

**OPTIMASI TITIK PENEMPATAN *DISTRIBUTED GENERATION*  
(DG) PADA PENYULANG PUJON MENGGUNAKAN METODE  
*PARTICLE SWARM OPTIMIZATION* (PSO)**

**TESIS**

**PROGRAM MAGISTER TEKNIK ELEKTRO  
MINAT SISTEM TENAGA LISTRIK**

Ditujukan untuk memenuhi persyaratan  
memperoleh gelar Magister Teknik



**MAS AHMAD BAIHAQI**  
NIM. 146060300111036

**UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
FAKULTAS TEKNIK  
MALANG  
2019**





**LEMBAR PERSETUJUAN**

**OPTIMASI TITIK PENEMPATAN *DISTRIBUTED GENERATION* (DG)  
PADA PENYULANG PUJON MENGGUNAKAN METODE *PARTICLE  
SWARM OPTIMIZATION* (PSO)**

**TESIS**

**PROGRAM MAGISTER TEKNIK ELEKTRO  
MINAT SISTEM TENAGA LISTRIK**

Ditujukan untuk memenuhi persyaratan  
Memperoleh gelar Magister Teknik



Menyetujui,

**Komisi Pembimbing**

Ketua,

Anggota,

**Dr. Rini Nur Hasanah, S.T., M.Sc.**

NIP. 196801221995122001

**Ir. Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D., IPM.**

NIP. 197305202008011013

Mengetahui,

Ketua Program Studi Magister Teknik Elektro

**Dr.Eng. Panca Mudjirahardjo, S.T., M.T.**

NIP. 197003292000121001

DAFTAR ISI

Halaman

PENGESAHAN .....	ii
PERNYATAAN ORISINALITAS .....	iii
RIWAYAT HIDUP .....	iii
UCAPAN TERIMA KASIH .....	v
RINGKASAN .....	vi
ABSTRAK .....	vii
KATA PENGANTAR .....	viii
DAFTAR ISI .....	ix
DAFTAR TABEL .....	x
DAFTAR GAMBAR .....	xi
DAFTAR LAMPIRAN .....	xii
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah .....	5
1.3 Tujuan Penelitian .....	5
1.4 Batasan Masalah .....	5
1.5 Manfaat Penelitian .....	6
<b>BAB II LANDASAN TEORI</b>	
2.1 Tinjauan Pustaka .....	7
2.2 Beban Pada Jaringan Distribusi .....	8
2.3 Klasifikasi Beban .....	8
2.4 Sistem Tenaga Listrik .....	10
2.5 Sistem Distribusi .....	12
2.5.1 Distribusi Primer .....	12
2.5.2 Sistem Distribusi Sekunder .....	13
2.5.3 Sistem Distribusi Radial .....	14
2.5.4 Analisa Aliran Daya .....	15

2.6	Daya .....	17
2.7	Persamaan Aliran Daya .....	18
2.8	Sistem Transmisi .....	19
2.8.1	Tegangan Saluran Transmisi .....	20
2.8.2	Komponen Utama Saluran Transmisi .....	21
2.8.3	Menara Transmisi .....	22
2.8.4	Isolator .....	22
2.8.5	Kawat Penghantar .....	22
2.8.6	Kawat Tanah .....	23
2.8.7	Parameter Saluran Transmisi .....	23
2.8.8	Resistansi .....	24
2.8.9	Induktansi dan Reaktansi Induktif .....	26
2.9	Distributed Generation .....	27
2.10	Algoritma Particle Swarm Optimization .....	30
2.11	Algoritma Jaya .....	31
<b>BAB III KERANGKA KONSEP PENELITIAN</b>		
3.1	Kerangka Berpikir .....	35
3.2	Hipotesis .....	36
<b>BAB IV METODE PENELITIAN</b>		
4.1	Sistem Distribusi Radial Pada Penyulang Pujon .....	35
4.1.1	Perencanaan Model Simulasi Sistem Distribusi Penyulang Pujon .....	40
4.1.2	Resistansi dan Reaktansi Saluran .....	41
4.1.3	Beban gardu distribusi .....	42
4.1.4	Transformator Gardu Induk .....	43
4.2	Analisis Aliran Daya pada Sistem Distribusi .....	44
4.3	Perhitungan Kapasitas DG .....	46
4.4	Algoritma PSO dan JAYA pada Proses Optimasi .....	46
4.4.1	Perancangan Algoritma PSO .....	47
4.4.2	Perancangan Algoritma JAYA .....	48
<b>BAB V HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN</b>		

5.1	Sistim Eksisting Penyulang Pujon .....	51
5.2	Optimasi Penambahan DG Berbasis PSO .....	52
5.3	Optimasi Penambahan DG Berbasis JAYA .....	55
<b>BAB IV PENUTUP IV</b>		
6.1	Kesimpulan .....	59
6.2	Saran .....	59

**DAFTAR PUSTAKA**

**LAMPIRAN**



DAFTAR TABEL

Halaman

Tabel 2.1	Tegangan tinggi yang berlaku di Indonesia.....	21
Tabel 2.2	Koefisien temperatur dari material konduktor standar.....	25
Tabel 2.3	Resistivitas bahan penghantar standart.....	26
Tabel 2.4	Klasifikasi DG berdasarkan Kapasitas Pembangkitan.....	29
Tabel 2.5	Klasifikasi DG berdasarkan Teknologi pembangkitan .....	30
Tabel 4.1	Kapasitas Trafo pada Gardu Induk Sengkaling .....	38
Tabel 5.1	Hasil 10 Kali Percobaan Running Program PSO.....	54
Tabel 5.2	Hasil 10 Kali Percobaan Running Program JAYA.....	57



DAFTAR GAMBAR

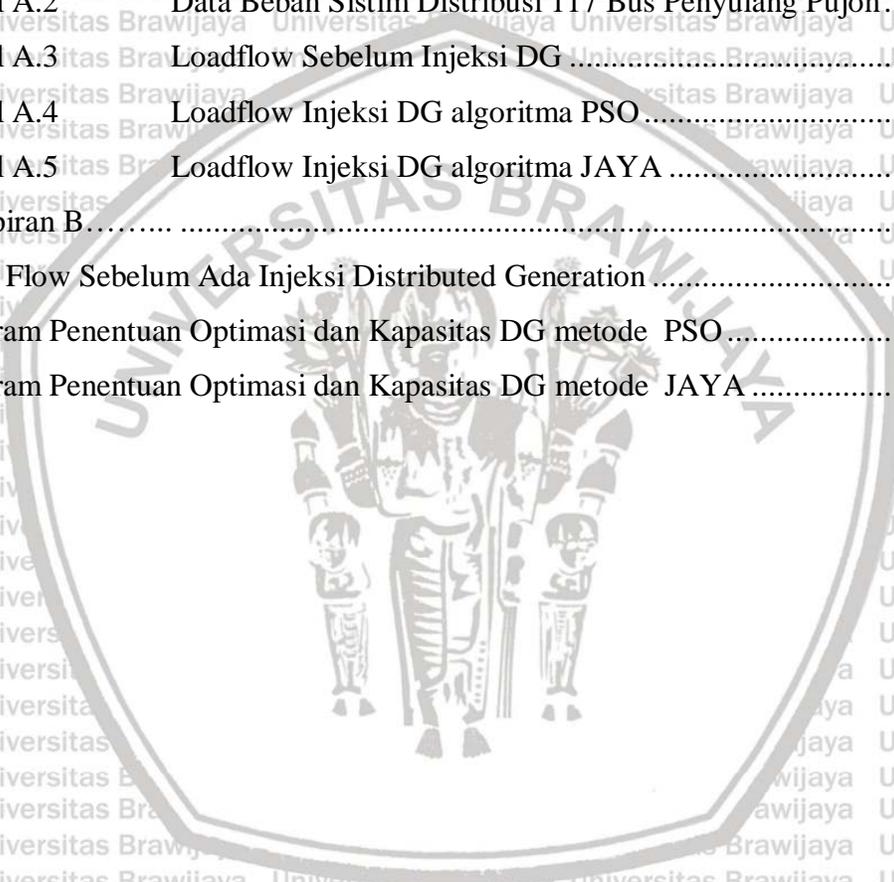
Halaman

Gambar 2.1	Karakteristik Beban Harian (Zaini, 2015) .....	9
Gambar 2.2	Komponen utama sistem tenaga listrik (Syahputra, 2015) .....	10
Gambar 2.3	Kedudukan Sistem Distribusi Tenaga Listrik (Basyarach, 2017) .....	12
Gambar 2.4	Lokasi distribusi primer dan distribusi sekunder (Syahputra, 2015).....	14
Gambar 2.5	Sistem distribusi radial (Syahputra, 2015).....	15
Gambar 2.6	Segitiga Daya .....	17
Gambar 2.7	Analisis 2 Bus.....	18
Gambar 2.8	Diagram alir algoritma Jaya (Rao, 2016).....	33
Gambar 3.1	Diagram alir penelitian .....	36
Gambar 4.1	Single Line GI Sengkaling .....	37
Gambar 4.2	Single Line Diagram Penyulang Pujon 117 Bus .....	39
Gambar 4.3	Pemodelan 2 bus saluran distribusi untuk aliran daya .....	45
Gambar 4.4	Segitiga Daya Untuk Besaran DG .....	46
Gambar 4.5	Flowchart implementasi Algoritma PSO untuk optimasi DG .....	48
Gambar 4.6	Flowchart implementasi Algoritma JAYA untuk optimasi DG .....	49
Gambar 5.1	Profil Tegangan Sebelum injeksi DG .....	52
Gambar 5.2	Profil Tegangan Sebelum dan Setelah Injeksi DG Berbasis PSO .....	53
Gambar 5.3	Rugi-rugi daya pada masing- masing iterasi Metode PSO .....	54
Gambar 5.4	Profil Tegangan Sebelum dan Setelah Injeksi DG Berbasis JAYA.....	56
Gambar 5.5	Rugi-rugi daya pada masing- masing iterasi Metode JAYA .....	57
Gambar 5.6	Lokasi BUS 67 Pada Penyulang Pujon 117 BUS.....	58

DAFTAR LAMPIRAN

Halaman

Lampiran A.....	62
Tabel A.1 Data Impedansi Saluran Sistim Distribusi Penyulang Pujon.....	62
Tabel A.2 Data Beban Sistim Distribusi 117 Bus Penyulang Pujon.....	65
Tabel A.3 Loadflow Sebelum Injeksi DG .....	69
Tabel A.4 Loadflow Injeksi DG algoritma PSO.....	73
Tabel A.5 Loadflow Injeksi DG algoritma JAYA .....	77
Lampiran B.....	80
Load Flow Sebelum Ada Injeksi Distributed Generation .....	80
Program Penentuan Optimasi dan Kapasitas DG metode PSO.....	85
Program Penentuan Optimasi dan Kapasitas DG metode JAYA.....	87



## BAB I PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Peningkatan kebutuhan pasokan daya listrik untuk konsumen selama ini banyak menggunakan energi tak terbarukan dalam jumlah yang sangat besar, sehingga apabila sumber energi tak terbarukan tersebut digunakan secara terus-menerus dalam jumlah yang sangat besar maka semakin lama sumber energi tersebut akan habis. Dengan kondisi saat ini memacu perkembangan berbagai macam energi baru terbarukan.

Mempertimbangkan semakin pesatnya perkembangan sumber energi baru terbarukan maka salah satu upaya untuk meningkatkan keandalan sistem distribusi adalah dengan membangun pembangkit dengan skala kecil yang dikenal dengan nama *Distributed Generation* (DG) untuk mendukung manfaatnya dalam sistem pembangkit diperlukan perencanaan yang baik termasuk menentukan lokasi penempatan dan besar daya keluarannya (Aryani, et al., 2011).

Teknologi yang digolongkan sebagai DG mempunyai kategori sumber daya berbahan bakar terbarukan, sumber energi terbarukan terdiri dari turbin angin, fotovoltaik, biomassa, panas bumi, hidro kecil dan sebagainya. Faktor lingkungan, ekonomi dan teknis telah memainkan peran penting dalam pembangunan DG.

Berbagai macam penerapan pembangkit sistem terdistribusi dapat bermanfaat untuk menyediakan pasokan kepada pelanggan atau digunakan sebagai cadangan untuk pembangkit darurat, manfaatnya antara lain mengurangi biaya modal karena ukurannya yang berkurang, menghilangkan kebutuhan akan konstruksi besar untuk mengakomodasi permintaan yang meningkat karena DG dapat dibangun di lokasi konsumen, penempatannya secara lokal dapat mengurangi beban pada jalur distribusi dan transmisi, beberapa teknologi DG dapat diperbaharui dan bebas polutan, keandalan dan efisiensi pasokan listrik ke konsumen meningkat (Niazi & Lalwani, 2017).

DG adalah pembangkit skala kecil dan menengah yang dikoneksikan langsung pada jaringan distribusi atau dekat dengan pusat beban yang memiliki beberapa kelebihan antara lain dari segi ekonomi karena lebih menghemat penggunaan energi, ramah lingkungan, dan dari segi teknik meningkatkan stabilitas dan keandalan sistem tenaga listrik (Budiman, 2010).

Sistem distribusi merupakan bagian yang sangat penting dalam sistem ketenagalistrikan karena penyaluran daya yang berhubungan langsung dengan beban (konsumen). Dalam sistem distribusi penting halnya dalam menjaga kualitas daya, dikarenakan agar stabilitas sistem tenaga listrik tetap terjaga. Penurunan kualitas daya dapat disebabkan oleh faktor daya yang menurun, drop tegangan, dan rugi jaringan (Saadat, 2004).

Sistem pembangkit yang memiliki bus berjumlah banyak mempunyai masalah tersendiri dalam hal menentukan lokasi penambahan unit generator yang akan di pasang, kesalahan dalam penentuan daya keluaran, dan jumlah unit yang akan ditempatkan pengaruhnya sangat besar terhadap keandalan dan rugi daya pada jaringan listrik, penempatan yang optimal, dapat terselesaikan dengan bantuan pemrograman nonlinier gabungan, yang telah dipecahkan dengan berbagai metode analisis numerik dan heuristik.

Penempatan generator secara signifikan sangat mempengaruhi operasi jaringan distribusi, sedangkan penempatan yang tidak tepat dapat meningkatkan modal sistem dan biaya operasional dan kerugian jaringan, di sisi lain, penempatan DG yang optimal bisa membantu menjaga profil tegangan dalam batas yang ditentukan, juga dapat mengurangi rugi pada aliran daya di jaringan distribusi dan juga dapat meningkatkan kualitas daya dan keandalan pasokan daya listrik (Georgilakis & Hatziargyriou, 2013).

Generator berskala kecil yang terintegrasi dalam sistem distribusi mempunyai beberapa faktor yang menentukan di jaringan distribusi, tergantung lokasi ketersediaan bahan bakar primer, kondisi iklim dan keputusan akhirnya diambil oleh pemilik dan investor, jika generator ditempatkan pada lokasi yang optimal maka kinerja jaringan dapat ditingkatkan secara signifikan. Hal ini ditingkatkan dalam hal profil tegangan, pengurangan kerugian dan peningkatan kualitas daya dan keandalan sistem. Untuk mengatasi masalah penempatan optimal, dengan menggunakan metode PSO sebagai pengoptimalan untuk *variabel power load* dengan faktor daya non-kesatuan. Sebagai bagian dari peningkatan algoritma PSO awal, konsep PSO hibridisasi diperkenalkan oleh para penulis di mana *Genetic Algorithm* (GA) digabungkan dengan PSO (Rajalakshmi, 2016).

Pembangkit tersebar yang akan ditempatkan secara asal akan membuat kondisi sistem distribusi menjadi lebih besar lossesnya, oleh karena itu sangat diperlukan untuk mengetahui pengaruh dari pemasangan DG terhadap perubahan apapun di dalam sistem distribusi secara konvensional, dianggap bahwa tenaga listrik pada sistem distribusi selalu mengalir dari gardu

induk ke ujung penyulang baik dalam operasi dan perencanaannya, pengoperasian generator mengakibatkan aliran daya terbalik dan profil tegangan menjadi bermasalah dan sangat kompleks pada sistem distribusi. Kesulitan yang muncul dalam sistem tergantung pada strategi penempatan. Berkaitan dengan sistem proteksi biasanya didesain dengan menganggap sistemnya adalah radial, dengan adanya pengoperasian generator, sebagian sistem tenaga berubah menjadi tidak radial lagi, yang berarti koordinasi antar peralatan proteksinya berubah, pengaruhnya pada koordinasi proteksi dipengaruhi oleh ukuran kapasitas dan lokasi penempatan generator, Girgis and Brahma, (2001).

El-Zonkoly, (2011) melakukan penempatan multi-pembangkit pada sistem radial 38 bus dan IEEE 30 bus. Metode yang digunakan adalah genetic algorithm (GA) dan *Particle Swarm Optimization* (PSO) yang diterapkan pada model beban yang berbeda, beban yang diamati yaitu beban komersial, industrial, dan residential. Setelah menempatkan generator sekala kecil didapatkan hasil perbandingan kedua metode tersebut yang menunjukkan bahwa metode PSO lebih baik dari pada metode GA (El-Zonkoly A. M., 2011)

Generator yang di tempatkan dengan menggunakan metode PSO, nilai rugi daya aktif dan reaktif menurun dari pada menggunakan metode GA, menggunakan metode *Particle Swarm Optimization* (PSO) bertujuan untuk mengurangi rugi-rugi daya pada sistem dengan menguji 26 bus sistem distribusi radial dengan menempatkan satu unit generator, yang digunakan adalah PV karena sumber daya yang tersedia cukup memadai, dimana tempat penelitian berada di Thailand yang merupakan negara beriklim tropis. Dari hasil optimisasi diperoleh bus 14 yang merupakan bus paling optimal, selain itu terdapat penurunan rugi daya yang signifikan setelah ditempatkan generator (Krischonme & Phuangporn, 2013)

Teknik penempatan generator dapat dibagi menjadi dua metode utama, metode pertama adalah berbasis tradisional seperti *Optimal Power Flow* (OPF), faktor sensitif dan arus beban berulang (Load Flow), metode kedua digunakan untuk menerapkan penempatan - penempatan terdistribusi salah satu metode AI adalah PSO untuk fungsi objektif (Prommee & Oongsakul, 2008)

Pada penyulang Pujon khususnya, ada potensi hybrid surya-angin yang terdiri dari 117 bus dengan total panjang saluran 59,65 km, bekerja pada tegangan 20 kV. Lokasi injeksi pembangkit hybrid surya-angin di bus 18 tepatnya. Ketidak andalan setiap komponen peralatan distribusi mempengaruhi kontinuitas penyandaran tenaga listrik dan rugi-rugi yang dialami

PLN. Keandalan penyulang Pujon nilai SAIFI dan SAIDI masih dibawah standar yang ditetapkan oleh PLN pada SPLN 68-2: 1986, yakni 29.7 kali/tahun dan 194.7 jam/tahun (Hakim, 2016)

Optimasi Jaya adalah salah satu variasi dari kecerdasan kawanan (*Swarm Intelligence*) yang telah diusulkan oleh, Rao (2016). Konsep dasar dari metode Jaya adalah solusi yang diperoleh harus bergerak menuju solusi terbaik dan menghindari solusi terburuk. *Algoritma Multi-Objective Decision Making (MODM) dan Muilti-Objektif JAYA (MOJAYA)* diterapkan untuk pertama kalinya untuk menemukan *Distributed Generation (DG)* secara optimal dan untuk memilih ukuran yang optimal dari DG dalam *Sistem Distribusi Radial (RDS)* untuk mencapai berbagai tujuan pengurangan kehilangan daya, meningkatkan profil tegangan dan stabilitas (Venkaiah & Jain, 2017)

Pada tesis ini metode yang akan digunakan menggunakan *Particle Swarm Optimization (PSO)* dan metode Jaya, tujuan dari solusi ini adalah menggunakan PSO untuk menentukan lokasi dan ukuran *Distributed Generation (DG)* yang optimal. Metode pertama adalah (PSO), metode kedua Jaya kedua metode ini akan dibandingkan untuk mendapatkan solusi optimal dalam memperbaiki rugi-rugi daya dan menentukan ukuran DG yang optimal, PSO dan Jaya adalah sebagian dari metode optimasi yang mudah di aplikasikan dan di implementasikan selain itu PSO dan Jaya memiliki komputasi yang rendah.

## 1.2 Rumusan Masalah

Dari penjelasan yang telah diungkapkan di atas, berikut adalah rumusan permasalahan yang dapat teridentifikasi:

1. Bagaimana hasil dari optimasi pada penyulang Pujon menggunakan algoritma PSO dan Jaya ?
2. Seberapa besar perubahan sebelum dan setelah dilakukan optimasi pada penyulang Pujon?

## 1.3 Batasan Masalah

Karena adanya keterbatasan waktu, tenaga, dana, dan supaya penelitian dapat dilakukan secara mendalam, maka penelitian ini memiliki beberapa batasan masalah sebagai berikut:

1. Penelitian ini menggunakan sistem distribusi yang nyata di Penyulang Pujon dengan tegangan sistem 20 kV.
2. Metode dalam penelitian ini yang digunakan adalah *Particle Swarm Optimization* (PSO) dan Jaya.
3. Pengujian dilakukan secara simulasi.
4. Menentukan titik penempatan optimal DG untuk perbaikan rugi-rugi daya, dari penyulang Pujon yang berjumlah 117 bus.

## 1.4 Tujuan

Berdasarkan rumusan masalah di atas, tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian tesis ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan titik lokasi optimal penempatan DG dengan menggunakan metode PSO dan Jaya.
2. Untuk mengetahui hasil dari optimasi menggunakan algoritma PSO dan Jaya dapat mengurangi rugi-rugi daya seberapa besar.
3. Mengetahui kapasitas DG yang akan dipasang dengan ditentukan lokasinya yang optimal untuk memperbaiki rugi-rugi daya pada penyulang Pujon.

## 1.5 Manfaat

Penelitian tesis ini diharapkan dapat memberikan beberapa manfaat di antaranya sebagai berikut:

1. Sebagai perbandingan untuk penelitian selanjutnya.
2. Sebagai bahan kajian untuk para akademisi dan peneliti yang akan mengembangkan dengan menggunakan berbagai variasi metode.
3. Sebagai bahan referensi untuk akademisi, masyarakat, industri, dan pemerintah yang akan memperbaiki rugi-rugi daya dan melakukan penelitian pada penyulang Pujon.



## BAB II DASAR TEORI

### 2.1 Tinjauan Pustaka

Niazi melakukan pengoptimalan penempatan dan penentuan ukuran *Distributed Generation* (DG) menggunakan metode PSO (Niazi & Lalwani, 2017) untuk menangani permasalahan pada kenaikan permintaan energi listrik yang meningkat sehingga membuat tekanan pada pembangkit, *Distributed Generation Units* (DGU) merupakan pembangkit tenaga listrik dari sumber energi lokal yang dapat diperbaharui atau tidak dapat diperbaharui.

Manfaat DG meliputi mengurangi biaya modal karena ukurannya yang berkurang, menghilangkan kebutuhan akan konstruksi besar karena dapat dibangun di lokasi konsumen, penempatan DG secara lokal dapat mengurangi beban pada jalur distribusi dan transmisi, beberapa teknologi DG dapat diperbaharui dan bebas polutan, dengan beberapa teknologi seperti matahari atau angin, ini adalah bentuk energi terbarukan, keandalan dan efisiensi pasokan listrik ke konsumen meningkat.

Rajalakshmi dan kawannya pada risetnya melakukan pemasangan DG di lokasi yang optimal (Rajalakshmi & Durairaj, 2016) dapat meningkatkan kinerja sistem distribusi serta menyajikan solusi biaya yang efektif sehingga memberikan dimensi baru pada perencanaan sistem distribusi, hal ini membuat solusi pemecahan masalah DG menjadi dua langkah yaitu, menemukan bus penempatan optimal dalam sistem distribusi serta ukuran optimal DG dalam riset ini mengulas PSO dan *hibrida* dari Algoritma PSO yang diformulasikan untuk penempatan DG menjadi salah satu metode pengoptimalan *meta-heuristik* yang sesuai dengan masalah optimasi stokastik.

Kajian ini telah menunjukkan bahwa Algoritma PSO sangat efisien dalam menangani penempatan DG dan masalah ukuran, *Distributed Generation* (DG) menurut definisi adalah sumber daya kecil (kira-kira 10 MW atau kurang) yang terhubung di gardu induk, *feeder* distribusi atau terminal, instalasi di tempat yang tidak optimal dapat menyebabkan peningkatan kerugian sistem yang mengakibatkan kenaikan biaya dan memiliki dampak *negative*.

Periset telah mencoba berbagai metode komputasi tidak semua menghasilkan solusi global di antara semua metode algoritma *Heuristik Meta* seperti GA, PSO, EP, memiliki dominasi yang sama dengan metode *deterministik*, tekniknya kuat dan bisa memberikan solusi optimal untuk

sistem yang besar dan kompleks, di sisi lain metode *Meta Heuristik* memiliki kelemahan tersendiri, seperti penggunaan proses trial and error selama parameter tuning dan kurangnya jaminan pencapaian solusi global beberapa kali.

Algoritma hybrid yang digunakan seperti LP - QP, EP - SQP GA - SA dan PSO – SQP telah menghasilkan banyak peningkatan, *Particle Swarm Optimization* (PSO) algoritma adalah metode optimasi berbasis populasi algoritma ini meniru perilaku burung saat terbang di luar angkasa, masing-masing burung dalam agregasi burung disebut kawanan diwakili sebagai partikel, partikel-partikel ini yang membentuk swarm mencari makanan berdasarkan pengalaman mereka sendiri dan partikel lainnya dalam kawanan yang sama.

## 2.2 Beban pada Jaringan Distribusi

Jaringan distribusi merupakan bagian dari sistem tenaga listrik yang menyalurkan energi listrik langsung ke konsumen. Sistem distribusi merupakan bagian dari sistem rangkaian listrik yang sangat besar yang mempunyai beban yang sangat banyak jumlah dan jenisnya serta kompleksitasnya. Jika ditinjau dengan analisis rangkaian listrik, dalam rangkaian listrik mengandung komponen resistansi, induktansi dan kapasitansi, baik pada bebannya maupun salurannya. Dalam sistem tenaga listrik segala peralatan yang sifatnya mengkonsumsi energi listrik umumnya dinamakan sebagai beban.

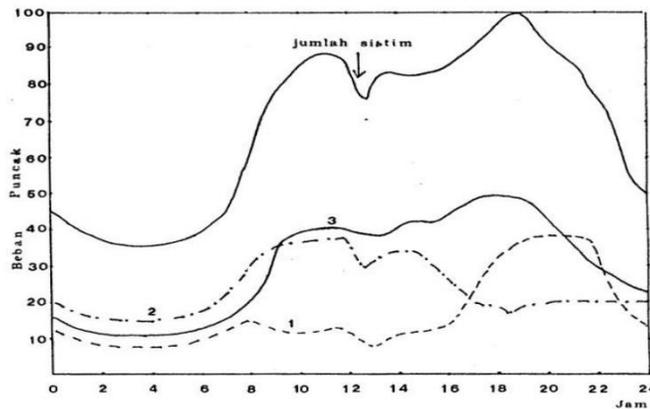
## 2.3 Klasifikasi Beban

Penggunaan tenaga listrik dengan tujuan dan maksud yang berbeda-beda dapat menimbulkan berbagai macam kelompok beban yang mempunyai karakter yang berbeda. Untuk mengetahui karakter tiap beban maka perlu adanya pengelompokan jenis beban berdasarkan kategori tertentu.

Secara umum beban juga dapat dikategorikan menurut maksud pemakaiannya. Kategori ini juga dipakai oleh PT. PLN Distribusi untuk mengelompokkan jenis beban, yang umumnya dinamakan kategori berdasarkan kelompok tarif, antara lain beban residensial, komersial, publik, dan industri.

Bila dilakukan pengukuran tiap jam dalam selang waktu tertentu (biasanya 24 jam) pada masing-masing jenis beban maka akan didapatkan data pengukuran yang selanjutnya bila diplot akan didapatkan sebuah bentuk kurva yang khas pada masing-masing jenis beban tersebut dapat

dilihat pada Gambar 2.1. Bentuk kurva atau yang biasa disebut lengkung/kurva beban (*load curve*) menunjukkan variasi pembebanan setiap saat. Bentuk kurva beban tergantung dari jenis beban dan sifat beban tersebut.



