

BAB IV

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Gambaran Umum Fakultas Teknik UMY

4.1.1 Sejarah

Fakultas Teknik UMY didirikan pada tanggal 24 Rabi'ul Akhir 1401 H, bertepatan dengan tanggal 1 Maret 1981 M, berdasarkan Surat Keterangan dari PWM DIY No. : A-1/01.E/PWM/1981, tertanggal 26 Maret 1981.

Pada awalnya, Fakultas Teknik hanya terdiri dari satu jurusan / program studi, yaitu Jurusan Teknik Sipil. Teknik Sipil memperoleh Status Terdaftar dengan Surat Keputusan Menteri Pendidikan dan Kebudayaan No. : 0417/0/1985, tertanggal 01 Oktober 1985. Selanjutnya Fakultas Teknik berkembang dengan dibukanya jurusan Teknik Elektro pada tahun 1992, dan memperoleh Status Terdaftar berdasarkan Surat Keputusan Departemen Pendidikan dan Kebudayaan No. : 05/Dikti/Kep/1996. Pada tahun yang sama (1996), Jurusan Teknik Sipil memperoleh Status Disamakan.

Selanjutnya pada tanggal 22 Desember 1998, Jurusan Teknik Sipil memperoleh Status Terakreditasi dengan peringkat B, Jurusan Teknik Elektro memperoleh Status Akreditasi dengan peringkat C pada tanggal 29 Mei 2000, sedangkan Jurusan Teknik Mesin memperoleh Status Terakreditasi dengan peringkat B pada tahun 2000. Pengembangan Fakultas Teknik selanjutnya pada tahun 2010, dengan dibukanya jurusan Teknologi Informasi. Sampai saat ini (2014), Status Terakreditasi jurusan – jurusan di Fakultas Teknik berdasarkan proses akreditasi dari BAN PT adalah sebagai berikut Teknik Sipil B, Teknik Elektro B, Teknik Mesin B, dan Teknologi Informasi C.

4.1.2 Visi dan Misi

Merujuk pada visi, misi, dan tujuan Universitas Muhammadiyah Yogyakarta yang menekankan pada kemampuan bersaing dalam menghadapi era global sesuai dengan ajaran Islam, Visi Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Yogyakarta dipertajam sejalan dengan perkembangan ilmu pengetahuan dan

teknologi serta nilai – nilai keislaman. Visi ini mewarnai pengembangan setiap jurusan di Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Yogyakarta dalam pengkajian dan pengembangan kurikulum, pengelolaan proses pembelajaran serta peningkatan kualitas kompetensi dan kemampuan keilmuan dosen.

Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Yogyakarta dengan jurusan Teknik Sipil, Teknik Elektro, Teknik Mesin, dan Teknologi Informasi memiliki komitmen untuk menyelenggarakan proses pembelajaran yang produktif, efektif, dan efisiensi yang didukung dengan sistem pelayanan pendidikan yang optimal dan merata. Untuk mewujudkan suasana akademik yang kondusif sesuai dengan nilai – nilai keislaman.

Tantangan yang dihadapi dalam penyelenggaraan pendidikan, terutama pada masa krisis ekonomi ini justru membuat erat jalinan kerjasama pimpinan universitas, fakultas maupun jurusan untuk melakukan terobosan – terobosan yang kreatif dan inovatif untuk mencapai Visi, Misi, dan Tujuan Universitas Muhammadiyah Yogyakarta dan Fakultas Teknik hingga unit – unit kerja yang berada didalamnya.

4.1.2.1 Visi

Fakultas Teknik menetapkan visi yang sejalan dengan visi Universitas Muhammadiyah Yogyakarta, yaitu “ *Menjadi Fakultas Teknik berskala nasional yang mampu mendasarkan nilai – nilai ke-Islaman dalam mengembangkan teknologi dan berinovasi untuk masyarakat.*”

4.1.2.2 Misi

Misi dari Fakultas Teknik adalah “ *Fakultas Teknik berdedikasi dalam bidang pembelajaran dan pengembangan inovasi teknologi yang diperlukan oleh masyarakat.*”

4.1.2.3 Tujuan

Tujuan utama adalah :

- a. Menyediakan pendidikan berkualitas tinggi untuk program sarjana melalui program – program studi yang mampu mengakomodasi kebutuhan individu dan pengembangan karir.
- b. Mempersiapkan dasar ilmu yang kokoh bagi mahasiswa untuk melanjutkan jenjang pendidikan yang lebih tinggi.
- c. Menjaga jenjang pengetahuan bidang teknologi terkini melalui penelitian dan kerjasama.
- d. Berpartisipasi dalam melayani profesi engineering, industri, negara, dan bangsa melalui ilmu pengetahuan.

4.2 Penyajian Data dan Analisa

Bab ini menguraikan data yang telah diperoleh, hasil pengolahan data serta analisis pembahasannya. Data yang diambil dari proses pengukuran THD menggunakan *Power Quality Analyzer* yang dilaksanakan di ruang Genset Fakultas Teknik dan data yang didapat dari pihak Biro Aset Universitas Muhammadiyah Yogyakarta yang diolah menggunakan program komputer *Microsoft Office Excel* dan *Microsoft Office Word* 2010 serta dilakukan analisa dengan mensimulasikan sistem menggunakan program komputer *ETAP* versi 12.6 untuk mengetahui signifikansi setiap perbedaan nilai THD dan bentuk Distorsi Harmonik yang terjadi pada sistem.

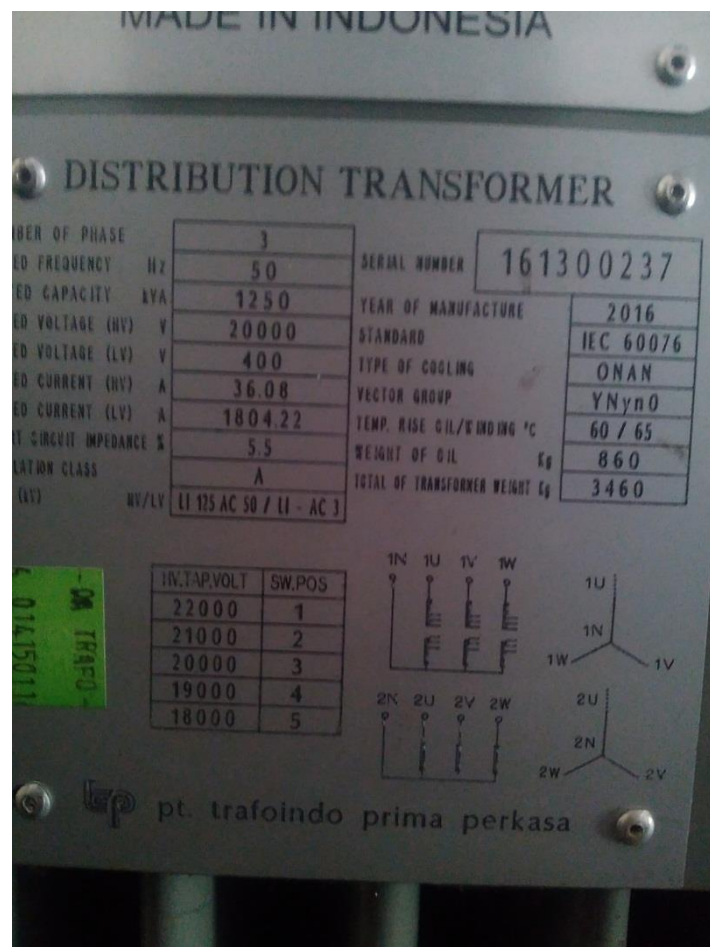
Data yang didapat dari pengukuran *Power Quality Analyzer* didownload ke PC menggunakan kabel RS-232 dengan software *DataView*.

4.2.1 Data Teknik Transformator

Transformator yang digunakan sebelumnya berkapasitas 630 kVA dengan tegangan primer yang disuplai dari PLN 20 kV, dengan penambahan beban yang signifikan dan transformator lama yang digunakan dianggap sudah tidak mampu mensuplai beban yang dilayani maka transformator tersebut diganti dengan kapasitas 1250 kVA dengan merk TRAFINDO. Transformator ini merupakan

transformator distribusi tiga fasa yang beroperasi dengan tegangan inputan 20 kV dengan frekuensi 50 Hz dan arus nominal (HV) sebesar 36,08 A.

Transformator ini dibuat pada tahun 2016, standard transformator disetarakan dengan standard IEC 60076. Jenis pendingin yang digunakan adalah type ONAN dengan temperatur oli/pendingin 60/65 °C. Tegangan sisi sekunder transformator yaitu 400 V/50 Hz, dengan arus nominal 1804,22. Impedansi transformator ini sebesar 5,5 %.



