

STUDI ANALISIS *LOSSES* DAN *DERATING* AKIBAT PENGARUH THD PADA GARDU TRANSFORMATOR DAYA DI FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS UDAYANA

I Wayan Rinas

Staff Pengajar Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Udayana
Kampus Bukit Jimbaran, Bali, 80361
Email: rinas@ee.unud.ac.id

Abstrak

Tingkat harmonisa yang tinggi sangat berpengaruh pada transformator, dan kinerja transformator daya ditentukan melalui parameter rugi-rugi daya (*losses*) yang terjadi pada transformator serta penurunan kapasitas kerja (*derating*) yang dapat terjadi akibat distorsi harmonisa tersebut. Dalam penelitian ini dilakukan analisis THD hasil pengukuran dan simulasi sesuai dengan standar IEEE 519-1992, analisis *losses* pada transformator sebelum dan setelah terpengaruh harmonisa, analisis *derating* yang terjadi pada transformator, analisis perbandingan *losses* dan *derating* setelah terpengaruh harmonisa, analisis penambahan *losses* dan *derating* akibat THD arus, serta analisis *losses* energi baik secara teknis maupun ekonomis. Hasil analisis menunjukkan sebelum terpengaruh harmonisa nilai *losses* pada transformator adalah sebesar 6.45 kW dan rugi biaya sebesar Rp. 21091.55,-/hari. Setelah terpengaruh harmonisa nilai *losses* pada transformator adalah sebesar 10.51 kW dan rugi biaya sebesar Rp. 34367.75,-/hari. *Derating* yang terjadi pada transformator adalah sebesar 25.35 kW.

Kata kunci: THD (*Total Harmonic Distortion*), *losses*, *derating*

1. PENDAHULUAN

Penambahan rugi-rugi (*losses*) pada transformator daya di Fakultas Teknik Universitas Udayana dapat disebabkan oleh gangguan-gangguan sistem kelistrikan, salah satunya diakibatkan oleh pengaruh tingkat harmonisa. Kinerja transformator daya ditentukan oleh parameter rugi-rugi daya yang terjadi pada transformator serta penurunan kapasitas kerja (*derating*) yang dapat terjadi akibat distorsi harmonisa tersebut.

Kampus Fakultas Teknik Universitas Udayana memiliki sebuah transformator daya dengan kapasitas 200kVA, arus primer sebesar 5,77A dan arus sekunder sebesar 288,68A. Kebutuhan listrik di Fakultas Teknik Universitas Udayana disuplai dari PLN dan saat ini hanya dicatu oleh Gardu Induk (GI) Nusa Dua. Dalam Penelitian ini standar IEEE 519 Tahun 1992 digunakan sebagai standar batasan untuk menganalisis THD (*Total Harmonic Distortion*). Dari hasil short-circuit ratio yang didapatkan, maka menurut standar IEEE 519 Tahun 1992 batas maksimum THD arus yang diperbolehkan pada feeder transformator di Fakultas Teknik Universitas Udayana adalah 8,0%, sedangkan batas maksimum THD tegangannya adalah 5,0%. Data hasil pengukuran pada feeder transformator di Fakultas Teknik Universitas Udayana menunjukkan kandungan THD arus yang melewati standar IEEE 519 Tahun 1992, yaitu sebesar 9,6%. Sedangkan untuk kandungan THD tegangannya belum melewati standar IEEE 519 Tahun 1992, yaitu sebesar 1,7%.

Pada penelitian ini akan dilakukan analisis *losses* baik secara teknis maupun ekonomis dan *derating* yang diakibatkan oleh gangguan harmonisa yang terdapat pada transformator daya 200kVA di

Fakultas Teknik Universitas Udayana. Hasil analisis ini juga berguna untuk mengetahui tingkat kandungan THD pada sistem kelistrikan yang ada sekarang dan apakah sudah sesuai dengan standar yang diperbolehkan.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Harmonisa Pada Sistem Tenaga Listrik

Harmonisa merupakan suatu fenomena yang timbul akibat pengoperasian beban listrik non linier, yang merupakan sumber terbentuknya gelombang frekuensi tinggi (kelipatan dari frekuensi fundamental, misal: 100Hz, 150Hz, 200Hz, 300Hz, dan seterusnya). Harmonisa tegangan atau arus diukur dari besarnya masing-masing komponen harmonik terhadap komponen dasarnya dinyatakan dalam persennya. Untuk memperoleh suatu parameter yang dipakai untuk menilai harmonisa tersebut dipakai THD.

