

**ANALISIS JATUH TEGANGAN DAN PENEMPATAN KAPASITOR  
OPTIMAL PADA PENYULANG ATTAQWA 20 kV GARDU INDUK  
BEKASI  
SKRIPSI**

**TEKNIK ELEKTRO KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK**

Ditujukan untuk memenuhi persyaratan  
gelar Sarjana Teknik



**REZA ALIANSYAH  
NIM. 165060300111005**

**UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
FAKULTAS TEKNIK  
MALANG**

**2021**





## LEMBAR PENGESAHAN

### ANALISIS JATUH TEGANGAN DAN PENEMPATAN KAPASITOR OPTIMAL PADA PENYULANG ATTAQWA 20 KV GARDU INDUK BEKASI

### SKRIPSI

### TEKNIK ELEKTRO KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK

Ditujukan untuk memenuhi persyaratan  
gelar Sarjana Teknik



**REZA ALIANSYAH**  
**NIM. 165060300111005**

Skripsi telah disetujui oleh dosen pembimbing  
pada 27 Juli 2021

Dosen Pembimbing I

Ir. Mahfudz Shidiq, M.T.  
NIP. 19580609 198703 1 003

Dosen Pembimbing II

Ir. Teguh Utomo, M.T.  
NIP. 19650913 199103 1 003



Mengetahui,  
Dekan Jurusan Teknik Elektro

Dr. Muslim, ST., M.T., Ph.D.  
NIP. 19741203 200012 1 001



JUDUL SKRIPSI

ANALISIS JATUH TEGANGAN DAN PENEMPATAN KAPASITOR OPTIMAL PADA  
PENYULANG ATTAQWA 20 KV GARDU INDUK BEKASI

Nama Mahasiswa : Reza Aliansyah  
NIM : 165060300111005  
Program Studi : Teknik Elektro  
Konsentrasi : Teknik Energi Elektrik

KOMISI PEMBIMBING

Ketua : Ir. Mahfudz Shidiq, M.T



Anggota : Ir. Teguh Utomo, M.T



TIM DOSEN PENGUJI

Dosen Penguji I : Tri Nurwati S.T M.T

 disetujui tanggal 27 Juli 2021

Dosen Penguji II : Drs. Ir. Moch. Dhofir, M.T

 disetujui tanggal 27 Juli 2021

Tanggal Ujian : 26 Juli 2021

SK Penguji : No. 1324 Tahun 2021

## PERNYATAAN ORISINALITAS SKRIPSI

Saya menyatakan dengan sebenar-benarnya bahwa sepanjang pengetahuan saya dan berdasarkan hasil penelusuran berbagai karya ilmiah, gagasan dan masalah ilmiah yang diteliti dan diulas di dalam Naskah Skripsi ini adalah asli dari pemikiran saya. Tidak terdapat karya ilmiah yang pernah diajukan oleh orang lain untuk memperoleh gelar akademik di suatu Perguruan Tinggi, dan tidak terdapat karya atau pendapat yang pernah ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis dikutip dalam naskah ini dan disebutkan dalam sumber kutipan dan daftar pustaka.

Apabila ternyata di dalam naskah Skripsi ini dapat dibuktikan terdapat unsur-unsur jiplakan, saya bersedia Skripsi dibatalkan, serta diproses sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang berlaku (UU No. 20 Tahun 2003, pasal 25 ayat 2 dan pasal 70).

Malang, 26 Juli 2021

Mahasiswa,

Reza Aliansyah

NIM. 165060300111030

UNIVERSITAS BRAWIJAYA





## RINGKASAN

**Reza Aliansyah**, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik Universitas Brawijaya, Juli 2021,  
**ANALISIS JATUH TEGANGAN DAN PENEMPATAN KAPASITOR OPTIMAL PADA PENYULANG ATTAQWA 20 kV GARDU INDUK BEKASI**, Dosen Pembimbing: Mahfudz Shidiq dan Teguh Utomo.

Pertumbuhan beban pada sistem distribusi semakin meningkat terus - menerus dan hal ini diikuti dengan peningkatan permintaan suplai daya reaktif. Jika suatu jaringan tidak memiliki sumber daya reaktif di daerah sekitar beban maka semua kebutuhan beban reaktifnya dipikul oleh generator sehingga akan mengalir arus reaktif pada jaringan yang mengakibatkan drop tegangan. Jika beban mengkonsumsi daya reaktif yang besar, maka sistem akan bekerja lebih keras dengan meningkatkan arus listrik yang mengalir untuk mencapai daya aktif nominal yang dibutuhkan beban. Maka dari itu daya reaktif memiliki hubungan terhadap perubahan tegangan. Jatuh tegangan pada penghantar sebanding dengan daya reaktif yang mengalir pada penghantar tersebut.

Salah satu solusi untuk menangani masalah diatas adalah dengan memasang kapasitor bank pada sistem distribusi. Kapasitor bank berguna sebagai sumber daya reaktif tambahan untuk mengkompensasi daya reaktif akibat adanya beban yang sifatnya induktif. *Optimal Capacitor Placement (OCP)* merupakan salah satu metode penempatan optimal kapasitor yang menjadi sebuah solusi untuk menyelesaikan permasalahan jatuh tegangan dan susut daya pada sebuah sistem ketenagalistrikan. Permasalahan ini merujuk pada penyulang Attaqwa GI Bekasi yang memiliki panjang saluran hampir 111 kms dengan 78 trafo distribusi. Untuk menentukan ukuran dan letak optimal bank kapasitor pada sistem distribusi radial terlebih dahulu dilakukan analisa aliran daya dimana hasil aliran daya merupakan *input* pada proses OCP *genetic algorithm (GA)*.

Pada penelitian ini akan dilakukan optimasi penempatan dan ukuran kapasitor bank pada sistem distribusi dengan skenario pembebanan *existing* dan skenario pembebanan sebesar 80% kapasitas trafo distribusi. Hasil aliran daya skenario pembebanan *existing* menunjukkan kondisi sistem penyulang masih dalam keadaan baik dimana nilai jatuh tegangan masih dalam batas standar (-10% dan +5%), sedangkan untuk skenario pembebanan trafo sebesar 80% mengalami jatuh tegangan dibawah batas standar pada 35 bus sehingga dilakukan proses optimasi OCP metode GA dengan bantuan ETAP 12.6 yang menghasilkan kompensasi penempatan kapasitor sebanyak 11 kapasitor pada 9 bus dengan ukuran 400 kVAR tiap kapasitornya serta berhasil memperbaiki profil tegangan tiap bus sesuai batas standar dan memperbaiki rugi daya menjadi 507,1 kW dan 453,6 kVAR.

Kata kunci: Jatuh Tegangan, Analisis Aliran Daya, *Optimal Capacitor Placement (OCP)*, *Genetic Alortihm (GA)*, ETAP 12.6.





## SUMMARY

**Reza Aliansyah**, Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, University of Brawijaya, July 2021, **DROP VOLTAGE ANALYSIS AND OPTIMAL CAPACITOR PLACEMENT ON 20 kV ATTAQWA FEEDER OF BEKASI SUBSTATION**, Academic Supervisor: Mahfudz Shidiq and Teguh Utomo.

*Load growth in distribution system increase steadily and is followed by increased demand for reactive power supply. If a network does not have a reactive power source in around load area then all the needs of reactive load borne by the generator so that reactive current will flow to the network resulting in decreased voltage drop. If the load consumes a large amount of reactive power, the system will work harder by increasing the current flowing to reach the nominal active power required by the load. Therefore reactive power has a relationship to changes in voltage. The voltage drop across a conductor is proportional to the reactive power flowing in the conductor.*

*One solution to deal with the above problem is to install a capacitor bank in the distribution system. Optimal Capacitor Placement (OCP) is one of capacitor placement method that becomes a solution to solve the problem of voltage drop and power loss in an electrical system. This problem refers to feeder Attaqwa of GI Bekasi that has 111 kms length of distribution line with 78 distribution transformer. To set the rating and the optimal position of bank capacitor in the radial distribution system, an analysis of power flow should be done first where the output of power flow will be the input to the genetic algorithm OCP process.*

*In this research, the optimization of rating and location of capacitor bank into distribution system will be done with the existing loading scenario and 80% loading capacity of distribution transformer. The result of power flow with the existing loading scenario shows that the condition of feeder system still in the good condition where the voltage drop value still within the standard limits (-10% and +5%), while the result for the second loading scenario shows that there are voltage drop value under the limits on 35 buses in system so that the OCP process with the GA method carried out with help of ETAP 12.6 which resulted in compensation for the placement of 11 capacitors on 9 buses with a size of 400 kVAR for each capacitor and succeeded in improving the voltage profile of each bus according to standard limits and improving power losses to 507.1 kW and 453, 6 kVAR.*

**Keywords:** Voltage Drop, Power Flow Analysis, Optimal Capacitor Placement (OCP), Genetic Algorithm (GA), ETAP 12.6.



## PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kehadirat Allah SWT karena berkat rahmat-Nya, saya selaku penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “Analisis Jatuh Tegangan dan Penempatan Kapasitor Optimal Pada Penyulang Attaqwa 20 kV Gardu Induk Bekasi”

Penyusunan skripsi ini diselesaikan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya. Dalam kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Muhammad Aziz Muslim, ST., M.T., Ph.D. selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya.
2. Ibu Ir. Nurussa'adah, M.T. selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya.
3. Ibu Rahmadwati, S.T., M.T., Ph.D. selaku Ketua Program Studi Sarjana Teknik Elektro Universitas Brawijaya.
4. Ibu Dr. Rini Nur Hasanah, S.T., M.Sc. selaku KKJF Konsentrasi Teknik Energi Elektrik.
5. Bapak Ir. Mahfudz Shidiq, M.T. dan Bapak Ir. Teguh Utomo, M.T. selaku dosen pembimbing yang selalu memberikan pengarahan dan bimbingan dalam penyelesaian skripsi ini serta atas segala pengertian yang telah diberikan.
6. Segenap dosen, pegawai administrasi dan laboran Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya atas segala ilmu, masukan, dan bantuannya.

Semoga Allah SWT senantiasa memberikan kesehatan dan membalas kebaikan untuk semua pihak yang turut membantu penyusunan skripsi ini hingga selesai. Penulis menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari sempurna dan masih ada kekurangan, namun semoga skripsi ini dapat memberikan manfaat bagi kita semua.

Malang, 26 Juli 2021

Penulis



(Halaman ini sengaja dikosongkan)

## DAFTAR ISI

|   |          |
|---|----------|
| PENGANTAR.....  | i        |
| DAFTAR ISI.....   | iii      |
| DAFTAR GAMBAR.....  | v        |
| DAFTAR TABEL.....   | vii      |
| <b>BAB 1 PENDAHULUAN</b> .....  | <b>1</b> |
| 1.1. Latar Belakang Masalah.....  | 1        |
| 1.2. Rumusan Masalah.....   | 2        |
| 1.3. Batasan Masalah.....   | 3        |
| 1.4. Tujuan.....  | 3        |
| 1.5. Manfaat.....   | 3        |
| 1.6. Sistematika Penulisan.....   | 3        |
| <b>BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA</b> .....   | <b>5</b> |
| 2.1. Sistem Jaringan Distribusi Tenaga Listrik.....   | 5        |
| 2.1.1. Sistem Jaringan Distribusi Primer.....   | 6        |
| 2.1.2. Sistem Jaringan Distribusi Sekunder.....   | 6        |
| 2.1.3. Perencanaan Jaringan Distribusi.....   | 7        |
| 2.1.4. Parameter-parameter Saluran Distribusi.....  | 8        |
| 2.2. Daya Listrik.....  | 9        |
| 2.3. Faktor Daya.....   | 10       |
| 2.4. Rugi Daya.....   | 11       |
| 2.5. Jatuh Tegangan.....  | 12       |
| 2.6. Analisis Aliran Daya.....  | 16       |
| 2.6.1. Rumusan Dasar Persamaan Aliran Daya.....   | 17       |
| 2.6.2. Beda Daya ( <i>Power Mismatch</i> ).....   | 20       |
| 2.6.3. Metode <i>Newton Rapshon</i> .....   | 20       |
| 2.6.4. Metode <i>Fast Decoupled</i> .....   | 22       |
| 2.7. Analisis Penempatan <i>Bank</i> Kapasitor.....   | 24       |
| 2.7.1. Kompensasi Daya Reaktif.....   | 25       |
| 2.7.2. Penggunaan Algoritma Genetika.....   | 26       |
| 2.7.3. Konsep Dasar Algoritma Genetika.....   | 26       |
| 2.7.4. Analisa Penempatan Optimal <i>Bank</i> Kapasitor dengan Metode Algoritma Genetika..... | 28       |
| 2.7.5. Algoritma Genetika.....  | 31       |

|                              |  |     |
|------------------------------|--|-----|
| 2.7.6.                       | Parameter dan Batasan Parameter.....                           | 31  |
| 2.7.7.                       | Fungsi Objektif.....   | 32  |
| 2.7.8.                       | Algoritma Penempatan Bank Kapasitor.....                       | 34  |
| 2.8.                         | ETAP 12.6.....   | 37  |
| BAB 3 METODE PENELITIAN..... |  | 39  |
| 3.1.                         | Studi Literatur.....   | 40  |
| 3.2.                         | Pengambilan Data.....  | 40  |
| 3.3.                         | Langkah-langkah Pengujian dan Analisis.....                    | 41  |
| 3.3.1.                       | Simulasi Aliran Daya Dengan Metode <i>Fast Decoupled</i> ..... | 42  |
| 3.3.2.                       | Optimasi Jaringan.....   | 46  |
| 3.3.3.                       | Hasil Jatuh Tegangan Setelah Optimasi.....                     | 50  |
| 3.4.                         | Analisis dan Hasil.....  | 50  |
| BAB 4 PEMBAHASAN.....        |  | 51  |
| 4.1.                         | Data Penelitian.....   | 51  |
| 4.2.                         | Analisis Aliran Daya Sebelum Penempatan Kapasitor Bank.....    | 59  |
| 4.2.1.                       | Konsep Perhitungan Aliran Daya.....                            | 60  |
| 4.2.2.                       | Hasil Simulasi Aliran Daya ETAP 12.6.....                      | 78  |
| 4.3.                         | Optimasi Jaringan Penempatan Kapasitor Bank Optimal.....       | 90  |
| 4.4.                         | Analisis Aliran Daya Setelah Penempatan Kapasitor Bank.....    | 92  |
| 4.5.                         | Analisis Hasil dan Perbandingan.....                           | 96  |
| BAB 5 PENUTUP.....           |  | 103 |
| 5.1.                         | Kesimpulan.....  | 103 |
| 5.2.                         | Saran.....   | 103 |
| DAFTAR PUSTAKA.....          |  | 105 |
| LAMPIRAN.....                |  | 107 |

## DAFTAR GAMBAR

|  |    |
|--|----|
| Gambar 2. 1 Sistem Pendistribusian Tenaga Listrik.....   | 5  |
| Gambar 2. 2 Vektor Diagram Segitiga Daya .....   | 10 |
| Gambar 2. 3 Model Sistem Tenaga Listrik Sederhana .....  | 13 |
| Gambar 2. 4 Diagram Vektor Sistem Tenaga Listrik .....   | 13 |
| Gambar 2. 5 Proses <i>Crossover</i> .....  | 27 |
| Gambar 2. 6 Proses Mutasi .....  | 27 |
| Gambar 2. 7 Diagram Algoritma Genetika.....  | 29 |
| Gambar 2. 8 Diagram Alir Penempatan Optimal Bank Kapasitor.....  | 36 |
| Gambar 3. 1 Diagram Alir Metode Penelitian .....   | 39 |
| Gambar 3. 2 Tampilan awal <i>ETAP 12.6</i> .....   | 42 |
| Gambar 3. 3 Tampilan utama <i>ETAP 12.6</i> .....  | 43 |
| Gambar 3. 4 Tampilan <i>entry data power grid ETAP 12.6</i> .....  | 43 |
| Gambar 3. 5 Tampilan <i>entry data transformator ETAP 12.6</i> .....   | 44 |
| Gambar 3. 6 Tampilan <i>entry data beban ETAP 12.6</i> .....   | 44 |
| Gambar 3. 7 Tampilan <i>entry data jaringan penghantar ETAP 12.6</i> .....                                       | 45 |
| Gambar 3. 8 Tampilan <i>entry studi kasus aliran daya ETAP 12.6</i> .....  | 46 |
| Gambar 3. 9 Simbol <i>toolbar load flow analysis ETAP 12.6</i> .....   | 46 |
| Gambar 3. 10 Tampilan Tab Info <i>Edit Study Case OCP ETAP 12.6</i> .....  | 47 |
| Gambar 3. 11 Tampilan Tab <i>Loading Edit Study Case OCP ETAP 12.6</i> .....                                     | 48 |
| Gambar 3. 12 Tampilan Tab Voltage constraint Edit Study Case OCP ETAP 12.6.....                                  | 48 |
| Gambar 3. 13 Tampilan Tab Power Factor Constraint Edit Study Case OCP ETAP 12.6 .....                            | 49 |
| Gambar 3. 14 Tampilan Tab <i>Capacitor Edit Study Case OCP ETAP 12.6</i> .....                                   | 49 |
| Gambar 4. 1 Diagram Satu Garis Penyulang Attaqwa .....   | 51 |
| Gambar 4. 2 Pemodelan Diagram Satu Garis Penyulang Attaqwa di ETAP 12.6.....                                     | 59 |
| Gambar 4. 3 Hasil Simulasi Aliran Daya Penyulang Attaqwa pada ETAP 12.6.....                                     | 79 |
| Gambar 4. 4 Arus pembebanan penyulang Attaqwa kondisi existing 197 A ETAP 12.6 .....                             | 79 |
| Gambar 4. 5 Daya aktif dan daya reaktif mengalir pada penyulang Attaqwa kondisi existing<br>197 A ETAP 12.6..... | 82 |
| Gambar 4. 6 Arus pembebanan penyulang Attaqwa kondisi (SPLN D3.0002 -1, 2008) .....                              | 85 |
| Gambar 4. 7 Daya aktif dan daya reaktif mengalir penyulang Attaqwa kondisi (SPLN<br>D3.0002 -1, 2008).....       | 87 |
| Gambar 4. 8 Hasil Simulasi OCP penyulang Attaqwa SPLN D3.0002 -1, 2008 .....                                     | 91 |



Gambar 4. 9 Grafik Perbandingan Nilai Tegangan Sebelum dan Sesudah Pemasangan Kapasitor Skenario SPLN D3.0002-1:2008.....99

Gambar 4. 10 Grafik Perbandingan Nilai Rugi Daya Sebelum dan Sesudah Pemasangan Kapasitor Skenario SPLN D3.0002-1:2008.....102



## DAFTAR TABEL

|  |     |
|--|-----|
| Tabel 2. 1 Keterangan simbol rumus aliran daya .....   | 17  |
| Tabel 2. 2 Klasifikasi bus pada aliran daya .....  | 19  |
| Tabel 2. 3 Data Populasi Awal .....  | 27  |
| Tabel 2. 4 Data Populasi Pembaruan .....   | 28  |
| Tabel 3. 1 Data spesifikasi transformator tenaga .....   | 40  |
| Tabel 3. 2 Data spesifikasi kabel penghantar .....   | 41  |
| Tabel 3. 3 Data spesifikasi pembebanan penyulang .....   | 41  |
| Tabel 4. 1 Data Spesifikasi Transformator 3 GI Bekasi .....  | 52  |
| Tabel 4. 2 Data Trafo Distribusi pada Penyulang Attaqwa GI Bekasi .....  | 52  |
| Tabel 4. 3 Data Spesifikasi Saluran Penghantar Penyulang Attaqwa GI Bekasi .....   | 54  |
| Tabel 4. 4 Resistansi (R) dan Reaktansi ( $X_L$ ) Penghantar AAAC 20 kV SPLN 64: 85 .....                                  | 58  |
| Tabel 4. 5 Impedansi Kabel Tanah Penghantar Al SPLN 64: 85 .....   | 59  |
| Tabel 4. 6 Impedansi Saluran Penghantar Besaran Per Unit .....   | 61  |
| Tabel 4. 7 Nilai Hasil Perhitungan $P_i$ dan $Q_i$ Awal .....  | 65  |
| Tabel 4. 8 Nilai Hasil Perhitungan $\Delta P$ dan $\Delta Q$ Awal .....  | 68  |
| Tabel 4. 9 Nilai Hasil Perhitungan $\Delta \theta$ dan $\Delta V$ Awal .....   | 72  |
| Tabel 4. 10 Nilai Hasil Perhitungan $\theta$ dan $V$ Iterasi 1 .....   | 74  |
| Tabel 4. 11 Nilai Hasil Jatuh Tegangan Pembebanan Existing 197 A Tanpa Kapasitor .....                                     | 80  |
| Tabel 4. 12 Nilai Hasil Rugi-rugi Saluran Pembebanan Existing 197A Tanpa Kapasitor .....                                   | 82  |
| Tabel 4. 13 Nilai Hasil Jatuh Tegangan Pembebanan (SPLN D3.0002 -1, 2008) Tanpa Kapasitor .....                            | 85  |
| Tabel 4. 14 Nilai Hasil Rugi-rugi Saluran Pembebanan (SPLN D3.0002 -1, 2008) Tanpa Kapasitor .....                         | 88  |
| Tabel 4. 15 Hasil OCP penyulang Attaqwa 35 Kandidat Bus .....  | 91  |
| Tabel 4. 16 Nilai Hasil Jatuh Tegangan Pembebanan (SPLN D3.0002 -1, 2008) Setelah Kapasitor .....                          | 92  |
| Tabel 4. 17 Nilai Hasil Rugi-rugi Saluran Pembebanan (SPLN D3.0002 -1, 2008) Setelah Penempatan Kapasitor .....            | 94  |
| Tabel 4. 18 Tabel Perbandingan Nilai Tegangan Sebelum dan Sesudah Pemasangan Kapasitor Skenario SPLN D3.0002-1:2008 .....  | 97  |
| Tabel 4. 19 Tabel Perbandingan Nilai Rugi Daya Sebelum dan Sesudah Pemasangan Kapasitor Skenario SPLN D3.0002-1:2008 ..... | 100 |



## BAB 1 PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang Masalah

Di dalam penyediaan tenaga listrik, umumnya dibedakan secara jelas tiga proses penyaluran tenaga listrik, yaitu pembangkitan, transmisi, dan distribusi yang dapat dianggap sebagai produksi atau pembuatan, pengangkutan, dan penjualan tenaga listrik. Sistem distribusi tenaga listrik memiliki peranan dalam proses penyaluran tenaga listrik untuk menghantarkan listrik karena cakupan daerahnya yang luas. Pada sistem distribusi, jaringan tegangan menengah berperan penting dalam pendistribusian tenaga listrik kepada pelanggan.

Peningkatan mutu sistem distribusi tenaga listrik merupakan salah satu unsur penting dalam upaya meningkatkan pelayanan terhadap masyarakat dan memenuhi kebutuhan energi listrik yang tumbuh cukup pesat. Hal – hal yang perlu diperhatikan dalam menjaga keberlangsungan pasokan energi listrik ke konsumen adalah dengan mempertimbangkan nilai frekuensi, sudut daya, dan kestabilan tegangan sehingga pendistribusian energi dapat berlangsung secara optimal. Perencanaan merupakan hal yang dibutuhkan untuk menjamin sebuah energi listrik yang berkelanjutan atau terjaga keberlangsungannya.

Salah satu bentuk gangguan dalam sistem tenaga listrik adalah adanya drop tegangan, hal ini diakibatkan oleh beberapa sebab antara lain adalah jarak antara pusat listrik ke pusat beban yang cukup jauh, dan beban yang cukup besar sehingga tegangan pada ujung saluran mengalami penurunan. Akibat dari drop tegangan ini dapat mengganggu kinerja dan keamanan alat-alat elektronik yang ada di rumah-rumah pelanggan. Nilai toleransi jatuh tegangan yang diatur dalam SPLN adalah senilai +5% dan -10% untuk jaringan distribusi dengan nominal tegangan 20 kV (PT. PLN, SPLN 72:1987).

Saluran listrik yang semakin panjang dapat mengakibatkan kenaikan jatuh tegangan, sehingga rugi-rugi daya juga akan meningkat. Total rugi-rugi daya pada sistem tenaga listrik 70% berasal dari sistem distribusi primer dan sekunder dan 30% berasal dari sistem transmisi dan sub transmisi (Dewansa, 2018). Kualitas tegangan pada sistem distribusi memiliki peran yang sangat vital karena sistem distribusi akan langsung meyalurkan energi listrik ke konsumen.

Nilai jatuh tegangan dapat diakibatkan oleh impedansi seri pada penghantar saluran, oleh karena itu konsumen yang berada di ujung dari titik sumber pelayanan akan menerima tegangan yang lebih kecil daripada konsumen yang berada di pangkal dari titik sumber pelayanan. Jumlah beban pada konsumen juga dapat mempengaruhi besarnya jatuh tegangan pada sistem (Markoni, 2018). Nilai beban besarnya berubah-ubah sepanjang waktu

tergantung pada konsumen itu sendiri. Semakin besar beban yang digunakan maka jatuh tegangan juga akan semakin besar. Hal ini dikarenakan semakin besar beban maka arus yang mengalir juga semakin besar.

Beban pada konsumen mengkonsumsi daya aktif dan daya reaktif dari sistem. Beban pada konsumen umumnya memiliki nominal daya aktif dari manufaktur agar beban dapat digunakan secara maksimum pada nilai tegangan tertentu. Pada sistem distribusi, beban yang bersifat induktif akan menyerap daya reaktif yang kemudian akan dapat menimbulkan jatuh tegangan di sisi penerima (Darmawan, 2019). Jika beban mengkonsumsi daya reaktif yang besar, maka sistem akan bekerja lebih keras dengan meningkatkan arus listrik yang mengalir untuk mencapai daya aktif nominal yang dibutuhkan beban. Maka dari itu daya reaktif memiliki hubungan terhadap perubahan tegangan. Jatuh tegangan pada penghantar sebanding dengan daya reaktif yang mengalir pada penghantar tersebut.

Salah satu solusi untuk menangani masalah diatas adalah dengan memasang kapasitor bank pada sistem distribusi. Kapasitor bank berguna sebagai sumber daya reaktif tambahan untuk mengkompensasi daya reaktif akibat adanya beban yang sifatnya induktif (Dewansa, 2018). Dengan adanya kapasitor bank ini, arus yang mengalir ke beban dapat menjadi lebih rendah sehingga diharapkan drop tegangan akan menjadi lebih rendah dan rugi-rugi daya juga menjadi lebih rendah. Dengan adanya penurunan rugi-rugi daya maka akan ada penghematan energi listrik

Penyulang Attaqwa Gardu Induk Bekasi merupakan salah satu penyulang yang memiliki panjang saluran yang paling panjang di Kota Bekasi yakni sepanjang 111 kms sehingga pada penyulang ini diasumsikan akan terdapat drop tegangan yang cukup besar. Maka dari itu, dalam penelitian ini penulis akan membahas tentang analisis jatuh tegangan dan penempatan lokasi optimal kapasitor bank serta penentuan kapasitas kapasitor bank sebagai bentuk optimasi jaringan penyulang Attaqwa Gardu Induk Bekasi dengan menggunakan metode Algoritma Genetika ETAP 12.6 untuk pemilihan ukuran dan lokasi optimal penempatan kapasitor bank.

## 1.2. Rumusan Masalah

1. Bagaimana menentukan kapasitas dan lokasi optimal pemasangan kapasitor bank?
2. Berapa nilai rugi-rugi daya sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor bank?
3. Bagaimana kondisi tegangan sebelum dan setelah penempatan kapasitor optimal?

### 1.3. Batasan Masalah

Agar pembahasan tidak menyimpang dari pokok perumusan masalah dan tujuan dalam penyusunan skripsi ini maka penulis memberi batasan sebagai berikut:

1. Analisis dilakukan dengan menggunakan software ETAP 12.6.0
2. *Load Flow Analysis* menggunakan metode *Fast Decoupled*
3. Metode yang digunakan untuk penentuan kapasitas dan lokasi optimal kapasitor adalah dengan menggunakan metode Algoritma Genetika pada fungsi objektif *Optimal Capacitor Placement (OCP)* ETAP 12.6.0
4. Tidak menghitung biaya pemasangan kapasitor maupun biaya penghematan akibat pemasangan kapasitor.
5. Perhitungan berdasarkan data dari PT PLN pada kondisi beban konstan.

### 1.4. Tujuan

Berdasarkan pemaparan identifikasi masalah di latar belakang dan rumusan masalah yang sudah dibuat, penulis menyusun proposal skripsi ini dengan tujuan untuk mencari lokasi optimal penempatan kapasitor bank pada sistem sistem distribusi 20 kV juga untuk mengetahui kondisi nilai rugi-rugi daya dan kondisi tegangan setelah penempatan kapasitor bank pada sistem distribusi penyulang Attaqwa 20 kV.

### 1.5. Manfaat

Manfaat dari penulisan ini adalah untuk mengetahui dan memahami bagaimana cara menentukan kapasitas dan lokasi optimal penempatan kapasitor bank pada sistem distribusi primer serta dapat dijadikan sebagai bahan referensi bagi instansi yang terkait mengenai lokasi penempatan kapasitor bank dan kapasitas kapasitor bank pada penyulang Attaqwa Gardu Induk Bekasi.

### 1.6. Sistematika Penulisan

- **BAB 1 PENDAHULUAN**

Bab ini membahas mengenai latar belakang, rumusan masalah, batasan masalah, tujuan penulisan, manfaat penelitian, dan sistematika penulisan untuk memberikan gambaran umum mengenai penulisan skripsi ini.

- **BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA**

Bab ini mengenai dasar-dasar teori yang mendukung penelitian tentang analisis jatuh tegangan dan penempatan kapasitor optimal pada penyulang 20 kV.

- **BAB 3 METODE PENELITIAN**

Bab ini mengenai langkah-langkah yang dilakukan untuk melakukan penelitian.

- **BAB 4 PEMBAHASAN**

Bab ini akan menguraikan tentang hasil perhitungan analisis aliran daya berupa nilai jatuh tegangan dan rugi-rugi daya dan juga hasil analisis penempatan kapasitor bank pada jaringan penyulang berdasarkan hasil perhitungan.

- **BAB 5 PENUTUP**

Bab ini akan berisi kesimpulan dan saran.

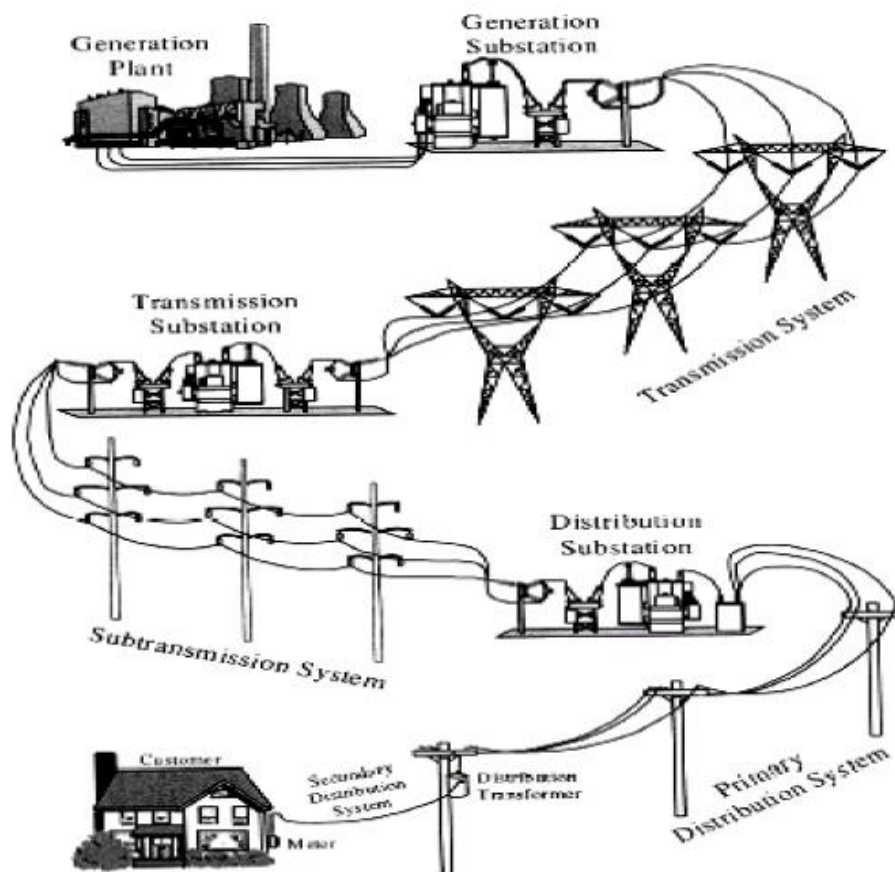


## BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1. Sistem Jaringan Distribusi Tenaga Listrik

Sistem jaringan distribusi tenaga listrik adalah penyaluran energi listrik dari pembangkit tenaga listrik (*power station*) hingga sampai kepada konsumen (pemakai) pada tingkat tegangan yang diperlukan. Sistem jaringan distribusi didefinisikan sebagai suatu sistem tenaga listrik yang menyalurkan tenaga listrik dari gardu induk sampai pada konsumen tenaga listrik. (Suswanto, 2009)

Sistem jaringan distribusi dapat dibedakan menjadi dua, yaitu sistem jaringan distribusi primer dan sistem jaringan distribusi sekunder. Kedua sistem tersebut dibedakan berdasarkan tegangan kerjanya, yang umumnya tegangan kerja pada sistem jaringan distribusi primer adalah 20 kV dan 6 kV, sedangkan tegangan kerja pada sistem distribusi sekunder adalah 220/380 V.



Gambar 2. 1 Sistem Pendistribusian Tenaga Listrik  
(Sumber: Daman Suswanto, 2009: 1)



### 2.1.1. Sistem Jaringan Distribusi Primer

Sistem jaringan distribusi primer merupakan awal penyaluran tenaga listrik dari Gardu Induk ke Gardu Distribusi. Jaringan distribusi primer atau jaringan distribusi tegangan menengah (JDTM) umumnya memiliki tegangan sistem sebesar 20 kV. Untuk wilayah kota tegangan diatas 20 kV tidak diperkenankan, mengingat pada tegangan 30 kV akan terjadi gejala-gejala korona yang dapat mengganggu frekuensi radio, TV, telekomunikasi, dan telepon.

