



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**MENENTUKAN KERUGIAN MINIMUM AKIBAT  
EMISI HARMONISA PADA POPULASI  
KONSUMEN INDUSTRI**

**TESIS**

**EAR MARISON**  
**09 06 57 77 91**

**FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM MAGISTER TEKNIK ELEKTRO  
SALEMBA  
Juni 2011**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**MENENTUKAN KERUGIAN MINIMUM AKIBAT  
EMISI HARMONISA PADA POPULASI  
KONSUMEN INDUSTRI**

**TESIS**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik**

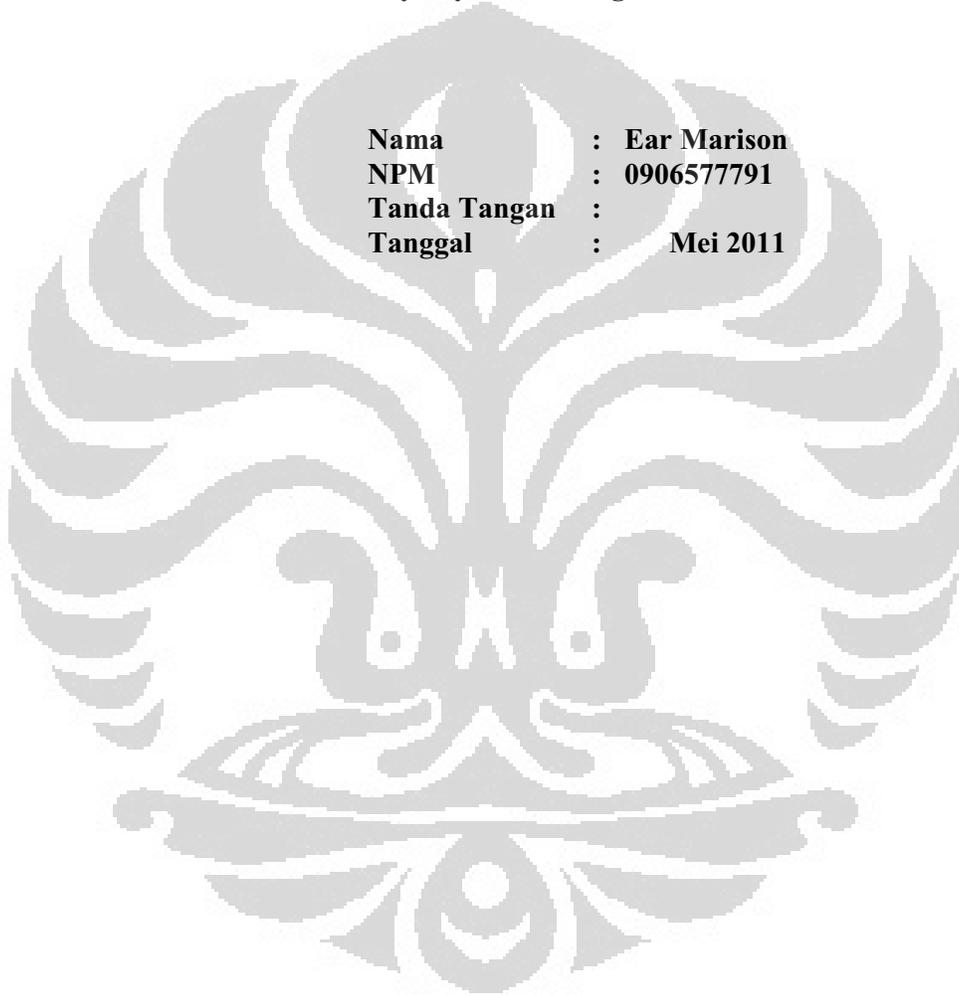
**EAR MARISON  
09 06 57 77 91**

**FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM MAGISTER TEKNIK ELEKTRO  
KEKHUSUSAN TEKNIK TENAGA LISTRIK  
SALEMBA  
Juni 2011**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Seminar ini adalah hasil karya saya sendiri,  
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk  
telah saya nyatakan dengan benar.**

**Nama : Ear Marison  
NPM : 0906577791  
Tanda Tangan :  
Tanggal : Mei 2011**



## LEMBAR PENGESAHAN

Tesis dengan judul:

### **MENENTUKAN KERUGIAN MINIMUM AKIBAT EMISI HARMONISA PADA POPULASI KONSUMEN INDUSTRI**

dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Magister Teknik pada Program Studi Teknik Elektro Kekhususan Teknik Tenaga Listrik, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia dan disetujui untuk diajukan dalam presentasi tesis

Salemba, Mei 2011  
Menyetujui  
Dosen Pembimbing

Prof. DR. Ir. Iwa Garniwa M. K. M.T.  
NIP 196105071989031004

## KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, Tuhan Semesta Alam, karena hanya dari-Nya-lah segala berkah dan rahmat yang membuat saya dapat menyelesaikan Seminar ini. Penulisan seminar ini merupakan salah satu syarat untuk dapat menyelesaikan studi di Program Studi Magister Teknik Elektro Universitas Indonesia dan mencapai gelar Magister Teknik. Saya sangat menghargai bantuan, bimbingan, dan kerja sama dari berbagai pihak selama masa perkuliahan maupun pada saat penyusunan seminar karena merupakan faktor utama yang menyebabkan saya mampu menyelesaikan seminar ini. Oleh sebab itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

- (1) Prof. DR. Ir. Iwa Garniwa M. K. M.T., selaku dosen pembimbing yang telah mencurahkan waktu, tenaga maupun pikirannya untuk mengarahkan saya dalam penyusunan seminar ini;
- (2) Ir. Alamsyah, Msc dan Ir. Heri Wibowo serta rekan-rekan di PT. PLN (Persero) Distribusi Jakarta Raya dan Tangerang, Jakarta, yang telah membantu penyediaan data-data yang saya perlukan;
- (3) Ir. Titovianto Widyantoro, M.Si dan rekan-rekan di Pusdiklat Konversi Energi dan Energi Baru Terbarukan, Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral, Ciracas, Jakarta, yang telah membantu penyediaan data-data yang saya perlukan;
- (4) Teman-teman seangkatan yang telah banyak membantu saya dalam menyelesaikan seminar ini.

Akhir kata, semoga Tuhan yang Maha Esa berkenan memberikan imbalan atas segala kebaikan para pihak yang telah membantu. Harapan saya adalah agar seminar ini dapat membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Jati Warna, Mei 2011

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI  
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

---

---

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Ear Marison  
NPM : 0906577791  
Program Studi : Magister Teknik  
Departemen : Elektro  
Fakultas : Teknik  
Jenis karya : Seminar

demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul :

**MENENTUKAN KERUGIAN MINIMUM AKIBAT  
EMISI HARMONISA PADA POPULASI  
KONSUMEN INDUSTRI**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/format-kan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jati Warna  
Pada tanggal : Mei 2011  
Yang menyatakan

(Ear Marison)

## ABSTRAK

Nama : Ear Marison  
Program Studi : Teknik Elektro  
Judul : Menentukan Titik Minimum Kerugian Investasi Akibat Emisi Harmonisa Pada Populasi Konsumen Industri.

Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui kerugian minimum akibat emisi *harmonisa* dalam suatu populasi konsumen industri, kualitas tenaga listrik yang buruk akan menimbulkan biaya, *harmonisa* pada instalasi penyediaan dan pemanfaatan tenaga listrik menimbulkan kerugian berupa penurunan kapasitas pada trafo tenaga dan pada kabel, sehingga kedua pihak akan berusaha mengurangi dampak kerugian tersebut dengan tambahan biaya investasi berupa penambahan kapasitas trafo dan kabel serta pemasangan filter, dengan menghitung biaya yang ditimbulkan di sisi penyediaan dan disisi pemanfaatan maka total kerugian dikedua pihak akan minimum pada suatu nilai *Total Harmonics Distortion* (Distorsi Harmonisa Total) tertentu.

Kata kunci:

*Kualitas tenaga listrik, Harmonisa, Total Harmonics Distortion*

## ABSTRACT

Name : Ear Marison  
Study Program : Electrical Engineering  
Title : Determining the Minimum Point Investment Losses Due to Harmonic Emissions In Industry Consumer Population.

This research was conducted to determine the minimum losses due to emission of harmonics in an industrial consumer population, poor quality of electrical power would cost, harmonics in the installation of electricity reduced capacity of the power transformer and the cables, so that both parties will try reduce the impact of these losses with the additional investment cost of adding capacity transformers and cables and the installation of filters, by calculating the costs incurred on the supply side and on the utilization side, the total cost in both parties will be minimum at a particular value of Total Harmonics Distortion.

Keywords:

*Power Quality, Harmonics, Total Harmonics Distortion*

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN SAMPUL .....	ii
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	iii
LEMBAR PENGESAHAN .....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH.....	vi
ABSTRAK.....	vii
DAFTAR ISI .....	viii
DAFTAR GAMBAR .....	xi
DAFTAR TABEL.....	xiii
<b>1. PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	3
1.3 Tujuan Penelitian.....	4
1.4 Manfaat Penelitian.....	4
1.5 Batasan Penelitian .....	4
1.6 Model Operasional Penelitian.....	5
1.7 Sistematika Penulisan .....	6
<b>2. TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>8</b>
2.1 Umum .....	8
2.2 Kualitas Tenaga Listrik.....	8
2.2.1 Dampak Kualitas Tenaga Listrik Terhadap Peralatan/Pemanfaat ...	10
2.2.2 Dampak Kualitas Tenaga Listrik Terhadap Biaya Operasi.....	12
2.2.3 Regulasi Kualitas Tenaga Listrik.....	14
2.3 Harmonisa .....	17
2.3.1 Penyebab Harmonisa .....	19
2.3.2 Propagasi Harmonisa .....	24
2.3.3 Mitigasi Harmonisa.....	26
2.3.4 Dampak Harmonisa Pada Trafo .....	28
2.3.5 Dampak Harmonisa Pada Kabel.....	32
2.3.6 Dampak Harmonisa Pada Peralatan Lainnya .....	34
2.4 Mengurangi Dampak Harmonisa .....	35
2.4.1 Filter Harmonik .....	37
2.4.2 Perangkat Harmonik .....	38
2.4.3 Peningkatan Kapasitas Hubung Singkat .....	38
2.4.4 Penambahan Kapasitas Konduktor Netral.....	38
2.4.5 Penggantian Peralatan/Pemanfaat .....	39
2.5 Analisa Biaya .....	39
2.5.1 Disisi Penyedia .....	39
2.5.2 Disisi Pemanfaatan .....	41
2.5.3 Biaya Total .....	43
2.6 Curve Fitting .....	45
2.8 Penentuan Sampel .....	46

<b>3. METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>47</b>
3.1 Umum .....	47
3.2 Penentuan Populasi.....	48
3.3 Penentuan Sampel .....	48
3.4 Penentuan Harga.....	48
3.5 Penghitungan Biaya di Konsumen .....	49
3.6 Penghitungan Biaya di Penyedia.....	51
3.7 Penentuan Titik Minimum dari Biaya Total .....	52
3.8 Kondisi Penghitungan .....	53
3.8 Kondisi 1 .....	54
3.8 Kondisi 2.....	54
3.8 Kondisi 3.....	55
3.8 Kondisi 4.....	55
<b>4. PENGUMPULAN DATA.....</b>	<b>56</b>
4.1 Umum .....	56
4.2 Data Sampel Konsumen Golongan Industri .....	56
4.2.1 Data Instalasi Konsumen Golongan Industri .....	57
4.2.2 Data Faktor Pembebanan Instalasi Konsumen.....	59
4.2.3 Data Pengukuran Harmonisa.....	59
4.2.4 Standar Harmonisa .....	61
4.3 Sistem Distribusi Tenaga Listrik.....	61
4.4 Data Statistik Konsumsi Energi Listrik di Indonesia .....	64
4.5 Data Harga Trafo.....	66
4.6 Data Harga Filter Harmonik .....	66
<b>5. PENGOLAHAN DATA DAN PEMBAHASAN.....</b>	<b>67</b>
5.1 Umum .....	67
5.2 Penentuan Data Sampel Konsumen Industri.....	67
5.3 Penghitungan Biaya di Konsumen .....	69
5.3.1 Penentuan Kapasitas Filter Harmonisa .....	69
5.3.2 Penghitungan Biaya Total di Konsumen .....	72
5.4 Penghitungan Biaya di Penyedia.....	74
5.4.1 Penghitungan Penurunan Kapasitas Trafo dan Kabel .....	74
5.4.2 Penghitungan Total Biaya di Penyedia.....	76
5.5 Kurva Total Biaya Investasi.....	78
5.6 Penghitungan Untuk Setiap Kondisi .....	80
5.6.1 Pengaruh Faktor Metode yang Digunakan.....	80
5.6.2 Pengaruh Faktor Cakupan Orde Harmonik.....	81
5.6.3 Pengaruh Faktor Beban.....	82
5.6.4 Hubungan Orde Harmonik, Kapasitas Pembebanan dan Metode .....	83
5.7 Kesimpulan Penghitungan dan Analisa .....	86
5.8 Penghitungan dan Analisa Dengan Pencocokan Kurva.....	89
5.8.1 Penghitungan Kondisi 1 Dengan Curve Fitting .....	90
5.8.2 Penghitungan Kondisi 2 Dengan Curve Fitting .....	91
5.8.3 Penghitungan Kondisi 3 Dengan Curve Fitting .....	92
5.8.4 Penghitungan Kondisi 4 Dengan Curve Fitting .....	93
5.8.5 Penghitungan Kondisi 5 Dengan Curve Fitting .....	93
5.8.6 Penghitungan Kondisi 6 Dengan Curve Fitting .....	94

5.8.7 Penghitungan Kondisi 7 Dengan Curve Fitting .....	94
5.8.8 Penghitungan Kondisi 8 Dengan Curve Fitting .....	95
5.8.9 Kesimpulan Hasil Analisa Dengan Pencocokan Kurva.....	95
<b>6. KESIMPULAN.....</b>	<b>100</b>
<b>DAFTAR REFERENSI .....</b>	<b>101</b>
<b>LAMPIRAN .....</b>	<b>103</b>
Lampiran 1 : Data Pengukuran Harmonisa Arus Orde 1 s.d. 10 Sampel 107 Konsumen Golongan Tarip Industri .....	103
Lampiran 2 : Data Pengukuran Harmonisa Arus Orde 11 s.d. 20 Sampel 107 Konsumen Golongan Tarip Industri .....	106
Lampiran 3 : Tabel Akumulasi Biaya di Konsumen Kondisi 1 – h1-20-TDD-IEEE .....	109
Lampiran 4 : Tabel Hasil Perhitungan Penurunan Kapasitas Trafo Kondisi 1 – h1-20-TDD-IEEE .....	110
Lampiran 5 : Tabel Akumulasi Biaya di Penyedia Kondisi 1 – h1-20-TDD-IEEE .....	111
Lampiran 6 : Tabel Total Akumulasi Biaya di Penyedia Dan di Konsumen Kondisi 1 – h1-20-TDD-IEEE .....	112
Lampiran 7 : Algoritma Program Matlab r2008 – Excel Automation Server Reading Excel® Spreadsheet Data, Gaussian .....	113
Lampiran 8 : Algoritma Program Matlab r2008 – Curve Fitting Gaussian Level 2 Kondisi 1 .....	114
Lampiran 9 : Algoritma Program Matlab r2008 – m-file utama untuk semua kondisi 1 s.d 8.....	115
Lampiran 10 : Petunjuk Penggunaan Program Matlab dan Penggunaan m-file Penghitungan Kondisi 1 s.d 8 .....	116
Lampiran 11 : Tabel File Excel Kondisi 1 s.d 8 Untuk digunakan pada m-file lampiran 9.....	119
Lampiran 12 : Hasil Pencocokan Kurva Kondisi 1 s.d 8 Menggunakan cftool pada Matlab.....	127

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Pengaruh Ketidakseimbangan Tegangan dan faktor Daya Terhadap Efisiensi Motor Listrik Tiga Fase.....	11
Gambar 2.2. Karakteristik Perubahan Tegangan .....	11
Gambar 2.3. Skema <i>Financial Impact</i> Pada Struktur Pasar Tenaga Listrik di Indonesia .....	15
Gambar 2.4. Beberapa Bentuk Skema Insentif – Disinsentif Regulasi Kualitas Tenaga Listrik.....	16
Gambar 2.5. (a) Kurva Tegangan-Arus (b) Grafik DFT Spektrum Harmonik.....	18
Gambar 2.6. Rangkaian dan Karakteristik Arus - Tegangan Beban Linier .....	20
Gambar 2.7. Rangkaian dan Kurva Arus - Tegangan Beban Tidak Linier .....	21
Gambar 2.8. Perkembangan Komponen Elektronika Daya di Dunia .....	23
Gambar 2.9. Perkembangan Aplikasi Elektronika Daya di Dunia .....	23
Gambar 2.10. Propagasi Harmonisa Pada Sistem Distribusi .....	25
Gambar 2.11. Propagasi Harmonisa Pada Sistem Terinterkoneksi .....	25
Gambar 2.12. Mitigasi Gangguan Harmonisa Terhadap Peralatan dan Pemanfaatan.....	27
Gambar 2.13. Kurva Derating Trafo Akibat Harmonisa Arus .....	30
Gambar 2.14. Kurva Rugi-rugi Trafo Akibat Penurunan Faktor Daya.....	32
Gambar 2.15. Efek Kulit ( <i>Skin Efek</i> ) Pada Konduktor Akibat Harmonisa .....	33
Gambar 2.16. Kurva Penurunan Kemampuan Kapasitas Hantar Kabel Terhadap Kandungan Hamonik Arus ke-3.....	34
Gambar 2.17. Filter Harmonisa (a) Filter Pasif, (b) Filter Aktif .....	37
Gambar 2.18. Rangkaian Ekuivalen Filter (a) Filter Pasif, (b) Filter Aktif .....	37
Gambar 2.19. Contoh Tinjauan Pada Sistem Distribusi.....	40
Gambar 2.20. Kurva Biaya di Sisi Penyedia .....	41
Gambar 2.21. Kurva Biaya di Sisi Pemanfaatan .....	42
Gambar 2.22. Kurva Biaya di Sisi Pemanfaatan, Disisi Penyedia dan Biaya Total.....	44
Gambar 3.1. <i>Flowchart</i> Langkah Penelitian.....	47
Gambar 3.2. Pengambilan Secara Acak Sederhana Data Terkelompok .....	48
Gambar 3.3. <i>Flowchart</i> Langkah Penghitungan Akumulasi Biaya di Konsumen .....	50
Gambar 3.4. <i>Flowchart</i> Langkah Penghitungan Akumulasi Biaya di Penyedia .....	52
Gambar 3.5. Penentuan Titik Minimum.....	53
Gambar 4.1. Metode Pengukuran .....	60
Gambar 4.2. Contoh Grafik DFT Harmonik Arus Orde 1 s.d 20 Hasil Pengukuran.....	60
Gambar 4.3. Bentuk Sistem Distribusi Yang Umum di Indonesia Tegangan.....	62
Gambar 4.4. Sketsa Isi Gardu Distribusi.....	62
Gambar 4.5. Konfigurasi Sistem Distribusi Yang Umum di Indonesia.....	63
Gambar 4.6. Sistem Koneksi Sistem Distribusi Yang Umum di Indonesia.....	63
Gambar 4.7. Diagram Prosentase Konsumsi Energi Listrik per Golongan Tarif Tahun 2009-Indonesia.....	64
Gambar 4.8. Diagram Prosentase Konsumsi Energi Listrik	

per Golongan Tarif Tahun 2009-DKI Jakarta .....	65
Gambar 5.1. Distribusi THDi dari 107 Sampel Konsumen .....	68
Gambar 5.2. Rata-rata Tingkat Harmonik dari 107 Sampel.....	69
Gambar 5.3. Kapasitas Kapasitor Dibutuhkan v.s Orde Harmonik.....	70
Gambar 5.4. Hubungan Kapasitas Trafo dan Orde Harmonik v.s. Kapasitas Kapasitor Dibutuhkan .....	71
Gambar 5.5. Hubungan Faktor Daya Awal dan Orde Harmonik v.s. Kapasitas Kapasitor Dibutuhkan (konsumen 1000kVA).....	71
Gambar 5.6. Grafik THD Arus (%) dan Akumulasi Biaya dari 107 Konsumen (Juta Rupiah) .....	73
Gambar 5.7. Grafik THDi dan Derating Factor.....	76
Gambar 5.8. Grafik THD Arus (%) dan Akumulasi Biaya Di Penyedia (Juta Rupiah).....	77
Gambar 5.9. Grafik THD Arus (%), Biaya di Konsumen, Biaya di Penyedia dan Total Biaya (Juta Rupiah).....	77
Gambar 5.10. Perbedaan Penghitungan Derating Trafo antara Metode IEEE dengan UTE .....	80
Gambar 5.11. Kurva Biaya Total, Perbandingan antara Metode IEEE dengan Metode UTE.....	81
Gambar 5.12. Kurva Biaya Total, Perbandingan antara Orde Harmonik 1-20 dan Orde Harmonik 3,5 dan 7 Saja.....	82
Gambar 5.13. Kurva Biaya Total antara Total Biaya Orde Harmonik 1-20 Level Beban 50%, Perbandingan antara Metode UTE dan Metode IEEE .....	83
Gambar 5.14. Matriks Posisi Kondisi 1 s.d 8 .....	84
Gambar 5.15. Grafik Rangkuman – Matrik Hasil Perhitungan (Non Curve Fitting) .....	85
Gambar 5.16. Matrik Hasil Penghitungan Kondisi 1 s.d 8 dengan penghitungan langsung (Non Curve Fitting).....	86
Gambar 5.17. Grafik Area Titik THD Minimum (Metode IEEE).....	87
Gambar 5.18. Grafik Area Titik THD Minimum (Metode UTE).....	87
Gambar 5.19. Grafik Area Biaya Minimum (Metode IEEE) .....	88
Gambar 5.20. Grafik Area Biaya Minimum (Metode UTE).....	88
Gambar 5.21. Hasil Pencocokan Kurva Untuk Kondisi 1.....	88
Gambar 5.22. Grafik Rangkuman Matrik Hasil Perhitungan untuk Kondisi 1 s.d 8 dengan Pencocokan Kurva.....	96
Gambar 5.23. Matrik Hasil Perhitungan Kondisi 1 s.d 8 Dengan pencocokan kurva (Curve Fiting) .....	97
Gambar 5.24. Grafik Area Titik THD Minimum (Metode IEEE) Dengan pencocokan kurva ( <i>curve fitting</i> ).....	98
Gambar 5.25. Grafik Area Titik THD Minimum (Metode UTE) Dengan pencocokan kurva (Curve Fiting).....	98
Gambar 5.26. Grafik Area Biaya Minimum (Metode IEEE) Dengan pencocokan kurva (Curve Fiting).....	99
Gambar 5.27. Grafik Area Biaya Minimum (Metode UTE) Dengan pencocokan kurva (Curve Fiting).....	99

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1. Kualitas Tenaga Listrik.....	09
Tabel 2.2. Dampak Kualitas Tenaga Listrik terhadap Peralatan .....	12
Tabel 2.3. Kerugian akibat Kualitas Tenaga Listrik Yang Buruk .....	13
Tabel 2.4. Proporsi Kerugian Akibat Pemadaman dan Kualitas tenaga Listrik Lainnya.....	13
Tabel 2.5. Standar dan Regulasi Kualitas Tenaga Listrik di Indonesia .....	14
Tabel 2.6. Faktor-faktor Penyebab Harmonisa.....	19
Tabel 2.7. Emisi Harmonisa Beberapa Peralatan .....	19
Tabel 2.8. Aplikasi dan Fungsi Elektronika Daya Saat Ini .....	22
Tabel 2.9. Potensi Gangguan Akibat Harmonisa.....	26
Tabel 2.10. Sifat Urutan Orde Harmonik .....	35
Tabel 2.11. Alternatif Mengurangi Dampak Harmonisa Dari sisi Teknis dan Ekonomis.....	36
Tabel 2.10. Sifat Urutan Orde Harmonik .....	35
Tabel 3.1. Kondisi Penghitungan.....	53
Tabel 4.1. Data sampel – 107 Konsumen Golongan Tarif Industri .....	57
Tabel 4.2. Contoh Data Trafo dan Kabel Instalasi Konsumen Industri .....	58
Tabel 4.3. Contoh Data Sel TM Instalasi Konsumen Industri.....	58
Tabel 4.4. Batasan Harmonisa Arus Menurut IEEE 519-1992 .....	61
Tabel 4.5. Konsumsi Energi per Golongan Tarif Tahun 2009-Indonesia .....	64
Tabel 4.6. Konsumsi Energi per Golongan Tarif Tahun 2009-DKI Jakarta .....	65
Tabel 4.7. Harga Trafo .....	66
Tabel 4.8. Harga Filter Harmonisa .....	66
Tabel 5.1. Tabulasi Nilai THD Arus– 107 Konsumen.....	68
Tabel 5.2. THD Arus dan Akumulasi Biaya di Konsumen.....	72
Tabel 5.3. THD Arus dan Akumulasi Biaya di Penyedia .....	77
Tabel 5.4. THD Arus dan Total Akumulasi Biaya di Konsumen dan di Penyedia (Juta Rupiah) .....	78
Tabel 5.5. Perbandingan Nilai THD .....	100
Tabel 5.6. Perbandingan Biaya Minimum.....	101

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Harmonisa pada jaringan distribusi tenaga listrik mulai menjadi permasalahan penting di Eropah dan Amerika sejak tahun 1980, standar harmonisa pertamakali ditetapkan tahun 1981 seiring dengan pertumbuhan beban non linier yang di dominasi oleh beban elektronik.

Beberapa dekade terakhir ini perkembangan teknologi elektronika dan elektronika daya sangat pesat, sejak dikembangkan tahun 1945 komponen elektronika daya semakin banyak diaplikasikan pada desain peralatan dan pemanfaat tenaga listrik sehingga semakin kecil ukurannya, semakin portabel (mudah dibawa-bawa) dan semakin efisien namun hal ini berdampak terhadap permasalahan operasi peralatan dan pemanfaat tenaga listrik karena semakin sensitif terhadap kualitas tegangan, arus dan frekuensi, akibatnya tingkat keandalan dan efisiensi peralatan dan pemanfaat tenaga listrik menjadi sangat bergantung terhadap kualitas tenaga tenaga listrik, selain itu beban elektronik merupakan penyebab utama timbulnya harmonisa pada jaringan distribusi dan pemanfaatan tenaga listrik.

Pertumbuhan pasar elektronik di dunia sangat tinggi mencapai 1,4 bilion USD di tahun 2004 dan diperkirakan meningkat 200% di tahun 2012 mencapai 3,2 bilion USD<sup>1</sup>. Pasar elektronik meliputi komputer, pemanfaat elektronik rumah tangga hingga pemanfaat elektronik industri menggunakan semikonduktor elektronika daya seperti IGBT (Implement an Insulated-Gate-Bipolar-Transistor), MOSFET (Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor), BJT/MD (Bipolar Junction Transistor/Monolithic Darlington), GTO (Gate Turn Off) atau MCT (MOS-Controlled Thyristor) baik kemampuan frekuensi picunya maupun kemampuan hantaran dayanya dengan rentang penggunaanya mulai dari konsumen

---

<sup>1</sup> [www.bbcresearch.com](http://www.bbcresearch.com), Oktober 2007

industri hingga rumah tangga dan merupakan penyumbang terbesar emisi harmonisa pada jaringan distribusi tenaga listrik.

Harmonisa dikategorikan menjadi dua yaitu harmonisa arus dan harmonisa tegangan, harmonisa arus disebabkan oleh beban non liner sedangkan harmonisa tegangan merupakan fungsi dari harmonisa arus dan reaktansi sumber, dampak harmonisa terhadap peralatan dan pemanfaat tenaga listrik antara lain peningkatan panas dan rugi-rugi trafo tenaga, kabel dan motor listrik, osilasi mekanik pada motor, peningkatan arus pada konduktor netral, penurunan faktor daya, kegagalan pada sistem proteksi dan kontrol, interferensi pada sistem komunikasi dan gangguan pada pemanfaat elektronik serta penyimpangan pengukuran energi pada tipe alat pengukur energi tertentu sehingga harmonisa menjadi salah satu penyumbang kerugian terbesar akibat kualitas tenaga tenaga listrik yang buruk setelah pemadaman (*short/long interruption*), berdasarkan studi di Amerika kerugian akibat harmonisa pada konsumen industri rata-rata sebesar 2 juta USD per tahun<sup>2</sup>.

Kerugian yang ditimbulkan akibat emisi harmonisa memiliki karakteristik yang berbeda antara di penyedia dan di konsumen, untuk menekan biaya akibat harmonisa disisi konsumen dilakukan dengan memasang filter harmonik baik tipe pasif (*passive filter*) maupun filter aktif (*active filter*), sedangkan disisi penyedia dilakukan dengan meningkatkan kapasitas hubung singkat (*short circuit current/SCC Level*) dengan menambah kapasitas trafo dan meningkatkan kapasitas kabel (*cables upsizing*), sehingga tedapat besar biaya yang akan ditanggung oleh konsumen maupun oleh penyedia, untuk mengatur dan membagi besar biaya yang ditanggung masing-masing pihak diterapkan regulasi kualitas tenaga listrik dalam bentuk skema insentif/disinsentif, skema ini menetapkan denda bagi pihak yang menghasilkan harmonisa melebihi ambang batas yang ditentukan, nilai ambang batas itu sendiri bisa sama atau berbeda dengan standar yang diterapkan. Skema insentif/disinsentif diterapkan sebagai suatu regulasi yang mengikat (*enforced*) dan merupakan bagian dalam regulasi kualitas tenaga listrik di beberapa negara, misalnya di Italia, *legal framework* sudah dikembangkan oleh Badan Regulator

---

<sup>2</sup> Economical Damage due to Low Power Quality, Igor V. Zhezhelenko, Yuri L. Sayenko, Alexander V. Gorpnich, 2000

sejak tahun 1995 meliputi frekuensi, arus, tegangan, harmonisa dan transien, di Inggris dan Swedia peraturan kualitas tenaga listrik diberlakukan efektif sejak tahun 2003, sedangkan di Norwagia, Belanda dan Finlandia penerapan skema regulasi kualitas tenaga listrik sejak tahun 2005

Saat ini sektor ketenagalistrikan di Indonesia diatur dalam Undang-undang 30 tahun 2009 tentang ketenagalistrikan, pada pasal 28 pihak penyedia tenaga listrik wajib menyediakan tenaga listrik dengan kualitas yang baik sedangkan pada pasal 29 ayat (2) konsumen wajib mentaati persyaratan teknis yang berlaku, namun belum ada regulasi ketenagalistrikan yang mengatur batasan emisi harmonisa dari instalasi pemanfaatan ke instalasi penyedia sehingga diperlukan regulasi yang mengatur hal tersebut. Regulasi ditetapkan berdasarkan azas keadilan dan azas ekonomis sehingga perlu ditentukan batasan emisi harmonisa yang optimum untuk ditetapkan sedemikian sehingga biaya tersebut terbagai secara adil antara konsumen dan penyedia berdasarkan dampak kerugian yang ditimbulkan dari kedua belah pihak dan nilai total biaya keduanya pada titik minimum.

## **1.2 Perumusan Masalah**

Kualitas tenaga listrik yang buruk akan menimbulkan kerugian yang besar, harmonisa sebagai salah satu item kualitas tenaga listrik mengakibatkan kerugian di sisi penyedia maupun di sisi konsumen dengan karakteristik yang berbeda, regulasi kualitas tenaga listrik yang tidak mencukupi mengakibatkan kerugian baik disisi penyedia maupun disisi konsumen menjadi tidak terkendali, disatu sisi pihak konsumen tidak peduli dengan kerusakan jaringan distribusi akibat emisi harmonisa dari instalasinya di sisi lain pihak penyedia tidak menjaga kualitas tegangan pada jaringannya sehingga menimbulkan kerugian bagi instalasi miliknya dan instalasi konsumen lainnya.

Untuk menekan total biaya dari kedua pihak perlu ditentukan batasan emisi harmonisa yang ideal sehingga biaya tersebut terbagai secara adil antara konsumen dan penyedia berdasarkan dampak kerugian yang ditimbulkan dari masing-masing pihak dan nilai total biaya keduanya pada titik minimum.

### 1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini yaitu untuk mengetahui kerugian berupa biaya investasi minimum akibat dampak emisi harmonisa sehingga biaya tersebut terbagai secara adil antara konsumen dan penyedia berdasarkan dampak kerugian yang ditimbulkan dari masing-masing pihak dan nilai total biaya pada titik minimum dengan nilai THD (*Total Harmonics Distortion*) tertentu.

### 1.4. Manfaat Penelitian

Diharapkan penelitian ini akan memberikan gambaran besar dan karakteristik kerugian yang ditimbulkan akibat emisi harmonisa disisi konsumen dan disisi penyedia serta memberi gambaran metode perhitungan untuk menetapkan batasan emisi harmonisa yang ideal sehingga biaya tersebut terbagai secara adil antara konsumen dan penyedia berdasarkan dampak kerugian yang ditimbulkan dari masing-masing pihak dan nilai total biaya keduanya pada titik minimum. Kajian ilmiah ini diharapkan bermanfaat bagi Pemerintah sebagai bahan pertimbangan untuk menetapkan batasan emisi harmonisa yang optimum dalam kerangka regulasi kualitas tenaga listrik, dengan metode yang sama dapat diterapkan untuk menghitung batasan pada item kualitas tenaga listrik lainnya.

### 1.5 Batasan Penelitian

Untuk lebih mempersempit cakupan maka penelitian ini diberi batasan-batasan sebagai berikut:

1. Perhitungan meliputi dampak kerugian harmonisa terhadap trafo daya dan kabel pada sistem distribusi tegangan menengah 20 kV dengan konsumen golongan tarif industri.
2. Mitigasi kerugian akibat harmonisa lainnya pada instalasi konsumen seperti rugi-rugi mekanis pada motor listrik, instalasi kabel pemanfaatan dan kerugian lainnya akibat kegagalan alat lainnya tidak diperhitungkan, kerugian yang ditimbulkan pada konsumen terdekat lainnya sebagai dampak rambatan harmonisa juga tidak diperhitungkan.

3. Cakupan studi meliputi pengambilan 107 sampel secara acak pada area wilayah PT. PLN (Persero) Distribusi Jakarta Raya dan Tangerang.

### 1.6 Model Operasional Penelitian

Penelitian dilakukan dengan studi literatur, pengumpulan data, pengolahan data, dan analisis terhadap hasil yang diperoleh. Studi literatur dilakukan dengan pengumpulan bahan-bahan mengenai penghitungan mengenai rugi-rugi di trafo akibat harmonisa (*trafo derating*), rugi-rugi di kabel akibat harmonisa (*cables upsizing*) baik berupa buku-buku maupun jurnal. Pengumpulan data dilakukan melalui internet, pada instansi BUMN, pada Instansi Pemerintah yang terkait dengan operasi dan evaluasi sistem distribusi tenaga listrik.

Data-data yang dibutuhkan dalam melakukan penelitian adalah sebagai berikut:

#### 1. Data Listrik:

- Data pengukuran spektrum harmonisa dari harmonik ke-2 hingga harmonik ke-20 terhadap 107 sampel konsumen industri secara acak di area PT. PLN (Persero) Distribusi Jakarta Raya dan Tangerang pada siang hari.
- Data pengukuran arus dan tegangan terhadap 107 sampel konsumen industri di area PT. PLN (Persero) Distribusi Jakarta Raya dan Tangerang pada siang hari.
- Data kapasitas daya masing-masing konsumen.

#### 2. Data Harga:

- Harga trafo daya.

Harga trafo daya diambil berdasarkan rata-rata dari beberapa data harga trafo daya yang umum digunakan pada sistem distribusi di Indonesia, data tersebut merupakan harga trafo di pasaran dan belum termasuk biaya pengiriman dan pemasangan serta harga tambahan untuk asesoris trafo, data-data tersebut diambil melalui survei di internet

- Harga kabel.

Harga kabel diambil berdasarkan harga rata-rata dari beberapa data harga kabel tegangan menengah yang umum digunakan pada sistem distribusi di Indonesia, data tersebut merupakan harga kabel di pasaran dan belum termasuk biaya pengiriman dan pemasangan serta harga tambahan untuk asesoris kabel, data-data tersebut diambil melalui survei di internet

- Harga filter harmonik.

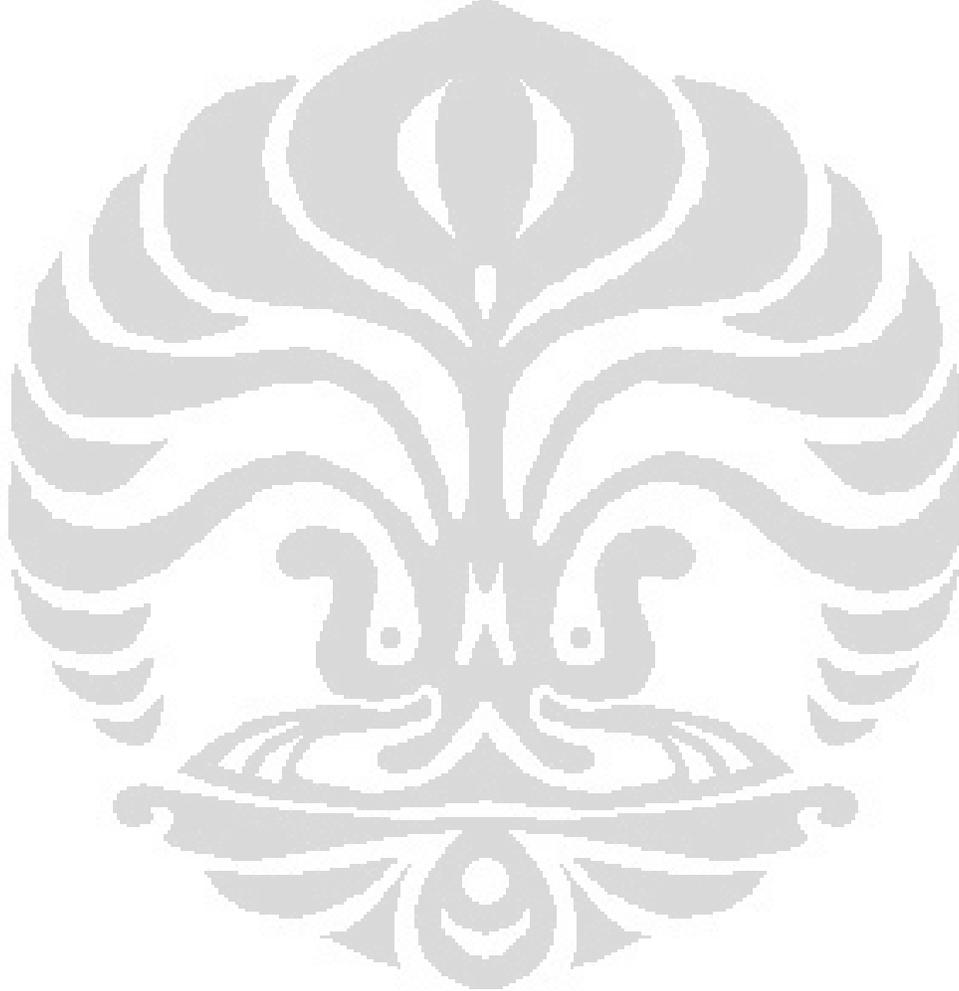
Harga filter harmonik diambil berdasarkan harga rata-rata dari beberapa data harga filter harmonik untuk instalasi industri yang umum digunakan pada sistem distribusi di Indonesia dengan bebrbagai tipe baik pasif, aktif maupun hibrid, data tersebut merupakan harga filter di pasaran dan sudah termasuk biaya pengiriman dan pemasangan serta perlengkapan tambahan lainnya, data-data tersebut diambil melalui survei di internet,

Tahap selanjutnya adalah menggunakan seluruh data tersebut di atas untuk menghitung penurunan kapasitas trafo, penurunan kapasitas hantar kabel, rugi-rugi pada trafo, rugi-rugi pada kabel, menentukan kapasitas filter harmonik pada konsumen kemudian mengkonversi semua kerugian dalam satuan rupiah. Perhitungan dilakukan terhadap 107 data sampel yang diambil secara acak kemudian ditabulasi dan dibuat grafik biaya untuk konsumen, grafik biaya untuk penyedia dan grafik biaya total sehingga ditemukan titik emisi harmonisa dimana biaya total minimum.

### **1.7 Sistematika Penulisan**

Laporan tesis ini terdiri atas lima bab yang masing-masing terdiri atas beberapa sub bab. Bab satu berisi latar belakang, perumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, batasan penelitian, model operasional penelitian, dan sistematika penulisan, bab dua berisi dasar teori yang berhubungan dengan teknik penentuan sampel, penghitungan emisi harmonisa, rugi-rugi pada trafo dan kabel, penurunan kapasitas pada trafo dan kabel serta pengaruh harmonik individual terhadap besar emisi harmonisa, bab tiga berisi penjelasan mengenai

metodologi penelitian meliputi penentuan sampel, penghitungan emisi harmonisa, penghitungan rugi-rugi pada trafo dan kabel, penghitungan penurunan kapasitas pada trafo dan kabel, penghitungan biaya serta uji sensitivitas pengaruh harmonik individual terhadap besar emisi harmonisa, bab empat berisi penjelasan mengenai cara-cara pengumpulan data, sumber-sumber dari data yang digunakan, asumsi-asumsi yang digunakan dalam penelitian dan bab lima berisi hal-hal yang dapat disimpulkan dari laporan tesis ini ini.



## BAB 2

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Umum

Bab ini membahas tinjauan pustaka mengenai definisi kualitas tenaga listrik, harmonisa, standar harmonisa, penyebab harmonisa, dampak harmonisa, mitigasi harmonisa, kerugian akibat harmonisa, biaya untuk menekan kerugian akibat harmonisa serta regulasi kualitas tenaga listrik di Indonesia. Mitigasi harmonisa berupa dampak harmonisa terhadap item kualitas tenaga listrik lainnya serta biaya yang ditimbulkan akibat mitigasi tersebut.

#### 2.2 Kualitas Tenaga Listrik

Kualitas tenaga listrik telah menjadi bahan perbincangan sejak tahun 1968 namun belum mengarah pada kontrak jual-beli tenaga listrik (Fink and Carroll – “Handbook for Electrical Engineers”, McGraw-Hill 1968), setelah tahun 1968, definisi dan studi mengenai kualitas tenaga listrik menjadi lebih kompleks dan cakupannya lebih luas (F.S. Prabhakara, Robert L Smith Jr, Ray P. Strafford – “Industrial and Commercial Power System Handbook”, The McGraw-Hill Companies Inc. 1996). Definisi kualitas tenaga listrik berdasarkan *IEEE 1433 Power Quality Definition* adalah “the concept of powering and grounding sensitive electronic equipment in a manner that is suitable to the operation of that equipment”. Kualitas tenaga listrik juga didefinisikan sebagai pengukuran, analisis dan peningkatan tegangan, biasanya tegangan pada busbar sehingga profil tegangan sinusoidal murni dengan frekuensi nominal (Gerald Heydt, *Electric Power Quality*, Stars in a Circle Publications, December 1991). Kualitas tenaga listrik bergantung pada tingkat kesesuaian instalasi terhadap standar misalnya keseimbangan beban dan pembangkitan, keseimbangan kapasitas penyaluran dengan beban, tingkat penggunaan peralatan/pemanfaat yang sesuai dengan standar dan kesesuaian konstruksi instalasi dengan standar serta penggunaan peralatan dan pemanfaat sesuai dengan standar. Saat ini kualitas tenaga listrik tidak hanya meliputi aspek teknis tapi juga meliputi aspek kualitas tenaga pelayanan dari penyedia tenaga listrik, beberapa aspek teknis kualitas tenaga listrik seperti tabel dibawah ini.

Tabel 2.1. Kualitas Tenaga Listrik

Sumber : F. S. Prabhakara, Robert L. Smith Jr., Ray P. Stratford –  
 “Industrial and Commercial Power Systems Handbook”, McGraw-Hill, 1996, The CEA Power Quality  
 Measurement Protocol document CEA 220 D 711 dated March 1996

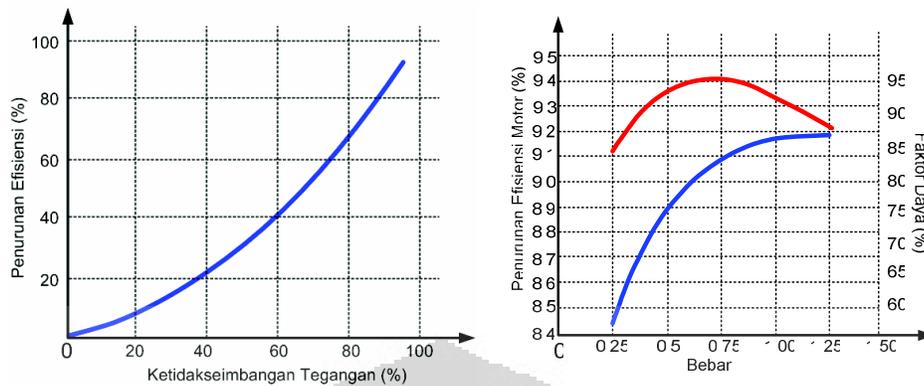
No.	Item Kualitas tenaga Listrik	Index	Batasan Durasi	Batasan Penyimpangan
1	Variasi frekuensi	<b>RFFI</b> / Rate of change of Fundamental Freq. Index	-	±1Hz ±0,5Hz
2	Variasi tegangan		>0.5 detik	+5%, -10%
3	Keandalan (outage/interruption)	<b>SAIDI</b> / System Average Interruption Duration Index	(>0.5 detik) 3 jam/tahun	0.0 0.0
	- SAIDI			0.0
	- SAIFI	<b>SAIFI</b> / System Average Interruption Frequency Index	3 kali/tahun	0.0
	- MAIFI	<b>MAIFI</b> / Momentary Average Interruption Frequency Index	5 menit/tahun	
4	Tegangan rendah (rms)	<b>RMSU</b> / RMS Undervoltage Index	>0.5 detik	<0.86
5	Tegangan lebih (rms)	<b>RMSU</b> / RMS Overvoltage Index	>0.5 detik	>1.055
6	Voltage swells (rms)	<b>SWELL</b> / Momentary Swell Index	0.02 s/d 0.5 detik	>1.055
7	Hilang tegangan sekejap (voltage dip/sag)	<b>DIP</b> / Momentary Dip Index	0.02 s/d 0.5 detik	<0.86
8	Short-duration variation	<b>SDVI</b> / Short Duration Variation Index	½ Hz < t < 1 menit	Dibawah 0.86 diatas 1.055
9	Kerlip tegangan	<b>Flicker Index</b>	0.6 s/d 600 000 Hz	< ±0.08
10	Ketidakeimbangan tegangan	<b>VUI</b> / Voltage Unbalance Index	3 det, 2men, 10men, 24men, 2jam	LV – MV 2% HV 1%
11	Harmonisa	<b>THDi</b> / Total Harmonics Distortion (current) Index	-	LV – MV 5% $I_{sc}/I_L < 20$
	- THDv	<b>THDv</b> / Total Harmonics Distortion (voltage) Index	-	LV – MV 5% Individual 3%
	- Parsial Interharmonik	<b>PIHI</b> Partial interharmonic index	3det, 2men, 10men	
	- Harmonik Tegangan Individual	<b>IVHI</b> / Individual Voltage Harmonic Index	3det, 2min, 10mn, 24men	
	- Distorsi pada reaktor	<b>Dlind</b> / Weighted distort. Index for reactors	3det, 2min, 10mn, 24men	
	- Distorsi pada kapasitor	<b>Dicap</b> / Weighted distort. Index for capacitor	3det, 2min, 10mn, 24men	
	- Distorsi pada trafo	<b>Ditrans</b> / Weighted distort. Index for transformer	3det, 2min, 10mn, 24men	
	- Distorsi	<b>DI</b> / Distortion Index	2min, 10mn, 24men	
12	Faktor daya rendah	<b>PWI</b> / Power factor Index	-	0.85
13	Static electricity	<b>STATIC</b> Index	-	3000 V
14	Electrical noise		-	200 Hz
15	Tegangan Surja	<b>VST</b> Voltage Surge Index	<0.01 detik	>2.0

16	Tegangan Impuls	<b>ITV</b> / Impulse Transient Voltage Index	1 s/d 5.0 $\mu$ detik	>2.0
17	Tegangan Transien	<b>MFOT</b> / Medium-Freq. Overvoltage Transient Index	1 s/d 5.0 $\mu$ detik	>1.055
		<b>LFOT</b> / Low Freq. Overvoltage Transient Index	1 s/d 5.0 $\mu$ detik	>1.055
18	Ground loops	-	-	-
19	EMI	-	-	-
20	Loss Energy During Dip	<b>LEDIP Index</b>	-	-
21	Energy related Over Voltage applied to capacitor	<b>EOCB Index</b>	-	-
22	Faktor Crest	<b>CFI</b> / Crest Factor Index	-	-
23	Interferensi komunikasi	<b>ITI</b> ./ Tel. Interference. Index	-	-
24	Notch depth index	<b>NDI</b> / Notch depth index	3det,2men,10men	-
25	Notch Area Indx	<b>NAI</b> / Notch Area Indx	3det,2men,10men	-

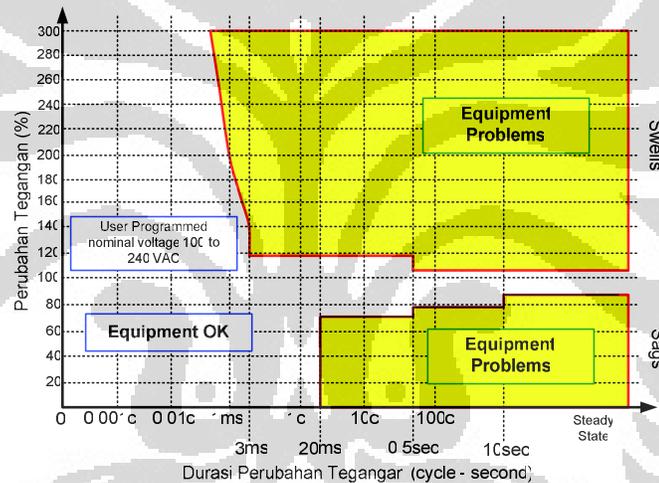
Selain berdampak terhadap peralatan dan pemanfaat tenaga listrik secara keseluruhan kualitas tenaga listrik juga berdampak terhadap perekonomian (biaya produksi) dan program penghematan energi listrik sehingga kualitas tenaga listrik perlu disepakati antara pembeli (konsumen) dan penjual (penyedia tenaga listrik) serta dituangkan dalam kontrak jual-beli tenaga listrik, apabila ada penyimpangan maka dikenakan disinsentif bagi pihak yang merugikan.

### 2.2.1 Dampak Kualitas tenaga Listrik Terhadap Kinerja Peralatan

Kinerja peralatan dan pemanfaat tenaga listrik memiliki ketahanan yang berbeda-beda terhadap kualitas tenaga listrik yang rendah, setiap kelompok industri memanfaatkan tipikal peralatan tertentu, misalnya pada industri semen peralatan utamanya motor kiln, pada industri ban peralatan utamanya pemanas dan vulkanisir karet, pada industri informatika peralatan utama komputer dan server, pada industri garmen dan otomotif peralatan utama *motor drive*. Semua peralatan dan pemanfaat tersebut memiliki reaksi yang berbeda terhadap setiap item kualitas tenaga listrik, misalnya untuk ketidakseimbangan 3% maka efisiensi motor induksi tiga fase akan menurun hingga 15%, seperti tampak pada grafik dibawah ini.



