

# ANALISA PENGARUH HARMONISA TERHADAP BESARNYA PENURUNAN KAPASITAS DAYA (kVA) TRAFU TERPASANG DI PLN ULP DENPASAR.

I Gede Gita Arisukma<sup>1</sup>; Marthen Liga<sup>2</sup>; Dultudes Mangopo<sup>3</sup>

1,2,3,\*,Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik Universitas Cenderawasih

Alamat Jl. Kamp Wolker Kampus Baru Uncen – Waena Jayapura

Email : Gitaarisukmagede@gmail.com

## Info Artikel

Histori Artikel:

Diterima 20 12 2025

Direvisi 15 01, 2026

Disetujui 15 02, 2026

## ABSTRACT

Modern electrical equipment such as computers, printers, energy-saving lamps, and motor speed controllers are classified as non-linear loads that generate harmonics in the power system. These harmonics may cause heating, derating, and even damage to distribution transformers, which in PLN's network are generally not designed for harmonic loads. This study uses a quantitative descriptive method to analyze the effect of harmonics on transformer capacity derating. Measurements were carried out on two distribution transformers at PLN ULP Denpasar over two days using a Hioki 3286-20 Power Quality Analyzer, between 17:00–21:00 WITA. Data were compared with IEEE-519 standards, and transformer derating was calculated using the THDF method. Results show transformer DB1034 (160 kVA) experienced a THDi of 14.36%, leading to a 10.7% derating (142.89 kVA). Transformer DS1225 had a THDi of 13.55% with an 8.39% derating (146.57 kVA). Higher THDi corresponds to greater capacity loss, with third-order harmonics exceeding IEEE-519 limits. Routine harmonic monitoring is therefore essential.

**Keywords:** Non-linear loads, Harmonics, Transformers, Derating.

## ABSTRAK

Peralatan listrik modern seperti komputer, printer, lampu hemat energi, dan pengendali kecepatan motor tergolong beban nonlinier yang menghasilkan harmonisa dalam sistem tenaga. Harmonisa ini dapat menimbulkan pemanasan berlebih, penurunan kapasitas (derating), hingga kerusakan trafo distribusi, sementara trafo PLN umumnya tidak dirancang optimal untuk menanggung beban harmonisa. Penelitian ini menggunakan metode deskriptif kuantitatif untuk menganalisis pengaruh harmonisa terhadap penurunan kapasitas trafo. Pengukuran dilakukan pada dua trafo distribusi di PLN ULP Denpasar selama dua hari menggunakan Hioki 3286-20 Power Quality Analyzer, pukul 17:00–21:00 WITA. Data dibandingkan dengan standar IEEE-519 dan kapasitas derating dihitung menggunakan metode THDF. Hasil perhitungan menunjukkan trafo DB1034 (160 kVA) mengalami THDi 14,36% dengan derating 10,7% menjadi 142,89 kVA. Trafo DS1225 memiliki THDi 13,55% dengan derating 8,39% menjadi 146,57 kVA. Semakin tinggi THDi, semakin besar penurunan kapasitas. Selain itu, harmonisa orde ketiga melebihi batas IEEE-519, sehingga pemantauan harmonisa rutin sangat diperlukan.

**Kata Kunci:** Beban non linear, Harmonik, Transformator, Derating.

---

## Penulis Korespondensi:

I Gede Gita Arisukma

Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas

Cendrawasih.