Gambar 2.1 Karakteristik Beban Harian untuk Beban Residensial, Komersial dan Industri.

Sumber: (Zaini, 2015)

Dari gambar di atas beban perumahan mencapai maksimum sekitar jam 18.00 sampai jam 22.00 (grafik 1). Beban industri (grafik 2) mencapai maksimum pada siang dan malam, sedangkan untuk industri yang beroperasi siang dan malam akan mempunyai bentuk kurva beban yang cukup seimbang antara siang dan malam.

Beban komersial (grafik 3) mencapai maksimum pada jam 17.00 – 19.00. Selama sehari semalam ternyata sistem tersebut mencapai maksimum di dua tempat, yaitu siang hari dan malam hari. Beban puncak pada siang hari terjadi pada jam 10.00-12.00 dan beban puncak pada malam hari terjadi pada jam 18.30-20.00 (Zaini, 2006).

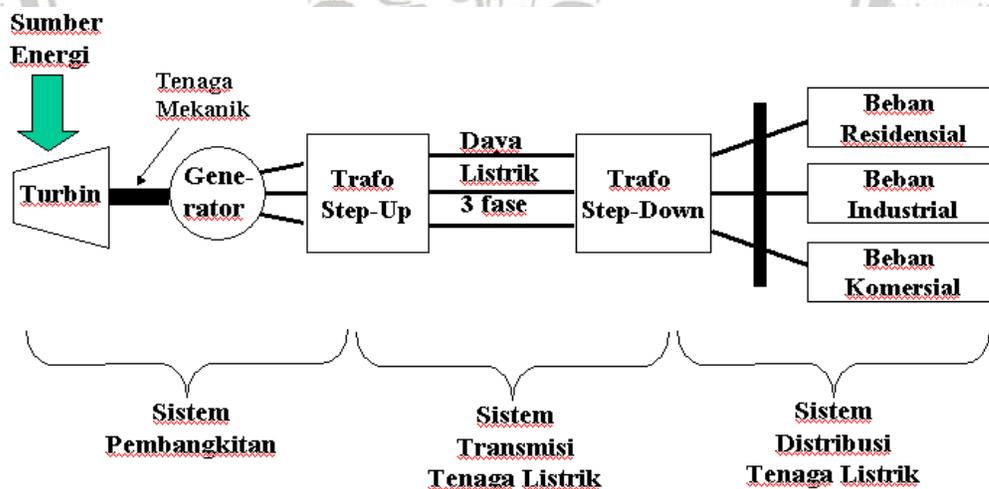
Secara total keseluruhan beban puncak pada malam hari lebih besar dari pada beban puncak pada siang hari. Beban puncak malam hari sebagian besar dipakai oleh beban perumahan dan komersial. Hal ini mungkin disebabkan karena pola pemakaian tenaga listrik untuk keperluan konsumtif yang terjadi pada malam hari, seperti penerangan jalan, penerangan rumah dan lain sebagainya, sedangkan untuk beban puncak pada siang hari diperkirakan digunakan oleh kelompok beban industri serta sebagian kelompok beban komersial dan sedikit kelompok beban perumahan. Pada umumnya kegiatan industri lebih besar pada siang hari walaupun ada beberapa jenis industri bekerja pada siang maupun malam hari. Meskipun demikian beban

puncak siang hari untuk kelompok beban industri diperkirakan masih lebih besar dari pada beban puncak malam hari (Zaini, 2015).

## 2.4 Sistem Tenaga Listrik

Secara umum, definisi sistem tenaga listrik meliputi sistem pembangkitan, sistem transmisi, dan sistem distribusi, yang secara garis besar ditunjukkan pada gambar 2.2. Belakangan ini sistem distribusi jika dilihat dari skala nasional, diperkirakan sama dengan biaya investasi fasilitas pembangkitan. Sistem distribusi bersama-sama dengan sistem pembangkitan berdasarkan pengalaman biasanya menelan biaya investasi hingga 80% dari total investasi yang dikeluarkan untuk sistem tenaga listrik.

Siklus aliran energi listrik pada sistem tenaga listrik dapat dijelaskan sebagai berikut. Pada pusat pembangkit, sumber daya energi primer seperti bahan bakar fosil (minyak, gas alam, dan Batubara), hidro, panas bumi, dan nuklir diubah menjadi energi listrik. Generator sinkron mengubah energi mekanis yang dihasilkan pada poros turbin menjadi energi listrik tiga fasa. Melalui transformator step-up, energi listrik ini kemudian dikirimkan melalui saluran transmisi bertegangan tinggi menuju pusat-pusat beban.



Gambar 2.2. Komponen utama sistem tenaga listrik.

Sumber : (Syahputra, 2015)

Peningkatan tegangan dimaksudkan untuk mengurangi jumlah arus yang mengalir pada saluran transmisi. Dengan demikian saluran transmisi bertegangan tinggi akan membawa aliran arus yang rendah dan berarti mengurangi rugi panas (*heat loss*)  $I^2R$  yang menyertainya. Ketika saluran transmisi mencapai pusat beban, tegangan tersebut kembali diturunkan menjadi

tegangan menengah melalui transformator *step-down*. Di pusat-pusat beban yang terhubung dengan saluran distribusi, energi listrik ini diubah menjadi bentuk-bentuk energi terpakai lainnya seperti energi mekanis (motor), penerangan, pemanas, pendingin, dan sebagainya.

Energi listrik merupakan bentuk energi yang sangat bermanfaat. Kemajuan suatu negara dapat diukur berdasarkan konsumsi energi listrik pada negara tersebut. Energi listrik merupakan bentuk energi yang “menyenangkan”, karena dapat dengan mudah disalurkan serta dikonversikan ke berbagai bentuk energi lain. Energi listrik dibangkitkan pada pusat-pusat pembangkit tenaga listrik seperti pembangkit listrik tenaga air (PLTA), pembangkit listrik tenaga uap (PLTU), pembangkit listrik tenaga gas (PLTG), pembangkit listrik tenaga nuklir (PLTN), dan lain-lain.

Pusat-pusat pembangkit listrik tersebut umumnya jauh dari daerah-daerah dimana energi listrik itu digunakan, yang disebut sebagai pusat-pusat beban (load centres). Oleh karena itu energi listrik yang dibangkitkan harus disalurkan melalui suatu saluran transmisi. Karena tegangan yang dihasilkan generator umumnya relatif rendah (berkisar 6 kV hingga 24 kV), maka tegangan ini biasanya dinaikkan dengan bantuan transformator daya ke tingkat tegangan yang lebih tinggi antara 30 kV sampai 500 kV (di beberapa negara maju bahkan sudah sampai 1000 kV).

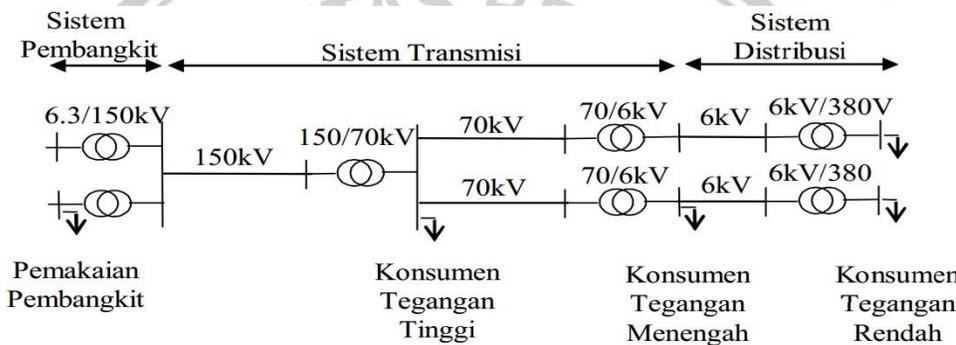
Tingkat tegangan yang lebih tinggi ini selain untuk memperbesar daya hantar saluran yang berbanding lurus dengan kuadrat tegangan, juga untuk memperkecil rugi-rugi daya dan jatuh tegangan pada saluran. Dengan mempertinggi tegangan, maka timbul suatu persoalan lain yaitu tingkat isolasi yang harus lebih tinggi, dengan demikian biaya peralatan juga semakin tinggi.

Penurunan tegangan dari tingkat tegangan transmisi pertama-tama dilakukan di gardu induk (GI), dimana tegangan diturunkan ke tegangan yang lebih rendah misalnya dari 500 kV ke 150 kV, atau dari 150 kV ke 70 kV, dan sebagainya. Kemudian penurunan kedua dilakukan di gardu induk distribusi dari 150 kV ke 20 kV atau dari 70 kV ke 20 kV. Tegangan 20 kV ini disebut tegangan distribusi primer.

## 2.5 Sistem Distribusi

Sistem distribusi tenaga listrik dari keseluruhan sistem tenaga listrik secara umum dapat dilihat pada Gambar 2.2. Dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa kedudukan sistem distribusi merupakan bagian paling akhir dari keseluruhan sistem tenaga listrik yang mempunyai fungsi mendistribusikan langsung tenaga listrik pada beban atau konsumen yang membutuhkan.

Pada sistem distribusi terdapat dua bagian, yaitu distribusi primer, yang menggunakan tegangan menengah; dan distribusi sekunder, yang menggunakan tegangan rendah. Dalam sistem distribusi baik primer maupun sekunder, dikenal beberapa jenis struktur/tipe jaringan distribusi. Pada sistem jaringan distribusi primer mempunyai beberapa tipe jaringan, antara lain sistem radial, sistem loop, sistem spindle, sistem mesh.



Gambar 2.3 Kedudukan Sistem Distribusi Tenaga Listrik.

Sumber: (Basyarach, 2017)

### 2.5.1 Distribusi primer

Distribusi primer disebut juga tegangan menengah, yaitu jaringan yang menghubungkan gardu induk dengan gardu distribusi yang biasanya menggunakan tegangan distribusi 6 kV, 7 kV, 12 kV, 20 kV. Jaringan Distribusi Primer atau JTM merupakan fasa-tiga sedangkan jaringan distribusi sekunder atau Jaringan Tegangan Rendah (JTR) merupakan fasa-tunggal dan fasa-tiga dengan empat kawat. Di Indonesia umumnya tegangan yang digunakan pada sistem distribusi jaringan tegangan rendah adalah 380/220 volt. Bila antara titik sumber dan titik bebannya hanya terdapat satu saluran (line), tidak ada alternatif saluran lainnya, bentuk Jaringan ini merupakan bentuk dasar, paling sederhana dan paling banyak digunakan.

Dinamakan radial karena saluran ini ditarik secara radial dari suatu titik yang merupakan sumber dari jaringan itu, dan dicabang-cabang ke titik-titik beban yang dilayani. Spesifikasi dari jaringan bentuk radial ini adalah:

1. Bentuknya sederhana.
2. Biaya investasinya relatif murah.
3. Kualitas pelayanan dayanya relatif jelek, karena rugi tegangan dan rugi daya yang terjadi pada saluran relatif besar.
4. Kontinuitas pelayanan daya tidak terjamin, sebab antara titik sumber dan titik beban hanya ada satu alternatif saluran sehingga bila saluran tersebut mengalami gangguan, maka seluruh rangkaian sesudah titik gangguan akan mengalami "black out" secara total.

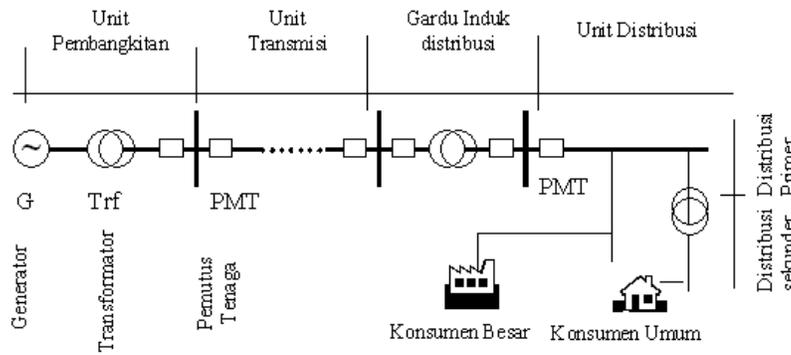
Jaringan distribusi radial ini memiliki beberapa bentuk modifikasi, antara lain: Radial tipe pohon, Radial dengan tie dan switch pemisah, Radial dengan pusat beban, Radial dengan pembagian phase area.

### 2.5.2 Sistem Distribusi Sekunder

Sistem distribusi sekunder yang lazim disebut jaringan tegangan rendah (JTR) dimulai dari sisi sekunder trafo distribusi sampai dengan sambungan rumah (SR) pada pelanggan yang berfungsi untuk mendistribusikan energi listrik dari gardu distribusi ke pelanggan dengan tegangan operasi yakni tegangan rendah (400/230 Volt, 380/220 Volt). Pada saat ini sistem distribusi sekunder yang menggunakan kabel mulai banyak digunakan oleh PLN, untuk mengurangi gangguan yang disebabkan oleh gangguan pohon dan gangguan lain yang disebabkan oleh perbuatan manusia. Untuk kabel sambungan rumah (SR) ke pelanggan saat ini yang digunakan twisted kabel dengan inti penghantar dari material aluminium dan tembaga.

Sistem jaringan sekunder yang baik pada saat ini harus memberikan taraf keandalan pada jaringan tegangan rendah di daerah dengan kepadatan beban yang tinggi, dengan menjamin bahwa energi listrik yang sampai ke pelanggan mempunyai mutu yang baik, sehingga biayanya yang tinggi dapat dipertanggung jawabkan dan tingkat keandalan ini dipandang perlu.

Jaringan sekunder tegangan rendah mendapat suplay feeder terbanyak dari tiga atau lebih feeder, sehingga jika salah satu feeder primer terganggu, sisa jaringan sekunder akan dapat dengan mudah menampung beban dari feeder yang terganggu itu. Sistem demikian dinamakan jaringan kedua (*second contingency network*). Jaringan sekunder tegangan rendah harus didesain sedemikian rupa hingga terdapat pembagian beban dan pengaturan tegangan (*voltage regulation*) yang baik (Syahputra, 2015)



Gambar 2.4 Lokasi distribusi primer dan distribusi sekunder

Sumber : (Syahputra, 2015)

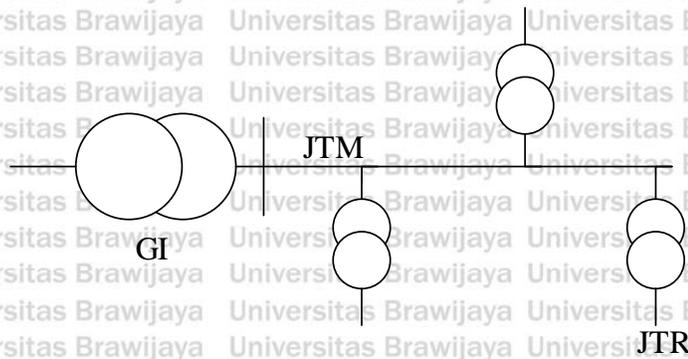
### 2.5.3 Sistem Distribusi Radial

Sistem distribusi Radial merupakan jaringan sistem distribusi primer yang sederhana, dan banyak dioperasikan dalam sistem distribusi. Dikarenakan biaya untuk membentuk jaringan ini cukup murah. Jaringan ini dinamakan jaringan radial karena saluran ini ditarik secara radial dari suatu titik sumber dan dicabang - cabangkan ke titik beban. Sehingga bentuk jaringan radial ini tampak seperti cabang pohon dengan jalur utama yang terhubung ke rangkaian yang lebih kecil yakni menuju beban.

Pada jaringan ini arus yang paling besar adalah yang paling dekat dengan Gardu induk. Tipe ini dalam penyaluran energi listrik kurang handal karena bila terjadi gangguan pada penyulang maka akan menyebabkan terjadinya pemadaman pada penyulang tersebut.

Sumber yang berasal dari satu titik yang menuju percabangan menyebabkan perbedaan arus beban yang mengalir pada setiap saluran. Sehingga terjadi perbedaan luas penampang konduktor. Hal ini juga akan menyebabkan saluran yang lokasinya paling dekat dengan gardu induk memiliki luas penampang yang lebih besar dan saluran cabang - cabangnya. Untuk itu, semakin dekat suatu saluran dengan sumber maka luas penampang semakin kecil.

Pada jaringan ini, satu atau beberapa sumber hanya akan ada dalam area yang sama sehingga ketika terjadi gangguan maka area tersebut akan terkena dampak dari gangguan karena daya listrik mengalir sepanjang jalur tunggal yaitu jalur yang terhubung antara setiap pelanggan dan gardu. Jika terganggu, akan mengakibatkan hilangnya sumber energi yang didistribusikan kepada pelanggan. Konfigurasi jaringan ini dapat diperlihatkan pada gambar



Gambar 2.5 Sistem distribusi radial

Sumber : (Syahputra, 2015)

Pada konfigurasi ini memiliki kekurangan dalam hal kualitas pelayanan daya dan kontinuitas pelayanan yang buruk. Kualitas daya kurang baik disebabkan oleh deviasi tegangan dan rugi daya yang relatif besar. Hal yang mempengaruhi semakin buruknya kualitas daya adalah besar nilai impedansi dan nilai arus yang melewati saluran. Konfigurasi ini memiliki kontinuitas yang kurang baik disebabkan hanya memiliki satu alternatif saluran sehingga saat saluran terjadi gangguan maka saluran sesudah gangguan akan mengalami pemadaman total selama gangguan tersebut belum teratasi.

#### 2.5.4 Analisa Aliran Daya

Studi aliran daya merupakan bagian yang penting dalam sebuah sistem tenaga listrik. Dengan ini dapat diketahui sudut dan besar tegangan pada tiap bus, impedansi saluran, daya aktif, dan daya reaktif yang mengalir pada saluran transmisi. Besaran tersebut berguna untuk mengevaluasi kinerja suatu sistem tenaga listrik dan juga menganalisis kondisi pembangkitan, saluran transmisi, dan beban dalam kondisi normal hingga kondisi saat mengalami ketidakstabilan. Untuk itu dibutuhkan studi aliran daya sehingga diketahui kondisi sebenarnya dari suatu sistem tenaga listrik.

Pada umumnya permasalahan yang timbul dari studi aliran daya adalah ketika beban antara fasa satu dengan lainnya tidak seimbang. Oleh karena itu dalam penyelesaian studi aliran daya, sistem diasumsikan dalam keadaan stabil, beban seimbang antar fasa, dan tidak mengalami gangguan sehingga perhitungannya dalam satu fasa (Saadat, 2004)

Pada umumnya permasalahan yang timbul dari studi aliran daya adalah ketika beban antara fasa satu dengan lainnya tidak seimbang. Oleh karena itu dalam penyelesaian studi

aliran daya, sistem diasumsikan dalam keadaan stabil, beban seimbang antar fasa, dan tidak mengalami gangguan sehingga perhitungannya dalam satu fasa (Saadat, 2004)

Perhitungan aliran daya mencakup tegangan, daya aktif, daya reaktif, daya total yang mengalir pada saluran transmisi atau antar bus hingga daya aktif dan reaktif yang dihasilkan oleh generator atau pembangkitan. Bus yang dimaksudkan terbagi menjadi tiga bagian, yaitu:

1. Slack bus atau disebut juga swing bus / bus referensi. Pada bus ini nilai tegangan dipertahankan (Magnitude tegangan sebesar 1 p.u). Dalam suatu sistem tenaga listrik ditetapkan 1 bus sebagai penyuplai kekurangan daya yang dibangkitkan oleh bus-bus pembangkitan yang lain. Rugi-nigi daya tidak dapat diprediksi juga beban yang terus mengalami fluktuasi dan daya P dan Q yang dikirim bus ini berubah-ubah sesuai dengan kekurangan daya yang dialami.
2. Bus Generator atau disebut juga Voltage Controlled Bus merupakan bus penyuplai daya aktif dan reaktif yang ditetapkan. Berbeda dengan Slack bus, bus ini menyuplai penuh berdasarkan ketetapan. Daya P dan Q tidak berubah-ubah, sehingga nilai tegangan pada bus ini berubah-ubah.
3. Load bus atau bus beban merupakan bus tempat beban-beban. Besar nilai beban tidak dapat ditentukan tetapi biasanya pada studi aliran daya diambil nilai beban puncak sebagai data. Untuk kebutuhan studi aliran daya, terdapat data-data dari bus dan data dari saluran transmisi pada sebuah sistem tenaga listrik. Data-data yang terdapat pada tiap-tiap bus meliputi: magnitude tegangan dalam p.u., sudut tegangan ( $\theta$ ), besar pembebanan yang terdiri dari daya aktif (P) dan daya reaktif (Q), besar pembangkitan yang terdiri dari daya aktif (P), daya reaktif (Q),  $Q_{min}$ , dan  $Q_{max}$ , sedangkan data-data yang terdapat pada saluran transmisi meliputi: resistansi saluran transmisi dalam p.u., reaktansi saluran transmisi dalam p.u., tap trafo (biasanya bernilai 1), dan rating tegangan dalam kilo volt (kV).

## 2.6 Daya

Pada sistem tenaga listrik terdapat perbedaan antara daya atau kekuatan ( power ) dan energi, energi adalah daya dikalikan waktu sedangkan daya listrik merupakan hasil perkalian tegangan dan arusnya, dengan satuan daya listrik yaitu watt yang menyatakan banyaknya tenaga listrik yang mengalir per satuan waktu ( Joule/s ).

Daya semu (kVA) yang dikirimkan dalam jaringan distribusi terdiri dari daya aktif (kW) dan daya reaktif (kVar). Hubungan antara daya aktif, daya reaktif dan daya semu dapat digambarkan dalam segitiga daya seperti terlihat pada Gambar 2.6

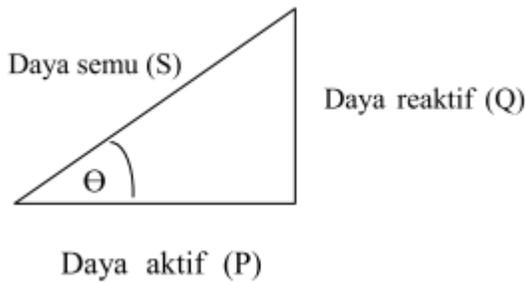
$$P = i \cdot v \tag{2.1}$$

Dimana

P = daya

i = arus

v = tegangan



Gambar 2.6. Segitiga Daya

Dari gambar tersebut dapat kita peroleh :

$$P = V.I \cos \varphi \tag{2.2}$$

$$Q = V \cdot I \cdot \sin \varphi \tag{2.3}$$

$$S = V \cdot I \tag{2.4}$$

Dalam sistem listrik arus bolak-balik, dikenal adanya 3 jenis daya untuk beban yang memiliki impedansi (Z), yaitu :

**Daya Aktif (P)**

Daya aktif (Active Power) disebut juga daya nyata yaitu daya yang dibutuhkan oleh beban. Satuan daya aktif adalah Watt.

$$P = V \cdot I \cdot \cos \varphi \tag{2.5}$$

$$P = 3 \cdot V_L \cdot I_L \cdot \cos \varphi$$

**Daya Reaktif (Q)**

Daya reaktif adalah daya yang timbul akibat adanya efek induksi elektromagnetik oleh beban yang mempunyai nilai induktif (fase arus tertinggal/lagging atau kapasitif (fase arus mendahului/leading). Satuan daya reaktif adalah Var.

$$Q = V \cdot I \cdot \sin \varphi \tag{2.6}$$

$$Q = 3 \cdot V_L \cdot I_L \cdot \sin \phi$$

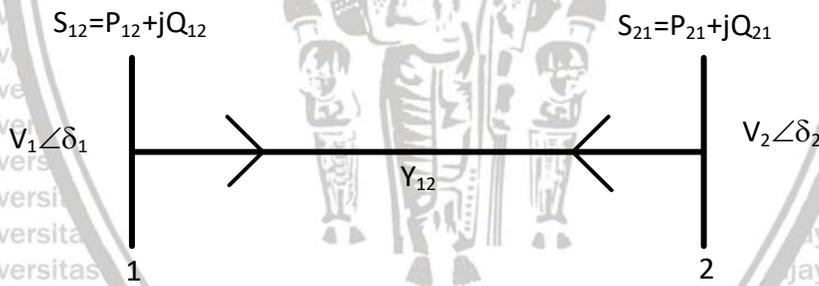
Daya Semu (S)

Pada beban impedansi (Z), daya semu adalah daya yang terukur atau terbaca pada alat ukur. Daya semu adalah penjumlahan daya aktif dan daya reaktif secara vektoris. Satuan daya ini adalah VA.

$$S = V \cdot I^* \tag{2.7}$$

### 2.7 Persamaan Aliran Daya

Rugi-rugi daya merupakan daya yang hilang dalam penyaluran daya listrik dari sumber daya listrik utama ke suatu beban seperti ke rumah-rumah, ke gedung-gedung, dan lain sebagainya. Dalam setiap penyaluran daya listrik ke beban pasti terdapat rugi-rugi daya yang diakibatkan oleh faktor-faktor tertentu seperti jarak saluran listrik ke beban yang terlalu jauh, yang juga akan berakibat bertambah besarnya tahanan saluran kabel yang digunakan berikut adalah contoh perhitungan losses pada 2 bus.



Gambar 2.7. Analisis 2 Bus

$$S_{12} = V_1 \cdot I_{12}^* \tag{2.8}$$

$$I_{12} = (V_1 - V_2) \cdot Y_{12}^* \tag{2.9}$$

$$S_{12} = V_1 (V_1 - V_2)^* \cdot Y_{12}^* \tag{2.10}$$

$$S_{21} = V_2 (V_2 - V_1)^* \cdot Y_{12}^* \tag{2.11}$$

$$S_{\text{losses}} = S_{12} - S_{21} = P_{\text{losses}} + j Q_{\text{losses}} \tag{2.12}$$

Dimana

$S_{12}$  = Daya semu 12

$I_{12}$  = Arus bus 12

$V$  = Tegangan

$Y_{12}$  = Admitansi

$j = \text{Imajiner}$  $S_{\text{losses}} = \text{Daya Semu}$  $P_{\text{losses}} = \text{Daya Aktif}$  $Q_{\text{losses}} = \text{Daya Reaktif}$ 

## 2.8 Sistem Transmisi

Sistem transmisi daya listrik adalah komponen sistem tenaga listrik yang menghubungkan sistem pembangkitan dan sistem distribusi Berdasarkan konstruksinya, saluran transmisi dibedakan atas saluran udara (*overhead lines*) dan saluran bawah tanah (*underground cable*). Saluran udara menyelurkan energi listrik melalui penghantar yang digantungkan pada menara atau tiang transmisi dengan perantaraan isolator, sedang saluran bawah tanah menyalurkan energi listrik melalui kabel-kabel yang ditanam di bawah permukaan tanah. Kedua jenis saluran transmisi itu masing-masing mempunyai kelebihan dan kekurangan. Dibandingkan dengan saluran udara, saluran bawah tanah tidak terpengaruh oleh cuaca buruk, taufan, hujan deras, angin kencang, petir, dan gangguan alam lainnya (Fariyah, 2015).

Selain itu saluran bawah tanah lebih estetik karena tidak mengganggu pemandangan, sehingga tampak lebih rapi. Karena alasan-alasan ini saluran bawah tanah lebih disukai terutama untuk daerah yang padat penduduknya seperti daerah perkotaan. Akan tetapi dari segi investasi saluran bawah tanah lebih besar dibandingkan dengan saluran udara. Selain itu perbaikannya juga lebih sukar jika terjadi gangguan hubung singkat, kabel putus, dan lain-lain.

Berdasarkan jenis arus yang digunakan, saluran transmisi dibedakan atas saluran transmisi arus bolak-balik (AC: alternating current) dan saluran transmisi arus searah (DC: direct current). Dalam sistem AC, penaikan dan penurunan tegangan transmisi dapat mudah dilakukan yaitu dengan menggunakan transformator. Karena alasan inilah sehingga dewasa ini saluran transmisi di dunia sebagian besar menggunakan saluran transmisi bolak-balik (AC). Dalam sistem transmisi AC ada yang menggunakan satu fase dan tiga fase. Sistem tiga fase mempunyai beberapa keuntungan diantaranya:

1. daya yang disalurkan lebih besar,
2. nilai sesaatnya (instantaneous value) konstan, dan
3. mempunyai medan magnet putar.