Gambar 2.1. Pengaruh Ketidakseimbangan Tegangan dan faktor Daya Terhadap Efisiensi Motor Listrik Tiga Fase  
Sumber : NEMA Standard MG 1-14.35



Gambar 2.2. Karakteristik Perubahan Tegangan  
Sumber : Information Technology Industry Council/ITIC – Voltage Operation Standard

Sistem kontrol pada instalasi industri yang menerapkan *Programmable Logic Controller (PLC)*, komputer dan sejenisnya umumnya telah membenamkan *microprocessor* yang rentan terhadap perubahan tegangan terutama tegangan impuls, tegangan surja, dip tegangan dan *Voltage Swells*, berdasarkan standar tegangan operasi peralatan elektronik *Information Technology Industry Council (ITIC)* peralatan elektronik tersebut memiliki karakteristik keberterimaan perubahan tegangan seperti pada gambar kurva ITIC diatas. Selain itu peralatan pembantu yang sangat vital juga sering mengalami gangguan akibat kualitas

tenaga tenaga listrik yang kurang baik, misalnya gagal operasi kontaktor akibat dip tegangan, penyimpangan hingga kegagalan fungsi PWM dan drive akibat harmonisa karena kesalahan identifikasi *zero crossing* yang mengakibatkan *misfiring*.

Tabel 2.2. Dampak Kualitas Tenaga Listrik Terhadap Peralatan

Sumber : Diolah dari Berbagai Sumber

No.	PQ Item	Durasi	Magnitude	Peralatan	Industri
1	Variasi frekuensi	< 10 s	$\pm 1$ Hz	Motor	Listrik, Otomotif, Garmen
2	Transien				
	Surja	< 1 ms	0 - 8 pu	Elektronik	Perbankan, Data Server, Komunikasi dan Informasi
	Impuls	< 5 ms	0- 4 pu	Elektronik	Perbankan, Data Server, Komunikasi dan Informasi
2	Kelip (flicker)	< 25 Hz	0.1 - 0.2 pu	Penerangan	Perkantoran, Penerangan Jalan
	Kedip (Voltage Sag)	0.5 - 30 siklus	0.1 - 0.9 pu	Contactora, Drive	Garmen, Otomotif
	Voltage swells	0.5 - 30 siklus	1.1 - 1.4 pu	Capacitor, Drive	Garmen, Otomotif
5	Harmonisa		THD 5%	Trafo, Motor 3 fase, PWM drive	Distribution
6	Ketidak seimbangan tegangan	-	0.5 - 7 %	Motor 3 fase	semua
7	Keandalan (pemadaman)				
	SAIDI, CAIDI, MAIDI	per kejadian	-	semua	semua
	SAIFI, CAIFI, MAIFI	per kejadian	-	semua	semua
8	Faktor daya rendah	-	85%	Trafo, Motor 3 fase	semua

### 2.2.2 Dampak Kualitas Tenaga Listrik Terhadap Biaya Operasi

Dampak kualitas tenaga listrik terhadap kerugian akibat meningkatnya biaya operasi dan kerusakan peralatan/pemanfaat serta kerugian lainnya berbeda-beda untuk kelompok jenis industri berdasarkan tingkat kekuatan sistem produksi untuk bertahan terhadap kualitas tenaga listrik yang buruk salahsatunya adalah kualitas peralatan, berdasarkan laporan studi Departemen Energi Amerika Serikat tahun

2004 dampak kerugian akibat kualitas tenaga listrik yang buruk seperti pada tabel dibawah ini.

Tabel 2.3. Kerugian Akibat Kualitas Tenaga Listrik Yang Buruk

Sumber : U.S. Department of Energy's *Strategic Plan for Distributed Energy Resources(2004)*

No.	Kualitas tenaga Listrik	Industri	Durasi	Kerugian (USD per kejadian)
1	Dip tegangan	Automotif	< 1 menit	40,000.00
2	Dip tegangan	Komputer	per kejadian	750,000.00
3	Dip tegangan	Semikonduktor	per event	3,800,000.00
4	Dip tegangan	Baja	per event	350,000.00
5	Dip tegangan	Gelas	per event	250,000.00
6	Pemadaman	Kertas	> 1 menit	250,000.00
7	Pemadaman	Komunikasi	> 1 menit	41,000.00
8	Pemadaman	Penerbangan	> 1 menit	90,000.00
9	Harmonisa	Trafo	-	450,000.00

Tabel 2.4. Proporsi Kerugian Akibat Pemadaman dan Kualitas tenaga Listrik Lainnya

Sumber : U.S. Department of Energy's *Strategic Plan for Distributed Energy Resources(2004)*

Kriteria Kualitas tenaga Listrik	Survey	Non Survey	Total
Pemadaman	\$46 billion	\$58-118 billion	\$104-164 billion
Lainnya	\$7 billion	\$8-17 billion	\$15-24 billion
Total	\$53 billion	\$66-135 billion	\$119-188 billion

Besarnya kerugian akibat pemadaman dan kualitas tenaga tenaga listrik lainnya di hitung berdasarkan asumsi berikut :

$$\text{Kerugian} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^p N_{i,j,k} \times F_{i,j,k} \times C_{i,j,k} \times V_{i,j,k} \quad (2.1)$$

$N$  = jumlah total konsumen

$F$  = frekuensi kejadian

$C$  = kerugian per kejadian

$V$  = indeks ketahanan instalasi ( $0 < V < 1$ )

- $m$  = jumlah konsumen berdasarkan golongan  
 $n$  = jumlah konsumen berdasarkan wilayah  
 $p$  = tipe kejadian  
 $i, j, k$  = index kelompok konsumen berdasarkan golongan, wilayah dan tipe kejadian

Di Indonesia belum ada laporan resmi yang menganalisis kerugian akibat kualitas tenaga tenaga listrik yang buruk secara menyeluruh.

### 2.2.3 Regulasi Kualitas Tenaga Listrik

Dibeberapa negara maju, kualitas tenaga listrik sudah diterapkan sebagai suatu regulasi yang mengikat (*enforced*) pada pasar tenaga listrik, misalnya di Italia, *legal framework* berupa mekanisme insentif dan disinsentif sudah dikembangkan oleh Badan Regulator Ketenagalistrikan Italia sejak tahun 1995 meliputi frekuensi, arus, tegangan, harmonisa dan transien, di Inggris dan Swedia peraturan kualitas tenaga listrik diberlakukan efektif sejak tahun 2003, sedangkan di Norwagia, Belanda dan Finlandia penerapan skema regulasi kualitas tenaga listrik dilakukan sejak tahun 2005.

Regulasi kualitas tenaga listrik di Indonesia masih sangat minim, berdasarkan Undang-undang 15 tahun 1985 tentang ketenagalistrikan, standar dan regulasi kualitas tenaga listrik di Indonesia meliputi variasi frekuensi, variasi tegangan, faktor daya dan kesesuaian elektromagnetik (KEM) seperti tabel dibawah ini.

Tabel 2.5. Standar dan Regulasi Kualitas Tenaga Listrik di Indonesia

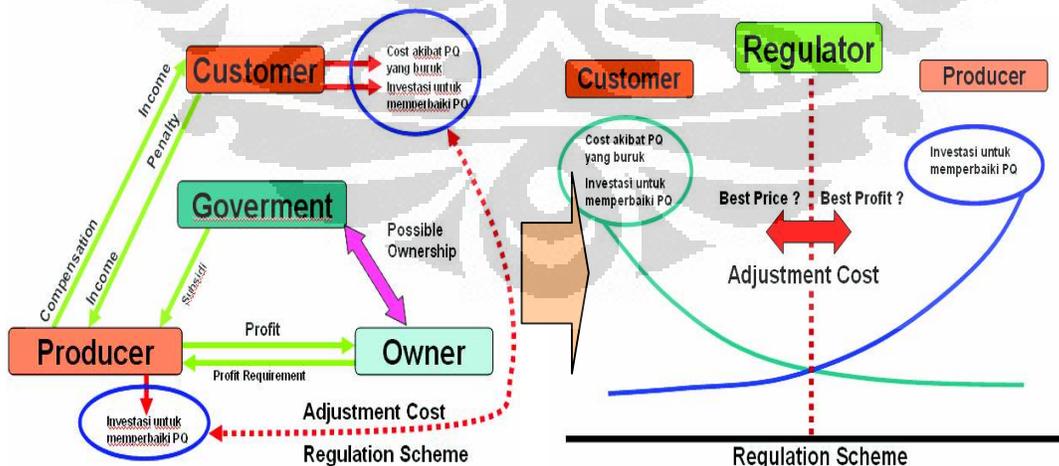
Item Kualitas Tenaga Listrik	Pemberlakuan	Batasan Regulasi	Batasan Standar	SNI
Variasi frekuensi	Peraturan Menteri ESDM No.34 Th 2005	tidak ada regulasi	±1%	SNI 04-1922-2002 IEC 60196 (1965-01)
Variasi tegangan	-	tidak ada regulasi	+5%, -10%	SNI 04-0227-2003 IEC60038-25 (1983-01)+ Amd1 (1994-09) + Amd 2 (1997-0)
Faktor Daya	Peraturan Presiden 8 Th 2011 Tarif Dasar Listrik	0,85 (lead, lagg)	tidak ada standar	-

Kesesuaian Elektromagnetik (KEM)	-	Tidak ada regulasi	-	SNI 04-6204.2.4-2000 IEC 61000- 2-3 (1995)
----------------------------------	---	--------------------	---	---

Hampir semua skema regulasi kualitas tenaga listrik di Eropah diterapkan dengan faktor kunci *Financial Impact*. Beberapa skema regulasi tentang kualitas tenaga listrik sudah banyak diterapkan di negara-negara di Eropah antara lain *Price Cap Scheme*, *Revenue Cap Scheme* dan *Incentive/Disincentive Scheme*. Masing-masing skema diterapkan di masing-masing negara berdasarkan kondisi antara lain:

1. Struktur Pasar Tenaga Listrik (*Electricity Market Structure*)
2. Peraturan Pasar Tenaga Listrik (*Market Rule*)
3. Struktur Tarif Energi Listrik (*Electricity Price*)
4. Infrastruktur

Tujuan utama regulasi tersebut untuk mengurangi dampak ekonomi dan meningkatkan penghematan energi listrik pada instalasi penyedia dan konsumen. Dalam penerapannya masing-masing skema mempunyai metode yang digunakan dalam menetapkan batas dampak kualitas tenaga listrik terhadap pendapatan akibat pemadaman (*outage/lost of Supplied*) dan kualitas tenaga listrik yang buruk (*poor power quality*).

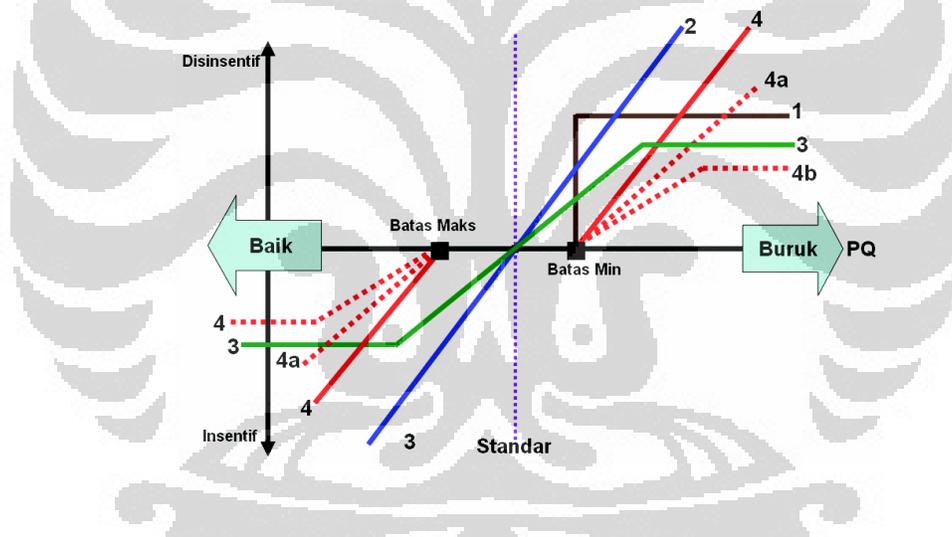


Gambar 2.3. Skema *Financial Impact* Pada Struktur Pasar Tenaga Listrik di Indonesia

Terdapat 4 skema insentif (*refund/reward*) dan disinsentif/denda/penalti (*penalty*) dalam regulasi kualitas tenaga listrik yaitu ;

1. Skema 1 : Disinsentif tetap apabila kualitas tenaga listrik tidak memenuhi batas yang ditetapkan.
2. Skema 2 : Disinsentif dan insentif bergantung secara linear terhadap kualitas tenaga listrik.
3. Skema 3 : Sama seperti skema 2, terdapat batas maksimum dari disinsentif dan insentif.
4. Skema 4 : terdapat batas-batas kualitas tenaga listrik yang akan dikenai Disinsentif dan insentif.

Gambar 2.4. Beberapa Bentuk Skema Insentif – Disinsentif Regulasi Kualitas Tenaga Listrik



Pemilihan skema regulasi kualitas tenaga listrik selain disesuaikan dengan struktur pasar, aturan pasar dan struktur tarif juga tergantung dari karakteristik kualitas tenaga listrik itu sendiri. Skema regulasi insentif dan disinsentif terdiri dari tiga bagian yaitu :

1. Batas minimum
2. Batas maksimum
3. Kemiringan/Slope

Misalnya untuk THD tidak ada batas minimumnya sedangkan untuk regulasi tegangan perlu ada batas minimum dan maksimum. Kemiringan/*slope* ditentukan

berdasarkan karakteristik biaya yang ditimbulkan oleh setiap item kualitas tenaga listrik, misalnya dampak harmonisa akan meningkatkan biaya akibat *derating* trafo dan kabel secara ekponensial, sedangkan item kualitas tenaga listrik yang lain akan mempengaruhi biaya dengan karakter yang berbeda.

### 2.3. Harmonisa

Definisi harmonisa berdasarkan IEC 555 - 1982 adalah “Harmonics are sinusoidal voltages or currents having frequencies that are whole multiples of the frequency at which the supply system is designed to operate (e.g. 50Hz or 60 Hz)”. Harmonisa terjadi apabila terdapat kandungan satu atau lebih frekuensi yang merupakan kelipatan dari frekuensi dasar (di Indonesia 50Hz – transisi pemberlakuan wajib hingga tahun 2020), kandungan individual tersebut di sebut harmonik. Fenomena harmonisa pada sistem tenaga listrik pertama kali diteliti oleh Steinmetz pada tahun 1916 (Grady 2002).

Tegangan dan arus sistem dengan bentuk sinusoidal murni mengikuti persamaan sebagai berikut :

$$V_t = V_m \cos(\omega t) \quad (2.2)$$

$$I_t = I_m \cos(\omega t) \quad (2.3)$$

Nilai rata-rata akar kuadrat (*root mean square*) RMS adalah

$$V_{rms} = \frac{V_{maks}}{\sqrt{2}} \quad (2.4)$$

$$I_{rms} = \frac{I_{maks}}{\sqrt{2}} \quad (2.5)$$

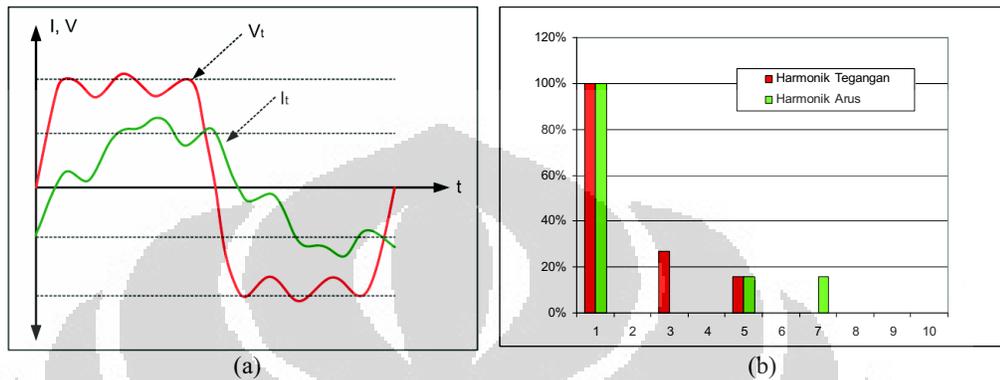
Apabila terdapat harmonisa tegangan dan arus maka persamaan tegangan dan arus dalam deret fourier sebagai berikut :

$$V_t = \sum_{n=1}^{\infty} V_n \cos(n\omega t - \phi_n) \quad (2.6)$$

$$I_t = \sum_{n=1}^{\infty} I_n \cos(n\omega t - \phi_n) \quad (2.7)$$

Fungsi tegangan tersebut dapat dijabarkan dalam bentuk spektrum dengan transformasi numerik seperti FFT (*Fast Fourier Transform*) dan DFT (*Discrete Fourier Transform*).

Sebagai contoh untuk tegangan yang mengandung harmonik ke-3 sebesar 27% dan ke-5 sebesar 16%, dan arus yang mengandung harmonik ke-5 sebesar 16% dan ke-7 sebesar 16% maka kurva tegangan dan arus seperti digambar berikut.



Gambar 2.5. (a) Kurva Tegangan-Arus (b) Grafik DFT Spektrum Harmonik  
( $V_{h-3}=27\%$ ,  $V_{h-5}=16\%$ ,  $I_{h-5}=16\%$ ,  $I_{h-7}=16\%$ )

*Individual Harmonic Distortion* (IHD) adalah rasio antara nilai RMS dari harmonisa individual dan nilai RMS dari fundamental.

$$IHD_{v-n} = \frac{V_n}{V_1} \times 100\% \quad (2.8)$$

$$IHD_{i-n} = \frac{I_n}{I_1} \times 100\% \quad (2.9)$$

*Total Harmonic Distortion* (THD) adalah rasio antara nilai RMS dari komponen harmonisa dan nilai RMS dari fundamental.

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \quad (2.10)$$

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (2.11)$$

Dalam aplikasinya interpretasi THD arus kadang membingungkan karena tidak menggambarkan kondisi sesungguhnya sehingga diperlukan parameter yaitu *Total Demand Distortion* / TDD yang dihitung terhadap arus beban puncak.

$$TDDi = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_{\text{bebanpuncak}}} \quad (2.12)$$

### 2.3.1 Penyebab Harmonisa

Penyebab utama harmonisa adalah beban tidak linear (*non linear load*), selain itu terdapat penyebab lainnya namun sangat kecil seperti disain kutub generator, peralatan dengan inti besi (seperti trafo, balast), motor induksi dengan sistem saturasi jenuh. Penyebab harmonisa dikelompokan dalam tabel dibawah ini.

Tabel 2.6. Faktor-faktor Penyebab Harmonisa  
Sumber : Diolah dari berbagai sumber

Faktor	Emisi Harmonisa Tinggi	Emisi Harmonisa Rendah
Semua peralatan dengan <i>Switched Mode Power Supply</i>	AC Drive 6 pulse, Buck-boost, tanpa line reactor, tanpa DC link choke	AC Drive Capacitor bank
Semua peralatan dengan <i>Switching Devices</i>	Komputer, Printer, Televisi Frequency Converter, Current Regulator, Dimmer, UPS, PWM Drive 6 pulse Series Compensator	PWM Drive 12 pulse PWM Drive 18 pulse
Semua peralatan yang mudah mengalami saturasi inti besi	Tanur Listrik Las Listrik	Trafo daya
Semua peralatan dengan balast magnetik	-	Lampu tabung
Semua peralatan dengan balast elektronik	Lampu Hemat Energi	-

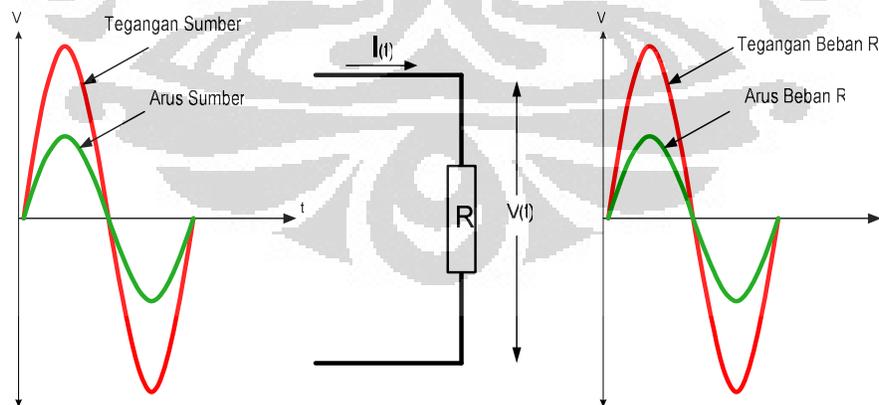
Tabel 2.7. Emisi Harmonisa Beberapa Peralatan

Sumber : Diolah dari berbagai sumber

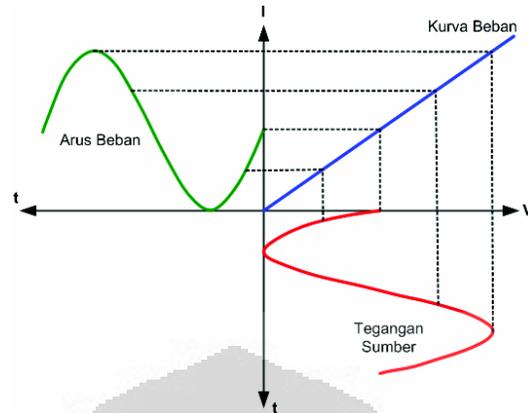
Peralatan	Emisi THDi (%)	Kandungan Orde Harmonik	Keterangan
Printer	80 – 100	3rd,5th,7th,9th	Daya 10-50 watt
Komputer Meja	80 – 140	3rd,5th,7th,9th	Daya 350-450 watt
Televisi Tabung	80 - 120	3rd,5th,7th,9th	Ukuran 20 inchi
Motor drive (PWM 6 pulse)	30 – 90	3rd,5th,7th ....19th	6 lengan, tanpa line reactor/DC link choke, tanpa shunt capacitor,
Motor drive (PWM 6 pulse)	35 – 45	3rd,5th,7th ....19th	6 lengan, dengan line reactor/DC link choke, dengan shunt capacitor,
Motor drive (PWM 6 pulse)	20 – 50	3rd,5th,7th ....19th	6 lengan, tanpa line reactor/DC link choke,

			dengan shunt capacitor, dengan AC choke
Motor drive (PWM 6 pulse)	25 – 35	3rd,5th,7th ....19th	6 lengan, dengan line reactor/DC link choke, dengan shunt capacitor
Motor drive (PWM 12 pulse)	5 – 10	11th,13th,23rd 25th, 47th, ....	12 lengan, dengan line reactor/DC link choke, dengan shunt capacitor
Motor drive (PWM 18 pulse)	3 – 5	17th,19th,35th, 37th,54th,55th	18 lengan, dengan line reactor/DC link choke, dengan shunt capacitor
Cycloconverters	30 - 60	3rd,5th,7th,11th	Standar frequency drive
Tanur listrik (Electric Arc Furnace)	5 – 20	2nd,3rd,4th,5th	Daya 20 MW
Las Listrik (Electric Welding)	10 - 60	2nd,3rd,5th	Konvensional
Mesin Melting	5 - 30	2nd,3rd,5th	Konvensional
Mesin Kneader	20 - 40	3rd,5th,7th ....19th	180 kW
Capacitor Bank	25 - 35	7th,11th,13th	1000 kVar, Standar
Lampu Hemat Energi	10 – 130	3rd,5th	20 W, Balast Elektronik
Lampu tabung fluorescent	10 - 40	3rd,5th	40W, Balast Elektromagnetik
Lampu dimmer	30 - 50	3rd,5th,7th,9th	Daya 100W
Portable X-ray	10 - 20	3rd,5th,7th,9th	Daya 150W
Microwave oven	10 - 30	3rd,5th,7th,9th	Daya 1000W

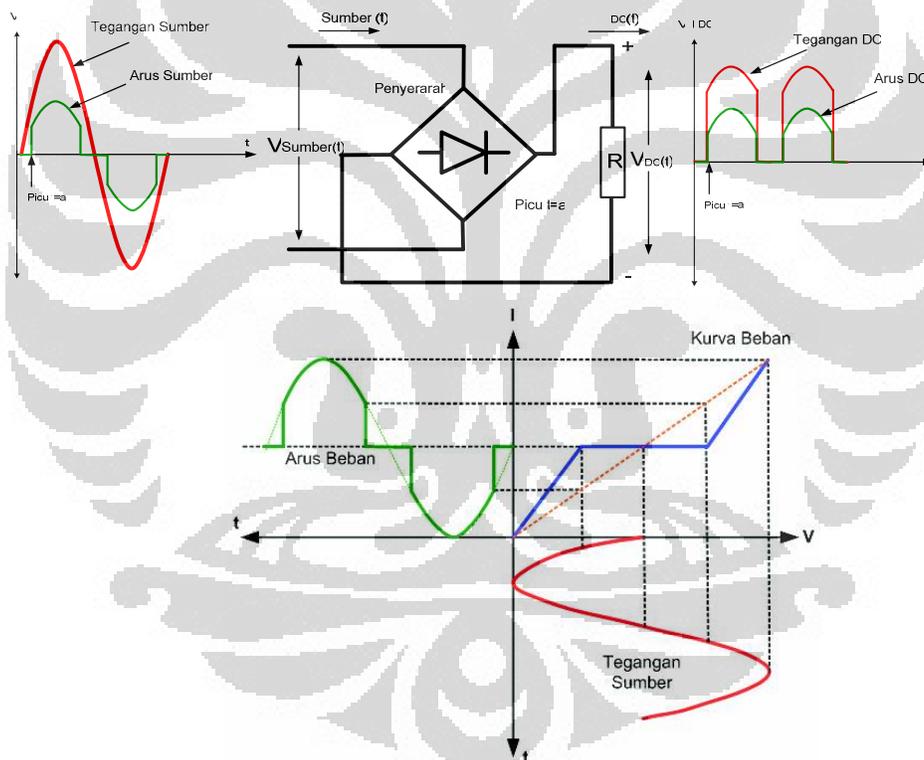
Setiap karakteristik beban baik linier dan tidak linier dapat digambarkan dalam bentuk kurva beban yang dibentuk dari hubungan arus-tegangan pada terminal beban tersebut. Untuk beban linier maka tegangan-arus beban akan sama bentuknya dengan tegangan-arus sumber seperti gambar dibawah ini.



Gambar 2.6. Rangkaian dan Karakteristik Arus - Tegangan Beban Linier



Gambar 2.6. Rangkaian dan Karakteristik Arus - Tegangan Beban Linier



Gambar 2.7. Rangkaian dan Kurva Arus - Tegangan Beban Tidak Linier

Teknik-teknik elektronika daya sangat berkembang dengan aplikasi yang sangat luas, hal ini disebabkan karena beberapa faktor antara lain :

1. Sistem pengaturan otomatis yang mudah dan akurat (*signal feedback, detector dan actuator*) dapat meningkatkan quantitas dan kualitas produksi

dengan biaya yang rendah (contohnya *motor drive* dengan pengaturan *PWM*)

2. Penggunaan sistem arus searah lebih menguntungkan karena lebih sederhana dan rugi-rugi lebih kecil (contohnya *High Voltage Direct Current Transmission*)
3. Pengembangan pembangkit energi terbarukan sangat erat kaitan dengan pengaturan frekuensi yang mutlak menggunakan teknologi elektronika daya (contohnya turbin angin dan *photovoltaic*)
4. Kemampuan kecepatan picu semakin tinggi hingga 85 - 200 nano detik<sup>3</sup>.
5. Kapasitas komponen yang semakin besar, kapasitas terbesar saat ini diproduksi oleh *Mitsubishi Electric* menggunakan *silicon carbide* (SiC) dengan kapasitas 1.2kA/1.7kV dengan peningkatan efisiensi hingga 55%<sup>4</sup>.

Aplikasi elektronika daya sangat luas seperti tabel dibawah ini

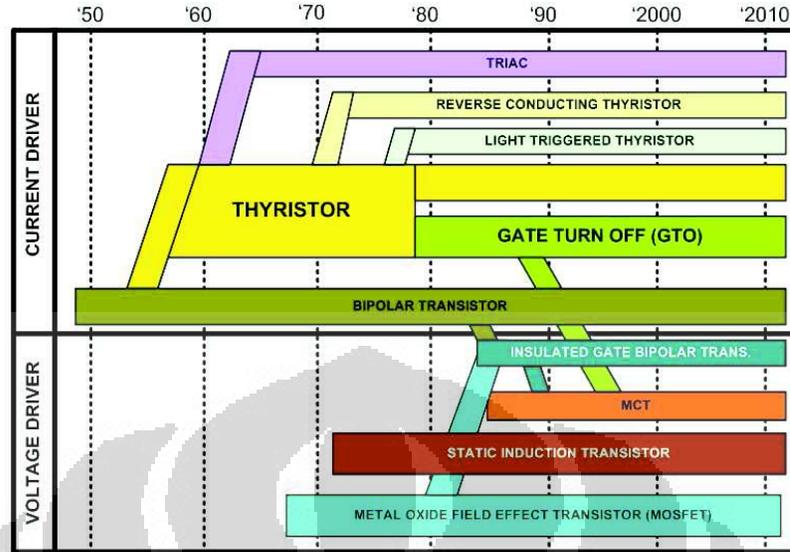
Tabel 2.8. Aplikasi dan Fungsi Elektronika Daya Saat Ini

Sumber : Diolah dari berbagai sumber

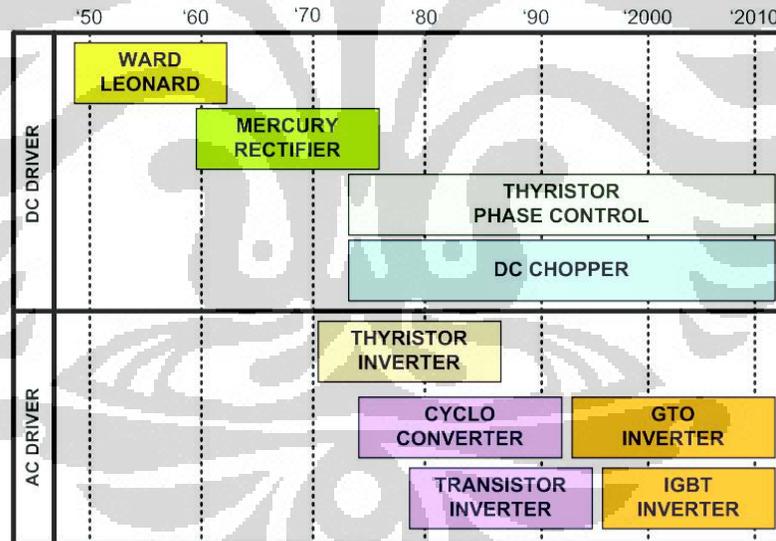
Sektor	Aplikasi	Fungsi
Penerbangan / Aerospace	Aircraft power supplies, Radar/sonar, Power supplies Pump and compressor, Solid-state relays	Static Switching Logic System
Industri / Industry	Power Supplies, Aluminum reduction, Elevator, Mercury-arc lamp ballasts, Fork-lift truck, Motor drives, Locomotive, Cement kiln, Mass transit, Conveyor People movers, Crane and hoist, Machine tool Voltage regulator, starting Air conditioning, Sewing machine, Electrochemical, Heat controls Electroplating, tray Laboratory, Furnace, Mining, Range surface unit Welding, Static relays and circuit breakers, Ultrasonic generators, dc-dc buck, boost, and buck-boost converters, regulated power supplies	Static Switching, Logic System, AC Phase Control Controlled, Rectifier/Inverter, Cyclo Converter, Frequency Multiplier, Linier Amplifier Chopper
Sistem Tenaga Listrik / Power System	Motor controls, Gas turbine Generator exciters HVDC, Electric fan Nuclear-reactor, Solar Cell power supplies, Synchronous machine starting, Uninterruptible power supplies, , VAR compensation, Wind generator converters, Electrostatic precipitator, Flexible ac transmission(FACTS), Energy storage systems (voltage Compensation), Environmental engineering, Nuclear reactor control, particle accelerators	Static Switching, Logic System, AC Phase Control Controlled, Rectifier/Inverter, Cyclo Converter HVDC
Rumah tangga / Resident	Food mixer, Blender, Garage-door opener, Hand power-tool, Battery charger, Audio Visual, amplifiers, Computer, Electric blanket, Electric dryer, Food-warmer, High-frequency lighting, Static relays and circuit breakers, Light dimmers, Light flashers	Static Switching, Logic System, AC Phase Control Controlled, Rectifier/Inverter
Transportasi / Transportation	Slot car Electronic ignition, RF amplifiers, Linear induction motor control, Security systems, Motor drives, Electric vehicle, Levitated flywheel, Magnetic levitation, Trains & locomotives, Ship power systems, Aircraft power systems	Static Switching, Logic System, Controlled, Rectifier/Inverter

<sup>3</sup> <http://www.semicon.toshiba.co.jp>

<sup>4</sup> <http://www.drives.co.uk/fullstory.asp?id=2796> – Jan 2010



Gambar 2.8. Perkembangan Komponen Elektronika Daya di Dunia  
 Sumber : Diolah dari berbagai sumber



Gambar 2.9. Perkembangan Aplikasi Elektronika Daya di Dunia  
 Sumber : Diolah dari berbagai sumber

Harmonisa akan menjadi masalah dalam sistem tenaga listrik di masa depan, selain itu pengembangan sistem tenaga listrik cenderung mengarah ke bentuk pembangkitan tersebar (*distributed generation*) yang sangat didominasi oleh pembangkit yang memanfaatkan energi terbarukan seperti energi surya dan angin

dimana mutlak menggunakan komponen elektronika daya untuk mengkonversi karakteristik daya dan pengaturan.

### 2.3.2 Propagasi Harmonisa

Harmonisa merupakan gangguan yang sifatnya paralel sehingga memiliki karakteristik untuk merambat (progasi), sifat alamiah ini menyebabkan harmonisa akan dirasakan oleh sub sistem lain yang memiliki terminal pasokan pada sumber yang sama (*point of common coupling/PCC*), harmonisa merambat melalui trafo dari sisi sekunder ke sisi primer dengan pengurangan lebih dari 50%.

Rambatan harmonisa terjadi pada sistem yang terinterkoneksi, emisi harmonisa dari satu bus akan menambah tingkat harmonisa pada bus lainnya dengan persamaan sebagai berikut :

$$V_i = \sum_{j=1}^n (I_j \times Z_{i,j}) \quad (2.13)$$

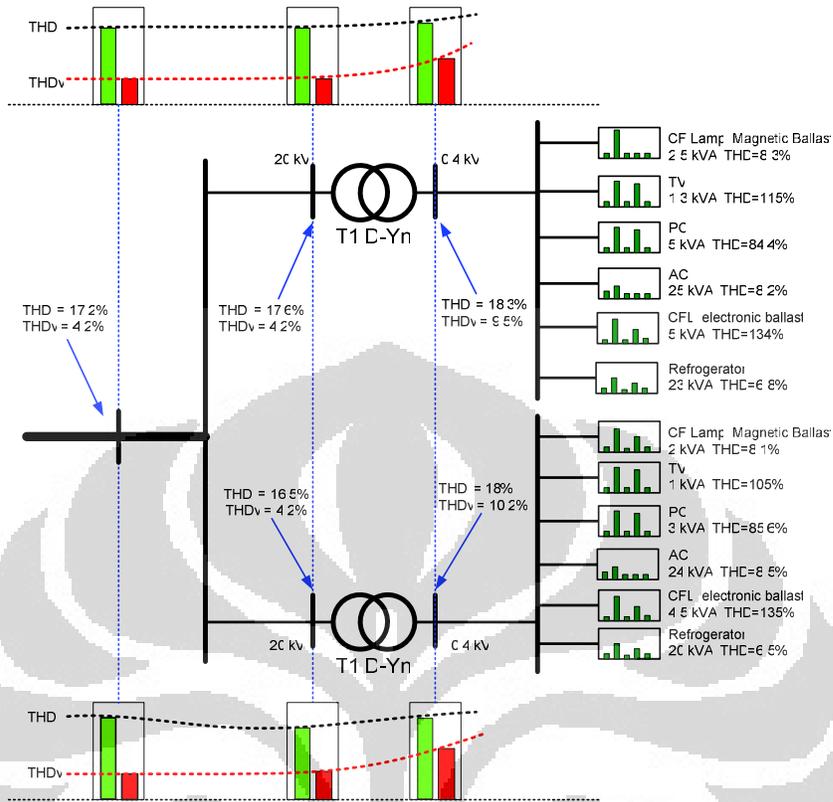
$n$  = jumlah bus

$Z_{i,j}$  = impedansi transfer harmonisa antara bus  $i$  dengan bus  $j$

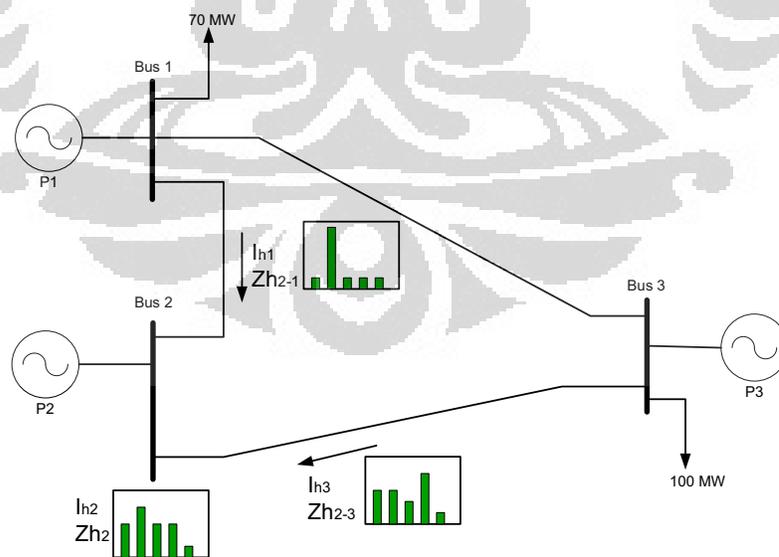
$I_j$  = arus harmonisa dari bus  $j$

Propagasi harmonisa bergantung pada :

1. Kapasitas hubung singkat, peningkatan kapasitas hubung singkat akan memperkecil distorsi tegangan akibat harmonisa arus.
2. Impedansi penghantar, peningkatan luas penampang penghantar akan memperkecil distorsi tegangan akibat harmonisa arus.
3. Tipe koneksi trafo (Y, D), trafo hubungan delta akan menahan harmonik kelipatan tiga (*triplen n harmonics*), trafo hubungan Dyd akan memblokir harmonik orde 5 dan 7, sedangkan trafo dengan hubungan Dz akan memblokir harmonik orde 5.
4. Sistem jaringan distribusi, sistem distribusi tiga fase empat kawat akan meneruskan harmonisa urutan nol sedangkan sistim distribusi tiga fase tiga kawat akan memblokir harmonisa urutan nol.



Gambar 2.10. Propagasi Harmonisa Pada Sistem Distribusi



Gambar 2.11. Propagasi Harmonisa Pada Sistem Terinterkoneksi

### 2.3.3 Mitigasi Harmonisa

Harmonisa menyebabkan gangguan yang sangat kompleks mulai dari pemanasan berlebih hingga osilasi, dampak yang paling signifikan adalah meningkatnya rugi-rugi, penurunan kinerja/efisiensi, penurunan kapasitas dan kegagalan fungsi peralatan. Harmonisa arus dihasilkan akibat beban tidak linier, harmonisa arus dapat menyebabkan harmonisa tegangan apabila impedansi hubung singkat pada PCC dan kapasitas penghantar terlalu kecil.

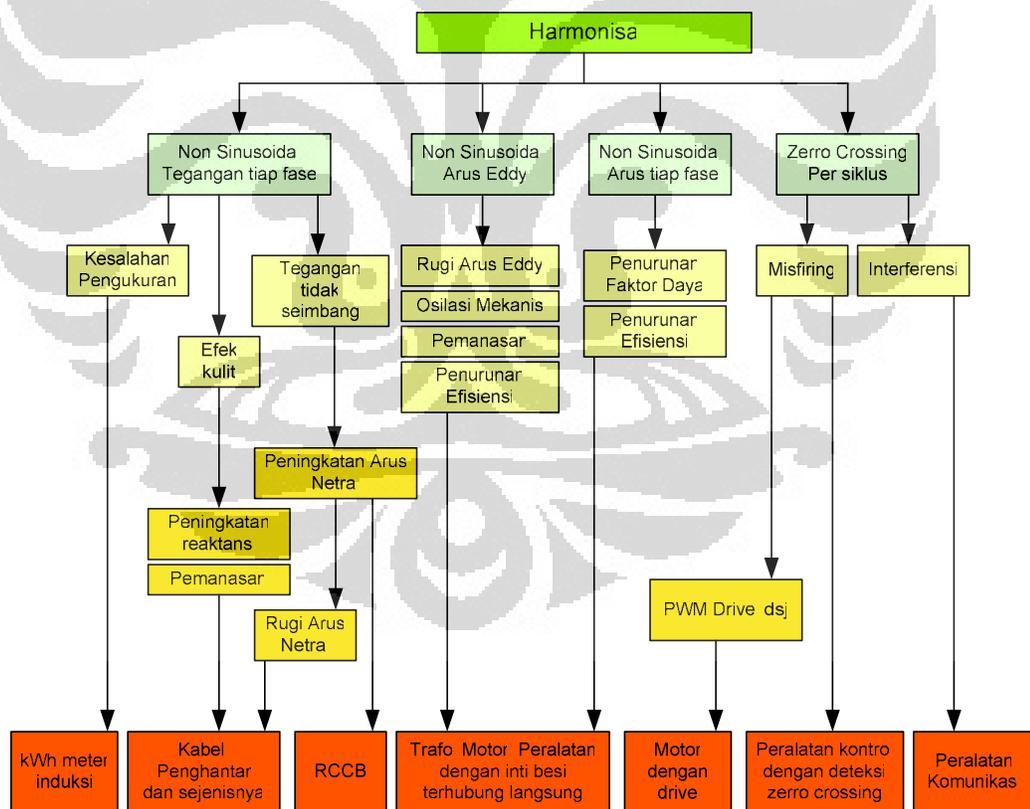
Potensi gangguan akibat harmonisa pada sistem tenaga listrik seperti tabel dibawah ini.

Tabel 2.9. Potensi Gangguan Akibat Harmonisa

Pemanfaatan / Pemanfaat dan Peralatan	Potensi Gangguan	Keterangan	Referensi
Transformator	- Peningkatan rugi arus eddy	- Arus eddy sebanding kuadrat frekuensi	IEEEC57.110-1998 [17]
	- Panas berlebih	- Panas berlebih akibat kenaikan rugi	IEEE 519 [14]
	- Penurunan kapasitas	- Penurunan kapasitas akibat panas berlebih	IEC 61378-1
	- Ketidakseimbangan tegangan	- Akibat kenaikan arus netral	
	- Ferro resonance	- Pada frekuensi medium bila terdapat hub. kapasitor	
Motor (asut langsung)	- Peningkatan rugi arus eddy	- Arus eddy sebanding kuadrat frekuensi	NEMA MG 1-14.35
	- Penurunan torsi (Pulsating or oscillating torques)	- Akibat harmonisa arah positif dan negatif	IEC1800-3 IEC 60034-31
	- Panas berlebih	- Panas berlebih akibat kenaikan rugi elektris dan mekanis	IEEE 519
	- Penurunan kapasitas	- Penurunan kapasitas akibat panas berlebih dan penurunan torsi	
Kabel / Konductor	- Penurunan efisiensi	- Akibat ketidakseimbangan V sumber	
	- Peningkatan rugi	- Skin effect dan proximity effect sebanding dengan akar frekuensi	IEC287-1-1
	- Panas berlebih	- Panas berlebih akibat peningkatan rugi	
	- Peningkatan arus netral	- Akibat ketidakseimbangan tegangan	
Capacitor	- Dielectric breakdown	- Akibat tegangan berlebih	
	- Peningkatan arus	- Akibat impedansi turun sebanding freq.	IEC 60143
	- Peningkatan rugi	- Akibat kenaikan arus	
	- Panas berlebih	- Akibat kenaikan arus	
	- Umur berkurang	- Akibat panas berlebih	
RCCB / ground current relay	- Kegagalan isolasi	- Akibat kenaikan tegangan	
	- Resonansi	- Jika terdapat hubungan dengan induktor	
Relay devices (solid-state)	- Gagal operasi	- Trip akibat deteksi arus netral yang besar	IEC 61008-1
	- Time delay characteristics	- Akibat tegangan yang tidak sinusoidal	IEEE 1159
PWM Drive	- Gagal kerja / malfunction /false tripping	- Akibat signal interference, quasi-stationary harmonics; fluctuating harmonics; rapidly changing harmonics, interharmonics	
	- Misfiring	- Akibat kesalahan zero voltage crossing detection	IEC 61000-3-2
Electronics switch Peralatan	- Misfiring	- Akibat kesalahan zero voltage crossing detection	IEEE 519
	- Noise	- Inductive interference pada frekuensi tinggi	IEC 61000-4-7

Komunikasi		(dv/dt)	
kWh Meter Induksi	- Error	- Tidak dapat mendeteksi arus dan tegangan diatas frekuensi fundamental	IEC 1000-4-7
Peralatan pd umumnya	- Kenaikan tegangan - Ketidakseimbangan tegangan	- Karena bentuk distorsi akibat harmonisa tegangan - Karena distorsi harmonisa arus	IEC 1000-XX

Gangguan harmonisa juga mengakibatkan menurunnya item kualitas tenaga listrik lainnya yaitu meningkatnya ketidakseimbangan (*voltage imbalance*) tegangan dan menurunnya faktor daya (*power factor displacement*), peningkatan ketidakseimbangan tegangan mengakibatkan naiknya arus netral (rugi-rugi di netral bertambah) dan menurunnya efisiensi peralatan listrik tiga fase seperti motor dan sebagainya, sedangkan penurunan faktor daya mengakibatkan menurunnya efisiensi peralatan listrik, skema mitigasi harmonisa seperti tampak pada gambar dibawah ini.



Gambar 2.12. Mitigasi Gangguan Harmonisa Terhadap Peralatan dan Pemanfaat

### 2.3.4 Dampak Harmonisa Pada Trafo

Dampak harmonisa pada trafo tenaga berupa peningkatan rugi-rugi yang mengakibatkan peningkatan panas sehingga trafo mengalami penurunan kapasitas (*derating*). Terdapat tiga faktor yang mempengaruhi suhu inti trafo yaitu :

1. Arus beban (*rms*), kenaikan rugi-rugi ini sebanding dengan kuadrat arus beban termasuk nilai rms arus harmonisa.
2. Rugi-rugi arus *eddy* (*eddy current*), kenaikan rugi-rugi ini akibat harmonisa sebanding kuadrat arus dan kuadrat frekuensi arus sehingga nilainya cukup signifikan.
3. Rugi-rugi inti lainnya (*others stray losses*), kenaikan rugi-rugi ini akibat harmonisa tergantung dari desain inti trafo, namun nilainya sangat kecil.

Rugi-rugi beban memberikan kontribusi 75 sd 85 % dari total rugi-rugi transformator dan sekitar 25 % rugi-rugi ini merupakan kontribusi dari fungsi frekuensi<sup>5</sup>.

Untuk menghitung faktor penurunan kapasitas trafo terdapat beberapa metode perhitungan yaitu :

1. THDF (*Transformer Harmonics Derating Factor - CBEMA Standard*)
2. *Harmonics Loss Factor* (FHL) - *K-factor* (Eropah)
3. *Harmonics Loss Factor* (FHL) - *K-factor* (Amerika)

Dengan menggunakan THDF maka faktor derating adalah :

$$THDF = 1,414 \times \frac{I_{faserms}}{I_{fasepuncak}} \quad (2.14)$$

Metode ini tidak memperhitungkan bentuk tegangan sehingga kuantitas dari arus harmonisa akan menyesatkan karena kenyataannya trafo dengan pembebanan semakin kecil maka tingkat harmonik akan semakin besar padahal dampaknya

<sup>5</sup> Prabhakara, *Industrial and Commercial Power Systems Handbook*, , Mc Graw Hill, 1995

akan menjadi tidak signifikan, akibatnya terjadi kesalahan interpretasi, kesalahan interpretasi ini mirip seperti kesalahan interpretasi nilai THD.

Dengan metode FHL berdasarkan standar IEEE C57.110-1998 [17], besarnya rugi-rugi pada trafo sebagai berikut:

$$P_{LL} = I^2 R + P_{EC} \quad (2.15)$$

Dengan memperhitungkan rugi-rugi tambahan akibat harmonisa menjadi:

$$P_{LL} = \sum I_h^2 + \left( \sum I_h^2 h^2 \right) P_{EC-R} \quad (2.16)$$

Kedua suku dibagi  $\sum_{h=1}^{\infty} (I_h)^2$

$$P_{LL} = 1 + F_i P_{EC-R} \quad (2.17)$$

Dimana

$$F_i = \frac{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2} \quad (2.18)$$

Untuk pendekatan yang lebih sederhana biasanya digunakan faktor “K” yaitu :

$$K = \sum_{h=1}^{\infty} (I_h h)^2 \quad (2.19)$$

Metode ini diterapkan hampir di seluruh Amerika dengan penetapan nilai K bervariasi tergantung tipe peralatan dan pemanfaat tenaga listrik pada golongan tarif dan jenis kegiatan produksi, misalnya :

K = 1 untuk resistance heating, motors, distribution transformers

K = 4 untuk welders, induction heaters, Fluorescent lighting

K = 13 untuk telecommunications equipment

K = 20 untuk mainframe computers, variable speed drives, desktop computers

Perhitungan rugi-rugi dengan faktor “K” diatas dengan asumsi berdasarkan arus nominal dari *name plate* trafo, padahal kenyataannya faktor beban pada golongan industri di seluruh Indonesia rata-rata 29,43%.

Metode perhitungan di Eropa hampir mirip dengan faktor “K” di Amerika namun untuk aplikasi praktis dilapangan digunakan pendekatan rumus sebagai berikut (*UTE Standard C15-112*):

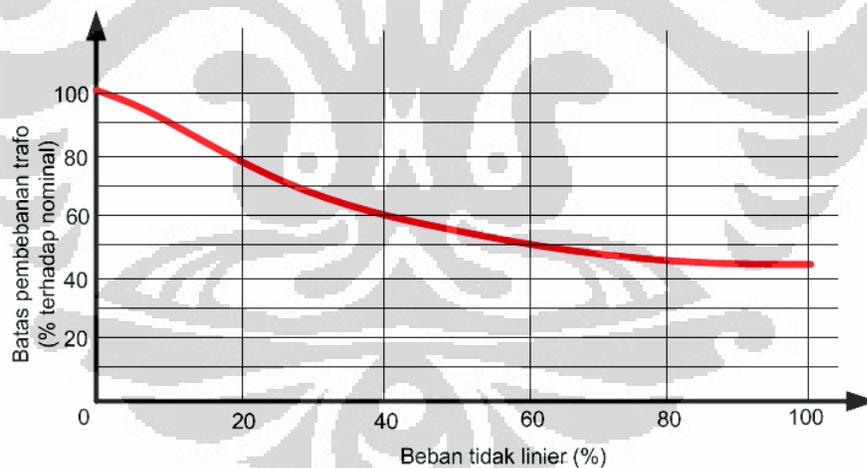
$$F_i = \frac{1}{\sqrt{1 + 0,1 \left( \sum_{h=2}^n h^{1,6} T_h^2 \right)}} \quad (2.20)$$

Dimana

$$T_h = \frac{I_h}{I_1} \quad (2.21)$$

Nilai  $I_1$  dapat menggunakan rata-rata arus yang bersesuaian dengan rata-rata faktor beban untuk golongan tarif.

Kurva *derating factor* untuk trafo akibat harmonisa arus (*IEEE 519 Application Guide - 1996*) seperti dibawah ini.



Gambar 2.13. Kurva Derating Trafo Akibat Harmonisa Arus

Sumber : IEEE 519 Application Guide (1996)

Tidak semua harmonisa arus mengakibatkan harmonisa tegangan. Faktor yang mempengaruhi munculnya harmonisa tegangan akibat harmonisa arus antara lain ;

1. Impedansi trafo (semakin kecil maka dampaknya semakin kecil)

2. Impedansi sumber sisi primer trafo (semakin kecil maka dampaknya semakin kecil)
3. Harmonisa dari sistem di sisi primer trafo.

