

Analisis Pengaruh Harmonisa Terhadap *Losses* Transformator 500kVA

Rachmat Sutjipto^{*a)}, Wijaya Kusuma^{a)}, Kemal Zulfianta^{b)}

(Artikel diterima: Juni 2022, direvisi: Juni 2022)

Abstract: With the non-linear load at the State Polytechnic of Malang, it has an impact on the emergence of harmonics and the appearance of currents in the neutral wire, rising temperatures in conductors and losses in transformers. In this study, several THD analyzes were carried out in accordance with the IEEE 519-1992, including neutral current analysis, losses analysis before and after being affected by harmonics, derating analysis and alternative mitigation methods to reduce these harmonic levels. Based on observational data on 500kVA transformers at UPT PP Polinema, it is known that the highest THDi current is 14.5% and exceeds the IEEE 519-1992 standard (12%). As for the THD voltage, the harmonic is 1.87% and is below the standard (5%). Based on the analysis results, it is known that the value of losses from the neutral current is 0.096 kW. It is also known that the total loss is 1.24kW (the PCu loss is 1.2kW and the PFe loss is 0.04 kW. Based on the SPLN 50 standard in 1997, the total allowable losses are 6.6 kW and 7.84 kW after being affected by harmonics, so the total loss of the measurement results is below the standard. From the analysis, it is also known that the derating will occur in due to harmonics is 71.6 kVA or 14.32% of the transformer capacity. So to reduce the amount of THD current a mitigation is needed in the form of installing a filter that is used to suppress harmonic currents to meet existing standards.

Keywords : harmonics, transformers, neutral currents, losses, derating.

1. Pendahuluan

Seiring dengan perkembangan zaman dan teknologi kebutuhan energy listrik kini semakin meningkat, dengan kebutuhan energy listrik yang semakin meningkat maka terciptalah peralatan listrik yang memiliki fungsi untuk mempermudah kegiatan manusia, seperti: komputer, printer, AC, lampu hemat energy, dan alat elektronik lainnya.

Penggunaan peralatan listrik dengan beban non-linier di Politeknik Negeri Malang berdampak pada munculnya harmonisa. Adapun dampak langsung dan tidak langsung dari harmonisa ini yaitu, munculnya arus pada kawat netral, naiknya temperatur pada konduktor, *losses* pada trafo, serta berkurangnya *life time* peralatan.

Berdasarkan data harmonisa yang diperoleh pada transformator 500kVA UPT PP Politeknik Negeri Malang, diketahui arus THD tertinggi terjadi pada jam 4 sore dengan arus (THDi) sebesar 14,5%, nilai tersebut melebihi standar IEEE 519-1992 dimana THD arus maksimal untuk arus hubung singkat (Isc) diantara 50-100 kA hanya sebesar 12%. Sedangkan untuk THD tegangan harmonisanya sebesar 1,87% yang masih dibawah standar IEEE 519-1992 untuk THD tegangan dengan tegangan kerja dibawah 69 kV sebesar 5% .

Dengan besarnya THDi yang melebihi standar IEEE 519-1992 , Harmonisa arus tersebut menimbulkan pemanasan pada bagian-bagian transformator, sehingga akan mengakibatkan peningkatan rugi-rugi dan penurunan efisiensi pada transformator. Dengan adanya peningkatan rugi-rugi (*losses*) dapat menimbulkan kenaikan temperatur pada transformator dan penurunan efisiensi transformator maka akan terjadi penurunan kapasitas daya terpasang (*derating*). Untuk mengatasi berbagai persoalan yang ditimbulkan oleh adanya arus harmonisa pada sistem distribusi tenaga listrik adalah dengan cara menghilangkan atau mengurangi kandungan arus harmonisa sampai memenuhi batasan harmonisa

yang diijinkan.

