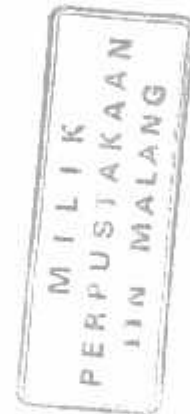


S K R I P S I

**ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK
PERBAIKAN FAKTOR DAYA DAN MEMINIMALISASI
RUGI - RUGI DAYA DENGAN MENGGUNAKAN
SOFTWARE ETAP POWER STATION
PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PT.EASTERNTEX
PANDAAN**



Disusun oleh :

HENDRY PRASTYO DHARMAWAN

Nim : 98.12.073

**KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
2009**

LEMBAR PERSETUJUAN

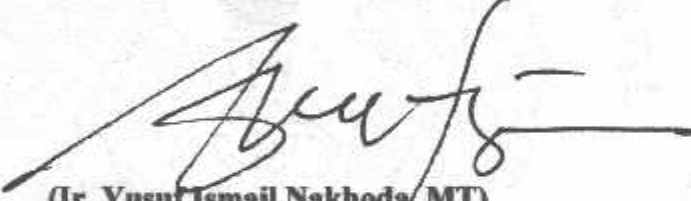
**ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN
FAKTOR DAYA DAN MEMINIMALISASI RUGI – RUGI DAYA
DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION*
PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PT. EASTERNTX PANDAAN**

SKRIPSI

**Disusun dan diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar
Sarjana Teknik Elektronika Strata Satu (S-1)**

**Disusun Oleh :
Hendry Prastyo Darmawan
NIM : 98.12.073**

**Diperiksa dan disetujui,
Dosen Pembimbing**


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



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


Ir. F. Yudi Limpraptono, MT.
NIP. Y. 103 950 0274

**KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
2009**



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1
Jl. Raya Karanglo Km.2
Malang

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI

Nama : Hendry Prasetyo Darmawan
N.I.M. : 98.12.073
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi listrik
Judul Skripsi : **ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN FAKTOR DAYA DAN MEMINIMALISASI RUGI – RUGI DAYA DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PT. EASTERNTEX PANDAAN**

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

Hari : Senin
Tanggal : 21 Maret 2009
Dengan Nilai : 80,195 (A) *fy*

Panitia Majelis Penguji :



Ketua

[Signature]
Ir. H. Sudik Noertjahjono, MT
NIP.Y. 1028700163

Sekretaris

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

Anggota Penguji :

Penguji Pertama

[Signature]
Ir. Eko Nurcahyo
NIP.Y. 1028700172

Penguji Kedua

[Signature]
Ir.M.Abdul Hamid, MT.
NIP.Y. 1018800188



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
JL. RAYA KARANG LO, KM 2
MALANG

FORMULIR PERBAIKAN SKRIPSI

NAMA : Hendry Prasetyo Darmawan
N.I.M. : 98.12.073
MASA BIMBINGAN : 10-12-2008 s/d 10-04-2009
JUDUL SKRIPSI : ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN FAKTOR DAYA DAN MEMINIMALISASI RUGI – RUGI DAYA DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PT. EASTERNTX PANDAAN

NO.	TANGGAL	URAIAN	PARAF
1.	21 Maret 2009	Kesimpulan diperbaiki sesuai dengan judul dan tujuan	
2.	21 Maret 2009	Perlu data Power Faktor di Lapangan	

Disetujui,
Penguji I

Ir. Eko Nurcahyo
NIP.Y. 1028700172

Mengetahui,
Dosen Pembimbing

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



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
JL. RAYA KARANG LO, KM 2
MALANG

FORMULIR PERBAIKAN SKRIPSI

NAMA : Hendry Prasetyo Darmawan
N.I.M. : 98.12.073
MASA BIMBINGAN : 10-12-2008 s/d 10-04-2009
JUDUL SKRIPSI : ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN FAKTOR DAYA DAN MEMINIMALISASI RUGI – RUGI DAYA DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PT. EASTERNTX PANDAAN

NO.	TANGGAL	URAIAN	PARAF
1.	21 Maret 2009	Kesimpulan diperbaiki sesuai dengan judul dan tujuan	
2.	21 Maret 2009	Perlu data Power Faktor di Lapangan	

Disetujui,
Penguji II

Ir. M. Abdul Hamid, MT.
NIP. Y. 1018800188

Mengetahui,
Dosen Pembimbing

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

ABSTRAKSI

ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN FAKTOR DAYA DAN MEMINIMALISASI RUGI – RUGI DAYA DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PT. EASTERNTX PANDAAN

(Hendry Prastyo Dharmawan 98.12.073. Teknik Elektro/T. Energi Listrik S -1)
(Dosen Pembimbing : Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT)

Faktor Daya mempunyai pengaruh yang besar terhadap konsumsi daya listrik. Beban – beban yang bersifat induktif seperti motor, transformator dan lainnya, mengakibatkan faktor daya rendah hal ini juga menyebabkan rugi – rugi daya menjadi besar. Pemasangan kapasitor akan membantu memperbaiki faktor daya.

Analisa yang dilakukan di PT. EASTERNTX PANDAAN adalah untuk mengetahui seberapa besar nilai faktor daya akibat pemasangan kapasitor secara terpusat yang ada di lapangan. Dan kemudian akan diperbaiki dengan penempatan dan penambahan kapasitas kapasitor yang lebih baik secara terpusat dan terdistribusi.

Penggunaan Software ETAP Power Station Versi 4.0.0C pada PT.EASTERNTX PANDAAN menunjukkan dengan pemasangan kapasitor sebesar 300 kVar mampu meningkatkan faktor daya menjadi 0,90 dan menurunkan rugi – rugi daya sebesar 0,004 MW.

Kata kunci : Faktor daya, Kapasitor, Rugi – Rugi Daya.

KATA PENGANTAR

Dengan Rahmat Allah SWT dan mengucapkan syukur kehadiran-Nya atas segala berkah dan karunianya, yang telah dilimpahkan sehingga dapat menyelesaikan Skripsi ini sesuai dengan batas waktu yang ditentukan. 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. F. Yudi Limpraptono, MT, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro S – 1.
3. Bapak Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT, selaku Dosen Pembimbing.
4. Bapak Ir. Choirul Saleh, MT, selaku Dosen Penguji.
5. Bapak Ir. Eko Nurcahyo, selaku Dosen Penguji.
6. Bapak Ir. M. Abdul Hamid, MT, selaku Dosen Penguji.
7. Serta semua pihak yang turut membantu dalam penyelesaian Skripsi ini.

Akhirnya penulis mengharapkan Skripsi ini dapat bermanfaat bagi semua pihak, khususnya pada jurusan Teknik Elektro konsentrasi Teknik Energi Listrik.

Malang, Februari 2009

Penulis,

DAFTAR ISI

LEMBAR PERSETUJUAN	i
ABSTRAKSI.....	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR GRAFIK	xii

BAB I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Metode Penelitian.....	3
1.6 Sistematika Penulisan.....	4
1.7 Relevansi	5

BAB II. SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

2.1 Sistem Distribusi Tenaga Listrik.....	6
2.1.1. Sistem Distribusi Primer (JTM).....	7
2.1.2. Sistem Distribusi Sekunder (JTR).....	7
2.2 Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik	8

2.2.1.	Sistem Jaringan Distribusi Radial	8
2.2.1.1.	Sistem Radial Pohon	9
2.2.1.2	Sistem Radial Dengan Tie dan Switch pemisah .	9
2.2.1.3	Sistem Radial Dengan Pembagi Phasa Area	10
2.2.1.4	Sistem Radial Dengan Beban Terpusat	11
2.2.2	Sistem Jaringan Distribusi Tertutup (Loop)	12
2.2.3	Sistem Jaringan Distribusi Mesh	13
2.3.	Daya Dalam Sistem Tenaga	14
2.3.1	Daya Nyata (Real Power)	14
2.3.2	Daya Reaktif (Reactive Power)	14
2.3.3	Daya Semu (Apparent Power)	15
2.4.	Kapasitor Daya	15
2.4.1	Kapasitor Seri dan Kapasitor Shunt	15
a.	Kapasitor Seri	16
b.	Kapasitor Shunt	16
2.4.2	Pemasangan Kapasitor Shunt	16
2.5.	Faktor – Faktor Pemilihan Kapasitor Seri dan Shunt	18
2.6.	Sistem Per-Unit	19

BAB III. PENGARUH PEMASANGAN KAPASITOR TERHADAP SISTEM KELISTRIKAN

3.1	Faktor Daya	20
3.1.1.	Pengertian Faktor Daya	20
3.1.2.	Faktor Daya Leading	23

3.1.3.	Faktor Daya Lagging.....	24
3.2.	Sumber Daya Reaktif Untuk Perbaikan Faktor Daya.....	24
3.3.	Pengurangan Rugi Daya Dengan Kapasitor Shunt.....	25
3.4.	Perbaikan Tegangan	26
3.5.	Perbaikan Faktor Daya dan kapasitas Sistem.....	27
3.5.1.	Perhitungan Pengaruh Perbaikan Faktor Daya.....	29
3.5.2.	Penentuan Rating Kapasitor Untuk Perbaikan Faktor Daya Beban	30
3.6.	Analisa Aliran Daya	31
3.6.1.	Tujuan.....	31
3.6.2.	Metode Newton Rhapson	32
3.6.3.	Algoritma Perhitungan Aliran Daya	35
3.6.4.	Flowchart Aliran Daya	37
3.7.	Algoritma Pemecahan Masalah.....	38
3.8.	Flowchart Pemecahan Masalah.....	39

BAB IV. SIMULASI DAN ANALISA HASIL

4.1.	Single Line PT. EASTERNTX PANDAAN	40
4.2.	Data Penyaluran danPembebanan	42
4.2.1.	Data Saluran Sistem Tenaga Listrik PT. EASTERNTX PANDAAN.....	42
4.2.2.	Data Pembebanan PT. EASTERNTX PANDAAN.....	44
4.3.	Solusi Perbaikan Kualitas Daya dengan ETAP.....	45

4.4. Aliran Daya.....	47
4.5. Single Line PT. EASTERNTEX PANDAAN setelah penempatan dan penambahan Kapasitor.....	53
4.6. Validasi.....	60
4.7 Hasil dan Analisa hasil Perbandingan Kompensasi Penempatan Kapasitor Awal dengan Kompensasi Penempatan dan Penambahan Kapasitor Baru.....	60
4.8 Perbandingan Aliran Daya sebelum Penempatan dengan Setelah Penempatan dan Penambahan Kapasitor.....	65

BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan.....	70
5.2. Saran.....	70

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR ISI

Gambar 2.1.	Jaringan Distribusi Tegangan Menengah, Tegangan Rendah dan Sambungan Rumah ke Pelanggan.....	6
Gambar 2.2.	Sistem Jaringan Distribusi Radial	8
Gambar 2.3.	Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan Tie dan Switch Pemisah	10
Gambar 2.4.	Jaringan Distribusi Radial Dengan Phasa Area	11
Gambar 2.5.	Jaringan Distribusi Radial dengan Beban Terpusat	12
Gambar 2.6.	Sistem Jaringan Distribusi Loop	12
Gambar 2.7.	Sistem Jaringan Distribusi Mesh.....	13
Gambar 3.1.	Segitiga Daya	21
Gambar 3.2.	Segitiga Arus.....	22
Gambar 3.3.	Saluran Primer dengan Beban Terpusat.....	23
Gambar 3.4.	Faktor Daya Leading.....	23
Gambar 3.5.	Faktor Daya Lagging	24
Gambar 3.6.	Vektor Diagram Sebelum dan sesudah Pemasangan Kapasitor Shunt pada Jaringan	26
Gambar 3.7.	Perbaikan Faktor Daya.....	27
Gambar 3.8.	Diagram Fasor dan Sudut Daya Beban pada Jaringan Distribusi .	29
Gambar 3.9.	Flowchart Aliran Daya Newton Rapshon	37
Gambar 3.10.	Flowchart Pemecahan Masalah.....	39

Gambar 4.1	Single Line PT. EASTERNTEX PANDAAN	41
Gambar 4.2	Tampilan Modul Utama	46
Gambar 4.3	Single Line PT. EASTERNTEX PANDAAN Baru	53

DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1. Perbandingan Aliran Daya Reaktif Sebelum dan Setelah Penempatan Kapasitor dan Penambahan Kapasitor	66
Grafik 4.2. Perbandingan Daya Semu Sebelum dan Setelah Penempatan Kapasitor dan Penambahan Kapasitor	67
Grafik 4.1. Perbandingan rugi – rugi saluran Sebelum dan Setelah Penempatan Kapasitor dan Penambahan Kapasitor	68
Grafik 4.1. Perbandingan Faktor Daya Sebelum dan Setelah Penempatan Kapasitor dan Penambahan Kapasitor	69

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1. Kapasitor Seri dan Kapasitor Shunt.....	18
Tabel 4.1. Ukuran & Impedansi Kabel/Konduktor (system tegangan 6,6kV) ...	42
Tabel 4.2. Ukuran & Impedansi Kabel/Konduktor (system tegangan 0,38kV) .	43
Tabel 4.3. Ukuran & Impedansi Kabel/Konduktor (system tegangan 20kV)	43
Tabel 4.4. Pembagian Beban pada PT. EASTERNTEX	44
Tabel 4.5. Hasil Load Flow dengan Kompensasi Kapasitor Awal.....	47
Tabel 4.6. Hasil Branch Losses dengan Kompensasi Kapasitor Awal.....	49
Tabel 4.7. Hasil Bus Loading dengan Kompensasi Kapasitor Awal.....	50
Tabel 4.8. Hasil Total Generation, Loading and Demand dengan Kompensasi Kapasitor Awal	52
Tabel 4.9. Hasil Load Flow dengan Kompensasi Kapasitor Baru.....	55
Tabel 4.10. Hasil Branch Losses dengan Kompensasi Kapasitor Baru.....	57
Tabel 4.11. Hasil Bus Loading dengan Kompensasi Kapasitor Baru.....	58
Tabel 4.12. Hasil Total Generation, Loading and Demand dengan Kompensasi Kapasitor Baru.....	59
Tabel 4.13 Hasil Perbandingan Rugi – rugi daya Aktif & Reaktif Kompensasi Kapasitor Awal dengan Kopensasi Penempatan Kapasitor Baru	61
Tabel 4.14. Hasil Perbandingan Losses Tegangan Kompensasi Kapasitor Awal dengan Kopensasi Penempatan Kapasitor Baru	62
Tabel 4.15. Hasil Perbandingan Power Faktor & Aliran daya antara Kompensasi Kapasitor Awal dengan Kopensasi Penempatan Kapasitor Baru	63

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Pada era industrialisasi saat ini kebutuhan energi listrik merupakan faktor yang sangat penting bagi bidang perindustrian dimana peningkatan kebutuhannya seiring dengan perkembangan industri tersebut, baik industri dalam skala kecil maupun industri dalam skala besar. Dalam hal ini banyak pihak-pihak yang telah berupaya untuk meningkatkan penyediaan energi listrik, salah satunya adalah pemerintah, dimana pemerintah telah membangun beberapa unit pembangkit baru dan meningkatkan optimasi dari pembangkit-pembangkit yang sudah ada.

Dalam suatu industri yang besar, pada proses produksinya sebagian besar (mayoritas) beban yang digunakan adalah beban-beban yang sifatnya induktif seperti motor, trafo, AC, lampu TL dan lain-lain. Pada penggunaan beban induktif ini masalah yang sering terjadi adalah pada nilai faktor daya yang rendah, karena beban induktif ini mengakibatkan daya reaktif menjadi naik sehingga konsumsi daya (MVA) menjadi meningkat. Sedangkan ketentuan dari PLN minimum nilai $\cos \phi$ tidak boleh kurang dari 0,85.

Untuk meningkatkan kualitas sistem kelistrikan dengan beban yang sama, maka dibutuhkan suatu usaha untuk meningkatkan nilai faktor daya $\cos \phi$ dengan tujuan meningkatkan efisiensi, sehingga akan memberikan keuntungan-keuntungan, misalnya penambahan kapasitas daya listrik akibat berkurangnya rugi-rugi, meningkatnya masa pakai peralatan listrik, dsb. Peningkatan faktor daya pada umumnya adalah

menggunakan *kapasitor bank* sebagai kompensatornya, karena kapasitor merupakan komponen yang paling ekonomis serta mudah dalam pemasangan.

Pada skripsi ini akan dibahas metode untuk menyelesaikan masalah perbaikan faktor daya dengan menggunakan *software ETAP Power Station*. Hasil yang dicapai diharapkan dapat mencapai kepuasan dan menunjukkan penampilan yang terbaik.

1.2. Rumusan Masalah

Berdasarkan hal diatas maka timbul sebuah pokok permasalahan yaitu bagaimana memecahkan masalah perbaikan faktor daya dengan penempatan kapasitor, agar faktor daya tidak berada dibawah batas operasi yang ditetapkan (0,85) dan memperkecil rugi-rugi daya. Schubungan dengan hal tersebut, maka skripsi ini diberi judul :

ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN FAKTOR DAYA DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PT. EASTERNTEX PANDAAN

1.3. Tujuan

Memecahkan masalah perbaikan faktor daya dengan penempatan kapasitor untuk meningkatkan faktor daya pada sistem kelistrikan PT. EASTERNTEX pandaan dan mengurangi rugi-rugi daya dengan menggunakan *software ETAP Power Station*.

1.4. Batasan Masalah

Agar permasalahan mengarah sesuai dengan tujuan yang telah ditetapkan maka permasalahan dalam skripsi ini dibatasi pada hal-hal sebagai berikut :

1. Analisa perhitungan menggunakan program komputer *ETAP Power Station*.
2. Sistem kelistrikan yang dibahas adalah sistem kelistrikan di PT. EASTERNTX pandaan.
3. Analisa dilakukan dengan menganggap sistem dalam keadaan normal.
4. Analisa dilakukan hanya sebatas pengkajian beban yang telah ada.
5. Tidak membahas masalah harmonisa.

1.5. Metode Penelitian

Metode yang digunakan dalam penyusunan skripsi ini adalah :

1. Studi literatur, yaitu kajian pustaka untuk mempelajari teori-teori yang terkait melalui literatur yang ada, yang berhubungan dengan permasalahan.
2. Pengumpulan Data

Bentuk data yang digunakan :

- Data kuantitatif, yaitu data yang dapat dihitung atau data yang berbentuk angka-angka.
- Data kualitatif, yaitu data yang berbentuk diagram, dalam hal ini *single line* diagram penyulang.

3. Pemodelan

Setelah mendapatkan data, maka disimulasikan dalam *software ETAP PowerStation*.

4. Analisa Data

Menganalisis data yang diperoleh dengan mempergunakan *software ETAP*.

5. Kesimpulan

Menarik kesimpulan dari hasil analisa data.

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 faktor daya, perbaikan faktor daya, pengurangan rugi-rugi daya, perbaikan tegangan dan metode aliran daya Newton Rhapson.

BAB IV : HASIL DAN ANALISA HASIL

Pada bab ini berisi data dan analisa hasil simulasi dari *ETAP Power Station*.

BAB V : PENUTUP

Merupakan bab terakhir yang memuat intisari dari hasil pembahasan, yang berisikan kesimpulan dan saran yang dapat digunakan sebagai pertimbangan untuk pengembangan penulisan selanjutnya.

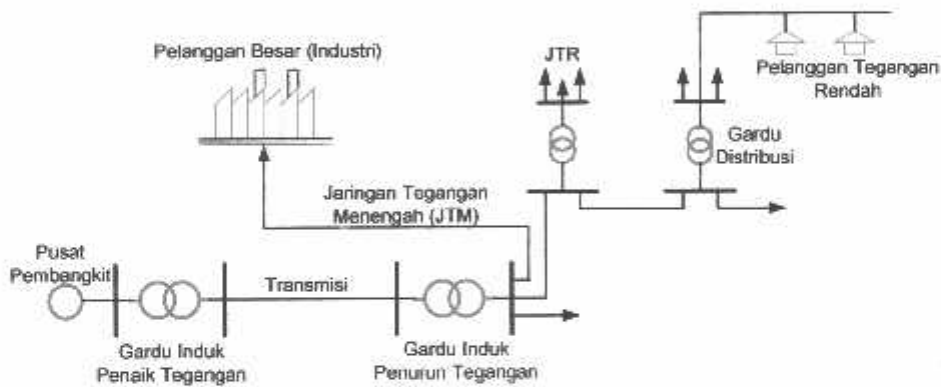
1.7. Relevansi

Dengan adanya penempatan kapasitor diharapkan akan memberikan solusi kepada PT. EASTERNTX pandaan yaitu faktor daya yang bagus atau tidak berada dibawah pada batas yang diijinkan oleh PLN dan daya yang disuplai dari generator dapat mencukupi kebutuhan operasional perusahaan karena rugi-rugi dayanya sudah diperkecil dengan penempatan kapasitor yang tepat.

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

Jaringan Distribusi Tegangan Menengah (JTM), Jaringan Distribusi Tegangan Rendah (JTR) dan Sambungan Rumah ke Pelanggan ^[2]

Jaringan setelah keluar dari G.I. biasanya disebut jaringan distribusi. Setelah tenaga listrik disalurkan melalui jaringan distribusi primer maka kemudian tenaga listrik diturunkan tegangannya dalam gardu-gardu distribusi menjadi tegangan menengah dan tegangan rendah, kemudian disalurkan ke industri-industri, rumah-rumah atau 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.

1.1.2. 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.

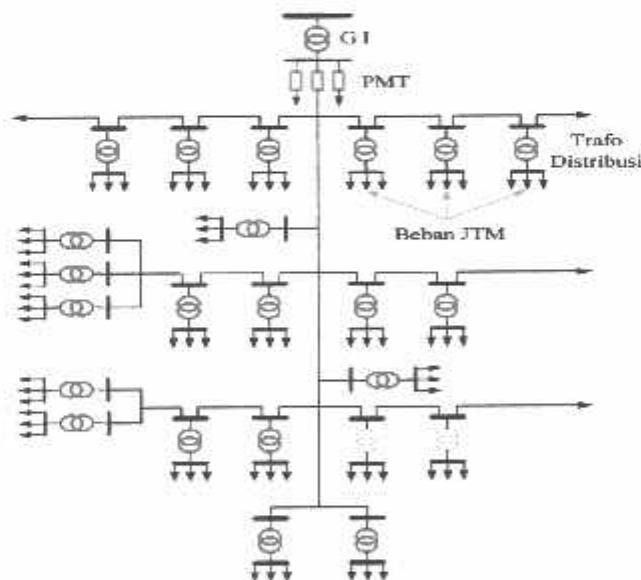
2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik^[2]

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

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 dilayaninya. 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 disebarkan titik 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.

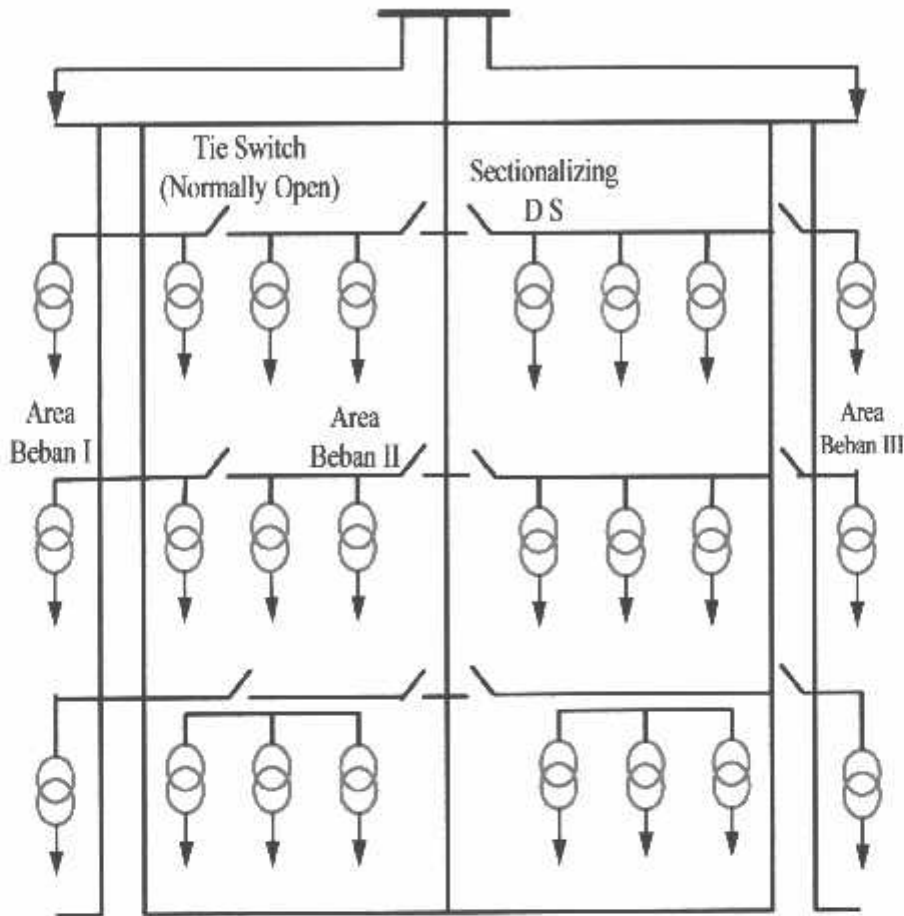
Kelemahan yang dimiliki oleh sistem radial adalah jatuh tegangan yang cukup besar dan bila terjadi gangguan pada sistem akan mengakibatkan jatuhnya sebagian atau bahkan keseluruhan beban sistem.

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

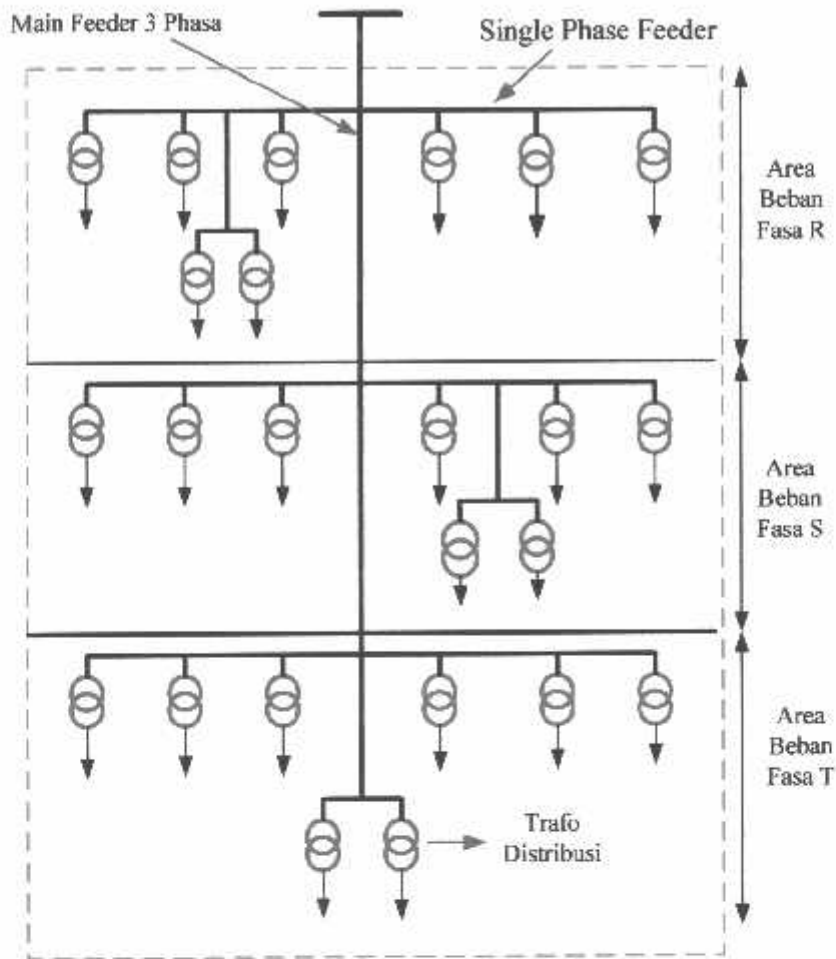
Sistem ini merupakan pengembangan dari sistem radial pohon, untuk meningkatkan keandalan sistem saat terjadinya gangguan maka *feeder* yang terganggu akan dilokalisasi sedangkan area yang semula dilayani oleh *feeder* tersebut pelayanannya dialihkan pada *feeder* yang tidak terganggu. sistem radial dengan *Tie* dan *Switch* Pemisah dapat dilihat pada gambar 2.3.



Gambar 2.3
Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan *Tie* dan *Switch* Pemisah ^[3]

2.2.1.3. Sistem Radial dengan Pembagian *Phasa Area*

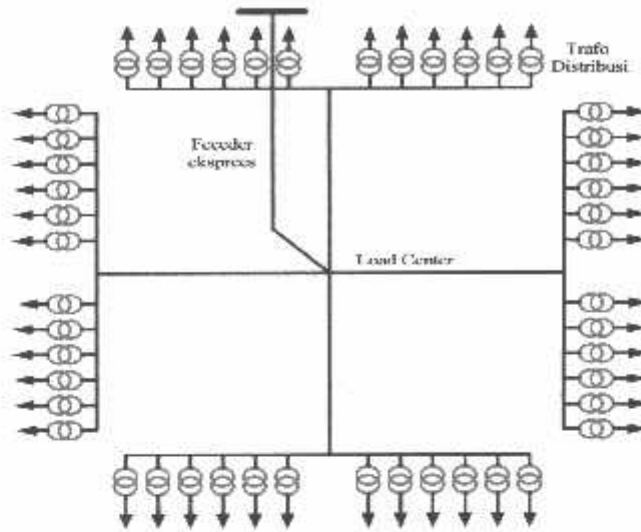
Pada bentuk ini masing-masing saluran fasa dari jaringan yang bertugas untuk melayani daerah beban yang berlainan. Maka dari itu bentuk ini akan dapat menimbulkan kondisi sistem tiga fasa yang tidak seimbang (simetris), bila digunakan pada daerah beban yang baru dan belum mantap pembagian bebannya. Contoh dari sistem jaringan ini dapat dilihat pada gambar 2.4.