Sehingga *Derating factor* trafo akibat harmonisa tegangan perlu diperhitungkan (*IEEE Standard 519 [14]*) sebagai berikut :

$$F_v = \sqrt{1 - \frac{1,291}{u_{sc}^2} \sum_{h=2}^{\infty} \frac{1 + 0,05h^2}{h\sqrt{h}} U_h^2} \quad (2.22)$$

Pergeseran faktor daya trafo akibat harmonisa arus

$$V_t = V_0 + \sum_{n=1}^{\infty} V_n \cos(n\omega t - \delta n) \quad (2.23)$$

$$I_t = I_0 + \sum_{n=1}^{\infty} I_n \cos(n\omega t - \phi n) \quad (2.24)$$

$$V_{t-rms} = V_{1-rms} \sqrt{1 + (THD_V)^2} \quad (2.25)$$

$$I_{t-rms} = I_{1-rms} \sqrt{1 + (THD_I)^2} \quad (2.26)$$

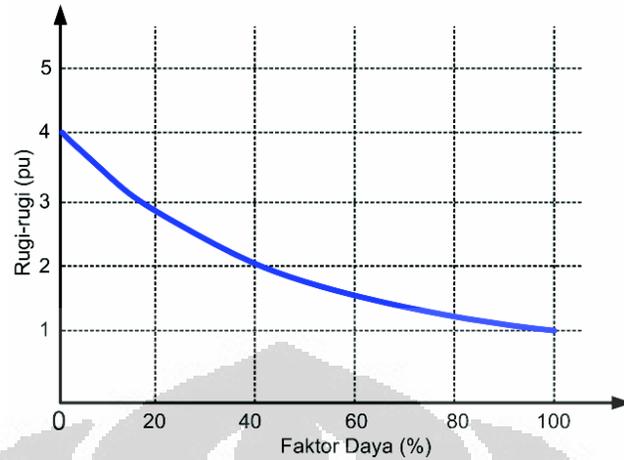
$$P = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \sin(\delta n - \phi n) \quad (2.27)$$

Nilai faktor daya akibat harmonisa arus adalah :

$$P_{f-rue} = \frac{1}{\sqrt{1 + THD_i^2}} \quad (2.28)$$

Pergeseran faktor daya berakibat pada peningkatan rugi-rugi untuk menghindari ini umumnya konsumen industri akan memasang kapasitor bank untuk menaikkan faktor daya instalasinya sehingga kerugian akibat penurunan faktor daya ini tidak signifikan, selain itu pemasangan kapasitor bank kadangkala digabungkan dalam peralatan filter harmonik (*harmonics filter*).

Penurunan faktor daya 50% akan meningkatkan rugi-rugi menjadi 4 kali lipat dibanding rugi-rugi operasi pada kondisi normal seperti ditunjukkan pada kurva dibawah ini.



Gambar 2.14. Kurva Rugi-rugi Trafo Akibat Penurunan Faktor Daya

Sumber : IEEE 519 Application Guide (1996)

### 2.3.5 Dampak Harmonisa Pada Kabel

Dampak harmonisa pada penghantar antara lain :

1. Penurunan kemampuan hantar akibat meningkatnya efek kulit dan efek *proximity*
2. Peningkatan suhu kabel saat beroperasi yang mengakibatkan pemanasan yang akan mengurangi umur operasi kabel.
3. Peningkatan arus pada penghantar netral untuk sistem tiga fase empat kawat (*three phase four wire system*)

Efek kulit pada penghantar mempunyai hubungan sebagai berikut :

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{f\pi\sigma\mu}} \quad (2.29)$$

Dimana

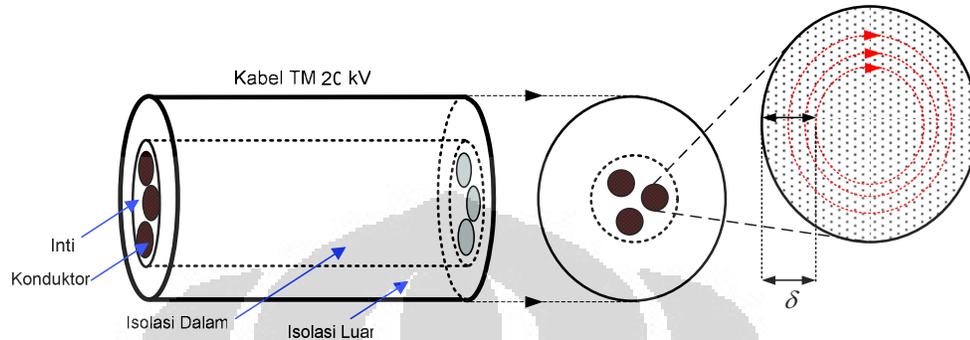
$\delta$  = kedalaman aliran arus dari permukaan penghantar

$\sigma$  = konduktivitas magnetik

$\mu$  = permeabilitas material penghantar

Sehingga semakin besar frekuensi maka kedalaman aliran arus diukur dari permukaan penghantar ( $\delta$ ) akan semakin kecil yang artinya luas penampang ekuivalen penghantar semakin kecil sehingga kapasitas hantar penghantar akan

semakin kecil karena batas operasi termisnya tetap, seperti diilustrasikan pada gambar berikut.



Gambar 2.15. Efek Kulit (*Skin Efek*) Pada Konduktor Akibat Harmonisa

*Proximity Effect* merupakan efek yang disebabkan karena penurunan jarak ekuivalen antar konduktor akibat  $\delta$  yang mengecil sehingga pengaruh medan listrik dari satu konduktor ke konduktor lain semakin besar.

Suhu kabel pada operasi normal sebagai berikut :

$$t_1 = t_a + \frac{(3I_b + I_n)^2}{(3I_t)^2} (t_p - t_r) \quad (2.30)$$

$t_a$  = suhu aktual operasi

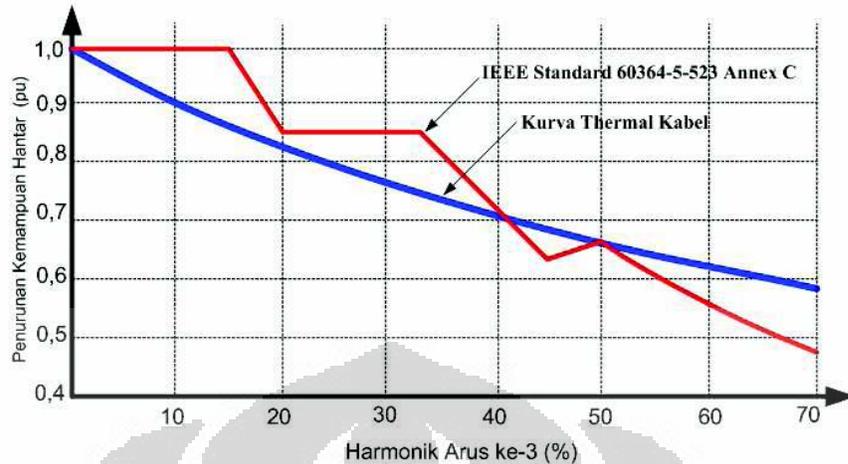
$t_p$  = suhu maksimum yang diperbolehkan

$t_r$  = suhu referensi (30° - IEC287-1-1 "Current rating equations and calculation of losses")

Rasio resistansi AC-DC adalah

$$k_c = \frac{R_{AC}}{R_{DC}} = 1 + y_s + y_p \quad (2.31)$$

Karena faktor  $y_s$  dan  $y_p$  sebanding dengan peningkatan frekuensi sedangkan nilai  $R_{DC}$  hanya dipengaruhi oleh temperatur konduktor maka  $R_{AC}$  akan semakin besar untuk setiap peningkatan frekuensi, sehingga semakin besar kelipatan frekuensi (orde harmonik) maka kemampuan kapasitas hantar konduktor akan semakin kecil.



Gambar 2.16. Kurva Penurunan Kemampuan Kapasitas Hantar Kabel Terhadap Kandungan Harmonik Arus ke-3  
Sumber : IEEE Standard 60364-5-523 Annex C

Efek kulit dan efek *proximity* merupakan fungsi frekuensi, diameter dan jarak antar konduktor, Efek kulit dan efek *proximity* akan meningkat dengan adanya kandungan harmonik sehingga meningkatkan  $R_{AC}$  yang berarti meningkatkan temperatur kabel saat memasok beban dengan arus tidak linier. Berdasarkan *IEEE Standard 60364-5-523 Annex C* kurva derating kabel akibat harmonisa arus dibandingkan dengan kurva derating kabel dalam kondisi normal sebagai berikut.

Derating kabel akibat harmonisa tegangan sebagai berikut

$$F_v = \sqrt{1 - \frac{1,291}{u_{sc}^2} \sum_{h=2}^{\infty} \frac{1 + 0,05h^2}{h\sqrt{h}} U_h^2} \quad (2.32)$$

Faktor rugi-rugi pada kabel akibat harmonisa sebagai berikut ;

$$\mu = pF_v + (1 - p)F_v^2 \quad (2.33)$$

Untuk jaringan distribusi kurang dari 33kV  $p = 0,2$  (IEC standards 61000-2-2 and 6100-2-1).

### 2.3.6 Dampak Harmonisa Pada Peralatan Lainnya

Dampak harmonisa pada pemanfaat tenaga listrik (konversi energi) lainnya meliputi kenaikan rugi-rugi, peningkatan panas, pengurangan umur operasi dan penurunan efisiensi, sedangkan pada peralatan pengaturan dan pengamanan seperti

relay, RCCB, kontrol PWM dan sejenisnya mengakibatkan gangguan sehingga terjadi kesalahan fungsi, gagal kerja hingga kerusakan, apabila pemanfaat tersebut digunakan secara langsung pada proses produksi maka akan mengakibatkan kerugian berupa produk cacat (*product operation cost*), kerugian energi yang hilang karena proses produksi berhenti (*restart cost*), kerugian akibat perbaikan/penggantian peralatan dan pemanfaat yang rusak (*maintenance cost*), kerugian akibat kehilangan jam kerja (*labour cost*) dan kerugian lainnya (*hidden cost*).

Dampak harmonisa pada peralatan berputar dengan inti besi misalnya motor listrik dan sejenisnya berupa osilasi mekanis, penurunan faktor daya dan peningkatan rugi-rugi, dampak penurunan faktor daya dan peningkatan rugi-rugi pada motor hampir sama seperti yang terjadi pada trafo, sedangkan osilasi mekanis pada motor terjadi karena pada saat proses konversi gaya gerak listrik (*electro motive force*) menjadi gaya gerak torsi (*torque motive force*), dengan analisa deret fourier maka sifat orde harmonik terhadap sifat arus urutan seperti tabel dibawah ini.

Tabel 2.10. Sifat Urutan Orde Harmonik

Orde Harmonik	Urutan
1, 4, 7, 10, 16, 19 = $(3k + 1)$	Positif
2, 5, 8, 11, 14, 17, 20 = $(3k - 1)$	Negatif
3, 6, 9, 12, 15, 18, 21 = $(3k)$	Nol

Sehingga dampak dari harmonik orde 5, 11, 17, ....dst. akan menghasilkan torsi yang berlawanan pada poros motor akibatnya terjadi osilasi dan penurunan kinerja motor tersebut.

#### 2.4. Mengurangi Dampak Harmonisa

Menurunkan emisi harmonisa pada instalasi penyedia maupun instalasi pemanfaatan bukan semata-mata tindakan preventif teknis tapi juga tindakan preventif ekonomis karena secara langsung akan mengeliminir semua kerugian yang ditimbulkan akibat emisi harmonisa yang berlebih sehingga terjadi peningkatan efisiensi, penurunan biaya (operasi, pemeliharaan dan produksi) dan

masa investasi peralatan semakin maksimum. Mengurangi tingkat harmonisa dapat dilakukan dengan beberapa tahap yaitu

1. Identifikasi sistem tenaga listrik
2. Identifikasi beban
3. Perhitungan *Total Demand Distortion* (TDD)

Karena sifatnya yang merambat maka strategi untuk mengurangi harmonisa (mitigasi) harus pada beban yang terkait, terdapat dua cara, pertama yaitu menurunkan emisi harmonisa dari pemanfaat yang berharmonisa tinggi dengan menggunakan pemanfaat yang lebih baik, yang kedua dengan meredam emisi harmonisa yang dihasilkan.

1. Peningkatan kapasitas hubung singkat di PCC (peningkatan kapasitas trafo dan kabel)
2. Meningkatkan kapasitas penghantar netral
3. Pemasangan penapis/filter harmonisa (filter aktif, filter pasif, filter hibrid)
4. Penggunaan *harmonics trapper* (trafo zig-zag, *phase shifting*)
5. Menggunakan pemanfaat dengan harmonisa rendah (*PWM-18 pulse*)

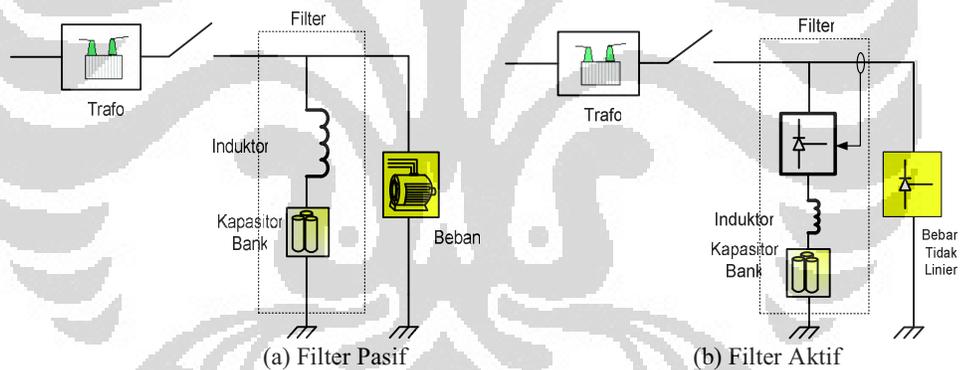
Disisi penyediaan, cara 1 dan 2 bisa dilakukan namun cara 3, 4 dan 5 tidak ekonomis, begitu pula di sisi pemanfaatan. Sehingga pembagian biaya untuk mengurangi tingkat harmonisa pada sistem tenaga listrik harus ditinjau dari masing-masing sisi seperti tabel dibawah ini.

Tabel 2.11. Alternatif Mengurangi Dampak Harmonisa  
Dari sisi Teknis dan Ekonomis

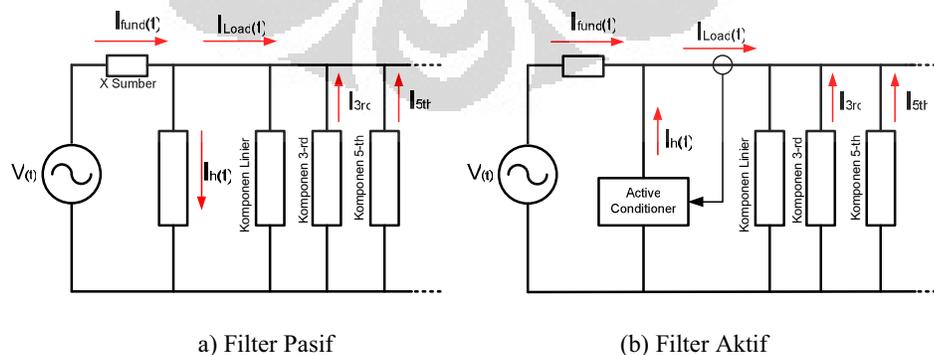
Cara	Di sisi Penyedia	Di Sisi Pemanfaatan
Peningkatan kapasitas hubung singkat di PCC	(Uprating Trafo, Upsizing Conductor) Biaya : ekonomis	Tanggung jawab diluar cakupan instalasinya
Meningkatkan kapasitas penghantar netral	Tanggung jawab diluar cakupan instalasinya	(Upsizing Neutral Conductor) Biaya : ekonomis
Pemasangan filter harmonisa	(passive, active dsj) Biaya : tidak ekonomis	(passive, active dsj) Biaya : ekonomis
Penggunaan <i>harmonics trapper</i>	(zig-zag transformer, phase shifting dsj) Biaya : tidak ekonomis	(zig-zag transformer, phase shifting dsj) Biaya : tidak ekonomis
Menggunakan pemanfaat dengan harmonisa rendah	Tanggung jawab diluar cakupan instalasinya	(PWM 12, 18 pulses, DC choke, Line Inductor, C Shunt dsb ) Biaya : tidak ekonomis

### 2.4.1 Filter Harmonik

Salah satu cara yang paling efektif mengurangi tingkat harmonisa adalah dengan memasang filter harmonisa. Terdapat tiga jenis filter harmonik yaitu : Filter Pasif (*passive filter*), filter aktif (*active filter*) dan filter hibrid (*hybrid filter*). Filter pasif digunakan untuk meredam harmonik tertentu biasanya ditala pada satu frekuensi tertentu, umumnya fungsi filter ini juga sebagai kompensator daya reaktif, sedangkan filter pasif digunakan untuk meredam harmonisa dan sudah ditala pada selang spektrum harmonisa yang ditentukan sehingga lebih efektif namun harganya lebih mahal. Filter aktif menggunakan *active conditioner* untuk membangkitkan harmonik arus yang berlawanan dengan harmonik arus yang ditimbulkan perlatan sehingga saling meniadakan, komponen elektronika daya sangat intensif digunakan pada filter aktif. Pemasangan filter pasif harmonik cukup murah namun biaya pemasangan bergantung pada kapasitas trafo.



Gambar 2.17. Filter Harmonisa



Gambar 2.18. Rangkaian Ekuivalen Filter

Besarnya kapasitas kapasitor (kVAR) yang dibutuhkan untuk mendesain filter adalah

$$Q_C = \frac{S \times (\sin \varphi_2 - \sin \varphi_1) \times (n^2 - 1)}{n^2} \quad (2.34)$$

Dimana  $S$  adalah daya maksimum instalasi konsumen  
 $\varphi_1$  adalah sudut daya dari faktor daya awal  
 $\varphi_2$  adalah sudut daya dari faktor daya yang diinginkan  
 $n$  adalah orde harmonik yang diredam

#### 2.4.2 Perangkap Harmonik

Sistem tenaga listrik yang menggunakan trafo dengan hubungan Delta-Wye secara alamiah akan membendung harmonik kelipatan tiga (*triplen harmonics*), untuk mengurangi besar arus netral akibat harmonisa dapat menggunakan trafo Zig-zag, cara ini dinilai kurang efektif karena hanya mengkover pada frekuensi tertentu dan biayanya mahal.

#### 2.4.3 Peningkatan Kapasitas Hubung Singkat

Peningkatan kapasitas hubung singkat dapat dilakukan dengan menambah kapasitas trafo dan kapasitas kabel, bagi penyedia ini merupakan tanggungjawabnya karena masuk dalam area cakupan instalasinya (umumnya trafo distribusi milik penyedia).

#### 2.4.4 Penambahan Kapasitas Konduktor Netral

Sistem distribusi tegangan tendah (TR) di Indonesia menggunakan sistem tiga fase empat penghantar (*three phase four wired*), sedangkan sistem distribusi tegangan menengah (TM) menggunakan sistem tiga fase tiga penghantar (*three phase three wired*). Dampak kenaikan arus netral akan dirasakan pada sisi TR sedangkan pada sisi TM tidak namun sisi TR pada golongan tarif industri umumnya milik konsumen sehingga penambahan kapasitas penghantar netral menjadi tanggungjawab konsumen.

### 2.4.5 Penggantian Peralatan/Pemanfaat Dengan Emisi Harmonik Rendah

Mengurangi dampak kerugian akibat harmonisa dapat dilakukan dengan mengganti pemanfaat dengan emisi harmonisa rendah misalnya menggunakan PWM 12 pulsa atau 18 pulsa, hal ini akan berdampak terhadap biaya investasi di konsumen, namun umumnya konsumen memandang lebih ekonomis memasang filter harmonik ketimbang mengganti pemanfaat yang digunakannya.

## 2.5 Analisa Biaya

Analisa biaya dilakukan dengan memperhatikan karakteristik kerugian yang ditimbulkan akibat harmonisa dan cakupan biaya yang terkait dengan kepemilikan/tanggungjawab instalasi. Batas tanggungjawab instalasi berdasarkan kontrak jual beli listrik adalah titik pengukuran energi listrik (kWh meter).

### 2.5.1 Disisi Penyedia

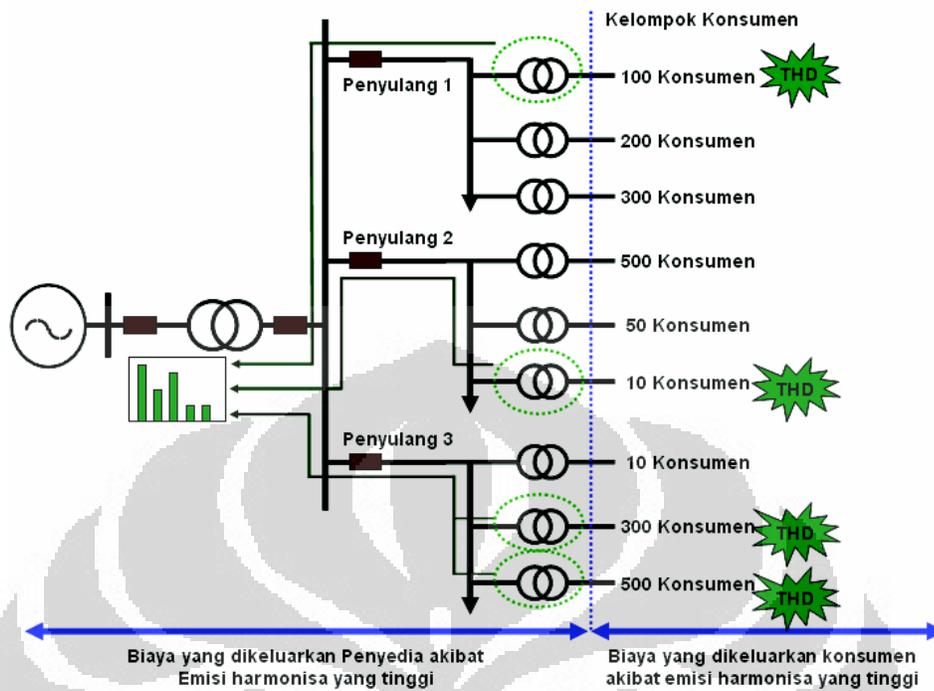
Biaya investasi disisi penyedia dianggap berupa investasi yang dibutuhkan untuk memenuhi kemampuan teknis instalasi untuk tahan pada batas intem kualitas tenaga listrik tertentu (dalam hal ini harmonisa). Secara teoritis biaya invetasi yang dikeluarkan pihak penyedia untuk setiap peningkatan level item kualitas tenaga listrik tertentu adalah :

$$I(q) = \sum_{j=1}^{j=n} I_j(q) \quad (2.35)$$

Dimana

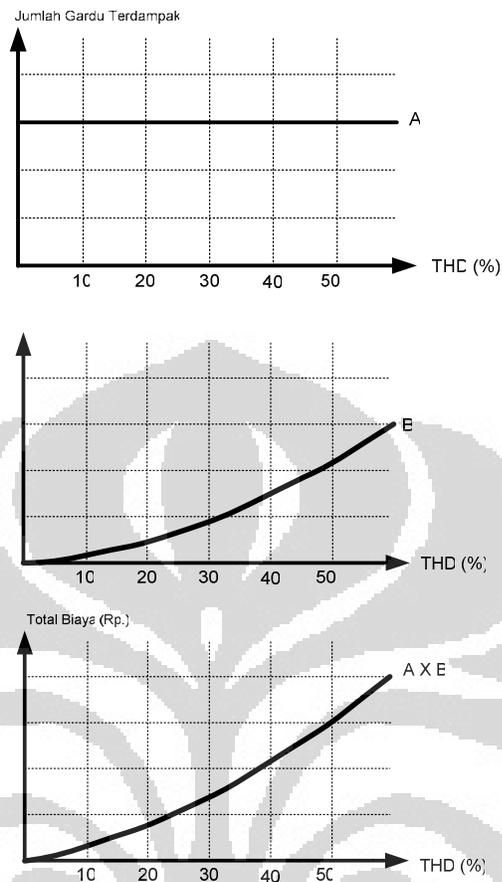
$$\frac{\partial I(q)}{\partial q} > 0 \quad \text{dan} \quad \frac{\partial^2 I(q)}{\partial q^2} > 0 \quad (2.36)$$

Biaya yang dikeluarkan oleh penyedia berupa penambahan kapasitas trafo akibat peningkatan emisi harmonisa. Misal kita tinjau suatu sistem distribusi seperti gambar dibawah ini.



Gambar 2.19. Contoh Tinjauan Pada Sistem Distribusi

Dari gambar pada penyulang 1 terdapat 100 konsumen yang memiliki emisi harmonisa yang tinggi, sedangkan pada penyulang 2 terdapat 10 konsumen yang memiliki emisi harmonisa yang tinggi dan pada penyulang 3 terdapat 800 konsumen yang memiliki emisi harmonisa yang tinggi sehingga karakteristik biaya untuk mengurangi dampak harmonisa tidak tergantung dari jumlah konsumen tetapi bergantung pada besarnya emisi harmonisa, misalnya pada penyulang 2 walaupun hanya 10 konsumen yang memiliki harmonisa tinggi namun tetap harus memperbaiki kapasitas instalasinya sehingga bisa saja biaya yang dibutuhkan untuk memperbaiki penyulang 1 (100 konsumen) akan sama dengan biaya yang dibutuhkan untuk memperbaiki penyulang 2 (10 konsumen) walaupun jumlah konsumennya 10 kali lipat. Sehingga kurva biaya seperti gambar dibawah ini.



Gambar 2.20. Kurva Biaya di Sisi Penyedia

### 2.5.2 Disisi Pemanfaatan

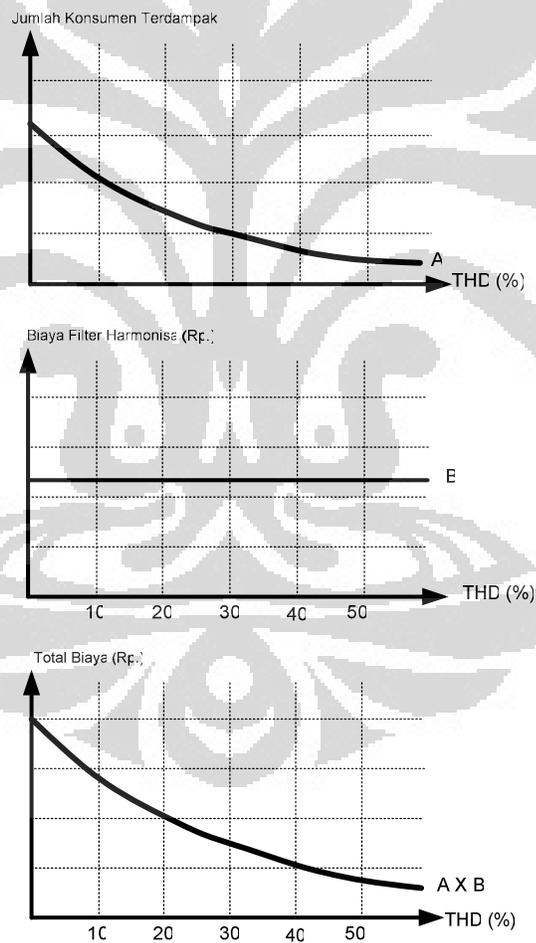
Biaya investasi disisi pemanfaatan dianggap berupa investasi yang dibutuhkan untuk memenuhi kemampuan teknis instalasi untuk mengurangi level item kualitas tenaga listrik tertentu (dalam hal ini harmonisa). Secara teoritis biaya invetasi yang dikeluarkan pihak penyedia untuk setiap peningkatan level item kualitas tenaga listrik tertentu adalah :

$$C(q) = \sum_{j=1}^{j=n} C_j(q) \quad (2.37)$$

dimana

$$\frac{\partial C(q)}{\partial q} < 0 \text{ dan } \frac{\partial^2 C(q)}{\partial q^2} > 0 \quad (2.38)$$

Karakteristik ini berlaku karena secara teoritis probabilitas konsumen yang mengalami atau memiliki tingkat kualitas tenaga listrik yang semakin rendah maka jumlahnya semakin sedikit. Misal kita tinjau lagi sistem distribusi seperti diatas, setiap konsumen akan berupaya mengurangi tingkat harmonisa pada instalasinya dengan memasang filter harmonisa, biaya untuk pemasangan filter harmonisa tidak tergantung pada besarnya harmonik tetapi bergantung pada kapasitas dan orde harmonik yang akan diturunkan, sehingga berapapun tingkat THD pada instalasinya maka biaya yang dibutuhkan akan tetap sama seperti tampak pada kurva dibawah ini.



Gambar 2.21. Kurva Biaya di Sisi Pemanfaatan

### 2.5.3 Biaya Total

Biaya total merupakan jumlah dari biaya disisi penyedia dan di sisi pemanfaatan, dengan hubungan sebagai berikut :

$$C_{total} = I(q) + C(q) \quad (2.39)$$

Misalkan fungsi biaya terhadap item kualitas tenaga listrik tertentu (dalam hal ini harmonisa) memiliki bobot yang menunjukkan proporsi pengaruh biaya terhadap biaya total dari keseluruhan item kualitas tenaga listrik dengan fungsi :

$$f(x_1, x_2, \dots, w_1, w_2, \dots) = q(x_1, x_2, \dots, w_1, w_2, \dots) = \sum_{i=1}^a f_i(w_i, x_i) \quad (2.40)$$

Faktor bobot

$$f_i = w_i \times x_i \quad (2.41)$$

Dimana

$$q(x_1, x_2, \dots, w_1, w_2, \dots) = \sum_{i=1}^a f_i(w_i, x_i) = \sum_{i=1}^a w_i \times x_i \quad (2.42)$$

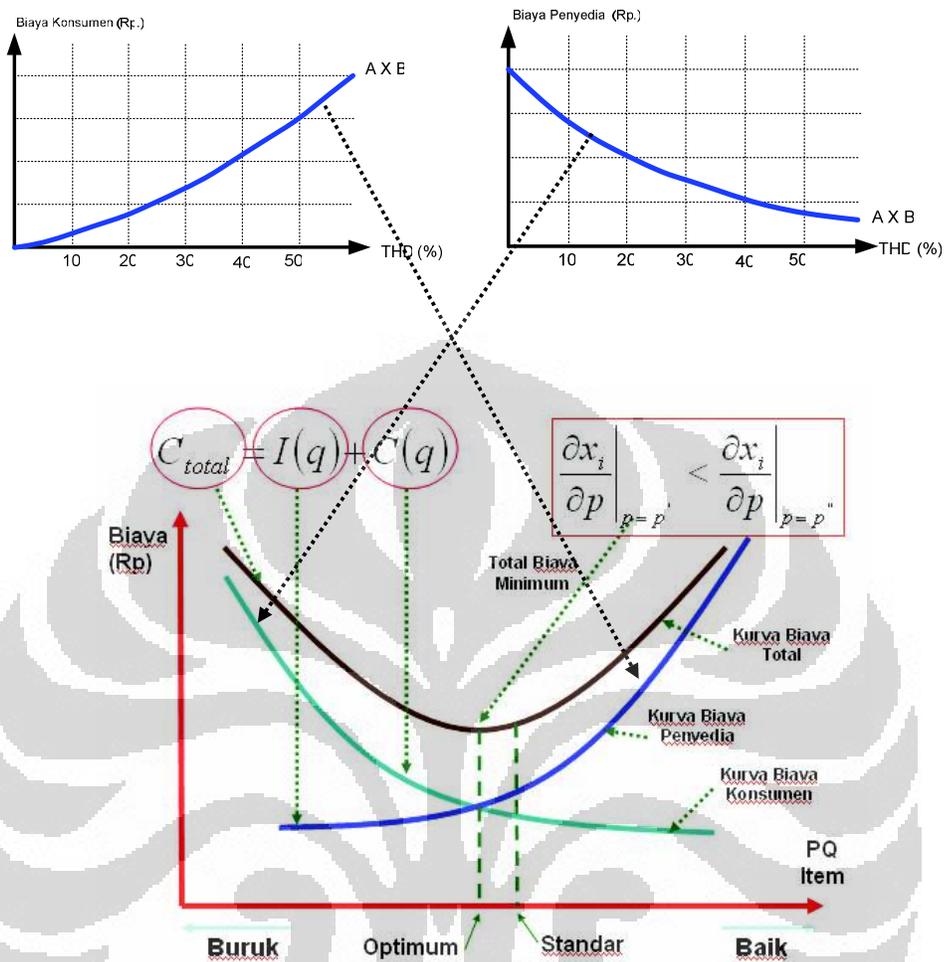
Maka untuk nilai  $p'' > p'$  berlaku

$$\left. \frac{\partial x_i}{\partial p} \right|_{p=p'} < \left. \frac{\partial x_i}{\partial p} \right|_{p=p''} \quad (2.43)$$

Pada titik dimana biaya minimum berlaku :

$$\left. \frac{\partial C_{total}}{\partial p} \right|_{p=p_m} = 0 \quad (2.44)$$

Dimana  $p_m$  adalah nilai yang besesuaian pada  $C_{total}$  minimum. Nilai  $p_m$  bisa lebih besar atau lebih kecil dari nilai standar ( $p_s$ ). Pada kurva biaya total terdapat titik minimum seperti gambar dibawah ini.



Gambar 2.22. Kurva Biaya di Sisi Pemanfaatan, Di Sisi Penyedia dan Biaya Total

Dengan mengetahui titik minimum dari kurva biaya total maka didapat batasan kualitas tenaga listrik yang optimum sehingga total kerugian dikedua pihak minimum hal ini merupakan tujuan dari regulasi itu sendiri yaitu kerugian minimum ditinjau dari ekonomi makro. Titik minimum bisa lebih besar atau lebih kecil dari nilai yang ditetapkan oleh suatu standard. Sedangkan tingkat emisi harmonisa bergantung pada tingkat penggunaan peralatan dan pemanfaat sesuai dengan standar, apabila nilai  $p_m > p_s$  maka bisa disimpulkan kualitas instalasi tenaga listrik baik disisi pemanfaat maupun penyedia cenderung belum memenuhi standar, namun jika  $p_m < p_s$  bisa dikatakan tingkat penggunaan peralatan dan pemanfaat tenaga listrik sebagian besar sudah memenuhi standar.

## 2.6 Pencocokan Kurva (*Curve Fitting*)

Teknik pencocokan kurva digunakan untuk mendapatkan persamaan suatu kurva sehingga dapat diaplikasikan dalam penghitungan menurut suatu persamaan tersebut, terdapat beberapa macam bentuk dasar kurva, dalam studi ini digunakan bentuk pencocokan polinomial level 5, gaussian level 2 dan eksponensial level 2,

Bentuk dasar yang digunakan dalam simulasi pada tulisan ini meliputi :

Model polinomial level 5 :

$$C_{(q)} = a_1q^5 + a_2q^4 + a_3q^3 + a_4q^2 + a_5q + a_6 \quad (2.45)$$

Model gaussian level 2 :

$$C_q = a_1 \cdot e^{-\left[\frac{q-b_1}{c_1}\right]^2} + a_2 \cdot e^{-\left[\frac{q-b_2}{c_2}\right]^2} \quad (2.46)$$

Model ekponensial level 2 :

$$C_{(q)} = a \cdot e^{b \cdot q} + c \cdot e^{d \cdot q} \quad (2.47)$$

Mencari persamaan dalam bentuk kurva tersebut akan sulit jika dilakukan secara manual untuk itu digunakan alat bantu program komputasi *Matlab*. Sebelum menentukan bentuk kurva dilakukan simulasi terlebih dahulu untuk mendapatkan kesalahan yang terkecil, dimana berlaku : Data = Model + error

Dalam mencocokkan kurva terdapat parameter kesuksesan pencocokan yaitu :

$$\text{Sum of Squares Due to Error (SST)} = \sum_{i=1}^n w_i (y_i - \hat{y})^2 \quad (2.48)$$

$$\text{sum of squares of the regression (SSR)} = \sum_{i=1}^n w_i (\hat{y}_i - \bar{y})^2 \quad (2.49)$$

$$\text{sum of squares (SST)} = \sum_{i=1}^n w_i (y_i - \bar{y})^2 \quad (2.50)$$

$$\text{SST} = \text{SSR} + \text{SSE} \quad (2.51)$$

$$R - \text{square} = \frac{\text{SSR}}{\text{SST}} = 1 - \frac{\text{SSE}}{\text{SST}} \quad (2.52)$$

Untuk menetapkan bentuk persamaan yang terbaik dilakukan dengan mengukur nilai R-square yang merupakan tingkat kesuksesan dalam pencocokan kurva, nilai R-square berkisar antara 0 dan 1, semakin mendekati 1 maka tingkat

kecocokan semakin baik, misalnya R-square = 0,823 berarti 82,3% variasi data yang tercakup dalam model kurva yang kita pilih, nilai R-square dan persamaan dapat ditampilkan dalam simulasi menggunakan matlab.

Setelah persamaan terbaik kita tetapkan, maka untuk menentukan titik minimum dilakukan dengan mengambil derivatif sama dengan nol, sekali lagi perhitungan dengan manual akan sangat sulit untuk itu digunakan bantuan *grafic user interface* (gui) Matlab dengan menelusuri kurva hingga ditemukan titik terendah (minimum).

## 2.7 Penentuan Sampel

Ketentuan pengambilan sampel untuk data terkelompok terdapat jumlah sampel minimum yang diperbolehkan,

Standar deviasi untuk suatu kelompok data adalah :

$$\sigma = \frac{\text{range}}{4} \quad (2.45)$$

Dimana galat estimasi kesalahan sebesar

$$E = x - \bar{u} \quad (2.46)$$

Sehingga ukuran sampel yang diperbolehkan adalah

$$n = \left( \frac{Z_{\frac{\alpha}{2}} \cdot \sigma}{E} \right)^2 \quad (2.47)$$

Dimana

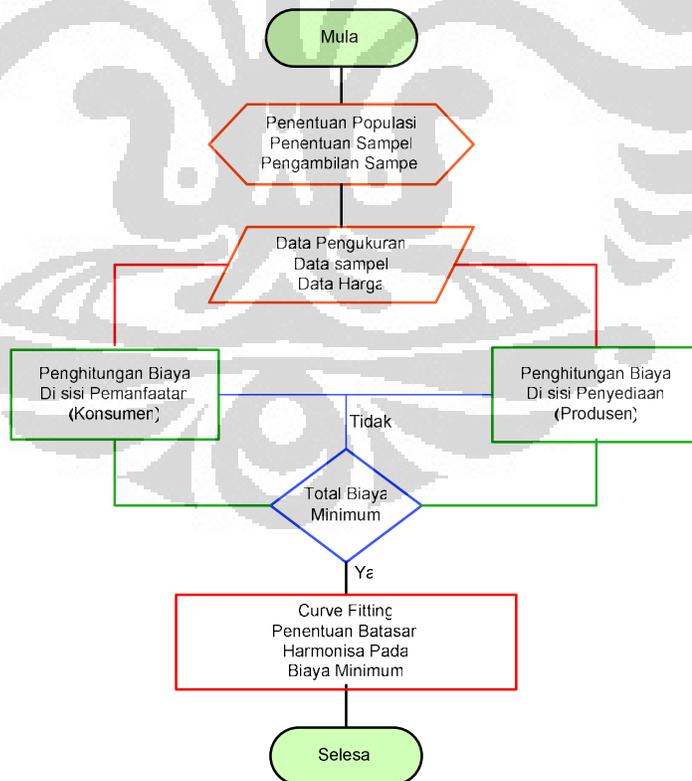
$$\alpha = 100\% - \text{Tingkat keyakinan (\%)} \quad (2.48)$$

# BAB 3

## METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Umum

Urutan penelitian dimulai dengan pengumpulan populasi, penentuan sampel, dan pengambilan sampel, data sampel meliputi data kapasitas daya konsumen, data pengukuran harmonisa, pengukuran beban pada saat itu, faktor beban rata-rata konsumen dan pengukuran ketidakseimbangan tegangan. Setelah didapat data sampel selanjutnya dilakukan penghitungan dari data pengukuran berupa THD, faktor derating trafo dan faktor derating kabel. Selanjutnya dilakukan penghitungan biaya dengan mengalikan faktor derating dengan kapasitas dan mengkonversi dalam bentuk biaya (rupiah) berdasarkan data survey harga peralatan. Urutan langkah penelitian tampak seperti *flowchart* dibawah ini.



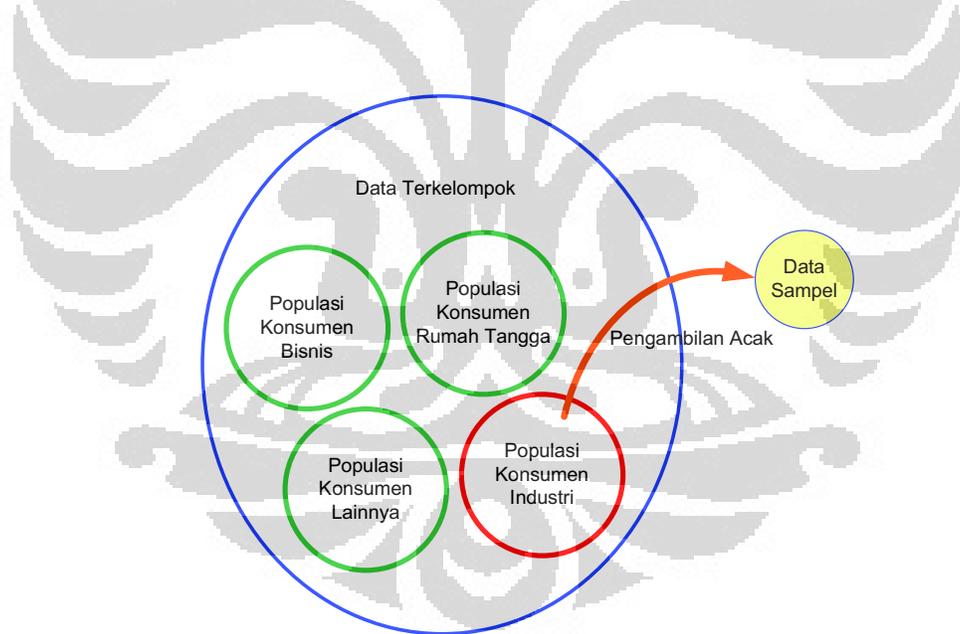
Gambar 3.1. *Flowchart* Langkah Penelitian

### 3.2 Penentuan Populasi

Populasi ditentukan pada area cakupan PT. PLN (Persero) Distribusi Jakarta Raya dan Tangerang, terdapat lima populasi dari konsumen yaitu rumah tangga, bisnis, industri, sosial dan Pemerintahan. Populasi konsumen industri mencapai sekitar 10.000 konsumen dengan jumlah gardu distribusi mencapai 13.700 unit gardu. Untuk sampel penelitian dipilih populasi konsumen industri karena karakteristik faktor beban instalasi konsumen industri paling tinggi dibanding populasi yang lain.

### 3.3 Penentuan Sampel

Data diambil dengan menerapkan metode penentuan sampel, penentuan sampel dilakukan dengan pengambilan jumlah sampel minimum berdasarkan metode statistik inferensial untuk populasi tunggal, pengambilan dilakukan secara acak sederhana terhadap suatu populasi konsumen industri.



Gambar 3.2. Pengambilan Secara Acak Sederhana Data Terkelompok

### 3.4 Penentuan Harga

Penentuan harga satuan dilakukan dengan survei di Jakarta dari berbagai sumber meliputi survei di internet, brosur harga dari manufaktur dan survei

langsung ke pelaku usaha seperti kontraktor meliputi harga satuan trafo, harga satuan kabel dan harga satuan filter harmonik, penentuan nilai harga satuan dilakukan dengan menghitung rata-rata dari beberapa harga hasil survei.

### 3.5 Penghitungan Biaya di Konsumen

Analisa biaya di konsumen meliputi kerugian akibat harmonisa terhadap instalasi, peralatan dan pemanfaat di sisi konsumen, berdasarkan mitigasi gangguan harmonisa memang terdapat kerugian tidak langsung akibat terganggunya kinerja peralatan yang berdampak pada biaya tenaga kerja, kerusakan hasil produksi dan sebagainya namun karena sifat biaya sulit untuk diprediksi maka proporsi biaya tidak langsung ini tidak diperhitungkan dalam analisa biaya lagipula dengan mengurangi emisi harmonisa menggunakan filter harmonik, peredam harmonik atau penggantian peralatan dengan emisi harmonisa rendah maka dampak biaya tersebut secara signifikan akan berkurang.

Pemilihan alternatif dalam upaya menekan kerugian akibat dampak harmonisa menurut prinsip ekonomi teknik akan memilih alternatif dengan biaya investasi sekecil mungkin dan jangka waktu periode pengembalian investasi secepat mungkin. Dari beberapa alternatif terdapat tiga alternatif yang paling mungkin yaitu pemasangan filter harmonik, peredam harmonik atau penggantian peralatan.

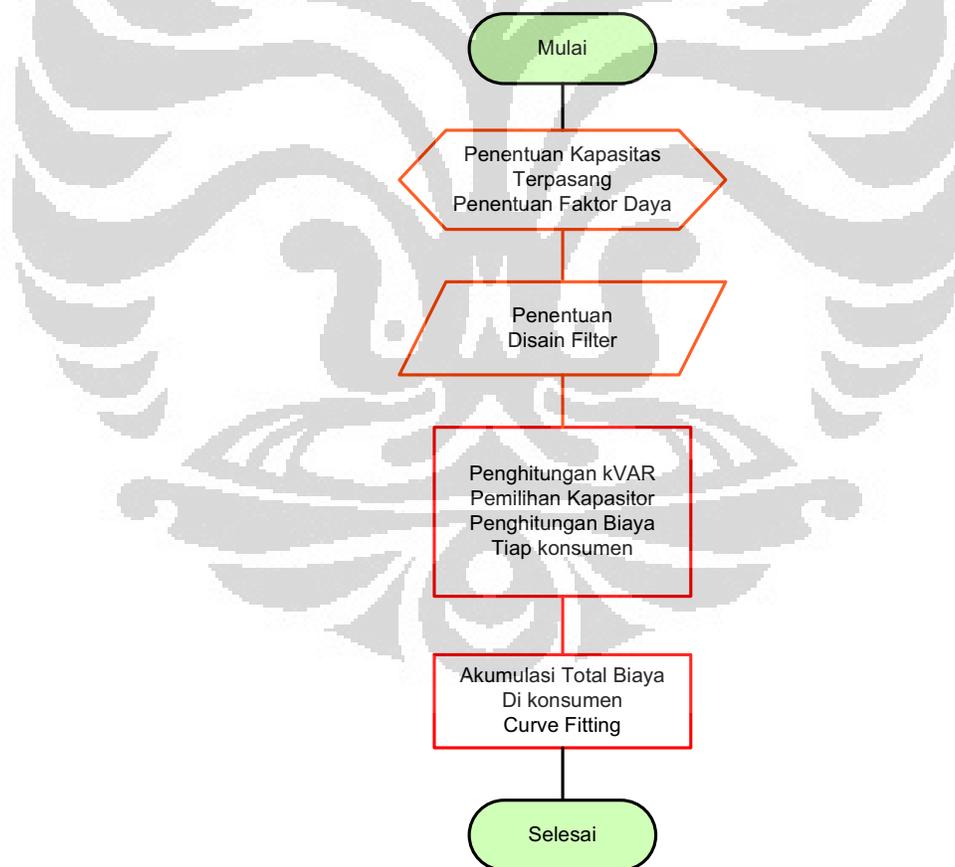
Penggantian peralatan dan pemanfaat yang lebih baik membutuhkan biaya invastasi yang besar selain itu periode pengembalian investasi akan sangat lama, sehingga cara ini tidak efisien dipandang kurang efisien bagi pelaku usaha konsumen industri, ditambah lagi belum adanya peraturan yang melarang penggunaan peralatan dan pemanfaatan tenaga listrik yang menimbulkan emisi harmonisa tinggi di Indonesia, hal ini mengurangi niat konsumen untuk memilih alternatif ini karena secara umum peralatan konvensional dengan emisi harmonisa tinggi harganya lebih murah dan terdapat banyak dipasaran.

Pemasangan peredam harmonik membutuhkan investasi yang paling besar, karena menggunakan trafo zig-zag yang harganya hampir sama dengan biaya instalasi konsumen itu sendiri, alternatif ini juga menghadapi banyak kendala

karena umumnya kepemilikan trafo pada gardu industri bukan pada konsumen namun pada pihak penyedia.

Pemasangan filter harmonik membutuhkan biaya investasi yang paling murah dengan jangka waktu pengembalian investasi yang lebih cepat. Alternatif ini juga dinilai lebih praktis karena penggunaan filter harmonik dapat digabungkan sebagai biaya investasi untuk menghindari denda akibat faktor daya yang rendah, lagipula efektifitas filter harmonik dalam meredam emisi harmonik sangat tinggi sehingga cukup dengan memasang filter harmonik maka konsumen sudah dapat menghindari semua kerugian akibat emisi harmonisa.

Dalam penelitian ini, konsumen industri dianggap memilih alternatif yang termurah dan paling praktis yaitu pemasangan filter harmonik.



Gambar 3.3. *Flowchart* Langkah Penghitungan Akumulasi Biaya di Konsumen

Penghitungan biaya dikonsumsi dilakukan dengan menentukan besarnya filter harmonik yang dibutuhkan oleh setiap konsumen sesuai dengan kapasitas terpasang insatlasinya, disini perlu dibedakan antara kapasitas terpasang dengan kapasitas tersambung, kapasitas terpasang merujuk pada fisik instalasi sesungguhnya sedangkan kapasitas tesambung merujuk pada kontrak jual-beli tenaga listrik menurut kapasitas yang disetujui. Alur penghitungan biaya di konsumen seperti diagram diatas.

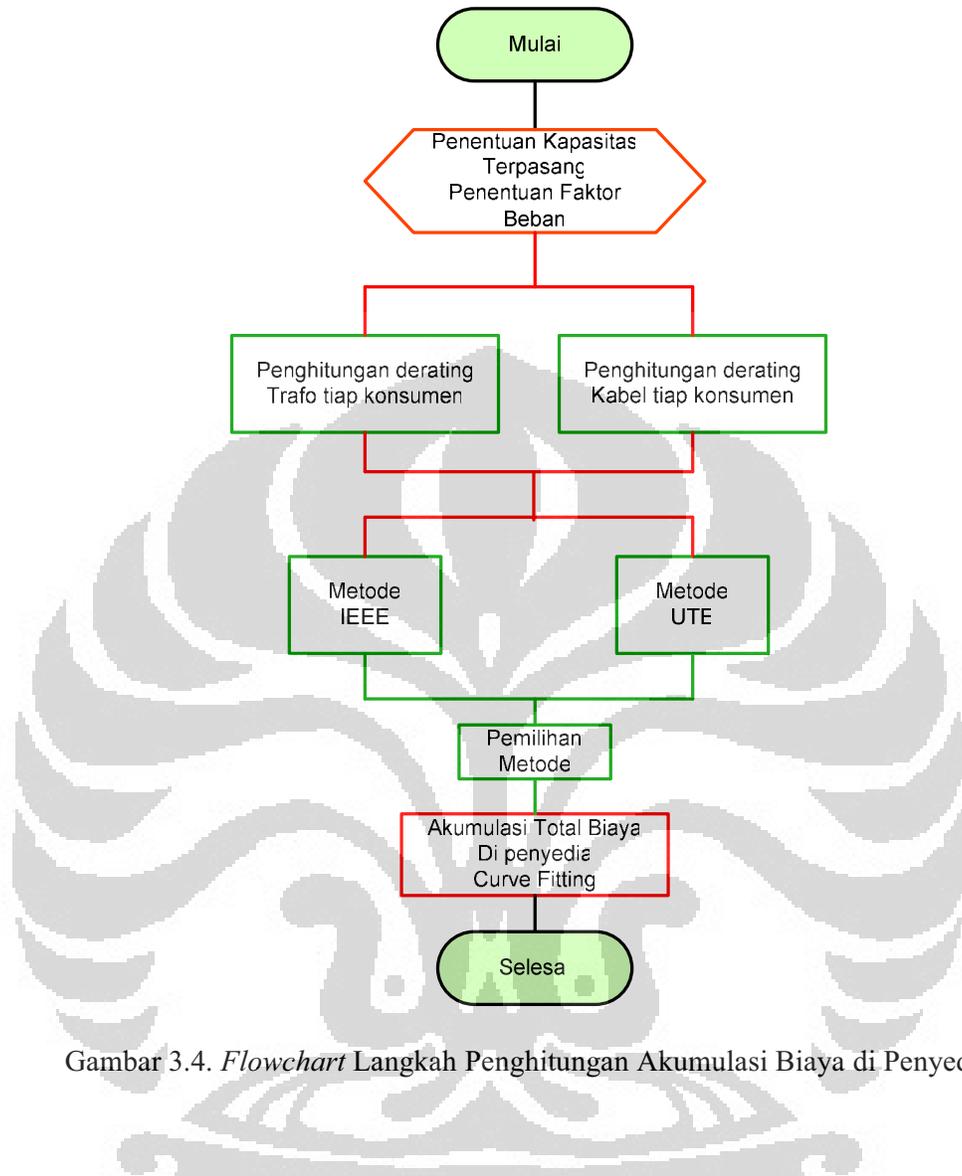
### 3.6 Penghitungan Biaya di Penyedia

Analisa biaya di penyedia meliputi total kerugian akibat emisi harmonisa yang masuk ke dalam jaringan sehingga menimbulkan penurunan kapasitas pada trafo dan kabel. Terdapat beberapa metode penghitungan derating trafo, dalam penelitian ini penghitungan dilakukan dengan dua metode yaitu metode *IEEE 519* dan Metode *UTE Standard C15-112*.

