



TUGAS AKHIR – EE 184801

OPTIMASI PENENTUAN LOKASI DAN KAPASITAS *DISTRIBUTED GENERATION* (DG) SERTA REKONFIGURASI JARINGAN PADA SISTEM DISTRIBUSI RADIAL KOTA BANDAR LAMPUNG UNTUK MENINGKATKAN KUALITAS DAYA LISTRIK

Muhammad Daffa Cahyonoputra
NRP 0711174000021

Dosen Pembimbing
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc., Ph.D.
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro dan Informatika Cerdas
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2021

(Halaman ini sengaja dikosongkan)



TUGAS AKHIR - EE 184801

**OPTIMASI PENENTUAN LOKASI DAN KAPASITAS
DISTRIBUTED GENERATION (DG) SERTA
REKONFIGURASI JARINGAN PADA SISTEM DISTRIBUSI
RADIAL KOTA BANDAR LAMPUNG UNTUK
MENINGKATKAN KUALITAS DAYA LISTRIK**

Muhammad Daffa Cahyonoputra
NRP 0711174000021

Dosen Pembimbing
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc., Ph.D.
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro dan Informatika Cerdas
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2021

(Halaman ini sengaja dikosongkan)



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - EE 184801

***OPTIMIZATION OF DG SIZING AND PLACEMENT WITH
NETWORK RECONFIGURATION ON BANDAR LAMPUNG
DISTRIBUTION SYSTEM FOR POWER QUALITY
IMPROVEMENT***

Muhammad Daffa Cahyonoputra
NRP 0711174000021

Supervisor(s)

Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc., Ph.D.

Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty of Intelligent Electrical and Informatics Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya 2021

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan dari Tugas Akhir saya dengan judul “**Optimasi Penentuan Lokasi dan Kapasitas Distributed Generation (DG) serta Rekonfigurasi Jaringan Pada Sistem Distribusi Radial Kota Bandar Lampung untuk Meningkatkan Kualitas Daya Listrik.**” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diizinkan, dan bukan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 2 Agustus 2021



Muhammad Daffa
Cahyonoputra
NRP. 0711 17 4000 0021

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

**OPTIMASI PENENTUAN LOKASI DAN KAPASITAS
DISTRIBUTED GENERATION (DG) SERTA
REKONFIGURASI JARINGAN PADA SISTEM
DISTRIBUSI RADIAL KOTA BANDAR LAMPUNG
UNTUK MENINGKATKAN KUALITAS DAYA
LISTRIK**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Elektro dan Informatika Cerdas
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui:

Dosen Pembimbing I



Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc., Ph.D.
NIP. 1949 07 15 1974 12 1001

Dosen Pembimbing II



Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.
NIP. 19881108 2012 121001

**SURABAYA
AGUSTUS, 2021**

**OPTIMASI PENENTUAN LOKASI DAN KAPASITAS
DISTRIBUTED GENERATION (DG) SERTA
REKONFIGURASI JARINGAN PADA SISTEM
DISTRIBUSI RADIAL KOTA BANDAR LAMPUNG
UNTUK MENINGKATKAN KUALITAS DAYA
LISTRIK**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Elektro dan Informatika Cerdas
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui:

Dosen Pembimbing I



Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc., Ph.D.
NIP. 1949 07 15 1974 12 1001

Dosen Pembimbing II



Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.
NIP. 19881108 2012 121001

**SURABAYA
AGUSTUS, 2021**

OPTIMASI PENENTUAN LOKASI DAN KAPASITAS DISTRIBUTED GENERATION (DG) SERTA REKONFIGURASI JARINGAN PADA SISTEM DISTRIBUSI RADIAL KOTA BANDAR LAMPUNG UNTUK MENINGKATKAN KUALITAS DAYA LISTRIK

Nama Mahasiswa : Muhammad Daffa Cahyonoputra
NRP : 0711174000021
Dosen Pembimbing I : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc., Ph.D.
Dosen Pembimbing II : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

ABSTRAK

Penggunaan beban non-linier dan integrasi pembangkit energi terbarukan dengan jaringan listrik dapat menimbulkan permasalahan kualitas daya khususnya distorsi harmonisa. Permasalahan distorsi harmonisa merupakan tantangan dalam pengoperasian serta perancangan sistem. Hal tersebut dapat terjadi karena harmonisa yang melebihi batas dapat menyebabkan gangguan pada peralatan dan sistem. Pada jaringan distribusi, Implementasi *Distributed Generation* (DG) merupakan terobosan yang dapat digunakan untuk menjaga serta meningkatkan kualitas daya listrik dan mengurangi rugi-rugi daya pada sistem distribusi radial. Oleh karena itu, pada penelitian ini akan membahas tentang penentuan lokasi dan kapasitas DG optimal dan rekonfigurasi jaringan pada sistem distribusi radial untuk memperbaiki kualitas daya listrik khususnya harmonisa. Penelitian ini akan mengkombinasikan penentuan lokasi dan kapasitas DG optimal dan rekonfigurasi jaringan menggunakan metode *Particle Swarm Optimization*. Selain itu, metode penelitian ini diimplementasikan pada sistem distribusi Kota Bandar Lampung dengan mempertimbangkan pengaruh beban non-linier untuk memperbaiki kualitas daya khususnya distorsi harmonisa. Berdasarkan hasil analisis penerepan rekonfigurasi serta optimasi DG mampu mengurangi rugi-rugi daya, nilai THD, dan deviasi tegangan dengan presentase penurunan terbesar mencapai 81,47%.

Kata Kunci: *Distributed Generation, Rekonfigurasi Jaringan, Harmonisa, PSO.*

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

***OPTIMIZATION OF DG SIZING AND PLACEMENT
WITH NETWORK RECONFIGURATION ON BANDAR
LAMPUNG DISTRIBUTION SYSTEM FOR POWER
QUALITY IMPROVEMENT***

Student's Name : Muhammad Daffa Cahyonoputra
ID Number : 0711174000021
Supervisor I : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc., Ph.D.
Supervisor II : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

ABSTRACT

The use of non-linear loads and renewable energy integration with the network could cause power quality problems, especially harmonic distortion in the network. These problems indicate the challenges of operating the power system. The harmonic distortion that exceeding the limit may cause damage to equipment and system. On the distribution system, the implementation of Distributed Generation is a breakthrough that is used to improve power quality and reduce power loss in the system. Therefore, this research examines the optimization of DG with network reconfiguration to improve power quality and reduce harmonic distortion. Particle Swarm Optimization method used to create the best combination of network reconfiguration and DG optimization. Moreover, this research implemented on the Bandar Lampung City consider the use of non-linear loads to create power quality improvement in the system. Based on the analysis and simulation, the implementation of reconfiguration and DG optimization caused the reduction of power loss, Total harmonic distortion, and voltage deviation with the presentation of degression reach 81,47%. This proved that the method is effective.

Keywords: Distributed Generation, Network reconfiguration, Harmonics, PSO.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

KATA PENGANTAR

Puji Tuhan dan syukur penulis panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas segala rahmat dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini yang berjudul **“OPTIMASI PENENTUAN LOKASI DAN KAPASITAS *DISTRIBUTED GENERATION* (DG) SERTA REKONFIGURASI JARINGAN PADA SISTEM DISTRIBUSI RADIAL KOTA BANDAR LAMPUNG UNTUK MENINGKATKAN KUALITAS DAYA LISTRIK”**.

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan Pendidikan sarjana pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro dan Informatika Cerdas, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Pada kesempatan ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak Prof. Ir. Ontoseno Penangsang M.Sc., Ph.D dan Bapak Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T. sebagai dosen pembimbing yang telah memberi bimbingan dan nasihat selama penyusunan Tugas Akhir ini.
2. Ibu, Ayah, kerabat, dan keluarga atas perhatian dan dukungan dan doa sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini dengan baik.
3. Bapak Muhira D. Faraby selaku rekan penelitian yang membantu dalam mengembangkan tugas akhir saya.
4. Asisten Laboratorium Simulasi Sistem Tenaga Listrik Angkatan 2017 yang menjadi teman seperjuangan dalam proses menyelesaikan Tugas Akhir.
5. Semua dosen teknik elektro yang telah membantu saya berkembang dan mendapatkan ilmu.
6. Pihak PLN UID. Lampung yang telah memberi data-data yang dibutuhkan untuk menyelesaikan Tugas Akhir ini.

Besar harapan penulis menerima saran dan kritik untuk perbaikan dan pengembangan Tugas Akhir ini.

Surabaya, Agustus 2021



Muhammad Daffa Cahyonoputra
NRP. 0711 17 4000 0021

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR ISI

TUGAS AKHIR – EE 184801	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	i
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vii
KATA PENGANTAR.....	ix
DAFTAR ISI.....	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xv
DAFTAR TABEL	xvii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan.....	2
1.4 Batasan Masalah	3
1.5 Metodologi.....	3
1.6 Sistematika Penulisan	4
1.7 Relevansi atau Manfaat.....	5
BAB II TEORI PENUNJANG.....	7
2.1 Sistem Distribusi Listrik Radial.....	7
2.2 Analisis Aliran Daya.....	7
2.2.1 Definisi Analisis Aliran Daya.....	7
2.2.2 Metode Forward Backward Sweep.....	8
2.3 Harmonisa.....	9
2.4 Rugi-Rugi Daya Listrik dan Susut Tegangan	11
2.5 Distributed Generation.....	11
2.6 Rekonfigurasi Jaringan	12
2.7 Particle Swarm Optimization (PSO).....	13
BAB III METODOLOGI DAN PEMODELAN SISTEM UNTUK OPTIMASI PENENTUAN DG DAN REKONFIGURASI JARINGAN	15
3.1 Diagram Alur Pengerjaan Tugas Akhir	15
3.2 Sistem Distribusi 20kV ULP. Way Halim.....	17
3.2.1 Umum	17
3.2.2 Data Generator Bus.....	18
3.2.3 Data Bus Beban	18
3.2.4 Data Kabel	18
3.2.5 Data <i>Keypoint</i> Sistem.....	19
3.3 Pemodelan Sistem Kelistrikan ULP. Way Halim	19
3.3.1 Pemodelan Beban Terpusat.....	20

3.3.2	Data Penyulang.....	20
3.4	Data Rekonfigurasi Jaringan	33
3.5	Metode Harmonic Loadflow	35
3.5.1	<i>Backward Forward Sweep</i> HLF	36
3.5.2	<i>Flowchart</i> Algoritma HLF.....	38
3.6	Sumber Harmonisa Sistem	39
3.7	Optimasi dengan <i>Particle Swarm Optimization</i>	40
3.8	Integrasi DG pada Jaringan Distribusi.....	42
3.8.1	Pemodelan DG sebagai negative PQ Load.....	42
3.8.2	Data Daya Terbangkit PLTS	43
3.9	Fungsi Objektif.....	44
3.9.1	Minimum Rugi-rugi Daya Aktif.....	44
3.9.2	Minimum Distorsi Harmonisa	44
3.9.3	Minimum Deviasi Tegangan	45
3.10	Batasan (<i>Constraint</i>).....	45
3.10.1	<i>Bus Voltage Limit</i>	45
3.10.2	<i>Total Harmonic Distortion Limit</i>	45
3.10.3	Jumlah dan Kapasitas DG	45
BAB IV	HASIL DAN ANALISA DATA	47
4.1	Hasil Analisis Aliran Daya pada Kondisi Awal Sistem	47
4.2	Simulasi dan Hasil Rekonfigurasi Kondisi Injeksi Sumber Harmonisa pada Beban	60
4.2.1	Perbandingan Kondisi Awal dan Setelah Injeksi Harmonisa pada Beban.....	60
4.2.2	Simulasi dan Hasil Rekonfigurasi Skenario 1	62
4.3	Simulasi dan Hasil Injeksi Sumber Harmonisa pada Beban dan Integrasi DG Berbasis Inverter	63
4.3.1	Perbandingan Pengaruh Injeksi Harmonisa pada Beban serta DG berbasis Inverter	63
4.3.2	Simulasi dan Hasil Rekonfigurasi Skenario 2	65
4.4	Simulasi dan Hasil Optimasi DG Kondisi Injeksi Sumber Harmonisa pada Beban.....	66
4.5	Simulasi dan Hasil Optimasi Penentuan Lokasi dan Kapasitas DG serta Rekonfigurasi Jaringan.....	69
4.6	Perbandingan Hasil Optimasi Semua Skenario	73
BAB V	PENUTUP	75
5.1	Kesimpulan.....	75
5.2	Saran.....	75
DAFTAR PUSTAKA.....		77

LAMPIRAN.....	81
LAMPIRAN A	81
LAMPIRAN B	82
LAMPIRAN C	83
LAMPIRAN D	84
LAMPIRAN E.....	85
LAMPIRAN F.....	88
BIODATA PENULIS.....	95

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1	Sistem Distribusi Radial	8
Gambar 2. 1	Deret Fourier pada gelombang terdistorsi.....	10
Gambar 3. 1	Diagram alur tugas akhir bagian 1	15
Gambar 3. 2	Diagram alur tugas akhir bagian2.....	16
Gambar 3. 3	Peta kelistrikan 4 penyulang ULP Way Halim	17
Gambar 3. 4	Ilustrasi pemodelan beban terpusat	20
Gambar 3. 5	Penyulang Rolex.....	21
Gambar 3. 6	Penyulang Bulova.....	24
Gambar 3. 7	Penyulang Bonia.....	27
Gambar 3. 8	Penyulang Perunggu	30
Gambar 3. 9	Single Line Diagram 88 bus sebelum rekonfigurasi	33
Gambar 3. 10	Sistem distribusi radial 6 bus	36
Gambar 3. 11	Flowchart Harmonic Load Flow (HLF).....	38
Gambar 3. 12	Diagram alur PSO.....	41
Gambar 3. 13	Ilustrasi pemodelan DG	43
Gambar 4. 1	Perbandingan arus injeksi harmonisa.....	61
Gambar 4. 2	Profil tegangan skenario 1	63
Gambar 4. 3	Perbandingan THD sistem skenario 1.....	63
Gambar 4. 4	Profil tegangan skenario 2	65
Gambar 4. 5	Perbandingan THD sistem skenario 2.....	66
Gambar 4. 6	Profil tegangan skenario 3	68
Gambar 4. 7	Grafik THD skenario 3	69
Gambar 4. 8	Profil tegangan skenario 4	72
Gambar 4. 9	Grafik THD skenario 4	72
Gambar 4. 10	Perbandingan profil tegangan setiap skenario.....	74
Gambar 4. 11	Perbandingan nilai THD setiap skenario	74

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Standar distorsi harmonisa IEEE Std 519-1992	10
Tabel 2. 2 Standar distorsi harmonisa individu	11
Tabel 3. 1 Kode warna penyulang	18
Tabel 3. 2 Data generator bus sistem.....	18
Tabel 3. 3 Data kabel.....	19
Tabel 3. 4 Data Keypoint sistem	19
Tabel 3. 5 Data beban penyulang Rolex.....	22
Tabel 3. 6 Data saluran penyulang Rolex.....	23
Tabel 3. 7 Data beban penyulang Bulova.....	25
Tabel 3. 8 Data saluran penyulang Bulova.....	26
Tabel 3. 9 Data beban penyulang Bonia.....	28
Tabel 3. 10 Data saluran penyulang Bonia.....	29
Tabel 3. 11 Data beban penyulang Perunggu	31
Tabel 3. 12 Data saluran penyulang Perunggu	32
Tabel 3. 13 Data switch dan saluran untuk rekonfigurasi.....	34
Tabel 3. 14 Data loop rekonfigurasi sistem.....	35
Tabel 3. 15 Injeksi arus harmonisa dari beban non-liner.....	39
Tabel 3. 16 Injeksi arus harmonisa dari DG berbasis Inverter	39
Tabel 3. 17 Parameter PSO	40
Tabel 3. 18 Data potensi tenaga surya kota Bandar Lampung	43
Tabel 4. 1 Tegangan setiap bus sistem keadaan awal.....	48
Tabel 4. 2 Tegangan setiap bus sistem keadaan awal (lanjutan)	49
Tabel 4. 3 Tegangan setiap bus sistem keadaan awal (lanjutan)	50
Tabel 4. 4 Arus setiap saluran sistem kondisi awal	51
Tabel 4. 5 Arus setiap saluran sistem kondisi awal (lanjutan).....	52
Tabel 4. 6 Arus setiap saluran sistem kondisi awal (lanjutan).....	53
Tabel 4. 7 Nilai deviasi tegangan sistem kondisi awal	54
Tabel 4. 8 Nilai deviasi tegangan sistem kondisi awal (lanjutan).....	55
Tabel 4. 9 Nilai deviasi tegangan sistem kondisi awal (lanjutan).....	56
Tabel 4. 10 Nilai deviasi tegangan sistem kondisi awal (lanjutan).....	57
Tabel 4. 11 Rugi daya aktif pada jaringan.....	57
Tabel 4. 12 Rugi daya aktif pada jaringan (lanjutan)	58
Tabel 4. 13 Rugi daya aktif pada jaringan (lanjutan)	59
Tabel 4. 14 Rugi daya aktif pada jaringan (lanjutan)	60
Tabel 4. 15 Perbandingan hasil injeksi harmonisa pada sistem.....	61

Tabel 4. 16 Data perbandingan sebelum dan setelah rekonfigurasi pada skenario 1	62
Tabel 4. 17 Data perbandingan pengaruh injeksi harmonisa dan DG berbasis inverter skenario 2	64
Tabel 4. 18 Data perbandingan sebelum dan setelah rekonfigurasi pada skenario 2	65
Tabel 4. 19 Lokasi dan kapasitas DG optimal skenario 3	67
Tabel 4. 20 Data perbandingan sebelum dan setelah optimasi DG	68
Tabel 4. 21 Data perbandingan kondisi optimasi	70
Tabel 4. 22 Lokasi dan Kapasitas DG optimal skenario 4	71
Tabel 4. 23 Data perbandingan setiap skenario.....	73

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Perkembangan teknologi untuk menunjang kehidupan dan peningkatan populasi manusia menyebabkan meningkatnya kebutuhan energi listrik. Peningkatan kebutuhan listrik tersebut memaksa terjadinya perubahan pada sistem jaringan listrik. Terlebih khusus, transisi pembangkit listrik berbahan bakar fosil menuju energi terbarukan akan terjadi seiring dengan perkembangan teknologi dan kekhawatiran manusia terhadap kerusakan lingkungan yang diakibatkan polusi dari pembangkit listrik konvensional. Integrasi pembangkit energi terbarukan pada sistem jaringan distribusi disebut *Distributed Generation* (DG) atau pembangkit daya listrik tersebar mengalami perkembangan yang pesat saat ini [1].

Akan tetapi, terdapat tantangan dalam proses integrasi jaringan listrik distribusi dengan pembangkit energi terbarukan. Salah satunya adalah permasalahan kualitas daya pada sistem distribusi yang dapat menyebabkan fluktuasi tegangan serta harmonisa yang diakibatkan oleh beban non-linier dan peralatan elektronika daya pada pembangkit energi terbarukan [2]. Harmonisa yang menyebar pada sistem dapat mengakibatkan meningkatnya frekuensi dan tegangan sistem, kerusakan peralatan, rugi-rugi panas, dan resonansi pada *capacitor bank* [3].

Pada jaringan distribusi, Implementasi DG merupakan terobosan yang dapat menjaga serta meningkatkan kualitas daya listrik pada sistem distribusi radial [4]. Namun, apabila instalasi DG dilakukan dengan ukuran dan lokasi yang tidak optimal dapat menyebabkan meningkatnya rugi-rugi daya, menurunnya kualitas daya listrik, dan permasalahan kestabilan pada sistem [5]. Di sisi lain, dikarenakan pada jaringan distribusi bertegangan biasanya terdapat rugi-rugi daya yang tinggi dan pengaruh penetrasi DG yang berasal dari sumber energi terbarukan memunculkan harmonisa pada sistem. Oleh karena itu, kombinasi antara penempatan DG Optimal dan Rekonfigurasi Jaringan distribusi menjadi alternatif mengatasi permasalahan rugi-rugi daya dan harmonisa pada sistem distribusi radial [6].

Rekonfigurasi jaringan terdiri dari pergantian topologi jaringan distribusi dengan cara pengoperasian *tie switch* untuk mencapai

konfigurasi yang optimal dengan tetap mempertahankan topologi radial pada proses rekonfigurasi. Tujuan dari rekonfigurasi jaringan adalah untuk mengurangi rugi-rugi daya dan perbaikan kualitas daya listrik pada jaringan distribusi [7].

Sesuai dengan hal yang telah dijabarkan diatas, pada penelitian ini akan membahas tentang Penentuan lokasi dan kapasitas DG optimal dan rekonfigurasi jaringan pada sistem distribusi radial untuk memperbaiki kualitas daya listrik khususnya harmonisa. Untuk pemasangan DG optimal dan rekonfigurasi jaringan distribusi menggunakan metode (*Particle Swarm Optimization*). Penelitian ini akan mengkombinasikan penentuan DG optimal dan rekonfigurasi pada jaringan distribusi radial kota Bandar Lampung dengan mempertimbangkan pengaruh beban non-linier dan perancangan *Distributed Generation* energi terbarukan untuk memperbaiki kualitas daya.

