

Analysis and Simulation of Load Unbalance of Distribution Transformer Feeder Lk.10 in ULP Medan City

Jihan Fadillah Sam¹, Rahmaniar², Haris Gunawan³

^{1,2,3}Universitas Pembangunan Panca Budi, Indonesia

Email: jihanfsam130902@gmail.com; rahmaniar@dosen.pancabudi.ac.id; harisgunawan@dosen.pancabudi.ac.id

ABSTRAK

Ketidakeimbangan beban pada transformator distribusi tiga fasa berpotensi menimbulkan arus netral yang tinggi, meningkatkan kerugian daya, serta menurunkan efisiensi sistem. Penelitian ini fokus pada analisis dan simulasi ketidakeimbangan beban di trafo distribusi pada Feeder LK.10 PT PLN (Persero) ULP Medan Kota. Pengumpulan data dilakukan melalui pengukuran langsung arus dan tegangan, kemudian dianalisis secara manual dan dibandingkan dengan hasil simulasi menggunakan perangkat lunak ETAP 19. Analisis dilakukan terhadap persentase ketidakeimbangan beban, pembebanan transformator, arus netral, dan kerugian daya. Hasil menunjukkan beberapa trafo mengalami kondisi ketidakeimbangan yang signifikan, dengan nilai di atas 25% serta arus netral yang tinggi. Hasil simulasi ETAP 19 memiliki akurasi tinggi terhadap data lapangan dengan rata-rata selisih di bawah 3%. Studi ini menegaskan pentingnya pemantauan dan redistribusi beban untuk menjaga kinerja transformator distribusi. penelitian ini diharapkan dapat mendukung PLN dalam meningkatkan kualitas dan keandalan sistem distribusi listrik.

Keyword: Ketidakeimbangan Beban; Transformator Distribusi; Kerugian Daya; Arus Netral; ETAP 19

ABSTRACT

Load imbalance in three-phase distribution transformers leads to high neutral currents, increased power losses, and decreased system efficiency. This study aims to analyze and simulate load imbalances on distribution transformers located on Feeder LK.10 at PT PLN (Persero) ULP Medan Kota. Data collection was conducted through field measurements of voltage and current, followed by manual calculations and simulations using ETAP 19. The analysis focused on load imbalance percentage, transformer loading, neutral current, and power losses. Results indicate that several transformers exhibit critical imbalance conditions, with some exceeding 25% load imbalance and significant neutral current. The ETAP 19 simulation results show a high level of accuracy compared to actual field measurements, with an average error below 3%. This study confirms that accurate monitoring and proper load redistribution are essential to maintain distribution transformer performance. The findings are expected to support PLN in improving power quality and reliability in distribution systems.

Keyword: Load Imbalances; Distribution Transformers; Power Loss; Neutral Current; ETAP 19

Corresponding Author:

Jihan Fadillah Sam,
Universitas Pembangunan Panca Budi,
Jl. Gatot Subroto No.km, Simpang Tj., Kec. Medan Sunggal, Kota Medan,
Sumatera Utara 20122, Indonesia
Email: jihanfsam130902@gmail.com



1. INTRODUCTION

Seiring dengan pertumbuhan dan pembangunan, kebutuhan akan sarana dan prasarana juga meningkat, contohnya seperti penyediaan tenaga listrik. Saat ini, energi listrik menjadi kebutuhan pokok yang sangat penting, baik untuk aktivitas sehari-hari maupun keperluan industri (Tandioga et al., 2019). Untuk menyediakan pelayanan yang baik, PLN harus lebih memperhatikan hal-hal yang dapat menurunkan kualitas energi listrik. Salah satunya adalah memperhatikan pembebanan pada trafo distribusi 3 fasa. Pada dasarnya, penyaluran beban dilakukan secara merata, namun karena waktu penyaluran beban yang tidak merata

menyebabkan terjadinya ketidakseimbangan beban (Ruliyanto, 2020). Ketidakseimbangan beban antarfasa (fasa R, fasa S, dan fasa T) menyebabkan terjadinya arus yang mengalir pada penghantar netral trafo yang mengakibatkan rugi-rugi daya. Hal ini berdampak pada kualitas penyaluran energi listrik yang merugikan PLN dan konsumen (Zainal Sya'roni & Rijanto, 2019).

Agar dapat menjaga kestabilan penyuplaian tenaga listrik ke konsumen, PT PLN (Persero) ULP Medan Kota terus memonitor dan menginspeksi sehingga ditemukan ketidakseimbangan beban pada gardu distribusi, seperti pada gardu distribusi di *feeder* LK.10. Upaya untuk dapat memonitor, mengevaluasi, dan menganalisis terjadinya *losses* sedini mungkin dengan efisien membutuhkan suatu *software* (Saiful Aprilian Ektianto & Darwanto, 2021).

ETAP Power Station 19 adalah *software* simulasi yang digunakan untuk menganalisis dan merancang sistem tenaga listrik secara *offline*. Dalam penelitian ini, *ETAP* dimanfaatkan untuk mengetahui arus dan tegangan tiap fasa sebagai perhitungan persentase pembebanan, ketidakseimbangan beban, dan arus netral pada trafo distribusi (Darmawan, 2022). Untuk validasi hasil simulasi, juga dilakukan perhitungan berdasarkan data pengukuran langsung. Penelitian ini berjudul *Analisis dan Simulasi Ketidakseimbangan Beban Transformator Distribusi Feeder LK.10 di ULP Medan Kota*.

2. LITERATURE REVIEW

A. Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Sistem distribusi merupakan bagian dari sistem tenaga listrik yang berfungsi menyalurkan energi listrik dari sumber utama ke konsumen akhir. Distribusi ini berperan langsung dalam menyuplai listrik ke pelanggan melalui jaringan distribusi (Tambara Ginting, 2022). Energi listrik dari pembangkit, yang umumnya memiliki tegangan antara 11 kV hingga 24 kV, akan dinaikkan menggunakan transformator menjadi tegangan tinggi seperti 70 kV, 154 kV, 220 kV, atau 500 kV, kemudian disalurkan melalui jaringan transmisi (Rohmat & Riyadi, 2023).

