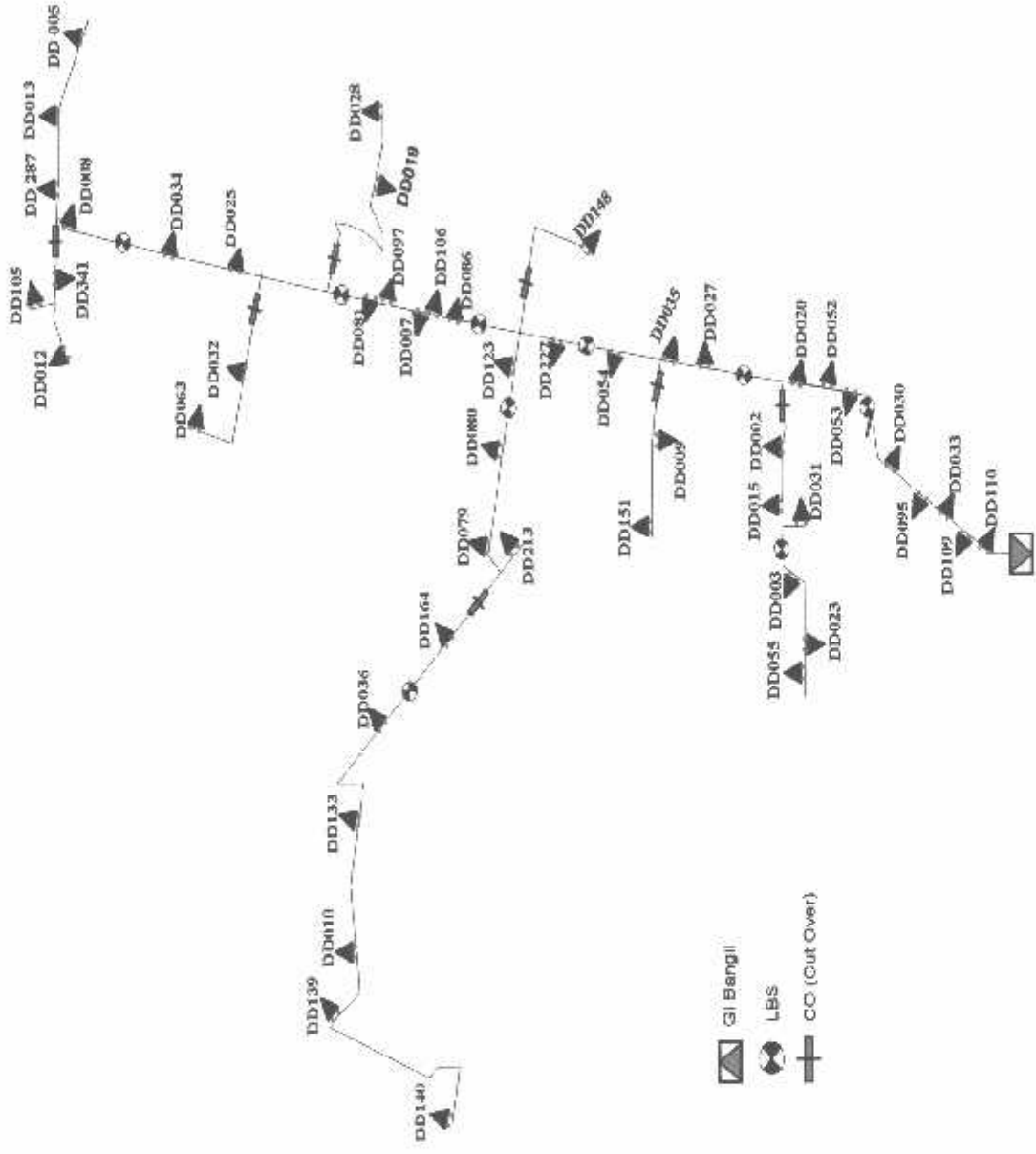
PENYULANG KENEP

Bus 1-12	: 1,840 km
Bus 12-13	: 0,261 km
Bus 13-14	: 2,371 km

PENYULANG PESANGGRAHAN

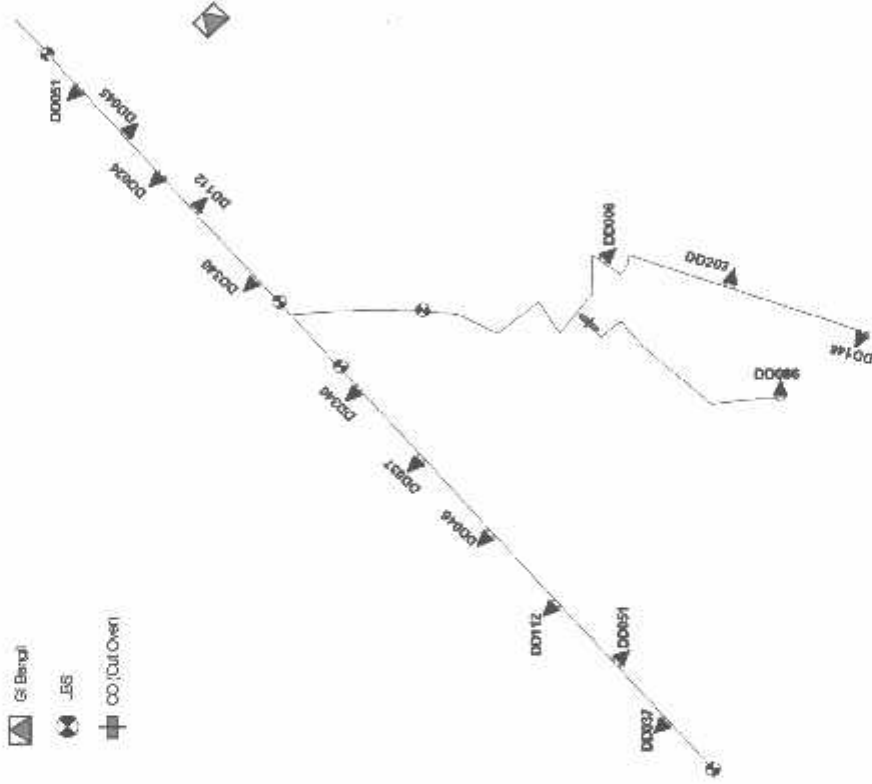
Bus 1-15	: 5,180 km
Bus 15-16	: 2,058 km
Bus 16-17	: 2,254 km