Dewasa ini hampir seluruh penyaluran energi listrik di seluruh dunia dilakukan dengan menggunakan arus bolak-balik, karena penggunaan arus bolak-balik secara umum lebih unggul baik dari segi teknik maupun ekonomi. Namun sejak beberapa tahun terakhir penyaluran menggunakan arus searah mulai dikembangkan di beberapa negara. Penyaluran dengan tegangan searah mempunyai beberapa keuntungan diantaranya:

1. isolasinya yang relatif sederhana,
2. daya guna (efisiensi) yang lebih tinggi (karena faktor dayanya 1), dan
3. stabilitas sistem yang sangat baik, sehingga dapat digunakan untuk jarak yang sangat jauh.

Akan tetapi persoalan ekonominya harus dihitung. Penyaluran tenaga listrik dengan sistem DC baru dapat dianggap ekonomis jika jarak saluran udara yang sangat jauh (di atas 400 km) atau untuk saluran bawah tanah yang lebih dari 50 km. Hal ini disebabkan biaya peralatan pengubah AC ke DC atau sebaliknya (yaitu *converter* dan *inverter equipment*) sangat mahal.

### 2.8.1 Tegangan Saluran Transmisi

Untuk daya yang sama, jika tegangan transmisi ditinggikan maka rugi-rugi transmisi dapat diperkecil sehingga efisiensi transmisi akan naik. Akan tetapi peninggian tegangan transmisi berarti juga kenaikan isolasi dan biaya peralatan dan gardu induk. Oleh karena itu pemilihan tegangan dilakukan dengan memperhitungkan daya yang disalurkan, jumlah rangkaian, jenis penyaluran, keandalan (*reliability*), biaya peralatan untuk tegangan tertentu, serta tegangan-tegangan yang sekarang ada dan yang direncanakan. Kecuali itu, penentuan tegangan merupakan bagian dari perancangan sistem secara keseluruhan (Farihah, 2015)

Meskipun masih belum jelas menyebutkan keperluannya sebagai tegangan transmisi di Indonesia, pemerintah telah menyeragamkan deretan tegangan tinggi seperti terlihat pada tabel

2.1.

Tabel 2.1. Tegangan tinggi yang berlaku di Indonesia

Tegangan Nominal (kV)	Tegangan Tertinggi untuk Peralatan (kV)
30	36
66	72,5
150	170
220	245
380	420
500	525

Tegangan nominal 30 kV hanya diperkenankan untuk daerah asuhan dimana tegangan distribusi 20 kV tidak dipergunakan. Penentuan tegangan di atas disesuaikan dengan rekomendasi International Electrotechnical Commission (IEC).

### 2.8.2 Komponen Utama Saluran Transmisi

Komponen-komponen utama saluran transmisi terdiri dari,

1. Menara transmisi atau tiang transmisi beserta fondasinya,
2. Isolator,
3. Kawat penghantar (*conductors*), dan
4. Kawat tanah (*ground wires*).

### 2.8.3 Menara Transmisi

Menara transmisi adalah suatu bangunan penopang saluran transmisi yang dapat berupa menara baja, tiang baja, tiang beton bertulang, atau tiang kayu. Tiang-tiang baja, beton, dan kayu umumnya digunakan pada saluran-saluran dengan tegangan kerja relatif rendah (di bawah 70 kV) sedang untuk saluran transmisi tegangan tinggi dan ekstra tinggi digunakan menara baja, menara baja diklasifikasikan berdasarkan fungsinya yaitu menara dukung, menara sudut, menara percabangan, dan menara transposisi (Farihah, 2015)

#### 2.8.4 Isolator

Isolator digunakan untuk mencegah hubung singkat antara kawat penghantar dengan menara. Jenis isolator yang digunakan pada saluran transmisi adalah jenis porselin atau gelas. Akhir-akhir ini telah banyak dikembangkan jenis-jenis isolator yang baru diantaranya polimer, epoksi resin, dan lain-lain.

Berdasarkan penggunaan dan konstruksinya, dikenal tiga jenis isolator yaitu isolator jenis pasak, isolator jenis pos saluran, dan isolator gantung. Isolator jenis pasak dan pos saluran digunakan untuk saluran transmisi dengan tegangan kerja relatif rendah (kurang dari 33 kV), sedang isolator gantung dapat digandeng menjadi rentengan isolator yang jumlahnya disesuaikan dengan kebutuhan (Farihah, 2015)

#### 2.8.5 Kawat Penghantar

Jenis-jenis kawat penghantar yang biasa digunakan pada saluran transmisi adalah tembaga dengan konduktivitas 100% (Cu 100%), tembaga dengan konduktivitas 97,5% (Cu 97,5%), dan aluminium dengan konduktivitas 61% (Al 61%). Kawat penghantar aluminium terdiri dari berbagai jenis dengan lembang sebagai berikut:

AAC = All Aluminium Conductor, yaitu kawat penghantar yang seluruhnya terbuat dari aluminium.

AAAC = All Aluminium Alloy Conductor, yaitu kawat penghantar yang seluruhnya terbuat dari campuran aluminium.

ACSR = Aluminium Conductor Steel Reinforced, yaitu kawat penghantar aluminium berinti kawat baja.

ACAR = Aluminium Conductor Alloy Reinforced, yaitu kawat penghantar aluminium yang diperkuat dengan campuran logam.

Kawat penghantar tembaga mempunyai beberapa kelebihan dibandingkan dengan kawat penghantar aluminium karena konduktivitas dan kuat tariknya lebih tinggi. Akan tetapi kelemahannya ialah untuk besar tahanan yang sama, tembaga lebih berat dari aluminium dan juga lebih mahal. Oleh karena itu kawat penghantar aluminium telah menggantikan kawat tembaga (Farihah, 2015)

Untuk memperbesar kuat tarik kawat aluminium digunakan campuran aluminium (aluminium alloy). Untuk saluran-saluran transmisi tegangan tinggi, dimana jarak antar menara

sangat jauh, maka dibutuhkan kuat tarik yang lebih tinggi. Untuk itu digunakan kawat penghantar ACSR.

### 2.8.6 Kawat Tanah

Kawat tanah atau ground wires disebut juga kawat pelindung (*shield wires*). Kawat tanah berfungsi untuk melindungi kawat-kawat penghantar atau kawat fase terhadap sambaran petir.

Dengan demikian kawat tanah dipasang di atas kawat fase. Bahan untuk kawat tanah umumnya dipakai baja (*steel wires*) yang lebih murah, tetapi sering juga digunakan kawat ACSR (Fariyah, 2015)

### 2.8.7 Parameter Saluran Transmisi

Parameter-parameter saluran transmisi adalah konstanta-konstanta saluran transmisi yaitu resistansi (R), induktansi (L), konduktansi (G), dan kapasitansi (C). Pada saluran transmisi udara, nilai konduktansi (G) sangat kecil sehingga sering diabaikan. Dengan mengabaikan nilai konduktansi tersebut, maka perhitungan-perhitungan dalam saluran transmisi menjadi lebih sederhana.

### 2.8.8 Resistansi

Resistansi dari suatu konduktor (kawat penghantar) diberikan oleh persamaan berikut:

$$R = \rho l/A \quad (2.13)$$

dengan,  $\rho$  = resistivitas ( $\Omega\text{m}$ )

$l$  = panjang penghantar (m)

$A$  = luas penampang penghantar ( $\text{mm}^2$ )

Dalam tabel-tabel mengenai penghantar transmisi daya listrik, sering dijumpai penampang penghantar dalam satuan CM (Circular Mil). Circular Mil ialah penampang kawat yang mempunyai diameter 1 mil (=1/1000 inch). Jika penampang kawat diberikan dalam  $\text{mm}^2$ , maka penampang kawat dalam CM adalah:

$$\text{CM} = 1973 \times \text{Penampang dalam } \text{mm}^2$$

atau,

$$\text{mm}^2 = 5,067 \times 10^{-4} \times \text{Penampang dalam CM}$$

Dalam sistem MKS satuan untuk resistivitas  $\rho$  diberikan dalam ohm meter, panjang dalam meter, dan luas dalam meter kuadrat. Sistem yang lain (CGS), resistivitas dalam mikro ohm centimeter, panjang dalam centimeter, dan luas dalam centimeter kuadrat.

Karena umumnya kawat-kawat penghantar terdiri dari kawat pilin (stranded conductors), maka sebagai faktor koreksi untuk memperhitungkan pengaruh dari pilin itu, panjang kawat dikalikan dengan 1,02 (2% untuk faktor koreksi).

Resistansi penghantar berubah oleh temperatur. Dalam batas temperatur  $10^{\circ}\text{C}$  hingga  $100^{\circ}\text{C}$ , maka untuk penghantar tembaga dan aluminium berlaku:

$$R_{t2} = R_{t1} [1 + \alpha_{t1} (t_2 - t_1)] \quad (2.14)$$

dengan,  $R_{t2}$  = resistansi pada temperatur  $t_2$

$R_{t1}$  = resistansi pada temperatur  $t_1$

$\alpha_{t1}$  = koefisien temperatur dari resistansi penghantar pada temperatur  $t_1^{\circ}\text{C}$ .

Dari persamaan (2.49) dapat dibuat persamaan:

$$R_{t2} / R_{t1} = [1 + \alpha_{t1} (t_2 - t_1)] \quad (2.15)$$

$$R_{t2} / R_{t1} = (T_0 + t_2) / (T_0 + t_1)$$

dengan,

$$\alpha_{t1} = 1 / (T_0 + t_1) \text{ atau,}$$

$$T_0 = (1 / \alpha_{t1}) - t_1 \quad (2.16)$$

Dari persamaan di atas dapat dilihat bahwa  $-T_0$  ialah temperatur dimana resistansi penghantar akan menjadi nol, jika persamaan linier yang sama berlaku untuk daerah temperatur itu. Dan jika ini benar maka  $-T_0$  adalah sama dengan temperatur absolut  $-273^{\circ}\text{C}$ . Untuk tembaga (Cu) dengan konduktivitas 100%, koefisien temperatur dari resistansi pada  $20^{\circ}\text{C}$  adalah:

$$\alpha_{t1} = 0,00393$$

atau,

$$T_0 = (1 / 0,00393) - 20 = 234,5^{\circ}\text{C}$$

Untuk tembaga dengan konduktivitas 97,5%,

$$\alpha_{t1} = 0,00383$$

atau,



$$T_0 = (1/0,00383) - 20 = 241,0^{\circ}\text{C}$$

Untuk Aluminium dengan konduktivitas 61%,

$$\alpha_{t1} = 0,00403$$

atau,

$$T_0 = (1/0,00403) - 20 = 228,1^{\circ}\text{C}$$

Tabel 2.2. Koefisien temperatur dari material konduktor standar

Material	T <sub>0</sub> °C	Koefisien temperatur resistansi x 10 <sup>-3</sup>						
		α <sub>0</sub>	α <sub>20</sub>	α <sub>25</sub>	α <sub>50</sub>	α <sub>75</sub>	α <sub>80</sub>	α <sub>100</sub>
Cu 100%	234,5	4,27	3,93	3,85	3,52	3,25	3,18	2,99
Cu 97,5%	241,0	4,15	3,83	3,76	3,44	3,16	3,12	2,93
Al 61%	228,1	4,38	4,03	3,95	3,60	3,30	3,25	3,05

Sumber: (Farihah, 2015)

Tabel 2.3. Resistivitas bahan penghantar standar

Material	Resistivitas (mikro-Ohm-meter)						
	ρ <sub>0</sub>	ρ <sub>20</sub>	ρ <sub>25</sub>	ρ <sub>50</sub>	ρ <sub>75</sub>	ρ <sub>80</sub>	ρ <sub>100</sub>
Cu 100%	1,58	1,72	1,75	1,92	2,09	2,12	2,26
Cu 97,5%	1,63	1,77	1,80	1,97	2,14	2,18	2,31
Al 61%	2,60	2,83	2,89	3,17	3,46	3,51	3,74

Sumber : (Farihah, 2015)

Resistansi DC untuk perhitungan-perhitungan berdasarkan tabel di atas harus dikalikan dengan faktor:

- 1,0 untuk konduktor padat (*solid wire*)
- 1,01 untuk konduktor pilin (berkas) yang terdiri dari 2 lapis (*strand*)
- 1,02 untuk konduktor pilin lebih dari dua lapis.

### 2.8.9 Induktansi dan Reaktansi Induktif

Dalam penurunan rumus-rumus untuk induksi dan reaktansi induktif dari suatu konduktor biasanya diabaikan dua faktor, yaitu:

- a. efek kulit (skin effect), dan
- b. efek sekitar (proximity effect).

Efek kulit adalah gejala pada arus bolak-balik bahwa kerapatan arus dalam penampang konduktor tersebut makin besar ke arah permukaan kawat. Tetapi jika kita hanya meninjau frekuensi kerja (50 Hz atau 60 Hz) maka pengaruh efek kulit itu sangat kecil dan dapat diabaikan.

Efek sekitar adalah pengaruh dari kawat lain yang berada di samping kawat yang ditinjau sehingga distribusi fluks tidak simetris lagi. Tetapi jika radius konduktor relatif kecil terhadap jarak antara kedua kawat maka efek sekitar ini sangat kecil dan dapat diabaikan.

## 2.9 Distributed Generation

*Distributed Generation* (DG) merupakan suatu pembangkit tenaga listrik yang berukuran kecil dan bukan merupakan bagian dari sistem pembangkit pusat, melainkan berada dekat dengan beban. DG merupakan pendekatan baru dalam industri pembangkitan tenaga listrik yang memberikan paradigma baru terhadap konsep pembangkit listrik terpusat konvensional, dalam berbagai literatur masih belum terdapat persamaan konsep yang pasti terhadap definisi DG.

Semua literature memang menyatakan bahwa DG merupakan pembangkit kecil dengan peletakan yang terdistribusi pada sistem, namun belum ada persamaan persepsi diantara para ahli mengenai batasan ukuran dan lokasi penempatan DG, bahkan istilah DG pun masih bermacam-macam, negara Amerika menggunakan istilah *Embedded Generation*, Amerika Utara menggunakan istilah *Dispersed Generation*, sedangkan Eropa dan sebagian Asia menggunakan istilah *Decentralised Generation*.

Selain dari perbedaan istilah, penentuan rentang ukuran atau kapasitas DG juga masih memiliki beberapa versi yang berbeda-beda satu dengan yang lainnya, penentuan kapasitas ini sangat penting karena merupakan salah satu kunci dalam analisa penempatan dan penentuan

daya keluaran DG, beberapa definisi kapasitas DG yang dimiliki oleh lembaga-lembaga riset internasional adalah sebagai berikut:

1. *The Electric Power Research Institute* mendefinisikan DG sebagai pembangkit dengan kapasitas beberapa kilowatt sampai dengan 50 MW.
2. *Gas research Institute* mendefinisikan DG sebagai pembangkit dengan kapasitas antara 25kW hingga 25 MW.
3. *Preston dan Rastler* menentukan ukuran mulai dari beberapa kilowatt hingga lebih dari 100 MW.
4. *Cardell* mendefinisikan DG sebagai pembangkit dengan kapasitas antara 500kW hingga 1MW.
5. *International Conference on Large High Voltage Electric Systems (CIGRE)* mendefinisikan DG sebagai pembangkit dengan kapasitas antara 50 hingga 100 MW.

Oleh karena sangat bervariasinya definisi yang digunakan dalam beberapa literatur, maka klasifikasi DG dibedakan berdasarkan tujuan, lokasi penempatan, kapasitas DG, area penugasan daya listrik, teknologi, dampak lingkungan, mode operasi, kepemilikan dan penetrasi DG ke dalam sistem tenaga listrik, berdasarkan tujuan instalasinya, pembangkit tersebar dibangun untuk menyediakan sumber daya aktif dalam sistem tenaga listrik, sehingga penempatan DG tidak diharuskan untuk mampu menyediakan daya reaktif yang dibutuhkan oleh sistem.

Definisi lokasi DG dari masing-masing pengarang juga sangat bervariasi. Kebanyakan pengarang mendefinisikan lokasi DG pada sistem distribusi, dan dalam beberapa literatur penempatan DG juga termasuk pada sisi sistem transmisi, kapasitas maksimum yang mungkin disuplai oleh DG sebagai sumber energi listrik sering digunakan untuk membatasi kualifikasi dari DG itu sendiri namun penentuan kapasitas DG ini bukan merupakan faktor kritis dalam menentukan definisi DG, kapasitas maksimum yang dapat dikoneksikan dengan sistem tergantung pada kapasitas sistem dan berkorelasi dengan level tegangan tempat dimana DG tersebut diletakkan.

Desain teknis dari masing-masing sistem sangatlah unik, karena itu, tidak ada definisi umum dari kapasitas pembangkitan maksimum yang dapat dikoneksikan ke sistem, dengan melakukan perhitungan terhadap beberapa data awal tersebut, maka dapat dihasilkan data umum kapasitas DG yang dibutuhkan oleh sistem.

(Klopper, et al), menyebutkan bahwa sistem pembangkitan yang berkapasitas antara 100 MW hingga 150 MW tidak dapat dikoneksikan pada sistem 110 kV, karena adanya batasan beberapa teknis arena sistem 110kV ini merupakan level tegangan terbesar yang dioperasikan untuk sistem distribusi, maka dapat ditarik kesimpulan bahwa kapasitas maksimum untuk pembangkit tersebar adalah 100-150 MW.

Beberapa permasalahan teknis yang berhubungan dengan DG dapat memberikan beberapa variasi yang signifikan terhadap kapasitas pembangkitan dari DG itu sendiri. Oleh karena itu, perlu diperkenalkan pengkategorian yang tepat untuk mengklasifikasikan DG berdasarkan kapasitas pembangkitan yang dimilikinya terdapat empat jenis DG berdasarkan klasifikasi ini yaitu:

Tabel 2.4 Klasifikasi DG berdasarkan Kapasitas Pembangkitan

Jenis DG	Kapasitas Pembangkitan
Micro DG (DG Mikro)	1 Watt – 5Kw
Small DG (DG Kecil)	5kW – 5MW
Medium DG (DG sedang)	5MW – 50 MW
Large DG (DG Besar)	50MW – 300 MW

Sumber : (Farihah, 2015)

Teknologi yang digunakan untuk DG tidak memiliki relevansi yang signifikan terhadap tujuan pendefinisian DG, perkembangan teknologi yang begitu pesat menyebabkan sangat bervariasinya metode pembangkitan yang dimiliki oleh DG itu sendiri, teknologi DG yang sering digunakan adalah micro-hydro, panel surya, turbin angin, mesin diesel, sel bahan bakar, dan baterai yang terdiri dari sejumlah modul-modul kecil dan dirakit secara tersendiri oleh pabrik.

Hal ini dilakukan untuk mempermudah konstruksi dan implementasi pada lokasi DG, modul-modul kecil tersebut dapat dipasang dengan sangat cepat pada lokasi akhir dimana pembangkit membutuhkan penghematan waktu yang sangat signifikan bila dibandingkan dengan pembangunan pembangkit tenaga listrik besar yang letaknya terpusat pada suatu lokasi tertentu, modul-modul DG tersebut dapat cepat beroperasi segera setelah dipasang pada lokasi.

Masing-masing modul juga bersifat independen, jadi ketika satu modul mengalami kerusakan, maka modul yang lain dapat tetap bekerja secara normal, hal inilah yang menyebabkan nilai keadaan unit DG yang lebih baik dibandingkan dengan pembangkit sentral

pada umumnya, berdasarkan teknologi pembangkitan yang digunakan, DG dapat diklasifikasikan sebagai berikut :

Tabel 2.5 Klasifikasi DG berdasarkan Teknologi pembangkitan

Teknologi DG	Kapasitas per Modul
<b>Fossil Fuel</b>	
Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)	35-400 MW
Internal combustion engines	5 kW-10 MW
Combustion turbine	1-250 MW
Micro-Turbines	35 kW-1 MW
<b>Renewable Resources</b>	
Small hydro	1-100 MW
Micro hydro	25 kW-1 MW
Wind turbine	200 Watt-3 MW
Photovoltaic arrays	20 Watt-100 kW
Solar terminal, central receiver	1-10 MW
Solar terminal, Lutz sistem	10-80 MW
Biomass, e.g. based on gastification	100 kW-20 MW
Fuel cells, phosacid	200 kW-2 MW
Fuel cells, solid oxide	250 kW-2 MW
Geothermal	5-100 MW
Ocean energy	100 kW – 1 MW
Stirling engine	2 – 10 kW
Battery storage	500kW – 5 MW

Sumber : (Farihah, 2015)

## 2.10 Algoritma Particle Swarn Optimization (PSO)

*Algoritma Particle Swarn Optimization* (PSO) diperkenalkan oleh Kennedy dan Eberhart pada tahun 1995, proses algoritmanya terinspirasi oleh tingkah laku sosial pada kawanan burung yang terbang bersama-sama. Perilaku sosial ini terdiri dari tindakan individu dan pengaruh dari individu - individu lain dalam suatu kelompok. Setiap individu atau partikel berperilaku secara terdistribusi dengan menggunakan kecerdasannya (intelligency) sendiri dan juga diperanguhi kelompok kolektifnya (Kennedy & Eberhart, 1995).

Dengan demikian, jika suatu partikel atau seekor burung menemukan jalan yang tepat (optimal) menuju sumber makanan, maka sisa anggota kelompok yang lainnya juga akan

mengikuti jalan tersebut meskipun lokasi mereka didalam kelompok tersebut tidak saling berdekatan.

Beberapa istilah yang digunakan dalam PSO dapat didefinisikan sebagai berikut :

- a. *Swarm* : populasi dari suatu algoritma.
- b. *Particle* anggota (individu) pada suatu swarm. Setiap particle mempresentasikan suatu solusi yang potensial pada permasalahan yang diselesaikan. Posisi dari suatu particle adalah ditentukan oleh representasikan solusi saat itu.
- c. *Pbest* (Personal Best) : posisi *Pbest* suatu particle yang menunjukkan posisi particle yang dipersiapkan untuk mendapatkan suatu solusi yang terbaik.
- d. *Gbest* (Global Best) : posisi terbaik *particle* pada *swarm* atau posisi terbaik antara *Pbest* yang ada.
- e. *Velocity* (kecepatan) : kecepatan atau vektor yang menggerakkan proses optimisasi yang menentukan arah dimana suatu particle diperlukan untuk berpindah (move) untuk memperbaiki posisinya semula.
- f. *Inertia Weight* () : parameter yang digunakan untuk mengontrol dampak dari adanya *velocity* yang diberikan oleh suatu particle.

Algoritma PSO yang standar dapat dituliskan seperti pada persamaan 2.17 dan persamaan 2.18.

$$V_i(t+1) = W_i + C_1 \cdot \text{rand} (P_1 - X_i(t)) + C_2 \cdot \text{rand} (P_g - X_i(t)) \quad (2.17)$$

$$X_i(t+1) = X_i(t) + V_i(t+1) \quad (2.18)$$

Dimana:

$X_i(t)$  dan  $V_i(t)$  = posisi dan kecepatan partikel saat ini

$X_i(t+1)$  dan  $V_i(t+1)$  = posisi dan kecepatan partikel iterasi selanjutnya

$C_1$  dan  $C_2$  = konstanta *cognitive* dan sosial *acceleration*

$\text{rand}$  = nilai random yang terdistribusi antara 0 dan 1

$P_i$  = posisi terbaik dari partikel itu sendiri

$P_g$  = posisi terbaik dari seluruh populasi yang ada

Variasi PSO merupakan pengembangan dari metode yang telah dikembangkan oleh Kennedy dan Ebenhart. Dengan ditambahkan inertia weight sebagai pengontrol keragaman dari original PSO, maka persamaan update partikel menjadi persamaan 2.19.

$$V_i(t+1) = W_i + C_1 \cdot \text{rand}(P_1 - X_i(t)) + C_2 \cdot \text{rand}(P_g - X_i(t)) \quad (2.19)$$

Dengan  $w$  adalah inertia weight yang memiliki nilai yang bervariasi setiap iterasinya.

Persamaan *inertia weight* yang digunakan adalah seperti pada persamaan (2.20) berikut.

$$W_{it} = W_{max} - \frac{(W_{max} - W_{min}) \cdot it}{it_{max}} \quad (2.20)$$

Dimana:

$W_{max}$  = koefisien inertia weight maksimal.

$W_{min}$  = koefisien inertia weight minimal

$it$  = iterasi yang selalu berubah dari 1,2,...,  $it_{max}$

$it_{max}$  = nilai maksimal dari iterasi yang digunakan

## 2.11 Algoritma Jaya

Algoritma Jaya adalah salah satu variasi kecerdasan berkoloni (*swarm intelligence*) yang diperkenalkan oleh Rao (2016). Prinsip dasar dari algoritma ini adalah memperbarui solusi secara berulang-ulang untuk masalah tertentu dengan memindahkannya ke solusi terbaik dan menjauhi dari solusi terburuk. Dibandingkan dengan GA, PSO, DE, dan FA, metode Jaya tidak membutuhkan parameter algoritma yang spesifik. (Rao, 2016)

Diagram alir algoritma *Jaya* ditunjukkan pada gambar 2.8

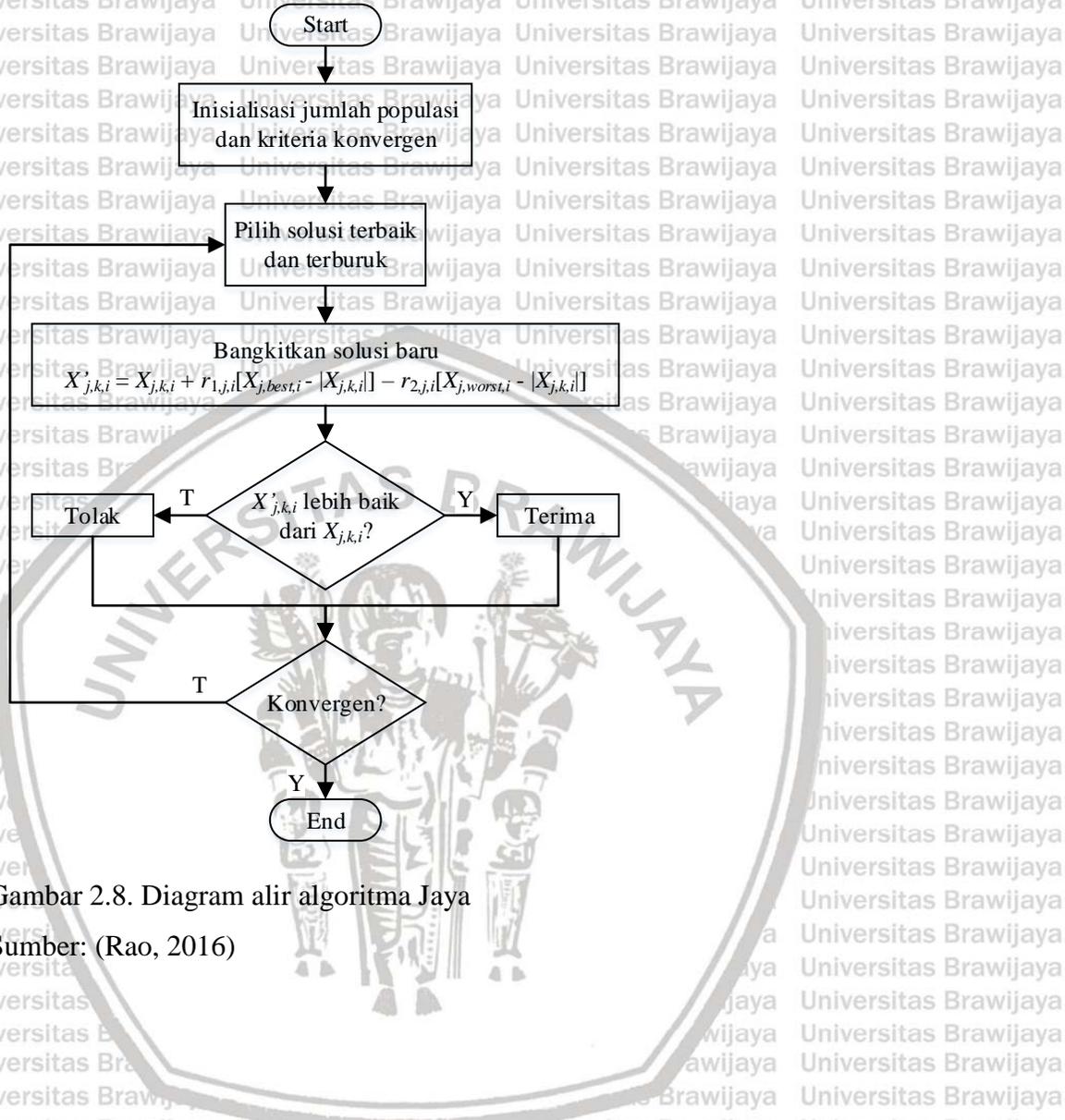
Misalkan  $f(x)$  adalah fungsi objektif yang harus dicari nilai terkecil atau terbesarnya. Pada setiap iterasi  $i$ , diasumsikan ada beberapa variabel  $m$  ( $j=1,2,\dots,m$ ), populasi  $n$  ( $k=1,2,\dots,n$ ). Jika  $X_{j,k,i}$  adalah nilai variabel ke- $j$ , populasi ke- $k$ , dan pada iterasi ke- $i$ , maka persamaan matematis untuk perbaikan solusi dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$X'_{j,k,i} = X_{j,k,i} + r_{1,j,i}(X_{j,best,i} - |X_{j,k,i}|) - r_{2,j,i}(X_{j,worst,i} - |X_{j,k,i}|) \quad (2.21)$$

dimana,  $X_{j,best,i}$  adalah nilai variabel ke- $j$  untuk kandidat populasi terbaik dan  $X_{j,worst,i}$  adalah nilai variabel ke- $j$  untuk kandidat populasi terburuk.  $X'_{j,k,i}$  adalah perbaikan nilai dari  $X_{j,k,i}$  dan  $r_{1,j,i}$  dan  $r_{2,j,i}$  adalah dua bilangan acak untuk variabel ke- $j$  selama iterasi ke- $i$  dengan jangkauan  $[0, 1]$ .