THD dinyatakan dengan persamaan sebagai berikut, yaitu [1]:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h>1}^{h_{max}} M_h^2}}{M_1} \quad (1)$$

Dimana M_h adalah nilai rms komponen harmonik h dalam jumlah M .

2.2 Fast Fourier Transform (FFT)

Fast Fourier Transform (FFT) adalah salah satu metode analisis sinyal yang handal, banyak digunakan di berbagai bidang seperti analisis spektra, digital filtering, aplikasi mekanik, akustik, *medical imaging*, numerik, seismografi dan komunikasi [2].

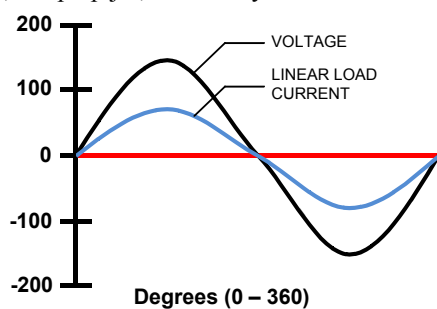
$$X(f) = F\{x(t)\} = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) e^{-j2\pi ft} dt \quad (2)$$

Dimana $x(t)$ adalah time domain sinyal dan $X(f)$ adalah transformasi fourier.

2.3 Beban linier dan non-linier

2.3.1 Beban linier

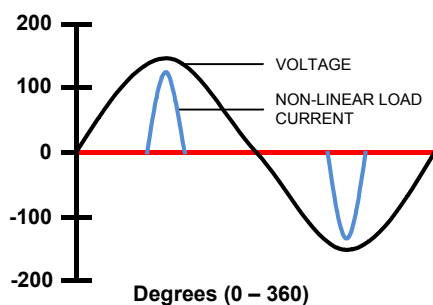
Beban linier adalah beban yang komponen arusnya proporsional terhadap tegangannya. Terdapat hubungan yang linier antara arus dan tegangan sehingga bentuk gelombang arus akan sama dengan bentuk gelombang tegangannya, seperti yang terlihat pada Gambar 1 di bawah ini. Beban linier menyerap arus sinusoidal bila disuplai oleh tegangan sinusoidal. Contoh beban linier antara lain motor listrik, pemanas, lampu pijar, dan lainnya.



Gambar 1. Bentuk gelombang arus dan tegangan pada beban linier [3]

2.3.2 Beban non-linier

Beban yang komponen arusnya tidak proporsional terhadap komponen tegangannya, sehingga bentuk gelombang arusnya tidak sama dengan bentuk gelombang tegangannya. Tidak terdapat hubungan yang linier antara arus dan tegangan. Beban non-linier menyerap arus non sinusoidal demikian juga arus harmonik, walaupun disuplai oleh tegangan sinusoidal. Seperti Gambar 2 di bawah ini. Contoh beban non-linier antara lain penyearah, UPS, komputer, pengaturan kecepatan motor, lampu-lampu pelepasan, alat-alat ferromagnetik, motor DC, dan tungku busur api, dan lain-lainnya.



Gambar 2. Bentuk gelombang arus dan tegangan pada beban non-linier [3]

2.4 Standar Harmonisa Yang Diijinkan

2.4.1 Batas distorsi tegangan harmonisa utiliti

Tabel 1 dari IEEE standard 519-1992, menyarankan nilai-nilai berikut sebagai batas maksimum yang direkomendasikan untuk distorsi tegangan[4].

Tabel 1. IEEE Standard 519-1992, standar batas distorsi tegangan harmonisa maksimum

Voltage at PCC	Individual Component Voltage distortion	Total Voltage Distortion (THD)
$V \leq 69 \text{ kV}$	3.00%	5.00%
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1.50%	2.50%
$V \leq 161 \text{ kV}$	1.00%	1.50%

Nilai-nilai ini hanya berlaku untuk skenario kasus yang terburuk yang dapat digunakan untuk kondisi operasi dengan waktu sedikitnya satu jam. Untuk kondisi-kondisi yang sesaat seperti starting beban, switching, dan keadaan *non steady-state* lainnya, batas-batas ini mungkin bisa terlewati sampai 50%.

2.4.2 Batas distorsi arus harmonisa utiliti

Tabel 2 dari IEEE standard 519-1992, menyarankan nilai-nilai berikut sebagai batas maksimum yang direkomendasikan untuk distorsi arus.

