

**ANALISIS ALIRAN DAYA TIDAK SEIMBANG PADA
PENYULANG DISTRIBUSI RADIAL AG.03 DI PT. PLN
(PERSERO) UP3 GORONTALO**

OLEH:

Moh. Putra Shandy Gurdam
T21 16 024

SKRIPSI



PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS ICHSAN GORONTALO

2021



**ANALISIS ALIRAN DAYA TIDAK SEIMBANG PADA
PENYULANG DISTRIBUSI RADIAL AG.03 DI PT. PLN
(PERSERO) UP3 GORONTALO**

Oleh:

Moh. Putra Shandy Gurdam
T21 16 024

SKRIPSI

Diajukan untuk memenuhi salah satu persyaratan memperoleh gelar kesarjanaan
di Program Studi Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Ichsan Gorontalo



**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS ICHSAN GORONTALO**

2021

HALAMAN PENGESAHAN

ANALISIS ALIRAN DAYA TIDAK SEIMBANG PADA PENYULANG DISTRIBUSI RADIAL AG.03 DI PT. PLN (PERSERO) UP 3 GORONTALO

Oleh

Moh. Putra Shandy Gurdan

T21 16 024

SKRIPSI

Dijukan untuk memenuhi salah satu persyaratan memperoleh gelar Sarjana
Program Studi Teknik Elektro di Fakultas Teknik, Skripsi ini telah disetujui oleh
tim pembimbing pada tanggal seperti yang tertera dibawah ini

Gorontalo, 5 Desember 2021

Pembimbing I



Muammar Zainuddin, ST., MT

NIDN: 0906018701

Pembimbing II



Frengki Eka Putra Surusa, ST., MT

NIDN: 0906018701

HALAMAN PERSetujuan

**ANALISIS ALIRAN DAYA TIDAK SEIMBANG PADA PENYULANG
DISTRIBUSI RADIAL AG.03 DI PT. PLN (PERSERO) UPS GORONTALO**

Oleh:

MOH. PUTRA SHANDY GURDAM

T21.16.024

Gorontalo, 11 Desember 2021
Diperiksa Oleh Panitia Ujian Sarjana Satu (S1)
Universitas Ichsan Gorontalo

1. Amelia Indah Pratiwi, ST., MT (Penguji I) 
2. Steven Humena, ST., MT (Penguji II) 
3. Ir. Stephan A. Hulukati, ST., MT., MKom (Penguji III) 
4. Muhammad Zainuddin, ST., MT (Pembimbing I) 
5. Frengki Eka Putra Surusa, ST., MT (Pembimbing II) 

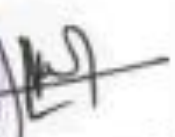
Mengetahui

Dekan Fakultas Teknik



Amru Siola, ST., MT
NIDN. 0922 027 502

Ketua Program Studi



Frengki Eka Putra Surusa, ST., MT
NIDN. 0906 018 504

LEMBAR PERNYATAAN

Yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : Moh. Putra Shandy Gurdam

NIM : T2116024

Kelas : Reguler

Program studi : Teknik Elektro

Dengan ini saya menyatakan bahwa

1. Karya tulis saya (skripsi) ini adalah asli dan belum pernah diajukan untuk mendapatkan gelar akademik (sarjana) baik di Universitas Ichsan Gorontalo maupun di Perguruan Tinggi lainnya.
2. Karya tulis ini adalah murni gagasan, rumusan dan penelitian saya sendiri, tanpa bantuan dari pihak lain kecuali arahan dari tim pembimbing.
3. Dalam karya tulis ini tidak terdapat karya atau pendapat yang telah dipublikasikan orang lain, kecuali secara tertulis dicantumkan sebagai acuan dalam naskah disebutkan nama pengarang dan dikantumkan dalam Daftar Pustaka.
4. Pernyataan ini saya buat dengan sesungguhnya dan apabila dikemudian hari terdapat penyimpangan dan ketidakbenaran dalam pernyataan ini, maka saya bersedia menerima sanksi akademik berupa pencabutan gelar akademik yang telah diperoleh karena karya tulis ini, serta sanksi lainnya sesuai norma yang berlaku di Universitas Ichsan Gorontalo.

Gorontalo, 11 Desember 2021



MOH. PUTRA SHANDY GURDAM

KATA PENGANTAR

Puji dan Syukur patut kita panjatkan kehadiran Allah SWT, karena berkat Rahmat dan Hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul **“Analisis Aliran Daya Tidak Seimbang Pada Penyulang Distribusi Radial Ag.03 di PT. PLN (Persero) UP3 Gorontalo”**. Skripsi ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat untuk menyelesaikan studi di Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Ichsan Gorontalo.

Dalam penyusunan skripsi ini banyak ditemukan kesulitan-kesulitan dan hambatan-hambatan, namun berkat pertolongan Allah SWT, serta bantuan dari berbagai pihak, segala kesulitan dan hambatan tersebut dapat diatasi, sehingga skripsi ini dapat diselesaikan. Untuk itu, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ibu DR. Hj, Juriko Abdussamad, M. Si , selaku Ketua Yayasan Pengembangan Ilmu Pengetahuan Teknologi (YPIPT) Ichsan Gorontalo.
2. Bapak DR. Abdul Gaffar Latjokke, M.Si, selaku Rektor Universitas Ichsan Gorontalo.
3. Kedua Orang Tua yang senantiasa memberikan doa dan dorongan, motivasi dan bantuan materil selama proses perkuliahan sampai saat sekarang.
4. Bapak Amru Siola, ST., MT selaku Dekan Fakultas Teknik Unisan Gorontalo.
5. Bapak Frengki Eka Putra Surusa, ST., MT selaku Ketua Program Studi Teknik Elektro Unisan Gorontalo.
6. Bapak Muammar Zainuddin, ST., MT selaku Pembimbing I
7. Bapak Frengki Eka Putra Surusa, ST., MT selaku Pembimbing II
8. Bapak dan Ibu Dosen Universitas Ichsan Gorontalo, Pegawai Staf Administrasi Fakultas Teknik Universitas Ichsan Gorontalo Khususnya Jurusan Teknik Elektro.
9. Semua rekan-rekan mahasiswa Strata Satu (S1) Program Studi Teknik Elektro Konsentrasi Sistem Tenaga Listrik Universitas Ichsan Gorontalo, yang telah memberikan semangat motivasi kepada penulis.

10. Semua rekan-rekan mahasiswa angkatan 2016 Strata Satu (S1) Fakultas Teknik Universitas Ichsan Gorontalo, yang telah banyak membantu dan memberikan motivasi kepada penulis.
11. Untuk Siti Safitra N. Ibrahim, Orang terpenting setelah orang tua yang selalu menemani dan memberi dukungan serta motivasi selama ini.

Penulis menyadari bahwa penyusunan proposal ini masih memiliki banyak kekurangan, karenanya penulis mengharapkan saran dan kritik yang sifatnya membangun agar dapat digunakan demi perbaikan proposal ini nantinya. Penulis juga berharap agar proposal ini akan memberikan banyak manfaat bagi yang membacanya.

Gorontalo, 5 Desember 2021

Moh. Putra Shandy Gurdam

ABSTRACT

This study aims to find the unbalanced power flow in the radial distribution feeder and obtain representations related to power losses and voltage drops contained in the AG.03 feeder by simulating Unbalanced Load Flow on ETAP 19.0.1, calculating the current and voltage imbalance values at distribution substation transformers, and also calculating the value of power losses and voltage drops due to load imbalance. The results of the program simulation show that the highest average voltage is found at the GKS 22 substation with 444 V and the lowest is at the GKT 30 substation with 363 V. The load that has the highest value is also found at GKT 22 with a phase A value of 112 amperes (A), phase B is 91 amperes (A), and phase C is 107 amperes (A). The highest total power losses (losses) that occur at the GKT 21 substation are 1.8 kW and 4.4 Kvar. The obtained losses in the conductor are in cable 15, namely 7.3 kW and 2 Kvar. The highest voltage drop also occurs on the GKT 16 bus with a value of 5.7% of phase A, 6.2% of phase B, and 3.4% of phase C. The benefits of unbalanced power flow analysis research can determine the impact caused and anticipate actions that can be taken to avoid the impact.

Keywords: load, stress, unbalanced, distribution system

ABSTRAK

Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui aliran daya tidak seimbang pada penyulang distribusi radial serta memperoleh representasi terkait rugi-rugi daya dan jatuh tegangan yang terdapat pada penyulang AG.03 dengan melakukan simulasi *Unbalance Load Flow* pada ETAP 19.0.1, Menghitung nilai ketidakseimbangan arus dan tegangan pada teransformator gardu distribusi juga menghitung nilai rugi-rugi daya dan jatuh tegangan akibat ketidakseimbangan beban. Hasil simulasi program menunjukkan bahwa tegangan rata-rata tertinggi terdapat pada gardu GKS 22 yaitu 444 V dan terendah terdapat pada gardu GKT 30 yaitu 363 V, diperoleh juga beban yang memiliki nilai paling besar terdapat pada GKT 22 dengan nilai fasa A sebesar 112 ampere (A), fasa B sebesar 91 ampere (A) dan phase C sebesar 107 ampere (A). Total rugi-rugi daya (*Losses*) tertinggi yang terjadi pada gardu GKT 21 yaitu 1,8 kW dan 4,4 Kvar, juga diperoleh *losses* pada penghantar terdapat pada kabel 15 yaitu 7,3 kW dan 2 Kvar. *Drop* tegangan yang paling tinggi juga terjadi pada bus GKT 16 dengan nilai fasa A 5,7%, fasa B 6,2% dan fasa C 3,4%. Manfaat dari penilitan analisis aliran daya tidak seimbang dapat mengetahui dampak yang ditimbulkan dan dapat dilakukan tindakan antisipasi untuk menghindari dampaknya.

Kata kunci: Beban, Tegangan, tidak seimbang, sistem distribusi.

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL.....	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
HALAMAN PERSETUJUAN.....	iii
LEMBAR PERNYATAAN	iv
KATA PENGANTAR.....	v
ABSTRACT	vii
ABSTRAK	viii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR TABEL.....	xii
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Masalah	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah	3
1.5 Manfaat Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 Tinjauan Pustaka	4
2.2 Sistem Tenaga Listrik	7
2.3 Pengelompokan Sistem Tenaga Listrik.....	7
2.4 Distribusi Tenaga Listrik	8
2.4.1 Gardu Induk	9
2.4.2 Gardu Hubung.....	9
2.4.3 Gardu Distribusi.....	10
2.5 Sistem Distribusi Primer	10
2.6 Sistem Distribusi Sekunder	10
2.7 Sistem Radial	11
2.8 Transformator	11
2.9 Aliran Daya.....	13
2.10 Sistem Tiga Fasa Tidak Seimbang.....	13
2.11 Rugi – Rugi Daya.....	15
2.12 Jatuh Tegangan	16
2.12.1 Penyebab Terjadinya Jatuh Tegangan.....	17
2.13 Metode Aliran Daya Tidak Seimbang	18
2.14 Voltage Unbalance Analysis	21
2.14.1 Voltage Unbalance Factor	21
2.14.2 Line Voltage Unbalance Rate.....	22
2.14.3 Phase Voltage Unbalance Rate.....	22
2.15 Software ETAP Power Station.....	24
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	25
3.1 Kerangka Konsep Penelitian.....	25

3.2	Alat dan Bahan.....	26
3.3	Lokasi dan Waktu Penelitian.....	26
3.4	Metode Penelitian	26
3.5	Alur Penelitian.....	27
3.6	Single Line AG.03	28
3.7	Data penghantar Penyulang AG.03.....	28
3.8	Spesifikasi Transformator	29
3.9	Data Jumlah Penyulang di GI. Anggrek	29
BAB IV	HASIL DAN PEMBAHASAN.....	30
4.1	Kondisi Sistem Tenaga Listrik Penyulang AG.03.....	30
4.1.1	Profil Beban Gardu Transformator Pada Penyulang	30
4.1.2	Profil Tegangan Sisi Sekunder Gardu Transformator Distribusi	33
4.1.3	Profil Arus Beban (Ampere) Masing-masing Transformator Gardu Distribusi.....	34
4.2	Analisis Aliran Daya Tidak Seimbang.....	35
4.2.1	Menghitung nilai MVAsc (MVA hubung singkat) pada sisi Primer Gardu Induk Anggrek	35
4.2.2	Menghitung nilai arus beban penuh (ampere) pada sisi primer transformator Gardu Induk Anggrek	35
4.2.3	Menentukan Persentasi Besaran Ketidakseimbangan Beban tiap Fasa pada masing-masing transformator Gardu Distribusi di Penyulang AG.03.....	36
4.3	Hasil Simulasi Ketidakseimbangan Tegangan, Arus, dan Daya.....	40
4.3.1	Ketidakseimbangan Tegangan Di Sisi Primer Transformator Gardu Distribusi.....	40
4.3.2	Ketidakseimbangan tegangan (V_{L-L}) Sisi Sekunder Transformator Gardu Distribusi.....	45
4.3.3	Ketidakseimbangan tegangan (V_{L-N}) Sisi Sekunder Transformator Gardu Distribusi.....	51
4.3.4	Jatuh Tegangan (<i>Drop Voltage</i>).....	57
4.3.5	Arus Beban Tidak Seimbang	60
4.3.6	Aliran Daya Tidak Seimbang	64
4.4	Losses Pada Penghantar	68
4.5	Analisis Ketidakseimbangan Tegangan	71
4.5.1	Faktor Ketidakseimbangan Tegangan (<i>Voltage Unbalanced Factor-VUF</i>) pada saluran 20 kV (IEC Standard 61000-2-2).....	72
4.5.2	Rating Ketidakseimbangan Tegangan Saluran (<i>Line Voltage Unbalanced Rate-LVUR</i>) pada saluran 20 kV (NEMA Standard)..	73
4.5.3	Rating Ketidakseimbangan Tegangan Phase (<i>Phase Voltage Unbalanced Rate-PVUR</i>) pada saluran 20 kV (IEEE Standard)	73
4.5.4	Analisis Rating Ketidakseimbangan Tegangan Saluran (<i>Line Voltage Unbalanced Rate Analysis- LVUR</i>).....	77

4.5.5 Analisis Rating Ketidakseimbangan Tegangan Phase (<i>Phase Voltage Unbalanced Rate-PVUR</i>).....	79
4.5.6 Analisis Faktor Ketidakseimbangan Tegangan (<i>Voltage Unbalanced Factor-VUR</i>).....	81
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	84
5.1 Kesimpulan	84
5.2 Saran	85
DAFTAR PUSTAKA	86
LAMPIRAN	

DAFTAR TABEL

1. Tabel 3.1. Data Penghantar Penyulang AG.03	28
2. Tabel 3.2. Spesifikasi Teknik Transformator.....	29
3. Tabel 4.1. Daya Terpasang Pada Transformator Penyulang AG.03	30
4. Tabel 4.2. Beban Dari Masing-masing Gardu Distribusi	37
5. Tabel 4.3. Tegangan dan Sudut Phase pada Sisi Primer	41
6. Tabel 4.4. Vektor Tegangan Sisi Primer pada Salah Satu Gardu (GKS.018).....	44
7. Tabel 4.5. Tegangan (V_{L-L}) dan Sudut Phase Sisi Sekunder Gardu Distribusi.....	45
8. Tabel 4.6. Vektor Tegangan (V_{L-L}) Dari Salah Satu Gardu (GKS.018)	50
9. Tabel 4.7. Tegangan (V_{L-N}) Sisi Sekunder Transformator Gardu Distribusi... ..	51
10. Tabel 4.8. Vektor Tegangan (V_{L-N}) Sisi Sekunder Pada Salah Satu Gardu (GKS.018).....	56
11. Tabel 4.9. Persentase Jatuh Tegangan	57
12. Tabel 4.10. Beban dan Sudut Phase Sisi Sekunder.....	60
13. Tabel 4.11. Arus dan Sudut Arus pada Salah Satu Gardu (GKS.018).....	63
14. Tabel 4.12. Aliran Daya pada Gardu Distribusi	64
15. Tabel 4.13. Rugi-rugi Daya (<i>Losses</i>) pada Penyulang.....	68
16. Tabel 4.14. Hasil Simulasi %LVUR, %PVUR dan VUF pada ETAP 19.0.1.....	73
17. Tabel 4.15. Aliran Daya Tidak Seimbang Gardu Distribusi.....	83

DAFTAR GAMBAR

1. Gambar 2.1. Sistem Tenaga Listrik	7
2. Gambar 2.2. Pembagian Tegangan Sistem Tenaga Listrik	8
3. Gambar 2.3. Konfigurasi Sistem Radial	11
4. Gambar 2.4. Tipe Cangkang dan Tipe Inti.....	13
5. Gambar 2.5. Jaringan Tiga Fasa.....	14
6. Gambar 2.6. Diagram Arus Seimbang.....	18
7. Gambar 2.7. Diagram Arus Tidak Seimbang.....	19
8. Gambar 2.8. Bentuk Saluran Tiga Fasa Empat Kabel Sistem Distribusi...	19
9. Gambar 3.1. Kerangka Penulitian	25
10. Gambar 3.2. Diagram Alir (<i>Flowchart</i>) Penelitian.....	27
11. Gambar 3.3. Single Line Diagram Penyulang AG.03.....	28
12. Gambar 4.1. Grafik Daya Terpasang dan Beban kVa pada Masing-masing Trafo	33
13. Gambar 4.2. Grafik Tegangan Rata-rata dan Beban kW Masing-masing Transformator Gardu Distribusi.....	34
14. Gambar 4.3. Grafik Arus Beban Masing-masing Transformator Gardu Distribusi.....	34
15. Gambar 4.4. Grafik Ketidakseimbangan Beban	40
16. Gambar 4.5 Grafik Tegangan pada Sisi Primer	43
17. Gambar 4.6. Sudut Tegangan Phase R, S dan T pada Sisi Primer Gardu Distribusi.....	44
18. Gambar 4.7. Vektor Tegangan Sisi Primer pada Salah Satu Gardu	45
19. Gmabar 4.8. Grafik Tegangan dan Sudut Phasa A	48
20. Gambar 4.9. Grafik Tegangan dan Sudut Phasa B	48
21. Gambar 4.10. Grafik Tegangan dan Sudut Phase C	49
22. Gambar 4.11. Grafik Tegangan Sisi Sekunder	49

23. Gambar 4.12. Grafik Sudut pada Masing-masing Phasa Gardu Distribusi ...	50
24. Gambar 4.13. Vektor Tegangan Sisi Sekunder.....	51
25. Gambar 4.14. Grafik Tegangan dan Sudut Phasa A	54
26. Gambar 4.15. Grafik Tegangan dan Sudut Phasa B	54
27. Gambar 4.16. Grafik Tegangan dan Sudut Phase C	55
28. Gambar 4.17. Grafik Tegangan Sisi Sekunder	55
29. Gambar 4.18. Grafik Sudut Phasa Sisi Sekunder	56
30. Gambar 4.19. Vektor Tegangan Sisi Sekunder.....	57
31. Gambar 4.20. Grafik Beban pada Sisi Sekunder	63
32. Gambar 4.21. Vektor Arus Sekunder GKS.018.....	64
33. Gambar 4.22. Grafik Aliran Daya (MW) dari Masing-masing Gardu Distribusi.....	67
34. Gambar 4.23. Grafik Aliran Daya (Mvar) dari Masing-masing Gardu Distribusi.....	67
35. Gambar 4.24. Grafik Rugi-rugi Daya (<i>Losses</i>) pada Penyulang.....	71
36. Gambar 4.25. Grafik %LVUR ETAP Sisi Primer (a) dan Sekunder (b) ...	77
37. Gambar 4.26. Grafik %LVUR Perhitungan Manual Sisi Primer (a) dan sekunder (b)	78
38. Gambar 4.27. Grafik %PVUR ETAP Sisi Primer (a) dan Sekunder (b) ...	79
39. Gambar 4.28. Grafik %PVUR Perhitungan Manual Sisi Primer (a) dan Sekunder (b).....	80
40. Gambar 4.29. Grafik %VUF ETAP Sisi Primer (a) dan Sekunder (b)	81
41. Gambar 4.30. Grafik %VUF Perhitungan Manual Sisi Primer (a) dan Sekunder (b).....	82

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Saat ini energi listrik sangatlah penting, baik untuk penduduk yang tinggal di perkotaan maupun di desa terpencil sekalipun. Pada umumnya sistem tenaga listrik terbagi atas empat bagian penting, ialah pembangkit, transmisi, distribusi dan beban. Prosedur pengiriman energi listrik dilaksanakan dengan cara bergiliran mulai dari sistem pembangkit yang selanjutnya dialirkan ke jaringan transmisi, dan dikirimkan ke konsumen dengan sistem distribusi. Seiring meningkatnya penggunaan peralatan elektronik maka kebutuhan energi listrik bagi masyarakat semakin meningkat[1].

Studi aliran daya sangat penting dilakukan untuk analisis sistem tenaga pada tahap perencanaan maupun operasi. Masalah yang sering terjadi pada sistem distribusi yaitu mengenai ketidakseimbangan. Ketidakseimbangan biasanya terjadi karena impedansi urutan saluran dan transformator yang tidak seimbang, pembebanan tidak seimbang, dan gangguan hubung singkat yang terjadi pada generator.[2] Hal tersebut mengakibatkan terjadinya ketidakseimbangan beban dan menimbulkan arus balik yang mengalir di penghantar netral menuju sumber arus netral. Tegangan tidak merata dapat mengakibatkan kegagalan penggunaan pada peralatan listrik seperti pada motor dan meningkatnya rugi-rugi yang terjadi pada saluran distribusi.

Berdasarkan standar SPLN 1:1995 batas toleransi yang diperbolehkan untuk nilai persentase ketidakseimbangan tegangan adalah maksimal 2%[3].

Menganalisis aliran daya tidak seimbang bisa disimulasikan dengan memakai *software* ETAP 12.6. Kemudian dianalisis untuk mengetahui factor-faktor yang dapat menimbulkan rugi - rugi daya sehingga dapat diminimalkan juga diperoleh penyelesaian untuk meningkatkan keunggulan di sistem distribusi energi listrik.

Berdasarkan hal ini, penulis melakukan penelitian terkait analisis aliran daya tidak seimbang pada penyulang, sehingga kelak bisa memperoleh representasi terkait rugi-rugi daya yang timbul dalam sistem distribusi serta cara menghitung berapa banyak rugi-rugi daya yang muncul di saluran tersebut, kemudian hasilnya dapat berguna dalam sistem distribusi energi listrik di saluran tegangan rendah.

1.2 Rumusan masalah

Rumusan masalah dalam penelitian ini ialah bagaimana kondisi aliran daya tidak seimbang pada saluran distribusi radial penyulang AG.03 dan dampaknya pada rugi-rugi daya serta jatuh tegangan.

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini ialah:

1. Menganalisa ketidakseimbangan arus dan tegangan pada transformator gardu ditribusi di penyulang AG.03.

2. Menghitung nilai jatuh tegangan dan rugi-rugi daya akibat ketidakseimbangan beban pada transformator distribusi di penyulang AG.03.

1.4 Batasan Masalah

Supaya penelitian ini lebih terarah dan menghindari pembicaraan terlalu luas, maka penulis mesti membatasinya. Batasan masalah pada penelitian ini yaitu sebagai berikut.

1. Penelitian ini dilakukan di PT. PLN (Persero) UP3 (Unit Pelaksana Pelayanan Pelanggan) Gorontalo pada jaringan distribusi.
2. Simulasi aliran daya tidak seimbang dengan memakai *software* ETAP 19.0.1.
3. Rugi - rugi daya yang dihitung berdasarkan data beban puncak.

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini adalah:

1. Mengetahui dampak yang ditimbulkan oleh adanya aliran daya tidak seimbang.
2. Menentukan tindakan antisipasi (sistem proteksi) yang dapat dilakukan untuk menghindari dampak dari aliran daya tidak seimbang.
3. Dapat menjadi rujukan / bahan evaluasi peningkatan kualitas profil tegangan di penyulang.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Tinjauan Pustaka

Dalam penulisan ini peneliti mencari informasi dari berbagai penelitian-penelitian yang dilakukan sebelumnya untuk digunakan sebagai bahan perbandingan baik dari segi kekurangan ataupun kelebihan dari penelitian yang sudah dilakukan. Selain dari itu penulis mengumpulkan informasi dari jurnal, buku-buku dan skripsi yang sudah ada untuk mendapatkan informasi, baik dari segi judul maupun teori yang berkaitan dengan topik penelitian yang pernah digunakan untuk mendapatkan landasan teori ilmiah.

Rizki Tirta Nugraha (2014), alumni Universitas Brawijaya dengan penelitian “Analisis Rugi Daya Sistem Distribusi Dengan Peningkatan Injeksi Jumlah Pembangkit Tersebar”. Pada penelitian ini Rizki melaksanakan analisa terkait implementasi pembangkit tersebar disalah satu penyulang Gardu Induk Turen Kota Malang dengan memakai skenario lokasi bus dan daya pembangkit tersebar yang nakal diinjeksikan[4].

Nolky Jonal Hontong (2015), alumni Universitas Sam Ratulangi Manado melaksanakan penelitian terkait “Analisa Rugi-Rugi Daya Pada Jaringan Distribusi di PT. PLN Palu” penelitiannya bermaksud untuk menganalisa tegangan drop di saluran distribusi PT. PLN Kota Palu dengan memakai rumus jatuh tegangan. Dari hasil penelitian didapati penyulang Anggrek dan penyulang Matahari menghasilkan nilai jatuh tegangan sebesar

25,65% dan 14,98%, Menurut ini diakibatkan karena penghantar yang dipakai telah mencapai batas kemampuan penghantar[5].

Julen Kartoni S dan Edy Ervianto (2016), Telah melaksanakan penelitian tentang “Analisa Rekonfigurasi Pembebanan Untuk Mengurangi Rugi-rugi Daya Pada Saluran Distribusi 20 KV”. Dari penelitian ini dapat disimpulkan bahwa ada penyulang yang memiliki beban mendekati batas toleransi standar pembebanan. Penyulang tersebut ialah penyulang bangau sakti yang merupakan suatu penyulang dari *outgoing* GI garuda sakti. Untuk meminimalisir rugi-rugi daya dan jatuh tegangan, salah satu cara yang dipakai untuk melaksanakan modifikasi rekonfigurasi yang sudah ada. Dari hasil rekonfigurasi yang dilaksanakan, rekonfigurasi 4 mendapatkan hasil dimana penyulang bangau sakti tegangan drop yang terjadi telah kembali ke batas toleransi dan rugi-rugi daya mulai menurun[6].

Pangki Priambono (2013), Telah melakukan penelitian tentang “Analisis Aliran Daya Tiga Fasa Tidak Seimbang Menggunakan Metode K-Matrik Pada Sistem Distribusi 20 kV Kota Surabaya” hasil validasi metode analisa aliran daya menggunakan cara yang ditawarkan dengan hasil analisa aliran daya menggunakan software ETAP untuk 5 penyulang memiliki besar *mismatch* paling kecil 0,0209%. Sedangkan untuk semua penyulang memiliki besar *mismatch* sebesar 0.0991%.

Nazaruddin (2014), Telah melakukan penelitian tentang “Analisis Aliran Daya Tak Seimbang Pada Jaringan Distribusi Radial”. Studi aliran daya bertujuan untuk mendapati besar vektor tegangan dari tiap bus dan besar

aliran daya dari setiap penyulang saluran distribusi untuk keadaan beban tertentu dalam kondisi normal[7].

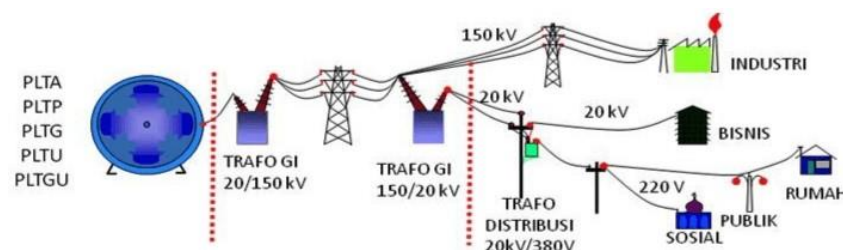
Frengki Eka Putra Surusa (2011), Telah melakukan penelitian mengenai “Perhitungan Rugi-rugi Daya Pada Trafo Distribusi Akibat Ketidakseimbangan Beban di Gardu 60 Jalan Panjaitan Kota Gorontalo” Secara umum rumah tangga, industri, perkantoran, ataupun perusahaan memakai peralatan listrik yang memiliki sifat induktif contohnya alat-alat elektronik, motor listrik, lampu TL, trafo serta peralatan tertentu yang memiliki sifat induktif. Adapun permasalahan yang timbul pada pemakaian yang telah dibahas yaitu pemakaian daya reaktif induktif untuk suatu kebutuhan daya semu menjadi lebih kecil, sehingga terjadi rugi-rugi daya pada trafo yang ditimbulkan oleh ketidakseimbangan beban di suatu sistem distribusi tenaga listrik dan adanya arus netral pada trafo. Sebelum melakukan penulisan maka perlu diketahui kapasitas trafo distribusi yang paling banyak digunakan, sehingga tidak terjadi kekeliruan ketika melakukan perhitungan. Secara umum trafo distribusi yang digunakan yaitu 200 KVA 3 fasa, arus 6,8-359 A, dengan impedansi 4%. Dalam perhitungannya ada perbedaan presentase pembebanan pada trafo distribusi yang terjadi saat malam hari dan saat siang hari yang bisa diketahui dari bentuk pemakaian daya listrik. Sehingga bisa diketahui saat beban puncak yang terjadi pada jam 18.00 WITA. Kesimpulannya bahwa disore hari ketidakseimbangan beban pada trafo tiang semakin besar dikarenakan pemakaian beban listrik yang tidak merata[8].

2.2 Sistem Tenaga Listrik

Umumnya sistem tenaga terdiri dari tiga komponen utama, adalah:

- a. Pembangkit energi listrik
- b. Penyaluran energi listrik dan
- c. Distribusi energi listrik

Sistem energi listrik pada masa sekarang merupakan sistem yang saling berhubungan terdiri dari pembangkitan, saluran transmisi dan saluran distribusi guna untuk mengirimkan daya listrik dari sumber pembangkit sampai pada konsumen. Untuk melengkapi syarat kerja sistem energi listrik, ketiga bagian tersebut tidak dapat dipisahkan.



Gambar 2.1 Sistem Tenaga Listrik

Pembangkit tenaga listrik membangkitkan energi listrik lalu di salurkan lewat saluran transmisi lalu didistribusikan ke beban. Sistem energi listrik sering kali disebut sistem tenaga, bahkan kadang kala biasanya disebut sistem. Penamaan suatu sistem energi listrik umumnya cakupan yang dilistriki[9].

2.3 Pengelompokan Jaringan Tenaga Listrik

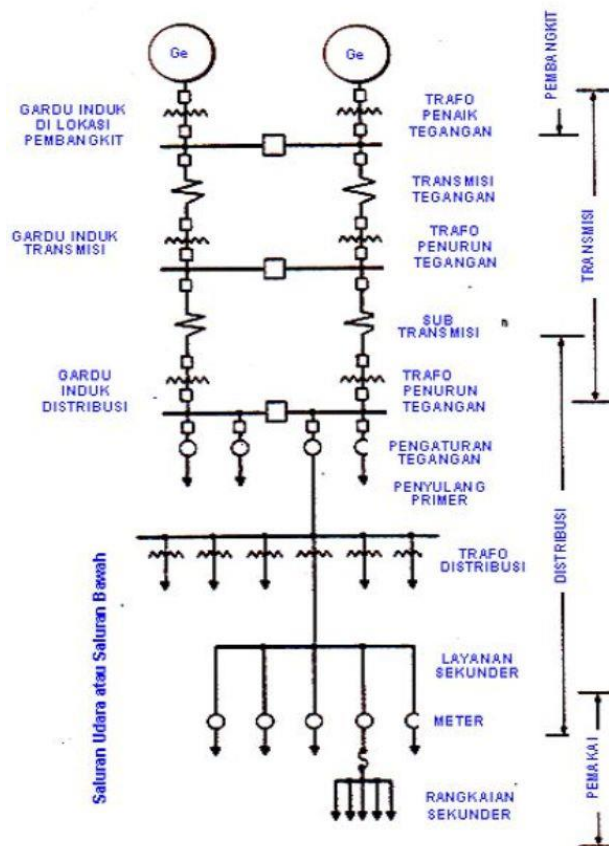
Untuk lebih mudah dan lebih sederhana, lalu dilakukan pembagian serta pembatasan-pembatasan seperti dibawah ini:

Bagian I : Pembangkit (*generation*).