Gambar 4.1 Data Teknik Transformator

4.2.2 Total Beban yang Digunakan yang Diukur pada Setiap SDP (*Sub Distribution Panel*)

Data total beban yang digunakan diambil dari total daya aktif yang membebani di setiap *Sub Distribution Panel* (SDP) yang berada pada fakultas

teknik. Pengambilan data dilakukan pada saat terjadi beban puncak di Fakultas Teknik. Data diambil setiap SDP-nya.

Hasil pengukuran dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 4.1 Penggunaan Beban Pada Fakultas Teknik Setiap SDP

MDP	SDP	Tempat	Phasa	Daya Aktif (kW)
1	SDP 1.1	F1	R	6,50
			S	7,94
			T	8,33
	SDP 1.2	F3	R	6,83
			S	7,19
			T	7,26
	SDP 1.3	F4	R	13,30
			S	12,24
			T	11,71
2	SDP 2.1	G5	R	13,22
			S	12,93
			T	20,60
	SDP 2.2	G6	R	10,85
			S	11,06
			T	12,14

Dari tabel 4.1 dapat dilihat bahwa penggunaan beban pada fakultas teknik dibagi menjadi 2 MDP (*Main Distribution Panel*) dengan besaran masing – masing MDP yaitu MDP 1 (SDP 1.1;1.2;1.3) yaitu 81,3 kW, dengan beban non – linier semua bekerja atau dapat dikatakan pada saat beban puncak. Sedangkan pada MDP 2 (SDP 2.1;2.2) total beban yang digunakan sebesar 80,8 kW. Jadi total beban yang digunakan oleh MDP 1 dan MDP 2 adalah 162,1 kW.

4.2.3 Batas Maksimum THD_I di Fakultas Teknik

Standar maksimum distorsi harmonisa pada sistem kelistrikan di Fakultas Teknik menurut IEEE Standard 519 – 1992, dapat ditentukan standar batas maksimum THD_I pada utiliti, maka harus diketahui dahulu besar ratio hubung singkat. Sebelum mendapat ratio hubung singkat sebelumnya harus diketahui dahulu besarnya arus hubung singkat (I_{sc}). I_{sc} dapat ditentukan menggunakan persamaan berikut :

1. Kapasitas transformator = 1250 kVA
2. Tegangan Sekunder = 0,4 kV
3. Impedansi = 5,5 %

$$I_{sc} = \frac{S (kVA) \times 100}{\sqrt{3} \times V(kV) \times Z(\%)} = \frac{1250 \times 100}{\sqrt{3} \times 0,4 \times 5,5} = \frac{125000}{3,8105} = 32804,094 \text{ A}$$

Nilai I_L pada setiap PCC dapat ditentukan dengan persamaan berikut :

$$I_L = \frac{W}{pf \times \sqrt{3} \times kV} = \frac{6510}{0,85 \times \sqrt{3} \times 0,4} = 11039,899 \text{ A}$$

Dari dua persamaan diatas dapat diketahui besar ratio hubung singkat (SC_{Ratio}),

$$SC_{Ratio} = \frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{32804,094}{11054,559} = 2,972$$

Dengan cara yang sama seperti diatas maka nilai I_{sc} , I_L , SC_{Ratio} untuk masing – masing SDP yang lainnya dapat dilihat pada tabel 4.2.

Tabel 4.2 Hasil I_{sc} , I_L , SC_{Ratio} pada setiap SDP di Fakultas Teknik

MDP	SDP	Tempat	Phasa	I_{sc} (A)	I_L (A)	SC_{Ratio}
1	SDP 1.1	F1	R	32804,094	11039,899	2,972
			S	32804,094	13474,393	2,435

	SDP 1.2	F3	T	32804,094	14998,598	2,187	
			R	32804,094	11590,307	2,380	
			S	32804,094	12214,807	2,686	
	SDP 1.3	F4	T	32804,094	12320,655	2,663	
			R	32804,094	22587,867	1,452	
			S	32804,094	20788,459	1,578	
	2	SDP 2.1	G5	T	32804,094	19878,170	1,650
				R	32804,094	22450,265	1,461
				S	32804,094	21952,782	1,494
SDP 2.2		G6	T	32804,094	34982,615	0,938	
			R	32804,094	18428,058	1,780	
			S	32804,094	18777,355	1,747	
			T	32804,094	20619,103	1,591	

Hasil dari *short circuit ratio* pada tabel 4.2, akan disesuaikan dengan IEEE standard 519–1992, batas maksimum THD_I yang diambil adalah sebagai berikut :

Tegangan nominal (V_n)	$= \leq 69 \text{ kV}$
I_{SC} / I_L (SC_{Ratio})	$= < 20$
IHD orde < 11	$= 4 \%$
IHD orde $11 - 16$	$= 2 \%$
IHD orde $17 - 22$	$= 1,5 \%$
IHD orde $23 - 24$	$= 0,6 \%$
IHD orde ≥ 35	$= 0,3 \%$
TDD	$= 5 \%$

Untuk meninjau batas maksimum THD_I , maka yang pertama tegangan nominal yang terlebih dahulu ditinjau, setelah itu barulah ditinjau pada bagian SC_{ratio} yang telah dihitung dan disamakan dengan tabel standar IEEE standard 519- 1992. Pada sistem kelistrikan di Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Yogyakarta maksimum THD_I yang diperbolehkan sesuai dengan tabel 4.3.

Tabel 4.3 Batas Maksimum THD_I Menurut IEEE Standard 519 – 1992 di Fakultas Teknik

MDP	SDP	Phasa	SC _{ratio}		THD _I _{max} (%)
			Fakultas Teknik	IEEE Standard 519 – 1992	
1	SDP 1.1	R	2,972	< 20	5,0
		S	2,435	< 20	5,0
		T	2,187	< 20	5,0
	SDP 1.2	R	2,830	< 20	5,0
		S	2,686	< 20	5,0
		T	2,663	< 20	5,0
	SDP 1.3	R	1,452	< 20	5,0
		S	1,578	< 20	5,0
		T	1,650	< 20	5,0
2	SDP 2.1	R	1,461	< 20	5,0
		S	1,494	< 20	5,0
		T	0,938	< 20	5,0
	SDP 2.2	R	1,780	< 20	5,0
		S	1,747	< 20	5,0
		T	1,591	< 20	5,0

Dari hasil *Short Circuit Ratio* pada setiap *Sub Distribution Pane* (SDP) yang kemudian diambil batasan THD_I dari standar IEEE Standard 519 – 1992 yang sudah dipaparkan pada tabel 4.3 sehingga dapat digunakan sebagai perbandingan untuk batasan THD_I hasil pengukuran setiap SDPnya.

Berikut adalah perbandingan antara nilai kandungan harmonisa hasil pengukuran dengan standard IEEE pada tiap – tiap fasa masing – masing SDP sesuai dengan tabel 4.4.

Tabel 4.4 Perbandingan THD_I Pengukuran dengan IEEE Standard 519 – 1992

MDP	SDP	Tempat	Phasa	Pengukuran THD_I (%) Fakultas Teknik	IEEE Standard 519 – 1992 THD_I (%)	Keterangan
1	SDP 1.1	F1	R	13,06	5	Tidak memenuhi standar
			S	11,90	5	Tidak memenuhi standar
			T	8,42	5	Tidak memenuhi standar
	SDP 1.2	F3	R	4,60	5	Memenuhi standar
			S	4,53	5	Memenuhi standar
			T	3,79	5	Memenuhi standar
	SDP 1.3	F4	R	6,45	5	Tidak memenuhi standar
			S	6,77	5	Tidak memenuhi standar
			T	10,52	5	Tidak memenuhi standar
2	SDP 2.1	G5	R	6,01	5	Tidak memenuhi standar
			S	6,34	5	Tidak memenuhi standar
			T	4,69	5	Memenuhi standar
	SDP 2.2	G6	R	9,49	5	Tidak memenuhi standar
			S	9,65	5	Tidak memenuhi standar
			T	5,66	5	Tidak memenuhi standar

4.2.4 Batas Maksimum THD_v di Fakultas Teknik UMY

Untuk meninjau standard harmonisa tegangan THD_v maka nilai tegangan pengenal yang dilihat adalah sisi sekunder trafo yaitu sebesar 400 V. Sehingga tabel standard yang diambil sebagai dasar tinjauan adalah 400 V < 69 kV, THD_v = 5 %. THD_v setiap SDPnya dapat ditentukan dengan cara pengukuran pada tiap SDP.