Pada sistem jaringan distribusi primer saluran yang digunakan untuk menyalurkan daya listrik pada masing-masing beban disebut penyulang (*feeder*). Pada umumnya setiap penyulang diberi nama sesuai dengan daerah beban yang dilayani, hal ini bertujuan untuk memudahkan mengingat dan menandai jalur-jalur yang dilayani oleh penyulang tersebut.

Sifat pelayanan sistem distribusi sangat luas dan kompleks karena konsumen yang harus dilayani mempunyai lokasi dan karakteristik yang berbeda. Sistem distribusi harus dapat melayani konsumen yang terkonsentrasi di kota, pinggiran kota, dan konsumen di daerah terpencil. Sedangkan dari karakteristiknya ada konsumen perumahan dan konsumen dunia industri. Sistem konstruksi saluran distribusi terdiri dari saluran udara dan saluran bawah tanah. Pemilihan konstruksi tersebut didasarkan pada pertimbangan sebagai berikut: alasan teknis yaitu berupa persyaratan teknis, alasan ekonomis, alasan estetika dan alasan pelayanan yaitu kontinuitas pelayanan sesuai jenis konsumen.

- Saluran Udara Tegangan Menengah (SUTM)

Jenis penghantar yang dipakai adalah kawat (tanpa isolasi) seperti kawat AAAC (*All Aluminium Alloy Conductor*), ACSR (*Aluminium Conductor Steel Reinforced*), dll.

- Saluran Kabel Udara Tegangan Menengah (SKUTM)

Jenis penghantar yang dipakai adalah kabel berisolasi seperti MVTIC (*Medium Voltage Twisted Insulated Cable*).

- Saluran Kabel Tegangan Menengah (SKTM)

Jenis penghantar yang dipakai adalah kabel tanam berisolasi PVC (*Poly Vinyl Chlorida*), XLPE (*Crosslink Polyethelene*).

### 2.1.2. Sistem Jaringan Distribusi Sekunder

Sistem jaringan distribusi sekunder atau jaringan distribusi tegangan rendah (JDTR) merupakan bagian dari jaringan distribusi primer dimana jaringan ini berhubungan langsung dengan konsumen tenaga listrik. Pada jaringan distribusi sekunder sistem tegangan distribusi

primer 20 kV diturunkan menjadi sistem tegangan rendah 220/380 V dengan menggunakan trafo penurun tegangan yang terdapat pada Gardu Distribusi.

Sistem penyaluran daya listrik pada jaringan distribusi sekunder dapat dibedakan menjadi dua yaitu:

- Saluran Udara Tegangan Rendah (SUTR)

Jenis penghantar yang dipakai adalah kawat (tanpa isolasi) seperti kawat AAAC, kawat ACSR, dan lain-lain.

- Saluran Kabel Udara Tegangan Rendah (SKUTR)

Jenis penghantar yang dipakai adalah kabel berisolasi seperti kabel LVTC (*Low Voltage Twisted Conductor*).

### 2.1.3. Perencanaan Jaringan Distribusi

Perencanaan sistem distribusi energi listrik merupakan bagian yang esensial dalam mengatasi pertumbuhan kebutuhan energi listrik yang cukup pesat. Perencanaan diperlukan sebab berkaitan dengan tujuan pengembangan sistem distribusi yang harus memenuhi beberapa kriteria teknis dan ekonomis. Hal ini harus dilakukan secara sistemik dengan pendekatan yang didasarkan pada peramalan beban untuk memperoleh suatu pola pelayanan yang optimal. Perencanaan yang sistemik tersebut akan memberikan sejumlah proposal alternatif yang dapat mengkaji akibatnya yang secara langsung berhubungan dengan aspek keandalan dan ekonomis.

Tujuan umum perencanaan sistem distribusi ini adalah untuk mendapatkan suatu fleksibilitas pelayanan optimum yang mampu dengan cepat mengantisipasi pertumbuhan kebutuhan energi elektrik dan kerapatan beban yang harus dilayani. Dalam pendistribusian tenaga listrik ada beberapa hal yang harus diperhatikan yaitu sebagai berikut :

- Regulasi tegangan yaitu variasi tegangan pelayanan (tegangan terminal konsumen) harus pada batas-batas yang diijinkan 5% dari nilai nominalnya (SPLN, 1987).
- Kontinuitas pelayanan dan pengamanan yaitu tidak sering terjadi pemadaman listrik karena gangguan dan kalau terjadi dapat dengan cepat diatasi. Hal tersebut dapat dicapai dengan sistem pengamanan yang baik.
- Efisiensi sistem distribusi listrik yaitu menekan serendah mungkin rugi-rugi teknis dengan pemilihan peralatan dan pengoperasiannya yang baik dan juga menekan rugi-rugi non teknis dengan mencegah pencurian dan kesalahan pengukuran.

- Fleksibilitas terhadap penambahan beban. Untuk menyalurkan tenaga listrik dari sumber daya listrik baik berupa pusat pembangkit maupun gardu induk sampai ke pusat-pusat beban.

#### 2.1.4. Parameter-parameter Saluran Distribusi

Seluruh saluran yang menggunakan penghantar dari suatu sistem tenaga listrik memiliki sifat-sifat listrik sebagai parameter saluran seperti resistansi, induktansi, kapasitansi dan konduktansi. Oleh karena saluran distribusi memiliki saluran yang tidak begitu jauh dan menggunakan tegangan tidak lebih besar dari 69 kV maka kapasitansi dan konduktansi sangat kecil dan dapat diabaikan (Zuhal, 1995). Pada sistem tenaga listrik ada beberapa parameter yang digunakan untuk menghitung atau mencari nilai dari impedansi ( $Z$ ) saluran, yaitu nilai resistansi ( $R$ ) dan reaktansi ( $X$ ) dimana nilai dari reaktansi bisa didapat dari 2 parameter juga yaitu nilai kapasitansi dan induktansi. Impedansi dapat dijabarkan sebagai  $Z = R + jX$ .

Dalam penyaluran daya listrik dari pembangkit sampai ke konsumen melalui suatu sistem yang panjang, terdapat beberapa parameter yang mempengaruhi besaran tenaga listrik yang diterima, yaitu:

- Resistansi Saluran ( $R$ )

Nilai tahanan saluran transmisi dipengaruhi oleh resistivitas konduktor, suhu, dan efek kulit (*skin effect*). Tahanan merupakan sebab utama timbulnya susut tegangan pada saluran transmisi (Zuhal, 1995).

$$R = \frac{P}{|I|^2} \dots\dots\dots (2-1)$$

Dimana:

$P$  = Rugi daya penghantar (W)

$I$  = Arus yang mengalir (A)

- Reaktansi Saluran ( $X$ )

Dalam hal arus bolak-balik medan sekeliling konduktor tidaklah konstan melainkan berubah-ubah dan mengait dengan konduktor itu sendiri maupun konduktor lain yang berdekatan oleh karena adanya fluks yang memiliki sifat induktansi.

$$X_L = \omega L = 2\pi f L \dots\dots\dots (2-2)$$

$$X_C = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{2\pi f C} \dots\dots\dots (2-3)$$

Dimana:

- $X_L$  = Reaktansi induktif ( $\Omega$ )
- $X_C$  = Reaktansi kapasitif ( $\Omega$ )
- $L$  = Induktansi (H)
- $C$  = Kapasitansi (F)
- $f$  = Frekuensi (Hz)
- $\omega$  =  $2 \pi f$  = Kecepatan sudut

- **Induktansi Saluran**

Suatu penghantar yang membawa arus menghasilkan suatu medan magnetik di sekeliling penghantar. Fluks magnetik saluran merupakan lingkaran konsentris tertutup dengan arah yang diberikan oleh kaidah tangan kanan. Dengan penunjukan ibu jari sebagai arah arus, jari tangan kanan yang melingkari titik kawat sebagai arah medan magnetik.

**2.2. Daya Listrik**

Daya listrik adalah laju hantaran energi listrik yang mengalir pada suatu penghantar . Daya listrik dapat dibagi menjadi tiga, yaitu (Risjayanto, 2019): daya semu (S), daya aktif (P), dan daya reaktif (Q)

1. **Daya Aktif**

Daya aktif atau daya nyata (P) adalah daya listrik yang digunakan untuk menggerakkan/mengoperasikan mesin-mesin listrik atau peralatan listrik lainnya.

$$P = V \times I \times \cos\phi \dots\dots\dots (2-4)$$

Dimana:

- $P$  = Daya aktif (W)
- $V$  = Tegangan rms (V)
- $I$  = Arus rms (A)
- $\cos\phi$  = Faktor daya

2. **Daya Reaktif**

Daya reaktif (Q) adalah daya yang muncul yang diakibatkan oleh komponen pasif di luar resistor yang merupakan daya rugi-rugi atau daya yang tidak diinginkan. Daya ini seminimal mungkin dihindari atau paling tidak diperkecil.

$$Q = V \times I \times \sin\phi \dots\dots\dots (2-5)$$

Dimana:

- $Q$  = Daya reaktif (VAR)
- $V$  = Tegangan rms (V)

$I$  = Arus rms (I)  
 $\sin\phi$  = Nilai sinus sudut faktor daya

3. Daya Semu

Daya Semu (S) merupakan daya total karena daya ini merupakan resultan dari jumlah daya nyata dan daya reaktif

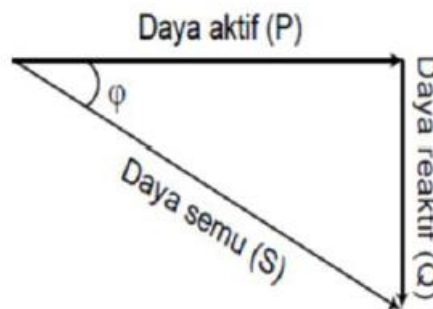
$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \dots\dots\dots (2-6)$$

Dimana:

$S$  = Daya semu 1 $\phi$  (VA)  
 $P$  = Daya nyata (W)  
 $Q$  = Daya reaktif (A)

2.3. Faktor Daya

Dari penjelasan ketiga daya diatas, maka terbentuklah suatu hubungan antara daya aktif, reaktif dan semu, atau biasa dikenal dengan istilah segitiga daya. Jumlah vektor dari daya reaktif dan daya aktif biasa disebut dengan daya semu (Sello, 2014).



Gambar 2. 2 Vektor Diagram Segitiga Daya (Sumber: Sello, 2014)

Faktor daya atau biasa disebut dengan  $\cos \phi$  didefinisikan sebagai perbandingan daya aktif dengan daya semu. Faktor daya dirumuskan sebagai berikut (Sello, 2014):

$$\cos\phi = \frac{P}{S} = \frac{V \times I \times \cos\phi}{V \times I} \dots\dots\dots (2-7)$$

Faktor daya menentukan nilai guna dari daya yang dapat dipakai/digunakan. Faktor daya yang optimal adalah sama dengan satu. Faktor daya *lagging* maupun *leading* bersifat memperkecil nilai guna tersebut. Umumnya pemakaian tenaga di industri sebagian besar bersifat *lagging*. Nilai faktor daya ( $\cos \phi$ ) yang besar membawa pengaruh baik pada jaringan

repository.ub.ac.id

distribusi. Makin besar daya reaktif induktif suatu beban, maka makin kecil pula faktor dayanya.

Koreksi faktor daya sangat dibutuhkan di suatu sistem tenaga listrik yang besar terutama dikarenakan perlunya peningkatan kualitas daya yang dihantarkan agar dapat sampai ke konsumen sesuai dengan kebutuhan. Tujuan utama dari koreksi faktor daya adalah untuk meningkatkan faktor daya pada sistem. Faktor daya yang dikehendaki adalah 1 atau mendekati 1. Koreksi faktor daya dilakukan dengan mengontrol aliran daya reaktif sistem, yaitu dengan cara kompensasi daya reaktif. Salah satu kompensator daya reaktif yang sering digunakan adalah kapasitor *shunt* dengan *rating* VAR. Kapasitor *shunt* dapat dipasang dekat dengan beban, sehingga suplai daya reaktif dapat dilakukan dengan maksimal dan dapat memperbaiki kondisi faktor daya (Risjayanto, 2019).

#### 2.4. Rugi Daya

Rugi daya atau susut daya listrik merupakan daya yang hilang dalam penyaluran daya listrik dari sumber daya listrik utama ke suatu beban (Thalib Bini, dkk, 2017). Rugi daya atau susut daya listrik merupakan daya yang hilang dalam penyaluran daya listrik dari sumber daya listrik utama ke suatu beban. Dalam proses transmisi dan distribusi tenaga listrik seringkali terjadi rugi-rugi daya yang cukup besar yang diakibatkan oleh rugi-rugi pada saluran dan juga rugi-rugi pada trafo yang digunakan. Kedua jenis rugi-rugi daya tersebut memberikan pengaruh yang besar terhadap kualitas daya dan tegangan yang dikirimkan ke sisi pelanggan.

##### 1. Rugi-rugi Saluran

Pemilihan jenis kabel yang akan digunakan pada jaringan distribusi merupakan faktor penting yang harus diperhatikan dalam perencanaan dari suatu sistem tenaga listrik. Jenis kabel dengan nilai resistansi yang kecil akan dapat memperkecil rugi-rugi daya.

Panjang dari suatu penghantar tergantung dari jarak distribusi ke pelanggan. Sehingga nilai tersebut tidak dapat diubah secara bebas. Sedangkan resistivitas bahan tergantung dari bahan penghantar yang digunakan. Parameter ini dapat diubah-ubah tergantung dari pemilihan bahan penghantar yang digunakan. Selain itu parameter lain yang dapat diubah adalah luas penampang penghantar yang digunakan, dimana semakin besar luas penampang penghantar yang digunakan akan mengurangi resistansi saluran. Akan tetapi dalam pengubahan luas penampang harus memperhatikan faktor efisiensinya.

Rugi-rugi daya listrik pada saluran distribusi dikategorikan 2 (dua) bagian yaitu rugi-rugi daya aktif dan daya reaktif dan besarnya rugi-rugi dinyatakan seperti persamaan di bawah ini (Sello, 2014):

Rugi-rugi daya satu fasa:

$$P_{loss} = I^2 \cdot l \cdot r$$

$$Q_{loss} = I^2 \cdot l \cdot x \dots\dots\dots (2-8)$$

Sedangkan rugi-rugi daya pada saluran 3 fasa adalah:

$$P_{loss} = I^2 \cdot l \cdot r$$

$$Q_{loss} = I^2 \cdot l \cdot x \dots\dots\dots (2-9)$$

Dimana:

$P_{loss}$  = rugi-rugi daya aktif (W)

$Q_{loss}$  = rugi-rugi daya reaktif (VAR)

$I$  = arus yang mengalir (A)

$l$  = panjang saluran (km)

$r$  = tahanan saluran ( $\Omega$ /km)

$x$  = reaktansi saluran ( $\Omega$ /km)

## 2. Rugi-rugi Transformator

Dalam unjuk kerjanya, trafo memiliki rugi-rugi yang harus diperhatikan. Rugi-rugi tersebut adalah sebagai berikut:

- Rugi-rugi tembaga ( $I^2R$ )
- *Eddy Current*
- Rugi- rugi Hysterisis
- Fluks bocor

### 2.5. Jatuh Tegangan

Jatuh tegangan merupakan besarnya tegangan yang hilang pada suatu penghantar.

Jatuh tegangan pada saluran tenaga listrik secara umum berbanding lurus dengan panjang saluran dan beban serta berbanding terbalik dengan luas penampang penghantar.

Jatuh tegangan juga didefinisikan sebagai selisih antara tegangan pada pangkal pengiriman dan tegangan pada ujung penerimaan tenaga listrik (Markoni, 2018). Jatuh tegangan disebabkan oleh hambatan dan arus. Pada saluran bolak-balik besarnya tergantung dari impedansi dan admintansi saluran serta pada beban dan faktor daya. Berdasarkan pengertian diatas, jatuh tegangan pada suatu saluran dapat dinyatakan dengan persamaan berikut (Markoni, 2018):

$$\Delta V = V_S - V_R \dots\dots\dots (2-10)$$

Dimana:

$\Delta V$  = Drop Tegangan (V)

$V_S$  = Tegangan kirim (V)

$V_R$  = Tegangan terima (V)

Pada sistem tenaga listrik bolak-balik besarnya tergantung dari nilai  $Z$  (impedansi) dan nilai  $Y$  (admitansi) jaringan serta pada beban dan faktor daya ( $\cos\phi$ ). Jatuh tegangan relatif dinamakan regulasi tegangan atau *voltage regulation*, dan dinyatakan oleh rumus:

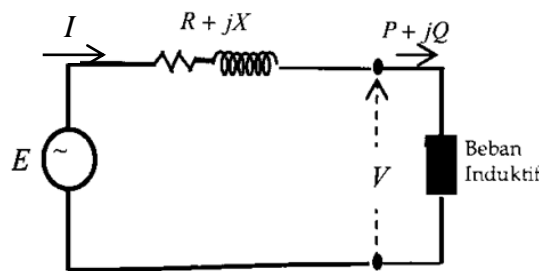
$$VR = \frac{V_S - V_R}{V_S} \times 100\% \dots\dots\dots (2-11)$$

Dimana:

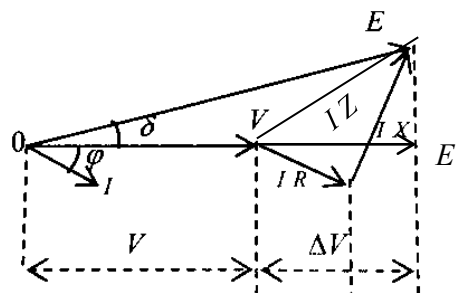
$V_S$  = Tegangan kirim (V)

$V_R$  = Tegangan terima (V)

Untuk jarak dekat regulasi tegangan tidak terlalu berarti (hanya beberapa % saja), tetapi untuk jarak sedang dan jauh dapat mencapai 5% sampai 15%.



Gambar 2. 3 Model Sistem Tenaga Listrik Sederhana  
(Sumber: Markoni, 2018)



Gambar 2. 4 Diagram Vektor Sistem Tenaga Listrik  
(Sumber: Markoni, 2018)

Dengan rumus pendekatan pada persamaan (2-12) maka perhitungan jatuh tegangan pada jaringan distribusi arus bolak-balik:



$$V_s = E = E' \dots\dots\dots (2-12)$$

$$\Delta V = E' - V \dots\dots\dots (2-13)$$

$$\Delta V = IR\cos\varphi + IX\sin\varphi \dots\dots\dots (2-14)$$

Dimana:

$\cos\varphi$  = Faktor daya beban

$I$  = Arus beban (A)

Jika:

$l$  = Panjang saluran (km)

$r$  = Resistansi saluran ( $\Omega/\text{km}$ )

$x$  = Reaktansi saluran ( $\Omega/\text{km}$ )

Maka besarnya rugi tegangan pada saluran distribusi:

$$\Delta V = IR\cos\varphi + IX\sin\varphi$$

$$\Delta V = I(R\cos\varphi + X\sin\varphi)$$

$$\Delta V = I \times l(r \cos\varphi + x \sin\varphi) \dots\dots\dots (2-15)$$

Untuk saluran satu fasa:

$$\Delta V_{1\phi} = I \times l \times (r \cos\varphi + x \sin\varphi) \dots\dots\dots (2-16)$$

Untuk saluran tiga fasa dapat ditentukan dengan menjumlahkan nilai jatuh tegangan tiap fasa R, S, dan T saluran. Nilai jatuh tegangan tiap fasa pada saluran 3 fasa didapatkan dengan menerapkan persamaan (2-16).

Dalam penyediaan tenaga listrik, tegangan yang konstan merupakan salah satu syarat utama yang harus dipenuhi. Meminimalisir jatuh tegangan merupakan salah satu upaya penyedia energi listrik menjaga standar pelayanannya kepada konsumen. Tegangan pelayanan selalu berubah sesuai dengan perubahan beban atau dengan perkataan lain tegangan adalah fungsi dari daya reaktif.

Oleh karena itu tegangan pelayanan sistem distribusi harus diatur sedemikian rupa agar perubahannya tidak berkurang atau melebihi dari kisaran yang diijinkan (-10% dan +5%) dari tegangan nominal (SPLN 1:1995). Tegangan pelayanan harus dipertahankan pada kisaran yang diijinkan agar rugi-rugi energi pada pendistribusian listrik dapat ditekan atau masih dalam batas yang diharapkan. Usaha perbaikan tegangan pada jaringan distribusi dapat dilakukan dengan beberapa cara, yaitu (Markoni, 2018) :

### 1. Tap Changer Trafo

Perbaikan tegangan dapat dilakukan dengan metode pengaturan tegangan berupa penggunaan trafo pengubah tap. Trafo pengubah tap berfungsi untuk mengatur rasio lilitan primer dan sekunder trafo. Dengan demikian memungkinkan untuk mengatur tegangan keluaran trafo.

Jenis trafo pengubah tap itu sendiri mempunyai dua macam yaitu *off-load tap changing transformer* dan *under-load tap changing transformer* (ULTC). Trafo jenis ULTC dapat digunakan secara bervariasi setiap hari, setiap jam, bahkan setiap menit tergantung kondisi sistem tanpa harus menimbulkan interupsi terhadap suplai daya listrik.

Sistem kerja pada trafo pengubah tap itu sendiri dapat dilakukan secara manual dan otomatis. Perubahan tap secara manual dianggap kurang efisien sebab masih membutuhkan peran manusia untuk mengubah posisi tap trafo setiap terjadi penurunan nilai tegangan yang cukup signifikan. Pengaturan tap trafo secara otomatis dapat dilakukan dengan menggunakan *Line drop Compensation* (LDC). Perubahan tegangan yang terdeteksi akan diumpun balik ke pengatur tegangan otomatis yang kemudian akan memerintahkan motor listrik pengubah tap trafo untuk memindahkan posisi tap trafo ke posisi yang sesuai untuk mengembalikan tegangan keluaran trafo yang konstan.

Sedangkan jika dilakukan secara manual, dapat dilakukan dengan mengatur posisi tap trafo sisi sekunder sesuai dengan yang diinginkan. Jika ingin menaikkan tegangan trafo maka dilakukan pengubahan tap yang akan menambahkan jumlah lilitan sekunder (tap positif). Sedangkan untuk kondisi sebaliknya dilakukan dengan melakukan pengubahan tap trafo yang akan mengurangi jumlah lilitan sekunder (tap negatif). Dengan demikian nilai tegangan di sisi sekunder trafo akan mengalami penurunan.

### 2. Kapasitor Bank (Kapasitor Shunt)

Kapasitor bank digunakan secara luas pada sistem distribusi untuk perbaikan faktor daya dan pengaturan tegangan penyulang. Pada saluran transmisi, kapasitor bank berguna untuk mengkompensasi rugi-rugi daya reaktif ( $I^2X$ ) dan memastikan tegangan terjaga pada levelnya pada saat beban penuh.

Beban yang bersifat induktif akan menyerap daya reaktif, yang kemudian akan menimbulkan jatuh tegangan di sisi penerima. Dengan melakukan pemasangan kapasitor bank, beban akan mendapatkan suplai daya reaktif. Kompensasi yang dilakukan kapasitor bank akan dapat mengurangi penyerapan daya reaktif sistem oleh beban. Dengan demikian jatuh tegangan yang terjadi akan dapat dikurangi (Darmawan, dkk, 2019).

Pengaturan tegangan dengan menggunakan kapasitor *bank*, selain dapat memperbaiki nilai tegangan juga dapat meningkatkan nilai faktor daya. Sebab dengan memasang kapasitor *bank*, akan dapat mengurangi penyerapan daya reaktif oleh beban.

Dengan berkurangnya nilai daya reaktif yang diserap oleh beban, akan meningkatkan nilai faktor daya.

Kapasitor *bank* dengan *switch* mekanik (MSCS) dipasang di gardu utama pada area beban. Proses *switching* sering dilakukan secara manual dengan rele tegangan untuk melindungi *switch* ketika tegangan melebihi batasnya. Untuk stabilitas tegangan, kapasitor *bank* berguna untuk mendorong generator terdekat beroperasi dengan faktor daya mendekati satu.

### 3. Penggantian Penghantar Saluran

Penggantian penghantar saluran dapat dilakukan dengan mempertimbangkan luas penampang dan jenis bahan yang di gunakan untuk meminimalisir nilai tahanan penghantar.

## 2.6. Analisis Aliran Daya

Sistem distribusi tenaga listrik merupakan bagian dari sistem penyaluran tenaga listrik yang terhubung langsung dengan beban. Pendistribusian listrik dari garudi induk transmisi ke menuju titik beban disalurkan dengan penghantar yang disebut penyulang (*feeder*). Sistem distribusi listrik memiliki parameter-parameter yang cukup kompleks untuk dianalisis. Salah satu yang membuat analisis menjadi kompleks adalah karena sistem yang paling dekat dengan beban, konfigurasi yang rumit, dan memiliki banyak bus.

Perhitungan aliran daya adalah salah satu penyelesaian yang sangat penting dalam analisis rangkaian sistem daya. Analisis ini digunakan secara luas dalam perancangan sistem, rekabentuk, dan kontrol. Tujuan utamanya adalah untuk menentukan tegangan node/bus dan berikutnya adalah menentukan aliran daya pada rangkaian sistem daya pada keadaan keadaan tunak/mantap. Persamaan yang memodelkan masalah aliran beban diselesaikan dengan algoritma yang dibangun sesuai dengan karakteristik dan struktur sistem rangkaian (Hadi Suyono, Tanpa Tahun).

Asumsi dasar dari masalah aliran beban adalah dengan menganggap rangkaian sebagai rangkaian linear dan seimbang yang diwakili oleh parameter jaringan tergroupal.

Karena itu untuk masalah tak linear akan direpresentasikan dalam bentuk linear sebagaimana asumsi di atas, karena keadaan yang ditetapkan pada bus adalah tak linear. Oleh karena itu penyelesaian aliran beban dibuat secara iterasi atau berangka (*numerical analysis*).

### 2.6.1. Rumusan Dasar Persamaan Aliran Daya

Pada sub bab ini diawali dengan tabel keterangan untuk simbol-simbol yang digunakan pada tiap rumus teori analisa aliran daya.

Tabel 2.1 Keterangan simbol rumus aliran daya

| JENIS        | BENTUK SIMBOL | KETERANGAN  |
|--------------|---------------|---|
| Simbol Utama | $S$           | Daya kompleks/semu = $P + jQ$                               |
|              | $P$           | Daya aktif pada bus   |
|              | $Q$           | Daya reaktif pada bus                                       |
|              | $I$           | Arus bus yang diinjeksi pada sistem                         |
|              | $V$           | Magnitude tegangan bus                                      |
|              | $E$           | Tegangan internal dibelakang reaktansi sumber               |
|              | $\theta$      | Sudut tegangan bus  |
|              | $\bar{Y}$     | Matriks admitansi bus = $G + jB$                            |
|              | $\bar{V}$     | Tegangan bus = $e + jf$                                     |
|              | $\bar{Z}$     | Matriks impedansi bus                                       |
|              | $B', B''$     | Matriks jacobian  |
|              | $n$           | Jumlah bus (tidak termasuk bus referensi)                   |
|              | $f$           | Frekuensi   |
|              | $Re$          | Bagian real   |
| Subskrip     | $Im$          | Bagian imajiner   |
|              | $i, j, k$     | Indeks bus  |
|              | $g$           | Pembangkitan  |
|              | $d$           | Beban   |
|              | $s$           | Nilai injeksi   |
|              | $*$           | Konjuget kompleks   |
| Superskrip   | $k \in i$     | Subset bus yang bersambung langsung oleh cabang k ke node i |
|              | $sp$          | Nilai yang dikehendaki                                      |
|              | $r$           | Jumlah iterasi  |
|              | $min$         | Minimum   |
|              | $max$         | Maksimum  |

Untuk memudahkan perhitungan aliran beban, asumsinya adalah dengan menganggap sistem 3 fasa adalah seimbang. Oleh karena itu parameter tergumpal jaringan diwakili oleh urutan positif-nya. Dengan menggunakan simbol matriks, persamaan tegangan bus dapat dinyatakan sebagai (Hadi Suyono, Tanpa Tahun):

$$\bar{Y} \cdot \bar{V} = \bar{I} \quad (2-17)$$

Dimana:

$\bar{Y}$  = Matriks admitansi bus

$\bar{V}$  = Tegangan bus

$\bar{I}$  = Arus bus yang diinjeksikan pada sistem

Dimana  $\bar{I}$  merepresentasikan arus setara bus diinjeksi (masuk) dan dihitung dari:

$$\bar{S}_i = V_i \cdot I_i^* \dots\dots\dots (2-18)$$

Dimana  $\bar{S}_i$  jumlah pembangkitan pada bus  $i$ :

$$\bar{S}_i^* = P_i - jQ_i \dots\dots\dots (2-19)$$

Sehingga

$$I_i = \frac{\bar{S}_i^*}{V_i^*}$$

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \dots\dots\dots (2-20)$$

Persamaan aliran beban untuk bus  $i$  dapat disebut sebagai

$$\sum_{k \in i} \bar{Y}_{ik} \bar{V}_k = \bar{I}_i \dots\dots\dots (2-21)$$

Menggantikan  $\bar{I}_i$  dengan persamaan (2-20) sehingga

$$\sum_{k \in i} \bar{Y}_{ik} \bar{V}_k = \frac{\bar{S}_i^*}{V_i^*} \dots\dots\dots (2-22)$$

atau

$$V_i^* \sum_{k \in i} \bar{Y}_{ik} \bar{V}_k = \bar{S}_i^* \dots\dots\dots (2-23)$$

Persamaan di atas dapat dibuat dalam bentuk kordinat kutub sebagai

$$\bar{S}_i^* = V_i \angle -\theta_i \sum_{k \in i} \bar{Y}_{ik} V_k \angle \theta_k$$

$$\bar{S}_i^* = V_i \sum_{k \in i} \bar{Y}_{ik} V_k \angle \theta_k - \theta_i \dots\dots\dots (2-24)$$

Dengan menyamakan bagian real dan imajiner persamaan di atas menjadi

$$\begin{aligned} \bar{P}_i^s &= V_i \sum_{k \in i} (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) V_k \\ &= +V_i^2 G_{ii} + V_i \sum_{k \in i, k \neq i} (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) V_k \dots\dots\dots (2-25) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \bar{Q}_i^s &= V_i \sum_{k \in i} (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) V_k \\ &= -V_i^2 B_{ii} + V_i \sum_{k \in i, k \neq i} (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) V_k \dots\dots\dots (2-26) \end{aligned}$$

dimana  $Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$  adalah unsur baris  $i$  dan kolom  $j$  matriks admitansi bus dan  $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$

Untuk mendapatkan penyelesaian aliran daya pada setiap bus perlu diketahui 2 buah parameter, tergantung pada parameter-parameter yang diketahui, maka setiap bus di sistem diklasifikasikan dalam 3 kategori, yaitu :

1. Bus beban (*load bus*)

Parameter yang diketahui pada bus beban adalah nilai daya nyata (P) dan nilai daya reaktif (Q) dari asumsi faktor daya 0,85 atau lebih, parameter yang tidak diketahui adalah nilai tegangan konstan (V) dan besar sudut fasa ( $\phi$ ).

2. Bus tegangan (*voltaged-controlled bus*)

Parameter yang diketahui pada PV bus adalah nilai daya nyata (P) dan nilai tegangan konstan (V), sedangkan parameter yang tidak diketahui adalah besar sudut fasa ( $\phi$ ) dan nilai daya reaktif (Q).

3. *Slack bus*

Parameter yang diketahui adalah V dan  $\theta$ , sedangkan parameter yang tidak diketahui adalah nilai daya nyata (P) dan nilai daya reaktif (Q).

Pada setiap bus ada empat pengubah  $P_i, Q_i, V_i$  dan  $\theta_i$ . Ada dua persamaan pada setiap bus dan oleh karena itu kita perlu menetapkan dua darinya untuk mendapatkan penyelesaian untuk dua variabel yang lainnya. Dalam analisis fasa kita perlu fasa referensi di mana sudut fasa tersebut diambil sebagai nol. Ini bermakna bahwa satu bus perlu ditetapkan sebagai node referensi di mana sudut tegangan pada bus tersebut,  $\theta_i$  adalah nol. Implementasinya adalah dengan ditetapkannya tiga cara sebagai berikut:

Tabel 2. 2 Klasifikasi bus pada aliran daya

| Bus                  | Variabel yang ditentukan | Variabel tidak diketahui |
|----------------------|--------------------------|--------------------------|
| <b>PQ</b>            | $P_i, Q_i$               | $V_i, \theta_i$          |
| <b>PV</b>            | $P_i, V_i$               | $Q_i, \theta_i$          |
| <b>Slack (Swing)</b> | $\theta_i = 0, V_i$      | $P_i, Q_i$               |

Oleh karena itu untuk node PQ

$$S_i^{sp} = (P_{gi}^{sp} - P_{di}^{sp}) + j(Q_{gi}^{sp} - Q_{di}^{sp}) = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \dots\dots\dots (2-27)$$

Dan untuk node PV

$$P_i^{sp} = (P_{gi}^{sp} - P_{di}^{sp}) = Re(\bar{V}_i \bar{I}_i^*) \dots\dots\dots (2-28)$$

$$V_i^{sp} = \sqrt{e_i^2 + f_i^2} \dots \dots \dots (2-29)$$

**2.6.2. Beda Daya (Power Mismatch)**

Oleh karena penyelesaian aliran beban bersifat penyelesaian berangka/beriterasi maka perlu ditetapkan nilai error konvergenya. Nilai perbedaan daya antara daya injeksi dengan daya yang mengalir pada rangkaian pada setiap bus harus berada pada nilai dibawah atas sama dengan dengan nilai error konvergenya. Perbedaan ini disebut sebagai beda daya.