Dari hasil penghitungan kedua metode tersebut kemudian dibandingkan mana biaya yang terkecil, prinsip ini diambil agar biaya total minimum berada pada level emisi harmonisa yang terbesar. Penghitungan dilakukan untuk setiap data konsumen kemudian diakumulasikan.

Penurunan kapasitas pada kabel dilakukan dengan menerapkan metode penghitungan menurut *IEEE 60364* dan dilakukan untuk setiap data konsumen.

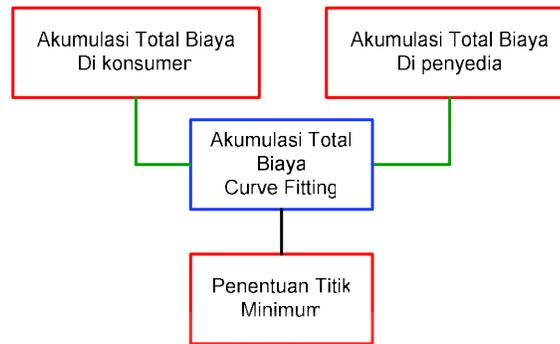
Total biaya kerugian di sisi penyedia merupakan penjumlahan dari penghitungan biaya akibat penurunan kapasitas trafo dan penghitungan biaya akibat penurunan kapasitas kabel setiap konsumen selanjutnya dampak biaya yang ditimbulkan dari setiap konsumen diakumulasikan dalam bentuk kurva biaya di penyedia, alur penghitungan seperti *flow chart* berikut.



Gambar 3.4. *Flowchart* Langkah Penghitungan Akumulasi Biaya di Penyedia

### 3.7 Penentuan Titik Minimum dari Biaya Total

Titik minimum dari biaya investasi total (biaya total) ditentukan dengan menganalisa kurva biaya total yang merupakan penjumlahan dari kurva biaya di konsumen dengan kurva biaya di penyedia. Karakteristik kedua kurva tersebut apabila dijumlahkan maka terdapat nilai minimum pada titik tertentu yang disesuaikan dengan suatu nilai THD. Kurva biaya total ini menggambarkan kecenderungan karakteristik biaya total pada sistem apabila batasan emisi harmonisa diterapkan pada titik tertentu. Alur penghitungan kurva biaya total sebagai berikut.



Gambar 3.5. Penentuan Titik Minimum

### 3.8 Kondisi Penghitungan

Selanjutnya dalam studi ini juga dilakukan penghitungan terhadap beberapa kondisi yang berbeda-beda dengan tujuan melihat perubahan karakteristik kurva biaya total sebagai berikut :

Tabel 3.1. Kondisi Penghitungan

Kondisi	Keterangan dan Asumsi	Referensi Metode Penghitungan
Kondisi 1 dan 2 (Semua Orde, Level TDD)	Membandingkan kurva biaya total akibat orde 1 s.d. 20 antara. Penghitungan membandingkan antara metode IEEE C57.110-1998 [17] dengan metode UTE C15-112 pada level TDD ( <i>Total Distortion Demand</i> ).	Faktor derating trafo - IEEE C57.110-1998 [17], - UTE C15-112 Faktor Derating kabel - IEEE Standard 60364-5-523
Kondisi 3 dan 4 (Orde Dominan, Level TDD)	Membandingkan antara kurva biaya total akibat orde 3, 5 dan 7 saja. Penghitungan membandingkan antara metode IEEE C57.110-1998 [17] dengan metode UTE C15-112 pada level TDD ( <i>Total Distortion Demand</i> ).	Faktor derating trafo - IEEE C57.110-1998 [17], - UTE C15-112 Faktor Derating kabel - IEEE Standard 60364-5-523
Kondisi 5 dan 6 (Orde Dominan Level, LF50%)	Membandingkan kurva biaya total akibat akibat orde 3, 5 dan 7 saja. Penghitungan membandingkan antara metode IEEE C57.110-1998 [17] dengan metode UTE C15-112 pada level faktor beban 50%.	Faktor derating trafo - IEEE C57.110-1998 [17], - UTE C15-112 Faktor Derating kabel - IEEE Standard 60364-5-523
Kondisi 7 dan 8 (Semua Orde)	Membandingkan kurva biaya total akibat orde 1 s.d 20 Penghitungan membandingkan antara	Faktor derating trafo - IEEE C57.110-1998 [17], - UTE C15-112

, Level LF50%)	metode IEEE C57.110-1998 [17] dengan metode UTE C15-112 pada level faktor beban 50%	Faktor Derating kabel - IEEE Standard 60364-5-523
-------------------	---	--

### 3.8.1 Kondisi 1 dan Kondisi 2

Penghitungan kurva biaya total dilakukan dengan menerapkan dua metode penghitungan derating trafo, pada kondisi 1 menggunakan metode IEEE C57.110-1998 [17] dan pada kondisi 2 menggunakan metode UTE C15-112 kemudian membandingkan hasil penghitungan dari dua metode tersebut dengan tujuan menggambarkan sejauh mana perbedaan dari ke dua metode tersebut terhadap karakteristik kurva biaya total. Penghitungan meliputi seluruh orde harmonik dan memperhatikan tingkat TDD (*Total Distortion Demand*) dengan mengasumsikan faktor beban konsumen maksimum yang bertujuan untuk menggambarkan karakteristik kurva biaya total pada kondisi terburuk. Pada kondisi 1 dan 2 berlaku

$$\left. \frac{\partial C_{total}}{\partial p} \right|_{p_{m-h1,2,3...20-TDD-IEEE}} = \left. \frac{\partial C_{total}}{\partial p} \right|_{p_{m-h1,2,3...-TDD-UTE}} = 0 \quad (3.1)$$

Dimana  $p_{m-h1,2,3...20-TDD-IEEE} < p_{m-h1,2,3...-TDD-UTE}$

### 3.8.2 Kondisi 3 dan Kondisi 4

Di beberapa negara menerapkan pembatasan emisi harmonik pada orde tertentu saja, misalnya hanya orde-3, orde-5 dan orde-7 hal ini untuk memudahkan dalam penerapan regulasi. Penghitungan meliputi orde-3, orde-5 dan orde-7 dan memperhatikan tingkat TDD (*Total Distortion Demand*) dengan mengasumsikan faktor beban konsumen maksimum yang bertujuan untuk menggambarkan karakteristik kurva biaya total pada kondisi terburuk. Pada kondisi 3 menggunakan metode IEEE C57.110-1998 [17] dan pada kondisi 4 menggunakan metode UTE C15-112 namun penghitungan hanya meliputi orde harmonik yang dominan saja yaitu orde-3, orde-5 dan orde-7, bertujuan untuk menggambarkan sejauh mana dominasi ke-tiga orde tersebut.

Pada kondisi 3 dan 4 berlaku

$$\left. \frac{\partial C_{total}}{\partial p} \right|_{P_{m-h1,2,3...20-TDD-IEEE}} = \left. \frac{\partial C_{total}}{\partial p} \right|_{P_{m-h1,2,3...20-TDD-UTE}} = 0 \quad (3.2)$$

Dimana  $P_{m-h1,2,3...20-TDD-IEEE} \cong P_{m-h1,2,3...20-TDD-UTE}$

### 3.8.3 Kondisi 5 dan Kondisi 6

Pada kondisi 5, metode penghitungan sama seperti kondisi 3 tetapi dengan mengasumsikan faktor beban (*load factor* / LF ) hanya 50%, begitu pula dengan kondisi 6 sama seperti kondisi 4 tetapi dengan mengasumsikan faktor beban (*load factor* / LF ) hanya 50%. Pada kondisi 5 dan 6 berlaku

$$\left. \frac{\partial C_{total}}{\partial p} \right|_{P_{m-h3,5,7-LF50-IEEE}} = \left. \frac{\partial C_{total}}{\partial p} \right|_{P_{m-h3,5,7-LF50-UTE}} = 0 \quad (3.3)$$

Dimana  $P_{m-h3,5,7-LF50-IEEE} \gg P_{m-h3,5,7-LF50-UTE}$

### 3.8.4 Kondisi 7 dan Kondisi 8

Pada kondisi 7, metode penghitungan sama seperti kondisi 1 tetapi dengan mengasumsikan faktor beban (*load factor* / LF ) hanya 50% begitu pula dengan kondisi 8 sama seperti kondisi 2 tetapi dengan mengasumsikan faktor beban (*load factor* / LF ) hanya 50%. Pada kondisi ini berlaku

$$\left. \frac{\partial C_{total}}{\partial p} \right|_{P_{m-h1,2,3...20-LF50-IEEE}} = \left. \frac{\partial C_{total}}{\partial p} \right|_{P_{m-h1,2,3...20-LF50-UTE}} = 0 \quad (3.4)$$

Dimana  $P_{m-h1,2,3...20-LF50-IEEE} \cong P_{m-h1,2,3...20-LF50-UTE}$

Penghitungan untuk setiap kondisi 1 s.d 8 dilakukan dengan teknik langsung yaitu dengan menciptakan grafik dari titik-titik setiap plot data dalam hal ini terdapat 107 data, selain itu juga digunakan teknik pencocokan kurva dengan mencari betuk kurva dari 107 data tersebut dengan bantuan program Matlab, petunjuk, algoritma, syntax dan panduan lengkap terdapat pada lampiran 9 s.d lampiran 12, untuk membantu pembaca dalam merekonstruksi hasil perhitungan sehingga dapat digunakan untuk penelitian lebih lanjut.

## BAB 4

### PENGUMPULAN DATA

#### 4.1 Umum

Data yang diperlukan meliputi data sampel konsumen golongan industri meliputi data pengukuran arus, arus harmonik h-1 hingga h-20, data pembebanan pada saat itu dan data pengukuran tegangan, semua data pengukuran diambil pada saat beban puncak sistem. Data lain yang diperlukan dalam analisa biaya adalah data faktor beban rata-rata golongan industri, data harga rata-rata trafo, harga rata-rata kabel dan harga rata-rata filter harmonik. Data diambil dari suatu populasi konsumen golongan industri dengan cara sampling secara acak pada area wilayah PT. PLN (Persero) Distribusi Jakarta Raya dan Tangerang.

#### 4.2. Data Sampel Konsumen Golongan Industri

Untuk menentukan ukuran sampel, diasumsikan range THDi hingga 50% dengan tingkat kesalahan tidak lebih dari 2%, tingkat keyakinan 90%, maka :

Standar deviasi :

$$\sigma = \frac{\text{range}}{4} = \frac{50\%}{4} = 12,5\%$$

Galat estimasi kesalahan :

$$E = x - \bar{u} = 2\% = 0,02$$

Tingkat keyakinan 90% maka  $\alpha = 100\% - 90\% = 10\% = 0,1$

$$\frac{\alpha}{2} = \frac{0,1}{2} = 0,05 \text{ maka } Z_{\frac{\alpha}{2}} = Z_{0,05} = 1,65$$

Ukuran sampel adalah :

$$n = \left( \frac{Z_{\frac{\alpha}{2}} \cdot \sigma}{E} \right)^2 = \left( \frac{1,65 \times 12,5\%}{2\%} \right)^2 = 106,34$$

Jumlah sampel yang diambil 107 sampel.

Tabel 4.1. Data sampel – 107 Konsumen Golongan Tarip Industri

No.	Nama Gardu	kVA	LF (%)	No.	Nama Gardu	kVA	LF (%)	No.	Nama Gardu	kVA	LF (%)
1	PT Prima Plastik	400	73	37	P25NA	630	54	73	Alna	630	94
2	PT Sumber Cipta	400	71	38	P25NB	1250	68	74	Pmd	315	85
3	PT Phan Phow Jong	400	65	39	P25NC	1000	54	75	Pmda	200	94
4	PT Yoesmina	630	89	40	P10	1000	65	76	Pkt	400	86
5	PT Penta Plastik	1250	56	41	B109A	630	84	77	V200	630	87
6	PT Vivi Dewi Wati	630	78	42	B109B	630	81	78	Stdn	400	86
7	PT Bumi Kaya Steel	1250	84	43	B123A	630	84	79	Klp	630	88
8	PT Mulia inti Pelangi	400	65	44	B123B	630	73	80	Plgd8	1250	73
9	Gdpi	1250	68	45	B203A	1000	86	81	Gd Dph	5000	87
10	Gdbi	630	71	46	B203B	400	76	82	Gd Ntu	2100	54
11	Gdbtn	400	56	47	MK175A	1250	82	83	Gd Gai	2355	78
12	Gdmta	1250	68	48	MK175B	400	83	84	Gd Wjb	3895	76
13	Plgd	7000	49	49	B181A	630	87	85	Gd Wjt	3895	81
14	Ispatindo	3000	85	50	B181B	630	86	86	Gd Wjs	3200	76
15	Cileungsi	1250	91	51	B119A	630	96	87	Gd Wju	3635	78
16	Polyprima	2000	61	52	B119B	400	94	88	Gdk1	400	74
17	Peni	1250	58	53	B6A	1000	94	89	Gdk2	400	84
18	Amoco	3000	46	54	T61A	1000	62	90	Gdrsm1	400	83
19	Alindo	630	41	55	T18D	1000	64	91	Gdrsm2	400	84
20	Asahimas	3000	78	56	S17C	630	68	92	Gdrsm3	400	94
21	Maspion	1250	56	57	PK58	1000	56	93	Gd Dam1	630	75
22	GdIndorama	6000	94	58	KG314A	1000	92	94	Gd Dam2	630	76
23	GdCiganea	2500	61	59	KG314B	630	65	95	Gd Dam3	400	84
24	Smn Cib	3000	94	60	KG240	1000	84	96	Gd Bt1	400	64
25	ITP	1250	56	61	KG91A	630	52	97	Gd Bt2	400	56
26	Palimanan	630	84	62	KG91B	630	87	98	Gd Bt3	400	54
27	Smn Nus	3000	75	63	PT Hjm	2000	88	99	Gdkg1	630	51
28	Indaci	630	65	64	Exba	400	86	100	Gdkg2	400	64
29	Plgd8	1250	84	65	Ysha	630	81	101	Gdkg3	630	83
30	Plgd9	1000	65	66	Yshe	400	76	102	PT Charoen P	3900	64
31	MG34A	400	84	67	Bjia	630	84	103	Gd CP1	1250	25
32	MG34B	630	76	68	Drj	630	72	104	Gd CP2	1250	57
33	T184A	630	79	69	Drjb	630	94	105	PT Bintang J	1000	65
34	T184B	630	84	70	Kru	630	72	106	Gd Bj1	3800	48
35	S71	400	51	71	Klma	630	81	107	Gd Bj2	3900	61
36	T48C	1000	87	72	Pbj	400	76				

#### 4.2.1 Data Instalasi Konsumen

Data kapasitas instalasi konsumen diambil dari data induk konsumen pada PT. PLN (Persero) Distribusi Jakarta Raya dan Tangerang, data konsumen meliputi alamat, kapasitas instalasi berdasarkan kontrak jual-beli tenaga listrik,

dan golongan tarif, namun beberapa data seperti nama perusahaan dan alamat tidak ditampilkan sepenuhnya dalam laporan ini. Umumnya kapasitas trafo yang terpasang pada instalasi lebih besar dibandingkan kapasitas yang tertera pada kontrak jual-beli tenaga listrik untuk menyediakan kapasitas cadangan. semua trafo yang terpasang pada instalasi didesain harus sesuai dengan SPLN maka besarnya impedansi trafo mengacu pada tabel SPLN 50 – 1997 mengenai spesifikasi trafo distribusi, total kapasitas tersambung dari 107 sampel konsumen industri sebesar 131.615 kVA, data selengkapnya terdapat pada lampiran 1. Salah satu contoh data konsumen industri (nama dan alamat tidak dicantumkan) dengan kapasitas 400kVA seperti tabel berikut.

Tabel 4.2. Contoh Data Trafo dan Kabel Instalasi Konsumen Industri

Trafo		Tahun pembuatan	: 1987
Daya	: 400 kVA	Tap changer	: 5
Jenis	: In door	Impedansi	: 4 %
No.Seri	: 87903	Pendinginan	: ONAN
Bushing	: Elastimold Kering	Kabel TM	
Merk	: Starlite	Jenis	: XLPE
Vektor group	: DYn5	Ukuran	: 1x3x35 mm <sup>2</sup>

Tabel 4.3. Contoh Data Sel TM Instalasi Konsumen Industri

MVCell 20 KV		LBS Incoming	: 1 buah
Susunan	: incoming-outgoing- pengaman trafo	LBS Outgoing	: 1 buah
Jenis	: MVCell 20 KV	LBS Trafo	: 1 buah
Merk	: Merlin Gerin	Fuse TM	: 3 buah ; ukuran: 31,5 A
Type	: SM 6	In	: 400 A
V <sub>imp</sub>	: 125 KV/sec	I <sub>th</sub>	: 14,5 KA
		I <sub>ma</sub>	: 36,5 KA

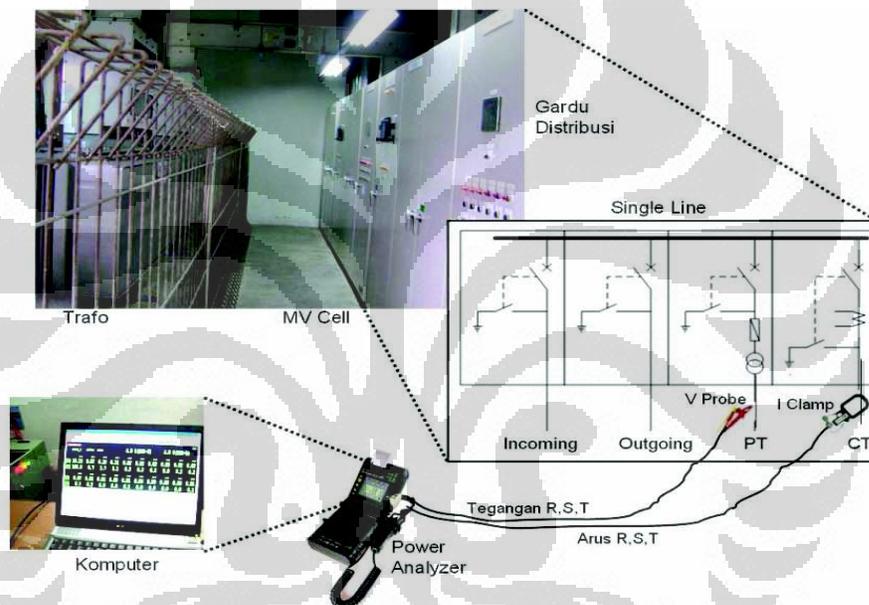
#### 4.2.2 Data Faktor Pembebanan Instalasi Konsumen

Data faktor pembebanan didapat dari pengukuran langsung pada saat beban puncak, dengan membagi kapasitas terpakai dengan kapasitas terpasang dan dinyatakan dalam persen (5%). Berdasarkan hasil pengukuran faktor beban rata-rata konsumen industri yang diambil sampelnya sebesar 73,87%, namun dari hasil pengamatan pada data statistik PT. PLN (Persero) tahun 2009 menunjukkan angka yang sangat jauh sebesar 29,43% seperti ditunjukkan pada sub bab berikutnya pada bab ini. Berdasarkan analisa penulis, perbedaan ini disebabkan karena pada tahun tersebut PT. PLN (Persero) menetapkan kebijakan dengan menghimbau pemilik instalasi agar menggunakan genset pada saat beban puncak, jika dilihat dari konsumsi energi listrik yang berasal dari PLN maka faktor beban konsumen sangat rendah namun kenyataannya faktor beban konsumen sebenarnya tetap tinggi tetapi sumbernya digantikan dengan penggunaan genset, atas dasar ini maka dalam penghitungan penulis menggunakan data hasil pengukuran bukan data hasil pengamatan pada data statistik, tetapi penulis merasa perlu untuk menyajikan data statistik untuk memberi pemahaman data yang lebih baik. Data kapasitas pembebanan konsumen selengkapnya terdapat pada lampiran 1.

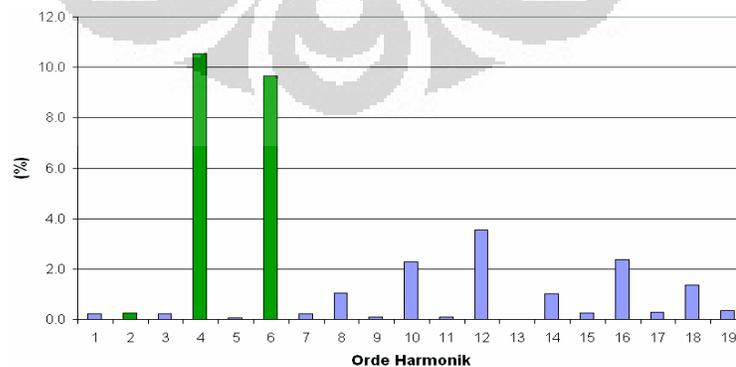
#### 4.2.3 Data Pengukuran Harmonisa

Pengukuran dilakukan dengan *Power Quality Analyzer* melalui *Automatic Meter Reading* (AMR), beberapa data dilakukan pengukuran langsung pada lokasi. Alat ukur yang digunakan mampu mengukur orde harmonik hingga orde ke-63 namun untuk kebutuhan praktis data yang diambil hanya sampai orde ke-20, beberapa alat ukur seperti *Harmonitor 3000* hanya mengukur harmonik sampai orde ke-32. Pengukuran harmonik pada alat ukur menampilkan grafik DFT (*Discrete Fourier Transform*), setiap orde dinyatakan dalam % dihitung terhadap arus dasar, pengukuran dilakukan pada saat beban puncak, berdasarkan pengamatan sedikit sekali perbedaan pembebanan pada saat beban puncak dan luar beban puncak, hal ini menunjukkan bahwa pada instalasi industri penggunaan mesin produksi dilakukan secara maksimal dan diupayakan mesin bekerja tanpa henti kecuali untuk perawatan. Meskipun seluruh pengukuran harmonisa

dilakukan pada saat beban puncak namun karena keterbatasan sumber daya pengukuran tersebut tidak dilakukan serempak, dalam hal ini diasumsikan hasil pengukuran menggambarkan kondisi pembebanan pada suatu waktu dengan dasar hari pengukuran merupakan hari kerja sehingga dianggap tidak ada perbedaan yang signifikan akibat perbedaan waktu pengukuran tersebut. Metode pengukuran dilakukan sesuai dengan panduan buku petunjuk dari alat ukur pada panel utama, pengukuran tegangan dilakukan pada trafo tegangan (*Potential Transformer / PT*) sedangkan pengukuran arus pada trafo arus (*Current Transformer / CT*) seperti gambar dibawah ini.



Gambar 4.1. Metode Pengukuran



Gambar 4.2. Contoh Grafik DFT Harmonik Arus Orde 1 s.d 20 Hasil Pengukuran

#### 4.2.4 Standar Harmonisa

Berdasarkan Standard IEEE 519-1992, batasan harmonisa arus seperti tabel berikut.

Tabel 4.4. Batasan Harmonisa Arus Menurut IEEE 519-1992  
Sumber : IEEE 519-1992

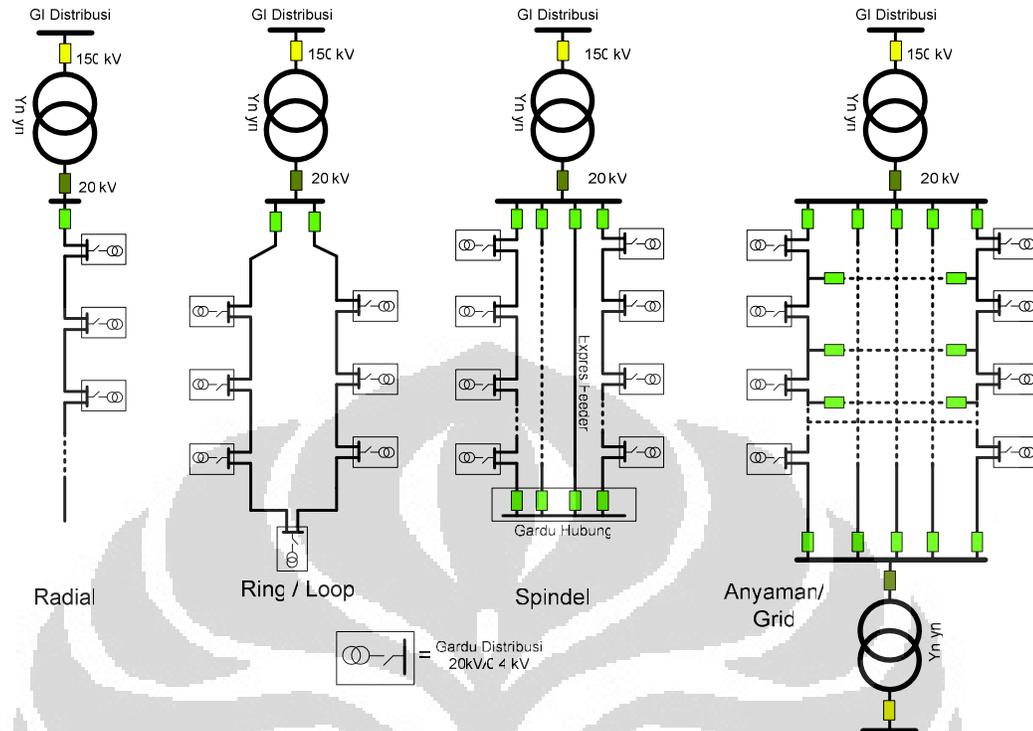
$V_n \leq 69 \text{ kV}$						
$I_{SC}/I_L$	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20-50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50-100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100-1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
$69 \text{ kV} < V_n \leq 161 \text{ kV}$						
<20*	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20-50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50-100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100-1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0
$V_n > 161 \text{ kV}$						
<50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
$\geq 50$	3.0	1.50	1.15	0.45	0.22	3.75

Untuk sistem distribusi di Indonesia  $I_{SC}/I_L$  rata-rata bernilai 20 – 50 dengan tegangan nominal 20 kV sehingga nilai yang diambil untuk batasan harmonisa arus pada baris kedua, untuk  $h < 11$  maka THD arus tidak boleh lebih dari 7%.

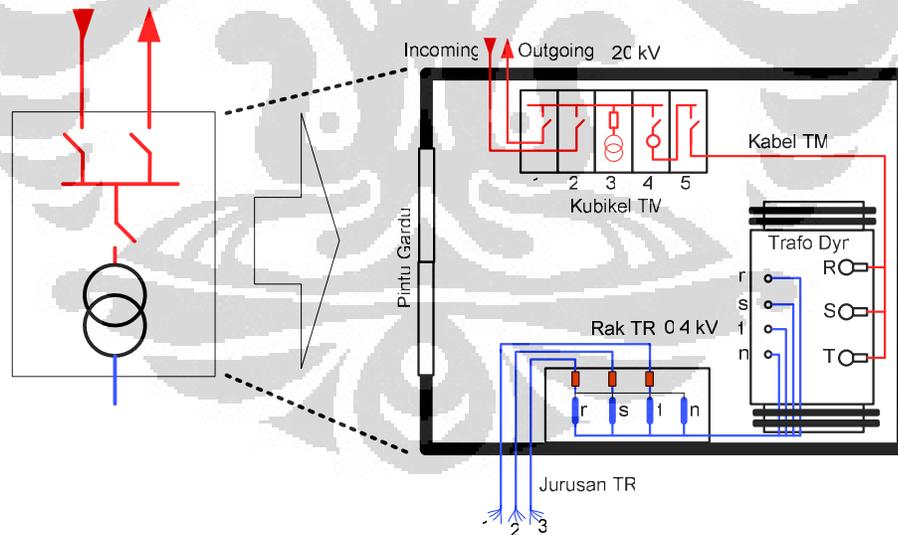
#### 4.3 Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Selain data diatas, diperlukan juga data sistem distribusi khususnya konfigurasi sistem distribusi yang umum di Jakarta dan Tangerang, hal ini penting untuk mengetahui karakteristik redaman harmonik dan propagasi harmonik pada sistem.

Konfigurasi sistem distribusi tenaga listrik di Indonesia bermacam-macam mulai dari tipe radial, spindel hingga jaringan (grid). Sistem penghantar yang digunakan pada tegangan menengah umumnya sistem tiga fase tiga penghantar (*three phase three wired*) kecuali di daerah Jawa Tengah dan sekitarnya sebagian menggunakan sistem tiga fase empat penghantar (*three phase four wired*), sedangkan sistem distribusi tegangan menengah (TM) menggunakan sistem tiga fase tiga penghantar (*three phase three wired*).



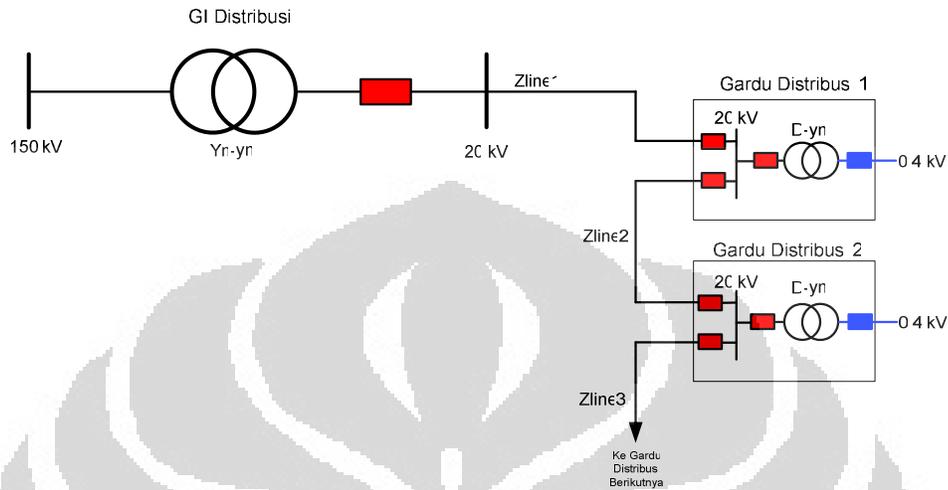
Gambar 4.3. Bentuk Sistem Distribusi Yang Umum di Indonesia



Gambar 4.4. Sketsa Isi Gardu Distribusi

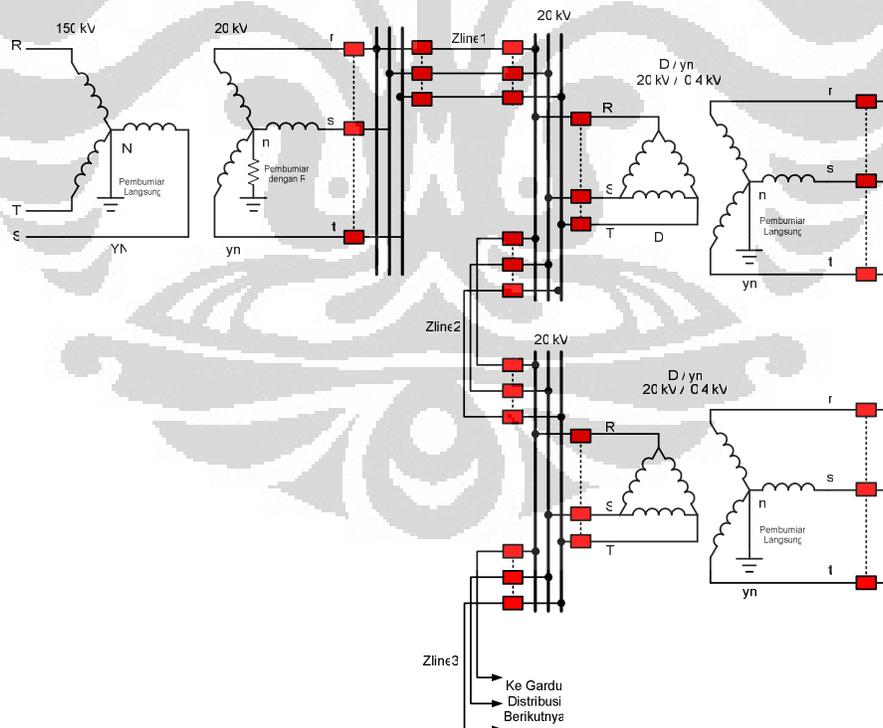
Rata-rata setiap konsumen industri dipasok dengan tegangan menengah, sedangkan instalasi pemanfaatan menggunakan tegangan rendah. Konfigurasi

jaringan sistem distribusi dan tata letak gardu distribusi untuk konsumen industri yang umum di Indonesia seperti gambar diatas dan dibawah ini.



Gambar 4.5. Konfigurasi Sistem Distribusi Yang Umum di Indonesia

Sumber : Diolah kembali (SPLN 26 : 1980 Sistem Distribusi Tegangan Menengah Tiga Fase Tiga Kawat)



Gambar 4.6. Sistem Koneksi Sistem Distribusi Yang Umum di Indonesia

Sumber : Diolah kembali (SPLN 26 : 1980 Sistem Distribusi Tegangan Menengah Tiga Fase Tiga Kawat)

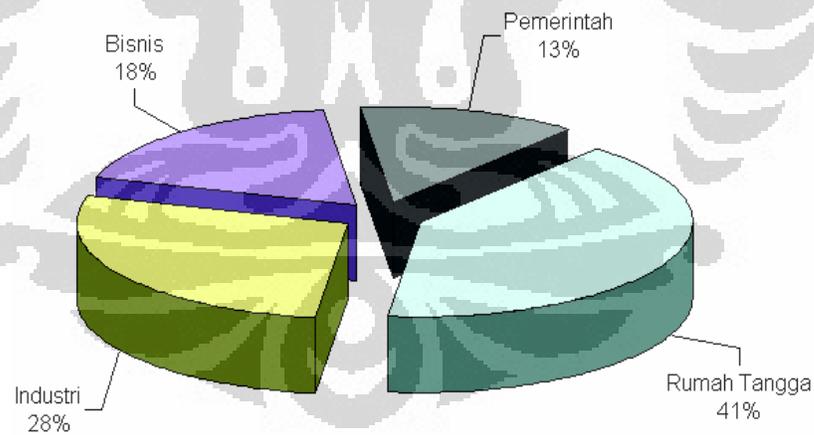
#### 4.4 Data Statistik Konsumsi Energi Listrik di Indonesia

Golongan tarif industri menyerap energi 27,6% dari total energi listrik yang diproduksi berdasarkan statistik ketenagalistrikan dan energi Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral – Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan tahun 2009, dengan data sebagai berikut :

Tabel 4.5. Konsumsi Energi per Golongan Tarif Tahun 2009 - Indonesia

Sumber: Statistik Ketenagalistrikan dan Energi Desdm 2009

Golongan	GWh	%
Rumah Tangga	54,945	40.9%
Industri	37,099	27.6%
Bisnis	24,528	18.3%
Lainnya	17,635	13.1%
Total	134,207	100.0%

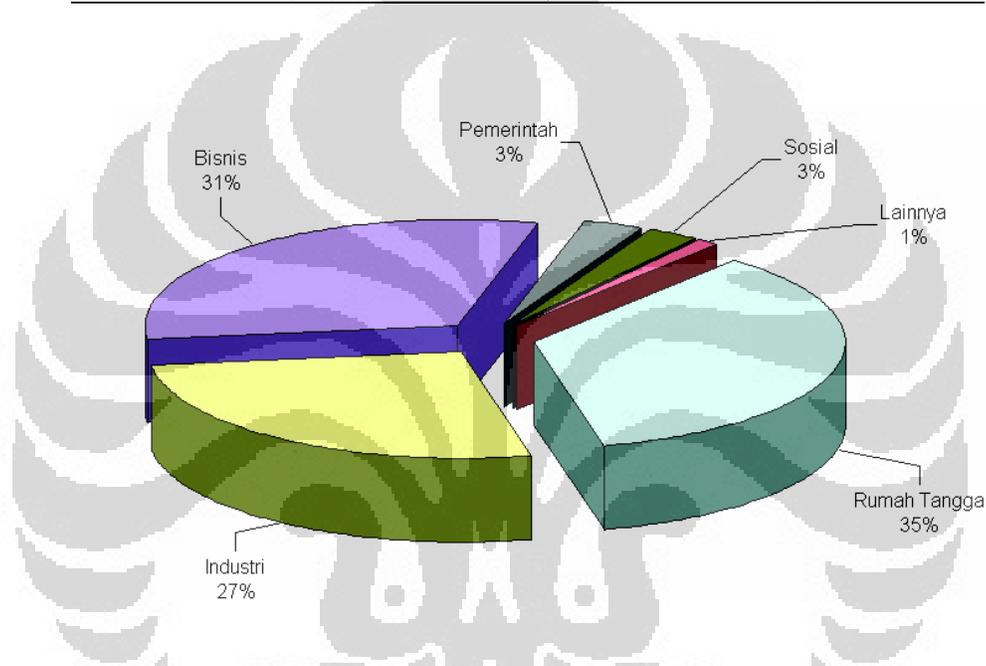


Gambar 4.7. Konsumsi Energi per Golongan Tarif Tahun 2009 - Indonesia

Sumber: Statistik Ketenagalistrikan dan Energi Desdm 2009

Tabel 4.6. Konsumsi Energi per Golongan Tarif Tahun 2009 – DKI Jakarta  
 Sumber: Statistik Ketenagalistrikan dan Energi Desdm 2009

Golongan	Jumlah		Konsumsi		Daya Tersambung	
	Konsumen	%	(GWh)	%	(MVA)	%
Rumah Tangga	3,245,987	92.2%	10,691	35.2%	5,139	35.8%
Industri	10,578	0.3%	8,172	26.9%	3,169	22.1%
Bisnis	261,820	7.4%	9,396	30.9%	4,772	33.3%
Pemerintah	921	0.0%	921	3.0%	676	4.7%
Sosial	860	0.0%	860	2.8%	505	3.5%
Lainnya	344	0.0%	347	1.1%	90	0.6%
Total	3,520,510	100.0%	30,387.00	100.0%	14,351	100.0%



Gambar 4.8. Konsumsi Energi per Golongan Tarif Tahun 2009 – DKI Jakarta  
 Sumber: Statistik Ketenagalistrikan dan Energi Desdm 2009

Karena keterbatasan data maka digunakan data faktor beban rata-rata golongan tarif industri untuk area DKI Jakarta dan Tangerang. Berdasarkan statistik total konsumsi energi untuk konsumen golongan tarif industri 8.172.000 MWh dengan kapasitas tersambung 3.169 MVA maka besarnya faktor beban rata-rata adalah :

$$Loadfactor = \frac{8.172.361}{3.169 \times 8760} \times 100\% = \mathbf{29,43\%}$$

#### 4.5 Data Harga Trafo

Biaya pengadaan trafo distribusi dengan kapasitas 100 kVA s.d. 20 MVA berkisar antara 200 – 250 USD per kVA biaya perbaikannya pada kisaran yang sama.

Tabel 4.7. Harga Trafo

Kapasitas	Harga (USD)	Harga (IDR)	Sumber
		1 USD = IDR 9000	
600 kVA	120.000	1.080.000.000	survei
1000 kVA	300.000	2.700.000	<a href="http://www.hsb.com">http://www.hsb.com</a>
20.000 kVA	4.700.000	211.000.000	<a href="http://www.alibaba.com">http://www.alibaba.com</a>
315 kVA	39.999	359.991.000	<a href="http://www.alibaba.com">http://www.alibaba.com</a>
Rata-rata		IDR 2.113.797 per kVA USD 234 per kVA	

Diambil harga trafo rata-rata adalah IDR 2.113.797 per kVA.

#### 4.6 Data Harga Filter Harmonik

Harga filter harmonik diambil dari berbagai sumber kemudian diambil rata-ratanya, data harga yang diambil bervariasi berdasarkan kapasitas dan jenisnya.

Tabel 4.8. Harga Filter Harmonisa

Jenis Kapasitas	Harga (USD)	Harga (IDR)	Sumber
		1 USD = IDR 9000	
Active - 630 kVA	21.500	193.500.000	<a href="http://www.hsb.com">http://www.hsb.com</a>
Pasif - 100 kVA	950	8.500.000	survei
Pasif - 6000 kVA	77.500	697.500.000	<a href="http://www.tic.toshiba.com">http://www.tic.toshiba.com</a>
Pasif - 1000 kVA	13.500	121.500.000	<a href="http://www.tdemacno.com">http://www.tdemacno.com</a>
Rata-rata		IDR 132.098 per Kva USD 14,68 per kVA	

Diambil rata-rata IDR 132.098 per kVA.

## BAB 5

### PENGOLAHAN DATA DAN PEMBAHASAN

#### 5.1 Umum

Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan rumus-rumus yang telah dijelaskan pada Bab dua, data yang digunakan adalah data sampel pada bab empat, selanjutnya untuk setiap penghitungan terdapat pembahasan dari grafik atau tabel.

#### 5.2. Penentuan Data Sampel Konsumen Golongan Industri

Penghitungan penentuan jumlah sampel menggunakan rumus 2.45 s.d 2.48 pada bab dua sebagai berikut.

$$\text{Rata-rata} = \bar{X} = \frac{f_i \cdot X_i}{n} = 6,60\%$$

$$\text{Simpangan standar} = \sigma = \sqrt{\frac{(X - \bar{X})^2}{n-1}} = 7,511\%$$

Rata-rata THDi untuk golongan tarip konsumen Industri di area PT.PLN (Persero) Distribusi Jakarta Raya dan Tangerang tidak lebih dari 9% ( $\mu = 9\%$ )

$$H_0 : \mu = \mu_0 \text{ v.s. } H_1 : \mu < \mu_0$$

$$\mu = 9\% \text{ v.s. } \mu < 9\%$$

$$Z = \frac{X - \mu}{\frac{\sigma}{\sqrt{n}}} = -3,294$$

sehingga nilai  $p = 0,0005$  (dari tabel standar distribusi normal)

dengan tingkat keyakinan  $\alpha = 0,1 > p = 0,0005$ , kesimpulan tolak  $H_0 : \mu = \mu_0$

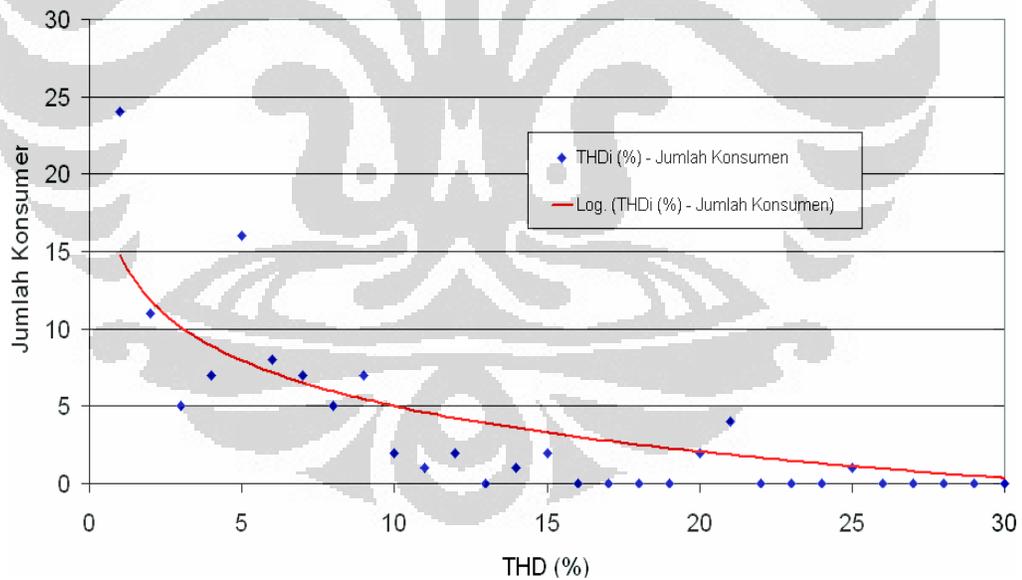
artinya nilai rata-rata THD tidak lebih dari 9% didukung data.

Hasil tabulasi data sampel seperti tabel dibawah ini.

Tabel 5.1. Tabulasi Nilai THD Arus– 107 Konsumen

THD $i$ (%)	Jumlah Konsumen								
1	24	11	1	21	4	31	0	41	0
2	11	12	2	22	0	32	0	42	0
3	5	13	0	23	0	33	0	43	0
4	7	14	1	24	0	34	0	44	0
5	16	15	2	25	1	35	0	45	0
6	8	16	0	26	0	36	0	46	0
7	7	17	0	27	0	37	0	47	0
8	5	18	0	28	0	38	0	48	0
9	7	19	0	29	0	39	1	49	0
10	2	20	2	30	0	40	0	50	0
								51	1

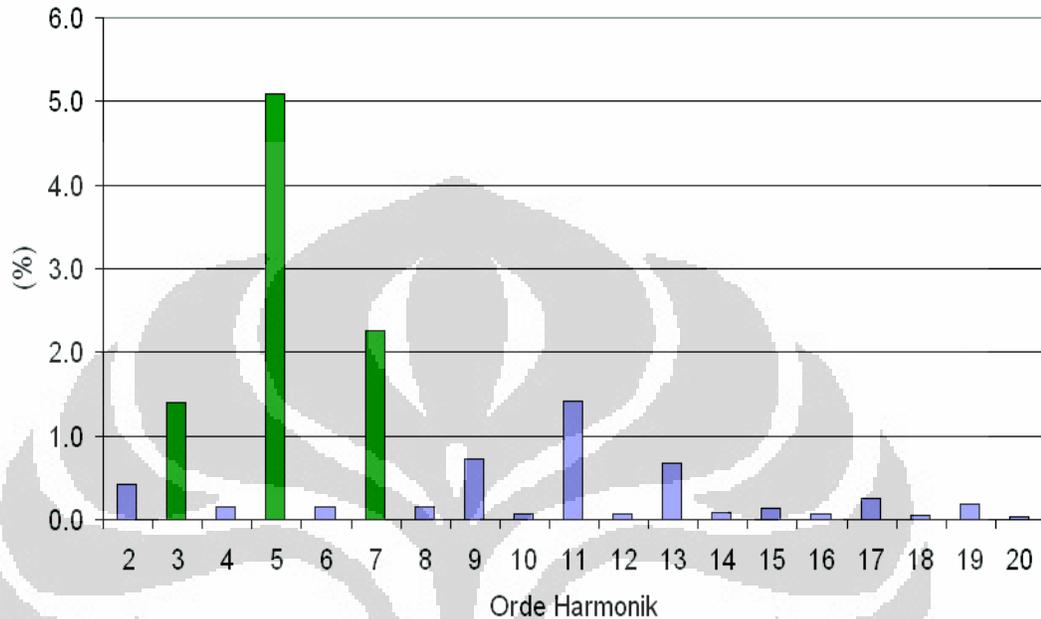
Plot setiap sampel data terhadap nilai THD arusnya dan bentuk kecenderungan logaritmis hubungan plot tersebut seperti grafik dibawah ini.



Gambar 5.1. Distribusi THDi dari 107 Sampel Konsumen

Grafik diatas menunjukkan bahwa kemungkinan jumlah konsumen yang memiliki emisi THD arus, dari bentuk kecenderungan logaritmis maka semakin besar THD

maka kemungkinan jumlah konsumen akan semakin kecil. Tabulasi rata-rata tingkat harmonik dari 107 sampel seperti grafik dibawah ini.



Gambar 5.2. Rata-rata Tingkat Harmonik dari 107 Sampel

Grafik diatas menunjukkan bahwa harmonik dari sampel konsumen didominasi oleh harmonik orde 3, 5, 7 dan 11.

### 5.3 Penghitungan Biaya di Konsumen

Biaya yang ditimbulkan di konsumen berupa biaya investasi pemasangan filter harmonisa baik filter aktif maupun filter pasif, jika konsumen menggunakan filter aktif maka besarnya biaya ditentukan oleh kapasitas daya terpasang namun jika konsumen menggunakan filter pasif maka biaya bergantung pada kapasitas daya konsumen dan orde harmonik yang akan diredam, untuk selanjutnya biaya investasi ini disingkat dengan biaya.

#### 5.3.1 Penentuan Kapasitas Filter

Misal pada instalasi konsumen 1000 kVA dengan kapasitas trafo 1.200 kVA pada tegangan rendah 0,4 kV terukur harmonisa orde 5 sebesar 25%, dan ingin

diredam menggunakan filter harmonisa tipe pasif, misal faktor daya awal 75% dan faktor daya akhir diinginkan 96%.

Daya reaktif (kVAR) yang pada faktor daya 75% (41,41 derajat) adalah

$$Q = S \times \sin(\varphi) = 1000 \text{ kVA} \times \sin(41,41^\circ) = 661,44 \text{ kVAR}$$

Daya reaktif (kVAR) yang pada faktor daya 99% (1,23 derajat) adalah

$$Q = S \times \sin(\varphi) = 1000 \text{ kVA} \times \sin(1,23^\circ) = 21,46 \text{ kVAR}$$

Untuk meningkatkan faktor daya dari 75% ke 96% dibutuhkan

$$Q = Q_{75} - Q_{96} = 661,44 - 21,46 = 639,97 \text{ kVAR}$$

Impedansi filter dibutuhkan

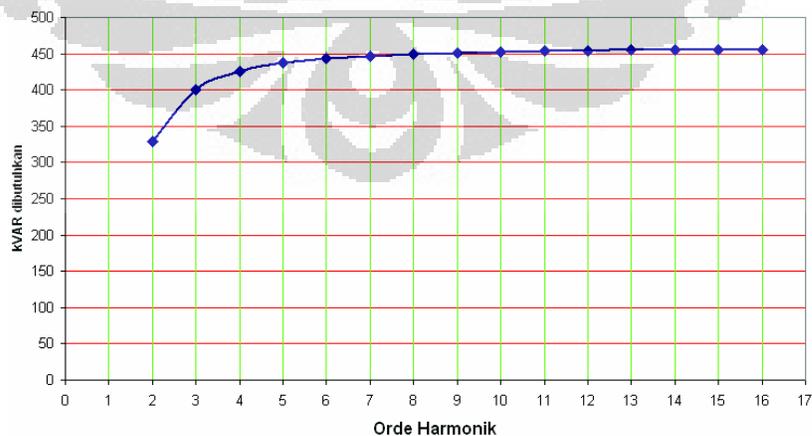
$$X_{fil} = \frac{V_{LL}^2 \times 1000}{Q} = \frac{(0,38 \text{ kV})^2 \times 1000}{639,97 \text{ kVAR}} = 0,2256 \text{ ohm}$$

$$X_C = X_{fil} \times \frac{n^2}{n^2 - 1} = 0,2256 \times \frac{5^2}{5^2 - 1} = 0,2350 \text{ ohm}$$

Kapasitas kapasitor yang dibutuhkan adalah

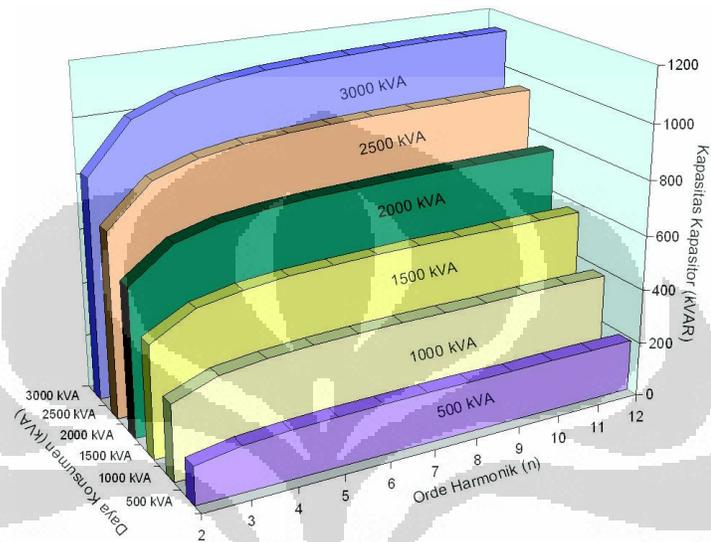
$$Q_C = \frac{V_{LL}^2 \times 1000}{X_C} = \frac{(0,38 \text{ kV})^2 \times 1000}{0,2350} = 614,37 \text{ kVAR}$$

Kapasitas kapasitor yang tersedia di pasar dipilih 650 kVAR

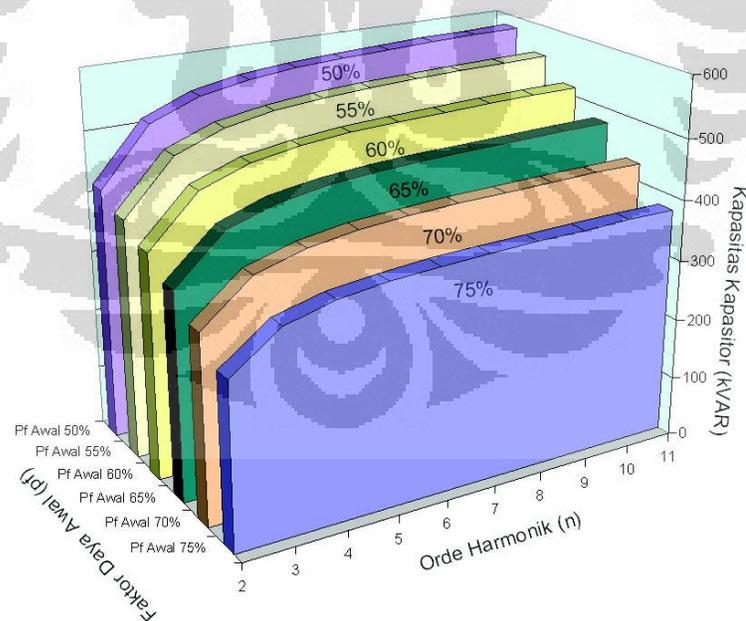


Gambar 5.3. Kapasitas Kapasitor Dibutuhkan v.s Orde Harmonik

Tampak bahwa tingkat harmonik tidak mempengaruhi besarnya kapasitor yang dibutuhkan dan hanya bergantung pada kapasitas daya  $S$  (kVA), faktor daya dan orde harmonik ( $h$ ) seperti grafik diatas.



