

SKRIPSI

ANALISA HARMONISA DENGAN PEMASANGAN HARMONIC FILTER DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP* *POWER STATION* PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PG. KEBON AGUNG MALANG



**Disusun oleh :
Elis Veronita
Nim 0212015**

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

SEPTEMBER 2007

SEPTEMBER 2001

REPUBLIC OF SOUTH AFRICA
MINISTER OF EDUCATION
DEPARTMENT OF EDUCATION
SCHOOL EDUCATION

THE DEPARTMENT
OF EDUCATION
SCHOOL EDUCATION



REPUBLIC OF SOUTH AFRICA
MINISTER OF EDUCATION
DEPARTMENT OF EDUCATION
SCHOOL EDUCATION

2001-09

LEMBAR PERSETUJUAN

**ANALISA HARMONISA DENGAN PEMASANGAN *HARMONIC FILTER*
DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION*
PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PG. KEBON AGUNG MALANG**

SKRIPSI

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

Disusun Oleh :

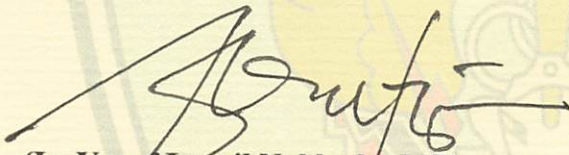
Elis Veronita

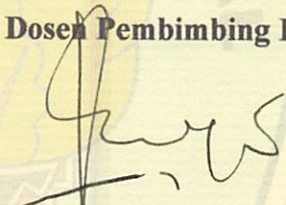
02.12.015

Diperiksa dan disetujui,

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II


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


(Ir. Eko Nurcahyo)
NIP. Y. 1028700172



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


(Ir. F.X. Yudi Limpraptono, MT)
NIP. Y. 1039500274

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

SEPTEMBER 2007

ABSTRAKSI

ANALISA HARMONISA DENGAN PEMASANGAN *HARMONIC FILTER* DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PG. KEBON AGUNG MALANG

(Elis Veronita, Nim 02.12.015, Teknik Elektro/ T.Energi Listrik S-1)
(Dosen Pembimbing : Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT- Ir. Eko Nurcahyo)

Kata Kunci : Harmonisa, Filter harmonisa, Faktor kualitas.

Harmonisa dapat menyebabkan meningkatnya rugi-rugi energi, *overheating*, dan faktor daya yang rendah. Filter harmonisa adalah salah satu solusi untuk masalah tersebut. Filter yang umum digunakan adalah filter pasif. Meskipun memiliki beberapa kekurangan, filter ini tetap merupakan pilihan yang ekonomis.

Skripsi ini bertujuan untuk melakukan analisa terhadap keefektifan filter harmonisa dalam mereduksi komponen harmonisa pada sistem kelistrikan tiga fasa. Efektifitas filter pasif akan dipengaruhi oleh VAR rating dan faktor kualitas dari induktansinya. Dengan menggunakan VAR rating minimal dari filter pasif maka THD arus dapat diturunkan sehingga memenuhi standar. Dari simulasi yang dilakukan, penggunaan VAR rating minimal filter dan faktor kualitas 100 akan mereduksi THD sampai dibawah 5%.

Pemasangan *harmonic filter* mampu menurunkan *voltage total harmonic distortion* (VTHD) sistem dari 13,4% menjadi 4,9%, dengan menurunnya VTHD maka dapat menurunkan kebutuhan daya reaktif sebesar 695 kVar, dan menaikkan faktor daya dari 0,94 menjadi 0,99.

KATA PENGANTAR

Dengan memanjatkan puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa atas segala berkat dan karunia-Nya, sehingga penyusun dapat menyelesaikan skripsi ini tepat pada waktunya. Skripsi ini disusun untuk memenuhi persyaratan memperoleh gelar sarjana teknik elektro di Institut Teknologi Nasional Malang. Penyusun menyadari bahwa penyusun skripsi ini mungkin masih jauh dari kesempurnaan, sehingga sangat diharapkan adanya saran dan masukan yang bersifat membangun dari semua pihak untuk membantu penyelesaian penyusunan skripsi ini. Dalam penyusunan laporan skripsi ini, penulis tak lupa mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Abraham Lomi, MSEE, selaku Rektor ITN Malang.
2. Bapak Ir. F. Yudi Limpraptono, MT, selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1.
3. Bapak Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT, selaku Dosen Pembimbing.
4. Bapak Ir. Eko Nurcahyo, selaku Dosen Pembimbing.
5. Bapak Ir. Teguh Herbasuki, MT, selaku Dosen Penguji.
6. Ibu Irrine Budi S, ST, MT, selaku Dosen Penguji.
7. Orang Tua yang tercinta yang memberikan semangat, motivasi serta do'a.
8. Teman-temanku yang telah memberikan bantuan, motivasi dan do'a.

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

Malang,

Penulis

DAFTAR ISI

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

BAB I PENDAHULUAN

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

BAB II SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

2.1. Sistem Distribusi Tenaga Listrik.....	5
2.1.1. Sistem Distribusi Primer (JTM).....	6
2.1.2. Sistem Distribusi Sekunder (JTR).....	6
2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik	7
2.2.1. Sistem Jaringan Distribusi Radial	7

2.2.1.1. Sistem Radial Pohon	8
2.2.1.2. Sistem Radial Dengan <i>Tie</i> dan <i>Switch</i> Pemisah..	8
2.2.1.3. Sistem Radial Dengan Pembagi <i>Phasa Area</i>	9
2.2.1.4. Sistem Radial Dengan Beban Terpusat.....	10
2.2.2. Sistem Jaringan Distribusi Tertutup (<i>Loop</i>).....	11
2.2.3. Sistem Jaringan Distribusi <i>Mesh</i>	12
2.3. Daya Dalam Sistem Tenaga	13
2.3.1. Daya Nyata (<i>Real Power</i>)	13
2.3.2. Daya Reaktif (<i>Reactive Power</i>).....	13
2.3.3. Daya Semu (<i>Apparent Power</i>)	14
2.4. Faktor Daya	14

BAB III TEORI DASAR HARMONISA

3.1. Pengertian Harmonisa	17
3.2. Sumber Harmonisa.....	19
3.2.1. Konverter.....	19
3.2.2. Tanur Busur Listrik (<i>Electric Arc Furnace</i>).....	20
3.2.3. Transformator.....	20
3.2.4. Mesin-Mesin Berputar.....	21
3.2.5. Pengaruh Harmonisa Pada Komponen Peralatan Listrik....	21
3.2.6. Pengaruh Harmonisa Pada Motor.....	23
3.2.7. Pengaruh Harmonisa Pada Faktor Daya.....	24
3.2.8. Pengaruh Harmonisa Pada Sistem Telekomunikasi.....	26
3.2.9. Pengaruh Harmonisa Pada Sistem Tegangan.....	27

3.3. Standar Harmonisa	28
3.4. Indeks Harmonisa.....	29
3.4.1. <i>Total Harmonic Distortion (THD)</i>	29
3.5. Resonansi	30
3.6. Filter Harmonisa.....	30
3.6.1. Tipe Filter.....	31
3.6.2. Jenis-Jenis <i>Filter Pasive</i>	33
3.6.3. <i>Single-Tuned Filter</i>	36
3.6.4. <i>Double-Tuned Filter</i>	37
3.6.5. <i>High Pass Filter</i>	39
3.7. Penentuan Orde Harmonisa.....	41
3.8. Analisa Aliran Daya.....	45
3.7.1. Algoritma Perhitungan Aliran Daya dengan Metode Newton Rhapson.....	48
3.8. <i>Flowchart</i> Pemecahan Masalah	52

BAB IV SIMULASI DAN ANALISA HASIL

4.1. Keadaan Awal PG. Kebon Agung Malang	53
4.1.1. Menentukan Parameter Generator.....	53
4.2. Data Penyaluran dan Pembebanan	56
4.2.1. Data Saluran Sistem Tenaga Listrik PG. Kebon Agung Malang.....	56
4.2.2. Data Pembebanan PG. Kebon Agung Malang.....	58

4.3. Solusi Perbaikan Kualitas Daya dengan <i>ETAP</i>	59
4.4. Aliran Daya	61
4.4.1. Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	78
4.5. <i>Single Line</i> PG. Kebon Agung Malang Setelah Penempatan dan Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	91
4.6. Validasi	92
4.7. Hasil dan Analisa Hasil Perbandingan kompensasi Penempatan Kapasitor Awal Dengan kompensasi Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	92
4.7.1. Hasil Perhitungan dan Simulasi kompensasi Penempatan Kapasitor Awal Dengan kompensasi Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	92

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan.....	103
5.2. Saran.....	103

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.	Jaringan Distribusi Tegangan Menengah , Tegangan Rendah dan Sambungan Rumah ke Pelanggan	5
Gambar 2.2.	Sistem Jaringan Distribusi Radial	7
Gambar 2.3.	Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan <i>Tie</i> Dan <i>Switch</i> Pemisah.....	9
Gambar 2.4.	Jaringan Distribusi Radial Dengan <i>Phasa Area</i>	10
Gambar 2.5.	Jaringan Distribusi Radial Dengan Beban Terpusat	11
Gambar 2.6.	Sistem Jaringan Distribusi <i>Loop</i>	11
Gambar 2.7.	Sistem Jaringan Distribusi <i>Mesh</i>	12
Gambar 2.8.	Fasor Arus Pada Rangkaian AC.....	13
Gambar 2.9.	Fasor Daya Pada Rangkaian AC.....	13
Gambar 3.1a.	Bentuk Gelombang Frekuensi Dasar	18
Gambar 3.1b.	Bentuk Gelombang Frekuensi Dasar Dan Frekuensi Harmonisa.	18
Gambar 3.1c.	Bentuk Gelombang Resultan dari Frekuensi Dasar dan Harmonisanya.....	19
Gambar 3.2.	Perbandingan Sinyal Listrik Sinusoidal Terhadap Sinyal Listrik Berharmonisa.....	25
Gambar 3.3.	Rangkaian Distribusi yang Sederhana.....	23
Gambar 3.4.	Pemasangan Filter Harmonisa.....	31
Gambar 3.5.	Benuk Fisik <i>Harmonic Filter Active</i>	32
Gambar 3.6.	Benuk Fisik <i>Harmonic Filter Pasive</i>	33

Gambar 3.7. Jenis-Jenis Filter Fasif yang Umum.	34
Gambar 3.8. (a) Rangkaian Filter Penalaan Tunggal, (b) Grafik Impedansi Filter Terhadap Frekuensi	37
Gambar 3.9. Rangkaian Filter Penalaan Ganda, (a) Transformasi dari dua buah filter penalaan tunggal, (b) Filter penalaan tunggal, (c) Filter penalaan ganda yang ditala pada orde lima dan Tujuh.....	39
Gambar 3.10. High Pass filter (a) Orde satu (b) Orde dua (c) Orde tiga (d) Type C.....	40
Gambar 3.11. Rangkaian Ekuivalen Jaringan Sistem Tenaga Listrik	42
Gambar 3.12. Rangkaian Pengganti Untuk $n > 1$	42
Gambar 3.13. Elemen Tak Linier Sebagai Sumber Arus Harmonisa	43
Gambar 3.14. <i>Flowchart</i> Aliran Daya Newton Raphson	50
Gambar 3.15. <i>Flowchart</i> Pemecahan Masalah	52
Gambar 4.1. <i>Single Line</i> PG. Kebon Agung Malang	55
Gambar 4.2. Tampilan Modul Utama	61
Gambar 4.3. <i>Single Line</i> PG. Kebon Agung Malang Baru	78
Gambar 4.4. Bentuk Gelombang Resultan dari Frekuensi Dasar dan Harmonisnya Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	100
Gambar 4.5. Bentuk Gelombang Resultan dari Frekuensi Dasar dan Harmonisnya Setelah Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	100

DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1.	Perbandingan Daya Aktif dengan Menggunakan Kompensasi Kapasitor dengan Kompensasi Filter Harmonik.....	94
Grafik 4.2.	Perbandingan Daya Reaktif dengan Menggunakan Kompensasi Kapasitor dengan Kompensasi Filter Harmonik.....	95
Grafik 4.3.	Perbandingan Faktor Daya dengan Menggunakan Kompensasi Kapasitor dengan Kompensasi Filter Harmonik.....	95
Grafik 4.4.	Perbandingan <i>Voltage Individual Harmonic Distorsion</i> (VIHD) Kompensasi Kapasitor dengan Kompensasi Harmonik Filter.....	97
Grafik 4.5.	Perbandingan <i>Voltage Total Harmonic Distorsion</i> (VTHD) Kompensasi Kapasitor dengan Kompensasi Filter Harmonik.....	97

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1.	Voltage Distortion Limits	30
Tabel 3.2.	Standar untuk arus harmonisa	30
Tabel 3.3.	Orde Harmonisa Berdasarkan Urutan	45
Tabel 4.1.	Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor (<i>Main_Base 1 di Sistem Tegangan 20 kV</i>).....	56
Tabel 4.2.	Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor (<i>Main_Base 2 di Sistem Tegangan 20 kV</i>)	56
Tabel 4.3.	Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor (<i>Main_Base 3 di Sistem Tegangan 20 kV</i>)	57
Tabel 4.4.	Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor (<i>Main_Base 4 di Sistem Tegangan 20 kV</i>)	57
Tabel 4.5.	Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor (<i>Main_Base 5 di Sistem Tegangan 20 kV</i>)	57
Tabel 4-6.	Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor (<i>Main_Base 6 di Sistem Tegangan 20 kV</i>)	58
Tabel 4.7.	Pembagian Beban Pada PG. Kebon Agung Malang	62
Tabel 4.8.	Hasil <i>Load Flow</i> Menggunakan ETAP <i>Power Station</i> Pada Keadaan Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	63
Tabel 4.9.	Hasil <i>Branch Losses</i> Menggunakan ETAP <i>Power Station</i> Pada Keadaan Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	64
Tabel 4.10.	Hasil <i>Bus Loading</i> Menggunakan ETAP <i>Power Station</i> Pada Keadaan Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	65

Tabel 4.11. <i>Harmonic Voltages</i> Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i> (% of <i>Fundamental Voltage</i>).....	65
Tabel 4.12. <i>Harmonic Voltages</i> Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i> (% of <i>Nominal Voltage</i>).....	67
Tabel 4.13. Persentase <i>Harmonic Current</i> (<i>Contents in 1 MVA Base</i>).....	69
Tabel 4.14. Persentase <i>Harmonic Current</i> (% of <i>Fundamental Current</i>).....	72
Tabel 4.15. <i>Voltage Individual Harmonic Distorsion</i> (VIHD) Report	74
Tabel 4.16. <i>Voltage Total Harmonic Distorsion Report</i>	75
Tabel 4.17. Hasil <i>Total Generation, Loading and Demand</i> Menggunakan ETAP <i>Power Station</i> Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	76
Tabel 4.18. Hasil <i>Load Flow</i> Menggunakan ETAP <i>Power Station</i> Dengan Kompensasi Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	80
Tabel 4.19. Hasil <i>Brach Losses</i> Menggunakan ETAP <i>Power Station</i> Dengan Kompensasi Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	81
Tabel 4.20. Hasil <i>Bus Loading</i> Menggunakan ETAP <i>Power Station</i> Dengan Kompensasi Sebelum Pemasangan <i>Harmoni Filter</i>	82
Tabel 4.21. <i>Harmonic Voltages</i> Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i> (% of <i>Fundamental Voltage</i>).....	83
Tabel 4.22. <i>Harmonic Voltages</i> Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i> (% of <i>Nominal Voltage</i>).....	85
Tabel 4.23. Persentase <i>Harmonic Current</i> (<i>Contents in 1 MVA Base</i>).....	86
Tabel 4.24. Persentase <i>Harmonic Current</i> (% of <i>Fundamental Current</i>).....	87

Tabel 4.25. <i>Voltage Individual Harmonic Distorsion (VIHD) Report</i>	89
Tabel 4.26. <i>Voltage Total Harmonic Distorsion Report</i>	90
Tabel 4.27. Hasil <i>Total Generation, Loading and Demand</i> Menggunakan ETAP <i>Power Station</i> Dengan Sebelum Pemasangan <i>Harmonic Filter</i>	91
Tabel 4.28. Perbandingan <i>Cos ϕ</i> dan Aliran Daya Kompensasi Kapasitor Dengan Kompensasi <i>Harmonic Filter</i>	94
Tabel 4.29. Perbandingan <i>Voltage Individual Harmonic Distorsion (VIHD)</i> Kompensasi Kapasitif dengan Kompensasi Harmonik Filter.....	96
Tabel 4.30. Perbandingan <i>Voltage Total Harmonic Distorsion (VTHD)</i> Kompensasi Kapasitor dengan Kompensasi Harmonik Filter.....	98

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Suplai listrik dari PLN secara normal mempunyai bentuk sinyal yang mendekati sinusoidal murni dan *power factor* 0.85. Di PG. Kebon Agung Malang, terdapat peralatan listrik seperti motor induksi yang menyebabkan *power factor* turun atau dibawah standar PLN. Akibatnya adalah PG. Kebon Agung Malang harus membayar denda pada PLN sesuai dengan ketentuan-ketentuan yang berlaku. Untuk mengatasi dan mencegah denda dari PLN yang terlalu besar, maka diperlukan pemasangan *Harmonic Filter*, yang fungsinya adalah untuk meminimalisasi harmonisa yang terjadi di PG. Kebon Agung Malang.

Selain itu, di PG. Kebon Agung Malang juga terdapat banyak sistem pengatur kecepatan motor induksi yang merupakan salah satu sumber utama harmonisa. Harmonisa dalam sistem tenaga listrik dapat menimbulkan pengaruh yang tidak diinginkan. Pengaruh tersebut antara lain: peralatan menjadi panas, *life time* peralatan menjadi berkurang, bahkan dapat menyebabkan peralatan menjadi rusak, interferensi sinyal (seperti *noise* yang terjadi pada saluran telepon) dan dapat menyebabkan *over voltage*.

Terjadi interaksi antar kapasitor bisa menyebabkan terjadinya resonansi dengan impedansi sistem sehingga dapat menimbulkan harmonisa oleh karena itu maka perlu disimulasi dan dianalisa untuk mengetahui frekuensi resonansi dan kemungkinan akan terjadinya harmonisa sehingga bisa diredam semaksimal mungkin.

1.2. Rumusan Masalah

Banyak alat yang menyebabkan timbulnya harmonisa yang dapat mempengaruhi bentuk sinusoidal dari tegangan dan arus. Bentuk tegangan dan arus yang tidak sinusoidal dapat menyebabkan rugi-rugi yang tidak diinginkan seperti turunnya faktor daya pada sistem sehingga sangat berpengaruh pada kualitas daya yang ada dalam sistem, apakah dengan pemasangan *harmonic filter* dapat meminimalisasi harmonisa.

Berdasarkan deskripsi permasalahan tersebut, maka skripsi ini diberi judul :

ANALISA HARMONISA DENGAN PEMASANGAN *HARMONIC FILTER* DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PG. KEBON AGUNG MALANG

1.3. Tujuan

Tujuan dari penelitian menggunakan *software ETAP Power Station* adalah untuk mengetahui seberapa besar harmonisa yang di hasilkan oleh sistem dan seberapa besar harmonisa tersebut dapat diminimalisir dengan cara pemasangan *harmonic filter* sehingga dapat memenuhi ketentuan *THD (Total Harmonic Distortion) $\leq 5\%$* .

1.4. Batasan Masalah

Agar skripsi ini terarah sesuai dengan tujuannya maka pembahasannya dibatasi pada:

1. Simulasi dari rangkaian *single line diagram* dengan menggunakan *software ETAP Power Station* pada PG. Kebon Agung Malang untuk menganalisa seberapa besar harmonisa yang terjadi pada sistem.
2. Analisa dilakukan dengan menganggap sistem dalam keadaan normal.

3. Analisa dilakukan hanya sebatas pengkajian beban yang telah ada.
4. Analisa tidak membahas masalah ekonomi.

1.5. Metode Penelitian

Metode yang digunakan dalam penyusunan skripsi ini adalah :

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

2. Pengumpulan Data

Bentuk data yang digunakan :

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

3. Pemodelan

Setelah mendapatkan data, maka dimodelkan dalam *software ETAP Power Station*.

4. Analisa Data

Menganalisis data yang diperoleh dengan mempergunakan *software ETAP Power Station*.

5. Kesimpulan

Menarik kesimpulan dari hasil analisa data.

1.6. Sistematika Penulisan

Sistematika dari pembahasan di dalam skripsi ini adalah sebagai berikut :

BAB I : PENDAHULUAN

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

BAB II : SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

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

BAB III : TEORI DASAR HARMONISA

Pada bab ini akan dibahas masalah harmonisa, sumber harmonisa, pengaruh harmonisa, indek harmonisa, filter harmonisa, serta komponen harmonisa.

BAB IV : HASIL DAN ANALISA HASIL

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

BAB V : PENUTUP

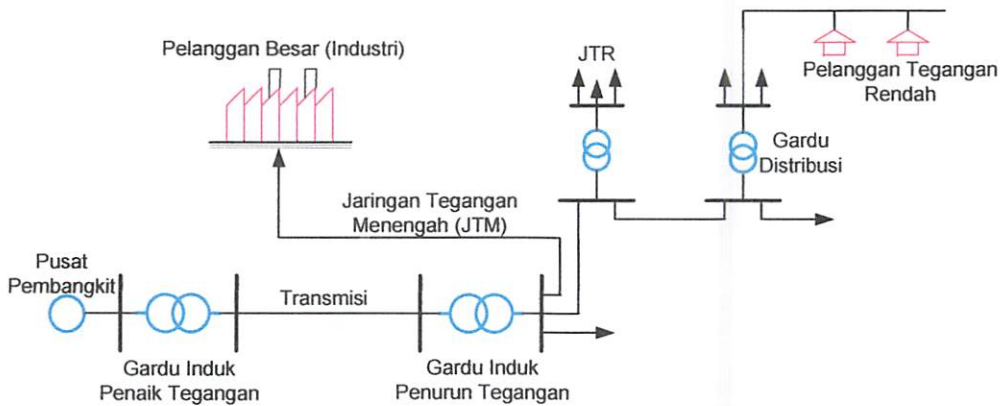
Merupakan bab terakhir yang memuat intisari dari hasil pembahasan, yang berisikan kesimpulan dan saran yang dapat digunakan sebagai pertimbangan untuk pengembangan penulisan selanjutnya.

BAB II

SISTEM DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK

2.1. Sistem Distribusi Tenaga Elektrik^[2]

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



Gambar 2.1.
Jaringan Distribusi Tegangan Menengah (JTM), Jaringan Distribusi Tegangan Rendah (JTR) dan Sambungan Rumah ke Pelanggan ^[2]

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

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

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

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

2.1.1. Sistem Distribusi Primer (Jaringan Tegangan Menengah)

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

2.1.2. Sistem Distribusi Sekunder (Jaringan Tegangan Rendah)

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

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

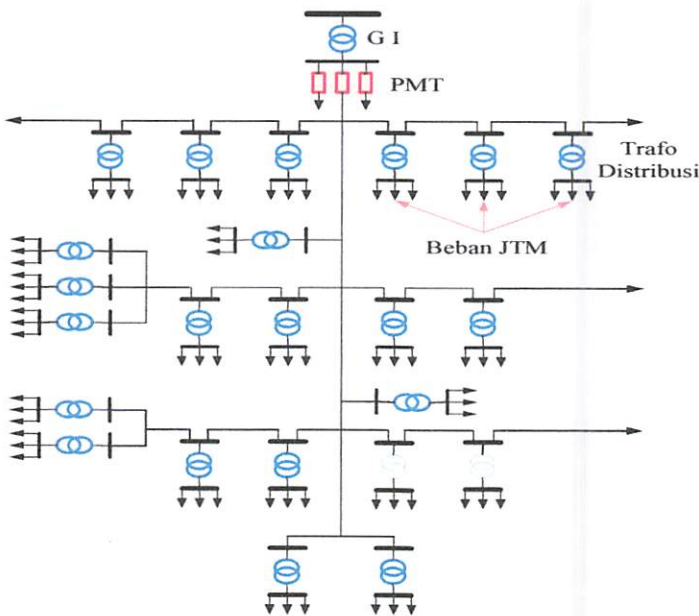
2.2. Struktur Jaringan Distribusi Tenaga Listrik^[2]

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

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

2.2.1. Sistem Jaringan Distribusi Radial^[2]

Bentuk jaringan ini merupakan bentuk dasar yang paling banyak digunakan dan yang paling sederhana. Sistem ini dikatakan radial karena dari kenyataan bahwa jaringan ini ditarik secara radial dari gardu induk ke pusat-pusat beban atau konsumen yang dilayaninya. Sistem ini terdiri dari saluran utama (*main feeder*) dan saluran cabang (*lateral*) seperti pada gambar 2.2.



Gambar 2.2.
Sistem Jaringan Distribusi Radial^[2]

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

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

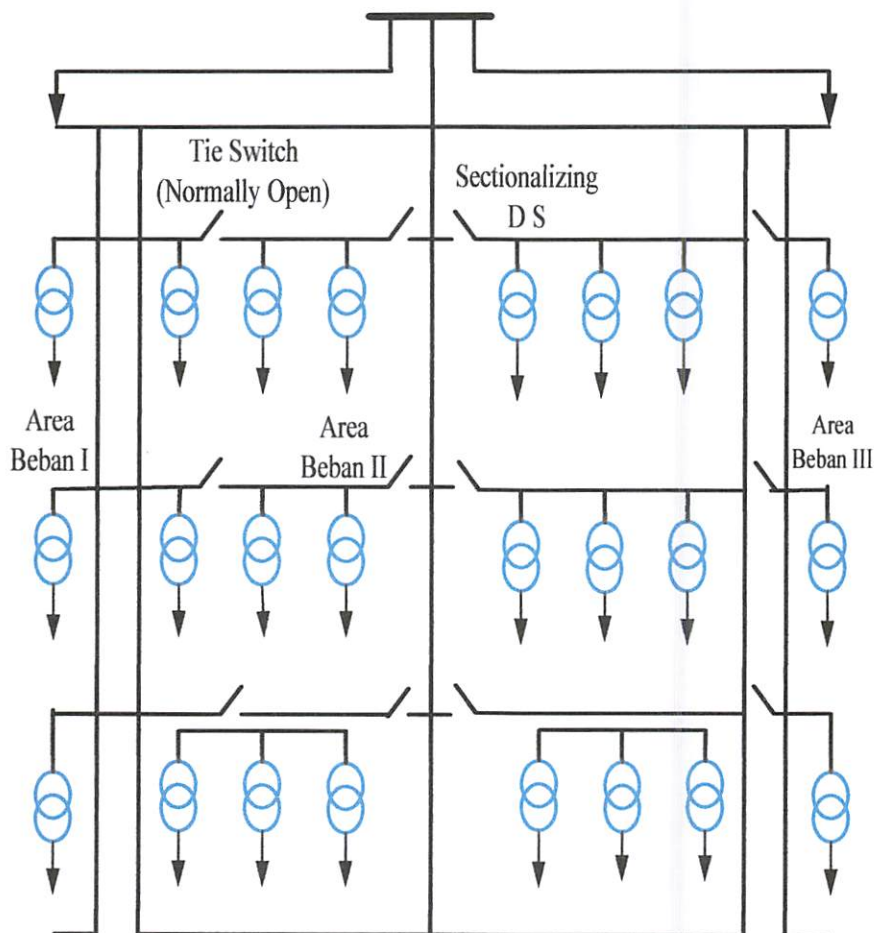
2.2.1.1. Sistem Radial Pohon

Sistem radial jaringan pohon ini merupakan bentuk yang paling dasar dari sistem jaringan radial. Saluran utama (*main feeder*) ditarik dari suatu gardu induk sesuai dengan kebutuhan kemudian dicabangkan melalui saluran cabang (*lateral feeder*), selanjutnya dicabangkan lagi melalui saluran anak cabang (*sub-lateral feeder*). Ukuran dari masing-masing saluran tergantung dari kerapatan arus yang ada pada sistem. Dari gambar 2.2, *main feeder* merupakan saluran yang dialiri arus terbesar, selanjutnya arus mengecil pada tiap cabang tergantung dari besarnya beban.

2.2.1.2. Sistem Radial dengan *Tie* dan *Switch* Pemisah

Sistem ini merupakan pengembangan dari sistem radial pohon, untuk meningkatkan keandalan sistem saat terjadinya gangguan maka *feeder* yang terganggu akan dilokalisir sedangkan area yang semula dilayani oleh *feeder*

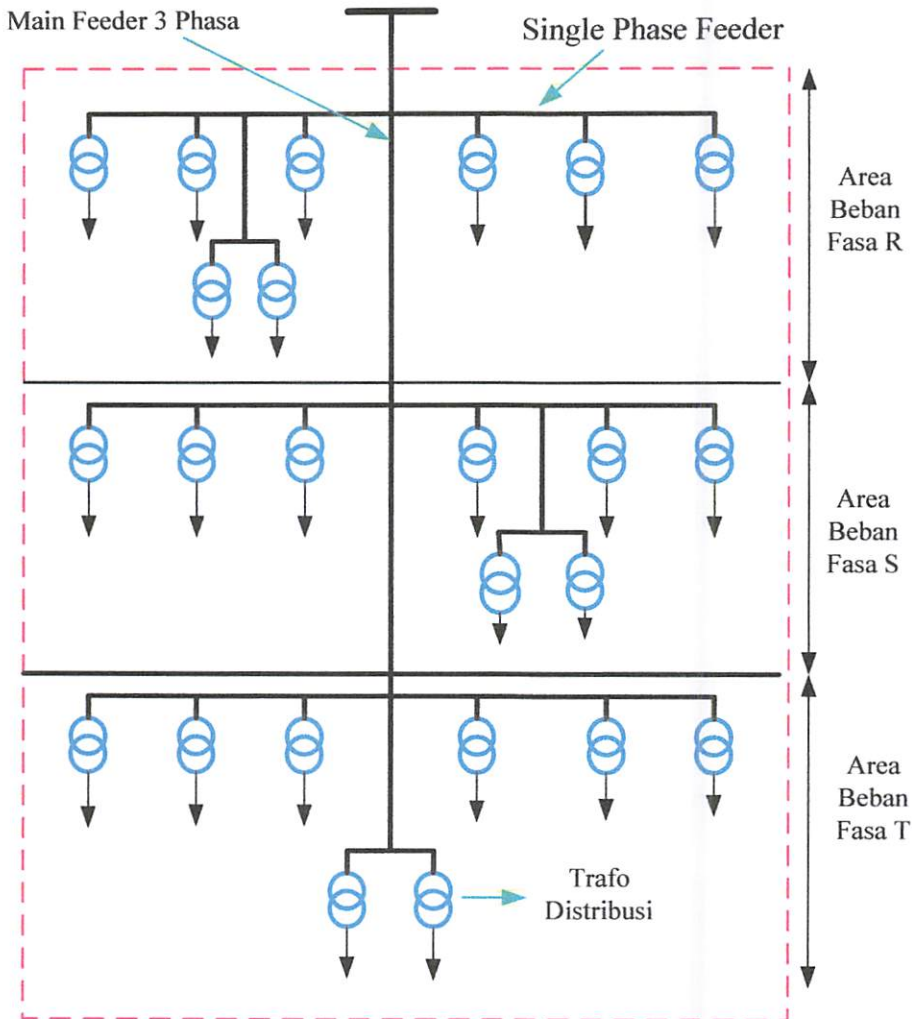
tersebut pelayanannya dialihkan pada *feeder* yang tidak terganggu. Sistem radial dengan *Tie* dan *Switch* pemisah dapat dilihat pada gambar 2.3.



Gambar 2.3.
Sistem Jaringan Distribusi Radial Dengan *Tie* dan *Switch* Pemisah [2]

2.2.1.3. Sistem Radial dengan Pembagian *Phasa Area*

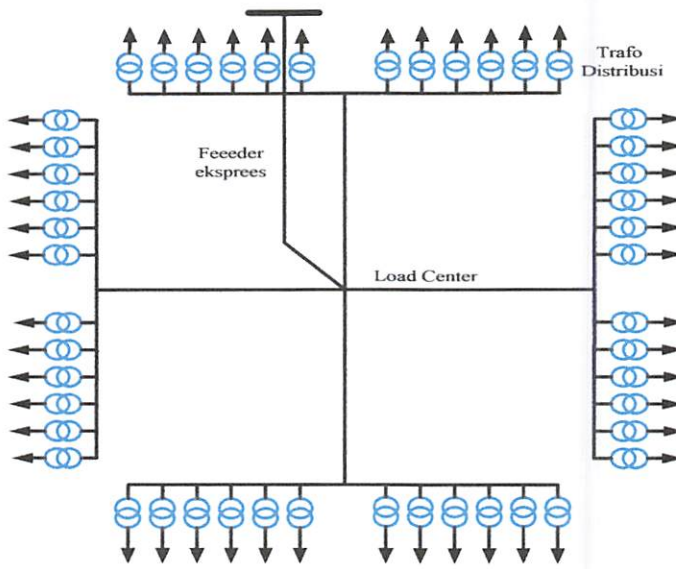
Pada bentuk ini masing-masing fasa dari jaringan bertugas untuk melayani daerah beban yang berlainan. Bentuk ini akan dapat menimbulkan kondisi sistem tiga fasa yang tidak seimbang (simetris), bila digunakan pada daerah beban yang baru dan belum mantap pembagian bebannya. Contoh dari sistem jaringan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



Gambar 2.4.
Jaringan Distribusi Radial Dengan Phasa Area^[2]

2.2.1.4. Sistem Radial Dengan Beban Terpusat

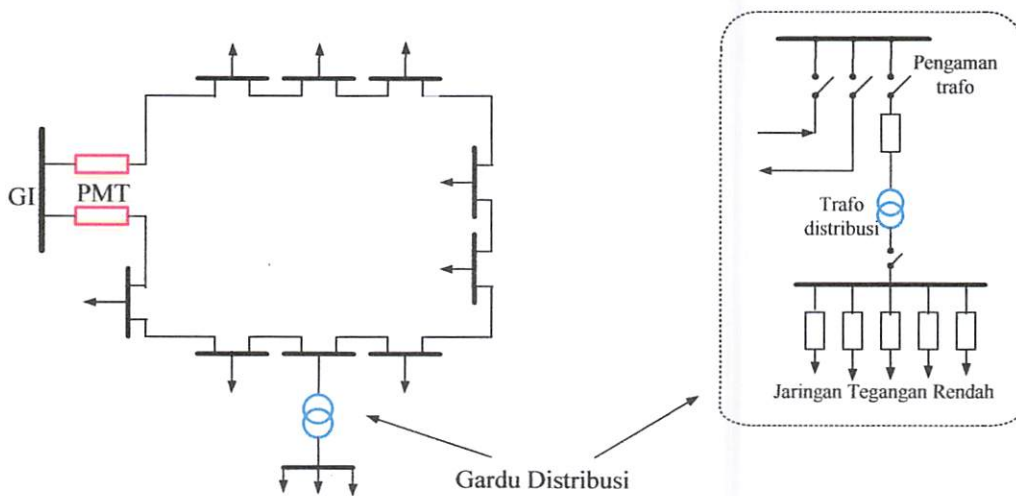
Bentuk dari sistem ini mensuplai daya dengan menggunakan *main feeder* yang disebut *express feeder* langsung ke pusat beban, dan dari titik pusat beban ini dikirim ke beban menggunakan *back feeder* secara radial seperti terlihat pada gambar 2.5.



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

2.2.2. Sistem Jaringan Distribusi Tertutup (*Loop*)

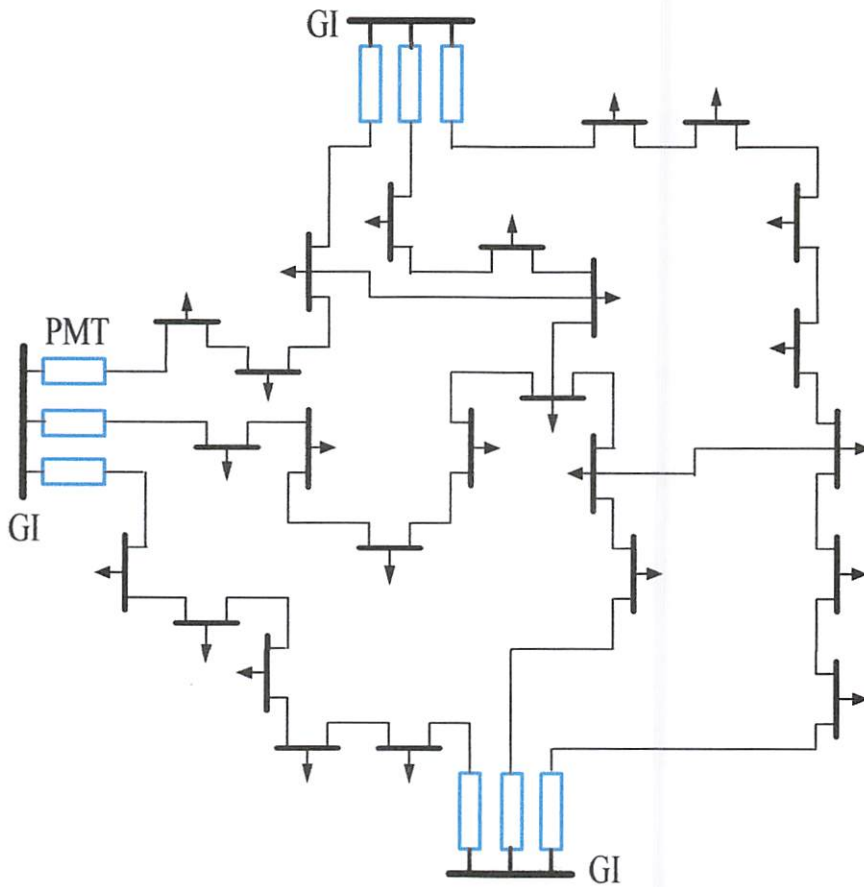
Sistem ini disebut jaringan distribusi *loop* karena saluran primer yang menyalurkan daya sepanjang daerah beban yang dilayani membentuk suatu rangkaian *loop*, seperti terlihat pada gambar 2.6.



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

2.2.3. Sistem Jaringan Distribusi *Mesh*

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



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

2.3. Daya Dalam Sistem Tenaga^[7]

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

Daya listrik yang dibangkitkan dikenal dengan istilah :

2.3.1. Daya Nyata (*Real Power*)

Daya nyata dinyatakan dalam persamaan :

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

Daya nyata untuk beban 3 fasa seimbang

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

2.3.2. Daya Reaktif (*Reactive Power*)

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

Daya reaktif dinyatakan dalam persamaan :

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

Daya reaktif untuk beban 3 fasa seimbang :

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

2.3.3. Daya Semu (*Apparent Power*)

Daya semu dinyatakan dalam persamaan :

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

Daya semu untuk beban 3 fasa seimbang :

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

2.4. Faktor Daya ^[6]

. Sebagian besar peralatan memerlukan dua komponen arus. Kedua komponen arus tersebut adalah sebagai berikut :

a. Arus yang menghasilkan daya kerja, yaitu arus yang dikonversikan oleh peralatan menjadi kerja, umumnya dalam bentuk panas, cahaya dan daya mekanik. Satuan daya kerja yang dihasilkan adalah Watt.

b. Arus magnetisasi, juga disebut wattless, reaktif, adalah arus yang diperlukan peralatan untuk menghasilkan fluks pada pengoperasian peralatan elektromagnetis. Tanpa arus magnetisasi, energi tidak akan mengalir melalui trafo atau menembus celah udara pada motor induksi, daya reaktif yang dihasilkan diukur dalam satuan VAR.

