

SKRIPSI

**ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK
PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN JARINGAN DISTRIBUSI
PRIMER 20 KV DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP
POWERSTATION* DI GI. PAKIS MALANG**



Disusun Oleh :
IMRON ROSIDI
NIM: 0112136



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

MARET 2008

LEMBAR PERSETUJUAN

ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN
PROFIL TEGANGAN JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 kV DENGAN
MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWERSTATION
DI GL PAKIS MALANG

SKRIPSI

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

Disusun Oleh :

IMRON ROSIDI

01.12.136

Malang, Maret 2008

Diperiksa dan disetujui,

Dosen Pembimbing I

(Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT)

NIP. Y. 1018800189

Dosen Pembimbing II

(Ir. Eko Nurcahyo)

NIP. Y. 1028700172

Mengetahui,

Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1



(Ir. F. Yudi Limpraptono, MT)

NIP. Y. 1039500274

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

ABSTRAKSI

ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 kV DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWERSTATION DI GI. PAKIS MALANG

(Imron Rosidi, NIM: 0112136)

(Dosen Pembimbing I: Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT)

(Dosen Pembimbing II: Ir. Eko Nurcahyo)

Kata Kunci : *Penyaluran Tenaga Listrik, Daya Reaktif, Penempatan Kapasitor, Rugi-rugi daya, Profil Tegangan.*

Salah satu persyaratan keandalan sistem penyaluran tenaga listrik yang harus dipenuhi adalah kualitas tegangan yang baik dan stabil. Seiring dengan meningkatnya beban, daya reaktif yang ada di jaringan akan semakin besar yang dapat memperbesar komponen rugi-rugi daya, disamping itu dapat memperburuk kondisi tegangan. Pemasangan kapasitor pada sistem distribusi daya listrik dapat mengkompensasi daya reaktif sehingga *losses* menjadi berkurang dan *voltage drop* pada saluran dapat dikurangi sehingga tegangan sistem berada pada batas yang diijinkan.

Pada skripsi ini akan dibahas penyelesaian masalah perbaikan profil tegangan pada sistem distribusi primer 20 kV dengan mengkompensasi daya reaktif dengan cara penempatan kapasitor yang optimal menggunakan *Software ETAP Powerstation*. Hasil yang dicapai diharapkan dapat memberikan perbaikan kualitas sistem pendistribusian tenaga listrik yaitu rugi-rugi daya dapat direduksi dan profil tegangan yang baik yaitu berada pada batas minimum 0,95 pu dan maksimum 1,05 pu

Hasil analisa penempatan kapasitor pada jaringan distribusi primer 20 kV pada GI. Pakis penyulang Tumpang menggunakan *Software ETAP Powerstation*, penempatan kapasitor yaitu pada bus 126 dengan kapasitas 100 kVAR, bus 115 dengan kapasitas 250 kVAR, bus 105 dengan kapasitas 200 kVAR, bus 86 dengan kapasitas 400 kVAR, dan bus 52 dengan kapasitas 350 kVAR. Tegangan terendah terjadi pada *bus* 121 yaitu sebesar 0,9375 pu atau 18,750 kV setelah penempatan kapasitor dapat diperbaiki menjadi 0,9514 pu atau 19,028 kV. Penurunan rugi daya aktif sebesar 33,9 kW dari 203,5 kW menjadi 169,6 kW sedangkan rugi daya reaktif berkurang sebesar 51,8 kVAR dari 311,0 kVAR menjadi 259,2 kVAR.

KATA PENGANTAR

Dengan memanjalikan puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa atas segala rahmat dan karunia-Nya, sehingga penyusun dapat menyelesaikan Skripsi ini. Skripsi ini disusun untuk memenuhi persyaratan memperoleh gelar Sarjana Teknik Elektro di Institut Teknologi Nasional Malang.

Penyusun menyadari bahwa penyusunan Skripsi ini mungkin masih jauh dari kesempurnaan, sehingga sangat diharapkan adanya saran dan masukan yang bersifat membangun dari semua pihak untuk membantu penyelesaian penyusunan Skripsi ini. Dalam penyusunan laporan Skripsi ini, penulis tak lupa mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor ITN Malang.
2. Bapak Ir. Mochtar Asroni, MSME, selaku Dekan FTI ITN Malang.
3. Bapak Ir. F. Yudi Limpraptono, MT, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1 ITN Malang.
4. Bapak Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT, selaku Dosen Pembimbing I.
5. Bapak Ir. Eko Nurcahyo, selaku Dosen Pembimbing II.
6. Kedua orang tuaku yang telah membesarkan, mendidik dan selalu mendoakan sampai terwujud cita-citaku serta saudara-saudaraku yang telah mendukungku.
7. Rekan-rekan Teknik Elektro Energi Listrik yang telah membantu dan saling mengisi dalam penggerjaan skripsi.
8. Semua pihak yang telah membantu dalam penyelesaian skripsi ini.

Akhirnya penulis mengharapkan skripsi ini dapat berguna dan bermanfaat bagi penulis sendiri dan pembaca khususnya rekan-rekan mahasiswa pada jurusan Teknik Elektro konsentrasi Teknik Energi Listrik Institut Teknologi Nasional Malang.

Malang, Maret 2008

Penulis

DAFTAR ISI

Halaman :

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PERSETUJUAN	ii
ABSTRAKSI	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR GRAFIK	x
DAFTAR TABEL	xi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.3. Tujuan	3
1.4. Batasan Masalah	3
1.5. Metodologi Penelitian	4
1.6. Sistematika Penulisan	4
1.7. Kontribusi	5
BAB II SISTEM DISTRIBUSI DAN APLIKASI KAPASITOR	6
2.1. Sistem Distribusi Tenaga Listrik	6
2.1.1. Sistem Distribusi Primer (Jaringan Tegangan Menengah) ..	7
2.1.2. Sistem Distribusi Sekunder (Jaringan Tegangan Rendah) ..	7

2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik	8
2.2.1. Sistem Jaringan Distribusi Radial	8
2.2.1.1 Sistem Radial Pohon	8
2.2.1.2 Sistem Radial Dengan Tie dan Switch Pemisah	10
2.2.1.3 Sistem Radial Dengan Pembagian Phasa Phasa Area	10
2.2.1.4 Sistem Radial Dengan Beban Terpusat	11
2.2.2. Sistem Jaringan Distribusi Tertutup (<i>Loop</i>)	12
2.2.3. Sistem Jaringan Distribusi <i>Mesh</i>	13
2.3. Kapasitor Daya	13
2.3.1. Kapasitor Seri dan Kapasitor Shunt	14
2.3.2. Faktor-Faktor pemilihan Kapasitor Seri dan Kapasitor shunt	16
2.4. Daya Dalam Sistem Tenaga	17
2.4.1. Daya Aktif (<i>Aktif Power</i>)	18
2.4.2. Daya Reaktif (<i>Reactif Power</i>)	18
2.4.3. Daya Semu (<i>Apparent Power</i>)	18
2.5. <i>Software ETAP Powerstation</i>	19

BAB III PENGARUH PEMASANGAN KAPASITOR SHUNT TERHADAP SISTEM DISTRIBUSI	21
3.1. Faktor Daya	21
3.1.1. Faktor Daya <i>Leading</i>	24
3.1.2. Faktor Daya <i>Lagging</i>	24

3.2. Sumber Daya Reaktif Untuk Perbaikan Faktor Daya.....	25
3.3. Penentuan Rating Kapasitor Untuk Perbaikan Faktor Daya	27
3.4. Pengurangan Rugi Daya Dengan Kapasitor <i>Shunt</i>	29
3.5. Pemasangan Kapasitor Shunt Untuk Perbaikan Tegangan	31
3.5.1. Hubungan Letak Pemasangan Kapasitor Terhadap Kenaikan Tegangan	32
3.6. Metode Newton Raphson	34
3.7. Flowchart Aliran Daya Metode Newton Raphson	38
3.8. Algoritma Pemecahan Masalah	39
3.8. Flowchart Pemecahan Masalah	40
BAB IV SIMULASI DAN ANALISA HASIL	41
4.1. Sistem Distribusi Tenaga Listrik GI. Pakis Penyulang Tumpang.	41
4.2. Data Saluran Dan Pembebatan	42
4.2.1 Data Saluran Penyulang Tumpang	43
4.2.2 Data Pembebatan Penyulang Tumpang	44
4.3. Prosedur Pelaksanaan <i>Software ETAP Powerstation</i>	45
4.4. Analisa Aliran daya	46
4.5. Analisis Perhitungan	54
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	60
5.1. Kesimpulan.....	60
5.2. Saran	61
DAFTAR PUSTAKA	
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

Gambar :

Halaman :

2-1.	Skema Penyaluran Tenaga Listrik Dari Pusat Pembangkit Sampai Ke Pelanggan	6
2-2.	Sistem Jaringan Distribusi Radial	8
2-3.	Sistem Jaringan Distribusi Radial <i>Dengan Tie dan Switch Pemisah</i>	10
2-4.	Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan Phasa Area.....	11
2-5.	Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan Beban Terpusat	12
2-6.	Sistem Jaringan Distribusi <i>Loop</i>	12
2-7.	Sistem Jaringan Distribusi <i>Mesh</i>	13
2-8.	Kapasitor <i>Shunt</i> Yang Dipasang Pada Saluran	15
2-9.	Tampilan Modul Utama <i>Software Etap Powerstation</i>	20
3-1.	Segitiga Daya	22
3-2.	Segitiga Arus	23
3-3.	Faktor Daya <i>Leading</i>	24
3-4.	Faktor Daya <i>Lagging</i>	24
3-5.	Diagram Fasor Arus Dan sudut Daya.....	25
3-6.	Pembahasan Faktor Daya	26
3-7.	Saluran Dengan Beban Terpusat	28
3-8.	Vektor Arus Dan Tegangan Sebelum Dan Sesudah pemasangan Kapasitor	30

3-9.	Profil Arus Pada Penyalang Setelah Dipasang Kapasitor	30
3-10.	Diagram Satu Garis Dan Fasor Diagram Suatu Penyalang Dengan Beban <i>Lagging</i>	31
3-11.	Efek pemasangan Kapasitor Pada Profil Tegangan	34
3-12.	Flowchart Aliran daya <i>Newton Raphson</i>	38
3-13.	Flowchart Pemecahan Masalah Menggunakan <i>Software ETAP Powestation</i>	40
4-1.	<i>Single Line</i> Penyalang Tumpang.....	42
4-2.	Load Flow Dengan Mengguanakan <i>Software ETAP Powestation</i>	45
4-3.	Penempatan Kapasitor 100 kVAR Pada Bus 126 Menggunakan <i>Software ETAP Powestation</i>	49
4-4.	Penempatan Kapasitor 250 kVAR Pada Bus 115 Menggunakan <i>Software ETAP Powestation</i>	50
4-5.	Penempatan Kapasitor 200 kVAR pada bus 105 menggunakan <i>Software ETAP Powestation</i>	50
4-6.	Penempatan Kapasitor 400 kVAR Pada Bus 86 Menggunakan <i>Software ETAP Powestation</i>	51
4-7.	Penempatan Kapasitor 350 kVAR Pada Bus 52 Menggunakan <i>Software ETAP Powestation</i>	51
4-8.	<i>Single Line</i> Penyalang Tumpang Dengan Penempatan Masing-Masing Kapasitor	53

DAFTAR GRAFIK

Grafik :	Halaman :
4-1. Tegangan Tiap-tiap Bus Sebelum, Dan Sesudah penempatan Kapasitor	57
4-2. Perbandingan Rugi-Rugi Daya Aktif Sebelum Dan Sesudah penempatan Kapasitor	58
4-3. Perbandingan Rugi-Rugi Daya Aktif Sebelum Dan Sesudah penempatan Kapasitor	58
4-4. Rugi-Rugi Daya aktif Sebelum Dan Sesudah penempatan Kapasitor	59

DAFTAR TABEL

Tabel :	Halaman :
2-1. Pemilihan Kapasitor Seri dan Kapasitor Shunt.....	17
3.1 Lokasi Optimum Dan Teraan Kapasitor Terhadap Pengurangan Rugi-Rugi Daya.....	31
4-1. Spesifikasi Saluran.....	43
4-2. Data Saluran Penyulang Tumpang	43
4-3. Hasil Perhitungan Pembebatan Penyulang Tumpang	44
4-4. Profil Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor	46
4-5. Rugi-Rugi Daya Sebelum Penempatan Kapasitor	47
4-6. <i>Critical Report</i> Sebelum Penempatan Kapasitor.....	48
4-7. Lokasi Penempatan Dan Kapasitas Kapasitor	52
4-8. Profil Tegangan Sesudah Penempatan Kapasitor	54
4-9. Rugi-Rugi Daya Sesudah Penempatan Kapasitor	55
4-10. Hasil Analisa Dengan Menggunakan <i>Software ETAP Powerstation</i>	56

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang^[1]

Salah satu persyaratan keandalan sistem penyaluran tenaga listrik yang harus dipenuhi untuk pelayanan kepada konsumen adalah kualitas tegangan yang baik dan stabil, karena meskipun kelangsungan catu daya dapat diandalkan, namun belum mungkin untuk mempertahankan tegangan tetap pada berada pada batas yang dijinkan karena tegangan jatuh akan terjadi disemua bagian sistem dan akan berubah dengan adanya perubahan beban.^[1]

Beban sebagaimana besar memiliki faktor daya tertinggal, Seiring dengan meningkatnya beban, daya reaktif yang ada di jaringan akan semakin besar yang dapat mengakibatkan rugi-rugi daya dan jatuh tegangan (*voltage drop*) yang besar yang dapat menyebabkan penurunan tegangan pada ujung saluran dimana konsumen terhubung. Tegangan ujung penerimaan ini akan semakin rendah apabila jarak konsumen ke pusat pelayanan semakin jauh.^[1]

Berdasarkan hubungan tegangan dan daya reaktif tersebut, maka tegangan dapat diperbaiki dengan mengatur aliran daya reaktif. Pemasangan kapasitor pada sistem sistem distribusi daya listrik akan dapat mengkompensasi daya reaktif yang dibutuhkan oleh beban, sehingga arus yang mengalir pada saluran dapat diperkecil. Dengan arus yang lebih kecil maka *losses* menjadi berkurang dan *voltage drop* pada saluran dapat dikurangi sehingga tegangan sistem menjadi lebih baik.^[1]

Pada skripsi ini akan dibahas penyelesaian masalah perbaikan profil tegangan pada sistem distribusi primer dengan mengkompensasi daya reaktif dengan cara penempatan kapasitor yang optimal menggunakan *software ETAP Powerstation*. Optimal disini berarti penempatan yang memberikan rugi-rugi daya minimum dengan tegangan masih berada dalam batas yang direkomendasikan.⁽¹⁾ Hasil yang dicapai diharapkan dapat memberikan perbaikan kualitas sistem pendistribusian tenaga listrik tersebut diantaranya rugi-rugi daya dapat direduksi, profil tegangan yang lebih baik, dan peningkatan kapasitas sistem.

1.2. Rumusan Masalah

Dengan adanya daya reaktif yang dikonsumsi oleh beban menyebabkan rugi-rugi daya dan jatuh tegangan yang besar pada saluran. sehingga mengakibatkan penurunan tegangan pada ujung saluran dimana beban terhubung.. Tegangan ujung penerimaan ini akan semakin rendah apabila jarak konsumen ke pusat pelayanan semakin jauh.

Berdasarkan latar belakang tersebut maka masalah yang timbul yaitu bagaimana mengkompensasi daya reaktif sehingga dapat mengurangi rugi-rugi daya, dan tegangan berada pada batas toleransi.

Sehubungan dengan hal tersebut, maka skripsi ini diberi judul;

**ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN PROFIL
TEGANGAN JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 kV DENGAN
MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWERSTATION DI GL. PAKIS
MALANG**

1.3. Tujuan Pembahasan

Adapun tujuan dalam penulisan skripsi ini adalah untuk perbaikan profil tegangan dan mereduksi rugi-rugi daya pada penyulang Tumpang, dengan cara penempatan kapasitor yang optimal dengan menggunakan *Software ETAP Powerstation*,

1.4. Batasan Masalah

Agar permasalahan mengarah sesuai dengan tujuan, maka pembahasan skripsi dibatasi oleh hal – hal sebagai berikut :

1. Sistem yang akan dianalisa adalah jaringan distribusi primer 20 kV tipe radial di GI. Pakis Malang, penyulang Tumpang.
2. Analisa dilakukan dengan menggunakan *Software ETAP Powerstation*.
3. Analisa dilakukan dengan menganggap sistem tiga fasa dalam keadaan seimbang dan dalam keadaan normal.
4. Analisa dilakukan terhadap beban maksimum yaitu pada saat beban puncak.
5. Analisa terhadap pengaruh penempatan kapasitor terhadap rugi-rugi daya, dan perbaikan profil tegangan.
6. Nilai faktor daya diasumsikan 0.85.

1.5. Metodologi Penelitian

1. Studi Literatur

Yaitu kajian pustaka, dengan mempelajari teori-teori yang terkait melalui literatur yang ada, yang berhubungan dengan pengaruh yang terjadi akibat penggunaan kapasitor shunt.

2. Pengumpulan Data

Bentuk data yang digunakan yaitu:

- a. Data kuantitatif yaitu data yang dapat dihitung atau data yang berbentuk angka-angka.
- b. Data kualitatif yaitu data yang berbentuk diagram. Dalam hal ini adalah *single line diagram* penyulang.

3. Pemodelan

Setelah mendapatkan data, maka disimulasikan dalam *Software ETAP Powerstation*

4. Analisa Data

Menganalisis data yang diperoleh dengan menggunakan *Software ETAP Powerstation*.

5. Kesimpulan

Menarik kesimpulan dari hasil analisa.

1.6. Sistematika Penulisan

Sistematika dari pembahasan di dalam skripsi ini adalah sebagai berikut :

BAB I : PENDAHULUAN

Berisi tentang latar belakang, tujuan, perumusan masalah, metode penelitian yang digunakan, serta sistematika penulisan.

BAB II : SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

Disini akan dibahas masalah sistem jaringan distribusi, daya dalam sistem tenaga listrik dan kapasitor daya.

BAB III : PENGARUH PENEMPATAN KAPASITOR TERHADAP SISTEM KELISTRIKAN

Pada bab ini akan dibahas masalah pengaruh pemasangan kapasitor shunt terhadap sistem distribusi, pebaikan profil tegangan dan pengurangan rugi-rugi daya

BAB IV : HASIL DAN ANALISA HASIL

Pada bab ini berisi data dan analisa hasil simulasi menggunakan *software ETAP Powerstation.*

BAB V : KESIMPULAN

Merupakan bab terakhir yang memuat intisari dari hasil pembahasan, yang berisikan kesimpulan dan saran.

1.7. Kontribusi

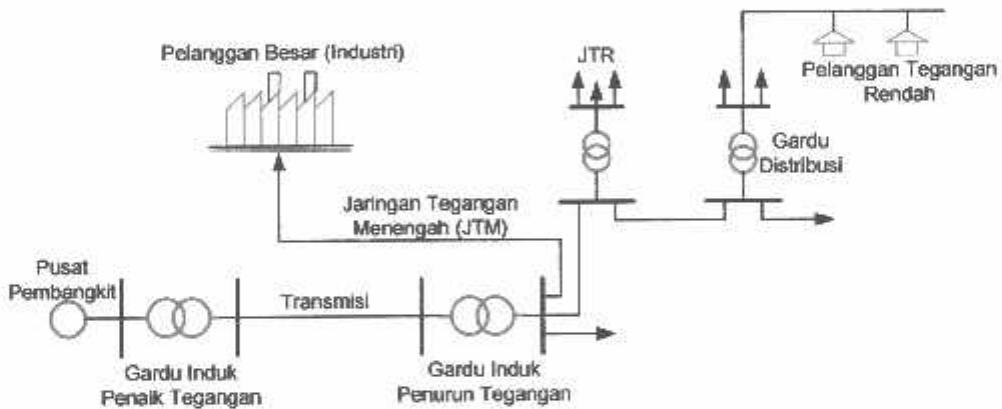
Kontribusi dari skripsi ini adalah dengan menggunakan *Software ETAP Powerstation* penempatan kapasitor pada sistem distribusi primer 20 kV menjadi optimal sehingga dapat mereduksi rugi-rugi daya, dan memperbaiki profil tegangan. dapat diterapkan pemerintah khususnya oleh PT. PLN (Persero), sebagai perusahaan penyedian energi listrik di Indonesia sehingga, memberikan kepuasan pada pelanggan dan keuntungan bagi PLN itu sendiri.

BAB II

SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

2.1. Sistem Distribusi Tenaga Elektrik [2]

Sistem tenaga listrik merupakan suatu sistem terpadu yang terbentuk oleh hubungan-hubungan peralatan dan komponen-komponen listrik. Sistem tenaga listrik ini mempunyai peranan utama untuk menyalurkan energi listrik yang dibangkitkan oleh generator dari pembangkit ke konsumen yang membutuhkan energi listrik.



Gambar 2-1
Skema Penyaluran Tenaga Listrik Dari Pusat Pembangkit Sampai Ke Pelanggan [2]

Jaringan setelah keluar dari G.I. biasa disebut jaringan distribusi. Setelah tenaga listrik disalurkan melalui jaringan distribusi primer maka kemudian tenaga listrik dengan tegangan menengah disalurkan ke industri-industri, atau diturunkan tegangannya dengan gardu-gardu distribusi menjadi dan tegangan rendah untuk disalurkan ke rumah-rumah pelanggan (konsumen).

Dalam pendistribusian tenaga listrik ke konsumen, tegangan yang digunakan bervariasi tergantung dari jenis konsumen yang membutuhkan. Untuk konsumen industri biasanya digunakan tegangan menengah 20 kV, sedangkan untuk konsumen perumahan digunakan tegangan rendah 220/380 Volt, yang merupakan tegangan siap pakai untuk peralatan-peralatan rumah tangga. Dengan demikian maka sistem distribusi tenaga listrik dapat diklasifikasikan menjadi dua bagian sistem yaitu :

1. Sistem distribusi primer (Jaringan Tegangan Menengah)
2. Sistem distribusi sekunder (Jaringan Tegangan Rendah)

Pengklasifikasian sistem distribusi tenaga listrik menjadi dua ini berdasarkan tingkat tegangan distribusinya.

2.1.1. Sistem Distribusi Primer (Jaringan Tegangan Menengah)

Tingkat tegangan yang digunakan pada sistem distribusi primer adalah meliputi tegangan 20 kV, oleh karena itu sistem distribusi ini sering disebut dengan sistem distribusi tegangan menengah.

2.1.2. Sistem Distribusi Sekunder (Jaringan Tegangan Rendah)

Tingkat tegangan yang digunakan pada sistem distribusi sekunder adalah tegangan rendah yaitu 127/ 220 Volt atau 220/ 380 Volt, oleh karena itu sistem distribusi ini sering disebut dengan sistem distribusi tegangan rendah.

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.

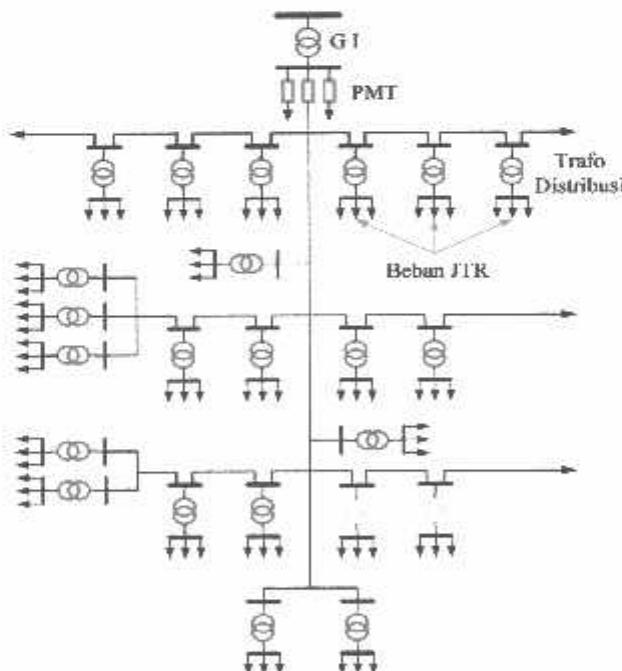
2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik^[2]

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

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

2.2.1. Sistem Jaringan Distribusi Radial^[2]

Bentuk jaringan ini merupakan bentuk dasar yang paling banyak digunakan dan yang paling sederhana. Sistem ini dikatakan radial karena dari kenyataan bahwa jaringan ini ditarik secara radial dari gardu induk ke pusat-pusat beban atau konsumen yang dilayani. Sistem ini terdiri dari saluran utama (*main feeder*) dan saluran cabang (*lateral*) seperti pada Gambar 2-2.



Gambar 2-2
Sistem Jaringan Distribusi Radial^[2]

Pelayanan tenaga listrik untuk suatu daerah beban tertentu dilaksanakan dengan memasang transformator pada jaringan yang sedekat mungkin dengan daerah beban yang dilayani. Untuk daerah beban yang menyimpang jauh dari saluran utama maupun saluran cabang, maka akan ditarik lagi saluran tambahan yang dicabangkan pada saluran tersebut.

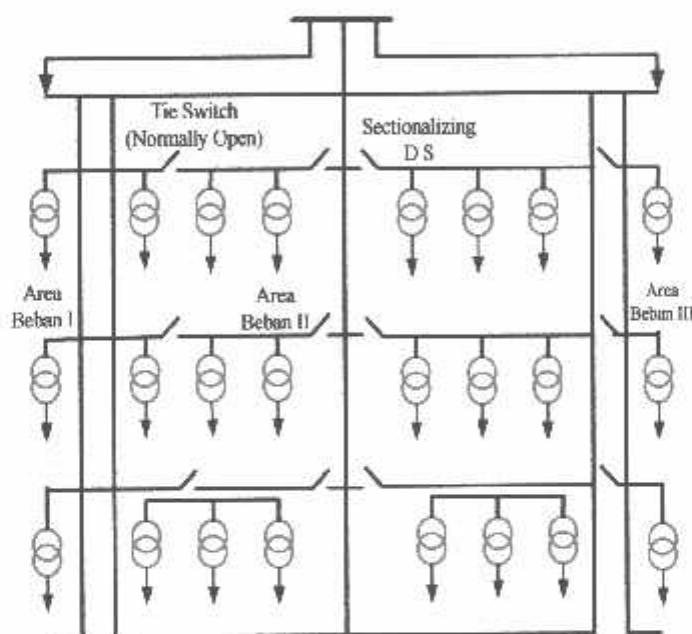
Kelemahan yang dimiliki oleh sistem radial adalah jatuh tegangan yang cukup besar dan bila terjadi gangguan pada sistem akan mengakibatkan jatuhnya sebagian atau bahkan keseluruhan beban sistem.

2.2.1.1. Sistem Radial Pohon

Sistem radial jaringan 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 saluran anak cabang (*sub-lateral feeder*). Ukuran dari masing-masing saluran tergantung dari kerapatan arus yang ada pada sistem. Dari Gambar 2-2, *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

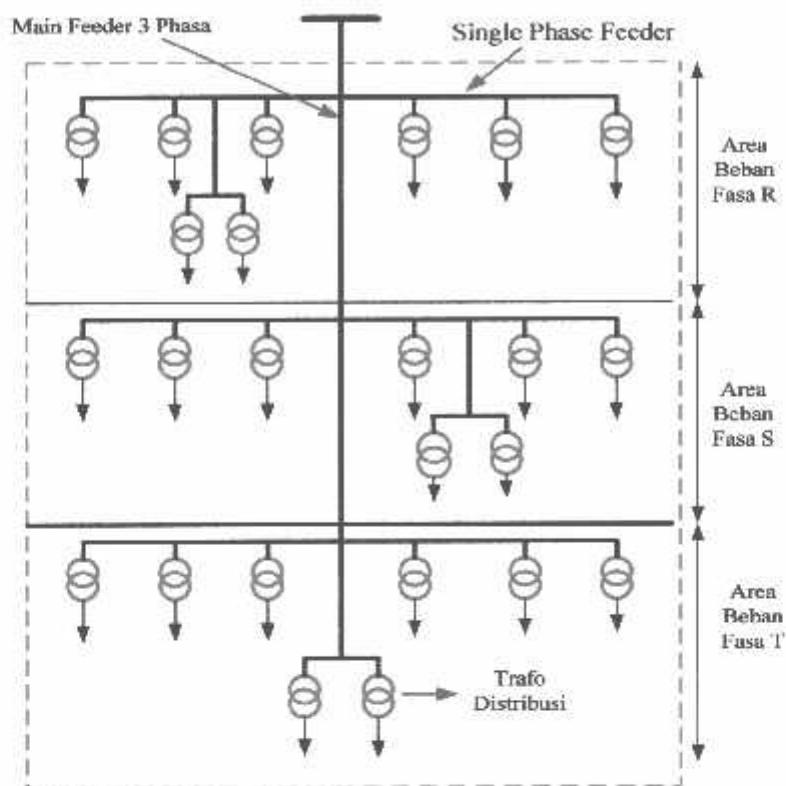
Sistem ini merupakan pengembangan dari sistem radial pohon, untuk meningkatkan keandalan sistem saat terjadinya gangguan maka *feeder* yang terganggu akan dilokalisir sedangkan area yang semula dilayani oleh *feeder* tersebut pelayanannya dialihkan pada *feeder* yang tidak terganggu. Sistem radial dengan *Tie* dan *Switch* pemisah dapat dilihat pada Gambar 2-3.



Gambar 2-3
Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan *Tie* dan *Switch* Pemisah^[2]

2.2.1.3. Sistem Radial dengan Pembagian *Phasa Area*

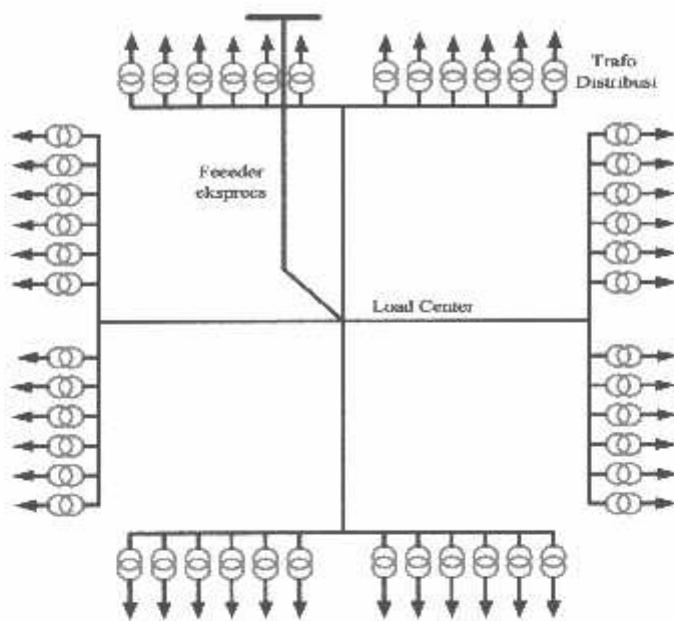
Pada bentuk ini masing-masing fasa dari jaringan bertugas untuk melayani daerah beban yang berlainan. Bentuk ini akan dapat menimbulkan kondisi sistem tiga fasa yang tidak seimbang (simetris), bila digunakan pada daerah beban yang baru dan belum mantap pembagian bebannya. Contoh dari sistem jaringan ini dapat dilihat pada Gambar 2-4.



Gambar 2-4
Jaringan Distribusi Radial Dengan Phasa Area^[2]

2.2.1.4. Sistem Radial Dengan Beban Terpusat

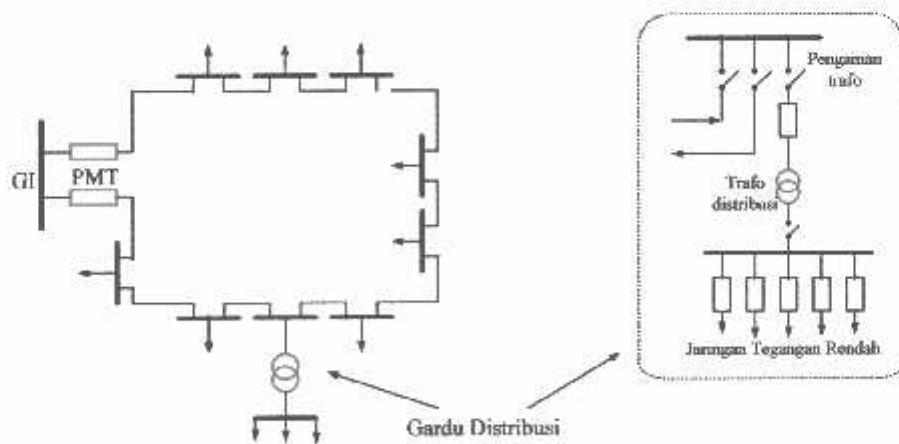
Bentuk dari sistem ini mensuplai daya dengan menggunakan *main feeder* yang disebut *express feeder* langsung ke pusat beban, dan dari titik pusat beban ini dikirim ke beban menggunakan *back feeder* secara radial seperti terlihat pada Gambar 2-5.



Gambar 2-5
Jaringan Distribusi Radial Dengan Beban Terpusat [2]

2.2.2. Sistem Jaringan Distribusi Tertutup (*Loop*)

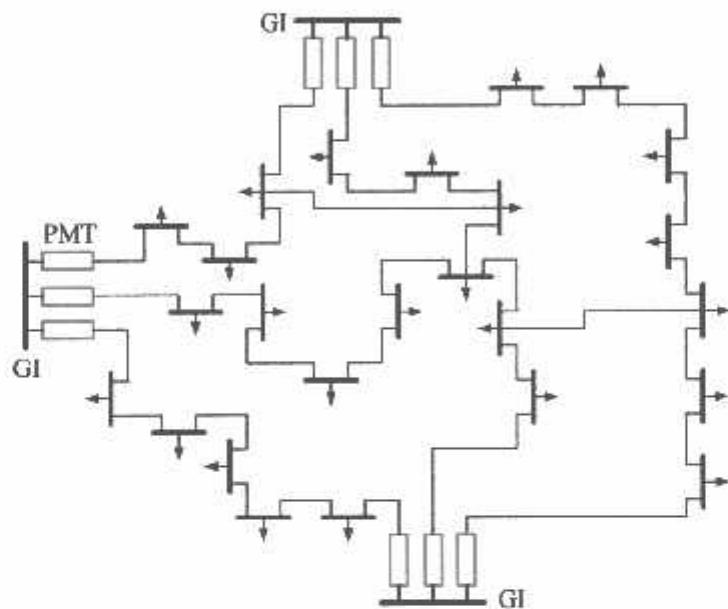
Sistem ini disebut jaringan distribusi *loop* karena saluran primer yang menyalurkan daya sepanjang daerah beban yang dilayani membentuk suatu rangkaian *loop*, seperti terlihat pada Gambar 2-6.



Gambar 2-6
Sistem Jaringan Distribusi *Loop* [2]

2.2.3. Sistem Jaringan Distribusi *Mesh*

Jaringan distribusi *mesh* merupakan jaringan yang strukturnya komplek, dimana kelangsungan penyaluran dan pelayanannya diutamakan. Struktur jaringan ini umumnya digunakan pada jaringan tegangan rendah yang kepadatannya cukup tinggi.



Gambar 2-7
Sistem Jaringan Distribusi *Mesh* ^[2]

2.3. Kapasitor Daya ^[4]

Secara sederhana kapasitor terdiri dari dua buah plat logam yang dipisahkan oleh suatu bahan dielektrik dan kapasitor ini mempunyai sifat menyimpan muatan listrik. Pada beberapa tahun yang lalu kebanyakan kapasitor terbuat dari dua plat aluminium murni yang dipisahkan oleh tiga atau lebih lapisan kertas yang dilapisi oleh bahan kimia. Kapasitor daya telah mengalami perkembangan yang cepat selama 30 tahun terakhir. Karena bahan dielektrik yang digunakan lebih efisien serta teknologi pembuatan kapasitor lebih baik.

2.3.1. Kapasitor seri dan Kapasitor shunt

Kapasitor daya terdiri atas 2 bagian yaitu kapasitor seri dan kapasitor shunt.

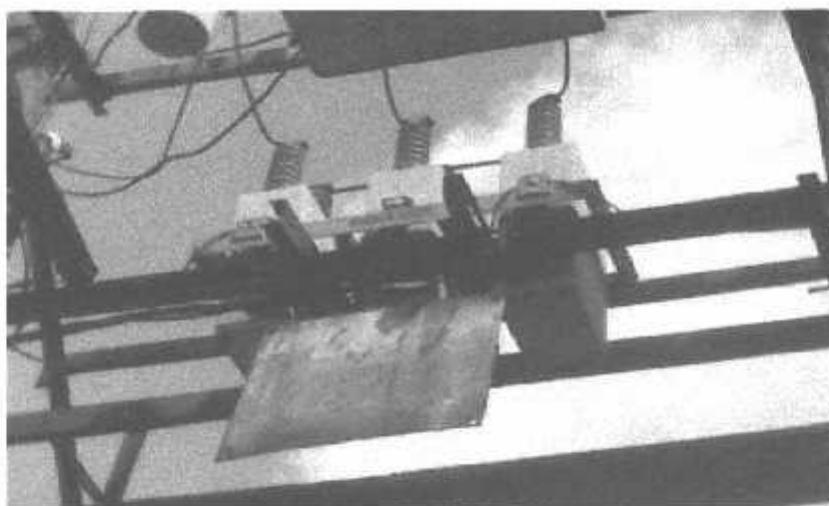
1. Kapasitor seri:

Kapasitor seri adalah kapasitor yang dihubung seri dengan impedansi saluran yang bersangkutan, pemakaiannya amat dibatasi pada saluran distribusi, karena peralatan pengamannya cukup rumit. Jadi secara umum dikatakan biaya untuk pemasangan kapasitor seri lebih mahal daripada biaya pemasangan kapasitor paralel atau biasa disebut kapasitor shunt.

2. Kapasitor Shunt:

Kapasitor shunt adalah kapasitor yang dihubungkan paralel dengan saluran dan secara intensif digunakan pada saluran distribusi. Kapasitor shunt mencatu daya reaktif atau arus yang menentang komponen arus beban induktif.

Dengan dipasangnya kapasitor shunt pada jaringan distribusi akan dapat memperbaiki profil tegangan, memperbaiki faktor daya dan menaikkan kapasitas sistem serta dapat mengurangi rugi saluran. Seperti pada gambar 2-8 menunjukan kapasitor shunt yang terpasang pada saluran



Gambar 2-8
Kapasitor Shunt Yang Dipasang Pada Saluran

Ada dua cara dalam pemakaian kapasitor shunt yaitu:

- Kapasitor Tetap (*fixed capacitor*)
- Kapasitor Saklar (*switched capacitor*)

a. Kapasitor Tetap (*Fixed Capacitor*)

Adalah kapasitor untuk kompensasi daya reaktif yang kapasitasnya tetap dan selalu terpasang dijaringan. Penggunaan kapasitor jenis ini harus memperhatikan kenaikan tegangan yang terjadi pada saat beban ringan agar tidak melebihi tegangan yang ditetapkan

b. Kapasitor Saklar (*Switched Capacitor*)

Adalah kapasitor untuk kompensasi daya reaktif yang dapat dihubungkan dan dilepaskan dari jaringan dan dapat diatur besar kapasitasnya sesuai dengan kondisi beban.