Dari hasil pengukuran yang dilakukan dapat dilihat pada tabel 4.5, sebagai berikut :

Tabel 4.5 Hasil Pengukuran THD_v di Fakultas Teknik UMY

MDP	SDP	TEMPAT	PHASA	THD _v (%)
1	SDP 1.1	F1	R	3,35
			S	2,86
			T	2,96
	SDP 1.2	F3	R	3,09
			S	2,60
			T	2,74
	SDP 1.3	F4	R	3,30
			S	2,80
			T	3,09
2	SDP 2.1	G5	R	3,61
			S	2,93
			T	2,99
	SDP 2.2	G6	R	3,78
			S	3,12
			T	3,09

Dari hasil pengukuran yang dilakukan maka dapat dijadikan perbandingan dengan standard THD_v dari IEEE Standard 519 – 1992, yang menyarankan nilai – nilai sebagai acuan batas maksimum distorsi harmonik tegangannya. Dengan

meninjau dari besar tegangan pengenal maka batas maksimum THD_v yang diizinkan yaitu sebesar 5 %.

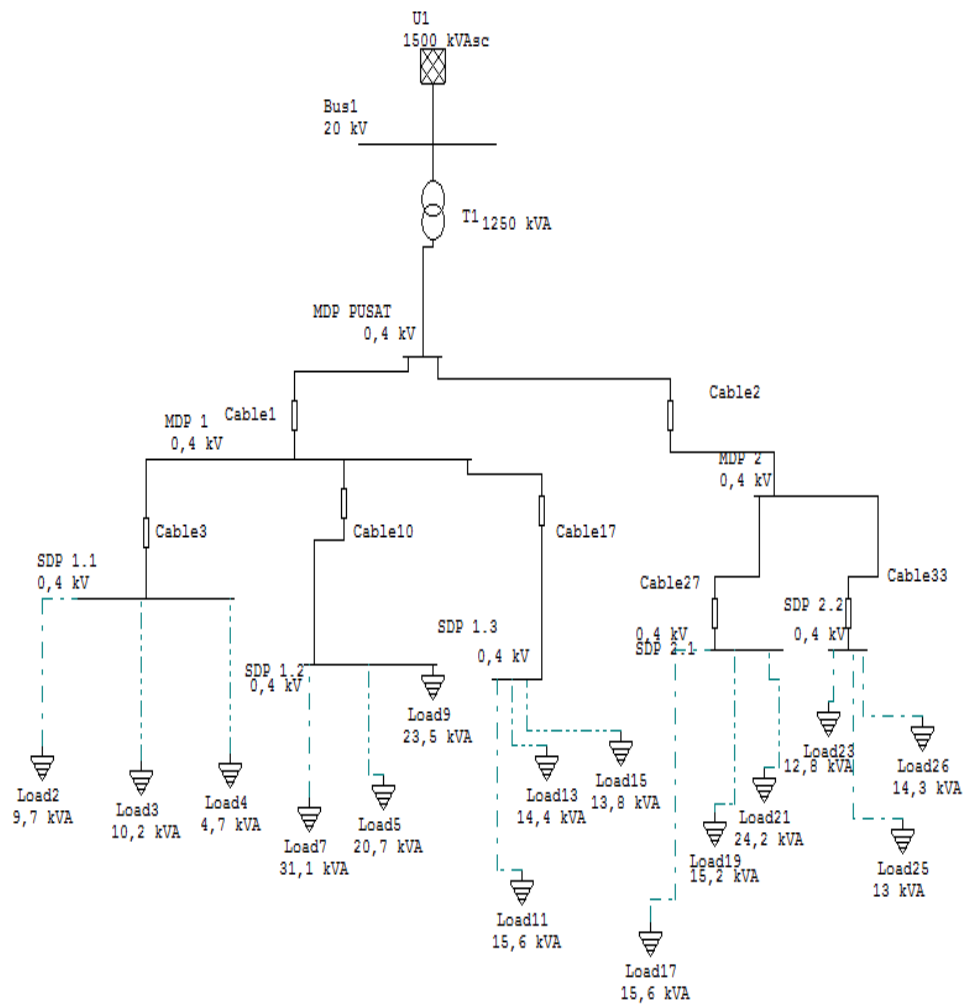
Berikut adalah perbandingan hasil pengukuran THD_v dengan Standar IEEE Standard 519 -1992 dapat dilihat pada tabel 4.6.

Tabel 4.6 Perbandingan THD_v Pengukuran dengan IEEE Standard 519 – 1992

MDP	SDP	TEMPAT	PHASA	Pengukuran THD_v (%) Fakultas Teknik	IEEE Standard 519 – 1992 THD_v (%)	KETERANGAN
1	SDP 1.1	F1	R	3,35	5	Memenuhi standard
			S	2,86	5	
			T	2,96	5	
	SDP 1.2	F3	R	3,09	5	Memenuhi standard
			S	2,60	5	
			T	2,74	5	
	SDP 1.3	F4	R	3,30	5	Memenuhi standard
			S	2,80	5	
			T	3,09	5	
2	SDP 2.1	G5	R	3,61	5	Memenuhi standard
			S	2,93	5	
			T	2,99	5	
	SDP 2.2	G6	R	3,78	5	Memenuhi standard
			S	3,12	5	
			T	3,09	5	

4.2.5 Single Line Diagram Sistem

Berikut adalah gambar diagram satu garis pembebanan di Fakultas Teknik UMY yang digambar menggunakan *software* ETAP 12.6.0.

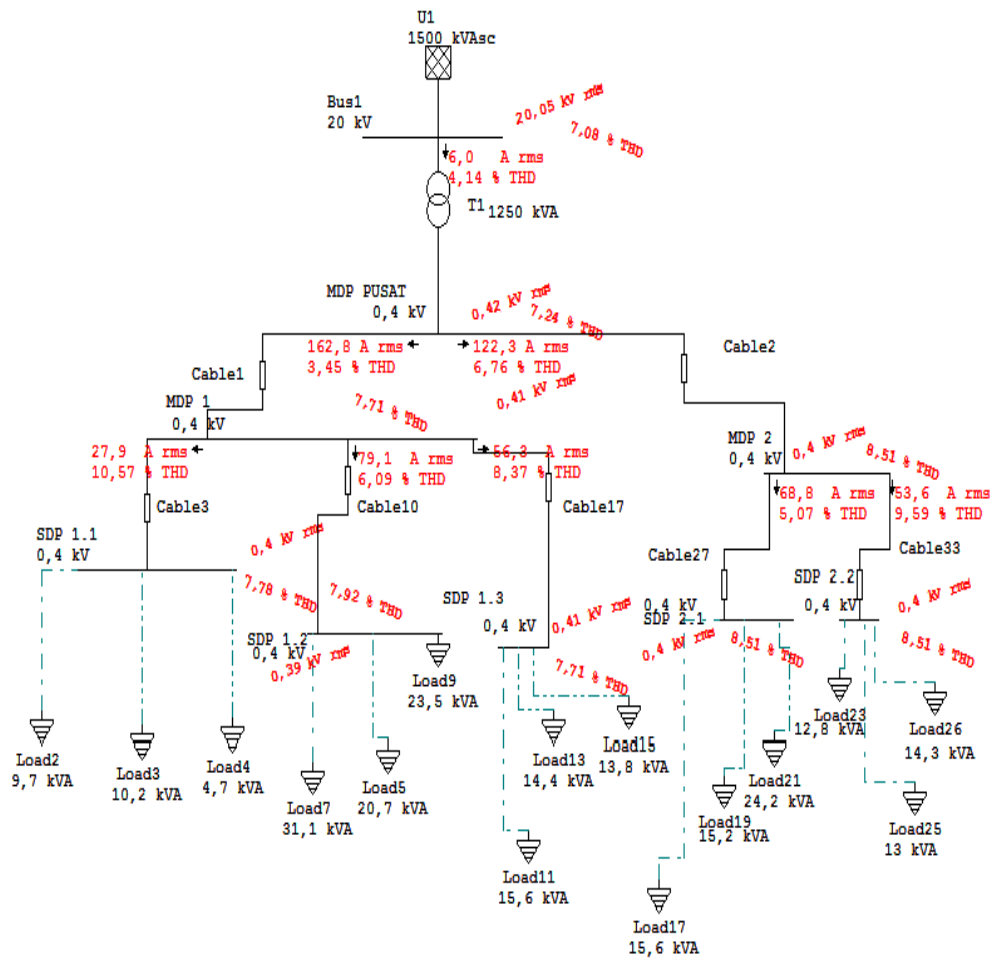


Gambar 4.2 Diagram Satu Garis Pembebanan di Fakultas Teknik

4.2.6 Analisis dan Pembahasan

4.2.6.1 Analisis THD_v dan THD_i dengan Simulasi ETAP

Hasil simulasi dengan menggunakan ETAP pada setiap SDP-nya dapat dilihat pada hasil simulasi di bawah ini :