1.2 Rumusan Masalah

Adapun rumusan masalah pada tugas akhir ini adalah:

1. Bagaimana mengembangkan program yang mengkombinasikan penentuan lokasi dan kapasitas pemasangan DG dengan rekonfigurasi pada jaringan distribusi radial?
2. Bagaimana pengaruh beban non-linier dan DG energi terbarukan terhadap timbulnya harmonisa pada jaringan distribusi?
3. Bagaimana menentukan lokasi dan kapasitas pemasangan *Distributed Generation* (DG) yang optimal menggunakan metode *Particle Swarm Optimization* (PSO) serta rekonfigurasi jaringan pada sistem distribusi radial untuk mengurangi rugi-rugi daya dan perbaikan kualitas daya pada jaringan?
4. Bagaimana dampak penentuan lokasi dan kapasitas pemasangan DG dengan rekonfigurasi jaringan distribusi terhadap penurunan rugi-rugi daya dan harmonisa pada sistem?

1.3 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai dari tugas akhir ini adalah:

1. Mengetahui pengaruh beban non-linier dan DG energi terbarukan terhadap timbulnya harmonisa di jaringan distribusi.
2. Menerapkan metode *Particle Swarm Optimization* untuk penentuan optimal letak dan kapasitas DG serta rekonfigurasi jaringan distribusi.
3. Memberikan rekomendasi kombinasi peletakan dan kapasitas DG serta rekonfigurasi jaringan distribusi paling efisien untuk menurunkan harmonisa pada jaringan distribusi radial.

4. Mengetahui hasil penentuan lokasi dan kapasitas pemasangan DG dengan rekonfigurasi jaringan distribusi terhadap penurunan rugi-rugi daya dan harmonisa pada sistem distribusi.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah pada tugas akhir ini adalah:

1. Menggunakan Sistem Kelistrikan Distribusi 20 kV Kota Bandar Lampung dalam keadaan seimbang.
2. Optimisasi fungsi objektif yang digunakan adalah metode *Particle Swarm Optimization* (PSO) untuk memperoleh nilai minimum dari rugi-rugi daya dan harmonisa pada jaringan.
3. Data sumber harmonisa pada sistem didapatkan dari data refrensi.
4. Menggunakan Distributed Generation (DG) berbasis energi terbarukan. Tidak mempertimbangkan perubahan (intermitensi) dari pembangkitan daya yang dihasilkan energi terbarukan.
5. Menggunakan Software MATLAB 2020b untuk simulasi program.

1.5 Metodologi

Metodologi yang digunakan pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Studi Literatur

Studi literatur tugas akhir ini bersumber dari artikel ilmiah, jurnal dan *textbook*. Tugas akhir ini mengkaji mengenai beberapa hal yang dapat menunjang penelitian ini seperti, metode yang digunakan dalam rekonfigurasi serta penentuan lokasi dan kapasitas *Distributed Generation* (DG), analisis aliran daya pada system distribusi kota Bandar Lampng serta analisis harmonisa sistem.

2. Pengumpulan Data

Pada tugas akhir ini menggunakan data system distribus kota Bandar Lampung dengan kondisi seimbang. Data yang dikumpulkan berupa data beban dan saluran untuk melakukan simulasi.

3. Permodelan Sistem dan Perancangan Metode

Melakukan pemodelan system distribusi radial kota bandar lampung, pemodelan aliran daya, dan merancang metode *Particle Swarm Optimization* (PSO) untuk melakukan rekonfigurasi jaringan dan menentukan lokasi serta kapasitas dari *Distributed Generation*.

4. Simulasi dan Analisis

Simulasi dilakukan setelah program pada *software* MATLAB telah dirancang dan dikembangkan. Setelah itu simulasi dilakukan pada objek dengan mempertimbangkan fungsi objektif yang telah ditentukan. Simulasi rekonfigurasi dan peletakan DG dilakukan secara bersamaan. Setelah simulasi selesai maka dapat dilakukan tahapan analisis hasil tersebut.

5. Penyusunan Laporan dan Kesimpulan

Pada tahapan penyusunan laporan membahas mengenai permasalahan, landasan teori hingga penyusunan hasil simulasi yang telah dilakukan. Kemudian dapat ditarik kesimpulan dari penelitian yang telah dilakukan.

1.6 Sistematika Penulisan

BAB 1: Pendahuluan

Bab ini membahas tentang penjelasan mengenai latar belakang, permasalahan, tujuan, metodologi, sistematika pembahasan, dan relevansi.

BAB 2: Tinjauan Pustaka

Bab ini secara garis besar membahas tentang dasar teori yang digunakan untuk menunjang tugas akhir meliputi,

BAB 3: Perancangan dan Pemodelan

Pada tahap ini menjelaskan tentang pemodelan sistem pada jaringan distribusi kota Bandar Lampung kemudian akan dijelaskan tentang penerepan metode yang digunakan untuk simulasi.

BAB 4: Simulasi dan Analisis

Pada bab ini akan diberikan simulasi dan analisis mengenai pengujian yang dilakukan untuk proses rekonfigurasi serta penentuan lokasi dan kapasitas optimal DG menggunakan metode PSO. Sehingga diperoleh rugi – rugi jaringan dan distorsi harmonisa yang paling rendah pada system jaringan distribusi kota Bandar Lampung.

BAB 5: Penutup

Pada bab terakhir ini menjelaskan mengenai kesimpulan dan saran dari hasil penelitian tugas akhir yang telah dilakukan.

1.7 Relevansi atau Manfaat

Relevansi dari tugas akhir ini adalah hasil analisis dan evaluasi dampak pemasangan *Distributed Generation* dan rekonfigurasi jaringan yang dapat digunakan sebagai alternatif solusi bagi operator sistem tenaga listrik untuk mengurangi rugi-rugi daya dan memperbaiki kualitas daya listrik khususnya aspek harmonisa pada jaringan distribusi radial aktif.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB II

TEORI PENUNJANG

2.1 Sistem Distribusi Listrik Radial

Sistem Distribusi listrik merupakan bagian dari sistem tenaga listrik yang menyalurkan tenaga listrik ke konsumen. Sistem Distribusi memiliki tegangan menengah dan tegangan rendah. Secara umum sistem distribusi terdiri dari dua tipe yaitu *loop* dan radial. Pada tugas akhir ini akan membahas mengenai sistem distribusi tipe radial.

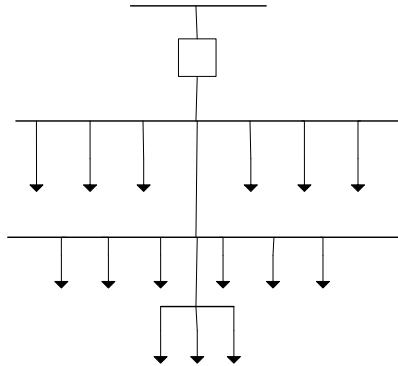
Sistem distribusi radial ditarik secara radial dari sumber dan bentuk aliran listriknya memiliki percabangan menuju ke titik beban. Konfigurasi sistem jaringan distribusi radial dapat dilihat pada Gambar 1.1 bentuk sistem radial ini nampak seperti percabangan pada pohon yang memiliki batang bercabang. Selain itu, sistem distribusi radial memiliki kelebihan bentuk yang sederhana dan biaya investasi murah. Namun, tipe sistem ini memiliki keandalan dan kualitas pelayanan daya yang kurang. Hal ini disebabkan karena penyaluran daya listrik hanya dilakukan pada saluran utama saja sehingga menyebabkan nilai rugi daya dan drop tegangan relatif besar pada tiap saluran [8]. Berdasarkan pernyataan tersebut, dibutuhkan solusi untuk mengatasi rugi-rugi daya agar penyaluran listrik di sistem distribusi radial menjadi semakin baik.

Dikarenakan memiliki sistem penyaluran daya yang relatif kurang baik, sistem distribus radial memerlukan pengoptimalan dengan metode untuk mengatasi rugi-rugi daya dan drop tegangan pada saluran sehingga kualitas penyaluran daya terjaga dengan baik [9].

2.2 Analisis Aliran Daya

2.2.1 Definisi Analisis Aliran Daya

Analisis aliran daya merupakan konsep dasar pada studi dan analisis sistem tenaga. Analisis aliran daya digunakan dalam menganalisis operasi serta pendeteksian masalah yang timbul pada sistem tenaga [10]. Selain itu analisis aliran daya dapat digunakan untuk mengetahui informasi mengenai kondisi sistem kelitrikan yang berupa daya tegangan, arus, daya aktif, daya reaktif, dan faktor daya dalam suatu jaringan listrik. Data tersebut dibutuhkan untuk perancangan dan perencanaan sistem.



Gambar 1. 1 Sistem Distribusi Radial

2.2.2 Metode Forward Backward Sweep

Metode *Forward Backward Sweep* merupakan metode dari analisis aliran daya yang sering digunakan pada sistem distribusi radial. Metode ini terdiri dari dua bagian utama, yaitu *forward sweep* dan *backward sweep*. Metode ini menggunakan prinsip kerja dari hukum *kirchoff* untuk melakukan perhitungan arus.

Pada bagian *backward sweep* menghitung arus beban dan tegangan diasumsikan sama dengan tegangan sumber utama. Jika ada sumber lain maka pada iterasi pertama dianggap nol. Ketika tegangan pada masing-masing titik telah diketahui kemudian dapat dicari arus beban. Pada bagian *forward sweep*, dilakukan proses perkalian nilai arus yang sudah didapatkan dengan impedansi pada tiap saluran sehingga dapat diketahui besar dari drop tegangan pada tiap bus [11].

Persamaan dibawah digunakan untuk menghitung nilai arus cabang dari hubungan daya kompleks dan tegangan pada tiap bus.

$$I_k = \left(\frac{P_k + jQ_k}{V_k} \right)^* \quad (2.1)$$

di mana:

I_k = arus pada bus i saat iterasi ke- k

V_k = tegangan pada bus i saat iterasi ke- k

2.3 Harmonisa

Harmonisa adalah gangguan akibat distorsi gelombang tegangan dan arus yang menyebabkan perubahan bentuk atau karakteristik yang menyebabkan gelombang terdistorsi. Distorsi harmonisa merupakan gelombang tegangan atau arus sinusoidal yang memiliki frekuensi kelipatan bulat dari frekuensi fundamentalnya. Untuk menanalisa bentuk gelombang periodik harmonisa dapat dinyatakan dalam bentuk deret Fourier trigonometri [12].

Persamaan frekuensi harmonik dapat ditulis sebagai berikut:

$$f_h = h \times f_d \quad (2.2)$$

di mana:

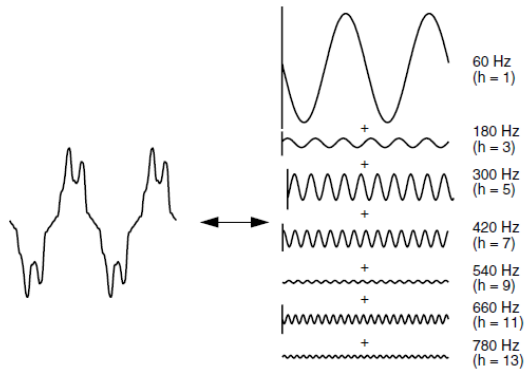
f_h = Frekuensi harmonisa

h = orde harmonisa

f_d = frekuensi fundamental

Sumber Harmonisa dapat berasal dari beban non-linier dan peralatan elektronika daya yang banyak digunakan di zaman modern saat ini. Efek dari harmonisa dapat terjadi secara seketika ataupun jangka Panjang. Untuk efek seketika harmonisa mempengaruhi pengoperasian kontroler pada peralatan elektronika. Namun, pengaruh harmonisa yang sering terjadi merupakan pengaruh jangka panjang yang dapat menyebabkan pemanasan pada konduktor, pemanasan pada trafo, resonansi kapasitor, dan *overload* pada beban [13].

Pada sistem distribusi yang terkoneksi dengan sumber energi terbarukan seperti PLTS, distorsi harmonisa menjadi permasalahan serius yang dapat timbul dari koversi arus DC dan AC pada sistem PLTS. Harmonisa yang diproduksi dapat menyebabkan resonansi seri dan parallel, panas pada kapasitor bank dan trafo serta kegagalan operasi dari peralatan proteksi di sistem. Oleh karena itu, harmonisa pada sistem distribusi dapat menurunkan keandalan pada sistem distribusi [14].



Gambar 2. 1 Deret Fourier pada gelombang terdistorsi

Standar yang digunakan untuk menganalisa Harmonisa berdasarkan IEEE Standard.519. Total Harmonic Distortion (THD) adalah rasio antara nilai rms dari seluruh komponen harmonisa dan nilai rms dari fundamental yang dinyatakan dalam persen (%). Sedangkan Individual Harmonic Distortion (IHD) adalah rasio antara nilai RMS dari masing-masing arus harmonisa dibandingkan dengan nilai RMS arus fundamental atau harmonisa pertama.

Tabel 2. 1 Standar distorsi harmonisa IEEE Std 519-1992 [15]

Bus Voltage	Individual Harmonic Distortion (%)	Total Harmonic Distortion (%)
69 kV and below	3	5
69,001 kV until 161 kV	1,5	2,5
161,001 kV and above	1	1,5

Tabel 2. 2 Standar distorsi harmonisa individu [15]

I _{sc} /I _L	Individual Harmonic Order (Odd-Harmonic Order)					
	<11	11≤h≤17	17≤h≤23	23≤h≤35	35≤h	TDD
< 20*	4	2	1,5	0,6	0,3	5
20 – 50	7	3,5	2,5	1	0,5	8
50 – 100	10	4,5	4	1,5	0,7	12
100 – 1000	12	5,5	5	2	1	15
> 1000	15	7	6	2,5	1,4	20

di mana :

I_{sc} = Nilai maksimum arus hubung singkat

I_L = Nilai maksimum arus beban kondisi *full load*

2.4 Rugi-Rugi Daya Listrik dan Susut Tegangan

Pada jaringan distribusi system tenaga, penyaluran daya listrik yang baik ke konsumen sangat penting. Terlebih lagi system dengan pengoperasian beban-beban yang memerlukan suplai. Namun, sering kali terjadi susut tegangan pada saat proses operasi system tenaga. Seiring dengan meningkatnya susut tegangan (*voltage drop*) pada sistem maka dapat terjadi peningkatan daya reaktif pada system yang menimbulkan penurunan factor daya. Hal tersebut dapat menyebabkan peningkatan arus dan rugi-rugi daya pada saluran.

Untuk mengidentifikasi nilai susut tegangan dan rugi-rugi daya pada system dapat diketahui dengan cara mengetahui terlebih dahulu nilai tegangan dan arus pada setiap bus yang ada. Sebagai ilustrasi pada gambar 2.2. Terlihat arus Imn yang kearah kanan dinyatakan positif sedangkan arus Im yang kearah kiri dinyatakan negatif [8].

2.5 Distributed Generation

Distributed Generation (DG) adalah pembangkit tersebar yang menggunakan sistem generator dengan ukuran lebih kecil daripada pembangkitan terpusat. Pembangkit tersebut tersebar di dekat beban. Teknologi DG saat ini memungkinkan untuk pembangkit tersebar secara luas disaat jaringan dan beban pada skala yang kecil (*microgrid*). Penggunaan DG juga banyak menggunakan pembangkit energi terbarukan yang lebih ramah lingkungan serta memiliki efisiensi tinggi. Saat ini penggunaan DG banyak digunakan karena memiliki efisiensi

yang lebih besar dibandingkan dengan pembangkit konvensional. Selain itu juga terdapat beberapa keuntungan antara lain [13]:

1. Pengguna dapat diuntungkan karena dapat berguna sebagai pembangkit cadangan dan meningkatkan keandalan.
2. Penggunaan DG juga dapat melindungi jaringan dari pertumbuhan beban sehingga pengelola jaringan dapat diuntungkan.
3. Integrasi DG pada sistem dapat mengurangi rugi-rugi daya, memperbaiki kualitas daya, dan meningkatkan keandalan sistem.
4. Penggunaan DG berbasis energi terbarukan dapat menghemat biaya dikarenakan tidak memerlukan bahan bakar seperti *Photovoltaic* dan *Wind Turbine*.
5. Penggunaan DG berbasis energi terbarukan juga dapat berkontribusi untuk mengurangi emisi gas karbon yang dihasilkan pembangkit konvensional.

Namun penggunaan *Distributed Generation* juga memiliki pertimbangan yang harus diperhatikan karena dapat menimbulkan kerugian. Permasalahan yang dapat ditimbulkan antara lain kualitas daya yang perlu diperhatikan serta keandalan sistem dan biaya yang harus dikeluarkan juga memerlukan anggaran yang cukup besar [10].

2.6 Rekonfigurasi Jaringan

Rekonfigurasi jaringan adalah pengaturan ulang jaringan distribusi dengan mengoperasikan *tie switch* dengan membuka atau menutup untuk mengubah konfigurasi sistem. Secara umum rekonfigurasi jaringan digunakan untuk mengurangi rugi-rugi daya pada jaringan dan penanggulangan *overload*. Selain itu, pengoperasian rekonfigurasi jaringan dapat dilakukan untuk memitigasi permasalahan kualitas daya listrik dan mengurangi efek harmonisa pada jaringan distribusi [14].

Perubahan konfigurasi dilakukan dengan tetap mempertahankan bentuk dari jaringan distribusi dan suplai daya ke beban. Rekonfigurasi jaringan dilakukan menggunakan algoritma dengan mendapatkan pola *switching* yang optimal untuk mencapai rugi-rugi daya yang minimal. Algoritma tersebut bekerja dengan membaca data dan melakukan *loadflow*. Kemudian membuka *tie switch* dan menutup *tie switch* yang berbeda untuk mendapatkan konfigurasi. Pengoperasian tersebut dilakukan hingga tercapai fungsi objektif yang telah ditentukan seperti presentase rugi-rugi daya minimal [16].

2.7 Particle Swarm Optimization (PSO)

PSO atau *Particle Swarm Optimization* merupakan pengembangan teknik komputasi yang terinspirasi dari perilaku sebuah individu terhadap kawanan seperti burung dan ikan. Setiap partikel pada metode PSO berhubungan dengan pergerakan partikel untuk memperbaiki posisi semula. Partikel tersebut bergerak dengan penelusuran ruangan pada kecepatan yang dinamis yang disesuaikan perilaku historisnya. Pada PSO partikel merujuk pada anggota dari suatu populasi yang memiliki masa dan volume lebih kecil [17]. Metode PSO memiliki beberapa kelebihan dibandingkan metode lain seperti GA atau Genetic Algorithm. Kelebihan tersebut adalah parameter yang digunakan sedikit, setiap partikel dapat mengingat best value atau nilai terbaik sehingga kemampuan memori lebih efisien, dan lebih baik dalam menjaga keberagaman dari kawanan.