Fasor diagram kedua komponen tersebut dapat dilihat pada Gambar 2.8 dan 2.9. Gambar ini memperlihatkan penjumlahan secara vektoris dari arus aktif dan arus reaktif yang menghasilkan arus total. Yang dapat dinyatakan dengan persamaan :

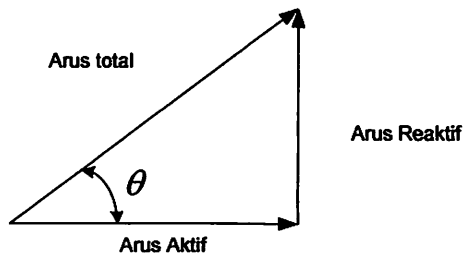
$$I_t (\text{ arus total}) = \sqrt{(\text{ arus aktif})^2 + (\text{ arus reaktif})^2}$$

$$I_t = \sqrt{(I \cos \theta)^2 + (I \sin \theta)^2} \dots\dots\dots (2.7)$$

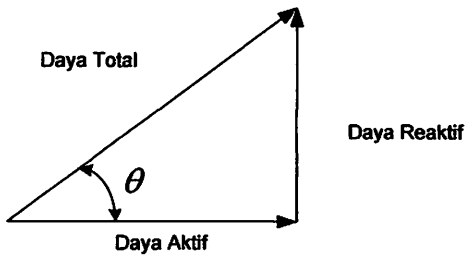
Pada suatu tegangan V, daya aktif, daya reaktif dan daya total adalah sebanding dengan arus dan dinyatakan sebagai berikut :

$$\text{Daya Total}(VA) = \sqrt{(\text{ daya aktif})^2 + (\text{ daya reaktif})^2}$$

$$VI = \sqrt{(VI \cos \theta)^2 + (VI \sin \theta)^2} \dots\dots\dots (2.8)$$



Gambar 2.8. Fasor arus pada rangkaian ac [6]



Gambar 2.9. Fasor daya pada rangkaian ac [6]

Dalam penghitungan daya, faktor daya memegang peranan yang sangat penting. Faktor daya merupakan ukuran kualitas daya yang dikirim dari sumber menuju beban. Faktor daya bervariasi antara 0 sampai dengan 1. Faktor daya yang baik adalah yang nilainya mendekati satu.

Secara umum faktor daya dirumuskan sebagai berikut :

$$Faktor\ daya = \frac{Daya\ rata - rata}{(Tegangan\ rms)(arus\ rms)} \dots\dots\dots(2.9)$$

atau bisa dirumuskan sebagaimana perumusan berikut:

Faktor daya (PF) = cosinus sudut antara daya aktif dan daya total

$$= \cos \theta$$

$$Faktor\ daya = (daya\ aktif/daya\ total) = kW/kV \dots\dots\dots(210)$$

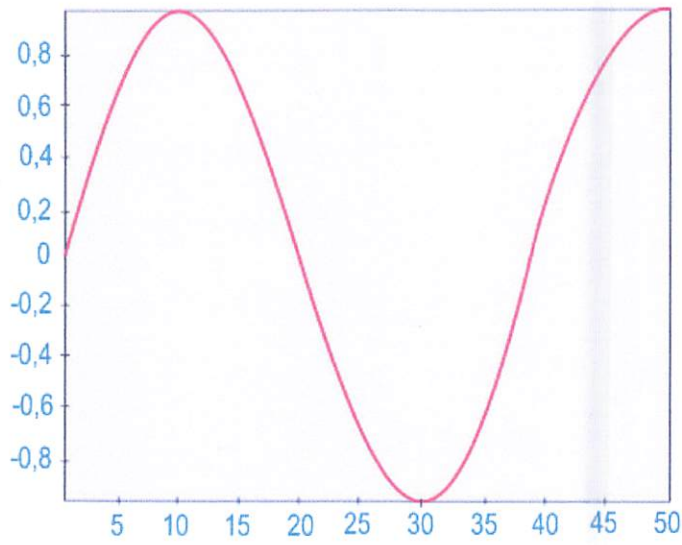
BAB III

TEORI DASAR HARMONISA

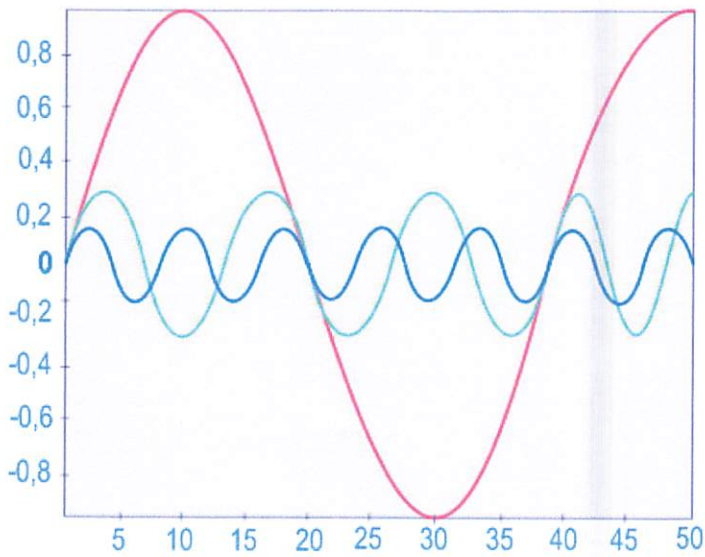
3.1. Pengertian Harmonisa ^[4]

Harmonisa adalah gangguan yang terjadi pada sistem distribusi tenaga listrik akibat terjadinya distorsi gelombang arus dan tegangan. Pada dasarnya, harmonisa adalah gejala pembentukan gelombang-gelombang dengan frekuensi berbeda yang merupakan perkalian bilangan bulat dengan frekuensi dasarnya.

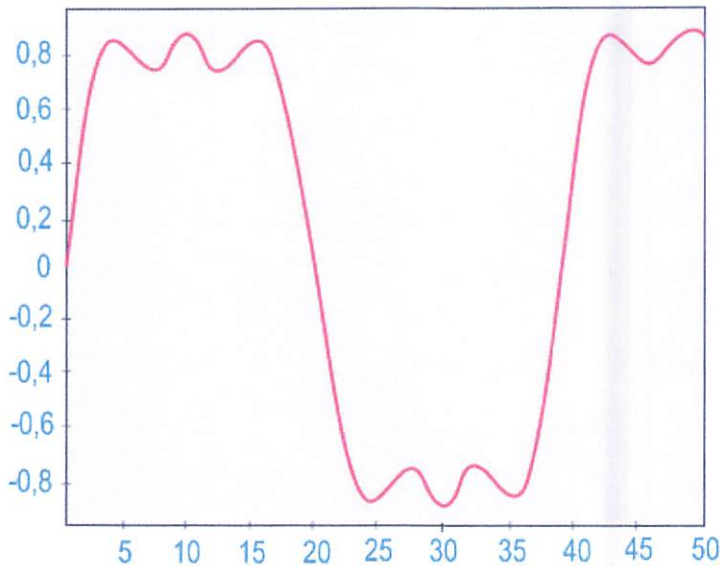
Hal ini disebut frekuensi harmonik yang timbul pada bentuk gelombang aslinya seperti pada gambar 3.1a sedangkan bilangan bulat pengali frekuensi dasar disebut angka urutan harmonik. Misalnya, frekuensi dasar suatu sistem tenaga listrik adalah 50 Hz, maka harmonik keduanya adalah gelombang dengan frekuensi sebesar 100 Hz. harmonik ketiga adalah gelombang dengan frekuensi sebesar 150 Hz dan seterusnya. Gelombang-gelombang ini kemudian menumpang pada gelombang aslinya seperti pada gambar 3.1b sehingga terbentuk gelombang cacat yang merupakan jumlah resultan antara gelombang murni sesaat dengan gelombang harmonisanya seperti tampak pada gambar 3.1c.



Gambar 3.1a.
Bentuk Gelombang Frekuensi Dasar ^[4]



Gambar 3.1b.
Bentuk Gelombang Frekuensi Dasar Dan Frekuensi Harmonisa ^[4]



Gambar 3.1c.
Bentuk Gelombang Resultan dari Frekuensi Dasar dan Harmonisnya ^[4]

3.2. Sumber Harmonisa ^[4]

3.2.1. Konverter

Kebanyakan beban yang menimbulkan cacat gelombang (*deforming loads*) adalah beban-beban yang mengandung konverter (*static converter*). Beberapa contoh yang umum antara lain :

- a. Lampu *flourescent*, dimmer.
- b. Komputer.
- c. Perangkat elektronik untuk rumah tangga (TV, *microwave*, pemanas).
- d. *Variable speed drive* (VSD).
- e. *Charger* baterai.
- f. *Uninterruptible Power Supply* (UPS).

3.2.2. Tanur Busur Listrik (*Electric Arc Furnace*)^[4]

Tanur busur listrik berfungsi untuk melebur biji besi dalam industri logam. Tanur busur listrik adalah elemen beban yang tidak linier dan inilah yang menyebabkan timbulnya arus harmonisa yang cukup besar pada jaringan yang terhubung dengan tanur busur listrik.

Penggunaan tanur busur listrik sering kali menimbulkan gangguan terhadap jaringan. Gangguan tersebut antara lain :

- a. Distorsi harmonisa.
- b. Kedip tegangan (*flicker*).
- c. Goncangan frekuensi.
- d. Ketidakseimbangan tegangan.

Busur listrik yang terjadi selama tanur busur listrik beroperasi hampir selalu tidak dalam keadaan stabil. Hal ini disebabkan oleh pengaruh perubahan elektroda, interaksi gaya elektromagnetik busur dan pengaruh riak permukaan biji yang telah melebur.

3.2.3. Transformator

Saturable devices, seperti transformator dan peralatan elektromagnetik lainnya dengan inti besi (*steel*), termasuk juga motor-motor (mesin-mesin berputar) juga termasuk sumber harmonisa. Harmonisa dibangkitkan oleh karakteristik magnetisasi besi yang non-linier.

Distorsi bentuk gelombang terutama disebabkan oleh harmonisa ketiga. Untuk menjaga tegangan suplai agar berbentuk sinusoidal diperlukan jalur khusus untuk arus harmonisa ketiga dan biasanya didapat dengan menggunakan belitan

hubungan delta. Untuk alasan ekonomis, transformator biasanya dirancang dengan memakai bahan inti yang memiliki sifat-sifat magnetis yang baik.

3.2.4. Mesin-Mesin Berputar

Generator sinkron dan motor induksi secara umum menghasilkan sejumlah harmonisa. Pada generator sinkron, harmonisa disebabkan oleh kejenuhan dan distribusi fluks yang tidak sinusoidal. Sehingga terbangkit emf yang tidak sinusoidal yang akan menghasilkan arus harmonisa bila dibebani.

3.2.5. Pengaruh Harmonisa Pada Komponen Peralatan Listrik

Harmonisa yang lebih banyak disebabkan karena adanya beban yang non linier ini membuat gangguan yang cukup besar kepada peralatan distribusi listrik. Beberapa komponen yang terpengaruhi oleh harmonisa, antara lain:

- *Konduktor*

Konduktor merupakan media yang dipakai untuk mentransferkan energi listrik. Arus harmonisa dapat menyebabkan rugi-rugi pada kawat penghantar bertambah. Hal ini dikarenakan pada konduktor terdapat impedansi hambatan, yang meningkatkan arus. Arus harmonisa yang mengalir tersebutlah yang menyebabkan panas. Panas tersebut semakin lama akan mengurangi daya hantarnya. Sehingga pada akhirnya dapat meningkatkan rugi-rugi daya dan menurunkan efisiensi.

- *Transformer*

Pada transformer, yang mengalami kerugian daya adalah pada kumparan primer, kumparan sekundernya dan inti besi (*ferromagnetic losses*). Telah diketahui bahwa arus harmonisa menambah kerugian daya pada penghantar yang berbentuk panas. Pada transformator berlaku sistem penginduksian, dimana bila arus berharmonisa mengalir, maka fluks magnetik pada kumparan transformatornya akan menghasilkan rugi-rugi histerisis dan Eddy Current. Rugi histerisis besarnya proporsional dengan harga frekuensinya dan rugi Eddy Current-nya proporsional dengan kuadrat frekuensinya. Gabungan dari rugi-rugi tembaga dan inti besi akan menyebabkan transformator menjadi *overheating*. Dan pada akhirnya panas tersebut akan menurunkan kekuatan isolasi. Pada transformator yang digunakan oleh PLN hubungan primer sekundernya menggunakan delta-star, karena memiliki keuntungan dapat mencegah harmonisa pada hubungan deltanya (primer) masuk pada hubungan star (sekunder). Sehingga harmonisa tidak sampai masuk ke jaringan sekunder pada trafo tersebut.

- *Circuit breaker*

Pada circuit breaker konvensional menggunakan panas untuk membuat kawat didalam circuit breaker tersebut menjadi panas dan pada akhirnya akan putus. Arus harmonisa yang melewati circuit breaker tersebut masih dapat diamankan oleh circuit breaker yang konvensional ini. Hal ini dikarenakan panas yang terjadi karena arus harmonisa tersebut sama

dengan panas yang timbul pada peralatan yang diproteksi tersebut. Namun sebagai sarana penyediaan koordinasi pengamanan yang lebih baik, telah dikembangkan peralatan circuit breaker yang lebih baik. Dimana circuit breaker tersebut dioperasikan secara elektronik sehingga mampu mendeteksi level arus yang secara otomatis akan memutus arus apabila arus rms terlalu tinggi.

3.2.6. Pengaruh Harmonisa Pada Motor ^[5]

Harmonisa pada tegangan dan arus memberikan tambahan kerugian energi kumparan stator, rotor, dan juga pada inti besi rotor maupun statornya. Macam-macam pengaruh harmonisa pada motor yang muncul adalah:

- *Rugi-rugi arus bocor*

Kerugian atau *losses* arus bocor yang di alami pada kumparan stator dan rotor jauh lebih besar dibanding yang disebabkan *eddy current* dan *skin effect*. Hal ini disebabkan oleh arus harmonisa memperbesar arus bocor yang telah terjadi di stator dan rotor. Stator difungsikan untuk menginduksi tegangan dan rotor menimbulkan arus pada slot-slotnya.

- *Rugi-rugi besi dan tembaga*

Fluks yang timbul dari penginduksian tegangan dan stator yang kemudian timbul arus yang ada di slot-slot rotor dapat menimbulkan gerak relatif putar. Perubahan fluks yang terjadi pada rotor dan stator akan menimbulkan frekuensi harmonisa yang tinggi yang akan menghasilkan rugi-rugi besi dan tembaga pada stator dan rotor tersebut.

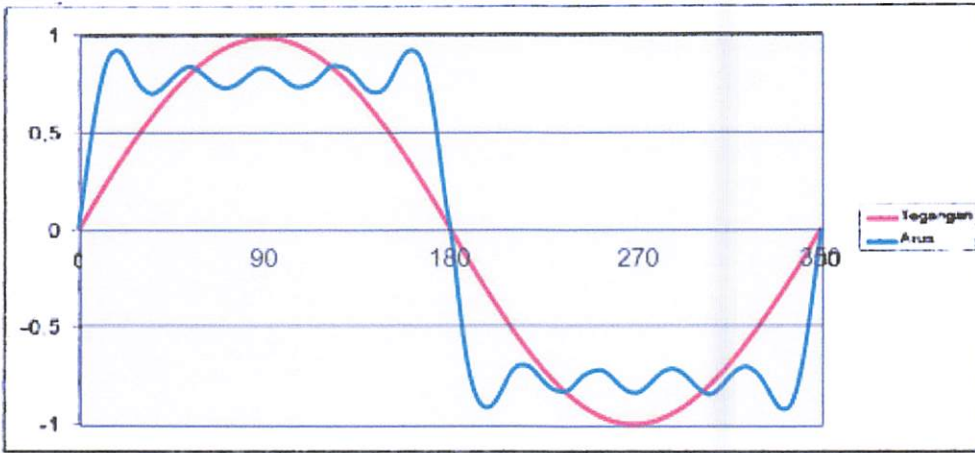
- *Beda fasa*

Selain itu, motor induksi yang biasa disebut dengan motor asinkron merupakan motor yang kecepatan putarnya tidak sesuai atau tidak sama dengan medan putar dan stator. Melihat kenyataan ini, maka akan timbul beda fasa antara tegangan dan arus. Karena motor induksi ini termasuk beban induktif maka arus yang mengalir tertinggal dengan tegangannya. Apabila sumber yang menyuplai motor mengandung harmonisa maka beda fasa yang terjadi pada motor induksi ini menjadi lebih besar.

3.2.7. Pengaruh Harmonisa Pada Faktor Daya^[4]

Arus harmonisa membuat peningkatan total arus rmsnya. Dan karena mempengaruhi harga arus total rmsnya, maka secara otomatis juga akan mempengaruhi faktor dayanya juga. Hal ini dikarenakan daya total dengan daya nyata itu terdapat selisih sudut antara tegangan dan arusnya. Pada daya total tidak terjadi pergeseran sudut antara tegangan dan arusnya. Tetapi untuk daya nyata, terdapat beda sudut yang dibuat oleh tegangan dan arus.

Misalkan ada beban yang menyebabkan bentuk gelombang arusnya tidak sinusoidal yang seperti terlihat pada gambar 3.2, tetapi untuk tegangannya masih berbentuk sinusoidal dan tidak terdapat beda fasa.



Gambar 3.2.

Perbandingan Sinyal Listrik Sinusoidal Terhadap Sinyal Listrik Berharmonisa^[4]

Maka bentuk faktor daya (*power factor*) tegangan dengan arus dapat dicari dengan rumus :

$$F_{p,total} = \frac{P}{V_{rms} \times I_{rms}} \dots\dots\dots(3.1)$$

$$= \frac{P}{V_{rms} \times I_{rms} \sqrt{1 + \left(\frac{THD.f}{100\%}\right)^2}} \dots\dots\dots(3.2)$$

$$= \frac{P}{V_{rms} \times I_{rms}} \times \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{THD.f}{100\%}\right)^2}} \dots\dots\dots(3.3)$$

Dari persamaan 3.4, faktor daya total dapat dibedakan menjadi 2 komponen. Komponen pertama yang disebut dengan “Pergeseran Faktor Daya” (*disp*) dan yang kedua disebut dengan “Distorsi Faktor Daya” (*dist*).

$$F_{p,disp} = \frac{P}{V_{rms} \times I_{rms}} \dots\dots\dots(3.4)$$

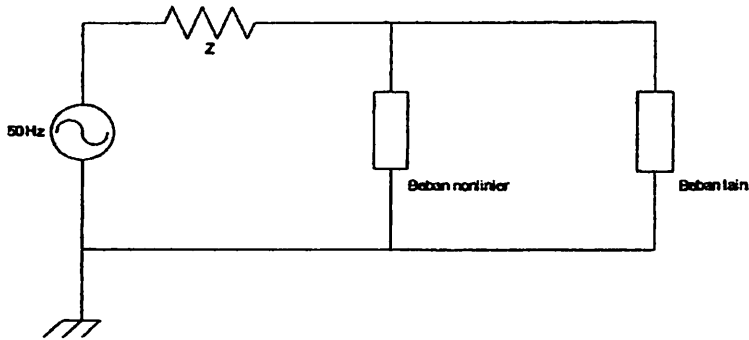
$$F_{p, dist} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{THD.f}{100\%}\right)^2}} \dots\dots\dots(3.5)$$

3.2.8. Pengaruh Harmonisa Pada Sistem Telekomunikasi

Dalam beberapa tahun ini ditemukan bahwa harmonisa pada sistem tenaga listrik mampu mengganggu sistem telekomunikasi, karena pada pemasangan kabel listrik yang kebanyakan ditanam didalam tanah selalu bersebelahan dengan kabel telekomunikasi. Arus listrik yang mengalir di dalam konduktor selalu menginduksikan medan elektromagnetik. Dan apabila arus yang dihantarkan mengandung harmonisa maka akan terjadi noise pada saluran telepon atau data transmisi komunikasi gagal terkirim. Hukum Farraday menjelaskan bahwa tegangan yang menginduksi disekeliling kawat konduktor sesuai dengan perubahan fluks magnetik. Jadi perubahan harga frekuensi tinggi yang cepat akan membuat tingkat harmonisanya menjadi lebih tinggi pula dan juga harga tegangan harmonisanya semakin tinggi.

3.2.9. Pengaruh Harmonisa Pada Sistem Tegangan^[4]

Peralatan yang diterapkan pada sistem tenaga listrik, seperti contoh yang dapat dilihat pada gambar di bawah ini:



Gambar 3.3.
Rangkaian Distribusi yang Sederhana^[2]

Sebuah suplai energi listrik yang disalurkan ke beberapa beban yang terhubung paralel melalui kawat penghantar (*Transmission Lines*) yang mengandung impedansi sebesar Z . Apabila ada arus harmonisa yang melalui impedansi Z dan sumber, akan menimbulkan tegangan harmonisa yang besar, amplitudo tegangannya akan semakin meningkat disertai juga dengan peningkatan frekuensinya. Karena terdapat impedansi hambatan saluran, maka terdapat selisih tegangan yang dapat secara signifikan terdistorsi oleh beban, bisa berasal dari beban nonlinier yang terbagi kecil-kecil. Dimana arus akan timbul pada saat tegangan suplai mencapai titik maksimum saja. Hal ini akan menyebabkan turunnya tegangan yang melewati impedansi Z dan akan menjadi lebih besar pula apabila tegangan pada sumber mencapai titik maksimum. Sehingga tegangan yang dikirimkan pada akhirnya akan menjadi turun.

3.3. Standar Harmonisa ^[8]

Standar harmonisa yang digunakan adalah standar IEEE 519. Ada dua kriteria yang digunakan untuk mengevaluasi distorsi harmonisa. Yang pertama adalah batasan harmonisa arus, dan yang kedua adalah batasan harmonisa tegangan. Untuk standard harmonisa arus, ditentukan oleh rasio I_{sc}/I_L .

VTHD adalah persentase jumlah total tegangan yang terdistorsi oleh harmonisa terhadap frekuensi fundamentalnya, dan % ITHD adalah persentase jumlah total arus yang terdistorsi oleh harmonisa terhadap frekuensi fundamentalnya.

Untuk tegangan, standard harmonisanya ditentukan oleh tegangan sistem yang dipakai seperti pada tabel 3.1.

Tabel 3.1. Voltage Distortion Limits ^[10]

Voltage at PCC	Individual voltage Distortion (%)	Total Voltage Distortion THD (%)
69 kV and below	3,0	5,0
69 kV – 161 kV	1,5	1,5
161 kV	1,0	2,5

Sedangkan untuk arus, standard harmonisanya ditentukan oleh Max short circuit current dan Max load current seperti pada tabel 3.2.

Tabel 3.2. Standar untuk arus harmonisa ^[10]

I_{sc}/I_L	orde harmonisa dalam % terhadap I_L				
	<11	$11 \leq h \leq 17$	$17 \leq h \leq 23$	$23 \leq h \leq 35$	$35 \leq h$
$<20^*$	5.0	2.0	1.5	0.6	0.3
$20 < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5
$50 < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7
$100 < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4

dimana:

I_{sc} = Max short circuit current at PCC (Point of Common Coupling)

I_L = Maxload current (Fundamental Frequency) at FCC

3.4. Indeks Harmonisa ^[10]

Dalam analisa harmonisa terdapat beberapa indeks yang penting untuk menggambarkan efek dan harmonisa pada komponen sistem tenaga.

3.4.1. Total Harmonic Distortion (THD)

Pendefinisian rasio nilai rms komponen harmonisa ke nilai rms komponen dasar biasanya dinyatakan dalam bentuk persen. Indeks ini digunakan untuk mengukur deviasi bentuk gelombang periodik yang mengandung harmonisa dari gelombang sinus sempurna. Pada saat terjadi gelombang sinus sempurna, nilai THD adalah nol.

Indeks yang umum digunakan adalah:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N V_n^2}}{V_1} \dots\dots\dots(3.6)$$

dimana:

V_n = komponen harmonisa

V_1 = komponen fundamental

k = komponen harmonisa maksimum yang diamati

3.5. Resonansi ^[4]

Dengan mengasumsikan beban nonlinier sebagai masuknya arus harmonisa, maka harmonisa tegangan pada setiap bus di sistem tenaga dapat diperoleh dengan memecahkan matrik atau persamaan admitansi berikut untuk semua kasus harmonisa.

$$V_h = Z_h \cdot I_h \dots\dots\dots(3.7)$$

Atau

$$I_h = Y_h \cdot V_h \dots\dots\dots(3.8)$$

dimana

V_h : adalah tegangan harmonisa ke-h pada setiap bus harus ditentukan.

Z_h : adalah matrik impedansi harmonisa sistem,

I_h : adalah representasi arus harmonisa beban pada bus yang terhubung, dan

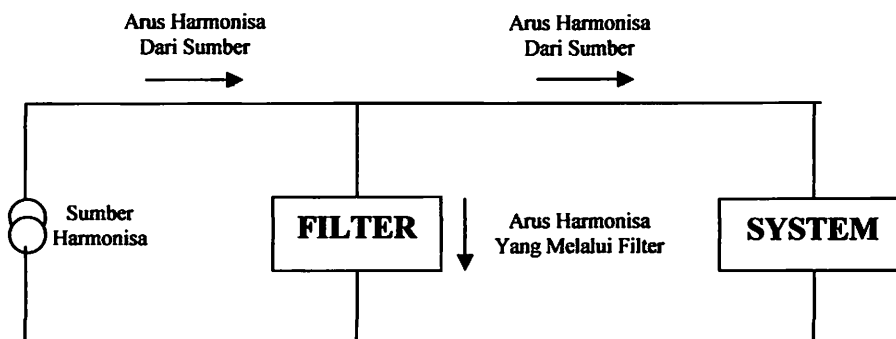
Y_h : adalah matrik admitansi harmonisa sistem.

Pada persamaan 3.8, Z_h dapat diperoleh dengan menggunakan algoritma Z-bus untuk setiap harmonisa. Z_h dapat pula diperoleh dari invers Y_h dalam persamaan 3.9. Impedansi harmonisa memainkan peranan penting dalam sistem distribusi tenaga listrik khususnya ketika resonansi terjadi dalam sistem.

3.6. Filter Harmonisa ^[8]

Tujuan dari pemasangan filter harmonisa adalah untuk mereduksi amplitudo frekuensi tertentu dari sebuah tegangan dan arus. Dengan penambahan filter harmonisa pada suatu sistem tenaga listrik yang mengandung sumber-

sumber harmonisa maka penyebaran arus harmonisa ke seluruh jaringan dapat ditekan sekecil mungkin. Selain itu filter harmonisa pada frekuensi dasar dapat mengkompensasi daya reaktif dan digunakan untuk memperbaiki faktor daya.



Gambar 3.4.
Pemasangan Filter Harmonisa ^[4]

3.6.1. Tipe Filter ^[4]

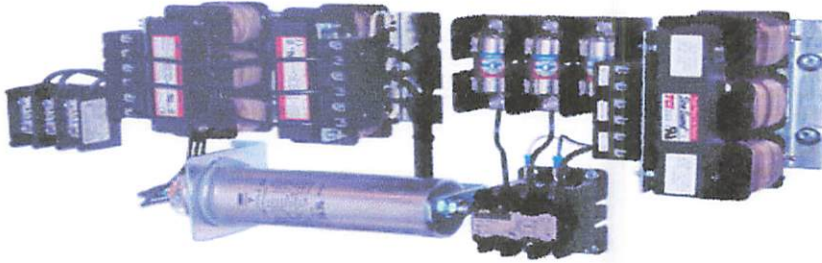
Ada dua tipe dasar dari filter yaitu aktif dan pasif. Filter aktif ini dapat bekerja untuk mengeliminasi timbulnya harmonisa dalam suatu sistem tenaga listrik 3 fasa, baik dengan kawat netral maupun tidak. Filter aktif ini bekerja dengan cara mengkompensasi arus harmonisa yang timbul pada sistem tenaga yang diakibatkan oleh penggunaan beban-beban non linier. Selain dapat mengeliminasi harmonisa yang timbul, filter aktif ini juga dapat memperbaiki faktor daya dalam suatu sistem tenaga listrik. Saat ini, filter aktif paralel sudah banyak dikembangkan untuk memperbaiki kualitas sistem tenaga listrik. Berikut ini memperlihatkan bentuk fisik dari *Harmonic Filter Active*.



Gambar 3.5. Bentuk Fisik *Harmonic Filter Active* ^[11]

Filter pasif merupakan metode penyelesaian yang efektif dan ekonomis untuk masalah harmonisa. Filter pasif sebagian besar didisain untuk memberikan bagian khusus untuk mengalihkan arus harmonisa yang tidak diinginkan dalam sistem tenaga. Ada dua macam filter pasif yaitu filter pasif seri dan filter pasif paralel. Filter pasif seri memiliki karakteristik sebagai resonansi paralel dan merupakan tipe filter yang bersifat sebagai penghalang, yang memiliki impedansi tinggi pada frekuensi tertentu. Sebagai contohnya adalah penggunaan komponen penghalus atau perata gelombang pada peralatan elektronika daya. Sedangkan filter pasif paralel memiliki karakteristik sebagai resonansi seri dan merupakan

filter yang bertipe *trap* yang memiliki impedansi yang rendah pada frekuensi tertentu.

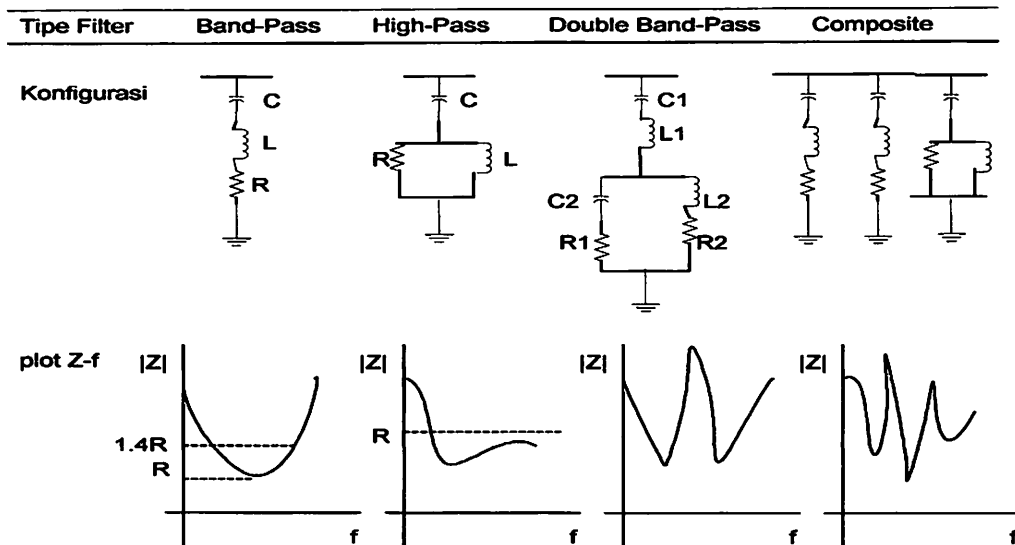


Gambar 3.6. Bentuk Fisik *Harmonic Filter Pasive* ^[11]

3.6.2. Jenis-Jenis Filter Pasif

Gambar 3.7 memperlihatkan beberapa jenis filter pasif yang umum beserta konfigurasi dan plot impedansinya. Secara umum filter pasif dapat dibedakan dalam tiga jenis :

1. *Single-Tuned / Band Pass Filter* (filter penalaan tunggal)
2. *Double-Tuned / Double Band Pass Filter* (filter penalaan ganda)
3. *High Pass Filter Type*



Gambar 3.7. Jenis-Jenis Filter Fasif yang Umum ^[5]

Plot impedansi dari sebuah *high-pass* filter orde dua (orde satu terdiri dari resistor seri dan kapasitor) memperlihatkan bahwa impedansi minimum *passband* filter ini lebih tinggi daripada sebuah *single-tuned* filter. Sebuah *high-pass* filter akan menarik sejumlah komponen harmonisa dengan frekuensi di atas frekuensi *notch*-nya. Hal ini menyebabkan rating yang tinggi pada frekuensi fundamentalnya dan rugi-rugi energi yang besar pada resistornya . Filter jenis ini biasanya digunakan untuk harmonisa orde tinggi .

Composite filter terdiri dari dua *bandpass* filter dan sebuah *high-pass* filter untuk frekuensi tinggi. Konfigurasi ini biasanya digunakan untuk beban tanur busur listrik (*arc-furnace*).

Dengan mengetahui tegangan fundamental dan harmonisa pada busbar, maka rating arus dan tegangan kapasitor, induktor dan resistor dapat ditentukan. Selain itu juga daya reaktif dan aktif serta rugi-ruginya dapat ditentukan pula.

Untuk mencegah kerusakan komponen-komponen ini, rating dari komponen harus didasarkan kepada beberapa kondisi yang ada yaitu tegangan fundamental tertinggi, keberadaan frekuensi tertinggi serta arus harmonisa dari sumber-sumber lain dan dari resonansi yang mungkin terjadi antara filter dan sistem ac.

Kapasitor tersusun dari unit standar yang dihubungkan seri atau paralel untuk memperoleh rating tegangan dan kVA yang diinginkan. Hal-hal pokok dari kapasitor adalah :

- a. Koefisien suhu dari komponen kapasitor.
- b. Daya reaktif per unit volume.
- c. Rugi-rugi daya.
- d. Reliability.
- e. Harga.

Koefisien suhu yang sangat rendah dari kapasitor lebih diharapkan untuk menala filter dalam orde penalaan supaya dapat dihindari penalaan ulang karena perubahan kapasitansi oleh perubahan suhu di sekeliling atau oleh pemanasan sendiri oleh kapasitor tersebut.

Kapasitor mendapatkan daya reaktif yang besar per unit volume dengan cara memiliki losses yang rendah dan dengan dioperasikan pada tegangan tinggi. Untuk alasan ini maka operasi yang lama pada tegangan lebih harus dihindari untuk mencegah terjadinya kerusakan dielektrik akibat panas. Rating daya reaktif kapasitor adalah penjumlahan daya reaktif pada masing-masing frekuensi yang diinginkan.

Induktor yang digunakan dalam rangkaian filter dirancang mampu menahan selubung frekuensi tinggi diantara efek kulit dan rugi-rugi histerisis harus dimasukkan dalam perhitungan rugi-rugi daya. Begitu juga efek dari level fluks dari inti besi, yaitu penalaan ulang yang disebabkan oleh magnetisasi yang tidak linier sehingga harus dipertimbangkan. Komponen induktor pada filter lebih baik dirancang dengan inti non magnetic. Rating induktor terutama tergantung pada arus rms maksimum dan pada level isolasi yang dibutuhkan agar tahan terhadap surja hubung. Umumnya R dan L ditempatkan di bagian bawah dari filter.

3.6.3. Single-Tuned Filter

Filter dengan penalaan tunggal ditala pada salah satu orde harmonisa (biasanya pada orde harmonisa rendah). Filter ini terdiri dari rangkaian seri kapasitor, reaktor dan resistor (RLC). Impedansi dari rangkaian *Single-Tuned Filter* dinyatakan dalam persamaan :

$$Z(\omega) = R + j\left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right) \dots\dots\dots(3.9)$$

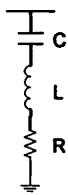
Rangkaian filter ini mempunyai impedansi yang rendah pada frekuensi resonansinya. Sebuah shunt filter dikatakan ditala pada sebuah frekuensi jika pada frekuensi tersebut reaktansi induktif dan kapasitifnya sama dengan nol.

Kualitas sebuah filter (Q) menentukan ketajaman penalaan (*tuning*). Filter dengan Q tinggi ditala secara tajam pada suatu frekuensi harmonisa (contohnya ke-5). Filter dengan Q yang rendah biasanya bernilai 0.5 sampai 5 dan memiliki impedansi yang rendah pada jangkauan frekuensi yang lebar.

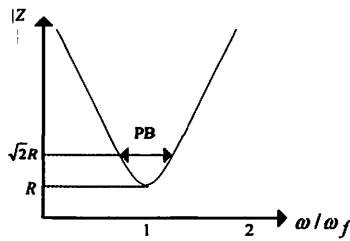
Faktor kualitas (Q) didefinisikan sebagai perbandingan antara induktansi (atau kapasitansi) pada saat resonansi dengan resistansi.

$$Q = \frac{X_0}{R} \dots\dots\dots(3.10)$$

dengan $X_0 = nX_L = \frac{X_C}{n}$ pada keadaan resonansi.



(a)



(b)

Gambar 3.8. (a)Rangkaian Filter Penalaan Tunggal (b) Grafik Impedansi Filter Terhadap Frekuensi [5]

Seperti ditunjukkan pada Gambar 3.8, *passband* (PB) filter didefinisikan sebagai batas frekuensi filter sama dengan resistansinya, yaitu sudut impedansinya sebesar 45° dan impedansi sama dengan $\sqrt{2}R$. Hubungan Q dan PB dinyatakan sebagai :

$$Q = \frac{\omega_0}{PB} \dots\dots\dots(3.11)$$

dengan ω_0 adalah frekuensi sudut penalaan dalam rad/sec.