Email: gitaarisukmagede@gmail.com

---

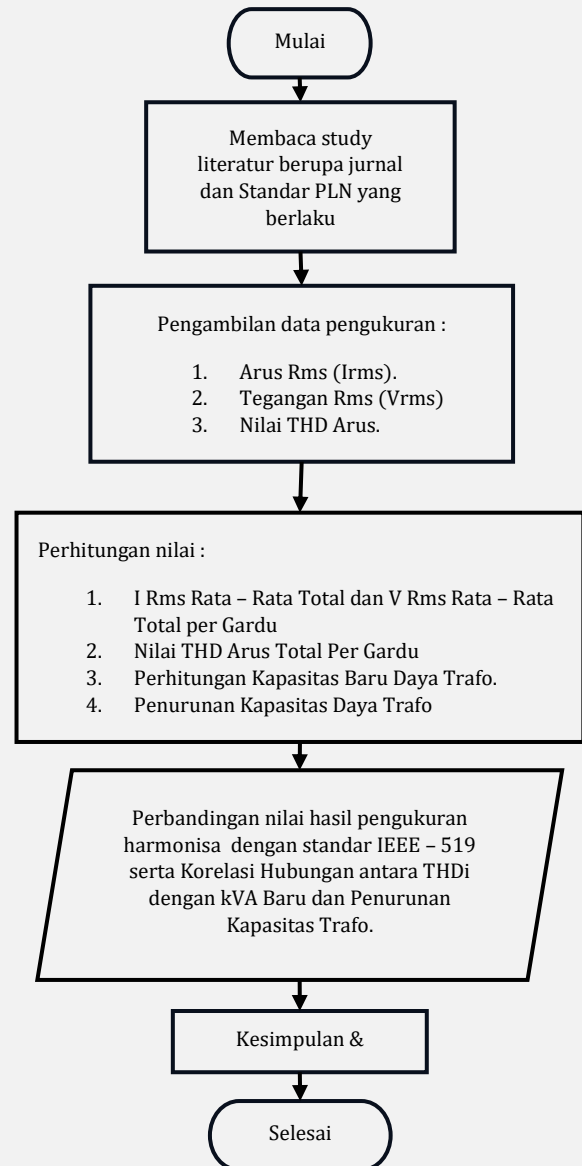
## 1. PENDAHULUAN

Transformator distribusi merupakan komponen kritis dalam sistem kelistrikan yang berperan menyalurkan energi listrik dari gardu induk ke konsumen akhir. Keandalan dan keberlanjutan operasional trafo ini menjadi penentu utama kualitas layanan listrik ke masyarakat. Namun, pada tahun 2024, jumlah gangguan pada trafo distribusi cenderung mengalami peningkatan signifikan pada PT PLN (Persero) UP3 Bali Selatan. Pada tahun 2023 ke tahun 2024 gangguan trafo terjadi peningkatan sebanyak 712% YoY. Gangguan trafo pada tahun 2023 sebanyak 8 kali dan pada tahun 2024 terjadi kenaikan menjadi 73 kali gangguan. Pada ULP Denpasar terjadi 14 kali gangguan trafo Dimana meningkat dari sebelumnya hanya 2 kali gangguan pada tahun 2023. Salah satu faktor yang diduga berkontribusi terhadap fenomena kerusakan trafo ini adalah adanya distorsi harmonisa dalam sistem kelistrikan. Harmonisa yang timbul pada trafo ini dapat menyebabkan penurunan kapasitas daya trafo yang tidak hanya mengancam keandalan pasokan listrik tetapi juga membebani anggaran operasional dan pemeliharaan. Hingga saat ini, pemantauan harmonisa pada trafo distribusi belum menjadi prioritas dalam program pemeliharaan, sehingga akar masalah gangguan seringkali tidak teridentifikasi. Di sisi lain, anggaran pemeliharaan yang terbatas menuntut pendekatan efisiensi berbasis risiko, di mana mitigasi harmonisa dapat menjadi salah satu solusi preventif untuk mengurangi penyebab gangguan trafo. Berdasarkan uraian di atas penulis akan mengambil pembahasan penelitian dengan judul “Analisa Pengaruh Harmonisa Terhadap Besarnya Penurunan Kapasitas Daya (kVA) Trafo Terpasang di PLN ULP Denpasar.

## 2. METODE PENELITIAN

Uraikan Metode penelitian yang digunakan adalah metode kuantitatif dengan tiga tahapan utama. Pertama, studi literatur, yaitu penelusuran referensi terkait harmonisa sebagai dasar teori dan landasan analisis. Kedua, observasi lapangan, dilakukan pada gardu distribusi potensial untuk memperoleh data aktual melalui pengukuran kondisi nyata sistem. Ketiga, diskusi, dilaksanakan bersama dosen pembimbing serta Tim Operasi Sistem Distribusi UP3 Bali Selatan dan Tim ULP Denpasar guna validasi data serta penajaman metodologi. Melalui tahapan ini, penelitian

memperoleh kerangka teoritis, data empiris, dan masukan praktis untuk menganalisis pengaruh harmonisa terhadap kapasitas trafo distribusi. Adapun diagram Alir Penelitian seperti berikut :



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

### 3. HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 3.1 HASIL PENGUKURAN GARDU DB1034 dan DS 1225.

Pengukuran harmonisa dilakukan pada dua transformator distribusi milik PLN ULP Denpasar, yaitu DB1034 dan DS1225, yang masing-masing memiliki kapasitas terpasang sebesar 160 kVA. Pengambilan data dilakukan selama dua hari berturut-turut pada rentang waktu 17:00 – 21:00

WITA dengan menggunakan Hioki 3286-20 Power Quality Analyzer.

Parameter utama yang diukur adalah arus RMS (Irms), arus puncak (Ip), tegangan RMS (Vrms), Total Harmonic Distortion of current (THDi). Adapun Tabel Hasil pengukuran dapat dilihat pada tabel berikut :

**Tabel 1.** Hasil Pengukuran Gardu Irms, Ipuncak dan Vrms Hari Pertama

TRAFO DB1034												
NO	JAM	Arus RMS (Irms)				Arus Puncak				Tegangan RMS (VRms)		
		(Ampere)				(Ampere)				(Volt)		
		R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T
1	17.00	53,8	98,7	177,8	74,3	86	148	274	110	233	231	233
2	17.52	66,7	103,9	137,8	59,8	181	150	216	100	233,4	231,7	235,1
3	19.00	71,6	115,2	146,8	65,6	118	164	232	119	233,2	230,8	235,1
4	20.01	81,4	95,6	137,1	61	136	138	219	117	234,1	232,2	236,2
5	21.01	77,8	111,3	155,9	48,7	123	165	247	101	235,2	233,5	237,2

