

# PERBAIKAN KUALITAS SISTEM TENAGA LISTRIK DI PT DAYASA ARIA PRIMA MENGGUNAKAN SOFTWARE ELECTRIC TRANSIENT AND ANALYSIS PROGRAM (ETAP) 12.6.0

Muhammad Febri Prasetyo Utomo<sup>1</sup>, Denny Irawan<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Jurusan Teknik Elektro, Universitas Muhammadiyah Gresik, Gresik

<sup>2</sup>Jln. Sumatera No 101, Randuagung, Kec.Kebomas, Kabupaten Gresik, Jawa Timur 61121, Indonesia

email: [febriprasetyoutomo@gmail.com](mailto:febriprasetyoutomo@gmail.com)<sup>1</sup>, [den2mas@umg.ac.id](mailto:den2mas@umg.ac.id)<sup>2</sup>

**Abstract** -- Good quality electrical energy in the industry will produce maximum products, while also making existing equipment in the industry more durable and stable. This research was conducted to improve the quality performance of the electric power system at PT Dayasa Aria Prima. After seeing the network performance at PT Dayasa Aria Prima, further improvements were made to maximize network performance. Based on the results of the analysis shows that there is a bad power factor from PLN of 79.8%. In Area TX-01C, it has a power factor of 74% in measurement and 71% in simulation. In 15 days, by installing 3 MVAR the bank has been able to improve the overall PF system with some conditions still below 85%. Meanwhile, with 4 MVAR almost every time it can be above 85%. From the results of harmonic measurements at PT. Dayasa Aria Prima, the system is in the safe category because the harmonic value represented by the THDv value is still below the standard. Due to the lack of data regarding the specifications and completeness of the motor at PT. Dayasa Aria Prima, then the motor starting simulation is carried out with the worst conditions when starting. There are some cables that are loaded more than 50% which means it is not safe and must be replaced with a larger one.

**Abstrak** - Kualitas energi listrik yang baik di industri akan menghasilkan produk yang maksimal selain itu juga dapat membuat peralatan yang ada di industri menjadi lebih awet dan stabil. Penelitian ini dilakukan untuk meningkatkan kinerja kualitas sistem tenaga listrik di PT Dayasa Aria Prima. Setelah melihat performa jaringan Tegangan di PT Dayasa Aria Prima, Selanjutnya dilakukan perbaikan supaya performa jaringan lebih maksimal. Berdasarkan hasil analisa menunjukkan adanya faktor daya yang buruk dari PLN sebesar 79,8%. Dalam Area TX-01C, memiliki faktor daya sebesar 74% pada pengukuran dan 71% pada simulasi. Dalam 15 hari, dengan memasang 3 MVAR kapasitor bank telah mampu meningkatkan PF sistem secara keseluruhan dengan beberapa kondisi masih di bawah 85%. Sedangkan dengan 4 MVAR hampir setiap saat bisa diatas 85%. Dari hasil pengukuran harmonik pada PT. Dayasa Aria Prima, sistem berada pada kategori aman karena nilai harmonik yang diwakili oleh nilai THDv masih dibawah nilai standar. Dikarenakan kurangnya data mengenai spek dan kelengkapan motor di PT. Dayasa Aria Prima, maka simulasi

starting motor dilakukan dengan kondisi terburuk saat starting. Ada beberapa kabel yang dibebani lebih dari 50% yang berarti tidak aman dan harus diganti lebih besar.

**Kata Kunci** – Kualitas Sistem Tenaga Listrik, Analisa beban, Studi Harmonis, Analisis Starting Motor, Short Circuit, ETAP 12.6.0

## I. PENDAHULUAN

Kualitas energi listrik yang baik di industri akan menghasilkan produk yang maksimal dan juga dapat membuat peralatan listrik yang ada di industri akan lebih awet. Oleh karena itu perlu adanya analisis/kajian serta Terobosan-terobosan yang dapat memaksimalkan kualitas energi listrik, salah satunya dengan menggunakan simulasi perangkat lunak ETAP 12.6.0.

Kualitas instalasi jaringan akan terlihat dari kontinuitas suplai listrik ke beban. Untuk naik turunnya tegangan yang diperbolehkan  $\pm 5\%$ , Apabila batas tegangan normal dapat dikendalikan, maka akan menentukan kualitas daya yang disuplai ke beban, sehingga resiko kerusakan pada peralatan listrik juga bisa dihindari atau dapat diminimalkan.[1]

PT. Dayasa Aria Prima adalah perusahaan yang bergerak di bidang manufaktur / pabrik kertas (Paper Mill) yang berlokasi di Jawa Timur tepatnya di Driyorejo Kabupaten Gresik anak perusahaan PT. Fajar Surya Wisesa Tbk. hampir seluruh sistem menggunakan perangkat lama dan switchgear lama yang telah beroperasi lebih dari dua puluh lima tahun dengan beberapa proteksi relai solid-state.

Oleh karena itu perlu dilakukan kajian yang komprehensif untuk menganalisis kemungkinan gangguan dan mencari solusi mitigasi untuk menghindari kemungkinan terjadinya Black Out atau pemadaman yang meluas pada PT.Dayasa Aria Prima.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk melakukan studi serta merumuskan desain untuk keandalan Sistem Kelistrikan PT. Dayasa Aria Prima untuk saat ini dan pengembangan sistem di masa yang akan datang serta

memberikan solusi untuk mengatasi masalah kelistrikan yang mungkin timbul di kemudian hari.

\*) **penulis korespondensi:** Muhammad Febri Prasetyo Utomo  
Email: [febriprasetyoutomo@gmail.com](mailto:febriprasetyoutomo@gmail.com)

## II. PENELITIAN TERKAIT

Beberapa penelitian sudah dilakukan yang berkaitan dengan Perbaikan Sistem Kelistrikan di Industri antara lain dengan judul “Analisa Peningkatan Kinerja Kualitas Daya Listrik Tegangan 20 kV di Indsutri Berbasiskan simulasi ETAP 12.6.0” pada penelitian tersebut menjelaskan mengenai perbaikan kualitas daya atau faktor daya di industri tanpa menjelaskan perbaikan sistem yang lainnya.[1]

Di penelitian kedua yang berjudul “Perbaikan Kualitas Daya Menggunakan Optimal Capacitor Bank Pada sistem Kelistrikan PT FMC Agricultural Manufacturing” metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah Optimal Capacitor Bank yang digunakan untuk menganalisa kebutuhan dan penempatan kapasitor bank pada sistem kelistrikan di Pabrik.[2]

