

STUDI HARMONISA PENGARUH KAPASITOR BANK PADA SISTEM KELISTRIKAN PT. CHANDRA ASRI PETROCHEMICAL, TBK

Abdurrahman Ghifari^{*)}, Agung Warsito, and Susatyo Handoko,

Jurusan Teknik Elektro, Universitas Diponegoro Semarang
Jl. Prof. Sudarto, SH. Kampus UNDIP Tembalang, Semarang 50275, Indonesia

^{*)}E-mail : ghifari_abdurrahman@yahoo.com

Abstrak

PT. Chandra Asri Petrochemical, tbk mempunyai sistem kelistrikan yang disuplai dari pembangkitan STG (Steam Turbine Generator). Sebagai perusahaan yang besar, PT CAP memerlukan suatu sistem keandalan listrik yang handal dan memiliki kualitas tenaga listrik yang baik demi menjaga konsistensinya dalam memproduksi bahan baku biji plastik. Beberapa parameter yang dilihat dalam kualitas tenaga listrik adalah kandungan harmonisa dan besarnya faktor daya dalam sistem tenaga listrik. Untuk menambah keandalan sistem kelistrikan, perusahaan memutuskan mensinkronisasi sistem kelistrikan antara STG (steam turbine generator) dan PLN. Setelah tersinkronisasi, perusahaan mendapatkan denda dari PLN karena faktor daya yang kurang dari batas yang diberikan PLN. Rendahnya faktor daya, bisa terjadi karena pemakaian beban induktif ataupun adanya harmonisa pada sistem. Banyaknya beban non linier yang dipakai perusahaan merupakan sumber dari harmonisa yang terdapat pada sistem. Metode yang digunakan untuk memperbaiki faktor daya adalah dengan menambahkan kapasitor bank. Analisa penambahan kapasitor bank pada sistem perlu memperhatikan pula dampak yang akan dihasilkan. Selain itu juga untuk menghilangkan resonansi yang terjadi akibat penambahan kapasitor bank, dapat ditambah filter pasif. Resonansi bisa terjadi karena adanya interaksi antara pemasangan kapasitor dan harmonisa yang dihasilkan dari beban non linier. Hasil simulasi menggunakan software ETAP power station versi 7.0.0 dan perhitungan didapat bahwa pengaruh pemasangan kapasitor bank dapat menyebabkan resonansi pada harmonisa ke-7 dan pemasangan filter pasif dapat menghilangkan resonansi yang terjadi serta mengurangi I_{THD} pada sistem.

Kata kunci: PT. Chandra Asri Petrochemical, Harmonisa, Kapasitor Bank

Abstract

PT. Chandra Asri Petrochemical, tbk has supplied the electrical system from generation STG (Steam Turbine Generator). As a large company, PT CAP requires a good quality of the electrical system in order to maintain consistency in producing materials of plastic resin. Some parameters are seen in the quality of electric power is the harmonic content and percentage of power factor in power systems. To increase the reliability of the electricity system, the company decided to synchronize the electrical system between the STG (steam turbine generator) and PLN. Once synchronized, the company gets power factor pinalty from PLN because the power factor less than a given limit of PLN. The low power factor, can occur due to the use of inductive load or the presence of harmonics on system. The number of non-linear load used by companies is the source of the harmonics present in the system. One of method to improve the power factor is add a capacitor bank. But, we must analysis the effect from installation capacitor bank. In addition, to eliminate the resonance that occurs due to the addition of the capacitor bank, passive filters can be added. Resonance can occur due to the interaction between the installation of capacitors and harmonics produced from non-linear load. The result from simulation using ETAP power station version 7.0.0 and calculations are found that effect of the installation of capacitor banks can cause harmonic resonance at the 7th and installation of passive filters can eliminate the resonance that occurs in the system and reduce I_{THD} .

Keywords: PT. Chandra Asri Petrochemical, Harmonics, Capacitor Bank

1. Pendahuluan

Kualitas suatu sistem kelistrikan dapat diukur dari beberapa parameter. Salah satu parameter yang dapat

dijadikan ukuran dalam sistem kelistrikan adalah kandungan harmonisa dan besarnya faktor daya dalam sistem. Harmonisa dalam sistem kelistrikan ditimbulkan oleh adanya beban-beban converter yang menarik arus

non-sinusoidal dari sumber tegangan. Beban yang bersifat seperti demikian dinamakan beban non-linier. Tingkat distorsi terhadap tegangan dan arus dalam suatu sistem kelistrikan harus memenuhi standar yang disyaratkan dalam IEEE Std 519-1992.

Saat ini, PT. Chandra Asri Petrochemical, Tbk memiliki 3 sumber utama untuk menghasilkan listrik, dari PT. PLN (Persero) serta 2 pembangkit milik sendiri yaitu STG (*steam turbine generator*) dan GTG (*gas turbine generator*). Permasalahan yang terjadi maka dengan adanya sinkronisasi dengan PLN, faktor daya belum mencapai 0,85 sehingga PLN memberikan *power factor pinalty* pada perusahaan.

Studi yang dilakukan pada tugas akhir ini, dengan melakukan analisa perhitungan kebutuhan *kapasitor bank* yang diperlukan pada seluruh sistem kelistrikan untuk menambah nilai faktor daya di PT. Chandra Asri Petrochemical, Tbk. Selain itu juga, melakukan simulasi dan menganalisa perhitungan terhadap besarnya harmonisa setelah pemasangan *kapasitor bank* sehingga dapat diketahui kualitas tenaga listrik pada jaringan.