PENYULANG KALIKUNTING



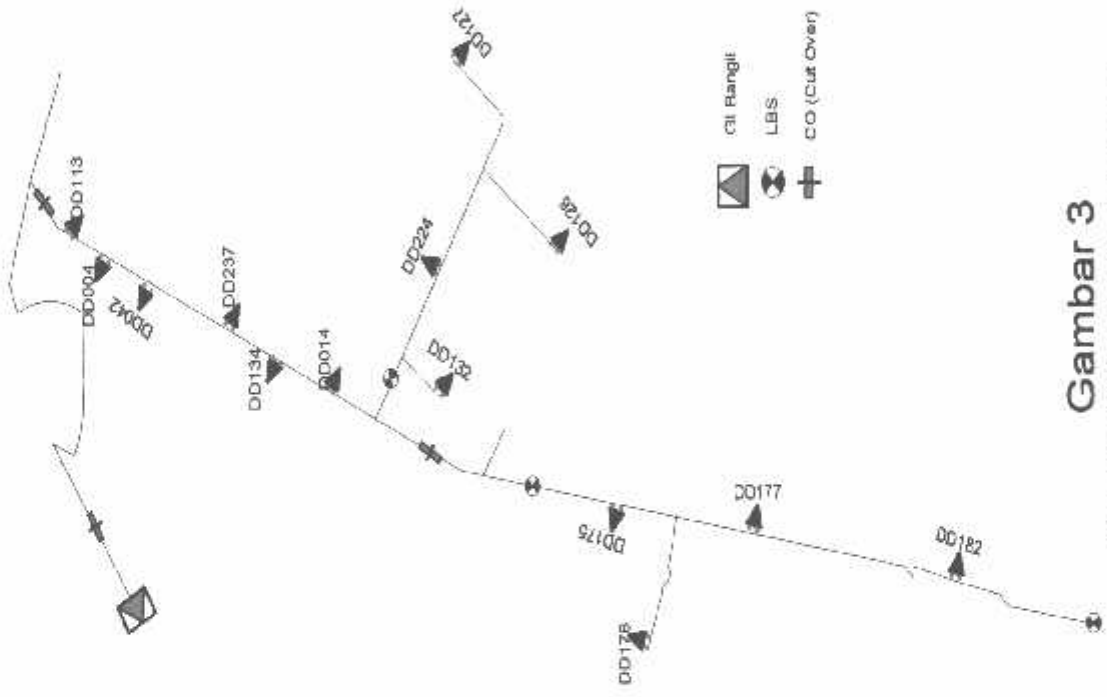
Gambar 1
Single Line Kali Kuntung

PENYULANG KENEP



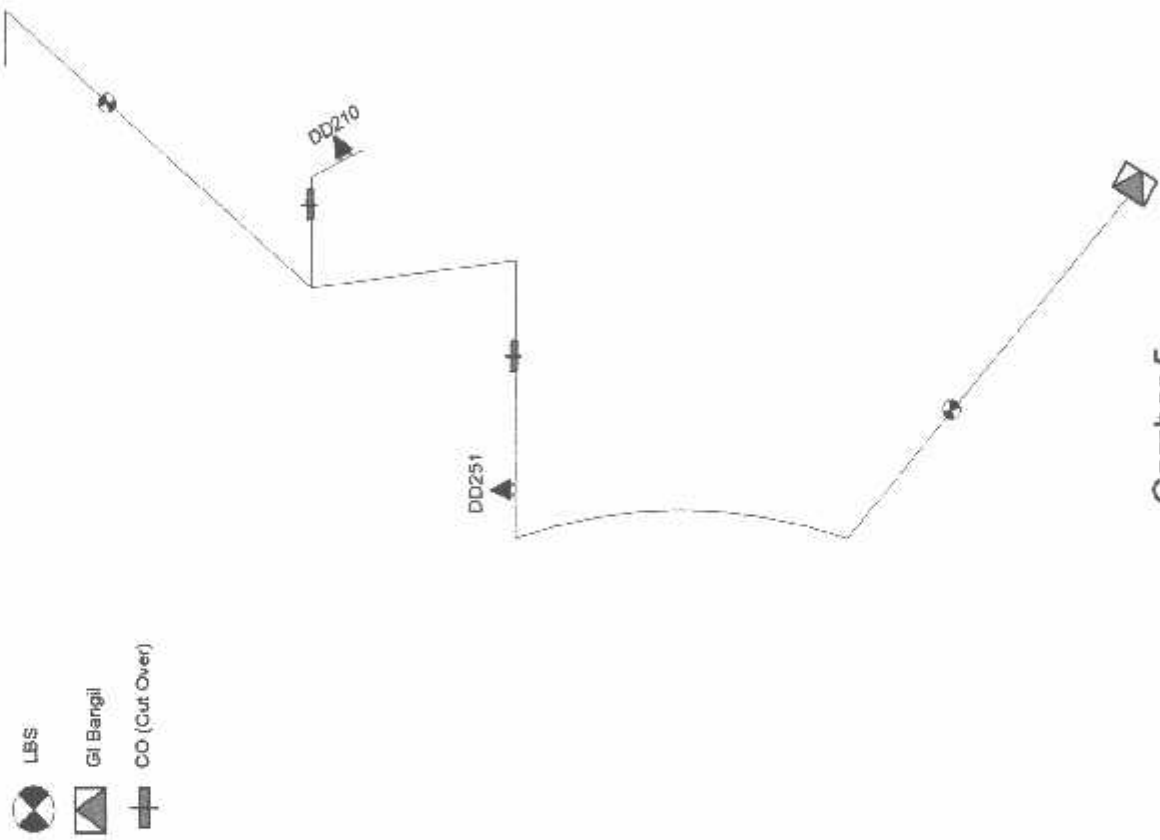
Gambar 2
Single Line Penyulang Kenep

PENYULANG PESANGGRAHAN



Gambar 3
Single Line Penyulang
Pesanggrahan

PENYULANG GUNUNG GANGSIR



Gambar 5
Single Line Penyulang Gunung Gangsir

A New Distribution System Reconfiguration Approach Using Optimum Power Flow and Sensitivity Analysis for Loss Reduction

Flávio Vanderson Gomes, *Member, IEEE*, Sandoval Carneiro, Jr., *Senior Member, IEEE*,
 José Luiz R. Pereira, *Senior Member, IEEE*, Marcio Pinho Vinagre,
 Paulo Augusto Nepomuceno Garcia, *Member, IEEE*, and Leandro Ramos de Araujo

Abstract—This paper presents a new approach for distribution system reconfiguration (DSR) based on optimum power flow (OPF) in which the branch statuses (open/close) are represented by continuous functions. In the proposed approach, all branches are initially considered closed, and from the OPF results, a heuristic approach is used to determine the next loop to be broken by opening one switch. Then the list of switches that are candidates to be opened is updated, and the above process is repeated until no loops are broken, making the distribution system radial. This paper includes results and comparisons on test systems utilized in classical papers published in the technical literature, as well as a previous paper by the authors. Results obtained on a real-scale distribution system are also presented.

Index Terms—Heuristic optimization technique, losses, optimum power flow (OPF), radial distribution networks, reconfiguration.

I. INTRODUCTION

THIS PAPER is essentially a continuation of a recently published study on distribution system reconfiguration (DSR) in which a new reconfiguration algorithm was described [1]. The algorithm uses a heuristic strategy that starts with a meshed distribution system, obtained by considering all switches closed; these switches are opened successively to eliminate the loops. Using a sequential switch opening technique, the opening criteria is based on the minimum total power loss increase, and this is determined using a power flow program. A refinement on the procedure is made using the branch exchange technique involving neighboring open switches.

In a review of the technical literature as described in [1] it was found that the existing methods [2]–[11] may not achieve the minimum loss configuration, because the problem under consideration has both discrete and continuous variables, and this makes the problem very complex, especially for large-scale distribution systems.

Manuscript received August 2, 2005; revised January 17, 2006. This work was supported in part by the CNPq—National Research Council (Brazil). Paper VRS-00477-2005.

Gomes, J. L. R. Pereira, M. P. Vinagre, and P. A. N. Garcia are with the Department of Electrical Engineering, Federal University of Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brazil (e-mail: fv@ieee.org; jluz@ieee.org; marvin@lacc.ufjf.br; p@lacc.ufjf.br).

Sandoval Carneiro, Jr. is with the Department of Electrical Engineering, Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil (e-mail: sandoval@dec.ufrj.br). Leandro Ramos de Araujo is with Brazilian Petroleum—PETROBRAS, Rio de Janeiro, Brazil (e-mail: leandroraraujo@gmail.com).

DOI Object Identifier 10.1109/TPWRS.2006.879290.

