

**PEMASANGAN KAPASITOR BANK UNTUK
MEMPERBAIKI FAKTOR DAYA DI PT.PLN (PERSERO)
FLORES BAGIAN TIMUR (LARANTUKA)**

SKRIPSI

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL



**Disusun Oleh:
SIMON S. R. LIAN
NIM. 11.12.042**

**MILIK
PERPUSTAKAAN
ITN MALANG**

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

2016

LEMBAR PERSETUJUAN

PEMASANGAN KAPASITOR BANK UNTUK MEMPERBAIKI FAKTOR DAYA DI PT. PLN (PERSERO) FLORES BAGIAN TIMUR- LARANTUKA MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP

SKRIPSI

*Disusun dan diajukan untuk melengkapi dan memenuhi persyaratan
guna mencapai gelar Sarjana Teknik*

Disusun Oleh :
SIMON S. R. LIAN
NIM : 11.12.042

Dosen Pembimbing I



Prof. Dr. Eng. Ir. Abraham Lomi, MSEE.
NIP.Y. 1018500108

Diperiksa dan Disetujui,

Dosen Pembimbing II



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

Mengetahui,
Ketua Program Studi Teknik Elektro S-1



M. Ibrahim Ashari, ST, MT
NIP.P. 1030100358

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

2016

**PEMASANGAN KAPASITOR UNTUK MEMPERBAIKI FAKTOR
DAYA MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP POWER STATION 12.6.0 DI
PT.PLN (PERSERO) FLORES BAGIAN TIMUR – LARANTUKA**

Simon S. R. Lian, NIM : 11.12.042

Dosen Pembimbing : Prof.Dr.Eng.Ir. Abraham Lomi, MSEE, Bambang Prio

Hartono,ST,MT

Jurusan Teknik Listrik, Konsentrasi Teknik Energi Listrik

Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Nasional Malang

Jln. Raya Karanglo Km 2 malang

E-mail : simon_lian23@yahoo.com

Abstrak

Pada sistem tenaga listrik, sistem distribusi berperan untuk menyalurkan daya listrik dari sumber daya listrik yang bertegangan tinggi hingga ke saluran menengah hingga sampai ke beban atau konsumen. Salah satu masalah yang terdapat dalam sistem distribusi adalah factor daya yang rendah dan penurunan tegangan (under voltage) yang sering kali terjadi dalam penyaluran tenaga listrik. Untuk mengantisipasi agar factor daya dan tegangan tetap konstan pada saluran distribusi maka perlu adanya pemasangan kapasitor.

Analisa yang dilakukan di PT.PLN (Persero) FLORES BAGIAN TIMUR – LARANTUKA adalah untuk mengetahui seberapa besar nilai faktor daya ($\cos \varphi$) dan tegangan akibat pemasangan kapasitor secara terpusat yang ada dilapangan.

Penggunaan software ETAP Power Station versi 12.6.0 pada PT. PLN (Persero) FLORES BAGIAN TIMUR – LARANTUKA menunjukkan dengan pemasangan kapasitor untuk memperbaiki ($\cos\varphi \geq 0,85 - \geq 0,95$) dan meningkatkan tegangan.

Kata Kunci : Faktor Daya, Tegangan, Kapasitor, ETAP Power Station

KATA PENGANTAR

Puji Syukur Kehadiran Allah atas berkat dan rahmat-Nya, sehingga kami selaku penyusun dapat menyelesaikan Laporan Skripsi ini yang berjudul **“PEMASANGAN KAPASITOR BANK UNTUK MEMPERBAIKI FAKTOR DAYA ”** dapat terselesaikan.

Adapun maksud dan tujuan dari penulisan laporan ini merupakan salah satu syarat untuk dapat menyelesaikan studi dan mendapatkan gelar Sarjana Program Studi Teknik Elektro S-1, Konsentrasi Teknik Energi Listrik ITN Malang.

Sebagai pihak penyusun penulis menyadari tanpa adanya kemauan dan usaha serta bantuan dari berbagai pihak, maka laporan ini tidak dapat diselesaikan dengan baik. Oleh sebab itu, penyusun mengucapkan terima kasih kepada yang terhormat :

1. Dr. Ir. LaluMulyadi, MT selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Ir. H.Anang Subardi, MT selaku Dekan Fakultas Teknologi Industri Institut Teknologi Nasional Malang.
3. M.Ibrahim Ashari,ST,MT selaku Ketua Program Studi Teknik Elektro S-1 Institut Teknologi Nasional Malang.
4. Prof. Dr. Eng. Ir. Abraham Lomi, MSEE selaku Dosen Pembimbing satu Tugas Skripsi.
5. Bambang Prio Hartono, ST, MT selaku Dosen Pembimbing dua Tugas Skripsi.
6. Sahabat-sahabat dan rekan-rekan yang tidak kami sebutkan satu-persatu, kami ucapkan banyak terima kasih atas bantuannya dalam proses pembuatan Skripsi yang telah saya kerjakan, begitu juga dengan penyelesaian laporan ini.

Usaha ini telah kami lakukan semaksimal mungkin, namun jika ada kekurangan dan kejanggalan dalam penyusunan, kami mohon saran dan kritik yang sifatnya membangun. Begitu juga sangat kami perlukan untuk menambah kesempurnaan laporan ini dan dapat bermanfaat bagi rekan-rekan mahasiswa pada khususnya dan pembaca pada umumnya.

Malang, Maret 2016

Penyusun

DAFTAR ISI

LEMBAR PERSETUJUAN	i
ABSTRAK	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR GAMBAR	v
DAFTAR TABEL	vi
DAFTAR GRAFIK	vii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.3. Tujuan Pembahasan	2
1.4. Batasan Masalah	2
1.5. Metodologi Penelitian.....	3
1.6. Sistematika Penulisan	3
BAB II KAJIAN PUSTAKA	5
2.1. Sistem Distribusi	5
2.1.1. Sistem Distribusi Primer	6
2.1.2. Sistem Distribusi Sekunder	6
2.2. Tipe-tipe Jaringan Distribusi Tegangan Menengah 20 KV.....	7
2.2.1. Jaringan Radial	7
2.2.2. Jaringan Hantaran Penghubung.....	8
2.2.3. Jaringan Lingkaran.....	8
2.2.4. Jaringan Spindel.....	9
2.2.5. Sistem Gugus atau Sistem <i>Kluster</i>	10
2.3. Kualitas Daya Listrik	11
2.3.1. Kualitas daya listrik.....	11
2.3.2. Faktor Daya	12
2.3.3. Jatuh tegangan	15

2.3.4. Rugi Daya Pada Jaringan Distribusi.....	16
2.4. Kapasitor Bank.....	16
BAB III METEDOLOGI PENELITIAN.....	19
3.1. Sistem Jaringan Distribusi di PT. PLN Flores Bagian Timur – Larantuka	19
3.1.1. Data Generator, Trafo, Saluran dan Beban pada PT. PLN Larantuka	20
3.2. Pengenalan Electrical Transient Analisis Program.....	26
3.3. Simulasi Jaringan Distribusi Menggunakan <i>ETAP</i>	28
3.4. Memasukkan Input Data Pada Gambar <i>Single-Line</i>	29
3.4.1. Memasukkan Input Data generator.....	29
3.4.2. Memasukkan Input Data Trafo.....	30
3.4.3. Memasukkan Input Data Saluran	31
3.4.3. Memasukkan Input Data Beban	32
3.5. Flowchart Hasil Simulasi Menggunakan <i>Software ETAP 12.6.0</i>	33
3.4.1. <i>Flowchart</i> Penyelesaian Masalah	33
BAB IV HASIL DAN ANALISA HASIL	34
4.1. Pemodelan Single Line diagram 20 KV di Larantuka menggunakan <i>software ETAP Power Station</i>	34
4.2. Hasil dan Analisa Load Flow Analysis Menggunakan Softwawe ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Kapasitor	35
4.3. Proses Pemasangan kapasitor.....	38
4.4. Hasil dan Analisa Load Flow Analysis Menggunakan Softwawe ETAP Power Station Sesudah Pemasangan Kapasitor	40
4.5. Hasil dan Analisa Perbandingan Profil Tegangan Dan Faktor Daya Sebelum dan Sesudah Pemasangan Kapasitor.....	41

BAB V PENUTUP	44
5.1. Kesimpulan	44
5.2. Saran	44
DAFTAR PUSTAKA	45
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Jaringan Distribusi	5
Gambar 2.2	Jaringan Radial	7
Gambar 2.3	Jaringan Hantaran Penghubung.....	8
Gambar 2.4	Jaringan <i>Loop</i>	9
Gambar 2.5	Jaringan Spindel.....	9
Gambar 2.6	Jaringan sistem Gugus.....	10
Gambar 2.7	Segitiga Daya.....	13
Gambar 2.8	Factor Daya " <i>Leading</i> "	14
Gambar 2.9	Faktor Daya " <i>Lagging</i> ".....	14
Gambar 3.1	<i>Single Line</i> Sistem 20 KV Larantuka	19
Gambar 3.2	Tampilan Utama pada <i>software ETAP</i>	27
Gambar 3.3	<i>Single Line</i> Sistem 20 kV Larantuka menggunakan ETAP.....	28
Gambar 3.7	Flowchart Penyelesaian Masalah profil tegangan.....	32
Gambar 3.8	Flowchart Penyelesaian Masalah faktor daya.....	33
Gambar 4.1	Tampilan Load flow.....	34
Gambar 4.2	Tampilan Critical Report Bus Under Voltage Hasil Loadflow Menggunakan Metode Newton Rhapson.....	35
Gambar 4.3	Total Generator, Loading and Demand menggunakan ETAP power station sebelum pemasangan kapasitor.....	37
Gambar 4.4	tampilan kapasitor pada ETAP	38

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Data Pembangkit PLN Jaringan Distribusi PT.PLN Larantuka	20
Tabel 3.2	Trafo Dan Beban Jaringan Distribusi PT.PLN Larantuka	21
Tabel 3.3	Data Saluran Jaringan Distribusi PT.PLN Larantuka	25
Tabel 4.1	Critical Report Bus Under Voltage Hasil Loadflow.....	36
Tabel 4.2	Hasil Total Generator, Loading And Demand menggunakan ETAP Power station sebelum pemasangan kapasitor.....	37
Tabel 4.3	Menentukan ukuran dan jumlah kapasitor menggunakan	39
Tabel 4.4	Tabel profil tegangan sesudah pemasangan kapasitor.....	40
Tabel 4.5	Hasil Total Generator, Loading And Demand menggunakan ETAP Power station sesudah pemasangan kapasitor.....	41
Tabel 4.6	Hasil perbandingan profil tegangan.....	41
Tabel 4.7	Perbandingan Cos Θ sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor.....	43

DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.5	Perbandingan Profil tegangan sebelum dan sesudah pemasangan Kapasitor.....	42
------------	--	----

BAB I

PENDAHULUAN

1.1.Latar Belakang

Sistem tenaga listrik secara umum terdiri dari beberapa unit pembangkit, saluran transmisi, dan beban. Seiring berkembangnya pertumbuhan penduduk, industri, dan ekonomi menyebabkan kebutuhan energi listrik menjadi meningkat. Peningkatan energi listrik sangat berpengaruh terhadap kualitas daya listrik. Guna meningkatnya kesadaran masyarakat akan kualitas daya listrik yang baik menjadi alasan perlunya memberi perhatian lebih dalam hal tersebut. Untuk pengoperasian energy listrik kembali normal setelah mengalami gangguan drop tegangan maka yang akan dibahas pada tulisan ini adalah faktor daya dan kualitas tegangan. Hal ini mengingat lokasi yang akan menjadi objek penelitian tulisan ini memiliki faktor daya yang buruk akibat gangguan dan panjang dari sistem distribusi itu sendiri.⁽¹⁾

Guna menanggapi permintaan masyarakat akan kualitas daya listrik yang baik Pln dapat mengambil beberapa tindakan sebagai solusi atas permasalahan tersebut, salah satunya adalah memperbaiki factor daya dengan penggunaan kapasitor bank. Tulisan ini akan mengkaji penggunaan kapasitor bank yang guna memperbaiki faktor daya dan kualitas tegangan.⁽²⁾ Dimana toleransi yang diperbolehkan untuk suatu nilai tegangan $\pm 5\% - 10\%$ dari tegangan nominalnya dan di peroleh faktor daya yang baik ($\leq 0,85 - \leq 0,95$).⁽³⁾ Untuk mendapatkan hasil yang optimum kita harus menentukan peletakan, menentukan ukuran, dan juga jumlah unit kapasitor yang digunakan.

Ada metode yang digunakan untuk menentukan lokasi dan ukuran kapasitor bank yang disimulasikan lewat program ETAP (*Electric Transient Analysis Program*) *powerstation*. Adapun keunggulan penggunaan ETAP adalah ETAP dapat menganalisa dan menggambarkan kondisi real dilapangan secara akurat sehingga dapat mengantisipasi adanya perubahan karakteristik beban tiap saat yang berkaitan dengan analisis sistem tenaga listrik.

1.2.Rumusan Masalah

Permasalahan yang dibahas pada latar belakang di atas adalah:

1. Bagaimana cara menentukan letak kapasitor pada sistem 20 kV di PT. PLN (persero) Flores bagian timur.
2. Bagaimana faktor daya dan kualitas tegangan pada sistem setelah pemasangan kapasitor bank di PT. PLN (persero) Flores bagian timur.

Dari permasalahan di atas maka skripsi ini berjudul:

PEMASANGAN KAPASITOR BANK UNTUK MEMPERBAIKI FAKTOR DAYA DI PT. PLN (PERSERO) FLORES BAGIAN TIMUR – LARANTUKA MENGGUNAKAN SOFTWARE ETAP

1.3.Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini adalah :

1. Menentukan penempatan dan nilai kapasitor pada sistem 20 kV di PT. PLN (persero) Flores bagian timur.
2. Menentukan factor daya dan kualitas tegangan pada sistem setelah pemasangan kapasitor bank di PT. PLN (persero) Flores bagian timur.

1.4.Batasan Masalah

Membatasi permasalahan yang akan dibahas sebagai berikut :

1. Sistem ketenagalistrikan yang dibahas adalah sistem distribusi 20 kV di PT. PLN (persero) Flores bagian timur.
2. Parameter kualitas tenaga listrik yang dibahas mencakup dari faktor daya dan tegangan pelayanan.
3. Solusi perbaikan menggunakan media kapasitor bank Metoda analisa data menggunakan software ETAP.

1.5. Metodologi Penelitian

Untuk menyelesaikan proposal ini diperlukan langkah-langkah sebagai berikut:

1. Studi Literatur

Pengumpulan data yang dilakukan dengan mencari bahan-bahan keperpustakaan dan referensi dari berbagai sumber sebagai landasan teori yang berhubungan dengan permasalahan yang dijadikan objek analisis.

2. Analisis data

Analisa yang dilakukan merupakan perbandingan faktor daya dan profil tegangan sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor pada masing-masing penyulang sehingga didapat pengurangan rugi-rugi daya ditekan dengan pemasangan kapasitor bank.

3. Perancangan dan Implementasi

Berdasarkan data dan informasi yang telah diperoleh serta analisa kebutuhan untuk sistem ini maka akan dibuat rancangan yang menggambarkan mekanisme dari pemasangan kapasitor bank yang akan disimulasikan dengan menggunakan aplikasi ETAP.

1.6. Sistematika Penulisan

Sistematika pembahasan proposal ini adalah :

BAB I : PENDAHULUAN

Berisikan Latar Belakang, Rumusan Masalah, Batasan Masalah, Tujuan, Metodologi Penelitian , dan Sistematika Penulisan.

BAB II : KAJIAN PUSTAKA

Berisi tentang landasan teori, system distribusi, kualitas daya, kapasitor bank, faktor daya dan pengaruh penggunaan kapasitor bank terhadap perbaikan kualitas daya jaringan yang berhubungan dengan penelitian yang dilakukan.

BAB III: METODOLOGI PENELITIAN

Pada bab ini menjelaskan tentang pemasangan kapasitor bank untuk memperbaiki faktor daya pada sistem jaringan distribusi di PT. PLN (Persero) Flores Bagian Timur - Larantuka.

BAB IV: HASIL DAN ANALISA

Pada bab ini berisi data dan hasil simulasi dari *Etap Power station*.

BAB V : PENUTUP

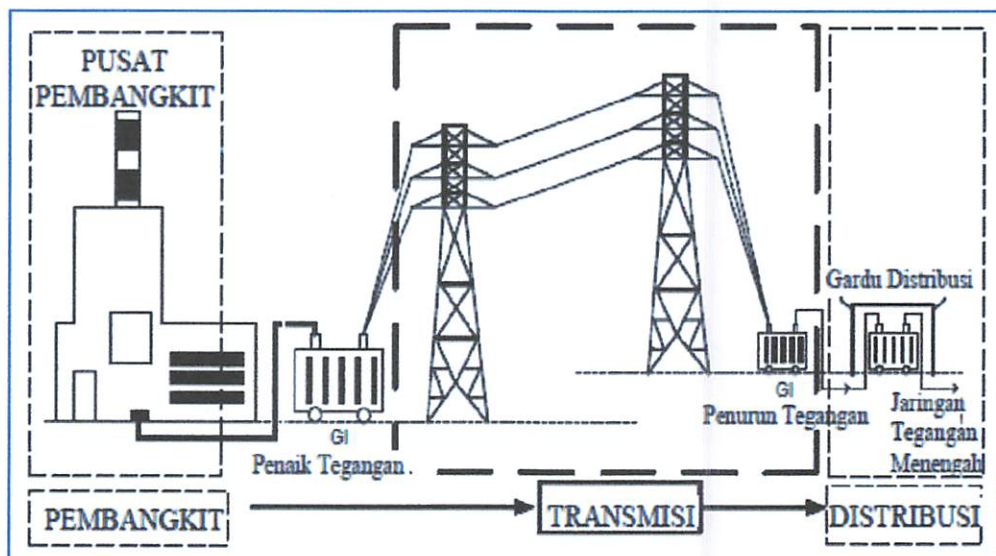
Berisi kesimpulan dan saran.

DAFTAR PUSTAKA**LAMPIRAN**

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1. SISTEM DISTRIBUSI⁽⁴⁾

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 ⁽⁴⁾

Jaringan setelah keluar dari G.1 biasanya disebut jaringan distribusi. Setelah tegangan 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 20/70 kV, sedangkan untuk konsumen perumahan digunakan tegangan rendah 0,38/20 kV, 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 20/70 kV)
2. Sistem distribusi sekunder (Jaringan Tegangan Rendah 0,38/20 kV)

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 20/70 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 0,38/20 kV, 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 atau fasa dengan dua kawat maupun sistem tiga fasa dengan empat kawat.

2.2. Tipe-tipe Jaringan Distribusi Tegangan Menengah 20 KV

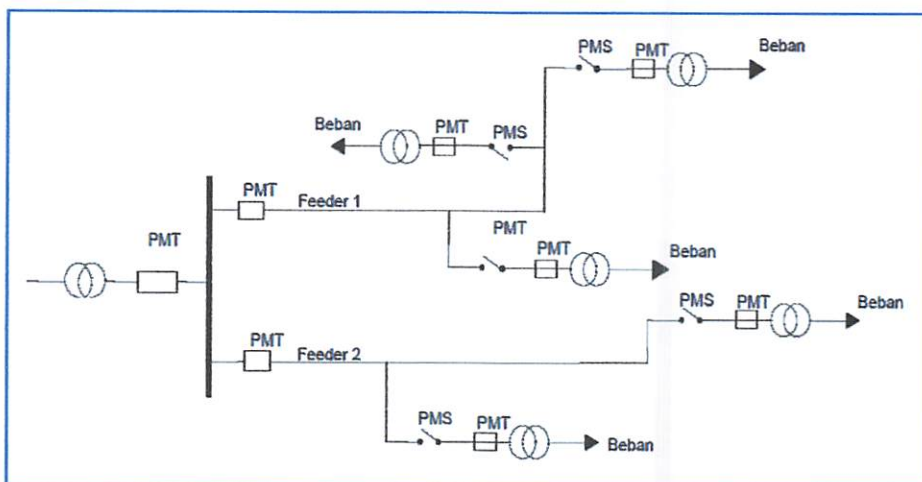
Jaringan Pada Sistem Distribusi tegangan menengah (Primer 20kV) dapat dikelompokkan menjadi lima model, yaitu Jaringan Radial, Jaringan hantaran penghubung (*Tie Line*), Jaringan Lingkaran (*Loop*), Jaringan *Spindel* dan Sistem Gugus atau *Kluster*.