2.5 Pengaruh Harmonisa Pada Transformator

Pada transformator, rugi-rugi yang disebabkan harmonisa arus dan tegangan bergantung pada frekuensi. Peningkatan frekuensi menyebabkan peningkatan rugi-rugi. Harmonisa frekuensi tinggi adalah penyebab pemanasan utama dibandingkan dengan harmonisa frekuensi rendah.

Harmonisa arus menyebabkan peningkatan rugi-rugi tembaga dan rugi-rugi fluks. Sedangkan harmonisa tegangan menyebabkan peningkatan rugi-rugi besi bocor dan peningkatan stress pada isolasi. Efek keseluruhannya adalah pemanasan berlebih bila dibandingkan dengan operasi dengan gelombang sinus murni.

Transformator dirancang untuk menyalurkan daya yang dibutuhkan ke beban dengan rugi-rugi minimum pada frekuensi fundamentalnya. Arus harmonisa dan juga tegangan secara signifikan akan menyebabkan panas lebih.

Tabel 2. IEEE Standard 519-1992, standar batas distorsi arus harmonisa maksimum [4]

MAXIMUM HARMONINC CURRENT DISTORTION IN % OF FUNDAMENTAL						
I _{SC} /I _L	Harmonic order (Odd Harmonic)					THD(%)
	< 11	11 ≤ h ≤ 17	17 ≤ h ≤ 23	23 ≤ h ≤ 25	35 ≤ h	
<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
Even harmonics are limited to 25% of the odd harmonics above						
*All power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual I _{SC} /I _L						
Where I _{SC} = Maximum short circuit current at PCC						
And I _L = Maximum load current (fundamental frequency)at PCC						
For PCC's from 69 to 138 kV, the limits are 50 % of the limits above.						
A case-by-case evaluation is requaried						

Ada tiga pengaruh yang menimbulkan panas lebih pada trafo ketika arus beban mengandung komponen harmonisa [5]:

- Arus rms. Jika trafo kapasitasnya hanya untuk kVA yang dibutuhkan beban, arus harmonisa dapat mengakibatkan arus rms trafo menjadi lebih besar dari kapasitasnya. Arus rms yang meningkat dapat menyebabkan rugi-rugi pada penghantar.
- *Eddy-current losses*. Di dalam trafo terdapat arus induksi yang timbul karena adanya flux magnetik. Arus induksi ini mengalir di belitan, di inti, dan dibadan penghantar lain yang terlindungi oleh medan magnet dari trafo dan menyebabkan panas lebih. Komponen rugi-rugi trafo ini meningkat dengan kuadrat dari frekuensi arus penyebab *eddy-current*. Oleh karena itu, ini menjadi komponen yang sangat penting dari rugi-rugi trafo yang menyebabkan pemanasan oleh harmonisa.
- Rugi inti (*Histerisis losses*). Peningkatan rugi inti yang disebabkan harmonisa bergantung pada pengaruh harmonisa pada tegangan yang diberikan dan rancangan dari inti trafo. Semakin besar distorsi tegangan maka semakin tinggi pula *eddy-current* di laminasi inti. Peningkatan rugi inti karena harmonisa tidak sekritis dua rugi-rugi di atas.

Pada transformator daya, arus urutan nol yang bersirkulasi pada belitan delta dapat menyebabkan arus yang besar dan pemanasan berlebihan. Dengan demikian, arus sirkulasi ini harus diperhitungkan keberadaannya pada saat perancangan. Untuk mengatasi pemanasan berlebih akibat harmonisa, seringkali perancang sistem memperbesar kapasitas daya transformator untuk memperbesar kapasitas pendinginan. Tetapi cara ini menimbulkan masalah lebih lanjut. Konduktor yang lebih besar

menyebabkan pemanasan yang lebih besar juga yang diakibatkan harmonisa frekuensi tinggi. Selain itu, memperbesar kapasitas transformator berarti memperbesar arus harmonisa yang mungkin mengalir dalam sistem. Penurunan efisiensi transformator akibat harmonisa dapat mencapai sekitar 6 % [6].

2.6 Perhitungan Losses Pada Transformator Akibat Harmonisa

Load loss (P_{LL}) transformator dalam per unit, dapat dicari dengan rumus sebagai berikut;

$$P_{LL} = \sum I_h^2 + (\sum I_h^2 \times h^2) \cdot P_{EC-R} \text{ (p.u)} \quad (3)$$

Dimana P_{EC-R} adalah faktor *eddy current loss*, h adalah angka harmonisa dan I_h adalah arus harmonisa.