Proses selanjutnya adalah proses seleksi, yang dirumuskan sebagai berikut:

$$X_{j,k,i+1} = \begin{cases} X'_{j,k,i}, & \text{jika } f(X'_{j,k,i}) > f(X_{j,k,i}) \\ X_{j,k,i}, & \text{jika yang lain} \end{cases} \quad (2.22)$$



Gambar 2.8. Diagram alir algoritma Jaya

Sumber: (Rao, 2016)

### BAB III

## KERANGKA KONSEP PENELITIAN

### 3.1 Kerangka Pikir

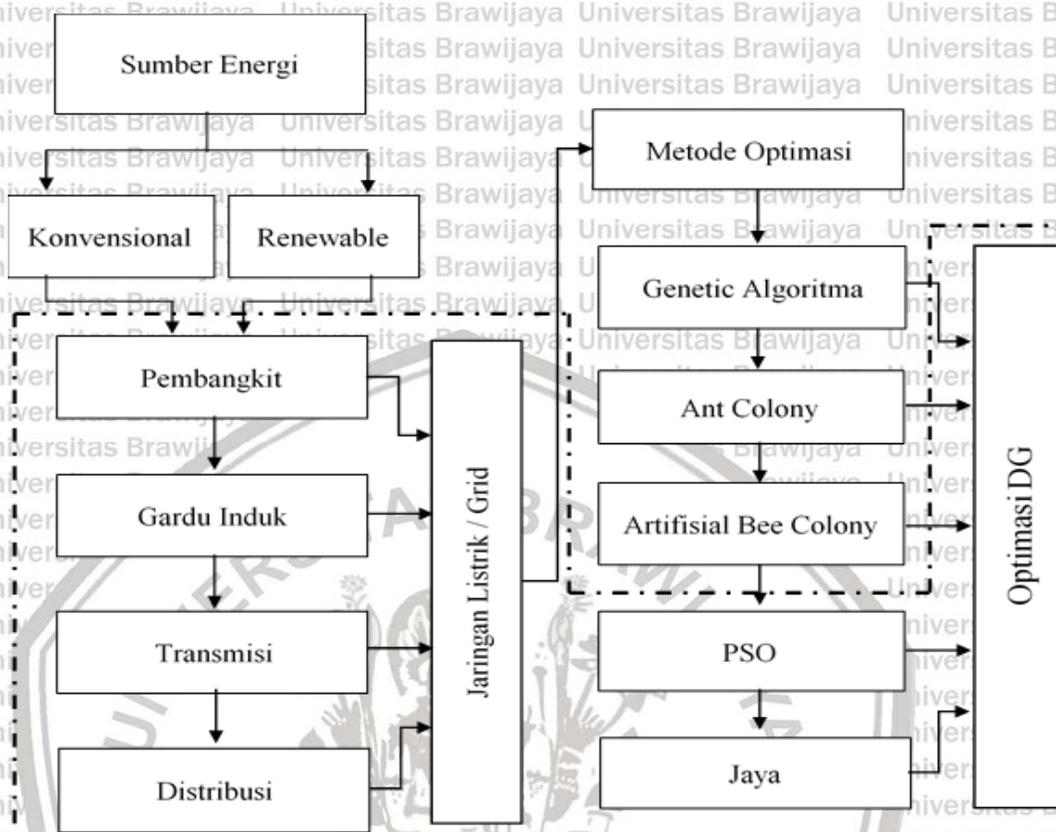
Jaringan distribusi merupakan bagian dari sistem tenaga listrik yang menyalurkan energi listrik langsung ke konsumen. Sistem distribusi merupakan bagian dari sistem rangkaian listrik yang sangat besar yang mempunyai beban yang sangat banyak jumlah dan jenisnya serta kompleksitasnya. Jika ditinjau dengan analisis rangkaian listrik, dalam rangkaian listrik mengandung komponen resistansi, induktansi dan kapasitansi, baik pada bebannya maupun salurannya. Dalam sistem tenaga listrik segala peralatan yang sifatnya mengkonsumsi energi listrik umumnya dinamakan sebagai beban.

*Distributed Generation* (DG) adalah pembangkit tenaga listrik skala kecil pada jaringan distribusi atau pada sisi jaringan pelanggan. Maksimum rating dari DG yang dapat dikoneksikan pada jaringan distribusi tergantung dari kapasitas jaringan distribusi, yang berkorelasi dengan tingkat tegangan dalam jaringan distribusi tersebut. Misalnya DG dengan kapasitas pembangkit 100-150 MW tidak dapat dihubungkan pada tingkat tegangan 110 kV karena terkendala masalah teknis.

Beberapa penempatan DG yang serupa juga dipaparkan dengan PSO sebagai alat pengoptimalan untuk variabel power load dengan faktor daya non-kesatuan. Dalam pengembangan lain, algoritma PSO di kembangkan lagi untuk penempatan optimal dengan mekanisme untuk pencarian yang lebih baik. Sebagai bagian dari peningkatan algoritma PSO dibandingkan dengan metode Jaya.

Dalam tulisan ini diperkenalkan konsep PSO dengan Jaya dengan data dari penyulang Pujon berdasarkan tujuan memperbaiki rugi-rugi daya, metode dan kontribusi untuk menemukan solusi penempatan optimal untuk mendapatkan hasil perbaikan kualitas daya.

Penelitian dimulai dengan membuat model sistem distribusi menggunakan MATLAB. Menjalankan pemodelan sistem untuk mengetahui aliran daya. Selanjutnya dilakukan simulasi pencarian titik optimal untuk pembangkit baru pada sistem distribusi. Dari hasil simulasi tersebut dapat diketahui titik optimal letak penempatan dan menentukan besaran DG baru dan perubahan rugi-rugi daya untuk sistem distribusi penyulang Pujon.



Gambar 3.1. Diagram alir penelitian

### 3.2 Hipotesis

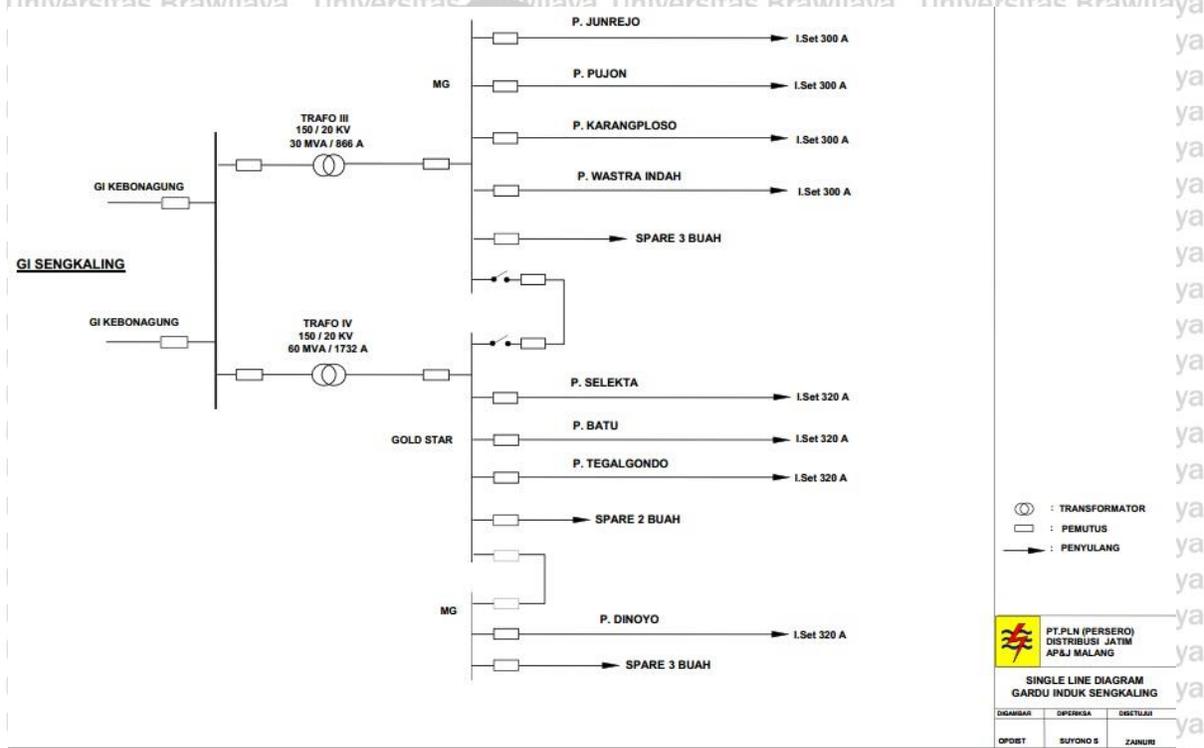
Hipotesis yang akan dibuktikan kebenarannya dalam penelitian tesis ini adalah sebagai berikut:

- 1.1 Penentuan titik optimal *Disrtibution Generation* (DG) dengan menggunakan metode PSO dan Jaya mampu memperbaiki rugi-rugi daya.
- 2.1 Penelitian yang menggunakan data GI Sengkaling penyulang Pujon terdiri dari 117 bus dengan total panjang saluran 59,65 km, bekerja pada tegangan 20 kV akan di tentukan titik optimal penempatan dan ditentukan besaran DG baru menggunakan metode PSO dan Jaya.
- 3.1 Dari hasil optimasi titik dan penentuan besaran DG dapat di ketahui perbandingan yang lebih baik sebelum dan setelah penambahan DG menggunakan metode PSO dan Jaya.

## BAB IV METODE PENELITIAN

### 1.1 Sistem Distribusi Radial Pada Penyulang Pujon

Penelitian ini menggunakan sistem distribusi radial yang terdiri dari 117 bus dengan jaringan sistem distribusi 20 kV eksisting PT. PLN adalah sistem yang ada pada Gardu Induk Sengkaling penyulang Pujon wilayah administrasi Kota Batu ditunjukkan pada gambar 4.1



Gambar 4.1 Single Line GI Sengkaling

Sumber : PT. PLN Area Malang Batu

Gambar 4.1 menunjukkan GI Sengkaling disuplai 2 sumber jaringan SUTT 150 kV yang keduanya terinterkoneksi dengan GI Kebonagung, penyulang yang ada pada GI Sengkaling dibagi menjadi dua transformator yaitu Trafo III 150/20 kV 30 MVA dengan pembatas arus beban sebesar 866 Ampere dan Trafo IV 150/20 kV 60 MVA dengan pembatas arus beban sebesar 1732 Ampere. Trafo III melayani 4 penyulang yaitu penyulang Junrejo dengan daya 5,9 MW, Pujon 5,29 MW, Karangploso 7,5 MW dan Wastra Indah 6,88 MW. Trafo IV melayani 4 penyulang yaitu Seleakta 6,5 MW, Batu 6,85 MW, Tegalgondo 9,9 MW dan Dinoyo 9,1 MW. Pada lampiran A tabel A.1 menunjukkan penyulang pada GI Sengkaling dan kapasitas arus yang ditanggung oleh masing-masing penyulang.

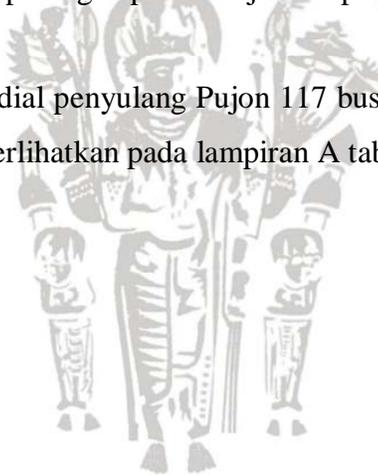
Tabel 4.1 Kapasitas Trafo pada Gardu Induk Sengkaling

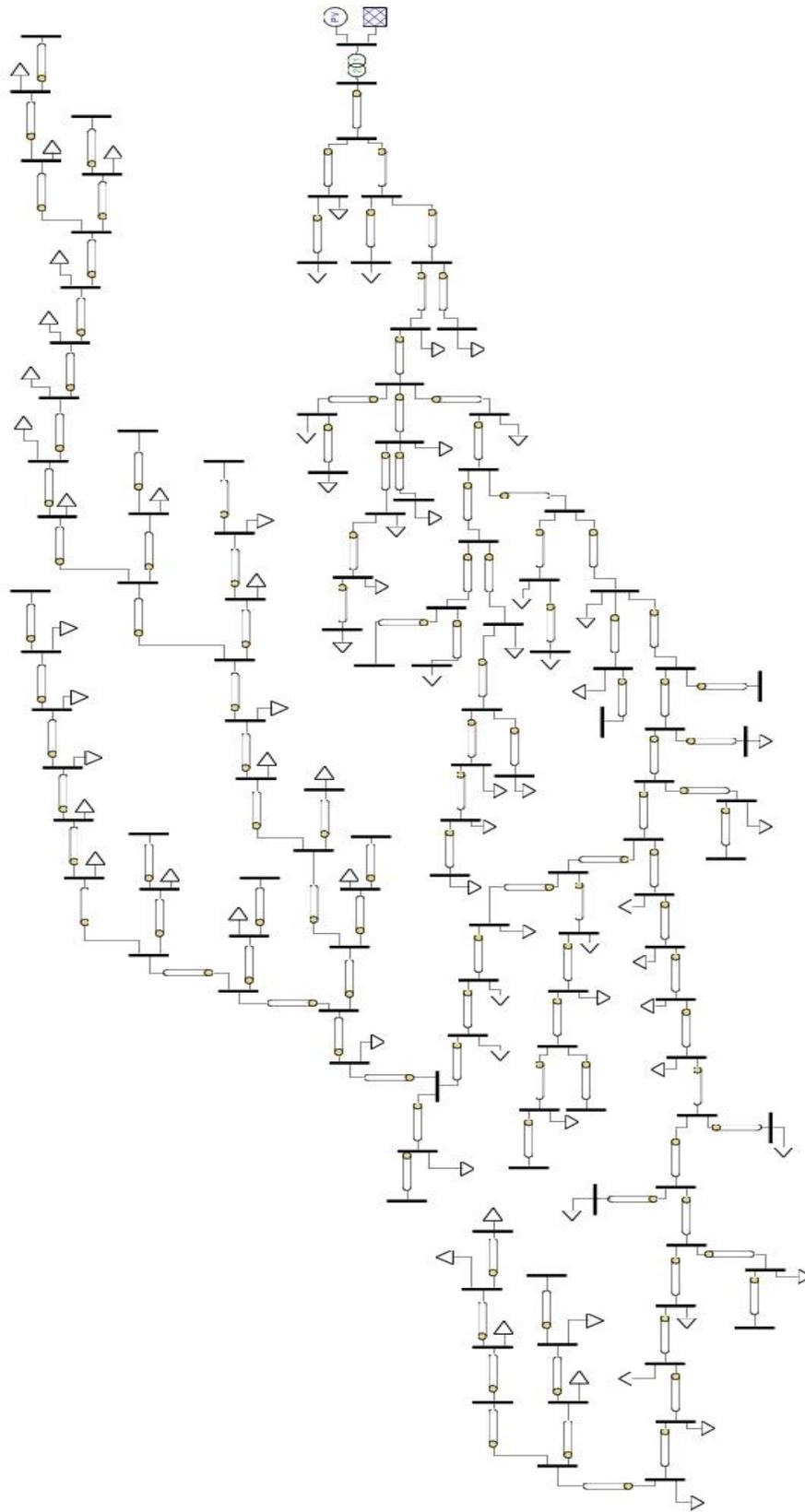
Trafo 150/20 kV 30 MVA		Trafo 150/20 kV 60 MVA	
Penyulang	Ampere	Penyulang	Ampere
Junrejo	300	Selecta	320
Pujon	300	Batu	320
Karangploso	300	Tegalgondo	320
WastraIndah	300	Dinoyo	320

Sumber : PT. PLN Area Malang Batu

Sistem pembangkit *distribution generation* (DG) dalam metode ini akan dihubungkan pada jala-jala distribusi 20 kV. Jala-jala sistem distribusi tersebut adalah penyulang Pujon, dari bus 0 sampai bus 117 tidak semuanya merupakan bus beban, ada sebagian bus yang kosong belum ada beban terpasang dapat di tunjukkan pada single line diagram dan data beban dalam tabel.

Sistem distribusi radial penyulang Pujon 117 bus dapat dilihat pada gambar 4.2, data beban dan data saluran diperlihatkan pada lampiran A tabel A.1 dan tabel A.2.





Gambar 4.2 Single Line Diagram Penyalang Pujon 117 Bus

Dari gambar 4.2 single line diagram di atas penyulang pujan mempunyai data jarak panjang saluran setiap bus yang falid dalam bentuk tabel data dari GI ke bus -1 sampai bus terakhir bus 117 dapat dilihat di Lampiran A Tabel A.1, Tabel beban pada sitim distribusi yang dipakai untuk data table A.2 menunjukkan data tabel setiap bus yang mempunyai beban dengan kode yang berbeda pada setiap bus meliputi kode gardu, kapasitas travo dan minimum dan maksimum travo.

#### 4.1.1 Perencanaan Model Simulasi Sistem Distribusi Penyulang Pujan

Simulasi *steady state* Sistim Distribusi 20 kV penyulang Pujan menggunakan perangkat software PSAT version 2.1.10.

Langkah pertama yang dilakukan adalah membuat pemodelan sistem tersebut berupa single line diagamam. Single line diagram sistem sesuai dengan skenario yang telah ditentukan sebagai mana dijelaskan diatas. Gambar single line diagram sistem pada PSAT version 2.1.10 dapat dilihat pada Gambar 4.2.

Langkah kedua adalah memasukkan nilai parameter pada block parameter, slack bus, tranformator, dan saluran penghantar. Parameter yang digunakan pada software ini diubah dulu kedalam satuan per unit (p.u) sebelum dimasukkan kedalam software untuk disimulasikan.

Berikut adalah persamaan untuk mengubah parameter ke bentuk per unit (p.u).

$$\text{Arus dasar, } A = \frac{\text{dasar kVA}_{I\phi}}{\text{tegangan dasar kV}_{LN}} \quad (4.1)$$

$$\text{Impedansi dasar } ,\Omega = \frac{\text{tegangan dasar } V_{LN}}{\text{ arus dasar, } A} \quad (4.2)$$

$$\text{Impedansi dasar } ,\Omega = \frac{(\text{tegangan dasar, kV}_{LN})^2 \times 1000}{\text{dasar kVA}_{I\phi}} \quad (4.3)$$

$$\text{Impedansi dasar } ,\Omega = \frac{(\text{tegangan dasar, kV}_{LN})^2}{\text{MVA}_{I\phi}} \quad (4.4)$$

$$\text{Daya dasar, kW}_{I\phi} = \text{dasar kVA}_{I\phi} \quad (4.5)$$

$$\text{Daya dasar, MW}_{I\phi} = \text{dasar MVA}_{I\phi} \quad (4.6)$$

$$\text{Daya per-unit,} = \frac{\text{daya sebenarnya, kW}_{I\phi}}{\text{daya dasar, kVA}_{I\phi}} \quad (4.7)$$

$$\text{Tegangan per-unit,} = \frac{\text{tegangan sebenarnya, kV}_{LL}}{\text{tegangan dasar, kV}_{LL}} \quad (4.8)$$

$$\text{Resistansi per – unit,} = \frac{\text{Resistansi sebenarnya, } \Omega}{\text{Impedansi dasar, } \Omega} \quad (4.9)$$

$$\text{Impedansi per – unit,} = \frac{\text{Impedansi sebenarnya, } \Omega}{\text{Impedansi dasar, } \Omega} \quad (4.10)$$

Dengan menggunakan Persamaan (4.1) hingga (4.10) didapatkan hasil perhitungan per-unit sebagai berikut:

#### 4.1.2 Resistansi dan Reaktansi Saluran.

Perhitungan resistansi dan reaktansi pada bus TX-1 ke bus 1 yang menggunakan jenis saluran AAAC ukuran 70 mm<sup>2</sup> sepanjang 7,112 km pada tegangan 20 kV adalah sebagai berikut:

Menurut data teknis besar KHA kabel AAAC ukuran 70 mm<sup>2</sup> sebesar 255 A, sehingga nilai MVA dasar pada saluran adalah:

$$S_{\text{base}} = \text{kV} \times \text{KHA} \quad (4.11)$$

$$S_{\text{base}} = 20 \times 255 = 5100 \text{ kVA}$$

$$S_{\text{base}} = 5,1 \text{ MVA}$$

Besar nilai impedansi pada saluran tersebut adalah:

$$Z_{\text{base}} = \frac{(\text{kV})^2}{S_{\text{base}}}$$

$$Z_{\text{base}} = \frac{(20)^2}{5,1} = 78,53 \Omega$$

Nilai resistansi R dan reaktansi X sebagai berikut :

$$\text{Resistansi per – unit} = \frac{0,011981}{78,43} = 0,000153 \text{ p.u}$$

$$\text{Reaktansi per – unit} = \frac{0,099287}{78,43} = 0,000118 \text{ p.u}$$

Perhitungan reaktansi dan resistansi saluran dari bus 1 ke bus 2 dan seterusnya sebagai berikut:

Ukuran dan jenis kabel saluran yang digunakan adalah AAAC 50mm<sup>2</sup> dengan nilai

KHA sebesar 215 A dan panjang saluran sejauh 0,513 km

$$S_{\text{base}} = 20 \times 215 = 4300 \text{ kVA}$$

$$S_{\text{base}} = 4,3 \text{ MVA}$$

Impedansi saluran sebesar:

$$Z_{\text{base}} = \frac{(20)^2}{4,3} = 93,02326 \Omega$$

Nilai resistansi R dan reaktansi X sebagai berikut:

$$\text{Resistansi per - unit} = \frac{0,0290871}{93,02326} = 0,003127 \text{ p.u}$$

$$\text{Reaktansi per - unit} = \frac{0,188681}{93,02326} = 0,002028 \text{ p.u}$$

Dengan cara yang sama, dapat dilakukan perhutingan resistansi dan reaktansi satuan perunit (p.u) untuk semua saluran.

#### 4.1.3 Beban Gardu Distribusi.

Sama dengan hasil perhitungan resistansi dan reaktansi, hasil perhitungan beban gardu juga digunakan sebagai parameter masukan untuk simulasi PSAT. Berikut ini adalah cara perhitungan beban gardu diubah menjadi satuan per unit. Sistem penyulang Pujon mempunyai 71 gardu beban dengan kapasitas daya yang bermacam-macam sebagai mana telah dijelaskan diatas pada tabel 4.1. Misalnya pada kode gardu D0031 mempunyai kapasitas trafo sebesar 75 kVA dengan beban maksimum yang ditanggung sebesar 23,2 kVA dan beban minimum sebesar 10,8 kVA. Besarnya beban maksimum dan minimum dalam satuan p.u adalah:

Langkah pertama adalah menentukan MVA dasar, MVA dasar ditentukan berdasarkan pada kapasitas dari masing-masing trafo gardu distribusi. Dengan demikian maka nilai MVA dasar pada kode gardu D0031 adalah 0,075 MVA. Setelah diketahui MVA dasarnya, langkah selanjutnya adalah menghitung beban daya aktif dan daya reaktif dala satuan p.u setiap kode gardu distribusi dengan nilai cos phi 0,85. Berikut dibawah ini persamaan daya aktif dan daya reaktif.

$$P = S \times \cos \theta \quad (4.12)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (4.13)$$

Beban daya aktif pada beban maksimum =  $23,2 \times 0,85 = 19,7 \text{ kW}$

Beban dayaaktif pada beban minimum =  $10,8 \times 0,85 = 9,2 \text{ kW}$

Beban dayareaktif pada beban maksimum =  $Q \text{ maksimum} = \sqrt{S^2 - P^2}$

$$Q \text{ maksimum} = \sqrt{(23,2)^2 - (19,7)^2} = 12,2 \text{ kVAR}$$

$$Q \text{ minimum} = \sqrt{(10,8)^2 - (9,2)^2} = 5,7 \text{ kVAR}$$

Beban daya aktif dan reaktif maksimum dalam p.u adalah:

$$P \text{ maksimum} = \frac{19,7}{75} = 0,26293 \text{ p.u}$$

$$Q \text{ maksimum} = \frac{5,7}{75} = 0,16295 \text{ p.u}$$

Beban daya aktif dan reaktif minimum dalam p.u adalah:

$$P \text{ minimum} = \frac{10,26}{75} = 0,1368 \text{ p.u}$$

$$Q \text{ maksimum} = \frac{3,3722}{75} = 0,04496 \text{ p.u}$$

Dengan cara yang sama, maka dapat dihitung pula beban daya aktif dan reaktif maksimum, minimum dan rata-rata pada masing-masing kode gardu.

#### 4.1.4 Transformator Gardu Induk

Perhitungan transformator GI dalam satuan p.u dapat dilakukan dengan cara yang sama seperti perhitungan sebelumnya, yaitu menentukan dulu MVA dasarnya. Sistem penyulang Pujon disuplai dari trafo GI Sengkaling, sedangkan GI sengkaling disuplai GI Kebonagung dan GI Belimbing dengan dua jenis tegangan yaitu tegangan 150 kV dan 70 kV yang terinterkoneksi. Data eksisting menunjukkan bahwa kapasitas trafo GI Sengkaling di penyulang Pujon sebesar 30 MVA pada tegangan 150 kV. Dengan demikian MVA dasar yang dipilih adalah 30 MVA.

Penyulang Pujon merupakan bagian kecil dari sistem keseluruhan interkoneksi JawaBali, maka untuk menentukan parameter simulasi sumber pembangkit yang digunakan adalah bus infiniti (bus tak hingga). Sumber tegangan penyulang Pujon adalah bus tak hingga, maka nilai S dan tegangan berdasarkan pada pengukuran atau nilai sebenarnya. Pada sistem

penyulang Pujon tegangan hasil pengukuran adalah sebesar maksimal 147 kV dan nilai  $S_{maksimal}$  pengukuran adalah 19,210476 kVA atau sama dengan 19,21 MVA. Nilai daya aktif sistem tersebut dapat dicari dengan mendapatkan nilai impedansi  $Z$  terlebih dahulu.

$$Z = \frac{(Tegangan\ ukur_{maksimal})^2}{S_{ukur_{maksimal}}} \quad (4.14)$$

$$Z = \frac{(147)^2}{19210,76} = 1,124855 \Omega$$

Selanjutnya untuk menghitung daya aktif dan reaktif menggunakan persamaan berikut dibawah ini:

$$P = \frac{(kV)^2}{Z} = X \cos \theta \quad (4.15)$$

$$P = \frac{(147)^2}{1,124855} = X \cdot 0,85$$

$$P = 16328,9 \text{ kVA} = 16,3289 \text{ MVA}$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{(19,21)^2 - (16,3289)^2} = 10,1197 \text{ MVAR}$$

Menghitung daya aktif dalam satuan p.u sebesar:

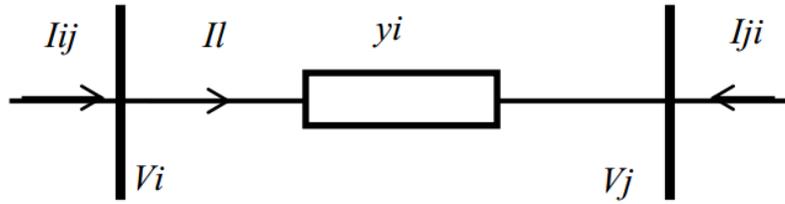
$$Q = \frac{P_{aktual}}{S_{base}}$$

$$Q = \frac{10,1197}{30} = 0,3373 \text{ p.u}$$

#### 4.2 Analisis Aliran Daya pada Sistem Distribusi

Dalam analisis aliran daya pada sistem distribusi dalam proses dan pemasangan DG pada sistem distribusi perlu diketahui aliran daya pada sistem distribusi dan diketahui bahwa persamaan pada permasalahan analisis aliran daya adalah persamaan nonlinier yang harus diselesaikan menggunakan teknik iterasi. Pada Tesis ini metode yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan aliran daya adalah metode *backward – forward sweep*. Informasi yang diperoleh dari studi aliran daya adalah magnitud dan sudut fasa tegangan pada setiap bus, dan aliran daya reaktif dan aktif pada setiap saluran. Data yang diperlukan untuk studi aliran daya adalah data saluran dan data bus, termasuk jenis bus, bus beban atau bus generator. Jika pada bus terdapat generator, maka bus tersebut disebut sebagai bus generator. Bus yang tidak memiliki generator disebut sebagai bus beban. Sebelum melakukan penentuan lokasi DG, langkah awal yang harus ditentukan adalah menentukan persamaan aliran daya pada sistem.