Beda daya pada bus *i* adalah perbedaan daya antara daya yang ditentukan  $\bar{S}_i^s$  (daya injeksi) dan daya yang dihitung  $\bar{V}_i^r \bar{I}_i^*$  dimana  $\bar{V}_i^r$  adalah tegangan yang dihitung pada iterasi ke-*r* (Hadi Suyono, Tanpa Tahun).

$$\Delta \bar{S}_i = \bar{S}_i^s - \bar{V}_i^r \bar{I}_i^* = P_i^s + jQ_i^s - V_i^r (\sum_{k \in i} \bar{Y}_{ki}^* \bar{V}_k^*) \dots \dots \dots (2-30)$$

Persamaan diatas dapat dipisahkan kepada bagian real dan imajiner menjadi:

$$\Delta P_i = P_i^s - V_i \sum_{k \in i} (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) V_k \dots \dots \dots (2-31)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^s - V_i \sum_{k \in i} (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) V_k \dots \dots \dots (2-32)$$

Dimana:

$G_{ik}$  : bagian real elemen matriks Ybus yang bukan elemen diagonal

$B_{ik}$  : bagian imajiner elemen matrik Ybus yang bukan elemen diagonal

$\theta_{ik}$  : selisih nilai sudut fasa bus *i* dengan nilai sudut fasa bus *k*

Diandaikan pada persamaan di atas dimana  $V_i$  adalah tegangan pada iterasi *r*. Biasanya nilai error konvergen untuk beda daya adalah 0.01 MW atau 0.01 MVAR.

**2.6.3. Metode Newton Raphson**

Dasar dari metode *Newton Raphson* dalam penyelesaian aliran daya adalah deret Taylor untuk suatu fungsi dengan dua variable lebih. Metode *Newton Rhapsion* menyelesaikan masalah aliran daya dengan menggunakan suatu set persamaan non linier untuk menghitung besarnya tegangan dan sudut fasa tegangan tiap bus (Hadi Suyono, Tanpa Tahun).

Daya injeksi pada bus *i* adalah:

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \dots \dots \dots (2-33)$$

Dengan melakukan pemisahan pada bagian real dan imajiner, maka didapatkan persamaan daya aktif (P) dan persamaan daya reaktif (Q) seperti berikut:

$$P_i = Re \{V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k\} \dots\dots\dots (2-34)$$

$$Q_i = Re \{-V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k\} \dots\dots\dots (2-35)$$

Penyelesaian aliran beban dengan menggunakan algoritma ini, perlu ditulis kembali persamaan aliran beban sebagai satu set  $F(x) = 0$ . Apabila hal ini diterapkan untuk persamaan beda daya (2.29) and (2.30) maka akan didapatkan:

Untuk bus PQ

$$\Delta P_i = P_i^{sp} - V_i \sum_{k \in i} (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) V_k = 0 \dots\dots\dots (2-36)$$

Untuk bus PV

$$\Delta Q_i = Q_i^{sp} - V_i \sum_{k \in i} (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) V_k = 0 \dots\dots\dots (2-37)$$

Persamaan diatas membentuk persamaan aljabar non linier dengan variabel sendiri. Besarnya setiap variabel dinyatakan dalam satuan per unit dan untuk sudut fasa dinyatakan dalam satuan radial. Metode ini menerapkan deret Taylor sebagai dasar perhitungan iterasinya dengan menggunakan matriks Jacobian. Persamaan Newton Rhapson dapat ditulis dalam sebutan variabel aliran daya sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

Atau  $\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = [J^{-1}] \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2-38)$

dimana  $\Delta \theta_i$  dan  $\Delta V_i$  adalah pembetulan untuk sudut dan magnitud tegangan pada bus  $i$ .

Matriks Jacobian yang mengandung perbedaan daya dapat dibagi kedalam 4 bagian yaitu:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J' & L' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2-39)$$

Untuk memudahkan perhitungan unsur Jacobian persamaan diatas dapat dibuat sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2-40)$$

Unsur matriks didalam persamaan (2-40) didapatkan dengan menurunkan persamaan (2-31) dan (2-32). Perhatikan bahwa:

$$\partial \cos \theta_{ik} / \partial \theta_i = -\sin \theta_{ik}$$



$$\partial \cos \theta_{ik} / \partial \theta_k = \sin \theta_{ik}$$

$$\partial \sin \theta_{ik} / \partial \theta_i = -\cos \theta_{ik}$$

$$\partial \sin \theta_{ik} / \partial \theta_k = \cos \theta_{ik}$$

Unsur tersebut adalah seperti berikut:

$$H_{ii} = \partial \Delta P_i / \partial \theta_i = V_i \sum_{k \in i, k \neq i} (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) V_k \approx Q_i^{sp} + V_i^2 B_{ii}$$

$$H_{ik} = \partial \Delta P_i / \partial \theta_k = -V_i (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) V_k$$

$$J_{ii} = \partial \Delta Q_i / \partial \theta_i = -V_i \sum_{k \in i, k \neq i} (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) V_k \approx -P_i^{sp} + V_i^2 G_{ii}$$

$$J_{ik} = \partial \Delta Q_i / \partial \theta_k = V_i (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) V_k$$

$$N_{ii} = V_i \partial \Delta P_i / \partial \theta_i = -V_i \sum_{k \in i} (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) V_k - V_i^2 G_{ii} \approx -P_i^{sp} - V_i^2 G_{ii}$$

$$N_{ik} = V_k \partial \Delta P_i / \partial \theta_k = -J_{ik} = -V_i (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) V_k$$

$$L_{ii} = V_i \partial \Delta Q_i / \partial \theta_i = -V_i \sum_{k \in i} (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) V_k + V_i^2 B_{ii} \approx -Q_i^{sp} + V_i^2 B_{ii}$$

$$L_{ik} = V_k \partial \Delta Q_i / \partial \theta_k = -V_i (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) V_k \dots \dots \dots (2.41)$$

#### 2.6.4. Metode Fast Decoupled

Persamaan dasar metode Newton didapatkan dari pengembangan deret Taylor yang mengabaikan turunan kedua dan seterusnya. Koreksi pada setiap iterasi adalah perhitungan pada setiap iterasi tersebut tetapi nilai fungsi (yaitu ketidaksamaan daya pada kasus aliran beban) dihitung secara tepat pada setiap iterasi. Melalui iterasi tersebut penyelesaian akan bertambah akurat, oleh karena itu penyelesaian akhir dapat didapatkan sehingga ketelitian yang diinginkan dengan meneruskan proses iterasi tanpa bergantung kepada ketelitian fungsi perbaikan (Hadi Suyono, Tanpa Tahun).

Inti dari algoritma ini mendapatkan perhitungan lain untuk variabel matriks Jacobian. Satu contoh mudah dalam penyelesaian persamaan kuadratik dengan metode Newton dapat menunjukkan nilai konvergensi yang baik walaupun persamaan diferensial digantikan dengan nilai konstan yang dipilih secara random. Walaupun demikian, nilai konstan yang dipilih harus tetap dipilih sedemikian rupa sehingga hasil iterasi yang dipilih mempunyai karakteristik konvergensi yang baik.

Masalah aliran beban adalah masalah berbentuk kuadratik atau berciri trigonometri dan ini dapat dikatakan tak linear sederhana. Ciri sistem daya dipahami sepenuhnya oleh seorang insinyur dan karena itu masalah karakteristik dapat digunakan untuk meningkatkan kemampuan penyelesaiannya.

Karakteristik yang menarik dari pengoperasian sistem tenaga dalam kondisi tunak adalah ketergantungan antara daya nyata dengan sudut fasa tegangan bus dan antara daya reaktif dengan magnitude tegangan bus. Dalam kondisi ini, adanya perubahan yang kecil

pada magnitudo tegangan tidak akan menyebabkan perubahan yang berarti pada daya nyata. Sedangkan perubahan kecil pada sudut tegangan fasa tidak akan menyebabkan perubahan berarti pada daya reaktif.

Ini dapat dibuktikan pada pendekatan pendekatan dilakukan untuk menyatakan keterkaitan antara P dan  $\theta$  serta antara Q dan V. Dengan menggunakan bentuk koordinat kutub maka solusi permasalahan diperoleh yaitu dengan cara mengasumsikan elemen-elemen sub matriks N dan J dalam matriks Jacobi adalah nol. Meneruskan ciri dari metode untuk sistem dengan Multi-node maka submatriks N dan J dalam persamaan (2-38) dapat diabaikan sehingga menjadi (Hadi Suyono, Tanpa Tahun):

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2-42)$$

Metode yang dilakukan adalah dengan melakukan iterasi dari kedua persamaan di atas silih berganti, yaitu menyelesaikan P- $\theta$  dan Q-V dengan pengurangan 2:1 untuk penyimpanan dan penyelesaian matriks Jacobian. Perhitungan ini mengakibatkan iterasi yang lebih banyak, tetapi kelebihan perhitunganan ini karena waktu yang diperlukan untuk inversi matriks Jacobian lebih cepat dan juga waktu iterasi yang sedikit lebih pendek.

Berdasarkan kepada asumsi yang serupa sebelum ini, aproksimasi lanjutan dapat dibuat untuk matriks Jacobian metode *fast decoupled* sehingga elemen matriks jacobian akan menjadi:

$$\begin{aligned} H_{ii} &= L_{ii} = \partial \Delta P_i / \partial \theta_i = V_i B_{ii} V_i \\ H_{ik} &= L_{ik} = \partial \Delta P_i / \partial \theta_k = V_i B_{ik} V_k \dots\dots\dots (2-43) \end{aligned}$$

atau

$$\begin{aligned} \Delta P_i / V_i &= V_i B_{ii} \Delta \theta_i + \sum_{k \neq i} V_k B_{ik} \Delta \theta_k \\ \Delta Q_i / V_i &= \Delta V_i B_{ii} + \sum_{k \neq i} B_{ik} \Delta V_k \dots\dots\dots (2-44) \end{aligned}$$

Persamaan pertama menghubungkan  $\Delta P$  dengan  $\Delta \theta$ . Oleh karena itu untuk semua variabel yang mempengaruhi kepada  $\Delta Q$  dapat diabaikan. Sebagai contoh, dengan menetapkan tegangan di sebelah kanan persamaan dengan 1.0, maka menghasilkan:

$$\begin{aligned} \Delta P / V &= B' \Delta \theta \\ \Delta Q / V &= B'' \Delta V \dots\dots\dots (2-45) \end{aligned}$$

Atau

$$\Delta \theta = [B']^{-1} \Delta P / |V|$$

$$\Delta|V| = [B'']^{-1}\Delta Q/|V| \dots\dots\dots (2-46)$$

Matriks B' dan B'' adalah negatif bagian imajiner matriks admitansi, tanpa baris dan kolom dari node rujukan (referensi). Konvergensi yang lebih cepat dapat dihasilkan dengan mengabaikan resistansi pada B'.

Dengan asumsi yang dibuat, matriks B' dan B'' menjadi matriks real, simmetri, sparsiti dan konstan oleh karena itu elemen matriksnya merupakan admitansi rangkaian. Matriks tersebut merupakan matriks Jacobian dimana elemennya adalah, yang dapat diinversi, oleh karena itu diperlukan hanya satu kali inversi saja. Apabila teknik matriks sparsiti yang digunakan maka proses inversi dengan menggunakan faktorisasi dapat dilakukan hanya sekali saja untuk seluruh proses penyelesaian.

Walaupun aproksimasi persamaan Jacobian digunakan, persamaan beda daya (*power mismatch*) akan didapatkan secara tepat. Oleh karena itu, akurasi penyelesaiannya adalah sama dengan metode Newton-Raphson. Perbedaan utama untuk decoupled aliran-beban adalah bahwa gradien penyelesaiannya adalah konstan. Gradien konstan mempunyai nilai konvergensi geometri yang lebih lambat dari nilai kuadratik metode Newton-Raphson. Biasanya konvergensi didapatkan pada 6 s.d. 8 iterasi. Seperti yang telah didiskusikan sebelumnya, inversi matriks Jacobian konstan dibuat sekali saja dan dalam setiap iterasi tidak ada proses inversi sehingga flop (perkalian/pembagian) matriks juga berkurang. Oleh karena itu waktu yang diperlukan satu iterasi lebih cepat dari satu iterasi Newton-Raphson. Waktu penyelesaiannya kurang lebih adalah linear dengan ukuran dari sistem yang diselesaikan.

### 2.7. Analisis Penempatan *Bank Kapasitor*

Dalam perbaikan faktor daya dan pengaturan tegangan jaringan, para *engineer* menggunakan kapasitor bank dengan sistem kompensasi daya reaktif yang ditawarkannya.

Pada saluran transmisi, beban yang bersifat induktif akan menyerap daya reaktif, yang kemudian akan dapat menimbulkan jatuh tegangan di sisi penerima. Disinilah kapasitor bank berfungsi dalam mengkompensasi daya reaktif dan memastikan tegangan terjaga pada levelnya pada saat beban penuh. Pemasangan kapasitor bank adalah usaha yang dilakukan untuk memberikan *supply* daya reaktif. Sehingga penggunaan kapasitor bank akan mengurangi penyerapan daya reaktif sistem oleh beban. Hal ini dilakukan agar jatuh tegangan dan rugi-rugi jaringan yang terjadi dapat dikurangi. (Aulia Bagus, 2016)

Selain dapat memperbaiki nilai tegangan, pengaturan tegangan dengan menggunakan kapasitor bank juga dapat meningkatkan nilai faktor daya. Sebab dengan memasang kapasitor bank, akan dapat mengurangi penyerapan daya reaktif oleh beban. Pengurangan penyerapan

daya reaktif oleh beban pada sistem, akan dapat meningkatkan nilai faktor daya. Kapasitor bank memberikan manfaat yang besar untuk kinerja sistem distribusi. Dimana kapasitor bank dapat mengurangi losses, memperbesar kapasitas layanan dan mengurangi drop tegangan.

Rugi-rugi jaringan – dengan memberi kompensasi daya reaktif pada motor dan beban lainnya dengan power faktor yang rendah, kapasitor akan menurunkan arus jaringan.

Penurunan arus ini akan mengurangi rugi-rugi  $I^2R$  jaringan secara signifikan. Kapasitas – penurunan arus di jaringan ini lebih lanjut akan memperbesar kapasitas pelayanan dimana, jaringan yang sama akan dapat melayani beban yang lebih besar. Drop tegangan – kapasitor bank dapat mengurangi voltage drop dimana dengan kompensasi daya reaktif akan meningkatkan/menaikkan level tegangan jaringan.

### 2.7.1. Kompensasi Daya Reaktif

Berdasarkan lokasi penempatan kapasitor bank kompensasi daya reaktif terbagi menjadi tiga, yaitu:

1. Kompensasi Sentral

Seluruh kebutuhan daya reaktif dipusatkan pada satu titik, yaitu pada saluran distribusi utama. Dengan demikian susunan rangkaian kompensasi ini paling ekonomis bila dibandingkan dengan kompensasi jenis lain. Kelemahannya adalah apabila beban yang terpasang sangat kecil maka akan terjadi tegangan lebih pada sistem. Selain itu rugi daya pada saluran tidak berkurang karena kapasitor bank hanya dapat mengurangi rugi daya pada transformator di atasnya.

2. Kompensasi Sektoral

Kapasitor bank diletakkan pada kelompok - kelompok beban yang letaknya berdekatan. Keuntungannya adalah rugi daya pada saluran dari sumber sampai lokasi kapasitor dapat berkurang Akan tetapi rugi daya pada saluran dari lokasi kapasitor bank sampai ke beban tidak berkurang. Kelemahan lainnya adalah masih adanya kemungkinan terjadi kelebihan kompensasi pada sektor apabila terjadi perubahan beban yang sangat besar. Hal ini dapat diatasi dengan menggunakan kompensasi bertahap.

3. Kompensasi Lokal

Kapasitor bank diletakkan pada tiap-tiap beban sehingga merupakan kompensasi yang paling mahal. Akan tetapi dengan menggunakan kompensasi

lokal maka rugi daya dari sumber ke beban sangat besar. Kompensasi jenis ini biasanya digunakan pada beban tunggal yang besar.

### 2.7.2. Penggunaan Algoritma Genetika

Bagian ini menerangkan sebuah aplikasi pendekatan *Genetik Algorithm* (GA) atau algoritma genetika untuk meningkatkan kualitas daya, menjaga kualitas tegangan, penempatan, dan penentuan bank kapasitor yang optimal pada jaringan distribusi radial. Tujuan dari metode ini adalah untuk menentukan rating VAR dan lokasi penempatan optimal bank kapasitor serta biaya (*cost*)/VARnya pada sistem distribusi radial. (Tarsin, 2011)

### 2.7.3. Konsep Dasar Algoritma Genetika

*Genetik Algorithm* (GA) adalah suatu metode yang meniru mekanisme pada proses evolusi. Proses evolusi ini dilakukan pada sekumpulan kandidat solusi (*chromosome*) dengan mengikuti prinsip seleksi natural yang dikembangkan oleh Darwin. Berbeda dengan algoritma biasa dimana pencarian solusi hanya dimulai dengan satu solusi yang mungkin, GA melakukan pencarian sekaligus atas sejumlah kandidat solusi (*chromosome*) yang dikenal dengan istilah populasi (*population*).

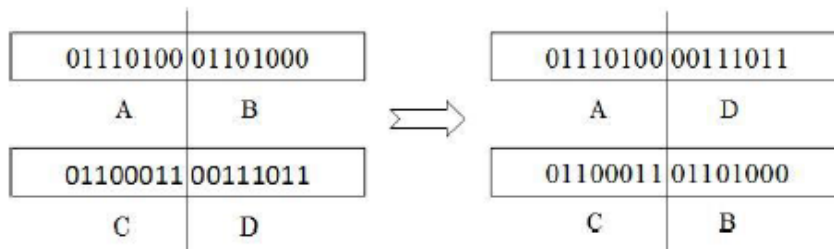
Masing-masing *chromosome* pada GA terdiri dari sejumlah bilangan atau simbol yang merepresentasikan suatu solusi yang layak (*feasible solution*) dari persoalan. Selanjutnya, *chromosome* untuk generasi berikutnya diperoleh dengan melakukan operasi genetika (*Crossover* dan *Mutasi*). Operasi genetika ini dilakukan dengan tujuan untuk dapat menghasilkan sejumlah *chromosome* baru (*offspring*) yang memberikan solusi lebih baik. Setiap *chromosome* pada populasi dievaluasi dengan menghitung nilai fitness (*fitness value*). Salah satu fitness value yang biasa dipakai adalah dengan menghitung nilai fungsi tujuan (*objective value*). Dengan melakukan seleksi terhadap *chromosome* pada setiap generasi, diharapkan populasi *chromosome* pada generasi berikutnya akan mempunyai nilai fitness yang lebih baik. Proses pembentukan generasi baru dengan melakukan operasi genetika terhadap populasi *chromosome* dilakukan terpenuhi kriteria pemberhentian (*stopping condition*).

Berikut suatu contoh untuk memahami konsep dasar algoritma. Seleksi tahap awal untuk *chromosome* orang tua dilakukan secara acak dimana susunan *chromosome* orang tua di susun seperti dalam Tabel 2.3 di bawah ini.

Tabel 2. 3 Data Populasi Awal

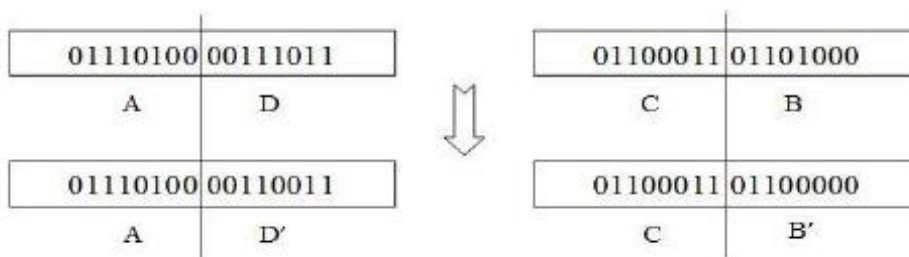
| Populasi (memulai proses random) | Chromosome | Fungsi Objektif |
|----------------------------------|------------|-----------------|
| 1110100011010000                 | C1         | 6,1238          |
| 0110001100111011                 | C2         | 0,3311          |
| 0101011110011110                 | C3         | 0,4719          |
| 0101000011101010                 | C4         | 5,3312          |

Selanjutnya adalah melakukan operasi *crossover* yang selanjutnya diamati perubahan chromosome pertama dan kedua seperti ditunjukkan pada Gambar 2.5 berikut dan dari Tabel 2.3 di atas dilakukan operasi *crossover* sebagai berikut:



Gambar 2. 5 Proses *Crossover*  
(Sumber: Tarsin, 2011)

Langkah selanjutnya adalah proses mutasi. Chromosome yang terbentuk akibat operasi *crossover* diproses lagi dengan menggunakan operasi mutasi yang ditunjukkan pada Gambar 2.15 berikut dibawah ini:



Gambar 2. 6 Proses Mutasi  
(Sumber: Tarsin, 2011)

Langkah berikutnya adalah proses pembaruan chromosome baru untuk menggantikan chromosome lama, seperti pada Tabel 2.4 di bawah ini.

Tabel 2. 4 Data Populasi Pembaruan

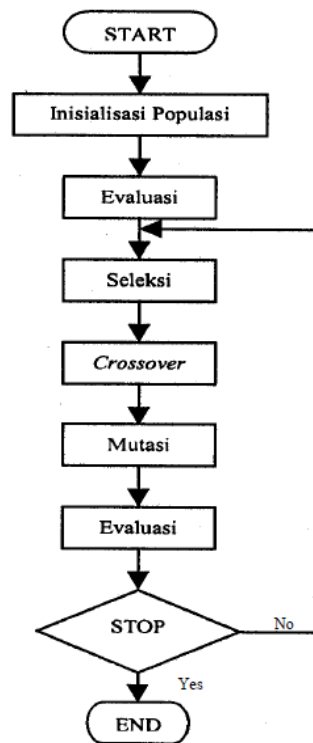
| Populasi (memulai proses random) | Chromosome | Fungsi Objektif |
|----------------------------------|------------|-----------------|
| 0111010001101000                 | C5         | 6,1238          |
| 0111010000110011                 | C6         | 0,3311          |
| 0110001101100000                 | C7         | 0,4719          |
| 0101000011101010                 | C4         | 5,3312          |

Dari harga yang diperoleh dari Tabel 2.2, terlihat bahwa ada perbaikan dari harga fungsi objektif yang diperoleh. Jika harga-harga tersebut belum dapat diterima, maka dapat dilakukan langkah operasi untuk mendapatkan keturunan berikutnya hingga harga yang disepakati tercapai.

#### 2.7.4. Analisa Penempatan Optimal Bank Kapasitor dengan Metode Algoritma Genetika

Untuk menentukan penempatan optimal bank kapasitor pada sistem distribusi radial adalah sebagai berikut:

1. Sistem dianalisis dengan studi aliran daya yang bertujuan untuk mengetahui pada penyulang mana yang mengalami penurunan daya aktif dan daya reaktif, dimana hal ini dideteksi dari besarnya tegangan pada penyulang tersebut. *Output* aliran daya digunakan sebagai input optimasi metode algoritma genetika yaitu nilai kebutuhan kompensasi daya reaktif ( $Q_C$ )
2. Selanjutnya adalah penentuan penempatan letak optimal kapasitor dengan dengan metode Algoritma Genetika.



Gambar 2. 7 Diagram Algoritma Genetika

Dengan diperolehnya besar kompensasi daya reaktif pada sistem, maka dalam hal pemilihan ukuran dan letak penempatan optimal bank kapasitor dapat dilakukan dengan memilih secara acak bus  $n$  diantara bus yang mengalami drop tegangan sebagai kandidat bus perwakilan dari sistem (**permisalan** dipilih 4 bus secara acak). Selanjutnya untuk mengetahui nilai optimal dari masing-masing pemilihan lokasi penempatan optimal bank kapasitor adalah dengan memaksimalkan fungsi berikut:

$$F_{maks} = A + B + C + D = Q_c$$

Dimana  $F_{maks}$  merupakan nilai populasi awal untuk membangun chromosome awal yang selanjutnya dipakai pada proses algoritma genetika hingga diperoleh iterasi dalam satu generasi selesai, dimana masing-masing nilainya dipilih secara acak.

### 3. Pembentukan chromosome

Dengan permisalan 4 kandidat bus terpilih adalah A, B, C, D. Maka variabel bus merupakan gen-gen pembentuk chromosome dan batasan nilai variabel adalah bilang acak, dimana fungsi minimal dan fungsi maksimal ditentukan juga secara acak dengan batasan  $F_{MIN} \leq Q_c \leq F_{MAKS}$  sehingga dengan batasan tersebut di atas akan diperoleh daerah letak optimal bank kapasitor yang akan dicari tidak terlalu



luas dengan demikian diharapkan dalam penentuan nilai optimal bank kapasitor diperoleh iterasi yang relatif sedikit dengan akurasi patokan awal konvergensi yang di tentukan nilainya.

4. Inisialisasi chromosome

Dalam hal ini, inisialisasi dilakukan dengan cara memberikan nilai awal gen-gen secara acak sesuai dengan batasan yang telah ditentukan pada poin di atas. Dari permisalan 4 (empat) variabel bus terpilih menjadi gen-gen, maka dengan demikian dapat ditentukan jumlah populasi = 6 (enam).

5. Evaluasi chromosome

Tujuan dari evaluasi chromosome adalah untuk menentukan fungsi objektif dari pembentukan chromosome seperti yang disebutkan pada poin 4, sehingga tujuan masalah yang akan dicapai adalah nilai variabel A,B,C,D yang akan memenuhi persamaan dimana  $A + B + C + D = Q_c$ , maka fungsi objektif yang dapat digunakan untuk memperoleh penyelesaian masalah di atas akan memenuhi persamaan:

$$FO_{(i)} = |A + B + C + D - Q_c|$$

Setelah didapatkan nilai fungsi objektif dari tiap chromosome maka dicari nilai rata-rata fungsi objektifnya.

6. Seleksi chromosome

Tujuan dari seleksi chromosome dilakukan adalah untuk menentukan nilai fungsi fitness terkecil yang mempunyai kemungkinan terpilih paling besar atau diperoleh dari nilai probabilitas terbesar yang dinyatakan dengan rumus:

$$Fitness_{(i)} = \frac{1}{1 + \text{fungsi objektif}} \dots \dots \dots (2-47)$$

Selanjutnya dilakukan perhitungan total nilai fitness seluruh chromosome untuk dihitung lagi probabilitas P(i) dari masing-masing fungsi fitness.

$$P_{(i)} = \frac{Fitness_{(i)}}{\sum fitness_{(i)}} \dots \dots \dots (2-48)$$

Setelah didapatkan hasil probabilitas di atas maka selanjutnya dilakukan proses seleksi dengan metode *roulette wheel*. Proses seleksi dapat dilakukan dimana prosesnya adalah dengan membangkitkan bilangan acak R dalam range: 0 – 1.

Jika  $R[k] < C[1]$  maka dipilih chromosome 1 sebagai induk. Selain itu juga dipilih chromosome ke - k sebagai induk degan syarat  $C[k-1] < R < C[k]$ . Untuk

memperoleh populasi baru adalah dengan melakukan roulette wheel (14), dimana hal ini dilakukan sebanyak jumlah populasi yang diharapkan, dan dalam hal ini jumlah populasi = 6, sehingga dibutuhkan pembangkitan bilangan acak R sebanyak 6 kali untuk setiap pembentukan chromosome yang baru.

#### 7. Crossover

Crossover (kawin silang) merupakan proses mengkombinasikan dua individu untuk memperoleh individu-individu baru yang diharapkan mempunyai fitness lebih baik. Titik crossover ditentukan secara random. Gen baru yang lebih panjang dipertahankan sebagai bagian dari individu baru, sedangkan sisanya dipertukarkan.

#### 8. Mutasi

Mutasi dilakukan pada semua gen yang ada, jika bilangan random yang dibangkitkan kurang dari probabilitas mutasi  $P_{mut}$  yang ditentukan maka gen tersebut dirubah menjadi nilai kebalikannya

#### 9. Selanjutnya setelah proses mutasi dalam iterasi pertama selesai, maka populasi chromosome dari iterasi pertama akan menjadi induk (gen) yang baru untuk generasi selanjutnya dan mengalami proses yang sama seperti pada generasi sebelumnya yaitu, proses evaluasi, seleksi, crossover dan mutasi. Proses ini akan berulang sampai batas iterasi yang telah ditentukan, dimana dalam hal ini batas iterasi yang ditentukan adalah : $\epsilon_0 < 0,0001$ dan nilai fungsi objektif rata-rata = 0.

### 2.7.5. Algoritma Genetika

Implementasi genetik algorithm digunakan adalah untuk menentukan bus pada sistem distribusi radial dalam penentuan seberapa besarnya ukuran (rating VAR) bank kapasitor yang dipasang. Penentuan letak kapasitor dan ukurannya yang dipasang diharapkan dapat memperoleh perbaikan pada sistem secara optimal. Optimal dalam hal ini berarti jatuh tegangan sistem dapat dikurangi, rugi-rugi daya dapat dikurangi, dan penggunaan bank kapasitor bisa dipasang seminimum mungkin.

### 2.7.6. Parameter dan Batasan Parameter

Oleh karena yang dicari adalah 2 (dua) parameter, yaitu letak dan ukuran dari bank kapasitor (VAR), maka gen pada chromosome berisi 2 (dua). Nilai pertama untuk menentukan lokasi chromosome yang berupa nilai 0 atau 1.

Nilai 0 mengidentifikasi bahwa tidak ada bank kapasitor yang di tempatkan pada bus dari sistem distribusi radial, sedangkan nilai 1 mengidentifikasi bank kapasitor yang di tempatkan pada bus dari sistem distribusi radial, dan nilai kedua berisikan informasi tentang ukuran bank kapasitor.

Proses algoritma genetika untuk menentukan *rating bank* kapasitor (kVAR) dan letak penempatan optimal bank kapasitor pada sistem distribusi radial dinyatakan sebagai berikut:

Jika hasil analisis aliran daya diperoleh rating VAR = -100 dan tegangan = 17,5 kV dari sistem distribusi radial maka perlu injeksi daya reaktif sebesar 100 VAR, dan untuk menentukan letak penempatan optimal bank kapasitor adalah sebagai berikut: misalkan ada 4 (empat) titik bus yang mengalami jatuh tegangan, maka perlu injeksi daya reaktif = 25 VAR untuk setiap titik bus yang mengalami jatuh tegangan dan untuk menentukan notasi proses algoritma genetika adalah sebagai berikut: 01010101.

### 2.7.7. Fungsi Objektif

Untuk menentukan letak optimal bank kapasitor pada sistem distribusi radial ada 3 (tiga) fungsi objektif yang mempengaruhi penempatan optimal bank kapasitor tersebut, yaitu sebagai berikut:

#### 1. Fungsi Objektif Rugi-rugi Daya

Setelah menentukan besar nilai gen pada chromosome, maka chromosome tersebut perlu diuji keandalannya, apakah chromosome telah mampu memperbaiki sistem atau tidak. Chromosome berisi informasi letak dan ukuran daya reaktif yang diinjeksikan pada titik (bus) sistem distribusi radial.

Pengujian nilai chromosome dilakukan pada fungsi objektif, maka fungsi objektif yang digunakan adalah rugi-rugi daya minimum yang ditulis dalam Persamaan matematis, yakni sebagai berikut:

$$\text{Minimum } F = S_{\text{loss}} = \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \angle \theta_{ik} - \theta_i + \theta_k \dots \dots \dots (2-49)$$

Dimana:

$V_i$  : nilai tegangan pada bus  $i$

$V_k$  : nilai tegangan pada bus  $k$

$Y_{ik}$  : nilai admitansi saluran  $i-k$

$\theta_{ik}$  : besar sudut fasa antara bus  $i$  dengan bus  $k$

$\theta_i$  : besar sudut fasa pada bus  $i$

$\theta_k$  : besar sudut fasa pada bus  $k$

Batasan (*main constraint*) dalam penempatan dan besaran bank kapasitor dengan fungsi objektif di atas adalah  $V_{min} \leq V \leq V_{max}$  dan  $PF_{min} \leq PF \leq PF_{max}$ .

Dimana variasi tegangan mengacu kepada Standar PLN No. 1 Tahun 1995 yaitu +5% dan -5% dari tegangan nominal. Sedangkan faktor daya mengacu kepada Peraturan Menteri ESDM No. 37 Tahun 2008 tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Sumatera yaitu minimum 0,85 lagging.