Gambar 5.4. Hubungan Kapasitas Trafo dan Orde Harmonik v.s. Kapasitas Kapasitor Dibutuhkan



Gambar 5.5. Hubungan Faktor Daya Awal dan Orde Harmonik v.s. Kapasitas Kapasitor Dibutuhkan (konsumen 1000kVA)

Sehingga dapat disimpulkan bahwa besarnya kapasitas kapasitor yang dibutuhkan untuk mendisain filter harmonik didominasi oleh faktor kapasitas daya konsumen, sedangkan pengaruh orde harmonik dan faktor daya awal tidak begitu signifikan. Desain filter aktif tidak begitu berbeda dengan desain filter pasif keduanya sama-sama membutuhkan kapasitas kapasitor yang sama untuk kasus yang serupa bedanya tapisan pada filter aktif lebih luas untuk menjangkau hampir semua spektrum harmonisa.

### 5.3.2 Penghitungan Total Biaya di Konsumen

Pemasangan filter harmonik pada instalasi konsumen sekaligus sebagai perbaikan faktor daya, sehingga secara ekonomis konsumen akan lebih memilih memasang filter dibanding dengan mengganti peralatan/pemanfaat mereka dengan kualitas yang lebih baik karena secara umum biaya penggantian ini akan lebih besar dibanding dengan memasang filter harmonik.

Berdasarkan uraian diatas maka penghitungan biaya di konsumen adalah :

$$C = S_{kVA} \times Rp_{filter} \quad (3.1)$$

$S_{kVA}$  = kapasitas daya konsumen (kVA)

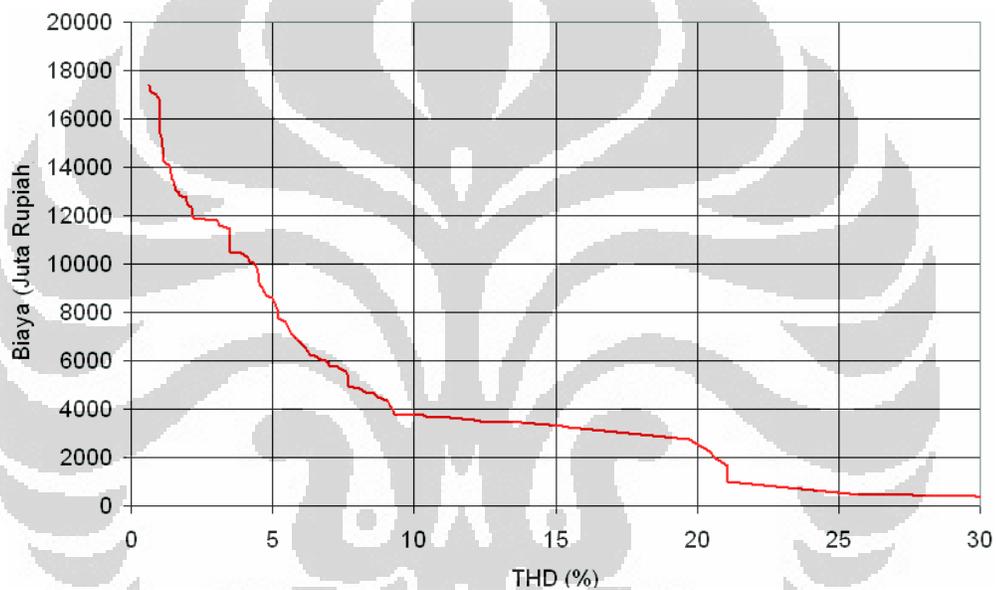
$Rp_{filter}$  = Harga filter harmonik (Rp.132.089 Per kVA)

Berikut adalah tabel hasil perhitungan akumulasi biaya di konsumen terhadap THD arus, hasil yang ditampilkan hanya untuk nilai tertentu saja untuk kemudahan pemahaman, hasil selengkapnya terdapat pada lampiran 3.

Tabel 5.2. THD Arus dan Akumulasi Biaya di Konsumen

THD Arus (%)	Akumulasi Biaya Konsumen (juta rupiah)
0.65	17384.93
1.00	16834.12
2.00	12427.62
3.04	11823.31
4.11	10300.32
5.00	8623.45
6.03	6702.21
7.01	5820.51

8.06	4848.34
9.04	4364.89
10.35	3730.86
11.25	3625.19
12.13	3572.35
13.80	3466.68
15.24	3301.57
19.70	2734.25
20.42	2232.31
21.07	1670.93
25.40	495.33
38.73	217.95
50.72	165.11



Gambar 5.6. Grafik THD Arus (%) dan Akumulasi Biaya dari 107 Konsumen (Juta Rupiah)

Dari grafik diatas tampak bahwa semakin besar nilai THD maka biaya akumulasi konsumen semakin kecil, hal ini menggambarkan hubungan distribusi antara jumlah konsumen dan nilai THD arusnya dimana terdapat kecenderungan alamiah bahwa konsumen yang menimbulkan THD arus yang semakin besar maka jumlahnya pasti semakin sedikit. Penurunan biaya sangat tajam pada THD 0% s.d 10% hal ini menunjukkan bahwa sebagian besar sampel konsumen terdistribusi berada pada level THD ini, berdasarkan data dari 107 sampel konsumen yang diambil ternyata 90 konsumen memiliki THD arus kurang dari 10%.

Grafik diatas memberikan gambaran apabila emisi harmonisa dibatasi maksimum 0,65% maka 99% konsumen harus memasang filter harmonik dengan akumulasi biaya investasi sebesar 17,38 miliar rupiah, begitu pula jika emisi harmonisa dibatasi maksimum 38,73% maka 99% konsumen tidak perlu memasang filter harmonik sehingga akumulasi biaya investasi yang dibutuhkan hanya 165 juta rupiah.

#### 5.4 Penghitungan Biaya di Penyedia

Penghitungan biaya pada instalasi penyediaan berdasarkan pengaruh harmonisa arus terhadap penurunan kapasitas trafo dan pengaruh harmonisa arus orde ke-tiga terhadap penurunan kapasitas hantar kabel. Terdapat tiga metode yang umum digunakan dalam menentukan penurunan kapasitas trafo yaitu :

4. THDF (*Transformator Harmonics Derating Factor - CBEMA Standard*)
5. *Harmonics Loss Factor* (FHL) berdasarkan standar IEEE C57.110-1998 [17]
6. *Harmonics Loss Factor* (FHL) berdasarkan standar UTE C15-112

Dari ke-tiga metode tersebut dipilih dua metode yaitu *Harmonics Loss Factor* (FHL) berdasarkan standar UTE C15-112 dan IEEE C57.110-1998 [17], metode UTE C15-112 dinilai lebih aplikatif dibandingkan sedangkan metode IEEE C57.110-1998 [17] dinilai lebih kearah teoritis. Penurunan kapasitas trafo dan penurunan kapasitas penghantar kabel akibat harmonisa tegangan diabaikan, karena hampir semua sampel data menunjukkan tingkat distorsi tegangan yang sangat kecil.

##### 5.4.1 Penghitungan Penurunan Kapasitas Trafo dan Kabel

Penghitungan penurunan kapasitas trafo akibat harmonisa arus berdasarkan metode UTE C15-112 sebagai berikut :

$$F_i = \frac{1}{\sqrt{1 + 0,1 \left( \sum_{h=2}^n h^{1,6} T_h^2 \right)}} \quad (5.2)$$

Dimana

$$T_h = \frac{I_h}{I_1} \quad (5.3)$$

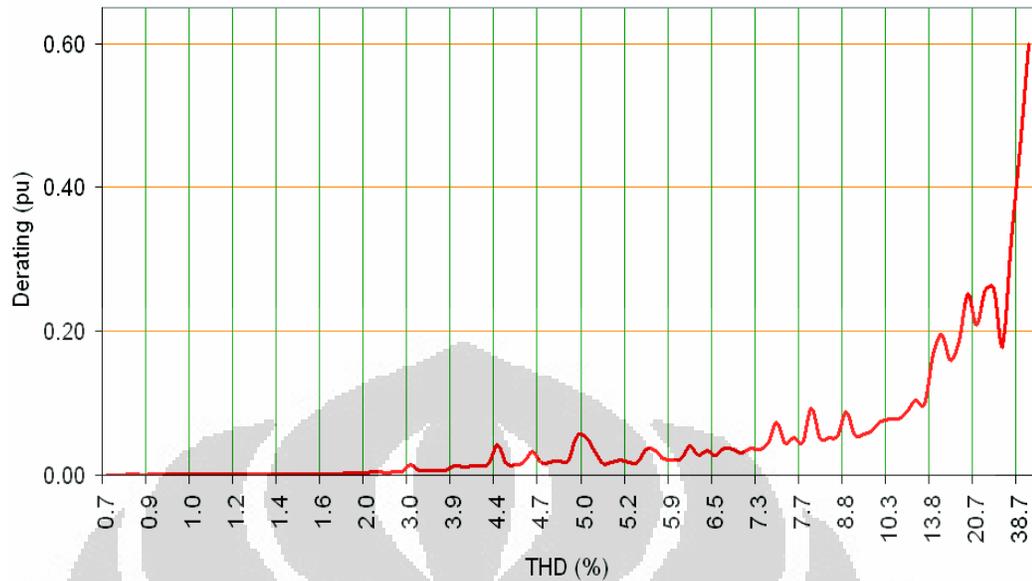
Contoh penghitungan untuk data sampel konsumen 1, dengan data seperti pada Bab III, kapasitas trafo 400 kVA,  $THD_i = 15,23\%$  dengan tingkat harmonik dominan orde-5 = 10,54% dan orde-7= 9,65%, faktor derating trafo adalah

$$F_i = \frac{1}{\sqrt{1 + 0,1 \left( 2^{1,6} \left( \frac{23}{100} \right)^2 + 3^{1,6} \left( \frac{26}{100} \right)^2 + 4^{1,6} \left( \frac{21}{100} \right)^2 + \dots + 19^{1,6} \left( \frac{135}{100} \right)^2 + 20^{1,6} \left( \frac{36}{100} \right)^2 \right)}} \\ F_i = 0,85$$

Penurunan kapasitas trafo sebesar

$$S_{derating} = (1 - F_i) \times kVA_{trafo} = (1 - 0,85) \times 400kVA = 78,08kVA$$

Penurunan kapasitas trafo akibat harmonisa tegangan diabaikan karena nilainya sangat kecil. Penurunan kapasitas kabel akibat harmonisa arus berdasarkan kurva penurunan kemampuan kapasitas hantar kabel terhadap kandungan hamonik arus orde-3 Standar IEEE 60364-5-523 Annex C untuk tingkat harmonik 0 s.d 15% penurunannya 0%, berdasarkan data sampel tingkat harmonik orde-3 paling tinggi sebesar 15,65% sehingga faktor deratingnya 0%. Penurunan kapasitas kabel akibat harmonisa tegangan diabaikan karena nilainya sangat kecil. Dengan cara penghitungan yang sama diterapkan untuk semua data sampel sehingga didapat kontribusi biaya di penyedia akibat emisi harmonisa dari masing-masing konsumen, tabel tingkat harmonisa dan faktor derating diurutkan dari yang terkecil hingga terbesar. Berikut adalah grafik hasil perhitungan penurunan kapasitas trafo, hasil yang ditampilkan hanya untuk nilai tertentu saja untuk kemudahan pemahaman, hasil selengkapnya terdapat pada lampiran 4.



Gambar 5.7. Grafik THDi dan *Derating Factor*

Dari grafik diatas tampak bahwa semakin besar THD arus maka semakin besar faktor penurunan kapasitas, pada level THD arus 50% maka penurunan kapasitas trafo mencapai 60%. Sehingga akumulasi biaya investasi yang dibutuhkan penyedia akan sebanding dengan bentuk grafik diatas.

#### 5.4.2 Penghitungan Total Biaya di Penyedia

Penghitungan biaya di penyedia dilakukan dengan mengalikan besarnya penurunan kapasitas dengan harga peralatan per satuan kapasitas, untuk trafo diambil harga per satuan kapasitas adalah  $H = \text{Rp. } 2.113.000$  per kVA

Biaya yang ditanggung penyedia sebesar

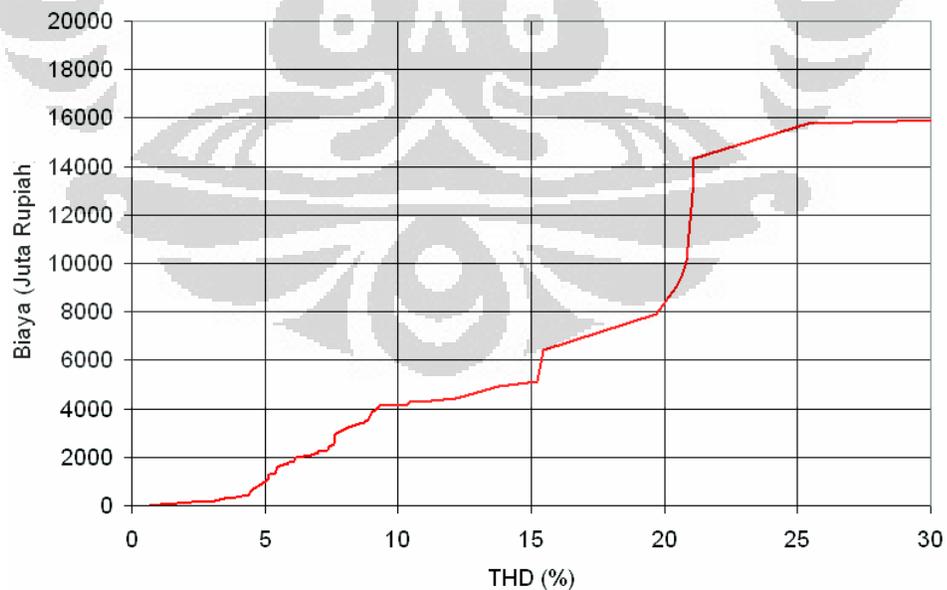
$$Inv = S_{\text{derating}} \times H \quad (3.4)$$

$$Inv = 78,08 \times \text{Rp.} 2.113.000 = \text{Rp.} 164.990.000$$

Penghitungan yang sama diterapkan untuk semua sampel berikutnya sehingga didapat tabel akumulasi biaya di penyedia. Berikut adalah tabel hasil perhitungan akumulasi biaya di penyedia terhadap THD arus, hasil yang ditampilkan hanya untuk nilai tertentu saja untuk kemudahan pemahaman, hasil selengkapnya terdapat pada lampiran 5.

Tabel 5.3. THD Arus dan Akumulasi Biaya di Penyedia

THD Arus (%)	Akumulasi Biaya di Penyedia (Juta Rupiah)
0.652	0.942
1.002	16.315
2.000	101.230
3.045	172.611
4.110	350.424
5.000	972.488
6.026	1803.982
7.008	2234.558
8.057	3199.870
9.037	3885.707
10.345	4188.799
11.254	4328.620
12.132	4416.463
13.797	4941.872
15.237	5106.864
19.701	7923.215
20.425	8991.460
20.845	10108.572
21.075	12861.787
25.405	15794.657
38.731	16179.432
50.720	17762.766



Gambar 5.8. Grafik THD Arus (%) dan Akumulasi Biaya Di Penyedia (Juta Rupiah)

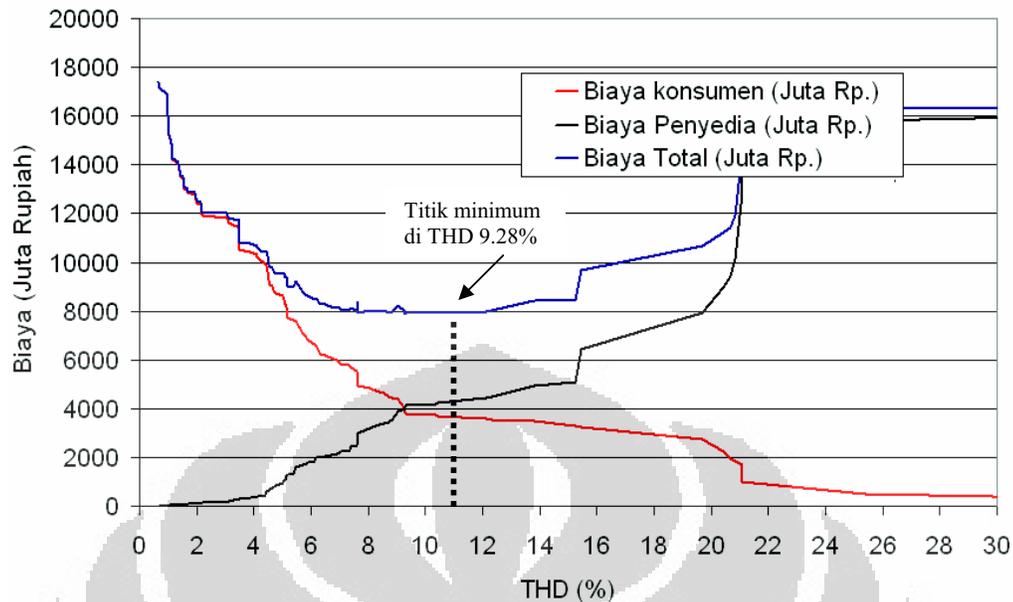
Grafik diatas menunjukkan bahwa semakin besar THD arus maka biaya investasi yang dibutuhkan penyedia akan semakin besar pula, sifat kecenderungan ini berbeda dengan grafik biaya pada konsumen hal ini disebabkan karena sifat fisik dari instalasi itu sendiri.

### 5.5 Kurva Total Biaya Investasi

Total biaya didapat dengan menjumlahkan biaya total di konsumen dan biaya total di penyedia seperti tabel dibawah ini. hasil yang ditampilkan hanya untuk nilai tertentu saja untuk kemudahan pemahaman, hasil selengkapnya terdapat pada lampiran 6.

Tabel 5.4. THD Arus dan Total Akumulasi Biaya di Konsumen dan di Penyedia (Juta Rupiah)

THD Arus (%)	Total Biaya di konsumen dan Penyedia (Juta Rupiah)
0.652	17385.870
1.002	16850.431
2.000	12528.848
3.045	11995.921
4.110	10650.744
5.000	9595.936
6.026	8506.191
7.008	8055.071
8.057	8048.206
9.037	8250.597
10.345	7919.661
11.254	7953.810
12.132	7988.817
13.797	8408.555
15.237	8408.435
19.701	10657.463
20.425	11223.768
20.845	11944.613
21.075	14532.716
25.405	16289.992
38.731	16397.379
50.720	17927.877



Gambar 5.9. Grafik THD Arus (%), Biaya di Konsumen, Biaya di Penyedia dan Total Biaya (Juta Rupiah)

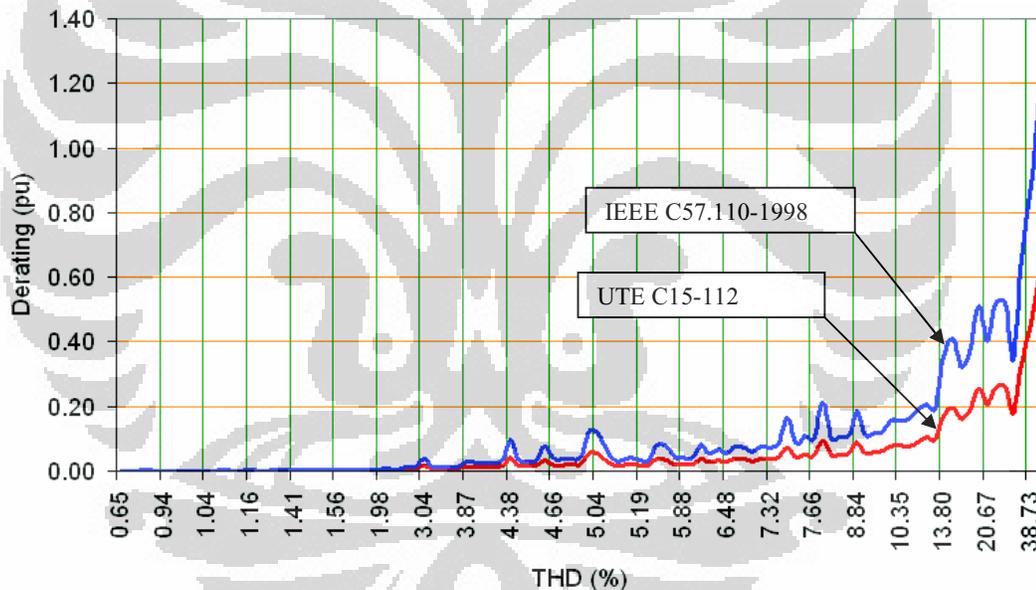
Grafik diatas menunjukkan terdapat titik minimum dari kurva biaya total yaitu pada  $THD=9,28\%$ , hal ini memberi gambaran apabila emisi harmonisa dibatasi pada level  $THDi=9,28\%$  maka besar biaya total yang ditanggung kedua pihak sebesar 7.89 miliar rupiah yang berarti sebagian biaya akan ditanggung konsumen dengan memasang filter harmonik dan sebagian lagi akan ditanggung penyedia dengan meningkatkan kapasitas sistem distribusinya, pada titik minimum ini biaya yang ditanggung oleh seluruh populasi konsumen berkisar 3,83 miliar rupiah (sekitar 49%) sedangkan biaya yang ditanggung penyedia berkisar 4,1 miliar rupiah (sekitar 51%) sehingga secara umum biaya tersebut terbagi merata antara kedua pihak. Dari kurva total biaya maka dapat ditentukan kisaran batasan emisi harmonisa yang secara ekonomis akan memberikan dampak optimum dari segi biaya dan dapat dipertimbangkan untuk diterapkan pada skema insentif/disinsentif dalam regulasi kualitas tenaga listrik. Titik minimum menunjukkan posisi keseimbangan pembagian kerugian antara kedua pihak, jika titik minimum bergeser kearah kanan ( $THD \gg$ ) maka pihak penyedia akan menanggung kerugian yang lebih banyak begitu pula sebaliknya jika bergeser ke kiri ( $THD \ll$ ) maka kerugian konsumen menjadi lebih banyak.

## 5.6 Penghitungan Untuk Setiap Kondisi

Dengan cara yang sama dilakukan penghitungan untuk setiap kondisi 1 s.d 4, perbedaan masing-masing penghitungan berdasarkan asumsi yang digunakan untuk setiap kondisi

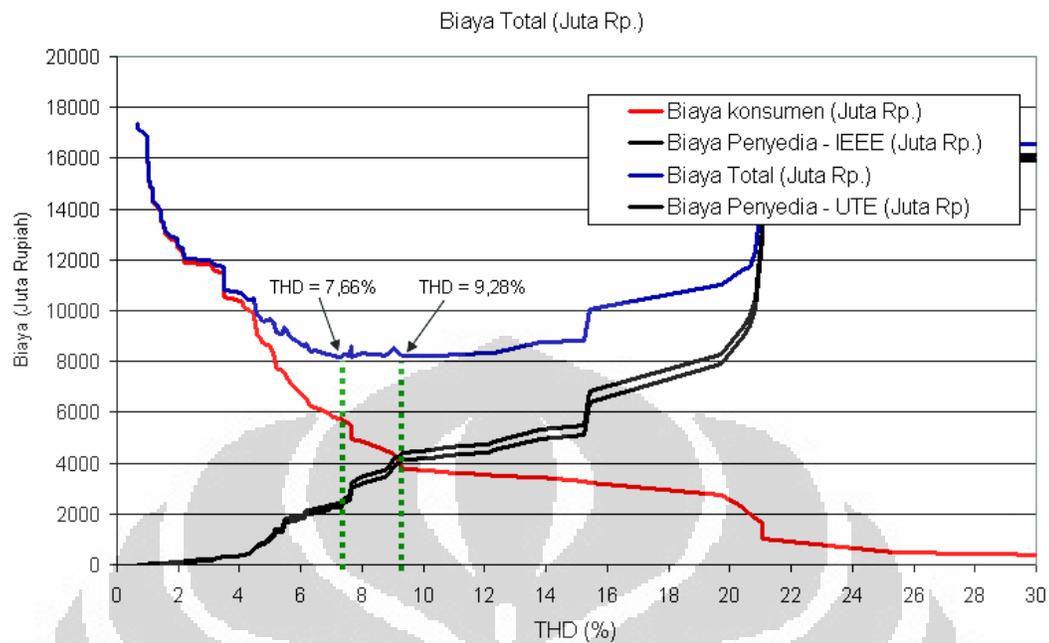
### 5.6.1 Pengaruh Faktor Metode yang Digunakan

Pada kondisi ini dampak harmonisa diperhitungkan untuk seluruh orde harmonik dari orde 1 s.d 20, metode penghitungan derating trafo menggunakan metode IEEE C57.110-1998 [17] dan metode UTE C15-112, tingkat pembebanan di setiap gardu konsumen berdasarkan data pengukuran. Hasil penghitungan tampak seperti grafik dibawah ini.



Gambar 5.10. Perbedaan Penghitungan Derating Trafo antara Metode IEEE dengan UTE

Dari grafik diatas tampak bahwa selisih perbedaan antara metode IEEE dan UTE cukup signifikan, semakin besar THD maka selisih kedua metode tersebut semakin besar, rata-rata selisih perbedaan besar derating trafo antara dua metode tersebut dari hasil perhitungan terhadap 107 sampel sebesar 0,053 pu (5,3%).

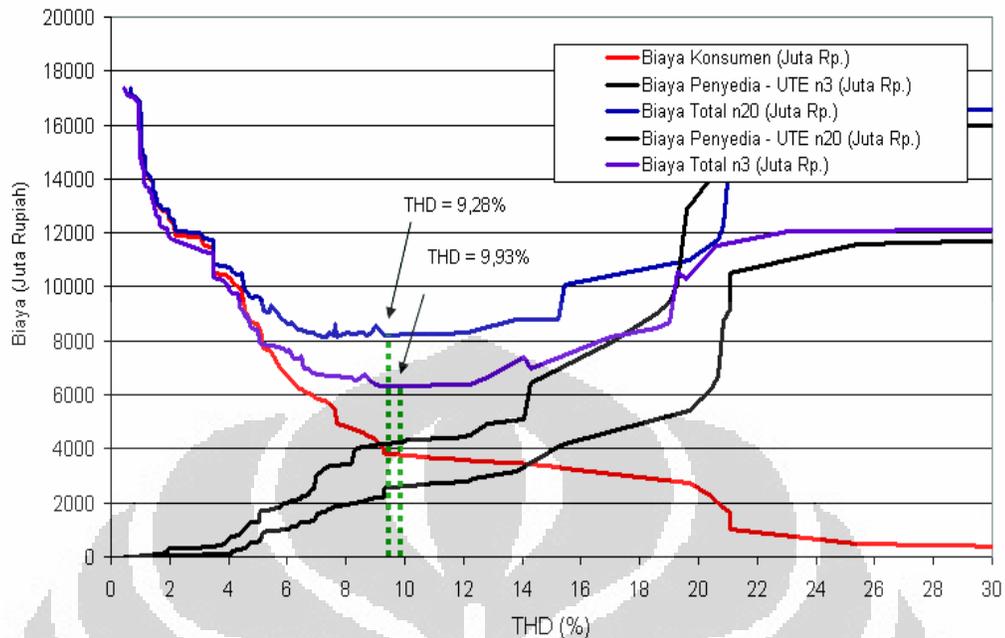


Gambar 5.11. Kurva Biaya Total, Perbandingan antara Metode IEEE dengan Metode UTE

Dari kurva diatas tampak terjadi pergeseran titik minimum, dengan menggunakan metode IEEE titik minimum biaya total terdapat pada THD=7,66% dengan total biaya 8.16 miliar rupiah sedangkan dengan menggunakan metode UTE titik minimum bergeser kekanan pada THD=9,28% dengan total biaya 7.89 miliar rupiah. Perbedaan total biaya tidak signifikan hal ini tampak dari kurva total biaya yang berhimpit namun pergeseran titik THD dari 7,66% ke 9,28% cukup besar mencapai 1,62%.

### 5.6.2 Pengaruh Faktor Cakupan Orde Harmonik

Pada kondisi ini dampak harmonisa diperhitungkan hanya orde harmonik meliputi orde-3, orde-5 dan orde-7 dan dibandingkan dengan dampak harmonisa dari hasil pada kondisi 1 dengan metode yang sama, metode penghitungan derating trafo menggunakan metode UTE C15-112, tingkat pembebanan di setiap gardu konsumen berdasarkan data pengukuran. Hasil penghitungan tampak seperti grafik dibawah ini.



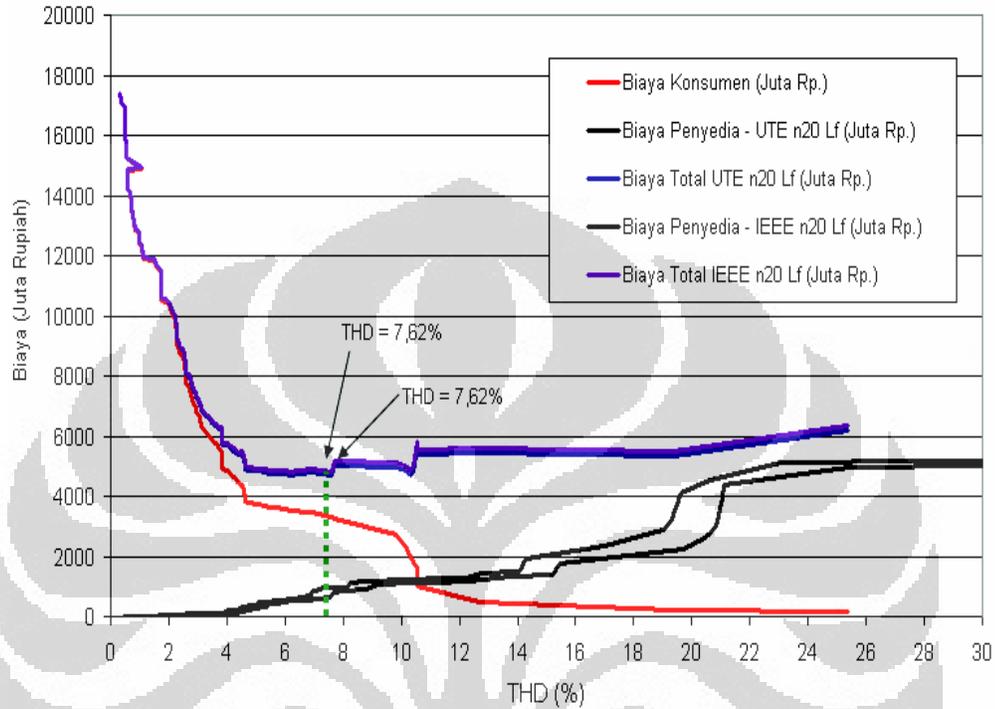
Gambar 5.12. Kurva Biaya Total, Perbandingan antara Orde Harmonik 1-20 dan Orde Harmonik 3,5 dan 7 Saja

Dari kurva diatas tampak terjadi pergeseran titik minimum, dengan memperhitungkan dampak seluruh orde harmonik titik minimum biaya total terdapat pada THD=9,28% dengan biaya total 7,89 miliar rupiah sedangkan jika hanya memperhitungkan dampak harmonik orde-3, orde-5 dan orde-7 saja titik minimum bergeser pada THD=9,93% dengan biaya total 6,34 miliar rupiah, pergeseran titik THD dari 9,28% ke 9,93% sangat kecil hanya sebesar -0,65%, namun tampak perbedaan nilai total biaya cukup signifikan karena terjadi penurunan nilai biaya minimum dari 7,89 miliar rupiah turun menjadi 6,34 miliar rupiah, hal ini sebagai dampak tidak diperhitungkannya kerugian akibat orde harmonik selain orde-3, orde-5 dan orde-7.

### 5.6.3 Pengaruh Faktor Beban

Pada kondisi ini dampak harmonisa diperhitungkan meliputi seluruh orde harmonik dan dibandingkan antara metode UTE C15-112 dengan metode IEEE

C57.110-1998 [17], pembebanan di setiap gardu konsumen diasumsikan 50%. Hasil penghitungan tampak seperti grafik dibawah ini.



Gambar 5.13. Kurva Biaya Total antara Total Biaya Orde Harmonik 1-20 Level Beban 50%, Perbandingan antara Metode UTE dan Metode IEEE

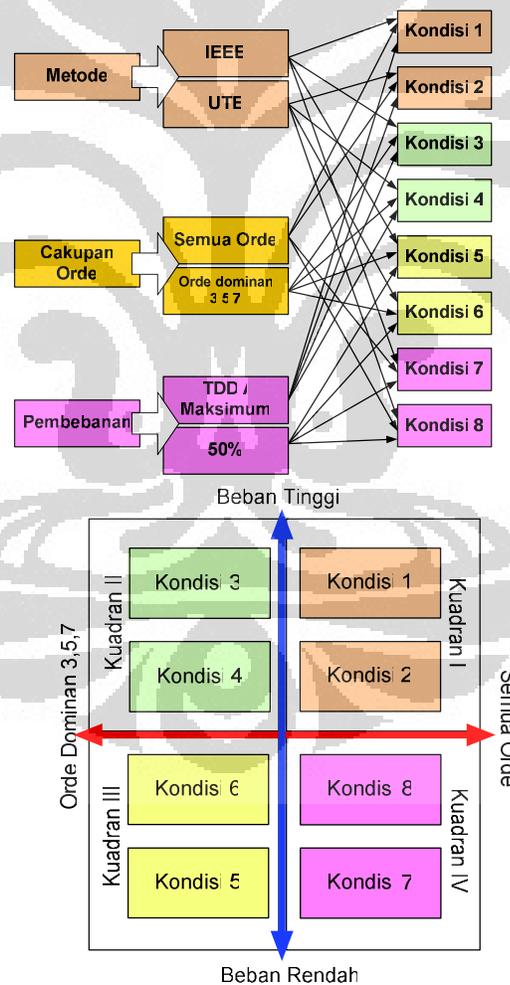
Dari kurva diatas tampak titik minimum berhimpit pada  $THD=7,62\%$ , sehingga tidak ada perbedaan yang signifikan antara metode UTE dan IEEE, namun terdapat sedikit perbedaan total biaya yaitu dengan metode UTE total biaya sebesar 4,67 miliar rupiah sedangkan dengan metode IEEE total biaya sebesar 4,80 miliar rupiah.

#### 5.6.4 Hubungan Orde Harmonik, Kapasitas Pembebanan dan Metode

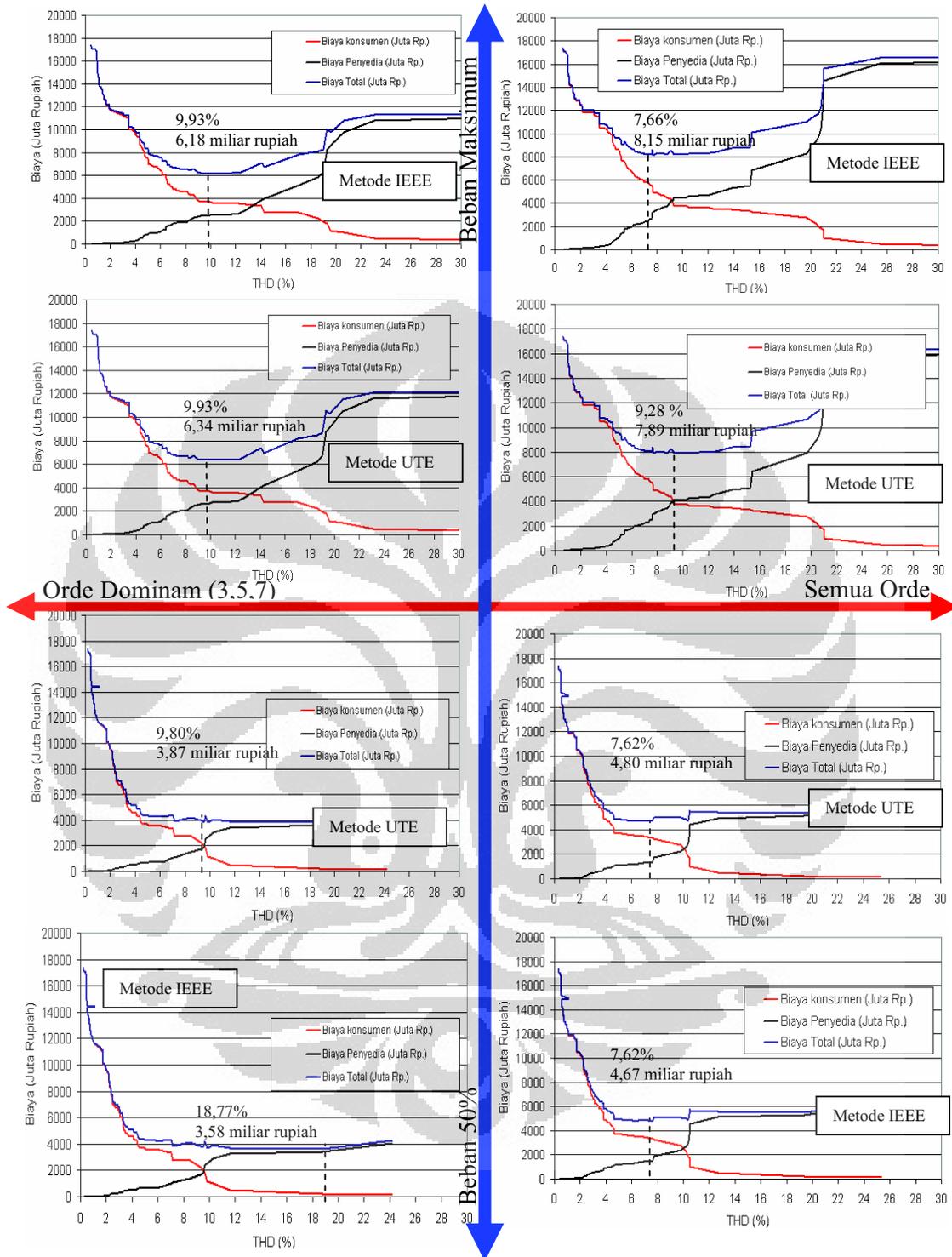
Berdasarkan uraian diatas maka secara umum terdapat tiga kondisi yang menentukan posisi titik minimum yaitu : cakupan orde harmonik, tingkat

pembebanan dan metode yang digunakan, sehingga terdapat delapan kombinasi perhitungan yang digambarkan kedalam 8 kondisi sesuai gambar berikut yaitu :

1. Kondisi 1 : Metode IEEE, Orde 1 s.d 20, pembebanan maksimum
2. Kondisi 2 : Metode UTE, Orde 1 s.d 20, pembebanan maksimum
3. Kondisi 3 : Metode IEEE, Orde 3,5,7, pembebanan maksimum
4. Kondisi 4 : Metode UTE, Orde 3,5,7, pembebanan maksimum
5. Kondisi 5 : Metode IEEE, Orde 3,5,7, pembebanan 50%
6. Kondisi 6 : Metode UTE, Orde 3,5,7, pembebanan 50%
7. Kondisi 7 : Metode IEEE, Orde 1 s.d 20, pembebanan 50%
8. Kondisi 8 : Metode UTE, Orde 1 s.d 20, pembebanan 50%



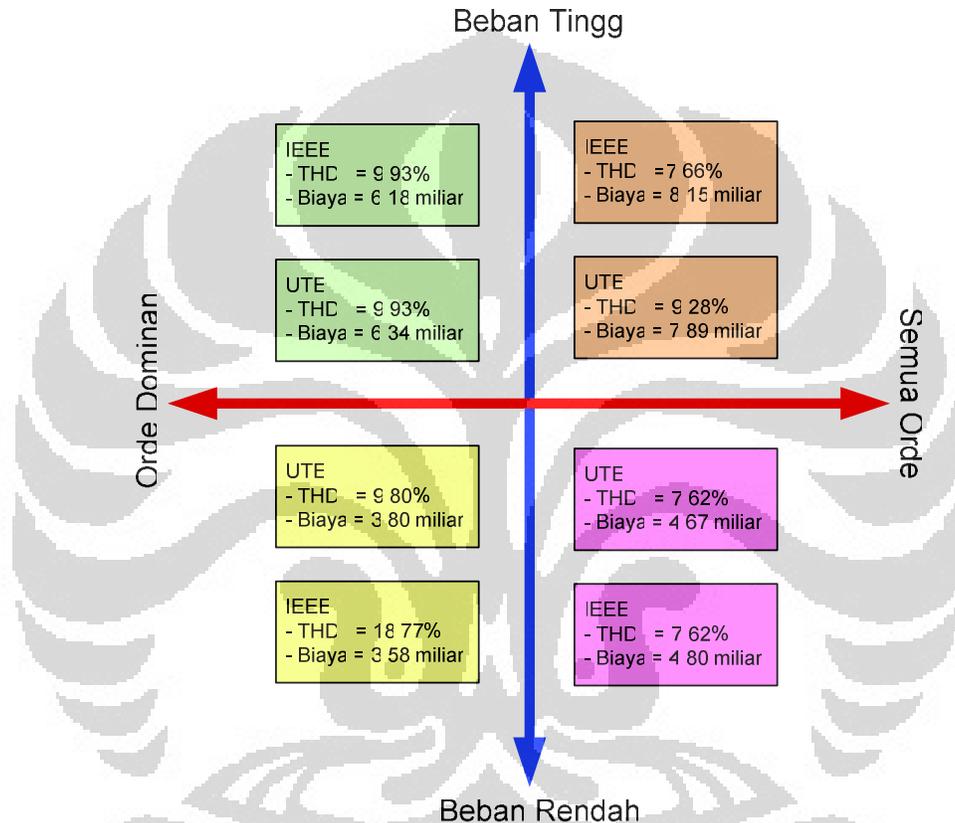
Gambar 5.14. Matriks Posisi Kondisi 1 s.d 8



Gambar 5.15. Grafik Rangkuman – Matrik Hasil Perhitungan

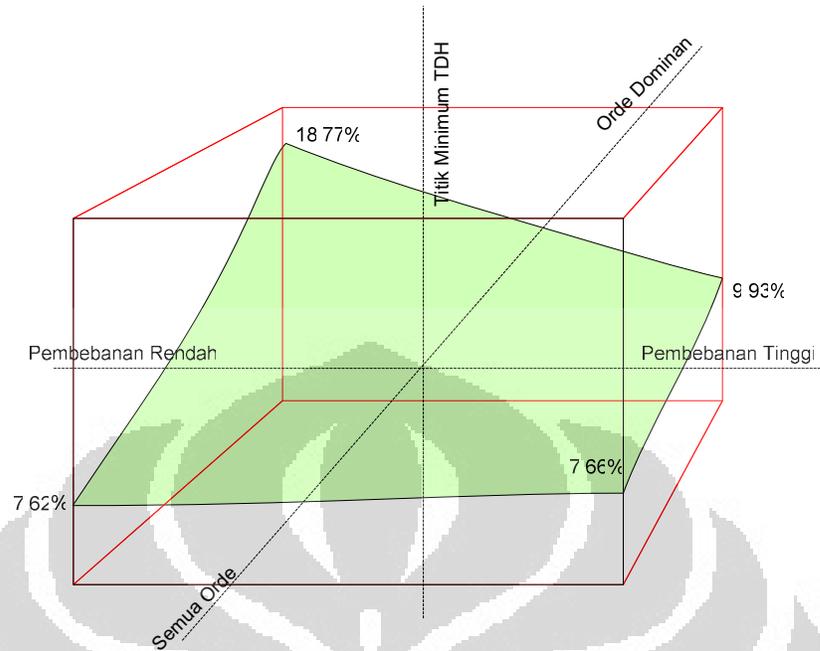
### 5.7 Kesimpulan Penghitungan Langsung (*Non Curve Fitting*)

Dari hasil perhitungan langsung (*non curve fitting*) maka dapat digambarkan hasil analisa berupa matrik hubungan antara cakupan orde harmonik, tingkat pembebanan dan metode yang digunakan sebagai berikut :

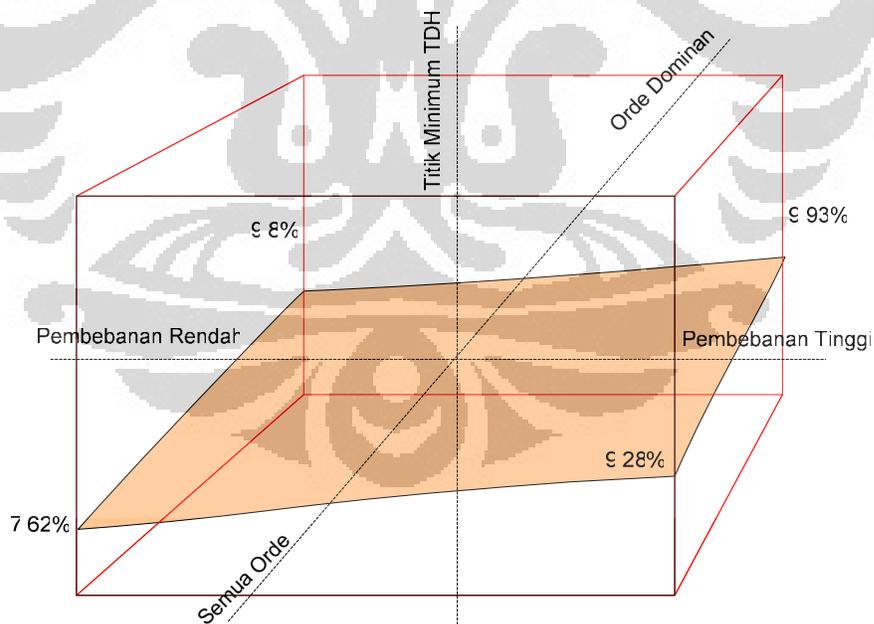


Gambar 5.16. Matrik Hasil Penghitungan Kondisi 1 s.d 8 dengan penghitungan *non curve fitting*

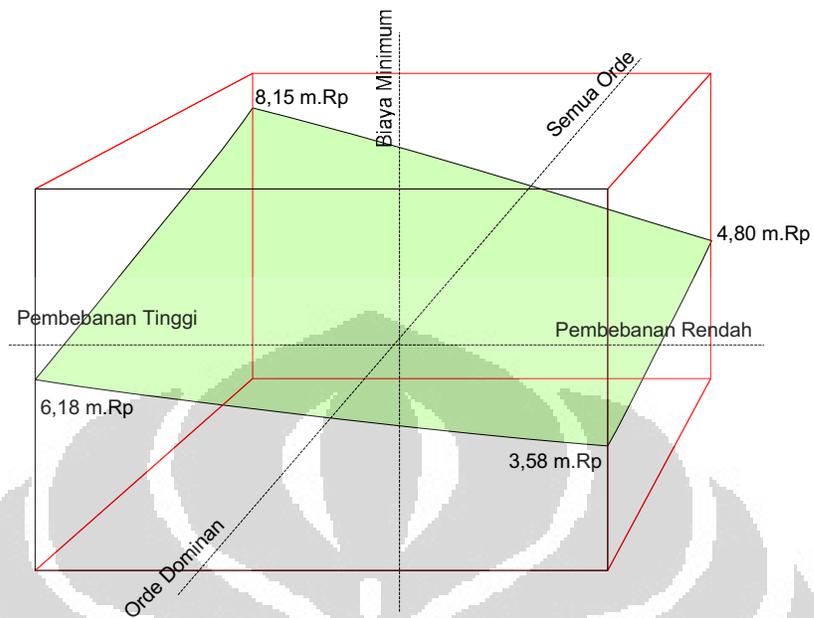
Dari hasil diatas ternyata terdapat perbedaan karakteristik dari metode IEEE dan metode UTE terhadap perubahan pola pembebanan dan cakupan orde harmonik, pada metode IEEE nilai THD pada setiap kuadran sangat variatif sedangkan metode UTE nilai THDnya lebih datar yang berarti penurunan beban dan cakupan orde memberikan hasil yang hampir sama. Untuk lebih mudah melihat karakteristik ini dapat digambarkan dalam matriks tiga dimensi sebagai berikut:



Gambar 5.17. Grafik Area Titik THD Minimum  
(Metode IEEE) – non curve fitting



Gambar 5.18. Grafik Area Titik THD Minimum  
(Metode UTE) - non curve fitting



Gambar 5.19. Grafik Area Biaya Minimum  
(Metode IEEE) - non curve fitting



Gambar 5.20. Grafik Area Biaya Minimum  
(Metode UTE) - non curve fitting

## 5.8 Penghitungan dan Analisa Dengan Pencocokan Kurva

Metode penghitungan sebelumnya penghitungan dan penentuan titik minimum dengan menganalisa nilai akumulasi, pada bagian ini akan digunakan teknik pencocokan kurva (*curve fitting*) untuk menentukan titik minimum dari THD dan biaya, pencocokan kurva dilakukan dengan mensimulasi tipe pencocokan kurva dengan bantuan program Matlab, berdasarkan bentuk grafiknya dan hasil simulasi bentuk kurva yang mendekati adalah tipe polinomial level 5, ekponensial level 2 dan gaussian level 2, hasil ini ditunjukkan dengan kedekatan bentuk kurva dan nilai kesalahannya (R-square).

Pada lampiran 10 diberikan petunjuk penggunaan algoritma dan isi file untuk dapat direkonstruksi oleh para pembaca, petunjuk dibuat dengan sedetail mungkin agar bermanfaat bagi pembaca dan dapat digunakan untuk penelitian lebih lanjut dengan metode yang diberikan pada tulisan ini, penelitian lebih lanjut dapat berupa penghitungan yang lebih akurat dengan memperhatikan koneksi sistem distribusi dari setiap sampel konsumen, pada penelitian ini diasumsikan koneksi titik bersama (*point of common coupling / PCC*) dari 107 sampel konsumen terpisah satu sama lain, kenyataannya beberapa kelompok konsumen memiliki PCC yang sama. Penelitian lanjutan juga bisa berupa analisa dengan metode yang sama terhadap item kualitas tenaga listrik lainnya seperti SAIDI, SAIFI, dip tegangan dan sebagainya.