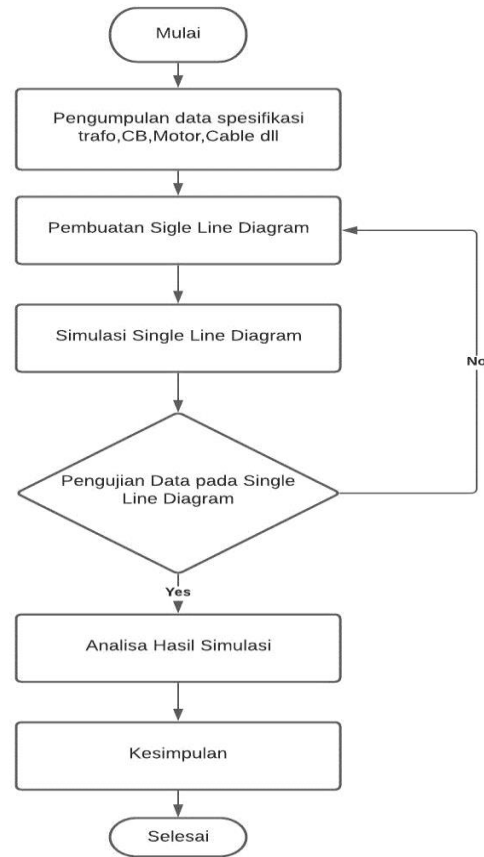
Dari beberapa referensi yang sudah disebutkan maka peneliti akan mengembangkan bagaimana penelitian keandalan sistem keseluruhan dalam pabrik PT Dayasa Aria Prima bukan hanya membahas mengenai faktor daya juga akan menambahkan studi harmonis, analisis start motor, kapasitas kabel, kinerja dan kapasitas transformator, studi sirkuit pendek dan simulasi perlindungan koordinasi.

## III. METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dengan melakukan langkah-langkah sebagai berikut : langkah ke-1 yaitu pengumpulan data yang mengenai data Pembangkit, Transformator, Saluran Transmisi, dan Beban. Langkah ke-2 melakukan pemodelan sistem tenaga listrik menggunakan Software ETAP 12.6.0 dengan memasukkan data yang ada. Langkah ke-3 melakukan simulasi Single Line Diagram. Langkah ke-5 melakukan analisa jaringan dan membuat sebuah kesimpulan.

sudut/vektor tegangan, aliran daya aktif dan daya reaktif pada saluran, serta rugi-rugi daya yang muncul dalam suatu sistem tenaga listrik. Jadi pada setiap bus terdapat empat besaran yaitu P,Q,V dan  $\delta$ . Di dalam studi aliran daya dua dari ke-empat besaran itu diketahui dan dua yang lain perlu dicari. Berdasarkan hal tersebut, bus-bus dibedakan menjadi tiga jenis yaitu bus beban (*load bus*), bus generator (*gen bus*), dan bus berayun (*slack bus*).[4]

Pemodelan sistem listrik PT Dayasa Aria Prima. Pada tahap ini dilakukan simulasi mulai dari data-data yang telah dikumpulkan, meliputi SLD eksisting hingga loading data. Data mengacu pada kondisi yang ada yang disediakan.

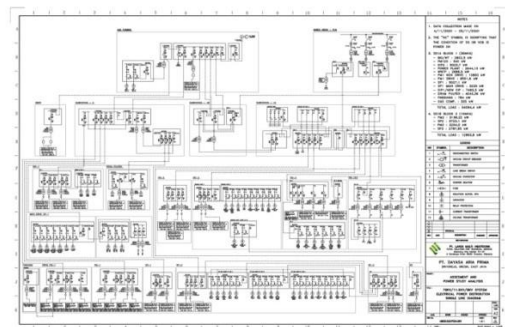


Gambar. 1 Flow Chart Penelitian

## IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

### A. Studi Aliran Beban

Analisis aliran daya merupakan analisis yang digunakan untuk mengetahui kondisi sistem tenaga listrik, apakah masih dalam keadaan aman atau tidak, sehingga sangat dibutuhkan dalam perencanaan sistem untuk masa yang akan datang dan merupakan bahan evaluasi terhadap sistem yang ada[3]. Hasil perhitungan aliran daya digunakan juga sebagai data awal untuk analisis gangguan sistem, analisis stabilitas sistem. Tujuan utama studi sistem daya adalah untuk menentukan magnitude tegangan, Pemodelan dan simulasi dilakukan dengan menggunakan software ETAP 12.6.0



Gambar. 2 Single Line Diagram PT Dayasa Aria Prima

TABEL I  
FLUKE MEASUREMENT DATA OF SUBSTATION AREA 1

No.	Panel Name	Area	Operating Voltage (V)	Data			Cos Phi
				Active Power (W)	Reactive Power (VAR)	Apparent Power (VA)	
<b>A. Substation 1</b>							
1	Wt / Indp	Substation 1	6000	719314	548500	901364	0.899
2	Pm123	Substation 1	6000	199324	179876	266828	0.74
3	Pm3	Substation 1	6000	1467000	536506	1558800	0.93
4	Sp3	Substation 1	6000	871875	761250	1260000	0.78
5	Dip	Substation 1	6000	1470000	863583	2310000	0.81
6	Inc Line 2	Substation 1	6000	4800000	300000	5400000	0.99
7	Pm2	Substation 1	6000	1604100	374319	2331300	0.96
8	Sp2	Substation 1	6000	437087	555882	703404	0.92
9	Swg 2	Substation 1	11500	5100000	4800000	7200000	0.74
10	L2	Substation 1	11500	2280000	2310000	3225000	0.69

### 1. Analisa Aliran Beban

Kajian analisis aliran daya dilakukan untuk mengetahui parameter-parameter yang dimiliki masing-masing peralatan pada sistem yang ada. Selain itu, analisis aliran daya digunakan untuk mengetahui kondisi awal perencanaan sistem yang baru. Tenaga listrik akan selalu mengalir ke beban, oleh karena itu dalam hal ini aliran daya juga merupakan aliran beban.

TABEL II  
HASIL SEBELUM PEMASANGAN KAPASITOR BANK

ID Bus	Nominal	Voltase	Pu
6_1a_Line-1	6	5.816	0,97
6_1a_Line-2	6	5.926	0,99
6_Boi/Wt-T	6	5.816	0,97
6_Dip-2	6	5.808	0,97
6_Dp	6	5.875	0,98
6_Pm-2	6	5.923	0,99
6_Pm-3	6	5.912	0,99
6_Pm-123	6	5.814	0,97
6_Sp-2	6	5.924	0,99
6_Sp-3	6	5.913	0,99
11.5_1b_Swg-2	11.5	11.579	1.01
11.5_Gg	11.5	11.566	1.01
11.5_Sub2a	11.5	11.566	1.01

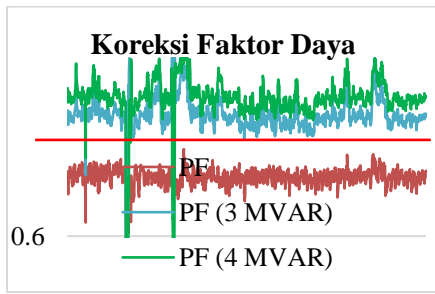
ID Bus	MW	Mvar	% Pf
Pln	10.1	7.6	79.8
Tx-01a	4.9	2.6	88.3
Tx-01c	5.2	5.0	71.0

Berikut catatan setelah melakukan simulasi aliran beban :