2. Tinjauan Pustaka

2.1 Pengertian Harmonisa

Harmonisa adalah gangguan yang terjadi pada sistem distribusi tenaga listrik akibat terjadinya distorsi gelombang arus dan tegangan. Pada dasarnya, harmonisa adalah gejala pembentukan gelombang-gelombang dengan frekuensi berbeda yang merupakan perkalian bilangan bulat dengan frekuensi dasarnya. Hal ini disebut frekuensi harmonisa yang timbul pada bentuk gelombang aslinya sedangkan bilangan bulat pengali frekuensi dasar disebut angka urutan harmonisa. Misalnya, frekuensi dasar suatu sistem tenaga listrik adalah 50 Hz, maka harmonisa keduanya adalah gelombang dengan frekuensi sebesar 100 Hz, harmonisa ketiga adalah gelombang dengan frekuensi sebesar 150Hz dan seterusnya. Gelombang-gelombang ini kemudian menumpang pada gelombang murni/aslinya sehingga terbentuk gelombang cacat yang merupakan jumlah antara gelombang murni sesaat dengan gelombang harmoniknya [1].

2.2 Transformator

Transformator adalah suatu alat listrik yang dapat memindahkan dan mengubah energi listrik dari satu atau lebih rangkaian listrik ke rangkaian listrik yang lain tanpa merubah frekuensi dari sistem, berdasarkan prinsip induksi elektromagnet.

Prinsip kerja transformator adalah berdasarkan hukum ampere dan hukum faraday, yaitu arus listrik dapat menimbulkan medan magnet dan sebaliknya medan magnet dapat menimbulkan arus listrik, merupakan proses konversi energi elektromagnetik. Jika pada salah satu sisi kumparan pada transformator dialiri arus bolak-balik, maka timbul garis gaya magnet yang berubah-ubah sehingga pada kumparan terjadi induksi. Kumparan sekunder yang konstruksinya satu inti dengan kumparan primer akan menerima garis gaya magnet dari primer yang besarnya berubah-ubah pula, maka disekunder juga timbul induksi akibatnya antara dua ujung kumparan terdapat beda tegangan. Jumlah garis gaya (Φ , fluksi)

* Korespondensi: rachmat.sutjipto@polinema.ac.id

a) Prodi Teknik Listrik, Jurusan Teknik Elektro, Polinema.
Jalan Soekarno-Hatta No. 9 Malang 65141

b) Prodi Sistem Kelistrikan, Jurusan Teknik Elektro, Polinema.
Jalan Soekarno-Hatta No. 9 Malang 65141

yang masuk kumparan sekunder adalah sama dengan jumlah garis gaya yang keluar dari kumparan-kumparan primer [2].

Daya transformator bila ditinjau dari sisi tegangan tinggi (primer) dapat menggunakan persamaan sebagai berikut [2] :

$$S = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \quad (2-1)$$

Dimana:

- S : Daya transformator (kVA)
- V : Tegangan sisi primer transformator (kV)
- I : Arus jala-jala (A)

Sehingga untuk menghitung arus beban penuh (*full load*) dapat menggunakan persamaan sebagai berikut [2] :

$$I_{FL} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (2-2)$$

Dimana:

- I_{FL} : Arus beban penuh (A)
- S : Daya transformator (kVA)
- V : Tegangan sisi sekunder transformator (kV)

2.3 Pengaruh Besarnya Arus Netral Terhadap Transformator

Arus netral dalam sistem distribusi tenaga listrik dikenal sebagai arus yang mengalir pada kawat netral di sistem distribusi arus netral ini akan muncul jika :

- Kondisi beban tidak seimbang
- Karena adanya Arus harmonisa akibat dari beban non-linear yang semakin berkembang digunakan saat ini.

Sebagai akibat dari ketidakseimbangan beban dan *Triplen* harmonic antara tiap-tiap fasa pada sisi sekunder transformator (fasa R, fasa S, fasa T) mengalir arus di netral transformator. Arus yang mengalir pada penghantar netral transformator ini menyebabkan rugi-rugi. Rugi-rugi pada penghantar netral transformator ini dapat menggunakan persamaan sebagai berikut [3]:

$$P_N = I_N^2 \cdot R_N \quad (2-3)$$

Dimana:

- P_N : Rugi-rugi yang timbul pada penghantar netral (watt)
- I_N : Arus yang mengalir melalui kawat netral (Ampere)
- R_N : Tahanan pada kawat netral (Ohm)