Pencocokan kurva sangat bermanfaat untuk menentukan pola biaya terhadap suatu populasi yang besar misalnya seluruh Indonesia, untuk populasi besar dibutuhkan biaya yang besar untuk pengambilan data sehingga dengan mengambil sampel minimal sesuai ketentuan dalam metode statistik dapat menekan waktu dan biaya.

Tahap pencocokan kurva dilakukan dengan memasukkan data biaya yang sama dalam bentuk file excel (data biaya kondisi 1 s.d 8 bentuk file excel terdapat pada lampiran 11), selanjutnya agar data tersebut bisa dibaca oleh Matlab digunakan fasilitas yang terdapat dalam Matlab yaitu dengan perintah *actxserver*, kemudian dengan menggunakan *cftool* untuk melakukan simulasi pencocokan kurva kondisi 1 s.d 8, untuk setiap kondisi dicari bentuk kurva dengan tingkat kesalahan terkecil, dengan *cftool* bisa didapatkan persamaan setiap kurva yang

telah dicocokkan (*fitted*). Berdasarkan tinjauan teori bab II, dari persamaan itu dicari turunan (*derivative*) yang bernilai nol (menunjukkan titik maksimum/minimum) tetapi penghitungan manual untuk mencari turunan dari persamaan polinomial level 5 atau gaussian level 2 akan sangat sulit maka penulis menggunakan metode analisa grafis dengan mencari titik minimum menggunakan fasilitas *Basic Statistic* yang terdapat pada *Graphic User Interface* (GUI) di Matlab.

Petunjuk, panduan dan syntax program terdapat pada lampiran 7, lampiran 8, lampiran 9, lampiran 10 dan lampiran 11. Hasil pencocokan kurva terdapat pada lampiran 12.

### 5.8.1 Penghitungan Kondisi 1 Dengan Curve Fitting

Hasil pencocokan kurva dengan beberapa simulasi tipe pencocokan kurva (*curve fit type*) dari kondisi 1 dengan hasil terbaik menggunakan bentuk gaussian level 2 sebagai berikut :

Persamaan kurva biaya konsumen (pemanfaatan) :

$$C_q = 24888 \cdot e^{-\left[\frac{q-0,8069}{0,2588}\right]^2} + 1,46 \cdot 10^{18} \cdot e^{-\left[\frac{q-464,6}{82}\right]^2} \quad (5.4)$$

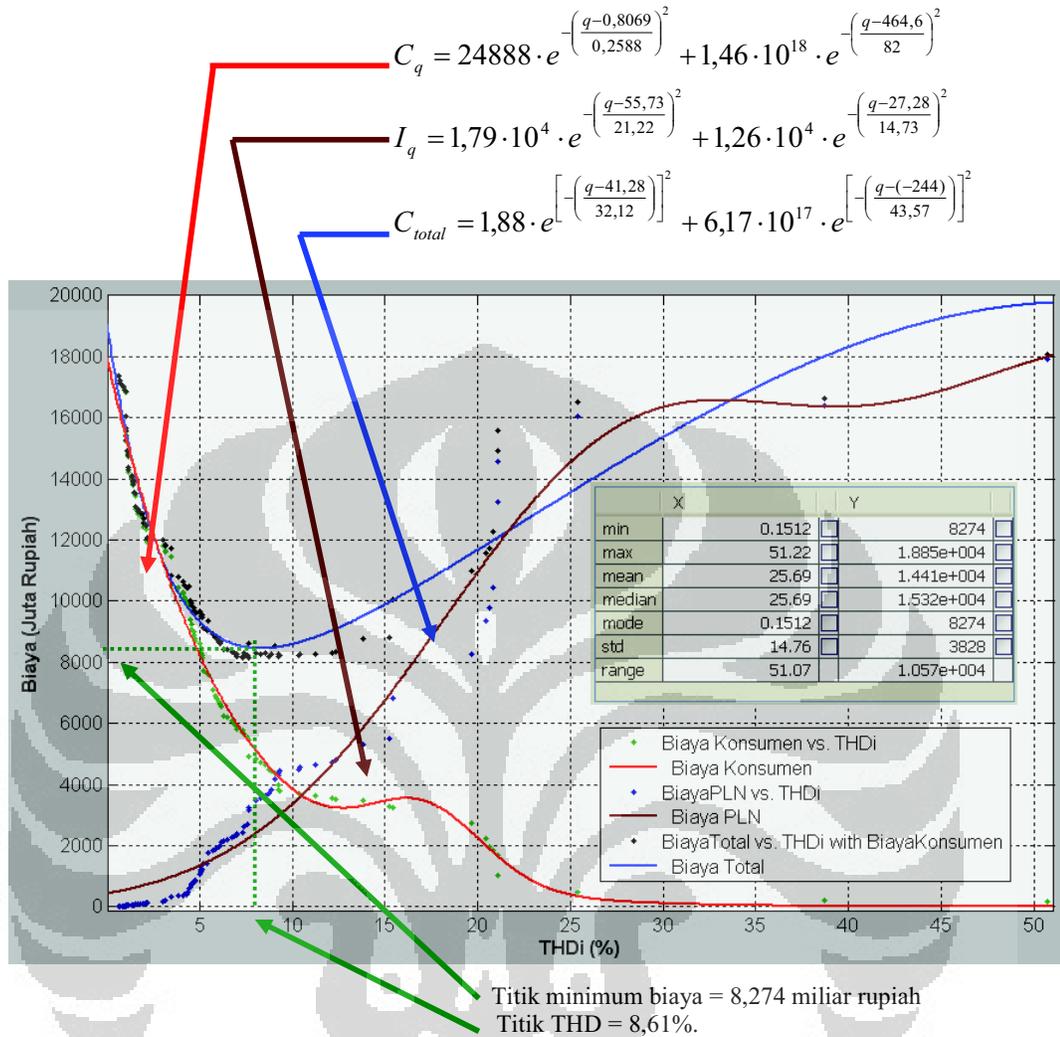
Persamaan kurva biaya penyedia :

$$I_q = 1,79 \cdot 10^4 \cdot e^{-\left[\frac{q-55,73}{21,22}\right]^2} + 1,26 \cdot 10^4 \cdot e^{-\left[\frac{q-27,28}{14,73}\right]^2} \quad (5.5)$$

Persamaan kurva biaya total :

$$C_{total} = 1,88 \cdot e^{-\left[\frac{q-41,28}{32,12}\right]^2} + 6,17 \cdot 10^{17} \cdot e^{-\left[\frac{q-(-244)}{43,57}\right]^2} \quad (5.2)$$

Dimana  $C, I, C_{total} \rightarrow f(q)$ ,  $C, I, C_{total}$  adalah biaya dalam rupiah,  $q$  adalah THD dalam %. Dengan menggunakan basic statistic pada *grafic user interface* didapat titik minimum biaya 8,274 miliar rupiah pada THD 8,61%. Nilai ini sedikit berbeda dengan perhitungan kondisi 1 sebelumnya sebesar 8,158 miliar rupiah pada THD 7,66%.



Gambar 5.21. Hasil Pencocokan Kurva Untuk Kondisi 1 – (Curve Fitting)

### 5.8.2 Penghitungan Kondisi 2 Dengan Curve Fitting

Dengan cara yang sama diterapkan pada kondisi 2, tipe pencocokan kurva gaussian level 2 hasilnya sebagai berikut :

Persamaan kurva biaya konsumen (pemanfaatan) :

$$C_q = 24888 \cdot e^{-\left(\frac{q-0,8069}{0,2588}\right)^2} + 1,46 \cdot 10^{18} \cdot e^{-\left(\frac{q-464,6}{82}\right)^2} \quad (5.4)$$

Persamaan kurva biaya penyedia :

$$I_q = 2,23 \cdot 10^4 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-64,29}{23,16}\right)^2\right]} + 1,41 \cdot 10^4 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-29,11}{15,36}\right)^2\right]} \quad (5.5)$$

Persamaan kurva biaya total :

$$C_{total} = 1,87 \cdot 10^4 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-41,31}{31,42}\right)^2\right]} + 2,35 \cdot 10^8 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-(-79,82)}{25,7}\right)^2\right]} \quad (5.6)$$

Dari hasil pencocokan kurva didapat titik minimum biaya 8,016 miliar rupiah yang terdapat pada THD 8,96% hasil ini berbeda dengan penghitungan kondisi 2 sebelumnya dengan biaya sebesar 7,89 miliar rupiah pada THD 9,28%.

### 5.8.3 Penghitungan Kondisi 3 Dengan Curve Fitting

Dengan cara yang sama diterapkan pada kondisi 3, tipe pencocokan kurva gaussian level 2 hasilnya sebagai berikut :

Persamaan kurva biaya konsumen (pemanfaatan) :

$$C_q = 3489 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-0,6924}{0,2913}\right)^2\right]} + 1,56 \cdot 10^{18} \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-(-437,6)}{77,12}\right)^2\right]} \quad (5.7)$$

Persamaan kurva biaya penyedia :

$$I_q = 1,87 \cdot 10^{17} \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-151,2}{18,56}\right)^2\right]} + 1,36 \cdot 10^4 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-30,73}{15,22}\right)^2\right]} \quad (5.8)$$

Persamaan kurva biaya total :

$$C_{total} = 3,3 \cdot 10^7 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-(-62)}{22,41}\right)^2\right]} + 1,31 \cdot 10^4 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-38,46}{30,28}\right)^2\right]} \quad (5.9)$$

Dari hasil pencocokan kurva didapat titik minimum biaya 6,518 miliar rupiah yang terdapat pada THD 9,8% hasil ini relatif sedikit berbeda dengan penghitungan kondisi 3 sebelumnya dengan biaya sebesar 6,18 miliar rupiah pada THD 9,93%.

### 5.8.4 Penghitungan Kondisi 4 Dengan Curve Fitting

Dengan cara yang sama diterapkan pada kondisi 4, tipe pencocokan kurva gaussian level 2 hasilnya sebagai berikut :

Persamaan kurva biaya konsumen (pemanfaatan) :

$$C_q = 3489 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-0,6924}{0,2913}\right)^2\right]} + 1,56 \cdot 10^{18} \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-(-437,6)}{77,12}\right)^2\right]} \quad (5.10)$$

Persamaan kurva biaya penyedia :

$$I_q = 2,02 \cdot 10^{17} \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-143}{17,08}\right)^2\right]} + 1,45 \cdot 10^4 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-30,78}{15,22}\right)^2\right]} \quad (5.11)$$

Persamaan kurva biaya total :

$$C_{total} = 1,51 \cdot 10^7 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-(-55,62)}{21,21}\right)^2\right]} + 1,41 \cdot 10^4 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-38,58}{29,8}\right)^2\right]} \quad (5.12)$$

Dari hasil pencocokan kurva didapat titik minimum biaya 6,669 miliar rupiah yang terdapat pada THD 9,45% hasil ini relatif sedikit berbeda dengan penghitungan kondisi 4 sebelumnya dengan biaya sebesar 6,34 miliar rupiah pada THD 9,93%.

### 5.8.5 Penghitungan Kondisi 5 Dengan Curve Fitting

Dengan cara yang sama diterapkan pada kondisi 5, tipe pencocokan kurva gaussian level 5 ( $C_{(q)} = a_1q^5 + a_2q^4 + a_3q^3 + a_4q^2 + a_5q + a_6$ ) dengan hasil sebagai berikut :

Persamaan kurva biaya konsumen (pemanfaatan) :

$$C_q = -0,648q + 4,22q^2 + (-107,7)q^3 + 1148q^4 + (-6534)q^5 + 1,80 \cdot 10^4 \quad (5.13)$$

Persamaan kurva biaya penyedia :

$$I_q = 0,01955q + (-1,011)q^2 + 16,28q^3 + (-82,64)q^4 + 264,6q^5 + (-136,1) \quad (5.14)$$

Persamaan kurva biaya total :

$$C_{total} = -0,04q^5 + 3,20q^4 + (-85,43)q^3 + 1066q^2 + (-6269)q + 1,79 \cdot 10^4 \quad (5.15)$$

Dari hasil pencocokan kurva didapat titik minimum biaya 3,320 miliar rupiah yang terdapat pada THD 16,37% hasil ini berbeda dengan penghitungan kondisi 5 sebelumnya dengan biaya sebesar 3,58 miliar rupiah pada THD 18,77%.

### 5.8.6 Penghitungan Kondisi 6 Dengan Curve Fitting

Dengan cara yang sama diterapkan pada kondisi 6, tipe pencocokan kurva ekponensial level 2 ( $C_q = a \cdot e^{b \cdot q} + c \cdot e^{d \cdot q}$ ) dengan hasil sebagai berikut :

Persamaan kurva biaya konsumen (pemanfaatan) :

$$C_q = 1,32 \cdot 10^4 \cdot e^{-0,5034 \cdot q} + 5100 \cdot e^{-0,125 \cdot q} \quad (5.16)$$

Persamaan kurva biaya penyedia :

$$I_q = 480 \cdot e^{0,042 \cdot q} + 0 \cdot e^{0,042 \cdot q} \quad (5.17)$$

Persamaan kurva biaya total :

$$C_{total} = 1,53 \cdot 10^4 \cdot e^{-0,49 \cdot q} + 3064 \cdot e^{-0,0168 \cdot q} \quad (5.18)$$

Dari hasil pencocokan kurva didapat titik minimum biaya 3,730 miliar rupiah yang terdapat pada THD 9,81% hasil ini berbeda dengan penghitungan kondisi 6 sebelumnya dengan biaya sebesar 3,80 miliar rupiah pada THD 9,80%.

### 5.8.7 Penghitungan Kondisi 7 Dengan Curve Fitting

Dengan cara yang sama diterapkan pada kondisi 7, tipe pencocokan kurva gaussian level 2 hasilnya sebagai berikut :

Persamaan kurva biaya konsumen (pemanfaatan) :

$$C_q = 2370 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-0,404}{0,1256}\right)^2\right]} + 1,52 \cdot 10^{18} \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-(-230,7)}{40,69}\right)^2\right]} \quad (5.19)$$

Persamaan kurva biaya penyedia :

$$I_q = 8,60 \cdot 10^{16} \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-63,63}{6,915}\right)^2\right]} + 5980 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-16,48}{8,28}\right)^2\right]} \quad (5.20)$$

Persamaan kurva biaya total :

$$C_{total} = 6285 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-21,04}{22,92}\right)^2\right]} + 6,31 \cdot 10^4 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-(-7,7)}{6,47}\right)^2\right]} \quad (5.21)$$

Dari hasil pencocokan kurva didapat titik minimum biaya 4,678 miliar rupiah yang terdapat pada THD 7,18% hasil ini relatif sedikit berbeda dengan

penghitungan kondisi 7 sebelumnya dengan biaya sebesar 4,80 miliar rupiah pada THD 7,62%.

### 5.8.8 Penghitungan Kondisi 8 Dengan Curve Fitting

Dengan cara yang sama diterapkan pada kondisi 8, tipe pencocokan kurva gaussian level 2 hasilnya sebagai berikut :

Persamaan kurva biaya konsumen (pemanfaatan) :

$$C_q = 2370 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-0,404}{0,1256}\right)^2\right]} + 1,52 \cdot 10^{18} \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-(-230,7)}{40,69}\right)^2\right]} \quad (5.22)$$

Persamaan kurva biaya penyedia :

$$I_q = 8,54 \cdot 10^{16} \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-102,3}{13,9}\right)^2\right]} + 5773 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-16,50}{8,21}\right)^2\right]} \quad (5.23)$$

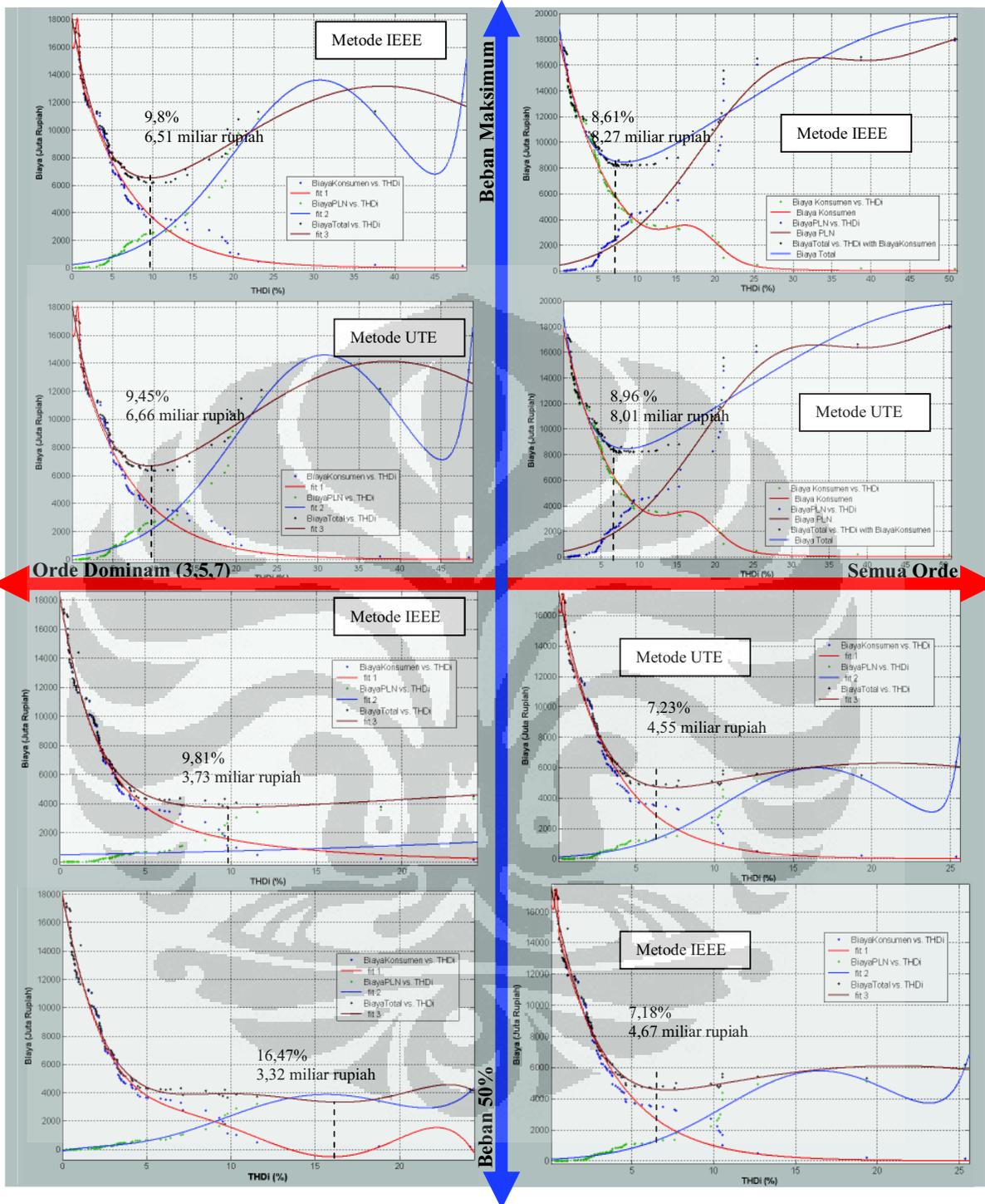
Persamaan kurva biaya total :

$$C_{total} = 6069 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-21,03}{22,9}\right)^2\right]} + 5,78 \cdot 10^4 \cdot e^{\left[-\left(\frac{q-(-7,33)}{6,37}\right)^2\right]} \quad (5.24)$$

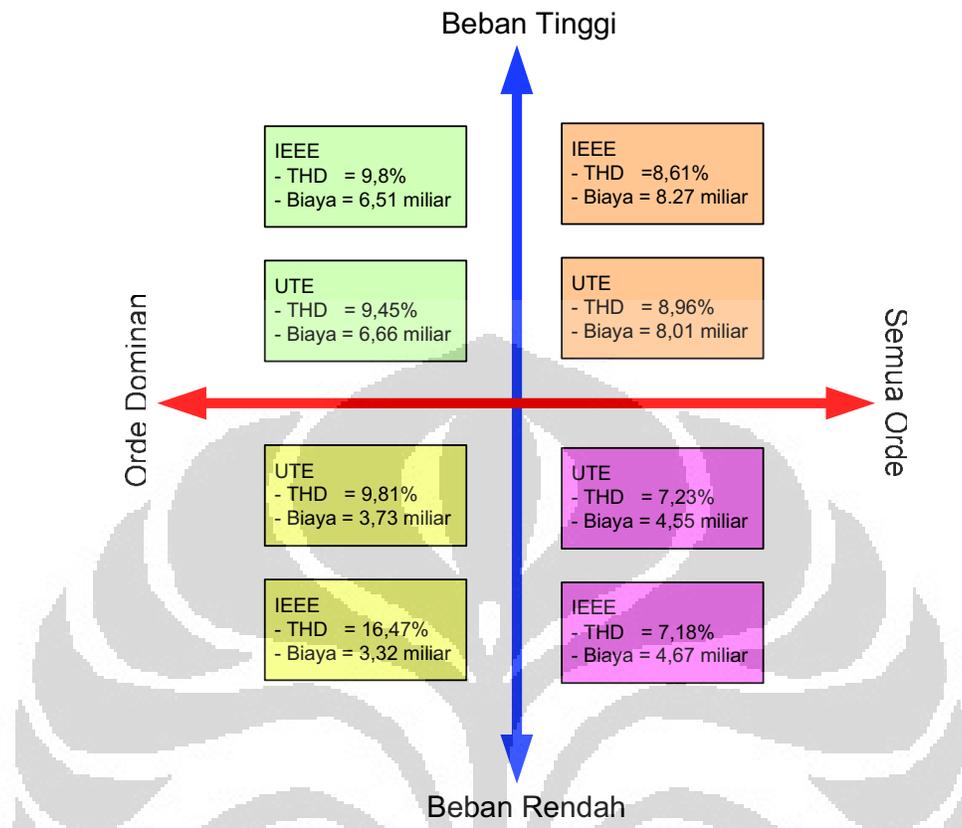
Dari hasil pencocokan kurva didapat titik minimum biaya 4,551 miliar rupiah yang terdapat pada THD 7,23% hasil ini relatif sedikit berbeda dengan penghitungan kondisi 8 sebelumnya dengan biaya sebesar 4,67 miliar rupiah pada THD 7,62%.

### 5.8.9 Kesimpulan Hasil Analisa Dengan Pencocokan Kurva

Hasil cakupan data dari semua bentuk pencocokan kurva rata-rata memiliki R-square berkisar 0,95 s.d 0,98 sehingga pencocokan kurva terhadap cakupan data cukup tinggi diatas 95%. Bentuk kurva biaya konsumen, biaya penyedia dan biaya total dari ke-8 kondisi penghitungan dirangkum dalam grafik dalam bentuk matrik kuadran seperti dibawah ini.

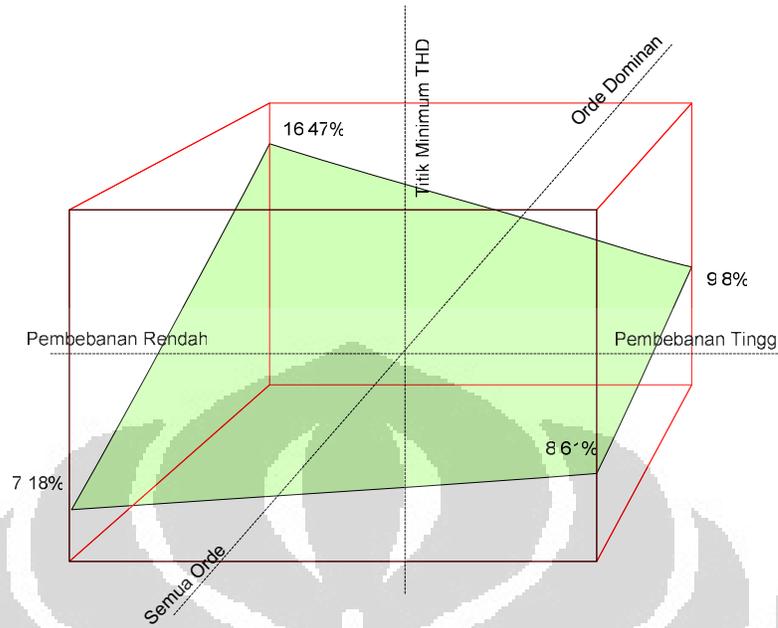


Gambar 5.22. Grafik Rangkuman Matrik Hasil Perhitungan untuk Kondisi 1 s.d 8 dengan Pencocokan Kurva (*Curve Fitting*)

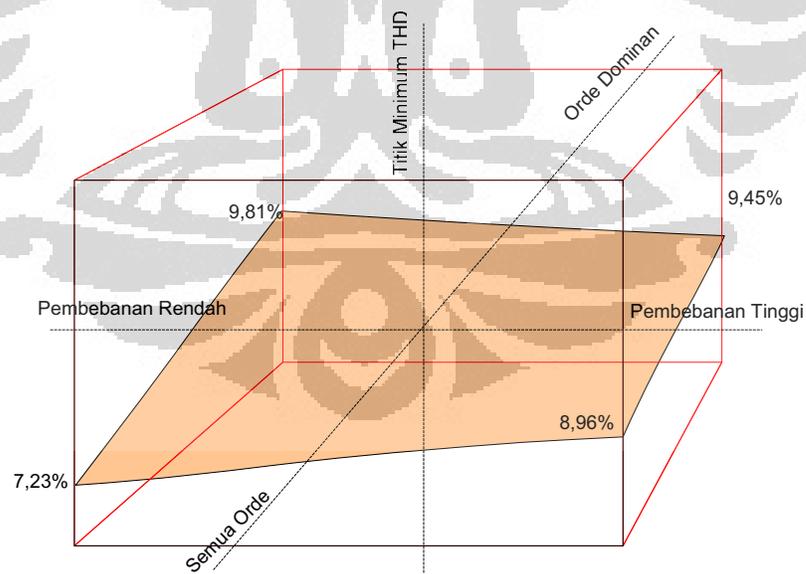


Gambar 5.23. Matrik Hasil Perhitungan Kondisi 1 s.d 8 Dengan Pencocokan Kurva (*Curve Fitting*)

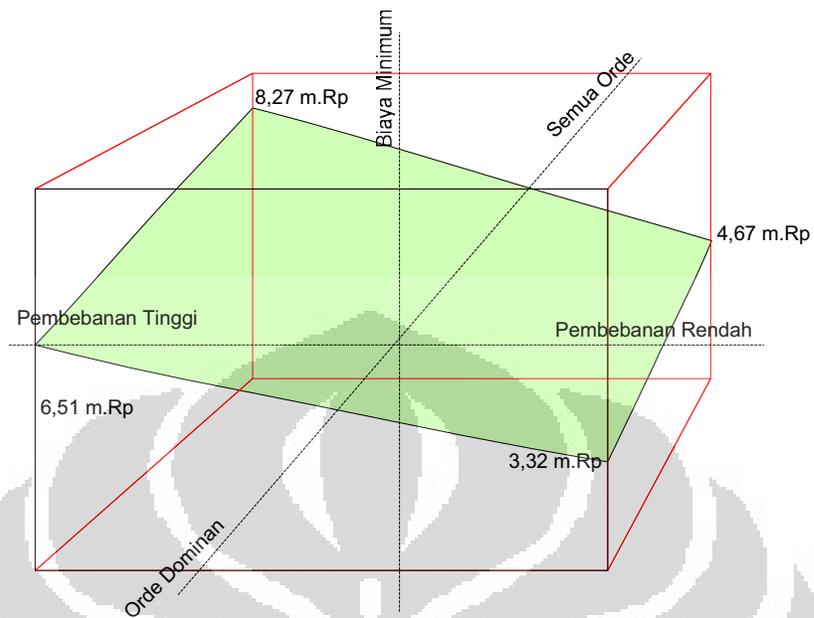
Dari hasil diatas ternyata terdapat perbedaan karakteristik mendasar dari metode IEEE dan metode UTE terhadap perubahan pola pembebanan dan cakupan orde harmonik sekalipun dengan diterapkannya pencocokan kurva, pada metode IEEE nilai THD pada setiap kuadran sangat variatif sedangkan metode UTE nilai THDnya lebih datar. Untuk lebih mudah melihat karakteristik ini dapat digambarkan dalam matriks tiga dimensi dengan teknik yang sama seperti grafik tiga dimensi sebelumnya sebagai berikut:



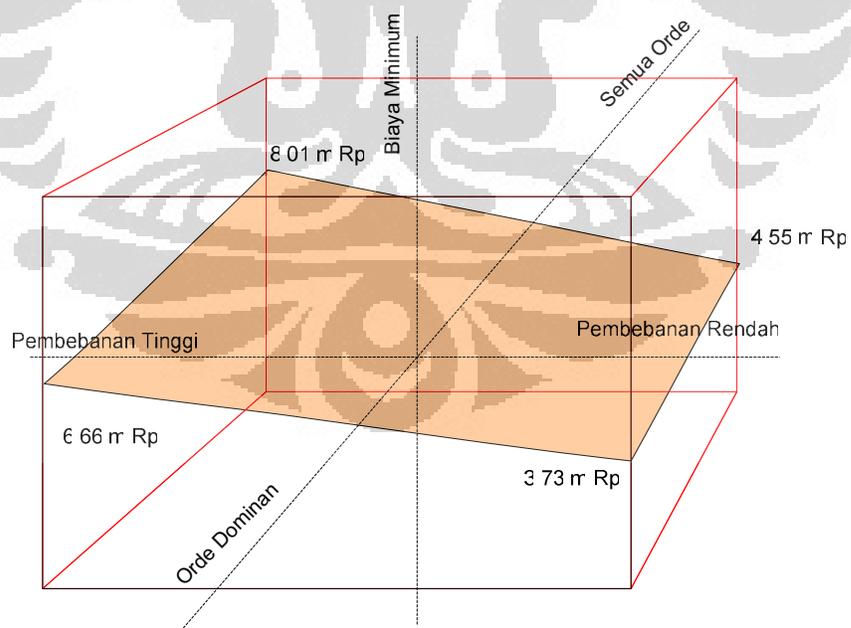
Gambar 5.24. Grafik Area Titik THD Minimum  
(Metode IEEE) - dengan Curve Fitting



Gambar 5.25. Grafik Area Titik THD Minimum  
(Metode UTE) - dengan Curve Fitting



Gambar 5.26. Grafik Area Biaya Minimum  
(Metode IEEE) – dengan Curve Fitting



Gambar 5.27. Grafik Area Biaya Minimum  
(Metode UTE) - dengan Curve Fitting

## 5.9 Kesimpulan Hasil Analisa Akhir

Dalam menetapkan regulasi diperlukan biaya untuk menyediakan infrastruktur, penetapan batasan emisi harmonisa diperlukan biaya untuk memasang alat ukur harmonisa yang dapat mengukur pada periode waktu tertentu dan menyimpan data tersebut untuk penghitungan tagihan listrik, alat ukur emisi harmonisa umumnya menjadi bagian dalam alat ukur energi listrik (kWh meter), saat ini sudah banyak tersedia alat ukur energi listrik terintegrasi yang dapat mengukur kWh, kVARh, harmonisa, arus, tegangan dan faktor daya. Alat ukur tersebut juga harus disepakati oleh kedua pihak dan mampu menyimpan data pengukuran, yang menjadi kendala adalah kapasitas penyimpanan data pada alat ukur juga menentukan harga alat ukur tersebut sehingga di beberapa negara pembatasan emisi harmonisa orde tertentu hanya meliputi orde dominan saja misalnya orde 3, orde 5 dan orde 7. Beberapa alat ukur menyediakan fasilitas pengiriman data secara nirkabel (*wireless*) sehingga petugas dari penyedia tidak perlu datang ke lokasi konsumen setiap bulannya untuk mengunduh (*download*) data pengukuran dari *energy meter*.

Tabel 5.5. Perbandingan Nilai THD

Non Curve Fitting		IEEE	UTE
Orde 1-20	Beban Tinggi	7.66	9.28
	Beban Rendah	7.62	7.62
Deviasi		-0.5%	-17.9%
Arah pergeseran titik minimum		ke Konsumen	ke Konsumen
Orde 357	Beban Tinggi	9.93	9.93
	Beban Rendah	18.77	9.8
Deviasi		89.0%	-1.3%
Arah pergeseran titik minimum		ke Penyedia	ke Konsumen
Curve Fitting		IEEE	UTE
Orde 1-20	Beban Tinggi	8.61	8.96
	Beban Rendah	7.16	7.23
Deviasi		-16.8%	-19.3%
Arah pergeseran titik minimum		ke Konsumen	ke Konsumen
Orde 357	Beban Tinggi	9.8	9.45
	Beban Rendah	16.47	9.81
Deviasi		68.1%	3.8%
Arah pergeseran titik minimum		ke Penyedia	ke Penyedia

Tabel 5.6. Perbandingan Biaya Minimum

Non Curve Fitting		IEEE	UTE
Orde 1-20	Beban Tinggi	8.15	7.89
	Beban Rendah	4.8	4.67
Deviasi		-41.1%	-40.8%
Arah pergeseran titik minimum		ke Konsumen	ke Konsumen
Orde 357			
	Beban Tinggi	6.18	6.34
	Beban Rendah	3.58	3.8
Deviasi		-42.1%	-40.1%
Arah pergeseran titik minimum		ke Penyedia	ke Konsumen
Curve Fitting		IEEE	UTE
Orde 1-20	Beban Tinggi	8.27	8.01
	Beban Rendah	4.67	4.55
Deviasi		-43.5%	-43.2%
Arah pergeseran titik minimum		ke Konsumen	ke Konsumen
Orde 357			
	Beban Tinggi	6.51	6.66
	Beban Rendah	3.32	3.73
Deviasi		-49.0%	-44.0%
Arah pergeseran titik minimum		ke Penyedia	ke Penyedia

Hasil pengukuran juga sebaiknya memberikan tingkat keadilan yang bisa diterima oleh kedua pihak sehingga metode penghitungan yang digunakan dalam menentukan batasan emisi harmonisa juga harus mengakomodasi hal tersebut, pada penghitungan dengan metode IEEE terdapat perbedaan hasil yang mencolok khususnya pada kondisi orde dominan pada beban tinggi dan pada beban rendah dengan penghitungan langsung terjadi pergeseran titik THD dari THD 9,93% menjadi THD 18,77% pergeseran tersebut sebesar 89% begitu pula dibuktikan dengan penghitungan menggunakan pencocokan kurva sebesar 68%.

Pada penghitungan dengan metode IEEE terdapat perbedaan hasil yang kecil khususnya pada kondisi cakupan semua dominan pada beban tinggi dan pada beban rendah dengan penghitungan langsung terjadi pergeseran titik THD dari THD 7,66% menjadi THD 7,62% pergeseran tersebut hanya sebesar -0,5% padahal logisnya pada beban rendah seharusnya tingkat kerugian di penyedia menurun sehingga pergeseran titik minimum harus signifikan ke arah penyedia

seperti yang ditunjukkan oleh metode UTE dimana terjadi pergeseran dari THD 9,28% ke THD 7,62% dengan tingkat pergeseran -17,9%. Pergeseran titik minimum biaya dari beban tinggi ke beban rendah hanya dipengaruhi oleh biaya di penyedia karena biaya di konsumen tidak akan berubah karena kenyataannya pada kondisi beban tinggi maupun pada kondisi beban rendah, konsumen tetap akan memasang filter harmonik sesuai kapasitas instalasinya sehingga kurva biaya konsumen tidak akan berubah, sementara itu tingkat kerugian di sisi penyedia dipengaruhi oleh tingkat pembebanan konsumen, semakin besar tingkat pembebanan konsumen maka semakin besar biaya yang ditimbulkan akibat emisi harmonisa, namun dari kedua metode tersebut tingkat kepuasan kedua pihak sangat relatif dan metode apapun yang dipilih sebenarnya sama saja hanya berapa besar nilai THD yang akan dibatasi sesuai dengan hasil penghitungan metode tersebut maka tingkat kerugian minimum akan tercapai pada hasil yang sama, pemilihan metode juga bisa kombinasi dari keduanya misalnya untuk penetapan THD total menggunakan IEEE dan untuk menetapkan batasan harmonik individual menggunakan UTE.

Penghitungan biaya dengan semua faktor yang mempengaruhi rata-rata memberikan pergeseran hasil biaya yang sama, dengan metode IEEE pergeseran nilai biaya minimum berkisar dari 41% hingga 49% sedangkan dengan metode UTE pergeseran biaya berkisar dari 40% hingga 43%.

## BAB VI

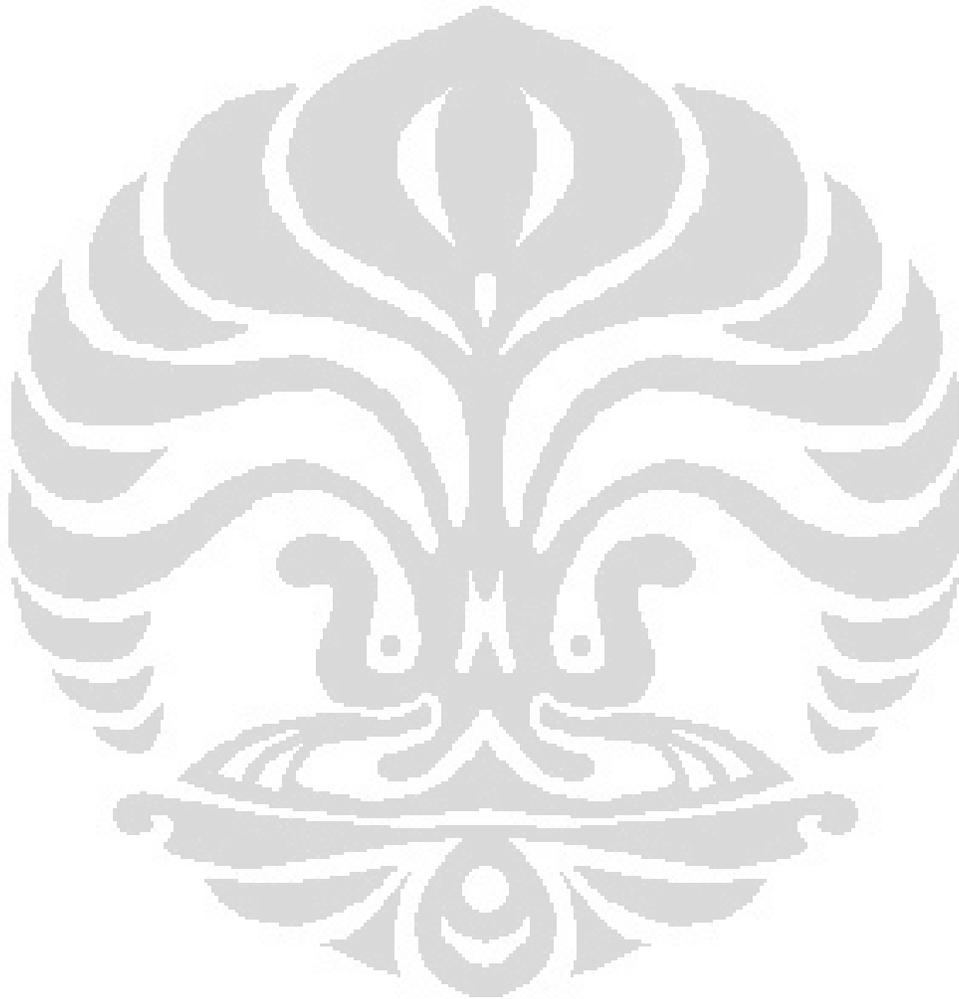
### KESIMPULAN

1. Emisi harmonisa menimbulkan dampak kerugian berupa biaya investasi yang memiliki karakteristik yang berbeda di sisi konsumen dan di sisi penyedia, apabila kedua karakteristik biaya tersebut dijumlahkan maka akan terdapat nilai minimum biaya total yang ditanggung kedua pihak dimana nilai tersebut bersesuaian dengan suatu nilai THD tertentu.
2. Titik minimum kerugian biaya investasi dipengaruhi oleh beberapa faktor yaitu cakupan orde harmonik, tingkat pembebanan dan metode yang digunakan.
3. Dari hasil studi terhadap 107 sampel konsumen industri di Jakarta dan Tangerang, dengan menghitung cakupan orde harmonik 1 s.d 20, tingkat pembebanan maksimum dan metode yang digunakan IEEE C57.110-1998 [17] didapat titik minimum biaya sebesar 8,15 miliar rupiah pada THD sebesar 7,66%, sedangkan dengan pencocokan kurva didapat titik minimum biaya sebesar 8,61 miliar rupiah pada THD sebesar 8,27%.
4. Dari hasil studi terhadap 107 sampel konsumen industri di Jakarta dan Tangerang, dengan menghitung cakupan orde harmonik 1 s.d 20, tingkat pembebanan maksimum dan metode yang digunakan UTE C15-112 didapat titik minimum biaya sebesar 7,89 miliar rupiah pada THD sebesar 9,28%, sedangkan dengan pencocokan kurva didapat titik minimum biaya sebesar 8,01 miliar rupiah pada THD sebesar 8,96%.

## DAFTAR REFERENSI

1. Fink and Carroll (1968). *Handbook for Electrical Engineers*, McGraw-Hill 1968.
2. F.S. Prabhakara, Robert L Smith Jr, Ray P. Strafford (1996). *Industrial and Commercial Power System Handbook*, The McGraw-Hill Companies Inc. 1996.
3. The CEA, *Power Quality Measurement Protocol document CEA 220 D 711* The CEA 1996.
4. PT PLN (Persero). *Statistik 2007, 2009*. Jakarta: Author.
5. U.S. Department of Energy's Report (2000), *Strategic Plan for Distributed Energy Resources*, U.S. Department of Energy's.
6. JATIT & LLS (2011), *Power Quality and Cost Improvement*, Journal of Theoretical and Applied Information Technology 2011.
7. Guilherme Luiz Susteras et al., ed. (2010, September), *Experiences of the Electricity System Operator Incentives Scheme in Great Britain*, Paper presented at International Congress on Electricity Distribution.
8. Bart Franken et al., ed. (2007, October), *Regulation of Voltage Quality*, Paper presented at International Conference Electrical Power Quality.
9. Rivier et al., ed. (2003, June), *Spanish Power Quality Regulation Design*, Paper presented at Sweden International Market Design Conference.
10. NEMA Standard MG 1–14.35 Motor Derating Capacity
11. Information Technology Industry Council/ITIC – Voltage Operation Standard – ITI (CBEMA) Curve Revised 2000
12. IEEE C57.110-1998 [17] *Harmonics Loss Factor*
13. UTE Standard C15-112 – 1996 - *Harmonics Loss Factor*
14. IEEE Standard 519 [14] - 1996 Application Guide - *Harmonics Loss Factor – Trafo Derating factor*
15. IEEE Standard 60364-5-523 – 1998 - Annex C *Harmonics Loss Factor – Cables Derating factor*
16. SPLN 50 Tahun 1997 – Spesifikasi Trafo Distribusi

12. Power Electronics Development Today  
<<http://www.semicon.toshiba.co.jp>>
13. IGBT Silicon Carbide (SiC) Spesification  
<<http://www.drives.co.uk/fullstory.asp?id=2796> – Jan 2010>



Lampiran 1 : Data Pengukuran Harmonisa Arus Orde 1 s.d. 10  
Sampel 107 Konsumen Golongan Tarip Industri

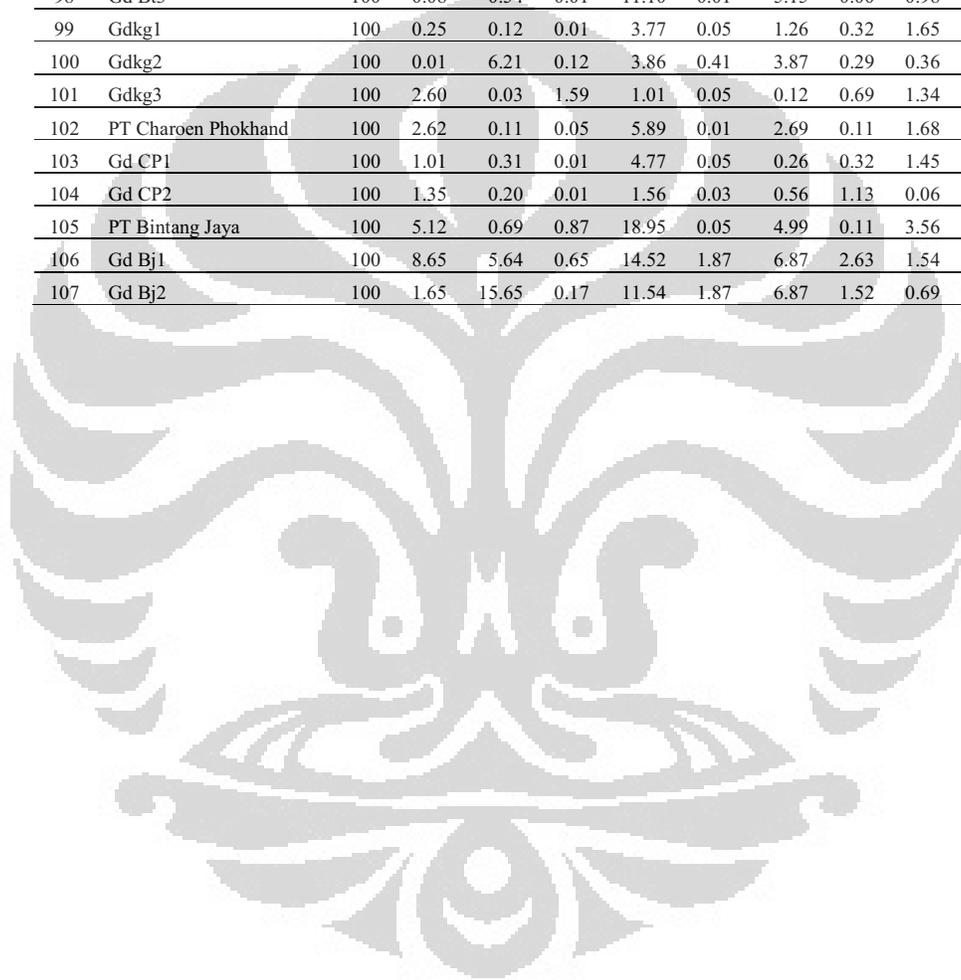
No.	Nama Gardu	Harmonisa Arus ke - n (%)									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	PT Prima Plastik	100	0.23	0.26	0.21	10.54	0.05	9.65	0.23	1.03	0.08
2	PT Sumber Cipta	100	7.65	4.47	2.87	2.39	1.81	2.74	1.39	1.34	0.98
3	PT Phan Phow Jong	100	0.10	0.41	0.01	0.13	0.02	0.18	0.03	0.11	0.08
4	PT Yoesmina	100	0.22	0.38	0.05	0.53	0.37	0.72	0.11	0.22	0.06
5	PT Penta Plastik	100	0.45	1.00	0.26	39.61	0.33	27.76	0.27	0.91	0.09
6	PT Vivi Dewi Wati	100	0.32	0.40	0.14	0.34	0.08	0.12	0.06	0.09	0.05
7	PT Bumi Kaya Steel	100	0.23	7.40	0.22	15.02	0.42	9.02	0.27	5.82	0.06
8	PT Mulia inti Pelangi	100	0.07	0.35	0.03	3.08	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
9	Gdpi	100	0.14	0.76	0.09	3.92	0.03	1.81	0.10	0.13	0.08
10	Gdbi	100	0.18	0.18	0.04	7.20	0.07	3.85	0.09	0.52	0.05
11	Gdbtn	100	0.09	5.39	0.11	5.27	0.03	3.57	0.10	0.52	0.13
12	Gdmta	100	0.07	0.35	0.03	3.08	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
13	Plgd	100	0.06	1.60	0.01	3.08	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
14	Ispatindo	100	0.07	0.35	0.03	2.08	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
15	Cileungsi	100	0.08	0.35	0.02	0.90	0.07	0.08	0.03	0.12	0.00
16	Polyprima	100	0.11	0.35	0.03	1.32	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
17	Peni	100	0.32	0.40	0.14	0.22	0.08	0.12	0.06	0.09	0.05
18	Amoco	100	0.07	0.35	0.03	1.42	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
19	Alindo	100	0.07	0.40	0.03	0.88	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
20	Asahimas	100	0.05	0.35	0.03	0.86	0.02	0.10	0.01	0.11	0.00
21	Maspion	100	0.09	0.32	0.03	1.07	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
22	GdIndorama	100	0.07	0.35	0.03	0.85	0.01	0.09	0.02	0.12	0.00
23	GdCiganea	100	0.08	0.34	0.03	0.92	0.02	0.08	0.03	0.11	0.01
24	Smn Cib	100	0.07	0.35	0.03	1.04	0.03	0.07	0.03	0.12	0.00
25	ITP	100	0.07	0.35	0.03	1.88	0.02	0.08	0.04	0.13	0.00
26	Palimanan	100	0.32	0.45	0.14	0.22	0.08	0.12	0.06	0.09	0.05
27	Smn Nus	100	0.09	5.90	0.11	5.27	0.03	3.57	0.10	0.52	0.13
28	Indaci	100	0.07	0.75	0.03	1.32	0.02	0.07	0.04	0.12	0.00
29	Plgd8	100	0.06	0.45	0.04	1.89	0.02	0.08	0.03	0.11	0.00
30	Plgd9	100	0.07	0.35	0.03	1.25	0.03	0.07	0.04	0.12	0.00
31	MG34A	100	0.10	1.60	0.01	4.80	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
32	MG34B	100	0.14	0.76	0.09	3.60	0.03	1.90	0.10	0.13	0.08
33	T184A	100	0.18	0.18	0.04	5.30	0.07	3.90	0.09	0.52	0.05
34	T184B	100	0.10	1.60	0.01	5.55	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
35	S71	100	0.10	1.60	0.01	5.15	0.02	0.07	0.03	0.12	0.00
36	T48C	100	0.09	5.28	0.11	5.17	0.03	3.57	0.10	0.52	0.13
37	P25NA	100	0.06	1.60	0.01	3.08	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
38	P25NB	100	0.07	0.40	0.03	0.88	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
39	P25NC	100	0.13	0.76	0.09	3.20	0.03	1.70	0.10	0.13	0.08
40	P10	100	0.07	0.35	0.03	4.00	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
41	B109A	100	0.18	0.18	0.04	6.60	0.07	3.50	0.09	0.50	0.05
42	B109B	100	0.09	4.60	0.11	4.30	0.03	3.57	0.10	0.52	0.13
43	B123A	100	0.14	0.76	0.09	3.90	0.03	2.30	0.10	0.13	0.08

(lanjutan)