Hal ini bertujuan untuk mengetahui nilai tegangan, arus dan rugi daya yang selanjutnya digunakan sebagai dasar dalam merencanakan rekonfigurasi jaringan dan penentuan lokasi DG. Pada tesis ini, rugi daya merupakan fungsi objektif yang digunakan dalam optimasi.



Gambar 4.3 Pemodelan 2bus saluran distribusi untuk aliran daya

Pada Gambar 4.3, aliran daya pada sistem distribusi dapat dinyatakan dalam persamaan berikut.

$$I_{ij} = I_i = y_{ij} (V_i - V_j) \tag{4.16}$$

$$I_{ji} = I_j = - (y_{ij} (V_i - V_j)) \tag{4.17}$$

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^* \tag{4.18}$$

$$S_{ji} = V_j I_{ji}^* \tag{4.19}$$

$$S_l = S_{ij} + S_{ji} \tag{4.20}$$

Rugi daya pada setiap saluran yang menghubungkan bus i ke bus j dapat dinyatakan sebagai berikut:

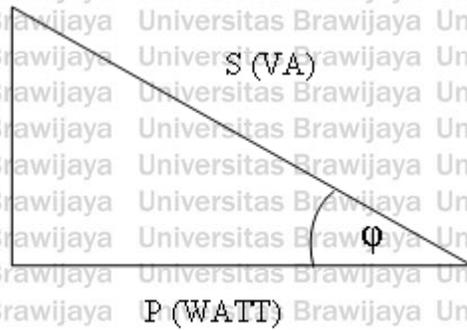
$$P_{loss(ij)} = \text{Real} (S_l) \tag{4.21}$$

Dari persamaan 4.21 total rugi daya dapat dihitung dengan cara menjumlahkan rugi daya pada setiap saluran sehingga didapatkan persamaan berikut

$$P_{T,loss} = \sum_{j=1}^n P_{loss(ij)} \tag{4.22}$$

### 4.3 Perhitungan Kapasitas DG

Penentuan kapasitas DG pada tesis ini dilakukan dengan mencari batas max DG dan batas min DG, baik kapasitas daya aktif ( $P$ ) maupun daya reaktif ( $Q$ ). Kapasitas daya aktif DG di dapat dari total beban max pada sistem distribusi penyulang Pujon dengan nilai total 4,89 MW, sedangkan kapasitas daya reaktif dihitung dengan cara sebagai berikut:



Gambar 4.4. Segitiga Daya Pada Besaran DG

Berdasarkan segitiga daya seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.4 maka dapat dilihat daya reaktif sebagai berikut:

$$\tan \phi = \frac{Q}{P}$$

dimana  $\phi$  adalah batasan minimal cos phi yang diperbolehkan PLN yaitu sebesar 0,85

$$\cos \phi = 0,85$$

$$\phi = 31,7^\circ$$

$$Q = P \tan \phi$$

$$= 4,89 \times \tan 31,7^\circ$$

$$= 3,02 \text{ MVAr}$$

#### 4.4 Algoritma PSO dan JAYA pada Proses Optimasi

Penempatan dan kapasitas DG pada penelitian ini, yang akan dilakukan yaitu penentuan titik pada bus yang optimal dan kapasitas optimal DG pada sistem distribusi penyalang Pujon untuk meminimalisasi rugi-rugi daya aktif pada sistem. Pengolahan data dan simulasi dikerjakan dengan menggunakan software MATLAB versi R2016b. Langkah awal untuk optimal kapasitas dari DG pada semua titik ditentukan sebagai kasus dasar dan salah satu paling terbaik dipilih berdasarkan maximum loss saving.

Unit DG yang memiliki nilai Ploss sistem terendah menjadi kandidat untuk lokasi penempatan DG. Ketika telah ditemukan bus yang optimal untuk peletakan DG, powerflow akan menghitung nilai rugi daya dan tegangan yang baru.

Perumusan matematika masalah optimasi untuk aplikasi unit DG adalah ditunjukkan sebagai berikut :

1. Fungsi obyektif yang digunakan untuk penentuan letak dan kapasitas DG terpasang adalah pada persamaan 4.22

2. Batasan tegangan yang diijinkan berada pada  $\pm 5\%$  tegangan nominal

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (4.23)$$

Dimana:

$i$  = Nomer Bus untuk  $i = 1, 2, 3, \dots, n$

$$V_{min} = 0,95 \text{ pu}$$

$$V_{maks} = 1,05 \text{ pu}$$

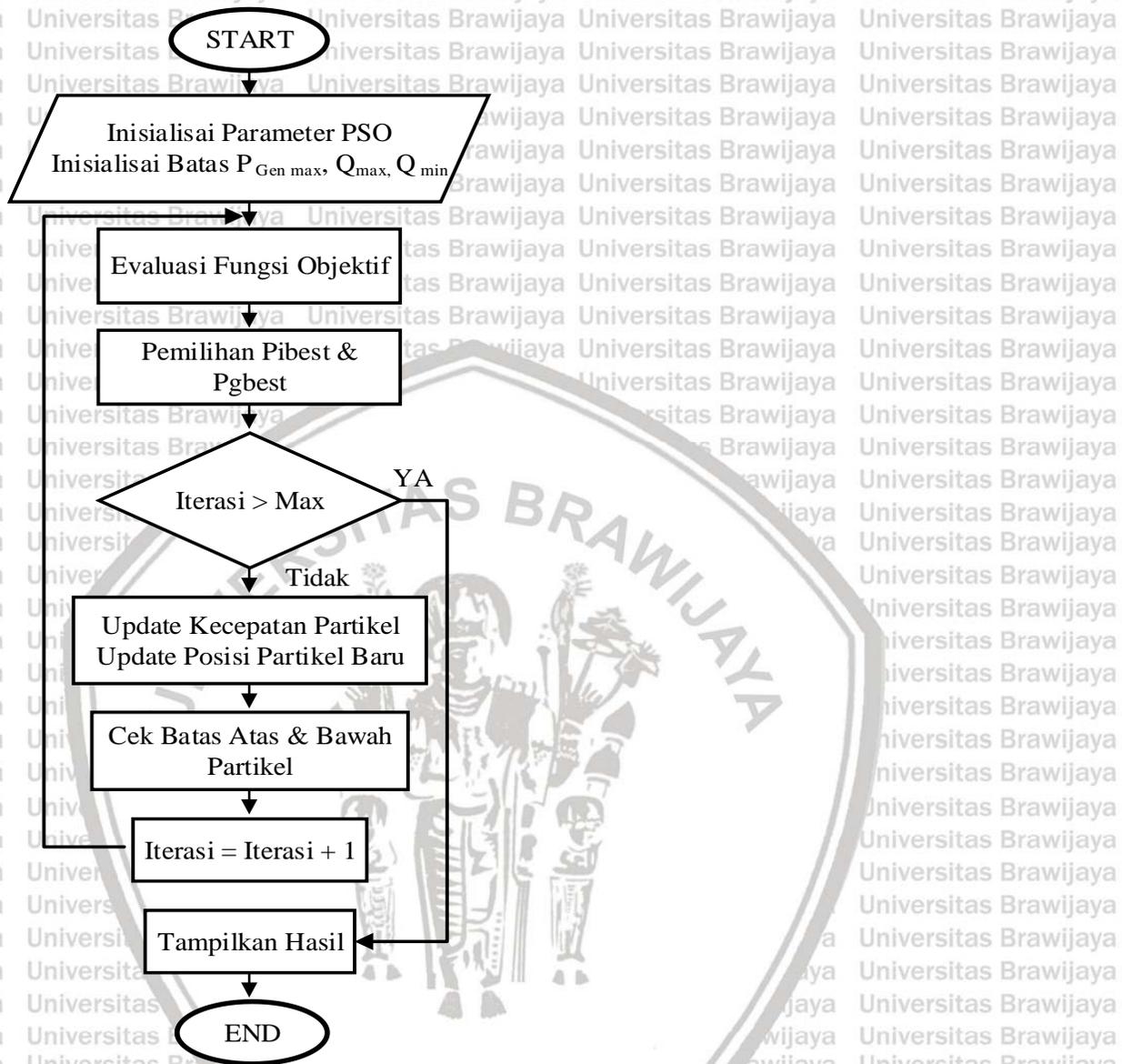
3.  $P_{DG \text{ min}} \leq P_{DG} \leq P_{DG \text{ max}}$  (4.24)

4.  $Q_{DG \text{ min}} \leq Q_{DG} \leq Q_{DG \text{ max}}$  (4.25)

#### 4.4.1 Perancangan Algoritma PSO

Langkah pertama adalah inialisasi jumlah populasi, pada penelitian tesis ini jumlah populasi di tentukan sebesar 20. Inialisasi kedua adalah penentuan maksimum iterasi, yaitu sebesar 50. Parameter *konstanta cognitive* dan sosial *acceleration* PSO di tentukan masing-masing bernilai 2. Penentuan batas maksimum generator yang di pakai mengacu pada jumlah maksimum beban pada penyulang Pujon yaitu sebesar 4,89 MW dengan batas bawah atau minimum generator yang di pakai bernilai sebesar 0,1 MW. enentuan batas maksimum pada  $Q_{max}$  3,02 dan nilai minimum  $Q_{min}$  -3,02.

Langkah kedua yaitu mengevaluasi fungsi objektif seperti pada persamaan (4.22). langkah ketiga menentukan partikel terbaik individu  $P_{ibest}$  dan partikel terbaik global  $P_{gbest}$  kemudian langkah selanjutnya mengecek jumlah iterasi apakah jumlah iterasi sudah melebihi jumlah yang ditentukan apa belum, jika belum maka akan mengupdate kecepatan partikel dan mengupdate posisi partikel baru kemudian mengecek batas atas dan batas bawah dari partikel selanjutnya melakukan iterasi kembali jika sudah pada maksimum iterasi sebanyak 50 kali maka hasil akan di tampilkan.

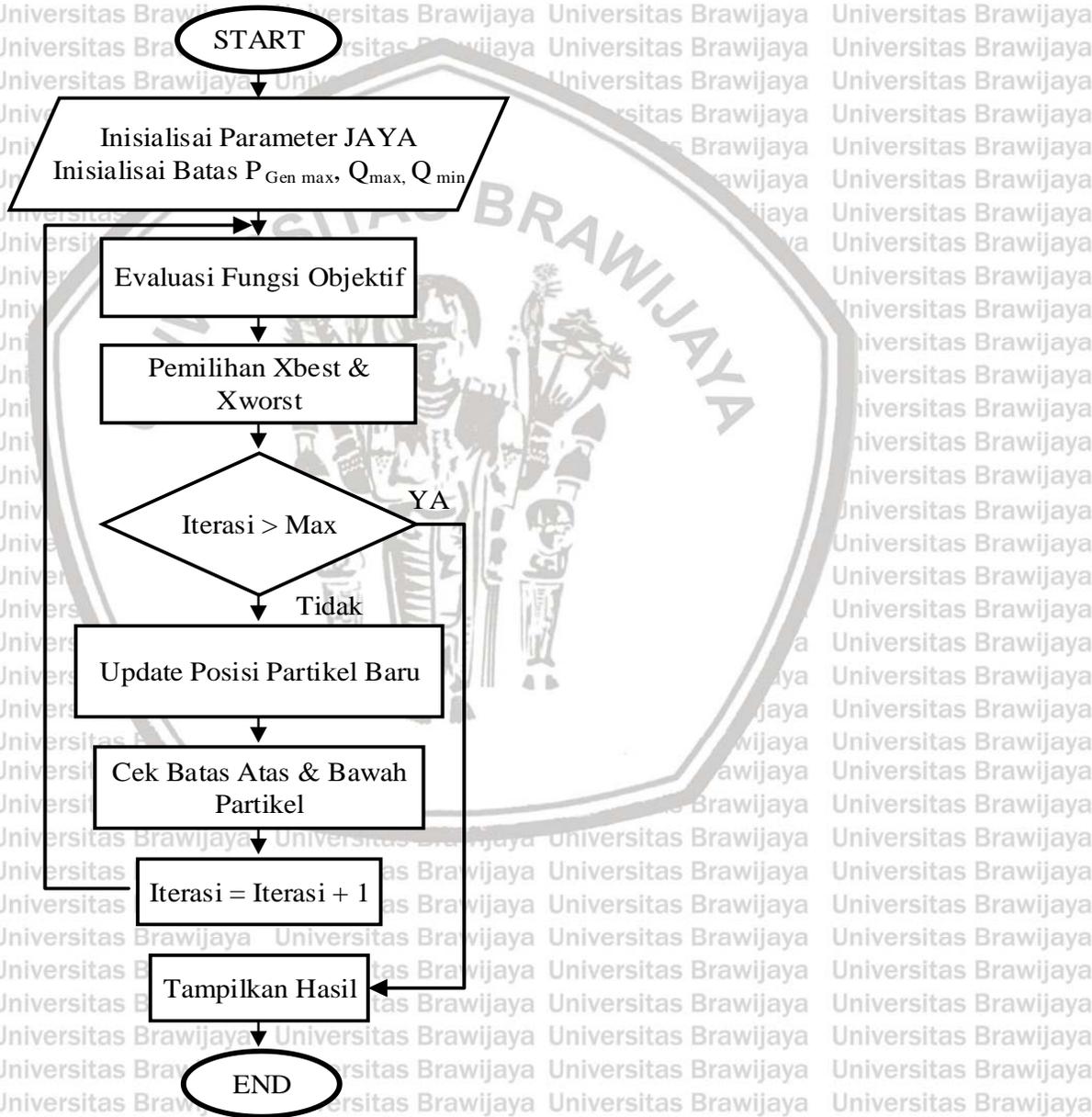


Gambar 4.5 Flowchart implementasi Algoritma PSO untuk optimasi DG

#### 4.4.2 Perancangan Algoritma JAYA

Langkah pertama adalah inisialisasi jumlah populasi, pada penelitian tesis ini jumlah populasi di tentukan sebesar 20. Inisialisasi kedua adalah penentuan maksimum iterasi, yaitu sebesar 50. Penentuan batas maksimum generator yang di pakai mengacu pada jumlah maksimum beban pada penyulang Pujon yaitu sebesar 4,89 MW dengan batas bawah atau minimum generator yang di pakai bernilai sebesar 0,1 MW, sedangkan penentuan batas maksimum pada  $Q_{max}$  3,02 MVar dan nilai minimum  $Q_{min}$  -3,02 MVar.

Langkah kedua yaitu mengevaluasi fungsi objektif seperti pada persamaan (4.22). langkah ketiga menentukan partikel Xbest dan partikel Xworst kemudian langkah selanjutnya mengecek jumlah iterasi apakah jumlah iterasi sudah melebihi jumlah yang ditentukan apa belum, jika belum maka akan mengupdate posisi partikel baru kemudian mengecek batas atas dan batas bawah dari partikel selanjutnya melakukan iterasi kembali jika sudah pada maksimum iterasi sebanyak 50 kali maka hasil akan di tampilkan.



Gambar 4.6 Flowchart implementasi Algoritma JAYA untuk optimasi DG

## BAB V

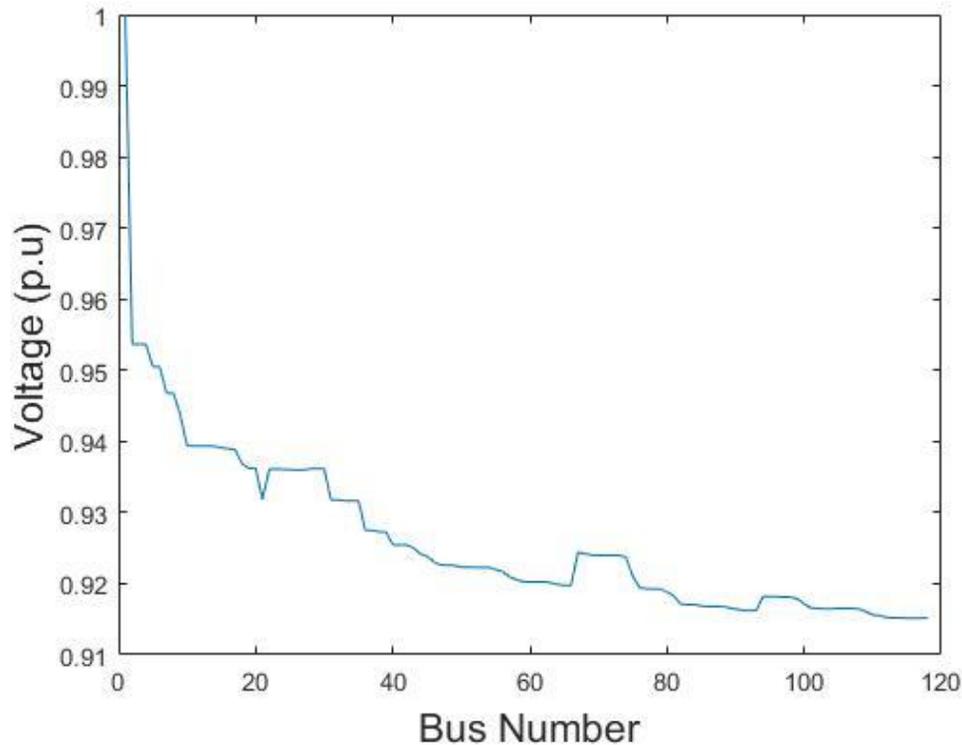
### HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Bab ini menjelaskan hasil dari simulasi algoritma yang telah di pakai dan pemrograman seperti yang telah dibahas pada bab sebelumnya. Algoritma ini dibuat pada software MATLAB versi R2016b. Pada penelitian ini membahas tentang hasil dari penentuan titik optimal penambahan DG dan penentuan kapasitas ukurannya, untuk memperbaiki losses pada penyulang Pujon yang terdiri dari 117 bus pada gardu induk sengkaling, penentuan titik optimasi dan ukuran kapasitas *Distributed Generation* (DG) ini menggunakan metode PSO dengan pembandingan metode JAYA.

#### 1.1 Sistim Eksisting Penyulang Pujon

Hasil perhitungan dari profil tegangan sistem existing penyulang Pujon pada masing - masing bus dengan menggunakan software matlab dengan solusi *Power Flow* dengan metode *Newton-Raphson* dapat di lihat pada gambar 5.1, Gambar tersebut adalah gambar profil tegangan dalam satuan p.u terhadap nomer bus (Bus ke). Tegangan jatuh pada bus ke dua terhadap bus pertama cukup tinggi di dibandingkan dengan tegangan jatuh pada bus ke tiga terhadap bus ke dua, hal ini di karenakan impedansi saluran antara bus ke-1 dan ke-2 sangat tinggi di dibandingkan dengan impedansi saluran antara bus ke-2 dan ke-3. Bus paling jauh terhadap sumber memiliki profil tegangan yang paling rendah yaitu sebesar 0,915 p.u yang terletak pada bus ke- 113 sampai bus ke- 117.

Dari hasil power flow menggunakan metode newton Raphson di hasilkan rugi-rugi daya aktif sebesar 0,134 MW dan rugi-rugi daya reaktif sebesar 0,235 MVar. Daya aktif pada generator sebesar 4,469 MW dan daya reaktif pada generator sebesar 2,809 MVar Hasil dari load flow menggunakan metode newton Rapson bias di lihat pada lampiran A Tabel A.3



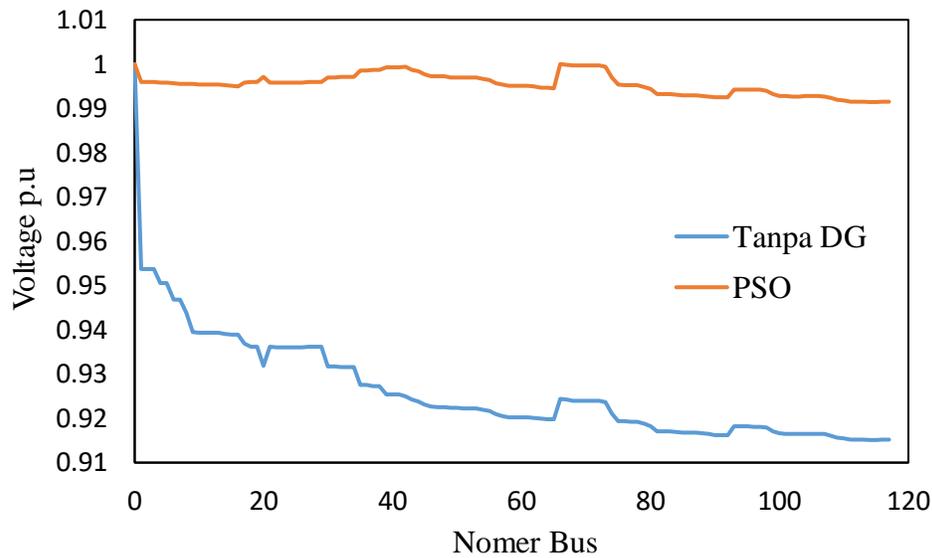
Gambar 5.1 Profil Tegangan Sebelum injeksi DG

## 1.2 Optimasi Penambahan DG Berbasis PSO

Pada tahap ini dilakukan pemasangan DG pada sistem distribusi radial 117 bus pemasangan DG bertujuan untuk meminimalkan rugi-rugi daya pada jaringan distribusi penyulang Pujon. Pengoptimalan DG ini dilakukan dengan menggunakan metode *Particle Swarm Optimization* (PSO) untuk penentuan lokasi dan kapasitas DG.

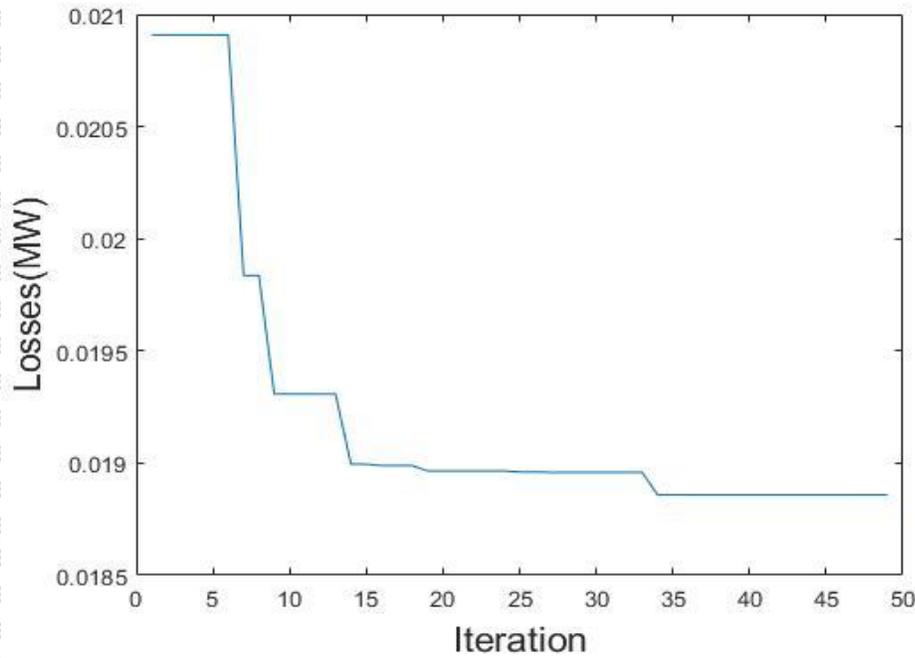
Berdasarkan flowchart implementasi algoritma PSO untuk optimasi DG pada Gambar 4.5, yang telah dijelaskan pada bab 4. Metode *Partical Swarm Optimization* (PSO) digunakan untuk mencari titik peletakan dan kapasitas DG yang optimal pada sistem 117 bus pada penyulang Pujon GI sengkaling.

Kapasitas DG ditentukan antara range 0,1 – 4,89 MW, Hasil yang terbaik dari penentuan peletakan dan kapasitas DG adalah apabila memiliki minimal Ploss yang terendah. Untuk mendapatkan total losses di lakukan sebanyak 50 iterasi untuk mendapatkan hasil dari optimasi PSO. Lampiran A table A.4 menunjukkan Loadflow setelah penambahan/injeksi DG menggunakan metode PSO



Gambar : 5.2. Profil Tegangan Sebelum ada Injeksi DG dan Setelah Injeksi DG Berbasis PSO

Profil tegangan setelah optimasi DG menggunakan Metode PSO mendapatkan hasil pada bus 67 titik optimal dengan kapasitas DG sebesar 3,807 MW di hasilkan rugi-rugi daya aktif sebesar 0,019 MW dan rugi-rugi daya reaktif sebesar 0,015 MVAR dengan  $Q_{min}$  -0,100 MVAR,  $Q_{max}$  sebesar 3,020 MVAR. dapat di lihat pada gambar 5.2 perbandingan antara profil tegangan sebelum ada injeksi DG tegangan jatuh pada bus ke dua terhadap bus pertama cukup tinggi di bandingkan dengan tegangan jatuh pada bus ke tiga terhadap bus ke dua, hal ini di karenakan impedasi saluran antara bus ke-1 dan ke-2 sangat tinggi di bandingkan dengan impedansi saluran antara bus ke-2 dan ke-3. Bus paling jauh terhadap sumber memiliki profil tegangan yang paling rendah. Ketika setelah ada penambahan DG maka ada perubahan dari tegangan jatuh bus yang paling jauh terhadap sumber semakin rendah profil tegangannya menjadi peningkatan karena ada penambahan DG yang optimal dan rugi-rugi daya semakin menurun dapat di lihat dari profil tegangan yang semakin baik.



Gambar 5.3 Rugi-rugi daya pada masing- masing iterasi Metode PSO

Pada gambar 5.3 menunjukkan banyaknya iterasi pada algoritma PSO yang di tentukan mendekati jumlah maksimum sebanyak 50 iterasi, dari antara 10 – 15 iterasi sudah di tetapkan rugi-rugi daya yang terbaik dan dapat di katakan algoritma optimasi sudah berhasil menentukan hasil yang tepat untuk optimasi dan kapasitas DG.