Untuk membatasi permasalahan dalam menganalisis maka diperlukan pembatasan masalah sebagai berikut :

1. Sistem yang dianalisa untuk perbaikan faktor daya hanyalah sistem kelistrikan hasil sinkronisasi STG (*Steam Turbine Generator*) dan PLN di PT. Chandra Asri Petrochemical, Tbk.
2. Analisa harmonisa dikhususkan hanya pada jaringan 6 kV dan 20 kV pada *Polyethylene substasion* yang mensuplai beban-beban motor drive yang cukup besar.
3. Sistem rangkaian listrik yang terdapat pada PT. Chandra Asri Petrochemical adalah sistem rangkaian ketika dilakukan survei, yaitu sejak bulan Februari 2013 hingga April 2013.
4. Simulasi yang dibuat dalam *Software* Etap dalam Tugas Akhir ini hanya dikhususkan untuk sistem kelistrikan yang terdapat pada PT.Chandra Asri Petrochemical.

2. Metode

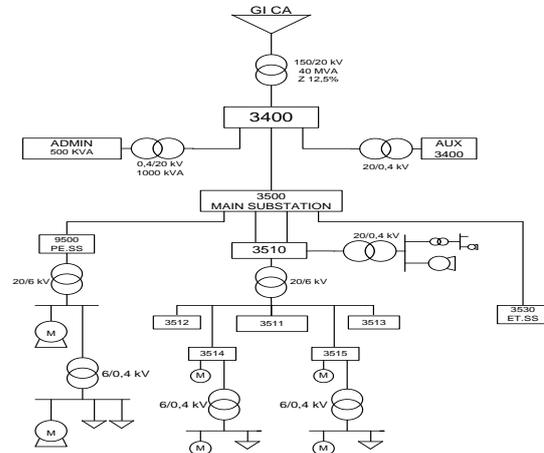
2.1 Sistem Distribusi Kelistrikan PT. Chandra Asri Petrochemical

Sistem Kelistrikan PT. Chandra Asri Petrochemical disuplai oleh PLN dan STG (*steam turbine Generator*) masing-masing sebesar 40 MVA dan 21 MVA. Keduanya sudah tersinkronise pada satu sistem kelistrikan. Sistem kelistrikan ini terbagi atas beban-beban yang berkelompok. Beban tersebut melalui 3 substasion yang tersebar yaitu :

1. PE substasion yang disebut dengan 9500

2. Main utility yang disebut dengan 3510
3. ET substasion yang disebut dengan 3530

Berikut ini merupakan *key single line diagram* dari sistem kelistrikan PT. Chandra Asri Petrochemical

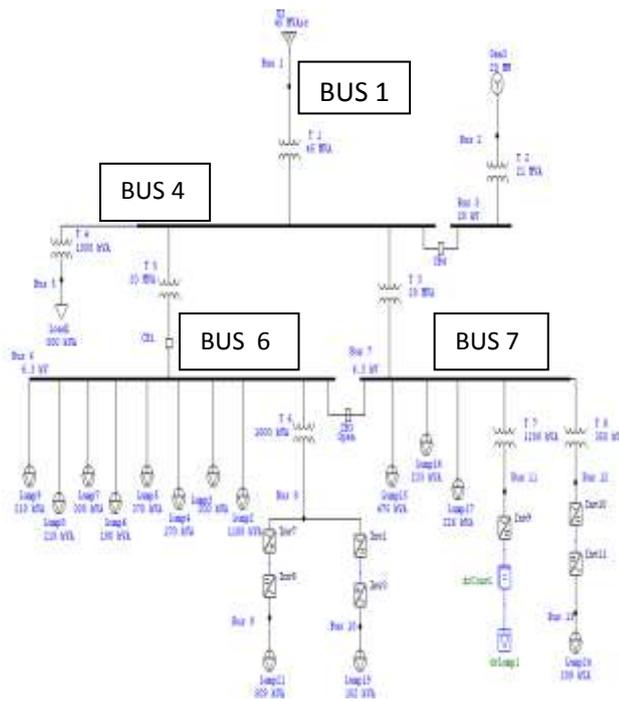


Gambar 2.1 *key single line diagram* PT. Chandra Asri Petrochemical, Tbk –disederhanakan-

Topologi distribusi radial digunakan untuk mensuplai beban-beban di switchgear 6 kV dan 0.4 kV. Beban berupa motor-motor berdaya besar disuplai langsung dari switchgear 6 kV dengan metode start direct online. Beban-beban berupa motor kecil, AC motor drive, dan beban perkantoran disuplai oleh beberapa transformator step-down 20/0.4 kV. Total daya yang ditarik pada kondisi pembebanan maksimum adalah mencapai 33 MW.

2.1.1 Beban PE substasion

Untuk lebih menyederhanakan fokus pada analisa harmonisa berikut ini adalah single line diagram dari PE substasion setelah disederhanakan.