2.4 Pengaruh Harmonisa Terhadap Rugi-rugi Beban Transformator

Distorsi harmonisa dan arus akan menyebabkan rugi-rugi transformator. Rugi-rugi pada transformator terdiri dari rugi tanpa beban dan berbeban, yang dapat dituliskan dalam persamaan seperti berikut ini:

$$P_T = P_{NL} + P_{LL} \quad (2-4)$$

Dimana:

- P_{NL} : Rugi tanpa beban
- P_{LL} : Rugi oleh beban
- P_T : Rugi total

Load loss (P_{LL}) dapat dipertimbangkan dengan dua komponen yaitu rugi I^2R dan rugi arus eddy (P_{EC}) [4]:

$$P_{LL} = I^2R + P_{EC} \quad (2-5)$$

Rugi I^2R sebanding dengan nilai arus rms. Arus eddy sebanding dengan kuadrat arus dengan frekuensi (nilai K_{EC} selalu konstan) [4]:

$$P_{EC} = K_{EC} \cdot I^2 \cdot h^2 \quad (2-6)$$

Load loss (P_{LL}) trafo dalam per unit, dapat dicari dengan

persamaan sebagai berikut [4] :

$$P_{LL} = \sum I_h^2 + (\sum I_h^2 x h^2) P_{EC-R} (p.u) \quad (2-7)$$

Dimana:

- P_{EC-R} : Faktor *eddy current loss*
- h : Angka harmonisa
- I_h : Arus harmonisa
- $\sum I_h^2$: Komponen rugi-rugi I^2R dalam p.u

$(\sum I_h^2 x h^2) P_{EC-R}$: Komponen rugi *eddy current* dalam p.u

$\sum I_h^2$ merupakan komponen rugi I^2R dalam p.u, sedangkan

$(\sum I_h^2 x h^2) P_{EC-R}$ merupakan faktor rugi arus eddy dibawah kondisi dasar dalam p.u. Faktor rugi arus eddy terdapat pada tabel berikut

Tabel 2.1 Nilai dari P_{EC-R} [4]

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

Untuk mengkonversi nilai I_h dalam satuan per unit, maka dapat digunakan persamaan [4] :

$$I_{hn} (p.u) = \frac{I_{hn}}{I_{fundamental}} \quad (2-8)$$

2.5 Pengaruh harmonisa terhadap Derating Transformator

Harmonisa arus dapat menimbulkan pemanasan pada bagian-bagian transformator, yang dapat 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 (*Transformator Harmonic Derating Factor*). Sedangkan Nilai THDF dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$KVA \text{ baru} = THDF \times KVA \text{ pengenal} \quad (2-9)$$

$$THDF = \frac{1,414 \times (\text{arus phase rms})}{(\text{arus puncak phase sesaat})} \times 100\% \\ = \frac{1,414 \times (\frac{1}{3} \times (I_r + I_s + I_t) \text{ rms})}{\frac{1}{3} \times (r + I_s + I_t) \text{ puncak}} \times 100\% \quad (2-10)$$

Dimana :

THDF : *Transformator Harmonic Derating Factor* (THDF)

Dalam keadaan ideal (gelombang sinusoidal murni) dimana tidak terdapat gangguan harmonisa dalam sistem nilai THDF = 1, sehingga tidak terjadi penurunan kapasitas pada transformator [6].

2.6 Standar Harmonisa

Standar yang mengatur distorsi harmonisa ini adalah standar IEEE 519-1992, standar ini mengatur batasan harmonisa yang

dijinkan seperti terlihat dalam tabel di bawah ini:

Tabel 2.2 Batas Distorsi Maksimum untuk Tegangan [5]

Bus Voltage at PCC	Individual Voltage Distorsion (%)	Total Voltage Distorsion THD (%)
69 kV and below	3.0	5.0
69.001 kV trough 161 kV	1.5	2.5
161.001 kV and above	1.0	1.5

NOTE: High-voltage systems can have up to 2.0% THD where the cause in an HVDC terminal that will attenuate by the time it is tapped for a user

Tabel 2.3 Batas Distorsi Maksimum untuk Arus [5]

Maximum Harmonic Current Distortion in Percent of I_L						
Individual Harmonic Order (Odd Harmonics)						
I_{sc}/I_L	<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

Even harmonics are limited to 25% of the oddharmonics limits 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.