TRAFO DS1225												
NO	JAM	Arus RMS (Irms)				Arus Puncak				Tegangan RMS (VRms)		
		(Ampere)				(Ampere)				(Volt)		
		R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T
1	17.24	138,7	144,5	152,3	54,2	215	222	227	90	231,9	236,2	232,8
2	18.18	165	162,6	168,6	62,7	256	255	272	102	229,1	234,2	231,7
3	19.25	169,4	183,1	167,3	64,7	260	278	269	94	230,6	234,8	232,9
4	20,22	156,8	165,2	155,7	72,8	243	251	248	133	231,6	235,7	233,6
5	21.26	169,4	205	155,8	68,1	257	306	237	133	231,2	234,2	232,7

**Tabel 2.** Hasil Pengukuran Gardu Irms, Ipuncak dan Vrms Hari Ke Dua

**TRAFO DB1034**

NO	JAM	Arus RMS (Irms)				Arus Puncak				Tegangan RMS (VRms)		
		(Ampere)				(Ampere)				(Volt)		
		R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T
1	17.01	73,6	95,8	158,0	65,0	121,5	135,0	258,5	110,0	233,0	231,0	234,0
2	18.03	76,0	96,0	163,9	65,4	128,0	137,0	260,0	115,0	234,0	232,0	236,0
3	19.01	77,1	95,5	162,5	70,7	135,0	143,0	257,0	129,0	234,0	232,0	236,0
4	20.03	94,2	91,7	157,7	60,8	156,0	134,0	252,0	113,0	234,0	233,0	236,0
5	21.03	71,8	98,8	172,5	64,2	119,0	146,0	272,0	119,0	232,0	231,0	233,0

**TRAFO: DS1255**

NO	JAM	Arus RMS (Irms)				Arus Puncak				Tegangan RMS (VRms)		
		(Ampere)				(Ampere)				(Volt)		
		R	S	T	N	R	S	T	N	R	S	T
1	17.12	130,5	186,4	144,7	68,0	208,0	252,5	228,0	125,0	229,0	232,0	230,0
2	18.11	132,4	184,8	137,7	72,0	206,0	285,0	224,0	135,0	229,0	232,0	230,0
3	19.13	149,8	188,0	151,7	74,2	230,0	280,0	243,0	140,0	229,0	233,0	231,0
4	20.14	146,0	171,4	142,2	69,2	224,0	260,0	235,0	126,0	229,0	234,0	231,0
5	21.13	150,5	175,0	148,5	66,7	230,0	266,0	240,0	114,0	230,0	236,0	233,0

**3.2 PERHITUNGAN I RMS RATA - RATA, I PUNCAK RATA - RATA, DAN THD RATA - RATA GARDU**

Berdasarkan pada Tabel 1 - 2 selanjutnya dapat dilakukan perhitungan nilai rata-rata pada I RMS, I Puncak, dan nilai total rata - rata THDi. Adapun metode perhitungannya sebagai berikut:

a. Perhitungan I Rms Rata - Rata

Untuk mengetahui nilai I RMS rata - rata masing - masing gardu, sesuai dengan data tabel 1 dan 2 selanjutnya melakukan perhitungan :

- Arus Rms Rata - Rata Per Fasa hari Pertama dan Kedua dengan menggunakan rumus :

$$I_{Rms \text{ Rata-Rata}} : \frac{I_R + I_S + I_T}{3},$$

Sehingga mendapati hasil seperti tabel berikut :

**Tabel 3.** Hasil Perhitungan Total I RMS Rata - Rata pada masing - masing gardu

NO	Kode Gardu	Arus RMS (I RMS) Rata - Rata (Ampere)		
		I RMS Rata - Rata Per Fasa		
		R	S	T
1	DB1034	70,26	104,94	151,08
2	DS1225	159,86	172,08	159,94

NO	Kode Gardu	Arus RMS (I RMS) Rata - Rata (Ampere)		
		I RMS Rata - Rata Per Fasa		
		R	S	T
1	DB1034	78,53	95,55	162,92
2	DS1225	141,84	181,12	144,96

- Setelah mendapatkan nilai Tabel 3, selanjutnya dicari nilai I Rms Rata – rata per gardu hari 1 dan kedua dengan menggunakan rumus yang
- sama sehingga mendapatkan hasil :

**Tabel 4.** Hasil Pengukuran Arus Rms Rata – Rata Per Gardu hari Pertama dan Kedua.

I RMS Hari Pertama						
NO	Kode Gardu	Arus RMS (I RMS) Rata - Rata (Ampere)				I RMS Rata - Rata Per Gardu
		I RMS Rata - Rata Per Fasa				
		R	S	T		
1	DB1034	70,26	104,94	151,08	108,76	
2	DS1225	159,86	172,08	159,94	163,96	
I RMS Hari Ke Dua						
NO	Kode Gardu	Arus RMS (I RMS) Rata - Rata (Ampere)				I RMS Rata - Rata Per Gardu
		I RMS Rata - Rata Per Fasa				
		R	S	T		
1	DB1034	78,53	95,55	162,92	112,33	
2	DS1225	141,84	181,12	144,96	155,97	