3.6.4. Double-Tuned Filter

Sebuah impedansi ekivalen dari dua buah filter penalaan tunggal ditunjukkan pada Gambar 3.8.a) yang memiliki frekuensi resonansi yang berdekatan dalam prakteknya sama dengan konfigurasi sebuah filter penalaan

ganda yang ditunjukkan pada Gambar 3.8. (b). Hubungan antara kedua rangkaian filter ini adalah sebagai berikut :

$$C_1 = C_a + C_b \dots\dots\dots(3.12)$$

$$C_2 = \frac{C_a C_b (C_a + C_b)(L_a + L_b)^2}{(L_a C_a - L_b C_b)^2} \dots\dots\dots(3.13)$$

$$L_1 = \frac{L_a L_b}{L_a + L_b} \dots\dots\dots(3.14)$$

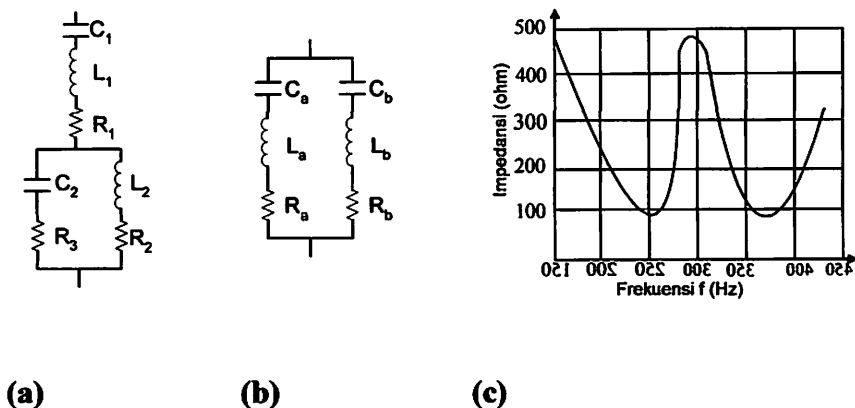
$$L_2 = \frac{(L_a C_a - L_b C_b)^2}{(C_a + C_b)^2 (L_a + L_b)^2} \dots\dots\dots(3.15)$$

$$R_2 = R_a \left[\frac{a^2(a - X^2)}{(a + aX^2)^2(1 + X^2)} \right] + R_b \left[\frac{a - X^2}{(1 + aX^2)^2(1 + X^2)} \right] \dots\dots\dots(3.16)$$

$$+ R_1 \left[\frac{(1 - X^2)^2(1 - aX^2)}{(1 + X^2)^2(1 + aX^2)} \right]$$

dengan

$$a = \frac{C_a}{C_b} \text{ dan } X = \sqrt{\frac{L_b C_b}{L_a C_a}}$$



Gambar 3.9. Rangkaian Filter Penalaan Ganda ^[4]

- (a) Transformasi dari dua buah filter penalaan tunggal
- (b) Filter penalaan tunggal
- (c) Filter penalaan ganda yang ditala pada orde lima dan tujuh

3.6.5. High Pass Filter

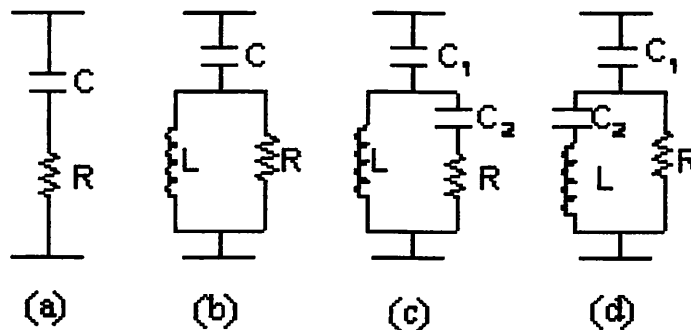
Sebuah high pass filter memiliki beberapa kelebihan antara lain :

- a. High pass filter tidak terlalu peka terhadap perubahan suhu, perubahan frekuensi, toleransi komponen dari pabrik dan rugi-rugi dari kapasitor.
- b. Membuat impedansi yang rendah untuk spektrum frekuensi harmonisa yang lebar tanpa memerlukan sub-sub parallel cabang filter.
- c. Penggunaan filter penalaan sering mengakibatkan resonansi parallel antara filter dengan admitansi dari sistem pada frekuensi orde harmonisa dibawah penalaan filter yang lebih rendah. Dalam hal ini penggunaan satu atau lebih high pass filter menjadi alternatif yang dapat diterima.

Selain itu kelemahan dari high pass filter adalah :

- a. Dengan level filter yang sama perancangan high pass filter untuk VA rating yang besar (VA rating pada frekuensi fundamentalnya) akan mengalami kesulitan. Padahal dalam hal ini unjuk kerja yang baik dari suatu peralatan filter termasuk didalamnya adalah masalah koreksi faktor daya.
- b. Pada high pass filter rugi-rugi resistor dan reaktansi secara umum adalah besar.

Ada empat jenis dari high pass filter seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.10. yaitu high pass filter orde satu, orde dua, orde tiga dan jenis high pass filter tipe-C.



Gambar 3.10. High Pass filter (a) Orde satu (b) Orde dua (c) Orde tiga (d) Type C ^[4]

- a. Filter orde satu tidak biasa digunakan, jenis ini akan memerlukan kapasitor yang besar dan akan terjadi kerugian daya pada frekuensi dasarnya.
- b. Filter orde dua memberi unjuk kerja yang baik tetapi memiliki rugi-rugi yang lebih besar dibandingkan dengan high pass filter orde tiga.

- c. Filter orde tiga mempunyai keunggulan dibanding high pass filter orde dua yaitu mampu mereduksi rugi-rugi pada frekuensi dasar yang disebabkan oleh naiknya impedansi pada frekuensi tersebut. Hal ini karena kehadiran C_2 dan lagi disini rating dari C_2 .
- d. Unjuk kerja dari filter jenis C adalah modifikasi dari filter orde dua dan filter orde tiga. Kelebihan high pass filter jenis C adalah mampu mereduksi rugi-rugi pada frekuensi dasar ketika C_2 dan L ditala seri dibawah frekuensi ini. Filter jenis C lebih mudah terpengaruh pada penyimpangan (deviasi) frekuensi dasar.

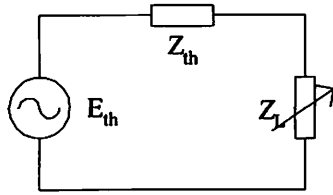
3.7. Penentuan Orde Harmonisa ^[7]

Jika suatu beban menarik arus dari sumber, dalam satu periode, arus tersebut terdiri atas dua bentuk gelombang yang sama, tetapi besarnya positif untuk setengah periode, dan negatif untuk setengah periode selanjutnya. Oleh karena itu, dalam kasus seperti ini harmonisa orde genap tidak akan muncul.

Harmonisa yang timbul pada sistem tenaga listrik dapat dijelaskan sebagai berikut. Misalkan suatu sistem tenaga listrik seperti dalam Gambar 3.11. merupakan rangkaian pengganti Thevenin dari suatu jaringan sistem tenaga listrik ac. E_{th} adalah sumber tegangan yang hanya menghasilkan tegangan sinusiodal, Z_{th} adalah beban linier dan Z_L adalah elemen tak linier. Beban Z_L akan menyerap arus yang mengandung komponen-komponen harmonisa.

Misalkan :

$$E_{th} = E_m \sin n(\omega t) \dots\dots\dots (3.17)$$



Gambar 3.11. Rangkaian Ekivalen Jaringan Sistem Tenaga Listrik

Arus yang diserap oleh komponen tak linier adalah :

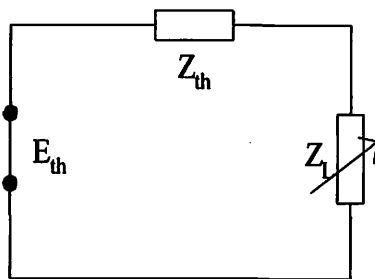
$$i(t) = \sum_{n=1}^{\infty} I_n \sin(\omega_n t + \phi_n) \dots\dots\dots(3.18)$$

Karena E_{th} tidak mengandung komponen harmonisa, maka untuk $n > 1$ harga

$E_{th} = 0$ dan arus :

$$i(t) = \sum_{n=2}^{\infty} I_n \sin(\omega_n t + \phi_n) \dots\dots\dots(3.19)$$

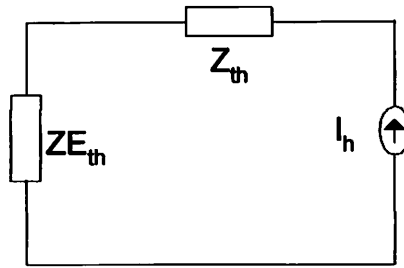
sehingga rangkaian penggantinya adalah sebagai berikut :



Gambar 3.12. Rangkaian pengganti untuk $n > 1$

Untuk kondisi ini, dapat disimpulkan bahwa $i(t)$ tetap ada meskipun $E_{th}=0$.

Karena nilai $i(t)$ tetap, maka pada kondisi ini elemen Z_L dapat dipandang sebagai sumber arus dan generator dipandang sebagai sebuah impedansi E_{th} .



Gambar 3.13. Elemen tak linier sebagai sumber arus harmonisa

Misalkan :

$$i_n(t) = -\dot{i}(t)$$

$$= - \sum_{n=2}^{\infty} I_n \sin(\omega_n t + \phi_n) \dots\dots\dots(3.20)$$

jika $\theta_n = \phi_n + \pi$ maka :

$$i_n(t) = I_n \sin(\omega_n t - \theta_n) \dots\dots\dots(3.21)$$

Rangkaian pengganti dapat dilihat pada gambar 3.13. di atas.

Pada sistem tiga fasa seimbang, arus terdistorsi pada tiap fasanya akan mempunyai bentuk gelombang yang sama, sehingga dapat dianggap bahwa arus pada tiap fasa merupakan fungsi ganjil, agar analisisnya sederhana.

$$I_R(t) = I_1 \sin \omega t + I_3 \sin 3\omega t + I_5 \sin 5\omega t + \dots \dots\dots(3.22)$$

Sama seperti persamaan di atas, arus pada fasa S tertinggal sebesar 1/3 periode terhadap arus fasa R dan fasa T tertinggal 2/3 periode dari fasa R.

$$I_S(t) = I_R\left(t - \frac{T}{3}\right) \dots\dots\dots(3.23)$$

$$I_T(t) = I_R\left(t - 2\frac{T}{3}\right) \dots\dots\dots(3.24)$$

Dalam persamaan penjumlahan harmonisa :

$$I_R(t) = \sum_{n=1}^{\infty} I_n \sin(\omega_n t) \dots\dots\dots(3.25)$$

$$I_S(t) = \sum_{n=1}^{\infty} I_n \sin\left(\omega_n t - \frac{2\pi n}{3}\right) \dots\dots\dots(3.26)$$

dengan :

$$\frac{2\pi n}{3} = \begin{cases} \frac{2\pi}{3}, n = 1, 4, 7, 10, 13, \dots \\ -\frac{2\pi}{3}, n = 2, 5, 8, 11, 14, \dots \\ 0, n = 3, 6, 9, 12, 15, \dots \end{cases} \dots\dots\dots(3.27)$$

Apabila masing-masing komponen harmonisa ditransformasikan ke dalam komponen-komponen urutan nol, positif dan negatif :

$$I_n^{(0,1,2)} = A^{(-1)} I_n^{(a,b,c)} \dots\dots\dots(3.28)$$

dengan :

$$A^{(-1)} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \dots\dots\dots(3.29)$$

$I_n^{(a,b,c)}$ = komponen arus harmonisa ke-n pada fasa a,b,c

Sehingga dapat diperoleh suatu tabel urutan harmonisa:

Tabel 3.3. Orde Harmonisa Berdasarkan Urutan

Harmonisa	Urutan
1,4,7,10,13,...,3n+1	Positif
2,5,8,11,...,3n-1	Negatif
3,6,9,12,15,...,3n	Nol

Dengan demikian dalam analisis harmonisa dapat diambil analogi dari teori komponen simetri, yaitu masing - masing komponen harmonisa ditransformasikan kedalam komponen-komponen urutan nol , positif, negatif.

Dengan mengamati tabel 3.3, kita dapatkan bahwa semua komponen harmonisa kelipatan tiga merupakan urutan nol. Bentuk urutan fasa yang sederhana tersebut tidaklah diperuntukkan untuk sistem yang tidak seimbang, karena harmonisa tiap orde mengandung tiga urutan yang berbeda. Hal itu membutuhkan analisis yang lebih kompleks.

3.8 Analisa Aliran Daya ^[7]

Metode yang umum digunakan dan banyak disukai untuk mendapatkan penyelesaian aliran daya adalah Metode Newton Raphson. Dimana metode ini bila dibandingkan dengan metode-metode yang lain seperti Gauss-Seidel mempunyai waktu hitung yang lebih cepat.

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

Hubungan antara arus I_p dengan tegangan simpul V_q pada suatu jaringan

dengan simpul n dapat dituliskan :

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.30)$$

Injeksi daya pada simpul p adalah :

$$S_p = P_p - jQ_p = V_p^* \cdot I_p \dots\dots\dots(3.31)$$

$$= V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.32)$$

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

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

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

$$V_{pq} = |V_{pq}| e^{-j\theta_{pq}} \dots\dots\dots(3.33)$$

Maka persamaan (3.14) dapat ditulis :

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

Dengan memisahkan bagian riil dan bagian imajiner maka diperoleh :

$$P_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \cos(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots(3.35)$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n |V_p V_q Y_{pq}| \sin(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots(3.36)$$

Kedua persamaan di atas akan menghasilkan suatu kumpulan persamaan serempak (simultan) yang tidak linier untuk setiap simpul sistem tenaga listrik untuk mengetahui magnitudo tegangan (V) dan sudut fasa (δ) disetiap simpul dapat diselesaikan dengan menggunakan persamaan (3.33) dan (3.34) yang dilinierkan dengan metode *Newton Raphson* yang dapat dilihat dari persamaan dibawah ini :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \dots\dots\dots(3.37)$$

Dimana :

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

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

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

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

H, L, M, N merupakan elemen-elemen off dan diagonal dari sub matriks Jaqobian yang dibentuk dengan mendefinisikan persamaan (3.37) dan (3.25), dimana :

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

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

Persamaan (2.7) diselesaikan untuk menghitung vektor koreksi magnitudo tegangan $\Delta(|V|)$ dan sudut fasa tegangan ($\Delta\delta$) yang baru. Sehingga diperoleh harga magnitudo tegangan dan sudut fasa yang baru, yaitu :

$$|V|^{k+1} = |V|^k + \Delta|V|^k \dots\dots\dots(3.38)$$

$$\delta^{k+1} = \delta^k + \Delta\delta^k \dots\dots\dots(3.39)$$

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

3.7.1. Algoritma Perhitungan Aliran Daya dengan Metode Newton Rhapson

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

A. Kebebasan-kebebasan yang diketahui:

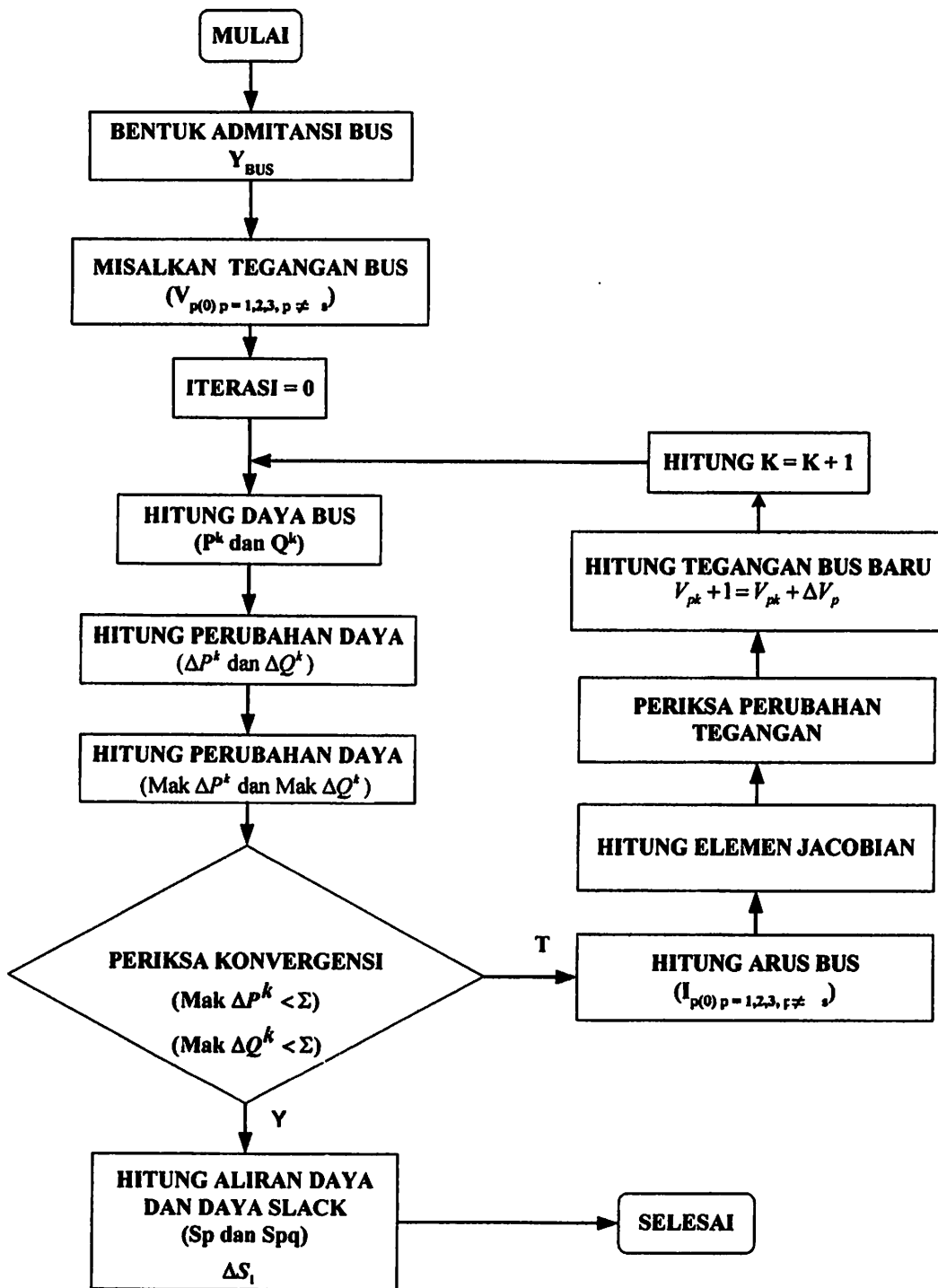
1. Daya nyata P dan daya reaktif Q pada simpul P Q diketahui
2. Daya nyata P dan besarnya tegangan $|V|$ pada simpul P V diketahui
3. Besar tegangan $|V|$ dan sudut fasa teangan δ dari simpul referensi (Slack Bus) diketahui

B. Kemudian dicoba nilai tertentu bagi besaran sebagai berikut:

1. Besarnya tegangan $|V|$ beserta sudut fasanya δ pada semua simpul P Q

2. Besarnya sudut fasa tegangan pada semua simpul P V
- C. Berdasarkan nilai yang dicoba tersebut pada butir B, dilakukan perhitungan dengan menggunakan persamaan (3.25) dan persamaan (3.26) untuk mendapatkan:
1. Nilai P dan Q yang dihitung untuk simpul-simpul P Q
 2. Nilai P yang dihitung untuk simpul P V
- D. Nilai P dan Q yang diketahui pada A dikurangi dengan nilai P dan Q yang didapat dari perhitungan pada C disebut nilai residu dari P dan Q. Nilai residu ini harus mendekati nol, atau $< \epsilon$ (nilai yang dikehendaki berdasarkan suatu ketelitian perhitungan yang diinginkan). Apabila nilai residu P dan Q ini belum $< \epsilon$, maka harus dilakukan iterasi .
- E. Proses iterasi dilakukan dengan mengkoreksi nilai yang dicoba bagi $|V|$ dan δ seperti yang disebutkan dalam butir B.

Flowchart Aliran Daya Newton Raphson

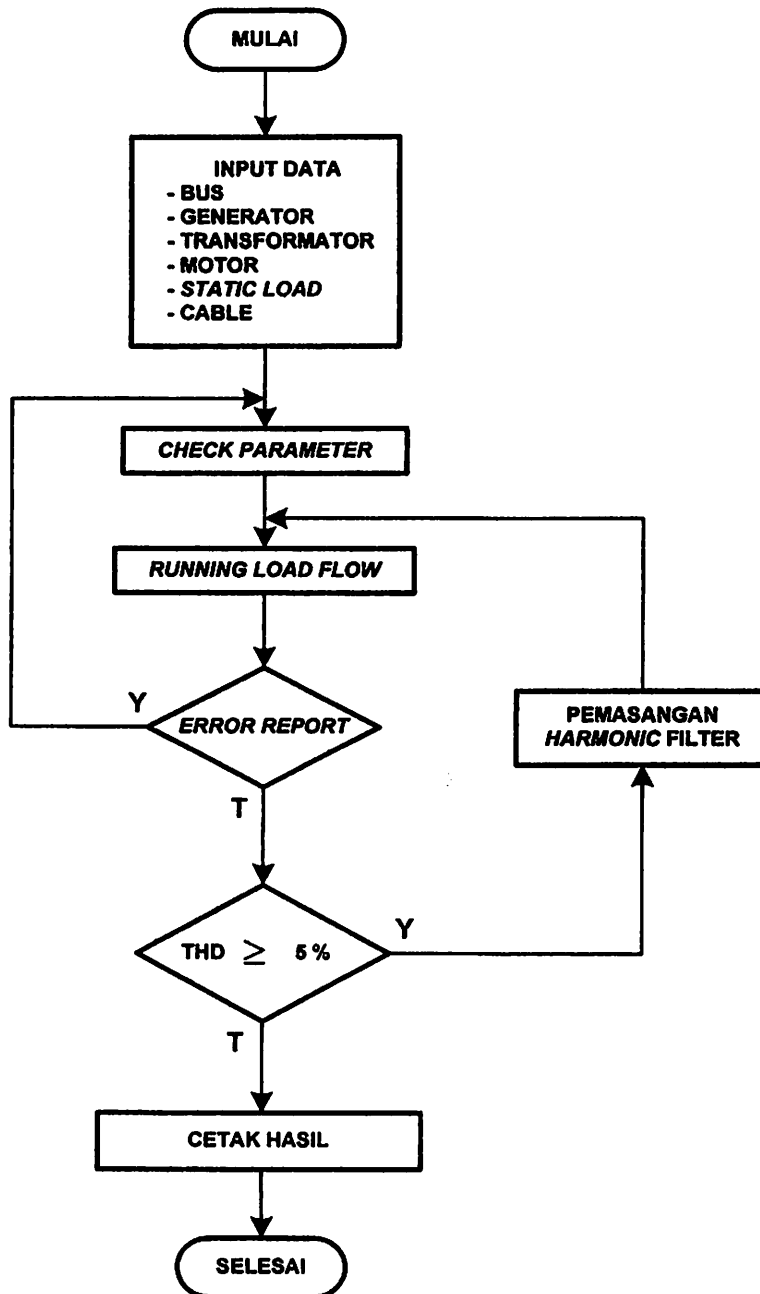


Gambar 3.14. Flowchart Aliran Daya Newton Raphson

3.9. Algoritma Pemecahan Masalah

1. Mulai.
2. Masukkan Data : bus, *generator*, trafo, motor, *static load*, kabel.
3. Cek data parameter.
4. Melakukan proses Aliran Daya atau *Load Flow* dengan menggunakan Metode Newton Raphson.
5. Mengecek apakah terjadi *Error Report* :
 - a. “Ya” : Cek data parameter lagi.
 - b. “Tidak” : Proses selanjutnya (langkah 6).
6. Mengecek apakah THD lebih besar dari batas yang telah ditentukan.
7. Apabila “Ya” dilakukan pemasangan *Harmonic Filter*.
8. Apabila “Tidak” dilakukan cetak hasil.
9. Selesai.

Flowchart pemecahan masalah adalah sebagai berikut :



Gambar 3.15. Flowchart Analisa Menggunakan Software ETAP Power Station

BAB IV

HASIL DAN ANALISA HASIL

4.1. Keadaan Awal PG. Kebon Agung Malang

PG. Kebon Agung Malang mempunyai satu sumber yaitu dari generator Syncho, sumber yang dihasilkan dari generator sebesar 4500 kW, PG. Kebon Agung Malang mempunyai faktor daya 0,94, walaupun telah dipasang kapasitor sebesar 450 kVar, akan tetapi kapasitasnya belum cukup atau memadai untuk menaikkan nilai faktor daya yang diinginkan. Hal ini dikarenakan terdapat rugi-rugi daya yang disebabkan oleh harmonisa. Harmonisa disini ditimbulkan oleh beban induktif yang terdapat di pabrik. Salah satu cara yang dapat ditempuh adalah dengan pemasangan *harmonic filter*.

4.1.1. Menentukan Parameter Generator

A. Generator Sumber Utama

Merek	: Syncho
Tegangan	: 6000 Volt
Arus	: 542 Amp
Cos θ	: 0,8
Frekwensi	: 50 Hz
Daya	: 4500 kW
Putaran kutub	: 4
Kelas isolasi	: F

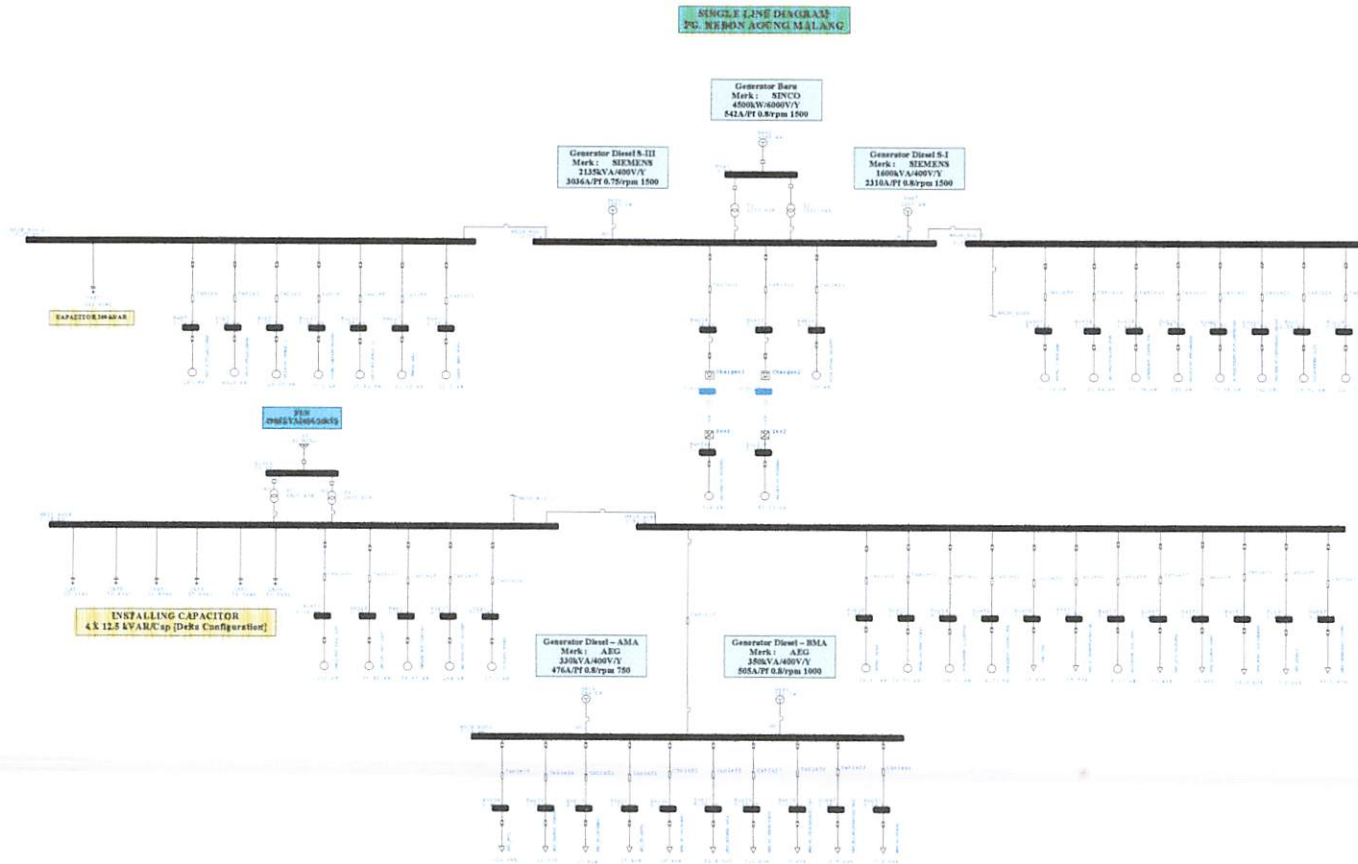
B. Generator Cadangan

- **Siemens I & II**

Merek : Siemens
Tegangan : 400/ 231 Volt
Arus : 2310/ 3000 Amp
Cos θ : 0,8
Frekwensi : 50 Hz
Daya : 1600/ 1200 kVa
Putaran : 1500 rpm
Kutub : 4
Kelas isolasi : F

- **Siemens III**

Merek : Siemens
Tegangan : 400 Volt
Arus : 3080 Amp
Cos θ : 0,75
Frekwensi : 50 Hz
Daya : 2135 kVa
Putaran : 1500 rpm
Kutub : 4
Kelas isolasi : F



Gambar 4.1. Single Line PG. Kebon Agung Malang [9]

4.2. Data Penyaluran dan Pembebanan ^[9]

4.2.1. Data Saluran Sistem Tenaga Listrik PG. Kebon Agung Malang ^[9]

Tabel 4.1. Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor
(Main_Base1 di Sistem Tegangan 20 kV)

Dari	Ke	Penampang (mm) ²	Panjang (M)	R (pu)	X (pu)	Y (pu)
MAIN_BUS 1	ST 2. Puteran	2x3x185 Cu	36	0,128	0,0876	0,0001202
MAIN_BUS 1	ST 3. Puteran	2x3x185 Cu	69	0,128	0,0876	0,0001202
MAIN_BUS 1	MCC 8 .Pompa	2x3x240 Cu	58	0,092	0,10452	0

Tabel 4.2. Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor
(Main_Base 2 di Sistem Tegangan 20 kV)

Dari	Ke	Penampang (mm) ²	Panjang (M)	R (pu)	X (pu)	Y (pu)
MAIN_BUS 2	Crane Tebu EMPL	1x4x120 Cu	115	0,196	0,0876	0,0001249
MAIN_BUS 2	Press Ball	1x4x120 Cu	45	0,196	0,0876	0,0001249
MAIN_BUS 2	MCC 7/ KT.Stork II	1x4x120 Cu	130	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 2	Pompa vacum EV + Masakan Cool	2x3x185 Cu	40	0,128	0,0876	0,0001202
MAIN_BUS 2	MCC 7/ KT.Stork I	1x4x300 Cu	130	0,08	0,0852	0,0001369
MAIN_BUS 2	MCC 5/ ST. Gilingan	1x4x120 Cu	55	0,097	0,0864	0,0001304

Tabel 4.3. Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor
(Main_Base 3 kV di Sistem Tegangan 20 kV)

Dari	Ke	Penampang (mm) ²	Panjang (M)	R (pu)	X (pu)	Y (pu)
MAIN_BUS 3	Ketel Yoshimine	3x1x240 Cu	189	0,092	0,13584	0
MAIN_BUS 3	Grup 6 / Coling Pond	3x1x185 Cu	78	0,128	0,114	0,0001304
MAIN_BUS 3	Compresor Udara/ INS	3x1x240 Cu	26	0,097	0,114	0,0001419
MAIN_BUS 3	Grup 4/ ST. Pemurnian	3x1x185 Cu	118	0,128	0,073	0,0001419
MAIN_BUS 3	P.Pendingin PLTU + Ketel + Gilingan	3x1x240 Cu	165	0,097	0,0114	0,0001419
MAIN_BUS 3	Grup5/ ST. Masakan + Cool Trog	3x1x240 Cu	150	0,097	0,0114	0,0001419
MAIN_BUS 3	Grup5/ Strok 1&2	1x3x240 Cu	45	0,092	0,10452	0

Tabel 4.4. Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor
(Main_Base 4 di Sistem Tegangan 20 kV)

Dari	Ke	Penampang (mm ²)	Panjang (M)	R (pu)	X (pu)	Y (pu)
MAIN_BUS 4	DB. / PU + Full Auto	3x2x240 Cu	256	0,097	0,072	0,0001565
MAIN_BUS 4	GroupI/ PUT Cont	3x1x240 Cu	168	0,097	0,092	0,0001703
MAIN_BUS 4	Group X/ PUT Discont	3x2x240 Cu	154	0,097	0,072	0,0001565
MAIN_BUS 4	GroupIX/ PUT Discont	3x2x240 Cu	154	0,097	0,072	0,0001565

Tabel 4.5. Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor
(Main_Base 5 di Sistem Tegangan 20 kV)

Dari	Ke	Penampang (mm ²)	Panjang (M)	R (pu)	X (pu)	Y (pu)
MAIN_BUS 5	Pompa Tetes	3x1x185 Cu	85	0,0128	0,114	0,0001304
MAIN_BUS 5	Besali +P. Air minum	4x2x95 Cu	130	0,247	0,073	0,0001433
MAIN_BUS 5	Percobaan Mesin Listrik	2x4x240 Cu	80	0,097	0,0864	0,000304
MAIN_BUS 5	Radiator Diesel AMA	2x4x240 Cu	100	0,097	0,072	0,0001565
MAIN_BUS 5	Pen. Tuk	2x4x240 Cu	50	0,097	0,072	0,0001565
MAIN_BUS 5	Pen. K. teknik+Fab. Lab	2x4x240 Cu	120	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 5	Radiator.GDG.Open	2x4x240 Cu	120	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 5	Pen-Gudang Tumbukan	2x4x240 Cu	150	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 5	Pen - Gudang Baru	2x4x240 Cu	123	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 5	Pen - Empl. Jln.Kembar	1x4x240 Cu	240	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 5	Pen - Besali	1x4x240 Cu	240	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 5	Pen - Magesari utara	1x4x70 Cu	70	0,342	0,075	0,0001307

Tabel 4.6. Ukuran & Impedansi Kabel/ Konduktor
(Main_Base 6 di Sistem Tegangan 20 kV)

Dari	Ke	Penampang (mm ²)	Panjang (M)	R (pu)	X (pu)	Y (pu)
MAIN_BUS 6	Pen-PPTL	2x4x240 Cu	130	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 6	Pen- Pabrik Tengah	1x4x240 Cu	120	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 6	Pen- ST.Puteran	1x4x240 Cu	240	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 6	Pen- ST.Ketel	1x4x240 Cu	240	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS6	Pen- ST.Gilingan	2x4x240 Cu	120	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 6	Pen- Gudang Gula	2x4x240 Cu	123	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 6	Pen- RD. Barat+Mess	1x4x240 Cu	240	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 6	Pen- RD.Pimpinan+Tim	1x4x240 Cu	130	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 6	Pen-RD.Selata.+ Ten.Bar	1x4x240 Cu	240	0,097	0,0864	0,0001304
MAIN_BUS 6	Pen-RD.Utara	1x4x240 Cu	125	0,097	0,0864	0,0001304

4.2.2. Data Pembebanan Sistem Tenaga Listrik PG. Kebon Agung Malang^[9]

Tabel 4.7. Pembagian Beban Pada PG. Kebon Agung Malang

Daftar Beban	kV	A	Cos ϕ	kW	kVar
MCC 4/ St.Gilingan	380	310	0,86	101,31	60,08
MCC 5/St. Gilingan	380	200	0,85	64,6	40,28
MCC 6/Kt Stroke I	380	50	0,87	16,53	9,31
Pompa Vacuum Ev+masakan	380	240	0,83	75,5	51,072
MCC 7 /Kt.Stroke II	380	50	0,84	15,96	10,26
Press Ball	380	100	0,89	33,82	17,48
Crane Tebu EMPL	380	100	0,85	32,3	20,14
Grup II.St. Puteran	380	360	0,83	113,55	76,608
Grup III.St. Puteran	380	280	0,82	87,25	60,648
MCC 8 /Pompa Injeksi	380	500	0,83	157,7	106,4
Pompa Tetes	380	80	0,85	25,84	16,112
Besali+P.air Minimum	380	80	0,85	25,84	16,112
Grup 7/Borsing I	380	100	0,86	32,68	19,38
Grup 6/ Cooling pond	380	100	0,88	33,44	17,86
Cadangan	-	-	-	-	-
Grup 8/Borsing II&III	380	50	0,82	15,58	10,83
Compresor udara	380	50	0,81	15,39	11,21
Grup 8/ST.Pemurnian	380	600	0,9	205,2	100,32
Pompa Pendingin PLTU	380	100	0,91	34,58	15,58
IDR Borsing II	-	-	-	-	-
Grup 5/ ST Masakan	380	760	0,83	239,71	170,38
MCC 6A/ Strok I&II	380	50	0,89	16,91	8,74
IDF Cangkok Strok	380	50	0,88	16,72	8,93
DB 12 / Put Full Auto	380	450	0,89	152,19	78,66
Grup I/Put continu	380	250	0,91	86,45	38,95
Grup X/Put discontinu	380	200	0,83	94,62	67,26
Grup I/Put discontinu	380	300	0,95	144,4	47,12
Cooling Tower	380	400	0,85	32,3	20,14
MCC 9/St. Put	380	100	0,87	66,12	37,24
Ketel Yoshimine	380	200	0,93	35,34	14,06
pn.PUS. tenaga Listrik	380	360	0,86	117,65	69,77
Cadangan	-	-	-	-	-
Pen.Pab.tengah	380	50	0,82	15,58	10,83
Pen. St. Puteran	380	50	0,82	15,58	10,83
Pen.ST Ketel	380	50	0,28	15,58	10,83
PenSt. Gilingan	380	50	0,82	15,58	10,83
Pen.Gudang Gula lama+ konveyor	380	70	0,92	24,47	10,7
Pen. RD Barat+mess	380	20	0,94	7,14	2,58
Pen. RD.pimpinan + RD timur	380	30	0,91	10,37	4,67
Pen. RD. Selatan + Tenes Barat	380	10	0,93	3,54	1,41
Pen. RD. Utara	380	20	0,96	7,3	2,13
Percobaan Motor Listrik	380	50	0,88	16,72	8,93
Radiator diesel AMA	380	25	0,87	8,27	4,66
Pen.Tuk	380	50	0,95	18,05	5,89
Pen.KL. Teknik+pabrikasi	380	50	0,95	18,05	5,89
Radiator diesel AMA	380	25	0,87	8,27	4,66
Pen gudang Perbekalaan	380	50	0,95	18,05	5,89
Pen Gudang Gula Baru	380	50	0,95	18,05	5,89
Pen.EMIL timur,Barat	380	70	0,92	24,7	10,37
Pen.Besali	380	20	0,92	6,99	2,96
Pen.Magesari Utara	380	125	0,96	45,6	13,3

4.3. Solusi Perbaikan dengan ETAP Power Station 4.7.4

ETAP *Power Station 4.7.4* merupakan program untuk menganalisa kondisi transien suatu sistem kelistrikan. ETAP *Power Station* memungkinkan antar muka secara grafis dan komputasi yang sempurna dan secara langsung kita dapat menggambar *single line diagram*. Program ini didesain berdasarkan tiga konsep, yaitu:

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

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

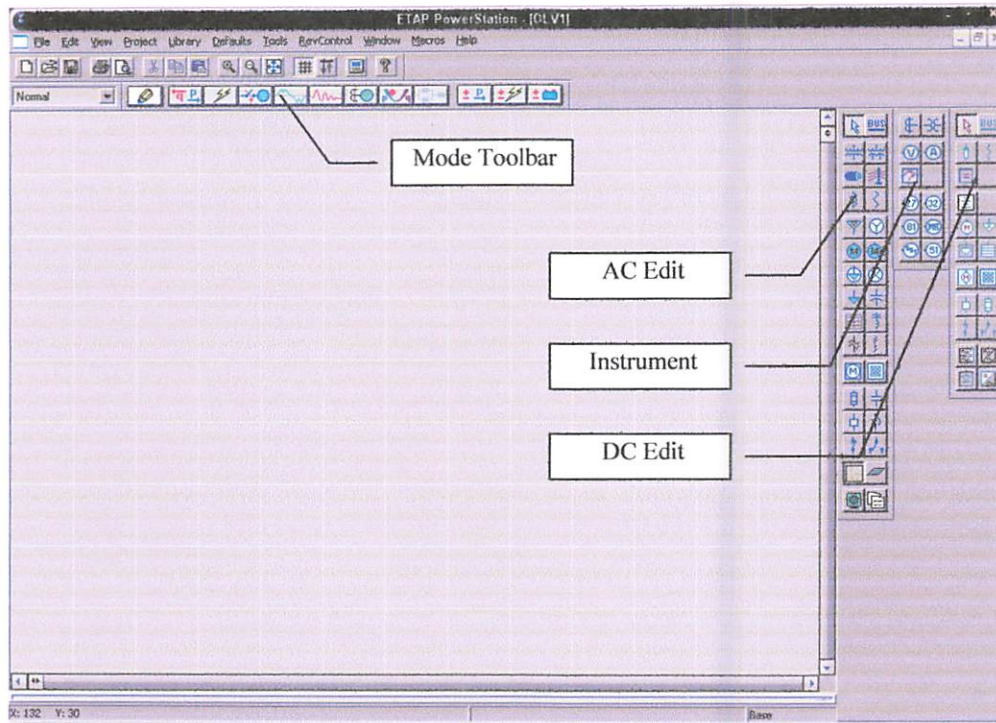
- **Data Gabungan Total (*Total Integration of Data*)**

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

- **Kesederhanaan Dalam Memasukkan Data**

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

Standar yang digunakan ETAP *Power Station* versi 4.7.4 ada dua yaitu IEEE JEC. Hal ini berdasarkan kenyataan bahwa dalam sistem tenaga di dunia terbagi dalam dua satuan umum. Dalam gambar 4.1. terdapat *toolbar AC Edit, DC Edit* dan *Instrument* yang merupakan kumpulan dari alat-alat ukur. *AC Edit* digunakan untuk menggambar jaringan AC, *DC Edit* digunakan untuk menggambar rangkaian DC. Dimana setiap kelompok *tools* tersebut terdapat bus, kabel, CB, fuse, beban dan lain sebagainya. Mode *Toolbar* digunakan untuk me-running program. Analisa yang dapat dilakukan antara lain adalah analisa aliran daya, hubung singkat, motor *starting*, harmonisa, stabilitas transient, koordinasi relay dan lain sebagainya. Komponen diletakkan pada modul dengan cara *click* kiri sekali pada salah satu *tool* yang diinginkan, lalu diletakkan pada modul dengan *click* kiri. Kemudian melakukan pengisian data dengan cara *double click* salah satu peralatan yang ada di modul yang telah dipilih untuk pengisian data parameter maupun keterangan secara lengkap.



