



Analisis Dampak Arus Harmonisa Terhadap Kerugian Dan Penurunan Daya Mampu (*Derating*) Pada Trafo 167 Mva Dengan Metode Matriks Spektrum Arus Harmonisa Di Gistet Cawang

Indah N. F.¹, Munnik H. S.T., M.T. ²

¹Indah N. F., Universitas Dirgantara Marsekal Suryadarma, Indonesia

²Munnik H. S.T., M.T., Universitas Dirgantara Marsekal Suryadarma, Indonesia

Email : indahnurfitriatama97@gmail.com

Received 28 November 2024 | Revised 20 Januari 2025 | Accepted 25 Maret 2025

ABSTRAK

Pertumbuhan teknologi di Indonesia memicu lonjakan kebutuhan energi listrik, mendorong peningkatan daya beli peralatan elektronik industri dengan beban non-linear. Beban ini menyebabkan distorsi harmonisa, menurunkan kualitas daya secara signifikan. Trafo IBT#2 di GISTET Cawang, penyalur utama beban industri, terdampak kerugian dan penurunan daya mampu (*derating*) yang mengkhawatirkan. Trafo 167MVA, dirancang untuk beban linear 50Hz, mengalami gangguan harmonisa, secara langsung meningkatkan susut daya dan menurunkan daya mampu akibat Total Harmonic Distortion Arus (THDi). Saat pengujian intensif, THDi mencapai puncak 2,08% pada pukul 12.00 WIB, mengakibatkan *derating* sebesar 13326,6 kVA dan susut daya 56,078 kW, berpotensi menimbulkan kerugian finansial yang besar bagi PT PLN (Persero). Penelitian komprehensif ini menggarisbawahi urgensi mitigasi harmonisa yang efektif dalam sistem tenaga listrik industri untuk menjaga efisiensi operasional dan keandalan trafo daya, serta mencegah kerugian finansial yang lebih besar di masa depan.

Kata Kunci: Harmonisa, Beban Non-Linear, Susut Daya, Derating

ABSTRACT

The growth of technology in Indonesia has triggered a surge in the need for electrical energy, driving an increase in the purchasing power of industrial electronic equipment with non-linear loads. This load causes harmonic distortion, significantly reducing power quality. The IBT#2 transformer at GISTET Cawang, the main distributor of industrial loads, was affected by worrying losses and *derating*. The 167MVA transformer, designed for a 50Hz linear load, experienced harmonic interference, directly increasing power losses and reducing power due to Total Harmonic Distortion Current (THDi). During intensive testing, THDi reached a peak of 2.08% at 12.00 WIB, resulting in *derating* of 13326.6 kVA and a power loss of 56.078 kW, potentially causing major financial losses for PT PLN (Persero). This comprehensive study underlines the urgency of effective harmonic mitigation in industrial power systems to maintain operational efficiency and reliability of power transformers, as well as prevent greater financial losses in the future.

Keywords: Harmonics, Non-Linear Load, Power Loss, *Derating*

Copyright © 2025 Author(s). All rights reserved



I. Pendahuluan

Kebutuhan akan energi listrik pada saat ini adalah masuk kepada kebutuhan pokok masyarakat dunia, guna mendukung, mempermudah dan mempercepat kegiatan sehari – hari. Selain itu pertumbuhan ekonomi di Indonesia yang mengalami kenaikan menyebabkan meningkatnya daya beli konsumen. Peningkatan tersebut dapat dilihat dari kepemilikan peralatan elektronik yang kebanyakan merupakan produk elektronik non linier bertambah banyak penggunaannya.

Kemudian tak hanya peralatan elektronik atau elektronika yang bertambah di lingkup rumah tangga, namun dengan seiring berjalannya teknologi industri membuat penciptaan teknologi berkembang di lingkup industri pun semakin meningkat. Menyebabkan pemakaian beban non linier bertambah. Sedangkan peralatan non linier ini menjadi penyumbang buruknya kualitas daya, karena menjadi salah satu factor meningkatnya harmonisa. Tingginya tingkat harmonisa berdampak pada gelombang arus dan tegangan yang akan menjadi cacat dan nantinya dapat menimbulkan kerugian.