- Selanjutnya setelah kita mengetahui nilai dari Arus RMS rata – rata pada gardu hari pertama dan kedua, maka dilanjutkan dengan mencari nilai Arus RMS total pada gardu DB1034 dan DS1255 dengan mengambil data perhitungan tabel 4, Adapun contoh perhitungan dengan menggunakan data gardu DB1034 hari pertama dan kedua dengan cara perhitungan sebagai berikut :

Diketahui :

Nilai I RMS gardu hari pertama : 108,76

Nilai I RMS gardu hari kedua : 112,33

Maka nilai I RMS rata – rata masing – masing gardu yaitu :

$$I_{\text{Rms Rata-Rata}} : \frac{108,76 + 112,33}{2}$$

$$I_{\text{Rms Rata-Rata}} : 110,55 \text{ Ampere}$$

Dengan cara yang sama adapun nilai dari I RMS Total gardu yaitu :

**Tabel 5.** Hasil Perhitungan Total I RMS Rata – Rata pada masing – masing gardu .

Nama Gardu	I RMS (A)
DB1034	110,55
DS1225	159,97

- b. Perhitungan Arus Puncak Rata – Rata (I Puncak Rata – Rata)  
Perhitungan I Puncak Rata – rata mengikuti cara perhitungan untuk mencari I RMS total sehingga adapun nilai I Puncak Total gardu DB 1034 dan DS 1225 adalah sebagai berikut :

**Tabel 6.** Hasil Perhitungan Total I Puncak Rata – Rata pada masing – masing gardu .

Nama Gardu	I Puncak (A)
DB1034	175,03
DS1225	246,92

- c. Perhitungan THD Arus Rata – Rata pada masing – masing trafo:

Setelah mendapatkan nilai hasil pengukuran nilai THDi orde 1-20 per fasa dan Gardu per jamnya pada hari pertama dan kedua, selanjutnya dilanjutkan dengan mencari nilai THDi pada setiap gardu dihari pertama dan kedua dengan menggunakan rumus :

$$THD_I : \sum_{n=2}^N (\%I_n^2)$$

Berdasarkan rumus diatas, dengan mengambil data gardu DB 1034 pukul 17.00 fasa R, adapun contoh perhitungan sebagai berikut :

$$THD_I : \sqrt{(2,4^2 + 10,9^2 + 0,4^2 + 5,4^2 + 0,1^2 + 2^2 + 0,1^2 + 1,1^2 + 0^2 + 1^2 + 0^2 + 1^2 + 0^2 + 0,8^2 + 0^2 + 0,4^2 + 0^2 + 0,7^2 + 0^2)}$$

$$THD_I : \sqrt{162,41}$$

$$THD_I : 12,74$$

dari contoh perhitungan diatas, adapun hasil dari nilai THDi setiap gardu pada hari pertama dan kedua sebagai berikut :

**Tabel 7.** Nilai THDi pada Gardu Perjam Per fasa DB1034 dan DS1225 Hari Pertama.

NO	Jam	Nilai THDi DB 1034 (%)		
		R	S	T
1	17.00	12,74	9,01	9,82
2	17.52	14,01	11,16	12,35
3	19.00	17,95	11,96	15,39
4	20.01	16,28	14,80	16,06
5	21.01	13,31	12,32	14,53

NO	Jam	Nilai THDi DS 1225 (%)		
		R	S	T
1	17.24	11,61	10,36	10,79
2	18.18	11,44	11,62	17,13
3	19.25	11,55	11,65	26,68
4	20.22	11,72	10,84	18,66
5	21.26	11,06	9,48	13,85

**Tabel 8.** Nilai THDi pada Gardu Perjam Per fasa DB1034 dan DS1225 Hari Kedua

NO	Jam	Nilai THDi DB 1034 (%)		
		R	S	T
1	17.01	14,61	11,28	12,3
2	18.03	16,6	13,58	14,84
3	19.01	24,21	15,18	15,41
4	20.03	17,51	13,61	14,44
5	21.03	18,96	13,52	12,9

NO	Jam	Nilai THDi DS 1225 (%)		
		R	R	R
1	17.12	11,49	10,98	13,95
2	18.11	12,98	11,1	17,81
3	19.13	14,54	10,6	18,53
4	20.14	12,9	10,93	18,96
5	21.13	12,41	11,38	19,39

Setelah mendapatkan nilai THDi perjam pada masing – masing fasa gardu DB 1034 dan DS 1255 dilanjutkan mencari nilai Total Rata – Rata nilai THDi pada gardu DB 1034 dan DS1255 dengan menggunakan rumus sebagai berikut :

$$THDi_{Rata-Rata} = \frac{THDi_{R \text{ hari pertama}} + THDi_{R \text{ Hari kedua}}}{2}$$

Berdasarkan rumus tersebut diatas dengan mengambil data tabel 6 dan 7, dimana contoh data yang diambil yakni pada THDi fasa R hari

pertama dan kedua, adapun contoh perhitungan sebagai berikut :

Diketahui :