Selanjutnya, tegangan tersebut diturunkan kembali menjadi 20 kV di gardu distribusi menggunakan transformator penurun tegangan. Penyaluran ke pelanggan dilakukan melalui saluran distribusi primer. Dari sini, gardu distribusi menurunkan tegangan lagi menjadi 220/380 Volt menggunakan trafo distribusi, lalu disalurkan ke konsumen melalui jaringan distribusi sekunder (Purnomo et al., 2025). Hal ini menunjukkan bahwa sistem distribusi memiliki peran krusial dalam keseluruhan sistem tenaga listrik.

B. Transformator

Transformator adalah perangkat listrik yang berfungsi mengirimkan dan mengubah energi listrik antarrangkaian melalui *kopling magnetik*, dengan prinsip kerja berdasarkan *induksi elektromagnetik* (Suwardana et al., 2014).

1) Perhitungan Arus Beban Penuh Transformator

Untuk menghitung arus beban penuh (*full load*) dapat digunakan rumus (Sidabutar, 2023):

$$I_{FL} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (1)$$

Dimana:

I_{FL} = Arus Beban Penuh (A)

S = Daya Transformator (kVA)

V = Tegangan Sisi Sekunder Trafo (kV)

Arus rata-rata dapat dihitung dengan rumus (Setiawan, 2023):

$$I_{rata-rata} = \frac{I_R + I_S + I_T}{3} \quad (2)$$

Dimana:

I_R = Arus pada fasa R

I_S = Arus pada fasa S

I_T = Arus pada fasa T

2) Pembebanan Transformator

Transformator akan beroperasi secara efisien apabila bekerja pada beban nominalnya. Namun, apabila beban yang ditanggung mendekati atau bahkan melebihi 100% dalam jangka waktu tertentu, dapat terjadi peningkatan suhu berlebih (*overheating*) (Rukmana, 2020). Kondisi ini tidak hanya menyebabkan rugi-rugi daya, tetapi juga dapat mempercepat degradasi isolasi transformator serta menurunkan kualitas daya dan keandalan sistem distribusi tenaga listrik.

Persentase pembebanan transformator dapat dihitung dengan persamaan (Setiadji et al., 2006):

$$\% \text{Pembebanan} = \frac{I_{rata-rata}}{I_{FL}} \times 100\% \quad (3)$$

Berikut merupakan perhitungan persentase besar arus netral terhadap arus pembebanan transformator (Prasetya et al., 2020):

$$\% \text{ Besar Arus Netral} = \frac{I_{rata-rata}}{I_N} \times 100\% \tag{4}$$

3) Ketidakseimbangan Beban pada Transformator

Melalui penggunaan koefisien *a*, *b*, dan *c* dalam persamaan, dapat ditentukan nilai arus fasa pada kondisi seimbang, di mana besar arus fasa tersebut sama dengan nilai arus rata-rata (*I_{rata-rata}*)

$$I_R = a \cdot I_{rata-rata}, \text{ maka } a = \frac{I_R}{I_{rata-rata}}$$

$$I_S = b \cdot I_{rata-rata}, \text{ maka } b = \frac{I_S}{I_{rata-rata}}$$

$$I_T = c \cdot I_{rata-rata}, \text{ maka } c = \frac{I_T}{I_{rata-rata}}$$

Pada keadaan seimbang, besarnya koefisien *a*, *b*, dan *c* adalah 1. Dengan demikian, rata-rata ketidakseimbangan beban (%) dapat dihitung dengan persamaan berikut (Sogen, 2018):

$$\% \text{Ketidakseimbangan beban} = \frac{\{|a-1|+|b-1|+|c-1|\}}{3} \times 100\% \tag{5}$$

Besarnya persentase ketidakseimbangan beban dikategorikan baik apabila kurang dari 10%. Ketentuan tersebut diatur dalam Surat Edaran Direksi PT PLN (Persero) Nomor 0017.E/DIR/2014 tentang *Metode Pemeliharaan Trafo Distribusi Berbasis Kaidah Manajemen Aset* (Risal & Harlanu, 2014).

Tabel 1. Standar persentase ketidakseimbangan beban menurut SE:NO:17:14

Characteristic group	Characteristic	Health Index			
		Baik	Cukup	Kurang	Buruk
Load reading and profiling	Ketidakseimbangan arus antar fasa	3<10%	10%-20%	20%<25%	≥25%
	Besar arus netral TR (% terhadap arus beban trafo)	<10%	10%<15%	15%<20%	≥20%
	Pembebanan trafo (% terhadap kapasitas)	<60%	60%<80%	80%<80%	≥100%

C. Kerugian daya

Susut daya pada jaringan listrik merupakan kehilangan energi yang terjadi akibat adanya hambatan (*resistansi*) pada penghantar. Kehilangan daya ini umumnya disebabkan oleh dua faktor utama, yaitu rugi-rugi akibat *resistansi* konduktor itu sendiri serta rugi-rugi akibat kebocoran arus listrik (Latupeirissa, 2017). Salah satu faktor penyebab munculnya rugi daya adalah ketidakseimbangan beban. Oleh karena itu, kerugian daya dapat diminimalisir dengan melakukan pemerataan beban.

$$\Delta P_N = I_N^2 \times R_N \tag{6}$$

$$\Delta P = 3 \times I^2 \times R \tag{7}$$

Dimana:

ΔP_N = Kerugian penghantar netral tarfo (Watt)

I_N = Arus pada penghantar netral (A)

R = Tahanan penghantar (Ω /km)

I^2 = Arus total fasa (A)

Semakin besar arus netral, semakin besar pula kerugian yang ditimbulkan. Artinya, semakin besar rugi pada penghantar, semakin kecil tegangan yang sampai ke konsumen, sehingga perbedaan antara daya yang dikirim dengan daya yang diterima menjadi cukup besar dan kerugian daya semakin signifikan. Pada beban seimbang, di mana $I_n = 0$, semakin kecil arus netral maka rugi-rugi daya pada penghantar juga semakin kecil (Pratiwi & Suryanto, 2021).