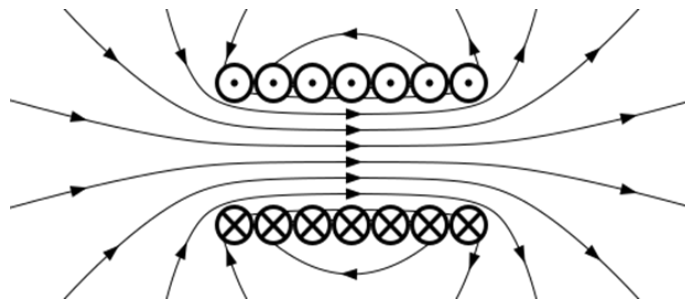
Adanya harmonisa dapat menyebabkan gangguan pada proses penyaluran energi listrik, dan salah satu komponen penyaluran tersebut adalah transformator daya atau sering disebut dengan trafo. Trafo sebagai peralatan utama akan mengalami kondisi yang berbeda saat digunakan untuk mensuplai peralatan non linier. Maka suatu trafo yang dialiri arus listrik dengan beban terpasang akan mengalami rugi daya mencakup rugi tembaga, rugi Arus Eddy, dan rugi histerisis.

Pemakaian trafo konvensional untuk beban non linier memerlukan perhatian khusus dimana beban tak linier memiliki komponen harmonisa dengan frekuensi kelipatan dari frekuensi fundamentalnya.

II. Landasan Teori

Trafo merupakan material transmisi utama yang digunakan untuk menaikkan atau menurunkan tegangan. Dimana mempunyai rangkaian yang mempunyai belitan primer, sekunder, dan atau tersier yang bekerja secara induksi elektromagnetik, mentransformasikan daya (arus dan tegangan) sistem AC ke sistem arus dan tegangan lain pada frekuensi yang sama (IEC 60076-1 tahun 2011).

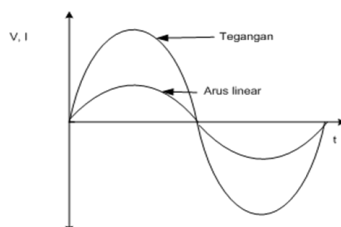
Trafo menggunakan hukum induksi Faraday dan hukum Lorenz dalam penyaluran daya listrik. Dimana arus AC yang mengelilingi inti akan menjadi magnet. Dan jika magnet tersebut dikelilingi belitan maka akan muncul beda potensial di kedua ujung belitan.



Gambar 2.1 Elektromagnetisme

Prinsip kerja trafo yaitu ketika kumparan primer dihubungkan dengan sumber tegangan bolak-balik, perubahan arus listrik pada kumparan primer menimbulkan medan magnet yang berubah. Medan magnet yang berubah diperkuat oleh adanya inti besi dan dihantarkan inti besi ke kumparan sekunder, sehingga pada ujung-ujung kumparan sekunder akan timbul ggl induksi. Efek ini dinamakan induktansi timbal-balik (mutual inductance).

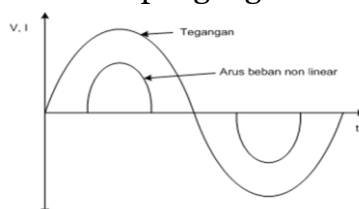
Beban linear ialah beban yang memberikan bentuk gelombang keluaran yang linear, artinya beban itu tidak menarik gelombang arus yang non sinusoidal pada saat beban tersebut dipasok oleh sumber tegangan sinusoidal sehingga arus yang mengalir sebanding dengan impedansi dan perubahan tegangan. Beberapa contoh dari beban linear ialah lampu pijar, pemanas dan resistor.



Gambar 2.2 Beban Linier

Beban listrik AC di mana tegangan dan arus bentuk gelombang adalah sinusoidal. Arus setiap saat adalah sebanding dengan tegangan. Jadi jika beban yang terpasang hanya mengandung elemen rangkaian linier yang berupa resistor, induktor dan kapasitor; maka arus yang mengalir akan sebanding dengan tegangan sumber dan memiliki frekuensi sama dengan frekuensi tegangan sumber. Penggunaan beban linier yang bersifat resistif menyebabkan arus sumber sinusoidal dan sefasa dengan tegangan sumber sedangkan penggunaan beban linier yang bersifat induktif/kapasitif mengakibatkan terjadinya pergeseran fasa.

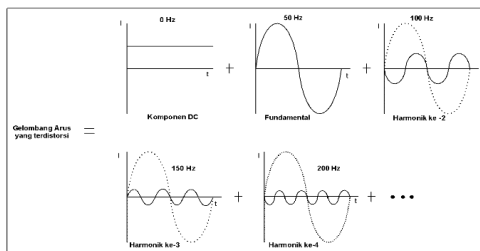
Beban Non Linear adalah Beban – Beban yang menarik gelombang arus tidak sinusoidal pada saat dipasok sumber tegangan sinusoidal, sehingga mengakibatkan bentuk gelombang keluarannya tidak sama dengan gelombang masukannya (mengalami distorsi). Non Linear load : Berlaku untuk beban ac yang arusnya tidak propotional terhadap tegangan.



Gambar 2.3 Beban Non-Linear

Terjadinya proses pensaklaran dalam peralatan menjadi salah satu faktor utama terbentuknya ketidaklinieran tersebut. Munculnya arus yang tidak linier menunjukkan adanya kandungan harmonisa sehingga akan mengakibatkan terjadinya distorsi arus dan tegangan.