2.2.1. Jaringan Radial

Sistem distribusi dengan pola Radial⁽⁵⁾ adalah sistem distribusi yang paling sederhana dan ekonomis. Pada sistem ini terdapat beberapa penyulang yang menyuplai beberapa gardu distribusi secara radial.

Dalam jaringan pola radial dipasang gardu-gardu distribusi untuk konsumen. Gardu distribusi adalah tempat dimana trafo untuk konsumen dipasang. Bisa dalam bangunan beton atau diletakan diatas tiang. Keuntungan dari sistem ini adalah sistem ini tidak rumit dan lebih murah dibanding dengan sistem yang lain.

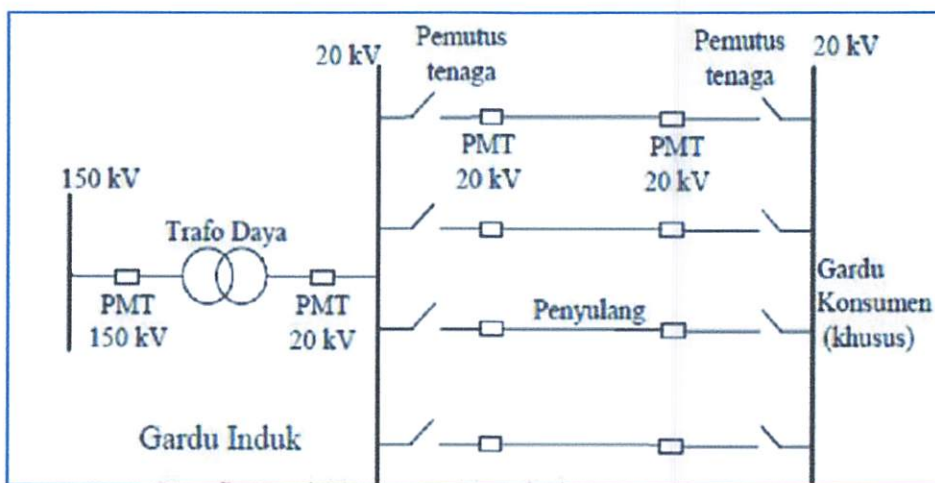
Namun keandalan sistem ini lebih rendah dibanding dengan sistem lainnya. Kurangnya keandalan disebabkan karena hanya terdapat satu jalur utama yang menyuplai gardu distribusi, sehingga apabila jalur utama tersebut mengalami gangguan, maka seluruh gardu akan ikut padam. Kerugian lain yaitu mutu tegangan pada gardu distribusi yang paling ujung kurang baik, hal ini dikarenakan jatuh tegangan terbesar ada diujung saluran.



Gambar 2.2
Jaringan Radial⁽⁵⁾

2.2.2. Jaringan Hantaran Penghubung (*Tie Line*)

Sistem distribusi *Tie Line* seperti Gambar di bawah ini digunakan untuk pelanggan penting yang tidak boleh padam (Bandar Udara, Rumah Sakit, dan lainlain). Sistem ini memiliki minimal dua penyulang sekaligus dengan tambahan *Automatic Change Over Switch / Automatic Transfer Switch*, setiap penyulang terkoneksi ke gardu pelanggan khusus tersebut sehingga bila salah satu penyulang mengalami gangguan maka pasokan listrik akan di pindah ke penyulang lain.

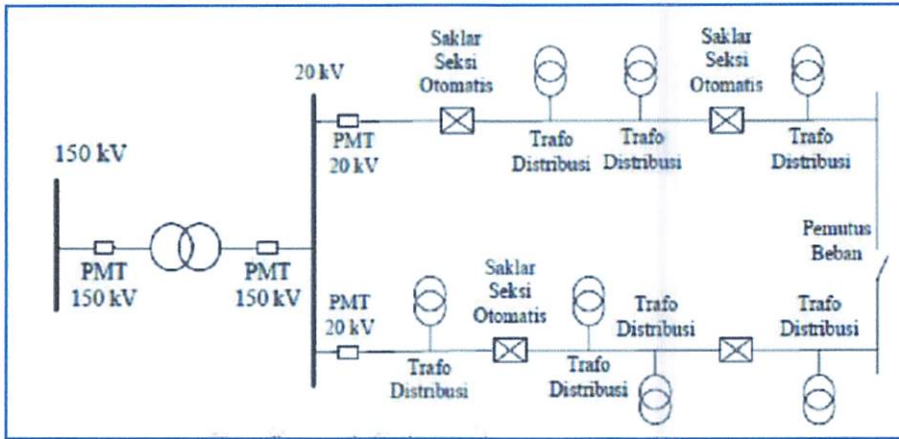


Gambar 2.3

Jaringan Hantaran Penghubung (*Tie Line*)⁽⁵⁾.

2.2.3 Jaringan Lingkar (*Loop*)

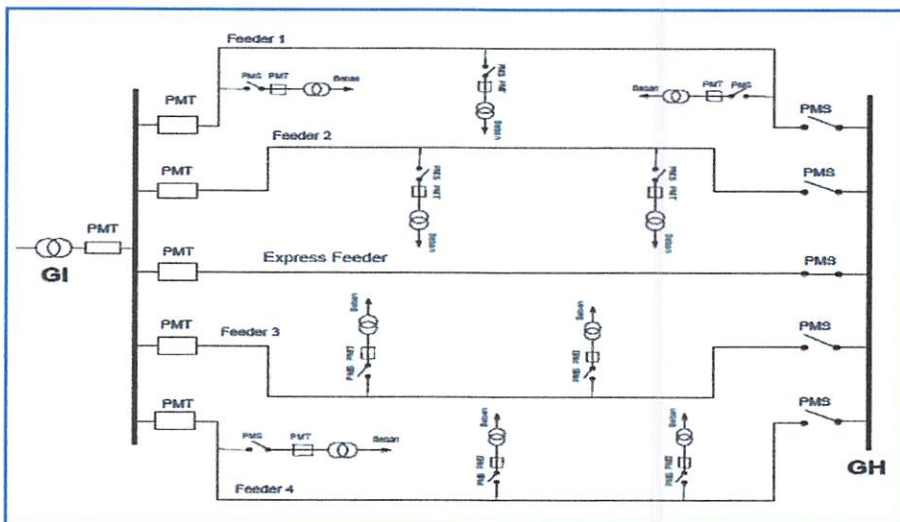
Pada sistem ini terdapat penyulang yang terkoneksi membentuk loop atau rangkaian tertutup untuk menyuplai gardu distribusi. Gabungan dari dua struktur radial menjadi keuntungan pada pola loop karena pasokan daya lebih terjamin dan memiliki keandalan yang cukup.



Gambar 2.4
Jaringan Loop⁽⁵⁾

2.2.4 Jaringan Spindel

Sistem Spindel seperti pada Gambar di bawah ini adalah suatu pola kombinasi jaringan dari pola Radial dan Ring. Spindel terdiri dari beberapa penyulang (*feeder*) yang tegangannya diberikan dari Gardu Induk dan tegangan tersebut berakhir pada sebuah Gardu Hubung (GH).

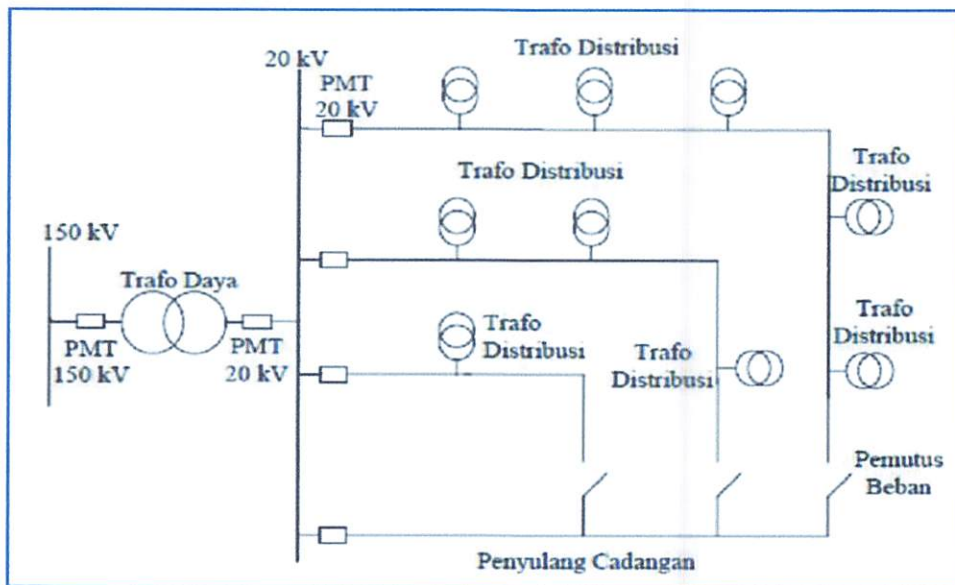


Gambar 2.5
Jaringan Spindel⁽⁵⁾.

Pada sebuah spindel biasanya terdiri dari beberapa penyulang aktif dan sebuah penyulang cadangan (*express*) yang akan dihubungkan melalui gardu hubung. Pola Spindel biasanya digunakan pada jaringan tegangan menengah (JTM) yang menggunakan kabel tanah/saluran kabel tanah tegangan menengah (SKTM). Namun pada pengoperasiannya, sistem Spindel berfungsi sebagai sistem Radial. Di dalam sebuah penyulang aktif terdiri dari gardu distribusi yang berfungsi untuk mendistribusikan tegangan kepada konsumen baik konsumen tegangan rendah (TR) atau tegangan menengah (TM).

2.2.5 Sistem Gugus atau Sistem *Kluster*

Konfigurasi Gugus seperti pada Gambar 2.5 banyak digunakan untuk kota besar yang mempunyai kerapatan beban yang tinggi. Dalam sistem ini terdapat Saklar Pemutus Beban, dan penyulang cadangan.



Gambar 2.6
Jaringan sistem Gugus⁽⁵⁾.

Dimana penyulang ini berfungsi bila ada gangguan yang terjadi pada salah satu penyulang konsumen maka penyulang cadangan inilah yang menggantikan fungsi suplai kekonsumen.⁽⁵⁾

Kebutuhan tenaga listrik dihitung berdasarkan besarnya aktivitas dan intensitas penggunaan tenaga listrik. Aktivitas penggunaan tenaga listrik berkaitan dengan tingkat perekonomian dan jumlah penduduk. Semakin tinggi tingkat perekonomian akan menyebabkan aktivitas penggunaan tenaga listriknya semakin tinggi, begitu juga untuk jumlah penduduk.

2.3. Kualitas Daya Listrik (Power Quality)

2.3.1. Kualitas daya listrik⁽⁶⁾

Kualitas daya listrik adalah kemampuan sistem untuk memberikan servis dengan kualitas dan reabilitas yang baik sehingga alat-alat listrik dapat beroperasi dengan baik dalam spesifikasinya. Masalah kualitas daya adalah persoalan perubahan bentuk tegangan, arus atau frekuensi yang bisa menyebabkan kegagalan peralatan, baik peralatan milik PLN maupun milik konsumen.

Suatu Sistem tenaga listrik dituntut dapat memenuhi syarat dasar kebutuhan layanan (service requirement) kepada konsumennya yaitu :

1. Dapat memenuhi beban puncak
2. Memiliki deviasi tegangan dan frekuensi yang minimum.
3. Menjamin urutan phase yang benar.
4. Menjamin distorsi gelombang tegangan dan harmonik yang minimum dan bebas dari surja tegangan.
5. Menjamin suplai sistem tegangan dalam keadaan setimbang.
6. Memberikan suplai daya dengan keandalan tinggi dengan prosentase waktu layanan yang tinggi dimana sistem dapat melayani beban secara efektif.

Enam hal diatas dijadikan tolok ukur, apakah layanan yang diterima oleh konsumennya sudah baik atau belum.

Permasalahan Power Quality meliputi permasalahan-permasalahan seperti berikut ini:

1. Gejala Peralihan (*Transient*)
2. Gejala Perubahan Tegangan Durasi Pendek (*Short-Duration Variations*)
3. Gejala Perubahan Tegangan Durasi Panjang (*Long-Duration Variations*)
4. Ketidakseimbangan Tegangan,
5. Distorsi Gelombang,
6. Fluktuasi Tegangan
7. Gejala Perubahan Frekuensi Daya

Kualitas Tegangan Listrik Dan Pengaruhnya Terhadap Komponen Dan Peralatan Listrik. Kualitas tegangan listrik yang diterima konsumen memerlukan lebih banyak aspek yang harus ditinjau.

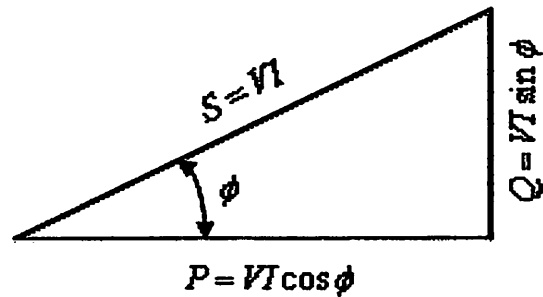
2.3.2. Faktor Daya⁽⁴⁾

a. Pengertian Faktor Daya

Faktor daya ($\cos \phi$) dapat didefinisikan sebagai rasio perbandingan antara daya aktif (Watt) dan daya nyata (VA) yang digunakan dalam sirkuit AC atau beda sudut fasa antara V dan I yang biasanya dinyatakan dalam $\cos \phi$ ⁽⁴⁾. Faktor daya mempunyai nilai range antara 0 - 1 dan dapat juga dinyatakan dalam persen dan faktor daya yang bagus apabila bernilai mendekati satu. Faktor daya dapat dinyatakan dalam persamaan :

$$\text{Faktor daya} = \frac{\text{Daya nyata (W)}}{\text{Daya semu (VA)}} \dots\dots\dots (2.1)$$

Faktor daya bisa dikatakan sebagai parameter seberapa efisien jaringan dalam menyalurkan daya yang bisa dimanfaatkan.



Gambar 2.7. Segitiga Daya

Dari gambar segitiga daya tersebut, hubungan antara ketiga daya listrik dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

- Daya nyata (P) kW

$$P = VI \cos \phi$$

- Daya reaktif (Q) kVAR

$$Q = S \sin \phi$$

- Daya semu (S) kVA

$$S = V \cdot I$$

$$\cos \phi (pf) = \frac{P}{S}$$

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

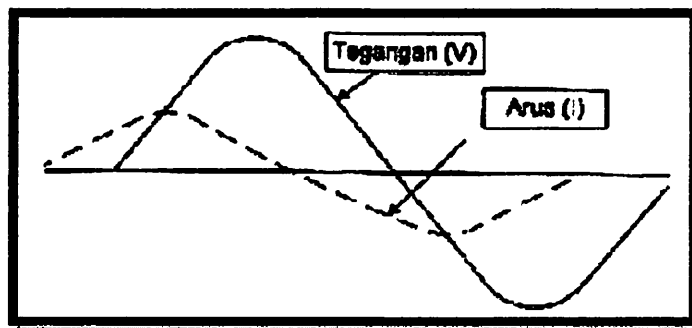
- Banyaknya pemakaian motor asinkron khususnya pada daerah industry.
- Makin meningkatnya pemakaian lampu TL untuk penerangan.

Suatu beban akan membutuhkan suplay daya aktif jika beban tersebut bersifat kapasitif, seperti motor induksi (AC) dan transformator. Sedangkan suatu beban membutuhkan suplay daya reaktif jika beban tersebut bersifat induktif. Perbaikan faktor daya pada umumnya adalah penambahan komponen sebagai pembangkit daya reaktif untuk 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 pararel dengan beban.

Pemilihan sumber daya reaktif perlu dilakukan untuk memenuhi kebutuhan daya reaktif secara efektif dan efisien. Terdapat beberapa komponen atau peralatan yang dapat menghasilkan daya reaktif, yaitu kondensor sinkron, kapasitor seri dan kapasitor *shunt*.

b. Factor Daya “Leading”

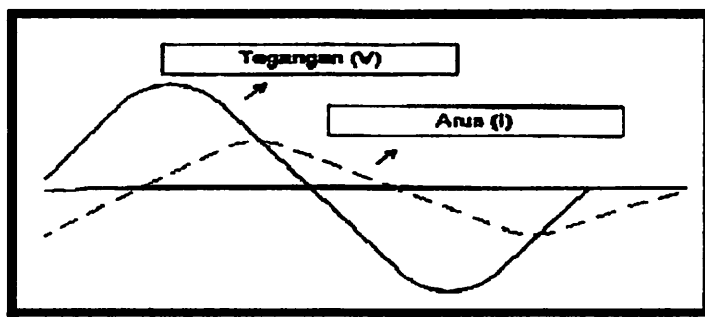
Apabila arus mendahului tegangan, maka faktor daya itu dikatakan *leading*. Faktor daya *leading* ini terjadi apabila bebannya kapasitif, seperti kapasitor, generator sinkron dan motor sinkron.



Gambar 2.8
Factor Daya “Leading”

c. 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 2.9
Factor Daya “Lagging”

2.3.3 Jatuh Tegangan

Jatuh tegangan merupakan besarnya tegangan yang hilang pada suatu saluran tenaga listrik. Jatuh tegangan pada saluran tenaga listrik secara umum berbanding lurus dengan panjang saluran dan beban serta berbanding terbalik dengan luas penampang penghantar. Besarnya jatuh tegangan dinyatakan baik dalam persen (%) atau besaran *Volt*. Jatuh tegangan ditimbulkan oleh arus yang mengalir pada penghantar.

Perhitungan jatuh tegangan praktis pada batas-batas tertentu dengan hanya menghitung besarnya tahanan masih dapat dipertimbangkan, namun pada system jaringan khususnya pada sistem tegangan menengah masalah induktansi dan kapasitansinya diperhitungkan karena nilainya cukup berarti.

Perhitungan jatuh tegangan dengan rumus konvensional adalah :

$$\Delta V = \frac{P}{\sqrt{3}V} (r + x \tan \phi) \text{ volt/km} \quad (2.12)$$

$$\tan \phi = \frac{x}{r} \quad (2.13)$$

$$\% \text{ drop voltage} = \frac{\Delta V}{V} \times 100 \% \quad (2.14)$$

Rumus tersebut memberikan hubungan antara jatuh tegangan Δv , P dan panjang penghantar L , dengan kondisi beban berada pada ujung penghantar.

Keterangan :

- P = beban dalam [Watt]
- V = tegangan antara dua saluran
- ΔV = jatuh tegangan [volt]
- r = resistansi/km
- x = reaktansi/km

Variasi tegangan pelayanan ditetapkan maksimum +5% dan minimum 10% terhadap tegangan nominal.

2.3.4. Rugi Daya Pada Jaringan Distribusi⁽³⁾

Rugi-rugi daya adalah besarnya daya yang hilang pada suatu jaringan, yang besarnya sama dengan daya yang di salurkan dari sumber di kurangi besarnya daya yang di terima pada perlengkapan hubungan bagian utama. Besarnya rugi-rugi daya satu fasa di nyatakan dengan persamaan sebagai berikut:

$$\Delta P = I^2 \times R \quad (\text{Watt})$$

Keterangan:

ΔP = Rugi daya pada jaringan (watt)

I = Arus beban pada jaringan (ampere)

R = Tahanan murni (Ohm)

Besar rugi-rugi daya pada jaringan tergantung pada besarnya tahanan dan arus beban pada jaringan tersebut. Untuk mengetahui besar rugi-rugi daya pada jaringan tiga fasa dapat dinyatakan dengan persamaan sebagai berikut:

$$\Delta P = 3 \times I^2 \times R \quad (\text{Watt})$$

2.3. Kapasitor Bank⁽⁴⁾

Kapasitor adalah komponen yang hanya dapat menyimpan dan memberikan energi yang terbatas yaitu sesuai dengan kapasitasnya, pada dasarnya kapasitor terdiri atas dua keping sejajar yang dipisahkan oleh medium dielektrik. Kapasitor pada sistem daya listrik menimbulkan daya reaktif untuk memperbaiki tegangan dan faktor daya, karenanya memasang/menambah kapasitor pada sistem jaringan listrik akan mengurangi kerugian daya listrik. Dalam kapasitor seri daya reaktif sebanding dengan kuadrat arus beban, sedang pada kapasitor paralel sebanding dengan kuadrat tegangan.

