

ANALISIS JATUH TEGANGAN PADA JARINGAN TEGANGAN RENDAH (JTR) 380/220 VOLT Gardu Distribusi PT.PLN (PERSERO) ULP TANAH JAWA

M. Ricky Ardiansyah¹, Zuraidah Tharo², Dino Evrianto³
rickyardi200498@gmail.com¹, zuraidahtharo@dosen.pancabudi.ac.id²
Universitas Pembangunan Panca Budi Medan

ABSTRAK

Salah satu syarat keandalan sistem penyaluran tenaga listrik yang harus dipenuhi untuk pelayanan kepada konsumen adalah mutu tegangan yang baik dan stabil. Sebagian besar beban memiliki faktor daya tertinggal dan pada dasarnya pada saat beban puncak, daya reaktif yang dibutuhkan beban bertambah dan dapat lebih besar dari yang dibangkitkan oleh sistem. Perubahan tegangan pada dasarnya disebabkan oleh hubungan antara tegangan dan daya reaktif. Jatuh tegangan pada suatu penghantar sebanding dengan daya reaktif yang mengalir pada penghantar tersebut. Dalam kurun waktu ± 2 tahun (2022-2024), penambahan beban yang cukup signifikan pada gardu distribusi khususnya PT.PLN (Persero) Tanah Jawa tidak memperhitungkan luas penampang penghantar. Hal ini berdampak pada konsumen, dimana terjadi selisih antara tegangan awal (220 V) dengan tegangan akhir (211 V) dengan panjang penghantar $\pm 1,95$ km, pengaturan tegangan yang terjadi pada sambungan rumah saluran ini sebesar 1,6%. Hasil perhitungan aliran daya (load flow) dengan menggunakan kabel kanal AAAC 25 mm² dan 16 mm², terjadi jatuh tegangan sebesar $2,86 \div 3,52$ Volt pada semua bus, regulasi tegangan untuk semua bus di atas 1%. Berdasarkan (SPLN No. 56-1, 1993), toleransi jatuh tegangan pada sambungan rumah (SR) yang diperbolehkan adalah 1% dari tegangan nominal, dengan demikian semua node atau bus telah melampaui batas toleransi maksimum yang diizinkan. Hasil perhitungan aliran daya (load flow) setelah penggantian menggunakan kabel kanal AAAC 35 mm² dan SR 25 mm², terjadi jatuh tegangan sebesar $0,22 \div 0,3$ Volt pada semua bus, regulasi tegangan untuk semua bus di bawah 1%.

Kata Kunci: Jatuh Tegangan Jaringan Tegangan Rendah, Gardu Distribusi.

PENDAHULUAN

Beban listrik yang digunakan pada umumnya bersifat induktif dan kapasitif. Beban induktif memerlukan daya reaktif seperti transformator pada penyearah, motor induksi (AC) dan lampu TL, sedangkan beban kapasitif memancarkan daya reaktif. Daya reaktif merupakan daya yang tidak berguna sehingga tidak dapat diubah menjadi daya dan akan dibutuhkan untuk proses penyaluran energi listrik ke beban. Maka yang menyebabkan terjadinya pemborosan energi listrik adalah banyaknya peralatan induktif. Artinya dalam penggunaan energi listrik, pelanggan tidak hanya dibebani oleh daya aktif (kW) tetapi juga daya reaktif (kVAR). Penjumlahan kedua daya tersebut akan menghasilkan daya nyata (VA) yang merupakan daya yang disalurkan oleh PLN.

Salah satu syarat keandalan sistem penyaluran tenaga listrik yang harus dipenuhi untuk pelayanan kepada konsumen adalah mutu tegangan yang baik dan stabil. Meskipun kontinuitas penyaluran tenaga listrik dapat diandalkan, namun belum memungkinkan untuk menjaga tegangan yang konstan pada sistem penyaluran, sebab akan terjadi jatuh tegangan pada seluruh bagian sistem dan akan berubah-ubah seiring dengan perubahan beban. Sebagian besar beban memiliki faktor daya lagging dan pada dasarnya pada beban puncak, daya reaktif yang dibutuhkan oleh beban meningkat dan dapat lebih besar daripada yang dihasilkan oleh sistem.