44	B123B	100	0.10	1.20	0.01	4.90	0.02	0.08	0.03	0.09	0.00
45	B203A	100	0.11	0.76	0.09	3.90	0.03	2.12	0.10	0.13	0.08
46	B203B	100	0.06	0.35	0.03	3.99	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
47	MK175A	100	0.22	0.38	0.05	0.53	0.37	0.72	0.11	0.22	0.06
48	MK175B	100	0.16	0.17	0.04	6.11	0.07	3.21	0.09	0.52	0.05
49	B181A	100	0.10	2.10	0.01	5.61	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
50	B181B	100	0.11	0.76	0.09	4.11	0.03	1.81	0.10	0.13	0.08
51	B119A	100	0.21	0.18	0.04	3.90	0.07	2.40	0.09	0.52	0.05
52	B119B	100	0.18	0.18	0.04	4.80	0.07	3.90	0.07	0.50	0.05
53	B6A	100	0.05	0.35	0.03	4.35	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
54	T61A	100	2.23	2.80	2.87	2.10	1.81	1.70	1.39	1.34	0.98
55	T18D	100	0.23	0.26	0.21	4.99	0.05	4.50	0.23	1.03	0.08
56	S17C	100	0.19	0.38	0.04	0.51	0.37	0.72	0.11	0.22	0.06
57	PK58	100	0.32	0.41	0.14	6.10	0.07	2.10	0.06	0.09	0.05
58	KG314A	100	0.09	6.10	0.11	5.17	0.03	3.97	0.10	0.52	0.13
59	KG314B	100	0.05	0.35	0.03	3.98	0.02	0.10	0.03	0.12	0.00
60	KG240	100	0.10	1.98	0.01	5.50	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
61	KG91A	100	0.15	0.17	0.04	5.98	0.07	3.19	0.09	0.52	0.05
62	KG91B	100	0.10	1.35	0.01	4.97	0.02	0.08	0.01	0.12	0.00
63	PT Hjm	100	0.33	6.23	0.24	15.01	0.52	9.02	0.27	6.02	0.02
64	Exba	100	0.06	0.43	0.03	1.59	0.01	0.06	0.00	0.09	0.00
65	Ysha	100	0.02	0.43	0.03	1.29	0.01	0.08	0.00	0.07	0.00
66	Yshc	100	0.03	0.52	0.03	1.20	0.01	0.07	0.00	0.07	0.00
67	Bjia	100	0.05	0.25	0.03	1.64	0.02	0.10	0.02	0.11	0.00
68	Drj	100	0.05	0.43	0.03	1.61	0.01	0.02	0.00	0.09	0.00
69	Drjb	100	0.05	0.22	0.03	1.13	0.01	0.07	0.00	0.07	0.00
70	Kru	100	0.01	0.32	0.05	1.85	0.05	0.28	0.02	0.09	0.00
71	Klma	100	0.02	0.31	0.03	1.03	0.01	0.05	0.01	0.11	0.00
72	Pbj	100	0.06	0.43	0.03	1.59	0.01	0.06	0.00	0.09	0.00
73	Alna	100	0.02	0.23	0.03	1.39	0.01	0.05	0.02	0.01	0.02
74	Pmd	100	0.09	0.32	0.05	1.81	0.05	0.48	0.02	0.05	0.00
75	Pmda	100	0.09	0.03	0.05	1.26	0.03	0.05	0.00	0.09	0.00
76	Pkt	100	0.01	0.33	0.01	1.05	0.02	0.08	0.03	0.12	0.00
77	V200	100	0.09	0.53	0.03	0.63	0.02	0.09	0.00	0.01	0.00
78	Stdn	100	0.09	0.23	0.01	1.69	0.01	0.06	0.00	0.09	0.00
79	Klp	100	0.09	0.13	0.02	0.84	0.02	0.02	0.00	0.09	0.00
80	Plgd8	100	0.21	0.25	0.19	10.54	0.05	7.25	0.22	0.99	0.05
81	Gd Dph	100	0.05	6.23	0.12	15.78	0.41	9.15	0.29	6.15	0.01
82	Gd Ntu	100	0.85	7.23	0.24	19.25	0.85	10.52	0.27	7.82	0.02
83	Gd Gai	100	0.15	0.17	0.04	5.65	0.05	2.25	0.02	0.21	0.01
84	Gd Wjb	100	0.55	5.94	0.29	11.50	0.51	5.49	0.27	5.26	0.02
85	Gd Wjt	100	0.50	0.65	0.25	2.90	0.09	3.54	0.02	0.05	0.00
86	Gd Wjs	100	0.12	0.10	0.02	4.60	0.07	1.98	0.13	0.54	0.03
87	Gd Wju	100	0.21	0.21	0.05	3.89	0.02	1.87	0.07	0.21	0.02
88	Gdk1	100	0.01	6.21	0.12	35.62	0.41	10.10	0.29	4.15	0.02
89	Gdk2	100	0.09	0.05	0.01	4.35	0.07	3.19	0.08	0.90	0.01
90	Gdrsm1	100	0.25	0.26	0.04	8.91	0.07	4.77	0.07	0.05	0.01

(lanjutan)

91	Gdrsm2	100	0.12	0.42	0.05	8.12	0.52	4.28	0.07	0.05	0.01
92	Gdrsm3	100	0.12	0.16	0.01	6.95	0.07	2.21	0.01	0.11	0.16
93	Gd Dam1	100	0.02	0.01	0.01	6.91	0.07	1.01	0.06	0.09	0.01
94	Gd Dam2	100	0.01	0.26	0.24	5.94	0.51	2.51	0.27	4.92	0.01
95	Gd Dam3	100	0.11	0.18	0.01	6.17	0.01	3.19	0.01	2.17	0.02
96	Gd Bt1	100	0.09	5.11	0.11	7.58	0.02	3.87	0.12	0.42	0.11
97	Gd Bt2	100	0.01	0.51	0.09	10.97	0.03	3.98	0.01	0.56	0.01
98	Gd Bt3	100	0.08	0.54	0.01	11.10	0.01	5.15	0.00	0.98	0.01
99	Gdkg1	100	0.25	0.12	0.01	3.77	0.05	1.26	0.32	1.65	0.08
100	Gdkg2	100	0.01	6.21	0.12	3.86	0.41	3.87	0.29	0.36	0.02
101	Gdkg3	100	2.60	0.03	1.59	1.01	0.05	0.12	0.69	1.34	0.98
102	PT Charoen Phokhand	100	2.62	0.11	0.05	5.89	0.01	2.69	0.11	1.68	0.08
103	Gd CP1	100	1.01	0.31	0.01	4.77	0.05	0.26	0.32	1.45	0.05
104	Gd CP2	100	1.35	0.20	0.01	1.56	0.03	0.56	1.13	0.06	0.80
105	PT Bintang Jaya	100	5.12	0.69	0.87	18.95	0.05	4.99	0.11	3.56	0.05
106	Gd Bj1	100	8.65	5.64	0.65	14.52	1.87	6.87	2.63	1.54	0.99
107	Gd Bj2	100	1.65	15.65	0.17	11.54	1.87	6.87	1.52	0.69	0.09



Lampiran 2 : Data Pengukuran Harmonisa Arus Orde 11 s.d. 20  
Sampel 107 Konsumen Golongan Tarip Industri

No.	Nama Gardu	Harmonisa Arus ke - n (%)									
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	PT Prima Plastik	2.29	0.10	3.55	0.01	1.00	0.24	2.39	0.30	1.35	0.36
2	PT Sumber Cipta	2.15	1.22	2.86	0.84	0.90	0.96	0.78	0.79	0.73	0.48
3	PT Phan Phow Jong	0.21	0.04	0.39	0.06	0.01	0.13	0.27	0.19	0.15	0.21
4	PT Yoesmina	4.03	0.19	1.05	0.32	0.42	0.45	0.11	0.24	0.13	0.21
5	PT Penta Plastik	9.10	0.21	10.11	0.11	0.97	0.04	6.28	0.08	2.27	0.11
6	PT Vivi Dewi Wati	0.11	0.03	0.15	0.04	0.00	0.10	0.08	0.06	0.04	0.03
7	PT Bumi Kaya Steel	5.97	0.14	1.59	0.06	0.18	0.06	0.43	0.02	0.39	0.07
8	PT Mulia inti Pelangi	0.32	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.09	0.00	0.01	0.00
9	Gdpi	1.03	0.03	0.14	0.11	0.06	0.05	0.32	0.00	0.37	0.00
10	Gdbi	1.13	0.03	0.23	0.02	0.07	0.03	0.15	0.01	0.19	0.00
11	Gdbtn	1.92	0.06	1.29	0.01	0.64	0.00	0.12	0.01	0.49	0.02
12	Gdmta	0.32	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.09	0.00	0.01	0.00
13	Plgd	0.32	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.09	0.00	0.01	0.00
14	Ispatindo	0.32	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.09	0.00	0.01	0.00
15	Cileungsi	0.32	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.09	0.00	0.01	0.00
16	Polyprima	0.32	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.05	0.00	0.01	0.00
17	Peni	0.11	0.03	0.15	0.04	0.00	0.10	0.08	0.06	0.04	0.03
18	Amoco	0.32	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.09	0.00	0.01	0.00
19	Alindo	0.32	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.04	0.00	0.01	0.00
20	Asahimas	0.33	0.01	0.02	0.00	0.01	0.01	0.09	0.06	0.01	0.02
21	Maspion	0.28	0.05	0.04	0.00	0.01	0.01	0.09	0.00	0.01	0.00
22	GdIndorama	0.35	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.08	0.00	0.01	0.00
23	GdCiganea	0.31	0.03	0.03	0.00	0.01	0.01	0.10	0.00	0.00	0.00
24	Smn Cib	0.32	0.00	0.04	0.01	0.01	0.01	0.09	0.00	0.01	0.00
25	ITP	0.31	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.08	0.00	0.01	0.00
26	Palimanan	0.11	0.03	0.15	0.04	0.00	0.10	0.08	0.06	0.04	0.03
27	Smn Nus	1.92	0.06	1.29	0.01	0.64	0.00	0.12	0.01	0.49	0.02
28	Indaci	0.32	0.00	0.04	0.00	0.01	0.01	0.09	0.00	0.01	0.00
29	Plgd8	0.31	0.01	0.04	0.00	0.01	0.02	0.09	0.00	0.02	0.00
30	Plgd9	0.32	0.00	0.03	0.00	0.01	0.01	0.10	0.00	0.01	0.00
31	MG34A	0.60	0.01	0.04	0.00	0.02	0.01	0.20	0.00	0.01	0.00
32	MG34B	1.03	0.03	0.14	0.11	0.06	0.05	0.32	0.00	0.37	0.00
33	T184A	1.13	0.03	0.23	0.02	0.07	0.03	0.15	0.01	0.19	0.00
34	T184B	0.90	0.01	0.04	0.00	0.02	0.01	0.20	0.00	0.01	0.00
35	S71	0.05	0.01	0.03	0.00	0.01	0.00	0.15	0.00	0.02	0.00
36	T48C	1.80	0.06	1.29	0.01	0.64	0.00	0.12	0.01	0.49	0.02
37	P25NA	0.32	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.09	0.00	0.01	0.00
38	P25NB	0.32	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.04	0.00	0.01	0.00
39	P25NC	0.98	0.03	0.14	0.11	0.06	0.05	0.32	0.00	0.37	0.00
40	P10	0.90	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.09	0.00	0.01	0.00
41	B109A	1.13	0.03	0.23	0.02	0.07	0.03	0.15	0.01	0.19	0.00
42	B109B	1.92	0.06	1.29	0.01	0.64	0.00	0.12	0.01	0.49	0.02
43	B123A	1.03	0.03	0.14	0.11	0.06	0.05	0.32	0.00	0.37	0.00

(Lanjutan)

44	B123B	0.90	0.01	0.04	0.00	0.02	0.01	0.20	0.00	0.01	0.00
45	B203A	1.03	0.03	0.14	0.11	0.06	0.05	0.32	0.00	0.37	0.00
46	B203B	0.90	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.09	0.00	0.01	0.00
47	MK175A	4.70	0.19	1.05	0.32	0.42	0.42	0.11	0.21	0.13	0.21
48	MK175B	1.01	0.03	0.23	0.02	0.07	0.03	0.15	0.01	0.19	0.00
49	B181A	0.60	0.01	0.04	0.00	0.02	0.01	0.20	0.00	0.01	0.00
50	B181B	1.03	0.03	0.14	0.11	0.06	0.05	0.32	0.00	0.37	0.00
51	B119A	1.13	0.03	0.23	0.02	0.07	0.03	0.15	0.01	0.19	0.00
52	B119B	1.13	0.03	0.23	0.02	0.07	0.03	0.15	0.01	0.19	0.00
53	B6A	1.10	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.09	0.00	0.01	0.00
54	T61A	2.10	1.22	2.86	0.84	0.90	0.96	0.78	0.79	0.73	0.48
55	T18D	2.29	0.10	2.10	0.01	1.00	0.24	2.39	0.30	1.35	0.36
56	S17C	4.75	0.19	1.05	0.32	0.42	0.42	0.11	0.21	0.13	0.21
57	PK58	0.09	0.03	0.15	0.04	0.00	0.10	0.08	0.06	0.04	0.03
58	KG314A	1.92	0.06	1.29	0.01	0.64	0.00	0.12	0.01	0.49	0.02
59	KG314B	1.20	0.01	0.04	0.00	0.01	0.01	0.09	0.00	0.01	0.00
60	KG240	0.60	0.00	0.04	0.00	0.02	0.01	0.20	0.00	0.01	0.00
61	KG91A	1.01	0.03	0.23	0.02	0.07	0.03	0.15	0.01	0.19	0.00
62	KG91B	0.60	0.00	0.04	0.00	0.01	0.01	0.19	0.00	0.02	0.00
63	PT Hjm	5.68	0.13	1.54	0.05	0.17	0.05	0.42	0.03	0.29	0.05
64	Exba	0.35	0.01	0.01	0.00	0.00	0.01	0.07	0.00	0.02	0.00
65	Ysha	0.45	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	0.07	0.01	0.02	0.01
66	Yshc	0.29	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	0.07	0.01	0.02	0.01
67	Bjia	1.10	0.02	0.03	0.01	0.01	0.02	0.09	0.01	0.01	0.01
68	Drj	0.25	0.01	0.01	0.00	0.00	0.02	0.05	0.00	0.03	0.00
69	Drjb	0.16	0.01	0.01	0.02	0.03	0.02	0.02	0.01	0.00	0.01
70	Kru	1.11	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.08	0.00	0.02	0.00
71	Klma	0.28	0.05	0.03	0.00	0.01	0.00	0.05	0.00	0.02	0.00
72	Pbj	0.35	0.01	0.01	0.00	0.00	0.01	0.07	0.00	0.02	0.00
73	Alna	0.05	0.05	0.03	0.01	0.05	0.05	0.01	0.01	0.01	0.01
74	Pmd	1.09	0.05	0.02	0.05	0.01	0.03	0.02	0.05	0.05	0.00
75	Pmda	0.61	0.00	0.01	0.02	0.02	0.01	0.02	0.00	0.03	0.03
76	Pkt	0.26	0.05	0.05	0.00	0.02	0.01	0.05	0.01	0.05	0.01
77	V200	0.26	0.01	0.03	0.02	0.01	0.03	0.08	0.02	0.01	0.01
78	Stdn	0.53	0.01	0.02	0.01	0.01	0.03	0.05	0.05	0.01	0.03
79	Klp	0.32	0.01	0.01	0.02	0.03	0.20	0.05	0.00	0.00	0.05
80	Plgd8	2.25	0.05	3.57	0.01	0.05	0.25	2.40	0.20	1.32	0.31
81	Gd Dph	5.67	0.12	1.52	0.01	0.19	0.01	0.01	0.01	0.02	0.05
82	Gd Ntu	6.50	0.13	2.54	0.05	0.19	0.09	0.32	0.01	0.50	0.21
83	Gd Gai	0.90	0.01	0.05	0.01	0.04	0.05	0.04	0.03	0.07	0.00
84	Gd Wjb	3.25	0.13	1.27	0.00	0.24	0.00	0.00	0.01	0.02	0.01
85	Gd Wjt	2.85	0.07	0.01	0.00	0.05	0.01	0.01	0.07	0.01	0.00
86	Gd Wjs	0.98	0.01	0.35	0.01	0.06	0.02	0.11	0.01	0.01	0.02
87	Gd Wju	1.01	0.01	0.13	0.01	0.05	0.02	0.01	0.03	0.02	0.01
88	Gdk1	5.98	0.11	6.12	0.00	0.00	0.05	0.00	0.17	0.09	0.00
89	Gdk2	2.62	0.01	0.68	0.01	0.04	0.06	0.02	0.05	0.11	0.05
90	Gdrsm1	2.16	0.01	0.16	0.02	0.11	0.01	0.16	0.05	0.02	0.05
91	Gdrsm2	1.19	0.11	0.06	0.05	0.00	0.02	0.00	0.01	0.00	0.00
92	Gdrsm3	0.50	0.09	0.11	0.00	0.05	0.00	0.11	0.00	0.02	0.00

(Lanjutan)

93	Gd Dam1	0.06	0.05	0.00	0.01	0.06	0.02	0.01	0.01	0.01	0.05
94	Gd Dam2	3.17	0.05	1.12	0.65	0.01	0.00	0.00	0.29	0.00	0.01
95	Gd Dam3	0.98	0.02	0.01	0.03	0.00	0.02	0.01	0.00	0.06	0.01
96	Gd Bt1	2.80	0.02	1.23	0.04	0.65	0.02	0.05	0.00	0.49	0.00
97	Gd Bt2	3.15	0.00	0.14	0.01	0.02	0.02	0.68	0.06	0.07	0.00
98	Gd Bt3	0.51	0.00	0.59	0.00	0.03	0.06	0.00	0.01	0.01	0.03
99	Gdkg1	1.60	0.01	2.16	0.06	0.01	0.00	0.01	0.02	0.00	0.00
100	Gdkg2	3.65	0.16	2.16	0.00	0.00	0.01	0.00	0.17	0.06	0.00
101	Gdkg3	0.15	0.22	1.89	1.48	0.56	0.00	0.78	0.01	0.73	0.05
102	PT Charoen Phokhand	1.58	0.05	2.11	0.05	0.00	0.01	0.00	0.05	0.01	0.01
103	Gd CP1	1.60	0.01	1.69	0.89	0.01	0.26	0.06	0.01	0.05	0.05
104	Gd CP2	0.65	0.00	0.86	0.65	0.01	0.05	0.78	0.10	0.73	0.02
105	PT Bintang Jaya	1.62	0.01	0.56	0.06	0.05	0.00	0.05	0.05	0.00	0.00
106	Gd Bj1	2.10	0.65	1.86	0.65	0.35	0.11	0.20	0.05	0.64	0.01
107	Gd Bj2	3.12	0.42	0.06	0.05	0.30	0.01	0.05	0.00	0.00	0.00



Lampiran 3 : Tabel Akumulasi Biaya di Konsumen  
Kondisi – 1 – h1-20 – TDD – IEEE

No.	Nama Gardu Konsumen	Biaya (Jt Rp.)	Akumulasi (Juta Rp.)	No.	Nama Gardu Konsumen	Biaya (Juta Rp.)	Akumulasi (Juta Rp.)	No.	Nama Gardu Konsumen	Biaya (Jt Rp.)	Akumulasi (Juta Rp.)
1	Peni	165.11	165.11	37	PT Mulia Inti	52.84	5779.57	73	KG91A	83.22	11481.20
2	Palimanan	83.22	248.33	38	Gdmta	165.11	5944.68	74	Gd Dam1	83.22	11564.41
3	PT Vivi Dewi W	83.22	331.54	39	Plgd	924.62	6869.30	75	MK175B	52.84	11617.25
4	PT Phan Phow	52.84	384.38	40	P25NA	83.22	6952.52	76	Gdrsm3	52.84	11670.09
5	V200	83.22	467.60	41	P25NC	132.09	7084.61	77	Gd Dam3	52.84	11722.92
6	Klp	83.22	550.81	42	B203B	52.84	7137.44	78	T61A	132.09	11855.01
7	GdIndorama	792.54	1343.35	43	P10	132.09	7269.53	79	B109A	83.22	11938.23
8	Asahimas	396.27	1739.62	44	KG314B	83.22	7352.75	80	PT Charoen P	515.15	12453.38
9	Alindo	83.22	1822.83	45	MG34B	83.22	7435.97	81	B109B	83.22	12536.59
10	P25NB	165.11	1987.94	46	PT Yoesmina	83.22	7519.18	82	T18D	132.09	12668.68
11	Cileungsi	165.11	2153.05	47	Gd Wju	480.14	7999.33	83	Gdbi	83.22	12751.90
12	GdCiganea	330.22	2483.28	48	B6A	132.09	8131.42	84	T48C	132.09	12883.99
13	Pbj	52.84	2536.11	49	Gdpi	165.11	8296.53	85	Gdbtn	52.84	12936.82
14	Klma	83.22	2619.33	50	Gdkg3	83.22	8379.74	86	Gd Dam2	83.22	13020.04
15	Pkt	52.84	2672.17	51	B203A	132.09	8511.83	87	Smn Nus	396.27	13416.31
16	Smn Cib	396.27	3068.43	52	B181B	83.22	8595.05	88	KG314A	132.09	13548.40
17	Drjb	83.22	3151.65	53	B123A	83.22	8678.26	89	Gdrsm2	52.84	13601.23
18	Maspion	165.11	3316.76	54	B119A	83.22	8761.48	90	Gdkg2	52.84	13654.07
19	Yshc	52.84	3369.60	55	MK175A	165.11	8926.59	91	Gdrsm1	52.84	13706.90
20	Plgd9	132.09	3501.69	56	S17C	83.22	9009.81	92	Gd Btl	52.84	13759.74
21	Pmda	26.42	3528.10	57	Gdkg1	83.22	9093.02	93	PT Sumber Cipta	52.84	13812.57
22	Alna	83.22	3611.32	58	MG34A	52.84	9145.86	94	Gd Bt2	52.84	13865.41
23	Polyprima	264.18	3875.50	59	B123B	83.22	9229.08	95	Gd Bt3	52.84	13918.25
24	Ysha	83.22	3958.72	60	Gd Wjs	422.69	9651.76	96	Plgd8	165.11	14083.36
25	Amoco	396.27	4354.98	61	KG91B	83.22	9734.98	97	PT Prima Plastik	52.84	14136.19
26	Indaci	83.22	4438.20	62	S71	52.84	9787.81	98	Gd Wjb	514.49	14650.68
27	Drj	83.22	4521.42	63	Gd Wjt	514.49	10302.30	99	Gd Bjl	539.60	15190.28
28	Exba	52.84	4574.25	64	Gd CP1	165.11	10467.41	100	PT Hjm	264.18	15454.46
29	Stdn	52.84	4627.09	65	T184B	83.22	10550.63	101	PT Bintang J	132.09	15586.55
30	ITP	165.11	4792.20	66	KG240	132.09	10682.72	102	PT Bumi Kaya	165.11	15751.66
31	Plgd8	165.11	4957.31	67	B181A	83.22	10765.94	103	Gd Dph	660.45	16412.11
32	Bjia	83.22	5040.53	68	Gdk2	52.84	10818.77	104	Gd Bj2	515.15	16927.25
33	Ispatindo	396.27	5436.79	69	Gd Gai	311.07	11129.84	105	Gd Ntu	277.39	17204.64
34	Pmd	41.61	5478.40	70	B119B	52.84	11182.68	106	Gdk1	52.84	17257.48
35	Kru	83.22	5561.62	71	PK58	132.09	11314.77	107	PT Penta Plastik	165.11	17422.59
36	Gd CP2	165.11	5726.73	72	T184A	83.22	11397.98				

Lampiran 4 : Tabel Hasil Perhitungan  
 Penurunan Kapasitas Trafo  
 Kondisi 1 – h1-20 – TDD - IEEE

No.	Nama Gardu Konsumen	THDi (%)	Derating Factor	No.	Nama Gardu Konsumen	THDi (%)	Derating Factor	No.	Nama Gardu Konsumen	THDi (%)	Derating Factor
1	Peni	0.65	0.00	37	PT Mulia Inti	3.12	0.01	73	KG91A	6.89	0.04
2	Palimanan	0.68	0.00	38	Gdmta	3.12	0.01	74	Gd Dam1	6.99	0.03
3	PT Vivi Dewi W	0.70	0.00	39	Plgd	3.49	0.01	75	MK175B	7.01	0.04
4	PT Phan Phow	0.80	0.00	40	P25NA	3.49	0.01	76	Gdrsm3	7.32	0.04
5	V200	0.88	0.00	41	P25NC	3.87	0.01	77	Gd Dam3	7.35	0.04
6	Klp	0.94	0.00	42	B203B	4.11	0.01	78	T61A	7.40	0.07
7	GdIndorama	1.00	0.00	43	P10	4.12	0.01	79	B109A	7.59	0.04
8	Asahimas	1.00	0.00	44	KG314B	4.18	0.01	80	PT Charoen P	7.65	0.05
9	Alindo	1.03	0.00	45	MG34B	4.31	0.02	81	B109B	7.66	0.05
10	P25NB	1.03	0.00	46	PT Yoesmina	4.38	0.04	82	T18D	8.06	0.09
11	Cileungsi	1.04	0.00	47	Gd Wju	4.45	0.02	83	Gdbi	8.27	0.05
12	GdCiganea	1.05	0.00	48	B6A	4.50	0.01	84	T48C	8.56	0.05
13	Pbj	1.09	0.00	49	Gdpi	4.54	0.02	85	Gdbtn	8.71	0.05
14	Klma	1.12	0.00	50	Gdkg3	4.57	0.03	86	Gd Dam2	8.84	0.09
15	Pkt	1.15	0.00	51	B203A	4.66	0.02	87	Smn Nus	9.04	0.05
16	Smn Cib	1.16	0.00	52	B181B	4.71	0.02	88	KG314A	9.28	0.06
17	Drjb	1.17	0.00	53	B123A	4.74	0.02	89	Gdrsm2	9.28	0.06
18	Maspion	1.17	0.00	54	B119A	4.77	0.02	90	Gdkg2	9.32	0.07
19	Yshc	1.35	0.00	55	MK175A	5.00	0.05	91	Gdrsm1	10.35	0.08
20	Plgd9	1.35	0.00	56	S17C	5.04	0.05	92	Gd Bt1	10.43	0.08
21	Pmda	1.41	0.00	57	Gdkg1	5.09	0.03	93	PT Sumber Cipta	11.25	0.09
22	Alna	1.41	0.00	58	MG34A	5.10	0.02	94	Gd Bt2	12.13	0.10
23	Polyprima	1.42	0.00	59	B123B	5.13	0.02	95	Gd Bt3	12.31	0.10
24	Ysha	1.44	0.00	60	Gd Wjs	5.15	0.02	96	Plgd8	13.80	0.17
25	Amoco	1.51	0.00	61	KG91B	5.19	0.02	97	PT Prima Plastik	15.24	0.20
26	Indaci	1.56	0.00	62	S71	5.40	0.02	98	Gd Wjb	15.44	0.16
27	Drj	1.69	0.00	63	Gd Wjt	5.46	0.04	99	Gd Bj1	19.70	0.19
28	Exba	1.69	0.00	64	Gd CP1	5.69	0.03	100	PT Hjm	20.42	0.25
29	Stdn	1.79	0.00	65	T184B	5.85	0.02	101	PT Bintang J	20.67	0.21
30	IIP	1.95	0.00	66	KG240	5.88	0.02	102	PT Bumi Kaya	20.85	0.26
31	Plgd8	1.98	0.00	67	B181A	6.03	0.02	103	Gd Dph	21.07	0.26
32	Bjia	2.00	0.00	68	Gdk2	6.11	0.04	104	Gd Bj2	21.08	0.18
33	Ispatindo	2.14	0.00	69	Gd Gai	6.16	0.03	105	Gd Ntu	25.40	0.33
34	Pmd	2.20	0.01	70	B119B	6.32	0.03	106	Gdk1	38.73	0.46
35	Kru	2.20	0.01	71	PK58	6.48	0.03	107	PT Penta Plastik	50.72	0.60
36	Gd CP2	3.04	0.02	72	T184A	6.71	0.04				

## Lampiran 5 : Tabel Akumulasi Biaya di Penyedia

## Kondisi 1 – h1-20 – TDD - IEEE

No.	Nama Gardu Konsumen	Biaya (Jt Rp.)	Akumulasi (Juta Rp.)	No.	Nama Gardu Konsumen	Biaya (Juta Rp.)	Akumulasi (Juta Rp.)	No.	Nama Gardu Konsumen	Biaya (Jt Rp.)	Akumulasi (Juta Rp.)
1	Peni	0.94	0.94	37	PT Mulia Inti	5.51	178.12	73	KG91A	48.20	2161.72
2	Palimanan	0.49	1.43	38	Gdmta	17.21	195.33	74	Gd Dam1	41.35	2203.07
3	PT Vivi Dewi W	0.53	1.97	39	Plgd	106.61	301.94	75	MK175B	31.49	2234.56
4	PT Phan Phow	1.43	3.40	40	P25NA	9.60	311.54	76	Gdrsm3	30.40	2264.96
5	V200	0.73	4.13	41	P25NC	28.56	340.10	77	Gd Dam3	36.85	2301.81
6	Klp	1.23	5.36	42	B203B	10.33	350.42	78	T61A	154.79	2456.60
7	GdIndorama	10.96	16.31	43	P10	25.92	376.35	79	B109A	57.65	2514.25
8	Asahimas	5.49	21.81	44	KG314B	18.07	394.42	80	PT Charoen P	426.26	2940.52
9	Alindo	1.12	22.93	45	MG34B	21.59	416.01	81	B109B	61.59	3002.10
10	P25NB	2.22	25.14	46	PT Yoesmina	55.81	471.83	82	T18D	197.77	3199.87
11	Cileungsi	2.34	27.48	47	Gd Wju	123.01	594.84	83	Gdbi	67.29	3267.16
12	GdCiganea	4.72	32.21	48	B6A	31.69	626.53	84	T48C	109.25	3376.41
13	Pbj	1.72	33.93	49	Gdpi	45.87	672.40	85	Gdbtn	45.18	3421.59
14	Klma	1.27	35.19	50	Gdkg3	43.01	715.41	86	Gd Dam2	116.30	3537.89
15	Pkt	0.83	36.03	51	B203A	39.23	754.64	87	Smn Nus	347.81	3885.71
16	Smn Cib	6.71	42.74	52	B181B	24.38	779.02	88	KG314A	121.98	4007.69
17	Drjb	1.24	43.98	53	B123A	25.84	804.86	89	Gdrsm2	51.89	4059.57
18	Maspion	2.76	46.75	54	B119A	26.37	831.23	90	Gdkg2	62.85	4122.42
19	Yshe	1.07	47.82	55	MK175A	141.26	972.49	91	Gdrsm1	66.38	4188.80
20	Plgd9	2.92	50.74	56	S17C	72.41	1044.90	92	Gd Bt1	65.95	4254.75
21	Pmda	0.82	51.56	57	Gdkg1	45.42	1090.32	93	PT Sumber Cipta	73.87	4328.62
22	Alna	1.76	53.32	58	MG34A	13.96	1104.28	94	Gd Bt2	87.84	4416.46
23	Polyprima	6.20	59.52	59	B123B	23.69	1127.97	95	Gd Bt3	82.56	4499.03
24	Ysha	2.22	61.74	60	Gd Wjs	140.87	1268.84	96	Plgd8	442.84	4941.87
25	Amoco	10.59	72.33	61	KG91B	23.07	1291.91	97	PT Prima Plastik	164.99	5106.86
26	Indaci	2.15	74.48	62	S71	15.06	1306.97	98	Gd Wjb	1311.68	6418.54
27	Drj	2.57	77.05	63	Gd Wjt	301.14	1608.11	99	Gd Bjl	1504.67	7923.22
28	Exba	1.72	78.77	64	Gd CP1	91.44	1699.55	100	PT Hjm	1068.24	8991.46
29	Stdn	2.19	80.96	65	T184B	29.69	1729.24	101	PT Bintang J	439.06	9430.52
30	ITP	6.98	87.94	66	KG240	45.13	1774.37	102	PT Bumi Kaya	678.06	10108.57
31	Plgd8	7.11	95.06	67	B181A	29.61	1803.98	103	Gd Dph	2753.21	12861.79
32	Bjia	6.17	101.23	68	Gdk2	33.92	1837.90	104	Gd Bj2	1478.33	14340.12
33	Ispatindo	20.14	121.37	69	Gd Gai	136.89	1974.79	105	Gd Ntu	1454.54	15794.66
34	Pmd	3.47	124.84	70	B119B	28.99	2003.78	106	Gdk1	384.77	16179.43
35	Kru	6.97	131.81	71	PK58	60.08	2063.86	107	PT Penta Plastik	1583.33	17762.77
36	Gd CP2	40.81	172.61	72	T184A	49.66	2113.52				

Lampiran 6 : Tabel Total Akumulasi Biaya di Penyedia  
Dan di Konsumen  
Kondisi 1 – h1-20 – TDD - IEEE

No.	THD Arus (%)	Total Biaya (Juta Rupiah)	No.	THD Arus (%)	Total Biaya (Juta Rupiah)	No.	THD Arus (%)	Total Biaya (Juta Rupiah)
1	0.65	17385.87	37	3.12	11836.32	73	6.89	8148.66
2	0.68	17221.25	38	3.12	11800.69	74	6.99	8106.80
3	0.70	17138.57	39	3.49	11742.19	75	7.01	8055.07
4	0.80	17056.78	40	3.49	10827.16	76	7.32	8032.63
5	0.88	17004.68	41	3.87	10772.51	77	7.35	8016.65
6	0.94	16922.69	42	4.11	10650.74	78	7.40	8118.61
7	1.00	16850.43	43	4.12	10623.83	79	7.59	8044.17
8	1.00	16063.39	44	4.18	10509.81	80	7.65	8387.22
9	1.03	15668.24	45	4.31	10448.19	81	7.66	7933.65
10	1.03	15587.24	46	4.38	10420.79	82	8.06	8048.21
11	1.04	15424.47	47	4.45	10460.58	83	8.27	7983.41
12	1.05	15264.08	48	4.50	10012.13	84	8.56	8009.44
13	1.09	14935.58	49	4.54	9925.91	85	8.71	7922.53
14	1.12	14884.01	50	4.57	9803.81	86	8.84	7986.00
15	1.15	14801.63	51	4.66	9759.82	87	9.04	8250.60
16	1.16	14755.50	52	4.71	9652.11	88	9.28	7976.31
17	1.17	14360.48	53	4.74	9594.74	89	9.28	7896.11
18	1.17	14280.03	54	4.77	9537.89	90	9.32	7906.12
19	1.35	14115.99	55	5.00	9595.94	91	10.35	7919.66
20	1.35	14066.07	56	5.04	9503.24	92	10.43	7932.78
21	1.41	13934.80	57	5.09	9465.44	93	11.25	7953.81
22	1.41	13910.14	58	5.10	9396.18	94	12.13	7988.82
23	1.42	13833.13	59	5.13	9367.03	95	12.31	8018.55
24	1.44	13571.17	60	5.15	9424.69	96	13.80	8408.55
25	1.51	13498.54	61	5.19	9025.07	97	15.24	8408.44
26	1.56	13104.43	62	5.40	8956.92	98	15.44	9667.28
27	1.69	13023.78	63	5.46	9205.22	99	19.70	10657.46
28	1.69	12942.29	64	5.69	8782.18	100	20.42	11223.77
29	1.79	12891.64	65	5.85	8646.76	101	20.67	11398.65
30	1.95	12845.78	66	5.88	8608.67	102	20.85	11944.61
31	1.98	12687.79	67	6.03	8506.19	103	21.07	14532.72
32	2.00	12528.85	68	6.11	8456.89	104	21.08	15350.60
33	2.14	12465.77	69	6.16	8540.95	105	25.40	16289.99
34	2.20	12072.97	70	6.32	8258.87	106	38.73	16397.38
35	2.20	12038.33	71	6.48	8266.11	107	50.72	17927.88
36	3.04	11995.92	72	6.71	8183.68			

## Lampiran 7 : Algoritma Program Matlab r2008

## Reading Excel® Spreadsheet Data - Excel Automation Server

Ketik syntax berikut pada Matlab Editor :

```
% Investment Cost
% Derating Due To Harmonics on Trafo and Cables
% By Ear Marison
% earmarison@yahoo.com
% Universitas Indonesia @ 2011

% Loading Data From Excel File

exl1 = actxserver('excel.application');
exlWbkbk1= exl1.Workbooks;
exlFile1 = exlWbkbk1.Open([docroot '/techdoc/matlab_external/examples/Harmonisa Orde h1-20 TDD IEEE.xls']);
exlSheet1 = exlFile1.Sheets.Item('Sheet1');
robj1 = exlSheet1.Columns.End(4); % Find the end of the column
numrows = robj1.row; % And determine what row it is
```

## Algoritma Curve Fitting Gaussian Level 2 m-file

Ketik syntax berikut pada Matlab Editor :

```
function y = gauss2mf(x, params)
% y = gauss2mf(x,params)
% y = gauss2mf(x,[sig1 c1 sig2 c2])
% GAUSSMF(X, [SIGMA, C]) = EXP(-(X - C).^2/(2*SIGMA^2));
% [sig1, c1, sig2, c2].

% Ned Gulley, 4-7-94, Roger Jang, 8-25-94
% Copyright 1994-2002 The MathWorks, Inc.
% $Revision: 1.22.2.1 $ $Date: 2002/10/06 09:10:03 $

if nargin ~= 2
    error('Two arguments are required by GAUSS2MF.');
```

```
elseif length(params) < 4
    error('GAUSS2MF needs four parameters.');
```

```
end

sigma1 = params(1);
c1 = params(2);
sigma2 = params(3);
c2 = params(4);

if (sigma1==0) | (sigma2==0),
    error('The sigma value must be non-zero.');
```

```
end

c1Index=(x<=c1);
c2Index=(x>=c2);
y1 = exp(-(x-c1).^2/(2*sigma1^2)).*c1Index + (1-c1Index);
y2 = exp(-(x-c2).^2/(2*sigma2^2)).*c2Index + (1-c2Index);

y = y1.*y2;
```

Lampiran 8 : Algoritma Program Matlab r2008  
 Curve Fitting Gaussian Level 2  
 Penghitungan Kondisi 1 – h1-20 – TDD – IEEE

```

% Investment Cost
% Derating Due To Harmonics on Trafo and Cables
% By Ear Marison
% earmarison@yahoo.com
% Universitas Indonesia @ 2011

% Loading Data From Excel File
exl1 = actxserver('excel.application');
exlWkbk1= exl1.Workbooks;
exlFile1 = exlWkbk1.Open([docroot 'techdoc/matlab_external/examples/Harmonisa Orde h1-20
TDD IEEE.xls']);
exlSheet1 = exlFile1.Sheets.Item('Sheet1');
robj1 = exlSheet1.Columns.End(4); % Find the end of the column
numrows = robj1.row; % And determine what row it is

% Loading Data Biaya Konsumen
dat_range1 = ['A1:A' num2str(numrows)]; % Read to the last row - Sheet 1 Kolom A 107 Data Acc Konsumen
rngObj1 = exlSheet1.Range(dat_range1);
AccKonsumen = rngObj1.Value
exlData1 = AccKonsumen

for ii = 1:size(exlData1,2)
BiayaKonsumen(:,ii) = reshape([exlData1 {2:end,ii}],size(exlData1(2:end,ii)));
lBoxList{ii} = [exlData1 {1,ii}];
end

% Loading Data Biaya PLN
dat_range2 = ['B1:B' num2str(numrows)]; % Read to the last row - Sheet 1 Kolom A 107 Data Acc Konsumen
rngObj2 = exlSheet1.Range(dat_range2);
AccPLN = rngObj2.Value
exlData2 = AccPLN

for jj = 1:size(exlData2,2)
BiayaPLN(:,jj) = reshape([exlData2 {2:end,ii}],size(exlData2(2:end,ii)));
lBoxList{ii} = [exlData2 {1,ii}];
end

% Loading Data Biaya Total
dat_range3 = ['C1:C' num2str(numrows)]; % Read to the last row - Sheet 1 Kolom A 107 Data Acc Konsumen
rngObj3 = exlSheet1.Range(dat_range3);
Total = rngObj3.Value
exlData3 = Total

for jj = 1:size(exlData3,2)
BiayaTotal(:,jj) = reshape([exlData3 {2:end,ii}],size(exlData3(2:end,ii)));
lBoxList{ii} = [exlData3 {1,ii}];
end

% Loading Data Thdi
dat_range4 = ['D1:D' num2str(numrows)]; % Read to the last row - Sheet 1 Kolom A 107 Data Acc Konsumen
rngObj4 = exlSheet1.Range(dat_range4);
Thdi = rngObj4.Value
exlData4 = Thdi

for jj = 1:size(exlData4,2)
THDi(:,jj) = reshape([exlData4 {2:end,ii}],size(exlData4(2:end,ii)));
lBoxList{ii} = [exlData4 {1,ii}];
end

% Curve Fitting
cftool

```

Lampiran 9 : Algoritma Program Matlab  
m-file utama untuk semua kondisi 1 s.d 8

```

% Investment Cost - Derating Due To Harmonics on Trafo and Cables
% By Ear Marison - earmarison@yahoo.com

% Loading Data From Excel File
exl1 = actxserver('excel.application');
exlWbkb1= exl1.Workbooks;
exlFile1 = exlWbkb1.Open(['docroot /techdoc/matlab_external/examples/Harmonisa Orde h1-20 TDD IEEE.xls']);
exlSheet1 = exlFile1.Sheets.Item('Sheet1');
robj1 = exlSheet1.Columns.End(4); % Find the end of the column
numrows = robj1.row; % And determine what row it is

% Loading Data Biaya Konsumen
dat_range1 = ['A1:A' num2str(numrows)]; % Read to the last row - Sheet 1 Kolom A 107 Data Acc Konsumen
rngObj1 = exlSheet1.Range(dat_range1);
AccKonsumen = rngObj1.Value
exlData1 = AccKonsumen

for ii = 1:size(exlData1,2)
BiayaKonsumen(:,ii) = reshape([exlData1 {2:end,ii}],size(exlData1(2:end,ii)));
IListBox{ii} = [exlData1 {1,ii}];
end

% Loading Data Biaya PLN
dat_range2 = ['B1:B' num2str(numrows)]; % Read to the last row - Sheet 1 Kolom A 107 Data Acc Konsumen
rngObj2 = exlSheet1.Range(dat_range2);
AccPLN = rngObj2.Value
exlData2 = AccPLN

for jj = 1:size(exlData2,2)
BiayaPLN(:,ii) = reshape([exlData2 {2:end,ii}],size(exlData2(2:end,ii)));
IListBox{ii} = [exlData2 {1,ii}];
end

% Loading Data Biaya Total
dat_range3 = ['C1:C' num2str(numrows)]; % Read to the last row - Sheet 1 Kolom A 107 Data Acc Konsumen
rngObj3 = exlSheet1.Range(dat_range3);
Total = rngObj3.Value
exlData3 = Total

for jj = 1:size(exlData3,2)
BiayaTotal(:,ii) = reshape([exlData3 {2:end,ii}],size(exlData3(2:end,ii)));
IListBox{ii} = [exlData3 {1,ii}];
end

% Loading Data Thdi
dat_range4 = ['D1:D' num2str(numrows)]; % Read to the last row - Sheet 1 Kolom A 107 Data Acc Konsumen
rngObj4 = exlSheet1.Range(dat_range4);
Thdi = rngObj4.Value
exlData4 = Thdi

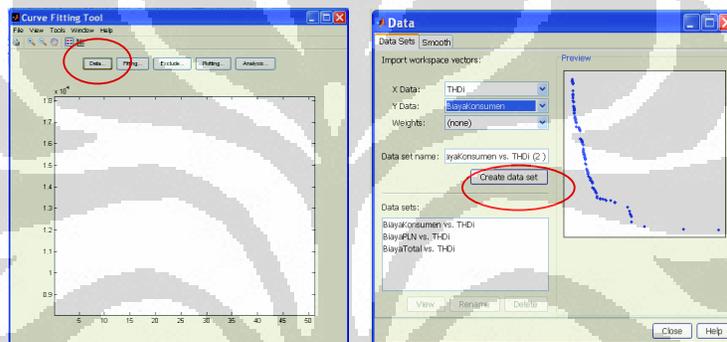
for jj = 1:size(exlData4,2)
THDi(:,ii) = reshape([exlData4 {2:end,ii}],size(exlData4(2:end,ii)));
IListBox{ii} = [exlData4 {1,ii}];
end

% Curve Fitting
cftool

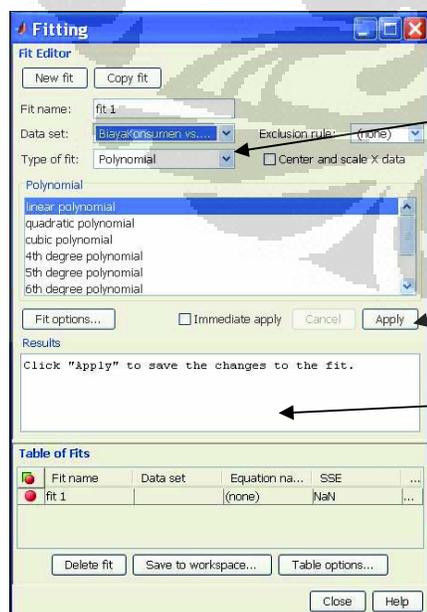
```

## Lampiran 10 : Petunjuk Penggunaan Program Matlab dan Penggunaan m-file Penghitungan Kondisi 1 s.d 8

1. Buat file excel seperti lampiran 11, simpan dengan nama file sesuai dengan petunjuk pada lampiran 11, sehingga terdapat 8 file xls untuk 8 kondisi penghitungan. Nama worksheet jangan diubah, masing-masing file terdapat 4 kolom x 108 baris sel yang berisi data, baris pertama berisi judul data + 107 baris datanya sehingga ada 108 baris seluruhnya.
2. Copi ke-8 file tersebut ke  
c:\program file\Matlab\R2008a\help\techdoc\matlab\_external\examples\
3. Untuk penghitungan Kondisi 1, Ketik semua syntax pada lampiran 9 pada Matlab Editor, jika belum terinstal ya diinstal dulu, kemudian simpan file (nama file dan lokasi file bisa apa saja dan dimana saja)
4. Buka file pada poin 3, jalankan dengan select all – evaluate selection
5. Selanjutnya muncul cftool seperti dibawah ini.



Klik data, pilih X=THDi Y=Biaya Konsumen, klik Create Data, selanjutnya lagi X=THDi Y=Biaya PLN klik Create Data, selanjutnya lagi X=THDi Y=Biaya Total, langkah 5 selesai.



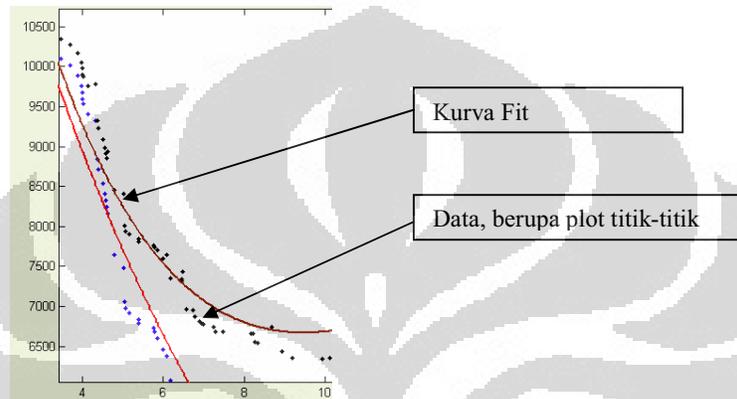
Untuk memilih tipe fit type

Klik apply untuk melihat grafik

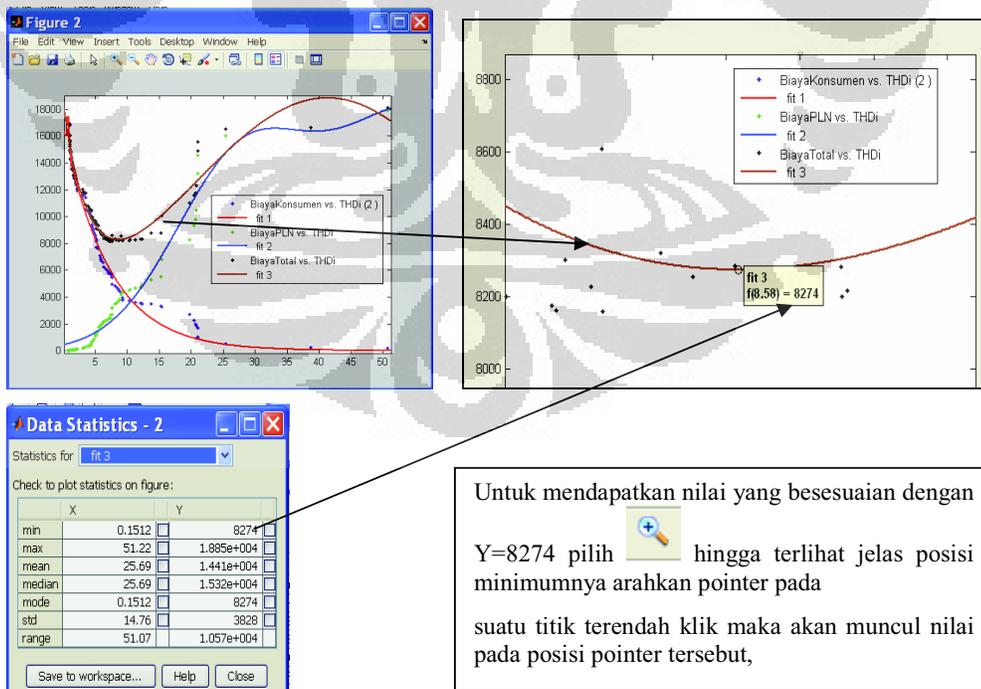
Koefisien persamaan muncul disini, untuk setiap koefisien diberikan tiga nilai pilihan (ideal, batas atas dan batas bawah)

6. Selanjutnya klik fitting seperti dibawah ini :

Klik New Fit, pilih data set “Biaya Konsumen” pilih fit type “gaussian”, pilih levelnya gaussian baris yang ke-dua, klik apply, ulangi lagi klik new fit (muncul new fit 2) pilih data set “Biaya PLN” pilih fit type “gaussian”, pilih levelnya gaussian baris yang ke-dua, klik apply, ulangi lagi klik new fit (muncul new fit 3) pilih data set “Biaya Total” pilih fit type “gaussian”, pilih levelnya gaussian baris yang ke-dua, klik apply. Hasilnya terdapat pada grafik cftool, sedangkan koefesien untuk persamaannya terdapat pada kolom result, terdapat tiga nilai untuk setiap koefesien nilai pertama menunjukkan nilai ideal, nilai kedua menunjukkan batas atas dan nilai ketiga menunjukkan batas bawah, gunakan nilai yang pertama saja, misalnya  $a_1 = 23.45$  (768.09, -980.67), nilai pertama = 23.45, nilai kedua = 768.09 nilai ke tiga = -980.67, koefesien  $a_1$  dapat kita ambil  $a_1 = 23.45$ .



7. Untuk melihat titik minimum, misalnya kurva yang berwarna coklat, klik file – print to figure – muncul tampilan seperti gambar dibawah, klik tools – Data Statistic – pilih fit 3, nilai minimum pada  $Y = 8274$ .



8. Untuk mendapatkan nilai yang disesuaikan dengan  $Y=8274$  pilih  hingga terlihat jelas posisi minimumnya arahkan pointer pada suatu titik terendah klik maka akan muncul nilai pada posisi pointer tersebut, seperti gambar dibawah ini.
9. Dengan cara yang sama dapat dilakukan untuk kondisi 2 dengan mengubah syntax pada lampiran 9 seperti dibawah ini

```
% Loading Data From Excel File
exl1 = actxserver('excel.application');
exlWkbk1= exl1.Workbooks;
exlFile1 = exlWkbk1.Open([docroot '/techdoc/matlab_external/examples/Harmonisa Orde h1-20 TDD IEEE.xls']);
exlSheet1 = exlFile1.Sheets.Item('Sheet1');
robj1 = exlSheet1.Columns.End(4); % Find the end of the column
numrows = robj1.row; % And determine what row it is
```

Menjadi....

```
% Loading Data From Excel File
exl1 = actxserver('excel.application');
exlWkbk1= exl1.Workbooks;
exlFile1 = exlWkbk1.Open([docroot '/techdoc/matlab_external/examples/Harmonisa Orde h1-20 TDD UTE.xls']);
exlSheet1 = exlFile1.Sheets.Item('Sheet1');
robj1 = exlSheet1.Columns.End(4); % Find the end of the column
numrows = robj1.row; % And determine what row it is
```

Ulangi langkah 4 s.d 9,

Untuk penghitungan kondisi 3 ubah lagi syntax menjadi “Harmonisa Orde h357 TDD IEEE” lalu ulangi langkah 4 s.d 9,

Untuk penghitungan kondisi 4 ubah lagi syntax menjadi “Harmonisa Orde h357 TDD IEEE” lalu ulangi langkah 4 s.d 9,

begitu seterusnya...