Harmonisa adalah suatu komponen sinusoidal dari suatu periode gelombang yang mempunyai satu frekuensi yang merupakan kelipatan bilangan asli dari gelombang fundamental tersebut.



Gambar 2.6 Fenomena Harmonisa

Distorsi harmonisa adalah salah satu distorsi yang terjadi pada sistem tenaga listrik yang disebabkan oleh beban-beban non linear dalam sistem tenaga listrik, dimana besar arus proporsional dengan tegangan yang digunakan. Bilamana tegangan tersebut dinaikan berapa persen maka akan menyebabkan arus menjadi dua kali lipat lebih besar dan bentuk geombangnya akan sangat berbeda.

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \left(\frac{I_{ph}}{\sqrt{2}}\right)^2}}{\frac{I_{m1}}{\sqrt{2}}} = \frac{\sqrt{\frac{1}{2} \sum_{h=2}^{\infty} (I_{ph})^2}}{\frac{I_{m1}}{\sqrt{2}}} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (I_h)^2}}{I_1} \tag{2.1}$$

Untuk mengetahui seberapa besar pengaruh harmonisa terhadap peningkatan rugi-rugi trafo, perlu dianalisa juga rugi-rugi trafo saat berbeban dan tak berbeban pada saat rated. Saat kondisi rated nilai rugi-rugi didapatkan dari data teknis atau nameplate atau hasil Site Factory Test (SAT), sehingga total rugi-rugi daya trafo sebagai berikut.

$$P_{total-R} = \text{Rugi berbeban (PCU-R)} + \text{Rugi beban nol (PNL-R)} \tag{2.5}$$

III. Pembahasan

A. Data

Pengambilan data Penelitian ini dilakukan di PT. PLN (Persero) ULTG Cawang, Gardu Induk Tegangan Tinggi Cawang. Berikut adalah data dari THDi dari orde 1 sampai 13 yang diambil dari panel kontrol sekunder IBT pada 14 Juni 2024 pukul 12.08 WIB.

Tabel 4.1 Besar Spektrum Arus Harmonisa Trafo Beban Pukul 12.00 WIB

Orde ke-n	FASA R		FASA S		FASA T	
	Arus Fundamental (A)	Besar Arus Ih (A)	Arus Fundamental (A)	Besar Arus Ih (A)	Arus Fundamental (A)	Besar Arus Ih (A)
3	824.09	0.54	823.16	1.91	803.00	1.56
5	824.09	8.41	823.16	11.94	803.00	10.92
7	824.09	9.8	823.16	11.79	803.00	6.58
9	824.09	0.33	823.16	0.19	803.00	0.27
11	824.09	0.22	823.16	0.54	803.00	0.52
13	824.09	1.45	823.16	1.15	803.00	1.53
15	824.09	0.1	823.16	0.09	803.00	0.1
17	824.09	0.41	823.16	0.38	803.00	0.09
19	824.09	0.13	823.16	0.12	803.00	0.1
21	824.09	0.09	823.16	0.1	803.00	0.09
23	824.09	0.2	823.16	0.11	803.00	0.2
25	824.09	0.09	823.16	0.17	803.00	0.15

Tabel 4.2 Hasil Pehitungan dan Pengukuran THDi Per Fasa Pukul 12.00 WIB

Fasa	% (THD) Arus			Keterangan
	Pengukuran	Perhitungan	Standar	
R	1,58	1,58	2,5	Sesuai
S	2,08	2,058	2,5	Sesuai
T	1,61	1,612	2,5	Sesuai

Tabel 4.3 Besar Spektrum Arus Harmonisa Trafo Beban Pukul 10.00 WIB

Orde ke-n	FASA R		FASA S		FASA T	
	Arus Fundamental (A)	Besar Arus Ih (A)	Arus Fundamental (A)	Besar Arus Ih (A)	Arus Fundamental (A)	Besar Arus Ih (A)
3	912.13	0.64	910.08	1.38	891.80	1.14
5	912.13	9.74	910.08	12.3	891.80	11.68
7	912.13	10.46	910.08	10.77	891.80	7.15
9	912.13	0.32	910.08	0.25	891.80	0.29
11	912.13	0.22	910.08	0.67	891.80	0.86
13	912.13	1.1	910.08	1.02	891.80	1.69
15	912.13	0.1	910.08	0.09	891.80	0.09
17	912.13	0.45	910.08	0.46	891.80	0.39
19	912.13	0.09	910.08	0.09	891.80	0.13
21	912.13	0.08	910.08	0.07	891.80	0.1
23	912.13	0.25	910.08	0.27	891.80	0.31
25	912.13	0.18	910.08	0.47	891.80	0.38