Pemasangan komponen kapasitor seri dan paralel pada jaringan distribusi listrik mengakibatkan kerugian (losses) aliran daya reaktif pada jaringan dapat dikurangi sehingga kebutuhan arus menurun dan tegangan mengalami kenaikan sehingga kapasitas sistem jaringan bertambah.

Kapasitor seri tidak digunakan secara luas dalam jaringan distribusi, karena adanya berbagai permasalahan resonansi distribusi dalam transformator.

Manfaat dari pemasangan kapasitor bank antara lain adalah:

- ❖ Menghindari kelebihan beban transformer / trafo over load
- ❖ Menghindari kenaikan Arus / Suhu pada kabel,
- ❖ Memaksimalkan Pemakaian Daya yang terpasang (kVA),
- ❖ Menghindari voltage drop pada Line end,
- ❖ Meningkatkan kualitas sumber daya listrik,
- ❖ Memelihara peralatan / perangkat electric yang terpasang.

Untuk menghitung besarnya nilai kapasitas kapasitor dapat digunakan rumus :

$$C = \frac{Q_c}{V^2 \cdot \omega}$$

Dimana :

- C = Kapasitas kapasitor (Farad)
- Q_c = Daya reaktif kapasitor (Var)
- V = Tegangan (Volt)
- ω = 2πf

Cara pemasangan kapasitor bank industri yang akan digunakan untuk memperkecil atau memperbaiki Power Factor mempunyai dua cara dalam penempatannya, yaitu :

1. Terpusat, kapasitor ditempatkan pada:
 - ❖ Sisi primer dan sekunder transformator
 - ❖ Pada bus pusat pengontrol
2. Terbatas, kapasitor ditempatkan pada:
 - ❖ Feeder kecil
 - ❖ Pada rangkaian cabang
 - ❖ Langsung pada beban

Kapasitor bank yang digunakan untuk memperbaiki Power Factor supaya tahan lama tentunya harus dirawat secara teratur. Dalam perawatan itu perhatian harus dilakukan pada tempat yang lembab yang tidak terlindungi dari debu dan kotoran. Sebelum melakukan pemeriksaan pastikan bahwa kapasitor tidak terhubung lagi dengan sumber.

Kemudian karena kapasitor ini masih mengandung muatan berarti masih ada arus/tegangan listrik maka kapasitor itu harus dihubung singkatkan supaya muatan yang hilang. Adapun jenis pemeriksaan yang harus dilakukan meliputi :

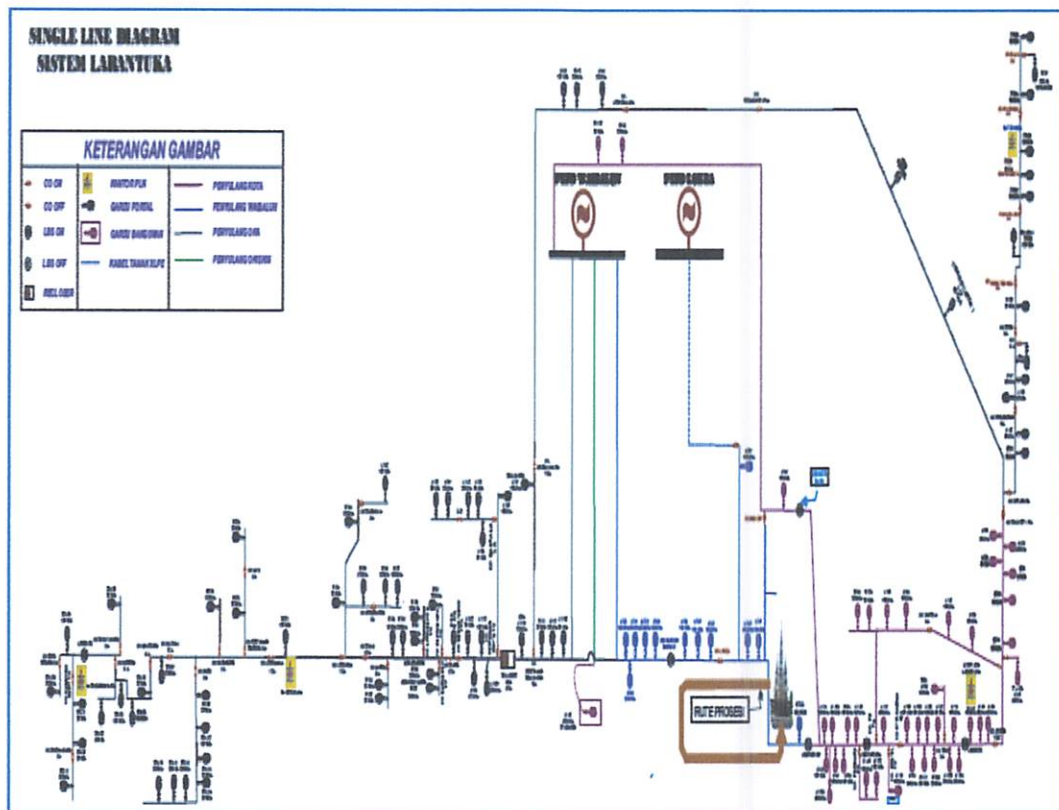
- ❖ Pemeriksaan nilai kapasitansi (kebocoran)
- ❖ Pemeriksaan kabel dan penyangga kapasitor
- ❖ Pemeriksaan isolator

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Sistem Jaringan Distribusi di PT. PLN Flores Bagian Timur -Larantuka.

Analisa pada skripsi ini mengambil data dari PT.PLN (persero) Flores bagian timur – Larantuka. Sistem distribusi Larantuka ini merupakan jaringan sistem distribusi 20 kV.

Untuk menganalisa aliran daya terlebih dahulu ditetapkan single line diagram sesuai dengan gambar 3.1 kemudian di analisa dengan menggunakan software ETAP Power Station 12.6.0 dengan tujuan untuk mengetahui keadaan sistem atau karakter yaitu faktor daya dan tegangan pada masing – masing bus.



Gambar 3.1 *Single Line* Sistem 20 KV Larantuka

3.1.1 Data Generator, Trafo, Saluran dan Beban pada PT. PLN Larantuka

**TABEL 3.1 DATA PEMBANGKIT PLTD (BUS- 4) JARINGAN DISTRIBUSI
PT.PLN (PERSERO) LARANTUKA**

LOKASI PLTD	NO	MERK	GENERATOR		TEG. (VOLT)
			DAYA (KVA)	DAYA (KW)	
LOKEA	1	SWD	420	336	6000
	2	YANMAR	337	270	6300
	3	YANMAR 2	625	500	6100
WAIBALUN	4	MTU	975	700	380
	5	SWD	420	336	6000
	6	KUBOTA	375	420	6300
	7	KUBOTA 2	375	420	6300
	8	MERCY MTU	500	400	380
	9	MAN	670	500	380
	10	MAN 2	670	500	380
	11	MERCY MTU 2	500	400	380
	12	SEWA WAHANA AW		1500	
	13	SEWA BINTANG MAS		1000	

TABEL 3.2 DATA TRAF0 DAN BEBAN JARINGAN DISTRIBUSI PT.PLN (PERSERO) LARANTUKA

NO	ALAMAT	KODE PENYULANG	DAYA (KVA)	BEBAN (KVA)
1	Pembangkit Lokea	LT01	160	150
		LT17	160	150
		LT97	50	40
		LT37	100	80
		LT07	100	80
		LT08	160	150
		LT09	160	150
		LT93	50	40
		LT72	50	40
		LT11	160	150
		LT27	160	150
2	Pembangkit Waibalun	LT107	50	40
		LT76	50	30
		LT167	100	80
		LT13	160	150
		LT102	100	80
		LT04	100	80
		LT38	160	150
		LT43	160	150
		LT55	160	150
		LT48	100	80
		LT94	160	150
		LT47	100	80
		LT103	200	180
		LT14	250	240
		LT16	100	80
		LT95	50	40
		LT54	50	40
		LT05	20	10
		LT77	100	80

	LT36	160	150
	LT96	50	40
	LT73	50	40
	LT06	160	150
	LT105	50	40
	LT12	100	80
	LT46	100	80
	LT66	50	40
	LT03	160	150
	LT39	250	240
	LT92	50	40
	LT42	100	80
	LT24	100	80
	LT89	100	80
	LT53	50	40
	LT82	50	40
	LT74	100	80
	LT68	50	40
	LT34	25	15
	LT78	50	40
	LT26	50	40
	LT99	50	40
	LT31	16	5
	LT32	50	40
	LT79	25	10
	LT41	50	40
	LT49	250	240
	LT69	50	40
	TB06	100	80
	TB02	50	40
	TB03	16	5
	TB01	150	140
	TB04	50	40
	TB07	50	40

		TB05	50	40
		LT21	100	80
		LT22	100	80
		LT75	50	40
		LT23	50	40
		LT28	100	80
		LT3	50	40
		LT106	50	40
		LT15	50	40
		LT71	50	40
		LT18	50	40
		LT29	100	80
		LT91	50	40
		LT44	50	40
		LT52	50	40
		LT51	50	40
		LT45	50	40
		LT101	250	240
		LT19	160	150
		LT88	25	15
		LT25	50	40
		LT56	50	40
		LT57	50	40
		LT58	50	40
		LT59	50	40
		LT61	50	40
		LT62	50	40
		LT81	50	40
		LT63	50	40
		LT64	50	40
		LT65	50	40
		LT83	50	40
		LT98	25	10
		LT86	50	40

			LT87	100	80
			LT84	50	40
			LT85	100	80
			LL01	100	80
			LL02	50	40
			LL03	50	40
			LL04	50	40
			LL06	50	40
			WU25	100	80
			WU24	50	40
			WU23	50	40
			WU22	50	40
			WU21	50	40
			WU19	50	40
			WU07	50	40
			WU04	50	40
			WU03	100	80
			WU02	100	80
			WU05	25	15
			WU08	50	40
			WU01	100	80
			WU06	50	40
			WU11	50	40
			WU09	50	40
			WU12	50	40
			PT.OKSIN	400	380

Tabel 3.3 DATA SALURAN JARINGAN DISTRIBUSI PT.PLN (PERSERO)
LARANTUKA

NO	DARI TITIK	KE TITIK	JENIS PENGHANTAR	PANJANG
A	PENYULANG WAIBALUN			
1	PLTD Waibalun	LBS Waibalun	AAAC 3 x 70 mm ²	
2	LBS Waibalun	CO Pantai Besar	AAAC 3 x 70 mm ²	
3	CO Pantai Besar	CO Lokea	AAAC 3 x 70 mm ²	
4	CO Lokea	CO Kuburan RRL	AAAC 3 x 70 mm ²	
5	CO Kuburan RRL	LBS Postoh		
B	PENYULANG OKA			
1	PLTD Waibalun	CO Lamawalang	AAAC 3 x 70 mm ²	
2	CO Lamawalang	CO KCBS Oka	AAAC 3 x 70 mm ²	
3	CO KCBS Oka	CO Pertamina	AAAC 3 x 70 mm ²	
4	CO Pertamina	LT. 25	AAAC 3 x 70 mm ²	
5	CO Bantala	LT. 29	AAAC 3 x 70 mm ²	
6	CO Oka	CO. Wailolong	AAAC 3 x 70 mm ²	
7	CO Wailolong	CO.Lewohala	AAAC 3 x 70 mm ²	
C	PENYULANG KOTA			
1	PLTD> Waibalun	B 1	AAACOC 3 x 150 mm ²	
2	B1	PLTD . Lokea	AAAC 3x 70 mm	
3	PLTD Lokea	C.O. Ekasapta	AAAC 3x 70 mm	
4	C.O. Ekasapta	LBS. Fortuna	AAAC 3x 70 mm	
5	LBS. Fortuna	C.O. Kantor Daerah	AAAC 3x 70 mm	
6	C.O. Kantor Daerah	C.O. Weri	AAAC 3x 70 mm	
7	C.O. Weri	C.O. LBS. Emaus	AAAC 3x 70 mm	
8	LBS. Emaus	C.O. Watuwiti	AAAC 3x 70 mm	
9	C.O. Watuwiti	C.O. Mudakaputu	AAAC 3x 70 mm	
10	C.O. Mudakaputu	C.O. Lewohala	AAAC 3x 70 mm	
D	PENYULANG OKHISIN			
1	PLTD. Waibalun	LT. 33	AAAC 3 x 70 mm ²	

Dari tabel 3.1 , 3.2 dan 3.3 dapat dilihat bahwa kapasitas dan pembebanan dari masing-masing gardu trafo berbeda, panjang saluran antar gardu trafo juga berbeda. Hal ini yang berpengaruh pada proses penyaluran energi listrik pada konsumen.

3.2 Pengenalan ETAP (*Electrical Transient Analysis Program*)

ETAP Power Station adalah *software* untuk *power* sistem yang bekerja berdasarkan perencanaan, setiap *plant* harus menyediakan *modelling* peralatan dan alat-alat pendukung yang berhubungan dengan analisis yang akan dilakukan. Perangkat ini dapat bekerja dalam keadaan *offline* yaitu untuk simulasi tenaga listrik dan *online* untuk pengelolaan data *real time*. Analisa yang dapat dilakukan antara lain :

- Analisa Aliran Daya (*load flow analysis*)
- Analisa hubung singkat (*short circuit*)
- Motor Starting
- Arc Flash Analysis
- Harmonic Power System
- Analisa Kestabilan Transient

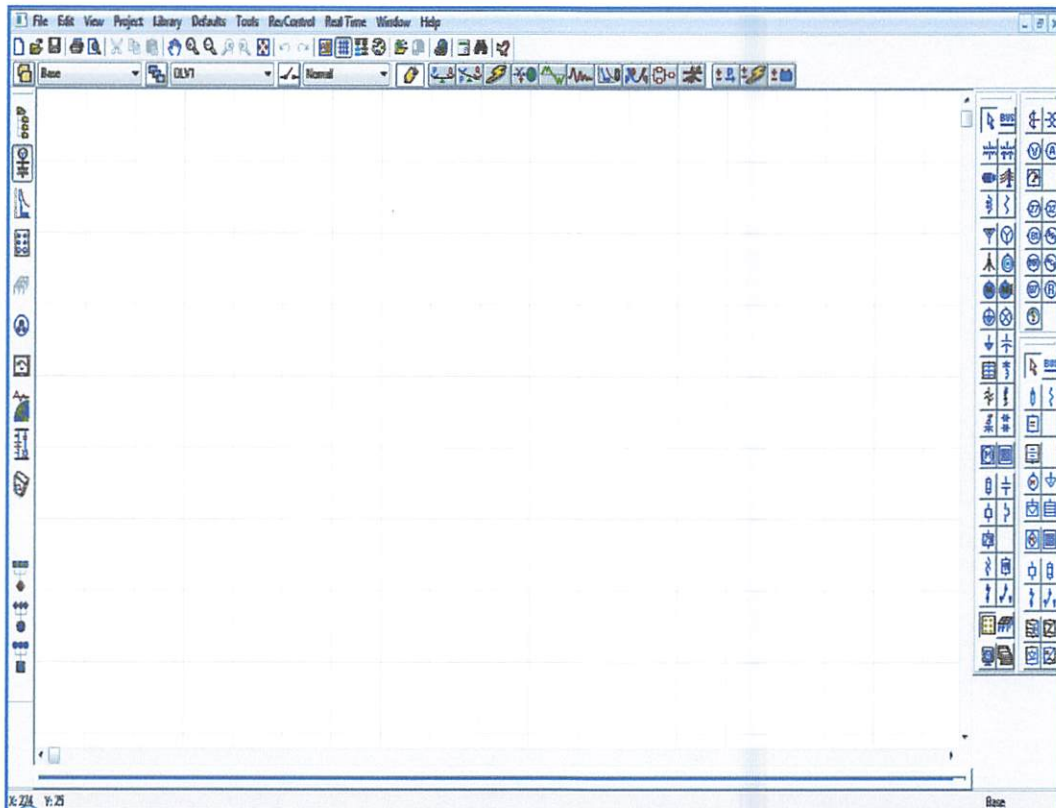
Data-data yang diperlukan untuk melakukan perhitungan *LoadFlow* adalah sebagai berikut :

- Data *Bus* (nominal kV, %V dan sudut tegangan)
- Data *Branch* (transformator, jaringan transmisi, kabel dan impedansi)
- Data Generator
- Data beban

Dari perhitungan *Load Flow* maka akan menghasilkan :

- *Power Flow* dan *Power Factor*
- *Bus Voltage*
- *BusLoading*
- *Tap Transformer*
- *Losses*
- *Voltage drops*
- Konsumsi daya beban

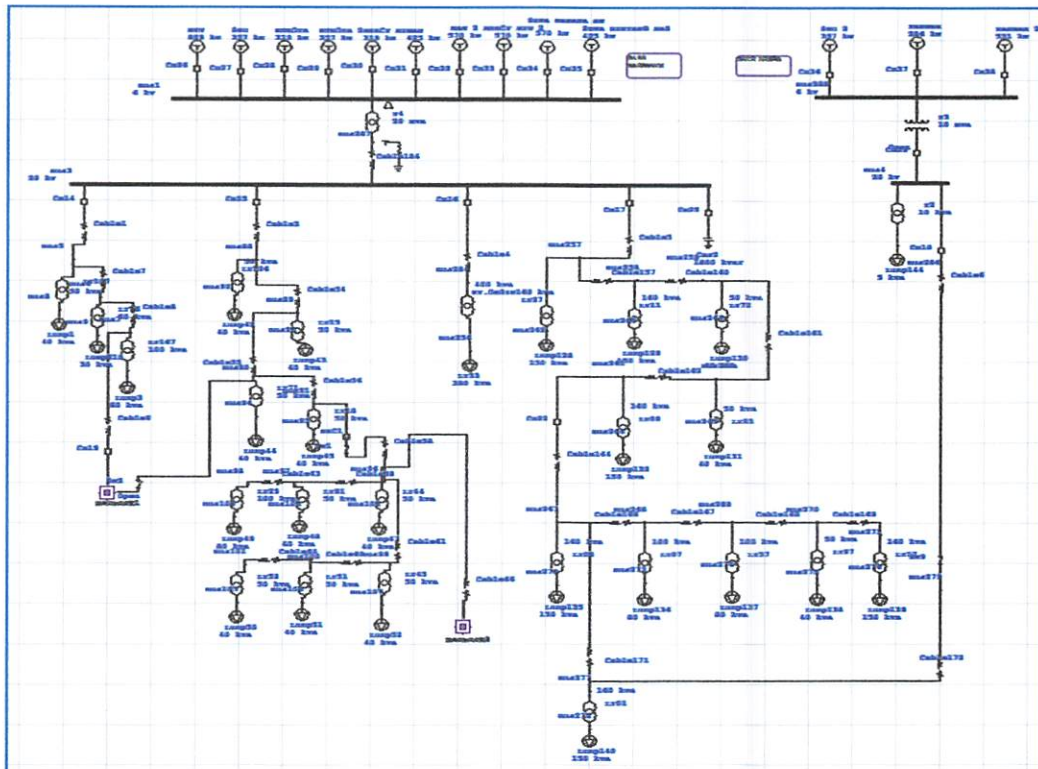
ETAP Power Station dapat digunakan untuk menggambar single line diagram secara langsung. Single line diagram ETAP terdiri dari sejumlah komponen yang membantu kita dalam merangkai rangkaian kompleks dan banyak sebagai contoh, setiap unsur komponen dapat berdiri sendiri, ukuran dan symbol yang ditampilkan menggunakan standar *ANSI* dan *IEC*.