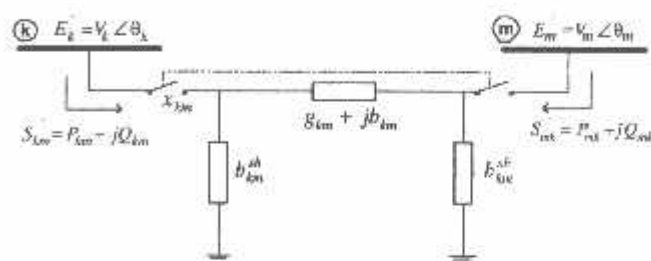


Fig. 1. Equivalent model with switch.

Several tests were performed using the procedure described in [1], and more efficient configurations were obtained when compared with the methods proposed in three classical papers [3]–[5]. It became apparent that the proposed procedure [1] presents a very good compromise, as it tends to find a near-optimum or even the optimum solution without the risk of combinatorial explosion.

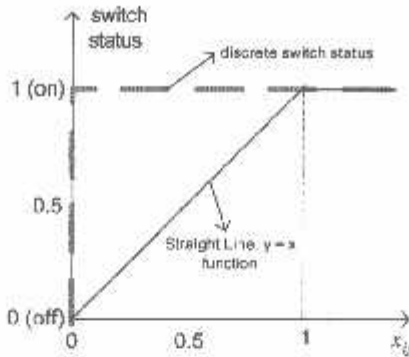
This paper describes further developments on the work above described. The authors introduced an optimal power flow (OPF) formulation to reduce the number of power flows and to incorporate the network constraints embedded into the OPF problem. The switch position decision is taken using a new heuristic model based on the sensitivity given by the OPF. The heuristic approach is based on two main strategies: 1) the integer variables (switches) are represented by continuous functions in the OPF formulation, and 2) the power flow calculation is used to determine the system power losses and reintroduce the discrete nature of the switches. Details of the algorithm and tests performed will be described in the following sections.

II. CONTINUOUS SWITCH MODELING

In distribution systems terminology, the lines are normally denominated as feeders, and these may be composed by one or several branches.

Fig. 1 illustrates a branch represented by the π -equivalent model, with a switch embedded. The switch is modeled using a continuous variable x_{km} for the representation of its position, which can assume any value between 1 (totally closed) and 0 (totally open). These limits will be represented in OPF through a canalization restriction.

An open switch is simulated by assigning a value close to zero to x_{km} , and this value is multiplied by the corresponding line parameters (g and b). The resulting small admittance will



Continuous function used to model switch.

that the impedance will assume a high value, and thus, the will behave as a fictitious branch. In this way, the network rays connected, and the nodal impedance matrix will not regular.

concept of fictitious branch was proposed originally by icelli [12] to assist in the solution of the transmission ex- on problem. He added fictitious reactances having high s, e.g., 10^4 , to the original system.

switches that assume values of x_{km} close to one, as cal- d by OPF, will indicate that power will naturally tend to hrough them, thus allowing the discovery of power flow

This is the main reason for which this idea has been ed in this paper.

final decision concerning a switch position (on/off) is using a new procedure based on the switch sensitivity by the OPF. Virtually any continuous function that ap- nates the step introduced by the switch status function be adopted. Some authors have used the sigmoid function n transmission expansion algorithms, with good results.

paper, the authors decided to use a simple, straight-line on $y = ax$ ($a = 1$), as shown in Fig. 2. Other values : line angular coefficient may be used. This function was i because the second derivatives in the corresponding ele- of the Hessian matrix will be null, and it provides a good omise between convergence and quality of the results.

III. PROPOSED OPF FORMULATION

DSR is converted to an optimization problem that can be ated as follows:

$$\left\{ C_{total} = \sum_{(k,m) \in \Omega_t} c_{km}^{loss} \cdot L_{km} + \sum_{(k,m) \in \Omega_t} c_{km}^{usc} \cdot x_{km} \right\} \quad (1)$$

et to :

$$(V, \theta) = 0 \quad (2)$$

$$(V, \theta) \leq 0 \quad (3)$$

$$0 \leq x_{km} \leq 1, \quad \forall (k, m) \in \Omega_t \quad (4)$$

- total reconfiguration cost;
- set of branches in DSR;
- branch $k - m$ power loss cost;

- L_{km} branch $k - m$ power loss;
- c_{km}^{usc} branch $k - m$ utilization cost;
- x_{km} position variable for switch connected between buses k and m .

The objective function (1) is composed by the sum of the following two quantities.

- 1) *Power losses*: these losses represent additional costs for the distribution company, so they should be minimized.
- 2) *Branch utilization cost*: this function has the purpose to ensure that power will flow, preferably through the branches with smaller costs.

The second quantity above will be required whenever the planning problem will consider branches having different construction costs. For DSR problems, the branches will normally be considered as having the same nonzero cost. A null cost in OPF would clearly produce a solution in which all the switches would be closed to minimize the losses.

Equation (2) corresponds to the power flow equations for the distribution network, and (3) takes into account the practical operational limits. In addition, restrictions on the topological structure of the network must be considered.

To minimize (1) means to simultaneously reduce the quantities in 1) and 2). To reduce 1) implies increasing the switch position value because in a meshed system, the losses tend to be reduced. On the other hand, to reduce 2) implies reducing the corresponding switch position value. Thus, the functions are, to some extent, in conflict. However, since the sum is weighted, the cost values for branch losses and for the branch utilization are chosen based on sensitivity analyses. In this paper, the values between 0.001 and 0.1 for the branch utilization, and 1 for the branch losses, were chosen.

To solve for the OPF algorithm, (1)–(4), the primal-dual interior point optimization technique [14], [15] was adopted.

IV. PROPOSED METHOD

Fig. 3 shows a flowchart of the proposed method, which is based on a six-step sequence.

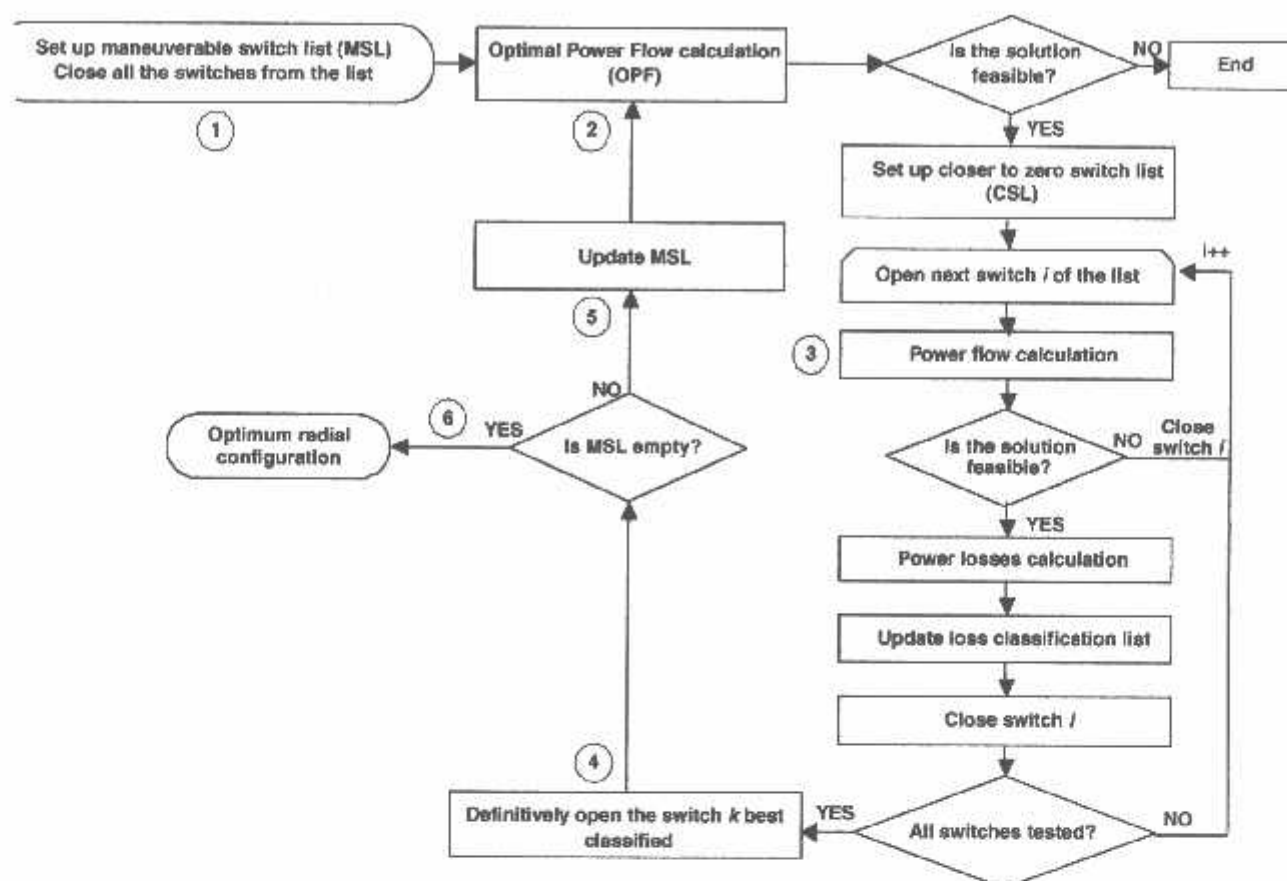
Step 1) *Set up maneuverable switch list*