- Setelah mensimulasikan data yang telah diperoleh dari pengukuran, nilai faktor daya pada meteran PLN diperoleh sebesar 79,8%. Peraturan PLN yang tidak boleh di bawah 85% menunjukkan bahwa faktor daya di PT. Dayasa Aria Prima berada di bawah standar yang ada.
- Dengan data pengukuran dan simulasi yang diperoleh di area TX -01A memiliki faktor daya di atas 85% (99% dalam pengukuran, 88% dalam simulasi). Hal tersebut menunjukkan bahwa daerah tersebut tidak mengalami masalah faktor daya dan tidak memberikan kontribusi yang signifikan terhadap buruknya nilai faktor daya yang dimiliki oleh PT. Dayasa Aria Prima.
- Dalam Area TX-01C , memiliki faktor daya sebesar 74% pada pengukuran dan 71% pada simulasi. Yang menunjukkan bahwa daerah tersebut memberikan kontribusi yang buruk terhadap faktor kualitas daya di PT. Dayasa Aria Prima.
- Tegangan masih dapat dipertahankan dalam kisaran standar yang ada. ( $0,9 \text{ PU} < V < 1,05 \text{ PU}$ )

### 2. Pemasangan Kapasitor Bank

Karena nilai faktor daya PT. Dayasa Aria Prima jauh di bawah standar PLN <85%. Hal ini akan memberikan dampak pinalti dan inefisiensi pada sistem. Oleh karena itu, dengan adanya data pengukuran konsumsi daya PT Dayasa Aria Prima yang telah diberikan oleh PT. PLN, dapat menentukan jumlah kapasitor bank yang akan dipasang.



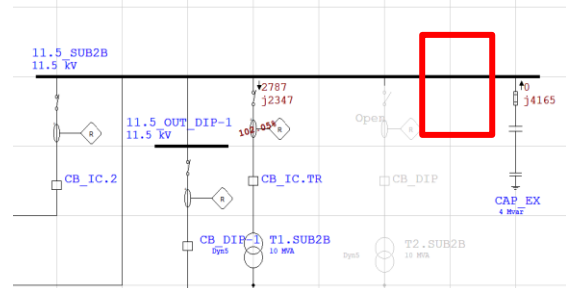
Gambar. 3 Bagan Peningkatan Faktor Daya

- dalam 15 hari, dengan memasang 3 MVAR kapasitor bank telah mampu meningkatkan PF sistem secara keseluruhan dengan beberapa kondisi masih di bawah 85%. Sedangkan dengan 4 MVAR hampir setiap saat bisa diatas 85%.
- Ada beberapa kondisi dimana faktor daya menjadi sangat buruk ( dapat kita lihat pada grafik dengan penurunan faktor daya yang tajam) hal ini disebabkan kapasitas kapasitor bank yang dipasang terlalu besar sehingga sistem menjadi kapasitif. hal ini dapat diantisipasi dengan mematikan kapasitor bank saat beban rendah
- Dengan memasang 4 MVAR di area TX-01C, diperoleh dari simulasi basecase tegangan area TX-01A meningkat menjadi 102% dan PF sistem meningkat dari 79,8% menjadi 95%. Untuk mengantisipasi lonjakan tegangan tersebut terutama pada kondisi beban rendah, disarankan penggunaan step-capacitors bank agar penggunaannya dapat disesuaikan dengan kebutuhan tanpa mengganggu kualitas daya listrik yang ada.
- Melihat daerah TX-01A sudah ada kapasitor bank 600 kVAR, dimana daerah tersebut sudah memiliki nilai faktor daya yang cukup baik. Dapat dihidupkan menjadi kompensasi tambahan dengan 3 kapasitor bank MVAR. Namun karena berdasarkan pengukuran nilai faktor daya nilainya mendekati 1, maka dengan menyalakan kapasitor bank dapat mengambil resiko area TX-01A menjadi kapasitif sehingga disarankan untuk mentransfer koneksi instalasi ke area TX-01C dan dapat menghemat pembelian kapasitor cukup dengan 3 MVAR saja.

#### Simulasi Pemasangan Kapasitor Bank

Mengingat area Gardu Induk 1 tidak direncanakan untuk pembangunan kembali, dan perencanaan perluasan berada di Gardu Induk 2 yang dalam hal ini berada di area TX-01C , maka sangat disarankan untuk dipasang kapasitor bank di area tersebut. Hal ini cukup efektif karena jika dilakukan pemuaian maka kebutuhan kapasitor bank berbanding lurus dengan kenaikan beban. Dengan demikian perluasan kapasitor bank dapat dipasang di lokasi yang sama,

sehingga dari segi pengoperasian, pemeliharaan, metering dapat memudahkan pekerja PT. Dayasa Aria Prima.



Gambar. 4 Pemasangan Kapasitor Bank pada SUB2B ETAP

TABEL III  
HASIL SIMULASI PEMASANGAN KAPASITOR BANK

ID Bus	Nominal	Voltase	Pu
6_1a_Line-1	6	5.903	0,98
6_1a_Line-2	6	5.926	0,99
6_Boi/Wt-T	6	5.903	0,98
6_Dip-2	6	5.895	0,98
6_Dp	6	5.968	0,99
6_Pm-2	6	5.923	0,99
6_Pm-3	6	5.912	0,99
6_Pm-123	6	5.901	0,98
6_Sp-2	6	5.924	0,99
6_Sp-3	6	5.913	0,99
11.5_1b_Swg-2	11.5	11.74	1.02
11.5_Gtg	11.5	11.736	1.02
11.5_Sub2a	11.5	11.736	1.02
11.5_Sub2b	11.5	11.735	1.02

ID Bus	Mw	Mvar	% Pf
Pln	10.4	3.34	<b>94,9</b>
Tx-01a	4.9	2.6	88.3
Tx-01c	5.2	0,7	<b>99,0</b>

#### B. Studi Harmonis

Standar harmonik berisi pedoman, rekomendasi praktis atau batasan harmonik agar sistem kelistrikan yang ada tidak mengalami hal yang tidak diinginkan. Standar ini melibatkan semua pihak mulai dari sisi pemasok hingga sisi konsumen untuk kesesuaian peralatan sisi beban dengan peralatan sistem, sehingga ketidaksesuaian respon akibat harmonisasi dapat diminimalisir. Standar yang mencakup batasan harmonik termasuk IEEE 519-1992, IEC 61000-2-2, IEC 61000-3-2, IEC 61000-3-4. Standar ini membatasi harmonisasi yang dihasilkan dari sisi beban agar tidak menimbulkan cacat gelombang pada keadaan normal dan membatasi cacat gelombang akibat harmonisasi dari sisi utilitas.[5]

Berdasarkan IEEE 519-1992; bahwa dalam menentukan standar harmonik terdapat dua kriteria yang digunakan untuk mengevaluasi distorsi harmonik, yang pertama adalah batas harmonisa arus (ITHD) dan yang kedua adalah batas harmonisa tegangan (VTHD). Persentase (%) ITHD adalah persentase dari jumlah total arus yang terdistorsi oleh harmonik terhadap frekuensi dasarnya. Batas harmonisa arus (ITHD) ditentukan oleh perbandingan  $I_{sc}/I_L$ , di mana  $I_{sc}$  adalah arus hubung singkat yang ada di PCC (Point of Common Coupling) dan  $I_L$  adalah arus beban dasar nominal. Berbeda dengan batas arus, persentase batas tegangan VTHD ditentukan oleh besarnya tegangan sistem yang terpasang. Tabel berikut menunjukkan batas harmonik tegangan untuk sistem < 65 kV .[5]

TABEL IV  
BATASAN HARMONIK TEGANGAN

Tegangan Bus di Pcc	Distorsi Tegangan Individu (%)	Total Distorsi Tegangan THD (%)
69 kV ke bawah	3,0	5,0
69.001 kV hingga 161 kV	1,5	2,5
161.001 kV ke atas	1,0	1,5

Harmonik standar saat ini yang digunakan menurut IEEE St. 519-1992 [10.3]; [10.4]; [10.5] Batas Distorsi Arus adalah sebagai berikut.