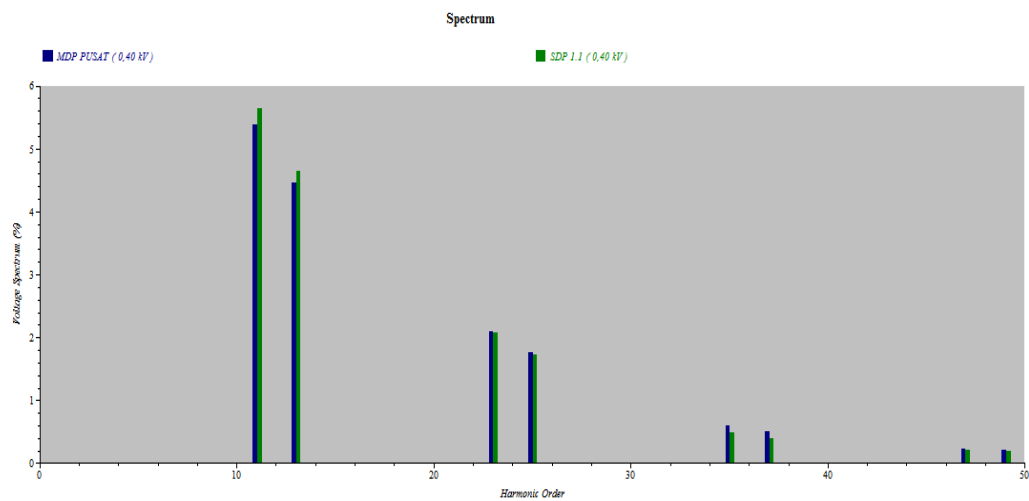
Gambar 4.3 Hasil Simulasi

Dari hasil simulasi yang dipaparkan pada gambar 4.3, kemudian dipaparkan pada tabel 4.7, sebagai berikut :

Tabel 4.7 Hasil THD_I dan THD_V dari Simulasi

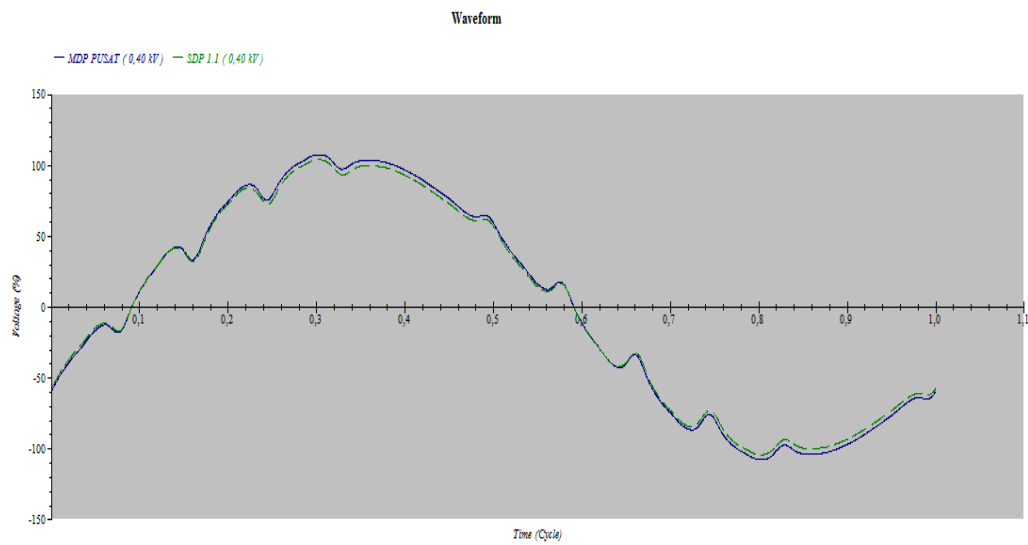
MDP	SDP	THD _I (%)	THD _V (%)
1	SDP 1.1	10,57	7,78
	SDP 1.2	6,09	7,92
	SDP 1.3	8,37	7,71
2	SDP 2.1	5,07	8,51
	SDP 2.2	9,59	8,51

Berikut ini merupakan hasil *running* spektrum harmonik dan bentuk gelombang dari simulasi THD arus dan THD tegangan, sesuai gambar berikut:



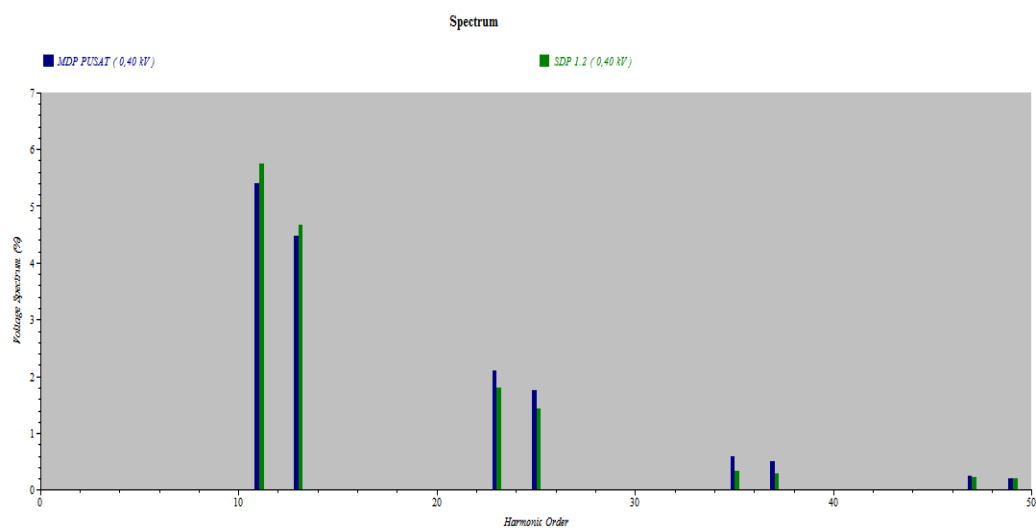
Gambar 4.4 *Running Spectrum* pada MDP_{Pusat} dan SDP 1.1

Keterangan : MDP Pusat SDP 1.1



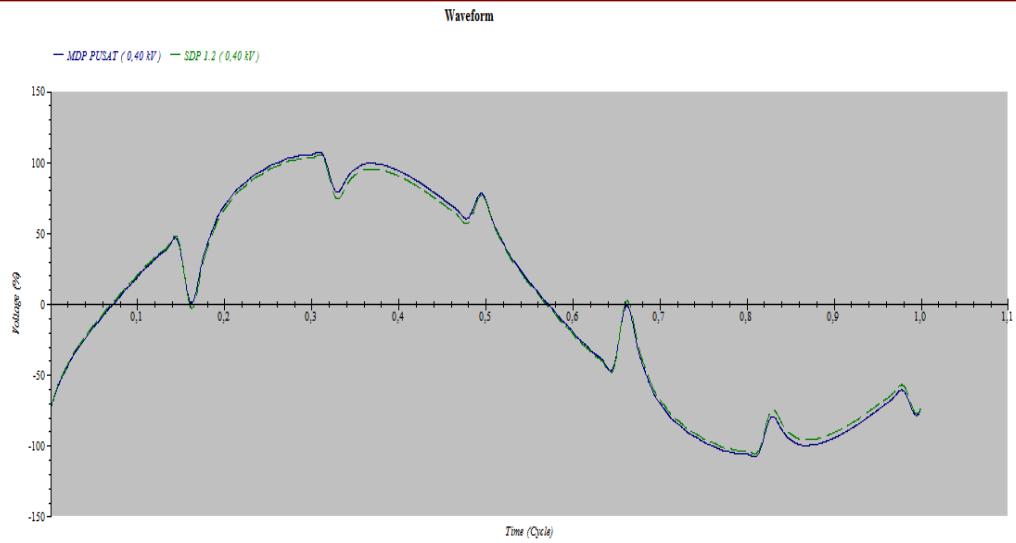
Gambar 4.5 *Running Waveform* MDP_{Pusat} dan SDP 1.1