ΣI_h² merupakan komponen rugi I²R dalam p.u, sedangkan (Σ I_h² × h²) P_{EC-R} merupakan faktor *eddy current loss* dibawah kondisi dasar dalam p.u. Faktor *eddy current loss* terdapat pada Tabel 3 [1]:

Tabel 3. Nilai dari P_{EC-R}

Type	MVA	Voltage	%P _{EC-R}
Dry	≤ 1		3 - 8
	≥ 1.5	5 kV HV	12 - 20
	≤ 1.5	15 kV HV	9 - 15
Oil - filled	≤ 2.5	480 V LV	1
	2.5 - 5	481 V LV	1 - 5
	> 5	482 V LV	9 -15

Rugi-rugi energi (kWh) pada transformator biasanya dinyatakan dalam bentuk rupiah. Biaya

untuk mencatu kerugian ini dapat dibagi dalam 2 bagian yang utama:

1. Komponen energi atau biaya produksi untuk membangkitkan kehilangan kWh.
2. Komponen *demand*/beban atau biaya tahunan yang tercakup di dalam sistem investasinya yang diperlukan mencatu rugi beban rugi beban puncak.

Kedua komponen tersebut biasaya digabungkan menjadi satu, baik dalam bentuk Rp/kWh untuk rugi energi maupun dalam Rp/kW untuk rugi energi puncak.

$$\text{Rugi-rugi energi (Rp)} = \text{Losses} \cdot \text{Jam} \cdot \text{Cost energi} \quad (4)$$

2.7 Perhitungan Derating Pada Transformator Akibat Harmonisa

Harmonisa arus menimbulkan pemanasan pada bagian-bagian transformator, sehingga akan mengakibatkan peningkatan rugi-rugi dan penurunan efisiensi pada transformator. Dengan adanya penurunan efisiensi transformator maka akan terjadi penurunan kapasitas daya terpasang (*derating*) pada transformator tersebut.

Untuk melakukan perhitungan penurunan kapasitas daya terpasang transformator, digunakan metode perhitungan nilai THDF (*Transformer Harmonic Derating Factor*). THDF merupakan sebuah nilai atau faktor pengali yang digunakan untuk menghitung besar kapasitas baru (kVA baru) transformator. Pada dasarnya, THDF pada suatu Transformator dipengaruhi oleh adanya THD dalam transformator tersebut sebagai akibat dari adanya penggunaan beban non-linier pada sisi beban. Besarnya THD ditentukan terlebih dahulu melalui pengukuran. Sedangkan Nilai THDF dapat ditentukan dengan menggunakan rumus [7]:

$$\text{KVA baru} = \text{THDF} \times \text{KVA pengenalan} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \text{THDF} &= \frac{1,414 \times (\text{arus phase rms})}{(\text{arus puncak phase sesaat})} \times 100\% \\ &= \frac{1,414 \times \left(\frac{1}{3} \times (\text{Ir} + \text{Is} + \text{It})\text{rms}\right)}{\frac{1}{3} \times (\text{Ir} + \text{Is} + \text{It})\text{puncak}} \times 100\% \quad (6) \end{aligned}$$

Dimana THDF adalah faktor derating pada transformator akibat harmonisa.

Dalam keadaan ideal (gelombang sinusoidal murni) dimana tidak terdapat gangguan harmonisa dalam sistem nilai THDF = 1, sehingga tidak terjadi penurunan kapasitas pada transformator

3. METODE PENELITIAN

Data-data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data kuantitatif yang diperoleh dari data teknis sistem kelistrikan Fakultas Teknik Universitas Udayana, antara lain:

1. Data-data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data primer yang diperoleh dari hasil pengukuran pada feeder transformator daya di Fakultas Teknik Universitas Udayana dan data sekunder.
2. Data *single line diagram* sistem kelistrikan di Kampus Teknik Elektro Udayana.
3. Data jumlah dan kapasitas beban nonlinear yang terpasang pada feeder transformator daya.
4. Data teknik dari transformator daya.
5. Data pengukuran THD pada transformator daya.