TABEL V  
KENDALA UNTUK HARMONIK ARUS

$I_{sc}/I_L$	Distorsi Arus Harmonik Maksimum dalam Persen $I_L$ Orde Harmonik Individu (Harmonik Ganjil)					TH D
	<1	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	
<20*	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20<50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50<100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100<1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Harmoni genap dibatasi hingga 25% dari batas harmonik ganjil di atas

Distorsi arus yang menghasilkan offset dc, misalnya, konverter setengah gelombang, tidak diperbolehkan

\*Semua peralatan pembangkit listrik terbatas pada nilai distorsi arus ini, terlepas dari  $I_{sc}/I_L$  actual aktual di mana

$I_{sc}$  = arus hubung singkat maksimum pada PCC.  
 $I_L$  = arus beban permintaan maksimum (komponen frekuensi dasar) pada PCC

TABEL VI  
HASIL PENGUKURAN THD

No.	Panel Name	Area	Operating Voltage (V)	Harmonic Power	Unbalance Power	THD															Frequency (Hz)	Standart IEEE 519-1992	
						THD					Voltage Harmonic (H0)			Amps Harmonic (H0)			Power Harmonic						
						RS	ST	RT	R	S	T	RS	ST	RT	R	S	T	H0	H1	H2			H3
A. Substation 1																							
1	Wt/Indp	Substation 1	6000	27.27	18859.1	1.27	1.35	1.27	1.95	2.21	2.33	0.15	0.08	0.15	0.93	1.07	0.95	0	1.00	0	0	49.99	Below Standart
2	Pm123	Substation 1	6000	39.71	16588.2	1.29	1.37	1.29	1.89	1.51	1.36	0.13	0.06	0.14	1.83	2.03	1.69	0	1.00	0	0	49.99	Below Standart
3	Pm3	Substation 1	6000	10181.6	20109.7	1.47	1.43	1.46	6.36	6.68	6.67	0.12	0.05	0.12	1.14	1.33	1.18	0	1.00	0	0	50	Below Standart
4	Sp3	Substation 1	6000	20625	150000	2.96	2.87	2.91	10.18	7.43	11.36	0.11	0.03	0.11	34.28	35.98	33.07	0	1.00	0	0	49.95	Below Standart
5	Dip	Substation 1	6000	3529.41	982299	1.61	1.61	1.61	2.67	2.82	2.75	0.07	0.07	0.07	14.72	15.93	14.72	0	1.00	0.01	0.01	49.99	Below Standart
6	Pm2	Substation 1	6000	98937.3	37249.3	3.08	3.07	3.08	4.29	4.17	4.17	0.13	0.04	0.13	0.93	0.83	0.98	0	1.00	0	0	50.04	Below Standart
7	Sp2	Substation 1	6000	8155.56	11811.1	3.28	3.26	3.28	3.58	3.43	4.54	0.11	0.01	0.11	2.23	1.96	2.57	0	1.00	0	0	50	Below Standart
8	Swg 2	Substation 1	11500	36050.4	300000	2.01	2.02	2.01	4.66	4.87	4.09	0.07	0.06	0.07	45.67	45.43	37.54	0.04	1.00	0	0	50.04	Below Standart
9	L2	Substation 1	11500	800	74800	2.01	2.04	2.01	2.34	2.39	2.13	0.12	0.02	0.11	0.92	1.25	1.13	0	1.00	0	0	49.96	Below Standart

Berikut catatan hasil pengukuran harmonik :

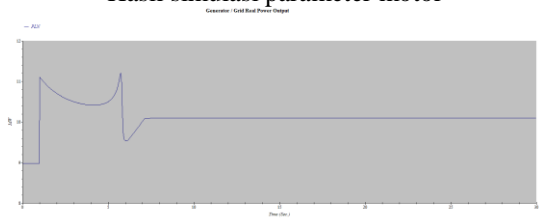
- Nilai THD tertinggi sebesar 3,3% diperoleh pada bus PM 2, SP 2, SP 3 Sekunder, PM 3 Sekunder.
- Dari hasil pengukuran harmonik pada PT. Dayasa Aria Prima, sistem berada pada kategori aman karena nilai harmonik yang diwakili oleh nilai THDv masih dibawah nilai standar seperti yang dijelaskan pada tabel dari IEEE 519-1992 dengan standar THDv pada tegangan di bawah 69kV yaitu 5%.

### C. Analisis Starting Motor

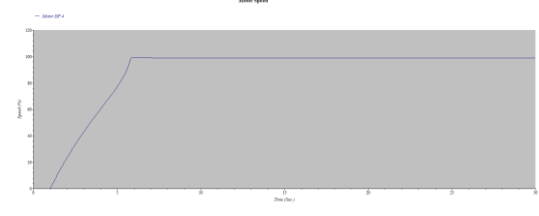
Hal ini memperhatikan respon sistem saat starting dengan kapasitas terbesar yaitu DP motor 4 sebesar 1000 kW. Dikarenakan kurangnya data mengenai spek dan kelengkapan motor di PT. Dayasa Aria Prima, maka simulasi dilakukan dengan kondisi terburuk saat starting (tidak ada metode starting, tidak ada PKS, Mulai langsung menuju operasi maksimum) untuk mendapatkan respon terburuk.

Parameter yang dilihat adalah Daya PLN, Arus Start, Kecepatan Motor, dan Tegangan untuk menunjukkan dampak starting pada sistem transien PT. Dayasa Aria Prima, serta menampilkan fenomena kelistrikan yang terjadi pada saat proses starting. Simulasi dilakukan selama 30 detik, dimana pada t=1s MOTOR DP 4 melakukan proses starting ke sistem kelistrikan PT Dayasa Aria Prima.