D. Electric Transient Analyzer Program (ETAP)

ETAP (*Electric Transient Analyzer Program*) merupakan perangkat lunak yang digunakan untuk melakukan analisis sistem tenaga listrik. Perangkat ini dapat beroperasi secara *offline* untuk keperluan simulasi maupun secara *online* dalam pengelolaan data secara *real-time*. ETAP dilengkapi dengan antarmuka grafis yang komprehensif untuk membangun *single line diagram*, yang menjadi dasar dalam menganalisis sistem tenaga (Auliq & Pratama, 2021). Selain itu, ETAP juga menyediakan data teknis secara rinci untuk setiap komponen yang dimodelkan, di mana data tersebut telah disesuaikan dengan kondisi nyata di lapangan guna mendukung berbagai jenis analisis maupun perancangan sistem tenaga listrik (Hasibuan et al., 2020).

3. RESEARCH METHOD

A. Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian mengenai ketidakseimbangan beban transformator distribusi *feeder* LK.10 menggunakan ETAP 19 dilaksanakan di wilayah kerja PT PLN (Persero) ULP Medan Kota. Kegiatan penelitian berlangsung selama bulan Mei 2025. Adapun penyusunan tugas akhir dilakukan di tempat tinggal penulis, lokasi Praktik Kerja Lapangan (PKL), serta di sekitar kampus Universitas Pembangunan Panca Budi.

B. Metode Literatur

Metode ini dilakukan dengan mengumpulkan referensi dari berbagai sumber, seperti buku panduan, *website*, jurnal, serta informasi relevan lainnya yang mendukung teori dan penyelesaian tugas akhir ini.

C. Metode Diskusi

Metode diskusi dilakukan dengan cara berkonsultasi dengan supervisor serta pegawai PT PLN (Persero) ULP Medan Kota pada saat PKL, maupun dengan dosen pembimbing. Diskusi difokuskan pada topik ketidakseimbangan beban transformator untuk menunjang penyelesaian tugas akhir.

D. Observasi Lapangan

Metode observasi dilakukan dengan pengamatan langsung di lapangan saat pengukuran beban pada gardu di *feeder* LK.10. Observasi ini bertujuan untuk memperoleh data-data yang menjadi objek analisis dalam penyusunan tugas akhir.

E. Pengumpulan Data

Metode pengumpulan data dilakukan dengan menghimpun data hasil pengukuran di lapangan yang selanjutnya akan dianalisis dalam penyusunan tugas akhir.

F. Analisis Data

Berdasarkan hasil pengumpulan data, dilakukan analisis perhitungan dan skenario simulasi menggunakan perangkat lunak *ETAP* 19. Analisis mencakup: (1) arus rata-rata pembebanan transformator, (2) persentase ketidakseimbangan beban, (3) persentase pembebanan transformator, dan (4) persentase besar arus netral.

Dari hasil perhitungan tersebut, dilakukan skenario simulasi menggunakan *ETAP* 19 dengan tahapan sebagai berikut:

- Mendesain *single line diagram* gardu yang akan dianalisis.
- Memasukkan data hasil pengukuran pada trafo distribusi.
- Melakukan simulasi ketidakseimbangan beban menggunakan perangkat lunak *ETAP* 19 sebagai alat bantu analisis sistem distribusi tenaga listrik.
- Membandingkan hasil pengukuran lapangan dengan nilai pengukuran pada *software*.
- Mengevaluasi efektivitas beban menggunakan *ETAP* 19.

4. RESULTS AND DISCUSSION

A. Data Hasil Pengukuran Pada Feeder LK.10

Data hasil pengukuran arus dan tegangan pada masing-masing trafo di *feeder* LK.10 disajikan pada Tabel dibawah ini. Data tersebut diperoleh dari hasil pengukuran yang dilakukan pada tanggal 16 Mei 2025 hingga 17 Mei 2025, dengan waktu pengukuran pada pagi hari sekitar pukul 10.00–11.00 WIB.

Tabel 2. Hasil Pengukuran Pada Gardu distribusi

No.	No. gardu	Daya (kVA)	Beban (Ampere)				Tegangan (Volt)		
			R	S	T	N	R-N	S-N	T-N
1	MK1074	100	45	34	31	21	228	226	228
2	MK028	250	206	173	192	54	230	228	230
3	MK1059	100	109	31	66	70	226	228	226
4	MK595	100	85	127	90	48	229	227	229
5	MK026	250	315	310	385	105	223	223	225
6	MK1262	200	200	177	145	100	226	224	226
7	MK682	100	40	60	32	11	227	225	227
8	MK47	200	250	130	133	115	238	236	238
9	MK736	200	67	58	64	13	228	226	226
10	MK618	200	130	113	80	50	230	228	230
11	MK027	100	31	24	26	11	228	226	228
12	MK907	160	96	168	137	55	230	232	232
13	MK623	100	95	62	74	35	228	230	230
14	MK1077	50	39	9	22	31	229	231	229
15	MK1228	100	85	5	1	85	230	228	230

B. Analisis Perhitungan

1) Perhitungan Arus Rata-Rata Pembebanan Transformator

Untuk menghitung arus rata-rata pembebanan transformator, dari data yang diperoleh salah satu contohnya pada trafo MK 1074 yang berkapasitas daya 100 kVA maka:

$$I_{rata-rata} = \frac{I_R + I_S + I_T}{3}$$

$$I_{rata-rata} = \frac{45 + 34 + 31}{3}$$

$$I_{rata-rata} = 36,67A$$

2) Perhitungan Persentase Ketidakseimbangan Beban

Pada kondisi *unbalance*, besar arus setiap fasa dapat dinyatakan dengan koefisien *a*, *b*, dan *c*. Pada saat sistem berada dalam keadaan seimbang, koefisien *a*, *b*, dan *c* masing-masing bernilai 1. Untuk menghitung persentase ketidakseimbangan beban digunakan persamaan berikut:

$$a = \frac{I_R}{I_{rata-rata}} \qquad b = \frac{I_S}{I_{rata-rata}} \qquad c = \frac{I_T}{I_{rata-rata}}$$

$$a = \frac{45}{36,67} \qquad b = \frac{34}{36,67} \qquad c = \frac{31}{36,67}$$

$$a = 1,23 \text{ A} \qquad b = 0,93 \text{ A} \qquad c = 0,85 \text{ A}$$

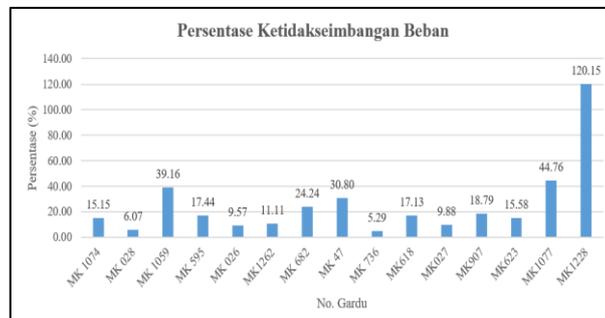
Setelah nilai koefisien *a*, *b* dan *c* diketahui, maka persentase ketidakseimbangan beban pada trafo distribusi dapat dihitung sebagai berikut:

$$\% \text{Ketidakseimbangan beban} = \frac{\{|a-1|+|b-1|+|c-1|\}}{3} \times 100\%$$

$$\% \text{Ketidakseimbangan beban} = \frac{\{|1,23-1|+|0,93-1|+|0,85-1|\}}{3} \times 100\%$$

$$\% \text{Ketidakseimbangan beban} = 15,15\%$$

Hasil perhitungan persentase ketidakseimbangan beban pada setiap trafo distribusi di *feeder* LK.10 ditunjukkan pada Gambar 1, yang menyajikan grafik persentase ketidakseimbangan beban untuk masing-masing trafo distribusi.



Gambar 1. Grafik Persentase Ketidakseimbangan Beban

Berdasarkan grafik pada Gambar diatas, diketahui bahwa persentase ketidakseimbangan beban pada setiap trafo distribusi di *feeder* LK.10 bervariasi. Trafo MK1228 dan MK1077 menunjukkan tingkat ketidakseimbangan tertinggi, masing-masing sebesar 120,15% dan 44,76%, yang jauh melampaui batas normal sehingga memerlukan penanganan segera.

Sebaliknya, beberapa trafo seperti MK736 (5,29%), MK028 (6,07%), dan MK026 (9,57%) menunjukkan nilai ketidakseimbangan yang relatif rendah dan masih berada dalam kategori aman. Secara keseluruhan, mayoritas trafo memiliki nilai ketidakseimbangan di bawah 25%. Namun demikian, beberapa trafo seperti MK1059, MK47, MK1077, dan MK1228 memerlukan evaluasi lebih lanjut dan perbaikan distribusi beban.

Ketidakseimbangan beban yang tinggi dapat menimbulkan berbagai dampak negatif, antara lain *overheating* pada fasa tertentu, penurunan efisiensi transformator, gangguan pada sistem proteksi, serta memperpendek umur peralatan.

3) Perhitungan Persentase Pembebanan Transformator

Untuk menghitung persentase pembebanan trafo, berdasarkan data yang telah diperoleh maka arus beban penuh transformator adalah sebagai berikut:

$$I_{FL} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V}$$

$$I_{FL} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 400}$$

$$I_{FL} = 144,34 \text{ A}$$

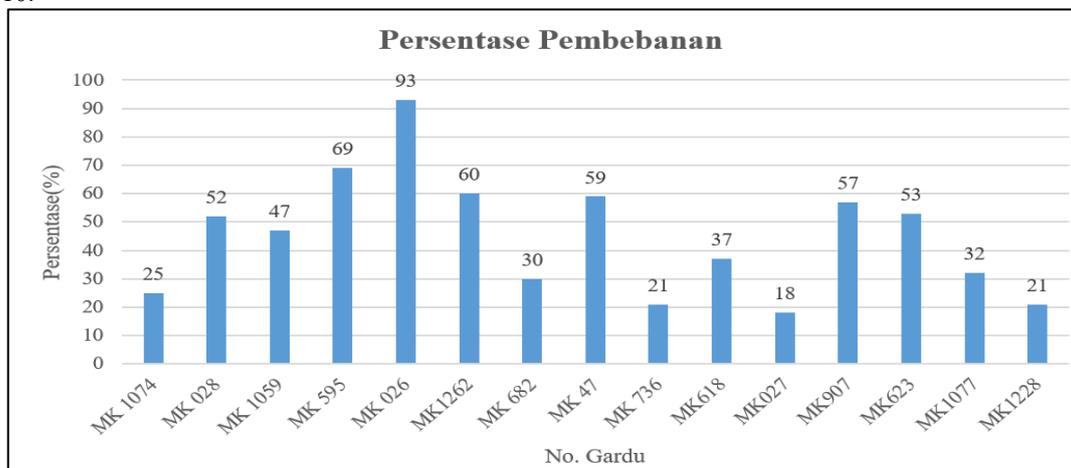
Setelah arus beban penuh pada transformator diketahui, maka persentase pembebanan transformator dapat dihitung sebagai berikut:

$$\% \text{Pembebanan} = \frac{I_{rata-rata}}{I_{FL}} \times 100\%$$

$$\% \text{Pembebanan} = \frac{36,67}{144,34} \times 100\%$$

%Pembebanan = 25%

Hasil perhitungan persentase pembebanan setiap trafo distribusi pada feeder LK.10 ditunjukkan pada gambar 2. Berikut adalah grafik hasil perhitungan persentase pembebanan setiap trafo distribusi pada feeder LK.10.