Initially, a maneuverable switch list (MSL) is set up. This list must contain all the z switches of the system that should be considered in the optimization procedure. The proposed solution method starts with a meshed distribution system obtained by considering all switches closed.

Step 2) *Optimum power flow calculation*

The OPF will provide the values of x_{km} for all the maneuverable switches. In order to reduce the number of power flow solutions required in Step 3, a subset of switches can be chosen. This subset is called CSL and contains the closest to zero switches. Experience with the algorithm has shown that a subset, consisting of twice the number of normally open switches that are required to ensure radiality, is adequate.

If the solution is not feasible (OPF does not converge), the adopted constraints must be analyzed, as well as the weights of the objective function.



Proposed algorithm for distribution system reconfiguration.

3) Power flow calculation

In this step, n network configurations are produced in such way that, for each one of them, only one switch i ($i \leq n$) is open, whereas all the remaining switches are closed. The configurations are identified by the number of the corresponding switch. Each configuration i is tested, and if a connected network is obtained (when switch i is open), a non-linear power flow is calculated. If the network is not connected, or if any constraint (voltage and power flow limits) is violated, the configuration is considered not feasible, and the algorithm will move on to the next configuration. For any given feasible network configuration i , the total power losses in the system are calculated and stored in the loss classification list. The switch i is then closed, and the above steps are repeated until all n configurations are processed.

4) Definitely open the switch that produced minimum loss increase

The loss classification list is used to determine the configuration that has resulted in the smallest increase in the losses; let this configuration be k . Thus, switch k is selected to remain open definitively.

5) Update MSL

After the definitive opening of a certain switch k , the MSL must be updated (update z) in such a way

that switch k is removed, as well as all the switches pertaining to the broken loop that are not shared with other loops, because their openings would lead to disconnected systems.

Step 6) Algorithm loop

The above procedure is applied in sequence to the updated MSL, up to the point when the MSL becomes empty, which means that all loops have been broken or, in other words, the system has become radial. Thus, while MSL is not empty, return to Step 2.

V. ILLUSTRATIVE EXAMPLE

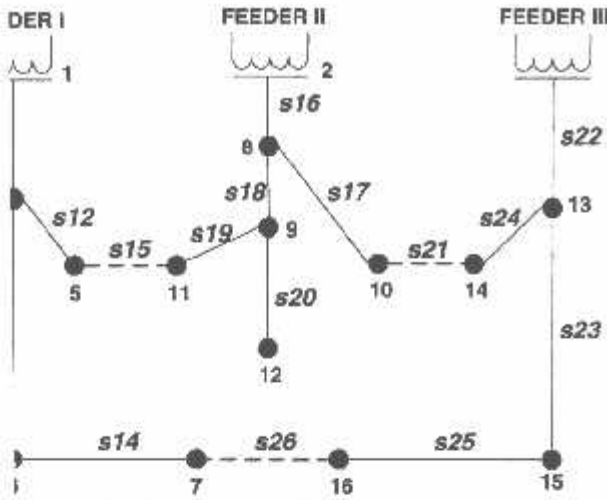
Fig. 4 shows the initial configuration of a test system from [6] and [16], consisting of three feeders, 13 sectionalizing switches, and three tie switches. Initially, open switches are represented by dotted lines, and closed switches by straight lines.

Step 1) Set up MSL

Initially, all 16 maneuverable switches are used in the optimization procedure: s11 to s26. A meshed distribution system is obtained by considering all MSL closed.

Step 2) OPF calculation

Obtain the continuous switch positioning using the OPF solution. Then a subset of switches with the six



Three-feeder example circuit: initial configuration.

TABLE I
CH POSITION AND TOTAL LOSSES IN ASCENDING ORDER (FIRST LOOP)

Switch	Position	Switch	Losses (kW)
s26	9.83738e-005	s26	426.47
s19	0.000735234	s17	428.24
s21	0.007907280	s21	443.82
s15	0.008451880	s24	456.25
s24	0.018470000	s19	456.97
s17	0.018491900	s15	472.43

smaller position values (CSL) will be obtained, as shown in Table I.

3) Power flow calculation

In this step, six topologies are produced, in accordance with Step 3 described in Section II. A power flow and the total power losses are calculated for each network configuration. The six feasible configurations are classified in ascending order of power losses, as shown in Table I.

4) Definitively open the switch that produced minimum loss increase

As seen in Table I, switch s26 is the one that provides the smallest losses in the system. Therefore, in this step, this switch is chosen to be definitively open.

5) Update MSL

Once switch s26 is chosen to be definitively open, all the switches in the same loop and that are not in the path of other loops should be excluded from the list of switches; otherwise, the opening of one of them will produce disconnected systems. Thus, the following switches are removed from the list: s26, s25, s23, s14, and s13.

6) Algorithm loop

The procedure is repeated, starting from step 2 and with the updated MSL. Thus, a new CSL is obtained, and six new feasible topologies are produced, as shown in Table II. It is seen that switch s17 is chosen to be definitively open. Switches s17, s21,

TABLE II
SWITCH POSITION AND TOTAL LOSSES IN ASCENDING ORDER (SECOND LOOP)

Switch	Position	Switch	Losses (kW)
s19	0.000704751	s17	430.03
s21	0.008160530	s21	449.12
s15	0.008465710	s19	455.86
s24	0.018314500	s24	462.29
s17	0.018423900	s15	471.98
s12	0.055418800	s12	612.29

TABLE III
SWITCH POSITION AND TOTAL LOSSES IN ASCENDING ORDER (THIRD LOOP)

Switch	Position	Switch	Losses (kW)
s19	0.000651793	s19	466.13
s15	0.008499770	s15	483.87
s12	0.055545400	s12	639.55
s11	0.132017000	s18	705.03
s18	0.148163000	s16	1180.74
s16	0.245240000	s11	1270.57

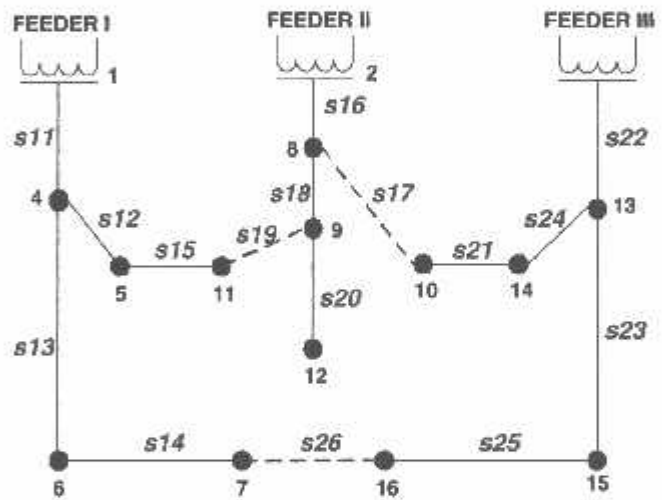


Fig. 5. Three-feeder example circuit: final configuration.