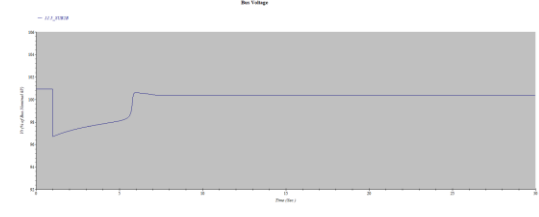
Hasil simulasi parameter motor



Gambar. 5 Pasokan PLN



Gambar. 6 Kecepatan Motor



Gambar. 7 Tegangan Gardu Induk

Berikut catatan hasil simulasi yang dilakukan :

- Ada tegangan celup 4% (dari 101 hingga 97). Masih dalam standar , namun perlu diantisipasi ketika start tegangan sistem dalam keadaan cukup untuk mengantisipasi tegangan jatuh pada saat proses starting.
- Kebutuhan cadangan daya aktif saat start, dapat dilihat pada grafik PLN, untuk start motor 1 MW terjadi lonjakan daya aktif sebesar 1 MW. Hal ini perlu diperhatikan terutama pada saat terjadi beban puncak untuk mengantisipasi terjadinya kerja relai trafo (atau kontrak operasi) yang dapat menyebabkan padamnya seluruh pembangkit jika tidak diperhatikan .

### D. Kapasitas Kabel

TABEL VII  
STATUS KEAMANAN KABEL

ID	kW Flow	kvar Flow	Amp Flow	% Loading	Status
Comp.Inc-Pp.Comp1	63.665	26.522	6.608	2.7	Safe
Gtg-Sub2b	2786	2349	181.9	20	Safe
L1-Gtg	2853	2379	185.2	44.1	Safe
Line1-Sub1a	4887	2341	521.2	62.1	Warning
Line1c-Line2	2414	1318	268	57.2	Warning
Line2-Sub1b	5139	4832	350.4	38.5	Safe
Riser-Sub1a	4837	2299	521.2	32.8	Safe
Sub1a-Dip2	1522	1414	206.2	30.3	Safe
Sub1a-Pm2	1762	371	175.5	16.6	Safe
Sub1a-Pm3	1445	551	150.8	32.8	Safe
Sub1a-Pm3(B)	134	137	19.08	5.6	Safe
Sub1a-Pm123	198	178	26.39	7.8	Safe
Sub1a-Sp2	656	605	86.96	8.2	Safe
Sub1a-Sp3	968	764	120.2	26.1	Safe
Sub1a-Sub1b_2	2260	2336	317.9	37.9	Safe
Sub1a-Wt	375	571	67.79	31	Safe
Sub2b-Dp	2064	1692	262.1	26.2	Safe
Sub2b-Md	707	530	86.73	8.7	Safe
Swg2-L1	2854	2379	185.2	44.1	Safe
Swg2-L2	2268	2435	165.9	39.5	Safe
T1-Sub2b	2776	2230	348.7	69.7	Warning

Berikut catatan status keamanan kabel :

- Ada beberapa saluran yang dibebani lebih dari 50% sebagai tanda peringatan yang diperlukan jika terjadi kelebihan muatan. Perlunya antisipasi saluran yang berada di area Trafo TX-01C mengingat area tersebut merupakan area pabrik yang diproyeksikan akan diperluas.
- Untuk Jalur LINE1-SUB1A dan LINE1C-LINE2 merupakan saluran yang terdapat pada daerah

pembebanan trafo TX-01A dimana daerah tersebut tidak direncanakan perluasan pembebanan, sehingga perlu diperhatikan fungsi monitoring operasi, tanpa adanya rencana penambahan saluran.

- Sedangkan untuk saluran T1-SUB2B termasuk dalam daerah Sub 2 yang merupakan daerah yang akan mengalami pemekaran, sehingga beban kedepannya akan bertambah, hal ini dirasakan jika PT. Dayasa Aria Prima mempertahankan pengoperasian 1 trafo dari 2 trafo yang tersedia, sehingga diperlukan penambahan kanal, mengingat kapasitas 1 trafo sebesar 10 MVA. Jika tidak, pengoperasian 2 transformator dapat mengurangi beban saluran.

#### E. Kinerja dan Kapasitas Transformator

TABEL VIII  
KINERJA DAN KAPASITAS TRANSFORMER

ID	Kw Flow	Kvar Flow	Amp Flow	% Loading	Status
T1.Sub 2	2785	2348	181.9	36.4	Safe
T2.S1b	2267	2434	165.9	33.3	Safe
T6.Gtg	63.694	26.697	3.448	4.3	Safe
T15.Pm 3	288	98.038	29.74	19	Safe
T16.Pm 3	288	98.038	29.74	19	Safe
T17.Pm 3	288	98.038	29.74	19	Safe
T18.Pm 2	587	123	58.49	47.5	Safe
T20.Pm 2	587	123	58.49	47.5	Safe
T21.Pm 2	587	123	58.49	47.5	Safe
T22.Sp 3	322	311	43.7	28	Safe
T23.Sp 3	322	311	43.7	28	Safe
T24.Sp 2	85.586	197	20.92	10.7	Safe
T25.Sp 2	85.586	197	20.92	10.7	Safe
T26.Dip2	39.568	166	17.01	8.6	Safe
T27.Dip2	39.566	166	17.01	8.6	Safe
T29.Pm 3	134	137	19.08	12	Safe
T34.Dp	347	403	52.26	21.3	Safe
TX-01A	4907	2605	45.82	55.6	Warning
TX-01C	5145	4978	59.05	23.5	Safe
Wt	374	570	67.79	34.1	Safe

Berikut catatan kinerja dan kapasitas transformator :

- Ada satu trafo yang beratnya lebih dari 50% sebagai tanda **warning** yang diperlukan jika terjadi pengisian daya yang berlebihan. Namun, trafo tersebut merupakan trafo utama area TX-01A. sehingga selama daerah tersebut tidak mengalami perkembangan pemekaran yang signifikan, maka perlu memperhatikan pembebanan dari segi operasi saja.

#### F. Studi Short Circuit

Menurut ANSI/IEEE Std. 100-1992, interferensi didefinisikan sebagai suatu kondisi fisik yang disebabkan oleh tidak berfungsinya suatu alat, komponen, atau elemen sesuai dengan fungsinya. Gangguan hampir selalu disebabkan oleh hubungan pendek antar fasa atau hubungan pendek satu fasa ke tanah. Suatu gangguan hampir selalu merupakan kontak langsung atau melalui impedansi. Hubungan pendek adalah hubungan antara dua titik dengan resistansi rendah yang disebabkan oleh kesalahan operasi atau kegagalan isolasi. Karena nilai resistansi yang sangat rendah, arus yang mengalir pada titik tersebut memiliki arus yang sangat kuat. Arus yang sangat besar ini dapat menyebabkan kerusakan peralatan, panas berlebih, busur api, ledakan dan sebagainya.