Gambar 2. Grafik Persentase Pembebanan

Berdasarkan grafik pada gambar 2 diketahui besar persentase pembebanan setiap trafo distribusi pada feeder LK.10 berbeda-beda. MK026 memiliki tingkat pembebanan tertinggi yaitu 93%, mendekati batas maksimal kapasitas trafo, sehingga perlu monitoring ketat untuk mencegah overloading. Trafo dengan beban tinggi lainnya: MK595 (69%), MK1262 (60%), MK47 (59%), MK907 (57%), MK623 (53%), dan MK028 (52%). MK027 (18%), MK736 (21%), MK1228 (21%), dan MK1074 (25%) menunjukkan pemanfaatan yang sangat rendah, yang bisa menjadi indikasi underload atau perlu redistribusi beban.

4) Perhitungan Persentase Besar Arus Netral

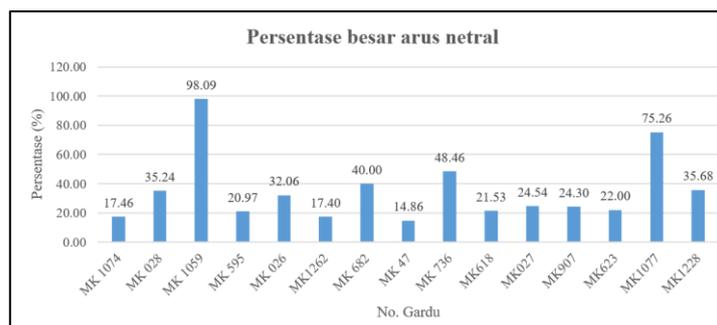
Persentase besar arus netral dapat dihitung sebagai berikut:

$$\% \text{ Besar Arus Netral} = \frac{I_{\text{rata-rata}}}{I_N} \times 100\%$$

$$\% \text{ Besar Arus Netral} = \frac{36,67}{21} \times 100\%$$

$$\% \text{ Besar Arus Netral} = 17,46\%$$

Hasil perhitungan persentase besar arus netral setiap trafo distribusi pada feeder LK.10 ditunjukkan pada gambar 3, Berikut adalah grafik hasil perhitungan persentase besar arus netral setiap trafo distribusi pada feeder LK.10.



Gambar 3. Grafik Persentase Besar Arus Netral

Berdasarkan grafik pada Gambar 3 diketahui persentase besar arus netral setiap trafo distribusi pada feeder LK.10 berbeda-beda. MK1059 memiliki nilai arus netral tertinggi yaitu 98,09%, menandakan ketidakseimbangan beban antarfasa yang sangat tinggi dan perlu penanganan segera, diikuti oleh MK1077 (75,26%), MK736 (48,46%), dan MK682 (40%), yang juga menunjukkan nilai cukup tinggi. Trafo MK47 (14,86%), MK1262 (17,40%), dan MK1074 (17,46%) menunjukkan nilai arus netral yang rendah, menandakan distribusi beban antarfasa yang lebih seimbang. Nilai arus netral yang tinggi mengindikasikan bahwa beban antarfasa sangat tidak seimbang, yang bisa menyebabkan peningkatan rugi-rugi daya, gangguan *harmonic*, panas berlebih pada konduktor netral, serta gangguan sistem proteksi.

5) Perhitungan Kerugian daya

Penghantar yang digunakan pada trafo MK1074 adalah penghantar AAAC dengan diameter 70 mm² dan berdasarkan SPLN 42-10 Tahun 1993 besarnya tahanan atau resistansi penghantar berjenis AAAC dengan diameter 70 mm² adalah 0.443 Ω untuk fasa dan 0.690 Ω untuk netral. Perhitungan kerugian daya sebagai berikut:

- a. Kerugian daya pada penghantar netral

$$\Delta P_N = I_N^2 \times R_N$$

$$\Delta P_N = (21)^2 \times 0.690$$

$$\Delta P_N = 0.30 \text{ kW}$$

- b. Kerugian daya pada jaringan

$$\Delta P = 3 \times I^2 \times R$$

$$\Delta P = 3 \times (36,67)^2 \times 0.443$$

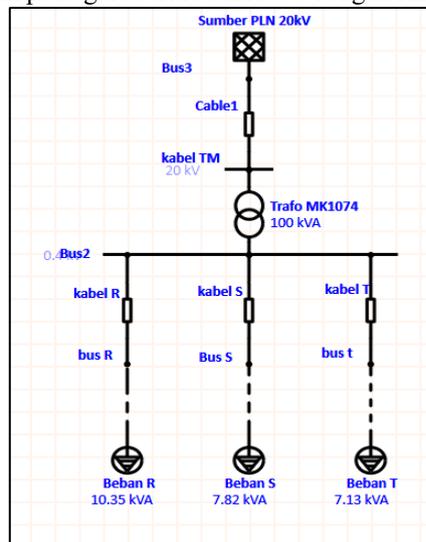
$$\Delta P = 1,78 \text{ kW}$$

Tabel 3. Hasil Perhitungan Manual Kerugian daya pada Tiap Trafo

No.	No. Gardu	Rugi-rugi daya (kW)	
		Netral	Fasa
1	MK1074	0,30	1,78
2	MK028	2,01	48,1
3	MK1059	3,38	6,26
4	MK595	1,58	13,46
5	MK026	7,60	150,63
6	MK1262	6,9	40,23
7	MK682	0,08	2,57
8	MK47	9,12	38,86
9	MK736	0,11	5,27
10	MK618	1,72	15,40
11	MK027	0,08	968,8
12	MK907	2,08	23,74
13	MK623	0,84	7,87
14	MK1077	0,66	723,3
15	MK1228	4,98	1,22

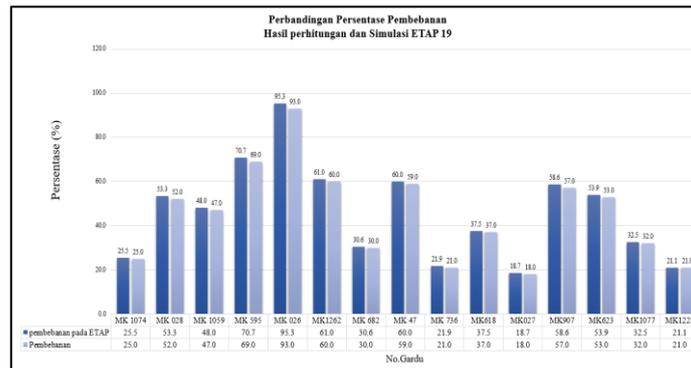
6) Simulasi Menggunakan ETAP 19

Berikut contoh salah satu gardu penggambaran single line diagram pada saat simulasi untuk mengetahui persentase pembebanan pada gardu trafo MK1074 dengan rincian:



Gambar 4. Single Line Diagram Pada ETAP 19

Hasil simulasi persentase pembebanan setiap trafo distribusi pada feeder LK.10, Berikut adalah grafik skenario perbandingan hasil perhitungan dan simulasi ETAP 19.