$THDi_{R \text{ hari pertama}} : 12,74$

$THDi_{R \text{ hari kedua}} : 14,61$

Maka nilai THdi rata – rata perjam gardu R adalah :

$$THDi_{Rata-Rata} = \frac{THDi_{R \text{ hari pertama}} + THDi_{R \text{ Hari kedua}}}{2}$$

$$THDi_{Rata-Rata} = \frac{12,74 + 14,61}{2}$$

$THDi_{Rata-Rata} : 13,68\%$

Dengan cara yang sama, adapun nilai THDi rata – rata masing – masing gardu Per Jam dan Nilai THDi rata – rata masing – masing gardu sebagai berikut :

**Tabel 9.** Hasil Perhitungan Nilai THDi rata - rata Per Jam gardu DB 1034 dan DS 1225

NO	Jam	Nilai THDi DB 1034 (%)		
		R	S	T
1	17.00	13,68	10,15	11,06
2	18.00	15,3	12,37	13,59
3	19.00	21,08	13,57	15,4
4	20.00	16,9	14,21	15,25
5	21.00	16,13	12,92	13,71

NO	Jam	Nilai THDi DS 1225 (%)		
		R	S	T
1	17.00	11,55	10,67	12,37
2	18.00	12,21	11,36	17,47
3	19.00	13,05	11,13	22,61
4	20.00	12,31	10,89	18,81
5	21.00	11,73	10,43	16,62

Selanjutnya, kita dapat mencari nilai dari rekap rata – rata THDi tiap gardu per jamnya dengan menggunakan rumus sebagai berikut :

$$THDi_{Rata-Rata} = \frac{THDi_{Fasa R} + THDi_{Fasa S} + THDi_{Fasa T}}{3}$$

Kita ambil contoh perhitungan untuk mencari rata – rata nilai THDi gardu DB 1034 per jamnya, dimana diketahui :

THDi fasa R : 13,68

THDi fasa S : 10,15

THDi fasa T : 11,06

Maka nilai rata – rata THDi perjam pada gardu DB 1034 yaitu :

$$\text{THDi}_{\text{Rata-Rata}} : \frac{13,68 + 10,15 + 11,06}{3}$$

$$\text{THDi}_{\text{Rata-Rata}} : 11,63\%$$

Dengan cara yang sama, adapun nilai rata – rata THDi tiap gardu perjam pada DB 1034 dan DS 1225 :

**Tabel 10.** Rekap Rata-Rata THDi Tiap Gardu per Jam

NO	Jam	Nilai THDi (%)	
		DB 1034	DS 1225
1	17.00	11,63	11,53
2	18.00	13,76	13,68
3	19.00	16,68	15,59
4	20.00	15,45	14
5	21.00	14,26	12,93

Setelah mendapatkan nilai rata – rata THDi tiap gardu per jamnya, maka kita dapat mencari nilai dari THDi rata – rata per gardu dengan menggunakan rumus :

$$\text{THDi}_{\text{Rata-Rata}} : \frac{\text{THDi}_{\text{Gardu jam 17.00}} + \text{THDi}_{\text{Gardu jam 18.00}} + \text{THDi}_{\text{Gardu jam 19.00}} + \text{THDi}_{\text{Gardu jam 20.00}} + \text{THDi}_{\text{Gardu jam 21.00}}}{5}$$

$$\text{THDi}_{\text{Rata-Rata}} : \frac{11,63 + 13,76 + 16,68 + 15,45 + 14,26}{5}$$

$$\text{THDi}_{\text{Rata-Rata}} : 14,36 \%$$

Dengan cara yang sama, maka didapat nilai THDi DS 1225 dengan hasil seperti tabel dibawah ini :

**Tabel 11.** Nilai THDi Rata – Rata per Gardu

Nama Gardu	THDi Rata-rata (%)
DB1034	14,36
DS1225	13,55

### 3.3. BESARAN NILAI THDF dan PENURUNAN KAPASITAS DAYA TERPASANG PADA TRAFU

Setelah mengetahui nilai dari I Rms total pada gardu DB 1034 dan DS 1225 maka dilanjutkan dengan menghitung nilai perhitungan besaran

nilai THDF dan penurunan Kapasitas Daya trafo sebagai berikut :

- Perhitungan Nilai THDF  
Berdasarkan perhitungan nilai IRMS, I Puncak, dan THDi rata – rata, maka dapat ditentukan nilai dari THDF dengan rumus sebagai berikut :

$$\text{THDF} : \frac{1,414 \times (\text{Arus Fasa Rms})}{(\text{Arus Puncak})} \times 100\%$$

Berdasarkan rumus diatas, adapun contoh perhitungan mencari nilai THDF dengan mengambil nilai data pada DB 1034 sebagai berikut :

Diketahui :

$$\text{IRMS} : 110,55$$

$$\text{I Puncak} : 175,03$$

Maka nilai dari THDF adalah :

$$\text{THDF} : \frac{1,414 \times 110,55}{175,03} \times 100\%$$

$$\text{THDF} : 0,89305 \%$$

Dengan cara yang sama, adapun nilai dari THDF pada DS 1225 seperti pada tabel berikut :

