

# SKRIPSI

## **ANALISA PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN DAN FAKTOR DAYA SISTEM DISTRIBUSI PRIMER 20KV DENGAN PENEMPATAN KAPASITOR MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* DI GH BIAO MATARAM**



Disusun Oleh :  
**ADITYA PRASETYA WARDHANA**  
96.12.125



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

1975

RESEARCH AND MANAGEMENT STUDY  
MANAGEMENT WHICH HELPS TO  
IMPROVE THE QUALITY OF MANAGEMENT  
PRACTICE IN THE  
INDONESIA

1975

MANAGEMENT STUDY

1975

RESEARCH AND MANAGEMENT STUDY

MANAGEMENT WHICH HELPS TO

IMPROVE THE QUALITY OF MANAGEMENT

PRACTICE IN THE

INDONESIA

LEMBAR PERSETUJUAN

ANALISA PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN DAN FAKTOR DAYA  
SISTEM DISTRIBUSI PRIMER 20 KV DENGAN PENEMPATAN  
KAPASITOR MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION*  
DI GH BIAO MATARAM

SKRIPSI

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

Disusun Oleh :

**ADITYA PRASETYA WARDHANA**

**96.12.125**

Mengetahui,

Ketua Jurusan Teknik Elektro



Ir. F. YUDI LIMPRAPTONO, MT

NIP.Y. 1039500274

Diperiksa dan disetujui,

Dosen Pembimbing

Ir. YUSUF ISMAIL NAKHODA, MT

NIP. Y. 1018800189

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

## ABSTRAK

### ANALISA PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN DAN FAKTOR DAYA SISTEM DISTRIBUSI PRIMER 20KV DENGAN PENEMPATAN KAPASITOR MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* DI GH BIAO MATARAM

( Aditya Prasetya Wardhana, Nim 96.12.125, Teknik Elektro/T.Energi Listrik S-1 )  
( Dosen Pembimbing : Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT )

**Kata Kunci** : Profil Tegangan, Faktor Daya, Rugi-Rugi Daya.

Keterbatasan cadangan daya sistem kelistrikan Sektor Lombok yang hanya sekitar 7,45 % atau 7,07 MW dari total daya mampu sistem Sektor Lombok sebesar 94,85 MW ( kondisi per Maret 2009 ) , memaksa PT PLN (Persero) Wilayah NTB Cabang Mataram untuk berusaha meningkatkan mutu dan efisiensi pada sistem tenaga listrik di wilayahnya. Efisiensi dilakukan dengan berbagai cara, antara lain dengan menekan rugi-rugi daya, rugi energi, memperbaiki faktor daya dan *drop* tegangan mulai dari pembangkit, transmisi dan distribusi. Adapun tujuan dalam penelitian ini adalah untuk perbaikan profil tegangan dan mereduksi rugi-rugi daya pada penyulang di GH Biao Mataram dengan cara penempatan kapasitor yang optimal dengan menggunakan bantuan *software ETAP Power Station*

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah analisa dengan menggunakan *software ETAP Power Station* terhadap parameter besar kapasitas kapasitor dan letak penempatan kapasitor. Parameter tersebut disimulasikan sampai didapatkan nilai optimal, sehingga diharapkan hasilnya dapat memperbaiki profil tegangan dan faktor daya serta mengurangi rugi-rugi daya.

Dari hasil analisa dengan menggunakan *software ETAP Power Station* dapat diketahui bahwa letak kapasitor yang optimal terletak pada bus 20, 44, 82, 120 dan 127 Dengan kapasitas kapasitor masing-masing 400 KVar, 200 KVar, 200 KVar, 100 KVar, 300 KVar. Tegangan terendah terjadi pada bus 127 dan bus 128 yaitu masing-masing sebesar 0,9405 pu atau 18,810 KV. Setelah dilakukan penempatan kapasitor, tegangan pada bus 127 dan 128 dapat diperbaiki masing-masing menjadi 0,9567 pu atau 19,134 KV. Dengan penambahan kompensasi kapasitor total sebesar 1200 KVar terjadi kenaikan % faktor daya sistem dari 84,32 menjadi 92,24. Besarnya penurunan rugi daya aktif setelah penempatan kapasitor sebesar 19,57 % atau 38,4 KW dari 196,2 KW menjadi 157,8 KW. Dan penurunan rugi daya reaktif setelah penempatan kapasitor sebesar 20,48 % atau 43,7 KVar dari 213,3 KVar menjadi 169,6 Kvar.

## **KATA PENGANTAR**

Dengan memanjatkan puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa atas segala berkat dan karunia-Nya, sehingga penyusun dapat menyelesaikan Skripsi ini tepat pada waktunya. Skripsi ini disusun untuk memenuhi persyaratan memperoleh gelar Sarjana Teknik Elektro di Institut Teknologi Nasional Malang. Penyusun menyadari bahwa penyusun 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 Sekretaris Jurusan Teknik Elektro sekaligus juga sebagai Dosen Pembimbing.
4. Orang Tua yang tercinta yang selalu memberikan semangat, motivasi serta doa.
5. Teman-temanku yang telah memberikan bantuan, motivasi dan doa.
5. Semua pihak yang telah membantu terselesainya Skripsi ini.

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

Malang, Maret 2009

Penulis

## lembar persembahan

1. Allah SWT yang telah memberikan anugerah dan hidayah-Nya hingga penulis bisa menyelesaikan skripsi dengan baik.
2. Kedua Orang Tuaku , Wardiyanto, Bsc dan Dra Dewi Karyaningtyas, atas semua dukungan, cinta dan kasih sayangnya selama ini.
3. Ir Yusuf Ismail Nakhoda, MT selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro ITN Malang, sekaligus Dosen Pembimbing yang telah banyak-banyak membantu membimbing dalam penyusunan skripsi.
4. Ir Agoes Karyanantio Tirtohardjo, Bsc, MT , terima kasih om, buat bimbingan, dorongan, motivasi, dan nasehat-nasehat yang telah diberikan.
5. Ir Wardiyono, Kepala Auditor Internal PT. PLN (Persero) Wilayah NTB, terima kasih om, buat semua bantuan data-data teknis dan konsultasi SIM-KIT NTB.
6. Adik-adikku, Bayu Pandu Wibisono, ST dan Chandra Prakoso Wibowo, ST buat semua supportnya.
7. Eyang Putri Rr. Sri Hadiningsih Soekaryo , Bude Dra Anneke E Karyaningrum, Msi, Tante Titiek - Magelang, Bude Rieke, Om "Yoke" Bambang Karyantyasmmono, dan seluruh anggota keluarga besar (Alm) R.M Soekaryo.
8. Mbah Putri Hj. Soetjiati Warsito DS, Bude Kol.(CAJ) Titiek Wardiyati, Om Wardiyoko, Tante Dra. Wardyaningsih, dan seluruh anggota keluarga besar (Alm) Mayor (Purn) Warsito Dirdjo Soemarto.
9. Novia Anggraeni , SE at PPLH Kementrian Negara Lingkungan Hidup Regional Kalimantan buat segala perhatian dan full support-nya.
10. Keluarga besar Om T. Hartono Suwito at Ciliwung - Malang , Keluarga Suki Utomo - Balikpapan.
11. Agung ( adep\_gemlonk) Dwi Purwanto , ST [Elka '04] + Kartika (tee\_cha\_rini) Setyarini, ST - [Elka '04] + M. Ali (aley\_zag) Zaenuri - [Infokom '05], thanks buat semua bantuan informasinya.
12. Teman-teman Network Engineer Telkomsel Regional Jawa Bali Area Jawa Timur.
13. Best friend Ary Wida, SE at Geoservices Jakarta, "Freedhahera", and Elya Kiki Jemiarta, SE at Bank Mandiri Balikpapan, thanks buat semua support-nya.
14. Teman-teman seperjuangan Teknik Elektro Energi Listrik ITN Malang : Mas lim KTI '99/P, Dedet '97, Hanang KS '01, Alan Rozy '01, Diana Puspitasari '01, Agus "Bima" Armanjaya '03 yang telah mengajarkan ETAP Powerstation, All crew Lab Simulasi Sistem Tenaga Elektrik, All crew Lab Transmisi & Distribusi Daya Elektrik, Rizal Kriwoel '96 (Simpatindo Kupang) cepetan lulus Bro !!, Ibu Puji Handayani at Recording Teknik Elektro ITN Malang, makasih bu udah susah payah entry ulang DPA, Mas Jayeng at Administrasi Jurusan Teknik Elektro ITN Malang, matur suwun mas !!!
15. My old "RIQ" P4 3.0 GHz Prescott, HP Deskjet 3920, Acer Aspire 4930z, BENQ LCD Proyektor, Honda Tiger P 4444 QO, Old Siemens, Nokia, Sony Ericsson, BB, Telkomsel Flash, Indosat IM2, Blackberry Internet Services, Google, Yahoo Mail, Gmail, YM, BB messenger, Facebook , LinkedIn, Rapidshare., and last but not least ETAP for best simulation powerstation software..

## DAFTAR ISI

<b>LEMBAR PERSETUJUAN .....</b>	<b>i</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>ii</b>
<b>KATA PENGANTAR .....</b>	<b>iii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>iv</b>
<b>DAFTAR GAMBAR .....</b>	<b>viii</b>
<b>DAFTAR GRAFIK .....</b>	<b>x</b>
<b>DAFTAR TABEL.....</b>	<b>xi</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Rumusan Masalah .....	2
1.3. Tujuan Penelitian .....	2
1.4. Batasan Masalah.....	3
1.5. Metode Penelitian.....	3
1.6. Kontribusi Penelitian.....	4
1.7. Sistematika Penulisan.....	5
<b>BAB II SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK</b>	
2.1. Sistem Distribusi Tenaga Elektrik.....	6
2.1.1. Sistem Distribusi Primer (Jaringan Tegangan Menengah) .	7
2.1.2. Sistem Distribusi Sekunder (Jaringan Tegangan Rendah)..	7
2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik.....	8

2.2.1. Sistem Jaringan Distribusi Radial.....	8
2.2.1.1. Sistem Radial Pohon .....	9
2.2.1.1. Sistem Radial Dengan <i>Tie</i> dan <i>Switch</i> Pemisah..	9
2.2.1.3. Sistem Radial Dengan Beban Terpusat .....	10
2.2.2. Sistem Jaringan Distribusi Tertutup ( <i>Loop</i> ) .....	11
2.2.3. Sistem Jaringan Distribusi <i>Mesh</i> .....	12
2.3. Daya Dalam Sistem Tenaga .....	12
2.3.1. Daya Nyata ( <i>Real Power</i> ) .....	13
2.3.2. Daya Reaktif ( <i>Reactive Power</i> ) .....	13
2.3.3. Daya Semu ( <i>Apparent Power</i> ).....	13
2.4. Kapasitor Daya .....	14
2.4.1. Kapasitor Seri dan Kapasitor <i>Shunt</i> .....	14
a. Kapasitor Seri .....	14
b. Kapasitor <i>Shunt</i> .....	15
2.4.2. Pemasangan Kapasitor <i>Shunt</i> .....	15
2.5. Faktor-faktor Pemilihan Kapasitor Seri dan <i>Shunt</i> .....	17
2.6. Sistem Per-Unit .....	18
2.7. Faktor Daya.....	19
2.7.1. Faktor Daya <i>Leading</i> .....	22
2.7.2. Faktor Daya <i>Lagging</i> .....	23
2.7.3. Sumber Daya Reaktif Untuk Perbaikan Faktor Daya .....	23
2.7.4. Pengurangan Rugi Daya Dengan Kapasitor <i>Shunt</i> .....	24
2.8. Perbaikan Tegangan .....	25



2.8.1. Perbaikan Faktor Daya dan Kapasitas Sistem.....	26
2.8.2. Perhitungan Pengaruh Perbaikan Faktor Daya.....	28
2.8.3 Penentuan Rating Kapasitor Untuk Perbaikan Faktor Daya Beban .....	29

### **BAB III ANALISA ALIRAN DAYA**

3.1. Analisa Aliran Daya .....	31
3.2. Metode Newton Raphson .....	31
3.2.1. Algoritma Perhitungan Aliran Daya Dengan Metode Newton Raphson .....	35
3.2.2. <i>Flowchart</i> Aliran Daya Newton Raphson .....	36
3.3. Algoritma Pemecahan Masalah.....	37
3.4. <i>Flowchart</i> Pemecahan Masalah .....	38

### **BAB IV SIMULASI DAN ANALISA HASIL**

4.1. Sistem Distribusi Tenaga Listrik GH Biao Mataram .....	39
4.2. Data Penyaluran dan Pembebanan .....	42
4.2.1. Data Saluran Penyulang di GH Biao .....	42
4.3. Solusi Perbaikan Kualitas Daya dengan <i>ETAP PowerStation</i> ....	43
4.4. Analisa Aliran Daya .....	46
4.4.1 Analisa Aliran Daya Sebelum Penempatan Kapasitor .....	46
4.4.2 Analisa Aliran Daya Setelah Penempatan Kapasitor.....	50
4.5. Analisa Hasil Perbandingan Sebelum Penempatan Kapasitor dan Setelah Penempatan Kapasitor .....	53

**BAB V PENUTUP**

5.1. Kesimpulan .....67

5.2. Saran .....68

**DAFTAR PUSTAKA**

**LAMPIRAN**

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Jaringan Distribusi Tegangan Menengah (JTM), Jaringan Distribusi Tegangan Rendah (JTR) dan Sambungan Rumah ke Pelanggan .....	6
Gambar 2.2	Sistem Jaringan Distribusi Radial .....	8
Gambar 2.3	Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan <i>Tie</i> Dan <i>Switch</i> Pemisah.....	10
Gambar 2.4	Jaringan Distribusi Radial Dengan Beban Terpusat.....	11
Gambar 2.5	Sistem Jaringan Distribusi <i>Loop</i> .....	12
Gambar 2.6	Sistem Jaringan Distribusi <i>Mesh</i> .....	12
Gambar 2.7	Kapasitor Yang Dipasang Pada Tiang Saluran Distribusi.....	13
Gambar 2.8	Kapasitor Yang Dipasang Pada Gardu Induk.....	13
Gambar 2.9	Segitiga Daya .....	20
Gambar 2.10	Segitiga Arus.....	21
Gambar 2.11	Saluran Primer dengan Beban Terpusat .....	22
Gambar 2.12	Faktor Daya <i>Leading</i> .....	23
Gambar 2.13	Faktor Daya <i>Lagging</i> .....	23
Gambar 2.14	Vektor Diagram Sebelum (a), (c) dan Sesudah (b), (d) Pemasangan Kapasitor <i>Shunt</i> Pada Jaringan .....	25
Gambar 2.15	Perbaikan Faktor Daya .....	26
Gambar 2.16	Diagram Fasor dan Sudut Daya Beban Pada Jaringan Distribusi.....	28

Gambar 3.1	<i>Flowchart</i> Aliran Daya Newton Raphson .....	36
Gambar 3.2	<i>Flowchart</i> Pemecahan Masalah Menggunakan <i>Software</i> <i>ETAP Power Station</i> .....	38
Gambar 4.1	<i>Single Line</i> GH Biao Mataram.....	39
Gambar 4.2	<i>Single Line</i> Penyulang Praya Kota .....	40
Gambar 4.3	<i>Single Line</i> Penyulang Bodak .....	41
Gambar 4.4	<i>Single Line</i> Penyulang Mujur.....	41
Gambar 4.5	<i>Single Line</i> Penyulang Novotel.....	42
Gambar 4.6	Tampilan Modul Utama <i>ETAP Power Station</i> .....	44
Gambar 4.7	Penempatan Kapasitor 400 KVar Pada Bus 20 Menggunakan <i>Software ETAP Power Station</i> .....	50
Gambar 4.8	Penempatan Kapasitor 200 KVar Pada Bus 44 Menggunakan <i>Software ETAP Power Station</i> .....	51
Gambar 4.9	Penempatan Kapasitor 200 KVar Pada Bus 82 Menggunakan <i>Software ETAP Power Station</i> .....	51
Gambar 4.10	Penempatan Kapasitor 100 KVar Pada Bus 120 Menggunakan <i>Software ETAP Power Station</i> .....	52
Gambar 4.11	Penempatan Kapasitor 300 KVar Pada Bus 127 Menggunakan <i>Software ETAP Power Station</i> .....	52

## **DAFTAR GRAFIK**

<b>Grafik 4-1</b>	<b>Perbandingan Rugi Daya Aktif Sebelum Penempatan Kapasitor Dengan Setelah Penempatan Kapasitor .....</b>	<b>58</b>
<b>Grafik 4-2</b>	<b>Perbandingan Rugi Daya Reaktif Sebelum Penempatan Kapasitor Dengan Setelah Penempatan Kapasitor .....</b>	<b>59</b>
<b>Grafik 4-3</b>	<b>Perbandingan Profil Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor Dengan Setelah Penempatan Kapasitor .....</b>	<b>61</b>
<b>Grafik 4-4</b>	<b>Perbandingan Faktor Daya Sebelum Penempatan Kapasitor Dan Setelah Penempatan Kapasitor .....</b>	<b>63</b>

## DAFTAR TABEL

Tabel 2-1	Kapasitor Seri dan Kapasitor <i>Shunt</i> .....	17
Tabel 4-1	Spesifikasi Kabel Saluran Udara .....	42
Tabel 4-2	Data Penampang dan Panjang Saluran Penghantar .....	45
Tabel 4-3	Profil Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor .....	46
Tabel 4-4	Rugi-Rugi Daya Sebelum Penempatan Kapasitor.....	47
Tabel 4-5	<i>Critical Report</i> Sebelum Penempatan Kapasitor.....	48
Tabel 4-6	Hasil <i>Total Generation, Loading and Demand</i> Menggunakan <i>ETAP Power Station</i> Sebelum Penempatan Kapasitor.....	49
Tabel 4-7	Lokasi Penempatan Dan Kapasitas Kapasitor.....	53
Tabel 4-8	Profil Tegangan Sesudah Penempatan Kapasitor.....	53
Tabel 4-9	Rugi-Rugi Daya Sesudah Penempatan Kapasitor .....	55
Tabel 4-10	Hasil <i>Total Generation, Loading and Demand</i> Menggunakan <i>ETAP Power Station</i> Setelah Penempatan Kapasitor.....	56
Tabel 4-11	Perbandingan Rugi-Rugi Daya Aktif dan Daya Reaktif Sebelum Penempatan Kapasitor Dengan Setelah Penempatan Kapasitor.....	57
Tabel 4-12	Perbandingan Profil Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor Dengan Setelah Penempatan Kapasitor.....	60
Tabel 4-13	Perbandingan Faktor Daya Sebelum Penempatan Kapasitor Dengan Setelah Penempatan Kapasitor.....	62
Tabel 4-14	Hasil Analisa Dengan Menggunakan <i>Software ETAP</i> <i>Power Station</i> .....	64

## ABSTRAK

### **ANALISA PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN DAN FAKTOR DAYA SISTEM DISTRIBUSI PRIMER 20KV DENGAN PENEMPATAN KAPASITOR MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* DI GH BIAO MATARAM**

( Aditya Prasetya Wardhana, Nim 96.12.125, Teknik Elektro/T.Energi Listrik S-1 )  
( Dosen Pembimbing : Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT )

**Kata Kunci** : Profil Tegangan, Faktor Daya, Rugi-Rugi Daya.

Keterbatasan cadangan daya sistem kelistrikan Sektor Lombok yang hanya sekitar 7,45 % atau 7,07 MW dari total daya mampu sistem Sektor Lombok sebesar 94,85 MW ( kondisi per Maret 2009 ) , memaksa PT PLN (Persero) Wilayah NTB Cabang Mataram untuk berusaha meningkatkan mutu dan efisiensi pada sistem tenaga listrik di wilayahnya. Efisiensi dilakukan dengan berbagai cara, antara lain dengan menekan rugi-rugi daya, rugi energi, memperbaiki faktor daya dan *drop* tegangan mulai dari pembangkit, transmisi dan distribusi. Adapun tujuan dalam penulisan skripsi ini adalah untuk perbaikan profil tegangan dan mereduksi rugi-rugi daya pada penyulang di GH Biao Mataram dengan cara penempatan kapasitor yang optimal dengan menggunakan bantuan *software ETAP Power Station*

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah analisa dengan menggunakan *software ETAP Power Station* terhadap parameter besar kapasitas kapasitor dan letak penempatan kapasitor. Parameter tersebut disimulasikan sampai didapatkan nilai optimal, sehingga diharapkan hasilnya dapat memperbaiki profil tegangan dan faktor daya serta mengurangi rugi-rugi daya.

Dari hasil analisa dengan menggunakan *software ETAP Power Station* dapat diketahui bahwa letak kapasitor yang optimal terletak pada bus 20, 44, 82, 120 dan 127 Dengan kapasitas kapasitor masing-masing 400 KVar, 200 KVar, 200 KVar, 100 KVar, 300 KVar. Tegangan terendah terjadi pada bus 127 dan bus 128 yaitu masing-masing sebesar 0,9405 pu atau 18,810 KV. Setelah dilakukan penempatan kapasitor, tegangan pada bus 127 dan 128 dapat diperbaiki masing-masing menjadi 0,9567 pu atau 19,134 KV. Dengan penambahan kompensasi kapasitor total sebesar 1200 KVar terjadi kenaikan % faktor daya sistem dari 84,32 menjadi 92,24. Besarnya penurunan rugi daya aktif setelah penempatan kapasitor sebesar 19,57 % atau 38,4 KW dari 196,2 KW menjadi 157,8 KW. Dan penurunan rugi daya reaktif setelah penempatan kapasitor sebesar 20,48 % atau 43,7 KVar dari 213,3 KVar menjadi 169,6 Kvar.

## **KATA PENGANTAR**

Dengan memanjatkan puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa atas segala berkat dan karunia-Nya, sehingga penyusun dapat menyelesaikan Skripsi ini tepat pada waktunya. Skripsi ini disusun untuk memenuhi persyaratan memperoleh gelar Sarjana Teknik Elektro di Institut Teknologi Nasional Malang. Penyusun menyadari bahwa penyusun 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 Sekretaris Jurusan Teknik Elektro sekaligus juga sebagai Dosen Pembimbing.
4. Orang Tua yang tercinta yang selalu memberikan semangat, motivasi serta doa.
5. Teman-temanku yang telah memberikan bantuan, motivasi dan doa.
5. Semua pihak yang telah membantu terselesainya Skripsi ini.

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

Malang, Maret 2009

Penulis



## DAFTAR ISI

<b>LEMBAR PERSETUJUAN</b> .....	<b>i</b>
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>ii</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>iii</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>iv</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>viii</b>
<b>DAFTAR GRAFIK</b> .....	<b>x</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>xi</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Rumusan Masalah .....	2
1.3. Tujuan Penelitian .....	2
1.4. Batasan Masalah.....	3
1.5. Metode Penelitian.....	3
1.6. Kontribusi Penelitian.....	4
1.7. Sistematika Penulisan.....	5
<b>BAB II SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK</b>	
2.1. Sistem Distribusi Tenaga Elektrik.....	6
2.1.1. Sistem Distribusi Primer (Jaringan Tegangan Menengah) .	7
2.1.2. Sistem Distribusi Sekunder (Jaringan Tegangan Rendah)..	7
2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik.....	8

2.2.1. Sistem Jaringan Distribusi Radial.....	8
2.2.1.1. Sistem Radial Pohon .....	9
2.2.1.1. Sistem Radial Dengan <i>Tie</i> dan <i>Switch</i> Pemisah..	9
2.2.1.3. Sistem Radial Dengan Beban Terpusat .....	10
2.2.2. Sistem Jaringan Distribusi Tertutup ( <i>Loop</i> ) .....	11
2.2.3. Sistem Jaringan Distribusi <i>Mesh</i> .....	12
2.3. Daya Dalam Sistem Tenaga .....	12
2.3.1. Daya Nyata ( <i>Real Power</i> ) .....	13
2.3.2. Daya Reaktif ( <i>Reactive Power</i> ) .....	13
2.3.3. Daya Semu ( <i>Apparent Power</i> ).....	13
2.4. Kapasitor Daya .....	14
2.4.1. Kapasitor Seri dan Kapasitor <i>Shunt</i> .....	14
a. Kapasitor Seri .....	14
b. Kapasitor <i>Shunt</i> .....	15
2.4.2. Pemasangan Kapasitor <i>Shunt</i> .....	15
2.5. Faktor-faktor Pemilihan Kapasitor Seri dan <i>Shunt</i> .....	17
2.6. Sistem Per-Unit .....	18
2.7. Faktor Daya.....	19
2.7.1. Faktor Daya <i>Leading</i> .....	22
2.7.2. Faktor Daya <i>Lagging</i> .....	23
2.7.3. Sumber Daya Reaktif Untuk Perbaikan Faktor Daya.....	23
2.7.4. Pengurangan Rugi Daya Dengan Kapasitor <i>Shunt</i> .....	24
2.8. Perbaikan Tegangan .....	25

2.8.1. Perbaikan Faktor Daya dan Kapasitas Sistem .....	26
2.8.2. Perhitungan Pengaruh Perbaikan Faktor Daya.....	28
2.8.3 Penentuan Rating Kapasitor Untuk Perbaikan Faktor Daya Beban .....	29

### **BAB III ANALISA ALIRAN DAYA**

3.1. Analisa Aliran Daya .....	31
3.2. Metode Newton Raphson .....	31
3.2.1. Algoritma Perhitungan Aliran Daya Dengan Metode Newton Raphson .....	35
3.2.2. <i>Flowchart</i> Aliran Daya Newton Raphson .....	36
3.3. Algoritma Pemecahan Masalah.....	37
3.4. <i>Flowchart</i> Pemecahan Masalah .....	38

### **BAB IV SIMULASI DAN ANALISA HASIL**

4.1. Sistem Distribusi Tenaga Listrik GH Biao Mataram .....	39
4.2. Data Penyaluran dan Pembebanan .....	42
4.2.1. Data Saluran Penyulang di GH Biao .....	42
4.3. Solusi Perbaikan Kualitas Daya dengan <i>ETAP PowerStation</i> ....	43
4.4. Analisa Aliran Daya .....	46
4.4.1 Analisa Aliran Daya Sebelum Penempatan Kapasitor .....	46
4.4.2 Analisa Aliran Daya Setelah Penempatan Kapasitor.....	50
4.5. Analisa Hasil Perbandingan Sebelum Penempatan Kapasitor dan Setelah Penempatan Kapasitor .....	53

**BAB V PENUTUP**

5.1. Kesimpulan .....	67
5.2. Saran .....	68

**DAFTAR PUSTAKA**

**LAMPIRAN**

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Jaringan Distribusi Tegangan Menengah (JTM), Jaringan Distribusi Tegangan Rendah (JTR) dan Sambungan Rumah ke Pelanggan .....	6
Gambar 2.2	Sistem Jaringan Distribusi Radial .....	8
Gambar 2.3	Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan <i>Tie</i> Dan <i>Switch</i> Pemisah.....	10
Gambar 2.4	Jaringan Distribusi Radial Dengan Beban Terpusat.....	11
Gambar 2.5	Sistem Jaringan Distribusi <i>Loop</i> .....	12
Gambar 2.6	Sistem Jaringan Distribusi <i>Mesh</i> .....	12
Gambar 2.7	Kapasitor Yang Dipasang Pada Tiang Saluran Distribusi .....	13
Gambar 2.8	Kapasitor Yang Dipasang Pada Gardu Induk .....	13
Gambar 2.9	Segitiga Daya .....	20
Gambar 2.10	Segitiga Arus.....	21
Gambar 2.11	Saluran Primer dengan Beban Terpusat .....	22
Gambar 2.12	Faktor Daya <i>Leading</i> .....	23
Gambar 2.13	Faktor Daya <i>Lagging</i> .....	23
Gambar 2.14	Vektor Diagram Sebelum (a), (c) dan Sesudah (b), (d) Pemasangan Kapasitor <i>Shunt</i> Pada Jaringan .....	25
Gambar 2.15	Perbaikan Faktor Daya .....	26
Gambar 2.16	Diagram Fasor dan Sudut Daya Beban Pada Jaringan Distribusi.....	28

Gambar 3.1	<i>Flowchart</i> Aliran Daya Newton Raphson .....	36
Gambar 3.2	<i>Flowchart</i> Pemecahan Masalah Menggunakan <i>Software</i> <i>ETAP Power Station</i> .....	38
Gambar 4.1	<i>Single Line</i> GH Biao Mataram.....	39
Gambar 4.2	<i>Single Line</i> Penyulang Praya Kota .....	40
Gambar 4.3	<i>Single Line</i> Penyulang Bodak .....	41
Gambar 4.4	<i>Single Line</i> Penyulang Mujur.....	41
Gambar 4.5	<i>Single Line</i> Penyulang Novotel.....	42
Gambar 4.6	Tampilan Modul Utama <i>ETAP Power Station</i> .....	44
Gambar 4.7	Penempatan Kapasitor 400 KVar Pada Bus 20 Menggunakan <i>Software ETAP Power Station</i> .....	50
Gambar 4.8	Penempatan Kapasitor 200 KVar Pada Bus 44 Menggunakan <i>Software ETAP Power Station</i> .....	51
Gambar 4.9	Penempatan Kapasitor 200 KVar Pada Bus 82 Menggunakan <i>Software ETAP Power Station</i> .....	51
Gambar 4.10	Penempatan Kapasitor 100 KVar Pada Bus 120 Menggunakan <i>Software ETAP Power Station</i> .....	52
Gambar 4.11	Penempatan Kapasitor 300 KVar Pada Bus 127 Menggunakan <i>Software ETAP Power Station</i> .....	52

## **DAFTAR GRAFIK**

<b>Grafik 4-1</b>	<b>Perbandingan Rugi Daya Aktif Sebelum Penempatan Kapasitor Dengan Setelah Penempatan Kapasitor .....</b>	<b>58</b>
<b>Grafik 4-2</b>	<b>Perbandingan Rugi Daya Reaktif Sebelum Penempatan Kapasitor Dengan Setelah Penempatan Kapasitor .....</b>	<b>59</b>
<b>Grafik 4-3</b>	<b>Perbandingan Profil Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor Dengan Setelah Penempatan Kapasitor .....</b>	<b>61</b>
<b>Grafik 4-4</b>	<b>Perbandingan Faktor Daya Sebelum Penempatan Kapasitor Dan Setelah Penempatan Kapasitor .....</b>	<b>63</b>

## DAFTAR TABEL

Tabel 2-1	Kapasitor Seri dan Kapasitor <i>Shunt</i> .....	17
Tabel 4-1	Spesifikasi Kabel Saluran Udara .....	42
Tabel 4-2	Data Penampang dan Panjang Saluran Penghantar .....	45
Tabel 4-3	Profil Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor .....	46
Tabel 4-4	Rugi-Rugi Daya Sebelum Penempatan Kapasitor.....	47
Tabel 4-5	<i>Critical Report</i> Sebelum Penempatan Kapasitor.....	48
Tabel 4-6	Hasil <i>Total Generation, Loading and Demand</i> Menggunakan <i>ETAP Power Station</i> Sebelum Penempatan Kapasitor.....	49
Tabel 4-7	Lokasi Penempatan Dan Kapasitas Kapasitor.....	53
Tabel 4-8	Profil Tegangan Sesudah Penempatan Kapasitor .....	53
Tabel 4-9	Rugi-Rugi Daya Sesudah Penempatan Kapasitor .....	55
Tabel 4-10	Hasil <i>Total Generation, Loading and Demand</i> Menggunakan <i>ETAP Power Station</i> Setelah Penempatan Kapasitor.....	56
Tabel 4-11	Perbandingan Rugi-Rugi Daya Aktif dan Daya Reaktif Sebelum Penempatan Kapasitor Dengan Setelah Penempatan Kapasitor.....	57
Tabel 4-12	Perbandingan Profil Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor Dengan Setelah Penempatan Kapasitor.....	60
Tabel 4-13	Perbandingan Faktor Daya Sebelum Penempatan Kapasitor Dengan Setelah Penempatan Kapasitor.....	62
Tabel 4-14	Hasil Analisa Dengan Menggunakan <i>Software ETAP</i> <i>Power Station</i> .....	64



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Keterbatasan cadangan daya sistem kelistrikan Sektor Lombok yang hanya sekitar 7,45 % atau 7,07 MW dari total daya mampu sistem Sektor Lombok sebesar 94,85 MW ( kondisi per Maret 2009) , memaksa PT PLN (Persero) Wilayah NTB Cabang Mataram untuk berusaha meningkatkan mutu dan efisiensi pada sistem tenaga listrik di wilayahnya. Efisiensi dilakukan dengan berbagai cara, antara lain dengan menekan rugi-rugi daya, rugi energi, memperbaiki faktor daya dan *drop* tegangan mulai dari pembangkit, transmisi dan distribusi.

Penelitian kali ini dilakukan pada penyulang-penyulang pada GH (Gardu Hubung / *Switching Substation*) Biao Mataram, yang merupakan bagian dari sistem kelistrikan PLN Wilayah Nusa Tenggara Barat Sektor Lombok. GH Biao Mataram melayani 4 penyulang, antara lain Penyulang Praya Kota, Penyulang Bodak, Penyulang Mujur, dan Penyulang Novotel. Penyulang-penyulang tersebut melayani kawasan industri, kawasan pariwisata, kawasan bisnis, dan pusat pemerintahan daerah di Mataram NTB yang sebagian besar bebannya bersifat induktif. Beban yang bersifat induktif ini menyebabkan turunnya faktor daya listrik, turunnya profil tegangan, dan akhirnya menimbulkan rugi-rugi daya yang cukup besar. Pemakaian kapasitor daya pada jaringan tenaga listrik sudah terbukti dapat memperbaiki faktor daya dan dapat memperbaiki profil tegangan, namun dalam menentukan lokasi pemasangan yang optimal juga merupakan bagian penting dalam meningkatkan mutu kelistrikan dan efisiensi.

Sebagian besar beban memiliki faktor daya tertinggal (*lagging*), seiring dengan meningkatnya beban, daya reaktif yang ada di jaringan akan semakin besar yang dapat menyebabkan penurunan faktor daya dan profil tegangan pada ujung saluran dimana konsumen terhubung. Apabila penurunan tegangan yang terjadi melebihi batas toleransi yang diijinkan ( $\geq 5\%$  dari tegangan nominal, SPLN 72-1987), maka secara teknis akan mengakibatkan terganggunya kinerja peralatan listrik konsumen seperti berbagai jenis lampu, alat-alat pemanas dan motor-motor listrik.

## **1.2 Rumusan Masalah**

Berdasarkan latar belakang tersebut diatas, maka permasalahan yang timbul adalah :

1. Berapakah besar daya kapasitor yang akan dipasang dan dimana letak penempatan kapasitor yang optimal pada penyulang-penyulang di GH Biao.
2. Berapakah besar nilai perbaikan profil tegangan dan perbaikan faktor daya, serta besar nilai penurunan rugi daya reaktif dan rugi daya aktif setelah dilakukan pemasangan kapasitor.

## **1.3 Tujuan Penelitian**

Adapun tujuan dalam penulisan skripsi ini adalah untuk perbaikan profil tegangan dan mereduksi rugi-rugi daya pada penyulang di GH Biao Mataram dengan cara penempatan kapasitor yang optimal dengan menggunakan bantuan *software ETAP Power Station*.

#### **1.4 Batasan Masalah**

Untuk menyederhanakan masalah yang akan dibahas, maka diberikan asumsi-asumsi serta batasan-batasan sebagai berikut :

1. Sistem yang akan dianalisa adalah jaringan distribusi 20 KV di GH Biao Mataram yang meliputi 4 penyulang, yaitu Penyulang Praya Kota, Penyulang Bodak, Penyulang Mujur, dan Penyulang Novotel.
2. Analisa dilakukan menggunakan *software ETAP Power Station*
3. Analisa dilakukan dengan menganggap sistem tiga fasa dalam keadaan seimbang dan dalam keadaan normal.
4. Analisa dilakukan terhadap beban maksimum, yaitu pada saat beban puncak.
5. Analisa terhadap pengaruh penempatan kapasitor terhadap rugi-rugi daya dan perbaikan profil tegangan
6. Tidak membahas masalah harmonisa.

#### **1.5 Metode Penelitian**

Metode yang digunakan untuk menyusun skripsi ini adalah sebagai berikut:

1. Studi literature,  
yaitu kajian pustaka dengan mempelajari dan mengumpulkan sumber referensi dari buku-buku ataupun berbagai literatur, makalah atau jurnal ilmiah.

## 2. Pengumpulan Data

Bentuk data yang digunakan yaitu :

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

## 3. Pemodelan

Berdasarkan data yang diperoleh, maka disimulasikan dalam *software ETAP Power Station*

## 4. Analisa Data

Menganalisa data yang diperoleh dengan menggunakan *software ETAP Power Station*.

### 1.6 Kontribusi Penelitian

Dengan menggunakan *software ETAP Power Station* penempatan kapasitor pada sistem distribusi primer 20 KV di GH Biao Mataram menjadi lebih optimal, dapat mengurangi rugi-rugi daya dan dapat memperbaiki profil tegangan. Hasil dari penelitian ini diharapkan dapat diterapkan oleh PT PLN (Persero) Wilayah Nusa Tenggara Barat Cabang Mataram sehingga dapat memberikan pelayanan dengan kualitas lebih baik kepada pelanggan dan memberikan keuntungan bagi PT PLN (Persero) Wilayah Nusa Tenggara Barat Cabang Mataram.

## 1.7 Sistematika Penulisan

Secara garis besar penyusunan skripsi ini mempunyai sistematika sebagai berikut:

### **BAB I   Pendahuluan**

Berisi tentang pendahuluan yang membahas mengenai latar belakang penulisan, permasalahan, batasan masalah, tujuan penelitian, metode pemecahan masalah serta sistematika penulisan.

### **BAB II   Sistem Distribusi Tenaga Listrik**

Berisi tentang studi pustaka mengenai masalah sistem jaringan distribusi, daya dalam sistem tenaga listrik, dan kapasitor daya

### **BAB III Pengaruh Penempatan Kapasitor Terhadap Sistem Distribusi Tenaga Listrik**

Berisi pengaruh pemasangan kapasitor terhadap sistem distribusi, perbaikan profil tegangan dan pengurangan rugi-rugi daya.

### **BAB IV Simulasi dan Analisa Hasil**

Berisi data dan analisa data hasil simulasi menggunakan *software ETAP Power Station*

### **BAB V   Kesimpulan**

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

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Keterbatasan cadangan daya sistem kelistrikan Sektor Lombok yang hanya sekitar 7,45 % atau 7,07 MW dari total daya mampu sistem Sektor Lombok sebesar 94,85 MW ( kondisi per Maret 2009 ) , memaksa PT PLN (Persero) Wilayah NTB Cabang Mataram untuk berusaha meningkatkan mutu dan efisiensi pada sistem tenaga listrik di wilayahnya. Efisiensi dilakukan dengan berbagai cara, antara lain dengan menekan rugi-rugi daya, rugi energi, memperbaiki faktor daya dan *drop* tegangan mulai dari pembangkit, transmisi dan distribusi.

Penelitian kali ini dilakukan pada penyulang-penyulang pada GH (Gardu Hubung / *Switching Substation*) Biao Mataram, yang merupakan bagian dari sistem kelistrikan PLN Wilayah Nusa Tenggara Barat Sektor Lombok. GH Biao Mataram melayani 4 penyulang, antara lain Penyulang Praya Kota, Penyulang Bodak, Penyulang Mujur, dan Penyulang Novotel. Penyulang-penyulang tersebut melayani kawasan industri, kawasan pariwisata, kawasan bisnis, dan pusat pemerintahan daerah di Mataram NTB yang sebagian besar bebannya bersifat induktif. Beban yang bersifat induktif ini menyebabkan turunnya faktor daya listrik, turunnya profil tegangan, dan akhirnya menimbulkan rugi-rugi daya yang cukup besar. Pemakaian kapasitor daya pada jaringan tenaga listrik sudah terbukti dapat memperbaiki faktor daya dan dapat memperbaiki profil tegangan, namun dalam menentukan lokasi pemasangan yang optimal juga merupakan bagian penting dalam meningkatkan mutu kelistrikan dan efisiensi.

Sebagian besar beban memiliki faktor daya tertinggal (*lagging*), seiring dengan meningkatnya beban, daya reaktif yang ada di jaringan akan semakin besar yang dapat menyebabkan penurunan faktor daya dan profil tegangan pada ujung saluran dimana konsumen terhubung. Apabila penurunan tegangan yang terjadi melebihi batas toleransi yang diijinkan ( $\geq 5\%$  dari tegangan nominal, SPLN 72-1987), maka secara teknis akan mengakibatkan terganggunya kinerja peralatan listrik konsumen seperti berbagai jenis lampu, alat-alat pemanas dan motor-motor listrik.

## **1.2 Rumusan Masalah**

Berdasarkan latar belakang tersebut diatas, maka permasalahan yang timbul adalah :

1. Berapakah besar daya kapasitor yang akan dipasang dan dimana letak penempatan kapasitor yang optimal pada penyulang-penyulang di GH Biao.
2. Berapakah besar nilai perbaikan profil tegangan dan perbaikan faktor daya, serta besar nilai penurunan rugi daya reaktif dan rugi daya aktif setelah dilakukan pemasangan kapasitor.

## **1.3 Tujuan Penelitian**

Adapun tujuan dalam penulisan skripsi ini adalah untuk perbaikan profil tegangan dan mereduksi rugi-rugi daya pada penyulang di GH Biao Mataram dengan cara penempatan kapasitor yang optimal dengan menggunakan bantuan *software ETAP Power Station*.

#### **1.4 Batasan Masalah**

Untuk menyederhanakan masalah yang akan dibahas, maka diberikan asumsi-asumsi serta batasan-batasan sebagai berikut :

1. Sistem yang akan dianalisa adalah jaringan distribusi 20 KV di GH Biao Mataram yang meliputi 4 penyulang, yaitu Penyulang Praya Kota, Penyulang Bodak, Penyulang Mujur, dan Penyulang Novotel.
2. Analisa dilakukan menggunakan *software ETAP Power Station*
3. Analisa dilakukan dengan menganggap sistem tiga fasa dalam keadaan seimbang dan dalam keadaan normal.
4. Analisa dilakukan terhadap beban maksimum, yaitu pada saat beban puncak.
5. Analisa terhadap pengaruh penempatan kapasitor terhadap rugi-rugi daya dan perbaikan profil tegangan
6. Tidak membahas masalah harmonisa.

#### **1.5 Metode Penelitian**

Metode yang digunakan untuk menyusun skripsi ini adalah sebagai berikut:

1. Studi literature,  
yaitu kajian pustaka dengan mempelajari dan mengumpulkan sumber referensi dari buku-buku ataupun berbagai literatur, makalah atau jurnal ilmiah.



## 2. Pengumpulan Data

Bentuk data yang digunakan yaitu :

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

## 3. Pemodelan

Berdasarkan data yang diperoleh, maka disimulasikan dalam *software ETAP Power Station*

## 4. Analisa Data

Menganalisa data yang diperoleh dengan menggunakan *software ETAP Power Station*.

### 1.6 Kontribusi Penelitian

Dengan menggunakan *software ETAP Power Station* penempatan kapasitor pada sistem distribusi primer 20 KV di GH Biao Mataram menjadi lebih optimal, dapat mengurangi rugi-rugi daya dan dapat memperbaiki profil tegangan. Hasil dari penelitian ini diharapkan dapat diterapkan oleh PT PLN (Persero) Wilayah Nusa Tenggara Barat Cabang Mataram sehingga dapat memberikan pelayanan dengan kualitas lebih baik kepada pelanggan dan memberikan keuntungan bagi PT PLN (Persero) Wilayah Nusa Tenggara Barat Cabang Mataram.

## 1.7 Sistematika Penulisan

Secara garis besar penyusunan skripsi ini mempunyai sistematika sebagai berikut:

### **BAB I   Pendahuluan**

Berisi tentang pendahuluan yang membahas mengenai latar belakang penulisan, permasalahan, batasan masalah, tujuan penelitian, metode pemecahan masalah serta sistematika penulisan.

### **BAB II   Sistem Distribusi Tenaga Listrik**

Berisi tentang studi pustaka mengenai masalah sistem jaringan distribusi, daya dalam sistem tenaga listrik, dan kapasitor daya

### **BAB III Pengaruh Penempatan Kapasitor Terhadap Sistem Distribusi Tenaga Listrik**

Berisi pengaruh pemasangan kapasitor terhadap sistem distribusi, perbaikan profil tegangan dan pengurangan rugi-rugi daya.

### **BAB IV Simulasi dan Analisa Hasil**

Berisi data dan analisa data hasil simulasi menggunakan *software ETAP Power Station*

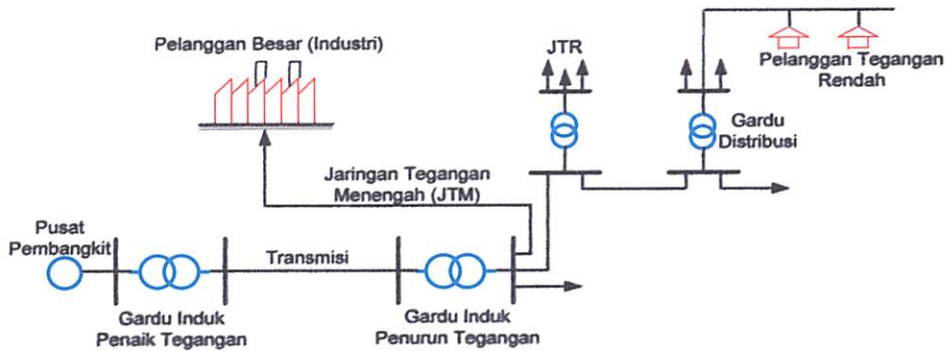
### **BAB V   Kesimpulan**

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

## BAB II SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

### 2.1. Sistem Distribusi Tenaga Elektrik

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 <sup>[1]</sup>

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.

#### **2.1.2. Sistem Distribusi Sekunder (Jaringan Tegangan Rendah)**

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

Sistem jaringan yang digunakan untuk menyalurkan dan mendistribusikan tenaga listrik tersebut dapat menggunakan sistem satu fasa dengan dua kawat maupun sistem tiga fasa dengan empat kawat.

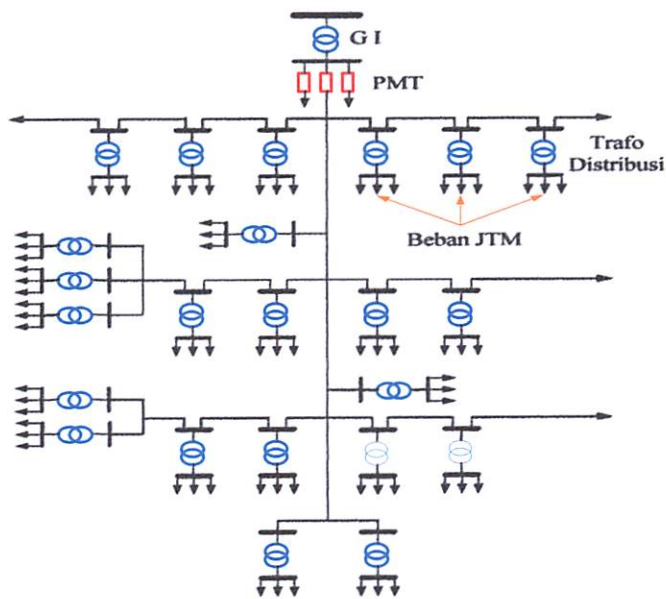
## 2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik<sup>[1]</sup>

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<sup>[1]</sup>

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.

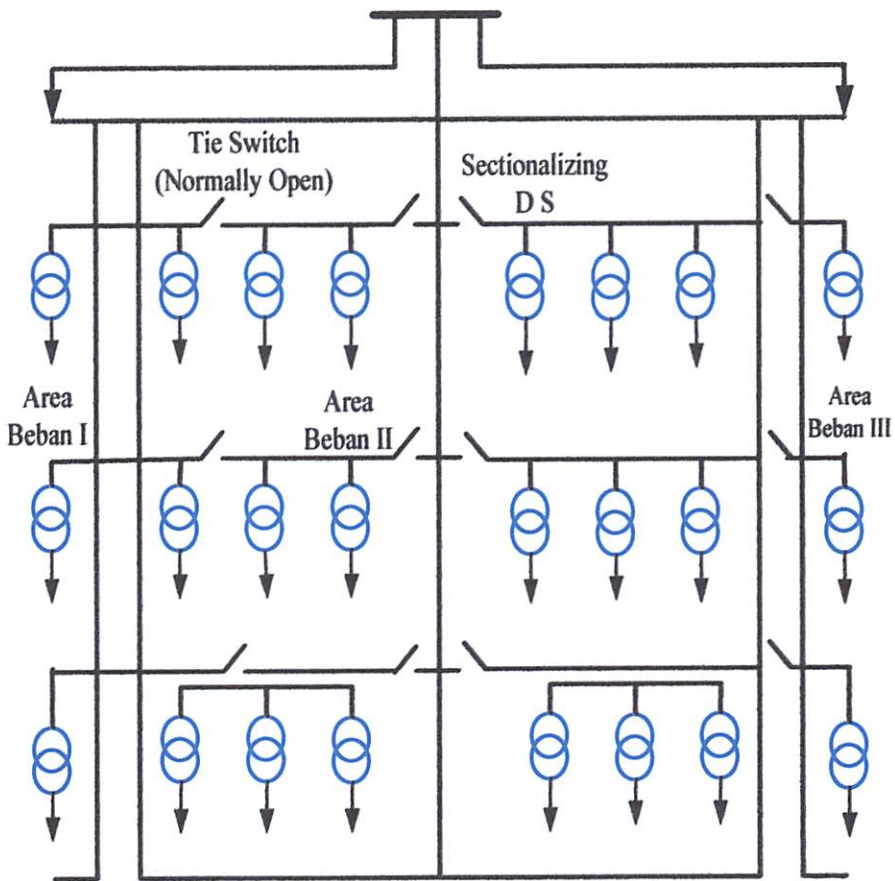
Kelemahan yang dimiliki oleh sistem radial adalah jatuh tegangan yang cukup besar dan bila terjadi gangguan pada sistem akan mengakibatkan jatuhnya sebagian atau bahkan keseluruhan beban sistem.

#### **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**

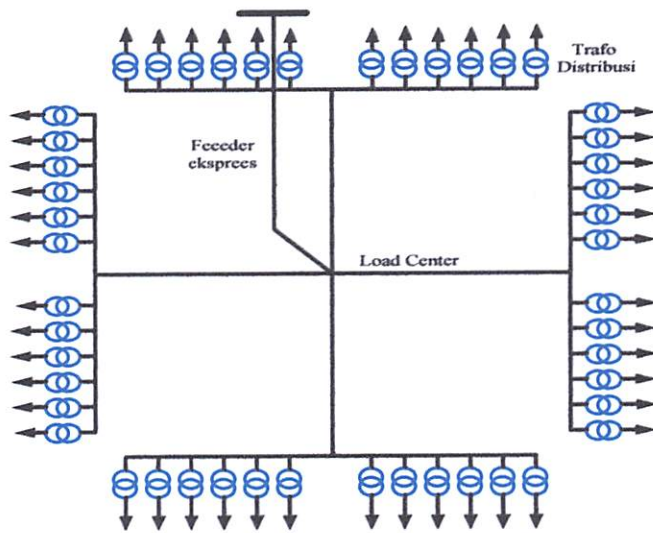
Sistem ini merupakan pengembangan dari sistem radial pohon, untuk meningkatkan keandalan sistem saat terjadinya gangguan maka *feeder* yang terganggu akan dilokalisir sedangkan area yang semula dilayani oleh *feeder* tersebut pelayanannya dialihkan pada *feeder* yang tidak terganggu. Sistem radial dengan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



Gambar 2.3  
Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan *Tie* dan *Switch* Pemisah <sup>[3]</sup>

### 2.2.1.3. Sistem Radial Dengan Beban Terpusat

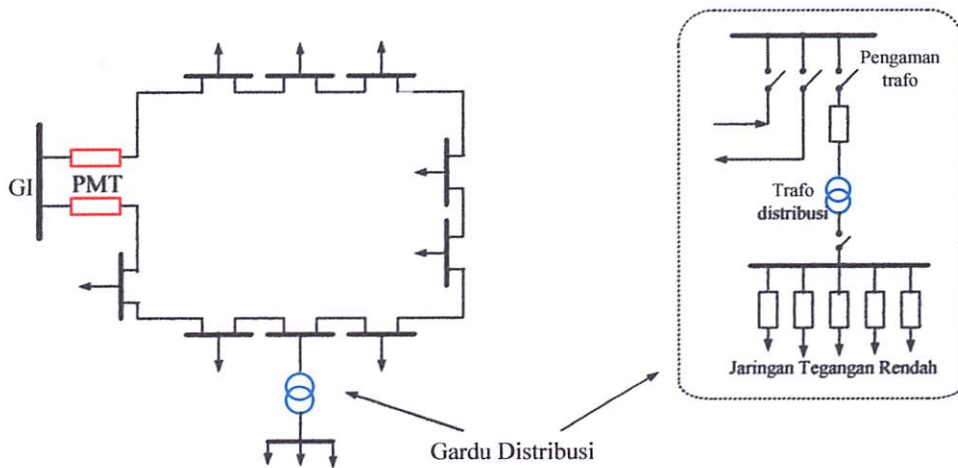
Bentuk dari sistem ini mensuplai daya dengan menggunakan *main feeder* yang disebut *express feeder* langsung ke pusat beban, dan dari titik pusat beban ini dikirim ke beban menggunakan *back feeder* secara radial seperti terlihat pada gambar 2.4.