Tabel 4.4 Hasil Pehitungan THDi Per Fasa Pukul 10.00 WIB

Fasa	% (THD) Arus		Keterangan
	Perhitungan	Standar	
R	1,57	2,5	Sesuai
S	1,80	2,5	Sesuai
T	1,55	2,5	Sesuai

Tabel 4.5 Besar Spektrum Arus Harmonisa Trafo Beban Pukul 14.00 WIB

Orde ke-n	FASA R		FASA S		FASA T	
	Arus Fundamental (A)	Besar Arus Ih (A)	Arus Fundamental (A)	Besar Arus Ih (A)	Arus Fundamental (A)	Besar Arus Ih (A)
3	904	0.82	900	1.77	885.00	1.3
5	904	10.55	900	13.27	885.00	12.48
7	904	8.82	900	9.65	885.00	5.96
9	904	0.31	900	0.25	885.00	0.29
11	904	0.2	900	0.55	885.00	0.73
13	904	1.38	900	1.16	885.00	1.29
15	904	0.15	900	0.12	885.00	0.11
17	904	0.41	900	0.19	885.00	0.19
19	904	0.18	900	0.16	885.00	0.23
21	904	0.1	900	0.08	885.00	0.09
23	904	0.26	900	0.24	885.00	0.44
25	904	0.15	900	0.38	885.00	0.32

Tabel 4.6 Hasil Pehitungan THDi Per Fasa Pukul 14.00 WIB

Fasa	% (THD) Arus		Keterangan
	Perhitungan	Standar	
R	1,53	2,5	Sesuai
S	1,84	2,5	Sesuai
T	1,55	2,5	Sesuai

B. Perhitungan Rugi-rugi Daya

THDi pada trafo menyebabkan bertambahnya rugi-rugi pada trafo. Untuk itu dilakukan dua analisa yaitu tanpa pengaruh harmonisa dan akibat adanya harmonisa. Hal tersebut diperhitungkan karena untuk mengetahui seberapa besar pengaruh harmonisa terhadap peningkatan rugi-rugi trafo

Tabel 4.7 Matriks Analisis Spektrum Harmonisa Arus Fasa R Pukul 12.00 WIB

h	Ih/If (A)	(Ih/If) ² (Ampere)	h ²	Ih ² (A)	(Ih/If) ² h ²	h ^{0,8}	(Ih/If) ² h ^{0,8}
1	1	1	1	1	1	1	1
3	0.00066	4.294E-07	9	0.2916	3.864E-06	2.4082	1.034E-06
5	0.01021	0.0001041	25	70.7281	0.0026037	3.6239	0.0003774
7	0.01189	0.0001414	49	96.04	0.0069295	4.7433	0.0006708
9	0.0004	1.604E-07	81	0.1089	1.299E-05	5.7996	9.3E-07
11	0.00027	7.127E-08	121	0.0484	8.623E-06	6.8095	4.853E-07
13	0.00176	3.096E-06	169	2.1025	0.0005232	7.7831	2.41E-05
15	0.00012	1.472E-08	225	0.01	3.313E-06	8.7272	1.285E-07
17	0.0005	2.475E-07	289	0.1681	7.153E-05	9.6463	2.388E-06
19	0.00016	2.488E-08	361	0.0169	8.983E-06	10.544	2.624E-07
21	0.00011	1.193E-08	441	0.0081	5.26E-06	11.423	1.362E-07
23	0.00024	5.89E-08	529	0.04	3.116E-05	12.285	7.236E-07
25	0.00011	1.193E-08	625	0.0081	7.454E-06	13.133	1.566E-07
Σ	1.02642	1.0002497	2925	170.571	1.0102095		1.0010785

Tabel 4.8 Matriks Analisis Spektrum Harmonisa Arus Fasa S Pukul 12.00 WIB

h	Ih/If (A)	(Ih/If) ² (Ampere)	h ²	Ih ² (A)	(Ih/If) ² h ²	h ^{0,8}	(Ih/If) ² h ^{0,8}
1	1	1	1	1	1	1	1
3	0.00232	5.384E-06	9	3.6481	4.846E-05	2.4082	1.297E-05
5	0.01451	0.0002104	25	142.564	0.0052599	3.6239	0.0007625
7	0.01432	0.0002051	49	139.004	0.0100521	4.7433	0.0009731
9	0.00023	5.328E-08	81	0.0361	4.315E-06	5.7996	3.09E-07
11	0.00066	4.303E-07	121	0.2916	5.207E-05	6.8095	2.93E-06
13	0.0014	1.952E-06	169	1.3225	0.0003298	7.7831	1.519E-05
15	0.00011	1.195E-08	225	0.0081	2.69E-06	8.7272	1.043E-07
17	0.00046	2.131E-07	289	0.1444	6.159E-05	9.6463	2.056E-06
19	0.00015	2.125E-08	361	0.0144	7.672E-06	10.544	2.241E-07
21	0.00012	1.476E-08	441	0.01	6.508E-06	11.423	1.686E-07
23	0.00013	1.786E-08	529	0.0121	9.447E-06	12.285	2.194E-07
25	0.00021	4.265E-08	625	0.0289	2.666E-05	13.133	5.601E-07
Σ	1.03461	1.0004237	2925	288.084	1.0158612		1.0017702