Tabel 5.1 Hasil 10 kali percobaan running program PSO

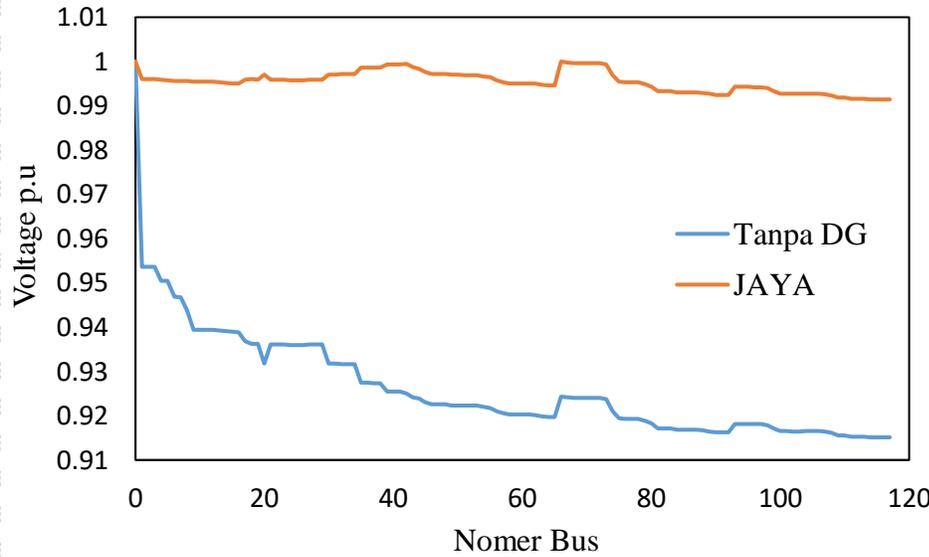
Percobaan ke	Bus	Total Losess		DG		
		Aktif (MW)	Reaktif (MVAr)	P (MW)	Qmin (MVAr)	Qmax (MVAr)
1	67	0,019	0,015	3,751	-0,100	2,816
2	67	0,019	0,015	3,787	-0,100	1,495
3	67	0,019	0,015	3,819	-0,100	0,100
4	67	0,019	0,015	3,740	-0,100	2,327
5	67	0,019	0,015	3,802	-0,100	1,193
6	67	0,019	0,015	3,794	-0,100	0,253
7	67	0,019	0,015	3,788	-0,100	0,276
8	67	0,019	0,015	3,807	-0,100	3,020
9	67	0,019	0,015	3,796	-0,100	1,950
10	67	0,019	0,015	3,789	-0,100	0,100

Dari table 5.1 hasil 10 kali percobaan running program PSO mendapatkan hasil optimasi muncul pada bus 67 dengan total losses daya aktif 0,019 MW dan pada total losses daya reaktif 0,015 MVar dengan kapasitas besar generator 3,807 MW,  $Q_{min}$  -0,100 MVar dan  $Q_{max}$  3,020 MVar

### 1.3 Optimasi Penambahan DG Berbasis JAYA

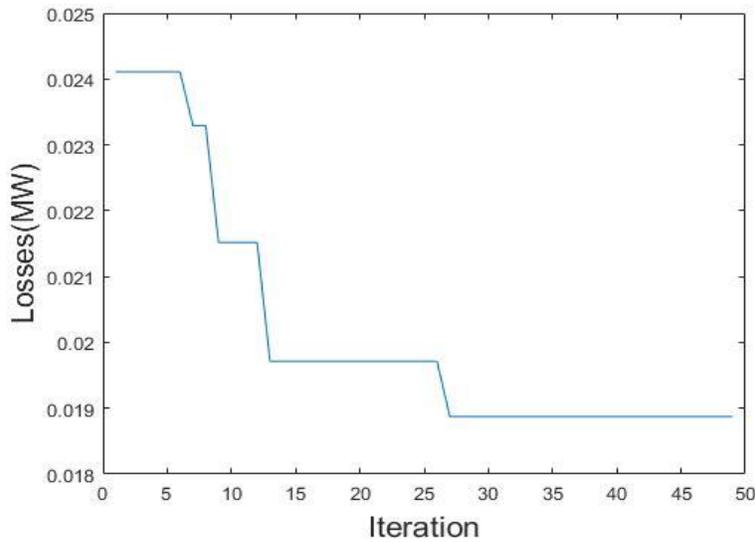
Pada tahap ini dilakukan Injeksi DG pada sistem distribusi radial 117 bus, pemasangan DG bertujuan untuk meminimalkan rugi-rugi daya pada jaringan distribusi penyulang Pujon. Pengoptimalan DG ini dilakukan dengan menggunakan metode JAYA untuk penentuan lokasi dan kapasitas DG. Berdasarkan flowchart implementasi algoritma JAYA untuk optimasi DG pada Gambar 4.6, yang telah dijelaskan pada bab 4. Metode optimasi JAYA digunakan untuk mencari titik peletakan dan kapasitas DG yang optimal pada sistem 117 bus pada penyulang Pujon GI sengkaling.

Begitu juga dengan mencari kapasitas dari DG ditentukan antara range 0,1 – 4,89 MW. Hasil yang terbaik dari penentuan peletakan dan kapasitas DG adalah apabila memiliki minimal Ploss yang terendah. Untuk mendapatkan total losses di lakukan sebanyak 50 kali iterasi untuk mendapatkan hasil yang ditunjukkan pada lampiran A pada table A.5



Gambar : 5.4. Profil Tegangan Sebelum ada Injeksi DG dan Setelah Injeksi DG Berbasis JAYA

Profil tegangan setelah optimasi DG menggunakan Metode optimasi JAYA mendapatkan hasil pada bus 67 titik optimal dengan kapasitas DG sebesar 3.736 MW di hasilkan rugi-rugi daya aktif sebesar 0,019 MW dan rugi-rugi daya reaktif sebesar 0,015 MVar dengan  $Q_{min}$  -0,105 MVar,  $Q_{max}$  sebesar 3,020 MVar metode PSO dan JAYA dapat mengurangi rugi-rugi daya aktif sebesar 85,82%, serta rugi-rugi daya reaktif sebesar 93,62% dari sebelum injeksi DG pada sistem penyulang Pujon, di lihat pada gambar 5.4 perbandingan antara profil tegangan sebelum ada injeksi DG tegangan jatuh pada bus ke dua terhadap bus pertama cukup tinggi di bandingkan dengan tegangan jatuh pada bus ke tiga terhadap bus ke dua, hal ini di karenakan impedansi saluran antara bus ke-1 dan ke-2 sangat tinggi di bandingkan dengan impedansi saluran antara bus ke-2 dan ke-3. Bus paling jauh terhadap sumber memiliki profil tegangan yang paling rendah. Ketika setelah ada penambahan DG maka ada perubahan dari tegangan jatuh bus yang paling jauh terhadap sumber semakin rendah profil tegangannya menjadi peningkatan karena ada penambahan DG yang optimal dan rugi-rugi daya semakin menurun dapat di lihat dari profil tegangan yang semakin baik.



Gambar 5.5 Rugi-rugi daya pada masing- masing iterasi Metode Jaya

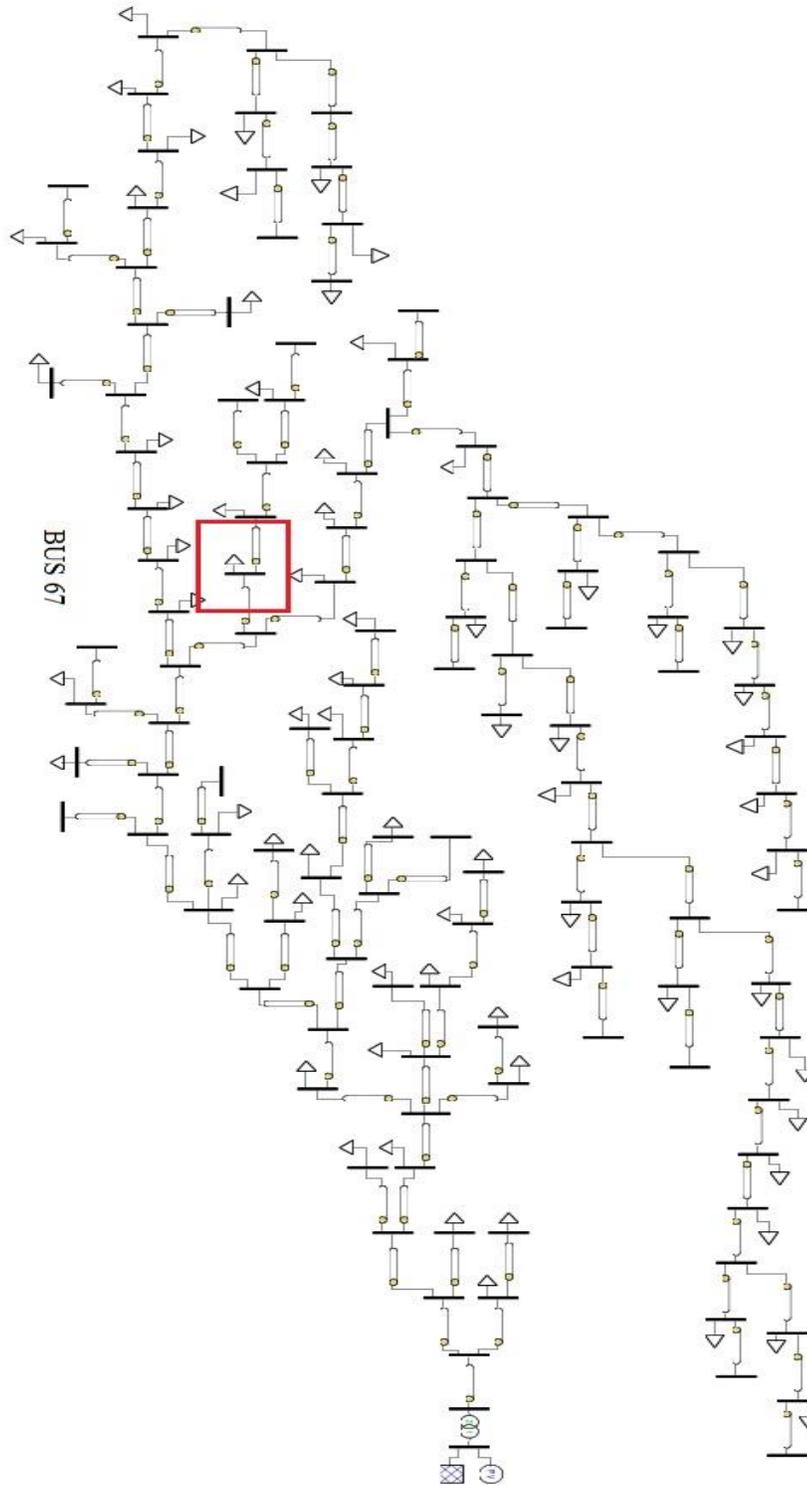
Pada gambar 5.5 menunjukkan semakin banyaknya iterasi pada algoritma JAYA yang di tentukan mendekati jumlah maksimum sebanyak 50 iterasi, dari antara 25 – 27 iterasi sudah mendapatkan rugi-rugi daya yang terbaik dan dapat di katakan algoritma optimasi jaya sudah berhasil menentukan hasil yang tepat untuk optimasi dan kapasitas DG.

Tabel 5.2 Hasil 10 kali percobaan running program JAYA

Percobaan ke	BUS	Total Losess			DG	
		Aktif (MW)	Reaktif (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	Qmin (MVA <sub>r</sub> )	Qmax (MVA <sub>r</sub> )
1	67	0,019	0,015	3,802	-0,734	0,234
2	67	0,019	0,015	3,716	-0,851	2,397
3	43	0,019	0,015	3,828	-0,309	0,718
4	67	0,019	0,015	3,760	-0,564	0,786
5	67	0,019	0,015	3,767	-0,867	0,355
6	67	0,019	0,015	3,765	-0,275	0,108
7	67	0,019	0,015	3,777	-0,100	2,056
8	67	0,019	0,015	3,809	-0,100	1,361
9	67	0,019	0,015	3,734	-0,244	0,447
10	67	0,019	0,015	3,736	-0,105	3,020

Dari table 5.2 hasil 10 kali percobaan running program JAYA mendapatkan hasil optimasi muncul pada bus 67 dan sekali pada bus 43 dengan total losses daya aktif 0,019 MW dan pada

total losses daya reaktif 0,015 MVar dengan kapasitas besar generator 3,736 MW,  $Q_{min} -0,105$  MVar dan  $Q_{max} 3,020$  MVar



Gambar 5.6 Lokasi BUS 67 Pada Singgel Line Diagram Penyulang Pujon

## BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN

### 6.1 KESIMPULAN

Berdasarkan hasil yang didapatkan dari simulasi dan analisis pada penelitian ini, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Pengoptimasian titik dan kapasitas *Distributed Generation* (DG) menggunakan metode *Particle Swarm Optimization* (PSO) dan JAYA berhasil menentukan lokasi unit DG yang optimal pada bus 67 dengan ukuran generator 3,834 MW, menggunakan metode PSO, sedangkan lokasi optimal pada bus 67 dengan kapasitas generator 3,834 MW menggunakan metode Jaya.
2. Sebelum ada injeksi DG, rugi-rugi daya Aktif sebesar 0,314 MW, sedangkan daya reaktif sebesar 0,235 MVAR. Menentukan titik optimal dengan metode PSO dan Jaya dapat mengurangi rugi-rugi daya aktif 0,019 MW dan pada daya reaktif 0,015 MVAR, metode PSO dan JAYA dapat mengurangi rugi-rugi daya aktif sebesar 85,82%, serta rugi-rugi daya reaktif sebesar 93,62% dari sebelum ada injeksi DG pada sistem penyulang Pujon.

### 6.2 SARAN

Saran yang dapat diberikan untuk perbaikan dan pengembangan simulasi ini adalah sebagai berikut :

1. Penempatan *Distributed Generation* (DG) dan penentuan kapasitas DG dapat dioptimalkan menggunakan metode lain seperti Genetic Algoritma GA dan pengembangan metode *Particle Swarm Optimization* (PSO).
2. Penyulang pujon ada 117 bus dan masih banyak komponen yang biasa di teliti dan di optimasi menggunakan metode PSO maupun Jaya, Hasil yang didapat pada tesis ini, semoga dapat dimanfaatkan dan dikembangkan pada saat melakukan penelitian selanjutnya.

## Daftar Pustaka

- Aryani, N. K., Abdillah, M., Negara, I. M., & Soeprijanto, A. (2011). Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation using Quantum Genetic Algorithm for Reducing Losses and Improving Voltage Profile. *IEEE*, 108.
- Basyarach, N. A. (2017). *Optimasi Lokasi Dan Kapasitas Kapasitor Pada Kondisi Beban Berubah Terhadap Waktu Untuk Minimisasi Rugi-Rugi Energi Menggunakan Algoritma Accelerated Particle Swarm Optimization*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh November.
- Budiman, A. (2010). *Breeder Genetic Algorithm Multi Objective For Sizing and Placement Of Distributed Generation*. surabaya: institute teknologi sepuluh november.
- El-Zonkoly, A. (2011). Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimisation. *IET generation, transmission & distribution*, 760.
- Evangelopoulos, V. A., & Georgilakis, P. S. (2014). Optimal distributed generation placement under uncertainties based on point estimate method embedded genetic algorithm. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 389.
- Fariyah, Y. U. (2015). *Optimasi Penempatan Dan Kapasitas Distributed Generation Menggunakan Metode Differential Evolution Untuk Meminimalkan Rugi Daya*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Georgilakis, P. S., & Hatziargyriou, N. D. (2013). Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 3420.
- Girgis, A., & Brahma, S. (2001). Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. *IEEE*, 01.
- Hakim, L. (2016). *Studi Kelayakan Pembangkit Listrik Tenaga Hybrid Surya-Angin Terhubung Grid Di Gunung Banyak Kota Batu*. Malang: Universitas Brawijaya.
- Kennedy, J., & Eberhart, R. (1995). Particle Swarm Optimization. *IEEE Int. Conf on Neural Networks*, 95.
- Krischonme, B., & Phuangporn, W. (2013). Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation for Power Loss Reduction using Particle Swarm Optimization. *Energy Procedia*, 307.
- Niazi, G., & Lalwani, M. (2017). PSO Based Optimal Distributed Generation Placement and Sizing in Power Distribution Networks: A Comprehensive Review. *International Conference on Computer, Communications and Electronics (Comptelix)*, 305.
- Prommee, W., & Ongsakul, W. (2008). Optimal Multi-Distributed Generation Placement by Adaptive Weight Particle Swarm Optimization. *International Conference on Control, Automation and Systems*, 1663.
- Rajalakshmi, J., & Durairaj, S. (2016). Review on Optimal Distributed Generation Placement using Particle Swarm Optimization Algorithms. *IEEE*, 978.
- Rao, R. V. (2016). A simple and new optimization algorithm for solving constrained and unconstrained optimization problems. *International Journal of Industrial Engineering Computations*, 19.
- Saadat, H. (2004). *Power System Analysis*. Singapore: McGraw-Hill Education.

- Syahputra, R. (2015). PSO Based Multi-objective Optimization for Reconfiguration of Radial Distribution Network. *International Journal of Applied Engineering Research*, 14573.
- Venkaiah, C., & Jain, R. V. (2017). Multi-objective JAYA algorithm based optimal location and sizing of distributed generation in a radial distribution system. *IEEE*, 106.
- Witoon, P. (2008). *Control, Automation and Systems*. Weerakom Ongsakul: ICCAS.
- Zaini, R. M. (2015). *Identifikasi Karakteristik Jenis Beban pada Jaringan Distribusi Radial untuk Estimasi Pembebanan Trafo Distribusi*. Surabaya : Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Zuhdy, I. (2016). *Penentuan Lokasi dan Pembebanan Optimal Distributed Generation Menggunakan Metode Genetic Algorithm pada Microgrid Tegangan Menengah*. Surabaya : Institut Teknologi Sepuluh November.





**Tabel A.1 Data Impedansi Saluran Sistim Distribusi Penyulang Pujon**

No	Dari BUS	Ke BUS	MVA	Jarak (km)	Resis (Ohm)	Reak (Ohm)
1	GI	BUS-1	5,1	7,112	3,277210	2,540406
2	BUS-1	BUS-2	5,1	0,026	0,011981	0,009287
3	BUS-1	BUS-4	4,3	0,513	0,290871	0,188681
4	BUS-2	BUS-3	5,1	0,030	0,013824	0,010716
5	BUS-4	BUS-5	5,1	0,430	0,198144	0,153596
6	BUS-4	BUS-6	4,3	0,604	0,342468	0,222151
7	BUS-6	BUS-7	5,1	0,304	0,140083	0,108589
8	BUS-6	BUS-8	4,3	0,513	0,290871	0,188681
9	BUS-8	BUS-9	4,3	0,733	0,415611	0,269597
10	BUS-9	BUS-10	8,1	0,110	0,023782	0,036355
11	BUS-9	BUS-12	5,1	0,183	0,084326	0,065368
12	BUS-9	BUS-17	4,3	0,507	0,287469	0,186475
13	BUS-10	BUS-11	6,5	0,097	0,026074	0,032747
14	BUS-10	BUS-14	8,1	0,616	0,133179	0,203588
15	BUS-12	BUS-13	5,1	0,234	0,107827	0,083585
16	BUS-14	BUS-15	8,1	0,553	0,119559	0,182767
17	BUS-15	BUS-16	8,1	0,774	0,167339	0,255807
18	BUS-17	BUS-18	4,3	0,138	0,078246	0,050756
19	BUS-18	BUS-19	4,3	0,067	0,037989	0,024643
20	BUS-18	BUS-20	5,1	0,936	0,431309	0,334339
21	BUS-19	BUS-21	5,1	0,305	0,140544	0,108946
22	BUS-19	BUS-27	5,1	0,708	0,326246	0,252898
23	BUS-20	BUS-30	5,1	0,581	0,267725	0,207533
24	BUS-20	BUS-32	5,1	0,048	0,022118	0,017146
25	BUS-21	BUS-22	5,1	0,038	0,017510	0,013574
26	BUS-22	BUS-23	5,1	0,133	0,061286	0,047508
27	BUS-22	BUS-24	5,1	0,623	0,287078	0,222536
28	BUS-24	BUS-25	5,1	0,233	0,107366	0,083228
29	BUS-25	BUS-26	5,1	0,252	0,116122	0,090014

No	Dari BUS	Ke BUS	MVA	Jarak (km)	Resis (Ohm)	Reak (Ohm)
30	BUS-27	BUS-28	5,1	0,039	0,017971	0,013931
31	BUS-27	BUS-29	5,1	0,295	0,135936	0,105374
32	BUS-30	BUS-31	5,1	0,101	0,046541	0,036077
33	BUS-32	BUS-33	8,1	0,308	0,066590	0,101794
34	BUS-32	BUS-35	5,1	0,951	0,438221	0,339697
35	BUS-33	BUS-34	8,1	0,066	0,014269	0,021813
36	BUS-35	BUS-36	8,1	0,145	0,031349	0,047923
37	BUS-35	BUS-37	5,1	0,047	0,021658	0,016788
38	BUS-37	BUS-38	5,1	0,044	0,020275	0,015717
39	BUS-37	BUS-39	5,1	0,434	0,199987	0,155025
40	BUS-39	BUS-40	5,1	0,395	0,182016	0,141094
41	BUS-39	BUS-42	5,1	0,100	0,046080	0,035720
42	BUS-40	BUS-41	5,1	0,039	0,017971	0,013931
43	BUS-42	BUS-43	5,1	0,767	0,353434	0,273972
44	BUS-42	BUS-66	5,1	0,198	0,091238	0,070726
45	BUS-43	BUS-44	5,1	0,341	0,157133	0,121805
46	BUS-44	BUS-45	5,1	0,947	0,436378	0,338268
47	BUS-45	BUS-46	5,1	0,571	0,263117	0,203961
48	BUS-46	BUS-47	5,1	0,030	0,013824	0,010716
49	BUS-47	BUS-48	5,1	0,448	0,206438	0,160026
50	BUS-47	BUS-49	5,1	0,400	0,184320	0,142880
51	BUS-49	BUS-50	5,1	0,806	0,371405	0,287903
52	BUS-49	BUS-51	5,1	0,076	0,035021	0,027147
53	BUS-51	BUS-52	5,1	0,128	0,058982	0,045722
54	BUS-51	BUS-54	5,1	0,498	0,229478	0,177886
55	BUS-54	BUS-55	5,1	0,468	0,215654	0,167170
56	BUS-52	BUS-53	5,1	0,047	0,021658	0,016788
57	BUS-55	BUS-56	5,1	1,689	0,778291	0,603311
58	BUS-56	BUS-57	5,1	1,085	0,499968	0,387562
59	BUS-57	BUS-58	5,1	1,163	0,535910	0,415424



No	Dari BUS	Ke BUS	MVA	Jarak (km)	Resis (Ohm)	Reak (Ohm)
60	BUS-58	BUS-59	3,9	0,527	0,340020	0,193831
61	BUS-58	BUS-62	5,1	0,909	0,418867	0,324695
62	BUS-59	BUS-60	3,9	0,294	0,189689	0,108133
63	BUS-60	BUS-61	3,9	0,145	0,093554	0,053331
64	BUS-62	BUS-63	5,1	1,405	0,647424	0,501866
65	BUS-63	BUS-64	5,1	1,205	0,555264	0,430426
66	BUS-64	BUS-65	5,1	0,769	0,354355	0,274687
67	BUS-66	BUS-67	5,1	0,700	0,322560	0,250040
68	BUS-66	BUS-73	5,1	0,238	0,109670	0,085014
69	BUS-67	BUS-68	5,1	0,912	0,420250	0,325766
70	BUS-68	BUS-69	5,1	0,684	0,315187	0,244325
71	BUS-69	BUS-70	5,1	0,130	0,059904	0,046436
72	BUS-69	BUS-72	5,1	2,203	1,015142	0,786912
73	BUS-70	BUS-71	5,1	0,052	0,023962	0,018574
74	BUS-73	BUS-74	5,1	0,949	0,437299	0,338983
75	BUS-74	BUS-75	5,1	0,618	0,284774	0,220750
76	BUS-75	BUS-76	5,1	0,059	0,027187	0,021075
77	BUS-76	BUS-77	8,1	0,286	0,061833	0,094523
78	BUS-76	BUS-79	5,1	0,204	0,094003	0,072869
79	BUS-77	BUS-78	8,1	0,024	0,005189	0,007932
80	BUS-79	BUS-80	5,1	0,247	0,113818	0,088228
81	BUS-80	BUS-81	8,1	1,560	0,337272	0,515580
82	BUS-80	BUS-93	5,1	0,057	0,026266	0,020360
83	BUS-81	BUS-82	8,1	0,390	0,084318	0,128895
84	BUS-81	BUS-84	8,1	0,398	0,086048	0,131539
85	BUS-82	BUS-83	8,1	0,039	0,008432	0,012890
86	BUS-84	BUS-85	5,1	0,727	0,335002	0,259684
87	BUS-85	BUS-86	5,1	1,004	0,462643	0,358629
88	BUS-84	BUS-87	8,1	0,136	0,029403	0,044948
89	BUS-87	BUS-88	8,1	0,502	0,108532	0,165911



No	Dari BUS	Ke BUS	MVA	Jarak (km)	Resis (Ohm)	Reak (Ohm)
90	BUS-88	BUS-89	8,1	0,889	0,192202	0,293815
91	BUS-89	BUS-90	8,1	0,913	0,197391	0,301747
92	BUS-90	BUS-91	8,1	0,558	0,120640	0,184419
93	BUS-91	BUS-92	8,1	0,016	0,003459	0,005288
94	BUS-93	BUS-94	3,9	0,245	0,158074	0,090111
95	BUS-93	BUS-96	5,1	0,057	0,026266	0,020360
96	BUS-94	BUS-95	3,9	0,028	0,018066	0,010298
97	BUS-96	BUS-97	3,9	0,027	0,017420	0,009931
98	BUS-96	BUS-98	5,1	0,204	0,094003	0,072869
99	BUS-98	BUS-99	5,1	0,774	0,356659	0,276473
100	BUS-99	BUS-100	5,1	0,653	0,300902	0,233252
101	BUS-100	BUS-101	4,3	0,411	0,233037	0,151166
102	BUS-100	BUS-104	4,3	0,079	0,044793	0,029056
103	BUS-101	BUS-102	5,1	1,244	0,573235	0,444357
104	BUS-102	BUS-103	5,1	0,024	0,011059	0,008573
105	BUS-104	BUS-105	4,3	0,282	0,159894	0,103720
106	BUS-104	BUS-107	4,3	0,144	0,081648	0,052963
107	BUS-105	BUS-106	4,3	0,035	0,019845	0,012873
108	BUS-107	BUS-108	4,3	0,586	0,332262	0,215531
109	BUS-108	BUS-109	4,3	0,898	0,509166	0,330284
110	BUS-109	BUS-110	4,3	0,296	0,167832	0,108869
111	BUS-110	BUS-111	5,1	0,965	0,444672	0,344698
112	BUS-111	BUS-112	5,1	0,089	0,041011	0,031791
113	BUS-112	BUS-113	5,1	0,049	0,022579	0,017503
114	BUS-112	BUS-116	5,1	2,042	0,940954	0,729402
115	BUS-113	BUS-114	5,1	0,603	0,277862	0,215392
116	BUS-114	BUS-115	5,1	0,097	0,044698	0,034648
117	BUS-116	BUS-117	5,1	0,046	0,021197	0,016431



Tabel A.2 Data Beban Sistim Distribusi 117 Bus Penyulang Pujon

No	No Bus	Kode Gardu	Kap.Trafo (kVA)	Min (kVA)	Maks (kVA)
1	BUS-2	D0031	75	10,8	23,2
2	BUS-3	D0126	150	21,7	116,2
3	BUS-5	D0189	160	23,1	76,6
4	BUS-7	D0188	160	23,1	122,2
5	BUS-8	D0180	100	14,4	32,7
6	BUS-10	D0032	200	28,9	92
7	BUS-11	D0157	200	51,5	68,7
8	BUS-12	D0262	100	12,5	38
9	BUS-13	D0009	250	36,1	196
10	BUS-14	D0046	200	28,9	132,9
11	BUS-15	D0119	150	24,1	73,1
12	BUS-16	D0078	160	23,1	109,5
13	BUS-17	D0025	75	10,8	27,6
14	BUS-21	D0129	160	23,1	84,8
15	BUS-23	D0099	100	14,4	66,8
16	BUS-24	D0200	50	7,2	24,7
17	BUS-25	D0201	100	1,8	14,4
18	BUS-26	D0202	100	14,4	55,9
19	BUS-28	D0030	160	23,1	59,1
20	BUS-30	D0174	160	23,1	101,5
21	BUS-31	D0175	100	14,4	14,5
22	BUS-32	D0016	200	28,9	108,3
23	BUS-33	D0168	25	3,6	4,3
24	BUS-38	D0206	200	28,9	70,8
25	BUS-40	D0212	50	7,2	35,3
26	BUS-43	D0057	150	21,7	100,8
27	BUS-44	D0153	160	23,1	78,7
28	BUS-45	D0059	160	23,1	76