Keterangan : — MDP Pusat — SDP 1.1



Gambar 4.6 *Running Spectrum* MDP_{Pusat} dan SDP 1.2

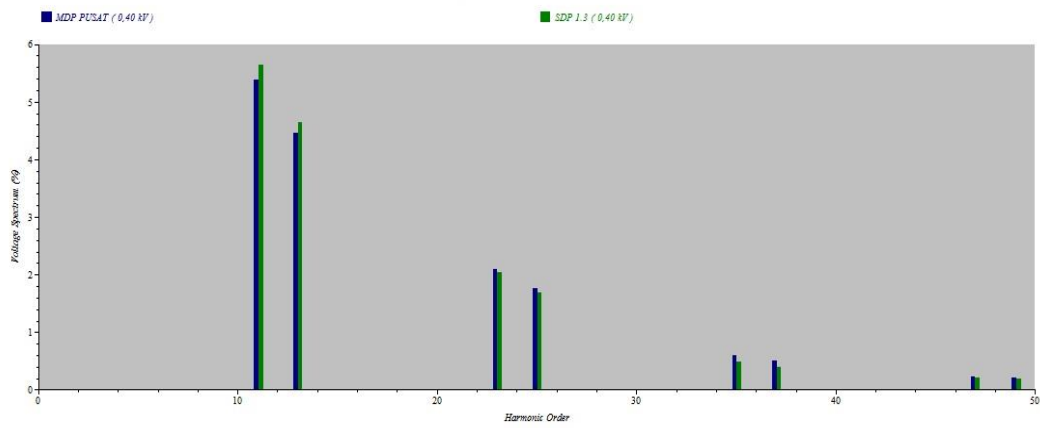
Keterangan : ■ MDP Pusat ■ SDP 1.2



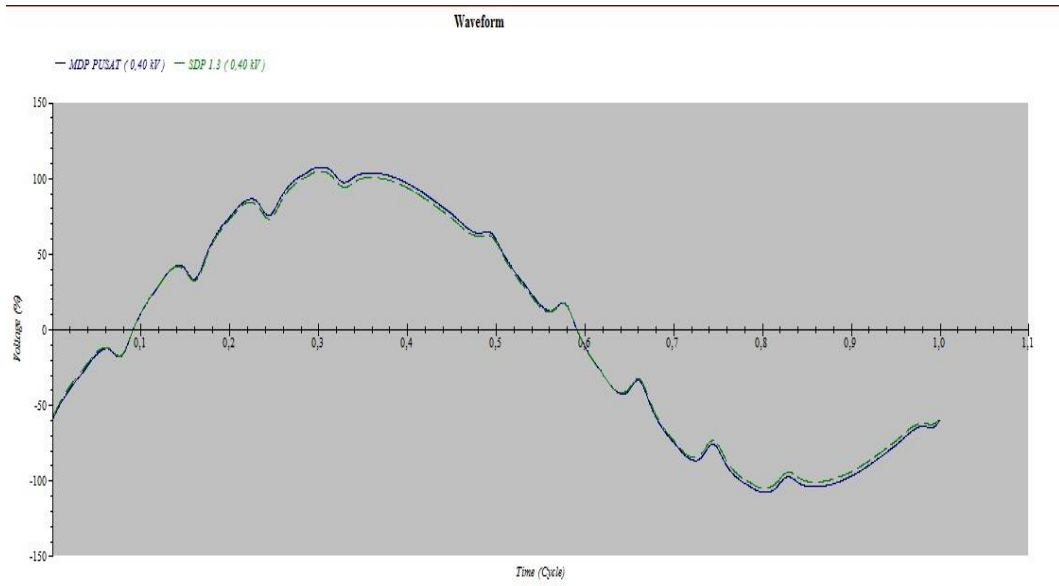
Gambar 4.7 Running Waveform MDP_{Pusat} dan SDP 1.2

Keterangan : — MDP Pusat — SDP 1.2

Keterangan : MDP Pusat SDP 1.3

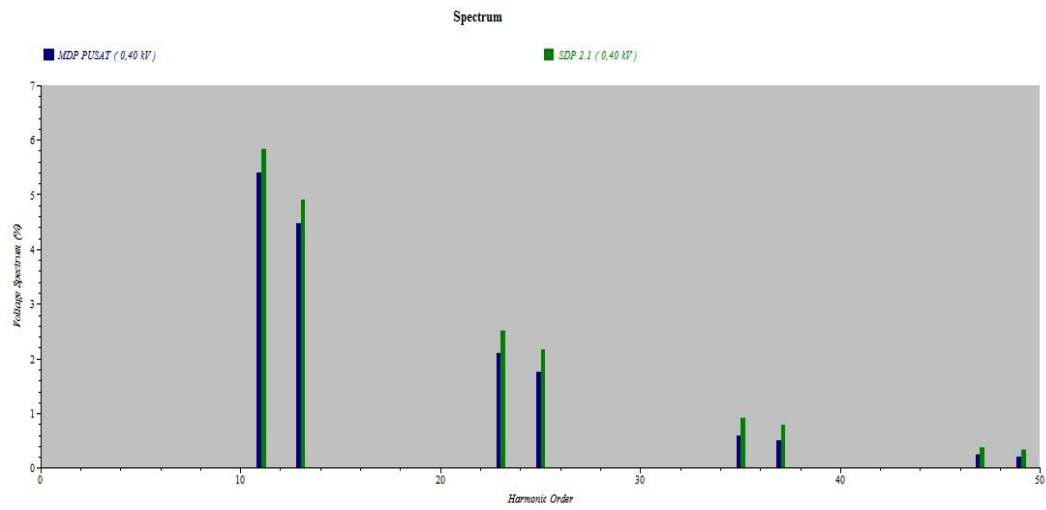


Gambar 4.8 Running Spectrum MDP_{Pusat} dan SDP 1.3



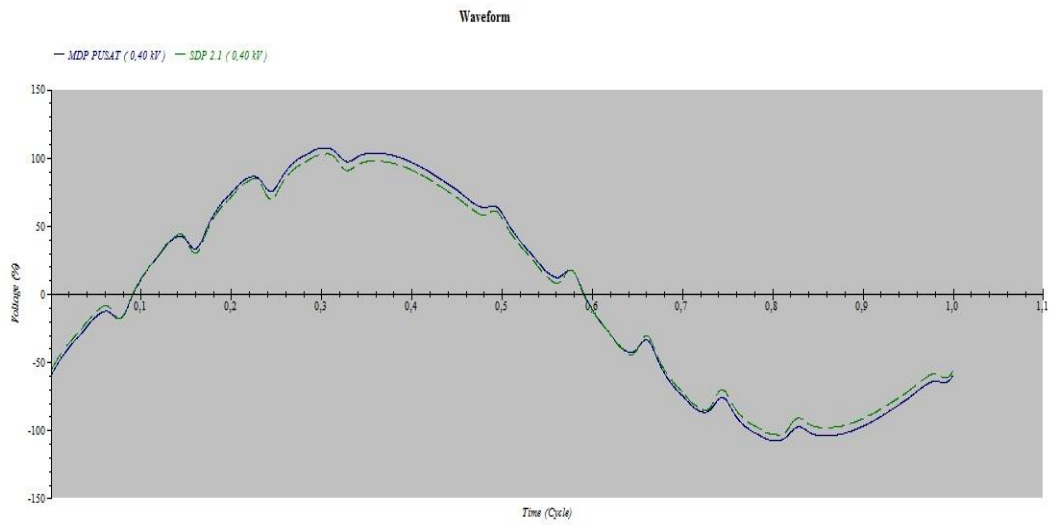
Gambar 4.9 *Running Waveform* MDP_{Pusat} dan SDP 1.3

Keterangan : — MDP Pusat — SDP 1.3



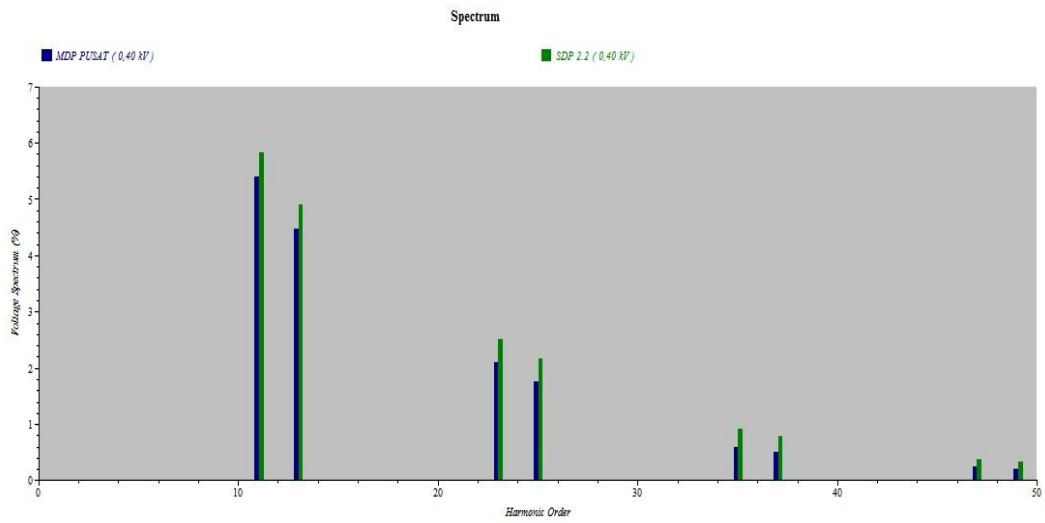
Gambar 4.10 *Running Spectrum* MDP_{Pusat} dan SDP 2.1