Tabel 4.9 Matriks Analisis Spektrum Harmonisa Arus Fasa T Pukul 12.00 WIB

h	Ih/If (A)	(Ih/If) ² (Ampere)	h ²	Ih ² (A)	(Ih/If) ² h ²	h ^{0,8}	(Ih/If) ² h ^{0,8}
1	1	1	1	1	1	1	1
3	0.00194	3.774E-06	9	2.4336	3.397E-05	2.4082	9.089E-06
5	0.0136	0.0001849	25	119.246	0.0046233	3.6239	0.0006702
7	0.00819	6.715E-05	49	43.2964	0.0032902	4.7433	0.0003185
9	0.00034	1.131E-07	81	0.0729	9.158E-06	5.7996	6.557E-07
11	0.00065	4.193E-07	121	0.2704	5.074E-05	6.8095	2.856E-06
13	0.00191	3.63E-06	169	2.3409	0.0006135	7.7831	2.826E-05
15	0.00012	1.551E-08	225	0.01	3.489E-06	8.7272	1.353E-07
17	0.00011	1.256E-08	289	0.0081	3.63E-06	9.6463	1.212E-07
19	0.00012	1.551E-08	361	0.01	5.599E-06	10.544	1.635E-07
21	0.00011	1.256E-08	441	0.0081	5.54E-06	11.423	1.435E-07
23	0.00025	6.203E-08	529	0.04	3.282E-05	12.285	7.621E-07
25	0.00019	3.489E-08	625	0.0225	2.181E-05	13.133	4.583E-07
Σ	1.02753	1.0002602	2925	168.759	1.0086938		1.0010313

Tabel 4.10 Matriks Analisis Spektrum Harmonisa Arus Fasa R Pukul 10.00 WIB

h	Ih/If (A)	(Ih/If) ² (Ampere)	h ²	Ih ² (A)	(Ih/If) ² h ²	h ^{0,8}	(Ih/If) ² h ^{0,8}
1	1	1	1	1	1	1	1
3	0.0007	4.923E-07	9	0.4096	4.431E-06	2.4082	1.186E-06
5	0.01068	0.000114	25	94.8676	0.0028507	3.6239	0.0004132
7	0.01147	0.0001315	49	109.412	0.0064439	4.7433	0.0006238
9	0.00035	1.231E-07	81	0.1024	9.969E-06	5.7996	7.138E-07
11	0.00024	5.817E-08	121	0.0484	7.039E-06	6.8095	3.961E-07
13	0.00121	1.454E-06	169	1.21	0.0002458	7.7831	1.132E-05
15	0.00011	1.202E-08	225	0.01	2.704E-06	8.7272	1.049E-07
17	0.00049	2.434E-07	289	0.2025	7.034E-05	9.6463	2.348E-06
19	9.9E-05	9.736E-09	361	0.0081	3.515E-06	10.544	1.027E-07
21	8.8E-05	7.692E-09	441	0.0064	3.392E-06	11.423	8.787E-08
23	0.00027	7.512E-08	529	0.0625	3.974E-05	12.285	9.229E-07
25	0.0002	3.894E-08	625	0.0324	2.434E-05	13.133	5.114E-07
Σ	1.02591	1.000248	2925	207.372	1.0097058		1.0010547

Tabel 4.11 Matriks Analisis Spektrum Harmonisa Arus Fasa S Pukul 10.00 WIB

h	Ih/If (A)	(Ih/If) ² (Ampere)	h ²	Ih ² (A)	(Ih/If) ² h ²	h ^{0,8}	(Ih/If) ² h ^{0,8}
1	1	1	1	1	1	1	1
3	0.00152	2.299E-06	9	1.9044	2.069E-05	2.4082	5.537E-06
5	0.01352	0.0001827	25	151.29	0.0045666	3.6239	0.000662
7	0.01183	0.00014	49	115.993	0.0068623	4.7433	0.0006643
9	0.00027	7.546E-08	81	0.0625	6.112E-06	5.7996	4.376E-07
11	0.00074	5.42E-07	121	0.4489	6.558E-05	6.8095	3.691E-06
13	0.00112	1.256E-06	169	1.0404	0.0002123	7.7831	9.777E-06
15	9.9E-05	9.78E-09	225	0.0081	2.2E-06	8.7272	8.535E-08
17	0.00051	2.555E-07	289	0.2116	7.383E-05	9.6463	2.464E-06
19	9.9E-05	9.78E-09	361	0.0081	3.53E-06	10.544	1.031E-07
21	7.7E-05	5.916E-09	441	0.0049	2.609E-06	11.423	6.758E-08
23	0.0003	8.802E-08	529	0.0729	4.656E-05	12.285	1.081E-06
25	0.00052	2.667E-07	625	0.2209	0.0001667	13.133	3.503E-06
Σ	1.03059	1.0003275	2925	272.266	1.012029		1.001353