Gambar 2.2 Single line diagram PE substation

2.3.3 Data beban PE substation

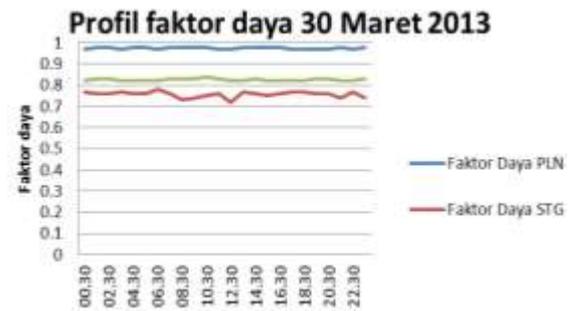
Tabel dibawah ini merupakan beban yang digunakan pada jaringan PE substation :

Tabel 2.1 Data beban PE 20/6kV

Data Beban PE 20/6 kV			
No.	Nama	P (kW)	Bus
1	Ethylene Compressor (Lump 9)	210	A
2	Ethylene Compressor (Lump 8)	210	A
3	1st reactor circulat pump (Lump 7)	300	A
4	1st reactor coolant pump (Lump 6)	180	A
5	2nd reactor circulat pump (Lump 5)	370	A
6	2nd reactor coolant pump (Lump 3)	200	A
7	Recycle gas compressor (Lump 2)	1100	A
8	Polymer power Additiveblender (Lump 4)	170	A
9	Vent recover compressor (Lump 15)	4200	B
10	Ciruyde blower (Lump 16)	200	B
11	Conveyor Blower (Lump 17)	200	B

2.1.3 Profil faktor daya sistem

Dari hasil pengukuran yang diambil terlihat bahwa faktor daya yang dihasilkan dari sistem kelistrikan PT Chandra Asri Petrochemical, tbk masih dibawah dari batas faktor daya yang diijinkan PLN. Berikut dibawah ini, digambarkan grafik profil faktor daya pada tanggal 30 maret 2013.

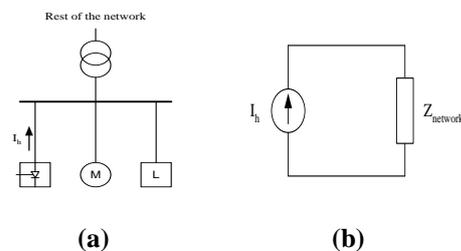


Gambar 2.3 Grafik faktor daya pada tanggal 30 maret 2013

Grafik tersebut menggambarkan fluktuasi faktor daya pada sistem. Garis biru menandakan faktor daya dari suplai PLN dan yang berwarna merah adalah faktor daya dari suplai STG. Sedangkan yang berwarna hijau menjelaskan faktor daya total hasil *syncronize* antara suplai PLN dan STG (*steam turbine generator*)

2.2 Pemodelan Sumber Harmonisa

Pada sistem kelistrikan, beban-beban non-linier yang merupakan sumber harmonisa dimodelkan sebagai sebuah sumber arus. Sumber arus tersebut menginjeksikan arus yang mempunyai frekuensi kelipatan dari frekuensi fundamental (50 Hz). Ketika arus yang terdistorsi mengalir melalui sebuah impedansi, maka bentuk tegangan pada impedansi tersebut juga mengalami distorsi.



Gambar 2.4 (a) Sistem kelistrikan dengan sumber harmonisa
(b) Permodelan sumber harmonisa dalam sistem tenaga listrik

Asumsi yang digunakan di dalam studi ini adalah sumber harmonisa diasumsikan mempunyai pola yang tetap. Untuk menyesuaikan format data dengan software yang digunakan, format persentase dari nilai fundamental akan digunakan dalam studi ini.

2.3 Identifikasi dan Pengukuran Pola Harmonisa Arus

Untuk keperluan studi harmonisa, identifikasi bus-bus penghasil harmonisa dilakukan dengan melihat keberadaan beban non-linier di dalam sistem kelistrikan PT. Chandra Asri Petrochemical. Identifikasi bus memberikan hasil bahwa beberapa bus adalah berpotensi memberikan kontribusi harmonisa ke dalam sistem. Berikut ini disajikan hasil identifikasi sumber-sumber penghasil harmonisa. Tabulasi bus-bus dengan beban-beban converter diberikan pada Tabel 3.2. Daya nominal dan jenis beban pada bus juga ditunjukkan dalam tabel.

Tabel 2.2. Identifikasi sumber harmonisa.

No	Load ID	Bus ID	Connected Non-linear Load		Typical THD on current
			Rating	Type	
1	Melt pump (Load 4)	Bus 8	450 kW	6-pulse thyristor converter	30% max
2	Pelletizer (Load 5)	Bus 8	90 kW	6-pulse thyristor converter	30% max
3	Under water pelleter (Load 6)	Bus 12	180 kW	6-pulse thyristor converter	30% max
4	LV transformer T-7	Bus 7	1200 kVA	6-pulse thyristor converter	30% max
5	Admin building (Load 1)	Bus 4	500 kVA	fluorecent	30% max

Sebagai catatan untuk Tabel 3.2, beban No. 1 dan 2 berada pada satu bus sehingga pola harmonisa arus yang terukur adalah gabungan dari dua buah motor drive (Melt Pump dan Pelletizer). Pengukuran pola harmonisa arus dilakukan pada bus 6 kV yang mempunyai beban-beban converter seperti ditunjukkan pada Tabel 3.2.

3. Hasil dan Analisa

3.1 Analisa Kondisi pembangkitan tanpa PLN

Sistem kelistrikan PT.CAP berkapasitas 34 MW memiliki 2 pembangkitan sendiri yaitu STG (Steam Turbine Generator) dan GTG (Gas Turbine Generator) masing-masing pembangkit memiliki kapasitas 20 MW dan 33 MW, pada kondisi ini faktor daya yang dihasilkan adalah 0,76. Angka ini tidak bermasalah jika tidak tersinkronisasi dengan PLN. Karena tidak mengganggu sistem distribusi PT.PLN (Persero).