**Tabel 12.** Nilai THDF Rata – Rata Per Gardu

Nama Gardu	IRMS (A)	Ipuncak (A)	THDF Rata-rata
			(%)
DB1034	110,55	175,03	0,89305
DS1225	159,97	246,92	0,91607

- Penurunan kapasitas trafo:  
Dari Tabel 11 selanjutnya dapat kita cari nilai dari KVA baru dan besaran penurunan kapasitas trafo dengan rumus sebagai berikut :

$$\text{KVA}_{\text{Baru}} : \text{THDF} \times \text{KVA}_{\text{Terpasang}}$$

Adapun contoh perhitungan dengan menggunakan rumusan tersebut dengan mengambil data gardu DB 1034 :

Diketahui :

$$\text{THDF kVA DB 1034} : 0,89305$$

$$\text{kVA terpasang} : 160 \text{ kVA}$$

maka nilai kVA baru gardu DB1034 yaitu :

$$\text{KVA}_{\text{Baru}} : \text{THDF} \times \text{KVA}_{\text{Terpasang}}$$

$KVA_{Baru} : 0,89305 \times 160$

$KVA_{Baru} : 142,89 \text{ kVA}$

Setelah mendapatkan nilai dari kVA baru selanjutnya dapat mencari penurunan kapasitas menggunakan rumus :

$$\text{Penurunan} = (1 - \text{THDF}) \times 100\%$$

Dimana :

THDF gardu DB1034 : 0,89305

Maka nilai dari penurunan kapasitas gardu yaitu:

$$\text{Penurunan} = (1 - \text{THDF}) \times 100\%$$

$$\text{Penurunan} = (1 - 0,89305) \times 100\%$$

$$\text{Penurunan} = 10,7\%$$

Dengan cara yang sama maka didapatkan nilai dari kVA baru dan Penurunan Kapasitas trafo pada DS 1225 sesuai pada table berikut ini :

**Tabel 13.** Hasil Perhitungan kVA Baru dan Persentase Penurunan Kapasitas Trafo.

Trafo	IRMS (A)	Ipuncak (A)	THDF Rata-rata (%)	kVA Baru kVA	Penurunan Kapasitas (%)
DB1034	110,55	175,03	0,8930	142,8	10,70
DS1225	159,97	246,92	0,916	146,5	8,39

### 3.4. PEMBAHASAN HASIL PENELITIAN

#### 3.4.1. Perbandingan hasil pengukuran dengan standar yang berlaku.

Berdasarkan Tabel 12 didapatkan nilai dari Irms masing – masing fasa. Dengan data tersebut dapat kita mengetahui nilai dari rasio SC yang dijadikan pembandingan apakah arus harmonisa dari hasil pengukuran pada trafo sudah sesuai standar IEEE atau melebihi dari standar yang berlaku. Berdasarkan tabel 2.1 (Standar Harmonisa berdasarkan IEEE - 519) dan hasil perbandingan sebagai berikut :

- Pada Gardu DB1034 didapatkan hasil nilai dari Isc/ IL pada masing – masing fasa yaitu R : 61,29; S : 50,12; T : 32,47.

Berdasarkan hal tersebut sesuai dengan tabel 2.1, nilai arus harmonisa yang terkandung pada gardu trafo DB 1034 telah melewati batas maksimum untuk orde 3 pada fasa R dan T, sementara orde 5 sampai dengan orde 20 sudah memenuhi standar atau tidak melewati batas maksimum dari yang telah ditetapkan. Standar yang diijinkan pada orde 3 – 7 seharusnya hanya 10% pada fasa R dan 7% pada fasa T, namun nilai THDi orde 3 pada DB1034 ini pada fasa R : 14%, dan T : 12,3% (sudah melebihi standar IEEE - 519)

**Tabel 14.** Perbandingan hasil pengukuran dan standar IEEE 519 Gardu DB1034Trafo.

- Pada Gardu DS 1255 didapatkan hasil nilai dari Isc/ IL pada masing – masing fasa

NO	ITEM	Fasa R	Fasa S	Fasa T
1	Isc (A)	5773,5	5773,5	5773,5
2	IL (A)	94,20	115,20	177,80
3	Isc/ IL	61,29	50,12	32,47
4	THD Arus (%)	16,62	12,64	13,80
5	Batas $3 \leq h < 11$ (%)	10	10	7
6	Nilai Orde 3 (%)	14,0%	9,5%	12,3%
7	Nilai Orde 5 (%)	7,9%	7,5%	5,5%
8	Nilai Orde 7 (%)	2,2%	2,0%	1,6%
9	Nilai Orde 9 (%)	1,8%	2,0%	1,5%
10	Batas $11 \leq h < 17$ (%)	4,5%	4,5%	3,5%
11	Nilai Orde 11 - 15 (%)	< 4,5	< 4,5	< 3,5
12	Batas $17 \leq h < 21$ (%)	4,0%	4,0%	2,5%
13	Batas Orde 17 - 19 (%)	< 4	< 4	< 2,5

yaitu R : 34,08; S : 28,16; T : 34,24. Berdasarkan hal tersebut sesuai dengan tabel 2.1, nilai arus harmonisa yang terkandung pada gardu trafo DS 1255 telah melewati batas maksimum untuk orde 3, sementara orde 5 sampai dengan orde 20 sudah memenuhi standar atau tidak melewati batas maksimum dari yang telah ditetapkan. Standar yang diijinkan pada orde 3 – 7 seharusnya hanya 7% namun pada orde 3 pada DS1255 ini pada fasa R : 11,3%, Fasa S : 10,24% dan T : 15,28%