I_L = maximum demand load current at PCC

Sedangkan untuk perhitungan arus hubung sigkat I_{sc} dapat menggunakan persamaan sebagai berikut [7]:

$$I_{sc} = \frac{IFL}{\%X} \tag{2-11}$$

Dimana:

I_{FL} : Arus Full Load (A)

X : Impedansi (%)

Untuk menghitung arus beban (I_{Load}) dapat menggunakan persamaan sebagai berikut [4]:

$$I_L = \frac{P}{PF \sqrt{3} \cdot V} \tag{2-12}$$

Dimana:

P : Daya masuk (kW)

PF : Power Faktor (rata-rata)

V : Tegangan (VL-L)

3. Metodologi

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan di UPT PP. Politeknik Negeri Malang, dengan pengukuran harmonisa di LVMDP 1 untuk mengetahui kadar harmonisa sebagai syarat analisa pengaruh harmonisa terhadap Transformator.

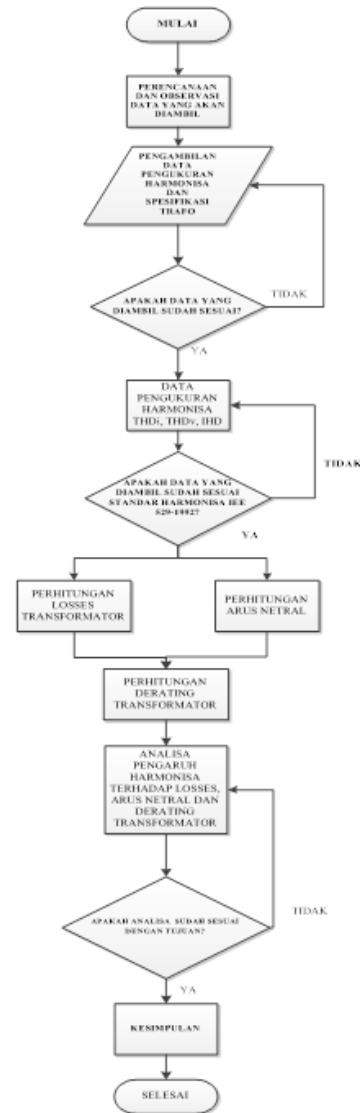
3.1.1 Jenis Data Penelitian

Jenis data yang diambil untuk penelitian ini yaitu meliputi data-data berikut :

- Single Line Diagram di UPT PP POLINEMA.
- Data Spesifikasi Transformator 1 di UPT PP POLINEMA.

- Data Pengukuran Pembebanan Transformator 1 di UPT PP POLINEMA.
- Data Pengukuran Harmonisa Transformator 1 di UPT PP POLINEMA.

3.1.2 Diagram Alir Skripsi



Gambar 3.1 Diagram Alir Pengerjaan Penelitian

4. Pembahasan

4.1 Data Transformator LVMDP 1

Dalam analisa ini di laksanakan pengukuran pada transformator yang menyuplai LVMDP1. Data pengukuran tersebut berupa data harmonisa dan data beban yang terukur menggunakan Fluke 434B Power Analyzer dan dilakukan pada hari Rabu 18 juli 2018. Berikut merupakan spesifikasi trafo yang tercantum pada nameplate trafo pada LVMDP1:

Buatan Pabrik : UNINDO
 Tipe : 1982
 Daya : 500 kVA
 Phase : 3 Fasa

Tegangan Primer/Sekunder : 20000/400 V
 Arus Primer/Sekunder : 14,4/720 A
 Hubungan : Dyn5
 Impedansi : 4%

4.2 Analisa Besar Kandungan Harmonisa di Politeknik Negeri Malang berdasarkan Standar IEEE 519 – 1992

Standar harmonisa yang digunakan pada penelitian ini adalah standar dari IEEE 519 – 1992. Standar tersebut digunakan untuk menganalisa besarnya kadar harmonisa arus maupun tegangan di Politeknik Negeri Malang terutamanya pada LVMDP1.

4.2.1 Analisa THD Tegangan menurut Standar IEEE 519-1992

Batas maksimum THD tegangan yang diperbolehkan menurut IEEE standard 519-1992 adalah 5.0%, karena tegangan di trafo dibawah 69 kV. Berikut merupakan hasil perbandingan antara nilai hasil pengukuran THD tegangan dengan IEEE standard 519-1992.