Sejalan dengan berkembangnya PT.Chandra Asri Petrochemical, maka penambahan kapasitas sistem kelistrikan sangatlah dibutuhkan. Kedua pembangkit ini akan tersinkronisasi dengan sumber dari PT.PLN demi menciptakan keandalan. Sehingga tidak perlu adanya

pemutusan beban (*load shedding*) jika, salah satu pembangkit dalam masa perawatan.

3.2 Analisa perhitungan *power factor pinalty*

Hasil pengukuran faktor daya pada PT. Chandra Asri Petrochemical, tbk yang telah dilakukan, sesuai pada hasil pengukuran yang ditampilkan pada gambar 3.3, faktor daya yang terbaca masih dibawah 0,85. Hal tersebut mengakibatkan PT. Chandra Asri Petrochemical harus membayar denda kepada PLN yang disebut *power factor pinalty*. Berikut perhitungan denda yang diberikan oleh PLN sesuai dengan peraturan pemerintah tarif dasar listrik 2013.

Untuk menghitung pemakaian perbulan maka dapat dihitung sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Pemakaian perbulan :} \\ &= 24 \text{ jam/hari} \times 30 \text{ hari} \times 34000 \text{ kW} \\ &= 24.480 \text{ Mwh} \end{aligned}$$

Setelah mengetahui besarnya pemakaian perbulan, maka kita menghitung batas kVArh yang dibebaskan oleh PLN dengan rumus berikut :

$$\begin{aligned} \text{Batas kVArh yang dibebaskan dari PLN :} \\ &= 0,62 \times 24.480 \text{ Mwh} \\ &= 15.177.600 \text{ kVarh} \end{aligned}$$

Sesuai data yang didapatkan hasil pengukuran perbulan, yaitu faktor daya rata-rata sebesar 0,83 maka :

$$\cos \phi = 0,83 \quad \tan \phi = 0,67$$

Kita dapat mengetahui pemakaian daya reaktif perbulan dengan perhitungan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Daya Beban} \times \tan \phi : \\ 34000 \times 0,67 = 22.780 \text{ kVar} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Pemakaian daya reaktif per bulan :} \\ &= 22.780 \text{ kVar} \times 24 \text{ jam/hari} \times 30 \\ &= 16.401.000 \text{ kVArh} \end{aligned}$$

Maka, dengan menghitung selisih pemakaian daya reaktif dan batas daya reaktif PLN, maka didapatkan jumlah denda yang harus dibayarkan adalah :

$$\begin{aligned} \text{Denda kelebihan daya reaktif :} \\ &16.401.000 - 15.177.600 \\ &= 1.224.000 \times 723 \\ &= \text{Rp } 884.952.000,00 \text{ Per bulan} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan tersebut, maka perusahaan berencana untuk menghemat pengeluaran pembayaran

listrik per bulan dengan cara mengkompensasi faktor daya.

3.2.1 Perhitungan kompensasi faktor daya

Setelah mengetahui pemakaian daya reaktif perbulan, maka kita bisa menghitung besar kompensasi. Hasil perhitungan ini sebagai bahan pertimbangan untuk menentukan besarnya penghematan.

- Perhitungan setelah kompensasi :

Misal menginginkan faktor daya sebesar 0,90:

$$\cos \phi = 0,90 \quad \tan \phi = 0,48$$

$$\begin{aligned} \text{Daya reaktif terpakai} &= \text{Daya Beban} \times \tan \phi \\ &= 34000 \times 0,48 \\ &= 16.320 \text{ kVar} \end{aligned}$$

Maka, kita dapat menghitung pemakaian daya reaktif per bulan adalah :

$$\begin{aligned} &16.320 \text{ kVar} \times 24 \text{ jam/hari} \times 30 \\ &= 11.750.400 \end{aligned}$$

Besar daya reaktif :

$$= 11.750.400 - 15.177.600$$

karena hasil yang diperoleh negatif, maka tidak perlu membayar denda *power factor penalty*^[12]

Perhitungan diatas merupakan hasil asumsi dari tarif tenaga listrik untuk keperluan industri yang berlaku mulai 1 oktober 2013 menurut Peraturan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Nomor 30 Tahun 2012.

3.2.2 Analisa perhitungan kapasitas kapasitor bank

Adapun kita bisa menghitung daya reaktif (kVar) oleh kapasitor bank. Data yang diperlukan antara lain adalah daya aktif (kW), power faktor lama ($\cos \theta_1$) dan power faktor baru ($\cos \theta_2$).

Daya yang diperoleh dari persamaan :

$$S = P / \cos \theta_1$$

keterangan : S = Daya nyata (kVA)

$$P = \text{Daya aktif (kW)}$$

Daya reaktif dari pf lama dan pf baru diperoleh dari persamaan :

$$QL = P \tan \theta_1$$

$$QB = P \tan \theta_2$$

keterangan : QL = Daya reaktif lama (kVAR)

QB = Daya reaktif baru (kVAR)

Daya reaktif yang dikompensasi oleh Kapasitor bank adalah : $QC = QL - QB$

Keterangan : QC = Daya yang dikompensasi kapasitor (kVAR)

Contoh perhitungan :

Data yang diketahui :

Daya aktif 34 MW

Tegangan 20 kV, 3 Phasa, 50 Hz.