Gambar 3.2 Tampilan Utama pada *software ETAP*

3.3. Simulasi Jaringan Distribusi Menggunakan ETAP

Untuk mendapatkan nilai dari fakto daya dan tegangan di PLN Larantuka, terlebih dahulu dibuat gambar simulasi *single-line diagram* menggunakan software ETAP 12.6.0

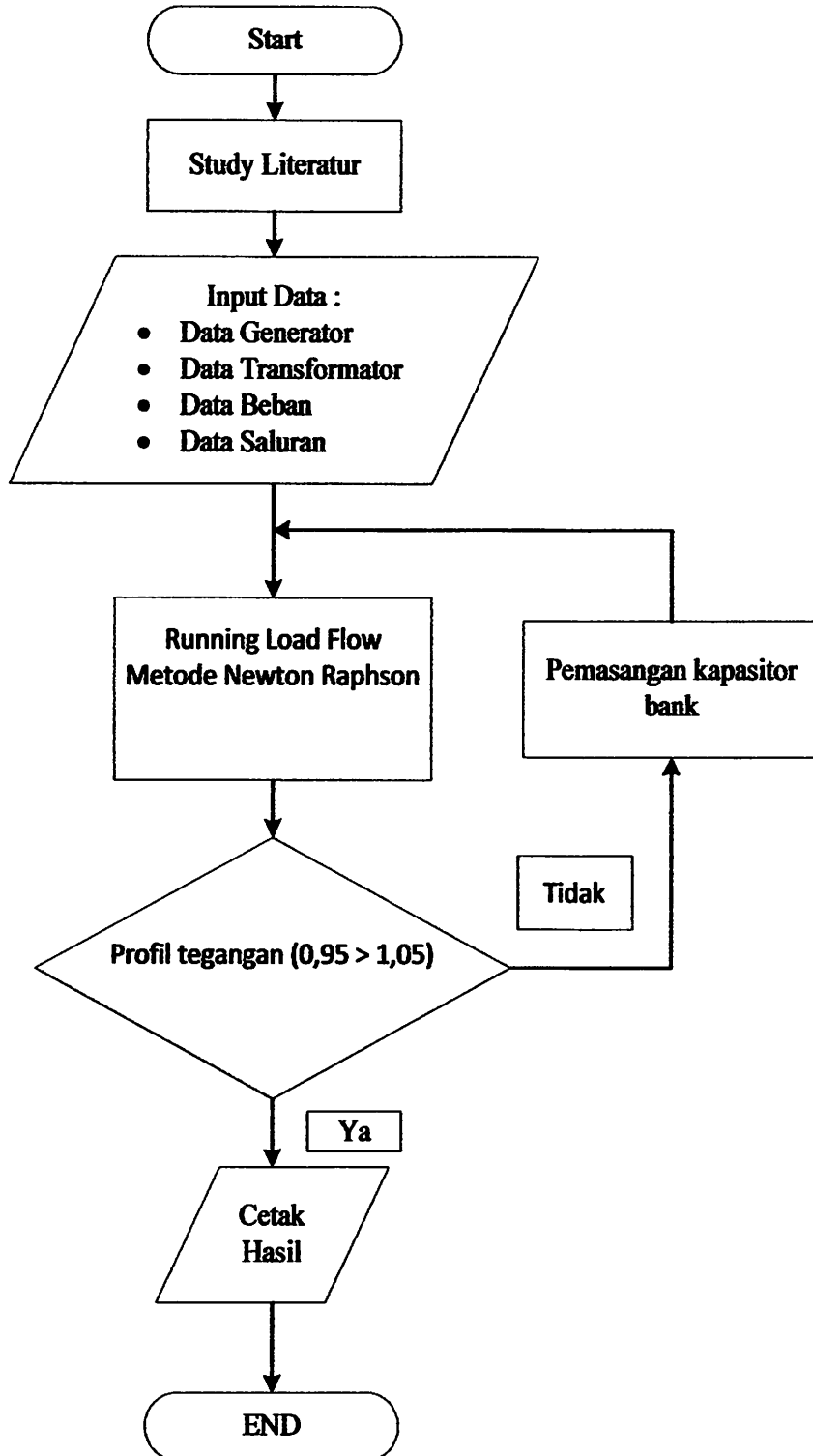


Gambar 3.3 *Single Line* Sistem 20 kV Larantuka menggunakan ETAP

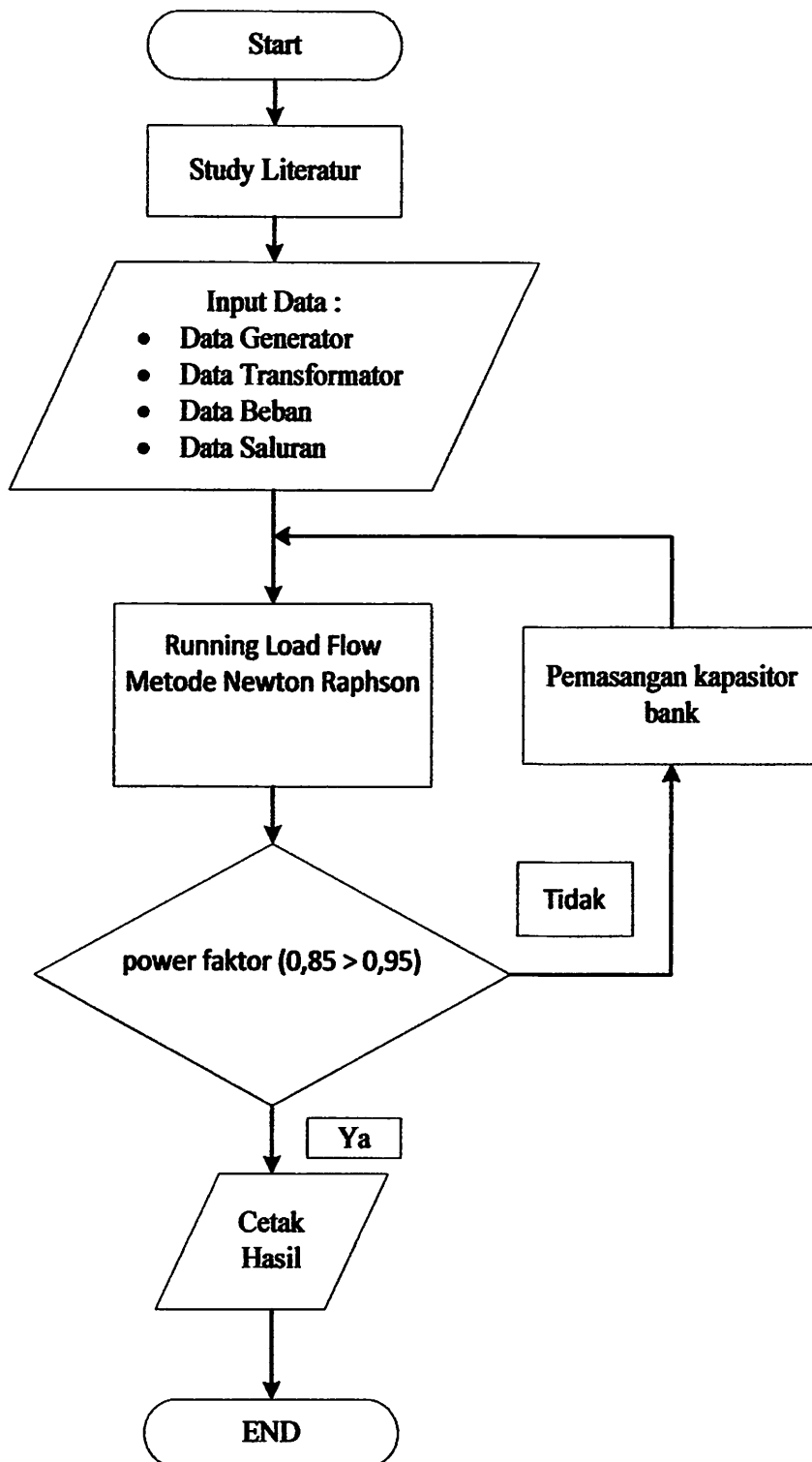
Pada proses pembuatan *single line* pada gambar 3.1 pertama-tama yang harus dilakukan adalah menentukan berapa jumlah bus pada tiap-tiap penyulang yang ada. Untuk menentukan jumlah bus, dapat ditentukan dari banyaknya jumlah trafo-trafo beban yang dipisahkan oleh CB (*Circuit Breaker*). Kapasitas beban tiap bus dapat dilihat dari jumlah total kapasitas trafo beban pada bus tersebut.

3.3 . Flowchart Hasil Simulasi Menggunakan *Software ETAP 12.6.0*

3.3.1. Flowchart Penyelesaian Masalah Profil Tegangan



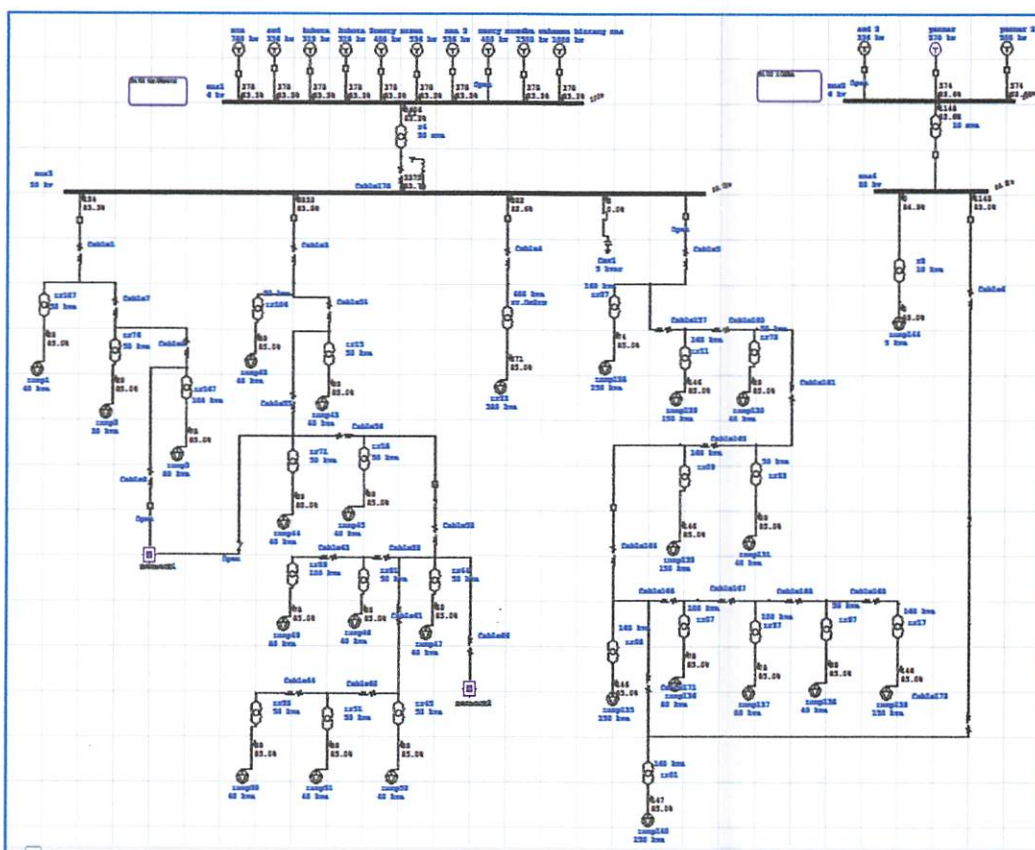
3.3.2. Flowchart Penyelesaian Masalah Power Factor



BAB IV SIMULASI HASIL DAN ANALISA

4.1. Pemodelan Single Line diagram 20 KV di Larantuka menggunakan software ETAP Power Station

Setelah dilakukan Load Flow hasil yang didapat bahwa sebelum pemasangan kapasitor masih banyak bus yang mengalami jatuh tegangan (*beban yang kritis*) pada bus beban.



Gambar 4.1. Tampilan Load flow

Setelah seluruh proses pembuatan single line selesai dilakukan, maka proses load flow dapat dijalankan dengan Run load flow seperti pada gambar 4.1. Simulasi jatuhnya tegangan pada ujung penyulang atau tegangan ujung pada software *ETAP Power Station* sebelum pemasangan kapasitor.

Berdasarkan analisa short sircuit yang dilakukan pada softwre *ETAP Power Station*, maka dapat diketahui gangguan pada tegangan ujung yang mengalami turun tegangan pada setiap bus. adalah sebagai berikut

4.2. Hasil dan Analisa Load Flow Analysis Menggunakan Softwawe ETAP Power Station Sebelum Pemasangan Kapasitor.

Critical						
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
Bus162	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,333	87,7	3Phase
Bus163	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,333	87,6	3Phase
Bus164	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,332	87,5	3Phase
Bus165	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,332	87,3	3Phase
Bus171	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,332	87,3	3Phase
Bus172	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,331	87,1	3Phase
Bus173	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,331	87	3Phase
Bus174	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,33	87	3Phase
Bus175	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,332	87,2	3Phase
Bus184	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,33	86,7	3Phase
Bus186	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,33	86,9	3Phase
Bus187	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,329	86,7	3Phase
Bus188	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,329	86,6	3Phase
Bus189	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,329	86,6	3Phase
Bus190	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,329	86,6	3Phase
Bus203	Bus	Under Voltage	0,30 kV	0,329	86,6	3Phase

Gambar 4.2.

Tampilan Critical Report Bus Under Voltage Hasil Loadflow Menggunakan Metode Newton Rhapson

Dari gambar 4.2 tampilan critical report pada ETAP power station diatas agar data tersebut lebih jelas maka dapat dilihat pada tabel Critical Report Bus Under Voltage Hasil Loadflow Menggunakan Metode Newton Rhapson dan profil tegangan sebelum pemasangan kapasitor. Berikut ini adalah tabel hasil report dari *ETAP power station* sebelum pemasangan kapasitor

Tabel 4.1 Critical Report Bus Under Voltage Hasil Loadflow

NO	ID BUS	CONDITION	RATING/LIMIT (kV)	OPERASI	% OPERASI	PHASA TYPE
1	Bus 162	Under Voltage	0,38	0,333	87,7	3-Phase
2	Bus 163	Under Voltage	0,38	0,333	87,6	3-Phase
3	Bus 164	Under Voltage	0,38	0,332	87,5	3-Phase
4	Bus 165	Under Voltage	0,38	0,332	87,3	3-Phase
5	Bus 171	Under Voltage	0,38	0,332	87,3	3-Phase
6	Bus 172	Under Voltage	0,38	0,331	87,1	3-Phase
7	Bus 173	Under Voltage	0,38	0,331	87	3-Phase
8	Bus 174	Under Voltage	0,38	0,33	87	3-Phase
9	Bus 175	Under Voltage	0,38	0,332	87,2	3-Phase
10	Bus 184	Under Voltage	0,38	0,33	86,7	3-Phase
11	Bus 186	Under Voltage	0,38	0,33	86,9	3-Phase
12	Bus 187	Under Voltage	0,38	0,329	86,7	3-Phase
13	Bus 188	Under Voltage	0,38	0,329	86,6	3-Phase
14	Bus 189	Under Voltage	0,38	0,329	86,6	3-Phase
15	Bus 190	Under Voltage	0,38	0,329	86,6	3-Phase
16	Bus 283	Under Voltage	0,38	0,329	86,6	3-Phase

Dari hasil analisa aliran daya menggunakan metode Newton Rhapson, terdapat 16 bus yang nilai tegangannya berada dibawah standar PLN atau sering disebut *under voltage*. Oleh karena itu agar profil tegangannya menjadi lebih baik maka perlu di pasang kapasitor.

Dikethauai pada hasil *load flow* diatas bahwa untuk tegangan mengalami critical/kritis yaitu 86 % sampi 87% pada 16a bus dari 124 bus.

Tampilan load flow hasil total Generator, Loading and Demand menggunakan ETAP power station.

SUMMARY OF TOTAL GENERATION , LOADING & DEMAND				
	kW	kvar	kVA	% PF
Source (Swing Buses):	3782.6	2536.0	4554.6	83.05 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	0.0	0.0	0.0	
Total Demand:	3782.6	2536.0	4554.6	83.05 Lagging
Total Motor Load:	2900.5	1797.6	3412.4	85.00 Lagging
Total Static Load:	592.2	362.1	694.1	85.31 Lagging
Total Constant I Load:	0.0	0.0	0.0	
Total Generic Load:	0.0	0.0	0.0	
Apparent Losses:	289.9	377.2		
System Mismatch:	0.0	0.0		
Number of Iterations: 3				

Gambar 4.3. Total Generator, Loading and Demand menggunakan ETAP power station sebelum pemasangan kapasitor.

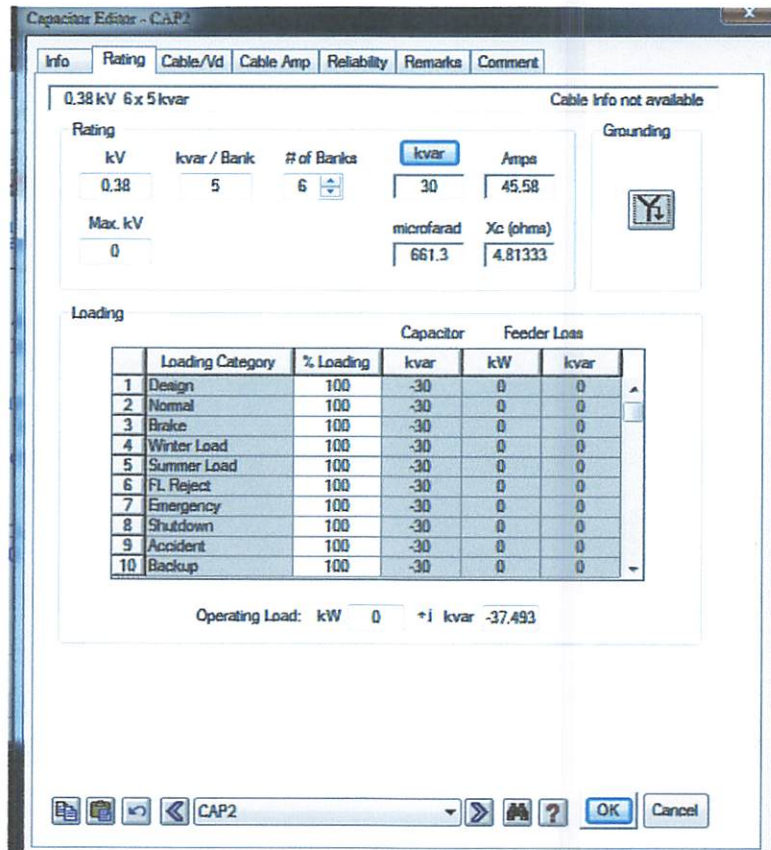
Tabel 4.2 Hasil Total Generator, Loading And Demand menggunakan ETAP Power station sebelum pemasangan kapasitor.

SUMMARY OF TOTAL GENERATOR , LOADING AND DEMAND					
	KW	Kvar	KVA	% PF	
Source (Swing Buses)	3782,2	2534,1	4507,9	82,70	Lagging
Source (No-Swing Buses)	0	0	0		
Total Demand	3782,1	2534,1	4507,9	82,70	Lagging
Total Motor Load	2900,5	1797,6	3412,4	85,00	Lagging
Total Static Load	608,9	372,5	613,8	85,31	Lagging
Apparent Losses	218,7	364,0			
System Mismatch	0	0			
Number of Iterations	3				

Dikethauli pada hasil *load flow* diatas bahwa untuk faktor dayanya masih jelek yaitu 0.85 % sampai 0.95 % pada bus utama. Berikut ini adalah tabel hasil report dari *ETAP power station* sebelum pemasangan kapasitor.