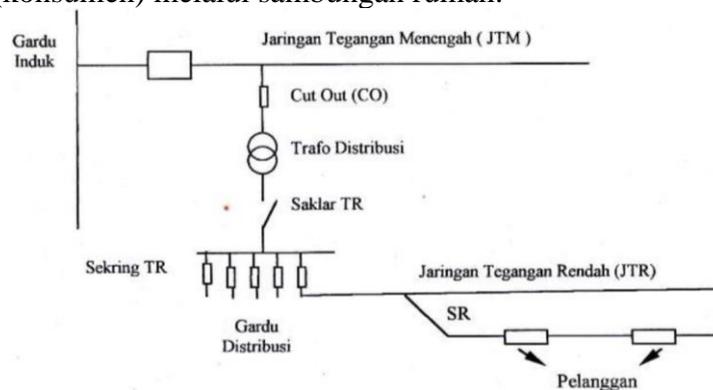
Penambahan daya reaktif dan luas penampang saluran dalam sistem memungkinkan adanya perbaikan dalam sistem berupa profil tegangan yang baik dan rugi-rugi daya yang lebih kecil. Perubahan tegangan pada dasarnya disebabkan oleh hubungan antara tegangan dan daya reaktif. Penurunan tegangan pada suatu penghantar sebanding dengan daya reaktif

yang mengalir dalam penghantar tersebut. Hasil pengamatan dan pengukuran sementara pada perumahan yang dilayani oleh jaringan Gardu Induk Distribusi PT.PLN (Persero) ULP Tanah Jawa menunjukkan adanya drop tegangan, dimana tegangan terukur sebesar 200,15 Volt. Penelitian ini diharapkan dapat memberikan solusi yang sangat konstruktif, sehingga rugi-rugi akibat resistansi pada saluran dapat dikurangi dan kebutuhan arus menurun serta tegangan kembali normal pada 220 Volt

LANDASAN TEORI

Sistem Distribusi

Jaringan setelah keluar dari GI biasanya disebut dengan jaringan distribusi. Setelah tenaga listrik disalurkan melalui distribusi primer, tenaga listrik tersebut kemudian diturunkan tegangannya di gardu distribusi menjadi tegangan rendah, kemudian disalurkan melalui Jaringan Tegangan Rendah untuk selanjutnya disalurkan ke rumah-rumah pelanggan PLN (konsumen) melalui sambungan rumah.



Gambar 1 Jaringan Tegangan Menengah (JTM), Tegangan Rendah (JTR) dan Sambungan Rumah ke Pelanggan

Dalam penyaluran tenaga listrik ke konsumen, tegangan yang digunakan berbeda-beda tergantung jenis konsumen yang dibutuhkan. Untuk konsumen industri biasanya digunakan tegangan menengah 20kV, sedangkan untuk konsumen rumah tangga digunakan tegangan rendah 220/380 V.

Drop Tegangan

Tegangan jatuh disebabkan oleh arus yang mengalir melalui resistansi kawat. Tegangan jatuh V pada penghantar bertambah jika arus I pada penghantar bertambah dan jika resistansi penghantar R_l juga bertambah. Tegangan jatuh tersebut bertanggung jawab terhadap rugi-rugi pada penghantar karena dapat menurunkan tegangan pada beban. Akibatnya, tegangan berada di bawah tegangan nominal yang dibutuhkan. Berdasarkan hal tersebut, tegangan jatuh yang diizinkan untuk instalasi arus tinggi sampai dengan 1.000 V ditetapkan sebagai persentase dari tegangan kerjanya. Sesuai dengan standar tegangan yang ditetapkan oleh PLN (SPLN), perancangan jaringan dibuat sedemikian rupa sehingga tegangan jatuh di ujung diterima sebesar 2%. Tegangan jatuh pada jaringan disebabkan oleh rugi-rugi tegangan akibat resistansi listrik (R) dan reaktansi (X). Tegangan jatuh fasa V_d pada penghantar yang mempunyai impedansi (Z) dan dialiri arus (I) dapat dijelaskan dengan rumus berikut:

$$D_d = I.Z \dots\dots\dots(1)$$

Dalam pembahasan ini yang dimaksudkan dengan jatuh tegangan (ΔV) adalah selisih antara tegangan kirim (V_s) dengan tegangan terima (V_r), maka jatuh tegangan dapat didefinisikan adala:

$$\Delta V = (V_s) - (V_r) \dots\dots\dots(2)$$

Akibat adanya hambatan pada penghantar, tegangan yang diterima konsumen (V_r) akan lebih kecil dari tegangan pengirim (V_s), sehingga terjadi penurunan tegangan (V_{drop}) yang merupakan selisih antara tegangan pada sisi pengirim dengan tegangan pada sisi penerima daya listrik. Penurunan tegangan relatif tersebut disebut pengaturan tegangan VR (voltage regulation) dan dinyatakan dengan rumus:

$$V_R = \frac{V_s - V_r}{V_r} \times 100\% \dots\dots\dots(3)$$

Maka:

- V_R = regulasi tegangan
- V_s = tegangan pada pangkal pengiriman
- V_r = tegangan pada ujung penerimaan

Untuk menghitung jatuh tegangan, maka reaktansi diperhitungkan, begitu pula faktor daya yang tidak sama dengan satu, maka dijelaskan metode perhitungannya. Dalam penyederhanaan perhitungan, diasumsikan beban-beban tersebut adalah beban tiga fasa yang seimbang dan faktor daya ($\cos \phi$) berada di antara 0,6 sampai dengan 0,85. Jatuh tegangan dapat dihitung berdasarkan rumus pendekatan hubungan berikut ini:

$$\Delta V = I(R \cdot \cos \phi + X \cdot \sin \phi)L \dots\dots\dots(4)$$

Maka :

- I = Arus beban (Ampere)
- R = Tahanan rangkaian (Ohm)
- X = Reaktansi rangkaian (Ohm)
- L = Panjang penghantar (m)

Besarnya jatuh tegangan dipengaruhi oleh beberapa faktor yaitu: Resistansi saluran, Arus saluran, Faktor daya ($\cos \phi$) dan Panjang saluran. Akibat adanya impedansi saluran dan beban maka terjadi selisih antara tegangan sumber (V_s) dengan tegangan penerima (V_r). Dimana tegangan penerima akan selalu lebih kecil dari tegangan sumber ($V_s > V_r$). Selisih tegangan tersebut disebut dengan jatuh tegangan (ΔV). Secara umum jatuh tegangan adalah $\Delta V = V_s - V_r$. Besarnya beban di suatu titik (kutub) tidaklah sama pada satu fasa dengan fasa yang lain, walaupun dilihat dari gardu induk, beban masing-masing fasa bisa saja sama, yang mana sebagian disebabkan oleh perilaku beban konsumen yang tidak teratur. Beban yang dilihat dari gardu induk tidak sama untuk setiap fasa, tentunya beban pada masing-masing kutub tidak sama. Pembagian atau penempatan beban pada masing-masing fasa tidaklah sama.

Menurut standar Perusahaan Listrik Negara (SPLN) No. 56-1 Tahun 1993, jatuh tegangan yang diijinkan pada masing-masing jenis sambungan, yaitu Jatuh tegangan pada jaringan tegangan menengah (JTM) diperbolehkan 2% dari tegangan kerja sebagaimana disebutkan pada ayat 22 untuk sistem yang tidak memanfaatkan STB (yaitu sistem Spindle dan Cluster). 5% dari tegangan kerja untuk sistem yang memanfaatkan STB, yaitu sistem radial di atas tanah dan sistem node. Jatuh tegangan pada trafo distribusi diperbolehkan 3% dari tegangan kerja. Jatuh tegangan pada sambungan tegangan rendah (STR) diperbolehkan sampai dengan 4% dari tegangan kerja tergantung pada rapat beban. Jatuh tegangan pada sambungan rumah (SR) diperbolehkan 1% dari tegangan nominal

Perhitungan Arus Beban Penuh Trafo

Daya transformator bila ditinjau dari sisi tegangan tinggi (primer) dapat dihitung dengan rumus

$$S = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \text{ (VA)} \dots\dots\dots(5)$$

Maka:

S = Daya transformator (kVA)

V = Tegangan sisi primer transformator (kV)

I = Arus jala-jala (A)

Sehingga untuk menghitung arus beban penuh (*full load*), dapat menggunakan rumus

$$I_{FL} = \frac{S}{\sqrt{3}.V} \text{ Ampere} \dots\dots\dots(6)$$

Maka:

I_{FL} = Arus beban penuh (A)

S = Daya transformator (kVA)

V = Tegangan sisi sekunder transformator (kV)

METODE PENELITIAN

Jenis Data Penelitian

Jenis data yang diperlukan untuk melakukan analisis perhitungan ialah

a. Data Primer

Data yang diperoleh dari hasil pengukuran Data trafo Gardu distribusi PT.PLN (Persero) ULP Tanah Jawa, Data arus dan tegangan pada gardu distribusi

b. Data Skunder

Data yang diperoleh dari referensi (buku, jurnal, dan PLN), Data spesifikasi transformator dan Data standar jenis-jenis dan ukuran saluran/kabel