Lampiran 11 : Tabel File Excel Kondisi 1 s.d 8  
Untuk digunakan pada m-file lampiran 9

Kondisi 1 – h1-20 – TDD – IEEE

Nama File : Harmonisa Orde h1-20 TDD IEEE.xls

	A	B	C	D	E
1	Acc Konsumen	Acc PLN	Total	Thdi	
2	17384.93	1.14	17386.07	0.651920241	
3	17219.82	1.72	17221.54	0.6883739717	
4	17136.60	2.35	17138.95	0.701569669	
5	17053.38	4.44	17057.83	0.800812088	
6	17000.55	5.20	17005.75	0.878862902	
7	16917.33	6.61	16923.94	0.9427619	
8	16834.12	18.26	16852.38	1.002347245	
9	16041.58	24.14	16065.72	1.004937809	
10	15645.31	25.28	15670.60	1.033685991	
11	15562.10	27.56	15589.66	1.033685991	
12	15396.98	30.01	15426.99	1.038460399	
13	15231.87	34.94	15266.81	1.047520883	
14	14901.65	36.61	14938.26	1.09	
15	14848.81	37.87	14886.69	1.121561412	
16	14765.60	38.71	14804.31	1.145425685	
17	14712.76	45.58	14758.34	1.159094474	
18	14316.49	46.76	14363.25	1.169059451	
19	14233.28	49.54	14282.82	1.170170928	
20	14068.17	50.60	14118.76	1.34714513	
21	14015.33	53.52	14068.85	1.351369676	
22	13883.24	54.41	13937.65	1.409266699	
23	13856.82	56.04	13912.86	1.414637763	
24	13773.61	62.13	13835.74	1.41865098	
25	13509.43	64.41	13573.84	1.439722195	
26	13426.21	74.83	13501.04	1.509735076	
27	13029.95	76.91	13106.86	1.563457706	
28	12946.73	79.34	13026.07	1.689822476	
29	12863.51	81.01	12944.52	1.690384572	
30	12810.68	83.23	12893.91	1.793739111	
31	12757.84	89.90	12847.74	1.947434209	

	A	B	C	D
32	12592.73	96.68	12689.41	1.9764615
33	12427.62	103.76	12531.38	1.9996750
34	12344.40	122.90	12467.30	2.1422652
35	11948.13	126.80	12074.93	2.1965427
36	11906.53	134.63	12041.16	2.2039056
37	11823.31	189.09	12012.40	3.0446077
38	11658.20	194.22	11852.42	3.1223869
39	11605.36	210.25	11815.61	3.1223869
40	11440.25	307.04	11747.30	3.4906590
41	10515.63	315.76	10831.38	3.4906590
42	10432.41	346.36	10778.77	3.8736546
43	10300.32	356.40	10656.72	4.1096594
44	10247.48	381.60	10629.08	4.1195267
45	10115.40	399.77	10515.17	4.1763740
46	10032.18	422.59	10454.77	4.3067853
47	9948.96	494.08	10443.04	4.3803082
48	9865.75	617.86	10483.61	4.4509662
49	9385.60	649.03	10034.64	4.5045089
50	9253.51	696.91	9950.42	4.5410241
51	9088.40	753.74	9842.14	4.5660705
52	9005.19	794.76	9799.95	4.6556740
53	8873.10	820.04	9693.13	4.7052205
54	8789.88	847.07	9636.95	4.7411391
55	8706.66	874.36	9581.02	4.7675570
56	8623.45	1053.82	9677.27	4.9996600
57	8458.34	1145.77	9604.11	5.0433223
58	8375.12	1199.86	9574.98	5.0932504
59	8291.90	1212.84	9504.74	5.1024014
60	8239.07	1235.42	9474.48	5.1311012
61	8155.85	1376.11	9531.96	5.1496893
62	7733.17	1397.58	9130.74	5.1916375

	A	B	C	D
63	7649.95	1411.26	9061.21	5.3981200
64	7597.11	1754.97	9352.08	5.4610255
65	7082.63	1859.63	8942.25	5.6948573
66	6917.51	1887.59	8805.10	5.8520936
67	6834.30	1929.18	8763.48	5.8825845
68	6702.21	1956.42	8658.63	6.0263256
69	6618.99	1994.10	8613.09	6.1057678
70	6566.16	2126.70	8692.86	6.1570529
71	6255.09	2156.36	8411.45	6.3225232
72	6202.25	2212.91	8415.16	6.4795679
73	6070.16	2263.25	8333.41	6.7117732
74	5986.95	2310.97	8297.91	6.8857970
75	5903.73	2348.98	8252.71	6.9855923
76	5820.51	2380.09	8200.61	7.0083522
77	5767.68	2408.73	8176.41	7.3181008
78	5714.84	2445.97	8160.81	7.3460942
79	5662.01	2639.19	8301.20	7.4043906
80	5529.92	2696.13	8226.05	7.5853477
81	5446.70	3160.93	8607.63	7.6545882
82	4931.55	3226.94	8158.49	7.6636871
83	4848.34	3472.86	8321.20	8.0568853
84	4716.25	3539.04	8255.28	8.2710580
85	4633.03	3652.53	8285.56	8.5582124
86	4500.94	3699.47	8200.41	8.7124681
87	4448.11	3830.16	8278.27	8.8352205
88	4364.89	4188.15	8553.04	9.0368689
89	3968.62	4313.51	8282.14	9.2756132
90	3836.53	4364.03	8200.56	9.2821765
91	3783.70	4433.96	8217.66	9.3211246
92	3730.86	4500.06	8230.92	10.3450387
93	3678.03	4568.18	8246.21	10.4302109

	A	B	C	D
94	3625.19	4653.27	8278.46	11.2537860
95	3572.35	4741.49	8313.84	12.1317023
96	3519.52	4820.46	8339.98	12.3127982
97	3466.68	5311.62	8778.31	13.7965141
98	3301.57	5491.84	8793.41	15.2371224
99	3248.74	6825.60	10074.34	15.4373508
100	2734.25	8268.41	11002.66	19.7014923
101	2232.31	9354.25	11586.56	20.4248060
102	1968.13	9765.39	11733.52	20.6661535
103	1836.04	10453.70	12289.74	20.8450929
104	1670.93	13235.53	14906.46	21.0748333
105	1010.48	14581.50	15591.98	21.0794384
106	495.33	16036.84	16532.17	25.4046433
107	217.95	16399.77	16617.71	38.7313116
108	165.1115783	17923.3417	18088.4533	50.7197043
109				
110				
111				
112				

## Kondisi 2 – h1-20 – TDD – UTE

Nama File : Harmonisa Orde h1-20 TDD UTE.xls

	A	B	C	D
1	Acc Konsumen	Acc PLN	Total	Thdi
2	17384.93	0.94	17385.87	0.65192
3	17219.82	1.43	17221.25	0.68374
4	17136.60	1.97	17138.57	0.70157
5	17053.38	3.40	17056.78	0.800812
6	17000.55	4.13	17004.68	0.878863
7	16917.33	5.36	16922.69	0.942762
8	16834.12	16.31	16850.43	1.002347
9	16041.58	21.81	16063.39	1.004938
10	15645.31	22.93	15668.24	1.033586
11	15562.10	25.14	15587.24	1.033586
12	15396.98	27.48	15424.47	1.03846
13	15231.87	32.21	15264.08	1.047521
14	14901.65	33.93	14935.58	1.09
15	14848.81	35.19	14884.01	1.121561
16	14765.60	36.03	14801.63	1.145426
17	14712.76	42.74	14755.50	1.159094
18	14316.49	43.98	14360.48	1.169059
19	14233.28	46.75	14280.03	1.170171
20	14068.17	47.82	14115.99	1.347145
21	14015.33	50.74	14066.07	1.35137
22	13883.24	51.56	13934.80	1.409287
23	13856.82	53.32	13910.14	1.414638
24	13773.61	59.52	13833.13	1.416651
25	13509.43	61.74	13571.17	1.439722
26	13426.21	72.33	13498.54	1.509735
27	13029.95	74.48	13104.43	1.563458
28	12946.73	77.05	13023.78	1.689822
29	12863.51	78.77	12942.29	1.690385
30	12810.68	80.96	12891.64	1.793739
31	12757.84	87.94	12845.78	1.947434

	A	B	C	D
32	12592.73	95.06	12687.79	1.9764615
33	12427.62	101.23	12528.85	1.9996750
34	12344.40	121.37	12465.77	2.1422652
35	11948.13	124.84	12072.97	2.1965427
36	11906.53	131.81	12038.33	2.2039056
37	11823.31	172.61	11995.92	3.0446077
38	11658.20	178.12	11836.32	3.1223869
39	11605.36	195.33	11800.69	3.1223869
40	11440.25	301.94	11742.19	3.4906590
41	10515.63	311.54	10827.16	3.4906590
42	10432.41	340.10	10772.51	3.8736546
43	10300.32	350.42	10650.74	4.1096594
44	10247.48	376.35	10623.83	4.1195267
45	10115.40	394.42	10509.81	4.1763740
46	10032.18	416.01	10448.19	4.3067853
47	9948.96	471.83	10420.79	4.3803082
48	9865.75	594.84	10460.58	4.4509662
49	9385.60	626.53	10012.13	4.5045089
50	9253.51	672.40	9925.91	4.5410241
51	9088.40	715.41	9803.81	4.5660705
52	9005.19	754.64	9759.82	4.6556740
53	8873.10	779.02	9652.11	4.7052205
54	8789.88	804.86	9594.74	4.7411391
55	8706.66	831.23	9537.89	4.7675570
56	8623.45	972.49	9595.94	4.9996600
57	8458.34	1044.90	9503.24	5.0433223
58	8375.12	1090.32	9465.44	5.0932504
59	8291.90	1104.28	9396.18	5.1024014
60	8239.07	1127.97	9367.03	5.1311012
61	8155.85	1268.84	9424.69	5.1496893
62	7733.17	1291.91	9025.07	5.1916375

	A	B	C	D
63	7649.95	1306.97	8956.92	5.3981200
64	7597.11	1608.11	9205.22	5.4610255
65	7082.63	1699.55	8782.18	5.6948573
66	6917.51	1729.24	8646.76	5.8520936
67	6834.30	1774.37	8608.67	5.8825845
68	6702.21	1803.98	8506.19	6.0263256
69	6618.99	1837.90	8456.89	6.1057678
70	6566.16	1974.79	8540.95	6.1570529
71	6255.09	2003.78	8258.87	6.3225232
72	6202.25	2063.86	8266.11	6.4795679
73	6070.16	2113.52	8183.68	6.7117732
74	5986.95	2161.72	8148.66	6.8857970
75	5903.73	2203.07	8106.80	6.9855923
76	5820.51	2234.56	8055.07	7.0083522
77	5767.68	2264.96	8032.63	7.3181008
78	5714.84	2301.81	8016.65	7.3480942
79	5662.01	2456.60	8118.61	7.4043906
80	5529.92	2514.25	8044.17	7.5853477
81	5446.70	2940.52	8387.22	7.6545882
82	4931.55	3002.10	7933.65	7.6636871
83	4848.34	3199.87	8048.21	8.0568853
84	4716.25	3267.16	7983.41	8.2710580
85	4633.03	3376.41	8009.44	8.5582124
86	4500.94	3421.59	7922.53	8.7124681
87	4448.11	3537.89	7986.00	8.8352205
88	4364.89	3885.71	8250.60	9.0368689
89	3968.62	4007.69	7976.31	9.2756132
90	3836.53	4059.57	7896.11	9.2821765
91	3783.70	4122.42	7906.12	9.3211246
92	3730.86	4188.80	7919.66	10.3450387
93	3678.03	4254.75	7932.78	10.4302109

	A	B	C	D	E
94	3625.19	4328.62	7953.81	11.2537860	
95	3572.35	4416.46	7988.82	12.1317023	
96	3519.52	4499.03	8018.55	12.3127982	
97	3466.68	4941.87	8408.55	13.7965141	
98	3301.57	5106.86	8408.44	15.2371224	
99	3248.74	6418.54	9667.29	15.4373508	
100	2734.25	7923.22	10657.46	19.7014923	
101	2232.31	8991.46	11223.77	20.4248060	
102	1968.13	9430.52	11398.65	20.6661535	
103	1836.04	10108.57	11944.61	20.8450929	
104	1670.93	12861.79	14532.72	21.0748333	
105	1010.48	14340.12	15350.60	21.0794384	
106	495.33	15794.66	16289.99	25.4046433	
107	217.95	16179.43	16397.38	38.7313116	
108	165.1115783	17762.766	17927.8774	50.7197043	
109					
110					
111					
112					

## Kondisi 3 – h357 – TDD – IEEE

Nama File : Harmonisa Orde h357 TDD IEEE.xls

	A	B	C	D
1	Acc Konsumen	Acc PLN	Total	Thdi
2	17384.93	0.07	17385.00	0.4663
3	17332.09	0.28	17332.37	0.4720
4	17166.98	0.39	17167.37	0.5151
5	17083.76	0.55	17084.31	0.5385
6	17000.55	0.95	17001.50	0.8282
7	16917.33	1.52	16918.86	0.8502
8	16834.12	7.45	16841.56	0.9236
9	16041.58	10.49	16052.07	0.9339
10	15645.31	11.56	15656.88	0.9607
11	15562.10	12.93	15575.03	0.9690
12	15396.98	13.60	15410.59	0.9699
13	15313.77	14.93	15328.70	0.9699
14	15148.66	16.02	15164.68	0.9714
15	15065.44	18.18	15083.62	0.9714
16	14900.33	21.03	14921.36	0.9841
17	14570.11	21.86	14591.97	1.0175
18	14486.89	22.74	14509.63	1.0768
19	14403.67	24.05	14427.73	1.0900
20	14350.84	28.35	14379.19	1.0995
21	13954.57	28.94	13983.51	1.1035
22	13901.73	30.82	13932.56	1.1197
23	13736.62	31.86	13768.49	1.1533
24	13653.41	32.27	13685.67	1.2614
25	13626.99	34.31	13661.30	1.3000
26	13494.90	35.09	13529.99	1.3097
27	13442.06	36.47	13478.54	1.3621
28	13358.85	41.02	13399.87	1.3680
29	13094.67	42.58	13137.25	1.4098
30	13011.45	50.43	13061.89	1.4647
31	12615.19	51.98	12667.17	1.5198

	A	B	C	D
32	12531.97	53.29	12585.26	1.6482
33	12479.13	55.47	12534.60	1.6620
34	12395.92	57.58	12453.50	1.6666
35	12312.70	62.44	12375.14	1.6695
36	12147.59	63.90	12211.49	1.7066
37	12094.75	66.77	12161.53	1.8982
38	12011.54	68.27	12079.81	1.8997
39	11969.93	73.94	12043.87	1.9140
40	11804.82	79.71	11884.52	1.9445
41	11639.71	96.29	11736.00	2.1108
42	11243.44	101.09	11344.52	3.1009
43	11190.60	116.06	11306.66	3.1009
44	11025.49	206.98	11232.47	3.4717
45	10100.87	215.16	10316.03	3.4717
46	10017.65	235.39	10253.04	3.7024
47	9885.56	251.42	10136.98	3.8910
48	9753.47	265.07	10018.55	3.9768
49	9670.25	277.58	9947.83	3.9966
50	9587.04	285.55	9872.59	4.0061
51	9534.20	305.58	9839.78	4.0161
52	9402.11	321.53	9723.65	4.1410
53	9318.90	421.40	9740.29	4.3212
54	8838.75	445.01	9283.76	4.3648
55	8706.66	479.30	9165.96	4.3841
56	8541.55	509.50	9051.05	4.5036
57	8409.46	527.95	8937.41	4.5548
58	8326.25	548.76	8875.01	4.5828
59	8243.03	569.00	8812.03	4.5910
60	8159.81	729.80	8889.61	4.6221
61	7645.33	765.31	8410.64	4.7871
62	7480.21	879.71	8359.93	5.0090

	A	B	C	D
63	7057.53	898.82	7956.34	5.0454
64	6974.31	910.65	7884.97	5.0603
65	6921.48	930.38	7851.86	5.1507
66	6838.26	943.89	7782.16	5.3933
67	6785.43	963.08	7748.51	5.3945
68	6732.59	976.59	7709.18	5.7620
69	6679.75	1001.11	7680.86	5.7766
70	6596.54	1039.90	7636.44	5.8461
71	6464.45	1065.38	7529.83	5.9907
72	6381.23	1185.95	7567.19	6.0839
73	6070.16	1211.74	7281.90	6.1873
74	6017.33	1248.28	7265.61	6.4538
75	5934.11	1304.17	7238.28	6.4644
76	5802.02	1536.04	7338.06	6.4752
77	5286.87	1580.27	6867.14	6.5827
78	5203.66	1658.29	6861.95	6.7244
79	5071.57	1700.79	6772.36	6.7798
80	4988.35	1728.60	6716.95	6.9040
81	4935.52	1756.63	6692.15	6.9482
82	4882.68	1794.52	6677.20	6.9834
83	4799.46	1833.31	6632.77	7.2384
84	4716.25	1861.17	6577.41	7.2947
85	4663.41	1912.15	6575.56	7.4728
86	4580.20	1972.45	6552.64	8.1667
87	4496.98	2045.90	6542.88	8.2068
88	4364.89	2073.54	6438.43	8.2729
89	4312.05	2103.57	6415.62	8.3409
90	4259.22	2335.10	6594.32	8.6792
91	3862.95	2418.73	6281.68	8.9275
92	3730.86	2466.05	6196.91	9.1885
93	3678.03	2510.53	6188.56	9.9270

	A	B	C	D
94	3625.19	2567.03	6192.22	10.1098
95	3572.35	2634.18	6206.54	11.6808
96	3519.52	2710.54	6230.06	12.2484
97	3466.68	2994.38	6461.06	12.7952
98	3301.57	3834.82	7136.39	14.0596
99	2787.08	3952.50	6739.59	14.2927
100	2734.25	5117.71	7851.96	17.0246
101	2232.31	5852.32	8084.63	18.5869
102	1968.13	6315.74	8283.87	19.0190
103	1803.02	8245.27	10048.28	19.2755
104	1142.57	8617.09	9759.66	19.6081
105	1010.48	9780.80	10791.28	20.6226
106	495.33	10808.99	11304.32	23.0977
107	217.95	11126.20	11344.15	37.5414
108	165.1115783	12450.8814	12615.993	48.3794
109				
110				
111				
112				



## Kondisi 5 – h357 – LF50 – IEEE

Nama File : Harmonisa Orde h357 LF50 IEEE.xls

	A	B	C	D			A	B	C	D	E
1	Acc Konsumen	Acc PLN	Total	Thdi		32	12531.97	13.34	12545.31	0.8241	
2	17384.93	0.02	17384.95	0.233131		33	12479.13	13.88	12493.02	0.8310	
3	17332.09	0.07	17332.16	0.236008		34	12395.92	14.41	12410.33	0.8333	
4	17166.98	0.10	17167.08	0.257536		35	12312.70	15.63	12328.33	0.8347	
5	17083.76	0.14	17083.90	0.269258		36	12147.59	15.99	12163.58	0.8533	
6	17000.55	0.24	17000.79	0.414095		37	12094.75	16.72	12111.47	0.9491	
7	16917.33	0.38	16917.71	0.425118		38	12011.54	17.09	12028.63	0.9499	
8	16834.12	1.86	16835.98	0.461817		39	11969.93	18.51	11988.44	0.9570	
9	16041.58	2.62	16044.20	0.466931		40	11804.82	19.96	11824.77	0.9722	
10	15645.31	2.89	15648.21	0.480338		41	11639.71	24.12	11663.82	1.0554	
11	15562.10	3.23	15565.33	0.484484		42	11243.44	25.32	11268.76	1.5504	
12	15396.98	3.40	15400.39	0.484974		43	11190.60	29.09	11219.70	1.5504	
13	15313.77	3.74	15317.50	0.484974		44	11025.49	52.00	11077.49	1.7359	
14	15148.66	4.01	15152.66	0.485721		45	10100.87	54.06	10154.93	1.7359	
15	15065.44	4.55	15069.99	0.485721		46	10017.65	59.18	10076.83	1.8512	
16	14900.33	5.26	14905.59	0.492037		47	9885.56	63.23	9948.79	1.9455	
17	14570.11	5.47	14575.58	0.508773		48	9753.47	66.69	9820.16	1.9884	
18	14486.89	5.69	14492.58	0.5384		49	9670.25	69.85	9740.10	1.9983	
19	14403.67	6.02	14409.69	1.09		50	9587.04	71.87	9658.90	2.0031	
20	14350.84	7.09	14357.93	0.549773		51	9534.20	76.93	9611.14	2.0080	
21	13954.57	7.24	13961.81	0.55177		52	9402.11	80.98	9483.09	2.0705	
22	13901.73	7.71	13909.45	0.559844		53	9318.90	106.35	9425.25	2.1606	
23	13736.62	7.97	13744.59	0.576671		54	8838.75	112.34	8951.09	2.1824	
24	13653.41	8.07	13661.48	0.630712		55	8706.66	121.05	8827.71	2.1920	
25	13626.99	8.58	13635.57	0.649981		56	8541.55	128.73	8670.29	2.2518	
26	13494.90	8.78	13503.68	0.654847		57	8409.46	133.43	8542.89	2.2774	
27	13442.06	9.13	13451.19	0.681065		58	8326.25	138.73	8464.98	2.2914	
28	13358.85	10.26	13369.11	0.683977		59	8243.03	143.89	8386.92	2.2955	
29	13094.67	10.65	13105.32	0.704894		60	8159.81	185.05	8344.87	2.3111	
30	13011.45	12.62	13024.07	0.732342		61	7645.33	194.08	7839.41	2.3936	
31	12615.19	13.01	12628.19	0.759901		62	7480.21	223.29	7703.50	2.5045	

	A	B	C	D			A	B	C	D	E
63	7057.53	228.15	7285.68	2.5227		94	3625.19	663.34	4288.53	5.0549	
64	6974.31	231.16	7205.48	2.5301		95	3572.35	681.93	4254.28	5.8404	
65	6921.48	236.19	7157.67	2.5754		96	3519.52	703.36	4222.88	6.1242	
66	6838.26	239.64	7077.90	2.6966		97	3466.68	784.76	4251.44	6.3976	
67	6785.43	244.57	7029.99	2.6973		98	3301.57	1024.79	4326.37	7.0298	
68	6732.59	248.02	6980.61	2.8810		99	2787.08	1059.98	3847.06	7.1464	
69	6679.75	254.29	6934.04	2.8883		100	2734.25	1412.91	4147.16	8.5123	
70	6596.54	264.22	6860.76	2.9230		101	2232.31	1644.39	3876.70	9.2935	
71	6464.45	270.74	6735.19	2.9954		102	1968.13	1790.88	3759.01	9.5095	
72	6381.23	301.81	6683.05	3.0420		103	1803.02	2406.73	4209.75	9.6377	
73	6070.16	308.51	6378.67	3.0936		104	1142.57	2524.51	3667.08	9.8041	
74	6017.33	317.96	6335.29	3.2269		105	1010.48	2878.51	3888.99	10.3113	
75	5934.11	332.40	6266.51	3.2322		106	495.33	3231.62	3726.96	11.5489	
76	5802.02	392.44	6194.46	3.2376		107	217.95	3370.16	3588.11	18.7707	
77	5286.87	403.96	5690.83	3.2914		108	165.1115783	4085.888814	4251.000392	24.1897	
78	5203.66	424.37	5628.03	3.3622		109					
79	5071.57	435.43	5506.99	3.3899		110					
80	4988.35	442.67	5431.02	3.4520		111					
81	4935.52	449.97	5385.49	3.4741		112					
82	4882.68	459.79	5342.47	3.4917							
83	4799.46	469.86	5269.32	3.6192							
84	4716.25	477.11	5193.36	3.6473							
85	4663.41	490.48	5153.90	3.7364							
86	4580.20	506.44	5086.63	4.0833							
87	4496.98	525.64	5022.62	4.1034							
88	4364.89	532.85	4897.74	4.1364							
89	4312.05	540.70	4852.76	4.1704							
90	4259.22	601.38	4860.60	4.3396							
91	3862.95	623.38	4486.33	4.4637							
92	3730.86	636.08	4366.94	4.5943							
93	3678.03	647.97	4326.00	4.9635							

## Kondisi 6 – h357 – LF50 – UTE

Nama File : Harmonisa Orde h357 LF50 UTE.xls

	A	B	C	D	E		A	B	C	D	E
1	Acc Konsumen	Acc PLN	Total	Thdi		32	12592.73	14.63	12546.60	0.8241	
2	17384.93	0.02	17384.95	0.2331		33	12427.62	15.23	12494.36	0.8310	
3	17219.82	0.08	17332.18	0.2360		34	12344.40	15.81	12411.73	0.8333	
4	17136.60	0.12	17167.10	0.2575		35	11948.13	17.11	12329.81	0.8347	
5	17053.38	0.16	17083.93	0.2693		36	11906.53	17.51	12165.10	0.8533	
6	17000.55	0.28	17000.83	0.4141		37	11823.31	18.29	12113.05	0.9491	
7	16917.33	0.44	16917.77	0.4251		38	11658.20	18.70	12030.24	0.9499	
8	16834.12	2.08	16836.20	0.4618		39	11605.36	20.26	11990.19	0.9570	
9	16041.58	2.93	16044.51	0.4669		40	11440.25	21.85	11826.67	0.9722	
10	15645.31	3.19	15648.50	0.4803		41	10515.63	26.41	11666.12	1.0554	
11	15562.10	3.57	15565.67	0.4845		42	10432.41	27.74	11271.17	1.5504	
12	15396.98	3.76	15400.74	0.4850		43	10300.32	31.87	11222.47	1.5504	
13	15231.87	4.13	15317.90	0.4850		44	10247.48	57.60	11083.10	1.7359	
14	14901.65	4.40	15153.05	0.4857		45	10115.40	59.92	10160.79	1.7359	
15	14848.81	4.93	15070.37	0.4857		46	10032.18	65.26	10082.91	1.8512	
16	14765.60	5.72	14906.05	0.4920		47	9948.96	69.69	9955.25	1.9455	
17	14712.76	5.95	14576.05	0.5088		48	9865.75	73.38	9826.85	1.9884	
18	14316.49	6.19	14493.08	0.5384		49	9385.60	76.84	9747.10	1.9983	
19	14233.28	6.55	14410.23	1.0900		50	9253.51	79.05	9666.09	2.0031	
20	14068.17	7.74	14358.58	0.5498		51	9088.40	84.60	9618.80	2.0080	
21	14015.33	7.90	13962.47	0.5518		52	9005.19	88.82	9490.93	2.0705	
22	13883.24	8.42	13910.16	0.5598		53	8873.10	115.34	9434.24	2.1606	
23	13856.82	8.71	13745.33	0.5767		54	8789.88	121.90	8960.65	2.1824	
24	13773.61	8.82	13662.23	0.6307		55	8706.66	131.06	8837.72	2.1920	
25	13509.43	9.38	13636.37	0.6500		56	8623.45	139.04	8680.60	2.2518	
26	13426.21	9.60	13504.50	0.6548		57	8458.34	143.99	8553.45	2.2774	
27	13029.95	9.98	13452.05	0.6811		58	8375.12	149.44	8475.69	2.2914	
28	12946.73	11.24	13370.09	0.6840		59	8291.90	154.77	8397.80	2.2955	
29	12863.51	11.67	13106.33	0.7049		60	8239.07	195.09	8354.90	2.3111	
30	12810.68	13.83	13025.28	0.7323		61	8155.85	204.97	7850.29	2.3936	
31	12757.84	14.27	12629.45	0.7599		62	7733.17	235.70	7715.92	2.5045	

	A	B	C	D	E		A	B	C	D	E
63	7649.95	241.06	7298.59	2.5227		94	3625.19	703.57	4328.76	5.0549	
64	7597.11	244.39	7218.71	2.5301		95	3572.35	723.33	4295.68	5.8404	
65	7082.63	249.94	7171.41	2.5754		96	3519.52	745.82	4265.33	6.1242	
66	6917.51	253.75	7092.01	2.6966		97	3466.68	828.94	4295.63	6.3976	
67	6894.30	258.75	7044.17	2.6973		98	3301.57	1085.88	4387.45	7.0298	
68	6702.21	262.52	6995.11	2.8810		99	3248.74	1121.10	3908.18	7.1464	
69	6618.99	269.45	6949.20	2.8883		100	2734.25	1496.08	4230.33	8.5123	
70	6566.16	280.46	6877.00	2.9230		101	2232.31	1738.41	3970.72	9.2935	
71	6255.09	287.71	6752.15	2.9954		102	1968.13	1892.52	3860.65	9.5095	
72	6202.25	320.55	6701.78	3.0420		103	1836.04	2538.42	4341.43	9.6377	
73	6070.16	327.28	6397.44	3.0936		104	1670.93	2665.41	3807.98	9.8041	
74	5986.95	337.24	6354.57	3.2269		105	1010.48	3069.47	4079.95	10.3113	
75	5903.73	352.63	6286.74	3.2322		106	495.33	3441.65	3936.98	11.5489	
76	5820.51	415.59	6217.61	3.2376		107	217.95	3591.99	3809.93	18.7707	
77	5767.68	427.27	5714.14	3.2914		108	165.1115783	4341.16789	4506.27947	24.1897	
78	5714.84	447.65	5651.31	3.3622		109					
79	5662.01	459.13	5530.70	3.3899		110					
80	5529.92	466.66	5455.01	3.4520		111					
81	5446.70	474.26	5409.77	3.4741		112					
82	4931.55	484.94	5367.62	3.4917							
83	4848.34	495.67	5295.13	3.6192							
84	4716.25	503.42	5219.67	3.6473							
85	4633.03	517.31	5180.72	3.7364							
86	4500.94	533.88	5114.07	4.0833							
87	4448.11	554.68	5051.66	4.1034							
88	4364.89	562.56	4927.45	4.1364							
89	3968.62	571.09	4883.15	4.1704							
90	3836.53	637.65	4896.87	4.3396							
91	3783.70	661.57	4524.52	4.4637							
92	3730.86	674.77	4405.63	4.5943							
93	3678.03	687.60	4365.63	4.9635							

## Kondisi 7 – h1-20 – LF50 – IEEE

Nama File : Harmonisa Orde h1-20 LF50 IEEE.xls

	A	B	C	D		A	B	C	D	
1	Acc Konsumen	Acc PLN	Total	Thdi		32	12592.73	24.21	12616.94	0.988231
2	17384.93	0.28	17385.21	0.325960		33	12427.62	25.99	12453.61	0.999837
3	17219.82	0.43	17220.25	0.341870		34	12344.40	30.80	12375.20	1.071133
4	17136.60	0.59	17137.19	0.350785		35	11948.13	31.78	11979.91	1.098271
5	17053.38	1.11	17054.50	0.400406		36	11906.53	33.75	11940.28	1.101953
6	17000.55	1.30	17001.85	0.439431		37	11823.31	47.70	11871.01	1.522304
7	16917.33	1.65	16918.99	0.471381		38	11658.20	48.99	11707.19	1.561193
8	16834.12	4.57	16838.69	0.501174		39	11605.36	53.03	11658.39	1.561193
9	16041.58	6.04	16047.62	0.502469		40	11440.25	77.43	11517.68	1.745329
10	15645.31	6.33	15651.64	0.516793		41	10515.63	79.62	10595.25	1.745329
11	15562.10	6.90	15569.00	0.516793		42	10432.41	87.41	10519.82	1.936827
12	15396.98	7.51	15404.50	0.519230		43	10300.32	89.96	10390.28	2.054830
13	15231.87	8.74	15240.62	0.523760		44	10247.48	96.35	10343.83	2.059763
14	14901.65	9.16	14910.81	1.090000		45	10115.40	100.97	10216.36	2.088187
15	14848.81	9.48	14858.29	0.560781		46	10032.18	106.79	10138.97	2.153393
16	14765.60	9.69	14775.29	0.572713		47	9948.96	125.83	10074.79	2.190154
17	14712.76	11.41	14724.17	0.579547		48	9865.75	157.39	10023.14	2.225483
18	14316.49	11.70	14328.20	0.584530		49	9385.60	165.33	9550.93	2.252254
19	14233.28	12.40	14245.68	0.585085		50	9253.51	177.56	9431.07	2.270512
20	14068.17	12.66	14080.83	0.673573		51	9088.40	192.50	9280.90	2.283035
21	14015.33	13.40	14028.73	0.675685		52	9005.19	203.00	9208.19	2.327837
22	13883.24	13.62	13896.86	0.704643		53	8873.10	209.47	9082.57	2.352610
23	13856.82	14.03	13870.85	0.707319		54	8789.88	216.40	9006.28	2.370570
24	13773.61	15.55	13789.16	0.708325		55	8706.66	223.39	8930.05	2.383779
25	13509.43	16.12	13525.55	0.719861		56	8623.45	272.00	8895.45	2.499830
26	13426.21	18.73	13444.95	0.754868		57	8458.34	296.94	8755.27	2.521661
27	13029.95	19.26	13049.20	0.781729		58	8375.12	311.13	8686.25	2.546625
28	12946.73	19.86	12966.59	0.844911		59	8291.90	314.44	8606.34	2.551201
29	12863.51	20.28	12883.80	0.845192		60	8239.07	320.20	8559.27	2.565551
30	12810.68	20.84	12831.52	0.896870		61	8155.85	356.29	8512.14	2.574845
31	12757.84	22.51	12780.35	0.973717		62	7733.17	361.76	8094.93	2.595819

	A	B	C	D		A	B	C	D	
63	7649.95	365.26	8015.21	2.699060		94	3625.19	1238.50	4863.69	5.626893
64	7597.11	455.58	8052.69	2.730513		95	3572.35	1263.68	4836.03	6.065851
65	7082.63	483.02	7565.64	2.847429		96	3519.52	1285.93	4805.44	6.156399
66	6917.51	490.19	7407.71	2.926047		97	3466.68	1441.48	4908.16	6.898257
67	6834.30	500.85	7335.15	2.941292		98	3301.57	1500.75	4802.32	7.618561
68	6702.21	507.84	7210.05	3.013163		99	3248.74	1911.92	5160.65	7.718675
69	6618.99	517.78	7136.77	3.052884		100	2734.25	2371.21	5105.46	9.850746
70	6566.16	552.05	7118.20	3.078526		101	2232.31	2753.91	4986.22	10.212403
71	6255.09	559.79	6814.87	3.161262		102	1968.13	2887.62	4855.75	10.333077
72	6202.25	574.41	6776.66	3.239784		103	1836.04	3131.66	4967.70	10.422546
73	6070.16	587.59	6657.75	3.355887		104	1670.93	4122.07	5793.00	10.537417
74	5986.95	600.06	6587.01	3.442898		105	1010.48	4543.39	5553.88	10.539719
75	5903.73	609.91	6513.64	3.492796		106	495.33	5115.64	5610.97	12.702322
76	5820.51	618.05	6438.57	3.504176		107	217.95	5287.16	5505.10	19.365656
77	5767.68	625.52	6393.20	3.659050		108	165.1115783	6206.874679	6371.986258	25.359852
78	5714.84	635.35	6350.19	3.673047		109				
79	5662.01	689.29	6351.29	3.702195		110				
80	5529.92	704.30	6234.21	3.792674		111				
81	5446.70	828.80	6275.50	3.827294		112				
82	4931.55	846.34	5777.89	3.831844						
83	4848.34	917.14	5765.48	4.028443						
84	4716.25	934.74	5650.99	4.135529						
85	4633.03	965.08	5598.11	4.279106						
86	4500.94	977.65	5478.60	4.356234						
87	4448.11	1014.49	5462.60	4.417610						
88	4364.89	1110.55	5475.44	4.518434						
89	3968.62	1144.32	5112.94	4.637807						
90	3836.53	1157.93	4994.46	4.641088						
91	3783.70	1177.29	4960.99	4.660562						
92	3730.86	1195.52	4926.38	5.172519						
93	3678.03	1214.36	4892.39	5.215105						

## Kondisi 8 – h1-20 – LF50 – UTE

Nama File : Harmonisa Orde h1-20 LF50 UTE.xls

	A	B	C	D
1	Acc Konsumen	Acc PLN	Total	Thdi
2	17384.93	0.24	17385.16	0.3260
3	17219.82	0.36	17220.18	0.3419
4	17136.60	0.49	17137.09	0.3508
5	17053.38	0.85	17054.23	0.4004
6	17000.55	1.03	17001.58	0.4394
7	16917.33	1.34	16918.67	0.4714
8	16834.12	4.08	16838.20	0.5012
9	16041.58	5.46	16047.04	0.5025
10	15645.31	5.74	15651.05	0.5168
11	15562.10	6.29	15568.39	0.5168
12	15396.98	6.88	15403.86	0.5192
13	15231.87	8.06	15239.93	0.5238
14	14901.65	8.49	14910.14	1.0900
15	14848.81	8.81	14857.62	0.5608
16	14765.60	9.02	14774.61	0.5727
17	14712.76	10.70	14723.46	0.5795
18	14316.49	11.01	14327.50	0.5845
19	14233.28	11.70	14244.98	0.5851
20	14068.17	11.97	14080.14	0.6736
21	14015.33	12.70	14028.03	0.6757
22	13883.24	12.90	13896.15	0.7046
23	13856.82	13.34	13870.17	0.7073
24	13773.61	14.90	13788.51	0.7083
25	13509.43	15.45	13524.88	0.7199
26	13426.21	18.11	13444.32	0.7549
27	13029.95	18.65	13048.59	0.7817
28	12946.73	19.29	12966.02	0.8449
29	12863.51	19.72	12883.23	0.8452
30	12810.68	20.27	12830.95	0.8969
31	12757.84	22.02	12779.86	0.9737

	A	B	C	D
32	12592.73	23.80	12616.53	0.9882
33	12427.62	25.35	12452.97	0.9998
34	12344.40	30.41	12374.81	1.0711
35	11948.13	31.28	11979.41	1.0983
36	11906.53	33.03	11939.56	1.1020
37	11823.31	43.41	11866.72	1.5223
38	11658.20	44.80	11703.00	1.5612
39	11605.36	49.13	11654.50	1.5612
40	11440.25	76.01	11516.26	1.7453
41	10515.63	78.42	10594.05	1.7453
42	10432.41	85.67	10518.08	1.9368
43	10300.32	88.29	10388.61	2.0548
44	10247.48	94.86	10342.35	2.0598
45	10115.40	99.45	10214.85	2.0882
46	10032.18	104.95	10137.13	2.1534
47	9948.96	119.59	10068.55	2.1902
48	9865.75	150.90	10016.65	2.2255
49	9385.60	158.96	9544.56	2.2523
50	9253.51	170.66	9424.17	2.2705
51	9088.40	181.81	9270.21	2.2830
52	9005.19	191.83	9197.01	2.3278
53	8873.10	198.05	9071.15	2.3526
54	8789.88	204.65	8994.53	2.3706
55	8706.66	211.39	8918.06	2.3838
56	8623.45	248.94	8872.39	2.4998
57	8458.34	268.21	8726.55	2.5217
58	8375.12	280.02	8655.14	2.5466
59	8291.90	283.57	8575.48	2.5512
60	8239.07	289.61	8528.68	2.5656
61	8155.85	325.67	8481.52	2.5748
62	7733.17	331.55	8064.72	2.5958

	A	B	C	D
63	7649.95	395.40	7985.35	2.6991
64	7597.11	413.89	8011.00	2.7305
65	7082.63	437.67	7520.29	2.8474
66	6917.51	445.28	7362.80	2.9260
67	6834.30	456.84	7291.14	2.9413
68	6702.21	464.43	7166.64	3.0132
69	6618.99	473.31	7092.30	3.0529
70	6566.16	508.62	7074.78	3.0785
71	6255.09	516.15	6771.24	3.1613
72	6202.25	531.67	6733.92	3.2398
73	6070.16	544.62	6614.78	3.3559
74	5986.95	557.18	6544.12	3.4429
75	5903.73	567.89	6471.62	3.4928
76	5820.51	576.10	6396.62	3.6042
77	5767.68	584.02	6351.70	3.6591
78	5714.84	593.70	6308.54	3.6730
79	5662.01	635.82	6297.82	3.7022
80	5529.92	650.96	6180.88	3.7927
81	5446.70	764.03	6210.73	3.8273
82	4931.55	780.27	5711.82	3.8318
83	4848.34	835.40	5683.73	4.0284
84	4716.25	853.22	5569.47	4.1355
85	4633.03	882.20	5515.23	4.2791
86	4500.94	894.21	5395.15	4.3562
87	4448.11	926.39	5374.49	4.4176
88	4364.89	1018.99	5383.88	4.5184
89	3968.62	1051.58	5020.20	4.6378
90	3836.53	1065.50	4902.03	4.6411
91	3783.70	1082.62	4866.31	4.6606
92	3730.86	1100.79	4831.65	5.1725
93	3678.03	1118.84	4796.86	5.2151

	A	B	C	D	E
94	3625.19	1139.27	4764.46	5.6269	
95	3572.35	1164.07	4736.42	6.0659	
96	3519.52	1187.20	4706.72	6.1564	
97	3466.68	1322.46	4789.14	6.8983	
98	3301.57	1374.66	4676.23	7.6186	
99	3248.74	1771.12	5019.86	7.7187	
100	2734.25	2242.42	4976.67	9.8507	
101	2232.31	2607.02	4839.32	10.2124	
102	1968.13	2748.21	4716.34	10.3331	
103	1836.04	2980.86	4816.90	10.4225	
104	1670.93	3930.49	5601.42	10.5374	
105	1010.48	4388.81	5399.30	10.5397	
106	495.33	4939.24	5434.57	12.7023	
107	217.95	5114.66	5332.61	19.3657	
108	165.1115783	6017.46521	6182.576788	25.3599	
109					
110					
111					
112					

Lampiran 12 : Hasil Pencocokan Kurva Kondisi 1 s.d 8  
Menggunakan cftool pada Matlab

## Kondisi 1

## Kondisi 2

<p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 2488 (1762, 3213)  b1 = 0.8069 (0.7486, 0.8651)  c1 = 0.2588 (0.1584, 0.3591)  a2 = 1.46e+018 (-4.388e+020, 4.417e+020)  b2 = -464.6 (-4780, 3851)  c2 = 82 (-294.6, 458.6)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 3.127e+007  R-square: 0.9865  Adjusted R-square: 0.9859  RMSE: 556.4</p>	<p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 2488 (1762, 3213)  b1 = 0.8069 (0.7486, 0.8651)  c1 = 0.2588 (0.1584, 0.3591)  a2 = 1.46e+018 (-4.388e+020, 4.417e+020)  b2 = -464.6 (-4780, 3851)  c2 = 82 (-294.6, 458.6)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 3.127e+007  R-square: 0.9865  Adjusted R-square: 0.9859  RMSE: 556.4</p>
<p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 1.795e+004 (-2.418e+005, 2.777e+005)  b1 = 55.73 (-659.6, 771.1)  c1 = 21.22 (-1367, 1409)  a2 = 1.264e+004 (-4.593e+005, 4.845e+005)  b2 = 27.28 (-135.5, 190.1)  c2 = 14.73 (-62.23, 91.69)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 6.468e+007  R-square: 0.9555  Adjusted R-square: 0.9533  RMSE: 800.2</p>	<p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 2.231e+004 (-2.02e+006, 2.064e+006)  b1 = 64.29 (-3145, 3274)  c1 = 23.16 (-2709, 2755)  a2 = 1.418e+004 (-4.604e+005, 4.888e+005)  b2 = 29.11 (-131.4, 189.6)  c2 = 15.36 (-58.94, 89.66)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 5.918e+007  R-square: 0.9572  Adjusted R-square: 0.9551  RMSE: 765.5</p>
<p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 1.884e+004 (1.772e+004, 1.997e+004)  b1 = 41.28 (38.4, 44.17)  c1 = 32.12 (25.81, 38.43)  a2 = 6.172e+017 (-5.234e+020, 5.246e+020)  b2 = -244 (-6822, 6334)  c2 = 43.57 (-541.4, 628.5)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 4.951e+007  R-square: 0.9472  Adjusted R-square: 0.9446  RMSE: 700.1</p>	<p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 1.87e+004 (1.754e+004, 1.985e+004)  b1 = 41.31 (38.44, 44.18)  c1 = 31.42 (25.44, 37.4)  a2 = 2.351e+008 (-1.949e+010, 1.996e+010)  b2 = -79.82 (-762.4, 602.8)  c2 = 25.7 (-82.53, 133.9)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 5.135e+007  R-square: 0.9476  Adjusted R-square: 0.945  RMSE: 713.1</p>

## Kondisi 3

## Kondisi 4

<p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 3489 (2469, 4508)  b1 = 0.6924 (0.6564, 0.7284)  c1 = 0.2913 (0.2079, 0.3747)  a2 = 1.565e+018 (-4.944e+020, 4.975e+020)  b2 = -437.6 (-4697, 3822)  c2 = 77.12 (-294, 448.2)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 3.077e+007  R-square: 0.9872  Adjusted R-square: 0.9866  RMSE: 551.9</p> <p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 1.876e+017 (-3.477e+025, 3.477e+025)  b1 = 151.2 (-5.914e+008, 5.914e+008)  c1 = 18.56 (-5.071e+007, 5.071e+007)  a2 = 1.361e+004 (4770, 2.244e+004)  b2 = 30.73 (21.74, 39.72)  c2 = 15.22 (11.46, 18.98)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 1.737e+007  R-square: 0.9736  Adjusted R-square: 0.9723  RMSE: 414.7</p> <p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 3.3e+007 (-1.527e+009, 1.593e+009)  b1 = -62 (-437.5, 313.5)  c1 = 22.41 (-44.36, 89.17)  a2 = 1.316e+004 (1.206e+004, 1.426e+004)  b2 = 38.46 (35.09, 41.83)  c2 = 30.28 (22.59, 37.96)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 4.298e+007  R-square: 0.9649  Adjusted R-square: 0.9632  RMSE: 652.3</p>	<p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 3489 (2469, 4508)  b1 = 0.6924 (0.6564, 0.7284)  c1 = 0.2913 (0.2079, 0.3747)  a2 = 1.565e+018 (-4.944e+020, 4.975e+020)  b2 = -437.6 (-4697, 3822)  c2 = 77.12 (-294, 448.2)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 3.077e+007  R-square: 0.9872  Adjusted R-square: 0.9866  RMSE: 551.9</p> <p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 2.02e+017 (-1.527e+026, 1.527e+026)  b1 = 143 (-2.211e+009, 2.211e+009)  c1 = 17.08 (-1.887e+008, 1.887e+008)  a2 = 1.458e+004 (5588, 2.357e+004)  b2 = 30.78 (22.15, 39.41)  c2 = 15.22 (11.58, 18.85)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 1.959e+007  R-square: 0.9739  Adjusted R-square: 0.9726  RMSE: 440.4</p> <p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 1.51e+007 (-5.708e+008, 6.01e+008)  b1 = -55.62 (-362.5, 251.3)  c1 = 21.21 (-36.17, 78.59)  a2 = 1.413e+004 (1.301e+004, 1.525e+004)  b2 = 38.58 (35.4, 41.76)  c2 = 29.8 (22.87, 36.74)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 4.519e+007  R-square: 0.9623  Adjusted R-square: 0.9604  RMSE: 668.9</p>
--	--

## Kondisi 5

## Kondisi 6

<p>Linear model Poly5:  <math>f(x) = p1*x^5 + p2*x^4 + p3*x^3 + p4*x^2 + p5*x + p6</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  p1 = -0.06486 (-0.0957, -0.03402)  p2 = 4.22 (2.515, 5.925)  p3 = -101.7 (-133.6, -69.79)  p4 = 1148 (913.8, 1383)  p5 = -6534 (-7148, -5920)  p6 = 1.804e+004 (1.761e+004, 1.847e+004)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 4.653e+007  R-square: 0.9806  Adjusted R-square: 0.9797  RMSE: 678.7</p>	<p>General model Exp2:  <math>f(x) = a*\exp(b*x) + c*\exp(d*x)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a = 1.321e+004 (6837, 1.958e+004)  b = -0.5034 (-0.7128, -0.2939)  c = 5100 (-1652, 1.185e+004)  d = -0.1257 (-0.2616, 0.01023)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 4.798e+007  R-square: 0.98  Adjusted R-square: 0.9795  RMSE: 682.5</p>
<p>Linear model Poly5:  <math>f(x) = p1*x^5 + p2*x^4 + p3*x^3 + p4*x^2 + p5*x + p6</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  p1 = 0.01955 (0.01446, 0.02464)  p2 = -1.011 (-1.292, -0.7297)  p3 = -16.28 (11.01, 21.55)  p4 = -82.64 (-121.4, -43.93)  p5 = 264.6 (163.3, 365.9)  p6 = -136.1 (-206.8, -65.46)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 1.267e+006  R-square: 0.9787  Adjusted R-square: 0.9776  RMSE: 112</p>	<p>General model Exp2:  <math>f(x) = a*\exp(b*x) + c*\exp(d*x)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a = 480.9  b = 0.04252  c = 0  d = 0.04252</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 5.248e+007  R-square: 0.968  Adjusted R-square: 0.96  RMSE: 713.8</p>
<p>Linear model Poly5:  <math>f(x) = p1*x^5 + p2*x^4 + p3*x^3 + p4*x^2 + p5*x + p6</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  p1 = -0.04531 (-0.07482, -0.0158)  p2 = 3.209 (1.578, 4.841)  p3 = -85.43 (-116, -54.89)  p4 = 1066 (841.2, 1290)  p5 = -6269 (-6857, -5682)  p6 = 1.791e+004 (1.75e+004, 1.832e+004)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 4.261e+007  R-square: 0.978  Adjusted R-square: 0.9769  RMSE: 649.5</p>	<p>General model Exp2:  <math>f(x) = a*\exp(b*x) + c*\exp(d*x)</math>  Coefficients (with 95% confidence bounds):  a = 1.534e+004 (1.468e+004, 1.6e+004)  b = -0.4935 (-0.5478, -0.4393)  c = 3064 (2319, 3810)  d = 0.01668 (-0.001298, 0.03465)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 4.407e+007  R-square: 0.977  Adjusted R-square: 0.9763  RMSE: 654.1</p>

## Kondisi 7

## Kondisi 8

<p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math></p> <p>Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 2370 (1565, 3176)  b1 = 0.404 (0.3721, 0.4359)  c1 = 0.1256 (0.06962, 0.1817)  a2 = 1.521e+018 (-4.955e+020, 4.985e+020)  b2 = -230.7 (-2551, 2089)  c2 = 40.69 (-161.7, 243)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 3.741e+007  R-square: 0.9839  Adjusted R-square: 0.9831  RMSE: 608.6</p> <p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math></p> <p>Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 8.605e+016 (-8.468e+027, 8.468e+027)  b1 = 63.63 (-1.146e+011, 1.146e+011)  c1 = 6.915 (-9.606e+009, 9.606e+009)  a2 = 5980 (1628, 1.033e+004)  b2 = 16.48 (10.68, 22.27)  c2 = 8.282 (5.775, 10.79)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 5.653e+006  R-square: 0.9609  Adjusted R-square: 0.959  RMSE: 236.6</p> <p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math></p> <p>Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 6285 (5409, 7161)  b1 = 21.04 (13.45, 28.64)  c1 = 22.92 (3.789, 42.05)  a2 = 6.31e+004 (-1.094e+005, 2.356e+005)  b2 = -7.7 (-20.82, 5.415)  c2 = 6.472 (1.318, 11.63)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 3.615e+007  R-square: 0.9777  Adjusted R-square: 0.9766  RMSE: 598.3</p>	<p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math></p> <p>Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 2370 (1565, 3176)  b1 = 0.404 (0.3721, 0.4359)  c1 = 0.1256 (0.06962, 0.1817)  a2 = 1.521e+018 (-4.955e+020, 4.985e+020)  b2 = -230.7 (-2551, 2089)  c2 = 40.69 (-161.7, 243)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 3.741e+007  R-square: 0.9839  Adjusted R-square: 0.9831  RMSE: 608.6</p> <p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math></p> <p>Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 8.541e+016 (-1.737e+023, 1.737e+023)  b1 = 102.3 (-4.929e+006, 4.929e+006)  c1 = 13.9 (-4.289e+005, 4.29e+005)  a2 = 5773 (-939.1, 1.248e+004)  b2 = 16.5 (8.445, 24.56)  c2 = 8.213 (4.997, 11.43)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 5.054e+006  R-square: 0.9621  Adjusted R-square: 0.9602  RMSE: 223.7</p> <p>General model Gauss2:  <math>f(x) = a1 * \exp(-((x-b1)/c1)^2) + a2 * \exp(-((x-b2)/c2)^2)</math></p> <p>Coefficients (with 95% confidence bounds):  a1 = 6096 (5218, 6974)  b1 = 21.03 (13.21, 28.84)  c1 = 22.9 (3.222, 42.58)  a2 = 5.788e+004 (-8.567e+004, 2.014e+005)  b2 = -7.335 (-19.32, 4.645)  c2 = 6.371 (1.529, 11.21)</p> <p>Goodness of fit:  SSE: 3.637e+007  R-square: 0.978  Adjusted R-square: 0.977  RMSE: 600</p>
--	--