Proses membuka-menutup dari saklar kapasitor shunt dapat dilakukan dengan cara manual maupun dengan cara otomatis. Pengendalian secara manual (Pada lokasi atau lokasi jarak jauh) dapat dilakukan pada G.I. Type yang paling populer adalah pengendalian saklar waktu (*Time-Switch Control*), pengendali tegangan dan pengendali arus.

2.3.2. Faktor-Faktor Pemilihan Kapasitor Seri Dan Kapasitor Shunt^[2]

Dari perjelasan sebelumnya, pemakaian kapasitor seri dan paralel pada sistem tenaga akan menimbulkan daya reaktif untuk memperbaiki faktor daya dan tegangan, karenanya akan menambah kapasitas sistem dan mengurangi kehilangan energi.

Dalam kapasitor seri daya reaktif berbanding lurus dengan kuadrat arus beban, sedangkan pada kapasitor paralel berbanding lurus dengan kuadrat tegangannya. Ada beberapa aspek tertentu yang merupakan kelemahan dari kapasitor seri. Siamping secara umum biaya pemasangan kapasitor seri lebih mahal dari biaya pemasangan kapasitor paralel dan juga daya kapasitor seri didesain lebih besar dari kapasitor paralel, guna menjaga perkembangan beban nantinya.

Faktor-faktor yang mempengaruhi pemilihan kapasitor seri dan *shunt* dapat ditabelkan sebagai berikut :

Tabel 2-1
Pemilihan Kapasitor seri dan kapasitor Shunt

No	Kebutuhan	Kapasitor	
		Seri	Shunt
1	Memperbaiki faktor daya	Kedua	Pertama
2	Memperbaiki tingkat tegangan pada sistem saluran udara dengan faktor daya normal dan rendah	Pertama	Kedua
3	Memperbaiki tingkat tegangan pada sistem saluran udara dengan faktor daya yang tinggi	Tidak Dipakai	Pertama
4	Memperbaiki tingkat tegangan pada sistem saluran bawah tanah dengan faktor daya yang tinggi	Tidak Dipakai	Tidak Dipakai
5	Memperbaiki tingkat tegangan pada sistem saluran bawah tanah dengan faktor daya normal dan rendah	Pertama	Tidak Dipakai
6	Mengurangi rugi-rugi saluran	Kedua	Pertama
7	Mengurangi fluktuasi tegangan	Pertama	Tidak Dipakai

Sumber : Hasan Basri, "Sistem Distribusi Tenaga Listrik".

2.4. Daya Pada Sistem Tenaga

Daya merupakan banyaknya perubahan tenaga terhadap waktu dalam besaran tegangan dan arus. Satuan daya adalah Watt. Daya dalam Watt yang diserap oleh suatu beban pada setiap saat adalah hasil kali jauh tegangan sesaatdiantara beban dalam Volt dengan arus sesaat yang mengalir dalam beban tersebut dalam amper. Guna keperluan analisa, daya dalam sirkuit arus bolak balik dirinci lagi sesuai type dari daya tersebut.

2.4.1. Daya Aktif

Daya nyata dinyatakan dalam persamaan :

$$P = |V| |I| \cos \theta \quad \dots \dots \dots \quad (2.1)$$

Dimana: V dan I adalah nilai efektifnya.

P adalah daya rata-rata yang juga disebut daya aktif

Daya nyata untuk beban 3 fasa seimbang

$$P = \sqrt{3} |V_{jala-jala}| |I_{jala-jala}| \cos \theta \dots \quad (2.2)$$

Dimana $V_{jala-jala}$ tegangan jala efektif dan $I_{jala-jala}$ arus jala efektif.

2.4.2. Daya Reaktif (*Reactive Power*)

Daya reaktif adalah daya yang timbul karena adanya pembentukan medan magnet pada beban-beban induktif (VAR).

Daya reaktif dinyatakan dalam persamaan :

$$Q = |V| |I| \sin \theta \quad \dots \dots \dots \quad (2.3)$$

Daya reaktif untuk beban 3 fasa seimbang :

$$Q = \sqrt{3} |V_{jala-jala}| |I_{jala-jala}| \sin \theta \dots \quad (2.4)$$

2.4.3. Daya Semu (*Apparent Power*)

Daya semu dinyatakan dalam persamaan :

Daya semu untuk beban 3 fasa seimbang :

2.5. Software Etap Powerstation

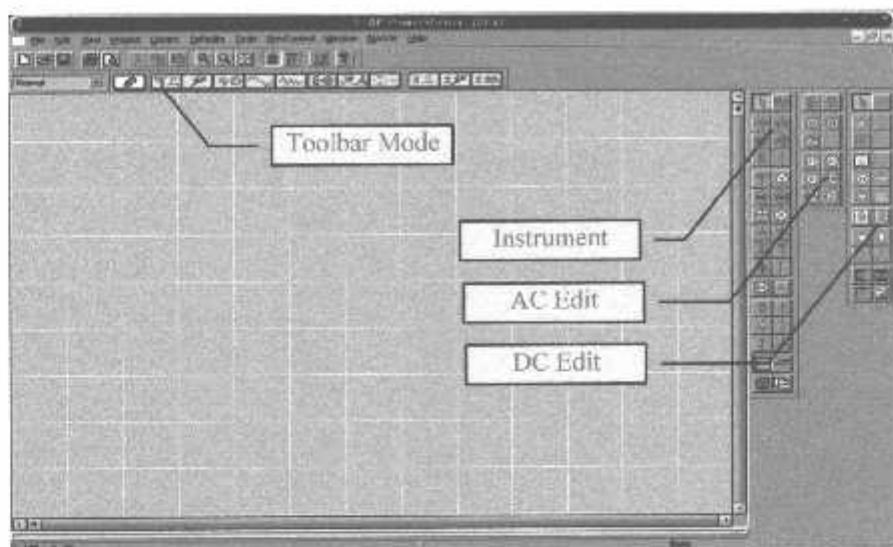
ETAP *Power Station* 4.0.0 merupakan program untuk menganalisa kondisi transien suatu sistem kelistrikan. ETAP *Power Station* memungkinkan antar muka secara grafis dan komputasi yang sempurna dan secara langsung kita dapat menggambar *single line diagram*. Program ini didesain berdasarkan 2 konsep, yaitu:

- Operasi Nyata Secara Virtual (*Virtual Reality Operation*)

Pengoperasian program mirip dengan pengoperasian listrik secara nyata. Seperti ketika menutup atau membuka CB, membuat suatu elemen keluar dari rangkaian, mengganti status operasi motor dan lain sebagainya. ETAP *PowerStation* memiliki konsep-konsep baru dalam menentukan koordinasi peralatan pengaman secara langsung dari *single line diagram*.

- Data Gabungan Total (*Total Integration of Data*)

ETAP *Power Station* menggabungkan konsep elektrik, logika, mekanik dan fisik dari suatu elemen sistem dalam database yang sama. Sebagai contoh: sebuah kabel, tidak hanya terdiri dari data sifat-sifat listrik dan dimensi fisik, tetapi juga informasi yang mengindikasikan jalur yang dilalui. Gabungan data-data ini menentukan konsistensi sistem secara keseluruhan dan menghindarkan dari pemasukan data yang berulang-ulang untuk element yang sama.



Gambar 2-9.
Tampilan Modul Utama Software *ETAP Powerstation*

Dalam Gambar 2-9, terdapat *toolbar AC Edit*, *DC Edit* dan *Instrument* yang merupakan kumpulan dari alat-alat ukur. *AC Edit* digunakan untuk menggambar jaringan AC, *DC Edit* digunakan untuk menggambar rangkaian DC. Dimana setiap kelompok *tools* tersebut terdapat bus, kabel, CB, fuse, beban dan lain sebagainya. Mode Toolbar digunakan untuk me-running program. Analisa yang dapat dilakukan antara lain adalah analisa aliran daya, hubung singkat, motor *starting*, harmonisa, stabilitas transient, koordinasi relay dan lain sebagainya. Komponen diletakan pada modul dengan cara *click* kiri sekali pada salah satu *tool* yang diinginkan, lalu diletakkan pada modul dengan *click* kiri. Kemudian melakukan pengisian data dengan cara *double click* salah satu peralatan yang ada di modul yang telah dipilih untuk pengisian data parameter maupun keterangan secara lengkap.

BAB III

PENGARUH PEMASANGAN KAPASITOR SHUNT TERHADAP SISTEM DISTRIBUSI

3.1. Faktor Daya^[2]

Pada sebagian besar peralatan mengandung dua unsur / jenis beban yaitu beban resistif dan beban reaktif. Dalam hal ini maka akan membutuhkan pula komponen arus I_R (arus beban resistif) dan arus I_X (arus beban reaktif), kedua komponen arus tersebut adalah :

1. Arus aktif adalah arus yang mengalir pada beban yang bersifat resistif. Biasa dikonversikan ke dalam bentuk energi panas atau cahaya. Daya yang diserap dari beban ini adalah daya nyata dengan satuan Watt, Kilo Watt, dsb.
2. Arus reaktif adalah arus yang mengalir pada beban yang bersifat induktif. Fungsi dari arus untuk menghasilkan fluks dalam pengoperasian peralatan elektromagnetis (misalnya : transformator, motor induksi, magnet listrik (*electromagnet*) dan sebagainya. Tanpa arus ini maka tidak ada arus magnetisasi sehingga energi tidak dapat mengalir melalui trafo atau menembus celah udara pada motor induksi.

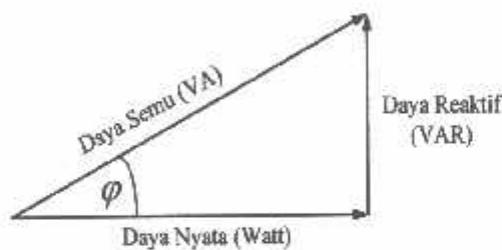
Setiap pemakaian daya reaktif akan menyebabkan turunnya faktor daya yang menyebabkan memburuknya karakteristik kerja peralatan-peralatan sistem pada umumnya, baik dari segi teknik operasional maupun segi ekonomisnya.

Faktor daya adalah perbandingan antara daya nyata dan daya semu.

$$\text{Faktor Daya} = \frac{\text{Daya Nyata (kW)}}{\text{Daya Semu (kVA)}} \dots \dots \dots (3.1)$$

Untuk daya semu sendiri dibentuk oleh dua komponen daya nyata (kW) dan daya reaktif (kVAR).

Hubungan ini dapat digambarkan sebagai berikut :



Gambar 3-1
Segitiga Daya [3]

$$\text{Dengan faktor daya} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \dots \dots \dots (3.2)$$

$$P = \text{daya nyata (kW)}$$

$$= V \cdot I \cdot \cos \varphi \dots \dots \dots (3.3)$$

$$Q = \text{daya reaktif (kvar)}$$

$$= V \cdot I \cdot \sin \varphi \dots \dots \dots (3.4)$$

$$S = \text{daya semu (VA)}$$

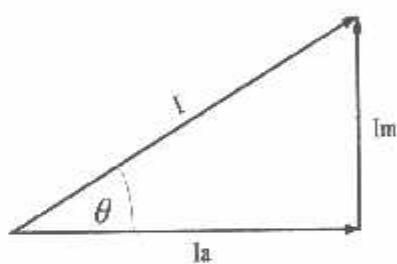
$$= V \cdot I \dots \dots \dots (3.5)$$

$$\varphi = \text{sudut phase}$$

Suatu beban akan membutuhkan suplai daya aktif jika beban tersebut bersifat resistif dan suatu beban membutuhkan suplai daya reaktif jika beban tersebut bersifat induktif. Jadi faktor daya dapat dilihat dari hubungan antara arus aktif, arus magnetisasi dan arus total.

- Arus nyata (I_a) adalah arus pada beban dan biasanya diubah ke dalam energi panas.
- Arus magnetisasi (I_m) adalah arus yang mengalir pada beban yang biasanya menimbulkan medan magnet.
- Arus total (I) adalah arus yang mengalir pada jaringan dan merupakan penjumlahan vektor dari arus nyata dan arus magnetisasi.

Dalam bentuk hubungan tersebut digambarkan sebagai berikut :



Gambar 3-2
Segitiga Arus^[3]

Beberapa sebab sistem distribusi mempunyai faktor daya yang rendah, yaitu :

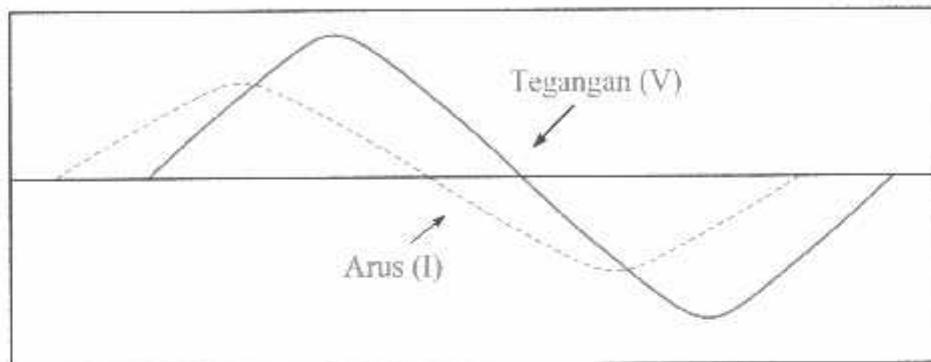
- Banyaknya pemakaian motor asinkron terutama pada industri.
- Makin meningkatnya pemakaian lampu TL untuk penerangan.
- Pemakaian alat pemanas induksi.

Menurunnya faktor daya berarti mengecilnya perbandingan antara daya nyata dengan daya semu.

3.1.1. Faktor daya “Leading”

Apabila arus mendahului tegangan, maka faktor daya itu dikatakan *leading*.

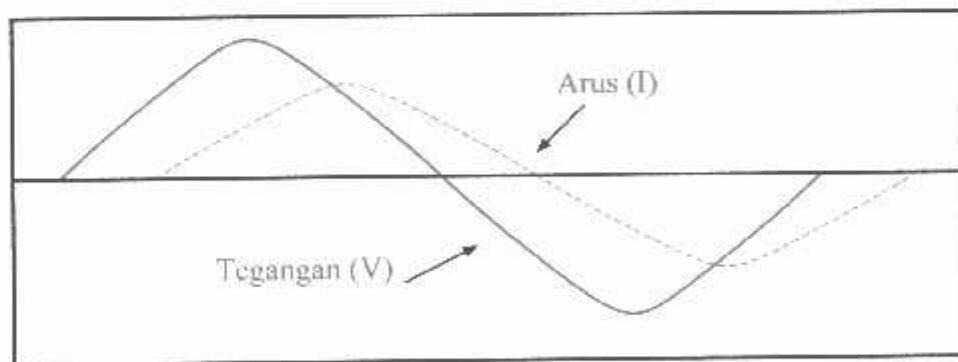
Faktor daya *leading* ini terjadi apabila bebannya bersifat kapasitif, seperti kapasitor.



Gambar 3-3
Faktor Daya “Leading”

3.1.2. Faktor Daya “Lagging”

Apabila arus tertinggal dari tegangan, maka faktor daya itu dikatakan *lagging*. Faktor daya *lagging* ini terjadi apabila bebannya induktif, seperti motor induksi (AC) dan transformator.

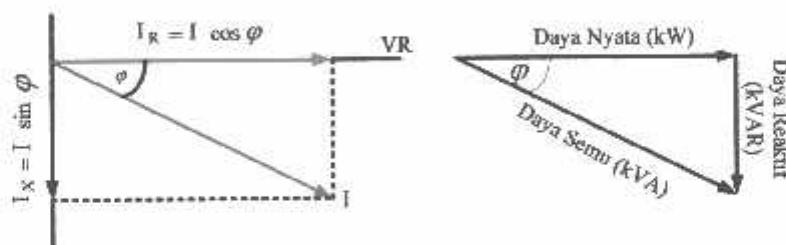


Gambar 3-4
Faktor Daya “Lagging”

3.2. Sumber Daya Reaktif Untuk Perbaikan Faktor Daya [2]

Pada umumnya beban berupa beban induktif dengan faktor daya 80% mengikuti.^[4] Seperti yang terlihat dalam Gambar 3-5. cosinus dari sudut yang dibentuk antara arus dan tegangan terima (V_t) dikenal sebagai faktor daya. (*power factor*).

Bila komponen arus I yang sefasa dan tidak sefasa masing-masing dikalikan dengan tegangan terima maka didapat hubungan antara daya aktif (P), daya reaktif (Q) dan daya semu (S) atau *apparent power*.



Gambar 3-5
Diagram Fasor Arus Dan Sudut Daya [2]

Penjumlahan secara vektor dari arus aktif dan reaktif menghasilkan arus total yang dapat dinyatakan dengan persamaan:

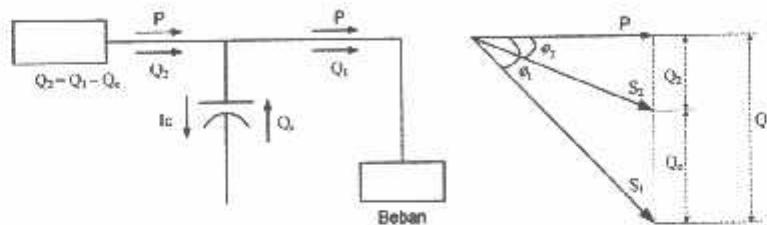
$$\text{Arus aktif } I = \sqrt{(\text{arus aktif})^2 + (\text{arus reaktif})^2}$$
$$I = \sqrt{(I \cos \phi)^2 + (I \sin \phi)^2} \quad \dots \dots \dots (3.6)$$

Pada suatu tegangan V , daya aktif, daya reaktif dan daya semu adalah sebanding dengan arus, dimana hubungannya dapat dinyatakan sebagai berikut:

Daya semu (kVA)

$$(\text{kVA }) = \sqrt{(\text{Daya aktif})^2 + (\text{Daya reaktif})^2}$$
$$(VI) = \sqrt{(VI \text{ Cos}\phi)^2 + (VI \text{ Sin}\phi)^2} \quad \dots \dots \dots (3.7)$$

Pada gambar 3-6 digambarkan bagaimana cara mengoreksi faktor daya dari sistem. Dari gambar ini dapat dilihat bahwa kapasitor berperan sebagai sumber daya reaktif kapasitif, yang akan menekan/mengkompensasi daya reaktif dari beban.



Gambar 3-6
Perbaikan Faktor Daya [4]

Misalkan beban dengan daya aktifnya adalah P (kW) dan daya reaktifnya Q (kVAR) dan daya semunya S_1 (kVA) maka faktor dayanya adalah

$$\cos \varphi_1 = \frac{P}{S_1} \quad \text{Atau}$$

$$\cos \varphi_1 = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q_1^2}} \quad \dots \dots \dots \quad (3.8)$$

Bila suatu kapasitor Q_c kvar dipasang pada beban, faktor daya dapat diperbaiki dari $\cos \varphi_1$ menjadi $\cos \varphi_2$ dimana: $\cos \varphi_2 = \frac{P}{S_2}$

$$\cos \varphi_2 = \frac{P}{\sqrt{P^2 + (Q_1 - Q_c)^2}} \quad \dots \dots \dots \quad (3.9)$$

$$\text{Atau } \cos \varphi_2 = \frac{P}{\sqrt{(P^2 + Q_2^2)}} \quad \dots \dots \dots \quad (3.10)$$

Dari persamaan-persamaan tersebut dapat disimpulkan daya semu dan daya reaktif berkurang dari S_1 (kVA) ke S_2 (kVA) dan dari Q_1 (kvar) ke Q_2 (kvar) sehingga kapasitas beban akan meningkat.

3.3. Penentuan Rating Kapasitor Untuk Perbaikan Faktor Daya^[4]

Perbaikan faktor daya pada umumnya adalah penambahan komponen kapasitor sebagai pembangkit daya reaktif yang memungkinkan mensuplai kebutuhan kVAR untuk beban-beban induktif. Penambahan kapasitor anatra lain untuk memenuhi tiga fungsi utama, yaitu :

1. Mereduksi rugi-rugi daya
 2. Memperbaiki profil tegangan.
 3. Meningkatkan kapasitas sistem

.Dari hubungan fasor diagram daya aktif dan reaktif dapat ditulis beberapa persamaan matematis sebagai berikut:

$$\cos \phi = \frac{\text{Daya aktif}}{\text{Daya semu}} = \frac{(kW)}{(kVA)} \quad \dots \dots \dots \quad (3.11)$$

$$\sin \varphi = \frac{\text{Daya reaktif}}{\text{Daya semu}} = \frac{(kVAR)}{(kVA)} \quad \dots \dots \dots \quad (3.12)$$

$$\tan \varphi = \frac{\text{Daya reaktif}}{\text{Daya aktif}} = \frac{(kVAr)}{(kW)} \quad \dots \dots \dots \quad (3.13)$$

Daya reaktif pada faktor daya mula-mula = Daya aktif x Tan ϕ

Daya reaktif pada faktor daya baru = Daya aktif x Tan φ_2

Dengan φ_1 = sudut dari faktor daya mula-mula

ϕ_2 = sudut dari faktor daya yang telah diperbaiki

Rating kapasitor yang dibutuhkan perbaikan faktor daya:

$$\begin{aligned}\text{Daya reaktif (kvar)} &= \text{Daya aktif} \times (\tan \phi_1 - \phi_2) \\ &= (\text{kW}) \times (\tan \phi_1 - \phi_2) \dots \dots \dots \quad (3.16)\end{aligned}$$

Untuk penyederhanaan ($\tan \phi_1 - \tan \phi_2$) sering ditulis $\Delta \tan$, yang merupakan suatu faktor pengali untuk menentukan daya reaktif.

$$\begin{aligned}\text{Daya reaktif (kvar)} &= \text{Daya aktif} \times \Delta \tan \\ &= (\text{kW}) \times \Delta \tan \dots \dots \dots \quad (3.17)\end{aligned}$$

Atau dengan menggunakan faktor pengali.

$$Q_c = P \times f_p$$

Dengan Q_c = Besarnya nilai kapasitor yang akan dipasang (kV λ R)

P = Daya aktif (kW)

f_p = faktor pengali

3.4. Pengurangan Rugi Daya Dengan Kapasitor Shunt^[2]

Rugi-rugi saluran perfasa dari saluran 3 fasa seimbang dengan beban terpusat adalah $I^2(R+jX)$ atau dapat dibedakan menjadi:

$$\text{Rugi daya aktif } (I^2R) = (I_R^2 + I_X^2) R \dots \dots \dots \quad (3.18)$$

$$\text{Rugi daya reaktif } (I^2X) = (I_R^2 + I_X^2) X \dots \dots \dots \quad (3.19)$$

Dimana: I_R adalah komponen arus aktif

I_X adalah komponen arus reaktif



Gambar 3-7
Saluran Dengan Beban Terpusat^[2]

Rugi daya (I^2R) dapat dibagi menjadi dua komponen yaitu komponen arus aktif dan komponen arus reaktif. Rugi daya karena komponen arus aktif tidak akan mempengaruhi penempatan kapasitor shunt pada saluran, hal ini dapat dijelaskan sebagai berikut:

Diasumsikan bahwa rugi daya (I^2R) disebabkan oleh arus saluran (*lagging*) I , yang mengalir pada resistansi R , sehingga:

$$I^2R = (I \cos \theta)^2R + (I \sin \theta)^2R \quad \dots \dots \dots (3.20)$$

Setelah dipasang kapasitor shunt dengan arus I_C , didapat arus saluran baru I_L , dan rugi daya sebagai berikut:

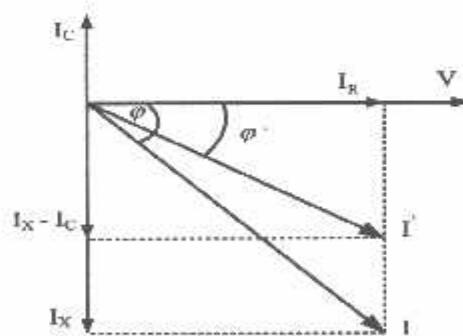
$$I_L^2R = (I \cos \theta)^2R + (I \sin \theta - I_C)^2R \quad \dots \dots \dots (3.21)$$

Sehingga pengurangan rugi daya sebagai akibat pemasangan kapasitor didapat:

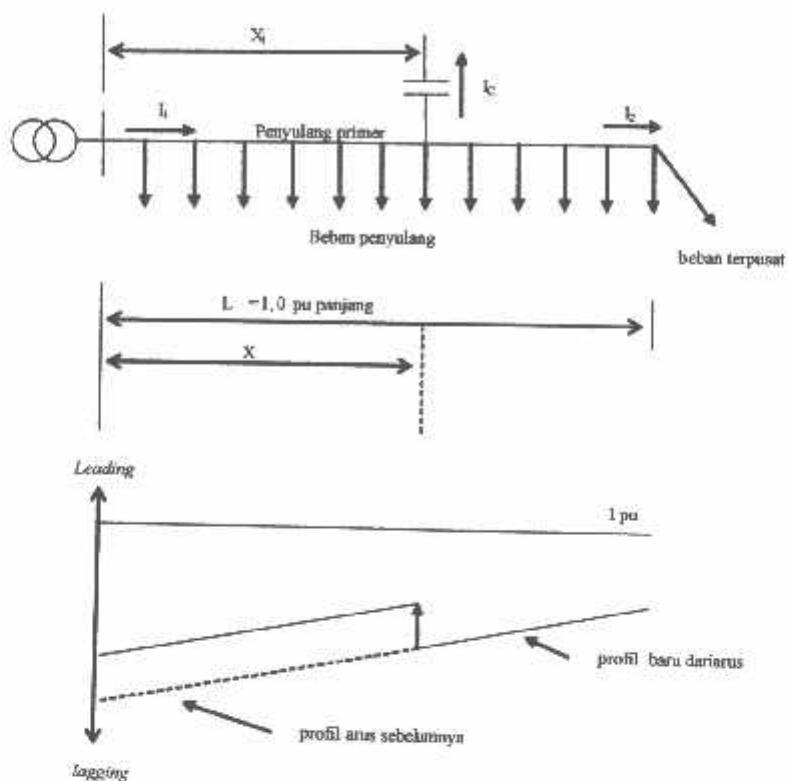
$$\begin{aligned} \Delta P_{LS} &= I^2R - I_L^2R \\ &= (I \cos \theta)^2R + (I \sin \theta)^2R - (I \cos \theta)^2R + (I \sin \theta - I_C)^2R \\ &= 2(I \sin \theta) I_C R - I_C^2 R \quad \dots \dots \dots (3.22) \end{aligned}$$

Pengurangan rugi daya saluran 3 fasa adalah:

$$\Delta P_{LS} = 3R (2 (I \sin \theta) I_C - I_C^2) \text{ Watt} \quad \dots \dots \dots (3.23)$$



Gambar 3-8
Vektor Arus Dan Tegangan Sebelum Dan Setelah Pemasangan Kapasitor ^[2]



Gambar 3-9
Profil Arus Pada Penyulang Setelah Dipasang Kapasitor [4]

Pada tabel dibawah diberikan lokasi optimum dari penempatan kapasitor dengan besar prosentase kapasitor terhadap besar beban reaktif pada saluran dan pengurangan rugi daya dalam bentuk prosen. Lokasi optimum merupakan letak kapasitor diukur dari titik awal panjang saluran yang dihitung.

Bila c didefinisikan sebagai perbandingan antara kilo Volt Amper Raktif kapasitif (kVAR) dari beban reaktif total, maka c adalah

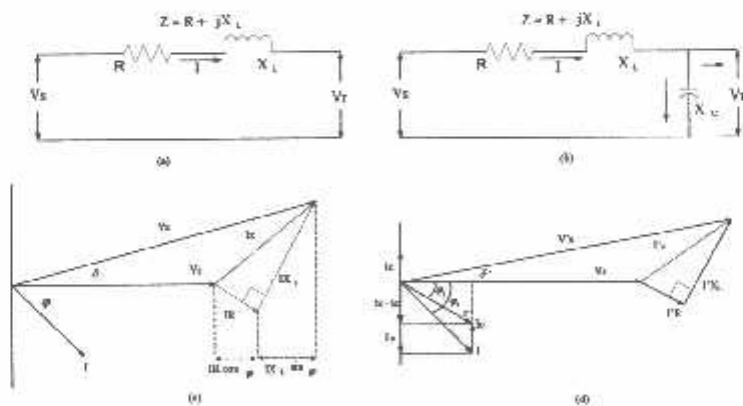
$$c = \frac{\text{kVAR dari kapasitor yang dipasang}}{\text{beban reaktif}}$$

Tabel 3-1
Lokasi Optimum Dan Teraan Kapasitor Terhadap Pengurangan
Rugi-Rugi Daya^[4]

Teraan kapasitor c (%)	Lokasi optimum (%)	Pengurangan rugi-rugi (%)
10	95	27
20	90	49
30	85	65
40	80	77
50	75	84
60	70	88
70	65	89
80	60	86
90	55	82
100	50	75

3.5. Pemasangan Kapasitor Shunt Untuk Perbaikan Tegangan^[2]

Pemakaian kapasitor shunt dalam sistem tenaga listrik selain untuk perbaikan faktor daya juga bertujuan perbaikan profil tegangan. Dan secara vektoris dapat digambarkan sebagai berikut :



Gambar 3-10
Diagram Satu Garis Dan Fasor Digram Suatu Penyalang Dengan Faktor Daya
Beban Lagging. (a) & (c) Sebelum Penempatan Kapasitor. (b)&(d) Setelah
Pemasangan kapasitor Shunt Pada Jaringan^[4]

Jatuh tegangan pada feeder sebelum dipasang kapasitor shunt, dapat dihitung sebagai berikut :

Sebelum pemasangan kapasitor :

$$\delta V = IR \cos \varphi + IX_L \sin \varphi \quad \dots \dots \dots \quad (3.24)$$

Atau dapat dinyatakan

$$\delta V = (I \cos \varphi)R + (I \sin \varphi)X_L$$

$$\delta V = I_R \cdot R + I_x \cdot X_L \quad \dots \dots \dots \quad (3.25)$$

Dimana :

R = tahanan total dari feeder, dalam ohm

X_L = reaktansi total dari feeder, dalam ohm

I_R = komponen arus aktif

I_x = komponen arus reaktif

Bila kapasitor dipasang pada ujung penerima dari saluran maka jatuh tegangan setelah kapasitor dipasang adalah:

$$\delta V = I_R \cdot R + I_x \cdot X_L - I_C \cdot X_L \quad \dots \dots \dots \quad (3.26)$$

3.5.1. Hubungan Letak Penempatan kapasitor Terhadap Kenaikan Tegangan [4]

Letak dari penempatan kapasitor sangat berperan terhadap besar kenaikan tegangan pada saluran. Perbedaan perhitungan jatuh tegangan dari pers. (3.25) dan pers. (3.26) adalah naiknya tegangan setelah dipasangnya kapasitor dan besarnya kenaikan tegangan dapat ditentukan dalam persamaan:

$$(\delta V_C) = I_C \cdot X_L \quad \dots \dots \dots \quad (3.27)$$

Kenaikan dalam prosen adalah:

$$(\delta V_c)\% = \left(\frac{\delta V_c}{V_f} \right) \times 100\% \quad (3.28)$$
$$(\delta V_c)\% = \frac{X_L \cdot I_c}{V_f} \times 100\% \quad (3.28)$$

Dimana:

I_c = arus kapasitor dalam amper

V_f = tegangan fasa dalam Volt

Bila daya kapasitor adalah Q_c maka didapat hubungan $Q_c = \sqrt{3} \cdot I_c \cdot V$

Untuk hubungan delta. $Q_c = \sqrt{3} (\sqrt{3} \cdot I_c) \cdot V = 3I_c \cdot V$ sedangkan untuk hubungan bintang $Q_c = \sqrt{3} I_c \cdot V$

Umumnya, rangkaian kapasitor lebih banyak menggunakan hubungan bintang [4]

$$I_c = \frac{Q_c}{\sqrt{3} \cdot V} \text{ Amp} \quad (3.29)$$

Bila pers.(3.19) disubtitusikan kedalam pers.(3.18) maka didapat:

$$(\delta V_c)\% = \frac{X_L \cdot Q_c}{\sqrt{3} \cdot V \cdot 1000 \cdot V_f} \cdot 100\% \quad (3.30)$$

$$\delta V\% = \frac{X_L Q_c}{10V^2} \% \quad (3.31)$$

$$\text{Atau } (\delta V_c)\% = \frac{L \cdot x \cdot Q_c}{10V^2} \% \quad (3.32)$$

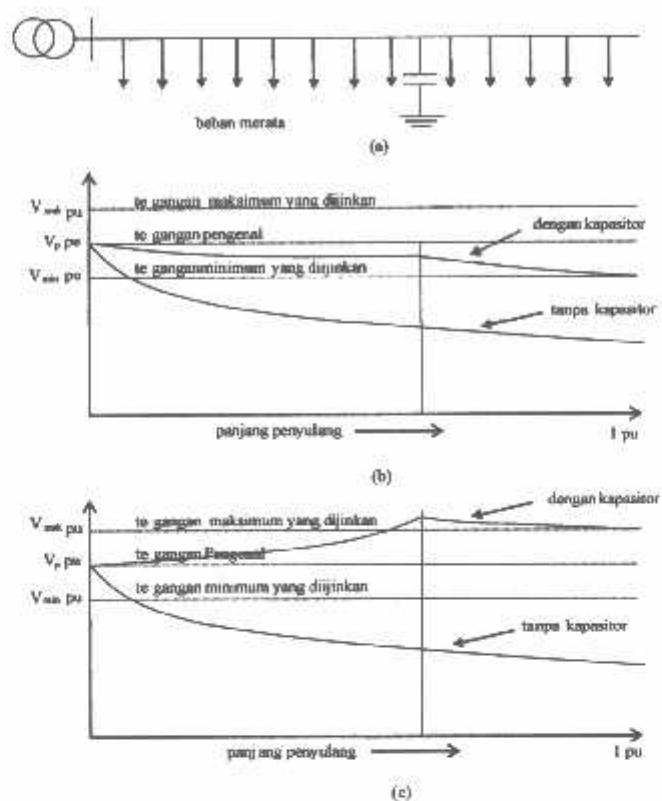
Dimana: Q_c = daya kapsitor dalam kVAR

X_L = reaktansi saluran, dari sumber sampai lokasi kapasitor dalam ohm

x = reaktansi saluran/km/fasa dalam ohm/km per fasa.

L = jarak lokasi kapasitor, diukur mulai dari titik sumber, dalam km

V = tegangan feeder.



Gambar 3-11
Efek Pemasangan Kapasitor Pada Profil Tegangan [4]
(a) Beban Merata Pada Sepanjang Saluran. (b) Keadaan Beban Penuh.
(c) Keadaan Beban Ringan

Dari gambar diatas maka dapat diketahui bahwa semakin jauh beban dari sumber maka, regangan akan semakin rendah. Tetapi dengan penempatan kapasitor maka tegangan akan mendapat perbaikan.

3.6. Metode Newton Raphson [6]

Secara matematis persamaan aliran daya *Newton Raphson* dapat diselesaikan dengan menggunakan koordinat rektangular, 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 :

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots \quad (3.33)$$

Injeksi daya pada simpul p adalah :

$$S_p = P_p - jQ_p = V_p^* \cdot I_p \dots \quad (3.34)$$

$$= V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots \quad (3.35)$$

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 dituliskan :

$$P_p - jQ_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| e^{j(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq})} \dots \quad (3.36)$$

Dengan memisahkan bagian riil dan bagian imajiner maka diperoleh :

$$P_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \cos(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots \quad (3.37)$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \sin(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots \quad (3.38)$$

Kedua persamaan diatas akan menghasilkan suatu kumpulan persamaan serempak (simultan) yang tidak linier untuk setiap simpul sistem tenaga listrik. Untuk mengetahui magnitude tegangan (V) dan sudut fasa (δ) disetiap simpul dapat

disclesaikan dengan menggunakan persamaan (3.37) dan (3.38) yang dilinierkan dengan metode Newton Raphson yang dapat dilihat dari persamaan dibawah ini :

$$\begin{bmatrix} \Delta p \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad \dots \quad (3.39)$$

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

ΔV = Vektor koreksi magnitude tegangan

H, I, M, N merupakan elemen-elemen off diagonal dari sub matriks Jacobian yang dibentuk dengan mendefinisikan persamaan (3.37) dan (3.38), dimana :

$$H_{pq} = \frac{\partial P_p}{\partial \delta_q}$$

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

Persamaan (3.39) diselesaikan untuk menghitung vektor koreksi magnitude tegangan $\Delta(|V|)$ dan sudut fasa tegangan ($\Delta\delta$) yang baru. Sehingga diperoleh harga magnitude tegangan dan sudut fasa yang baru, yaitu :

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

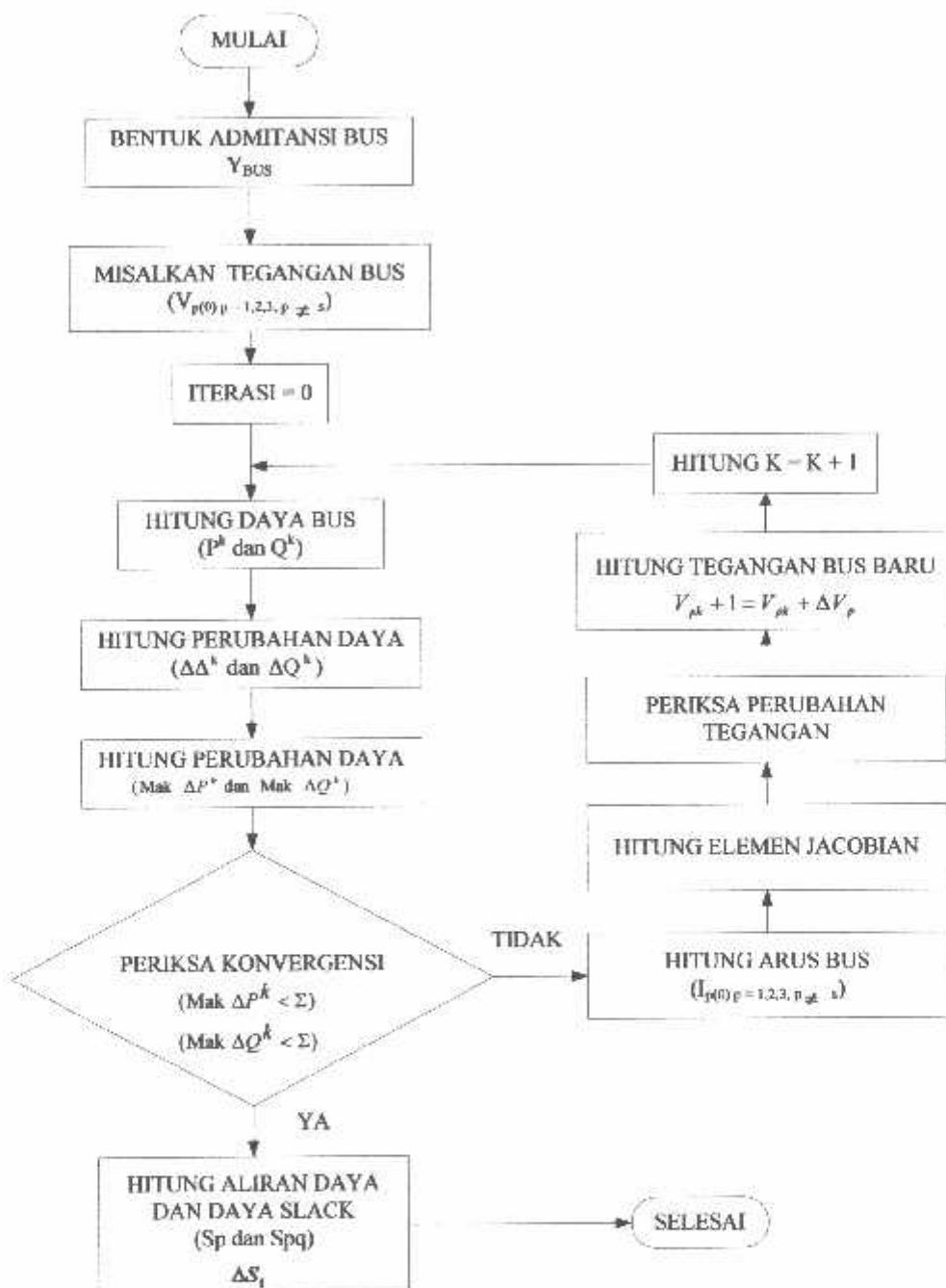
$$\delta^{k+1} = \delta^k + \Delta\delta^k$$

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 Jacobian dengan menggunakan nilai-nilai perkiraan atau yang ditentukan dari besar dan sudut tegangan dalam persamaan untuk turunan parsial yang ditentukan dengan differensiasi persamaan (3.5) dan (3.6).
4. Balikkan Jacobian itu dan hitung korksi-korksi 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.