Tabel 1 Variabel Analisis

No	Variabel	Simbol	Satuan
1	Ketidakseimbangan beban trafo		%
2	Losses akibat adanya arus pada penghantar netral trafo	P _N	Watt
3	Losses akibat arus netral yang mengalir ke tanah	P _G	Watt

Analisis perhitungan ketidakseimbangan beban pada penelitian ini, difokuskan pada

a. Arus beban penuh trafo.

b. Arus rata-rata trafo pada siang dan malam hari.

c. Presentasi pembebanan trafo pada siang dan malam hari.

d. Ketidakseimbangan beban trafo pada siang dan malam hari.

e. Losses akibat adanya arus pada penghantar netral trafo untuk Luas Penampang Penghantar Netral 50 mm² pada siang dan malam hari.

f. Losses akibat adanya arus pada penghantar netral trafo untuk luas penampang penghantar netral 70 mm² pada siang dan malam hari.

g. Losses akibat adanya arus pada penghantar netral trafo untuk luas penampang penghantar netral 95 mm² pada siang dan malam hari.

h. Losses akibat arus netral yang mengalir ke tanah pada siang dan malam hari.

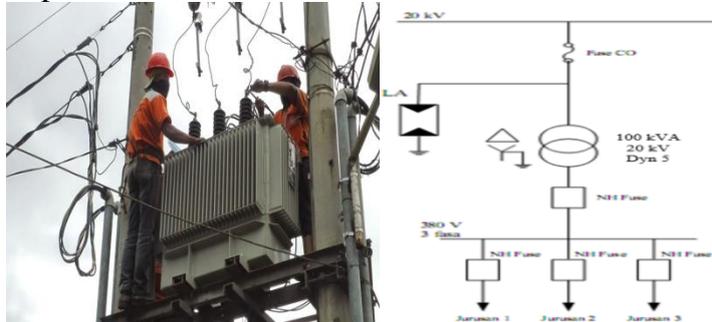
i. Kesimpulan

HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil penelitian diperoleh dari sumber data PT (Persero) PLN Tanah Jawa, pengukuran pada ujung penghantar. Hasil dan data yang diperoleh pada bulan September 2023.

Buatan Pabrik : Starlite
Tipe : Outdoor
Daya : 100 kVA

Tegangan Kerja : 20 kV / 400 V
 Arus : 5 – 250 A
 Hubungan : Dyn5
 Impedansi : 4%
 Jumlah Trafo : 1 x 3 fasa



Gambar 2. Trafo Distribusi dan Single line 100 kVA

Data hasil pengukuran dapat dilihat pada tabel di bawah ini:

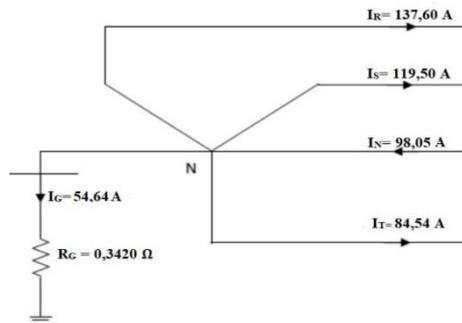
Tabel 2 Hasil pengukuran trafo distribusi 100 kVA siang hari

Phasa	S (kVA)	Vp	I (Ampere)	Cosφ
R	29,25	213	137,60	0,82
S	25,66	215	119,50	0,84
T	18,57	220	84,54	0,85
IN	98,05 A			
IG	49,75 A			
RG	0,3420 Ω			

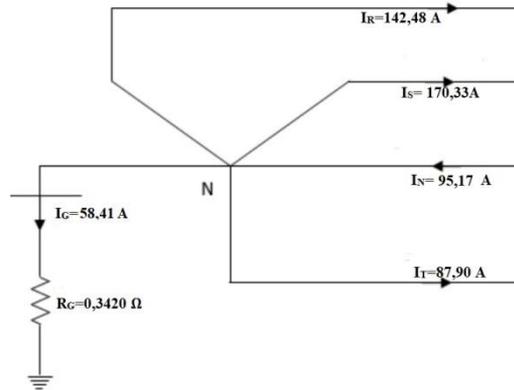
Tabel 3 Hasil pengukuran trafo distribusi 100 kVA Malam Hari

Phasa	S (kVA)	Vp	I (Ampere)	Cosφ
R	37,44	209	179,21	0,82
S	35,92	211	170,33	0,84
T	19,15	218	87,90	0,85
IN	102,17 A			
IG	58,41 A			