Gambar 2.4  
Jaringan Distribusi Radial Dengan Beban Terpusat<sup>[3]</sup>

### 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 2.5.

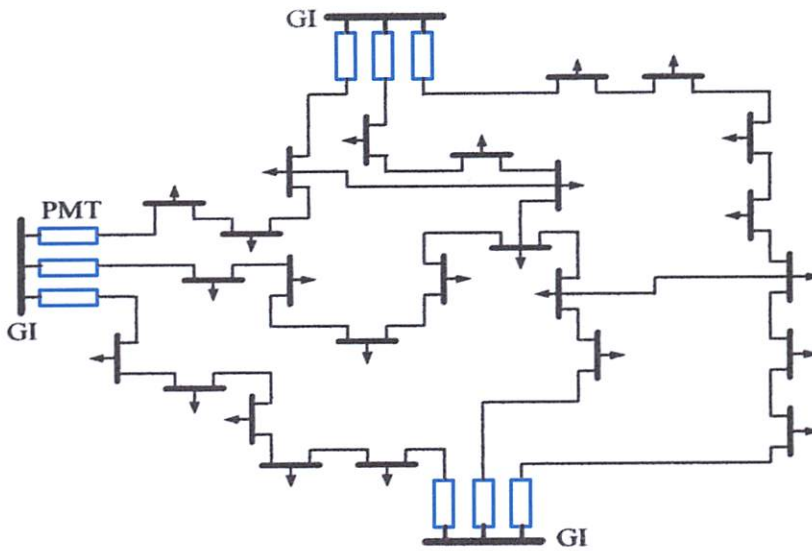


Gambar 2.5  
Sistem Jaringan Distribusi *Loop*<sup>[1]</sup>



### 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 [1]

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 Daya Nyata, Daya Reaktif, dan Daya Semu.

### 2.3.1. Daya Nyata (*Real Power*)

Daya nyata dinyatakan dalam persamaan :

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

Daya nyata untuk beban 3 fasa seimbang

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

### 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 :

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

Daya reaktif untuk beban 3 fasa seimbang :

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

### 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<sup>[1]</sup>

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 faktor daya dan menaikkan kapasitas sistem 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* :

a. Kapasitor Tetap (*Fixed Capacitor*)

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 (*Switched Capacitor*)

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



Gambar 2.8  
Kapasitor Yang Dipasang Pada Tiang Saluran Distribusi



Gambar 2.8  
Kapasitor Yang Dipasang Pada Gardu Induk

## 2.5. Faktor-faktor pemilihan kapasitor seri dan kapasitor *shunt*<sup>[3]</sup>

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<sup>[1]</sup>

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

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

Impedansi dasar

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

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

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 didefinisikan sebagai berikut:

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



Gambar 2.7  
Kapasitor Yang Dipasang Pada Tiang Saluran Distribusi



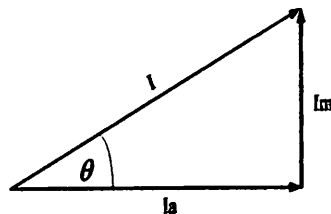
Gambar 2.8  
Kapasitor Yang Dipasang Pada Gardu Induk



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 ke dalam 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 :

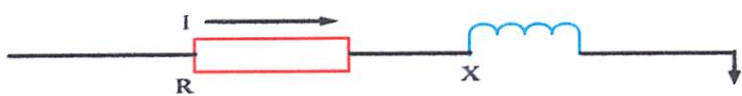


Gambar 3.2  
Segitiga Arus<sup>[1]</sup>

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

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

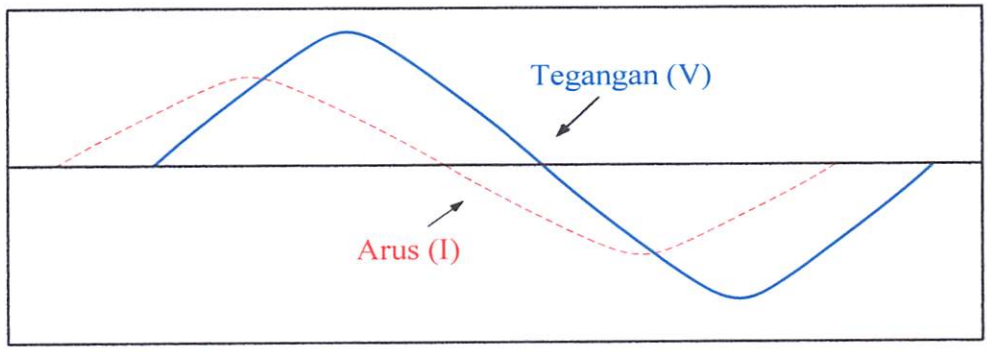
$$P_L = I^2 R$$

$$= (I \cos \theta)^2 R + (I \sin \theta)^2 R \dots\dots\dots(3.7)$$

dimana :  $I_R$  adalah arus aktif  
 $I_X$  adalah arus reaktif

**3.1.2. Faktor Daya *Leading***

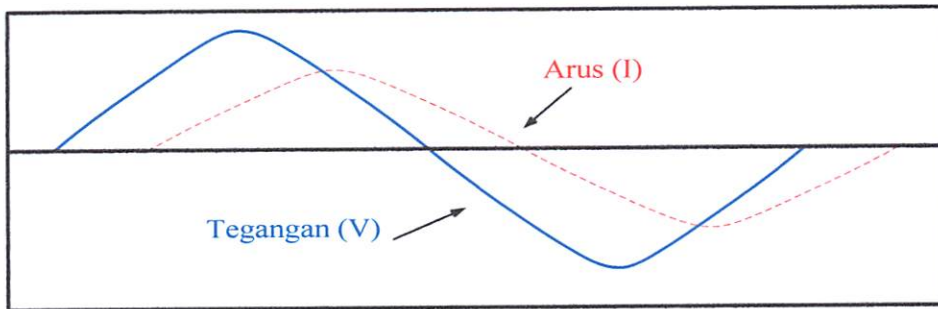
Apabila arus mendahului tegangan, maka faktor daya itu dikatakan *leading*. Faktor daya *leading* ini terjadi apabila bebannya kapasitif, seperti kapasitor, generator sinkron dan motor sinkron.



Gambar 3.4  
Faktor Daya *Leading*

### 3.1.3. Faktor Daya *Lagging*

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



Gambar 3.5  
Faktor Daya *Lagging*

### 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-

## 2.7 Pengertian Faktor Daya

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

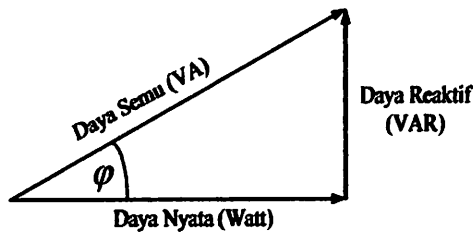
1. Arus beban resistif adalah arus yang dikonversikan menjadi kerja, biasanya dalam bentuk panas, kerja mekanik, cahaya dan bentuk energi lain. Daya yang dihasilkan dari adanya arus ini adalah daya kerja dengan satuan watt, kilowatt, dsb.
2. Arus beban reaktif mengalir pada komponen beban yang tidak 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.

$$\text{Faktor Daya} = \frac{\text{Daya Nyata (kW)}}{\text{Daya Semu (kVA)}} \dots\dots\dots(2.12)$$

Untuk daya semu sendiri dibentuk oleh dua komponen daya nyata (KW) dan daya reaktif (KVAR).

Hubungan ini dapat digambarkan sebagai berikut :



Gambar 2.9  
Segitiga Daya [1]

$$\text{Dengan faktor daya} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \dots\dots\dots(2.13)$$

$$P = \text{daya nyata (KW)} \\ = V \cdot I \cdot \cos \varphi \dots\dots\dots(2.14)$$

$$Q = \text{daya reaktif (KVAR)} \\ = V \cdot I \cdot \sin \varphi \dots\dots\dots(2.15)$$

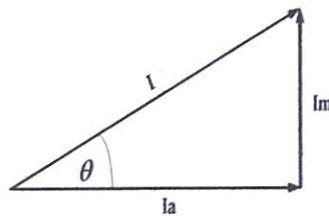
$$S = \text{daya semu (KVA)} \\ = V \cdot I \dots\dots\dots(2.16)$$

$\varphi$  = sudut fasa

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 ke dalam 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 2.10  
Segitiga Arus<sup>[1]</sup>

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 2.11<sup>[1]</sup>  
Saluran Primer Dengan Beban Terpusat

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

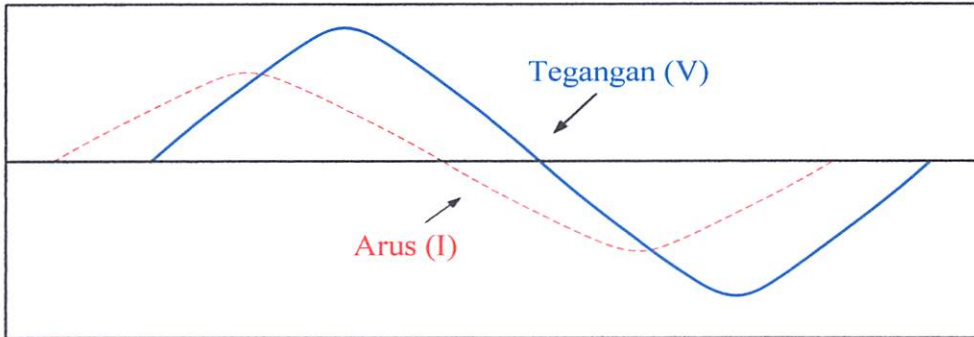
$$P_L = I^2 R$$
$$= (I \cos \theta)^2 R + (I \sin \theta)^2 R \dots\dots\dots(2.17)$$

dimana :  $I_R$  adalah arus aktif

$I_X$  adalah arus reaktif

### 2.7.1 Faktor Daya *Leading*<sup>[1]</sup>

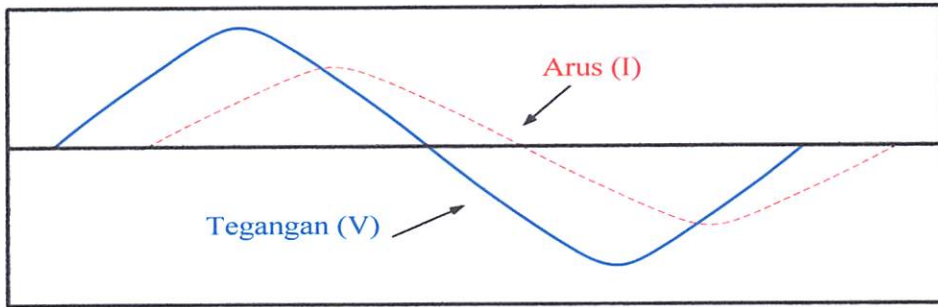
Apabila arus mendahului tegangan, maka faktor daya itu dikatakan *leading*. Faktor daya *leading* ini terjadi apabila bebannya kapasitif, seperti kapasitor, generator sinkron dan motor sinkron.



Gambar 2.12  
Faktor Daya *Leading*<sup>[1]</sup>

### 2.7.2 Faktor Daya *Lagging* <sup>[1]</sup>

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 2.13  
Faktor Daya *Lagging* <sup>[1]</sup>

### 2.7.3 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 kondensator sinkron, kapasitor seri dan kapasitor *shunt*.

#### 2.7.4 Pengurangan Rugi Daya Dengan Kapasitor Shunt

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

- Rugi daya aktif

$$(I^2R) = (I_R^2 + I_X^2) R \dots\dots\dots(2.18)$$

- Rugi daya reaktif

$$(I^2X) = (I_R^2 + I_X^2) X \dots\dots\dots(2.19)$$

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 mempengaruhi penempatan kapasitor *shunt* pada saluran, hal ini dapat dijelaskan sebagai berikut:

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

$$I^2R = (I \cos \theta)^2R + (I \sin \theta)^2R \dots\dots\dots(2.20)$$

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

$$I^2R = (I \cos \theta)^2R + (I \sin \theta - I_c)^2R \dots\dots\dots(2.21)$$

Sehingga pengurangan rugi daya sebagai akibat pemasangan kapasitor didapat:

$$\begin{aligned}
 \Delta p_{ls} &= I^2 R - I_1^2 R \\
 &= (I \cos \theta)^2 R + (I \sin \theta)^2 R - (I \cos \theta)^2 R + (I \sin \theta - I_c)^2 R \\
 &= 2 (I \sin \theta) I_c R - I_c^2 R \dots\dots\dots(2.22)
 \end{aligned}$$

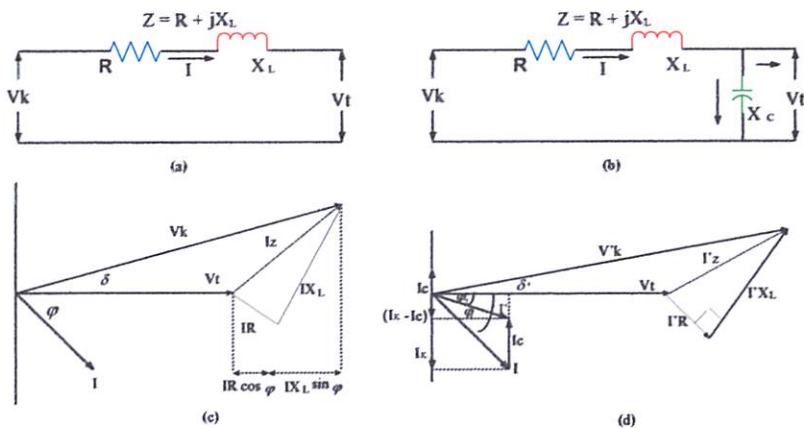
maka hanya komponen arus reaktif ( $I \sin \theta$ ) saja yang berpengaruh terhadap pengurangan rugi daya  $I^2 R$  akibat pemasangan kapasitor *shunt* pada saluran distribusi.

Pengurangan rugi daya saluran 3 fasa adalah:

$$\Delta p_{ls} = 3R (2 (I \sin \theta) I_c - I_c^2) \text{ Watt} \dots\dots\dots(2.23)$$

### 2.8 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 2.14  
 Vektor Diagram Sebelum (a), (c) dan Sesudah (b), (d) Pemasangan Kapasitor Shunt Pada Jaringan [1]

Jatuh tegangan yang disebabkan arus beban I sebelum kapasitor dipasang:

$$\delta V = I_R R + I_L X \dots\dots\dots(2.24)$$

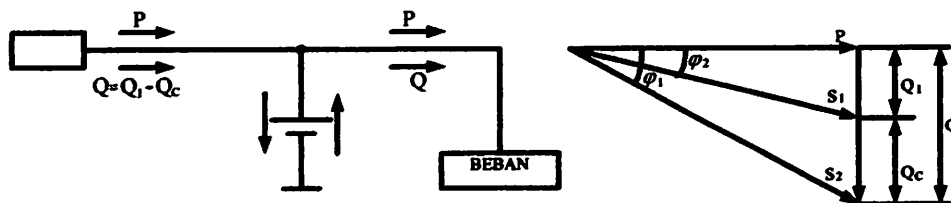
Jatuh tegangan setelah kapasitor dipasang:

$$\delta V = I_R R + I_L X - I_C X \dots\dots\dots(2.25)$$

### 2.8.1 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 2.15 Perbaikan Faktor Daya<sup>[1]</sup>

Diasumsikan bahwa beban disuplai oleh daya nyata P, daya reaktif (*lagging*) Q, dan daya semu S, pada faktor daya tertinggal  $\cos \varphi_1$

$$\cos \varphi_1 = \frac{P}{S_1} \dots\dots\dots(2.26)$$

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

$$\begin{aligned} \cos \varphi_2 &= \frac{P}{S_2} \\ &= \frac{P}{\sqrt{(P^2 + Q^2)}} \\ &= \frac{P}{\sqrt{P^2 + (Q_1 - Q_c)^2}} \dots\dots\dots(2.27) \end{aligned}$$

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:

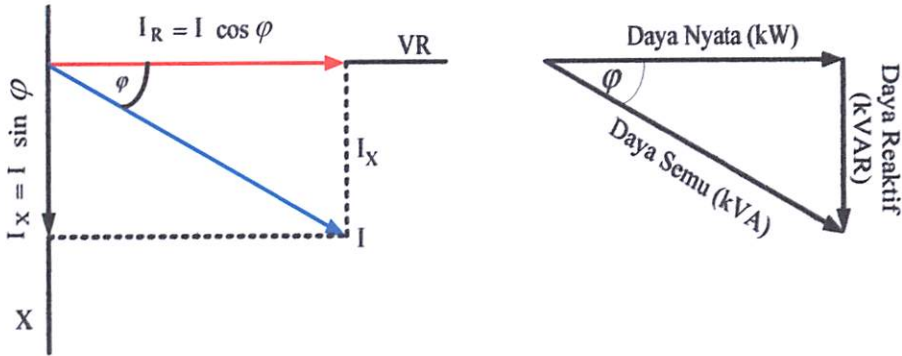
$$\% \text{ Rugi daya} = 100 \left( \frac{\text{Faktor daya mula} - \text{mula}(\cos \varphi_1)}{\text{Faktor daya baru}(\cos \varphi_2)} \right) \dots\dots\dots(2.28)$$

% Pengurangan rugi daya

$$= 100 \left( 1 - \left( \frac{\text{Faktor daya mula} - \text{mula}(\cos \varphi_1)}{\text{Faktor daya baru}(\cos \varphi_2)} \right)^2 \right) \dots\dots\dots(2.29)$$

### 2.8.2 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 2.16

Diagram Fasor dan Sudut Daya Beban pada Jaringan Distribusi <sup>[1]</sup>

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

$$\begin{aligned}
 I = \text{Arus Semu} &= \sqrt{(\text{ arus aktif})^2 + (\text{ arus reaktif})^2} \\
 &= \sqrt{(I \cos \phi)^2 + (I \sin \phi)^2} \dots\dots\dots(2.30)
 \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}
 \text{Daya semu (KVA)} &= \sqrt{(\text{Daya aktif})^2 + (\text{Daya reaktif})^2} \\
 (VI) &= \sqrt{(VI \cos \phi)^2 + (VI \sin \phi)^2} \dots\dots\dots(2.31)
 \end{aligned}$$

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

Daya aktif = Daya semu x Faktor daya

$$KW = KVA \times \text{Faktor daya}$$

$$KW = KVA \cos \varphi \dots\dots\dots(2.32)$$

### 2.8.3 Penentuan Rating Kapasitor Untuk Perbaikan Faktor Daya Beban

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

$$\cos \varphi = \frac{\text{Daya aktif}}{\text{Daya semu}} = \frac{(kW)}{(kVA)} \dots\dots\dots(2.33)$$

$$\sin \varphi = \frac{\text{Daya reaktif}}{\text{Daya semu}} = \frac{(kVAR)}{(kVA)} \dots\dots\dots(2.34)$$

$$\tan \varphi = \frac{\text{Daya reaktif}}{\text{Daya aktif}} = \frac{(kVAR)}{(kW)} \dots\dots\dots(2.35)$$

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 :

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif pada faktor daya mula-mula} &= \text{Daya aktif} \times \tan \varphi_1 \\ &= (KW) \times \tan \varphi_1 \dots\dots\dots(2.36) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif pada faktor daya baru} &= \text{Daya aktif} \times \tan \varphi_2 \\ &= (KW) \times \tan \varphi_2 \dots\dots\dots(2.37) \end{aligned}$$

Dengan  $\varphi_1$  = sudut dari faktor daya mula-mula

$\varphi_2$  = sudut dari faktor daya yang telah diperbaiki

Rating kapasitor yang dibutuhkan perbaikan faktor daya:

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif (KVAr)} &= \text{Daya aktif} \times (\tan \varphi_1 - \varphi_2) \\ &= (KW) \times (\tan \varphi_1 - \varphi_2) \dots\dots\dots(2.38) \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif (KVAr)} &= \text{Daya aktif} \times \Delta \tan \\ &= (KW) \times \Delta \tan \dots\dots\dots(2.39) \end{aligned}$$

**BAB III**  
**ANALISA ALIRAN DAYA**

**3.1 Analisa Aliran Daya<sup>[3]</sup>**

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

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.

**3.2 Metode Newton Raphson<sup>[4]</sup>**

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

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.1)$$

Injeksi daya pada simpul p adalah :

$$S_p = P_p - jQ_p = V_p^* \cdot I_p \dots\dots\dots(3.2)$$

$$= V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.2)$$



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 :

$$P_p - jQ_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| e^{-j(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq})} \dots\dots\dots(3.4)$$

Dengan memisahkan bagian riil dan bagian imajiner maka diperoleh :

$$P_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \cos(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots (3.5)$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \sin(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots (3.6)$$

Dengan menggunakan persamaan (3.5) dan persamaan (3.6) untuk n buah simpul dalam sistem didapat 2n persamaan, sedangkan di setiap 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  $\delta$ . 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  $\delta$ .

- 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  $\delta_p$  yang biasanya ditentukan = 0, sehingga merupakan sudut referensi bagi tegangan 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:

$$P_1 = \sum P_{Bp} + P_r - \sum P_{Gp} \quad (p \neq 1) \dots\dots\dots(3.7)$$

$$Q_1 = \sum P_{Bp} + P_r - \sum P_{Qp} \quad (p \neq 1) \dots\dots\dots(3.8)$$

Indeks 1 ( $p = 1$ ) 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 (3.5) dan persamaan (3.6) untuk setiap simpul sehingga didapat  $2n$  persamaan yang yang merupakan syarat untuk mencari  $2n$  variabel tersebut.yang merupakan syarat untuk mencari  $2n$  variabel tersebut.

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 (3.5) dan persamaan (3.6) 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 dikehandaki, maka harus dilakukan proses iterasi sampai selisih tersebut mencapai nilai yang dikendaki. Untuk simpul  $P$   $V$  yang tidak dibandingkan hanya selisih daya aktif  $\Delta P$  saja, karena daya reaktif  $Q$  yang diketahui, tidak ditentukan, akan merupakan hasil perhitungan. Untuk simpul referensi (*Slack Bus*) dihitung terakhir seperti telah dijelaskan. sedangkan  $\epsilon$  adalah suatu angka yang ditentukan berdasarkan ketelitian yang diinginkan.

### 3.2.1 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 tegangan  $\delta$  dari simpul referensi (*Slack Bus*) diketahui

B. Kemudian dicoba nilai tertentu bagi besaran sebagai berikut:

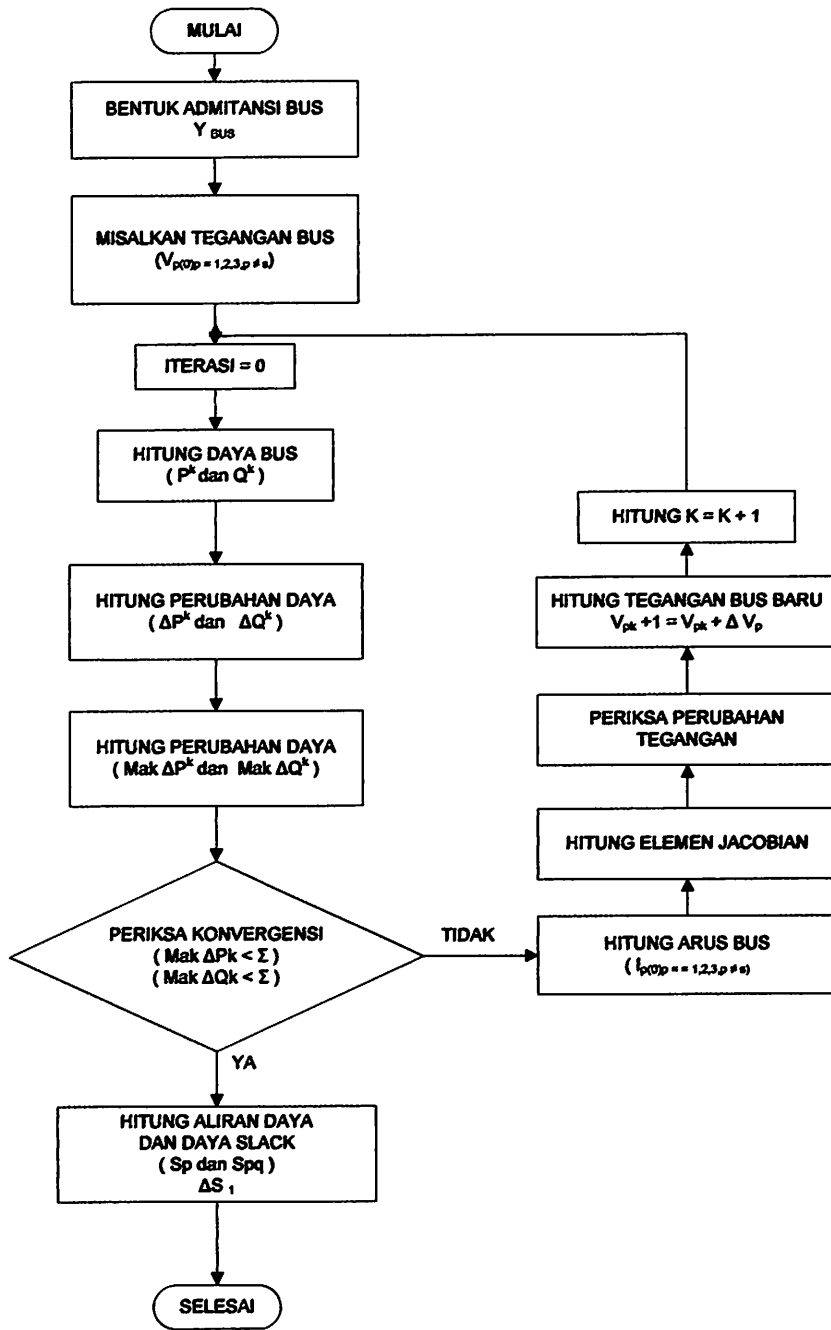
1. Besarnya tegangan  $|V|$  beserta sudut fasanya  $\delta$  pada semua simpul P Q
2. Besarnya sudut fasa tegangan pada semua simpul P V

C. Berdasarkan nilai yang dicoba tersebut pada butir B, dilakukan perhitungan dengan menggunakan persamaan (3.5) dan persamaan (3.6) 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 . Proses iterasi dilakukan dengan mengkoreksi nilai yang dicoba bagi  $|V|$  dan  $\delta$  seperti yang disebutkan dalam butir B.

### 3.2.2 Flowchart Aliran Daya Newton Raphson

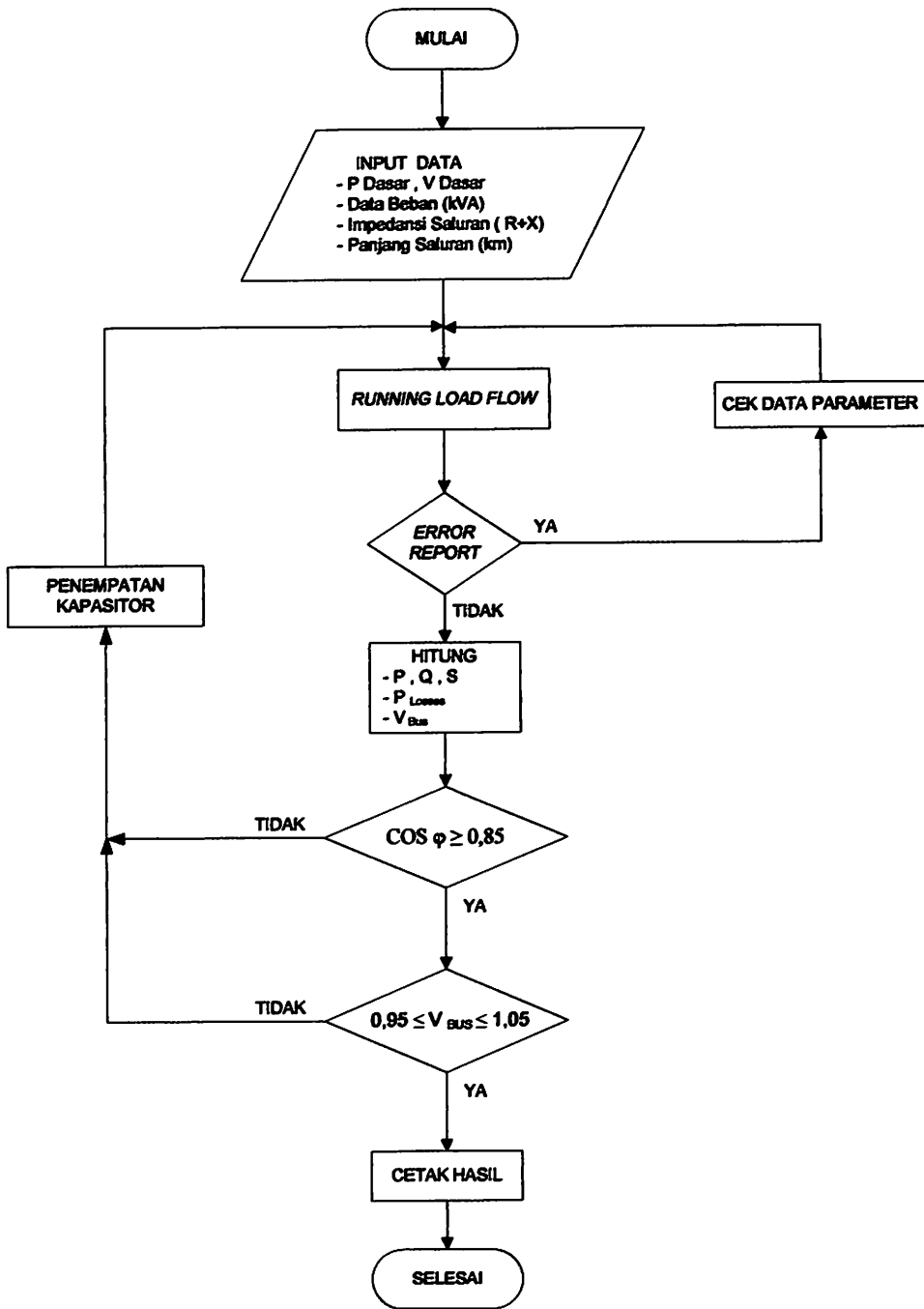


Gambar 3-1  
Flowchart Aliran Daya Newton Raphson

### 3.3 Algoritma Pemecahan Masalah

1. Mulai.
2. Masukkan Data : P Dasar, V Dasar, Data Beban, Impedansi Saluran, Panjang Saluran.
3. Melakukan proses Aliran Daya dengan menggunakan Metode Newton Raphson.
4. Mengecek apakah terjadi *Error Report* ?
  - a. “Ya” : Cek data parameter lagi.
  - b. “Tidak” : Proses selanjutnya.
5. Menghitung nilai P, Q, S,  $P_{losses}$ , dan  $V_{bus}$
6. Mengecek apakah faktor daya /  $\cos \phi \geq 0,85$  ?
  - a. “Ya” : Proses selanjutnya.
  - b. “Tidak” : Melakukan penempatan kapasitor.
7. Mengecek apakah tegangan berada pada batas ( $0,95 \leq V_{bus} \leq 1,05$ ) ?
  - a. “Ya” : Proses selanjutnya.
  - b. “Tidak” : Melakukan penempatan kapasitor.
8. Cetak hasil.
9. Selesai

### 3.4 Flowchart Pemecahan Masalah

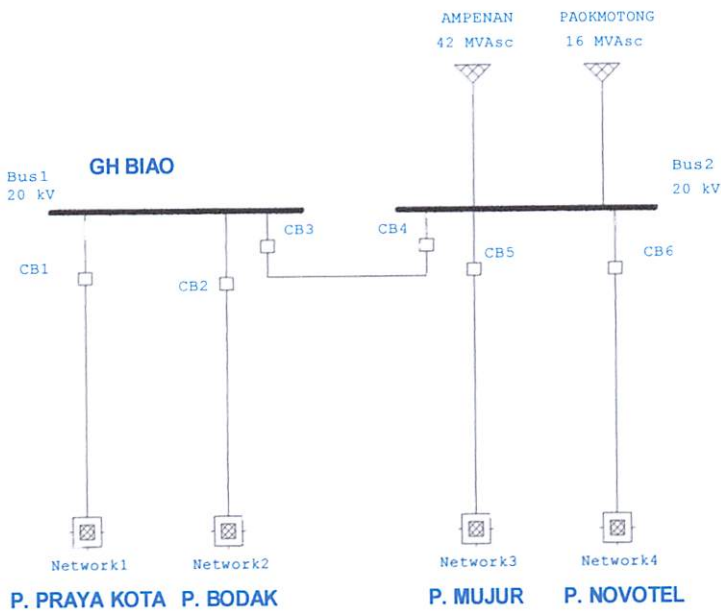


Gambar 3-2  
Flowchart Pemecahan Masalah Menggunakan Software ETAP Power Station

## BAB IV SIMULASI DAN ANALISA HASIL

### 4.1. Sistem Distribusi Tenaga Listrik GH Biao Mataram

Analisa pada skripsi ini mengambil data dari GH Biao Mataram yang melayani 4 (empat) buah penyulang, yaitu penyulang Praya Kota, Penyulang Bodak, Penyulang Mujur, dan Penyulang Novotel. Untuk menyelesaikan analisa aliran daya terlebih dahulu ditetapkan *single line diagram*, kemudian dianalisis dengan menggunakan *software ETAP Power Station* dengan tujuan untuk mengetahui keadaan sistem, yaitu tegangan masing-masing *bus*.

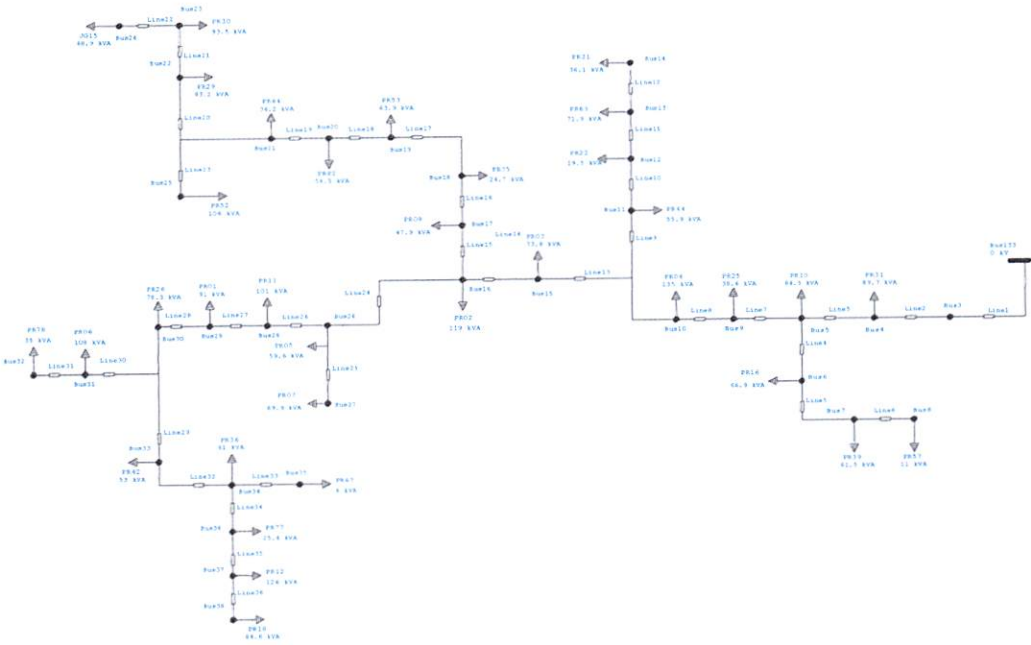


Gambar 4.1. *Single Line* GH BIAO Mataram

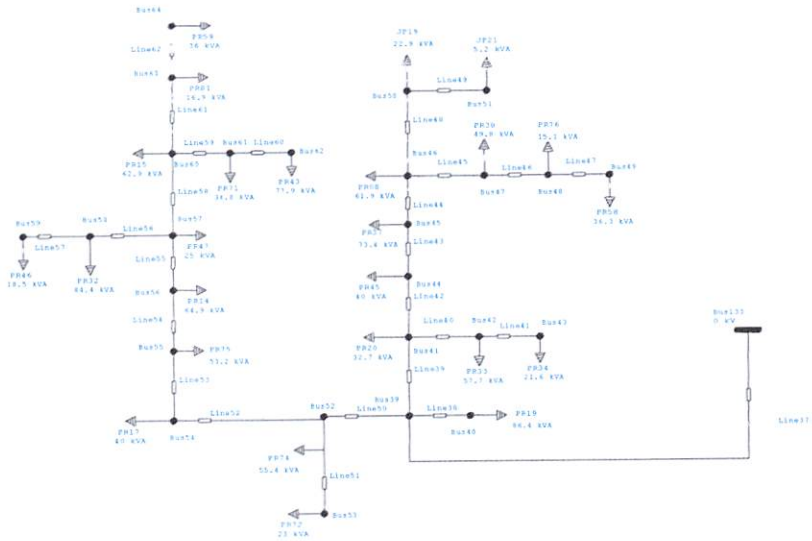


Selanjutnya bus-bus yang diklasifikasikan, yaitu busbar GH Biao diasumsikan sebagai slack bus atau bus referensi, sedangkan bus-bus yang lain sepanjang saluran distribusi dianggap sebagai load bus. Secara keseluruhan pada GH Biao ini jumlah bus dan saluran masing-masing adalah :

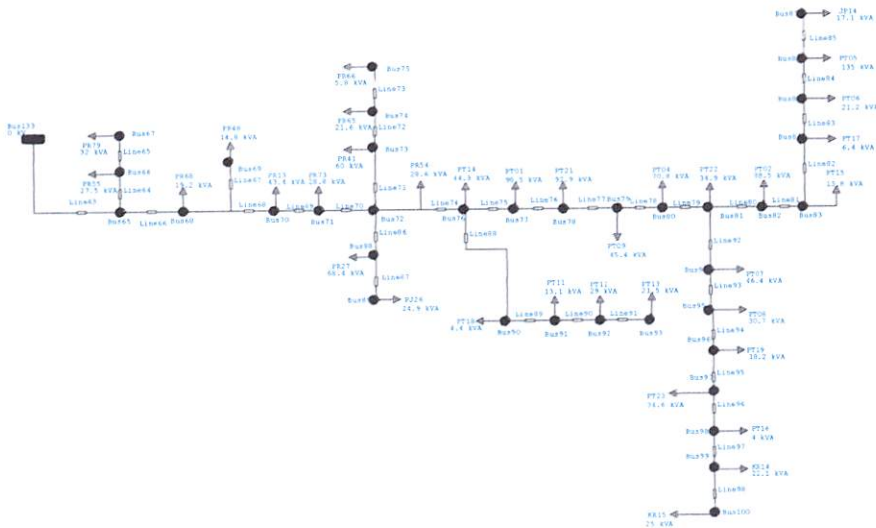
- 1. Slack Bus = 1
- 2. Load Bus = 132
- 3. Jumlah Saluran = 130



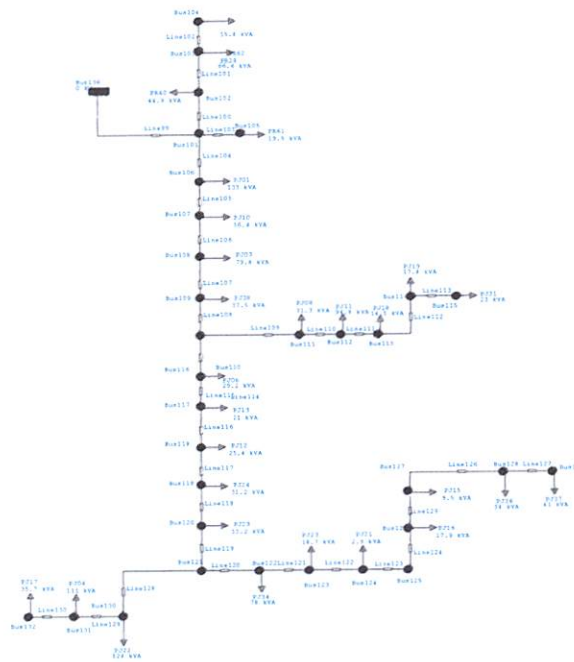
Gambar 4.2. Single Line Penyulang Praya Kota



Gambar 4.3. Single Line Penyulang Bodak



Gambar 4.4. Single Line Penyulang Mujur



Gambar 4.5. *Single Line* Penyulang Novotel

## 4.2. Data Penyaluran dan Pembebanan

### 4.2.1. Data Saluran Penyulang di GH Biao

Jaringan distribusi pada penyulang – penyulang yang dilayani oleh GH Biao, menggunakan kabel saluran udara dengan spesifikasi pada Tabel 4-1.

Tabel 4-1  
Spesifikasi Kabel Saluran Udara

Jenis Konduktor	Penampang Nominal (mm <sup>2</sup> )	Resistansi Konduktor (Ω / km)	Reaktansi Konduktor (Ω / km)	Kuat Hantar Arus (A)
AAAC	240	0.140	0.260	630
AAAC	150	0.231	0.291	460
AAAC	95	0.325	0.291	418
AAAC	70	0.468	0.302	333
AAAC	35	0.864	0.328	199

### 4.3. Solusi Perbaikan Kualitas Daya dengan *ETAP PowerStation*

*ETAP PowerStation* merupakan program untuk menganalisa kondisi *transien* suatu sistem kelistrikan. *ETAP PowerStation* memungkinkan antarmuka 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*.

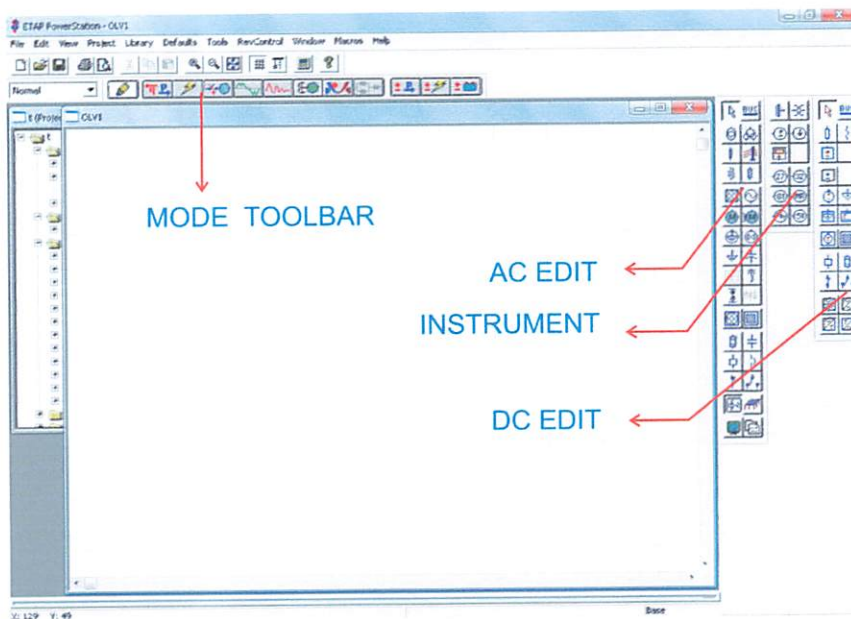
- Data Gabungan Total (*Total Integration of Data*)

*ETAP PowerStation* 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 elemen 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 PowerStation* ada dua yaitu ANSI dan IEC. Dalam gambar 4.1 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 *transien*, koordinasi relay dan lain sebagainya. Komponen diletakkan 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 4.6. Tampilan Modul Utama *ETAP Power Station*

Tabel 4-2  
Data Penampang dan Panjang Saluran Penghantar

No Saluran	Jenis Kabel	Penampang (mm)	Panjang (m)	R (ohm)	X (ohm)
Line 1	AAC	150	15334	0.231	0.277
Line 2	AAC	70	1558	0.468	0.302
Line 3	AAC	70	908	0.468	0.302
Line 4	AAC	70	950	0.468	0.302
Line 5	AAC	70	946	0.468	0.302
Line 6	AAC	35	1529	0.864	0.328
Line 7	AAC	35	149	0.864	0.328
Line 8	AAC	150	932	0.231	0.277
Line 9	AAC	150	74	0.231	0.277
Line 10	AAC	70	1035	0.468	0.302
Line 11	AAC	70	50	0.468	0.302
Line 12	AAC	70	1310	0.468	0.302
Line 13	AAC	150	8857	0.231	0.277
Line 14	AAC	150	452	0.231	0.277
Line 15	AAC	150	185	0.231	0.277
Line 16	AAC	150	920	0.231	0.277
Line 17	AAC	150	3145	0.231	0.277
Line 18	AAC	70	250	0.468	0.302
Line 19	AAC	70	50	0.468	0.302
Line 20	AAC	150	191	0.231	0.277
Line 21	AAC	70	1443	0.468	0.302
Line 22	AAC	70	1938	0.468	0.302
Line 23	AAC	150	842	0.231	0.277
Line 24	AAC	150	205	0.231	0.277
Line 25	AAC	150	242	0.231	0.277
Line 26	AAC	150	194	0.231	0.277
Line 27	AAC	150	711	0.231	0.277
Line 28	AAC	150	691	0.231	0.277
Line 29	AAC	150	504	0.231	0.277
Line 30	AAC	70	4250	0.468	0.302
Line 31	AAC	70	50	0.468	0.302
Line 32	AAC	150	486	0.231	0.277
Line 33	AAC	70	294	0.468	0.302
Line 34	AAC	70	50	0.468	0.302
Line 35	AAC	150	862	0.231	0.277
Line 36	AAC	35	1317	0.864	0.328
Line 37	AAC	150	37349	0.231	0.277
Line 38	AAC	150	2557	0.231	0.277
Line 39	AAC	150	5054	0.231	0.277
Line 40	AAC	70	1367	0.468	0.302

\* Tabel 4-2 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

#### 4.4 Analisa Aliran Daya

##### 4.4.1 Analisa Aliran Daya Sebelum Penempatan Kapasitor

Analisa penempatan kapasitor diawali dengan melakukan studi aliran daya dengan menggunakan *software ETAP Powerstation*. Studi aliran daya dilakukan untuk mengetahui nilai tegangan tiap-tiap *bus* dan rugi-rugi daya pada saluran. Setelah dilakukan studi aliran daya maka diperoleh profil tegangan tiap-tiap *bus*, rugi-rugi daya, dan *critical report* sebagai berikut.

Tabel 4-3  
Profil Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor

ID	kV	% Mag From KV Rating
<i>Bus 1</i>	20.00	100.000
<i>Bus 2</i>	20.00	100.000
<i>Bus 3</i>	19.40	97.069
<i>Bus 4</i>	19.30	96.586
<i>Bus 5</i>	19.26	96.315
<i>Bus 6</i>	19.24	96.297
<i>Bus 7</i>	19.24	96.288
<i>Bus 8</i>	19.24	96.284
<i>Bus 9</i>	19.24	96.250
<i>Bus 10</i>	19.20	96.099
<i>Bus 11</i>	19.20	96.098
<i>Bus 12</i>	19.20	96.080
<i>Bus 13</i>	19.20	96.080
<i>Bus 14</i>	19.20	96.073
<i>Bus 15</i>	18.96	94.899
<i>Bus 16</i>	18.96	94.841
<i>Bus 17</i>	18.96	94.832
<i>Bus 18</i>	18.94	94.792
<i>Bus 19</i>	18.92	94.663
<i>Bus 20</i>	18.92	94.649

\* Tabel 4-3 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

Tabel 4-4  
Rugi-Rugi Daya Sebelum Penempatan Kapasitor

<i>CKT / Branch</i>	<i>Losses</i>	
	<i>KW</i>	<i>KVar</i>
<i>Line 1</i>	43.9	52.7
<i>Line 2</i>	9.0	5.8
<i>Line 3</i>	4.9	3.1
<i>Line 4</i>	0.0	0.0
<i>Line 5</i>	0.0	0.0
<i>Line 6</i>	0.0	0.0
<i>Line 7</i>	1.2	0.5
<i>Line 8</i>	1.9	2.3
<i>Line 9</i>	0.0	0.0
<i>Line 10</i>	0.0	0.0
<i>Line 11</i>	0.0	0.0
<i>Line 12</i>	0.0	0.0
<i>Line 13</i>	12.8	15.4
<i>Line 14</i>	0.6	0.7
<i>Line 15</i>	0.0	0.0
<i>Line 16</i>	0.1	0.2
<i>Line 17</i>	0.4	0.5
<i>Line 18</i>	0.1	0.0
<i>Line 19</i>	0.0	0.0
<i>Line 20</i>	0.0	0.0
<i>Line 21</i>	0.0	0.0
<i>Line 22</i>	0.0	0.0
<i>Line 23</i>	0.0	0.0
<i>Line 24</i>	0.1	0.1
<i>Line 25</i>	0.0	0.0
<i>Line 26</i>	0.1	0.1
<i>Line 27</i>	0.2	0.2
<i>Line 28</i>	0.1	0.1
<i>Line 29</i>	0.0	0.0
<i>Line 30</i>	0.1	0.1
<i>Line 31</i>	0.0	0.0
<i>Line 32</i>	0.0	0.0

\* Tabel 4-4 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran



Tabel 4-5  
*Critical Report* Sebelum Penempatan Kapasitor

<i>Critical Report</i>					
<i>ID</i>	<i>Rating (KV)</i>	<i>Unit</i>	<i>Calculated</i>	<i>%Mag.</i>	<i>Condition</i>
<i>Bus 15</i>	20.000	KV	18.980	94.9	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 16</i>	20.000	KV	18.968	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 17</i>	20.000	KV	18.966	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 18</i>	20.000	KV	18.958	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 19</i>	20.000	KV	18.933	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 20</i>	20.000	KV	18.930	94.6	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 21</i>	20.000	KV	18.929	94.6	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 22</i>	20.000	KV	18.928	94.6	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 23</i>	20.000	KV	18.922	94.6	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 24</i>	20.000	KV	18.919	94.6	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 25</i>	20.000	KV	18.928	94.6	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 26</i>	20.000	KV	18.965	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 27</i>	20.000	KV	18.965	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 28</i>	20.000	KV	18.963	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 29</i>	20.000	KV	18.955	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 30</i>	20.000	KV	18.949	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 31</i>	20.000	KV	18.933	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 32</i>	20.000	KV	18.932	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 33</i>	20.000	KV	18.946	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 34</i>	20.000	KV	18.943	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 35</i>	20.000	KV	18.943	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 36</i>	20.000	KV	18.943	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 37</i>	20.000	KV	18.940	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 38</i>	20.000	KV	18.935	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 81</i>	20.000	KV	18.994	95.0	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 82</i>	20.000	KV	18.976	94.9	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 83</i>	20.000	KV	18.963	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 84</i>	20.000	KV	18.955	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 85</i>	20.000	KV	18.952	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 86</i>	20.000	KV	18.949	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 87</i>	20.000	KV	18.948	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 94</i>	20.000	KV	18.989	94.9	<i>Under Voltage</i>

\* *Tabel 4-5 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran*

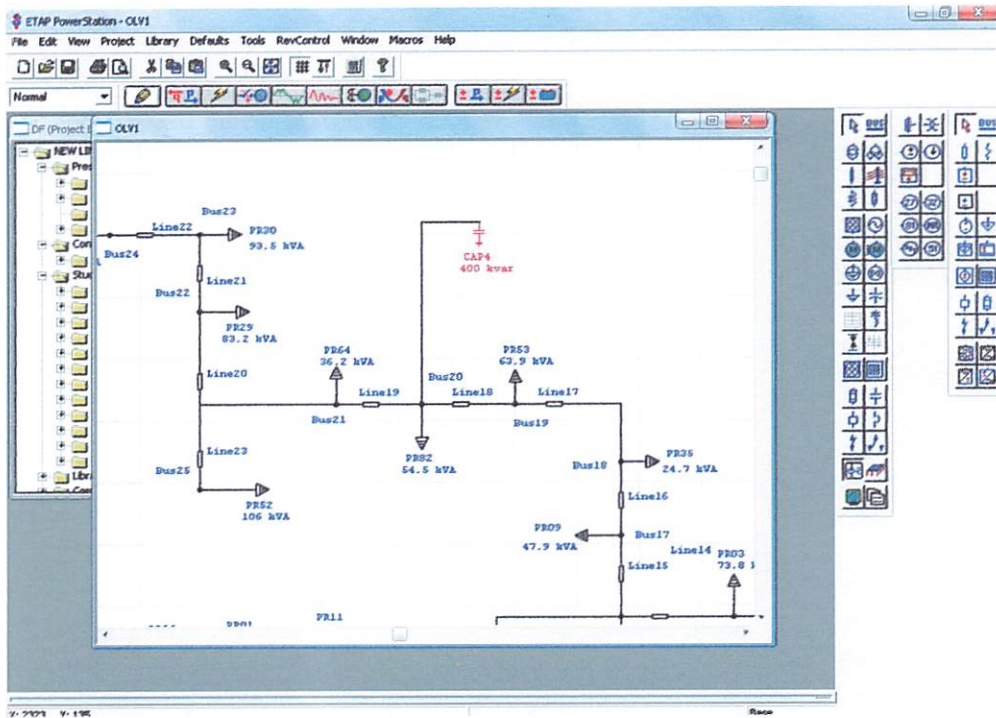
Tabel 4-6  
 Hasil *Total Generation, Loading and Demand* Menggunakan  
*ETAP Power Station* Sebelum Penempatan Kapasitor

<i>SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING &amp; DEMAND</i>					
	MW	MVar	MVA	% PF	
<i>Swing Bus(es):</i>	5.132	3.272	6.087	84.32	<i>Lagging</i>
<i>Generators:</i>	0.000	0.000	0.000	100.00	<i>Lagging</i>
<i>Total Demand:</i>	5.132	3.272	6.087	84.32	<i>Lagging</i>
<i>Total Motor Load:</i>	0.000	0.000	0.000	100.00	<i>Lagging</i>
<i>Total Static Load:</i>	4.936	3.059			
<i>Apparent Losses:</i>	0.196	0.213			
<i>System Mismatch:</i>	0.000	0.000			
<i>Number of Iterations: 3</i>					

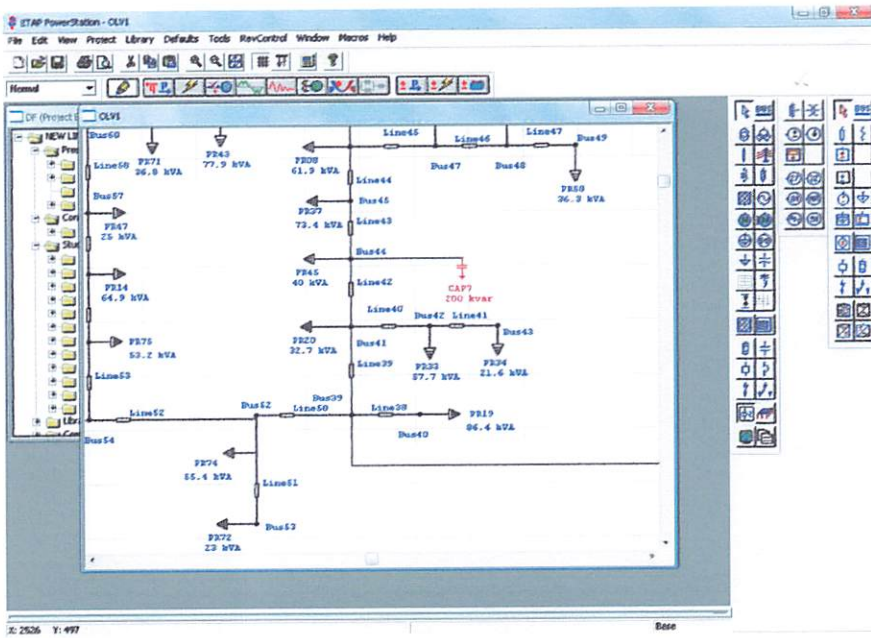
Dari hasil *Critical Report* menggunakan *software ETAP Powerstation* dapat diketahui bahwa pada sistem distribusi primer 20 KV di penyulang-penyulang GH Biao terdapat *bus-bus* dengan kondisi *under voltage* yaitu kurang dari 95 % atau 0,95 pu. Berdasarkan hasil perhitungan dengan menggunakan *software ETAP Power Station* juga diperoleh nilai faktor daya /  $\cos \phi$  sebesar 84,32 (*lagging*).