4.3 Proses Pemasangan kapasitor

Agar profil tegangan dan factor daya menjadi lebih baik maka perlu di pasang kapasitor terlebih dahulu.



Gambar 4.4 tampilan kapasitor pada ETAP

Untuk memasukkan data kapasitor pada *Command Windows* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.9, klik dua kali pada komponen kapasitor kemudian pilih 'Rating' lalu isi nilai Kvar dan jumlah bank kapasitornya. Setelah selesai menginputkan nilai data yang dibutuhkan pada komponen trafo, klik 'Ok'.

Dibawah ini adalah data table untuk menentukan ukuran dan jumlah kapasitor menggunakan OCP. Dari hasil perhitungan OCP pada ETAP didapatkan penentuan letak dan kapasitas kapasitor sebagai berikut:

Tabel 4.3 Menentukan ukuran dan jumlah kapasitor menggunakan OCP.

PEMASANGAN CAPASITOR OCP			
NO	BUS	BESAR KAPASITOR	KAPASITOR BANK
1	162	30,67 Kvar	8
2	163	27,82 Kvar	7
3	164	3,66 Kvar	1
4	165	32,01 Kvar	8
5	171	19,22 Kvar	5
6	172	7,35 Kvar	2
7	173	23,19 Kvar	6
8	174	34,03 Kvar	9
9	175	36,40 Kvar	9
10	184	23,00 Kvar	6
11	186	22,20 Kvar	6
12	187	37,78 Kvar	10
13	188	14,90 Kvar	4
14	189	31,42 Kvar	8
15	190	35,82 Kvar	9
16	283	31,40 Kvar	8
jumlah		410.87 Kvar	106

Dari hasil perhitungan OCP pada ETAP power station untuk 16 bus maka total yang didapat 400,64 KVAR dan 106 buah kapoasitor.

4.4. Hasil dan Analisa Load Flow Analysis Menggunakan Software ETAP Power Station Sesudah Pemasangan Kapasitor.

Dibawah ini adalah table hasil profil tegangan sesudah pemasangan kapasitor.

Table 4.4. Tabel profil tegangan sesudah pemasangan kapasitor

NO	ID BUS	CONDITION	RATING/LIMIT (kV)	OPERASI	% OPERASI	PHASA TYPE
1	Bus 162	Marginal	0,38	0,357	94,1	3-Phase
2	Bus 163	Marginal	0,38	0,357	93,9	3-Phase
3	Bus 164	Marginal	0,38	0,356	93,8	3-Phase
4	Bus 165	Marginal	0,38	0,356	93,7	3-Phase
5	Bus 171	Marginal	0,38	0,356	93,7	3-Phase
6	Bus 172	Marginal	0,38	0,355	93,5	3-Phase
7	Bus 173	Marginal	0,38	0,355	93,4	3-Phase
8	Bus 174	Marginal	0,38	0,355	93,3	3-Phase
9	Bus 175	Marginal	0,38	0,356	93,6	3-Phase
10	Bus 184	Marginal	0,38	0,354	93,1	3-Phase
11	Bus 186	Marginal	0,38	0,354	93,2	3-Phase
12	Bus 187	Marginal	0,38	0,354	93	3-Phase
13	Bus 188	Marginal	0,38	0,353	93	3-Phase
14	Bus 189	Marginal	0,38	0,353	93	3-Phase
15	Bus 190	Marginal	0,38	0,353	93	3-Phase
16	Bus 283	Marginal	0,38	0,353	93	3-Phase

Disini menjelaskan bahwa dari bus-bus yang kritis (critical) menjadi marginal (tegangan yang masih bisa di toleransi) dan dari marginal menjadi normal.

**Tabel 4.5 Hasil Total Generator, Loading And Demand menggunakan ETAP
Power station sesudah pemasangan kapasitor.**

SUMMARY OF TOTAL GENERATOR , LOADING AND DEMAND					
	KW	Kvar	KVA	% PF	
Source (Swing Buses)	3972,3	-1339,4	4192,0	94,76	Lagging
Source (No-Swing Buses)	0	0	0		
Total Demand	3972,3	1339,4	4192,0	94,76	Lagging
Total Motor Load	2900,5	1797,6	3412,4	85,00	Lagging
Total Static Load	651,3	-3586,4	3645,0	17,87	Lagging
Apparent Losses	420,4	449,4			
System Mismatch	0	0			
Number of Iterations	3				

Disini menjelaskan bahwa dari bus-bus yang kurang baik menjadi baik (faktor daya yang masih bisa di toleransi) sudah mencapai 0,85 % sampai 0,95%.

4.5. Hasil dan Analisa Perbandingan Profil Tegangan Dan Faktor Daya Sebelum dan Sesudah Pemasangan Kapasitor.

Dibawah ini adalah table hasil perbandingan profil tegangan sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor.

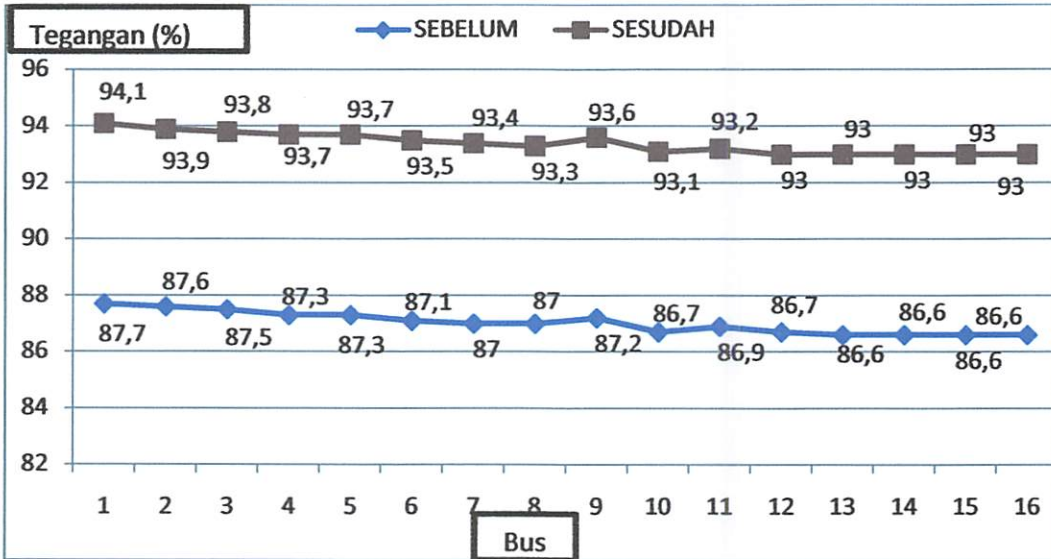
Tabel 4.6 hasil perbandingan profil tegangan

ID BUS	SEBELUM		SESUDAH	
	OPERASI	% OPERASI	OPERASI	% OPERASI
Bus 162	0,333	87,7	0,357	94,1
Bus 163	0,333	87,6	0,357	93,9
Bus 164	0,332	87,5	0,356	93,8
Bus 165	0,332	87,3	0,356	93,7
Bus 171	0,332	87,3	0,356	93,7
Bus 172	0,331	87,1	0,355	93,5
Bus 173	0,331	87	0,355	93,4
Bus 174	0,33	87	0,355	93,3
Bus 175	0,332	87,2	0,356	93,6
Bus 184	0,33	86,7	0,354	93,1
Bus 186	0,33	86,9	0,354	93,2
Bus 187	0,329	86,7	0,354	93
Bus 188	0,329	86,6	0,353	93
Bus 189	0,329	86,6	0,353	93
Bus 190	0,329	86,6	0,353	93
Bus 283	0,329	86,6	0,353	93

Dari table 4.5. Diatas terlihat bahwa tanpa ada perubahan setelah pemasangan kapasitor bahwa bus - bus yang mengalami tegangan kritis/jatuh tegangan dibawah nominal yaitu pada bus 162, 163, 164, 165, 171, 172, 173, 174, 175, 184, 186, 187, 188,189, 190, dan bus 283.

Dari hasil yang telah di pasang kapasitor pada bus 162, 163, 164, 165, 171, 172, 173, 174, 175, 184, 186, 187, 188,189, 190, dan bus 283 akan mengalami kestabilan tegangan pada sistem dan beban. Sehingga bus-bus yang mengalami tegangan kritis akan menjadi marginal. (tegangan yang masih bisa ditoleransi).

Tampilan grafik Perbandingan Profil tegangan sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor



Grafik 4.5 Perbandingan Profil tegangan sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor

Tabel 4.7 Perbandingan Cos Θ sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor

	SEBELUM				SESUDAH			
	KW	Kvar	KVA	% PF	KW	Kvar	KVA	% PF
Source (Swing Buses)	3782,2	2534,1	4508	82,7	3972,3	-	4192	94,76
Source (No-Swing Buses)	0	0	0		0	0	0	
Total Demand	3782,2	2534,1	4508	82,7	3972,3	-	4192	94,76
Total Motor Load	2900,5	1797,6	3412	85,00	2900,5	1797,6	3412,4	85,00
Total Static Load	608,9	372,5	613,8	85,31	651,3	-	3645	17,87
Apparent Losses	218,7	364,0			420,4	449,4		
System Mismatch	0	0			0	0		
Number of Iterations	3				3			

Dari table di atas dapat kita lihat bahwa dengan adanya kompensasi daya dari kapasitor, maka akan meningkatkan faktor daya. Sehingga mengakibatkan penurunan konsumsi daya terlihat bahwa dengan pemasangan kapasitor menunjukkan yang lebih baik jika dibandingkan dengan sebelumnya.

Sistem kelistrikan di PT.PLN Flores Bagian Timur – Larantuka disuplai oleh 13 generator dari dua pembangkit. Berdasarkan table di atas dapat disimpulkan kualitas daya pada sistem ini kurang baik, terpasangnya kapasitor maka mampu memberikan perbaikan $\cos \theta$ dari 0,82 % menjadi 0,94 %.

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan analisis pemasangan kapasitor untuk memperbaiki faktor daya dengan menggunakan *software ETAP power station* pada sistem distribusi di PT.PLN Flores Bagian Timur – Larantuka maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Dari hasil simulasi menggunakan *software ETAP power station* terlihat bahwa ada 16 bus beban di PT.PLN (persero) Flores bagian timur yang mengalami under voltage dalam kondisi critical yaitu bus (162, 163, 164, 165, 171, 172, 173, 174, 175, 184, 186, 187, 188,189, 190, dan bus 283).
2. Setelah pasang kapasitor menggunakan *software ETAP power station* terlihat bahwa ada 16 bus beban di PT.PLN (persero) Flores bagian timur yang critical sudah berubah dalam kondisi marginal.
3. Setelah pasang kapasitor pada 16 bus yang mengalami kondisi critical maka peningkatan faktor daya dari 82.7 % menjadi 94.76 % dengan nilai kapasitor 400 kVar.
4. Dari hasil simulasi setelah adanya kapasitor terlihat profil tegangan dan faktor daya menjadi lebih baik dari sebelumnya.

5.2 Saran

jika ingin di lakukan perluasan jaringan yang kemungkinan akan terjadi penambahan beban dalam jumlah besar, maka perlu terlebih dulu dilakuka analisa load flow agar sistem dapat dipertahankan dalam kondisi stabil, penyaluran daya, tegangan yang optimal dan faktor daya yang baik.

DAFTAR PUSTAKA

1. Pansini, A.J. 2007. *Electrical Distribution Engineering*, Third Edition, The Fairmont, Inc., India Trail.
<http://dunia-listrik.blogspot.co.id/2010/03/kualitas-daya-listrik-power-quality.html>
<http://electricer.blogspot.co.id/2008/08/perbaikan-tegangan.html>
2. Almanda, Deni.” *Peranan Kapasitor Dalam Penggunaan Energi Listrik*,” Elektro Indonesia, nomor30, Tahun VI, 2000.
3. Basri, Hasan, *Sistem Distribusi Daya Listrik* (Jakarta : ISTN, 1997).
4. Kothari, DP, “*Modern Power System Analysis*”,3rd, Tata McGraw Hill, New Delhi, 2005.
5. R.H. park, “ *Improved reliability of bulk power suplay by fast load control* “ in proceedings of the 1968, American Power conference, pp445-457.

LAMPIRAN



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

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

PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

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

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

Nama : Simon S. R. Lian
NIM : 1112042
Program Studi : TEKNIK ELEKTRO S-1
Konsentrasi : TEKNIK ENERGI LISTRIK
Judul Skripsi : **PEMASANGAN KAPASITOR BANK
MEMPERBAIKI FAKTOR DAYA DI PT. PLN
(PERSERO) FLORES BAGIAN TIMUR –
LARANTUKA MENGGUNAKAN SOFTWARE
ETAP**

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

Hari : **Kamis**
Tanggal : **18 Agustus 2016**
Dengan Nilai : **78.5**

Panitia Ujian Skripsi

Ketua Majelis Penguji

M. Ibrahim Ashari, ST, MT
NIP.P. 1030100358

Sekretaris Majelis Penguji

Dr. Eng. I Komang Somawirata, ST, MT
NIP.P. 1030100361

Anggota Penguji

Penguji I

Ir. Choirul Saleh, MT.
NIP.Y. 1018800190

Penguji II

Ir. Ni Putu Agustini, MT.
NIP.Y. 1030100371



PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Kamis
Tanggal : 18 Agustus 2016

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

Nama : Simon S. R. Lian
NIM : 1112042
Program Studi : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Eenergi Listrik
Judul Skripsi : **PEMASANGAN KAPASITOR BANK
MEMPERBAIKI FAKTOR DAYA DI PT. PLN
(PERSERO) FLORES BAGIAN TIMUR –
LARANTUKA MENGGUNAKAN SOFTWARE
ETAP**

No	Materi Perbaikan	Keterangan
1	Masukan nilai kapasitansi kapasitor untuk memperbaiki $\cos Q$ pada analisa data dan kesimpulan	

Dosen Penguji I

Ir. Choirul Saleh, MT.
NIP.Y. 1018800190

Dosen Pembimbing I

Prof. Dr. Eng. Ir. Abraham Lomi, MSEE
NIP.Y. 1018500108

Dosen Pembimbing II

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



PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Kamis
Tanggal : 18 Agustus 2016

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

Nama : Simon S. R. Lian
NIM : 1112042
Program Studi : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Eenergi Listrik

Judul Skripsi : **PEMASANGAN KAPASITOR BANK
MEMPERBAIKI FAKTOR DAYA DI PT. PLN
(PERSERO) FLORES BAGIAN TIMUR –
LARANTUKA MENGGUNAKAN SOFTWARE
ETAP**

No	Materi Perbaikan	Keterangan
1	Penulisan rumusan masalah no.1 dan 2	
2	Penggunaan daftar pustaka sesuai dengan tujuan penulisa	
3	Format penulisan table	

Dosen Penguji II

Ir. Ni Putu Agustini, MT.
NIP.Y. 1030100371

Dosen Pembimbing I

Prof. Dr. Eng. Ir. Abraham Lomi, MSEE
NIP.Y. 1018500108

Dosen Pembimbing II

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



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

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

PERSERO) MALANG
NIAGA MALANG

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

nomor Surat : ITN-214/EL-FTI/2015

8 Maret 2016

inspirasi : -

hal : BIMBINGAN SKRIPSI (**Baru**)

ada : Yth. Bapak/Ibu **Abraham Lomi, Ir., MSEE, Dr. Eng., Prof.**

Dosen Teknik Elektro S-1

ITN MALANG

Dengan Hormat

Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi untuk mahasiswa:

Nama : Simon S. R. Lian
Nim : 1112041
Fakultas : **Teknologi Industri**
Program Studi : **Teknik Elektro S-1**
Konsentrasi : T. Energi Listrik S1

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya kepada Saudara/i selama masa waktu :

“ Semester Genap Tahun Akademik 2015-2016 ”

Demikian atas perhatian serta bantuannya kami sampaikan terima kasih.

Mengetahui



M. Ibrahim Ashari, ST, MT
NIP.P. 1030100358



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

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

PERSERO) MALANG
NIAGA MALANG

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

nomor Surat : ITN-214/EL-FTI/2015

8 Maret 2016

ampiran : -

rihal : BIMBINGAN SKRIPSI (Baru)

kepada : Yth. Bapak/Ibu Bambang Prio Hartono, ST., MT

Dosen Teknik Elektro S-1

ITN MALANG

Dengan Hormat

Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi untuk mahasiswa:

Nama : Simon S. R. Lian
Nim : 1112041
Fakultas : **Teknologi Industri**
Program Studi : **Teknik Elektro S-1**
Konsentrasi : T. Energi Listrik S1

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya kepada Saudara/i selama masa waktu :

" Semester Genap Tahun Akademik 2015-2016"

Demikian atas perhatian serta bantuannya kami sampaikan terima kasih.



Mengetahui








Ketua Program Studi Teknik Elektro S-1

M. Ibrahim Ashari, ST, MT

NIP.P. 1030100358








MONITORING BIMBINGAN SKRIPSI
SEMESTER GENAP TAHUN AKADEMIK 2015-2016

Nama Mahasiswa : SIMON S. R. LIAN
 NIM : 11.12.042
 Nama Pembimbing : Prof.Dr.Eng.Ir.Abraham Lomi, MSEE
 Judul Skripsi : PEMASANGAN KAPASITOR BANK UNTUK
 MEMPERBAIKAN FAKTOR DAYA DI PT. PLN
 (PERSERO) FLORES BAGIAN TIMUR

Minggu Ke-	Hari, Tanggal	Waktu Bimbingan	Materi Bimbingan	Paraf
1	Rabu 24-3-2016	11.00	1.Revisi Judul 2.Revisi Rumusan Masalah	
2	Kamis 25-3-2016	10.30	ACC Makalah Seminar Proposal	
3	Selasa 5-4-2016	12.11	Konsultasi Revisi Hasil Berita Acara Seminar Proposal	
4	Senin 26-4-2016	09.00	Konsultasi Pemodelan Software dan Pegambilan Data	
5	Kamis 29-4-2016	12.00	Konsultasi Pemodelan single line Pada Software ETAP	
6	Selasa 25-5-2016	10.42	ACC Laporan Seminar Progres	
7	Jum'at 4-6-2016	12.05	Bimbingan Bab III	

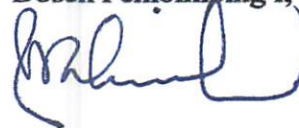
**MONITORING BIMBINGAN SKRIPSI
SEMESTER GENAP TAHUN AKADEMIK 2014-2015**

Nama Mahasiswa : SIMON S. R. LIAN
NIM : 11.12.042
Nama Pembimbing : Prof.Dr.Eng.Ir.Abraham Lomi, MSEE
Judul Skripsi : PEMASANGAN KAPASITOR BANK UNTUK
MEMPERBAIKAN FAKTOR DAYA DI PT. PLN
(PERSERO) FLORES BAGIAN TIMUR

Minggu Ke-	Hari, Tanggal	Waktu Bimbingan	Materi Bimbingan	Paraf
8	Kamis 17-6-2016	09.30	Bimbingan Bab IV , Hasil Pengukuran dan Simulasi	
9	Selasa 21-7-2016	11.00	Bimbingan Bab V	
10	Kamis 23-7-2016	10.25	Bimbingan Makalah Seminar Hasil, dan	
11	Sabtu 30-7-2016	11.42	ACC Makalah Seminar Hasil	
12	Kamis 5-7-2016	11.30	Konsultasi tambahan dari seminar Hasil	
13	Kamis 11-8-2016	10.30	Revisi Laporan Skripsi	
14	Senin 16-8-2016	12.35	ACC Laporan Skripsi	

Malang, 2016

Dosen Pembimbing I,

Prof.Dr.Eng.Ir.Abraham Lomi,MSEE








NIP.Y. 1018500108

PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S-1**FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

Kampus II : Jl. Raya Karanglo Km. 2 Malang


**MONITORING BIMBINGAN SKRIPSI
SEMESTER GENAP TAHUN AKADEMIK 2015-2016**

Nama Mahasiswa : Simon S. R Lian
NIM : 1112042
Nama Pembimbing : Bambang Prio Hartono, ST, MT.
Judul Skripsi : PEMASANGAN KAPASITOR BANK UNTUK
MEMPERBAIKI FAKTOR DAYA DI PT.(PERSERO)
FLORES BAGIAN TIMUR - LARANTUKA

Minggu Ke-	Hari, Tanggal	Waktu Bimbingan	Materi Bimbingan	Paraf
8	17/5 16	12.00	BAB I, BAB II Lengkapnaban	
9	24/ 16 6	10.42	BAB III, BAB IV Cara Pemasangan kapasitor	
10	20/7 16	10.00	Lengkapnakan BAB I, II, III, IV	
11	27/7 16	09.00	BAB I, BAB II OK	
12	29/7 16	11.00	BAB III OK	
13	11/8 16	12.00	BAB IV OK	
14	11/8 16	12.00	Ace maju	

Malang,

Pembimbing

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



PT.PLN (Persero) Wil. NTT
Area Flores Bagian Timur
Rayon Larantuka
"BISA (Bekerja, Ikhlas, Sigap, Akurat) "

L. PB. Sudirman
Telp : (0383) 21045

Nomor : 029/AGA.00.01 / LAN / 2016
lampiran : -

Larantuka, 14 April 2016

Perihal : Ijin Survey Pengambilan
Data Skripsi

Kepada Yth,
Ketua Program Studi
Teknik Elektro S-I FTN Malang
Di -
Tempat

Menunjuk surat Sdr No.FTN-252/EL-FTI/2015 tanggal 04 April 2016 Perihal Survey Pengambilan Data Skripsi maka dengan ini kami bersedia menerima Sdr. Untuk melakukan Survey tersebut di PT PLN (Persero) Rayon Larantuka.