No	No Bus	Kode Gardu	Kap.Trafo (kVA)	Min (kVA)	Maks (kVA)
29	BUS-46	D0087	100	14,4	23,2
30	BUS-48	D0266	200	28,9	54,8
31	BUS-50	D0204	50	7,2	11,8
32	BUS-52	D0088	100	5	20,1
33	BUS-54	D0124	50	7,2	27,5
34	BUS-55	D0089	160	23,1	98,2
35	BUS-56	D0101	100	14,4	46,5
36	BUS-57	D0102	160	23,1	96,9
37	BUS-59	D0103	100	14,4	40,1
38	BUS-60	D0167	50	7,2	15,5
39	BUS-63	D0104	100	14,4	56,6
40	BUS-64	D0166	50	7,2	25,8
41	BUS-64	D0213	100	14,4	45,3
42	BUS-67	D0058	100	14,4	60,1
43	BUS-68	D0060	160	23,1	116
44	BUS-70	D0217	50	7,2	28,6
45	BUS-73	D0036	75	10,8	44,7
46	BUS-74	D0145	160	23,1	96,8
47	BUS-75	D0019	160	23,1	113,4
48	BUS-77	D0198	160	23,1	116,6
49	BUS-79	D0123	150	21,7	124,1
50	BUS-82	D0098	160	23,1	92,9
51	BUS-85	D0236	160	23,1	81,2
52	BUS-87	D0079	200	28,9	148,6
53	BUS-88	D0080	150	23,7	71,8
54	BUS-89	D0223	50	7,2	30,7
55	BUS-90	D0094	100	14,4	59,5
56	BUS-91	D0216	160	23,1	79,8
57	BUS-94	D0195	160	23,1	47,5
58	BUS-97	D0062	200	98,9	131,9

No	No Bus	Kode Gardu	Kap.Trafo (kVA)	Min (kVA)	Maks (kVA)
59	BUS-98	D0033	250	50,6	153,2
60	BUS-99	D0061	160	23,1	105,2
61	BUS-101	D0064	100	14,4	52,3
62	BUS-102	D0147	50	7,2	38,8
63	BUS-105	D0196	50	7,2	20,5
64	BUS-107	D0063	100	14,4	52,9
65	BUS-108	D0265	100	24,4	73,9
66	BUS-109	D0065	100	14,4	58,9
67	BUS-110	D0066	160	23,1	108,9
68	BUS-111	D0219	100	14,4	52,2
69	BUS-113	D0076	75	10,8	41,3
70	BUS-114	D0077	160	23,1	103,8
71	BUS-116	D0197	25	3,6	17,7
<b>Total</b>				1390.6	4890,7

Sumber : PT. PLN APJ Malang, (2015)

Tabel A.3 Loadflow Sebelum Injeksi DG

No	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
GI	1,000	0,000	0,000	0,000	4,469	2,809	0,000
1	0,954	-0,274	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	0,954	-0,274	0,020	0,012	0,000	0,000	0,000
3	0,954	-0,274	0,099	0,061	0,000	0,000	0,000
4	0,951	-0,277	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	0,95	-0,278	0,065	0,040	0,000	0,000	0,000
6	0,947	-0,282	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	0,947	-0,282	0,104	0,064	0,000	0,000	0,000
8	0,944	-0,285	0,028	0,017	0,000	0,000	0,000
9	0,939	-0,289	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	0,939	-0,291	0,078	0,049	0,000	0,000	0,000
11	0,939	-0,291	0,058	0,036	0,000	0,000	0,000
12	0,939	-0,289	0,032	0,020	0,000	0,000	0,000
13	0,939	-0,290	0,167	0,103	0,000	0,000	0,000
14	0,939	-0,298	0,113	0,070	0,000	0,000	0,000
15	0,939	-0,301	0,062	0,039	0,000	0,000	0,000
16	0,939	-0,304	0,093	0,058	0,000	0,000	0,000
17	0,937	-0,291	0,024	0,015	0,000	0,000	0,000
18	0,936	-0,291	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
19	0,936	-0,292	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20	0,932	-0,320	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
21	0,936	-0,292	0,072	0,045	0,000	0,000	0,000
22	0,936	-0,292	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23	0,936	-0,292	0,057	0,035	0,000	0,000	0,000
24	0,936	-0,293	0,021	0,013	0,000	0,000	0,000
25	0,936	-0,293	0,012	0,008	0,000	0,000	0,000
26	0,936	-0,293	0,048	0,029	0,000	0,000	0,000

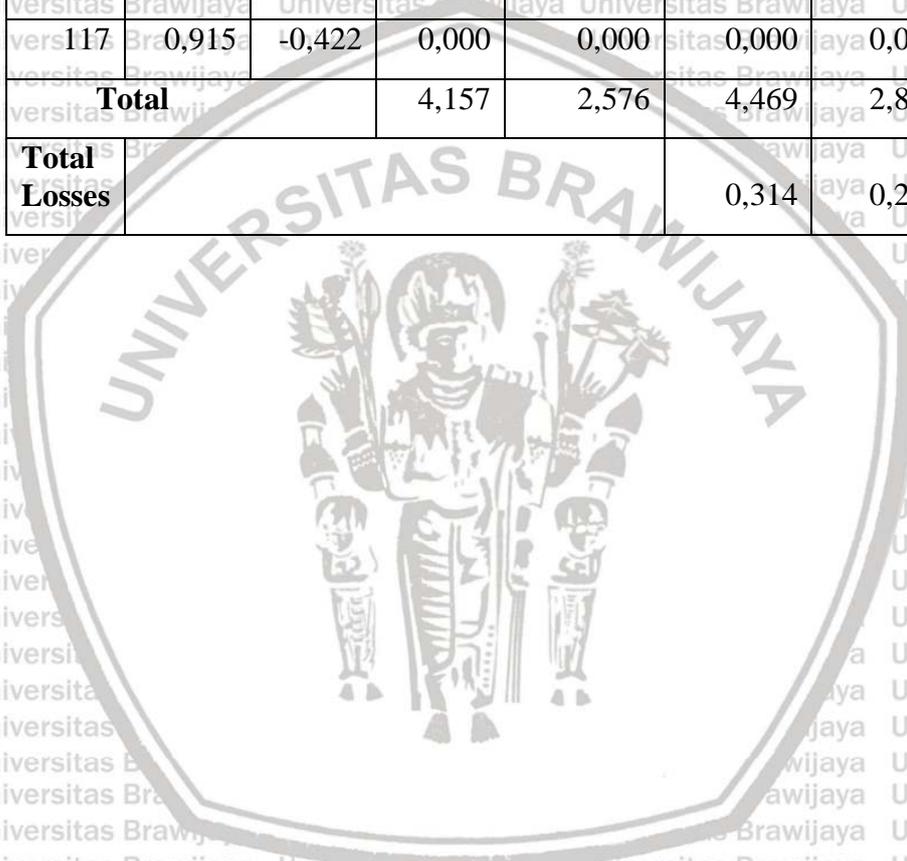
No	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
27	0,936	-0,292	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
28	0,936	-0,292	0,050	0,031	0,000	0,000	0,000
29	0,936	-0,292	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
30	0,932	-0,321	0,086	0,053	0,000	0,000	0,000
31	0,932	-0,321	0,012	0,008	0,000	0,000	0,000
32	0,932	-0,321	0,092	0,057	0,000	0,000	0,000
33	0,932	-0,321	0,004	0,002	0,000	0,000	0,000
34	0,932	-0,321	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
35	0,928	-0,346	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
36	0,928	-0,346	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
37	0,927	-0,346	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
38	0,927	-0,346	0,060	0,037	0,000	0,000	0,000
39	0,925	-0,360	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
40	0,925	-0,360	0,030	0,019	0,000	0,000	0,000
41	0,925	-0,360	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
42	0,925	-0,364	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
43	0,924	-0,369	0,086	0,053	0,000	0,000	0,000
44	0,924	-0,372	0,067	0,042	0,000	0,000	0,000
45	0,923	-0,377	0,065	0,040	0,000	0,000	0,000
46	0,923	-0,379	0,020	0,012	0,000	0,000	0,000
47	0,923	-0,379	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
48	0,923	-0,380	0,047	0,029	0,000	0,000	0,000
49	0,922	-0,381	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
50	0,922	-0,381	0,010	0,006	0,000	0,000	0,000
51	0,922	-0,381	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
52	0,922	-0,381	0,017	0,011	0,000	0,000	0,000
53	0,922	-0,381	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
54	0,922	-0,383	0,023	0,015	0,000	0,000	0,000



No	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
55	0,922	-0,385	0,084	0,052	0,000	0,000	0,000
56	0,921	-0,390	0,040	0,025	0,000	0,000	0,000
57	0,921	-0,392	0,082	0,051	0,000	0,000	0,000
58	0,920	-0,394	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
59	0,920	-0,394	0,034	0,021	0,000	0,000	0,000
60	0,920	-0,394	0,013	0,008	0,000	0,000	0,000
61	0,920	-0,394	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
62	0,920	-0,395	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
63	0,920	-0,397	0,048	0,030	0,000	0,000	0,000
64	0,920	-0,397	0,022	0,014	0,000	0,000	0,000
65	0,920	-0,398	0,039	0,024	0,000	0,000	0,000
66	0,924	-0,367	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
67	0,924	-0,369	0,051	0,032	0,000	0,000	0,000
68	0,924	-0,370	0,099	0,061	0,000	0,000	0,000
69	0,924	-0,370	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
70	0,924	-0,370	0,024	0,015	0,000	0,000	0,000
71	0,924	-0,370	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
72	0,924	-0,370	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
73	0,924	-0,372	0,038	0,024	0,000	0,000	0,000
74	0,921	-0,388	0,082	0,051	0,000	0,000	0,000
75	0,919	-0,399	0,096	0,060	0,000	0,000	0,000
76	0,919	-0,401	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
77	0,919	-0,402	0,099	0,061	0,000	0,000	0,000
78	0,919	-0,402	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
79	0,919	-0,404	0,106	0,065	0,000	0,000	0,000
80	0,918	-0,406	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
81	0,917	-0,440	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
82	0,917	-0,441	0,079	0,049	0,000	0,000	0,000

No	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
83	0,917	-0,441	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
84	0,917	-0,448	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
85	0,917	-0,448	0,069	0,043	0,000	0,000	0,000
86	0,917	-0,448	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
87	0,917	-0,450	0,126	0,078	0,000	0,000	0,000
88	0,917	-0,454	0,061	0,038	0,000	0,000	0,000
89	0,916	-0,460	0,026	0,016	0,000	0,000	0,000
90	0,916	-0,465	0,051	0,031	0,000	0,000	0,000
91	0,916	-0,467	0,068	0,042	0,000	0,000	0,000
92	0,916	-0,467	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
93	0,918	-0,408	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
94	0,918	-0,408	0,040	0,025	0,000	0,000	0,000
95	0,918	-0,408	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
96	0,918	-0,409	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
97	0,918	-0,409	0,112	0,070	0,000	0,000	0,000
98	0,918	-0,410	0,130	0,081	0,000	0,000	0,000
99	0,917	-0,415	0,089	0,055	0,000	0,000	0,000
100	0,917	-0,419	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
101	0,917	-0,419	0,044	0,028	0,000	0,000	0,000
102	0,916	-0,419	0,033	0,020	0,000	0,000	0,000
103	0,916	-0,419	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
104	0,917	-0,419	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
105	0,917	-0,419	0,017	0,011	0,000	0,000	0,000
106	0,917	-0,419	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
107	0,916	-0,419	0,045	0,028	0,000	0,000	0,000
108	0,916	-0,419	0,063	0,039	0,000	0,000	0,000
109	0,916	-0,420	0,093	0,057	0,000	0,000	0,000
110	0,916	-0,420	0,050	0,031	0,000	0,000	0,000

No	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
111	0,915	-0,422	0,044	0,028	0,000	0,000	0,000
112	0,915	-0,422	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
113	0,915	-0,422	0,035	0,022	0,000	0,000	0,000
114	0,915	-0,423	0,088	0,055	0,000	0,000	0,000
115	0,915	-0,423	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
116	0,915	-0,422	0,015	0,009	0,000	0,000	0,000
117	0,915	-0,422	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Total</b>			4,157	2,576	4,469	2,809	0,000
<b>Total Losses</b>					0,314	0,235	



**Tabel A.4 Loadflow Injeksi DG algoritma PSO**

No.	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
GI	1,000	0,000	0,000	0,000	0,360	0,274	0,000
1	0,996	-0,017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	0,996	-0,017	0,020	0,012	0,000	0,000	0,000
3	0,996	-0,017	0,099	0,061	0,000	0,000	0,000
4	0,996	-0,016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	0,996	-0,017	0,065	0,040	0,000	0,000	0,000
6	0,996	-0,016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	0,996	-0,016	0,104	0,064	0,000	0,000	0,000
8	0,996	-0,016	0,028	0,017	0,000	0,000	0,000
9	0,995	-0,015	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	0,995	-0,016	0,078	0,049	0,000	0,000	0,000
11	0,995	-0,016	0,058	0,036	0,000	0,000	0,000
12	0,995	-0,015	0,032	0,020	0,000	0,000	0,000
13	0,995	-0,015	0,167	0,103	0,000	0,000	0,000
14	0,995	-0,023	0,113	0,070	0,000	0,000	0,000
15	0,995	-0,026	0,062	0,039	0,000	0,000	0,000
16	0,995	-0,029	0,093	0,058	0,000	0,000	0,000
17	0,996	-0,014	0,024	0,015	0,000	0,000	0,000
18	0,996	-0,014	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
19	0,996	-0,014	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20	0,997	-0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
21	0,996	-0,014	0,072	0,045	0,000	0,000	0,000
22	0,996	-0,015	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23	0,996	-0,015	0,057	0,035	0,000	0,000	0,000
24	0,996	-0,015	0,021	0,013	0,000	0,000	0,000
25	0,996	-0,015	0,012	0,008	0,000	0,000	0,000
26	0,996	-0,015	0,048	0,029	0,000	0,000	0,000

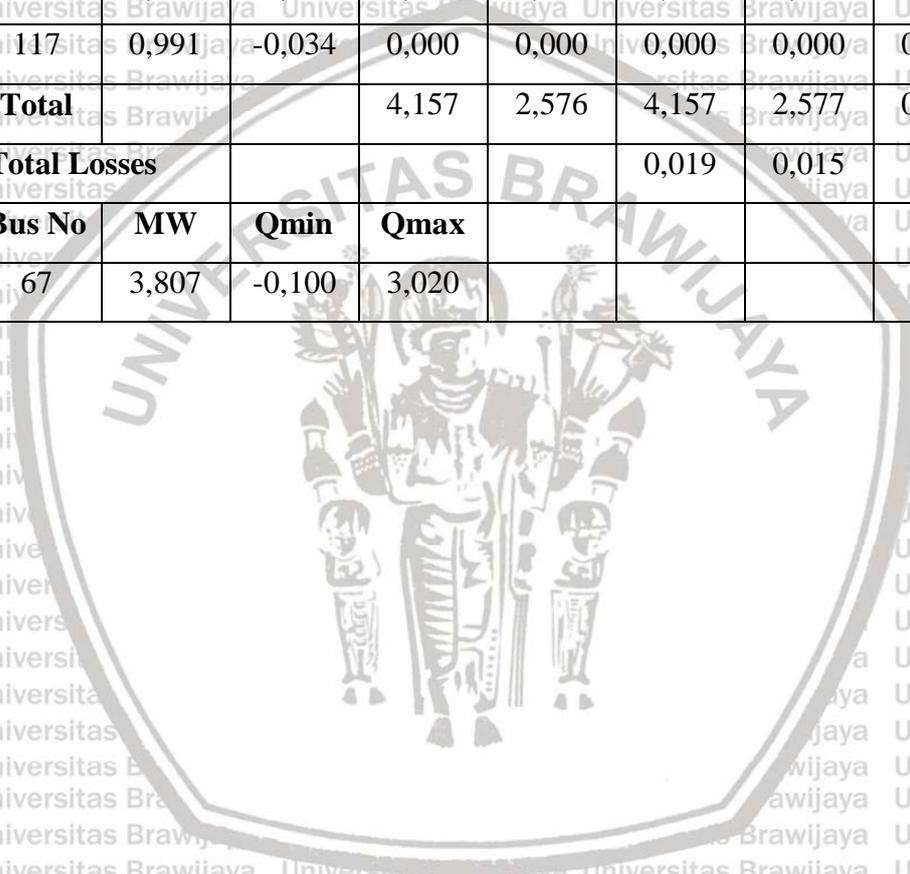
No.	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
27	0,996	-0,014	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
28	0,996	-0,014	0,050	0,031	0,000	0,000	0,000
29	0,996	-0,014	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
30	0,997	-0,006	0,086	0,053	0,000	0,000	0,000
31	0,997	-0,006	0,012	0,008	0,000	0,000	0,000
32	0,997	-0,006	0,092	0,057	0,000	0,000	0,000
33	0,997	-0,006	0,004	0,002	0,000	0,000	0,000
34	0,997	-0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
35	0,999	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
36	0,999	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
37	0,999	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
38	0,999	0,004	0,060	0,037	0,000	0,000	0,000
39	0,999	0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
40	0,999	0,009	0,030	0,019	0,000	0,000	0,000
41	0,999	0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
42	0,999	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
43	0,999	0,005	0,086	0,053	0,000	0,000	0,000
44	0,998	0,003	0,067	0,042	0,000	0,000	0,000
45	0,998	-0,001	0,065	0,040	0,000	0,000	0,000
46	0,997	-0,003	0,020	0,012	0,000	0,000	0,000
47	0,997	-0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
48	0,997	-0,003	0,047	0,029	0,000	0,000	0,000
49	0,997	-0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
50	0,997	-0,004	0,010	0,006	0,000	0,000	0,000
51	0,997	-0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
52	0,997	-0,005	0,017	0,011	0,000	0,000	0,000
53	0,997	-0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
54	0,997	-0,006	0,023	0,015	0,000	0,000	0,000

No.	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
55	0,996	-0,008	0,084	0,052	0,000	0,000	0,000
56	0,996	-0,012	0,040	0,025	0,000	0,000	0,000
57	0,995	-0,014	0,082	0,051	0,000	0,000	0,000
58	0,995	-0,016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
59	0,995	-0,016	0,034	0,021	0,000	0,000	0,000
60	0,995	-0,016	0,013	0,008	0,000	0,000	0,000
61	0,995	-0,016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
62	0,995	-0,017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
63	0,995	-0,018	0,048	0,030	0,000	0,000	0,000
64	0,995	-0,019	0,022	0,014	0,000	0,000	0,000
65	0,995	-0,019	0,039	0,024	0,000	0,000	0,000
66	1,000	0,013	0,000	0,000	3,798	2,303	0,000
67	1,000	0,012	0,051	0,032	0,000	0,000	0,000
68	1,000	0,011	0,099	0,061	0,000	0,000	0,000
69	1,000	0,011	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
70	1,000	0,011	0,024	0,015	0,000	0,000	0,000
71	1,000	0,011	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
72	1,000	0,011	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
73	0,999	0,009	0,038	0,024	0,000	0,000	0,000
74	0,997	-0,005	0,082	0,051	0,000	0,000	0,000
75	0,995	-0,014	0,096	0,060	0,000	0,000	0,000
76	0,995	-0,016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
77	0,995	-0,017	0,099	0,061	0,000	0,000	0,000
78	0,995	-0,017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
79	0,995	-0,018	0,106	0,065	0,000	0,000	0,000
80	0,994	-0,020	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
81	0,993	-0,049	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
82	0,993	-0,050	0,079	0,049	0,000	0,000	0,000



No.	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
83	0,993	-0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
84	0,993	-0,056	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
85	0,993	-0,056	0,069	0,043	0,000	0,000	0,000
86	0,993	-0,056	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
87	0,993	-0,057	0,126	0,078	0,000	0,000	0,000
88	0,993	-0,061	0,061	0,038	0,000	0,000	0,000
89	0,993	-0,066	0,026	0,016	0,000	0,000	0,000
90	0,993	-0,070	0,051	0,031	0,000	0,000	0,000
91	0,992	-0,072	0,068	0,042	0,000	0,000	0,000
92	0,992	-0,072	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
93	0,994	-0,021	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
94	0,994	-0,021	0,040	0,025	0,000	0,000	0,000
95	0,994	-0,021	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
96	0,994	-0,022	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
97	0,994	-0,022	0,112	0,070	0,000	0,000	0,000
98	0,994	-0,023	0,130	0,081	0,000	0,000	0,000
99	0,993	-0,028	0,089	0,055	0,000	0,000	0,000
100	0,993	-0,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
101	0,993	-0,031	0,044	0,028	0,000	0,000	0,000
102	0,993	-0,031	0,033	0,020	0,000	0,000	0,000
103	0,993	-0,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
104	0,993	-0,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
105	0,993	-0,031	0,017	0,011	0,000	0,000	0,000
106	0,993	-0,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
107	0,993	-0,031	0,045	0,028	0,000	0,000	0,000
108	0,992	-0,031	0,063	0,039	0,000	0,000	0,000
109	0,992	-0,032	0,093	0,057	0,000	0,000	0,000
110	0,992	-0,032	0,050	0,031	0,000	0,000	0,000

No.	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
111	0,992	-0,034	0,044	0,028	0,000	0,000	0,000
112	0,992	-0,034	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
113	0,992	-0,034	0,035	0,022	0,000	0,000	0,000
114	0,991	-0,034	0,088	0,055	0,000	0,000	0,000
115	0,991	-0,034	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
116	0,991	-0,034	0,015	0,009	0,000	0,000	0,000
117	0,991	-0,034	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Total</b>			4,157	2,576	4,157	2,577	0,000
<b>Total Losses</b>					0,019	0,015	
<b>Bus No</b>	<b>MW</b>	<b>Qmin</b>	<b>Qmax</b>				
67	3,807	-0,100	3,020				



**Tabel A.5 Loadflow Injeksi DG algoritma JAYA**

No	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
GI	1,000	0,000	0,000	0,000	0,363	0,270	0,000
1	0,996	-0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	0,996	-0,019	0,020	0,012	0,000	0,000	0,000
3	0,996	-0,019	0,099	0,061	0,000	0,000	0,000
4	0,996	-0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	0,996	-0,019	0,065	0,040	0,000	0,000	0,000
6	0,996	-0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	0,996	-0,019	0,104	0,064	0,000	0,000	0,000
8	0,996	-0,019	0,028	0,017	0,000	0,000	0,000
9	0,995	-0,018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	0,995	-0,020	0,078	0,049	0,000	0,000	0,000
11	0,995	-0,020	0,058	0,036	0,000	0,000	0,000
12	0,995	-0,019	0,032	0,020	0,000	0,000	0,000
13	0,995	-0,019	0,167	0,103	0,000	0,000	0,000
14	0,995	-0,026	0,113	0,070	0,000	0,000	0,000
15	0,995	-0,029	0,062	0,039	0,000	0,000	0,000
16	0,995	-0,032	0,093	0,058	0,000	0,000	0,000
17	0,996	-0,018	0,024	0,015	0,000	0,000	0,000
18	0,996	-0,017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
19	0,996	-0,018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20	0,997	-0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
21	0,996	-0,018	0,072	0,045	0,000	0,000	0,000
22	0,996	-0,018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23	0,996	-0,018	0,057	0,035	0,000	0,000	0,000
24	0,996	-0,019	0,021	0,013	0,000	0,000	0,000
25	0,996	-0,019	0,012	0,008	0,000	0,000	0,000
26	0,996	-0,019	0,048	0,029	0,000	0,000	0,000

No	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
27	0,996	-0,018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
28	0,996	-0,018	0,050	0,031	0,000	0,000	0,000
29	0,996	-0,018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
30	0,997	-0,010	0,086	0,053	0,000	0,000	0,000
31	0,997	-0,010	0,012	0,008	0,000	0,000	0,000
32	0,997	-0,010	0,092	0,057	0,000	0,000	0,000
33	0,997	-0,010	0,004	0,002	0,000	0,000	0,000
34	0,997	-0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
35	0,999	-0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
36	0,999	-0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
37	0,999	-0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
38	0,999	-0,001	0,060	0,037	0,000	0,000	0,000
39	0,999	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
40	0,999	0,004	0,030	0,019	0,000	0,000	0,000
41	0,999	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
42	0,999	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
43	0,999	0,001	0,086	0,053	0,000	0,000	0,000
44	0,998	-0,001	0,067	0,042	0,000	0,000	0,000
45	0,998	-0,006	0,065	0,040	0,000	0,000	0,000
46	0,997	-0,008	0,020	0,012	0,000	0,000	0,000
47	0,997	-0,008	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
48	0,997	-0,008	0,047	0,029	0,000	0,000	0,000
49	0,997	-0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
50	0,997	-0,009	0,010	0,006	0,000	0,000	0,000
51	0,997	-0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
52	0,997	-0,009	0,017	0,011	0,000	0,000	0,000
53	0,997	-0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
54	0,997	-0,011	0,023	0,015	0,000	0,000	0,000



No	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
55	0,996	-0,013	0,084	0,052	0,000	0,000	0,000
56	0,996	-0,017	0,040	0,025	0,000	0,000	0,000
57	0,995	-0,019	0,082	0,051	0,000	0,000	0,000
58	0,995	-0,021	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
59	0,995	-0,021	0,034	0,021	0,000	0,000	0,000
60	0,995	-0,021	0,013	0,008	0,000	0,000	0,000
61	0,995	-0,021	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
62	0,995	-0,021	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
63	0,995	-0,023	0,048	0,030	0,000	0,000	0,000
64	0,995	-0,023	0,022	0,014	0,000	0,000	0,000
65	0,995	-0,024	0,039	0,024	0,000	0,000	0,000
66	1,000	0,008	0,000	0,000	3,795	2,307	0,000
67	1,000	0,007	0,051	0,032	0,000	0,000	0,000
68	1,000	0,006	0,099	0,061	0,000	0,000	0,000
69	1,000	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
70	1,000	0,006	0,024	0,015	0,000	0,000	0,000
71	1,000	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
72	1,000	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
73	0,999	0,004	0,038	0,024	0,000	0,000	0,000
74	0,997	-0,010	0,082	0,051	0,000	0,000	0,000
75	0,995	-0,019	0,096	0,060	0,000	0,000	0,000
76	0,995	-0,021	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
77	0,995	-0,022	0,099	0,061	0,000	0,000	0,000
78	0,995	-0,022	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
79	0,995	-0,023	0,106	0,065	0,000	0,000	0,000
80	0,994	-0,025	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
81	0,993	-0,054	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
82	0,993	-0,055	0,079	0,049	0,000	0,000	0,000

No	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
83	0,993	-0,055	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
84	0,993	-0,060	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
85	0,993	-0,061	0,069	0,043	0,000	0,000	0,000
86	0,993	-0,061	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
87	0,993	-0,062	0,126	0,078	0,000	0,000	0,000
88	0,993	-0,066	0,061	0,038	0,000	0,000	0,000
89	0,993	-0,071	0,026	0,016	0,000	0,000	0,000
90	0,993	-0,075	0,051	0,031	0,000	0,000	0,000
91	0,992	-0,076	0,068	0,042	0,000	0,000	0,000
92	0,992	-0,076	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
93	0,994	-0,026	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
94	0,994	-0,026	0,040	0,025	0,000	0,000	0,000
95	0,994	-0,026	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
96	0,994	-0,027	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
97	0,994	-0,027	0,112	0,070	0,000	0,000	0,000
98	0,994	-0,028	0,130	0,081	0,000	0,000	0,000
99	0,993	-0,032	0,089	0,055	0,000	0,000	0,000
100	0,993	-0,036	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
101	0,993	-0,036	0,044	0,028	0,000	0,000	0,000
102	0,993	-0,036	0,033	0,020	0,000	0,000	0,000
103	0,993	-0,036	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
104	0,993	-0,036	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
105	0,993	-0,036	0,017	0,011	0,000	0,000	0,000
106	0,993	-0,036	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
107	0,993	-0,036	0,045	0,028	0,000	0,000	0,000
108	0,992	-0,036	0,063	0,039	0,000	0,000	0,000
109	0,992	-0,037	0,093	0,057	0,000	0,000	0,000
110	0,992	-0,037	0,050	0,031	0,000	0,000	0,000

No	Mag	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar	
111	0,992	-0,038	0,044	0,028	0,000	0,000	0,000	
112	0,992	-0,039	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
113	0,992	-0,039	0,035	0,022	0,000	0,000	0,000	
114	0,991	-0,039	0,088	0,055	0,000	0,000	0,000	
115	0,991	-0,039	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
116	0,991	-0,039	0,015	0,009	0,000	0,000	0,000	
117	0,991	-0,039	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Total			4,157	2,576	4,157	2,577	0,000	
<b>Total loss</b>							0,019	0,015
Bus No	MW	Qmin	Qmax					
67	3,736	-0,105	3,020					