Pada metode PSO setiap individual dimodelkan bergerak menuju ke permasalahan ruang yang posisinya ditentukan dari vektor. Informasi dari tiap individu berdasarkan pengalaman sendiri dan pengetahuan dari individu yang lain. Kecepatan dari tiap individual dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$V_{id}(t + 1) = V_{id}(t) + c_1 rand_1(P_{id}(t) - X_{id}(t)) + c_2 rand_2(P_{gd}(t) - X_{id}(t)) \quad (2.3)$$

Dengan kecepatan tersebut, setiap akhir iterasi posisi *swarm* akan diperbarui dengan persamaan berikut:

$$X_{id}(t + 1) = X_{id}(t) + V_{id}(t + 1) \quad (2.4)$$

V_{id} = Particle speed
 c_1, c_2 = Koefisien akselerasi
 $rand_1, rand_2$ = Random particle position
 P_{id} = Local best position
 X_{id} = Particle position
 P_{gd} = Global best position

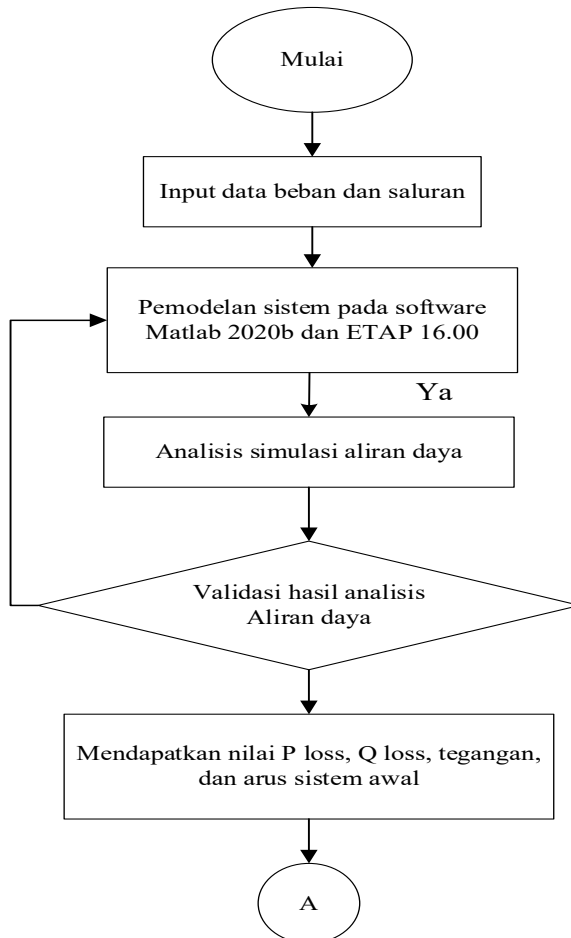
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB III

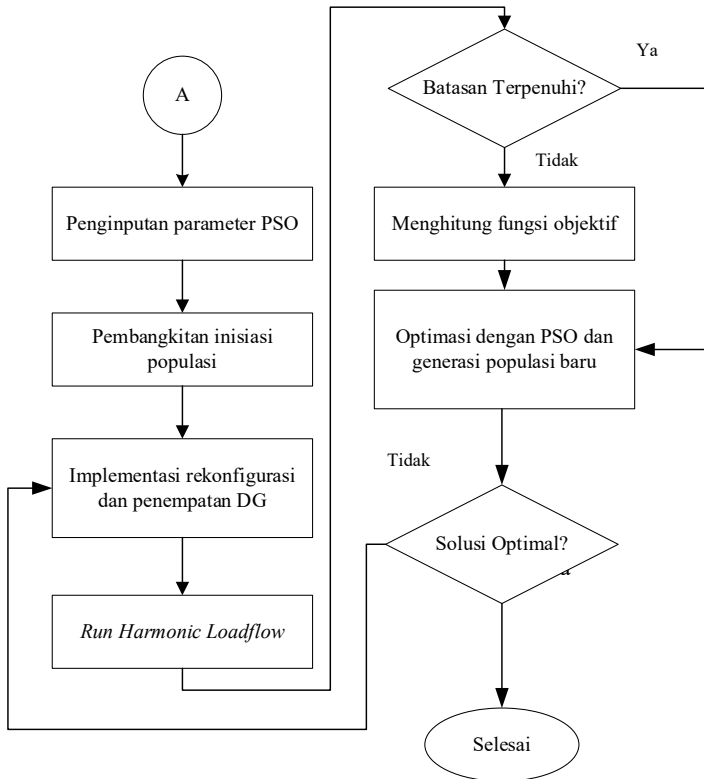
METODOLOGI DAN PEMODELAN SISTEM UNTUK OPTIMASI PENENTUAN DG DAN REKONFIGURASI JARINGAN

3.1 Diagram Alur Pengerjaan Tugas Akhir

Berikut merupakan diagram alur pembuatan tugas akhir



Gambar 3. 1 Diagram alur tugas akhir



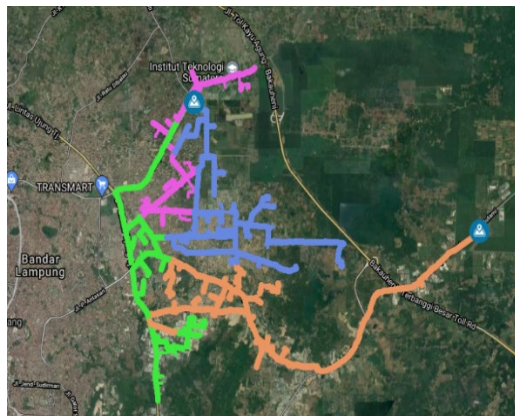
Gambar 3. 2 Diagram alur tugas akhir

3.2 Sistem Distribusi 20kV ULP. Way Halim

3.2.1 Umum

Pada tugas akhir ini digunakan sistem distribusi kota Bandar Lampung ULP Way Halim menggunakan 4 Penyulang dari 2 Gardu Induk. Penyulang tersebut adalah Penyulang Rolex, Penyulang Bonia, Penyulang Bulova pada Gardu Induk Sukarame serta Penyulang Perunggu pada Gardu Induk Sutami. Pemilihan penyulang tersebut dipilih karena memiliki jarak yang dekat, terdapat *tie switch* atau memungkinkan untuk dipasang tie switch serta saling terhubung satu sama lain.





Pada tugas akhir ini Gardu Induk yang ada dimodelkan sebagai Generator Bus sedangkan gardu Distribusi dimodelkan sebagai Load Bus. Berikut merupakan gambar 4 Penyulang yang digunakan untuk tugas akhir dari ULLP Way Halim Kota Bandar Lampung. Gambar tersebut disajikan menggunakan web AMADIS V1.0 berdasarkan laporan master plan kelistrikan kota Bandar Lampung melalui gambar satelit [18]. Terdapat perbedaan pewarnaan yang menandakan identitas warna tiap penyulang.



Gambar 3. 3 Peta kelistrikan 4 penyulang ULP Way Halim

Berikut merupakan table penjelasan keterangan warna dari gambar satelit:

Tabel 3. 1 Kode warna penyulang

No.	Warna	Gardu Induk	Penyulang
1		Sukarame	Bulova
2		Sukarame	Bonia
3		Sukarame	Rolex
4		Sutami	Perunggu

3.2.2 Data Generator Bus

Pada tugas akhir ini menggunakan Gardu Induk Sukarame dan gardu Induk Sutami. Berikut merupakan data dari Gardu Induk tersebut.

Tabel 3. 2 Data generator bus sistem

Gardu Induk	No.Bus	Tegangan (p.u)	MVA Base
Sukarame	1	1	100
Sutami	65	1	100

3.2.3 Data Bus Beban

Pada tugas akhir ini akan menggunakan kondisi waktu beban puncak untuk mengetahui kondisi optimal dari penentuan kapasitas dan letak DG serta rekonfigurasi jaringan pada sistem [19].

3.2.4 Data Kabel

Untuk dapat melakukan simulasi aliran daya pada pada software Matlab perlu dilakukan pengubahan data kabel menjadi satuan p.u (per unit). Untuk mendapatkan satuan p.u dapat menggunakan persamaan berikut:

$$Z_{saluran}(\Omega) = Z \text{ kabel } \times \text{ panjang saluran (km)} \quad (3.1)$$

$$Z_{base} = \frac{(KV_{base})^2}{MVA_{base}} \quad (3.2)$$

$$Z_{saluran}(p.u) = \frac{Z_{saluran}(\Omega)}{Z_{base}(\Omega)} \quad (3.3)$$

Pada tugas akhir ini nilai KV_{base} jaringan distribusi pada ULP Way Halim adalah 20 kV dan nilai MVA_{base} yang digunakan adalah 100 MVA. Untuk data kabel menggunakan tipe AAAC dengan spesifikasi:

Tabel 3. 3 Data kabel

No	Nama Kabel	Ukuran Kabel (mm ²)	Impedansi	
			R(Ohm/km)	X(Ohm/km)
1	A3C	150	0,21	0,37357
2	A3C 70	70	0,37357	0,37357

3.2.5 Data Keypoint Sistem

Data *keypoint* merupakan peralatan pemutus atau penghubung seperti *Tie switch*, *reclosure*, dan *Load Break Switch Motorized* (LBSM) yang digunakan pada tugas akhir ini.

Tabel 3. 4 Data Keypoint sistem

No.	Gardu Induk	Penyulang	Nama Keypoint	Type Asset
1	SUKARAME	BONIA - ROLEX	K87B	LBSM
2	SUKARAME	BONIA - BULOVA	LBS M/S Karimun	LBSM
3	SUKARAME	ROLEX - BULOVA	K394	LBSM
4	SUKARAME	BULOVA	K275	LBSM
5	SUKARAME	BULOVA - ROLEX	WH885	LBSM
6	SUKARAME	BULOVA - PERUNGGU	K560	LBSM
7	SUTAMI	BONIA - PERUNGGU	WH944	LBSM

3.3 Pemodelan Sistem Kelistrikan ULP. Way Halim

Pada tugas akhir ini menggunakan sistem kelistrikan ULP. Way Halim sejumlah 4 penyulang menggunakan optmasi PSO. Penyulang pada sistem distribusi tersebut memiliki karakteristik beban tersebar dan kompleks sehingga perlu dilakukan pemodelan untuk melakukan simulasi

agar dapat ditentukan jumlah dimensi sebagai ruang pencarian. Dari pemodelan yang dilakukan terdapat 88 bus dari 4 penyulang ULP Way Halim.

3.3.1 Pemodelan Beban Terpusat

Pada pemodelan beban terpusat, beban yang terdistribusi secara acak dapat dianggap sebagai titik-titik massa yang tersebar. Hal itu dikarenakan pemodelan beban tidak memperhitungkan keacakan letak beban dan ketidakaturan kapasitas beban [20]. Pemodelan beban terpusat bertujuan untuk menyederhanakan sistem dengan node yang banyak. Dengan pemodelan beban terpusat dapat memudahkan dalam menyelesaikan permasalahan dalam sistem distribusi [21].

Pemodelan sistem dapat dicontohkan sebagai gambar 3.4. Dalam 1 bus dapat terdiri dari lebih dari 1 beban. Pengelompokan beban ini berdasarkan jarak yang terdekat.



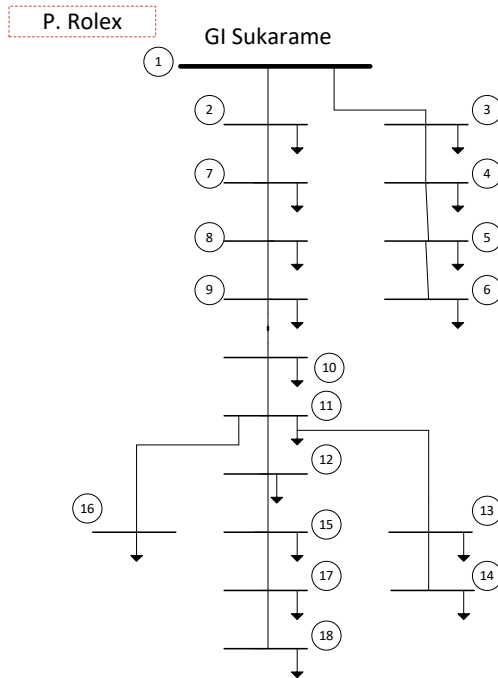
Gambar 3. 4 Ilustrasi pemodelan beban terpusat

3.3.2 Data Penyulang

Data penyulang yang ada pada tugas akhir ini terdiri dari 4 penyulang daridua Gardu Induk. Data yang dibutuhkan berupa nilai beban serta nilai impedansi dan reaktansi pada saluran.

a. Penyulang Rolex

Penyulang Rolex berada pada Gardu Induk Sukarame. Penyulang ini memiliki Panjang total mencapai 14,21 kms.



Gambar 3. 5 Penyulang Rolex

Penyulang Rolex memiliki total 17 bus beban yang terdiri dari berbagai jenis seperti perumahan, perkantoran, rumah sakit, dan sekolah. Berikut merupakan data beban dari penyulang Rolex:

Tabel 3. 5 Data beban penyulang Rolex

No. Bus	P(kW)	Q(kVAR)
2	442	273,93
3	161,5	100,09
4	166,6	103,25
5	22,95	14,22
6	20,4	12,64
7	79,05	48,99
8	190,4	118
9	99,45	61,63
10	118,15	73,22
11	130,9	81,1
12	250,8	155,4
13	73,1	45,3
14	121,55	75,33
15	300,9	186,48
16	193,8	120,11
17	316,2	195,96
18	595	368,75

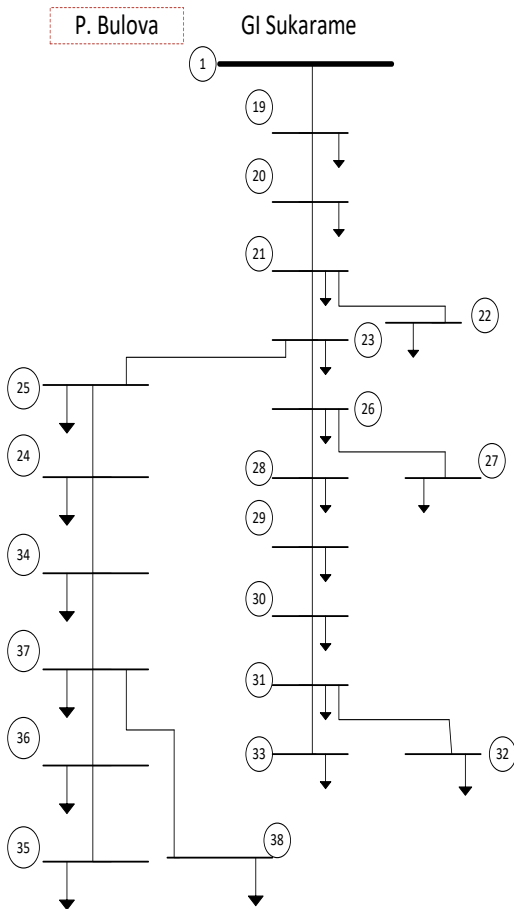
Penyulang Rolex memiliki total saluran berjumlah 17 yang terhubung dari Gardu Induk Sukarame. Berikut merupakan nilai impedansi dari saluran:

Tabel 3. 6 Data saluran penyulang Rolex

ID Saluran	Dari Bus	Ke Bus	Impedansi (p.u)	
			R	X
S1	1	3	0,019	0,038
S2	3	4	0,1	0,2
S3	4	5	0,03	0,06
S4	5	6	0,01	0,02
S5	1	2	0,045	0,09
S6	2	7	0,0115	0,023
S7	7	8	0,0225	0,045
S8	8	9	0,0115	0,023
S9	9	10	0,0165	0,033
S10	10	11	0,021	0,042
S11	11	13	0,0025	0,005
S12	13	14	0,0285	0,057
S13	11	16	0,038	0,076
S14	11	12	0,024	0,048
S15	12	15	0,044	0,088
S16	15	17	0,0225	0,045
S17	17	18	0,041	0,082

b. Penyulang Bulova

Penyulang Bulova berada pada Gardu Induk Sukarame. Penyulang ini memiliki Panjang total mencapai 21,3 kms.



Gambar 3. 6 Penyulang Bulova

Penyulang Bulova memiliki total 20 bus beban yang terdiri dari berbagai jenis seperti perumahan, perkantoran, rumah sakit, pabrik dan sekolah. Berikut merupakan data beban dari penyulang Bulova:

Tabel 3. 7 Data beban penyulang Bulova

No. Bus	P(kW)	Q(kVAR)
2	464,95	288,15
3	4,25	2,63
4	20,4	12,64
5	89,25	55,31
6	263,5	163,3
7	265,2	164,36
8	309,4	191,75
9	400,35	248,11
10	282,2	174,89
11	502,35	311,33
12	55,25	34,24
13	352,75	218,61
14	430,95	267,08
15	366,35	227,04
16	137,7	85,34
17	272	168,57
18	105,4	65,32
19	309,4	191,75
20	427,55	264,97
21	270,3	167,52

Penyulang Bulova memiliki total saluran berjumlah 20 yang terhubung dari Gardu Induk Sukarame. Berikut merupakan nilai impedansi dari saluran:

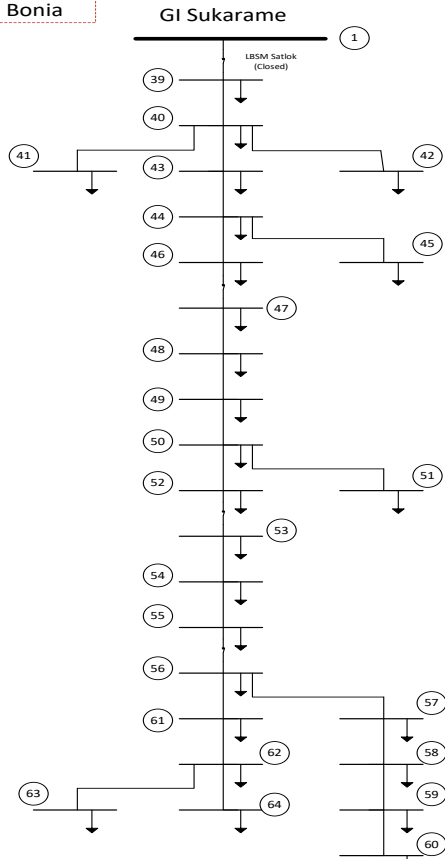
Tabel 3. 8 Data saluran penyulang Bulova

ID Saluran	Dari Bus	Ke Bus	Impedansi (p.u)	
			R	X
S18	1	19	0,0325	0,065
S19	19	20	0,0115	0,023
S20	20	21	0,01	0,02
S21	21	22	0,015	0,03
S22	21	23	0,03	0,06
S23	23	24	0,05	0,05
S24	24	25	0,015	0,015
S25	23	26	0,03	0,06
S26	26	27	0,02	0,04
S27	26	28	0,005	0,01
S28	28	29	0,01	0,02
S29	29	30	0,0405	0,081
S30	30	31	0,06	0,12
S31	31	32	0,06	0,12
S32	31	33	0,015	0,03
S33	25	34	0,03	0,06
S34	34	35	0,0135	0,027
S35	35	36	0,025	0,05
S36	36	37	0,06	0,12
S37	35	38	0,0175	0,035

c. Penyulang Bonia

Penyulang Bonia berada pada Gardu Induk Sukarame. Peenyulang ini memiliki Panjang total mencapai 28,34 kms.

P. Bonia



Gambar 3. 7 Penyulang Bonia

Penyulang Bonia memiliki total 26 bus beban yang terdiri dari berbagai jenis seperti perumahan, perkantoran, rumah sakit, pabrik dan sekolah. Berikut merupakan data beban dari penyulang Bonia:

Tabel 3. 9 Data beban penyulang Bonia

No. Bus	P(kW)	Q(kVAR)
39	71,4	44,25
40	9,35	5,79
41	218,45	135,38
42	365,5	226,52
43	75,65	46,88
44	276,25	171,2
45	25,5	15,8
46	124,1	76,91
47	201,45	124,85
48	159,8	99,04
49	151,3	93,77
50	138,55	85,87
51	347,6	215,5
52	77,35	47,94
53	420,75	260,76
54	397,8	246,53
55	44,2	27,39
56	232,05	143,81
57	776,05	480,95
58	138,55	85,87
59	113,05	70,06
60	541,45	335,56
61	202,3	125,37
62	345,1	213,87
63	327,25	202,81
64	160,65	99,56

Penyulang Bonia memiliki total saluran berjumlah 26 yang terhubung dari Gardu Induk Sukarame.

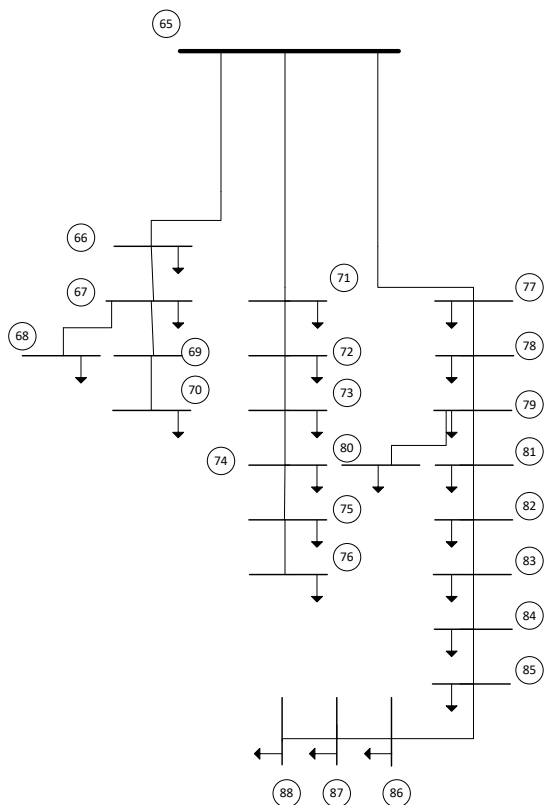
Tabel 3. 10 Data saluran penyulang Bonia

ID Saluran	Dari Bus	Ke Bus	Impedansi (p.u)	
			R	X
S38	1	39	0,2	0,4
S39	39	40	0,015	0,03
S40	40	41	0,04	0,08
S41	40	42	0,02	0,04
S42	40	43	0,0115	0,023
S43	43	44	0,0115	0,023
S44	44	45	0,0013	0,0026
S45	44	46	0,026	0,052
S46	46	47	0,015	0,03
S47	47	48	0,05	0,1
S48	48	49	0,012	0,024
S49	49	50	0,012	0,024
S50	50	51	0,0375	0,075
S51	50	52	0,005	0,01
S52	52	53	0,09	0,18
S53	53	54	0,03	0,06
S54	54	55	0,02	0,04
S55	55	56	0,0575	0,115
S56	56	57	0,05	0,1
S57	57	58	0,015	0,03
S58	58	59	0,0275	0,055
S59	59	60	0,05	0,1
S60	56	61	0,015	0,03
S61	61	62	0,06	0,12
S62	62	63	0,1	0,2
S63	62	64	0,035	0,07

d. Penyulang Perunggu

Penyulang Perunggu berada pada Gardu Induk Sukarame. Penyulang ini memiliki Panjang total mencapai 19,6 kms

P. Perunggu



Gambar 3. 8 Penyulang Perunggu

Penyulang Perunggu memiliki total 23 bus beban yang terdiri dari berbagai jenis beban seperti perumahan dan fasilitas umum.

Tabel 3. 11 Data beban penyulang Perunggu

No. Bus	P(kW)	Q(kVAR)
66	132,6	82,18
67	137,7	85,34
68	192,95	119,58
69	242,25	150,13
70	119,85	74,28
71	71,4	44,25
72	85	52,68
73	166,6	103,25
74	79,05	48,99
75	17	10,54
76	30,6	18,96
77	110,5	68,48
78	60,35	37,4
79	83,3	51,62
80	190,4	118
81	139,4	86,39
82	56,95	35,29
83	213,35	132,22
84	287,3	178,05
85	5,1	3,16
86	130,05	80,6
87	120,7	74,8
88	174,25	107,99

Penyulang Perunggu memiliki total saluran berjumlah 23 yang terhubung dari Gardu Induk Sukarame.