Gambar 2.4 Jaringan Distribusi Radial Dengan Phasa Area^[5]

2.2.1.4. Sistem Radial Dengan Beban Terpusat

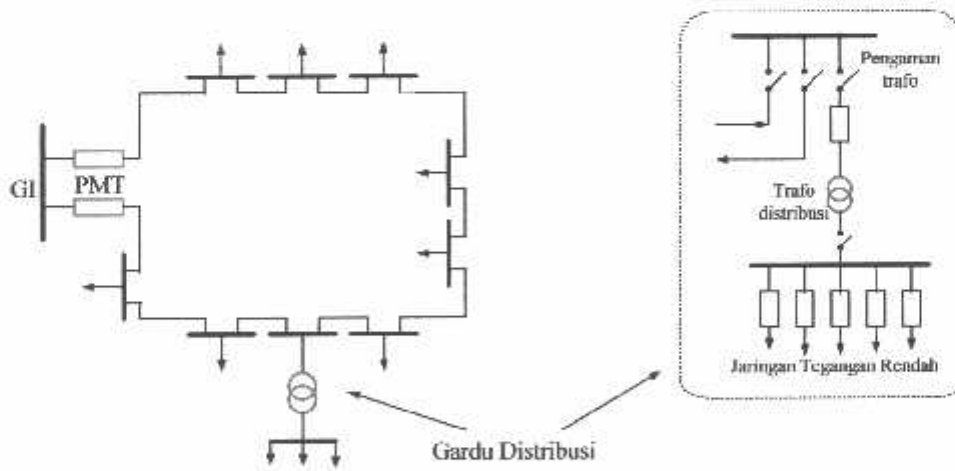
Bentuk dari sistem ini mensuplai daya dengan menggunakan *main feeder* yang disebut *express feeder* langsung ke pusat beban, dan dari titik pusat beban ini dikirim ke beban menggunakan *back feeder* secara radial seperti terlihat pada gambar 2.5.



Gambar 2.5
Jaringan Distribusi Radial Dengan Beban Terpusat^[2]

2.2.2. Sistem Jaringan Distribusi Tertutup (*Loop*)

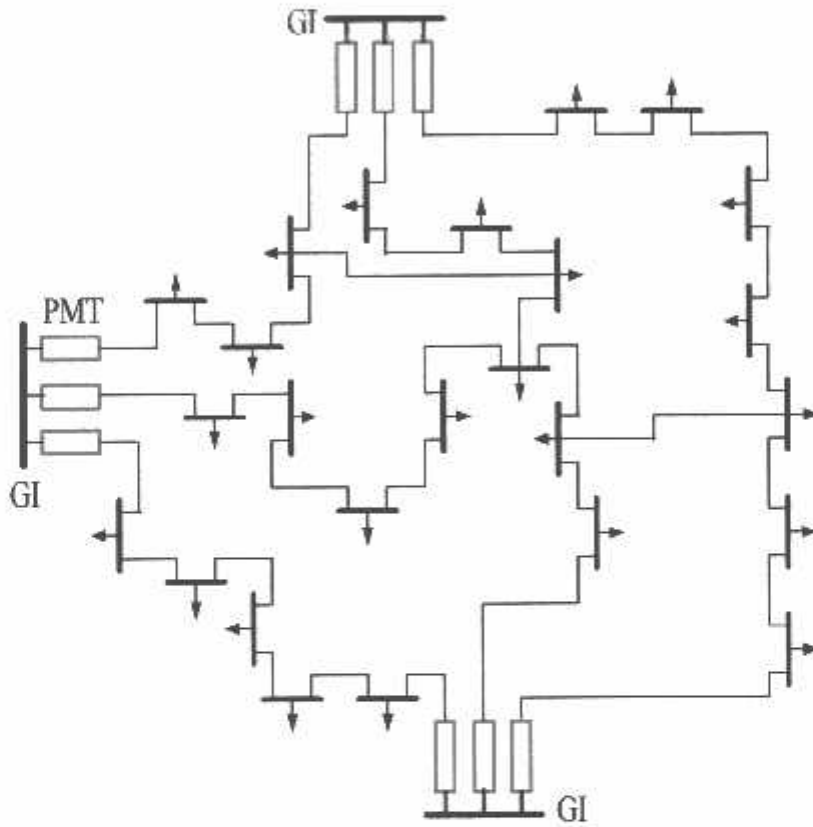
Sistem ini disebut jaringan distribusi *loop* karena saluran primer yang menyalurkan daya sepanjang daerah beban yang dilayani membentuk suatu rangkaian *loop*, seperti terlihat pada gambar 2.6.



Gambar 2.6
Sistem Jaringan Distribusi *Loop*^[2]

2.2.3. Sistem Jaringan Distribusi *Mesh*

Jaringan Distribusi *Mesh* merupakan jaringan yang strukturnya kompleks, dimana kelangsungan penyaluran dan pelayanannya diutamakan. Struktur jaringan ini umumnya digunakan pada jaringan tegangan rendah yang kepadatan bebannya cukup tinggi.



Gambar 2.7
Sistem Jaringan Distribusi *Mesh* ^[2]

2.3. Daya Dalam Sistem Tenaga^[7]

Dalam sistem tenaga listrik, pembangkit-pembangkit tenaga listrik harus mampu menyediakan tenaga listrik kepada pelanggan sesuai dengan permintaan beban listrik yang ada, dan hal yang harus diperhatikan adalah sistem yang tetap (konstan). Dalam hal ini tegangan dan frekuensi harus tetap konstan karena berhubungan dengan daya.

Daya listrik yang dibangkitkan dikenal dengan istilah :

2.3.1. Daya Nyata (*Real Power*)

Daya nyata dinyatakan dalam persamaan :

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

Daya nyata untuk beban 3 fasa seimbang

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

2.3.2. Daya Reaktif (*Reactive Power*)

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

Daya reaktif dinyatakan dalam persamaan :

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

Daya reaktif untuk beban 3 fasa seimbang :

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

2.3.3. Daya Semu (*Apparent Power*)

Daya semu dinyatakan dalam persamaan :

$$S = |V| |I| \dots\dots\dots(2.5)$$

Daya semu untuk beban 3 fasa seimbang :

$$S = \sqrt{3} |V| |I| \dots\dots\dots(2.6)$$

2.4. Kapasitor Daya ^[2]

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

2.4.1. Kapasitor Seri dan Kapasitor Shunt

Fungsi utama dari pemakaian kapasitor seri atau kapasitor shunt, dalam sistem tenaga adalah untuk membangkitkan daya reaktif, untuk memperbaiki faktor daya dan tegangan, sehingga meningkatkan kapasitas sistem dan mengurangi rugi daya jaringan

a. Kapasitor Seri

Kapasitor seri adalah kapasitor yang dihubungkan 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 dari pada biaya pemasangan kapasitor *shunt* (paralel).

b. Kapasitor *Shunt* (paralel)

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 factor daya dan menaikkan kapasitas system serta dapat mengurangi rugi-rugi saluran.

2.4.2 Pemasangan Kapasitor *Shunt*

Kapasitor *shunt* adalah kapasitor yang dihubungkan paralel dengan saluran dan secara intensif digunakan pada sistem 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.

Ada dua cara dalam pemakaian kapasitor shunt:

- Kapasitor tetap
- Kapasitor saklar

a. Kapasitor Tetap

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

b. Kapasitor Saklar

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

2.5. Faktor-faktor pemilihan kapasitor seri dan kapasitor *shunt*^[2]

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

Tabel 2.1
Kapasitor Seri dan Kapasitor *Shunt*

No	Tujuan	Kapasitor	
		Seri	<i>Shunt</i>
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 daya dan rugi-rugi energi pada saluran	Kedua	Pertama
7	Mengurangi fluktuasi tegangan	Pertama	Tidak Dipakai

2.6. Sistem Per-Unit^[7]

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

$$\text{Besaran per-unit} = \frac{\text{Besaran sebenarnya}}{\text{Besaran dasar dengan ukuran yang sama}} \dots\dots\dots(2.7)$$

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

➤ Untuk data 1 fasa

Arus dasar

$$I_d = \frac{kVA \text{ dasar 1 fasa}}{kV \text{ dasar L-N}} \dots\dots\dots(2.8)$$

Impedansi dasar

$$Z_d = \frac{(kV \text{ dasar L-N})^2 \times 1000}{kVA \text{ dasar 1 fasa}} \dots\dots\dots(2.9)$$

$$= \frac{(kV \text{ dasar L-N})^2}{MVA \text{ dasar 1 fasa}} \dots\dots\dots(2.10)$$

Dalam persamaan di atas nilai-nilai besaran diberikan untuk rangkaian satu fasa. Jadi tegangannya adalah tegangan antara fasa dengan tanah dan daya setiap fasa. Setelah besaran-besaran dasar ditentukan maka besaran-besaran itu dinormalisasikan terhadap besaran dasar. Dengan demikian impedansi per-satuan didefenisikan sebagai berikut:

$$Z = \frac{\text{impedansi sebenarnya } Z (\Omega)}{\text{impedansi dasar } Z_d} \dots\dots\dots(2.11)$$

BAB III
PENGARUH PENEMPATAN KAPASITOR TERHADAP SISTEM
KELISTRIKAN

3.1. Faktor Daya^[2]

3.1.1. Pengertian Faktor Daya

Pada sebagian besar peralatan yang mengandung dua unsur atau jenis beban, yaitu beban resistif dan beban reaktif. Dalam terjadinya hal ini maka akan membutuhkan pula suatu komponen arus yang disebut arus I_r (arus beban resistif) dan arus I_x (arus beban reaktif), kedua komponen arus tersebut adalah :

1. Arus beban resistif adalah arus yang dikonversikan menjadi kerja, biasanya dalam bentuk panas, kerja mekanik, cahaya dan bentuk energi lain. Daya yang dihasilkan dari adanya arus ini adalah daya yang bekerja dengan satuan Watt, Kilo Watt, dsb.
2. Arus beban reaktif mengalir pada komponen beban yang tidak dapat dikonversikan menjadi bentuk penggunaan energi lain secara langsung, tetapi keberadaannya tidak dapat dipisahkan dari kebutuhan beban antara lain untuk menghasilkan fluks dalam pengoperasian peralatan elektromagnetis (misalnya : trafo, motor induksi, dsb). Tanpa arus ini maka tidak ada arus magnetisasi dan energi tidak mengalir melalui trafo atau menembus celah udara pada motor induksi.

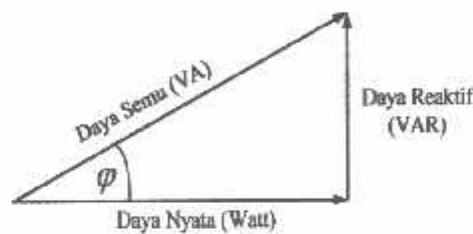
Setiap pemakaian daya reaktif akan menyebabkan turunnya faktor daya yang menyebabkan memburuknya karakteristik kerja peralatan-peralatan sistem

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]

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

$$\begin{aligned} P &= \text{daya nyata (kW)} \\ &= V \cdot I \cdot \cos \varphi \dots\dots\dots(3.3) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q &= \text{daya reaktif (kVAR)} \\ &= V \cdot I \cdot \sin \varphi \dots\dots\dots(3.4) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S &= \text{daya semu (kVA)} \\ &= V \cdot I \dots\dots\dots(3.5) \end{aligned}$$

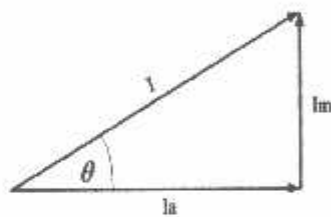
φ = sudut phase

Suatu beban akan membutuhkan suplai daya aktif jika beban tersebut bersifat induktif dan suatu beban membutuhkan suplai daya reaktif jika beban tersebut bersifat

kapasitif. Jadi faktor daya dapat dilihat dari hubungan antara arus aktif, arus magnetisasi dan arus total.

- Arus nyata (I_a) adalah arus yang dibeban dan kedalam energi panas.
- Arus magnetisasi (I_m) adalah arus yang mengalir dibeban untuk menimbulkan medan magnet.
- Arus total (I) adalah arus yang mengalir di jaringan dan merupakan penjumlahan vektor dari arus nyata dan arus magnetisasi.

Dalam bentuk hubungan tersebut digambarkan sebagai berikut :

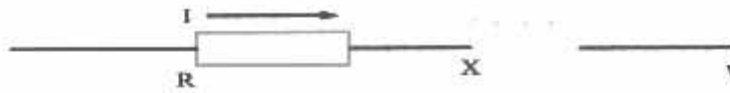


Gambar 3.2
Segitiga Arus^[1]

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 pemanas air.

Menurunnya faktor daya berarti mengecilnya perbandingan antara daya nyata dengan daya semu atau berarti semakin membesarnya kebutuhan beban dan daya aktif.



Gambar 3.3
Saluran Primer Dengan Beban Terpusat^[3]

Karena pada saluran terdapat resistansi R dan reaktansi X maka rugi daya (P_L) dirumuskan sebagai berikut :

$$P_L = I^2 R$$

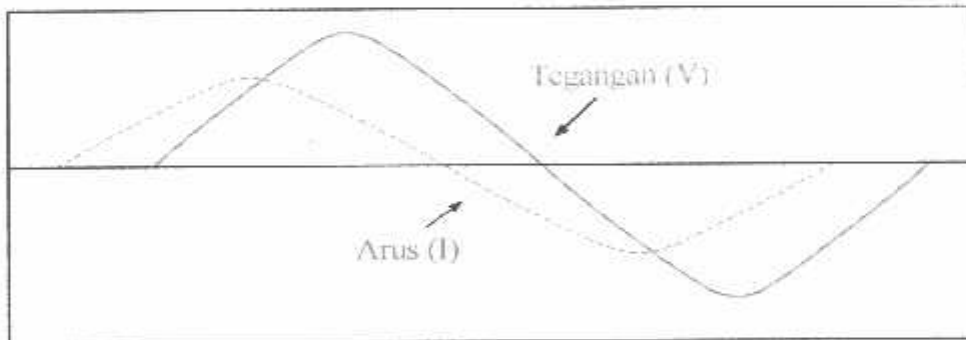
$$= (I \cos \phi)^2 R + (I \sin \phi)^2 R \dots\dots\dots(3.6)$$

dimana : I_R adalah arus aktif

I_X adalah arus reaktif

3.1.2. Faktor daya "Leading"^[6]

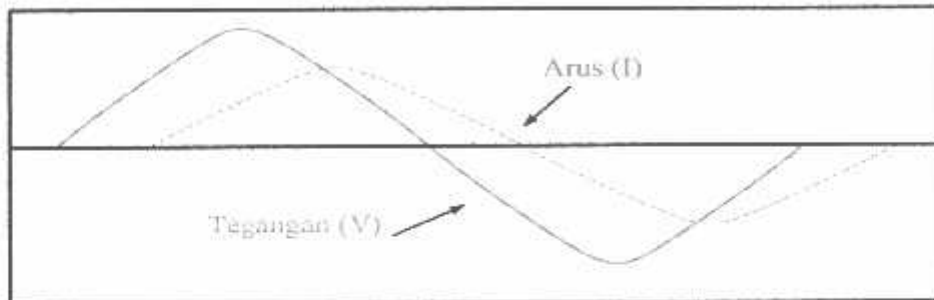
Apabila arus mendahului tegangan, maka faktor daya itu dikatakan *leading*. Faktor daya *leading* ini terjadi apabila bebannya kapasitif, seperti kapasitor, generator sinkron dan motor sinkron.



Gambar 3.4
Faktor Daya "Leading"^[6]

3.1.3. Faktor Daya “Lagging” [6]

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 3.5

Faktor Daya “Lagging” [6]

3.2. Sumber Daya Reaktif Untuk Perbaikan Faktor Daya

Perbaikan faktor daya pada umumnya adalah penambahan komponen sebagai pembangkit daya reaktif yang memungkinkan mensuplai kebutuhan kVAR pada beban-beban induktif. Untuk merencanakan suatu sistem dalam memperbaiki faktor daya, dapat dipergunakan suatu konsep yaitu kompensator ideal, dimana sistem ini dapat dihubungkan pada titik penyambungan secara paralel dengan beban dan memenuhi tiga fungsi utama, yaitu :

1. Memperbaiki faktor daya mendekati nilai satu.
2. Mengurangi atau mengeliminasi regulasi tegangan.
3. Menyeimbangkan arus beban dan tegangan fasa.

Untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif yang efektif dan efisien, maka perlu dilakukan pemilihan sumber daya reaktif. Terdapat beberapa komponen-komponen atau peralatan yang menghasilkan daya reaktif yaitu kondensor sinkron, kapasitor seri dan kapasitor *shunt*.

3.3. Pengurangan Rugi Daya Dengan Kapasitor *Shunt*

Rugi-rugi saluran perfasa dari saluran 3 fasa seimbang dengan beban terpusat seperti pada gambar 3.3 adalah $I^2(R-jX)$ atau dapat dibedakan menjadi:

- Rugi daya aktif

$$(I^2R) = (I_R^2 + I_X^2) R \dots\dots\dots(3.7)$$

- Rugi daya reaktif

$$(I^2X) = (I_R^2 + I_X^2) X \dots\dots\dots(3.8)$$

Dimana: I_R adalah komponen arus aktif

I_X adalah komponen arus reaktif

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 memengaruhi 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:

$$I^2R = (I \cos \phi)^2R + (I \sin \phi)^2R \dots\dots\dots(3.9)$$

Setelah dipasang kapasitor shunt dengan arus I_c , didapat arus saluran baru I_1 , dan rugi daya I^2R sebagai berikut:

$$I^2R = (I \cos \varphi)^2R + (I \sin \varphi - I_c)^2R \dots\dots\dots(3.10)$$

Sehingga pengurangan rugi daya sebagai akibat pemasangan kapasitor didapat:

$$\begin{aligned} \Delta p_{ls} &= I^2R - I_1^2R \\ &= (I \cos \varphi)^2R + (I \sin \varphi)^2R - (I \cos \varphi)^2R + (I \sin \varphi - I_c)^2R \\ &= 2 ((I \sin \varphi) I_cR - I_c^2R) \dots\dots\dots(3.11) \end{aligned}$$

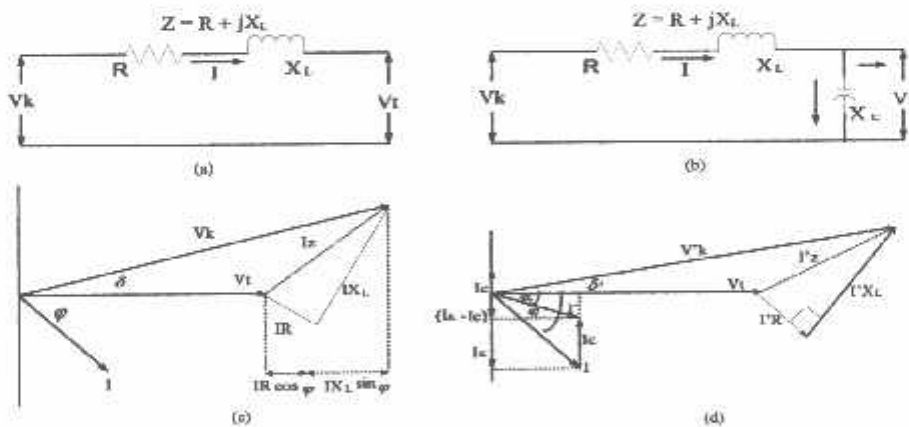
maka hanya komponen arus reaktif ($I \sin \theta$) saja yang berpengaruh terhadap pengurangan rugi daya I^2R akibat pemasangan kapasitor shunt pada saluran distribusi.

Pengurangan rugi daya saluran 3 fasa adalah:

$$\Delta p_{ls} = 3R (2 (I \sin \varphi) I_c - I_c^2) \text{ Watt} \dots\dots\dots(3.12)$$

3.4. Perbaikan Tegangan

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



Gambar 3.6
Vektor Diagram Sebelum (a), (c) dan Sesudah (b), (d) Pemasangan
Kapasitor Shunt Pada Jaringan [2]

Jatuh tegangan yang disebabkan arus beban I sebelum kapasitor dipasang:

$$\delta V = I_R R + I_L X \dots \dots \dots (3.13)$$

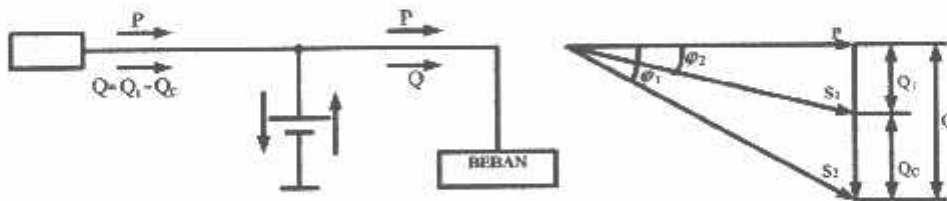
Jatuh tegangan setelah kapasitor dipasang:

$$\delta V = I_R R + I_L X - I_C X \dots \dots \dots (3.14)$$

3.5. Perbaikan Faktor Daya dan Kapasitas Sistem

Manfaat terbesar yang diperoleh dari perbaikan faktor daya berasal dari pengurangan daya reaktif dalam sistem. Hal ini menghasilkan pengurangan biaya pemakaian daya yang lebih rendah, kenaikan kapasitas sistem, perbaikan tegangan dan pengurangan rugi daya dalam sistem. Satu-satunya cara untuk memperbaiki faktor daya adalah mengurangi daya reaktif pada jaringan. Jika komponen daya reaktif dapat dikurangi, maka total arus akan berkurang, sedang komponen daya aktif tidak berubah, maka faktor daya akan lebih besar sebagai akibat berkurangnya daya reaktif. Faktor daya akan mencapai 100% jika komponen daya reaktif sama dengan nol (0).

Dengan menambahkan kapasitor, daya reaktif komponen Q akan berkurang, gambar 3.7 menunjukkan perbaikan faktor daya pada sistem, kapasitor mensuplai daya reaktif ke beban.



Gambar 3.7
Perbaikan Faktor Daya [2]
Diasumsikan bahwa beban disuplai oleh daya nyata P , daya reaktif (*lagging*) Q , dan daya semu S , pada faktor daya tertinggal $\cos \phi_1$

$$\cos \varphi_1 = \frac{P}{S_1} \dots\dots\dots(3.15)$$

Bila suatu kapasitor Q_c kVAR dipasang pada beban, faktor daya dapat diperbaiki dari $\cos \theta_1$ menjadi $\cos \theta_2$ dimana:

$$\begin{aligned} \cos \varphi_2 &= \frac{P}{S_2} \\ &= \frac{P}{\sqrt{(P^2 + Q^2)}} \\ &= \frac{P}{\sqrt{P^2 + (Q_1 - Q_c)^2}} \dots\dots\dots(3.16) \end{aligned}$$

Sehingga 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. Dengan demikian dapat diambil kesimpulan bahwa persentase pengurangan rugi daya jaringan dapat dihitung menggunakan persamaan berikut:

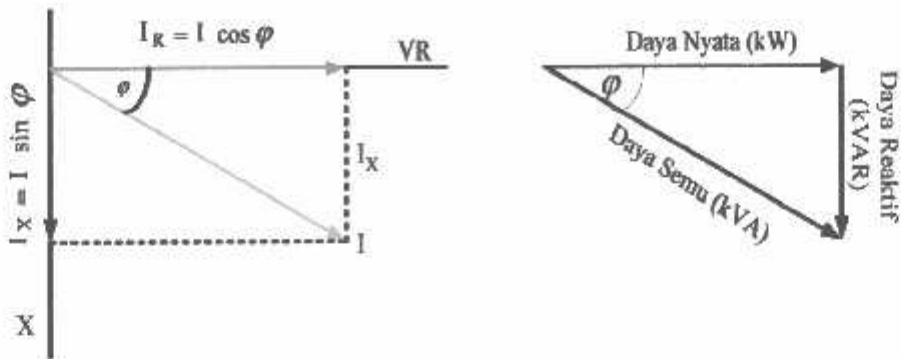
$$\% \text{ Rugi daya} = 100 \left(\frac{\text{Faktor daya mula} - \text{mula}(\cos \varphi_1)}{\text{Faktor daya baru}(\cos \varphi_2)} \right) \dots\dots\dots(3.17)$$

% Pengurangan rugi daya

$$= 100 \left(1 - \left(\frac{\text{Faktor daya mula} - \text{mula}(\cos \varphi_1)}{\text{Faktor daya baru}(\cos \varphi_2)} \right)^2 \right) \dots\dots\dots(3.18)$$

3.5.1. Perhitungan Pengaruh Perbaikan Faktor Daya

Diagram fasor dari dua komponen arus nyata, arus aktif dan arus reaktif dapat dilihat pada gambar 2-11 berikut:



Gambar 3.8
Diagram Fasor dan Sudut Daya Beban pada Jaringan Distribusi [2]

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

$$\begin{aligned}
 I = \text{Arus Semu} &= \sqrt{(\text{arus aktif})^2 + (\text{arus reaktif})^2} \\
 &= \sqrt{(I \cos \varphi)^2 + (I \sin \varphi)^2} \dots\dots\dots(3.19)
 \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}
 \text{Daya semu (kVA)} &= \sqrt{(\text{Daya aktif})^2 + (\text{Daya reaktif})^2} \\
 (VI) &= \sqrt{(VI \cos \varphi)^2 + (VI \sin \varphi)^2} \dots\dots\dots(3.20)
 \end{aligned}$$

$$\text{Faktor daya} = \frac{\text{Daya aktif}}{\text{Daya semu}} = \frac{KW}{KVA}$$

$$\text{Daya aktif} = \text{Daya semu} \times \text{Faktor daya}$$

$$kW = kVA \times \text{Faktor daya}$$

$$kW = kVA \cos \varphi \dots\dots\dots(3.21)$$

3.5.2. Penentuan Rating Kapasitor Untuk Perbaikan Faktor Daya Beban

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

$$\cos \varphi = \frac{\text{Daya aktif}}{\text{Daya semu}} = \frac{(kW)}{(kVA)} \dots\dots\dots(3.22)$$

$$\sin \varphi = \frac{\text{Daya reaktif}}{\text{Daya semu}} = \frac{(kVAR)}{(kVA)} \dots\dots\dots(3.23)$$

$$\tan \varphi = \frac{\text{Daya reaktif}}{\text{Daya aktif}} = \frac{(kVAR)}{(kW)} \dots\dots\dots(3.24)$$

Karena komponen daya aktif biasanya konstan, dan daya semu serta komponen daya reaktif berubah sesuai dengan faktor daya, maka persamaan yang dinyatakan dalam komponen daya aktif yang paling tepat digunakan. Persamaan ini dapat ditulis sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif pada faktor daya mula-mula} &= \text{Daya aktif} \times \tan \varphi_1 \\ &= (kW) \times \tan \varphi_1 \dots\dots\dots(3.25) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif pada faktor daya baru} &= \text{Daya aktif} \times \tan \varphi_2 \\ &= (kW) \times \tan \varphi_2 \dots\dots\dots(3.26) \end{aligned}$$

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:

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif (kVAR)} &= \text{Daya aktif} \times (\tan \varphi_1 - \varphi_2) \\ &= (kW) \times (\tan \varphi_1 - \varphi_2) \dots\dots\dots(3.27) \end{aligned}$$

Untuk penyederhanaan ($\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2$) sering ditulis $\Delta \tan$, yang merupakan suatu faktor pengali untuk menentukan daya reaktif.

Daya reaktif (kVAR) = Daya aktif x $\Delta \tan$

$$= (\text{kW}) \times \Delta \tan \dots\dots\dots(3.28)$$

3.6. Analisa Aliran Daya^[3]

Sebelum melakukan optimasi terlebih dahulu dilakukan suatu proses analisa aliran daya untuk mengetahui kondisi suatu sistem.

3.6.1. Tujuan

Tujuan analisa aliran daya pada skripsi ini adalah :

1. Untuk mengetahui profil tegangan pada setiap bus dari sistem jaringan.
2. Untuk mengetahui besarnya daya yang mengalir pada setiap cabang saluran dari struktur jaringan.
3. Untuk mengetahui besar rugi-rugi daya aktif dan daya reaktif pada setiap cabang dari saluran.

3.6.2. Metode Newton Raphson^[7]

Secara matematis persamaan aliran daya Newton Raphson dapat diselesaikan dengan menggunakan koordinat rektanguler atau koordinat polar Dalam pembahasan skripsi ini menggunakan bentuk polar.

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

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.29)$$

Injeksi daya pada simpul p adalah :

$$S_p = P_p - jQ_p = V_p^* \cdot I_p \dots\dots\dots(3.30)$$

$$= V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.31)$$

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

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

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

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

Maka persamaan (3.32) dapat ditulis :

$$P_p - jQ_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| e^{-j(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq})} \dots\dots\dots(3.32)$$

Dengan memisahkan bagian riil dan bagian imajiner maka diperoleh :

$$P_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \cos (\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots (3.33)$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \sin(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots (3.34)$$

Dengan menggunakan persamaan (3.34) dan persamaan (3.35) untuk n buah simpul dalam sistem didapat 2n persamaan, sedangkan disetiap simpul ada 4 variabel. Untuk memecahkan persoalan ini, 2n variabel perlu ditentukan terlebih dahulu, sehingga 2n variabel yang lain dapat dicari dengan menggunakan 2n persamaan yang ada. Penentuan 2n variabel ini dilakukan dengan menentukan beberapa macam simpul dalam sistem, yaitu :

a. Simpul PQ (Simpul Beban)

Pada simpul ini jumlah netto daya nyata dan daya reaktif P_p dan Q_p diketahui, sedangkan yang dicari adalah $|V_p|$ dan sudutnya δ . Untuk itu, besarnya beban P_{Bp} ditentukan berdasarkan perkiraan beban sedangkan daya yang dibangkitkan P_{Gp} dan Q_{Gp} ditentukan besarnya. Selanjutnya

$$P_p = P_{Bp} - P_{Gp} \text{ dan } Q_p = Q_{Bp} - Q_{Gp}$$

Simpul beban (P Q) yang murni mempunyai nilai $P_{Gp} = 0$ dan $Q_{Gp} = 0$

b. Simpul PV atau simpul Generator, atau simpul yang dayanya dapat diatur:

Pada simpul ini nilai P dan $|V|$ diketahui, sedangkan yang dicari adalah nilai Q dan δ .

c. Simpul Referensi (*Slack Bus*)

Bedanya dengan kedua macam simpul yang terdahulu adalah bahwa pada simpul ini, daya nyata maupun daya reaktif tidak ditentukan. Di lain pihak, yang ditentukan adalah besarnya tegangan $|V_i|$ dan sudutnya δ_p yang biasanya ditentukan = 0, sehingga merupakan sudut referensi bagi ketegangan dan sistem.