Bagian II : Penyaluran (*transmission*), bertegangan tinggi (HV, UHV, EHV).

Bagian III : Distribusi primer / tegangan menengah (6 kV atau 20 kV).

Bagian IV : Di dalam bangunan pada beban/konsumen, instalasi, tegangan rendah.



Gambar 2.2 Pembagian tegangan sistem tenaga listrik

Berdasarkan pembagian tersebut, dapat diketahui bahwa bagian sistem distribusi terdapat pada bagian III dan IV[9].

2.4 Distribusi Tenaga Listrik

Sistem tenaga listrik memiliki bagian tegangan rendah ialah sistem distribusi. Sistem distribusi ini berfungsi untuk mengirimkan energi listrik

dari pusat energi listrik besar (*bulk power source*) menuju pada pelanggan. Pada masa sekarang keperluan tenaga listrik mulai naik, maka dari itu dibutuhkan pendistribusian tenaga listrik dari pusat pembangkitan sampai pada pelanggan yang memiliki keandalan yang tinggi.

Dalam pendistribusian energi listrik memerlukan bagian utama yang menunjang sistem distribusi energi listrik, ialah:

1. Gardu Induk (GI)
2. Gardu Hubung (GH)
3. Gardu Distribusi (GD)

2.4.1 Gardu Induk

Gardu induk ialah komponen sangat berarti pada distribusi energi listrik yang berperan sebagai pengelola daya. Gardu induk pula bertugas untuk menyalurkan energi listrik yang dihasilkan dari pembangkit menuju gardu induk lainnya dan juga gardu-gardu distribusi yang merupakan suatu interkoneksi distribusi energi listrik.

2.4.2 Gardu Hubung

Gardu hubung berperan menerima energi listrik dari gardu induk yang sudah diminimalisir jadi tegangan menengah serta mengirimkan ataupun membagi daya listrik tanpa merubah tegangan melalui jaringan distribusi primer (JTM) menuju gardu atau transformator distribusi. Gardu hubung merupakan satu gardu yang terdiri dari peralatan-peralatan hubung serta alat-alat control lainnya, namun tidak terdapat trafo daya. Alat pehubung yang ada pada gardu hubung adalah sakelar beban yang selalu dalam kondisi

terbuka (*normally open*), sakelar ini menutup jika penyulang utama mengalami gangguan.

2.4.3 Gardu Distribusi

Gardu distribusi merupakan tempat ataupun bangunan instalasi listrik yang peralatan-peralatan di dalamnya semacam pengaman, penghubung, pemutus, serta trafo distribusi digunakan buat mendistribusikan energi listrik sesuai kebutuhan pelanggan.

2.5 Sistem Distribusi Primer

Sistem distribusi primer umumnya terdapat diantara gardu induk (GI) dan gardu pembagi. Sistem ini mempunyai tegangan sangat besar dari tegangan dipakai buat pelanggan. Standar tegangan buat jaringan distribusi primer yaitu 6 kV, 10 kV, serta 20 kV (menurut standar PLN).

Saluran distribusi primer dibagi jadi 2 ialah saluran utama serta saluran cabang. Saluran utama biasanya disebut penyulang utama merupakan bagian dalam saluran distribusi tegangan menengah dengan luas penampang lebih besar. Sebaliknya saluran cabang ialah percabangan dari penyulang utama. Saluran cabang mempunyai luas penampang yang lebih kecil dibandingkan saluran utama.

2.6 Sistem Distribusi Sekunder

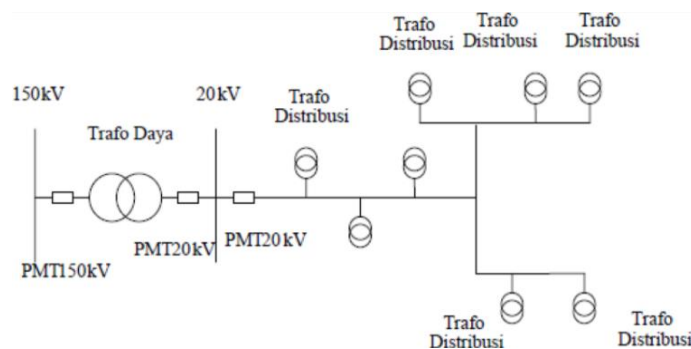
Sistem distribusi sekunder berperan menjadi pengirim energi listrik dari gardu pembagi menuju pelanggan energi listrik. Batasan tegangan saluran distribusi sekunder ialah 127/220 V model operasi lama, 220/380 V model operasi baru, dan 440/550 V buat kebutuhan industri.

Fungsi Pendistribusian energi listrik ialah:

- a. Menyalurkan energi listrik ke konsumen
- b. Merupakan bagian sistem energi listrik yang langsung terhubung pada konsumen, karena *power supply* pada konsumen dioperasikan langsung lewat saluran distribusi.

2.7 Sistem Radial

Sistem radial merupakan sistem yang mudah dan paling umum digunakan, mulai dari penyulang atau rangkaian tersendiri yang seakan-akan muncul dari sumber secara radial. Penyulang ini juga dapat dianggap sebagai suatu bagian utama dari saluran samping dan dihubungkan dengan transformator distribusi. Dengan itu gangguan di saluran samping tidak akan mengganggu saluran penyulang. Penggunaan sistem radial ini biasanya pada rumah sakit yang tidak boleh mengalami gangguan terlalu lama.



Gambar 2.3 Konfigurasi Sistem Radial

2.8 Transformator

Transformator merupakan perangkat listrik yang dapat memindahkan dan mengonversi arus listrik melalui satu rangkaian listrik ke rangkaian listrik yang lain berdasarkan prinsip induksi-elektromagnetik. Transformator dipakai

pada bidang energi listrik dan elektronika. Memakai trafo dalam sistem energi listrik memungkinkan energi yang hemat biaya demi setiap permintaan seperti kebutuhan akan tegangan tinggi dalam pendistribusian listrik jarak jauh.

Dibidang elektronika, trafo dipakai untuk gandengan impedansi antara pusat dan beban; Untuk memisahkan rangkaian satu dari rangkaian lainnya; dan untuk mencegah arus listrik DC sambil mengirimkan arus AC antar rangkaian.

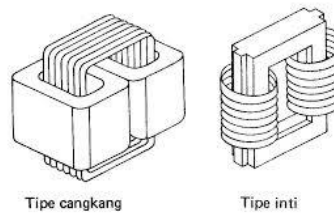
Frekuensi Trafo dikelompokkan sebagai berikut:

1. Trafo daya frekuensi kerjanya 50 Hz
2. Trafo pendengaran frekuensi kerjanya 20 Hz – 20 KHz
3. Trafo MF frekuensi kerjanya 455 KHz
4. Trafo RF frekuensi kerjanya > 455 KHz

Pemakaian transformator dikelompokkan jadi tiga bagian dalam bidang tenaga listrik yaitu:

1. Trafo Daya
2. Trafo Distribusi
3. Trafo Pengukuran

Cara kerja transformator berdasarkan induksi-elektromagnetik, menghendaki adanya gandengan magnet antara rangkaian primer dengan sekunder. Gandengan magnet ini berupa inti besi tempat melakukan fluks bersamaan. Berdasarkan lilitan pada inti, diketahui dua model trafo yaitu tipe cangkang dan tipe inti.[10]



Gambar 2.4 Tipe Cangkang dan Tipe Inti

2.9 Aliran Daya

Aliran daya ialah analisis yang dilakukan untuk mendapatkan informasi terkait aliran daya sistem dalam keadaan stabil. Informasinya sangat diperlukan buat mengevaluasi pengoperasian sistem energi juga menganalisa keadaan pembangkitan ataupun pembebanan.

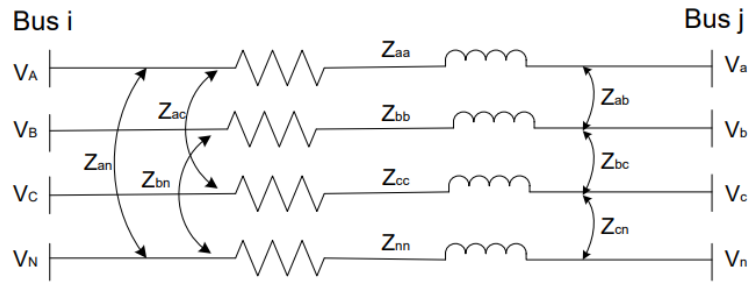
Analisa ini juga membutuhkan informasi aliran daya dalam keadaan normal atau darurat.[7]

Maksud dari aliran daya ialah untuk mencari besar vektor tegangan di setiap bus dan besar aliran daya dari setiap cabang pada suatu saluran dalam suatu keadaan beban tertentu saat keadaan stabil.[7]

2.10 Sistem Tiga Fasa Tidak Seimbang

Tolak ukur jaringan bisa ditentukan dengan cara yang sudah dikembangkan oleh Carson (1926). Sebuah matriks 4x4 yang memasukan induktansi sendiri dan induktansi bersama, dapat dituliskan sebagai berikut:

$$[Z_{abcn}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (1)$$



Gambar 2.5 Jaringan tiga fasa

V_N dan V_n yang ditunjukkan pada gambar 2.5, dituliskan sama dengan nol. Persamaan (1) dipakai tanpa diisikan pengaruh netral atau penghantar diketanahkan dan dipakai buat menghitung aliran daya tidak seimbang.

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2)$$

keterkaitan antar tegangan bus dan arus cabang dalam gambar 2.5 dapat ditulis:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{Aa} \\ I_{Bb} \\ I_{Cc} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (3)$$

Berdasarkan konsep elemen simetris maka impedansi susunan dari penghantar saluran transmisi ditetapkan perfasanya.

$$V^{abc} = I^{abc} Z^{abc} \dots\dots\dots (4)$$

$$Z^{abc} = \frac{V^{abc}}{I^{abc}} \dots\dots\dots (5)$$

Sehingga impedansi perfasa:

$$Z^{abc} = \frac{AV^{012}}{AI^{012}} \dots\dots\dots (6)$$

$$\frac{V^{012}}{I^{012}} = A^{-1} Z^{abc} A \dots\dots\dots (7)$$

Sehingga:

$$Z^{012} = A^{-1} Z^{abc} A \dots\dots\dots (8)$$

Persamaan (8) dapat ditulis:

$$Z^{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \dots\dots\dots (9)$$

Untuk merubah kembali impedansi urutan menjadi impedansi perfasa:

$$V^{012} = I^{012} Z^{012} \dots\dots\dots (10)$$

Subtitusikan persamaan $V_a^{012} = A^{-1} V^{abc}$ dan

$I^{012} = A^{-1} I^{abc}$ sehingga:

$$A^{-1} V^{abc} = Z^{012} A^{-1} I^{abc} \dots\dots\dots (11)$$

$$Z^{abc} = A Z^{012} A^{-1} \dots\dots\dots (12)$$

Persamaan di atas dapat ditulis:

$$Z^{abc} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{12} & Z_{22} \end{bmatrix} \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \dots\dots\dots (13)$$

2.11 Rugi-Rugi Daya

Rugi-rugi daya (*Losses*) pada sistem tenaga listrik sesuatu yang sering terjadi. Pada umumnya rugi-rugi daya ialah perbedaan total energi listrik yang dihasilkan dibandingkan dengan hasil energi listrik yang sampai pada pelanggan. Daya listrik yang dikirimkan oleh gardu induk (GI)/trafo distribusi

kepada konsumen mendapati rugi daya juga rugi tegangan, ini dikarenakan jaringan distribusi memiliki induktansi, tahanan dan kapasitas.

Rugi – rugi daya ialah hilangnya daya dengan jumlah yang sangat besar pada suatu saluran yang sama besar dengan daya yang dikirimkan dikurangi daya yang diterima. Rugi-rugi daya mengakibatkan kerugian pada perusahaan listrik. Kerugian tersebut diakibatkan karena energi yang diterima besarnya berbeda dibandingkan energi yang disalurkan.

Rugi – rugi daya dihitung dengan persamaan 14 yaitu:

$$P_{losses} = 3 \cdot I^2 \cdot R \text{ (watt)} \dots\dots\dots (14)$$

Keterangan:

P_{losses} = Rugi-rugi daya (Watt)

I = Arus yang mengalir (Amper)

R = Tahanan saluran (Ohm/meter)

2.12 Jatuh Tegangan

Jatuh tegangan ialah perbandingan antar tegangan ujung penerima dengan tegangan ujung pengirim. Jatuh tegangan merupakan besar tegangan yang lenyap dikonduktor listrik. Besar jatuh tegangan dapat dinyatakan dalam persen atau volt. Tegangan drop di saluran energi listrik umumnya berbanding terbalik dengan luas penampang konduktor serta berbanding lurus dengan panjang saluran dan beban.

Secara matematis bisa ditulis dengan persamaan 15 yaitu:

$$\Delta V = V_s - V_r \dots\dots\dots (15)$$

Keterangan:

ΔV = Jatuh tegangan (volt)

V_s = Tegangan di sisi pengirim (volt)

V_r = Tegangan di sisi penerima (volt)

Ataupun bisa ditulis ke model persen dalam persamaan 16 yaitu;

$$\Delta V (\%) = \frac{\Delta V}{V} \times 100\% \dots\dots\dots (16)$$

Keterangan:

$\Delta V (\%)$ = Rugi tegangan dalam persen (volt)

ΔV = Rugi tegangan (volt)

V = Tegangan kerja (volt)

Jatuh tegangan ialah tegangan yang terjadi pada beban. Jatuh tegangan disebabkan oleh arus yang mengalir pada tahanan pada konduktor. Jatuh tegangan (ΔV) lebih tinggi jika arus (I) dalam konduktor semakin besar dan juga tahanan konduktor (R) lebih tinggi pula.

Jatuh tegangan di suatu lokasi diakibatkan oleh komponen yang berbeda tegangan dalam suatu sistem tenaga dan dapat dipengaruhi oleh resistansi, reaktansi, dan impedansi pada saluran. Penurunan tegangan disebabkan dari dua faktor ialah rugi-rugi tegangan karena tahanan saluran dan rugi-rugi tegangan karena reaktansi induktif saluran.

2.12.1 Penyebab Terjadinya Jatuh Tegangan

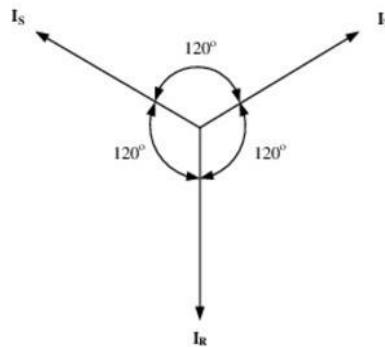
Jatuh tegangan diakibatkan oleh beberapa factor yaitu panjang saluran, besar beban pada suatu titik, pembagian beban, tahanan saluran, arus saluran dan factor daya.

1. Panjang saluran, dengan terdapatnya impedansi saluran maka tegangan penerima dan tegangan sumber memiliki perbedaan. Dimana tegangan penerima lebih minim dibanding tegangan sumber, selisih antara tegangan tersebut yang dinamakan jatuh tegangan.
2. Besar beban pada suatu titik berbeda.
3. Pembagian atau penempatan beban tidak sama.

2.13 Metode Aliran Daya Tidak Seimbang

Salah satu metode yang bisa dipakai untuk mengetahui aliran daya tidak seimbang ialah metode Newton Raphson yang dipakai sebagai pemecah kesulitan aliran daya pada jaringan distribusi.[7] Yang dimaksud dengan keadaan seimbang adalah suatu keadaan dimana:

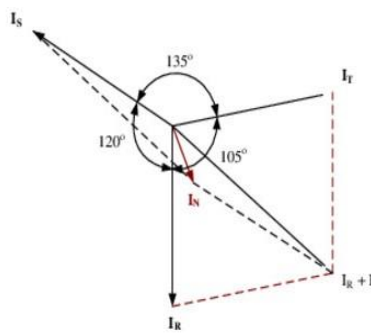
1. Ketiga vektor arus / tegangan sama besar.
2. Ketiga vektor saling membentuk sudut 120° satu sama lain.



Gambar 2.6. Diagram Arus Seimbang

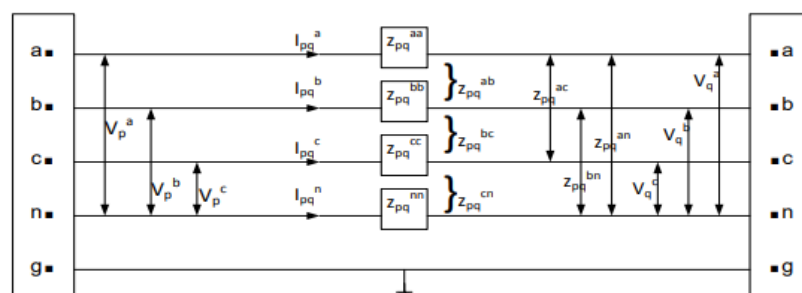
Sedangkan yang dimaksud dengan keadaan tidak seimbang adalah keadaan di mana salah satu atau kedua syarat keadaan seimbang tidak terpenuhi. Kemungkinan keadaan tidak seimbang ada 3 yaitu:

1. Ketiga vektor sama besar tetapi tidak membentuk sudut 120° satu sama lain.
2. Ketika vector tidak sama besar tetapi membentuk sudut 120° satu sama lain.
3. Ketiga vektor tidak sama besar dan tidak membentuk sudut 120° satu sama lain.



Gambar 2.7 Diagram Arus Tidak Seimbang

Bentuk saluran tiga fasa empat kabel antara bus p dan q dapat dilihat pada gambar 2.8 berikut.



Gambar 2.8 Bentuk Saluran Tiga Fasa Empat Kabel sistem Distribusi

Parameter saluran dapat ditetapkan dengan metode yang dikembangkan oleh Carson dan Levis. Matriks 4×4 dan mutual kopling di saluran tiga fasa bisa dilihat pada matriks di bawah.

Tegangan di sisi penerima untuk bentuk gambar saluran di atas dapat dituliskan pada persamaan berikut:

$$\begin{bmatrix} V_p^a \\ V_p^b \\ V_p^c \\ V_p^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_q^a \\ V_q^b \\ V_q^c \\ V_q^n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{pq}^{aa} & Z_{pq}^{ab} & Z_{pq}^{ac} & Z_{pq}^{an} \\ Z_{pq}^{ba} & Z_{pq}^{bb} & Z_{pq}^{bc} & Z_{pq}^{bn} \\ Z_{pq}^{ca} & Z_{pq}^{cb} & Z_{pq}^{cc} & Z_{pq}^{cn} \\ Z_{pq}^{na} & Z_{pq}^{nb} & Z_{pq}^{nc} & Z_{pq}^{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{pq}^a \\ I_{pq}^b \\ I_{pq}^c \\ I_{pq}^n \end{bmatrix} \dots\dots\dots (17)$$

Persamaan 17 dapat dituliskan dengan persamaan berikut:

$$\begin{bmatrix} V_p^{abc} \\ V_p^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_q^{abc} \\ V_q^n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{pq}^{abc} & Z_{pq}^n \\ Z_{pq}^n & Z_{pq}^{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{pq}^{abc} \\ I_{pq}^n \end{bmatrix} \dots\dots\dots (18)$$

Jika netral ditanahkan, tegangan V_p^n dan V_q^n dianggap sama. Maka dari baris pertama persamaan (18):

$$I_{pq}^n = -Z_{pq}^{nn^{-1}} Z_{pq}^{nT} I_{pq}^{abc} \dots\dots\dots (19)$$

Dengan mensubstitusikan persamaan (19) ke persamaan (18), didapat:

$$V_p^{abc} = V_q^{abc} + Z_{pq}^{abc} I_{pq}^{abc} \dots\dots\dots (20)$$

Dimana:

$$Z_{pq}^{abc} = Z_{pq}^{abc} - Z_{pq}^{nn^{-1}} Z_{pq}^{nT} = \begin{bmatrix} ze_{pq}^{aa} & ze_{pq}^{ab} & ze_{pq}^{ac} \\ ze_{pq}^{ba} & ze_{pq}^{bb} & ze_{pq}^{bc} \\ ze_{pq}^{ca} & ze_{pq}^{cb} & ze_{pq}^{cc} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (21)$$

I_{pq}^{abc} ialah vektor yang mengalir sepanjang saluran antara bus p dan bus q. jumlahnya sama dengan jumlah arus beban semua bus yang trlrtak di antara bus p dan q, ditambah dengan rugi-rugi arus sepanjang saluran antara bus p dan q setiap fasanya.

Sebaliknya tegangan di bus q dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan 22 [7]:

$$\begin{bmatrix} V_q^a \\ V_q^b \\ V_q^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_p^a \\ V_p^b \\ V_p^c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} ze_{pq}^{aa} & ze_{pq}^{ab} & ze_{pq}^{ac} \\ ze_{pq}^{ba} & ze_{pq}^{bb} & ze_{pq}^{bc} \\ ze_{pq}^{ca} & ze_{pq}^{cb} & ze_{pq}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{pq}^a \\ V_{pq}^b \\ I_{pq}^c \end{bmatrix} \dots\dots\dots(22)$$

2.14 Voltage Unbalance Analysis

ketidakseimbangan tegangan adalah suatu keadaan pada sistem tenaga listrik tiga phase dimana salah satu tegangan phase mempunyai besaran yang tidak simetris, perpindahan sudut phase tidak sama dengan 120° , atau kombinasi keduanya[11]. Di bagian ini, kami merangkum tiga definisi yang umum digunakan untuk ketidakseimbangan tegangan dari IEC[12], NEMA dan IEEE[13] bersama dengan beberapa pengamatan menarik[14].

2.14.1 Voltage Unbalanced Faktor (VUF)

Definisi IEC Menggunakan komponen simetris, atau lebih spesifik didefinisikan berdasarkan besaran tegangan urutan negatif dan positif, definisi VUF diadopsi oleh standar IEC 61000-2-2 dan juga disebut sebagai definisi "true"[12].

$$VUF [\%] = \frac{|V_n|}{|V_p|} \times 100 \dots\dots\dots(23)$$

Dimana :

$$V_p = \frac{V_a + a.V_b + a^2.V_c}{3}$$

$$V_n = \frac{V_a + a^2.V_b + a.V_c}{3}$$

Di sini V_n dan V_p merupakan fasa tegangan urutan negative dan positif, $a=\angle 120^\circ$; dan V_a, V_b, V_c adalah tiga fasa Line-Grounding fasa tegangan. Standar IEC ketidakseimbangan tegangan yang ditentukan kurang dari 2% untuk sistem tegangan rendah dan menengah.

2.14.2 Line Voltage Unbalance Rate (LUVR)

Definisi NEMA mengenai ketidakseimbangan tegangan, yang juga disebut sebagai line voltage unbalance rate (LUVR). Menghitung ketidakseimbangan menggunakan besaran tegangan Line-Line V_{ab}, V_{bc} , dan V_{ca} :

$$LVUR [\%] = \frac{\Delta V_L^{max}}{V_L^{avg}} \times 100 \dots\dots\dots(24)$$

Dimana :

$$V_L^{avg} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ca}}{3}$$

$$\Delta V_L^{max} = \max \{|V_{ab} - V_L^{avg}|, |V_{bc} - V_L^{avg}|, |V_{ca} - V_L^{avg}|\}$$

Untuk mematuhi standar NEMA MG-1 dan ANSI C84.1, ketidakseimbangan tegangan maksimum, sebagaimana didefinisikan tidak boleh melebihi 3% dalam kondisi tanpa beban. untuk ketidakseimbangan tegangan lebih besar dari 1%, motor induksi harus diturunkan oleh faktor yang sesuai.

2.14.3 Phase Voltage Unbalance Rate (PUVR)

Definisi IEEE yang biasa disebut sebagai phase voltage unbalance rate (PVUR), dihitung menggunakan besaran tegangan line to grounding V_a, V_b dan V_c [13]:

$$PVUR [\%] = \frac{\Delta V_P^{max}}{\Delta V_P^{avg}} \times 100 \dots\dots\dots(25)$$

$$V_P^{avg} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3},$$

$$\Delta V_P^{max} = \max \{|V_a - V_P^{avg}|, |V_b - V_P^{avg}|, |V_c - V_P^{avg}|\}$$

Standar IEEE 141-1993 [11] menetapkan bahwa ketidakseimbangan tegangan fasa dibatasi harus di bawah 2% untuk menghindari panas berlebih pada motor mendekati kondisi beban penuh.

Beberapa peneliti sebelumnya telah menyelidiki bagaimana metrik ketidakseimbangan tegangan yang berbeda. khususnya,[14] ditujukan untuk memperoleh hubungan analitis yang memungkinkan kita untuk mengikat nilai VUF menggunakan pengukuran LVUR dan PVUR. untuk tingkat ketidakseimbangan tegangan yang wajar, ditunjukkan bahwa VUF dibatasi oleh LVUR menggunakan hubungan berikut:

$$LVUR \lesssim VUF \lesssim \left(\frac{2}{\sqrt{3}}\right) . LVUR \dots\dots\dots(26)$$

Dapat diamati bahwa PVUR tidak memiliki hubungan langsung dengan LVUR atau VUF karena dihitung berdasarkan besar tegangan setiap fasa dan tidak menyertakan informasi tentang sudut antar fasa. Sebagai perbandingan, LVUR mencakup ukuran perkiraan ketidakseimbangan sudut fasa karena bergantung pada pengukuran besarnya tegangan Line – Line.

Pertimbangan praktis yang berbeda penting untuk definisi metrik ketidakseimbangan tegangan. Mungkin sulit untuk mengukur VUF karena memerlukan akses ke besaran tegangan dan sudut fasa relatif. Dalam jaringan distribusi dengan ketersediaan pengukuran tegangan yang terbatas, oleh karena itu lebih praktis untuk mengukur ketidakseimbangan tegangan

menggunakan LVUR atau PVUR, karena definisi ini hanya memerlukan pengukuran besarnya tegangan yang dapat diperoleh dengan menggunakan standar meter RMS.

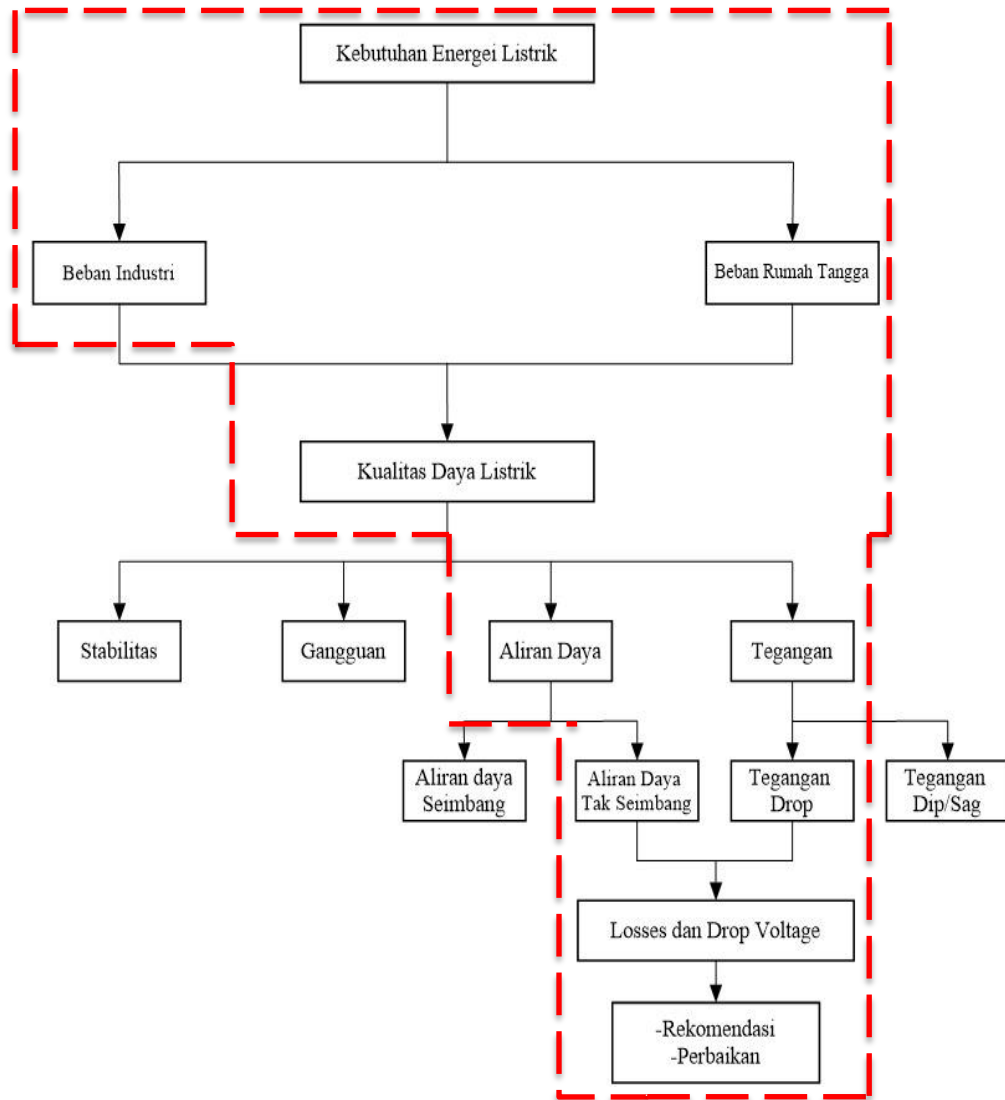
2.15 Software ETAP Power Station

ETAP *Power Station (Electrical Transient Analysis Program Power Station)* 19.0.1 adalah perangkat lunak full grafis yang sering dipakai sebagai media analisis untuk merancang dan mengetes keadaan sistem energi listrik secara *off line* dengan model simulasi, pemantauan data kerja secara *real time*, simulasi sistem *real time*, manajemen energi sistem dan simulasi *intelligent load shedding*, optimasi, ETAP *Power Station* juga menyajikan fasilitas *library* yang dapat mempermudah rancangan suatu sistem kelistrikan. ETAP *Power Station* juga digunakan dalam menggambar diagram satu garis secara grafis dan menyajikan berbagai analisa yaitu aliran daya (*Load Flow*), hubung singkat (*Short Circuit*), harmonisa, motor starting, *Transient stability*, *Protective Device Coordination* dan *Cable Derating*[15].

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Kerangka Konsep Penelitian



Gambar 3.1. Kerangka Penelitian

Dalam penelitian ini penulis menggunakan penelitian kuantitatif, karena data yang didapat nantinya berbentuk angka. Dari angka yang didapati akan dianalisa lebih lanjut dalam analisa data. Penelitian ini menentukan aliran daya tidak seimbang, menghitung rugi daya dan jatuh tegangan pada sistem

distribusi menggunakan program ETAP 19.0.1, dimulai dari pembagian kebutuhan energi listrik yang terbagi menjadi dua pada beban industri dan beban rumah tangga, kualitas daya listrik adalah permasalahan energi listrik yang mencakup stabilitas energi listrik, gangguan pada sistem energi listrik, aliran daya dan tegangan, penelitian ini hanya dibatasi pada analisis aliran daya tidak seimbang dan tegangan drop dimana dari hasil analisis akan didapati rugi-rugi daya dan drop voltage.

3.2 Alat dan Bahan

Alat dan bahan yang dipakai untuk penelitian ini ialah berupa Computer atau Laptop dan Software ETAP 19.0.1.

3.3 Lokasi dan Waktu Penelitian

Pelaksanaan penelitian berlangsung kurang lebih 3 bulan, yakni dari Juni s/d Agustus 2021. Lokasi penelitian ini bertempat disistem tenaga listrik pada PT. PLN (Persero) UP3 Gorontalo.