Tabel 3. 12 Data saluran penyulang Perunggu

ID Saluran	Dari Bus	Ke Bus	Impedansi (p.u)	
			R	X
S64	65	66	0,371	0,557
S65	66	67	0,024	0,035
S66	67	68	0,018	0,027
S67	67	69	0,041	0,062
S68	69	70	0,013	0,019
S69	65	71	0,021	0,031
S70	71	72	0,015	0,022
S71	72	73	0,021	0,031
S72	73	74	0,013	0,019
S73	74	75	0,008	0,011
S74	75	76	0,016	0,023
S75	65	77	0,037	0,055
S76	77	78	0,008	0,011
S77	78	79	0,009	0,013
S78	79	80	0,044	0,033
S79	79	81	0,013	0,02
S80	81	82	0,038	0,056
S81	82	83	0,016	0,023
S82	83	84	0,027	0,04
S83	84	85	0,013	0,02
S84	85	86	0,023	0,034
S85	86	87	0,014	0,021
S86	87	88	0,021	0,031

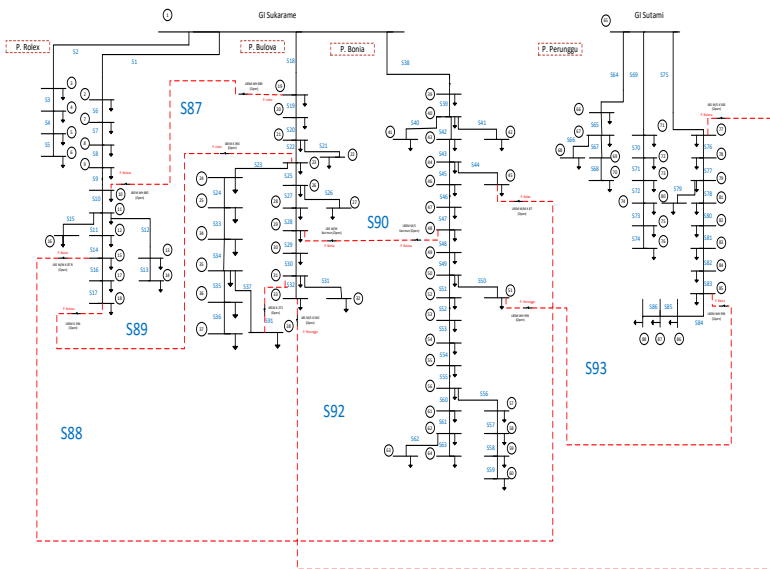
3.4 Data Rekonfigurasi Jaringan

Sebelum melakukan proses rekonfigurasi pada sistem, maka diperlukan penentuan saluran dan *tie switch* yang akan menghubungkan menjadi saluran baru. Selain itu juga diperlukan identifikasi ruang pencarian pada setiap *loop*.

Terdapat tiga tahap dalam melakukan rekonfigurasi jaringan untuk mendapatkan solusi optimal, yaitu:

1. Menentukan jumlah switch dan jumlah loop

Pada penilitain ini menggunakan switch yang sudah ada serta tidak membuat saluran baru. Switch yang menghubungkan antar bus menjadi objek untuk menentukan kombinasi yang paling optimal.



Gambar 3. 9 Single Line Diagram 88 bus sebelum rekonfigurasi

Tabel 3. 13 Data *switch* dan saluran untuk rekonfigurasi

No. Saluran	Nama <i>Keypoint</i>	Jarak (km)	Dari Bus	Ke Bus	Impedansi (p.u)	
					R	X
S87	WH885	0,072	10	19	0,0072	0,0072
S88	K87B	0,026	15	45	0,0013	0,0026
S89	K394	0,379	18	23	0,01895	0,0379
S90	LBS Karimun	0,054	29	48	0,0027	0,0054
S91	K275	0,3	31	38	0,015	0,03
S92	K560	0,15	33	76	0,0075	0,015
S93	WH944	0,15	51	84	0,0075	0,015

Proses rekonfigurasi dilakukan dengan menghubungkan tujuh saluran yang menghubungkan antar penyulang dan bus. Hal yang menjadi pertimbangan dalam pemilihan tie switch tersebut jarak antara bus yang dekat.

2. Mengidentifikasi ruang pencarian setiap loop pada sistem

Terdapat tujuh loop pencarian berdasarkan penentuan tie switch dan saluran yang akan direkonfigurasi. Kombinasi dari switch yang ada digunakan untuk penentuan ruang pencarian pada proses optimasi. Dari loop pencarian yang sudah ditentukan maka akan ada saluran yang putus sehingga saluran yang baru dapat terhubung melalui proses penutupan switch (*tie switch closed*). Data loop pada sistem dapat dilihat pada tabel 3.14.

Tabel 3. 14 Data loop rekonfigurasi sistem

Loop Rekonfigurasi	Saluran
1	S1, S6, S7, S8, S9, S87
2	S16, S17, S19, S20, S22, S88
3	S25, S27, S28, S45, S46, S47, S89
4	S23, S24, S33, S34, S37, S29, S30, S90
5	S10, S11, S14, S42, S43, S44, S91
6	S32, S75, S92
7	S48, S49, S50, S80, S81, S82, S83, S93

3. Solusi optimal menggunakan PSO

Metode PSO digunakan untuk menentukan solusi optimal dari tiap loop. Program optimasi akan secara otomatis memilih saluran yang akan diputus untuk mencapai fungsi objektif yang telah ditentukan. Setiap partikel berusaha untuk mengubah lokasi pencarian optimal dengan mengaplikasikan data:

- Titik terbaru
- Kecepatan terbaru
- Ruang di tengah titik sekarang dan pbest
- Ruang di tengah titik sekarang dan gbest

3.5 Metode Harmonic Loadflow

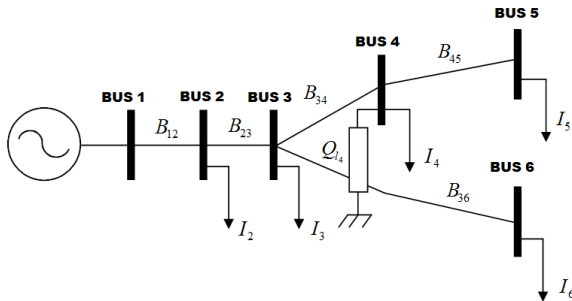
Algoritma aliran daya harmonisa (HLF) digunakan untuk mengetahui nilai distorsi harmonisa pada sistem yang memiliki sumber harmonisa. Algoritma pada tugas akhir ini menggunakan Teknik Forward-Backward sweep yang dikembangkan oleh Teng [22]. Metode ini didasarkan pada dua buah matrik yaitu BIBC (*Bus Injection to Branch Current*) dan BCBV (*Branch Current to Bus Voltage*). BIBC adalah matrik relasi antara arus injeksi pada bus dengan arus pada cabang, sedangkan BCBV adalah matrik relasi antara arus cabang dengan tegangan bus [14].

3.5.1 Backward Forward Sweep HLF

Terdapat dua tahapan utama pada metode HLF menggunakan *backward-forward sweep*. Tahapan pertama menggunakan Algoritma backward sweep untuk mendapatkan matriks [A] yang mewakili hubungan antara arus cabang dan arus injeksi bus untuk urutan harmonik ke-h. Untuk proses forward sweep digunakan dalam menghasilkan matriks [HA] yang merupakan hubungan antara tegangan bus dan arus injeksi harmonisa pada sistem.

Sebagai ilustrasi untuk memodelkan HLF dapat digunakan ilustrasi pada gambar 3.10 berdasarkan penelitian mengenai optimasi penentuan filter harmonisa pada sistem [23]. Pada gambar 3.10 Arus harmonik ke-h yang disumbangkan oleh beban nonlinier dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$[I_h(h)] = [I_{h2}(h) + I_{h3}(h) + I_{h4}(h) + I_{h5}(h) + I_{h6}(h)] \quad (3.4)$$



Gambar 3. 10 Sistem distribusi radial 6 bus

Penentuan nilai arus yang mengalir pada cabang dapat ditentukan dengan menubah ke bentuk matriks sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} B_{12}^{(h)} \\ B_{23}^{(h)} \\ B_{34}^{(h)} \\ B_{45}^{(h)} \\ B_{36}^{(h)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{h_2}^{(h)} \\ I_{h_3}^{(h)} \\ I_{h_4}^{(h)} \\ I_{h_5}^{(h)} \\ I_{h_6}^{(h)} \\ I_{S_4}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Sehingga dapat disederhanakan menjadi persamaan:

$$[B_{ij}^{(h)}] = [A_{ij}^{(h)}][I^{(h)}] \quad (3.6)$$

dimana,

$[A(h)]$ = Matrik hubungan antara arus injeksi bus dengan arus cabang yang mengalir pada harmonisa ke- h .

Untuk mendapatkan tegangan harmonisa pada sistem digunakan tahapan forward sweep dengan persamaan sebagai berikut:

$$V_{12}^{(h)} = Z_{12}^{(h)} B_{12}^{(h)} \quad (3.7)$$

$V_i^{(h)}$ = Tegangan slack bus pada harmonisa ke- h .

Nilai tegangan harmonisa pada bus dihitung dengan iterasi kurang dari atau sama dengan toleransi yang ditentukan oleh ϵ .

$$\left| V_i^{(h),k+1} - V_i^{(h),k} \right| \leq \epsilon \quad (3.8)$$

dimana,

$V_i^{(h),k+1}$ = besar tegangan harmonisa ke- h pada bus i , pada iterasi $k+1$

$V_i^{(h),k}$ = merupakan besar tegangan harmonisa ke- h .

Besar rugi-rugi daya total pada harmonisa ke- h didefinisikan oleh:

$$P_{Loss}^{(h)} = \sum_{i=1}^{br} P_{Loss_i}^{(h)} = \sum_{i=1}^{bt} \sum_{h=h_o}^{h_{max}} |B_i^{(h)}|^2 R_i^{(h)} \quad (3.9)$$

dimana,

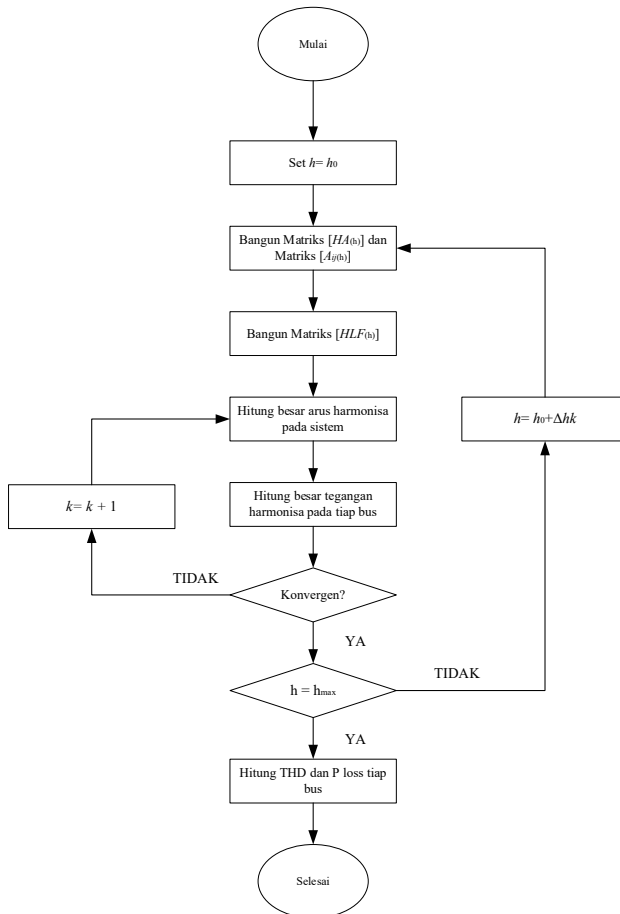
- h_o = urutan harmonisa terkecil
- h_{max} = urutan harmonisa terbesar
- $|B_i^{(h)}|$ = magnitud dari arus cabang
- $R_i^{(h)}$ = resistansi arus cabang ke i .

Sedangkan nilai THD didapatkan melalui persamaan:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=h_0}^{h_{max}} [V_i^{(h)}]^2}}{[V_i^{(1)}]^2} \quad (3.10)$$

3.5.2 Flowchart Algoritma HLF

Berikut merupakan alur dari uraian persamaan aliran daya harmonisa (HLF) yang digunakan pada tugas akhir ini:



Gambar 3. 11 Flowchart Harmonic Load Flow (HLF)

3.6 Sumber Harmonisa Sistem

Pada tugas akhir ini digunakan dua jenis sumber harmonisa berdasarkan refrensi penelitian yang akan diimplementasikan pada sistem distribusi Kota Bandar Lampung.

a. Spektrum Harmonisa beban non-linier [23]

Sumber harmonisa akan diinjeksikan pada bus:

2,5,12,15,17,18,19,26,27,31,32,37,42,44,51,53,54,57,60,61,62,66,69,70,73,80,83,86,87, dan 88.

Beban non-linier yang dikategorikan adalah *Variable Speed Drive*. Besar injeksi arus harmonisa pada beban ditunjukkan pada tabel dibawah:

Tabel 3. 15 Injeksi arus harmonisa dari beban non-liner

Orde	Magnitude (%)	Sudut
5	98	140
7	39,86	113
11	18,95	-158
13	8,79	-178
17	2,5	-94

b. Spektrum Harmonisa DG berbasis Inverter [24]

Sumber harmonisa akan diinjeksikan pada bus: 3,8,23,25,38,43,68,77,84

Besar injeksi arus harmonisa pada beban ditunjukkan pada tabel dibawah:

Tabel 3. 16 Injeksi arus harmonisa dari DG berbasis Inverter

Orde	Magnitude (%)	Sudut
5	15	-20,74
7	10	-30,85
11	5	65,54
13	3	42,62
17	0	0

3.7 Optimasi dengan *Particle Swarm Optimization*

Pada tugas akhir ini menggunakan metode PSO digunakan dalam menyelesaikan permasalahan dengan fungsi objektif lebih dari satu. Optimasi *multi-objective* dilakukan secara bersamaan untuk mendapatkan nilai optimum. Sebelum melakukan proses optimasi, perlu ditentukan parameter dan fungsi objektif yang akan digunakan.

Untuk parameter PSO berdasarkan referensi sehingga dapat ditentukan sebagai berikut [25]:

Tabel 3. 17 Parameter PSO

Parameter	Nilai
a	0,5
b	0,5
c	0,5
Populasi	100
C1	2
C2	2

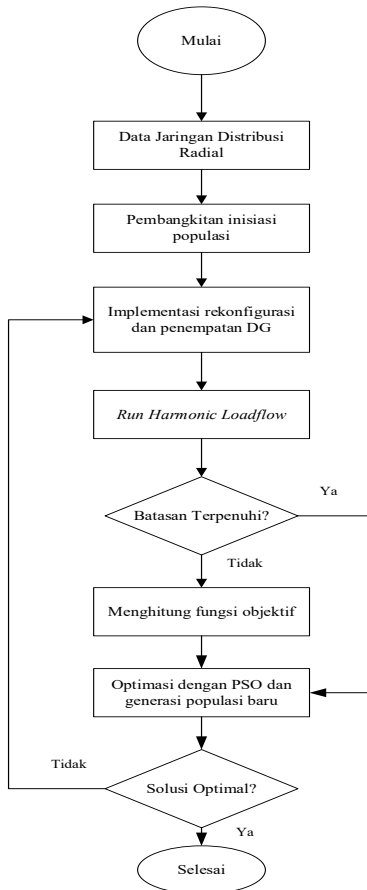
di mana,

- a = Minimum *Power losses*
- b = Minimum THD
- c = Minimum deviasi tegangan
- C1 dan C2 = Parameter PSO

Adapun langkah langkah penerapan algoritma PSO sebagai berikut :

1. Melakukan Inisiasi populasi dari partikel-partikel dengan posisi dan *velocity* secara random dalam suatu ruang dimensi penelusuran.
2. Mengevaluasi fungsi *fitness* optimisasi yang diinginkan di dalam variabel d pada setiap *particle*.
3. Membandingkan evaluasi *fitness particle* dengan Pbestnya. Jika nilai yang ada lebih baik dibandingkan dengan nilai Pbestnya, maka Pbest diset sama dengan nilai Pi.
4. Identifikasi *particle* dalam lingkungan dengan hasil terbaik sejauh ini dan memperbaharui *velocity* serta posisi *particle*.
5. Melakukan proses nomer 2 sampai kriteria terpenuhi, proses berhenti pada nilai *fitness* yang cukup baik atau sampai pada jumlah maksimum iterasi.

Berikut merupakan diagram alur proses optimasi menggunakan PSO pada tugas akhir ini:



Gambar 3. 12 Diagram alur PSO

3.8 Integrasi DG pada Jaringan Distribusi

Perkembangan teknologi berjalan seiring dengan peningkatan penggunaan sumber energi terbarukan dan pembangkit terdistribusi atau *Distributed Generation*. Penggunaan DG pada sistem distribusi meningkatkan performa jaringan seperti profil tegangan menjadi lebih baik dan rugi-rugi daya listrik yang menurun [26].

Karakteristik dari DG dapat diklasifikasikan menjadi DG yang dimodelkan sebagai bus generator dan DG yang dimodelkan sebagai bus beban. Selain itu, berdasarkan jenis teknologi dan kemampuan pengiriman daya DG dapat diklasifikasikan menjadi empat jenis yaitu:

- Tipe I ($\text{Cos } \varphi = 1$) : DG yang menginjeksikan daya aktif saja.
- Tipe II ($0 < \text{Cos } \varphi < 1$): DG yang menginjeksikan daya aktif dan daya reaktif.
- Tipe III ($\text{Cos } \varphi = 0$): DG yang hanya menginjeksikan daya reaktif.
- Tipe IV ($\text{Cos } \varphi < 0$): DG yang menyuntikkan daya aktif tetapi menyerap daya reaktif.

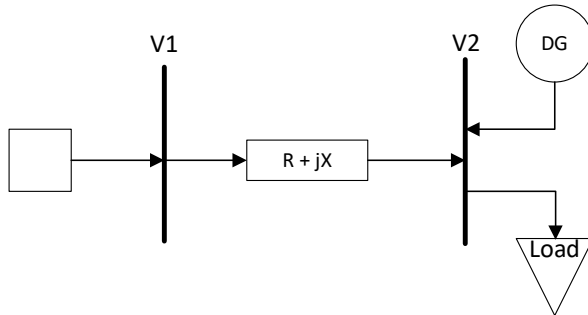
Pada tugas akhir ini akan menggunakan DG tipe I dan III. Untuk DG yang berkapasitas tidak lebih dari 45 kW akan menggunakan jenis energi terbarukan PLTS yang hanya menginjeksikan daya aktif.

3.8.1 Pemodelan DG sebagai negative PQ Load

Pada tugas akhir ini DG dimodelkan sebagai negative PQ Load. Pada sistem distribusi radial, daya mengalir dari bus sumber ke bus beban. Arah aliran arus beban searah karena beban dapat menyerap daya aktif maupun reaktif. Akan tetapi apabila terdapat generator atau injeksi daya pada sisi distribusi maka arah aliran berlawanan dari beban. Dalam analisis, terhubungannya DG akan dinyatakan sebagai beban yang bernilai negative [13].

Persamaan DG sebagai negatif load dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$P + jQ = (P_L - P_{dg}) + j(Q_L - Q_{dg}) \quad (3.11)$$



Gambar 3. 13 Ilustrasi pemodelan DG

3.8.2 Data Daya Terbangkit PLTS

Penentuan kapasitas terbangkit DG jenis PLTS (Pembangkit Listrik Tenaga Surya) bergantung pada luas area pemasangan pada bus beban. Berdasarkan penilitan mengenai sisi teknis dan ekonomi pemasangan PLTS atap, perbandingan kapasitas PLTS (kW: m²) adalah (3: 20) dimana pada area 20 m² dapat dipasang PLTS sebesar 3 kW [27].

Pada tugas akhir ini beban dimodelkan dengan total luas area sebesar 300 m² maka dari itu kapasitas PLTS dapat diasumsikan maksimal 45 kW. Pemilihan PLTS sebagai DG di kota Bandar Lampung mengacu pada RUPTL 2019-2028 yang menjelaskan bahwa terdapat potensi energi terbarukan yang besar untuk perencanaan sistem kelistrikan Lampung di masa depan [28]. Berdasarkan data dari Global Solar Atlas pada daerah kota Bandar Lampung terdapat potensi energi surya yang cukup besar [29]. Untuk sistem kelas menengah dengan asumsi kapasitas PLTS sebesar 45 kW maka didapatkan data sebagai berikut:

Tabel 3. 18 Data potensi tenaga surya kota Bandar Lampung

<i>Global Horizontal Irradiation</i>	1628 kWh/m ²
Potensi Energi tahunan	488.4 Mwh per tahun

3.9 Fungsi Objektif

Pada penelitian ini menggunakan fungsi objektif yang merupakan nilai optimal yang bersifat minimum. Pada penelitian ini akan digunakan fungsi objektif untuk meminimalkan rugi-rugi daya, distorsi harmonisa dan deviasi tegangan pada sistem.