Keterangan : MDP Pusat SDP 2.1



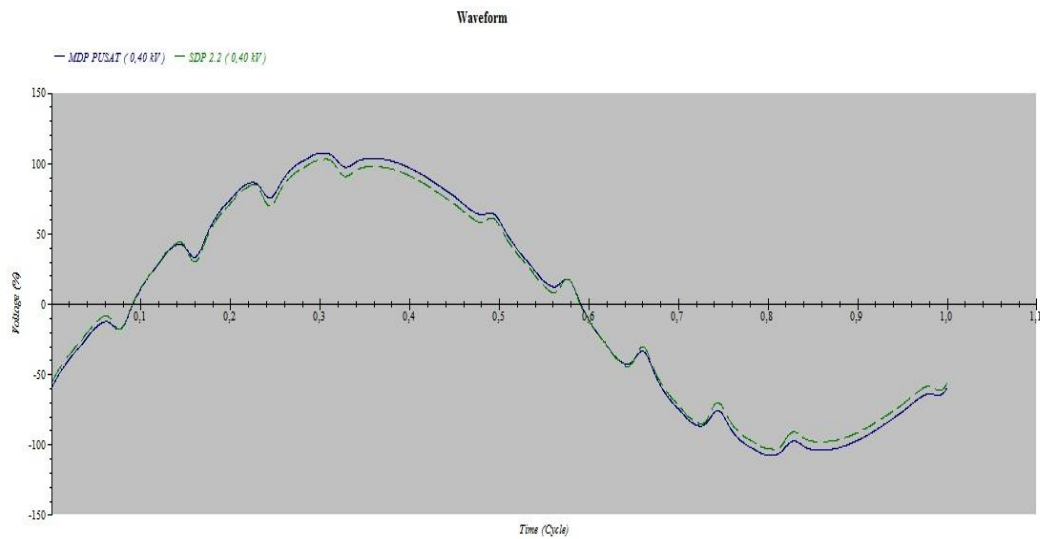
Gambar 4.11 *Running Waveform* MDP_{Pusat} dan SDP 2.1

Keterangan : — MDP Pusat — SDP 2.1



Gambar 4.12 *Running Spectrum* MDP_{Pusat} dan SDP 2.2

Keterangan : ■ MDP Pusat ■ SDP 2.2



Gambar 4.13 *Running Waveform* MPDPusat dan SDP 2.2

Keterangan : — MDP Pusat - - SDP 2.2

Dari hasil simulasi ETAP yang sudah dipaparkan pada gambar 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13 menunjukkan bahwa sistem jika terdapat beban non – linier maka bentuk gelombang sinusoidal menjadi tidak sempurna.

A. Analisis THD_v di Fakultas Teknik UMY Berdasarkan Simulasi ETAP

Batas maksimum THD_v di Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Yogyakarta menurut IEEE Standard 519 – 1992 yaitu sebesar 5 % karena tegangannya kurang dari 69 kV.

Berikut ini merupakan hasil *running* simulasi THD_v sesuai dengan tabel 4.8, sebagai berikut :

Tabel 4.8 Perbandingan THD_v Antara hasil *Running* Menggunakan Simulasi dengan Standar IEEE 519 – 1992

MDP	SDP	Hasil Running THD _v (%) Fakultas Teknik	IEEE Standard 519 - 1992 THD _v max (%)	KET
1	SDP 1.1	7,78	5	Tidak Memenuhi Standard

2	SDP 1.2	7,92	5	Tidak Memenuhi Standard
	SDP 1.3	7,71	5	Tidak Memenuhi Standard
	SDP 2.1	8,51	5	Tidak Memenuhi Standard
	SDP 2.2	8,51	5	Tidak Memenuhi Standard

Hasil simulasi menunjukkan nilai SDP 1.1 sebesar 7,78 %, SDP 1.2 sebesar 7,92 %, SDP 1.3 sebesar 7,71 %, sedangkan nilai THD_v pada SDP 2.1 sebesar 8,51 % dan SDP 2.2 sebesar 8,51 %. Seluruh *Sub Distribution Panel* (SDP) memiliki per-sentase THD_v lebih dari 5% . Persentase THD_v paling besar terdapat pada SDP 2.1 dan SDP 2.2 sebesar 8,51 %. Dengan merujuk dari standar IEEE Standard 519 – 1992 maka dapat dikatakan bahwa sistem yang disimulasikan memiliki THD_v yang tidak memenuhi standard.

B. Analisis THD_I di Fakultas Teknik UMY Berdasarkan Simulasi ETAP

Berdasarkan hasil perhitungan *Short Circuit Ratio*, sesuai dengan IEEE standard 519 – 1992, *running* simulasi pada setiap SDP di Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Yogyakarta. Sistem Instalasi yang disimulasikan tidak dipasang filter harmonisa, hasil *running* simulasi pada setiap SDP dipaparkan pada tabel 4.9, sebagai berikut :

Tabel 4.9 Perbandingan THD_I Antara Hasil *Running* Menggunakan Simulasi dengan Standard IEEE 519 - 1992

MDP	SDP	Hasil Running THD _I (%) Fakultas Teknik	IEEE Standard 519 - 1992 THD _{I max} (%)	KET
1	SDP 1.1	10,57	5	Tidak Memenuhi Standard
	SDP 1.2	6,09	5	Tidak Memenuhi Standard
	SDP 1.3	8,37	5	Tidak Memenuhi Standard
2	SDP 2.1	5,07	5	Tidak Memenuhi Standard
	SDP 2.2	9,59	5	Tidak Memenuhi Standard

Tabel 4.9 dapat dilihat bahwa nilai THD_I pada SDP 1.1 sebesar 10,57 %, SDP 1.2 sebesar 6,09 %, SDP 1.3 sebesar 8,37 %, sedangkan nilai THD_I pada SDP 2,1 sebesar 5,07 % dan SDP 2.2 sebesar 9,59 %. Nilai THD_I pada setiap SDP tidak memenuhi standard IEEE 519 – 1992 dikarenakan beban non – linier pada setiap SDP dan beban masing – masing fasa yang tidak seimbang sehingga nilai THD tidak sesuai dengan standard yang IEEE.

4.2.6.2 Analisis THD_V dan THD_I dari Hasil Pengukuran

4.2.6.2.1 Analisa THD_V Hasil Pengukuran

Berikut adalah tabel hasil pengukuran THD_V pada setiap *Sub Distribution Panel*.

Tabel 4.10 Hasil Pengukuran THD_V di Setiap SDP

MDP	SDP	TEMPAT	PHASA	Pengukuran THD_V (%) Fakultas Teknik	IEEE Standard 519 – 1992 THD_V (%)	KETERANGAN
1	SDP 1.1	F1	R	3,35	5	Memenuhi standard
			S	2,86	5	
			T	2,96	5	
	SDP 1.2	F3	R	3,09	5	Memenuhi standard
			S	2,60	5	
			T	2,74	5	
	SDP 1.3	F4	R	3,30	5	Memenuhi standard
			S	2,80	5	
			T	3,09	5	
2	SDP 2.1	G5	R	3,61	5	Memenuhi standard
			S	2,93	5	
			T	2,99	5	
	SDP 2.2	G6	R	3,78	5	Memenuhi standard
			S	3,12	5	
			T	3,09	5	

Dari hasil pengukuran yang dipaparkan pada tabel 4.10, dapat dijabarkan bahwa THD_v pada :

1. SDP 1.1 (F1)
 - a. Fasa R = 3,35 %
 - b. Fasa S = 2,86 %
 - c. Fasa T = 2,96 %
2. SDP 1.2 (F3)
 - a. Fasa R = 3,09 %
 - b. Fasa S = 2,60 %
 - c. Fasa T = 2,74 %
3. SDP 1.3 (F4)
 - a. Fasa R = 3,30 %
 - b. Fasa S = 2,80 %
 - c. Fasa T = 3,09 %
4. SDP 2.1 (G5)
 - a. Fasa R = 3,61 %
 - b. Fasa S = 2,93 %
 - c. Fasa T = 2,99 %
5. SDP 2.2 (G6)
 - a. Fasa R = 3,78 %
 - b. Fasa S = 3,12 %
 - c. Fasa T = 3,09 %

Dari hasil tersebut THD_v tertinggi terdapat pada *Sub Distribution Panel* (SDP 2.2) fasa R yaitu sebesar 3,78 %. Semua THD_v pada setiap SDP memenuhi standar IEEE Standard 519 -1992 yaitu sebesar 5 %.