Ukuran kawat kabel netral transformator sebesar 50 mm² (AAAC) dengan $R = 0,6452 \Omega/\text{km}$, Sedangkan kawat kabel untuk phasa memiliki diameter 70 mm² (AAAC) dengan $R = 0,4608 \Omega/\text{km}$, dan kawat kabel phasa juga memiliki diameter ukuran kabel 95 mm² (AAAC) dengan $R = 0,3096 \Omega/\text{km}$. Sedangkan untuk Ukuran kabel pentanahan transformator memiliki diameter sebesar 70 mm² (XLPE) dengan $R = 0,3420 \Omega/\text{km}$. Skema Aliran Arus disisi sekunder pada siang dan malam hari ditunjukkan pada Gambar dibawah ini:



Gambar 3 Skema Aliran Arus di Sisi Sekunder Trafo pada Siang Hari



Gambar 4 Skema Aliran Arus di Sisi Sekunder Trafo pada Malam Hari

Perhitungan Pembebanan Trafo

a. Arus Beban Penuh Trafo

Perhitung arus beban penuh (*full load*) pada trafo distribusi, menggunakan persamaan Dibawah ini:

$$S = 100\text{ kVA}$$

$$V = 0,38\text{ kV}$$

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

$$= \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 980} = 152,11\text{ A}$$

b. Arus rata-rata trafo

Siang Hari

$$I_R = 137,60\text{ A}$$

$$I_S = 119,50\text{ A}$$

$$I_T = 84,54\text{ A}$$

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

$$= \frac{137,60 + 119,50 + 84,54}{3} = 133,88\text{ A}$$

Malam Hari

$$I_R = 179,21\text{ A}$$

$$I_S = 170,33\text{ A}$$

$$I_T = 87,90\text{ A}$$

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

$$= \frac{179,21 + 170,33 + 89,70}{3} = 145,81\text{ A}$$

a. Persentasi Pembebanan Trafo

Siang Hari

$$\%_{TL} = \frac{I_{Rata-Rata}}{I_{FL}} \times 100\% = \frac{133,88}{152,11} \times 100\%$$

$$= 88,01\%$$

Malam Hari

$$\begin{aligned} \%_{TL} &= \frac{I_{Rata-Rata}}{I_{FL}} \times 100\% = \frac{145,81}{152,11} \times 100\% \\ &= 95,85\% \end{aligned}$$

Dari perhitungan di atas terlihat bahwa pada saat malam hari (WBP = Waktu Beban Puncak) persentase pembebanan cukup tinggi yaitu mencapai 95,85 %.

Ketidak Seimbangan Beban

a. Siang Hari

Dengan menggunakan Rumus persamaan diatas, koefisien a, b, dan c dapat diketahui besarnya, dimana besarnya arus fasa dalam keadaan seimbang (I) = besarnya arus rata-rata ($I_{rata-rata}$)

$$I_R = a \cdot I_{Rata-Rata} \text{ Maka } a = \frac{I_R}{I_{Rata-Rata}} = \frac{137,60}{133,88} = 1,027$$

$$I_R = b \cdot I_{Rata-Rata} \text{ Maka } b = \frac{I_S}{I_{Rata-Rata}} = \frac{119,50}{133,88} = 0,892$$

$$I_R = c \cdot I_{Rata-Rata} \text{ Maka } c = \frac{I_T}{I_{Rata-Rata}} = \frac{84,54}{133,88} = 0,631$$

Pada keadaan seimbang, besarnya koefisien a, b dan c adalah 1. Dengan demikian, rata-rata ketidakseimbangan beban (dalam %) adalah:

$$\begin{aligned} &= \frac{\{|a-1| + |b-1| + |c-1|\}}{3} \\ &= \frac{\{|1,027-1| + |0,892-1| + |0,631-1|\}}{3} = 1,68\% \end{aligned}$$

b. Malam Hari

Dengan menggunakan Rumus persamaan diatas, koefisien a, b, dan c dapat diketahui besarnya, dimana besarnya arus fasa dalam keadaan seimbang (I) = besarnya arus rata-rata ($I_{rata-rata}$)

$$I_R = a \cdot I_{Rata-Rata} \text{ Maka } a = \frac{I_R}{I_{Rata-Rata}} = \frac{179,21}{145,81} = 1,229$$

$$I_R = b \cdot I_{Rata-Rata} \text{ Maka } b = \frac{I_S}{I_{Rata-Rata}} = \frac{170,33}{145,81} = 1,168$$

$$I_R = c \cdot I_{Rata-Rata} \text{ Maka } c = \frac{I_T}{I_{Rata-Rata}} = \frac{84,54}{145,81} = 0,579$$