Analisis harmonisa dilakukan dengan pengukuran langsung pada feeder transformator dan dengan simulasi menggunakan MATLAB Simulink seperti ditunjukkan pada Gambar 3. Terlebih dahulu beban non linear dikelompokkan, sehingga simulasi terdiri dari komponen penting seperti sumber tiga fasa, feeder serta beban non linear. Sumber tiga fasa identik dengan komponen sekunder dari trafo dan beban non linear berupa diode sebagai penyumbang harmonisa terbesar pada sistem. Selanjutnya menganalisis hasil pengukuran dan simulasi berdasarkan IEEE Standard 519-1992, menganalisis losses transformator akibat rugi-rugi saluran, menganalisis losses dan derating akibat THD arus pada transformator daya, serta menganalisis losses energi baik secara teknis maupun ekonomis.

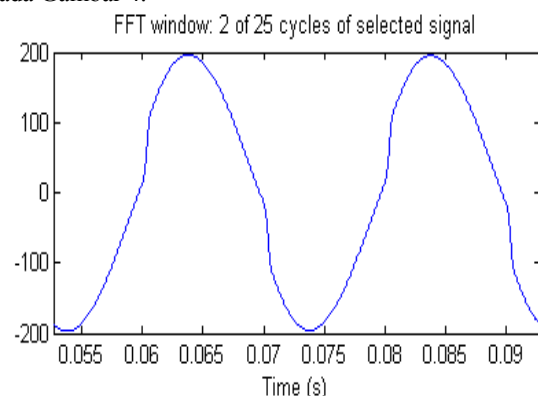
4. PEMBAHASAN

4.1 Simulasi THD arus

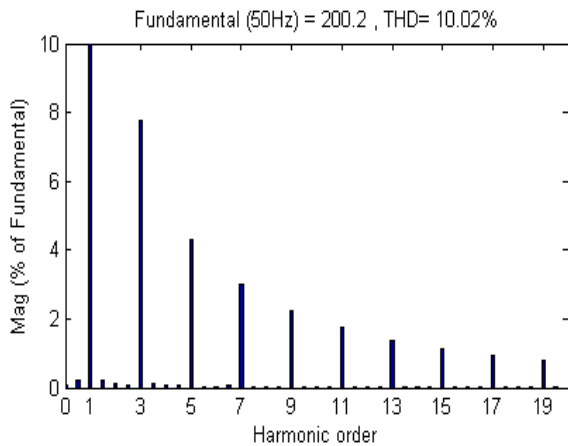
Simulasi pada feeder transformator di Fakultas Teknik Universitas Udayana membutuhkan parameter sebagai berikut:

- Sumber tiga fasa ekuivalen dengan sekunder trafo pada feeder tersebut. Dimana parameter trafo adalah:
 $V_{\text{trafo}} = 400/231 \text{ V}$, $Z = 4\%$, $f = 50\%$, $X/R = 3,638$
 $R_{\text{sumber}} = 0,0085 \text{ Ohm}$
 $L_{\text{sumber}} = 9,84\text{e-}5 \text{ Henry}$
- Beban nonlinear sebesar 35442 Watt/fasa
- Dengan $R_{\text{beban}} = 1,36 \text{ Ohm}$
- $L_{\text{beban}} = 0,0241 \text{ Henry}$

Dimana hasil simulasi harmonisa arus ditunjukan pada Gambar 3 dan spektrum harmonisa arus ditunjukan pada Gambar 4.



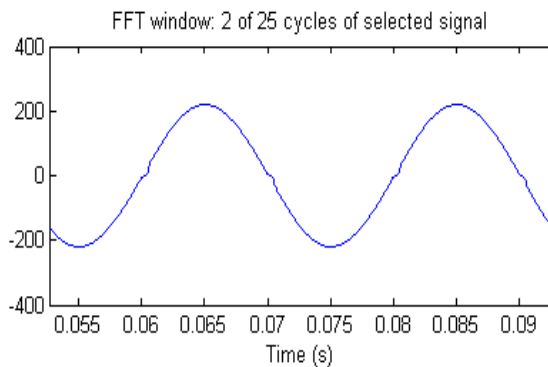
Gambar 3. Hasil simulasi harmonisa arus



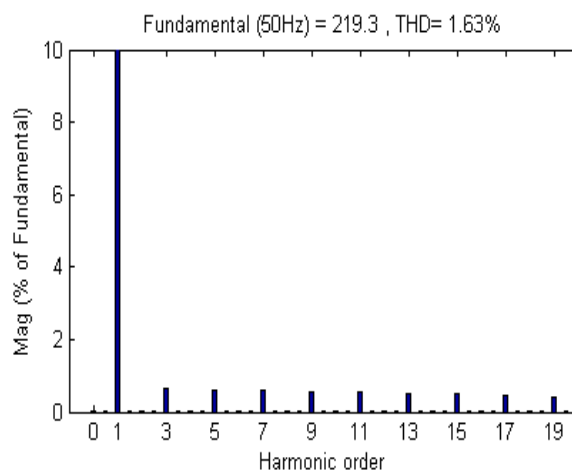
Gambar 4. Spektrum harmonisa arus

4.2 Simulasi THD tegangan

Hasil simulasi THD tegangan pada feeder trafo dapat dilihat pada Gambar 5 dan spektrum harmonisa tegangan ditunjukkan pada Gambar 6 dibawah ini.