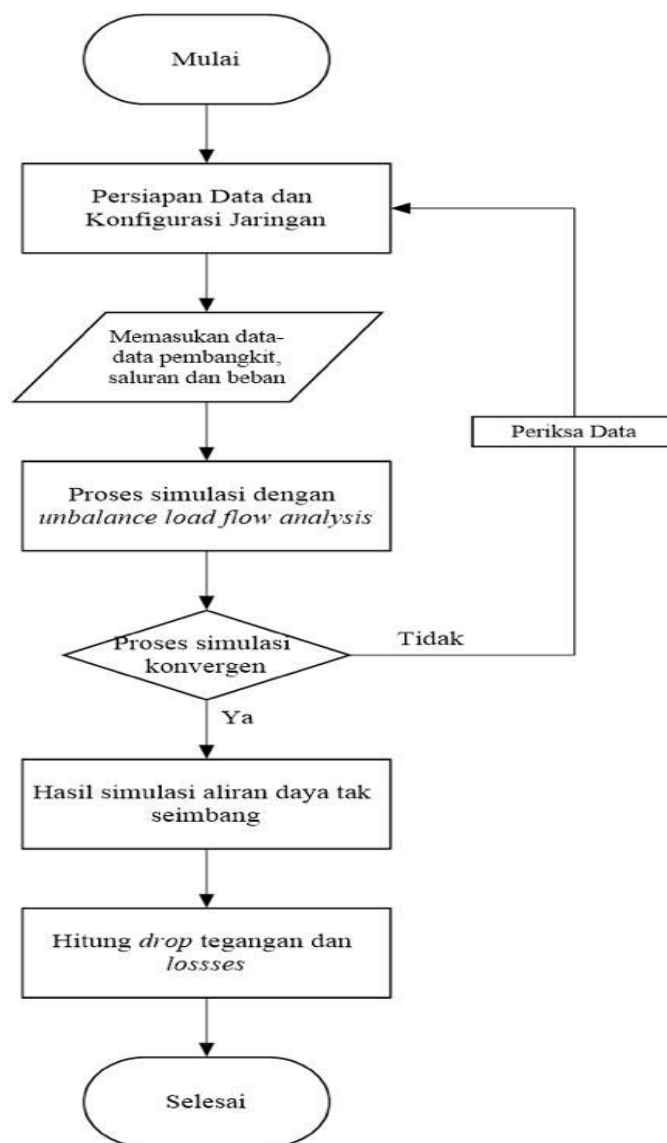
3.4 Metode Penelitian

Metode yang dipakai dalam mengumpulkan data dalam menyusun Laporan Tugas Akhir yaitu:

Pengambilan data dilakukan dengan cara mengumpulkan materi-materi yang berhubungan dengan penelitian ini, baik berasal dari internet, jurnal atau artikel ilmiah ataupun data real yang diberikan PT. PLN (Persero) UP3 Gorontalo.

3.5 Alur Penelitian

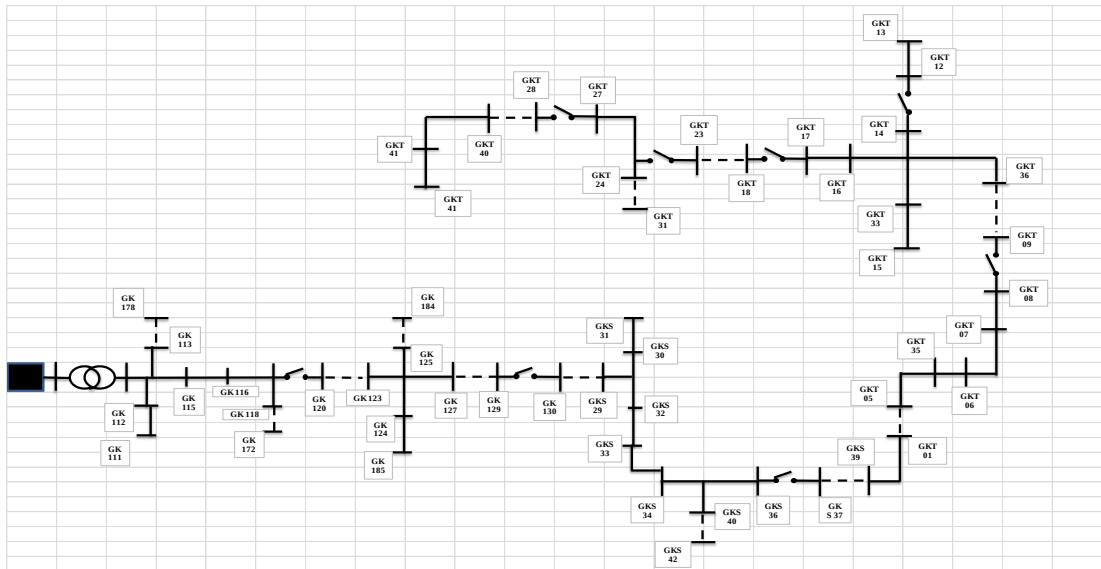
Langkah-langkah yang sistematis dalam penelitian ini harus diperhatikan, hal tersebut berguna untuk memberikan arahan agar mempermudah pemahaman tujuan yang ingin dicapai dalam proses penelitian. Langkah-langkah penelitian tersebut diperlihatkan pada gambar diagram alir penelitian di bawah ini:



Gambar 3.2 Diagram Alir (Flowchart) Penelitian

3.6 Single Line AG.03

Pemodelan *single line* jaringan distribusi radial pada penyulang AG.03 kelurahan GI Anggrek yang terdiri dari 112 transformator gardu distribusi.



Gambar 3.3. Single Line Diagram Penyulang AG.03

3.7 Data Penghantar Penyulang AG.03

Table 3.1. Data Penghantar Penyulang AG.03

PENYULANG	STATUS KEPEMILIKAN (PLN/Non PLN)	SUMBER SUPLAI	TITIK AKHIR	ULP	PENGHANTAR		
		(Pembangkit/GI /GH/REC/LBS)			Panjang KMs	Ukuran mm	Jenis
AG.03	PLN	GI Anggrek	LBS Tolango	Kwandang	5,7	95	AAA CS
		Recloser Monano	LBS Bulontio	Kwandang	30,55	70	AAA C
		LBS Bulontio	LBS Kasia	Kwandang	12,37	70	AAA C
		LBS Kasia	Tolinggula	Kwandang	72,68	70	AAA C
Total					121,25		

3.8 Spesifikasi Transformator

Table 3.2. Data Teknik Transformator

SPESIFIKASI TRANSFORMATOR	
MEREK	UNINDO
JENIS	TTUB150 / 20000
RATING	20 MVA 150/20 kV
JENIS PENDINGIN ATAU MINYAK	ONAN/ONAF
NO. SERI	A. 9715223

3.9 Data Jumlah Penyulang di GI. Anggrek

GI Anggrek memiliki 3 penyulang distribusi saluran udara tegangan menengah (SUTM) 20 kV diantaranya AG.01, AG.02 dan AG.03, dimana tiap-tiap penyulang memiliki panjang penghantar yang berbeda-beda, untuk AG.01 belum diketahui penulis, AG.02 memiliki panjang penghantar 43,28 KMs dari sumber suplai Gi Anggrek sampai ke titik akhirnya Gh Kwandang menggunakan jenis penghantar AAACS (*All Aluminium Alloy Conductor Shielded*), AG.03 memiliki total panjang penghantar 121,25 KMs dari sumber suplai Gi Anggrek sampai ke titik akhir yaitu tolinggula, jenis penghantarnya sama dengan penghantar yang di gunakan pada penyulang AG.02.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Kondisi Sistem Tenaga Listrik Penyulang AG.3

Penyulang AG.03 adalah salah satu penyulang Gardu Induk (GI) Anggrek yang memiliki Transformator Distribusi berjumlah 112 gardu, Penyulang AG.03 memiliki total panjang penghantar 121,25 KMs dimana sumber suplai/titik awal terletak di GI Anggrek dan titik akhir terletak di Tolinggula.

4.1.1 Profil Beban Gardu Transformator di Penyulang

Berikut ditampilkan tabel 4.1 Profil beban dan tegangan pada masing-masing gardu distribusi pada penyulang AG.03. Gambar 4.1 Grafik daya terpasang dan beban kVa pada masing – masing trafo.

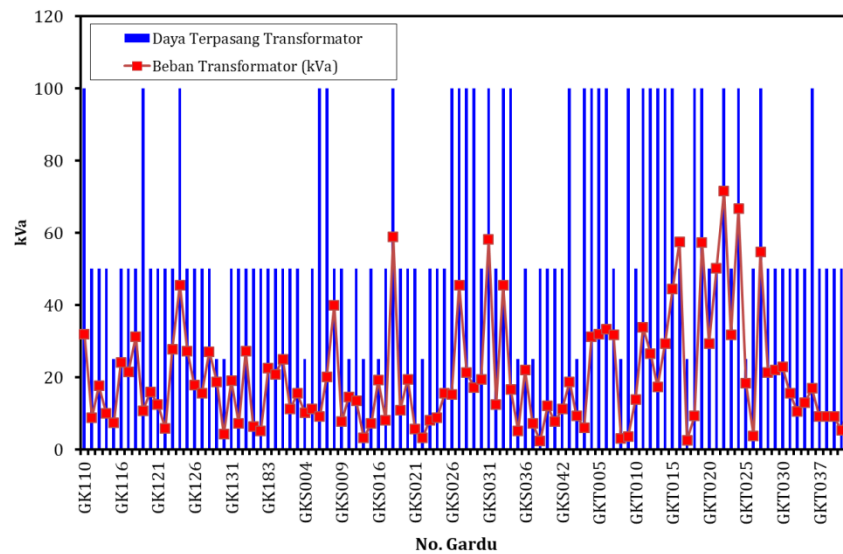
Tabel 4.1. Daya terpasang dan beban pada Transformator Penyulang AG.03

No. Gardu	Daya Terpasang Trafo	Beban Trafo (kVa)	Beban Trafo (kW)	Tegangan (L-L)	Amp.- Ph. A	Amp.- Ph. B	Amp.- Ph C
GK110	100	31,87	131,87	409	50	30	58
GK111	50	8,78	58,78	419	11	16	11
GK113	50	17,55	67,55	406	56	14	6
GK114	50	9,93	59,93	429	14	11	18
GK115	25	7,39	32,39	429	14	9	9
GK116	50	24,02	74,02	408	46	35	23
GK117	50	21,48	71,48	422	22	30	41
GK118	50	31,18	81,18	419	49	43	43
GK119	100	10,62	110,62	381	2	24	20
GK120	50	15,93	65,93	401	27	20	22
GK121	50	12,47	62,47	407	21	18	15
GK122	50	5,77	55,77	417	8	11	6
GK123	50	27,71	77,71	391	32	35	53
GK124	100	45,50	145,50	408	66	67	64
GK125	50	27,25	77,25	421	28	51	39
GK126	50	17,78	67,78	394	15	24	38
GK127	50	15,47	65,47	407	14	22	31
GK128	50	27,02	77,02	398	31	34	52
GK129	25	18,71	43,71	412	24	27	30
GK130	25	4,16	29,16	400	4	5	9

No. Gardu	Daya Terpasang Trafo	Beban Trafo (kVa)	Beban Trafo (kW)	Tegangan (L-L)	Amp.- Ph. A	Amp.- Ph. B	Amp.- Ph C
GK131	50	18,94	68,94	403	47	14	21
GK172	50	7,16	57,16	411	8	13	10
GK173	50	27,25	77,25	400	28	51	39
GK176	50	6,24	56,24	404	11	11	5
GK178	50	5,08	55,08	411	20	0	2
GK183	50	22,40	72,40	403	31	20	46
GK184	50	20,78	70,78	406	39	46	5
GK185	50	24,94	74,94	410	51	36	21
GKS001	50	0,00	50,00	377	0	0	0
GKS002	50	11,09	61,09	412	20	21	7
GKS003	50	15,47	65,47	415	17	33	17
GKS004	25	10,16	35,16	391	16	10	18
GKS005	50	11,09	61,09	408	23	9	16
GKS006	100	9,01	109,01	420	21	7	11
GKS007	100	20,09	120,09	432	35	21	31
GKS008	50	39,95	89,95	415	80,5	35,3	66,2
GKS009	50	7,62	57,62	416	10	12	11
GKS010	25	14,55	39,55	407	18,9	26,2	20,9
GKS013	50	13,39	63,39	418	23	10	25
GKS014	25	3,23	28,23	418	7	0	7
GKS015	50	7,16	57,16	433	17	7	7
GKS016	25	19,17	44,17	411	23	21	39
GKS017	50	8,08	58,08	412	9	9	17
GKS018	100	58,89	158,89	411	106	92	57
GKS019	50	10,85	60,85	394	12	23	12
GKS020	50	19,40	69,40	399	26	25	33
GKS021	50	5,54	55,54	407	7	11	6
GKS022	25	3,23	28,23	444	5	9	0
GKS023	50	8,08	58,08	390	9	13	13
GKS024	50	8,78	58,78	405	13	8	17
GKS025	50	15,47	65,47	417	23	15	29
GKS026	100	15,24	115,24	399	22	18	26
GKS027	100	45,50	145,50	396	78	73	46
GKS028	100	21,25	121,25	425	31	27	34
GKS029	100	17,09	117,09	407	35	15	24
GKS030	50	19,40	69,40	402	28	32	24
GKS031	100	58,20	158,20	402	77	82	93
GKS032	50	12,47	62,47	408	21	18	15
GKS033	100	45,50	145,50	402	75	58	64
GKS034	100	16,63	116,63	400	18	25	29
GKS035	25	5,08	30,08	365	5	11	6
GKS036	50	21,94	71,94	407	44	25	26
GKS037	25	7,16	32,16	423	14	9	8
GKS038	50	2,31	52,31	377	5	5	0
GKS039	50	12,01	62,01	383	26	10	16
GKS041	50	7,62	57,62	366	11	10	12
GKS042	50	11,09	61,09	391	14	19	15
GKT001	100	18,71	118,71	424	30	23	28
GKT002	25	9,24	34,24	403	16	7	17
GKT003	100	6,00	106,00	395	0	12	14

No. Gardu	Daya Terpasang Trafo	Beban Trafo (kVa)	Beban Trafo (kW)	Tegangan (L-L)	Amp.-Ph. A	Amp.-Ph. B	Amp.-Ph C
GKT004	100	31,18	131,18	380	34	38	63
GKT005	100	31,87	131,87	403	66	45	27
GKT006	100	33,26	133,26	395	62	37	45
GKT007	50	31,64	81,64	399	46	47	44
GKT008	25	3,00	28,00	366	0	13	0
GKT009	100	3,46	103,46	383	3	2	10
GKT010	50	13,86	63,86	400	36	8	16
GKT011	100	33,72	133,72	373	49	55	42
GKT012	100	26,56	126,56	413	34	41	40
GKT013	100	17,32	117,32	402	30	18	27
GKT014	100	29,33	129,33	416	47	32	48
GKT015	100	44,34	144,34	405	73	81	38
GKT016	50	57,50	107,50	378	86	96	67
GKT017	25	2,54	27,54	398	3	5	3
GKT018	100	9,24	109,24	390	16	7	17
GKT019	100	57,27	157,27	396	93	77	78
GKT020	50	29,33	79,33	403	42	50	35
GKT021	50	50,11	100,11	378	67	49	101
GKT022	100	71,59	171,59	404	112	91	107
GKT023	50	31,64	81,64	414	41	49	47
GKT024	100	66,74	166,74	391	99	106	84
GKT025	25	18,24	43,24	418	13	25	41
GKT026	50	3,70	53,70	413	6	6	4
GKT027	100	54,73	154,73	414	76	81	80
GKT028	50	21,25	71,25	406	34	35	23
GKT029	50	21,94	71,94	401	38	19	38
GKT030	50	22,86	72,86	363	43	28	28
GKT031	50	15,47	65,47	379	22	24	21
GKT032	50	10,39	60,39	395	19	12	14
GKT033	50	12,93	62,93	400	23	15	18
GKT034	100	16,86	116,86	376	27	25	21
GKT037	50	9,01	59,01	385	17	11	11
GKT038	50	9,01	59,01	392	18	8	13
GKT039	50	9,01	59,01	372	16	9	14
GKT040	50	5,31	55,31	391	6	7	10
GKT041	50	11,55	61,55	402	12	18	20

Dari hasil simulai ETAP yang disajikan pada tabel 4.1 terdapat daya terpasang, beban transformator, tegangan pada transformator distribusi sisi sekunder dan juga arus beban pada masing-masing transformator gardu distribusi sisi sekunder. Berikut karakteristik dalam bentuk grafik pada gambar 4.1 dan 4.2 yang terdapat pada tabel 4.1:

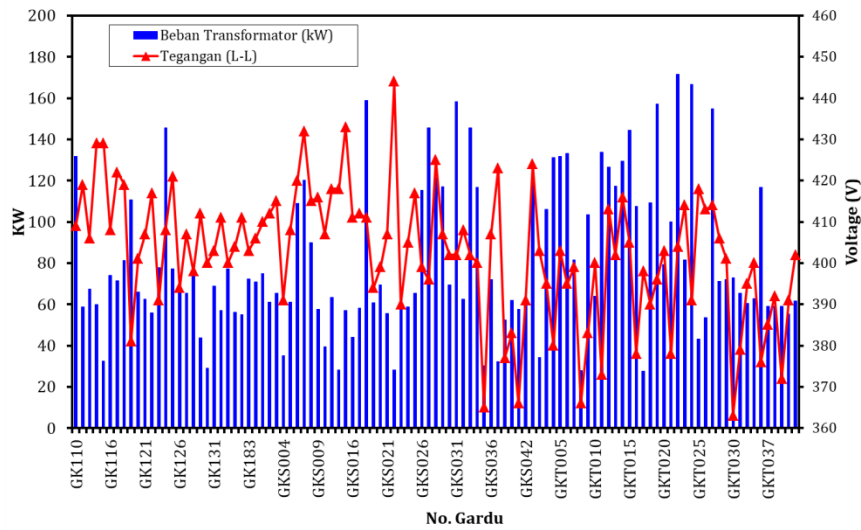


Gambar 4.1. Grafik Daya Terpasang dan Beban kVa Pada Masing – masing Trafo

Dari gambar 4.1 dapat dilihat bentuk karakteristik dari daya yang terpasang dan beban dari masing – masing gardu distribusi dengan kapasitas daya yang terpasang 100 kVa, 50 kVa dan 25 kVa. Beban (kVa) pada masing-masing gardu tidak ada yang melebihi kapasitas daya terpasang masing-masing gardu.

4.1.2 Profil Tegangan Sisi Sekunder Gardu Transformator Distribusi

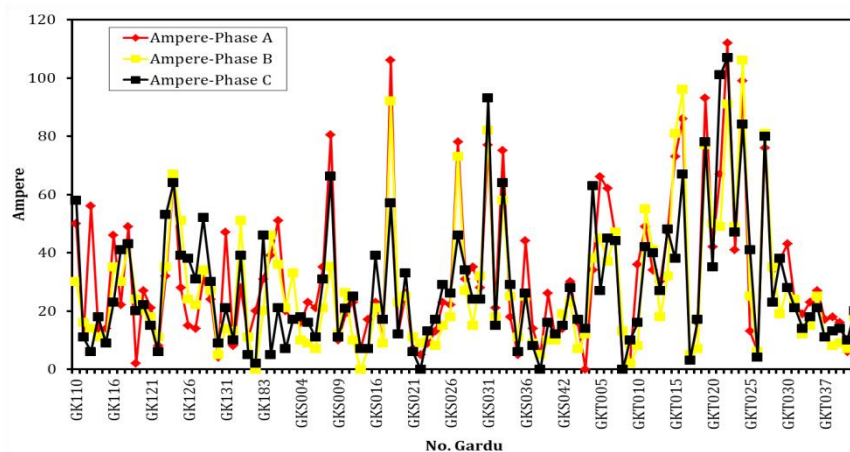
Berikut ditampilkan tabel 4.1 Profil beban dan tegangan pada masing-masing gardu distribusi pada penyulang AG.3. Gambar 4.3 Grafik arus beban masing – masing transformator gardu distribusi.



Gambar 4.2. Grafik tegangan rata-rata dan beban kW masing – masing transformator gardu distribusi.

Dari gambar 4.2 menunjukan besarnya tegangan masing-masing phase dari jaringan distribusi penyulang AG.03, Dapat diamati berdasarkan profil tegangan rata-rata antar phasa pada masing-masing gardu menunjukkan tegangan tertinggi terdapat pada gardu nomor GKS 22 Yaitu 444 V dan tegangan terendah terdapat pada gardu nomor GKT 30 Yaitu 363 V.

4.1.3 Profil Arus Beban (Ampere) Masing-masing Transformator Gardu Distribusi



Gambar 4.3. Grafik arus beban masing – masing transformator gardu distribusi

Gambar 4.3. dapat diamati berdasarkan profil arus beban dari masing-masing transformator gardu distribusi karakteristik dimana beban yang memiliki nilai paling besar terdapat pada GKT 022, phase A memiliki nilai 112 A, phase B 91 A dan phase C 107 A.

4.2 Analisis Aliran Daya Tidak Seimbang

4.2.1 Menghitung nilai MVA_{sc} (MVA hubung singkat) pada sisi Primer

Gardu Induk Anggrek

$$MVA_{sc} = \frac{\sqrt{3} \times I_{sc} \times kV}{1000} \dots\dots\dots(27)$$

Dimana :

I_{sc} = Arus hubung singkat (A)

kV = Tegangan transformator (kV)

$$MVA_{sc} = \frac{\sqrt{3} \times 25000 \times 150}{1000}$$

$$MVA_{sc} = \frac{6495191}{1000}$$

$$MVA_{sc} = 6495,191$$

4.2.2 Menghitung nilai arus beban penuh (ampere) pada sisi primer

transformator Gardu Induk Anggrek

$$I_{FL} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot kV} \dots\dots\dots(28)$$

Dimana :

I_{FL} = Arus beban penuh (A)

S = Daya transformator (kVA)

kV = Tegangan sisi sekunder transformator (kV)

$$I_{FL} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 20}$$

$$I_{FL} = \frac{20000}{34,641}$$

$$I_{FL} = 577,35 \text{ A}$$

4.2.3 Menentukan Persentasi Besaran Ketidakseimbangan Beban tiap Fasa pada masing-masing transformator Gardu Distribusi di Penyulang AG.3

Berikut disajikan contoh perhitungan besaran ketidakseimbangan beban (arus) pada salah satu transformator gardu distribusi di penyulang AG.03. Hasil perhitungan persentasi besaran ketidak seimbangan beban seluruh transformator gardu distribusi disajikan pada tabel 4.2

$$I_{rata-rata} = \frac{I_R + I_S + I_T}{3} \dots\dots\dots (29)$$

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

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

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

Dengan demikian rata-rata ketidakseimbangan beban (dalam %) adalah

$$I_{ketidakseimbangan} = \frac{(|a-1| + |b-1| + |c-1|)}{3} \times 100\% \dots\dots\dots (30)$$

Keterangan :

$I_{rata-rata}$ = arus rata – rata tiap fasa

I_R = arus pada fasa R

I_S = arus pada fasa S

I_T = arus pada fasa T

$$I_{rata-rata} = \frac{112 \text{ A} + 91 \text{ A} + 107 \text{ A}}{3}$$

$$I_{rata-rata} = 103,3 \text{ A}$$

$$a = \frac{112 \text{ A}}{103,3 \text{ A}} = 1,08$$

$$b = \frac{91 \text{ A}}{103,3 \text{ A}} = 0,88$$

$$c = \frac{107 \text{ A}}{103,3 \text{ A}} = 1,03$$

ketidakseimbangan (dalam%) :

$$I_{\text{ketidakseimbangan}} = \frac{(|1,08 - 1| + |0,88 - 1| + |1,04 - 1|)}{3} \times 100\%$$

$$I_{\text{ketidakseimbangan}} = \frac{(|0,08| + |-0,12| + |0,04|)}{3} \times 100\%$$

$$I_{\text{ketidakseimbangan}} = \frac{0,08 + 0,12 + 0,04}{3} \times 100\%$$

$$I_{\text{ketidakseimbangan}} = \frac{0,24}{3} \times 100\%$$

$$I_{\text{ketidakseimbangan}} = 0,08\%$$

Sampel perhitungan di atas adalah hasil perhitungan ketidakseimbangan beban dalam bentuk persen dari salah satu gardu distribusi yaitu gardu GKT 022 di mana phase A memiliki nilai beban 112 ampere, phase B memiliki nilai beban 91 A dan phase C memiliki nilai beban 107 A di mana nilai ketidak seimbangan dari GKT 022 adalah 0,08%. Kondisi tersebut masih di kategorikan aman karena belum melewati batas toleransi 2%.

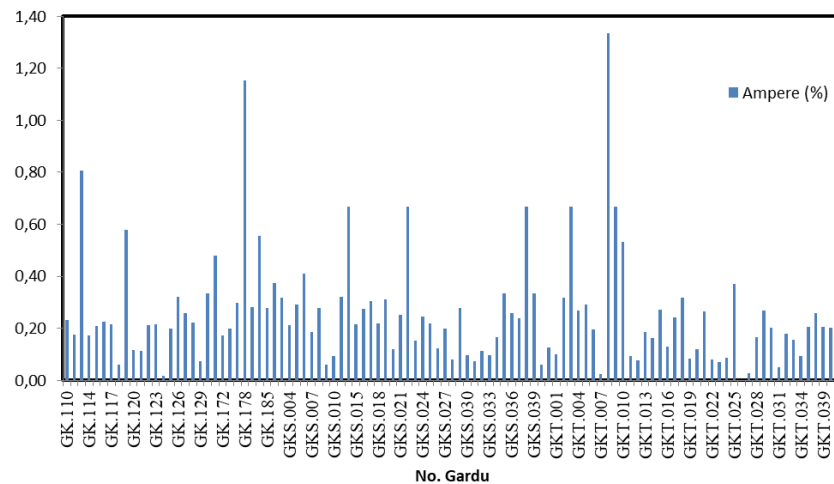
Tabel 4.2. Beban dari masing-masing gardu distribusi

NO. GARDU	Amp-Ph A	Amp-Ph B	Amp-Ph C	Ampere (%)
GK.110	50	30	58	0,23
GK.111	11	16	11	0,18
GK.113	56	14	6	0,81
GK.114	14	11	18	0,17
GK.115	14	9	9	0,21
GK.116	46	35	23	0,22
GK.117	22	30	41	0,22
GK.118	49	43	43	0,06
GK.119	2	24	20	0,58
GK.120	27	20	22	0,12

NO. GARDU	Amp-Ph A	Amp-Ph B	Amp-Ph C	Ampere (%)
GK.121	21	18	15	0,11
GK.122	8	11	6	0,21
GK.123	32	35	53	0,22
GK.124	66	67	64	0,02
GK.125	28	51	39	0,20
GK.126	15	24	38	0,32
GK.127	14	22	31	0,26
GK.128	31	34	52	0,22
GK.129	24	27	30	0,07
GK.130	4	5	9	0,33
GK.131	47	14	21	0,48
GK.172	8	13	10	0,17
GK.173	28	51	39	0,20
GK.176	11	11	5	0,30
GK.178	20	0	2	1,15
GK.183	31	20	46	0,28
GK.184	39	46	5	0,56
GK.185	51	36	21	0,28
GKS.002	20	21	7	0,38
GKS.003	17	33	17	0,32
GKS.004	16	10	18	0,21
GKS.005	23	9	16	0,29
GKS.006	21	7	11	0,41
GKS.007	35	21	31	0,18
GKS.008	81	35	66	0,28
GKS.009	10	12	11	0,06
GKS.010	19	26	21	0,09
GKS.013	23	10	25	0,32
GKS.014	7	0	7	0,67
GKS.015	17	7	7	0,22
GKS.016	23	21	39	0,27
GKS.017	9	9	17	0,30
GKS.018	106	92	57	0,22
GKS.019	12	23	12	0,31
GKS.020	26	25	33	0,12
GKS.021	7	11	6	0,25
GKS.022	5	9	0	0,67
GKS.023	9	13	13	0,15
GKS.024	13	8	17	0,25
GKS.025	23	15	29	0,22
GKS.026	22	18	26	0,12
GKS.027	78	73	46	0,20
GKS.028	31	27	34	0,08
GKS.029	35	15	24	0,28
GKS.030	28	32	24	0,10
GKS.031	77	82	93	0,07
GKS.032	21	18	15	0,11
GKS.033	75	58	64	0,09
GKS.034	18	25	29	0,17

NO. GARDU	Amp-Ph A	Amp-Ph B	Amp-Ph C	Ampere (%)
GKS.035	5	11	6	0,33
GKS.036	44	25	26	0,26
GKS.037	14	9	8	0,24
GKS.038	5	5	0	0,67
GKS.039	26	10	16	0,33
GKS.041	11	10	12	0,06
GKS.042	14	19	15	0,13
GKT.001	30	23	28	0,10
GKT.002	16	7	17	0,32
GKT.003	0	12	14	0,67
GKT.004	34	38	63	0,27
GKT.005	66	45	27	0,29
GKT.006	62	37	45	0,19
GKT.007	46	47	44	0,02
GKT.008	0	13	0	1,33
GKT.009	3	2	10	0,67
GKT.010	36	8	16	0,53
GKT.011	49	55	42	0,09
GKT.012	34	41	40	0,08
GKT.013	30	18	27	0,19
GKT.014	47	32	48	0,16
GKT.015	73	81	38	0,27
GKT.016	86	96	67	0,13
GKT.017	3	5	3	0,24
GKT.018	16	7	17	0,32
GKT.019	93	77	78	0,08
GKT.020	42	50	35	0,12
GKT.021	67	49	101	0,26
GKT.022	112	91	107	0,08
GKT.023	41	49	47	0,07
GKT.024	99	106	84	0,09
GKT.025	13	25	41	0,37
GKT.026	6	6	4	0,00
GKT.027	76	81	80	0,03
GKT.028	34	35	23	0,17
GKT.029	38	19	38	0,27
GKT.030	43	28	28	0,20
GKT.031	22	24	21	0,05
GKT.032	19	12	14	0,18
GKT.033	23	15	18	0,15
GKT.034	27	25	21	0,09
GKT.037	17	11	11	0,21
GKT.038	18	8	13	0,26
GKT.039	16	9	14	0,21
GKT.040	6	7	10	0,20
GKT.041	12	18	20	0,19

Dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 yang disajikan pada table 4.2 didapatkan ketidakseimbangan beban dan persentasi beban dari masing-masing phase, bentuk grafik dari table 4.2 dapat dilihat pada gambar 4.4 berikut:



Gambar 4.4. Grafik ketidakseimbangan beban

Dari gambar 4.4. dapat dilihat beban dalam bentuk persen dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 yang disajikan pada table 4.2 masih tergolong aman dikarenakan belum melewati batas toleransi 2% yang ditetapkan SPLN D5.004-1:2012.

4.3 Hasil Simulasi Ketidakseimbangan Tegangan, Arus, dan Daya Menggunakan ETAP 19.0.1

4.3.1 Ketidakseimbangan Tegangan Di Sisi Primer Transformator Gardu Distribusi

Berikut tabel 4.3 disajikan hasil simulasi ETAP 19.0.1 analisis ketidakseimbangan tegangan pada seluruh gardu distribusi di penyulang AG.03. Gambar 4.4 ditampilkan grafik tegangan penyulang AG.03 berdasarkan nomor gardu masing-masing.