3.7. Flowchart Aliran Daya Metode Newton Raphson

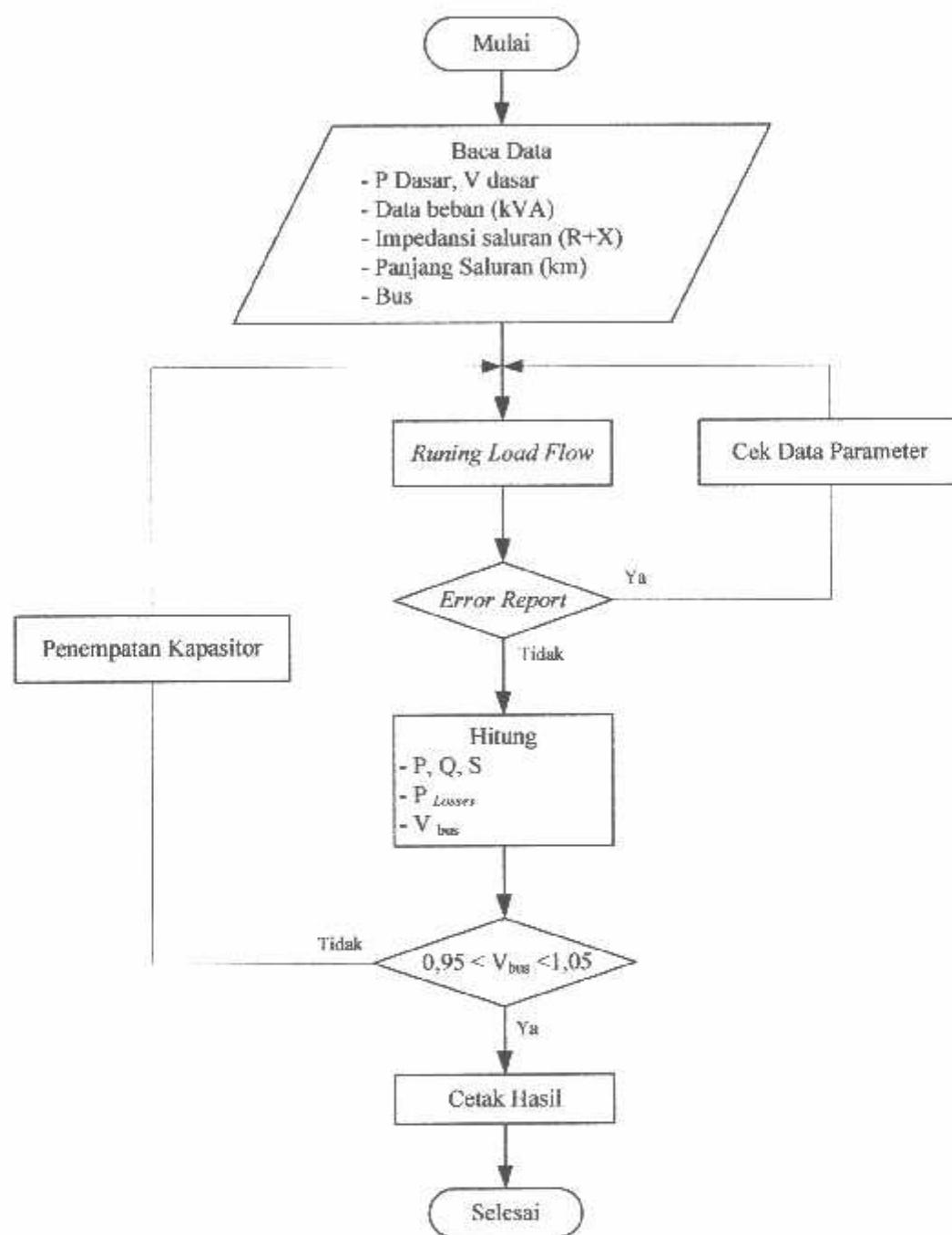


Gambar 3-12.
Flowchart Aliran Daya Metode Newton Raphson

3.8. Algoritma Pemecahan Masalah

1. Mulai.
2. Baca data : Daya dasar, Tegangan dasar, data beban (kVA), Impedansi saluran ($R+jX$), panjang saluran (km), *Bus*.
3. Melakukan proses *load flow*.
4. Mengecek apakah terjadi *error report*?
 - a. Bila “Ya” : Cek data parameter.
 - b. Bila “Tidak” : Proses selanjutnya.
5. Menghitung nilai P, Q, S, P(*Losses*), dan V_{bus}
6. Mengecek apakah tegangan berada pada batas ($0,95 < V_{bus} < 1,05$)?
Bila “Ya” Proses selanjutnya
Bila “Tidak” Melakukan penempatan kapasitor
7. Cetak hasil
8. Selesai.

3.9. Flowchart Pemecahan Masalah



Gambar 3-13.
Flowchart Pemecahan Masalah Menggunakan Software Etap Powerstation

BAB IV

SIMULASI DAN ANALISA HASIL

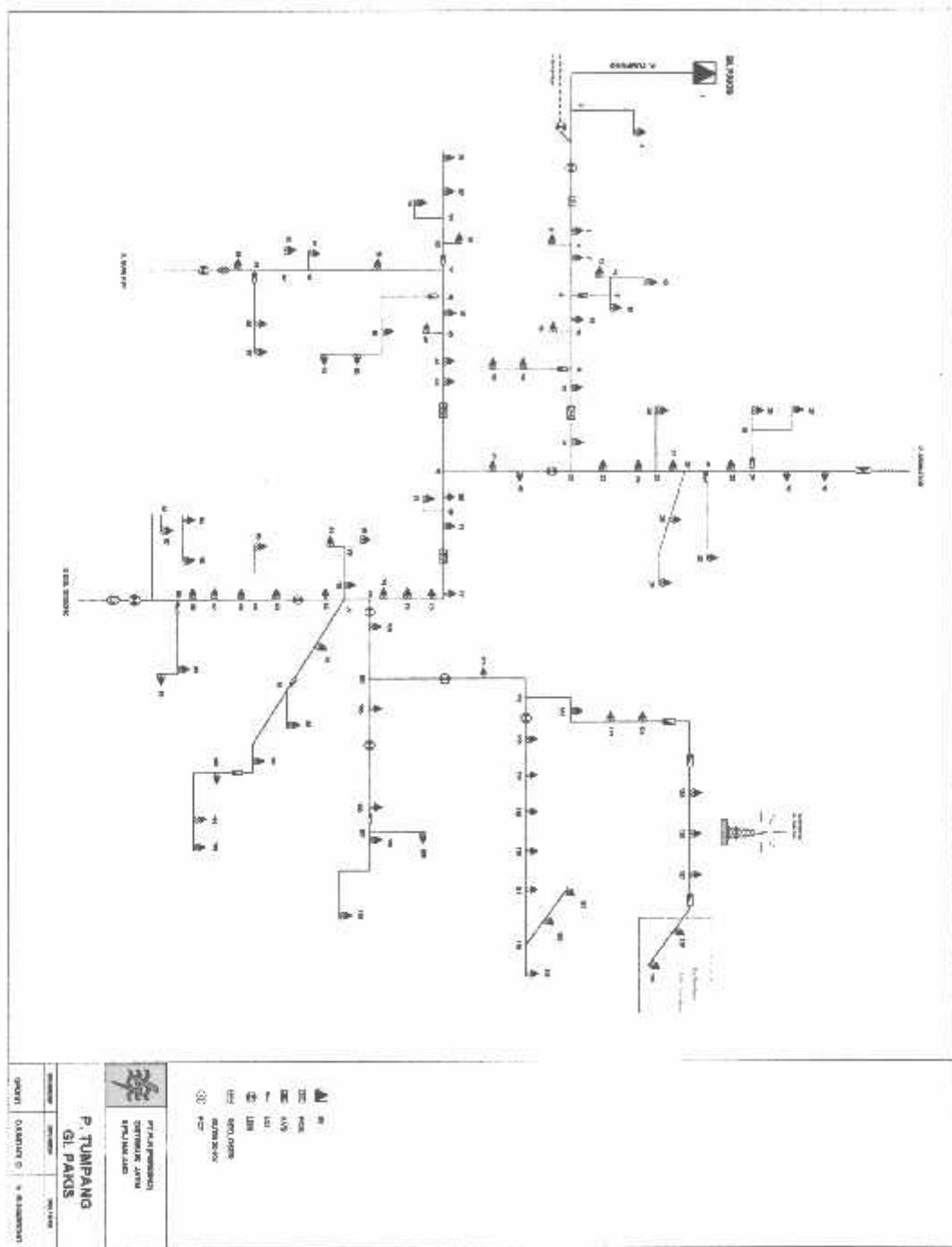
4.1. Sistem Distribusi Tenaga Listrik GL Pakis Penyulang Tumpang

Analisa pada skripsi ini mengambil data dari GI Pakis Malang yang melayani 5 (lima) buah penyulang dengan 1 (satu) buah trafo dengan tegangan 150/20kV yang berkapasitas 30 MVA. Namun dalam skripsi ini hanya menganalisa satu penyulang saja, yaitu pada penyulang Tumpang. Sistem distribusi GI Pakis penyulang Tumpang merupakan jaringan distribusi tipe radial yang menggunakan tegangan 20kV untuk jaringan distribusinya.

Untuk menyelesaikan analisa aliran daya terlebih dahulu ditetapkan *single line diagram* sesuai dengan Gambar 4-1 kemudian dianalisis dengan menggunakan *software ETAP Powerstation*, dengan tujuan untuk mengetahui keadaan sistem yaitu tegangan masing-masing bus.

Selanjutnya *bus-bus* yang diklasifikasikan, yaitu busbar GI Pakis diasumsikan sebagai *slack bus* atau sebagai bus referensi, sedangkan bus-bus yang lain sepanjang saluran distribusi dianggap sebagai *load bus*. Pada penyulang ini jumlah bus dan saluran masing-masing adalah :

- *Slack bus* = 1
- *Load bus* = 128
- Jumlah saluran = 128



Gambar 4-1
Single Line Penyulang Tumpang

4.2. Data Saluran Dan Pembebanan

4.2.1. Data Saluran Penyulang Tumpang

Jaringan distribusi penyulang Tumpang menggunakan kabel saluran udara dengan spesifikasi yang seperti pada Tabel 4-1

Tabel 4-1.
Spesifikasi Saluran

Jenis Konduktor	Penampang Nominal (mm^2)	Resistansi Konduktor (Ω/km)	Reaktansi Konduktor (Ω/km)	Kuat Hantar Arus (A)
AAAC	150	0,2126	0,2126	425

Dari data spesifikasi saluran pada penyulang Tumpang diketahui bahwa jenis konduktor yang digunakan adalah AAAC (*All Aluminium Alloy Conductors*) dengan penampang nominal 150 mm^2 dan impedansi saluran $0.2162 + j0.3305 \Omega/\text{km}$.

Tabel 4-2.
Data Saluran Penyulang Tumpang

No saluran	Dari Bus	Ke Bus	Jenis Kabel	Jarak (kM)	R(ohm)	X(ohm)
1	1	2	AAAC 150	3.80414	0.82246	1.25727
2	2	3	AAAC 150	0.82665	0.17872	0.27321
3	2	4	AAAC 150	2.65357	0.57370	0.87700
4	4	5	AAAC 150	0.32118	0.06944	0.10615
5	5	6	AAAC 150	0.45644	0.09868	0.15085
6	5	7	AAAC 150	0.61128	0.13216	0.20203
7	7	8	AAAC 150	0.35097	0.07588	0.11600
8	8	9	AAAC 150	0.66696	0.14420	0.22043
9	9	10	AAAC 150	0.41766	0.09030	0.13804
10	9	11	AAAC 150	0.91795	0.19846	0.30338
11	11	12	AAAC 150	0.04103	0.00887	0.01356
12	11	13	AAAC 150	0.41039	0.08873	0.13563
13	8	14	AAAC 150	0.1754	0.03792	0.05797
14	14	15	AAAC 150	0.19514	0.04219	0.06449
15	15	16	AAAC 150	1.10235	0.23833	0.36433
16	15	17	AAAC 150	0.62622	0.13539	0.20697

Tabel 4-2 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

4.2.2. Data Pembebanan Penyalang Tumpang

Data pembebanan diperoleh dengan mengambil data dari pembebanan masing-masing trafo distribusi, dimana besarnya beban pada masing-masing fasa diasumsikan seimbang. Jika pada node besarnya pembebanan adalah nol, maka tidak terdapat trafo distribusi tetapi hanya merupakan simpul. Pada tahap ini rugi-rugi yang terjadi pada trafo distribusi diabaikan, dengan mengasumsikan faktor daya 0,85. Dibawah ini diberikan contoh perhitungan pembebanan pada bus 3

$$\text{Beban Gardu} = 45,68 \text{ kVA}$$

$$\text{Factor Daya} = \text{Cos } \varphi = 0,85$$

$$\text{Sin } \varphi = 0,52678$$

$$\begin{aligned}\text{Beban Aktif (P}_2\text{)} &= 45,68 \times \text{Cos } \varphi = 52 \times 0,85 \\ &= 38,82800 \text{ kW}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Beban Reaktif (Q}_2\text{)} &= 45,68000 \times \text{Sin } \varphi = 45,68 \times 0,52678 \\ &= 26,5304 \text{ kVAR}\end{aligned}$$

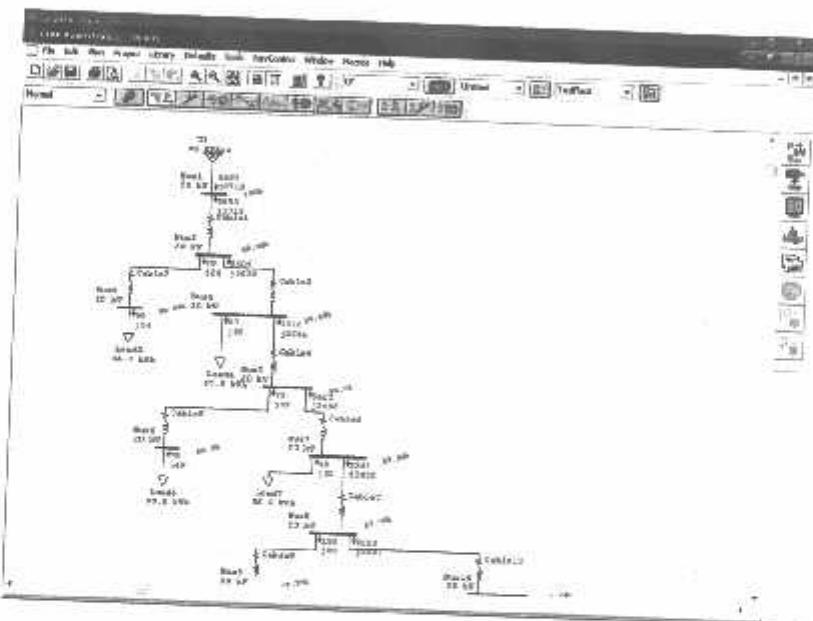
Tabel 4-3.
Data Perhitungan Pembebanan Penyalang Tumpang

No. Bus	Beban (kVA)	P (kW)	Q (kVAR)
1	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000	0.0000
3	45.6800	38.8280	24.0634
4	97.9000	83.2150	51.5720
5	0.0000	0.0000	0.0000
6	93.5300	79.5005	49.2700
7	56.5000	48.0250	29.7632
8	0.0000	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	0.0000
10	47.7400	40.5790	25.1486
11	0.0000	0.0000	0.0000

Tabel 4-3 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

4.3. Prosedur Pelaksanaan *Software ETAP Powerstation*

Prosedur menjalankan program *ETAP Powerstation* Versi 4.0.0 dapat dilakukan dengan klik *open* untuk membuka *file* yang telah tersimpan atau *new* untuk membuat simulasi baru. Setelah *file* yang tersimpan terbuka maka dilakukan *load flow* dengan menge-klik mode *load flow*  kemudian klik icon *run load flow*  pada program.



Gambar 4-2
Load flow Dengan Menggunakan Software Etap Powerstation

Setelah proses *load flow* selasai kemudian klik pilihan *report format*   untuk mengetahui *report* yang dinginkan. *Report format* ini antara lain, untuk mengetahui *critical report*, *branch losses* dan *load flow report*.

4.4. Analisa Aliran Daya

Setelah dilakukan analisis aliran daya dengan menggunakan *Software ETAP Powerstation* maka diperoleh profil tegangan tiap-tiap bus, rugi-rugi daya, dan *critical report* sebagai berikut.

Tabel 4-4
Profil Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor

ID	Bus		% Mag
	kV	Voltage	
Bus1	20.000	100.000	
Bus2	20.000	98.893	
Bus3	20.000	98.889	
Bus4	20.000	98.494	
Bus5	20.000	98.302	
Bus6	20.000	98.298	
Bus7	20.000	97.941	
Bus8	20.000	97.736	
Bus9	20.000	97.726	
Bus10	20.000	97.724	
Bus11	20.000	97.717	
Bus12	20.000	97.717	
Bus13	20.000	97.716	
Bus14	20.000	97.636	
Bus15	20.000	97.526	
Bus16	20.000	97.520	
Bus17	20.000	97.178	
Bus18	20.000	97.158	
Bus19	20.000	97.148	
Bus20	20.000	96.573	
Bus21	20.000	95.711	
Bus22	20.000	95.511	
Bus23	20.000	95.500	
Bus24	20.000	95.486	
Bus25	20.000	95.467	
Bus26	20.000	95.466	
Bus27	20.000	95.462	
Bus28	20.000	95.455	
Bus29	20.000	95.452	

Tabel 4-4 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

Tabel 4-5
Rugi-Rugi Daya Sebelum Penempatan Kapasitor

CKT / Branch	Losses	
	ID	kW
Cable1	45.0	68.9
Cable2	0.0	0.0
Cable3	16.1	24.6
Cable4	7.7	11.7
Cable5	0.0	0.0
Cable6	14.2	21.7
Cable7	8.0	12.2
Cable8	0.0	0.0
Cable13	3.8	5.8
Cable9	0.0	0.0
Cable10	0.0	0.0
Cable11	0.0	0.0
Cable12	0.0	0.0
Cable14	4.1	6.3
Cable15	0.0	0.0
Cable16	12.9	19.8
Cable17	0.0	0.0
Cable19	21.8	33.4
Cable18	0.0	0.0
Cable20	30.6	46.7
Cable21	7.0	10.7
Cable22	0.1	0.1
Cable39	4.2	6.4
Cable23	0.1	0.1
Cable24	0.1	0.2
Cable25	0.0	0.0
Cable26	0.0	0.0
Cable27	0.0	0.1
Cable28	0.0	0.0
Cable30	0.0	0.0
Cable29	0.0	0.0
Cable31	0.0	0.0
Cable32	0.0	0.0
Cable33	0.0	0.0
Cable34	0.0	0.0
Cable37	0.0	0.0
Cable35	0.0	0.0
Cable36	0.0	0.0

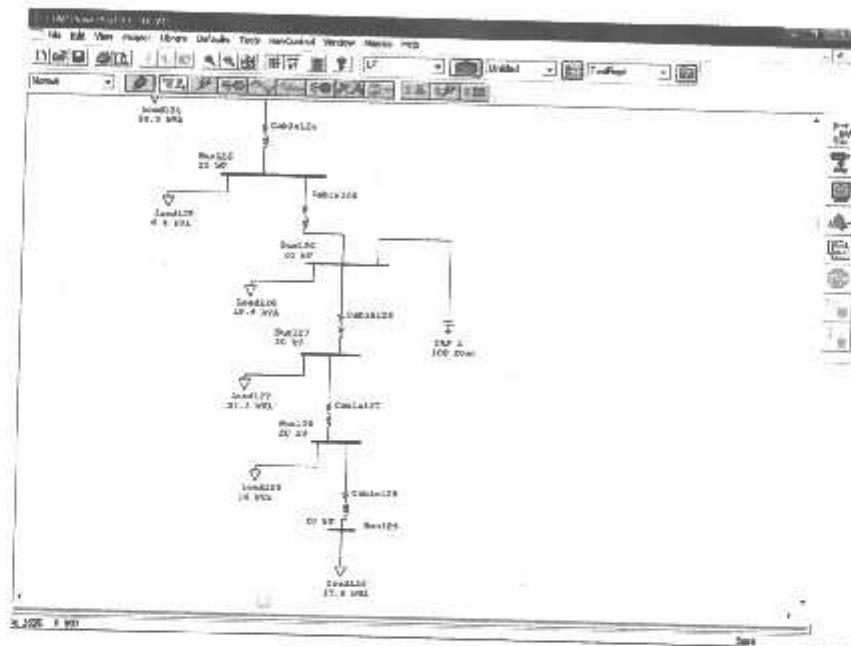
Tabel 4-5 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

Tabel 4-6
Critical Report Sebelum Penempatan Kapasitor

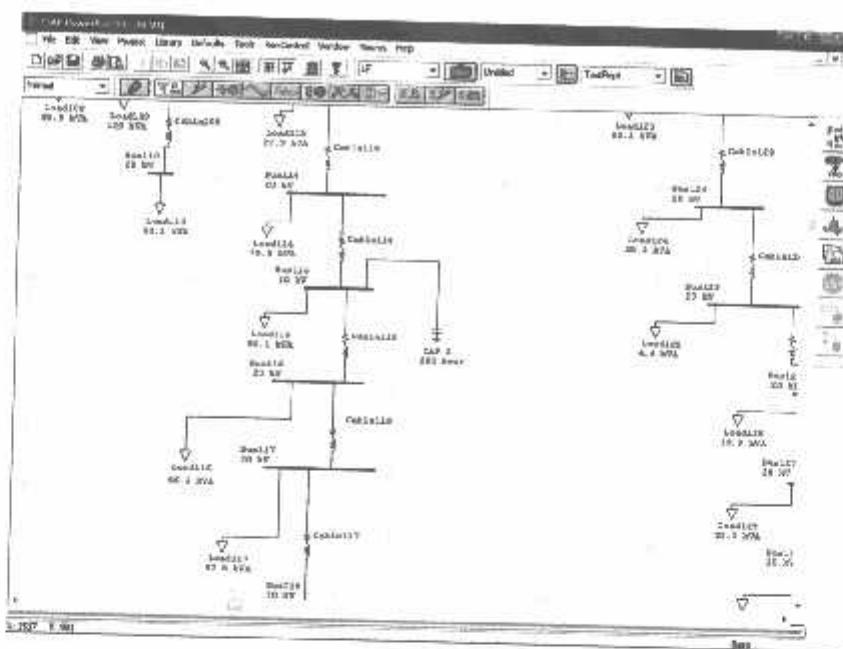
<i>Critical Report</i>					
<i>ID</i>	<i>Rating</i>	<i>Unit</i>	<i>Calculated</i>	<i>%Mag.</i>	<i>Condition</i>
Bus100	20	kV	18.838	94.2	UnderVoltage
Bus101	20	kV	18.837	94.2	UnderVoltage
Bus102	20	kV	18.837	94.2	UnderVoltage
Bus103	20	kV	18.822	94.1	UnderVoltage
Bus104	20	kV	18.818	94.1	UnderVoltage
Bus105	20	kV	18.816	94.1	UnderVoltage
Bus106	20	kV	18.801	94.0	UnderVoltage
Bus107	20	kV	18.799	94.0	UnderVoltage
Bus108	20	kV	18.798	94.0	UnderVoltage
Bus109	20	kV	18.793	94.0	UnderVoltage
Bus110	20	kV	18.792	94.0	UnderVoltage
Bus111	20	kV	18.808	94.0	UnderVoltage
Bus112	20	kV	18.797	94.0	UnderVoltage
Bus113	20	kV	18.791	94.0	UnderVoltage
Bus114	20	kV	18.779	93.9	UnderVoltage
Bus115	20	kV	18.772	93.9	UnderVoltage
Bus116	20	kV	18.762	93.8	UnderVoltage
Bus117	20	kV	18.758	93.8	UnderVoltage
Bus118	20	kV	18.757	93.8	UnderVoltage
Bus119	20	kV	18.754	93.8	UnderVoltage
Bus120	20	kV	18.753	93.8	UnderVoltage
Bus121	20	kV	18.751	93.8	UnderVoltage
Bus122	20	kV	18.793	94.0	UnderVoltage
Bus123	20	kV	18.789	93.9	UnderVoltage
Bus124	20	kV	18.784	93.9	UnderVoltage
Bus125	20	kV	18.769	93.8	UnderVoltage
Bus126	20	kV	18.768	93.8	UnderVoltage
Bus127	20	kV	18.764	93.8	UnderVoltage
Bus128	20	kV	18.759	93.8	UnderVoltage
Bus129	20	kV	18.759	93.8	UnderVoltage
Bus44	20	kV	18.974	94.9	UnderVoltage
Bus45	20	kV	18.972	94.9	UnderVoltage
Bus46	20	kV	18.972	94.9	UnderVoltage
Bus47	20	kV	18.966	94.8	UnderVoltage
Bus48	20	kV	18.964	94.8	UnderVoltage
Bus49	20	kV	18.953	94.8	UnderVoltage
Bus50	20	kV	18.950	94.7	UnderVoltage

Tabel 4-6 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

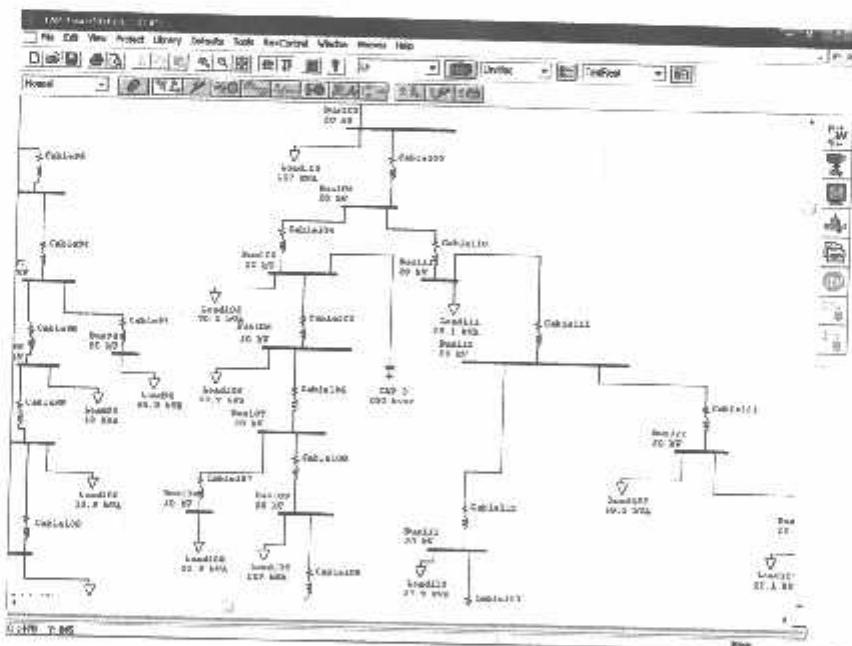
Dari hasil analisa menggunakan *software ETAP Powerstation* diatas dapat disimpulkan bahwa sistem distribusi primer 20 kV penyulang Tumpang terdapat bus-bus dengan kondisi *under voltage* yaitu kurang dari 95 % atau 0,95 pu. Sehingga perlu dilakukan penempatan kapasitor untuk memperbaiki profil tegangan. Batas toleransi yang dijinkan yaitu untuk batas minimal 0,95 pu dan maksimal 1,05 pu



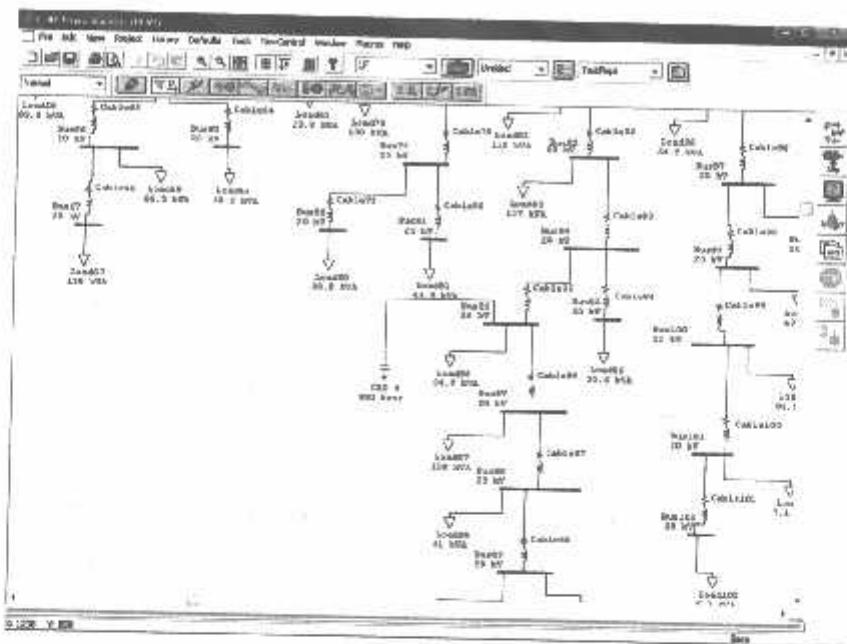
Gambar 4-3
Penempatan Kapasitor 100 Kvar Pada Bus 126 Menggunakan *Software ETAP Powerstation*



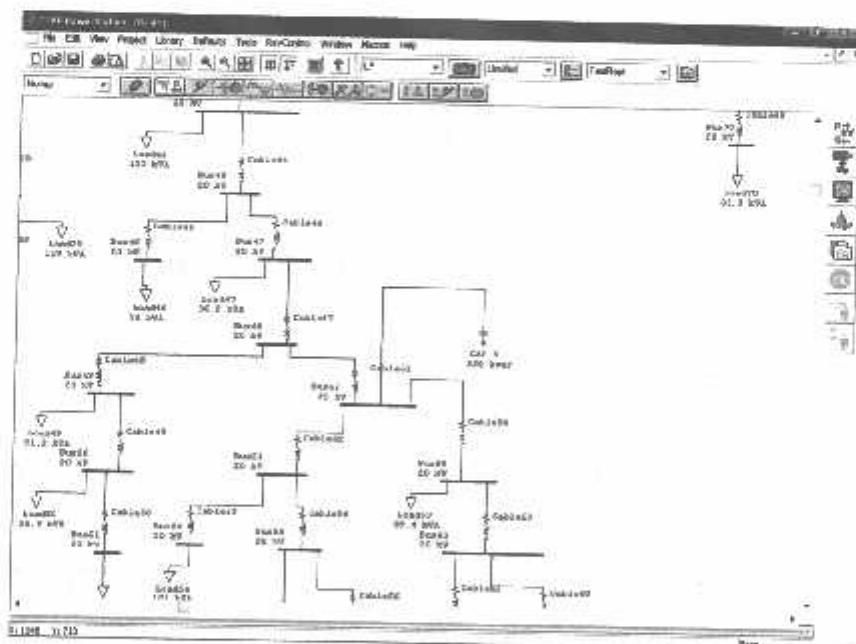
Gambar 4-4
Penempatan Kapasitor 250 kVAR Pada Bus 115 Menggunakan Software ETAP Powerstation



Gambar 4-5
Penempatan Kapasitor 200 kVAR Pada Bus105 Menggunakan Software ETAP Powerstation



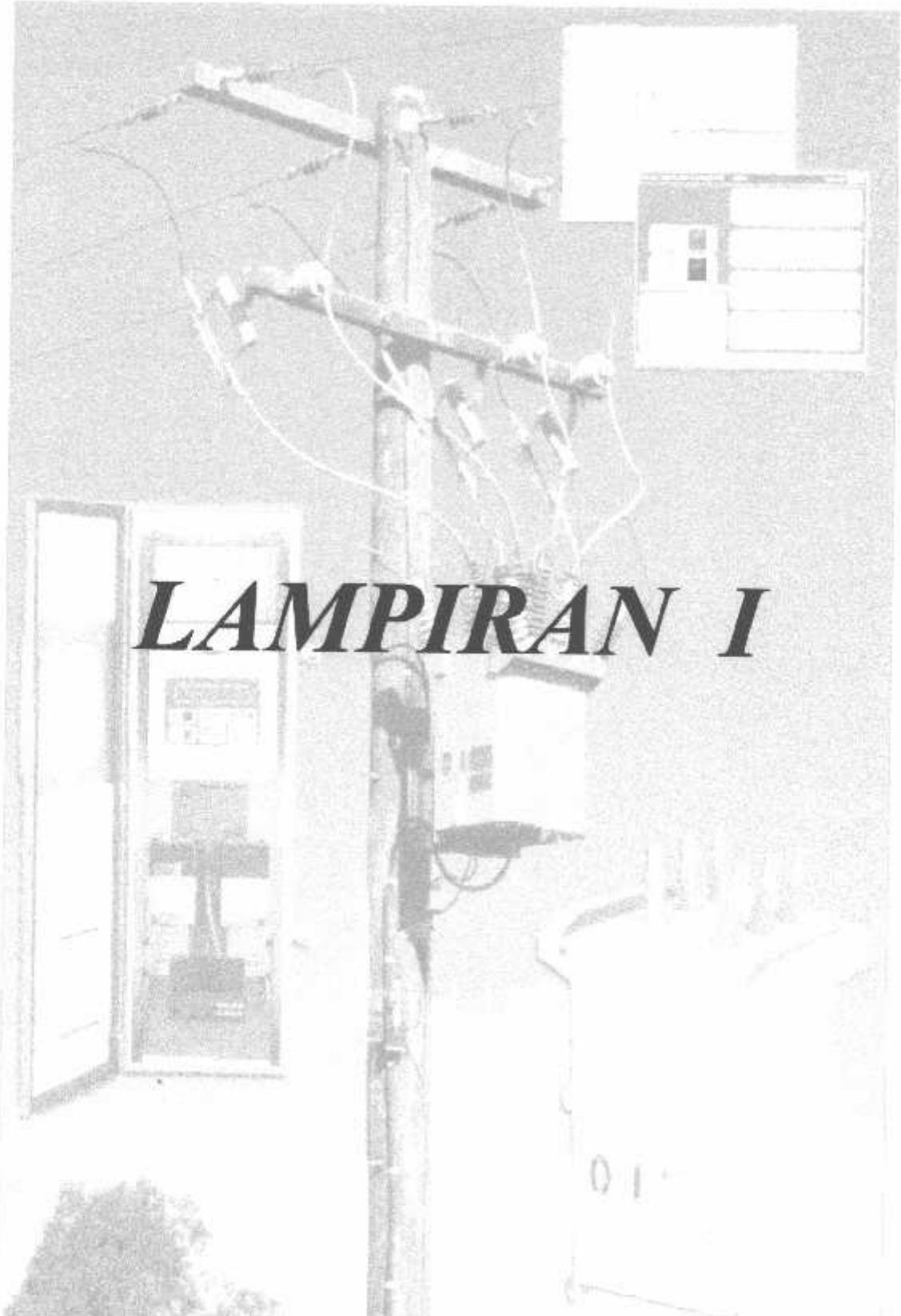
Gambar 4-6
Penempatan Kapasitor 400 kVAR Pada Bus 86 Menggunakan Software ETAP Powerstation



Gambar 4-7
Penempatan kapasitor 350 kVAR Pada Bus 52 Menggunakan Software ETAP Powerstation

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Asy'ari Hasyim. "Perbaikan Tegangan Untuk Konsumen," Jurnal Teknik Elektro Dan Komputer Emitor Vol. 3, No. 2, September 2003.
 - [2] Basri, Hasan. "*Sistem Distribusi Daya Listrik,*" (Jakarta : ISTN, 1997).
 - [3] Marsudi, Djiteng. "*Operasi Sistem Tenaga Listrik,*" Balai Penerbit Dan Humas ISTN, 1990.
 - [4] Hidayat, Taufik. "*Hand Out Sistem Distribusi,*" Institut Teknologi Nasional Malang, 2001.
 - [5] Saadat, Hadi. "*Power System Analysis,*" Singapore: McGraw Hill Inc, 1999.
 - [6] Stevenson William D, Jr. "*Analisa Sistem Tenaga Listrik,*" Edisi ke empat, Erlangga, Jakarta, 1993.
-



LAMPIRAN I

01

Tabel 4-2.
Data Saluran Penyulang Tumpang

No saluran	Dari Bus	Ke Bus	Jenis Kabel	Jarak (kM)	R(ohm)	X(ohm)
1	1	2	AAAC 150	3.80414	0.82246	1.25727
2	2	3	AAAC 150	0.82665	0.17872	0.27321
3	2	4	AAAC 150	2.65357	0.57370	0.87700
4	4	5	AAAC 150	0.32118	0.06944	0.10615
5	5	6	AAAC 150	0.45644	0.09868	0.15085
6	5	7	AAAC 150	0.61128	0.13216	0.20203
7	7	8	AAAC 150	0.35097	0.07588	0.11600
8	8	9	AAAC 150	0.66696	0.14420	0.22043
9	9	10	AAAC 150	0.41766	0.09030	0.13804
10	9	11	AAAC 150	0.91795	0.19846	0.30338
11	11	12	AAAC 150	0.04103	0.00887	0.01356
12	11	13	AAAC 150	0.41039	0.08873	0.13563
13	8	14	AAAC 150	0.1754	0.03792	0.05797
14	14	15	AAAC 150	0.19514	0.04219	0.06449
15	15	16	AAAC 150	1.10235	0.23833	0.36433
16	15	17	AAAC 150	0.62622	0.13539	0.20697
17	17	18	AAAC 150	1.24697	0.26959	0.41212
18	18	19	AAAC 150	1.05759	0.22865	0.34953
19	17	20	AAAC 150	1.12091	0.24234	0.37046
20	20	21	AAAC 150	1.63111	0.35265	0.53908
21	21	22	AAAC 150	0.38403	0.08303	0.12692
22	22	23	AAAC 150	0.10687	0.02311	0.03532
23	23	24	AAAC 150	0.14463	0.03127	0.04780
24	24	25	AAAC 150	0.21983	0.04753	0.07265
25	25	26	AAAC 150	0.21553	0.04660	0.07123
26	25	27	AAAC 150	0.05738	0.01241	0.01896
27	27	28	AAAC 150	0.09667	0.02090	0.03195
28	28	29	AAAC 150	0.1432	0.03096	0.04733
29	29	30	AAAC 150	0.7055	0.15253	0.23317
30	28	31	AAAC 150	0.09171	0.01983	0.03031
31	31	32	AAAC 150	5.81678	1.25759	1.92245
32	31	33	AAAC 150	0.13107	0.02834	0.04332
33	33	34	AAAC 150	0.28721	0.06209	0.09492
34	34	35	AAAC 150	1.40329	0.30339	0.46379
35	35	36	AAAC 150	0.20561	0.04445	0.06795
36	35	37	AAAC 150	0.6874	0.14862	0.22719
37	34	38	AAAC 150	0.44708	0.09666	0.14776
38	38	39	AAAC 150	0.45447	0.09826	0.15020
39	22	40	AAAC 150	0.3683	0.07963	0.12172
40	40	41	AAAC 150	0.37527	0.08113	0.12403