3.9.1 Minimum Rugi-rugi Daya Aktif

Minimisasi rugi-rugi daya aktif yang ada pada sistem. Kerugian daya aktif pada setiap saluran yang menghubungkan bus i ke bus j dapat dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$P_{loss}(i,j) = real(Sl) \quad (3.12)$$

Dari persamaan diatas total kerugian daya aktif dapat dihitung dengan cara menjumlahkan kerugian daya aktif pada setiap saluran sehingga didapatkan persamaan berikut:

$$P_{Loss} = \sum_{i=1}^{nb} P_{loss_i}^{(1)} + \sum_{i=1}^{nb} \sum_{h=h_0}^{h_{max}} P_{loss_i}^{(h)} \quad (3.13)$$

3.9.2 Minimum Distorsi Harmonisa

Minimisasi nilai THD atau *Total Harmonic Distortion* hingga mencapai batasan berdasarkan standar dari IEEE 519-1992. Untuk mengetahui total distorsi harmonisa dapat dihitung dengan persamaan:

$$V_{THD,i} = \frac{V_{di}}{V_{rms,i}} \times 100\% \quad (3.14)$$

di mana,

V_{di} = Komponen distorsi dari simpul tegangan

$$V_{di} = \sqrt{\sum_{h=2}^m V_{h,i}^2} \quad (3.15)$$

Untuk meminimalkan distorsi tegangan harmonic, nilai maksimum di antara semua tegangan simpul THD di minimalkan, secara matematis dituliskan dalam persamaan :

$$Minimum \ Max \ V_{THD,i}, \ i = 1,2,3, n... \quad (3.16)$$

3.9.3 Minimum Deviasi Tegangan

Minimisasi deviasi tegangan adalah objektif kedua untuk minimasi deviasi tegangan antara titik tegangan dan spesifikasi tegangan magnitudo. atau deviasi tegangan merupakan perbedaan antara maksimum dan minimum tegangan bus.

$$\Delta V_i = \begin{cases} V_{min} - |V_i|, & \text{if } |V_i| < V_{min} \\ |V_i| - V_{max}, & \text{if } |V_i| > V_{max} \\ 0, & \text{if } V_{min} < |V_i| < V_{max} \end{cases} \quad (3.17)$$

Dengan meminimalkan deviasi tegangan, proses optimasi dapat meningkatkan kondisi tegangan disemua titik bus pada sistem.

3.10 Batasan (*Constraint*)

Batasan pada tugas akhir ini merupakan parameter nilai yang harus dilalui dalam suatu proses. Batasan bertujuan untuk membuat proses seleksi menjadi lebih efektif pada suatu kondisi yang harus dipenuhi. Batasan yang digunakan pada tugas akhir ini adalah:

3.10.1 *Bus Voltage Limit*

Pada proses otomasi, besarnya bus tegangan yang harus di jaga dalam batas operasi yaitu:

$$V_{min} (0.95 \text{ pu}) \leq V_{rmsi} \leq V_{max} (1.05 \text{ pu}) \quad (3.18)$$

3.10.2 *Total Harmonic Distortion Limit*

Total Harmonic Distortion (THD) pada setiap bus harus di jaga kurang atau sama dengan tingkat *harmonic distortion* yang di perbolehkan pada sistem Batasan nilai THD mengacu pada standar IEEE std 95 [15].

$$THD_i (\%) \leq THD_{max} \quad (3.19)$$

3.10.3 Jumlah dan Kapasitas DG

Pada penentuan kapasitas DG dan kapasitor besaran daya aktif dan reaktif yang diinjeksikan tidak boleh melebihi kebutuhan daya aktif dan reaktif pada sisi beban. Pada tugas akhir ini dibuat batasan bawah untuk kapasitas daya DG adalah 0 MW dan 0 MVAR daya reaktif. Untuk

batasan maksimal kapasitas DG yang digunakan adalah total beban pada bus tersebut.

$$P_{k,min DG} \leq P_{k DG} \leq P_{k,max DG} \quad (3.20)$$

$$Q_{k,min DG} \leq Q_{k DG} \leq Q_{k,max DG} \quad (3.21)$$

pada constraint, $P_{k,min DG}$, $P_{k,max DG}$, $Q_{k,min DG}$, dan $Q_{k,max DG}$ adalah batas atas atau bawah pada unit untuk daya aktif dan daya reaktif unit pembangkitan dari *distributed generation*.

BAB IV

HASIL DAN ANALISA DATA

Pada tugas akhir ini dilakukan tahapan simulasi untuk mendapatkan hasil yang diinginkan. Kemudian dilakukan tahap analisis data berdasarkan hasil simulasi yang telah dilakukan. Analisis aliran daya dilakukan menggunakan MATLAB dengan metode *Forward-Backward Sweep* pada sistem distribusi radial. Selanjutnya hasil aliran daya divalidasi dengan metode *Adaptive Newton Raphson* yang menggunakan software ETAP 16.00. Pada penjelasan Bab ini, Akan dibagi dalam beberapa hal yang ditulis sebagai berikut:

1. Hasil analisis aliran daya dan validasi pada kondisi awal
2. Skenario 1: Simulasi dan hasil rekonfigurasi kondisi injeksi sumber harmonisa pada beban.
3. Skenario 2: Simulasi dan hasil rekonfigurasi kondisi injeksi sumber harmonisa pada beban dan integrasi DG berbasis inverter.
4. Skenario 3: Simulasi dan hasil optimasi DG kondisi injeksi sumber harmonisa pada beban.
5. Skenario 4: Simulasi dan hasil optimasi rekonfigurasi dengan penentuan lokasi dan kapasitas DG.

4.1 Hasil Analisis Aliran Daya pada Kondisi Awal Sistem

Analisis aliran daya pada kondisi awal sistem dilakukan untuk memperoleh data arus saluran, tegangan, rugi-rugi daya dan deviasi tegangan pada sistem. Analisis pada tugas akhir ini diterapkan pada sistem distribusi 4 penyulang ULP Way Halim kota Bandar Lampung. Berikut hasil analisis pada kondisi awal yang ditampilkan pada tabel 4.1.

Pada tabel 4.1 sampai 4.3 menampilkan hasil simulasi berupa tegangan pada setiap bus kondisi awal. Terlihat bahwa tidak ada tegangan yang kurang dari 0.9 p.u, hal tersebut menandakan bahwa sistem masih dalam keadaan aman dan tidak dalam keadaan yang kritis.

Tabel 4. 1 Tegangan setiap bus sistem keadaan awal

No. Bus	Tegangan (p.u)		
	Forward-Backward Sweep	Adaptive Newton Raphson (ETAP)	Error(%)
1	1,00000	1,00000	0,00000
2	0,99926	0,99927	0,00352
3	0,99996	0,99996	0,00601
4	0,99984	0,99983	0,00403
5	0,99983	0,99983	0,00324
6	0,99983	0,99984	0,00312
7	0,99911	0,9991	0,00054
8	0,9988	0,9988	0,00036
9	0,99866	0,9987	0,00384
10	0,99847	0,9985	0,00329
11	0,99823	0,9982	0,00336
12	0,99804	0,998	0,00365
13	0,99823	0,9982	0,00308
14	0,99821	0,9982	0,00114
15	0,99774	0,9977	0,00372
16	0,99819	0,9982	0,00078
17	0,99762	0,9976	0,00221
18	0,99749	0,9975	0,0015
19	0,99903	0,999	0,00266
20	0,99871	0,9987	0,00122
21	0,99844	0,9984	0,00392
22	0,99843	0,9984	0,00317
23	0,99764	0,9976	0,00385
24	0,99724	0,9972	0,00405
25	0,99714	0,9971	0,00373
26	0,99721	0,9972	0,00124
27	0,99718	0,9972	0,00194
28	0,99716	0,9972	0,00396
29	0,99709	0,9971	0,0015
30	0,99679	0,9968	0,0008
31	0,99648	0,9965	0,00233
32	0,99635	0,9964	0,00469
33	0,99647	0,9965	0,0035

Tabel 4. 2 Tegangan setiap bus sistem keadaan awal (lanjutan)

No. Bus	Tegangan (p.u)		
	Forward -Backward Sweep	Adaptive Newton Raphson (ETAP)	Error(%)
34	0,9969	0,9969	0,00039
35	0,99682	0,99683	0,02202
36	0,99672	0,9967	0,0016
37	0,99657	0,99657	0,02289
38	0,99679	0,9968	0,00071
39	0,99324	0,9932	0,00388
40	0,99274	0,9927	0,00384
41	0,99269	0,9927	0,00112
42	0,9927	0,9927	0,00031
43	0,99239	0,9924	0,0007
44	0,99205	0,9921	0,00475
45	0,99205	0,9921	0,00477
46	0,99133	0,9913	0,00286
47	0,99092	0,9909	0,00211
48	0,98962	0,9896	0,00203
49	0,98932	0,9893	0,00191
50	0,98903	0,989	0,00283
51	0,98895	0,989	0,00464
52	0,98892	0,9889	0,00207
53	0,98703	0,987	0,00269
54	0,98647	0,9865	0,00333
55	0,98614	0,9861	0,00399
56	0,98521	0,9852	0,0012
57	0,98477	0,9848	0,00349
58	0,9847	0,9847	0,00021
59	0,9846	0,9846	0,00045
60	0,98444	0,9844	0,00423
61	0,98512	0,9851	0,00238
62	0,98484	0,9848	0,00399
63	0,98465	0,9847	0,00475
64	0,98481	0,9848	0,00075
65	1,00000	1,0000	0,0000
66	0,99852	0,99853	0,01204

Tabel 4. 3 Tegangan setiap bus sistem keadaan awal (lanjutan)

No. Bus	Tegangan (p.u)		
	Forward -Backward Sweep	Adaptive Newton Raphson (ETAP)	Error(%)
67	0,99844	0,99845	0,00417
68	0,99842	0,9984	0,00248
69	0,99837	0,9984	0,00302
70	0,99836	0,99836	0,15375
71	0,99996	0,99996	0,00555
72	0,99993	0,99993	0,00291
73	0,9999	0,9999	0,00001
74	0,99989	0,99989	0,00076
75	0,99989	0,99989	0,00093
76	0,99989	0,99989	0,01885
77	0,99972	0,99972	0,00231
78	0,99967	0,99967	0,00702
79	0,99961	0,99961	0,00127
80	0,99958	0,99958	0,0082
81	0,99954	0,99954	0,0142
82	0,99936	0,99935	0,00631
83	0,99929	0,99929	0,00935
84	0,9992	0,9992	0,00017
85	0,99917	0,99916	0,00747
86	0,99913	0,99913	0,00285
87	0,99911	0,9991	0,00086
88	0,99909	0,99909	0,08088

Jika Dilihat dari hasil simulasi untuk tegangan pada setiap bus dari tabel 4.1 sampai tabel 4.3, terlihat bahwa nilai tegangan terkecil pada sistem adalah 0,98444. Sedangkan untuk error dari hasil validasi dengan ETAP yang terbesar adalah mencapai 0,15375 %.

Tabel 4. 4 Arus setiap saluran sistem kondisi awal

Saluran		Arus (A)		
Dari Bus	Ke-Bus	Forward-Backward Sweep	Adaptive Newton Raphson (ETAP)	Error (%)
1	2	99,16935	99,16935	0,12049
1	3	12,63135	12,63135	0,08991
3	4	7,13978	7,13978	0,12313
4	5	1,47414	1,47414	1,52345
5	6	0,69371	0,69371	0,10304
2	7	84,12935	84,12935	0,11823
7	8	81,43909	81,43909	0,12183
8	9	74,95734	74,95734	0,11666
9	10	71,57136	71,57136	0,11381
10	11	67,54789	67,54789	0,11545
11	12	49,85768	49,85768	0,11583
11	13	6,63026	6,63026	0,12472
13	14	4,14035	4,14035	0,12950
12	15	41,31368	41,31368	0,13011
11	16	6,60158	6,60158	0,11501
15	17	31,05928	31,05928	0,12662
17	18	20,28225	20,28225	0,10984
1	19	181,73799	181,73799	0,07599
19	20	165,91335	165,91335	0,06836
20	21	165,76865	165,76865	0,10184
21	22	3,03945	3,03945	0,11361
21	23	162,03448	162,03448	0,07070
23	24	66,82805	66,82805	0,04200
24	25	57,78576	57,78576	0,02464
23	26	86,22568	86,22568	0,12271
26	27	9,62250	9,62250	0,23442
26	28	62,95241	62,95241	0,08332

Tabel 4. 5 Arus setiap saluran sistem kondisi awal (lanjutan)

Saluran		Arus (A)		
Dari Bus	Ke-Bus	Forward-Backward Sweep	Adaptive Newton Raphson (ETAP)	Error (%)
28	29	45,82284	45,82284	0,115455
29	30	43,93874	43,93874	0,111049
30	31	31,90592	31,90592	0,112703
31	32	12,50224	12,50224	0,097999
31	33	4,69869	4,69869	0,121246
25	34	47,23533	47,23533	0,074842
34	35	37,95805	37,95805	0,136684
35	36	25,14247	25,14247	0,08947
36	37	14,58758	14,58758	0,160284
35	38	9,22032	9,22032	0,122945
1	39	204,60296	204,60296	0,099295
39	40	202,15870	202,15870	0,128132
40	41	7,48245	7,48245	0,11307
40	42	12,51917	12,51917	0,153393
40	43	181,83696	181,83696	0,130482
43	44	179,24500	179,24500	0,136872
44	45	0,87400	0,87400	0,114309
44	46	168,90276	168,90276	0,120188
46	47	164,64621	164,64621	0,088884
47	48	157,73378	157,73378	0,148429
48	49	152,24327	152,24327	0,094197
49	50	147,04324	147,04324	0,097505
50	51	11,95230	11,95230	0,103036
50	52	130,32772	130,32772	0,098098
52	53	127,66821	127,66821	0,131927
53	54	113,17382	113,17382	0,15382
54	55	99,46226	99,46226	0,123068

Tabel 4. 6 Arus setiap saluran sistem kondisi awal (lanjutan)

Saluran		Arus (A)		
Dari Bus	Ke-Bus	Forward-Backward Sweep	Adaptive Newton Raphson (ETAP)	Error (%)
55	56	97,93824	97,93824	0,120878
56	57	54,18512	54,18512	0,120326
57	58	27,38963	27,38963	0,108284
58	59	22,60544	22,60544	0,11265
59	60	18,70137	18,70137	0,114379
56	61	35,74452	35,74452	0,124697
61	62	28,76203	28,76203	0,111485
62	63	11,30059	11,30059	0,093839
62	64	5,54670	5,54670	0,120874
65	66	28,10812	28,10812	0,135797
66	67	23,59274	23,59274	0,138952
67	68	6,57105	6,57105	0,122647
67	69	12,33228	12,33228	0,099679
69	70	4,08188	4,08188	0,119783
65	71	15,29039	15,29039	0,133561
71	72	12,86254	12,86254	0,097566
72	73	9,97213	9,97213	0,121812
73	74	4,30682	4,30682	0,111981
74	75	1,61868	1,61868	0,103834
75	76	1,04051	1,04051	0,145808
65	77	53,47390	53,47390	0,119636
77	78	49,71566	49,71566	0,112078
78	79	47,66298	47,66298	0,111283
79	80	6,47671	6,47671	0,526707
79	81	38,35288	38,35288	0,111929
81	82	33,61086	33,61086	0,121714
82	83	31,67328	31,67328	0,105173
83	84	24,41385	24,41385	0,097785
84	85	14,63730	14,63730	0,118313
85	86	14,46375	14,46375	0,095186
86	87	10,03790	10,03790	0,07874
87	88	5,93024	5,93024	0,122192

Jika dilihat pada tabel 4.4, 4.5, dan 4.6 menunjukkan nilai arus pada setiap saluran. Berdasarkan hasil simulasi terlihat bahwa arus terbesar terdapat pada saluran yang menghubungkan bus 1 dengan bus 39 yang berada di penyulang Bonia sebesar 204.6 A sedangkan error terbesar hasil validasi adalah sebesar 1,5248931%.

Tabel 4. 7 Nilai deviasi tegangan sistem kondisi awal

No. Bus	Deviasi Tegangan		
	Forward-Backward Sweep	Adaptive Newton Raphson (ETAP)	Error(%)
1	0,00000	0,00000	0,0000
2	0,00074	0,00073	0,71305
3	0,00004	0,00004	0,167478
4	0,00016	0,00017	3,807499
5	0,00017	0,00017	1,402418
6	0,00017	0,00016	3,532566
7	0,00089	0,0009	0,602147
8	0,0012	0,0012	0,299284
9	0,00134	0,0013	2,953066
10	0,00153	0,0015	2,192689
11	0,00177	0,0018	1,860856
12	0,00196	0,002	1,821712
13	0,00177	0,0018	1,709228
14	0,00179	0,0018	0,629795
15	0,00226	0,0023	1,612328
16	0,00181	0,0018	0,433971
17	0,00238	0,0024	0,917013
18	0,00251	0,0025	0,596835
19	0,00097	0,001	2,66040
20	0,00129	0,0013	0,939901
21	0,00156	0,0016	2,444303
22	0,00157	0,0016	1,975111
23	0,00236	0,0024	1,59955
24	0,00276	0,0028	1,444035

Tabel 4. 8 Nilai deviasi tegangan sistem kondisi awal (lanjutan)

No. Bus	Deviasi Tegangan		
	Forward- Backward Sweep	Adaptive Newton Raphson (ETAP)	Error(%)
25	0,00286	0,0029	1,282781
26	0,00279	0,0028	0,441494
27	0,00282	0,0028	0,690246
28	0,00284	0,0028	1,409845
29	0,00291	0,0029	0,515286
30	0,00321	0,0032	0,250063
31	0,00352	0,0035	0,664046
32	0,00365	0,0036	1,298902
33	0,00353	0,0035	0,995624
34	0,0031	0,0031	0,124005
35	0,00318	0,00317	0,332426
36	0,00328	0,0033	0,483599
37	0,00343	0,00343	0,120524
38	0,00321	0,0032	0,222081
39	0,00676	0,0068	0,56628
40	0,00726	0,0073	0,52217
41	0,00731	0,0073	0,152932
42	0,0073	0,0073	0,042598
43	0,00761	0,0076	0,091747
44	0,00795	0,0079	0,596351
45	0,00795	0,0079	0,598719
46	0,00867	0,0087	0,325329
47	0,00908	0,0091	0,229403
48	0,01038	0,0104	0,193436
49	0,01068	0,0107	0,176433
50	0,01097	0,011	0,254068
51	0,01105	0,011	0,416933
52	0,01108	0,0111	0,184668
53	0,01297	0,013	0,204202

Tabel 4. 9 Nilai deviasi tegangan sistem kondisi awal (lanjutan)

No. Bus	Deviasi Tegangan		
	Forward-Backward Sweep	Adaptive Newton Raphson (ETAP)	Error(%)
54	0,01353	0,0135	0,243585
55	0,01386	0,0139	0,283292
56	0,01479	0,0148	0,079616
57	0,01523	0,0152	0,22618
58	0,0153	0,0153	0,013296
59	0,0154	0,0154	0,028578
60	0,01556	0,0156	0,266843
61	0,01488	0,0149	0,157632
62	0,01516	0,0152	0,258607
63	0,01535	0,0153	0,305701
64	0,01519	0,0152	0,048304
65	0,0000	0,0000	0,0000
66	0,00148	0,00147	0,815557
67	0,00156	0,00155	0,226557
68	0,00158	0,0016	1,550,464
69	0,00163	0,0016	1,884,230
70	0,00164	0,00164	0,159346
71	0,00004	0,00004	0,458647
72	0,00007	0,00007	2,950,307
73	0,0001	0,0001	0,063794
74	0,00011	0,00011	0,394374
75	0,00011	0,00011	0,639586
76	0,00011	0,00011	0,370972
77	0,00028	0,00028	1,09308
78	0,00033	0,00033	0,287035
79	0,00039	0,00039	0,402063
80	0,00042	0,00042	0,03093
81	0,00046	0,00046	0,014915
82	0,00064	0,00065	1,848120

Tabel 4. 10 Nilai deviasi tegangan sistem kondisi awal (lanjutan)

No. Bus	Deviasi Tegangan		
	Forward-Backward Sweep	Adaptive Newton Raphson (ETAP)	Error(%)
83	0,00071	0,00071	0,331322
84	0,0008	0,0008	0,207313
85	0,00083	0,00084	1,616572
86	0,00087	0,00087	0,419659
87	0,00089	0,0009	0,950248
88	0,00091	0,00091	0,076599

Berdasarkan data nilai deviasi tegangan pada sistem terdapat deviasi terbesar pada bus 60 senilai 0.01556. Sedangkan error tertinggi terhadap nilai validasi adalah sebesar 3,807499%.