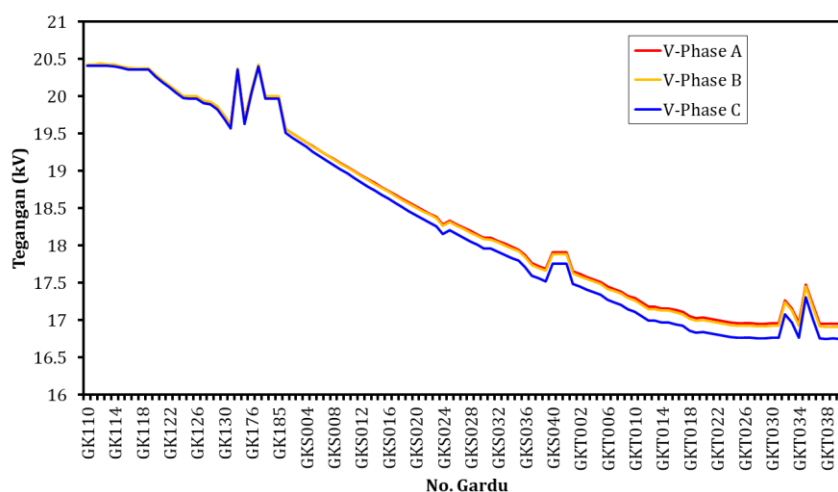
Tabel 4.3. Tegangan dan sudut Phasa pada sisi Primer

NO. Gardu	TEGANGAN (kV)					
	Phase A	Sudut A	Phase B	Sudut B	Phase C	Sudut C
GK110	20,406	-0,6	20,421	-120,6	20,404	119,4
GK111	20,405	-0,6	20,421	-120,6	20,404	119,4
GK112	20,406	-0,6	20,442	-120,6	20,404	119,4
GK113	20,406	-0,6	20,421	-120,6	20,404	119,4
GK114	20,406	-0,6	20,421	-120,6	20,403	119,4
GK115	20,385	-0,6	20,4	-120,6	20,382	119,3
GK116	20,364	-0,6	20,379	-120,6	20,36	119,3
GK117	20,363	-0,6	20,378	-120,6	20,359	119,3
GK118	20,362	-0,6	20,378	-120,6	20,359	119,3
GK119	20,362	-0,6	20,377	-120,6	20,359	119,3
GK120	20,273	-0,6	20,287	-120,7	20,265	119,3
GK121	20,204	-0,6	20,217	-120,7	20,191	119,3
GK122	20,135	-0,6	20,146	-120,7	20,118	119,3
GK123	20,065	-0,6	20,075	-120,7	20,045	119,3
GK124	19,995	-0,6	20,005	-120,7	19,972	119,3
GK125	19,995	-0,6	20,004	-120,7	19,971	119,3
GK126	19,992	-0,6	20,002	-120,7	19,969	119,3
GK127	19,936	-0,6	19,944	-120,7	19,908	119,3
GK128	19,918	-0,6	19,926	-120,7	19,889	119,3
GK129	19,857	-0,6	19,864	-120,7	19,824	119,3
GK130	19,737	-0,6	19,742	-120,8	19,696	119,3
GK131	19,618	-0,6	19,621	-120,8	19,569	119,3
GK172	20,362	-0,6	20,377	-120,6	20,359	119,3
GK173	19,677	-0,6	19,681	-120,8	19,632	119,3
GK176	20,066	-0,6	20,076	-120,7	20,046	119,3
GK178	20,406	-0,6	20,421	-120,6	20,403	119,4
GK183	19,991	-0,6	20,001	-120,7	19,968	119,3
GK184	19,991	-0,6	20,001	-120,7	19,967	119,3
GK185	19,995	-0,6	20,005	-120,7	19,971	119,3
GKS001	19,56	-0,6	19,561	-120,8	19,506	119,3
GKS002	19,501	-0,6	19,501	-120,8	19,444	119,3
GKS003	19,443	-0,6	19,443	-120,8	19,382	119,3
GKS004	19,386	-0,6	19,384	-120,8	19,32	119,3
GKS005	19,329	-0,6	19,326	-120,8	19,259	119,3
GKS006	19,273	-0,6	19,268	-120,9	19,199	119,3
GKS007	19,216	-0,6	19,211	-120,9	19,138	119,3
GKS008	19,16	-0,6	19,154	-120,9	19,079	119,3
GKS009	19,106	-0,6	19,098	-120,9	19,021	119,3
GKS010	19,051	-0,6	19,043	-120,9	18,964	119,3
GKS011	18,998	-0,6	18,989	-120,9	18,907	119,3
GKS012	18,944	-0,6	18,934	-120,9	18,85	119,3
GKS013	18,89	-0,6	18,88	-120,9	18,793	119,3
GKS014	18,837	-0,6	18,826	-120,9	18,736	119,3
GKS015	18,783	-0,6	18,772	-120,9	18,68	119,3
GKS016	18,73	-0,6	18,718	-121	18,624	119,3
GKS017	18,678	-0,6	18,665	-121	18,569	119,3
GKS018	18,625	-0,6	18,613	-121	18,514	119,2
GKS019	18,575	-0,6	18,562	-121	18,461	119,2
GKS020	18,526	-0,6	18,512	-121	18,409	119,2
GKS021	18,477	-0,6	18,462	-121	18,357	119,2

NO. Gardu	TEGANGAN (kV)					
	Phase A	Sudut A	Phase B	Sudut B	Phase C	Sudut C
GKS022	18,428	-0,6	18,413	-121	18,306	119,2
GKS023	18,38	-0,6	18,364	-121	18,254	119,2
GKS024	18,284	-0,6	18,266	-121	18,153	119,2
GKS025	18,331	-0,6	18,315	-121	18,203	119,2
GKS026	18,283	-0,6	18,266	-121	18,152	119,2
GKS027	18,237	-0,6	18,219	-121	18,103	119,2
GKS028	18,192	-0,6	18,173	-121,1	18,055	119,2
GKS029	18,147	-0,6	18,128	-121,1	18,008	119,2
GKS030	18,1	-0,6	18,081	-121,1	17,959	119,2
GKS031	18,098	-0,6	18,078	-121,1	17,957	119,2
GKS032	18,062	-0,6	18,042	-121,1	17,919	119,2
GKS033	18,022	-0,6	18,001	-121,1	17,876	119,2
GKS034	17,983	-0,6	17,961	-121,1	17,835	119,2
GKS035	17,944	-0,6	17,922	-121,1	17,794	119,2
GKS036	17,869	-0,6	17,846	-121,1	17,712	119,2
GKS037	17,759	-0,6	17,734	-121,1	17,597	119,2
GKS038	17,722	-0,6	17,697	-121,1	17,559	119,2
GKS039	17,686	-0,6	17,66	-121,2	17,521	119,2
GKS040	17,906	-0,6	17,884	-121,1	17,754	119,2
GKS041	17,905	-0,6	17,883	-121,1	17,753	119,2
GKS042	17,905	-0,6	17,883	-121,1	17,753	119,2
GKT001	17,65	-0,6	17,624	-121,2	17,483	119,2
GKT002	17,615	-0,6	17,588	-121,2	17,446	119,2
GKT003	17,58	-0,6	17,553	-121,2	17,409	119,2
GKT004	17,545	-0,6	17,518	-121,2	17,372	119,2
GKT005	17,511	-0,6	17,484	-121,2	17,337	119,2
GKT006	17,446	-0,6	17,418	-121,2	17,269	119,2
GKT007	17,415	-0,6	17,387	-121,2	17,236	119,2
GKT008	17,384	-0,6	17,357	-121,2	17,205	119,2
GKT009	17,325	-0,6	17,296	-121,2	17,142	119,2
GKT010	17,295	-0,6	17,266	-121,2	17,111	119,2
GKT011	17,236	-0,6	17,207	-121,2	17,05	119,2
GKT012	17,177	-0,6	17,148	-121,2	16,989	119,2
GKT013	17,177	-0,6	17,147	-121,2	16,988	119,2
GKT014	17,154	-0,6	17,125	-121,2	16,965	119,2
GKT015	17,151	-0,6	17,123	-121,2	16,962	119,2
GKT016	17,132	-0,6	17,102	-121,2	16,942	119,2
GKT017	17,111	-0,6	17,08	-121,3	16,92	119,2
GKT018	17,051	-0,6	17,017	-121,3	16,857	119,2
GKT019	17,028	-0,6	16,994	-121,3	16,834	119,2
GKT020	17,031	-0,6	16,996	-121,3	16,836	119,2
GKT021	17,014	-0,6	16,979	-121,3	16,819	119,2
GKT022	16,999	-0,6	16,963	-121,3	16,804	119,2
GKT023	16,987	-0,6	16,951	-121,3	16,791	119,2
GKT024	16,965	-0,6	16,929	-121,3	16,769	119,2
GKT025	16,96	-0,6	16,924	-121,3	16,764	119,2
GKT026	16,957	-0,6	16,921	-121,3	16,761	119,2
GKT027	16,96	-0,6	16,924	-121,3	16,763	119,2
GKT028	16,953	-0,6	16,917	-121,3	16,756	119,2
GKT029	16,951	-0,6	16,914	-121,3	16,753	119,2
GKT030	16,957	-0,6	16,921	-121,3	16,761	119,2

NO. Gardu	TEGANGAN (kV)					
	Phase A	Sudut A	Phase B	Sudut B	Phase C	Sudut C
GKT031	16,957	-0,6	16,921	-121,3	16,76	119,2
GKT032	17,265	-0,6	17,236	-121,2	17,08	119,2
GKT033	17,152	-0,6	17,123	-121,2	16,963	119,2
GKT034	16,962	-0,6	16,926	-121,3	16,766	119,2
GKS035	17,479	-0,6	17,451	-121,2	17,303	119,2
GKS036	17,208	-0,6	17,179	-121,2	17,021	119,2
GKT037	16,95	-0,6	16,912	-121,3	16,758	119,2
GKT038	16,946	-0,6	16,909	-121,3	16,748	119,2
GKT039	16,948	-0,6	16,911	-121,3	16,75	119,2
GKT040	16,948	-0,6	16,91	-121,3	16,749	119,2
GKT041	16,947	-0,6	16,909	-121,3	16,748	119,2

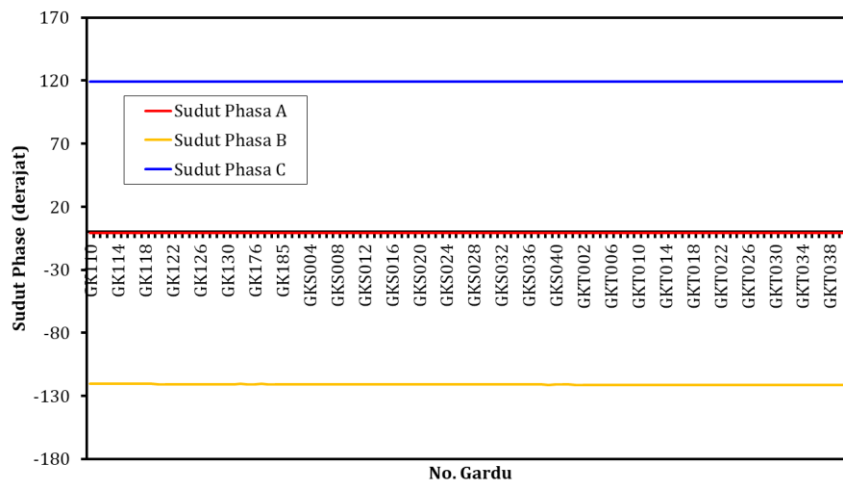
Dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 didapati tegangan dan sudut tegangan sisi primer 20 kV pada masing-masing phase yang disajikan pada tabel 4.3, Tegangan dari masing-masing phase dalam bentuk grafik dapat dilihat pada gambar 4.5 dan sudut tegangannya dapat dilihat pada gambar 4.6.



Gambar 4.5. Grafik Tegangan pada Sisi Primer

Dari gambar 4.5 dapat dilihat ketidakseimbangan tegangan dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 yang disajikan pada tabel 4.3. Dari grafik tersebut dapat diamati bahwa tegangan phase A, phase B dan phase C memiliki nilai yang berbeda. Dimana phase C dari awal suplai hingga ke titik akhir atau ujung saluran penyulang memiliki tegangan yang lebih rendah diantara phase

A dan B. Sementara fase A dan B bernilai selisih lebih sedikit. Dari grafik tersebut dapat dinilai bahwa telah terjadi perbedaan tegangan antar fase pada penyulang AG.03.



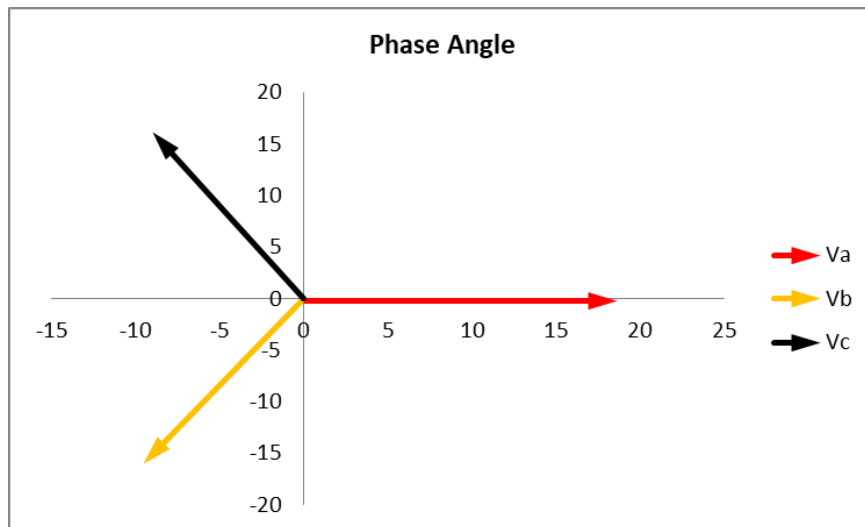
Gambar 4.6. Sudut tegangan fase R, S dan T pada sisi primer gardu distribusi.

Dari gambar 4.6 dapat dilihat karakteristik sudut tegangan dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 yang disajikan pada tabel 4.3 dan dibuatkan contoh karakteristik vektor tegangan dari salah satu transformator gardu distribusi (GKS.018).

Berikut tabel vector tegangan dari salah satu gardu distribusi di sisi primer:

Table 4.4. Vektor tegangan sisi primer pada salah satu gardu (GKS.018)

No. Gardu	Tegangan			Sudut Tegangan		
	A	B	C	A	B	C
GKS.018	18.625	18.613	18.514	-0.6	-121	119.2



Gambar 4.7. Vektor tegangan sisi primer pada salah satu gardu

Gambar 4.7. bentuk diagram vektor sisi primer dari gardu GKS 018 yang disajikan pada tabel 4.3, dimana nilai tegangan dan sudut tegangan phase A 18,625 V memiliki sudut tegangan phase $-0,6^\circ$, phase B 18,613 V sudut tegangan phase -121° dan 18,514 V sudut tegangannya $119,2^\circ$.

4.3.2 Ketidakseimbangan tegangan (V_{L-L}) Sisi Sekunder Transformator Gardu Distribusi

Berikut tabel 4.5 disajikan hasil simulasi ETAP 19.0.1 analisis ketidakseimbangan tegangan (V_{L-L}) pada sisi sekunder transformator gardu distribusi di penyulang AG.03 berdasarkan nomor gardu masing-masing.

Tabel 4.5. Tegangan (V_{L-L}) dan Sudut Phasa Sisi Sekunder Gardu Distribusi

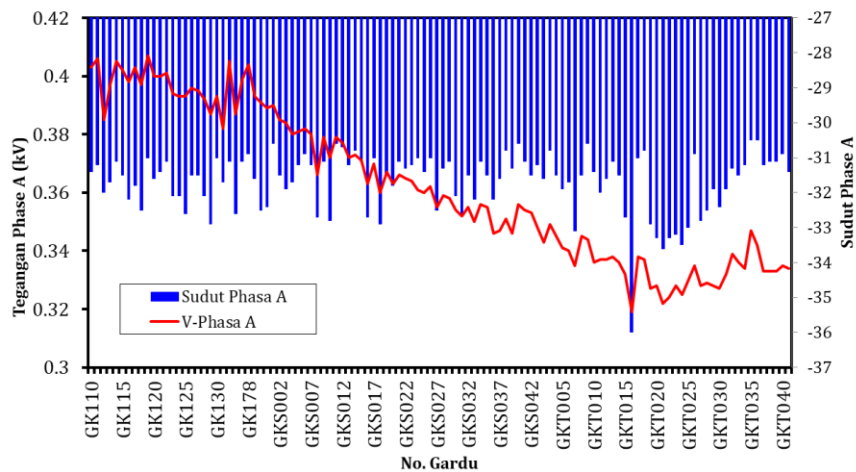
NO. GARDU	TEGANGAN (kV)					
	Phasa A	Sudut A	Phase B	Sudut B	Phase C	Sudut C
GK110	0,403	-31,4	0,405	-151,6	0,403	88,2
GK111	0,406	-31,2	0,405	-151,1	0,406	88,9
GK112	0,385	-32	0,408	-150,6	0,405	85,8
GK113	0,397	-31,7	0,406	-150,9	0,406	87,6
GK114	0,405	-31,1	0,406	-151,3	0,405	88,7
GK115	0,402	-31,5	0,404	-151,4	0,404	88,3
GK116	0,398	-32,2	0,401	-151,7	0,402	87,7
GK117	0,403	-31,8	0,401	-152,2	0,399	88,2
GK118	0,397	-32,5	0,399	-152,4	0,399	87,3

NO. GARDU	TEGANGAN (kV)					
	Phasa A	Sudut A	Phase B	Sudut B	Phase C	Sudut C
GK119	0,407	-31	0,405	-151,1	0,406	89,2
GK120	0,4	-31,6	0,402	-151,5	0,401	88,2
GK121	0,4	-31,4	0,401	-151,3	0,401	88,5
GK122	0,401	-31,1	0,401	-151	0,401	89
GK123	0,394	-32,1	0,394	-152,7	0,391	87,6
GK124	0,393	-32,1	0,393	-152,1	0,393	87,9
GK125	0,393	-32,6	0,39	-152,5	0,392	87,9
GK126	0,396	-31,5	0,395	-152,1	0,392	88,3
GK127	0,395	-31,5	0,394	-151,9	0,392	88,4
GK128	0,392	-32,1	0,391	-152,7	0,388	87,6
GK129	0,387	-32,9	0,386	-153,3	0,384	87
GK130	0,393	-31	0,393	-151,4	0,391	88,7
GK131	0,382	-31,7	0,39	-151,5	0,387	87,4
GK172	0,405	-31,1	0,405	-151,1	0,405	89
GK173	0,387	-32,6	0,383	-152,6	0,385	87,8
GK176	0,399	-31,1	0,399	-150,9	0,4	88,9
GK178	0,404	-30,9	0,408	-150,7	0,408	88,7
GK183	0,393	-31,6	0,396	-152,3	0,39	87,7
GK184	0,391	-32,5	0,391	-151,4	0,398	88
GK185	0,389	-32,4	0,393	-151,8	0,395	87,4
GKS001	0,39	-30,6	0,392	-150,7	0,391	89,2
GKS002	0,385	-31,5	0,386	-151,2	0,388	88,5
GKS003	0,384	-31,9	0,383	-151,7	0,385	88,4
GKS004	0,38	-31,7	0,384	-152,1	0,379	87,7
GKS005	0,381	-31,2	0,385	-151,4	0,382	88,2
GKS006	0,382	-30,9	0,385	-151	0,383	88,7
GKS007	0,38	-31,2	0,383	-151,4	0,38	88,4
GKS008	0,366	-32,7	0,376	-153,3	0,368	85,7
GKS009	0,379	-31,1	0,38	-151,3	0,379	88,6
GKS010	0,372	-32,8	0,371	-152,8	0,371	87,4
GKS011	0,379	-30,6	0,38	-150,8	0,379	89,1
GKS012	0,377	-30,7	0,379	-150,8	0,377	88,9
GKS013	0,372	-31,2	0,376	-151,7	0,371	88
GKS014	0,373	-30,8	0,377	-151,2	0,372	88,4
GKS015	0,371	-31,1	0,375	-151,1	0,373	88,4
GKS016	0,363	-32,7	0,365	-154,1	0,356	86,4
GKS017	0,37	-31	0,372	-151,5	0,368	88,5
GKS018	0,36	-32,9	0,363	-152,4	0,364	86,8
GKS019	0,367	-31,5	0,367	-151,5	0,367	88,5
GKS020	0,363	-31,8	0,366	-152,3	0,362	87,6
GKS021	0,366	-31,1	0,368	-151,2	0,366	88,7
GKS022	0,365	-31,3	0,366	-151,1	0,367	88,7
GKS023	0,364	-31,2	0,365	-151,5	0,363	88,5
GKS024	0,361	-31	0,364	-151,5	0,36	88,3
GKS025	0,36	-31,4	0,364	-152,1	0,359	87,8
GKS026	0,362	-31	0,364	-151,4	0,361	88,4
GKS027	0,355	-32,5	0,358	-152,2	0,357	87,2
GKS028	0,359	-31,3	0,362	-151,6	0,358	88,2
GKS029	0,358	-31,1	0,362	-151,4	0,358	88,2
GKS030	0,354	-32,1	0,356	-151,2	0,355	87,6
GKS031	0,352	-32,6	0,353	-153,2	0,35	86,8

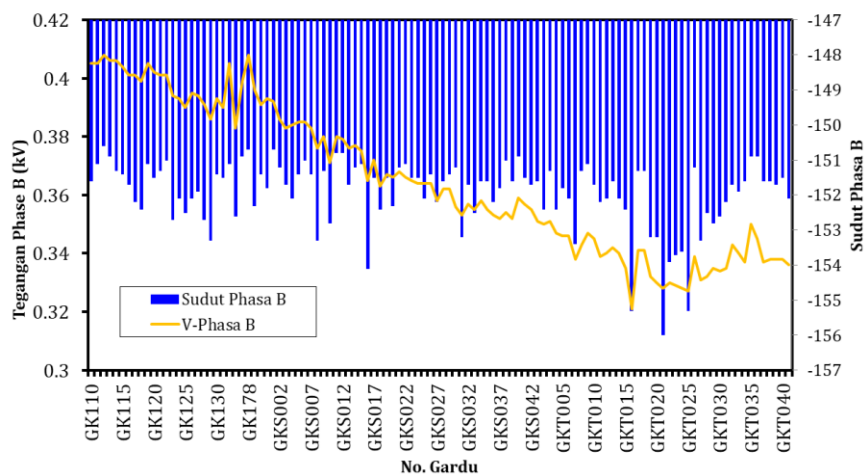
NO. GARDU	TEGANGAN (kV)					
	Phasa A	Sudut A	Phase B	Sudut B	Phase C	Sudut C
GKS032	0,355	-31,5	0,357	-151,7	0,356	88
GKS033	0,35	-32,2	0,355	-152,5	0,351	87,1
GKS034	0,356	-31,1	0,358	-151,6	0,354	88,4
GKS035	0,355	-31,5	0,355	-151,6	0,354	88,4
GKS036	0,346	-32,2	0,353	-152,2	0,349	86,9
GKS037	0,347	-31,6	0,352	-151,8	0,349	87,6
GKS038	0,351	-30,8	0,354	-151	0,352	88,7
GKS039	0,346	-31,3	0,352	-151,6	0,348	87,7
GKS040	0,356	-30,6	0,359	-150,9	0,356	88,9
GKS041	0,354	-31,1	0,357	-151,5	0,353	88,3
GKS042	0,353	-31,5	0,355	-151,7	0,353	88,2
GKT001	0,348	-31,2	0,351	-151,6	0,347	88,1
GKT002	0,343	-31,6	0,35	-152,4	0,342	87,1
GKT003	0,349	-30,8	0,351	-151,3	0,348	88,8
GKT004	0,345	-31,5	0,347	-152,4	0,341	87,7
GKT005	0,341	-31,9	0,346	-151,8	0,344	87,4
GKT006	0,34	-31,7	0,346	-152,1	0,341	87,3
GKT007	0,335	-33,1	0,338	-153,4	0,335	86,3
GKT008	0,345	-31,5	0,343	-151,3	0,345	88,8
GKT009	0,344	-30,6	0,347	-151,1	0,343	88,7
GKT010	0,336	-31,4	0,345	-151,7	0,339	87,1
GKT011	0,337	-32	0,339	-152,2	0,337	87,5
GKT012	0,337	-31,6	0,34	-152,1	0,336	87,8
GKT013	0,338	-31,1	0,342	-151,6	0,338	88
GKT014	0,336	-31,5	0,34	-152,1	0,335	87,5
GKT015	0,332	-32,7	0,335	-152,4	0,336	87
GKT016	0,319	-36	0,321	-155,3	0,323	84,1
GKT017	0,338	-31	0,341	-151,3	0,338	88,5
GKT018	0,337	-30,8	0,341	-151,3	0,336	88,3
GKT019	0,327	-32,9	0,332	-153,2	0,328	86,2
GKT020	0,328	-33,3	0,33	-153,2	0,329	86,5
GKT021	0,322	-33,6	0,328	-156	0,313	84,3
GKT022	0,324	-33,3	0,33	-153,9	0,324	85,5
GKT023	0,328	-33,2	0,329	-153,7	0,326	86,3
GKT024	0,325	-33,5	0,328	-153,6	0,326	86
GKT025	0,33	-33	0,327	-155,3	0,317	86,4
GKT026	0,335	-30,9	0,339	-151,2	0,335	88,5
GKT027	0,328	-32,8	0,331	-153,3	0,327	86,5
GKT028	0,329	-32,5	0,332	-152,5	0,331	87
GKT029	0,328	-31,9	0,335	-152,8	0,327	86,6
GKT030	0,327	-32,4	0,334	-152,6	0,329	86,5
GKT031	0,332	-31,9	0,335	-152,2	0,331	87,5
GKT032	0,339	-31,3	0,343	-151,7	0,339	87,8
GKT033	0,336	-31,5	0,34	-151,9	0,336	87,6
GKT034	0,334	-31,2	0,337	-151,6	0,334	88,1
GKS035	0,347	-30,5	0,35	-150,9	0,347	88,9
GKS036	0,342	-30,5	0,345	-150,9	0,341	88,8
GKT037	0,333	-31,2	0,337	-151,6	0,333	87,9
GKT038	0,333	-31,1	0,338	-151,6	0,333	87,8
GKT039	0,333	-31,1	0,338	-151,7	0,333	87,9
GKT040	0,335	-30,9	0,338	-151,5	0,334	88,4

NO. GARDU	TEGANGAN (kV)					
	Phasa A	Sudut A	Phase B	Sudut B	Phase C	Sudut C
GKT041	0,334	-31,4	0,336	-152,1	0,331	88

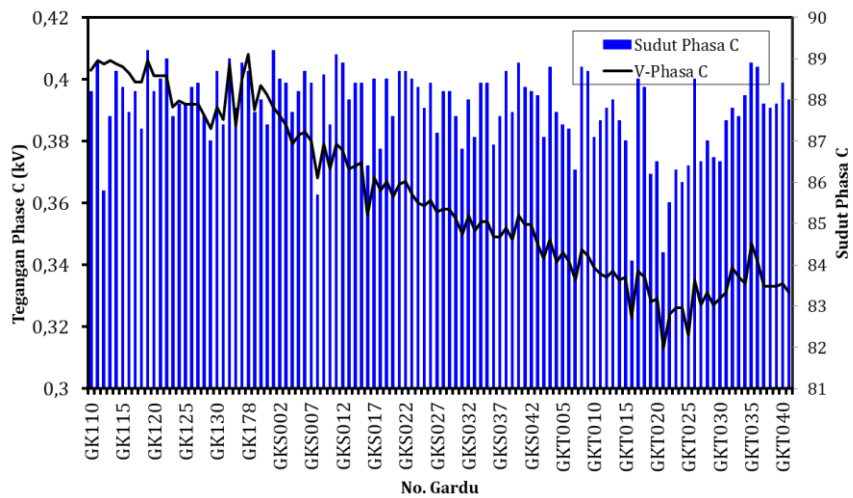
Dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 didapati tegangan (V_{L-L}) dan sudut tegangan sisi sekunder pada masing-masing phase yang disajikan pada tabel 4.5, Tegangan dari masing-masing phase dalam bentuk grafik dapat dilihat pada gambar 4.11 dan sudut tegangannya dapat dilihat pada gambar 4.12.



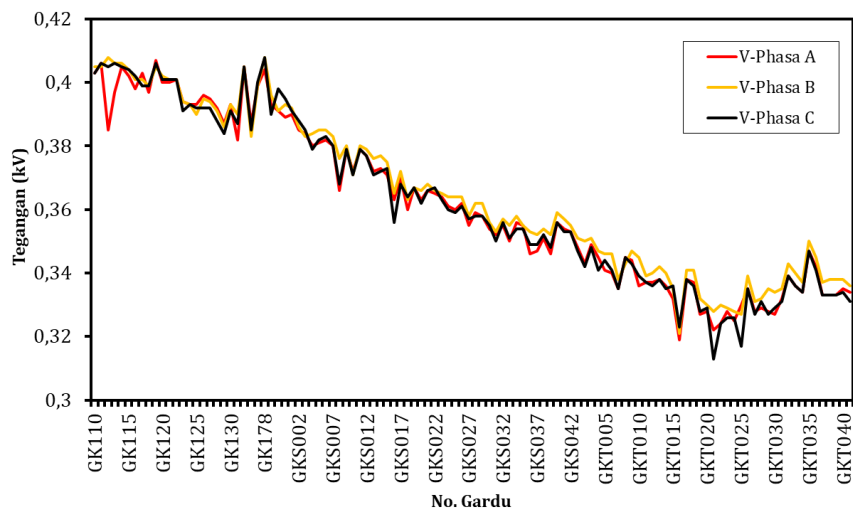
Gambar 4.8. Grafik Tegangan dan Sudut Phase A



Gambar 4.9. Grafik Tegangan dan Sudut Phase B

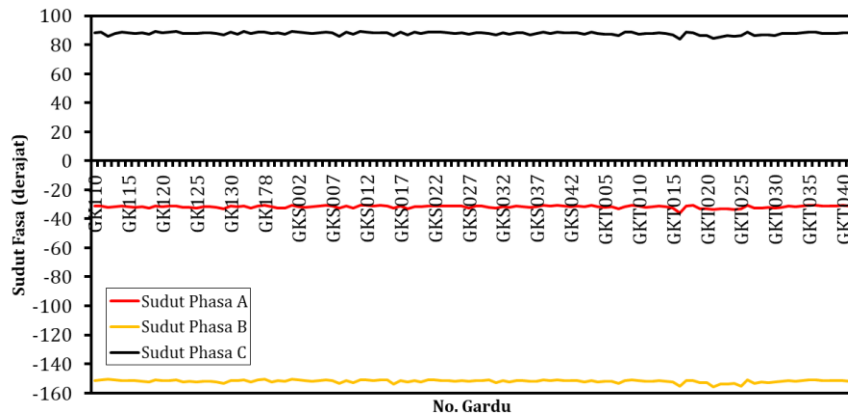


Gambar 4.10. Grafik Tegangan dan Sudut Phase C



Gambar 4.11. Grafik Tegangan Sisi Sekunder

Ketidakseimbangan tegangan fasa ke fasa (line-line) dapat disimak pada gambar 4.11 dan sudut phase dari masing-masing gardu distribusi sisi sekunder yang diperoleh dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 yang disajikan pada tabel 4.5.



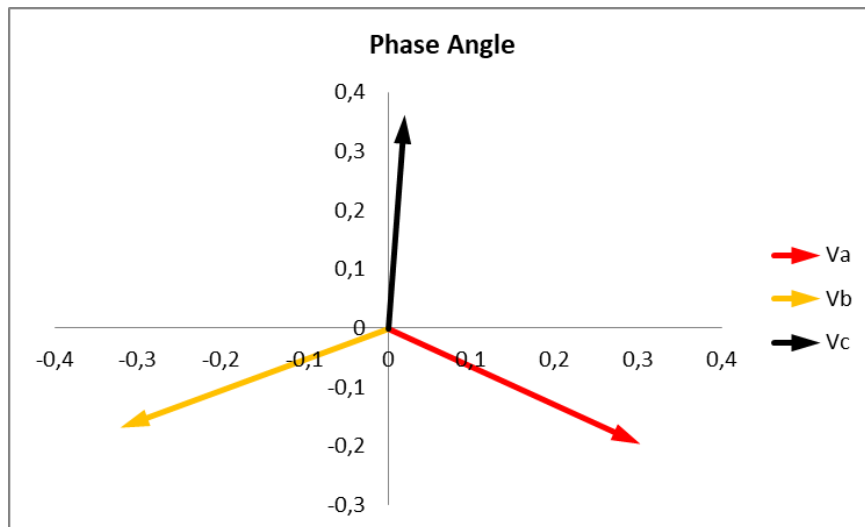
Gambar 4.12. Grafik sudut pada masing – masing Phase gardu distribusi

Dari gambar 4.12 dapat dilihat karakteristik sudut tegangan sisi sekunder dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 yang disajikan pada tabel 4.5 dan dibuatkan contoh karakteristik vektor tegangan dari salah satu transformator gardu distribusi (GKS.018).

Berikut tabel vektor tegangan (V_{L-L}) dari salah satu gardu distribusi di sisi sekunder:

Tabel 4.6. Vektor tegangan (V_{L-L}) sisi sekunder pada salah satu gardu (GKS.018)

No. Gardu	Tegangan			Sudut Tegangan		
	A	B	C	A	B	C
GKS.018	0.360	0.363	0.364	-32.9	-152.4	86.8



Gambar 4.13. Vektor Tegangan Sisi Sekunder

Gambar 4.13. bentuk diagram vektor sisi sekunder dari gardu GKS 018 dimana nilai tegangan dan sudut tegangan phase A 0,360 V memiliki sudut tegangan phase $-32,9^{\circ}$, phase B 0,363 V sudut tegangan phase $-152,4^{\circ}$ dan 0,364 V sudut tegangannya $86,8^{\circ}$.

4.3.3 Ketidakseimbangan tegangan (V_{L-N}) Sisi Sekunder Transformator Gardu Distribusi

Berikut tabel 4.7 disajikan hasil simulasi ETAP 19.0.1 analisis ketidakseimbangan tegangan (V_{L-N}) pada sisi sekunder transformator gardu distribusi di penyulang AG.03 berdasarkan nomor gardu masing-masing.