41	41	42	AAAC 150	0.07926	0.01714	0.02620
42	42	43	AAAC 150	1.36049	0.29414	0.44964
43	43	44	AAAC 150	1.0827	0.23408	0.35783
44	44	45	AAAC 150	0.09054	0.01957	0.02992
45	45	46	AAAC 150	0.13481	0.02915	0.04455
46	45	47	AAAC 150	0.31916	0.06900	0.10548
47	47	48	AAAC 150	0.07734	0.01672	0.02556
48	48	49	AAAC 150	1.98504	0.42917	0.65606
49	49	50	AAAC 150	0.8712	0.18835	0.28793
50	50	51	AAAC 150	1.02611	0.22184	0.33913
51	48	52	AAAC 150	2.27173	0.49115	0.75081
52	52	53	AAAC 150	0.26156	0.05655	0.08645
53	53	54	AAAC 150	0.07325	0.01584	0.02421
54	53	55	AAAC 150	1.88792	0.40817	0.62396
55	55	56	AAAC 150	1.6756	0.36226	0.55379
56	55	57	AAAC 150	0.48563	0.10499	0.16050
57	57	58	AAAC 150	2.1451	0.46377	0.70896
58	52	59	AAAC 150	0.49853	0.10778	0.16476
59	59	60	AAAC 150	0.25835	0.05586	0.08538
60	60	61	AAAC 150	1.62653	0.35166	0.53757
61	60	62	AAAC 150	0.85873	0.18566	0.28381
62	62	63	AAAC 150	1.04437	0.22579	0.34516
63	62	64	AAAC 150	0.2175	0.04702	0.07188
64	64	65	AAAC 150	0.30139	0.06516	0.09961
65	64	66	AAAC 150	1.20862	0.26130	0.39945
66	66	67	AAAC 150	0.21159	0.04575	0.06993
67	42	68	AAAC 150	0.42204	0.09125	0.13948
68	68	69	AAAC 150	0.46147	0.09977	0.15252
69	69	70	AAAC 150	0.59644	0.12895	0.19712
70	69	71	AAAC 150	0.14444	0.03123	0.04774
71	71	72	AAAC 150	0.36326	0.07854	0.12006
72	72	73	AAAC 150	0.06005	0.01298	0.01985
73	73	74	AAAC 150	1.2255	0.26495	0.40503
74	74	75	AAAC 150	0.54189	0.11716	0.17909
75	75	76	AAAC 150	0.53488	0.11564	0.17678
76	76	77	AAAC 150	0.04909	0.01061	0.01622
77	77	78	AAAC 150	0.56593	0.12235	0.18704
78	78	79	AAAC 150	0.90865	0.19645	0.30031
79	79	80	AAAC 150	0.40073	0.08664	0.13244
80	79	81	AAAC 150	0.06005	0.01298	0.01985
81	77	82	AAAC 150	0.21926	0.04740	0.07247
82	82	83	AAAC 150	0.50759	0.10974	0.16776
83	83	84	AAAC 150	0.96079	0.20772	0.31754
84	84	85	AAAC 150	0.5969	0.12905	0.19728
85	84	86	AAAC 150	1.22914	0.26574	0.40623

86	86	87	AAAC 150	0.25168	0.05441	0.08318
87	87	88	AAAC 150	1.93151	0.41759	0.63836
88	88	89	AAAC 150	0.02097	0.00453	0.00693
89	89	90	AAAC 150	0.99091	0.21423	0.32750
90	90	91	AAAC 150	1.41627	0.30620	0.46808
91	89	92	AAAC 150	3.65973	0.79123	1.20954
92	92	93	AAAC 150	0.75381	0.16297	0.24913
93	92	94	AAAC 150	1.85036	0.40005	0.61154
94	94	95	AAAC 150	1.26008	0.27243	0.41646
95	77	96	AAAC 150	0.91237	0.19725	0.30154
96	96	97	AAAC 150	1.10752	0.23945	0.36604
97	97	98	AAAC 150	1.15876	0.25052	0.38297
98	97	99	AAAC 150	2.1284	0.46016	0.70344
99	99	100	AAAC 150	2.04255	0.44160	0.67506
100	100	101	AAAC 150	1.19628	0.25864	0.39537
101	101	102	AAAC 150	3.20652	0.69325	1.05975
102	76	103	AAAC 150	1.35951	0.29393	0.44932
103	103	104	AAAC 150	0.18837	0.04073	0.06226
104	104	105	AAAC 150	0.24406	0.05277	0.08066
105	105	106	AAAC 150	2.54212	0.54961	0.84017
106	106	107	AAAC 150	0.48657	0.10520	0.16081
107	107	108	AAAC 150	0.25466	0.05506	0.08417
108	107	109	AAAC 150	2.00062	0.43253	0.66120
109	109	110	AAAC 150	1.72803	0.37360	0.57111
110	104	111	AAAC 150	0.74333	0.16071	0.24567
111	111	112	AAAC 150	0.88399	0.19112	0.29216
112	112	113	AAAC 150	0.71388	0.15434	0.23594
113	113	114	AAAC 150	1.58924	0.34359	0.52524
114	114	115	AAAC 150	1.10974	0.23993	0.36677
115	115	116	AAAC 150	1.79788	0.38870	0.59420
116	116	117	AAAC 150	1.08765	0.23515	0.35947
117	117	118	AAAC 150	0.43158	0.09331	0.14264
118	118	119	AAAC 150	3.89207	0.84147	1.28633
119	118	120	AAAC 150	1.48563	0.32119	0.49100
120	120	121	AAAC 150	2.2495	0.48634	0.74346
121	112	122	AAAC 150	1.07319	0.23202	0.35469
122	122	123	AAAC 150	1.40817	0.30445	0.46540
123	123	124	AAAC 150	1.90856	0.41263	0.63078
124	124	125	AAAC 150	8.22295	1.77780	2.71768
125	125	126	AAAC 150	0.79359	0.17157	0.26228
126	126	127	AAAC 150	3.11916	0.67436	1.03088
127	127	128	AAAC 150	6.68201	1.44465	2.20840
128	128	129	AAAC 150	0.78414	0.16953	0.25916

Tabel 4-3.
Data Perhitungan Pembebatan Penyalang Tumpang

No. Bus	Beban (kVA)	P (kW)	Q (kVAR)
1	0.000	0.000	0.000
2	0.000	0.000	0.000
3	45.680	38.828	24.063
4	97.900	83.215	51.572
5	0.000	0.000	0.000
6	93.530	79.501	49.270
7	56.500	48.025	29.763
8	0.000	0.000	0.000
9	0.000	0.000	0.000
10	47.740	40.579	25.149
11	0.000	0.000	0.000
12	85.890	73.007	45.245
13	22.460	19.091	11.832
14	89.150	75.778	46.963
15	0.000	0.000	0.000
16	64.020	54.417	33.725
17	0.000	0.000	0.000
18	71.280	60.588	37.549
19	103.250	87.763	54.390
20	108.860	92.531	57.346
21	85.540	72.709	45.061
22	0.000	0.000	0.000
23	99.900	84.915	52.626
24	120.510	102.434	63.483
25	0.000	0.000	0.000
26	48.400	41.140	25.496
27	62.640	53.244	32.998
28	0.000	0.000	0.000
29	118.920	101.082	62.645
30	103.920	88.332	54.743
31	0.000	0.000	0.000
32	64.560	54.876	34.009
33	147.490	125.367	77.695
34	0.000	0.000	0.000
35	0.000	0.000	0.000
36	47.950	40.758	25.259
37	62.870	53.440	33.119
38	107.880	91.698	56.829
39	150.900	128.265	79.492
40	95.680	81.328	50.403
41	102.130	86.811	53.800
42	0.000	0.000	0.000
43	87.820	74.647	46.262
44	133.150	113.178	70.141

45	0.000	0.000	0.000
46	73.040	62.084	38.476
47	36.800	31.280	19.386
48	0.000	0.000	0.000
49	91.150	77.478	48.016
50	56.940	48.399	29.995
51	146.200	124.270	77.016
52	0.000	0.000	0.000
53	0.000	0.000	0.000
54	101.010	85.859	53.210
55	0.000	0.000	0.000
56	60.480	51.408	31.860
57	61.110	51.944	32.192
58	89.600	76.160	47.200
59	89.45000	76.03250	47.12071
60	0.00000	0.00000	0.00000
61	30.740	26.129	16.193
62	0.000	0.000	0.000
63	20.830	17.706	10.973
64	0.000	0.000	0.000
65	58.220	49.487	30.669
66	86.320	73.372	45.472
67	137.700	117.045	72.538
68	38.180	32.453	20.113
69	0.000	0.000	0.000
70	33.870	28.790	17.842
71	37.280	31.688	19.638
72	67.800	57.630	35.716
73	80.010	68.009	42.148
74	80.090	68.077	42.190
75	105.120	89.352	55.375
76	0.000	0.000	0.000
77	0.000	0.000	0.000
78	100.330	85.281	52.852
79	0.000	0.000	0.000
80	38.850	33.023	20.466
81	44.900	38.165	23.653
82	112.010	95.209	59.005
83	106.590	90.602	56.150
84	0.000	0.000	0.000
85	30.600	26.010	16.120
86	94.890	80.657	49.986
87	108.340	92.089	57.072
88	51.050	43.393	26.892
89	0.000	0.000	0.000
90	44.100	37.485	23.231
91	43.460	36.941	22.894
92	0.000	0.000	0.000

93	65.630	55.786	34.573
94	25.880	21.998	13.633
95	59.840	50.864	31.523
96	54.150	46.028	28.525
97	0.000	0.000	0.000
98	86.310	73.364	45.467
99	42.950	36.508	22.625
100	35.920	30.532	18.922
101	7.050	5.993	3.714
102	6.130	5.211	3.229
103	106.790	90.772	56.255
104	0.000	0.000	0.000
105	70.070	59.560	36.912
106	57.660	49.011	30.374
107	0.000	0.000	0.000
108	92.860	78.931	48.917
109	129.150	109.778	68.034
110	33.120	28.152	17.447
111	25.060	21.301	13.201
112	0.000	0.000	0.000
113	27.870	23.690	14.681
114	79.790	67.822	42.032
115	56.130	47.711	29.568
116	66.280	56.338	34.915
117	57.810	49.139	30.453
118	0.000	0.000	0.000
119	34.630	29.436	18.242
120	50.880	43.248	26.803
121	64.990	55.242	34.236
122	59.160	50.286	31.164
123	22.080	18.768	11.631
124	38.250	32.513	20.149
125	4.380	3.723	2.307
126	19.870	16.890	10.467
127	33.170	28.195	17.473
128	16.010	13.609	8.434
129	17.640	14.994	9.292

Tabel 4-4
Profil Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor

Bus		<i>Voltage</i>
<i>ID</i>	kV	% Mag
Bus1	20.000	100.000
Bus2	20.000	98.893
Bus3	20.000	98.889
Bus4	20.000	98.494
Bus5	20.000	98.302
Bus6	20.000	98.298
Bus7	20.000	97.941
Bus8	20.000	97.736
Bus9	20.000	97.726
Bus10	20.000	97.724
Bus11	20.000	97.717
Bus12	20.000	97.717
Bus13	20.000	97.716
Bus14	20.000	97.636
Bus15	20.000	97.526
Bus16	20.000	97.520
Bus17	20.000	97.178
Bus18	20.000	97.158
Bus19	20.000	97.148
Bus20	20.000	96.573
Bus21	20.000	95.711
Bus22	20.000	95.511
Bus23	20.000	95.500
Bus24	20.000	95.486
Bus25	20.000	95.467
Bus26	20.000	95.466
Bus27	20.000	95.462
Bus28	20.000	95.455
Bus29	20.000	95.452
Bus30	20.000	95.445
Bus31	20.000	95.450
Bus32	20.000	95.415
Bus33	20.000	95.443
Bus34	20.000	95.433
Bus35	20.000	95.419
Bus36	20.000	95.418
Bus37	20.000	95.415
Bus38	20.000	95.423
Bus39	20.000	95.416
Bus40	20.000	95.359
Bus41	20.000	95.208
Bus42	20.000	95.177

Bus43	20.000	95.002
Bus44	20.000	94.871
Bus45	20.000	94.861
Bus46	20.000	94.860
Bus47	20.000	94.829
Bus48	20.000	94.821
Bus49	20.000	94.766
Bus50	20.000	94.749
Bus51	20.000	94.735
Bus52	20.000	94.663
Bus53	20.000	94.655
Bus54	20.000	94.654
Bus55	20.000	94.617
Bus56	20.000	94.607
Bus57	20.000	94.610
Bus58	20.000	94.592
Bus59	20.000	94.643
Bus60	20.000	94.635
Bus61	20.000	94.630
Bus62	20.000	94.610
Bus63	20.000	94.608
Bus64	20.000	94.604
Bus65	20.000	94.602
Bus66	20.000	94.578
Bus67	20.000	94.576
Bus68	20.000	95.065
Bus69	20.000	94.945
Bus70	20.000	94.943
Bus71	20.000	94.907
Bus72	20.000	94.815
Bus73	20.000	94.800
Bus74	20.000	94.506
Bus75	20.000	94.380
Bus76	20.000	94.261
Bus77	20.000	94.256
Bus78	20.000	94.246
Bus79	20.000	94.239
Bus80	20.000	94.237
Bus81	20.000	94.238
Bus82	20.000	94.240
Bus83	20.000	94.210
Bus84	20.000	94.162
Bus85	20.000	94.160
Bus86	20.000	94.104
Bus87	20.000	94.094
Bus88	20.000	94.041

Bus89	20.000	94.040
Bus90	20.000	94.032
Bus91	20.000	94.026
Bus92	20.000	94.031
Bus93	20.000	94.030
Bus94	20.000	94.028
Bus95	20.000	94.026
Bus96	20.000	94.235
Bus97	20.000	94.216
Bus98	20.000	94.207
Bus99	20.000	94.197
Bus100	20.000	94.188
Bus101	20.000	94.186
Bus102	20.000	94.184
Bus103	20.000	94.109
Bus104	20.000	94.090
Bus105	20.000	94.081
Bus106	20.000	94.005
Bus107	20.000	93.994
Bus108	20.000	93.991
Bus109	20.000	93.963
Bus110	20.000	93.959
Bus111	20.000	94.041
Bus112	20.000	93.986
Bus113	20.000	93.956
Bus114	20.000	93.893
Bus115	20.000	93.858
Bus116	20.000	93.811
Bus117	20.000	93.789
Bus118	20.000	93.783
Bus119	20.000	93.770
Bus120	20.000	93.766
Bus121	20.000	93.753
Bus122	20.000	93.964
Bus123	20.000	93.943
Bus124	20.000	93.919
Bus125	20.000	93.845
Bus126	20.000	93.839
Bus127	20.000	93.818
Bus128	20.000	93.796
Bus129	20.000	93.795

Tabel 4-5
Rugi-Rugi Daya Sebelum Penempatan Kapasitor

CKT / Branch	Losses		
	ID	kW	Kvar
Cable1		45.0	68.9
Cable2		0.0	0.0
Cable3		16.1	24.6
Cable4		7.7	11.7
Cable5		0.0	0.0
Cable6		14.2	21.7
Cable7		8.0	12.2
Cable8		0.0	0.0
Cable13		3.8	5.8
Cable9		0.0	0.0
Cable10		0.0	0.0
Cable11		0.0	0.0
Cable12		0.0	0.0
Cable14		4.1	6.3
Cable15		0.0	0.0
Cable16		12.9	19.8
Cable17		0.0	0.0
Cable19		21.8	33.4
Cable18		0.0	0.0
Cable20		30.6	46.7
Cable21		7.0	10.7
Cable22		0.1	0.1
Cable39		4.2	6.4
Cable23		0.1	0.1
Cable24		0.1	0.2
Cable25		0.0	0.0
Cable26		0.0	0.0
Cable27		0.0	0.1
Cable28		0.0	0.0
Cable30		0.0	0.0
Cable29		0.0	0.0
Cable31		0.0	0.0
Cable32		0.0	0.0
Cable33		0.0	0.0
Cable34		0.0	0.0
Cable37		0.0	0.0
Cable35		0.0	0.0
Cable36		0.0	0.0
Cable38		0.0	0.0
Cable40		4.1	6.3
Cable41		0.8	1.3

Cable42	1.5	2.3
Cable67	2.0	3.0
Cable43	1.1	1.6
Cable44	0.1	0.1
Cable45	0.0	0.0
Cable46	0.2	0.3
Cable47	0.0	0.1
Cable48	0.1	0.2
Cable51	0.7	1.1
Cable49	0.0	0.0
Cable50	0.0	0.0
Cable52	0.0	0.0
Cable58	0.1	0.1
Cable53	0.0	0.0
Cable54	0.1	0.1
Cable55	0.0	0.0
Cable56	0.0	0.0
Cable57	0.0	0.0
Cable59	0.0	0.0
Cable60	0.0	0.0
Cable61	0.0	0.1
Cable62	0.0	0.0
Cable63	0.0	0.0
Cable64	0.0	0.0
Cable65	0.0	0.1
Cable66	0.0	0.0
Cable68	2.1	3.2
Cable69	0.0	0.0
Cable70	0.6	1.0
Cable71	1.6	2.4
Cable72	0.2	0.4
Cable73	4.8	7.3
Cable74	2.0	3.0
Cable75	1.8	2.7
Cable76	0.0	0.1
Cable102	1.1	1.8
Cable77	0.0	0.0
Cable81	0.1	0.1
Cable95	0.0	0.0
Cable78	0.0	0.0
Cable79	0.0	0.0
Cable80	0.0	0.0
Cable82	0.1	0.2
Cable83	0.2	0.2
Cable84	0.0	0.0

Cable85	0.2	0.3
Cable86	0.0	0.0
Cable87	0.1	0.2
Cable88	0.0	0.0
Cable89	0.0	0.0
Cable91	0.0	0.0
Cable90	0.0	0.0
Cable92	0.0	0.0
Cable93	0.0	0.0
Cable94	0.0	0.0
Cable96	0.0	0.0
Cable97	0.0	0.0
Cable98	0.0	0.0
Cable99	0.0	0.0
Cable100	0.0	0.0
Cable101	0.0	0.0
Cable103	0.1	0.2
Cable104	0.0	0.0
Cable110	0.2	0.3
Cable105	0.2	0.2
Cable106	0.0	0.0
Cable107	0.0	0.0
Cable108	0.0	0.0
Cable109	0.0	0.0
Cable111	0.2	0.4
Cable112	0.1	0.1
Cable121	0.0	0.0
Cable113	0.2	0.3
Cable114	0.1	0.1
Cable115	0.1	0.1
Cable116	0.0	0.0
Cable117	0.0	0.0
Cable118	0.0	0.0
Cable119	0.0	0.0
Cable120	0.0	0.0
Cable122	0.0	0.0
Cable123	0.0	0.0
Cable124	0.0	0.1
Cable125	0.0	0.0
Cable126	0.0	0.0
Cable127	0.0	0.0
Cable128	0.0	0.0
	203.5	311.0

Tabel 4-6
Critical Report Sebelum Penempatan Kapasitor

<i>Critical Report</i>					
<i>ID</i>	<i>Rating</i>	<i>Unit</i>	<i>Calculated</i>	<i>%Mag.</i>	<i>Condition</i>
Bus100	20	kV	18.838	94.2	UnderVoltage
Bus101	20	kV	18.837	94.2	UnderVoltage
Bus102	20	kV	18.837	94.2	UnderVoltage
Bus103	20	kV	18.822	94.1	UnderVoltage
Bus104	20	kV	18.818	94.1	UnderVoltage
Bus105	20	kV	18.816	94.1	UnderVoltage
Bus106	20	kV	18.801	94.0	UnderVoltage
Bus107	20	kV	18.799	94.0	UnderVoltage
Bus108	20	kV	18.798	94.0	UnderVoltage
Bus109	20	kV	18.793	94.0	UnderVoltage
Bus110	20	kV	18.792	94.0	UnderVoltage
Bus111	20	kV	18.808	94.0	UnderVoltage
Bus112	20	kV	18.797	94.0	UnderVoltage
Bus113	20	kV	18.791	94.0	UnderVoltage
Bus114	20	kV	18.779	93.9	UnderVoltage
Bus115	20	kV	18.772	93.9	UnderVoltage
Bus116	20	kV	18.762	93.8	UnderVoltage
Bus117	20	kV	18.758	93.8	UnderVoltage
Bus118	20	kV	18.757	93.8	UnderVoltage
Bus119	20	kV	18.754	93.8	UnderVoltage
Bus120	20	kV	18.753	93.8	UnderVoltage
Bus121	20	kV	18.751	93.8	UnderVoltage
Bus122	20	kV	18.793	94.0	UnderVoltage
Bus123	20	kV	18.789	93.9	UnderVoltage
Bus124	20	kV	18.784	93.9	UnderVoltage
Bus125	20	kV	18.769	93.8	UnderVoltage
Bus126	20	kV	18.768	93.8	UnderVoltage
Bus127	20	kV	18.764	93.8	UnderVoltage
Bus128	20	kV	18.759	93.8	UnderVoltage
Bus129	20	kV	18.759	93.8	UnderVoltage
Bus44	20	kV	18.974	94.9	UnderVoltage
Bus45	20	kV	18.972	94.9	UnderVoltage
Bus46	20	kV	18.972	94.9	UnderVoltage
Bus47	20	kV	18.966	94.8	UnderVoltage
Bus48	20	kV	18.964	94.8	UnderVoltage
Bus49	20	kV	18.953	94.8	UnderVoltage
Bus50	20	kV	18.950	94.7	UnderVoltage
Bus51	20	kV	18.947	94.7	UnderVoltage
Bus52	20	kV	18.933	94.7	UnderVoltage
Bus53	20	kV	18.931	94.7	UnderVoltage
Bus54	20	kV	18.931	94.7	UnderVoltage
Bus55	20	kV	18.923	94.6	UnderVoltage

Bus56	20	kV	18.921	94.6	UnderVoltage
Bus57	20	kV	18.922	94.6	UnderVoltage
Bus58	20	kV	18.918	94.6	UnderVoltage
Bus59	20	kV	18.929	94.6	UnderVoltage
Bus60	20	kV	18.927	94.6	UnderVoltage
Bus61	20	kV	18.926	94.6	UnderVoltage
Bus62	20	kV	18.922	94.6	UnderVoltage
Bus63	20	kV	18.922	94.6	UnderVoltage
Bus64	20	kV	18.921	94.6	UnderVoltage
Bus65	20	kV	18.920	94.6	UnderVoltage
Bus66	20	kV	18.916	94.6	UnderVoltage
Bus67	20	kV	18.915	94.6	UnderVoltage
Bus69	20	kV	18.989	94.9	UnderVoltage
Bus70	20	kV	18.989	94.9	UnderVoltage
Bus71	20	kV	18.981	94.9	UnderVoltage
Bus72	20	kV	18.963	94.8	UnderVoltage
Bus73	20	kV	18.960	94.8	UnderVoltage
Bus74	20	kV	18.901	94.5	UnderVoltage
Bus75	20	kV	18.876	94.4	UnderVoltage
Bus76	20	kV	18.852	94.3	UnderVoltage
Bus77	20	kV	18.851	94.3	UnderVoltage
Bus78	20	kV	18.849	94.2	UnderVoltage
Bus79	20	kV	18.848	94.2	UnderVoltage
Bus80	20	kV	18.847	94.2	UnderVoltage
Bus81	20	kV	18.848	94.2	UnderVoltage
Bus82	20	kV	18.848	94.2	UnderVoltage
Bus83	20	kV	18.842	94.2	UnderVoltage
Bus84	20	kV	18.832	94.2	UnderVoltage
Bus85	20	kV	18.832	94.2	UnderVoltage
Bus86	20	kV	18.821	94.1	UnderVoltage
Bus87	20	kV	18.819	94.1	UnderVoltage
Bus88	20	kV	18.808	94.0	UnderVoltage
Bus89	20	kV	18.808	94.0	UnderVoltage
Bus90	20	kV	18.806	94.0	UnderVoltage
Bus91	20	kV	18.805	94.0	UnderVoltage
Bus92	20	kV	18.806	94.0	UnderVoltage
Bus93	20	kV	18.806	94.0	UnderVoltage
Bus94	20	kV	18.806	94.0	UnderVoltage
Bus95	20	kV	18.805	94.0	UnderVoltage
Bus96	20	kV	18.847	94.2	UnderVoltage
Bus97	20	kV	18.843	94.2	UnderVoltage
Bus98	20	kV	18.841	94.2	UnderVoltage
Bus99	20	kV	18.839	94.2	UnderVoltage

Tabel 4-8
Profil Tegangan Sesudah Penempatan Kapasitor

Bus		<i>Voltage</i>
<i>ID</i>	kV	%Mag
Bus1	20.000	100.000
Bus2	20.000	99.077
Bus3	20.000	99.073
Bus4	20.000	98.746
Bus5	20.000	98.586
Bus6	20.000	98.582
Bus7	20.000	98.288
Bus8	20.000	98.119
Bus9	20.000	98.110
Bus10	20.000	98.108
Bus11	20.000	98.100
Bus12	20.000	98.100
Bus13	20.000	98.100
Bus14	20.000	98.038
Bus15	20.000	97.948
Bus16	20.000	97.942
Bus17	20.000	97.665
Bus18	20.000	97.645
Bus19	20.000	97.635
Bus20	20.000	97.177
Bus21	20.000	96.486
Bus22	20.000	96.327
Bus23	20.000	96.316
Bus24	20.000	96.301
Bus25	20.000	96.282
Bus26	20.000	96.281
Bus27	20.000	96.278
Bus28	20.000	96.270
Bus29	20.000	96.267
Bus30	20.000	96.260
Bus31	20.000	96.265
Bus32	20.000	96.230
Bus33	20.000	96.259
Bus34	20.000	96.249
Bus35	20.000	96.234
Bus36	20.000	96.233
Bus37	20.000	96.230
Bus38	20.000	96.238
Bus39	20.000	96.231
Bus40	20.000	96.215
Bus41	20.000	96.103
Bus42	20.000	96.081

Bus43	20.000	95.945
Bus44	20.000	95.845
Bus45	20.000	95.838
Bus46	20.000	95.837
Bus47	20.000	95.815
Bus48	20.000	95.810
Bus49	20.000	95.754
Bus50	20.000	95.737
Bus51	20.000	95.723
Bus52	20.000	95.719
Bus53	20.000	95.711
Bus54	20.000	95.710
Bus55	20.000	95.673
Bus56	20.000	95.663
Bus57	20.000	95.665
Bus58	20.000	95.647
Bus59	20.000	95.699
Bus60	20.000	95.690
Bus61	20.000	95.686
Bus62	20.000	95.666
Bus63	20.000	95.663
Bus64	20.000	95.660
Bus65	20.000	95.658
Bus66	20.000	95.634
Bus67	20.000	95.631
Bus68	20.000	96.002
Bus69	20.000	95.917
Bus70	20.000	95.915
Bus71	20.000	95.892
Bus72	20.000	95.828
Bus73	20.000	95.818
Bus74	20.000	95.620
Bus75	20.000	95.536
Bus76	20.000	95.460
Bus77	20.000	95.456
Bus78	20.000	95.446
Bus79	20.000	95.439
Bus80	20.000	95.437
Bus81	20.000	95.438
Bus82	20.000	95.448
Bus83	20.000	95.434
Bus84	20.000	95.419
Bus85	20.000	95.417
Bus86	20.000	95.403
Bus87	20.000	95.393
Bus88	20.000	95.339

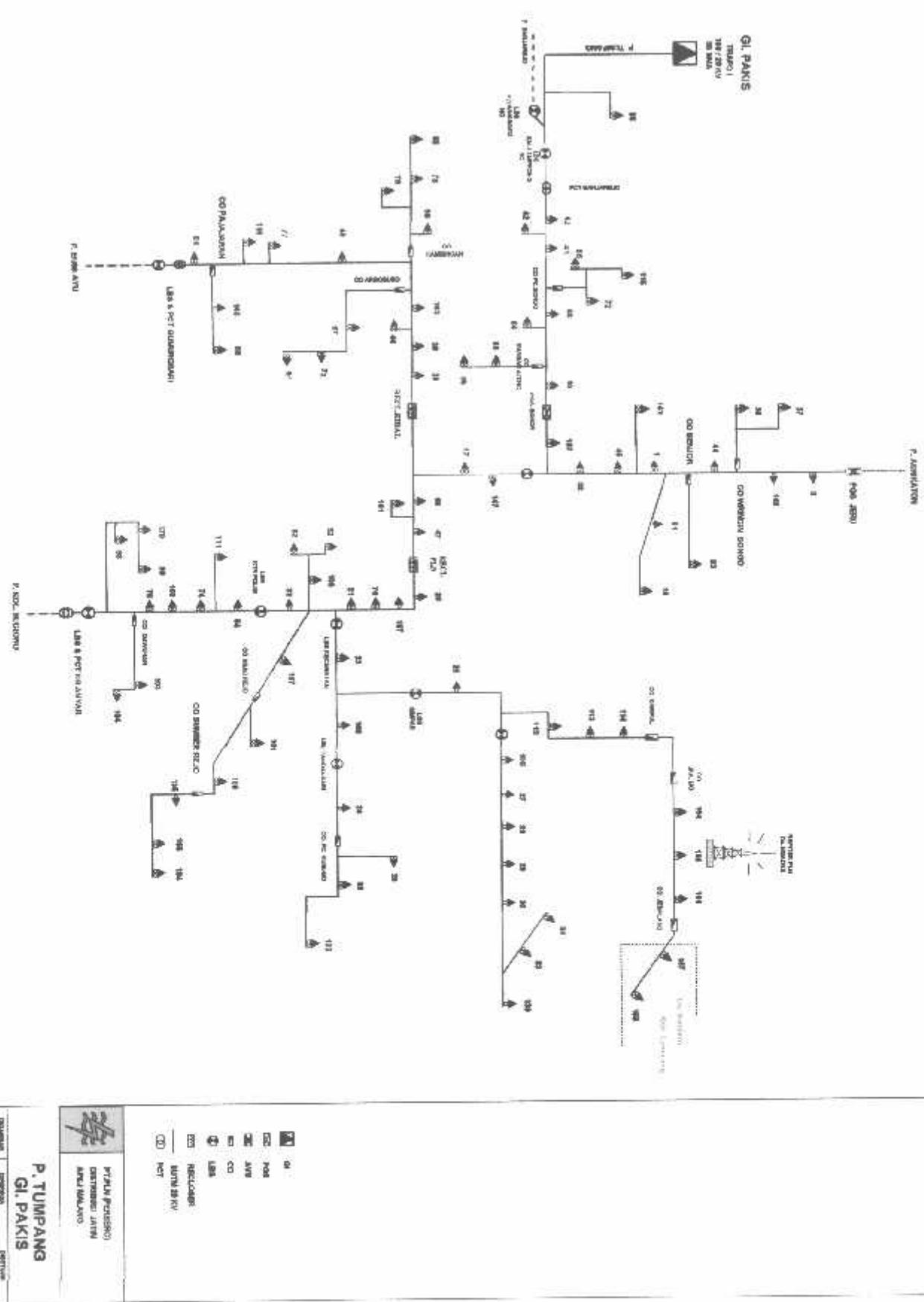
Bus89	20.000	95.339
Bus90	20.000	95.330
Bus91	20.000	95.324
Bus92	20.000	95.329
Bus93	20.000	95.328
Bus94	20.000	95.326
Bus95	20.000	95.324
Bus96	20.000	95.435
Bus97	20.000	95.416
Bus98	20.000	95.406
Bus99	20.000	95.397
Bus100	20.000	95.387
Bus101	20.000	95.386
Bus102	20.000	95.383
Bus103	20.000	95.370
Bus104	20.000	95.360
Bus105	20.000	95.355
Bus106	20.000	95.278
Bus107	20.000	95.266
Bus108	20.000	95.264
Bus109	20.000	95.235
Bus110	20.000	95.231
Bus111	20.000	95.333
Bus112	20.000	95.304
Bus113	20.000	95.289
Bus114	20.000	95.259
Bus115	20.000	95.248
Bus116	20.000	95.200
Bus117	20.000	95.178
Bus118	20.000	95.171
Bus119	20.000	95.158
Bus120	20.000	95.155
Bus121	20.000	95.141
Bus122	20.000	95.291
Bus123	20.000	95.282
Bus124	20.000	95.274
Bus125	20.000	95.271
Bus126	20.000	95.271
Bus127	20.000	95.251
Bus128	20.000	95.228
Bus129	20.000	95.227

Tabel 4-9
Rugi-Rugi Daya Sesudah Penempatan Kapasitor

<i>CKT/Branch</i>	<i>Losses</i>	
	<i>ID</i>	<i>kW</i>
Cable1	38.3	58.5
Cable2	0.0	0.0
Cable3	13.7	20.9
Cable4	6.5	9.9
Cable5	0.0	0.0
Cable6	12.0	18.3
Cable7	6.8	10.3
Cable8	0.0	0.0
Cable13	3.2	4.9
Cable9	0.0	0.0
Cable10	0.0	0.0
Cable11	0.0	0.0
Cable12	0.0	0.0
Cable14	3.4	5.3
Cable15	0.0	0.0
Cable16	10.8	16.5
Cable17	0.0	0.0
Cable19	18.2	27.8
Cable18	0.0	0.0
Cable20	25.4	38.8
Cable21	5.8	8.8
Cable22	0.1	0.1
Cable39	3.4	5.1
Cable23	0.1	0.1
Cable24	0.1	0.2
Cable25	0.0	0.0
Cable26	0.0	0.0
Cable27	0.0	0.1
Cable28	0.0	0.0
Cable30	0.0	0.0
Cable29	0.0	0.0
Cable31	0.0	0.0
Cable32	0.0	0.0
Cable33	0.0	0.0
Cable34	0.0	0.0
Cable37	0.0	0.0
Cable35	0.0	0.0
Cable36	0.0	0.0
Cable38	0.0	0.0
Cable40	3.3	5.0

Cable41	0.7	1.0
Cable42	1.2	1.9
Cable67	1.6	2.4
Cable43	0.9	1.3
Cable44	0.1	0.1
Cable45	0.0	0.0
Cable46	0.2	0.3
Cable47	0.0	0.1
Cable48	0.1	0.2
Cable51	0.6	0.8
Cable49	0.0	0.0
Cable50	0.0	0.0
Cable52	0.0	0.0
Cable58	0.1	0.1
Cable53	0.0	0.0
Cable54	0.1	0.1
Cable55	0.0	0.0
Cable56	0.0	0.0
Cable57	0.0	0.0
Cable59	0.0	0.0
Cable60	0.0	0.0
Cable61	0.0	0.1
Cable62	0.0	0.0
Cable63	0.0	0.0
Cable64	0.0	0.0
Cable65	0.0	0.1
Cable66	0.0	0.0
Cable68	1.6	2.5
Cable69	0.0	0.0
Cable70	0.5	0.8
Cable71	1.2	1.9
Cable72	0.2	0.3
Cable73	3.7	5.6
Cable74	1.5	2.3
Cable75	1.4	2.1
Cable76	0.0	0.0
Cable102	0.9	1.3
Cable77	0.0	0.0
Cable81	0.1	0.1
Cable95	0.0	0.0
Cable78	0.0	0.0
Cable79	0.0	0.0
Cable80	0.0	0.0
Cable82	0.1	0.1
Cable83	0.1	0.2

Cable84	0.0	0.0
Cable85	0.1	0.2
Cable86	0.0	0.0
Cable87	0.1	0.2
Cable88	0.0	0.0
Cable89	0.0	0.0
Cable91	0.0	0.0
Cable90	0.0	0.0
Cable92	0.0	0.0
Cable93	0.0	0.0
Cable94	0.0	0.0
Cable96	0.0	0.0
Cable97	0.0	0.0
Cable98	0.0	0.0
Cable99	0.0	0.0
Cable100	0.0	0.0
Cable101	0.0	0.0
Cable103	0.1	0.1
Cable104	0.0	0.0
Cable110	0.2	0.2
Cable105	0.2	0.2
Cable106	0.0	0.0
Cable107	0.0	0.0
Cable108	0.0	0.1
Cable109	0.0	0.0
Cable111	0.2	0.3
Cable112	0.1	0.1
Cable121	0.0	0.0
Cable113	0.1	0.2
Cable114	0.1	0.1
Cable115	0.1	0.1
Cable116	0.0	0.0
Cable117	0.0	0.0
Cable118	0.0	0.0
Cable119	0.0	0.0
Cable120	0.0	0.0
Cable122	0.0	0.0
Cable123	0.0	0.0
Cable124	0.0	0.1
Cable125	0.0	0.0
Cable126	0.0	0.0
Cable127	0.0	0.0
Cable128	0.0	0.0
	169.6	259.2



DAFTAR PENGUKURAN BERAN TRAFO DISTRIBUSI UPJ TUMPANG SEMESTER 1 (SATU)