**Tabel 15.** Perbandingan hasil pengukuran dan standar IEEE 519-2014 Gardu DS1255

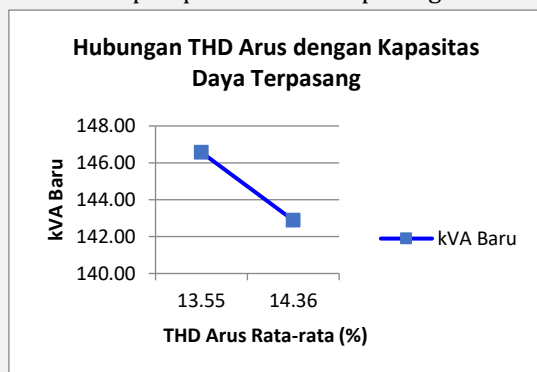
NO	ITEM	Fasa R	Fasa S	Fasa T
1	Isc (A)	5773,5	5773,5	5773,5
2	IL (A)	169,40	205,00	168,60
3	Isc/ IL	34,08	28,16	34,24
4	THD Arus (%)	12,40	10,89	16,70
5	Batas $3 \leq h < 11$ (%)	7	7	7
6	Nilai Orde 3 (%)	11,30%	10,24%	15,28%
7	Nilai Orde 5 (%)	3,73%	2,90%	5,93%
8	Nilai Orde 7 (%)	1,12%	1,12%	2,03%
9	Nilai Orde 9 (%)	1,82%	1,66%	1,77%
10	Batas $11 \leq h < 17$ (%)	3,5%	3,5%	3,5%
11	Nilai Orde 11 - 15 (%)	< 3,5	< 3,5	< 3,5
12	Batas $17 \leq h < 21$ (%)	2,5%	2,5%	2,5%
13	Batas Orde 17 - 19 (%)	< 2,5	< 2,5	< 2,5

### 3.4.2. ANALISA HASIL PERHITUNGAN

Hasil perhitungan yang telah dilakukan terhadap dua trafo distribusi (DB1034, DS1225), dapat dianalisa beberapa hal sebagai berikut:

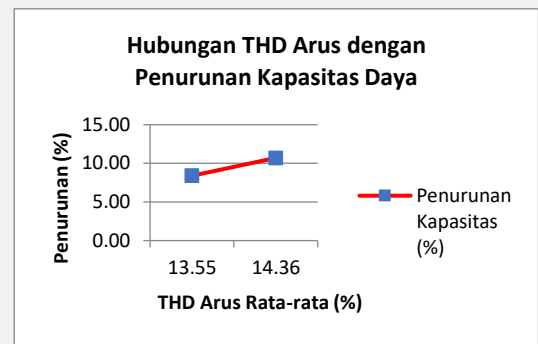
- Berdasarkan Tabel 12 dan Gambar 2, Hubungan THDi dengan kVA terpasang menunjukkan bahwa kapasitas daya trafo yang dihitung berdasarkan nilai THDF (kVA baru) memiliki hubungan berbanding terbalik dengan besarnya nilai THDi. Semakin tinggi THDi rata-rata suatu trafo, semakin rendah nilai kVA baru yang dimilikinya. Trafo DB1034 dengan THDi rata-rata 14,36 % hanya memiliki kapasitas efektif 142,89 kVA, menurun dari nilai nominal 160 kVA. Sedangkan pada DS 1225 memiliki nilai THDi rata - rata 13,55 % dengan kapasitas efektif sebesar 146,57kVA.

Gambar 2. Korelasi antara besaran THDi Terhadap Kapasitas kVA Terpasang Trafo.



- Hubungan THDi dengan Penurunan Kapasitas Trafo Gambar 3 menunjukkan bahwa kenaikan THDi berbanding lurus dengan besarnya penurunan kapasitas daya trafo. Tabel yang dihasilkan dari perhitungan mendukung penelitian ini, Pada Tabel 4.16 Trafo dengan THDi tinggi menunjukkan penurunan kapasitas yang lebih signifikan. Dimana pada Trafo DB 1034 nilai THDi sebesar 14,36% dengan penurunan kapasitas sebesar 10,7% dan pada Trafo DS 1255 nilai THDi sebesar 13,55% dengan penurunan kapasitas trafo sebesar 8,39% dapat dijadikan indikator awal untuk memprediksi seberapa besar penurunan kapasitas daya transformator akibat harmonisa.

Gambar 3. Korelasi antara besaran THDi Terhadap persentase Penurunan Kapasitas Trafo.