#### 4.4.2 Analisa Aliran Daya Setelah Penempatan Kapasitor

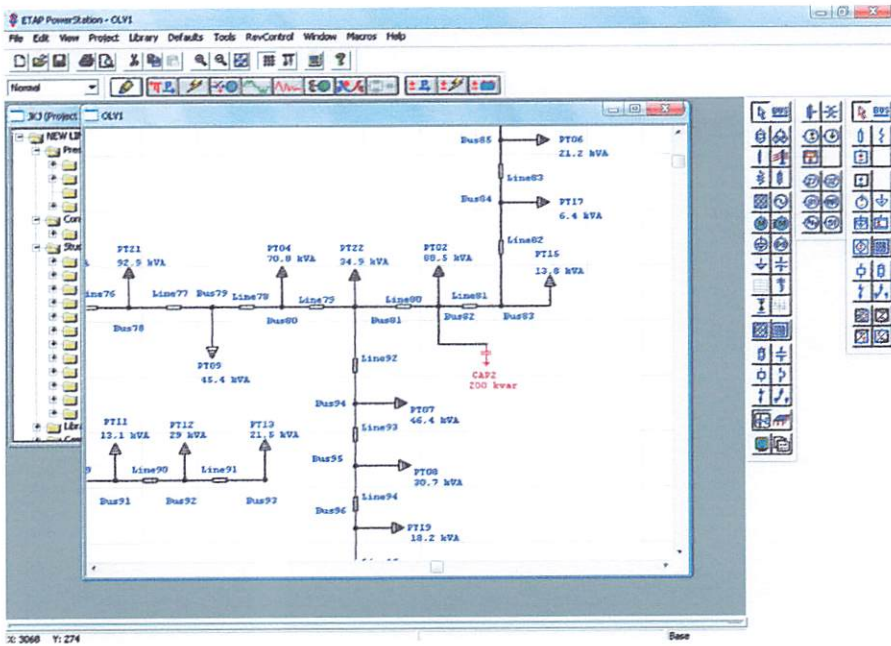
Berdasarkan hasil analisa aliran daya sebelum penempatan kapasitor menggunakan *software ETAP Powerstation*, diketahui bahwa terdapat bus-bus dengan kondisi *under voltage* yaitu kurang dari 95% atau 0,95 pu, sehingga perlu dilakukan penempatan kapasitor untuk memperbaiki faktor daya dan juga memperbaiki profil tegangan pada sistem distribusi primer 20 KV di GH Biao. Batas toleransi tegangan yang diijinkan yaitu untuk batas minimal 0,95 pu dan maksimal 1,05 pu.



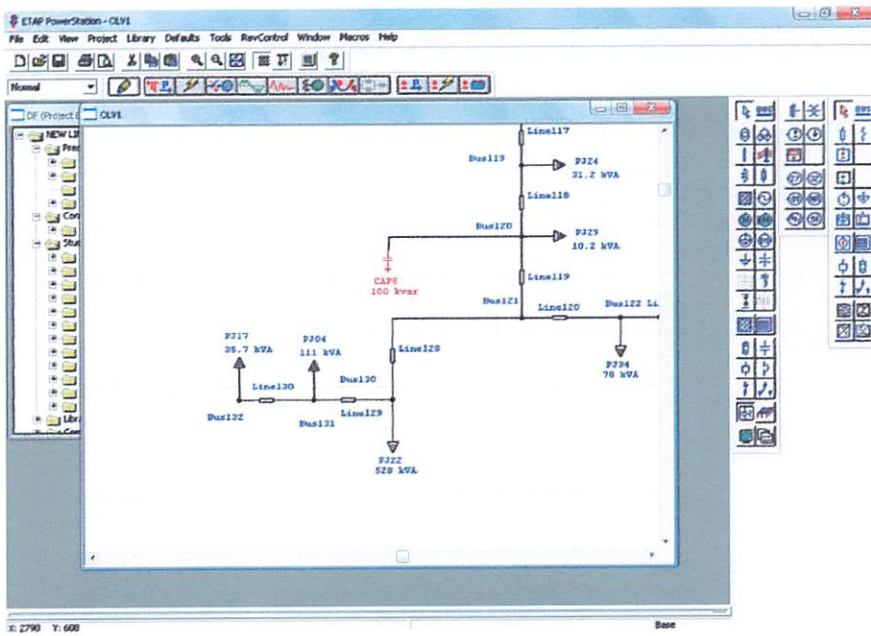
Gambar 4-7  
Penempatan Kapasitor 400 KVar Pada Bus 20  
Menggunakan *Software ETAP Powerstation*



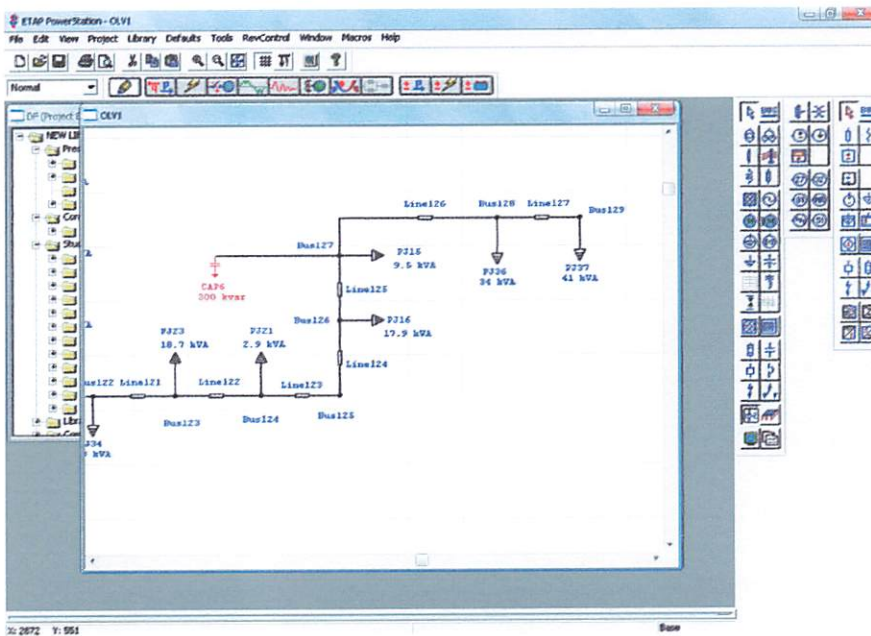
Gambar 4-8  
 Penempatan Kapasitor 200 KVar Pada Bus 44  
 Menggunakan Software ETAP Powerstation



Gambar 4-9  
 Penempatan Kapasitor 200 KVar Pada Bus 82  
 Menggunakan Software ETAP Powerstation



Gambar 4-10  
 Penempatan Kapasitor 100 KVar Pada Bus 120  
 Menggunakan Software ETAP Powerstation



Gambar 4-11  
 Penempatan Kapasitor 300 KVar Pada Bus 127  
 Menggunakan Software ETAP Powerstation

Dengan menggunakan bantuan *software ETAP Powerstation* maka didapatkan penempatan kapasitor yang optimal untuk perbaikan profil tegangan , mereduksi rugi-rugi daya, sekaligus memperbaiki faktor daya, yaitu pada bus 20, 44, 82, 120, dan 127. Dengan kapasitas kapasitor masing-masing 400 KVar, 200 KVar, 200 KVar, 100 KVar, 100 KVar, dan 300 KVar.

Tabel 4-7  
Lokasi Penempatan Dan Kapasitas Kapasitor

<i>Bus</i>	Kapasitas Kapasitor ( KVar )
20	400
44	200
82	200
120	100
127	300
<b>TOTAL</b>	<b>1200</b>

Setelah dilakukan penempatan kapasitor diperoleh perbaikan profil tegangan dan penurunan rugi-rugi daya tiap saluran. Data hasil perhitungan oleh *software ETAP Powerstation* dapat dilihat pada tabel berikut ini.

Tabel 4-8  
Profil Tegangan Sesudah Penempatan Kapasitor

ID	kV	% Mag From KV Rating
<i>Bus 1</i>	20.00	100.000
<i>Bus 2</i>	20.00	100.000
<i>Bus 3</i>	19.46	97.351
<i>Bus 4</i>	19.36	96.899
<i>Bus 5</i>	19.32	96.646
<i>Bus 6</i>	19.32	96.628
<i>Bus 7</i>	19.32	96.619
<i>Bus 8</i>	19.32	96.615
<i>Bus 9</i>	19.30	96.584

<i>Bus 10</i>	19.30	96.451
<i>Bus 11</i>	19.28	96.450
<i>Bus 12</i>	19.28	96.432
<i>Bus 13</i>	19.28	96.431
<i>Bus 14</i>	19.28	96.425
<i>Bus 15</i>	19.08	95.419
<i>Bus 16</i>	19.06	95.363
<i>Bus 17</i>	19.06	95.355
<i>Bus 18</i>	19.06	95.322
<i>Bus 19</i>	19.04	95.213
<i>Bus 20</i>	19.04	95.200
<i>Bus 21</i>	19.02	95.197
<i>Bus 22</i>	19.02	95.193
<i>Bus 23</i>	19.02	95.162
<i>Bus 24</i>	19.02	95.145
<i>Bus 25</i>	19.02	95.190
<i>Bus 26</i>	19.06	95.348
<i>Bus 27</i>	19.06	95.346
<i>Bus 28</i>	19.06	95.336
<i>Bus 29</i>	19.04	95.297
<i>Bus 30</i>	19.04	95.264
<i>Bus 31</i>	19.02	95.184
<i>Bus 32</i>	19.02	95.184
<i>Bus 33</i>	19.04	95.250
<i>Bus 34</i>	19.04	95.238
<i>Bus 35</i>	19.04	95.238
<i>Bus 36</i>	19.04	95.236
<i>Bus 37</i>	19.04	95.221
<i>Bus 38</i>	19.02	95.197
<i>Bus 39</i>	19.70	98.531
<i>Bus 40</i>	19.70	98.512
<i>Bus 41</i>	19.70	98.457
<i>Bus 42</i>	19.68	98.442
<i>Bus 43</i>	19.68	98.441
<i>Bus 44</i>	19.68	98.449
<i>Bus 45</i>	19.66	98.306
<i>Bus 46</i>	19.64	98.296
<i>Bus 47</i>	19.64	98.285

\* *Tabel 4-8 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran*

Tabel 4-9  
Rugi-Rugi Daya Sesudah Penempatan Kapasitor

<i>CKT / Branch</i>	<i>Losses</i>	
<i>ID</i>	<i>KW</i>	<i>KVar</i>
<i>Line 1</i>	39.1	46.9
<i>Line 2</i>	8.1	5.2
<i>Line 3</i>	4.3	2.8
<i>Line 4</i>	0.0	0.0
<i>Line 5</i>	0.0	0.0
<i>Line 6</i>	0.0	0.0
<i>Line 7</i>	1.0	0.4
<i>Line 8</i>	1.7	2.0
<i>Line 9</i>	0.0	0.0
<i>Line 10</i>	0.0	0.0
<i>Line 11</i>	0.0	0.0
<i>Line 12</i>	0.0	0.0
<i>Line 13</i>	10.9	13.1
<i>Line 14</i>	0.6	0.7
<i>Line 15</i>	0.0	0.0
<i>Line 16</i>	0.1	0.1
<i>Line 17</i>	0.4	0.4
<i>Line 18</i>	0.0	0.0
<i>Line 19</i>	0.0	0.0
<i>Line 20</i>	0.0	0.0
<i>Line 21</i>	0.0	0.0
<i>Line 22</i>	0.0	0.0
<i>Line 23</i>	0.0	0.0
<i>Line 24</i>	0.1	0.1
<i>Line 25</i>	0.0	0.0
<i>Line 26</i>	0.1	0.1
<i>Line 27</i>	0.2	0.2
<i>Line 28</i>	0.1	0.1
<i>Line 29</i>	0.0	0.0
<i>Line 30</i>	0.1	0.1
<i>Line 31</i>	0.0	0.0
<i>Line 32</i>	0.0	0.0
<i>Line 33</i>	0.0	0.0
<i>Line 34</i>	0.0	0.0

\* Tabel 4-9 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran



Tabel 4-10  
 Hasil *Total Generation, Loading and Demand* Menggunakan  
*ETAP Power Station* Setelah Penempatan Kapasitor

<i>SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING &amp; DEMAND</i>					
	<i>MW</i>	<i>MVar</i>	<i>MVA</i>	<i>% PF</i>	
<i>Swing Bus(es):</i>	5.193	2.074	5.592	92.87	<i>Lagging</i>
<i>Generators:</i>	0.000	0.000	0.000	100.00	<i>Lagging</i>
<i>Total Demand:</i>	5.193	2.074	5.592	92.87	<i>Lagging</i>
<i>Total Motor Load:</i>	0.000	0.000	0.000	100.00	<i>Lagging</i>
<i>Total Static Load:</i>	5.036	1.904			
<i>Apparent Losses:</i>	0.157	0.170			
<i>System Mismatch:</i>	0.000	0.000			
<i>Number of Iterations: 3</i>					

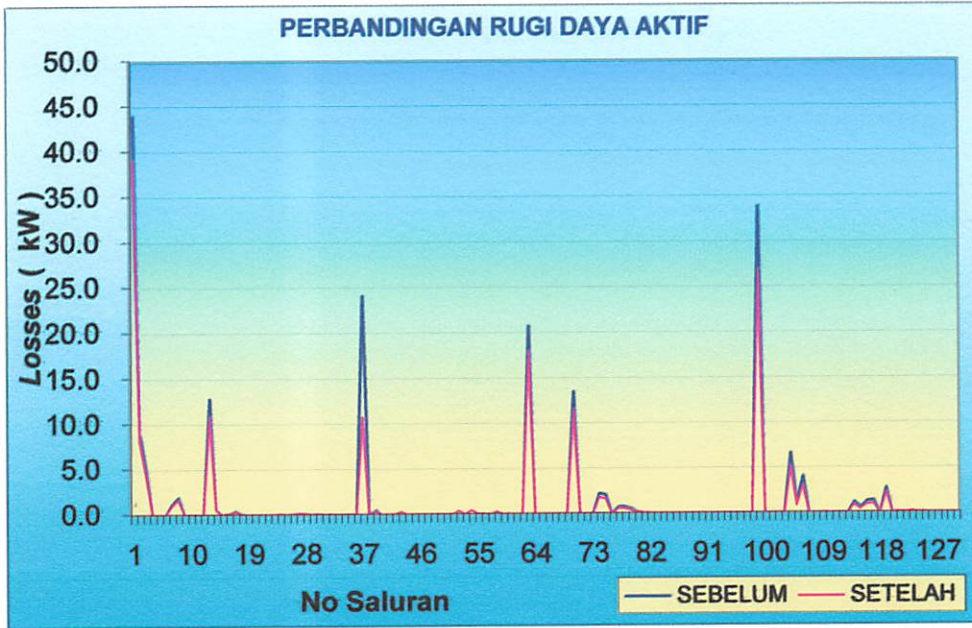
#### 4.5 Analisa Hasil Perbandingan Sebelum Penempatan Kapasitor dan Setelah Penempatan Kapasitor

Tabel 4-11  
Perbandingan Rugi-rugi Daya Aktif Dan Daya Reaktif  
Sebelum Penempatan Kapasitor Dengan Setelah Penempatan Kapasitor

Perbandingan <i>Losses</i> Daya Aktif Dan Daya Reaktif				
CKT / Branch	Sebelum Penempatan Kapasitor		Setelah Penempatan Kapasitor	
	<i>Losses</i>		<i>Losses</i>	
ID	KW	KVar	KW	KVar
Line 1	43.9	52.7	39.1	46.9
Line 2	9.0	5.8	8.1	5.2
Line 3	4.9	3.1	4.3	2.8
Line 4	0.0	0.0	0.0	0.0
Line 5	0.0	0.0	0.0	0.0
Line 6	0.0	0.0	0.0	0.0
Line 7	1.2	0.5	1.0	0.4
Line 8	1.9	2.3	1.7	2.0
Line 9	0.0	0.0	0.0	0.0
Line 10	0.0	0.0	0.0	0.0
Line 11	0.0	0.0	0.0	0.0
Line 12	0.0	0.0	0.0	0.0
Line 13	12.8	15.4	10.9	13.1
Line 14	0.6	0.7	0.6	0.7
Line 15	0.0	0.0	0.0	0.0
Line 16	0.1	0.2	0.1	0.1
Line 17	0.4	0.5	0.4	0.4
Line 18	0.1	0.0	0.0	0.0
Line 19	0.0	0.0	0.0	0.0
Line 20	0.0	0.0	0.0	0.0
Line 21	0.0	0.0	0.0	0.0
Line 22	0.0	0.0	0.0	0.0
Line 23	0.0	0.0	0.0	0.0
Line 24	0.1	0.1	0.1	0.1
Line 25	0.0	0.0	0.0	0.0
Line 26	0.1	0.1	0.1	0.1
Line 27	0.2	0.2	0.2	0.2

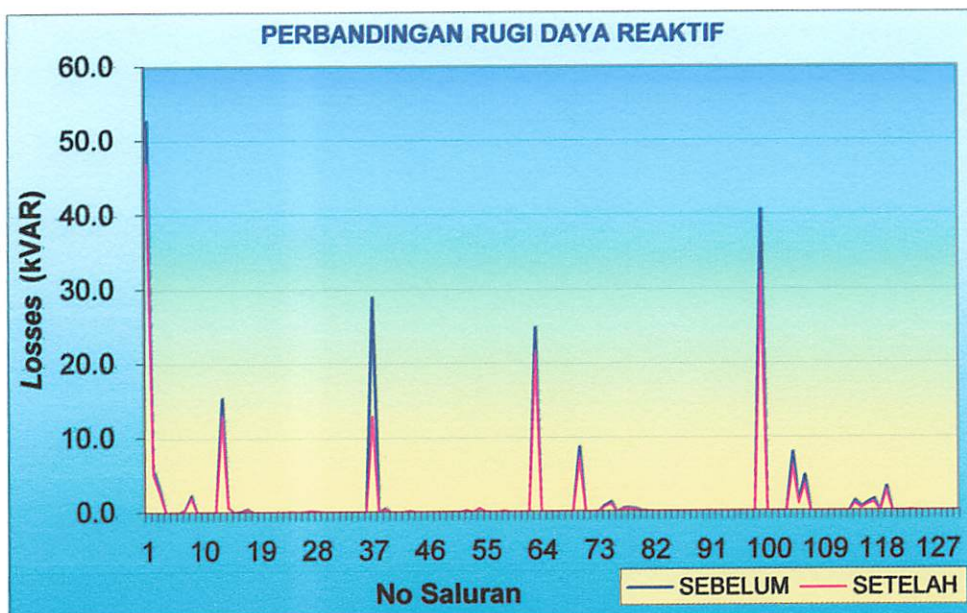
\* Tabel 4-11 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

Grafik 4-1  
 Perbandingan Rugi Daya Aktif Sebelum Penempatan Kapasitor  
 Dengan Setelah Penempatan Kapasitor



Berdasarkan Tabel 4-11 pada halaman 57, maka akan dapat digambarkan menjadi Grafik 4-1. Dari Grafik 4-1 terlihat bahwa setelah penempatan kapasitor, terjadi penurunan rugi daya aktif pada setiap saluran. Rugi daya aktif terbesar pada saluran 1 yaitu 43,9 KW, setelah penempatan kapasitor rugi daya aktif turun menjadi 39,1 KW. Penempatan kapasitor dengan kapasitas total sebesar 1200 KVar juga menyebabkan terjadinya penurunan rugi daya aktif pada sistem secara keseluruhan, yaitu sebesar 19,57 % atau 38,4 KW dari 196,2 KW menjadi 157,8 KW.

Grafik 4-2  
Perbandingan Rugi Daya Reaktif Sebelum Penempatan Kapasitor  
Dengan Setelah Penempatan Kapasitor



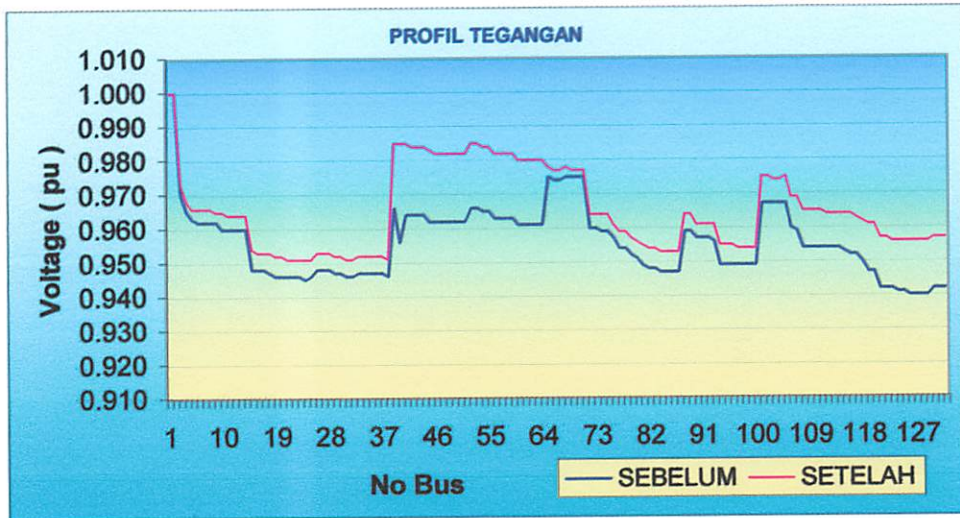
Berdasarkan Tabel 4-11 pada halaman 57, maka juga akan dapat digambarkan menjadi Grafik 4-2. Dari Grafik 4-2 terlihat bahwa setelah penempatan kapasitor, terjadi penurunan rugi daya reaktif pada setiap saluran. Rugi daya reaktif terbesar pada saluran 1 yaitu 52,7 KVar, setelah penempatan kapasitor rugi daya reaktif turun menjadi 46,9 KVar. Penempatan kapasitor dengan kapasitas total sebesar 1200 KVar juga menyebabkan terjadinya penurunan rugi daya reaktif pada sistem secara keseluruhan, yaitu sebesar 20,48 % atau 43,7 KVar dari 213,3 KVar menjadi 169,6 KVar.

Tabel 4-12  
Perbandingan Profil Tegangan  
Sebelum Penempatan Kapasitor dan Setelah Penempatan Kapasitor

Perbandingan Profil Tegangan						
	Sebelum Penempatan Kapasitor			Setelah Penempatan Kapasitor		
ID	kV	% Mag	pu	kV	% Mag	pu
<i>Bus 1</i>	20.00	100.000	1.000	20.00	100.000	1.000
<i>Bus 2</i>	20.00	100.000	1.000	20.00	100.000	1.000
<i>Bus 3</i>	19.40	97.069	0.970	19.46	97.351	0.973
<i>Bus 4</i>	19.30	96.586	0.965	19.36	96.899	0.968
<i>Bus 5</i>	19.26	96.315	0.963	19.32	96.646	0.966
<i>Bus 6</i>	19.24	96.297	0.962	19.32	96.628	0.966
<i>Bus 7</i>	19.24	96.288	0.962	19.32	96.619	0.966
<i>Bus 8</i>	19.24	96.284	0.962	19.32	96.615	0.966
<i>Bus 9</i>	19.24	96.250	0.962	19.30	96.584	0.965
<i>Bus 10</i>	19.20	96.099	0.960	19.30	96.451	0.965
<i>Bus 11</i>	19.20	96.098	0.960	19.28	96.450	0.964
<i>Bus 12</i>	19.20	96.080	0.960	19.28	96.432	0.964
<i>Bus 13</i>	19.20	96.080	0.960	19.28	96.431	0.964
<i>Bus 14</i>	19.20	96.073	0.960	19.28	96.425	0.964
<i>Bus 15</i>	18.96	94.899	0.948	19.08	95.419	0.954
<i>Bus 16</i>	18.96	94.841	0.948	19.06	95.363	0.953
<i>Bus 17</i>	18.96	94.832	0.948	19.06	95.355	0.953
<i>Bus 18</i>	18.94	94.792	0.947	19.06	95.322	0.953
<i>Bus 19</i>	18.92	94.663	0.946	19.04	95.213	0.952
<i>Bus 20</i>	18.92	94.649	0.946	19.04	95.200	0.952
<i>Bus 21</i>	18.92	94.646	0.946	19.02	95.197	0.951
<i>Bus 22</i>	18.92	94.642	0.946	19.02	95.193	0.951
<i>Bus 23</i>	18.92	94.612	0.946	19.02	95.162	0.951
<i>Bus 24</i>	18.90	94.594	0.945	19.02	95.145	0.951
<i>Bus 25</i>	18.92	94.639	0.946	19.02	95.190	0.951
<i>Bus 26</i>	18.96	94.826	0.948	19.06	95.348	0.953
<i>Bus 27</i>	18.96	94.824	0.948	19.06	95.346	0.953
<i>Bus 28</i>	18.96	94.814	0.948	19.06	95.336	0.953

\* Tabel 4-12 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

Grafik 4-3  
Perbandingan Profil Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor  
Dengan Setelah Penempatan Kapasitor



Berdasarkan Tabel 4-12 pada halaman 60, maka akan dapat digambarkan menjadi Grafik 4-3. Dari Grafik 4-3 terlihat bahwa sebelum penempatan kapasitor, tegangan yang mengalami *under voltage* dibawah nilai toleransi  $0,95 \leq V_{BUS} \leq 1,05$  tidak terjadi pada semua bus. Tegangan terendah terjadi pada bus 127 dan bus 128 yaitu masing-masing sebesar 0,9405 pu atau 18,810 KV. Setelah dilakukan penempatan kapasitor, tegangan pada bus 127 dan 128 dapat diperbaiki masing-masing menjadi 0,9567 pu atau 19,134 KV . Dan setelah dilakukan penempatan kapasitor, tegangan bus pada sistem distribusi primer 20 KV di penyulang-penyulang GH Biao tidak ada lagi yang mengalami kondisi *under voltage* dibawah batas  $\leq 0,95$ .

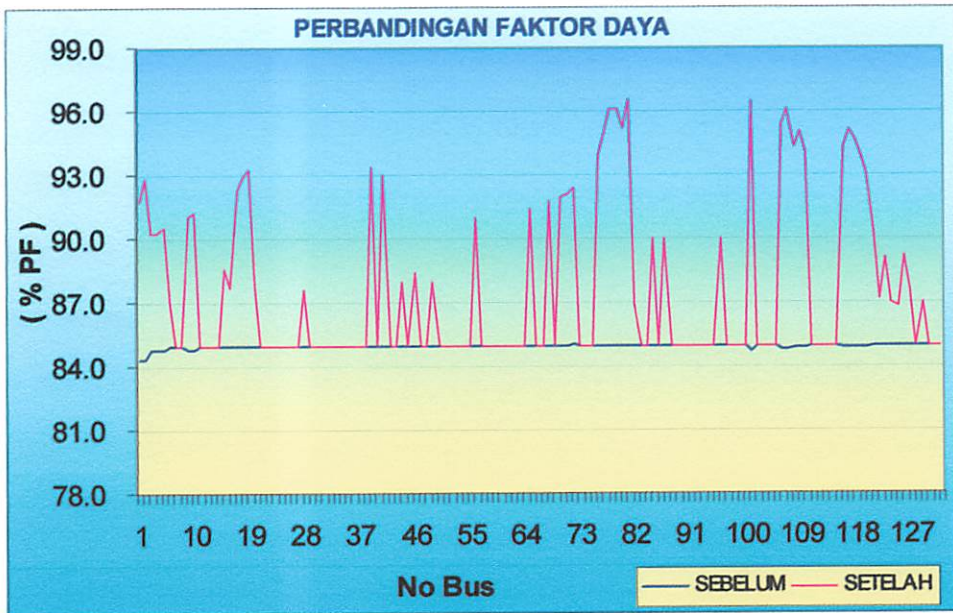
Perbaikan profil tegangan yang telah dilakukan telah memenuhi persyaratan yang telah ditetapkan oleh PLN, yaitu berdasarkan SPLN 72 – 1987 yang menetapkan bahwa batas penurunan tegangan adalah 5 % dari tegangan kerja, dan batas kenaikan tegangan 5 % dari tegangan kerja ( $0,95 \leq V_{BUS} \leq 1,05$ ).

Tabel 4-13  
Perbandingan Faktor Daya  
Sebelum Penempatan Kapasitor dan Setelah Penempatan Kapasitor

Perbandingan Faktor Daya									
		Sebelum Penempatan Kapasitor				Setelah Penempatan Kapasitor			
ID	KV	MW	MVar	MVA	% PF	MW	MVar	MVA	% PF
Bus 1	20	2.770	1.766	3.285	84.3	2.802	1.211	3.052	91.8
Bus 2	20	5.132	3.272	6.087	84.3	5.190	2.082	5.593	92.8
Bus 3	20	1.834	1.146	2.162	84.8	1.848	0.881	2.047	90.3
Bus 4	20	1.825	1.140	2.152	84.8	1.840	0.875	2.037	90.3
Bus 5	20	1.749	1.093	2.062	84.8	1.764	0.828	1.949	90.5
Bus 6	20	0.110	0.068	0.129	85.0	0.111	0.069	0.130	87.0
Bus 7	20	0.057	0.035	0.067	85.0	0.058	0.036	0.068	85.0
Bus 8	20	0.009	0.005	0.010	85.0	0.009	0.005	0.010	85.0
Bus 9	20	1.571	0.983	1.853	84.8	1.585	0.718	1.740	91.1
Bus 10	20	1.539	0.962	1.815	84.8	1.553	0.697	1.702	91.2
Bus 11	20	0.144	0.089	0.169	85.0	0.145	0.090	0.171	85.0
Bus 12	20	0.100	0.062	0.118	85.0	0.101	0.062	0.119	85.0
Bus 13	20	0.085	0.053	0.100	85.0	0.085	0.053	0.100	85.0
Bus 14	20	0.028	0.018	0.033	85.0	0.029	0.018	0.034	85.0
Bus 15	20	1.276	0.792	1.502	85.0	1.290	0.674	1.456	88.6
Bus 16	20	1.219	0.756	1.434	85.0	1.232	0.674	1.405	87.7
Bus 17	20	0.441	0.274	0.520	85.0	0.446	0.186	0.484	92.3
Bus 18	20	0.405	0.251	0.476	85.0	0.409	0.163	0.441	92.9
Bus 19	20	0.385	0.239	0.453	85.0	0.390	0.151	0.418	93.2
Bus 20	20	0.337	0.209	0.396	85.0	0.341	0.185	0.388	87.9
Bus 21	20	0.295	0.183	0.347	85.0	0.299	0.185	0.351	85.0
Bus 22	20	0.187	0.116	0.220	85.0	0.189	0.117	0.222	85.0
Bus 23	20	0.124	0.077	0.145	85.0	0.125	0.077	0.147	85.0
Bus 24	20	0.052	0.032	0.062	85.0	0.053	0.033	0.062	85.0
Bus 25	20	0.081	0.050	0.095	85.0	0.082	0.051	0.096	85.0
Bus 26	20	0.686	0.426	0.807	85.0	0.694	0.430	0.816	85.0
Bus 27	20	0.053	0.033	0.063	85.0	0.054	0.033	0.064	85.0
Bus 28	20	0.587	0.364	0.691	85.0	0.594	0.368	0.699	87.6
Bus 29	20	0.510	0.316	0.600	85.0	0.515	0.320	0.606	85.0
Bus 30	20	0.440	0.273	0.518	85.0	0.445	0.276	0.524	85.0
Bus 31	20	0.109	0.068	0.128	85.0	0.110	0.068	0.130	85.0
Bus 32	20	0.027	0.017	0.031	85.0	0.027	0.017	0.032	85.0

\* Tabel 4-13 selengkapnya dapat dilihat pada lampiran

Grafik 4-4  
 Perbandingan Faktor Daya  
 Sebelum Penempatan Kapasitor dan Setelah Penempatan Kapasitor



Berdasarkan Tabel 4-13 pada halaman 62, maka akan dapat digambarkan menjadi Grafik 4-4. Dari Grafik 4-4 terlihat bahwa dengan adanya penempatan kompensasi kapasitor dengan kapasitas total sebesar 1200 KVar, terjadi peningkatan faktor daya hampir di semua bus. Penempatan kapasitor ini juga meningkatkan % faktor daya sistem secara keseluruhan dari 84,32 menjadi 92,24.



Setelah dilakukan analisa menggunakan *software ETAP Powerstation* terhadap kondisi sebelum penempatan kapasitor dan setelah penempatan kapasitor pada sistem distribusi 20 KV penyulang-penyulang di GH Biao, maka secara keseluruhan didapatkan beberapa hasil seperti pada tabel 4-14 berikut ini.

Tabel 4-14  
Hasil Analisa Dengan Menggunakan *Software ETAP Powerstation*

No		Sebelum Penempatan Kapasitor	Setelah Penempatan Kapasitor	
			Bus	Kapasitas Kapasitor ( KVar)
1	Lokasi Penempatan dan Kapasitas Kapasitor		20	400
			44	200
			82	200
			120	100
			127	300
2	Tegangan Terendah - Pada bus 127 - Pada bus 128	0,9405 pu (18,810 KV) 0,9045 pu (18,810 KV)	0,9567 pu ( 19,134 KV ) 0,9567 pu ( 19,134 KV )	
3	Faktor Daya	0,8432	0,9224	
4	Rugi Daya Aktif	196,2 KW	157,8 KW	
	Pengurangan Rugi Daya Aktif		38 KW	
	Rugi Daya Reaktif	213,3 KVar	169,6 KVar	
	Pengurangan Rugi Daya Reaktif		43 KVar	

Berdasarkan Tabel 4-14 maka akan dapat diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

1. Letak kapasitor yang optimal terletak pada bus 20, 44, 82, 120 dan 127 Dengan kapasitas kapasitor masing-masing 400 KVar, 200 KVar, 200 KVar, 100 KVar, 300 KVar.
  - Pada *single line ETAP Power Station* berada pada bus 20 sebesar 400 KVAR (*Bus PR82 SIS BERMIS - Penyulang Praya Kota* )
  - Pada *single line ETAP Power Station* berada pada bus 44 sebesar 200 KVAR (*Bus PR45 SISIPAN JR JALER - Penyulang Bodak* )
  - Pada *single line ETAP Power Station* berada pada bus 82 sebesar 200 KVAR (*Bus PT 02 GANTI - Penyulang Mujur* )
  - Pada *single line ETAP Power Station* berada pada bus 120 sebesar 100 KVAR (*Bus PJ29 LANSER DS KUTA - Penyulang Novotel* )
  - Pada *single line ETAP Power Station* berada pada bus 127 sebesar 300 KVAR (*Bus PJ 15 SERENENG - Penyulang Novotel* )
2. Tegangan terendah terjadi pada bus 127 dan bus 128 yaitu masing-masing sebesar 0,9405 pu atau 18,810 KV. Setelah dilakukan penempatan kapasitor, tegangan pada bus 127 dan 128 dapat diperbaiki masing-masing menjadi 0,9567 pu atau 19,134 KV.
3. Dengan penambahan kompensasi kapasitor total sebesar 1200 KVar maka terjadi kenaikan faktor daya sistem dari 0,8432 menjadi 0,9224.

4. **Besarnya penurunan rugi daya aktif setelah penempatan kapasitor dari 196,2 KW menjadi 157,8 KW adalah sebesar 38,4 KW atau 19,57 %. Penurunan rugi daya reaktif setelah penempatan kapasitor dari 213,3 KVar menjadi 169,6 KVar, adalah sebesar 43,7 KVar atau 20,48 %**

## **BAB V**

### **PENUTUP**

#### **5.1. Kesimpulan**

1. Tegangan yang beroperasi diluar batas yang diijinkan ( $0,95 \leq V_{BUS} \leq 1,05$ ) tidak terjadi pada semua bus. Tegangan terendah terjadi pada bus 127 dan bus 128 yaitu masing-masing sebesar 0,9405 pu atau 18,810 KV. Setelah dilakukan penempatan kapasitor, tegangan pada bus 127 dan 128 dapat diperbaiki masing-masing menjadi 0,9567 pu atau 19,134 KV, dengan demikian profil tegangan dapat diperbaiki.
2. Dengan penambahan kompensasi kapasitor total sebesar 1200 KVar maka terjadi kenaikan % faktor daya sistem dari 84,32 menjadi 92,24, jadi faktor daya dapat dinaikkan secara signifikan.
3. Besarnya penurunan rugi daya aktif setelah penempatan kapasitor dari 196,2 KW menjadi 157,8 KW adalah sebesar 38,4 KW atau 19,57 %. Penurunan rugi daya reaktif setelah penempatan kapasitor dari 213,3 KVar menjadi 169,6 KVar, adalah sebesar 43,7 KVar atau 20,48 %.
4. Letak kapasitor yang optimal terletak pada bus 20, 44, 82, 120 dan 127 Dengan kapasitas kapasitor masing-masing 400 KVar, 200 KVar, 200 KVar, 100 KVar, 300 KVar.

## 5.2. Saran

Penentuan letak dan kapasitor pada jaringan distribusi primer 20 KV dengan menggunakan *software ETAP Power Station* perlu dikembangkan dan diaplikasikan dalam menganalisa saluran-saluran yang telah ada, maupun untuk perencanaan perluasan jaringan yang kemungkinan akan terjadi penambahan beban dalam jumlah besar, agar kondisi tegangan pada setiap ujung saluran tetap dapat dipertahankan dalam batas-batas toleransi.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Basri , Hasan , "*Sistem Distribusi Daya Listrik*" , (1997), ISTN, Jakarta
- [2] Marsudi Djiteng, "*Operasi Sistem Tenaga Listrik*", (1990), Balai Penerbit & Humas ISTN, Jakarta.
- [3] Pabla, AS, Abdul Hadi, "*Sistem Distribusi Daya Listrik*", (1994), Erlangga, Jakarta.
- [4] Stevenson Jr, William D , "*Analisis Sistem Tenaga Listrik*", (1994), Erlangga, Jakarta
- [5] Suriadi, Syahrizal, Chandra Ronny, "*Penentuan Lokasi Optimal Penggunaan Kapasitor Daya Pada Gardu Hubung Jantho*", (2006), Jurnal Rekayasa Elektriika Vol.5 No.2 Tahun 2006.
- [6] Syukri Mahdi, "*Perhitungan Drop Tegangan Pada Jaringan Distribusi Primer Banda Aceh*", (2005), Jurnal Rekayasa Elektriika Vol 4 No.2 Tahun 2005.
- [7] Asy"ari Hasyim , Jatmiko, Bachtiar Ivan, "*Perbaikan Tegangan Untuk Konsumen*" , (2003) , Jurnal Teknik Elektro dan Komputer Emitor Vol.3, No.2, September 2003.
- [8] Hosea Emmy, Nugraha Adi, "*Optimasi Penentuan Lokasi Switched 20 KV Power Capasitors Pada Jaringan Distribusi 20 KV Jawa Timur*" , (2001), Jurnal Teknik Elektro, Vol.1 No.2 September 2001
- [9] Ngakan Putu Satriya Utama, "*Memperbaiki Profil Tegangan Di Sistem Distribusi Primer Dengan Kapasitor Shunt* ", (2008), Teknologi Elektro, Vol.7 No.1 Januari - Juni 2008.
- [10] Deni Almanda, Peranan "*Kapasitor Dalam Penggunaan Energi Listrik*" , (2000), Elektro Indonesia No.30, Tahun VI, April 2000
- [11] General Cable Catalog , [www.generalcable.co.nz](http://www.generalcable.co.nz)
- [12] Schneider Electric Indonesia Catalog , [www.schneider.electric.co.id](http://www.schneider.electric.co.id)
- [13] Power Capacitor Catalog, [www.abb.com](http://www.abb.com)

# LAMPIRAN





**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI**  
**FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

1. Nama Mahasiswa : Aditya Prasetya Wardhana
2. NIM : 96.12.125
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : Analisa Perbaikan Profil Tegangan Dan Faktor Daya Sistem Distribusi Primer 20 KV Dengan Penempatan Kapasitor Menggunakan *Software ETAP PowerStation* di GH Biao Mataram

Dipertahankan di hadapan Tim Penguji Skripsi Jenjang Strata Satu (S1) pada :

Hari : Selasa  
Tanggal : 24 Maret 2009  
Dengan Nilai : 84,9 (A) *BY*



**Majelis Penguji Ujian Skripsi**

**Ketua Majelis Penguji**

**Ir. H. Sidik Noertjahjono, MT**  
NIP.Y. 1028700163

**Sekretaris Majelis Penguji**

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

**Anggota Penguji**

**Penguji Pertama**

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

**Penguji Kedua**

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





### PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

Dari hasil Ujian Skripsi Jenjang Strata Satu (S1) Jurusan Teknik Elektro  
Konsentrasi Energi Listrik yang diselenggarakan pada :

Hari : Selasa  
Tanggal : 24 Maret 2009

Telah dilaksanakan perbaikan skripsi oleh saudara :

Nama : Aditya Prasetya Wardhana  
NIM : 96.12.125

Perbaikan tersebut meliputi :

No	Materi Perbaikan	Paraf Dosen
1.	Abstrak Permasalahan, Tujuan ?	
2.	Latar Belakang Pustaka ?, Permasalahan di lokasi ?	
3.	Halaman 19 - 30 termasuk dalam BAB II	
4.	Hal 61, 63, 64 disempurnakan	

Malang, April 2009

**Mengetahui**  
**Dosen Pembimbing**

**Disetujui Oleh**  
**Penguji Pertama**

**Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT**  
**NIP. Y. 1018860189**

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

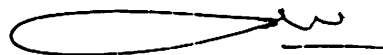
### Formulir Perbaikan Ujian Skripsi

Dalam pelaksanaan Ujian Skripsi Janjang Strata 1 Jurusan Teknik Elektro Konsentrasi T. Energi Listrik / T. Elektronika / T. Infokom, maka perlu adanya perbaikan skripsi untuk mahasiswa :

NAMA : Aditya P  
NIM : 9612125  
Perbaikan melalui :

- Abstrak. Permasalahan, tujuan?
- Latar belakang pustaka? Permasalahan di lokasi
- hal 18 - 20 BAB II
- hal 61, 63, 64 disempurnakan.

Malang, 24-3-2009



( \_\_\_\_\_ )



### FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : ADITYA PRASETYA WARDHANA  
Nim : 96.12.125  
Masa Bimbingan : 5 MARET 2009 – 5 SEPTEMBER 2009  
Judul Skripsi : ANALISA PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN DAN FAKTOR  
DAYA SISTEM DISTRIBUSI PRIMER 20 KV DENGAN  
PENEMPATAN KAPASITOR MENGGUNAKAN SOFTWARE  
ETAP POWER STATION DI GH BIAO MATARAM

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	05-03-2009	Perhatikan cara penulisan satuan	
2.	10-03-2009	Tampilan <i>Flowchart</i> masih kurang, perbaiki sesuai tahapan penelitian	
3.	12-03-2009	Pembuatan tabel – tabel perhatikan setting dan lay out nya. Acc BAB I, BAB II, dan BAB III	
4.	16-03-2009	Hasil perhitungan <i>ETAP Power Station</i> dalam tabel tampilkan juga dalam bentuk grafik	
5.	18-03-2009	Hasil perbaikan profil tegangan dan lokasi penempatan kapasitor ditambahkan dalam kesimpulan ACC BAB IV dan BAB V	
6.	20-03-2009	Sistematika penulisan abstrak diubah sesuai urutan : latar belakang, metode penelitian, tujuan, lingkup dan hasil penelitian	
7.	20-03-2009	ACC Seminar Hasil + Ujian Skripsi	
8.			
9.			