Pada umumnya dalam analisis aliran daya hanya ada sebuah simpul referensi. Simpul referensi ini diperlukan karena nilai P_p dan Q_p untuk setiap simpul tidak ditentukan terlebih dahulu. Nilai P dan Q total dari sistem baru dapat dihitung setelah aliran tidak dapat ditentukan terlebih dahulu. Nilai P dan Q total dari sistem baru dapat dihitung setelah aliran daya antara simpul dihitung, kemudian rugi-rugi pada saluran dihitung. Rugi-rugi pada saluran ini mempunyai nilai daya nyata P_r dan daya reaktif Q_r , hal ini selanjutnya harus diperhitungkan dengan daya nyata dan daya reaktif yang dibangkitkan pada simpul referensi dengan persamaan sebagai berikut:

$$P_l = \sum P_{Bp} + P_r - \sum P_{Gp} \quad (p \neq l) \quad \dots\dots\dots(3.35)$$

$$Q_l = \sum P_{Bp} + P_r - \sum P_{Qp} \quad (p \neq l) \quad \dots\dots\dots(3.36)$$

Indeks l ($p = 1$) adalah indeks bagi simpul referensi.

Berdasarkan uraian diatas untuk sistem yang terdiri dari n buah simpul, $2n$ variabel telah diketahui, sedangkan $2n$ variabel yang lain harus dicari. Untuk mencari $2n$ variabel ini dipakai persamaan (3.33) dan persamaan (3.36) untuk setiap simpul sehingga didapat $2n$ persamaan yang merupakan syarat untuk mencari $2n$ variabel tersebut. Hal yang merupakan syarat untuk mencari $2n$ variabel tersebut ialah:

Dalam metode Newton Rhapson, variabel-variabel yang harus dicari dimisalkan dulu nilainya, jadi untuk setiap simpul ada dua variabel yang diketahui dan dua variabel yang dimisalkan, kecuali untuk simpul referensi yang akan dihitung terakhir. Kemudian digunakan persamaan (3.33) dan persamaan (3.34) untuk menghitung nilai P dan nilai Q pada setiap simpul.

Pada setiap simpul P Q, nilai P dan nilai Q diketahui dan nilai yang diketahui inilah yang dibandingkan dengan nilai hasil perhitungan di atas. Apabila selisih antara nilai yang diketahui dan hasil perhitungan di atas lebih kecil dari pada suatu nilai yang dikeendaki, maka nilai variabel yang dimisalkan tersebut diatas dapat dianggap benar. Apabila selisih tersebut lebih besar dari nilai yang dikehendaki, maka harus dilakukan proses iterasi sampai selisih tersebut mencapai nilai yang dikendaki. Untuk simpul P V yang tidak dibandingkan hanya selisih daya aktif ΔP saja, karena daya reaktif Q yang diketahui, tidak ditentukan, akan merupakan hasil perhitungan. Untuk simpul referensi (*Slack Bus*) dihitung terakhir seperti telah dijelaskan. sedangkan ϵ adalah suatu angka yang ditentukan berdasarkan ketelitian yang diinginkan.

3.6.3. Algoritma Perhitungan Aliran Daya dengan Metode Newton Rhapson

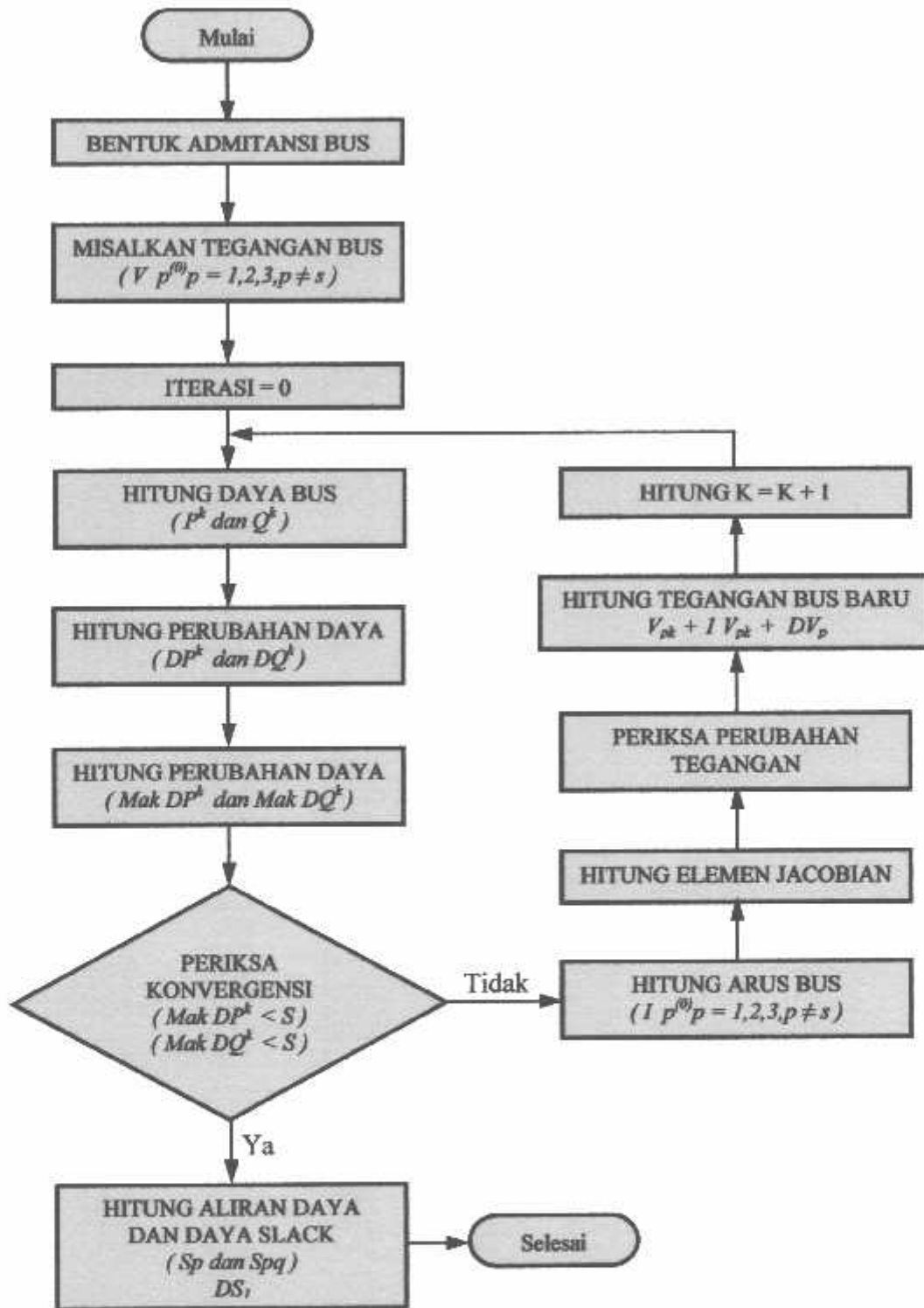
Dalam perhitungan aliran daya dengan metode Newton Rhapson, langkah-langkahnya adalah sebagai berikut

A. Kebebasan-kebebasan yang diketahui:

1. Daya nyata P dan daya reaktif Q pada simpul P Q diketahui
2. Daya nyata P dan besarnya tegangan $|V|$ pada simpul P V diketahui
3. Besar tegangan $|V|$ dan sudut fasa teangan δ dari simpul referensi (*Slack Bus*) diketahui

- B. Kemudian dicoba nilai tertentu bagi besaran sebagai berikut:
1. Besarnya tegangan $|V|$ beserta sudut fasanya δ pada semua simpul P Q
 2. Besarnya sudut fasa tegangan pada semua simpul P V
- C. Berdasarkan nilai yang dicoba tersebut pada butir B, dilakukan perhitungan dengan menggunakan persamaan (3.33) dan persamaan (3.34) untuk mendapatkan:
1. Nilai P dan Q yang dihitung untuk simpul-simpul P Q
 2. Nilai P yang dihitung untuk simpul P V
- D. Nilai P dan Q yang diketahui pada A dikurangi dengan nilai P dan Q yang didapat dari perhitungan pada C disebut nilai residu dari P dan Q. Nilai residu ini harus mendekati nol, atau $< \epsilon$ (nilai yang dikehendaki berdasarkan suatu ketelitian perhitungan yang diinginkan. Apabila nilai residu P dan Q ini belum $< \epsilon$, maka harus dilakukan iterasi .
- E. Proses iterasi dilakukan dengan mengkoreksi nilai yang dicoba bagi $|V|$ dan δ seperti yang disebutkan dalam butir B.

3.6.4. Flowchart Aliran Daya Newton Raphson

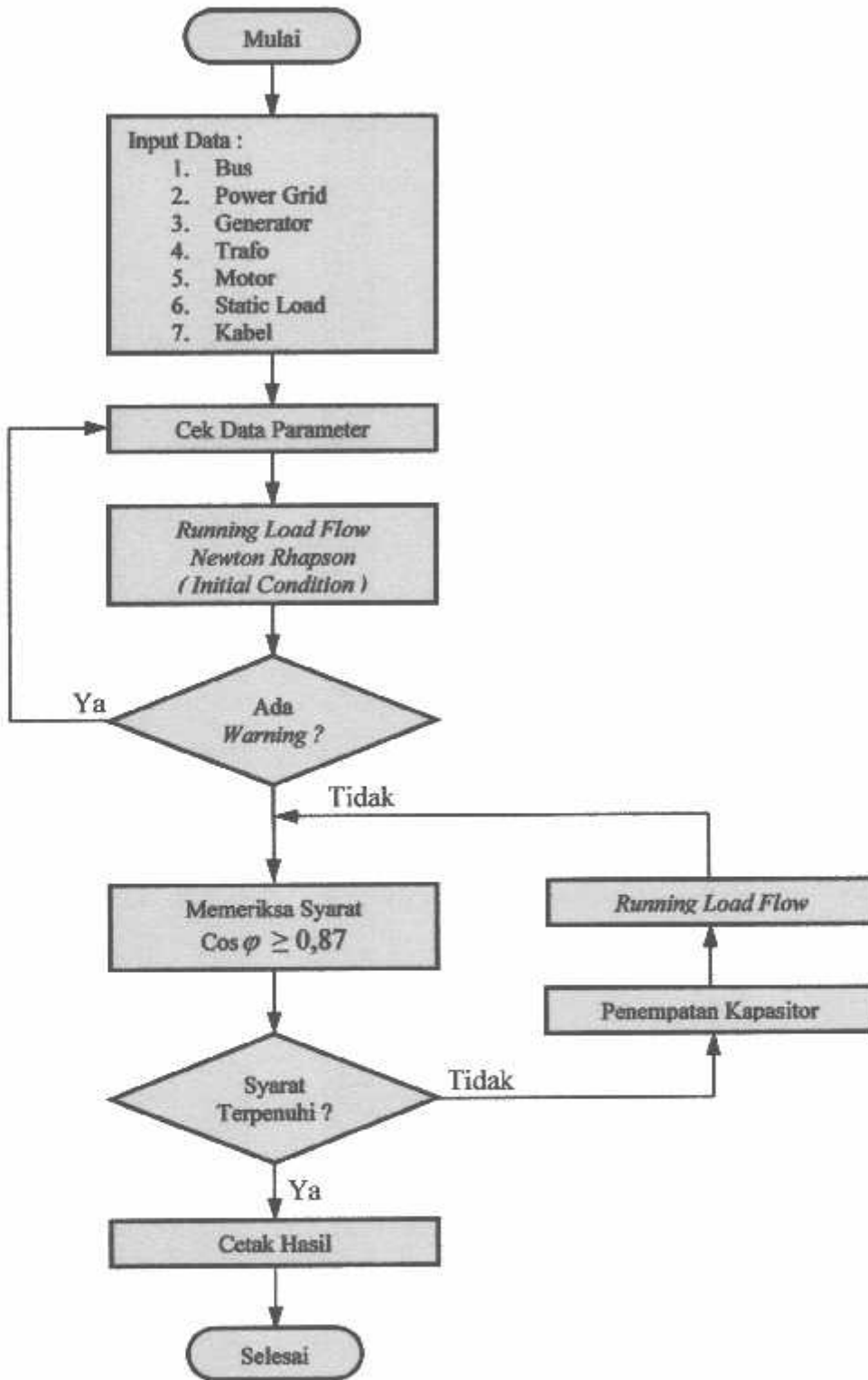


Gambar 3.9
Flowchart Aliran Daya Newton Raphson

3.7. Algoritma Pemecahan Masalah

1. Mulai.
2. Masukkan Data : bus, power grid, generator, trafo, motor, static load, kabel.
3. Cek data parameter.
4. Melakukan proses Aliran Daya dengan menggunakan Metode Newton Raphson.
5. Mengeck apakah terjadi *Error Reprort* :
 - a. "Ya" : Cek data parameter lagi.
 - b. "Tidak" : Proses selanjutnya (langkah 6).
6. Mengecek apakah $\text{Cos } \varphi$ lebih kecil dari batas yang diijinkan
7. Melakukan penempatan kapasitor.
8. Cetak hasil.
9. Selesai.

3.8. Flowchart Pemecahan Masalah



Gambar 3.10

Flowchart Pemecahan Masalah Menggunakan Software ETAP PowerStation

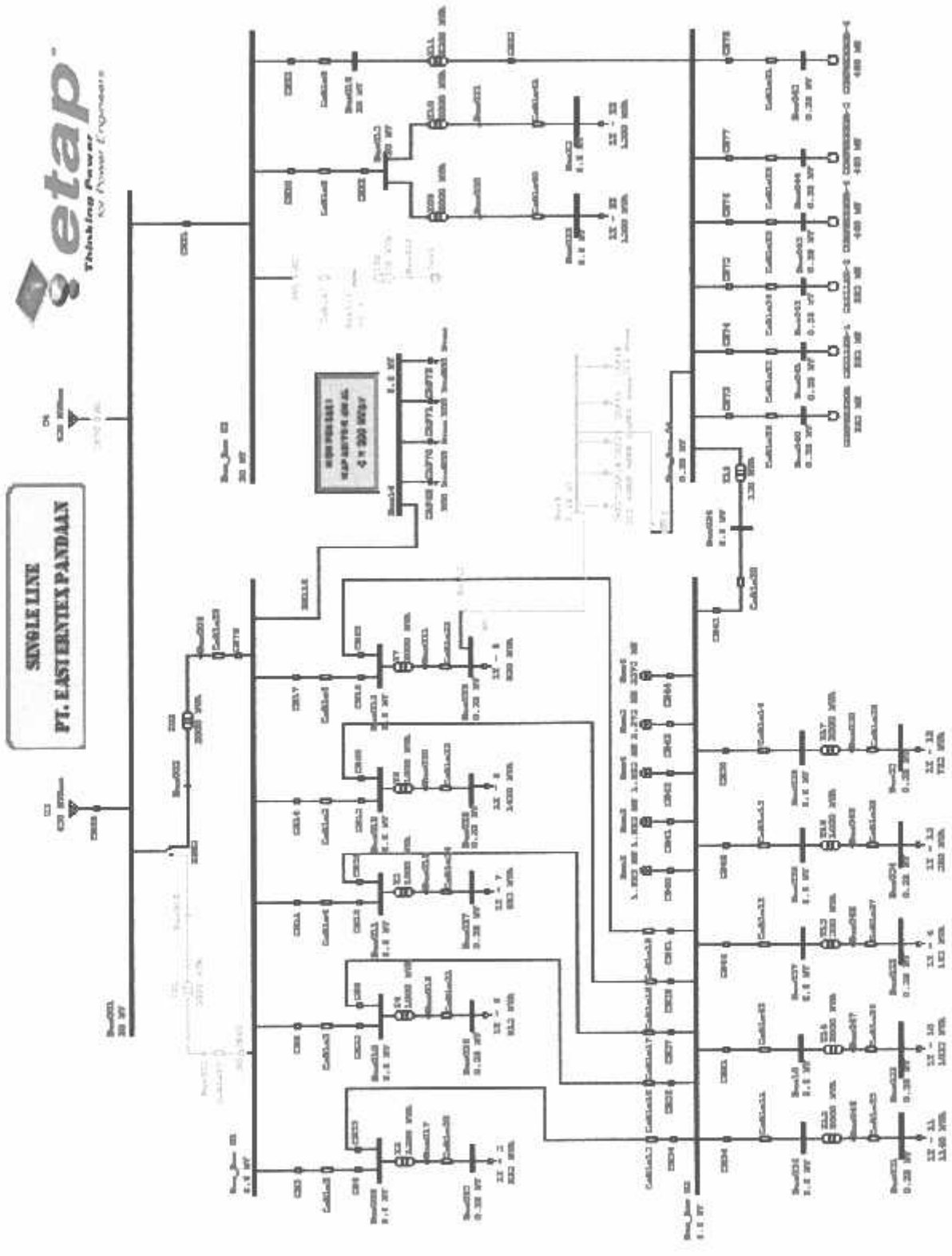
BAB IV HASIL DAN ANALISA HASIL

4.1. *Single Line* PT. EASTERNTEX PANDAAN

PT. EASTERNTEX PANDAAN mempunyai dua sumber yaitu dari generator sumber yang dihasilkan dari generator sebesar $1.925 \text{ Kw} \times 3$ dan $3375 \text{ Kw} \times 2$ serta suplai dari PLN sebesar 20 kV 450 MVA. PT. EASTERNTEX PANDAAN mempunyai faktor daya sebesar 0,87 walaupun telah terpasang kapasitor sebesar 800 kVar, akan tetapi kapasitasnya belum cukup atau memadai untuk menaikkan nilai faktor daya, yang diinginkan karena daya yang dibutuhkan PT. EASTERNTEX PANDAAN sangat besar untuk menghasilkan produksi kain yang baik. Salah satu cara yang ditempuh adalah dengan penempatan atau menambah besarnya kapasitas kapasitor.

Analisa dilakukan dengan penempatan kapasitor yaitu secara terdistribusi dan terpusat untuk bisa menaikkan faktor daya yang diinginkan, selain itu perubahan penempatan kapasitor harus juga dilakukan dengan penambahan kapasitas kapasitor untuk menghasilkan nilai faktor daya yang lebih baik.

Gambar 4.1. Single Line PT. EASTERNTEX PANDAAN



SINGLE LINE
PT. EASTERNTEX PANDAAN

4.2. Data Penyaluran dan Pembebanan

4.2.1 Data Saluran Sistem Tenaga Listrik PT. EASTERNTEX PANDAAN

Tabel 4.1. Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor
(Sistem Tegangan 6.6 kV)

Dari	Ke	Penampang (mm) ²	Panjang (M)	R (pu)	X (pu)	Y (pu)
Bus_bar01 6.6 kVA	Bus 6.6 kV	Cu 240m/m×4×3	38	0.938	0.756	0.021
Bus_bar01 6.6 kVA	Bus 6.6 kV	Cu 240m/m×4×2	39	0.985	0.726	0.024
Bus_bar01 6.6 kVA	Bus 6.6 kV	Cu 240m/m×4×2	38	0.938	0.756	0.021
Bus_bar01 6.6 kVA	Bus 6.6 kV	Cu 240m/m×4×4	35	0.928	0.756	0.029
Bus_bar01 6.6 kVA	Bus 6.6 kV	Cu 240m/m×4×2	38	0.948	0.726	0.025
Trafo 2000 kVA	Bus 6.6 kV	Cu 240m/m×3×2	15	0.438	0.226	0.021
Trafo 2000 kVA	Bus 6.6 kV	Cu 240m/m×3×3	15	0.428	0.256	0.028
Bus_bar03 6.6 kVA	Bus 6.6 kV	Cu 240m/m×4×3	45	0.491	0.537	0.026
Bus_bar03 6.6 kVA	Bus 6.6 kV	Cu 240m/m×4×2	45	0.488	0.735	0.026
Bus_bar03 6.6 kVA	Bus 6.6 kV	Cu 240m/m×4×2	47	0.373	0.534	0.021
Bus_bar03 6.6 kVA	Bus 6.6 kV	Cu 240m/m×4×3	45	0.376	0.344	0.020
Bus_bar03 6.6 kVA	Bus 6.6 kV	Cu 240m/m×4×3	46	0.438	0.265	0.027
Bus_bar03 6.6 kVA	Trafo 150 kVA	Cu 185m/m×3×3	31	0.352	0.355	0.024
Bus_bar03 6.6 kVA	Trafo 2000 kVA	Cu 240m/m×4×3	38	0.538	0.356	0.021
Bus_bar03 6.6 kVA	Trafo 500 kVA	Cu 240m/m×4×2	37	0.528	0.352	0.027
Bus_bar03 6.6 kVA	Trafo 1000 kVA	Cu 240m/m×4×2	38	0.538	0.354	0.021
Bus_bar03 6.6 kVA	Trafo 2000 kVA	Cu 240m/m×4×3	37	0.528	0.356	0.027
Trafo 1500 kVA	Bus 0.38 kVA	Cu 240m/m×3×3	10	0.938	0.755	0.028
Trafo 1000 kVA	Bus 0.38 kVA	Cu 240m/m×3×2	11	0.938	0.765	0.024
Trafo 1000 kVA	Bus 0.38 kVA	Cu 240m/m×3×2	10	0.938	0.765	0.024
Trafo 1000 kVA	Bus 0.38 kVA	Cu 240m/m×3×3	10	0.928	0.756	0.023
Trafo 2000 kVA	Bus 0.38 kVA	Cu 240m/m×4×3	11	0.958	0.736	0.021
Trafo 2000 kVA	Bus 0.38 kVA	Cu 240m/m×4×2	14	0.538	0.355	0.029
Trafo 2000 kVA	Bus 0.38 kVA	Cu 240m/m×4×2	14	0.538	0.356	0.027
Trafo 500 kVA	Bus 0.38 kVA	Cu 240m/m×4×2	16	0.538	0.355	0.023
Trafo 1000 kVA	Bus 0.38 kVA	Cu 240m/m×4×3	15	0.528	0.355	0.021
Trafo 2000 kVA	Bus 0.38 kVA	Cu 240m/m×4×3	14	0.549	0.367	0.024

Tabel 4.2. Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor
(Sistem Tegangan 0.38 kV)

Dari	Ke	Penampang (mm ²)	Panjang (M)	R (pu)	X (pu)	Y (pu)
Bus_bar04 0.38 kVA	Mtr 285 kW	Cu 185m/m×3×2	15	0.558	0.354	0.024
Bus_bar04 0.38 kVA	Mtr 285 kW	Cu 185m/m×3×2	13	0.545	0.355	0.021
Bus_bar04 0.38 kVA	Mtr 285 kW	Cu 185m/m×3×2	15	0.575	0.346	0.025
Bus_bar04 0.38 kVA	Mtr 460 kW	Cu 185m/m×3×3	14	0.543	0.321	0.026
Bus_bar04 0.38 kVA	Mtr 460 kW	Cu 185m/m×3×3	12	0.581	0.351	0.023
Bus_bar04 0.38 kVA	Mtr 460 kW	Cu 185m/m×3×3	15	0.544	0.322	0.021

Tabel 4.3. Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor
(Sistem Tegangan 20 kV)

Dari	Ke	Penampang (mm ²)	Panjang (M)	R (pu)	X (pu)	Y (pu)
Trafo 3000 kVA	Bus_bar 6.6 kV	Cu 300m/m×8×3	15	0.597	0.346	0.02
Trafo 3000 kVA	Bus_bar 6.6kV	Cu 300m/m×8×3	15	0.577	0.323	0.02
Bus_bar02 20kV	Trafo 50 kVA	Cu 120m/m×3×2	30	0.359	0.324	0.02
Bus_bar02 20kV	Switch Gear	Cu 240m/m×5×3	30	0.346	0.824	0.02
Bus_bar 20kV	Trafo 2500 kVA	Cu240m/m×5×3	30	0.681	0.375	0.02

4.2.2. Data Pembebanan Sistem Tenaga Listrik PT. EASTERNTX PANDAAN

Tabel 4.4. Pembagian Beban Pada PT. EASTERNTX

Daftar Beban	Kv	A	Cos ϕ	Kw	Kvar
LT 04	0.38	250	0.87	144	81.4
LT 05	0.38	1253	0.87	718	457
LT 06	0.38	1390	0.87	796	451
LT 07	0.38	1035	0.87	605	343
LT 08	0.38	2157	0.87	1235	700
LT 09	0.38	1412	0.87	809	459
LT 10	0.38	1572	0.87	900	510
LT 11	0.38	1732	0.87	992	562
LT 12	0.38	1101	0.87	631	357
LT 13	0.38	881	0.87	505	286
LT 22	6.6	131	0.87	1305	740
LT 23	6.6	131	0.87	1305	740
COMPRESSOR	0.38		0.85	285	148
TURBO COMPRESSOR IV	0.38		0.85	460	148
TURBO COMPRESSOR V	0.38		0.85	460	148
TURBO COMPRESSOR VI	0.38		0.85	460	148
TURBO CHILLER I	0.38		0.85	285	148
TURBO CHILLER II	0.38		0.85	285	148

4.3. Solusi Perbaikan Faktor Daya dengan ETAP Power Station 4.0.0C

ETAP Power Station 4.0.0C 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 tiga 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*.

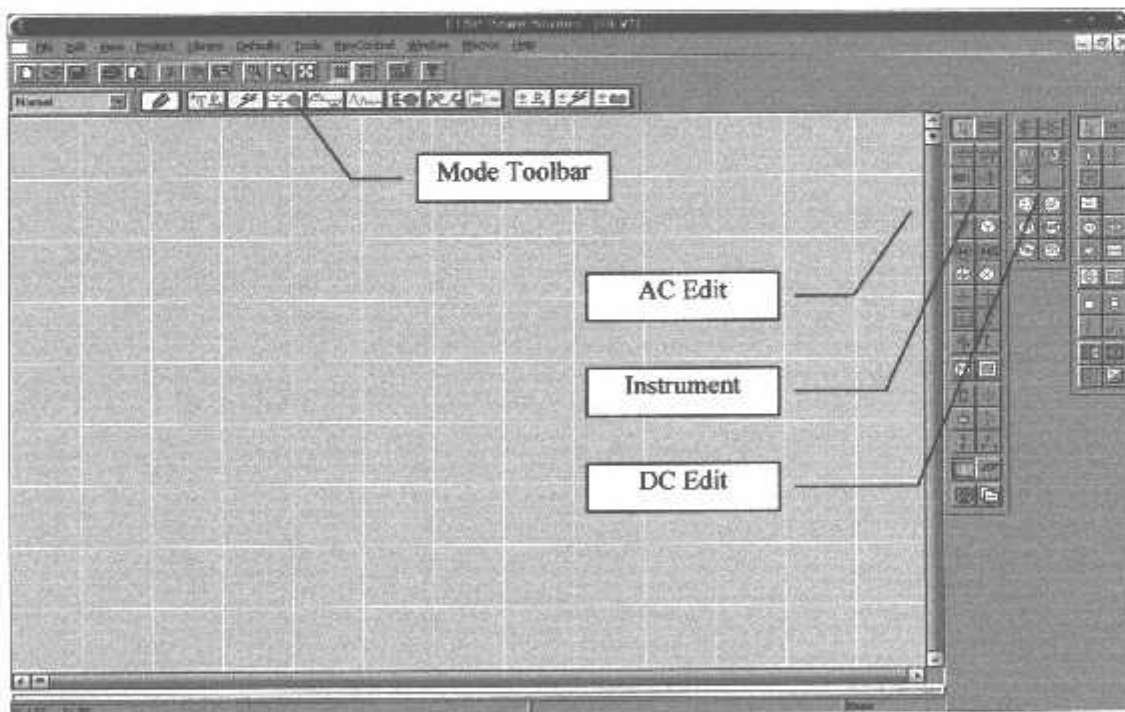
- Data Gabungan Total (*Total Integration of Data*)

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.

- Kesederhanaan Dalam Memasukkan Data

ETAP Power Station menggunakan data lengkap dan setiap peralatan listrik yang kadang hanya membutuhkan sama jenis pemasukan data. Data editor dapat mempercepat proses memasukkan data dengan membutuhkan data minimum.

Standar yang digunakan ETAP *Power Station* versi 4.0.0C ada dua yaitu IEEE JEC. Hal ini berdasarkan kenyataan bahwa dalam sistem tenaga di dunia terbagi dalam dua satuan umum. Dalam gambar 4.2. 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.