Tabel 4.1 Analisis Standar (THDv) menurut IEEE 519-1992

JAM	V	Standar THD (%)	Pengukuran THDv (%)	Keterangan
10.00	V ≤ 69 kV	5%	2,0	Tidak Melebihi Standar
11.00	V ≤ 69 kV	5%	1,9	Tidak Melebihi Standar
12.00	V ≤ 69 kV	5%	1,9	Tidak Melebihi Standar
13.00	V ≤ 69 kV	5%	2,0	Tidak Melebihi Standar
14.00	V ≤ 69 kV	5%	1,9	Tidak Melebihi Standar
15.00	V ≤ 69 kV	5%	1,9	Tidak Melebihi Standar
16.00	V ≤ 69 kV	5%	1,9	Tidak Melebihi Standar

4.2.2 Analisa THD Arus menurut Standar IEEE 519-1992

Menurut standar IEEE 519-1992, untuk menentukan standar batas maksimum arus THDi harmonisa, maka harus diketahui terlebih dahulu rasio hubung singkatnya. Rasio hubung singkat (*short circuit ratio*) SC_{ratio} dapat dicari dengan menggunakan rumus

$$SC_{ratio} = \frac{I_{sc}}{I_L}, \text{ dimana:}$$

$$I_{FL} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 721,687 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{I_{FL}}{\%X} = \frac{721,687}{0,04} = 18042,19 \text{ A}$$

$$I_L = \frac{P}{PF \times \sqrt{3} \times V} = \frac{138,61}{0,95 \times \sqrt{3} \times 0,4} = 210,60 \text{ A}$$

maka:

$$SC_{ratio} = \frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{18042,19}{210,60} = 85,6 \text{ A}$$

Sample perhitungan TDD pada jam 16:00 WIB:

$$TDD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2}}{I_L} \times 100\% = \frac{3,03625}{210,6} \times 100\% = 14,4 \%$$

Berdasarkan rasio hubung singkat rata-rata yang telah dihitung sebesar 85,6 A, maka batas maksimum TDD arus yang diperbolehkan menurut standar IEEE 519-1992 adalah 12%. Akan tetapi dari sample perhitungan TDD pada jam 16:00 didapat hasil sebesar 14,4% maka dapat disimpulkan bahwa TDD pada jam 16:00 melebihi standar yang ditentukan.

Tabel 4.2 Analisis Standar (THDi) menurut IEEE 519-1992

JAM	Isc/I L	Range	Standar TDD (%)	Pengukuran THDi (%)	Keterangan
10.00	91,7	50-100	12%	12,7	Melebihi Standar
11.00	80,3	50-101	12%	10,2	Tidak Melebihi Standar
12.00	92,4	50-102	12%	8,7	Tidak Melebihi Standar
13.00	76,7	50-103	12%	11,0	Tidak Melebihi Standar
14.00	82,3	50-104	12%	11,6	Tidak Melebihi Standar
15.00	85,1	50-105	12%	11,5	Tidak Melebihi Standar
16.00	91,9	50-106	12%	14,5	Melebihi Standar

4.3 Perhitungan Rugi Arus Netral

Sebagai akibat dari harmonisa dan ketidakseimbangan beban antara tiap-tiap fasa pada sisi sekunder trafo (fasa R, S, dan T) mengalir arus di netral trafo. berikut adalah perhitungan *losses* pada saat harmonisa tertinggi :

$$P_N = I_N^2 \cdot R_N = (40,1)^2 \cdot 0,0601 = 96,64 \text{ W} = 0,096 \text{ kW}$$

Diman :

$$P_{Base \text{ tiga fasa}} = S \times \text{Cos } \varphi \text{ rata-rata} = 500 \times 0,95 = 475 \text{ kW}$$

Sehingga, besar presentase *losses* akibat adanya arus netral pada penghantar netral trafo adalah:

$$P_{N\%} = \frac{P_N}{P_{base \text{ 3 fasa}}} \times 100\% = \frac{0,096}{475} \times 100\% = 0,020\%$$

Losses yang disebabkan oleh arus netral adalah sebesar

0,096 kW.