Selanjutnya di harapkan agar mengikuti semua aturan yang berlaku di PT PLN (Persero) antara lain :

1. Kami tidak memberikan imbalan apapun setelah selesai melaksanakan Survey
2. Kami tidak bertanggung jawab atas kecelakaan yang terjadi akibat kelalaian yang bersangkutan.
3. Tidak membawa minuman keras atau Obat - obatan terlarang ke Area Kantor.
4. Bersikap sopan dan disiplin sesuai aturan yang berlaku di PT PLN (Persero).
5. Selalu berkoordinasi dengan Manajemen PT PLN (Persero) Rayon Larantuka.

Demikian Kami sampaikan, atas perhatian dan kerjasamanya di ucapkan terimakasih.



Manajer Rayon

Fransiskus Xaverius Roja



PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang Bertanda Tangan Dibawah Ini:

Nama : SIMON S. R. LIAN
 N I M : 1112042
 Semester : 8 (sepuluh)
 Fakultas : Teknologi Industri
 Jurusan : Teknik Elektro S-I
 Konsentrasi : **TEKNIK ENERGI LISTRIK**
TEKNIK ELEKTRONIKA
TEKNIK KOMPUTER
TEKNIK TELEKOMUNIKASI
 Alamat : Jln. perusahaan Losawi Karangb

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

Adapun persyaratan- persyaratan pengambilan SKRIPSI adalah sebagai berikut:

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

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

Telah diteliti kebenarannya data tersebut diatas
 Recording Teknik Elektro S-I

[Signature]
 (.....)

Disetujui
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-I

[Signature]
M.Ibrahim Ashari, ST, MT
NIP. P. 1030100358

Malang, 13-02-.....2016
 Pemohon

[Signature]
 (SIMON S. R. LIAN)

Mengetahui
Dosen Wali





[Signature]
 (.....) TEGUH.H

Catatan:

Bagi mahasiswa yang telah memenuhi persyaratan mengambil SKRIPSI agar membuat proposal dan mendapat persetujuan dari Jurusan T. elektro S-I

1.
 2.
 3.

BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO S1

KONSENTRASI	T. Energi Listrik S1					
1.	Nama Mahasiswa	Simon S. R. Lian	NIM	1112041		
2.	Keterangan	Tanggal	Waktu	Tempat / Ruang		
	Pelaksanaan					
3.	Spesifikasi Judul (berilah tanda silang *)					
	a.	Sistem Tenaga Elektrik	e.	Embbded System	i.	Sistem Informasi
	b.	Konversi Energi	f.	Antar Muka	j.	Jaringan Komputer
	c.	Sistem Kendali	g.	Elektronika Telekomunikasi	k.	Web
	d.	Tegangan Tinggi	h.	Elektronika Instrumentasi	l.	Algoritma Cerdas
4.	Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	Pemasangan Bank Kapasitor untuk Memperbaiki Faktor Daya pada PT. PLN (Persero) di Larantuka - Flores Timur				
5.	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian				
6.	Catatan :					
					
7.	Persetujuan Judul Skripsi					
	Disetujui, Dosen Keahlian I		Disetujui, Dosen Keahlian II			
						
			
Mengetahui, Ketua Jurusan.  M. Ibrahim Ashari, ST, MT NIP P 1030100358		Disetujui, Calon Dosen Pembimbing				
		Pembimbing I	Pembimbing II			
						
		Abraham Lomi, Ir., MSEE, Dr. Eng., Prof	Bambang Prio Hartono, ST., MT			

ETAP
12.6.0H

Page: 1
Date: 09-04-2016
SN:
Revision: Base
Config: Normal

Study Case: LF

Name: Eyy Lyan

Alert Summary Report

	%Alert Settings	
	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	90.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	200.0	105.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	110.0	103.0
UnderVoltage	87.9	97.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited(QMax)	150.0	115.0
UnderExcited(QMin)		

Critical Alerts Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	%Operating	Phase Type
Bas162	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.333	87.7	3-Phase
Bas163	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.333	87.6	3-Phase
Bas164	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.332	87.5	3-Phase
Bas165	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.332	87.3	3-Phase
Bas171	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.332	87.3	3-Phase
Bas172	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.331	87.1	3-Phase
Bas173	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.331	87.0	3-Phase
Bas174	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.330	87.0	3-Phase
Bas175	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.332	87.2	3-Phase
Bas184	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.330	86.7	3-Phase
Bas186	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.330	86.9	3-Phase
Bas187	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.329	86.7	3-Phase
Bas188	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.329	86.6	3-Phase
Bas189	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.329	86.6	3-Phase
Bas190	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.329	86.6	3-Phase
Bas283	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.329	86.6	3-Phase

ETAP
12.6.0H

Page: 1
Date: 09-04-2016
Revisior: Base
Config: Normal

Study Case: LF

Eng/Lyan

Alert Summary Report

	%Alert Settings	
<u>Loading</u>	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
Bus	100.0	90.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	200.0	105.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	110.0	103.0
UnderVoltage	87.9	97.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (QMax)	150.0	115.0
UnderExcited (QMin)		

SN:
Revision: Base
Config: Normal

Study Case: LF

Erty Iyan

Marginal Alerts Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
Bas10	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.359	94.4	3-Phase
Bas102	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.354	93.1	3-Phase
Bas103	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.354	93.1	3-Phase
Bas104	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.354	93.1	3-Phase
Bas105	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.354	93.1	3-Phase
Bas106	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.359	94.5	3-Phase
Bas107	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.354	93.1	3-Phase
Bas111	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.378	96.9	3-Phase
Bas112	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.330	96.6	3-Phase
Bas113	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.282	96.4	3-Phase
Bas114	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.236	96.2	3-Phase
Bas115	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.191	96.0	3-Phase
Bas116	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.147	95.7	3-Phase
Bas117	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.104	95.5	3-Phase
Bas118	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.062	95.3	3-Phase
Bas119	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.021	95.1	3-Phase
Bas120	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.981	94.9	3-Phase
Bas121	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.943	94.7	3-Phase
Bas122	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.351	92.2	3-Phase
Bas123	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.350	92.2	3-Phase
Bas124	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.356	93.7	3-Phase
Bas125	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.351	92.2	3-Phase
Bas126	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.350	92.0	3-Phase
Bas127	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.349	91.8	3-Phase
Bas128	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.348	91.5	3-Phase
Bas129	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.347	91.3	3-Phase
Bas130	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.346	91.1	3-Phase
Bas131	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.345	90.8	3-Phase
Bas132	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.344	90.6	3-Phase
Bas133	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.344	90.4	3-Phase
Bas134	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.343	90.2	3-Phase
Bas135	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.342	90.0	3-Phase
Bas136	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.905	94.5	3-Phase
Bas137	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.858	94.3	3-Phase
Bas138	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.822	94.1	3-Phase
Bas139	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.787	93.9	3-Phase

Marginal Alerts Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
Bas140	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,754	93.8	3-Phase
Bas141	Bas	Under Voltage	0.380	kV	0.341	89.8	3-Phase
Bas142	Bas	Under Voltage	0.380	kV	0.350	92.0	3-Phase
Bas143	Bas	Under Voltage	0.380	kV	0.340	89.4	3-Phase
Bas144	Bas	Under Voltage	0.380	kV	0.339	89.2	3-Phase
Bas145	Bas	Under Voltage	0.380	kV	0.338	89.0	3-Phase
Bas146	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,712	93.6	3-Phase
Bas147	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,674	93.4	3-Phase
Bas148	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,638	93.2	3-Phase
Bas149	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,604	93.0	3-Phase
Bas150	Bas	Under Voltage	0.380	kV	0.337	88.8	3-Phase
Bas151	Bas	Under Voltage	0.380	kV	0.337	88.6	3-Phase
Bas152	Bas	Under Voltage	0.380	kV	0.336	88.4	3-Phase
Bas153	Bas	Under Voltage	0.380	kV	0.335	88.2	3-Phase
Bas154	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,571	92.9	3-Phase
Bas155	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,540	92.7	3-Phase
Bas156	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,510	92.5	3-Phase
Bas157	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,483	92.4	3-Phase
Bas158	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,458	92.3	3-Phase
Bas159	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,434	92.2	3-Phase
Bas160	Bas	Under Voltage	0.380	kV	0.335	88.1	3-Phase
Bas161	Bas	Under Voltage	0.380	kV	0.334	87.9	3-Phase
Bas166	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,434	92.2	3-Phase
Bas167	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,412	92.1	3-Phase
Bas168	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,393	92.0	3-Phase
Bas169	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,375	91.9	3-Phase
Bas170	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,358	91.8	3-Phase
Bas176	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,344	91.7	3-Phase
Bas177	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,333	91.7	3-Phase
Bas178	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,323	91.6	3-Phase
Bas179	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,312	91.6	3-Phase
Bas180	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,303	91.5	3-Phase
Bas181	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,298	91.5	3-Phase
Bas182	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,293	91.5	3-Phase
Bas183	Bas	Under Voltage	20,000	kV	18,290	91.5	3-Phase
Bas185	Bas	Under Voltage	0.380	kV	0.335	88.0	3-Phase

ETAP
12.6.0H

Page: 4
Date: 09-04-2016
SN
Revisor: Base
Config: Normal

Study Case: LF

Egy Lyan

Minimal Alerts Report

Device ID	Type	Condition	Raising/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
Bus256	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.356	93.7	3-Phase
Bus262	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.367	96.5	3-Phase
Bus263	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.357	93.9	3-Phase
Bus264	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.359	94.5	3-Phase
Bus265	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.359	94.5	3-Phase
Bus266	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.357	94.0	3-Phase
Bus272	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.358	94.1	3-Phase
Bus273	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.359	94.6	3-Phase
Bus274	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.359	94.5	3-Phase
Bus275	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.359	94.5	3-Phase
Bus276	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.357	93.9	3-Phase
Bus278	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.358	94.2	3-Phase
Bus282	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.289	91.4	3-Phase
Bus8	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.359	94.4	3-Phase
Bus9	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.363	95.6	3-Phase
Bus92	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.358	94.2	3-Phase
Bus93	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.357	93.9	3-Phase
Bus94	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.356	93.6	3-Phase
Bus95	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.355	93.4	3-Phase
generator	Generator	Overload	269.600	kW	498.767	185.0	3-Phase

ETAP
12.6.01

Study Case: LF

EGYPTIAN
 12.6.01

Bus Loading Summary Report

ID	kV	RatedAmp	Directly Connected Load						Total Bus Load					
			Constant kVA	Constant Z	Constant I	Generic	kVA	%PF	Amp	Percent Loading				
6000	6000	00	00	00	00	00	00	3478.7	78.5	334.7	334.7			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	1067.1	93.5	102.7	102.7			
20000	20000	00	00	00	-49	00	00	3485.8	79.5	101.6	101.6			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	1064.0	93.7	30.8	30.8			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	153.6	83.3	4.5	4.5			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	112.6	83.3	3.3	3.3			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	82.0	83.2	2.4	2.4			
0.380	0.380	27.2	16.9	6.1	3.8	00	00	39.1	85.0	63.0	63.0			
0.380	0.380	20.4	12.6	4.7	2.9	00	00	29.5	85.0	46.9	46.9			
0.380	0.380	54.4	33.7	12.1	7.5	00	00	78.2	85.0	126.0	126.0			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	2778.3	83.2	81.2	81.2			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	2730.3	83.2	80.0	80.0			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	2682.6	83.2	78.8	78.8			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	2635.0	83.3	77.6	77.6			
0.380	0.380	27.2	16.9	6.0	3.7	00	00	39.1	85.0	63.1	63.1			
0.380	0.380	27.2	16.9	6.0	3.7	00	00	39.1	85.0	63.2	63.2			
0.380	0.380	27.2	16.9	6.0	3.7	00	00	39.0	85.0	63.3	63.3			
0.380	0.380	27.2	16.9	5.9	3.7	00	00	39.0	85.0	63.4	63.4			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	2587.7	83.3	76.4	76.4			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	122.6	83.2	3.6	3.6			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	81.7	83.2	2.4	2.4			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	122.2	82.9	3.6	3.6			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	81.3	82.8	2.4	2.4			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	40.9	83.2	1.2	1.2			
0.380	0.380	27.2	16.9	5.9	3.7	00	00	38.9	85.0	63.5	63.5			
0.380	0.380	27.2	16.9	5.9	3.7	00	00	38.9	85.0	63.5	63.5			
0.380	0.380	54.4	33.7	11.8	7.3	00	00	77.9	85.0	127.1	127.1			
0.380	0.380	27.2	16.9	5.9	3.7	00	00	38.9	85.0	63.5	63.5			
0.380	0.380	27.2	16.9	6.1	3.8	00	00	39.1	85.0	62.9	62.9			
0.380	0.380	27.2	16.9	5.9	3.7	00	00	38.9	85.0	63.5	63.5			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	2296.9	83.3	68.0	68.0			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	2046.7	83.4	60.7	60.7			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	1889.0	83.4	56.1	56.1			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	1869.0	83.4	55.7	55.7			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	1823.7	83.4	54.5	54.5			
20000	20000	00	00	00	00	00	00	1778.6	83.4	53.3	53.3			

ETAP
12604

SN

Revisor Base

Config: Normal

Study Case: LF

Egby/Lyan

ID	kV	Rated/Amp	Directly Connected Load						Total Bus Load					
			Constant KVA		Constant Z		Constant I		Generic		KVA	%PF	Amp	Percent Loading
			kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar				
1	20,000		00	00	00	00	00	00	00	00	1733.7	83.4	52.0	
5	20,000		00	00	00	00	00	00	00	00	1689.1	83.3	50.8	
6	20,000		00	00	00	00	00	00	00	00	1644.6	83.3	49.6	
7	20,000		00	00	00	00	00	00	00	00	1600.4	83.3	48.4	
3	20,000		00	00	00	00	00	00	00	00	1556.4	83.3	47.1	
2	20,000		00	00	00	00	00	00	00	00	1512.6	83.3	45.9	
0	20,000		00	00	00	00	00	00	00	00	1469.0	83.3	44.7	
1	20,000		00	00	00	00	00	00	00	00	1425.5	83.3	43.4	
2	0.380		163.2	101.1	34.7	21.5	21.5	00	00	00	232.8	85.0	383.5	
3	0.380		102.0	63.2	21.7	13.4	13.4	00	00	00	145.5	85.0	239.8	
4	0.380		10.2	6.3	2.2	1.4	1.4	00	00	00	14.6	85.0	23.7	
5	0.380		27.2	16.9	5.8	3.6	3.6	00	00	00	38.8	85.0	63.9	
5	0.380		27.2	16.9	5.8	3.6	3.6	00	00	00	38.8	85.0	64.0	
7	0.380		27.2	16.9	5.7	3.5	3.5	00	00	00	38.7	85.0	64.1	
3	0.380		27.2	16.9	5.7	3.5	3.5	00	00	00	38.7	85.0	64.3	
2	0.380		27.2	16.9	5.7	3.5	3.5	00	00	00	38.7	85.0	64.3	
2	0.380		27.2	16.9	5.6	3.5	3.5	00	00	00	38.6	85.0	64.4	
0	0.380		27.2	16.9	5.6	3.5	3.5	00	00	00	38.6	85.0	64.5	
1	0.380		27.2	16.9	5.6	3.5	3.5	00	00	00	38.6	85.0	64.6	
2	0.380		27.2	16.9	5.6	3.5	3.5	00	00	00	38.6	85.0	64.7	
3	0.380		27.2	16.9	5.6	3.5	3.4	00	00	00	38.5	85.0	64.8	
4	0.380		27.2	16.9	5.5	3.4	3.4	00	00	00	38.5	85.0	64.9	
5	0.380		27.2	16.9	5.5	3.4	3.4	00	00	00	38.5	85.0	65.0	
5	0.380		27.2	16.9	5.5	3.4	3.4	00	00	00	38.5	85.0	65.0	
5	0.380		27.2	16.9	5.5	3.4	3.4	00	00	00	38.5	85.0	65.1	
1	0.380		27.2	16.9	5.5	3.4	3.4	00	00	00	38.5	85.0	65.1	
2	0.380		6.8	4.2	1.4	0.9	0.9	00	00	00	9.7	85.0	16.0	
2	0.380		27.2	16.9	5.4	3.4	3.4	00	00	00	38.4	85.0	65.3	
4	0.380		54.4	33.7	10.8	6.7	6.7	00	00	00	76.7	85.0	130.7	
5	0.380		27.2	16.9	5.4	3.3	3.3	00	00	00	38.3	85.0	65.4	
5	20,000		00	00	00	00	00	00	00	00	1157.3	83.2	35.7	
7	20,000		00	00	00	00	00	00	00	00	1074.3	83.1	33.2	
3	20,000		00	00	00	00	00	00	00	00	991.8	83.1	30.7	
2	20,000		00	00	00	00	00	00	00	00	949.7	83.1	29.5	
0	20,000		00	00	00	00	00	00	00	00	76.6	85.0	131.1	
1	0.380		54.4	33.7	10.7	6.6	6.6	00	00	00	76.6	85.0	131.1	
1	0.380		54.4	33.7	10.7	6.6	6.6	00	00	00	76.6	85.0	131.3	