Tabel 4.12 Matriks Analisis Spektrum Harmonisa Arus Fasa T Pukul 10.00 WIB

h	IhIf (A)	(IhIf) ² (Ampere)	h ²	Ih ² (A)	(IhIf) ² h ²	h ^{0,8}	(IhIf) ² h ^{0,8}
1	1	1	1	1	1	1	1
3	0.00128	1.634E-06	9	1.2996	1.471E-05	2.4082	3.935E-06
5	0.0131	0.0001715	25	136.422	0.0042884	3.6239	0.0006216
7	0.00802	6.428E-05	49	51.1225	0.0031497	4.7433	0.0003049
9	0.00033	1.057E-07	81	0.0841	8.565E-06	5.7996	6.133E-07
11	0.00096	9.3E-07	121	0.7396	0.0001125	6.8095	6.333E-06
13	0.0019	3.591E-06	169	2.8561	0.0006069	7.7831	2.795E-05
15	0.0001	1.018E-08	225	0.0081	2.292E-06	8.7272	8.888E-08
17	0.00044	1.912E-07	289	0.1521	5.527E-05	9.6463	1.845E-06
19	0.00015	2.125E-08	361	0.0169	7.671E-06	10.544	2.241E-07
21	0.00011	1.257E-08	441	0.01	5.545E-06	11.423	1.436E-07
23	0.00035	1.208E-07	529	0.0961	6.392E-05	12.285	1.484E-06
25	0.00043	1.816E-07	625	0.1444	0.0001135	13.133	2.384E-06
Σ	1.02715	1.0002426	2925	193.952	1.008429		1.0009715

Tabel 4.13 Matriks Analisis Spektrum Harmonisa Arus Fasa R Pukul 14.00 WIB

h	IhIf (A)	(IhIf) ² (Ampere)	h ²	Ih ² (A)	(IhIf) ² h ²	h ^{0,8}	(IhIf) ² h ^{0,8}
1	1	1	1	1	1	1	1
3	0.00091	8.228E-07	9	0.6724	7.405E-06	2.4082	1.981E-06
5	0.01167	0.0001362	25	111.303	0.0034049	3.6239	0.0004936
7	0.00976	9.519E-05	49	77.7924	0.0046644	4.7433	0.0004515
9	0.00034	1.176E-07	81	0.0961	9.525E-06	5.7996	6.82E-07
11	0.00022	4.895E-08	121	0.04	5.923E-06	6.8095	3.333E-07
13	0.00153	2.33E-06	169	1.9044	0.0003938	7.7831	1.814E-05
15	0.00017	2.753E-08	225	0.0225	6.195E-06	8.7272	2.403E-07
17	0.00045	2.057E-07	289	0.1681	5.945E-05	9.6463	1.984E-06
19	0.0002	3.965E-08	361	0.0324	1.431E-05	10.544	4.18E-07
21	0.00011	1.224E-08	441	0.01	5.396E-06	11.423	1.398E-07
23	0.00029	8.272E-08	529	0.0676	4.376E-05	12.285	1.016E-06
25	0.00017	2.753E-08	625	0.0225	1.721E-05	13.133	3.616E-07
Σ	1.02581	1.0002351	2925	193.131	1.0086323		1.0009704