TABEL IX  
HASIL SIMULASI SHORT CIRCUIT

Bus	kV	Device	Short-Circuit Current (kA)			
			Idc	I''k	ip	Ib asym
0.4_Dp.Pm 1	0.400	0.4_Dp.Pm 1	41.087	92.138	34.015	
0.4_T15.Pm3	0.400	0.4_T15.Pm3	35.122	77.091	30.612	
0.4_T16.Pm3	0.400	0.4_T16.Pm3	35.122	77.091	30.612	
0.4_T17.Pm3	0.400	0.4_T17.Pm3	35.122	77.091	30.612	
0.4_T18.Pm2	0.400	0.4_T18.Pm2	31.608	70.887	25.848	
0.4_T20.Pm2	0.400	0.4_T20.Pm2	31.608	70.887	25.848	
0.4_T21.Pm2	0.400	0.4_T21.Pm2	31.608	70.887	25.848	
0.4_T22.Sp3	0.400	0.4_T22.Sp3	36.060	78.803	30.612	
0.4_T23.Sp3	0.400	0.4_T23.Sp3	36.060	78.803	30.612	
0.4_T26.Dip2	0.400	0.4_T26.Dip2	37.285	81.813	32.287	
0.4_T27.Dip2	0.400	0.4_T27.Dip2	37.689	82.673	32.611	
0.4_T29.Pm3	0.400	0.4_T29.Pm3	31.792	68.991	27.764	
0.4_T66.Sp2	0.400	0.4_T66.Sp2	41.649	92.280	36.845	
0.4_T67.Sp2	0.400	0.4_T67.Sp2	41.649	92.280	36.845	
0.4_Wt	0.400	0.4_Wt	31.873	66.586	24.709	
6_1A-Tit2	6.000	6_1A-Tit2	8.988	20.011	6.834	
6_1A_Boi/Wt	6.000	6_1A_Boi/Wt	8.021	16.841	5.849	
6_1A_Dip-2	6.000	6_1A_Dip-2	8.021	16.841	5.849	

Bus		Device	Short-Circuit Current (kA)			
ID	kV	ID	Idc	I <sup>"k</sup>	ip	Ib asym
6_1A_Line-1	6.000	6_1A_Line-1	8.021	16.841	5.849	
6_1A_Line-1-C	6.000	6_1A_Line-1-C	10.853	22.541	7.975	
6_1A_Line-2	6.000	6_1A_Line-2	11.203	23.604	8.236	
6_1A_Line-2-C	6.000	6_1A_Line-2-C	8.946	19.860	6.810	
6_1A_Pm-2	6.000	6_1A_Pm-2	11.203	23.604	8.236	
6_1A_Pm-3	6.000	6_1A_Pm-3	10.853	22.541	7.975	
6_1A_Pm-123	6.000	6_1A_Pm-123	8.021	16.841	5.849	
6_1A_Riser	6.000	6_1A_Riser	11.329	23.981	8.377	
6_1A_Sp-2	6.000	6_1A_Sp-2	11.203	23.604	8.236	
6_1A_Sp-3	6.000	6_1A_Sp-3	10.853	22.541	7.975	
6_1b-L2	6.000	6_1b-L2	9.516	22.755	7.370	
6_Boi/Wt-T	6.000	6_Boi/Wt-T	8.021	16.841	5.849	
6_Comp.Inc	6.000	6_Comp.Inc	2.992	6.814	2.431	
6_Dip-2	6.000	6_Dip-2	7.839	16.158	5.704	
6_Dp	6.000	6_Dp	9.278	20.953	6.760	
6_In-Line-2	6.000	6_In-Line-2	12.417	29.784	9.650	
6_Md.Pnl.Sp-1	6.000	6_Md.Pnl.Sp-1	9.213	20.768	6.760	
6_Md.Sp-1	6.000	6_Md.Sp-1	9.213	20.768	6.760	
6_Md.Sp-1.Comp	6.000	6_Md.Sp-1.Comp	9.213	20.768	6.760	
6_Mtr.Ht.Sp2.A	6.000	6_Mtr.Ht.Sp2.A	10.176	20.547	7.557	
6_Mtr.Ht.Sp2.B	6.000	6_Mtr.Ht.Sp2.B	10.864	22.689	8.031	
6_Mtr.Ht.Sp2.C.I	6.000	6_Mtr.Ht.Sp2.C.I	10.864	22.689	8.031	
6_Mtr.Ht.Sp2.C.II	6.000	6_Mtr.Ht.Sp2.C.II	10.176	20.547	7.557	
6_Mtr.Ht.Dip-1	11.500	6_Mtr.Ht.Dip-1	11.187	24.269	9.272	
6_Mtr.Ht.Dip-2	6.000	6_Mtr.Ht.Dip-2	7.839	16.158	5.704	
6_Pm-2	6.000	6_Pm-2	10.880	22.720	8.031	
6_Pm-3	6.000	6_Pm-3	10.206	20.624	7.557	
6_Pm-3 (Boiler)	6.000	6_Pm-3 (Boiler)	7.442	14.729	5.532	
6_Pm-3.Ht	6.000	6_Pm-3.HT	10.206	20.624	7.557	
6_Pm-123	6.000	6_Pm-123	7.501	14.932	5.562	
6_Pp.Comp1	6.000	6_Pp.Comp1	2.986	6.772	2.426	
6_Sp-2	6.000	6_Sp-2	10.864	22.689	8.031	
6_Sp-3	6.000	6_Sp-3	10.176	20.547	7.557	
6_Sub2b	6.000	6_Sub2b	9.451	21.596	6.905	
6_T1.Sub2b	6.000	6_T1.Sub2b	9.742	22.772	7.210	
6_T_Ht.Ln.A.B	6.000	6_T_Ht.Ln.A.B	10.176	20.547	7.557	
6_T_Ht.Ln.A.C	6.000	6_T_Ht.Ln.A.C	10.864	22.689	8.031	
6_T_Md.Sp1	6.000	6_T_Md.Sp1	9.213	20.768	6.760	
6_Wt	6.000	6_Wt	7.201	13.229	5.376	

Bus		Device	Short-Circuit Current (kA)			
ID	kV	ID	Idc	I <sup>"k</sup>	ip	Ib asym
11.5_1B-L1	11.500	11.5_1B-L1	12.323	28.714	10.148	
11.5_1B-L2	11.500	11.5_1B-L2	12.320	28.704	10.148	
11.5_1B_Swgg-2	11.500	11.5_1B_Swgg-2	12.352	28.860	10.173	
11.5_1B_T_Swgg-2	11.500	11.5_1B_T_Swgg-2	12.352	28.860	10.173	
11.5_Bio.T	11.500	11.5_Bio.T	11.788	26.203	9.707	
11.5_Dip-1	11.500	11.5_Dip-1	11.187	24.269	9.272	
11.5_Gtg	11.500	11.5_Gtg	11.844	26.517	9.746	
11.5_In-Line-1	11.500	11.5_In-Line-1	13.166	32.979	11.008	
11.5_Out_Dip-1	11.500	11.5_Out_Dip-1	11.620	25.651	9.564	
11.5_Sub2a	11.500	11.5_Sub2a	11.574	25.489	9.564	
11.5_Sub2b	11.500	11.5_Sub2b	11.620	25.651	9.564	
11.5_T_Bio.T	11.500	11.5_T_Bio.T	11.788	26.203	9.707	
11.5_Wwtp	11.500	11.5_Wwtp	11.237	23.693	9.340	
70_Pln	70.000	70_Pln	5.176	12.592	4.668	

Untuk perhitungan hubung singkat, Ip tertinggi untuk tegangan 0,4kV pada bus 0.4\_DP.PM 1 dengan nilai 92.138 kA. Untuk tegangan 6 kV adalah bus 6\_IN-LINE-2 dengan nilai 29.784 kA dan untuk tegangan 11,5 kV nilai tertinggi pada bus 11.5\_1B\_SWG-2 dengan nilai 28.860 kA. nilai ini dapat dipertimbangkan sebagai referensi untuk memilih rating circuit breaker.