## 2. Fungsi Objektif *Rating Bank Kapasitor*

Untuk menganalisis letak penempatan optimal bank kapasitor pada sistem distribusi radial berdasarkan fungsi objektif rating bank kapasitor dimana dalam hal ini diharapkan agar rating dari bank kapasitor dalam keadaan nilai yang maksimum, yakni sebagai berikut:

$$Max F = \{KE.T.[P - P'] - \alpha[KI_{no.bus.kapasitor} + \sum_{k=1}^N KC.U(j)]\} \dots \dots \dots (2-50)$$

Dimana:

- $KE$  : biaya energi listrik (Rp/kWh)
- $T$  : periode waktu (8760 jam)
- $P$  : rugi-rugi daya sebelum penempatan kapasitor
- $P'$  : rugi-rugi daya setelah penempatan kapasitor
- $\alpha$  : faktor depresiasi, dalam hal ini bernilai 0,2
- $KI$  : biaya instalasi (Rp/lokasi)
- $KC$  : biaya bank kapasitor (Rp/VAR)
- $U(j)$  : rating bank kapasitor  $j=1,2,3\dots M$

## 3. Fungsi Objektif *Biaya Bank Kapasitor*

Untuk menentukan biaya pembelian bank kapasitor diharapkan biayanya dibuat seminimal mungkin dan ada 4 (empat) yang perlu diperhatikan untuk pembelian bank kapasitor, yaitu:

- a. Biaya instalasi bank kapasitor
- b. Biaya pembelian bank kapasitor
- c. Biaya operasi bank kapasitor (termasuk biaya perawatan dan biaya penyusutan)
- d. Biaya rugi-rugi daya aktif

Adapun Persamaan matematis untuk fungsi objektif biaya bank kapasitor, sebagai berikut:

$$\text{Minimum Cost} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} X_i C_{0i} + Q_{Ci} C_{1i} + B_i C_{2i} T + C_2 \sum_{l=1}^{N_{load}} T_l P_L^l \dots \dots \dots (2-51)$$

Dimana:

- $N_{bus}$  : Nomor dari kandidat bus
- $N_{load}$  : Nomor beban
- $X_i$  : 0/1, 0 artinya tidak ada kapasitor yang terpasang pada bus  $i$
- $C_{0i}$  : Biaya pemasangan
- $C_{1i}$  : Biaya Per kVAr dari kapasitor bank
- $Q_{Ci}$  : Nilai kapasitor bank dalam kVAr
- $B_i$  : Nomor dari kapasitor bank
- $C_{2i}$  : Biaya operasi dari kapasitor per tahun
- $T$  : Rencana dalam tahun
- $C_2$  : Biaya dari losses kWh, dalam \$/kWh
- $l$  : Level beban, maximum, rata-rata dan minimum
- $T_l$  : Durasi waktu, dalam jam, dari level beban 1
- $P_L^l$  : Losses total dari sistem pada level beban

### 2.7.8. Algoritma Penempatan Bank Kapasitor

Adapun algoritma untuk penempatan optimal bank kapasitor dengan menggunakan software ETAP 12.6 dan berdasarkan dari fungsi objektifnya serta teknik pemberian kode untuk memperbaiki kualitas tegangan dan kompensasi daya reaktif adalah sebagai berikut:

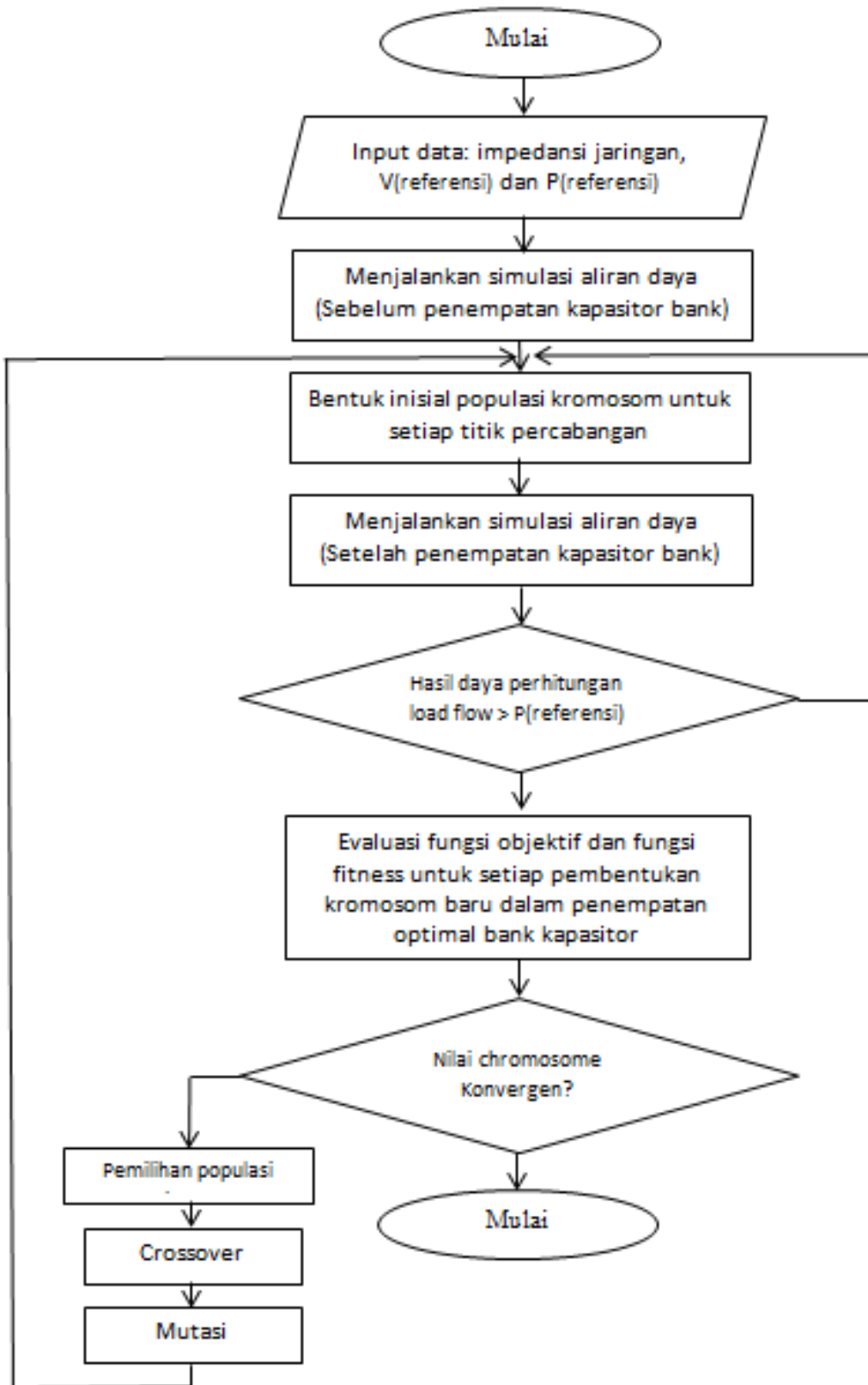
1. Input data impedansi untuk setiap titik pencabangan dari sistem distribusi radial dan ditentukan nilai patokan tegangan bus (*swing-bus*) serta besarnya daya aktif pada bus patokan.
2. Hitung aliran daya sebelum penempatan bank kapasitor pada sistem untuk level beban yang berbeda.
3. Hitung rugi-rugi sebelum penempatan bank kapasitor.
4. Bentuk inisial populasi chromosome untuk setiap titik pencabangan dari sistem distribusi radial.
5. Untuk setiap pembentukan chromosome, lalu ditempatkan bank kapasitor dan hitung aliran dayanya, rugi-ruginya dan jika dalam hal ini bila nilai aliran dayanya melampaui batas-batas nilai patokan tegangan dan nilai patokan daya aktif yang ditetapkan maka kembali ke nomor 4.

6. Untuk setiap pembentukan chromosome, evaluasi fungsi objektif dan nilai fitnessnya dimana fungsi objektif diperoleh dari *annual fee*/tahun yang berbeda harganya untuk setiap pemilihan letak optimal penempatan bank kapasitor
7. Jika populasi chromosome mencapai konvergen, selanjutnya cetak besarnya rating kapasitor untuk setiap bus (stop/selesai) dan jika tidak konvergen kembali ke nomor 5.
8. Selanjutnya bentuk kembali pemilihan populasi, proses cross over dan mutasi yang baru dan lakukan langkah nomor 5.

Diagram alir penempatan optimal bank kapasitor ditunjukkan pada Gambar 2.8 di bawah

ini:





Gambar 2. 8 Diagram Alir Penempatan Optimal Bank Kapasitor (Sumber: Tarsin, 2011)

## 2.8. ETAP 12.6

ETAP (*Electrical Transient Analyzer Program*) *Powerstation* 12.6 merupakan program yang digunakan untuk menganalisis jaringan listrik. ETAP *Powerstation* 12.6 dapat menggambar *single line diagram* secara grafis dan mengadakan beberapa analisis atau studi, yaitu *Load flow Analysis* (analisis aliran daya), *Short-Circuit Analysis* (analisis hubungan arus pendek), *Motor Acceleration Analysis* (analisis percepatan motor), *Harmonic Analysis* (analisis harmonisa), *DC Load Analysis* (analisis beban DC), *DC Short-Circuit Analysis* (analisis hubungan arus pendek DC), *Unbalance Load Flow Analysis* (analisis ketidakseimbangan aliran beban), *Reliability Assessment Analysis* (analisis penilaian keandalan), dll. Selain itu ETAP juga dilengkapi dengan fasilitas *library* yang akan memudahkan dalam mendesain suatu sistem kelistrikan. *Library* ini berisi data peralatan yang biasa beredar di pasaran sehingga dapat membantu dalam menentukan spesifikasi peralatan yang belum diketahui. Beberapa hal yang perlu diperhatikan dalam menggunakan ETAP adalah sebagai berikut:

- *Single Line Diagram*; menunjukkan hubungan antar komponen/peralatan listrik sehingga membentuk suatu sistem kelistrikan.
- *Library*; informasi mengenai semua peralatan yang akan dipakai dalam sistem kelistrikan. Data elektrik maupun mekanis dari peralatan yang detail/lengkap dapat mempermudah dan memperbaiki hasil simulasi/analisis.
- Standar yang dipakai; biasanya mengacu pada standar IEC atau ANSI, frekuensi sistem, satuan yang digunakan dan metode-metode yang akan dipakai.

Perhitungan aliran daya menggunakan ETAP *Powerstation* akan menghitung tegangan bus, faktor daya, arus, dan aliran daya yang melewati sistem tenaga listrik. Program dapat menggunakan sistem sumber tenaga ayun (*swing*), pengaturan tegangan dengan banyak generator dan peralatan. Program ini dapat digunakan untuk jaringan loop maupun radial. Metode perhitungan yang berbeda dapat dipilih untuk memperoleh hasil perhitungan yang terbaik.

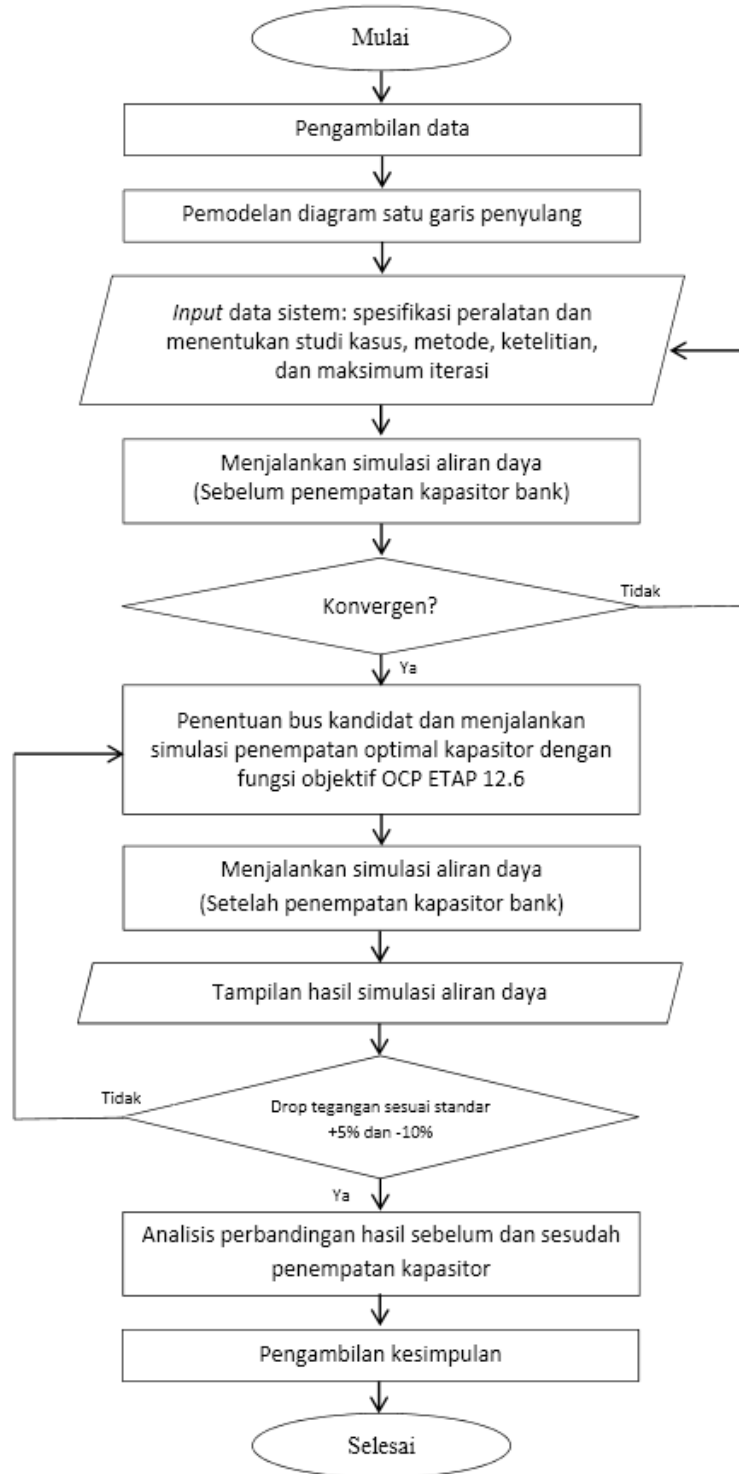




(Halaman ini sengaja dikosongkan)

### BAB 3 METODE PENELITIAN

Untuk menyelesaikan rumusan masalah dan merealisasikan tujuan penelitian, maka diperlukan tahapan untuk menyelesaikan permasalahan tersebut sesuai dengan Gambar 3.1



Gambar 3.1 Diagram Alir Metode Penelitian

### 3.1. Studi Literatur

Mempelajari dan mengkaji teorema-teorema yang mendukung dalam permasalahan yang akan diteliti. Teorema tersebut didapatkan baik dari buku-buku referensi, jurnal ilmiah, dan juga hasil penelitian sebelumnya yang terkait untuk mendukung penelitian ini. Adapun literatur yang digunakan antara lain sebagai berikut:

1. Sistem distribusi tenaga listrik
2. Daya listrik
3. Rugi daya
4. Analisis aliran daya
5. Penempatan kapasitor optimal
6. ETAP 12.6.

### 3.2. Pengambilan Data

Data dalam penelitian ini diperoleh dari PT. PLN (Persero) UP3 Bekasi yang berlokasi di jalan Cut Mutia No. 44, Margahayu, Bekasi Timur, Kota Bekasi. Pengambilan data dilakukan untuk memperoleh data-data guna menyelesaikan penelitian. Adapun data-data yang diperlukan yaitu:

- Data transformator tenaga  
Data yang diperlukan meliputi:
  - a. *Rating* MVA
  - b. *Rating* kV primer dan sekunder
  - c. %Z dan X/R

Tabel 3. 1 Data spesifikasi transformator tenaga

| No | ID | Kapasitas (MVA) | Rating Tegangan (kV) |          | %Z | X/R |
|----|----|-----------------|----------------------|----------|----|-----|
|    |    |                 | Primer               | Sekunder |    |     |
|    |    |                 |                      |          |    |     |

Tabel 3.1 di atas menggambarkan kebutuhan data *rating* transformator yang diperlukan sebagai input data ke ETAP 12.6 untuk melakukan proses perhitungan aliran daya dan juga nilai %Z dan X/R diperlukan untuk dapat menentukan impedansi pada transformator sebagai penghubung antar bus.

- *Single line diagram* penyulang Attaqwa
- Data jaringan distribusi penyulang

Data yang diperlukan meliputi:

- a. Panjang lintasan penyulang

- b. Jenis penghantar
- c. Panjang penghantar
- d. Impedansi penghantar

Tabel 3. 2 Data spesifikasi kabel penghantar

| No | ID   |    | Jenis Penghantar | Impedansi ( $\Omega/\text{km}$ ) |    | Panjang Penghantar (m) |
|----|------|----|------------------|----------------------------------|----|------------------------|
|    | Dari | Ke |                  | Z1                               | Z0 |                        |
|    |      |    |                  |                                  |    |                        |
|    |      |    |                  |                                  |    |                        |

Tabel 3.2 di atas berisi informasi dan kebutuhan data saluran penyulang yang diperlukan untuk menjadi input pada ETAP 23.6 agar dapat dibuat pemodelan saluran penyulang untuk membantu perhitungan aliran daya.

- Data pembebanan penyulang
  - a. Daftar trafo distribusi
  - b. Rating kVA trafo distribusi
  - c. Beban penyulang

Tabel 3. 3 Data spesifikasi pembebanan penyulang

| No | ID | Kapasitas (kVA) | Arus (A) |
|----|----|-----------------|----------|
|    |    |                 |          |
|    |    |                 |          |

Tabel 3.3 di atas berisi informasi jumlah trafo distribusi terpasang pada penyulang beserta kapasitas dan pembebanan tiap trafo distribusinya, yang diperlukan sebagai input data ETAP 12.6 untuk membantu perhitungan aliran daya.

Hasil pengambilan data untuk ketiga tabel diatas nantinya akan digunakan sebagai input ETAP 12.6 untuk dilakukan pemodelan jaringan penyulang sehingga bisa diitung hasil aliran daya nya.

### 3.3. Langkah-langkah Pengujian dan Analisis

Penelitian ini akan dilaksanakan dalam beberapa tahapan seperti berikut:

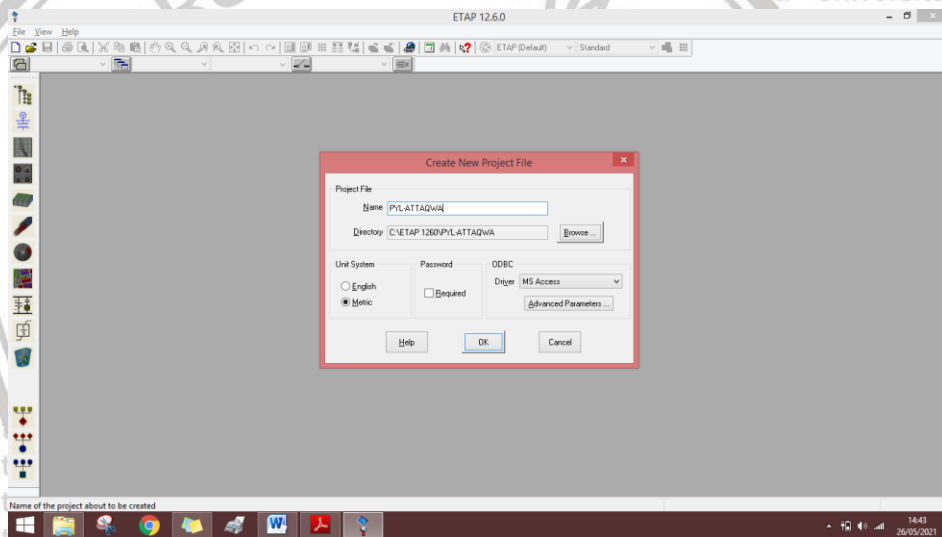
1. Pemodelan sistem penyulang Attaqwa 20 kV dengan *software ETAP 12.6.0*
2. Pemasukkan data sesuai dengan parameter untuk dilakukan simulasi aliran daya
3. Menjalankan simulasi aliran daya (*load flow analysis*) pada *software etap 12.6.0* untuk melihat hasil yang berupa nilai tegangan tiap bus dan rugi-rugi saluran dengan menggunakan metode *fast decoupled*.
4. Mengevaluasi hasil simulasi aliran daya berupa nilai tegangan tiap bus dan rugi-rugi saluran untuk memilih lokasi penempatan kapasitor optimal

5. Menjalankan simulasi aliran daya kembali setelah dilakukan optimasi penempatan kapasitor

### 3.3.1. Simulasi Aliran Daya Dengan Metode *Fast Decoupled*

Penelitian pada tahap ini menghitung aliran daya dengan data-data yang telah dikumpulkan untuk penyulang Attaqwa. Selanjutnya melakukan aliran daya tersebut dengan menggunakan *software* ETAP 12.6.0 Pada penelitian ini penyelesaian aliran daya dilakukan dengan menggunakan metode *fast decoupled*. Langkah-langkah penyelesaian aliran daya dengan metode *fast decoupled* adalah sebagai berikut:

1. Menjalankan Program ETAP 12.6 yang sudah diinstall ke dalam komputer. Program dijalankan dengan cara mengklik program ETAP 12.6.
2. Membuat studi kasus Klik file, *new project* akan muncul kotak dialog. Setelah itu tulis *project name* dengan penyulang Attaqwa, dan pilih unit system dan required password sesuai dengan kebutuhan. Kemudian klik OK.

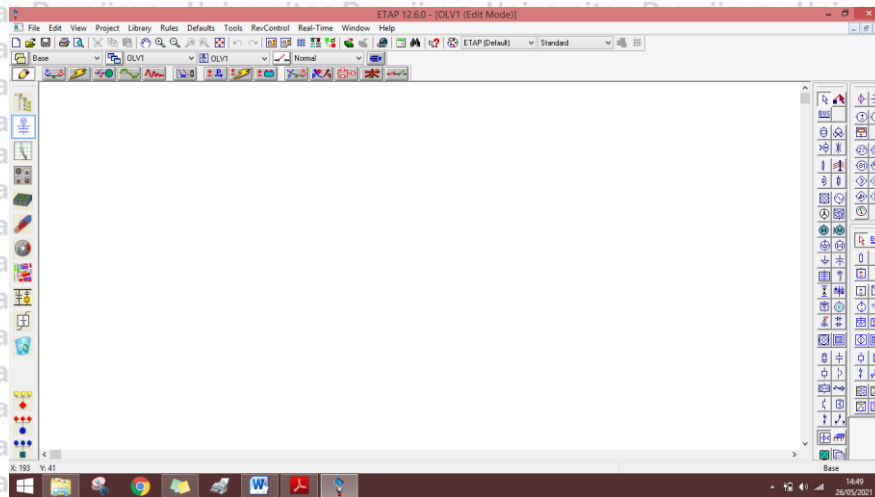


Gambar 3. 2 Tampilan awal ETAP 12.6

Gambar 3.2 merupakan tampilan entry awal pembuatan studi kasus ETAP 12.6. Terdapat dua pilihan unit sistem antara *English* dan *Metric*. Untuk data yang diisikan pada kotak dialog di atas adalah sebagai berikut:

*Project File Name* : PYL-ATTAQWA

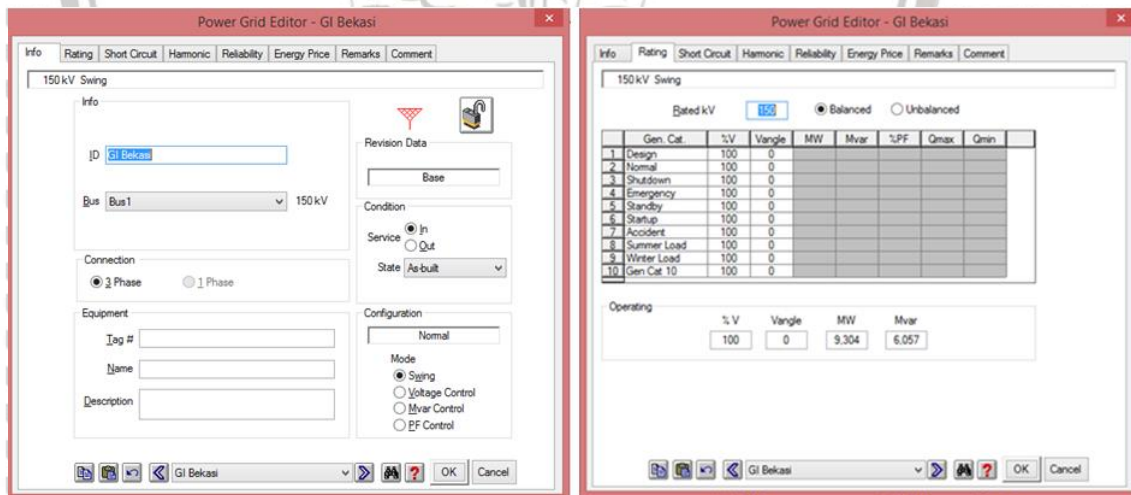
*Unit Systems* : Metric



Gambar 3. 3 Tampilan utama ETAP 12.6

Pada gambar 3.3 terdapat ruang untuk menggambar *single line diagram* pada (OLV1) dengan menggunakan template yang terdapat pada *Toolbar* di sebelah kanan.

3. Membuat pemodelan *single-line diagram*
4. Setelah *single line diagram* dibuat, langkah selanjutnya adalah menginput data data peralatan jaringan listrik. Berikut di bawah ini prosedur untuk menginput data peralatan jaringan listrik pada software ETAP 12.6.:
  - a. Data sumber (*Power Grid*)



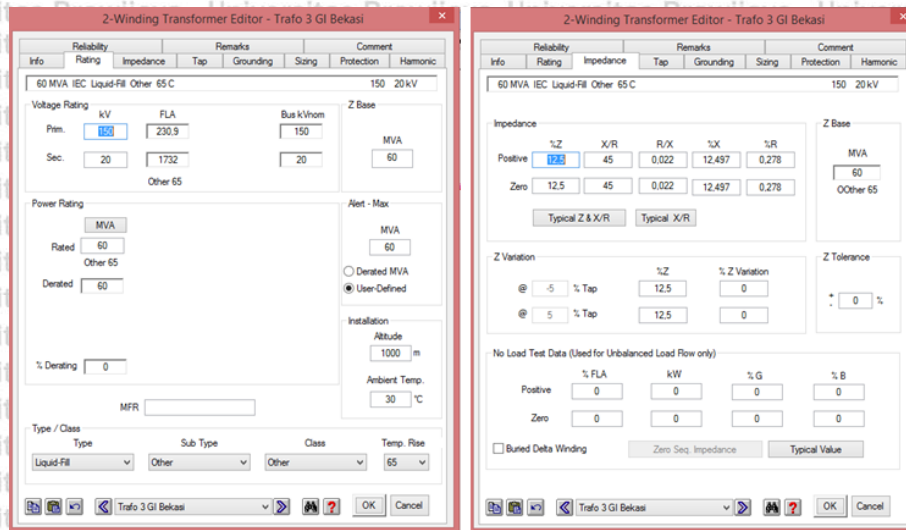
Gambar 3. 4 Tampilan entry data power grid ETAP 12.6  
(Sumber: Dokumentasi)

*Power Grid* diasumsikan sebagai *supply* pengganti catu daya utama dari PLN untuk jaringan distribusi. Gambar 3.4 merupakan tampilan entry *power grid* ETAP 12.6 dan data yang perlu dimasukkan untuk simulasi aliran daya adalah:

1. ID *power grid* (Bebas)

2. Rating kV dan MVAsc

b. Data transformator



Gambar 3. 5 Tampilan entry data transformator ETAP 12.6

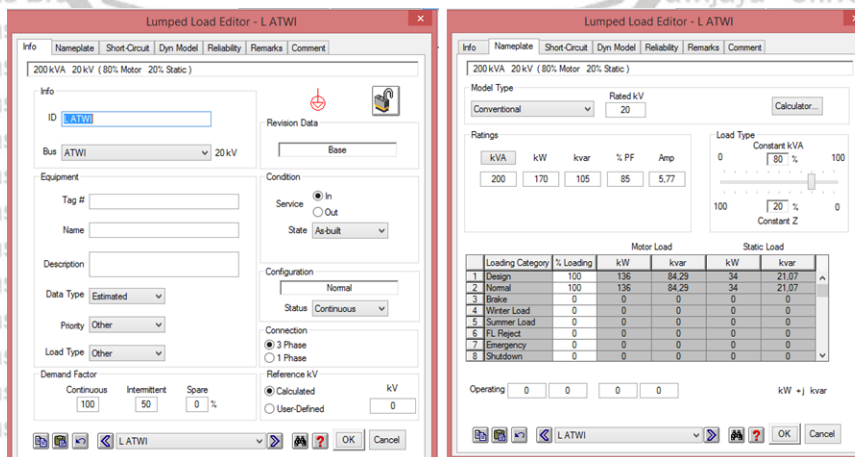
Pada gambar 3.5 dapat dilihat opsi entry data yang perlu diisi untuk spesifikasi transformator yang digunakan. Data transformator yang di-input untuk simulasi aliran daya dengan software ETAP 12.6 adalah:

1. ID Transformator
2. Rating kV di sisi primer dan di sisi sekunder
3. Rating kVA
4. Impedansi (%Z dan X/R)

c. Data Bus

Bus diasumsikan sebagai trafo distribusi tegangan menengah yang terdapat di sepanjang jaringan distribusi penyulang.

d. Data Beban

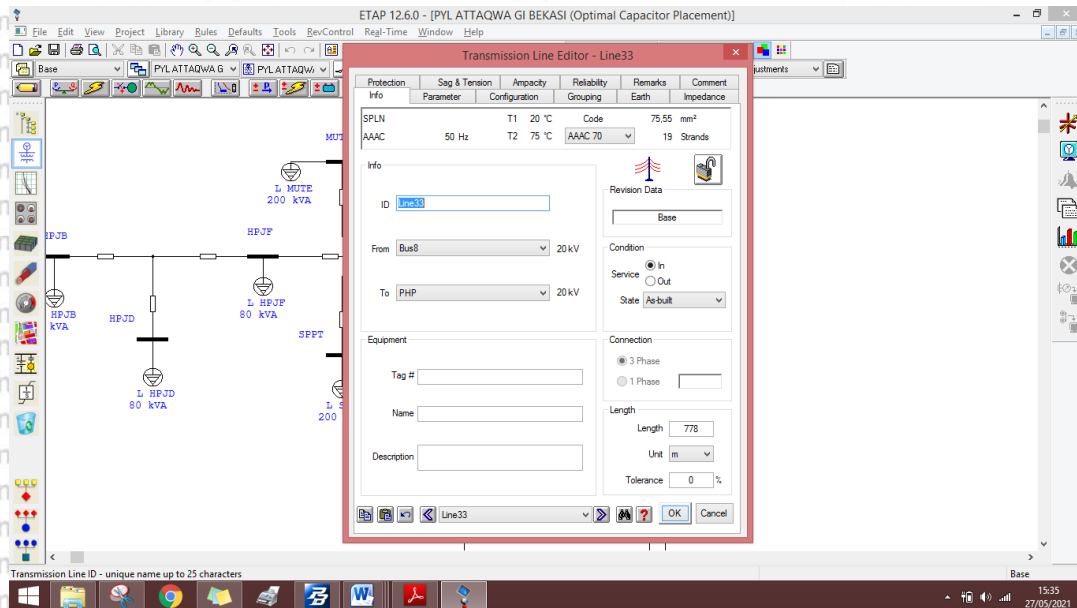


Gambar 3. 6 Tampilan entry data beban ETAP 12.6

Pada gambar 3.4 terdapat opsi *entry* data beban yang harus diisi pada ETAP 12.6. Pada simulasi aliran daya ini beban yang digunakan adalah *lumped load*. Data beban lumped load yang di-*input* untuk simulasi aliran daya ini adalah:

1. ID load (Bebas)
2. Rating kVA

e. Data jaringan transmisi




Gambar 3. 7 Tampilan *entry* data jaringan penghantar ETAP 12.6

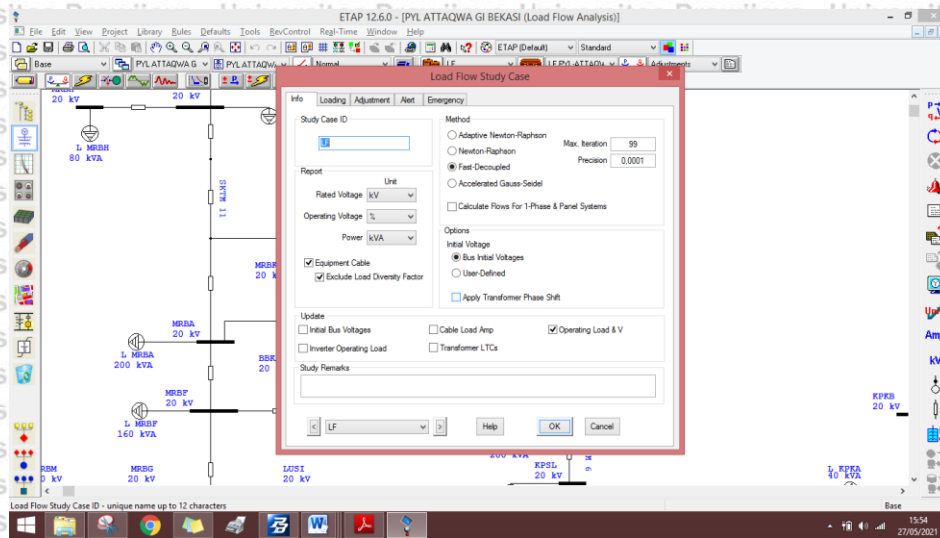
Pada gambar 3.7 ditampilkan opsi *entry* data yang perlu diisi untuk spesifikasi jaringan transmisi. Data yang harus dimasukkan pada tab ini adalah:

1. Panjang jaringan
2. Konfigurasi jaringan
3. Impedansi jaringan

f. Studi Kasus Aliran Daya

Setelah semua data sistem dimasukkan, maka langkah terakhir adalah memasukkan data *setting* studi kasus . Data yang harus dimasukkan ke dalam kotak dialog adalah: Studi Kasus ID, Metode yang digunakan (dalam penelitian ini dipilih metode *Fast Decoupled*), nilai maksimum iterasi (99 iterasi), ketelitian (0,0001), kategori pembebanan (dipilih design), tegangan bus (dalam kV), dan *initial condition* (digunakan tegangan bus).





Gambar 3. 8 Tampilan *entry* studi kasus aliran daya ETAP 12.6

Pada gambar 3.8 menampilkan opsi *entry* data yang harus diisi sebelum dilakukan analisis aliran daya. Input data dilakukan sesuai ketentuan di atas.

5. Masuk ke mode simulasi aliran daya dengan klik tombol *load flow analysis* sehingga tampilan toolbar editing berubah menjadi *toolbar load flow analysis*.
6. Klik tombol 'Run Load Flow', setelah dilakukan, jika tidak ada error pada *single line diagram* maka akan ditampilkan hasil aliran daya di setiap cabang dan bus.

Gambar 3.9 memperlihatkan simbol *toolbar* 'Run Load Flow' pada mode kerja *Load flow analysis*.



Gambar 3. 9 Simbol *toolbar* load flow analysis ETAP 12.6

### 3.3.2. Optimasi Jaringan

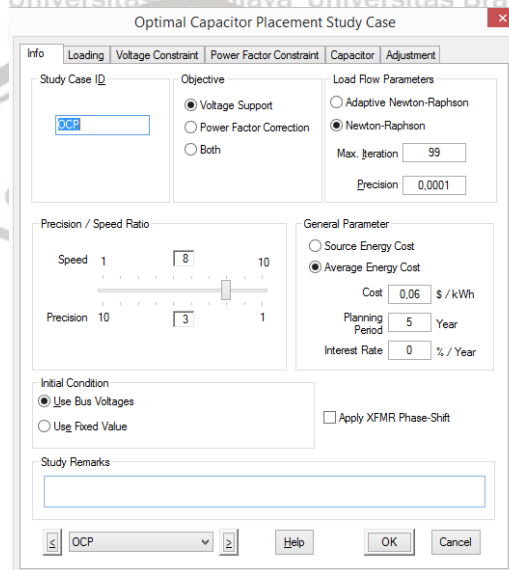
Pada tahap ini akan dilakukan desain sistem menggunakan *software* ETAP 12.6. untuk simulasi beserta analisis teknis, perbandingan serta penentuan spesifikasi sistem. Agar didapatkan optimasi sistem yang diinginkan sehingga sistem distribusi dapat sesuai dengan standar yang ditetapkan.