Gambar 4.2. Tampilan Modul Utama

4.4. Aliran Daya

4.4.1. Sebelum Pemasangan *Harmonic Filter*

Berdasarkan hasil perhitungan dengan menggunakan *software* ETAP *Power Station* diperoleh $\cos \phi$ pada bus sama dengan 94% atau sama dengan 0,94 telah mendekati nilai $\cos \phi$ ($\cos \phi$ rata-rata) pada kondisi nyata di lapangan yaitu sebesar 0,94. Hal ini dapat di lihat pada *Load Flow Report* Pada table 4.8.

Tabel 4.8. Hasil Load Flow Menggunakan ETAP Power Station Pada Keadaan Sebelum Pemasangan Harmonic Filter

Bus		LOAD FLOW REPORT													
		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					
ID	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Amp	%PF
*Bus1	6	100	0	2.76	0.96	0	0	0	0	0	0	1.38	0.48	140	94.4
Bus5	0.38	98.734	-1.4	0	0	0.04	0.02	0	0	0	0	1.38	0.48	140	94.4
Bus7	0.38	98.572	-1.4	0	0	0.12	0.05	0	0	0	0	-0.04	-0.02	69	90
Bus8	0.38	98.743	-1.4	0	0	0.08	0.03	0	0	0	0	-0.12	-0.05	203	91.5
Bus9	0.38	98.714	-1.4	0	0	0.02	0.01	0	0	0	0	-0.08	-0.03	133	91.7
Bus10	0.38	98.735	-1.4	0	0	0.09	0.04	0	0	0	0	-0.02	-0.01	36	88.4
Bus11	0.38	98.69	-1.4	0	0	0.02	0.01	0	0	0	0	-0.09	-0.04	153	91.4
Bus12	0.38	98.636	-1.4	0	0	0.04	0.02	0	0	0	0	-0.02	-0.01	35	88.4
Bus13	0.38	98.205	-1.4	0	0	0.04	0.02	0	0	0	0	-0.04	-0.02	72	90.2
Bus14	0.38	98.483	-1.4	0	0	0.04	0.02	0	0	0	0	-0.04	-0.02	69	90
Bus15	0.38	98.067	-1.4	0	0	0.21	0.13	0	0	0	0	-0.21	-0.13	385	85
Bus16	0.38	98.482	-1.5	0	0	0.21	0.13	0	0	0	0	-0.21	-0.13	387	85
Bus17	0.38	98.174	-1.5	0	0	0.17	0.07	0	0	0	0	-0.17	-0.07	286	91.7
Bus18	0.38	98.805	-1.4	0	0	0.17	0.07	0	0	0	0	-0.17	-0.07	285	91.7
Bus19	0.38	98.916	-1.4	0	0	0.04	0.02	0	0	0	0	-0.04	-0.02	71	90.1
Bus20	0.38	97.991	-1.5	0	0	0.02	0.01	0	0	0	0	-0.04	-0.02	34	88.3
Bus21	0.38	98.705	-1.5	0	0	0.22	0.1	0	0	0	0	-0.22	-0.1	372	91.8
Bus22	0.38	97.725	-1.7	0	0	0.04	0.02	0	0	0	0	-0.04	-0.02	73	90.2
Bus23	0.38	98.839	-1.4	0	0	0.26	0.11	0	0	0	0	-0.26	-0.11	436	91.9
Bus24	0.38	98.881	-1.4	0	0	0.02	0.01	0	0	0	0	-0.02	-0.01	37	88.5
Bus27	0.38	98.417	-1.5	0	0	0.02	0.01	0	0	0	0	-0.02	-0.01	37	88.5
Bus28	0.38	98.381	-1.5	0	0	0.12	0.05	0	0	0	0	-0.12	-0.05	194	91.5
Bus29	0.38	97.706	-1.6	0	0	0.11	0.05	0	0	0	0	-0.11	-0.05	177	91.5
Bus32	0.38	98.495	-1.5	0	0	0.16	0.07	0	0	0	0	-0.16	-0.07	277	91.7
Bus33	0.38	98.222	-1.5	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0	-0.02	-0.01	28	82
						0	0	0.02	0.01	0	0	-0.02	-0.01	28	82
										Bus50		0.04	0.02	75	90.2
										MAIN_BUS 1		-1.74	-0.5	2774	96
										MAIN_BUS 4		1.06	0.2	1654	98.3
MAIN_BUS 4	0.38	98.933	-1.4	0	0	0	0	0	0	0	-0.29	0.04	0.02	69	90
										Bus5		0.04	0.02	69	90
										Bus35		0.02	0.01	28	82
										Bus36		0.1	0.06	175	86
										Bus37		0.02	0.01	39	92
										Bus38		0.01	0	11	90
										Bus39		0.01	0	13	91
										Bus40		0	0	5	90
										Bus41		0.01	0	11	96
										Bus14		0.21	0.13	385	85
										MAIN_BUS 2		0.42	0.04	645	99.4
										MAIN_BUS 3		1.74	0.5	2774	96

Tabel 4.9. Hasil *Brach Losses* Menggunakan ETAP Power Station Pada Keadaan Sebelum Pemasangan *Harmonic Filter*

BRANCH LOSSES Summary Report									
CKT / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	Kvar	From	To	Vd % Drop
T1	1.379	0.482	-1.376	-0.443	3.4	38.8	100	98.9	1.07
T2	1.379	0.482	-1.376	-0.443	3.4	38.8	100	98.9	1.07
Cable24	-0.04	-0.02	0.04	0.02	0.1	0.1	98.7	98.9	0.2
Cable4	-0.121	-0.053	0.122	0.053	0.4	0.2	98.6	98.9	0.36
Cable5	-0.08	-0.035	0.08	0.035	0.1	0.1	98.7	98.9	0.19
Cable6	-0.021	-0.011	0.021	0.011	0	0	98.7	98.9	0.22
Cable7	-0.091	-0.041	0.092	0.041	0.2	0.1	98.7	98.9	0.2
Cable8	-0.02	-0.011	0.02	0.011	0	0	98.7	98.9	0.24
Cable9	-0.042	-0.02	0.042	0.02	0.1	0.1	98.6	98.9	0.3
Cable10	-0.04	-0.02	0.041	0.02	0.3	0.1	98.2	98.9	0.73
Cable11	-0.213	-0.132	0.213	0.132	1	0.6	98.5	98.9	0.45
Cable12	-0.213	-0.132	0.214	0.133	1.9	1.1	98.1	98.9	0.87
Cable13	-0.17	-0.074	0.171	0.075	0.7	0.6	98.5	98.9	0.45
Cable25	-0.169	-0.074	0.17	0.075	1.2	0.9	98.2	98.9	0.76
Cable14	-0.042	-0.02	0.042	0.02	0	0	98.8	98.9	0.13
Cable15	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0	0	98.9	98.9	0.02
Cable16	-0.221	-0.095	0.223	0.096	2	1.2	98	98.9	0.94
Cable17	-0.043	-0.021	0.043	0.021	0.1	0.1	98.7	98.9	0.23
Cable18	-0.258	-0.111	0.261	0.113	2.6	2.6	97.7	98.9	1.21
Cable19	-0.022	-0.011	0.022	0.011	0	0	98.8	98.9	0.09
Cable20	-0.021	-0.011	0.021	0.011	0	0	98.9	98.9	0.05
Cable26	-0.115	-0.051	0.116	0.051	0.5	0.4	98.4	98.9	0.52
Cable27	-0.105	-0.046	0.106	0.047	0.5	0.5	98.4	98.9	0.55
Cable28	-0.164	-0.071	0.166	0.073	1.8	1.4	97.7	98.9	1.23
Cable31	-0.015	-0.011	0.015	0.011	0	0	98.5	98.6	0.09
Cable32	-0.015	-0.01	0.015	0.011	0.1	0	98.2	98.6	0.36
Cable33	-0.015	-0.01	0.015	0.011	0.1	0	98.2	98.6	0.36
Cable34	-0.015	-0.011	0.015	0.011	0	0	98.4	98.6	0.18
Cable35	-0.097	-0.058	0.098	0.058	0.6	0.4	98	98.6	0.61
Cable36	-0.024	-0.01	0.024	0.01	0	0	98.5	98.6	0.13
Cable37	-0.007	-0.003	0.007	0.003	0	0	98.4	98.6	0.14
Cable58	-0.011	-0.006	0.011	0.006	0	0	98.9	98.9	0.06
Cable57	-0.018	-0.006	0.018	0.006	0	0	98.8	98.9	0.11
Cable54	-0.018	-0.006	0.018	0.006	0	0	98.8	98.9	0.09
Cable59	-0.024	-0.01	0.024	0.01	0.1	0.1	98.4	98.9	0.49
Cable60	-0.007	-0.003	0.007	0.003	0	0	98.8	98.9	0.14
Cable61	-0.044	-0.013	0.044	0.013	0.3	0.1	98.2	98.9	0.76
Cable30	0.208	0.122	-0.207	-0.121	0.6	0.6	98.9	98.6	0.35
					22.6	89.3			

Tabel 4.10. Hasil *Bus Loading* Menggunakan ETAP Power Station Dengan Pada Keadaan Sebelum Pemasangan *Harmonic Filter*

BUS LOADING Summary Report						
Bus		Bus Total Load				
ID	kV	MW	Mvar	MVA	% PF	Amp
Bus1	6	2.759	0.964	2.922	94.4	281.2
Bus5	0.38	0.04	0.02	0.045	90	69.04
Bus7	0.38	0.121	0.053	0.132	91.5	203.89
Bus8	0.38	0.08	0.035	0.087	91.7	133.66
Bus9	0.38	0.021	0.011	0.024	88.4	36.83
Bus10	0.38	0.091	0.041	0.1	91.4	153.99
Bus11	0.38	0.02	0.011	0.023	88.4	35.53
Bus12	0.38	0.042	0.02	0.047	90.2	72.36
Bus13	0.38	0.04	0.02	0.045	90	69.41
Bus14	0.38	0.213	0.132	0.25	85	385.69
Bus15	0.38	0.213	0.132	0.25	85	387.32
Bus16	0.38	0.17	0.074	0.186	91.7	286.41
Bus17	0.38	0.169	0.074	0.185	91.7	285.74
Bus18	0.38	0.042	0.02	0.046	90.1	71.42
Bus19	0.38	0.02	0.01	0.022	88.3	34.14
Bus20	0.38	0.221	0.095	0.24	91.8	372.5
Bus21	0.38	0.043	0.021	0.048	90.2	73.93
Bus22	0.38	0.258	0.111	0.281	91.9	436.63
Bus23	0.38	0.022	0.011	0.024	88.5	37.66
Bus24	0.38	0.021	0.011	0.024	88.5	37.21
Bus27	0.38	0.115	0.051	0.126	91.5	194.1
Bus28	0.38	0.105	0.046	0.115	91.5	177.68
Bus29	0.38	0.164	0.071	0.179	91.7	277.84
Bus33	0.38	0.015	0.01	0.018	82	28.35
Bus34	0.38	0.015	0.01	0.018	82	28.35
Bus35	0.38	0.015	0.011	0.018	82	28.41
Bus36	0.38	0.097	0.058	0.113	86	175.66
Bus37	0.38	0.024	0.01	0.026	92	39.79
Bus38	0.38	0.007	0.003	0.007	90	11.37
Bus61	0.38	0.024	0.01	0.026	92	39.78
Bus62	0.38	0.007	0.003	0.007	92	11.41
Bus63	0.38	0.044	0.013	0.046	96	70.85
Bus279	0.38	0.106	0.047	0.116	91.5	176.46
Bus280	0.38	0.134	0.059	0.146	91.6	222.06
MAIN_BUS 2	0.38	0.418	0.191	0.459	90.9	705.45
MAIN_BUS 3	0.38	1.735	0.503	1.807	96	2774.4
MAIN_BUS4	0.38	1.059	0.492	1.168	90.7	1793.5
MAIN_BUS5	0.38	0.461	0.227	0.514	89.7	789.51
MAIN_BUS6	0.38	0.207	0.121	0.24	86.3	369.72
MAIN_BUS 1	0.38	2.752	0.887	2.891	95.2	4440

Tabel 4.11. *Harmonic Voltages* Sebelum Pemasangan *Harmonic Filter* (% of Fundamental Voltage)

BUS TABULATION																		
Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)																		
Bus	Funda - mental	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	kV	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
Bus4	20.348	4.9	0	1.7	6.5	0	3.8	0.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus5	20.348	4.9	0	1.7	6.5	0	3.8	0.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus13	20.285	4.8	0	1.6	6.1	0	3.6	0.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus14	19.838	4.7	0	0.8	6.6	0	3.2	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus15	19.985	4.8	0	0.8	6	0	2.2	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus16	20.039	4.5	0	3	1.8	0	2	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus17	20.344	4.9	0	0.3	1.8	0	1.2	0.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus23	6.35	4.8	0	1.6	6	0	3.6	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus24	0.402	4.8	0	1.6	6	0	3.5	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus26	6.211	4.2	0	0.8	8.3	0	7.5	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus27	0.384	4.2	0	0.8	8	0	7.1	0.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus28	6.208	4.2	0	0.8	8.3	0	7.5	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus31	6.208	4.2	0	0.8	8.3	0	7.5	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus33	6.197	4.2	0	0.8	8.3	0	7.5	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus34	6.197	4.2	0	0.8	8.3	0	7.5	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus35	6.207	4.2	0	0.8	8.3	0	7.5	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus37	0.393	4.8	0	0.9	7.8	0	4.3	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus39	6.278	4.9	0	0.9	8.1	0	4.6	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus40	6.202	4.9	0	0.9	8.1	0	4.6	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus41	6.267	4.8	0	0.9	8.1	0	4.6	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

BUS TABULATION (lanjutan)																		
Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)																		
Bus	Funda - mental	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	kV	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
Bus90	0.386	3.5	0	1.4	2.3	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus91	0.405	4.1	0	1.7	2.7	0	0.5	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus92	6.532	4.7	0	1.9	3	0	0.6	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus93	6.533	4.7	0	1.9	3	0	0.6	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus94	6.532	4.7	0	1.9	3	0	0.6	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus95	6.531	4.7	0	1.9	3	0	0.6	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus96	0.408	4.6	0	1.8	2.9	0	0.5	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus97	0.409	4.6	0	1.8	2.9	0	0.5	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus98	0.409	4.6	0	1.8	2.9	0	0.5	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus103	0.399	3.7	0	7.2	6.1	0	1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus104	0.401	3.8	0	7.3	6	0	1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus105	6.408	3.8	0	7.5	6.3	0	1.1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_16B	6.282	4.9	0	0.9	8.1	0	4.6	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_09	6.654	4.8	0	1.7	2.6	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_17A	6.61	4.5	0	2.3	4.8	0	2.4	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_17B	6.578	4.1	0	1.9	3.6	0	1.6	0.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_18A	6.651	4.8	0	1.7	2.6	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_18B	6.603	4.7	0	1.7	2.7	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_18C	6.653	4.8	0	1.8	2.6	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_19	6.536	4.7	0	1.9	3	0	0.6	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_20A2 0B	6.429	3.8	0	7.5	6.3	0	1.1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 4.12. *Harmonic Voltages* Sebelum Pemasangan *Harmonic Filter* (% of Nominal Voltage)

BUS TABULATION																		
Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)																		
Bus	Nominal	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	kV	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
Bus4	20	4.9	0	1.7	6.6	0	3.9	0.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus5	20	4.9	0	1.7	6.6	0	3.9	0.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus13	20	4.9	0	1.6	6.1	0	3.6	0.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus14	20	4.7	0	0.8	6.5	0	3.2	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus15	20	4.8	0	0.8	6	0	2.2	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus16	20	4.5	0	3	1.8	0	2	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus17	20	5	0	0.3	1.9	0	1.2	0.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus23	6.3	4.9	0	1.6	6.1	0	3.6	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus24	0.4	4.9	0	1.6	6	0	3.5	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus26	6.3	4.2	0	0.8	8.2	0	7.4	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus27	0.4	4.1	0	0.8	7.7	0	6.8	0.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus28	6.3	4.2	0	0.8	8.2	0	7.4	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus31	6.3	4.2	0	0.8	8.2	0	7.4	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus33	6.3	4.2	0	0.8	8.1	0	7.4	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus34	6.3	4.2	0	0.8	8.1	0	7.4	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus35	6.3	4.2	0	0.8	8.2	0	7.4	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus37	0.4	4.7	0	0.9	7.7	0	4.2	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus39	6.3	4.8	0	0.9	8.1	0	4.6	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus40	6.3	4.8	0	0.9	8	0	4.5	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus41	6.3	4.8	0	0.9	8.1	0	4.6	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus42	6.3	4.8	0	0.9	8.1	0	4.6	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

BUS TABULATION (lanjutan)																		
Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)																		
Bus	Nomin al	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	kV	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus45	6.3	4.7	0	2.4	5.1	0	2.5	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus46	0.4	4.5	0	2.3	4.8	0	2.3	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus47	0.4	4.2	0	2.1	4.5	0	2.2	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus48	6.3	4.5	0	2.3	4.9	0	2.4	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus49	6.3	4.7	0	2.4	5.1	0	2.5	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus51	6.3	4.2	0	1.9	3.6	0	1.6	0.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus52	6.3	4.1	0	1.9	3.6	0	1.6	0.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus54	0.4	5	0	1.8	2.7	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus55	6.3	5.1	0	1.8	2.7	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus57	0.4	4.9	0	1.8	2.8	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus58	6.3	4.9	0	1.8	2.8	0	0.5	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus59	0.4	4.8	0	1.8	2.7	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus60	0.4	4.8	0	1.8	2.7	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus61	6.3	4.9	0	1.8	2.8	0	0.5	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus62	6.3	4.9	0	1.8	2.8	0	0.5	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 4.13. Persentase *Harmonic Current*
(Contents in 1 MVA Base)

BRANCH TABULATION																	
% Harmonic Current Contents in 1 MVA Base																	
Branch	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
CBL_HVS0708	26.5	0	2.69	50.7	0	79.2	10.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CBL_HVS0809	7.42	0	30.8	139	0	68.4	5.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CBL_MVS 31A	52.6	0	204	368	0	162	20.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CBL_MVS 31B	52.6	0	204	368	0	162	20.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CBL_MWS31-SS	105	0	407	732	0	319	40.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_17B	79	0	8.58	43.3	0	39.7	21.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_18A	5.05	0	1.76	2.6	0	0.39	0.07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_18B	82.6	0	7.3	13.3	0	4.76	1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_18C	7.8	0	11.6	25.2	0	6.09	1.38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_19	30.1	0	10.5	25.3	0	7.91	2.13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUTM 20kV	13.8	0	21.5	43.1	0	65.7	5.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T11	4.89	0	0.85	7.69	0	4.23	0.38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T20	3.85	0	0.78	1	0	0.14	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T21	3.51	0	0.71	0.91	0	0.12	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 16A	2.27	0	0.43	4.15	0	3.64	0.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 16B	6.24	0	1.08	9.72	0	5.29	0.47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 17	8.53	0	4.15	8.63	0	4.13	0.26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM18A	5.92	0	2.1	3.15	0	0.49	0.09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 18C	5.36	0	1.87	2.77	0	0.41	0.08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 19A	4.56	0	1.72	2.71	0	0.49	0.11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 19B	7.14	0	2.7	4.25	0	0.77	0.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

BRANCH TABULATION (lanjutan)																	
% Harmonic Current Contents in 1 MVA Base																	
Branch	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
TM 19C	5.53	0	2.09	3.29	0	0.6	0.13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 20B	5.34	0	9.92	8.16	0	1.31	0.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 21	3.03	0	5.69	4.72	0	0.77	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 22	3.46	0	1.08	4.1	0	2.38	0.43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM_17	6.26	0	2.24	3.38	0	0.53	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM_17A	11.5	0	2.95	5	0	1.77	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM_18A	5.05	0	1.76	2.61	0	0.39	0.07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM_20A	5.7	0	10.6	8.67	0	1.39	0.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TX 3A	52.6	0	204	368	0	162	20.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TX 3B	52.6	0	204	368	0	162	20.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TX 07	29.6	0	1.73	40.6	0	73.5	10.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

- Contoh Perhitungan Total Harmonic Distorsion (THD)

Tegangan : 6000 Volt

Daya : 4500 kW = 5626 kVA

Cos θ : 0,8

Frekwensi : 50 Hz

- ★ Arus fundamental

$$I = \frac{4500000}{\sqrt{3} \times 6000} = 433,01 \text{ Ampere}$$

$$I_h = \frac{I}{h}$$

$$\triangleright I_1 = \frac{433,01}{1} = 433,01 \text{ Ampere}$$

$$\triangleright I_5 = \frac{433,01}{5} = 86,6 \text{ Ampere}$$

$$\triangleright I_7 = \frac{433,01}{7} = 61,86 \text{ Ampere}$$

$$\triangleright I_{11} = \frac{433,01}{11} = 39,36 \text{ Ampere}$$

$$\triangleright I_{13} = \frac{433,01}{13} = 33,31 \text{ Ampere}$$

$$\triangleright I_{17} = \frac{433,01}{17} = 25,47 \text{ Ampere}$$

$$\triangleright I_{19} = \frac{433,01}{19} = 22,79 \text{ Ampere}$$

$$\text{THD}_{\text{dasar}} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} \left(\frac{I_{sh}}{I_{si}} \right)^2} \times 100\%$$

$$I_{si} = 433,01 \text{ Ampere}$$

$$I_{sh} = \sqrt{\sum_{h \neq 1}^{\infty} I_h^2}$$

$$= \left[86,6^2 + 61,86^2 + 39,36^2 + 33,31^2 + 25,47^2 + 22,79^2 \right]^{1/2}$$

$$= 123,098 \text{ Ampere}$$

$$\text{THD}_{\text{arus}} = \sqrt{\left(\frac{123,098}{433,01} \right)^2} \times 100\%$$

$$= 28,4 \%$$

Tabel 4.14. Persentase Harmonic Current
(% of Fundamental Current)

BRANCH TABULATION																			
% Harmonic Currents (% of Fundamental Current)																			
Branch	Funda-mental	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23	
ID	A	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73	
CBL_HVS0708	80.54	9.5	0	0.96	18.2	0	28.4	3.76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CBL_HVS0809	105.8	2.02	0	8.39	37.9	0	18.7	1.46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CBL_MVS 31A	920.93	1.65	0	6.4	11.6	0	5.07	0.64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CBL_MVS 31B	920.93	1.65	0	6.4	11.6	0	5.07	0.64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CBL_MWS31-SS	245.45	1.65	0	6.38	11.5	0	5.01	0.63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MVS 09_17B	729.6	9.92	0	1.08	5.44	0	4.99	2.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MVS 09_18A	105.65	4.38	0	1.53	2.26	0	0.34	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MVS 09_18B	886.36	8.54	0	0.75	1.37	0	0.49	0.12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MVS 09_18C	255.79	2.8	0	4.17	9.04	0	2.18	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MVS 09_19	617.58	4.47	0	1.56	3.75	0	1.17	0.32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
SUTM 20kV	176.53	2.25	0	3.51	7.05	0	10.7	0.96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
T11	110.99	4.04	0	0.7	6.35	0	3.49	0.31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
T20	38.99	9.05	0	1.82	2.35	0	0.32	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
T21	39.3	8.18	0	1.65	2.12	0	0.29	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TM 16A	59	3.52	0	0.66	6.44	0	5.66	0.63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TM 16B	137.06	4.17	0	0.72	6.5	0	3.54	0.31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TM 17	192.2	4.07	0	1.98	4.12	0	1.97	0.13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TM18A	125.44	4.33	0	1.54	2.3	0	0.36	0.07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TM 18C	108.59	4.52	0	1.58	2.34	0	0.35	0.07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TM 19A	97.91	4.27	0	1.61	2.53	0	0.46	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TM 19B	152.97	4.28	0	1.61	2.55	0	0.46	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

BUS TABULATION (lanjutan)																		
Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)																		
Bus	Funda - mental	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	kV	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
Bus90	0.386	3.5	0	1.4	2.3	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus91	0.405	4.1	0	1.7	2.7	0	0.5	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus92	6.532	4.7	0	1.9	3	0	0.6	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus93	6.533	4.7	0	1.9	3	0	0.6	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus94	6.532	4.7	0	1.9	3	0	0.6	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus95	6.531	4.7	0	1.9	3	0	0.6	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus96	0.408	4.6	0	1.8	2.9	0	0.5	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus97	0.409	4.6	0	1.8	2.9	0	0.5	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus98	0.409	4.6	0	1.8	2.9	0	0.5	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus103	0.399	3.7	0	7.2	6.1	0	1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus104	0.401	3.8	0	7.3	6	0	1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus105	6.408	3.8	0	7.5	6.3	0	1.1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_16B	6.282	4.9	0	0.9	8.1	0	4.6	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_09	6.654	4.8	0	1.7	2.6	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_17A	6.61	4.5	0	2.3	4.8	0	2.4	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_17B	6.578	4.1	0	1.9	3.6	0	1.6	0.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_18A	6.651	4.8	0	1.7	2.6	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_18B	6.603	4.7	0	1.7	2.7	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_18C	6.653	4.8	0	1.8	2.6	0	0.4	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_19	6.536	4.7	0	1.9	3	0	0.6	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 4.15. *Voltage Individual Harmonic Distorsion (VIHD) Report*

VIHD (Individual Harmonic Distorsion) Report				
Bus ID	kV	Voltage Distortion		Orde
		Fund.	VHD	
		%	%	
Bus1	6	100	24.13	9
Bus5	0.38	98.73	13.21	7
Bus7	0.38	98.57	13.43	7
Bus8	0.38	98.74	13.45	7
Bus9	0.38	98.71	13.46	7
Bus10	0.38	98.74	13.46	7
Bus11	0.38	98.69	13.47	7
Bus12	0.38	98.64	13.49	7
Bus13	0.38	98.21	13.48	7
Bus14	0.38	98.48	13.68	7
Bus15	0.38	98.07	13.86	7
Bus16	0.38	98.48	13.36	7
Bus17	0.38	98.17	13.31	7
Bus18	0.38	98.81	13.48	7
Bus19	0.38	98.92	13.5	7
Bus20	0.38	97.99	13.33	7
Bus21	0.38	98.71	13.46	7
Bus22	0.38	97.73	13.12	7
Bus23	0.38	98.84	13.48	7
Bus24	0.38	98.88	13.49	7
Bus27	0.38	98.42	13.37	7
Bus28	0.38	98.38	13.32	7
Bus29	0.38	97.71	13.2	7
Bus32	0.38	98.49	13.49	7
Bus33	0.38	98.22	13.49	7
Bus34	0.38	98.22	13.49	7
Bus35	0.38	98.4	13.49	7
Bus36	0.38	97.98	13.49	7
Bus58	0.38	98.87	13.49	7
Bus59	0.38	98.83	13.5	7
Bus60	0.38	98.85	13.5	7
Bus61	0.38	98.44	13.49	7
Bus62	0.38	98.79	13.5	7
Bus63	0.38	98.18	13.49	7
MAIN_BUS 2	0.38	98.93	13.5	7
MAIN_BUS 3	0.38	98.93	13.5	7
MAIN_BUS4	0.38	98.93	13.5	7
MAIN_BUS5	0.38	98.93	13.5	7
MAIN_BUS6	0.38	98.59	13.49	7
MAIN_BUS 1	0.38	98.93	13.5	7

Tabel 4.16. *Voltage Total Harmonic Distorsion Report*

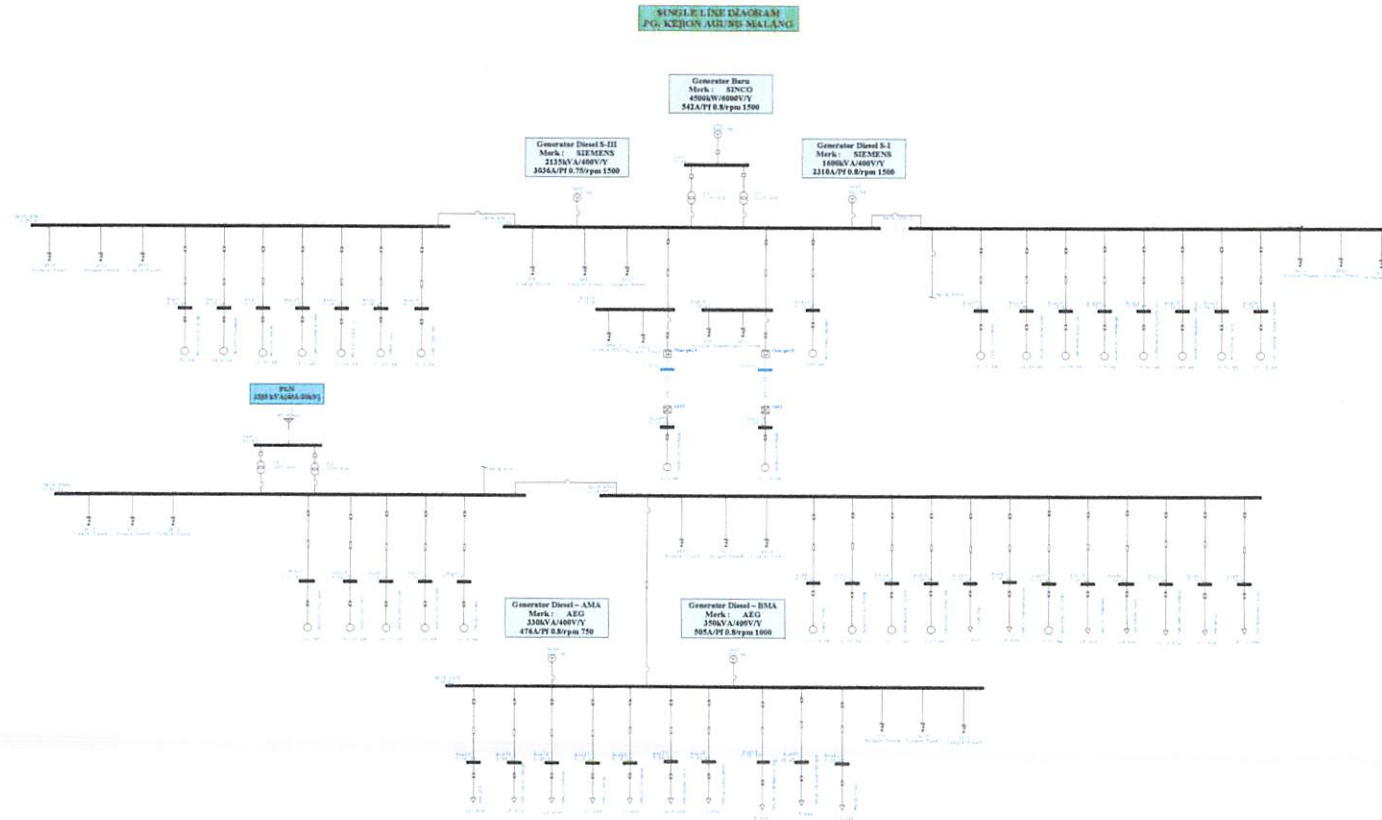
VTHD (Total Harmonic Distortion) Report			
Bus ID	kV	Voltage Distortion	
		Fund.	THD
		%	%
Bus1	6	100	24.13
Bus5	0.38	98.73	13.21
Bus7	0.38	98.57	13.43
Bus8	0.38	98.74	13.45
Bus9	0.38	98.71	13.46
Bus10	0.38	98.74	13.46
Bus11	0.38	98.69	13.47
Bus12	0.38	98.64	13.49
Bus13	0.38	98.21	13.48
Bus14	0.38	98.48	13.68
Bus15	0.38	98.07	13.86
Bus16	0.38	98.48	13.36
Bus17	0.38	98.17	13.31
Bus18	0.38	98.81	13.48
Bus19	0.38	98.92	13.5
Bus20	0.38	97.99	13.33
Bus21	0.38	98.71	13.46
Bus22	0.38	97.73	13.12
Bus29	0.38	97.71	13.2
Bus32	0.38	98.49	13.49
Bus39	0.38	98.49	13.49
Bus40	0.38	98.51	13.49
Bus41	0.38	98.52	13.49
Bus50	0.38	98.65	13.43
Bus52	0.38	98.82	13.49
Bus53	0.38	98.73	13.5
Bus54	0.38	98.86	13.49
Bus55	0.38	98.88	13.49
Bus56	0.38	98.9	13.5
Bus57	0.38	98.85	13.5
Bus58	0.38	98.87	13.49
Bus59	0.38	98.83	13.5
Bus60	0.38	98.85	13.5
Bus61	0.38	98.44	13.49
Bus62	0.38	98.79	13.5
Bus63	0.38	98.18	13.49
MAIN_BUS 2	0.38	98.93	13.5
MAIN_BUS 3	0.38	98.93	13.5
MAIN_BUS4	0.38	98.93	13.5
MAIN_BUS5	0.38	98.93	13.5
MAIN_BUS6	0.38	98.59	13.49
MAIN_BUS I	0.38	98.93	13.5

Tabel 4.17. Hasil *Total Generation, Loading and Demand* Menggunakan ETAP *Power Station* Sebelum Pemasangan *Harmonic Filter*

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND					
	MW	Mvar	MVA	% PF	
Swing Bus(es):	2.759	0.964	2.922	94.4	Lagging
Generators:	0	0	0	100	Lagging
Total Demand:	2.759	0.964	2.922	94.4	Lagging
Total Motor Load:	2.385	1.146	2.646	90.13	Lagging
Total Static Load:	0.351	-0.271			
Apparent Losses:	0.023	0.089			
System Mismatch:	0	0			
Number of Iterations:	2				

Sistem Kelistrikan PG. Kebon Agung Malang disuplai oleh Generator Sincho dengan daya 4500 KW. Berdasarkan tabel 4.17 dapat disimpulkan bahwa kualitas daya pada sistem ini kurang baik, terpasangnya kapasitor dengan daya total sebesar 450 KVar masih terjadi rugi daya reaktif sebesar 89,3 kVar sehingga hanya mampu memberikan perbaikan $\cos \phi$ menjadi 0,94. Faktor daya tersebut merupakan nilai rata-rata dari bus sistem sehingga pada bus-bus lain memungkinkan terdapat nilai faktor daya yang buruk. Ini terjadi karena pada sistem terdapat banyak beban-beban induktif dengan kapasitas yang besar yang berpeluang sangat besar pula memperburuk nilai faktor daya sistem. Selain itu rugi daya reaktif yang terjadi juga ditambah oleh distorsi harmonik oleh beban-beban seperti motor induksi, komponen-komponen power elektronik yang ada dalam VFD, transformator maupun harmonik yang di timbulkan oleh alat-alat kompensasi itu sendiri. Hal ini dapat diketahui dengan menggunakan mode *harmonic analysis* dalam ETAP *Power Station*. Besar distorsi harmonisa dan orde

harmonisa yang muncul dalam sistem ini dapat diketahui dari *voltage individual harmonic distortion* (VIHD) dan *Voltage Total Harmonik Distorsion* (VTHD) lihat pada tabel 4.15 dan 4.16. Untuk itu maka dilakukan analisa menggunakan kompensasi harmonik filter. Dalam hal ini diharapkan rugi daya reaktif seminimal mungkin dan $\cos \phi$ menjadi lebih baik sehingga diperoleh penyaluran daya yang optimal.