Malang,

Dosen Pembimbing

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT

NIP. Y . 1018800189

Form.S-4b



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

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

PERSEKUTUAN MALANG  
KAMPUS MALANG

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

Malang, 12 Maret 2009

or : ITN-775/I.TA/2/09  
iran : -  
il : BIMBINGAN SKRIPSI

la : Yth. Sdr./i. **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 : ADITYA PRASETYA W  
Nim : 9612125  
Fakultas : Teknologi Industri  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik / Komputer & Informatika

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

05 Maret 2009 s/d 05 September 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

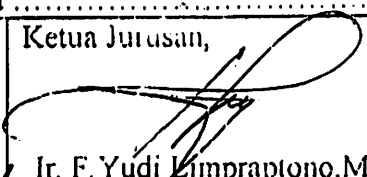
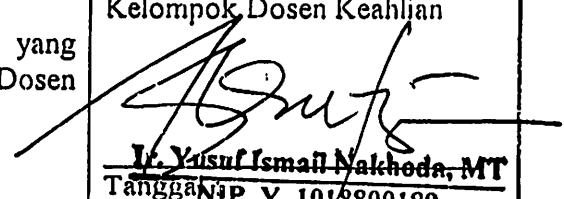
Tembusan Kepada Yth:

1. Mahasiswa Yang Bersangkutan
2. Arsip
3. Coret yang tidak perlu

Form. S 4a



**FORMULIR PENGAJUAN JUDUL SKRIPSI**  
**JURUSAN TEKNIK ELEKTRO/T. ENERGI LISTRIK S-1**

1.	Nama Mahasiswa : <b>APITYA PRASETYA W.</b>	Nim : <b>96.12.125</b>		
2	Waktu pengajuan :	Tanggal <b>18</b>	Bulan <b>12</b>	Tahun <b>2008</b>
3.	Spesifikasi Judul <sup>*)</sup>			
	a. Sistem Tenaga Elektrik	d. Sistem Kendali		
	b. Mesir.-Mesin Elektrik & Elda	e. Teknik Tegangan Tinggi		
	c. Sistem Pemb.Energi Elektrik	f. lainnya .....		
4.	Konsultasikan judul sesuai materi bidang ilmu kepada Kelompok Dosen Keahlian <sup>**) :</sup>		Ketua Jurusan,  Ir. F. Yudi Limpraptono.MT Nip. Y 1039500274	
5.	Judul yang diajukan mahasiswa	<b>ANALISA PERBAIKAN PROFIL TEGANGAN DAN FAKTOR DAYA SISTEM DISTRIBUSI PRIMER 20KV DENGAN PERSEMPATAN KAPASITOR MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION DI GH BIAO MATARAM</b>		
6	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian			
7	Catatan :			
8	Persetujuan Judul Skripsi yang dikonsultasikan kepada Kelompok Dosen Keahlian.		Disetujui, Kelompok Dosen Keahlian  <b>Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT</b> Tanggga Nip. Y. 1015800189	

**Perhatian :**

1. Formulir Pengajuan ini harap dikembalikan ke Jurusan paling lambat *satu minggu* setelah disetujui Kelompok Dosen Keahlian dengan dilampirkan Proposal Skripsi beserta persyaratan Skripsi sesuai Form. S-1.
2. \*) dilingkari a, b, c, ....atau f, sesuai bidang Keahlian.
3. \*\*) diisi oleh Jurusan

# Koreksi Faktor Daya

## Tabel Cos $\phi$

Tabel cos  $\phi$ , guna mendapatkan faktor pengali untuk setiap kW beban

SEBELUM KOMPENSASI		SESUDAH KOMPENSASI (Faktor Daya yang diinginkan)																
cos $\phi$	tg $\phi$	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00	
		0.62	0.59	0.57	0.54	0.51	0.48	0.46	0.43	0.40	0.36	0.33	0.29	0.25	0.20	0.14	0.00	
0.40	2.29	1.67	1.70	1.72	1.75	1.78	1.81	1.84	1.87	1.90	1.93	1.96	2.00	2.04	2.09	2.15	2.29	
0.41	2.22	1.60	1.63	1.66	1.68	1.71	1.74	1.77	1.80	1.83	1.86	1.90	1.93	1.97	2.02	2.08	2.22	
0.42	2.16	1.54	1.57	1.59	1.62	1.65	1.68	1.71	1.73	1.77	1.80	1.83	1.87	1.91	1.96	2.02	2.16	
0.43	2.10	1.48	1.51	1.53	1.56	1.59	1.62	1.64	1.67	1.70	1.74	1.77	1.81	1.85	1.90	1.96	2.10	
0.44	2.04	1.42	1.45	1.47	1.50	1.53	1.56	1.59	1.61	1.65	1.68	1.71	1.75	1.79	1.84	1.90	2.04	
0.45	1.98	1.36	1.39	1.42	1.44	1.47	1.50	1.53	1.56	1.59	1.62	1.66	1.69	1.73	1.78	1.84	1.98	
0.46	1.93	1.31	1.34	1.36	1.39	1.42	1.45	1.47	1.50	1.54	1.57	1.60	1.64	1.68	1.73	1.79	1.93	
0.47	1.88	1.26	1.28	1.31	1.34	1.37	1.39	1.42	1.45	1.48	1.52	1.55	1.59	1.63	1.67	1.74	1.88	
0.48	1.83	1.21	1.23	1.26	1.29	1.32	1.34	1.37	1.40	1.43	1.46	1.50	1.54	1.58	1.62	1.69	1.83	
0.49	1.78	1.16	1.19	1.21	1.24	1.27	1.29	1.32	1.35	1.38	1.42	1.45	1.49	1.53	1.58	1.64	1.78	
0.50	1.73	1.11	1.14	1.17	1.19	1.22	1.25	1.28	1.31	1.34	1.37	1.40	1.44	1.48	1.53	1.59	1.73	
0.51	1.69	1.07	1.09	1.12	1.15	1.17	1.20	1.23	1.26	1.29	1.32	1.36	1.39	1.44	1.48	1.54	1.69	
0.52	1.64	1.02	1.05	1.08	1.10	1.13	1.16	1.19	1.22	1.25	1.28	1.31	1.35	1.39	1.44	1.50	1.64	
0.53	1.60	0.98	1.01	1.03	1.06	1.09	1.12	1.14	1.17	1.20	1.24	1.27	1.31	1.35	1.40	1.46	1.60	
0.54	1.56	0.94	0.97	0.99	1.02	1.05	1.07	1.10	1.13	1.16	1.20	1.23	1.27	1.31	1.36	1.42	1.56	
0.55	1.52	0.90	0.93	0.95	0.98	1.01	1.03	1.06	1.09	1.12	1.16	1.19	1.23	1.27	1.32	1.38	1.52	
0.56	1.48	0.86	0.89	0.91	0.94	0.97	1.00	1.02	1.05	1.08	1.12	1.15	1.19	1.23	1.28	1.34	1.48	
0.57	1.44	0.82	0.85	0.87	0.90	0.93	0.96	0.99	1.02	1.05	1.08	1.11	1.15	1.19	1.24	1.30	1.44	
0.58	1.40	0.78	0.81	0.84	0.86	0.89	0.92	0.95	0.98	1.01	1.04	1.08	1.11	1.15	1.20	1.26	1.40	
0.59	1.37	0.75	0.78	0.80	0.83	0.86	0.88	0.91	0.94	0.97	1.01	1.04	1.08	1.12	1.17	1.23	1.37	
0.60	1.33	0.71	0.74	0.77	0.79	0.82	0.85	0.88	0.91	0.94	0.97	1.00	1.04	1.08	1.13	1.19	1.33	
0.61	1.30	0.68	0.71	0.73	0.76	0.79	0.81	0.84	0.87	0.90	0.94	0.97	1.01	1.05	1.10	1.16	1.30	
0.62	1.27	0.65	0.67	0.70	0.73	0.75	0.78	0.81	0.84	0.87	0.90	0.94	0.97	1.01	1.06	1.12	1.27	
0.63	1.23	0.61	0.64	0.67	0.69	0.72	0.75	0.78	0.81	0.84	0.87	0.90	0.94	0.98	1.03	1.09	1.23	
0.64	1.20	0.58	0.61	0.63	0.66	0.69	0.72	0.74	0.77	0.81	0.84	0.87	0.91	0.95	1.00	1.06	1.20	
0.65	1.17	0.55	0.58	0.60	0.63	0.66	0.68	0.71	0.74	0.77	0.81	0.84	0.88	0.92	0.97	1.03	1.17	
0.66	1.14	0.52	0.54	0.57	0.60	0.63	0.65	0.68	0.71	0.74	0.78	0.81	0.85	0.89	0.94	1.00	1.14	
0.67	1.11	0.49	0.51	0.54	0.57	0.60	0.62	0.65	0.68	0.71	0.75	0.78	0.82	0.86	0.90	0.97	1.11	
0.68	1.08	0.46	0.48	0.51	0.54	0.57	0.59	0.62	0.65	0.68	0.72	0.75	0.79	0.83	0.88	0.94	1.08	
0.69	1.05	0.43	0.46	0.48	0.51	0.54	0.56	0.59	0.62	0.65	0.69	0.72	0.76	0.80	0.85	0.91	1.05	
0.70	1.02	0.40	0.43	0.45	0.48	0.51	0.54	0.56	0.59	0.62	0.66	0.69	0.73	0.77	0.82	0.88	1.02	
0.71	0.99	0.37	0.40	0.43	0.45	0.48	0.51	0.54	0.57	0.60	0.63	0.66	0.70	0.74	0.79	0.85	0.99	
0.72	0.96	0.34	0.37	0.40	0.42	0.45	0.48	0.51	0.54	0.57	0.60	0.64	0.67	0.71	0.76	0.82	0.96	
0.73	0.94	0.32	0.34	0.37	0.40	0.42	0.45	0.48	0.51	0.54	0.57	0.61	0.64	0.69	0.73	0.79	0.94	
0.74	0.91	0.29	0.32	0.34	0.37	0.40	0.42	0.45	0.48	0.51	0.55	0.58	0.62	0.66	0.71	0.77	0.91	
0.75	0.88	0.26	0.29	0.32	0.34	0.37	0.40	0.43	0.46	0.49	0.52	0.55	0.59	0.63	0.68	0.74	0.88	
0.76	0.86	0.24	0.26	0.29	0.32	0.34	0.37	0.40	0.43	0.46	0.49	0.53	0.56	0.60	0.65	0.71	0.86	
0.77	0.83	0.21	0.24	0.26	0.29	0.32	0.34	0.37	0.40	0.43	0.47	0.50	0.54	0.58	0.63	0.69	0.83	
0.78	0.80	0.18	0.21	0.24	0.26	0.29	0.32	0.35	0.38	0.41	0.44	0.47	0.51	0.55	0.60	0.66	0.80	
0.79	0.78	0.16	0.18	0.21	0.24	0.26	0.29	0.32	0.35	0.38	0.41	0.45	0.48	0.53	0.57	0.63	0.78	
0.80	0.75	0.13	0.16	0.18	0.21	0.24	0.27	0.29	0.32	0.35	0.39	0.42	0.46	0.50	0.55	0.61	0.75	
0.81	0.72	0.10	0.13	0.16	0.18	0.21	0.24	0.27	0.30	0.33	0.36	0.40	0.43	0.47	0.52	0.58	0.72	
0.82	0.70	0.08	0.10	0.13	0.16	0.19	0.21	0.24	0.27	0.30	0.34	0.37	0.41	0.45	0.49	0.56	0.70	
0.83	0.67	0.05	0.08	0.11	0.13	0.16	0.19	0.22	0.25	0.28	0.31	0.34	0.38	0.42	0.47	0.53	0.67	
0.84	0.65	0.03	0.05	0.08	0.11	0.13	0.16	0.19	0.22	0.25	0.28	0.32	0.35	0.40	0.44	0.50	0.65	
0.85	0.62	0.00	0.03	0.05	0.08	0.11	0.14	0.16	0.19	0.22	0.26	0.29	0.33	0.37	0.42	0.48	0.62	
0.86	0.59		0.00	0.03	0.05	0.08	0.11	0.14	0.17	0.20	0.23	0.26	0.30	0.34	0.39	0.45	0.59	
0.87	0.57			0.00	0.03	0.05	0.08	0.11	0.14	0.17	0.20	0.24	0.28	0.32	0.36	0.42	0.57	
0.88	0.54				0.00	0.03	0.06	0.08	0.11	0.14	0.18	0.21	0.25	0.29	0.34	0.40	0.54	
0.89	0.51					0.00	0.03	0.06	0.09	0.12	0.15	0.18	0.22	0.26	0.31	0.37	0.51	
0.90	0.48						0.00	0.03	0.06	0.09	0.12	0.16	0.19	0.23	0.28	0.34	0.48	

Tabel 4-1  
Data Pembebanan Saluran Distribusi Primer 20 KV GH Biao

ID	KV	MW	MVar	MVA
<i>Bus 1</i>	20.000	2.770	1.766	3.285
<i>Bus 2</i>	20.000	5.132	3.272	6.087
<i>Bus 3</i>	20.000	1.834	1.146	2.162
<i>Bus 4</i>	20.000	1.825	1.140	2.152
<i>Bus 5</i>	20.000	1.749	1.093	2.062
<i>Bus 6</i>	20.000	0.110	0.068	0.129
<i>Bus 7</i>	20.000	0.057	0.035	0.067
<i>Bus 8</i>	20.000	0.009	0.005	0.010
<i>Bus 9</i>	20.000	1.571	0.983	1.853
<i>Bus 10</i>	20.000	1.539	0.962	1.815
<i>Bus 11</i>	20.000	0.144	0.089	0.169
<i>Bus 12</i>	20.000	0.100	0.062	0.118
<i>Bus 13</i>	20.000	0.085	0.053	0.100
<i>Bus 14</i>	20.000	0.028	0.018	0.033
<i>Bus 15</i>	20.000	1.276	0.792	1.502
<i>Bus 16</i>	20.000	1.219	0.756	1.434
<i>Bus 17</i>	20.000	0.441	0.274	0.520
<i>Bus 18</i>	20.000	0.405	0.251	0.476
<i>Bus 19</i>	20.000	0.385	0.239	0.453
<i>Bus 20</i>	20.000	0.337	0.209	0.396
<i>Bus 21</i>	20.000	0.295	0.183	0.347
<i>Bus 22</i>	20.000	0.187	0.116	0.220
<i>Bus 23</i>	20.000	0.124	0.077	0.145
<i>Bus 24</i>	20.000	0.052	0.032	0.062
<i>Bus 25</i>	20.000	0.081	0.050	0.095
<i>Bus 26</i>	20.000	0.686	0.426	0.807
<i>Bus 27</i>	20.000	0.053	0.033	0.063
<i>Bus 28</i>	20.000	0.587	0.364	0.691
<i>Bus 29</i>	20.000	0.510	0.316	0.600
<i>Bus 30</i>	20.000	0.440	0.273	0.518
<i>Bus 31</i>	20.000	0.109	0.068	0.128
<i>Bus 32</i>	20.000	0.027	0.017	0.031
<i>Bus 33</i>	20.000	0.271	0.168	0.319
<i>Bus 34</i>	20.000	0.231	0.143	0.272
<i>Bus 35</i>	20.000	0.005	0.003	0.005
<i>Bus 36</i>	20.000	0.180	0.112	0.212
<i>Bus 37</i>	20.000	0.161	0.099	0.189

Bus 38	20.000	0.064	0.040	0.076
Bus 39	20.000	0.868	0.539	1.022
Bus 40	20.000	0.069	0.042	0.081
Bus 41	20.000	0.329	0.204	0.387
Bus 42	20.000	0.063	0.039	0.074
Bus 43	20.000	0.017	0.011	0.020
Bus 44	20.000	0.240	0.149	0.283
Bus 45	20.000	0.208	0.129	0.245
Bus 46	20.000	0.151	0.093	0.177
Bus 47	20.000	0.080	0.049	0.094
Bus 48	20.000	0.040	0.025	0.048
Bus 49	20.000	0.029	0.018	0.034
Bus 50	20.000	0.022	0.014	0.026
Bus 51	20.000	0.004	0.003	0.005
Bus 52	20.000	0.470	0.292	0.554
Bus 53	20.000	0.018	0.011	0.021
Bus 54	20.000	0.408	0.253	0.480
Bus 55	20.000	0.376	0.233	0.443
Bus 56	20.000	0.334	0.207	0.393
Bus 57	20.000	0.282	0.175	0.332
Bus 58	20.000	0.081	0.050	0.095
Bus 59	20.000	0.015	0.009	0.017
Bus 60	20.000	0.181	0.112	0.213
Bus 61	20.000	0.090	0.056	0.106
Bus 62	20.000	0.061	0.038	0.072
Bus 63	20.000	0.042	0.026	0.049
Bus 64	20.000	0.028	0.018	0.033
Bus 65	20.000	1.024	0.635	1.205
Bus 66	20.000	0.048	0.030	0.057
Bus 67	20.000	0.026	0.016	0.030
Bus 68	20.000	0.976	0.605	1.148
Bus 69	20.000	0.012	0.007	0.014
Bus 70	20.000	0.948	0.588	1.116
Bus 71	20.000	0.913	0.566	1.075
Bus 72	20.000	0.877	0.543	1.031
Bus 73	20.000	0.068	0.042	0.081
Bus 74	20.000	0.021	0.013	0.025
Bus 75	20.000	0.005	0.003	0.005
Bus 76	20.000	0.710	0.440	0.836
Bus 77	20.000	0.621	0.385	0.730
Bus 78	20.000	0.545	0.338	0.641



<i>Bus 79</i>	20.000	0.472	0.293	0.555
<i>Bus 80</i>	20.000	0.436	0.270	0.513
<i>Bus 81</i>	20.000	0.381	0.236	0.449
<i>Bus 82</i>	20.000	0.216	0.134	0.254
<i>Bus 83</i>	20.000	0.148	0.092	0.174
<i>Bus 84</i>	20.000	0.137	0.085	0.161
<i>Bus 85</i>	20.000	0.132	0.082	0.156
<i>Bus 86</i>	20.000	0.116	0.072	0.137
<i>Bus 87</i>	20.000	0.013	0.008	0.015
<i>Bus 88</i>	20.000	0.073	0.045	0.086
<i>Bus 89</i>	20.000	0.019	0.012	0.023
<i>Bus 90</i>	20.000	0.053	0.033	0.062
<i>Bus 91</i>	20.000	0.050	0.031	0.058
<i>Bus 92</i>	20.000	0.039	0.024	0.046
<i>Bus 93</i>	20.000	0.017	0.010	0.020
<i>Bus 94</i>	20.000	0.139	0.086	0.163
<i>Bus 95</i>	20.000	0.103	0.064	0.121
<i>Bus 96</i>	20.000	0.080	0.049	0.094
<i>Bus 97</i>	20.000	0.066	0.041	0.077
<i>Bus 98</i>	20.000	0.039	0.024	0.046
<i>Bus 99</i>	20.000	0.036	0.022	0.042
<i>Bus 100</i>	20.000	0.019	0.012	0.023
<i>Bus 101</i>	20.000	1.283	0.806	1.515
<i>Bus 102</i>	20.000	0.101	0.063	0.119
<i>Bus 103</i>	20.000	0.066	0.041	0.077
<i>Bus 104</i>	20.000	0.013	0.008	0.015
<i>Bus 105</i>	20.000	0.016	0.010	0.018
<i>Bus 106</i>	20.000	1.160	0.725	1.368
<i>Bus 107</i>	20.000	1.054	0.659	1.244
<i>Bus 108</i>	20.000	1.006	0.627	1.186
<i>Bus 109</i>	20.000	0.944	0.589	1.113
<i>Bus 110</i>	20.000	0.900	0.561	1.060
<i>Bus 111</i>	20.000	0.140	0.087	0.165
<i>Bus 112</i>	20.000	0.116	0.072	0.137
<i>Bus 113</i>	20.000	0.043	0.027	0.050
<i>Bus 114</i>	20.000	0.032	0.020	0.037
<i>Bus 115</i>	20.000	0.018	0.011	0.021
<i>Bus 116</i>	20.000	0.758	0.473	0.893
<i>Bus 117</i>	20.000	0.735	0.458	0.866
<i>Bus 118</i>	20.000	0.718	0.447	0.845
<i>Bus 119</i>	20.000	0.697	0.433	0.820

<i>Bus 120</i>	20.000	0.673	0.419	0.792
<i>Bus 121</i>	20.000	0.662	0.410	0.779
<i>Bus 122</i>	20.000	0.152	0.094	0.179
<i>Bus 123</i>	20.000	0.093	0.058	0.110
<i>Bus 124</i>	20.000	0.079	0.049	0.093
<i>Bus 125</i>	20.000	0.077	0.048	0.091
<i>Bus 126</i>	20.000	0.077	0.048	0.091
<i>Bus 127</i>	20.000	0.064	0.039	0.075
<i>Bus 128</i>	20.000	0.056	0.035	0.066
<i>Bus 129</i>	20.000	0.031	0.019	0.036
<i>Bus 130</i>	20.000	0.510	0.316	0.600
<i>Bus 131</i>	20.000	0.111	0.069	0.130
<i>Bus 132</i>	20.000	0.027	0.017	0.032

Tabel 4-2  
Data Penampang dan Panjang Saluran Penghantar

No Saluran	Jenis Kabel	Penampang (mm )	Panjang ( m )	R ( ohm)	X (ohm)
Line 1	AAC	150	15334	0.231	0.277
Line 2	AAC	70	1558	0.468	0.302
Line 3	AAC	70	908	0.468	0.302
Line 4	AAC	70	950	0.468	0.302
Line 5	AAC	70	946	0.468	0.302
Line 6	AAC	35	1529	0.864	0.328
Line 7	AAC	35	149	0.864	0.328
Line 8	AAC	150	932	0.231	0.277
Line 9	AAC	150	74	0.231	0.277
Line 10	AAC	70	1035	0.468	0.302
Line 11	AAC	70	50	0.468	0.302
Line 12	AAC	70	1310	0.468	0.302
Line 13	AAC	150	8857	0.231	0.277
Line 14	AAC	150	452	0.231	0.277
Line 15	AAC	150	185	0.231	0.277
Line 16	AAC	150	920	0.231	0.277
Line 17	AAC	150	3145	0.231	0.277
Line 18	AAC	70	250	0.468	0.302
Line 19	AAC	70	50	0.468	0.302
Line 20	AAC	150	191	0.231	0.277
Line 21	AAC	70	1443	0.468	0.302
Line 22	AAC	70	1938	0.468	0.302
Line 23	AAC	150	842	0.231	0.277
Line 24	AAC	150	205	0.231	0.277
Line 25	AAC	150	242	0.231	0.277
Line 26	AAC	150	194	0.231	0.277
Line 27	AAC	150	711	0.231	0.277
Line 28	AAC	150	691	0.231	0.277
Line 29	AAC	150	504	0.231	0.277
Line 30	AAC	70	4250	0.468	0.302
Line 31	AAC	70	50	0.468	0.302
Line 32	AAC	150	486	0.231	0.277
Line 33	AAC	70	294	0.468	0.302
Line 34	AAC	70	50	0.468	0.302
Line 35	AAC	150	862	0.231	0.277
Line 36	AAC	35	1317	0.864	0.328
Line 37	AAC	150	37349	0.231	0.277
Line 38	AAC	150	2557	0.231	0.277
Line 39	AAC	150	5054	0.231	0.277
Line 40	AAC	70	1367	0.468	0.302
Line 41	AAC	70	449	0.468	0.302
Line 42	AAC	70	419	0.468	0.302

<i>Line 43</i>	AAC	70	3948	0.468	0.302
<i>Line 44</i>	AAC	70	385	0.468	0.302
<i>Line 45</i>	AAC	150	1306	0.231	0.277
<i>Line 46</i>	AAC	150	10	0.231	0.277
<i>Line 47</i>	AAC	70	1887	0.468	0.302
<i>Line 48</i>	AAC	35	2028	0.864	0.328
<i>Line 49</i>	AAC	35	532	0.864	0.328
<i>Line 50</i>	AAC	150	10	0.231	0.277
<i>Line 51</i>	AAC	150	10	0.231	0.277
<i>Line 52</i>	AAC	70	1360	0.468	0.302
<i>Line 53</i>	AAC	150	10	0.231	0.277
<i>Line 54</i>	AAC	150	4748	0.231	0.277
<i>Line 55</i>	AAC	150	806	0.231	0.277
<i>Line 56</i>	AAC	70	1443	0.468	0.302
<i>Line 57</i>	AAC	150	960	0.231	0.277
<i>Line 58</i>	AAC	70	4899	0.468	0.302
<i>Line 59</i>	AAC	150	10	0.231	0.277
<i>Line 60</i>	AAC	70	2487	0.468	0.302
<i>Line 61</i>	AAC	70	585	0.468	0.302
<i>Line 62</i>	AAC	70	3970	0.468	0.302
<i>Line 63</i>	AAC	150	23516	0.231	0.277
<i>Line 64</i>	AAC	35	852	0.852	0.864
<i>Line 65</i>	AAC	70	1157	0.468	0.302
<i>Line 66</i>	AAC	70	10	0.468	0.302
<i>Line 67</i>	AAC	35	960	0.864	0.328
<i>Line 68</i>	AAC	70	10	0.468	0.302
<i>Line 69</i>	AAC	70	10	0.468	0.302
<i>Line 70</i>	AAC	70	10017	0.468	0.302
<i>Line 71</i>	AAC	95	665	0.325	0.291
<i>Line 72</i>	AAC	35	2770	0.864	0.328
<i>Line 73</i>	AAC	35	1026	0.864	0.328
<i>Line 74</i>	AAC	35	1349	0.864	0.328
<i>Line 75</i>	AAC	70	2987	0.468	0.302
<i>Line 76</i>	AAC	70	10	0.468	0.302
<i>Line 77</i>	AAC	70	1950	0.468	0.302
<i>Line 78</i>	AAC	70	2124	0.468	0.302
<i>Line 79</i>	AAC	70	2050	0.468	0.302
<i>Line 80</i>	AAC	70	2350	0.468	0.302
<i>Line 81</i>	AAC	95	3353	0.325	0.291
<i>Line 82</i>	AAC	70	1662	0.468	0.302
<i>Line 83</i>	AAC	70	786	0.468	0.302
<i>Line 84</i>	AAC	70	653	0.468	0.302
<i>Line 85</i>	AAC	70	2192	0.468	0.302
<i>Line 86</i>	AAC	70	1393	0.468	0.302
<i>Line 87</i>	AAC	70	2377	0.468	0.302
<i>Line 88</i>	AAC	70	10	0.468	0.302
<i>Line 89</i>	AAC	70	3436	0.468	0.302
<i>Line 90</i>	AAC	70	1520	0.468	0.302

<i>Line 91</i>	AAC	70	795	0.468	0.302
<i>Line 92</i>	AAC	150	1688	0.231	0.277
<i>Line 93</i>	AAC	150	1306	0.231	0.277
<i>Line 94</i>	AAC	70	10	0.468	0.302
<i>Line 95</i>	AAC	70	831	0.468	0.302
<i>Line 96</i>	AAC	150	1418	0.231	0.277
<i>Line 97</i>	AAC	70	568	0.468	0.302
<i>Line 98</i>	AAC	70	768	0.468	0.302
<i>Line 99</i>	AAC	150	23896	0.231	0.277
<i>Line 100</i>	AAC	70	794	0.468	0.302
<i>Line 101</i>	AAC	70	1753	0.468	0.302
<i>Line 102</i>	AAC	70	10	0.468	0.302
<i>Line 103</i>	AAC	70	780	0.468	0.302
<i>Line 104</i>	AAC	150	5667	0.231	0.277
<i>Line 105</i>	AAC	150	1118	0.231	0.277
<i>Line 106</i>	AAC	150	4539	0.231	0.277
<i>Line 107</i>	AAC	70	10	0.468	0.302
<i>Line 108</i>	AAC	70	10	0.468	0.302
<i>Line 109</i>	AAC	150	1715	0.231	0.277
<i>Line 110</i>	AAC	150	3924	0.231	0.277
<i>Line 111</i>	AAC	150	1914	0.231	0.277
<i>Line 112</i>	AAC	150	748	0.231	0.277
<i>Line 113</i>	AAC	35	1052	0.864	0.328
<i>Line 114</i>	AAC	150	2331	0.231	0.277
<i>Line 115</i>	AAC	95	857	0.325	0.291
<i>Line 116</i>	AAC	95	2032	0.325	0.291
<i>Line 117</i>	AAC	150	3140	0.231	0.277
<i>Line 118</i>	AAC	150	10	0.231	0.277
<i>Line 119</i>	AAC	150	7000	0.231	0.277
<i>Line 120</i>	AAC	35	564	0.864	0.328
<i>Line 121</i>	AAC	70	4486	0.468	0.302
<i>Line 122</i>	AAC	70	2369	0.468	0.302
<i>Line 123</i>	AAC	70	5488	0.468	0.302
<i>Line 124</i>	AAC	70	2156	0.468	0.302
<i>Line 125</i>	AAC	70	2314	0.468	0.302
<i>Line 126</i>	AAC	70	10	0.468	0.302
<i>Line 127</i>	AAC	70	5185	0.468	0.302
<i>Line 128</i>	AAC	150	10	0.231	0.277
<i>Line 129</i>	AAC	150	2184	0.231	0.277
<i>Line 130</i>	AAC	150	175	0.231	0.277

Tabel 4-3  
 Profil Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor

ID	kV	% Mag From KV Rating
<i>Bus 1</i>	20.00	100.000
<i>Bus 2</i>	20.00	100.000
<i>Bus 3</i>	19.40	97.069
<i>Bus 4</i>	19.30	96.586
<i>Bus 5</i>	19.26	96.315
<i>Bus 6</i>	19.24	96.297
<i>Bus 7</i>	19.24	96.288
<i>Bus 8</i>	19.24	96.284
<i>Bus 9</i>	19.24	96.250
<i>Bus 10</i>	19.20	96.099
<i>Bus 11</i>	19.20	96.098
<i>Bus 12</i>	19.20	96.080
<i>Bus 13</i>	19.20	96.080
<i>Bus 14</i>	19.20	96.073
<i>Bus 15</i>	18.96	94.899
<i>Bus 16</i>	18.96	94.841
<i>Bus 17</i>	18.96	94.832
<i>Bus 18</i>	18.94	94.792
<i>Bus 19</i>	18.92	94.663
<i>Bus 20</i>	18.92	94.649
<i>Bus 21</i>	18.92	94.646
<i>Bus 22</i>	18.92	94.642
<i>Bus 23</i>	18.92	94.612
<i>Bus 24</i>	18.90	94.594
<i>Bus 25</i>	18.92	94.639
<i>Bus 26</i>	18.96	94.826
<i>Bus 27</i>	18.96	94.824
<i>Bus 28</i>	18.96	94.814
<i>Bus 29</i>	18.94	94.775
<i>Bus 30</i>	18.94	94.743
<i>Bus 31</i>	18.92	94.663
<i>Bus 32</i>	18.92	94.662
<i>Bus 33</i>	18.94	94.728

<i>Bus 34</i>	18.94	94.716
<i>Bus 35</i>	18.94	94.716
<i>Bus 36</i>	18.94	94.715
<i>Bus 37</i>	18.94	94.700
<i>Bus 38</i>	18.92	94.676
<i>Bus 39</i>	19.32	96.612
<i>Bus 40</i>	19.12	96.594
<i>Bus 41</i>	19.28	96.439
<i>Bus 42</i>	19.28	96.424
<i>Bus 43</i>	19.28	96.423
<i>Bus 44</i>	19.28	96.422
<i>Bus 45</i>	19.24	96.282
<i>Bus 46</i>	19.24	96.272
<i>Bus 47</i>	19.24	96.261
<i>Bus 48</i>	19.24	96.261
<i>Bus 49</i>	19.24	96.252
<i>Bus 50</i>	19.24	96.260
<i>Bus 51</i>	19.24	96.259
<i>Bus 52</i>	19.32	96.612
<i>Bus 53</i>	19.32	96.612
<i>Bus 54</i>	19.30	96.518
<i>Bus 55</i>	19.30	96.517
<i>Bus 56</i>	19.26	96.352
<i>Bus 57</i>	19.26	96.328
<i>Bus 58</i>	19.26	96.308
<i>Bus 59</i>	19.26	96.307
<i>Bus 60</i>	19.22	96.177
<i>Bus 61</i>	19.22	96.177
<i>Bus 62</i>	19.22	96.151
<i>Bus 63</i>	19.22	96.173
<i>Bus 64</i>	19.22	96.154
<i>Bus 65</i>	19.50	97.511
<i>Bus 66</i>	19.48	97.496
<i>Bus 67</i>	19.48	97.491
<i>Bus 68</i>	19.50	97.509
<i>Bus 69</i>	19.50	97.506
<i>Bus 70</i>	19.50	97.507
<i>Bus 71</i>	19.50	97.506
<i>Bus 72</i>	19.20	96.008

Bus 73	19.20	96.002
Bus 74	19.18	95.986
Bus 75	19.18	95.984
Bus 76	19.14	95.741
Bus 77	19.08	95.423
Bus 78	19.08	95.422
Bus 79	19.04	95.264
Bus 80	19.02	95.104
Bus 81	18.98	94.969
Bus 82	18.96	94.882
Bus 83	18.96	94.816
Bus 84	18.94	94.776
Bus 85	18.94	94.758
Bus 86	19.94	94.745
Bus 87	18.94	94.740
Bus 88	19.18	95.991
Bus 89	19.18	95.983
Bus 90	19.14	95.741
Bus 91	19.14	95.712
Bus 92	19.14	95.702
Bus 93	19.12	95.699
Bus 94	18.98	94.944
Bus 95	18.98	94.930
Bus 96	18.98	94.930
Bus 97	18.98	94.921
Bus 98	18.98	94.915
Bus 99	18.98	94.911
Bus 100	18.98	94.909
Bus 101	19.34	96.787
Bus 102	19.34	96.773
Bus 103	19.34	96.754
Bus 104	19.34	96.754
Bus 105	19.34	96.785
Bus 106	19.20	96.095
Bus 107	19.18	95.971
Bus 108	19.08	95.488
Bus 109	19.08	95.487
Bus 110	19.08	95.485
Bus 111	19.08	95.460



<i>Bus 112</i>	19.08	95.412
<i>Bus 113</i>	19.08	95.403
<i>Bus 114</i>	19.08	95.401
<i>Bus 115</i>	19.06	95.395
<i>Bus 116</i>	19.04	95.298
<i>Bus 117</i>	19.02	95.214
<i>Bus 118</i>	19.00	95.020
<i>Bus 119</i>	18.94	94.787
<i>Bus 120</i>	18.94	94.787
<i>Bus 121</i>	18.84	94.292
<i>Bus 122</i>	18.84	94.267
<i>Bus 123</i>	18.84	94.215
<i>Bus 124</i>	18.82	94.183
<i>Bus 125</i>	18.82	94.109
<i>Bus 126</i>	18.82	94.109
<i>Bus 127</i>	18.80	94.054
<i>Bus 128</i>	18.80	94.054
<i>Bus 129</i>	18.82	94.109
<i>Bus 130</i>	18.84	94.291
<i>Bus 131</i>	18.84	94.265
<i>Bus 132</i>	18.84	94.265

Tabel 4-4  
Rugi-Rugi Daya Sebelum Penempatan Kapasitor

<i>CKT / Branch</i>	<i>Losses</i>	
<i>ID</i>	<i>KW</i>	<i>KVar</i>
<i>Line 1</i>	43.9	52.7
<i>Line 2</i>	9.0	5.8
<i>Line 3</i>	4.9	3.1
<i>Line 4</i>	0.0	0.0
<i>Line 5</i>	0.0	0.0
<i>Line 6</i>	0.0	0.0
<i>Line 7</i>	1.2	0.5
<i>Line 8</i>	1.9	2.3
<i>Line 9</i>	0.0	0.0
<i>Line 10</i>	0.0	0.0
<i>Line 11</i>	0.0	0.0
<i>Line 12</i>	0.0	0.0
<i>Line 13</i>	12.8	15.4
<i>Line 14</i>	0.6	0.7
<i>Line 15</i>	0.0	0.0
<i>Line 16</i>	0.1	0.2
<i>Line 17</i>	0.4	0.5
<i>Line 18</i>	0.1	0.0
<i>Line 19</i>	0.0	0.0
<i>Line 20</i>	0.0	0.0
<i>Line 21</i>	0.0	0.0
<i>Line 22</i>	0.0	0.0
<i>Line 23</i>	0.0	0.0
<i>Line 24</i>	0.1	0.1
<i>Line 25</i>	0.0	0.0
<i>Line 26</i>	0.1	0.1
<i>Line 27</i>	0.2	0.2
<i>Line 28</i>	0.1	0.1
<i>Line 29</i>	0.0	0.0
<i>Line 30</i>	0.1	0.1
<i>Line 31</i>	0.0	0.0
<i>Line 32</i>	0.0	0.0
<i>Line 33</i>	0.0	0.0
<i>Line 34</i>	0.0	0.0
<i>Line 35</i>	0.0	0.0

Line 36	0.0	0.0
Line 37	24.1	28.9
Line 38	0.0	0.0
Line 39	0.5	0.6
Line 40	0.0	0.0
Line 41	0.0	0.0
Line 42	0.0	0.0
Line 43	0.3	0.2
Line 44	0.0	0.0
Line 45	0.0	0.0
Line 46	0.0	0.0
Line 47	0.0	0.0
Line 48	0.0	0.0
Line 49	0.0	0.0
Line 50	0.0	0.0
Line 51	0.0	0.0
Line 52	0.4	0.3
Line 53	0.0	0.0
Line 54	0.5	0.5
Line 55	0.1	0.1
Line 56	0.0	0.0
Line 57	0.0	0.0
Line 58	0.3	0.2
Line 59	0.0	0.0
Line 60	0.0	0.0
Line 61	0.0	0.0
Line 62	0.0	0.0
Line 63	20.7	24.9
Line 64	0.0	0.0
Line 65	0.0	0.0
Line 66	0.0	0.0
Line 67	0.0	0.0
Line 68	0.0	0.0
Line 69	0.0	0.0
Line 70	13.5	8.7
Line 71	0.0	0.0
Line 72	0.0	0.0
Line 73	0.0	0.0
Line 74	2.2	0.8

<i>Line 75</i>	2.0	1.3
<i>Line 76</i>	0.0	0.0
<i>Line 77</i>	0.8	0.5
<i>Line 78</i>	0.7	0.5
<i>Line 79</i>	0.5	0.3
<i>Line 80</i>	0.2	0.1
<i>Line 81</i>	0.1	0.1
<i>Line 82</i>	0.1	0.0
<i>Line 83</i>	0.0	0.0
<i>Line 84</i>	0.0	0.0
<i>Line 85</i>	0.0	0.0
<i>Line 86</i>	0.0	0.0
<i>Line 87</i>	0.0	0.0
<i>Line 88</i>	0.0	0.0
<i>Line 89</i>	0.0	0.0
<i>Line 90</i>	0.0	0.0
<i>Line 91</i>	0.0	0.0
<i>Line 92</i>	0.0	0.0
<i>Line 93</i>	0.0	0.0
<i>Line 94</i>	0.0	0.0
<i>Line 95</i>	0.0	0.0
<i>Line 96</i>	0.0	0.0
<i>Line 97</i>	0.0	0.0
<i>Line 98</i>	0.0	0.0
<i>Line 99</i>	33.8	40.6
<i>Line 100</i>	0.0	0.0
<i>Line 101</i>	0.0	0.0
<i>Line 102</i>	0.0	0.0
<i>Line 103</i>	0.0	0.0
<i>Line 104</i>	6.6	8.0
<i>Line 105</i>	1.1	1.3
<i>Line 106</i>	4.0	4.8
<i>Line 107</i>	0.0	0.0
<i>Line 108</i>	0.0	0.0
<i>Line 109</i>	0.0	0.0
<i>Line 110</i>	0.0	0.1
<i>Line 111</i>	0.0	0.0
<i>Line 112</i>	0.0	0.0
<i>Line 113</i>	0.0	0.0

<i>Line 114</i>	1.2	1.4
<i>Line 115</i>	0.6	0.5
<i>Line 116</i>	1.3	1.2
<i>Line 117</i>	1.4	1.6
<i>Line 118</i>	0.0	0.0
<i>Line 119</i>	2.8	3.3
<i>Line 120</i>	0.0	0.0
<i>Line 121</i>	0.1	0.0
<i>Line 122</i>	0.0	0.0
<i>Line 123</i>	0.1	0.0
<i>Line 124</i>	0.0	0.0
<i>Line 125</i>	0.0	0.0
<i>Line 126</i>	0.0	0.0
<i>Line 127</i>	0.0	0.0
<i>Line 128</i>	0.0	0.0
<i>Line 129</i>	0.0	0.0
<i>Line 130</i>	0.0	0.0
<i>Total</i>	196.2	213.3

Tabel 4-5  
*Critical Report* Sebelum Penempatan Kapasitor

<b>Critical Report</b>					
<b>ID</b>	<b>Rating (KV)</b>	<b>Unit</b>	<b>Calculated</b>	<b>%Mag.</b>	<b>Condition</b>
<i>Bus 15</i>	20.000	KV	18.980	94.9	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 16</i>	20.000	KV	18.968	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 17</i>	20.000	KV	18.966	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 18</i>	20.000	KV	18.958	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 19</i>	20.000	KV	18.933	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 20</i>	20.000	KV	18.930	94.6	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 21</i>	20.000	KV	18.929	94.6	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 22</i>	20.000	KV	18.928	94.6	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 23</i>	20.000	KV	18.922	94.6	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 24</i>	20.000	KV	18.919	94.6	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 25</i>	20.000	KV	18.928	94.6	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 26</i>	20.000	KV	18.965	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 27</i>	20.000	KV	18.965	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 28</i>	20.000	KV	18.963	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 29</i>	20.000	KV	18.955	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 30</i>	20.000	KV	18.949	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 31</i>	20.000	KV	18.933	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 32</i>	20.000	KV	18.932	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 33</i>	20.000	KV	18.946	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 34</i>	20.000	KV	18.943	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 35</i>	20.000	KV	18.943	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 36</i>	20.000	KV	18.943	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 37</i>	20.000	KV	18.940	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 38</i>	20.000	KV	18.935	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 81</i>	20.000	KV	18.994	95.0	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 82</i>	20.000	KV	18.976	94.9	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 83</i>	20.000	KV	18.963	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 84</i>	20.000	KV	18.955	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 85</i>	20.000	KV	18.952	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 86</i>	20.000	KV	18.949	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 87</i>	20.000	KV	18.948	94.7	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 94</i>	20.000	KV	18.989	94.9	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 95</i>	20.000	KV	18.986	94.9	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 96</i>	20.000	KV	18.986	94.9	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 97</i>	20.000	KV	18.984	94.9	<i>Under Voltage</i>

<i>Bus 98</i>	20.000	kV	18.983	94.9	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 99</i>	20.000	kV	18.982	94.9	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 100</i>	20.000	kV	18.982	94.9	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 119</i>	20.000	kV	18.957	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 120</i>	20.000	kV	18.957	94.8	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 121</i>	20.000	kV	18.858	94.3	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 122</i>	20.000	kV	18.853	94.3	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 123</i>	20.000	kV	18.843	94.2	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 124</i>	20.000	kV	18.837	94.2	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 125</i>	20.000	kV	18.822	94.1	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 126</i>	20.000	kV	18.816	94.1	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 127</i>	20.000	kV	18.811	94.1	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 128</i>	20.000	kV	18.811	94.1	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 129</i>	20.000	kV	18.805	94.0	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 130</i>	20.000	kV	18.858	94.3	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 131</i>	20.000	kV	18.853	94.3	<i>Under Voltage</i>
<i>Bus 132</i>	20.000	kV	18.853	94.3	<i>Under Voltage</i>

Tabel 4-8  
 Profil Tegangan Sesudah Penempatan Kapasitor

ID	kV	% Mag From KV Rating
<i>Bus 1</i>	20.00	100.000
<i>Bus 2</i>	20.00	100.000
<i>Bus 3</i>	19.46	97.351
<i>Bus 4</i>	19.36	96.899
<i>Bus 5</i>	19.32	96.646
<i>Bus 6</i>	19.32	96.628
<i>Bus 7</i>	19.32	96.619
<i>Bus 8</i>	19.32	96.615
<i>Bus 9</i>	19.30	96.584
<i>Bus 10</i>	19.30	96.451
<i>Bus 11</i>	19.28	96.450
<i>Bus 12</i>	19.28	96.432
<i>Bus 13</i>	19.28	96.431
<i>Bus 14</i>	19.28	96.425
<i>Bus 15</i>	19.08	95.419
<i>Bus 16</i>	19.06	95.363
<i>Bus 17</i>	19.06	95.355
<i>Bus 18</i>	19.06	95.322
<i>Bus 19</i>	19.04	95.213
<i>Bus 20</i>	19.04	95.200
<i>Bus 21</i>	19.02	95.197
<i>Bus 22</i>	19.02	95.193
<i>Bus 23</i>	19.02	95.162
<i>Bus 24</i>	19.02	95.145
<i>Bus 25</i>	19.02	95.190
<i>Bus 26</i>	19.06	95.348
<i>Bus 27</i>	19.06	95.346
<i>Bus 28</i>	19.06	95.336
<i>Bus 29</i>	19.04	95.297
<i>Bus 30</i>	19.04	95.264
<i>Bus 31</i>	19.02	95.184
<i>Bus 32</i>	19.02	95.184
<i>Bus 33</i>	19.04	95.250



<i>Bus 34</i>	19.04	95.238
<i>Bus 35</i>	19.04	95.238
<i>Bus 36</i>	19.04	95.236
<i>Bus 37</i>	19.04	95.221
<i>Bus 38</i>	19.02	95.197
<i>Bus 39</i>	19.70	98.531
<i>Bus 40</i>	19.70	98.512
<i>Bus 41</i>	19.70	98.457
<i>Bus 42</i>	19.68	98.442
<i>Bus 43</i>	19.68	98.441
<i>Bus 44</i>	19.68	98.449
<i>Bus 45</i>	19.66	98.306
<i>Bus 46</i>	19.64	98.296
<i>Bus 47</i>	19.64	98.285
<i>Bus 48</i>	19.64	98.285
<i>Bus 49</i>	19.64	98.275
<i>Bus 50</i>	19.64	98.283
<i>Bus 51</i>	19.64	98.283
<i>Bus 52</i>	19.70	98.531
<i>Bus 53</i>	19.70	98.531
<i>Bus 54</i>	19.68	98.435
<i>Bus 55</i>	19.68	98.434
<i>Bus 56</i>	19.64	98.265
<i>Bus 57</i>	19.64	98.241
<i>Bus 58</i>	19.64	98.221
<i>Bus 59</i>	19.64	98.219
<i>Bus 60</i>	19.60	98.087
<i>Bus 61</i>	19.60	98.087
<i>Bus 62</i>	19.60	98.060
<i>Bus 63</i>	19.60	98.083
<i>Bus 64</i>	19.60	98.063
<i>Bus 65</i>	19.56	97.802
<i>Bus 66</i>	19.54	97.787
<i>Bus 67</i>	19.54	97.782
<i>Bus 68</i>	19.56	97.800
<i>Bus 69</i>	19.54	97.797
<i>Bus 70</i>	19.54	97.799
<i>Bus 71</i>	19.54	97.798
<i>Bus 72</i>	19.28	96.435

<i>Bus 73</i>	19.28	96.429
<i>Bus 74</i>	19.28	96.413
<i>Bus 75</i>	19.28	96.411
<i>Bus 76</i>	19.22	96.188
<i>Bus 77</i>	19.18	95.910
<i>Bus 78</i>	19.18	95.910
<i>Bus 79</i>	19.14	95.778
<i>Bus 80</i>	19.16	95.648
<i>Bus 81</i>	19.10	95.542
<i>Bus 82</i>	19.08	95.488
<i>Bus 83</i>	19.08	95.422
<i>Bus 84</i>	19.06	95.382
<i>Bus 85</i>	19.06	95.364
<i>Bus 86</i>	19.06	95.351
<i>Bus 87</i>	19.06	95.346
<i>Bus 88</i>	19.28	96.418
<i>Bus 89</i>	19.28	96.410
<i>Bus 90</i>	19.22	96.188
<i>Bus 91</i>	19.22	96.158
<i>Bus 92</i>	19.22	96.148
<i>Bus 93</i>	19.22	96.146
<i>Bus 94</i>	19.10	95.517
<i>Bus 95</i>	19.10	95.503
<i>Bus 96</i>	19.10	95.503
<i>Bus 97</i>	19.08	95.493
<i>Bus 98</i>	19.08	95.487
<i>Bus 99</i>	19.08	95.484
<i>Bus 100</i>	19.08	95.481
<i>Bus 101</i>	19.50	97.514
<i>Bus 102</i>	19.50	97.501
<i>Bus 103</i>	19.48	97.481
<i>Bus 104</i>	19.48	97.481
<i>Bus 105</i>	19.50	97.512
<i>Bus 106</i>	19.38	96.999
<i>Bus 107</i>	19.38	96.909
<i>Bus 108</i>	19.30	96.569
<i>Bus 109</i>	19.30	96.567
<i>Bus 110</i>	19.30	96.566
<i>Bus 111</i>	19.30	96.541

<i>Bus 112</i>	19.28	96.492
<i>Bus 113</i>	19.28	96.483
<i>Bus 114</i>	19.28	96.481
<i>Bus 115</i>	19.28	96.475
<i>Bus 116</i>	19.28	96.453
<i>Bus 117</i>	19.26	96.398
<i>Bus 118</i>	19.24	96.271
<i>Bus 119</i>	19.22	96.139
<i>Bus 120</i>	19.22	96.138
<i>Bus 121</i>	19.14	95.728
<i>Bus 122</i>	19.14	95.712
<i>Bus 123</i>	19.12	95.658
<i>Bus 124</i>	19.12	95.659
<i>Bus 125</i>	19.12	95.664
<i>Bus 126</i>	19.12	95.665
<i>Bus 127</i>	19.12	95.673
<i>Bus 128</i>	19.12	95.673
<i>Bus 129</i>	19.12	95.644
<i>Bus 130</i>	19.14	95.727
<i>Bus 131</i>	19.14	95.701
<i>Bus 132</i>	19.14	95.700

Tabel 4-9  
Rugi-Rugi Daya Sesudah Penempatan Kapasitor

<i>CKT / Branch</i>	<i>Losses</i>	
	<i>KW</i>	<i>KVar</i>
<i>Line 1</i>	39.1	46.9
<i>Line 2</i>	8.1	5.2
<i>Line 3</i>	4.3	2.8
<i>Line 4</i>	0.0	0.0
<i>Line 5</i>	0.0	0.0
<i>Line 6</i>	0.0	0.0
<i>Line 7</i>	1.0	0.4
<i>Line 8</i>	1.7	2.0
<i>Line 9</i>	0.0	0.0
<i>Line 10</i>	0.0	0.0
<i>Line 11</i>	0.0	0.0
<i>Line 12</i>	0.0	0.0
<i>Line 13</i>	10.9	13.1
<i>Line 14</i>	0.6	0.7
<i>Line 15</i>	0.0	0.0
<i>Line 16</i>	0.1	0.1
<i>Line 17</i>	0.4	0.4
<i>Line 18</i>	0.0	0.0
<i>Line 19</i>	0.0	0.0
<i>Line 20</i>	0.0	0.0
<i>Line 21</i>	0.0	0.0
<i>Line 22</i>	0.0	0.0
<i>Line 23</i>	0.0	0.0
<i>Line 24</i>	0.1	0.1
<i>Line 25</i>	0.0	0.0
<i>Line 26</i>	0.1	0.1
<i>Line 27</i>	0.2	0.2
<i>Line 28</i>	0.1	0.1
<i>Line 29</i>	0.0	0.0
<i>Line 30</i>	0.1	0.1
<i>Line 31</i>	0.0	0.0
<i>Line 32</i>	0.0	0.0
<i>Line 33</i>	0.0	0.0
<i>Line 34</i>	0.0	0.0
<i>Line 35</i>	0.0	0.0

<i>Line 36</i>	0.0	0.0
<i>Line 37</i>	10.8	12.9
<i>Line 38</i>	0.0	0.0
<i>Line 39</i>	0.4	0.4
<i>Line 40</i>	0.0	0.0
<i>Line 41</i>	0.0	0.0
<i>Line 42</i>	0.0	0.0
<i>Line 43</i>	0.3	0.2
<i>Line 44</i>	0.0	0.0
<i>Line 45</i>	0.0	0.0
<i>Line 46</i>	0.0	0.0
<i>Line 47</i>	0.0	0.0
<i>Line 48</i>	0.0	0.0
<i>Line 49</i>	0.0	0.0
<i>Line 50</i>	0.0	0.0
<i>Line 51</i>	0.0	0.0
<i>Line 52</i>	0.4	0.3
<i>Line 53</i>	0.0	0.0
<i>Line 54</i>	0.5	0.6
<i>Line 55</i>	0.1	0.1
<i>Line 56</i>	0.0	0.0
<i>Line 57</i>	0.0	0.0
<i>Line 58</i>	0.3	0.2
<i>Line 59</i>	0.0	0.0
<i>Line 60</i>	0.0	0.0
<i>Line 61</i>	0.0	0.0
<i>Line 62</i>	0.0	0.0
<i>Line 63</i>	18.1	21.7
<i>Line 64</i>	0.0	0.0
<i>Line 65</i>	0.0	0.0
<i>Line 66</i>	0.0	0.0
<i>Line 67</i>	0.0	0.0
<i>Line 68</i>	0.0	0.0
<i>Line 69</i>	0.0	0.0
<i>Line 70</i>	11.6	7.5
<i>Line 71</i>	0.0	0.0
<i>Line 72</i>	0.0	0.0
<i>Line 73</i>	0.0	0.0
<i>Line 74</i>	1.8	0.7

<i>Line 75</i>	1.7	1.1
<i>Line 76</i>	0.0	0.0
<i>Line 77</i>	0.6	0.4
<i>Line 78</i>	0.6	0.4
<i>Line 79</i>	0.4	0.3
<i>Line 80</i>	0.2	0.1
<i>Line 81</i>	0.1	0.1
<i>Line 82</i>	0.1	0.0
<i>Line 83</i>	0.0	0.0
<i>Line 84</i>	0.0	0.0
<i>Line 85</i>	0.0	0.0
<i>Line 86</i>	0.0	0.0
<i>Line 87</i>	0.0	0.0
<i>Line 88</i>	0.0	0.0
<i>Line 89</i>	0.0	0.0
<i>Line 90</i>	0.0	0.0
<i>Line 91</i>	0.0	0.0
<i>Line 92</i>	0.0	0.0
<i>Line 93</i>	0.0	0.0
<i>Line 94</i>	0.0	0.0
<i>Line 95</i>	0.0	0.0
<i>Line 96</i>	0.0	0.0
<i>Line 97</i>	0.0	0.0
<i>Line 98</i>	0.0	0.0
<i>Line 99</i>	26.9	32.3
<i>Line 100</i>	0.0	0.0
<i>Line 101</i>	0.0	0.0
<i>Line 102</i>	0.0	0.0
<i>Line 103</i>	0.0	0.0
<i>Line 104</i>	5.2	6.2
<i>Line 105</i>	0.8	1.0
<i>Line 106</i>	3.1	3.7
<i>Line 107</i>	0.0	0.0
<i>Line 108</i>	0.0	0.0
<i>Line 109</i>	0.0	0.0
<i>Line 110</i>	0.0	0.1
<i>Line 111</i>	0.0	0.0
<i>Line 112</i>	0.0	0.0
<i>Line 113</i>	0.0	0.0

<i>Line 114</i>	0.9	1.1
<i>Line 115</i>	0.4	0.4
<i>Line 116</i>	1.0	0.9
<i>Line 117</i>	1.0	1.2
<i>Line 118</i>	0.0	0.0
<i>Line 119</i>	2.3	2.8
<i>Line 120</i>	0.0	0.0
<i>Line 121</i>	0.1	0.0
<i>Line 122</i>	0.1	0.0
<i>Line 123</i>	0.2	0.1
<i>Line 124</i>	0.1	0.0
<i>Line 125</i>	0.1	0.0
<i>Line 126</i>	0.0	0.0
<i>Line 127</i>	0.0	0.0
<i>Line 128</i>	0.0	0.0
<i>Line 129</i>	0.0	0.0
<i>Line 130</i>	0.0	0.0
<i>Total</i>	157,8	169,6

Tabel 4-11  
Perbandingan Rugi Daya Aktif Dan Daya Reaktif  
Sebelum Penempatan Kapasitor Dengan Setelah Penempatan Kapasitor

Perbandingan <i>Losses</i> Daya Aktif Dan Daya Reaktif				
	Sebelum Penempatan Kapasitor		Setelah Penempatan Kapasitor	
<i>CKT / Branch</i>	<i>Losses</i>		<i>Losses</i>	
<i>ID</i>	<i>KW</i>	<i>KVar</i>	<i>KW</i>	<i>KVar</i>
<i>Line 1</i>	43.9	52.7	39.1	46.9
<i>Line 2</i>	9.0	5.8	8.1	5.2
<i>Line 3</i>	4.9	3.1	4.3	2.8
<i>Line 4</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 5</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 6</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 7</i>	1.2	0.5	1.0	0.4
<i>Line 8</i>	1.9	2.3	1.7	2.0
<i>Line 9</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 10</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 11</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 12</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 13</i>	12.8	15.4	10.9	13.1
<i>Line 14</i>	0.6	0.7	0.6	0.7
<i>Line 15</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 16</i>	0.1	0.2	0.1	0.1
<i>Line 17</i>	0.4	0.5	0.4	0.4
<i>Line 18</i>	0.1	0.0	0.0	0.0
<i>Line 19</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 20</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 21</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 22</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 23</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 24</i>	0.1	0.1	0.1	0.1
<i>Line 25</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 26</i>	0.1	0.1	0.1	0.1
<i>Line 27</i>	0.2	0.2	0.2	0.2
<i>Line 28</i>	0.1	0.1	0.1	0.1
<i>Line 29</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 30</i>	0.1	0.1	0.1	0.1
<i>Line 31</i>	0.0	0.0	0.0	0.0



<i>Line 32</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 33</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 34</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 35</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 36</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 37</i>	24.1	28.9	10.8	12.9
<i>Line 38</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 39</i>	0.5	0.6	0.4	0.4
<i>Line 40</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 41</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 42</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 43</i>	0.3	0.2	0.3	0.2
<i>Line 44</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 45</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 46</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 47</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 48</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 49</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 50</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 51</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 52</i>	0.4	0.3	0.4	0.3
<i>Line 53</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 54</i>	0.5	0.5	0.5	0.6
<i>Line 55</i>	0.1	0.1	0.1	0.1
<i>Line 56</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 57</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 58</i>	0.3	0.2	0.3	0.2
<i>Line 59</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 60</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 61</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 62</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 63</i>	20.7	24.9	18.1	21.7
<i>Line 64</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 65</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 66</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 67</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 68</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 69</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 70</i>	13.5	8.7	11.6	7.5

<i>Line 71</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 72</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 73</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 74</i>	2.2	0.8	1.8	0.7
<i>Line 75</i>	2.0	1.3	1.7	1.1
<i>Line 76</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 77</i>	0.8	0.5	0.6	0.4
<i>Line 78</i>	0.7	0.5	0.6	0.4
<i>Line 79</i>	0.5	0.3	0.4	0.3
<i>Line 80</i>	0.2	0.1	0.2	0.1
<i>Line 81</i>	0.1	0.1	0.1	0.1
<i>Line 82</i>	0.1	0.0	0.1	0.0
<i>Line 83</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 84</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 85</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 86</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 87</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 88</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 89</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 90</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 91</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 92</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 93</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 94</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 95</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 96</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 97</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 98</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 99</i>	33.8	40.6	26.9	32.3
<i>Line 100</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 101</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 102</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 103</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 104</i>	6.6	8.0	5.2	6.2
<i>Line 105</i>	1.1	1.3	0.8	1.0
<i>Line 106</i>	4.0	4.8	3.1	3.7
<i>Line 107</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 108</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 109</i>	0.0	0.0	0.0	0.0