Penyulang Attaqwa dengan sistem jaringan radial dengan saluran yang panjang akan sangat mungkin memiliki jatuh tegangan yang besar di bus yang jauh dari sumber tegangan. Maka dari itu untuk meminimalisir jatuh tegangan pada penelitian ini akan dilakukan perhitungan analisis aliran daya dan menentukan bus dengan profil tegangan dibawah standar +5% dan -10% sebagai kandidat bus untuk penempatan dan penentuan ukuran kapasitor

dengan fungsi *Optimum Capacitor Placement* pada software ETAP 12.6. Berikut di bawah ini langkah-langkah menggunakan fungsi OCP pada ETAP 12.6.

1. Setelah muncul hasil aliran daya, perlu dilakukan perubahan mode kerja dari *Load Flow Analysis* menjadi mode *Optimum Capacitor Placement* di *toolbar editing*.
2. Mengatur studi kasus OCP dengan menentukan data dalam kotak dialog yang tersedia antara lain tab *info*, tab *loading*, tab *voltage constraint*, tab *power factor constraint*, dan tab *capacitor* seperti penjelasan di bawah ini:

a. Tab *info*



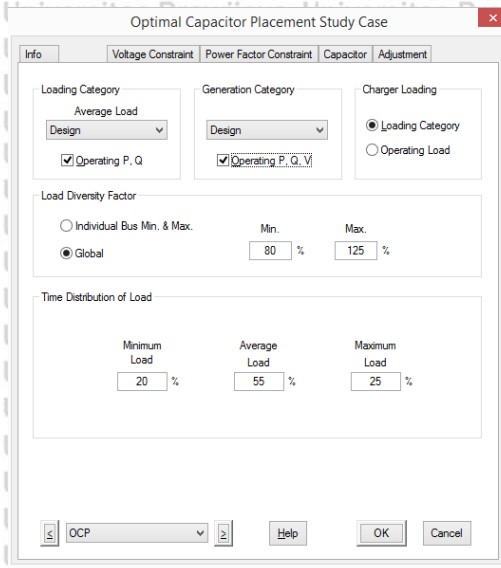
Gambar 3. 10 Tampilan Tab *Info Edit Study Case* OCP ETAP 12.6

Pada gambar 3.10 terdapat opsi input data informasi studi OCP ETAP 12.6.

Input data untuk *setting* ini adalah: ID studi kasus, parameter objektif (dalam penelitian ini ditentukan untuk *voltage support*), parameter aliran daya OCP (dalam penelitian ini metode *newthon rapshon*), nilai maksimum iterasi (99 iterasi), ketelitian (0,0001), dan *precision/speed ratio* (8/3).

b. Tab *loading*

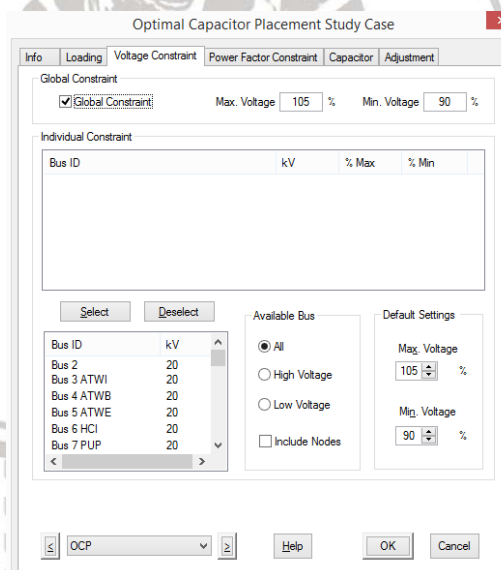
Tab *loading* berfungsi untuk menentukan kondisi dan kategori beban serta generator/sumber tegangan yang tersambung pada sistem. Pada penelitian ini dipilih kategori beban dan sumber *design* dengan *operating* P, Q, dan V yang berarti kondisi beban dan sumber yang digunakan berada dalam kondisi normal. Gambar 3.11 memperlihatkan opsi *entry* desain pembebanan yang bisa dipilih untuk percobaan.



Gambar 3. 11 Tampilan Tab *Loading* Edit Study Case OCP ETAP 12.6

c. Tab *voltage constraint*

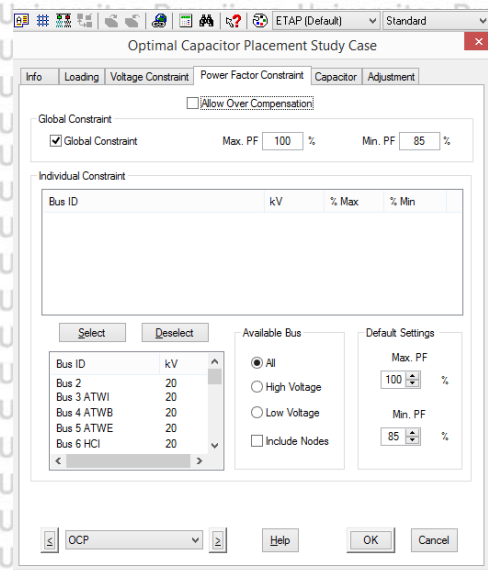
Tab untuk menentukan batasan nilai tegangan yang diinginkan untuk menjalankan simulasi. Pada penelitian ini ditentukan batas tegangan 90-105% pada tiap busnya. Gambar 3.12 di bawah menampilkan opsi dan *entry* data batasan tegangan untuk simulasi OCP



Gambar 3. 12 Tampilan Tab *Voltage constraint* Edit Study Case OCP ETAP 12.6

d. Tab *power factor constraint*

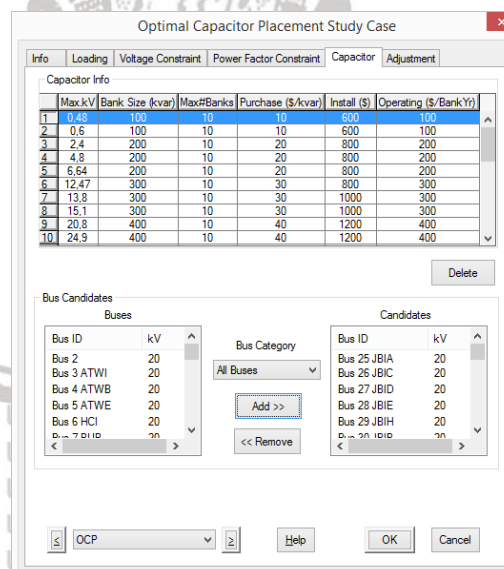
Tab untuk menentukan batasan nilai faktor daya yang diinginkan untuk menjalankan simulasi. Pada penelitian ini ditentukan batas faktor daya 85-100% pada tiap busnya. Gambar 3.13 menampilkan opsi yang dipilih sebagai batasan nilai faktor daya untuk simulasi OCP.



Gambar 3. 13 Tampilan Tab Power Factor Constraint Edit Study Case OCP ETAP 12.6

e. Tab *capacitor*

Tab ini berisi informasi kapasitor yang terdapat pada library ETAP 12.6 yang nantinya dapat digunakan untuk mengkompensasi bus bus kandidat dan daftar bus-bus kandidat. Pada percobaan ini semua bus-bus yang mengalami jatuh tegangan masuk ke dalam daftar bus kandidat. Pada gambar 3.14 dapat dilihat kandidat bus dipilih di opsi “Candidates”.



Gambar 3. 14 Tampilan Tab *Capacitor* Edit Study Case OCP ETAP 12.6

Setelah selesai melakukan pengaturan studi kasus, langkah selanjutnya adalah menjalankan simulasi OCP dengan klik ikon “run optimal capacitor placement”



pada toolbar sebelah kanan jendela kerja, jika tidak ada error maka akan ditampilkan hasil analisis *optimal capacitor placement* pada kandidat bus terpilih.

### 3.3.3. Hasil Jatuh Tegangan Setelah Optimasi

Pada tahap ini setelah dilakukan optimasi maka didapatkan hasil jatuh tegangan, jika hasil jatuh tegangan yang didapat setelah optimasi tidak sesuai dengan batas toleransi SPLN no. 72 tahun 1987 +5% dan -10% maka perlu dilakukan kembali simulasi aliran daya menggunakan metode *Fast Decoupled* hingga didapat hasil jatuh tegangan sesuai batas toleransi +5% dan -10%.

### 3.4. Analisis dan Hasil

Analisis pada penelitian ini mengenai optimasi jaringan yang dipilih dan perhitungan beban untuk mengetahui jatuh tegangan. Analisis optimasi jaringan yang akan dipilih yaitu dengan melakukan analisis berdasarkan aliran daya metode *fast decoupled*, kemudian membuat simulasi menggunakan *software* ETAP 12.6. Analisis yang akan dilakukan pada penelitian ini, yaitu analisis trafo distribusi yang mengalami jatuh tegangan lebih dari batas toleransi yang telah ditetapkan PLN sebelum dilakukan optimasi. Selanjutnya menganalisis hasil penempatan kapasitor optimal berdasarkan lokasi jatuh tegangan. Setelah dilakukan optimasi harus didapat jatuh tegangan +5% dan -10%, jika tidak maka akan dilakukan simulasi ulang dengan metode *fast decoupled* menggunakan ETAP 12.6. Setelah didapatkan hasil analisis jatuh tegangan pada jaringan sebelum optimasi dan setelah optimasi, maka didapatkan perbandingan nilai jatuh tegangan sebelum dan sesudah optimasi.



Tabel 4. 1 Data Spesifikasi Transformator 3 GI Bekasi

| No | ID          | Kapasitas (MVA) | Rating Tegangan (kV) |          | %Z    | X/R   |
|----|-------------|-----------------|----------------------|----------|-------|-------|
|    |             |                 | Primer               | Sekunder |       |       |
| 1  | T3 GI BKASI | 60              | 150                  | 20       | 12,50 | 45,00 |

3. Data Pembebanan Trafo Distribusi Penyulang Attaqwa GI Bekasi

Gardu Induk Bekasi memiliki 1 rel 150 kV yang bersumber dari GITET 500 kV Bekasi.

Rel tersebut menyuplai lima buah trafo tenaga berkapasitas 60 MVA dengan tegangan kerja

150/20 kV dan kelima trafo tenaga ini mengisi tegangan ke busbar 20 kV. Salah satunya trafo

3 yang memasok ke penyulang Attaqwa yang terdiri dari 78 gardu distribusi 20 kV.

Berdasarkan data yang diperoleh beban rata-rata penyulang Attaqwa di bulan Januari 2021

sebesar 197A. Di bawah ini merupakan daftar trafo distribusi pada penyulang Attaqwa:

Tabel 4. 2 Data Trafo Distribusi pada Penyulang Attaqwa GI Bekasi

| No. | Kode Gardu | Kapasitas (kVA) | P (kW) | Q (kVAR) |
|-----|------------|-----------------|--------|----------|
| 1   | ATWI       | 250             | 170    | 105      |
| 2   | ATWB       | 400             | 272    | 168      |
| 3   | ATWE       | 250             | 170    | 105      |
| 4   | HCI        | 250             | 170    | 105      |
| 5   | PUP        | 250             | 170    | 105      |
| 6   | KPSL       | 250             | 170    | 105      |
| 7   | SKTN       | 250             | 170    | 105      |
| 8   | SKTB       | 100             | 68     | 42       |
| 9   | KPK        | 100             | 68     | 42       |
| 10  | KPKA       | 50              | 34     | 13,8     |
| 11  | KPKB       | 50              | 34     | 13,8     |
| 12  | SRNA       | 200             | 136    | 85       |
| 13  | SRNC       | 100             | 68     | 42       |
| 14  | SRND       | 100             | 68     | 42       |
| 15  | SRNB       | 200             | 136    | 85       |
| 16  | SRNE       | 100             | 68     | 42       |
| 17  | JBIF       | 200             | 136    | 85       |
| 18  | JBIA       | 250             | 170    | 105      |
| 19  | JBIC       | 250             | 170    | 105      |
| 20  | JBID       | 250             | 170    | 105      |
| 21  | JBIE       | 100             | 68     | 42       |
| 22  | JBIF       | 250             | 170    | 105      |
| 23  | JBIB       | 250             | 170    | 105      |
| 24  | DPHA       | 250             | 170    | 105      |
| 25  | DPHB       | 160             | 34     | 13,8     |
| 26  | DPHC       | 100             | 68     | 42       |

|    |      |     |     |      |
|----|------|-----|-----|------|
| 27 | DPHF | 50  | 34  | 13,8 |
| 28 | DPHD | 200 | 136 | 85   |
| 29 | DPHG | 100 | 68  | 42   |
| 30 | DPHE | 100 | 68  | 42   |
| 31 | MRBB | 250 | 170 | 105  |
| 32 | MRBC | 250 | 170 | 105  |
| 33 | SKT  | 250 | 170 | 105  |
| 34 | DKR  | 250 | 170 | 105  |
| 35 | MRBD | 100 | 68  | 42   |
| 36 | PHP  | 250 | 170 | 105  |
| 37 | PHPH | 100 | 68  | 42   |
| 38 | PHPI | 100 | 68  | 42   |
| 39 | PHPG | 100 | 68  | 42   |
| 40 | PHPA | 100 | 68  | 42   |
| 41 | PHPB | 100 | 68  | 42   |
| 42 | PHPC | 160 | 136 | 85   |
| 43 | PHPN | 100 | 68  | 42   |
| 44 | PHPD | 100 | 68  | 42   |
| 45 | PHPL | 100 | 68  | 42   |
| 46 | PHPE | 100 | 68  | 42   |
| 47 | PHPM | 100 | 68  | 42   |
| 48 | PHPF | 50  | 34  | 13,8 |
| 49 | HPJA | 250 | 170 | 105  |
| 50 | MUTE | 250 | 170 | 105  |
| 51 | SPPT | 250 | 170 | 105  |
| 52 | HPJF | 100 | 68  | 42   |
| 53 | HPJB | 100 | 68  | 42   |
| 54 | HPJE | 100 | 68  | 42   |
| 55 | HRPJ | 200 | 136 | 85   |
| 56 | HRNJ | 200 | 136 | 85   |
| 57 | PGNA | 250 | 170 | 105  |
| 58 | HPJC | 250 | 170 | 105  |
| 59 | HPJD | 100 | 68  | 42   |
| 60 | LUSI | 100 | 68  | 42   |
| 61 | MRBF | 200 | 136 | 85   |
| 62 | BBKA | 250 | 170 | 105  |
| 63 | MRBA | 250 | 170 | 105  |
| 64 | MRBK | 100 | 68  | 42   |
| 65 | BBK  | 250 | 170 | 105  |
| 66 | MRBI | 100 | 68  | 42   |
| 67 | MRBE | 160 | 136 | 85   |
| 68 | GSP  | 100 | 68  | 42   |
| 69 | KPSD | 400 | 272 | 168  |
| 70 | KPSF | 250 | 170 | 105  |
| 71 | KPSJ | 100 | 68  | 42   |



|    |         |     |     |     |
|----|---------|-----|-----|-----|
| 72 | KPSK    | 250 | 170 | 105 |
| 73 | MRBH    | 100 | 68  | 42  |
| 74 | MRBG    | 100 | 68  | 42  |
| 75 | MRBM    | 100 | 68  | 42  |
| 76 | MRBJ    | 100 | 68  | 42  |
| 77 | JABE TM | 100 | 68  | 42  |
| 78 | PGNB TM | 100 | 68  | 42  |

4. Data Impedansi Penghantar Jaringan Penyulang Attaqwa GI Bekasi

Nilai tegangan yang digunakan pada sistem adalah 150 kV dan 20 kV yang diturunkan dengan menggunakan transformator 2 belitan dari bus 1 ke bus. Penomoran bus dan saluran berdasarkan gambaran pada diagram satu garis penyulang Attawa. Bus 1 merupakan bus yang menyambungkan sumber (*power grid*) dengan transformator 150/20 kV. Bus 1 dijadikan bus referensi yang tersambung dengan sumber (*power grid*) dan dapat dinyatakan sebagai *swing/slack bus*, sedangkan trafo distribusi dioperasikan sebagai bus beban dan sistem ini tidak menggunakan *voltage-controlled bus/PV bus*. Untuk membantu perhitungan dan pengujian, persimpangan tiap saluran pada diagram satu garis juga diasumsikan sebagai bus beban sehingga total bus pada percobaan ini sejumlah 95 bus.

Berikut dibawah ini tabel spesifikasi penghantar penyulang Attaqwa:

Kode GI : BKASI  
 Kode TRF : 3  
 Singkat PYL : ATQW

Tabel 4. 3 Data Spesifikasi Saluran Penghantar Penyulang Attaqwa GI Bekasi

| No | ID     | Titik Bus    |              | Jenis Penghantar | Panjang (m) | R( $\Omega$ /k m) | X( $\Omega$ /k m) |
|----|--------|--------------|--------------|------------------|-------------|-------------------|-------------------|
|    |        | dari         | ke           |                  |             |                   |                   |
| 1  | SKTM 1 | Bus 2        | Bus 3 (ATWI) | AL-240           | 3620        | 0,1544            | 0,1250            |
| 2  | SKTM 2 | Bus 3 (ATWI) | Bus 4 (ATWB) | AL-240           | 1882        | 0,1544            | 0,1250            |
| 3  | SKTM 3 | Bus 4 (ATWB) | Bus 5 (ATWE) | AL-240           | 1592        | 0,1544            | 0,1250            |
| 4  | SKTM 4 | Bus 5 (ATWE) | Bus 6 (HCL)  | AL-240           | 2027        | 0,1544            | 0,1250            |
| 5  | SKTM 5 | Bus 6 (HCL)  | Bus 7 (PUP)  | AL-240           | 1448        | 0,1544            | 0,1250            |
| 6  | SKTM 6 | Bus 7 (PUP)  | Bus 8 (KPSL) | AL-240           | 1738        | 0,1544            | 0,1250            |
| 7  | SKTM 7 | Bus 8 (KPSL) | Bus 9        | AL-240           | 1593        | 0,1544            | 0,1250            |

|    |         |                  |                  |         |      |        |        |
|----|---------|------------------|------------------|---------|------|--------|--------|
| 8  | SKTM 8  | Bus 14           | Bus 17 (JABE TM) | AL-240  | 1303 | 0,1544 | 0,1250 |
| 9  | SKTM 9  | Bus 17 (JABE TM) | Bus 18           | AL-240  | 1448 | 0,1544 | 0,1250 |
| 10 | SKTM 10 | Bus 73 (PGNB TM) | Bus 71           | AL-240  | 1447 | 0,1544 | 0,1250 |
| 11 | SKTM 11 | Bus 85           | Bus 83           | AL-240  | 1549 | 0,1544 | 0,1250 |
| 12 | SKTM 12 | Bus 91           | Bus 90           | AL-240  | 1781 | 0,1544 | 0,1250 |
| 13 | SUTM 1  | Bus 9            | Bus 10 (SKTN)    | A3C-150 | 482  | 0,2310 | 0,2869 |
| 14 | SUTM 2  | Bus 10 (SKTN)    | Bus 11           | A3C-150 | 696  | 0,2310 | 0,2869 |
| 15 | SUTM 3  | Bus 11           | Bus 12 (SKTB)    | A3C-150 | 1570 | 0,2310 | 0,2869 |
| 16 | SUTM 4  | Bus 11           | Bus 13 (KPK)     | A3C-150 | 1317 | 0,2310 | 0,2869 |
| 17 | SUTM 5  | Bus 13 (KPK)     | Bus 14           | A3C-150 | 1200 | 0,2310 | 0,2869 |
| 18 | SUTM 6  | Bus 14           | Bus 15 (KPKA)    | A3C-70  | 1400 | 0,4680 | 0,1689 |
| 19 | SUTM 7  | Bus 15 (KPKA)    | Bus 16 (KPKB)    | A3C-70  | 863  | 0,4680 | 0,1689 |
| 20 | SUTM 8  | Bus 19 (SRNA)    | Bus 20 (SRNC)    | A3C-70  | 1200 | 0,4680 | 0,1689 |
| 21 | SUTM 9  | Bus 19 (SRNA)    | Bus 21 (SRND)    | A3C-150 | 942  | 0,2310 | 0,2869 |
| 22 | SUTM 10 | Bus 21 (SRND)    | Bus 22 (SRNB)    | A3C-150 | 1435 | 0,2310 | 0,2869 |
| 23 | SUTM 11 | Bus 22 (SRNB)    | Bus 23 (SRNE)    | A3C-70  | 1100 | 0,4680 | 0,1689 |
| 24 | SUTM 12 | Bus 22 (SRNB)    | Bus 24 (JBIF)    | A3C-70  | 1231 | 0,4680 | 0,1689 |
| 25 | SUTM 13 | Bus 22 (SRNB)    | Bus 25 (JBIA)    | A3C-150 | 1955 | 0,2310 | 0,2869 |
| 26 | SUTM 14 | Bus 25 (JBIA)    | Bus 30 (JBIB)    | A3C-150 | 1200 | 0,2310 | 0,2869 |
| 27 | SUTM 15 | Bus 30 (JBIB)    | Bus 31(DPHA)     | A3C-150 | 835  | 0,2310 | 0,2869 |
| 28 | SUTM 16 | Bus 31 (DPHA)    | Bus 32 (DPHB)    | A3C-150 | 610  | 0,2310 | 0,2869 |
| 29 | SUTM 17 | Bus 32 (DPHB)    | Bus 33 (DPHC)    | A3C-150 | 1180 | 0,2310 | 0,2869 |
| 30 | SUTM 18 | Bus 33 (DPHC)    | Bus 35 (DPHE)    | A3C-150 | 1050 | 0,2310 | 0,2869 |
| 31 | SUTM 19 | Bus 33 (DPHC)    | Bus 34 (DPHF)    | A3C-150 | 1445 | 0,2310 | 0,2869 |
| 32 | SUTM 20 | Bus 34 (DPHF)    | Bus 36 (DPHD)    | A3C-150 | 1700 | 0,2310 | 0,2869 |
| 33 | SUTM    | Bus 36 (DPHD)    | Bus 37 (DPHG)    | A3C-150 | 950  | 0,2310 | 0,2869 |

|    |            |               |               |         |      |        |        |
|----|------------|---------------|---------------|---------|------|--------|--------|
|    | 21         |               |               |         |      |        |        |
| 34 | SUTM<br>22 | Bus 25 (JBIA) | Bus 26 (JBIC) | A3C-150 | 1100 | 0,2310 | 0,2869 |
| 35 | SUTM<br>23 | Bus 26 (JBIC) | Bus 27 (JBID) | A3C-150 | 700  | 0,2310 | 0,2869 |
| 36 | SUTM<br>24 | Bus 27 (JBID) | Bus 28 (JBIE) | A3C-150 | 800  | 0,2310 | 0,2869 |
| 37 | SUTM<br>25 | Bus 27 (JBID) | Bus 29 (JBIH) | A3C-70  | 985  | 0,4680 | 0,1689 |
| 38 | SUTM<br>26 | Bus 9         | Bus 38(MRBB)  | A3C-150 | 2250 | 0,2310 | 0,2869 |
| 39 | SUTM<br>27 | Bus 38 (MRBB) | Bus 39(MRBC)  | A3C-70  | 538  | 0,4680 | 0,1689 |
| 40 | SUTM<br>28 | Bus 39 (MRBC) | Bus 40        | A3C-70  | 754  | 0,4680 | 0,1689 |
| 41 | SUTM<br>29 | Bus 40        | Bus 41 (DKR)  | A3C-70  | 1606 | 0,4680 | 0,1689 |
| 42 | SUTM<br>30 | Bus 40        | Bus 42 (SKT)  | A3C-70  | 118  | 0,4680 | 0,1689 |
| 43 | SUTM<br>31 | Bus 40        | Bus 43 (MRBD) | A3C-70  | 1107 | 0,4680 | 0,1689 |
| 44 | SUTM<br>32 | Bus 43 (MRBD) | Bus 44        | A3C-70  | 850  | 0,4680 | 0,1689 |
| 45 | SUTM<br>33 | Bus 44        | Bus 45 (PHP)  | A3C-70  | 778  | 0,4680 | 0,1689 |
| 46 | SUTM<br>34 | Bus 45 (PHP)  | Bus 47 (PHPH) | A3C-70  | 1006 | 0,4680 | 0,1689 |
| 47 | SUTM<br>35 | Bus 47 (PHPH) | Bus 48 (PHPI) | A3C-70  | 1414 | 0,4680 | 0,1689 |
| 48 | SUTM<br>36 | Bus 48 (PHPI) | Bus 49 (PHPG) | A3C-70  | 685  | 0,4680 | 0,1689 |
| 49 | SUTM<br>37 | Bus 49 (PHPG) | Bus 50 (PHPA) | A3C-70  | 1189 | 0,4680 | 0,1689 |
| 50 | SUTM<br>38 | Bus 50 (PHPA) | Bus 51 (PHPB) | A3C-70  | 1063 | 0,4680 | 0,1689 |
| 51 | SUTM<br>39 | Bus 51 (PHPB) | Bus 52 (PHPC) | A3C-70  | 858  | 0,4680 | 0,1689 |
| 52 | SUTM<br>40 | Bus 52 (PHPC) | Bus 53        | A3C-35  | 878  | 1,0500 | 0,3599 |
| 53 | SUTM<br>41 | Bus 53        | Bus 57 (PHPN) | A3C-35  | 739  | 1,0500 | 0,3599 |
| 54 | SUTM<br>42 | Bus 53        | Bus 54 (PHPE) | A3C-35  | 739  | 1,0500 | 0,3599 |
| 55 | SUTM<br>43 | Bus 54 (PHPE) | Bus 55 (PHPM) | A3C-35  | 1215 | 1,0500 | 0,3599 |
| 56 | SUTM<br>44 | Bus 55 (PHPM) | Bus 56 (PHPF) | A3C-35  | 1538 | 1,0500 | 0,3599 |
| 57 | SUTM<br>45 | Bus 57 (PHPN) | Bus 58 (PHPL) | A3C-35  | 1082 | 1,0500 | 0,3599 |



|    |            |               |                  |         |      |        |        |
|----|------------|---------------|------------------|---------|------|--------|--------|
| 58 | SUTM<br>46 | Bus 57 (PHPN) | Bus 59 (PHPD)    | A3C-35  | 1300 | 1,0500 | 0,3599 |
| 59 | SUTM<br>47 | Bus 44        | Bus 46 (HPJA)    | A3C-70  | 1660 | 0,4680 | 0,1689 |
| 60 | SUTM<br>48 | Bus 46 (HPJA) | Bus 60 (MUTE)    | A3C-70  | 1178 | 0,4680 | 0,1689 |
| 61 | SUTM<br>49 | Bus 46 (HPJA) | Bus 61 (SPPT)    | A3C-70  | 460  | 0,4680 | 0,1689 |
| 62 | SUTM<br>50 | Bus 46 (HPJA) | Bus 62 (HPJF)    | A3C-70  | 1981 | 0,4680 | 0,1689 |
| 63 | SUTM<br>51 | Bus 62 (HPJF) | Bus 63           | A3C-70  | 500  | 0,4680 | 0,1689 |
| 64 | SUTM<br>52 | Bus 63        | Bus 65 (HPJB)    | A3C-70  | 857  | 0,4680 | 0,1689 |
| 65 | SUTM<br>53 | Bus 65 (HPJB) | Bus 66 (HPJE)    | A3C-70  | 1167 | 0,4680 | 0,1689 |
| 66 | SUTM<br>54 | Bus 66 (HPJE) | Bus 67 (HPJC)    | A3C-70  | 1118 | 0,4680 | 0,1689 |
| 67 | SUTM<br>55 | Bus 66 (HPJE) | Bus 68           | A3C-70  | 1000 | 0,4680 | 0,1689 |
| 68 | SUTM<br>56 | Bus 68        | Bus 69 (HRPJ)    | A3C-70  | 1300 | 0,4680 | 0,1689 |
| 69 | SUTM<br>57 | Bus 68        | Bus 70 (PGNA)    | A3C-70  | 1210 | 0,4680 | 0,1689 |
| 70 | SUTM<br>58 | Bus 68        | Bus 71           | A3C-70  | 499  | 0,4680 | 0,1689 |
| 71 | SUTM<br>59 | Bus 70        | Bus 72 (HRNJ)    | A3C-70  | 739  | 0,4680 | 0,1689 |
| 72 | SUTM<br>60 | Bus 63        | Bus 64 (HPJD)    | A3C-70  | 571  | 0,4680 | 0,1689 |
| 73 | SUTM<br>61 | Bus 9         | Bus 74           | A3C-150 | 1900 | 0,2310 | 0,2869 |
| 74 | SUTM<br>62 | Bus 74        | Bus 75 (LUSI)    | A3C-70  | 795  | 0,4680 | 0,1689 |
| 75 | SUTM<br>63 | Bus 74        | Bus 76 (MRBF)    | A3C-150 | 278  | 0,2310 | 0,2869 |
| 76 | SUTM<br>64 | Bus 74        | Bus 77 (MRBG)    | A3C-70  | 482  | 0,4680 | 0,1689 |
| 77 | SUTM<br>65 | Bus 77 (MRBG) | Bus 78<br>(MRBM) | A3C-70  | 621  | 0,4680 | 0,1689 |
| 78 | SUTM<br>66 | Bus 78 (MRBM) | Bus 79 (MRBJ)    | A3C-70  | 1038 | 0,4680 | 0,1689 |
| 79 | SUTM<br>67 | Bus 76 (MRBF) | Bus 80 (MRBA)    | A3C-150 | 1071 | 0,2310 | 0,2869 |
| 80 | SUTM<br>68 | Bus 76 (MRBF) | Bus 81 (BBKA)    | A3C-35  | 83   | 1,0500 | 0,3599 |
| 81 | SUTM<br>69 | Bus 80 (MRBA) | Bus 82 (MRBK)    | A3C-70  | 343  | 0,4680 | 0,1689 |
| 82 | SUTM<br>70 | Bus 80 (MRBA) | Bus 83           | A3C-150 | 1585 | 0,2310 | 0,2869 |

|    |            |               |               |         |      |        |        |
|----|------------|---------------|---------------|---------|------|--------|--------|
| 83 | SUTM<br>71 | Bus 83        | Bus 84 (BBK)  | A3C-35  | 85   | 1,0500 | 0,3599 |
| 84 | SUTM<br>73 | Bus 85        | Bus 86 (MRBI) | A3C-70  | 200  | 0,4680 | 0,1689 |
| 85 | SUTM<br>74 | Bus 86 (MRBI) | Bus 87 (MRBE) | A3C-70  | 1519 | 0,4680 | 0,1689 |
| 86 | SUTM<br>75 | Bus 86 (MRBI) | Bus 88 (MRBH) | A3C-70  | 450  | 0,4680 | 0,1689 |
| 87 | SUTM<br>76 | Bus 87 (MRBE) | Bus 89 (GSP)  | A3C-35  | 192  | 1,0500 | 0,3599 |
| 88 | SUTM<br>77 | Bus 87 (MRBE) | Bus 90        | A3C-70  | 1285 | 0,4680 | 0,1689 |
| 89 | SUTM<br>78 | Bus 91        | Bus 92 (KPSD) | A3C-150 | 867  | 0,2310 | 0,2869 |
| 90 | SUTM<br>79 | Bus 92 (KPSD) | Bus 93 (KPSK) | A3C-70  | 110  | 0,4680 | 0,1689 |
| 91 | SUTM<br>80 | Bus 92 (KPSD) | Bus 94 (KPSF) | A3C-150 | 1702 | 0,2310 | 0,2869 |
| 92 | SUTM<br>81 | Bus 94 (KPSF) | Bus 95 (KPSJ) | A3C-150 | 437  | 0,2310 | 0,2869 |
| 93 | SUTM<br>82 | Bus 18        | Bus 19 (SRNA) | A3C-150 | 1253 | 0,2310 | 0,2869 |

5. Data Impedansi Saluran Penghantar SPLN

Data pada tabel dibawah ini akan ditambahkan sebagai *library* baru pada ETAP 12.6 yang digunakan untuk melakukan pengujian sebagai parameter impedansi saluran penyulang.