No Grd	Alamat	Gardu	KV A Tra fo	TYPE TRAF	Arus Jurusan A			Arus Jurusan B			Arus Jurusan C			Arus Jurusan D			Beban Total Phasa - O	Lengkung Phasa - O	Beban Trafo	Tanggal ulur	Keterangan												
					I	II	III	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T															
1.	Jl. Raya Tumpang	100	0	47	89	55	35					18	37	24	21				65	126	79	56	232	233	230	62,64	18-Feb-07						
2.	Jl.Raya Tumpang	160	0	63	46	43	33					107	113	76	51				170	159	119	84	223	223	225	99,90	62,64	1-Mar-07	UPATING				
3.	Jl.Raya Jawa Tumpang	160	0	143	140	204	78					63	92	80	35				205	232	284	113	409	210	210	150,90	94,31	29-Jan-07					
4.	Jl.Raya Fabrikhizam	200	0									152	101	175	58				195	189	245	59	222	223	221	139,64	69,82	18-Feb-07					
5.	Dr. Sukotilo Jabung	100	0									17	33	19	15				61	97	71	78	130	52	15	225	222	67,05	67,05	5-Feb-07			
6.	Dr. Sukotilo Jabung	100	0									54	70	45	20				30	35	25	10	34	105	70	220	224	224	56,98	56,93	26-Apr-07		
7.	Dr. Mamantoro Jabung	200	0	83	128	75	80					118	126	144	23	103	143	94	7														
8.	Dr. Mamantoro Jabung	160	0																27	24	10	:5	145	150	163	38	220	223	225	190,76	62,98	18-Feb-07	
9.	Dr. Buntut Wetan Pakis	200	0									174	143	113	45				105	77	114	25	279	220	227	70	228	228	229	165,53	82,78	18-Feb-07	
10.	Dr. Bokor Tumpang	200	0									81	66	126	4				36	118	75	3	119	184	201	7	216	213	213	105,80	54,43	6-Feb-07	
11.	Dr. Bustut Wetan Pakis	200	0									16	7	10	16				142	121	126	30	158	128	136	46	225	227	223	94,95	47,48	5-Feb-07	
12.	Dr. Sambangan Pakis	160	0									22	43	24	27				67	50	45	:45	89	93	69	72	221	224	225	55,47	55,47	29-Mar-07	
13.	Dr. Sambangan Pakis	160	0									30	55	85	32				90	77	48	:49	175	132	133	81	215	212	210	95,46	59,66	6-Feb-07	
14.	Dr. Prerwta Krambiyo Jabung	75	0									97	30	90	6				22	10	35	14	119	40	125	20	214	214	214	60,78	81,03	1-Apr-07	
15.	Dr. Bakoyoso Jabung	160	0	27	31	15	21					276	49	49	29				303	80	64	50	220	220	220	98,34	61,46	5-Feb-07					
16.	Dr. Tuluhusay Tumpang	160	0	55	10	73	31					80	119	109	41				135	129	182	72	233	237	240	103,92	64,55	18-Feb-07					
17.	Dr. Kebonsari Tumpang	160	0	95	104	90	36					64	70	35	34				159	174	125	70	223	224	222	102,13	68,83	1-Mar-07					
18.	Lembod - 502 Jember	160	0															78	81	56	31	236	236	236	50,74	31,71	23-Feb-07						
19.	Dr. Paktoebenah	100	0									50	22	24	21				35	38	71	:29	85	60	55	50	221	224	223	53,52	53,52	23-Feb-07	
20.	Dr. Kembastean Jabung	100	0	60	63	48	35					46	43	51	21				106	106	99	56	218	218	219	67,80	67,80	14-Feb-07					
21.	Dr. Belung Pakhammo	100	0	114	74	172	40					51	45	24	15				165	119	96	55	219	211	211	105,12	105,12	10-Apr-07					
22.	Dr. Wonsowulu Tumpang	200	0									118	139	108	33				44	20	62	32	162	159	170	85	229	240	243	112,44	56,22	23-Feb-07	
23.	Dr. Wongono Pakhammo	250	0									89	149	111	42				62	17	71	36	151	165	182	78	214	216	218	105,79	42,71	23-Feb-07	
24.	Dr. Tridu Tampakhammo	150	0									12	3	15	31				82	84	76	31	94	87	91	62	212	210	212	57,66	38,44	18-Feb-07	
25.	Dr. Poncohammo	150	0									81	86	60	23				25	113	73	71	106	199	135	94	212	212	210	94,86	61,90	18-Feb-07	
26.	Dr. Sumpit Poncohammo	75	0	39	34	31	12											39	34	31	12	241	241	240	25,06	33,42	18-Feb-07						
27.	Dr. Kusdi Poncohammo	100	0									42	32	33	20				71	45	104	22	113	77	107	42	244	244	244	79,79	23-Feb-07		
28.	Dr. Basuki Wringinhammo Pakis	50	0															121	122	0	4	231	230	229	56,13	112,27	23-Feb-07	PERENC. GANTIT TRF					
29.	Dr. Gubekhulih Pakis	75	0															63	25	43	32	108	73	111	56	227	226	230	66,28	88,38	23-Feb-07		
30.	Dr. Gubekhulih Pakis	50	0															163	83	0	70	163	83	0	70	235	240	231	57,81	115,62	23-Feb-07		
31.	Dr. Ngandhi Pakis	160	0															92	93	127	21	151	136	165	39	240	244	240	104,48	67,80	23-Feb-07		
32.	Bright - 18 Jabung	160	0															82	71	87	51	222	230	233	54,68	34,80	23-Feb-07						
33.	Dr. Tegel Pasangga Pakis	250	0	115	106	119	35						61	59	48	21			176	165	167	56	236	237	231	119,89	47,96	18-Feb-07					
34.	Dr. Gagahhammo Barisan	160	0									116	149	115	12				47	24	12	11	163	173	128	23	244	247	248	113,22	70,76	18-Feb-07	
35.	Dr. Boto putih Sunberpasir	50	0	4	6	23	10										79	36	68	22	212	221	222	38,80	77,59	18-Feb-07							
36.	Dr. Wringinhammo Tumpang	100	0									20	19	20	20				65	58	32	20	86	77	52	40	223	221	224	47,95	47,95	17-Apr-07	
37.	Dr. Wongolelio Wrgs	150	0									44	41	39	17	38	52	57	21	82	93	38	232	232	232	62,87	41,91	5-Feb-07					
38.	Dr. Puhungan Puhungan	160	0									152	58	68	40	-	54	31	38	40	206	89	105	80	219	220	220	57,82	54,89	13-Feb-07			

DAFTAR PENGUKURAN BEBAN TRAFO DISTRIBUSI UPJ TUMPANG SEMESTER 1 (SATU)

No Grd	Alamat Gardu	KV Type Traf	Arus Jurusan A			Arus Jurusan B			Arus Jurusan C			Arus Jurnas D			Beban Total	Tegangan Phase - O	Beban Trafo	Tanggai ukur	Keterangan									
			A Tra fo	B Ph3	C Ph4	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T								
31	Drs. Basukiyo Pakis	106	0	103	78	74	40	—	30	42	47	37	—	46	56	29	20	76	98	76	57	216	224	234	56,50	22-Mar-07		
42	Drs. Basukiyo Pakis	160	0	103	78	74	40	—	71	39	48	43	—	40	64	58	47	174	137	122	83	216	220	221	93,53	58,46		
43	Drs. Basukiyo Pakis	160	0	—	—	—	—	94	73	101	39	—	—	40	64	58	47	134	142	159	80	220	223	219	97,90	61,19		
44	Laud - 602 Jabung	315	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	209	216	263	42	209	216	263	42	237	237	233	163,06	51,76		
45	Jl. Zava Tambang	160	0	129	95	83	43	—	—	—	—	—	—	104	77	49	60	233	173	132	103	224	221	221	120,51	75,32		
46	Jl. Raya Malanggrito	160	0	109	92	91	42	—	29	34	27	15	—	21	26	19	21	209	209	215	75	233	226	234	147,49	92,18		
47	Jl. Raya Tambang	50	0	—	—	—	—	—	29	34	27	15	—	21	26	19	21	46	36	33	240	239	37,28	74,51	17-Mar-07	PERALATAN SUMBER		
48	Drs. Pakidjajar	160	0	68	42	63	30	—	—	—	—	—	—	213	149	57	—	91	191	120	30	228	228	91,66	57,30	18-Feb-07		
49	Drs. Kidal Tumpang	160	0	88	79	90	20	—	—	—	—	—	—	15	81	71	12	—	107	169	161	32	209	209	89,43	55,91	17-Mar-07	
50	Drs. Kidal Tumpang	160	0	48	31	39	12	—	—	—	—	—	—	121	130	109	20	169	164	148	32	210	210	101,01	63,13	17-Mar-07		
51	Drs. Gembangga Ngabukt	100	0	34	42	80	21	—	—	—	—	—	—	70	39	19	16	—	104	81	99	37	205	207	268	58,22	17-Mar-07	
52	Drs. Robiyeng Wonsenjyo Pak	100	0	33	26	18	6	—	—	—	—	—	—	46	36	46	6	—	79	62	64	12	219	219	44,90	44,90	23-Jan-07	
53	Drs. Robiyeng Wonsenjyo Pak	50	0	—	—	—	—	—	30	20	19	9	—	41	6	59	10	—	71	26	78	10	222	221	219	38,85	77,70	6-Feb-07
54	Drs. Rendy Lesteva	150	0	88	75	80	36	—	—	—	—	—	—	91	66	78	15	—	179	141	158	51	223	221	225	106,59	71,05	4-Mar-07
55	Drs. Tantinggung Tumpang	150	0	88	89	43	23	—	—	—	—	—	—	40	39	29	10	—	128	128	74	35	216	215	71,28	47,82	20-Apr-07	
56	Drs. Sismanet Tumpang	150	0	—	—	—	—	—	70	50	53	20	—	—	85	60	80	20	155	110	133	40	224	225	222	89,16	59,43	17-Apr-07
57	Drs. Wanghal Agewoko Pak	150	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	142	135	145	28	142	135	145	25	216	216	91,15	60,77	1-Mar-07		
58	Drs. Pejrena Potoekahung	150	0	—	—	—	—	—	221	180	153	19	—	41	34	33	35	262	214	186	54	208	213	210	137,70	91,80	17-Jan-07	
59	Drs. Wattanggung Pak. Kasumo	50	0	—	—	—	—	—	4	4	7	19	—	—	62	70	113	39	66	74	120	58	206	206	216	58,76	22-Mar-07	
60	Jl. Pakuanua Muar Tumpang	75	0	—	—	—	—	—	23	28	18	10	—	—	33	27	43	15	56	55	61	25	222	223	38,18	30,91	1-Mar-07	
61	Jl. Tunggal Ila Tumpang	150	0	39	40	20	18	—	—	—	—	—	—	131	187	126	66	—	170	227	146	84	219	218	219	118,92	79,28	26-Feb-07
62	Drs. Kambingan Tumpang	150	0	—	—	—	—	—	105	37	69	32	—	—	39	69	71	21	105	106	140	53	218	218	219	89,60	59,73	22-Mar-07
63	Bright - 18 Jatibang	160	0	—	—	—	—	—	130	161	75	64	—	—	8	10	12	18	138	171	87	82	225	225	225	89,10	35,69	22-Mar-07
64	Paklik Mba Pakis	100	0	68	27	55	29	—	—	—	—	—	—	51	70	20	16	—	119	97	75	45	220	220	64,02	54,02	22-Mar-07	
65	Drs. Blitok Tumpang	50	0	88	80	45	25	—	—	—	—	—	—	100	70	86	20	—	188	159	131	45	216	219	218	103,25	206,50	20-Apr-07
66	Drs. Fucenggoeng Pakis	100	0	78	83	58	12	—	—	—	—	—	—	55	40	95	20	—	133	123	153	32	210	209	208	85,89	85,89	17-Apr-07
67	Perrum. Pakidjajar	100	0	—	—	—	—	—	131	60	113	67	—	—	65	16	19	56	196	76	132	123	234	239	236	94,54	94,54	1-Mar-07
68	Drs. Sumber Indradena Pakis	160	0	114	116	55	38	—	—	—	—	—	—	40	38	53	11	—	154	154	108	49	223	224	221	92,77	57,98	1-Apr-07
69	Drs. Kepoenggo Lubang	100	0	10	30	17	17	—	—	—	—	—	—	30	24	7	41	—	24	219	220	219	28,91	28,91	29-Jan-07			
70	Drs. Bolang Pasachusano	75	0	40	46	39	15	—	—	—	—	—	—	105	71	74	20	—	146	117	113	35	213	217	212	80,09	106,78	10-Apr-07
71	Drs. Jambon Pakidjajar	150	0	31	24	22	9	—	—	—	—	—	—	209	155	27	—	—	240	179	217	36	244	247	248	155,18	103,46	1-Mar-07
72	Drs. Glanggang Tumpang	100	0	—	—	—	—	30	40	30	14	—	—	18	60	40	10	48	100	70	24	219	216	217	47,74	47,74	17-Apr-07	
73	Drs. Kwidan Pakidjajar	100	0	80	94	49	30	—	—	—	—	—	—	8	2	13	6	97	101	62	36	210	221	222	56,94	56,94	1-Mar-07	
74	Drs. Karunginan Pakidjajar	200	0	49	32	60	39	—	—	—	—	—	—	72	87	98	29	—	121	119	68	227	229	225	94,89	47,44	21-Feb-07	
75	Drs. Gudanggung Pakidjajar	100	0	15	22	30	11	—	—	—	—	—	—	69	37	63	30	—	85	59	87	41	221	222	224	51,05	51,05	21-Feb-07
76	Drs. Dusyopel Pakidjajar	250	0	91	77	36	17	—	—	—	—	—	—	118	100	118	51	209	177	154	68	225	227	224	121,50	48,60	29-Mar-07	
77	Drs. Barus Kalai Tumpang	50	0	30	10	13	18	—	—	—	—	—	—	26	19	38	11	—	56	29	51	29	226	231	226	30,74	61,47	22-Mar-07
78	Drs. Barus Kalai Tumpang	100	0	—	—	—	—	70	49	56	15	—	—	30	45	41	10	100	94	97	25	210	209	208	61,11	61,11	22-Mar-07	

DAFTAR PENGUKURAN BEBAN TRAFO DISTRIBUSI UPJ TUMPANG SEMESTER I (SATU)

No Grid	Alamat	Gardu	KV A	Tipe Trafo	Arus Jurusan A			Arus Jurusan B			Arus Jurusan C			Arus Jurusan D			Beban Total	Tegangan Phase - O	Beban Trafo	Tanggal ukur	Keterangan											
					T	P	S	R	S	T	N	R	S	T	N	R																
81	Dn. Jember		160	0	0	62	82	21		48	34	25	95				118	55	107	46	224	224	71.90	46.94	22-Mar-07							
82	Dn. Blambangan Jember		100	0	0	56	55	68	26		43	52	49	7			139	107	117	103	216	215	216	78.41	78.41	17-Mar-07						
83	Dn. Durwet Tondai		100	0					45	49	51	27				29	34	31	21	75	83	85	48	212	214	208	50.88	50.88	17-Mar-07			
84	Dn. Durwet Tumpang		100	0					61	63	75	26				26	16	37	13	117	79	112	41	211	211	207	64.90	64.95	17-Mar-07			
85	Dn. Pandanwangi Pacetam		160	0	37	35	36	17		160	166	140	44				197	201	176	61	225	227	223	129.15	80.72	17-Mar-07						
86	Dn. Boekesua Pakis		100	0					8	11	18	9				74	35	57	29	82	46	75	225	229	223	45.68	45.68	17-Mar-07				
87	Dn. Barong Jember		100	0					71	89	106	46					71	89	106	46	222	221	221	59.05	59.05	5-Feb-07						
88	Dn. Bumbaranze Jember		100	0					77	37	30	35					77	57	30	35	230	230	230	37.72	37.72	5-Feb-07						
89	Dn. Desripoh Jember		100	0					69	61	67	22					46	25	23	21	115	86	50	43	221	219	225	64.31	64.31	5-Feb-07		
90	Dn. Gasek Jember		50	0					15	11	12	14					85	69	67	30	100	71	79	44	229	231	231	57.25	114.50	5-Feb-07		
91	Dn. Ngobrik Pacetammo		200	0	14	78	96	29		191	116	183	76					205	194	281	105	215	215	215	146.20	73.10	29-Jan-07					
92	Dn. Bruejeng Pakdejape		160	0	65	50	47	19		170	118	149	20					239	158	196	109	234	235	234	141.10	89.19	21-Feb-07					
93	Dn. Benjor Trampang		100	0					43	44	32	16					75	26	49	39	118	70	81	55	240	241	241	64.56	64.56	21-Feb-07		
94	Dn. Bendu Sukoharjo Jember		105	0	10	10	36	24		62	45	52	17				72	55	88	41	233	235	235	50.10	50.10	21-Feb-07						
95	Dn. Begawan Bidorojo Jember		50	0					49	30	72	39					21	6	12	20	70	36	94	59	223	221	224	42.37	34.74	21-Feb-07		
96	Dn. Bayeng Jember		100	0					76	35	50	20					69	35	60	35	145	70	110	55	225	225	227	73.13	73.13	22-Mar-07		
97	Dn. Petogos Blitard Jember		50	0						45	65	48	20					45	65	48	20	233	232	235	36.81	73.60	22-Mar-07					
98	Dn. Situmorbo Pacetammo		100	0	75	45	80	30		30	25	59	20				105	70	139	50	209	210	208	65.63	65.63	22-Mar-07						
99	Dn. Situmorbo Pacetammo		100	0	3				35	50	60	20					33	27	65	26	66	79	125	46	220	222	215	59.84	59.84	5-Feb-07		
100	Dn. Ngelirewe Pacetammo		100	0					37	28	41	17					32	29	30	69	57	71	17	218	216	214	42.95	42.95	28-Apr-07			
101	Dn. Putuk Ngelirewe		100	0	72	82	61	23		87	42	67	40					159	124	128	63	210	212	215	86.31	86.31	28-Apr-07					
102	Dn. Argawati Jember		100	0					60	58	96	50					65	33	49	18	125	91	145	68	230	234	232	83.03	83.03	5-Feb-07		
103	Dn. Dewihaan Pacetammo		50	0					25	10	20	10					68	35	51	20	93	45	71	30	211	211	211	44.10	88.25	13-Apr-07		
104	Dn. Dawuhan Pacetammo		50	0	64	18	17	36		63	12	38	49					127	30	55	85	205	208	214	43.46	86.92	13-Apr-07					
105	Dn. Pakter Bokotopas Pakis		125	0	81	77	75	20		89	92	56	30					170	169	131	50	234	235	239	109.98	87.98	13-Apr-07					
106	Dn. Gadungan Pacetammo		100	0	105	55	76	37										205	121	128	60	221	222	224	100.33	100.33	4-Mar-07					
107	Dn. Parus Karangpungko		100	0	11	27	14	12		89	41	63	44					100	68	77	56	221	225	223	54.15	54.15	4-Mar-07					
108	Dn. Singar Wringinanam		50	0					14	19	43	25					18	21	19	12	32	40	62	37	208	214	210	27.87	55.74	27-Mar-07		
109	Dn. Gunung Jati Jember		160	0					118	123	137	27					95	70	95	26	213	193	232	53	204	205	202	130.15	81.35	27-Mar-07		
110	Dn. Boro Jember		200	0	94	57	55	53									127	189	137	10	221	246	193	63	225	242	230	148.50	74.25	27-Mar-07		
111	Dn. Barus Karangpungko		50	0													8	4	14	8	37	44	29	18	45	48	43	26.25	22.25	30.60	61.20	4-Mar-07
112	Dn. Yerungsow		100	0					34	39	44	13					57	53	46	4	91	92	90	17	217	218	220	59.24	59.24	14-Feb-07		
113	Dn. Chanting		50	0					26	31	39	25						25	31	39	26	230	224	229	22.08	44.16	13-Apr-07					
114	Dn. Kedungpal		100	0					6	10	39	9					53	20	42	28	59	30	81	37	225	230	226	38.25	13-Apr-07			
115	Dn. Khetik Pakis		50	0					25	13	11	11					13	10	19	6	38	23	17	234	232	227	22.46	44.93	13-Apr-07			
116	Dn. Barus Ngajah Tumpang		50	-0					5	6	6	3					29	10	37	12	34	16	43	15	224	229	230	20.83	41.66	5-Feb-07		
117	Dn. Kendijo Jember		50	0					0	16	11	13					22	8	25	13	22	24	36	26	215	210	219	17.53	35.26	5-Feb-07		
118	Dn. Ngudjolo Jember		50	0					66	50	63	25						66	50	63	25	223	238	236	39.92	79.83	21-Feb-07					

DAFTAR PENGUKURAN BEBAN TRAFO DISTRIBUSI UPJ TUMPANG SEMESTER I (SATU)

DAFTAR PENGUKURAN BEBAN TRAFO DISTRIBUSI UPJ TUMPANG SEMESTER I (SATU)

No Grd	Alamat	Gardu	KV A Tra fo	VPE TRAF i l PbS	Arus. R S	Jurusan T N	Arus. R S	Jurusan T N	Arus. R S	Jurusan T N	Arus. R S	Jurusan T N	Arus. R S	Jurusan C	Arus Jurusan D	Beban Total	Tegangan Phase - O	Beban Trifo	K/A	%	Tanggal ukur	KETERANGAN							
161	Ds. Sumber pita		25	0					24	27	21	16			25	41	21	27	49	48	4.2	43	213	210	212	33.37	15-Feb-07		
162	Ds. Tulas Besar		100	0					33	48	39	13			73	65	60	4	112	116	90	17	237	229	225	77.50	5-Feb-07		
163	Ds. Transdam		160	0					13	36	30	21			19	21	41	18	32	57	71	39	230	231	229	36.80	23-Mar-07		
164	Ds. Ngijal		25	0	5	4	5	7					2		4	6	10		8	8	11	17	237	226	225	6.13	24-Feb-07		
165	Ds. Sumberpeta (Rehun Kopl)	10	0												10	11	12	11	13	11	12	11	219	217	214	7.23	7-Feb-07		
166	Jl. Raya Ampel		200	0											0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	
167	Ds. Tulas Besar		100	0					64	77	84	21			43	25	74	25	25	107	102	153	46	218	222	217	80.01	80.01	
168	Ds. Wacarejo		200	0					42	52	59	21			48	51	57	12	90	100	113	33	229	231	232	78.07	35.04		
169	Ds. Jaiman		100	0					30	80	61	10	2	2	20	10	41	39	29	10	574	49	30	20	594	141	146	50.23	19-Apr-07
170	Blok P T-98 Dukuhbesari		100	0											52	22	51	31	207	210	213	25.88	25.88	25.88	25.88	25.88	25-Apr-07		
171	Us. Tengko Kawi II		50	0											0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00		
172	Ds. Sumberpeta (PT.Catur)		315	0											0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00		
173	Ds. Sukohitam Petarak, Ayam		200	0											0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00		
174	Ds. Sukohitam Petarak, Ayam		200	0											0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00		
175	Ds. Kecatren Jahan		100	0											67	57	94	30	67	57	94	30	226	230	225	49.27	49.27		
<i>Catatan :</i>																								Tumpang, 06 Februari 2007					
<i>Untuk nomor gardu yang ada tandanya sudah sesuai dengan lapangan.</i>																								SUPERVISOR TEKNIK					
Dnya Trafo Sudah Sesuai																								WATYUDIONO					
ALLATIF AGUSTINO																								Bladgas T. 07					

Catatan :
 Untuk nomor gardu yang ada tandanya
 sudah sesuai dengan lapangan.
 Dnya Trafo Sudah Sesuai

u: OCP for Tumpang Feeder before
cn: GI Palis_Ponyulang Tumpang
act:
scr: Imron R.
nse: TUMPANG_129BUS

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case: LF

Page: 1
Date: 03-17-2008
SN: KLOCONSULT
Revision: Base
Config.: Normal

Electrical Transient Analyzer Program

ETAP PowerStation

Load Flow Analysis

Landing Category: Normal

Load Diversity Factor: Bus Maximum

Number of Buses:	Swing	Generator	Load	Total
	1	0	128	129

Number of Branches:	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable	Impedance	Tie P/D	Total
	0	0	0	128	0	0	128

Method of Solution: Newton-Raphson Method

Maximum No. of Iteration: 99

Custom of Solution: 0.000100

System Frequency: 50.00

Unit System: Metric

Project Filename: TUMPANG_129BUS

Output Filename: D:\III Simulasi for Skripsi\TUMPANG_129 BUS_Project_Pake kapasitor\Untitled.0f1

to: OCP for Tumpang Feeder before
on: GH Palais_Penyulang Tumpang
at:
ser: Untron R.
me: TUMPANG_129BUS

ETAP PowerStation

4.0.0C

Study Case: LP

Page: 2
Date: 03-17-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config.: Normal

BUS Input Data

ID	Bus	Type	Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
			kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	Max	Min
		Swing	20.000	100.0	0.0							
		Load	20.000	100.0	0.0							
		Load	20.000	100.0	0.0						0.040	0.025
		Load	20.000	100.0	0.0						0.096	0.053
		Load	20.000	100.0	0.0							
		Load	20.000	100.0	0.0						0.082	0.051
		Load	20.000	100.0	0.0						0.050	0.031
		Load	20.000	100.0	0.0							
		Load	20.000	100.0	0.0							
		Load	20.000	100.0	0.0						0.043	0.026
		Load	20.000	100.0	0.0							
		Load	20.000	100.0	0.0						0.077	0.048
		Load	20.000	100.0	0.0						0.020	0.013
		Load	20.000	100.0	0.0						0.048	0.030
		Load	20.000	100.0	0.0						0.053	0.036
		Load	20.000	100.0	0.0							
		Load	20.000	100.0	0.0						0.364	0.048
		Load	20.000	100.0	0.0						0.093	0.051
		Load	20.000	100.0	0.0						0.059	0.031
		Load	20.000	100.0	0.0						0.080	0.050
		Load	20.000	100.0	0.0							
		Load	20.000	100.0	0.0						0.093	0.058
		Load	20.000	100.0	0.0						0.114	0.071
		Load	20.000	100.0	0.0						0.045	0.023
		Load	20.000	100.0	0.0						0.039	0.026
		Load	20.000	100.0	0.0							
		Load	20.000	100.0	0.0						0.111	0.062
		Load	20.000	100.0	0.0						0.067	0.040
		Load	20.000	100.0	0.0							
		Load	20.000	100.0	0.0						0.060	0.037
		Load	20.000	100.0	0.0						0.137	0.085
		Load	20.000	100.0	0.0							

: OCP for Tumpang Feeder_before
 : GI_Pulau_Penyulang_Tumpang
 :
 : Imron R.
 : TUMPANG_129BUS

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: LF

Page: 3
 Date: 03-17-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

ID	Type	kV	Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
			% Mag	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	kvar	Max.	Min
	Load	20.000	100.0	0.0					0.043	0.028		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.059	0.036		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.102	0.063		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.141	0.087		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.089	0.055		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.095	0.059		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.083	0.051		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.121	0.078		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.089	0.043		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.035	0.022		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.087	0.054		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.054	0.033		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.128	0.086		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.007	0.060		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.056	0.036		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.059	0.036		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.085	0.053		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.085	0.053		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.028	0.018		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.029	0.012		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.055	0.034		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.081	0.050		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.121	0.081		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.037	0.023		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.033	0.020		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.035	0.022		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.065	0.040		

1: OCP for Tumpang Fader_before
2: GI Pakis_Penyulang Tumpang
3:
4: Emron R
5: TUMPANG 129BUS

ETAP PowerStation

4.0.DC

Study Case: LF

Page: 4

Date: 03-17-2008

SN: KLCICONSULT

Revision Rate

Config.: Normal

Bus	Initial Voltage			Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits		
	Type	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.	Min.
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.075	0.047		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.076	0.047		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.100	0.063		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.096	0.060		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.087	0.053		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.042	0.026		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.108	0.067		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.103	0.064		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.030	0.019		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.090	0.056		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.104	0.064		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.050	0.031		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.042	0.026		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.042	0.026		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.063	0.039		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.022	0.013		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.057	0.036		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.055	0.033		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.083	0.051		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.042	0.026		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.034	0.021		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.007	0.004		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.007	0.004		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.103	0.064		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.068	0.042		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.055	0.034		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.089	0.055		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.124	0.077		

U: OCP for Tumpang Feeder before
on: GI Pakis_Penyulang Tumpang
xt:
er: Imanron R.
ne: TUMPANG_129BUS

ETAP PowerStation

4.0.0C

Study Case LF

Page: 5
Date: 03-17-2008
SN: KLGOCONSULT
Revision: Baseline
Config.: Normal

ID	Bus		Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
	Type	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Mw	Mvar
0	Load	20.000	100.0	0.0					0.032	0.020		
1	Load	20.000	100.0	0.0					0.024	0.015		
2	Load	20.000	100.0	0.0					0.027	0.017		
3	Load	20.000	100.0	0.0					0.078	0.048		
4	Load	20.000	100.0	0.0					0.055	0.034		
5	Load	20.000	100.0	0.0					0.095	0.060		
6	Load	20.000	100.0	0.0					0.057	0.035		
7	Load	20.000	100.0	0.0					0.034	0.021		
8	Load	20.000	100.0	0.0					0.040	0.030		
9	Load	20.000	100.0	0.0					0.062	0.039		
10	Load	20.000	100.0	0.0					0.058	0.036		
11	Load	20.000	100.0	0.0					0.032	0.014		
12	Load	20.000	100.0	0.0					0.058	0.033		
13	Load	20.000	100.0	0.0					0.005	0.003		
14	Load	20.000	100.0	0.0					0.020	0.012		
15	Load	20.000	100.0	0.0					0.035	0.020		
16	Load	20.000	100.0	0.0					0.016	0.010		
17	Load	20.000	100.0	0.0					0.017	0.011		

Number of Buses: 129

0.000 0.000 0.000 0.000 0.062 3.765

OCP for Tumpang Feeder_before
a: GI Pakis_Penyulang Tumpang
t:
x: Imren R
e: TUMPANG_129BUS

ETAP PowerStation

4.0.0C

Study Case: LF

Page: 6
Date: 03-17-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

LINE / CABLE Input Data

Line/Cable	Ohms or Muhs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)								
	ID	Library	Size	Length(m)	#Phase	T (°C)	R	X	Y
Cable1		15MALS1	150	1804.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable2		15MALS1	150	827.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable3		15MALS1	150	654.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable4		15MALS1	150	321.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable5		15MALS1	150	456.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable6		15MALS1	150	611.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable7		15MALS1	150	351.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable8		15MALS1	150	667.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable9		15MALS1	150	418.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable10		15MALS1	150	918.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable11		15MALS1	150	41.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable12		15MALS1	150	410.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable13		15MALS1	150	175.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable14		15MALS1	150	195.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable15		15MALS1	150	1102.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable16		15MALS1	150	626.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable17		15MALS1	150	1247.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable18		15MALS1	150	1058.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable19		15MALS1	150	1121.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable20		15MALS1	150	1631.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable21		15MALS1	150	384.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable22		15MALS1	150	107.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable23		15MALS1	150	145.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable24		15MALS1	150	220.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable25		15MALS1	150	215.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable26		15MALS1	150	57.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable27		15MALS1	150	97.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable28		15MALS1	150	143.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable29		15MALS1	150	706.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable30		15MALS1	150	92.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable31		15MALS1	150	5817.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable32		15MALS1	150	131.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable33		15MALS1	150	287.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable34		15MALS1	150	1403.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable35		15MALS1	150	206.0	1	75	0.216200	0.330500	

OCP for Tumpang Feeder_before
 a: GI Pakis_Penyulang Tumpang
 i:
 r: Imron R
 e: TUMPANG_129RUS

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: LF

Page: 7
 Date: 03-17-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config.: Normal

Line/Cable	Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)								
	ID	Library	Size	Length(m)	#Phase	T (°C)	R	X	Y
Cable36		15MALS1	150	687.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable37		15MALS1	150	447.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable38		15MALS1	150	454.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable39		15MALS1	150	368.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable40		15MALS1	150	375.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable41		15MALS1	150	79.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable42		15MALS1	150	1360.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable43		15MALS1	150	1083.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable44		15MALS1	150	90.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable45		15MALS1	150	135.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable46		15MALS1	150	319.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable47		15MALS1	150	77.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable48		15MALS3	150	1985.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable49		15MALS1	150	871.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable50		15MALS1	150	1026.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable51		15MALS1	150	2272.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable52		15MALS3	150	262.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable53		15MALS1	150	73.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable54		15MALS1	150	1888.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable55		15MALS1	150	1676.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable56		15MALS1	150	486.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable57		15MALS1	150	2145.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable58		15MALS1	150	498.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable59		15MALS1	150	258.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable60		15MALS1	150	1627.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable61		15MALS1	150	859.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable62		15MALS1	150	1044.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable63		15MALS1	150	218.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable64		15MALS1	150	301.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable65		15MALS1	150	1209.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable66		15MALS1	150	212.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable67		15MALS1	150	422.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable68		15MALS1	150	461.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable69		15MALS1	150	596.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable70		15MALS1	150	144.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable71		15MALS1	150	363.0	1	75	0.216200	0.330500	
Cable72		15MALS1	150	60.0	1	75	0.216200	0.330500	

OCP for Tumpang Feeder_before	ETAP PowerStation	Page:	8
GI Pakis_Penyulang Tumpang	4.0.0C	Date:	03-17-2008
L		SN:	KI.GOCONSULT
Imrod R	Study Case: LF	Revision:	Base
TUMPANG_129BUS		Config.:	Normal

Line/Cable									Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)			
ID	Library	Size	Length(m)	#Phase	T (°C)	R	X	Y				
Cable73	15MALS1	150	1225.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable74	15MALS1	150	542.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable75	15MALS1	150	535.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable76	15MALS1	150	49.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable77	15MALS1	150	566.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable78	15MALS1	150	909.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable79	15MALS1	150	401.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable80	15MALS1	150	60.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable81	15MALS1	150	219.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable82	15MALS1	150	507.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable83	15MALS1	150	961.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable84	15MALS1	150	597.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable85	15MALS1	150	1229.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable86	15MALS1	150	252.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable87	15MALS1	150	1931.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable88	15MALS1	150	21.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable89	15MALS1	150	991.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable90	15MALS1	150	1416.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable91	15MALS1	150	641.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable92	15MALS1	150	213.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable93	15MALS1	150	387.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable94	15MALS1	150	378.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable95	15MALS1	150	912.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable96	15MALS1	150	1107.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable97	15MALS1	150	1159.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable98	15MALS1	150	2128.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable99	15MALS1	150	2043.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable100	15MALS1	150	1196.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable101	15MALS1	150	3207.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable102	15MALS1	150	1360.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable103	15MALS1	150	188.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable104	15MALS1	150	244.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable105	15MALS1	150	2542.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable106	15MALS1	150	486.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable107	15MALS1	150	255.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable108	15MALS1	150	2001.0	1	75	0.216200	0.330500					
Cable109	15MALS1	150	1204.0	1	75	0.216200	0.330500					

OCP for Tumpang Feeder_before
 n: GI Pakis_Penyulang Tumpang
 t:
 r: Imron R
 ie: TUMPANG_129BUS

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: LF

Page: 9
 Date: 03-17-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

Line/Cable:		Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)							
ID	Library	Size	Length(m)	n/Phase	T (°C)	R	X	Y	
Cable110	15MALS1	150	743.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable111	15MALS1	150	884.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable112	15MALS1	150	714.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable113	15MALS1	150	1589.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable114	15MALS1	150	1110.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable115	15MALS1	150	1798.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable116	15MALS1	150	1088.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable117	15MALS1	150	431.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable118	15MALS1	150	3892.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable119	15MALS1	150	1486.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable120	15MALS1	150	2250.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable121	15MALS1	150	1073.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable122	15MALS1	150	1408.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable123	15MALS1	150	1908.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable124	15MALS3	150	8223.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable125	15MALS3	150	794.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable126	15MALS1	150	3119.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable127	15MALS1	150	6682.0	1	75	0.216200	0.330500		
Cable128	15MALS1	150	784.0	1	75	0.216200	0.330500		

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

: OCP for Tumpang Feeder_before	ETAP PowerStation	Page:	10
: GI Pakis_Penyulang_Tumpang	4.0.0C	Date:	03-17-2008
: ct: er: ne:	Study Case: LP	SN:	KLGOONSULT
Imran R. TUMPANG_129BUS		Revision:	Base
		Config.:	Normal

BRANCH CONNECTIONS

Ckt/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAh			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	V
le1	Cable	Bus1	Bus2	0.75	14.91	17.81	
le2	Cable	Bus2	Bus3	4.41	8.83	8.97	
le3	Cable	Bus2	Bus4	3.53	5.40	6.46	
de4	Cable	Bus4	Bus5	1.74	2.65	3.11	
de5	Cable	Bus5	Bus6	2.46	3.77	4.50	
de6	Cable	Bus5	Bus7	3.30	5.03	6.83	
de7	Cable	Bus7	Bus8	1.90	2.90	3.47	
de8	Cable	Bus8	Bus9	1.61	2.51	6.59	
de9	Cable	Bus9	Bus10	1.26	2.43	4.13	
de10	Cable	Bus9	Bus11	4.96	7.51	9.06	
de11	Cable	Bus11	Bus12	0.22	0.34	0.49	
de12	Cable	Bus11	Bus13	2.23	3.39	4.05	
de13	Cable	Bus8	Bus14	0.95	1.45	1.73	
de14	Cable	Bus14	Bus15	1.05	1.61	1.93	
de15	Cable	Bus15	Bus16	5.96	9.11	10.88	
de16	Cable	Bus15	Bus17	3.28	5.17	6.18	
de17	Cable	Bus17	Bus18	6.54	10.30	15.31	
de18	Cable	Bus18	Bus19	6.72	1.74	10.46	
de19	Cable	Bus17	Bus20	6.66	9.26	11.07	
de20	Cable	Bus20	Bus21	8.82	13.48	15.10	
de21	Cable	Bus21	Bus22	2.08	3.17	3.79	
de22	Cable	Bus22	Bus23	0.58	0.98	1.05	
de23	Cable	Bus23	Bus24	0.78	1.29	1.43	
de24	Cable	Bus24	Bus25	1.19	1.82	2.17	
de25	Cable	Bus25	Bus26	1.16	1.78	2.12	
de26	Cable	Bus25	Bus27	0.31	0.47	0.56	
de27	Cable	Bus27	Bus28	0.32	0.10	0.96	
de28	Cable	Bus23	Bus29	0.77	1.18	1.41	
de29	Cable	Bus29	Bus30	3.82	5.83	6.97	
de30	Cable	Bus28	Bus31	0.50	0.79	0.91	
de31	Cable	Bus31	Bus32	31.44	48.06	57.43	
de32	Cable	Bus31	Bus33	0.71	1.08	1.29	
de33	Cable	Bus33	Bus34	1.55	2.37	2.83	
de34	Cable	Bus34	Bus35	7.58	11.39	13.85	
de35	Cable	Bus35	Bus36	1.11	1.60	1.93	
de36	Cable	Bus35	Bus37	3.71	5.06	5.78	

OCP for Tumpang Feeder_before				ETAP PowerStation	Page:	11
GI Pakis_Penyulang Tumpang				4.0.0C	Date:	03-17-2008
A.					SN:	KLOGCONSULT
ut: Imron R				Study Case: LF	Revision:	Beta
ue: TUMPANG_129BUS					Config:	Normal

Ckt/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAh			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	V
le37	Cable	Bus34	Bus38	2.42	1.69	4.41	
le28	Cable	Bus38	Bus39	2.45	1.75	4.44	
le29	Cable	Bus23	Bus40	1.99	1.04	3.60	
le40	Cable	Bus40	Bus41	2.05	1.13	3.70	
le41	Cable	Bus41	Bus42	0.43	0.65	0.78	
le42	Cable	Bus42	Bus43	7.35	11.24	13.43	
le43	Cable	Bus43	Bus44	5.85	8.95	10.69	
le44	Cable	Bus44	Bus45	0.49	0.74	0.89	
le45	Cable	Bus45	Bus46	0.73	1.12	1.53	
le46	Cable	Bus45	Bus47	1.12	2.64	3.15	
le47	Cable	Bus47	Bus48	0.42	0.64	0.76	
le48	Cable	Bus48	Bus49	10.73	16.40	19.60	
le49	Cable	Bus49	Bus50	4.71	7.21	8.60	
le50	Cable	Bus50	Bus51	5.55	8.48	10.13	
le51	Cable	Bus48	Bus52	12.28	18.77	22.43	
le52	Cable	Bus52	Bus53	1.42	2.16	2.59	
le53	Cable	Bus53	Bus54	0.39	0.63	0.72	
le54	Cable	Bus53	Bus55	18.20	15.60	18.64	
le55	Cable	Bus55	Bus56	9.06	13.85	16.55	
le56	Cable	Bus55	Bus57	2.63	4.12	4.80	
le57	Cable	Bus57	Bus58	11.39	17.72	21.18	
le58	Cable	Bus52	Bus59	2.69	4.11	4.92	
le59	Cable	Bus59	Bus60	1.19	2.13	2.55	
le60	Cable	Bus60	Bus61	8.79	13.44	16.06	
le61	Cable	Bus60	Bus62	4.64	7.10	8.48	
le62	Cable	Bus62	Bus63	5.64	8.65	10.31	
le63	Cable	Bus62	Bus64	1.18	1.80	2.15	
le64	Cable	Bus64	Bus65	1.63	2.40	2.67	
le65	Cable	Bus64	Bus66	0.53	0.99	1.14	
le66	Cable	Bus66	Bus67	1.13	1.71	2.09	
le67	Cable	Bus42	Bus68	2.28	3.49	4.17	
le68	Cable	Bus68	Bus69	2.49	3.81	4.55	
le69	Cable	Bus69	Bus70	3.22	4.92	5.58	
le70	Cable	Bus69	Bus71	0.78	1.19	1.42	
le71	Cable	Bus71	Bus72	1.96	3.00	3.58	
le72	Cable	Bus72	Bus73	0.32	0.50	0.59	
le73	Cable	Bus73	Bus74	6.62	10.12	12.09	
le74	Cable	Bus74	Bus75	2.93	4.48	5.35	
le75	Cable	Bus75	Bus76	2.89	4.42	5.28	