4.4 Analisa Trafo Setelah Terpengaruh Harmonisa

Dari data pengukuran dapat dicari nilai losses pada trafo 500kVA setelah terpengaruh harmonisa seperti dibawah ini :

$$S = 500\text{kVA}$$

$$\text{Cos } \varphi_{\text{rata-rata}} = 0,95$$

$$\begin{aligned} P_{\text{Base satu fasa}} &= (S \times \text{Cos } \varphi_{\text{rata-rata}}) / \sqrt{3} \\ &= (500 \times 0,95) / \sqrt{3} \\ &= 274,24 \text{ kW} \end{aligned}$$

Untuk perhitungan losses transformator diambil salah satu contoh dimana nilai THD arus tertinggi dengan THD arus rata-ratanya 14,5 % pada pukul 16:00 WIB. Sebagai contoh perhitungan Losses pada fasa R setelah terpengaruh harmonisa dapat dicari dengan cara sebagai berikut :

Untuk orde 1:

$$\begin{aligned} I_{h1} \text{ (pu)} &= \frac{I_{hn}}{I_{\text{fundamental}}} \\ &= \frac{211,2}{211,2} \\ &= 1 \text{ pu} \end{aligned}$$

Dengan cara yang sama maka akan diperoleh arus harmonisa dalam satuan per-unit pada fasa R sebagai berikut:

Tabel 4.3 Perhitungan Rugi-Rugi Trafo fasa R (pu)

Orde	(%)	I _h (A)	I _h (pu)	I _h ²	I _h ² x h ²
1	100	211,2	1	1	1
5	2,7	5,77218	0,02733	0,00075	0,00001
7	3,7	7,74317	0,03667	0,00134	0,00009
11	0,8	1,75981	0,00833	0,00007	0,00000
13	0,8	1,61903	0,00767	0,00006	0,00000
Jumlah				1,00222	1,00010

Berdasarkan tabel di atas dapat ditentukan untuk besar rugi-rugi beban (P_{LL}) dapat ditentukan dengan persamaan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} P_{LL} (P_{TOT}) &= \sum I_h^2 + (\sum I_h^2 \times h^2) P_{EC-R} \\ \text{(p.u)} &= 1,00222 + 1,00010 \times 0,01 \\ \text{(p.u)} &= 1,012221 \text{ p.u} \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas akibat adanya harmonisa maka rugi-rugi I²R bertambah sebesar 0,00222 p.u dan rugi-rugi eddy current bertambah sebesar 0,00010 p.u.

Pertambahan losses pada fasa R akibat harmonisa adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Rugi tembaga (P}_{Cu}) &= 0,00222 \text{ p.u} \times 274,24 \text{ kW} \\ &= 0,61 \text{ kW} \\ \text{Rugi eddy current (P}_{FE}) &= 0,00010 \text{ p.u} \times 274,24 \text{ kW} \\ &= 0,03 \text{ kW} \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} \text{Losses}_{\text{ fasa R}} &= 0,61 + 0,03 \\ &= 0,64 \text{ kW} \end{aligned}$$

Selanjutnya dilakukan Perhitungan dengan cara yang sama seperti perhitungan losses fasa R untuk perhitungan losses fasa S dan T. Dari perhitungan tersebut dapat diperoleh tabel losses seperti berikut:

Tabel 4.4 Losses Transformator Akibat Harmonisa

Fasa	Losses Transformator					
	Losses (p.u)			Losses (kW)		
	I ² R (P _{cu})	P-ec (P _{FE})	PLL (P _{TOT})	I ² R (P _{cu})	P-ec (P _{FE})	PLL (P _{TOT})
R	0,00222	0,00010	1,012	0,61	0,03	0,64
S	0,00149	0,00005	1,011	0,41	0,01	0,42
T	0,00067	0,00001	1,011	0,18	0,00	0,19

Dari tabel di atas dapat diketahui besar nilai losses Transformator Akibat Harmonisa, dengan total nilai P_{cu} sebesar 1,2 kW, P_{FE} sebesar 0,04 kW dan P_{TOT} sebesar 1,24 kW.