4.2.6.2.2 Analisa THD_i Hasil Pengukuran

Hasil pengukuran pada setiap *Sub Distribution Panel* (SDP) dipaparkan pada tabel 4.11, sebagai berikut :

Tabel 4.11 Hasil Pengukuran THD_i di Setiap SDP

MDP	SDP	TEMPAT	PHASA	Pengukuran THD _i (%) Fakultas Teknik	IEEE Standard 519 – 1992 THD _i (%)	KETERANGAN
1	SDP 1.1	F1	R	13,06	5	Tidak memenuhi standard
			S	11,90	5	Tidak memenuhi standard
			T	8,42	5	Tidak memenuhi standard
	SDP 1.2	F3	R	4,60	5	Memenuhi standard
			S	4,53	5	Memenuhi standard
			T	3,79	5	Memenuhi standard
	SDP 1.3	F4	R	6,45	5	Tidak memenuhi standard
			S	6,77	5	Tidak memenuhi standard
			T	10,52	5	Tidak memenuhi standard
2	SDP 2.1	G5	R	6,01	5	Tidak memenuhi standard
			S	6,34	5	Tidak memenuhi standard
			T	4,69	5	Memenuhi standard
	SDP 2.2	G6	R	9,49	5	Tidak memenuhi standard
			S	9,65	5	Tidak memenuhi standard
			T	5,66	5	Tidak memenuhi standard

Dari data yang dipaparkan pada tabel 4.11 dapat dinyatakan bahwa THD_I pada setiap *Sub Distribution Panel* (SDP) memiliki nilai THD_I yang berbeda – beda nilai THD_I setiap fasanya. Nilai THD_I setiap SDP-nya dapat dijabarkan bahwa pada :

1. SDP 1.1
 - a. Fasa R : 13,06 %
 - b. Fasa S : 11,90 %
 - c. Fasa T : 8,42 %
2. SDP 1.2
 - a. Fasa R : 4,60 %
 - b. Fasa S : 4,53 %
 - c. Fasa T : 3,79 %
3. SDP 1.3
 - a. Fasa R : 6,45 %
 - b. Fasa S : 6,77 %
 - c. Fasa T : 10,52 %
4. SDP 2.1
 - a. Fasa R : 6,01 %
 - b. Fasa S : 6,34 %
 - c. Fasa T : 4,69 %
5. SDP 2.2
 - a. Fasa R : 9,49 %
 - b. Fasa S : 9,65 %
 - c. Fasa T : 5,66 %\

Dari hasil pengukuran tersebut dapat dikatakan bahwa THD_I pada setiap fasa di SDP 1.1 memiliki nilai THD_I yang tidak memenuhi standard dari IEEE standard 519 – 1992 yaitu sebesar 5 %, sedangkan pada setiap fasa di SDP 1.2 memiliki nilai THD_I yang memenuhi dari Standard, pada setiap fasa di SDP 1.3 memiliki nilai THD_I yang tidak memenuhi standard juga. Pada SDP 2.1 nilai THD_I pada fasa R dan S tidak memenuhi standard namun pada fasa T memenuhi

standard dari IEEE. Sedangkan pada setiap fasa SDP 2.2 memiliki nilai THD_I yang tidak memenuhi standard THD_I dari IEEE. Nilai THD_I terbesar terdapat pada SDP 1.1 pada Fasa R yaitu 13,06 %. Nilai THD_I yang tidak standard disebabkan oleh pemasangan beban non – linier pada setiap fasa yang tidak seimbang sehingga nilai arus RMS yang terdapat pada setiap fasa memiliki selisih yang signifikan.

4.2.6.2.3 Analisis Harmonik pada Trafo

Data pengukuran harmonisa yang terdapat pada trafo dipaparkan pada tabel 4.12, sebagai berikut :

Tabel 4.12 Hasil Pengukuran THD_v dan THD_I pada Trafo

Hari / tgl	Waktu	THD _v (%)			THD _I (%)			I RMS (A)		
		R	S	T	R	S	T	R	S	T
20/04/2016	13:30:00	4,2	3,3	3,7	3,5	2,3	3,7	939,9	838,2	987,2
	14:00:00	4,3	3,4	3,7	3,5	2,1	3,7	931,5	860,9	963,9
	14:30:00	4,3	3,4	3,8	3,4	2,2	4	844,5	868,3	981
	15:00:00	4,2	3,3	3,7	3,8	2,4	3,9	779,6	768,1	856,7
	15:30:00	4,2	3,4	3,7	4	2,9	4,1	678,4	649,9	736,3
	16:00:00	4,2	3,4	3,7	4,5	2,9	4,3	551,7	597	611,4
	16:30:00	4,2	3,5	3,8	4,9	3,3	4,2	439,7	510,1	456,3
	17:00:00	4,6	3,7	4,2	6	4,4	5,4	307,5	386,4	378,8
	17:30:00	6,1	4,7	5,4	7,1	3,9	6,9	313,4	319,8	340,4
	18:00:00	7,8	5,8	6,7	9,9	4,5	8,7	296,2	334,7	321,9
	18:30:00	8,1	6,3	7,1	10,4	4,4	8,1	318,1	318,3	303,5
	19:00:00	8,2	6,4	7,2	10,7	4,8	7,8	320,2	308,6	292,2
	19:30:00	8,2	6,4	7,1	10,7	4,7	7,7	321,5	305,5	289,8
	20:00:00	8,1	6,3	7,1	10,8	4,3	7,7	312,1	286,9	284
	20:30:00	8,1	6,3	7,1	9,8	4,7	6,7	260,5	261,5	238,1
	21:00:00	7,8	6,1	6,9	9,5	5	6,9	218,8	237,5	209
	21:30:00	7,6	6	6,8	10	6,4	7,8	192,5	203,5	190,5
22:00:00	7,3	5,8	6,5	10,3	7	8,7	173,5	182,8	188,6	
22:30:00	7	5,5	6,2	10,6	7,7	9,5	171	161,1	187	
23:00:00	6,6	5,2	6,1	11,4	8,8	10,3	156,6	147,5	178,6	
23:30:00	6,5	5,1	5,8	12,8	9,2	10,4	157	148,5	171,3	
21/04/2016	0:00:00	6,3	4,9	5,7	12,9	9	10,7	151,8	149,5	172,8
	0:30:00	6,1	4,8	5,6	13,2	9,2	11,1	151,3	140,8	173,6
	1:00:00	6,1	4,8	5,5	13,5	9,6	11	148,2	139	162,9

1:30:00	6	4,7	5,5	13,3	9,1	11,2	146,9	149,6	165,6
2:00:00	6	4,7	5,5	13,5	9,4	11,7	146,8	141,8	164,1
2:30:00	5,9	4,6	5,5	13,6	9,5	11,9	142,6	139	155,4
3:00:00	5,9	4,6	5,5	13,7	9,5	12,3	139,3	139,1	151,5
3:30:00	6	4,6	5,5	13,8	9,2	12	141,9	144,1	151,6
4:00:00	6	4,7	5,5	13,7	9,3	11,8	151,8	141,3	152,7
4:30:00	6,2	4,8	5,7	13,6	10	12	154,3	135,8	154,2
5:00:00	6,2	4,8	5,6	13,6	9,8	11,7	144,7	133,2	164,8
5:30:00	5,6	4,5	5,1	13	10,4	10,8	140,7	123,7	153
6:00:00	5	4	4,5	12,8	8	10,2	129,3	134,6	168,3
6:30:00	4,4	3,5	3,9	6,7	5,4	5,4	206	154,8	228
7:00:00	3,9	3,1	3,5	4,3	2,6	4	378,8	337,5	364,1
7:30:00	3,5	2,8	3,2	4,1	2,5	4	570,5	549,8	580,9
8:00:00	3,6	2,8	3,2	3,8	2,4	3,8	695	732	745,2
8:30:00	3,7	2,9	3,2	3,8	2,5	3,3	705,6	748,8	730,2
9:00:00	3,7	3	3,3	3,5	2,4	3,5	725,3	784,3	792,2
9:30:00	3,7	3,1	3,4	3,5	2,6	3,4	803,2	826,2	790,6
10:00:00	3,9	3,3	3,5	3,7	2,5	4	807,9	863,7	870,7
10:30:00	4	3,3	3,6	3,8	2,5	3,9	814,7	816,5	876,2
11:00:00	4	3,3	3,6	3,8	2,6	3,8	841,1	846,8	903,5
11:30:00	4,1	3,3	3,7	4	2,4	3,8	833,1	835,5	923,5
12:00:00	4	3,1	3,5	4,1	2,9	3,9	866,5	794,5	906,6
12:30:00	4,1	3,2	3,5	4,1	2,9	3,7	833,9	777,3	836,4
13:00:00	4,1	3,3	3,5	3,9	2,8	3,8	790,2	798	835,4
RATA -RATA	5,5	4,3	4,9	8,3	5,4	7,2	425,9	424,4	451

A. Analisis *Losses* yang Dipengaruhi Harmonisa

Dari data hasil pengukuran, maka dapat dicari nilai *losses* pada trafo 1250 kVA setelah terpengaruh harmonisa seperti dibawah ini :

$$S = 1250 \text{ kVA}$$

$$\text{Cos}\phi \text{ rata - rata} = 0,93$$

$$\begin{aligned} P_{\text{base satu fasa}} &= S \cdot \text{cos}\phi_{\text{rata - rata}} / \sqrt{3} \\ &= (1250 \text{ kVA} \times 0,93) / \sqrt{3} \\ &= 671,17 \text{ kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{\text{base tiga fasa}} &= S \cdot \text{cos}\phi_{\text{rata - rata}} \\ &= 1250 \text{ kVA} \times 0,93 \\ &= 1162,5 \text{ kW} \end{aligned}$$

1. *Losses* pada Phasa R

Losses pada phasa R setelah terpengaruh harmonisa dapat dicari dengan cara sebagai berikut;

Untuk orde 1 :

$$I_{h1}(pu) = \frac{I_{h1}}{I_1} = \frac{939,4}{939,4} = 1,000 pu$$

Dengan cara yang sama, maka diperoleh arus harmonisa dalam satuan per – unit pada phasa R, seperti yang ditunjukkan tabel 4.13 dibawah ini.