Tabel 4.14 Matriks Analisis Spektrum Harmonisa Arus Fasa S Pukul 14.00 WIB

h	IhIf (A)	(IhIf) ² (Ampere)	h ²	Ih ² (A)	(IhIf) ² h ²	h ^{0,8}	(IhIf) ² h ^{0,8}
1	1	1	1	1	1	1	1
3	0.00197	3.868E-06	9	3.1329	3.481E-05	2.4082	9.314E-06
5	0.01474	0.0002174	25	176.093	0.005435	3.6239	0.0007878
7	0.01072	0.000115	49	93.1225	0.0056333	4.7433	0.0005453
9	0.00028	7.716E-08	81	0.0625	6.25E-06	5.7996	4.475E-07
11	0.00061	3.735E-07	121	0.3025	4.519E-05	6.8095	2.543E-06
13	0.00129	1.661E-06	169	1.3456	0.0002807	7.7831	1.293E-05
15	0.00013	1.778E-08	225	0.0144	0.000004	8.7272	1.551E-07
17	0.00021	4.457E-08	289	0.0361	1.288E-05	9.6463	4.299E-07
19	0.00018	3.16E-08	361	0.0256	1.141E-05	10.544	3.332E-07
21	8.9E-05	7.901E-09	441	0.0064	3.484E-06	11.423	9.025E-08
23	0.00027	7.111E-08	529	0.0576	3.762E-05	12.285	8.736E-07
25	0.00042	1.783E-07	625	0.1444	0.0001114	13.133	2.341E-06
Σ	1.03091	1.0003387	2925	275.343	1.0116161		1.0013626

Tabel 4.15 Matriks Analisis Spektrum Harmonisa Arus Fasa T Pukul 14.00 WIB

h	IhIf (A)	(IhIf) ² (Ampere)	h ²	Ih ² (A)	(IhIf) ² h ²	h ^{0,8}	(IhIf) ² h ^{0,8}
1	1	1	1	1	1	1	1
3	0.00147	2.158E-06	9	1.69	1.942E-05	2.4082	5.196E-06
5	0.0141	0.0001989	25	155.75	0.0049714	3.6239	0.0007206
7	0.00673	4.535E-05	49	35.5216	0.0022223	4.7433	0.0002151
9	0.00033	1.074E-07	81	0.0841	8.698E-06	5.7996	6.227E-07
11	0.00082	6.804E-07	121	0.5329	8.233E-05	6.8095	4.633E-06
13	0.00146	2.125E-06	169	1.6641	0.0003591	7.7831	1.654E-05
15	0.00012	1.545E-08	225	0.0121	3.476E-06	8.7272	1.348E-07
17	0.00021	4.609E-08	289	0.0361	1.332E-05	9.6463	4.446E-07
19	0.00026	6.754E-08	361	0.0529	2.438E-05	10.544	7.122E-07
21	0.0001	1.034E-08	441	0.0081	4.561E-06	11.423	1.181E-07
23	0.0005	2.472E-07	529	0.1936	0.0001308	12.285	3.037E-06
25	0.00036	1.307E-07	625	0.1024	8.171E-05	13.133	1.717E-06
Σ	1.02647	1.0002498	2925	196.648	1.0079215		1.0009689

Tabel 4.16 Perbandingan Nilai THDi dengan Nilai Rugi/Susut Trafo Akibat Harmonisa Pukul 12.00 WIB

FASA	THDi (%)	ΔP (kW)
R	1,58	54,707
S	2,08	56,078
T	1,61	55,34

Tabel 4.17 Perbandingan Nilai THDi dengan Nilai Rugi/Susut Trafo Akibat Harmonisa Pukul 10.00 WIB

FASA	THDi (%)	ΔP (kW)
R	1,57	55,523
S	1,80	55,772
T	1,55	54,373

Tabel 4.18 Perbandingan Nilai THDi dengan Nilai Rugi/Susut Trafo Akibat Harmonisa Pukul 14.00 WIB

FASA	THDi (%)	ΔP (kW)
R	1,55	54,595
S	1,84	58,511
T	1,55	54,641

C. Analisa Penurunan Daya Mampu Trafo Akibat Arus Harmonisa

Berdasarkan data hasil pengukuran dari power quality measurement yang terpasang pada panel kontrol Bay IBT 2 GISTET CAWANG dan perbandingannya dengan standar IEEE 519-1992 diketahui THDi masih sesuai standar. Walaupun masih sesuai standar kemungkinan adanya panas yang berlebihan, adanya peningkatan rugi-rugi dan menurunnya tingkat efisiensi trafo yang mengakibatkan menurunnya daya trafo dan nantinya berakibat menurunnya umur trafo dapat terjadi jika dibiarkan terus-menerus. Maka perlu dihitung THDF (Transformer Harmonic Derating Factor) yang digunakan untuk mengetahui nilai atau factor yang digunakan untuk menghitung kapasitas baru (kVA baru) pada trafo.