Gambar 4.3. *Single Line* PG. Kebon Agung Malang Baru Setelah Pemasangan *Harmonic Filter* ^[9]

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

Tabel 4.18. Hasil Load Flow Menggunakan E I AP Power Station Dengan Kompensasi Pemasangan Harmonic Filter

LOAD FLOW REPORT														
Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				
ID	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF
*Bus1	6	100	0	2.76	0.63	0	0	0	0	MAIN_BUS 1	1.38	0.31	136	97.5
										MAIN_BUS 1	1.38	0.31	136	97.5
Bus1	0.38	99.042	-1.5	0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS4	-0.04	-0.02	68	90
Bus7	0.38	98.881	-1.4	0	0	0.12	0.05	0	0	MAIN_BUS 2	-0.12	-0.05	203	91.5
Bus8	0.38	99.051	-1.4	0	0	0.08	0.03	0	0	MAIN_BUS 2	-0.08	-0.03	133	91.7
Bus9	0.38	99.022	-1.5	0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 2	-0.02	-0.01	36	86.4
Bus10	0.38	99.043	-1.4	0	0	0.09	0.04	0	0	MAIN_BUS 2	-0.09	-0.04	153	91.4
Bus11	0.38	98.999	-1.4	0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 2	-0.02	-0.01	35	88.4
Bus12	0.38	98.945	-1.4	0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 2	-0.04	-0.02	72	90.2
Bus13	0.38	98.515	-1.4	0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 2	-0.04	-0.02	69	90
Bus14	0.38	98.846	-1.5	0	0	0.21	0.13	0	-0.06	MAIN_BUS 1	-0.21	-0.07	345	94.6
Bus15	0.38	98.481	-1.5	0	0	0.21	0.13	0	-0.06	MAIN_BUS 1	-0.21	-0.07	346	94.5
Bus16	0.38	98.791	-1.5	0	0	0.17	0.07	0	0	MAIN_BUS 1	-0.17	-0.07	285	91.7
Bus17	0.38	98.484	-1.5	0	0	0.17	0.07	0	0	MAIN_BUS4	-0.17	-0.07	284	91.7
Bus18	0.38	99.113	-1.4	0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 3	-0.04	-0.02	71	90.1
Bus19	0.38	99.224	-1.4	0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 3	-0.02	-0.01	34	88.3
Bus20	0.38	98.302	-1.5	0	0	0.22	0.1	0	0	MAIN_BUS 3	-0.22	-0.1	371	91.8
Bus21	0.38	99.013	-1.5	0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 3	-0.04	-0.02	73	90.2
Bus22	0.38	98.32	-1.9	0	0	0.26	0.11	0	-0.09	MAIN_BUS 3	-0.26	-0.02	400	99.6
Bus23	0.38	99.147	-1.4	0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 3	-0.02	-0.01	37	88.5
Bus24	0.38	99.189	-1.4	0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 3	-0.02	-0.01	37	88.5
Bus27	0.38	98.726	-1.5	0	0	0.12	0.05	0	0	MAIN_BUS4	-0.12	-0.05	193	91.5
Bus28	0.38	98.69	-1.5	0	0	0.11	0.05	0	0	MAIN_BUS4	-0.11	-0.05	177	91.5
Bus29	0.38	98.312	-1.8	0	0	0.16	0.07	0	-0.07	MAIN_BUS4	-0.16	0	253	100
Bus32	0.38	98.842	-1.5	0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS6	-0.02	-0.01	28	82
Bus33	0.38	98.569	-1.5	0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS6	-0.02	-0.01	28	82
Bus34	0.38	98.569	-1.5	0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS6	-0.02	-0.01	28	82
Bus35	0.38	98.751	-1.5	0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS6	-0.02	-0.01	28	82
Bus36	0.38	98.326	-1.5	0	0	0	0	0.1	0.06	MAIN_BUS6	-0.1	-0.06	176	86
Bus37	0.38	98.806	-1.5	0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS6	-0.02	-0.01	39	92
Bus38	0.38	98.79	-1.5	0	0	0	0	0.01	0	MAIN_BUS6	-0.01	0	11	90
Bus39	0.38	98.842	-1.5	0	0	0	0	0.01	0	MAIN_BUS6	-0.01	0	13	91
Bus40	0.38	98.862	-1.5	0	0	0	0	0	0	MAIN_BUS6	0	0	5	90
Bus41	0.38	98.862	-1.5	0	0	0	0	0.01	0	MAIN_BUS6	-0.01	0	11	96
Bus50	0.38	98.956	-1.5	0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 3	-0.04	-0.02	75	90.3
Bus52	0.38	99.132	-1.4	0	0	0.03	0.02	0	0	MAIN_BUS5	-0.03	-0.02	55	89.5
Bus53	0.38	99.04	-1.4	0	0	0.03	0.02	0	0	MAIN_BUS5	-0.03	-0.02	55	89.5
Bus54	0.38	99.163	-1.4	0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS5	-0.02	-0.01	37	88.5
Bus55	0.38	99.191	-1.4	0	0	0.01	0.01	0	0	MAIN_BUS5	-0.01	-0.01	18	86.8
Bus56	0.38	99.205	-1.4	0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS5	-0.02	-0.01	28	95
Bus57	0.38	99.155	-1.4	0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS5	-0.02	-0.01	28	95

Tabel 4.19. Hasil Branch Losses Menggunakan E1AP Power Station Dengan Kompensasi Pemasangan Harmonic Filter

BRANCH LOSSES Summary Report									
CKT / Branch	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	Kvar	From	To	Vd % Drop
T1	1.381	0.134	-1.378	-0.099	3.1	35	100	99.6	0.43
T2	1.381	0.134	-1.378	-0.099	3.1	35	100	99.6	0.43
Cable24	-0.04	-0.02	0.04	0.02	0.1	0.1	99.4	99.6	0.2
Cable4	-0.121	-0.053	0.122	0.053	0.4	0.2	99.2	99.6	0.36
Cable5	-0.08	-0.035	0.08	0.035	0.1	0.1	99.4	99.6	0.19
Cable6	-0.021	-0.011	0.021	0.011	0	0	99.3	99.6	0.22
Cable7	-0.091	-0.041	0.092	0.041	0.2	0.1	99.4	99.6	0.2
Cable8	-0.02	-0.011	0.02	0.011	0	0	99.3	99.6	0.24
Cable9	-0.042	-0.02	0.042	0.02	0.1	0	99.3	99.6	0.3
Cable10	-0.04	-0.02	0.041	0.02	0.3	0.1	98.8	99.6	0.72
Cable11	-0.213	-0.017	0.213	0.017	0.7	0.4	99.2	99.6	0.34
Cable12	-0.213	-0.052	0.214	0.053	1.4	0.9	98.8	99.6	0.72
Cable13	-0.17	-0.074	0.171	0.075	0.6	0.6	99.1	99.6	0.45
Cable25	-0.169	-0.074	0.17	0.075	1.1	0.9	98.8	99.6	0.75
Cable14	-0.042	-0.02	0.042	0.02	0	0	99.4	99.6	0.13
Cable15	-0.02	-0.01	0.02	0.01	0	0	99.5	99.6	0.02
Cable16	-0.221	-0.095	0.223	0.096	2	1.2	98.6	99.6	0.94
Cable17	-0.043	-0.021	0.043	0.021	0.1	0.1	99.3	99.6	0.23
Cable18	-0.258	-0.111	0.261	0.113	2.6	2.6	98.4	99.6	1.2
Cable19	-0.022	-0.011	0.022	0.011	0	0	99.5	99.6	0.09
Cable20	-0.021	-0.011	0.021	0.011	0	0	99.5	99.6	0.05
Cable26	-0.115	-0.051	0.116	0.051	0.5	0.4	99.1	99.6	0.51
Cable27	-0.105	-0.046	0.106	0.047	0.5	0.5	99	99.6	0.55
Cable28	-0.164	-0.071	0.166	0.073	1.8	1.4	98.3	99.6	1.22
Cable31	-0.015	-0.011	0.015	0.011	0	0	99.1	99.2	0.09
Cable32	-0.015	-0.011	0.015	0.011	0.1	0	98.9	99.2	0.37
Cable33	-0.015	-0.011	0.015	0.011	0.1	0	98.9	99.2	0.37
Cable34	-0.015	-0.011	0.015	0.011	0	0	99	99.2	0.18
Cable35	-0.099	-0.059	0.099	0.059	0.6	0.4	98.6	99.2	0.61
Cable36	-0.024	-0.01	0.024	0.01	0	0	99.1	99.2	0.13
Cable37	-0.007	-0.003	0.007	0.003	0	0	99.1	99.2	0.14
Cable38	-0.008	-0.004	0.008	0.004	0	0	99.1	99.2	0.09
Cable39	-0.003	-0.002	0.003	0.002	0	0	99.2	99.2	0.07
Cable58	-0.007	-0.002	0.007	0.002	0	0	99.2	99.2	0.07
Cable57	-0.044	-0.021	0.044	0.021	0.1	0.1	99.3	99.6	0.28
Cable54	-0.033	-0.016	0.033	0.016	0	0	99.5	99.6	0.11
Cable59	-0.033	-0.016	0.033	0.016	0.1	0	99.4	99.6	0.2
Cable60	-0.021	-0.011	0.021	0.011	0	0	99.5	99.6	0.08
Cable61	-0.011	-0.006	0.011	0.006	0	0	99.5	99.6	0.05
Cable30	-0.018	-0.006	0.018	0.006	0	0	99.5	99.6	0.04
					21.1	81.2			

Tabel 4.20. Hasil Bus Loading Menggunakan E I AP Power Station Dengan Kompensasi Pemasangan Harmonic Filter

BUS LOADING Summary Report						
Bus		Bus Total Load				
ID	kV	MW	Mvar	MVA	% PF	Amp
Bus1	6	2.763	0.269	2.776	99.5	267.08
Bus5	0.38	0.04	0.02	0.045	90	68.6
Bus7	0.38	0.121	0.053	0.132	91.5	202.58
Bus8	0.38	0.08	0.035	0.087	91.7	132.8
Bus9	0.38	0.021	0.011	0.024	88.4	36.59
Bus10	0.38	0.091	0.041	0.1	91.4	153
Bus11	0.38	0.02	0.011	0.023	88.4	35.3
Bus12	0.38	0.042	0.02	0.047	90.2	71.9
Bus13	0.38	0.04	0.02	0.045	90	68.96
Bus14	0.38	0.213	0.132	0.25	85	383.11
Bus15	0.38	0.213	0.132	0.25	85	384.43
Bus16	0.38	0.17	0.074	0.186	91.7	284.57
Bus17	0.38	0.169	0.074	0.185	91.7	283.9
Bus18	0.38	0.042	0.02	0.046	90.1	70.97
Bus19	0.38	0.02	0.01	0.022	88.3	33.92
Bus20	0.38	0.221	0.095	0.24	91.8	370.09
Bus21	0.38	0.043	0.021	0.048	90.2	73.46
Bus22	0.38	0.258	0.111	0.281	91.9	433.78
Bus23	0.38	0.022	0.011	0.024	88.5	37.42
Bus24	0.38	0.021	0.011	0.024	88.5	36.97
Bus27	0.38	0.115	0.051	0.126	91.5	192.85
Bus28	0.38	0.105	0.046	0.115	91.5	176.53
Bus29	0.38	0.164	0.071	0.179	91.7	276.03
Bus32	0.38	0.015	0.011	0.019	82	28.62
Bus33	0.38	0.015	0.011	0.019	82	28.54
Bus34	0.38	0.015	0.011	0.019	82	28.54
Bus35	0.38	0.015	0.011	0.019	82	28.59
Bus36	0.38	0.099	0.059	0.115	86	176.8
Bus37	0.38	0.024	0.01	0.026	92	40.05
Bus38	0.38	0.007	0.003	0.007	90	11.44
Bus39	0.38	0.008	0.004	0.009	91	13.56
Bus40	0.38	0.003	0.002	0.004	90	5.72
Bus41	0.38	0.007	0.002	0.007	96	11.45
Bus50	0.38	0.044	0.021	0.049	90.3	75.12
Bus52	0.38	0.033	0.016	0.036	89.5	55.48
Bus53	0.38	0.033	0.016	0.036	89.5	55.53
Bus54	0.38	0.021	0.011	0.024	88.5	36.98
Bus55	0.38	0.011	0.006	0.012	86.8	18.89
Bus56	0.38	0.018	0.006	0.019	95	28.73
Bus57	0.38	0.018	0.006	0.019	95	28.77
Bus58	0.38	0.011	0.006	0.012	86.8	18.89

Tabel 4.21. Harmonic Voltages Dengan Kompensasi Harmonic Filter
(% of Fundamental Voltage)

BUS TABULATION																		
Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)																		
Bus	Funda- mental	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	kV	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
HVS 07	19.2	4.67	0	0.23	4.04	0	2.52	0.57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVS 11	19.85	4.82	0	1.77	7.6	0	4.09	0.77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVS 31A Main	19.87	4.82	0	1.77	7.58	0	4.07	0.76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVS 31B Main	19.87	4.82	0	1.77	7.58	0	4.07	0.76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVS_08	19.39	4.81	0	0.23	4.13	0	2.55	0.58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVS_09	19.5	4.86	0	0.5	4.36	0	1.85	0.43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVS_10	18.99	4.42	0	0.78	6.77	0	2.39	0.58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 17A	6.017	4.18	0	0.51	1.12	0	0.48	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 17B	6.018	3.92	0	0.48	1.06	0	0.46	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 18A	6.256	4.78	0	0.58	1.27	0	0.55	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 18B	6.188	4.61	0	0.56	1.23	0	0.53	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 18C	6.252	4.77	0	0.58	1.27	0	0.55	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 19	6.084	4.57	0	0.55	1.22	0	0.53	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 20A	6.106	3.18	0	1.01	4.33	0	0.94	0.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 20B	6.106	3.18	0	1.01	4.33	0	0.94	0.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS_16C	0.376	5.06	0	1.3	0.78	0	1.27	0.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Main SS Tuba	150	5	20	3	10	1.5	6	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 10	6.165	3.31	0	1.05	4.49	0	0.98	0.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 11	6.212	4.82	0	1.77	7.57	0	4.06	0.76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 16A	5.914	4.04	0	0.2	3.49	0	2.17	0.49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

BUS TABULATION (lanjutan)																		
Harmonic Voltages (% of Fundamental Voltage)																		
Bus	Funda- mental	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	kV	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
LVS 20B	6.106	3.18	0	1.01	4.33	0	0.94	0.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS_16C	0.376	5.06	0	1.3	0.78	0	1.27	0.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Main SS Tuba	150	5	20	3	10	1.5	6	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 10	6.165	3.31	0	1.05	4.49	0	0.98	0.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 11	6.212	4.82	0	1.77	7.57	0	4.06	0.76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 16A	5.914	4.04	0	0.2	3.49	0	2.17	0.49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 16B	6.145	5.06	0	1.32	0.8	0	1.35	0.33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_09	6.259	4.78	0	0.58	1.27	0	0.55	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_17A	6.017	4.18	0	0.51	1.12	0	0.48	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_17B	6.018	3.92	0	0.48	1.06	0	0.46	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_18A	6.256	4.78	0	0.58	1.27	0	0.55	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_18B	6.188	4.61	0	0.56	1.23	0	0.53	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_18C	6.252	4.77	0	0.58	1.27	0	0.55	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS_19	6.084	4.57	0	0.55	1.22	0	0.53	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 4.22. Harmonic Voltages Dengan Kompensasi Harmonic Filter
(% of Nominal Voltage)

BUS TABULATION																		
Harmonic Voltages (% of Nominal Voltage)																		
Bus	Nominal	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	kV	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
HVS 07	20	4.48	0	0.22	3.88	0	2.42	0.55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVS 11	20	4.78	0	1.76	7.54	0	4.06	0.76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVS 31A Main	20	4.79	0	1.76	7.53	0	4.05	0.76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVS 31B Main	20	4.79	0	1.76	7.53	0	4.05	0.76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVS_08	20	4.66	0	0.23	4	0	2.47	0.56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVS_09	20	4.73	0	0.49	4.25	0	1.8	0.42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVS_10	20	4.2	0	0.74	6.43	0	2.27	0.56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 17A	6.3	3.99	0	0.48	1.07	0	0.46	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 17B	6.3	3.74	0	0.46	1.01	0	0.44	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 18A	6.3	4.75	0	0.57	1.27	0	0.55	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 18B	6.3	4.53	0	0.55	1.21	0	0.52	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 18C	6.3	4.73	0	0.57	1.26	0	0.54	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 19	6.3	4.42	0	0.53	1.18	0	0.51	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 20A	6.3	3.08	0	0.98	4.2	0	0.91	0.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS 20B	6.3	3.08	0	0.98	4.2	0	0.91	0.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LVS_16C	0.4	4.75	0	1.22	0.73	0	1.2	0.29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Main SS Tuba	150	5	20	3	10	1.5	6	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 10	6.3	3.24	0	1.03	4.4	0	0.96	0.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 11	6.3	4.75	0	1.74	7.46	0	4	0.75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 4.23. Persentase Harmonic Current
(Contents in 1 MVA Base)

BRANCH TABULATION																	
% Harmonic Current Contents in 1 MVA Base																	
Branch	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
MVS 09_17A	76.1	0	4.73	8.47	0	2.7	0.19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_17B	103	0	6.24	11	0	3.36	0.23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_18A	4.74	0	0.55	1.2	0	0.51	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_18B	97.4	0	6.22	11.3	0	3.77	0.27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_18C	26.7	0	1.69	3.07	0	1.01	0.07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_19	44.9	0	3.13	5.95	0	2.12	0.15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUTM 20kV	13.9	0	36.4	51.5	0	7.53	1.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T11	5	0	1.24	0.74	0	1.21	0.29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T20	3.51	0	0.21	0.38	0	0.12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T21	3.2	0	0.19	0.34	0	0.11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 16A	2.06	0	0.1	1.67	0	1	0.22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 16B	6.37	0	1.57	0.93	0	1.51	0.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 17	7.28	0	0.84	1.81	0	0.75	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM18A	5.51	0	0.63	1.37	0	0.57	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 18C	5.02	0	0.58	1.25	0	0.52	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 19A	4.16	0	0.47	1.02	0	0.42	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 19B	6.51	0	0.74	1.6	0	0.66	0.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 19C	5.04	0	0.58	1.24	0	0.51	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 20B	4.22	0	1.27	5.34	0	1.11	0.19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 21	2.4	0	0.73	3.08	0	0.66	0.11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 4.24. Persentase Harmonic Current
(% of Fundamental Current)

BRANCH TABULATION																		
% Harmonic Currents (% of Fundamental Current)																		
Branch	Funda- mental	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	A	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
MVS 09_17A	789.53	8.83	0	0.55	0.98	0	0.31	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_17B	841.2	11.2	0	0.68	1.2	0	0.37	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_18A	108.58	4	0	0.46	1.01	0	0.43	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_18B	1007.1	8.87	0	0.57	1.03	0	0.34	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_18C	278.04	8.81	0	0.56	1.01	0	0.33	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MVS 09_19	707.21	5.82	0	0.41	0.77	0	0.27	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUTM 20kV	156.14	2.57	0	6.73	9.51	0	1.39	0.21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T11	112.67	4.07	0	1.01	0.6	0	0.98	0.23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T20	42.38	7.59	0	0.46	0.82	0	0.25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T21	42.77	6.85	0	0.42	0.74	0	0.23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 16A	61	3.09	0	0.14	2.5	0	1.5	0.33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 16B	138.63	4.21	0	1.04	0.62	0	1	0.24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 17	204.25	3.27	0	0.38	0.81	0	0.34	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM18A	130.2	3.88	0	0.45	0.96	0	0.4	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 18C	112.43	4.09	0	0.47	1.02	0	0.42	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 19A	102.5	3.72	0	0.42	0.91	0	0.37	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 19B	160.13	3.72	0	0.43	0.92	0	0.38	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 19C	123.85	3.73	0	0.43	0.92	0	0.38	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 20B	152.05	2.55	0	0.77	3.22	0	0.67	0.12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM 21	84.08	2.61	0	0.79	3.36	0	0.72	0.12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

BRANCH TABULATION (lanjutan)																	
% Harmonic Currents (% of Fundamental Current)																	
Branch	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
ID	25	29	31	35	37	41	43	47	49	53	55	59	61	65	67	71	73
TM_17	5.82	0	0.67	1.47	0	0.62	0.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM_17A	9.83	0	0.6	1.05	0	0.32	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM_18A	4.75	0	0.55	1.2	0	0.51	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TM_20A	4.51	0	1.35	5.67	0	1.18	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TX 3A	66.6	0	146	231	0	131	14.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TX 3B	66.6	0	146	231	0	131	14.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TX 07	40.9	0	1	14.2	0	6.36	1.27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TX 08	24	0	53.1	95.2	0	24.3	4.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TX 09	63.9	0	155	350	0	196	27.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TX 10	104	0	93.7	87.5	0	98.5	10.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TX 11	3.37	0	1.19	5.04	0	2.66	0.49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TX 18B4	0.11	0	0.01	0.03	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 4.25. *Voltage Individual Harmonic Distorsion (VIHD) Report*

VIHD (Individual Harmonic Distortion) Report				
Bus	kV	Voltage Distortion		Orde
		Fund.	VHD	
ID		%	%	
Bus1	6	100	24.13	9
Bus5	0.38	99.37	4.95	2
Bus7	0.38	99.21	4.93	2
Bus8	0.38	99.38	4.94	2
Bus9	0.38	99.35	4.95	2
Bus10	0.38	99.37	4.95	2
Bus11	0.38	99.33	4.95	2
Bus12	0.38	99.27	4.96	2
Bus13	0.38	98.84	4.95	2
Bus14	0.38	99.23	5	2
Bus15	0.38	98.85	5.05	2
Bus16	0.38	99.12	4.91	2
Bus17	0.38	98.81	4.88	2
Bus18	0.38	99.44	4.95	2
Bus22	0.38	98.37	4.81	2
Bus23	0.38	99.47	4.95	2
Bus24	0.38	99.52	4.96	2
Bus27	0.38	99.05	4.91	2
Bus28	0.38	99.02	4.89	2
Bus29	0.38	98.35	4.84	2
Bus32	0.38	99.13	4.96	2
Bus40	0.38	99.15	4.96	2
Bus41	0.38	99.15	4.96	2
Bus50	0.38	99.28	4.93	2
Bus52	0.38	99.46	4.96	2
Bus53	0.38	99.37	4.96	2
Bus54	0.38	99.49	4.96	2
Bus55	0.38	99.52	4.96	2
Bus56	0.38	99.53	4.96	2
Bus57	0.38	99.48	4.96	2
Bus58	0.38	99.51	4.96	2
Bus59	0.38	99.46	4.96	2
Bus60	0.38	99.48	4.96	2
Bus61	0.38	99.07	4.96	2
Bus62	0.38	99.42	4.96	2
Bus63	0.38	98.81	4.96	2
MAIN_BUS 2	0.38	99.57	4.96	2
MAIN_BUS 3	0.38	99.57	4.96	2
MAIN_BUS4	0.38	99.57	4.96	2
MAIN_BUS5	0.38	99.57	4.96	2
MAIN_BUS6	0.38	99.22	4.96	2
MAIN_BUS I	0.38	99.57	4.96	2

Tabel 4.26. *Voltage Total Harmonic Distorsion Report*

VTHD (Total Harmonic Distorsion) Report			
Bus	kV	Voltage Distortion	
		Fund.	THD
ID		%	%
Bus1	6	100	24.13
Bus5	0.38	99.37	4.95
Bus7	0.38	99.21	4.93
Bus8	0.38	99.38	4.94
Bus9	0.38	99.35	4.95
Bus10	0.38	99.37	4.95
Bus11	0.38	99.33	4.95
Bus12	0.38	99.27	4.96
Bus13	0.38	98.84	4.95
Bus14	0.38	99.23	5
Bus15	0.38	98.85	5.05
Bus16	0.38	99.12	4.91
Bus17	0.38	98.81	4.88
Bus18	0.38	99.44	4.95
Bus19	0.38	99.55	4.96
Bus20	0.38	98.63	4.89
Bus21	0.38	99.34	4.94
Bus22	0.38	98.37	4.81
Bus23	0.38	99.47	4.95
Bus24	0.38	99.52	4.96
Bus27	0.38	99.05	4.91
Bus28	0.38	99.02	4.89
Bus37	0.38	99.1	4.96
Bus38	0.38	99.08	4.96
Bus39	0.38	99.13	4.96
Bus54	0.38	99.49	4.96
Bus55	0.38	99.52	4.96
Bus56	0.38	99.53	4.96
Bus57	0.38	99.48	4.96
Bus58	0.38	99.51	4.96
Bus59	0.38	99.46	4.96
Bus60	0.38	99.48	4.96
Bus61	0.38	99.07	4.96
Bus62	0.38	99.42	4.96
Bus63	0.38	98.81	4.96
MAIN_BUS 2	0.38	99.57	4.96
MAIN_BUS 3	0.38	99.57	4.96
MAIN_BUS4	0.38	99.57	4.96
MAIN_BUS5	0.38	99.57	4.96
MAIN_BUS6	0.38	99.22	4.96
MAIN_BUS I	0.38	99.57	4.96

Tabel 4.27. Hasil *Total Generation, Loading and Demand* Menggunakan ETAP Power Station Dengan Kompensasi Pemasangan Harmonic Filter

SUMMARY OF TOTAL GENERATION , LOADING & DEMAND					
	MW	Mvar	MVA	% PF	
Swing Bus(es):	2.759	0.269	2.776	99.53	Lagging
Generators:	0	0	0	100	Lagging
Total Demand:	2.763	0.269	2.776	99.53	Lagging
Total Motor Load:	2.385	1.146	2.646	90.13	Lagging
Total Static Load:	0.357	-0.958			
Apparent Losses:	0.021	0.081			
System Mismatch:	0	0			
Number of Iterations:	2				

Dengan pemasangan harmonik filter dapat diperoleh penyaluran daya yang optimal. Hal ini dapat diketahui dengan semakin berkurangnya rugi daya aktif maupun daya reaktif, peningkatan nilai faktor daya, penurunan total daya reaktif dari beban-beban statis yang berpotensi menimbulkan distorsi harmonik tidak lepas dari kompensasi harmonik filter yang terpasang. Pada kenyataannya sistem terdistorsi oleh voltages harmonic dan harmonic current pada orde 9. dalam hal ini yang paling mendominasi adalah harmonik pada orde 9 (lihat tabel 4.25 & 4.26).

4.6. Validasi

Perhitungan dan simulasi dengan program ETAP *Power Station* telah dilakukan pada sistem kelistrikan PG. Kebon Agung Malang, berdasarkan hasil perbandingan nilai referensi dan hasil perhitungan program maka ETAP *Power Station* dapat melakukan perhitungan dengan baik, hal ini dapat dilihat pada report

yang menunjukkan kecenderungan hampir sama dengan nilai referensi. Hal ini dapat di lihat pada tegangan, $\cos \phi$ dan aliran daya.

4.7. Hasil dan Analisa Hasil Perbandingan Kompensasi Kapasitor Dengan Kompensasi Pemasangan *Harmonic Filter*

4.7.1. Hasil Perhitungan dari Simulasi Kompensasi Kapasitor Dengan Kompensasi Pemasangan *Harmonic Filter*

Untuk mengetahui hasil kompensasi yang lebih baik maka hasil dari kedua alat kompensasi ini dapat dibandingkan. Dari tabel 4.28 dapat disimpulkan kompensasi dengan harmonik filter memberikan hasil yang lebih baik.

Dengan pemasangan harmonik filter sebesar 1.079,7 kVar sebagai kompensator daya reaktif dan sebagai minimisator harmonisa, maka:

- **Daya Aktif**

Secara keseluruhan dapat diamati ditabel 4.28. Perbandingan sebelum dan setelah kompensasi pemasangan *harmonic filter* kapasitor. Daya aktif mengalami kenaikan..

$$\begin{aligned} \text{Kenaikan Daya Aktif} &= 2,763 \text{ MW} - 2,759 \text{ MW} \\ &= 0,004 \text{ MW} \\ &= 4 \text{ kW} \end{aligned}$$

- **Daya Reaktif**

$$\begin{aligned}\text{Penurunan Daya Reaktif} &= 0,964 \text{ MVar} - 0,269 \text{ MVar} \\ &= 0,695 \text{ MVar}\end{aligned}$$

Dengan pemasangan *harmonic filter* maka diperoleh kompensasi daya reaktif sebesar 0,695 MVar, hal ini terjadi disebabkan rugi-rugi daya reaktif pada jaringan juga berkurang:

$$\begin{aligned}\text{Penurunan Losses (MW)} &= 0,023 \text{ MW} - 0,021 \text{ MW} \\ &= 0,002 \text{ MW} \\ &= 2 \text{ kW}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Penurunan Losses (Mvar)} &= 0,089 \text{ MVar} - 0,081 \text{ MVar} \\ &= 0,008 \text{ MVar} \\ &= 8 \text{ kVar}\end{aligned}$$

- **Daya Semu**

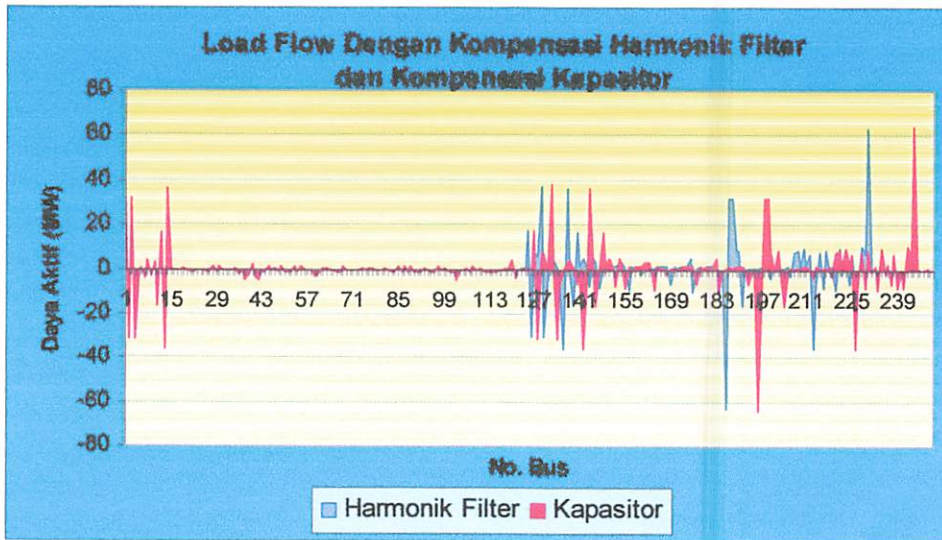
$$\begin{aligned}\text{Penurunan Daya Semu (MVA)} &= 2,922 \text{ MVA} - 2,776 \text{ MVA} \\ &= 0,146 \text{ MVA} \\ &= 146 \text{ kVA}\end{aligned}$$

Pemasangan filter sebagai kompensator harmonisa dan daya reaktif akan menyebabkan daya reaktif yang diserap oleh beban dari sumber akan berkurang dan pengurangan daya reaktif ini menyebabkan daya total (MVA) yang diserap beban dari sumber juga akan berkurang sehingga sejumlah kenaikan daya (MVA) dapat digunakan untuk menanggung beban lagi.

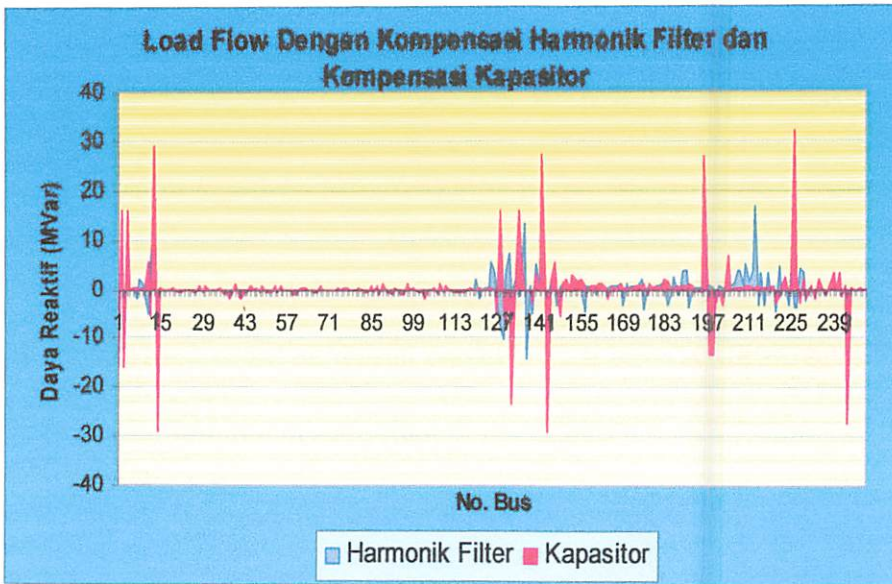
Tabel 4.28. Perbandingan Aliran Daya Aktif dan Reaktif Sebelum dan Sesudah Kompensasi *Harmonic Filter*

Kompensasi Kapasitor					Kompensasi Harmonik Filter					
	MW	Mvar	MVA	% PF		MW	Mvar	MVA	% PF	
Swing Bus(es):	2.759	0.964	2.922	94.4	Lagging	2.763	0.269	2.776	99.53	Lagging
Generators:	0	0	0	100	Lagging	0	0	0	100	Lagging
Total Demand:	2.759	0.964	2.922	94.4	Leading	2.763	0.269	2.776	99.53	Leading
Total Motor Load:	2.385	1.146	2.646	90.1	Lagging	2.385	1.146	2.646	90.13	Lagging
Total Static Load:	0.351	-0.271				0.357	-0.958			
Apparent Losses:	0.023	0.089				0.021	0.081			
System Mismatch:	0	0				0	0			
Number of Iterations:	2					2				

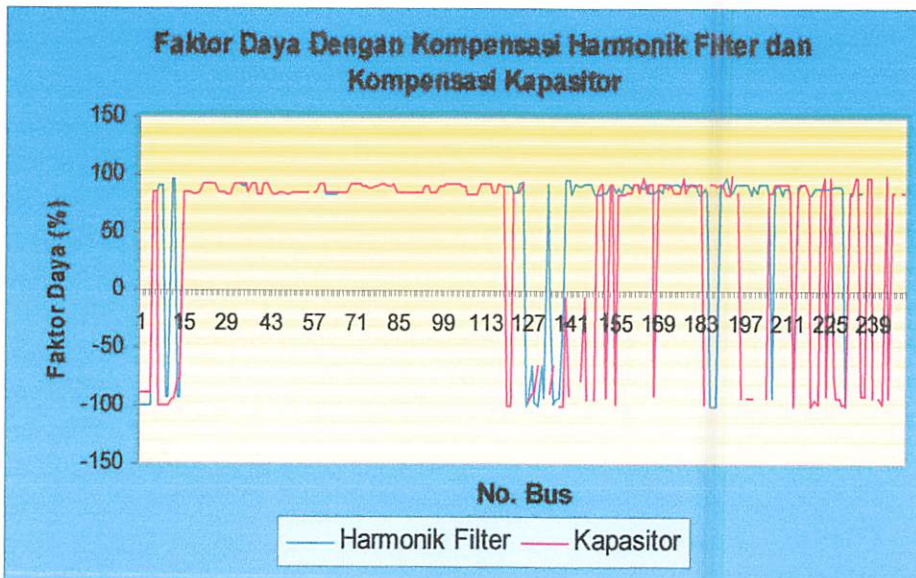
Dari tabel di atas dapat kita lihat bahwa dengan adanya kompensasi daya reaktif dari filter, maka akan meningkatkan faktor daya. Sehingga mengakibatkan penurunan konsumsi daya reaktif dan peningkatan daya aktif seperti tampak pada grafik berikut ini :



Grafik 4.1. Perbandingan Daya Aktif dengan Menggunakan Kompensasi Kapasitor dengan Kompensasi Filter Harmonik



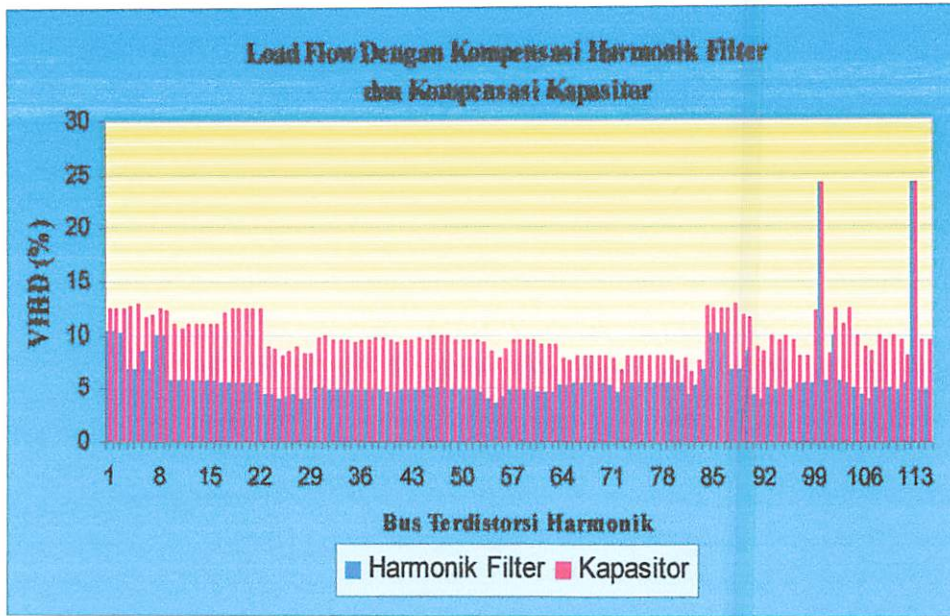
Grafik 4.2. Perbandingan Daya Reaktif dengan Menggunakan Kompensasi Kapasitor dengan Kompensasi Filter Harmonik



Grafik 4.3. Perbandingan Faktor Daya dengan Menggunakan Kompensasi Kapasitor dengan Kompensasi Filter Harmonik

Tabel 4.29. Perbandingan *Voltage Individual Harmonic Distorsion* (VIHD) Kompensasi Kapasitif dengan Kompensasi Harmonik Filter

Kompensasi Kapasitor					Kompensasi Harmonik Filter				
Bus ID	kV	Voltage Distortion		Orde	Bus ID	kV	Voltage Distortion		Orde
		Fund. %	VHD %				Fund. %	VHD %	
Bus1	6	100	24.13	9	Bus1	6	100	24.13	9
Bus5	0.38	98.73	13.21	7	Bus5	0.38	99.4	4.95	2
Bus7	0.38	98.57	13.43	7	Bus7	0.38	99.2	4.93	2
Bus8	0.38	98.74	13.45	7	Bus8	0.38	99.4	4.94	2
Bus9	0.38	98.71	13.46	7	Bus9	0.38	99.4	4.95	2
Bus10	0.38	98.74	13.46	7	Bus10	0.38	99.4	4.95	2
Bus11	0.38	98.69	13.47	7	Bus11	0.38	99.3	4.95	2
Bus12	0.38	98.64	13.49	7	Bus12	0.38	99.3	4.96	2
Bus13	0.38	98.21	13.48	7	Bus13	0.38	98.8	4.95	2
Bus14	0.38	98.48	13.68	7	Bus14	0.38	99.2	5	2
Bus15	0.38	98.07	13.86	7	Bus15	0.38	98.9	5.05	2
Bus16	0.38	98.48	13.36	7	Bus16	0.38	99.1	4.91	2
Bus17	0.38	98.17	13.31	7	Bus17	0.38	98.8	4.88	2
Bus18	0.38	98.81	13.48	7	Bus18	0.38	99.4	4.95	2
Bus19	0.38	98.92	13.5	7	Bus19	0.38	99.6	4.96	2
Bus20	0.38	97.99	13.33	7	Bus20	0.38	98.6	4.89	2
Bus21	0.38	98.71	13.46	7	Bus21	0.38	99.3	4.94	2
Bus22	0.38	97.73	13.12	7	Bus22	0.38	98.4	4.81	2
Bus23	0.38	98.84	13.48	7	Bus23	0.38	99.5	4.95	2
Bus24	0.38	98.88	13.49	7	Bus24	0.38	99.5	4.96	2
Bus27	0.38	98.42	13.37	7	Bus27	0.38	99.1	4.91	2
Bus28	0.38	98.38	13.32	7	Bus28	0.38	99	4.89	2
Bus29	0.38	97.71	13.2	7	Bus29	0.38	98.4	4.84	2
Bus32	0.38	98.49	13.49	7	Bus32	0.38	99.1	4.96	2
Bus33	0.38	98.22	13.49	7	Bus33	0.38	98.9	4.96	2
Bus34	0.38	98.22	13.49	7	Bus34	0.38	98.9	4.96	2
Bus50	0.38	98.65	13.43	7	Bus50	0.38	99.3	4.93	2
Bus52	0.38	98.82	13.49	7	Bus52	0.38	99.5	4.96	2
Bus53	0.38	98.73	13.5	7	Bus53	0.38	99.4	4.96	2
Bus54	0.38	98.86	13.49	7	Bus54	0.38	99.5	4.96	2
Bus55	0.38	98.88	13.49	7	Bus55	0.38	99.5	4.96	2
MAIN_BUS 2	0.38	98.93	13.5	7	MAIN_BUS 2	0.38	99.6	4.96	2
MAIN_BUS 3	0.38	98.93	13.5	7	MAIN_BUS 3	0.38	99.6	4.96	2
MAIN_BUS4	0.38	98.93	13.5	7	MAIN_BUS4	0.38	99.6	4.96	2
MAIN_BUS5	0.38	98.93	13.5	7	MAIN_BUS5	0.38	99.6	4.96	2
MAIN_BUS6	0.38	98.59	13.49	7	MAIN_BUS6	0.38	99.2	4.96	2
MAIN_BUS I	0.38	98.93	13.5	7	MAIN_BUS I	0.38	99.6	4.96	2