Tabel 4. 4 Resistansi (R) dan Reaktansi ( $X_L$ ) Penghantar AAAC 20 kV SPLN 64: 85

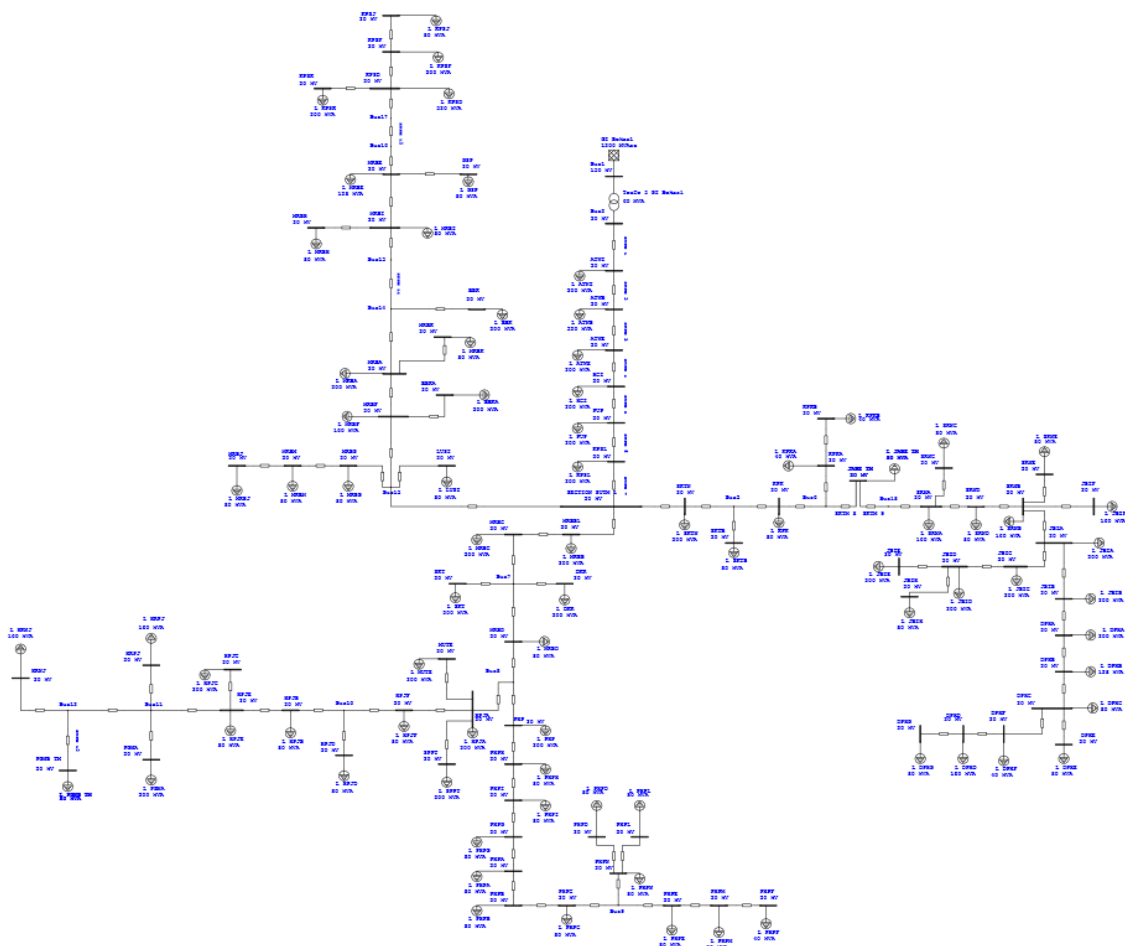
| Luas Penampang (mm <sup>2</sup> ) | Jari <sup>2</sup> mm | Urut | GMR (mm) | Impedansi urutan positif (Ohm / km) | Impedansi urutan Nol (Ohm / km) |
|-----------------------------------|----------------------|------|----------|-------------------------------------|---------------------------------|
| 16                                | 2,2563               | 7    | 1,638    | 2,0161 + j 0,4036                   | 2,1641 + j 1,6911               |
| 25                                | 2,8203               | 7    | 2,0475   | 1,2903 + j 0,3895                   | 1,4384 + j 1,6770               |
| 35                                | 3,3371               | 7    | 2,4227   | 0,9217 + j 0,3790                   | 1,0697 + j 1,6665               |
| 50                                | 3,9886               | 7    | 2,8957   | 0,6452 + j 0,3678                   | 0,7932 + j 1,6553               |
| 70                                | 4,7193               | 7    | 3,4262   | 0,4608 + j 0,3572                   | 0,6088 + j 1,6447               |
| 95                                | 5,4979               | 19   | 4,1674   | 0,3096 + j 0,3449                   | 0,4876 + j 1,6324               |
| 120                               | 6,1791               | 19   | 4,6837   | 0,2688 + j 0,3376                   | 0,4168 + j 1,6324               |
| 150                               | 6,9084               | 19   | 5,2365   | 0,2162 + j 0,3305                   | 0,3631 + j 1,6180               |
| 185                               | 7,6722               | 19   | 5,8155   | 0,1744 + j 0,3239                   | 0,3224 + j 1,6114               |
| 240                               | 8,7386               | 19   | 6,6238   | 0,1344 + j 0,3158                   | 0,2824 + j 1,6034               |

Tabel 4. 5 Impedansi Kabel Tanah Penghantar AI SPLN 64: 85

| A (mm <sup>2</sup> ) | R (Ω/km) | L (mH/km) | C (mf/km) | Impedansi urutan positif (Ω /km) | Impedansi urutan Nol (Ω /km) |
|----------------------|----------|-----------|-----------|----------------------------------|------------------------------|
| 150                  | 0,206    | 0,33      | 0,26      | 0,206 + j 0,104                  | 0,356 + j 0,312              |
| 240                  | 0,125    | 0,31      | 0,31      | 0,125 + j0,097                   | 0,275 +j0,029                |
| 300                  | 0,1      | 0,3       | 0,34      | 0,100 + j0,094                   | 0,250 + j0,282               |

#### 4.2. Analisis Aliran Daya Sebelum Penempatan Kapasitor Bank

Langkah awal pengujian dilakukan seperti yang sudah dijelaskan pada Bab 3 metode penelitian yaitu dengan melakukan pemodelan diagram satu garis dari penyulang Attaqwa GI Bekasi dan pemasangan data sesuai dengan parameter-parameter menggunakan ETAP 12.6 untuk selanjutnya dilakukan simulasi analisis aliran daya metode *fast decoupled*.



Gambar 4. 2 Pemodelan Diagram Satu Garis Penyulang Attaqwa di ETAP 12.6

Setelah selesai melakukan pemodelan jaringan penyulang dan memasukkan data ke parameter jaringan, langkah selanjutnya adalah melakukan simulasi analisis aliran daya dengan kondisi awal tanpa pemasangan kapasitor. Analisis aliran daya disimulasikan pada ETAP menggunakan metode *fast decoupled*. Simulasi dilakukan untuk mengetahui nilai persentase jatuh tegangan, nilai tegangan terima, dan besar daya aktif dan reaktif mengalir pada penyulang Attaqwa. *Running* simulasi pada ETAP bisa dilakukan jika semua komponen sudah tersambung dengan baik dan data telah diinput secara lengkap pada tiap parameternya.

Simulasi ini dilakukan berdasarkan kondisi pembebanan *existing* dan berdasarkan (SPLN D3.0002 -1, 2008) yaitu kondisi pembebanan trafo sebesar 80% sesuai dengan kapasitas beban trafo distribusi pada setiap gardu.

#### 4.2.1. Konsep Perhitungan Aliran Daya

Adapun untuk mendapatkan hasil analisis aliran daya pada percobaan ini terdapat langkah-langkah harus yang dilakukan seperti yang telah dijelaskan pada sub bab 2.6. tentang analisis aliran daya. Langkah-langkah perhitungan dibawah ini akan menjelaskan konsep bagaimana hasil aliran daya didapatkan pada ETAP 12.6 menggunakan metode *fast decoupled* dengan kondisi pembebanan maksimum trafo 80% tanpa penempatan kapasitor.

Berdasarkan data-data sistem yang sudah didapatkan maka hasil aliran daya akan didapatkan setelah melalui proses perhitungan dengan jumlah iterasi tertentu sampai nilai akhirnya konvergen. Langkah pertama yang harus dilakukan adalah merubah semua nilai ke dalam besaran per unit (pu) dengan menetapkan nilai-nilai sebagai berikut:

$$S_{3\theta(\text{dasar})} = 100 \text{ MVA}$$

$$V_{L-L(\text{dasar})} = 20000 \text{ V}$$

Setelah ditetapkan dua nilai tersebut maka dapat dilakukan perhitungan untuk mencari nilai  $I_{\text{dasar}}$  dan  $Z_{\text{dasar}}$  menggunakan persamaan dibawah ini:

$$I_{(\text{dasar})} = \frac{S_{(\text{dasar})}}{\sqrt{3} \times V_{(\text{dasar})}} \dots \dots \dots (4-1)$$

$$Z_{(\text{dasar})} = \frac{V_{(\text{dasar})}}{\sqrt{3} \times I_{(\text{dasar})}} \dots \dots \dots (4-2)$$

Sehingga didapatkan nilai  $I_{\text{dasar}}$  dan  $Z_{\text{dasar}}$  sebagai berikut:

$$I_{(\text{dasar})} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 20 \text{ kV}} = 2886,751346 \text{ A}$$

$$Z_{(\text{dasar})} = \frac{20 \text{ kV}}{\sqrt{3} \times 2886,751346 \text{ A}} = 4 \Omega$$

Langkah selanjutnya yaitu mengubah nilai impedansi pada tabel 4.3 menjadi besaran per unit (pu) yang nantinya akan digunakan untuk menyusun matriks  $Y_{bus}$  sebelum melakukan perhitungan aliran daya dengan metode *fast decoupled*. Nilai  $Z_{(pu)}$  didapatkan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$Z_{(pu)} = \frac{Z_{(aktual)}}{Z_{(dasar)}} \dots\dots\dots (4-3)$$

Dikarenakan data impedansi saluran pada tabel 4.3 masih dalam satuan ( $\Omega/km$ ) maka perlu dilakukan perhitungan dengan mengalikan nilai impedansi dalam satuan ( $\Omega/km$ ) dengan nilai panjang saluran dalam satuan (km) untuk mendapatkan nilai  $Z$  aktual ( $\Omega$ ).

Dibawah ini akan dilakukan satu perhitungan dengan menggunakan impedansi saluran SUTM 1 sebagai contoh:

$$Z_{(aktual\ SUTM1)} = (0,231002 + 0,286935i) \times 0,482 = 0,111343 + 0,138302i\ \Omega$$

$$Z_{(pu\ SUTM1)} = \frac{0,111343 + 0,138302i\ \Omega}{4\ \Omega} = 0,0278357 + 0,0345767i$$

Perhitungan di atas dilakukan untuk tiap saluran sehingga didapatkan nilai impedansi saluran dalam besar per unit seperti tabel di bawah ini:

Tabel 4. 6 Impedansi Saluran Penghantar Besaran Per Unit

| No. | ID      | Titik Bus        |                  | R(pu)  | X(pu)  |
|-----|---------|------------------|------------------|--------|--------|
|     |         | dari             | ke               |        |        |
| 1   | SKTM 1  | Bus 2            | Bus 3 (ATWI)     | 0,1396 | 0,1131 |
| 2   | SKTM 2  | Bus 3 (ATWI)     | Bus 4 (ATWB)     | 0,0726 | 0,0588 |
| 3   | SKTM 3  | Bus 4 (ATWB)     | Bus 5 (ATWE)     | 0,0614 | 0,0497 |
| 4   | SKTM 4  | Bus 5 (ATWE)     | Bus 6 (HCL)      | 0,0782 | 0,0633 |
| 5   | SKTM 5  | Bus 6 (HCL)      | Bus 7 (PUP)      | 0,0558 | 0,0452 |
| 6   | SKTM 6  | Bus 7 (PUP)      | Bus 8 (KPSL)     | 0,0670 | 0,0543 |
| 7   | SKTM 7  | Bus 8 (KPSL)     | Bus 9            | 0,0614 | 0,0497 |
| 8   | SKTM 8  | Bus 14           | Bus 17 (JABE TM) | 0,0502 | 0,0407 |
| 9   | SKTM 9  | Bus 17 (JABE TM) | Bus 18           | 0,0558 | 0,0452 |
| 10  | SKTM 10 | Bus 73 (PGNB TM) | Bus 71           | 0,0558 | 0,0452 |
| 11  | SKTM 11 | Bus 85           | Bus 83           | 0,0597 | 0,0484 |
| 12  | SKTM 12 | Bus 91           | Bus 90           | 0,0687 | 0,0556 |
| 13  | SUTM 1  | Bus 9            | Bus 10 (SKTN)    | 0,0278 | 0,0345 |
| 14  | SUTM 2  | Bus 10 (SKTN)    | Bus 11           | 0,0401 | 0,0499 |
| 15  | SUTM 3  | Bus 11           | Bus 12 (SKTB)    | 0,0906 | 0,1126 |
| 16  | SUTM 4  | Bus 11           | Bus 13 (KPK)     | 0,0760 | 0,0944 |
| 17  | SUTM 5  | Bus 13 (KPK)     | Bus 14           | 0,0693 | 0,0860 |
| 18  | SUTM 6  | Bus 14           | Bus 15 (KPKA)    | 0,1638 | 0,0591 |
| 19  | SUTM 7  | Bus 15 (KPKA)    | Bus 16 (KPKB)    | 0,1009 | 0,0364 |



|    |         |               |               |        |        |
|----|---------|---------------|---------------|--------|--------|
| 20 | SUTM 8  | Bus 19 (SRNA) | Bus 20 (SRNC) | 0,1404 | 0,0506 |
| 21 | SUTM 9  | Bus 19 (SRNA) | Bus 21 (SRND) | 0,0544 | 0,0675 |
| 22 | SUTM 10 | Bus 21 (SRND) | Bus 22 (SRNB) | 0,0828 | 0,1029 |
| 23 | SUTM 11 | Bus 22 (SRNB) | Bus 23 (SRNE) | 0,1287 | 0,0464 |
| 24 | SUTM 12 | Bus 22 (SRNB) | Bus 24 (JBIF) | 0,1440 | 0,0519 |
| 25 | SUTM 13 | Bus 22 (SRNB) | Bus 25 (JBIA) | 0,1129 | 0,1402 |
| 26 | SUTM 14 | Bus 25 (JBIA) | Bus 30 (JBIB) | 0,0693 | 0,0860 |
| 27 | SUTM 15 | Bus 30 (JBIB) | Bus 31(DPHA)  | 0,0482 | 0,0598 |
| 28 | SUTM 16 | Bus 31 (DPHA) | Bus 32 (DPHB) | 0,0352 | 0,0437 |
| 29 | SUTM 17 | Bus 32 (DPHB) | Bus 33 (DPHC) | 0,0681 | 0,0846 |
| 30 | SUTM 18 | Bus 33 (DPHC) | Bus 35 (DPHE) | 0,0606 | 0,0753 |
| 31 | SUTM 19 | Bus 33 (DPHC) | Bus 34 (DPHF) | 0,0834 | 0,1036 |
| 32 | SUTM 20 | Bus 34 (DPHF) | Bus 36 (DPHD) | 0,0981 | 0,1219 |
| 33 | SUTM 21 | Bus 36 (DPHD) | Bus 37 (DPHG) | 0,0548 | 0,0681 |
| 34 | SUTM 22 | Bus 25 (JBIA) | Bus 26 (JBIC) | 0,0635 | 0,0789 |
| 35 | SUTM 23 | Bus 26 (JBIC) | Bus 27 (JBID) | 0,0404 | 0,0502 |
| 36 | SUTM 24 | Bus 27 (JBID) | Bus 28 (JBIE) | 0,0462 | 0,0573 |
| 37 | SUTM 25 | Bus 27 (JBID) | Bus 29 (JBIH) | 0,1152 | 0,0415 |
| 38 | SUTM 26 | Bus 9         | Bus 38(MRBB)  | 0,1299 | 0,1614 |
| 39 | SUTM 27 | Bus 38 (MRBB) | Bus 39(MRBC)  | 0,0629 | 0,0227 |
| 40 | SUTM 28 | Bus 39 (MRBC) | Bus 40        | 0,0882 | 0,0318 |
| 41 | SUTM 29 | Bus 40        | Bus 41 (DKR)  | 0,1879 | 0,0678 |
| 42 | SUTM 30 | Bus 40        | Bus 42 (SKT)  | 0,0138 | 0,0049 |
| 43 | SUTM 31 | Bus 40        | Bus 43 (MRBD) | 0,1295 | 0,0467 |
| 44 | SUTM 32 | Bus 43 (MRBD) | Bus 44        | 0,0994 | 0,0358 |
| 45 | SUTM 33 | Bus 44        | Bus 45 (PHP)  | 0,0910 | 0,0328 |
| 46 | SUTM 34 | Bus 45 (PHP)  | Bus 47 (PHPH) | 0,1177 | 0,0424 |
| 47 | SUTM 35 | Bus 47 (PHPH) | Bus 48 (PHPI) | 0,1654 | 0,0597 |
| 48 | SUTM 36 | Bus 48 (PHPI) | Bus 49 (PHPG) | 0,0801 | 0,0289 |
| 49 | SUTM 37 | Bus 49 (PHPG) | Bus 50 (PHPA) | 0,1391 | 0,0502 |
| 50 | SUTM 38 | Bus 50 (PHPA) | Bus 51 (PHPB) | 0,1243 | 0,0448 |
| 51 | SUTM 39 | Bus 51 (PHPB) | Bus 52 (PHPC) | 0,1003 | 0,0362 |
| 52 | SUTM 40 | Bus 52 (PHPC) | Bus 53        | 0,2304 | 0,0790 |
| 53 | SUTM 41 | Bus 53        | Bus 57 (PHPN) | 0,1939 | 0,0664 |
| 54 | SUTM 42 | Bus 53        | Bus 54 (PHPE) | 0,1939 | 0,0664 |
| 55 | SUTM 43 | Bus 54 (PHPE) | Bus 55 (PHPM) | 0,3189 | 0,1093 |
| 56 | SUTM 44 | Bus 55 (PHPM) | Bus 56 (PHPF) | 0,4037 | 0,1383 |
| 57 | SUTM 45 | Bus 57 (PHPN) | Bus 58 (PHPL) | 0,2840 | 0,0973 |
| 58 | SUTM 46 | Bus 57 (PHPN) | Bus 59 (PHPD) | 0,3412 | 0,1169 |
| 59 | SUTM 47 | Bus 44        | Bus 46 (HPJA) | 0,1942 | 0,0701 |
| 60 | SUTM 48 | Bus 46 (HPJA) | Bus 60 (MUTE) | 0,1378 | 0,0497 |
| 61 | SUTM 49 | Bus 46 (HPJA) | Bus 61 (SPPT) | 0,0538 | 0,0194 |
| 62 | SUTM 50 | Bus 46 (HPJA) | Bus 62 (HPJF) | 0,2317 | 0,0836 |
| 63 | SUTM 51 | Bus 62 (HPJF) | Bus 63        | 0,0585 | 0,0211 |
| 64 | SUTM 52 | Bus 63        | Bus 65 (HPJB) | 0,1002 | 0,0361 |

|    |                |               |               |        |        |
|----|----------------|---------------|---------------|--------|--------|
| 65 | SUTM 53        | Bus 65 (HPJB) | Bus 66 (HPJE) | 0,1365 | 0,0492 |
| 66 | SUTM 54        | Bus 66 (HPJE) | Bus 67 (HPJC) | 0,1308 | 0,0472 |
| 67 | SUTM 55        | Bus 66 (HPJE) | Bus 68        | 0,1170 | 0,0422 |
| 68 | SUTM 56        | Bus 68        | Bus 69 (HRPJ) | 0,1521 | 0,0549 |
| 69 | SUTM 57        | Bus 68        | Bus 70 (PGNA) | 0,1415 | 0,0511 |
| 70 | SUTM 58        | Bus 68        | Bus 71        | 0,0583 | 0,0210 |
| 71 | SUTM 59        | Bus 70        | Bus 72 (HRNJ) | 0,0864 | 0,0312 |
| 72 | SUTM 60        | Bus 63        | Bus 64 (HPJD) | 0,0668 | 0,0241 |
| 73 | SUTM 61        | Bus 9         | Bus 74        | 0,1097 | 0,1362 |
| 74 | SUTM 62        | Bus 74        | Bus 75 (LUSI) | 0,0930 | 0,0335 |
| 75 | SUTM 63        | Bus 74        | Bus 76 (MRBF) | 0,0160 | 0,0199 |
| 76 | SUTM 64        | Bus 74        | Bus 77 (MRBG) | 0,0563 | 0,0203 |
| 77 | SUTM 65        | Bus 77 (MRBG) | Bus 78 (MRBM) | 0,0726 | 0,0262 |
| 78 | SUTM 66        | Bus 78 (MRBM) | Bus 79 (MRBJ) | 0,1214 | 0,0438 |
| 79 | SUTM 67        | Bus 76 (MRBF) | Bus 80 (MRBA) | 0,0618 | 0,0768 |
| 80 | SUTM 68        | Bus 76 (MRBF) | Bus 81 (BBKA) | 0,0217 | 0,0074 |
| 81 | SUTM 69        | Bus 80 (MRBA) | Bus 82 (MRBK) | 0,0401 | 0,0144 |
| 82 | SUTM 70        | Bus 80 (MRBA) | Bus 83        | 0,0915 | 0,1136 |
| 83 | SUTM 71        | Bus 83        | Bus 84 (BBK)  | 0,0223 | 0,0076 |
| 84 | SUTM 73        | Bus 85        | Bus 86 (MRBI) | 0,0234 | 0,0084 |
| 85 | SUTM 74        | Bus 86 (MRBI) | Bus 87 (MRBE) | 0,1777 | 0,0641 |
| 86 | SUTM 75        | Bus 86 (MRBI) | Bus 88 (MRBH) | 0,0526 | 0,0190 |
| 87 | SUTM 76        | Bus 87 (MRBE) | Bus 89 (GSP)  | 0,0504 | 0,0172 |
| 88 | SUTM 77        | Bus 87 (MRBE) | Bus 90        | 0,1503 | 0,0542 |
| 89 | SUTM 78        | Bus 91        | Bus 92 (KPSD) | 0,0500 | 0,0621 |
| 90 | SUTM 79        | Bus 92 (KPSD) | Bus 93 (KPSK) | 0,0128 | 0,0046 |
| 91 | SUTM 80        | Bus 92 (KPSD) | Bus 94 (KPSF) | 0,0982 | 0,1220 |
| 92 | SUTM 81        | Bus 94 (KPSF) | Bus 95 (KPSJ) | 0,0252 | 0,0313 |
| 93 | SUTM 82        | Bus 18        | Bus 19 (SRNA) | 0,0723 | 0,0898 |
| 94 | Trafo 3 GI BKS | Bus 1         | Bus 2         | 0,0046 | 0,2083 |

Langkah selanjutnya yakni menyusun matriks Ybus. Matriks Ybus adalah matriks yang elemennya berisikan nilai admitansi saluran yang nilainya didapatkan dari persamaan di bawah ini:

$$y_{ik} = \frac{1}{z_{ik}} \quad (4-4)$$

Dan untuk elemen matriks diagonal pada matriks Ybus dapat ditentukan dengan menjumlahkan nilai admitansi saluran yang terhubung ke salah satu bus yang ditunjuk atau seperti pada persamaan:

$$Y_{ik} = \sum_{k=1}^n y_{ik} \quad (4-5)$$

Sedangkan untuk nilai elemen matriks non diagonal pada matriks Ybus dapat ditentukan dengan nilai negatif dari admitansi saluran atau seperti pada persamaan:

$$Y_{ik} = -y_{ik} \dots \dots \dots (4-6)$$

Dibawah ini akan dilakukan satu perhitungan dengan menggunakan semua saluran yang terhubung dengan bus 10 sebagai contoh:

$$y_{9,10} = \frac{1}{Z_{9,10}} = \frac{1}{0,0278 + 0,0345i} = 14,1276 - 17,5483i$$

$$y_{10,11} = \frac{1}{Z_{10,11}} = \frac{1}{0,0401 + 0,0499i} = 9,7838 - 12,1527i$$

Maka

$$Y_{10,10} = y_{9,10} + y_{10,11} = 23,9114 - 29,7011i$$

$$Y_{9,10} = -14,1276 + 17,5483i$$

$$Y_{10,11} = -9,7837 + 12,1527i$$

Perhitungan tersebut dilakukan untuk semua saluran sampai didapatkan seluruh nilai admitansi saluran per unit yang akan digunakan untuk menyusun matriks Ybus dengan ukuran (n x n) dimana n adalah jumlah bus sehingga matriks Ybus yang terbentuk akan berukuran 95x95.

Matriks Ybus perhitungan aktual terlampir dan akan diwakilkan oleh matriks di bawah ini:

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} 0,1059 - 4,7984i & -0,1059 + 4,7984i & \dots & 0 \\ -0,1059 + 4,7984i & 4,4292 - 8,2994i & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 15,5824 - 19,3554i \end{bmatrix}$$

Berdasarkan identifikasi data-data sistem, bus 1 ditetapkan sebagai bus referensi dan sisanya adalah bus beban sehingga diasumsikan nilai tegangan awal untuk tiap bus beban adalah sebesar 1 + j0. Asumsi ini disebut sebagai flat start. Hal ini disebabkan karena biasanya besar tegangan suatu bus tidak akan jauh dari 1 pu.

Langkah selanjutnya adalah menentukan nilai daya aktif (P<sub>i</sub>) dan daya reaktif (Q<sub>i</sub>) iterasi (0) tiap bus dengan mensubstitusikan nilai-nilai yang diketahui ke dalam persamaan (2-25) dan (2-26).

Dibawah ini akan dilakukan satu perhitungan nilai daya aktif (P<sub>i</sub>) dan daya reaktif (Q<sub>i</sub>) iterasi (0) dengan bus 10 sebagai contoh:

Perhatikan bahwa Y<sub>ik</sub> = G<sub>ik</sub> + jB<sub>ik</sub> dan θ<sub>ik</sub> = θ<sub>i</sub> - θ<sub>k</sub> sehingga diketahui:

$$G_{9,10} = -14,1276; \quad G_{10,11} = -9,7837; \quad G_{10,10} = 23,9114; \quad B_{10,10} = -29,7011$$

$$B_{9,10} = 17,5483; \quad B_{10,11} = 12,1527; \quad \theta_9 = \theta_{10} = \theta_{11} = 0; \quad V_9 = V_{10} = V_{11} = 1$$

Maka perhitungannya adalah sebagai berikut:

$$P_i = +V_i^2 G_{ii} + V_i \sum_{k \in i, k \neq i} (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) V_k$$

$$P_{10} = |V_{10}|^2 G_{10,10} + |V_{10}| |V_9| (G_{10,9} \cos \theta_{10,9} + B_{10,9} \sin \theta_{10,9}) + |V_{10}| |V_{11}| (G_{10,11} \cos \theta_{10,11} + B_{10,11} \sin \theta_{10,11})$$

$$P_{10} = |1|^2 23,9114 + |1| |1| (-14,1276 \cos(0) + 17,5483 \sin(0)) + |1| |1| (-9,7837 \cos(0) + 12,1527 \sin(0))$$

$$P_{10} = 23,9114 - 14,1276 - 9,7837 = 3,019E - 14$$

$$Q_i = -V_i^2 B_{ii} + V_i \sum_{k \in i, k \neq i} (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) V_k$$

$$Q_{10} = -|V_{10}|^2 B_{10,10} + |V_{10}| |V_9| (G_{10,9} \sin \theta_{10,9} - B_{10,9} \cos \theta_{10,9}) + |V_{10}| |V_{11}| (G_{10,11} \sin \theta_{10,11} - B_{10,11} \cos \theta_{10,11})$$

$$Q_{10} = -|1|^2 (-29,701139) + |1| |1| (-14,127628 \sin(0) - 17,548381 \cos(0)) + |1| |1| (-9,783788 \sin(0) - 12,152758 \cos(0))$$

$$Q_{10} = 29,701139 - 17,548381 - 12,152758 = 0$$

Perhitungan tersebut dilakukan pada semua bus untuk menentukan besaran nilai daya aktif ( $P_i$ ) dan daya reaktif ( $Q_i$ ) iterasi (0). Maka nilai nilai daya aktif ( $P_i$ ) dan daya reaktif ( $Q_i$ ) iterasi (0) untuk semua bus selain bus referensi adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 7 Nilai Hasil Perhitungan  $P_i$  dan  $Q_i$  Awal

| Bus | $P_i^{(0)}$ | $Q_i^{(0)}$ |
|-----|-------------|-------------|
| 2   | -0,0052     | -0,2399     |
| 3   | 2,1E-14     | 2,9E-14     |
| 4   | 1,9E-14     | -4,0E-14    |
| 5   | -4,0E-14    | 4,0E-14     |
| 6   | -4,0E-14    | -8,8E-15    |
| 7   | -1,2E-14    | 3,9E-14     |
| 8   | -4,0E-14    | -2,9E-14    |
| 9   | -3,0E-14    | 1,9E-14     |
| 10  | 3,0E-14     | 0           |

|    |          |           |
|----|----------|-----------|
| 11 | 3,8E-14  | -8,8E-16  |
| 12 | 0        | 0         |
| 13 | 1,0E-14  | 8,8E-16   |
| 14 | -4,0E-14 | -3,95E-14 |
| 15 | 0        | -4,4E-16  |
| 16 | 0        | 0         |
| 17 | 1,7E-15  | -1,0E-14  |
| 18 | 4,0E-14  | -2,9E-14  |
| 19 | -3,1E-14 | -4,0E-14  |
| 20 | 0        | 0         |
| 21 | -9,7E-15 | 8,8E-15   |
| 22 | -1,3E-15 | 3,8E-14   |
| 23 | 0        | 0         |
| 24 | 0        | 0         |
| 25 | 1,0E-14  | -4,8E-14  |
| 26 | -4,7E-14 | 1,9E-14   |
| 27 | -3,2E-14 | -1,0E-14  |
| 28 | 0        | 0         |
| 29 | 0        | 0         |
| 30 | 5,1E-14  | 8,8E-15   |
| 31 | 1,9E-14  | 0         |
| 32 | 5,0E-14  | -9,7E-15  |
| 33 | 1,9E-14  | 3,1E-14   |
| 34 | 0        | -3,9E-14  |
| 35 | 0        | 0         |
| 36 | 2,9E-14  | 1,7E-14   |
| 37 | 0        | 0         |
| 38 | 2,1E-14  | 4,4E-16   |
| 39 | 0        | -4,4E-16  |
| 40 | -1,2E-14 | 2,9E-14   |
| 41 | 0        | 0         |
| 42 | 0        | 0         |
| 43 | -8,8E-15 | 0         |
| 44 | 0        | -2,2E-16  |
| 45 | -4,0E-14 | 0         |
| 46 | 2,9E-14  | -2,8E-14  |
| 47 | -3,9E-14 | 4,4E-16   |
| 48 | -1,7E-15 | 4,4E-16   |
| 49 | -3,1E-14 | 0         |
| 50 | -1,0E-14 | 4,4E-16   |
| 51 | 3,0E-14  | 0         |
| 52 | -1,0E-14 | 0         |
| 53 | -2,1E-14 | 0         |
| 54 | -4,4E-16 | -2,1E-15  |
| 55 | 4,4E-16  | -4,9E-15  |

|    |          |          |
|----|----------|----------|
| 56 | 0        | 0        |
| 57 | 5,0E-14  | 1,2E-15  |
| 58 | 0        | 0        |
| 59 | 0        | 0        |
| 60 | 0        | 0        |
| 61 | 0        | 0        |
| 62 | -1,7E-14 | 0        |
| 63 | 3,0E-14  | 2,1E-14  |
| 64 | 0        | 0        |
| 65 | 3,1E-14  | 4,4E-16  |
| 66 | -2,0E-14 | 0        |
| 67 | 0        | 0        |
| 68 | 4,9E-14  | 0        |
| 69 | 0        | 0        |
| 70 | 0        | 0        |
| 71 | 3,5E-15  | -4,9E-14 |
| 72 | 0        | 0        |
| 73 | 0        | 0        |
| 74 | 4,1E-14  | 0        |
| 75 | 0        | 0        |
| 76 | 7,1E-15  | 5,3E-15  |
| 77 | 0        | -4,0E-14 |
| 78 | 2,8E-14  | 0        |
| 79 | 0        | 0        |
| 80 | 4,4E-14  | -2,0E-14 |
| 81 | 0        | 0        |
| 82 | 0        | 0        |
| 83 | 4,6E-14  | 1,0E-14  |
| 84 | 0        | 0        |
| 85 | 0        | -4,0E-14 |
| 86 | -1,4E-14 | 2,0E-14  |
| 87 | 1,9E-14  | -5,0E-14 |
| 88 | 0        | 0        |
| 89 | 0        | 0        |
| 90 | -1,0E-14 | -8,8E-16 |
| 91 | -1,8E-14 | 2,8E-14  |
| 92 | 4,1E-14  | 2,9E-14  |
| 93 | 0        | 0        |
| 94 | 3,1E-14  | -3,9E-14 |
| 95 | 0        | 0        |

Setelah nilai daya aktif ( $P_i$ ) dan daya reaktif ( $Q_i$ ) iterasi ( $i$ ) didapatkan, langkah selanjutnya yaitu menghitung nilai beda daya (*power mismatch*) dengan persamaan (2-31) dan (2-32)

Dibawah ini akan dilakukan satu perhitungan nilai beda daya dengan bus 10 sebagai contoh:

Perhatikan bahwa  $P_i^s$  dan  $Q_i^s$  merupakan daya aktif dan daya reaktif yang dari awal sudah diketahui pada bus beban.  $P_i^{(r)}$  dan  $Q_i^{(r)}$  merupakan daya aktif dan reaktif pada iterasi ke-r sehingga:

$$P_{10}^s = -0,0017; Q_{10}^s = -0,00105; P_{10}^{(0)} = 3,01980662698043E - 14; Q_{10}^{(0)} = 0$$

Maka perhitungannya adalah sebagai berikut:

$$\Delta P_i = P_i^s - V_i \sum_{k \in i} (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) V_k = P_i^s - P_i^{(r)}$$

$$\Delta P_{10} = P_{10}^s - P_{10}^{(0)}$$

$$\Delta P_{10} = -0,0017 - (3,01980662698043E - 14)$$

$$= -0,0017$$

$$\Delta Q_i = Q_i^s - V_i \sum_{k \in i} (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) V_k = Q_i^s - Q_i^{(r)}$$

$$\Delta Q_{10} = Q_{10}^s - Q_{10}^{(0)}$$

$$\Delta Q_{10} = -0,0010 - 0$$

$$= -0,0010$$

Perhitungan beda daya tersebut dilakukan untuk tiap bus sehingga menghasilkan nilai beda daya untuk keseluruhan bus sebagai berikut:

Tabel 4. 8 Nilai Hasil Perhitungan  $\Delta P$  dan  $\Delta Q$  Awal

| Bus | $\Delta P^{(0)}$ | $\Delta Q^{(0)}$ |
|-----|------------------|------------------|
| 2   | 0,0053           | 0,2400           |
| 3   | -0,0017          | -0,0010          |
| 4   | -0,0027          | -0,0016          |
| 5   | -0,0017          | -0,0010          |
| 6   | -0,0017          | -0,0010          |
| 7   | -0,0017          | -0,0010          |
| 8   | -0,0017          | -0,0010          |
| 9   | 3,0E-14          | -1,9E-14         |
| 10  | -0,0017          | -0,0010          |
| 11  | -3,8E-14         | 8,8E-16          |
| 12  | -0,0007          | -0,0004          |
| 13  | -0,0007          | -0,0004          |
| 14  | 4,0E-14          | 3,9E-14          |



|    |          |          |
|----|----------|----------|
| 15 | -0,0003  | -0,0001  |
| 16 | -0,00034 | -0,0001  |
| 17 | -0,0007  | -0,0004  |
| 18 | -4,0E-14 | 2,9E-14  |
| 19 | -0,0014  | -0,0008  |
| 20 | -0,00068 | -0,00042 |
| 21 | -0,0007  | -0,0004  |
| 22 | -0,0014  | -0,0008  |
| 23 | -0,0007  | -0,00042 |
| 24 | -0,0013  | -0,00085 |
| 25 | -0,0017  | -0,0010  |
| 26 | -0,0017  | -0,0010  |
| 27 | -0,0017  | -0,0010  |
| 28 | -0,0017  | -0,0010  |
| 29 | -0,00068 | -0,0004  |
| 30 | -0,0017  | -0,0010  |
| 31 | -0,0017  | -0,00105 |
| 32 | -0,0011  | -0,0007  |
| 33 | -0,0007  | -0,0004  |
| 34 | -0,00034 | -0,0001  |
| 35 | -0,00068 | -0,00042 |
| 36 | -0,0014  | -0,0008  |
| 37 | -0,0007  | -0,0004  |
| 38 | -0,0017  | -0,0010  |
| 39 | -0,0017  | -0,0010  |
| 40 | 1,2E-14  | -2,9E-14 |
| 41 | -0,0017  | -0,0010  |
| 42 | -0,0017  | -0,0010  |
| 43 | -0,0007  | -0,0004  |
| 44 | 0        | 2,2E-16  |
| 45 | -0,0017  | -0,00105 |
| 46 | -0,0017  | -0,0010  |
| 47 | -0,0007  | -0,00047 |
| 48 | -0,0007  | -0,00047 |
| 49 | -0,0007  | -0,0004  |
| 50 | -0,0007  | -0,0004  |
| 51 | -0,0007  | -0,0004  |
| 52 | -0,0007  | -0,0004  |
| 53 | 2,1E-14  | 0        |
| 54 | -0,0007  | -0,0004  |
| 55 | -0,0007  | -0,0004  |
| 56 | -0,0003  | -0,0001  |
| 57 | -0,0007  | -0,0004  |
| 58 | -0,0007  | -0,0004  |
| 59 | -0,0007  | -0,0004  |



|    |           |          |
|----|-----------|----------|
| 60 | -0,0017   | -0,00105 |
| 61 | -0,0017   | -0,00105 |
| 62 | -0,0007   | -0,00042 |
| 63 | -3,07E-14 | -2,1E-14 |
| 64 | -0,0007   | -0,0004  |
| 65 | -0,0007   | -0,0004  |
| 66 | -0,0007   | -0,0004  |
| 67 | -0,0017   | -0,0010  |
| 68 | -4,9E-14  | 0        |
| 69 | -0,00136  | -0,0008  |
| 70 | -0,0017   | -0,0010  |
| 71 | -3,5E-15  | 4,9E-14  |
| 72 | -0,0014   | -0,0009  |
| 73 | -0,0007   | -0,0004  |
| 74 | -4,1E-14  | 0        |
| 75 | -0,0007   | -0,0004  |
| 76 | -0,0014   | -0,0009  |
| 77 | -0,0007   | -0,0004  |
| 78 | -0,0007   | -0,0004  |
| 79 | -0,0007   | -0,0004  |
| 80 | -0,0017   | -0,0010  |
| 81 | -0,0017   | -0,00105 |
| 82 | -0,0007   | -0,0004  |
| 83 | -4,6E-14  | -1,0E-14 |
| 84 | -0,0017   | -0,0010  |
| 85 | 0         | 4,0E-14  |
| 86 | -0,0007   | -0,0004  |
| 87 | -0,0011   | -0,0007  |
| 88 | -0,0007   | -0,0004  |
| 89 | -0,0007   | -0,0004  |
| 90 | 1,0E-14   | 8,8E-16  |
| 91 | 1,8E-14   | -2,8E-14 |
| 92 | -0,0027   | -0,0017  |
| 93 | -0,0017   | -0,0010  |
| 94 | -0,0017   | -0,0010  |
| 95 | -0,0007   | -0,0004  |

Kembali ke inti dari algoritma *fast decoupled* yaitu mendapatkan perhitungan lain untuk variabel matriks Jacobian. Metode ini tidak memerlukan inversi matriks Jacobian.