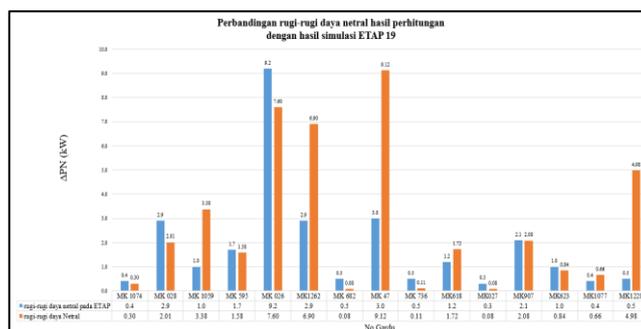


Gambar 5. Grafik Perbandingan Pembebanan antara hasil perhitungan dengan simulasi ETAP 19

Hampir seluruh data menunjukkan bahwa hasil simulasi *ETAP* memiliki akurasi tinggi dengan selisih yang sangat kecil (rata-rata hanya 0,1–2,0%). Contoh gardu dengan selisih nyaris nol adalah MK1074 dengan hasil 25,5% (*ETAP*) dibandingkan 25,0% (aktual) dengan selisih 0,5%; MK1059 dengan 48,0% (*ETAP*) dibandingkan 47,0% (aktual) dengan selisih 1,0%; serta MK1228 dengan 21,1% (*ETAP*) dibandingkan 21,0% (aktual) dengan selisih 0,1%.

Trafo MK026 menunjukkan beban tertinggi, yakni 95,3% (*ETAP*) dan 93,0% (aktual). Hal ini menandakan gardu hampir mencapai kapasitas penuh dan memerlukan perhatian khusus karena berpotensi mengalami *overloading*. Diikuti oleh MK595 dengan nilai 70,7% (*ETAP*) dan 69,0% (aktual), yang meskipun masih dalam batas aman, sudah menunjukkan beban yang cukup tinggi. MK026 perlu dimonitor karena mendekati ambang batas maksimum pembebanan transformator. Jika terjadi lonjakan beban atau penambahan pelanggan, hal ini dapat menimbulkan risiko *overload*.

Selisih rata-rata secara visual sangat kecil dan konsisten di seluruh gardu. Tidak ditemukan selisih besar (>3%), yang menunjukkan bahwa simulasi *ETAP* stabil dan presisi. Hasil dari *ETAP* terbukti *reliable* untuk simulasi sistem distribusi dan dapat dimanfaatkan dalam perencanaan jaringan, analisis kontinjensi, serta optimalisasi kapasitas.



Gambar 6. Grafik perbandingan kerugian daya netral Antara hasil perhitungan dengan simulasi

Terdapat ketimpangan signifikan antargardu dalam besarnya rugi-rugi daya netral. Beberapa gardu menunjukkan rugi-rugi besar (hingga >9 kW), seperti MK026, MK047, dan MK1262. Sebaliknya, beberapa gardu memiliki rugi-rugi yang sangat kecil (<0,5 kW), misalnya MK027, MK682, dan MK736.

Selain itu, terdapat selisih signifikan pada beberapa gardu yang mengindikasikan perlunya validasi silang dan penyesuaian model. Simulasi *ETAP* tidak selalu mampu menggambarkan kondisi riil distribusi netral tanpa pengaturan parameter yang teliti. Oleh karena itu, perhitungan manual tetap penting sebagai kontrol mutu atau *benchmark* utama dalam analisis sistem distribusi daya.

C. Pembahasan

1) Persentase Ketidakseimbangan Beban

Dari hasil analisis diketahui bahwa setiap trafo distribusi pada *feeder* LK.10 mengalami ketidakseimbangan beban dengan persentase yang bervariasi. Berdasarkan rujukan Surat Direksi PT PLN (Persero) Nomor 0017.E/DIR/2014 mengenai *Metode Pemeliharaan Trafo Distribusi*, trafo MK028, MK026, MK736, dan MK027 memiliki nilai *health index* yang baik karena persentase ketidakseimbangan bebannya berada di bawah 10%.

Selanjutnya, trafo MK1074, MK595, MK1262, MK618, MK907, dan MK623 memiliki *health index* yang cukup karena persentase ketidakseimbangannya berada di atas 10% hingga 20%. Trafo MK682 memiliki *health index* yang kurang karena persentase ketidakseimbangannya berada di atas 20% hingga 25%. Sedangkan

trafo MK1059, MK47, MK1077, dan MK1228 memiliki *health index* yang buruk karena persentase ketidakseimbangannya melebihi 25%.

2) Persentase Pembebanan Trafo

Hasil analisis juga menunjukkan bahwa nilai persentase pembebanan trafo dari setiap trafo distribusi pada *feeder* LK.10 berbeda-beda. Berdasarkan Surat Direksi PT PLN (Persero) Nomor 0017.E/DIR/2014, trafo MK1074, MK028, MK1059, MK682, MK47, MK736, MK618, MK027, MK907, MK623, MK1077, dan MK228 memiliki *health index* yang baik karena persentase pembebanannya di bawah 60%.

Trafo MK595 dan MK1262 memiliki *health index* yang cukup karena persentase pembebanannya di atas 60% hingga 80%. Sementara itu, trafo MK026 memiliki *health index* yang kurang karena persentase pembebanannya di atas 80% hingga 100%.