4.5 Analisa Derating Transformator

Nilai THDF (*Transformator Harmonic Derating Factor*) dapat ditentukan dengan persamaan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{THDF} &= \frac{1,414 \times (\frac{1}{3} \times (I_r + I_s + I_t) \text{ rms})}{\frac{1}{3} \times (r + I_s + I_t) \text{ puncak}} \times 100\% \\ &= \frac{1,414 \times (\frac{1}{3} \times (213 + 179 + 217))}{\frac{1}{3} \times (364 + 295 + 356)} \times 100\% \\ &= \frac{1,414 \times 205}{338,33} \times 100\% \\ &= 85,68 \% \end{aligned}$$

$$\text{kVA Pengenal Trafo} = 500 \text{ kVA}$$

$$\begin{aligned} \text{kVA baru} &= \text{THDF} \times \text{kVA Pengenal Trafo} \\ &= 85,68 \% \times 500 \text{ kVA} \\ &= 428,4 \text{ kVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Derating trafo (kVA)} &= 500\text{kVA} - 428,4 \text{ kVA} \\ &= 71,6 \text{ kVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Derating trafo (\%)} &= \frac{71,6}{500} \times 100\% \\ &= 14,32 \% \end{aligned}$$

Jadi nilai derating trafo adalah sebesar 71,6 kVA (14,32%) dan kapasitas daya terpasang pada trafo menjadi 428,4 kVA.

5. Kesimpulan

Dari uraian pembahasan di atas, maka dapat disimpulkan bahwa:

- Berdasarkan hasil analisa didapatkan rata-rata besar kandungan arus harmonisa pada trafo LVMDP1 di Politeknik Negeri Malang masih memenuhi standar IEEE 519-1992, hanya pengukuran pada jam 10:00 dan 16:00 WIB, didapatkan arus harmonisa melebihi standar yaitu sebesar 12,7% dan 14,5% dengan standar harmonisa sebesar 12%.
- Berdasarkan hasil analisa dapat diketahui bahwa besarnya losses karena arus netral yang mengalir pada penghantar netral sebesar 0,096 kW.

3. Berdasarkan hasil analisa didapatkan *losses* pada trafo untuk *losses* P_{Cu} sebesar 1,2kW , *losses* P_{FE} sebesar 0,04 kW dan total *losses* trafo akibat harmonisa P_{TOT} sebesar 1,24kW .
4. Pengaruh harmonisa menyebabkan penurunan kapasitas trafo. Dimana berdasarkan perhitungan nilai penurunan kapasitas transformator (Derating) dengan metode THDF didapat derating trafo sebesar 71,6 kVA.
5. Berdasarkan hasil analisa besar kandungan harmonisa di Politeknik Negeri Malang didapatkan bahwa rata-rata kadar harmonisa yang terukur masih dapat dikatakan memenuhi standar, walaupun ada waktu disaat harmonisa tersebut melebihi standar yang ditentukan IEEE 519-1992 sebagai contoh pada jam 16:00 WIB besar THD yang terukur adalah 14,5% yang telah melebihi standar TDD yang sudah dihitung dengan range ISC/IL = 50-100 , dan TDD sebesar 12% . untuk mengurangi arus THD tersebut diperlukan mitigasi berupa pemasangan filter yang gunanya untuk menekan arus harmonisa agar memenuhi standar.

Daftar Pustaka

- [1] Sankaran. 2002. Power Quality. London: CRC Press.
- [2] Sibarani, R.F; Amien, S. 2015. Pengaruh Arus Netral terhadap Rugi-Rugi Beban pada Transformator Distribusi PLN Rayon Johor Medan. Singuda Ensikom, Vol. 12 No. 33.
- [3] Setiadji, J.S; Machmudsyah, T; Isnanto, Y. 2006. Pengaruh Ketidakseimbangan Beban Terhadap Arus Netral dan *Losses* pada Trafo Distribusi. Jurnal Teknik Elektro, Vol. 6 No. 1: 68-73
- [4] Dugan, R.C .2004. Electrical Power System Quality - Second Edition. USA : McGraw-Hill.
- [5] Anonim, 1992 . IEEE Standard 519 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.
- [6] Tribuana,N; Wanhar.1999. Pengaruh Harmonik Pada Transformator Distribusi.
- [7] Mehta, V.K .2005. Princiles of Power System. S.Chand.