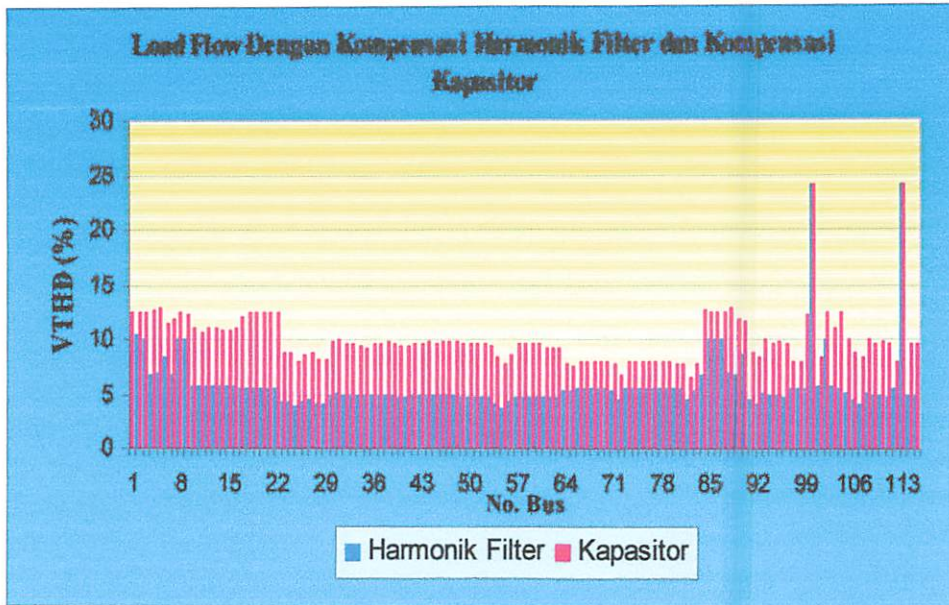


Grafik 4.4. Perbandingan *Voltage Individual Harmonic Distorsion* (VIHD) Kompensasi Kapasitor dengan Kompensasi *Harmonic Filter*

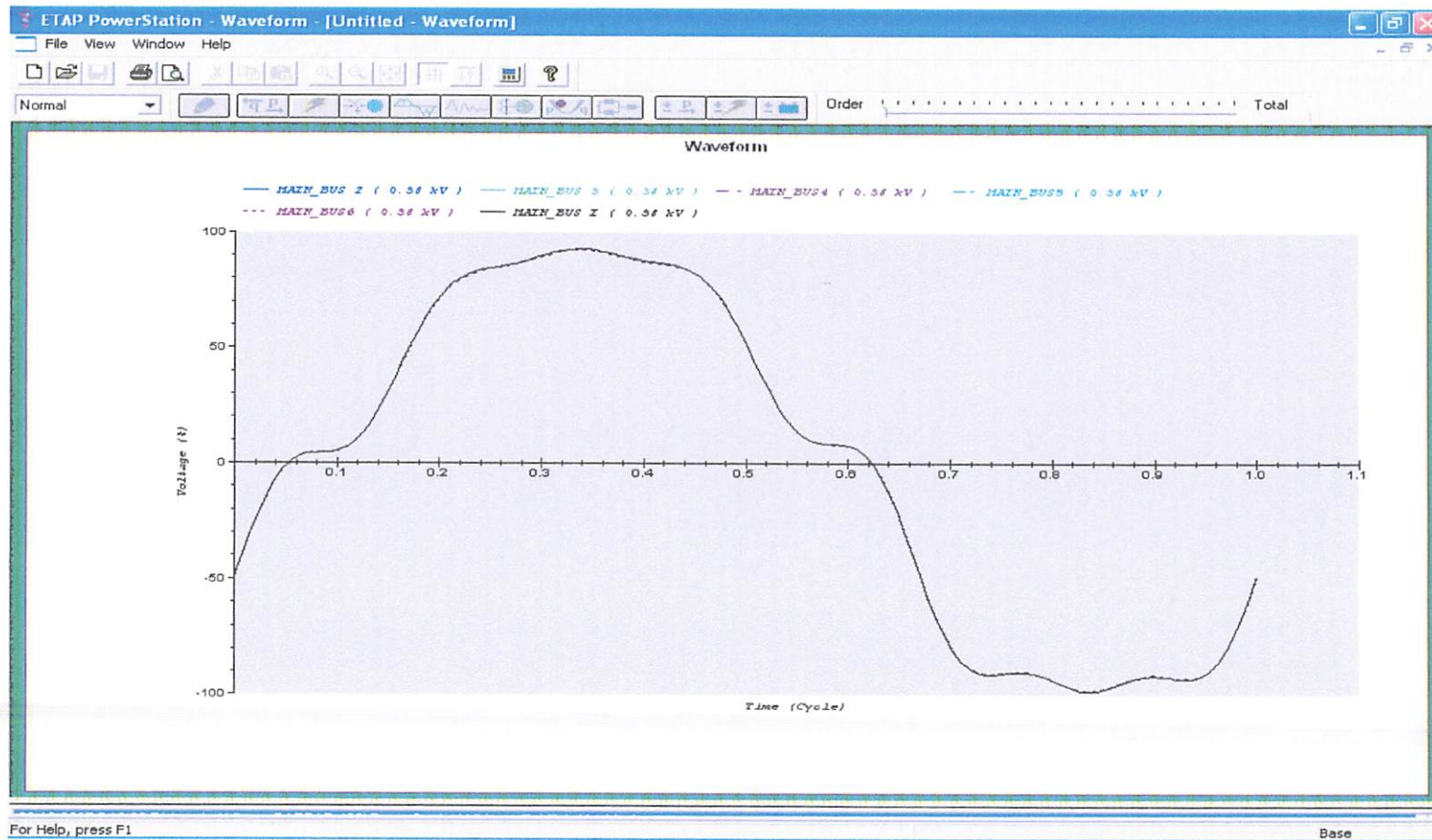
Dengan kompensasi kapasitor sistem memiliki VIHD rata-rata sebesar 13,49 %. Sedangkan dengan menggunakan kompensasi *harmonic filter* rata-rata VIHD secara rata-rata sebesar 4,96 %. Walaupun dengan kompensasi *harmonic filter* masih mengandung VIHD di atas 5 % tapi jika dibandingkan dengan VIHD pada saat menggunakan kompensasi kapasitor, kompensasi *harmonic filter* masih jauh lebih baik.

Tabel 4.30. Perbandingan *Voltage Total Harmonic Distorsion* (VTHD) Kompensasi Kapasitor dengan Kompensasi *Harmonic filter*

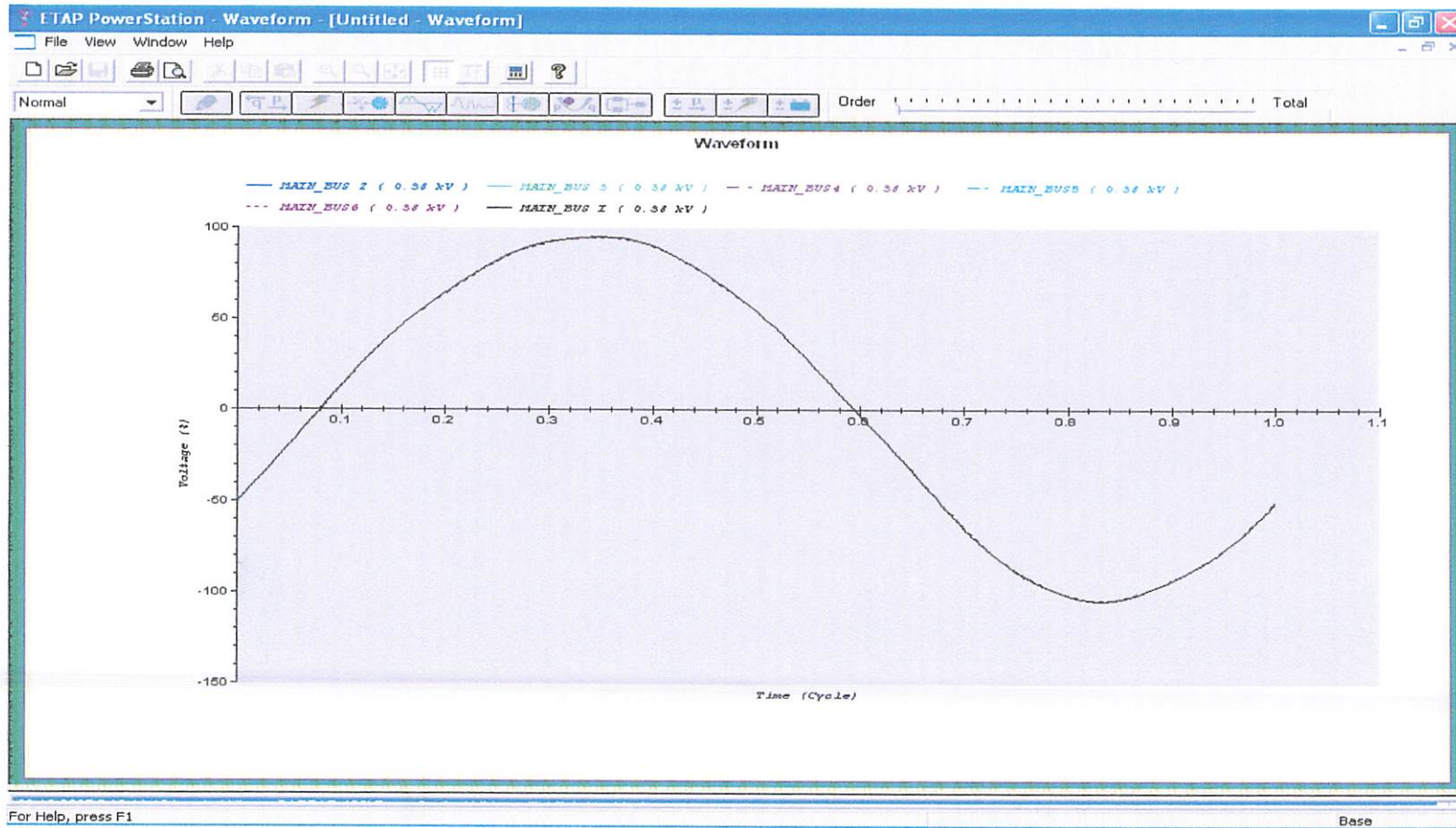
Kompensasi Kapasitor				Kompensasi Harmonik Filter			
Bus ID	kV	Voltage Distortion		Bus ID	kV	Voltage Distortion	
		Fund. %	THD %			Fund. %	THD %
Bus1	6	100	24.13	Bus1	6	100	24.1
Bus5	0.38	98.73	13.21	Bus5	0.38	99.37	4.95
Bus7	0.38	98.57	13.43	Bus7	0.38	99.21	4.93
Bus8	0.38	98.74	13.45	Bus8	0.38	99.38	4.94
Bus9	0.38	98.71	13.46	Bus9	0.38	99.35	4.95
Bus10	0.38	98.74	13.46	Bus10	0.38	99.37	4.95
Bus11	0.38	98.69	13.47	Bus11	0.38	99.33	4.95
Bus12	0.38	98.64	13.49	Bus12	0.38	99.27	4.96
Bus13	0.38	98.21	13.48	Bus13	0.38	98.84	4.95
Bus14	0.38	98.48	13.68	Bus14	0.38	99.23	5
Bus15	0.38	98.07	13.86	Bus15	0.38	98.85	5.05
Bus16	0.38	98.48	13.36	Bus16	0.38	99.12	4.91
Bus17	0.38	98.17	13.31	Bus17	0.38	98.81	4.88
Bus18	0.38	98.81	13.48	Bus18	0.38	99.44	4.95
Bus38	0.38	98.44	13.49	Bus38	0.38	99.08	4.96
Bus39	0.38	98.49	13.49	Bus39	0.38	99.13	4.96
Bus40	0.38	98.51	13.49	Bus40	0.38	99.15	4.96
Bus41	0.38	98.52	13.49	Bus41	0.38	99.15	4.96
Bus50	0.38	98.65	13.43	Bus50	0.38	99.28	4.93
Bus52	0.38	98.82	13.49	Bus52	0.38	99.46	4.96
Bus53	0.38	98.73	13.5	Bus53	0.38	99.37	4.96
Bus58	0.38	98.87	13.49	Bus58	0.38	99.51	4.96
Bus59	0.38	98.83	13.5	Bus59	0.38	99.46	4.96
Bus60	0.38	98.85	13.5	Bus60	0.38	99.48	4.96
Bus61	0.38	98.44	13.49	Bus61	0.38	99.07	4.96
Bus62	0.38	98.79	13.5	Bus62	0.38	99.42	4.96
Bus63	0.38	98.18	13.49	Bus63	0.38	98.81	4.96
MAIN_BUS 2	0.38	98.93	13.5	MAIN_BUS 2	0.38	99.57	4.96
MAIN_BUS 3	0.38	98.93	13.5	MAIN_BUS 3	0.38	99.57	4.96
MAIN_BUS4	0.38	98.93	13.5	MAIN_BUS4	0.38	99.57	4.96
MAIN_BUS5	0.38	98.93	13.5	MAIN_BUS5	0.38	99.57	4.96
MAIN_BUS6	0.38	98.59	13.49	MAIN_BUS6	0.38	99.22	4.96
MAIN_BUS 1	0.38	98.93	13.5	MAIN_BUS 1	0.38	99.57	4.96



Grafik 4.5. Perbandingan *Voltage Total Harmonic Distorsion* (VTHD) Kompensasi Kapasitor dengan Kompensasi *Harmonic Filter*



Gambar 4.4. Bentuk Gelombang Resultan dari Frekuensi Dasar dan Harmonisanya Sebelum Pemasangan *Harmonic Filter*



Gambar 4.5. Bentuk Gelombang Resultan dari Frekuensi Dasar dan Harmonisnya Setelah Pemasangan *Harmonic Filter*

Dengan menggunakan kompensasi *harmonic filter* maka harmonisa dapat direduksi hingga 4,81 % seperti pada Bus 22. Tetapi tidak semua bus bisa turun hingga di bawah 5 % dikarenakan beban-beban yang besar yang ada dalam sistem. Bila kita menurunkan harmonisa dengan memasang filter harmonisa di semua bus maka dapat mengakibatkan sistem mengalami *over voltage*. Dengan pertimbangan tersebut maka pemasangan dilakukan pada posisi yang tepat sehingga bisa mereduksi harmonisa sistem semaksimal mungkin walaupun di beberapa bus tidak bisa direduksi sehingga kurang dari ketentuan $THD \leq 5\%$ secara maksimal. Tetapi jika dibandingkan dengan kompensasi kapasitor yang sesuai dengan kenyataan di lapangan, kompensasi dengan pemasangan harmonik filter jauh lebih baik dalam mereduksi harmonisa sistem.

BAB V

PENUTUP

5.1. Kesimpulan

Dari hasil analisa pemasangan *harmonic filter* untuk kompensasi harmonisa pada sistem kelistrikan di PG. Kebon Agung Malang, dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Pemasangan *harmonic filter* mampu menurunkan *Voltage Total Harmonic Distorsion* (VTHD) sistem dari 13,4 % menjadi 4,9 %.
2. Dengan menurunnya VTHD pada sistem, maka dapat menurunkan kebutuhan daya reaktif sebesar :

$$\begin{aligned}\text{Penurunan Daya Reaktif} &= 0,964 \text{ MVar} - 0,269 \text{ MVar} \\ &= 0,695 \text{ MVar} \\ &= 695 \text{ kVar}\end{aligned}$$

3. Faktor daya pada sistem kelistrikan di PG. Kebon Agung Malang juga mengalami peningkatan dari 0,94 menjadi 0,99.

5.2. Saran

Dari hasil analisa penggunaan *harmonic filter* untuk kompensasi harmonisa pada PG. Kebon Agung Malang masih belum sempurna, karena masih terdapat VTHD yang melebihi dari standar yang ditentukan yaitu ≤ 5 %. Untuk itu pembahasan permasalahan harmonisa menggunakan metode yang lain dapat dibahas lebih lanjut.

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Almanda, Deni.” *Peranan Kapasitor Dalam Penggunaan Energi Listrik*”, Elektro Indonesia, nomor30, Tahun VI, 2000
<http://www.elektroindonesia.com/elektro/ener30a.html>
- [2]. Basri, Hasan, *Sistem Distribusi Daya Listrik* (Jakarta : ISTN, 1997).
- [3]. Djiteng, Marsudi, *Operasi Sistem Tenaga Listrik* (Jakarta : ISTN, 1990).
- [4]. J. Arrillaga, D.A. Bradley dan P.S. Brodger, ”*Power System Harmonics*”, Jhon Wiley & Sons,1985.
- [5]. Roger C. D., Mark F., McGragnaghan dan H. Wayne Beaty, “ *Electrical Power System Quality* “, McGraw-Hill, New York, 1996.
- [6] Saadat, Hadi. “*Power System Analysis*”, Singapore: McGraw Hill Inc, 1999, p.20.
- [7]. William D. Stevensen. JR “ *Analisis Sistem Tenaga Listrik*”, Edisi Ke-4. Erlangga.
- [8] Subrata De dan G. Bhuvanewari, “*Investigations on the Impact of VAR Rating and Quality Factor on the Effectiveness of a Shunt Passive Filter*”, IEEE Juni 2006.
- [9] Data Dari kebon Agung Malang (*Single Line*, Data Saluran, Data Pembebanan)
- [10] IEEE Standard 519, “ *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*”, 1992
- [11] . <http://www.psihq.com/harmonic/harmonix.htm>



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

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

1. Nama : Elis Veronita
2. NIM : 02.12.015
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik S-1
5. Judul Skripsi : ANALISA HARMONISA DENGAN PEMASANGAN
HARMONIC FILTER DENGAN MENGGUNAKAN
SOFTWARE ETAP POWER STATION PADA SISTEM
KELISTRIKAN DI PG. KEBON AGUNG MALANG

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

Hari : Selasa
Tanggal : 04 September 2007
Dengan Nilai : 84,05 (A) *fyf*



Ir. Mochtar Asroni, MSME
Ketua

Panitia Ujian Skripsi

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
Sekretaris

Anggota Penguji

Ir. Teguh Herbasuki, MT
Penguji Pertama

Irrine Budi S, ST. MT
Penguji Kedua



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

PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

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

Hari : Senin

Tanggal : 04 September 2007

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : Elis Veronita
2. NIM : 02.12.015
3. Jurusan : Teknik Elektro
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik S-1
5. Judul Skripsi : ANALISA HARMONISA DENGAN PEMASANGAN
HARMONIC FILTER DENGAN MENGGUNAKAN
SOFTWARE ETAP POWER STATION PADA SISTEM
KELISTRIKAN DI PG. KEBON AGUNG MALANG

.Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	Ket
1	Tabel tidak boleh terpisah.	
2	Pembuktian secara analisis/ secara matematis untuk harmonisa ganjil.	
3	Bentuk gelombang harmonisa dan setelah memakai filter ditampilkan.	

Anggota Penguji

Ir. Teguh Herbasuki, MT
Penguji Pertama

Irrine Budi S., ST. MT
Penguji Kedua

Dosen Pembimbing

Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT
Pembimbing Utama

Ir. Eko Nurcahyo
Pembimbing Kedua



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : ELIS VERONITA
Nim : 02.12.015
Masa Bimbingan : 01 Juni 2007 s/d 01 Desember 2007
Judul Skripsi : ANALISA HARMONISA DENGAN PEMASANGAN *HARMONIC FILTER* DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PG. KEBON AGUNG MALANG

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	03-06-2007	Bimbingan bab I dan II. Revisi tata cara penulisan dan isi.	
2.	22-06-2007	Acc bab I dan II.	
3.	03-07-2007	Bimbingan bab III. Revisi algoritma dan <i>flowchart</i> .	
4.	16-07-2007	Acc bab III.	
5.	25-07-2007	Bimbingan bab IV dan V. Perbaiki grafik, kesimpulan dirubah.	
6.	02-08-2007	Acc bab IV dan V. Bimbingan jurnal. Perbaiki cara penulisan dan ukuran huruf.	
7.	18-08-2007	Acc jurnal.	
8.	28-08-2007	Revisi seminar.	
9.	31-08-2007	Acc maju ujian skripsi.	

Malang, Agustus 2007
Dosen Pembimbing I,

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

Form.S-4b



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : ELIS VERONITA
Nim : 02.12.015
Masa Bimbingan : 01 Juni 2007 s/d 01 Desember 2007
Judul Skripsi : ANALISA HARMONISA DENGAN PEMASANGAN *HARMONIC FILTER* DENGAN MENGGUNAKAN *SOFTWARE ETAP POWER STATION* PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PG. KEBON MALANG

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	04-06-07	Bimbingan bab I dan II. Revisi rumusan masalah dan sumber gambar.	
2.	22-06-07	Revisi rumusan masalah dan sumber gambar. Acc.	
3.	03-07-07	Bimbingan bab III. Revisi algoritma dan <i>flowchart</i> , gambar fisik cantumkan.	
4.	18-07-07	Acc bab III.	
5.	23-07-07	Bimbingan bab IV dan V. Perbaiki grafik, kesimpulan dan saran dirubah.	
6.	01-08-07	Acc bab IV dan V.	
7.	10-08-07	Bimbingan jurnal. Rumusan dan batasan masalah dicantumkan.	
8.	18-08-07	Acc jurnal.	
9.			

Malang, Agustus 2006
Dosen Pembimbing II,

(Ir. Eko Nureahyo)
NIP. 1028700172



PT KEBON AGUNG
PABRIK GULA KEBON AGUNG
Kotak Pos 80 Telp. (0341) 801371-801064 Fax. (0341) 801143 Malang 65102

No. AE/07. 235

Kepada
Yth. Dekan Fakultas Teknik
Institut Teknologi Nasional Malang
Jl. Raya karanglo
Malang

Perihal : **Survey Pengambilan Data(T. A.)**

Sehubungan dengan surat saudara No. 964 , 965 & 967 / III.TA-2 / 2 / 07 tertanggal 10 April 2007 , perihal pada pokok surat.

Dengan ini diberitahukan bahwa kami dapat memenuhi permohonan saudara untuk melaksanakan Observasi Data (TA) di Bagian Teknik PG. Kebon Agung bagi mahasiswa :

No	N a m a	No Induk	Jurusan
1	lim Nandang	02.12.038	Teknik Industri / Tek. Listrik
2	Elis Veronita	02.12.015	"
3	Herchy Seilatuw	02.12.082	"

Pelaksanaan dapat dimulai tanggal **5 s/d 12 Juni 2007** dengan membawa pas photo ukuran 3 x 4 sebanyak 1 (satu) lembar guna melengkapi data personalia.

Demikian untuk diketahui

Kebon Agung , 4 Juni 2007

PT KEBON AGUNG
PG KEBON AGUNG
Heru Cahyono, ST.
Pembimbing

Electrical Transient Analyzer Program
ETAP PowerStation

Load Flow Analysis

Loading Category: Design
 Load Diversity Factor: None

	<u>Swing</u>	<u>Generator</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>						
Number of Buses:	3	0	51	54						
Number of Branches:	<u>XFMR2</u>	2	<u>XFMR3</u>	0	<u>Reactor</u>	0	<u>Line/Cable</u>	46	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>
	<u>Total</u>	52								

Method of Solution: Newton-Raphson Method
 Minimum No. of Iteration: 99

Convergence of Solution: 0.000100

System Frequency: 50.00
 System: Metric

Project Filename: PG_K_AGUNG
 Output Filename: D:\PROJECT\PG_AGUNG FIX\PG_AGUNG FIX [A]\HF\PG_K_AGUNG\Untitled.lfi

BUS Input Data

ID	Bus	Type	Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits	
			kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.
		Swing	6.000	100.0	0.0							
		Load	0.380	100.0	0.0		0.040	0.020				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.121	0.053				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.080	0.035				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.021	0.011				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.091	0.041				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.020	0.011				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.042	0.020				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.040	0.020				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.213	0.132	0.000	-0.117		
		Load	0.380	100.0	0.0		0.213	0.132	0.000	-0.082		
		Load	0.380	100.0	0.0		0.170	0.074				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.169	0.074				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.042	0.020				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.020	0.010				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.221	0.095				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.043	0.021				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.258	0.111				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.022	0.011				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.021	0.011				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.115	0.051				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.105	0.046				
		Load	0.380	100.0	0.0		0.164	0.071				
		Load	0.380	100.0	0.0				0.016	0.011		

ct: JUNI 2007
 er: SSTE Lab. Crew
 ne: PG_K_AGUNG

Study Case:

SN: KLGCONSULT
 LF Revision: Base
 Config.: Normal

Load	0.380	100.0	0.0				0.016	0.011	
Load	0.380	100.0	0.0				0.016	0.011	
Load	0.380	100.0	0.0				0.016	0.011	
Load	0.380	100.0	0.0				0.101	0.060	
Load	0.380	100.0	0.0				0.024	0.010	
Load	0.380	100.0	0.0				0.007	0.003	
Load	0.380	100.0	0.0				0.008	0.004	
Load	0.380	100.0	0.0				0.003	0.002	
Load	0.380	100.0	0.0				0.007	0.002	
Load	0.380	100.0	0.0		0.044	0.021			
Load	0.380	100.0	0.0		0.033	0.016			
Load	0.380	100.0	0.0		0.033	0.016			
Load	0.380	100.0	0.0		0.021	0.011			
Load	0.380	100.0	0.0		0.011	0.006			
Load	0.380	100.0	0.0				0.018	0.006	
Load	0.380	100.0	0.0				0.018	0.006	
Load	0.380	100.0	0.0		0.011	0.006			
Load	0.380	100.0	0.0				0.018	0.006	
Load	0.380	100.0	0.0				0.018	0.006	
Load	0.380	100.0	0.0				0.024	0.010	
Load	0.380	100.0	0.0				0.007	0.003	
Load	0.380	100.0	0.0				0.046	0.013	
Swing	0.380	100.0	0.0		0.106	0.047			
Swing	0.380	100.0	0.0		0.134	0.059			
Load	0.380	100.0	0.0				0.000	-0.124	
Load	0.380	100.0	0.0				0.000	-0.235	
Load	0.380	100.0	0.0				0.000	-0.212	
Load	0.380	100.0	0.0				0.000	-0.212	
Load	0.380	100.0	0.0				0.000	-0.006	
Load	0.380	100.0	0.0				0.000	-0.155	
Load	0.380	100.0	0.0				0.000	-0.967	
number of Buses: 54				0.000	0.000	2.625	1.252	0.364	-0.967

LINE / CABLE Input Data

Line/Cable ID	Library	Ohms or Mohs / 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)							X	Y
		Size	Length(m)	#/Phase	T (°)	C)	R			
Cable4	1MCUN4	185	55.0	2	75	0.122083	0.073000	0.0001442		
Cable5	1MCUN4	240	55.0	2	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable6	1MCUN4	300	130.0	1	75	0.076302	0.071000	0.0001643		
Cable7	1MCUN3	185	40.0	2	75	0.122083	0.073000	0.0001442		
Cable8	1MCUN4	240	130.0	1	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable9	1MCUN4	120	45.0	1	75	0.186940	0.073000	0.0001499		
Cable10	1MCUN4	120	115.0	1	75	0.186940	0.073000	0.0001499		
Cable11	1MCUN3	185	36.0	2	75	0.122083	0.073000	0.0001442		
Cable12	1MCUN3	185	69.0	2	75	0.122083	0.073000	0.0001442		
Cable13	0MCUN3	240	58.0	2	75	0.092000	0.087100			
Cable14	1MCUN1	185	78.0	3	75	0.122083	0.095000	0.0001565		
Cable15	1MCUN1	240	26.0	3	75	0.092516	0.092000	0.0001703		
Cable16	1MCUN3	185	118.0	3	75	0.122083	0.073000	0.0001442		
Cable17	1MCUN1	240	165.0	3	75	0.092516	0.092000	0.0001703		
Cable18	1MCUN1	240	150.0	3	75	0.092516	0.092000	0.0001703		
Cable19	0MCUN3	240	45.0	1	75	0.092000	0.087100			
Cable20	0MCUN3	240	25.0	1	75	0.092000	0.087100			
Cable24	1MCUN1	240	154.0	3	75	0.092516	0.092000	0.0001703		
Cable25	1MCUN2	240	154.0	3	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable26	1MCUN2	240	154.0	3	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable27	1MCUN1	240	168.0	3	75	0.092516	0.092000	0.0001703		
Cable28	1MCUN2	240	256.0	3	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable30	1MCUN1	240	49.0	3	75	0.092516	0.092000	0.0001703		
Cable31	1MCUN4	240	120.0	2	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable32	1MCUN4	240	240.0	1	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable33	1MCUN4	240	240.0	1	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable34	1MCUN4	240	120.0	1	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable35	1MCUN4	240	130.0	2	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable36	1MCUN4	240	123.0	2	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable37	1MCUN4	240	240.0	1	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable38	1MCUN4	240	130.0	1	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable39	1MCUN4	240	240.0	1	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable40	1MCUN4	240	125.0	1	75	0.092516	0.072000	0.0001565		
Cable49	0MCUN1	240	189.0	3	75	0.092000	0.113200			

ct: JUNI 2007
 er: SSTE Lab. Crew
 nc: PG_K_AGUNG

Study Case:

SN: KLGCONSULT
 LF Revision: Base
 Config.: Normal

Cable ID	From Bus	To Bus	Length (m)	Phase	Conductor Size	Resistance (ohm/km)	Inductance (mH/km)	Capacitance (nF/km)
Cable50	1MCUN1	185	85.0	3	75	0.122083	0.095000	0.0001565
Cable51	1MCUN2	95	130.0	4	75	0.235582	0.073000	0.0001433
Cable52	1MCUN4	240	80.0	2	75	0.092516	0.072000	0.0001565
Cable53	1MCUN4	240	100.0	2	75	0.092516	0.072000	0.0001565
Cable54	1MCUN4	240	123.0	2	75	0.092516	0.072000	0.0001565
Cable55	1MCUN4	240	50.0	2	75	0.092516	0.072000	0.0001565
Cable56	1MCUN4	240	120.0	2	75	0.092516	0.072000	0.0001565
Cable57	1MCUN4	240	150.0	2	75	0.092516	0.072000	0.0001565
Cable58	1MCUN3	240	120.0	2	75	0.092516	0.072000	0.0001565
Cable59	1MCUN4	240	240.0	1	75	0.092516	0.072000	0.0001565
Cable60	1MCUN4	240	240.0	1	75	0.092516	0.072000	0.0001565
Cable61	1MCUN3	70	70.0	1	75	0.326191	0.075000	0.0001307

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

2-WINDING TRANSFORMER Input Data

Transformer ID	MVA	Prim. kV	Rating		N/R	Z Variation			% Tap Setting		Adjusted % Z	Phase Shift	
			Sec. kV	% Z		+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.		Type	Angle
	3.150	6.000	0.380	5.750	11.4	0	0	0	0	0	5.7500	Std Pos. Seq.	0.0
	3.150	6.000	0.380	5.750	11.4	0	0	0	0	0	5.7500	Std Pos. Seq.	0.0

BRANCH CONNECTIONS

CKT/Branch ID	Type	Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA			Y
		From Bus	To Bus	R	X	Z	
	2W XFMR	Bus1	MAIN_BUS I	15.94	181.84	182.54	
	2W XFMR	Bus1	MAIN_BUS I	15.94	181.84	182.54	
04	Cable	MAIN_BUS 2	Bus7	232.50	139.02	270.89	0.0000023
05	Cable	MAIN_BUS 2	Bus8	176.19	137.12	223.26	0.0000025
06	Cable	MAIN_BUS 2	Bus9	686.93	639.20	938.32	0.0000031
07	Cable	MAIN_BUS 2	Bus10	169.09	101.11	197.01	0.0000017
08	Cable	MAIN_BUS 2	Bus11	832.90	648.20	1055.41	0.0000029
09	Cable	MAIN_BUS 2	Bus12	582.57	227.49	625.41	0.0000010
10	Cable	MAIN_BUS 2	Bus13	1488.79	581.37	1598.27	0.0000025
11	Cable	MAIN_BUS I	Bus14	152.18	91.00	177.31	0.0000015
12	Cable	MAIN_BUS I	Bus15	291.68	174.41	339.85	0.0000029
13	Cable	MAIN_BUS I	Bus16	184.76	174.92	254.43	
14	Cable	MAIN_BUS 3	Bus18	219.82	171.05	278.53	0.0000053
15	Cable	MAIN_BUS 3	Bus19	55.53	55.22	78.31	0.0000019
16	Cable	MAIN_BUS 3	Bus20	332.54	198.85	387.46	0.0000074
17	Cable	MAIN_BUS 3	Bus21	352.38	350.42	496.95	0.0000122
18	Cable	MAIN_BUS 3	Bus22	320.35	318.56	451.78	0.0000111
19	Cable	MAIN_BUS 3	Bus23	286.70	271.43	394.81	
20	Cable	MAIN_BUS 3	Bus24	159.28	150.80	219.34	
24	Cable	MAIN_BUS 4	Bus5	328.89	327.05	463.82	0.0000114
25	Cable	MAIN_BUS 4	Bus17	328.89	255.96	416.75	0.0000104
26	Cable	MAIN_BUS 4	Bus27	328.89	255.96	416.75	0.0000104
27	Cable	MAIN_BUS 4	Bus28	358.79	356.79	505.99	0.0000124
28	Cable	MAIN_BUS 4	Bus29	546.73	425.48	692.78	0.0000174
30	Cable	MAIN_BUS 5	MAIN_BUS 6	104.65	104.06	147.58	0.0000036
31	Cable	MAIN_BUS 6	Bus32	384.42	299.17	487.11	0.0000054
32	Cable	MAIN_BUS 6	Bus33	1537.67	1196.68	1948.45	0.0000054
33	Cable	MAIN_BUS 6	Bus34	1537.67	1196.68	1948.45	0.0000054
34	Cable	MAIN_BUS 6	Bus35	768.83	598.34	974.22	0.0000027
35	Cable	MAIN_BUS 6	Bus36	416.45	324.10	527.70	0.0000059
36	Cable	MAIN_BUS 6	Bus37	394.03	306.65	499.29	0.0000056
37	Cable	MAIN_BUS 6	Bus38	1537.67	1196.68	1948.45	0.0000054
38	Cable	MAIN_BUS 6	Bus39	832.90	648.20	1055.41	0.0000029
39	Cable	MAIN_BUS 6	Bus40	1537.67	1196.68	1948.45	0.0000054
40	Cable	MAIN_BUS 6	Bus41	800.87	623.27	1014.82	0.0000028
49	Cable	MAIN_BUS 3	Bus50	401.39	493.88	636.42	
50	Cable	MAIN_BUS 5	Bus52	239.54	186.40	303.53	0.0000058
51	Cable	MAIN_BUS 5	Bus53	530.22	164.30	555.10	0.0000108
52	Cable	MAIN_BUS 5	Bus54	256.28	199.45	324.74	0.0000036

ct: JUNI 2007
 er: SSTE Lab. Crew
 ne: PG_K_AGUNG

Study Case:

SN: KLGCONSULT
 LF Revision: Base
 Config.: Normal

le53	Cable	MAIN_BUS5	Bus55	320.35	249.31	405.93	0.0000045
le54	Cable	MAIN_BUS5	Bus60	394.03	306.65	499.29	0.0000056
le55	Cable	MAIN_BUS5	Bus56	160.17	124.65	202.96	0.0000023
le56	Cable	MAIN_BUS5	Bus57	384.42	299.17	487.11	0.0000054
le57	Cable	MAIN_BUS5	Bus59	480.52	373.96	608.89	0.0000068
le58	Cable	MAIN_BUS5	Bus58	384.42	299.17	487.11	0.0000054
le59	Cable	MAIN_BUS5	Bus61	1537.67	1196.68	1948.45	0.0000054
le60	Cable	MAIN_BUS5	Bus62	1537.67	1196.68	1948.45	0.0000054
le61	Cable	MAIN_BUS5	Bus63	1581.26	363.57	1622.52	0.0000013
.	Tie Breakr	MAIN_BUS 2	MAIN_BUS 1				
2	Tie Breakr	MAIN_BUS 1	MAIN_BUS 3				
5	Tie Breakr	MAIN_BUS 4	MAIN_BUS 5				
2	Tie Breakr	MAIN_BUS 3	MAIN_BUS 4				