Gambar 5. Spektrum harmonisa tegangan



Gambar 6. Spektrum harmonisa tegangan

4.3 Perbandingan antara hasil pengukuran dengan simulasi

Setelah diketahui nilai dari hasil simulasi dan pengukuran, maka perlu dicari nilai persentase kesalahan dari simulasi program tersebut. Dimana untuk persentase kesalahan dapat seperti tabel 4 berikut.

Tabel 4. Persentase kesalahan nilai THD_i dan THD_v hasil pengukuran dengan simulasi

	Hasil pengukuran (%)	Hasil simulasi (%)	% Kesalahan
THD _i	9,6	10,02	4,19
THD _v	1,7	1,63	4,29

4.4 Analisis Losses dan Derating Pada Trafo di Fakultas Teknik Universitas Udayana

Trafo memiliki rugi-rugi pada saat kondisi berbeban dan pada saat kondisi tanpa beban. Dari data SPLN 50: 1997, maka rugi-rugi trafo pada saat kondisi tanpa beban adalah sebesar 2.98 kW. Sedangkan untuk analisis rugi-rugi pada transformator dapat dibagi menjadi dua yaitu;

- Analisis losses sebelum terpengaruh harmonisa
- Analisis losses setelah terpengaruh harmonisa

4.4.1 Analisis losses sebelum terpengaruh harmonisa

Rugi-rugi trafo pada saluran (sebelum terpengaruh harmonisa), besarnya dapat dicari sebagai berikut;

WBP:

$$P_{Ls_total} (kW) = 6,45 \text{ kW}$$

$$P_{Ls_total} (kVA) = P_{Ls_total} (kW) / \text{Cos}\phi$$

$$= 6,45 / 0,967 = 6,67 \text{ kVA}$$

LWBP:

$$P_{Ls_total} = 5,39 \times 10^{-6} \text{ kW}$$

Sehingga pada saat waktu beban puncak;

$$\text{kVA baru trafo} = 200 \text{ kVA} - 6,67 \text{ kVA} = 193,33 \text{ kVA}$$

$$P_{base} = S \cdot \text{Cos}\phi$$

$$= 200 \text{ kVA} \times 0,967 = 193,40 \text{ kW}$$

$$\% \text{ Susut trafo} = \frac{6,45}{193,40} \times 100\%$$

$$= 3,33\%$$

$$\text{Efisiensi trafo } (\eta) = \left[1 - \frac{\sum \text{rugi}}{\text{Daya Masuk}} \right] \times 100\%$$

$$= \left[1 - \frac{6,45}{193,40} \right] \times 100\% = 96,66\%$$

4.4.2 Analisis losses setelah terpengaruh harmonisa

Dari data hasil pengukuran, maka dapat dicari nilai losses pada trafo 200 kVA setelah terpengaruh harmonisa seperti dibawah ini:

$$S = 200 \text{ kVA}$$

$$\text{Cos}\phi \text{ rata-rata} = 0,967$$

$$P_{\text{Base satu fasa}} = S \cdot \cos\phi_{\text{rata-rata}} / \sqrt{3}$$

$$= (200 \text{ kVA} \times 0,967) / \sqrt{3} = 111,66 \text{ kW}$$

$$P_{\text{Base tiga fasa}} = S \cdot \cos\phi_{\text{rata-rata}} = 200 \text{ kVA} \times 0,967$$

$$= 193,40 \text{ kW}$$

Losses pada fasa R setelah terpengaruh harmonisa dapat dicari dengan cara sebagai berikut;
Untuk orde 1:

$$I_{h1} \text{ (pu)} = \frac{I_{h1}}{I_1} = \frac{157,6}{157,6} = 1,000 \text{ p.u}$$

Dengan cara yang sama, maka diperoleh arus harmonisa dalam satuan per-unit pada fasa R, seperti yang ditunjukkan Tabel 5 di bawah ini.