Pada keadaan seimbang, besarnya koefisien a, b dan c adalah 1. Dengan demikian, rata-rata ketidakseimbangan beban (dalam %) adalah:

$$\begin{aligned} &= \frac{\{|a-1| + |b-1| + |c-1|\}}{3} \\ &= \frac{\{|1,229-1| + |1,168-1| + |0,579-1|\}}{3} = 2,72\% \end{aligned}$$

Dari perhitungan di atas terlihat bahwa baik pada siang hari maupun malam hari, ketidakseimbangan beban masih dalam toleransi dari batas maksimum nilai ketidakseimbangan beban yang di asumsikan PLN yakni sebesar 20%

Perhitungan Losses Akibat Adanya Arus pada Netral Trafo

a. Luas Penampang Penghantar Netral 50 mm²

Siang Hari

Dari tabel pengukuran dan dengan diatas maka dapat dihitung menggunakan persamaan *losses* akibat adanya arus pada penghantar netral trafo dapat dihitung sebagai berikut:

$$\begin{aligned} I_N &= 98,05 \text{ A} \\ R_N &= 0,6452 \ \Omega \\ PN &= I_N^2 \times R_N \\ &= 98,05^2 \times 0,6452 = 6202.825 \text{ Watt} \approx 6.202 \text{ kW} \end{aligned}$$

Dimana daya aktif trafo (P):

$$P = S \times \cos \phi,$$

Dimana $\cos \phi$ yang digunakan adalah 0,85 dan daya semu trafo (S) = 100 Kva

$$P = 100 \times 0,85 = 85 \text{ kW}$$

Sehingga, persentasi *losses* akibat adanya arus pada penghantar netral trafo ialah:

$$\begin{aligned} \%_{PN} &= \frac{P_N}{P} \times 100\% = \frac{6.202}{85} \times 100\% \\ &= 7,29\% \end{aligned}$$

Malam Hari

Dari tabel pengukuran dan dengan diatas maka dapat dihitung menggunakan persamaan *losses* akibat adanya arus pada penghantar netral trafo dapat dihitung sebagai berikut:

$$\begin{aligned} I_N &= 102,17 \text{ A} \\ R_N &= 0,6452 \ \Omega \\ PN &= I_N^2 \times R_N \\ &= 102,17^2 \times 0,6452 = 6735.054 \text{ Watt} \approx 6.735 \text{ kW} \end{aligned}$$

Sehingga, persentasi *losses* akibat adanya arus pada penghantar netral trafo ialah

$$\begin{aligned} \%_{PN} &= \frac{P_N}{P} \times 100\% = \frac{6.735}{85} \times 100\% \\ &= 7.92\% \end{aligned}$$

b. Luas Penampang Penghantar Netral 70 mm²

Untuk meminimalkan *losses* akibat adanya arus pada penghantar netral trafo, maka dilakukan perhitungan dengan menggunakan luas penampang penghantar netral sebesar 70 mm²

Siang Hari

$$\begin{aligned} I_N &= 98,05 \text{ A} \\ R_N &= 0,4608 \ \Omega \\ PN &= I_N^2 \times R_N \\ &= 98,05^2 \times 0,4608 = 4430.040 \text{ Watt} \approx 4.430 \text{ kW} \end{aligned}$$

Dimana daya aktif trafo (P):

$$P = S \times \cos \phi,$$

Dimana $\cos \phi$ yang digunakan adalah 0,85 dan daya semu trafo (S) = 100 Kva

$$P = 100 \times 0,85 = 85 \text{ kW}$$

Sehingga, persentasi *losses* akibat adanya arus pada penghantar netral trafo ialah:

$$\begin{aligned} \%_{PN} &= \frac{P_N}{P} \times 100\% = \frac{4.430}{85} \times 100\% \\ &= 5.21\% \end{aligned}$$