#### G. Simulasi Koordinasi Perlindungan

Sistem proteksi dalam pengoperasian tenaga listrik berfungsi secara kolektif baik untuk melakukan pengamanan pada peralatan tertentu maupun untuk menghindari sistem dari kemungkinan terjadinya pemadaman listrik.[6] Ada tiga aspek sistem proteksi yang harus diperhatikan, antara lain:

- Sistem perlindungan untuk gangguan hubung singkat
- Sistem proteksi untuk keamanan sistem (berdasarkan frekuensi atau tegangan) secara kolektif.
- Sistem perlindungan untuk mengamankan peralatan secara individual.

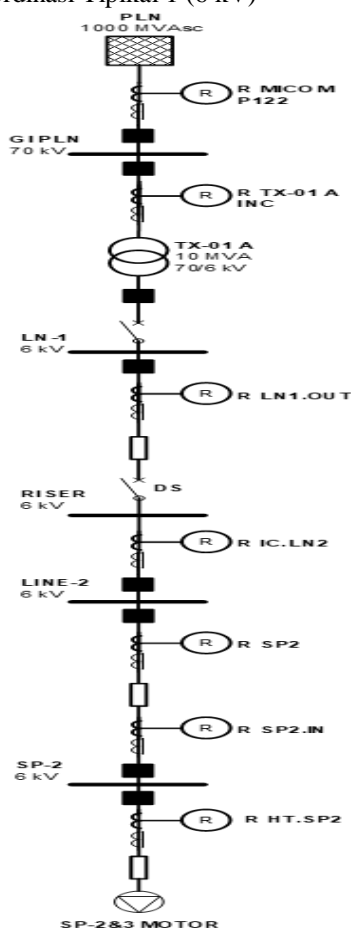
Pada dasarnya sistem proteksi harus dapat bekerja secara koordinatif antara rele yang satu dengan rele lainnya. Tujuan dari koordinasi antar rele adalah untuk menghindari terjadinya pemadaman listrik akibat kemungkinan gangguan pada sistem. Fungsi utama sistem proteksi dan koordinasi adalah untuk membatasi lamanya terjadinya gangguan yang disebabkan oleh kesalahan manusia, kegagalan peralatan, atau fenomena alam yang tidak dapat dihindari.[7] Selain itu, fungsi lain dari sistem proteksi

adalah meminimalkan kerusakan pada peralatan yang terkena gangguan listrik.

### 1. Koordinasi Tipikal

Dalam melakukan pengaturan koordinasi proteksi perlu dilakukan pemilihan tipikal koordinasi proteksi yang nantinya akan menjadi acuan bagi pengaturan proteksi peralatan keselamatan lainnya. Pemilihan tipikal koordinasi dilakukan untuk memudahkan evaluasi koordinasi proteksi pada sistem, sehingga pada tipikal pemilihan koordinasi ini harus memperhitungkan beban terbesar dan koordinasi proteksi terlama agar tidak terjadi miskordinasi sistem. Koordinasi khusus proteksi pada keseluruhan sistem Sistem PT Dayasa Aria Prima secara keseluruhan memiliki 2 tipikal koordinasi proteksi yang terdiri dari sistem dengan tegangan kerja 6 kV dan 11,5 kV.

- Koordinasi Tipikal 1 (6 kV)



Gambar. 8 Tipikal 1 (6 kV) sistem proteksi OCR

Berdasarkan ilustrasi yang ditunjukkan pada Gambar 8, dapat diketahui bahwa rele yang termasuk dalam koordinasi tipikal 1 terhadap gangguan fasa dan gangguan tanah diringkas sebagai berikut:

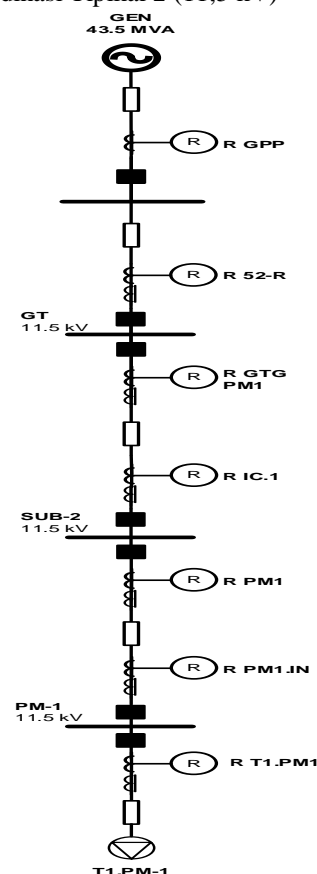
- **Tipikal Fasa:** Koordinasi arus rele gangguan fasa lebih (50/51) mulai dari motor sp-2&3 HT Line B

ke PLN masuk. Relai yang termasuk dalam tipikal ini termasuk R HT. SP2, RSP2. IN, R SP2, R IC.LN2, R LN1. OUT, R TX-01A, dan R MICOM P122 .

- **Tipikal Khusus:** Koordinasi rele arus gangguan tanah (50/51 G) memiliki garis koordinasi yang sama dengan bagian tipikal fasa, yaitu dari Ruas SP-2&3 HT Motor Line B ke masuk PLN. Relai yang termasuk dalam tipikal ini termasuk R HT. SP2, RSP2. IN, R SP2, R IC.LN2, R LN1. KELUAR, dan R TX-01A.

Pada fase koordinasi tipikal, perlu diketahui bahwa tidak ada data relai di bagian gardu PLN seperti rasio CT atau jenis relai seperti R LN1. OUT dan R TX-01 A. Maka dalam menyelesaikan koordinasi digunakan asumsi yang dapat disesuaikan dengan kondisi sebenarnya di lapangan. Untuk proteksi terhadap gangguan tanah pada sistem yang ada, diasumsikan dan diusulkan untuk menggunakan transformator zig-zag pada level tegangan berapa pun sehingga gangguan tanah dapat dideteksi oleh relai. Urutan kerja skema proteksi sistem harus berurutan seperti yang dijelaskan pada uraian Gambar 8.

- Koordinasi Tipikal 2 (11,5 kV)



Gambar. 9 Kordinasi Tipikal 2 (11,5 kV) proteksi OCR ke Generator

Berdasarkan Gambar 9 diketahui bahwa rele yang termasuk dalam tipikal koordinasi 2 terhadap gangguan fasa dan gangguan tanah terdiri dari:

- **Tipikal Fasa:** Koordinasi arus rele gangguan fasa lebih (50/51) mulai dari sisi masuk trafo T1. PM-1 ke PLN Masuk. Relai yang termasuk dalam tipikal ini termasuk R T1. PM-1, RPM1. IN, R PM1, R IC.1, R GTG PM1, R 52-R, R GPP
- **Tipikal Tanah:** Koordinasi rele arus atas gangguan tanah (50/51 G) memiliki jalur koordinasi yang sama dengan bagian tipikal fasa, yaitu dari trafo masuk T1. PM-1 ke Generator. Relai yang termasuk dalam tipikal 3 sama seperti pada tipikal 3 fase yang dijelaskan sebelumnya.