ETAP
12.6.04

Study Case: LF

Page: 3
Date: 09-04-2016
SN:
Revisor: Base
Config: Normal

ID	Bus	kV	RatedAmp	Directly Connected Load										Total Bus Load				
				Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		kVA	%HF	Amp	Percent Loading			
				kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar							
2		0.380		2772	169	53	3.3	3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.3	85.0	65.7	
3		0.380		2772	169	53	3.3	3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.2	85.0	65.8	
4		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	907.8	83.1	28.2	
5		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	866.0	83.1	27.0	
6		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	824.4	83.1	25.7	
7		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	742.9	83.0	23.2	
8		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	701.7	83.0	21.9	
9		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	660.6	83.0	20.7	
0		0.380		2772	169	53	3.3	3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.2	85.0	65.9	
1		0.380		2772	169	53	3.3	3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.2	85.0	66.0	
2		0.380		54.4	33.7	10.5	6.5	6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	76.3	85.0	132.1	
3		0.380		2772	169	52	3.2	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.1	85.0	66.1	
4		0.380		2772	169	52	3.2	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.1	85.0	66.2	
5		0.380		2772	169	52	3.2	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.1	85.0	66.3	
6		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	620.4	83.0	19.4	
7		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	579.5	83.0	18.2	
8		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	538.7	83.0	16.9	
9		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	498.1	83.0	15.6	
0		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	457.5	83.0	14.4	
1		0.380		2772	169	52	3.2	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.1	85.0	66.3	
2		0.380		2772	169	52	3.2	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.1	85.0	66.4	
3		0.380		2772	169	52	3.2	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.1	85.0	66.4	
4		0.380		54.4	33.7	10.3	6.4	6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	76.1	85.0	133.0	
5		0.380		2772	169	52	3.2	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.1	85.0	66.3	
6		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	376.9	83.0	11.9	
7		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	296.4	83.0	9.3	
8		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	296.2	83.0	9.3	
9		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	281.1	82.9	8.9	
0		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	240.9	82.9	7.6	
1		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	160.6	82.9	5.1	
2		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.4	82.9	3.8	
3		20.000		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	80.3	82.9	2.5	
4		0.380		2772	169	51	3.2	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.0	85.0	66.6	
5		0.380		10.2	6.3	2.0	1.2	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3	85.0	24.7	
6		0.380		54.4	33.7	10.3	6.4	6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	76.1	85.0	133.0	
7		0.380		54.4	33.7	10.2	6.3	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	76.0	85.0	133.3	
8		0.380		2772	169	51	3.2	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.0	85.0	66.6	
9		0.380		2772	169	51	3.2	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.0	85.0	66.6	
0		0.380		2772	169	51	3.2	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.0	85.0	66.7	

Study Case: LP

By: Lyan

ID	Bus	kV	ReactAmp	Directly Connected Load						Total Bus Load					
				Constant KVA		Constant Z		Constant I		Constant		KVA	%PF	Amp	Percent Loading
				KW	kvar	KW	kvar	KW	kvar	KW	kvar				
	0.380	27.2	16.9	5.1	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	38.0	85.0	66.7			
	0.380	258.4	160.1	56.7	35.2	0.0	0.0	0.0	0.0	370.8	85.0	601.0			
	20.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	289.2	90.0	8.4			
	20.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	329.3	73.0	9.6			
	20.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	307.5	89.4	9.0			
	20.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	329.8	93.7	9.6			
	20.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	446.6	97.8	13.0			
	0.380	51.0	31.6	11.9	7.4	0.0	0.0	0.0	0.0	74.0	85.0	116.5			
	0.380	102.0	63.2	22.5	13.9	0.0	0.0	0.0	0.0	146.4	85.0	237.0			
	0.380	27.2	16.9	6.1	3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	39.1	85.0	63.0			
	0.380	27.2	16.9	6.1	3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	39.1	85.0	62.9			
	0.380	102.0	63.2	22.5	14.0	0.0	0.0	0.0	0.0	146.5	85.0	236.8			
	20.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	910.5	94.9	26.5			
	20.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	399.9	83.0	10.5			
	20.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	277.6	82.9	8.1			
	20.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	195.5	82.8	5.7			
	20.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	154.4	82.7	4.5			
	0.380	102.0	63.2	22.6	14.0	0.0	0.0	0.0	0.0	146.6	85.0	236.7			
	0.380	54.4	33.7	12.2	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	78.3	85.0	125.8			
	0.380	54.4	33.7	12.1	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	78.3	85.0	125.9			
	0.380	27.2	16.9	6.1	3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	39.1	85.0	62.9			
	0.380	102.0	63.2	22.5	13.9	0.0	0.0	0.0	0.0	146.5	85.0	236.9			
	20.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1059.6	93.7	30.8			
	0.380	102.0	63.2	22.7	14.0	0.0	0.0	0.0	0.0	146.6	85.0	236.4			
	20.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1061.6	93.7	30.8			
	0.380	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.1	82.9	1.3			
	0.380	27.2	16.9	5.1	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	38.0	85.0	66.7			
	20.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	391.3	82.6	11.4			
	0.380	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	85.0	0.8			
	20.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3452.8	79.0	100.4			

Bus operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating)

Bus operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (90.0% of the Continuous Ampere rating)

ETAP
12.6.04

Study Case: LF

By: Lyam

Branch Loading Summary Report

Ckt/Branch	ID	Type	Cable & Reactor			Transformer			
			Ampercy (Amp)	Loading Amp	%	Capacity (KVA)	Loading (input) KVA	%	Loading (output) KVA
Cable1	Cable	202.42	4.48	2.21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable3	Cable	310.65	81.22	26.15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable4	Cable	165.47	11.42	6.90	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable5	Cable	202.42	7.90	3.90	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable6	Cable	202.42	30.79	15.21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable7	Cable	202.42	3.28	1.62	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable8	Cable	202.42	2.39	1.18	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable54	Cable	310.65	80.02	25.76	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable55	Cable	310.65	78.82	25.37	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable56	Cable	310.65	77.62	24.99	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable58	Cable	309.67	76.42	24.68	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable59	Cable	202.42	3.62	1.79	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable60	Cable	202.42	2.40	1.19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable61	Cable	202.42	3.61	1.78	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable63	Cable	202.42	2.41	1.19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable64	Cable	202.42	1.21	0.60	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable66	Cable	310.65	67.98	21.88	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable69	Cable	310.65	60.69	19.54	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable70	Cable	276.90	56.14	20.27	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable72	Cable	242.10	55.69	23.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable73	Cable	242.10	54.47	22.50	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable74	Cable	242.10	53.25	22.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable75	Cable	242.10	52.04	21.49	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable76	Cable	242.10	50.81	20.99	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable77	Cable	242.10	49.59	20.48	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable78	Cable	242.10	48.37	19.98	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable79	Cable	242.10	47.14	19.47	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable80	Cable	242.10	45.91	18.96	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable81	Cable	242.10	44.68	18.46	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable82	Cable	242.10	43.45	17.95	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable84	Cable	242.10	42.21	17.44	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable86	Cable	202.42	40.98	20.24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable87	Cable	242.10	40.67	16.80	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Location:
 Project:
 Designer:

ETAP
 12.6.0H

Page: 6
 Date: 09-04-2016

Engineer: Eby Lyan

Study Case: LF

Revisior: Base
 Config: Normal

ID	CKIT/Branch		Cable & Reactor			Transformer		
	Type	Capacity (Amp)	Loading Amp	Capacity (KVA)	Loading (input) KVA	Loading (output) KVA	%	%
Cable88	Cable	202.10	39.43	0.0	0.0	0.0	16.29	0.0
Cable89	Cable	202.10	36.95	0.0	0.0	0.0	15.26	0.0
Cable91	Cable	202.42	35.71	0.0	0.0	0.0	17.64	0.0
Cable93	Cable	202.42	33.22	0.0	0.0	0.0	16.41	0.0
Cable94	Cable	202.42	30.72	0.0	0.0	0.0	15.18	0.0
Cable95	Cable	202.42	29.47	0.0	0.0	0.0	14.56	0.0
Cable97	Cable	202.42	26.97	0.0	0.0	0.0	13.32	0.0
Cable98	Cable	202.42	25.72	0.0	0.0	0.0	12.70	0.0
Cable99	Cable	202.42	23.20	0.0	0.0	0.0	11.46	0.0
Cable100	Cable	202.42	21.95	0.0	0.0	0.0	10.84	0.0
Cable101	Cable	202.42	20.69	0.0	0.0	0.0	10.22	0.0
Cable102	Cable	202.42	28.22	0.0	0.0	0.0	13.94	0.0
Cable104	Cable	202.42	18.17	0.0	0.0	0.0	8.98	0.0
Cable105	Cable	202.42	16.91	0.0	0.0	0.0	8.35	0.0
Cable106	Cable	202.42	15.65	0.0	0.0	0.0	7.73	0.0
Cable108	Cable	202.42	14.39	0.0	0.0	0.0	7.11	0.0
Cable111	Cable	202.42	11.86	0.0	0.0	0.0	5.86	0.0
Cable112	Cable	202.42	9.33	0.0	0.0	0.0	4.61	0.0
Cable113	Cable	202.42	9.33	0.0	0.0	0.0	4.61	0.0
Cable114	Cable	202.42	8.86	0.0	0.0	0.0	4.38	0.0
Cable118	Cable	202.42	5.07	0.0	0.0	0.0	2.50	0.0
Cable119	Cable	202.42	3.80	0.0	0.0	0.0	1.88	0.0
Cable120	Cable	202.42	2.53	0.0	0.0	0.0	1.25	0.0
Cable121	Cable	202.42	7.60	0.0	0.0	0.0	3.75	0.0
Cable157	Cable	202.42	7.34	0.0	0.0	0.0	3.63	0.0
Cable160	Cable	202.42	8.09	0.0	0.0	0.0	3.99	0.0
Cable161	Cable	202.42	8.68	0.0	0.0	0.0	4.29	0.0
Cable162	Cable	202.42	9.40	0.0	0.0	0.0	4.64	0.0
Cable164	Cable	202.42	12.73	0.0	0.0	0.0	6.29	0.0
Cable166	Cable	202.42	10.48	0.0	0.0	0.0	5.18	0.0
Cable167	Cable	202.42	8.09	0.0	0.0	0.0	4.00	0.0
Cable168	Cable	202.42	5.70	0.0	0.0	0.0	2.81	0.0
Cable169	Cable	202.42	4.50	0.0	0.0	0.0	2.22	0.0
Cable171	Cable	202.42	26.45	0.0	0.0	0.0	13.07	0.0
Cable172	Cable	202.42	30.79	0.0	0.0	0.0	15.21	0.0

Study Case: LF

ID	CKIT/Branch		Cable & Reactor			Transformer			
	Type	Capacity (Amp)	Loading Amp	%	Capacity (kVA)	Loading (input) kVA	%	Loading (output) kVA	%
Cable176	Cable	202.42	1.27	0.63	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cable178	Cable	348.02	100.42	28.86	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LI01	Transformer				100.0	80.7	80.7	76.6	76.6
LI02	Transformer				50.0	40.3	80.6	38.3	76.5
LI03	Transformer				50.0	40.3	80.6	38.2	76.5
LI04	Transformer				50.0	40.3	80.6	38.2	76.4
LI06	Transformer				50.0	40.3	80.5	38.2	76.4
LI01	Transformer				160.0	154.6	96.6	146.6	91.7
LI07	Transformer				100.0	82.1	82.1	78.3	78.3
LI08	Transformer				160.0	154.5	96.6	146.6	91.6
LI09	Transformer				160.0	154.5	96.5	146.5	91.6
LI11	Transformer				160.0	154.4	96.5	146.4	91.5
LI15	Transformer				50.0	41.0	81.9	39.1	78.1
LI17	Transformer				160.0	154.4	96.5	146.5	91.5
LI18	Transformer				50.0	40.9	81.8	39.0	78.0
LI19	Transformer				160.0	153.7	96.0	145.5	90.9
LI25	Transformer				50.0	40.8	81.5	38.8	77.6
LI27	Transformer				160.0	75.9	47.4	74.0	46.2
LI29	Transformer				100.0	81.7	81.7	77.9	77.9
LI37	Transformer				100.0	82.1	82.1	78.3	78.3
LI44	Transformer				50.0	40.9	81.7	38.9	77.9
LI45	Transformer				50.0	40.9	81.7	38.9	77.9
LI51	Transformer				50000.0	40.5	0.1	39.1	0.1
LI52	Transformer				50.0	40.9	81.7	38.9	77.9
LI56	Transformer				50.0	40.7	81.5	38.8	77.5
LI57	Transformer				50.0	40.7	81.4	38.7	77.5
LI58	Transformer				50.0	40.7	81.3	38.7	77.4
LI59	Transformer				50.0	40.6	81.3	38.7	77.3
LI61	Transformer				50.0	40.6	81.2	38.6	77.3
LI62	Transformer				50.0	40.6	81.2	38.6	77.2
LI63	Transformer				50.0	40.5	81.1	38.5	77.1
LI64	Transformer				50.0	40.5	81.0	38.5	77.0
LI65	Transformer				50.0	40.5	81.0	38.5	77.0
LI71	Transformer				50.0	40.9	81.9	39.0	78.0
LI72	Transformer				50.0	41.0	82.1	39.1	78.3

Study Case LF

Eng Iyan

Ckt/Branch	ID	Type	Cable & Reactor			Capacity (kVA)	Transformer		Capacity (kVA)	%
			Amperacy (Amp)	Loading Amp	%		Loading (input) kVA	%		
L176		Transformer				50.0	30.5	61.1	29.5	59.0
L181		Transformer				50.0	40.6	81.1	38.6	77.1
L183		Transformer				50.0	40.5	81.0	38.5	76.9
L184		Transformer				50.0	40.4	80.8	38.3	76.7
L185		Transformer				100.0	80.7	80.7	76.6	76.6
L186		Transformer				50.0	40.4	80.9	38.4	76.8
L187		Transformer				100.0	80.8	80.8	76.7	76.7
L188		Transformer				25.0	15.2	60.7	14.6	58.5
L191		Transformer				50.0	40.9	81.7	38.9	77.9
L193		Transformer				50.0	41.0	82.1	39.1	78.3
L197		Transformer				50.0	41.0	82.1	39.1	78.3
L198		Transformer				25.0	9.9	39.7	9.7	38.8
L1101		Transformer				250.0	246.2	98.5	232.8	93.1
L1105		Transformer				50.0	41.0	82.0	39.1	78.2
L1107		Transformer				50.0	41.0	82.0	39.1	78.3
L1167		Transformer				100.0	82.0	82.0	78.2	78.2
PROKSSIN		Transformer				400.0	391.3	97.8	370.8	92.7
T1		Transformer				10000.0	1067.1	10.7	1064.0	10.6
T2		Transformer				10000.0	0.5	0.0	0.5	0.0
T3		Transformer				20000.0	3478.7	17.4	3452.8	17.3
WL01		Transformer				100.0	80.3	80.3	76.0	76.0
WL02		Transformer				100.0	80.3	80.3	76.1	76.1
WL03		Transformer				100.0	80.3	80.3	76.1	76.1
WL04		Transformer				50.0	40.2	80.3	38.1	76.1
WL05		Transformer				25.0	14.9	59.6	14.3	57.3
WL06		Transformer				50.0	40.1	80.3	38.0	76.0
WL07		Transformer				50.0	40.2	80.4	38.1	76.1
WL08		Transformer				50.0	40.1	80.3	38.0	76.0
WL09		Transformer				50.0	40.1	80.3	38.0	76.0
WL11		Transformer				50.0	40.1	80.3	38.0	76.0
WL12		Transformer				50.0	40.1	80.3	38.0	76.0
WL19		Transformer				50.0	40.2	80.4	38.1	76.2
WL21		Transformer				50.0	40.2	80.4	38.1	76.2
WL22		Transformer				50.0	40.2	80.4	38.1	76.2
WL23		Transformer				50.0	40.2	80.4	38.1	76.2

CKT/ Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Capacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (kVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						kVA	%	kVA	%
WU24	Transformer				50.0	40.2	80.5	38.1	76.3
WU25	Transformer				100.0	80.5	80.5	76.3	76.3

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

Study Case: LF

By: Lyan

Branch Losses Summary Report

Ckt/Branch	From-to Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		VA % Drop in Vnrg
	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	From	To	
T4	2155.1	2155.1	-2115.9	-2115.9	2.1	39.3	100.0	99.3	0.74
T1	378.9	378.9	-371.5	-371.5	0.5	7.4	100.0	99.7	0.29
Ckt41	85.0	85.0	-85.0	-85.0	0.0	0.0	99.0	99.0	0.03
Ckt43	1543.4	1543.4	-1539.4	-1539.4	6.0	4.0	99.0	98.7	0.26
Ckt44	220.5	220.5	-220.4	-220.4	0.4	0.1	99.0	98.9	0.09
Ckt45	266.4	266.4	-266.3	-266.3	0.1	0.0	99.0	99.0	0.01
Ckt478	-2110.5	-2110.5	2115.9	2115.9	7.0	5.4	99.0	99.3	0.25
Ckt46	371.3	371.3	-370.6	-370.6	1.9	0.7	99.7	99.5	0.18
T2	0.3	0.3	-0.3	-0.3	0.0	0.0	99.7	99.5	0.19
Ckt47	62.3	62.3	-62.2	-62.2	0.0	0.0	99.0	99.0	0.02
L1707	22.8	22.8	-20.6	-20.6	0.9	2.1	99.0	94.4	4.57
Ckt48	45.5	45.5	-45.5	-45.5	0.0	0.0	99.0	98.9	0.01
L176	16.7	16.7	-15.5	-15.5	0.5	1.2	99.0	95.6	3.39
L1767	45.5	45.5	-41.2	-41.2	1.7	4.3	98.9	94.4	4.57
Ckt44	1516.7	1516.7	-1512.8	-1512.8	5.8	3.9	98.7	98.5	0.25
L1706	22.8	22.8	-20.6	-20.6	0.9	2.2	98.7	94.2	4.58
Ckt455	1490.0	1490.0	-1486.2	-1486.2	5.7	3.8	98.5	98.2	0.25
L175	22.7	22.7	-20.6	-20.6	0.9	2.2	98.5	93.9	4.59
Ckt456	1463.5	1463.5	-1459.8	-1459.8	5.5	3.7	98.2	98.0	0.25
L171	22.7	22.7	-20.6	-20.6	0.9	2.2	98.2	93.6	4.60
Ckt458	1437.1	1437.1	-1433.5	-1433.5	5.3	3.6	98.0	97.8	0.24
L178	22.7	22.7	-20.5	-20.5	0.9	2.2	98.0	93.4	4.60
Ckt459	68.1	68.1	-68.1	-68.1	0.0	0.0	97.8	97.7	0.02
Ckt461	68.3	68.3	-68.3	-68.3	0.0	0.0	97.8	97.7	0.02
Ckt466	1274.4	1274.4	-1271.6	-1271.6	4.2	2.8	97.8	97.5	0.21
L134	22.7	22.7	-20.5	-20.5	0.9	2.2	97.8	93.1	4.61
Ckt463	45.4	45.4	-45.4	-45.4	0.0	0.0	97.7	97.7	0.01
L191	22.7	22.7	-20.5	-20.5	0.9	2.2	97.7	93.1	4.61
L129	45.4	45.4	-41.0	-41.0	1.8	4.4	97.7	93.1	4.61
Ckt460	45.6	45.6	-45.6	-45.6	0.0	0.0	97.7	97.7	0.01
L135	22.7	22.7	-20.5	-20.5	0.9	2.2	97.7	93.1	4.61
Ckt464	22.7	22.7	-22.7	-22.7	0.0	0.0	97.7	97.7	0.01
L151	22.9	22.9	-20.6	-20.6	0.1	2.3	97.7	94.5	3.22
L152	22.7	22.7	-20.5	-20.5	0.9	2.2	97.7	93.1	4.61
Ckt469	1132.5	1132.5	-1130.3	-1130.3	3.4	2.2	97.5	97.3	0.19