Tabel 4. 11 Rugi daya aktif pada jaringan

Saluran		Active Power Losses (kW)		
Dari Bus	Ke-Bus	Forward Backward Sweep	Adaptive Newton Raphson (ETAP)	Error(%)
1	2	1,32452	1,32	0,34269
1	3	0,00907	0,0091	0,29804
3	4	0,01526	0,0153	0,28271
4	5	0,0002	0,00019	2,6923
5	6	0,00001	0,000	0,00000
2	7	0,2436	0,244	0,16214
7	8	0,44662	0,447	0,08446
8	9	0,19338	0,193	0,19847
9	10	0,25296	0,253	0,01516
10	11	0,28677	0,287	0,07981
11	12	0,17855	0,179	0,24961
11	13	0,00033	0,00033	0,02365
13	14	0,00146	0,0015	2,5187
12	15	0,22477	0,225	0,10353

Tabel 4. 12 Rugi daya aktif pada jaringan (lanjutan)

Saluran		Active Power Losses (kW)		
Dari Bus	Ke-Bus	Forward Backward Sweep	Adaptive Newton Raphson (ETAP)	Error(%)
11	16	0,00496	0,00500	0,87069
15	17	0,06496	0,06500	0,05890
17	18	0,05048	0,05050	0,04210
1	19	3,21268	3,21	0,08338
19	20	0,94744	0,94800	0,05884
20	21	0,82243	0,82300	0,06970
21	22	0,00041	0,00040	3,67876
21	23	2,35737	2,360	0,11131
23	24	0,66831	0,66900	0,10271
24	25	0,14991	0,15000	0,06126
23	26	0,66755	0,66800	0,06669
26	27	0,00554	0,00550	0,77105
26	28	0,05930	0,05930	0,00741
28	29	0,06284	0,06280	0,06833
29	30	0,23401	0,23400	0,00611
30	31	0,18280	0,18300	0,10704
31	32	0,02807	0,02810	0,11212
31	33	0,00099	0,00100	0,88553
25	34	0,20033	0,20100	0,33304
34	35	0,05821	0,05820	0,02549
35	36	0,04730	0,04730	0,00297
36	37	0,03821	0,03820	0,03377
35	38	0,00445	0,00450	0,03377
1	39	25,05798	25,060	0,00807
39	40	1,83471	1,83	0,25759
40	41	0,00670	0,00670	0,03803
40	42	0,00938	0,00940	0,19651
40	43	1,13803	1,14	0,17266
43	44	1,10582	1,11	0,37664
44	45	0,00000	0,00000	0,00000
44	46	2,2199	2,22	0,00321
46	47	1,21699	1,22	0,24673
47	48	3,72316	3,72	0,08492

Tabel 4. 13 Rugi daya aktif pada jaringan (lanjutan)

Saluran		Active Power Losses (kW)		
Dari Bus	Ke-Bus	Forward Backward Sweep	Adaptive Newton Raphson (ETAP)	Error(%)
48	49	0,83243	0,832	0,052133
49	50	0,77654	0,777	0,059266
50	51	0,01603	0,016	0,208981
50	52	0,25418	0,254	0,069588
52	53	4,39036	4,39	0,008223
53	54	1,152	1,15	0,001738
54	55	0,59216	0,592	0,026968
55	56	165,069	165,000	0,041621
56	57	0,43936	0,439	0,082414
57	58	0,03368	0,0337	0,063121
58	59	0,04206	0,0421	0,099286
59	60	0,05234	0,0523	0,070757
56	61	0,05736	0,0574	0,071254
61	62	0,14855	0,149	0,299749
62	63	0,03822	0,0382	0,053301
62	64	0,00322	0,0032	0,7115
65	66	0,87726	0,877	0,029953
66	67	0,03915	0,0391	0,124409
67	68	0,00233	0,0023	0,124409
67	69	0,01866	0,0187	0,202137
69	70	0,00062	0,0006	0,202137
65	71	0,01434	0,0143	0,310738
71	72	0,00718	0,00723	0,694065
72	73	0,0061	0,0061	0,021258
73	74	0,00069	0,0007	0,867263
74	75	0,00006	0,00006	0,867263
75	76	0,00005	0,00005	0,118459
65	77	0,31237	0,312	0,118459
77	78	0,05548	0,0555	0,035253
78	79	0,05779	0,0578	0,0125
79	80	0,00552	0,0055	0,436271
79	81	0,05723	0,0572	0,054239

Tabel 4. 14 Rugi daya aktif pada jaringan (lanjutan)

Saluran		Active Power Losses (kW)		
Dari Bus	Ke-Bus	Forward Backward Sweep	Adaptive Newton Raphson (ETAP)	Error(%)
81	82	0,12679	0,127	0,16588188
82	83	0,04654	0,0465	0,08222275
83	84	0,04727	0,0473	0,05766941
84	85	0,00834	0,0083	0,43365252
85	86	0,01409	0,0141	0,08799276
86	87	0,00422	0,0042	0,52092397
87	88	0,00216	0,0022	192,291
TOTAL		61,54026	61,54196	0,00276097

Jika dilihat dari hasil analisis pada Tabel 4.14 menunjukkan rugi daya aktif pada setiap saluran dengan total rugi daya mencapai 61,54026 kW. Sehingga perlu dilakukan conditioning untuk dapat meningkatkan efisiensi operasi sistem. Dan dari validasi hasil rugi daya pada jaringan didapatkan error paling besar mencapai 3,88962865%.

4.2 Simulasi dan Hasil Rekonfigurasi Kondisi Injeksi Sumber Harmonisa pada Beban

4.2.1 Perbandingan Kondisi Awal dan Setelah Injeksi Harmonisa pada Beban

Pada kondisi ini akan dilakukan injeksi sumber harmonisa pada bus:

2,5,12,15,17,18,19,26,27,31,32,37,42,44,51,53,54,57,60,61,62,66,69,70, 73,80,83,86,87, dan 88.

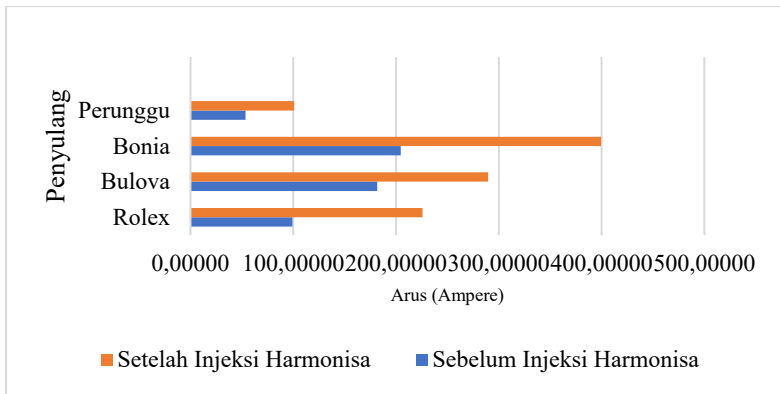
Hal tersebut dilakukan untuk mengetahui pengaruh dari beban non-linier tersebut terhadap perubahan tegangan dan rugi-rugi daya saat kondisi awal sistem. Untuk data injeksi harmonisa berdasarkan dari Tabel 3.15. Untuk standar maksimal THD pada bus sistem adalah 5%, apabila melebihi nilai tersebut maka perlu dilakukan perbaikan dan evaluasi.

Tabel 4. 15 Perbandingan hasil injeksi harmonisa pada sistem

Kondisi skenario 1	P loss total (kW)	Q loss total(kVAR)	Max THD (%)
Kondisi awal: Sebelum Injeksi Harmonisa	61,5403	121,406	0
Setelah Injeksi Harmonisa	85,12	378,76	5,8227

Berdasarkan Tabel 4.15 didapatkan hasil rugi-rugi daya aktif dan reaktif pada sistem serta nilai maksimal THD. Terlihat terdapat kenaikan rugi-rugi daya aktif yang signifikan mencapai 85.12 kW naik 38.2% dari keadaan sebelum adanya injeksi harmonisa. Selain itu, untuk nilai distorsi harmonisa maksimal mencapai 5,8227% yang terdapat pada bus 60.

Oleh karena itu, diperlukan suatu solusi untuk mengurangi nilai rugi-rugi daya serta THD pada sistem yang telah melewati standar dengan cara rekonfigurasi. Pada scenario ini hanya menguji rekonfigurasi saja yang dilakukan pada tujuh *tie switch*. Setelah dilakukan injeksi terdapat kenaikan arus yang menyebabkan kenaikan THD pada sistem.



Gambar 4. 1 Perbandingan arus injeksi harmonisa

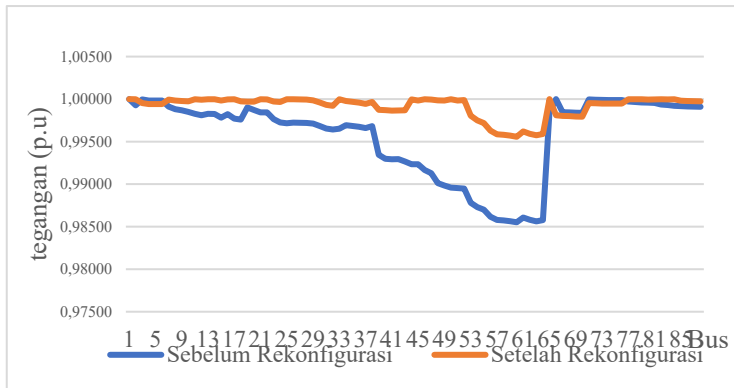
4.2.2 Simulasi dan Hasil Rekonfigurasi Skenario 1

Setelah menguji pengaruh dari harmonisa pada sistem, maka diperlukan langkah untuk mendapatkan nilai optimal dari sistem dengan cara rekonfigurasi. Proses rekonfigurasi dilakukan menggunakan metode optimasi PSO pada tujuh saluran yang telah ditentukan berdasarkan tabel 3.13. Saluran yang terbuka adalah S1, S16, S25, S24, S10, S32, dan S49. Hasil yang didapatkan sebagai berikut:

Tabel 4. 16 Data perbandingan sebelum dan setelah rekonfigurasi pada skenario 1

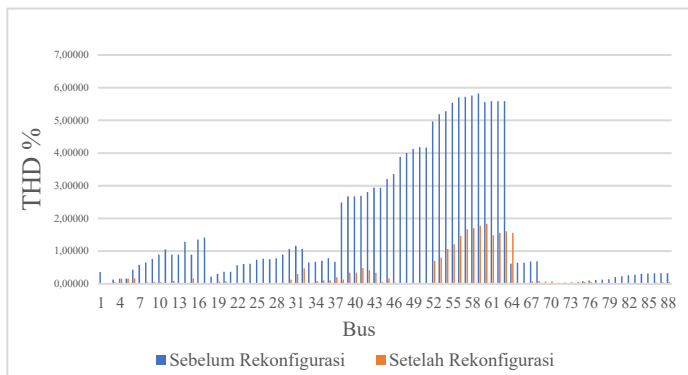
Kondisi	Sebelum Rekonfigurasi	Setelah Rekonfigurasi
Saluran Terbuka	S87, S88, S89, S90, S91, S92 dan S93	S1, S16, S25, S24, S10, S32, dan S49
Rugi-Rugi Daya Aktif Total (kW)	85,12	17,43
Rugi-rugi daya reaktif Total (kVAR)	378,76	81,15
Tegangan minimum (p.u)	0,98552	0,99557
Deviasi tegangan maksimum(p.u)	0,01448	0,00443
THD maksimum (%)	5,8227	1,8372

Berdasarkan tabel 4.16 didapatkan bahwa setelah dilakukan rekonfigurasi jaringan didapatkan bahwa terdapat penurunan rugi-rugi daya aktif menjadi 17,43 kw. Dari sisi tegangan juga menjadi lebih baik dengan minimal tegangan 0,99557 p.u.



Gambar 4. 2 Profil tegangan skenario 1

Pada perbandingan grafik *Total Harmonic Distortion* sistem, terdapat penurunan yang membuat sistem sudah tidak dalam keadaan kritis melewati standar yang telah ditentukan. Setelah dilakukan rekonfigurasi THD terbesar hanya mencapai 1,8372%.



Gambar 4. 3 Perbandingan THD sistem skenario 1

4.3 Simulasi dan Hasil Injeksi Sumber Harmonisa pada Beban dan Integrasi DG Berbasis Inverter

4.3.1 Perbandingan Pengaruh Injeksi Harmonisa pada Beban serta DG berbasis Inverter

Pada kondisi ini akan dilakukan injeksi sumber harmonisa beban non-linier sama seperti skenario sebelumnya pada bus:

2,5,12,15,17,18,19,26,27,31,32,37,42,44,51,53,54,57,60,61,62,66,69,70, 73,80,83,86,87, dan 88.

Akan tetapi pada scenario ini akan dilakukan penambahan injeksi DG berbasis inverter untuk mengetahui pengaruh terhadap sistem pada kondisi awal.

Kapasitas DG yang akan diinjeksikan sebesar 45 kW dengan jenis PLTS yang menginjeksikan daya aktif saja. DG akan diinjeksikan sebanyak 8 buah pada bus: 3,8,23,25,38,43,68,77. Dengan data spektrum harmonisa DG inverter berdasarkan tabel 3.16. Didapatkan hasil sebagai berikut:

Tabel 4. 17 Data perbandingan pengaruh injeksi harmonisa dan DG berbasis inverter skenario 2

Kondisi skenario 2	P loss total (kW)	Q loss total(kVAR)	Max THD (%)
Kondisi awal: Sebelum Injeksi Harmonisa	61,5403	121,406	0
Setelah Injeksi Harmonisa (Skenario 1)	85,12	378,76	5,8227
Setelah injeksi harmonisa dan integrasi DG berbasis inverter	83,05	361,37	5,5045

Berdasarkan tabel 4.17 didapatkan hasil perbandingan antara kondisi awal, skenario 1, dan skenario 2 yang merupakan penambahan DG berbasis inverter sebesar 45 kW. Didapatkan penurunan rugi-rugi daya aktif sebesar 1.97% dari scenario 1 menjadi 83.05 kW dan juga penurunan THD maksimal pada sistem yang mencapai 5,5045 % hal tersebut terjadi karena penentuan lokasi dan kapasitas DG tidak dilakukan dengan optimasi. Selain itu juga terdapat pengaruh harmonisa pada sistem dari beban non-linier dan penambahan inverter DG.

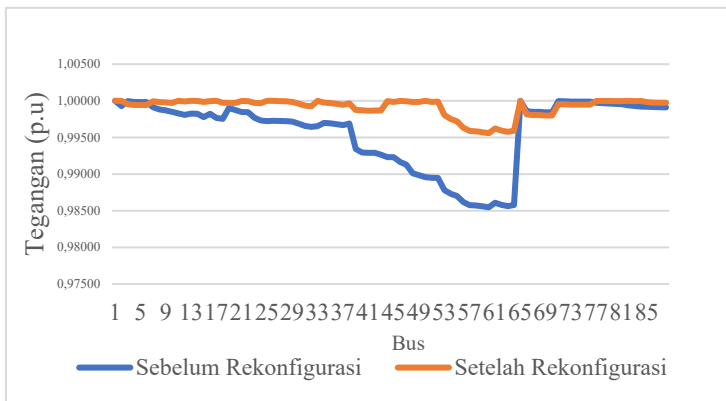
Oleh karena itu, pada skenario ini dilakukan optimasi rekonfigurasi untuk mendapatkan nilai optimal dari kondisi yang sudah ada DG pada sistem. Untuk gambar sistem dapat dilihat pada lampiran.

4.3.2 Simulasi dan Hasil Rekonfigurasi Skenario 2

Setelah melakukan pengujian terhadap pengaruh harmonisa dari kondisi awal sistem maka perlu dilakukan rekonfigurasi untuk mengurangi rugi-rugi daya dan harmonisa. Saluran yang terbuka adalah S1, S16, S25, S24, S10, S32, dan S49. Hasil yang didapatkan sebagai berikut:

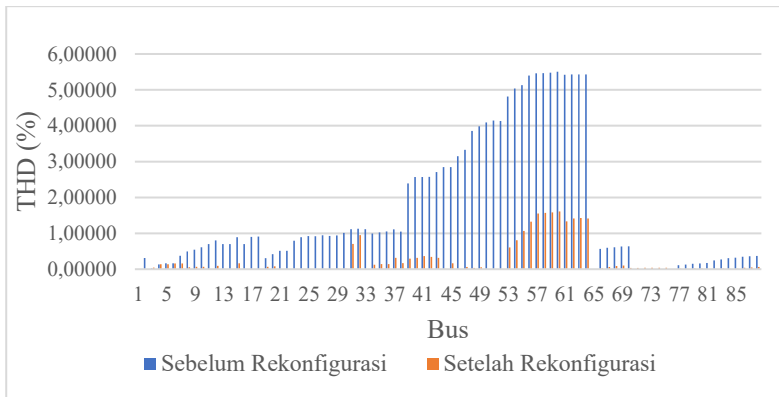
Tabel 4. 18 Data perbandingan sebelum dan setelah rekonfigurasi pada skenario 2

Kondisi	Sebelum Rekonfigurasi	Setelah Rekonfigurasi
Saluran Terbuka	S87, S88, S89, S90, S91, S92 dan S93	S1, S16, S25, S24, S10, S32, dan S49
Rugi-Rugi Daya Aktif Total (kW)	83,05	17,66
Rugi-rugi daya reaktif Total (kVAR)	361,37	86,51
Deviasai tegangan maksimum (p.u)	0,01404	0,00442
Tegangan minimum (p.u)	0,98596	0,99558
THD maksimum (%)	5,5045	1,60967



Gambar 4. 4 Profil tegangan skenario 2

Berdasarkan tabel 4.18 didapatkan bahwa setelah dilakukan rekonfigurasi jaringan didapatkan bahwa terdapat penurunan rugi-rugi daya aktif menjadi 17,66 kW. Dari sisi tegangan juga menjadi lebih baik dengan minimal tegangan 0,99558 p.u. Untuk nilai deviasi tegangan maksimum juga berkurang menjadi 0,00442. Sedangkan untuk THD mengalami penurunan yang signifikan semula dari 5.5045% menjadi 1.60967% menandakan sistem sudah dalam keadaan aman dan sesuai dengan standar yang sudah ditentukan.



Gambar 4. 5 Perbandingan THD sistem skenario 2

4.4 Simulasi dan Hasil Optimasi DG Kondisi Injeksi Sumber Harmonisa pada Beban

Pada kondisi ini akan dilakukan injeksi sumber harmonisa pada bus: 2,5,12,15,17,18,19,26,27,31,32,37,42,44,51,53,54,57,60,61,62,66,69,70, 73,80,83,86,87, dan 88. Sama seperti skenario 1 dan skenario 2. Akan tetapi pada scenario ini tidak dilakukan rekonfigurasi jaringan melainkan dilakukan optimasi peletakan DG. Pada kondisi ini tidak memperhatikan pengaruh harmonisa dari DG. Untuk kapasitas dari DG dibatasi sebesar 45 kW untuk mengikuti skenario sebelumnya serta berdasarkan karakteristik dari DG energi terbarukan tipe PLTS yang memiliki batasan pemasangan kapasitas berdasarkan luas area pemasangan. Setelah melakukan optimasi maka didapatkan data sebagai berikut:

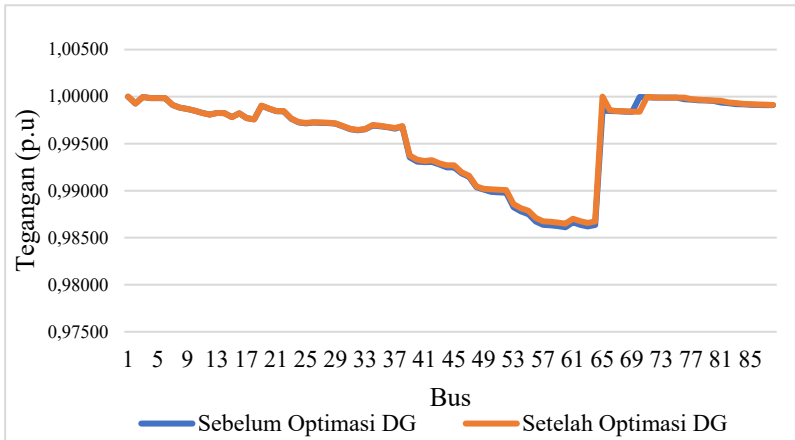
Tabel 4. 19 Lokasi dan kapasitas DG optimal skenario 3

Lokasi DG	Kapasitas DG
Bus	P (kW)
2	10
4	10
5	10
14	10
32	10
40	8
41	10
44	45
46	10
48	45
50	45
51	45
52	45
54	45
56	10
57	45
58	45
60	45
61	45
62	45
64	45
70	10
76	10
79	10
Total	658

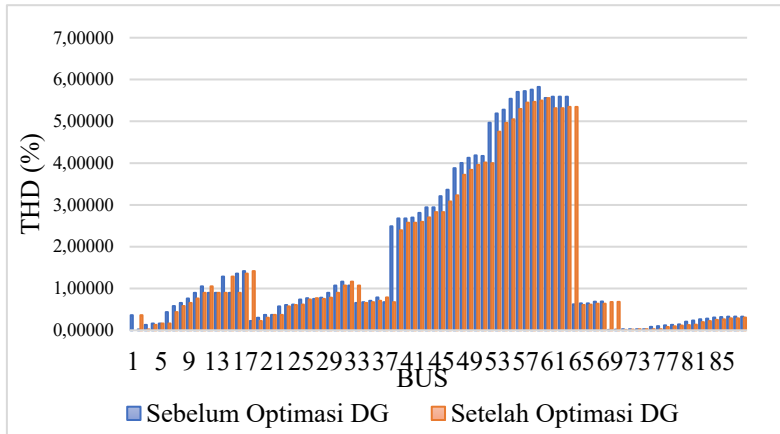
Tabel 4. 20 Data perbandingan sebelum dan setelah optimasi DG

Kondisi	Sebelum Optimasi DG	Setelah Optimasi DG
Total Kapasitas DG (kW)	-	658
Rugi-Rugi Daya Aktif Total (kW)	85,12	76,42
Rugi-rugi daya reaktif Total (kVAR)	378,76	341,48
Deviasai tegangan maksimum (p.u)	0,01389	0,01351
Tegangan minimum (p.u)	0,98611	0,98660
THD maksimum (%)	5,82272	5,44959

Berdasarkan tabel 4.20 didapatkan bahwa setelah dilakukan optimasi DG pada 24 lokasi dengan total daya 658 kW didapatkan bahwa terdapat penurunan rugi-rugi daya aktif menjadi 76,42 kW. Dari sisi tegangan juga menjadi lebih baik dengan minimal tegangan 0,98660 p.u.