Gambar 4.2. Tampilan Modul Utama

4.3. Aliran Daya

Tabel 4.5. Hasil *Load Flow* Menggunakan ETAP Power Station Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Awal

LOAD FLOW REPORT														
Bus ID	kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		LOAD FLOW				
		%Mag	Ang	MW	MVar	MW	MVar	MV	MVar	ID	MW	MVar	Amp	%PF
Bus001	20	100	0	2,52	1,56	0	0	0	0	Bus003	0	0	0	0
										Bus bar 02	2,52	1,56	85	85,1
Bus003	20	100	0	0	0	0	0	0	0	Bus006	0	0	0	0
										Bus001	0	0	0	0
Bus006	6,6	100	0	0	0	0	0	0	0	Bus bar 01	0	0	0	0
										Bus003	0	0	0	0
Bus009	6,6	99,999	0	0	0	0	0	0	0	Bus bar 01	-0,01	-0,13	11	5,4
										Bus bar 03	-0,68	-0,29	64	92,1
										Bus017	0,69	0,42	70	85,3
Bus010	6,6	99,999	0	0	0	0	0	0	0	Bus bar 01	-0,11	-0,12	13	66,7
										Bus bar 03	-0,63	-0,35	63	87,2
										Bus018	0,74	0,47	76	84,2
Bus10	6,6	100	0	0	0	0	0	0	0	Bus bar 03	-0,85	-0,53	87	85
										Bus047	0,85	0,53	87	85
Bus011	6,6	100	0	0	0	0	0	0	0	Bus bar 01	0,06	-0,07	8	-68,1
										Bus bar 03	-0,63	-0,29	60	91,1
										Bus019	0,57	0,35	58	84,9
Bus012	6,6	99,999	0	0	0	0	0	0	0	Bus bar 01	-0,04	-0,24	21	16,6
										Bus bar 03	-1,05	-0,5	102	90,2
										Bus020	1,1	0,75	115	82,6
Bus013	6,6	100	0	0	0	0	0	0	0	Bus bar 01	0,09	-0,2	19	-41,5
										Bus bar 03	-0,87	-0,27	79	95,5
										Bus021	0,78	0,47	79	85,5
Bus014	6,6	100	0	0	0	0	0	0	-0,76	Bus bar 01	0	0,76	66	0
Bus015	20	100	0	0	0	0	0	0	0	Bus bar 02	-2,48	-1,53	84	85,1
										Bus030	1,24	0,77	42	85,1
										Bus031	1,24	0,77	42	85,1
Bus016	20	100	0	0	0	0	0	0	0	Bus bar 02	-0,04	-0,03	1	81,4
										Bus bar 04	0,04	0,03	1	81,4
Bus017	0,38	97,512	-1,9	0	0	0	0	0	0	Bus025	0,68	0,39	1221	87
										Bus009	-0,68	-0,39	1221	87
Bus018	0,38	95,781	-3,1	0	0	0	0	0	0	Bus026	0,73	0,41	1330	87
										Bus010	-0,73	-0,41	1330	87
Bus019	0,38	96,715	-2,4	0	0	0	0	0	0	Bus027	0,57	0,32	1020	87
										Bus011	-0,57	-0,32	1020	87
Bus020	0,38	93,497	-4,7	0	0	0	0	0	0	Bus028	1,08	0,61	2015	87
										Bus012	-1,08	-0,61	2014	87
Bus021	0,38	97,896	-1,6	0	0	0	0	0	0	Bus029	0,77	0,44	1382	87
										Bus013	-0,77	-0,44	1382	87
Bus025	0,38	97,446	-1,9	0	0	0	0	0,68	0,39	Bus017	-0,68	-0,39	1221	87
Bus25	6,6	97,107	-2,2	0	0	0	0	1,23	0,7	Bus031	-1,23	-0,7	127	87
Bus026	0,38	95,709	-3,1	0	0	0	0	0,73	0,41	Bus018	-0,73	-0,41	1330	87
Bus027	0,38	96,66	-2,4	0	0	0	0	0,56	0,32	Bus019	-0,56	-0,32	1020	87
Bus028	0,38	93,388	-4,7	0	0	0	0	1,08	0,61	Bus020	-1,08	-0,61	2015	87
Bus029	0,38	97,821	-1,6	0	0	0	0	0,77	0,44	Bus021	-0,77	-0,44	1382	87
Bus030	6,6	97,107	-2,2	0	0	0	0	0	0	Bus032	1,23	0,7	127	87
										Bus015	-1,23	-0,7	127	87
Bus031	6,6	97,107	-2,2	0	0	0	0	0	0	Bus25	1,23	0,7	127	87
										Bus015	-1,23	-0,7	127	87
Bus032	6,6	97,107	-2,2	0	0	0	0	1,23	0,7	Bus030	-1,23	-0,7	127	87
Bus034	6,6	99,999	0	0	0	0	0	0	0	Bus bar 03	-2,35	-1,46	242	85
										Bus bar 04	2,35	1,46	242	85
Bus036	6,6	99,999	0	0	0	0	0	0	0	Bus bar 03	-0,95	-0,58	97	85,2
										Bus046	0,95	0,58	97	85,2
Bus037	6,6	100	0	0	0	0	0	0	0	Bus bar 03	-0,14	-0,08	14	86
										Bus048	0,14	0,08	14	86
Bus038	6,6	100	0	0	0	0	0	0	0	Bus bar 03	-0,48	-0,29	49	85,3
										Bus049	0,48	0,29	49	85,3
Bus039	6,6	100	0	0	0	0	0	0	0	Bus bar 03	-0,61	-0,37	62	85,9
										Bus050	0,61	0,37	62	85,9
Bus040	0,38	99,871	-0,1	0	0	0,31	0,19	0	0	Bus bar 04	-0,31	-0,19	548	85

Bus041	0,38	99,871	-0,1	0	0	0,31	0,19	0	0	0	Bus_bar 04	-0,31	-0,19	548	85
Bus042	0,38	99,871	-0,1	0	0	0,31	0,19	0	0	0	Bus_bar 04	-0,31	-0,19	548	85
Bus043	0,38	99,856	-0,1	0	0	0,49	0,31	0	0	0	Bus_bar 04	-0,49	-0,31	882	85
Bus044	0,38	99,856	-0,1	0	0	0,49	0,31	0	0	0	Bus_bar 04	-0,49	-0,31	882	85
Bus045	0,38	99,856	-0,1	0	0	0,49	0,31	0	0	0	Bus_bar 04	-0,49	-0,31	882	85
Bus046	0,38	97,422	-2	0	0	0	0	0	0	0	Bus051	0,94	0,53	1686	87
											Bus036	-0,94	-0,53	1686	87
Bus047	0,38	97,057	-2,3	0	0	0	0	0	0	0	Bus052	-0,85	0,48	1525	87
											Bus10	-0,85	-0,48	1525	87
Bus048	0,38	98,519	-1,1	0	0	0	0	0	0	0	Bus053	0,14	0,08	246	87
											Bus037	-0,14	-0,08	246	87
Bus049	0,38	97,402	-1,9	0	0	0	0	0	0	0	Bus054	0,48	0,27	858	87
											Bus038	-0,48	-0,27	858	87
Bus050	0,38	98,358	-1,3	0	0	0	0	0	0	0	Bus55	0,61	0,35	1083	87
											Bus039	-0,61	-0,35	1083	87
Bus051	0,38	97,348	-2	0	0	0	0	0,94	0,53	0,53	Bus046	-0,94	-0,53	1686	87
Bus052	0,38	96,99	-2,3	0	0	0	0	0,85	0,48	0,48	Bus047	-0,85	-0,48	1525	87
Bus053	0,38	98,508	-1,1	0	0	0	0	0,14	0,08	0,08	Bus048	-0,14	-0,08	246	87
Bus054	0,38	97,376	-1,9	0	0	0	0	0,48	0,27	0,27	Bus049	-0,48	-0,27	858	87
Bus55	0,38	98,326	-1,3	0	0	0	0	0,61	0,35	0,35	Bus050	-0,61	-0,35	1083	87
Bus_bar 01	6,6	100	0	0	0	0	0	0	0	0	Bus009	0,01	0,13	11	5,4
											Bus010	0,11	0,12	13	66,8
											Bus011	-0,06	0,07	8	-68,3
											Bus012	0,04	0,24	21	16,6
											Bus013	-0,09	0,2	19	-41,6
											Bus006	0	0	0	0
											Bus14	0	-0,76	66	0
Bus_bar 02	20	100	0	0	0	0	0	0	0	0	Bus015	2,48	1,53	84	85,1
											Bus016	0,04	0,05	1	83,5
											Bus001	-2,52	-1,56	85	85,1
Bus_bar 03	6,6	100	0	9,25	5,01	0	0	0	0	0	Bus036	0,95	0,58	97	85,2
											Bus037	0,14	0,08	14	86,1
											Bus038	0,48	0,29	49	85,3
											Bus039	0,61	0,36	62	85,9
											Bus009	0,68	0,29	64	92,1
											Bus010	0,63	0,35	63	87,2
											Bus011	0,63	0,29	60	91,1
											Bus012	1,06	0,5	102	90,3
											Bus013	0,87	0,27	79	95,5
											Bus034	2,15	1,46	242	85
											Bus10	0,85	0,53	87	85
Bus_bar 04	0,38	99,895	-0,1	0	0	0	0	0	0	0	Bus045	0,49	0,31	882	85
											Bus044	0,49	0,31	882	85
											Bus043	0,49	0,31	882	85
											Bus042	0,31	0,19	548	85
											Bus041	0,31	0,19	548	85
											Bus040	0,31	0,19	548	85
											Bus016	-0,04	-0,03	82	81,5
											Bus034	-2,35	-1,45	4208	85,1

Tabel 4.6. Hasil *Branch Losses* Menggunakan ETAP *Power Station* Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Awal

BRANCH LOSSES Summary Report									
CKT / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		
	MW	MVar	MW	MVar	kW	KVar	From	To	Vd % Drop
T02	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	100.0	100.0	0.00
Cable29	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	100.0	100.0	0.00
Cable2	-0.007	-0.133	0.007	0.133	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable15	-0.678	-0.287	0.678	0.286	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00
T3	0.686	0.420	-0.682	-0.367	3.6	33.2	100.0	97.5	2.49
Cable3	-0.106	-0.119	0.106	0.118	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable16	-0.631	-0.354	0.631	0.353	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00
T4	0.737	0.473	-0.730	-0.414	7.6	58.9	100.0	95.8	4.22
Cable42	-0.853	-0.529	0.853	0.529	0.0	-0.1	100.0	100.0	0.00
T14	0.853	0.529	-0.848	-0.480	5.4	48.8	100.0	97.1	2.94
Cable4	0.063	-0.068	-0.063	0.067	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable17	-0.633	-0.287	0.633	0.287	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00
T5	0.570	0.355	-0.565	-0.320	5.1	34.6	100.0	96.7	3.28
Cable5	-0.041	-0.243	0.041	0.242	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable18	-1.055	-0.504	1.055	0.503	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00
T8	1.096	0.746	-1.078	-0.611	17.3	135.1	100.0	93.5	5.50
Cable6	0.091	-0.200	-0.091	0.199	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable19	-0.868	-0.271	0.869	0.271	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00
T7	0.778	0.471	-0.775	-0.439	3.5	31.9	100.0	97.9	2.10
Cable8	-2.478	-1.531	2.478	1.529	0.0	-2.4	100.0	100.0	0.00
T09	1.239	0.766	-1.231	-0.697	8.4	68.4	100.0	97.1	2.89
T10	1.239	0.766	-1.231	-0.697	8.4	68.4	100.0	97.1	2.89
Cable9	-0.044	-0.031	0.044	0.029	0.0	-2.4	100.0	100.0	0.00
Cable30	0.044	0.031	-0.044	-0.031	0.0	0.1	100.0	99.9	0.11
Cable31	0.682	0.387	-0.682	-0.386	0.4	0.3	97.5	97.4	0.07
Cable34	0.730	0.414	-0.729	-0.413	0.5	0.4	95.8	95.7	0.07
Cable33	0.565	0.320	-0.565	-0.320	0.3	0.2	96.7	96.7	0.06
Cable32	1.079	0.611	-1.078	-0.611	1.1	0.9	93.5	93.4	0.11
Cable41	0.775	0.439	-0.774	-0.439	0.5	0.4	97.9	97.8	0.07
Cable40	-1.230	-0.697	1.230	0.697	0.0	-0.1	97.1	97.1	0.00
Cable20	1.231	0.697	-1.231	-0.697	0.0	-0.1	97.1	97.1	0.00
T19	-2.355	-1.459	2.355	1.459	0.0	-0.2	100.0	100.0	0.00
Cable11	2.355	1.459	-2.354	-1.455	0.7	4.4	100.0	99.9	0.10
T13	-0.946	-0.581	0.946	0.580	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable12	0.946	0.581	-0.941	-0.533	5.2	47.4	100.0	97.4	2.58
T15	-0.140	-0.083	0.140	0.083	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable13	0.140	0.083	-0.139	-0.079	0.5	3.8	100.0	98.5	1.48
T16	-0.482	-0.295	0.482	0.295	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable14	0.482	0.295	-0.479	-0.271	3.0	23.7	100.0	97.4	2.60
T17	-0.812	-0.365	0.812	0.365	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable28	0.612	0.365	-0.810	-0.346	2.2	19.6	100.0	98.4	1.64
Cable25	-0.306	-0.190	0.306	0.190	0.1	0.0	99.9	99.9	0.02

Cable24	-0.306	-0.190	0.306	0.190	0.1	0.0	99.9	99.9	
Cable23	-0.493	-0.305	0.493	0.306	0.2	0.1	99.9	99.9	0.04
Cable22	-0.493	-0.305	0.493	0.306	0.2	0.1	99.9	99.9	0.04
Cable21	-0.493	-0.305	0.493	0.306	0.2	0.1	99.9	99.9	0.04
Cable35	0.941	0.533	-0.940	-0.533	0.7	0.5	97.4	97.3	0.07
Cable36	0.848	0.480	-0.847	-0.480	0.6	0.4	97.1	97.0	0.07
Cable37	0.136	0.079	-0.139	-0.079	0.0	0.0	98.5	98.5	0.01
Cable38	0.479	0.271	-0.478	-0.271	0.1	0.1	97.4	97.4	0.03
Cable39	0.610	0.346	-0.610	-0.346	0.2	0.1	98.4	98.3	0.03
					76.3	572.0			

Tabel 4.7. Hasil *Bus Loading* Menggunakan ETAP *Power Station* Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Awal

BUS LOADING Summary Report						
Bus		Bus Total Load				
ID	kV	MW	MVar	MVA	% PF	Amp
Bus001	20.000	2.522	1.558	2.965	85.1	85.58
Bus003	20.000	0.000	0.000	0.000	70.3	0.01
Bus006	6.600	0.000	0.000	0.000	70.3	0.02
Bus009	6.600	0.686	0.420	0.804	85.3	70.32
Bus010	6.600	0.737	0.473	0.876	84.2	76.60
Bus10	6.600	0.853	0.529	1.004	85.0	87.81
Bus011	6.600	0.633	0.355	0.726	87.2	63.50
Bus012	6.600	1.096	0.746	1.326	82.6	115.98
Bus013	6.600	0.869	0.471	0.989	87.9	86.50
Bus14	6.600	0.760	0.760	0.0	66.48	
Bus015	20.000	2.478	1.531	2.913	85.1	84.09
Bus016	20.000	0.044	0.031	0.054	81.4	1.56
Bus017	0.380	0.682	0.387	0.784	87.0	1221.45
Bus018	0.380	0.730	0.414	0.839	87.0	1330.59
Bus019	0.380	0.565	0.320	0.650	87.0	1020.68
Bus020	0.380	1.079	0.611	1.240	87.0	2015.09
Bus021	0.380	0.775	0.439	0.891	87.0	1382.21
Bus025	0.380	0.682	0.386	0.783	87.0	1221.44
Bus25	6.600	1.231	0.697	1.414	87.0	127.42
Bus026	0.380	0.729	0.413	0.838	87.0	1330.54
Bus027	0.380	0.565	0.320	0.649	87.0	1020.68
Bus028	0.380	1.077	0.611	1.238	87.0	2014.81
Bus029	0.380	0.774	0.439	0.890	87.0	1382.20
Bus030	6.600	1.231	0.697	1.414	87.0	127.42
Bus031	6.600	1.230	0.697	1.414	87.0	127.40
Bus032	6.600	0.945	1.110	85.2		97.08
Bus034	6.600	0.140	0.083	0.163	86.0	14.22
Bus036	6.600	0.482	0.296	0.585	85.3	49.40
Bus037	6.600	0.612	0.365	0.713	86.9	62.36
Bus038	0.380	0.306	0.190	0.360	85.0	548.01
Bus039	0.380	0.306	0.190	0.360	85.0	548.01

Bus039	0.380	0.306	0.190	0.360	85.0	548.01
Bus040	0.380	0.493	0.306	0.360	85.0	548.01
Bus041	0.380	0.493	0.306	0.580	85.0	882.27
Bus042	0.380	0.483	0.306	0.580	85.0	882.27
Bus043	0.380	0.941	0.533	0.580	85.0	882.27
Bus044	0.380	0.848	0.480	1.081	87.0	1586.12
Bus045	0.380	0.139	0.079	0.974	87.0	1525.20
Bus046	0.380	0.479	0.271	0.160	87.0	246.95
Bus047	0.380	0.810	0.346	0.550	87.0	858.11
Bus048	0.380	0.940	0.533	0.701	87.0	1083.09
Bus049	0.380	0.847	0.480	1.080	87.0	1586.12
Bus050	0.380	0.139	0.079	0.974	87.0	1525.19
Bus051	0.380	0.478	0.271	0.160	87.0	246.95
Bus052	0.380	0.810	0.346	0.550	87.0	858.10
Bus053	6.600	0.154	0.780	0.701	87.0	1083.09
Bus_Bar	20.000	2.522	1.558	0.776	19.9	97.86
Bus_Bar	6.600	9.254	5.011	2.964	85.1	85.58
Bus_Bar	0.380	2.398	1.486	10.524	87.9	920.60
Bus_Bar	0.380	2.398	1.486	2.821	85.0	4290.82

PT. EASTERNTEX PANDAAN mempunyai dua sumber yaitu dari generator sumber yang dihasilkan dari generator sebesar $1.925 \text{ kW} \times 3$ dan $3375 \text{ kW} \times 2$ serta suplai dari PLN sebesar 20 kV 450 MVA. Berdasarkan tabel 4.5 dapat disimpulkan bahwa kualitas daya pada sistem ini kurang optimal, terpasangnya kapasitor dengan daya total sebesar 800 kVar masih terjadi rugi daya reaktif sebesar 572,0 kVar sehingga hanya mampu memberikan perbaikan $\cos \phi$ menjadi 0,87 ini disebabkan karena suplai Var dari kapsitor-kapasitor yang terpasang tidak merata karena terpisahkan oleh bus maupun saluran (kabel) yang juga menimbulkan *drop voltage*. Faktor daya tersebut merupakan nilai rata-rata dari bus sistem sehingga pada bus-bus lain memungkinkan terdapat nilai faktor daya yang buruk. Ini terjadi karena pada bus tersebut terhubung beban-beban induktif dengan kapasitas yang besar yang berpeluang sangat besar pula memperburuk nilai faktor daya sistem. Selain itu rugi daya reaktif

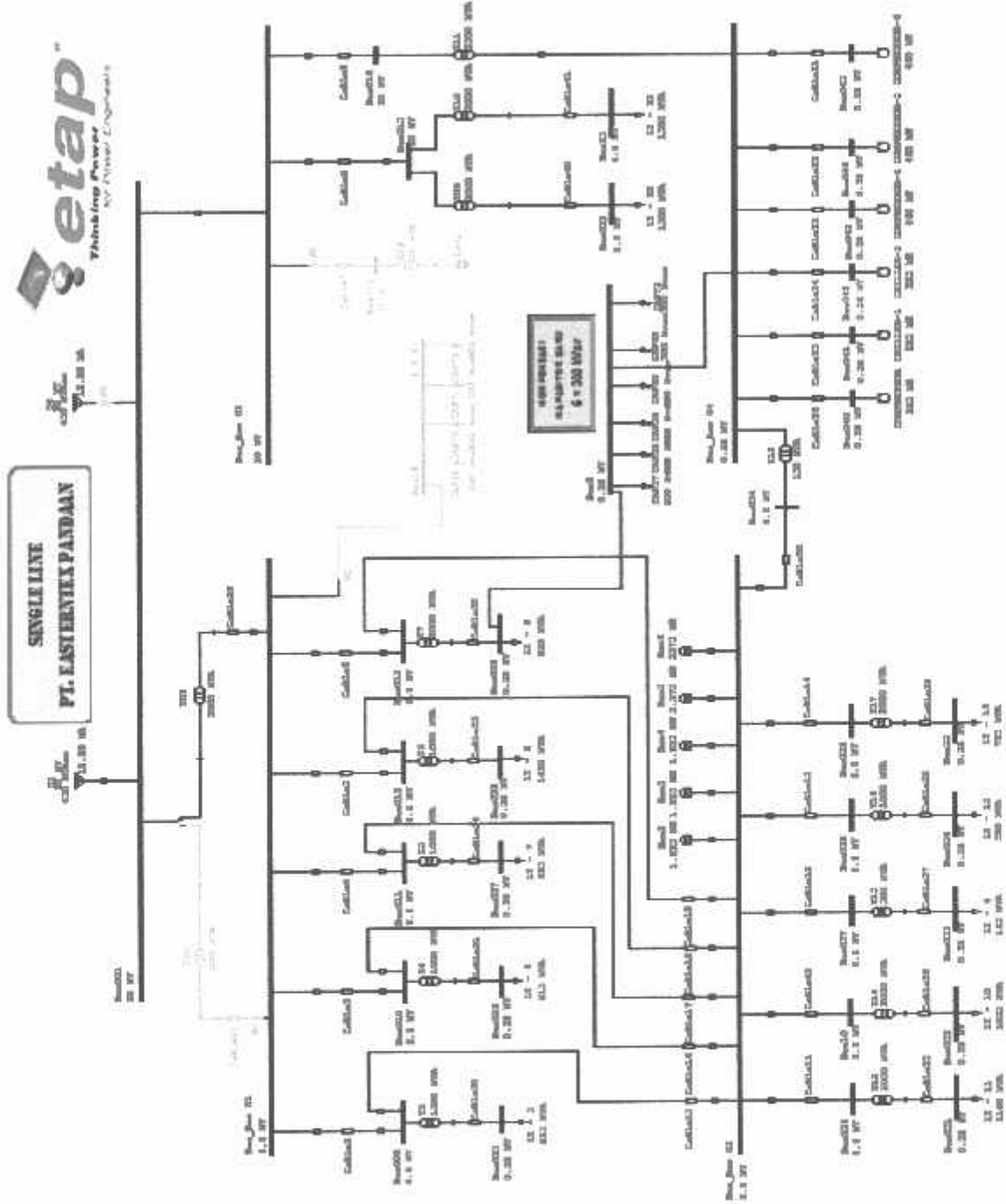
yang terjadi juga ditambah oleh distorsi harmonik oleh beban-beban seperti motor induksi, komponen-komponen *power elektronik* yang ada dalam transformator maupun harmonik yang di timbulkan oleh alat-alat kompensasi itu sendiri.

Tabel 4.8. Hasil *Total Generation, Loading and Demand* Menggunakan ETAP *Power Station* Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Awal

SUMMARY OF TOTAL GENERATION , LOADING & DEMAND					
	MW	MVar	MVA	% PF	
Swing Bus(es).	11.776	6.569	13.485	87.33	Lagging
Generators:	0	0	0	100	Lagging
Total Demand:	11.776	6.569	13.485	87.33	Lagging
Total Motor Load:	2.397	1.486	2.820	85.00	Lagging
Total Static Load:	9.303	4.512			
Apparent Losses:	0.078	0.571			
System Mismatch:	0.002	0.001			
Number of Iterations:	2				

4.5 Single Line PT. EASTERNTX PANDAAN

Setelah penempatan/penambahan kapasitor



Gambar 4.3. Single Line PT. EASTERNTX PANDAAN setelah penempatan/penambahan kapasitor

Dengan penempatan/ penambahan kapasitor yang baru akan memberikan hasil yang lebih baik. Hal ini dapat dilihat antara lain pada peningkatan nilai faktor daya, penurunan *losses* daya aktif maupun daya reaktif, daya (MVA) yang dibutuhkan cenderung mengalami penurunan. Ini menunjukkan kondisi sistem yang lebih baik, artinya penghematan daya yang diserap maka sistem memiliki daya tersimpan sehingga secara ekonomis terjadi penghematan biaya operasional dan secara teknis akan membawa dampak yang baik pada peralatan-peralatan yang ada dalam sistem.

Pada tabel 4.9 dapat kita lihat juga bahwa dengan penempatan kapasitor yang baru atau penambahan kompensasi kapasitor ini menyebabkan faktor daya pada setiap bus mengalami perbaikan. Dengan kompensasi daya reaktif (Var) sebesar 300 kVar rata-rata faktor daya pada sistem menjadi lagging ini disebabkan karena penempatan kapasitor yang tepat dan jumlah pemasangan kompensasi (Var) yang tepat pada sistem sehingga secara merata dapat mengkompensasi ke beberapa bus maupun feeder-feeder yang berada di dekat lokasi pemasangan kapasitor tersebut.

Walaupun secara umum kondisi bus mengalami perbaikan, pada beberapa bus terdapat nilai faktor daya di bawah standard (≤ 0.85) hal ini disebabkan pada bus-bus tersebut terpasang motor-motor induksi dan peralatan-peralatan lain dengan kapasitas yang besar dan jarak yang jauh dari lokasi pemasangan kapasitor tetapi sebelum penambahan kapasitor terdistribusi jumlah bus dengan faktor daya yang buruk lebih banyak jika dibandingkan dengan setelah penambahan kapasitor.

Tabel 4.9. Hasil Load Flow Menggunakan ETAP Power Station Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor II

LOAD FLOW REPORT														
Bus	KV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		LOAD FLOW				
		%Mag	Ang	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	ID	MW	MVar	Amp	%PF
js001	20	100.000	0.0	2.54	1.53	0	0	0	0	Bus003	0.00	0.00	0	0.0
										Bus_bar 02	2.54	1.53	85	85.8
js003	20	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus006	0.00	0.00	0	0.0
										Bus001	0.00	0.00	0	0.0
js006	6.6	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	0.00	0.00	0	0.0
										Bus003	0.00	0.00	0	0.0
js009	0.380	99.995	-0.1	0	0	0	0	0.00	-1.80	Bus_bar 04	-0.76	1.34	2348	-49.4
										Bus029	0.76	0.46	1349	85.9
us010	6.6	99.999	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	-0.05	-0.02	4	90.8
										Bus_bar 03	-0.63	-0.40	65	84.8
										Bus017	0.69	0.42	70	85.3
us10	6.6	99.999	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	-0.15	-0.02	13	99.9
										Bus_bar 03	-0.58	-0.45	84	79.3
										Bus018	0.74	0.47	78	84.2
js011	6.6	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-0.85	-0.53	87	85.0
										Bus047	0.85	0.53	87	85.0
js012	6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	0.01	0.05	4	22.5
										Bus_bar 03	-0.58	-0.40	61	82.3
										Bus019	0.57	0.35	58	84.9
us013	6.6	99.999	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	-0.09	-0.11	12	63.3
										Bus_bar 03	-1.01	-0.64	104	84.5
										Bus020	1.10	0.75	115	82.6
us014	6.6	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	0.28	0.11	26	93.4
										Bus_bar 03	-0.33	-0.11	30	94.7
										Bus021	0.05	0.00	4	99.8
us015	20	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 02	-2.48	-1.53	84	85.1
										Bus030	1.24	0.77	42	85.1
										Bus031	1.24	0.77	42	85.1
us016	20	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 02	-0.06	-0.01	1	99.4
										Bus_bar 04	0.08	0.01	1	99.4
us017	0.380	97.512	-1.9	0	0	0	0	0	0	Bus025	0.68	0.39	1221	87.0
										Bus009	-0.68	-0.39	1221	87.0
us018	0.380	96.781	-3.1	0	0	0	0	0	0	Bus026	0.73	0.41	1330	87.0
										Bus010	-0.73	-0.41	1330	87.0
us019	0.380	96.715	-2.4	0	0	0	0	0	0	Bus027	0.57	0.32	1020	87.0
										Bus011	-0.57	-0.32	1020	87.0
us020	0.380	93.487	-4.7	0	0	0	0	0	0	Bus028	1.08	0.61	2015	87.0
										Bus012	-1.08	-0.61	2014	87.0
us021	0.380	99.998	-0.1	0	0	0	0	0	0	Bus029	0.05	0.00	70	99.8
										Bus013	-0.05	0.00	70	99.8
us025	6.6	97.107	-2.2	0	0	0	0	1.23	0.70	Bus021	-1.23	-0.70	127	87.0
us025	0.380	97.446	-1.9	0	0	0	0	0.68	0.39	Bus017	-0.68	-0.39	1221	87.0
us026	0.380	95.709	-3.1	0	0	0	0	0.73	0.41	Bus018	-0.73	-0.41	1330	87.0
us027	0.380	96.860	-2.4	0	0	0	0	0.56	0.32	Bus019	-0.56	-0.32	1020	87.0
us028	0.380	93.388	-4.7	0	0	0	0	1.08	0.61	Bus020	-1.08	-0.61	2016	87.0
us029	0.380	99.965	-0.1	0	0	0	0	0.81	0.48	Bus021	-0.81	0.00	70	99.8
										Bus9	-0.78	-0.48	1349	85.9
us030	6.6	97.107	-2.2	0	0	0	0	0	0	Bus032	1.23	0.70	127	87.0
										Bus015	-1.23	-0.70	127	87.0
us031	6.6	97.107	-2.2	0	0	0	0	0	0	Bus25	1.23	0.70	127	87.0
										Bus015	-1.23	-0.70	127	87.0
us032	6.6	97.107	-2.2	0	0	0	0	1.23	0.70	Bus030	-1.23	-0.70	127	87.0
us034	6.6	99.999	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-3.10	-0.14	271	99.9
										Bus_bar 04	3.10	0.14	271	99.9
us036	6.6	99.999	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-0.95	-0.58	97	85.2
										Bus046	0.95	0.58	97	85.2
us037	6.6	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-0.14	-0.08	14	88.0
										Bus048	0.14	0.08	14	86.0
us038	6.6	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-0.48	-0.29	49	85.3
										Bus049	0.48	0.29	49	85.3
us039	6.6	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-0.61	-0.37	62	85.9
										Bus050	0.61	0.37	62	85.9
us040	0.380	99.941	0.1	0	0	0.31	0.19	0	0	Bus_bar 04	-0.31	-0.19	547	85.0
us041	0.380	99.941	-0.1	0	0	0.31	0.19	0	0	Bus_bar 04	-0.31	-0.19	547	85.0
us042	0.380	99.941	-0.1	0	0	0.31	0.19	0	0	Bus_bar 04	-0.31	-0.19	547	85.0