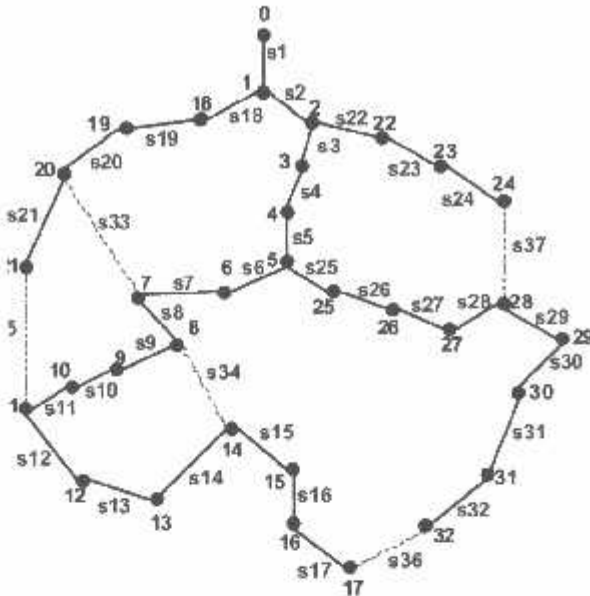
s22, and s24 are excluded from the list of maneuverable switches.

In the third (and last) algorithm loop, a new CSL and six feasible topologies are produced. As seen in Table III, the last switch to be open is s19.

The solution found using the proposed method consists in opening switches s26, s17, and s19. In this case, this is the global optimum solution. Fig. 5 shows the final solution.

VI. TEST RESULTS

In this section, test cases are discussed using the network presented by Baran and Wu [17], as well as a large-scale Brazilian distribution system.



Thirty-three bus test system in Baran and Wu [17].

TABLE IV
SUMMARY OF RESULTS FOR DIFFERENT METHODS: CASE A

Method	Final Losses (kW)	Saving (%)	CPU (s)	Open Switches
Optimum*	136.57	32.6	647.03	s7 s9 s14 s32 s37
Gomes [1]	136.57	32.6	1.66	s7 s9 s14 s32 s37
McDermott [3]	136.57	32.6	0.87	s7 s9 s14 s32 s37
Proposed	136.66	32.5	0.96	s7 s10 s14 s32 s37
Shirmohammadi [4]	136.66	32.5	0.14	s7 s10 s14 s32 s37

The proposed method and the algorithms described in [1]–[5] were implemented using C++ for comparison purposes. The proposed methodology uses efficient computational resources such as interior point OPF technique, a non-Raphson power flow routine using rectangular coordinates [18], as well as routines to perform disconnected branches and loop verification. An exhaustive evaluation is in which all possible configurations are tested has also programmed. The CPU timings were obtained using the standard personal computer.

A. Baran and Wu Test System

The 12.66-kV system [17] is shown in Fig. 6 and consists of 33 buses and five tie lines; the total load conditions are 5058.25 kW and 2547.32 kvar. The normally open switches s33, s34, s35, s36, and s37 are represented by dotted lines. The normally closed switches s1 to s32 are represented by solid lines. For this case, the initial losses are 202.68 kW.

Table IV provides a comparison between the various algorithms. It is seen that the methods Gomes *et al.* [1], McDermott *et al.* [3], and Goswami and Basu [5] found the global optimum configuration. A near-optimum solution has been found applying the proposed method and that of Shirmohammadi [4]. In this case, we can consider that all

TABLE V
SUMMARY OF RESULTS FOR DIFFERENT METHODS: CASE B

Method	Final Losses (kW)	Saving (%)	CPU (s)	Open Switches
Optimum*	136.57	30.8	647.03	s7 s9 s14 s32 s37
Gomes [1]	136.57	30.8	1.66	s7 s9 s14 s32 s37
McDermott [3]	136.57	30.8	1.99	s7 s9 s14 s32 s37
Proposed	136.66	30.7	0.96	s7 s10 s14 s32 s37
Shirmohammadi [4]	136.66	30.7	0.14	s7 s10 s14 s32 s37
Goswami [5]	143.71	27.1	0.65	s11 s28 s32 s33 s34

TABLE VI
SUMMARY OF RESULTS FOR DIFFERENT METHODS: CASE C

Method	Final Losses (kW)	Saving (%)	CPU (s)	Open Switches
Optimum*	198.11	34.0	688.40	s9 s14 s32 s28 s33
Proposed	199.56	33.5	0.99	s7 s10 s14 s28 s36
Gomes [1]	199.56	33.5	1.72	s7 s10 s14 s28 s36
Shirmohammadi [4]	201.87	32.7	0.17	s7 s10 s14 s17 s37
Goswami [5]	202.77	32.4	0.65	s10 s14 s28 s33 s36
McDermott [3]	204.89	31.7	2.14	s7 s9 s13 s32 s37

*Obtained with the exhaustive evaluation algorithm.

algorithms have obtained an optimum solution since the values are very close.