Gambar 4. 6 Profil tegangan skenario 3



Gambar 4. 7 Grafik THD skenario 3

Dari data yang diperoleh setelah proses optimasi DG untuk profil tegangan menunjukkan kenaikan namun tidak terlalu signifikan. Sedangkan THD sistem mengalami penurunan THD maksimal menjadi 5,44959% menandakan sistem masih dalam kondisi tidak standar. Menandakan bahwa optimasi peletakkan DG saja tanpa rekonfigurasi tidak optimal.

4.5 Simulasi dan Hasil Optimasi Penentuan Lokasi dan Kapasitas DG serta Rekonfigurasi Jaringan.

Pada kondisi ini akan dilakukan injeksi sumber harmonisa pada bus: 2,5,12,15,17,18,19,26,27,31,32,37,42,44,51,53,54,57,60,61,62,66,69,70, 73,80,83,86,87, dan 88. Sama seperti skenario 1. Namun pada skenario 4 ini akan dilakukan optimasi penentuan kapasitas dan lokasi DG serta rekonfigurasi jaringan secara bersamaan (*simultaneous*).

Untuk DG dibatasi sebesar 45 kW sesuai dengan skenario yang sudah ditentukan sebelumnya. Selain itu pada kasus ini tidak mempertimbangkan pengaruh harmonisa pada DG. Setelah melakukan

optimasi rekonfigurasi dan DG saluran yang terbuka adalah S1, S16, S25, S24, S10, S32, dan S49. Hasil yang didapatkan sebagai berikut:

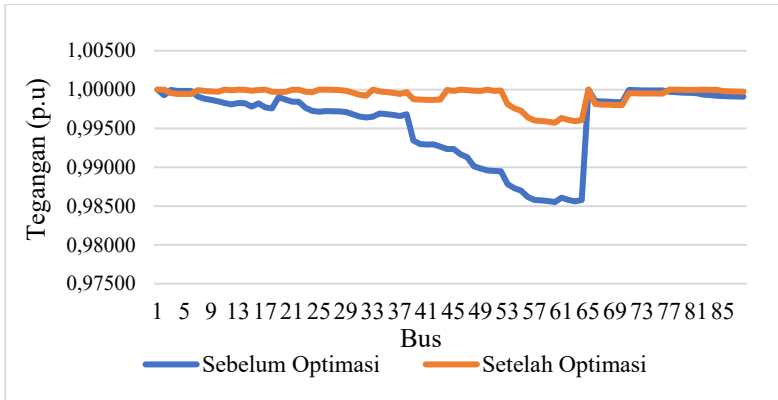
Tabel 4. 21 Data perbandingan sebelum dan setelah melakukan optimasi

Kondisi	Sebelum Optimasi	Setelah Optimasi
Saluran Terbuka	S87, S88, S89, S90, S91, S92 dan S93	S1, S16, S25, S24, S10, S32, dan S49
Total Injeksi daya Aktif DG (kW)	-	555
Rugi-Rugi Daya Aktif Total (kW)	81,44	15,78
Rugi-rugi daya reaktif Total (kVAR)	341,36	73,71
Deviasai tegangan maksimum (p.u)	0,01448	0,99581
Tegangan minimum (p.u)	0,98552	0,00419
THD maksimum (%)	5,3313	1,72048

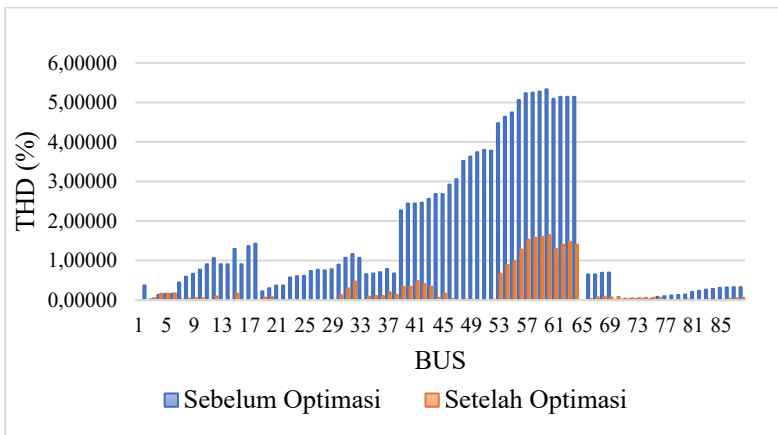
Berdasarkan tabel 4.21 terjadi penurunan nilai rugi-rugi daya yang cukup besar mencapai 81,46% menjadi 15,78 kW. Untuk nilai deviasi tegangan juga lebih kecil dibandingkan skenario sebelumnya. Selain itu, terjadi perbaikan tegangan menjadi 0,99581 p.u yang menandakan sistem dalam keadaan yang baik. Sedangkan untuk lokasi dan kapasitas DG dapat dilihat pada tabel 4.22.

Tabel 4. 22 Lokasi dan Kapasitas DG optimal skenario 4

Lokasi DG	Kapasitas DG
Bus	Injeksi Daya Aktif (kW)
2	45
5	10
9	10
10	10
11	10
16	10
18	10
25	10
27	10
28	10
31	10
35	10
36	10
39	10
52	45
57	45
58	45
59	45
60	45
61	45
62	45
64	45
73	10
84	10
Total	555



Gambar 4. 8 Profil tegangan skenario 4



Gambar 4. 9 Grafik THD skenario 4

Berdasarkan hasil optimasi rekonfigurasi dan DG secara optimal maka didapatkan nilai terbaik untuk memperbaiki kualitas daya pada skenario 4. Data menunjukkan bahwa nilai THD maksimal pada skenario 4 merupakan yang terkecil yaitu sebesar 1,72048%. Untuk profil tegangan juga terlihat mengalami kenaikan yang signifikan mendekati 1 p.u untuk beberapa bus.

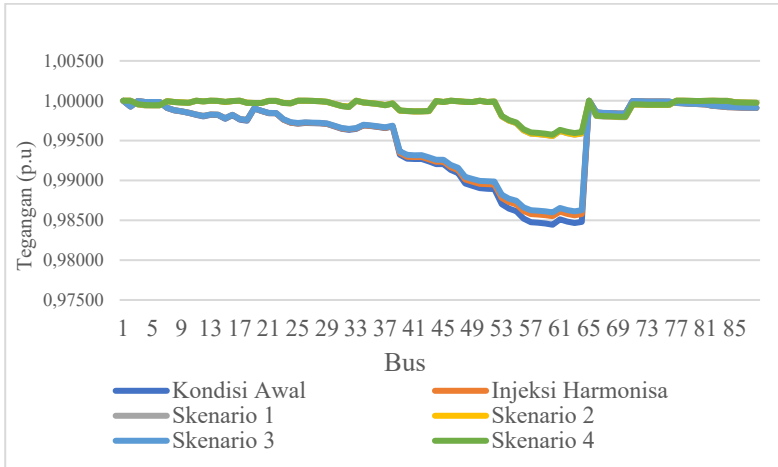
4.6 Perbandingan Hasil Optimasi Semua Skenario

Berdasarkan hasil optimasi yang telah dilakukan maka didapatkan scenario 4 merupakan optimasi yang paling efektif dengan nilai tegangan yang paling baik. Selain itu, nilai THD maksimum sistem pada skenario 4 sangat kecil. Selain itu, tegangan mengalami perbaikan apabila dilakukan rekonfigurasi dan optimasi DG pada skenario 4, tegangan minimum hanya 0,99581. Deviasi tegangan juga mengalami penurunan signifikan menjadi hanya 0,00419. Skenario paling tidak optimal terdapat pada skenario 3 dimana hanya dilakukan optimasi DG saja tanpa melakukan rekonfigurasi.

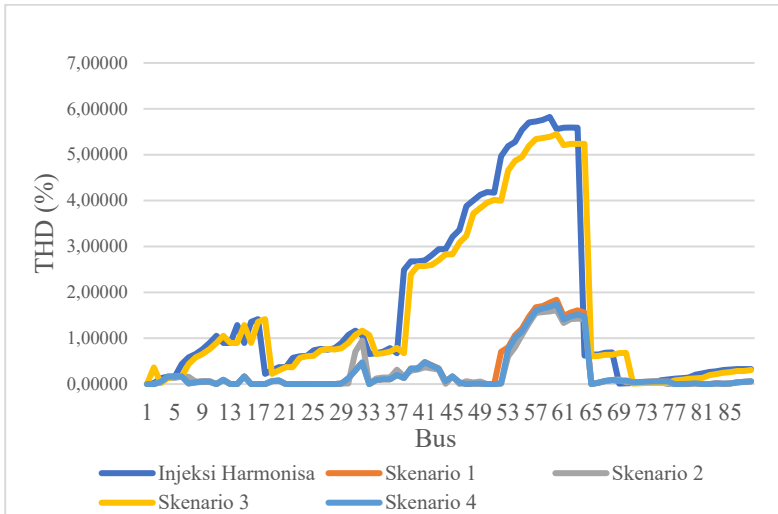
Berikut merupakan data perbandingan hasil otpimasi setiap scenario yang ada:

Tabel 4. 23 Data perbandingan setiap skenario

Parameter	Optimasi			
	Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3	Skenario 4
Saluran Terbuka	S1, S16, S25, S24, S10, S32, dan S49	S1, S16, S25, S24, S10, S32, dan S49	-	S1, S16, S25, S24, S10, S32, dan S49
Kapasitas DG (kW)	-	495	658	555
Rugirugi daya aktif (kW)	17,43	17,66	76,42	15,78
Rugi-rugi daya reaktif (kVAR)	81,15	86,51	341,48	73,71
Tegangan Minimum (p.u)	0,99557	0,99558	0,9866	0,99581
Deviasi Tegangan Maksimum (p.u)	0,00443	0,00442	0,01351	0,00419
THD max (%)	1,87319	1,60967	5,44959	1,72048



Gambar 4. 10 Perbandingan profil tegangan setiap skenario



Gambar 4. 11 Perbandingan nilai THD setiap skenario

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi dan analisis yang telah dilakukan, dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Sumber harmonisa dari beban non-linear yang diinjeksikan ke beberapa beban pada 4 penyulang ULP. Way Halim meningkatkan nilai THD (*Total Harmonic Distortion*) pada sistem sehingga menyebabkan meningkatnya rugi-rugi daya aktif, rugi-rugi daya reaktif, dan deviasi tegangan. Presentase peningkatan rugi-rugi daya mencapai 38,31 %.
2. Metode *Particle Swarm Optimization* (PSO) mampu menganalisis penentuan lokasi dan kapasitas DG serta rekonfigurasi jaringan sehingga didapatkan pemodelan sistem yang optimal.
3. Penentuan optimasi DG saja tanpa dilakukan rekonfigurasi tidak menurunkan nilai THD maupun rugi-rugi daya secara signifikan.
4. Penggabungan optimasi rekonfigurasi serta penentuan lokasi dan kapasitas DG secara bersamaan merupakan langkah yang paling optimal. Berdasarkan hasil pengujian pada sistem 4 penyulang ULP Way Halim kondisi optimal diperoleh dengan kondisi terbukanya *switch* pada saluran S1, S16, S25, S24, S10, S32, dan S49 serta menempatkan DG sebesar 555 kW. Sehingga diperoleh penurunan nilai rugi-rugi daya sebesar 81.47% menjadi 15.78 kW. Nilai THD turun dengan presentase penurunan sebesar 70,45 % serta deviasi tegangan maksimum hanya 0,00419 p.u.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan berdasarkan tugas akhir ini adalah:

1. Menambahkan pertimbangan teknis lain selain rugi-rugi daya, deviasi tegangan dan harmonisa dalam menentukan lokasi dan kapasitas DG serta rekonfigurasi jaringan sistem seperti hubung singkat, koordinasi proteksi, pengaruh perubahan bentuk aliran daya listrik, dan fenomena *islanding*.

2. Perlu ditambahkan pertimbangan ekonomis dari hasil optimasi yang sudah dilakukan pada sistem.
3. Perlu dilakukan pengujian optimasi pada sistem tak seimbang untuk mendapatkan hasil yang lebih maksimal sesuai dengan kondisi nyata di lapangan.
4. Perlu dilakukan pengukuran harmonisa setiap bus untuk mendapatkan data yang akurat sesuai kondisi di lapangan.
5. Mengembangkan metode lain yang dapat dilakukan untuk sistem *loop* atau *mesh*.
6. Menambahkan informasi detail mengenai DG seperti jenis, spesifikasi, dan detail peralatan yang digunakan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] J. Radosavljevic, N. Arsic, M. Milovanovic, and A. Ktena, "Optimal Placement and Sizing of Renewable Distributed Generation Using Hybrid Metaheuristic Algorithm," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 499–510, 2020, doi: 10.35833/MPCE.2019.000259.
- [2] X. Liang, "Emerging Power Quality Challenges Due to Integration of Renewable Energy Sources," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 53, no. 2, pp. 855–866, 2017, doi: 10.1109/TIA.2016.2626253.
- [3] K. Fekete, Z. Klaic, and L. Majdandzic, "Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid," *Renew. Energy*, vol. 43, pp. 140–148, 2012, doi: 10.1016/j.renene.2011.11.026.
- [4] M. D. Faraby, O. Penangsang, R. S. Wibowo, and A. Sonita, "Improved Performance Network Reconfiguration in Coordinated Planning in Radial Distribution System Considering Harmonic Distortion," *Int. Rev. Model. Simulations*, vol. 14, no. 2, p. 146, 2021, doi: 10.15866/iremos.v14i2.20472.
- [5] O. Amanifar, "Optimal distributed generation placement and sizing for loss and THD reduction and voltage profile improvement in distribution systems using particle swarm optimization and sensitivity analysis," *16th Electr. Power Distrib. Conf. EPDC 2011*, 2011.
- [6] M. D. Faraby and O. Penangsang, "Impact Optimal DG Placement Against Harmonic Distribution on Reconfiguration Distribution Network on Microgrid System," *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 676, no. 1, 2019, doi: 10.1088/1757-899X/676/1/012007.
- [7] C. Yadaiah, S. K. Goswami, and D. Chatterjee, "Effect of network reconfiguration on power quality of distribution system," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 83, pp. 87–95, 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.03.043.
- [8] T. Gonen, *Electric Power Distribution Engineering*. CRC Press, 2015.
- [9] V. Y. D. Wibowo, Rony Seto, "Rekonfigurasi Jaringan Distribusi Primer PT. PLN (Persero) ULP Giri Menggunakan Binary Particle Swarm Optimization Untuk Mengurangi Rugi – Rugi Daya Jaringan Distribusi," 2020.

- [10] M. F. McGranaghan, S. Santoso, H. W. Beaty, and R. C. Dugan, *Electrical Power Systems Quality, Third Edition*. McGraw-Hill Education, 2012.
- [11] A. Q. Al-Shetwi, M. A. Hannan, K. P. Jern, A. A. Alkahtani, and A. E. P. G. Abas, "Power quality assessment of grid-connected PV system in compliance with the recent integration requirements," *Electron.*, vol. 9, no. 2, 2020, doi: 10.3390/electronics9020366.
- [12] C. R. C. P. Llc, *Power quality* © 2002. 2002.
- [13] K. Mahmoud and Y. Naoto, "Optimal siting and sizing of distributed generations," *Power Syst.*, no. 9789811070556, pp. 167–184, 2018, doi: 10.1007/978-981-10-7056-3_6.
- [14] M. D. Faraby and O. Penangsang, "A Study of Harmonic Spreading Against Distribution Network Reconfiguration in Passive Radial Distribution Systems," *Proc. - 2018 4th Int. Conf. Sci. Technol. ICST 2018*, vol. 1, no. 1, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/ICSTC.2018.8528665.
- [15] "IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems," *IEEE Std 519-1992*, pp. 1–112, 1993, doi: 10.1109/IEEESTD.1993.114370.
- [16] K. M. L. Prasanna, R. J. R. Kumar, A. Jain, and J. Somlal, "Optimal reconfiguration of radial distribution system having photovoltaic distributed generation with controlled voltage," *IEEE Int. Conf. Circuit, Power Comput. Technol. ICCPCT 2015*, no. November 2017, 2015, doi: 10.1109/ICCPCT.2015.7159518.
- [17] Y. del Valle, G. K. Venayagamoorthy, S. Mohagheghi, J. C. Hernandez, and R. G. Harley, "Particle swarm optimization: Basic concepts, variants and applications in power systems," *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 12, no. 2, pp. 171–195, 2008, doi: 10.1109/TEVC.2007.896686.
- [18] PLN UID Lampung, "Studi Masterplan Kelistrikan Kota Bandar Lampung 2020," 2020. doi: 10.1097/01.opx.0000484440.46983.1d.
- [19] M. Verylian, "Studi Master Plan Sistem Distribusi 20 kV ULP Way Halim di Kota Bandar Lampung untuk Meningkatkan Nilai Keandalan Menggunakan Metode Reliability Index Assessment (RIA)," 2020.
- [20] I. M. Gina and I. M. A. Nrratha, "Pemodelan Matematis Beban Tersebar Sebagai Beban Terpusat pada Sistem Distribusi 20 kV untuk Studi Aliran Daya," *J. Tek. Elektro*, vol. 8, no. 1, pp. 8–15, 2009, doi: 10.9744/jte.8.1.8-15.

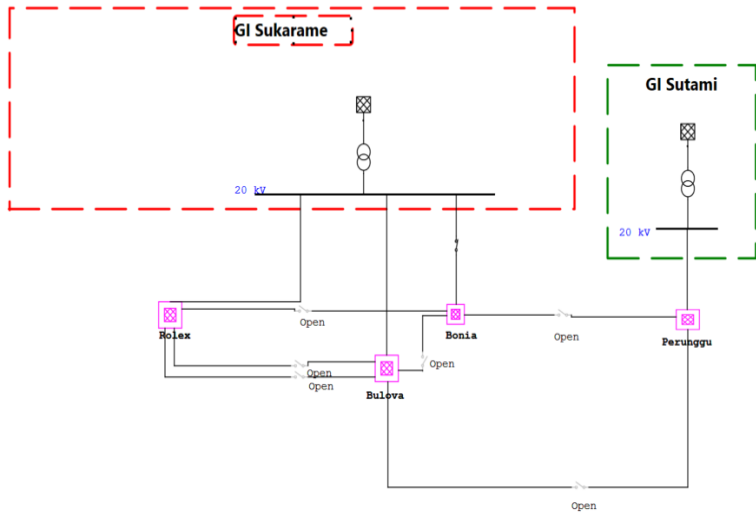
- [21] T. Husain, M. Khan, and M. Ansari, "Power Flow Analysis of Distribution System," pp. 4058–4065, 2016, doi: 10.15662/IJAREEIE.2016.0505108.
- [22] J. H. Teng and C. Y. Chang, "Backward/forward sweep-based harmonic analysis method for distribution systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 3, pp. 1665–1672, 2007, doi: 10.1109/TPWRD.2007.899523.
- [23] A. Rosyadi, "Optimasi Penempatan dan Kapasitas Filter Pasif pada Jaringan Distribusi Radial menggunakan Whale Optimization Algorithm (WOA)," p. 95, 2017, [Online]. Available: <http://repository.its.ac.id/43199/>.
- [24] A. S. Abbas *et al.*, "Optimal harmonic mitigation in distribution systems with inverter based distributed generation," *Appl. Sci.*, vol. 11, no. 2, pp. 1–16, 2021, doi: 10.3390/app11020774.
- [25] M. D. Faraby, O. Penangsang, and R. S. Wibowo, "Optimization of Placement and Sizing DG and Capacitor Bank with Network Reconfiguration Considering Non Linear Load on Radial Distribution Network," no. 1.
- [26] R. Syahputra and I. Soesanti, "Optimisasi Multi-objektif pada Rekonfigurasi Jaringan Distribusi Tenaga Listrik dengan Integrasi Pembangkit Terdistribusi Menggunakan Metode Sistem Kekebalan Buatan," *J. Tek. Elektro*, vol. 12, no. 2, pp. 57–71, 2020, doi: 10.15294/jte.v12i2.26353.
- [27] S. Yoomak, T. Patcharoen, and A. Ngaopitakkul, "Performance and economic evaluation of solar rooftop systems in different regions of Thailand," *Sustain.*, vol. 11, no. 23, pp. 1–20, 2019, doi: 10.3390/su11236647.
- [28] PT. PLN Persero, "RUPTL PLN 2019-2028," 2019.
- [29] Global Solar Atlas, "Global Solar Atlas Report Bandar Lampung," pp. 1–4, 2021.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

LAMPIRAN

LAMPIRAN A

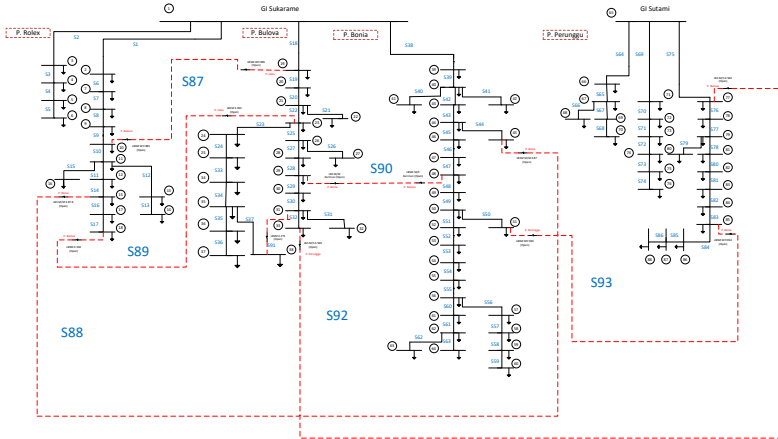
Gambar Single Linde Diagram Sistem 4 Penyulang ULP. Way Halim