Sebagai gantinya, dari matriks admitansi  $Y$ , dibentuk matriks  $B'$  dan  $B''$ .

Matriks  $B'$  dan  $B''$  adalah negatif bagian imajiner matriks admitansi, tanpa baris dan kolom dari bus rujukan (referensi). Singkatnya matriks  $B'$  adalah matriks berukuran  $(n-1)$  dimana matriks tersebut dikurangi baris dan kolom dari *slack bus* dan matriks  $B''$  adalah

matriks berukuran (n-1-m) dimana m adalah baris dan kolom dari PV bus. Konvergensi yang lebih cepat dapat dihasilkan dengan mengabaikan resistansi pada B'.

Maka langkah selanjutnya adalah menyusun matriks B' dan B'' dengan langsung menghapus baris dan kolom dari bus referensi pada matriks Ybus. Dikarenakan tidak ada PV bus pada percobaan ini, maka matriks B' akan sama dengan matriks B''. Matriks B' dan matriks B'' akan berukuran 94x94 yang akan diwakilkan dengan matriks sebagai berikut:

$$[B'] = [B''] = \begin{bmatrix} 8,2994 & -3,5009 & \dots & 0 \\ -3,5009 & 10,2350 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 19,3554 \end{bmatrix}$$

Setelah terbentuk matriks B' dan matriks B'', langkah selanjutnya yang perlu dilakukan adalah menentukan nilai inversi matriks B' dan B''. Hasil inversi matriks ini akan tetap berukuran 94x94 yang akan diwakilkan dengan matriks sebagai berikut:

$$[B']^{-1} = [B'']^{-1} = \begin{bmatrix} 0,2084 & 0,2084 & \dots & 0,2084 \\ 0,2084 & 0,4940 & \dots & 0,4940 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0,2084 & 0,4940 & \dots & 3,5953 \end{bmatrix}$$

Setelah mendapatkan bentuk inversi matriks B' dan matriks B'', langkah selanjutnya adalah melakukan perhitungan  $\Delta\theta$  dan  $\Delta V$  dengan menerapkan persamaan (2-46). Gambaran perhitungan untuk operasi perkalian matriksnya akan seperti berikut:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_2 \\ \Delta\theta_3 \\ \vdots \\ \Delta\theta_{95} \end{bmatrix} = [B']^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\Delta P_2}{|V_2|} \\ \frac{\Delta P_3}{|V_3|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta P_{95}}{|V_{95}|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,2084 & 0,2084 & \dots & 0,2084 \\ 0,2084 & 0,4940 & \dots & 0,4940 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0,2084 & 0,4940 & \dots & 3,5953 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0,0053 \\ 0,0017 \\ \vdots \\ 0,0007 \end{bmatrix}$$

dan

$$\begin{bmatrix} \Delta|V_2| \\ \Delta|V_3| \\ \vdots \\ \Delta|V_{95}| \end{bmatrix} = [B'']^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_2}{|V_2|} \\ \frac{\Delta Q_3}{|V_3|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta Q_{95}}{|V_{95}|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,2084 & 0,2084 & \dots & 0,2084 \\ 0,2084 & 0,4940 & \dots & 0,4940 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0,2084 & 0,4940 & \dots & 3,5953 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0,2399 \\ -0,0011 \\ \vdots \\ -0,0004 \end{bmatrix}$$

Hasil perhitungan untuk  $\Delta\theta$  dan  $\Delta V$  pada iterasi (0) adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 9 Nilai Hasil Perhitungan  $\Delta\theta$  dan  $\Delta V$  Awal

| Bus | $\Delta\theta^{(0)}$ | $\Delta V^{(0)}$ |
|-----|----------------------|------------------|
| 2   | -0,0175              | 0,0385           |
| 3   | -0,0430              | 0,0228           |
| 4   | -0,0560              | 0,0148           |
| 5   | -0,0667              | 0,0082           |
| 6   | -0,0800              | 0,0001           |
| 7   | -0,0893              | -0,0056          |
| 8   | -0,1002              | -0,0123          |
| 9   | -0,1100              | -0,0183          |
| 10  | -0,1116              | -0,0193          |
| 11  | -0,1136              | -0,0205          |
| 12  | -0,1137              | -0,0206          |
| 13  | -0,1174              | -0,0228          |
| 14  | -0,1208              | -0,0249          |
| 15  | -0,1211              | -0,0250          |
| 16  | -0,1212              | -0,0251          |
| 17  | -0,1231              | -0,0263          |
| 18  | -0,1257              | -0,0279          |
| 19  | -0,1290              | -0,0299          |
| 20  | -0,1293              | -0,0301          |
| 21  | -0,1312              | -0,0313          |
| 22  | -0,1345              | -0,0334          |
| 23  | -0,1348              | -0,0335          |
| 24  | -0,1351              | -0,0338          |
| 25  | -0,1383              | -0,0357          |
| 26  | -0,1391              | -0,0362          |
| 27  | -0,1394              | -0,0364          |
| 28  | -0,1396              | -0,0365          |
| 29  | -0,1399              | -0,0366          |
| 30  | -0,1394              | -0,0364          |
| 31  | -0,1401              | -0,0368          |
| 32  | -0,1404              | -0,0370          |
| 33  | -0,1409              | -0,0373          |
| 34  | -0,1414              | -0,0375          |
| 35  | -0,1410              | -0,0373          |
| 36  | -0,1418              | -0,0378          |
| 37  | -0,1418              | -0,0378          |
| 38  | -0,1185              | -0,0235          |
| 39  | -0,1243              | -0,0272          |
| 40  | -0,1321              | -0,0320          |
| 41  | -0,1331              | -0,0326          |

|    |         |         |
|----|---------|---------|
| 42 | -0,1322 | -0,0320 |
| 43 | -0,1422 | -0,0382 |
| 44 | -0,1497 | -0,0428 |
| 45 | -0,1524 | -0,0444 |
| 46 | -0,1586 | -0,0483 |
| 47 | -0,1553 | -0,0462 |
| 48 | -0,1590 | -0,0484 |
| 49 | -0,1606 | -0,0494 |
| 50 | -0,1632 | -0,0509 |
| 51 | -0,1651 | -0,0521 |
| 52 | -0,1665 | -0,0530 |
| 53 | -0,1693 | -0,0547 |
| 54 | -0,1704 | -0,0553 |
| 55 | -0,1715 | -0,0559 |
| 56 | -0,1719 | -0,0560 |
| 57 | -0,1706 | -0,0555 |
| 58 | -0,1713 | -0,0558 |
| 59 | -0,1714 | -0,0559 |
| 60 | -0,1593 | -0,0487 |
| 61 | -0,1589 | -0,0485 |
| 62 | -0,1655 | -0,0526 |
| 63 | -0,1671 | -0,0536 |
| 64 | -0,1673 | -0,0537 |
| 65 | -0,1697 | -0,0552 |
| 66 | -0,1729 | -0,0571 |
| 67 | -0,1736 | -0,0576 |
| 68 | -0,1748 | -0,0583 |
| 69 | -0,1754 | -0,0587 |
| 70 | -0,1755 | -0,0588 |
| 71 | -0,1751 | -0,0585 |
| 72 | -0,1755 | -0,0588 |
| 73 | -0,1752 | -0,0586 |
| 74 | -0,1145 | -0,0211 |
| 75 | -0,1147 | -0,0211 |
| 76 | -0,1150 | -0,0214 |
| 77 | -0,1148 | -0,0213 |
| 78 | -0,1152 | -0,0215 |
| 79 | -0,1154 | -0,0217 |
| 80 | -0,1168 | -0,0225 |
| 81 | -0,1152 | -0,0215 |
| 82 | -0,1169 | -0,0226 |
| 83 | -0,1190 | -0,0239 |
| 84 | -0,1191 | -0,0240 |
| 85 | -0,1202 | -0,0246 |
| 86 | -0,1209 | -0,0251 |

|    |         |         |
|----|---------|---------|
| 87 | -0,1257 | -0,0280 |
| 88 | -0,1210 | -0,0252 |
| 89 | -0,1258 | -0,0281 |
| 90 | -0,1289 | -0,0300 |
| 91 | -0,1299 | -0,0306 |
| 92 | -0,1306 | -0,0310 |
| 93 | -0,1307 | -0,0311 |
| 94 | -0,1310 | -0,0313 |
| 95 | -0,1311 | -0,0314 |

Setelah hasil perhitungan untuk  $\Delta\theta$  dan  $\Delta V$  pada iterasi (0) didapatkan, maka nilai  $\theta$  dan  $V$  pada iterasi ke-1 dapat diperoleh untuk selanjutnya digunakan pada persamaan-persamaan seperti proses sebelumnya. Proses perhitungan seperti diatas ini dilakukan secara berulang sampai iterasi ke-n hingga dirasa nilai akhirnya konvergen.

Di bawah ini akan dilakukan satu perhitungan nilai  $\theta$  dan  $V$  iterasi (1) dengan bus 10 sebagai contoh:

$$\theta_{10}^{(1)} = \theta_{10}^{(0)} + \Delta\theta_{10}^{(0)} = 0 + 0,1138 = 0,1138$$

$$V_{10}^{(1)} = V_{10}^{(0)} + \Delta V_{10}^{(0)} = 1 + (-0,0193) = 0,9807$$

Perhitungan dilakukan untuk semua bus sehingga didapatkan nilai  $\theta$  dan  $|V|$  pada iterasi ke-1 sebagai berikut:

Tabel 4. 10 Nilai Hasil Perhitungan  $\theta$  dan  $V$  Iterasi 1

| Bus | $V^{(1)}$ | $\theta^{(1)}$ |
|-----|-----------|----------------|
| 2   | 1,0385    | -0,0175        |
| 3   | 1,0228    | -0,0430        |
| 4   | 1,0148    | -0,0560        |
| 5   | 1,0082    | -0,0667        |
| 6   | 1,0000    | -0,0800        |
| 7   | 0,9943    | -0,0893        |
| 8   | 0,9876    | -0,1002        |
| 9   | 0,9816    | -0,1100        |
| 10  | 0,9806    | -0,1116        |
| 11  | 0,9794    | -0,1136        |
| 12  | 0,9793    | -0,1137        |
| 13  | 0,9771    | -0,1174        |
| 14  | 0,9750    | -0,1208        |
| 15  | 0,9749    | -0,1211        |
| 16  | 0,9748    | -0,12125       |
| 17  | 0,9736    | -0,12316       |

|    |        |         |
|----|--------|---------|
| 18 | 0,9720 | -0,1257 |
| 19 | 0,9700 | -0,1290 |
| 20 | 0,9698 | -0,1293 |
| 21 | 0,9686 | -0,1312 |
| 22 | 0,9665 | -0,1345 |
| 23 | 0,9664 | -0,1348 |
| 24 | 0,9661 | -0,1351 |
| 25 | 0,9642 | -0,1383 |
| 26 | 0,9637 | -0,1391 |
| 27 | 0,9635 | -0,1394 |
| 28 | 0,9634 | -0,1396 |
| 29 | 0,9633 | -0,1399 |
| 30 | 0,9635 | -0,1394 |
| 31 | 0,9631 | -0,1401 |
| 32 | 0,9629 | -0,1404 |
| 33 | 0,9626 | -0,1409 |
| 34 | 0,9624 | -0,1414 |
| 35 | 0,9626 | -0,1410 |
| 36 | 0,9621 | -0,1418 |
| 37 | 0,9621 | -0,1418 |
| 38 | 0,9764 | -0,1184 |
| 39 | 0,9727 | -0,1243 |
| 40 | 0,9679 | -0,1321 |
| 41 | 0,9673 | -0,1331 |
| 42 | 0,9679 | -0,1322 |
| 43 | 0,9617 | -0,1422 |
| 44 | 0,9571 | -0,1497 |
| 45 | 0,9555 | -0,1524 |
| 46 | 0,9516 | -0,1586 |
| 47 | 0,9537 | -0,1553 |
| 48 | 0,9515 | -0,1590 |
| 49 | 0,9505 | -0,1606 |
| 50 | 0,9490 | -0,1632 |
| 51 | 0,9478 | -0,1651 |
| 52 | 0,9469 | -0,1665 |
| 53 | 0,9452 | -0,1693 |
| 54 | 0,9446 | -0,1704 |
| 55 | 0,9440 | -0,1715 |
| 56 | 0,9439 | -0,1719 |
| 57 | 0,9444 | -0,1706 |
| 58 | 0,9441 | -0,1713 |
| 59 | 0,9440 | -0,1714 |
| 60 | 0,9512 | -0,1593 |
| 61 | 0,9514 | -0,1589 |
| 62 | 0,9473 | -0,1655 |

|    |        |         |
|----|--------|---------|
| 63 | 0,9463 | -0,1671 |
| 64 | 0,9462 | -0,1673 |
| 65 | 0,9447 | -0,1697 |
| 66 | 0,9428 | -0,1729 |
| 67 | 0,9423 | -0,1736 |
| 68 | 0,9416 | -0,1748 |
| 69 | 0,9412 | -0,1754 |
| 70 | 0,9412 | -0,1755 |
| 71 | 0,9414 | -0,1751 |
| 72 | 0,9411 | -0,1755 |
| 73 | 0,9413 | -0,1752 |
| 74 | 0,9788 | -0,1145 |
| 75 | 0,9787 | -0,1147 |
| 76 | 0,9785 | -0,1150 |
| 77 | 0,9786 | -0,1148 |
| 78 | 0,9784 | -0,1152 |
| 79 | 0,9782 | -0,1154 |
| 80 | 0,9774 | -0,1168 |
| 81 | 0,9784 | -0,1152 |
| 82 | 0,9773 | -0,1169 |
| 83 | 0,9760 | -0,1190 |
| 84 | 0,9759 | -0,1191 |
| 85 | 0,9753 | -0,1202 |
| 86 | 0,9748 | -0,1202 |
| 87 | 0,9719 | -0,1257 |
| 88 | 0,9747 | -0,1210 |
| 89 | 0,9718 | -0,1258 |
| 90 | 0,9699 | -0,1289 |
| 91 | 0,9693 | -0,1299 |
| 92 | 0,9689 | -0,1306 |
| 93 | 0,9688 | -0,1306 |
| 94 | 0,9686 | -0,1310 |
| 95 | 0,9685 | -0,1311 |

Dengan mengasumsikan bahwa nilai  $\theta$  dan  $|V|$  pada iterasi ke-1 sudah konvergen, maka langkah selanjutnya adalah menentukan nilai arus bus dan nilai arus saluran dengan persamaan sebagai berikut:

$$I_i = \sum_{k \neq i} \bar{I}_{ik} = \sum_{k \neq i} (\bar{V}_i - \bar{V}_k) \bar{Y}_{ik} \dots \dots \dots (4-7)$$

Perhatikan bahwa nilai  $\theta^{(1)}$  masih dalam satuan radian dan sebelum melakukan perhitungan untuk persamaan (4-7) dibutuhkan nilai tegangan dalam bentuk kompleks sehingga hasil dari

tabel 4.10 perlu dikonversi untuk membentuk nilai tegangan bus kompleks dengan persamaan:

$$\bar{V}_i = |V_i^{(1)}| \cos \theta_i^{(1)} + |V_i^{(1)}| \sin \theta_i^{(1)} \dots \dots \dots (4-8)$$

Di bawah ini akan dilakukan satu perhitungan nilai  $I_i$  dengan bus 10 sebagai contoh:

$$\begin{aligned}
 I_i &= \sum_{k \neq i} \bar{I}_{ik} = \sum_{k \neq i} (\bar{V}_i - \bar{V}_k) \bar{Y}_{ik} ; \text{ perhatikan bahwa nilai } \bar{I}_{ik} = -\bar{I}_{ki} \\
 I_{10} &= I_{10,9} + I_{10,11} \\
 &= (\bar{V}_{10} - \bar{V}_9) \bar{Y}_{10,9} + (\bar{V}_{10} - \bar{V}_{11}) \bar{Y}_{10,11} \\
 &= ((0,974573 - 0,109222i) - (0,975661 - 0,107842i))(14,12762 - 17,54838i) \\
 &\quad + ((0,974573 - 0,109222i) - (0,973098 - 0,11108i))(9,78378 - 12,15275i) \\
 &= (0,0396091 + 0,0003980i) + (-0,037049 - 0,00029997i) \\
 &= 0,00255920 + 0,0000980983i
 \end{aligned}$$

Perhitungan di atas dilakukan untuk semua saluran. Setelah nilai arus bus dan arus saluran telah didapatkan, maka nilai rugi-rugi daya pada saluran dapat ditentukan dengan menerapkan persamaan (2-8):

Di bawah ini akan dilakukan satu perhitungan rugi-rugi daya saluran dengan menggunakan saluran SUTM 1 sebagai contoh:

$$\begin{aligned}
 \Delta \bar{P}_{sutm10} &= (I_{10,9})^2 \times R_{sutm10} \\
 &= (0,0396091 + 0,0003980i)^2 \times 0,082871968 \\
 &= 0,000068615980920929 - 2,95550366898922E - 06i
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \Delta \bar{Q}_{sutm10} &= (I_{10,9})^2 \times X_{sutm10} \\
 &= (0,0396091 + 0,0003980i)^2 \times 0,102937931 \\
 &= 0,0000852301126637292 - 3,67112598705389E - 06i
 \end{aligned}$$



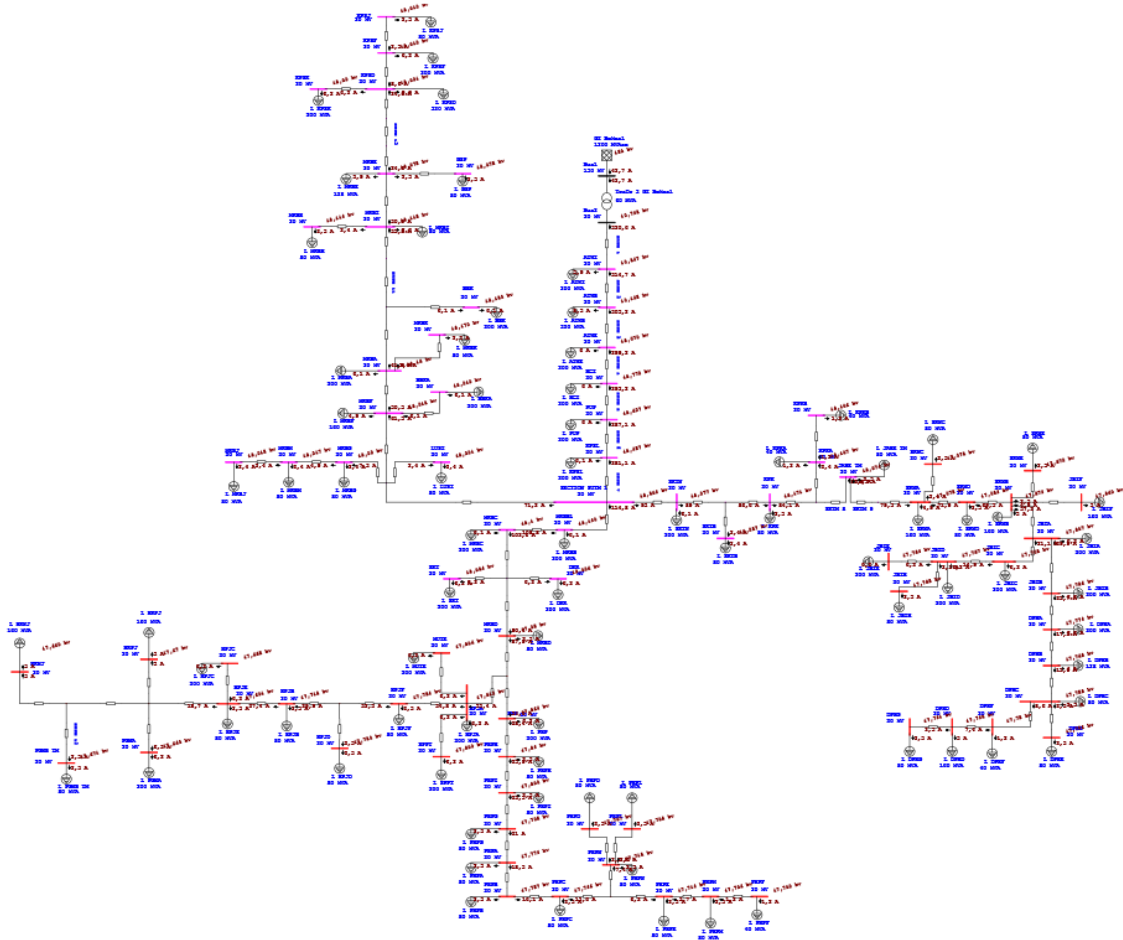
Dan untuk langkah terakhir yaitu untuk mendapatkan nilai jatuh tegangan di bus-n dapat menggunakan persamaan (2-13). Adapun perhitungan akan dilakukan di bawah dengan bus 10 sebagai contoh:

$$\begin{aligned}\Delta V &= V_S - V_{10} \\ &= (1 + 0i) - (0,974573153621059 - 0,109222914511807i) \\ &= 0,025426846378941 + 0,109222914511807i\end{aligned}$$

Adapun perhitungan-perhitungan aliran daya di atas merupakan gambaran proses yang dilakukan untuk mendapatkan nilai aliran daya dengan metode *fast decoupled*. Hasil nilai dari perhitungan manual tidak akan dibandingkan dengan nilai hasil simulasi dari ETAP 12.6

#### 4.2.2. Hasil Simulasi Aliran Daya ETAP 12.6.

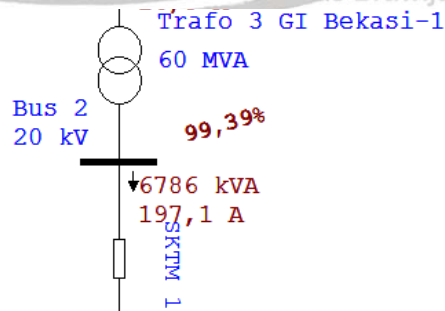
Langkah-langkah simulasi untuk hasil aliran daya ETAP 12.6. seperti yang sudah dijelaskan pada bab 3 metode penelitian. Selanjutnya untuk simulasi aliran daya penyulang Attaqwa dengan ETAP 12.6 dilakukan pada dua kondisi jaringan penyulang, yaitu dalam kondisi pembebanan *existing* arus pembebanan 197A dan kondisi berdasarkan (SPLN D3.0002 -1, 2008) yaitu kondisi pembebanan trafo sebesar 80% sesuai dengan kapasitas beban trafo distribusi pada setiap gardu. Kondisi pembebanan *existing* merupakan keadaan penyulang yang ada pada saat ini. Sedangkan kondisi pembebanan (SPLN D3.0002 -1, 2008) merupakan skenario jaringan penyulang yang dilakukan pembebanan maksimum pada tiap trafo distribusinya dengan pertimbangan faktor pertumbuhan beban di masa yang akan datang.



Gambar 4. 3 Hasil Simulasi Aliran Daya Penyulang Attaqwa pada ETAP 12.6.

1. Hasil Simulasi Aliran Daya Kondisi Pembebanan *Existing*

Dari hasil analisis aliran daya ETAP 12.6, untuk mendapatkan arus pembebanan sebesar 197 A, maka perlu dipasang beban pada tiap bus trafo distribusi dengan total pembebanan terpasang sebesar 7435 kVA.



Gambar 4. 4 Arus pembebanan penyulang Attaqwa kondisi existing 197 A ETAP 12.6.

Hasil simulasi menggunakan software ETAP 12.6 selanjutnya dibuat tabel data hasil simulasi jatuh tegangan dari GI Bekasi ( $V_s = 150$  kV) menuju setiap gardu distribusi ( $V_s = 20$  kV).

Kode GI : BKASI

Kode TRF : 3

Singkat PYL : ATQW

$V_r$  : Voltage Receiver / tegangan terima (Volt)

$V_d$  : Voltage Drop / jatuh tegangan (Volt)

%  $V_r$  : Persentase tegangan terima (%)

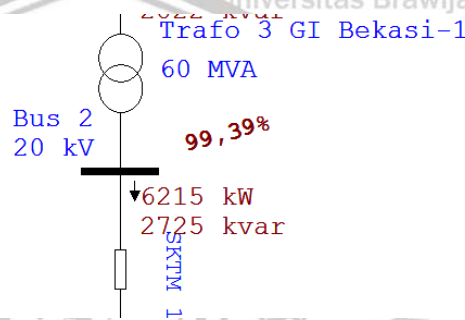
Tabel 4. 11 Nilai Hasil Jatuh Tegangan Pembebanan Existing 197 A Tanpa Kapasitor

| NO | TITIK GARDU |                  | $V_r$ (Volt) | $V_d$ (Volt) | % $V_r$ (%) |
|----|-------------|------------------|--------------|--------------|-------------|
|    | DARI        | KE               |              |              |             |
| 1  | TRF 3 BKASI | Bus 3 (ATWI)     | 19641,8      | 358,2        | 98,209      |
| 2  | TRF 3 BKASI | Bus 4 (ATWB)     | 19521,6      | 478,4        | 97,608      |
| 3  | TRF 3 BKASI | Bus 5 (ATWE)     | 19423,8      | 576,2        | 97,119      |
| 4  | TRF 3 BKASI | Bus 6 (HCL)      | 19302,2      | 697,8        | 96,511      |
| 5  | TRF 3 BKASI | Bus 7 (PUP)      | 19217,6      | 782,4        | 96,088      |
| 6  | TRF 3 BKASI | Bus 8 (KPSL)     | 19118,4      | 881,6        | 95,592      |
| 7  | TRF 3 BKASI | Bus 10 (SKTN)    | 19011,6      | 988,4        | 95,058      |
| 8  | TRF 3 BKASI | Bus 12 (SKTB)    | 18984,8      | 1015,2       | 94,924      |
| 9  | TRF 3 BKASI | Bus 13 (KPK)     | 18940,4      | 1059,6       | 94,702      |
| 10 | TRF 3 BKASI | Bus 15 (KPKA)    | 18894,2      | 1105,8       | 94,471      |
| 11 | TRF 3 BKASI | Bus 16 (KPKB)    | 18893,6      | 1106,4       | 94,468      |
| 12 | TRF 3 BKASI | Bus 17 (JABE TM) | 18876,4      | 1123,6       | 94,382      |
| 13 | TRF 3 BKASI | Bus 19 (SRNA)    | 18813,4      | 1186,6       | 94,067      |
| 14 | TRF 3 BKASI | Bus 20 (SRNC)    | 18811,8      | 1188,2       | 94,059      |
| 15 | TRF 3 BKASI | Bus 21 (SRND)    | 18787,8      | 1212,2       | 93,939      |
| 16 | TRF 3 BKASI | Bus 22 (SRNB)    | 18750,2      | 1249,8       | 93,751      |
| 17 | TRF 3 BKASI | Bus 23 (SRNE)    | 18748,6      | 1251,4       | 93,743      |
| 18 | TRF 3 BKASI | Bus 24 (JBIF)    | 18748,2      | 1251,8       | 93,741      |
| 19 | TRF 3 BKASI | Bus 25 (JBIA)    | 18707,2      | 1292,8       | 93,536      |
| 20 | TRF 3 BKASI | Bus 26 (JBIC)    | 18697,6      | 1302,4       | 93,488      |
| 21 | TRF 3 BKASI | Bus 27 (JBID)    | 18693,4      | 1306,6       | 93,467      |
| 22 | TRF 3 BKASI | Bus 28 (JBIE)    | 18691,2      | 1308,8       | 93,456      |
| 23 | TRF 3 BKASI | Bus 29 (JBIH)    | 18692        | 1308         | 93,46       |
| 24 | TRF 3 BKASI | Bus 30 (JBIB)    | 18694,2      | 1305,8       | 93,471      |
| 25 | TRF 3 BKASI | Bus 31(DPHA)     | 18685,4      | 1314,6       | 93,427      |
| 26 | TRF 3 BKASI | Bus 32 (DPHB)    | 18684        | 1316         | 93,42       |
| 27 | TRF 3 BKASI | Bus 33 (DPHC)    | 18679,2      | 1320,8       | 93,396      |
| 28 | TRF 3 BKASI | Bus 34 (DPHF)    | 18675        | 1325         | 93,375      |

|    |             |                  |         |        |        |
|----|-------------|------------------|---------|--------|--------|
| 29 | TRF 3 BKASI | Bus 35 (DPHE)    | 18678,6 | 1321,4 | 93,393 |
| 30 | TRF 3 BKASI | Bus 36 (DPHD)    | 18670,6 | 1329,4 | 93,353 |
| 31 | TRF 3 BKASI | Bus 37 (DPHG)    | 18670   | 1330   | 93,35  |
| 32 | TRF 3 BKASI | Bus 38 (MRBB)    | 18973   | 1027   | 94,865 |
| 33 | TRF 3 BKASI | Bus 39 (MRBC)    | 18894,4 | 1105,6 | 94,472 |
| 34 | TRF 3 BKASI | Bus 41 (DKR)     | 18910,8 | 1089,2 | 94,554 |
| 35 | TRF 3 BKASI | Bus 42 (SKT)     | 18916,2 | 1083,8 | 94,581 |
| 36 | TRF 3 BKASI | Bus 43 (MRBD)    | 18878   | 1122   | 94,39  |
| 37 | TRF 3 BKASI | Bus 45 (PHP)     | 18845,8 | 1154,2 | 94,229 |
| 38 | TRF 3 BKASI | Bus 46 (HPJA)    | 18802,4 | 1197,6 | 94,012 |
| 39 | TRF 3 BKASI | Bus 47 (PHPH)    | 18844,6 | 1155,4 | 94,223 |
| 40 | TRF 3 BKASI | Bus 48 (PHPI)    | 18844,8 | 1155,2 | 94,224 |
| 41 | TRF 3 BKASI | Bus 49 (PHPG)    | 18846   | 1154   | 94,23  |
| 42 | TRF 3 BKASI | Bus 50 (PHPA)    | 18837,6 | 1162,4 | 94,188 |
| 43 | TRF 3 BKASI | Bus 51 (PHPB)    | 18831   | 1169   | 94,155 |
| 44 | TRF 3 BKASI | Bus 52 (PHPC)    | 18826,4 | 1173,6 | 94,132 |
| 45 | TRF 3 BKASI | Bus 54 (PHPE)    | 18814   | 1186   | 94,07  |
| 46 | TRF 3 BKASI | Bus 55 (PHPM)    | 18810,8 | 1189,2 | 94,054 |
| 47 | TRF 3 BKASI | Bus 56 (PHPF)    | 18809,4 | 1190,6 | 94,047 |
| 48 | TRF 3 BKASI | Bus 57 (PHPN)    | 18813,4 | 1186,6 | 94,067 |
| 49 | TRF 3 BKASI | Bus 58 (PHPL)    | 18811,4 | 1188,6 | 94,057 |
| 50 | TRF 3 BKASI | Bus 59 (PHPD)    | 18811   | 1189   | 94,055 |
| 51 | TRF 3 BKASI | Bus 60 (MUTE)    | 18798,2 | 1201,8 | 93,991 |
| 52 | TRF 3 BKASI | Bus 61 (SPPT)    | 18800,8 | 1199,2 | 94,004 |
| 53 | TRF 3 BKASI | Bus 62 (HPJF)    | 18767,4 | 1232,6 | 93,837 |
| 54 | TRF 3 BKASI | Bus 64 (HPJD)    | 18758,8 | 1241,2 | 93,794 |
| 55 | TRF 3 BKASI | Bus 65 (HPJB)    | 18746   | 1254   | 93,73  |
| 56 | TRF 3 BKASI | Bus 66 (HPJE)    | 18729   | 1271   | 93,645 |
| 57 | TRF 3 BKASI | Bus 67 (HPJC)    | 18725   | 1275   | 93,625 |
| 58 | TRF 3 BKASI | Bus 69 (HRPJ)    | 18715   | 1285   | 93,575 |
| 59 | TRF 3 BKASI | Bus 70 (PGNA)    | 18714,4 | 1285,6 | 93,572 |
| 60 | TRF 3 BKASI | Bus 72 (HRNJ)    | 18714,8 | 1285,2 | 93,574 |
| 61 | TRF 3 BKASI | Bus 73 (PGNB TM) | 18716,4 | 1283,6 | 93,582 |
| 62 | TRF 3 BKASI | Bus 75 (LUSI)    | 18972,4 | 1027,6 | 94,862 |
| 63 | TRF 3 BKASI | Bus 76 (MRBF)    | 18966,4 | 1033,6 | 94,832 |
| 64 | TRF 3 BKASI | Bus 77 (MRBG)    | 18971,6 | 1028,4 | 94,858 |
| 65 | TRF 3 BKASI | Bus 78 (MRBM)    | 18969,8 | 1030,2 | 94,849 |
| 66 | TRF 3 BKASI | Bus 79 (MRBJ)    | 18968,2 | 1031,8 | 94,841 |
| 67 | TRF 3 BKASI | Bus 80 (MRBA)    | 18944   | 1056   | 94,72  |
| 68 | TRF 3 BKASI | Bus 81 (BBKA)    | 18965,8 | 1034,2 | 94,829 |
| 69 | TRF 3 BKASI | Bus 82 (MRBK)    | 18943,4 | 1056,6 | 94,717 |
| 70 | TRF 3 BKASI | Bus 84 (BBK)     | 18915,6 | 1084,4 | 94,578 |
| 71 | TRF 3 BKASI | Bus 86 (MRBI)    | 18898,8 | 1101,2 | 94,494 |
| 72 | TRF 3 BKASI | Bus 87 (MRBE)    | 18871,4 | 1128,6 | 94,357 |
| 73 | TRF 3 BKASI | Bus 88 (MRBH)    | 18898,2 | 1101,8 | 94,491 |

|    |             |               |         |        |        |
|----|-------------|---------------|---------|--------|--------|
| 74 | TRF 3 BKASI | Bus 89 (GSP)  | 18870,6 | 1129,4 | 94,353 |
| 75 | TRF 3 BKASI | Bus 92 (KPSD) | 18833,6 | 1166,4 | 94,168 |
| 76 | TRF 3 BKASI | Bus 93 (KPSK) | 18833,2 | 1166,8 | 94,166 |
| 77 | TRF 3 BKASI | Bus 94 (KPSF) | 18827,4 | 1172,6 | 94,137 |
| 78 | TRF 3 BKASI | Bus 95 (KPSJ) | 18827   | 1173   | 94,135 |

Berdasarkan dari hasil simulasi aliran daya dengan menggunakan metode *fast decoupled* ETAP 12.6 tanpa kapasitor, nilai-nilai tegangan terima pada bus-bus trafo distribusi kondisi *existing* masih berada diatas batas standar minimumnya yaitu -10% dari tegangan nominalnya. Sedangkan hasil aliran daya untuk daya yang diserap penyulang serta rugi-rugi daya saluran adalah sebagai berikut:



Gambar 4. 5 Daya aktif dan daya reaktif mengalir pada penyulang Attaqwa kondisi existing 197 A ETAP 12.6.