Tabel 4.7. Tegangan (V_{L-N}) dan Sudut Phasa Sisi Sekunder Gardu Distribusi

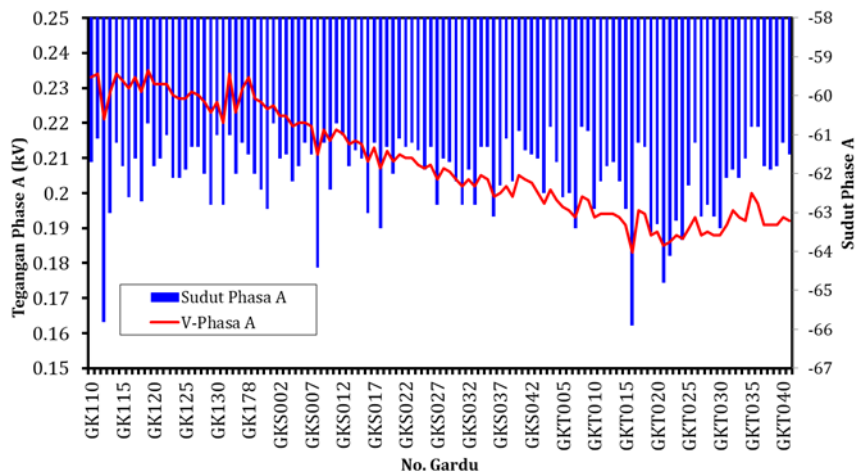
NO. GARDU	TEGANGAN (kV)					
	Phasa A	Sudut A	Phase B	Sudut B	Phase C	Sudut C
GK110	0,233	-61,7	0,234	178,8	0,232	58,2
GK111	0,234	-61,1	0,234	178,7	0,235	58,9
GK112	0,221	-65,8	0,236	179,4	0,236	59,4
GK113	0,229	-63	0,234	178,8	0,235	59,1
GK114	0,234	-61,2	0,234	178,9	0,234	58,6
GK115	0,232	-61,8	0,233	178,6	0,233	58,6
GK116	0,23	-62,6	0,231	177,9	0,233	58,4
GK117	0,233	-61,6	0,232	178,1	0,23	57,6
GK118	0,229	-62,7	0,23	177,6	0,23	57,5

NO. GARDU	TEGANGAN (kV)					
	Phasa A	Sudut A	Phase B	Sudut B	Phase C	Sudut C
GK119	0,235	-60,7	0,234	178,9	0,234	58,9
GK120	0,231	-61,8	0,232	178,5	0,232	58,4
GK121	0,231	-61,6	0,231	178,6	0,232	58,7
GK122	0,231	-61	0,231	178,9	0,231	59,1
GK123	0,228	-62,1	0,228	177,9	0,225	57
GK124	0,227	-62,1	0,227	177,9	0,227	57,9
GK125	0,227	-61,9	0,225	177,2	0,226	57,6
GK126	0,229	-61,3	0,228	178,3	0,226	57,6
GK127	0,228	-61,3	0,228	178,4	0,227	57,9
GK128	0,226	-62	0,226	177,9	0,224	57
GK129	0,223	-62,8	0,223	177	0,222	56,6
GK130	0,226	-61	0,227	178,9	0,226	58,4
GK131	0,22	-62,8	0,225	178,8	0,224	58,3
GK172	0,234	-61	0,234	178,9	0,234	58,9
GK173	0,223	-62	0,221	177,1	0,223	57,5
GK176	0,23	-61,2	0,23	178,9	0,231	59,1
GK178	0,233	-61,5	0,236	179,4	0,236	59,3
GK183	0,227	-62	0,228	178,5	0,225	57,3
GK184	0,226	-62,4	0,225	177,4	0,23	59,1
GK185	0,224	-62,9	0,227	177,8	0,229	58,4
GKS001	0,225	-60,7	0,226	179,4	0,226	59,2
GKS002	0,222	-61,6	0,223	178,4	0,224	58,9
GKS003	0,222	-61,5	0,221	177,9	0,222	58,4
GKS004	0,219	-62,2	0,221	178,5	0,219	57,5
GKS005	0,22	-61,8	0,222	179	0,221	58,4
GKS006	0,22	-61,2	0,222	179,2	0,222	58,9
GKS007	0,219	-61,5	0,221	178,9	0,22	58,4
GKS008	0,211	-64,4	0,217	177,8	0,213	56,2
GKS009	0,218	-61,2	0,219	178,8	0,219	58,6
GKS010	0,215	-62,4	0,214	177	0,215	57,2
GKS011	0,218	-60,7	0,219	179,4	0,219	59,1
GKS012	0,217	-61	0,219	179,4	0,219	59,1
GKS013	0,214	-61,8	0,217	178,9	0,215	57,6
GKS014	0,215	-61,4	0,218	179,4	0,216	58,4
GKS015	0,214	-61,6	0,216	179,1	0,216	58,7
GKS016	0,209	-63	0,211	177,4	0,206	55,2
GKS017	0,213	-61,2	0,215	179	0,213	58,2
GKS018	0,207	-63,4	0,209	177,1	0,211	57,6
GKS019	0,212	-61,3	0,212	178,3	0,213	58,4
GKS020	0,209	-62	0,211	178,2	0,21	57,4
GKS021	0,211	-61,1	0,212	178,9	0,212	58,7
GKS022	0,21	-61,3	0,211	178,5	0,213	59
GKS023	0,21	-61,2	0,211	178,8	0,21	58,3
GKS024	0,208	-61,4	0,21	179	0,209	58,1
GKS025	0,207	-61,9	0,21	178,7	0,208	57,5
GKS026	0,208	-61,3	0,21	179	0,209	58,3
GKS027	0,204	-62,8	0,206	177,6	0,208	57,8
GKS028	0,207	-61,6	0,208	178,7	0,208	58,1
GKS029	0,206	-61,7	0,209	179	0,208	58,3
GKS030	0,204	-62,2	0,205	177,8	0,206	57,7
GKS031	0,202	-62,8	0,204	177,3	0,203	56,5

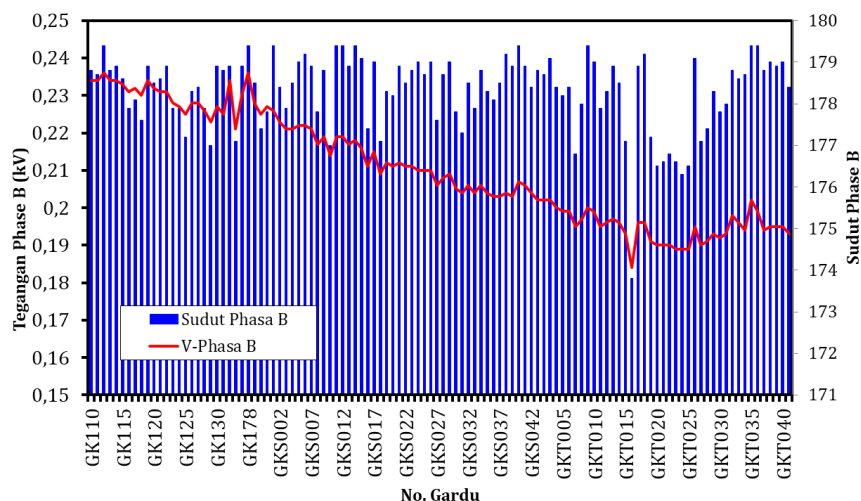
NO. GARDU	TEGANGAN (kV)					
	Phasa A	Sudut A	Phase B	Sudut B	Phase C	Sudut C
GKS032	0,204	-61,9	0,206	178,5	0,206	58,2
GKS033	0,202	-62,8	0,204	177,9	0,204	57,3
GKS034	0,205	-61,3	0,206	178,8	0,206	58,2
GKS035	0,204	-61,3	0,204	178,3	0,205	58,3
GKS036	0,199	-63,1	0,203	178,1	0,203	57,5
GKS037	0,2	-62,3	0,203	178,5	0,203	58
GKS038	0,202	-61,1	0,204	179,2	0,204	58,9
GKS039	0,199	-62,2	0,203	178,9	0,202	58
GKS040	0,205	-60,9	0,207	179,4	0,207	58,9
GKS041	0,204	-61,4	0,206	178,9	0,205	58,3
GKS042	0,203	-61,5	0,204	178,4	0,205	58,1
GKT001	0,2	-61,6	0,202	178,8	0,202	58,1
GKT002	0,197	-62,5	0,202	178,7	0,199	57
GKT003	0,201	-60,8	0,202	179,1	0,202	58,5
GKT004	0,198	-61,7	0,2	178,4	0,198	57,1
GKT005	0,196	-62,6	0,199	178,2	0,2	58,1
GKT006	0,195	-62,5	0,199	178,4	0,198	57,6
GKT007	0,193	-63,4	0,195	176,8	0,195	56,4
GKT008	0,199	-60,8	0,197	178	0,2	58,8
GKT009	0,198	-60,9	0,2	179,4	0,199	58,5
GKT010	0,193	-62,9	0,199	179	0,197	57,9
GKT011	0,194	-62,2	0,195	177,9	0,196	57,6
GKT012	0,194	-61,8	0,196	178,3	0,195	57,6
GKT013	0,194	-61,7	0,197	178,9	0,196	58
GKT014	0,193	-62,2	0,196	178,5	0,195	57,4
GKT015	0,191	-62,9	0,193	177,1	0,195	57,7
GKT016	0,183	-65,9	0,184	173,8	0,188	54,9
GKT017	0,195	-61,2	0,196	178,9	0,196	58,4
GKT018	0,194	-61,3	0,196	179,2	0,195	58,3
GKT019	0,188	-63,5	0,191	177,2	0,191	56,5
GKT020	0,189	-63,3	0,19	176,5	0,192	56,7
GKT021	0,185	-64,8	0,19	176,6	0,181	52,7
GKT022	0,186	-64,1	0,19	176,8	0,189	55,6
GKT023	0,188	-63,2	0,189	176,6	0,189	56
GKT024	0,187	-63,7	0,189	176,3	0,19	56,3
GKT025	0,19	-62,3	0,189	176,5	0,184	53,9
GKT026	0,193	-61,2	0,195	179,1	0,195	58,5
GKT027	0,188	-63,1	0,19	177,1	0,19	56,4
GKT028	0,189	-62,8	0,191	177,4	0,192	57,4
GKT029	0,188	-63,1	0,193	178,3	0,19	56,5
GKT030	0,188	-63,4	0,192	177,8	0,192	57,1
GKT031	0,191	-62,1	0,193	178	0,193	57,5
GKT032	0,195	-61,9	0,198	178,8	0,197	58
GKT033	0,193	-62,1	0,196	178,6	0,195	57,5
GKT034	0,192	-61,6	0,194	178,7	0,194	58,1
GKS035	0,2	-60,8	0,202	179,4	0,202	58,8
GKS036	0,197	-60,8	0,199	179,4	0,198	58,8
GKT037	0,191	-61,8	0,194	178,8	0,194	58,1
GKT038	0,191	-61,9	0,195	179	0,194	58
GKT039	0,191	-61,8	0,195	178,9	0,193	57,9
GKT040	0,193	-61,2	0,195	179	0,194	58,1

NO. GARDU	TEGANGAN (kV)					
	Phasa A	Sudut A	Phase B	Sudut B	Phase C	Sudut C
GKT041	0,192	-61,5	0,193	178,4	0,193	57,6

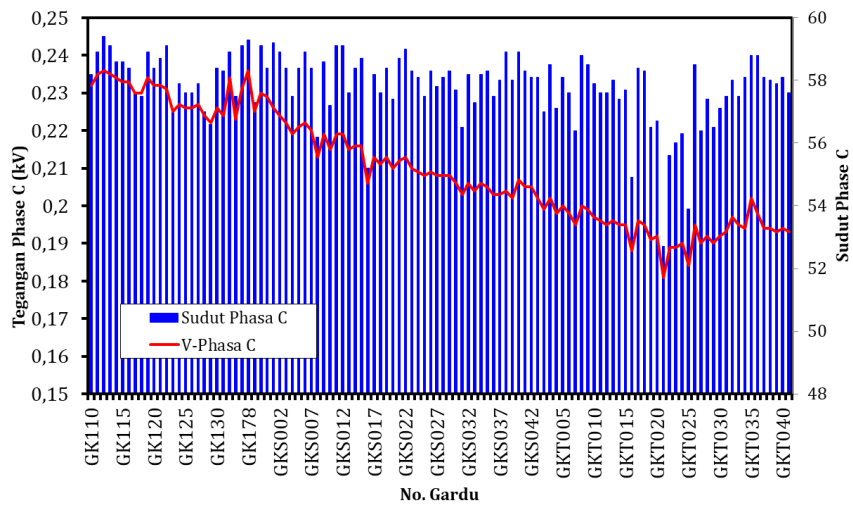
Dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 didapati tegangan (V_{L-N}) dan sudut tegangan sisi sekunder pada masing-masing phase yang disajikan pada tabel 4.7, Tegangan dari masing-masing phase dalam bentuk grafik dapat dilihat pada gambar 4.17 dan sudut tegangannya dapat dilihat pada gambar 4.18.



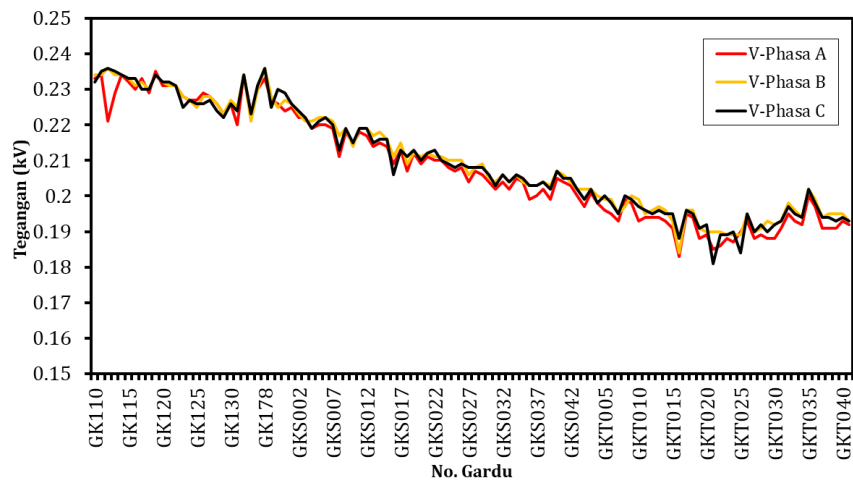
Gambar 4.14. Grafik Tegangan dan Sudut Phase A



Gambar 4.15. Grafik Tegangan dan Sudut Phase B

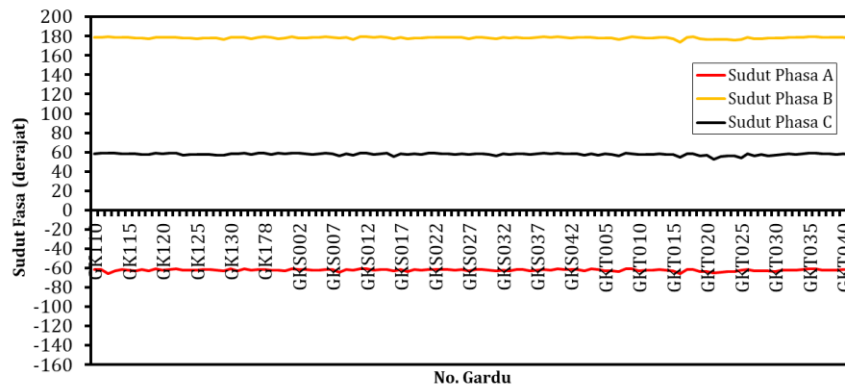


Gambar 4.16. Grafik Tegangan dan Sudut Phase C



Gambar 4.17. Grafik Tegangan Sisi Sekunder

Ketidakseimbangan tegangan fasa ke netral (line-netral) dapat disimak pada gambar 4.17 dan sudut phase dari masing-masing gardu distribusi sisi sekunder yang didapat dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 yang disajikan pada tabel 4.7.



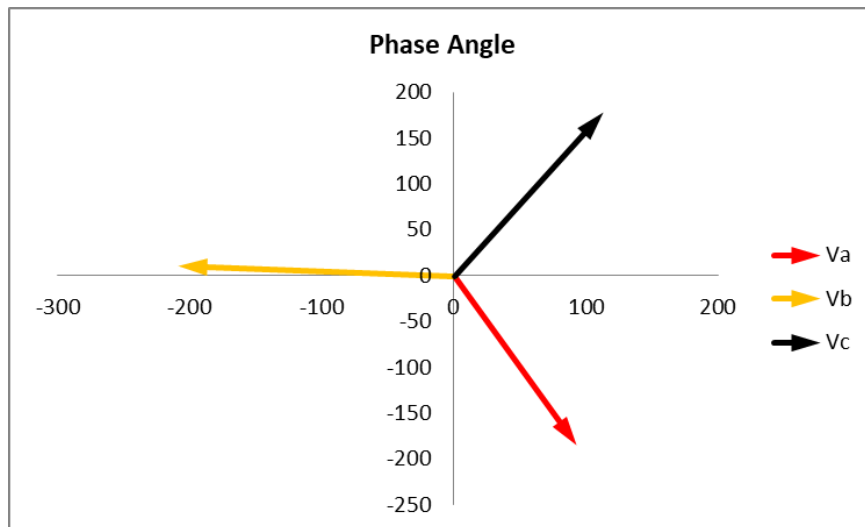
Gambar 4.18. Grafik Sudut Fasa Sisi Sekunder

Dari gambar 4.18 dapat dilihat karakteristik sudut tegangan sisi sekunder dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 yang disajikan pada tabel 4.7 dan dibuatkan contoh karakteristik vektor tegangan dari salah satu transformator gardu distribusi (GKS.018).

Berikut tabel vektor tegangan (V_{L-N}) dari salah satu gardu distribusi di sisi sekunder:

Tabel 4.8. Vektor tegangan (V_{L-N}) sisi sekunder pada salah satu gardu (GKS.018)

No. Gardu	Tegangan			Sudut Tegangan		
	A	B	C	A	B	C
GKS.018	0.207	0.209	0.211	-63,4	177,1	57,6



Gambar 4.19. Vektor Tegangan Sisi Sekunder

Gambar 4.19. bentuk diagram vektor sisi sekunder dari gardu GKS 018 dimana nilai tegangan dan sudut tegangan phase A 0,207 V memiliki sudut tegangan phase $-63,4^\circ$, phase B 0,209 V sudut tegangan phase $177,1^\circ$ dan 0,211 V sudut tegangannya $57,6^\circ$.

4.3.4 Jatuh Tegangan (*Drop Voltage*)

Tabel 4.9. Persentase jatuh tegangan

NO. BUS	VD % in Vmag		
	Fasa A	Fasa B	Fasa C
GK110	1,2	0,8	1,4
GK111	0,5	0,9	0,5
GK112	6,4	0,1	0
GK113	2,9	0,8	0,3
GK114	0,7	0,6	0,9
GK115	1,4	1	0,9
GK116	2,3	1,8	1,1
GK117	1,1	1,6	2,1
GK118	2,5	2,3	2,2
GK119	0	0,7	0,5
GK120	1,4	1,1	1,1
GK121	1,1	1	0,7
GK122	0,4	0,6	0,2
GK123	1,7	1,9	2,7
GK124	1,7	1,8	1,5
GK125	1,5	2,7	1,9
GK126	0,8	1,3	1,9
GK127	0,7	1,2	1,5

NO. BUS	VD % in Vmag		
	Fasa A	Fasa B	Fasa C
GK128	1,6	1,8	2,6
GK129	2,5	2,9	3
GK130	0,5	0,6	0,8
GK131	2,6	0,8	0,9
GK172	0,4	0,7	0,5
GK173	1,5	2,8	1,9
GK176	0,6	0,6	0,2
GK178	1	0,1	0,1
GK183	1,6	1,1	2,3
GK184	2	2,5	0,2
GK185	2,7	1,9	1
GKS001	0,1	0,1	0,2
GKS002	1,1	1,2	0,2
GKS003	1	1,8	0,7
GKS004	1,8	1,1	1,7
GKS005	1,3	0,6	0,6
GKS006	0,7	0,3	0
GKS007	1	0,7	0,6
GKS008	4,3	1,9	3,2
GKS009	0,7	0,7	0,3
GKS010	2,1	2,8	1,9
GKS011	0,2	0,1	0,3
GKS012	0,5	0,1	0,3
GKS013	1,4	0,6	1
GKS014	0,9	0,1	0,4
GKS015	1,1	0,5	0
GKS016	2,7	2,4	4,1
GKS017	0,7	0,6	0
GKS018	3,1	2,7	1,2
GKS019	0,8	1,4	0,3
GKS020	1,6	1,5	1,4
GKS021	0,6	0,7	0,1
GKS022	0,8	1,1	0,4
GKS023	0,7	0,8	0,3
GKS024	0,9	0,6	0,5
GKS025	1,5	1	1,2
GKS026	0,8	0,6	0,3
GKS027	2,4	2,2	0,8
GKS028	1,1	0,9	0,5
GKS029	1,2	0,6	0,2
GKS030	1,8	1,9	0,9
GKS031	2,4	2,4	2,2
GKS032	1,4	1,1	0,4
GKS033	2,4	1,8	1,3
GKS034	0,8	0,8	0,3
GKS035	0,8	1,4	0,2
GKS036	2,8	1,6	1
GKS037	1,9	1,2	0,4
GKS038	0,6	0,5	0,5
GKS039	1,8	0,7	0,4
GKS040	0,4	0,2	0,5

NO. BUS	VD % in Vmag		
	Fasa A	Fasa B	Fasa C
GKS041	0,9	0,7	0,2
GKS042	1,1	1,2	0,3
GKT001	1,2	0,8	0,3
GKT002	2,1	1	1,4
GKT003	0,3	0,5	0,1
GKT004	1,3	1,2	1,2
GKT005	2,2	1,4	0,2
GKT006	2,1	1,2	0,7
GKT007	3	2,9	2
GKT008	0,3	1,7	0,6
GKT009	0,4	0,3	0,3
GKT010	2,4	0,7	0,3
GKT011	1,8	1,8	0,6
GKT012	1,3	1,4	0,5
GKT013	1,2	0,7	0,2
GKT014	1,7	1,1	0,8
GKT015	2,5	2,6	0,5
GKT016	5,7	6,2	3,4
GKT017	0,7	0,8	0,3
GKT018	0,8	0,4	0,1
GKT019	3,1	2,4	1,7
GKT020	2,8	3,1	1,4
GKT021	4,5	3,1	5,8
GKT022	3,7	2,9	2,6
GKT023	2,8	3,1	2,2
GKT024	3,3	3,3	1,9
GKT025	1,9	3,1	4,5
GKT026	0,7	0,5	0,4
GKT027	2,6	2,6	1,7
GKT028	2,4	2,2	0,7
GKT029	2,6	1,3	1,6
GKT030	2,9	1,8	1
GKT031	1,7	1,6	0,6
GKT032	1,4	0,9	0,2
GKT033	1,7	1,1	0,4
GKT034	1,2	0,9	0
GKS035	0,3	0,2	0,5
GKS036	0,4	0,2	0,6
GKT037	1,4	0,8	0
GKT038	1,4	0,7	0,1
GKT039	1,3	0,7	0,2
GKT040	0,7	0,6	0
GKT041	1,1	1,1	0,5

Dari tabel 4.9 di sajikan hasil jatuh tegangan dari simulasi ETAP 19.0.1 dalam bentuk persen, di mana nilai jatuh tegangan terbesar terletak pada bus GKT 016 dengan nilai jatuh tegangan phase A 5,7%, phase B 6,2 dan phase C

3,4. Sedangkan nilai tegangan terendah terletak pada bus GKS 06, GKT 09 dan GKT 35 dengan nilai 1%.

4.3.5 Arus Beban Tidak Seimbang

Pengujian untuk beban tidak seimbang dilakukan dengan menjalankan *Unbalanced Load Flow* pada software ETAP 19.0.1. hasil simulasi aliran beban tidak seimbang menunjukkan gambaran kondisi setiap bus yang meliputi tegangan, daya dan rugi – rugi jaringan masing – masing fasa yaitu fasa A, B dan C. hasil pengujian dapat ditunjukkan pada table 4.10.

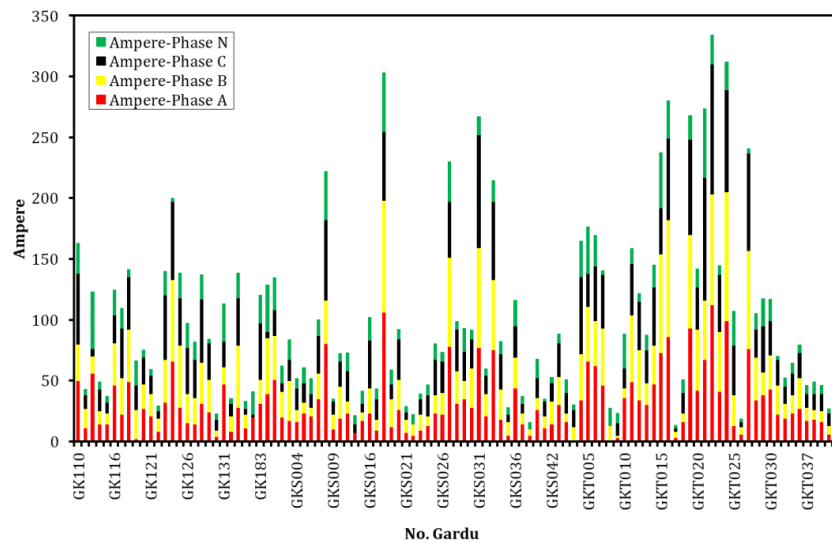
Tabel 4.10. Beban dan sudut Phasa sisi sekunder

No. Gardu	Amp-Ph A	Sudut A	Amp-Ph B	Sudut B	Amp-Ph C	Sudut C	Amp-Ph N	Sudut N
GK110	50	-73	30	167	58	47	25	2
GK111	11	-73	16	167	11	47	5	167
GK112	114	-77	0	0	0	0	117	-77
GK113	56	-75	14	167	6	48	47	-83
GK114	14	-73	11	167	18	47	6	22
GK115	14	-73	9	167	9	47	5	-74
GK116	46	-74	35	166	23	47	20	-106
GK117	22	-73	30	167	41	46	17	70
GK118	49	-74	43	166	43	46	6	-77
GK119	2	-72	24	167	20	47	20	177
GK120	27	-73	20	167	22	47	6	-58
GK121	21	-73	18	167	15	47	5	-104
GK122	8	-72	11	167	6	48	4	-169
GK123	32	-74	35	166	53	46	20	52
GK124	66	-74	67	166	64	46	3	-151
GK125	28	-73	51	166	39	46	21	136
GK126	15	-73	24	167	38	46	20	68
GK127	14	-73	22	167	31	46	15	74
GK128	31	-74	34	166	52	46	20	51
GK129	24	-74	27	166	30	45	3	73
GK130	4	-73	5	167	9	47	5	57
GK131	47	-74	14	167	21	47	31	-64
GK172	8	-72	13	167	10	47	4	144
GK173	28	-73	51	166	39	46	21	136
GK176	11	-73	11	167	5	48	6	-133
GK178	20	-73	0	0	2	48	19	-68
GK183	31	-74	20	167	46	46	23	20
GK184	39	-74	46	166	5	48	39	-143
GK185	51	-74	36	166	21	47	27	-105
GKS001	0	0	0	0	0	0	0	0

No. Gardu	Amp- Ph A	Sudut A	Amp- Ph B	Sudut B	Amp- Ph C	Sudut C	Amp- Ph N	Sudut N
GKS002	20	-73	21	167	7	47	14	-137
GKS003	17	-73	33	166	17	47	17	166
GKS004	16	-74	10	167	18	46	8	-1
GKS005	23	-73	9	168	16	47	13	-44
GKS006	21	-73	7	168	11	47	13	-57
GKS007	35	-73	21	167	31	47	13	-30
GKS008	81	-76	35	166	66	45	40	-36
GKS009	10	-73	12	167	11	47	2	138
GKS010	19	-74	26	166	21	46	7	149
GKS011	0	0	0	0	0	0	0	0
GKS012	3	-72	0	0	0	0	3	-73
GKS013	23	-73	10	167	25	46	15	-7
GKS014	7	-73	0	0	7	47	7	-13
GKS015	17	-73	7	168	7	47	11	-73
GKS016	23	-74	21	166	39	44	19	35
GKS017	9	-73	9	167	17	47	8	46
GKS018	106	-75	92	166	57	46	48	-119
GKS019	12	-73	23	167	12	47	12	167
GKS020	26	-74	25	167	33	46	8	36
GKS021	7	-73	11	167	6	47	5	179
GKS022	5	-73	9	167	0	0	8	-159
GKS023	9	-73	13	167	13	47	4	106
GKS024	13	-73	8	168	17	47	8	12
GKS025	23	-73	15	167	29	46	13	10
GKS026	22	-73	18	167	26	47	7	15
GKS027	78	-74	73	166	46	46	33	-126
GKS028	31	-73	27	167	34	47	7	8
GKS029	35	-73	15	168	24	47	19	-47
GKS030	28	-74	32	166	24	46	8	-162
GKS031	77	-74	82	166	93	45	15	58
GKS032	21	-73	18	167	15	47	6	-103
GKS033	75	-74	58	166	64	46	17	-51
GKS034	18	-73	25	167	29	47	10	84
GKS035	5	-73	11	167	6	47	6	158
GKS036	44	-75	25	167	26	46	21	-73
GKS037	14	-74	9	167	8	47	6	-83
GKS038	5	-73	5	168	0	0	5	-132
GKS039	26	-74	10	167	16	47	16	-53
GKS040	1	-72	0	0	0	0	1	-72
GKS041	11	-73	10	167	12	47	2	12
GKS042	14	-73	19	167	15	47	5	157
GKT001	30	-73	23	167	28	47	7	-32
GKT002	16	-74	7	167	17	46	11	-11
GKT003	0	0	12	168	14	47	4	100
GKT004	34	-73	38	167	63	46	30	51
GKT005	66	-74	45	167	27	47	39	-102
GKT006	62	-74	37	167	45	46	26	-57
GKT007	46	-75	47	165	44	45	3	-141
GKT008	0	0	13	167	0	0	14	167
GKT009	3	-72	2	168	10	47	8	40
GKT010	36	-74	8	168	16	46	28	-59

No. Gardu	Amp-Ph A	Sudut A	Amp-Ph B	Sudut B	Amp-Ph C	Sudut C	Amp-Ph N	Sudut N
GKT011	49	-74	55	166	42	46	13	-158
GKT012	34	-73	41	167	40	46	7	113
GKT013	30	-73	18	167	27	47	13	-29
GKT014	47	-74	32	167	48	46	18	-13
GKT015	73	-74	81	166	38	46	45	-144
GKT016	86	-77	96	162	67	43	31	-159
GKT017	3	-73	5	167	3	47	2	168
GKT018	16	-73	7	168	17	47	11	-9
GKT019	93	-75	77	166	78	45	20	-74
GKT020	42	-75	50	165	35	45	15	-166
GKT021	67	-76	49	165	101	41	57	18
GKT022	112	-76	91	165	107	44	24	-35
GKT023	41	-75	49	165	47	45	8	117
GKT024	99	-75	106	165	84	45	23	-151
GKT025	13	-74	25	165	41	42	28	65
GKT026	6	-73	6	168	4	47	2	-130
GKT027	76	-75	81	166	80	45	4	114
GKT028	34	-74	35	166	23	46	13	-137
GKT029	38	-75	19	167	38	45	22	-17
GKT030	43	-75	28	166	28	46	18	-76
GKT031	22	-74	24	167	21	46	3	-167
GKT032	19	-73	12	167	14	47	7	-58
GKT033	23	-74	15	167	18	46	8	-53
GKT034	27	-73	25	167	21	47	6	-111
GKT035	0	0	0	0	0	0	0	0
GKT036	0	0	0	0	0	0	0	0
GKT037	17	-73	11	167	11	47	7	-74
GKT038	18	-73	8	167	13	47	10	-45
GKT039	16	-73	9	167	14	46	7	-31
GKT040	6	-73	7	168	10	47	4	59
GKT041	12	-73	18	167	20	46	8	91

Dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 diperoleh arus beban tidak seimbang dan sudut arus sisi sekunder pada masing-masing phase yang disajikan pada tabel 4.10, arus beban dari masing-masing phase dalam bentuk grafik dapat dilihat pada gambar 4.20.