Bus043	0.380	99.926	-0.1	0	0	0.49	0.31	0	0	0	Bus_bar 04	-0.49	-0.31	881	85.0
Bus046	0.380	99.926	-0.1	0	0	0.49	0.31	0	0	0	Bus_bar 04	-0.49	-0.31	881	85.0
Bus046	0.380	99.926	-0.1	0	0	0.49	0.31	0	0	0	Bus_bar 04	-0.49	-0.31	881	85.0
Bus047	0.380	97.422	-2.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus051	0.94	0.53	1686	87.0
											Bus036	-0.94	-0.53	1686	87.0
Bus048	0.380	97.057	-2.3	0	0	0	0	0	0	0	Bus052	0.85	0.48	1525	87.0
											Bus10	-0.85	-0.48	1525	87.0
Bus048	0.380	98.519	-1.1	0	0	0	0	0	0	0	Bus053	0.14	0.08	246	87.0
											Bus037	-0.14	-0.08	246	87.0
Bus050	0.380	97.402	-1.9	0	0	0	0	0	0	0	Bus054	0.48	0.27	858	87.0
											Bus038	-0.48	-0.27	858	87.0
Bus051	0.380	98.358	-1.3	0	0	0	0	0	0	0	Bus55	0.61	0.35	1083	87.0
											Bus039	-0.61	-0.35	1083	87.0
Bus052	0.380	97.348	-2.0	0	0	0	0	0.94	0.53		Bus046	-0.94	-0.53	1686	87.0
Bus053	0.380	96.990	-2.3	0	0	0	0	0.85	0.48		Bus047	-0.85	-0.48	1525	87.0
Bus054	0.380	98.508	-1.1	0	0	0	0	0.14	0.08		Bus048	-0.14	-0.08	246	87.0
Bus55	0.380	97.376	-1.9	0	0	0	0	0.48	0.27		Bus049	-0.48	-0.27	858	87.0
Bus_bar1	0.380	98.326	-1.3	0	0	0	0	0.61	0.35		Bus050	-0.61	-0.35	1083	87.0
	6.6	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0		Bus009	0.05	0.02	4	91.0
											Bus010	0.15	0.02	13	98.9
											Bus011	-0.01	-0.05	4	22.4
											Bus012	0.09	0.11	12	63.4
											Bus013	-0.28	-0.11	26	93.3
											Bus006	0.00	0.00	0	0.0
Bus_bar2	20	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0		Bus015	2.48	1.53	84	85.1
											Bus016	0.06	0.00	1	98.8
											Bus001	-2.54	-1.53	85	85.6
Bus_bar3	6.6	100.000	0.0	9.27	3.99	0	0	0	0		Bus036	0.95	0.58	87	85.2
											Bus037	0.14	0.08	14	96.1
											Bus038	0.48	0.29	49	85.3
											Bus039	0.61	0.36	52	85.9
											Bus009	0.63	0.40	65	84.8
											Bus010	0.58	0.45	64	79.3
											Bus011	0.58	0.40	61	82.4
											Bus012	1.01	0.64	104	84.5
											Bus013	0.33	0.11	30	94.7
											Bus034	3.10	0.14	271	99.9
											Bus10	0.85	0.53	87	85.0
Bus_bar4	0.380	99.985	-0.1	0	0	0	0	0	0		Bus045	0.49	0.31	881	85.0
											Bus044	0.49	0.31	881	85.0
											Bus043	0.49	0.31	881	85.0
											Bus042	0.31	0.19	547	85.0
											Bus041	0.31	0.19	547	85.0
											Bus040	0.31	0.19	547	85.0
											Bus016	-0.06	-0.01	92	99.4
											Bus034	-3.10	-0.14	4718	99.9
											Bus9	0.76	-1.34	2348	-49.4

Tabel 4.10. Hasil *Branch Losses* Menggunakan ETAP Power Station Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor II

BRANCH LOSSES Summary Report									
CKT / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		
	MW	MVar	MW	MVar	KW	KVar	From	To	Vd % Drop
T02	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	100.0	100.0	0.00
Cable29	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	100.0	100.0	0.00
Cable2	-0.052	-0.024	0.052	0.024	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable15	-0.634	-0.396	0.634	0.396	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00
T3	0.686	0.420	-0.682	-0.387	3.6	33.2	100.0	97.5	2.49
Cable3	-0.153	-0.023	0.153	0.023	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable16	-0.584	-0.460	0.584	0.448	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00
T4	0.737	0.473	-0.730	-0.414	7.6	58.9	100.0	95.8	4.22
Cable42	-0.853	-0.529	0.853	0.529	0.0	-0.1	100.0	100.0	0.00
T14	0.853	0.529	-0.848	-0.480	5.4	48.8	100.0	97.1	2.94
Cable4	0.010	0.045	-0.010	-0.045	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable17	-0.581	-0.400	0.581	0.400	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00
T5	0.570	0.355	-0.565	-0.320	5.1	34.6	100.0	96.7	3.28
Cable5	-0.089	-0.109	0.089	0.109	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable18	-1.007	-0.637	1.007	0.637	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00
T6	1.066	0.746	-1.078	-0.811	17.3	135.1	100.0	93.5	6.50
Cable6	0.283	0.109	-0.283	-0.109	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable19	-0.329	-0.112	0.329	0.112	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00
T7	0.046	0.903	-0.046	-0.003	0.0	0.1	100.0	100.0	0.03
Cable8	-2.478	-1.531	2.478	1.529	0.0	-2.4	100.0	100.0	0.00
T09	1.239	0.766	-1.231	-0.697	8.4	68.4	100.0	97.1	2.89
T10	1.239	0.766	-1.231	-0.697	8.4	68.4	100.0	97.1	2.89
Cable9	-0.060	-0.007	0.060	0.004	0.0	-2.4	100.0	100.0	0.00
Cable30	0.060	0.007	-0.060	-0.007	0.0	0.1	100.0	100.0	0.04
Cable31	0.682	0.387	-0.682	-0.386	0.4	0.3	97.5	97.4	0.07
Cable34	0.730	0.414	-0.729	-0.413	0.5	0.4	95.8	95.7	0.07
Cable33	0.565	0.320	-0.565	-0.320	0.3	0.2	96.7	96.7	0.06
Cable32	1.079	0.611	-1.078	-0.611	1.1	0.9	93.5	93.4	0.11
Cable41	0.046	0.003	-0.046	-0.003	0.0	0.0	100.0	100.0	0.00
Cable40	-1.230	-0.697	1.230	0.697	0.0	-0.1	97.1	97.1	0.00
Cable20	1.231	0.697	-1.231	-0.697	0.0	-0.1	97.1	97.1	0.00
T18	-3.101	-0.142	3.101	0.141	0.0	-0.2	100.0	100.0	0.00
Cable11	3.101	0.142	-3.100	-0.136	0.8	5.6	100.0	100.0	0.03
T13	-0.946	-0.581	0.946	0.580	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable12	0.946	0.581	-0.941	-0.533	5.2	47.4	100.0	97.4	2.58
T15	-0.140	-0.083	0.140	0.083	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable13	0.140	0.083	-0.139	-0.079	0.5	3.9	100.0	98.5	1.48
T16	-0.482	-0.295	0.482	0.295	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable14	0.482	0.295	-0.479	-0.271	3.0	23.7	100.0	97.4	2.60
T17	-0.612	-0.366	0.612	0.366	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00
Cable26	0.612	0.366	-0.610	-0.346	2.2	19.8	100.0	98.4	1.64
Cable25	-0.306	-0.190	0.306	0.190	0.1	0.0	99.9	100.0	0.02

Cable24	-0.306	-0.190	0.306	0.190	0.1	0.0	99.9	100.0	0.02
Cable23	-0.493	-0.305	0.493	0.306	0.2	0.1	99.9	100.0	0.04
Cable22	-0.493	-0.305	0.493	0.306	0.2	0.1	99.9	100.0	0.04
Cable21	-0.493	-0.305	0.493	0.306	0.2	0.1	99.9	100.0	0.04
Cable35	0.941	0.533	-0.940	-0.533	0.7	0.5	97.4	97.3	0.07
Cable36	0.848	0.480	-0.847	-0.480	0.6	0.4	97.1	97.0	0.07
Cable37	0.139	0.079	-0.139	-0.079	0.0	0.0	98.5	98.5	0.01
Cable38	0.479	0.271	-0.478	-0.271	0.1	0.1	97.4	97.4	0.03
Cable39	0.610	0.346	-0.610	-0.346	0.2	0.1	98.4	98.3	0.03
					72.4	541.0			

Tabel 4.11. Hasil Bus Loading Menggunakan ETAP Power Station Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor II

BUS LOADING Summary Report						
Bus		Bus Total Load				
ID	kV	MW	MVar	MVA	% PF	Amp
Bus001	20.000	2.538	1.533	2.966	85.6	85.81
Bus003	20.000	0.000	0.000	0.000	36.0	0.01
Bus006	6.600	0.000	0.000	0.000	36.0	0.02
Bus009	0.380	0.762	1.799	1.954	39.0	2969.30
Bus010	6.600	0.688	0.420	0.804	85.3	70.32
Bus10	6.600	0.737	0.473	0.876	84.2	76.60
Bus011	6.600	0.853	0.529	1.004	85.0	87.81
Bus012	6.600	0.581	0.400	0.705	82.3	61.69
Bus013	6.600	1.096	0.746	1.326	82.6	116.98
Bus14	6.600	0.329	0.112	0.348	94.7	30.44
Bus015	20.000	2.478	1.531	2.913	85.1	84.09
Bus016	20.000	0.080	0.007	0.081	99.4	1.75
Bus017	0.380	0.682	0.387	0.784	87.0	1221.45
Bus018	0.380	0.730	0.414	0.839	87.0	1330.59
Bus019	0.380	0.565	0.320	0.650	87.0	1020.69
Bus020	0.380	1.079	0.611	1.240	87.0	2015.09
Bus021	0.380	0.046	0.003	0.046	99.8	70.25
Bus025	6.600	1.231	0.697	1.414	87.0	127.42
Bus25	0.380	0.682	0.386	0.783	87.0	1221.44
Bus026	0.380	0.729	0.413	0.838	87.0	1330.54
Bus027	0.380	0.565	0.320	0.649	87.0	1020.88
Bus028	0.380	1.077	0.611	1.238	87.0	2014.81
Bus029	0.380	0.609	0.456	0.828	87.0	1412.49
Bus030	6.600	1.231	0.697	1.414	87.0	127.42
Bus031	6.600	1.230	0.697	1.414	87.0	127.40
Bus032	6.600	0.948	0.581	1.110	85.2	97.08
Bus034	6.600	0.140	0.083	0.163	86.0	14.22
Bus036	6.600	0.482	0.295	0.565	85.3	49.40
Bus037	6.600	0.612	0.365	0.713	85.9	62.36
Bus038	0.380	0.306	0.190	0.360	85.0	547.62

Bus038	0.380	0.306	0.190	0.360	85.0	547.62
Bus039	0.380	0.306	0.190	0.380	85.0	547.62
Bus040	0.380	0.306	0.190	0.360	85.0	547.62
Bus041	0.380	0.493	0.305	0.580	85.0	681.65
Bus042	0.380	0.493	0.305	0.580	85.0	681.65
Bus043	0.380	0.493	0.305	0.580	85.0	681.65
Bus044	0.380	0.941	0.533	1.081	87.0	1686.12
Bus045	0.380	0.848	0.480	0.974	87.0	1525.20
Bus046	0.380	0.139	0.079	0.160	87.0	246.95
Bus047	0.380	0.479	0.271	0.550	87.0	658.11
Bus048	0.380	0.610	0.346	0.701	87.0	1063.09
Bus049	0.380	0.940	0.533	1.080	87.0	1686.12
Bus050	0.380	0.847	0.480	0.974	87.0	1525.19
Bus051	0.380	0.139	0.079	0.160	87.0	246.95
Bus052	0.380	0.478	0.271	0.550	87.0	658.10
Bus053	0.380	0.610	0.346	0.701	87.0	1063.09
Bus_Bar	6.600	0.294	0.155	0.332	86.5	29.05
Bus_Bar	20.000	2.538	1.533	2.965	85.6	85.60
Bus_Bar	6.600	9.268	3.986	10.089	91.9	682.57
Bus_Bar	0.380	3.180	1.466	3.492	90.5	5307.99

Tabel 4.12. Hasil *Total Generation, Loading and Demand* Menggunakan ETAP *Power Station* Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Baru

SUMMARY OF TOTAL GENERATION , LOADING & DEMAND					
	MW	MVar	MVA	% PF	
Swing Bus(es):	11.807	5.519	13.033	90.59	Lagging
Generators:	0	0	0	100	Lagging
Total Demand:	11.807	5.519	13.033	90.59	Lagging
Total Motor Load:	2.397	1.486	2.820	85.00	Lagging
Total Static Load:	9.337	3.493			
Apparent Losses:	0.072	0.540			
System Mismatch:	0.002	0.001			
Number of Iterations:	2				

4.6 Validasi

Perhitungan dan simulasi dengan program ETAP *Power Station* telah dilakukan pada sistem kelistrikan PT. EASTERNTX PANDAAN, berdasarkan hasil perbandingan nilai referensi dan hasil perhitungan program maka ETAP *Power Station* dapat melakukan perhitungan dengan sempurna ini dapat dilihat pada report yang menunjukkan kecenderungan hampir sama dengan nilai referensi. Hal ini dapat di lihat pada tegangan, $\cos \phi$ dan aliran daya.

4.7. Hasil dan Analisa Hasil Perbandingan Kompensasi Penempatan Kapasitor Awal Dengan Kompensasi Kapasitor Penempatan dan Penambahan Kapasitor Baru.

Untuk mengetahui hasil perbandingan kompensasi penempatan kapasitor awal dengan kompensasi penempatan dan penambahan kapasitor baru, dari kedua metode penempatan ini dapat dibandingkan. Dari tabel dibawah ini, dapat disimpulkan bahwa setelah penempatan dan penambahan kapasitor memberikan hasil yang lebih baik jika dibandingkan dengan hasil sebelum penempatan / penambahan kapasitor. Dengan penambahan kapasitor sebesar 300 kVar sebagai kompensator daya reaktif.

Tabel 4.13. Perbandingan Rugi-rugi Daya Aktif Dan Daya Reaktif Kompensasi Kapasitor Awal Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Baru

Perbandingan Losses Daya Aktif Dan Daya Reaktif				
CKT / Branch	Kompensasi Awal		Kompensasi Baru	
	Losses		Losses	
	kW	Kvar	kW	Kvar
T02	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable29	0.0	-0.1	0.0	-0.1
Cable2	0.0	-0.3	0.0	-0.3
Cable15	0.0	-0.4	0.0	-0.4
T3	3.6	33.2	3.6	33.2
Cable3	0.0	-0.3	0.0	-0.3
Cable16	0.0	-0.4	0.0	-0.4
T4	7.6	58.9	7.6	58.9
Cable42	0.0	-0.1	0.0	-0.1
T14	5.4	48.8	5.4	48.8
Cable4	0.0	-0.3	0.0	-0.3
Cable17	0.0	-0.4	0.0	-0.4
T5	5.1	34.8	5.1	34.8
Cable5	0.0	-0.3	0.0	-0.3
Cable18	0.0	-0.4	0.0	-0.4
T6	17.3	135.1	17.3	135.1
Cable6	0.0	-0.3	0.0	-0.3
Cable19	0.0	-0.4	0.0	-0.4
T7	3.5	31.9	0.0	0.1
Cable8	0.0	-2.4	0.0	-2.4
T09	8.4	68.4	8.4	68.4
T10	8.4	68.4	8.4	68.4
Cable9	0.0	-2.4	0.0	-2.4
Cable30	0.0	0.1	0.0	0.1
Cable31	0.4	0.3	0.4	0.3
Cable34	0.5	0.4	0.5	0.4
Cable33	0.3	0.2	0.3	0.2
Cable32	1.1	0.9	1.1	0.9
Cable41	0.5	0.4	0.0	0.0
Cable40	0.0	-0.1	0.0	-0.1
Cable20	0.0	-0.1	0.0	-0.1
T19	0.0	-0.2	0.0	-0.2
Cable11	0.7	4.4	0.8	5.6
T13	0.0	-0.3	0.0	-0.3
Cable12	5.2	47.4	5.2	47.4
T15	0.0	-0.3	0.0	-0.3
Cable13	0.5	3.9	0.5	3.9
T16	0.0	-0.3	0.0	-0.3
Cable14	3.0	23.7	3.0	23.7
T17	0.0	-0.3	0.0	-0.3
Cable28	2.2	19.6	2.2	

Cable25	0.1	0.0	0.1	0.0
Cable24	0.2	0.1	0.2	0.1
Cable23	0.2	0.1	0.2	0.1
Cable22	0.2	0.1	0.2	0.1
Cable21	0.7	0.5	0.7	0.5
Cable35	0.6	0.4	0.6	0.4
Cable36	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable37	0.1	0.1	0.1	0.1
Cable38	0.2	0.1	0.2	0.1
Cable39	0.2	0.1	0.2	0.1
	76.3	572.0	72.4	541.0

Tabel 4.14. Perbandingan Losses Tegangan Kompensasi Kapasitor Awal Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Baru

Perbandingan Losses Tegangan						
CKT / Branch	Kompensasi Awal			Kompensasi Baru		
	% Bus Voltage			% Bus Voltage		
ID	From	To	Vd % Drop	From	To	Vd % Drop
T02	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
Cable29	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
Cable2	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
Cable15	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
T3	100.0	97.5	2.49	100.0	97.5	2.49
Cable3	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
Cable16	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
T4	100.0	95.8	4.22	100.0	95.8	4.22
Cable42	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
T14	100.0	97.1	2.94	100.0	97.1	2.94
Cable4	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
Cable17	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
T5	100.0	96.7	3.28	100.0	96.7	3.28
Cable5	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
Cable18	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
T6	100.0	93.5	6.50	100.0	93.5	6.50
Cable6	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
Cable19	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
T7	100.0	97.9	2.10	100.0	100.0	0.03
Cable8	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
T09	100.0	97.1	2.89	100.0	97.1	2.89
T10	100.0	97.1	2.89	100.0	97.1	2.89
Cable9	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
Cable30	100.0	99.9	0.11	100.0	100.0	0.04
Cable31	97.5	97.4	0.07	97.5	97.4	0.07
Cable34	95.8	95.7	0.07	95.8	95.7	0.07
Cable33	96.7	96.7	0.06	96.7	96.7	0.06

Cable32	93.5	93.4	0.11	93.5	93.4	0.11
Cable41	97.9	97.8	0.07	100.0	100.0	0.00
Cable40	97.1	97.1	0.00	97.1	97.1	0.00
Cable20	97.1	97.1	0.00	97.1	97.1	0.00
T19	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
Cable11	100.0	99.9	0.10	100.0	100.0	0.03
T13	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
Cable12	100.0	97.4	2.58	100.0	97.4	2.58
T15	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
Cable13	100.0	98.5	1.48	100.0	98.5	1.48
T16	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
Cable14	100.0	97.4	2.60	100.0	97.4	2.60
T17	100.0	100.0	0.00	100.0	100.0	0.00
Cable26	100.0	98.4	1.64	100.0	98.4	1.64
Cable25	99.9	99.9	0.02	99.9	100.0	0.02
Cable24	98.4	98.3	0.03	99.9	100.0	0.02
Cable23	99.9	99.9	0.02	99.9	100.0	0.04
Cable22	99.9	99.9	0.04	99.9	100.0	0.04
Cable21	99.9	98.8	0.04	99.9	100.0	0.04
Cable35	99.9	99.9	0.04	97.4	97.3	0.07
Cable36	97.4	97.3	0.07	97.1	97.0	0.07
Cable37	97.1	97.0	0.07	98.5	98.5	0.01
Cable38	98.5	98.5	0.01	97.4	97.4	0.03
Cable39	97.4	97.4	0.03	98.4	98.3	0.03

Tabel 4.15. Perbandingan Cos ϕ dan Aliran Daya Kompensasi Kapasitor Awal Dengan Kompensasi Penempatan Kapasitor Baru

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND										
	Kompensasi Awal				Kompensasi Baru					
	MW	Mvar	MVA	% PF		MW	Mvar	MVA	% PF	
Swing Bus(es):	11.778	6.569	13.485	87.33	Lagging	11.807	5.519	13.033	90.59	Lagging
Generators:	0	0	0	100	Lagging	0	0	0	100	Lagging
Total Demand:	11.778	6.569	13.485	87.33	Lagging	11.807	5.519	13.033	90.59	Lagging
Total Motor Load:	2.397	1.486	2.820	85.00	Lagging	2.397	1.486	2.820	85.00	Lagging
Total Static Load:	9.303	4.512				9.337	3.493			
Apparent Losses:	0.076	0.571				0.072	0.540			
System Mismatch:	0.002	0.001				0.002	0.001			
Number of Iterations:	2					2				

Dari tabel di atas dapat kita lihat bahwa dengan adanya kompensasi daya reaktif dari kapasitor, maka akan meningkatkan faktor daya. Sehingga mengakibatkan penurunan konsumsi daya reaktif dan penurunan daya semu terlihat bahwa dengan penambahan dan penempatan kapasitor yang tepat menunjukkan yang lebih baik jika dibandingkan dengan sebelumnya.

PT. EASTERNTX PANDAAN mempunyai dua sumber yaitu dari generator sumber yang dihasilkan dari generator sebesar $1.925 \text{ kW} \times 3$ dan $3375 \text{ kW} \times 2$ serta suplai dari PLN sebesar $20 \text{ kV } 450 \text{ MVA}$. Berdasarkan tabel 4.6 dapat disimpulkan bahwa kualitas daya pada sistem ini kurang baik, terpasangnya kapasitor dengan daya total sebesar 800 kVar masih terjadi rugi daya reaktif sebesar 572 kVar sehingga hanya mampu memberikan perbaikan $\cos \phi$ menjadi $0,87$ ini disebabkan karena suplai Var dari kapsitor-kapasitor yang terpasang tidak merata karena terpisahkan oleh bus maupun saluran (kabel) yang juga menimbulkan *drop voltage*.

Faktor daya tersebut merupakan nilai rata-rata dari bus sistem sehingga pada bus-bus lain memungkinkan terdapat nilai faktor daya yang buruk. Ini terjadi karena pada bus tersebut terhubung beban-beban induktif dengan kapasitas yang besar yang berpeluang sangat besar pula memperburuk nilai faktor daya sistem. Selain itu rugi daya reaktif yang terjadi juga ditambah oleh distorsi harmonik oleh beban-beban seperti motor induksi, komponen-komponen *power elektronik* yang ada dalam transformator maupun harmonik yang di timbulkan oleh alat-alat kompensasi itu sendiri. Dengan *Load Flow Analysis* dalam *ETAP Power Station*, besar kandungan daya reaktif bisa menjadi indikasi bahwa ada distorsi harmonik di dalamnya, tetapi dengan menggunakan kompensasi kapasitor ini tidak begitu memberikan kontribusi yang berarti dalam hal mereduksi distorsi harmonik. Akan lebih baik jika digunakan

harmonik filter. Tetapi kedua cara mengatasi permasalahan faktor daya ini memiliki kelebihan masing-masing. Jika menggunakan kapasitor biaya relatif lebih murah, pengerjaan instalasi lebih mudah, sedangkan dengan menggunakan harmonik filter membutuhkan biaya yang lebih mahal dan pengerjaan instalasi yang lebih rumit tetapi memiliki satu kelebihan mampu mereduksi distorsi harmonik.

4.8 Perbandingan Aliran Daya Sebelum Penempatan Kapasitor dengan Setelah Penempatan dan Penambahan Kapasitor

Untuk mengetahui hasil kompensasi yang lebih baik maka hasil dari kedua metode penempatan ini dapat dibandingkan. Dari tabel 4.11. dan 4.12. dapat disimpulkan bahwa setelah penempatan/ penambahan kapasitor memberikan hasil yang lebih baik jika dibandingkan dengan hasil sebelum penempatan/ penambahan kapasitor. Dengan penambahan kapasitor sebesar 300 kVar sebagai kompensator daya reaktif, maka:

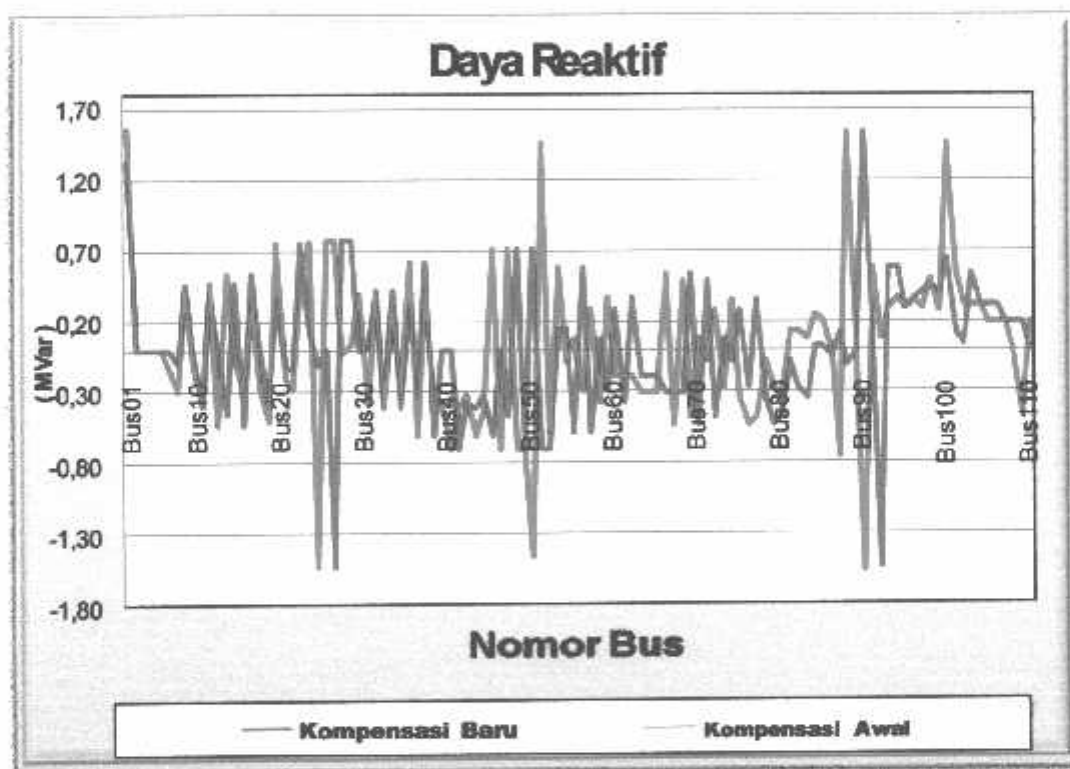
- **Daya Aktif**

Secara keseluruhan dapat diamati ditabel 4.15. Perbandingan sebelum dan setelah kompensasi penempatan/ pemasangan kapasitor. Aliran daya aktif pada setiap bus dengan kedua macam kompensasi tidak ada perubahan.

- **Daya Reaktif**

$$\begin{aligned} \text{Penurunan Daya Reaktif} &= 6,569 \text{ MVar} - 5,519 \text{ MVar} \\ &= 1,050 \text{ MVar} \\ &= 1050 \text{ kVar} \end{aligned}$$

Dengan pemasangan dan penambahan kapasitor maka diperoleh kompensasi daya reaktif sebesar $1,050 \text{ Mvar} = 1050 \text{ kVar}$, besar kompensasi ini sedikit lebih rendah jika dibandingkan dengan kompensasi harmonik filter ini menunjukkan bahwa kapasitor tidak dapat mereduksi daya reaktif yang di timbulkan dalam orde yang berbeda pada saat sistem terdistorsi harmonik sedangkan pada harmonik filter kapasitor dalam rangkaiannya dapat di *setting* untuk mereduksi harmonik pada tiap-tiap orde. Untuk mengamati perbedaan kompensasi kedua metode di bawah ini ditampilkan grafik-grafik daya aktif pada bus-bus.

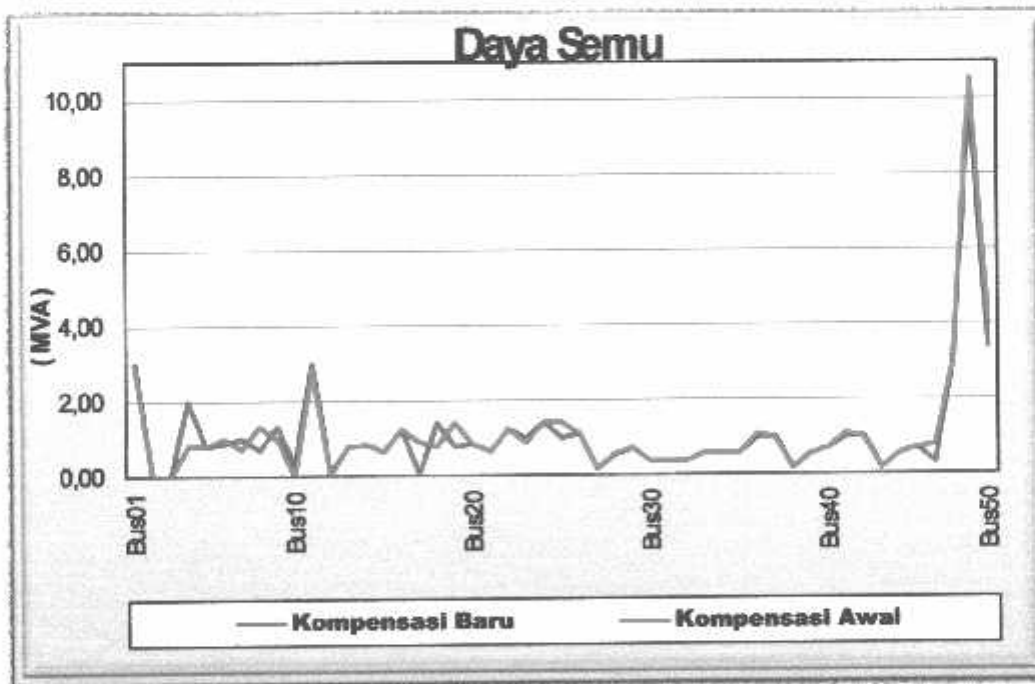


Grafik 4.1. Perbandingan Aliran Daya Reaktif Sebelum Dan Setelah Penempatan Kapasitor

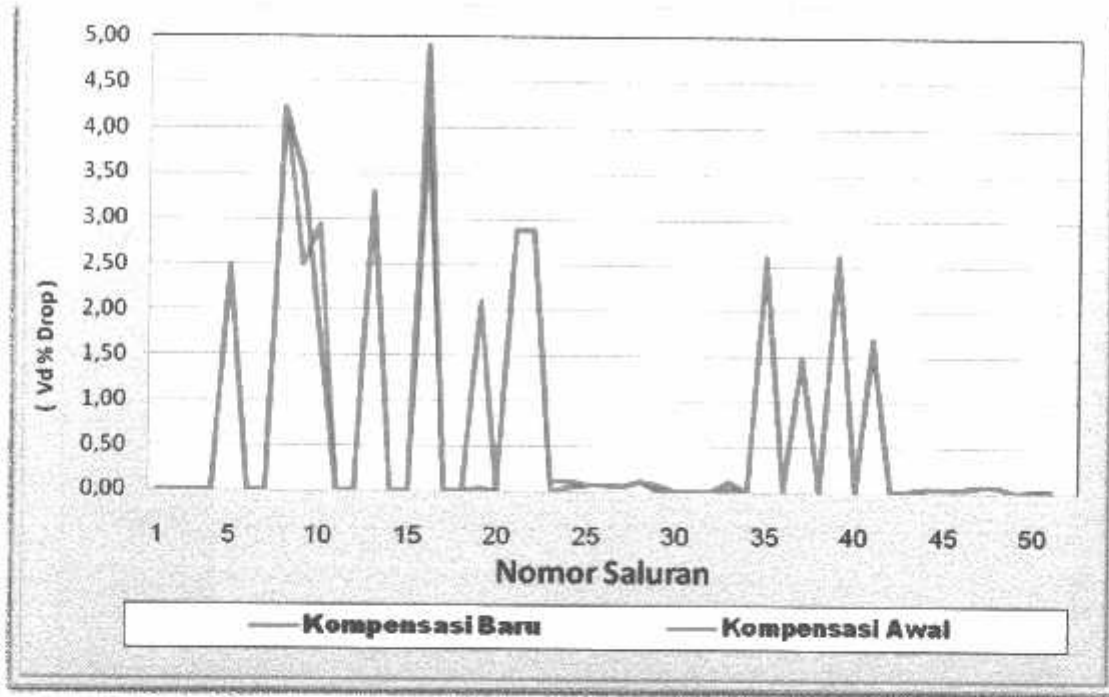
- **Daya Semu**

$$\begin{aligned} \text{Kenaikan Daya Semu (MVA)} &= 13,485 \text{ MVA} - 13,033 \text{ MVA} \\ &= 0,452 \text{ MVA} \\ &= 452 \text{ kVA} \end{aligned}$$

Pemasangan kapasitor sebagai kompensator daya reaktif akan menyebabkan daya reaktif yang diserap oleh beban dari sumber akan berkurang dan pengurangan daya reaktif ini menyebabkan daya total (MVA) yang diserap beban dari sumber juga akan berkurang sehingga sejumlah kenaikan daya (MVA) dapat digunakan untuk menanggung beban lagi. Berdasarkan hasil perhitungan dan simulasi maka daya total yang berhasil diturunkan adalah sebesar $0,452 \text{ MVA} = 452 \text{ kVA}$. Dari tabel di atas dapat kita lihat bahwa dengan adanya kompensasi daya reaktif dari Kapasitor, maka akan meningkatkan faktor daya. Sehingga mengakibatkan penurunan konsumsi daya reaktif dan peningkatan daya aktif.