<i>Line 110</i>	0.0	0.1	0.0	0.1
<i>Line 111</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 112</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 113</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 114</i>	1.2	1.4	0.9	1.1
<i>Line 115</i>	0.6	0.5	0.4	0.4
<i>Line 116</i>	1.3	1.2	1.0	0.9
<i>Line 117</i>	1.4	1.6	1.0	1.2
<i>Line 118</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 119</i>	2.8	3.3	2.3	2.8
<i>Line 120</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 121</i>	0.1	0.0	0.1	0.0
<i>Line 122</i>	0.0	0.0	0.1	0.0
<i>Line 123</i>	0.1	0.0	0.2	0.1
<i>Line 124</i>	0.0	0.0	0.1	0.0
<i>Line 125</i>	0.0	0.0	0.1	0.0
<i>Line 126</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 127</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 128</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 129</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Line 130</i>	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Total</i>	196.2	213.3	157.8	169.6

Tabel 4-12  
Perbandingan Profil Tegangan  
Sebelum Penempatan Kapasitor dan Setelah Penempatan Kapasitor

Perbandingan Profil Tegangan						
	Sebelum Penempatan Kapasitor			Setelah Penempatan Kapasitor		
ID	KV	% Mag	pu	KV	% Mag	pu
<i>Bus 1</i>	20.000	100.000	1.000	20.000	100.000	1.000
<i>Bus 2</i>	20.000	100.000	1.000	20.000	100.000	1.000
<i>Bus 3</i>	20.000	97.069	0.970	20.000	97.351	0.973
<i>Bus 4</i>	20.000	96.586	0.965	20.000	96.899	0.968
<i>Bus 5</i>	20.000	96.315	0.963	20.000	96.646	0.966
<i>Bus 6</i>	20.000	96.297	0.962	20.000	96.628	0.966
<i>Bus 7</i>	20.000	96.288	0.962	20.000	96.619	0.966
<i>Bus 8</i>	20.000	96.284	0.962	20.000	96.615	0.966
<i>Bus 9</i>	20.000	96.250	0.962	20.000	96.584	0.965
<i>Bus 10</i>	20.000	96.099	0.960	20.000	96.451	0.965
<i>Bus 11</i>	20.000	96.098	0.960	20.000	96.450	0.964
<i>Bus 12</i>	20.000	96.080	0.960	20.000	96.432	0.964
<i>Bus 13</i>	20.000	96.080	0.960	20.000	96.431	0.964
<i>Bus 14</i>	20.000	96.073	0.960	20.000	96.425	0.964
<i>Bus 15</i>	20.000	94.899	0.948	20.000	95.419	0.954
<i>Bus 16</i>	20.000	94.841	0.948	20.000	95.363	0.953
<i>Bus 17</i>	20.000	94.832	0.948	20.000	95.355	0.953
<i>Bus 18</i>	20.000	94.792	0.947	20.000	95.322	0.953
<i>Bus 19</i>	20.000	94.663	0.946	20.000	95.213	0.952
<i>Bus 20</i>	20.000	94.649	0.946	20.000	95.200	0.952
<i>Bus 21</i>	20.000	94.646	0.946	20.000	95.197	0.951
<i>Bus 22</i>	20.000	94.642	0.946	20.000	95.193	0.951
<i>Bus 23</i>	20.000	94.612	0.946	20.000	95.162	0.951
<i>Bus 24</i>	20.000	94.594	0.945	20.000	95.145	0.951
<i>Bus 25</i>	20.000	94.639	0.946	20.000	95.190	0.951
<i>Bus 26</i>	20.000	94.826	0.948	20.000	95.348	0.953
<i>Bus 27</i>	20.000	94.824	0.948	20.000	95.346	0.953
<i>Bus 28</i>	20.000	94.814	0.948	20.000	95.336	0.953
<i>Bus 29</i>	20.000	94.775	0.947	20.000	95.297	0.952
<i>Bus 30</i>	20.000	94.743	0.947	20.000	95.264	0.952

<i>Bus 31</i>	20.000	94.663	0.946	20.000	95.184	0.951
<i>Bus 32</i>	20.000	94.662	0.946	20.000	95.184	0.951
<i>Bus 33</i>	20.000	94.728	0.947	20.000	95.250	0.952
<i>Bus 34</i>	20.000	94.716	0.947	20.000	95.238	0.952
<i>Bus 35</i>	20.000	94.716	0.947	20.000	95.238	0.952
<i>Bus 36</i>	20.000	94.715	0.947	20.000	95.236	0.952
<i>Bus 37</i>	20.000	94.700	0.947	20.000	95.221	0.952
<i>Bus 38</i>	20.000	94.676	0.946	20.000	95.197	0.951
<i>Bus 39</i>	20.000	96.612	0.966	20.000	98.531	0.985
<i>Bus 40</i>	20.000	96.594	0.956	20.000	98.512	0.985
<i>Bus 41</i>	20.000	96.439	0.964	20.000	98.457	0.985
<i>Bus 42</i>	20.000	96.424	0.964	20.000	98.442	0.984
<i>Bus 43</i>	20.000	96.423	0.964	20.000	98.441	0.984
<i>Bus 44</i>	20.000	96.422	0.964	20.000	98.449	0.984
<i>Bus 45</i>	20.000	96.282	0.962	20.000	98.306	0.983
<i>Bus 46</i>	20.000	96.272	0.962	20.000	98.296	0.982
<i>Bus 47</i>	20.000	96.261	0.962	20.000	98.285	0.982
<i>Bus 48</i>	20.000	96.261	0.962	20.000	98.285	0.982
<i>Bus 49</i>	20.000	96.252	0.962	20.000	98.275	0.982
<i>Bus 50</i>	20.000	96.260	0.962	20.000	98.283	0.982
<i>Bus 51</i>	20.000	96.259	0.962	20.000	98.283	0.982
<i>Bus 52</i>	20.000	96.612	0.966	20.000	98.531	0.985
<i>Bus 53</i>	20.000	96.612	0.966	20.000	98.531	0.985
<i>Bus 54</i>	20.000	96.518	0.965	20.000	98.435	0.984
<i>Bus 55</i>	20.000	96.517	0.965	20.000	98.434	0.984
<i>Bus 56</i>	20.000	96.352	0.963	20.000	98.265	0.982
<i>Bus 57</i>	20.000	96.328	0.963	20.000	98.241	0.982
<i>Bus 58</i>	20.000	96.308	0.963	20.000	98.221	0.982
<i>Bus 59</i>	20.000	96.307	0.963	20.000	98.219	0.982
<i>Bus 60</i>	20.000	96.177	0.961	20.000	98.087	0.980
<i>Bus 61</i>	20.000	96.177	0.961	20.000	98.087	0.980
<i>Bus 62</i>	20.000	96.151	0.961	20.000	98.060	0.980
<i>Bus 63</i>	20.000	96.173	0.961	20.000	98.083	0.980
<i>Bus 64</i>	20.000	96.154	0.961	20.000	98.063	0.980
<i>Bus 65</i>	20.000	97.511	0.975	20.000	97.802	0.978
<i>Bus 66</i>	20.000	97.496	0.974	20.000	97.787	0.977
<i>Bus 67</i>	20.000	97.491	0.974	20.000	97.782	0.977
<i>Bus 68</i>	20.000	97.509	0.975	20.000	97.800	0.978
<i>Bus 69</i>	20.000	97.506	0.975	20.000	97.797	0.977

<i>Bus 70</i>	20.000	97.507	0.975	20.000	97.799	0.977
<i>Bus 71</i>	20.000	97.506	0.975	20.000	97.798	0.977
<i>Bus 72</i>	20.000	96.008	0.960	20.000	96.435	0.964
<i>Bus 73</i>	20.000	96.002	0.960	20.000	96.429	0.964
<i>Bus 74</i>	20.000	95.986	0.959	20.000	96.413	0.964
<i>Bus 75</i>	20.000	95.984	0.959	20.000	96.411	0.964
<i>Bus 76</i>	20.000	95.741	0.957	20.000	96.188	0.961
<i>Bus 77</i>	20.000	95.423	0.954	20.000	95.910	0.959
<i>Bus 78</i>	20.000	95.422	0.954	20.000	95.910	0.959
<i>Bus 79</i>	20.000	95.264	0.952	20.000	95.778	0.957
<i>Bus 80</i>	20.000	95.104	0.951	20.000	95.648	0.956
<i>Bus 81</i>	20.000	94.969	0.949	20.000	95.542	0.955
<i>Bus 82</i>	20.000	94.882	0.948	20.000	95.488	0.954
<i>Bus 83</i>	20.000	94.816	0.948	20.000	95.422	0.954
<i>Bus 84</i>	20.000	94.776	0.947	20.000	95.382	0.953
<i>Bus 85</i>	20.000	94.758	0.947	20.000	95.364	0.953
<i>Bus 86</i>	20.000	94.745	0.947	20.000	95.351	0.953
<i>Bus 87</i>	20.000	94.740	0.947	20.000	95.346	0.953
<i>Bus 88</i>	20.000	95.991	0.959	20.000	96.418	0.964
<i>Bus 89</i>	20.000	95.983	0.959	20.000	96.410	0.964
<i>Bus 90</i>	20.000	95.741	0.957	20.000	96.188	0.961
<i>Bus 91</i>	20.000	95.712	0.957	20.000	96.158	0.961
<i>Bus 92</i>	20.000	95.702	0.957	20.000	96.148	0.961
<i>Bus 93</i>	20.000	95.699	0.956	20.000	96.146	0.961
<i>Bus 94</i>	20.000	94.944	0.949	20.000	95.517	0.955
<i>Bus 95</i>	20.000	94.930	0.949	20.000	95.503	0.955
<i>Bus 96</i>	20.000	94.930	0.949	20.000	95.503	0.955
<i>Bus 97</i>	20.000	94.921	0.949	20.000	95.493	0.954
<i>Bus 98</i>	20.000	94.915	0.949	20.000	95.487	0.954
<i>Bus 99</i>	20.000	94.911	0.949	20.000	95.484	0.954
<i>Bus 100</i>	20.000	94.909	0.949	20.000	95.481	0.954
<i>Bus 101</i>	20.000	96.787	0.967	20.000	97.514	0.975
<i>Bus 102</i>	20.000	96.773	0.967	20.000	97.501	0.975
<i>Bus 103</i>	20.000	96.754	0.967	20.000	97.481	0.974
<i>Bus 104</i>	20.000	96.754	0.967	20.000	97.481	0.974
<i>Bus 105</i>	20.000	96.785	0.967	20.000	97.512	0.975
<i>Bus 106</i>	20.000	96.095	0.960	20.000	96.999	0.969
<i>Bus 107</i>	20.000	95.971	0.959	20.000	96.909	0.969
<i>Bus 108</i>	20.000	95.488	0.954	20.000	96.569	0.965

<i>Bus 109</i>	20.000	95.487	0.954	20.000	96.567	0.965
<i>Bus 110</i>	20.000	95.485	0.954	20.000	96.566	0.965
<i>Bus 111</i>	20.000	95.460	0.954	20.000	96.541	0.965
<i>Bus 112</i>	20.000	95.412	0.954	20.000	96.492	0.964
<i>Bus 113</i>	20.000	95.403	0.954	20.000	96.483	0.964
<i>Bus 114</i>	20.000	95.401	0.954	20.000	96.481	0.964
<i>Bus 115</i>	20.000	95.395	0.953	20.000	96.475	0.964
<i>Bus 116</i>	20.000	95.298	0.952	20.000	96.453	0.964
<i>Bus 117</i>	20.000	95.214	0.952	20.000	96.398	0.963
<i>Bus 118</i>	20.000	95.020	0.950	20.000	96.271	0.962
<i>Bus 119</i>	20.000	94.787	0.947	20.000	96.139	0.961
<i>Bus 120</i>	20.000	94.787	0.947	20.000	96.138	0.961
<i>Bus 121</i>	20.000	94.292	0.942	20.000	95.728	0.957
<i>Bus 122</i>	20.000	94.267	0.942	20.000	95.712	0.957
<i>Bus 123</i>	20.000	94.215	0.942	20.000	95.658	0.956
<i>Bus 124</i>	20.000	94.183	0.941	20.000	95.659	0.956
<i>Bus 125</i>	20.000	94.109	0.941	20.000	95.664	0.956
<i>Bus 126</i>	20.000	94.080	0.940	20.000	95.665	0.956
<i>Bus 127</i>	20.000	94.054	0.940	20.000	95.673	0.956
<i>Bus 128</i>	20.000	94.054	0.940	20.000	95.673	0.956
<i>Bus 129</i>	20.000	94.027	0.940	20.000	95.644	0.956
<i>Bus 130</i>	20.000	94.291	0.942	20.000	95.727	0.957
<i>Bus 131</i>	20.000	94.265	0.942	20.000	95.701	0.957
<i>Bus 132</i>	20.000	94.265	0.942	20.000	95.700	0.957

Tabel 4-13  
Perbandingan Faktor Daya  
Sebelum Penempatan Kapasitor dan Setelah Penempatan Kapasitor

Perbandingan Faktor Daya									
		Sebelum Penempatan Kapasitor				Setelah Penempatan Kapasitor			
ID	KV	MW	MVar	MVA	% PF	MW	MVar	MVA	% PF
Bus 1	20	2.770	1.766	3.285	84.3	2.802	1.211	3.052	91.8
Bus 2	20	5.132	3.272	6.087	84.3	5.190	2.082	5.593	92.8
Bus 3	20	1.834	1.146	2.162	84.8	1.848	0.881	2.047	90.3
Bus 4	20	1.825	1.140	2.152	84.8	1.840	0.875	2.037	90.3
Bus 5	20	1.749	1.093	2.062	84.8	1.764	0.828	1.949	90.5
Bus 6	20	0.110	0.068	0.129	85.0	0.111	0.069	0.130	87.0
Bus 7	20	0.057	0.035	0.067	85.0	0.058	0.036	0.068	85.0
Bus 8	20	0.009	0.005	0.010	85.0	0.009	0.005	0.010	85.0
Bus 9	20	1.571	0.983	1.853	84.8	1.585	0.718	1.740	91.1
Bus 10	20	1.539	0.962	1.815	84.8	1.553	0.697	1.702	91.2
Bus 11	20	0.144	0.089	0.169	85.0	0.145	0.090	0.171	85.0
Bus 12	20	0.100	0.062	0.118	85.0	0.101	0.062	0.119	85.0
Bus 13	20	0.085	0.053	0.100	85.0	0.085	0.053	0.100	85.0
Bus 14	20	0.028	0.018	0.033	85.0	0.029	0.018	0.034	85.0
Bus 15	20	1.276	0.792	1.502	85.0	1.290	0.674	1.456	88.6
Bus 16	20	1.219	0.756	1.434	85.0	1.232	0.674	1.405	87.7
Bus 17	20	0.441	0.274	0.520	85.0	0.446	0.186	0.484	92.3
Bus 18	20	0.405	0.251	0.476	85.0	0.409	0.163	0.441	92.9
Bus 19	20	0.385	0.239	0.453	85.0	0.390	0.151	0.418	93.2
Bus 20	20	0.337	0.209	0.396	85.0	0.341	0.185	0.388	87.9
Bus 21	20	0.295	0.183	0.347	85.0	0.299	0.185	0.351	85.0
Bus 22	20	0.187	0.116	0.220	85.0	0.189	0.117	0.222	85.0
Bus 23	20	0.124	0.077	0.145	85.0	0.125	0.077	0.147	85.0
Bus 24	20	0.052	0.032	0.062	85.0	0.053	0.033	0.062	85.0
Bus 25	20	0.081	0.050	0.095	85.0	0.082	0.051	0.096	85.0
Bus 26	20	0.686	0.426	0.807	85.0	0.694	0.430	0.816	85.0
Bus 27	20	0.053	0.033	0.063	85.0	0.054	0.033	0.064	85.0
Bus 28	20	0.587	0.364	0.691	85.0	0.594	0.368	0.699	87.6
Bus 29	20	0.510	0.316	0.600	85.0	0.515	0.320	0.606	85.0
Bus 30	20	0.440	0.273	0.518	85.0	0.445	0.276	0.524	85.0
Bus 31	20	0.109	0.068	0.128	85.0	0.110	0.068	0.130	85.0
Bus 32	20	0.027	0.017	0.031	85.0	0.027	0.017	0.032	85.0
Bus 33	20	0.271	0.168	0.319	85.0	0.274	0.170	0.323	85.0
Bus 34	20	0.231	0.143	0.272	85.0	0.234	0.145	0.275	85.0



<i>Bus 35</i>	20	0.005	0.003	0.005	85.0	0.005	0.003	0.005	85.0
<i>Bus 36</i>	20	0.180	0.112	0.212	85.0	0.182	0.113	0.214	85.0
<i>Bus 37</i>	20	0.161	0.099	0.189	85.0	0.162	0.101	0.191	85.0
<i>Bus 38</i>	20	0.064	0.040	0.076	85.0	0.065	0.040	0.077	85.0
<i>Bus 39</i>	20	0.868	0.539	1.022	85.0	0.904	0.348	0.968	93.3
<i>Bus 40</i>	20	0.069	0.042	0.081	85.0	0.071	0.044	0.084	85.0
<i>Bus 41</i>	20	0.329	0.204	0.387	85.0	0.343	0.135	0.369	93.0
<i>Bus 42</i>	20	0.063	0.039	0.074	85.0	0.065	0.040	0.077	85.0
<i>Bus 43</i>	20	0.017	0.011	0.020	85.0	0.018	0.011	0.021	85.0
<i>Bus 44</i>	20	0.240	0.149	0.283	85.0	0.251	0.270	0.369	88.0
<i>Bus 45</i>	20	0.208	0.129	0.245	85.0	0.217	0.135	0.256	85.0
<i>Bus 46</i>	20	0.151	0.093	0.177	85.0	0.157	0.097	0.185	88.4
<i>Bus 47</i>	20	0.080	0.049	0.094	85.0	0.083	0.051	0.098	85.0
<i>Bus 48</i>	20	0.040	0.025	0.048	85.0	0.042	0.026	0.050	85.0
<i>Bus 49</i>	20	0.029	0.018	0.034	85.0	0.030	0.018	0.035	88.0
<i>Bus 50</i>	20	0.022	0.014	0.026	85.0	0.023	0.014	0.027	85.0
<i>Bus 51</i>	20	0.004	0.003	0.005	85.0	0.004	0.003	0.005	85.0
<i>Bus 52</i>	20	0.470	0.292	0.554	85.0	0.489	0.304	0.576	85.0
<i>Bus 53</i>	20	0.018	0.011	0.021	85.0	0.019	0.012	0.022	85.0
<i>Bus 54</i>	20	0.408	0.253	0.480	85.0	0.424	0.263	0.499	85.0
<i>Bus 55</i>	20	0.376	0.233	0.443	85.0	0.391	0.243	0.461	85.0
<i>Bus 56</i>	20	0.334	0.207	0.393	85.0	0.347	0.215	0.408	91.0
<i>Bus 57</i>	20	0.282	0.175	0.332	85.0	0.294	0.182	0.346	85.0
<i>Bus 58</i>	20	0.081	0.050	0.095	85.0	0.084	0.052	0.099	85.0
<i>Bus 59</i>	20	0.015	0.009	0.017	85.0	0.015	0.009	0.018	85.0
<i>Bus 60</i>	20	0.181	0.112	0.213	85.0	0.188	0.117	0.222	85.0
<i>Bus 61</i>	20	0.090	0.056	0.106	85.0	0.094	0.058	0.110	85.0
<i>Bus 62</i>	20	0.061	0.038	0.072	85.0	0.064	0.039	0.075	85.0
<i>Bus 63</i>	20	0.042	0.026	0.049	85.0	0.043	0.027	0.051	85.0
<i>Bus 64</i>	20	0.028	0.018	0.033	85.0	0.029	0.018	0.035	85.0
<i>Bus 65</i>	20	1.024	0.635	1.205	85.0	1.031	0.457	1.128	91.4
<i>Bus 66</i>	20	0.048	0.030	0.057	85.0	0.048	0.030	0.057	85.0
<i>Bus 67</i>	20	0.026	0.016	0.030	85.0	0.026	0.016	0.031	85.0
<i>Bus 68</i>	20	0.976	0.605	1.148	85.0	0.983	0.427	1.071	91.7
<i>Bus 69</i>	20	0.012	0.007	0.014	85.0	0.012	0.007	0.014	85.0
<i>Bus 70</i>	20	0.948	0.588	1.116	85.0	0.955	0.410	1.039	91.9
<i>Bus 71</i>	20	0.913	0.566	1.075	85.0	0.920	0.388	0.998	92.1
<i>Bus 72</i>	20	0.877	0.543	1.031	85.0	0.885	0.366	0.957	92.4
<i>Bus 73</i>	20	0.068	0.042	0.081	85.0	0.069	0.043	0.081	85.0
<i>Bus 74</i>	20	0.021	0.013	0.025	85.0	0.022	0.013	0.025	85.0
<i>Bus 75</i>	20	0.005	0.003	0.005	85.0	0.005	0.003	0.005	85.0

<i>Bus 76</i>	20	0.710	0.440	0.836	85.0	0.718	0.262	0.764	93.9
<i>Bus 77</i>	20	0.621	0.385	0.730	85.0	0.628	0.207	0.661	95.0
<i>Bus 78</i>	20	0.545	0.338	0.641	85.0	0.551	0.159	0.573	96.1
<i>Bus 79</i>	20	0.472	0.293	0.555	85.0	0.477	0.114	0.491	96.1
<i>Bus 80</i>	20	0.436	0.270	0.513	85.0	0.441	0.091	0.451	95.2
<i>Bus 81</i>	20	0.381	0.236	0.449	85.0	0.386	0.104	0.400	96.6
<i>Bus 82</i>	20	0.216	0.134	0.254	85.0	0.218	0.140	0.259	86.9
<i>Bus 83</i>	20	0.148	0.092	0.174	85.0	0.150	0.093	0.176	85.0
<i>Bus 84</i>	20	0.137	0.085	0.161	85.0	0.139	0.086	0.163	85.0
<i>Bus 85</i>	20	0.132	0.082	0.156	85.0	0.134	0.083	0.158	90.0
<i>Bus 86</i>	20	0.116	0.072	0.137	85.0	0.118	0.073	0.138	85.0
<i>Bus 87</i>	20	0.013	0.008	0.015	85.0	0.013	0.008	0.016	90.0
<i>Bus 88</i>	20	0.073	0.045	0.086	85.0	0.074	0.046	0.087	85.0
<i>Bus 89</i>	20	0.019	0.012	0.023	85.0	0.020	0.012	0.023	85.0
<i>Bus 90</i>	20	0.053	0.033	0.062	85.0	0.053	0.033	0.063	85.0
<i>Bus 91</i>	20	0.050	0.031	0.058	85.0	0.050	0.031	0.059	85.0
<i>Bus 92</i>	20	0.039	0.024	0.046	85.0	0.040	0.025	0.047	85.0
<i>Bus 93</i>	20	0.017	0.010	0.020	85.0	0.017	0.010	0.020	85.0
<i>Bus 94</i>	20	0.139	0.086	0.163	85.0	0.140	0.087	0.165	85.0
<i>Bus 95</i>	20	0.103	0.064	0.121	85.0	0.104	0.065	0.123	85.0
<i>Bus 96</i>	20	0.080	0.049	0.094	85.0	0.081	0.050	0.095	90.0
<i>Bus 97</i>	20	0.066	0.041	0.077	85.0	0.066	0.041	0.078	85.0
<i>Bus 98</i>	20	0.039	0.024	0.046	85.0	0.040	0.025	0.047	85.0
<i>Bus 99</i>	20	0.036	0.022	0.042	85.0	0.037	0.023	0.043	85.0
<i>Bus 100</i>	20	0.019	0.012	0.023	85.0	0.019	0.012	0.023	85.0
<i>Bus 101</i>	20	1.283	0.806	1.515	84.7	1.313	0.361	1.362	96.4
<i>Bus 102</i>	20	0.101	0.063	0.119	85.0	0.103	0.064	0.121	85.0
<i>Bus 103</i>	20	0.066	0.041	0.077	85.0	0.067	0.041	0.078	85.0
<i>Bus 104</i>	20	0.013	0.008	0.015	85.0	0.013	0.008	0.015	85.0
<i>Bus 105</i>	20	0.016	0.010	0.018	85.0	0.016	0.010	0.019	85.0
<i>Bus 106</i>	20	1.160	0.725	1.368	84.8	1.189	0.282	1.222	95.4
<i>Bus 107</i>	20	1.054	0.659	1.244	84.8	1.082	0.215	1.103	96.1
<i>Bus 108</i>	20	1.006	0.627	1.186	84.9	1.034	0.183	1.050	94.3
<i>Bus 109</i>	20	0.944	0.589	1.113	84.9	0.970	0.144	0.981	95.0
<i>Bus 110</i>	20	0.900	0.561	1.060	84.8	0.925	0.116	0.932	94.1
<i>Bus 111</i>	20	0.140	0.087	0.165	85.0	0.144	0.089	0.169	85.0
<i>Bus 112</i>	20	0.116	0.072	0.137	85.0	0.119	0.074	0.140	85.0
<i>Bus 113</i>	20	0.043	0.027	0.050	85.0	0.044	0.027	0.051	85.0
<i>Bus 114</i>	20	0.032	0.020	0.037	85.0	0.032	0.020	0.038	85.0
<i>Bus 115</i>	20	0.018	0.011	0.021	85.0	0.018	0.011	0.021	85.0
<i>Bus 116</i>	20	0.758	0.473	0.893	84.9	0.780	0.025	0.781	94.3

<i>Bus 117</i>	20	0.735	0.458	0.866	84.9	0.757	0.011	0.757	95.1
<i>Bus 118</i>	20	0.718	0.447	0.845	84.9	0.739	0.013	0.739	94.7
<i>Bus 119</i>	20	0.697	0.433	0.820	84.9	0.718	0.029	0.719	94.0
<i>Bus 120</i>	20	0.673	0.419	0.792	84.9	0.694	0.272	0.745	93.1
<i>Bus 121</i>	20	0.662	0.410	0.779	85.0	0.683	0.326	0.757	90.3
<i>Bus 122</i>	20	0.152	0.094	0.179	85.0	0.158	0.123	0.200	87.2
<i>Bus 123</i>	20	0.093	0.058	0.110	85.0	0.097	0.132	0.164	89.1
<i>Bus 124</i>	20	0.079	0.049	0.093	85.0	0.082	0.133	0.157	87.0
<i>Bus 125</i>	20	0.077	0.048	0.091	85.0	0.080	0.134	0.156	86.8
<i>Bus 126</i>	20	0.077	0.048	0.091	85.0	0.080	0.142	0.163	89.2
<i>Bus 127</i>	20	0.064	0.039	0.075	85.0	0.066	0.178	0.190	87.6
<i>Bus 128</i>	20	0.056	0.035	0.066	85.0	0.058	0.036	0.069	85.0
<i>Bus 129</i>	20	0.031	0.019	0.036	85.0	0.032	0.020	0.038	87.0
<i>Bus 130</i>	20	0.510	0.316	0.600	85.0	0.525	0.326	0.618	85.0
<i>Bus 131</i>	20	0.111	0.069	0.130	85.0	0.114	0.071	0.134	85.0
<i>Bus 132</i>	20	0.027	0.017	0.032	85.0	0.028	0.017	0.033	85.0





NO	KD	ALAMAT	NVA	MEREK	JENIS	HN	TIG (V)	TGB	KORT	TG 2-4	TG 2-4	TG 2-4	TG 2-4	TG 2-4	BRAN LINE A	BRAN LINE A	BRAN LINE B	BRAN LINE B	BRAN LINE C	BRAN LINE C	BRAN LINE	BRAN LINE
111	JP1	TBUBUSUK	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	218	218	216	219	218	217	0	5.0	21.0	11.0	-	-	-	-
112	JP2	JAMBOR (GISPAN)	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	199	199	199	199	199	199	-	-	-	-	-	-	-	-
113	JP3	KEMBANG (GISPAN)	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	208	196	201	203	206	204	22.0	43.0	18.0	17.0	-	-	-	-
114	JP4	KUD JAWAH (GISPAN)	60	Portel	3	230/400 V	20KV	2	168	166	168	168	168	168	-	-	-	-	-	-	-	-
115	KP1	D5 KOPANG	160	Portel	3	230/400 V	20KV	2	217	200	210	246	241	248	-	-	-	-	-	-	-	-
116	KP2	DABARAJI	160	Portel	3	230/400 V	20KV	2	227	229	228	230	230	230	21.0	60.0	39.0	-	-	-	-	-
117	KP3	REMPARU	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	228	228	230	234	400	399	-	-	-	-	-	-	-	-
118	KP4	DEPAN GAMP MUNCAN	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	227	228	228	233	386	398	-	-	-	-	-	-	-	-
119	KP5	DEPAN GAMP MUNCAN	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	206	206	202	222	383	386	385	119.0	66.0	107.0	48.0	-	-	-
120	KP6	MONTONG GAWANG	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	200	200	200	200	388	388	-	-	-	-	-	-	-	-
121	KP7	KAYU KOPANG	60	Portel	3	230/400 V	20KV	2	200	200	200	368	388	388	-	-	-	-	-	-	-	-
122	KP8	LEBANG ARE	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	218	218	220	219	384	379	332	15.0	34.0	24.0	7.0	-	-	-
123	KP9	HONGGAS	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	200	197	199	350	310	340	32.0	32.0	72.0	40.0	-	-	-	-
124	KP10	BERBUK	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	207	210	203	349	326	335	-	-	-	-	-	-	-	-
125	KP11	BOBE KOPANG	160	Portel	3	230/400 V	20KV	2	200	205	209	382	341	354	63.0	23.0	60.0	33.0	-	-	-	-
126	KP12	HUMBANG MT GAWANG	60	Portel	3	230/400 V	20KV	2	208	208	217	377	382	372	-	-	-	-	-	-	-	-
127	KP13	DESI TINGGI MT GAWANG	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	231	214	228	376	376	377	6.0	44.0	28.0	14.0	-	-	-	-
128	KP14	LANKOK TANUK DASAW BARRU	160	Portel	3	230/400 V	20KV	2	208	212	212	356	389	317	66.0	32.0	106.0	62.0	-	-	-	-
129	KP15	BAKAN	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	223	228	222	393	385	391	21.0	19.0	38.0	14.0	-	-	-	-
130	KP16	WENDAGA (GISPAN)	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	199	204	197	345	347	387	-	-	-	-	-	-	-	-
131	KP17	WALJE GERBERG	60	Portel	3	230/400 V	20KV	2	201	212	205	382	380	387	-	-	-	-	-	-	-	-
132	KP18	DESI BEPOK BILANG	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	208	201	207	388	388	390	-	-	-	-	-	-	-	-
133	KP19	PAJANG DESI BILANG	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	208	201	207	388	388	390	-	-	-	-	-	-	-	-
134	KP20	DESI NYANGGI MT GAWANG	60	Portel	3	230/400 V	20KV	2	193	202	201	338	387	382	47.0	131.0	60.0	42.0	-	-	-	-
135	KP21	BUAL NY GERBERG	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	238	228	0	488	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-
136	KP22	DEPAN GH KOPANG	60	Portel	1	230/400 V	20KV	1	211	211	0	400	0	0	6.0	15.0	-	-	-	-	-	-
137	KP23	LEBANG TELAGA	100	Portel	3	230/400 V	20KV	1	226	226	225	394	392	395	-	-	-	-	-	-	-	-
138	KP24	LANKANG MUNCAN	100	Portel	3	230/400 V	20KV	1	221	219	221	388	381	383	-	-	-	-	-	-	-	-
139	KP25	MT TEKER	60	Portel	3	230/400 V	20KV	2	210	217	219	372	397	390	14.0	6.0	22.0	16.0	-	-	-	-
140	KP26	BNAMANGA	60	Portel	3	230/400 V	20KV	1	231	231	230	403	388	400	-	-	-	-	-	-	-	-
141	KP27	MAKAM KERAK	60	Portel	3	230/400 V	20KV	1	208	215	208	387	388	383	-	-	-	-	-	-	-	-
142	KP28	KETUNGGU	60	Portel	3	230/400 V	20KV	1	215	209	205	387	383	348	-	-	-	-	-	-	-	-
143	KP29	MAKAM NYANGGI (GISPAN)	60	Portel	3	230/400 V	20KV	1	227	223	229	408	404	408	39.0	28.0	48.0	26.0	-	-	-	-
144	KP31	MONTONG LEBU	60	Portel	3	230/400 V	20KV	2	208	205	205	384	384	384	-	-	-	-	-	-	-	-
145	KP32	HUMBANG MT GAWANG (GISPAN)	60	Portel	3	230/400 V	20KV	2	208	205	205	384	384	384	-	-	-	-	-	-	-	-
146	KP33	EMERUNG KALING MT GAWANG	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	208	208	206	341	342	338	-	-	-	-	-	-	-	-
147	KP34	JELULUK (GISPAN)	160	Portel	3	230/400 V	20KV	2	195	190	190	338	327	337	118.0	88.0	61.0	50.0	-	-	-	-
148	KP14	PRENE	60	Portel	3	230/400 V	20KV	1	209	220	219	382	381	385	-	-	-	-	-	-	-	-
149	KP15	LANKUP BUNUT	60	Portel	3	230/400 V	20KV	1	227	223	229	408	404	408	39.0	28.0	48.0	26.0	-	-	-	-
150	KP11	BATU LANKONG	60	Portel	3	230/400 V	20KV	1	224	223	224	434	432	435	-	-	-	-	-	-	-	-
151	KP12	MT SAPAH	60	Portel	3	230/400 V	20KV	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
152	KP13	Portel	60	Portel	3	230/400 V	20KV	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
153	KP14	Portel	60	Portel	3	230/400 V	20KV	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
154	KP16	Portel	60	Portel	3	230/400 V	20KV	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
155	KP17	PERULAK	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	218	212	214	382	384	373	64.0	43.0	80.0	41.0	-	-	-	-
156	KP18	BATULAK	160	Portel	3	230/400 V	20KV	2	224	223	227	389	397	404	80.0	72.0	63.0	50.0	-	-	-	-
157	KP19	BENDUNGAN BATU JAI	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	216	219	216	382	376	376	-	-	-	-	-	-	-	-
158	KP24	DABEK	160	Portel	3	230/400 V	20KV	2	214	210	213	387	384	373	-	-	-	-	-	-	-	-
159	KP26	UNGA	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	221	219	217	348	347	361	61.0	37.0	29.0	21.0	-	-	-	-
160	KP26	MENTOK	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	215	209	219	374	376	386	34.0	41.0	27.0	27.0	-	-	-	-
161	KP17	BONDER	60	Portel	3	230/400 V	20KV	2	225	220	223	389	389	389	-	-	-	-	-	-	-	-
162	KP29	MAKURUNG	60	Portel	3	230/400 V	20KV	2	225	220	223	389	389	389	-	-	-	-	-	-	-	-
163	KP29	KATENG	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	225	220	223	389	389	389	-	-	-	-	-	-	-	-
164	KP10	PLAMBER	100	Portel	3	230/400 V	20KV	2	233	232	233	408	396	406	-	-	-	-	-	-	-	-
165	KP11	STANGKOR	60	Portel	3	230/400 V	20KV	2	214	218	216	379	379	379	37.0	8.0	6.0	22.0	14.0	-	-	-
166	KP12	BONDER PALM	60	Portel	1	230/400 V	20KV	1	219	0	218	0	439	0	49.0	-	-	-	-	-	-	-

NO	NO	ALAMAT	KVA	MERISK	JENIS	PH	TEG (V)	TEG	MOHT	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100																																																	
187	PB13	BATUEREUK	100		Portel	3	230/400 V	20KV	1	220	224	226	228	230	232	234	236	238	240	242	244	246	248	250	252	254	256	258	260	262	264	266	268	270	272	274	276	278	280	282	284	286	288	290	292	294	296	298	300	302	304	306	308	310	312	314	316	318	320	322	324	326	328	330	332	334	336	338	340	342	344	346	348	350	352	354	356	358	360	362	364	366	368	370	372	374	376	378	380	382	384	386	388	390	392	394	396	398	400	402	404	406	408	410	412	414	416	418	420	422	424	426	428	430	432	434	436	438	440	442	444	446	448	450	452	454	456	458	460	462	464	466	468	470	472	474	476	478	480	482	484	486	488	490	492	494	496	498	500











NO	NOMOR GARDU	KVA	ALAMAT GARDU	JENIS TIANG ( J T M )										JUMLAH	
				AAAC (Kms)/mm					ACSR		A3COC	MVTIC	NYFGBY		
				35.00	70.00	85.00	150.00	240.00	2/0	3/0	150mm	150mm			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
29	PR 64	100	TERMINAL MANDALIKA		72.00										72.00
30	PR 67	100	BRI PRAYA		294.00										294.00
31	PR69	100	GELONDONG /SISIPAN		127.00										127.00
32	PR77	50	SISIPAN MISPALAH		50.00										50.00
33	PR78	50	SISIPAN LENENG		50.00										50.00
34	PR82	100	SISIPAN BERMIS		250.00										250.00
35	JG 15	100	KP BUNCEMAN PUYUNG		1,938.00										1,938.00
36	PB 03	100	SUB BEND BATU JAI				1,892.00								1,892.00
37	PB 33	50	EMB KLUNCING BATUJAI	920.00											920.00
37	PR 85	100	KMP METENG ( SISIPAN )		0.58										0.58
<b>TOTAL</b>		4405	KVA	3,915.00	15,096.58	0.00	12,480.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31,491.58

Praya, 11 APRIL 2008

Mengetahui :  
Manager Ranting

Diperiksa :  
SVP Op. Distribusi

Yang Membuat

**SUHYA WARDI**

**ACHMAD HADI**

**MAHARDIAN SYAH**



PT. PLN (PERSERO) WILAYAH NTB  
CABANG MATARAM

**DATA PANJANG JARINGAN TEGANGAN MENENGAH PERGARDU  
PENYULANG BODAK  
TAHUN 2008**

NO	NOMOR GARDU	KVA	ALAMAT GARDU	JENIS TIANG ( J T M )										JUMLAH	
				AAAC (Kms)/mm					ACSR		ASCOC	MVIC	NYFGBY		
				35.00	70.00	85.00	150.00	240.00	2/0	3/0	150mm	150mm			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1	PR 08	100	DS.PENGADANG		385.00										385.00
2	PR 14	160	KEL. GERUNUNG				748.00								748.00
3	PR 15	100	DS. AIK MUAL		1.899.00										1,899.00
4	PR 17	100	KP.TANGGAK		360.00										360.00
5	PR 19	160	KEL.JONTLAK				2,557.00								2,557.00
6	PR 20	50	JR..JALER				1,054.00								1,054.00
7	PR 32	160	KWANG RUNDUN		1,443.00										1,443.00
8	PR 33	50	DS. MEKE		1,367.00										1,367.00
9	PR 34	50	DS. PRAI		449.00										449.00
10	PR 37	160	SISIPAN PENGADANG		1,948.00										1,948.00
11	PR 38	100	DS. BRAIM				1,306.00								1,306.00
12	PR 43	100	ABIAN TUBUH		2,487.60										2,487.60
13	PR 45	50	BREMBENG. JR. JALER		419.00										419.00
14	PR 46	50	LD.TEBAO. JAGO				960.00								960.00
15	PR 47	50	JEMPONG ELER				806.00								806.00
16	PR 48	50	DS.EUAL		960.00										960.00
17	PR 58	100	BT. TEPONG BRAIM		443.70	1,444.00									1,887.70
18	PR 59	50	SISIPAN AIK MUAL			3,970.00									3,970.00
19	PR71	50	MERTA TOMBOK												0.00
20	PR 72	200	PERUM PEMDA												0.00
21	PR74	160	RSUD PRAYA												0.00
22	PR75	100	SISIPAN GERUNUNG												0.00
23	PR76	50	SISIPAN BRAIM												0.00
24	PR81	50	SISIPAN AIK MUAL			585.00									585.00
25	JP 19	50	DSN MENYIUH LANGKO		2,028.00										2,028.00
26	JP 21	50	LANGKO		532.00										532.00
27		50	SPBU BIAO												0.00
28		50	BTS XL TENGANAN MAIN LINE P BODAK				20.349								20.349
<b>TOTAL</b>		<b>2450</b>	<b>KVA</b>		<b>3,963.70</b>	<b>16,766.60</b>	<b>0.00</b>	<b>7,461.35</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>28,171.85</b>

Praya, 11 APRIL 2008

Mengetahui :  
Manager Ranting

Diperiksa :  
SVP Op. Distribusi

Yang Membuat

**SUHYA WARDI**

**ACHMAD HADI**

**MAHARDIAN SYAH**



NO	NOMOR GARDU	KVA	ALAMAT GARDU	JENIS TIANG ( J T M )								JUMLAH			
				AAAC (Kms)/mm					ACSR		A3COC		MVTIC	NYFGBY	
				35.00	70.00	95.00	160.00	240.00	2/0	3/0	160mm		160mm		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
29	PT 17	16	DSN AIK PAEK		1,662.90										1,662.90
30	PT 18	16	DSN SEBOLET DS MUJUR												0.00
31	PT 19	16	DSN BARELIANG/SOSAK												0.00
32	PT 21	160	PUSKESMAS MUJUR/SISIPAN												0.00
33	PT 22	50	DSN BAGEK GANTI												0.00
34	PT 23	50	SISIPAN BILELANDO		831.00										831.00
35	JP 14	50	DSN GOLONG LEKOR		2,912.00										2,912.00
<b>TOTAL</b>		2308	<b>KVA</b>	<b>6,957.00</b>	<b>29,680.00</b>	<b>4,018.60</b>	<b>5,530.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>46,185.60</b>

Praya, 11 APRIL 2008

Mengetahui :  
Manager Ranting

Diperiksa :  
SVP Op. Distribusi

Yang Membuat

**SUHYA WARDI**

**ACHMAD HADI**

**MAHARDIAN SYAH**





NO	NOMOR GARDU	KVA	ALAMAT GARDU	JENIS TIANG ( J T M )									JUMLAH		
				AAAC (Kms)/mm					ACSR		A3COC	MVTIC		NYFGBY	
				35.00	70.00	95.00	150.00	240.00	2/0	3/0	150mm	150mm			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
28	PJ 31	50	DSN KAMPIH GERINTUK	1,052.00											1,052.00
29	PJ 32	50	DSN NITEN DS PENGEMBUR	1,100.00											1,100.00
30	PJ 33	50	DSN BETANGGA SEPIT	1,114.00											1,114.00
31	PJ 34	100	TASTURA	564.00											564.00
32	PJ 35	100	KAWO/SISIPAN												0.00
33	PJ 36	50	MERTAK												0.00
34	PJ 37	50	AWANG		5,185.00										5,185.00
35	PJ 38	100	SISIPAN SENGKOL												0.00
36		50	PT AIR NTB												
			NOVOTEL					23,896.00							23,896.00
TOTAL		3238	KVA	5,656.00	27,257.50	2,889.00	26,337.00	23,896.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	86,035.50

Praya, 11 APRIL 2008

Mengetahui :  
Manager Ranting

Diperiksa :  
SVP Op. Distribusi

Yang Membuat

SUHYA WARDI

ACHMAD HADI

MAHARDIAN SYAH

























NO	NOMOR GARDU	KVA	ALAMAT GARDU	JENIS TIANG ( J T M )								JUMLAH			
				AAAC (Kms)/mm				ACSR		A3COC	MVTIC		NYFGBY		
				35.00	70.00	95.00	150.00	240.00	2/0	3/0	150mm		150mm		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
350	MT 01	50	MONTONG SAPAH				11,110.00								11,110.00
351	MT 02	50													339.00
352	MT 03	50	LENDANG BAO		339.00										2,105.00
353	MT 04	50	MONTONG AJAN		2,105.00										1,130.00
354	MT 05	50	MONTONG SAPAH		1,130.00										
				0.00	3.57	0.00	11.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14,684.00
			MAIN LINE P MUJUR				23,516.00								23,516.00
			MAIN LINE P PRAYA KOTA				15,334.00								15,334.00
			MAIN LINE P NOVOTEL				23,896.00								23,896.00
			MAIN LINE P BODAK				20,349.00								20,349.00
			MAIN LINE FEEDER KOPANG					17,559.00		1,548.40					19,107.40
			EXPRES BIAO AMPENAN					4,619.00							4,619.00
			EXPRESS BIAO PAOKMOTONG					6,334.00							6,334.00
<b>JUMLAH</b>				<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>83.10</b>	<b>10.95</b>	<b>17.56</b>	<b>0.00</b>	<b>1.55</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>113.16</b>
<b>TOTAL</b>		27585	KVA	<b>50.22</b>	<b>252.03</b>	<b>26.38</b>	<b>176.89</b>	<b>10.95</b>	<b>22.65</b>	<b>4.31</b>	<b>9.78</b>	<b>0.56</b>	<b>0.05</b>	<b>0.05</b>	<b>563.80</b>