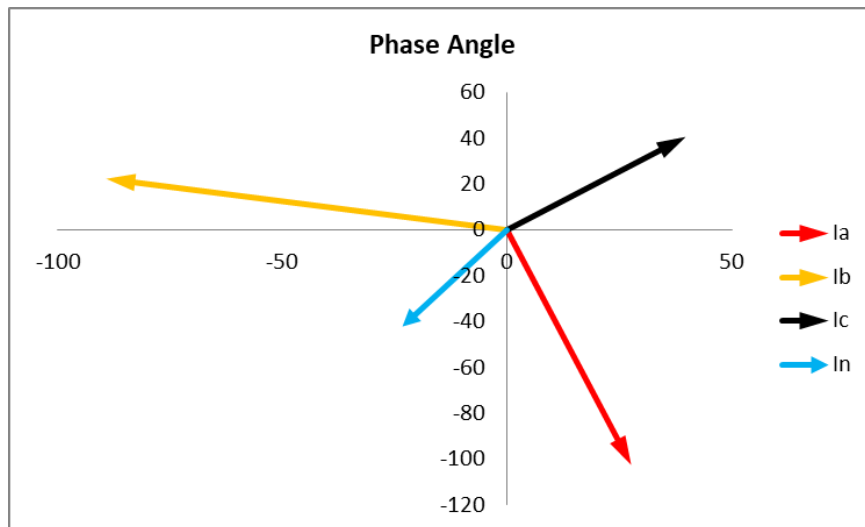


Gambar 4.20. Grafik Beban pada Sisi Sekunder

Dari gambar 4.20 hasil simulasi ETAP.19.0.1 yang disajikan pada tabel 4.10, dapat dilihat adanya arus yang mengalir pada phase netral juga beban dari masing - masing phase tidak sama besar dan sudut phasanya tidak membentuk 120° sehingga mengakibatkan ketidakseimbangan beban pada masing-masing gardu distribusi. Pemodelan vector dapat dilihat pada gambar 4.21.

Table 4.11. arus dan sudut arus pada salah satu gardu (GKS.018)

No. Gardu	Ampere				Sudut arus			
	A	B	C	N	A	B	C	N
GKS.018	106	92	57	48	-75	166	46	-119



Gambar 4.21. Vektor Arus Sekunder GKS.018

Gambar 4.21 model diagram vektor arus hasil simulasi ETAP 19.0.1 yang disajikan pada tabel 4.10 dari salah satu gardu distribusi, dimana phase A memiliki nilai arus 106 ampere sudut arusnya -75° , phase B memiliki nilai arus 92 ampere sudut arusnya 166° , phase C memiliki nilai arus 57 ampere sudut arusnya 46° dan phase N memiliki nilai 48 ampere sudut arusnya -119° .

4.3.6 Aliran Daya Tidak Seimbang

Aliran daya tidak seimbang terjadi dikarena nilai arus beban dari masing-masing phase tidak sama besar dan juga sudut phasanya tidak membentuk sudut 120° . Nilai aliran daya disajikan pada tabel 4.12 dan dibuatkan grafik pada gambar 4.21 dan 4.22.

Tabel 4.12. Aliran daya pada gardu distribusi

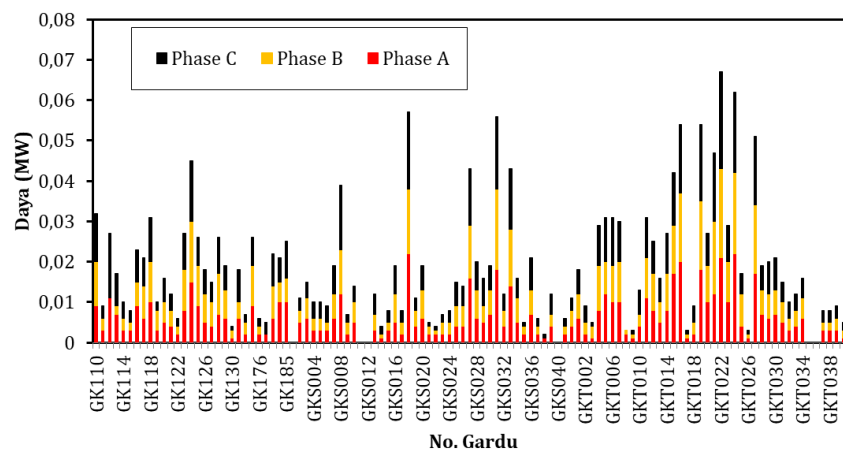
NO. GARDU	MW Ph. A	Mvar Ph. A	MW Ph. B	Mvar Ph. B	MW Ph. C	Mvar Ph. C
GK110	0,009	0,003	0,011	0	0,012	0,003
GK111	0,003	0	0,003	0,001	0,003	0,001
GK112	0,011	0,012	0	0	0,016	0,004
GK113	0,007	0,005	0,002	0,001	0,008	0,002
GK114	0,003	0,001	0,003	0	0,004	0,001
GK115	0,003	0,001	0,002	0	0,003	0
GK116	0,009	0,003	0,006	0,002	0,008	0

NO. GARDU	MW Ph. A	Mvar Ph. A	MW Ph. B	Mvar Ph. B	MW Ph. C	Mvar Ph. C
GK117	0,006	0,001	0,008	0,001	0,007	0,003
GK118	0,01	0,003	0,01	0,002	0,011	0,002
GK119	0,003	0,001	0,005	0,001	0,002	0,002
GK120	0,005	0,002	0,005	0,001	0,006	0,001
GK121	0,004	0,001	0,004	0,001	0,004	0
GK122	0,002	0	0,002	0,001	0,002	0
GK123	0,008	0,002	0,01	0,001	0,009	0,004
GK124	0,015	0,003	0,015	0,004	0,015	0,003
GK125	0,009	0,001	0,01	0,003	0,007	0,002
GK126	0,005	0	0,007	0,001	0,006	0,003
GK127	0,004	0	0,006	0,001	0,005	0,002
GK128	0,007	0,001	0,01	0,001	0,009	0,004
GK129	0,006	0,001	0,007	0,001	0,006	0,002
GK130	0,001	0	0,002	0	0,001	0,001
GK131	0,006	0,004	0,004	0	0,008	0
GK172	0,002	0	0,003	0,001	0,002	0,001
GK173	0,009	0,001	0,01	0,003	0,007	0,002
GK176	0,002	0,001	0,002	0,001	0,002	0
GK178	0,002	0,002	0	0	0,003	0,001
GK183	0,006	0,002	0,008	0	0,008	0,003
GK184	0,01	0,002	0,005	0,004	0,006	0,001
GK185	0,01	0,003	0,006	0,002	0,009	0
GKS001	0	0	0	0	0	0
GKS002	0,005	0,001	0,003	0,002	0,003	0
GKS003	0,006	0	0,005	0,002	0,004	0,001
GKS004	0,003	0,001	0,003	0	0,004	0,001
GKS005	0,003	0,002	0,003	0	0,004	0
GKS006	0,003	0,002	0,002	0	0,004	0
GKS007	0,006	0,002	0,006	0,001	0,007	0,001
GKS008	0,012	0,006	0,011	0,001	0,016	0,003
GKS009	0,002	0	0,003	0,001	0,002	0,001
GKS010	0,005	0,001	0,005	0,002	0,004	0,001
GKS011	0	0	0	0	0	0
GKS012	0	0	0	0	0	0
GKS013	0,003	0,002	0,004	0	0,005	0,001
GKS014	0,001	0,001	0,001	0	0,002	0
GKS015	0,003	0,001	0,002	0	0,003	0
GKS016	0,005	0,001	0,007	0,001	0,007	0,003
GKS017	0,002	0	0,003	0	0,003	0,001
GKS018	0,022	0,006	0,016	0,006	0,019	0,001
GKS019	0,004	0	0,004	0,002	0,003	0,001
GKS020	0,006	0,001	0,007	0,001	0,006	0,002
GKS021	0,002	0	0,002	0,001	0,001	0
GKS022	0,002	0	0,001	0,001	0,001	0
GKS023	0,002	0	0,003	0,001	0,002	0,001
GKS024	0,002	0,001	0,003	0	0,003	0,001
GKS025	0,004	0,001	0,005	0	0,006	0,002
GKS026	0,004	0,001	0,005	0,001	0,005	0,001
GKS027	0,016	0,004	0,013	0,005	0,014	0,001
GKS028	0,006	0,002	0,007	0,001	0,007	0,002
GKS029	0,005	0,002	0,004	0	0,007	0,001

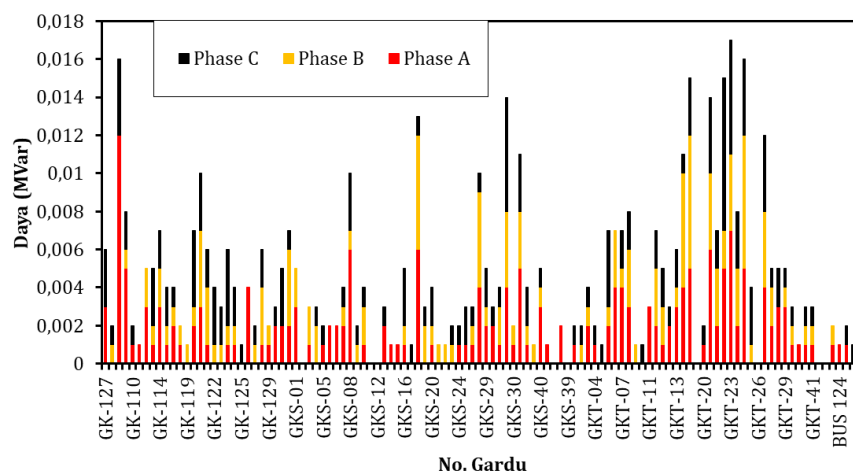
NO. GARDU	MW Ph. A	Mvar Ph. A	MW Ph. B	Mvar Ph. B	MW Ph. C	Mvar Ph. C
GKS030	0,007	0,001	0,006	0,002	0,006	0,001
GKS031	0,018	0,004	0,02	0,004	0,018	0,006
GKS032	0,004	0,001	0,004	0,001	0,004	0
GKS033	0,014	0,005	0,014	0,003	0,015	0,003
GKS034	0,005	0,001	0,006	0,001	0,005	0,002
GKS035	0,002	0	0,002	0,001	0,001	0
GKS036	0,007	0,003	0,006	0,001	0,008	0,001
GKS037	0,002	0,001	0,002	0	0,002	0
GKS038	0,001	0	0	0	0,001	0
GKS039	0,004	0,002	0,003	0	0,005	0
GKS040	0	0	0	0	0	0
GKS041	0,002	0,001	0,002	0	0,002	0,001
GKS042	0,004	0	0,004	0,001	0,003	0,001
GKT001	0,006	0,002	0,006	0,001	0,006	0,001
GKT002	0,002	0,001	0,003	0	0,004	0,001
GKT003	0,001	0	0,003	0	0,001	0,001
GKT004	0,008	0,002	0,011	0,001	0,01	0,004
GKT005	0,012	0,004	0,008	0,003	0,011	0
GKT006	0,01	0,004	0,009	0,001	0,012	0,002
GKT007	0,01	0,003	0,01	0,003	0,01	0,002
GKT008	0,002	0	0,001	0,001	0	0
GKT009	0,001	0	0,001	0	0,001	0,001
GKT010	0,004	0,003	0,003	0	0,006	0
GKT011	0,011	0,002	0,01	0,003	0,01	0,002
GKT012	0,008	0,001	0,009	0,002	0,008	0,002
GKT013	0,005	0,002	0,005	0	0,006	0,001
GKT014	0,008	0,003	0,009	0,001	0,01	0,002
GKT015	0,017	0,004	0,012	0,006	0,013	0,001
GKT016	0,02	0,005	0,017	0,007	0,017	0,003
GKT017	0,001	0	0,001	0	0,001	0
GKT018	0,002	0,001	0,003	0	0,004	0,001
GKT019	0,018	0,006	0,017	0,004	0,019	0,004
GKT020	0,01	0,002	0,009	0,003	0,008	0,002
GKT021	0,012	0,005	0,018	0,002	0,017	0,008
GKT022	0,021	0,007	0,022	0,004	0,024	0,006
GKT023	0,01	0,002	0,01	0,003	0,009	0,003
GKT024	0,022	0,005	0,02	0,007	0,02	0,004
GKT025	0,004	0	0,008	0,001	0,005	0,003
GKT026	0,001	0	0,001	0	0,001	0
GKT027	0,017	0,004	0,017	0,004	0,017	0,004
GKT028	0,007	0,002	0,006	0,002	0,006	0,001
GKT029	0,006	0,003	0,006	0	0,008	0,002
GKT030	0,007	0,003	0,006	0,001	0,008	0,001
GKT031	0,005	0,001	0,005	0,001	0,005	0,001
GKT032	0,003	0,001	0,003	0	0,004	0
GKT033	0,004	0,001	0,004	0,001	0,004	0,001
GKT034	0,006	0,001	0,005	0,001	0,005	0,001
GKS035	0	0	0	0	0	0
GKS036	0	0	0	0	0	0
GKT037	0,003	0,001	0,002	0,001	0,003	0
GKT038	0,003	0,001	0,002	0	0,003	0

NO. GARDU	MW Ph. A	Mvar Ph. A	MW Ph. B	Mvar Ph. B	MW Ph. C	Mvar Ph. C
GKT039	0,003	0,001	0,003	0	0,003	0,001
GKT040	0,001	0	0,002	0	0,002	0,001
GKT041	0,003	0	0,004	0,001	0,003	0,001

Dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 diperoleh aliran daya tidak seimbang pada masing-masing phase yang disajikan pada tabel 4.12, aliran daya tidak seimbang dari masing-masing phase dalam bentuk grafik dapat dilihat pada gambar 4.22 daya aktif dan 4.22 daya reaktif.



Gambar 4.22. Grafik aliran daya (MW) dari masing – masing gardu distribusi



Gambar 4.23. grafik aliran daya (MVar) dari masing – masing gardu distribusi

Gambar 4.22 dan gambar 4.23 menunjukkan karakteristik dari tabel 4.12 dimana ketidakseimbangan aliran daya terjadi hampir ke semua gardu distribusi yang ada pada AG.03.

4.4 Losses Pada Penghantar

Hasil perhitungan rugi-rugi daya (*losses*) pada penyulang AG.03 menggunakan software ETAP 19.0.1 dimana terdapat daya aktif dan daya reaktif dari masing-masing kabel penghubung disajikan pada tabel 4.13.

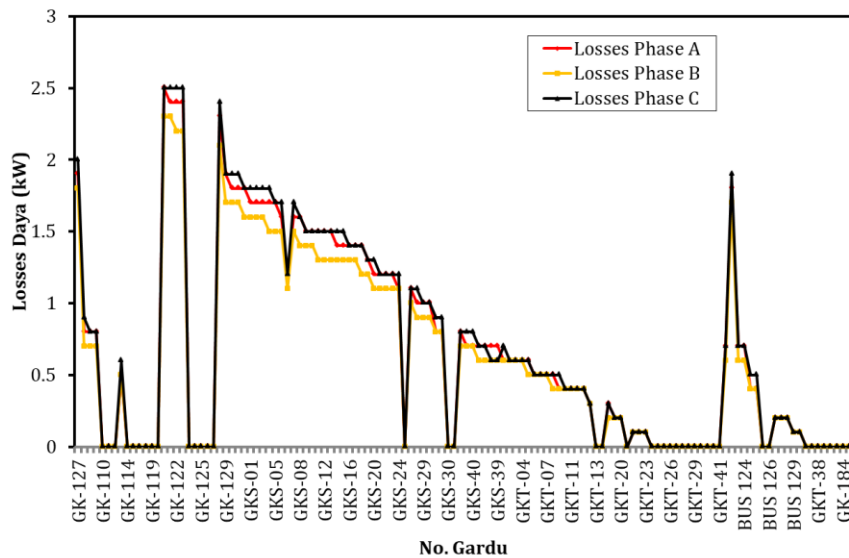
Tabel 4.13. Rugi – rugi daya (*Losses*) pada Penyulang

NO. BUS		SALURAN	LOSSES PENGHANTAR					
			kW			Kvar		
FROM	TO		Fasa A	Fasa B	Fasa C	Fasa A	Fasa B	Fasa C
BUS 3	GK-127	KABEL 1	1,9	1,8	2	0,5	0,5	0,5
TRAFO GI	GK-112	KABEL 2	0,8	0,7	0,9	0,3	0,3	0,3
GK-112	GK-115	KABEL 3	0,8	0,7	0,8	0,3	0,2	0,3
GK-115	GK-116	KABEL 4	0,8	0,7	0,8	0,3	0,2	0,3
GK-112	GK-110	KABEL 5	0	0	0	0	0	0
GK-110	GK-111	KABEL 6	0	0	0	0	0	0
GK-112	GK-113	KABEL 7	0	0	0	0	0	0
GK-127	GK-128	KABEL 8	0,5	0,5	0,6	0,2	0,2	0,2
GK-113	GK-114	KABEL 9	0	0	0	0	0	0
GK-114	GK-178	KABEL 10	0	0	0	0	0	0
GK-116	GK-117	KABEL 11	0	0	0	0	0	0
GK-117	GK-118	KABEL 12	0	0	0	0	0	0
GK-118	GK-119	KABEL 13	0	0	0	0	0	0
GK-119	GK-172	KABEL 14	0	0	0	0	0	0
BUS 122	GK-120	KABEL 15	2,5	2,3	2,5	0,7	0,6	0,7
GK-120	GK-121	KABEL 16	2,4	2,3	2,5	0,6	0,6	0,7
GK-121	GK-122	KABEL 17	2,4	2,2	2,5	0,6	0,6	0,7
GK-122	GK-176	KABEL 18	2,4	2,2	2,5	0,6	0,6	0,7
GK-176	GK-123	KABEL 19	0	0	0	0	0	0
BUS 3	GK-124	KABEL 20	0	0	0	0	0	0
BUS 3	GK-125	KABEL 21	0	0	0	0	0	0
GK-125	GK-126	KABEL 22	0	0	0	0	0	0
GK-126	GK-183	KABEL 23	0	0	0	0	0	0
GK-176	BUS 3	KABEL 24	2,3	2,1	2,4	0,6	0,6	0,6
GK-128	GK-129	KABEL 26	1,9	1,7	1,9	0,5	0,5	0,5
BUS 119	GK-130	KABEL 27	1,8	1,7	1,9	0,5	0,4	0,5
GK-130	GK-173	KABEL 28	1,8	1,7	1,9	0,5	0,4	0,5
GK-173	GK-131	KABEL 29	1,8	1,6	1,8	0,5	0,4	0,5
GK-131	GKS-01	KABEL 30	1,7	1,6	1,8	0,5	0,4	0,5
GKS-01	GKS-02	KABEL 31	1,7	1,6	1,8	0,5	0,4	0,5
GKS-02	GKS-03	KABEL 32	1,7	1,6	1,8	0,5	0,4	0,5

NO. BUS		SALURAN	LOSSES PENGHANTAR					
			kW			Kvar		
FROM	TO		Fasa A	Fasa B	Fasa C	Fasa A	Fasa B	Fasa C
GKS-03	GKS-04	KABEL 33	1,7	1,5	1,8	0,4	0,4	0,5
GKS-04	GKS-05	KABEL 34	1,7	1,5	1,7	0,4	0,4	0,5
GKS-05	GKS-06	KABEL 35	1,6	1,5	1,7	0,4	0,4	0,5
GKS-22	GKS-23	KABEL 36	1,2	1,1	1,2	0,3	0,3	0,3
GKS-06	GKS-07	KABEL 37	1,6	1,5	1,7	0,4	0,4	0,5
GKS-07	GKS-08	KABEL 38	1,6	1,4	1,6	0,4	0,4	0,4
GKS-08	GKS-09	KABEL 39	1,5	1,4	1,5	0,4	0,4	0,4
GKS-09	GKS-10	KABEL 40	1,5	1,4	1,5	0,4	0,4	0,4
GKS-10	GKS-11	KABEL 41	1,5	1,3	1,5	0,4	0,4	0,4
GKS-11	GKS-12	KABEL 42	1,5	1,3	1,5	0,4	0,4	0,4
GKS-12	GKS-13	KABEL 43	1,5	1,3	1,5	0,4	0,4	0,4
GKS-13	GKS-14	KABEL 44	1,4	1,3	1,5	0,4	0,4	0,4
GKS-14	GKS-15	KABEL 45	1,4	1,3	1,5	0,4	0,4	0,4
GKS-15	GKS-16	KABEL 46	1,4	1,3	1,4	0,4	0,3	0,4
GKS-16	GKS-17	KABEL 47	1,4	1,3	1,4	0,4	0,3	0,4
GKS-17	GKS-18	KABEL 48	1,4	1,2	1,4	0,4	0,3	0,4
GKS-18	GKS-19	KABEL 49	1,3	1,2	1,3	0,3	0,3	0,3
GKS-19	GKS-20	KABEL 50	1,2	1,1	1,3	0,3	0,3	0,3
GKS-20	GKS-21	KABEL 51	1,2	1,1	1,2	0,3	0,3	0,3
GKS-21	GKS-22	KABEL 52	1,2	1,1	1,2	0,3	0,3	0,3
GKS-23	GKS-25	KABEL 53	1,2	1,1	1,2	0,3	0,3	0,3
GKS-25	GKS-24	KABEL 54	1,1	1,1	1,2	0,3	0,3	0,3
GKS-24	GKS-26	KABEL 55	0	0	0	0	0	0
GKS-24	GKS-27	KABEL 56	1,1	1	1,1	0,3	0,3	0,3
GKS-27	GKS-28	KABEL 57	1	0,9	1,1	0,3	0,3	0,3
GKS-28	GKS-29	KABEL 58	1	0,9	1	0,3	0,2	0,3
GKS-29	BUS 62	KABEL 59	1	0,9	1	0,3	0,2	0,3
BUS 62	GKS-32	KABEL 60	0,8	0,8	0,9	0,2	0,2	0,2
GKS-32	GKS-33	KABEL 61	0,8	0,8	0,9	0,2	0,2	0,2
BUS 62	GKS-30	KABEL 62	0	0	0	0	0	0
GKS-30	GKS-31	KABEL 63	0	0	0	0	0	0
GKS-33	GKS-34	KABEL 64	0,8	0,7	0,8	0,2	0,2	0,2
GKS-34	GKS-35	KABEL 65	0,7	0,7	0,8	0,2	0,2	0,2
GKS-35	GKS-40	KABEL 66	0,7	0,7	0,8	0,2	0,2	0,2
GKS-40	GKS-36	KABEL 67	0,7	0,6	0,7	0,2	0,2	0,2
BUS 124	GKS-37	KABEL 68	0,7	0,6	0,7	0,2	0,2	0,2
GKS-37	GKS-38	KABEL 69	0,7	0,6	0,6	0,2	0,2	0,2
GKS-38	GKS-39	KABEL 70	0,7	0,6	0,6	0,2	0,2	0,2
GKS-39	GKT-01	KABEL 71	0,6	0,6	0,7	0,2	0,2	0,2
GKT-01	GKT-02	KABEL 72	0,6	0,6	0,6	0,2	0,2	0,2
GKT-02	GKT-03	KABEL 73	0,6	0,6	0,6	0,2	0,2	0,2
GKT-03	GKT-04	KABEL 74	0,6	0,6	0,6	0,2	0,1	0,2
GKT-04	GKT-05	KABEL 75	0,6	0,5	0,6	0,2	0,1	0,2
GKT-05	GKT-36	KABEL 76	0,5	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1
GKT-35	GKT-06	KABEL 77	0,5	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1
GKT-06	GKT-07	KABEL 78	0,5	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1
GKT-07	GKT-08	KABEL 79	0,5	0,4	0,5	0,1	0,1	0,1
GKT-09	GKT-10	KABEL 80	0,4	0,4	0,5	0,1	0,1	0,1
GKT-10	GKT-32	KABEL 81	0,4	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1

NO. BUS		SALURAN	LOSSES PENGHANTAR					
			kW			Kvar		
FROM	TO		Fasa A	Fasa B	Fasa C	Fasa A	Fasa B	Fasa C
GKT-32	GKT-11	KABEL 82	0,4	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1
GKT-11	GKT-36	KABEL 83	0,4	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1
GKT-36	BUS 88	KABEL 84	0,4	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1
BUS 88	GKT-14	KABEL 85	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1
GKT-12	GKT-13	KABEL 86	0	0	0	0	0	0
GKT-14	GKT-33	KABEL 88	0	0	0	0	0	0
GKT-14	GKT-16	KABEL 89	0,3	0,2	0,3	0,1	0,1	0,1
GKT-16	GKT-17	KABEL 91	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
GKT-18	GKT-20	KABEL 92	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
GKT-20	GKT-19	KABEL 93	0	0	0	0	0	0
GKT-20	GKT-21	KABEL 94	0,1	0,1	0,1	0	0	0
GKT-21	GKT-22	KABEL 95	0,1	0,1	0,1	0	0	0
GKT-22	GKT-23	KABEL 96	0,1	0,1	0,1	0	0	0
GKT-24	GKT-34	KABEL 97	0	0	0	0	0	0
GKT-34	GKT-25	KABEL 98	0	0	0	0	0	0
GKT-25	BUS 106	KABEL 99	0	0	0	0	0	0
BUS 106	GKT-26	KABEL 100	0	0	0	0	0	0
GKT-26	GKT-31	KABEL 101	0	0	0	0	0	0
BUS 106	GKT-30	KABEL 102	0	0	0	0	0	0
GKT-24	GKT-27	KABEL 103	0	0	0	0	0	0
GKT-28	GKT-29	KABEL 104	0	0	0	0	0	0
GKT-29	GKT-37	KABEL 105	0	0	0	0	0	0
GKT-37	GKT-39	KABEL 106	0	0	0	0	0	0
GKT-39	GKT-40	KABEL 107	0	0	0	0	0	0
GKT-40	GKT-41	KABEL 108	0	0	0	0	0	0
GK-116	BUS 122	KABEL 109	0,7	0,6	0,7	0,2	0,2	0,3
GK-129	BUS 119	KABEL 110	1,8	1,7	1,9	0,5	0,4	0,5
GKS-36	BUS 123	KABEL 111	0,7	0,6	0,7	0,2	0,2	0,2
BUS 123	BUS 124	KABEL 112	0,7	0,6	0,7	0,2	0,2	0,2
BUS 125	GKT-09	KABEL 113	0,4	0,4	0,5	0,1	0,1	0,1
GKT-08	BUS 125	KABEL 114	0,4	0,4	0,5	0,1	0,1	0,1
BUS 88	BUS 126	KABEL 115	0	0	0	0	0	0
GKT-12	BUS 126	KABEL 116	0	0	0	0	0	0
GKT-17	BUS 127	KABEL 117	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
BUS 128	GKT-18	KABEL 118	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
BUS 127	BUS 128	KABEL 119	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
GKT-23	BUS 129	KABEL 120	0,1	0,1	0,1	0	0	0
BUS 129	GKT-24	KABEL 121	0,1	0,1	0,1	0	0	0
BUS 130	GKT-28	KABEL 122	0	0	0	0	0	0
GKT-27	BUS 130	KABEL 123	0	0	0	0	0	0
GKT-41	GKT-38	KABEL 124	0	0	0	0	0	0
GKS-40	GKS-41	KABEL 125	0	0	0	0	0	0
GKS-41	GKS-42	KABEL 126	0	0	0	0	0	0
GKT-33	GKT-15	KABEL 127	0	0	0	0	0	0
GK-183	GK-184	KABEL 128	0	0	0	0	0	0
GK-124	GK-185	KABEL 129	0	0	0	0	0	0

Dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 rugi-rugi daya pada masing-masing phase gardu distribusi yang disajikan pada tabel 4.13, rugi-rugi daya dari masing-masing phase dalam bentuk grafik dapat disimak pada gambar 4.24.



Gambar 4.24. Grafik Rugi – rugi daya (*Losses*) pada penyulang

Dari grafik yang di tunjukan dalam Gambar 4.24 dapat dilihat pada tabel 4.13 yang disimulasikan menggunakan ETAP 19.0.1, hasil simulasi menunjukan daya aktif dan daya reaktif baik di sisi pengirim maupun di sisi terima. bahwa rugi – rugi daya (*losses*) paling besar terjadi pada kabel 15 di mana penghubung antara Bus 122 dengan Gk-120 yaitu fasa A sebesar 2,5 kW 0,7 Kvar, fasa B sebesar 2,3 kW 0,6 Kvar dan fasa C sebesar 2,5 kW 0,7 Kvar.

4.5 Analisis Ketidakseimbangan Tegangan

Menghitung nilai VUF%, LVUR% dan PVUR% pada salah satu gardu distribusi (GK.110) dari hasil perhitungan di bawah kita dapat mengetahui *voltage unbalance factor* (Faktor ketidakseimbangan tegangan) berdasarkan

besaran tegangan urutan negative dan positif, $a = \angle 120^\circ$; dan V_a , V_b , V_c adalah tiga fasa Line-Grounding fasa tegangan, Menggunakan standar IEC 61000-2-2[12], *line voltage unbalance rate* (tingkat ketidakseimbangan tegangan saluran) Menghitung ketidakseimbangan menggunakan besaran tegangan Line-Line V_{ab} , V_{bc} , dan V_{ca} , menggunakan standar NEMA dan *phase voltage unbalance rate* (tingkat ketidakseimbangan fasa) dihitung menggunakan besaran tegangan line to grounding V_a , V_b dan V_c standar IEEE[13]. Dari masing-masing perhitungan memiliki standar toleransi yang berbeda, di mana VUF yang menggunakan standar IEC memiliki batas toleransi 2% untuk LVUR menggunakan standar NEMA yang memiliki batas toleransi 3% dan untuk PVUR menggunakan standar IEEE dimana batas toleransinya 2%.