Tabel 4.19 Nilai THDF Per fasa Trafo IBT#2 Pukul 12.00 GISTET CAWANG

FASA	THDF (%)	THDi (%)
R	92,33 %	1,58
S	93,90 %	2,08
T	92,72 %	1,61

Tabel 4.20 Derating Trafo Pukul 12.00 WIB

Fasa	THDi (%)	THDF (%)	kVA baru	Derating Trafo		
				kVA	kW	%
R	1,58	92,33 %	154191,10	12808,9	12424,633	6,48
S	2,08	93,90 %	156813	10187	9881,39	5,91
T	1,61	92,72 %	154842,40	12157,6	11792,872	7,06

Tabel 4.21 Nilai THDF Per fasa Trafo IBT#2 Pukul 10.00 GISTET CAWANG

FASA	THDF (%)	THDi (%)
R	92,61 %	1,57
S	92,02 %	1,80
T	93,36 %	1,55

Tabel 4.22 Derating Trafo Pukul 12.00 WIB

Fasa	THDi (%)	THDF (%)	kVA baru	Derating Trafo		
				kVA	kW	%
R	1,57	92,61 %	154658,70	12341,3	11971,061	7,1
S	1,80	92,02 %	153673,40	13326,6	9881,39	5,85
T	1,55	93,36 %	154842,40	12157,6	11792,872	8,13

Tabel 4.23 Nilai THDF Per fasa Trafo IBT#2 Pukul 14.00 GISTET CAWANG

FASA	THDF (%)	THDi (%)
R	93,365 %	1,53
S	91,93 %	1,84
T	92,62 %	1,55

Tabel 4.24 Derating Trafo Pukul 14.00 WIB

Fasa	THDi (%)	THDF (%)	kVA baru	Derating Trafo		
				kVA	kW	%
R	1,53	93,365	155919,55	11080,45	10748,0365	6,4
S	1,84	91,93	153523,10	13476,9	13072,593	7,8
T	1,55	92,62	154675,4	12324,6	11954,862	7,1

Hasil Analisa adalah jika semakin besar THDi maka akan semakin kecil daya terpasang (kVA baru) trafo sehingga tingkat penurunan kapasitas daya pada trafo semakin besar. THDF pada dasarnya dipengaruhi oleh THD di dalam trafo tersebut karena adanya penggunaan beban non linier pada sisi beban.

IV. Penutup

Kesimpulan

1. Berdasarkan hasil perhitungan besar distorsi harmonisa yang mengalir ke trafo IBT#2 masih dalam Batasan nilai harmonisa sesuai dengan SPLN No. 1 Tahun 1995 (2,5%) yaitu pada beban puncak Pukul 12.00 WIB paling besar nilainya adalah 2.08%.
2. Besar potensi kerugian finansial yang ditanggung PT PLN (Persero) per tahun rata-rata per fasa yaitu Rp 450.090.348,5 rupiah.
3. Kenaikan susut daya dan penurunan daya mampu (*derating*) trafo yang disebabkan oleh total harmonisa adalah paling besar nilainya pada beban puncak pukul 10.00 WIB yaitu mengalami *derating* sebesar 13326,6 KVA dengan susut daya sebesar 56,078 kW.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdul Kadir, Transformator, Jakarta: PT. Elex Media Komputindo, 1989
- Akhmad Jamaah “ Pengaruh Distorsi Harmonik Terhadap Penurunan Kapasitas Daya Trafo Distribusi 3 fasa 400kVA di Politeknik Negeri Semarang “ Politeknik Negeri Semarang, 2013.
- Candra Agusman, “Analisis Perhitungan Rugi-rugi Daya Transformator Karena Harmonik, Universitas Indonesia, 2011.
- Daniel J Carnovale P.E, “ Standar Harmonisa IEEE 519-1992
- Efendy Luthfe, “Analisis rugi-rugi pada trafo daya akibat harmonisa”, Teknik Elektro Indonesia Universitas Indonesia, 2005
- Iskandar Zulkarnain “Analisis pengaruh harmonisa terhadap arus netral, rugi-rugi dan Penurunan kapasitas pada transformator distribusi” Teknik Elektro Universitas Diponegoro.
- James J.Burke, Power Distribution Engineering – Fundamentals And Applications, New York: Marcel Dekker Inc., 1994.
- Koswara Indra, “Analisis pengaruh harmonic pada trafo distribusi di industry semen”, Teknik Elektro Indonesia Universitas Indonesia, 2010
- Kurnaen Jemjem, “Pengaruh harmonisa pada rugi-rugi daya sistem tenaga listrik”, PT. PLN P3B Bali
- Rizky Nafiar “Prinsip Kerja Transformator” insinyoer.com
- SPLN 50 : 1997 “ Spesifik Transformator Distribusi “ PT. PLN Jakarta
- SPLN D5.004-1 : 2012 Power Quality “Regulasi Harmonisa, Flicker dan ketidakseimbangan tegangan”

- Turan Gonen, Electric Power Distribution System Engineering, Singapore: McGraw-Hill, Inc., 1986.
- Wayan Agus Adi, “Analisis Pengaruh THD terhadap Losses Transformator RSUD Kab. Klungkung” Teknologi Elektro, 2017.
- Zuhul “ Dasar teknik Tenaga Listrik dan Elektronika “ Jakarta : Gramedia Pustaka Utama, 1988