EQUIPMENT CABLE Input Data

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

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap	
6.000	100.000		0.0	2.76	0.27	0	0	0	0	MAIN_BUS 1	1.38	0.13	133	99.5		
0.380	99.369	-1.5		0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 1	1.38	0.13	133	99.5		
0.380	99.208	-1.5		0	0	0.12	0.05	0	0	MAIN_BUS 4	-0.04	-0.02	68	90.0		
0.380	99.378	-1.5		0	0	0.08	0.03	0	0	MAIN_BUS 2	-0.12	-0.05	202	91.5		
0.380	99.348	-1.5		0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 2	-0.08	-0.03	132	91.7		
0.380	99.370	-1.4		0	0	0.09	0.04	0	0	MAIN_BUS 2	-0.02	-0.01	36	88.4		
0.380	99.325	-1.5		0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 2	-0.09	-0.04	153	91.4		
0.380	99.271	-1.4		0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 2	-0.02	-0.01	35	88.4		
0.380	98.843	-1.4		0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 2	-0.04	-0.02	71	90.2		
0.380	99.225	-1.5		0	0	0.21	0.13	0.00	-0.12	MAIN_BUS 2	-0.04	-0.02	68	90.0		
0.380	98.847	-1.6		0	0	0.21	0.13	0.00	-0.08	MAIN_BUS 1	-0.21	-0.02	326	99.7		
0.380	99.119	-1.5		0	0	0.17	0.07	0	0	MAIN_BUS 1	-0.21	-0.05	336	97.1		
0.380	98.812	-1.5		0	0	0.17	0.07	0	0	MAIN_BUS 1	-0.17	-0.07	284	91.7		
0.380	99.439	-1.4		0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 4	-0.17	-0.07	283	91.7		
0.380	99.550	-1.4		0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 3	-0.04	-0.02	70	90.1		
0.380	98.631	-1.5		0	0	0.22	0.10	0	0	MAIN_BUS 3	-0.02	-0.01	33	88.3		
0.380	99.340	-1.5		0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 3	-0.22	-0.10	370	91.8		
0.380	98.366	-1.7		0	0	0.26	0.11	0	0	MAIN_BUS 3	-0.04	-0.02	73	90.2		
0.380	99.473	-1.4		0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 3	-0.26	-0.11	433	91.9		
0.380	99.515	-1.4		0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 3	-0.02	-0.01	37	88.5		
0.380	99.053	-1.5		0	0	0.12	0.05	0	0	MAIN_BUS 3	-0.02	-0.01	36	88.5		
0.380	99.018	-1.6		0	0	0.11	0.05	0	0	MAIN_BUS 4	-0.12	-0.05	192	91.5		
0.380	98.347	-1.6		0	0	0.16	0.07	0	0	MAIN_BUS 4	-0.11	-0.05	176	91.5		
0.380	99.132	-1.5		0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS 4	-0.16	-0.07	276	91.7		
0.380	98.858	-1.5		0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS 6	-0.02	-0.01	28	82.0		
0.380	98.858	-1.5		0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS 6	-0.02	-0.01	28	82.0		
0.380	98.858	-1.5		0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS 6	-0.02	-0.01	28	82.0		
0.380	99.040	-1.5		0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS 6	-0.02	-0.01	28	82.0		
0.380	98.614	-1.5		0	0	0	0	0.10	0.06	MAIN_BUS 6	-0.10	-0.06	176	86.0		
0.380	99.096	-1.5		0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS 6	-0.02	-0.01	40	92.0		
0.380	99.080	-1.5		0	0	0	0	0.01	0.00	MAIN_BUS 6	-0.01	0.00	11	90.0		
0.380	99.132	-1.5		0	0	0	0	0.01	0.00	MAIN_BUS 6	-0.01	0.00	13	91.0		
0.380	99.151	-1.5		0	0	0	0	0.00	0.00	MAIN_BUS 6	0.00	0.00	5	90.0		
0.380	99.152	-1.5		0	0	0	0	0.01	0.00	MAIN_BUS 6	-0.01	0.00	11	96.0		
0.380	99.282	-1.5		0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 6	-0.04	-0.02	75	90.3		
0.380	99.458	-1.4		0	0	0.03	0.02	0	0	MAIN_BUS 3	-0.03	-0.02	55	89.5		
0.380	99.366	-1.4		0	0	0.03	0.02	0	0	MAIN_BUS 5	-0.03	-0.02	55	89.5		
0.380	99.489	-1.4		0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 5	-0.02	-0.01	36	88.5		
0.380	99.517	-1.4		0	0	0.01	0.01	0	0	MAIN_BUS 5	-0.01	-0.01	18	86.8		
0.380	99.530	-1.4		0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS 5	-0.02	-0.01	28	95.0		

ct: JUNI 2007
 er: SSTE Lab. Crew
 ne: PG_K_AGUNG

Study Case:

SN: KLGCONSULT
 LF Revision: Base
 Config.: Normal

BUS LOADING Summary Report

ID	Bus	kV	Rated Amp	MW	Mvar	Bus Total Load		Amp	% Loading
						MVA	% PF		
Bus1		6.000		2.763	0.269	2.776	99.5	267.08	
Bus5		0.380		0.040	0.020	0.045	90.0	68.60	
Bus7		0.380		0.121	0.053	0.132	91.5	202.58	
Bus8		0.380		0.080	0.035	0.087	91.7	132.80	
Bus9		0.380		0.021	0.011	0.024	88.4	36.59	
Bus10		0.380		0.091	0.041	0.100	91.4	153.00	
Bus11		0.380		0.020	0.011	0.023	88.4	35.30	
Bus12		0.380		0.042	0.020	0.047	90.2	71.90	
Bus13		0.380		0.040	0.020	0.045	90.0	68.96	
Bus14		0.380		0.213	0.132	0.250	85.0	383.11	
Bus15		0.380		0.213	0.132	0.250	85.0	384.43	
Bus16		0.380		0.170	0.074	0.186	91.7	284.57	
Bus17		0.380		0.169	0.074	0.185	91.7	283.90	
Bus18		0.380		0.042	0.020	0.046	90.1	70.97	
Bus19		0.380		0.020	0.010	0.022	88.3	33.92	
Bus20		0.380		0.221	0.095	0.240	91.8	370.09	
Bus21		0.380		0.043	0.021	0.048	90.2	73.46	
Bus22		0.380		0.258	0.111	0.281	91.9	433.78	
Bus23		0.380		0.022	0.011	0.024	88.5	37.42	
Bus24		0.380		0.021	0.011	0.024	88.5	36.97	
Bus27		0.380		0.115	0.051	0.126	91.5	192.85	
Bus28		0.380		0.105	0.046	0.115	91.5	176.53	
Bus29		0.380		0.164	0.071	0.179	91.7	276.03	
Bus32		0.380		0.015	0.011	0.019	82.0	28.62	
Bus33		0.380		0.015	0.011	0.019	82.0	28.54	
Bus34		0.380		0.015	0.011	0.019	82.0	28.54	
Bus35		0.380		0.015	0.011	0.019	82.0	28.59	
Bus36		0.380		0.099	0.059	0.115	86.0	176.80	
Bus37		0.380		0.024	0.010	0.026	92.0	40.05	
Bus38		0.380		0.007	0.003	0.007	90.0	11.44	
Bus39		0.380		0.008	0.004	0.009	91.0	13.56	
Bus40		0.380		0.003	0.002	0.004	90.0	5.72	
Bus41		0.380		0.007	0.002	0.007	96.0	11.45	
Bus50		0.380		0.044	0.021	0.049	90.3	75.12	
Bus52		0.380		0.033	0.016	0.036	89.5	55.48	
Bus53		0.380		0.033	0.016	0.036	89.5	55.53	
Bus54		0.380		0.021	0.011	0.024	88.5	36.98	
Bus55		0.380		0.011	0.006	0.012	86.8	18.89	
Bus56		0.380		0.018	0.006	0.019	95.0	28.73	
Bus57		0.380		0.018	0.006	0.019	95.0	28.72	
Bus58		0.380		0.011	0.006	0.012	86.8	18.89	
Bus59		0.380		0.018	0.006	0.019	95.0	28.71	
Bus60		0.380		0.018	0.006	0.019	95.0	28.72	
Bus61		0.380		0.024	0.010	0.026	92.0	40.04	
Bus62		0.380		0.007	0.003	0.008	92.0	11.48	
Bus63		0.380		0.045	0.013	0.046	96.0	71.31	
Bus279		0.380		0.106	0.047	0.116	91.5	176.46	
Bus280		0.380		0.134	0.059	0.146	91.6	222.06	
MAIN_BUS 2		0.380		0.418	0.191	0.459	91.0	701.05	
MAIN_BUS 3		0.380		1.740	0.372	1.779	97.8	2715.23	
MAIN_BUS4		0.380		1.064	0.277	1.100	96.8	1678.02	
MAIN_BUS5		0.380		0.466	0.223	0.517	90.2	788.22	
MAIN_BUS6		0.380		0.210	0.123	0.243	86.3	372.11	
MAIN_BUS I		0.380		2.756	0.352	2.779	99.2	4240.37	

ct: JUNI 2007
 er: SSTE Lab. Crew
 nc: PG_K_AGUNG

Study Case:

SN: KLGCONSULT
 LF Revision: Base
 Config.: Normal

BRANCH LOADING Summary Report

CKT / Branch	Cable & Reactor	Transformer			
		Ampacity	Loading	Capability	
ID		Loading (input)	Loading (output)		
Type					
(Amp)					
Amp					
%					
(MVA)					
MVA					
%					
MVA					
%					
T1	Transformer	1.600	1.388	86.7	1.382 86.4
T2	Transformer	1.600	1.388	86.7	1.382 86.4

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability

BRANCH LOSSES Summary Report

CKT / Branch	From-To Bus Flow	MW	Mvar	To-From Bus Flow	MW	Mvar	Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop	in Vmag
							kW	Kvar	From	To		
T1	1.381	0.134	-1.378	-0.099	3.1	35.0	100.0	99.6	0.43			
T2	1.381	0.134	-1.378	-0.099	3.1	35.0	100.0	99.6	0.43			
Cable24	-0.040	-0.020	0.040	0.020	0.1	0.1	99.4	99.6	0.20			
Cable4	-0.121	-0.053	0.122	0.053	0.4	0.2	99.2	99.6	0.36			
Cable5	-0.080	-0.035	0.080	0.035	0.1	0.1	99.4	99.6	0.19			
Cable6	-0.021	-0.011	0.021	0.011	0.0	0.0	99.3	99.6	0.22			
Cable7	-0.091	-0.041	0.092	0.041	0.2	0.1	99.4	99.6	0.20			
Cable8	-0.020	-0.011	0.020	0.011	0.0	0.0	99.3	99.6	0.24			
Cable9	-0.042	-0.020	0.042	0.020	0.1	0.0	99.3	99.6	0.30			
Cable10	-0.040	-0.020	0.041	0.020	0.3	0.1	98.8	99.6	0.72			
Cable11	-0.213	-0.017	0.213	0.017	0.7	0.4	99.2	99.6	0.34			
Cable12	-0.213	-0.052	0.214	0.053	1.4	0.9	98.8	99.6	0.72			
Cable13	-0.170	-0.074	0.171	0.075	0.6	0.6	99.1	99.6	0.45			
Cable25	-0.169	-0.074	0.170	0.075	1.1	0.9	98.8	99.6	0.75			
Cable14	-0.042	-0.020	0.042	0.020	0.0	0.0	99.4	99.6	0.13			
Cable15	-0.020	-0.010	0.020	0.010	0.0	0.0	99.5	99.6	0.02			
Cable16	-0.221	-0.095	0.223	0.096	2.0	1.2	98.6	99.6	0.94			
Cable17	-0.043	-0.021	0.043	0.021	0.1	0.1	99.3	99.6	0.23			
Cable18	-0.258	-0.111	0.261	0.113	2.6	2.6	98.4	99.6	1.20			
Cable19	-0.022	-0.011	0.022	0.011	0.0	0.0	99.5	99.6	0.09			
Cable20	-0.021	-0.011	0.021	0.011	0.0	0.0	99.5	99.6	0.05			
Cable26	-0.115	-0.051	0.116	0.051	0.5	0.4	99.1	99.6	0.51			
Cable27	-0.105	-0.046	0.106	0.047	0.5	0.5	99.0	99.6	0.55			
Cable28	-0.164	-0.071	0.166	0.073	1.8	1.4	98.3	99.6	1.22			
Cable31	-0.015	-0.011	0.015	0.011	0.0	0.0	99.1	99.2	0.09			
Cable32	-0.015	-0.011	0.015	0.011	0.1	0.0	98.9	99.2	0.37			
Cable33	-0.015	-0.011	0.015	0.011	0.1	0.0	98.9	99.2	0.37			
Cable34	-0.015	-0.011	0.015	0.011	0.0	0.0	99.0	99.2	0.18			
Cable35	-0.099	-0.059	0.099	0.059	0.6	0.4	98.6	99.2	0.61			
Cable36	-0.024	-0.010	0.024	0.010	0.0	0.0	99.1	99.2	0.13			
Cable49	-0.044	-0.021	0.044	0.021	0.1	0.1	99.3	99.6	0.28			
Cable50	-0.033	-0.016	0.033	0.016	0.0	0.0	99.5	99.6	0.11			
Cable51	-0.033	-0.016	0.033	0.016	0.1	0.0	99.4	99.6	0.20			
Cable57	-0.018	-0.006	0.018	0.006	0.0	0.0	99.5	99.6	0.11			
Cable54	-0.018	-0.006	0.018	0.006	0.0	0.0	99.5	99.6	0.09			
Cable59	-0.024	-0.010	0.024	0.010	0.1	0.1	99.1	99.6	0.50			
Cable60	-0.007	-0.003	0.007	0.003	0.0	0.0	99.4	99.6	0.14			
Cable61	-0.045	-0.013	0.045	0.013	0.3	0.1	98.8	99.6	0.76			
Cable30	0.210	0.117	-0.210	-0.116	0.6	0.6	99.6	99.2	0.34			
					21.1	81.2						

ct: JUNI 2007
 r: SSTE Lab. Crew
 ic: PG_K_AGUNG

Study Case:

SN: KLGCONSULT
 HA Revision: Base
 Config.: Normal

Electrical Transient Analyzer Program
ETAP PowerStation

Harmonic Load Flow
Loading Category: Design

er of Buses: 3 Swing Generator 0 51 Load 54 Total
 er of Branches: XFMR2 XFMR3 Reactor Line/Cable Impedance Tie PD UPS DTSwitch Total
 2 0 0 46 0 4 0 0 98
 er of Harm. Sources: Current Voltage
 5 1
 er of Filters: 22

Frequency: 50

System: Metric

Filename: PG_K_AGUNG

Filename: D:\PROJECT\PG_AGUNG FIX\PG_AGUNG FIX [A]\HF\PG_K_AGUNG\Untitled.har

BUS Input Data

ID	Bus	Type	kV	Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load		Mvar Limits		% VHD Limits	
				%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.	Min.	Total	Single
	Swing		6.000	100.0	0.0									2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.040	0.020					2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.121	0.053					2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.080	0.035					2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.021	0.011					2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.091	0.041					2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.020	0.011					2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.042	0.020					2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.040	0.020					2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.213	0.132					2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.213	0.132					2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.170	0.074					2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.169	0.074					2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.042	0.020					2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.020	0.010					2.50	1.50
	Load		0.380	100.0	-30.0			0.221	0.095					2.50	1.50

at: JUNI 2007
 er: SSTE Lab. Crew
 ce: PG_K_AGUNG

Study Case:

SN: KLGCONSULT
 HA Revision: Base
 Config.: Normal

le7	Cable	MAIN_BUS 2	Bus10	169.09	101.11	197.01	0.0000017
le8	Cable	MAIN_BUS 2	Bus11	832.90	648.20	1055.41	0.0000029
le9	Cable	MAIN_BUS 2	Bus12	582.57	227.49	625.41	0.0000010
le10	Cable	MAIN_BUS 2	Bus13	1488.79	581.37	1598.27	0.0000025
le11	Cable	MAIN_BUS 1	Bus14	152.18	91.00	177.31	0.0000015
le12	Cable	MAIN_BUS 1	Bus15	291.68	174.41	339.85	0.0000029
le13	Cable	MAIN_BUS 1	Bus16	184.76	174.92	254.43	
le14	Cable	MAIN_BUS 3	Bus18	219.82	171.05	278.53	0.0000053
le15	Cable	MAIN_BUS 3	Bus19	55.53	55.22	78.31	0.0000019
le16	Cable	MAIN_BUS 3	Bus20	332.54	198.85	387.46	0.0000074
le17	Cable	MAIN_BUS 3	Bus21	352.38	350.42	496.95	0.0000122
le18	Cable	MAIN_BUS 3	Bus22	320.35	318.56	451.78	0.0000111
le19	Cable	MAIN_BUS 3	Bus23	286.70	271.43	394.81	
le20	Cable	MAIN_BUS 3	Bus24	159.28	150.80	219.34	
le24	Cable	MAIN_BUS4	Bus5	328.89	327.05	463.82	0.0000114
le25	Cable	MAIN_BUS4	Bus17	328.89	255.96	416.75	0.0000104
le26	Cable	MAIN_BUS4	Bus27	328.89	255.96	416.75	0.0000104
le27	Cable	MAIN_BUS4	Bus28	358.79	356.79	505.99	0.0000124
le28	Cable	MAIN_BUS4	Bus29	546.73	425.48	692.78	0.0000174
le30	Cable	MAIN_BUS5	MAIN_BUS6	104.65	104.06	147.58	0.0000036
le31	Cable	MAIN_BUS6	Bus32	384.42	299.17	487.11	0.0000054
le32	Cable	MAIN_BUS6	Bus33	1537.67	1196.68	1948.45	0.0000054
le33	Cable	MAIN_BUS6	Bus34	1537.67	1196.68	1948.45	0.0000054
le34	Cable	MAIN_BUS6	Bus35	768.83	598.34	974.22	0.0000027
le35	Cable	MAIN_BUS6	Bus36	416.45	324.10	527.70	0.0000059
le36	Cable	MAIN_BUS6	Bus37	394.03	306.65	499.29	0.0000056
le37	Cable	MAIN_BUS6	Bus38	1537.67	1196.68	1948.45	0.0000054
le38	Cable	MAIN_BUS6	Bus39	832.90	648.20	1055.41	0.0000029
le39	Cable	MAIN_BUS6	Bus40	1537.67	1196.68	1948.45	0.0000054
le40	Cable	MAIN_BUS6	Bus41	800.87	623.27	1014.82	0.0000028
le49	Cable	MAIN_BUS 3	Bus50	401.39	493.88	636.42	
le50	Cable	MAIN_BUS5	Bus52	239.54	186.40	303.53	0.0000058
le51	Cable	MAIN_BUS5	Bus53	530.22	164.30	555.10	0.0000108
le52	Cable	MAIN_BUS5	Bus54	256.28	199.45	324.74	0.0000036
le53	Cable	MAIN_BUS5	Bus55	320.35	249.31	405.93	0.0000045
le54	Cable	MAIN_BUS5	Bus60	394.03	306.65	499.29	0.0000056
le55	Cable	MAIN_BUS5	Bus56	160.17	124.65	202.96	0.0000023
le56	Cable	MAIN_BUS5	Bus57	384.42	299.17	487.11	0.0000054
le57	Cable	MAIN_BUS5	Bus59	480.52	373.96	608.89	0.0000068
le58	Cable	MAIN_BUS5	Bus58	384.42	299.17	487.11	0.0000054
le59	Cable	MAIN_BUS5	Bus61	1537.67	1196.68	1948.45	0.0000054
le60	Cable	MAIN_BUS5	Bus62	1537.67	1196.68	1948.45	0.0000054
le61	Cable	MAIN_BUS5	Bus63	1581.26	363.57	1622.52	0.0000013
1	Tie PD	MAIN_BUS 2	MAIN_BUS 1				
2	Tie PD	MAIN_BUS 1	MAIN_BUS 3				
5	Tie PD	MAIN_BUS4	MAIN_BUS5				
2	Tie PD	MAIN_BUS 3	MAIN_BUS4				

MACHINE Input Data

Machine ID	Type	Connected Bus ID	Rating (Base)			% Negative Seq. Imp.			Grounding		% Zero Seq. Imp.			
			MVA	kV	RPM	X/R	R	X2	Conn.	Type	Amp	X/R	R0	X0
IR	IndM	Bus53	5.625	6.000	1500	48.00	0.250	12.00	Wye	Solid		48.00	0.250	12.00
rt UD	IndM	Bus19	0.036	0.380	1500	4.58	6.071	27.83	Wye	Open		4.58	6.071	27.83
WE	IndM	Bus5	0.022	0.380	1500	3.54	7.867	27.83	Wye	Open		3.54	7.867	27.83
WE	IndM	Bus5	0.045	0.380	1500	5.13	5.430	27.83	Wye	Open		5.13	5.430	27.83
JE	IndM	Bus13	0.045	0.380	1500	5.13	5.430	27.83	Wye	Open		5.13	5.430	27.83
JL	IndM	Bus29	0.179	0.380	1500	11.12	1.799	20.00	Wye	Open		11.12	1.799	20.00
KS	IndM	Bus24	0.024	0.380	1500	3.69	7.547	27.83	Wye	Open		3.69	7.547	27.83
TC	IndM	Bus28	0.115	0.380	1500	8.39	2.385	20.00	Wye	Open		8.39	2.385	20.00
JT	IndM	Bus17	0.185	0.380	1500	10.82	1.848	20.00	Wye	Open		10.82	1.848	20.00
PU	IndM	Bus280	0.146	0.380	1500	9.63	2.077	20.00	Wye	Open		9.63	2.077	20.00
PU	IndM	Bus279	0.116	0.380	1500	8.42	2.374	20.00	Wye	Open		8.42	2.374	20.00
PE	IndM	Bus20	0.240	0.380	1500	12.91	1.549	20.00	Wye	Open		12.91	1.549	20.00
MA	IndM	Bus22	0.281	0.380	1500	13.97	1.431	20.00	Wye	Open		13.97	1.431	20.00
DLI	IndM	Bus18	0.046	0.380	1500	5.22	5.337	27.83	Wye	Open		5.22	5.337	27.83
FD	IndM	Bus27	0.126	0.380	1500	8.77	2.280	20.00	Wye	Open		8.77	2.280	20.00
HIM	IndM	Bus50	0.049	0.380	1500	5.36	5.191	27.83	Wye	Open		5.36	5.191	27.83
L	IndM	Bus7	0.132	0.380	1500	9.06	2.207	20.00	Wye	Open		9.06	2.207	20.00
.I	IndM	Bus8	0.087	0.380	1500	7.25	2.759	20.00	Wye	Open		7.25	2.759	20.00

at: JUNI 2007
 er: SSTE Lab. Crew
 ce: PG_K_AGUNG

Study Case:

SN: KLGCONSULT
 HA Revision: Base
 Config.: Normal

Device	Type	Bus	V	I	W	P	Q	PF	Wye	Open	V	I	W	P	Q
TRO	IndM	Bus9	0.024	0.380	1500	3.67	7.591	27.83	Wye	Open	3.67	7.591	27.83		
KI	IndM	Bus23	0.024	0.380	1500	3.71	7.505	27.83	Wye	Open	3.71	7.505	27.83		
TRO	IndM	Bus11	0.023	0.380	1500	3.60	7.725	27.83	Wye	Open	3.60	7.725	27.83		
PAI	IndM	Bus16	0.186	0.380	1500	11.34	1.764	20.00	Wye	Open	11.34	1.764	20.00		
NI	IndM	Bus21	0.048	0.380	1500	5.30	5.248	27.83	Wye	Open	5.30	5.248	27.83		
NM	IndM	Bus54	0.024	0.380	1500	3.69	7.547	27.83	Wye	Open	3.69	7.547	27.83		
ES	IndM	Bus52	0.036	0.380	1500	4.58	6.071	27.83	Wye	Open	4.58	6.071	27.83		
CUUM	IndM	Bus10	0.100	0.380	1500	7.84	2.552	20.00	Wye	Open	7.84	2.552	20.00		
	IndM	Bus12	0.047	0.380	1500	5.24	5.307	27.83	Wye	Open	5.24	5.307	27.83		
GDO	IndM	Bus58	0.012	0.380	1500	2.59	10.732	27.83	Wye	Open	2.59	10.732	27.83		
DIE	IndM	Bus55	0.012	0.380	1500	2.59	10.732	27.83	Wye	Open	2.59	10.732	27.83		

HARMONIC LIBRARY

Devices		Current										Harmonic				Source in %		
Manufacturer	Model	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
IEEE	6 Pulse2	0	0	0	19.10	0	13.10	0	0	0	7.20	0	5.60	0	0	3.30	2.40	1.20
IEEE	XFMR Magnet	0.80	0.20	0.20	0.40	0.50	0.50	0.50	0.40	0.40	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	50.00	0	20.00	0	5.00	0	2.60	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Devices		Voltage										Harmonic				Source in %		
Manufacturer	Model	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
	Arc Furnace	5.00	20.00	3.00	10.00	1.50	6.00	1.00	3.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

HARMONIC SOURCE

Connected Bus ID	Harmonic Library Information
Bus1	Type: Voltage, Manufacturer: Arc Furnace, Model: Arc Furnace
Bus15	Type: Current, Manufacturer: Typical-IEEE, Model: 6 Pulse2
Bus14	Type: Current, Manufacturer: Typical-IEEE, Model: 6 Pulse2
Bus39	Type: Current, Manufacturer: Typical-IEEE, Model: 6 Pulse2
MAIN_BUS I	Type: Current, Manufacturer: Typical-IEEE, Model: XFMR Magnet
MAIN_BUS I	Type: Current, Manufacturer: Typical-IEEE, Model: XFMR Magnet

FILTER Input Data

Type: Single-Tuned

Filter ID	Connected Bus ID	Capacitor C1			Inductor L1			R
		kV	Max kV	kvar	Xl	Q Fact.	Max I	Ohm
Bus15	Bus15	0.380	0.400	39.6	0.15	100.00	86.1	0.0050
Bus15	Bus15	0.380	0.400	39.6	0.07	100.00	86.1	0.0036
MAIN_BUS I	MAIN_BUS I	0.380	0.400	49.5	0.18	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS I	MAIN_BUS I	0.380	0.400	49.5	0.12	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS I	MAIN_BUS I	0.380	0.400	49.5	0.06	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS4	MAIN_BUS4	0.380	0.400	82.3	0.07	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS4	MAIN_BUS4	0.380	0.400	32.9	0.09	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS2	MAIN_BUS2	0.380	0.400	49.4	0.32	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS2	MAIN_BUS2	0.380	0.400	32.9	0.18	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS2	MAIN_BUS2	0.380	0.400	32.9	0.09	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS3	MAIN_BUS3	0.380	0.400	82.3	0.07	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS3	MAIN_BUS3	0.380	0.400	82.3	0.04	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS4	MAIN_BUS4	0.380	0.400	82.3	0.19	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS6	MAIN_BUS6	0.380	0.400	2.5	2.33	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS6	MAIN_BUS6	0.380	0.400	2.5	1.19	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS5	MAIN_BUS5	0.380	0.400	82.3	0.07	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS5	MAIN_BUS5	0.380	0.400	32.9	0.09	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS5	MAIN_BUS5	0.380	0.400	82.3	0.19	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS3	MAIN_BUS3	0.380	0.400	57.6	0.28	100.00	0.0	0.0000
MAIN_BUS6	MAIN_BUS6	0.380	0.400	1.2	13.94	100.00	0.0	0.0000
Bus14	Bus14	0.380	0.400	56.7	0.10	100.00	86.1	0.0050
Bus14	Bus14	0.380	0.400	56.7	0.05	100.00	86.1	0.0036

JUNI 2007
: SSTE Lab. Crew
: PG_K_AGUNG

Study Case:

SN: KLGCONSULT
HA Revision: Base
Config.: Normal

FUNDAMENTAL LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow MW	Load Flow Mvar	Load Flow Amp	Load Flow %PF	XFMR %Tap
	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar					
	6.000	100.000	0.0	2.76	0.27	0	0	0	0	0	0	0	0	0
										0	0	0	0	0
										0	0	0	0	0
	0.380	99.369	-31.5	0	0	0.04	0.02	0	0	0	0	1.38	0.13	133 99.53
	0.380	99.208	-31.5	0	0	0.12	0.05	0	0	0	0	1.38	0.13	133 99.53
	0.380	99.378	-31.5	0	0	0.08	0.03	0	0	0	0	-0.04	-0.02	68 90.05
	0.380	99.349	-31.5	0	0	0.02	0.01	0	0	0	0	-0.12	-0.05	202 91.55
	0.380	99.370	-31.4	0	0	0.09	0.04	0	0	0	0	-0.08	-0.03	132 91.71
	0.380	99.325	-31.5	0	0	0.02	0.01	0	0	0	0	-0.02	-0.01	36 88.45
	0.380	99.272	-31.4	0	0	0.04	0.02	0	0	0	0	-0.09	-0.04	152 91.43
	0.380	98.844	-31.4	0	0	0.04	0.02	0	0	0	0	-0.02	-0.01	35 88.37
	0.380	99.225	-31.5	0	0	0.21	0.13	0.00	-0.06	0	0	-0.04	-0.02	71 90.16
	0.380	98.848	-31.6	0	0	0.21	0.13	0.00	-0.04	0	0	-0.21	-0.02	68 90.04
	0.380	99.119	-31.5	0	0	0.17	0.07	0	0	0	0	-0.21	-0.05	326 99.70
	0.380	98.812	-31.5	0	0	0.17	0.07	0	0	0	0	-0.17	-0.07	284 91.73
	0.380	99.440	-31.4	0	0	0.04	0.02	0	0	0	0	-0.17	-0.07	283 91.69
	0.380	99.550	-31.4	0	0	0.02	0.01	0	0	0	0	-0.04	-0.02	70 90.15
	0.380	98.631	-31.5	0	0	0.22	0.10	0	0	0	0	-0.02	-0.01	33 88.42
	0.380	99.340	-31.5	0	0	0.04	0.02	0	0	0	0	-0.22	-0.10	370 91.84
	0.380	98.367	-31.7	0	0	0.26	0.11	0	0	0	0	-0.04	-0.02	73 90.22
	0.380	99.473	-31.4	0	0	0.02	0.01	0	0	0	0	-0.26	-0.11	433 91.90
	0.380	99.515	-31.4	0	0	0.02	0.01	0	0	0	0	-0.02	-0.01	37 88.53
	0.380	99.054	-31.5	0	0	0.12	0.05	0	0	0	0	-0.02	-0.01	36 88.52
	0.380	99.018	-31.6	0	0	0.11	0.05	0	0	0	0	-0.12	-0.05	192 91.52
	0.380	98.347	-31.6	0	0	0.16	0.07	0	0	0	0	-0.11	-0.05	176 91.48
	0.380	99.132	-31.5	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0	-0.16	-0.07	276 91.71
	0.380	98.858	-31.5	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0	-0.02	-0.01	28 82.04
	0.380	98.858	-31.5	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0	-0.02	-0.01	28 82.01
	0.380	99.041	-31.5	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0	-0.02	-0.01	28 82.01
	0.380	98.614	-31.5	0	0	0	0	0.10	0.06	0	0	-0.02	-0.01	28 82.02
	0.380	99.096	-31.5	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0	-0.10	-0.06	176 86.01
	0.380	99.080	-31.5	0	0	0	0	0.01	0.00	0	0	-0.02	-0.01	40 92.02
	0.380	99.132	-31.5	0	0	0	0	0.01	0.00	0	0	-0.01	0.00	11 90.02
	0.380	99.152	-31.5	0	0	0	0	0.00	0.00	0	0	-0.01	0.00	13 91.03
	0.380	99.153	-31.5	0	0	0	0	0.01	0.00	0	0	0.00	0.00	5 90.04
	0.380	99.283	-31.5	0	0	0.04	0.02	0	0	0	0	-0.01	0.00	11 96.03
	0.380	99.458	-31.4	0	0	0.03	0.02	0	0	0	0	-0.04	-0.02	75 90.27
	0.380	99.367	-31.4	0	0	0.03	0.02	0	0	0	0	-0.03	-0.02	55 89.53
	0.380	99.489	-31.4	0	0	0.02	0.01	0	0	0	0	-0.03	-0.02	55 89.52
	0.380	99.517	-31.4	0	0	0.01	0.01	0	0	0	0	-0.02	-0.01	36 88.50
	0.380	99.531	-31.4	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0	-0.01	-0.01	18 86.84
	0.380	99.480	-31.5	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0	-0.02	-0.01	28 95.04
	0.380	99.507	-31.4	0	0	0.01	0.01	0	0	0	0	-0.02	-0.01	28 95.02
	0.380	99.459	-31.5	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0	-0.01	-0.01	18 86.83
	0.380	99.478	-31.5	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0	-0.02	-0.01	28 95.01
	0.380	99.070	-31.5	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0	-0.02	-0.01	28 95.02
	0.380	99.425	-31.5	0	0	0	0	0.01	0.00	0	0	-0.02	-0.01	40 92.00
	0.380	98.807	-31.4	0	0	0	0	0.04	0.01	0	0	-0.01	0.00	11 92.01
	0.380	99.567	-31.4	0	0	0	0	0.00	-0.03	0	0	-0.04	-0.01	71 96.00
2												0.12	0.05	202 91.53
												0.08	0.03	132 91.69
												0.02	0.01	36 88.43
												0.09	0.04	152 91.42
												0.02	0.01	35 88.36
												0.04	0.02	71 90.17
												0.04	0.02	68 90.07
												-0.42	-0.16	681 93.57
3	0.380	99.567	-31.4	0	0	0	0	0.00	-0.06	0	0	0.04	0.02	70 90.14
												0.02	0.01	33 88.42
												0.22	0.10	370 91.79
												0.04	0.02	73 90.20
												0.26	0.11	433 91.71
												0.02	0.01	37 88.51
												0.02	0.01	36 88.51

st: JUNI 2007
 er: SSTE Lab. Crew
 ne: PG_K_AGUNG

Study Case:

SN: KLGCONSULT
 HA Revision: Base
 Config.: Normal

Bus ID	V	A	PF	THD	ASUM	TIF	IT	THD	%	TIF	To Bus ID	Amp	Fund.
4	0.380	99.567	-31.4	0	0	0	0	0.00	-0.09				
5	0.380	99.567	-31.4	0	0	0	0	0.00	-0.09				
6	0.380	99.224	-31.5	0	0	0	0	0.00	0.00				
I	0.380	99.567	-31.4	0	0	0	0	0.00	-0.05				

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

SYSTEM HARMONICS INFORMATION

Bus ID	Voltage Distortion								Current Distortion					
	kV RMS	% Amp	Fund. ASUM	RMS %	% THD	ASUM TIF	% IT	THD	%	TIF	To Bus ID	Amp	Fund.	
6.000	100.00	102.87	149.50	24.13	59.67	MAIN_BUS 1	133.54	179.58	328.42	89.91	210.69	37834.15		
0.380	99.37	99.49	105.97	4.95	5.22	MAIN_BUS 1	133.54	179.58	328.42	89.91	210.69	37834.15		
0.380	99.21	99.33	105.78	4.93	5.21	MAIN_BUS 4	68.59	68.84	75.32	8.55	2.63	181.09		
0.380	99.38	99.50	105.97	4.94	5.22	MAIN_BUS 2	202.57	203.99	230.15	11.87	3.60	734.42		
0.380	99.35	99.47	105.95	4.95	5.22	MAIN_BUS 2	132.79	133.73	150.95	11.92	3.62	483.62		
0.380	99.37	99.49	105.97	4.95	5.22	MAIN_BUS 2	36.59	36.72	40.15	8.51	2.61	95.99		
0.380	99.33	99.45	105.93	4.95	5.22	MAIN_BUS 2	152.98	154.07	173.92	11.93	3.62	557.61		
0.380	99.27	99.39	105.88	4.96	5.23	MAIN_BUS 2	35.30	35.42	38.73	8.50	2.61	92.58		
0.380	98.84	98.96	105.41	4.95	5.23	MAIN_BUS 2	71.89	72.15	78.94	8.55	2.63	189.87		
0.380	99.23	99.35	106.48	5.00	14.68	MAIN_BUS 1	68.96	69.20	75.65	8.46	2.61	180.44		
0.380	98.85	98.97	106.88	5.05	26.82	MAIN_BUS 1	326.73	337.49	538.20	25.88	393.51	132806.56		
0.380	99.12	99.24	105.65	4.91	5.18	MAIN_BUS 1	336.41	342.13	505.28	18.53	380.25	130094.79		
0.380	98.81	98.93	105.30	4.88	5.17	MAIN_BUS 4	284.56	286.53	323.03	11.78	3.58	1024.36		
0.380	99.44	99.56	106.06	4.95	5.23	MAIN_BUS 3	283.89	285.81	321.87	11.66	3.54	1012.05		
0.380	99.55	99.67	106.18	4.96	5.24	MAIN_BUS 3	70.96	71.22	77.94	8.58	2.64	187.89		
0.380	98.63	98.75	105.11	4.89	5.17	MAIN_BUS 3	33.89	34.01	37.21	8.57	2.63	89.54		
0.380	99.34	99.46	105.94	4.94	5.22	MAIN_BUS 3	370.07	372.57	419.49	11.64	3.53	1316.66		
0.380	98.37	98.48	104.72	4.81	5.09	MAIN_BUS 3	73.45	73.72	80.66	8.54	2.63	193.75		
0.380	99.47	99.60	106.09	4.95	5.23	MAIN_BUS 3	433.77	436.57	490.42	11.38	3.46	1511.26		
						MAIN_BUS 3	37.41	37.55	41.08	8.55	2.64	99.05		

ct: JUNI 2007
 er: SSTE Lab. Crew
 nc: PG_K_AGUNG

Study Case:

SN: KLGCONSULT
 HA Revision: Base
 Config.: Normal

	0.380	99.52	99.64	106.14	4.96	5.23	MAIN_BUS 3	36.96	37.09	40.59	8.56	2.64	98.00
	0.380	99.05	99.17	105.59	4.91	5.19	MAIN_BUS4	192.84	194.17	218.88	11.77	3.57	693.74
	0.380	99.02	99.14	105.52	4.89	5.17	MAIN_BUS4	176.53	177.74	200.25	11.71	3.56	632.29
	0.380	98.35	98.46	104.74	4.84	5.12	MAIN_BUS4	276.03	277.83	312.27	11.44	3.48	967.04
	0.380	99.13	99.25	105.71	4.96	5.21	MAIN_BUS6	28.61	28.64	30.22	4.30	4.27	122.34
	0.380	98.86	98.98	105.42	4.96	5.21	MAIN_BUS6	28.54	28.56	30.14	4.30	4.27	121.96
	0.380	98.86	98.98	105.42	4.96	5.21	MAIN_BUS6	28.54	28.56	30.14	4.30	4.27	121.96
	0.380	99.04	99.16	105.61	4.96	5.21	MAIN_BUS6	28.59	28.61	30.19	4.30	4.27	122.21
	0.380	98.61	98.74	105.16	4.96	5.21	MAIN_BUS6	176.79	176.97	187.17	4.44	4.48	792.26
	0.380	99.10	99.22	105.67	4.96	5.21	MAIN_BUS6	40.05	40.09	42.52	4.66	4.78	191.65
	0.380	99.08	99.20	105.65	4.96	5.21	MAIN_BUS6	11.44	11.45	12.13	4.59	4.67	53.48
	0.380	99.13	99.25	105.86	4.96	6.71	MAIN_BUS6	13.55	13.99	21.18	25.51	364.23	5095.06
	0.380	99.15	99.27	105.73	4.96	5.22	MAIN_BUS6	5.72	5.73	6.06	4.58	4.65	26.64
	0.380	99.15	99.27	105.73	4.96	5.21	MAIN_BUS6	11.45	11.46	12.18	4.81	4.97	56.97
	0.380	99.28	99.40	105.86	4.93	5.21	MAIN_BUS 3	75.12	75.39	82.46	8.52	2.62	197.56
	0.380	99.46	99.58	106.08	4.96	5.23	MAIN_BUS5	55.47	55.67	60.92	8.57	2.64	146.93
	0.380	99.37	99.49	105.99	4.96	5.24	MAIN_BUS5	55.52	55.72	60.98	8.56	2.64	146.97
	0.380	99.49	99.61	106.11	4.96	5.23	MAIN_BUS5	36.97	37.10	40.60	8.55	2.64	97.97
	0.380	99.52	99.64	106.15	4.96	5.23	MAIN_BUS5	18.88	18.94	20.71	8.49	2.63	49.73
	0.380	99.53	99.65	106.16	4.96	5.24	MAIN_BUS5	28.72	28.76	30.56	4.78	4.98	143.34
	0.380	99.48	99.60	106.11	4.96	5.24	MAIN_BUS5	28.71	28.75	30.55	4.77	4.98	143.26
	0.380	99.51	99.63	106.13	4.96	5.23	MAIN_BUS5	18.88	18.95	20.71	8.48	2.62	49.72
	0.380	99.46	99.58	106.09	4.96	5.24	MAIN_BUS5	28.71	28.74	30.54	4.77	4.98	143.23
	0.380	99.48	99.60	106.11	4.96	5.24	MAIN_BUS5	28.71	28.75	30.55	4.78	4.98	143.26
	0.380	99.07	99.19	105.67	4.96	5.23	MAIN_BUS5	40.04	40.08	42.53	4.66	4.83	193.51
	0.380	99.42	99.55	106.05	4.96	5.24	MAIN_BUS5	11.48	11.49	12.19	4.66	4.81	55.24
	0.380	98.81	98.93	105.39	4.96	5.23	MAIN_BUS5	71.30	71.39	75.90	4.81	5.03	358.94
S 2	0.380	99.57	99.69	106.20	4.96	5.24	Bus7	202.57	203.99	230.15	11.87	3.60	734.30
							Bus8	132.79	133.73	150.95	11.92	3.62	483.48
							Bus9	36.59	36.72	40.15	8.51	2.61	95.82
							Bus10	152.98	154.07	173.92	11.93	3.62	557.52
							Bus11	35.30	35.42	38.73	8.50	2.61	92.42
							Bus12	71.89	72.15	78.94	8.55	2.63	189.81
							Bus13	68.96	69.20	75.65	8.46	2.61	180.30
							MAIN_BUS I	681.31	785.88	1320.72	57.49	188.76	148346.67
S 3	0.380	99.57	99.69	106.20	4.96	5.24	Bus18	70.95	71.21	77.94	8.58	2.63	187.60
							Bus19	33.89	34.01	37.21	8.57	2.63	89.44
							Bus20	370.07	372.57	419.48	11.64	3.53	1316.25
							Bus21	73.45	73.71	80.64	8.54	2.62	193.08
							Bus22	433.77	436.57	490.41	11.38	3.46	1510.66
							Bus23	37.41	37.55	41.08	8.55	2.64	99.05
							Bus24	36.96	37.09	40.59	8.56	2.64	98.00
							Bus50	75.12	75.39	82.46	8.52	2.62	197.56
							MAIN_BUS I	2656.67	6767.54	14906.67	234.29	215.70	1459783.63
							MAIN_BUS4	1688.49	2360.72	3940.02	97.71	185.69	438363.03
S 4	0.380	99.57	99.69	106.20	4.96	5.24	Bus5	68.58	68.83	75.31	8.55	2.62	180.47
							Bus17	283.88	285.81	321.86	11.66	3.54	1011.48
							Bus27	192.84	194.17	218.87	11.77	3.57	693.16
							Bus28	176.52	177.73	200.24	11.71	3.55	631.60
							Bus29	276.02	277.82	312.26	11.44	3.48	966.09
							MAIN_BUS5	738.58	1094.98	1806.28	109.45	197.00	215709.11
							MAIN_BUS 3	1688.49	2360.72	3940.02	97.71	185.69	438363.03
S 5	0.380	99.57	99.69	106.20	4.96	5.24	MAIN_BUS6	367.31	368.57	425.02	8.31	27.50	10135.56
							Bus52	55.46	55.67	60.92	8.57	2.63	146.61
							Bus53	55.51	55.72	60.97	8.56	2.63	146.37
							Bus54	36.97	37.10	40.60	8.55	2.64	97.77
							Bus55	18.87	18.94	20.71	8.48	2.61	49.49
							Bus60	28.71	28.74	30.55	4.78	4.98	143.24
							Bus56	28.72	28.75	30.56	4.78	4.98	143.34
							Bus57	28.71	28.74	30.55	4.78	4.98	143.25
							Bus59	28.70	28.74	30.54	4.77	4.98	143.21
							Bus58	18.88	18.94	20.71	8.48	2.61	49.43
							Bus61	40.03	40.08	42.53	4.66	4.83	193.49
							Bus62	11.48	11.49	12.18	4.66	4.81	55.22
							Bus63	71.30	71.39	75.90	4.81	5.03	358.93
							MAIN_BUS4	738.58	1094.98	1806.28	109.45	197.00	215709.11
S 6	0.380	99.22	99.35	105.81	4.96	5.22	MAIN_BUS5	367.31	368.57	425.02	8.31	27.50	10135.57
							Bus32	28.61	28.63	30.21	4.30	4.27	122.31
							Bus33	28.53	28.56	30.13	4.30	4.27	121.93
							Bus34	28.53	28.56	30.13	4.30	4.27	121.93
							Bus35	28.59	28.61	30.19	4.30	4.27	122.20

MAIN_BUS6	0.380	99.22	4.96	2
MAIN_BUS I	0.380	99.57	4.96	2

Indicates buses with IHD (Individual Harmonic Distortion) exceeding the limit

VTHD (Total Harmonic Distortion) Report

Bus ID	kV	Voltage Distortion	
		Fund.	THD
		%	%
Bus1	6.000	100.00	24.13
Bus5	0.380	99.37	4.95
Bus7	0.380	99.21	4.93
Bus8	0.380	99.38	4.94
Bus9	0.380	99.35	4.95
Bus10	0.380	99.37	4.95
Bus11	0.380	99.33	4.95
Bus12	0.380	99.27	4.96
Bus13	0.380	98.84	4.95
Bus14	0.380	99.23	5.00
Bus15	0.380	98.85	5.05
Bus16	0.380	99.12	4.91
Bus17	0.380	98.81	4.88
Bus18	0.380	99.44	4.95
Bus19	0.380	99.55	4.96
Bus20	0.380	98.63	4.89
Bus21	0.380	99.34	4.94
Bus22	0.380	98.37	4.81
Bus23	0.380	99.47	4.95
Bus24	0.380	99.52	4.96
Bus27	0.380	99.05	4.91
Bus28	0.380	99.02	4.89
Bus29	0.380	98.35	4.84
Bus32	0.380	99.13	4.96
Bus33	0.380	98.86	4.96
Bus34	0.380	98.86	4.96
Bus35	0.380	99.04	4.96
Bus36	0.380	98.61	4.96
Bus37	0.380	99.10	4.96
Bus38	0.380	99.08	4.96
Bus39	0.380	99.13	4.96
Bus40	0.380	99.15	4.96
Bus41	0.380	99.15	4.96
Bus50	0.380	99.28	4.93
Bus52	0.380	99.46	4.96
Bus53	0.380	99.37	4.96
Bus54	0.380	99.49	4.96
Bus55	0.380	99.52	4.96
Bus56	0.380	99.53	4.96
Bus57	0.380	99.48	4.96
Bus58	0.380	99.51	4.96
Bus59	0.380	99.46	4.96
Bus60	0.380	99.48	4.96
Bus61	0.380	99.07	4.96
Bus62	0.380	99.42	4.96
Bus63	0.380	98.81	4.96
MAIN_BUS 2	0.380	99.57	4.96
MAIN_BUS 3	0.380	99.57	4.96
MAIN_BUS4	0.380	99.57	4.96
MAIN_BUS5	0.380	99.57	4.96
MAIN_BUS6	0.380	99.22	4.96
MAIN_BUS I	0.380	99.57	4.96

Indicates buses with THD (Total Harmonic Distortion) exceeding the limit

at: JUNI 2007
 or: SSTE Lab. Crew
 ic: PG_K_AGUNG

Study Case:

SN: KLGCONSULT
 HA Revision: Base
 Config.: Normal

HARMONIC LIBRARY

Devices		Current										Harmonic				Source in %		
Manufacturer	Model	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
IEEE	6 Pulse2	0	0	0	19.10	0	13.10	0	0	0	7.20	0	5.60	0	0	3.30	2.40	1.20
IEEE	XFMR Magnet	0.80	0.20	0.20	0.40	0.50	0.50	0.50	0.40	0.40	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	50.00	0	20.00	0	5.00	0	2.60	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Devices		Voltage										Harmonic				Source in %		
Manufacturer	Model	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	23
	Arc Furnace	5.00	20.00	3.00	10.00	1.50	6.00	1.00	3.00	0	0	55	59	61	65	67	71	73
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

HARMONIC SOURCE

Connected Bus ID	Type	Manufacturer	Model
Bus1	Voltage	Typical	Arc Furnace
Bus15	Current	Typical-IEEE	6 Pulse2
Bus14	Current	Typical-IEEE	6 Pulse2
Bus39	Current	Typical-IEEE	6 Pulse2
MAIN_BUS 1	Current	Typical-IEEE	XFMR Magnet
MAIN_BUS 1	Current	Typical-IEEE	XFMR Magnet

FUNDAMENTAL LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR % Tap
	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	%PF	
	6.000	100.000	0.0	2.76	0.96	0	0	0	0	MAIN_BUS 1	1.38	0.48	140	94.40	
										MAIN_BUS 1	1.38	0.48	140	94.40	
0.380	98.734	-31.4		0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 4	-0.04	-0.02	69	90.05	
0.380	98.573	-31.4		0	0	0.12	0.05	0	0	MAIN_BUS 2	-0.12	-0.05	203	91.55	
0.380	98.743	-31.4		0	0	0.08	0.03	0	0	MAIN_BUS 2	-0.08	-0.03	133	91.71	
0.380	98.714	-31.4		0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 2	-0.02	-0.01	36	88.45	
0.380	98.735	-31.4		0	0	0.09	0.04	0	0	MAIN_BUS 2	-0.09	-0.04	153	91.43	
0.380	98.690	-31.4		0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 2	-0.02	-0.01	35	88.37	
0.380	98.637	-31.4		0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 2	-0.04	-0.02	72	90.16	
0.380	98.206	-31.4		0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 2	-0.04	-0.02	69	90.04	
0.380	98.483	-31.4		0	0	0.21	0.13	0	0	MAIN_BUS 1	-0.21	-0.13	385	85.01	
0.380	98.067	-31.4		0	0	0.21	0.13	0	0	MAIN_BUS 1	-0.21	-0.13	387	85.00	
0.380	98.483	-31.5		0	0	0.17	0.07	0	0	MAIN_BUS 1	-0.17	-0.07	286	91.73	
0.380	98.174	-31.5		0	0	0.17	0.07	0	0	MAIN_BUS 4	-0.17	-0.07	285	91.69	
0.380	98.806	-31.4		0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 3	-0.04	-0.02	71	90.15	
0.380	98.917	-31.4		0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 3	-0.02	-0.01	34	88.42	
0.380	97.992	-31.5		0	0	0.22	0.10	0	0	MAIN_BUS 3	-0.22	-0.10	372	91.84	
0.380	98.705	-31.5		0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 3	-0.04	-0.02	73	90.22	
0.380	97.725	-31.7		0	0	0.26	0.11	0	0	MAIN_BUS 3	-0.26	-0.11	436	91.90	
0.380	98.839	-31.4		0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 3	-0.02	-0.01	37	88.53	
0.380	98.882	-31.4		0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS 3	-0.02	-0.01	37	88.52	
0.380	98.417	-31.5		0	0	0.12	0.05	0	0	MAIN_BUS 4	-0.12	-0.05	194	91.52	
0.380	98.381	-31.5		0	0	0.11	0.05	0	0	MAIN_BUS 4	-0.11	-0.05	177	91.48	
0.380	97.706	-31.6		0	0	0.16	0.07	0	0	MAIN_BUS 4	-0.16	-0.07	277	91.71	
0.380	98.495	-31.5		0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS 6	-0.02	-0.01	28	82.05	
0.380	98.223	-31.5		0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS 6	-0.02	-0.01	28	82.01	
0.380	98.223	-31.5		0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS 6	-0.02	-0.01	28	82.01	
0.380	98.404	-31.5		0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS 6	-0.02	-0.01	28	82.02	
0.380	97.981	-31.5		0	0	0	0	0.10	0.06	MAIN_BUS 6	-0.10	-0.06	175	86.01	
0.380	98.459	-31.5		0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS 6	-0.02	-0.01	39	92.02	
0.380	98.443	-31.5		0	0	0	0	0.01	0.00	MAIN_BUS 6	-0.01	0.00	11	90.02	
0.380	98.495	-31.5		0	0	0	0	0.01	0.00	MAIN_BUS 6	-0.01	0.00	13	91.03	

at: JUNI 2007
 r: SSTE Lab. Crew
 e: PG_K_AGUNG

Study Case:

SN: KLGCONSULT
 HA Revision: Base
 Config.: Normal

	0.380	98.515	-31.5	0	0	0	0	0.00	0.00	MAIN_BUS6	0.00	0.00	5	90.04
	0.380	98.515	-31.5	0	0	0	0	0.01	0.00	MAIN_BUS6	-0.01	0.00	11	96.03
	0.380	98.647	-31.5	0	0	0.04	0.02	0	0	MAIN_BUS 3	-0.04	-0.02	75	90.27
	0.380	98.824	-31.4	0	0	0.03	0.02	0	0	MAIN_BUS5	-0.03	-0.02	55	89.53
	0.380	98.732	-31.4	0	0	0.03	0.02	0	0	MAIN_BUS5	-0.03	-0.02	55	89.52
	0.380	98.855	-31.4	0	0	0.02	0.01	0	0	MAIN_BUS5	-0.02	-0.01	37	88.50
	0.380	98.883	-31.4	0	0	0.01	0.01	0	0	MAIN_BUS5	-0.01	-0.01	19	86.84
	0.380	98.898	-31.4	0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS5	-0.02	-0.01	28	95.05
	0.380	98.847	-31.4	0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS5	-0.02	-0.01	28	95.02
	0.380	98.873	-31.4	0	0	0.01	0.01	0	0	MAIN_BUS5	-0.01	-0.01	19	86.83
	0.380	98.826	-31.4	0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS5	-0.02	-0.01	28	95.02
	0.380	98.845	-31.4	0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS5	-0.02	-0.01	28	95.02
	0.380	98.440	-31.5	0	0	0	0	0.02	0.01	MAIN_BUS5	-0.02	-0.01	39	92.00
	0.380	98.792	-31.4	0	0	0	0	0.01	0.00	MAIN_BUS5	-0.01	0.00	11	92.02
	0.380	98.178	-31.4	0	0	0	0	0.04	0.01	MAIN_BUS5	-0.04	-0.01	70	96.00
2	0.380	98.933	-31.4	0	0	0	0	0.00	-0.15	Bus7	0.12	0.05	203	91.53
										Bus8	0.08	0.03	133	91.69
										Bus9	0.02	0.01	36	88.43
										Bus10	0.09	0.04	153	91.42
										Bus11	0.02	0.01	35	88.36
										Bus12	0.04	0.02	72	90.17
										Bus13	0.04	0.02	69	90.07
										MAIN_BUS 1	-0.42	-0.04	645	99.45
3	0.380	98.933	-31.4	0	0	0	0	0	0	Bus18	0.04	0.02	71	90.14
										Bus19	0.02	0.01	34	88.42
										Bus20	0.22	0.10	372	91.79
										Bus21	0.04	0.02	73	90.19
										Bus22	0.26	0.11	436	91.71
										Bus23	0.02	0.01	37	88.51
										Bus24	0.02	0.01	37	88.51
										Bus50	0.04	0.02	75	90.21
										MAIN_BUS 1	-1.74	-0.50	2774	96.05
										MAIN_BUS4	1.06	0.20	1655	98.30
4	0.380	98.933	-31.4	0	0	0	0	0.00	-0.29	Bus5	0.04	0.02	69	90.03
										Bus17	0.17	0.07	285	91.62
										Bus27	0.12	0.05	194	91.47
										Bus28	0.11	0.05	177	91.40
										Bus29	0.17	0.07	277	91.59
										MAIN_BUS5	0.46	0.23	789	89.76
										MAIN_BUS 3	-1.06	-0.20	1655	98.30
5	0.380	98.933	-31.4	0	0	0	0	0	0	MAIN_BUS6	0.21	0.12	369	86.31
										Bus52	0.03	0.02	55	89.53
										Bus53	0.03	0.02	55	89.55
										Bus54	0.02	0.01	37	88.50
										Bus55	0.01	0.01	18	86.86
										Bus60	0.02	0.01	28	95.02
										Bus56	0.02	0.01	28	95.05
										Bus57	0.02	0.01	28	95.02
										Bus59	0.02	0.01	28	95.01
										Bus58	0.01	0.01	19	86.85
										Bus61	0.02	0.01	39	91.96
										Bus62	0.01	0.00	11	92.03
										Bus63	0.04	0.01	70	96.01
										MAIN_BUS4	-0.46	-0.23	789	89.76
6	0.380	98.586	-31.5	0	0	0	0	0	0	MAIN_BUS5	-0.21	-0.12	369	86.36
										Bus32	0.02	0.01	28	82.06
										Bus33	0.02	0.01	28	82.01
										Bus34	0.02	0.01	28	82.01
										Bus35	0.02	0.01	28	82.02
										Bus36	0.10	0.06	175	85.97
										Bus37	0.02	0.01	39	92.02
										Bus38	0.01	0.00	11	90.04
										Bus39	0.01	0.00	13	91.04
										Bus40	0.00	0.00	5	90.09
										Bus41	0.01	0.00	11	96.03
1	0.380	98.933	-31.4	0	0	0	0	0	0	Bus14	0.21	0.13	385	85.01
										Bus15	0.21	0.13	387	85.01
										Bus16	0.17	0.07	286	91.67
										Bus1	-1.38	-0.44	2219	95.18
										Bus1	-1.38	-0.44	2219	95.18
										MAIN_BUS 2	0.42	0.04	645	99.45

at: JUNI 2007
 or: SSTE Lab. Crew
 ne: PG_K_AGUNG

Study Case:

SN: KLGCONSULT
 HA Revision: Base
 Config.: Normal

MAIN_BUS 3

1.74 0.50 2774 96.05

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

SYSTEM HARMONICS INFORMATION

Bus	Voltage Distortion								Current Distortion						
	ID	kV	%	Fund.	RMS	%	ASUM	%	THD	%	TIF	To Bus	ID	Amp	Fund.
Amp	RMS	Amp	ASUM	%	THD	TIF	IT								
	6.000	100.00	102.87	149.50	24.13	59.67		MAIN_BUS 1	140.60	141.04	160.37	7.99	27.99	3947.44	
								MAIN_BUS 1	140.60	141.04	160.37	7.99	27.99	3947.44	
	0.380	98.73	99.59	132.94	13.21	112.48		MAIN_BUS4	69.04	307.90	744.51	434.65	916.22	282107.22	
	0.380	98.57	99.46	123.92	13.43	50.39		MAIN_BUS 2	203.88	206.52	265.41	16.15	38.00	7848.15	
	0.380	98.74	99.63	124.17	13.45	50.45		MAIN_BUS 2	133.65	135.40	174.17	16.23	38.17	5168.69	
	0.380	98.71	99.60	124.15	13.46	50.48		MAIN_BUS 2	36.83	37.08	44.83	11.62	27.59	1022.84	
	0.380	98.74	99.63	124.18	13.46	50.49		MAIN_BUS 2	153.97	155.99	200.69	16.24	38.20	5959.45	
	0.380	98.69	99.58	124.13	13.47	50.50		MAIN_BUS 2	35.53	35.76	43.24	11.61	27.58	986.51	
	0.380	98.64	99.53	124.11	13.49	50.60		MAIN_BUS 2	72.35	72.84	88.11	11.66	27.62	2012.09	
	0.380	98.21	99.09	123.54	13.48	50.56		MAIN_BUS 2	69.41	69.87	84.37	11.54	27.36	1911.64	
	0.380	98.48	99.40	125.13	13.68	53.89		MAIN_BUS 1	385.67	397.45	597.61	24.91	356.09	141529.58	
	0.380	98.07	99.01	125.71	13.86	59.95		MAIN_BUS 1	387.31	399.05	599.26	24.80	354.67	141529.58	
	0.380	98.48	99.36	123.66	13.36	50.11		MAIN_BUS 1	286.41	290.07	372.22	16.04	37.73	10944.47	
	0.380	98.17	99.04	123.18	13.31	49.94		MAIN_BUS4	285.74	289.32	370.48	15.87	37.37	10811.26	
	0.380	98.81	99.70	124.30	13.48	50.56		MAIN_BUS 3	71.42	71.90	87.01	11.69	27.69	1991.31	
	0.380	98.92	99.81	124.47	13.50	50.61		MAIN_BUS 3	34.13	34.36	41.59	11.70	27.78	954.40	
	0.380	97.99	98.86	122.99	13.33	50.02		MAIN_BUS 3	372.49	377.14	482.74	15.84	37.29	14064.51	
	0.380	98.71	99.59	124.13	13.46	50.46		MAIN_BUS 3	73.93	74.43	90.01	11.64	27.58	2053.14	
	0.380	97.73	98.56	122.26	13.12	49.24		MAIN_BUS 3	436.62	441.84	563.06	15.50	36.52	16136.25	
	0.380	98.84	99.73	124.35	13.48	50.56		MAIN_BUS 3	37.65	37.91	45.87	11.67	27.70	1050.17	
	0.380	98.88	99.78	124.42	13.49	50.59		MAIN_BUS 3	37.20	37.45	45.33	11.68	27.74	1039.09	
	0.380	98.42	99.29	123.60	13.37	50.15		MAIN_BUS4	194.10	196.57	252.19	16.02	37.71	7412.39	
	0.380	98.38	99.25	123.46	13.32	49.97		MAIN_BUS4	177.68	179.92	230.62	15.95	37.55	6755.32	
	0.380	97.71	98.55	122.38	13.20	49.54		MAIN_BUS4	277.84	281.20	358.75	15.59	36.73	10327.16	
	0.380	98.49	99.39	123.97	13.49	50.61		MAIN_BUS6	28.43	28.61	34.56	11.23	41.86	1197.67	
	0.380	98.22	99.11	123.63	13.49	50.60		MAIN_BUS6	28.35	28.53	34.47	11.23	41.85	1194.04	
	0.380	98.22	99.11	123.63	13.49	50.60		MAIN_BUS6	28.35	28.53	34.47	11.23	41.85	1194.04	
	0.380	98.40	99.30	123.86	13.49	50.61		MAIN_BUS6	28.41	28.58	34.53	11.23	41.86	1196.46	
	0.380	97.98	98.87	123.31	13.49	50.58		MAIN_BUS6	175.66	176.86	215.17	11.72	43.78	7742.54	
	0.380	98.46	99.35	123.93	13.49	50.61		MAIN_BUS6	39.79	40.10	49.31	12.48	46.72	1873.48	
	0.380	98.44	99.34	123.91	13.49	50.61		MAIN_BUS6	11.37	11.45	14.03	12.23	45.75	523.89	
	0.380	98.49	99.39	124.20	13.49	50.87		MAIN_BUS6	13.47	13.91	21.10	25.68	366.39	5095.06	
	0.380	98.51	99.41	124.00	13.49	50.61		MAIN_BUS6	5.69	5.73	7.02	12.23	45.75	262.16	
	0.380	98.52	99.41	124.00	13.49	50.61		MAIN_BUS6	11.38	11.47	14.21	12.99	48.65	558.25	
	0.380	98.65	99.53	124.01	13.43	50.37		MAIN_BUS 3	75.61	76.11	92.00	11.60	27.50	2093.28	
	0.380	98.82	99.72	124.33	13.49	50.57		MAIN_BUS5	55.83	56.21	68.02	11.69	27.71	1557.38	
	0.380	98.73	99.63	124.25	13.50	50.63		MAIN_BUS5	55.88	56.26	68.07	11.68	27.69	1557.75	
	0.380	98.86	99.75	124.38	13.49	50.59		MAIN_BUS5	37.21	37.46	45.33	11.68	27.73	1038.67	
	0.380	98.88	99.78	124.42	13.49	50.60		MAIN_BUS5	19.00	19.13	23.14	11.63	27.73	530.39	
	0.380	98.90	99.79	124.46	13.50	50.62		MAIN_BUS5	28.55	28.78	35.58	12.87	48.20	1387.32	
	0.380	98.85	99.74	124.39	13.50	50.62		MAIN_BUS5	28.53	28.77	35.57	12.87	48.19	1386.53	
	0.380	98.87	99.77	124.41	13.49	50.60		MAIN_BUS5	19.00	19.13	23.14	11.62	27.72	530.28	
	0.380	98.83	99.72	124.36	13.50	50.62		MAIN_BUS5	28.53	28.76	35.56	12.87	48.19	1386.19	
	0.380	98.85	99.74	124.39	13.50	50.62		MAIN_BUS5	28.53	28.77	35.57	12.87	48.19	1386.49	
	0.380	98.44	99.33	123.87	13.49	50.59		MAIN_BUS5	39.78	40.09	49.30	12.48	46.71	1872.72	
	0.380	98.79	99.69	124.32	13.50	50.62		MAIN_BUS5	11.41	11.50	14.14	12.49	46.74	537.25	
	0.380	98.18	99.07	123.53	13.49	50.57		MAIN_BUS5	70.85	71.45	88.47	12.98	48.63	3474.37	
S 2	0.380	98.93	99.83	124.50	13.50	50.63		Bus7	203.88	206.52	265.40	16.15	38.00	7847.02	
								Bus8	133.65	135.40	174.16	16.22	38.17	5167.47	
								Bus9	36.83	37.07	44.82	11.61	27.55	1021.33	
								Bus10	153.97	155.99	200.69	16.24	38.20	5958.63	
								Bus11	35.52	35.76	43.23	11.61	27.55	985.07	
								Bus12	72.35	72.84	88.11	11.65	27.62	2011.62	
								Bus13	69.40	69.86	84.36	11.53	27.34	1910.42	
								MAIN_BUS 1	645.18	692.20	1131.86	38.87	146.19	101195.18	
S 3	0.380	98.93	99.83	124.50	13.50	50.63		Bus18	71.41	71.90	87.00	11.68	27.66	1988.71	
								Bus19	34.12	34.36	41.58	11.69	27.75	953.46	
								Bus20	372.49	377.13	482.72	15.84	37.28	14060.92	
								Bus21	73.92	74.42	89.98	11.63	27.51	2047.16	
								Bus22	436.62	441.83	563.03	15.50	36.51	16130.91	
								Bus23	37.65	37.91	45.87	11.67	27.70	1050.17	

VIHD (Individual Harmonic Distortion) Report

Bus ID	kV	Voltage Distortion		Order
		Fund. %	VHD %	
Bus1	6.000	100.00	24.13	9
Bus5	0.380	98.73	13.21	7
Bus7	0.380	98.57	13.43	7
Bus8	0.380	98.74	13.45	7
Bus9	0.380	98.71	13.46	7
Bus10	0.380	98.74	13.46	7
Bus11	0.380	98.69	13.47	7
Bus12	0.380	98.64	13.49	7
Bus13	0.380	98.21	13.48	7
Bus14	0.380	98.48	13.68	7
Bus15	0.380	98.07	13.86	7
Bus16	0.380	98.48	13.36	7
Bus17	0.380	98.17	13.31	7
Bus18	0.380	98.81	13.48	7
Bus19	0.380	98.92	13.50	7
Bus20	0.380	97.99	13.33	7
Bus21	0.380	98.71	13.46	7
Bus22	0.380	97.73	13.12	7
Bus23	0.380	98.84	13.48	7
Bus24	0.380	98.88	13.49	7
Bus27	0.380	98.42	13.37	7
Bus28	0.380	98.38	13.32	7
Bus29	0.380	97.71	13.20	7
Bus32	0.380	98.49	13.49	7
Bus33	0.380	98.22	13.49	7
Bus34	0.380	98.22	13.49	7
Bus35	0.380	98.40	13.49	7
Bus36	0.380	97.98	13.49	7
Bus37	0.380	98.46	13.49	7
Bus38	0.380	98.44	13.49	7
Bus39	0.380	98.49	13.49	7
Bus40	0.380	98.51	13.49	7
Bus41	0.380	98.52	13.49	7
Bus50	0.380	98.65	13.43	7
Bus52	0.380	98.82	13.49	7
Bus53	0.380	98.73	13.50	7
Bus54	0.380	98.86	13.49	7
Bus55	0.380	98.88	13.49	7
Bus56	0.380	98.90	13.50	7
Bus57	0.380	98.85	13.50	7
Bus58	0.380	98.87	13.49	7
Bus59	0.380	98.83	13.50	7
Bus60	0.380	98.85	13.50	7
Bus61	0.380	98.44	13.49	7
Bus62	0.380	98.79	13.50	7
Bus63	0.380	98.18	13.49	7
MAIN_BUS 2	0.380	98.93	13.50	7
MAIN_BUS 3	0.380	98.93	13.50	7
MAIN_BUS4	0.380	98.93	13.50	7
MAIN_BUS5	0.380	98.93	13.50	7
MAIN_BUS6	0.380	98.59	13.49	7
MAIN_BUS 1	0.380	98.93	13.50	7

Indicates buses with IHD (Individual Harmonic Distortion) exceeding the limit

VTHD (Total Harmonic Distortion) Report

Bus ID	Voltage Distortion		
	kV	Fund.	THD
		%	%
Bus1	6.000	100.00	24.13
Bus5	0.380	98.73	13.21
Bus7	0.380	98.57	13.43
Bus8	0.380	98.74	13.45
Bus9	0.380	98.71	13.46
Bus10	0.380	98.74	13.46
Bus11	0.380	98.69	13.47
Bus12	0.380	98.64	13.49
Bus13	0.380	98.21	13.48
Bus14	0.380	98.48	13.68
Bus15	0.380	98.07	13.86
Bus16	0.380	98.48	13.36
Bus17	0.380	98.17	13.31
Bus18	0.380	98.81	13.48
Bus19	0.380	98.92	13.50
Bus20	0.380	97.99	13.33
Bus21	0.380	98.71	13.46
Bus22	0.380	97.73	13.12
Bus23	0.380	98.84	13.48
Bus24	0.380	98.88	13.49
Bus27	0.380	98.42	13.37
Bus28	0.380	98.38	13.32
Bus29	0.380	97.71	13.20
Bus32	0.380	98.49	13.49
Bus33	0.380	98.22	13.49
Bus34	0.380	98.22	13.49
Bus35	0.380	98.40	13.49
Bus36	0.380	97.98	13.49
Bus37	0.380	98.46	13.49
Bus38	0.380	98.44	13.49
Bus39	0.380	98.49	13.49
Bus40	0.380	98.51	13.49
Bus41	0.380	98.52	13.49
Bus50	0.380	98.65	13.43
Bus52	0.380	98.82	13.49
Bus53	0.380	98.73	13.50
Bus54	0.380	98.86	13.49
Bus55	0.380	98.88	13.49
Bus56	0.380	98.90	13.50
Bus57	0.380	98.85	13.50
Bus58	0.380	98.87	13.49
Bus59	0.380	98.83	13.50
Bus60	0.380	98.85	13.50
Bus61	0.380	98.44	13.49
Bus62	0.380	98.79	13.50
Bus63	0.380	98.18	13.49
MAIN_BUS 2	0.380	98.93	13.50
MAIN_BUS 3	0.380	98.93	13.50
MAIN_BUS4	0.380	98.93	13.50
MAIN_BUS5	0.380	98.93	13.50
MAIN_BUS6	0.380	98.59	13.49
MAIN_BUS I	0.380	98.93	13.50

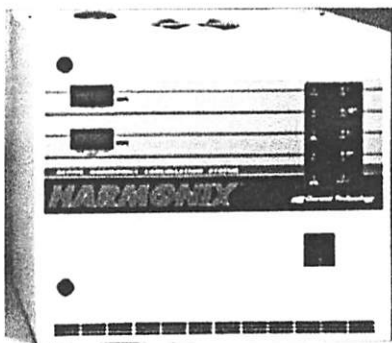
Indicates buses with THD (Total Harmonic Distortion) exceeding the limit

Harmonix™

ACTIVE HARMONIC CANCELLATION FILTER

HARMONIX

Protecting mission-critical operations from damage, downtime and danger



The world's first cost-effective active harmonic cancellation filter. From Current Technology, the leading name in electrical power reliability for more than three decades.

At last, a well-engineered solution to the myriad problems created by excessive harmonic current: the Harmonix active cancellation filter from Current Technology. Developed in collaboration with faculty electrical engineers from Texas A&M University and extensively beta-tested at mission-critical customer

sites, the patented Harmonix expertly handles the constantly changing harmonic currents inherent in today's busy facilities.

Unlike the passive harmonic cancellation devices of yesterday, the flexible Harmonix is easy to upgrade and automatically adapts to all changing facility loads. Harmonix models provide effective filtering without forming a resonant circuit with the source impedance. The result: as much as 200% more cancellation than "passive" harmonic technologies.

Harmonix Installation Manual >>

Retrofit or build-out: Harmonix eliminates costly, dangerous problems to ensure uptime and worry-free operation

Engineered for fast and simple installation in existing or new facilities, the proven, patented Harmonix is connected in parallel with the building's power network to eradicate all zero-sequence harmonics from the phases and neutral upstream in the distribution system, thereby safeguarding mission-critical equipment from:

- overheating of transformers, neutrals and connectors
- waveform distortion
- destruction of computer components
- burned relay contacts
- equipment malfunction
- blown fuses
- low power factors
- increased energy costs
- breaker tripping
- motor overheating
- increased ground potential
- high voltage differentials

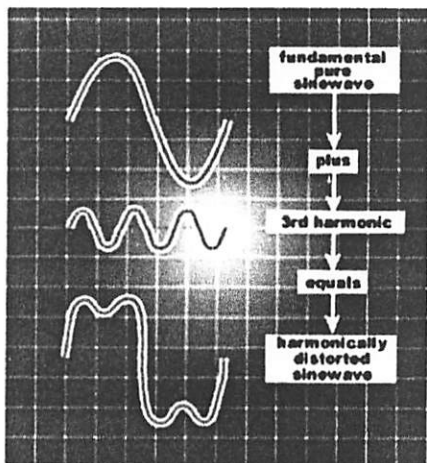
HARMONIX

From air traffic control towers to wastewater treatment plants: Harmonix' superior features and benefits actively safeguard mission-critical environments

Backed by more than a quarter-century of Current Technology's legendary power reliability product innovation, maintenance-free Harmonix models are stackable and parallelable for easy upgrade and expansion. Each factory-tested Harmonix model includes the following standard features and benefits:

- 100 amp harmonic cancellation current
- active filtering of no less than 90% of all harmonic neutral currents
- cancels triplen phase harmonics (3rd, 9th, 15th)

- load-independent/active neutral current monitoring
- stand-alone modular design
- meter switch for triplen and total RMS current monitoring
- maximum cancellation current light
- pulse-by-pulse current limit protection
- thermal shutdown protection and indication light
- pass-through ports for easily upgradeable interconnection
- alarm bypass and indication light
- control panel battery backup/low battery indication light
- digital LCD neutral current and cancellation current meters
- form "C" dry contacts for easy connection to building management system
- control panel test switch to verify monitoring circuit integrity
- Three Year Product Warranty
- "24x7" around-the-clock Technical Hotline



What are harmonics?

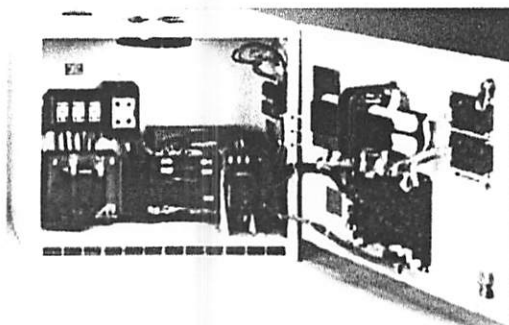
The technical definition of a harmonic is "the sinusoidal component of a periodic wave or quantity having a frequency that is an integer multiple of the fundamental frequency." In music, harmonics are the overtones that distinguish the sound of one stringed or woodwind instrument from another by producing complex sounds. Similarly, electrical harmonic currents produce waveforms that may be broken into components. When a current sine wave is not proportional to the electrical systems' voltage, harmonics are present. Harmonic frequencies are integer multiple of the fundamental frequency.

How do harmonics damage electrically powered equipment?

Harmonic currents travel from the load through the electrical system and onto the power source. The amount of harmonic voltage and current that a system will tolerate is dependent upon both the load and the source. The continuing proliferation of single-phase nonlinear power electronic loads guarantees that damaging harmonic disturbances will only increase as equipment operation becomes faster and more sophisticated.

How does the Harmonix active cancellation filter work?

Harmonix active harmonic cancellation filters eliminate no less than 90% of harmonic neutral currents via an exclusive, patented engineering process. Neutral currents are sensed by a current sensor and processed through a notch filter to eliminate the fundamental component of the neutral current signal. This error signal is then amplified and modulated to generate full-bridge inverter gating signals. The inverter then actively injects an equal and opposite current to rapidly deliver closed-loop active cancellation.



Why is "active" harmonic filtering superior to passive technologies?

Some of the advantages of active harmonic filtering include performance independent of system impedance, cancellation of zero-sequence harmonics by measurement and closed-loop control, built-in current limit (no overloading), fast-response characteristics and sufficient bandwidth to cancel zero-sequence harmonics, smaller footprint, and stable operation. Harmonix is the only technology that provides guaranteed

performance values regardless of phase balance, loading, or connection distances (within recommendations). As loads and distribution systems change over time, Harmonix performance characteristics do not degrade.

Harmonix cancellation is determined by the sensing circuit at the point of connection. This eliminates the possibility of the active device drawing harmonics from other locations in the distribution system and potential filter overloading. But the most important differences are the extremely high cancellation efficiency of the Harmonix' active technology, which delivers as much as 200% more cancellation than passive devices, the Harmonix' ability to handle changing currents, easy upgradability and long-lasting, reliable protection.

 **Current Technology**
POWER FOR SUCCESS

-CONTACT US-

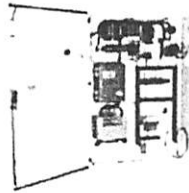


PRODUCTS

Products

Knowing what the answer is by nature is a rare talent. This talent is something that Kimark possesses. Through experience, this talent has become more and more refined. It's not about the technologies and the market speak. It's about proven solutions, trusted partnerships, focus and discipline that allows a company like Kimark to be truly innovative. Its integrated experience. These things take time and practice. This road has been traveled and this team exudes experience.

Core Products



The Kimark Coal Bed Methane Panel uses a Process Controller Variable Frequency Drive to provide our customers with many unique advantages. With Kimark's intelligent control scheme, the system can accurately maintain water levels, detect and clear gas locks, and reduce energy costs.



171CCC7801OK is Kimark's new PLC/RTU. With the capability of 9999 unit addresses, it provides the ability to have large Modbus SCADA systems.



ATV58REQ3811 is Kimark's variable speed drive of choice. Its sturdy design and built-in Modbus make it ideal for gas applications.

Other Products



SCH-1000 (PDF file) is a powerful 1 Watt transceiver operating in the 902 to 928 Mhz. Range that effectively communicates at distances up to 20 Miles line of sight.

E-Chart Gas Meter (PDF file) — This next generation flow computer is highly reliable and the most accurate available. The unit calculates all the necessary standard equations (AGA / API) for liquids and gases making it ideal for well head and custody measurement.



Blue Wave Antennas (PDF file) have been designed to meet the requirements of a high gain, broadband, premium quality antenna. Manufactured of high strength aluminum, it withstands heavy ice and wind, making it ideal for remote gas applications.



A Passive Harmonic Filter is pictured to the left. This harmonic filter is used at each well and only becomes active when the VFD Drive is running. This filter will reduce your energy costs and eliminate damaged equipment when compared to a pole mounted filter used for multiple wells. Pole mounted filters are designed for full load and are always consuming energy. The voltage increases in pole mounted filters as equipment is turned off. The voltage can increase to a point which will damage panel devices. In addition, if a pole mounted filter fails, all wells connected to the filter will cease to operate.

©kimark.com ©2004 Kimark Systems Inc. All Rights Reserved.