$\cos \theta_1 = 0.83$ lag, $\cos \theta_2 = 0.90$ lag Perhitungan

:

$$\cos \theta_1 = 0.83 \text{ ---- } \tan \theta_1 = 0,67$$

$$\cos \theta_2 = 0.90 \text{ ---- } \tan \theta_2 = 0,48$$

maka :

$$QC = QL - QB$$

$$QC = P [\tan \theta_1 - \tan \theta_2]$$

$$QC = 34 \times 10^6 [0,67 - 0,48]$$

$$QC = 6,46 \text{ MVAR} = 6460 \text{ kVar}$$

Dari hasil perhitungan diatas, maka dalam simulasi pemasangan kapasitor bank akan dipasang sebesar 6500 kVar dengan menggunakan 6 step di simulasikan pada jaringan 20 kV atau 6 kV.

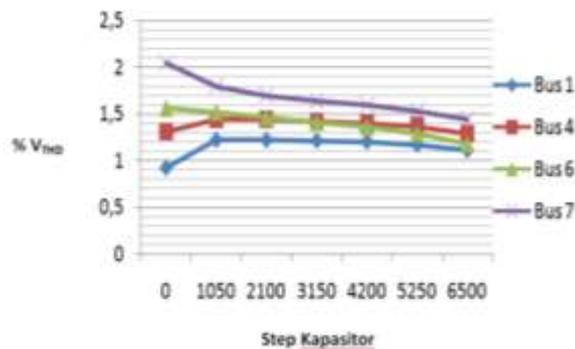
3.3 Analisa Simulasi V_{THD} Pengaruh Pemasangan Kapasitor Bank pada jaringan 20 kV tanpa filter

Simulasi harmonisa dilakukan menggunakan *software* etap 7.0.0 simulasi ini dilakukan pada kondisi beban puncak di PT.Chandra Asri Petrochemical,tbk. Dalam simulasi ini, kapasitor disimulasikan satu persatu sebanyak 6 step.

Hasil simulasi harmonisa dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 3.1 Tegangan harmonisa hasil pemasangan kapasitor

BUS ID	Kapasitor yang terpasang (kVAR)						
	0	1050	2100	3150	4200	5250	6500
Bus 1	1,11%	1,22%	1,22%	1,21%	1,20%	1,17%	1,11%
Bus 4	1,31%	1,44%	1,44%	1,42%	1,40%	1,37%	1,29%
Bus 6	1,56%	1,52%	1,46%	1,41%	1,36%	1,29%	1,18%
Bus 7	2,05%	1,8 %	1,7%	1,64%	1,60%	1,53%	1,44%



Gambar 3.1 Grafik V_{THD} terhadap step kapasitor

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa tegangan harmonisa tidak ada yang melebihi standar V_{THD} yang diijinkan. Pada bus 4, tegangan harmonisa yang paling besar sebesar 1,44 %. Hal tersebut terjadi pada saat step pertama dan kedua pemasangan kapasitor sebesar 1050 dan 2100 kVAR.

3.3.1 Analisa perhitungan interaksi antara kapasitor dan harmonisa

Berikut ini merupakan perhitungan nilai V_{THD} bus 4 pada PT.Chandra Asri Petrochemical, tbk. Dapat dibandingkan V_{THD} sebelum dan setelah pemasangan kapasitor. Adapun data-data dari simulasi ETAP yaitu :

Tabel 3.2 Perbandingan harmonisa tegangan sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor

kapasitor	fundamental	Harmonisa (%)							
		2	5	7	11	13	17	19	23
Sebelum	19,177 kV	0	0,74	0,63	0,47	0,40	0,31	0,28	0,23
Sesudah	19,422 kV	0	0,79	0,61	0,31	0,02	0,07	0,06	0,04

Dari data diatas, kita bisa mencari nilai tegangan akibat adanya harmonisa dan %V_{THD}, nilai dari harmonisa tersebut harus diubah menjadi satuan kV

$$V_{\text{harmonisa}} = \text{harmonisa (\%)} \times V_{\text{fundamental}}$$

Dari perhitungan rumus diatas, maka dapat memperoleh data sebagai berikut :

Tabel 3.3 Perbandingan V_{THD} sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor

kapasitor	fundamental	Harmonisa (kV)							
		2	5	7	11	13	17	19	23
Sebelum	19,177 kV	0	14,2	12,1	9,01	7,67	5,94	5,36	4,41
Sesudah	19,422 kV	0	15,3	11,8	6,02	0,39	1,35	1,16	0,78

Dari data diatas maka dapat dimasukkan ke rumus dasarnya yaitu :

- Sebelum kapasitor dipasang

$$V_{\text{THD}} = \frac{\sqrt{\sum(v_n)^2}}{V_{\text{fundamental}}} \times 100$$

$$= \frac{\sqrt{(0)^2 + (14,2)^2 + (12,1)^2 + (9,01)^2 + (7,67)^2 + (5,94)^2 + (5,36)^2 + (4,41)^2}}{19,177}$$

$$= 0,0124 \times 100$$

$$= 1,24 \%$$

- Setelah kapasitor dipasang

$$V_{\text{THD}} = \frac{\sqrt{\sum(v_n)^2}}{V_{\text{fundamental}}} \times 100$$

$$= \frac{\sqrt{(0)^2 + (15,3)^2 + (11,8)^2 + (6,02)^2 + (0,39)^2 + (1,35)^2 + (1,16)^2 + (0,78)^2}}{19,422}$$