: OCP for Tumpang Feeder_before
 : GI Pakis, Periyulang Tumpang
 :
 :
 : or: Imran R
 :
 : TUMPANG_129BUS

ETAP PowerStation
 4.0.0C
 Study Case: LF

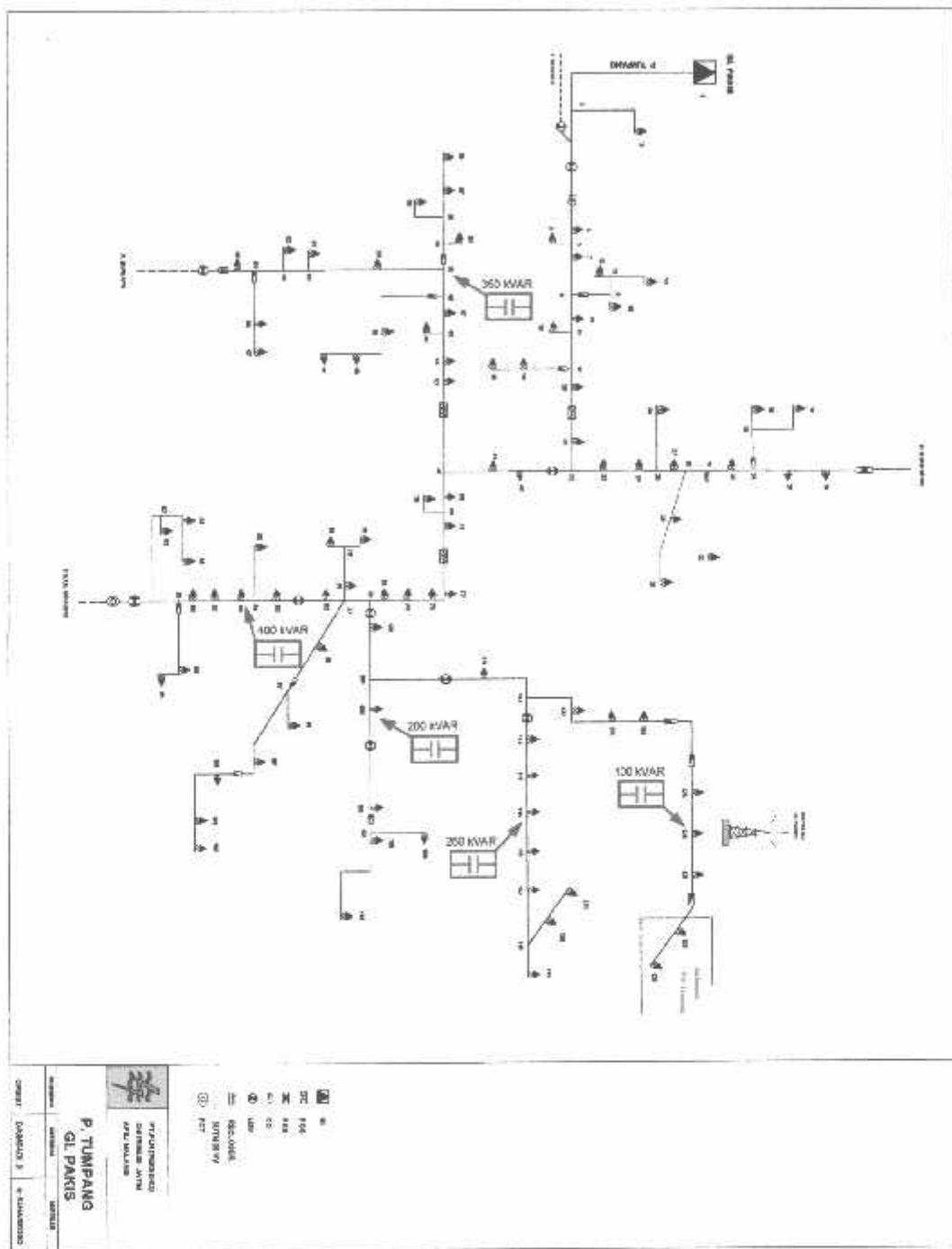
Page: 12
 Date: 03-17-2008
 SN: KLGCONSULT
 Revision: Basc
 Config: Normal

Ckt/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Par. Seq., 100 MVA(b)			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	V
le76	Cable	Bus76	Bus77	0.26	0.40	0.48	
le77	Cable	Bus77	Bus74	3.06	4.68	5.59	
le78	Cable	Bus78	Bus79	4.91	7.51	8.97	
le79	Cable	Bus79	Bus80	2.17	3.31	3.96	
le80	Cable	Bus79	Bus85	0.32	0.30	0.59	
le81	Cable	Bus77	Bus82	1.18	1.81	2.16	
le82	Cable	Bus82	Bus83	2.74	4.19	5.01	
le83	Cable	Bus83	Bus84	5.19	7.04	9.49	
le84	Cable	Bus84	Bus85	3.23	4.93	5.59	
le85	Cable	Bus84	Bus86	6.64	11.15	12.13	
le86	Cable	Bus86	Bus87	1.36	2.08	2.49	
le87	Cable	Bus87	Bus88	10.44	15.95	19.31	
le88	Cable	Bus88	Bus89	6.11	8.17	9.21	
le89	Cable	Bus89	Bus90	5.36	8.19	9.78	
le90	Cable	Bus90	Bus91	7.65	11.70	13.98	
le91	Cable	Bus91	Bus92	3.46	5.30	6.33	
le92	Cable	Bus92	Bus93	1.15	1.76	2.10	
le93	Cable	Bus93	Bus94	2.09	3.20	3.82	
le94	Cable	Bus94	Bus95	2.94	3.12	3.73	
le95	Cable	Bus77	Bus96	4.93	7.54	9.00	
le96	Cable	Bus96	Bus97	5.98	9.15	10.93	
le97	Cable	Bus97	Bus98	6.96	9.58	11.44	
le98	Cable	Bus97	Bus99	11.30	17.58	21.01	
le99	Cable	Bus99	Bus100	11.04	16.88	20.17	
le100	Cable	Bus100	Bus101	5.46	9.88	11.81	
le101	Cable	Bus101	Bus102	17.33	26.50	31.66	
le102	Cable	Bus102	Bus103	7.35	11.24	13.43	
le103	Cable	Bus103	Bus104	1.02	1.55	1.85	
le104	Cable	Bus104	Bus105	1.32	2.02	2.41	
le105	Cable	Bus105	Bus106	13.74	21.00	25.10	
le106	Cable	Bus106	Bus107	2.63	4.62	4.80	
le107	Cable	Bus107	Bus108	1.38	2.11	2.52	
le108	Cable	Bus107	Bus109	10.42	16.53	19.76	
le109	Cable	Bus109	Bus110	6.51	9.95	11.89	
le110	Cable	Bus110	Bus111	4.02	6.14	7.34	
le111	Cable	Bus111	Bus112	4.78	7.50	8.73	
le112	Cable	Bus112	Bus113	3.86	5.90	7.05	
le113	Cable	Bus113	Bus114	8.59	13.13	15.69	
le114	Cable	Bus114	Bus115	6.00	9.17	10.96	

Dengan menggunakan bantuan *software ETAP Powerstation* maka didapatkan penempatan kapasitor yang optimal untuk perbaikan profil tegangan dan mereduksi rugi-rugi yaitu pada bus 62, 88, 97, 109, 116 dan 125. Dengan kapasitas masing-masing 100 kVAR, 250 kVAR, 200kVAR, 400 kVAR dan 350 kVAR seperti terlihat pada tabel terlihat pada tabel 4-7.

Tabel 4-7
Lokasi Penempatan Dan Kapasitas Kapasitor

Bus	Kapasitas kapasitor (kVAR)
126	100
115	250
105	200
86	400
52	350



Gambar 4-8
*Single line Penyulang Tumpang Dengan Penempatan
 Masing-Masing Kapasitor*

4.5. Analisis Perhitungan

Perhitungan penempatan kapasitor diawali dengan melakukan studi aliran daya dengan menggunakan *software ETAP Powerstation*. Studi aliran daya dilakukan untuk mengetahui nilai tegangan tiap-tiap bus dan rugi-rugi daya pada saluran. Setelah studi aliran daya dilakukan, barulah dilakukan perhitungan rugi-rugi daya pada saluran.

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 Tumpang.

Setelah dilakukan pemasangan kapasitor diperoleh perbaikan profil tegangan, dan penurunan rugi-rugi daya tiap saluran. Data hasil program dapat dilihat pada tabel 4-8 dan tabel 4-9

Tabel 4-8
Profil Tegangan Sesudah Penempatan Kapasitor

Bus		Voltage
ID	kV	%Mag
Bus1	20.000	100.000
Bus2	20.000	99.077
Bus3	20.000	99.073
Bus4	20.000	98.746
Bus5	20.000	98.586
Bus6	20.000	98.582
Bus7	20.000	98.288
Bus8	20.000	98.119
Bus9	20.000	98.110
Bus10	20.000	98.108
Bus11	20.000	98.100
Bus12	20.000	98.100
Bus13	20.000	98.100
Bus14	20.000	98.038
Bus15	20.000	97.948

Tabel 4-8 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

Tabel 4-9
Rugi-Rugi Daya Sesudah Penempatan Kapasitor

CKT / Branch	Losses	
	ID	kW
Cable1	38.3	58.5
Cable2	0.0	0.0
Cable3	13.7	20.9
Cable4	6.5	9.9
Cable5	0.0	0.0
Cable6	12.0	18.3
Cable7	6.8	10.3
Cable8	0.0	0.0
Cable13	3.2	4.9
Cable9	0.0	0.0
Cable10	0.0	0.0
Cable11	0.0	0.0
Cable12	0.0	0.0
Cable14	3.4	5.3
Cable15	0.0	0.0
Cable16	10.8	16.5
Cable17	0.0	0.0
Cable19	18.2	27.8
Cable18	0.0	0.0
Cable20	25.4	38.8
Cable21	5.8	8.8
Cable22	0.1	0.1
Cable39	3.4	5.1
Cable23	0.1	0.1
Cable24	0.1	0.2
Cable25	0.0	0.0
Cable26	0.0	0.0
Cable27	0.0	0.1
Cable28	0.0	0.0
Cable30	0.0	0.0
Cable29	0.0	0.0
Cable31	0.0	0.0
Cable32	0.0	0.0
Cable33	0.0	0.0
Cable34	0.0	0.0
Cable37	0.0	0.0
Cable35	0.0	0.0
Cable36	0.0	0.0

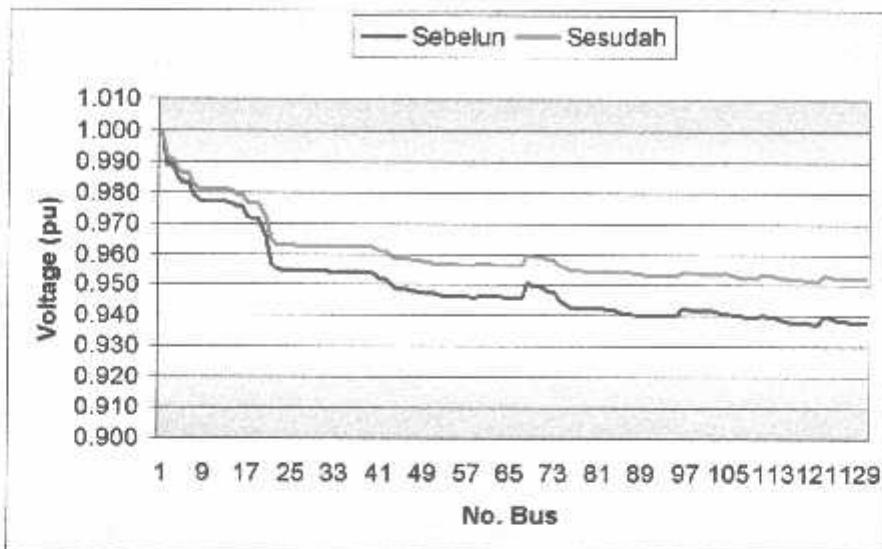
Tabel 4-9 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

Setelah dilakukan analisa terhadap sebelum dan sesudah penempatan kapasitor pada sistem distribusi 20 kV penyulang Tumpang menggunakan *software ETAP Powerstation* maka, secara keseluruhan didapatkan beberapa hasil seperti pada tabel 4-10 dibawah ini.

Tabel 4-10
Hasil Analisa Dengan Menggunakan *Software ETAP Powerstation*

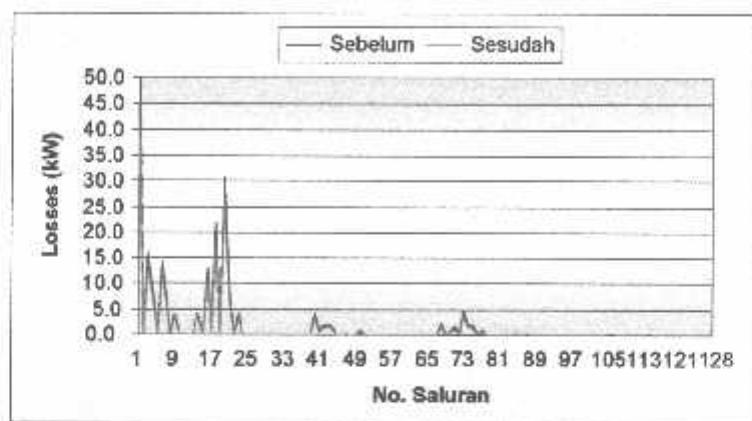
No		Sebelum	Sesudah	
			Bus	Kapasitor (kVAR)
1	Lokasi penempatan dan kapasitas, kapasitor		126	100
			115	250
			105	200
			86	400
			52	350
2	Tegangan terendah pada bus 121	0.9375 pu	0.9514 pu	
3	Rugi daya aktif	203,5 (kW)	169,6 (kW)	
	Pengurangan rugi daya aktif		33,9 (kW)	
	Rugi dayareaktif	311,0 (kVAR)	259,2 (kVAR)	
	Pengurangan rugi daya reaktif		51,8 (kVAR)	

Grafik 4-1
Tegangan Tiap-Tiap Bus Sebelum Dan Sesudah Penempatan Kapasitor.



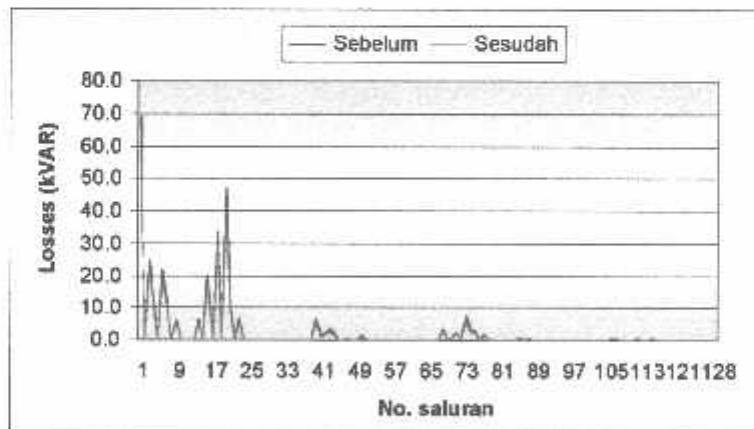
Dari Grafik 4-1 terlihat bahwa sebelum penempatan kapasitor tegangan yang mengalami *under voltage* tidak terjadi pada semua bus. Tegangan terendah terjadi pada bus 121 yaitu sebesar 0,9375 pu atau 18,750 kV dan setelah dilakukan penempatan kapasitor dapat diperbaiki menjadi 0,9514 pu atau 19,028 kV. Batas tegangan yang diijinkan adalah minimum sebesar 0.95 pu dan untuk maksimum 1.05 pu. Dan setelah dilakukan penempatan kapasitor tegangan bus pada sistem jariringan distribusi primer 20 kV penyulang Tumpang tidak ada yang mengalami *under voltage*.

Grafik 4-2
Perbandingan Rugi-Rugi Daya Aktif Sebelum Dan Sesudah
Penempatan Kapasitor.



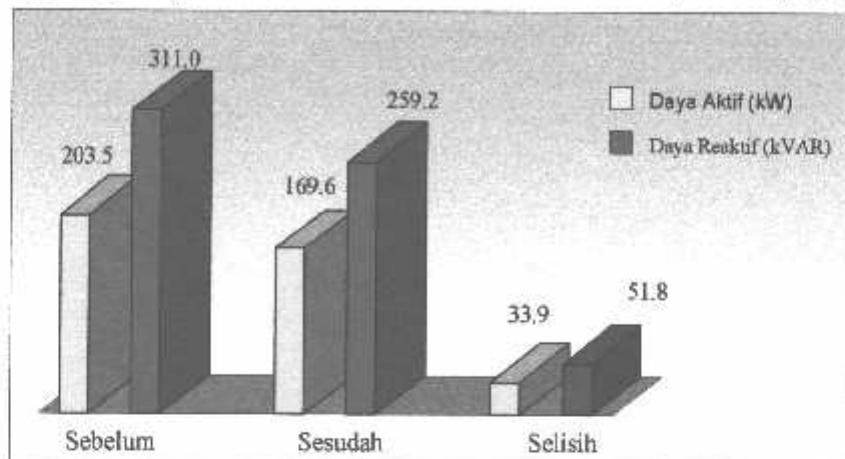
Dari Gambar 4-2 terlihat bahwa setelah penempatan kapasitor rugi daya aktif pada setiap saluran terjadi penurunan. Rugi daya aktif terbesar pada saluran 1 yaitu 45.0 kW, setelah penempatan kapasitor turun menjadi 38.3 kW

Grafik 4-3.
Perbandingan Rugi Daya Reaktif Sebelum Dan Sesudah
Penempatan Kapasitor



Dari Gambar 4-3 terlihat bahwa setelah penempatan kapasitor rugi daya reaktif pada setiap saluran terjadi penurunan. Rugi daya reaktif terbesar pada saluran 1 yaitu 68.9 kVAR, setelah penempatan kapasitor turun menjadi 58.5 kVAR

Grafik 4-4
Rugi-Rugi Daya Total Sebelum Dan Sesudah Penempatan Kapasitor



Dengan pemasangan kapasitor pada sistem distribusi penyulang Tumpang maka maka rugi-rugi saluran dapat berkurang yaitu, rugi daya aktif berkurang sebesar 33,9kW dari 203,5 kW menjadi 169,6 kW sedangkan rugi-rugi daya reaktif berkurang sebesar 51,8 kVAR dari 311,0 kVAR menjadi 259,2 kVAR.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Setelah dilakukan analisis mengenai penempatan kapasitor dengan menggunakan *software ETAP Powerstation* pada sistem distribusi 20 kV pada penyulang Tumpang maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Letak kapasitor yang optimal terletak pada *bus* 126, 115, 105, 86 dan 52 dengan kapasitas masing-masing, 100 kVAR, 250 kVAR, 200 kVAR, 400 kVAR dan 350 kVAR.
2. Tegangan yang beroperasi diluar batas yang diijinkan (0,95% - 1,05%), tidak terjadi pada semua bus. Tegangan terendah terdapat pada *bus* 121 sebesar 0,9375 pu atau 18,750 kV dan setelah dilakukan penempatan kapasitor dapat diperbaiki menjadi 0,9514 pu atau 19,028 kV.
3. Besarnya penurunan rugi daya aktif setelah penempatan kapasitor sebesar 16,658%, atau 33,84 kW dari 203,5 kW menjadi 169,6 kW dan rugi daya reaktif sebesar 16,656 % atau 51,8 kVAR dari 311,0 kVAR menjadi 259,2 kVAR.

5.2. SARAN

Penentuan letak dan kapasitas kapasitor pada jaringan distribusi primer 20 kV dengan menggunakan *software ETAP Powerstation* perlu dikembangkan dan diaplikasikan dalam menganalisa saluran-saluran yang telah ada maupun untuk perencanaan perluasan jaringan yang kemungkinan akan terjadi penambahan beban dalam jumlah besar, agar kondisi tegangan pada setiap ujung saluran dapat dipertahankan pada batas minimum 0,95 pu dan untuk maksimum 1,05 pu agar tidak merugikan konsumen dan PLN itu sendiri.

1:	OCF for Tumpang Feeder_before	ETAP PowerStation	Page:	13
2:	GI Pakis_Penyulang Tumpang	4.0.0C	Date:	03-17-2008
3:			SN:	KLGCONSULT
4:	Imron R	Study Case: LF	Revision:	Base
5:	TUMPANG_129BUS		Config.:	Normal

Ckt/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAh			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	V
lel15	Cable	Bus15	Bus16	9.71	14.86	17.75	
lel16	Cable	Bus16	Bus17	5.83	8.99	10.74	
lel17	Cable	Bus17	Bus18	2.33	3.56	4.26	
lel18	Cable	Bus18	Bus19	21.04	32.16	38.43	
lel19	Cable	Bus18	Bus20	8.03	12.28	16.01	
lel20	Cable	Bus19	Bus21	12.16	18.39	22.22	
lel21	Cable	Bus19	Bus22	5.80	8.87	10.59	
lel22	Cable	Bus22	Bus23	7.61	11.63	13.90	
lel23	Cable	Bus23	Bus24	10.31	15.76	18.84	
lel24	Cable	Bus24	Bus25	44.43	67.94	81.19	
lel25	Cable	Bus25	Bus26	4.29	6.56	7.84	
lel26	Cable	Bus26	Bus27	16.86	25.77	30.75	
lel27	Cable	Bus27	Bus28	36.12	55.21	65.97	
lel28	Cable	Bus28	Bus29	4.24	6.48	7.74	

OCP for Tumpang Feeder before
n: GI Pakis_Penyulang Tumpang
s:
r: Imron R
e: TUMPANG_129BUS

ETAP PowerStation

4.0.0C

Study Case: TJ

Page: 14
Date: 03-17-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config.: Normal

EQUIPMENT CABLE Input Data

Equipment Cable	Equipment ID	Type	Library	ohms / 1000 m per Conductor					O/L		Heater R (ohm)
				Size	L(m)	Ø/ph	T (°C)	R	X	Y	

OCP for Tumpang Feeder_before										RTAP PowerStation 4.0.0C				Page:	12
GI Pakin_Penyulung Tumpang														Date:	03-17-2008
:														SN:	KLOCONSULT
er: Imron R														Revision:	Base
nc: TUMPANG_129BUS														Config.:	Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus	kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
		%Mag	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap	
20.000	100.000	0.0	5.69	2.71		0	0	0	0	Bus2	5.69	5.71	196	83.8		
20.000	98.893	-0.3	0	0		0	0	0	0	Bus1	-5.65	-5.64	196	84.0		
										Bus3	0.04	0.02	1	85.0		
										Bus4	5.61	5.62	194	84.0		
20.000	98.889	-0.3	0	0		0	0	0.04	0.02	Bus2	-0.64	-0.02	1	85.0		
20.000	98.894	-0.4	0	0		0	0	0.08	0.05	Bus2	-5.59	-5.60	194	84.1		
										Bus5	3.51	3.54	192	84.1		
20.000	98.302	-0.4	0	0		0	0	0	0	Bus4	-3.50	-3.53	192	84.2		
										Bus6	0.08	0.05	2	85.0		
										Bus7	5.42	3.48	199	84.1		
20.000	98.298	-0.4	0	0		0	0	0.08	0.05	Bus5	-0.08	-0.05	2	85.0		
20.000	97.941	-0.5	0	0		0	0	0.05	0.03	Bus5	-5.41	-3.46	199	84.2		
										Bus8	3.36	3.43	197	84.2		
20.000	97.736	-0.6	0	0		0	0	0	0	Bus7	-5.15	-3.42	197	84.3		
										Bus9	0.13	0.08	4	85.0		
										Bus14	5.23	3.34	182	84.1		
20.000	97.726	-0.6	0	0		0	0	0	0	Bus8	-0.13	0.08	4	85.0		
										Bus10	0.04	0.03	1	85.0		
										Bus11	0.09	0.06	3	85.0		
20.000	97.724	-0.6	0	0		0	0	0.04	0.03	Bus9	-0.04	-0.03	1	85.0		
20.000	97.712	-0.6	0	0		0	0	0	0	Bus9	-0.09	-0.05	3	85.0		
										Bus12	0.07	0.05	2	85.0		
										Bus13	0.02	0.01	0	85.0		
20.000	97.717	-0.6	0	0		0	0	0.07	0.05	Bus11	-0.37	-0.05	2	85.0		
20.000	97.716	-0.6	0	0		0	0	0.02	0.01	Bus11	-0.02	-0.01	0	85.0		
										Bus15	-5.22	-3.33	182	84.3		
20.000	97.636	-0.6	0	0		0	0	0.08	0.05	Bus8	5.14	3.28	180	84.3		
										Bus15	-5.14	-3.28	180	84.3		
20.000	97.526	-0.6	0	0		0	0	0	0	Bus14	-5.14	-3.28	180	84.3		
										Bus16	0.05	0.03	1	85.0		
										Bus17	5.08	3.24	178	84.3		
20.000	97.520	-0.6	0	0		0	0	0.05	0.03	Bus15	-0.05	0.03	1	85.0		
20.000	97.178	-0.7	0	0		0	0	0	0	Bus15	-5.07	-3.22	178	84.4		
										Bus18	0.15	0.09	3	85.0		
										Bus20	4.52	3.13	173	84.4		
20.000	97.158	-0.7	0	0		0	0	0.06	0.04	Bus17	-0.15	-0.09	5	85.0		
										Bus19	0.09	0.05	2	85.0		

OCP for Tumpang Feeder before:										ETAP PowerStation					Page:	16
by: GI Pakis Panyulang Tumpang										4.0.0C					Date:	03-17-2008
at:										Study Case: LF					SN:	KLOCONSULT
on: Imron R															Revision:	Base
re: TUMPANG_129BUS															Config:	Normal

ID	Bus	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow			XFMR	
		kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW		MW	Mvar	Amp	%PP	%Tgt
	20.000	97.148	-0.7	0	0	0	0	0.09	0.05	Bus18	-0.09	-0.05	3	85.0	
	20.000	96.573	-0.9	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus17	-0.90	-0.10	173	84.5	
	20.000	95.711	-1.1	0	0	0	0	0.07	0.05	Bus20	-0.77	-0.09	169	84.5	
	20.000	95.511	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus22	-0.70	-0.05	167	84.5	
	20.000	95.511	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus21	-0.69	-0.04	167	84.5	
	20.000	95.500	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus23	0.97	0.60	34	85.0	
	20.000	95.500	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus40	0.72	0.14	132	84.5	
	20.000	95.486	-1.2	0	0	0	0	0.09	0.05	Bus22	-0.97	-0.60	34	85.0	
	20.000	95.486	-1.2	0	0	0	0	0.10	0.06	Bus24	0.08	0.55	31	85.0	
	20.000	95.486	-1.2	0	0	0	0	0.10	0.06	Bus23	-0.88	-0.55	31	85.0	
	20.000	95.467	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus25	0.76	0.48	27	85.0	
	20.000	95.467	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus24	-0.78	-0.48	27	85.0	
	20.000	95.466	-1.2	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus25	0.04	0.03	1	85.0	
	20.000	95.462	-1.2	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus25	-0.74	-0.03	26	85.0	
	20.000	95.462	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus28	0.69	-0.43	24	85.0	
	20.000	95.453	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus27	-0.69	-0.43	24	85.0	
	20.000	95.453	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus29	0.19	0.32	6	85.0	
	20.000	95.453	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus31	0.59	0.31	17	85.0	
	20.000	95.452	-1.2	0	0	0	0	0.10	0.06	Bus28	-0.19	-0.12	6	85.0	
	20.000	95.448	-1.2	0	0	0	0	0.09	0.05	Bus30	0.09	0.05	3	85.0	
	20.000	95.448	-1.2	0	0	0	0	0.09	0.05	Bus29	-0.09	-0.05	3	85.0	
	20.000	95.450	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus28	-0.50	-0.31	17	85.0	
	20.000	95.450	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus32	0.05	0.03	1	85.0	
	20.000	95.450	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus33	0.44	0.17	15	85.0	
	20.000	95.457	-1.2	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus31	-0.05	-0.03	1	85.0	
	20.000	95.443	-1.2	0	0	0	0	0.13	0.08	Bus31	-0.44	-0.37	15	85.0	
	20.000	95.433	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus34	0.32	0.30	11	85.0	
	20.000	95.433	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus35	-0.32	-0.20	11	85.0	
	20.000	95.419	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus38	0.22	0.14	7	85.0	
	20.000	95.419	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus34	-0.09	-0.06	3	85.0	
	20.000	95.419	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus35	0.04	0.09	1	85.0	
	20.000	95.419	-1.2	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus37	0.05	0.03	1	85.0	
	20.000	95.419	-1.2	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus35	-0.04	-0.03	1	85.0	
	20.000	95.413	-1.2	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus35	-0.05	-0.03	1	85.0	

OCP for Tumpang Feeder_before										ETAP PowerStation				Page: 17			
n: GI Pakis_Penyulang Tumpang										4.0.0C				Date: 01-17-2008			
a:										SN: KLOCONSULT				Revision: Basv			
m: Intron R										Study Case: LF				Config.: Normal			
n: TUMPANG_129BUS																	

Bus	kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow			XFMR		
		%Mag	Ang	MW	kvar	MW	bMvar	MW	kvar		MW	Mvar	Amp	%kVar	%kVar	
112	20.000	95.423	-1.2	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus34	-0.22	-0.14	7	85.0		
										Bus39	0.13	0.08	4	85.0		
	20.000	95.416	-1.2	0	0	0	0	0.13	0.08	Bus38	-0.13	-0.08	4	85.0		
	20.000	95.359	-1.2	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus22	-3.72	-2.33	132	84.7		
	20.000	95.204	-1.2	0	0	0	0	0.09	0.05	Bus40	-3.63	-2.27	129	84.8		
	20.000	95.177	-1.1	0	0	0	0	0	0	Bus41	3.55	2.22	126	84.8		
	20.000	95.177	-1.1	0	0	0	0	0	0	Bus43	1.16	0.72	41	84.8		
	20.000	95.002	-1.2	0	0	0	0	0.07	0.05	Bus42	2.38	1.49	85	84.7		
	20.000	94.871	-1.2	0	0	0	0	0.11	0.07	Bus43	-1.16	0.73	41	84.9		
	20.000	94.851	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus44	0.57	0.60	34	84.9		
	20.000	94.851	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus46	-0.97	-0.60	34	84.9		
	20.000	94.851	-1.2	0	0	0	0	0	0	Bus47	0.06	0.04	2	85.0		
	20.000	94.360	-1.4	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus45	0.91	0.57	32	84.9		
	20.000	94.329	-1.4	0	0	0	0	0.03	0.03	Bus45	-0.91	-0.57	32	85.0		
	20.000	94.329	-1.4	0	0	0	0	0	0	Bus48	0.88	0.55	31	85.0		
	20.000	94.329	-1.4	0	0	0	0	0	0	Bus47	-0.88	-0.55	31	85.0		
	20.000	94.766	-1.4	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus48	0.25	0.16	8	85.0		
	20.000	94.766	-1.4	0	0	0	0	0.03	0.03	Bus50	0.17	0.11	6	85.0		
	20.000	94.769	-1.4	0	0	0	0	0.03	0.03	Bus49	-0.17	-0.11	6	85.0		
	20.000	94.735	-1.4	0	0	0	0	0.12	0.08	Bus50	0.12	0.08	4	85.0		
	20.000	94.663	-1.4	0	0	0	0	0	0	Bus48	-0.12	-0.08	4	85.0		
	20.000	94.655	-1.4	0	0	0	0	0	0	Bus53	0.27	0.17	9	85.0		
	20.000	94.655	-1.4	0	0	0	0	0	0	Bus54	0.36	0.22	12	85.0		
	20.000	94.654	-1.4	0	0	0	0	0.09	0.05	Bus55	-0.27	-0.17	9	85.0		
	20.000	94.617	-1.4	0	0	0	0	0	0	Bus53	0.18	0.11	6	85.0		
	20.000	94.617	-1.4	0	0	0	0	0	0	Bus56	0.05	0.03	1	85.0		
	20.000	94.617	-1.4	0	0	0	0	0	0	Bus57	0.13	0.08	4	85.0		

OCP for Tumpang Feeder before										ETAP PowerStation				Page: 18			
n: GI Pakis_Penyulang Tumpang										4.0.0C				Date: 03-17-2008			
s:										SN: KLGCONSULT				Revision: Base			
ar: Imron R										Study Case: LP				Config.: Normal			
re: TUMPANG_129B/S																	

Bus	kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
		VolMag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%GFP	%Tap	
	20.000	94.617	-1.4	0	0	0	0	3.05	0.03	Bus55	-0.05	-0.05	1	85.0		
	20.000	94.618	-1.4	0	0	0	0	3.05	0.03	Bus55	-0.13	-0.08	4	85.0		
										Bus56	0.08	0.05	2	85.0		
	20.000	94.619	-1.4	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus57	-0.08	-0.05	2	85.0		
	20.000	94.623	-1.4	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus51	-0.56	-0.22	12	85.0		
										Bus60	0.28	0.18	10	85.0		
	20.000	94.635	-1.4	0	0	0	0	0	0	Bus50	-0.28	-0.18	10	85.0		
										Bus61	0.01	0.02	0	85.0		
										Bus62	0.28	0.16	0	85.0		
	20.000	94.630	-1.4	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus63	-0.03	0.02	0	85.0		
	20.000	94.610	-1.4	0	0	0	0	0	0	Bus60	-0.25	-0.16	9	85.0		
										Bus63	0.02	0.01	0	85.0		
										Bus64	0.24	0.15	8	85.0		
	20.000	94.608	-1.4	0	0	0	0	3.02	0.01	Bus62	-0.02	-0.03	0	85.0		
	20.000	94.604	-1.4	0	0	0	0	0	0	Bus62	-0.24	-0.15	8	85.0		
										Bus65	0.05	0.03	1	85.0		
										Bus66	0.19	0.12	6	85.0		
	20.000	94.602	-1.4	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus64	-0.05	-0.03	1	85.0		
	20.000	94.678	-1.4	0	0	0	0	0.07	0.05	Bus64	-0.19	-0.12	6	85.0		
										Bus67	0.12	0.07	4	85.0		
	20.000	94.676	-1.4	0	0	0	0	0.12	0.07	Bus65	-0.12	-0.07	4	85.0		
	20.000	95.065	-1.3	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus42	-2.38	-1.40	85	84.8		
										Bus69	2.35	1.47	84	84.8		
	20.000	94.545	-1.3	0	0	0	0	0	0	Bus68	-2.35	-1.47	84	84.8		
										Bus70	0.03	0.02	1	85.0		
										Bus71	1.32	1.43	82	84.8		
	20.000	94.942	-1.3	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus69	-0.03	-0.02	1	85.0		
	20.000	94.907	-1.4	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus69	-2.32	-1.45	83	84.8		
										Bus72	2.38	1.43	81	84.8		
	20.000	94.815	-1.4	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus71	-2.28	-1.43	81	84.8		
										Bus73	2.22	1.39	79	84.8		
	20.000	94.800	-1.4	0	0	0	0	0.07	0.04	Bus72	-2.22	-1.39	79	84.8		
										Bus74	2.16	1.35	77	84.8		
	20.000	94.506	-1.5	0	0	0	0	0.07	0.04	Bus73	-2.15	-1.34	77	84.9		
										Bus75	2.08	1.33	74	84.9		
	20.000	94.580	-1.5	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus74	-2.08	-1.33	74	84.9		
										Bus76	1.99	1.24	71	84.9		
	20.000	94.361	-1.5	0	0	0	0	0	0	Bus75	-1.99	-1.24	71	84.9		

OCP for Tumpang Feeder_before										ETAP PowerStation					Page: 19			
n: GL Pakis_Panyulang Tumpang										4.0.0C					Date: 03-17-2008			
s:										SN: KLGCONSULT								
w: Imron R										Study Case: LF					Revision: Base			
o: TUMPANG_129BUS															Config: Normal			

ID	Bus	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow					XFMR	
		kV	%Bdg	Ang	MW	Mvar	N/W	Nvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap		
											Bus77		0.95	-0.61	35	85.0	
											Bus103		1.00	-0.63	36	84.9	
20.000	94.256	-1.5	0	0	0	0	0	0	0	Bus76		-0.95	-0.61	35	85.0		
											Bus78		0.16	-0.19	5	85.0	
											Bus82		0.63	-0.39	22	85.0	
											Bus96		0.20	-0.12	7	85.0	
20.000	94.246	-1.5	0	0	0	0	0.09	0.05	0.05	Bus77		-0.16	-0.10	5	85.0		
											Bus79		0.07	-0.04	2	85.0	
20.000	94.219	-1.5	0	0	0	0	0	0	0	Bus78		-0.07	-0.04	2	85.0		
											Bus80		0.03	-0.02	1	85.0	
											Bus81		0.04	-0.02	1	85.0	
20.000	94.237	-1.5	0	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus79		0.03	-0.02	1	85.0		
20.000	94.238	-1.5	0	0	0	0	0	0.04	0.02	Bus79		-0.04	-0.02	1	85.0		
20.000	94.240	-1.5	0	0	0	0	0	0.10	0.06	Bus77		-0.63	-0.39	22	85.0		
											Bus83		0.54	-0.33	19	85.0	
20.000	94.210	-1.5	0	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus82		-0.24	-0.13	19	85.0		
											Bus84		0.45	-0.23	15	85.0	
20.000	94.162	-1.6	0	0	0	0	0	0	0	Bus83		-0.45	-0.23	15	85.0		
											Bus85		0.03	-0.02	3	85.0	
											Bus86		0.42	-0.26	15	85.0	
20.000	94.160	-1.6	0	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus84		-0.03	-0.02	3	85.0		
20.000	94.104	-1.6	0	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus84		-0.42	-0.26	15	85.0		
											Bus87		0.34	-0.21	12	85.0	
20.000	94.094	-1.6	0	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus86		0.34	-0.21	12	85.0		
											Bus88		0.25	-0.15	8	85.0	
20.000	94.041	-1.6	0	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus87		-0.25	-0.15	8	85.0		
											Bus89		0.20	-0.13	7	85.0	
20.000	94.040	-1.6	0	0	0	0	0	0	0	Bus88		-0.20	-0.13	7	85.0		
											Bus90		0.08	-0.05	3	85.0	
											Bus92		0.13	-0.08	4	85.0	
20.000	94.032	-1.6	0	0	0	0	0	0.04	0.02	Bus89		-0.06	-0.05	2	85.0		
											Bus91		0.04	-0.02	1	85.0	
20.000	94.026	-1.6	0	0	0	0	0	0.04	0.02	Bus90		-0.04	-0.02	1	85.0		
20.000	94.031	-1.6	0	0	0	0	0	0	0	Bus89		-0.13	-0.08	4	85.0		
											Bus93		0.06	-0.03	3	85.0	
											Bus94		0.07	-0.04	2	85.0	
20.000	94.000	1.6	0	0	0	0	0	0.06	0.03	Bus92		-0.06	-0.05	3	85.0		
20.000	94.028	-1.6	0	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus92		-0.07	-0.05	2	85.0		