Grafik 4.2. Perbandingan Daya Semu Sebelum Dan Setelah Penempatan Kapasitor



Grafik 4.3. Perbandingan Rugi-rugi saluran Sebelum Dan Setelah Penempatan Kapasitor

$$\begin{aligned} \text{Penurunan Losses (MW)} &= 0,076 \text{ MW} - 0,072 \text{ MW} \\ &= 0,004 \text{ MW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Penurunan Losses (Mvar)} &= 0,571 \text{ MVar} - 0,540 \text{ MVar} \\ &= 0,031 \text{ MVar} \end{aligned}$$

• **Faktor Daya**

Dengan penambahan kompensasi kapasitor sebesar 300 Kvar maka koreksi faktor daya dari $\cos \phi$ 0,86 menjadi $\cos \phi$ 0,90. Hal ini membuat sistem menjadi lebih baik karena dapat mengurangi konsumsi daya reaktif dan daya semu. Untuk melihat perbandingan kondisi sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor dapat dilihat pada gambar di bawah ini

BAB V

PENUTUP

5.1. Kesimpulan

1. Peningkatan faktor daya dari 0,86 menjadi 0,90 membutuhkan kapasitor dengan kapasitas daya sebesar 300 kVar. Serta menyebabkan daya reaktif menurun dari 6,569 Mvar menjadi 5,519 Mvar.
2. Terjadi penurunan daya semu dari 13,485 MVA menjadi 13,033 MVA.
3. Serta mampu menurunkan rugi – rugi daya sebesar 0,004 MW

5.2. Saran

Jika ingin dilakukan perluasan jaringan yang kemungkinan akan terjadi penambahan beban dalam jumlah besar, maka perlu terlebih dahulu dilakukan analisa *load flow* agar sistem dapat tetap dipertahankan dalam kondisi stabil, penyaluran daya aktif dan reaktif yang optimal dan faktor daya yang baik.

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Almanda, Deni." *Peranan Kapasitor Dalam Penggunaan Energi Listrik*", Elektro Indonesia, nomor30, Tahun VI, 2000
<http://www.elektroindonesia.com/elektro/ener30a.html>.
- [2]. Basri, Hasan, *Sistem Distribusi Daya Listrik* (Jakarta : ISTN, 1997).
- [3]. Djiteng, Marsudi, *Operasi Sistem Tenaga Listrik* (Jakarta : ISTN, 1990).
- [4]. Elgerd, Ol,"*Electric Energy System Theory an Introduction*", Tata Mc Graw-Hill, New Delhi, 1071.
- [5]. Turan Gonen," *Electric Power Distribution System Engineering*", Mc Graw-Hill, 1986.
- [6]. Saadat, Hadi. "*Power System Analysis*", Singapore: McGraw Hill Inc, 1999, p.20.
- [7]. William D. Stevenson. JR "*Analisis Sistem Tenaga Listrik*", Edisi Ke-4. Erlangga.

LAMPIRAN



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
JL. RAYA KARANGLO, KM 2
MALANG

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : HENDRY PRASTYO DHARMAWAN
NIM : 98.12.073
Tgl Bimbingan : 10 Desember 2008 s/d 10 Juni 2009
Judul Skripsi : ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN FAKTOR DAYA DAN MEMINIMALISASI RUGI – RUGI DAYA DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PT. EASTERNTEX PANDAAN

No	Tanggal	Uraian	Parap Pembimbing
1.	24 – 12 – 2008	Penjelasan dari maksud gambar harap lebih baik dan lebih jelas	
2.	03 – 01 – 2009	ACC bab I dan II	
3.	12 – 01 – 2009	Flow Chart pemecahan masalah, pada syarat nilai Cos ϕ disesuaikan dengan data perusahaan	
4.	20 – 01 – 2009	ACC bab III	
5.	28 – 01 – 2009	Posisi Kapasitor pada Single Line diberi Label	
6.	09 – 02 – 2009	Kontribusi dari perbaikan nilai Cos ϕ harap lebih besar	
7.	18 – 02 – 2009	Nilai kVar dari kapasitor yang terpasang disesuaikan dengan yang ada di pasaran	
8.	22 – 02 – 2009	ACC bab IV	
9.	28 – 02 – 2009	Perbaikan tata bahasa & tulisan keseluruhan Bab I sampai Bab V	
10.	06 – 03 – 2009	ACC Lembar persetujuan	

Malang,
Dosen Pembimbing,

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



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 555015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Malang, 11 Desember 2008

Nomor : ITN-513/I.TA/2/08
Lampiran : -
Perihal : BIMBINGAN SKRIPSI
Kepada : Yth. Sdr. **IR. YUSUF ISMAIL NAKHODA, MT**
Dosen Institut Teknologi Nasional Malang

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

Dengan hormat
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi
Untuk Mahasiswa :

Nama : HENDRY P. D
Nim : 8912111
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

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

10 Desember 2008 s/d 10 Juni 2009

Sebagai satu syarat untuk menempuh ujian Sarjana Teknik,
Jurusan Teknik Elektro S-1
Demikian agar maklum dan atas perhatian serta bantuannya kami sampaikan
terima kasih



Ketua Jurusan
Teknik Elektro S-1

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

Tembusan Kepada Yth :

1. Mahasiswa Yang Bersangkutan
2. Arsip

Form. S 4a



BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S1

KONSENTRASI	TEKNIK ENERGI LISTRIK					
1.	Nama Mahasiswa	HENDRY PRASTYO . D	NIM	98.12.073		
2.	Keterangan	Tanggal	Waktu	Tempat / Ruang		
	Pelaksanaan					
Spesifikasi Judul (berilah tanda silang *)						
3.	<input checked="" type="checkbox"/> a.	Sistem Tenaga Elektrik	e.	Embbded System	i.	Sistem Informasi
	<input type="checkbox"/> b.	Konversi Energi	f.	Antar Muka	j.	Jaringan Komputer
	<input type="checkbox"/> c.	Sistem Kendali	g.	Elektronika Telekomunikasi	k.	Web
	<input type="checkbox"/> d.	Tegangan Tinggi	h.	Eiektronika Instrumentasi	l.	Algoritma Cerdas
4.	Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN FAKTOR DAYA DAN MEMINIMAL LISASI RUGI-RUGI DAYA DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP (POWER STATION) PADA PT. EASTERN TEK PANDAAN				
5.	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian				
6.	Catatan :				
					
Keterangan *) dilingkai						



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
Jl. Bendungan Sigura – guru No. 2
MALANG

PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai dengan permohonan dari mahasiswa :

Nama : Hendry Prastyo Dharmawan
Nim : 98.12.073
Semester :
Jurusan : Teknik Elektro S - 1
Konsentrasi : **Teknik Energi Listrik**

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

**“ ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN FAKTOR
DAYA DAN MEMINIMALISASI RUGI – RUGI DAYA DENGAN
MENGUNAKAN *SOFTWARE ETAP (POWER STATION)* PADA PT.
EASTERTEX PANDAAN ”**

Demikian pernyataan ini kami buat untuk dapat dipergunakan sebagaimana perlunya.

Malang, 02 Desember 2008

Kami yang membuat pernyataan,

Ir. YUSUF ISMAIL NAKHODA, MT

NIP. Y . 101 8800 189

Catatan :

Setelah di setujui agar Formulir ini diserahkan mahasiswa/i yang bersangkutan. Kepada jurusan untuk diproses lebih lanjut. .
^{*)} Coret yang tidak perlu.

Form S-3h



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

Lampiran : 1 (satu) lembar
Pembimbing Skripsi

Kepada : Yth. Bapak Ir. YUSUF ISMAIL NAKHODA, MT
Dosen Institut Teknologi Nasional
MALANG

Yang bertandatangan di bawah ini :

Nama : Hendry Prastyo Dharmawan
Nim : 98.12.073
Semester :
Jurusan : Teknik Elektro S - 1
Konsentrasi : **Teknik Energi Listrik**

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

**“ ANALISA PENEMPATAN KAPASITOR UNTUK PERBAIKAN
FAKTOR DAYA DAN MEMINIMALISASI RUGI – RUGI DAYA
DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP (POWER STATION)*
PADA PT. EASTERTEX PANDAAN ”**

Adapun Tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk menembpuh ujian Akhir Sarjana Teknik pada Jurusan Teknik Elektro.

Demikian permohonan kami, atas kesediaan Bapak Ibu kami ucapkan terimakasih.

**Mengetahui,
Ketua Jurusan Teknik Elektro**

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP . Y . 1039 5900274

Malang, 02 Desember 2008

Hormat Kami,

Hendry Prastyo. D
Nim : 98.12.073

Form S-3a

LAMPIRAN

f: kompensasi kapasitor 1
g: hendry prasetyo .D
e: hendry_prasetyo

Study Case:

SN: KLGCONSULT
LF Revision: Base
Config: Normal

Load	6.600	100.0	0.0								
Load	6.600	100.0	0.0								
Load	0.380	100.0	0.0			0.306	0.190				
Load	0.380	100.0	0.0			0.306	0.190				
Load	0.380	100.0	0.0			0.306	0.190				
Load	0.380	100.0	0.0			0.493	0.305				
Load	0.380	100.0	0.0			0.493	0.305				
Load	0.380	100.0	0.0			0.493	0.305				
Load	0.380	100.0	0.0								
Load	0.380	100.0	0.0								
Load	0.380	100.0	0.0								
Load	0.380	100.0	0.0								
Load	0.380	100.0	0.0								
Load	0.380	100.0	0.0								
Load	0.380	100.0	0.0						0.992	0.562	
Load	0.380	100.0	0.0						0.900	0.510	
Load	0.380	100.0	0.0						0.144	0.081	
Load	0.380	100.0	0.0						0.505	0.286	
Load	0.380	100.0	0.0						0.631	0.357	
Load	0.380	100.0	0.0								
Load	6.600	100.0	0.0								
Swing	6.600	100.0	0.0								
Load	0.380	100.0	0.0								
number of Buses: 51						0.000	0.000	2.397	1.486	9.944	4.876

LINE / CABLE Input Data

Line/Cable ID	Ohms or Mohs / 1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line)										
	Library	Size	Length(ft)	#/Phase	T(*	C)	R	X	Y	
Cable2			124.6	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable3			127.9	1	75	0.003003	0.002305	0.0000610			
Cable4			124.6	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable5			114.8	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable6			124.6	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable8			98.4	1	75	0.001055	0.002509	0.0000610			
Cable9			98.4	1	75	0.002076	0.001143	0.0000610			
Cable11			124.6	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable12			124.6	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable13			124.6	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable14			124.6	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable15			147.6	1	75	0.001497	0.001637	0.0000610			
Cable16			147.6	1	75	0.001473	0.002241	0.0000610			
Cable17			147.6	1	75	0.001137	0.001628	0.0000610			
Cable18			147.6	1	75	0.001146	0.001043	0.0000610			
Cable19			147.6	1	75	0.001335	0.000796	0.0000610			
Cable20			98.4	1	75	0.001073	0.001073	0.0000610			
Cable21			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable22			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable23			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable24			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable25			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable26			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable29			49.2	1	75	0.001759	0.000985	0.0000610			
Cable30			32.8	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable31			32.8	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable32			32.8	1	75	0.002860	0.002244	0.0000610			
Cable33			32.8	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable34			32.8	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable35			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable36			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0001524			
Cable37			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable38			32.8	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable39			32.8	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable40			49.2	1	75	0.001335	0.000780	0.0000610			
Cable41			49.2	1	75	0.001335	0.000780	0.0000610			
Cable42			41.0	1	75	0.002784	0.001561	0.0000610			

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

i: kompensasi kapasitor 1
f: hendry prastyo .D
c: hendry prasetyo

Study Case:

SN: KLGCONSULT
JF Revision: Base
Config: Normal

2-WINDING TRANSFORMER Input Data

Transformer ID	MVA	Prim. KV	Rating		X/R	Z Variation			% Tap Setting		Adjusted %?	Phase Shift	
			Sec. KV	% Z		5%	-5%	% Tol.	Prim.	Sec.		Type	Angle
	3.000	20.000	6.600	6.500	10.7	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos. Seq	0.0
	1.500	6.600	0.380	7.750	9.1	0	0	0	0	0	7.7500	Std Pos. Seq	0.0
	1.000	6.600	0.380	7.750	7.8	0	0	0	0	0	7.7500	Std Pos. Seq	0.0
	1.000	6.600	0.380	7.750	6.8	0	0	0	0	0	7.7500	Std Pos. Seq	0.0
	1.000	6.600	0.380	7.750	7.8	0	0	0	0	0	7.7500	Std Pos. Seq	0.0
	2.000	6.600	0.380	7.750	9.1	0	0	0	0	0	7.7500	Std Pos. Seq	0.0
	2.000	20.000	6.600	6.500	8.1	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos. Seq	0.0
	2.000	20.000	6.600	6.500	8.1	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos. Seq	0.0
	2.500	20.000	0.380	7.500	11.7	0	0	0	0	0	7.5000	Std Pos. Seq	0.0
	2.000	6.600	0.380	7.750	9.1	0	0	0	0	0	7.7500	Std Pos. Seq	0.0
	2.000	6.600	0.380	9.750	9.1	0	0	0	0	0	9.7500	Std Pos. Seq	0.0
	0.500	6.600	0.380	7.500	7.8	0	0	0	0	0	7.5000	Std Pos. Seq	0.0
	1.000	6.600	0.380	7.500	7.8	0	0	0	0	0	7.5000	Std Pos. Seq	0.0
	2.000	6.600	0.380	7.750	9.1	0	0	0	0	0	7.7500	Std Pos. Seq	0.0
	150.000	0.380	6.600	8.750	6.8	0	0	0	0	0	8.7500	Std Pos. Seq	0.0

BRANCH CONNECTIONS

Ckt/Branch ID	Type	Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA @			
		From Bus	To Bus	R	X	Z	V
	2W XFMR	Bus003	Bus006	20.22	215.72	216.67	
	2W XFMR	Bus009	Bus017	56.44	513.58	516.67	
	2W XFMR	Bus010	Bus018	98.68	768.69	775.00	
	2W XFMR	Bus011	Bus019	112.92	766.73	775.00	
	2W XFMR	Bus012	Bus020	98.68	768.69	775.00	
	2W XFMR	Bus013	Bus021	42.33	385.18	387.50	
	2W XFMR	Bus015	Bus030	39.82	322.55	325.00	
	2W XFMR	Bus015	Bus031	39.82	322.55	325.00	
	2W XFMR	Bus016	Bus_bar 04	25.61	298.90	300.00	
	2W XFMR	Bus036	Bus046	42.33	385.18	387.50	
	2W XFMR	Bus10	Bus047	53.25	484.58	487.50	
	2W XFMR	Bus037	Bus048	190.99	1487.79	1500.00	
	2W XFMR	Bus038	Bus049	95.49	741.90	750.00	
	2W XFMR	Bus039	Bus050	42.33	385.18	387.50	
	2W XFMR	Bus_bar 04	Bus034	0.85	5.77	5.83	
le2	Cable	Bus_bar 01	Bus009	0.08	0.07	0.11	0.0003311
le3	Cable	Bus_bar 01	Bus010	0.09	0.07	0.11	0.0003398
le4	Cable	Bus_bar 01	Bus011	0.08	0.07	0.11	0.0003311
le5	Cable	Bus_bar 01	Bus012	0.08	0.06	0.10	0.0003049
le6	Cable	Bus_bar 01	Bus013	0.08	0.07	0.11	0.0003311
le8	Cable	Bus_bar 02	Bus015	0.00	0.01	0.01	0.0024000
le9	Cable	Bus_bar 02	Bus016	0.01	0.00	0.01	0.0024000
le11	Cable	Bus_bar 03	Bus036	0.05	0.03	0.06	0.0003311
le12	Cable	Bus_bar 03	Bus037	0.05	0.03	0.06	0.0003311
le13	Cable	Bus_bar 03	Bus038	0.05	0.03	0.06	0.0003311
le14	Cable	Bus_bar 03	Bus039	0.05	0.03	0.06	0.0003311
le15	Cable	Bus009	Bus_bar 03	0.05	0.06	0.08	0.0003920
le16	Cable	Bus010	Bus_bar 03	0.05	0.08	0.09	0.0003920
le17	Cable	Bus011	Bus_bar 03	0.04	0.06	0.07	0.0003920
le18	Cable	Bus012	Bus_bar 03	0.04	0.04	0.05	0.0003920
le19	Cable	Bus013	Bus_bar 03	0.05	0.03	0.05	0.0003920
le20	Cable	Bus034	Bus_bar 03	0.02	0.02	0.03	0.0002614
le21	Cable	Bus_bar 04	Bus045	5.59	3.70	6.70	0.0000004
le22	Cable	Bus_bar 04	Bus044	5.59	3.70	6.70	0.0000004
le23	Cable	Bus_bar 04	Bus043	5.59	3.70	6.70	0.0000004
le24	Cable	Bus_bar 04	Bus042	5.59	3.70	6.70	0.0000004
le25	Cable	Bus_bar 04	Bus041	5.59	3.70	6.70	0.0000004
le26	Cable	Bus_bar 04	Bus040	5.59	3.70	6.70	0.0000004
le29	Cable	Bus006	Bus_bar 01	0.02	0.01	0.02	0.0001307
le30	Cable	Bus017	Bus025	6.50	5.24	8.34	0.0000003
le31	Cable	Bus018	Bus026	6.50	5.24	8.34	0.0000003
le32	Cable	Bus020	Bus029	6.50	5.10	8.26	0.0000003
le33	Cable	Bus020	Bus028	6.50	5.24	8.34	0.0000003
le34	Cable	Bus019	Bus027	6.50	5.24	8.34	0.0000003
le35	Cable	Bus046	Bus051	5.59	3.70	6.70	0.0000004
le36	Cable	Bus047	Bus052	5.59	3.70	6.70	0.0000011

f: kompensasi kapasitor f
r: hendry prasetyo .D
e: hendry prasetyo

Study Case:

SN: KLGCONSULT
LF Revision: Base
Config.: Normal

37	Cable	Bus048	Bus053	5.50	3.70	6.70	0.0000004
38	Cable	Bus049	Bus054	3.73	2.47	4.47	0.0000003
39	Cable	Bus050	Bus055	3.73	2.47	4.47	0.0000003
40	Cable	Bus030	Bus032	0.02	0.01	0.02	0.0001307
41	Cable	Bus031	Bus25	0.02	0.01	0.02	0.0001307
42	Cable	Bus_bar 03	Bus10	0.03	0.01	0.03	0.0001089
1	Tie Breakr	Bus001	Bus_bar 02				
5	Tie Switch	Bus001	Bus003				
16	Tie Switch	Bus_bar 01	Bus14				

EQUIPMENT CABLE Input Data

ID	Equipment Cable	ID	Equipment	Type	Library	Ohms / 1000 ft per Conductor	O/L
#/ph	T (*)	C1	R	X	Y	R (ohm) Heater	Size (A/B)

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%DF	% Tap	
20.000	100.000	0.0	2.52	1.56	0	0	0	0	0	Bus003	0.00	0.00	0	0.0		
										Bus_bar 02	2.52	1.56	85	85.1		
20.000	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus006	0.00	0.00	0	0.0		
										Bus001	0.00	0.00	0	0.0		
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	0.00	0.00	0	0.0		
										Bus003	0.00	0.00	0	0.0		
6.600	99.999	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	-0.01	-0.13	11	5.4		
										Bus_bar 03	-0.68	-0.29	64	92.1		
										Bus017	0.69	0.42	70	85.3		
6.600	99.999	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	-0.11	-0.12	13	66.7		
										Bus_bar 03	-0.63	-0.35	63	87.2		
										Bus018	0.74	0.47	76	84.2		
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-0.85	-0.53	87	85.0		
										Bus047	0.85	0.53	87	85.0		
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	0.06	-0.07	8	-68.1		
										Bus_bar 03	-0.63	-0.29	60	91.1		
										Bus019	0.57	0.35	58	84.9		
6.600	99.999	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	-0.04	-0.24	21	16.6		
										Bus_bar 03	-1.05	-0.50	102	90.2		
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus020	1.10	0.75	115	82.6		
										Bus_bar 01	0.09	-0.20	19	-41.5		
										Bus_bar 03	-0.87	-0.27	79	95.5		
										Bus021	0.78	0.47	79	85.5		
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0.00	-0.76	Bus_bar 01	0.00	0.76	66	0.0		
20.000	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 02	-2.48	-1.53	84	85.1		
										Bus030	1.24	0.77	42	85.1		
										Bus031	1.24	0.77	42	85.1		
20.000	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 02	-0.04	-0.03	1	81.4		
										Bus_bar 04	0.04	0.03	1	81.4		
0.380	97.512	-1.9	0	0	0	0	0	0	0	Bus025	0.68	0.39	1221	87.0		
										Bus009	-0.68	-0.39	1221	87.0		
0.380	95.781	-3.1	0	0	0	0	0	0	0	Bus026	0.73	0.41	1330	87.0		
										Bus010	-0.73	-0.41	1330	87.0		
0.380	96.715	-2.4	0	0	0	0	0	0	0	Bus027	0.57	0.32	1020	87.0		
										Bus011	-0.57	-0.32	1020	87.0		
0.380	93.497	-4.7	0	0	0	0	0	0	0	Bus028	1.08	0.61	2015	87.0		
										Bus012	-1.08	-0.61	2014	87.0		
0.380	97.896	-1.6	0	0	0	0	0	0	0	Bus029	0.77	0.44	1382	87.0		
										Bus013	-0.77	-0.44	1382	87.0		
0.380	97.446	-1.9	0	0	0	0	0	0.68	0.39	Bus017	-0.68	-0.39	1221	87.0		
6.600	97.107	-2.2	0	0	0	0	0	1.23	0.70	Bus031	-1.23	-0.70	127	87.0		
0.380	95.709	-3.1	0	0	0	0	0	0.73	0.41	Bus018	-0.73	-0.41	1330	87.0		
0.380	96.660	-2.4	0	0	0	0	0	0.56	0.32	Bus019	-0.56	-0.32	1020	87.0		
0.380	93.388	-4.7	0	0	0	0	0	1.08	0.61	Bus020	-1.08	-0.61	2015	87.0		

									Bus_bar 04	2.35	1.46	242	85.0
									Bus_bar 03	-0.95	-0.58	97	85.2
									Bus046	0.95	0.58	97	85.2
6.600	99.999	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-0.14	-0.08	14	86.0
									Bus048	0.14	0.08	14	86.0
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-0.48	-0.29	49	85.3
									Bus049	0.48	0.29	49	85.3
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-0.61	-0.37	62	85.9
									Bus050	0.61	0.37	62	85.9
0.380	99.871	-0.1	0	0	0.31	0.19	0	0	Bus_bar 04	-0.31	-0.19	548	85.0
									Bus_bar 04	-0.31	-0.19	548	85.0
0.380	99.871	-0.1	0	0	0.31	0.19	0	0	Bus_bar 04	-0.31	-0.19	548	85.0
									Bus_bar 04	-0.49	-0.31	882	85.0
0.380	99.856	-0.1	0	0	0.49	0.31	0	0	Bus_bar 04	-0.49	-0.31	882	85.0
									Bus_bar 04	-0.49	-0.31	882	85.0
0.380	99.856	-0.1	0	0	0.49	0.31	0	0	Bus_bar 04	-0.49	-0.31	882	85.0
									Bus051	0.94	0.53	1686	87.0
0.380	97.422	-2.0	0	0	0	0	0	0	Bus036	-0.94	-0.53	1686	87.0
									Bus052	0.85	0.48	1525	87.0
0.380	97.057	-2.3	0	0	0	0	0	0	Bus10	-0.85	-0.48	1525	87.0
									Bus053	0.14	0.08	246	87.0
0.380	98.519	-1.1	0	0	0	0	0	0	Bus037	-0.14	-0.08	246	87.0
									Bus054	0.48	0.27	858	87.0
0.380	97.402	-1.9	0	0	0	0	0	0	Bus038	-0.48	-0.27	858	87.0
									Bus55	0.61	0.35	1083	87.0
0.380	98.358	-1.3	0	0	0	0	0	0	Bus039	-0.61	-0.35	1083	87.0
									Bus046	-0.94	-0.53	1686	87.0
0.380	97.348	-2.0	0	0	0	0	0.94	0.53	Bus047	-0.85	-0.48	1525	87.0
									Bus048	-0.14	-0.08	246	87.0
0.380	96.990	-2.3	0	0	0	0	0.85	0.48	Bus049	-0.48	-0.27	858	87.0
									Bus048	-0.14	-0.08	246	87.0
0.380	98.508	-1.1	0	0	0	0	0.14	0.08	Bus049	-0.48	-0.27	858	87.0
									Bus050	-0.61	-0.35	1083	87.0
0.380	97.376	-1.9	0	0	0	0	0.48	0.27	Bus009	0.01	0.13	11	54
									Bus010	0.11	0.12	13	66.8
0.380	98.326	-1.3	0	0	0	0	0.61	0.35	Bus011	-0.06	0.07	8	-68.3
									Bus012	0.04	0.24	21	16.6
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus013	-0.09	0.20	19	-41.6
									Bus006	0.00	0.00	0	0.0
									Bus14	0.00	-0.76	66	0.0
20.000	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus015	2.48	1.53	84	85.1
									Bus016	0.04	0.03	1	83.5
									Bus001	-2.52	-1.56	85	85.1
6.600	100.000	0.0	9.25	5.01	0	0	0	0	Bus036	0.95	0.58	97	85.2
									Bus037	0.14	0.08	14	86.1
									Bus038	0.48	0.29	49	85.3
									Bus039	0.61	0.36	62	85.9
									Bus009	0.68	0.29	64	92.1
									Bus010	0.63	0.35	63	87.2
									Bus011	0.63	0.29	60	91.1
									Bus012	1.06	0.50	102	90.3
									Bus013	0.87	0.27	79	95.5
									Bus034	2.35	1.46	242	85.0
									Bus10	0.85	0.53	87	85.0
0.380	99.895	-0.1	0	0	0	0	0	0	Bus045	0.49	0.31	882	85.0
									Bus044	0.49	0.31	882	85.0
									Bus043	0.49	0.31	882	85.0
									Bus042	0.31	0.19	548	85.0
									Bus041	0.31	0.19	548	85.0
									Bus040	0.31	0.19	548	85.0
									Bus016	-0.04	-0.03	82	81.5
									Bus034	-2.35	-1.45	4208	85.1

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

Study Case:

BUS LOADING Summary Report

ID	Bus	kV	Rated Amp.	MW	Mvar	Bus Total Load		Amp	% Loading
						MVA	% LI		
	Bus001	20.000		2.522	1.558	2.965	85.1	85.58	
	Bus003	20.000		0.000	0.000	0.000	70.3	0.01	
	Bus006	6.600		0.000	0.000	0.000	70.3	0.02	
	Bus009	6.600		0.686	0.420	0.804	85.3	70.32	
	Bus010	6.600		0.737	0.473	0.876	84.2	76.60	
	Bus10	6.600		0.853	0.529	1.004	85.0	87.81	
	Bus011	6.600		0.633	0.355	0.726	87.2	63.50	
	Bus012	6.600		1.096	0.746	1.326	82.6	115.98	
	Bus013	6.600		0.869	0.471	0.989	87.9	86.50	
	Bus14	6.600			0.760	0.760	0.0	66.48	
	Bus015	20.000		2.478	1.531	2.913	85.1	84.09	
	Bus016	20.000		0.044	0.031	0.054	81.4	1.56	
	Bus017	0.380		0.682	0.387	0.784	87.0	1221.45	
	Bus018	0.380		0.730	0.414	0.839	87.0	1330.59	
	Bus019	0.380		0.565	0.320	0.650	87.0	1020.69	
	Bus020	0.380		1.079	0.611	1.240	87.0	2015.09	
	Bus021	0.380		0.775	0.439	0.891	87.0	1382.21	
	Bus025	0.380		0.682	0.386	0.783	87.0	1221.44	
	Bus25	6.600		1.231	0.697	1.414	87.0	127.42	
	Bus026	0.380		0.729	0.413	0.838	87.0	1330.54	
	Bus027	0.380		0.565	0.320	0.649	87.0	1020.68	
	Bus028	0.380		1.077	0.611	1.238	87.0	2014.81	
	Bus029	0.380		0.774	0.439	0.890	87.0	1382.20	
	Bus030	6.600		1.231	0.697	1.414	87.0	127.42	
	Bus031	6.600		1.230	0.697	1.414	87.0	127.40	
	Bus032	6.600		1.231	0.697	1.414	87.0	127.42	
	Bus034	6.600		2.355	1.459	2.770	85.0	242.32	
	Bus036	6.600		0.946	0.581	1.110	85.2	97.08	
	Bus037	6.600		0.140	0.083	0.163	86.0	14.22	
	Bus038	6.600		0.482	0.295	0.565	85.3	49.40	
	Bus039	6.600		0.612	0.365	0.713	85.9	62.36	
	Bus040	0.380		0.306	0.190	0.360	85.0	548.01	
	Bus041	0.380		0.306	0.190	0.360	85.0	548.01	
	Bus042	0.380		0.306	0.190	0.360	85.0	548.01	
	Bus043	0.380		0.493	0.305	0.580	85.0	882.27	
	Bus044	0.380		0.493	0.305	0.580	85.0	882.27	
	Bus045	0.380		0.493	0.305	0.580	85.0	882.27	
	Bus046	0.380		0.941	0.533	1.081	87.0	1686.12	
	Bus047	0.380		0.848	0.480	0.974	87.0	1525.20	
	Bus048	0.380		0.139	0.079	0.160	87.0	246.95	
	Bus049	0.380		0.479	0.271	0.550	87.0	858.11	
	Bus050	0.380		0.610	0.346	0.701	87.0	1083.09	
	Bus051	0.380		0.940	0.533	1.080	87.0	1686.12	
	Bus052	0.380		0.847	0.480	0.974	87.0	1525.19	
	Bus053	0.380		0.139	0.079	0.160	87.0	246.95	
	Bus054	0.380		0.478	0.271	0.550	87.0	858.10	
	Bus55	0.380		0.610	0.346	0.701	87.0	1083.09	
	Bus_bar 01	6.600		0.154	0.760	0.776	19.9	67.86	
	Bus_bar 02	20.000		2.522	1.558	2.964	85.1	85.58	
	Bus_bar 03	6.600		9.254	5.011	10.524	87.9	920.60	
	Bus_bar 04	0.380		2.398	1.486	2.821	85.0	4290.82	

BRANCH LOADING Summary Report

CKT / Branch ID Type (Acap) Acap % (MVA) MVA % MVA %	Cable & Reactor Capacity Loading (input) Loading (output)	Transformer				
		Capacity	Loading	Capacity	Loading	Capacity
T02	Transformer	3.000	0.000	0.0	0.000	0.0
T3	Transformer	1.500	0.804	53.6	0.784	52.3
T4	Transformer	1.000	0.876	87.6	0.839	83.9
T5	Transformer	1.000	0.672	67.2	0.650	65.0
* T5	Transformer	1.000	1.326	132.6	1.210	121.0
T7	Transformer	2.000	0.910	45.5	0.891	44.5
T09	Transformer	2.000	1.456	72.8	1.414	70.7
T10	Transformer	2.000	1.456	72.8	1.414	70.7
T11	Transformer	2.500	0.054	2.2	0.054	2.2
T12	Transformer	2.000	1.110	55.5	1.081	54.1
T14	Transformer	2.000	1.004	50.2	0.974	48.7
T15	Transformer	0.500	0.163	32.5	0.160	32.0
T16	Transformer	1.000	0.565	56.5	0.550	55.0
T17	Transformer	2.000	0.713	35.6	0.701	35.1
T19	Transformer	150.000	2.770	1.8	2.767	1.8

* Indicates a branch with opening load exceeding the branch capability

BRANCH LOSSES Summary Report

CKT / Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vi % Drop	n Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To		
T02	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	100.0	100.0	0.00	
Cable29	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	100.0	100.0	0.00	
Cable2	-0.007	-0.133	0.007	0.133	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	
Cable15	-0.678	-0.287	0.678	0.286	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00	
T3	0.686	0.420	-0.682	-0.387	3.6	33.2	100.0	97.4	2.49	
Cable3	-0.106	-0.119	0.106	0.118	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	
Cable16	-0.631	-0.354	0.631	0.353	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00	
T4	0.737	0.473	-0.730	-0.414	7.6	58.9	100.0	95.8	4.22	
Cable12	-0.853	-0.529	0.853	0.529	0.0	-0.1	100.0	100.0	0.00	
T14	0.853	0.529	-0.848	-0.480	5.4	48.8	100.0	97.1	2.94	
Cable4	0.063	-0.068	-0.063	0.067	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	
Cable17	-0.633	-0.287	0.633	0.287	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00	
T5	0.570	0.355	-0.565	-0.320	5.1	34.6	100.0	96.7	3.28	
Cable5	-0.041	-0.243	0.041	0.242	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	
Cable18	-1.055	-0.504	1.055	0.503	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00	
T6	1.096	0.746	-1.078	-0.611	17.3	135.1	100.0	93.5	6.50	
Cable6	0.091	-0.200	-0.091	0.199	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	
Cable19	-0.869	-0.271	0.869	0.271	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00	
T7	0.778	0.471	-0.775	-0.439	3.5	31.9	100.0	97.9	2.10	
Cable8	-2.478	-1.531	2.478	1.529	0.0	-2.4	100.0	100.0	0.00	
T09	1.239	0.766	-1.231	-0.697	8.4	68.4	100.0	97.1	2.89	
T10	1.239	0.766	-1.231	-0.697	8.4	68.4	100.0	97.1	2.89	
Cable9	-0.044	-0.031	0.044	0.029	0.0	-2.4	100.0	100.0	0.00	
T11	0.044	0.031	-0.044	-0.031	0.0	0.1	100.0	99.9	0.11	
Cable30	0.682	0.387	-0.682	-0.386	0.4	0.3	97.5	97.4	0.07	
Cable31	0.730	0.414	-0.729	-0.413	0.5	0.4	95.8	95.7	0.07	
Cable34	0.565	0.320	-0.565	-0.320	0.3	0.2	96.7	96.7	0.06	
Cable33	1.079	0.611	-1.078	-0.611	1.1	0.9	93.5	93.4	0.11	
Cable32	0.775	0.439	-0.774	-0.439	0.5	0.4	97.9	97.8	0.07	

Study Case:

Cable24	-0.306	-0.190	0.306	0.190	0.1	0.0	99.9	99.9	0.02
Cable23	-0.493	-0.305	0.493	0.306	0.2	0.1	99.9	99.9	0.04
Cable22	-0.493	-0.305	0.493	0.306	0.2	0.1	99.9	99.9	0.04
Cable21	-0.493	-0.305	0.493	0.306	0.2	0.1	99.9	99.9	0.04
Cable35	0.941	0.533	-0.940	-0.533	0.7	0.5	97.4	97.3	0.07
Cable36	0.848	0.480	-0.847	-0.480	0.6	0.4	97.1	97.0	0.07
Cable37	0.139	0.079	-0.139	-0.079	0.0	0.0	98.5	98.5	0.01
Cable38	0.479	0.271	-0.478	-0.271	0.1	0.1	97.4	97.4	0.03
Cable39	0.610	0.346	-0.610	-0.346	0.2	0.1	98.4	98.3	0.03
					76.3	572.0			

EQUIPMENT CABLE LOSSES Summary Report

Equipment Cable ID	Connected Load Type	Losses kW	kvar	% Voltage Bus	% Voltage Load	Vd % Drop	Vd in Vmag	% Rr	Motor
--------------------	---------------------	-----------	------	---------------	----------------	-----------	------------	------	-------

Alert Summary Report

% Alert Settings

Loading Marginal

Critical

Bus

Cable

Reactor

Generator

Transformer

Protective Device

Bus Voltage

OverVoltage: 106.0 106.0

UnderVoltage: 89.0 89.0

Generator Excitation

OverExcited (Q Max.)

UnderExcited (Q Min.)

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag	Condition
----	-------------	--------	------	------------	------	-----------

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Swing Bus(es):	11.776	6.569	13.485	87.33 Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Demand:	11.776	6.569	13.485	87.33 Lagging
Total Motor Load:	2.397	1.486	2.820	85.00 Lagging
Total Static Load:	9.303	4.512		
Apparent Losses:	0.076	0.571		
System Mismatch:	0.002	0.001		

Number of Iterations: 2

Study Case:

	Load	6.600	100.0	0.0							
	Load	6.600	100.0	0.0							
	Load	6.600	100.0	0.0							
	Load	0.380	100.0	0.0	0.306	0.190					
	Load	0.380	100.0	0.0	0.306	0.190					
	Load	0.380	100.0	0.0	0.306	0.190					
	Load	0.380	100.0	0.0	0.493	0.305					
	Load	0.380	100.0	0.0	0.493	0.305					
	Load	0.380	100.0	0.0	0.493	0.305					
	Load	0.380	100.0	0.0							
	Load	0.380	100.0	0.0							
	Load	0.380	100.0	0.0							
	Load	0.380	100.0	0.0					0.992	0.562	
	Load	0.380	100.0	0.0					0.900	0.510	
	Load	0.380	100.0	0.0					0.144	0.081	
	Load	0.380	100.0	0.0					0.505	0.286	
	Load	0.380	100.0	0.0					0.631	0.357	
01	Load	6.600	100.0	0.0							
02	Load	20.000	100.0	0.0							
03	Swing	6.600	100.0	0.0							
04	Load	0.380	100.0	0.0							
number of Buses: 51					0.000	0.000	2.397	1.486	9.944	3.836	

LINE / CABLE Input Data

Line/Cable ID	Ohms or Mhs / 1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line)										
	Library	Size	Length (ft)	#Phase	T (°C)	R	X	Y			
Cable2			124.6	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable3			127.9	1	75	0.003003	0.002305	0.0000610			
Cable4			124.6	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable5			114.8	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable6			124.6	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable8			98.4	1	75	0.001055	0.002509	0.0000610			
Cable9			98.4	1	75	0.002076	0.001143	0.0000610			
Cable11			124.6	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable12			124.6	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable13			124.6	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable14			124.6	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable15			147.6	1	75	0.001497	0.001637	0.0000610			
Cable16			147.6	1	75	0.001473	0.002241	0.0000610			
Cable17			147.6	1	75	0.001137	0.001628	0.0000610			
Cable18			147.6	1	75	0.001146	0.001043	0.0000610			
Cable19			147.6	1	75	0.001335	0.000796	0.0000610			
Cable20			98.4	1	75	0.001073	0.001073	0.0000610			
Cable21			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable22			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable23			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable24			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable25			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable26			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable29			49.2	1	75	0.001759	0.000985	0.0000610			
Cable30			32.8	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable31			32.8	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable32			32.8	1	75	0.002860	0.002244	0.0000610			
Cable33			32.8	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable34			32.8	1	75	0.002860	0.002305	0.0000610			
Cable35			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable36			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0001524			
Cable37			49.2	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable38			32.8	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable39			32.8	1	75	0.001640	0.001085	0.0000610			
Cable40			49.2	1	75	0.001335	0.000780	0.0000610			
Cable41			49.2	1	75	0.001335	0.000780	0.0000610			
Cable42			41.0	1	75	0.002784	0.001561	0.0000610			

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Study Case:

2-WINDING TRANSFORMER Input Data

Transformer ID	MVA	Prim. kV	Rating		X/R	Z Variation			% Tap Setting		Adjusted % Z	Phase Shift		Angle
			Sec. kV	% Z		-5%	+5%	% Tol	Prim	Sec		Type	Seq.	
	3.000	20.000	6.600	6.500	10.7	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos.	Seq.	0.0
	1.500	6.600	0.380	7.750	9.1	0	0	0	0	0	7.7500	Std Pos.	Seq.	0.0
	1.000	6.600	0.380	7.750	7.8	0	0	0	0	0	7.7500	Std Pos.	Seq.	0.0
	1.000	6.600	0.380	7.750	6.8	0	0	0	0	0	7.7500	Std Pos.	Seq.	0.0
	1.000	6.600	0.380	7.750	7.8	0	0	0	0	0	7.7500	Std Pos.	Seq.	0.0
	2.000	6.600	0.380	7.750	9.1	0	0	0	0	0	7.7500	Std Pos.	Seq.	0.0
	2.000	20.000	6.600	6.500	8.1	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos.	Seq.	0.0
	2.000	20.000	6.600	6.500	8.1	0	0	0	0	0	6.5000	Std Pos.	Seq.	0.0
	2.500	20.000	0.380	7.500	11.7	0	0	0	0	0	7.5000	Std Pos.	Seq.	0.0
	2.000	6.600	0.380	7.750	9.1	0	0	0	0	0	7.7500	Std Pos.	Seq.	0.0
	2.000	6.600	0.380	9.750	9.1	0	0	0	0	0	9.7500	Std Pos.	Seq.	0.0
	0.500	6.600	0.380	7.500	7.8	0	0	0	0	0	7.5000	Std Pos.	Seq.	0.0
	1.000	6.600	0.380	7.500	7.8	0	0	0	0	0	7.5000	Std Pos.	Seq.	0.0
	2.000	6.600	0.380	7.750	9.1	0	0	0	0	0	7.7500	Std Pos.	Seq.	0.0
	150.000	0.380	6.600	8.750	6.8	0	0	0	0	0	8.7500	Std Pos.	Seq.	0.0

BRANCH CONNECTIONS

CKT/Branch ID	Type	Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
		From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
	2W XFMR	Bus003	Bus006	20.22	215.72	216.67	
	2W XFMR	Bus009	Bus017	56.44	513.58	516.67	
	2W XFMR	Bus010	Bus018	98.68	768.69	775.00	
	2W XFMR	Bus011	Bus019	112.92	766.73	775.00	
	2W XFMR	Bus012	Bus020	98.68	768.69	775.00	
	2W XFMR	Bus013	Bus021	42.33	385.18	387.50	
	2W XFMR	Bus015	Bus030	39.82	322.55	325.00	
	2W XFMR	Bus015	Bus031	39.82	322.55	325.00	
	2W XFMR	Bus016	Bus_bar 04	25.61	298.90	300.00	
	2W XFMR	Bus036	Bus046	42.33	385.18	387.50	
	2W XFMR	Bus10	Bus047	53.25	484.58	487.50	
	2W XFMR	Bus037	Bus048	190.99	1487.79	1500.00	
	2W XFMR	Bus038	Bus049	95.49	743.90	750.00	
	2W XFMR	Bus039	Bus050	42.33	385.18	387.50	
	2W XFMR	Bus_bar 04	Bus034	0.85	5.77	5.83	
le2	Cable	Bus_bar 01	Bus009	0.08	0.07	0.11	0.0003311
le3	Cable	Bus_bar 01	Bus010	0.09	0.07	0.11	0.0003398
le4	Cable	Bus_bar 01	Bus011	0.08	0.07	0.11	0.0003311
le5	Cable	Bus_bar 01	Bus012	0.08	0.06	0.10	0.0003049
le6	Cable	Bus_bar 01	Bus013	0.08	0.07	0.11	0.0003311
le8	Cable	Bus_bar 02	Bus015	0.00	0.01	0.01	0.0024000
le9	Cable	Bus_bar 02	Bus016	0.01	0.00	0.01	0.0024000
le11	Cable	Bus_bar 03	Bus036	0.05	0.03	0.06	0.0003311
le12	Cable	Bus_bar 03	Bus037	0.05	0.03	0.06	0.0003311
le13	Cable	Bus_bar 03	Bus038	0.05	0.03	0.06	0.0003311
le14	Cable	Bus_bar 03	Bus039	0.05	0.03	0.06	0.0003311
le15	Cable	Bus009	Bus_bar 03	0.05	0.06	0.08	0.0003920
le16	Cable	Bus010	Bus_bar 03	0.05	0.08	0.09	0.0003920
le17	Cable	Bus011	Bus_bar 03	0.04	0.06	0.07	0.0003920
le18	Cable	Bus012	Bus_bar 03	0.04	0.04	0.05	0.0003920
le19	Cable	Bus013	Bus_bar 03	0.05	0.03	0.05	0.0003920
le20	Cable	Bus034	Bus_bar 03	0.02	0.02	0.03	0.0002614
le21	Cable	Bus_bar 04	Bus045	5.59	3.70	6.70	0.0000004
le22	Cable	Bus_bar 04	Bus044	5.59	3.70	6.70	0.0000004
le23	Cable	Bus_bar 04	Bus043	5.59	3.70	6.70	0.0000004
le24	Cable	Bus_bar 04	Bus042	5.59	3.70	6.70	0.0000004
le25	Cable	Bus_bar 04	Bus041	5.59	3.70	6.70	0.0000004
le26	Cable	Bus_bar 04	Bus040	5.59	3.70	6.70	0.0000004
le29	Cable	Bus006	Bus_bar 01	0.02	0.01	0.02	0.0001307
le30	Cable	Bus017	Bus025	6.50	5.24	8.34	0.0000003
le31	Cable	Bus018	Bus026	6.50	5.24	8.34	0.0000003
le32	Cable	Bus021	Bus029	6.50	5.10	8.26	0.0000003
le33	Cable	Bus020	Bus028	6.50	5.24	8.34	0.0000003
le34	Cable	Bus019	Bus027	6.50	5.24	8.34	0.0000003

35	Cable	Bus046	Bus051	5.59	3.70	6.70	0.000004
36	Cable	Bus047	Bus052	5.59	3.70	6.70	0.000011
37	Cable	Bus048	Bus053	5.59	3.70	6.70	0.000004
38	Cable	Bus049	Bus054	3.73	2.47	4.47	0.000003
39	Cable	Bus050	Bus055	3.73	2.47	4.47	0.000003
40	Cable	Bus030	Bus032	0.02	0.01	0.02	0.0001307
41	Cable	Bus031	Bus25	0.02	0.01	0.02	0.0001307
42	Cable	Bus_bar 03	Bus10	0.03	0.01	0.03	0.0001089
	Tie Breaker	Bus001	Bus_bar 02				
	Tie Switch	Bus001	Bus003				
	Tie Switch	Bus9	Bus_bar 04				
15	Tie Switch	Bus029	Bus9				

EQUIPMENT CABLE Input Data

ID	Equipment Cable	ID	Equipment	Type	Library	ohms / 1000 ft per Conductor	O/L
o/pl	T C "	C)	R	X	Y	R (ohm)	Size 14(1)

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap	
20.000	100.000	0.0	0.0	2.54	1.53	0	0	0	0	Bus003	0.00	0.00	0	0.0		
										Bus_bar 02	2.54	1.53	85	85.6		
20.000	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus006	0.00	0.00	0	0.0		
										Bus001	0.00	0.00	0	0.0		
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	0.00	0.00	0	0.0		
										Bus003	0.00	0.00	0	0.0		
0.380	99.965	-0.1	0	0	0	0	0	0.00	-1.80	Bus_bar 04	-0.76	1.34	2348	-49.4		
										Bus029	0.76	0.46	1349	85.9		
6.600	99.999	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	-0.05	-0.02	4	90.8		
										Bus_bar 03	-0.63	-0.40	65	84.8		
										Bus017	0.69	0.42	70	85.3		
6.600	99.999	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	-0.15	-0.02	13	98.9		
										Bus_bar 03	-0.58	-0.45	64	79.3		
										Bus018	0.74	0.47	76	84.2		
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-0.85	-0.53	87	85.0		
										Bus047	0.85	0.53	87	85.0		
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	0.01	0.05	4	22.5		
										Bus_bar 03	-0.58	-0.40	61	82.3		
										Bus019	0.57	0.35	58	84.9		
6.600	99.999	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	-0.09	-0.11	12	63.3		
										Bus_bar 03	-1.01	-0.64	104	84.5		
										Bus020	1.10	0.75	115	82.6		
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 01	0.28	0.11	26	93.4		
										Bus_bar 03	-0.33	-0.11	30	94.7		
										Bus021	0.05	0.00	4	99.8		
20.000	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 02	-2.48	-1.53	84	85.1		
										Bus030	1.24	0.77	42	85.1		
										Bus031	1.24	0.77	42	85.1		
20.000	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 02	-0.06	-0.01	1	99.4		
										Bus_bar 04	0.06	0.01	1	99.4		
										Bus025	0.68	0.39	1221	87.0		
0.380	97.512	-1.9	0	0	0	0	0	0	0	Bus009	-0.68	-0.39	1221	87.0		
										Bus026	0.73	0.41	1330	87.0		
0.380	95.781	-3.1	0	0	0	0	0	0	0	Bus010	-0.73	-0.41	1330	87.0		
										Bus077	0.57	0.32	1020	87.0		
0.380	96.715	-2.4	0	0	0	0	0	0	0	Bus011	-0.57	-0.32	1020	87.0		
										Bus028	1.08	0.61	2015	87.0		
0.380	93.497	-4.7	0	0	0	0	0	0	0	Bus012	-1.08	-0.61	2014	87.0		
										Bus029	0.05	0.00	70	99.8		
										Bus013	-0.05	0.00	70	99.8		
6.600	97.107	-2.2	0	0	0	0	0	1.23	0.70	Bus031	-1.23	-0.70	127	87.0		
0.380	97.446	-1.9	0	0	0	0	0	0.68	0.39	Bus017	-0.68	-0.39	1221	87.0		
0.380	95.709	-3.1	0	0	0	0	0	0.73	0.41	Bus018	-0.73	-0.41	1330	87.0		
0.380	96.660	-2.4	0	0	0	0	0	0.56	0.32	Bus019	-0.56	-0.32	1020	87.0		
0.380	93.388	-4.7	0	0	0	0	0	1.08	0.61	Bus020	-1.08	-0.61	2015	87.0		
0.380	99.965	-0.1	0	0	0	0	0	0.81	0.46	Bus021	-0.81	0.00	70	99.8		

Study Case:

										Bus9	-0.76	-0.46	1349	85.9
6.600	97.107	-2.2	0	0	0	0	0	0	0	Bus032	1.23	0.70	127	87.0
										Bus015	-1.23	-0.70	127	87.0
6.600	97.107	-2.2	0	0	0	0	0	0	0	Bus23	1.23	0.70	127	87.0
										Bus015	-1.23	-0.70	127	87.0
6.600	97.107	-2.2	0	0	0	0	0	1.23	0.70	Bus030	-1.23	-0.70	127	87.0
6.600	99.999	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-3.10	-0.14	271	99.9
										Bus_bar 04	3.10	0.14	271	99.9
6.600	99.999	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-0.94	-0.58	97	85.2
										Bus046	0.95	0.58	97	85.2
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-0.14	-0.08	14	86.0
										Bus048	0.14	0.08	14	86.0
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-0.48	-0.29	49	85.3
										Bus049	0.48	0.29	49	85.3
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus_bar 03	-0.61	-0.37	62	85.9
										Bus050	0.61	0.37	62	85.9
0.380	99.941	-0.1	0	0	0.31	0.19	0	0	0	Bus_bar 04	-0.31	-0.19	547	85.0
0.380	99.941	-0.1	0	0	0.31	0.19	0	0	0	Bus_bar 04	-0.31	-0.19	547	85.0
0.380	99.941	-0.1	0	0	0.31	0.19	0	0	0	Bus_bar 04	-0.31	-0.19	547	85.0
0.380	99.926	-0.1	0	0	0.49	0.31	0	0	0	Bus_bar 04	-0.49	-0.31	881	85.0
0.380	99.926	-0.1	0	0	0.49	0.31	0	0	0	Bus_bar 04	-0.49	-0.31	881	85.0
0.380	99.926	-0.1	0	0	0.49	0.31	0	0	0	Bus_bar 04	-0.49	-0.31	881	85.0
0.380	97.422	-2.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus051	0.94	0.53	1686	87.0
										Bus036	-0.94	-0.53	1686	87.0
0.380	97.057	-2.3	0	0	0	0	0	0	0	Bus052	0.85	0.48	1525	87.0
										Bus10	-0.85	-0.48	1525	87.0
0.380	98.519	-1.1	0	0	0	0	0	0	0	Bus053	0.14	0.08	246	87.0
										Bus037	-0.14	-0.08	246	87.0
0.380	97.402	-1.9	0	0	0	0	0	0	0	Bus054	0.48	0.27	858	87.0
										Bus038	-0.48	-0.27	858	87.0
0.380	98.358	-1.3	0	0	0	0	0	0	0	Bus55	0.61	0.35	1083	87.0
										Bus039	-0.61	-0.35	1083	87.0
0.380	97.348	-2.0	0	0	0	0	0.94	0.53	0.53	Bus046	-0.94	-0.53	1686	87.0
0.380	96.990	-2.3	0	0	0	0	0.85	0.48	0.48	Bus047	-0.85	-0.48	1525	87.0
0.380	98.508	-1.1	0	0	0	0	0.14	0.08	0.08	Bus048	-0.14	-0.08	246	87.0
0.380	97.376	-1.9	0	0	0	0	0.48	0.27	0.27	Bus049	-0.48	-0.27	858	87.0
0.380	98.326	-1.3	0	0	0	0	0.61	0.35	0.35	Bus050	-0.61	-0.35	1083	87.0
6.600	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus009	0.05	0.02	4	91.0
										Bus010	0.15	0.02	13	98.9
										Bus011	-0.01	-0.05	4	22.4
										Bus012	0.09	0.11	12	63.4
										Bus013	-0.28	-0.11	26	93.3
										Bus006	0.00	0.00	0	0.0
20.000	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus015	2.48	1.53	84	85.1
										Bus016	0.06	0.00	1	99.8
6.600	100.000	0.0	9.27	3.99	0	0	0	0	0	Bus001	-2.54	-1.53	85	85.6
										Bus036	0.95	0.58	97	85.2
										Bus037	0.14	0.08	14	86.1
										Bus038	0.48	0.29	49	85.3
										Bus039	0.61	0.36	62	85.9
										Bus009	0.63	0.40	65	84.8
										Bus010	0.58	0.45	64	79.3
										Bus011	0.58	0.40	61	82.4
										Bus012	1.01	0.64	104	84.5
										Bus013	0.33	0.11	30	94.7
										Bus034	3.10	0.14	271	99.9
										Bus10	0.85	0.53	87	85.0
0.380	99.965	-0.1	0	0	0	0	0	0	0	Bus045	0.49	0.31	881	85.0
										Bus044	0.49	0.31	881	85.0
										Bus043	0.49	0.31	881	85.0
										Bus042	0.31	0.19	547	85.0
										Bus041	0.31	0.19	547	85.0
										Bus040	0.31	0.19	547	85.0
										Bus016	-0.06	-0.01	92	99.4
										Bus034	-3.10	-0.14	4716	99.9
										Bus0	0.76	-1.34	2348	-49.4

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

BUS LOADING Summary Report

ID	Bus	kV	Rated Amp	MW	Mvar	Bus Total Load		Amp	% Loading
						MVA	% PF		
	Bus001	20.000		2.538	1.533	2.966	85.6	85.61	
	Bus003	20.000		0.000	0.000	0.000	36.0	0.01	
	Bus006	6.600		0.000	0.000	0.000	36.0	0.02	
	Bus9	0.380		0.762	1.799	1.954	39.0	2969.30	
	Bus009	6.600		0.686	0.420	0.804	85.3	70.32	
	Bus010	6.600		0.737	0.473	0.876	84.2	76.60	
	Bus10	6.600		0.853	0.529	1.004	85.0	87.81	
	Bus011	6.600		0.581	0.400	0.705	82.3	61.69	
	Bus012	6.600		1.096	0.746	1.326	82.6	115.98	
	Bus013	6.600		0.329	0.112	0.348	94.7	30.44	
	Bus015	20.000		2.478	1.531	2.913	85.1	84.09	
	Bus016	20.000		0.060	0.007	0.061	99.4	1.75	
	Bus017	0.380		0.682	0.387	0.784	87.0	1221.45	
	Bus018	0.380		0.730	0.414	0.839	87.0	1330.59	
	Bus019	0.380		0.565	0.320	0.650	87.0	1020.69	
	Bus020	0.380		1.079	0.611	1.240	87.0	2015.09	
	Bus021	0.380		0.046	0.003	0.046	99.8	70.25	
	Bus25	6.600		1.231	0.697	1.414	87.0	127.42	
	Bus025	0.380		0.682	0.386	0.783	87.0	1221.44	
	Bus026	0.380		0.729	0.413	0.838	87.0	1330.54	
	Bus027	0.380		0.565	0.320	0.649	87.0	1020.68	
	Bus028	0.380		1.077	0.611	1.238	87.0	2014.81	
	Bus029	0.380		0.809	0.458	0.929	87.0	1412.49	
	Bus030	6.600		1.231	0.697	1.414	87.0	127.42	
	Bus031	6.600		1.230	0.697	1.414	87.0	127.40	
	Bus032	6.600		1.231	0.697	1.414	87.0	127.42	
	Bus034	6.600		3.101	0.142	3.104	99.9	271.55	
	Bus036	6.600		0.946	0.581	1.110	85.2	97.08	
	Bus037	6.600		0.140	0.083	0.163	86.0	14.22	
	Bus038	6.600		0.482	0.295	0.565	85.3	49.40	
	Bus039	6.600		0.612	0.365	0.713	85.9	62.36	
	Bus040	0.380		0.306	0.190	0.360	85.0	547.62	
	Bus041	0.380		0.306	0.190	0.360	85.0	547.62	
	Bus042	0.380		0.306	0.190	0.360	85.0	547.62	
	Bus043	0.380		0.493	0.305	0.580	85.0	881.65	
	Bus044	0.380		0.493	0.305	0.580	85.0	881.65	
	Bus045	0.380		0.493	0.305	0.580	85.0	881.65	
	Bus046	0.380		0.941	0.533	1.081	87.0	1686.12	
	Bus047	0.380		0.848	0.480	0.974	87.0	1525.20	
	Bus048	0.380		0.139	0.079	0.160	87.0	246.95	
	Bus049	0.380		0.479	0.271	0.550	87.0	858.11	
	Bus050	0.380		0.610	0.346	0.701	87.0	1083.09	
	Bus051	0.380		0.940	0.533	1.080	87.0	1686.12	
	Bus052	0.380		0.847	0.480	0.974	87.0	1525.19	
	Bus053	0.380		0.139	0.079	0.160	87.0	246.95	
	Bus054	0.380		0.478	0.271	0.550	87.0	858.10	
	Bus55	0.380		0.610	0.346	0.701	87.0	1083.09	
	Bus_bar 01	6.600		0.294	0.155	0.332	88.5	29.05	
	Bus_bar 02	20.000		2.538	1.533	2.965	85.6	85.60	
	Bus_bar 03	6.600		9.268	3.986	10.089	91.9	882.57	
	Bus_bar 04	0.380		3.160	1.486	3.492	90.5	5307.99	