$$= 0,01046 \times 100$$

$$= 1,046 \%$$

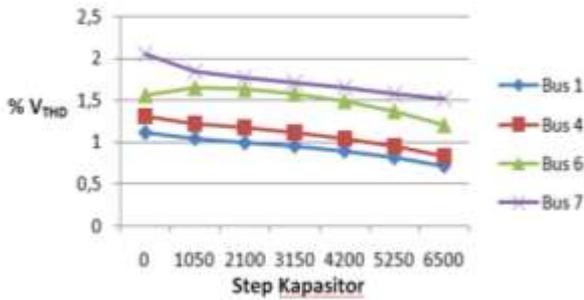
Dari hasil perhitungan, frekuensi resonansi terjadi pada 372,5 Hz, yang menandakan mendekati harmonisa orde ke-7 hal ini dapat membahayakan kapasitor apabila harmonisa yang dihasilkan sangat tinggi seperti pada pemasangan kapasitor 1050 kVAR yang menghasilkan I_{THD} mencapai 17,25%.

3.3.2 Analisa Simulasi Harmonisa Tegangan Pengaruh Pemasangan Kapasitor Bank pada Jaringan 6,3 kV tanpa filter

Sipmulasi harmonisa dilakukan menggunakan software etap 7.0.0 simulasi ini dilakukan pada kondisi beban puncak di PT.Chandra Asri Petrochemical,tbk. Dalam simulasi ini, kapasitor disimulasikan dihidupkan satu persatu sebanyak 6 step. Berikut hasil simulasi harmonisa dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 3.4 Tegangan harmonisa hasil pemasangan kapasitor

Bus ID	Kapasitor yang terpasang (kVAR)						
	0	1050	2100	3150	4200	5250	6500
Bus 1	1,11 %	1,04%	0,99 %	0,95 %	0,89 %	0,81%	0,71%
Bus 4	1,31 %	1,22%	1,17 %	1,11 %	1,04 %	0,95%	0,83%
Bus 6	1,56 %	1,65%	1,63 %	1,58 %	1,49 %	1,37%	1,20%
Bus 7	2,05 %	1,84%	1,77 %	1,71 %	1,64 %	1,57%	1,51%



Gambar 3.3 Grafik V_{THD} terhadap step kapasitor

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa tegangan harmonisa tidak ada yang melebihi standar V_{THD} yang diijinkan. Pada bus 6, tegangan harmonisa yang paling besar sebesar 1,65 %. Hal tersebut terjadi pada saat step pertama pemasangan kapasitor sebesar 1050 kVAR.

3.5 Analisa perhitungan interaksi antara kapasitor dan harmonisa

Berikut ini merupakan perhitungan nilai resonansi bus 6 pada PT.Chandra Asri Petrochemical, tbk. Dapat dibandingkan V_{THD} sebelum dan setelah pemasangan kapasitor. Adapun data-data dari simulasi ETAP yaitu :

Tabel 3.5 Perbandingan harmonisa tegangan sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor

kapasitor	fundamental	Harmonisa (%)							
		2	5	7	11	13	17	19	23
Sebelum	5,834 kV	0	0,91	0,76	0,56	0,48	0,36	0,32	0,25
Sesudah	6,041 kV	0	1,05	0,52	0,20	0,14	0,07	0,06	0,04

Dari data diatas, kita bisa mencari nilai tegangan akibat adanya harmonisa dan $\%V_{THD}$, nilai dari harmonisa tersebut harus diubah menjadi satuan kV

$$V_{\text{harmonisa}} = \text{harmonisa} (\%) \times V_{\text{fundamental}}$$

Dari perhitungan rumus diatas, maka dapat memperoleh data sebagai berikut :

Tabel 3.6 Perbandingan harmonisa tegangan sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor

kapasitor	Fundamental	Harmonisa (kV)							
		2	5	7	11	13	17	19	23
Sebelum	5,834 kV	0	5,3	4,43	3,26	2,8	2,1	1,86	1,45
Sesudah	6,041 kV	0	6,34	3,14	1,2	0,84	0,42	0,36	0,24

Dari data diatas maka dapat dimasukkan ke rumus dasarnya yaitu :

- Sebelum kapasitor dipasang

$$V_{THD} = \frac{\sqrt{\sum (v_n)^2}}{V_{\text{fundamental}}} \times 100$$

$$= \frac{\sqrt{(0)^2 + (5,3)^2 + (4,43)^2 + (3,26)^2 + (2,8)^2 + (2,1)^2 + (1,86)^2 + (1,45)^2}}{5,834}$$

$$= 0,0149 \times 100$$

$$= 1,49 \%$$

- Setelah kapasitor dipasang

$$V_{THD} = \frac{\sqrt{\sum (v_n)^2}}{V_{\text{fundamental}}} \times 100$$

$$= \frac{\sqrt{(0)^2 + (6,34)^2 + (3,14)^2 + (1,2)^2 + (0,84)^2 + (0,42)^2 + (0,36)^2 + (0,24)^2}}{6,041}$$

$$= 0,012 \times 100$$

$$= 1,2 \%$$

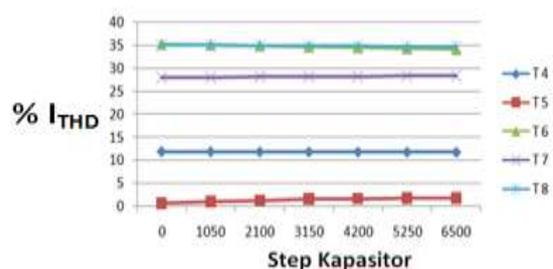
3.6 Analisa Simulasi Harmonisa arus Pengaruh Pemasangan filter

Selain dapat melihat nilai V_{THD} dari hasil simulasi, kita juga dapat mensimulasikan nilai I_{THD} dari interaksi pada transformator yang merupakan sumber dari harmonisa arus.