4.5.1 Faktor Ketidakseimbangan Tegangan (*Voltage Unbalanced Factor-VUF*) pada saluran 20 kV (IEC Standard 61000-2-2)

$$VUF\% = \frac{|V_n|}{|V_p|} \times 100, \text{ dimana nilai } a = 1\angle 120^\circ \dots\dots\dots(31)$$

$$V_p = \frac{V_a + a.V_b + a^2.V_c}{3} \text{ dan } V_n = \frac{V_a + a^2.V_b + a.V_c}{3}$$

$$V_a = 20.406\angle -0.6^\circ$$

$$V_b = 20.421\angle -120.6^\circ$$

$$V_c = 20.404\angle -119.4^\circ$$

$$V_p = \frac{20.406\angle -0.6^\circ + (1\angle 120^\circ * 20.421\angle -120.6^\circ) + ((1\angle 120^\circ)^2 * 20.404\angle -119.4^\circ)}{3}$$

$$= 20.4092142218065 - 0.213732604407285i$$

$$V_n = \frac{20.406\angle -0.6^\circ + ((1\angle 120^\circ)^2 * 20.421\angle -120.6^\circ) + (1\angle 120^\circ * 20.404\angle -119.4^\circ)}{3}$$

$$= -0.00211515782426671 + 0.00492989707359707i$$

$$VUF\% = 0.026$$

4.5.2 Rating Ketidakseimbangan Tegangan Saluran (*Line Voltage Unbalanced Rate-LVUR*) pada saluran 20 kV (NEMA Standard)

$$LVUR\% = \frac{\Delta V_L^{max}}{\Delta V_L^{avg}} \times 100, \text{ dimana } \dots\dots\dots (32)$$

$$\Delta V_L^{avg} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ca}}{3} \text{ dan}$$

$$\Delta V_L^{max} = \max\{|V_a - \Delta V_L^{avg}|, |V_b - \Delta V_L^{avg}|, |V_c - \Delta V_L^{avg}|\}$$

$$\Delta V_L^{max} = 0.011333333$$

$$\Delta V_L^{avg} = 20.36766667$$

$$LVUR\% = 0.056$$

4.5.3 Rating Ketidakseimbangan Tegangan Phase (*Phase Voltage Unbalanced Rate-PVUR*) pada saluran 20 kV (IEEE Standard)

$$PVUR\% = \frac{\Delta V_p^{max}}{\Delta V_p^{avg}} \times 100, \text{ dimana } \dots\dots\dots (33)$$

$$\Delta V_p^{avg} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3} \text{ dan}$$

$$\Delta V_p^{max} = \max\{|V_a - \Delta V_p^{avg}|, |V_b - \Delta V_p^{avg}|, |V_c - \Delta V_p^{avg}|\}$$

$$\Delta V_p^{max} = 0.00466667$$

$$\frac{\Delta V_p^{max}}{\Delta V_p^{avg}} = 11.759333$$

$$PVUR\% = 0.040$$

Tabel 4.14. Hasil simulasi %LVUR, %PVUR dan %VUF pada ETAP 19.0.1

NO. GARDU	20 kV		400 V		20 kV		400 V		20 kV		400 V	
	%LV UR Etap	%LVUR Hitung Manual	%LV UR Etap	%LVUR Hitung Manual	%PV UR Etap	%PVUR Hitung Manual	%PV UR Etap	%PVUR Hitung Manual	%VUF Etap	%VUF Hitung Manual	%VUF Etap	%VUF Hitung Manual
GK110	0,054	0,052	0,379	0,330	0,054	0,037	0,381	0,429	0,054	0,026	0,388	0,367

NO. GARDU	20 kV		400 V		20 kV		400 V		20 kV		400 V	
	%LV UR Etap	%LVUR Hitung Manual	%LV UR Etap	%LVUR Hitung Manual	%PV UR Etap	%PVUR Hitung Manual	%PV UR Etap	%PVUR Hitung Manual	%VUF Etap	%VUF Hitung Manual	%VUF Etap	%VUF Hitung Manual
GK111	0,054	0,054	0,116	0,082	0,054	0,031	0,188	0,284	0,054	0,027	0,128	0,136
GK112	0,054	0,121	3,722	2,170	0,054	0,031	4,347	2,165	0,054	0,060	3,718	3,652
GK113	0,055	0,052	1,448	0,744	0,055	0,037	1,614	1,003	0,055	0,026	1,444	1,503
GK114	0,055	0,054	0,172	0,164	0,055	0,037	0,143	0,000	0,055	0,027	0,185	0,192
GK115	0,055	0,054	0,352	0,165	0,055	0,037	0,372	0,143	0,056	0,081	0,353	0,318
GK116	0,056	0,056	0,597	0,416	0,056	0,040	0,664	0,720	0,057	0,082	0,649	0,623
GK117	0,056	0,056	0,416	0,499	0,056	0,037	0,462	0,576	0,057	0,082	0,458	0,521
GK118	0,056	0,057	0,242	0,167	0,056	0,037	0,253	0,145	0,057	0,083	0,243	0,320
GK119	0,056	0,054	0,234	0,246	0,056	0,037	0,29	0,284	0,057	0,081	0,241	0,292
GK120	0,06	0,059	0,238	0,249	0,06	0,051	0,258	0,144	0,065	0,090	0,255	0,294
GK121	0,063	0,064	0,205	0,083	0,063	0,063	0,217	0,288	0,072	0,095	0,207	0,184
GK122	0,073	0,065	0,103	0,000	0,073	0,072	0,182	0,000	0,08	0,098	0,104	0,058
GK123	0,083	0,066	0,617	0,254	0,083	0,081	0,639	0,441	0,088	0,102	0,618	0,557
GK124	0,096	0,072	0,086	0,000	0,096	0,098	0,119	0,000	0,1	0,106	0,091	0,000
GK125	0,094	0,070	0,479	0,340	0,094	0,092	0,614	0,442	0,098	0,107	0,525	0,492
GK126	0,094	0,072	0,577	0,423	0,094	0,095	0,582	0,586	0,098	0,106	0,608	0,613
GK127	0,106	0,074	0,418	0,339	0,106	0,104	0,383	0,146	0,108	0,112	0,441	0,434
GK128	0,109	0,075	0,643	0,427	0,109	0,107	0,64	0,296	0,112	0,113	0,643	0,606
GK129	0,112	0,079	0,316	0,346	0,112	0,116	0,263	0,150	0,123	0,118	0,325	0,438
GK130	0,147	0,086	0,338	0,170	0,147	0,149	0,23	0,295	0,147	0,174	0,343	0,376
GK131	0,173	0,094	1,032	0,949	0,173	0,174	1,265	0,897	0,173	0,187	1,114	1,195
GK172	0,056	0,054	0,084	0,000	0,056	0,037	0,151	0,000	0,057	0,081	0,084	0,058
GK173	0,16	0,090	0,429	0,519	0,159	0,161	0,584	0,300	0,16	0,181	0,49	0,533
GK176	0,084	0,066	0,17	0,167	0,084	0,086	0,271	0,289	0,089	0,102	0,194	0,193
GK178	0,055	0,054	0,61	0,328	0,055	0,037	0,656	0,426	0,055	0,027	0,616	0,633
GK183	0,094	0,072	0,681	0,763	0,094	0,092	0,682	0,588	0,098	0,106	0,758	0,848
GK184	0,094	0,073	1,155	1,186	0,094	0,092	1,394	1,322	0,099	0,108	1,158	1,146
GK185	0,096	0,073	0,812	0,680	0,096	0,098	0,914	1,029	0,1	0,108	0,854	0,869
GKS001	0,186	0,096	0,185	0,256	0,186	0,186	0,186	0,148	0,186	0,194	0,186	0,240
GKS002	0,198	0,098	0,334	0,431	0,198	0,196	0,584	0,448	0,198	0,198	0,379	0,401
GKS003	0,21	0,105	0,303	0,260	0,21	0,208	0,48	0,150	0,21	0,206	0,306	0,300
GKS004	0,223	0,117	0,672	0,787	0,223	0,224	0,644	0,607	0,223	0,213	0,69	0,708
GKS005	0,236	0,126	0,592	0,610	0,236	0,236	0,623	0,452	0,236	0,219	0,615	0,621
GKS006	0,248	0,137	0,403	0,435	0,248	0,252	0,465	0,301	0,249	0,277	0,42	0,440
GKS007	0,26	0,144	0,461	0,525	0,26	0,259	0,429	0,455	0,261	0,285	0,462	0,464
GKS008	0,272	0,152	1,552	1,622	0,271	0,272	1,612	1,560	0,272	0,290	1,58	1,637
GKS009	0,282	0,163	0,233	0,176	0,282	0,281	0,23	0,152	0,283	0,296	0,237	0,241
GKS010	0,293	0,166	0,143	0,180	0,292	0,294	0,304	0,155	0,294	0,300	0,154	0,199
GKS011	0,304	0,176	0,303	0,176	0,303	0,301	0,304	0,152	0,305	0,306	0,305	0,241
GKS012	0,315	0,183	0,424	0,353	0,314	0,318	0,534	0,305	0,316	0,311	0,445	0,382
GKS013	0,325	0,189	0,793	0,804	0,325	0,325	0,727	0,774	0,327	0,317	0,804	0,816
GKS014	0,336	0,199	0,804	0,802	0,335	0,332	0,723	0,770	0,337	0,324	0,808	0,807
GKS015	0,346	0,203	0,538	0,536	0,346	0,348	0,73	0,310	0,348	0,328	0,593	0,600
GKS016	0,357	0,210	1,451	1,015	0,356	0,361	1,322	1,118	0,358	0,388	1,473	1,472
GKS017	0,367	0,218	0,489	0,541	0,366	0,369	0,372	0,624	0,369	0,393	0,563	0,603
GKS018	0,378	0,221	0,784	0,460	0,377	0,376	1,055	0,957	0,379	0,390	0,794	0,738
GKS019	0,387	0,228	0,012	0,000	0,386	0,386	0,376	0,314	0,389	0,396	0,013	0,000
GKS020	0,397	0,236	0,542	0,642	0,396	0,394	0,425	0,476	0,399	0,401	0,603	0,653
GKS021	0,407	0,244	0,255	0,364	0,406	0,407	0,352	0,157	0,409	0,406	0,255	0,282
GKS022	0,416	0,248	0,255	0,273	0,416	0,415	0,711	0,789	0,419	0,410	0,286	0,274
GKS023	0,426	0,258	0,35	0,275	0,426	0,425	0,274	0,317	0,429	0,417	0,387	0,333

NO. GARDU	20 kV		400 V		20 kV		400 V		20 kV		400 V	
	%LV UR Etap	%LVUR Hitung Manual	%LV UR Etap	%LVUR Hitung Manual	%PV UR Etap	%PVUR Hitung Manual	%PV UR Etap	%PVUR Hitung Manual	%VUF Etap	%VUF Hitung Manual	%VUF Etap	%VUF Hitung Manual
GKS024	0,447	0,272	0,686	0,645	0,446	0,450	0,552	0,478	0,45	0,426	0,713	0,695
GKS025	0,437	0,263	0,816	0,831	0,436	0,436	0,717	0,800	0,439	0,421	0,859	0,857
GKS026	0,447	0,271	0,549	0,460	0,446	0,443	0,452	0,478	0,45	0,427	0,563	0,550
GKS027	0,457	0,279	0,57	0,374	0,456	0,457	0,865	0,971	0,46	0,432	0,57	0,542
GKS028	0,466	0,287	0,564	0,649	0,465	0,468	0,484	0,161	0,47	0,490	0,575	0,586
GKS029	0,476	0,291	0,75	0,742	0,475	0,469	0,796	0,642	0,479	0,494	0,758	0,724
GKS030	0,484	0,296	0,282	0,282	0,483	0,486	0,498	0,488	0,487	0,499	0,297	0,751
GKS031	0,483	0,297	0,538	0,379	0,482	0,480	0,377	0,493	0,487	0,498	0,614	0,597
GKS032	0,493	0,302	0,512	0,281	0,492	0,494	0,689	0,325	0,497	0,502	0,529	0,408
GKS033	0,502	0,310	0,744	0,852	0,501	0,501	0,825	0,328	0,506	0,508	0,752	0,786
GKS034	0,51	0,316	0,473	0,562	0,509	0,506	0,333	0,162	0,515	0,511	0,529	0,615
GKS035	0,519	0,321	0,146	0,094	0,518	0,520	0,365	0,326	0,523	0,515	0,154	0,147
GKS036	0,537	0,337	0,985	1,050	0,536	0,535	1,376	0,661	0,542	0,529	1,105	1,103
GKS037	0,562	0,352	0,752	0,763	0,56	0,555	1,048	0,495	0,566	0,538	0,813	0,833
GKS038	0,569	0,355	0,488	0,473	0,568	0,569	0,674	0,328	0,575	0,541	0,496	0,501
GKS039	0,577	0,361	1,024	0,956	0,576	0,577	1,148	0,828	0,583	0,599	1,05	1,021
GKS040	0,528	0,325	0,567	0,560	0,527	0,527	0,608	0,323	0,532	0,520	0,568	0,532
GKS041	0,528	0,325	0,582	0,658	0,527	0,527	0,534	0,488	0,532	0,520	0,592	0,646
GKS042	0,528	0,325	0,363	0,377	0,526	0,527	0,411	0,490	0,532	0,520	0,373	0,341
GKT001	0,585	0,366	0,703	0,669	0,583	0,581	0,689	0,331	0,59	0,603	0,707	0,696
GKT002	0,592	0,372	1,321	1,449	0,59	0,589	1,22	1,338	0,597	0,607	1,34	1,388
GKT003	0,598	0,377	0,514	0,477	0,597	0,597	0,33	0,165	0,604	0,611	0,58	0,510
GKT004	0,606	0,381	0,895	0,774	0,604	0,601	0,623	0,671	0,612	0,616	0,969	1,009
GKT005	0,614	0,384	0,852	0,679	0,612	0,612	1,301	0,840	0,62	0,618	0,913	0,862
GKT006	0,628	0,393	0,984	1,071	0,626	0,625	1,119	0,845	0,633	0,624	1,004	1,048
GKT007	0,633	0,398	0,58	0,595	0,631	0,632	0,693	0,343	0,639	0,629	0,581	0,599
GKT008	0,639	0,397	0,358	0,194	0,639	0,640	0,805	0,671	0,645	0,630	0,358	0,346
GKT009	0,651	0,410	0,728	0,677	0,649	0,646	0,589	0,503	0,657	0,637	0,761	0,712
GKT010	0,657	0,412	1,437	1,471	0,655	0,654	1,765	1,358	0,663	0,640	1,542	1,576
GKT011	0,667	0,418	0,498	0,395	0,665	0,666	0,697	0,513	0,673	0,645	0,501	0,450
GKT012	0,676	0,423	0,595	0,691	0,674	0,672	0,543	0,513	0,683	0,650	0,625	0,678
GKT013	0,677	0,427	0,89	0,786	0,675	0,678	0,854	0,681	0,683	0,651	0,894	0,846
GKT014	0,681	0,425	0,996	0,890	0,678	0,679	0,857	0,685	0,687	0,652	1,007	0,959
GKT015	0,68	0,424	0,623	0,499	0,68	0,676	1,185	1,036	0,688	0,653	0,628	0,658
GKT016	0,684	0,430	0,726	0,623	0,681	0,378	1,632	1,622	0,69	0,654	0,814	0,740
GKT017	0,686	0,434	0,531	0,590	0,684	0,685	0,603	0,170	0,693	0,710	0,539	0,547
GKT018	0,694	0,448	0,88	0,888	0,691	0,690	0,788	0,513	0,702	0,716	0,893	0,904
GKT019	0,697	0,448	0,926	0,912	0,695	0,695	1,122	0,526	0,706	0,716	0,942	0,925
GKT020	0,696	0,452	0,313	0,304	0,694	0,695	0,806	0,876	0,705	0,717	0,334	0,325
GKT021	0,697	0,453	2,457	2,181	0,695	0,699	2,426	2,518	0,707	0,718	2,637	2,679
GKT022	0,699	0,455	1,133	1,227	0,697	0,696	1,084	0,885	0,709	0,717	1,137	1,216
GKT023	0,701	0,457	0,501	0,407	0,698	0,700	0,388	0,177	0,71	0,720	0,57	0,558
GKT024	0,704	0,458	0,45	0,511	0,701	0,701	0,849	0,707	0,713	0,720	0,5	0,537
GKT025	0,703	0,458	2,307	1,643	0,701	0,701	2,071	1,243	0,713	0,720	2,363	2,418
GKT026	0,704	0,458	0,67	0,793	0,702	0,701	0,754	0,343	0,714	0,720	0,673	0,698
GKT027	0,705	0,460	0,654	0,710	0,703	0,701	0,628	0,352	0,715	0,722	0,676	0,728
GKT028	0,708	0,460	0,516	0,403	0,705	0,708	0,976	0,699	0,718	0,722	0,581	0,555
GKT029	0,709	0,464	1,509	1,515	0,706	0,705	1,397	1,401	0,719	0,724	1,525	1,521
GKT030	0,705	0,458	1,091	1,212	0,703	0,701	1,472	0,699	0,715	0,720	1,168	1,219
GKT031	0,704	0,460	0,615	0,701	0,702	0,701	0,7	0,347	0,714	0,722	0,62	0,658
GKT032	0,662	0,415	0,857	0,784	0,66	0,658	0,943	0,678	0,668	0,642	0,862	0,845

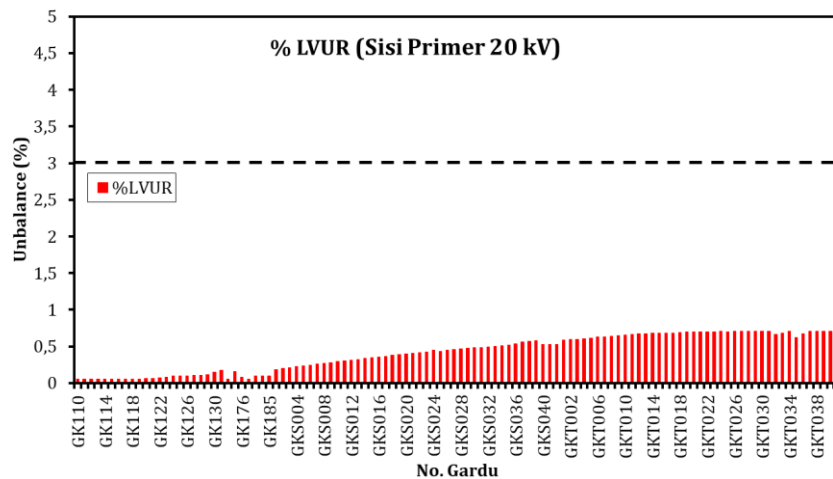
NO. GARDU	20 kV		400 V		20 kV		400 V		20 kV		400 V	
	%LV UR Etap	%LVUR Hitung Manual	%LV UR Etap	%LVUR Hitung Manual	%PV UR Etap	%PVUR Hitung Manual	%PV UR Etap	%PVUR Hitung Manual	%VUF Etap	%VUF Hitung Manual	%VUF Etap	%VUF Hitung Manual
GKT033	0,682	0,425	0,923	0,791	0,68	0,679	0,994	0,685	0,688	0,652	0,928	0,848
GKT034	0,704	0,458	0,696	0,597	0,701	0,701	0,805	0,345	0,713	0,720	0,697	0,651
GKS035	0,621	0,391	0,619	0,575	0,619	0,617	0,621	0,331	0,627	0,622	0,627	0,592
GKS036	0,672	0,420	0,669	0,681	0,669	0,670	0,672	0,505	0,678	0,647	0,678	0,702
GKT037	0,709	0,454	0,852	0,798	0,707	0,705	0,997	0,518	0,72	0,711	0,858	0,852
GKT038	0,71	0,464	1,03	0,996	0,708	0,705	1,066	0,862	0,721	0,724	1,033	1,051
GKT039	0,71	0,464	0,961	0,996	0,707	0,712	0,928	1,036	0,72	0,724	0,965	1,002
GKT040	0,71	0,468	0,741	0,695	0,707	0,705	0,603	0,515	0,72	0,725	0,788	0,737
GKT041	0,71	0,468	0,652	0,699	0,707	0,712	0,399	0,173	0,72	0,725	0,731	0,817

Perhitungan Dari hasil simulasi ETAP 19.0.1 dan perhitungan manual

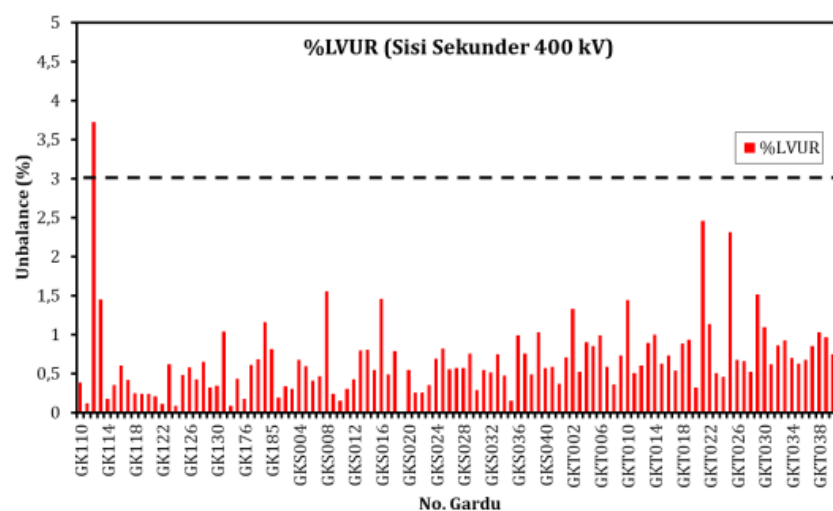
Line Voltage Unbalance Rate (LVUR), Phase Voltage Unbalance Rate (PVUR) dan Voltage Unbalance Factor (VUF) masing-masing phase gardu distribusi yang disajikan pada tabel 4.14, hasil simulasi dan perhitungan manual LVUR, PVUR dan VUF dibuatkan dalam bentuk grafik dapat disimak pada gambar 4.25 LVUR simulasi ETAP, gambar 4.26 perhitungan manual, gambar 4.27 PVUR simulasi ETAP, gambar 4.28 PVUR perhitungan manual dan gambar 4.29 VUF simulasi ETAP, gambar 4.30 VUF perhitungan manual.

4.5.4 Analisis Rating Ketidakseimbangan Tegangan Saluran (*Line Voltage*

Unbalanced Rate Analysis- LVUR)



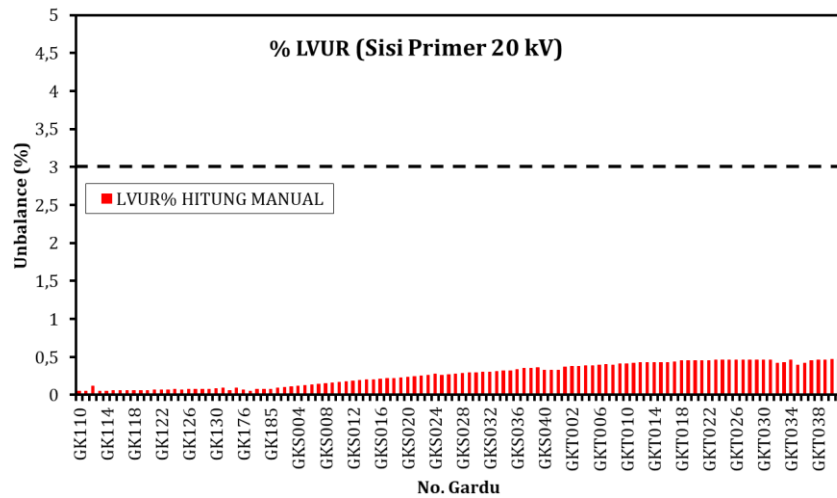
a



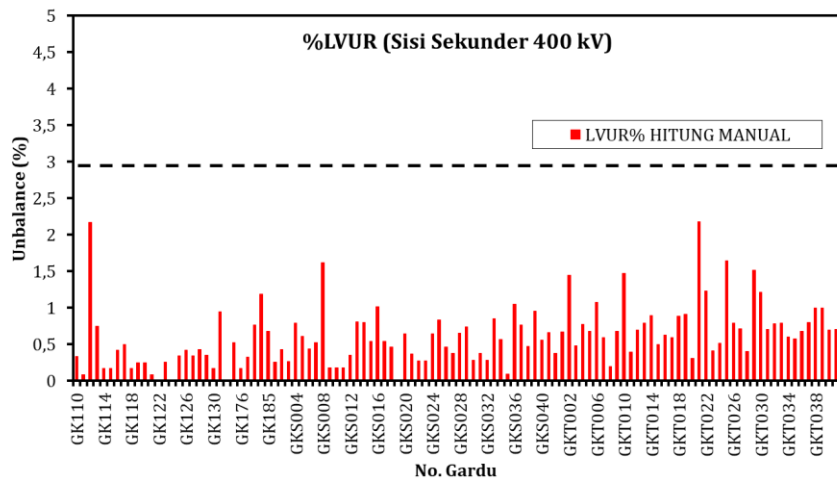
b

Gambar 4.25. Grafik %LVUR ETAP Sisi Primer (a) dan Sekunder (b)

Tingkat ketidakseimbangan tegangan saluran yang dibuat dalam bentuk grafik terdapat pada gambar 4.25 (a) 20 kV dan (b) 400 V. Hasil yang ditampilkan pada grafik adalah tegangan maximum yang disajikan pada table 4.14 dari saluran dalam bentuk persen yang disimulasikan di ETAP 19.0.1.



a

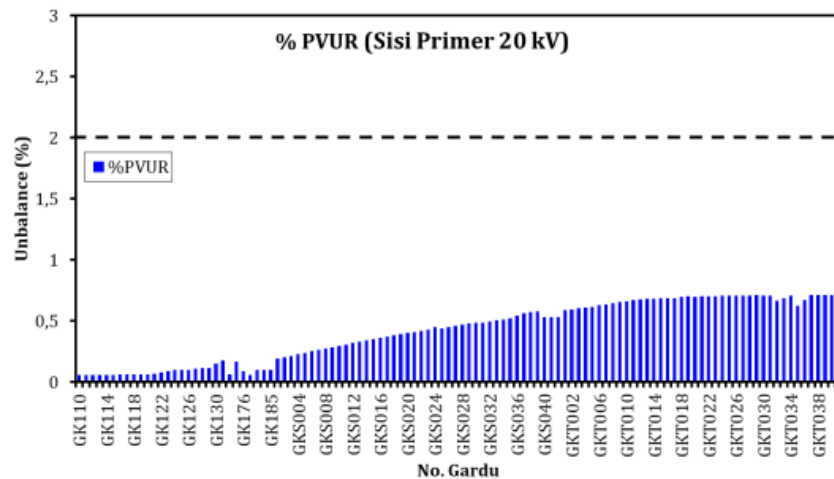


b

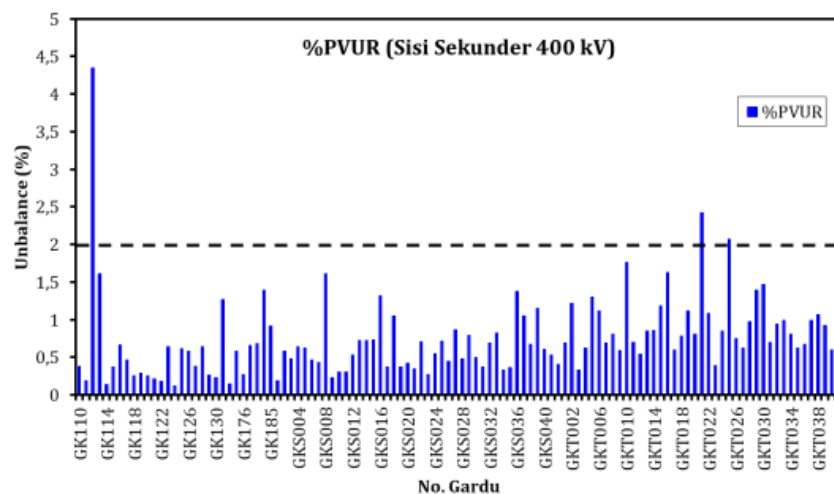
Gambar 4.26. Grafik %LVUR Perhitungan manual Sisi Primer (a) dan Sekunder (b)

Tingkat ketidakseimbangan tegangan saluran yang dibuat dalam bentuk grafik terdapat pada gambar 4.26 (a) 20 kV dan (b) 400 V. Hasil yang ditampilkan pada grafik adalah tegangan maximum yang disajikan pada table 4.14 dari saluran dalam bentuk persen yang dihitung manual.

4.5.5 Analisis Rating Ketidakseimbangan Tegangan Phase (*Phase Voltage Unbalanced Rate-PVUR*)



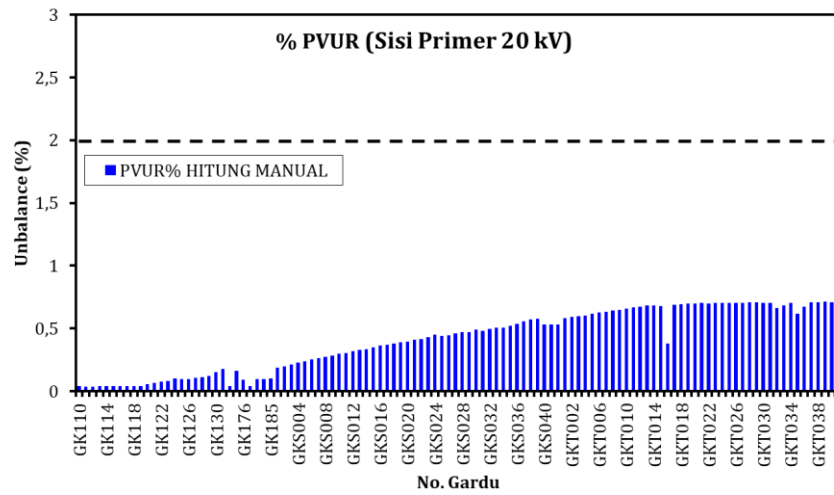
a



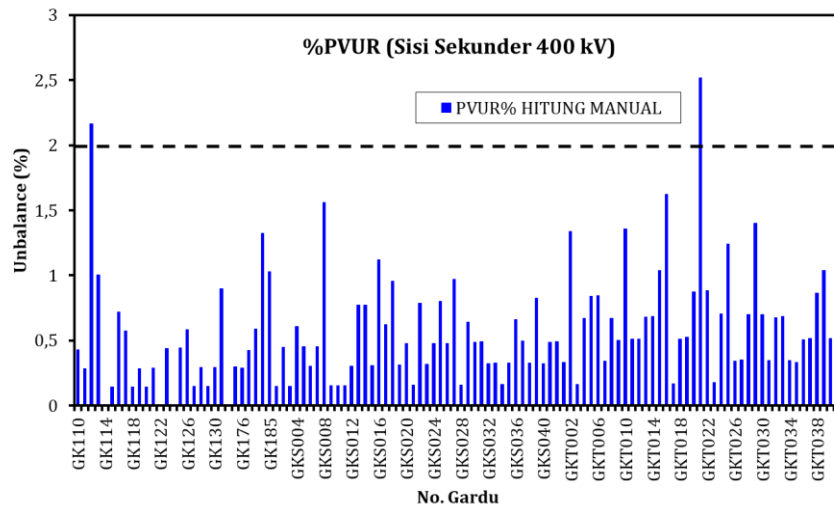
b

Gambar 4.27. Grafik %PVUR ETAP Sisi Primer (a) dan Sekunder (b)

Tingkat ketidakseimbangan tegangan fasa yang dibuat dalam bentuk grafik terdapat pada gambar 4.27 (a) 20 kV dan (b) 400 V. hasil yang ditampilkan pada grafik yang disajikan pada table 4.14 adalah tegangan maximum dari fasa dalam bentuk persen yang disimulasikan di ETAP 19.0.1.



a



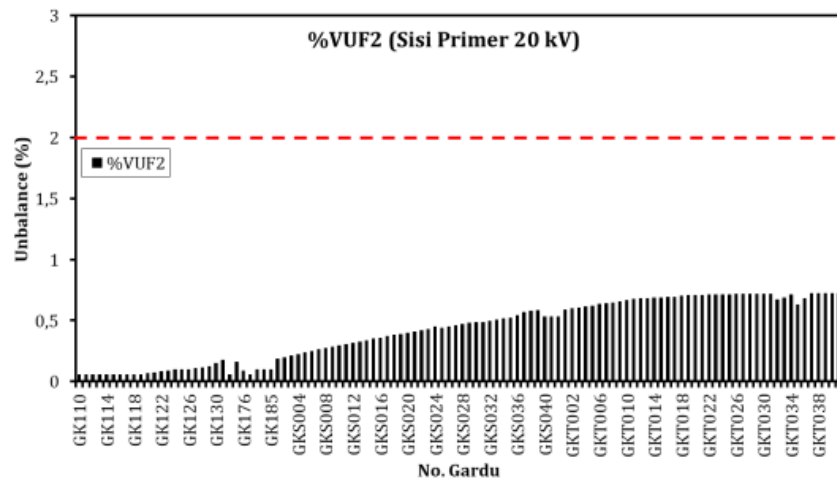
b

Gambar 4.28. Grafik %PVUR Perhitungan Manual Sisi Primer (a) dan Sekunder

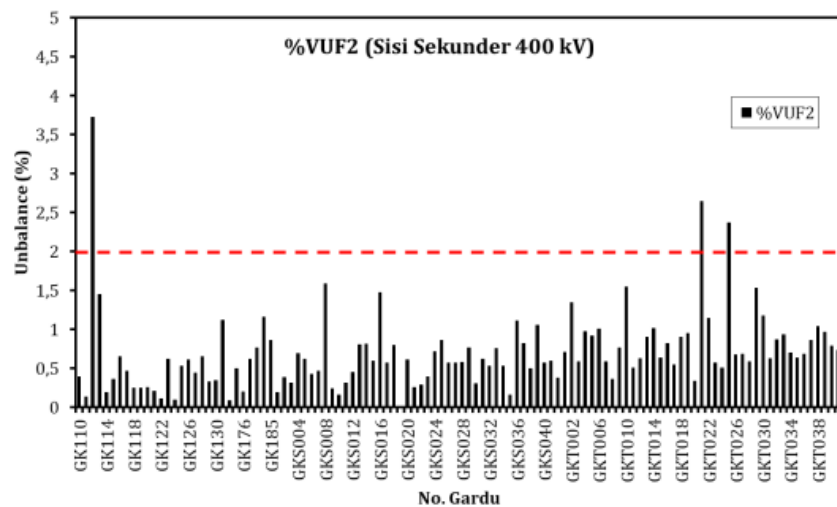
(b)

Tingkat ketidakseimbangan tegangan fasa yang dibuat dalam bentuk grafik terdapat pada gambar 4.27 (a) 20 kV dan (b) 400 V. hasil yang ditampilkan pada grafik yang disajikan pada table 4.14 adalah tegangan maximum dari fasa dalam bentuk persen yang dihitung manual.