Tabel 4.13 Arus Harmonisa dalam Satuan Per – Unit Pada Phasa R

Orde	I_h (%)	I_h (A)	I_h (pu)	I_h^2 (pu)	$I_h^2 \times h^2$ (pu)
1	100	939,4	1,000	1,000000	1,0000
3	3	28,2	0,030	0,000900	0,0081
5	1,4	13,2	0,014	0,000196	0,0049
7	0,8	7,5	0,008	0,000064	0,0031
9	0,6	5,6	0,006	0,000036	0,0030
11	0,2	1,9	0,002	0,000004	0,0005
13	0,4	3,9	0,004	0,000016	0,0027
Jumlah				1,001412	1,0223

Berdasarkan pada tabel 4.13 diatas, maka perhitungan rugi – rugi beban (P_{LL}) dalam per unit pada phasa R adalah sebagai berikut ;

$$P_{LL} = 1,001412 + 1,0223 \times 0,01 = 1,011635$$

Sehingga rugi I^2R bertambah sebesar 0,001412 p.u dan rugi *eddy current* bertambah sebesar 0,000223 p.u.

Penambahan *losses* pada phasa R akibat harmonisa untuk :

a. Rugi tembaga :

$$P_{cu} = 0,001412 p.u \times 671,17 kW = 0,95 kW$$

b. Rugi *Eddy Current* :

$$P_i = 0,000223 \text{ p.u} \times 671,17 \text{ kW} = 0,15 \text{ kW}$$

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

$$Losses_{\text{phasa R}} = P_{cu} + P_i = 0,95 + 0,15 = 1,10 \text{ kW}$$

2. *Losses* pada Phasa S

Losses pada phasa S setelah terpengaruh harmonisa dapat dicari dengan cara sebagai berikut;

Untuk orde 1 :

$$I_{h1}(pu) = \frac{I_{h1}}{I_1} = \frac{838,1}{838,1} = 1,000 \text{ pu}$$

Dengan cara yang sama, maka diperoleh arus harmonisa dalam satuan per – unit pada phasa S, seperti yang ditunjukkan tabel 4.14 dibawah ini.

Tabel 4.14 Arus Harmonisa Dalam Satuan Per – Unit Pada Phasa S

Orde	I_h (%)	I_h (A)	I_h (pu)	I_h^2 (pu)	$I_h^2 \times h^2$ (pu)
1	100	838,1	1,000	1,000000	1,0000
3	0,7	5,9	0,007	0,000049	0,0002
5	1,8	15,1	0,018	0,000324	0,0081
7	0,8	6,7	0,008	0,000064	0,0031
9	0	0	0,000	0,000000	0,0000
11	0,2	1,7	0,002	0,000004	0,0005
13	0,3	2,5	0,003	0,000009	0,0015
Jumlah				1,000450	1,0134

Berdasarkan pada tabel 4.14 diatas, maka perhitungan rugi – rugi beban (P_{LL}) dalam per unit pada phasa S adalah sebagai berikut ;

$$P_{LL} = 1,000450 + 1,0134 \times 0,01 = 1,010584$$

Sehingga rugi I^2R bertambah sebesar 0,000450 p.u dan rugi *eddy current* bertambah sebesar 0,000134 p.u.

Penambahan *losses* pada fasa S akibat harmonisa untuk :

a. Rugi tembaga :

$$P_{cu} = 0,000450 \text{ p.u} \times 671,17 \text{ kW} = 0,30 \text{ kW}$$

b. Rugi *Eddy Current* :

$$P_i = 0,000134 \text{ p.u} \times 671,17 \text{ kW} = 0,09 \text{ kW}$$

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

$$Losses_{\text{fasa S}} = P_{cu} + P_i = 0,30 + 0,09 = 0,39 \text{ kW}$$

3. *Losses* pada Fasa T

Losses pada fasa T setelah terpengaruh harmonisa dapat dicari dengan cara sebagai berikut;

Untuk orde 1 :

$$I_{h1}(pu) = \frac{I_{h1}}{I_1} = \frac{986,6}{986,6} = 1,000 \text{ pu}$$

Dengan cara yang sama, maka diperoleh arus harmonisa dalam satuan per – unit pada fasa T, seperti yang ditunjukkan tabel 4.15 dibawah ini.

Tabel 4.15 Arus Harmonisa Dalam Satuan Per – Unit Pada Fasa T

Orde	I_h (%)	I_h (A)	I_h (pu)	I_h^2 (pu)	$I_h^2 \times h^2$ (pu)
1	100	986,6	1,000	1,000000	1,0000
3	3,2	31,6	0,032	0,001024	0,0092
5	1,5	14,8	0,015	0,000225	0,0056
7	0,7	6,9	0,007	0,000049	0,0024
9	0,3	2,9	0,003	0,000009	0,0007
11	0	0	0,000	0,000000	0,0000
13	0,4	3,9	0,004	0,000016	0,0030
Jumlah				1,001323	1,0209

Berdasarkan pada tabel 4.15 diatas, maka perhitungan rugi – rugi beban (P_{LL}) dalam per unit pada fasa T adalah sebagai berikut ;

$$P_{LL} = 1,001323 + 1,0209 \times 0.01 = 1,011532$$

Sehingga rugi I^2R bertambah sebesar 0,001323 p.u dan rugi *eddy current* bertambah sebesar 0,000209 p.u.

Penambahan *losses* pada fasa T akibat harmonisa untuk :

a. Rugi tembaga :

$$P_{cu} = 0,001323 \text{ p.u} \times 671,17 \text{ kW} = 0,89 \text{ kW}$$

b. Rugi *Eddy Current* :

$$P_i = 0,000209 \text{ p.u} \times 671,17 \text{ kW} = 0,14 \text{ kW}$$

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

$$Losses_{\text{fasa T}} = P_{cu} + P_i = 0,89 + 0,14 = 1,03 \text{ kW}$$

Tabel 4.16 Hasil Perhitungan *Losses* Setiap Fasa

Phasa	THD_v (%)	THD_i (%)	P_{cu} (kW)	P_i (kW)	<i>Losses</i> (kW)
R	5,5	8,3	0,95	0,15	1,10
S	4,3	7,2	0,30	0,09	0,39
T	4,9	5,4	0,89	0,14	1,03

Dari hasil analisa diatas dapat disimpulkan bahwa akibat beban yang mengandung harmonik maka rugi tembaga pada fasa R sebesar 0,95 kW, fasa S sebesar 0,30 kW, dan fasa T sebesar 0,89 kW, sedangkan untuk rugi *eddy current* pada fasa R sebesar 0,15 kW, fasa T sebesar 0,09 kW, dan fasa T sebesar 0,14 kW. Jadi total *looses* terhadap transformator akibat pengaruh beban yang mengandung harmonik sebesar 2,52 kW.

4.2.6.2.4 Analisis *Derating*

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

$$THDF = \frac{1,414 \times \left(\frac{1}{3} \times (425,4 + 424,5 + 448,3) \right)}{\frac{1}{3} \times (942,7 + 880,5 + 987,2)} \times 100\% = 65,31 \%$$

$$\begin{aligned} \text{kVA baru} &= THDF \times \text{kVA pengenal} \\ &= 65,31 \% \times 1250 \text{ kVA} \\ &= 816,38 \text{ kVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Derating trafo (kVA)} &= 1250 \text{ kVA} - 816,38 \text{ kVA} \\ &= 433,62 \text{ kVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Derating trafo (kW)} &= 433,62 \times 0,93 \\ &= 403,27 \text{ kW} \end{aligned}$$

$$\text{Derating trafo (\%)} = \frac{433,62}{1250} \times 100\% = 34,7 \%$$