Berikut ini nilai I_{THD} dari masing-masing branch dari hasil simulasi menggunakan software Etap 7.0.0 :

Tabel 3.7 Perbandingan I_{THD} sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor

Branch ID	Kapasitor yang terpasang (kVAR)							
	0	1050	2100	3150	4200	5250	6500	
T 4	11,89 %	11,87 %	11,85 %	11,82 %	11,80 %	11,77 %	11,74 %	
T 5	0,55 %	0,92 %	1,21 %	1,43 %	1,59 %	1,67 %	1,70 %	
T 6	35,26 %	35,16 %	34,97 %	34,77 %	34,58 %	34,38 %	34,15 %	
T 7	27,94 %	28 %	28,06 %	28,12 %	28,19 %	28,25 %	28,32 %	
T 8	35,11 %	35,04 %	34,97 %	34,90 %	34,83 %	34,75 %	34,67 %	



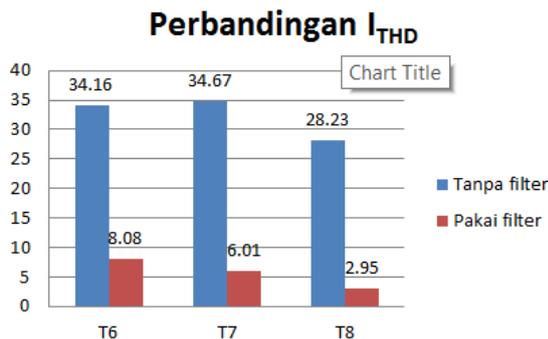
Gambar 3.4 Grafik I_{THD} terhadap step kapasitor

Tabel dan grafik diatas menunjukkan bahwa nilai I_{THD} cukuplah besar, karena batas maksimum sesuai standar IEEE 512-1992 adalah sebesar 15 % untuk I_{THD} . Maka perlu diberikan filter pasif untuk mengurangi harmonisa arus yang terjadi. Filter hanya dipasang pada Branch AC drive pada LV transformator T6, T7, dan T8 karena melebihi dari standar yang diberikan.

Berikut ini perbandingan besarnya I_{THD} sebelum dan sesudah pemasangan filter pasif melalui simulasi :

Tabel 3.8 Perbandingan harmonisa arus sebelum dan sesudah pemasangan filter pasif

Branch	Tanpa filter pasif				Pakai filter pasif			
	I_{THD}	I_5 (%)	I_7 (%)	I_{11} (%)	I_{THD}	I_5 (%)	I_7 (%)	I_{11} (%)
T6	34,16%	16,16	11,49	7,18	8,08%	15,38	10,94	6,83
T7	34,67%	12	8,58	5,46	6,01%	5,83	3,83	2,44
T8	28,32%	5,56	3,98	2,53	2,95%	10,88	7,79	4,95



Gambar 3.5 Grafik Perbandingan I_{THD} tanpa filter dan menggunakan filter

Terlihat bahwa dengan memasang filter nilai I_{THD} T6, T7, dan T8 dapat mereduksi harmonisa arus.

Berikut ini perhitungan nilai harmonisa setelah memakai filter pasif

$$I_{THD} T6 = \frac{\sqrt{\sum(I_n)^2}}{I_{fundamental}} \times 100$$

$$= \frac{\sqrt{(15,38)^2 + (10,94)^2 + (6,83)^2}}{254,61}$$

$$= 7,82 \%$$

$$I_{THD} T7 = \frac{\sqrt{\sum(I_n)^2}}{I_{fundamental}} \times 100$$

$$= \frac{\sqrt{(10,88)^2 + (7,79)^2 + (4,95)^2}}{248,93}$$

$$= 5,73\%$$

$$I_{THD} T8 = \frac{\sqrt{\sum(I_n)^2}}{I_{fundamental}} \times 100$$

$$= \frac{\sqrt{(5,83)^2 + (3,83)^2 + (2,44)^2}}{250,29}$$

$$= 2,95\%$$

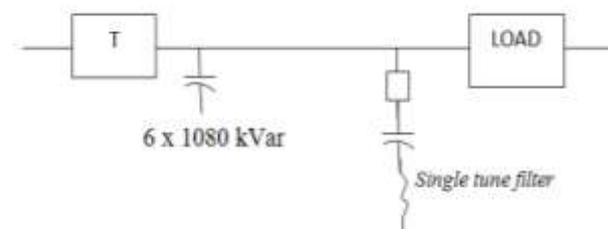
Dari data diatas, maka harmonisa arus yang terjadi menjadi 7,82%; 5,73%; 2,95% sehingga sudah memenuhi dibawah standar yang ditetapkan oleh IEEE 512-1992 yaitu 15 % . Perbedaan nilai yang terjadi karena perhitungan yang dilakukan hanya menggunakan 3 orde. Sedangkan hasil simulasi semua orde diperhitungkan.