BRANCH LOADING Summary Report

CKT / Branch ID	Type	Cable & Reactor			Transformer		
		Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input) MVA %	Loading (output) MVA %
T02	Transformer				3.000	0.000 0.0	0.000 0.0
T3	Transformer				1.500	0.804 53.6	0.784 52.3
T4	Transformer				1.000	0.876 87.6	0.839 83.9
T5	Transformer				1.000	0.672 67.2	0.650 65.0
* T6	Transformer				1.000	1.326 132.6	1.290 129.0
T7	Transformer				2.000	0.046 2.3	0.046 2.3
T09	Transformer				2.000	1.456 72.8	1.414 70.7
T10	Transformer				2.000	1.456 72.8	1.414 70.7
T11	Transformer				2.500	0.061 2.4	0.061 2.4
T13	Transformer				2.000	1.110 55.5	1.061 54.1
T14	Transformer				2.000	1.004 50.2	0.974 48.7
T15	Transformer				0.500	0.163 32.5	0.160 32.0
T16	Transformer				1.000	0.565 56.5	0.550 55.0
T17	Transformer				2.000	0.713 35.6	0.701 35.1
T19	Transformer				150.000	3.104 2.1	3.103 2.1

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability

BRANCH LOSSES Summary Report

CKT / Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop	in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To		
T02	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	100.0	100.0	0.00	
Cable29	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	100.0	100.0	0.00	
Cable2	-0.052	-0.024	0.052	0.024	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	
Cable15	-0.634	-0.396	0.634	0.395	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00	
T3	0.686	0.420	-0.682	-0.387	3.6	33.2	100.0	97.5	2.49	
Cable3	-0.153	-0.023	0.153	0.023	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	
Cable16	-0.584	-0.450	0.584	0.449	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00	
T4	0.737	0.473	-0.730	-0.414	7.6	58.9	100.0	95.8	4.22	
Cable42	-0.853	-0.529	0.853	0.529	0.0	-0.1	100.0	100.0	0.00	
T14	0.853	0.529	-0.848	-0.480	5.4	48.8	100.0	97.1	2.94	
Cable4	0.010	0.045	-0.010	-0.045	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	
Cable17	-0.581	-0.400	0.581	0.400	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00	
T5	0.570	0.355	-0.565	-0.320	5.1	34.6	100.0	96.7	3.28	
Cable5	-0.089	-0.109	0.089	0.109	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	
Cable18	-1.007	-0.637	1.007	0.637	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00	
T6	1.096	0.746	-1.078	-0.611	17.3	135.1	100.0	93.5	6.50	
Cable6	0.283	0.109	-0.283	-0.109	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	
Cable19	-0.329	-0.112	0.329	0.112	0.0	-0.4	100.0	100.0	0.00	
T7	0.046	0.003	-0.046	-0.003	0.0	0.1	100.0	100.0	0.03	
Cable8	-2.478	-1.531	2.478	1.529	0.0	-2.4	100.0	100.0	0.00	
T09	1.239	0.766	-1.231	-0.697	8.4	68.4	100.0	97.1	2.89	
T10	1.239	0.766	-1.231	-0.697	8.4	68.4	100.0	97.1	2.89	
Cable9	-0.060	-0.007	0.060	0.004	0.0	-2.4	100.0	100.0	0.00	
T11	0.060	0.007	-0.060	-0.007	0.0	0.1	100.0	100.0	0.04	
Cable30	0.682	0.387	-0.682	-0.386	0.4	0.3	97.5	97.4	0.07	
Cable31	0.730	0.414	-0.729	-0.413	0.5	0.4	95.8	95.7	0.07	
Cable34	0.565	0.320	-0.565	-0.320	0.3	0.2	96.7	96.7	0.06	
Cable33	1.079	0.611	-1.078	-0.611	1.1	0.9	93.5	93.4	0.11	
Cable32	0.046	0.003	-0.046	-0.003	0.0	0.0	100.0	100.0	0.00	
Cable41	-1.230	-0.697	1.230	0.697	0.0	-0.1	97.1	97.1	0.00	
Cable40	1.231	0.697	-1.231	-0.697	0.0	-0.1	97.1	97.1	0.00	
Cable20	-3.101	-0.142	3.101	0.141	0.0	-0.2	100.0	100.0	0.00	
T19	3.101	0.142	-3.100	-0.136	0.8	5.6	100.0	100.0	0.03	
Cable11	-0.946	-0.581	0.946	0.580	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	
T13	0.946	0.581	-0.941	-0.533	5.2	47.4	100.0	97.4	2.58	
Cable12	-0.140	-0.083	0.140	0.083	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	
T15	0.140	0.083	-0.139	-0.079	0.5	3.9	100.0	98.5	1.48	
Cable13	-0.482	-0.295	0.482	0.295	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	
T16	0.482	0.295	-0.479	-0.271	3.0	23.7	100.0	97.4	2.60	
Cable14	-0.612	-0.365	0.612	0.365	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	
T17	0.612	0.365	-0.610	-0.346	2.2	19.6	100.0	98.4	1.64	
Cable26	-0.306	-0.190	0.306	0.190	0.1	0.0	99.9	100.0	0.02	
Cable25	-0.306	-0.190	0.306	0.190	0.1	0.0	99.9	100.0	0.02	
Cable24	-0.306	-0.190	0.306	0.190	0.1	0.0	99.9	100.0	0.02	
Cable23	-0.493	-0.305	0.493	0.306	0.2	0.1	99.9	100.0	0.04	
Cable22	-0.493	-0.305	0.493	0.306	0.2	0.1	99.9	100.0	0.04	

Study Case:

Cable21	-0.493	-0.305	0.493	0.306	0.2	0.1	99.9	100.0	0.04
Cable35	0.941	0.533	-0.940	-0.533	0.7	0.5	97.4	97.3	0.07
Cable36	0.848	0.480	-0.847	-0.480	0.6	0.4	97.1	97.0	0.07
Cable37	0.139	0.079	-0.139	-0.079	0.0	0.0	98.5	98.5	0.01
Cable38	0.479	0.271	-0.478	-0.271	0.1	0.1	97.4	97.4	0.03
Cable39	0.610	0.346	-0.610	-0.346	0.2	0.1	98.4	98.3	0.03
					72.4	541.0			

EQUIPMENT CABLE LOSSES Summary Report

Equipment Cable ID	Connected Load Type	Losses		% Voltage		Vd % Drop	Vd in/Veug	% Err	Motor
		kW	kvar	Bus	Load				

Alert Summary Report

% Alert Settings

<u>Loading</u>	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
Bus		
Cable		
Reactor		
Generator		
Transformer		
Protective Device		
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	106.0	106.0
UnderVoltage	89.0	89.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)		
UnderExcited (Q Min.)		

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
----	-------------	--------	------	------------	-------	-----------

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Swing Bus(es):	11.807	5.519	13.033	90.59 Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Demand:	11.807	5.519	13.033	90.59 Lagging
Total Motor Load:	2.397	1.486	2.820	85.00 Lagging
Total Static Load:	9.337	3.493		
Apparent Losses:	0.072	0.540		
System Mismatch:	0.002	0.001		

Number of Iterations: 2

Tiap + Jam	DX						HIGH VOLTAGE					
	Rpm	Steam Temp. PLC °C	Bearing C		Temperatur Bear (°C)		Hz	KVolt	Cos φ	AMPERE		
			Te PLC jka	Tz Blkg	Muka	Blkg				R	S	T
06:00	5496	342	37	51			50	6.5	0.98	270	270	260
06:30	5489	342	39	51			50	6.5	0.98	270	270	260
07:00	5487	341	39	51	41	47	50	6.5	0.98	270	270	260
07:30	5480	341	39	51	41	47	50	6.5	0.98	260	260	260
08:00	5481	341	39	51	41	47	50	6.5	0.98	260	260	260
08:30	5484	341	39	51	41	47	50	6.5	0.98	260	260	260
09:00	5485	341	39	51	41	47	50	6.5	0.98	260	260	260
09:30	5484	342	39	51	41	47	50	6.5	0.98	260	260	260
10:00	5488	342	39	51	41	47	50	6.5	0.98	260	260	260
10:30	5486	343	39	53	41	47	50	6.5	0.98	260	260	260
11:00	5489	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
11:30	5476	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
12:00	5480	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
12:30	5481	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
13:00	5482	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
13:30	5482	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
14:00	5470	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
14:30	5484	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
15:00	5492	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
15:30	5485	342	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
16:00	5484	342	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
16:30	5480	341	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
17:00	5484	341	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
17:30	5484	341	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
18:00	5482	341	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
18:30	5476	342	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
19:00	5482	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
19:30	5487	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
20:00	5470	344	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
20:30	5484	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
21:00	5480	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
21:30	5484	344	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
22:00	5489	342	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
22:30	5482	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
23:00	5480	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
23:30	5486	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
00:30	5480	342	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
01:00	5480	342	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
01:30	5488	342	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
02:00	5482	342	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
02:30	5489	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
03:00	5486	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
03:30	5486	342	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
04:00	5489	342	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
04:30	5488	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
05:00	5480	344	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260
05:30	5480	343	39	53	47	53	50	6.5	0.98	260	260	260

Tiap ↓ Jam	Rpm	Steam Temp. PLC °C	Oil Temp. PLC °C	iring	Temperatur Bear (°C)		HIGH VOLTAGE					
					n ₂ Blkg	Muka Blkg	Hz	KVolt	Cos φ	AMPERE		
										R	S	T
06:00	5499	344	39	52			50	65	0.98	240	240	240
06:30	5512	343	40	51			50	65	0.98	240	240	240
07:00	5502	343	41	51	42	40	50	65	0.98	240	240	240
07:30	5496	344	40	54			50	65	0.98	240	240	240
08:00	5508	344	40	51			50	65	0.98	240	240	240
08:30	5496	342	41	55			50	65	0.98	240	240	240
09:00	5501	341	41	55			50	65	0.98	240	240	240
09:30	5495	342	40	52			50	65	0.98	240	240	240
10:00	5498	343	39	52	43	49	50	65	0.98	240	240	240
10:30	5504	344	40	52			50	65	0.98	240	240	240
11:00	5496	345	40	52			50	65	0.98	240	240	240
11:30	5511	345	40	52			50	65	0.98	240	240	240
12:00	5512	345	40	52			50	65	0.98	240	240	240
12:30	5512	345	40	52			50	65	0.98	240	240	240
13:00	5518	345	40	52			50	65	0.98	240	240	240
13:30	5506	329	40	52			50	65	0.98	240	240	240
14:00	5501	340	40	50			50	65	0.98	240	240	240
14:30	5505	344	40	50			50	6.5	0.98	240	240	240
15:00	5501	344	40	50			50	6.5	0.98	240	240	240
15:30	5504	374	40	50			50	6.5	0.98	240	240	240
16:00	5504	362	40	50			50	6.5	0.98	240	240	240
16:30	5521	344	40	50			50	6.5	0.98	240	240	240
17:00	5516	346	40	49			50	6.5	0.98	190	180	170
17:30	5500	342	40	49			50	6.5	0.98	190	180	170
18:00	5509	344	40	50	43	46	50	6.5	0.98	200	200	200
18:30	5500	346	40	50			50	6.5	0.98	200	200	200
19:00	5514	347	40	50			50	6.5	0.98	240	250	220
19:30	5520	336	40	50			50	6.5	0.98	240	230	230
20:00	5520	336	40	51			50	6.5	0.98	250	250	240
20:30	5506	342	40	51			50	6.5	0.98	250	240	230
21:00	5519	341	40	52			50	6.5	0.98	280	280	280
21:30	5508	344	40	52			50	6.5	0.98	280	280	280
22:00	5505	344	40	52			50	6.5	0.98	220	220	200
22:30	5495	346	41	52			50	6.5	0.98	220	220	200
23:00	5496	346	41	52			50	6.5	0.98	220	220	200
23:30	5511	346	41	50			50	6.5	0.98	200	200	200
24:00	5510	346	41	50			50	6.5	0.98	200	200	200
00:30	5508	346	41	50			50	6.5	0.98	200	200	200
01:00	5507	346	41	50			50	6.5	0.98	200	200	200
01:30	5492	344	42	50			50	6.5	0.98	240	240	230
02:00	5492	344	42	51			50	6.5	0.98	200	200	200
02:30	5491	342	42	51			50	6.5	0.98	200	200	200
03:00	5496	342	42	51	42	48	50	6.5	0.98	200	200	200
03:30	5491	344	41	51			50	6.5	0.98	200	200	200
04:00	5492	344	41	51			50	6.5	0.98	200	200	200
04:30	5486	346	41	51			50	6.5	0.98	200	200	200
05:00	5498	346	41	51			50	6.5	0.98	200	200	200
05:30	5501	344	41	51			50	6.5	0.98	200	200	200

Tiap 1/2 Jam	Rpm	Stear. Temp. PLC °C	Oil Temp. PLC °C	kg	Temperatur Bear (°C)		HIGH VOLTAGE					
					Muka	Blkg	Hz	KVolt	Cos φ	AMPERE		
										R	S	T
06:00	5496	340	40	22			50	65	0.97	210	250	280
06:30	5500	341	39	29			50	65	0.98	220	270	270
07:00	5512	343	39	29	L	1.8	60	65	0.98	220	270	270
07:30	5507	343	39	19			50	65	0.98	220	270	270
08:00	5510	343	39	19			50	65	0.98	220	270	270
08:30	5504	343	40	3			50	65	0.98	220	270	270
09:00	5496	343	40	23			50	65	0.98	220	270	270
09:30	5496	344	40	3			50	65	0.98	200	200	200
10:00	5501	344	40	3			50	65	0.98	200	200	200
10:30	5507	345	40	52			50	65	0.98	210	250	270
11:00	5506	345	40	12			50	65	0.98	200	250	250
11:30	5496	342	38	29			50	65	0.98	250	250	250
12:00	5497	340	39	49	42	49	50	65	0.98	260	250	250
12:30	5500	341	39	19			50	65	0.98	260	260	250
13:00	5502	342	39	29			50	65	0.98	240	260	250
13:30	5504	344	39	19			50	6.5	0.98	240	240	250
14:00	5512	343	39	19			50	6.5	0.98	240	240	230
14:30	5507	343	39	19			50	6.5	0.98	240	240	240
15:00	5500	343	39	19			50	6.5	0.98	240	240	240
15:30	5498	344	39	50			50	6.5	0.98	230	220	210
16:00	5503	345	39	50			50	6.5	0.98	230	220	210
16:30	5506	340	40	49			50	6.5	1	210	200	190
17:00	5515	340	40	49	42	49	50	6.5	1	210	200	190
17:30	5498	334	39	40			50	6.5	0.98	240	240	240
18:00	5497	336	39	49			50	6.5	0.98	240	240	240
18:30	5487	340	38	47			50	6.5	0.98	250	250	240
19:00	5487	347	38	47			50	6.5	0.98	250	240	230
19:30	5497	347	38	47			50	6.5	0.98	260	260	260
20:00	5498	347	38	42			50	6.5	0.98	260	260	260
20:30	5498	346	39	47			50	6.5	0.98	230	220	210
21:00	5501	346	39	47			50	6.5	0.98	230	220	210
21:30	5506	346	38	47			50	6.5	0.98	260	260	260
22:00	5508	346	38	47			50	6.5	0.98	260	260	260
22:30	5501	349	38	48			50	6.5	0.98	260	260	260
23:00	5482	349	38	48	41	49	50	6.5	0.98	260	260	260
23:30	5486	349	38	40			50	6.5	0.98	260	260	260
24:00	5487	349	38	48			50	6.5	0.98	260	260	260
00:30	5531	346	38	48			50	6.5	0.98	240	240	240
01:00	5530	346	38	48			50	6.5	0.98	240	240	240
01:30	5527	346	38	48			50	6.5	0.98	240	240	240
02:00	5509	346	38	48			50	6.5	0.98	200	200	200
02:30	5508	347	38	50			50	6.5	0.98	200	200	200
03:00	5503	347	38	50			50	6.5	0.98	200	200	200
03:30	5515	347	38	50			50	6.5	0.98	200	200	200
04:00	5525	346	38	51			50	6.5	0.98	200	200	200
04:30	5487	346	38	51	42	50	50	6.5	0.98	280	280	280
05:00	5487	346	38	51			50	6.5	0.98	280	280	280
05:30	5493	345	38	57			50	6.5	0.98	230	230	230

Tiap Jam	Rpm	Steam Temp. PLC °C	Oil Temp. PLC °C	aring	Temperatur Bear (°C)		HIGH VOLTAGE					
					Muka	Blkg	Hz	KVolt	Cos φ	AMPERE		
										R	S	T
06:00	5500	334	41	53	45	51	50	65	0.98	210	260	260
06:30	5510	333	41	53	49	51	50	65	0.98	210	260	260
07:00	5515	334	41	53	46	51	50	65	0.98	210	260	260
07:30	5512	334	40	50			50	65	0.98	210	260	260
08:00	5500	342	40	50			50	65	0.98	210	260	260
08:30	5500	341	39	51			50	65	0.98	210	260	260
09:00	5506	340	39	51			50	65	0.98	210	260	260
09:30	5502	341	39	50			50	65	0.98	210	260	260
10:00	5507	343	39	50	45	52	50	65	0.98	210	260	260
10:30	5507	343	36	50			50	65	0.98	210	260	260
11:00	5505	343	40	50			50	65	0.98	210	260	260
11:30	5501	343	40	50			50	65	0.98	210	260	260
12:00	5507	343	40	50			50	65	0.98	210	260	260
12:30	5501	343	40	50			50	65	0.98	210	260	260
13:00	5508	343	40	50			50	65	0.98	210	260	260
13:30	5498	343	40	50			50	65	0.98	210	260	260
14:00	5486	343	39	50			50	65	0.98	210	260	260
14:30	5497	350	39	49			50	65	0.98	210	260	260
15:00	5509	350	39	49			50	65	0.98	210	260	260
15:30	5509	348	39	49			50	65	0.98	210	260	260
16:00	5489	346	39	49			50	65	0.98	210	260	260
16:30	5502	347	40	49			50	65	0.98	210	260	260
17:00	5498	347	40	49			50	65	0.98	210	260	260
17:30	5492	347	40	50			50	65	0.98	210	260	260
18:00	5507	348	40	50			50	65	0.98	210	260	260
18:30	5498	344	41	50			50	65	0.98	210	260	260
19:00	5509	341	41	50			50	65	0.98	210	260	260
19:30	5500	339	40	50			50	65	0.98	210	260	260
20:00	5497	336	40	50			50	65	0.98	210	260	260
20:30	5503	340	41	51			50	65	0.98	210	260	260
21:00	5505	347	41	53			50	65	0.98	210	260	260
21:30	5509	347	41	53			50	65	0.98	210	260	260
22:00	5510	347	41	53			50	65	0.98	210	260	260
22:30	5512	349	40	50			50	65	0.98	210	260	260
23:00	5490	341	40	50	42	41	50	65	0.98	210	260	260
23:30	5510	342	40	50			50	65	0.98	210	260	260
24:00	5509	342	40	50			50	65	0.98	210	260	260
00:30	5501	342	40	50			50	65	0.98	210	260	260
01:00	5507	342	40	50			50	65	0.98	210	260	260
01:30	5492	349	40	53			50	65	0.98	210	260	260
02:00	5487	349	40	53			50	65	0.98	210	260	260
02:30	5486	349	40	53			50	65	0.98	210	260	260
03:00	5495	349	40	53			50	65	0.98	210	260	260
03:30	5496	349	41	53			50	65	0.98	210	260	260
04:00	5481	343	41	53			50	65	0.98	210	260	260
04:30	5488	342	41	53	42	40	50	65	0.98	210	260	260
05:00	5485	342	41	53			50	65	0.98	210	260	260
05:30	5512	343	40	53			50	65	0.98	210	260	260

Tiap Jam	Airing				Temperatur Bear (°C)		HIGH VOLTAGE					
	Rpm	Steam Temp. PLC °C	Oil Temp. PLC °C	n ₂ Blkg	Muka	Blkg	Hz	KVolt	Cos φ	AMPERE		
										R	S	T
06:00	5496	344	39	52	41	48	50	6.5	0.98	210	220	220
06:30	5496	345	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
07:00	5496	343	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
07:30	5496	342	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
08:00	5496	342	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
08:30	5496	344	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
09:00	5496	346	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
09:30	5496	343	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
10:00	5496	344	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
10:30	5496	343	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
11:00	5496	343	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
11:30	5496	343	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
12:00	5496	343	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
12:30	5496	343	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
13:00	5496	343	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
13:30	5496	344	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
14:00	5496	342	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
14:30	5496	341	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
15:00	5496	343	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
15:30	5496	342	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
16:00	5496	342	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
16:30	5496	346	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
17:00	5496	344	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
17:30	5496	339	40	52			50	6.5	0.98	210	210	210
18:00	5496	342	39	52			50	6.5	0.98	210	210	210
18:30	5496	340	39	49			50	6.5	0.98	190	190	180
19:00	5502	338	39	49			50	6.5	0.98	190	170	180
19:30	5504	339	38	49			50	6.5	0.98	170	160	150
20:00	5498	338	38	49			50	6.5	0.98	170	160	150
20:30	5487	332	39	49			50	6.5	0.98	180	180	170
21:00	5499	330	39	49			50	6.5	0.98	180	180	170
21:30	5496	339	40	52			50	6.5	0.98	180	180	180
22:00	5496	339	40	52			50	6.5	0.98	180	180	180
22:30	5496	342	40	52			50	6.5	0.98	180	180	180
23:00	5496	342	40	52	45	50	50	6.5	0.98	180	180	180
23:30	5496	340	39	51			50	6.5	0.98	200	200	200
24:00	5496	340	39	51			50	6.5	0.98	200	200	200
00:30	5496	340	39	51			50	6.5	0.98	200	200	200
01:00	5496	340	39	51			50	6.5	0.98	200	200	200
01:30	5496	346	37	52			50	6.5	0.98	220	230	220
02:00	5496	346	37	52	46	52	50	6.5	0.98	200	200	200
02:30	5496	347	37	52			50	6.5	0.98	200	200	200
03:00	5496	347	37	52			50	6.5	0.98	200	200	200
03:30	5496	344	37	51			50	6.5	0.98	200	200	200
04:00	5496	344	37	51			50	6.5	0.98	200	200	200
04:30	5496	342	38	51	47	53	50	6.5	0.98	200	200	200
05:00	5496	342	38	51			50	6.5	0.98	200	200	200
05:30	5496	343	40	52			50	6.5	0.98	200	200	200

Tiap ↓ Jam	Rpm	Steam Temp. PLC °C	Oil Temp. PLC °C	aring		Temperatur Bear (°C)		HIGH VOLTAGE				
				n ₂ Blkg	Muka	Blkg	Hz	KVolt	Cos φ	AMPERE		
										R	S	T.
06:00	5509	341	41	54			50	65	0.98	240	240	240
06:30	5510	341	41	54			50	65	0.98	240	240	240
07:00	5512	345	41	54			50	65	0.98	240	240	240
07:30	5506	336	41	53			40	65	0.98	220	200	200
08:00	5525	336	41	53			20	65	0.98	200	200	200
08:30	5507	346	41	53			50	65	0.98	200	220	220
09:00	5508	345	41	53			50	65	0.98	210	220	220
09:30	5508	345	41	53			50	65	0.98	220	210	210
10:00	5508	346	41	53			50	65	0.98	220	220	220
10:30	5510	348	41	53			50	65	0.98	240	240	240
11:00	5511	348	41	53			50	65	0.98	240	240	240
11:30	5516	344	41	53			50	65	0.98	260	260	260
12:00	5510	344	41	53			50	65	0.98	260	260	260
12:30	5509	346	41	53			50	65	0.98	260	260	260
13:00	5510	344	41	53			50	65	0.98	260	260	260
13:30	5508	344	41	52			50	65	0.98	230	230	230
14:00	5502	343	41	52	50	56	50	65	0.98	230	230	230
14:30	5512	344	41	51			50	65	0.98	230	230	230
15:00	5506	344	41	51			50	65	0.98	230	230	230
15:30	5516	343	41	50			50	65	0.98	210	250	250
16:00	5502	343	41	50			50	65	0.98	250	250	250
16:30	5516	344	41	49			50	65	0.98	250	250	250
17:00	5502	342	40	49			50	65	0.98	250	250	250
17:30	5507	343	41	50			50	65	0.98	240	240	240
18:00	5505	344	41	50			50	65	0.98	240	240	240
18:30	5515	344	41	50			50	65	0.98	250	250	250
19:00	5506	343	41	50			50	65	0.98	250	250	250
19:30	5507	343	41	50			50	65	0.98	240	240	240
20:00	5504	343	41	50			50	65	0.98	240	240	240
20:30	5508	342	41	50			50	65	0.98	240	240	240
21:00	5509	342	41	50			50	65	0.98	240	240	240
21:30	5505	346	40	52			50	65	0.95	240	240	240
22:00	5507	341	40	52			50	65	0.95	240	240	240
22:30	5498	342	40	49			50	65	0.98	240	230	230
23:00	5501	343	40	49			50	65	0.98	240	230	230
23:30	5486	344	41	50			50	65	0.98	240	250	240
24:00	5496	344	41	50			50	65	0.98	260	250	240
00:30	5504	345	40	52			50	65	0.98	240	240	230
01:00	5502	346	40	52			50	65	0.98	240	240	230
01:30	5506	345	40	52			50	65	0.98	260	260	260
02:00	5503	343	40	52			50	65	0.98	260	260	260
02:30	5484	345	42	53			50	65	0.98	240	240	230
03:00	5498	345	42	53			50	65	0.98	240	240	230
03:30	5476	342	40	53			50	65	0.98	260	260	260
04:00	5509	346	40	53			50	65	0.98	260	260	260
04:30	5496	345	40	53			50	65	0.98	260	260	260
05:00	5487	340	40	53			50	65	0.98	260	260	260
05:30	5497	343	40	51			50	65	0.98	240	240	240

Tiap ‡ Jam	X										HIGH VOLTAGE					
	Rpm	Steam Temp. PLC °C	Oil Temp. PLC °C	earing		Temperatur Bear (°C)		Hz	KVolt	Cos φ	AMPERE					
				N ₂ Blkg		Muka	Blkg				R	S	T			
06:00	5512	349	41		50			50	65	0.98	240	240	220			
06:30	5511	349	41		50			50	65	0.98	260	260	240			
07:00	5510	344	41		50			50	65	0.98	260	260	240			
07:30	5512	344	41		50			50	65	0.98	260	260	240			
08:00	5510	349	41		50			50	65	0.98	260	260	240			
08:30	5509	349	41		50			50	65	0.98	260	260	240			
09:00	5509	344	41		50			50	65	0.98	260	260	240			
09:30	5512	344	42		51			50	65	0.98	240	240	240			
10:00	5511	344	42		51			50	65	0.98	240	240	240			
10:30	5525	335	43		53			50	65	0.98	260	260	260			
11:00	5515	337	43		53	47	59	50	65	0.98	260	260	260			
11:30	5505	339	43		52			50	65	0.98	260	260	260			
12:00	5507	336	43		54			50	65	0.98	260	260	260			
12:30	5517	342	44		52	49	56	50	65	0.98	260	260	280			
13:00	5521	342	44		52			50	65	0.98	260	260	260			
13:30	5490	343	43		54			50	65	0.98	260	260	260			
14:00	5502	344	43		54			50	65	0.98	260	260	260			
14:30	5512	346	42		54			50	65	0.98	260	260	260			
15:00	5518	344	42		54	48	54	50	65	0.98	260	260	260			
15:30	5504	343	42		51			50	65	0.98	240	240	240			
16:00	5502	343	42		51			50	65	0.98	240	240	240			
16:30	5501	343	41		51			50	65	0.98	240	240	240			
17:00	5504	343	41		51			50	65	0.98	240	240	240			
17:30	5504	343	41		51			50	65	0.98	240	240	240			
18:00	5504	343	41		51			50	65	0.98	240	240	240			
18:30	5501	343	41		51			50	65	0.98	240	240	240			
19:00	5505	343	41		51			50	65	0.98	240	240	240			
19:30	5492	342	41		50			50	65	0.98	260	260	260			
20:00	5498	342	41		50	43	49	50	65	0.98	260	260	260			
20:30	5503	342	41		51			50	65	0.98	260	260	260			
21:00	5505	342	41		51			50	65	0.98	260	260	260			
21:30	5506	341	41		50			50	65	0.98	260	260	260			
22:00	5493	340	41		50			50	65	0.98	260	260	260			
22:30	5508	339	41		50			50	65	0.98	260	260	240			
23:00	5489	342	41		50			50	65	0.98	260	260	240			
23:30	5504	343	41		50			50	65	0.98	210	200	190			
24:00	5509	343	41		50			50	65	1	210	200	190			
00:30	5518	345	41		51			50	65	1	230	220	210			
01:00	5507	344	41		51			50	65	1	230	220	210			
01:30	5505	344	41		52			50	65	0.98	250	240	240			
02:00	5492	344	41		52			50	65	0.98	250	250	240			
02:30	5487	344	41		53			50	65	0.98	260	250	240			
03:00	5478	344	41		53			50	65	0.98	260	250	240			
03:30	5506	330	41		53			50	65	0.98	280	280	270			
04:00	5497	342	41		53			50	65	0.98	280	280	280			
04:30	5505	341	41		53			50	65	0.98	260	260	260			
05:00	5493	341	41		53			50	65	0.98	260	260	260			
05:30	5492	341	41		53			50	65	0.98	260	260	260			