Case B. Modified Baran and Wu Test System

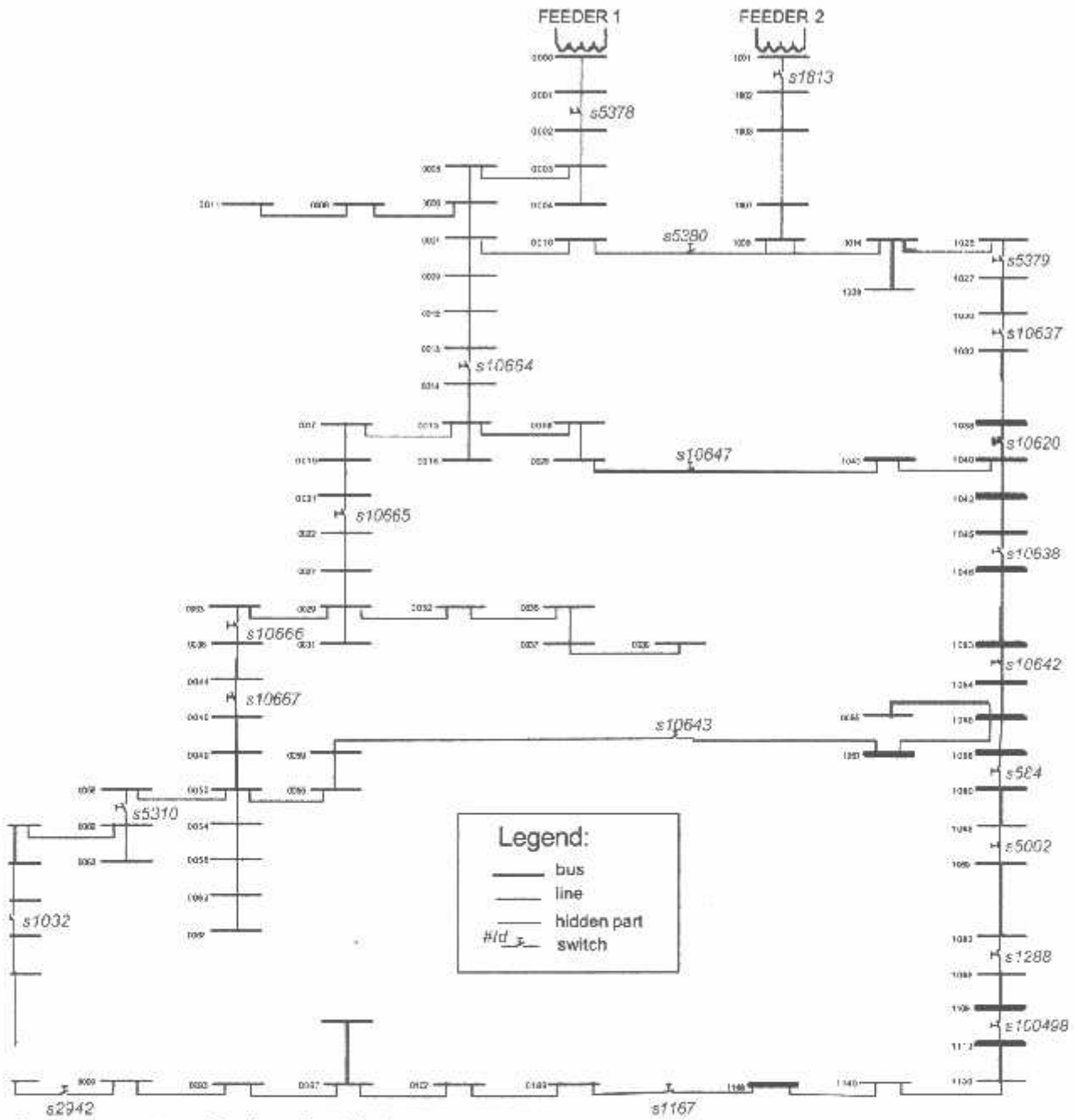
The initial configuration in Fig. 6 has been changed by closing the normally open switches s33 and s37 and opening the switches s3 and s6. The loading conditions were retained. For this case, the initial losses are 197.22 kW. The results are shown in Table V, where it can be seen that the results obtained with the proposed method as well as with the algorithms in Gomes *et al.* [1], McDermott *et al.* [3], and Shirmohammadi *et al.* [4] are unchanged from Case A. However, the configuration obtained with the method proposed by Goswami and Basu [5] is not the same as in Case A, which means that this algorithm depends on the initial switching configuration. The proposed algorithm does not depend on the initial switching configuration since it starts with all maneuverable switches closed.

Case C. Modified loads at buses 9 and 13

This test was derived from Case B by overloading some buses. This case was conceived to show the robustness of the proposed algorithm. The loads at bus 9 (60 kW and 20 kvar) and the load at bus 13 (120 kW and 80 kvar) were both changed to 420 kW and 200 kvar. For this case, the initial losses are 299.94 kW. Table VI provides a comparison between the various algorithms. It is seen from Table VI that the proposed method entails a network configuration that would result in savings of 33.5% on the total system losses. It is seen that even for a bad initial configuration having high losses, the proposed algorithm can find a very close to optimum solution.

Case D. Brazilian Distribution System

To verify the efficiency of the proposed methodology in large-scale distribution systems, the algorithm was applied



Case D test system (zoomed into lines with switches).

o a Brazilian utility 13.8-kV distribution system. The network consists of two feeders: the first feeder has 258 buses, total active load of 5140 kW, and total reactive load of 1949 kvar. The second feeder has 218 buses, active load of 3874 kW, and reactive load of 1498 kvar. A total of 22 sectionalizing and tie switches were considered for reconfiguration purposes. For this case, the initial losses are 202.09 kW, and all control devices were set to nominal conditions. Fig. 7 shows a simplified diagram of this system.

seen from Table VII that the proposed method entails a configuration that would result in savings of 21% on total system losses, which is substantially better than those obtained with the other methods, McDermott *et al.* [4], and Goswami and Basu [5]. The

TABLE VII
SUMMARY OF RESULTS FOR DIFFERENT METHODS: CASE D

Method	Final Losses (kW)	Saving (%)	CPU (s)
Optimum*	159.67	21.0	238.56
Proposed	159.67	21.0	9.73
Gomes [1]	159.67	21.0	14.87
McDermott [3]	192.24	4.9	10.71
Goswami [5]	195.08	3.5	4.87
Shirmohammadi [4]	195.08	3.5	1.09

open switches resulting from the various methods are listed in Table VIII.

TABLE VIII
OPEN SWITCHES: CASE D

Method	Open Switches
Optimum*	s2942 s5380 s10643 s10647
Proposed	s2942 s5380 s10643 s10647
Gomes [1]	s2942 s5380 s10643 s10647
McDermott [3]	s2942 s5380 s10647 s10667
Goswami [5]	s1167 s5380 s10647 s10667
Shirmohammadi	s1167 s5380 s10647 s10667

is seen that the time taken by Shirmohammadi *et al.* is the least in all cases since it performs only a power flow calculation for each broken loop.

VII. CONCLUSIONS

This paper has described a methodology that uses an OPF program to determine the sensitivity of the switches that have losses close to zero (open status) and determine the switch definitively open in a sequential way until the network becomes radial.

Several tests were performed, and the results have shown global or very close to global optimum solutions for the minimum losses were attained. These solutions have produced efficient configurations when compared with a number of schemes available in the technical literature.

The incorporation of the straight line equation as a continuous function in the OPF algorithm, in association with the proposed heuristic algorithm, has provided very effective results.

The results obtained with the present approach, when compared with the previous method proposed by the authors [1], show that the introduction of the OPF algorithm has succeeded to reduce the number of power flows and has incorporated the network constraints. Thus, the performance of the stochastic-OPF algorithm has been considerably enhanced and is applied to real distribution networks.