Maka kita dapat mengetahui besarnya reduksi pada T6 yang dihasilkan oleh filter pasif sebesar :

$$\frac{34,16 - 8,08}{34,15} \times 100 \% = 76,36 \%$$

Menurut theodore wildi^[10], filter harmonik ini berfungsi untuk mencegah terjadinya resonansi pada rangkaian.

Berikut ini *single line diagram* dari perhitungan diatas :



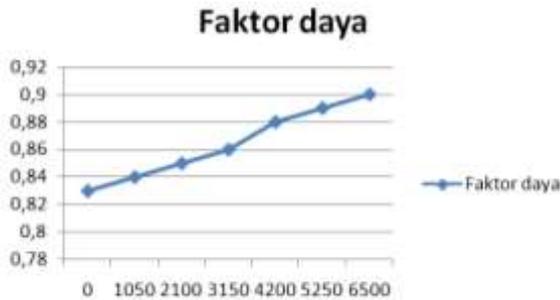
Gambar 3.7 Single line diagram pemasangan kapasitor dan single tune filter

Seperti yang kita ketahui perbaikan faktor daya dengan kapasitor dapat menimbulkan masalah resonansi ketika adanya harmonik pada sistem. Salah satu cara untuk menghilangkan masalah tersebut adalah dengan menambahkan L dan C yang dipasang secara seri. Pada kondisi ini akan menyebabkan impedansi berkurang pada harmonisa ke-5. Dan secara perhitungan, harmonisa diatas harmonik ke-5, pada rangkaian LC akan selalu bersifat induktif. Maka, akan tidak mungkin untuk memproduksi resonansi.^[10]

Setelah kita mengetahui kandungan V_{THD} dan I_{THD} hasil pemasangan kapasitor, berikut ini perubahan nilai faktor daya yang dihasilkan setelah pemasangan kapasitor :

Tabel 3.9 Interaksi faktor daya terhadap pemasangan kapasitor

Nama	Kapasitor yang terpasang (kVAR)						
	0	1050	2100	3150	4200	5250	6500
Faktor daya	0,83	0,84	0,85	0,86	0,88	0,89	0,9



Gambar 3.6 Nilai faktor daya setelah pemasangan kapasitor bank

Dapat kita lihat bahwa pemasangan kapasitor pada sistem dapat menaikkan faktor daya semakin besar nilai kapasitor, maka akan semakin baik pula nilai faktor daya yang dihasilkan.

4. Kesimpulan

Dengan melihat hasil perhitungan dan hasil simulasi menggunakan ETAP 7.0.0 serta dibandingkan dengan standar tegangan harmonisa dan arus harmonisa yang diizinkan, maka dapat disimpulkan bahwa :

1. Pemasangan kapasitor dapat mengurangi I_{THD} . Namun apabila terjadi resonansi yang terjadi akibat pemasangan kapasitor bank dapat menyebabkan arus pada kapasitor dan I_{THD} naik.
2. Simulasi menggunakan ETAP 7.0.0 dapat menunjukkan bahwa besarnya harmonisa tegangan pada *main substation* akan berkurang apabila faktor daya sistem meningkat akibat dipasang kapasitor bank.
3. Pemasangan harmonic filter dengan *single tune filter* dapat mengurangi I_{THD} pada LV T6 sampai 76,36% dari nilai awalnya.

Apabila akan melakukan penambahan beban pada sistem yang merupakan sumber harmonisa atau beban non linier, sebaiknya dilakukan simulasi terlebih dahulu dengan menggunakan ETAP *power station*. Setelah melakukan simulasi secara menyeluruh, penambahan beban dapat dilakukan, kemudian lakukanlah pengukuran kembali agar menjadi evaluasi sistem kelistrikan.

Referensi

- [1]. Geradino A, Pete “Electronic Power System Manual”. USA : McGraw-Hill.1992
- [2]. Firmansyah, Ifhan “Studi pemasangan kapasitor bank untuk perbaikan faktor daya PT asian profile indosteel”.ITS. 2009
- [3]. Chattopadhyay, Surajit., Sengupta, Samarjit, dan Mitra, Madhuchhanda. “Electric Power Quality”. Springer. United States of America. 2011.
- [4]. Manumpil, Godfried Bastian. “Pengurangan Harmonisa Pada Sistem Distribusi Listrik”. Jakarta: Universitas Trisakti. 2000.
- [5]. Bien, Liem Ek & Sudarno. “Pengujian Harmonisa Dan Upaya Pengurangan Gangguan Harmonisa Pada Lampu Hemat Energi”. 2004.
- [6]. Skvarenina, Timothy L. THE POWER ELECTRONICS HANDBOOK. CRC Press. New York: 2002
- [7]. Tribuana, wanhar “Pengaruh Harmonik pada transformator”. 1999
- [8]. Mcgraw-Hill. “Electrical Power System Quality”. Digital Engineering Library. Second edition.
- [9]. Jacob, ”Harmonic load flow”. PT.Tripolyta Indonesia, 2013
- [10]. Wildi,theodore. “Electrical Machines, drives and power systems”. 2002
- [11]. Irawan,Heri. “Analisis pengaruh pemasangan filter pasif terhadap penurunan harmonik pada sistem multi mesin 9 bus IEEE”. UNDIP. 2011
- [12]. Anwar, M.Khairil, “Metode Perbaikan faktor daya menggunakan kapasitor bank untuk mengurangi daya reaktif untuk meningkatkan kualitas daya listrik pada industri” Pasca sarjana ITB. 2012