OCP for Tumpang Feeder_before						ETAP PowerStation						Page: 20			
n:	GL Pakis_Penyulang Tumpang						4.0.0C						Date:	03-17-2008	
t:													SN:	KLGCONSULT	
r:	Untan R						Study Case: LP						Revision:	Base	
s:	TUMPANG_129BUS												Config.:	Normal	

Bus ID	kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
		Vdeg	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap	
										Bus82			0.05	0.03	1	85.0
20.000	94.026	-1.6	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus84			-0.02	-0.03	1	85.0	
20.000	94.235	-1.5	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus87			-0.20	-0.12	7	85.0	
20.000	94.216	-1.5	0	0	0	0	0	0	Bus97			0.15	0.09	3	85.0	
20.000	94.207	-1.5	0	0	0	0	0.07	0.05	Bus97			-0.07	-0.05	3	85.0	
20.000	94.197	-1.6	0	0	0	0	0.04	0.02	Bus97			-0.04	-0.05	2	85.0	
20.000	94.188	-1.6	0	0	0	0	0.05	0.02	Bus99			0.04	0.03	1	85.0	
20.000	94.180	-1.6	0	0	0	0	0.01	0.00	Bus101			-0.04	-0.03	1	85.0	
20.000	94.180	-1.6	0	0	0	0	0.01	0.00	Bus100			0.01	0.01	0	85.0	
20.000	94.180	-1.6	0	0	0	0	0.01	0.00	Bus102			0.01	0.00	0	85.0	
20.000	94.184	-1.6	0	0	0	0	0.01	0.00	Bus101			-0.01	0.00	0	85.0	
20.000	94.109	-1.6	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus76			-1.00	-0.62	36	85.0	
									Bus104			0.91	0.56	32	84.9	
20.000	94.080	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus103			-0.91	-0.56	32	85.0	
									Bus105			0.33	0.20	11	85.0	
									Bus111			0.58	0.36	21	84.9	
20.000	94.081	-1.6	0	0	0	0	0.05	0.04	Bus104			-0.32	-0.20	11	85.0	
20.000	94.005	-1.6	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus105			-0.27	-0.16	9	85.0	
									Bus107			0.22	0.13	7	85.0	
20.000	93.994	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus106			-0.22	-0.13	7	85.0	
									Bus108			0.08	0.03	2	85.0	
									Bus109			0.14	0.09	4	85.0	
20.000	93.991	-1.6	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus107			-0.08	-0.05	2	85.0	
20.000	93.963	-1.6	0	0	0	0	0.11	0.07	Bus107			-0.14	-0.09	4	85.0	
									Bus110			0.05	0.02	1	85.0	
20.000	93.959	-1.6	0	0	0	0	0.13	0.02	Bus109			-0.03	-0.02	1	85.0	
20.000	94.041	-1.6	0	0	0	0	0.07	0.01	Bus104			-0.58	-0.36	21	85.0	
									Bus112			0.56	0.35	20	84.9	
20.000	93.986	-1.6	0	0	0	0	0	0	Bus111			-0.56	-0.35	20	85.0	
									Bus113			0.38	0.23	13	85.0	
									Bus122			0.18	0.11	6	85.0	
20.000	93.956	-1.6	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus112			-0.38	-0.23	13	85.0	
									Bus114			0.38	0.23	12	85.0	

OCP for Tumpang Feeder before										ETAP PowerStation					Page: 21			
GL Palis_Penyulung Tumpang										4.0.0C					Date: 03-17-2008			
															SN: KLOCONSULT			
										Study Case: LF					Revision: Base			
															Config.: Normal			

ID	Bus	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
		V	°Vmag.	Ang.	kW	kvar	MW	Mvar	MW	kvar	MW	Nload	Amp	%PF	% Tap	
20.000	93.893	-1.6	0	0	0	0	0.07	0.04	Bus13		-0.25	-0.23	12	85.0		
										Bus15		0.28	0.18	10	85.0	
20.000	93.858	-1.6	0	0	0	0	0.08	0.03	Bus14		-0.28	-0.18	10	85.0		
										Bus16		0.23	0.15	8	85.0	
20.000	93.811	-1.7	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus15		-0.23	-0.15	8	85.0		
										Bus17		0.18	0.11	6	85.0	
20.000	93.789	-1.7	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus16		-0.18	-0.11	6	85.0		
										Bus18		0.15	0.08	4	85.0	
20.000	93.783	-1.7	0	0	0	0	0	0	Bus17		-0.13	-0.08	4	85.0		
										Bus19		0.03	0.02	1	85.0	
										Bus19		0.10	0.05	3	85.0	
20.000	93.770	-1.7	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus18		-0.03	0.02	1	85.0		
20.000	93.766	-1.7	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus18		-0.10	-0.06	3	85.0		
										Bus21		0.05	0.03	1	85.0	
20.000	93.753	-1.7	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus20		-0.03	-0.03	1	85.0		
20.000	93.964	-1.6	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus12		-0.14	-0.11	6	85.0		
										Bus13		0.13	0.08	4	85.0	
20.000	93.943	-1.6	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus122		-0.13	-0.08	4	85.0		
										Bus124		0.11	0.07	4	85.0	
20.000	93.919	-1.6	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus123		-0.11	-0.07	4	85.0		
										Bus125		0.08	0.05	2	85.0	
20.000	93.843	-1.7	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus124		-0.08	-0.05	2	85.0		
										Bus126		0.08	0.05	2	85.0	
20.000	93.839	-1.7	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus125		-0.08	0.05	3	85.0		
										Bus127		0.06	0.04	2	85.0	
20.000	93.818	-1.7	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus126		-0.06	-0.04	2	85.0		
										Bus128		0.03	0.02	1	85.0	
20.000	93.796	-1.7	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus127		-0.03	-0.02	1	85.0		
										Bus129		0.02	0.01	0	85.0	
20.000	93.795	-1.7	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus128		-0.02	-0.01	0	85.0		

a. voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

b. bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

OCP for Tumpang Feeder before
 a: GI Pakir Penyalung Tumpang
 t:
 m: Imron R
 ie: TUMPANG_129BUS

ETAP PowerStation

4.00C

Page: 22
 Date: 03-17-2008
 SN: KLOCONSULT
 Revision: Base
 Config: Normal

BUS LOADING Summary Report

Bus	Bus Total Load							
	ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	%PF	Amp	% Loading
Bus1		20.000		5.693	5.713	83.8	196.21	
Bus2		20.000		5.648	3.644	84.0	196.21	
Bus3		20.000		0.039	0.024	0.046	85.0	1.33
Bus4		20.000		5.593	3.596	84.1	194.88	
Bus5		20.000		5.502	3.522	84.2	193.02	
Bus6		20.000		0.079	0.049	0.093	85.0	2.73
Bus7		20.000		5.409	3.462	84.2	199.28	
Bus8		20.000		5.353	3.426	84.3	197.61	
Bus9		20.000		0.133	0.083	0.157	85.0	4.63
Bus10		20.000		0.041	0.025	0.048	85.0	1.41
Bus11		20.000		0.093	0.053	0.109	85.0	3.22
Bus12		20.000		0.071	0.045	0.086	85.0	2.54
Bus13		20.000		0.019	0.012	0.023	85.0	0.67
Bus14		20.000		5.216	3.331	84.3	182.98	
Bus15		20.000		5.133	3.277	84.3	180.32	
Bus16		20.000		0.053	0.034	0.065	85.0	1.95
Bus17		20.000		5.067	3.224	84.4	178.41	
Bus18		20.000		0.148	0.092	0.174	85.0	5.18
Bus19		20.000		0.088	0.054	0.103	85.0	3.06
Bus20		20.000		4.897	3.058	84.5	179.22	
Bus21		20.000		4.774	2.994	84.7	169.97	
Bus22		20.000		4.694	2.938	84.8	167.37	
Bus23		20.000		0.970	0.602	1.141	85.0	24.50
Bus24		20.000		0.883	0.546	1.041	85.0	31.47
Bus25		20.000		0.781	0.484	0.918	85.0	27.97
Bus26		20.000		0.047	0.026	0.049	85.0	1.47
Bus27		20.000		0.739	0.458	0.870	85.0	26.30
Bus28		20.000		0.686	0.425	0.807	85.0	24.41
Bus29		20.000		0.190	0.118	0.223	85.0	6.76
Bus30		20.000		0.089	0.055	0.104	85.0	3.15
Bus31		20.000		0.496	0.307	0.583	85.0	17.05
Bus32		20.000		0.055	0.034	0.065	85.0	1.96
Bus33		20.000		0.441	0.273	0.519	85.0	15.69
Bus34		20.000		0.316	0.196	0.371	85.0	11.24

OCP for Tumpang Feeder_before	ETAP PowerStation	Page:	23
a: GI Pakis_Penyulang Tumpang	4.0.0C	Date:	03-17-2008
b:		SN:	KLQCONSULT
c: Imron R	Study Case: LP	Revision:	Base
ic: TUMPANG_129BUS		Config.:	Normal

Bus	Bus Total Load						
	ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MVA	%PF
Bus35		20.000		0.094	0.058	0.111	85.0
Bus36		20.000		0.041	0.025	0.048	85.0
Bus37		20.000		0.054	0.033	0.063	85.0
Bus38		20.000		0.221	0.127	0.260	85.0
Bus39		20.000		0.129	0.080	0.151	85.0
Bus40		20.000		2.720	2.390	4.380	84.7
Bus41		20.000		3.624	2.273	4.287	84.8
Bus42		20.000		3.547	2.219	4.184	84.8
Bus43		20.000		1.162	0.722	1.368	84.9
Bus44		20.000		1.086	0.674	1.279	85.0
Bus45		20.000		0.973	0.604	1.146	84.9
Bus46		20.000		0.662	0.388	0.873	85.0
Bus47		20.000		0.911	0.566	1.072	85.0
Bus48		20.000		0.480	0.346	0.635	85.0
Bus49		20.000		0.251	0.156	0.295	85.0
Bus50		20.000		0.175	0.107	0.204	85.0
Bus51		20.000		0.125	0.077	0.147	85.0
Bus52		20.000		0.628	0.389	0.739	85.0
Bus53		20.000		0.268	0.166	0.315	85.0
Bus54		20.000		0.687	0.454	0.882	85.0
Bus55		20.000		0.181	0.112	0.213	85.0
Bus56		20.000		0.052	0.032	0.061	85.0
Bus57		20.000		0.129	0.080	0.152	85.0
Bus58		20.000		0.076	0.047	0.090	85.0
Bus59		20.000		0.360	0.223	0.423	85.0
Bus60		20.000		0.284	0.176	0.334	85.0
Bus61		20.000		0.026	0.016	0.031	85.0
Bus62		20.000		0.258	0.160	0.303	85.0
Bus63		20.000		0.018	0.011	0.021	85.0
Bus64		20.000		0.240	0.149	0.282	85.0
Bus65		20.000		0.050	0.031	0.058	85.0
Bus66		20.000		0.190	0.118	0.234	85.0
Bus67		20.000		0.118	0.073	0.138	85.0
Bus68		20.000		2.381	1.491	2.810	84.3
Bus69		20.000		2.146	1.467	2.767	84.3
Bus70		20.000		0.029	0.018	0.034	85.0
Bus71		20.000		2.316	1.448	2.731	84.3

OCP for Tumpang Feeder before	ETAP PowerStation	Page:	24
a: CII Pakis_Penyulang Tumpang	4.00C	Date:	03-17-2008
b:		SN:	KLCONSULT
c: Imron R	Study Case: LP	Revision:	Base
e: TUMPANG_129BUS		Config:	Normal

Bus	Bus Total Load								
	ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MVA	%PF	Amp	% Loading
Bus72		20.000		2.282	1.423	2.691	84.8	11.93	
Bus73		20.000		2.223	1.285	2.622	84.8	10.83	
Bus74		20.000		2.15	1.339	2.524	84.9	7.740	
Bus75		20.000		2.08	1.294	2.450	84.9	7.495	
Bus76		20.000		1.990	1.236	2.343	84.9	7.175	
Bus77		20.000		0.990	0.614	1.166	85.0	25.68	
Bus78		20.000		0.36	0.097	0.189	85.0	5.61	
Bus79		20.000		0.070	0.044	0.083	85.0	2.54	
Bus80		20.000		0.033	0.026	0.039	85.0	1.18	
Bus81		20.000		0.038	0.023	0.044	85.0	1.36	
Bus82		20.000		0.633	0.393	0.745	85.0	22.84	
Bus83		20.000		0.538	0.334	0.633	85.0	19.39	
Bus84		20.000		0.446	0.273	0.525	85.0	16.10	
Bus85		20.000		0.037	0.016	0.031	85.0	0.98	
Bus86		20.000		0.420	0.260	0.494	85.0	15.15	
Bus87		20.000		0.340	0.211	0.400	85.0	12.26	
Bus88		20.000		0.248	0.154	0.291	85.0	8.95	
Bus89		20.000		0.204	0.126	0.239	85.0	7.35	
Bus90		20.000		0.075	0.046	0.088	85.0	2.71	
Bus91		20.000		0.038	0.023	0.044	85.0	1.36	
Bus92		20.000		0.129	0.080	0.151	85.0	4.64	
Bus93		20.000		0.056	0.035	0.066	85.0	2.01	
Bus94		20.000		0.073	0.043	0.086	85.0	2.63	
Bus95		20.000		0.051	0.031	0.060	85.0	1.84	
Bus96		20.000		0.201	0.124	0.236	85.0	7.23	
Bus97		20.000		0.153	0.095	0.180	85.0	5.52	
Bus98		20.000		0.074	0.046	0.087	85.0	2.65	
Bus99		20.000		0.079	0.045	0.094	85.0	2.87	
Bus100		20.000		0.042	0.026	0.050	85.0	1.53	
Bus101		20.000		0.012	0.007	0.014	85.0	0.43	
Bus102		20.000		0.006	0.004	0.007	85.0	0.21	
Bus103		20.000		0.999	0.620	1.176	85.0	16.07	
Bus104		20.000		0.908	0.564	1.089	85.0	12.79	
Bus105		20.000		0.326	0.202	0.384	85.0	11.77	
Bus106		20.000		0.161	0.104	0.212	85.0	9.58	
Bus107		20.000		0.216	0.134	0.254	85.0	7.82	
Bus108		20.000		0.079	0.049	0.093	85.0	2.85	

OCP for Tumpang Feeder_before	ETAP PowerStation	Page:	25
GI Pakis_Peoyulang Tumpang	4.0.0C	Date:	03-17-2008
C:		SN:	ELOCONSULT
V:	Itron R	Revision:	Base
E:	TUMPANG_129BUS	Config:	Normal

Bus	Bus Total Load								
	ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MVA	% PF	Amp	% Loading
Bus109		20.000		0.137	0.063	0.162	85.0	4.97	
Bus110		20.000		0.028	0.017	0.033	85.0	1.02	
Bus111		20.000		0.582	0.361	0.683	85.0	21.01	
Bus112		20.000		0.560	0.347	0.656	85.0	20.23	
Bus113		20.000		0.376	0.233	0.442	85.0	13.55	
Bus114		20.000		0.352	0.218	0.414	85.0	12.72	
Bus115		20.000		0.283	0.175	0.333	85.0	10.27	
Bus116		20.000		0.234	0.145	0.276	85.0	8.49	
Bus117		20.000		0.177	0.110	0.209	85.0	6.42	
Bus118		20.000		0.128	0.079	0.150	85.0	4.62	
Bus119		20.000		0.030	0.018	0.035	85.0	1.08	
Bus120		20.000		0.098	0.061	0.115	85.0	3.54	
Bus121		20.000		0.055	0.034	0.065	85.0	1.99	
Bus122		20.000		0.144	0.114	0.216	85.0	6.64	
Bus123		20.000		0.132	0.082	0.156	85.0	4.78	
Bus124		20.000		0.113	0.070	0.133	85.0	4.08	
Bus125		20.000		0.029	0.049	0.093	85.0	2.88	
Bus126		20.000		0.075	0.047	0.089	85.0	2.73	
Bus127		20.000		0.058	0.036	0.068	85.0	2.10	
Bus128		20.000		0.029	-0.018	0.054	85.0	1.06	
Bus129		20.000		0.015	0.009	0.018	85.0	0.55	

OCF for Tumpang Feeder before
c: GI Pakis_Penyulang Tumpang
l:
r: Imron R
o: TUMPANG 129BUS

ETAP PowerStation

4.0.0C

Study Case: LF

Page: 26
Date: 03-17-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config.: Normal

BRANCH LOADING Summary Report

Ckt / Branch	IL	Type	Cable & Reactor			Capacity (MVA)	Transformer		
			Ampacity (Amp)	Loading Amp	%		Loading (input) MVA	%	MVA

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability

ETAP PowerStation									Page:	27
4.0.0C									Date:	03-17-2008
GI Pakis_Penyulang Tumpang									SN:	KLGCONSULT
Imron R.									Revision:	Base
Study Case: LR									Config.:	Normal
TUMPANG_129BUS										

BRANCH LOSSES Summary Report

Ckt / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd in Vmag	
	ID	MVA	Mvar	MVA	Mvar	kW	kvar	From	To	
Cable1		3.693	3.713	-3.648	-3.644	45.0	68.9	100.0	98.0	1.11
Cable2		0.039	0.024	-0.039	-0.024	0.0	0.0	98.9	98.9	0.00
Cable3		5.608	3.520	-3.393	-3.596	16.1	24.6	98.9	98.5	0.40
Cable4		5.510	3.544	-3.502	-3.532	7.7	11.7	98.5	98.3	0.19
Cable5		0.079	0.049	-0.079	-0.049	0.0	0.0	98.3	98.3	0.00
Cable6		5.423	3.483	-3.409	-3.462	14.2	21.7	98.3	97.9	0.36
Cable7		5.261	3.432	-3.353	-3.420	8.0	12.2	97.9	97.7	0.21
Cable8		0.133	0.083	-0.133	-0.093	0.0	0.0	97.7	97.7	0.01
Cable13		5.230	3.337	-3.216	-3.321	3.8	5.8	97.7	97.6	0.10
Cable6		0.041	0.025	-0.041	-0.025	0.0	0.0	97.7	97.7	0.00
Cable10		0.095	0.057	-0.093	-0.057	0.0	0.0	97.7	97.7	0.01
Cable11		0.075	0.045	-0.073	-0.045	0.0	0.0	97.7	97.7	0.00
Cable12		0.019	0.012	-0.019	-0.012	0.0	0.0	97.7	97.7	0.00
Cable14		5.139	3.284	-3.135	-3.277	4.1	6.3	97.6	97.5	0.11
Cable15		0.055	0.034	-0.055	-0.034	0.0	0.0	97.5	97.5	0.01
Cable16		5.080	3.243	-3.067	-3.224	12.9	19.8	97.5	97.2	0.35
Cable17		0.148	0.092	-0.148	-0.092	0.0	0.0	97.2	97.2	0.02
Cable19		4.919	3.132	-3.397	-3.098	21.8	33.4	97.2	96.6	0.60
Cable18		0.088	0.054	-0.088	-0.054	0.0	0.0	97.2	97.1	0.01
Cable20		4.805	3.041	-4.774	-2.994	30.6	46.7	96.6	95.7	0.86
Cable21		4.701	2.949	-4.694	-2.998	7.0	10.7	95.7	95.5	0.20
Cable22		0.270	0.162	-0.270	-0.162	0.1	0.1	95.5	95.5	0.01
Cable23		3.724	2.337	-3.720	-2.330	4.3	6.4	95.5	95.4	0.15
Cable23		0.885	0.549	-0.885	-0.549	0.1	0.1	95.3	95.3	0.01
Cable24		0.781	0.444	-0.781	-0.444	0.1	0.2	95.5	95.5	0.02
Cable25		0.041	0.026	-0.041	-0.026	0.0	0.0	95.5	95.5	0.00
Cable26		0.739	0.458	-0.739	-0.458	0.0	0.0	95.5	95.5	0.00
Cable27		0.686	0.425	-0.685	-0.425	0.0	0.1	95.5	95.5	0.01
Cable28		0.190	0.118	-0.190	-0.118	0.0	0.0	95.5	95.5	0.00
Cable29		0.496	0.307	-0.496	-0.307	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01
Cable29		0.089	0.055	-0.089	-0.055	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01
Cable31		0.053	0.034	-0.053	-0.034	0.0	0.0	95.4	95.4	0.00
Cable32		0.441	0.273	-0.441	-0.273	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01
Cable33		1.316	0.196	-1.316	-0.196	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01
Cable34		0.094	0.058	-0.094	-0.058	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01
Cable37		0.221	0.137	-0.221	-0.137	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01
Cable35		0.041	0.025	-0.041	-0.025	0.0	0.0	95.4	95.4	0.00
Cable36		0.054	0.033	-0.054	-0.033	0.0	0.0	95.4	95.4	0.00
Cable38		0.129	0.080	-0.129	-0.080	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01
Cable40		3.638	2.280	-3.634	-2.273	4.1	6.3	95.4	95.7	0.15
Cable41		3.548	2.230	-3.547	-2.219	0.8	1.3	95.2	95.2	0.03
Cable42		1.164	0.925	-1.162	-0.722	1.5	2.3	95.0	95.0	0.18

OCP for Tumpang Feeder_before	ETAP PowerStation						Page:	28
GI Pakis_Penyulang Tumpang	4.0.0C						Date:	03-17-2008
Imron R							SN:	KLGCONSULT
TUMPANG_129BUS	Study Case: LF						Revision:	B489
							Config.:	Normal

Ckt / Branch	ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd
		MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	% Dmp in Vmag
Cable57	1.383	1.494	-2.381	-1.491	2.0	3.0	95.2	95.1	0.11	
Cable43	1.087	0.576	-0.086	-0.674	1.1	1.6	95.0	94.9	0.13	
Cable44	0.973	0.604	-0.973	-0.604	0.1	0.1	94.9	94.9	0.01	
Cable45	0.062	0.038	-0.062	-0.038	0.0	0.0	94.9	94.9	0.00	
Cable46	0.911	0.366	-0.911	-0.366	0.2	0.3	94.9	94.8	0.03	
Cable47	0.880	0.546	-0.880	-0.546	0.0	0.1	94.8	94.8	0.01	
Cable48	0.251	0.156	-0.251	-0.156	0.1	0.2	94.8	94.8	0.06	
Cable51	0.629	0.350	-0.628	-0.350	0.7	1.1	94.8	94.7	0.16	
Cable49	0.173	0.107	-0.173	-0.107	0.0	0.0	94.8	94.7	0.02	
Cable50	0.125	0.077	-0.125	-0.077	0.0	0.0	94.7	94.7	0.01	
Cable52	0.268	0.166	-0.268	-0.166	0.0	0.0	94.7	94.7	0.01	
Cable53	0.360	0.223	-0.360	-0.223	0.1	0.1	94.7	94.6	0.32	
Cable53	0.017	0.024	-0.017	-0.024	0.0	0.0	94.7	94.7	0.00	
Cable54	0.181	0.112	-0.181	-0.112	0.1	0.1	94.7	94.6	0.04	
Cable55	0.052	0.032	-0.052	-0.032	0.0	0.0	94.6	94.6	0.01	
Cable56	0.129	0.080	-0.129	-0.080	0.0	0.0	94.6	94.6	0.01	
Cable57	0.076	0.047	-0.076	-0.047	0.0	0.0	94.6	94.6	0.02	
Cable59	0.284	0.176	-0.284	-0.176	0.0	0.0	94.6	94.6	0.01	
Cable60	0.026	0.016	-0.026	-0.016	0.0	0.0	94.6	94.6	0.00	
Cable61	0.258	0.160	-0.258	-0.160	0.0	0.1	94.6	94.6	0.02	
Cable62	0.018	0.011	-0.018	-0.011	0.0	0.0	94.6	94.6	0.00	
Cable63	0.240	0.149	-0.240	-0.149	0.0	0.0	94.6	94.6	0.01	
Cable64	0.050	0.031	-0.050	-0.031	0.0	0.0	94.6	94.6	0.00	
Cable65	0.190	0.118	-0.190	-0.118	0.0	0.1	94.6	94.6	0.03	
Cable66	0.118	0.073	-0.118	-0.073	0.0	0.0	94.6	94.6	0.00	
Cable68	2.348	1.470	-2.346	-1.467	2.1	3.2	95.1	94.9	0.12	
Cable69	0.029	0.018	-0.029	-0.018	0.0	0.0	94.9	94.9	0.00	
Cable70	2.317	1.449	-2.316	-1.448	0.6	1.0	94.9	94.9	0.04	
Cable71	2.264	1.428	-2.262	-1.425	1.6	2.4	94.9	94.8	0.09	
Cable72	2.224	1.389	-2.223	-1.389	0.2	0.4	94.8	94.8	0.11	
Cable73	2.156	1.347	-2.151	-1.339	4.8	7.3	94.8	94.5	0.29	
Cable74	2.093	1.297	-2.081	-1.284	2.0	3.0	94.5	94.4	0.13	
Cable75	1.992	1.239	-1.990	-1.236	1.8	2.7	94.4	94.3	0.12	
Cable76	0.950	0.614	-0.950	-0.614	0.0	0.1	94.3	94.3	0.01	
Cable76	1.000	0.623	-0.999	-0.620	1.1	1.8	94.3	94.1	0.15	
Cable77	0.156	0.097	-0.156	-0.097	0.0	0.0	94.3	94.2	0.01	
Cable78	0.633	0.393	-0.633	-0.393	0.1	0.1	94.3	94.2	0.02	
Cable79	0.201	0.124	-0.201	-0.124	0.0	0.0	94.3	94.2	0.02	
Cable79	0.070	0.044	-0.070	-0.044	0.0	0.0	94.2	94.2	0.01	
Cable80	0.033	0.021	-0.033	-0.020	0.0	0.0	94.2	94.2	0.00	
Cable80	0.038	0.023	-0.038	-0.023	0.0	0.0	94.2	94.2	0.00	
Cable82	0.538	0.334	-0.538	-0.334	0.1	0.2	94.2	94.2	0.03	
Cable83	0.447	0.277	-0.446	-0.277	0.2	0.2	94.2	94.2	0.05	
Cable84	0.027	0.016	-0.027	-0.016	0.0	0.0	94.2	94.2	0.00	
Cable85	0.420	0.260	-0.420	-0.260	0.3	0.3	94.2	94.1	0.06	

OCP for Tumpang Feeder_before
c: GI Pakis_Penyalurang Tumpang
L:
E: Iman R
e: TUMPANG 129BUS

ETAP PowerStation

4.0.0C

Study Case: LF

Page: 30
Date: 03-17-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

EQUIPMENT CABLE LOSSES Summary Report

Equipment Cable	Connected	Losses		% Voltage		Vd % Drop in Vmag	Vol % for Minor
		ID	Load Type	kW	kvar	Bus	Load

OCP for Tumpang Feeder_before	ETAP PowerStation	Page:	31
G1 Pakis_Penyulutng Tumpang	4.0.0C	Date:	03-17-2008
		SN:	KLGCONSULT
R: Imron R	Study Case: LF	Revision:	Base
C: TUMPANG_129BUS		Config.:	Normal

Alert Summary Report

% Alert Settings

Critical

Loading

Bus
Cable
Reactor
Generator
Transformer
Protective Device

Bus Voltage

OverVoltage	105.0
UnderVoltage	95.0

Generator Excitation

OverExcited (Q Max.)	
UnderExcited (Q Min.)	

Critical Report

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus100	Bus	20.000	kV	18.838	94.2	UnderVoltage
Bus101	Bus	20.000	kV	18.837	94.2	UnderVoltage
Bus102	Bus	20.000	kV	18.837	94.2	UnderVoltage
Bus103	Bus	20.000	kV	18.822	94.1	UnderVoltage
Bus104	Bus	20.000	kV	18.818	94.1	UnderVoltage
Bus105	Bus	20.000	kV	18.816	94.1	UnderVoltage
Bus106	Bus	20.000	kV	18.801	94.0	UnderVoltage
Bus107	Bus	20.000	kV	18.799	94.0	UnderVoltage
Bus108	Bus	20.000	kV	18.798	94.0	UnderVoltage
Bus109	Bus	20.000	kV	18.793	94.0	UnderVoltage
Bus110	Bus	20.000	kV	18.792	94.0	UnderVoltage
Bus111	Bus	20.000	kV	18.708	94.0	UnderVoltage
Bus112	Bus	20.000	kV	18.707	94.0	UnderVoltage
Bus113	Bus	20.000	kV	18.701	94.0	UnderVoltage
Bus114	Bus	20.000	kV	18.700	93.9	UnderVoltage
Bus115	Bus	20.000	kV	18.772	93.9	UnderVoltage
Bus116	Bus	20.000	kV	18.762	93.8	UnderVoltage
Bus117	Bus	20.000	kV	18.751	93.8	UnderVoltage
Bus118	Bus	20.000	kV	18.751	93.8	UnderVoltage

OCP for Tumpang Feeder_before
OI Pakis_Tengulang Tumpang

ETAP PowerStation

4.0.0C

Page: 32
Date: 03-17-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config.: Normal

1. Lemon R

Study Case: LF

2. TUMPANG_129BUS

Critical Report

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus119	Bus	20.000	kV	18.754	93.8	UnderVoltage
Bus120	Bus	20.000	kV	18.753	93.8	UnderVoltage
Bus121	Bus	20.000	kV	18.751	93.8	UnderVoltage
Bus122	Bus	20.000	kV	18.750	94.0	UnderVoltage
Bus123	Bus	20.000	kV	18.750	93.9	UnderVoltage
Bus124	Bus	20.000	kV	18.750	93.9	UnderVoltage
Bus125	Bus	20.000	kV	18.750	93.8	UnderVoltage
Bus126	Bus	20.000	kV	18.750	93.8	UnderVoltage
Bus127	Bus	20.000	kV	18.750	93.8	UnderVoltage
Bus128	Bus	20.000	kV	18.750	93.8	UnderVoltage
Bus129	Bus	20.000	kV	18.750	93.8	UnderVoltage
Bus44	Bus	20.000	kV	18.974	94.9	UnderVoltage
Bus45	Bus	20.000	kV	18.972	94.9	UnderVoltage
Bus46	Bus	20.000	kV	18.972	94.9	UnderVoltage
Bus47	Bus	20.000	kV	18.966	94.8	UnderVoltage
Bus48	Bus	20.000	kV	18.964	94.8	UnderVoltage
Bus49	Bus	20.000	kV	18.953	94.8	UnderVoltage
Bus50	Bus	20.000	kV	18.950	94.7	UnderVoltage
Bus51	Bus	20.000	kV	18.947	94.7	UnderVoltage
Bus52	Bus	20.000	kV	18.933	94.7	UnderVoltage
Bus53	Bus	20.000	kV	18.931	94.7	UnderVoltage
Bus54	Bus	20.000	kV	18.931	94.7	UnderVoltage
Bus55	Bus	20.000	kV	18.923	94.6	UnderVoltage
Bus56	Bus	20.000	kV	18.921	94.6	UnderVoltage
Bus57	Bus	20.000	kV	18.922	94.6	UnderVoltage
Bus58	Bus	20.000	kV	18.918	94.6	UnderVoltage
Bus59	Bus	20.000	kV	18.925	94.6	UnderVoltage
Bus60	Bus	20.000	kV	18.925	94.6	UnderVoltage
Bus61	Bus	20.000	kV	18.928	94.6	UnderVoltage
Bus62	Bus	20.000	kV	18.921	94.6	UnderVoltage
Bus63	Bus	20.000	kV	18.921	94.6	UnderVoltage
Bus64	Bus	20.000	kV	18.921	94.6	UnderVoltage
Bus65	Bus	20.000	kV	18.920	94.6	UnderVoltage
Bus66	Bus	20.000	kV	18.916	94.6	UnderVoltage
Bus67	Bus	20.000	kV	18.915	94.6	UnderVoltage
Bus68	Bus	20.000	kV	18.909	94.9	UnderVoltage
Bus69	Bus	20.000	kV	18.909	94.9	UnderVoltage

OCP for Tumpang Feeder before	ETAP PowerStation	Page:	33
u: GI Pakis_Penyulang Tumpang	4.0.0C	Date:	03-17-2008
v:		SN:	KILOGCONSULT
r: Imran R	Study Case: LF	Revision:	Base
e: TUMPANG 129BUS		Config:	Normal

Critical Report

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus71	Bus	20.000	kV	18.981	94.9	UnderVoltage
Bus72	Bus	20.000	kV	18.963	94.8	UnderVoltage
Bus73	Bus	20.000	kV	18.960	94.8	UnderVoltage
Bus74	Bus	20.000	kV	18.901	94.5	UnderVoltage
Bus75	Bus	20.000	kV	18.876	94.4	UnderVoltage
Bus76	Bus	20.000	kV	18.852	94.3	UnderVoltage
Bus77	Bus	20.000	kV	18.851	94.3	UnderVoltage
Bus78	Bus	20.000	kV	18.849	94.2	UnderVoltage
Bus79	Bus	20.000	kV	18.848	94.2	UnderVoltage
Bus80	Bus	20.000	kV	18.847	94.2	UnderVoltage
Bus81	Bus	20.000	kV	18.848	94.2	UnderVoltage
Bus82	Bus	20.000	kV	18.848	94.2	UnderVoltage
Bus83	Bus	20.000	kV	18.842	94.2	UnderVoltage
Bus84	Bus	20.000	kV	18.832	94.2	UnderVoltage
Bus85	Bus	20.000	kV	18.832	94.2	UnderVoltage
Bus86	Bus	20.000	kV	18.831	94.1	UnderVoltage
Bus87	Bus	20.000	kV	18.819	94.1	UnderVoltage
Bus88	Bus	20.000	kV	18.808	94.0	UnderVoltage
Bus89	Bus	20.000	kV	18.808	94.0	UnderVoltage
Bus90	Bus	20.000	kV	18.806	94.0	UnderVoltage
Bus91	Bus	20.000	kV	18.805	94.0	UnderVoltage
Bus92	Bus	20.000	kV	18.806	94.0	UnderVoltage
Bus93	Bus	20.000	kV	18.806	94.0	UnderVoltage
Bus94	Bus	20.000	kV	18.806	94.0	UnderVoltage
Bus95	Bus	20.000	kV	18.805	94.0	UnderVoltage
Bus96	Bus	20.000	kV	18.807	94.2	UnderVoltage
Bus97	Bus	20.000	kV	18.843	94.2	UnderVoltage
Bus98	Bus	20.000	kV	18.841	94.2	UnderVoltage
Bus99	Bus	20.000	kV	18.839	94.2	UnderVoltage

OCP for Tumpang Feeder_before	ETAP PowerStation	Page:	34
z: GI Palis_Penyulang Tumpang	4.0.0C	Date:	03-17-2008
		SN:	KLGCONSULT
r: Imron K	Study Case: LF	Revision:	Base
e: TUMPANG_129BUS		Config.:	Normal

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Swing Bus(es):	5.693	3.713	6.797	83.76 Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Demand:	5.693	3.713	6.797	83.76 Lagging
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Static Load:	5.490	3.402		
Apparent Losses:	0.203	0.311		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 3

OCP for Tumpang Feeder_after	ETAP PowerStation	Page:	1
GI Pakis_Penyulang Tumpang	4.0.0C	Date:	03-17-2008
		SN:	KLGCONSULT
		Revision:	Base
1: Lemon R.	Study Case: LF	Config:	Nominal
2: TUMPANG_129BUS			

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR % Tap
	V	%Mdg	Avg	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%DPF	
20.000	100.000	0.0	5.77	2.43	0	0	0	0	0	Bus2	5.77	2.43	180	92.1	
20.000	99.077	-0.4	0	0	0	0	0	0	0	Bus1	-3.74	-2.37	180	92.4	
										Bus3	0.04	0.02	1	85.0	
										Bus4	3.70	2.35	179	92.5	
20.000	99.073	-0.4	0	0	0	0	0.04	0.02	0.02	Bus5	-0.04	-0.02	1	85.0	
20.000	98.746	-0.5	0	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus6	-5.68	-2.53	179	92.3	
										Bus7	5.60	2.27	176	92.7	
20.000	98.586	-0.6	0	0	0	0	0	0	0	Bus8	-5.59	-2.26	176	92.7	
										Bus9	0.08	0.05	2	85.0	
20.000	98.582	-0.6	0	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus10	-0.08	-0.05	2	85.0	
20.000	98.288	-0.7	0	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus11	-5.50	-2.20	174	92.9	
										Bus12	5.45	2.17	172	92.9	
20.000	98.119	-0.7	0	0	0	0	0	0	0	Bus13	-5.45	-2.16	172	93.0	
										Bus14	0.13	0.08	4	85.0	
20.000	98.110	-0.8	0	0	0	0	0	0	0	Bus15	5.31	2.07	167	93.2	
										Bus16	-0.13	-0.08	4	85.0	
20.000	98.108	-0.8	0	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus17	0.04	0.03	1	85.0	
20.000	98.100	-0.8	0	0	0	0	0	0	0	Bus18	0.09	0.06	3	85.0	
										Bus19	0.07	0.05	2	85.0	
20.000	98.100	-0.8	0	0	0	0	0	0.07	0.05	Bus20	-0.07	-0.05	2	85.0	
20.000	98.100	-0.8	0	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus21	-0.02	-0.01	0	85.0	
										Bus22	-5.31	-2.07	167	93.2	
20.000	98.037	-0.8	0	0	0	0	0	0.06	0.05	Bus23	5.23	2.02	165	93.3	
										Bus24	-5.23	-2.02	165	93.3	
20.000	97.948	-0.8	0	0	0	0	0	0	0	Bus25	0.06	0.05	1	85.0	
										Bus26	5.17	1.98	163	93.4	
20.000	97.941	-0.8	0	0	0	0	0	0.06	0.05	Bus27	-0.06	-0.05	1	85.0	
20.000	97.665	-0.9	0	0	0	0	0	0	0	Bus28	-5.16	-1.96	163	93.5	
										Bus29	0.15	0.09	3	85.0	
20.000	97.645	-0.9	0	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus30	5.01	1.87	158	93.7	
										Bus31	-0.15	-0.09	5	85.0	
20.000	97.645	-0.9	0	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus32	0.09	0.05	3	85.0	

OCP for Tumpang Feeder_after	EJAP PowerStation	Page	2
i GI Pakis Penyulang Tumpang	4.0.0.1	Date:	03-17-2008
ii		SN:	KLOCONSULT
iii Temron R	Study Case: LF	Revision:	Base
iv TUMPANG_129BUS		Config:	Normal