3) Persentase Besar Arus Netral

Analisis juga mengungkapkan bahwa persentase besar arus netral dari setiap trafo distribusi pada *feeder* LK.10 berbeda-beda. Berdasarkan rujukan Surat Direksi PT PLN (Persero) Nomor 0017.E/DIR/2014, trafo MK47 memiliki *health index* yang cukup karena persentase arus netralnya berada di atas 10% hingga 15%.

Trafo MK1074, MK595, dan MK1262 memiliki *health index* yang kurang karena persentase arus netralnya berada di atas 15% hingga 20%. Sedangkan trafo MK028, MK1059, MK026, MK682, MK736, MK618, MK027, MK907, MK623, MK1077, dan MK1228 memiliki *health index* yang buruk karena persentase arus netralnya melebihi 20%.

4) Kerugian Daya Akibat Ketidakseimbangan Beban

Hasil analisis juga menunjukkan adanya variasi besar kerugian daya jaringan maupun kerugian daya penghantar netral pada setiap trafo distribusi di *feeder* LK.10. Kerugian daya fasa terbesar terjadi pada trafo MK027 sebesar 968,8 kW, sedangkan kerugian daya fasa terkecil terjadi pada trafo MK1228 sebesar 1,22 kW.

Kerugian daya penghantar netral terbesar terjadi pada trafo MK47 dan MK026, masing-masing sebesar 9,12 kW dan 9,2 kW, sementara kerugian daya penghantar netral terkecil terjadi pada trafo MK682 dan MK027, yaitu sebesar 0,08 kW. Besarnya kerugian daya disebabkan oleh pemakaian beban yang tinggi, sehingga arus yang mengalir pada penghantar netral trafo menjadi lebih besar. Semakin besar arus yang mengalir pada penghantar netral trafo, semakin besar pula kerugian daya yang ditimbulkan.

5) Simulasi Perbandingan Persentase Pembebanan dan Kerugian Daya Hasil Perhitungan dan Simulasi ETAP 19

Berdasarkan grafik perbandingan persentase pembebanan, terlihat bahwa hampir seluruh data gardu menunjukkan perbedaan pembebanan kurang dari 3%. Hal ini menandakan adanya konsistensi tinggi antara simulasi dengan perhitungan manual. Sebagian besar gardu memiliki beban yang masih berada dalam batas aman, namun terdapat gardu seperti MK026 dan MK595 yang sudah mendekati batas maksimal sehingga memerlukan pemantauan berkelanjutan.

Grafik ini menunjukkan bahwa sistem distribusi secara umum berfungsi optimal, meskipun perencanaan pertumbuhan beban tetap perlu dilakukan di masa mendatang. Model simulasi dengan *ETAP* terbukti sangat baik dan dapat digunakan untuk analisis perencanaan serta optimasi sistem distribusi.

Pada Gambar 6 ditunjukkan adanya perbedaan besar antara kerugian daya netral hasil perhitungan manual dan hasil simulasi *ETAP* 19. Gardu seperti MK595, MK907, MK623, MK028, dan MK1074 menunjukkan kesesuaian yang baik antara hasil *ETAP* dan perhitungan manual (selisih < 0,2 kW).

Perbedaan nilai kerugian daya netral antara hasil perhitungan dan simulasi disebabkan oleh kondisi trafo di lapangan yang berbeda dengan asumsi trafo pada simulasi. Trafo dalam simulasi *ETAP* dianggap berada dalam kondisi ideal tanpa memperhitungkan pengaruh peningkatan temperatur atau suhu lingkungan. Selain itu, umur trafo juga turut memengaruhi selisih kerugian daya yang terjadi.

5. CONCLUSION

Berdasarkan hasil penelitian, dapat disimpulkan bahwa kondisi ketidakseimbangan beban pada *feeder* LK.10 menunjukkan variasi yang cukup signifikan. Beberapa trafo seperti MK028, MK026, MK736, dan MK027 tercatat memiliki nilai *health index* yang baik karena persentase ketidakseimbangan bebannya berada di bawah 10%. Sementara itu, trafo MK1074, MK595, MK1262, MK618, MK907, dan MK623 berada pada kategori cukup, dan trafo MK682 masuk kategori kurang. Adapun trafo MK1059, MK47, MK1077, dan MK1228 dikategorikan buruk karena ketidakseimbangannya melebihi 25%, yang berpotensi memicu *overheating*, menurunkan efisiensi, serta memperpendek umur peralatan.

Dari sisi pembebanan, sebagian besar trafo berada di bawah 60% sehingga tergolong aman, seperti MK1074, MK028, MK1059, MK682, MK47, MK736, MK618, MK027, MK907, MK623, MK1077, dan MK228. Namun, terdapat dua trafo yakni MK595 dan MK1262 yang berada dalam kategori cukup (60–80%), serta MK026 yang mendekati beban maksimum (80–100%) dan memerlukan pemantauan ketat agar tidak mengalami *overload*. Kondisi pembebanan tinggi semacam ini dapat memperburuk ketidakseimbangan fasa

dan meningkatkan arus netral. Analisis arus netral menunjukkan bahwa sebagian besar trafo, seperti MK028, MK1059, MK026, MK682, MK736, MK618, MK027, MK907, MK623, MK1077, dan MK1228, berada dalam kategori buruk karena persentase arus netralnya melebihi 20%. Arus netral yang tinggi mengindikasikan distribusi beban antarfasa yang tidak merata, yang pada akhirnya dapat memicu rugi-rugi daya, gangguan *harmonic*, panas berlebih pada konduktor netral, hingga masalah pada sistem proteksi.