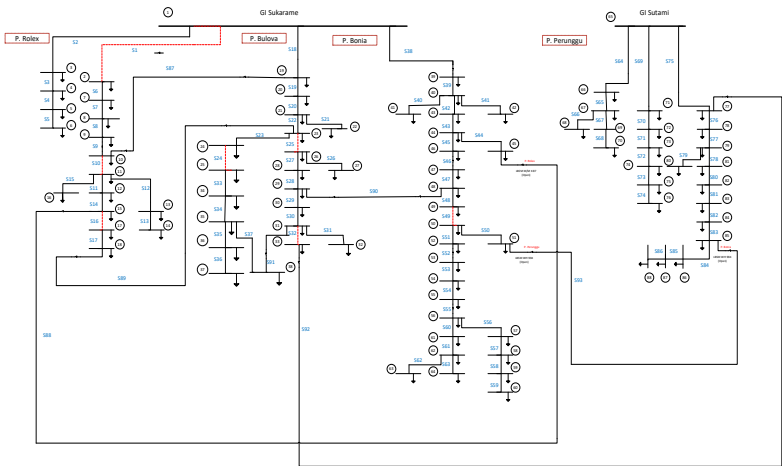
SLD pada Software ETAP 16.00

LAMPIRAN B

Perbandingan SLD sebelum dan setelah optimasi skenario 1



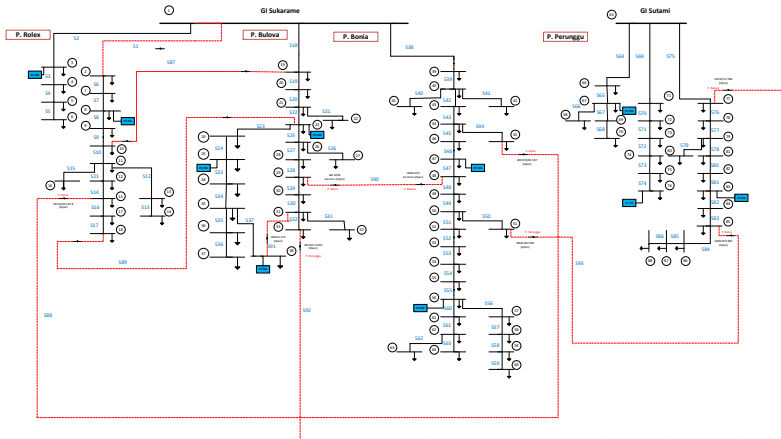
Sebelum Rekonfigurasi



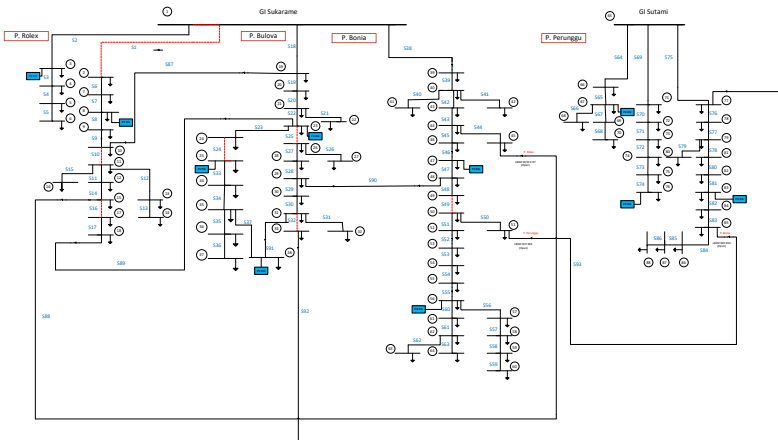
Setelah Rekonfigurasi

LAMPIRAN C

Perbandingan SLD sebelum dan setelah optimasi skenario 2



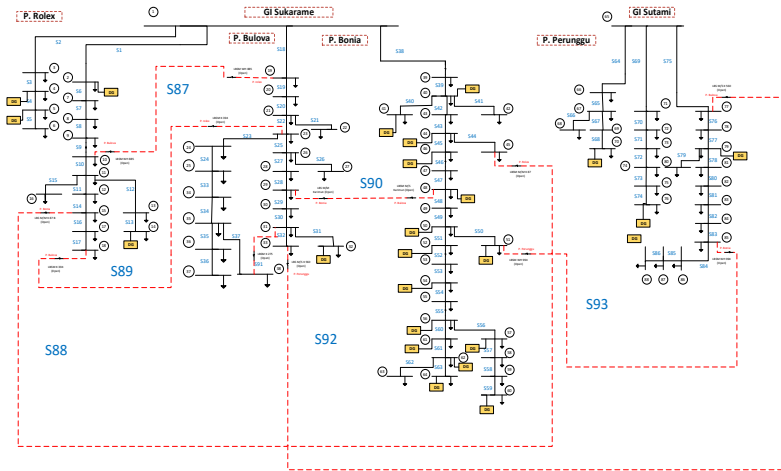
Sebelum Rekonfigurasi



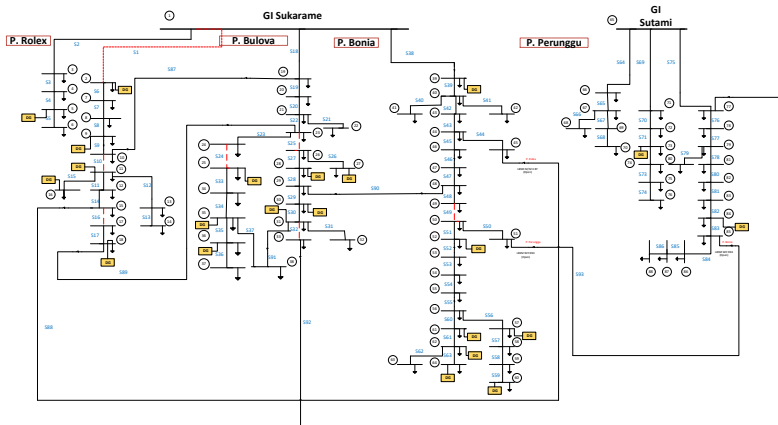
Setelah Rekonfigurasi

LAMPIRAN D

Data SLD setelah optimasi skenario 3 dan skenario 4



SLD setelah optimasi peletakkan DG skenario 3



SLD setelah optimasi skenario 4

LAMPIRAN E

Perbandingan Arus Hasil Injeksi Harmonisa

Saluran			Arus (Ampere)	
ID Saluran	Dari Bus	Ke-Bus	Sebelum Injeksi Harmonisa	Setelah Injeksi Harmonisa
S1	1	2	99,16935	225,80635
S2	1	3	12,63135	29,79315
S3	3	4	7,13978	24,30198
S4	4	5	1,47414	18,65094
S5	5	6	0,69371	0,73861
S6	2	7	84,12935	185,50965
S7	7	8	81,43909	182,82979
S8	8	9	74,95734	176,35844
S9	9	10	71,57136	172,98996
S10	10	11	67,54789	169,02829
S11	11	12	49,85768	151,51838
S12	11	13	6,63026	6,77496
S13	13	14	4,14035	4,14155
S14	12	15	41,31368	124,92668
S15	11	16	6,60158	6,61928
S16	15	17	31,05928	80,57798
S17	17	18	20,28225	43,20505
S18	1	19	181,73799	289,65669
S19	19	20	165,91335	272,52355
S20	20	21	165,76865	272,40465
S21	21	22	3,03945	3,08965
S22	21	23	162,03448	268,74808
S23	23	24	66,82805	87,40065
S24	24	25	57,78576	78,41886
S25	23	26	86,22568	172,40138
S26	26	27	9,62250	34,27340
S27	26	28	62,95241	108,30881
S28	28	29	45,82284	91,20304

Perbandingan arus injeksi harmonisa (lanjutan)

Saluran			Arus (Ampere)	
ID Saluran	Dari Bus	Ke-Bus	Sebelum Injeksi Harmonisa	Setelah Injeksi Harmonisa
S29	29	30	43,93874	89,34744
S30	30	31	31,90592	77,32582
S31	31	32	12,50224	36,97014
S32	31	33	4,69869	4,72979
S33	25	34	47,23533	67,91883
S34	34	35	37,95805	58,71535
S35	35	36	25,14247	46,02337
S36	36	37	14,58758	35,47258
S37	35	38	9,22032	9,32122
S38	1	39	204,60296	399,57626
S39	39	40	202,15870	397,13260
S40	40	41	7,48245	7,62265
S41	40	42	12,51917	28,42327
S42	40	43	181,83696	361,07286
S43	43	44	179,24500	358,54530
S44	44	45	0,87400	0,98070
S45	44	46	168,90276	328,32166
S46	46	47	164,64621	324,16301
S47	47	48	157,73378	317,34288
S48	48	49	152,24327	312,08757
S49	49	50	147,04324	306,93974
S50	50	51	11,95230	35,98380
S51	50	52	130,32772	266,53032
S52	52	53	127,66821	263,90851
S53	53	54	113,17382	226,57282
S54	54	55	99,46226	168,53356
S55	55	56	97,93824	167,13734
S56	56	57	54,18512	104,38972
S57	57	58	27,38963	46,66713

Perbandingan arus injeksi harmonisa (lanjutan)

Saluran			Arus (Ampere)	
ID Saluran	Dari Bus	Ke-Bus	Sebelum Injeksi Harmonisa	Setelah Injeksi Harmonisa
S60	56	61	35,74452	54,84402
S61	61	62	28,76203	36,30563
S62	62	63	11,30059	11,31559
S63	62	64	5,54670	5,56780
S64	65	66	28,10812	63,16102
S65	66	67	23,59274	44,28384
S66	67	68	6,57105	6,58515
S67	67	69	12,33228	33,06258
S68	69	70	4,08188	10,94328
S69	65	71	15,29039	24,80559
S70	71	72	12,86254	22,38334
S71	72	73	9,97213	19,49353
S72	73	74	4,30682	4,30852
S73	74	75	1,61868	1,62038
S74	75	76	1,04051	1,04211
S75	65	77	53,47390	100,80740
S76	77	78	49,71566	97,06696
S77	78	79	47,66298	95,01518
S78	79	80	6,47671	17,36031
S79	79	81	38,35288	74,82308
S80	81	82	33,61086	70,08426
S81	82	83	31,67328	68,14848
S82	83	84	24,41385	48,69385
S83	84	85	14,63730	38,92930
S84	85	86	14,46375	38,75595
S85	86	87	10,03790	26,89660
S86	87	88	5,93024	15,89004

LAMPIRAN F

Perbandingan Hasil Optimasi

Perbandingan hasil tegangan

Bus Number	Tegangan (p.u)			
	Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3	Skenario 4
1	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
2	0,99999	1,00000	0,99927	1,00000
3	0,99954	0,99955	0,99996	0,99956
4	0,99942	0,99943	0,99984	0,99945
5	0,99941	0,99943	0,99984	0,99944
6	0,99941	0,99943	0,99984	0,99944
7	0,99994	0,99994	0,99911	0,99994
8	0,99983	0,99983	0,99882	0,99983
9	0,99978	0,99979	0,99868	0,99978
10	0,99973	0,99973	0,99850	0,99973
11	0,99999	1,00000	0,99827	1,00000
12	0,99992	0,99992	0,99809	0,99992
13	0,99999	1,00000	0,99827	1,00000
14	0,99998	0,99998	0,99825	0,99998
15	0,99984	0,99984	0,99782	0,99985
16	0,99996	0,99996	0,99823	0,99996
17	0,99999	1,00000	0,99771	1,00000
18	0,99974	0,99975	0,99759	0,99974
19	0,99971	0,99971	0,99904	0,99971
20	0,99971	0,99971	0,99874	0,99971
21	0,99998	0,99998	0,99847	0,99998
22	0,99997	0,99997	0,99846	0,99997
23	0,99972	0,99973	0,99769	0,99972
24	0,99967	0,99967	0,99730	0,99967
25	0,99999	1,00000	0,99721	1,00000
26	0,99999	1,00000	0,99728	1,00000
27	0,99997	0,99997	0,99725	0,99997
28	0,99994	0,99994	0,99723	0,99994
29	0,99986	0,99986	0,99715	0,99986
30	0,99960	0,99960	0,99687	0,99960

Perbandingan hasil tegangan (lanjutan)

Bus Number	Tegangan (p.u)			
	Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3	Skenario 4
31	0,99933	0,99935	0,99658	0,99934
32	0,99922	0,99925	0,99646	0,99922
33	0,99999	1,00000	0,99656	1,00000
34	0,99977	0,99977	0,99698	0,99977
35	0,99968	0,99969	0,99690	0,99969
36	0,99958	0,99959	0,99679	0,99959
37	0,99944	0,99945	0,99666	0,99944
38	0,99966	0,99966	0,99687	0,99966
39	0,99875	0,99876	0,99373	0,99876
40	0,99870	0,99871	0,99329	0,99871
41	0,99865	0,99866	0,99316	0,99867
42	0,99866	0,99867	0,99324	0,99868
43	0,99869	0,99870	0,99290	0,99871
44	0,99996	0,99996	0,99269	0,99996
45	0,99984	0,99984	0,99269	0,99984
46	0,99999	0,99999	0,99195	0,99999
47	0,99994	0,99994	0,99159	0,99994
48	0,99985	0,99985	0,99045	0,99985
49	0,99984	0,99984	0,99019	0,99984
50	0,99999	1,00000	0,99015	1,00000
51	0,99984	0,99984	0,99010	0,99984
52	0,99989	0,99989	0,99006	0,99990
53	0,99804	0,99805	0,98857	0,99810
54	0,99750	0,99751	0,98814	0,99758
55	0,99718	0,99720	0,98786	0,99727
56	0,99629	0,99631	0,98710	0,99642
57	0,99587	0,99589	0,98675	0,99602
58	0,99581	0,99583	0,98669	0,99596
59	0,99571	0,99573	0,98661	0,99587
60	0,99557	0,99558	0,98649	0,99573
61	0,99620	0,99622	0,98702	0,99634
62	0,99592	0,99594	0,98676	0,99610
63	0,99574	0,99576	0,98657	0,99594

Perbandingan hasil tegangan (lanjutan)

Bus Number	Tegangan (p.u)			
	Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3	Skenario 4
64	0,99589	0,99591	0,98673	0,99607
65	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
66	0,99810	0,99815	0,99855	0,99814
67	0,99802	0,99807	0,99847	0,99807
68	0,99800	0,99806	0,99845	0,99805
69	0,99795	0,99800	0,99840	0,99799
70	0,99794	0,99799	0,99840	0,99799
71	0,99953	0,99954	0,99996	0,99955
72	0,99951	0,99952	0,99993	0,99953
73	0,99948	0,99949	0,99990	0,99950
74	0,99947	0,99948	0,99989	0,99950
75	0,99947	0,99948	0,99989	0,99950
76	0,99947	0,99948	0,99989	0,99949
77	0,99999	0,99999	0,99973	0,99999
78	0,99999	0,99999	0,99968	0,99999
79	0,99998	0,99998	0,99962	0,99998
80	0,99995	0,99995	0,99959	0,99995
81	0,99997	0,99997	0,99955	0,99997
82	0,99999	1,00000	0,99938	1,00000
83	0,99997	0,99997	0,99931	0,99997
84	0,99998	0,99998	0,99923	0,99998
85	0,99982	0,99982	0,99920	0,99982
86	0,99977	0,99977	0,99916	0,99977
87	0,99975	0,99975	0,99914	0,99975
88	0,99974	0,99974	0,99912	0,99974

Perbandingan hasil THD

Bus Number	THD(%)			
	Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3	Skenario 4
1	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
2	0,00000	0,00000	0,36142	0,00000
3	0,05065	0,04471	0,02067	0,05064
4	0,15970	0,13569	0,12945	0,15969
5	0,15970	0,13570	0,16211	0,15968
6	0,17112	0,15811	0,16209	0,17111
7	0,01314	0,15811	0,43543	0,01313
8	0,03884	0,05150	0,58031	0,03884
9	0,05199	0,06466	0,65440	0,05198
10	0,05199	0,06466	0,76074	0,05198
11	0,00000	0,00000	0,89622	0,00000
12	0,09214	0,09201	1,05132	0,09213
13	0,00000	0,00000	0,89620	0,00000
14	0,00000	0,00000	0,89621	0,00000
15	0,16621	0,16597	1,28532	0,16618
16	0,00000	0,00000	0,89621	0,00000
17	0,00000	0,00000	1,35625	0,00000
18	0,00000	0,00000	1,41616	0,00000
19	0,06285	0,06743	0,22264	0,06264
20	0,07599	0,08058	0,30056	0,07579
21	0,00002	0,00003	0,36837	0,00004
22	0,00002	0,00003	0,36833	0,00004
23	0,00002	0,00162	0,57215	0,00002
24	0,00004	0,00159	0,60543	0,00004
25	0,00000	0,00000	0,61543	0,00000
26	0,00000	0,00000	0,73669	0,00000
27	0,00000	0,00000	0,76804	0,00000
28	0,00000	0,00000	0,75114	0,00000
29	0,01022	0,01451	0,78004	0,00996
30	0,12688	0,01451	0,89718	0,12559
31	0,29978	0,70420	1,07077	0,29697
32	0,47325	0,94987	1,16427	0,46887
33	0,00000	0,00000	1,07075	0,00000

Perbandingan hasil THD (lanjutan)

Bus Number	THD (%)			
	Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3	Skenario 4
34	0,08672	0,12281	0,65514	0,08593
35	0,10466	0,14385	0,67306	0,10352
36	0,10467	0,14386	0,70636	0,10353
37	0,19753	0,31436	0,78626	0,19643
38	0,13174	0,16708	0,67300	0,13061
39	0,33973	0,29315	2,39284	0,33440
40	0,33975	0,31588	2,57356	0,33442
41	0,48230	0,36628	2,57337	0,47685
42	0,41103	0,34109	2,59396	0,40564
43	0,33975	0,31588	2,70057	0,33442
44	0,05822	0,00731	2,82768	0,05816
45	0,16620	0,16596	2,82768	0,16624
46	0,03372	0,00434	3,08220	0,03370
47	0,00033	0,06254	3,22926	0,00043
48	0,01016	0,03530	3,72037	0,01014
49	0,01011	0,05354	3,83856	0,01009
50	0,00000	0,00000	3,95681	0,00000
51	0,00000	0,00000	4,01395	0,00000
52	0,70316	0,00927	3,99856	0,01493
53	0,80071	0,60689	4,65773	0,75806
54	1,06309	0,80654	4,86503	1,00630
55	1,20915	1,06550	4,94851	1,14526
56	1,46664	1,32600	5,18904	1,38913
57	1,67240	1,55245	5,34138	1,60098
58	1,70104	1,57092	5,36462	1,64788
59	1,77387	1,58468	5,39067	1,68268
60	1,83719	1,60967	5,44959	1,74593
61	1,48567	1,33354	5,20615	1,40814
62	1,55939	1,41447	5,23665	1,47484
63	1,60801	1,42675	5,23676	1,51184
64	1,55944	1,41451	5,23676	1,47489
65	0,00000	0,00000	0,60633	0,00000
66	0,02998	0,02748	0,61358	0,02997

Perbandingan hasil THD (lanjutan)

Bus Number	THD (%)			
	Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3	Skenario 4
67	0,06935	0,06326	0,63638	0,06900
68	0,08718	0,09030	0,63638	0,08657
69	0,06935	0,10005	0,67620	0,06900
70	0,06935	0,03666	0,68030	0,08121
71	0,03665	0,03725	0,00930	0,03900
72	0,04323	0,03809	0,01588	0,04452
73	0,05255	0,03860	0,02519	0,05238
74	0,05823	0,03860	0,02519	0,05720
75	0,05823	0,03860	0,02519	0,05720
76	0,05823	0,00000	0,02519	0,05720
77	0,00000	0,01262	0,07847	0,00000
78	0,00389	0,00673	0,09461	0,00367
79	0,00674	0,01832	0,11290	0,00636
80	0,01836	0,01832	0,12451	0,01733
81	0,00000	0,00000	0,13413	0,00000
82	0,00000	0,00000	0,19539	0,00000
83	0,01541	0,01537	0,22071	0,01483
84	0,00756	0,00929	0,24861	0,00728
85	0,01155	0,01286	0,26230	0,01194
86	0,03761	0,03886	0,28599	0,03889
87	0,04887	0,05009	0,28599	0,04952
88	0,05861	0,05981	0,30512	0,05817

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BIODATA PENULIS



Penulis Bernama lengkap Muhammad Daffa Cahyonoputra lahir di Jakarta pada 17 Oktober 1999. Penulis besar dan tinggal di Jakarta. Mengawali Pendidikan di SD Al-Fath kemudian melanjutkan bersekolah di SMP 68 Jakarta dan SMA 34 Jakarta. Pada tahun 2017 penulis terdaftar sebagai mahasiswa Teknik Elektro ITS melalui jalur SNMPTN. Semasa berkuliah penulis aktif berorganisasi dan berkegiatan social di lingkungan kampus ITS. Penulis menjadi anggota organisasi SPE ITS dan BEM FTE ITS pada tahun 2018-2019. Penulis juga pernah menjabat sebagai ketua event besar fakultas Bernama Evolty pada tahun 2020. Selain kegiatan tersebut penulis juga aktif sebagai asistem laboratorium Simulasi Sistem Tenaga Listrik (PSSL ITS) selama 2 tahun, menjabat sebagai coordinator divisi eksternal. Penulis dapat dihubungi melalui email daffacahyonoputra@gmail.com.