Malam Hari

$$\begin{aligned} I_N &= 102,17 \text{ A} \\ R_N &= 0,4608 \ \Omega \\ PN &= I_N^2 \times R_N \end{aligned}$$

$$= 102,17^2 \times 0,4608 = 4810.157 \text{ Watt} \approx 4.810 \text{ kW}$$

Dimana daya aktif trafo (P):

$$P = S \times \cos \varphi,$$

Dimana $\cos \varphi$ yang digunakan adalah 0,85 dan daya semu trafo (S) = 100 Kva

$$P = 100 \times 0,85 = 85 \text{ kW}$$

Sehingga, persentasi *losses* akibat adanya arus pada penghantar netral trafo ialah:

$$\begin{aligned} \%_{PN} &= \frac{P_N}{P} \times 100\% = \frac{4.810}{85} \times 100\% \\ &= 5.65\% \end{aligned}$$

c. Luas Penampang Penghantar Netral 95 mm²

Siang Hari

Dari tabel pengukuran dan dengan diatas maka dapat dihitung menggunakan persamaan *losses* akibat adanya arus pada penghantar netral trafo dapat dihitung sebagai berikut:

$$I_N = 98,05 \text{ A}$$

$$R_N = 0,3096 \Omega$$

$$PN = I_N^2 \times R_N$$

$$= 98,05^2 \times 0,3096 = 2976.433 \text{ Watt} \approx 2.976 \text{ kW}$$

Dimana daya aktif trafo (P):

$$P = S \times \cos \varphi,$$

Dimana $\cos \varphi$ yang digunakan adalah 0,85 dan daya semu trafo (S) = 100 Kva

$$P = 100 \times 0,85 = 85 \text{ kW}$$

Sehingga, persentasi *losses* akibat adanya arus pada penghantar netral trafo ialah:

$$\begin{aligned} \%_{PN} &= \frac{P_N}{P} \times 100\% = \frac{2.976}{85} \times 100\% \\ &= 3,50\% \end{aligned}$$

Malam Hari

$$I_N = 102,17 \text{ A}$$

$$R_N = 0,3096 \Omega$$

$$PN = I_N^2 \times R_N$$

$$= 102,17^2 \times 0,3096 = 3231.824 \text{ Watt} \approx 3.231 \text{ kW}$$

Dimana daya aktif trafo (P):

$$P = S \times \cos \varphi,$$

Dimana $\cos \varphi$ yang digunakan adalah 0,85 dan daya semu trafo (S) = 100 Kva

$$P = 100 \times 0,85 = 85 \text{ kW}$$

Sehingga, persentasi *losses* akibat adanya arus pada penghantar netral trafo ialah:

$$\begin{aligned} \%_{PN} &= \frac{P_N}{P} \times 100\% = \frac{3.231}{85} \times 100\% \\ &= 3.80\% \end{aligned}$$

Perhitungan *Losses* Akibat Arus Netral yang Mengalir ke Tanah

Losses akibat arus netral yang mengalir ke tanah pada siang hari dapat dihitung besarnya dengan menggunakan persamaan berikut ini:

Siang Hari

$$P_G = I_G^2 \times R_G, \text{ Dimana } I_G = 49,75 \text{ A dan } R_G = 0,3420 \Omega$$

$$= 49,75^2 \times 0,3420 = 0.846 \text{ Watt} \approx 0.846 \text{ kW}$$

Dengan demikian persentase *losses* nya yaitu:

$$\%_{PG} = \frac{P_G}{P} \times 100\% = \frac{0.846}{85} \times 100\%$$

$$= 0,99\%$$

Malam Hari

$$P_G = I_G^2 \times R_G, \text{Dimana } I_G = 58,41A \text{ dan } R_G = 0,3420\Omega$$

$$= 58,41^2 \times 0,3420 = 1012.473 \text{ Watt} \approx 10.12kW$$

Dengan demikian persentase losses nya yaitu:

$$\%_{PG} = \frac{P_G}{P} \times 100\% = \frac{1,012}{85} \times 100\%$$

$$= 1.19\%$$

Semakin besar arus netral yang mengalir pada penghantar netral transformator (IN), maka semakin besar pula rugi-rugi pada penghantar netral transformator (PN). Begitu pula sebaliknya, jika semakin besar arus netral yang mengalir ke tanah (IG), maka semakin besar pula rugi-rugi akibat arus netral yang mengalir ke tanah (PG). Dengan semakin besarnya arus netral dan rugi-rugi pada transformator, maka efisiensi transformator akan menurun. Jika ukuran kawat penghantar netral dibuat sama dengan kawat penghantar fasa (70 mm²), maka rugi-rugi arus netral akan menurun.