4.5.6 Analisis Faktor Ketidakseimbangan Tegangan (*Voltage Unbalanced Factor-VUR*)



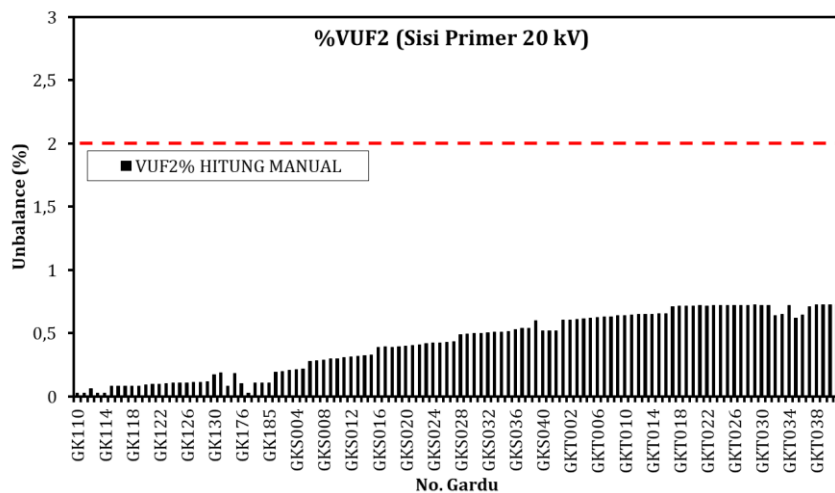
a



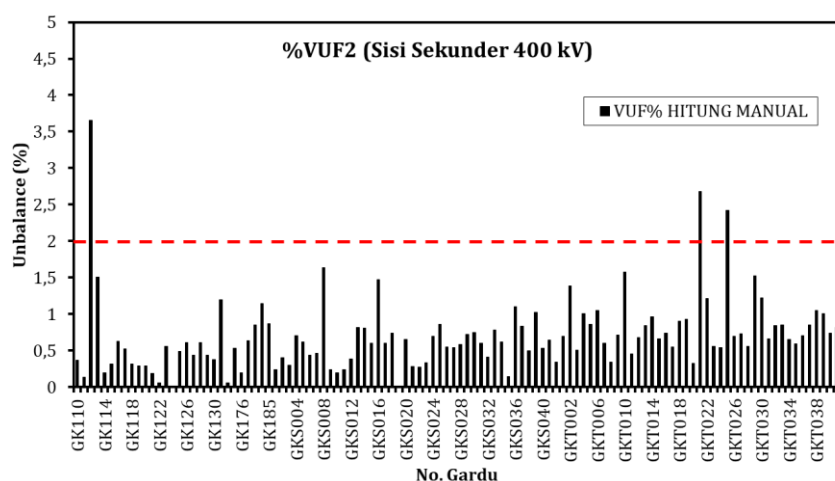
b

Gambar 4.29. Grafik %VUF ETAP Sisi Primer (a) dan Sekunder (b)

Faktor ketidakseimbangan tegangan yang dibuat dalam bentuk grafik terdapat pada gambar 4.29 (a) 20 kV dan (b) 400 V. hasil yang ditampilkan pada grafik yang disajikan pada table 4.14 adalah rasio tegangan urutan negative ke urutan positif dalam bentuk persen yang disimulasikan di ETAP 19.0.1.



a



b

Gambar 4.30. Grafik %VUF Perhitungan Manual Sisi Primer (a) dan Sekunder (b)

Faktor ketidakseimbangan tegangan yang dibuat dalam bentuk grafik terdapat pada gambar 4.29 (a) 20 kV dan (b) 400 V. hasil yang ditampilkan pada grafik yang disajikan pada table 4.14 adalah rasio tegangan urutan negative ke urutan positif dalam bentuk persen yang dihitung manual.

Tabel 4.15. Gardu distribusi aliran daya tidak seimbang

No. Gardu	Beban		Jatuh tegangan %			losses %		
	%	Netral (A)	Ph. A	Ph. B	Ph. C	Ph. A	Ph. B	Ph. C
GK 113	0,81	47	2,9	0,8	0,3	-5,3	-1	6,6
GK 184	0,56	39	2	2,5	0,2	1	-5,2	4,4
GKS 08	0,28	40	4,3	1,9	3,2	-5,1	4	2,1
GKS 18	0,22	48	3,1	2,7	1,2	-1,4	-4,1	6,5
GKT 05	0,29	39	2,2	1,4	0,2	-2,4	-2,1	4,9
GKT 15	0,27	45	2,5	2,6	0,5	1,2	-5	4,4
GKT 16	0,13	31	5,7	6,2	3,4	2,1	-2,9	3

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari hasil simulasi analisis aliran daya tidak seimbang pada penyulang distribusi radial AG.03, Penulis dapat mengambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Ketidakseimbangan arus dan tegangan terjadi hampir diseluruh transformator gardu distribusi pada penyulang AG.03 juga memiliki arus yang mengalir pada fasa netral masih tergolong aman dikarenakan belum melewati batas toleransi 2% ketidakseimbangan menurut standar PLN.
2. Jatuh tegangan (*drop voltage*) yang paling tinggi terjadi pada gardu GKT 16 yaitu 5,7% untuk fasa A, 6,2% untuk fasa B dan 2,1% untuk fasa C, jatuh tegangan pada GKT 16 tergolong tidak aman dikarenakan melewati batas toleransi 2% menurut standar PLN, Nilai rugi-rugi daya (*losses*) yang tertinggi terjadi pada transformator gardu distribusi penyulang AG.03 lebih tepatnya pada kabel 15 yang menghubungkan BUS 112 ke GK-120 dengan nilai 2,5% untuk fasa A, 2,3% untuk fasa B dan 2,5% untuk fasa C, rugi-rugi daya pada kabel 15 tergolong tidak aman dikarenakan persentasi hasil perhitungan melewati batas toleransi 2% yang sudah ditentukan standar PLN.

5.2 Saran

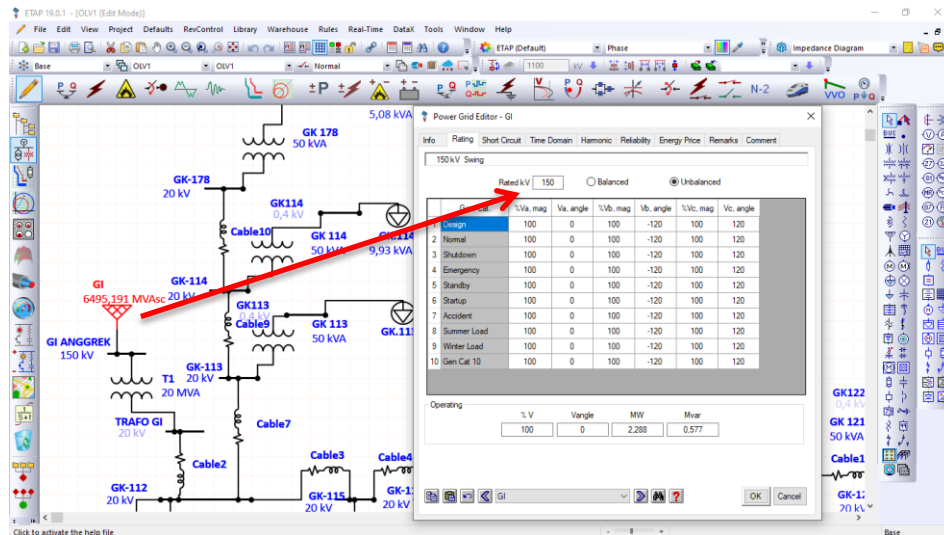
Saran yang dapat diberikan untuk perbaikan dan pengembangan dari hasil penelitian mengenai analisis aliran daya tidak seimbang pada penyulang AG.03, Sebagai masukan untuk mengatasi kondisi tersebut pihak berwajib harus lebih memperhatikan proses pembagian beban pada tiap fasa agar seimbang sehingga tidak mempengaruhi kualitas daya.

DAFTAR PUSTAKA

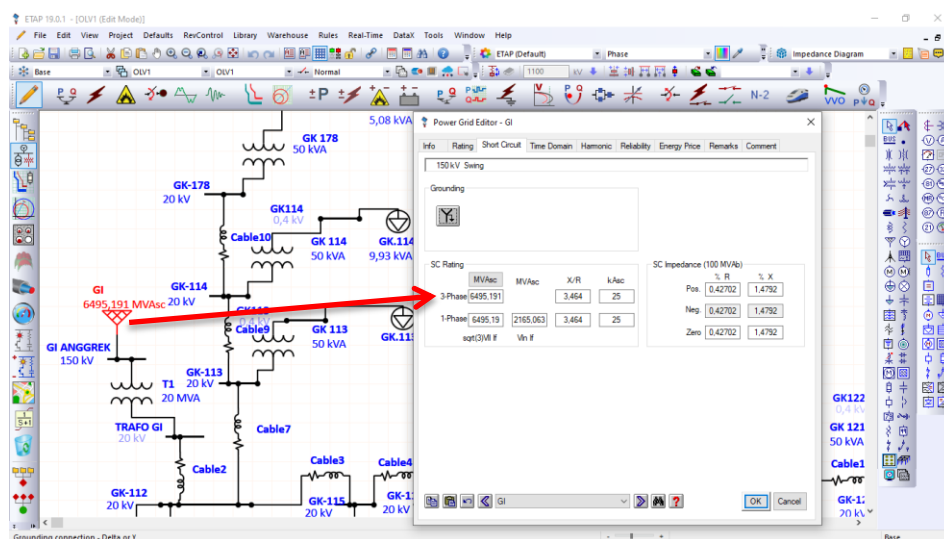
- [1] S. Hariyadi, “ANALISIS RUGI-RUGI DAYA DAN JATUH TEGANGAN PADA SALURAN TRANSMISI TEGANGAN TINGGI 150 KV PADA GARDU INDUK PALUR – MASARAN Disusun,” *Univ. Muhammadiyah Surakarta*, no. 1–16, 2017, [Online]. Available: <https://docplayer.info/65922513-Analisis-rugi-rugi-daya-dan-jatuh-tegangan-pada-saluran-transmisi-tegangan-tinggi-150-kv-pada-gardu-induk-palur-masaran.html>.
- [2] J. B. V Subrahmanyam and E. Engg, “Load Flow Solution of Unbalanced Radial Distribution Systems,” *J. Theor. Appl. Inf. Technol.*, 2009.
- [3] PT. PLN, “Standar-Standar Tegangan,” *Standar Perusah. List. Negara*, p. 5, 1995.
- [4] R. T. Nugraha, “Analisis Rugi Daya Sistem Distribusi dengan Peningkatan Injeksi Jumlah Pembangkit Tersebar,” pp. 1–9, 2014.
- [5] L. S. P. S. M. Nolki Jonal Hontong, Maickel Tuegeh ST. MT., “Analisa Rugi Rugi Daya Pada Jaringan Distribusi Di Pt. Pln Palu,” *J. Tek. Elektro dan Komput.*, vol. 4, no. 1, pp. 64–71, 2015.
- [6] A. Tanjung, “Reconfiguration of Power Supply System Distribution 20 Kv: PT. PLN (Persero) Dumai Area Case,” *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 175, no. 1, 2018, doi: 10.1088/1755-1315/175/1/012101.
- [7] J. T. Elektro, P. N. Lhokseumawe, and K. Beban, “Analisis Aliran Daya Tak Seimbang Pada Jaringan Distribusi Radial,” no. November, pp. 1–7, 2014.
- [8] A. Ketidakseimbangan and B. Di, “PERHITUNGAN RUGI-RUGI DAYA PADA TRAFO DISTRIBUSI Frengki Eka Putra Surusa Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Ichsan Gorontalo,” p. 359.
- [9] S. Saodah, “Evaluasi keandalan sistem distribusi tenaga listrik berdasarkan saidi dan saifi,” *Sains dan Teknol. 2008 – IST AKPRIND Yogyakarta*, pp. 45–51, 2008.
- [10] D. Marsudi, “Politeknik Negeri Sriwijaya 4,” *Pembangkitan Energi List.*, vol. 7, no. 1, pp. 4–31, 2016.
- [11] J. G. Kim, E. W. Lee, D. J. Lee, and J. H. Lee, “Comparison of voltage unbalance factor by line and phase voltage,” *ICEMS 2005 Proc. Eighth Int. Conf. Electr. Mach. Syst.*, vol. 3, pp. 1998–2001, 2005, doi: 10.1109/icems.2005.202910.
- [12] J. Gabriel, *International Standard International Standard*, vol. 6, no. 5. 2003.

- [13] IEEE, "Ieee 141-1993." [Online]. Available: <https://standards.ieee.org/standard/141-1993.html>.
- [14] T. H. Johnson, L. Freeman, J. Hester, and J. L. Bell, "A comparison of ballistic resistance testing techniques in the department of defense," *IEEE Access*, vol. 2, pp. 1442–1455, 2014, doi: 10.1109/ACCESS.2014.2377633.
- [15] W. H. Pareira, "Analisis pengaruh beban tidak seimbang terhadap kualitas daya pada jaringan distribusi radial di area atambua kabupaten belu," 2017.

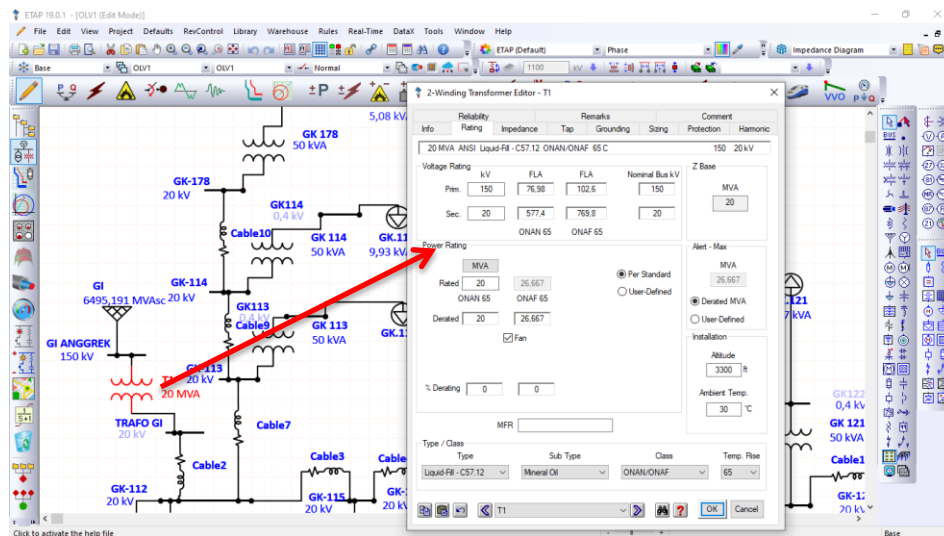
LAMPIRAN



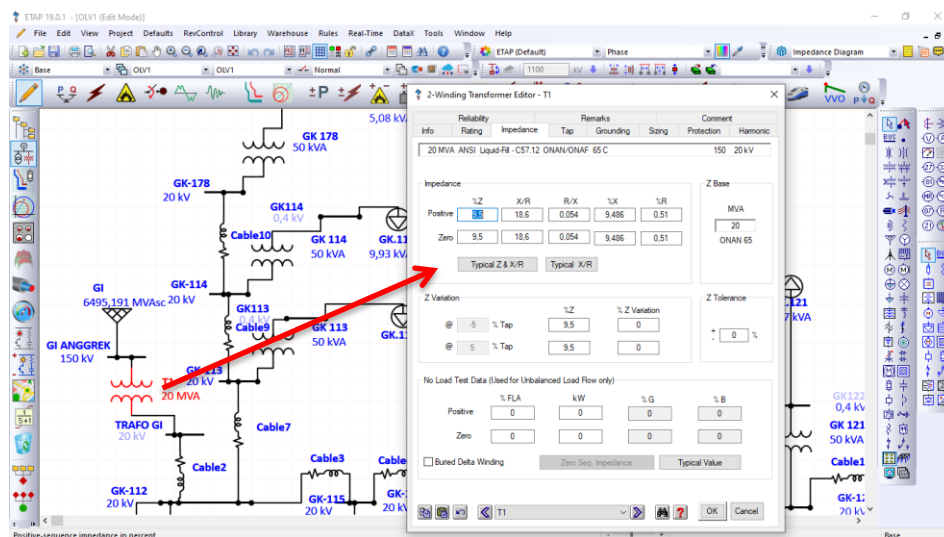
Tampilan pengisian tegangan sumber pada ETAP.19.0.1



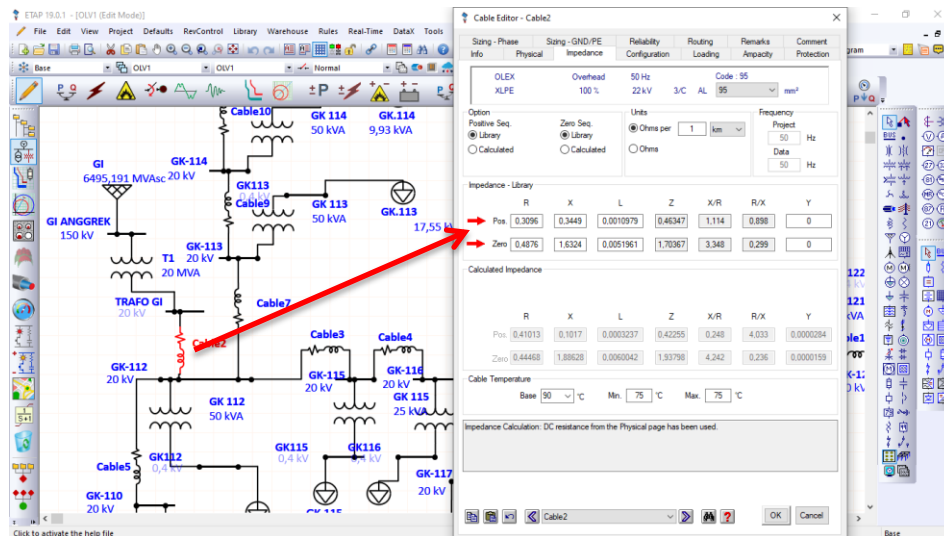
Tampilan pengisian MVAsc pada ETAP.19.0.1



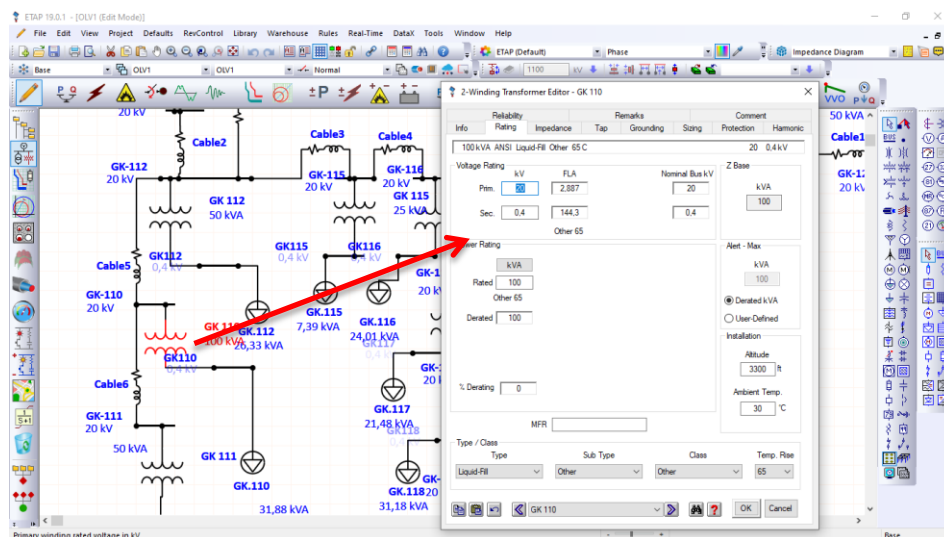
Tampilan pengisian data transformator GI pada ETAP.19.0.1



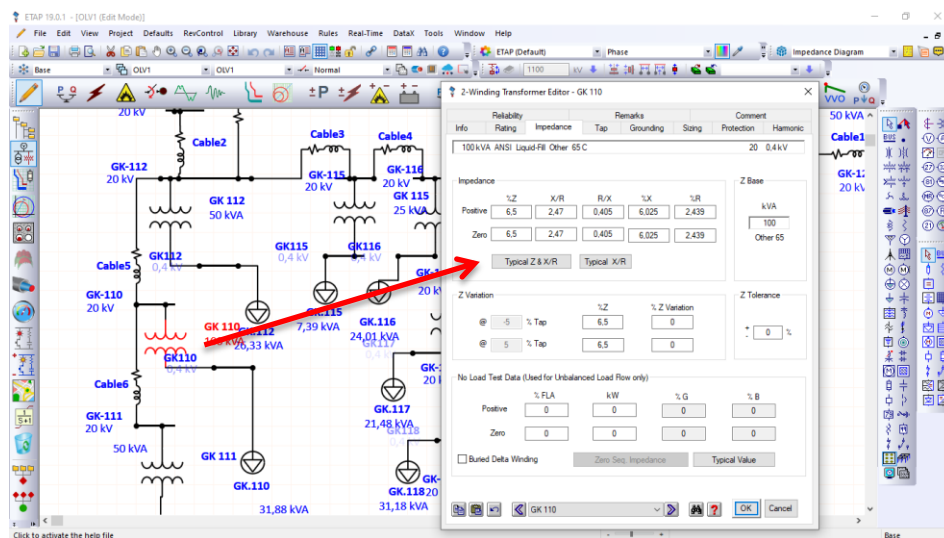
Tampilan pengisian Impedance Transformator GI pada ETAP.19.0.1



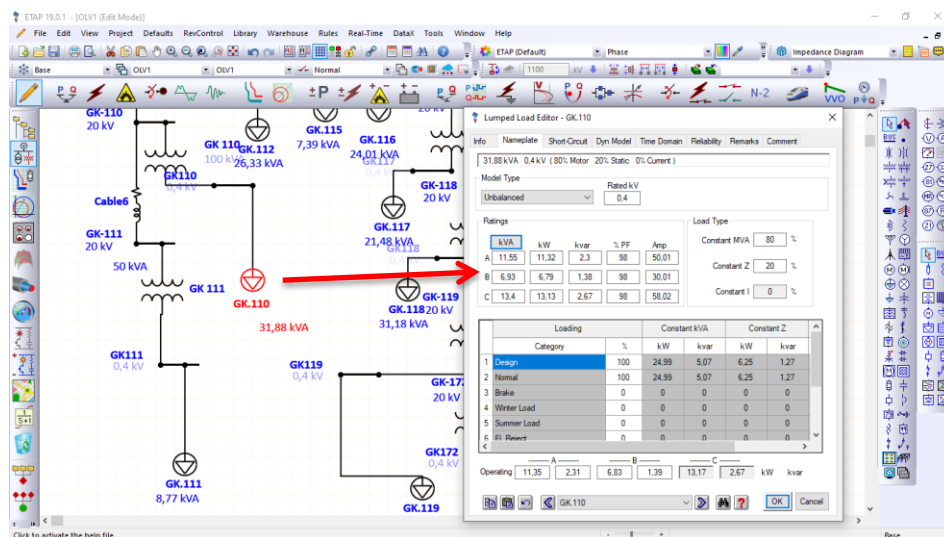
Tampilan pengisian data kabel pada ETAP.19.0.1



Tampilan pengisian data transformator GD pada ETAP.19.0.1



Tampilan pengisian impedance transformator GD pada ETAP.19.0.1



Tampilan pengisian data beban terpasang pada ETAP.19.0.1

T2116024 Moh Putra Shandy Gurdam

ANALISIS ALIRAN DAYA TIDAK SEIMBANG PADA PENYULANG ...

Sources Overview

3%

OVERALL SIMILARITY

1	repository.unimus.ac.id	<1%
2	adoc.pub	<1%
3	docobook.com	<1%
4	repositori.usu.ac.id	<1%
5	docplayer.info	<1%
6	www.scribd.com	<1%
7	lpi.portalgaruda.org	<1%
8	text-id.123dok.com	<1%
9	jurnal.usu.ac.id	<1%
10	semnas.pnl.ac.id	<1%
11	P. Girdhar Ksh. "A Novel Approach Toward Interpretation and Application of Voltage Unbalance Factor", IEEE Transaction...	<1%
12	www.aetjournal.ir	<1%
13	Bayu Andik Anggoro, Sukarno Budi Utomo, Ida Widiastuti. "Analisa Rugi-Rugi Daya Dan Jatuh Tegangan Pada Saluran Transmisi 150 ...	<1%

Excluded search repositories:

Submitted Works

Excluded from document:

Small Matches (less than 35 words)

Excluded sources:



**KEMENTERIAN PENDIDIKAN, KEBUDAYAAN, RISET DAN
UNIVERSITAS ICHSAN
(UNISAN) GORONTALO**

SURAT KEPUTUSAN MENDIKNAS RI NOMOR 84/D/O/2001

Jl. Achmad Nadjamuddin No. 17 Telp (0435) 829975 Fax (0435) 829976 Gorontalo

SURAT REKOMENDASI BEBAS PLAGIASI

No. 1069/UNISAN-G/S-BP/XII/2021

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Sunarto Taliki, M.Kom
NIDN : 0906058301
Unit Kerja : Pustikom, Universitas Ichsan Gorontalo

Dengan ini Menyatakan bahwa :

Nama Mahasiswa : MOH PUTRA SHANDY GURDAM
NIM : T2116024
Program Studi : Teknik Elektro (S1)
Fakultas : Fakultas Teknik
Judul Skripsi : Analisis Aliran Daya Tidak Seimbang Pada Penyulang Distribusi Radial AG.03 Di PT. PLN (Persero) UP3 Gorontalo

Sesuai dengan hasil pengecekan tingkat kemiripan skripsi melalui aplikasi Turnitin untuk judul skripsi di atas diperoleh hasil Similarity sebesar 3%, berdasarkan SK Rektor No. 237/UNISAN-G/SK/IX/2019 tentang Panduan Pencegahan dan Penanggulangan Plagiarisme, bahwa batas kemiripan skripsi maksimal 35% dan sesuai dengan Surat Pernyataan dari kedua Pembimbing yang bersangkutan menyatakan bahwa isi softcopy skripsi yang diolah di Turnitin SAMA ISINYA dengan Skripsi Aslinya serta format penulisannya sudah sesuai dengan Buku Panduan Penulisan Skripsi, untuk itu skripsi tersebut di atas dinyatakan BEBAS PLAGIASI dan layak untuk diujikan.

Demikian surat rekomendasi ini dibuat untuk digunakan sebagaimana mestinya.

Gorontalo, 09 Desember 2021

Tim Verifikasi,



Sunarto Taliki, M.Kom

NIDN. 0906058301

Tembusan :

1. Dekan
2. Ketua Program Studi
3. Pembimbing I dan Pembimbing II
4. Yang bersangkutan
5. Arsip



KEMENTERIAN PENDIDIKAN, KEBUDAYAAN, RISET, DAN TEKNOLOGI
UNIVERSITAS IHSAN GORONTALO
LEMBAGA PENELITIAN

Kampus Unisan Gorontalo Ltd - Jln. Achmad Nadjamuddin No. 17 Kota Gorontalo
Telp: (0436) 8724466, 129915 E-Mail: lembaga penelitian@unisan.ac.id

Nomor : 333/PIP/LEMLIT-UNISAN/GTO/III/2021

Lampiran :-

Hal : Permohonan Izin Penelitian

Kepada Yth.

Kepah PT. PLN (Persero) UP3 Gorontalo

di-

Gorontalo

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Zulham, Ph.D
NIDN : 0911108104
Jabatan : Ketua Lembaga Penelitian

Meminta kesediannya untuk memberikan izin pengambilan data dalam rangka penyusunan **Proposal / Skripsi**, kepada :

Nama Mahasiswa : Moh. Putu Shandy Gurdan
NIM : T2116024
Fakultas : Fakultas Teknik
Program Studi : Teknik Elektro
Lokasi Penelitian : PT. PLN (Persero) UP3 Gorontalo
Judul Penelitian : ANALISIS ALIRAN DAYA TIDAK SEIMBANG PADA
PENYULANG DISTRIBUSI RADIAL AG.03 DI PT. PLN
(PERSERO) UP3 GORONTALO

Atas kebijakan dan kerja samanya diucapkan banyak terima kasih.



Gorontalo, 29 Maret 2021

Zulham, Ph.D
NIDN 0911108104

Nomor : 1051/STH.00.01C.16.0100.00/2021
Lampiran : -
Sifat : Segera
Hal : Jawaban Permohonan Izin Penelitian

24 November 2021

Kepada

Yth. Ketua Lembaga Penelitian
Universitas Ihsan Gorontalo

Menunjuk Surat dari Ketua Lembaga Penelitian Universitas Ihsan Gorontalo Nomor : 3333/PP/LEMUT-UNISANG TO/XI/2021 tanggal 13 November 2021 perihal Permohonan Izin Penelitian, maka dengan ini disampaikan bahwa kami bersedia menerima Mahasiswa yang akan melakukan Penelitian di Lingkungan PT PLN (Persero) dengan data sebagai berikut :

Nama : Mh. Putra Shandy Gurdan

NIM : T216024

Dalam pelaksanaan Penelitian perlu kami sampaikan hal-hal sbb :

1. Mahasiswa harus mematuhi ketentuan dan peraturan yang berlaku di PT PLN (Persero).
2. Mahasiswa menjaga data dan kerahasiaan perusahaan dengan baik.
3. Mahasiswa harus dalam kondisi badan yang sehat dan bebas Covid-19 (Dibuktikan dengan melampirkan hasil Rapid Test yang masih berlaku paling lambat sehari sebelum pelaksanaan Penelitian).
4. Mahasiswa yang tidak hadir karena sakit/jin wajib menginformasikan ke Bagian SDM.
5. Mahasiswa yang melanggar tata tertib dan aturan di Lingkungan PT PLN (Persero), akan dikembalikan ke Pihak Kampus.
6. PT PLN (Persero) tidak menyediakan konsumsi dan akomodasi bagi Mahasiswa yang melakukan Penelitian.
7. Diakhir masa Praktek, setiap Mahasiswa wajib mempresengikan ilmu dan pengalaman yang didapatkan selama praktek ke Manager UP3/Manager Bagian.

Demikian disampaikan, atas perhatian dan kerja-samanya diucapkan terima kasih.

MANAGER UNIT PELAKSANA
PELAYANAN PELANGGAN GORONTALO,


S. PRIYADI

ABSTRACT

MOH PUTRA SHANDY GURDAM. T2116024. UNBALANCED POWER FLOW ANALYSIS ON RADIAL DISTRIBUTION FEEDER AG.03 AT PT. PLN (PERSERO) UP3 GORONTALO

This study aims to find the unbalanced power flow in the radial distribution feeder and obtain representations related to power losses and voltage drops contained in the AG.03 feeder by simulating Unbalanced Load Flow on ETAP 19.0.1, calculating the current and voltage imbalance values at distribution substation transformers, and also calculating the value of power losses and voltage drops due to load imbalance. The results of the program simulation show that the highest average voltage is found at the GKS 22 substation with 444 V and the lowest is at the GKT 30 substation with 363 V. The load that has the highest value is also found at GKT 22 with a phase A value of 112 amperes (A), phase B is 91 amperes (A), and phase C is 107 amperes (A). The highest total power losses (losses) that occur at the GKT 21 substation are 1.8 kW and 4.4 Kvar. The obtained losses in the conductor are in cable 15, namely 7.3 kW and 2 Kvar. The highest voltage drop also occurs on the GKT 16 bus with a value of 5.7% of phase A, 5.2% of phase B, and 3.4% of phase C. The benefits of unbalanced power flow analysis research can determine the impact caused and anticipate actions that can be taken to avoid the impact.

Keywords: load, stress, unbalanced, distribution system



ABSTRAK

MOH PUTRA SHANDY GURDAM, T2116024. ANALISIS ALIRAN DAYA TIDAK SEIMBANG PADA PENYULANG DISTRIBUSI RADIAL AG.03 DI PT. PLN (PERSERO) UP3 GPRPNTALO

Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui aliran daya tidak seimbang pada penyulang distribusi radial serta memperoleh representasi terkait rugi-rugi daya dan jatuh tegangan yang terdapat pada penyulang AG.03 dengan melakukan simulasi *Unbalance Load Flow* pada ETAP 19.0.1, Menghitung nilai ketidakseimbangan arus dan tegangan pada teransformator gardu distribusi juga menghitung nilai rugi-rugi daya dan jatuh tegangan akibat ketidakseimbangan beban. Hasil simulasi program menunjukkan bahwa tegangan rata-rata tertinggi terdapat pada gardu GKS 22 yaitu 444 V dan terendah terdapat pada gardu GKT 30 yaitu 363 V, diperoleh juga beban yang memiliki nilai paling besar terdapat pada GKT 22 dengan nilai fase A sebesar 112 ampere (A), fase B sebesar 91 ampere (A) dan phase C sebesar 107 ampere (A). Total rugi-rugi daya (*Losses*) tertinggi yang terjadi pada gardu GKT 21 yaitu 1,8 kW dan 4,4 Kvar, juga diperoleh *losses* pada penghantar terdapat pada kabel 15 yaitu 7,3 kW dan 2 Kvar. *Drop* tegangan yang paling tinggi juga terjadi pada bus GKT 16 dengan nilai fase A 5,7%, fase B 6,2% dan fase C 3,4%. Manfaat dari penelitian analisis aliran daya tidak seimbang dapat mengetahui dampak yang ditimbulkan dan dapat dilakukan tindakan antisipasi untuk menghindari dampaknya.

Kata kunci: beban, tegangan, tidak seimbang, sistem distribusi