EIAP
12.60H

Study Case LF

Egy Lyan

CKT/Branch	From-to Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		VA % Drop in Vnrg
	KW	kvar	KW	kvar	KW	kvar	From	To	
L1T01	1390	1390	-122.7	-122.7	5.3	16.4	97.5	92.2	5.30
Ghblc70	1043.7	1043.7	-1041.6	-1041.6	3.5	2.0	97.3	97.1	0.21
L1T9	86.6	86.6	-76.6	-76.6	3.2	10.0	97.3	92.2	5.18
Ghblc72	1033.3	1033.3	-1031.3	-1031.3	4.4	2.0	97.1	96.9	0.25
L188	8.3	8.3	-7.7	-7.7	0.2	0.6	97.1	93.7	3.44
Ghblc73	1008.6	1008.6	-1006.7	-1006.7	4.2	1.9	96.9	96.6	0.24
L125	22.7	22.7	-20.4	-20.4	0.9	2.2	96.9	92.2	4.64
Ghblc74	984.1	984.1	-982.2	-982.2	4.0	1.9	96.6	96.4	0.24
L156	22.6	22.6	-20.4	-20.4	0.9	2.2	96.6	92.0	4.65
Ghblc75	959.6	959.6	-957.8	-957.8	3.8	1.8	96.4	96.2	0.23
L157	22.6	22.6	-20.4	-20.4	0.9	2.2	96.4	91.8	4.66
Ghblc76	935.2	935.2	-933.5	-933.5	3.6	1.7	96.2	96.0	0.23
L158	22.6	22.6	-20.4	-20.4	0.9	2.2	96.2	91.5	4.67
Ghblc77	910.9	910.9	-909.2	-909.2	3.5	1.6	96.0	95.7	0.22
L159	22.6	22.6	-20.4	-20.4	0.9	2.2	96.0	91.3	4.68
Ghblc78	886.6	886.6	-885.1	-885.1	3.3	1.5	95.7	95.5	0.22
L161	22.6	22.6	-20.4	-20.4	0.9	2.3	95.7	91.1	4.68
Ghblc79	862.5	862.5	-861.1	-861.1	3.1	1.5	95.5	95.3	0.21
L162	22.6	22.6	-20.3	-20.3	0.9	2.3	95.5	90.8	4.69
Ghblc80	838.5	838.5	-837.1	-837.1	3.0	1.4	95.3	95.1	0.20
L181	22.6	22.6	-20.3	-20.3	0.9	2.3	95.3	90.6	4.70
Ghblc81	814.5	814.5	-813.2	-813.2	2.8	1.3	95.1	94.9	0.20
L163	22.6	22.6	-20.3	-20.3	0.9	2.3	95.1	90.4	4.71
Ghblc82	790.6	790.6	-789.4	-789.4	2.7	1.2	94.9	94.7	0.19
L164	22.6	22.6	-20.3	-20.3	0.9	2.3	94.9	90.2	4.71
Ghblc84	765.9	765.9	-765.7	-765.7	2.5	1.2	94.7	94.5	0.19
L165	22.6	22.6	-20.3	-20.3	0.9	2.3	94.7	90.0	4.72
Ghblc85	743.1	743.1	-742.0	-742.0	3.3	1.2	94.5	94.3	0.24
L183	22.5	22.5	-20.3	-20.3	0.9	2.3	94.5	89.8	4.73
Ghblc87	736.6	736.6	-735.5	-735.5	2.3	1.1	94.3	94.1	0.18
L198	5.4	5.4	-5.1	-5.1	0.1	0.3	94.3	92.0	2.31
Ghblc88	713.0	713.0	-712.0	-712.0	2.2	1.0	94.1	93.9	0.18
L186	22.5	22.5	-20.2	-20.2	0.9	2.3	94.1	89.4	4.74
Ghblc89	665.9	665.9	-665.0	-665.0	1.9	0.9	93.9	93.8	0.16
L187	45.0	45.0	-40.4	-40.4	1.9	4.6	93.9	89.2	4.75
Ghblc91	643.5	643.5	-642.6	-642.6	2.5	0.9	93.8	93.6	0.21
L184	22.5	22.5	-20.2	-20.2	0.9	2.3	93.8	89.0	4.76

ETAP
1260H

Study Case 1F

CKT/Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		VA % Drop in V/mg
	KW	kvar	KW	kvar	KW	kvar	From	To	
CKB69	971.6	971.6	-976.8	-986.8	2.2	0.8	93.6	93.4	0.19
L1B5	45.0	45.0	-40.4	-40.4	1.9	4.7	93.6	88.8	4.76
CKB694	551.8	551.8	-551.2	-551.2	1.8	0.7	93.4	93.2	0.18
L101	45.0	45.0	-40.3	-40.3	1.9	4.7	93.4	88.6	4.77
CKB695	528.7	528.7	-528.1	-528.1	1.7	0.6	93.2	93.0	0.17
L102	22.5	22.5	-20.2	-20.2	0.9	2.3	93.2	88.4	4.78
CKB6102	505.6	505.6	-505.1	-505.1	1.6	0.5	93.0	92.9	0.16
L103	22.5	22.5	-20.1	-20.1	1.0	2.3	93.0	88.2	4.79
CKB697	482.6	482.6	-482.1	-482.1	1.4	0.5	92.9	92.7	0.16
L104	22.5	22.5	-20.1	-20.1	1.0	2.4	92.9	88.1	4.79
CKB698	459.6	459.6	-459.1	-459.1	1.3	0.5	92.7	92.5	0.15
L106	22.5	22.5	-20.1	-20.1	1.0	2.4	92.7	87.9	4.80
CKB699	414.2	414.2	-413.8	-413.8	1.1	0.4	92.5	92.4	0.13
WL05	44.9	44.9	-40.2	-40.2	1.9	4.7	92.5	87.7	4.80
CKB6100	391.4	391.4	-391.0	-391.0	0.9	0.3	92.4	92.3	0.13
WL04	22.5	22.5	-20.1	-20.1	1.0	2.4	92.4	87.6	4.81
CKB6101	368.6	368.6	-368.3	-368.3	0.8	0.3	92.3	92.2	0.12
WL03	22.5	22.5	-20.1	-20.1	1.0	2.4	92.3	87.5	4.81
WL02	22.5	22.5	-20.1	-20.1	1.0	2.4	92.2	87.3	4.82
CKB6104	323.4	323.4	-323.2	-323.2	0.6	0.2	92.2	92.1	0.11
WL01	22.5	22.5	-20.1	-20.1	1.0	2.4	92.2	87.3	4.82
CKB6105	300.7	300.7	-300.5	-300.5	0.6	0.2	92.1	92.0	0.10
WL09	22.4	22.4	-20.1	-20.1	1.0	2.4	92.1	87.2	4.82
CKB6106	278.1	278.1	-277.9	-277.9	0.5	0.2	92.0	91.9	0.09
WL07	22.4	22.4	-20.1	-20.1	1.0	2.4	92.0	87.1	4.83
CKB6108	255.4	255.4	-255.3	-255.3	0.4	0.1	91.9	91.8	0.08
WL04	22.4	22.4	-20.0	-20.0	1.0	2.4	91.9	87.0	4.83
CKB6111	210.4	210.4	-210.3	-210.3	0.3	0.1	91.8	91.7	0.07
WL03	44.9	44.9	-40.1	-40.1	1.9	4.8	91.8	87.0	4.83
CKB6112	165.5	165.5	-165.4	-165.4	0.2	0.1	91.7	91.7	0.05
WL02	44.9	44.9	-40.1	-40.1	1.9	4.8	91.7	86.9	4.84
CKB6113	165.4	165.4	-165.3	-165.3	0.2	0.1	91.7	91.6	0.05
CKB6114	157.1	157.1	-157.1	-157.1	0.2	0.1	91.6	91.6	0.05
WL05	8.2	8.2	-7.5	-7.5	0.3	0.7	91.6	88.0	3.58
CKB6121	134.6	134.6	-134.6	-134.6	0.1	0.0	91.6	91.5	0.04
WL08	22.4	22.4	-20.0	-20.0	1.0	2.4	91.6	86.7	4.84
CKB6118	89.7	89.7	-89.7	-89.7	0.1	0.0	91.5	91.5	0.03

Site:
Location:
Project:
Client:

Egypt/Lyran

ETAP
126041

Study Case: LF

Revisor: Base
Config: Normal

Egy Lyan

CKT/Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		VA % Drop in Vnrg
	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	From	To	
WL01	449	449	-400	-400	19	48	91.5	86.7	4.85
Obble19	67.3	67.3	-67.3	-67.3	00	00	91.5	91.5	0.02
WL05	22.4	22.4	-200	-200	10	2.4	91.5	86.6	4.85
Obble120	44.9	44.9	-44.9	-44.9	00	00	91.5	91.5	0.01
WL011	22.4	22.4	-200	-200	10	2.4	91.5	86.6	4.85
Obble176	22.4	22.4	-22.4	-22.4	00	00	91.5	91.4	0.01
WL09	22.4	22.4	-200	-200	10	2.4	91.5	86.6	4.85
PTCKSIN	-195.3	-195.3	220.4	220.4	8.1	25.1	93.7	98.9	5.19
Obble157	225.0	225.0	-225.0	-225.0	01	00	99.0	99.0	0.01
L177	41.3	41.3	-39.0	-39.0	08	2.4	99.0	96.5	2.49
Obble160	138.1	138.1	-138.0	-138.0	01	00	99.0	99.0	0.03
L171	86.9	86.9	-77.1	-77.1	3.2	9.8	99.0	93.9	5.11
Obble161	115.3	115.3	-115.2	-115.2	01	01	99.0	99.1	0.04
L172	22.8	22.8	-20.6	-20.6	09	2.1	99.0	94.5	4.57
Obble162	92.4	92.4	-92.4	-92.4	02	0.1	99.1	99.1	0.05
L193	22.8	22.8	-20.6	-20.6	09	2.1	99.1	94.5	4.57
Obble164	5.4	5.4	-5.3	-5.3	03	0.1	99.1	99.2	0.07
L109	86.9	86.9	-77.2	-77.2	3.2	9.7	99.1	94.0	5.11
Obble166	200.9	200.9	-200.8	-200.8	02	0.1	99.2	99.1	0.06
Obble171	-282.5	-282.5	283.0	283.0	1.4	0.5	99.2	99.3	0.16
L108	86.9	86.9	-77.2	-77.2	3.2	9.7	99.2	94.1	5.10
Obble167	155.3	155.3	-155.3	-155.3	01	00	99.1	99.1	0.05
L107	45.5	45.5	-41.3	-41.3	1.7	4.3	99.1	94.6	4.57
Obble168	109.7	109.7	-109.7	-109.7	01	00	99.1	99.0	0.03
L137	45.5	45.5	-41.2	-41.2	1.7	4.3	99.1	94.5	4.57
Obble169	86.9	86.9	-86.9	-86.9	00	00	99.0	99.0	0.03
L197	22.8	22.8	-20.6	-20.6	09	2.1	99.0	94.5	4.57
L177	86.9	86.9	-77.2	-77.2	3.2	9.8	99.0	93.9	5.11
Obble172	-370.0	-370.0	370.6	370.6	1.9	0.7	99.3	99.5	0.18
L101	87.0	87.0	-77.3	-77.3	3.1	9.7	99.3	94.2	5.10
WL12	22.4	22.4	-20.0	-20.0	1.0	2.4	91.4	86.6	4.85
					218.7	364.0			

ETAP
12.6.0H

Page: 14
Date: 09-04-2016
SN
Revisor: Base
Config: Normal

Study Case: LF

By: Lyan

Alert Summary Report

		<u>%Alert Settings</u>	
<u>Loading</u>		<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
Bus		100.0	90.0
Cable		100.0	95.0
Reactor		100.0	95.0
Line		100.0	95.0
Transformer		100.0	95.0
Panel		100.0	95.0
Protective Device		100.0	95.0
Generator		200.0	105.0
Inverter/Charger		100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>			
OverVoltage		110.0	103.0
UnderVoltage		87.9	97.0
<u>Generator Excitation</u>			
OverExcited (Q/Max)		150.0	115.0
UnderExcited (Q/Min)			

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	%Operating	Phase Type
Bus162	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.333	87.7	3-Phase
Bus163	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.333	87.6	3-Phase
Bus164	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.332	87.5	3-Phase
Bus165	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.332	87.3	3-Phase
Bus171	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.332	87.3	3-Phase
Bus172	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.331	87.1	3-Phase
Bus173	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.331	87.0	3-Phase
Bus174	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.330	87.0	3-Phase
Bus175	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.332	87.2	3-Phase
Bus184	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.330	86.7	3-Phase
Bus186	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.330	86.9	3-Phase
Bus187	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.329	86.7	3-Phase
Bus188	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.329	86.6	3-Phase
Bus189	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.329	86.6	3-Phase
Bus190	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.329	86.6	3-Phase

Study Case: LF

By: Ery Lyan

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	%Operating	Phase Type
Bus283	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.329	86.6	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	%Operating	Phase Type
Bus10	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.359	94.4	3-Phase
Bus102	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.354	93.1	3-Phase
Bus103	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.354	93.1	3-Phase
Bus104	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.354	93.1	3-Phase
Bus105	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.354	93.1	3-Phase
Bus106	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.359	94.5	3-Phase
Bus107	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.354	93.1	3-Phase
Bus111	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.378	96.9	3-Phase
Bus112	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.330	96.6	3-Phase
Bus113	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.282	96.4	3-Phase
Bus114	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.236	96.2	3-Phase
Bus115	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.191	96.0	3-Phase
Bus116	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.147	95.7	3-Phase
Bus117	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.104	95.5	3-Phase
Bus118	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.062	95.3	3-Phase
Bus119	Bus	Under Voltage	20.000	kV	19.021	95.1	3-Phase
Bus120	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.981	94.9	3-Phase
Bus121	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.943	94.7	3-Phase
Bus122	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.351	92.2	3-Phase
Bus123	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.350	92.2	3-Phase
Bus124	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.356	93.7	3-Phase
Bus125	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.351	92.2	3-Phase
Bus126	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.350	92.0	3-Phase
Bus127	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.349	91.8	3-Phase
Bus128	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.348	91.5	3-Phase
Bus129	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.347	91.3	3-Phase
Bus130	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.346	91.1	3-Phase
Bus131	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.345	90.8	3-Phase
Bus132	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.344	90.6	3-Phase
Bus133	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.344	90.4	3-Phase
Bus134	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.343	90.2	3-Phase
Bus135	Bus	Under Voltage	0.380	kV	0.342	90.0	3-Phase

ETAP
12.6.0H

Page: 16
Date: 09-04-2016

Study Case: LF

SN
Revision: Base
Config.: Normal

Eng: Lyan

Minimal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
Bus136	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,905	94.5	3-Phase
Bus137	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,858	94.3	3-Phase
Bus138	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,822	94.1	3-Phase
Bus139	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,787	93.9	3-Phase
Bus140	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,754	93.8	3-Phase
Bus141	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,341	89.8	3-Phase
Bus142	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,350	92.0	3-Phase
Bus143	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,340	89.4	3-Phase
Bus144	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,339	89.2	3-Phase
Bus145	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,338	89.0	3-Phase
Bus146	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,712	93.6	3-Phase
Bus147	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,674	93.4	3-Phase
Bus148	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,638	93.2	3-Phase
Bus149	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,604	93.0	3-Phase
Bus150	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,337	88.8	3-Phase
Bus151	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,337	88.6	3-Phase
Bus152	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,336	88.4	3-Phase
Bus153	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,335	88.2	3-Phase
Bus154	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,571	92.9	3-Phase
Bus155	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,540	92.7	3-Phase
Bus156	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,510	92.5	3-Phase
Bus157	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,483	92.4	3-Phase
Bus158	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,458	92.3	3-Phase
Bus159	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,434	92.2	3-Phase
Bus160	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,335	88.1	3-Phase
Bus161	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,334	87.9	3-Phase
Bus166	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,434	92.2	3-Phase
Bus167	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,412	92.1	3-Phase
Bus168	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,393	92.0	3-Phase
Bus169	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,375	91.9	3-Phase
Bus170	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,358	91.8	3-Phase
Bus176	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,344	91.7	3-Phase
Bus177	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,333	91.7	3-Phase
Bus178	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,323	91.6	3-Phase
Bus179	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,312	91.6	3-Phase
Bus180	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,303	91.5	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
Bas181	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,298	91.5	3-Phase
Bas182	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,293	91.5	3-Phase
Bas183	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,290	91.5	3-Phase
Bas185	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,335	88.0	3-Phase
Bas256	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,356	93.7	3-Phase
Bas262	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,367	96.5	3-Phase
Bas263	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,357	93.9	3-Phase
Bas264	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,359	94.5	3-Phase
Bas265	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,359	94.5	3-Phase
Bas266	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,357	94.0	3-Phase
Bas272	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,358	94.1	3-Phase
Bas273	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,359	94.6	3-Phase
Bas274	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,359	94.5	3-Phase
Bas275	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,359	94.5	3-Phase
Bas276	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,357	93.9	3-Phase
Bas278	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,358	94.2	3-Phase
Bas282	Bus	Under Voltage	20,000	kV	18,289	91.4	3-Phase
Bas8	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,359	94.4	3-Phase
Bas9	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,363	95.6	3-Phase
Bas92	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,358	94.2	3-Phase
Bas93	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,357	93.9	3-Phase
Bas94	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,356	93.6	3-Phase
Bas95	Bus	Under Voltage	0,380	kV	0,355	93.4	3-Phase
year	Generator	Overload	269,600	kW	498,767	185.0	3-Phase

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>kW</u>	<u>kvar</u>	<u>kVA</u>	<u>%PF</u>
Source (Swing Buses):	3728.2	2534.1	4507.9	82.70 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	0.0	0.0	0.0	
Total Demand:	3728.2	2534.1	4507.9	82.70 Lagging
Total Motor Load:	2900.5	1797.6	3412.4	85.00 Lagging
Total Static Load:	608.9	372.5	713.8	85.31 Lagging
Total Constant I Load:	0.0	0.0	0.0	
Total Generic Load:	0.0	0.0	0.0	
Apparent Losses:	218.7	364.0		
System Mismatch:	0.0	0.0		

Number of Iterations: 3

SURAT PERNYATAAN ORISINALITAS

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Simon S. R. Lian

NIM : 11.12.042

Program Studi : Teknik Elektro

Kosentrasi : Energi Listrik S-1

Dengan ini menyatakan bahwa skripsi yang saya buat adalah hasil karya sendiri, tidak merupakan plagiasi dari karya orang lain. Dalam skripsi ini tidak memuat karya orang lain, kecuali dicantumkan sumbernya sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

Demikian surat pernyataan ini saya buat, dan apabila di kemudian hari ada pelanggaran atas surat pernyataan ini saya bersedia menerima sanksinya.

Malang, September 2016

Yang membuat pernyataan,




Simon S. R. Lian

LEMBAR PERSEMBAHAN

Puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa yang meninggikan orang-orang yang beriman di antaramu dan orang-orang yang diberi ilmu pengetahuan dan mengetahui apa yang kamu kerjakan.

Terima kasih ku ucapkan kepada :

1. Bapak Bupati Flores Timur
2. Kepada PLN Flores Bagian Timur – Larantuka
3. Keluarga Besar Lian, Yosep Sabon Lian (Ayah), Maria Bota Welan (Ibu) dan saudara –saudariku, Dollo Lian (Kakak), Veronika Lian (Kakak), Dessy Lian (Adik), Katarina Ina Lian (Bibi), Fransiskus Welan (Paman) dan semua keponakan yang tidak ku sebutkan satu persatu.
4. Teman dan sahabatku yang sama-sama mengalami masa-masa sulit selama menyelesaikan skripsi “Tetap semangat dan Jangan Menyerah” (Pollen Lanny, Silver Welan, Nando Lamalouk, Maximus Gitang, Toni Hewen, Nofear Lian, Petrik Blemank, Ario Bolen, Hendrik Lanang, Donnye, Inno, Ay Gromang, Andy Monek, Agosto, Tommy, Dhedot, Egy, Helder, Firman, Ardy Boleng.

By.Ergy Lyan

BIOGRAFI PENULIS



Penulis dilahirkan di Malaysia pada tanggal 23 Mei 1991 dari ayah Yosep Sabon Lian dan ibu Maria Bota Welan. Penulis merupakan putra tiga dari empat bersaudara. Penulis memulai pendidikan pada tahun 1998 di SDK Riangkemie I dan lulus tahun 2004. Pertengahan tahun 2004 penulis menempuh pendidikan di SMP Maria Goretti Riangkemie sampai tahun 2007. Kemudian melanjutkan pendidikan di SMK Bina karya Larantuka studi Teknik Mesin mulai tahun 2008 dan lulus pada tahun 2010. Pada tahun 2011 penulis melanjutkan studi di perguruan tinggi Institut Teknologi Nasional Malang. Penulis memilih Program Studi Teknik Elektro S-1, Konsentrasi Teknik Energi Listrik, Fakultas Teknologi Industri dan diwisuda pada tanggal 24 September 2016, dengan judul skripsi “ Pemasangan Kapasitor Bank Untuk Memperbaiki Faktor Daya Di PT. PLN (Persero) Flores Bagian Timur – Larantuka Menggunakan Software ETAP“.