Dengan demikian, melalui hasil perhitungan dan analisa diatas, harmonisa berdampak pada kapasitas daya nyata (real capacity) dari trafo distribusi. Berdasarkan hal tersebut, nilai THDi dan perhitungan THDF perlu dijadikan bagian dari prosedur evaluasi pembebanan trafo, sehingga dapat mengurangi kerusakan trafo yang diakibatkan oleh harmonisa.

## 4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisa dan pengukuran harmonisa terhadap dua buah trafo distribusi 160 kVA yang berlokasi di wilayah kerja PLN ULP Denpasar, maka diperoleh beberapa kesimpulan yang selaras dengan rumusan masalah dan tujuan penelitian, yaitu:

- Besaran nilai THD arus (THDi) pada dua trafo distribusi bervariasi antar fasa dan waktu pengukuran. Nilai tertinggi ditemukan pada trafo DB1034 dengan THDi rata-rata sebesar 14,37%, Dimana nilai THDi rata - rata tertinggi pada pukul

- 19.00 Wita sebesar 16,71%, sedangkan pada trafo DS 1225 besaran nilai THDi sebesar 13,33% dengan THDi waktu terbesar pada pukul 18.00 dan 19.00 Wita sebesar 14,06%.
2. Penurunan kapasitas daya trafo yang diakibatkan oleh harmonisa dapat dihitung melalui parameter THDF. Penurunan kapasitas terjadi pada trafo DB1034, yaitu sebesar 10,7%, dan pada DB1506 sebesar 8,39%. Hal ini membuktikan bahwa semakin besar THDi, maka kapasitas efektif trafo semakin menurun dari nilai nominal.
  3. Terdapat korelasi yang kuat antara nilai THDi dan penurunan kapasitas daya trafo. Hasil grafik dan tabel menunjukkan bahwa trafo dengan THDi yang tinggi selalu memiliki nilai THDF yang lebih rendah, sehingga menyebabkan derating kapasitas yang signifikan. Hubungan ini menunjukkan bahwa harmonisa arus adalah faktor yang penting dan perlu diperhitungkan dalam evaluasi performa transformator distribusi.
  4. Harmonisa orde ke-3 melebihi batas IEEE pada kedua trafo. Pada DB1034, fasa R 14% dan fasa T 12,3% melampaui batas 10% dan 7%. Pada DS1225, seluruh fasa melebihi batas 7%, dengan tertinggi fasa T 15,28% dan terendah fasa S 10,24%.
- kVA di PPSDM Migas Cepu. *Jurnal Instrumentasi dan Elektronika Terapan*, Vol. 1, No. 2.
- [6] Mangopo, D., Liga, M., Ohee, E. M., Revassy, R., Sampe, A., & Handerson, M. (2024). *Analisis pengaruh beban harmonik terhadap derating kapasitas transformator distribusi MNK 185 penyulang Rajawali di PT. PLN (Persero) UP3 Manokwari dengan menggunakan metode THDF*. Universitas Cenderawasih, Fakultas Teknik Elektro.
  - [7] PLN. (2012). *Power Quality: Regulasi Harmonisa, Flicker dan Ketidakseimbangan Beban (SPLN D5.004-1)*. Jakarta: PT PLN (Persero).
  - [8] PUIL. (2000). *Persyaratan Umum Instalasi Listrik (PUIL 2000)*. Jakarta: Badan Standarisasi Nasional.
  - [9] Sutjipto, R., Kusuma, W., & Zulfianta, K. (2023). *Analisa Pengaruh Harmonisa Terhadap Losses Transformator 500 kVA*. *Jurnal Sistem Kelistrikan Polinema*, Vol. 9, No. 2.
  - [10] Samiajil, G., Multi, A., Rozak, O. A., & Faturrachman, L. (2023). *Analisis perbandingan kualitas daya listrik berdasarkan harmonisa pada motor listrik dengan suplai tenaga surya dan PLN*. Teknik

#### DAFTAR PUSTAKA

- [1] Al-Farishi, O. (2021). *Perhitungan dan Analisis Derating Trafo Daya karena Pembebanan Non-Linier*. Skripsi. Surakarta: Fakultas Teknik, Universitas Muhammadiyah Surakarta.
- [2] Irwanto, R., & Hidayat, J. (2022). *Analisa Harmonisa Pada Transformator 3 Fasa*. *Jurnal Fakultas Teknik Universitas Tjut Nyak Dien*. Vol 1, No.1
- [3] Kadir, A. (1989). *Transformator*. Jakarta: PT Elex Media Komputindo.
- [4] Kastawan, I. M. W., & Pamungkas, G. (2021). *Pengaruh harmonisa arus akibat penggunaan beban non-linier terhadap hasil pengukuran kWhmeter analog*. Politeknik Negeri Bandung. *Jurnal Energi*, Vol 11 No .2.
- [5] Khomarudin, R., & Subekti, L. (2020). *Analisis Pengaruh Ketidakseimbangan Beban dan Harmonisa terhadap Arus Netral pada Trafo Distribusi Kapasitas 500*