Bus	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR
	ID	kV	%Mag.	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Ang	Qdp	
20.000	97.635	-0.9	0	0	0	0	0	0.09	0.05	Bus18	-0.09	-0.05	3	85.0	
20.000	97.177	-1.2	0	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus17	-0.99	-1.84	158	93.8	
20.000	96.486	-1.3	0	0	0	0	0	0.07	0.05	Bus20	-0.88	-1.75	154	94.1	
20.000	96.327	-1.5	0	0	0	0	0	0	0	Bus21	-0.80	-1.70	152	94.3	
20.000	96.316	-1.5	0	0	0	0	0	0.09	0.05	Bus22	-0.99	-0.61	34	85.0	
20.000	96.301	-1.5	0	0	0	0	0	0.11	0.07	Bus23	-0.90	-0.56	31	85.0	
20.000	96.282	-1.5	0	0	0	0	0	0	0	Bus24	-0.79	-0.49	28	85.0	
20.000	96.270	-1.5	0	0	0	0	0	0	0	Bus25	-0.70	-0.43	24	85.0	
20.000	96.267	-1.5	0	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus26	-0.19	-0.12	6	85.0	
20.000	96.260	-1.5	0	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus27	-0.09	-0.06	3	85.0	
20.000	96.265	-1.5	0	0	0	0	0	0	0	Bus28	-0.50	-0.31	17	85.0	
20.000	96.229	-1.6	0	0	0	0	0	0.06	0.03	Bus29	-0.06	-0.03	1	85.0	
20.000	96.259	-1.5	0	0	0	0	0	0.13	0.08	Bus31	-0.45	-0.28	15	85.0	
20.000	96.248	-1.6	0	0	0	0	0	0	0	Bus32	0.32	0.20	11	85.0	
20.000	96.234	-1.6	0	0	0	0	0	0	0	Bus33	-0.32	-0.20	11	85.0	
20.000	96.233	-1.6	0	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus34	0.10	0.06	3	85.0	
20.000	96.230	-1.6	0	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus35	0.94	0.03	1	85.0	
										Bus36	0.05	0.03	1	85.0	
										Bus37	-0.04	-0.03	1	85.0	
										Bus38	-0.05	-0.03	1	85.0	

OCP for Tumpang Feeder_after	ETAP PowerStation									Page:	3
GI Pakis_Pensilating Tumpang	4.0.0C									Date:	03-17-2008
	SN: KLOCONSULT									Revision:	Base
	T: Imron R.									Config.:	Normal
	Study Case: LF										
	TUMPANG_129BUS										

Bus ID	kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
		%Mag	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	%Cap	
20.000	96.237	-1.6		0	0	0	0	0.09	0.06	Bus34	-0.23	-0.14	7	85.0		
										Bus39	0.13	0.06	4	85.0		
20.000	96.231	-1.6		0	0	0	0	0.33	0.08	Bus31	-0.13	-0.06	4	85.0		
20.000	96.214	-1.6		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus22	-3.81	-1.07	118	96.2		
										Bus41	3.72	1.02	115	96.4		
20.000	96.103	-1.6		0	0	0	0	0.09	0.05	Bus40	-3.72	-1.02	115	96.5		
										Bus42	3.63	0.96	112	96.7		
20.000	96.080	-1.7		0	0	0	0	0	0	Bus41	-3.63	-0.96	112	96.7		
										Bus43	1.19	0.39	37	95.1		
										Bus68	2.44	0.58	75	97.3		
20.000	95.944	-1.7		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus42	-1.19	-0.38	17	95.1		
										Bus44	1.13	0.34	34	95.7		
20.000	95.845	-1.8		0	0	0	0	0.12	0.07	Bus43	-1.11	-0.34	34	95.7		
										Bus45	0.99	0.26	30	96.6		
20.000	95.838	-1.8		0	0	0	0	0	0	Bus44	-0.99	-0.26	30	96.6		
										Bus46	0.06	0.04	2	85.0		
										Bus47	0.99	0.23	28	97.2		
20.000	95.837	-1.8		0	0	0	0	0.06	0.04	Bus45	-0.06	-0.04	2	85.0		
20.000	95.815	-1.8		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus45	-0.93	-0.22	28	97.2		
										Bus48	0.90	0.21	27	97.3		
20.000	95.810	-1.8		0	0	0	0	0	0	Bus47	-0.90	-0.21	27	97.3		
										Bus49	0.26	0.16	9	85.0		
										Bus52	0.64	0.05	19	99.7		
20.000	95.754	-1.3		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus48	-0.26	-0.16	9	85.0		
										Bus50	0.18	0.11	6	85.0		
20.000	95.737	-1.8		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus49	-0.18	-0.11	6	85.0		
										Bus51	0.13	0.08	4	85.0		
20.000	95.723	-1.8		0	0	0	0	0.13	0.08	Bus50	-0.13	-0.08	4	85.0		
20.000	95.719	-1.9		0	0	0	0	0.00	-0.35	Bus48	-0.64	-0.05	19	99.8		
										Bus53	0.27	0.17	9	85.0		
										Bus50	0.37	0.23	13	95.0		
20.000	95.711	-1.9		0	0	0	0	0	0	Bus52	-0.27	-0.17	9	85.0		
										Bus54	0.09	0.06	3	85.0		
										Bus55	0.18	0.11	6	85.0		
20.000	95.710	-1.9		0	0	0	0	0.09	0.06	Bus53	-0.09	-0.06	3	85.0		
20.000	95.672	-1.9		0	0	0	0	0	0	Bus53	-0.18	-0.11	6	85.0		
										Bus56	0.05	0.03	1	85.0		
										Bus57	0.13	0.08	4	85.0		

OCP for Tumpang Feeder after
GI Pakis_Penyulang Tompong
Lemon R
TUMPANG_129BUS

ETAP PowerStation
4.0.0C

Page: 4
Date: 03-17-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

Bus	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
	ID	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Amp	%PP	%Tap	
		20.000	95.667	-1.9	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus51		-0.05	-0.03	1	85.0
		20.000	95.665	-1.9	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus53		-0.13	-0.03	4	85.0
											Bus54		0.08	0.05	2	85.0
		20.000	95.647	-1.9	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus57		-0.08	-0.05	2	85.0
		20.000	95.684	-1.9	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus52		-0.37	-0.23	13	85.0
											Bus60		0.29	0.18	10	85.0
		20.000	95.690	-1.9	0	0	0	0	0	0	Bus59		-0.29	-0.18	10	85.0
											Bus61		0.03	0.03	0	85.0
											Bus62		0.26	0.16	9	85.0
		20.000	95.685	-1.9	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus60		-0.03	-0.02	0	85.0
		20.000	95.665	-1.9	0	0	0	0	0	0	Bus60		-0.26	-0.16	9	85.0
											Bus63		0.02	0.01	0	85.0
											Bus64		0.25	0.15	8	85.0
		20.000	95.661	-1.9	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus62		-0.02	-0.01	0	85.0
		20.000	95.639	-1.9	0	0	0	0	0	0	Bus62		-0.23	-0.15	8	85.0
											Bus65		0.05	0.03	1	85.0
											Bus66		0.19	0.12	6	85.0
		20.000	95.658	-1.9	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus64		-0.05	-0.03	1	85.0
		20.000	95.633	-1.9	0	0	0	0	0.07	0.05	Bus64		-0.19	-0.12	6	85.0
											Bus67		0.12	0.07	4	85.0
		20.000	95.631	-1.9	0	0	0	0	0.12	0.07	Bus66		-0.12	-0.07	4	85.0
		20.000	96.002	-1.7	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus42		-2.44	-0.57	75	97.3
											Bus69		0.41	0.33	74	97.5
		20.000	95.917	-1.3	0	0	0	0	0	0	Bus68		-2.41	-0.35	74	97.5
											Bus70		0.03	0.02	1	85.0
											Bus71		2.38	0.53	73	97.6
		20.000	95.915	-1.3	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus69		-0.03	-0.02	1	85.0
		20.000	95.891	-1.3	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus69		-2.38	0.53	73	97.6
											Bus72		2.34	0.51	72	97.7
		20.000	95.827	-1.3	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus71		-2.34	-0.51	72	97.7
											Bus73		2.28	0.47	70	97.9
		20.000	95.817	-1.3	0	0	0	0	0.07	0.04	Bus72		-2.28	-0.47	70	97.9
											Bus74		2.21	0.43	67	98.2
		20.000	95.619	-1.9	0	0	0	0	0.07	0.04	Bus73		-2.21	-0.42	67	98.2
											Bus75		2.14	0.38	65	98.5
		20.000	95.516	-2.0	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus74		-2.14	-0.38	65	98.5
											Bus76		2.05	0.32	62	98.8
		20.000	95.459	-2.0	0	0	0	0	0	0	Bus75		-2.04	-0.32	62	98.8

Bus ID	kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR
		%Mag	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	
20.000	95.456	-2.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus77	1.02	0.23	31	97.5	
										Bus103	1.03	0.09	31	99.6	
										Bus76	-1.02	-0.23	31	97.5	
										Bus78	0.10	0.10	5	83.0	
										Bus82	0.05	0.00	19	100.0	
										Bus96	0.21	0.13	7	83.0	
										Bus77	-0.16	-0.10	5	83.0	
										Bus79	0.07	0.04	2	85.0	
										Bus80	0.03	0.02	1	85.0	
										Bus81	0.04	0.02	1	85.0	
										Bus79	-0.03	-0.02	1	85.0	
										Bus79	-0.04	-0.02	1	85.0	
										Bus77	-0.65	0.00	19	100.0	
										Bus83	0.55	-0.06	16	-99.5	
										Bus82	-0.55	0.06	16	-99.5	
										Bus84	0.45	-0.12	14	-97.0	
										Bus83	-0.45	0.12	14	-97.0	
										Bus85	0.03	0.02	0	85.0	
										Bus86	0.43	-0.13	13	-95.6	
										Bus84	-0.03	-0.02	0	85.0	
										Bus84	-0.43	0.13	13	-95.6	
										Bus87	0.35	0.21	12	85.0	
										Bus86	-0.35	-0.21	12	85.0	
										Bus85	0.25	0.16	9	85.0	
										Bus87	-0.25	-0.16	9	85.0	
										Bus89	0.21	0.13	7	85.0	
										Bus88	-0.21	-0.13	7	85.0	
										Bus90	0.08	0.05	2	85.0	
										Bus92	0.13	0.08	4	85.0	
										Bus89	-0.08	-0.05	2	85.0	
										Bus91	0.04	0.02	1	85.0	
										Bus90	-0.04	-0.02	1	85.0	
										Bus99	-0.33	-0.08	4	85.0	
										Bus93	0.06	0.04	2	85.0	
										Bus94	0.07	0.05	2	85.0	
										Bus92	-0.06	-0.04	2	85.0	
										Bus92	-0.07	-0.05	2	85.0	

OCP for Tumpang Feeder after	ETAP PowerStation	Page:	6
GI Pakis_Penyulang Tumpang	4.0.0C	Date:	03-17-2008
		SN:	KLOCONSULT
r: Imron R	Study Case: LF	Revision:	Base
c: TUMPANG_129BUS		Config:	Normal

Bus	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		ID	IL	Load Flow				AFMR	
	ID	kV	%Mag.	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	%Tup	
											Bus95		0.05	-0.03	1	85.0	
		20.000	95.324	-2.1	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus94		-0.05	-0.03	1	85.0	
		20.000	95.435	-2.0	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus77		-0.21	-0.13	7	85.0	
											Bus97		0.16	0.10	3	85.0	
		20.000	95.416	-2.1	0	0	0	0	0	0	Bus96		-0.16	-0.10	3	85.0	
											Bus98		0.06	-0.05	2	85.0	
											Bus99		0.08	-0.05	2	85.0	
		20.000	95.406	-2.1	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus57		-0.08	-0.05	2	85.0	
		20.000	95.396	-2.1	0	0	0	0	0.04	0.02	Bus57		-0.06	-0.05	2	85.0	
											Bus100		0.04	0.03	1	85.0	
		20.000	95.387	-2.1	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus99		-0.04	-0.03	1	85.0	
											Bus101		0.01	0.01	0	85.0	
		20.000	95.385	-2.1	0	0	0	0	0.01	0.00	Bus100		-0.01	-0.01	0	85.0	
											Bus102		0.01	0.00	0	85.0	
		20.000	95.383	-2.1	0	0	0	0	-0.01	0.00	Bus101		-0.01	0.00	0	85.0	
		20.000	95.370	-2.1	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus76		-1.03	-0.09	31	99.6	
											Bus104		0.93	0.03	28	99.9	
		20.000	95.350	-2.1	0	0	0	0	0	0	Bus103		-0.93	-0.03	28	99.9	
											Bus105		0.34	0.01	10	100.0	
											Bus111		0.60	0.02	11	99.9	
		20.000	95.334	-2.1	0	0	0	0	-0.05	0.04	Bus104		-0.34	-0.01	10	100.0	
											Bus106		0.27	-0.03	8	-99.4	
		20.000	95.322	-2.2	0	0	0	0	0.05	-0.17	Bus105		-0.27	0.03	8	-99.4	
											Bus107		0.22	0.14	7	85.0	
		20.000	95.310	-2.2	0	0	0	0	0	0	Bus106		-0.22	-0.14	7	85.0	
											Bus108		0.08	0.05	2	85.0	
											Bus109		0.14	0.09	5	85.0	
		20.000	95.308	-2.2	0	0	0	0	0.08	0.03	Bus107		-0.08	-0.03	2	85.0	
		20.000	95.279	-2.2	0	0	0	0	0.11	0.07	Bus107		-0.14	-0.09	3	85.0	
											Bus110		0.03	0.02	1	85.0	
		20.000	95.275	-2.2	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus109		-0.03	-0.02	1	85.0	
		20.000	95.333	-2.1	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus104		-0.60	-0.02	13	99.9	
											Bus112		0.58	0.01	17	100.0	
		20.000	95.303	-2.2	0	0	0	0	0	0	Bus111		-0.58	-0.01	17	100.0	
											Bus113		0.39	-0.01	11	-100.0	
											Bus122		0.19	0.02	4	-99.6	
		20.000	95.288	-2.2	0	0	0	0	0.02	0.02	Bus112		-0.39	0.01	11	-100.0	
											Bus114		0.36	-0.02	10	-99.8	

OCP for Tumpang Feeder_after	ETAP PowerStation										Page:	7
GI Pakis Penyulang Tumpang	4.0 (C)										Date:	03-17-2008
	SN:										KLGCONSULT	
x: Imanan R	Study Case: LF										Revision:	Base
e: TUMPANG_129BUS	Config:										Normal	

Bus	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
	ID	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Amp	%PF	%Trip	
20.000	95.259	-2.2	0	0	0	0	0.07	0.04	Bus13		-0.36	0.02	10	-99.8		
									Bus15		0.29	-0.07	9	-97.3		
20.000	95.247	-2.2	0	0	0	0	0.05	-0.22	Bus14		-0.29	0.07	9	-97.3		
									Bus16		0.24	0.15	8	-85.0		
20.000	95.199	-2.2	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus15		-0.24	-0.15	8	-85.0		
									Bus17		0.18	0.11	6	-85.0		
20.000	95.177	-2.2	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus16		-0.18	-0.11	6	-85.0		
									Bus18		0.13	0.08	4	-85.0		
20.000	95.171	-2.3	0	0	0	0	0	0	Bus17		-0.13	-0.08	4	-85.0		
									Bus19		0.03	0.02	1	-85.0		
									Bus20		0.10	0.06	3	-85.0		
20.000	95.158	-2.3	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus16		-0.03	-0.02	1	-85.0		
20.000	95.154	-2.3	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus18		-0.10	-0.06	3	-85.0		
									Bus21		0.06	0.04	2	-85.0		
20.000	95.140	-2.3	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus20		-0.00	-0.04	2	-85.0		
20.000	95.290	-2.2	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus12		-0.19	-0.02	5	-99.8		
									Bus13		0.14	-0.02	4	-99.8		
20.000	95.181	-2.2	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus122		-0.14	0.02	4	-99.8		
									Bus124		0.12	-0.03	3	-97.1		
20.000	95.273	-2.2	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus123		-0.12	0.03	3	-97.1		
									Bus125		0.08	-0.05	2	-85.4		
20.000	95.271	-2.2	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus124		-0.08	0.05	2	-85.4		
									Bus126		0.08	-0.05	2	-82.8		
20.000	95.271	-2.3	0	0	0	0	0.02	0.09	Bus125		-0.08	0.05	2	-82.8		
									Bus127		0.06	0.04	2	-85.0		
20.000	95.250	-2.3	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus126		-0.06	-0.04	2	-85.0		
									Bus128		0.03	0.02	1	-85.0		
20.000	95.228	-2.3	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus127		-0.03	-0.02	1	-85.0		
									Bus129		0.02	0.01	0	-85.0		
20.000	95.227	-2.3	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus128		-0.02	-0.01	0	-85.0		

voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

OCP for Tumpang Feeder_after
GI Pulis_Penyulang Tumpang

ETAP PowerStation

4.0.0C

Page: 1
Date: 03-17-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Baseline
Config: Normal

- Imron R
TUMPANG_129BUS

Study Case: LF

BRANCH LOSSES Summary Report

Ckt / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd. % Drop in Vmag	
	ID	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	Kvar	From	To	
Cable1		5.775	2.430	-5.732	-2.371	38.3	38.5	100.0	99.1	0.92
Cable2		0.039	0.024	-0.039	-0.024	0.0	0.0	99.1	99.1	0.00
Cable3		5.698	2.347	-5.684	-2.326	13.7	20.9	99.1	98.7	0.33
Cable4		5.601	2.274	-5.594	-2.265	6.5	9.9	98.7	98.6	0.16
Cable5		0.080	0.049	-0.080	-0.049	0.0	0.0	98.6	98.6	0.00
Cable6		5.515	2.215	-5.303	-2.197	32.0	18.3	98.6	98.3	0.30
Cable7		5.454	2.167	-5.447	-2.156	6.8	10.3	98.3	98.1	0.17
Cable8		0.134	0.083	-0.134	-0.083	0.0	0.0	98.1	98.1	0.01
Cable13		5.313	2.073	-5.310	-2.068	3.2	4.9	98.1	98.0	0.08
Cable9		0.041	0.025	-0.041	-0.023	0.0	0.0	98.1	98.1	0.00
Cable10		0.093	0.058	-0.093	-0.058	0.0	0.0	98.1	98.1	0.01
Cable11		0.074	0.046	-0.074	-0.046	0.0	0.0	98.1	98.1	0.00
Cable12		0.019	0.012	-0.019	-0.012	0.0	0.0	98.1	98.1	0.00
Cable14		5.232	2.020	-5.229	-2.013	3.4	5.3	98.0	97.9	0.09
Cable15		0.055	0.034	-0.055	-0.034	0.0	0.0	97.9	97.9	0.01
Cable16		5.174	1.981	-5.163	-1.964	10.8	16.5	97.9	97.7	0.28
Cable17		0.150	0.093	-0.150	-0.093	0.0	0.0	97.7	97.6	0.02
Cable19		5.013	1.871	-4.995	-1.844	18.2	27.8	97.7	97.2	0.49
Cable18		0.088	0.055	-0.088	-0.055	0.0	0.0	97.6	97.6	0.01
Cable20		4.901	1.786	-4.876	-1.747	25.4	38.8	97.2	96.5	0.69
Cable21		4.301	1.701	-4.796	-1.692	5.8	8.8	96.3	96.3	0.16
Cable22		0.987	0.612	-0.987	-0.612	0.1	0.1	96.3	96.3	0.01
Cable39		3.809	1.680	-3.805	-1.075	3.4	5.1	96.3	96.2	0.11
Cable23		0.900	0.558	-0.900	-0.558	0.1	0.1	96.3	96.3	0.01
Cable24		0.794	0.492	-0.794	-0.492	0.1	0.2	96.3	96.3	0.02
Cable25		0.042	0.026	-0.042	-0.026	0.0	0.0	96.3	96.3	0.00
Cable26		0.752	0.466	-0.752	-0.466	0.0	0.0	96.3	96.3	0.00
Cable27		0.698	0.433	-0.698	-0.432	0.0	0.1	96.3	96.3	0.01
Cable28		0.193	0.120	-0.193	-0.120	0.0	0.0	96.3	96.3	0.00
Cable30		0.504	0.313	-0.504	-0.313	0.0	0.0	96.3	96.3	0.01
Cable29		0.090	0.056	-0.090	-0.056	0.0	0.0	96.3	96.3	0.01
Cable31		0.056	0.035	-0.056	-0.035	0.0	0.0	96.3	96.2	0.04
Cable32		0.449	0.278	-0.448	-0.278	0.0	0.0	96.3	96.3	0.01
Cable33		0.321	0.199	-0.321	-0.199	0.0	0.0	96.3	96.2	0.01
Cable34		0.096	0.059	-0.096	-0.059	0.0	0.0	96.2	96.2	0.01
Cable37		0.225	0.140	-0.225	-0.140	0.0	0.0	96.2	96.2	0.01
Cable35		0.042	0.026	-0.042	-0.026	0.0	0.0	96.2	96.2	0.00
Cable36		0.054	0.034	-0.054	-0.034	0.0	0.0	96.2	96.2	0.00
Cable38		0.131	0.081	-0.131	-0.081	0.0	0.0	96.2	96.2	0.01
Cable40		3.723	1.023	-3.719	-1.018	3.3	5.0	96.2	96.1	0.11
Cable41		3.631	0.964	-3.631	-0.963	0.7	1.0	96.1	96.1	0.02
Cable42		1.188	0.386	-1.187	-0.385	1.2	1.9	96.1	95.9	0.14

OCP for Tumpang Feeder_after
GI Pakis Penyulang Tumpang

ETAP PowerStation

4.0.0C

Page: 2
Date: 03-17-2008
SN: KLOCONSULT
Revision: Base
Uconfig: Normal

Imron R
TUMPANG_129BUS

Study Case: LF

CKT / Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd in Vrmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Vnom	Ts	
Cable67	2.443	0.576	-2.441	-0.574	1.6	2.4	96.1	96.0	0.08
Cable43	1.110	0.337	-1.109	-0.336	0.9	1.3	95.9	95.8	0.10
Cable44	0.994	0.265	-0.994	-0.264	0.1	0.1	95.8	95.8	0.01
Cable45	0.063	0.039	-0.063	-0.039	0.0	0.0	95.8	95.8	0.00
Cable46	0.931	0.225	-0.931	-0.225	0.2	0.3	95.8	95.8	0.02
Cable47	0.899	0.205	-0.899	-0.205	0.0	0.1	95.8	95.8	0.01
Cable48	0.256	0.159	-0.256	-0.159	0.1	0.2	95.8	95.8	0.06
Cable51	0.642	0.046	-0.642	-0.045	0.6	0.8	95.8	95.7	0.09
Cable49	0.177	0.109	-0.177	-0.109	0.0	0.0	95.8	95.7	0.02
Cable50	0.127	0.079	-0.127	-0.079	0.0	0.0	95.7	95.7	0.01
Cable52	0.274	0.170	-0.274	-0.170	0.0	0.0	95.7	95.7	0.01
Cable58	0.368	0.223	-0.368	-0.223	0.1	0.1	95.7	95.7	0.02
Cable53	0.089	0.035	-0.089	-0.035	0.0	0.0	95.7	95.7	0.00
Cable54	0.185	0.115	-0.185	-0.115	0.1	0.1	95.7	95.7	0.04
Cable55	0.053	0.031	-0.053	-0.033	0.0	0.0	95.7	95.7	0.01
Cable56	0.132	0.082	-0.132	-0.082	0.0	0.0	95.7	95.7	0.01
Cable57	0.078	0.048	-0.078	-0.048	0.0	0.0	95.7	95.6	0.02
Cable59	0.290	0.180	-0.290	-0.180	0.0	0.0	95.7	95.7	0.01
Cable60	0.027	0.016	-0.027	-0.016	0.0	0.0	95.7	95.7	0.00
Cable61	0.263	0.163	-0.263	-0.163	0.0	0.1	95.7	95.7	0.02
Cable62	0.018	0.011	-0.018	-0.011	0.0	0.0	95.7	95.7	0.00
Cable63	0.245	0.152	-0.245	-0.152	0.0	0.0	95.7	95.7	0.01
Cable64	0.051	0.031	-0.051	-0.031	0.0	0.0	95.7	95.7	0.00
Cable65	0.195	0.121	-0.195	-0.121	0.0	0.1	95.7	95.6	0.03
Cable66	0.120	0.074	-0.120	-0.074	0.0	0.0	95.6	95.6	0.00
Cable68	2.407	0.553	-2.406	-0.550	1.6	2.5	96.0	95.9	0.08
Cable69	0.030	0.019	-0.030	-0.019	0.0	0.0	95.9	95.9	0.00
Cable70	2.376	0.532	-2.375	-0.531	1.5	0.8	95.9	95.9	0.03
Cable71	2.342	0.511	-2.341	-0.509	1.2	1.9	95.9	95.8	0.06
Cable72	2.281	0.472	-2.281	-0.472	0.2	0.3	95.8	95.8	0.01
Cable73	2.212	0.429	-2.208	-0.423	3.7	5.6	95.8	95.6	0.20
Cable74	2.139	0.380	-2.137	-0.377	1.5	2.3	95.6	95.5	0.08
Cable75	2.046	0.311	-2.044	-0.319	1.4	2.1	95.5	95.5	0.08
Cable76	1.016	0.230	-1.016	-0.230	0.0	0.0	95.5	95.5	0.00
Cable102	1.028	0.089	-1.027	-0.088	0.9	1.3	95.5	95.4	0.09
Cable77	0.160	0.099	-0.160	-0.099	0.0	0.0	95.5	95.4	0.01
Cable81	0.651	0.003	-0.651	-0.003	0.1	0.1	95.5	95.4	0.01
Cable95	0.206	0.128	-0.206	-0.127	0.0	0.0	95.4	95.4	0.02
Cable78	0.072	0.045	-0.072	-0.045	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01
Cable79	0.034	0.021	-0.034	-0.021	0.0	0.0	95.4	95.4	0.00
Cable80	0.039	0.024	-0.039	-0.024	0.0	0.0	95.4	95.4	0.00
Cable82	0.353	-0.058	-0.352	0.058	0.1	0.1	95.4	95.4	0.01
Cable83	0.459	-0.116	-0.459	0.116	0.1	0.2	95.4	95.4	0.02
Cable84	0.027	0.017	-0.027	-0.017	0.0	0.0	95.4	95.4	0.00
Cable85	0.431	-0.133	-0.431	0.133	0.1	0.2	95.4	95.4	0.02

OCP for Tumpang Feeder_after
GI Pakis_Penyulang Tumpang

ETAP PowerStation

4.0.0C

Page: 9
Date: 03-17-2008
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

Imron R

Study Case: LF

TUMPANG_129BUS

Ckt / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd in Vusag	
	IU	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Fmm	To	
Cable86		0.349	0.216	-0.349	-0.216	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01
Cable87		0.235	0.158	-0.255	-0.158	0.1	0.2	95.4	95.3	0.05
Cable88		0.209	0.130	-0.209	-0.130	0.0	0.0	95.3	95.3	0.00
Cable89		0.077	0.048	-0.077	-0.048	0.0	0.0	95.3	95.3	0.01
Cable91		0.132	0.082	-0.132	-0.082	0.0	0.0	95.3	95.3	0.01
Cable90		0.039	0.024	-0.039	-0.024	0.0	0.0	95.3	95.3	0.01
Cable92		0.057	0.036	-0.057	-0.036	0.0	0.0	95.3	95.3	0.00
Cable93		0.075	0.046	-0.075	-0.046	0.0	0.0	95.3	95.3	0.00
Cable94		0.053	0.032	-0.052	-0.032	0.0	0.0	95.3	95.3	0.00
Cable96		0.157	0.097	-0.157	-0.097	0.0	0.0	95.4	95.4	0.02
Cable97		0.075	0.047	-0.075	-0.047	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01
Cable98		0.082	0.051	-0.082	-0.051	0.0	0.0	95.4	95.4	0.02
Cable99		0.043	0.027	-0.043	-0.027	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01
Cable100		0.012	0.008	-0.012	-0.008	0.0	0.0	95.4	95.4	0.00
Cable101		0.006	0.004	-0.006	-0.004	0.0	0.0	95.4	95.4	0.00
Cable103		0.934	0.030	-0.934	-0.030	0.1	0.1	95.4	95.4	0.01
Cable104		0.335	0.008	-0.335	-0.008	0.0	0.0	95.4	95.4	0.00
Cable110		0.399	0.022	-0.599	-0.021	0.2	0.2	95.4	95.3	0.03
Cable105		0.273	-0.031	-0.273	0.031	0.1	0.2	95.4	95.3	0.03
Cable106		0.222	0.138	-0.222	-0.138	0.6	0.0	95.3	95.3	0.01
Cable107		0.081	0.050	-0.081	-0.050	0.0	0.0	95.3	95.3	0.00
Cable108		0.141	0.088	-0.141	-0.088	0.0	0.1	95.3	95.3	0.03
Cable109		0.029	0.018	-0.029	-0.018	0.0	0.0	95.3	95.3	0.00
Cable111		0.376	0.008	-0.576	-0.007	0.2	0.3	95.3	95.3	0.03
Cable112		0.387	-0.009	-0.387	0.009	0.1	0.1	95.3	95.3	0.02
Cable121		0.189	0.017	-0.189	-0.017	0.0	0.0	95.3	95.3	0.01
Cable113		0.362	-0.025	-0.362	0.025	0.1	0.2	95.3	95.3	0.03
Cable114		0.291	-0.069	-0.291	0.069	0.1	0.1	95.3	95.2	0.01
Cable115		0.241	0.150	-0.241	-0.150	0.1	0.1	95.2	95.2	0.03
Cable116		0.183	0.113	-0.183	-0.113	0.0	0.0	95.2	95.2	0.02
Cable117		0.131	0.081	-0.131	-0.081	0.1	0.0	95.2	95.2	0.01
Cable118		0.031	0.019	-0.031	-0.019	0.0	0.0	95.2	95.2	0.01
Cable119		0.101	0.062	-0.101	-0.062	0.0	0.0	95.2	95.2	0.02
Cable120		0.057	0.035	-0.057	-0.035	0.0	0.0	95.2	95.1	0.01
Cable122		0.136	-0.016	-0.136	0.016	0.0	0.0	95.3	95.3	0.01
Cable123		0.116	-0.029	-0.116	0.029	0.0	0.0	95.3	95.3	0.01
Cable124		0.082	-0.050	-0.082	0.050	0.0	0.1	95.3	95.3	0.00
Cable125		0.078	-0.053	-0.078	0.053	0.0	0.0	95.3	95.3	0.00
Cable126		0.060	0.037	-0.060	-0.037	0.0	0.0	95.3	95.3	0.02
Cable127		0.030	0.019	-0.030	-0.019	0.0	0.0	95.3	95.2	0.02
Cable128		0.016	0.010	-0.016	-0.010	0.0	0.0	95.2	95.2	0.00

169.5 259.2



LAMPIRAN II

01



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

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

1. Nama Mahasiswa : Imron Rosidi
2. NIM : 01.12.136
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 kV DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWERSTATION DI GI. PAKIS MALANG

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

Hari : Rabu
Tanggal : 19 Maret 2008
Dengan Nilai : 82,45 (A) *Zey*



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

Panitia Ujian Skripsi

Sekretaris Majelis Penguji

[Signature]
Ir. Yudi Limpraptono, MT
NIP.Y.1039500274

Anggota Penguji

Penguji Pertama

[Signature]
Ir. H. Choirul Saleh, MT
NIP.Y.1018800190

Penguji Kedua

[Signature]
Bambang Prio Hartono, ST, MT
NIP.Y. 1028400082



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

PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Rabu
Tanggal : 19 Maret 2008
Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : IMRON ROSIDI
2. NIM : 01.12.136
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 kV DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWERSTATION DI GI. PAKIS MALANG

Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	Ket
1.	Tata bahasa diperhatikan	✓
2.	No. Hal. Selain bab di kanan atas	✓
3.	Setiap rumus harus ada pustakanya	✓
4.	Untuk Grafik, Gambar, Tabel diberi analisa pembahasan	✓

Anggota Pengaji

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

Dosen Pembimbing I

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
NIP. Y. 1018800189

Dosen Pembimbing II

Ir. Eko Nurcahyo
NIP. Y. 1028700172



PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang betangan tangan dibawah ini :

Nama : IMRON RASIDI
NIM : 0112136
Semester :
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Elektronika / Teknik Energi Listrik
Alamat : ...

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 pengabillan **SKRIPSI** adalah sebagai berikut :

1. Telah melaksanakan semua praktikum sesuai dengan koncentrasinya
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 ucapan terima kasih.

Telah diteliti kebenaran data tersebut diatas
Recording Teknik Elektro

Ahsaf
Amz

Malang, 20 April 2006

Pemohon

Imron Kosidi

Disetujui
Ketua Jurusan Teknik Elektro

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

Mengetahui
Dosen Wali

Yudi Limpaptono, 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. *40% = 3.09*

2. *praktikum lengkap*

3. *praktikum lengkap*



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

Lampiran : Satu berkas
Perihal : **Dosen Pembimbing Skripsi**

Kepada : Yth. Bapak/Ibu. Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
Dosen Institut Teknologi Nasional MALANG

Yang bertandatangan di bawah ini :

Nama : Imron Rosidi
Nim : 0112136
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Energi Listrik

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

“ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 KV DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWERSTATION DI GL PAKIS MALANG”

Adapun Tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sajana Teknik.

Demikian permohonan kami, atas kesediaan Bapak / Ibu kami ucapan terima kasih.

Malang, Februari 2008

Ketua
Jurusan Teknik Elektro S-1

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

Hormat kami,

Imron Rosidi
Nim : 0112136

*) coret yang tidak perlu



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
JL. Bendungan Sigura-gura No. 2
MALANG

Lampiran : Satu berkas
Perihal : **Dosen Pembimbing
Skripsi**

Kepada : Yth. Bapak/Tbu. Ir. Eko Nurchyo
Dosen Institut Teknologi Nasional MALANG

Yang bertandatangan di bawah ini :

Nama	:	Imron Rosidi
Nim	:	0112136
Jurusan	:	Teknik Elektro S-1
Konsentrasi	:	Energi Listrik

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

"ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 kV DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWERSTATION DI GI. PAKIS MALANG"

Adapun Tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sajana Teknik.

Demikian permohonan kami, atas kesediaan Bapak / Ibu kami ucapan terima kasih.

Malang, Februari 2008

Ketua
Jurusan Teknik Elektro S-1

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

Hormat kami,

Imron Rosidi
Nim : 0112136

*) coret yang tidak perlu



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
Jl. Bendungan sigura-gura No. 2
MALANG

PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai dengan Permohonan Mahasiswa :

Nama : Imron Rosidi
Nim : 0112136
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Energi Listrik

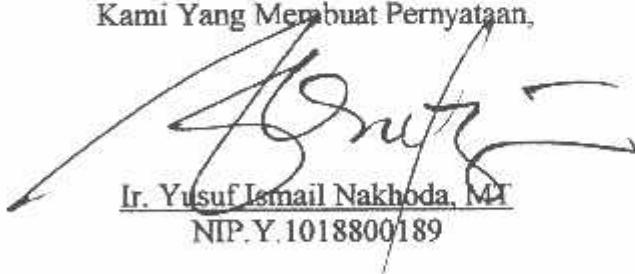
Dengan ini menyatakan bersedia / tidak bersedia *) Membimbing skripsi dari mahasiswa tersebut, dengan judul :

“ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 KV DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWERSTATION DI GL PAKIS MALANG”

Demikian pernyataan ini kami buat untuk dapat dipergunakan seperlunya.

Malang,

Kami Yang Membuat Pernyataan,


Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
NIP. Y.1018800189

Setelah disetujui agar formulir ini diserahkan mahasiswa/i yang bersangkutan. Kepada jurusan untuk diproses lebih lanjut

*) Coret yang tidak perlu

Form. S – 3b



PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai dengan Permohonan Mahasiswa :

Nama : Imron Rosidi
Nim : 0112136
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Energi Listrik

Dengan ini menyatakan bersedia / tidak bersedia ^{*)} Membimbing skripsi dari mahasiswa tersebut, dengan judul :

“ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 kV DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWERSTATION DI GL. PAKIS MALANG”

Demikian pernyataan ini kami buat untuk dapat dipergunakan seperlunya.

Malang,

Kami Yang Membuat Pernyataan,

Ir. Eko Nurchyo
NIP. Y.1028700172

Setelah disetujui agar formulir ini diserahkan mahasiswa/i yang bersangkutan. Kepada jurusan untuk diproses lebih lanjut

^{*)} Coret yang tidak perlu



PERALIMPAN PENGOLOLA PENDIDIKAN SAINS DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

JEROI, MALANG
GA MALANG

Kampus 1, Jl. Bencungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 531431 - Untirta Fax. (0341) 553015 Malang 65115
Kampus 2, Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417838 Fax. (0341) 417834 Malang

Malang, 19 Januari 2008

Nomor : ITN-057/LTA/2/2008
Lampiran : -
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**
Kepada : Yth. Sdr. Ir. **YUSUF ISMAIL NAKHODA, MT**

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

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

Nama : IMRON ROSIDI
Nim : 0112136
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik S-1

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

16 Januari 2008 s/d 16 Juni 2008

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

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



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

Tembusan Kepada Yth:

1. Mahasiswa Yang Bersangkutan
2. Arsip

Form S4a



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

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

I (PERSERO) MALANG
JK NIAGA MALANG

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

Malang, 19 Januari 2008

Nomor : ITN-058/1.TA/2/2008

Lampiran : -

Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. Ir. EKO NURCAHYO

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

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

Nama : IMRON ROSIDI
Nim : 0112136
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Kosentrasi : Teknik Energi Listrik S-1

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

16 Januari 2008 s/d 16 Juni 2008

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

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



Ir. F. Yudi Limpraptono, MT *301*
NIP. Y. 1039500274

Tembusan Kepada Yth:

- 1 Mahasiswa Yang Bersangkutan
- 2 Arsip

Form S4a



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : IMRON ROSIDI
Nim : 01.12.136
Masa Bimbingan : 16 Januari 2008 s/d 16 Juni 2008
Judul Skripsi : "ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN JARINGAN DISTRIBUSI PRIMER 20 kV DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWERSTATION DI GI. PAKIS MALANG"

No.	Tanggal	Uraian	Parap Pembimbing
1.	15-2-2008	Bimbingan Bab I, II, III dan IV	<i>Zuf</i>
2.	16-2-2008	Bimbingan Bab IV, revisi judul	<i>Zuf</i>
3.	16-2-2008	Bimbingan perbaikan kesimpulan	<i>Zuf</i>
4.	18-2-2008	Bimbingan format penulisan, abstrak dan pengajuan makalah seminar hasil	<i>Zuf</i>
5.	18-2-2008	Buat makalah seminar hasil	<i>Zuf</i>
6.	19-2-2008	Periksa format penulisan makalah seminar hasil	<i>Zuf</i>
7.	20-2-2008	ACC makalah seminar hasil	<i>Zuf</i>
8.	11-3-2008	Konsultasi keseluruhan bab	<i>Zuf</i>
9.	17-3-2008	ACC ujian skripsi/kompre	<i>Zuf</i>
10.			

Malang, 2008
Dosen Pembimbing,


Ir. YUSUF ISMAIL NAKHODA, MT
NIP. Y. 1018800189

Form.S-4b