Tabel 5. Perhitungan losses pada fasa R

Orde	I _h (%)	I _h (A)	I _h (pu)	I _h ² (pu)	I _h ² x h ² (pu)
1	100,0	157,6	1,000	1,000000	1,0000
3	8,0	12,6	0,080	0,006400	0,0576
5	4,1	6,6	0,041	0,001681	0,0420
7	5,0	7,8	0,050	0,002500	0,1225
9	2,9	4,5	0,029	0,000841	0,0681
11	1,3	2,0	0,013	0,000169	0,0204
13	1,0	1,5	0,010	0,000100	0,0169
15	0,8	1,2	0,008	0,000064	0,0144
17	0,4	0,6	0,004	0,000016	0,0046
19	0,5	0,7	0,005	0,000025	0,0090
Jumlah				1,011796	1,3556

Berdasarkan Tabel 5 di atas, maka perhitungan rugi-rugi beban (P_{LL}) dalam per unit pada fasa R adalah sebagai berikut;

$$P_{LL} = 1,011796 + 1,3556 \times 0,01 = 1,025352 \text{ p.u}$$

Sehingga rugi I²R bertambah sebesar 0,011796 p.u dan rugi eddy current bertambah sebesar 0,003556 p.u.

Penambahan losses pada fasa R akibat harmonisa untuk:

Rugi tembaga:

$$P_{cu} = 0,011796 \text{ p.u} \times 111,66 \text{ kW}$$

$$= 1,32 \text{ kW}$$

Rugi eddy current:

$$P_i = 0,003556 \text{ p.u} \times 111,66 \text{ kW} = 0,39 \text{ kW}$$

Untuk rugi histerisis dapat diabaikan karena nilai dari rugi histerisis sangat kecil. Jadi penambahan losses pada fasa R sebesar:

$$Losses_{\text{ fasa R}} = P_{cu} + P_i = 1,32 + 0,39$$

$$= 1,71 \text{ kW}$$

Dengan cara yang sama, maka diperoleh nilai losses pada fasa S dan fasa T, seperti yang ditunjukkan Tabel 6 dibawah ini.

Tabel 6. Losses setelah terpengaruh harmonisa

Phasa	THD (%)	P _{cu} (kW)	P _i (kW)	Losses (kW)
R	10,9	1,32	0,39	1,71
S	8,7	0,85	0,24	1,09
T	9,2	0,94	0,32	1,26

Analisis penambahan losses akibat harmonisa:

Setelah mendapatkan nilai losses trafo sebelum dan setelah terpengaruh harmonisa, maka total losses trafo dapat ditentukan sebagai berikut;

$$losses_{\text{ akibat harmonisa}} = 4,06 \text{ kW}$$

$$losses_{\text{ trafo total}} \text{ (kW)} = 6,45 \text{ kW} + 4,06 \text{ kW}$$

$$= 10,51 \text{ kW}$$

$$losses_{\text{ trafo total}} \text{ (kVA)} = \text{Total losses (kW)} / \cos\phi$$

$$= 10,51 / 0,967$$

$$= 10,87 \text{ kVA}$$

$$\% \text{ Susut trafo} = \frac{10,51}{193,40} \times 100\% = 5,43\%$$

$$\text{Efisiensi trafo } (\eta) = \left[1 - \frac{\sum \text{rugi}}{\text{Daya Masuk}} \right] \times 100\%$$

$$= \left[1 - \frac{10,51}{193,40} \right] \times 100\%$$

$$= 94,56\%$$

4.4.3 Analisis derating

Nilai THDF (*Transformator Harmonic Derating Factor*) dapat dicari sebagai berikut;

$$THDF = \frac{1,414 \times \left(\frac{1}{3} \times (157,6 + 206,7 + 189,0)\right)}{\frac{1}{3} \times (267,0 + 314,5 + 318,9)} \times 100\%$$

$$= 86,89\%$$

$$\text{kVA baru} = \text{THDF} \times \text{kVA pengenal}$$

$$= 86,89\% \times 200 \text{ kVA}$$

$$= 173,78 \text{ kVA}$$

$$\text{Derating trafo (kVA)} = 200\text{kVA} - 173,78\text{kVA}$$

$$= 26,22 \text{ kVA}$$

$$\text{Derating trafo (kW)} = 26,22 \times 0,967 \text{ kW}$$

$$= 25,35 \text{ kW}$$

$$\text{Derating trafo } (\%) = \frac{26,22}{200} \times 100\%$$

$$= 13,11$$

4.5 Analisis Losses Energi Baik Secara Teknis Maupun Ekonomis

4.5.1 Analisis total losses energi sebelum terpengaruh harmonisa

Adapun total losses energi sebelum terpengaruh harmonisa dapat dicari dengan cara sebagai berikut;