REFERENCES

- F. V. Gomes, S. Carneiro, J. L. R. Pereira, M. P. Vinagre, and P. A. N. Garcia, "A new heuristic reconfiguration algorithm for large distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1373–1378, Aug. 2005.
- G. Peponis and M. Papadopoulos, "Reconfiguration of radial distribution networks: Application of heuristic methods on large-scale networks," *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen., Transm., Distrib.*, vol. 142, no. 6, pp. 631–638, Nov. 1995.
- T. E. McDermott, I. Drezga, and R. P. Broadwater, "A heuristic nonlinear constructive method for distribution system reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 2, pp. 478–483, May 1999.
- D. Shirmohammadi and H. W. Hong, "Reconfiguration of electric distribution for resistive line loss reduction," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 4, no. 2, pp. 1492–1498, Apr. 1989.
- S. K. Goswami and S. K. Basu, "A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 7, no. 3, pp. 1484–1491, Jul. 1992.
- S. Civanlar, J. J. Grainger, H. Yin, and S. S. H. Lee, "Distribution feeder reconfiguration for loss reduction," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 3, no. 3, pp. 1217–1223, Jul. 1988.
- M. Arias-Albornoz and H. Saohmeza-Hardy, "Distribution network configuration for minimum energy supply cost," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 538–542, Feb. 2004.
- B. Venkatesh, R. Ranjan, and H. B. Gooi, "Optimum reconfiguration of radial distribution systems to maximize loadability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 260–266, Feb. 2004.
- Y. T. Hsiao, "Multiobjective evolution programming method for feeder reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 594–599, Feb. 2004.
- E. López, H. Opazo, L. García, and P. Bastard, "Online reconfiguration considering variability demand: Applications to real networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 549–553, Feb. 2004.
- S. Ching-Tzong and C. S. Lee, "Network reconfiguration of distribution systems using improved mixed-integer hybrid differential evolution," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 18, no. 3, pp. 1022–1027, Jul. 2003.
- A. Monticelli, "Interactive transmission network planning using a least-effort criterion," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-101, no. 10, pp. 3919–3925, Oct. 1982.
- J. L. R. Pereira, I. C. Silva, E. J. Oliveira, and S. Carneiro, "Transmission system expansion planning using a sigmoid function to handle integer investment variables," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1616–1620, Aug. 2005.
- J. S. Wright, "Primal-dual interior point methods," in Philadelphia, PA: SIAM, 1997, pp. 21–45.
- R. D. Castronuovo, J. M. Campagnolo, and R. Salgado, "On the application of high performance computation techniques to nonlinear interior point methods," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 3, pp. 325–331, Aug. 2001.
- L. Wei-Min and C. Hong-Chan, "A new approach for distribution feeder reconfiguration for loss reduction and service restoration," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 13, no. 3, pp. 870–875, Jul. 1998.
- M. E. Baran and P. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, Apr. 1989.
- P. A. N. Garcia, J. L. R. Pereira, S. Carneiro, M. P. Vinagre, and F. V. Gomes, "Improvements in the representation of PV buses on three-phase distribution power flow," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 19, no. 2, pp. 894–896, Apr. 2004.

Flávio Vanderson Gomes (S'98–M'06) was born in Brazil in 1973. He received the B.Sc. and M.Sc. degrees from the Federal University of Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brazil, in 1998 and 2000, respectively, and the D.Sc. degree in electrical engineering from University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil, in 2005. Since 2005, he has been a Lecturer at the Federal University of Juiz de Fora. His research interests comprise transmission and distribution system planning.

Sandoval Carneiro, Jr. (SM'78) was born in Brazil in 1945. He received the Electrical Engineering degree from the Faculty of Electrical Engineering (FEEL), Catholic University of São Paulo, São Paulo, Brazil, in 1968, the M.Sc. degree from the Graduate School of Engineering (COPPE)/Federal University of Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, Brazil, in 1971, and the Ph.D. degree in electrical engineering from the University of Nottingham, Nottingham, U.K., in 1976.

Since 1971, he has been a Lecturer at the Federal University of Rio de Janeiro, and in 1993, he was promoted to Full Professor. From 1978 to 1979, he was Deputy-Director, and from 1982 to 1985, he was Director of COPPE/UFRJ. From 1987 to 1988 and in 1994, he was Visiting Professor at the Department of Electrical Engineering, University of British Columbia, Vancouver, BC, Canada. From October 1991 to June 1992, he was General Director of CAPES—Ministry of Education Agency for Academic Furtherment. His research interests comprise simulation of electromagnetic transients in power systems and distribution system analysis.

Dr. Carneiro, Jr. has been the Chairman of the IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee since 2002.

Jose Luiz R. Pereira (M'85–SM'05) received the B.Sc. degree in 1975 from Federal University of Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brazil, the M.Sc. degree in 1978 from COPPE—Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil, and the Ph.D. degree in 1988 from the University of Manchester Institute of Science and Technology, Manchester, U.K.

From 1977 to 1992, he was with the Federal University of Rio de Janeiro. Since 1993, he has been with the Electrical Engineering Department, Federal University of Juiz de Fora. His research interests include online security and control of electrical power systems.

João Pinho Vinagre received the Electrical Engineer degree from the Federal University of Petrópolis, Petrópolis, Brazil, in 1978, the M.Sc. degree in 1982 from COPPE—Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil, and the D.Sc. degree in 1992 from Federal University of Santa Catarina, Florianópolis, Brazil. From 1980 to 1993, he was with the Federal University of Rio de Janeiro. Since 1993, he has been with the Electrical Engineering Department, Federal University of Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brazil. His research interests include automatic power flow and electric machinery.

Augusto Nepomuceno Garcia (M'96) received the B.Sc. degree in 1994 from the Federal University of Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brazil, and then M.Sc. and Ph.D. degrees from COPPE—Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil, in 1997 and 2001, respectively. Since 2001, he has been with the Electrical Engineering Department, Federal University of Juiz de Fora. His main interests are the development of tools for modeling and operation of distribution and transmission power systems.

Leandro Ramos de Araujo received the B.Sc. and M.Sc. degrees from the Federal University of Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brazil, in 1997 and 2000, respectively, and the Ph.D. degree from Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil, in 2005.

He is currently with PETROBRAS, the Brazilian petroleum company, in Rio de Janeiro. His research interests include the development of tools for optimization and operation of electric power systems.

LAMPIRAN 2



- PERMULIR SKRIPSI
 - SURAT BIMBINGAN
 - SURAT SURVEY
-



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

**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

Nama : **PRENGKY**
NIM : **01.12.069**
Jurusan : **Teknik Elektro S-1**
Konsentrasi : **Teknik Energi Listrik**
Judul Skripsi : **REKONFIGURASI SISTEM DISTRIBUSI DENGAN
MENGUNAKAN METODE *OPTIMUM POWER
FLOW (OPF)* DI G.I. BANGIL**

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


Hari : **Senin**
Tanggal : **24 Maret 2008**
Dengan Nilai : **73,4 (B+)**


Panitia Ujian Skripsi


Ketua Majelis Penguji
Ir. Mochtar Asroni, MSME
NIP.Y. 1018100036


Sekretaris Majelis Penguji
Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP.Y. 1039500274

Anggota Penguji

Penguji Pertama

Ir. Teguh Herbasuki, MT
NIP.Y. 1038900209

Penguji Kedua

Bambang Prio Hartono, ST, MT
NIP.Y. 1028400082



PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Senin
Tanggal : 24 Maret 2008
Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : Prengky
2. NIM : 01.12.069
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : Rekonfigurasi Sistem Distribusi Dengan Menggunakan Metode *Optimum Power Flow* (OPF) Di G.I. Bangil

Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	Ket
1.	Abstrak Disederhanakan, disesuaikan dengan kesimpulan	1
2.	Spasi Keterangan pada gambar	1

Dosen Penguji

Bambang Prio Hartono, ST, MT
NIP.Y. 1028400082

Dosen Pembimbing I

Ir. H. Taufik Hidayat, MT
NIP.Y. 1018700151

Dosen Pembimbing II

Ir. Djojo Priatmono, MT
NIP.Y. 1018500107



PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang betanda tangan dibawah ini :

Nama : **PRENGKY**
NIM : **01.12.069**
Semester :
Fakultas : **Teknologi Industri**
Jurusan : **Teknik Elektro S-1**
Konsentrasi : **Teknik Elektronika / Teknik Energi Listrik**
Alamat : **JOYO GRAND BLOK 68 17 MALANG**

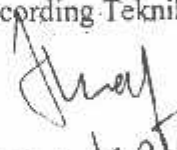
Dengan ini kami mengajukan permohonan untuk mendapatkan persetujuan untuk membuat **SKRIPSI Tingkat Sarjana**. Untuk melengkapi permohonan tersebut, bersama kami lampirkan persyaratan-persyaratan yang harus dipenuhi.