Pada koordinasi fasa tipikal perlu diketahui bahwa relai pada generator menggunakan relai 51 VR, sehingga akan dipengaruhi oleh level tegangan bus GT ketika terjadi hubung singkat pada titik tertentu. Selain itu, untuk proteksi terhadap gangguan tanah pada sistem eksisting diasumsikan menggunakan NGR dengan besaran 100 A. Urutan kerja skema proteksi sistem harus berurutan seperti yang dijelaskan pada uraian Gambar 9.

#### V. KESIMPULAN DAN SARAN

Kondisi aliran beban eksisting di PT. Dayasa Aria Prima pada bus PLN sebesar 10,1 MW, 7,1 MVAR dan PF lag 0,798. Di bawah bus PLN ada dua bus utama TX-01A dan TX-01C. TX-01A memiliki 4,9 MW, 2,6 MVAR dan PF lag 0,883. TX-01C memiliki 5,2 MW, 5,0 MVAR dan PF lag 0,71. Tegangan keseluruhan masih bagus dengan nilai terendah 0,97 pu.

Dengan kondisi tersebut maka perlu dilakukan perbaikan faktor daya. Kapasitor bank yang ada sudah terpasang dengan ukuran 600 kVAR di area TX-01A. Perlu penambahan 3MVAR dari kapasitor bank yang dipasang di area TX-01C untuk meningkatkan faktor daya minimum menjadi 0,85 lag.

Untuk kondisi harmonisa THDv tertinggi terdapat pada bus SP2 sebesar 3,28%. Kondisi ini masih di bawah standar. Kondisi THDv maksimum adalah 5%. Jadi, harmonisa di PT. Dayasa Aria Prima tetap bagus.

Analisis starting motor yang diberikan oleh start motor terbesar di PT. Dayasa Aria Prima yaitu motor DP 4, ukuran 1000 kW dengan metode start online langsung untuk mensimulasikan kondisi terburuk. Hasilnya menunjukkan ada tegangan dip 4% (dari 101 hingga 97). Itu masih dalam standar. Dan arus awal tidak memicu perlindungan relai apa pun.

Untuk kapasitas kabel, beberapa kabel memiliki loading lebih dari 50% yaitu LINE1-SUB1A, LINE1C-LINE2 terletak di TX-01A dan T1-SUB2B dengan kapasitas maksimal 69,7%. Untuk pembebanan trafo kebanyakan di bawah 50% pembebanan. TX-01A merupakan satu-satunya trafo yang memiliki pembebanan tertinggi sebesar 55,6%. Baik untuk kabel maupun trafo masih jauh dari beban lebih

sehingga tetap bagus untuk pengembangan ekspansi selanjutnya.

Sedangkan untuk perhitungan hubung singkat, Ip tertinggi untuk tegangan 0,4kV pada bus 0.4\_DP.PM 1 dengan nilai 92.138 kA. Untuk tegangan 6 kV adalah bus 6\_IN-LINE-2 dengan nilai 29.784 kA dan untuk tegangan 11,5 kV nilai tertinggi pada bus 11.5\_1B\_SWG-2 dengan nilai 28.860 kA. nilai ini dapat dipertimbangkan sebagai referensi untuk memilih peringkat peralatan.

Untuk koordinasi rele ada dua pengaturan tipikal. Tipikal pertama untuk dari sp-2&3 motor HT Line B ke PLN masuk. Relai yang termasuk dalam tipikal ini termasuk R HT. SP2, RSP2. IN, R SP2, R IC.LN2, R LN1. OUT, R TX-01A, dan R MICOM P122 untuk fasa dan ground dari Ruas SP-2&3 Motor HT Line B ke saluran masuk PLN. Relai yang termasuk dalam tipikal ini termasuk R HT. SP2, RSP2. IN, R SP2, R IC.LN2, R LN1. KELUAR, dan R TX-01A. Untuk tipikal kedua tegangan 11 kV dimulai dari sisi trafo masuk T1. PM-1 ke Incoming PLN untuk fase dan ground. Pada level tegangan menengah, metode pentanahan tidak tepat. Hal ini dapat mengakibatkan terbakarnya peralatan listrik karena tidak adanya mitigasi pada kejadian gangguan tanah. Untuk menyempurnakan metode pentanahan sistem tegangan menengah, solusi yang ditawarkan adalah pemasangan trafo zig zag pada masing-masing level tegangan menengah (6 dan 11,5 kV). Pemasangan trafo zig zag lebih efisien dan ekonomis jika dibandingkan dengan perubahan trafo daya yang ada. Kehadiran trafo zig zag berfungsi untuk membatasi nilai arus gangguan tanah yang berimplikasi pada penurunan energi/ledakan pada kejadian arc flash. Selain itu, keberadaan trafo zig zag juga bertujuan untuk pendeteksian jalur rele proteksi terhadap arus urutan nol. Perlu dipastikan kesiapan fitur relai proteksi pada penyulang tegangan menengah (6 dan 11,5 kV) untuk mendeteksi kejadian gangguan tanah (Kode ANSI: 50G, 51G). Selain memastikan fitur proteksi, juga perlu diperhatikan ketersediaan komponen bantu seperti SUMMING CT atau ZCT untuk mendeteksi adanya hubung singkat gangguan tanah pada sistem.

#### VI. DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. Carmanto, "ANALISIS PENINGKATAN KINERJA KUALITAS DAYA LISTRIK TEGANGAN 20 kV DI INDUSTRI BERBASISAN SIMULASI ETAP 12.6.0," *Epic J. Electr. Power, Instrum. Control*, vol. 2, no. 2, pp. 1–12, 2019, doi: 10.32493/epic.v2i2.2912.
- [2] M. ElektriKA, "Perbaikan Kualitas Daya Menggunakan Optimal Capacitor Placement ( Ocp ) Pada Sistem Kelistrikan Pt . Fmc Agricultural," vol. 13, no. 2, 2020.
- [3] "Analisis sistem tenaga listrik / William D. Stevenson, Jr. ; penterjemah, Kamal Idris | OPAC Perpustakaan Nasional RI." <https://opac.perpusnas.go.id/DetailOpac.aspx?id=101255> (accessed Dec. 03, 2021).
- [4] "Grainger, J.J. and Stevenson, W.D. (1994) Power System Analysis. McGraw-Hill, New York. - References - Scientific Research Publishing." <https://scirp.org/reference/referencespapers.aspx?referenceid=1580338> (accessed Dec. 03, 2021).

- [5] "519-1992 IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems."
- [6] V. R. Mahindara, D. Celeita, M. Pujiantara, A. Priyadi, M. H. Purnomo, and E. Muljadi, "Modern Concerns and Challenges of Over-Current Protection Coordination in Distribution Systems," *Conf. Rec. - Ind. Commer. Power Syst. Tech. Conf.*, vol. 2020-June, Jun. 2020, doi: 10.1109/ICPS48389.2020.9176749.
- [7] IEEE Std 242, *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*, vol. 2001. 2001.