Praya, 11 APRIL 2008

Mengetahui :  
Manager Ranting

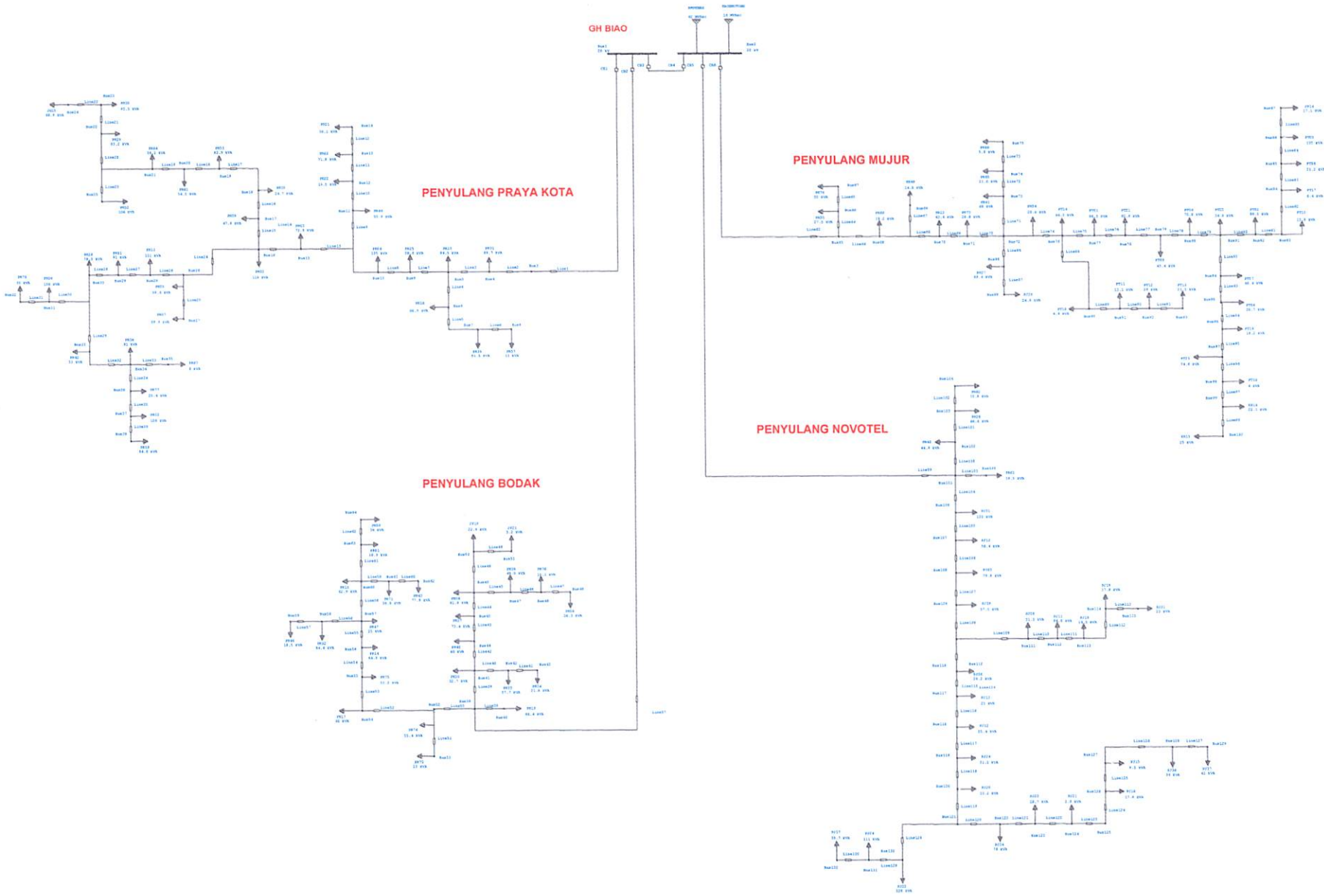
Diperiksa :  
SVP Op. Distribusi

Yang Membuat

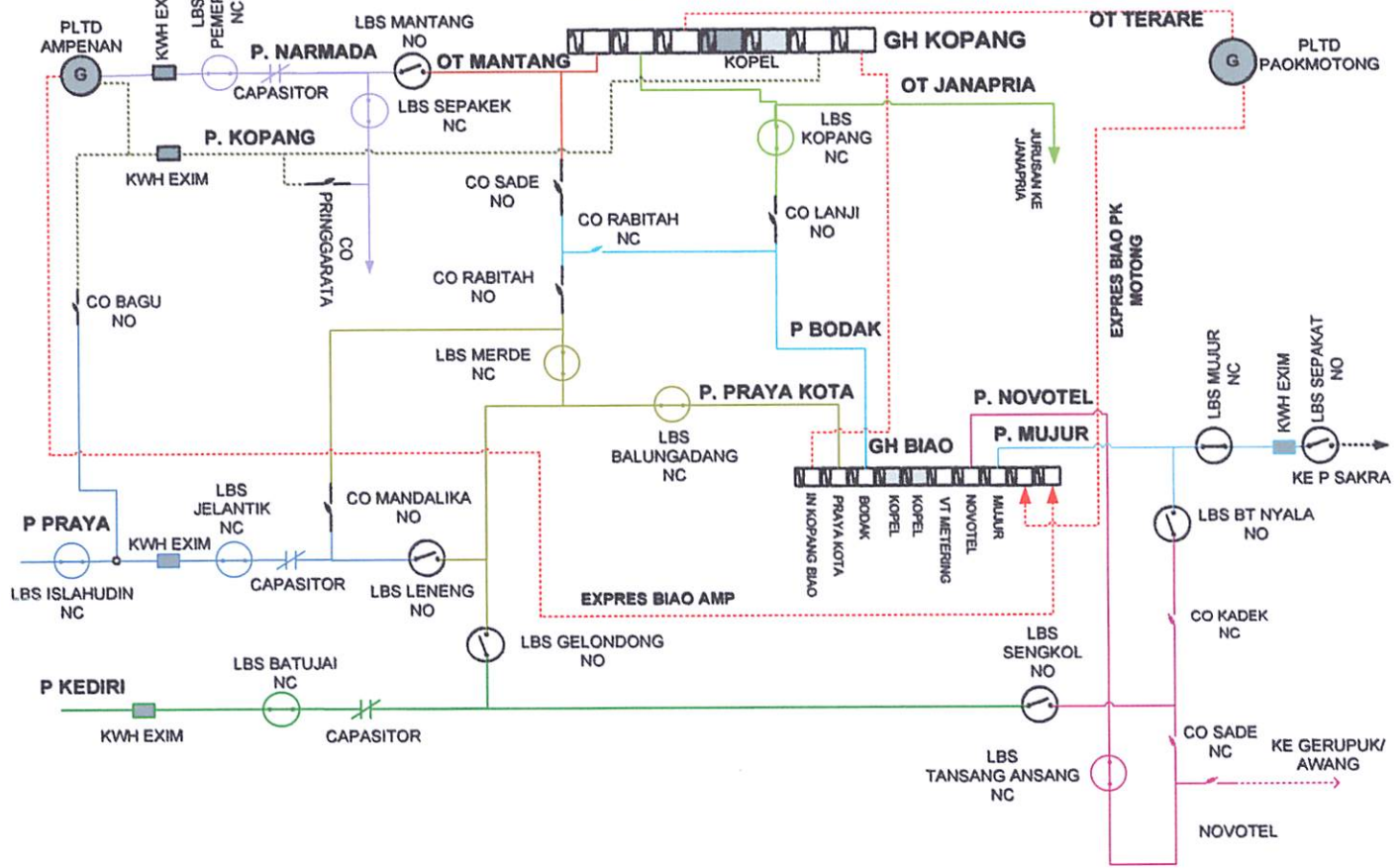
**SUHYA WARDI**

**ACHMAD HADI**

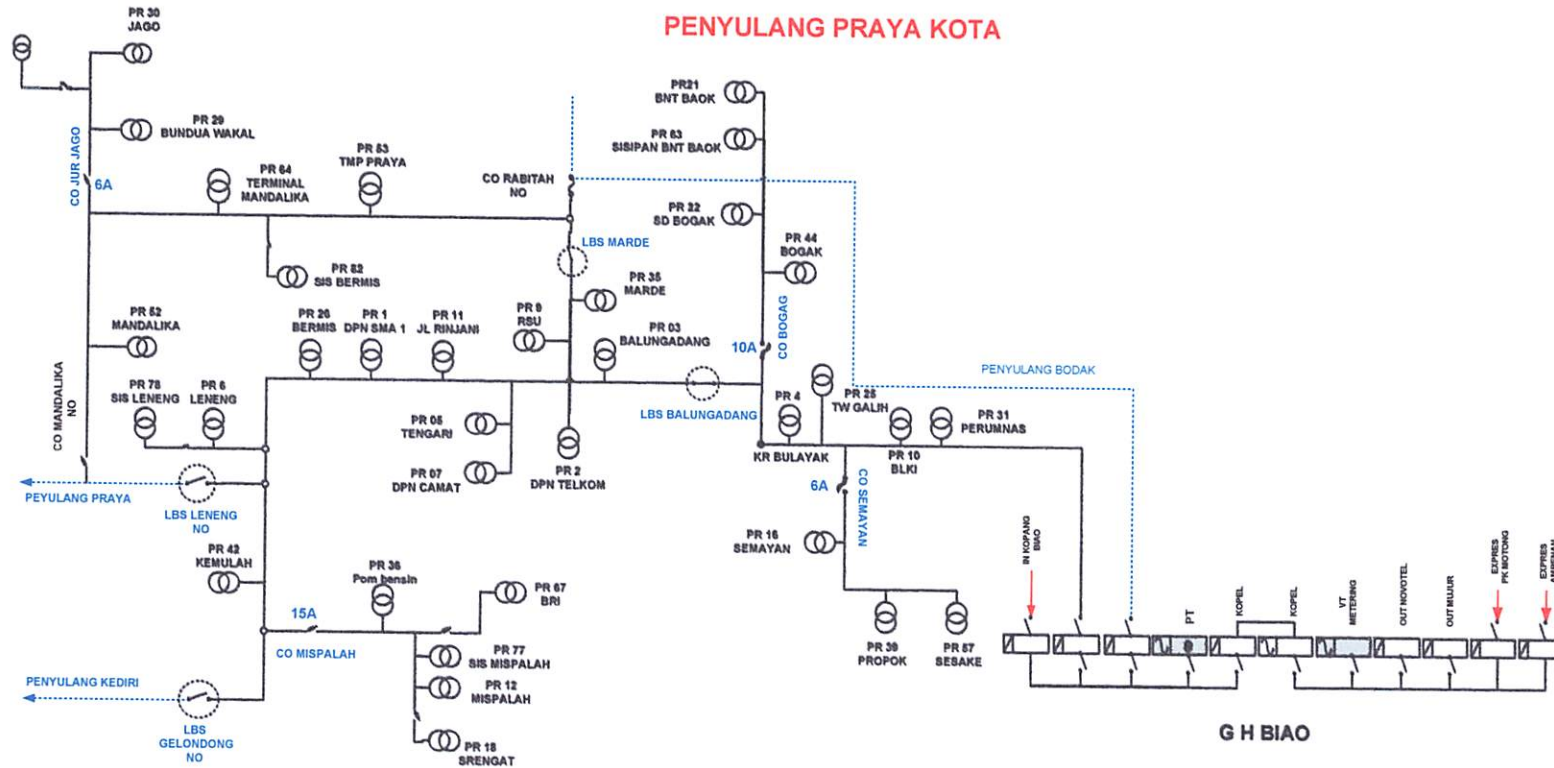
**MAHARDIAN SYAH**



# ONE LINE DIAGRAM SISTEM PT PLN (PERSERO) WILAYAH NTB CABANG MATARAM RANTING PRAYA

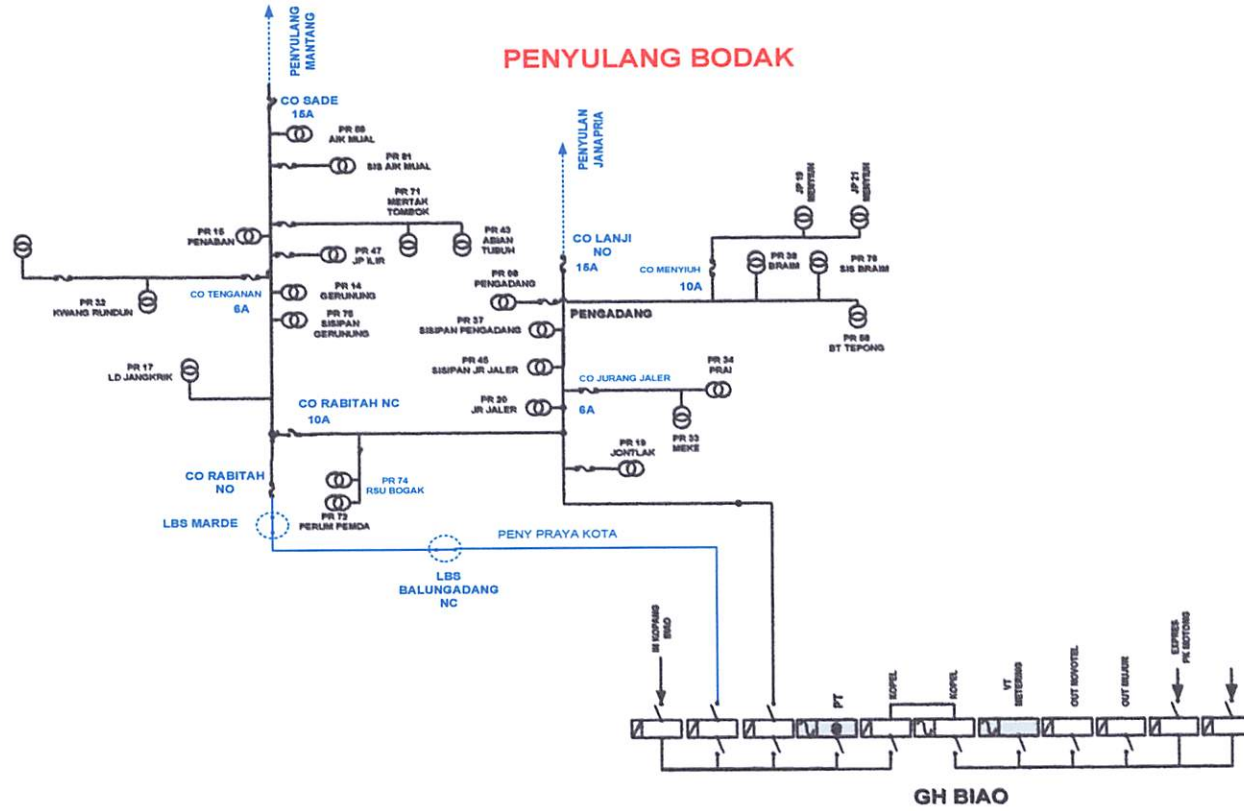


# PENYULANG PRAYA KOTA

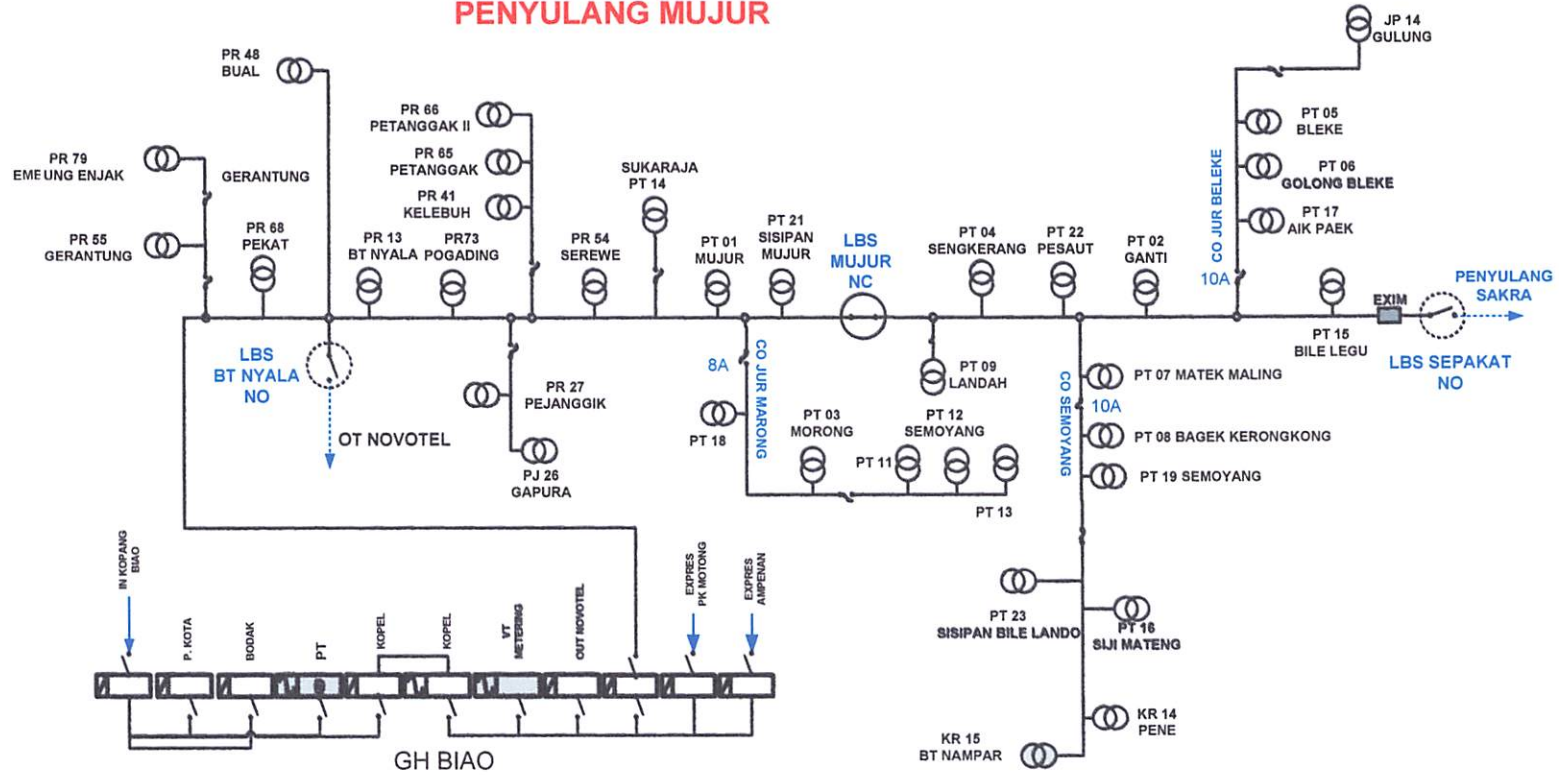


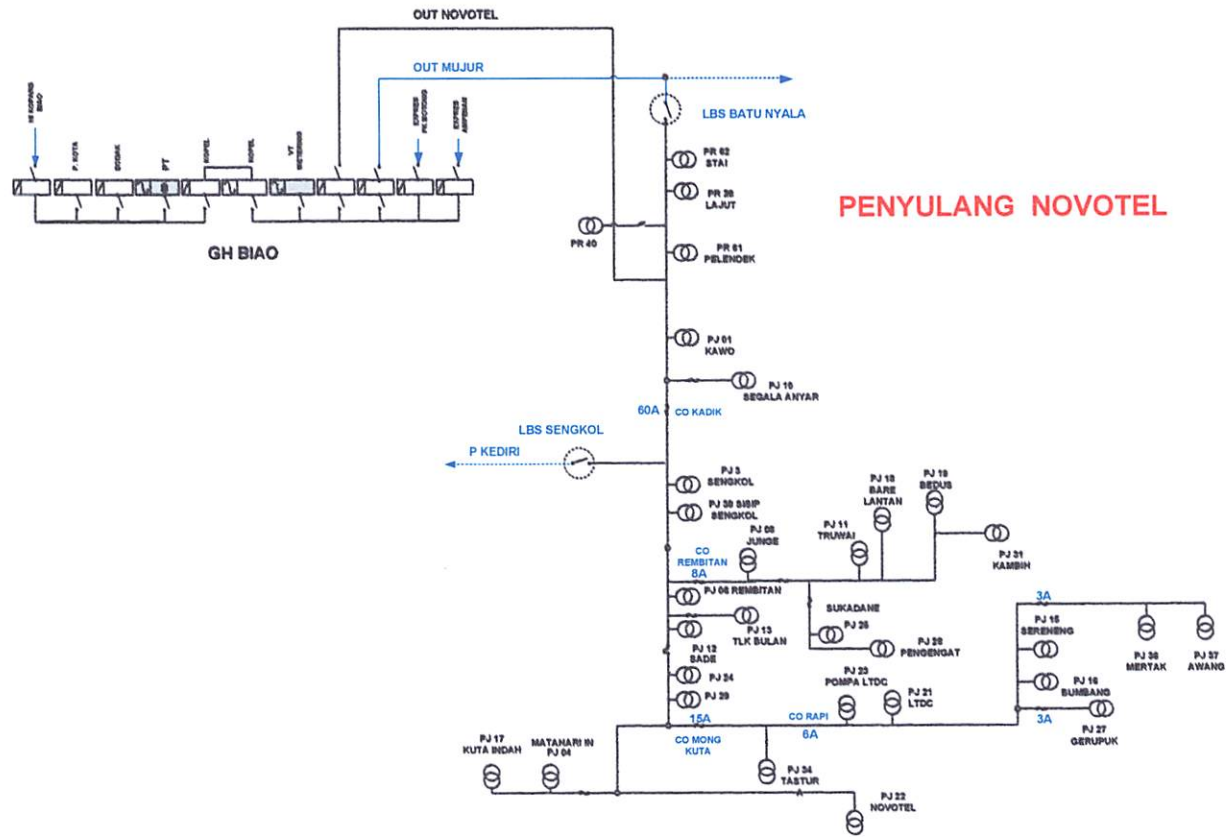


# PENYULANG BODAK



# PENYULANG MUJUR





GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
GH BIAO  
2009  
ADITYA PRASETYA W.  
NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

ETAP PowerStation  
3.6C  
Study Case: LF

Page: 1  
Date: 03-10-2009  
SN: KLGCONSULT  
Revision: Base  
Config: Normal

Electrical Transient Analyzer Program

ETAP PowerStation

Load Flow Analysis

Loading Category: Design

Load Diversity Factor: None

	<u>Swing</u>	<u>Generator</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
of Buses:	1	0	131	132

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
of Branches:	0	0	0	130	0	1	131

of Solution: Newton-Raphson Method

um No. of Iteration: 99

n of Solution: 0.000100

Frequency: 60.00

stem: Metric

Filename: NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

Filename: E:\FILE ETAP ADITYA\NEW ANALISA BIAO TANPA CAP\Untitled1.f1

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

EAP PowerStation  
 Study Case: LF

Page: 2  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

BUS Input Data

ID	Bus	Type	Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
			kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.
		Load	20.000	100.0	0.0							
		Swing	20.000	100.0	0.0							
		Load	20.000	100.0	0.0							
		Load	20.000	100.0	0.0				0.076	0.047		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.072	0.045		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.057	0.035		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.052	0.032		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.009	0.006		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.033	0.020		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.115	0.071		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.048	0.029		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.017	0.010		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.061	0.038		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.031	0.019		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.063	0.039		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.101	0.063		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.041	0.025		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.021	0.013		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.054	0.034		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.046	0.029		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.031	0.019		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.071	0.044		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.079	0.049		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.059	0.036		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.090	0.056		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.051	0.031		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.059	0.037		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.086	0.053		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.077	0.048		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.067	0.041		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.092	0.057		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.030	0.018		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.045	0.028		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.052	0.032		
		Load	20.000	100.0	0.0				0.005	0.003		

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

ETAP PowerStation

10000

Study Case: LF

Page: 3  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

ID	Bus	Type	Initial Voltage			Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
			kV	% Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max	Min
		Load	20.000	100.0	0.0					0.022	0.013		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.107	0.066		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.072	0.045		
		Load	20.000	100.0	0.0								
		Load	20.000	100.0	0.0					0.073	0.046		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.028	0.017		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.049	0.030		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.018	0.011		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.034	0.021		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.062	0.039		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.053	0.033		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.042	0.026		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.013	0.008		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.031	0.019		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.019	0.012		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.004	0.003		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.047	0.029		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.020	0.012		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.034	0.021		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.045	0.028		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.055	0.034		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.021	0.013		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.072	0.044		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.016	0.010		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.053	0.033		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.031	0.019		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.066	0.041		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.014	0.009		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.031	0.019		
		Load	20.000	100.0	0.0								
		Load	20.000	100.0	0.0					0.023	0.014		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.027	0.017		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.016	0.010		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.013	0.008		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.037	0.023		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.024	0.015		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.024	0.015		

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

CFAP PowerStation

7300

Study Case: LF

Page: 4  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Initial Voltage			Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
ID	Type	kV	% Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max	Min
	Load	20.000	100.0	0.0					0.051	0.032		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.018	0.011		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.005	0.003		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.038	0.023		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.084	0.052		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.079	0.049		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.039	0.024		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.060	0.037		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.030	0.018		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.075	0.047		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.012	0.007		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.005	0.003		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.018	0.011		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.115	0.071		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.015	0.009		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.058	0.036		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.021	0.013		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.004	0.002		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.011	0.007		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.025	0.015		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.018	0.011		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.039	0.024		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.026	0.016		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.015	0.010		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.029	0.018		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.003	0.002		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.019	0.012		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.021	0.013		
	Load	20.000	100.0	0.0								
	Load	20.000	100.0	0.0					0.038	0.024		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.057	0.035		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.013	0.008		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.017	0.010		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.113	0.070		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.048	0.030		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.068	0.042		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.049	0.030		

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

ETAP PowerStation  
 ETAP  
 Study Case: LF

Page: 5  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

ID	Bus		Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
	Type	kV	% Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max	Min
	Load	20.000	100.0	0.0								
	Load	20.000	100.0	0.0					0.027	0.016		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.081	0.050		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.012	0.008		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.015	0.009		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.020	0.012		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.025	0.015		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.018	0.011		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.022	0.013		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.027	0.016		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.009	0.005		
	Load	20.000	100.0	0.0								
	Load	20.000	100.0	0.0					0.066	0.041		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.016	0.010		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.002	0.002		
	Load	20.000	100.0	0.0								
	Load	20.000	100.0	0.0					0.015	0.009		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.008	0.005		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.029	0.018		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.035	0.022		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.449	0.278		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.094	0.058		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.030	0.019		
Number of Buses: 132					0.000	0.000	0.000	0.000	5.423	3.361		



GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

ETAP PowerStation  
 Study Case: LF

Page: 6  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

LINE / CABLE Input Data

Line/Cable		Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)							
ID	Library	Size	Length(m)	#/Phase	T (°C)	R	X	Y	
Line1			15334.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line2			1558.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line3			908.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line4			950.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line5			946.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line6			1529.0	1	75	0.864000	0.328000		
Line7			149.0	1	75	0.864000	0.328000		
Line8			932.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line9			74.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line10			1035.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line11			50.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line12			1310.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line13			8857.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line14			452.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line15			185.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line16			920.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line17			3145.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line18			250.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line19			50.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line20			191.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line21			1443.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line22			1938.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line23			842.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line24			205.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line25			242.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line26			194.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line27			711.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line28			691.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line29			504.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line30			4250.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line31			50.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line32			486.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line33			294.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line34			50.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line35			862.0	1	75	0.231000	0.277000		

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

EIAP PowerStation  
 10000  
 Study Case: LF

Page: 7  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Line/Cable		Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)							
ID	Library	Size	Length(m)	#/Phase	T (°C)	R	X	Y	
Line36			1317.0	1	75	0.864000	0.328000		
Line37			37349.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line38			2557.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line39			5054.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line40			1367.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line41			449.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line42			419.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line43			3948.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line44			385.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line45			1306.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line46			10.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line47			1887.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line48			2028.0	1	75	0.864000	0.328000		
Line49			532.0	1	75	0.864000	0.328000		
Line50			10.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line51			10.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line52			1360.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line53			10.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line54			4748.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line55			806.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line56			1443.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line57			960.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line58			4899.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line59			10.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line60			2487.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line61			585.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line62			3970.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line63			23516.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line64			852.0	1	75	0.852000	0.864000		
Line65			1157.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line66			10.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line67			960.0	1	75	0.864000	0.328000		
Line68			10.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line69			10.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line70			10017.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line71			665.0	1	75	0.325000	0.291000		
Line72			2770.0	1	75	0.864000	0.328000		

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

LEAP PowerStation

2009

Study Case: LF

Page: 8  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Line/Cable		Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)						
ID	Library	Size	Length(m)	#/Phase	T (°C)	R	X	Y
Line73			1026.0	1	75	0.864000	0.328000	
Line74			1349.0	1	75	0.864000	0.328000	
Line75			2987.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line76			10.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line77			1950.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line78			2124.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line79			2050.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line80			2350.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line81			3353.0	1	75	0.325000	0.291000	
Line82			1662.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line83			786.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line84			653.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line85			2192.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line86			1393.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line87			2377.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line88			10.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line89			3436.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line90			1520.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line91			795.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line92			1688.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line93			1306.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line94			10.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line95			831.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line96			1418.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line97			568.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line98			768.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line99			23896.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line100			794.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line101			1753.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line102			10.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line103			780.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line104			5667.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line105			1118.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line106			4539.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line107			10.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line108			10.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line109			1715.0	1	75	0.231000	0.277000	

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

1 AP PowerStation

Study Case: LF

Page: 9  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Line/Cable		Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)						
ID	Library	Size	Length(m)	#/Phase	T (°C)	R	X	Y
Line110			3924.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line111			1914.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line112			748.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line113			1052.0	1	75	0.864000	0.328000	
Line114			2331.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line115			857.0	1	75	0.325000	0.291000	
Line116			2032.0	1	75	0.325000	0.291000	
Line117			3140.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line118			10.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line119			7000.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line120			564.0	1	75	0.864000	0.328000	
Line121			4486.0	1	75	0.468000		
Line122			2369.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line123			5488.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line124			2156.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line125			2314.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line126			10.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line127			5185.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line128			10.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line129			2184.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line130			175.0	1	75	0.231000	0.277000	

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

LIAP PowerStation  
 115KV  
 Study Case: LF

Page: 10  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

BRANCH CONNECTIONS

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
	Tie Breakr	Bus1	Bus2				
	Line	Bus1	Bus3	88.55	106.19	138.27	
	Line	Bus3	Bus4	18.23	11.76	21.69	
	Line	Bus4	Bus5	10.62	6.86	12.64	
	Line	Bus5	Bus6	11.11	7.17	13.23	
	Line	Bus6	Bus7	11.07	7.14	13.17	
	Line	Bus8	Bus7	33.03	12.54	35.33	
	Line	Bus5	Bus9	3.22	1.22	3.44	
	Line	Bus9	Bus10	5.38	6.45	8.40	
	Line	Bus11	Bus10	0.43	0.51	0.67	
	Line	Bus12	Bus11	12.11	7.81	14.41	
	Line	Bus13	Bus12	0.58	0.38	0.70	
	Line	Bus14	Bus13	15.33	9.89	18.24	
	Line	Bus10	Bus15	51.15	61.33	79.86	
	Line	Bus15	Bus16	2.61	3.13	4.08	
	Line	Bus17	Bus16	1.07	1.28	1.67	
	Line	Bus18	Bus17	5.31	6.37	8.30	
	Line	Bus18	Bus19	18.16	21.78	28.36	
	Line	Bus19	Bus20	2.92	1.89	3.48	
	Line	Bus20	Bus21	0.58	0.38	0.70	
	Line	Bus22	Bus21	1.10	1.32	1.72	
	Line	Bus23	Bus22	16.88	10.89	20.09	
	Line	Bus23	Bus24	22.67	14.63	26.99	
	Line	Bus21	Bus25	4.86	5.83	7.59	
	Line	Bus16	Bus26	1.18	1.42	1.85	
	Line	Bus26	Bus27	1.40	1.68	2.18	
	Line	Bus26	Bus28	1.12	1.34	1.75	
	Line	Bus28	Bus29	4.11	4.92	6.41	
	Line	Bus29	Bus30	3.99	4.79	6.23	
	Line	Bus30	Bus33	2.91	3.49	4.54	
	Line	Bus30	Bus31	49.72	32.09	59.18	
	Line	Bus31	Bus32	0.58	0.38	0.70	
	Line	Bus34	Bus33	2.81	3.37	4.38	
	Line	Bus35	Bus34	3.44	2.22	4.09	
	Line	Bus34	Bus36	0.58	0.38	0.70	
	Line	Bus36	Bus37	4.98	5.97	7.77	

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

11 AP PowerStation

Study Case: LF

Page: 11  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
6	Line	Bus37	Bus38	28.45	10.80	30.43	
7	Line	Bus1	Bus39	215.69	258.64	336.78	
8	Line	Bus40	Bus39	14.77	17.71	23.06	
9	Line	Bus41	Bus39	29.19	35.00	45.57	
0	Line	Bus42	Bus41	15.99	10.32	19.03	
1	Line	Bus43	Bus42	5.25	3.39	6.25	
2	Line	Bus44	Bus41	4.90	3.16	5.83	
3	Line	Bus45	Bus44	46.19	29.81	54.97	
4	Line	Bus46	Bus45	4.50	2.91	5.36	
5	Line	Bus47	Bus46	7.54	9.04	11.78	
6	Line	Bus48	Bus47	0.06	0.07	0.09	
7	Line	Bus49	Bus48	22.08	14.25	26.28	
8	Line	Bus50	Bus46	43.80	16.63	46.86	
9	Line	Bus51	Bus50	11.49	4.36	12.29	
0	Line	Bus39	Bus52	0.06	0.07	0.09	
1	Line	Bus52	Bus53	0.06	0.07	0.09	
2	Line	Bus52	Bus54	15.91	10.27	18.94	
3	Line	Bus55	Bus54	0.06	0.07	0.09	
4	Line	Bus56	Bus55	27.42	32.88	42.81	
5	Line	Bus57	Bus56	4.65	5.58	7.27	
6	Line	Bus57	Bus58	16.88	10.89	20.09	
7	Line	Bus58	Bus59	5.54	6.65	8.66	
8	Line	Bus60	Bus57	57.32	36.99	68.22	
9	Line	Bus61	Bus60	0.06	0.07	0.09	
0	Line	Bus62	Bus61	29.10	18.78	34.63	
1	Line	Bus63	Bus60	6.84	4.42	8.15	
2	Line	Bus64	Bus63	46.45	29.97	55.28	
3	Line	Bus65	Bus2	135.80	162.85	212.04	
4	Line	Bus66	Bus65	18.15	18.40	25.85	
5	Line	Bus67	Bus66	13.54	8.74	16.11	
6	Line	Bus68	Bus65	0.12	0.08	0.14	
7	Line	Bus69	Bus68	20.74	7.87	22.18	
8	Line	Bus70	Bus68	0.12	0.08	0.14	
9	Line	Bus71	Bus70	0.12	0.08	0.14	
0	Line	Bus72	Bus71	117.20	75.63	139.48	
1	Line	Bus73	Bus72	5.40	4.84	7.25	
2	Line	Bus74	Bus73	59.83	22.71	64.00	
3	Line	Bus75	Bus74	22.16	8.41	23.70	
4	Line	Bus76	Bus72	29.14	11.06	31.17	

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

ETAP PowerStation

ETOP

Study Case: LF

Page: 12  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

CKT/Branch		Connected Bus ID			% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y	
	Line	Bus77	Bus76	34.95	22.55	41.59		
	Line	Bus78	Bus77	0.12	0.08	0.14		
	Line	Bus79	Bus78	22.82	14.72	27.15		
	Line	Bus80	Bus79	24.85	16.04	29.58		
	Line	Bus81	Bus80	23.99	15.48	28.55		
	Line	Bus82	Bus81	27.49	17.74	32.72		
	Line	Bus83	Bus82	27.24	24.39	36.57		
	Line	Bus84	Bus83	19.45	12.55	23.14		
	Line	Bus85	Bus84	9.20	5.93	10.94		
	Line	Bus86	Bus85	7.64	4.93	9.09		
	Line	Bus87	Bus86	25.65	16.55	30.52		
	Line	Bus72	Bus88	16.30	10.52	19.40		
	Line	Bus88	Bus89	27.81	17.95	33.10		
	Line	Bus76	Bus90	0.12	0.08	0.14		
	Line	Bus91	Bus90	40.20	25.94	47.84		
	Line	Bus92	Bus91	17.78	11.48	21.17		
	Line	Bus93	Bus92	9.30	6.00	11.07		
	Line	Bus81	Bus94	9.75	11.69	15.22		
	Line	Bus94	Bus95	7.54	9.04	11.78		
	Line	Bus95	Bus96	0.12	0.08	0.14		
	Line	Bus96	Bus97	9.72	6.27	11.57		
	Line	Bus97	Bus98	8.19	9.82	12.79		
	Line	Bus98	Bus99	6.65	4.29	7.91		
	Line	Bus99	Bus100	8.99	5.80	10.69		
	Line	Bus101	Bus2	138.00	165.48	215.47		
	Line	Bus102	Bus101	9.29	5.99	11.06		
	Line	Bus103	Bus102	20.51	13.24	24.41		
	Line	Bus104	Bus103	0.12	0.08	0.14		
	Line	Bus105	Bus101	9.13	5.89	10.86		
	Line	Bus101	Bus106	32.73	39.24	51.10		
	Line	Bus106	Bus107	6.46	7.74	10.08		
	Line	Bus107	Bus108	26.21	31.43	40.93		
	Line	Bus108	Bus109	0.12	0.08	0.14		
	Line	Bus109	Bus110	0.12	0.08	0.14		
	Line	Bus111	Bus110	9.90	11.88	15.46		
	Line	Bus111	Bus112	22.66	27.17	35.38		
	Line	Bus113	Bus112	11.05	13.25	17.26		
	Line	Bus114	Bus113	4.32	5.18	6.74		
	Line	Bus115	Bus114	22.72	8.63	24.31		

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

EFAP PowerStation

1000

Study Case: LF

Page: 13  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
	Line	Bus110	Bus116	13.46	16.14	21.02	
	Line	Bus116	Bus117	6.96	6.23	9.35	
	Line	Bus117	Bus118	16.51	14.78	22.16	
	Line	Bus118	Bus119	18.13	21.74	28.31	
	Line	Bus119	Bus120	0.06	0.07	0.09	
	Line	Bus120	Bus121	40.42	48.48	63.12	
	Line	Bus122	Bus121	12.18	4.62	13.03	
	Line	Bus122	Bus123	52.49		52.49	
	Line	Bus124	Bus123	27.72	17.89	32.99	
	Line	Bus125	Bus124	64.21	41.43	76.42	
	Line	Bus126	Bus125	25.23	16.28	30.02	
	Line	Bus127	Bus126	27.07	17.47	32.22	
	Line	Bus128	Bus127	0.12	0.08	0.14	
	Line	Bus129	Bus128	60.66	39.15	72.20	
	Line	Bus121	Bus130	0.06	0.07	0.09	
	Line	Bus130	Bus131	12.61	15.12	19.69	
	Line	Bus131	Bus132	1.01	1.21	1.58	



GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

TAP PowerStation  
 110KV  
 Study Case: LF

Page: 14  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

EQUIPMENT CABLE Input Data

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

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

ELAP PowerStation  
 1000  
 Study Case: LF

Page: 15  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**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	0	0	0	0	0	Bus3	1.88	1.20	64	84.3	
										Bus39	0.89	0.57	30	84.4	
										Bus2	-2.77	-1.77	94	84.3	
20.000	100.000	0.0	5.13	3.27	0	0	0	0	0	Bus65	1.04	0.66	35	84.6	
										Bus101	1.32	0.85	45	84.1	
										Bus1	2.77	1.77	94	84.3	
20.000	97.069	-0.6	0	0	0	0	0	0	0	Bus1	-1.83	-1.15	64	84.8	
										Bus4	1.83	1.15	64	84.8	
20.000	96.586	-0.6	0	0	0	0	0	0.07	0.04	Bus3	-1.82	-1.14	64	84.8	
										Bus5	1.75	1.10	61	84.8	
20.000	96.315	-0.6	0	0	0	0	0	0.07	0.04	Bus4	-1.75	-1.09	61	84.8	
										Bus6	0.11	0.07	3	85.0	
										Bus9	1.57	0.98	55	84.8	
20.000	96.297	-0.6	0	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus5	-0.11	-0.07	3	85.0	
										Bus7	0.06	0.04	2	85.0	
20.000	96.288	-0.6	0	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus6	-0.06	-0.04	2	85.0	
										Bus8	0.01	0.01	0	85.0	
20.000	96.284	-0.6	0	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus7	-0.01	-0.01	0	85.0	
20.000	96.250	-0.5	0	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus5	-1.57	-0.98	55	84.8	
										Bus10	1.54	0.96	54	84.8	
20.000	96.099	-0.6	0	0	0	0	0	0.11	0.07	Bus9	-1.54	-0.96	54	84.8	
										Bus11	0.14	0.09	5	85.0	
										Bus15	1.29	0.81	45	84.8	
20.000	96.098	-0.6	0	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus10	-0.14	-0.09	5	85.0	
										Bus12	0.10	0.06	3	85.0	
20.000	96.080	-0.6	0	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus11	-0.10	-0.06	3	85.0	
										Bus13	0.08	0.05	2	85.0	
20.000	96.080	-0.6	0	0	0	0	0	0.06	0.03	Bus12	-0.08	-0.05	2	85.0	
										Bus14	0.03	0.02	1	85.0	
20.000	96.073	-0.6	0	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus13	-0.03	-0.02	1	85.0	
20.000	94.899	-0.8	0	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus10	-1.28	-0.79	45	85.0	
										Bus16	1.22	0.76	43	85.0	
20.000	94.841	-0.8	0	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus15	-1.22	-0.76	43	85.0	
										Bus17	0.44	0.27	15	85.0	
										Bus26	0.69	0.43	24	85.0	
20.000	94.832	-0.8	0	0	0	0	0	0.04	0.02	Bus16	-0.44	-0.27	15	85.0	

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR

GH BIAO

2009

ADITYA PRASETYA W.

Study Case: LF

NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

Bus	kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow			XFMR	
		%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
20.000	94.792	-0.8		0	0	0	0	0.022	0.01	Bus18	0.40	0.25	14	85.0	
										Bus17	-0.40	-0.25	14	85.0	
										Bus19	0.39	0.24	13	85.0	
20.000	94.663	-0.9		0	0	0	0	0.035	0.03	Bus18	-0.39	-0.24	13	85.0	
										Bus20	0.34	0.21	12	85.0	
20.000	94.649	-0.9		0	0	0	0	0.04	0.03	Bus19	-0.34	-0.21	12	85.0	
										Bus21	0.30	0.18	10	85.0	
20.000	94.646	-0.9		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus20	-0.30	-0.18	10	85.0	
										Bus22	0.19	0.12	6	85.0	
										Bus25	0.08	0.05	2	85.0	
20.000	94.642	-0.9		0	0	0	0	0.06	0.04	Bus21	-0.19	-0.12	6	85.0	
										Bus23	0.12	0.08	4	85.0	
20.000	94.612	-0.9		0	0	0	0	0.07	0.04	Bus22	-0.12	-0.08	4	85.0	
										Bus24	0.05	0.03	1	85.0	
20.000	94.594	-0.9		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus23	-0.05	-0.03	1	85.0	
20.000	94.639	-0.9		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus21	-0.08	-0.05	2	85.0	
20.000	94.826	-0.8		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus16	-0.69	-0.43	24	85.0	
										Bus27	0.05	0.03	1	85.0	
										Bus28	0.59	0.36	21	85.0	
20.000	94.824	-0.8		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus26	-0.05	-0.03	1	85.0	
20.000	94.814	-0.8		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus26	-0.59	-0.36	21	85.0	
										Bus29	0.51	0.32	18	85.0	
20.000	94.775	-0.8		0	0	0	0	0.07	0.04	Bus28	-0.51	-0.32	18	85.0	
										Bus30	0.44	0.27	15	85.0	
20.000	94.743	-0.8		0	0	0	0	0.06	0.04	Bus29	-0.44	-0.27	15	85.0	
										Bus33	0.27	0.17	9	85.0	
20.000	94.663	-0.8		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus30	-0.11	-0.07	3	85.0	
										Bus32	0.03	0.02	0	85.0	
20.000	94.662	-0.8		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus31	-0.03	-0.02	0	85.0	
20.000	94.728	-0.9		0	0	0	0	0.04	0.03	Bus30	-0.27	-0.17	9	85.0	
										Bus34	0.23	0.14	8	85.0	
20.000	94.716	-0.9		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus33	-0.23	-0.14	8	85.0	
										Bus35	0.00	0.00	0	85.0	
										Bus36	0.18	0.11	6	85.0	
20.000	94.716	-0.9		0	0	0	0	0.00	0.00	Bus34	0.00	0.00	0	85.0	
20.000	94.715	-0.9		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus34	-0.18	-0.11	6	85.0	
										Bus37	0.16	0.10	5	85.0	

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009

ETAP PowerStation  
 1000

Page: 17

Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT

ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

Study Case: LF

Revision: Base  
 Config: Normal

Bus ID	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow			XFMR	
	kV	%Mag	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap
20000	94.700	-0.9	0	0	0	0	0.10	0.06	Bus36	-0.16	-0.10	5	85.0
20000	94.676	-0.9	0	0	0	0.06	0.04	Bus37	0.06	0.04	2	85.0	
20000	96.612	-0.6	0	0	0	0	0	Bus1	-0.06	-0.04	2	85.0	
								Bus40	-0.87	-0.54	30	85.0	
20000	96.594	-0.6	0	0	0	0.07	0.04	Bus39	0.07	0.04	2	85.0	
20000	96.439	-0.7	0	0	0	0.03	0.02	Bus39	0.33	0.20	11	85.0	
								Bus52	0.47	0.29	16	85.0	
20000	96.424	-0.7	0	0	0	0.05	0.03	Bus41	-0.07	-0.04	2	85.0	
								Bus42	-0.33	-0.20	11	85.0	
20000	96.423	-0.7	0	0	0	0.02	0.01	Bus42	0.06	0.04	2	85.0	
20000	96.422	-0.7	0	0	0	0.03	0.02	Bus41	0.24	0.15	8	85.0	
								Bus44	-0.06	-0.04	2	85.0	
20000	96.282	-0.7	0	0	0	0.06	0.04	Bus44	0.02	0.01	0	85.0	
								Bus43	-0.02	-0.01	0	85.0	
20000	96.272	-0.7	0	0	0	0.05	0.03	Bus45	-0.24	-0.15	8	85.0	
								Bus46	0.21	0.13	7	85.0	
								Bus47	-0.21	-0.13	7	85.0	
20000	96.261	-0.7	0	0	0	0.04	0.02	Bus46	0.15	0.09	5	85.0	
								Bus48	-0.15	-0.09	5	85.0	
20000	96.261	-0.7	0	0	0	0.01	0.01	Bus47	0.08	0.05	2	85.0	
								Bus49	0.02	0.01	0	85.0	
20000	96.252	-0.7	0	0	0	0.03	0.02	Bus48	-0.08	-0.05	2	85.0	
20000	96.260	-0.7	0	0	0	0.02	0.01	Bus46	0.04	0.03	1	85.0	
								Bus50	-0.04	-0.03	1	85.0	
20000	96.259	-0.7	0	0	0	0.00	0.00	Bus50	0.03	0.02	1	85.0	
20000	96.612	-0.6	0	0	0	0.04	0.03	Bus39	-0.03	-0.02	1	85.0	
								Bus51	-0.02	-0.01	0	85.0	
								Bus53	0.00	0.00	0	85.0	
20000	96.612	-0.6	0	0	0	0.02	0.01	Bus52	0.00	0.00	0	85.0	
20000	96.518	-0.6	0	0	0	0.03	0.02	Bus52	0.00	0.00	0	85.0	
								Bus54	-0.47	-0.29	16	85.0	
20000	96.517	-0.6	0	0	0	0.04	0.03	Bus54	0.02	0.01	0	85.0	
								Bus55	0.41	0.25	14	85.0	
20000	96.352	-0.7	0	0	0	0.05	0.03	Bus55	-0.02	-0.01	0	85.0	
								Bus56	-0.41	-0.25	14	85.0	
								Bus57	0.38	0.23	13	85.0	
								Bus58	-0.38	-0.23	13	85.0	
								Bus59	0.33	0.21	11	85.0	
								Bus60	-0.33	-0.21	11	85.0	



GH BIAO WITHOUT CAPACITOR

GH BIAO

2009

ADITYA PRASETYA W.

Study Case: LF

NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

Bus ID	KV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow			XFMR	
		%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
20,000	95.984	-0.5		0	0	0	0	0.00	0.00	Bus74	0.00	0.00	0	85.0	
20,000	95.741	-0.5		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus72	-0.71	-0.44	25	85.0	
										Bus77	0.62	0.39	22	85.0	
										Bus90	0.05	0.03	1	85.0	
20,000	95.423	-0.5		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus76	-0.62	-0.38	22	85.0	
										Bus78	0.54	0.34	19	85.0	
20,000	95.422	-0.5		0	0	0	0	0.07	0.04	Bus77	-0.54	-0.34	19	85.0	
										Bus79	0.47	0.29	16	85.0	
20,000	95.264	-0.5		0	0	0	0	0.04	0.02	Bus78	-0.47	-0.29	16	85.0	
										Bus80	0.44	0.27	15	85.0	
20,000	95.104	-0.5		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus79	-0.44	-0.27	15	85.0	
										Bus81	0.38	0.24	13	85.0	
20,000	94.969	-0.5		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus80	-0.38	-0.24	13	85.0	
										Bus82	0.22	0.13	7	85.0	
20,000	94.882	-0.5		0	0	0	0	0.07	0.04	Bus81	0.14	0.09	4	85.0	
										Bus94	-0.22	-0.13	7	85.0	
20,000	94.816	-0.5		0	0	0	0	0.01	0.01	Bus82	0.15	0.09	5	85.0	
										Bus83	-0.15	-0.09	5	85.0	
20,000	94.776	-0.5		0	0	0	0	0.00	0.00	Bus83	0.14	0.09	4	85.0	
										Bus84	-0.14	-0.09	4	85.0	
20,000	94.758	-0.5		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus84	0.13	0.08	4	85.0	
										Bus85	-0.13	-0.08	4	85.0	
20,000	94.745	-0.5		0	0	0	0	0.10	0.06	Bus85	0.12	0.07	4	85.0	
										Bus86	-0.12	-0.07	4	85.0	
20,000	94.740	-0.5		0	0	0	0	0.01	0.01	Bus86	0.01	0.01	0	85.0	
										Bus87	-0.01	-0.01	0	85.0	
20,000	95.991	-0.5		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus72	0.01	0.01	0	85.0	
										Bus89	-0.07	-0.05	2	85.0	
20,000	95.983	-0.5		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus88	0.02	0.01	0	85.0	
										Bus89	-0.02	-0.01	0	85.0	
20,000	95.741	-0.5		0	0	0	0	0.00	0.00	Bus76	-0.02	-0.01	0	85.0	
										Bus91	-0.05	-0.03	1	85.0	
20,000	95.712	-0.5		0	0	0	0	0.01	0.01	Bus90	0.05	0.03	1	85.0	
										Bus92	-0.05	-0.03	1	85.0	
20,000	95.702	-0.5		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus91	0.04	0.02	1	85.0	
										Bus93	-0.04	-0.02	1	85.0	
20,000	95.699	-0.5		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus92	0.02	0.01	0	85.0	
										Bus93	-0.02	-0.01	0	85.0	
20,000	94.944	-0.5		0	0	0	0	0.04	0.02	Bus81	-0.14	-0.09	4	85.0	
										Bus95	-0.14	-0.09	4	85.0	

GH BIAO WITHOUT CAPACTOR

GH BIAO

2009

ADITYA PRASETYA W.

Study Case: LF

NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACTOR

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	94.930	-0.5		0	0		0	0		0.02	0.01		Bus94	-0.10	-0.06	3	85.0	
													Bus96	0.08	0.05	2	85.0	
20.000	94.930	-0.5		0	0		0	0		0.01	0.01		Bus95	-0.08	-0.05	2	85.0	
													Bus97	0.07	0.04	2	85.0	
20.000	94.921	-0.5		0	0		0	0		0.03	0.02		Bus96	-0.07	-0.04	2	85.0	
													Bus98	0.04	0.02	1	85.0	
20.000	94.915	-0.5		0	0		0	0		0.00	0.00		Bus97	-0.04	-0.02	1	85.0	
													Bus99	0.04	0.02	1	85.0	
20.000	94.911	-0.5		0	0		0	0		0.02	0.01		Bus98	-0.04	-0.02	1	85.0	
													Bus100	0.02	0.01	0	85.0	
20.000	94.909	-0.5		0	0		0	0		0.02	0.01		Bus99	-0.02	-0.01	0	85.0	
													Bus2	-1.28	-0.81	45	84.7	
20.000	96.787	-0.6		0	0		0	0		0	0		Bus102	0.10	0.06	3	85.0	
													Bus105	0.02	0.01	0	85.0	
													Bus106	1.17	0.73	41	84.7	
20.000	96.773	-0.6		0	0		0	0		0.04	0.02		Bus101	-0.10	-0.06	3	85.0	
													Bus103	0.07	0.04	2	85.0	
20.000	96.754	-0.6		0	0		0	0		0.05	0.03		Bus102	-0.07	-0.04	2	85.0	
													Bus104	0.01	0.01	0	85.0	
20.000	96.754	-0.6		0	0		0	0		0.01	0.01		Bus103	-0.01	-0.01	0	85.0	
													Bus101	-0.02	-0.01	0	85.0	
20.000	96.095	-0.7		0	0		0	0		0.10	0.06		Bus101	-1.16	-0.73	41	84.8	
													Bus107	1.06	0.66	37	84.8	
20.000	95.971	-0.8		0	0		0	0		0.04	0.03		Bus106	-1.05	-0.66	37	84.8	
													Bus108	1.01	0.63	35	84.8	
20.000	95.488	-0.9		0	0		0	0		0.06	0.04		Bus107	-1.01	-0.63	35	84.9	
													Bus109	0.94	0.59	33	84.9	
20.000	95.487	-0.9		0	0		0	0		0.04	0.03		Bus108	-0.94	-0.59	33	84.9	
													Bus110	0.90	0.56	32	84.8	
20.000	95.485	-0.9		0	0		0	0		0	0		Bus109	-0.90	-0.56	32	84.8	
													Bus111	0.14	0.09	4	85.0	
													Bus116	0.76	0.47	27	84.8	
20.000	95.460	-0.9		0	0		0	0		0.02	0.02		Bus110	-0.14	-0.09	4	85.0	
													Bus112	0.12	0.07	4	85.0	
20.000	95.412	-0.9		0	0		0	0		0.07	0.05		Bus111	-0.12	-0.07	4	85.0	
													Bus113	0.04	0.03	1	85.0	
20.000	95.403	-0.9		0	0		0	0		0.01	0.01		Bus112	-0.04	-0.03	1	85.0	
													Bus114	0.03	0.02	1	85.0	

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

ETAP PowerStation  
 1000  
 Study Case: LF

Page: 21  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

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	95.401	-0.9	0	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus113	-0.03	-0.02	1	85.0	
										Bus115	0.02	0.01	0	85.0	
20.000	95.395	-0.9	0	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus114	-0.02	-0.01	0	85.0	
20.000	95.298	-0.9	0	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus110	-0.76	-0.47	27	84.9	
										Bus117	0.74	0.46	26	84.9	
20.000	95.214	-0.9	0	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus116	-0.74	-0.46	26	84.9	
										Bus118	0.72	0.45	25	84.9	
20.000	95.020	-0.9	0	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus117	-0.72	-0.45	25	84.9	
										Bus119	0.70	0.43	24	84.9	
20.000	94.787	-1.0	0	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus118	-0.70	-0.43	24	84.9	
										Bus120	0.67	0.42	24	84.9	
20.000	94.787	-1.0	0	0	0	0	0	0.01	0.00	Bus119	-0.67	-0.42	24	84.9	
										Bus121	0.67	0.41	23	84.9	
20.000	94.292	-1.1	0	0	0	0	0	0	0	Bus120	-0.66	-0.41	23	85.0	
										Bus122	0.15	0.09	5	85.0	
										Bus130	0.51	0.32	18	85.0	
20.000	94.267	-1.1	0	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus121	-0.15	-0.09	5	85.0	
										Bus123	0.09	0.06	3	85.0	
20.000	94.215	-1.0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus122	-0.09	-0.06	3	85.0	
										Bus124	0.08	0.05	2	85.0	
20.000	94.183	-1.0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus123	-0.08	-0.05	2	85.0	
										Bus125	0.08	0.05	2	85.0	
20.000	94.109	-1.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus124	-0.08	-0.05	2	85.0	
										Bus126	0.08	0.05	2	85.0	
20.000	94.080	-1.0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus125	-0.08	-0.05	2	85.0	
										Bus127	0.06	0.04	2	85.0	
20.000	94.054	-1.0	0	0	0	0	0	0.01	0.00	Bus126	-0.06	-0.04	2	85.0	
										Bus128	0.06	0.03	2	85.0	
20.000	94.054	-1.0	0	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus127	-0.06	-0.03	2	85.0	
										Bus129	0.03	0.02	1	85.0	
20.000	94.027	-1.0	0	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus128	-0.03	-0.02	1	85.0	
20.000	94.291	-1.1	0	0	0	0	0	0.40	0.25	Bus121	-0.51	-0.32	18	85.0	
										Bus131	0.11	0.07	3	85.0	
20.000	94.265	-1.1	0	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus130	-0.11	-0.07	3	85.0	
										Bus132	0.03	0.02	0	85.0	
20.000	94.265	-1.1	0	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus131	-0.03	-0.02	0	85.0	



GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
GH BIAO  
2009  
ADITYA PRASETYA W.  
NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

ETAP PowerStation  
LOG  
Study Case: LF

Page: 22  
Date: 03-10-2009  
SN: KLGCONSULT  
Revision: Base  
Config: Normal

---

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

bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

BUSLOADING Summary Report

ID	Bus		Rated Amp	Bus Total Load					
	kV			MW	Mvar	MVA	% PF	Amp	% Loading
Bus1	20.000			2.770	1.766	3.285	84.3	94.84	
Bus2	20.000			5.132	3.272	6.087	84.3	175.70	
Bus3	20.000			1.834	1.146	2.162	84.8	64.31	
Bus4	20.000			1.825	1.140	2.152	84.8	64.31	
Bus5	20.000			1.749	1.093	2.062	84.8	61.80	
Bus6	20.000			0.110	0.068	0.129	85.0	3.87	
Bus7	20.000			0.057	0.035	0.067	85.0	2.02	
Bus8	20.000			0.009	0.005	0.010	85.0	0.31	
Bus9	20.000			1.571	0.983	1.853	84.8	55.58	
Bus10	20.000			1.539	0.962	1.815	84.8	54.51	
Bus11	20.000			0.144	0.089	0.169	85.0	5.09	
Bus12	20.000			0.100	0.062	0.118	85.0	3.54	
Bus13	20.000			0.085	0.053	0.100	85.0	3.00	
Bus14	20.000			0.028	0.018	0.033	85.0	1.00	
Bus15	20.000			1.276	0.792	1.502	85.0	45.68	
Bus16	20.000			1.219	0.756	1.434	85.0	43.65	
Bus17	20.000			0.441	0.274	0.520	85.0	15.82	
Bus18	20.000			0.405	0.251	0.476	85.0	14.50	
Bus19	20.000			0.385	0.239	0.453	85.0	13.83	
Bus20	20.000			0.337	0.209	0.396	85.0	12.08	
Bus21	20.000			0.295	0.183	0.347	85.0	10.59	
Bus22	20.000			0.187	0.116	0.220	85.0	6.71	
Bus23	20.000			0.124	0.077	0.145	85.0	4.44	
Bus24	20.000			0.052	0.032	0.062	85.0	1.88	
Bus25	20.000			0.081	0.050	0.095	85.0	2.90	
Bus26	20.000			0.686	0.426	0.807	85.0	24.58	
Bus27	20.000			0.053	0.033	0.063	85.0	1.91	
Bus28	20.000			0.587	0.364	0.691	85.0	21.04	
Bus29	20.000			0.510	0.316	0.600	85.0	18.27	
Bus30	20.000			0.440	0.273	0.518	85.0	15.78	
Bus31	20.000			0.109	0.068	0.128	85.0	3.91	
Bus32	20.000			0.027	0.017	0.031	85.0	0.96	
Bus33	20.000			0.271	0.168	0.319	85.0	9.73	
Bus34	20.000			0.231	0.143	0.272	85.0	8.28	

Bus ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	Bus Total Load			% Loading
					MVA	% PF	Amp	
Bus35	20.000		0.005	0.003	0.005	85.0	0.16	
Bus36	20.000		0.180	0.112	0.212	85.0	6.45	
Bus37	20.000		0.161	0.099	0.189	85.0	5.76	
Bus38	20.000		0.064	0.040	0.076	85.0	2.31	
Bus39	20.000		0.868	0.539	1.022	85.0	30.54	
Bus40	20.000		0.069	0.042	0.081	85.0	2.41	
Bus41	20.000		0.329	0.204	0.387	85.0	11.58	
Bus42	20.000		0.063	0.039	0.074	85.0	2.21	
Bus43	20.000		0.017	0.011	0.020	85.0	0.60	
Bus44	20.000		0.240	0.149	0.283	85.0	8.47	
Bus45	20.000		0.208	0.129	0.245	85.0	7.35	
Bus46	20.000		0.151	0.093	0.177	85.0	5.31	
Bus47	20.000		0.080	0.049	0.094	85.0	2.81	
Bus48	20.000		0.040	0.025	0.048	85.0	1.43	
Bus49	20.000		0.029	0.018	0.034	85.0	1.01	
Bus50	20.000		0.022	0.014	0.026	85.0	0.78	
Bus51	20.000		0.004	0.003	0.005	85.0	0.14	
Bus52	20.000		0.470	0.292	0.554	85.0	16.54	
Bus53	20.000		0.018	0.011	0.021	85.0	0.64	
Bus54	20.000		0.408	0.253	0.480	85.0	14.36	
Bus55	20.000		0.376	0.233	0.443	85.0	13.24	
Bus56	20.000		0.334	0.207	0.393	85.0	11.76	
Bus57	20.000		0.282	0.175	0.332	85.0	9.95	
Bus58	20.000		0.081	0.050	0.095	85.0	2.86	
Bus59	20.000		0.015	0.009	0.017	85.0	0.51	
Bus60	20.000		0.181	0.112	0.213	85.0	6.40	
Bus61	20.000		0.090	0.056	0.106	85.0	3.18	
Bus62	20.000		0.061	0.038	0.072	85.0	2.16	
Bus63	20.000		0.042	0.026	0.049	85.0	1.47	
Bus64	20.000		0.028	0.018	0.033	85.0	1.00	
Bus65	20.000		1.024	0.635	1.205	85.0	35.66	
Bus66	20.000		0.048	0.030	0.057	85.0	1.67	
Bus67	20.000		0.026	0.016	0.030	85.0	0.90	
Bus68	20.000		0.976	0.605	1.148	85.0	33.99	
Bus69	20.000		0.012	0.007	0.014	85.0	0.42	
Bus70	20.000		0.948	0.588	1.116	85.0	33.03	
Bus71	20.000		0.913	0.566	1.075	85.0	31.81	

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

ELAP PowerStation

ELAP

Study Case: LF

Page: 25  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

ID	Bus		Bus Total Load						
	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MVA	% PF	Amp	% Loading	
Bus72	20.000		0.877	0.543	1.031	85.0	31.00		
Bus73	20.000		0.068	0.042	0.081	85.0	2.42		
Bus74	20.000		0.021	0.013	0.025	85.0	0.76		
Bus75	20.000		0.005	0.003	0.005	85.0	0.16		
Bus76	20.000		0.710	0.440	0.836	85.0	25.20		
Bus77	20.000		0.621	0.385	0.730	85.0	22.10		
Bus78	20.000		0.545	0.338	0.641	85.0	19.38		
Bus79	20.000		0.472	0.293	0.555	85.0	16.83		
Bus80	20.000		0.436	0.270	0.513	85.0	15.58		
Bus81	20.000		0.381	0.236	0.449	85.0	13.63		
Bus82	20.000		0.216	0.134	0.254	85.0	7.72		
Bus83	20.000		0.148	0.092	0.174	85.0	5.29		
Bus84	20.000		0.137	0.085	0.161	85.0	4.92		
Bus85	20.000		0.132	0.082	0.156	85.0	4.74		
Bus86	20.000		0.116	0.072	0.137	85.0	4.16		
Bus87	20.000		0.013	0.008	0.015	85.0	0.47		
Bus88	20.000		0.073	0.045	0.086	85.0	2.59		
Bus89	20.000		0.019	0.012	0.023	85.0	0.69		
Bus90	20.000		0.053	0.033	0.062	85.0	1.88		
Bus91	20.000		0.050	0.031	0.058	85.0	1.76		
Bus92	20.000		0.039	0.024	0.046	85.0	1.40		
Bus93	20.000		0.017	0.010	0.020	85.0	0.59		
Bus94	20.000		0.139	0.086	0.163	85.0	4.96		
Bus95	20.000		0.103	0.064	0.121	85.0	3.69		
Bus96	20.000		0.080	0.049	0.094	85.0	2.85		
Bus97	20.000		0.066	0.041	0.077	85.0	2.35		
Bus98	20.000		0.039	0.024	0.046	85.0	1.40		
Bus99	20.000		0.036	0.022	0.042	85.0	1.29		
Bus100	20.000		0.019	0.012	0.023	85.0	0.68		
Bus101	20.000		1.283	0.806	1.515	84.7	45.20		
Bus102	20.000		0.101	0.063	0.119	85.0	3.56		
Bus103	20.000		0.066	0.041	0.077	85.0	2.30		
Bus104	20.000		0.013	0.008	0.015	85.0	0.44		
Bus105	20.000		0.016	0.010	0.018	85.0	0.54		
Bus106	20.000		1.160	0.725	1.368	84.8	41.10		
Bus107	20.000		1.054	0.659	1.244	84.8	37.41		
Bus108	20.000		1.006	0.627	1.186	84.9	35.85		

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR

GH BIAO

2009

ADITYA PRASETYA W.

NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

GFAP PowerStation

GFAP

Study Case: LF

Page: 26

Date: 03-10-2009

SN: KLGCONSULT

Revision: Base

Config.: Normal

ID	Bus	Bus Total Load							
		kV	Rated Amp	MW	Mvar	MVA	% PF	Amp	% Loading
Bus109		20.000		0.944	0.589	1.113	84.9	33.65	
Bus110		20.000		0.900	0.561	1.060	84.8	32.06	
Bus111		20.000		0.140	0.087	0.165	85.0	5.00	
Bus112		20.000		0.116	0.072	0.137	85.0	4.13	
Bus113		20.000		0.043	0.027	0.050	85.0	1.52	
Bus114		20.000		0.032	0.020	0.037	85.0	1.12	
Bus115		20.000		0.018	0.011	0.021	85.0	0.63	
Bus116		20.000		0.758	0.473	0.893	84.9	27.06	
Bus117		20.000		0.735	0.458	0.866	84.9	26.26	
Bus118		20.000		0.718	0.447	0.845	84.9	25.68	
Bus119		20.000		0.697	0.433	0.820	84.9	24.99	
Bus120		20.000		0.673	0.419	0.792	84.9	24.13	
Bus121		20.000		0.662	0.410	0.779	85.0	23.85	
Bus122		20.000		0.152	0.094	0.179	85.0	5.49	
Bus123		20.000		0.093	0.058	0.110	85.0	3.37	
Bus124		20.000		0.079	0.049	0.093	85.0	2.86	
Bus125		20.000		0.077	0.048	0.091	85.0	2.78	
Bus126		20.000		0.077	0.048	0.091	85.0	2.78	
Bus127		20.000		0.064	0.039	0.075	85.0	2.29	
Bus128		20.000		0.056	0.035	0.066	85.0	2.04	
Bus129		20.000		0.031	0.019	0.036	85.0	1.11	
Bus130		20.000		0.510	0.316	0.600	85.0	18.36	
Bus131		20.000		0.111	0.069	0.130	85.0	3.99	
Bus132		20.000		0.027	0.017	0.032	85.0	0.97	

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
GH BIAO  
2009  
ADITYA PRASETYA W.  
NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

ETAP PowerStation  
4.0.0C  
Study Case: LF

Page: 27  
Date: 03-10-2009  
SN: KLGCONSULT  
Revision: Base  
Config.: Normal

BRANCH LOADING Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%

\* 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	
Line1	1.878	1.199	-1.834	-1.146	43.9	52.7	100.0	97.1	2.93
Line37	0.893	0.568	-0.868	-0.539	24.1	28.9	100.0	96.6	3.39
Line63	1.045	0.659	-1.024	-0.635	20.7	24.9	100.0	97.5	2.49
Line99	1.317	0.846	-1.283	-0.806	33.8	40.6	100.0	96.8	3.21
Line2	1.834	1.146	-1.825	-1.140	9.0	5.8	97.1	96.6	0.48
Line3	1.753	1.096	-1.749	-1.093	4.9	3.1	96.6	96.3	0.27
Line4	0.110	0.068	-0.110	-0.068	0.0	0.0	96.3	96.3	0.02
Line7	1.572	0.984	-1.571	-0.983	1.2	0.5	96.3	96.3	0.07
Line5	0.057	0.035	-0.057	-0.035	0.0	0.0	96.3	96.3	0.01
Line6	0.009	0.005	-0.009	-0.005	0.0	0.0	96.3	96.3	0.00
Line8	1.541	0.964	-1.539	-0.962	1.9	2.3	96.3	96.1	0.15
Line9	0.144	0.089	-0.144	-0.089	0.0	0.0	96.1	96.1	0.00
Line13	1.289	0.807	-1.276	-0.792	12.8	15.4	96.1	94.9	1.20
Line10	0.100	0.062	-0.100	-0.062	0.0	0.0	96.1	96.1	0.02
Line11	0.085	0.053	-0.085	-0.053	0.0	0.0	96.1	96.1	0.00
Line12	0.028	0.018	-0.028	-0.018	0.0	0.0	96.1	96.1	0.01
Line14	1.219	0.757	-1.219	-0.756	0.6	0.7	94.9	94.8	0.06
Line15	0.442	0.274	-0.441	-0.274	0.0	0.0	94.8	94.8	0.01
Line24	0.686	0.426	-0.686	-0.426	0.1	0.1	94.8	94.8	0.01
Line16	0.405	0.251	-0.405	-0.251	0.1	0.2	94.8	94.8	0.04
Line17	0.386	0.239	-0.385	-0.239	0.4	0.5	94.8	94.7	0.13
Line18	0.337	0.209	-0.337	-0.209	0.1	0.0	94.7	94.6	0.01
Line19	0.295	0.183	-0.295	-0.183	0.0	0.0	94.6	94.6	0.00
Line20	0.187	0.116	-0.187	-0.116	0.0	0.0	94.6	94.6	0.00
Line23	0.081	0.050	-0.081	-0.050	0.0	0.0	94.6	94.6	0.01
Line21	0.124	0.077	-0.124	-0.077	0.0	0.0	94.6	94.6	0.03
Line22	0.052	0.032	-0.052	-0.032	0.0	0.0	94.6	94.6	0.02
Line25	0.053	0.033	-0.053	-0.033	0.0	0.0	94.8	94.8	0.00
Line26	0.587	0.364	-0.587	-0.364	0.1	0.1	94.8	94.8	0.01
Line27	0.510	0.316	-0.510	-0.316	0.2	0.2	94.8	94.8	0.04
Line28	0.440	0.273	-0.440	-0.273	0.1	0.1	94.8	94.7	0.03
Line29	0.271	0.168	-0.271	-0.168	0.0	0.0	94.7	94.7	0.01
Line30	0.109	0.068	-0.109	-0.068	0.1	0.1	94.7	94.7	0.08
Line31	0.027	0.017	-0.027	-0.017	0.0	0.0	94.7	94.7	0.00
Line32	0.231	0.143	-0.231	-0.143	0.0	0.0	94.7	94.7	0.01
Line33	0.005	0.003	-0.005	-0.003	0.0	0.0	94.7	94.7	0.00
Line34	0.180	0.112	-0.180	-0.112	0.0	0.0	94.7	94.7	0.00
Line35	0.161	0.100	-0.161	-0.099	0.0	0.0	94.7	94.7	0.01
Line36	0.064	0.040	-0.064	-0.040	0.0	0.0	94.7	94.7	0.02
Line38	0.069	0.042	-0.069	-0.042	0.0	0.0	96.6	96.6	0.02
Line39	0.329	0.204	-0.329	-0.204	0.5	0.6	96.6	96.4	0.17
Line50	0.470	0.292	-0.470	-0.292	0.0	0.0	96.6	96.6	0.00

Line#	CKT / Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		% Drop in V/mg
		MW	Mvar	MW	Mvar	KW	Kvar	From	To	
Line#0		0.063	0.039	-0.063	-0.039	0.0	0.0	96.4	96.4	0.01
Line#2		0.240	0.149	-0.240	-0.149	0.0	0.0	96.4	96.4	0.02
Line#1		0.017	0.011	-0.017	-0.011	0.0	0.0	96.4	96.4	0.00
Line#3		0.209	0.129	-0.208	-0.129	0.3	0.2	96.4	96.3	0.14
Line#4		0.151	0.093	-0.151	-0.093	0.0	0.0	96.3	96.3	0.01
Line#5		0.080	0.049	-0.080	-0.049	0.0	0.0	96.3	96.3	0.01
Line#8		0.022	0.014	-0.022	-0.014	0.0	0.0	96.3	96.3	0.01
Line#6		0.040	0.025	-0.040	-0.025	0.0	0.0	96.3	96.3	0.00
Line#7		0.029	0.018	-0.029	-0.018	0.0	0.0	96.3	96.3	0.01
Line#9		0.004	0.003	-0.004	-0.003	0.0	0.0	96.3	96.3	0.00
Line#1		0.018	0.011	-0.018	-0.011	0.0	0.0	96.6	96.6	0.00
Line#2		0.408	0.253	-0.408	-0.253	0.4	0.3	96.6	96.5	0.09
Line#3		0.376	0.233	-0.376	-0.233	0.0	0.0	96.5	96.5	0.00
Line#4		0.334	0.207	-0.334	-0.207	0.5	0.5	96.5	96.4	0.17
Line#5		0.282	0.175	-0.282	-0.175	0.1	0.1	96.4	96.3	0.02
Line#6		0.081	0.050	-0.081	-0.050	0.0	0.0	96.3	96.3	0.02
Line#8		0.181	0.112	-0.181	-0.112	0.3	0.2	96.3	96.2	0.15
Line#7		0.015	0.009	-0.015	-0.009	0.0	0.0	96.3	96.3	0.00
Line#9		0.090	0.056	-0.090	-0.056	0.0	0.0	96.2	96.2	0.00
Line#1		0.042	0.026	-0.042	-0.026	0.0	0.0	96.2	96.2	0.00
Line#0		0.061	0.038	-0.061	-0.038	0.0	0.0	96.2	96.2	0.03
Line#2		0.028	0.018	-0.028	-0.018	0.0	0.0	96.2	96.2	0.02
Line#4		0.048	0.030	-0.048	-0.030	0.0	0.0	97.5	97.5	0.01
Line#6		0.976	0.605	-0.976	-0.605	0.0	0.0	97.5	97.5	0.00
Line#5		0.026	0.016	-0.026	-0.016	0.0	0.0	97.5	97.5	0.01
Line#7		0.012	0.007	-0.012	-0.007	0.0	0.0	97.5	97.5	0.00
Line#8		0.948	0.588	-0.948	-0.588	0.0	0.0	97.5	97.5	0.00
Line#9		0.913	0.566	-0.913	-0.566	0.0	0.0	97.5	97.5	0.00
Line#0		0.890	0.552	-0.877	-0.543	13.5	8.7	97.5	96.0	1.50
Line#1		0.068	0.042	-0.068	-0.042	0.0	0.0	96.0	96.0	0.01
Line#4		0.713	0.441	-0.710	-0.440	2.2	0.8	96.0	95.7	0.27
Line#6		0.073	0.045	-0.073	-0.045	0.0	0.0	96.0	96.0	0.02
Line#2		0.021	0.013	-0.021	-0.013	0.0	0.0	96.0	96.0	0.02
Line#3		0.005	0.003	-0.005	-0.003	0.0	0.0	96.0	96.0	0.00
Line#5		0.623	0.386	-0.621	-0.385	2.0	1.3	95.7	95.4	0.32
Line#8		0.053	0.033	-0.053	-0.033	0.0	0.0	95.7	95.7	0.00
Line#6		0.545	0.338	-0.545	-0.338	0.0	0.0	95.4	95.4	0.00
Line#7		0.473	0.293	-0.472	-0.293	0.8	0.5	95.4	95.3	0.16
Line#8		0.437	0.271	-0.436	-0.270	0.7	0.5	95.3	95.1	0.16
Line#7		0.382	0.237	-0.381	-0.236	0.5	0.3	95.1	95.0	0.13
Line#9		0.216	0.134	-0.216	-0.134	0.2	0.1	95.0	94.9	0.09
Line#0		0.139	0.086	-0.139	-0.086	0.0	0.0	95.0	94.9	0.02
Line#1		0.148	0.092	-0.148	-0.092	0.1	0.1	94.9	94.8	0.07
Line#2		0.137	0.085	-0.137	-0.085	0.1	0.0	94.8	94.8	0.04
Line#3		0.132	0.082	-0.132	-0.082	0.0	0.0	94.8	94.8	0.02



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	
Line84	0.116	0.072	-0.116	-0.072	0.0	0.0	94.8	94.7	0.01
Line85	0.013	0.008	-0.013	-0.008	0.0	0.0	94.7	94.7	0.00
Line87	0.020	0.012	-0.019	-0.012	0.0	0.0	96.0	96.0	0.01
Line89	0.050	0.031	-0.050	-0.031	0.0	0.0	95.7	95.7	0.03
Line90	0.039	0.024	-0.039	-0.024	0.0	0.0	95.7	95.7	0.01
Line91	0.017	0.010	-0.017	-0.010	0.0	0.0	95.7	95.7	0.00
Line93	0.103	0.064	-0.103	-0.064	0.0	0.0	94.9	94.9	0.01
Line94	0.080	0.049	-0.080	-0.049	0.0	0.0	94.9	94.9	0.00
Line95	0.066	0.041	-0.066	-0.041	0.0	0.0	94.9	94.9	0.01
Line96	0.039	0.024	-0.039	-0.024	0.0	0.0	94.9	94.9	0.01
Line97	0.036	0.022	-0.036	-0.022	0.0	0.0	94.9	94.9	0.00
Line98	0.019	0.012	-0.019	-0.012	0.0	0.0	94.9	94.9	0.00
Line100	0.101	0.063	-0.101	-0.063	0.0	0.0	96.8	96.8	0.01
Line103	0.016	0.010	-0.016	-0.010	0.0	0.0	96.8	96.8	0.00
Line104	1.167	0.733	-1.160	-0.725	6.6	8.0	96.8	96.1	0.69
Line101	0.066	0.041	-0.066	-0.041	0.0	0.0	96.8	96.8	0.02
Line102	0.013	0.008	-0.013	-0.008	0.0	0.0	96.8	96.8	0.00
Line105	1.056	0.661	-1.054	-0.659	1.1	1.3	96.1	96.0	0.12
Line106	1.010	0.632	-1.006	-0.627	4.0	4.8	96.0	95.5	0.48
Line107	0.944	0.589	-0.944	-0.589	0.0	0.0	95.5	95.5	0.00
Line108	0.900	0.561	-0.900	-0.561	0.0	0.0	95.5	95.5	0.00
Line109	0.140	0.087	-0.140	-0.087	0.0	0.0	95.5	95.5	0.03
Line114	0.759	0.474	-0.758	-0.473	1.2	1.4	95.5	95.3	0.19
Line110	0.116	0.072	-0.116	-0.072	0.0	0.1	95.5	95.4	0.05
Line111	0.043	0.027	-0.043	-0.027	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01
Line112	0.032	0.020	-0.032	-0.020	0.0	0.0	95.4	95.4	0.00
Line113	0.018	0.011	-0.018	-0.011	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01
Line115	0.736	0.459	-0.735	-0.458	0.6	0.5	95.3	95.2	0.08
Line116	0.719	0.448	-0.718	-0.447	1.3	1.2	95.2	95.0	0.19
Line117	0.698	0.435	-0.697	-0.433	1.4	1.6	95.0	94.8	0.23
Line118	0.673	0.419	-0.673	-0.419	0.0	0.0	94.8	94.8	0.00
Line119	0.665	0.414	-0.662	-0.410	2.8	3.3	94.8	94.3	0.50
Line120	0.152	0.094	-0.152	-0.094	0.0	0.0	94.3	94.3	0.02
Line128	0.510	0.316	-0.510	-0.316	0.0	0.0	94.3	94.3	0.00
Line121	0.093	0.058	-0.093	-0.058	0.1	0.0	94.3	94.2	0.05
Line122	0.079	0.049	-0.079	-0.049	0.0	0.0	94.2	94.2	0.03
Line123	0.077	0.048	-0.077	-0.048	0.1	0.0	94.2	94.1	0.07
Line124	0.077	0.048	-0.077	-0.048	0.0	0.0	94.1	94.1	0.03
Line125	0.064	0.039	-0.064	-0.039	0.0	0.0	94.1	94.1	0.03
Line126	0.056	0.035	-0.056	-0.035	0.0	0.0	94.1	94.1	0.00
Line127	0.031	0.019	-0.031	-0.019	0.0	0.0	94.1	94.0	0.03
Line129	0.111	0.069	-0.111	-0.069	0.0	0.0	94.3	94.3	0.03
Line130	0.027	0.017	-0.027	-0.017	0.0	0.0	94.3	94.3	0.00

196.2 213.3

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
GH BIAO  
2009  
ADITYA PRASETYA W.  
NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

ETAP PowerStation  
LOG  
Study Case: LF

Page: 31  
Date: 03-10-2009  
SN: KLGCONSULT  
Revision: Base  
Config.: Normal

EQUIPMENT CABLE LOSSES Summary Report

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

Alert Summary Report

% Alert Settings

	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<b><u>Loading</u></b>		
Bus		
Cable		
Reactor		
Generator		
Transformer		
Protective Device		
<b><u>Bus Voltage</u></b>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<b><u>Generator Excitation</u></b>		
OverExcited (Q Max.)		
UnderExcited (Q Min.)		

Critical Report

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus100	Bus	20.000	kV	18.982	94.9	UnderVoltage
Bus119	Bus	20.000	kV	18.957	94.8	UnderVoltage
Bus120	Bus	20.000	kV	18.957	94.8	UnderVoltage
Bus121	Bus	20.000	kV	18.858	94.3	UnderVoltage
Bus122	Bus	20.000	kV	18.853	94.3	UnderVoltage
Bus123	Bus	20.000	kV	18.843	94.2	UnderVoltage
Bus124	Bus	20.000	kV	18.837	94.2	UnderVoltage
Bus125	Bus	20.000	kV	18.822	94.1	UnderVoltage
Bus126	Bus	20.000	kV	18.816	94.1	UnderVoltage
Bus127	Bus	20.000	kV	18.811	94.1	UnderVoltage
Bus128	Bus	20.000	kV	18.811	94.1	UnderVoltage
Bus129	Bus	20.000	kV	18.805	94.0	UnderVoltage
Bus130	Bus	20.000	kV	18.858	94.3	UnderVoltage
Bus131	Bus	20.000	kV	18.853	94.3	UnderVoltage
Bus132	Bus	20.000	kV	18.853	94.3	UnderVoltage
Bus15	Bus	20.000	kV	18.980	94.9	UnderVoltage
Bus16	Bus	20.000	kV	18.968	94.8	UnderVoltage
Bus17	Bus	20.000	kV	18.966	94.8	UnderVoltage
Bus18	Bus	20.000	kV	18.958	94.8	UnderVoltage

**Critical Report**

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus19	Bus	20,000	kV	18,933	94.7	UnderVoltage
Bus20	Bus	20,000	kV	18,930	94.6	UnderVoltage
Bus21	Bus	20,000	kV	18,929	94.6	UnderVoltage
Bus22	Bus	20,000	kV	18,928	94.6	UnderVoltage
Bus23	Bus	20,000	kV	18,922	94.6	UnderVoltage
Bus24	Bus	20,000	kV	18,919	94.6	UnderVoltage
Bus25	Bus	20,000	kV	18,928	94.6	UnderVoltage
Bus26	Bus	20,000	kV	18,965	94.8	UnderVoltage
Bus27	Bus	20,000	kV	18,965	94.8	UnderVoltage
Bus28	Bus	20,000	kV	18,963	94.8	UnderVoltage
Bus29	Bus	20,000	kV	18,955	94.8	UnderVoltage
Bus30	Bus	20,000	kV	18,949	94.7	UnderVoltage
Bus31	Bus	20,000	kV	18,933	94.7	UnderVoltage
Bus32	Bus	20,000	kV	18,932	94.7	UnderVoltage
Bus33	Bus	20,000	kV	18,946	94.7	UnderVoltage
Bus34	Bus	20,000	kV	18,943	94.7	UnderVoltage
Bus35	Bus	20,000	kV	18,943	94.7	UnderVoltage
Bus36	Bus	20,000	kV	18,943	94.7	UnderVoltage
Bus37	Bus	20,000	kV	18,940	94.7	UnderVoltage
Bus38	Bus	20,000	kV	18,935	94.7	UnderVoltage
Bus81	Bus	20,000	kV	18,994	95.0	UnderVoltage
Bus82	Bus	20,000	kV	18,976	94.9	UnderVoltage
Bus83	Bus	20,000	kV	18,963	94.8	UnderVoltage
Bus84	Bus	20,000	kV	18,955	94.8	UnderVoltage
Bus85	Bus	20,000	kV	18,952	94.8	UnderVoltage
Bus86	Bus	20,000	kV	18,949	94.7	UnderVoltage
Bus87	Bus	20,000	kV	18,948	94.7	UnderVoltage
Bus94	Bus	20,000	kV	18,989	94.9	UnderVoltage
Bus95	Bus	20,000	kV	18,986	94.9	UnderVoltage
Bus96	Bus	20,000	kV	18,986	94.9	UnderVoltage
Bus97	Bus	20,000	kV	18,984	94.9	UnderVoltage
Bus98	Bus	20,000	kV	18,983	94.9	UnderVoltage
Bus99	Bus	20,000	kV	18,982	94.9	UnderVoltage

**Marginal Report**

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus10	Bus	20,000	kV	19,220	96.1	UnderVoltage

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR

GH BIAO

2009

ADITYA PRASETYA W.

NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

ETAP PowerStation

4.000

Study Case: LF

Page: 34

Date: 03-10-2009

SN: KLGCONSULT

Revision: Base

Config.: Normal

**Marginal Report**

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus101	Bus	20.000	kV	19.357	96.8	UnderVoltage
Bus102	Bus	20.000	kV	19.355	96.8	UnderVoltage
Bus103	Bus	20.000	kV	19.351	96.8	UnderVoltage
Bus104	Bus	20.000	kV	19.351	96.8	UnderVoltage
Bus105	Bus	20.000	kV	19.357	96.8	UnderVoltage
Bus106	Bus	20.000	kV	19.219	96.1	UnderVoltage
Bus107	Bus	20.000	kV	19.194	96.0	UnderVoltage
Bus108	Bus	20.000	kV	19.098	95.5	UnderVoltage
Bus109	Bus	20.000	kV	19.097	95.5	UnderVoltage
Bus11	Bus	20.000	kV	19.220	96.1	UnderVoltage
Bus110	Bus	20.000	kV	19.097	95.5	UnderVoltage
Bus111	Bus	20.000	kV	19.092	95.5	UnderVoltage
Bus112	Bus	20.000	kV	19.082	95.4	UnderVoltage
Bus113	Bus	20.000	kV	19.081	95.4	UnderVoltage
Bus114	Bus	20.000	kV	19.080	95.4	UnderVoltage
Bus115	Bus	20.000	kV	19.079	95.4	UnderVoltage
Bus116	Bus	20.000	kV	19.060	95.3	UnderVoltage
Bus117	Bus	20.000	kV	19.043	95.2	UnderVoltage
Bus118	Bus	20.000	kV	19.004	95.0	UnderVoltage
Bus12	Bus	20.000	kV	19.216	96.1	UnderVoltage
Bus13	Bus	20.000	kV	19.216	96.1	UnderVoltage
Bus14	Bus	20.000	kV	19.215	96.1	UnderVoltage
Bus3	Bus	20.000	kV	19.414	97.1	UnderVoltage
Bus39	Bus	20.000	kV	19.322	96.6	UnderVoltage
Bus4	Bus	20.000	kV	19.317	96.6	UnderVoltage
Bus40	Bus	20.000	kV	19.319	96.6	UnderVoltage
Bus41	Bus	20.000	kV	19.288	96.4	UnderVoltage
Bus42	Bus	20.000	kV	19.285	96.4	UnderVoltage
Bus43	Bus	20.000	kV	19.285	96.4	UnderVoltage
Bus44	Bus	20.000	kV	19.284	96.4	UnderVoltage
Bus45	Bus	20.000	kV	19.256	96.3	UnderVoltage
Bus46	Bus	20.000	kV	19.254	96.3	UnderVoltage
Bus47	Bus	20.000	kV	19.252	96.3	UnderVoltage
Bus48	Bus	20.000	kV	19.252	96.3	UnderVoltage
Bus49	Bus	20.000	kV	19.250	96.3	UnderVoltage
Bus5	Bus	20.000	kV	19.263	96.3	UnderVoltage
Bus50	Bus	20.000	kV	19.252	96.3	UnderVoltage

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009

E.T.A.P. PowerStation  
 01010

Page: 35  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

Study Case: LF

**Marginal Report**

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus51	Bus	20,000	kV	19,252	96.3	UnderVoltage
Bus52	Bus	20,000	kV	19,322	96.6	UnderVoltage
Bus53	Bus	20,000	kV	19,322	96.6	UnderVoltage
Bus54	Bus	20,000	kV	19,304	96.5	UnderVoltage
Bus55	Bus	20,000	kV	19,303	96.5	UnderVoltage
Bus56	Bus	20,000	kV	19,270	96.4	UnderVoltage
Bus57	Bus	20,000	kV	19,266	96.3	UnderVoltage
Bus58	Bus	20,000	kV	19,262	96.3	UnderVoltage
Bus59	Bus	20,000	kV	19,261	96.3	UnderVoltage
Bus6	Bus	20,000	kV	19,259	96.3	UnderVoltage
Bus60	Bus	20,000	kV	19,235	96.2	UnderVoltage
Bus61	Bus	20,000	kV	19,235	96.2	UnderVoltage
Bus62	Bus	20,000	kV	19,230	96.2	UnderVoltage
Bus63	Bus	20,000	kV	19,235	96.2	UnderVoltage
Bus64	Bus	20,000	kV	19,231	96.2	UnderVoltage
Bus65	Bus	20,000	kV	19,502	97.5	UnderVoltage
Bus66	Bus	20,000	kV	19,499	97.5	UnderVoltage
Bus67	Bus	20,000	kV	19,498	97.5	UnderVoltage
Bus68	Bus	20,000	kV	19,502	97.5	UnderVoltage
Bus69	Bus	20,000	kV	19,501	97.5	UnderVoltage
Bus7	Bus	20,000	kV	19,258	96.3	UnderVoltage
Bus70	Bus	20,000	kV	19,501	97.5	UnderVoltage
Bus71	Bus	20,000	kV	19,501	97.5	UnderVoltage
Bus72	Bus	20,000	kV	19,202	96.0	UnderVoltage
Bus73	Bus	20,000	kV	19,200	96.0	UnderVoltage
Bus74	Bus	20,000	kV	19,197	96.0	UnderVoltage
Bus75	Bus	20,000	kV	19,197	96.0	UnderVoltage
Bus76	Bus	20,000	kV	19,148	95.7	UnderVoltage
Bus77	Bus	20,000	kV	19,085	95.4	UnderVoltage
Bus78	Bus	20,000	kV	19,084	95.4	UnderVoltage
Bus79	Bus	20,000	kV	19,053	95.3	UnderVoltage
Bus8	Bus	20,000	kV	19,257	96.3	UnderVoltage
Bus80	Bus	20,000	kV	19,021	95.1	UnderVoltage
Bus88	Bus	20,000	kV	19,198	96.0	UnderVoltage
Bus89	Bus	20,000	kV	19,197	96.0	UnderVoltage
Bus9	Bus	20,000	kV	19,250	96.3	UnderVoltage
Bus90	Bus	20,000	kV	19,148	95.7	UnderVoltage

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
GH BIAO  
2009  
ADITYA PRASETYA W.  
NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

ETAP PowerStation

1.0.0.0

Study Case: LF

Page: 36  
Date: 03-10-2009  
SN: KLGCONSULT  
Revision: Base  
Config.: Normal

**Marginal Report**

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus91	Bus	20.000	kV	19.142	95.7	UnderVoltage
Bus92	Bus	20.000	kV	19.140	95.7	UnderVoltage
Bus93	Bus	20.000	kV	19.140	95.7	UnderVoltage

GH BIAO WITHOUT CAPACITOR  
GH BIAO  
2009  
ADITYA PRASETYA W.  
NEW LINE BIAO WITHOUT CAPACITOR

ETAP PowerStation  
3.00C  
Study Case: LF

Page: 37  
Date: 03-10-2009  
SN: KLGCONSULT  
Revision: Base  
Config.: Normal

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Swing Bus(es):	5.132	3.272	6.087	84.32 Lagging
Generators:	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Demand:	5.132	3.272	6.087	84.32 Lagging
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	100.00 Lagging
Total Static Load:	4.936	3.059		
Apparent Losses:	0.196	0.213		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 3



GH BIAO WITH CAPACITOR  
GH BIAO  
2009  
ADITYA PRASETYA W.  
NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

ETAP PowerStation  
v.3.6C  
Study Case: LF

Page: 1  
Date: 03-10-2009  
SN: KLGCONSULT  
Revision: Base  
Config.: Normal

Electrical Transient Analyzer Program

ETAP PowerStation

Load Flow Analysis

Loading Category: Design  
Load Diversity Factor: None

	<u>Swing</u>	<u>Generator</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
f Buses:	1	0	131	132

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
f Branches:	0	0	0	130	0	1	131

Solution: Newton-Raphson Method  
No. of Iteration: 99  
Error of Solution: 0.000100

Frequency: 60.00  
Metric

Filename: NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR  
Pathname: E:\FILE ETAP ADITYA\NEW ANALISA BIAO DENGAN CAP\Untitled1.f1

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

JAP PowerStation

Study Case: LF

Page: 2  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

BUS Input Data

ID	Bus		Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
	Type	kV	% Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.	Min.
	Load	20.000	100.0	0.0								
	Swing	20.000	100.0	0.0								
	Load	20.000	100.0	0.0								
	Load	20.000	100.0	0.0					0.076	0.047		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.072	0.045		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.057	0.035		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.052	0.032		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.009	0.006		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.033	0.020		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.115	0.071		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.048	0.029		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.017	0.010		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.061	0.038		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.031	0.019		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.063	-0.161		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.101	0.063		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.041	0.025		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.021	0.013		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.054	0.034		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.046	-0.071		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.031	0.019		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.071	0.044		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.079	0.049		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.059	0.036		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.090	0.056		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.051	0.031		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.059	0.037		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.086	0.053		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.077	0.048		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.067	0.041		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.092	0.057		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.030	0.018		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.045	0.028		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.052	0.032		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.005	0.003		

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

UJAP PowerStation  
 UJAP  
 Study Case: LF

Page: 3  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

ID	Bus		Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
	Type	kV	% Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.	Min.
	Load	20.000	100.0	0.0					0.022	0.013		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.107	0.066		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.072	0.045		
	Load	20.000	100.0	0.0								
	Load	20.000	100.0	0.0					0.073	0.046		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.028	0.017		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.049	0.030		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.018	0.011		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.034	-0.279		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.062	0.039		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.053	0.033		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.042	0.026		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.013	0.008		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.031	0.019		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.019	0.012		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.004	0.003		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.047	0.029		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.020	0.012		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.034	0.021		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.045	0.028		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.055	0.034		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.021	0.013		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.072	0.044		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.016	0.010		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.053	0.033		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.031	0.019		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.066	0.041		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.014	0.009		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.031	0.019		
	Load	20.000	100.0	0.0								
	Load	20.000	100.0	0.0					0.023	0.014		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.027	0.017		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.016	0.010		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.013	0.008		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.037	0.023		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.024	0.015		
	Load	20.000	100.0	0.0					0.024	0.015		

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

GH BIAO PowerStation  
 GH BIAO

Page: 4  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Study Case: LF

ID	Bus	Type	kV	Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
				% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.	Min.
		Load	20,000	100.0	0.0					0.051	0.032		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.018	0.011		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.005	0.003		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.038	0.023		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.084	0.052		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.079	0.049		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.039	0.024		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.060	0.037		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.030	0.018		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.075	-0.153		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.012	0.007		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.005	0.003		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.018	0.011		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.115	0.071		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.015	0.009		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.058	0.036		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.021	0.013		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.004	0.002		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.011	0.007		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.025	0.015		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.018	0.011		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.039	0.024		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.026	0.016		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.015	0.010		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.029	0.018		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.003	0.002		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.019	0.012		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.021	0.013		
		Load	20,000	100.0	0.0								
		Load	20,000	100.0	0.0					0.038	0.024		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.057	0.035		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.013	0.008		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.017	0.010		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.113	0.070		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.048	0.030		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.068	0.042		
		Load	20,000	100.0	0.0					0.049	0.030		

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

11 AP Power Station

Page: 5  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

Study Case: LF

ID	Bus	Type	kV	Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
				% Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max	Min
		Load	20.000	100.0	0.0					0.027	0.016		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.081	0.050		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.012	0.008		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.015	0.009		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.020	0.012		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.025	0.015		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.018	0.011		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.022	0.013		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.027	0.016		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.009	-0.095		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.066	0.041		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.016	0.010		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.002	0.002		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.018	0.000		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.008	-0.295		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.029	0.018		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.035	0.022		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.449	0.278		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.094	0.058		
		Load	20.000	100.0	0.0					0.030	0.019		
						0.000	0.000	0.000	0.000	5.426	2.152		

Number of Buses: 132

LINE / CABLE Input Data

Line/Cable		Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)						
ID	Library	Size	Length(m)	#/Phase	T (°C)	R	X	Y
Line1			15334.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line2			1558.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line3			908.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line4			950.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line5			946.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line6			1529.0	1	75	0.864000	0.328000	
Line7			149.0	1	75	0.864000	0.328000	
Line8			932.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line9			74.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line10			1035.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line11			50.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line12			1310.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line13			8857.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line14			452.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line15			185.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line16			920.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line17			3145.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line18			250.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line19			50.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line20			191.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line21			1443.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line22			1938.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line23			842.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line24			205.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line25			242.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line26			194.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line27			711.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line28			691.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line29			504.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line30			4250.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line31			50.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line32			486.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line33			294.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line34			50.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line35			862.0	1	75	0.231000	0.277000	

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

ETAP PowerStation

10000

Study Case: LF

Page: 7  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

Line/Cable		Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)							
ID	Library	Size	Length(m)	#/Phase	T (°C)	R	X	Y	
Line36			1317.0	1	75	0.864000	0.328000		
Line37			20349.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line38			2557.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line39			5054.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line40			1367.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line41			449.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line42			419.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line43			3948.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line44			385.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line45			1306.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line46			10.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line47			1887.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line48			2028.0	1	75	0.864000	0.328000		
Line49			532.0	1	75	0.864000	0.328000		
Line50			10.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line51			10.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line52			1360.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line53			10.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line54			4748.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line55			806.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line56			1443.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line57			960.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line58			4899.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line59			10.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line60			2487.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line61			585.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line62			3970.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line63			23516.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line64			852.0	1	75	0.852000	0.864000		
Line65			1157.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line66			10.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line67			960.0	1	75	0.864000	0.328000		
Line68			10.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line69			10.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line70			10017.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line71			665.0	1	75	0.325000	0.291000		
Line72			2770.0	1	75	0.864000	0.328000		

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

FAP PowerStation

10/10/09

Study Case: LF

Page: 8  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

Line/Cable		Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)						
ID	Library	Size	Length(m)	#/Phase	T (°C)	R	X	Y
Line73			1026.0	1	75	0.864000	0.328000	
Line74			1349.0	1	75	0.864000	0.328000	
Line75			2987.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line76			10.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line77			1950.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line78			2124.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line79			2050.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line80			2350.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line81			3353.0	1	75	0.325000	0.291000	
Line82			1662.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line83			786.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line84			653.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line85			2192.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line86			1393.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line87			2377.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line88			10.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line89			3436.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line90			1520.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line91			795.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line92			1688.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line93			1306.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line94			10.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line95			831.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line96			1418.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line97			568.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line98			768.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line99			23896.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line100			794.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line101			1753.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line102			10.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line103			780.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line104			5667.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line105			1118.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line106			4539.0	1	75	0.231000	0.277000	
Line107			10.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line108			10.0	1	75	0.468000	0.302000	
Line109			1715.0	1	75	0.231000	0.277000	



GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

11 AP PowerStation

Study Case: LF

Page: 9  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

Line/Cable		Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)							
ID	Library	Size	Length(m)	#/Phase	T (°C)	R	X	Y	
Line110			3924.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line111			1914.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line112			748.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line113			1052.0	1	75	0.864000	0.328000		
Line114			2331.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line115			857.0	1	75	0.325000	0.291000		
Line116			2032.0	1	75	0.325000	0.291000		
Line117			3140.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line118			10.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line119			7000.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line120			564.0	1	75	0.864000	0.328000		
Line121			4486.0	1	75	0.468000			
Line122			2369.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line123			5488.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line124			2156.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line125			2314.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line126			10.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line127			5185.0	1	75	0.468000	0.302000		
Line128			10.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line129			2184.0	1	75	0.231000	0.277000		
Line130			175.0	1	75	0.231000	0.277000		

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

FAP PowerStation

Study Case: LF

Page: 10  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

BRANCH CONNECTIONS

ID	CKT/Branch	Type	Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
			From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
	Tie Breakr		Bus1	Bus2				
	Line		Bus1	Bus3	88.55	106.19	138.27	
	Line		Bus3	Bus4	18.23	11.76	21.69	
	Line		Bus4	Bus5	10.62	6.86	12.64	
	Line		Bus5	Bus6	11.11	7.17	13.23	
	Line		Bus6	Bus7	11.07	7.14	13.17	
	Line		Bus8	Bus7	33.03	12.54	35.33	
	Line		Bus5	Bus9	3.22	1.22	3.44	
	Line		Bus9	Bus10	5.38	6.45	8.40	
	Line		Bus11	Bus10	0.43	0.51	0.67	
	Line		Bus12	Bus11	12.11	7.81	14.41	
	Line		Bus13	Bus12	0.58	0.38	0.70	
	Line		Bus14	Bus13	15.33	9.89	18.24	
	Line		Bus10	Bus15	51.15	61.33	79.86	
	Line		Bus15	Bus16	2.61	3.13	4.08	
	Line		Bus17	Bus16	1.07	1.28	1.67	
	Line		Bus18	Bus17	5.31	6.37	8.30	
	Line		Bus18	Bus19	18.16	21.78	28.36	
	Line		Bus19	Bus20	2.92	1.89	3.48	
	Line		Bus20	Bus21	0.58	0.38	0.70	
	Line		Bus22	Bus21	1.10	1.32	1.72	
	Line		Bus23	Bus22	16.88	10.89	20.09	
	Line		Bus23	Bus24	22.67	14.63	26.99	
	Line		Bus21	Bus25	4.86	5.83	7.59	
	Line		Bus16	Bus26	1.18	1.42	1.85	
	Line		Bus26	Bus27	1.40	1.68	2.18	
	Line		Bus26	Bus28	1.12	1.34	1.75	
	Line		Bus28	Bus29	4.11	4.92	6.41	
	Line		Bus29	Bus30	3.99	4.79	6.23	
	Line		Bus30	Bus33	2.91	3.49	4.54	
	Line		Bus30	Bus31	49.72	32.09	59.18	
	Line		Bus31	Bus32	0.58	0.38	0.70	
	Line		Bus34	Bus33	2.81	3.37	4.38	
	Line		Bus35	Bus34	3.44	2.22	4.09	
	Line		Bus34	Bus36	0.58	0.38	0.70	
	Line		Bus36	Bus37	4.98	5.97	7.77	

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

... AP PowerStation

Study Case: LF

Page: 11  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

ID	CKT/Branch	Type	Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
			From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
36	Line	Bus37	Bus38		28.45	10.80	30.43	
37	Line	Bus1	Bus39		117.52	140.92	183.49	
38	Line	Bus40	Bus39		14.77	17.71	23.06	
39	Line	Bus41	Bus39		29.19	35.00	45.57	
40	Line	Bus42	Bus41		15.99	10.32	19.03	
41	Line	Bus43	Bus42		5.25	3.39	6.25	
42	Line	Bus44	Bus41		4.90	3.16	5.83	
43	Line	Bus45	Bus44		46.19	29.81	54.97	
44	Line	Bus46	Bus45		4.50	2.91	5.36	
45	Line	Bus47	Bus46		7.54	9.04	11.78	
46	Line	Bus48	Bus47		0.06	0.07	0.09	
47	Line	Bus49	Bus48		22.08	14.25	26.28	
48	Line	Bus50	Bus46		43.80	16.63	46.86	
49	Line	Bus51	Bus50		11.49	4.36	12.29	
50	Line	Bus39	Bus52		0.06	0.07	0.09	
51	Line	Bus52	Bus53		0.06	0.07	0.09	
52	Line	Bus52	Bus54		15.91	10.27	18.94	
53	Line	Bus55	Bus54		0.06	0.07	0.09	
54	Line	Bus56	Bus55		27.42	32.88	42.81	
55	Line	Bus57	Bus56		4.65	5.58	7.27	
56	Line	Bus57	Bus58		16.88	10.89	20.09	
57	Line	Bus58	Bus59		5.54	6.65	8.66	
58	Line	Bus60	Bus57		57.32	36.99	68.22	
59	Line	Bus61	Bus60		0.06	0.07	0.09	
60	Line	Bus62	Bus61		29.10	18.78	34.63	
61	Line	Bus63	Bus60		6.84	4.42	8.15	
62	Line	Bus64	Bus63		46.45	29.97	55.28	
63	Line	Bus65	Bus2		135.80	162.85	212.04	
64	Line	Bus66	Bus65		18.15	18.40	25.85	
65	Line	Bus67	Bus66		13.54	8.74	16.11	
66	Line	Bus68	Bus65		0.12	0.08	0.14	
67	Line	Bus69	Bus68		20.74	7.87	22.18	
68	Line	Bus70	Bus68		0.12	0.08	0.14	
69	Line	Bus71	Bus70		0.12	0.08	0.14	
70	Line	Bus72	Bus71		117.20	75.63	139.48	
71	Line	Bus73	Bus72		5.40	4.84	7.25	
72	Line	Bus74	Bus73		59.83	22.71	64.00	
73	Line	Bus75	Bus74		22.16	8.41	23.70	
74	Line	Bus76	Bus72		29.14	11.06	31.17	

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

LF AP PowerStation

Study Case: LF

Page: 12  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
5	Line	Bus77	Bus76	34.95	22.55	41.59	
5	Line	Bus78	Bus77	0.12	0.08	0.14	
7	Line	Bus79	Bus78	22.82	14.72	27.15	
8	Line	Bus80	Bus79	24.85	16.04	29.58	
9	Line	Bus81	Bus80	23.99	15.48	28.55	
0	Line	Bus82	Bus81	27.49	17.74	32.72	
1	Line	Bus83	Bus82	27.24	24.39	36.57	
2	Line	Bus84	Bus83	19.45	12.55	23.14	
3	Line	Bus85	Bus84	9.20	5.93	10.94	
4	Line	Bus86	Bus85	7.64	4.93	9.09	
5	Line	Bus87	Bus86	25.65	16.55	30.52	
5	Line	Bus72	Bus88	16.30	10.52	19.40	
7	Line	Bus88	Bus89	27.81	17.95	33.10	
8	Line	Bus76	Bus90	0.12	0.08	0.14	
9	Line	Bus91	Bus90	40.20	25.94	47.84	
0	Line	Bus92	Bus91	17.78	11.48	21.17	
1	Line	Bus93	Bus92	9.30	6.00	11.07	
2	Line	Bus81	Bus94	9.75	11.69	15.22	
3	Line	Bus94	Bus95	7.54	9.04	11.78	
4	Line	Bus95	Bus96	0.12	0.08	0.14	
5	Line	Bus96	Bus97	9.72	6.27	11.57	
5	Line	Bus97	Bus98	8.19	9.82	12.79	
7	Line	Bus98	Bus99	6.65	4.29	7.91	
8	Line	Bus99	Bus100	8.99	5.80	10.69	
9	Line	Bus101	Bus2	138.00	165.48	215.47	
0	Line	Bus102	Bus101	9.29	5.99	11.06	
01	Line	Bus103	Bus102	20.51	13.24	24.41	
02	Line	Bus104	Bus103	0.12	0.08	0.14	
03	Line	Bus105	Bus101	9.13	5.89	10.86	
04	Line	Bus101	Bus106	32.73	39.24	51.10	
05	Line	Bus106	Bus107	6.46	7.74	10.08	
06	Line	Bus107	Bus108	26.21	31.43	40.93	
07	Line	Bus108	Bus109	0.12	0.08	0.14	
08	Line	Bus109	Bus110	0.12	0.08	0.14	
09	Line	Bus111	Bus110	9.90	11.88	15.46	
0	Line	Bus111	Bus112	22.66	27.17	35.38	
1	Line	Bus113	Bus112	11.05	13.25	17.26	
2	Line	Bus114	Bus113	4.32	5.18	6.74	
3	Line	Bus115	Bus114	22.72	8.63	24.31	

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

ELAP PowerStation

Study Case: LF

Page: 13  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

CKT/Branch		Connected Bus ID			% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y	
4	Line	Bus110	Bus116	13.46	16.14	21.02		
5	Line	Bus116	Bus117	6.96	6.23	9.35		
6	Line	Bus117	Bus118	16.51	14.78	22.16		
7	Line	Bus118	Bus119	18.13	21.74	28.31		
8	Line	Bus119	Bus120	0.06	0.07	0.09		
9	Line	Bus120	Bus121	40.42	48.48	63.12		
0	Line	Bus122	Bus121	12.18	4.62	13.03		
1	Line	Bus122	Bus123	52.49		52.49		
2	Line	Bus124	Bus123	27.72	17.89	32.99		
3	Line	Bus125	Bus124	64.21	41.43	76.42		
4	Line	Bus126	Bus125	25.23	16.28	30.02		
5	Line	Bus127	Bus126	27.07	17.47	32.22		
6	Line	Bus128	Bus127	0.12	0.08	0.14		
7	Line	Bus129	Bus128	60.66	39.15	72.20		
8	Line	Bus121	Bus130	0.06	0.07	0.09		
9	Line	Bus130	Bus131	12.61	15.12	19.69		
0	Line	Bus131	Bus132	1.01	1.21	1.58		

GH BIAO WITH CAPACITOR  
GH BIAO  
2009  
ADITYA PRASETYA W.  
NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

ETAP PowerStation  
EPC  
Study Case: LF

Page: 14  
Date: 03-10-2009  
SN: KLGCONSULT  
Revision: Base  
Config: Normal

EQUIPMENT CABLE Input Data

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

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

...TAP PowerStation

Study Case: LF

Page: 15  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**LOAD FLOW REPORT**

Bus		Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	%Mag.	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap		
	20.000	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus3	1.89	0.93	60	89.7			
										Bus39	0.91	0.28	27	95.5			
										Bus2	-2.80	-1.21	88	91.8			
	20.000	100.000	0.0	5.19	2.08	0	0	0	0	Bus65	1.05	0.48	33	91.0			
										Bus101	1.34	0.39	40	95.9			
										Bus1	2.80	1.21	88	91.8			
	20.000	97.351	-0.7	0	0	0	0	0	0	Bus1	-1.85	-0.88	60	90.3			
										Bus4	1.85	0.88	60	90.3			
	20.000	96.899	-0.7	0	0	0	0	0.07	0.04	Bus3	-1.84	-0.88	60	90.3			
										Bus5	1.77	0.83	58	90.5			
	20.000	96.646	-0.8	0	0	0	0	0.07	0.04	Bus4	-1.76	-0.83	58	90.5			
										Bus6	0.11	0.07	3	85.0			
										Bus9	1.59	0.72	52	91.1			
	20.000	96.628	-0.8	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus5	-0.11	-0.07	3	85.0			
										Bus7	0.06	0.04	2	85.0			
	20.000	96.619	-0.8	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus6	-0.06	-0.04	2	85.0			
										Bus8	0.01	0.01	0	85.0			
	20.000	96.615	-0.8	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus7	-0.01	-0.01	0	85.0			
	20.000	96.584	-0.7	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus5	-1.59	-0.72	52	91.1			
										Bus10	1.55	0.70	50	91.2			
	20.000	96.451	-0.8	0	0	0	0	0.11	0.07	Bus9	-1.55	-0.70	50	91.2			
										Bus11	0.14	0.09	5	85.0			
										Bus15	1.30	0.54	42	92.3			
	20.000	96.450	-0.8	0	0	0	0	0.04	0.03	Bus10	-0.14	-0.09	5	85.0			
										Bus12	0.10	0.06	3	85.0			
	20.000	96.432	-0.8	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus11	-0.10	-0.06	3	85.0			
										Bus13	0.09	0.05	3	85.0			
	20.000	96.431	-0.8	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus12	-0.09	-0.05	3	85.0			
										Bus14	0.03	0.02	1	85.0			
	20.000	96.425	-0.8	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus13	-0.03	-0.02	1	85.0			
	20.000	95.419	-1.1	0	0	0	0	0.06	-0.15	Bus10	-1.29	-0.53	42	92.6			
										Bus16	1.23	0.67	42	87.7			
	20.000	95.363	-1.1	0	0	0	0	0.09	0.06	Bus15	-1.23	-0.67	42	87.7			
										Bus17	0.45	0.19	14	92.3			
										Bus26	0.69	0.43	24	85.0			
	20.000	95.355	-1.1	0	0	0	0	0.04	0.02	Bus16	-0.45	-0.19	14	92.3			

GH BIAO WITH CAPACITOR

GH BIAO

2009

ADDITYA PRASETYA W.

NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

Study Case: LF

Bus ID	kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
		%Mag	Ang	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar		MW	MVar	Amp	%PF	% Tap	
20,000	95,322	-1.1		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus18	0.41	0.16	13	92.9		
20,000	95,213	-1.2		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus17	-0.41	-0.16	13	92.9		
20,000	95,200	-1.2		0	0	0	0	0.04	-0.06	Bus19	0.39	0.15	12	93.2		
20,000	95,197	-1.2		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus18	-0.39	-0.15	12	93.2		
20,000	95,193	-1.2		0	0	0	0	0.06	0.04	Bus19	0.34	0.12	10	94.3		
20,000	95,162	-1.2		0	0	0	0	0.07	0.04	Bus20	-0.34	-0.12	10	94.3		
20,000	95,145	-1.2		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus21	0.30	0.19	10	85.0		
20,000	95,190	-1.2		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus22	-0.30	-0.19	10	85.0		
20,000	95,348	-1.1		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus25	0.19	0.12	6	85.0		
20,000	95,297	-1.1		0	0	0	0	0.07	0.04	Bus26	0.08	0.05	2	85.0		
20,000	95,264	-1.1		0	0	0	0	0.06	0.04	Bus27	-0.19	-0.12	6	85.0		
20,000	95,346	-1.1		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus28	0.13	0.08	4	85.0		
20,000	95,336	-1.1		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus29	-0.12	-0.08	4	85.0		
20,000	95,297	-1.1		0	0	0	0	0.07	0.04	Bus30	0.05	0.03	1	85.0		
20,000	95,264	-1.1		0	0	0	0	0.06	0.04	Bus31	0.05	0.03	1	85.0		
20,000	95,184	-1.1		0	0	0	0	0.08	0.05	Bus32	0.59	0.37	21	85.0		
20,000	95,184	-1.1		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus33	-0.05	-0.03	1	85.0		
20,000	95,250	-1.1		0	0	0	0	0.04	0.03	Bus34	0.52	0.32	18	85.0		
20,000	95,238	-1.1		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus35	-0.52	-0.32	18	85.0		
20,000	95,238	-1.1		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus36	0.45	0.28	15	85.0		
20,000	95,238	-1.1		0	0	0	0	0.00	0.00	Bus37	-0.45	-0.28	15	85.0		
20,000	95,238	-1.1		0	0	0	0	0.00	0.00	Bus38	0.27	0.17	9	85.0		
20,000	95,238	-1.1		0	0	0	0	0.00	0.00	Bus39	0.11	0.07	3	85.0		
20,000	95,238	-1.1		0	0	0	0	0.00	0.00	Bus40	-0.11	-0.07	3	85.0		
20,000	95,238	-1.1		0	0	0	0	0.00	0.00	Bus41	0.03	0.02	0	85.0		
20,000	95,238	-1.1		0	0	0	0	0.00	0.00	Bus42	-0.03	-0.02	0	85.0		
20,000	95,238	-1.1		0	0	0	0	0.00	0.00	Bus43	0.23	0.14	8	85.0		
20,000	95,238	-1.1		0	0	0	0	0.00	0.00	Bus44	-0.23	-0.14	8	85.0		
20,000	95,238	-1.1		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus45	0.00	0.00	0	85.0		
20,000	95,238	-1.1		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus46	-0.18	-0.11	6	85.0		
20,000	95,238	-1.1		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus47	0.16	0.10	5	85.0		



GH BIAO WITH CAPACITOR

GH BIAO

2009

ADITYA PRASETYA W.

NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

Study Case: LF

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	95.221	-1.2		0	0	0	0	0.10	0.06	Bus36	-0.16	-0.10	5	85.0	
										Bus38	0.07	0.04	2	85.0	
20.000	95.197	-1.1		0	0	0	0	0.07	0.04	Bus37	-0.07	-0.04	2	85.0	
20.000	98.531	-0.6		0	0	0	0	0	0	Bus1	-0.90	-0.27	27	95.8	
										Bus40	0.07	0.04	2	85.0	
										Bus41	0.34	-0.08	10	-97.5	
										Bus52	0.49	0.30	16	85.0	
20.000	98.512	-0.6		0	0	0	0	0.07	0.04	Bus39	-0.07	-0.04	2	85.0	
20.000	98.457	-0.6		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus39	-0.34	0.08	10	-97.5	
										Bus42	0.07	0.04	2	85.0	
										Bus44	0.25	-0.14	8	-88.0	
20.000	98.442	-0.6		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus41	-0.07	-0.04	2	85.0	
										Bus43	0.02	0.01	0	85.0	
20.000	98.441	-0.6		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus42	-0.02	-0.01	0	85.0	
20.000	98.449	-0.6		0	0	0	0	0.03	-0.27	Bus41	-0.25	0.14	8	-88.0	
										Bus45	0.22	0.13	7	85.0	
20.000	98.306	-0.7		0	0	0	0	0.06	0.04	Bus44	-0.22	-0.13	7	85.0	
										Bus46	0.16	0.10	5	85.0	
20.000	98.296	-0.7		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus45	-0.16	-0.10	5	85.0	
										Bus47	0.08	0.05	2	85.0	
										Bus50	0.02	0.01	0	85.0	
20.000	98.285	-0.7		0	0	0	0	0.04	0.03	Bus46	-0.08	-0.05	2	85.0	
										Bus48	0.04	0.03	1	85.0	
20.000	98.285	-0.7		0	0	0	0	0.01	0.01	Bus47	-0.04	-0.03	1	85.0	
										Bus49	0.03	0.02	1	85.0	
20.000	98.275	-0.7		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus48	-0.03	-0.02	1	85.0	
20.000	98.283	-0.6		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus46	-0.02	-0.01	0	85.0	
										Bus51	0.00	0.00	0	85.0	
20.000	98.283	-0.6		0	0	0	0	0.00	0.00	Bus50	0.00	0.00	0	85.0	
20.000	98.531	-0.6		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus39	-0.49	-0.30	16	85.0	
										Bus53	0.02	0.01	0	85.0	
										Bus54	0.42	0.26	14	85.0	
20.000	98.531	-0.6		0	0	0	0	0.02	0.01	Bus52	-0.02	-0.01	0	85.0	
20.000	98.435	-0.6		0	0	0	0	0.03	0.02	Bus52	-0.42	-0.26	14	85.0	
										Bus55	0.39	0.24	13	85.0	
20.000	98.434	-0.6		0	0	0	0	0.04	0.03	Bus54	-0.39	-0.24	13	85.0	
										Bus56	0.35	0.22	11	85.0	
20.000	98.265	-0.6		0	0	0	0	0.05	0.03	Bus55	-0.35	-0.22	11	85.0	

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

ULAP PowerStation  
 2009  
 Study Case: LF

Page: 18  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	%Mag.	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap
										Bus57	0.29	0.18	10	85.0	
	20.000	98.241	-0.6	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus56	-0.29	-0.18	10	85.0	
										Bus58	0.08	0.05	2	85.0	
										Bus60	0.19	0.12	6	85.0	
	20.000	98.221	-0.6	0	0	0	0	0.07	0.04	Bus57	-0.08	-0.05	2	85.0	
										Bus59	0.02	0.01	0	85.0	
	20.000	98.219	-0.6	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus58	-0.02	-0.01	0	85.0	
	20.000	98.087	-0.6	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus57	-0.19	-0.12	6	85.0	
										Bus61	0.09	0.06	3	85.0	
										Bus63	0.04	0.03	1	85.0	
	20.000	98.087	-0.6	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus60	-0.09	-0.06	3	85.0	
										Bus62	0.06	0.04	2	85.0	
	20.000	98.060	-0.6	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus61	-0.06	-0.04	2	85.0	
	20.000	98.083	-0.6	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus60	-0.04	-0.03	1	85.0	
										Bus64	0.03	0.02	1	85.0	
	20.000	98.063	-0.6	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus63	-0.03	-0.02	1	85.0	
	20.000	97.802	-0.6	0	0	0	0	0	0	Bus2	-1.03	-0.46	33	91.4	
										Bus66	0.05	0.03	1	85.0	
										Bus68	0.98	0.43	31	91.7	
	20.000	97.787	-0.6	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus65	-0.05	-0.03	1	85.0	
										Bus67	0.03	0.02	0	85.0	
	20.000	97.782	-0.6	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus66	-0.03	-0.02	0	85.0	
	20.000	97.800	-0.6	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus65	-0.98	-0.43	31	91.7	
										Bus69	0.01	0.01	0	85.0	
										Bus70	0.96	0.41	30	91.9	
	20.000	97.797	-0.6	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus68	-0.01	-0.01	0	85.0	
	20.000	97.799	-0.6	0	0	0	0	0.04	0.02	Bus68	-0.96	-0.41	30	91.9	
										Bus71	0.92	0.39	29	92.1	
	20.000	97.798	-0.6	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus70	-0.92	-0.39	29	92.1	
										Bus72	0.90	0.37	28	92.3	
	20.000	96.435	-0.8	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus71	-0.88	-0.37	28	92.4	
										Bus73	0.07	0.04	2	85.0	
										Bus76	0.72	0.26	22	93.9	
										Bus88	0.07	0.05	2	85.0	
	20.000	96.429	-0.8	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus72	-0.07	-0.04	2	85.0	
										Bus74	0.02	0.01	0	85.0	
	20.000	96.413	-0.8	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus73	-0.02	-0.01	0	85.0	
										Bus75	0.00	0.00	0	85.0	

GH BIAO WITH CAPACITOR

GH BIAO

2009

ADITYA PRASETYA W.

NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

Study Case: LF

Bus ID	kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow			XFMR	
		%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap
20.000	96.411	-0.8	-0.8	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus74	0.00	0.00	0	85.0	
20.000	96.188	-0.8	-0.8	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus72	-0.72	-0.26	22	93.9	
										Bus77	0.63	0.21	19	95.0	
										Bus90	0.05	0.03	1	85.0	
20.000	95.910	-0.8	-0.8	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus76	-0.63	-0.21	19	95.0	
										Bus78	0.55	0.16	17	96.1	
20.000	95.910	-0.8	-0.8	0	0	0	0	0.07	0.05	Bus77	-0.55	-0.16	17	96.1	
										Bus79	0.48	0.11	14	97.3	
20.000	95.778	-0.8	-0.8	0	0	0	0	0.04	0.02	Bus78	-0.48	-0.11	14	97.3	
										Bus80	0.44	0.09	13	97.9	
20.000	95.648	-0.9	-0.9	0	0	0	0	0.06	0.03	Bus79	-0.44	-0.09	13	97.9	
										Bus81	0.39	0.06	11	98.9	
20.000	95.542	-0.9	-0.9	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus80	-0.39	-0.06	11	98.9	
										Bus82	0.22	-0.05	6	-97.8	
										Bus94	0.14	0.09	4	85.0	
20.000	95.488	-0.9	-0.9	0	0	0	0	0.07	-0.14	Bus81	-0.22	0.05	6	-97.8	
										Bus83	0.15	0.09	5	85.0	
20.000	95.422	-0.9	-0.9	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus82	-0.15	-0.09	5	85.0	
										Bus84	0.14	0.09	4	85.0	
20.000	95.382	-0.9	-0.9	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus83	-0.14	-0.09	4	85.0	
										Bus85	0.13	0.08	4	85.0	
20.000	95.364	-0.9	-0.9	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus84	-0.13	-0.08	4	85.0	
										Bus86	0.12	0.07	4	85.0	
20.000	95.351	-0.9	-0.9	0	0	0	0	0.10	0.06	Bus85	-0.12	-0.07	4	85.0	
										Bus87	0.01	0.01	0	85.0	
20.000	95.346	-0.9	-0.9	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus86	-0.01	-0.01	0	85.0	
20.000	96.418	-0.8	-0.8	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus72	-0.07	-0.05	2	85.0	
										Bus89	0.02	0.01	0	85.0	
20.000	96.410	-0.8	-0.8	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus88	-0.02	-0.01	0	85.0	
20.000	96.188	-0.8	-0.8	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus76	-0.05	-0.03	1	85.0	
										Bus91	0.05	0.03	1	85.0	
20.000	96.158	-0.8	-0.8	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus90	-0.05	-0.03	1	85.0	
										Bus92	0.04	0.02	1	85.0	
20.000	96.148	-0.8	-0.8	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus91	-0.04	-0.02	1	85.0	
										Bus93	0.02	0.01	0	85.0	
20.000	96.146	-0.8	-0.8	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus92	-0.02	-0.01	0	85.0	
20.000	95.517	-0.9	-0.9	0	0	0	0	0.04	0.02	Bus81	-0.14	-0.09	4	85.0	
										Bus95	0.10	0.06	3	85.0	

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

CFAP PowerStation

Study Case: LF

Page: 20  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus		Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap		
	20.000	95.503	-0.9	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus94	-0.10	-0.06	3	85.0			
										Bus96	0.08	0.05	2	85.0			
	20.000	95.503	-0.9	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus95	-0.08	-0.05	2	85.0			
										Bus97	0.07	0.04	2	85.0			
	20.000	95.493	-0.9	0	0	0	0	0.03	0.02	Bus96	-0.07	-0.04	2	85.0			
										Bus98	0.04	0.02	1	85.0			
	20.000	95.487	-0.9	0	0	0	0	0.00	0.00	Bus97	-0.04	-0.02	1	85.0			
										Bus99	0.04	0.02	1	85.0			
	20.000	95.484	-0.9	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus98	-0.04	-0.02	1	85.0			
										Bus100	0.02	0.01	0	85.0			
	20.000	95.481	-0.9	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus99	-0.02	-0.01	0	85.0			
	20.000	97.514	-1.0	0	0	0	0	0	0	Bus2	-1.31	-0.36	40	96.4			
										Bus102	0.10	0.06	3	85.0			
										Bus105	0.02	0.01	0	85.0			
										Bus106	1.19	0.29	36	97.2			
	20.000	97.501	-1.0	0	0	0	0	0.04	0.02	Bus101	-0.10	-0.06	3	85.0			
										Bus103	0.07	0.04	2	85.0			
	20.000	97.481	-1.0	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus102	-0.07	-0.04	2	85.0			
										Bus104	0.01	0.01	0	85.0			
	20.000	97.481	-1.0	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus103	-0.01	-0.01	0	85.0			
	20.000	97.512	-1.0	0	0	0	0	0.02	0.01	Bus101	-0.02	-0.01	0	85.0			
	20.000	96.999	-1.2	0	0	0	0	0.11	0.07	Bus101	-1.19	-0.28	36	97.3			
										Bus107	1.08	0.22	32	98.1			
	20.000	96.909	-1.3	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus106	-1.08	-0.21	32	98.1			
										Bus108	1.04	0.19	31	98.4			
	20.000	96.569	-1.4	0	0	0	0	0.06	0.04	Bus107	-1.03	-0.18	31	98.5			
										Bus109	0.97	0.14	29	98.9			
	20.000	96.567	-1.4	0	0	0	0	0.05	0.03	Bus108	-0.97	-0.14	29	98.9			
										Bus110	0.92	0.12	27	99.2			
	20.000	96.566	-1.4	0	0	0	0	0	0	Bus109	-0.92	-0.12	27	99.2			
										Bus111	0.14	0.09	5	85.0			
										Bus116	0.78	0.03	23	99.9			
	20.000	96.541	-1.4	0	0	0	0	0.02	0.02	Bus110	-0.14	-0.09	5	85.0			
										Bus112	0.12	0.07	4	85.0			
	20.000	96.492	-1.4	0	0	0	0	0.08	0.05	Bus111	-0.12	-0.07	4	85.0			
										Bus113	0.04	0.03	1	85.0			
	20.000	96.483	-1.4	0	0	0	0	0.01	0.01	Bus112	-0.04	-0.03	1	85.0			
										Bus114	0.03	0.02	1	85.0			

GH BIAO WITH CAPACITOR

GH BIAO

2009

ADITYA PRASETYA W.

NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

TAP PowerStation

10000

Page: 21

Date: 03-10-2009

SN: KLGCONSULT

Revision: Base

Config: Normal

Study Case: LF

Bus ID	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow			XFMR % Tap			
	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Amp	%PF				
	20.000	96.481	-1.4	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01	Bus13	-0.03	-0.02	1	85.0
											Bus15	0.02	0.01	0	85.0
	20.000	96.475	-1.4	0	0	0	0	0.02	0.01	0.01	Bus14	-0.02	-0.01	0	85.0
	20.000	96.453	-1.5	0	0	0	0	0.02	0.01	0.01	Bus10	-0.78	-0.03	23	99.9
											Bus17	0.76	0.01	22	100.0
	20.000	96.398	-1.5	0	0	0	0	0.02	0.01	0.01	Bus16	-0.76	-0.01	22	100.0
											Bus18	0.74	0.00	22	100.0
	20.000	96.271	-1.6	0	0	0	0	0.02	0.01	0.01	Bus17	-0.74	0.00	22	100.0
											Bus19	0.72	-0.01	21	-100.0
	20.000	96.139	-1.7	0	0	0	0	0.02	0.02	0.02	Bus18	-0.72	0.01	21	-100.0
											Bus20	0.69	-0.03	20	-99.9
	20.000	96.138	-1.7	0	0	0	0	0.01	-0.27	0.01	Bus19	-0.69	0.03	20	-99.9
											Bus21	0.69	0.24	21	94.3
	20.000	95.728	-1.8	0	0	0	0	0	0	0	Bus20	-0.68	-0.24	21	94.3
											Bus22	0.16	-0.09	5	-87.9
	20.000	95.712	-1.8	0	0	0	0	0.06	0.04	0.04	Bus30	0.53	0.33	18	85.0
											Bus21	-0.16	0.09	5	-87.9
	20.000	95.658	-1.9	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01	Bus23	0.10	-0.12	4	-61.9
											Bus24	-0.10	0.12	4	-61.8
	20.000	95.659	-1.9	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	Bus23	0.08	-0.13	4	-52.9
											Bus25	-0.08	0.13	4	-52.8
	20.000	95.664	-2.0	0	0	0	0	0	0	0	Bus25	0.08	-0.13	4	-51.4
											Bus24	-0.08	0.13	4	-51.3
	20.000	95.665	-2.0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01	Bus25	0.08	-0.13	4	-51.3
											Bus27	-0.08	0.13	4	-51.2
	20.000	95.673	-2.1	0	0	0	0	0.01	-0.18	0.01	Bus26	0.07	-0.14	4	-42.0
											Bus26	-0.07	0.14	4	-41.9
	20.000	95.673	-2.1	0	0	0	0	0.03	0.02	0.02	Bus27	0.06	0.04	2	85.0
											Bus28	-0.06	-0.04	2	85.0
	20.000	95.644	-2.1	0	0	0	0	0.03	0.02	0.02	Bus29	0.03	0.02	1	85.0
											Bus28	-0.03	-0.02	1	85.0
	20.000	95.727	-1.8	0	0	0	0	0.41	0.25	0.25	Bus21	-0.53	-0.33	18	85.0
											Bus31	0.11	0.07	4	85.0
	20.000	95.701	-1.8	0	0	0	0	0.09	0.05	0.05	Bus30	-0.11	-0.07	4	85.0
											Bus32	0.03	0.02	0	85.0
	20.000	95.700	-1.8	0	0	0	0	0.03	0.02	0.02	Bus31	-0.03	-0.02	0	85.0

GH BIAO WITH CAPACITOR  
GH BIAO  
2009  
ADITYA PRASETYA W.  
NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

ETAP PowerStation

13.6C

Study Case: LF

Page: 22  
Date: 03-10-2009  
SN: KLGCONSULT  
Revision: Base  
Config: Normal

---

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

bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009

ELAP PowerStation  
 1000

Page: 23  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

Study Case: LF

BUS LOADING SUMMARY REPORT

Bus ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	Bus Total Load		
					MVA	% PF	Amp
Bus1	20.000		2.802	1.211	3.052	91.8	88.10
Bus2	20.000		5.190	2.082	5.593	92.8	161.44
Bus3	20.000		1.848	0.881	2.047	90.3	60.70
Bus4	20.000		1.840	0.875	2.037	90.3	60.70
Bus5	20.000		1.764	0.828	1.949	90.5	58.20
Bus6	20.000		0.111	0.069	0.130	85.0	3.89
Bus7	20.000		0.058	0.036	0.068	85.0	2.02
Bus8	20.000		0.009	0.005	0.010	85.0	0.31
Bus9	20.000		1.585	0.718	1.740	91.1	52.00
Bus10	20.000		1.553	0.697	1.702	91.2	50.94
Bus11	20.000		0.145	0.090	0.171	85.0	5.11
Bus12	20.000		0.101	0.062	0.119	85.0	3.55
Bus13	20.000		0.085	0.053	0.100	85.0	3.01
Bus14	20.000		0.029	0.018	0.034	85.0	1.00
Bus15	20.000		1.290	0.674	1.456	88.6	44.04
Bus16	20.000		1.232	0.674	1.405	87.7	42.52
Bus17	20.000		0.446	0.186	0.484	92.3	14.65
Bus18	20.000		0.409	0.163	0.441	92.9	13.35
Bus19	20.000		0.390	0.151	0.418	93.2	12.68
Bus20	20.000		0.341	0.185	0.388	87.9	11.76
Bus21	20.000		0.299	0.185	0.351	85.0	10.65
Bus22	20.000		0.189	0.117	0.222	85.0	6.75
Bus23	20.000		0.125	0.077	0.147	85.0	4.46
Bus24	20.000		0.053	0.033	0.062	85.0	1.89
Bus25	20.000		0.082	0.051	0.096	85.0	2.91
Bus26	20.000		0.694	0.430	0.816	85.0	24.72
Bus27	20.000		0.054	0.033	0.064	85.0	1.92
Bus28	20.000		0.594	0.368	0.699	85.0	21.15
Bus29	20.000		0.515	0.320	0.606	85.0	18.37
Bus30	20.000		0.445	0.276	0.524	85.0	15.87
Bus31	20.000		0.110	0.068	0.130	85.0	3.93
Bus32	20.000		0.027	0.017	0.032	85.0	0.96
Bus33	20.000		0.274	0.170	0.323	85.0	9.79
Bus34	20.000		0.234	0.145	0.275	85.0	8.33

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

U. TAP Power Station

110KV

Study Case: LF

Page: 24  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

Bus ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	Bus Total Load		Amp	% Loading
					MVA	% PF		
Bus35	20.000		0.005	0.003	0.005	85.0	0.16	
Bus36	20.000		0.182	0.113	0.214	85.0	6.49	
Bus37	20.000		0.162	0.101	0.191	85.0	5.79	
Bus38	20.000		0.065	0.040	0.077	85.0	2.32	
Bus39	20.000		0.904	0.348	0.968	93.3	28.37	
Bus40	20.000		0.071	0.044	0.084	85.0	2.46	
Bus41	20.000		0.343	0.135	0.369	93.0	10.81	
Bus42	20.000		0.065	0.040	0.077	85.0	2.25	
Bus43	20.000		0.018	0.011	0.021	85.0	0.61	
Bus44	20.000		0.251	0.270	0.369	68.0	10.81	
Bus45	20.000		0.217	0.135	0.256	85.0	7.51	
Bus46	20.000		0.157	0.097	0.185	85.0	5.42	
Bus47	20.000		0.083	0.051	0.098	85.0	2.87	
Bus48	20.000		0.042	0.026	0.050	85.0	1.46	
Bus49	20.000		0.030	0.018	0.035	85.0	1.03	
Bus50	20.000		0.023	0.014	0.027	85.0	0.80	
Bus51	20.000		0.004	0.003	0.005	85.0	0.15	
Bus52	20.000		0.489	0.304	0.576	85.0	16.87	
Bus53	20.000		0.019	0.012	0.022	85.0	0.65	
Bus54	20.000		0.424	0.263	0.499	85.0	14.64	
Bus55	20.000		0.391	0.243	0.461	85.0	13.51	
Bus56	20.000		0.347	0.215	0.408	85.0	11.99	
Bus57	20.000		0.294	0.182	0.346	85.0	10.15	
Bus58	20.000		0.084	0.052	0.099	85.0	2.92	
Bus59	20.000		0.015	0.009	0.018	85.0	0.52	
Bus60	20.000		0.188	0.117	0.222	85.0	6.53	
Bus61	20.000		0.094	0.058	0.110	85.0	3.25	
Bus62	20.000		0.064	0.039	0.075	85.0	2.21	
Bus63	20.000		0.043	0.027	0.051	85.0	1.50	
Bus64	20.000		0.029	0.018	0.035	85.0	1.02	
Bus65	20.000		1.031	0.457	1.128	91.4	33.29	
Bus66	20.000		0.048	0.030	0.057	85.0	1.68	
Bus67	20.000		0.026	0.016	0.031	85.0	0.90	
Bus68	20.000		0.983	0.427	1.071	91.7	31.62	
Bus69	20.000		0.012	0.007	0.014	85.0	0.42	
Bus70	20.000		0.955	0.410	1.039	91.9	30.67	
Bus71	20.000		0.920	0.388	0.998	92.1	29.46	



GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

ETAP PowerStation

10000

Study Case: LF

Page: 25  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config: Normal

Bus ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	Bus Total Load		Amp	% Loading
					MVA	% PF		
Bus72	20.000		0.885	0.366	0.957	92.4	28.66	
Bus73	20.000		0.069	0.043	0.081	85.0	2.43	
Bus74	20.000		0.022	0.013	0.025	85.0	0.76	
Bus75	20.000		0.005	0.003	0.005	85.0	0.16	
Bus76	20.000		0.718	0.262	0.764	93.9	22.93	
Bus77	20.000		0.628	0.207	0.661	95.0	19.89	
Bus78	20.000		0.551	0.159	0.573	96.1	17.25	
Bus79	20.000		0.477	0.114	0.491	97.3	14.79	
Bus80	20.000		0.441	0.091	0.451	97.9	13.60	
Bus81	20.000		0.386	0.104	0.400	96.6	12.08	
Bus82	20.000		0.218	0.140	0.259	84.2	7.84	
Bus83	20.000		0.150	0.093	0.176	85.0	5.33	
Bus84	20.000		0.139	0.086	0.163	85.0	4.95	
Bus85	20.000		0.134	0.083	0.158	85.0	4.77	
Bus86	20.000		0.118	0.073	0.138	85.0	4.19	
Bus87	20.000		0.013	0.008	0.016	85.0	0.47	
Bus88	20.000		0.074	0.046	0.087	85.0	2.60	
Bus89	20.000		0.020	0.012	0.023	85.0	0.69	
Bus90	20.000		0.053	0.033	0.063	85.0	1.89	
Bus91	20.000		0.050	0.031	0.059	85.0	1.77	
Bus92	20.000		0.040	0.025	0.047	85.0	1.40	
Bus93	20.000		0.017	0.010	0.020	85.0	0.60	
Bus94	20.000		0.140	0.087	0.165	85.0	4.99	
Bus95	20.000		0.104	0.065	0.123	85.0	3.71	
Bus96	20.000		0.081	0.050	0.095	85.0	2.86	
Bus97	20.000		0.066	0.041	0.078	85.0	2.36	
Bus98	20.000		0.040	0.025	0.047	85.0	1.41	
Bus99	20.000		0.037	0.023	0.043	85.0	1.30	
Bus100	20.000		0.019	0.012	0.023	85.0	0.69	
Bus101	20.000		1.313	0.361	1.362	96.4	40.31	
Bus102	20.000		0.103	0.064	0.121	85.0	3.58	
Bus103	20.000		0.067	0.041	0.078	85.0	2.32	
Bus104	20.000		0.013	0.008	0.015	85.0	0.44	
Bus105	20.000		0.016	0.010	0.019	85.0	0.55	
Bus106	20.000		1.189	0.282	1.222	97.3	36.36	
Bus107	20.000		1.082	0.215	1.103	98.1	32.85	
Bus108	20.000		1.034	0.183	1.050	98.5	31.38	

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

ETAP PowerStation

10000

Study Case: LF

Page: 26  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Bus	Bus		Bus Total Load						
	ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MVA	% PF	Amp	% Loading
Bus109		20.000		0.970	0.144	0.981	98.9	29.32	
Bus110		20.000		0.925	0.116	0.932	99.2	27.86	
Bus111		20.000		0.144	0.089	0.169	85.0	5.05	
Bus112		20.000		0.119	0.074	0.140	85.0	4.18	
Bus113		20.000		0.044	0.027	0.051	85.0	1.54	
Bus114		20.000		0.032	0.020	0.038	85.0	1.14	
Bus115		20.000		0.018	0.011	0.021	85.0	0.64	
Bus116		20.000		0.780	0.025	0.781	99.9	23.36	
Bus117		20.000		0.757	0.011	0.757	100.0	22.66	
Bus118		20.000		0.739	0.013	0.739	100.0	22.17	
Bus119		20.000		0.718	0.029	0.719	99.9	21.58	
Bus120		20.000		0.694	0.272	0.745	93.1	22.37	
Bus121		20.000		0.683	0.326	0.757	90.3	22.83	
Bus122		20.000		0.158	0.123	0.200	78.8	6.03	
Bus123		20.000		0.097	0.132	0.164	59.1	4.94	
Bus124		20.000		0.082	0.133	0.157	52.4	4.73	
Bus125		20.000		0.080	0.134	0.156	51.3	4.70	
Bus126		20.000		0.080	0.142	0.163	48.9	4.92	
Bus127		20.000		0.066	0.178	0.190	34.6	5.74	
Bus128		20.000		0.058	0.036	0.069	85.0	2.07	
Bus129		20.000		0.032	0.020	0.038	85.0	1.13	
Bus130		20.000		0.525	0.326	0.618	85.0	18.64	
Bus131		20.000		0.114	0.071	0.134	85.0	4.05	
Bus132		20.000		0.028	0.017	0.033	85.0	0.99	

GH BIAO WITH CAPACITOR  
GH BIAO  
2009  
ADITYA PRASETYA W.  
NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

ETAP PowerStation  
Study Case: LF

Page: 27  
Date: 03-10-2009  
SN: KLGCONSULT  
Revision: Base  
Config.: Normal

BRANCH LOADING Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%

\* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability

GH BIAO WITH CAPACTOR  
GH BIAO  
2009

ELVP PowerStation  
11000

Page: 28

Date: 03-10-2009

ADITYA PRASETYA W.

Study Case: LF

Revision: KLCONSULT

SN:

NEW LINE BIAO WITH CAPACTOR

Revision: Base  
Config: Normal

BRANCH LOSSES SUMMARY REPORT

Line#	CKT / Branch ID	From-To Bus Flow			To-From Bus Flow			Losses		% Bus Voltage		% Drop in Vmag
		MW	Mvar	MVA	MW	Mvar	MVA	kW	Kvar	From	To	
Line1		1.887	0.928	-1.848	-0.881	39.1	46.9	100.0	97.4	2.65		
Line37		0.915	0.283	-0.904	-0.270	10.8	12.9	100.0	98.5	1.47		
Line63		1.049	0.478	-1.031	-0.457	18.1	21.7	100.0	97.8	2.20		
Line69		1.340	0.394	-1.313	-0.361	26.9	32.3	100.0	97.5	2.49		
Line2		1.848	0.881	-1.840	-0.875	8.1	5.2	97.4	96.9	0.45		
Line3		1.768	0.831	-1.764	-0.828	4.3	2.8	96.9	96.6	0.25		
Line4		0.111	0.069	-0.111	-0.069	0.0	0.0	96.6	96.6	0.02		
Line7		1.586	0.718	-1.585	-0.718	1.0	0.4	96.6	96.6	0.06		
Line5		0.038	0.036	-0.038	-0.036	0.0	0.0	96.6	96.6	0.01		
Line6		0.009	0.005	-0.009	-0.005	0.0	0.0	96.6	96.6	0.00		
Line8		1.554	0.699	-1.553	-0.697	1.7	2.0	96.6	96.5	0.13		
Line9		0.145	0.090	-0.145	-0.090	0.0	0.0	96.5	96.4	0.00		
Line13		1.301	0.541	-1.290	-0.528	10.9	13.1	96.5	95.4	1.03		
Line10		0.101	0.062	-0.101	-0.062	0.0	0.0	96.4	96.4	0.02		
Line11		0.085	0.053	-0.085	-0.053	0.0	0.0	96.4	96.4	0.00		
Line12		0.029	0.018	-0.029	-0.018	0.0	0.0	96.4	96.4	0.01		
Line14		1.233	0.674	-1.232	-0.674	0.6	0.7	95.4	95.4	0.06		
Line15		0.447	0.186	-0.446	-0.186	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01		
Line24		0.694	0.430	-0.694	-0.430	0.1	0.1	95.4	95.3	0.02		
Line16		0.409	0.163	-0.409	-0.163	0.1	0.1	95.4	95.3	0.03		
Line17		0.390	0.151	-0.390	-0.151	0.4	0.4	95.3	95.2	0.11		
Line18		0.341	0.121	-0.341	-0.120	0.0	0.0	95.2	95.2	0.01		
Line19		0.299	0.185	-0.299	-0.185	0.0	0.0	95.2	95.2	0.00		
Line20		0.189	0.117	-0.189	-0.117	0.0	0.0	95.2	95.2	0.00		
Line23		0.082	0.051	-0.082	-0.051	0.0	0.0	95.2	95.2	0.01		
Line21		0.125	0.077	-0.125	-0.077	0.0	0.0	95.2	95.2	0.03		
Line22		0.053	0.033	-0.053	-0.033	0.0	0.0	95.2	95.1	0.02		
Line25		0.054	0.033	-0.054	-0.033	0.0	0.0	95.3	95.3	0.00		
Line26		0.594	0.368	-0.594	-0.368	0.1	0.1	95.3	95.3	0.01		
Line27		0.516	0.320	-0.515	-0.320	0.2	0.2	95.3	95.3	0.04		
Line28		0.445	0.276	-0.445	-0.276	0.1	0.1	95.3	95.3	0.03		
Line29		0.274	0.170	-0.274	-0.170	0.0	0.0	95.3	95.2	0.01		
Line30		0.110	0.068	-0.110	-0.068	0.1	0.1	95.3	95.2	0.08		
Line31		0.027	0.017	-0.027	-0.017	0.0	0.0	95.2	95.2	0.00		
Line32		0.234	0.145	-0.234	-0.145	0.0	0.0	95.2	95.2	0.01		
Line33		0.005	0.003	-0.005	-0.003	0.0	0.0	95.2	95.2	0.00		
Line34		0.182	0.113	-0.182	-0.113	0.0	0.0	95.2	95.2	0.00		
Line35		0.162	0.101	-0.162	-0.101	0.0	0.0	95.2	95.2	0.01		
Line36		0.065	0.040	-0.065	-0.040	0.0	0.0	95.2	95.2	0.02		
Line38		0.071	0.044	-0.071	-0.044	0.0	0.0	98.5	98.5	0.02		
Line39		0.343	-0.078	-0.343	0.078	0.4	0.4	98.5	98.5	0.07		
Line50		0.489	0.304	-0.489	-0.304	0.0	0.0	98.5	98.5	0.00		

GH BIAO WITH CAPACITOR

GH BIAO

2009

ADITYA PRASETYA W.

NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

1.1 V Power Station

Page: 29

Date: 03-10-2009

SN: KLGCONSULT

Study Case: LF

Revision: Base

Config: Normal

CKT / Branch ID	From-To Bus Flow		To-from Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		% Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	KW	Kvar	From	To	
Line40	0.065	0.040	-0.065	-0.040	0.0	0.0	98.5	98.4	0.01
Line42	0.251	-0.135	-0.251	0.135	0.0	0.0	98.5	98.4	0.01
Line41	0.018	0.011	-0.018	-0.011	0.0	0.0	98.4	98.4	0.00
Line43	0.218	0.135	-0.217	-0.135	0.3	0.2	98.4	98.3	0.14
Line44	0.157	0.097	-0.157	-0.097	0.0	0.0	98.3	98.3	0.01
Line45	0.083	0.052	-0.083	-0.051	0.0	0.0	98.3	98.3	0.01
Line48	0.023	0.014	-0.023	-0.014	0.0	0.0	98.3	98.3	0.01
Line46	0.042	0.026	-0.042	-0.026	0.0	0.0	98.3	98.3	0.00
Line47	0.030	0.018	-0.030	-0.018	0.0	0.0	98.3	98.3	0.01
Line49	0.004	0.003	-0.004	-0.003	0.0	0.0	98.3	98.3	0.00
Line51	0.019	0.012	-0.019	-0.012	0.0	0.0	98.5	98.5	0.00
Line52	0.425	0.263	-0.424	-0.263	0.4	0.3	98.5	98.4	0.10
Line53	0.391	0.243	-0.391	-0.243	0.0	0.0	98.4	98.4	0.00
Line54	0.347	0.216	-0.347	-0.215	0.5	0.6	98.4	98.3	0.17
Line55	0.294	0.182	-0.294	-0.182	0.1	0.1	98.3	98.2	0.02
Line56	0.084	0.052	-0.084	-0.052	0.0	0.0	98.2	98.2	0.02
Line58	0.189	0.117	-0.188	-0.117	0.3	0.2	98.2	98.1	0.15
Line57	0.015	0.009	-0.015	-0.009	0.0	0.0	98.2	98.2	0.00
Line59	0.094	0.058	-0.094	-0.058	0.0	0.0	98.1	98.1	0.00
Line61	0.043	0.027	-0.043	-0.027	0.0	0.0	98.1	98.1	0.00
Line60	0.064	0.039	-0.064	-0.039	0.0	0.0	98.1	98.1	0.03
Line62	0.029	0.018	-0.029	-0.018	0.0	0.0	98.1	98.1	0.02
Line64	0.048	0.030	-0.048	-0.030	0.0	0.0	97.8	97.8	0.01
Line66	0.983	0.427	-0.983	-0.427	0.0	0.0	97.8	97.8	0.00
Line65	0.026	0.016	-0.026	-0.016	0.0	0.0	97.8	97.8	0.01
Line67	0.012	0.007	-0.012	-0.007	0.0	0.0	97.8	97.8	0.00
Line68	0.955	0.410	-0.955	-0.410	0.0	0.0	97.8	97.8	0.00
Line69	0.920	0.388	-0.920	-0.388	0.0	0.0	97.8	97.8	0.00
Line70	0.896	0.373	-0.885	-0.366	11.6	7.5	97.8	96.4	1.36
Line71	0.069	0.043	-0.069	-0.043	0.0	0.0	96.4	96.4	0.01
Line74	0.719	0.263	-0.718	-0.262	1.8	0.7	96.4	96.2	0.25
Line86	0.074	0.046	-0.074	-0.046	0.0	0.0	96.4	96.4	0.02
Line72	0.022	0.013	-0.022	-0.013	0.0	0.0	96.4	96.4	0.02
Line73	0.005	0.003	-0.005	-0.003	0.0	0.0	96.4	96.4	0.00
Line75	0.629	0.208	-0.628	-0.207	1.7	1.1	96.2	95.9	0.28
Line88	0.053	0.033	-0.053	-0.033	0.0	0.0	96.2	96.2	0.00
Line76	0.551	0.159	-0.551	-0.159	0.0	0.0	95.9	95.9	0.00
Line77	0.478	0.114	-0.477	-0.114	0.6	0.4	95.9	95.8	0.13
Line78	0.442	0.092	-0.441	-0.091	0.6	0.4	95.8	95.6	0.13
Line79	0.386	0.057	-0.386	-0.057	0.4	0.3	95.6	95.5	0.11
Line80	0.218	-0.047	-0.218	0.047	0.2	0.1	95.5	95.5	0.05
Line92	0.140	0.087	-0.140	-0.087	0.0	0.0	95.5	95.5	0.02
Line81	0.150	0.093	-0.150	-0.093	0.1	0.1	95.5	95.4	0.07
Line82	0.139	0.086	-0.139	-0.086	0.1	0.0	95.4	95.4	0.04
Line83	0.134	0.083	-0.134	-0.083	0.0	0.0	95.4	95.4	0.02

GH BIAO WITH CAPACITOR

THAP PowerStation

Page: 30

GH BIAO

Date: 03-10-2009

2009

SN: KLGCONSULT

ADITYA PRASETYA W.

Study Case: LF

Revision: Base

NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

Config.: Normal

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	
Line84	0.118	0.073	-0.118	-0.073	0.0	0.0	95.4	95.4	0.01
Line85	0.013	0.008	-0.013	-0.008	0.0	0.0	95.4	95.3	0.00
Line87	0.020	0.012	-0.020	-0.012	0.0	0.0	96.4	96.4	0.01
Line89	0.050	0.031	-0.050	-0.031	0.0	0.0	96.2	96.2	0.03
Line90	0.040	0.025	-0.040	-0.025	0.0	0.0	96.2	96.1	0.01
Line91	0.017	0.010	-0.017	-0.010	0.0	0.0	96.1	96.1	0.00
Line93	0.104	0.065	-0.104	-0.065	0.0	0.0	95.5	95.5	0.01
Line94	0.081	0.050	-0.081	-0.050	0.0	0.0	95.5	95.5	0.00
Line95	0.066	0.041	-0.066	-0.041	0.0	0.0	95.5	95.5	0.01
Line96	0.040	0.025	-0.040	-0.025	0.0	0.0	95.5	95.5	0.01
Line97	0.037	0.023	-0.037	-0.023	0.0	0.0	95.5	95.5	0.00
Line98	0.019	0.012	-0.019	-0.012	0.0	0.0	95.5	95.5	0.00
Line100	0.103	0.064	-0.103	-0.064	0.0	0.0	97.4	97.4	0.01
Line103	0.016	0.010	-0.016	-0.010	0.0	0.0	97.4	97.4	0.00
Line104	1.193	0.371	-1.187	-0.365	5.4	6.5	97.4	96.8	0.55
Line101	0.066	0.041	-0.066	-0.041	0.0	0.0	97.4	97.3	0.02
Line102	0.013	0.008	-0.013	-0.008	0.0	0.0	97.3	97.3	0.00
Line105	1.081	0.299	-1.080	-0.298	0.9	1.0	96.8	96.7	0.10
Line106	1.036	0.270	-1.032	-0.266	3.2	3.8	96.7	96.4	0.37
Line107	0.969	0.227	-0.969	-0.227	0.0	0.0	96.4	96.4	0.00
Line108	0.924	0.199	-0.924	-0.199	0.0	0.0	96.4	96.4	0.00
Line109	0.143	0.089	-0.143	-0.089	0.0	0.0	96.4	96.3	0.03
Line114	0.781	0.111	-0.780	-0.109	0.9	1.1	96.4	96.2	0.13
Line110	0.118	0.073	-0.118	-0.073	0.0	0.1	96.3	96.3	0.05
Line111	0.044	0.027	-0.044	-0.027	0.0	0.0	96.3	96.3	0.01
Line112	0.032	0.020	-0.032	-0.020	0.0	0.0	96.3	96.3	0.00
Line113	0.018	0.011	-0.018	-0.011	0.0	0.0	96.3	96.3	0.01
Line115	0.757	0.095	-0.757	-0.095	0.4	0.4	96.2	96.2	0.06
Line116	0.740	0.085	-0.739	-0.084	1.0	0.9	96.2	96.0	0.14
Line117	0.719	0.071	-0.718	-0.070	1.0	1.2	96.0	95.9	0.15
Line118	0.694	0.055	-0.694	-0.055	0.0	0.0	95.9	95.9	0.00
Line119	0.686	0.142	-0.684	-0.139	2.2	2.6	95.9	95.5	0.36
Line120	0.160	-0.185	-0.160	0.185	0.1	0.0	95.5	95.5	0.01
Line128	0.523	0.324	-0.523	-0.324	0.0	0.0	95.5	95.5	0.00
Line121	0.100	-0.222	-0.100	0.222	0.3	0.0	95.5	95.4	0.05
Line122	0.085	-0.231	-0.085	0.231	0.2	0.1	95.4	95.5	0.02
Line123	0.083	-0.233	-0.082	0.233	0.4	0.3	95.5	95.5	0.05
Line124	0.082	-0.233	-0.082	0.233	0.2	0.1	95.5	95.5	0.02
Line125	0.066	-0.233	-0.066	0.233	0.2	0.1	95.5	95.6	0.02
Line126	0.058	0.036	-0.058	-0.036	0.0	0.0	95.6	95.6	0.00
Line127	0.032	0.020	-0.032	-0.020	0.0	0.0	95.6	95.5	0.03
Line129	0.114	0.070	-0.114	-0.070	0.0	0.0	95.5	95.5	0.03
Line130	0.028	0.017	-0.028	-0.017	0.0	0.0	95.5	95.5	0.00

157.8 169.6

GH BIAO WITH CAPACITOR  
GH BIAO  
2009  
ADITYA PRASETYA W.  
NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

ETAP PowerStation  
1.0.0.0  
Study Case: LF

Page: 31  
Date: 03-10-2009  
SN: KLGCONSULT  
Revision: Base  
Config.: Normal

EQUIPMENT CABLE LOSSES Summary Report

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

Alert Summary Report

% Alert Settings

	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<b><u>Loading</u></b>		
Bus		
Cable		
Reactor		
Generator		
Transformer		
Protective Device		
<b><u>Bus Voltage</u></b>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<b><u>Generator Excitation</u></b>		
OverExcited (Q Max.)		
UnderExcited (Q Min.)		

Marginal Report

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus10	Bus	20.000	kV	19.290	96.5	UnderVoltage
Bus100	Bus	20.000	kV	19.096	95.5	UnderVoltage
Bus101	Bus	20.000	kV	19.503	97.5	UnderVoltage
Bus102	Bus	20.000	kV	19.500	97.5	UnderVoltage
Bus103	Bus	20.000	kV	19.496	97.5	UnderVoltage
Bus104	Bus	20.000	kV	19.496	97.5	UnderVoltage
Bus105	Bus	20.000	kV	19.502	97.5	UnderVoltage
Bus106	Bus	20.000	kV	19.400	97.0	UnderVoltage
Bus107	Bus	20.000	kV	19.382	96.9	UnderVoltage
Bus108	Bus	20.000	kV	19.314	96.6	UnderVoltage
Bus109	Bus	20.000	kV	19.313	96.6	UnderVoltage
Bus11	Bus	20.000	kV	19.290	96.4	UnderVoltage
Bus110	Bus	20.000	kV	19.313	96.6	UnderVoltage
Bus111	Bus	20.000	kV	19.308	96.5	UnderVoltage
Bus112	Bus	20.000	kV	19.298	96.5	UnderVoltage
Bus113	Bus	20.000	kV	19.297	96.5	UnderVoltage
Bus114	Bus	20.000	kV	19.296	96.5	UnderVoltage
Bus115	Bus	20.000	kV	19.295	96.5	UnderVoltage
Bus116	Bus	20.000	kV	19.291	96.5	UnderVoltage



GH BIAO WITH CAPACITOR  
GH BIAO

Date: 03-10-2009

2009

KLGGCONSULT

ADITYA PRASETTYA W.

Study Case: LF

Revision: Base

NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

Config: Normal

Maximal Report

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus117	Bus	20,000	kV	19,280	96.4	Under Voltage
Bus118	Bus	20,000	kV	19,254	96.3	Under Voltage
Bus119	Bus	20,000	kV	19,228	96.1	Under Voltage
Bus12	Bus	20,000	kV	19,286	96.4	Under Voltage
Bus120	Bus	20,000	kV	19,228	96.1	Under Voltage
Bus121	Bus	20,000	kV	19,146	95.7	Under Voltage
Bus122	Bus	20,000	kV	19,142	95.7	Under Voltage
Bus123	Bus	20,000	kV	19,132	95.7	Under Voltage
Bus124	Bus	20,000	kV	19,132	95.7	Under Voltage
Bus125	Bus	20,000	kV	19,133	95.7	Under Voltage
Bus126	Bus	20,000	kV	19,133	95.7	Under Voltage
Bus127	Bus	20,000	kV	19,135	95.7	Under Voltage
Bus128	Bus	20,000	kV	19,135	95.7	Under Voltage
Bus129	Bus	20,000	kV	19,129	95.6	Under Voltage
Bus13	Bus	20,000	kV	19,286	96.4	Under Voltage
Bus130	Bus	20,000	kV	19,145	95.7	Under Voltage
Bus131	Bus	20,000	kV	19,140	95.7	Under Voltage
Bus132	Bus	20,000	kV	19,140	95.7	Under Voltage
Bus14	Bus	20,000	kV	19,285	96.4	Under Voltage
Bus15	Bus	20,000	kV	19,084	95.4	Under Voltage
Bus16	Bus	20,000	kV	19,073	95.4	Under Voltage
Bus17	Bus	20,000	kV	19,071	95.4	Under Voltage
Bus18	Bus	20,000	kV	19,064	95.3	Under Voltage
Bus19	Bus	20,000	kV	19,043	95.2	Under Voltage
Bus20	Bus	20,000	kV	19,040	95.2	Under Voltage
Bus21	Bus	20,000	kV	19,039	95.2	Under Voltage
Bus22	Bus	20,000	kV	19,039	95.2	Under Voltage
Bus23	Bus	20,000	kV	19,032	95.2	Under Voltage
Bus24	Bus	20,000	kV	19,029	95.1	Under Voltage
Bus25	Bus	20,000	kV	19,038	95.2	Under Voltage
Bus26	Bus	20,000	kV	19,070	95.3	Under Voltage
Bus27	Bus	20,000	kV	19,069	95.3	Under Voltage
Bus28	Bus	20,000	kV	19,067	95.3	Under Voltage
Bus29	Bus	20,000	kV	19,059	95.3	Under Voltage
Bus3	Bus	20,000	kV	19,470	97.4	Under Voltage
Bus30	Bus	20,000	kV	19,053	95.3	Under Voltage
Bus31	Bus	20,000	kV	19,037	95.2	Under Voltage

GH BIAO WITH CAPACITOR  
 GH BIAO  
 2009  
 ADITYA PRASETYA W.  
 NEW LINE BIAO WITH CAPACITOR

ATAP PowerStation

2009

Study Case: LF

Page: 34  
 Date: 03-10-2009  
 SN: KLGCONSULT  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Marginal Report**

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	% Mag.	Condition
Bus32	Bus	20.000	kV	19.037	95.2	UnderVoltage
Bus33	Bus	20.000	kV	19.050	95.2	UnderVoltage
Bus34	Bus	20.000	kV	19.048	95.2	UnderVoltage
Bus35	Bus	20.000	kV	19.048	95.2	UnderVoltage
Bus36	Bus	20.000	kV	19.047	95.2	UnderVoltage
Bus37	Bus	20.000	kV	19.044	95.2	UnderVoltage
Bus38	Bus	20.000	kV	19.039	95.2	UnderVoltage
Bus4	Bus	20.000	kV	19.380	96.9	UnderVoltage
Bus5	Bus	20.000	kV	19.329	96.6	UnderVoltage
Bus6	Bus	20.000	kV	19.326	96.6	UnderVoltage
Bus65	Bus	20.000	kV	19.560	97.8	UnderVoltage
Bus66	Bus	20.000	kV	19.557	97.8	UnderVoltage
Bus67	Bus	20.000	kV	19.556	97.8	UnderVoltage
Bus68	Bus	20.000	kV	19.560	97.8	UnderVoltage
Bus69	Bus	20.000	kV	19.559	97.8	UnderVoltage
Bus7	Bus	20.000	kV	19.324	96.6	UnderVoltage
Bus70	Bus	20.000	kV	19.560	97.8	UnderVoltage
Bus71	Bus	20.000	kV	19.560	97.8	UnderVoltage
Bus72	Bus	20.000	kV	19.287	96.4	UnderVoltage
Bus73	Bus	20.000	kV	19.286	96.4	UnderVoltage
Bus74	Bus	20.000	kV	19.283	96.4	UnderVoltage
Bus75	Bus	20.000	kV	19.282	96.4	UnderVoltage
Bus76	Bus	20.000	kV	19.238	96.2	UnderVoltage
Bus77	Bus	20.000	kV	19.182	95.9	UnderVoltage
Bus78	Bus	20.000	kV	19.182	95.9	UnderVoltage
Bus79	Bus	20.000	kV	19.156	95.8	UnderVoltage
Bus8	Bus	20.000	kV	19.323	96.6	UnderVoltage
Bus80	Bus	20.000	kV	19.130	95.6	UnderVoltage
Bus81	Bus	20.000	kV	19.108	95.5	UnderVoltage
Bus82	Bus	20.000	kV	19.098	95.5	UnderVoltage
Bus83	Bus	20.000	kV	19.084	95.4	UnderVoltage
Bus84	Bus	20.000	kV	19.076	95.4	UnderVoltage
Bus85	Bus	20.000	kV	19.073	95.4	UnderVoltage
Bus86	Bus	20.000	kV	19.070	95.4	UnderVoltage
Bus87	Bus	20.000	kV	19.069	95.3	UnderVoltage
Bus88	Bus	20.000	kV	19.284	96.4	UnderVoltage
Bus89	Bus	20.000	kV	19.282	96.4	UnderVoltage

**Marginal Report**

ID	Device Type	Rating	Unit	Calculated	%Mag.	Condition
Bus9	Bus	20.000	kV	19.317	96.6	UnderVoltage
Bus90	Bus	20.000	kV	19.238	96.2	UnderVoltage
Bus91	Bus	20.000	kV	19.232	96.2	UnderVoltage
Bus92	Bus	20.000	kV	19.230	96.1	UnderVoltage
Bus93	Bus	20.000	kV	19.229	96.1	UnderVoltage
Bus94	Bus	20.000	kV	19.103	95.5	UnderVoltage
Bus95	Bus	20.000	kV	19.101	95.5	UnderVoltage
Bus96	Bus	20.000	kV	19.101	95.5	UnderVoltage
Bus97	Bus	20.000	kV	19.099	95.5	UnderVoltage
Bus98	Bus	20.000	kV	19.097	95.5	UnderVoltage
Bus99	Bus	20.000	kV	19.097	95.5	UnderVoltage