Adapun persyaratan-persyaratan pengambilan **SKRIPSI** adalah sebagai berikut :

1. Telah melaksanakan semua praktikum sesuai dengan konsentrasinya (.....)
2. Telah lulus dan menyerahkan Laporan Praktek Kerja (.....)
3. Telah lulus seluruh mata kuliah keahlian (MKB) sesuai konsentrasinya (.....)
4. Telah menempuh mata kuliah ≥ 134 sks dengan IPK ≥ 2 dan tidak ada nilai E (.....)
5. Telah mengikuti secara aktif kegiatan seminar skripsi yang diadakan Jurusan (.....)
6. Memenuhi persyaratan administrasi (.....)

Demikian permohonan ini untuk mendapatkan penyelesaian lebih lanjut dan atas perhatiannya kami ucapkan terima kasih.

Telah diteliti kebenaran data tersebut diatas
Recording Teknik Elektro



(..... Ir. F. Yudi Limptaptono, MT))

Malang,200

Pemohon


(..... PRENGKY))

Disetujui
Ketua Jurusan Teknik Elektro


Ir. F. Yudi Limptaptono, MT
NIP. P. 1039500274

Mengetahui
Dosen Wali


(..... Ir. CHOIRUL SALEH, MT))

Catatan :

Bagi mahasiswa yang telah memenuhi persyaratan mengambil SKRIPSI agar membuat proposal dan mendapat persetujuan dari Ketua Jurusan/Sekretaris Jurusan T. Elektro S-1

1. IPK 3.07 : 2.30
2. 133
3. - MK : DS RONY III II

Transmisi Daya Arus AB } E

Praktikum Laylap



PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

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

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

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

Malang, 07 Januari 2008

Nomor : ITN-021/LTA/2/2008
Lampiran : -
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**
Kepada : Yth. Sdr. **Jr. H. TAUFIK HIDAYAT, MT**

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

Dengan Hormat,
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi
untuk Mahasiswa:

Nama : PRENGKY
Nim : 0112069
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Kosentrasi : Teknik Energi Listrik S-1

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya
kepada Saudara/l selama masa waktu 6 (enam) bulan, terhitung mulai
tanggal:

29 Desember 2007 s/d 29 Juni 2008

Sebagai satu syarat untuk menempuh Ujian Sarjana Teknik, Jurusan
Teknik Elektro-S1

Demikian atas perhatian serta kerjasamanya yang baik kami sampaikan
terima kasih.



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

Tembusan Kepada Yth.

1. Mahasiswa Yang Bersangkutan
2. Arsip

Form S4a



PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

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

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

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65146
Kampus II : Jl. Faya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Malang, 07 Januari 2008

Nomor : ITN-020/1.TA/2/2008
Lampiran : -
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**
Kepada : Yth. Sdr. Ir. **DJOJO PRIATMONO, MT**

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

Dengan Hormat,
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi
untuk Mahasiswa:

Nama : PRENGKY
Nim : 0112069
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Kosentrasi : Teknik Energi Listrik S-1

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya
kepada Saudara/l selama masa waktu 6 (enam) bulan, terhitung mulai
tanggal:

29 Desember 2007 s/d 29 Juni 2008

Sebagai satu syarat untuk menempuh Ujian Sarjana Teknik, Jurusan
Teknik Elektro-S1
Demikian atas perhatian serta kerjasamanya yang baik kami sampaikan
terima kasih.



Ketua Jurusan
Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP. Y. 4039500274



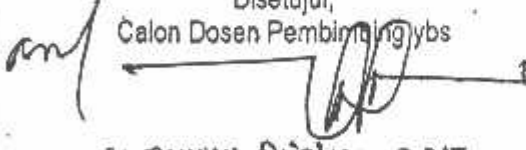
Tembusan Kepada Yth:
1. Mahasiswa Yang Bersangkutan
2. Arsip

Form S4a



BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika*)

1.	Nama Mahasiswa: PRENGKY	Nim: 01.12.069
2.	Keterangan	Tanggal
	Pelaksanaan	29 - 12 - 2007
Tempat		
Ruahg: Seminar		
Spesifikasi Judul (berilah tanda silang)**)		
3.	a. Sistem Tenaga Elektrik	e. Elektronika & Komponen
	<input checked="" type="checkbox"/> 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	Rekonfigurasi Sistem Distribusi Dengan menggunakan metode Optimum Power Flow (OPF) dan Analisis Sensitivitas Di G.I. Bangil
5.	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian	Rekonfigurasi sistem distribusi dengan menggunakan metode Optimum Power Flow di G.I. Bangil
6.	Catatan:	
Persetujuan Judul Skripsi		
7.	Disetujui, Dosen Keahlian I 	Disetujui, Dosen Keahlian II 
	Mengetahui, Ketua Jurusan. Ir. F. Yudi Limpraptono, MT NIP. P. 1039500274	Disetujui, Calon Dosen Pembimbing  Ir. Djungu Priatmono, MT.

Perhatian:

- Keterangan: *) Coret yang tidak perlu
**) dilingkari a, b, c, atau g sesuai bidang keahlian



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : PRENGKY
Nim : 01.12.069
Masa Bimbingan : 29 Desember 2007 s/d 29 Juni 2008
Judul Skripsi : Rekonfigurasi Sistem Distribusi Dengan Menggunakan Metode *Optimum Power Flow* (*OPF*) Di G.I. Bangil

No	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.			
2.			
3.			
4.			
5.			
6.			
7.			
8.			
9.			
10.			

Malang,
Dosen Pembimbing,


(Ir. Djojo Priatmano, MT.)
Nip. 1018500107

Form.S-4b



PT PLN (Persero)
AREA PELAYANAN DAN JARINGAN PASURUAN
UNIT PELAYANAN DAN JARINGAN BANGIL

Jl. Mangga No. 68 Bangil, Pasuruan

Telp. : (0343) 741127 - 28
Kotak Pos :

Telex :
Faximilie : (0343) 742009

Alamat Kawat :-
Email :-

Nomor : 0023/ 041/UPJ BGL/2008
Srt. Sdr No. :
Lampiran :
Sifat :
Perihal : Perseetujuan Pelaksanaan Survey.

28 JAN 2008

Kepada

Dekan FTI
Institut Teknologi Nasional Malang

Menjawab surat Saudara No. ITN-362/III.TA-2/2/2007 tanggal 26 Nopember 2007 perihal survey, dengan ini disampaikan bahwa pada prinsipnya kami memberikan ijin siswa Saudara untuk melaksanakan survey selama 2 hari di UPJ Bangil, dan bersama ini pula kami memberikan keterangan bahwa siswa Saudara dari Fakultas Teknologi Industri Jurusan Teknik Elektro S-1 Konsentrasi Teknik Energi Listrik yang bernama :

Prengky

Nim , 01.12.069

Telah melaksanakan survey dan mendapatkan data-data yang bersifat tidak rahasia.

Demikian atas perhatian dan kerjasamanya disampaikan terima kasih.



Manager UPJ,

Herstopo Y. P.

BIODATA PENULIS



Nama : Prengky
Tempat & Tanggal Lahir : Kuala Pembuang, 31 Oktober 1981
Jenis Kelamin : Laki- Laki
Agama : Islam
Contact Person : (0538) 21472
081555778461 / (0341) 8196261

Riwayat Pendidikan :

1. SD Negeri 1 Kuala Pembuang, Th 1988 – 1995.
2. SLTP Negeri 1 Kuala Pembuang, Th 1995 – 1998
3. SMK Negeri 1 Palangka Raya, Th 1998 – 2001
4. Institut Teknologi Nasional Malang, Th 2001- 2008, Jurusan Teknik Elektro S-1, Program Studi Teknik Energi Listrik.