Lebih lanjut, perhitungan rugi daya menunjukkan perbedaan signifikan antartrafo. Trafo MK027 mencatat kerugian daya fasa terbesar mencapai 968,8 kW, sementara trafo MK1228 memiliki kerugian daya fasa terkecil yakni 1,22 kW. Pada sisi penghantar netral, trafo MK47 dan MK026 menimbulkan kerugian daya terbesar (9,12 kW dan 9,2 kW), sedangkan trafo MK682 dan MK027 hanya mencatat kerugian daya netral 0,08 kW. Semakin besar kerugian daya yang terjadi, semakin rendah efisiensi trafo, karena energi yang seharusnya disalurkan ke pelanggan justru hilang dalam bentuk panas. Melihat temuan tersebut, penelitian ini menegaskan pentingnya pemantauan rutin dan redistribusi beban yang lebih seimbang pada sistem distribusi listrik. PLN disarankan untuk menerapkan evaluasi beban secara berkala, mengoptimalkan penggunaan *software* analisis seperti *ETAP*, serta merencanakan peningkatan kapasitas pada trafo yang mendekati batas maksimum. Dengan langkah-langkah tersebut, kualitas daya dapat terjaga, efisiensi sistem meningkat, dan risiko kerusakan peralatan akibat ketidakseimbangan beban dapat diminimalkan.

REFERENCES

- Auliq, M. A., & Pratama, I. B. (2021). Analisa penentuan estimasi jarak gangguan pada sistem distribusi menggunakan metode ETAP 12.6.0. *Jurnal Teknik Elektro dan Komputasi (ELKOM)*, 3(1), 31–42. <https://doi.org/10.32528/elkom.v3i1.4353>
- Darma Setiawan, B., Salsabila Rusydi Pili, H., Listrik, T., Elektro, T., & Negeri Medan, P. (2023). Analisis ketidakseimbangan beban pada trafo distribusi MH 196 menggunakan ETAP 19 di ULP Medan Helvetia.
- Darmawan, M. K., & Elektro, T. (2022). Analisa sistem tenaga listrik menggunakan ETAP software. *Repoteknologi.id*, 2(1).
- Ektianto, A. S. A., & Darwanto, A. (2021). Analisis ketidakseimbangan beban pada transformator distribusi di PT PLN (Persero) Rayon Cepu. *Simetris*, 15(1).
- Hasibuan, A., dkk. (2020). Analisa aliran daya pada sistem tenaga listrik dengan metode fast decoupled menggunakan software ETAP. <https://doi.org/10.30596/rele.v1i1.5236>
- Latupeirissa, H. L. (2017). Pengaruh ketidakseimbangan beban terhadap arus netral dan losses daya pada trafo distribusi Gardu KP-01 Desa Hative Kecil. *Jurnal SIMETRIK*, 7(2).
- Prasetya, I. W. Y., Setiawan, I. N., & Arjana, I. G. D. (2020). Analisis ketidakseimbangan beban dan harmonisa pada transformator distribusi MI 0096 penyulang Abianbase. *Jurnal SPEKTRUM*, 7(1).
- Pratiwi, F. R., & Suryanto, A. (2021). Analisis sistem grounding pada gardu induk 150KV Temanggung dengan simulasi software ETAP. *JTE UNIBA*, 5(2).
- Purnomo, B., Gumilang, F., Saleh, H., & Purnomo, B. (2025). Analisis losses kapasitas ketidakseimbangan daya beban pada transformator distribusi menggunakan simulasi ETAP. *JTE: Jurnal Teknik Elektro*, 9.
- Risal, S., & Harlanu, M. (2014). Studi eksplorasi arus pada kawat netral akibat ketidakseimbangan arus beban pada unit transformator distribusi di Universitas Negeri Semarang. <http://journal.unnes.ac.id/sju/index.php/eduel>
- Rohmat, K., & Riyadi, M. (2023). Analisis ketidakseimbangan beban transformator distribusi di PT PLN (Persero) UPDL Pandaan. *Transmisi: Jurnal Ilmiah Teknik Elektro*, 25(4), 186–192. <https://doi.org/10.14710/transmisi.25.4.186-192>
- Rukmana, D. (2020). Analisis pengaruh ketidakseimbangan beban transformator 3 fase terhadap susut daya pada jaringan distribusi PT PLN (Persero) Rayon Boyolali.
- Ruliyanto. (2020). Pengaruh ketidakseimbangan beban terhadap arus netral dan arus ground pada Trafo 1 dan Trafo 2 pada beban puncak sesaat. *Jurnal Ilmiah GIGA*, 23(1), 27–34.
- Setiadji, J. S., Machmudsyah, T., & Isnanto, Y. (2006). Pengaruh ketidakseimbangan beban terhadap arus netral dan losses pada trafo distribusi.
- Sidabutar, R. N. (2023). Studi pemerataan beban transformator tidak seimbang pada gardu distribusi BR 114 di PT PLN (Persero) ULP Medan Baru.
- Sogen, M. D. T. (2018). Analisis pengaruh ketidakseimbangan beban terhadap arus netral dan losses pada transformator distribusi di PT PLN (Persero) Area Sorong. *Jurnal Electro Luceat*, 4(1).
- Suwardana, W., Sutawinaya, P., Ayu, I., & Wulandari, R. (2014). Studi analisis rugi-rugi daya pada penghantar netral akibat sistem tidak seimbang di jaringan distribusi gardu KA 1495 penyulang Citraland menggunakan simulasi program ETAP 7.0.
- Sya'roni, Z., & Rijanto, T. (2019). Analisis ketidakseimbangan beban transformator distribusi 20kV dan solusinya pada jaringan tegangan rendah. *Jurnal Teknik Elektro*, 8, 173–180.
- Tambara Ginting, R. (2022). Analisis ketidakseimbangan beban jaringan distribusi tegangan rendah menggunakan ETAP. *Jurnal Sain, Energi, Teknologi & Industri*, 6(2), 81–89. <https://doi.org/10.31849/sainetin.v6i2.9734>
- Tandioga, R., Mulyadi, M., C. E. S., T., & Tegar, A. (2019). Analisis pengaruh ketidakseimbangan beban terhadap efisiensi transformator tiga fasa di PT PLN (Persero) Rayon Makassar Timur, Penyulang Kima. *Jurnal Teknik Mesin Sinergi*, 16(1), 80–88. <https://doi.org/10.31963/sinergi.v16i1.1205>