KESIMPULAN

Berdasarkan analisa data yang telah dilakukan, terlihat bahwa pengaruh ketidakseimbangan beban terhadap arus netral dan losses daya pada trafo gardu Distribusi PT.PLN (Persero) Tanah Jawa dapat disimpulkan sebagai berikut:

- Losses (rugi) daya akibat adanya arus pada penghantar netral (PN)
- Pada siang hari losses daya akibat adanya arus pada penghantar netral (PN) sebesar 7,29 %.
- Pada malam hari losses daya akibat adanya arus pada penghantar netral (PN) sebesar 7,92%.
- Losses (rugi) daya akibat arus netral yang mengalir ke tanah (PG)
- Pada siang hari losses daya akibat arus netral yang mengalir ke tanah (PG) sebesar 0,99 %.
- Pada malam hari losses daya akibat arus netral yang mengalir ke tanah (PG) sebesar 1,19 %

DAFTAR PUSTAKA

- Eka Rahma Daniati, Zuraidah Tharo, Siti Anisah, 2024. Analisis Penambahan Trafo Sisip Pada Jaringan 20 Kv Dalam Meningkatkan Mutu Tegangan, *Journal of Information Technology and Computer Science (INTECOMS)* Volume 7 Nomor 2, Tahun 2024e-ISSN : 2614-1574 p-ISSN : 2621-3249
- Anisah, Siti, Zuraidah Tharo, and Suhardi Suhardi. "Analisis Perbaikan Tegangan Ujung Pada Jaringan Tegangan Menengah 20 Kv Dengan Simulasi E-Tap (Studi Kasus Pt Pln (Persero) Rayon Kuala." *Prosiding Seminar Nasional Teknik UISU (SEMNASSTEK)*. Vol. 2. No. 1. 2019.
- I Gede Budiayasa, dkk. (2021). Rugi – Rugi Daya Akibat Pengaruh Ketidak Seimbangan Beban Terhadap Arus Netral Pada Efektifitas Penggunaan Daya Terpasang. *Jurnal SPEKTRUM* Vol. 8, No. 1 Maret 2021. Program Studi Teknik Fakultas Teknik Universitas Udayana. Bali: Universitas Udayana
- Badaruddin. (2012). Pengaruh Ketidakseimbangan Beban Terhadap Arus Netral Dan Losses Pada Trafo Distribusi Proyek Rusunami Gading Icon. Laporan Penelitian Teknik Elektro Fakultas

- Teknik. Jakarta: Universitas Mercubuana
- Zuraidah Tharo, Amani Darma Tarigan, Rahmadsyah Pulungan, 2018 Pengaruh Pemakaian Beban Tidak Seimbang Terhadap Umur Peralatan Listrik. RELE (Rekayasa Elektrikal dan Energi) : Jurnal Teknik Elektro Vol. 1, No. 1, Juli 2018, ISSN 2622 – 7002
- Nurainun Septiani, Sarma Thaha, Naely Muchtar, 2021. Analisis Drop Tegangan Pada Jaringan Tegangan Rendah PT. PLN (Persero) Unit Layanan Pelanggan (ULP) Panakkukang Prosiding Seminar Nasional Teknik Elektro dan Informatika (SNTEI) 2021 Makassar, 21 September 2021
- Septianissa Azzahra¹, Oktaria Handayani, Siti Auliya, 2019. Studi Perbaikan Jatuh Tegangan Dan Rugi Daya Pada Jaringan Tegangan Rendah Dengan Pembangunan Gardu Sisip Tipe Portal. Jurnal Kilat Vol. 8, No. 1, April 2019, P-ISSN 2089-1245, E-ISSN 2655-4925
- Fani Istiana Handayani*), Yuningtyastuti, and Agung Nugroho, 2016 Analisis Jatuh Tegangan Dan Rugi Daya Pada Jaringan Tegangan Rendah Menggunakan Software Etap 12.6.0” TRANSIENT, VOL.5, NO. 1, MARET 2016, ISSN: 2302-9927, 57
- Hamles L. Latupeirissa¹), Halamoan M. Muskita, Critter A, Leihitu, 2018. Analisis Kerugian Tegangan Pada Jaringan Tegangan Rendah (Jtr) 380/220 Volt Gardu Distribusi Politeknik Negeri Ambon. Jurnal Simetrik Vol.8, No.1, Juni 2018 p-ISSN: 2302-9579/e-ISSN: 2581-2866
- Marchelo C. de Queljoe¹ , Deny R. Pattiapon² , Marselin Jamlaay, 2020. Analisis Penyeimbangan Beban Pada Jaringan Tegangan Rendah Gardu Distribusi AMH02 Penyulang Amahai Di PT. PLN (Persero) ULP Masohi. ELKO Jurnal Elektro dan Komputer Vol. 1 No. 1, November 2020, p-ISSN: 2774-9428