**Lampiran B**

**Load Flow Sebelum Ada Injeksi Distributed Generation**

clc

clear all;

basemva = 6; accuracy = 0.001; accel = 1.8; maxiter = 100;

%	Bus	Bus	Voltage	Angle	---Load---	-----Generator-----	Static Mvar				
%	No	code	Mag.	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Qmin	Qmax	Qc/-Ql
busdata=[	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	0	0.0197	0.0122	0	0	0	0	0	0
3	0	1	0	0.0988	0.0612	0	0	0	0	0	0
4	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	1	0	0.0651	0.0404	0	0	0	0	0	0
6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	1	0	0.1039	0.0644	0	0	0	0	0	0
8	0	1	0	0.0278	0.0172	0	0	0	0	0	0
9	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	1	0	0.0782	0.0485	0	0	0	0	0	0
11	0	1	0	0.0584	0.0362	0	0	0	0	0	0
12	0	1	0	0.0323	0.0200	0	0	0	0	0	0
13	0	1	0	0.1666	0.1032	0	0	0	0	0	0
14	0	1	0	0.1130	0.0700	0	0	0	0	0	0
15	0	1	0	0.0621	0.0385	0	0	0	0	0	0
16	0	1	0	0.0931	0.0577	0	0	0	0	0	0
17	0	1	0	0.0235	0.0145	0	0	0	0	0	0
18	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0





21	0	1	0	0.0721	0.0447	0	0	0	0	0
22	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	1	0	0.0568	0.0352	0	0	0	0	0
24	0	1	0	0.0210	0.0130	0	0	0	0	0
25	0	1	0	0.0122	0.0076	0	0	0	0	0
26	0	1	0	0.0475	0.0294	0	0	0	0	0
27	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	1	0	0.0502	0.0311	0	0	0	0	0
29	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	1	0	0.0863	0.0535	0	0	0	0	0
31	0	1	0	0.0123	0.0076	0	0	0	0	0
32	0	1	0	0.0921	0.0571	0	0	0	0	0
33	0	1	0	0.0037	0.0023	0	0	0	0	0
34	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
36	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	1	0	0.0602	0.0373	0	0	0	0	0
39	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	1	0	0.0300	0.0186	0	0	0	0	0
41	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
42	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
43	0	1	0	0.0857	0.0531	0	0	0	0	0
44	0	1	0	0.0669	0.0415	0	0	0	0	0
45	0	1	0	0.0646	0.0400	0	0	0	0	0
46	0	1	0	0.0197	0.0122	0	0	0	0	0
47	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
48	0	1	0	0.0466	0.0289	0	0	0	0	0
49	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
50	0	1	0	0.0100	0.0062	0	0	0	0	0

51	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
52	0	1	0	0.0171	0	0.0106	0	0	0	0
53	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
54	0	1	0	0.0234	0	0.0145	0	0	0	0
55	0	1	0	0.0835	0	0.0517	0	0	0	0
56	0	1	0	0.0395	0	0.0245	0	0	0	0
57	0	1	0	0.0824	0	0.0510	0	0	0	0
58	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
59	0	1	0	0.0341	0	0.0211	0	0	0	0
60	0	1	0	0.0132	0	0.0082	0	0	0	0
61	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
62	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
63	0	1	0	0.0481	0	0.0298	0	0	0	0
64	0	1	0	0.0219	0	0.0136	0	0	0	0
65	0	1	0	0.0385	0	0.0239	0	0	0	0
66	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
67	0	1	0	0.0511	0	0.0317	0	0	0	0
68	0	1	0	0.0986	0	0.0611	0	0	0	0
69	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
70	0	1	0	0.0243	0	0.0151	0	0	0	0
71	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
72	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
73	0	1	0	0.0380	0	0.0235	0	0	0	0
74	0	1	0	0.0823	0	0.0510	0	0	0	0
75	0	1	0	0.0964	0	0.0597	0	0	0	0
76	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
77	0	1	0	0.0991	0	0.0614	0	0	0	0
78	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
79	0	1	0	0.1055	0	0.0654	0	0	0	0
80	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0

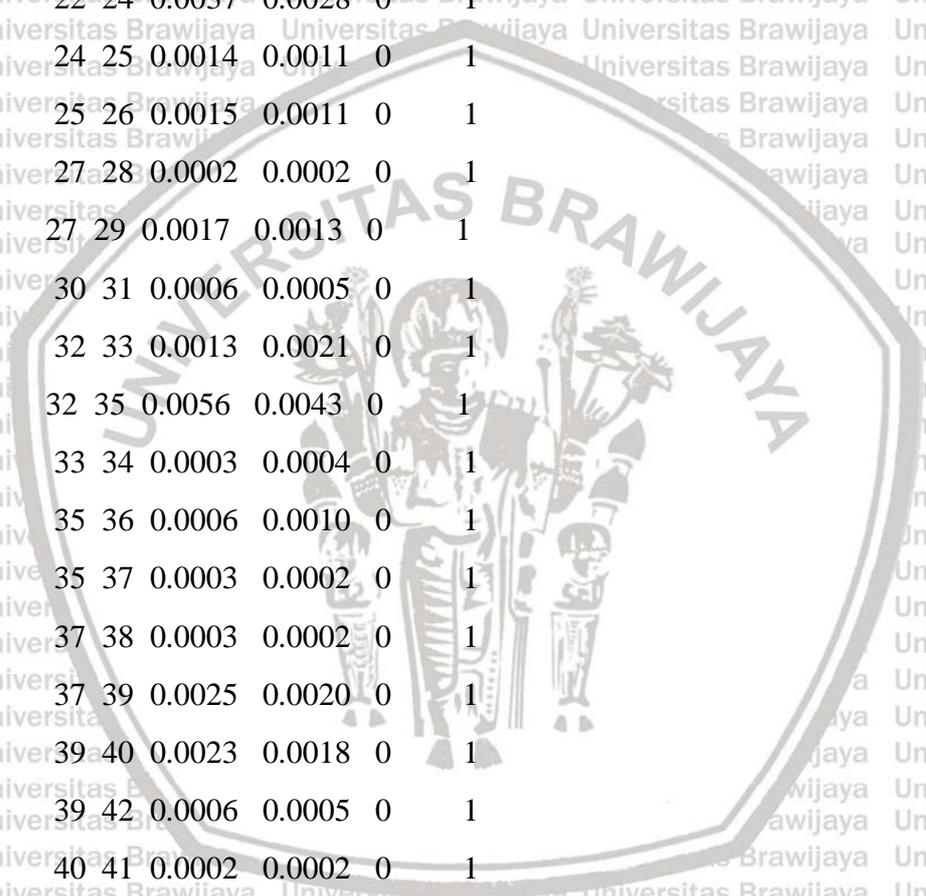




Line code	Bus	nl	nr	R p.u.	X p.u.	1/2 B p.u.	= 1 for lines >1 or <1 tr. tap at bus nl
111	0	1	0	0.0444	0.0275	0	0
112	0	1	0	0	0	0	0
113	0	1	0	0.0351	0.0218	0	0
114	0	1	0	0.0882	0.0547	0	0
115	0	1	0	0	0	0	0
116	0	1	0	0.0150	0.0093	0	0
117	0	1	0	0	0	0	0
1	2	0.0002	0.0001	0	1		
1	4	0.0031	0.0020	0	1		
2	3	0.0002	0.0001	0	1		
4	5	0.0025	0.0020	0	1		
4	6	0.0037	0.0024	0	1		
6	7	0.0018	0.0014	0	1		
6	8	0.0031	0.0020	0	1		
8	9	0.0045	0.0029	0	1		
9	10	0.0005	0.0007	0	1		
9	12	0.0011	0.0008	0	1		
9	17	0.0031	0.0020	0	1		
10	11	0.0004	0.0005	0	1		
10	14	0.0027	0.0041	0	1		
12	13	0.0014	0.0011	0	1		
14	15	0.0024	0.0037	0	1		
15	16	0.0034	0.0052	0	1		
17	18	0.0008	0.0005	0	1		
18	19	0.0004	0.0003	0	1		
18	20	0.0055	0.0043	0	1		

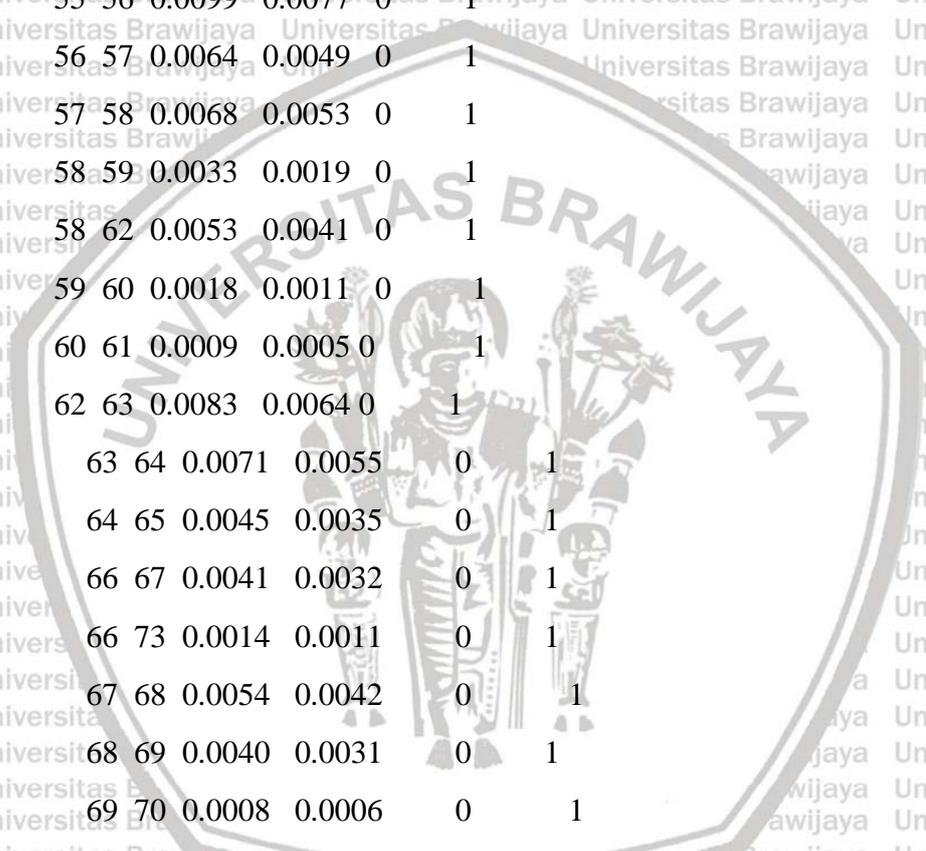


19	21	0.0018	0.0014	0	1
19	27	0.0042	0.0032	0	1
20	30	0.0034	0.0026	0	1
20	32	0.0003	0.0002	0	1
21	22	0.0002	0.0002	0	1
22	23	0.0008	0.0006	0	1
22	24	0.0037	0.0028	0	1
24	25	0.0014	0.0011	0	1
25	26	0.0015	0.0011	0	1
27	28	0.0002	0.0002	0	1
27	29	0.0017	0.0013	0	1
30	31	0.0006	0.0005	0	1
32	33	0.0013	0.0021	0	1
32	35	0.0056	0.0043	0	1
33	34	0.0003	0.0004	0	1
35	36	0.0006	0.0010	0	1
35	37	0.0003	0.0002	0	1
37	38	0.0003	0.0002	0	1
37	39	0.0025	0.0020	0	1
39	40	0.0023	0.0018	0	1
39	42	0.0006	0.0005	0	1
40	41	0.0002	0.0002	0	1
42	43	0.0045	0.0035	0	1
42	66	0.0012	0.0009	0	1
43	44	0.0020	0.0016	0	1
44	45	0.0056	0.0043	0	1
45	46	0.0034	0.0026	0	1
46	47	0.0002	0.0001	0	1
47	48	0.0026	0.0020	0	1
47	49	0.0024	0.0018	0	1





49	50	0.0047	0.0037	0	1
49	51	0.0004	0.0003	0	1
51	52	0.0008	0.0006	0	1
51	54	0.0029	0.0023	0	1
54	55	0.0027	0.0021	0	1
52	53	0.0003	0.0002	0	1
55	56	0.0099	0.0077	0	1
56	57	0.0064	0.0049	0	1
57	58	0.0068	0.0053	0	1
58	59	0.0033	0.0019	0	1
58	62	0.0053	0.0041	0	1
59	60	0.0018	0.0011	0	1
60	61	0.0009	0.0005	0	1
62	63	0.0083	0.0064	0	1
63	64	0.0071	0.0055	0	1
64	65	0.0045	0.0035	0	1
66	67	0.0041	0.0032	0	1
66	73	0.0014	0.0011	0	1
67	68	0.0054	0.0042	0	1
68	69	0.0040	0.0031	0	1
69	70	0.0008	0.0006	0	1
69	72	0.0129	0.0100	0	1
70	71	0.0003	0.0002	0	1
73	74	0.0056	0.0043	0	1
74	75	0.0036	0.0028	0	1
75	76	0.0003	0.0003	0	1
76	77	0.0013	0.0019	0	1
76	79	0.0012	0.0009	0	1
77	78	0.0001	0.0002	0	1
79	80	0.0015	0.0011	0	1





80	81	0.0068	0.0104	0	1
80	93	0.0003	0.0003	0	1
81	82	0.0017	0.0026	0	1
81	84	0.0017	0.0027	0	1
82	83	0.0002	0.0003	0	1
84	85	0.0043	0.0033	0	1
85	86	0.0059	0.0046	0	1
84	87	0.0006	0.0009	0	1
87	88	0.0022	0.0034	0	1
88	89	0.0039	0.0059	0	1
89	90	0.0040	0.0061	0	1
90	91	0.0024	0.0037	0	1
91	92	0.0007	0.0001	0	1
93	94	0.0015	0.0009	0	1
93	96	0.0003	0.0003	0	1
94	95	0.0002	0.0001	0	1
96	97	0.0002	0.000097	0	1
96	98	0.0012	0.0009	0	1
98	99	0.0045	0.0035	0	1
99	100	0.0038	0.0030	0	1
100	101	0.0025	0.0016	0	1
100	104	0.0005	0.0003	0	1
101	102	0.0073	0.0057	0	1
102	103	0.0001	0.0001	0	1
104	105	0.0017	0.0011	0	1
104	107	0.0009	0.0006	0	1
105	106	0.0002	0.0001	0	1
107	108	0.0036	0.0023	0	1
108	109	0.0055	0.0036	0	1
109	110	0.0018	0.0012	0	1

```

110 111 0.0057 0.0044 0 1
111 112 0.0005 0.0004 0 1
112 113 0.0003 0.0002 0 1
112 116 0.0120 0.0093 0 1
113 114 0.0035 0.0027 0 1
114 115 0.0006 0.0004 0 1
116 117 0.0003 0.0002 0 1];

```

```

busdata(:,1)=busdata(:,1)+1;
linedata(:,1)=linedata(:,1)+1;
linedata(:,2)=linedata(:,2)+1;
Ifybus % form the bus admittance matrix
lfnewton % Load flow solution by Gauss-Seidel method
busout % Prints the power flow solution on the screen
lineflow % Computes and displays the line flow and losses
plot(Vperbus)
% title('\fontsize{16}Voltage Profile per Bus')
xlabel('\fontsize{16}Bus Number') % x-axis label
ylabel('\fontsize{16}Voltage (p.u)') % y-axis label

```

**Program Penentuan Optimasi dan Kapasitas DG metode PSO**

```

% *****
% Inisialisasi Parameter PSO
% *****
clc
clear all;
maxit=50; N=20;
Dim=1;
dim=Dim*4;
max_bus=118; min_bus=1;
upposgen = max_bus.*(ones(1,1)); lwposgen = min_bus.*(ones(1,1));

```

```

genPos = (rand(N,Dim).*( repmat((upposgen-lwposgen),N,1)+ repmat(lwposgen,N,1)));
max_MW=6; min_MW=0.01;
upMW = max_MW.*(ones(1,1)); lwMW = min_MW.*(ones(1,1));
genMW = rand(N,Dim).*( repmat((upMW-lwMW),N,1)+ repmat(lwMW,N,1));
max_Qmin=-1; min_Qmin=-10;
upQmin = max_Qmin.*(ones(1,1)); lwQmin = min_Qmin.*(ones(1,1));
genQmin = rand(N,Dim).*( repmat((upQmin-lwQmin),N,1)+ repmat(lwQmin,N,1));
max_Qmax=10; min_Qmax=1;
upQmax = max_Qmax.*(ones(1,1)); lwQmax = min_Qmax.*(ones(1,1));
genQmax = rand(N,Dim).*( repmat((upQmax-lwQmax),N,1)+ repmat(lwQmax,N,1));
x=[genPos genMW genQmin genQmax]
minftot=[];
V_max=1; v =rand(N,dim); %kecepatan awal
Vmax=V_max.*ones(1,dim); Vmin=-V_max.*ones(1,dim);
c1=2; c2=2; [brs,~]=size(x);
f = zeros(N,1);
for i=1:brs
    f(i)=fitness1gen(x(i,:));
end
it=1;
Pbest=x;
fbest=f;
[~,idk]=min(f);
Gbest=x(idk,:);

```

% \*\*\*\*\*

% Running Algoritma Utama

% \*\*\*\*\*

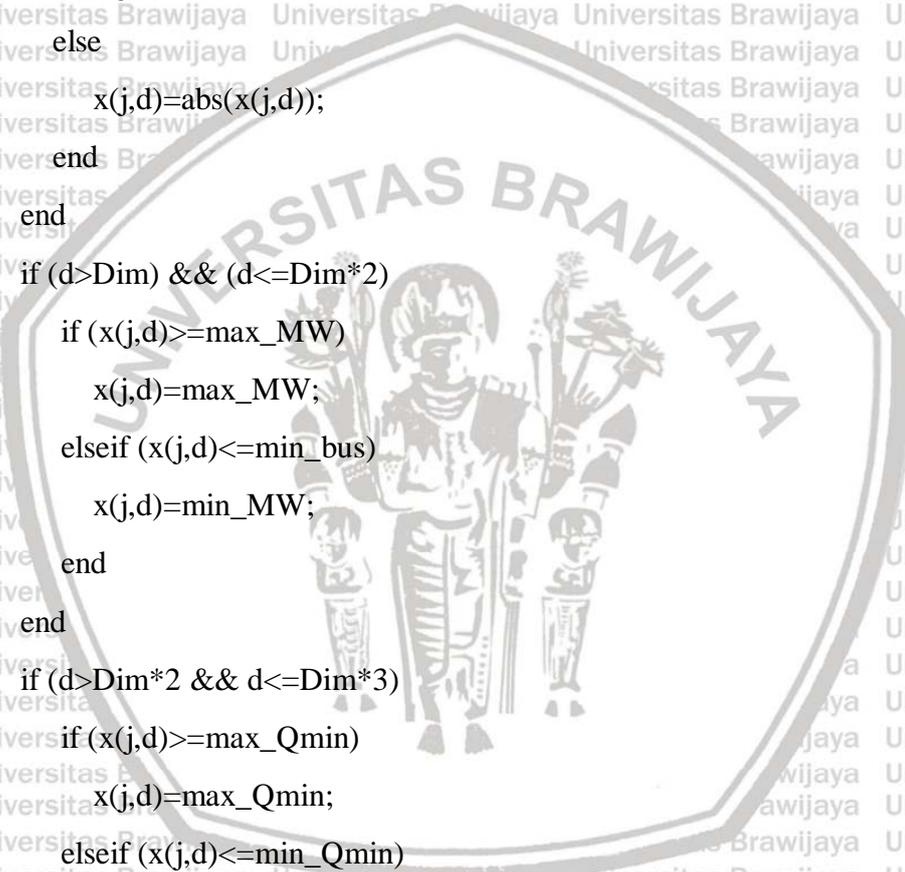
while it<maxit

for j=1:brs

for d=1:dim



```
v(j,d)=0.75.*v(j,d)+(c1*rand()).*(Pbest(j,d)-x(j,d))+(c2*rand()).*(Gbest(:,d)-x(j,d));
x(j,d)=x(j,d)+v(j,d);
if (d <= Dim)
    if x(j,d)>=max_bus
        x(j,d)=max_bus;
    elseif x(j,d)<=min_bus
        x(j,d)=min_bus;
    else
        x(j,d)=abs(x(j,d));
    end
end
end
if (d>Dim) && (d<=Dim*2)
    if (x(j,d)>=max_MW)
        x(j,d)=max_MW;
    elseif (x(j,d)<=min_bus)
        x(j,d)=min_MW;
    end
end
end
if (d>Dim*2 && d<=Dim*3)
    if (x(j,d)>=max_Qmin)
        x(j,d)=max_Qmin;
    elseif (x(j,d)<=min_Qmin)
        x(j,d)=min_Qmin;
    end
end
end
if (d>Dim*3 && d<=Dim*4)
    if (x(j,d)>=max_Qmax)
        x(j,d)=max_Qmax;
    elseif (x(j,d)<=min_Qmax)
        x(j,d)=min_Qmax;
    end
end
end
```



```

end
end
f(j)=fitness1gen(x(j,:));
end
%update Pbest
changerow = f < fbest;
fbest=fbest.*(1-changerow)+f.*changerow;
Pbest(changerow,:)=x(changerow,:);
succes_count=size(find(changerow));
[minf,idk]=min(fbest);
minftot=[minftot;minf];
Gbest=Pbest(idk,:);
it=it+1;
end
tl=fitness1gencek(Gbest);
head =[' Pos Generation --Static-- Total Loss'
Bus No. MW Qmin Qmax MW '];
disp(head)
fprintf(' %7g', int8(Gbest(1,1))), fprintf(' %8.3f', Gbest(1,2)),fprintf(' %11.3f', Gbest(1,3)),
fprintf(' %5.3f', Gbest(1,4)),fprintf(' %5.5f\n', tl)
figure(1)
plot(Vperbus)
title('\fontsize{16} Voltage Profile per Bus')
xlabel('\fontsize{16}Bus') % x-axis label
ylabel('\fontsize{16}Voltage (p.u)') % y-axis label
figure(2)
plot(minftot)
title('\fontsize{16}Losses per Iteration')
xlabel('\fontsize{16}Iteration') % x-axis label
ylabel('\fontsize{16}Losses(MW)') % y-axis label

```

## Program Penentuan Optimasi dan Kapasitas DG metode JAYA

```

% *****
%
%      Inisialisasi Parameter JAYA
% *****
clc
clear all;
maxit=50; N=20;
Dim=1;
dim=Dim*4;
max_bus=118; min_bus=1;
upposgen = max_bus.*(ones(1,1)); lwposgen = min_bus.*(ones(1,1));
genPos = (rand(N,Dim).*(repmat((upposgen-lwposgen),N,1)+repmat(lwposgen,N,1)));
max_MW=4.89; min_MW=0.01;
upMW = max_MW.*(ones(1,1)); lwMW = min_MW.*(ones(1,1));
genMW = rand(N,Dim).*(repmat((upMW-lwMW),N,1)+repmat(lwMW,N,1));
max_Qmin=-0.1; min_Qmin=-3.02;
upQmin = max_Qmin.*(ones(1,1)); lwQmin = min_Qmin.*(ones(1,1));
genQmin = rand(N,Dim).*(repmat((upQmin-lwQmin),N,1)+repmat(lwQmin,N,1));
max_Qmax=3.02; min_Qmax=0.1;
upQmax = max_Qmax.*(ones(1,1)); lwQmax = min_Qmax.*(ones(1,1));
genQmax = rand(N,Dim).*(repmat((upQmax-lwQmax),N,1)+repmat(lwQmax,N,1));
x=[genPos genMW genQmin genQmax]
minftot=[];
V_max=1; v =rand(N,dim); %kecepatan awal
Vmax=V_max.*ones(1,dim); Vmin=-V_max.*ones(1,dim);
c1=2; c2=2; [brs,~]=size(x);
f = zeros(N,1);
for i=1:brs
    f(i)=fitness1 gen(x(i,:));

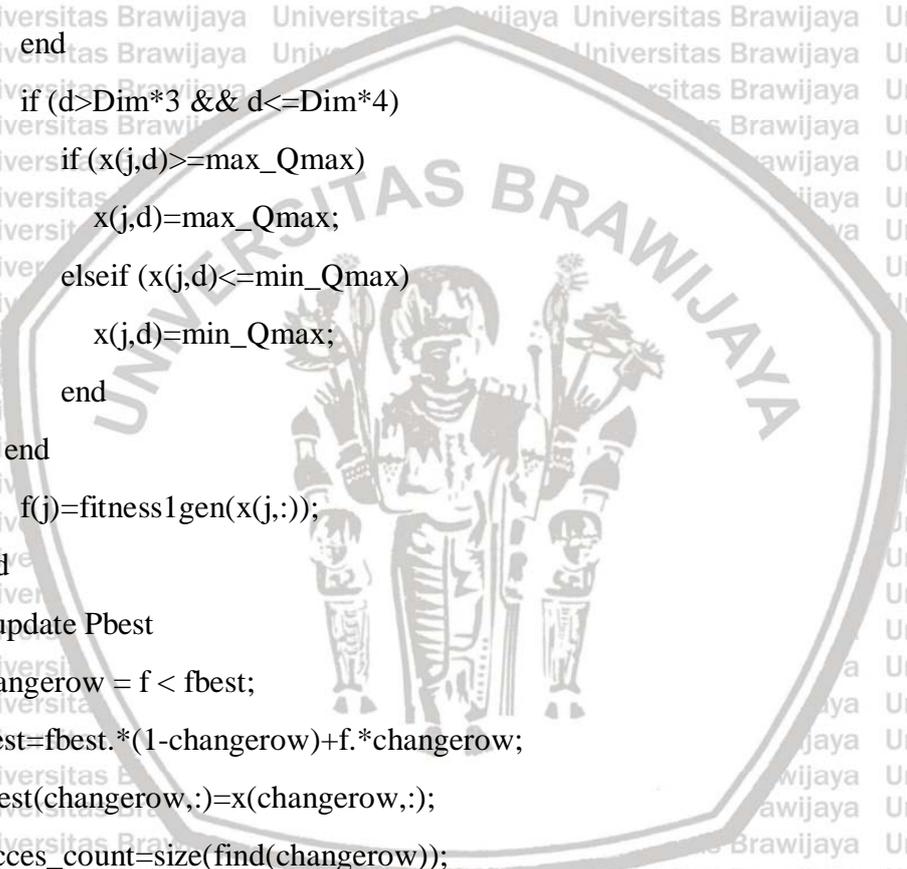
```



```

end
if (d>Dim*2 && d<=Dim*3)
    if (x(j,d)>=max_Qmin)
        x(j,d)=max_Qmin;
    elseif (x(j,d)<=min_Qmin)
        x(j,d)=min_Qmin;
    end
end
if (d>Dim*3 && d<=Dim*4)
    if (x(j,d)>=max_Qmax)
        x(j,d)=max_Qmax;
    elseif (x(j,d)<=min_Qmax)
        x(j,d)=min_Qmax;
    end
end
f(j)=fitness1gen(x(j,:));
end
%update Pbest
changerow = f < fbest;
fbest=fbest.*(1-changerow)+f.*changerow;
Pbest(changerow,:)=x(changerow,:);
succes_count=size(find(changerow));
[minf,idk]=min(fbest);
minftot=[minftot,minf];
Gbest=Pbest(idk,:);
[~,idk]=max(f);
Gbad=x(idk,:);
it=it+1;
end
tl=fitness1gencek(Gbest);

```



```

head =[' Pos  Generation  --Static-- Total Loss'
        Bus No. MW      Qmin  Qmax   MW  '],
disp(head)
fprintf(' %7g', int8(Gbest(1,1))), fprintf(' %8.3f', Gbest(1,2)),fprintf(' %11.3f', Gbest(1,3)),
fprintf(' %5.3f', Gbest(1,4)),fprintf(' %5.5f\n', tl)
figure(1)
plot(Vperbus)
% title('\fontsize{16}Voltage Profile per Bus')
xlabel('\fontsize{16}Bus Number') % x-axis label
ylabel('\fontsize{16}Voltage (p.u)') % y-axis label
figure(2)
plot(minftot)
% title('\fontsize{16}Losses per Iteration')
xlabel('\fontsize{16}Iteration') % x-axis label
ylabel('\fontsize{16}Losses(MW)') % y-axis label

```