$$\begin{aligned} \text{Losses}_{\text{energi total}} (\text{kWh}) &= \text{Losses}_{\text{LWBP}} + \text{Losses}_{\text{WBP}} \\ &= 0,097 \times 10^{-3} \text{ kWh} + 38,70 \text{ kWh} \\ &= 38,70 \text{ kWh} \end{aligned}$$

$$\text{Losses}_{\text{energi total}} (\text{Rp}) = \text{Rp. } 21091,55,-$$

4.5.2 Analisis total losses energi setelah terpengaruh harmonisa

Adapun total losses energi setelah terpengaruh harmonisa dapat dicari dengan cara sebagai berikut;

$$\begin{aligned} \text{Losses}_{\text{energi total}} (\text{kWh}) &= \text{Losses}_{\text{LWBP}} + \text{Losses}_{\text{WBP}} \\ &= 0,097 \times 10^{-3} \text{ kWh} + 63,06 \text{ kWh} \\ &= 63,06 \text{ kWh} \end{aligned}$$

$$\text{Losses}_{\text{energi total}} (\text{Rp}) = \text{Rp. } 34367,75,-$$

5. KESIMPULAN

Dari analisis yang dilakukan, maka diperoleh simpulan-simpulan sebagai berikut, yaitu;

1. Hasil studi analisis THD pada transformator di Fakultas Teknik Universitas Udayana berdasarkan hasil pengukuran, didapatkan THDi sebesar 9,6% dan THDv sebesar 1,7%. Sedangkan berdasarkan hasil simulasi, didapatkan THDi sebesar 10,02% dan THDv sebesar 1,63%.
2. Losses secara teknis yang terdapat pada transformator di Fakultas Teknik Universitas Udayana sebelum terpengaruh harmonisa adalah sebesar 6,45 kW, sedangkan setelah terpengaruh harmonisa adalah sebesar 10,51 kW.
3. Losses secara ekonomis pada transformator yang harus dibayarkan oleh Fakultas Teknik Universitas Udayana sebelum terpengaruh harmonisa adalah sebesar Rp. 21091,55,-/hari, sedangkan setelah terpengaruh harmonisa adalah sebesar Rp. 34367,75,-/hari.
4. Derating yang terjadi pada transformator di Fakultas Teknik Universitas Udayana adalah sebesar 25,35 kW.

6. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Dugan, R.C; McGranaghan, M.F; Santoso; Beaty, H.W. 2003. *Electrical Power System Quality - Second Edition*. USA : McGraw-Hill.
- [2] Brigham, E.O. 1988. *The Fast Fourier Transform and its Applications*. New Jersey : Prentice Hall.
- [3] Dugan, R.C; Rizy. 2001. *Harmonic Considerations for Electrical Distribution Feeders*. National Technical Information Service, Report No. ORNL/Sub/81-95011/4 (Cooper Power Systems as Bulletin 87011,

- “Electrical Power System Harmonics, Design Guide”).
- [4] Duffey, C.K. 1989. *Update of Harmonic Standard IEEE-51*. IEEE Transaction on Industry Application, Vol.25. No.6, November 1989.
 - [5] Arrilaga, J; Bradley, D.A; Bodger, P.S. 1985. *Power System Harmonics*. London : British Library.
 - [6] Buhron, H; Sutanto, J. 2001. *Implikasi Harmonisa dalam Sistem Tenaga Listrik dan Alternatif Solusinya*. Dept. Teknik Energi Politeknik Negeri Bandung, Dept. Teknik Elektro Universitas Siliwangi Tasikmalaya dan Staf Operasi Distribusi PLN Distribusi Jawa Barat dan Banten.
 - [7] Tribuana, N; Wanhar. 1999. *Pengaruh Harmonik pada Transformator Distribusi*. Diakses dari <http://www.elektroindonesia.com>. Tanggal 24 Oktober 2009.
 - [8] Susiono. 1999. *Penentuan Lokasi Lokasi Filter Harmonik Optimum Pada Sistem Distribusi Daya Listrik*. Surabaya : Program Studi Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh November.
 - [9] Zuhail. 1991. *Dasar Tenaga Listrik*. Bandung : Institut Teknologi Bandung.