Tabel 4. 12 Nilai Hasil Rugi-rugi Saluran Pembebanan Existing 197A Tanpa Kapasitor

| No. | ID      | Rugi-rugi Saluran |        |
|-----|---------|-------------------|--------|
|     |         | (kW)              | (kVAR) |
| 1   | SKTM 1  | 65,1              | 52,7   |
| 2   | SKTM 2  | 32,4              | 26,2   |
| 3   | SKTM 3  | 25,5              | 20,7   |
| 4   | SKTM 4  | 31                | 25,1   |
| 5   | SKTM 5  | 21,1              | 17,1   |
| 6   | SKTM 6  | 24,2              | 19,6   |
| 7   | SKTM 7  | 21,1              | 17,1   |
| 8   | SKTM 8  | 1,6               | 1,3    |
| 9   | SKTM 9  | 1,7               | 1,4    |
| 10  | SKTM 10 | 0                 | 0      |
| 11  | SKTM 11 | 0,4               | 0,4    |
| 12  | SKTM 12 | 0,2               | 0,2    |
| 13  | SUTM 1  | 1,4               | 1      |
| 14  | SUTM 2  | 1,7               | 1,1    |
| 15  | SUTM 3  | 0                 | -2,4   |
| 16  | SUTM 4  | 3,1               | 1,8    |
| 17  | SUTM 5  | 2,7               | 1,5    |

|    |         |     |      |
|----|---------|-----|------|
| 18 | SUTM 6  | 0   | -2   |
| 19 | SUTM 7  | 0   | -1,2 |
| 20 | SUTM 8  | 0   | -1,7 |
| 21 | SUTM 9  | 1,3 | 0,2  |
| 22 | SUTM 10 | 1,9 | 0,2  |
| 23 | SUTM 11 | 0   | -1,5 |
| 24 | SUTM 12 | 0   | -1,7 |
| 25 | SUTM 13 | 1,8 | -0,7 |
| 26 | SUTM 14 | 0,3 | -1,5 |
| 27 | SUTM 15 | 0,1 | -1,1 |
| 28 | SUTM 16 | 0   | -0,9 |
| 29 | SUTM 17 | 0   | -1,7 |
| 30 | SUTM 18 | 0   | -1,6 |
| 31 | SUTM 19 | 0   | -2,1 |
| 32 | SUTM 20 | 0   | -2,5 |
| 33 | SUTM 21 | 0   | -1,4 |
| 34 | SUTM 22 | 0,2 | -1,5 |
| 35 | SUTM 23 | 0,1 | -1   |
| 36 | SUTM 24 | 0   | -1,2 |
| 37 | SUTM 25 | 0   | -1,4 |
| 38 | SUTM 26 | 5,6 | 3,4  |
| 39 | SUTM 27 | 2,4 | 0,1  |
| 40 | SUTM 28 | 2,9 | 0    |
| 41 | SUTM 29 | 0   | -2,2 |
| 42 | SUTM 30 | 0   | -0,2 |
| 43 | SUTM 31 | 3,2 | -0,4 |
| 44 | SUTM 32 | 2,3 | -0,3 |
| 45 | SUTM 33 | 0,9 | -0,8 |
| 46 | SUTM 34 | 1,2 | -1   |
| 47 | SUTM 35 | 1,7 | -1,4 |
| 48 | SUTM 36 | 0,8 | -0,7 |
| 49 | SUTM 37 | 0,1 | -1,6 |
| 50 | SUTM 38 | 0,1 | -1,5 |
| 51 | SUTM 39 | 0   | -1,2 |
| 52 | SUTM 40 | 0,1 | -1,1 |
| 53 | SUTM 41 | 0   | -0,9 |
| 54 | SUTM 42 | 0   | -0,9 |
| 55 | SUTM 43 | 0   | -1,5 |
| 56 | SUTM 44 | 0   | -2   |
| 57 | SUTM 45 | 0   | -1,4 |
| 58 | SUTM 46 | 0   | -1,7 |
| 59 | SUTM 47 | 2,6 | -1,4 |
| 60 | SUTM 48 | 0   | -1,6 |
| 61 | SUTM 49 | 0   | -0,6 |
| 62 | SUTM 50 | 1,2 | -2,3 |



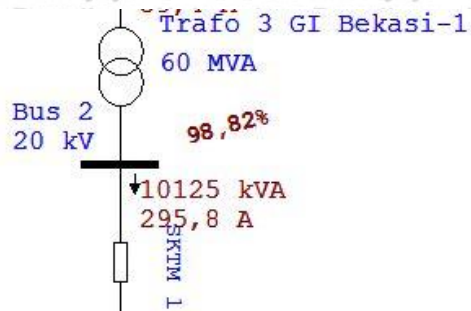
|    |                |     |      |
|----|----------------|-----|------|
| 63 | SUTM 51        | 0,3 | -0,6 |
| 64 | SUTM 52        | 0,4 | -1   |
| 65 | SUTM 53        | 0,5 | -1,4 |
| 66 | SUTM 54        | 0   | -1,5 |
| 67 | SUTM 55        | 0,2 | -1,3 |
| 68 | SUTM 56        | 0   | -1,8 |
| 69 | SUTM 57        | 0   | -1,7 |
| 70 | SUTM 58        | 0   | -0,7 |
| 71 | SUTM 59        | 0   | -1   |
| 72 | SUTM 60        | 0   | -0,8 |
| 73 | SUTM 61        | 3,2 | 1,1  |
| 74 | SUTM 62        | 0   | -1,1 |
| 75 | SUTM 63        | 0,4 | 0    |
| 76 | SUTM 64        | 0   | -0,7 |
| 77 | SUTM 65        | 0   | -0,9 |
| 78 | SUTM 66        | 0   | -1,5 |
| 79 | SUTM 67        | 0,9 | -0,5 |
| 80 | SUTM 68        | 0   | -0,1 |
| 81 | SUTM 69        | 0   | -0,5 |
| 82 | SUTM 70        | 0,9 | -1,3 |
| 83 | SUTM 71        | 0   | -0,1 |
| 84 | SUTM 73        | 0,2 | -0,2 |
| 85 | SUTM 74        | 1   | -1,8 |
| 86 | SUTM 75        | 0   | -0,6 |
| 87 | SUTM 76        | 0   | -0,2 |
| 88 | SUTM 77        | 0,5 | -1,6 |
| 89 | SUTM 78        | 0,2 | -1,1 |
| 90 | SUTM 79        | 0   | -0,2 |
| 91 | SUTM 80        | 0   | -2,5 |
| 92 | SUTM 81        | 0   | -0,7 |
| 93 | SUTM 82        | 2,2 | 0,8  |
| 94 | Trafo 3 GI BKS | 2,2 | 97,1 |

Dan dengan arus pembebanan 197 A (kondisi *existing*), beban penyulang Attaqwa menyerap total daya aktif dan daya reaktif sebesar 6215 kW dan 2725 kVAR melalui grid PLN. Pada kondisi *existing* penyulang Attaqwa mengalami rugi-rugi daya aktif sebesar 277,7 kW dan rugi daya reaktif 207,1 kVAR.

## 2. Hasil Simulasi Aliran Daya Kondisi Pembebanan Maksimum

Sesuai dengan (SPLN D3.0002 -1, 2008) yaitu kondisi pembebanan trafo sebesar 80% kapasitas beban trafo, maka nilai pembebanan tiap trafo dari hasil analisis ETAP 12.6 akan

seperti nilai pada Tabel 4.2. dengan total pembebanan terpasang sebesar 10504 kVA dan arus pembebanan penyulang sebesar 296,8 A.



Gambar 4. 6 Arus pembebanan penyulang Attaqwa kondisi (SPLN D3.0002 -1, 2008)

Hasil simulasi menggunakan software ETAP 12.6 selanjutnya dibuat tabel data hasil simulasi jatuh tegangan dari GI Bekasi ( $V_s = 150$  kV) menuju setiap gardu distribusi ( $V_s = 20$  kV).

- Kode GI : BKASI
- Kode TRF : 3
- Singkat PYL : ATQW
- $V_r$  : *Voltage Receiver* / tegangan terima (Volt)
- $V_d$  : *Voltage Drop* / jatuh tegangan (Volt)
- $\% V_r$  : Persentase tegangan terima (%)

Tabel 4. 13 Nilai Hasil Jatuh Tegangan Pembebanan (SPLN D3.0002 -1, 2008) Tanpa Kapasitor

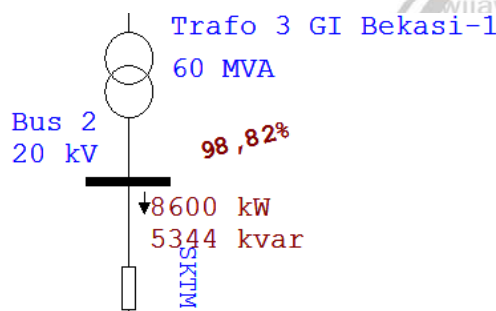
| NO | TITIK GARDU |                  | $V_r$ (Volt) | $V_d$ (Volt) | $\%V_r$ (%) |
|----|-------------|------------------|--------------|--------------|-------------|
|    | DARI        | KE               |              |              |             |
| 1  | TRF 3 BKASI | Bus 3 (ATWI)     | 19398        | 602          | 96,99       |
| 2  | TRF 3 BKASI | Bus 4 (ATWB)     | 19211,8      | 788,2        | 96,059      |
| 3  | TRF 3 BKASI | Bus 5 (ATWE)     | 19053,8      | 946,2        | 95,269      |
| 4  | TRF 3 BKASI | Bus 6 (HCL)      | 18869        | 1131         | 94,345      |
| 5  | TRF 3 BKASI | Bus 7 (PUP)      | 18736        | 1264         | 93,68       |
| 6  | TRF 3 BKASI | Bus 8 (KPSL)     | 18579,6      | 1420,4       | 92,898      |
| 7  | TRF 3 BKASI | Bus 10 (SKTN)    | 18414,4      | 1585,6       | 92,072      |
| 8  | TRF 3 BKASI | Bus 12 (SKTB)    | 18372,2      | 1627,8       | 91,861      |
| 9  | TRF 3 BKASI | Bus 13 (KPK)     | 18317,6      | 1682,4       | 91,588      |
| 10 | TRF 3 BKASI | Bus 15 (KPKA)    | 18259,6      | 1740,4       | 91,298      |
| 11 | TRF 3 BKASI | Bus 16 (KPKB)    | 18258,6      | 1741,4       | 91,293      |
| 12 | TRF 3 BKASI | Bus 17 (JABE TM) | 18229        | 1771         | 91,145      |
| 13 | TRF 3 BKASI | Bus 19 (SRNA)    | 18138,6      | 1861,4       | 90,693      |
| 14 | TRF 3 BKASI | Bus 20 (SRNC)    | 18136,4      | 1863,6       | 90,682      |



|    |             |               |         |        |        |
|----|-------------|---------------|---------|--------|--------|
| 15 | TRF 3 BKASI | Bus 21 (SRND) | 18101,4 | 1898,6 | 90,507 |
| 16 | TRF 3 BKASI | Bus 22 (SRNB) | 18046,8 | 1953,2 | 90,234 |
| 17 | TRF 3 BKASI | Bus 23 (SRNE) | 18044,8 | 1955,2 | 90,224 |
| 18 | TRF 3 BKASI | Bus 24 (JBIF) | 18042,2 | 1957,8 | 90,211 |
| 19 | TRF 3 BKASI | Bus 25 (JBIA) | 17985,6 | 2014,4 | 89,928 |
| 20 | TRF 3 BKASI | Bus 26 (JBIC) | 17972,8 | 2027,2 | 89,864 |
| 21 | TRF 3 BKASI | Bus 27 (JBID) | 17967,2 | 2032,8 | 89,836 |
| 22 | TRF 3 BKASI | Bus 28 (JBIE) | 17964,4 | 2035,6 | 89,822 |
| 23 | TRF 3 BKASI | Bus 29 (JBIH) | 17965,2 | 2034,8 | 89,826 |
| 24 | TRF 3 BKASI | Bus 30 (JBIB) | 17966   | 2034   | 89,83  |
| 25 | TRF 3 BKASI | Bus 31(DPHA)  | 17955,2 | 2044,8 | 89,776 |
| 26 | TRF 3 BKASI | Bus 32 (DPHB) | 17949,2 | 2050,8 | 89,746 |
| 27 | TRF 3 BKASI | Bus 33 (DPHC) | 17940,6 | 2059,4 | 89,703 |
| 28 | TRF 3 BKASI | Bus 34 (DPHF) | 17933,8 | 2066,2 | 89,669 |
| 29 | TRF 3 BKASI | Bus 35 (DPHE) | 17939,2 | 2060,8 | 89,696 |
| 30 | TRF 3 BKASI | Bus 36 (DPHD) | 17926,8 | 2073,2 | 89,634 |
| 31 | TRF 3 BKASI | Bus 37 (DPHG) | 17925,6 | 2074,4 | 89,628 |
| 32 | TRF 3 BKASI | Bus 38 (MRBB) | 18298   | 1702   | 91,49  |
| 33 | TRF 3 BKASI | Bus 39 (MRBC) | 18252,8 | 1747,2 | 91,264 |
| 34 | TRF 3 BKASI | Bus 41 (DKR)  | 18185,4 | 1814,6 | 90,927 |
| 35 | TRF 3 BKASI | Bus 42 (SKT)  | 18192,6 | 1807,4 | 90,963 |
| 36 | TRF 3 BKASI | Bus 43 (MRBD) | 18116   | 1884   | 90,58  |
| 37 | TRF 3 BKASI | Bus 45 (PHP)  | 18037,8 | 1962,2 | 90,189 |
| 38 | TRF 3 BKASI | Bus 46 (HPJA) | 17990,4 | 2009,6 | 89,952 |
| 39 | TRF 3 BKASI | Bus 47 (PHPH) | 18015,6 | 1984,4 | 90,078 |
| 40 | TRF 3 BKASI | Bus 48 (PHPI) | 17987,4 | 2012,6 | 89,937 |
| 41 | TRF 3 BKASI | Bus 49 (PHPG) | 17975   | 2025   | 89,875 |
| 42 | TRF 3 BKASI | Bus 50 (PHPA) | 17955,8 | 2044,2 | 89,779 |
| 43 | TRF 3 BKASI | Bus 51 (PHPB) | 17940,6 | 2059,4 | 89,703 |
| 44 | TRF 3 BKASI | Bus 52 (PHPC) | 17930   | 2070   | 89,65  |
| 45 | TRF 3 BKASI | Bus 54 (PHPE) | 17901,8 | 2098,2 | 89,509 |
| 46 | TRF 3 BKASI | Bus 55 (PHPM) | 17894   | 2106   | 89,47  |
| 47 | TRF 3 BKASI | Bus 56 (PHPF) | 17890,8 | 2109,2 | 89,454 |
| 48 | TRF 3 BKASI | Bus 57 (PHPN) | 17900,2 | 2099,8 | 89,501 |
| 49 | TRF 3 BKASI | Bus 58 (PHPL) | 17895,6 | 2104,4 | 89,478 |
| 50 | TRF 3 BKASI | Bus 59 (PHPD) | 17894,6 | 2105,4 | 89,473 |
| 51 | TRF 3 BKASI | Bus 60 (MUTE) | 17984,6 | 2015,4 | 89,923 |
| 52 | TRF 3 BKASI | Bus 61 (SPPT) | 17988,2 | 2011,8 | 89,941 |
| 53 | TRF 3 BKASI | Bus 62 (HPJF) | 17937,4 | 2062,6 | 89,687 |
| 54 | TRF 3 BKASI | Bus 64 (HPJD) | 17924   | 2076   | 89,62  |
| 55 | TRF 3 BKASI | Bus 65 (HPJB) | 17905,4 | 2094,6 | 89,527 |
| 56 | TRF 3 BKASI | Bus 66 (HPJE) | 17880,8 | 2119,2 | 89,404 |
| 57 | TRF 3 BKASI | Bus 67 (HPJC) | 17875,6 | 2124,4 | 89,378 |
| 58 | TRF 3 BKASI | Bus 69 (HRPJ) | 17861,6 | 2138,4 | 89,308 |
| 59 | TRF 3 BKASI | Bus 70 (PGNA) | 17860,8 | 2139,2 | 89,304 |

|    |             |                  |         |        |        |
|----|-------------|------------------|---------|--------|--------|
| 60 | TRF 3 BKASI | Bus 72 (HRNJ)    | 17860,8 | 2139,2 | 89,304 |
| 61 | TRF 3 BKASI | Bus 73 (PGNB TM) | 17862,6 | 2137,4 | 89,313 |
| 62 | TRF 3 BKASI | Bus 75 (LUSI)    | 18362,8 | 1637,2 | 91,814 |
| 63 | TRF 3 BKASI | Bus 76 (MRBF)    | 18354,8 | 1645,2 | 91,774 |
| 64 | TRF 3 BKASI | Bus 77 (MRBG)    | 18361,6 | 1638,4 | 91,808 |
| 65 | TRF 3 BKASI | Bus 78 (MRBM)    | 18359,2 | 1640,8 | 91,796 |
| 66 | TRF 3 BKASI | Bus 79 (MRBJ)    | 18357,2 | 1642,8 | 91,786 |
| 67 | TRF 3 BKASI | Bus 80 (MRBA)    | 18324,8 | 1675,2 | 91,624 |
| 68 | TRF 3 BKASI | Bus 81 (BBKA)    | 18354   | 1646   | 91,77  |
| 69 | TRF 3 BKASI | Bus 82 (MRBK)    | 18324,2 | 1675,8 | 91,621 |
| 70 | TRF 3 BKASI | Bus 84 (BBK)     | 18287   | 1713   | 91,435 |
| 71 | TRF 3 BKASI | Bus 86 (MRBI)    | 18264,8 | 1735,2 | 91,324 |
| 72 | TRF 3 BKASI | Bus 87 (MRBE)    | 18228,2 | 1771,8 | 91,141 |
| 73 | TRF 3 BKASI | Bus 88 (MRBH)    | 18264   | 1736   | 91,32  |
| 74 | TRF 3 BKASI | Bus 89 (GSP)     | 18227,4 | 1772,6 | 91,137 |
| 75 | TRF 3 BKASI | Bus 92 (KPSD)    | 18178   | 1822   | 90,89  |
| 76 | TRF 3 BKASI | Bus 93 (KPSK)    | 18177,4 | 1822,6 | 90,887 |
| 77 | TRF 3 BKASI | Bus 94 (KPSF)    | 18170   | 1830   | 90,85  |
| 78 | TRF 3 BKASI | Bus 95 (KPSJ)    | 18169,4 | 1830,6 | 90,847 |

Berdasarkan dari hasil simulasi aliran daya dengan menggunakan metode *fast decoupled* ETAP 12.6 sebelum penempatan kapasitor untuk skenario ini, ternyata terdapat nilai-nilai tegangan terima pada bus-bus yang berada di bawah batas standar minimumnya yaitu -10% dari tegangan nominalnya. Bus yang mengalami jatuh tegangan di bawah standar -10% sejumlah 35 bus dan ditandai dengan warna merah . Sedangkan hasil aliran daya untuk daya yang diserap penyulang serta rugi-rugi daya saluran adalah sebagai berikut:



Gambar 4. 7 Daya aktif dan daya reaktif mengalir penyulang Attaqwa kondisi (SPLN D3.0002 -1, 2008)

Tabel 4. 14 Nilai Hasil Rugi-rugi Saluran Pembebanan (SPLN D3.0002 -1, 2008) Tanpa Kapasitor

| No. | ID      | Rugi-rugi Saluran |        |
|-----|---------|-------------------|--------|
|     |         | (kW)              | (kVAR) |
| 1   | SKTM 1  | 146,6             | 118,8  |
| 2   | SKTM 2  | 73,3              | 59,4   |
| 3   | SKTM 3  | 58,2              | 47,1   |
| 4   | SKTM 4  | 71,1              | 57,5   |
| 5   | SKTM 5  | 48,7              | 39,4   |
| 6   | SKTM 6  | 56                | 45,3   |
| 7   | SKTM 7  | 49,1              | 39,8   |
| 8   | SKTM 8  | 3,4               | 2,7    |
| 9   | SKTM 9  | 3,5               | 2,9    |
| 10  | SKTM 10 | 0                 | 0      |
| 11  | SKTM 11 | 0,8               | 0,6    |
| 12  | SKTM 12 | 0,4               | 0,3    |
| 13  | SUTM 1  | 2,5               | 2,4    |
| 14  | SUTM 2  | 3,2               | 3      |
| 15  | SUTM 3  | 0                 | -2,3   |
| 16  | SUTM 4  | 5,7               | 5,2    |
| 17  | SUTM 5  | 4,9               | 4,4    |
| 18  | SUTM 6  | 0                 | -1,8   |
| 19  | SUTM 7  | 0                 | -1,1   |
| 20  | SUTM 8  | 0                 | -1,5   |
| 21  | SUTM 9  | 2,8               | 2,2    |
| 22  | SUTM 10 | 4                 | 3      |
| 23  | SUTM 11 | 0                 | -1,4   |
| 24  | SUTM 12 | 0                 | -1,6   |
| 25  | SUTM 13 | 3,7               | 1,9    |
| 26  | SUTM 14 | 0,6               | -0,9   |
| 27  | SUTM 15 | 0,3               | -0,8   |
| 28  | SUTM 16 | 0,1               | -0,7   |
| 29  | SUTM 17 | 0,1               | -1,5   |
| 30  | SUTM 18 | 0                 | -1,4   |
| 31  | SUTM 19 | 0,1               | -1,9   |
| 32  | SUTM 20 | 0,1               | -2,3   |
| 33  | SUTM 21 | 0                 | -1,3   |
| 34  | SUTM 22 | 0,3               | -1,2   |
| 35  | SUTM 23 | 0,1               | -0,9   |
| 36  | SUTM 24 | 0                 | -1,1   |
| 37  | SUTM 25 | 0                 | -1,2   |
| 38  | SUTM 26 | 17,2              | 18,1   |
| 39  | SUTM 27 | 7,5               | 2      |
| 40  | SUTM 28 | 9,3               | 2,4    |

|    |         |      |      |
|----|---------|------|------|
| 41 | SUTM 29 | 0,1  | -2,1 |
| 42 | SUTM 30 | 0    | -0,2 |
| 43 | SUTM 31 | 10,5 | 2,4  |
| 44 | SUTM 32 | 7,7  | 1,7  |
| 45 | SUTM 33 | 1,1  | -0,6 |
| 46 | SUTM 34 | 0,9  | -0,9 |
| 47 | SUTM 35 | 1,1  | -1,4 |
| 48 | SUTM 36 | 0,4  | -0,7 |
| 49 | SUTM 37 | 0,6  | -1,3 |
| 50 | SUTM 38 | 0,4  | -1,2 |
| 51 | SUTM 39 | 0,3  | -1   |
| 52 | SUTM 40 | 0,4  | -0,9 |
| 53 | SUTM 41 | 0,1  | -0,8 |
| 54 | SUTM 42 | 0,1  | -0,8 |
| 55 | SUTM 43 | 0    | -1,4 |
| 56 | SUTM 44 | 0    | -1,8 |
| 57 | SUTM 45 | 0    | -1,2 |
| 58 | SUTM 46 | 0    | -1,5 |
| 59 | SUTM 47 | 5,5  | -0,1 |
| 60 | SUTM 48 | 0,1  | -1,5 |
| 61 | SUTM 49 | 0    | -0,6 |
| 62 | SUTM 50 | 2,8  | -1,5 |
| 63 | SUTM 51 | 0,6  | -0,4 |
| 64 | SUTM 52 | 0,9  | -0,8 |
| 65 | SUTM 53 | 1    | -1,1 |
| 66 | SUTM 54 | 0,1  | -1,4 |
| 67 | SUTM 55 | 0,4  | -1,1 |
| 68 | SUTM 56 | 0    | -1,6 |
| 69 | SUTM 57 | 0,1  | -1,5 |
| 70 | SUTM 58 | 0    | -0,6 |
| 71 | SUTM 59 | 0    | -0,9 |
| 72 | SUTM 60 | 0    | -0,7 |
| 73 | SUTM 61 | 5,7  | 4,3  |
| 74 | SUTM 62 | 0    | -1,1 |
| 75 | SUTM 63 | 0,6  | 0,4  |
| 76 | SUTM 64 | 0    | -0,6 |
| 77 | SUTM 65 | 0    | -0,8 |
| 78 | SUTM 66 | 0    | -1,4 |
| 79 | SUTM 67 | 1,6  | 0,5  |
| 80 | SUTM 68 | 0    | -0,1 |
| 81 | SUTM 69 | 0    | -0,5 |
| 82 | SUTM 70 | 1,6  | -0,2 |
| 83 | SUTM 71 | 0    | -0,1 |
| 84 | SUTM 73 | 0,3  | 0,2  |
| 85 | SUTM 74 | 1,7  | -1,4 |



|    |                |     |       |
|----|----------------|-----|-------|
| 86 | SUTM 75        | 0   | -0,6  |
| 87 | SUTM 76        | 0   | 0,2   |
| 88 | SUTM 77        | 0,9 | 1,3   |
| 89 | SUTM 78        | 0,3 | -0,8  |
| 90 | SUTM 79        | 0   | -0,1  |
| 91 | SUTM 80        | 0,1 | -2,3  |
| 92 | SUTM 81        | 0   | -0,6  |
| 93 | SUTM 82        | 4,6 | 3,9   |
| 94 | Trafo 3 GI BKS | 4,9 | 218,6 |

Dengan arus pembebanan 296,8 A, beban penyulang Attaqwa menyerap total daya aktif dan daya reaktif sebesar 8600 kW dan 5344 kVAR melalui grid PLN. Pada kondisi ini penyulang Attaqwa mengalami rugi-rugi daya aktif sebesar 631,3 kW dan rugi daya reaktif 621,1 kVAR.

Adapun hasil aliran daya dari dua kondisi di atas menunjukkan bahwa nilai jatuh tegangan pada kondisi existing masih dikategorikan **aman** karena masih berada di atas standar yang telah ditentukan yakni -10% dari tegangan nominalnya. Sedangkan hasil pada kondisi skenario pembebanan 80% kapasitas trafo menunjukkan adanya bus dengan nilai tegangan terima di bawah dari standar yang berlaku sehingga perlu dilakukan optimasi agar nilai jatuh tegangan yang terjadi dapat diminimalisir.

#### 4.3. Optimasi Jaringan Penempatan Kapasitor Bank Optimal

Langkah-langkah optimasi jaringan penyulang pada percobaan ini yakni seperti yang sudah dijelaskan pada bab 3 metode penelitian yaitu dengan menggunakan fungsi objektif *Optimal Capacitor Placement* ETAP 12.6. Langkah pertama yang harus dilakukan adalah menentukan kandidat bus untuk menjalankan simulasi. Bus yang dipilih pada percobaan ini adalah semua bus beban yang mengalami jatuh tegangan di bawah standar -10%, dengan total bus yang mengalami jatuh tegangan sebanyak 35 bus. Dan hasil dari simulasi *Optimal Capacitor Placement* untuk penyulang Attaqwa pembebanan 80% kapasitas trafo adalah sebagai berikut:



#### 4.4. Analisis Aliran Daya Setelah Penempatan Kapasitor Bank

Setelah melakukan penambahan kapasitor pada bus kandidat, untuk mengetahui pengaruh dari penambahan kapasitor tersebut maka dilakukan analisis aliran daya kembali dengan kondisi bus-bus kandidat yang sudah ditambahkan kapasitor sesuai dengan hasil dari operasi OCP sebelumnya. Analisis aliran daya ini juga memiliki tujuan untuk membandingkan nilai tegangan setiap bus dan rugi rugi daya sistem dengan hasil analisis aliran daya sebelum penambahan kapasitor.

Tabel 4. 16 Nilai Hasil Jatuh Tegangan Pembebanan (SPLN D3.0002 -1, 2008) Setelah Kapasitor

| NO | TITIK GARDU |                  | Vr (Volt) | Vd (Volt) | %Vr (%) |
|----|-------------|------------------|-----------|-----------|---------|
|    | DARI        | KE               |           |           |         |
| 1  | TRF 3 BKASI | Bus 3 (ATWI)     | 19644,2   | 355,8     | 98,221  |
| 2  | TRF 3 BKASI | Bus 4 (ATWB)     | 19500,4   | 499,6     | 97,502  |
| 3  | TRF 3 BKASI | Bus 5 (ATWE)     | 19385,8   | 614,2     | 96,929  |
| 4  | TRF 3 BKASI | Bus 6 (HCL)      | 19244,2   | 755,8     | 96,221  |
| 5  | TRF 3 BKASI | Bus 7 (PUP)      | 19146     | 854       | 95,73   |
| 6  | TRF 3 BKASI | Bus 8 (KPSL)     | 19032     | 968       | 95,16   |
| 7  | TRF 3 BKASI | Bus 10 (SKTN)    | 18910,4   | 1089,6    | 94,552  |
| 8  | TRF 3 BKASI | Bus 12 (SKTB)    | 18881,4   | 1118,6    | 94,407  |
| 9  | TRF 3 BKASI | Bus 13 (KPK)     | 18834,6   | 1165,4    | 94,173  |
| 10 | TRF 3 BKASI | Bus 15 (KPKA)    | 18788,8   | 1211,2    | 93,944  |
| 11 | TRF 3 BKASI | Bus 16 (KPKB)    | 18788     | 1212      | 93,94   |
| 12 | TRF 3 BKASI | Bus 17 (JABE TM) | 18764,2   | 1235,8    | 93,821  |
| 13 | TRF 3 BKASI | Bus 19 (SRNA)    | 18693,4   | 1306,6    | 93,467  |
| 14 | TRF 3 BKASI | Bus 20 (SRNC)    | 18691     | 1309      | 93,455  |
| 15 | TRF 3 BKASI | Bus 21 (SRND)    | 18666     | 1334      | 93,33   |
| 16 | TRF 3 BKASI | Bus 22 (SRNB)    | 18626,4   | 1373,6    | 93,132  |
| 17 | TRF 3 BKASI | Bus 23 (SRNE)    | 18624,2   | 1375,8    | 93,121  |
| 18 | TRF 3 BKASI | Bus 24 (JBIF)    | 18621,6   | 1378,4    | 93,108  |
| 19 | TRF 3 BKASI | Bus 25 (JBIA)    | 18585,8   | 1414,2    | 92,929  |
| 20 | TRF 3 BKASI | Bus 26 (JBIC)    | 18578,8   | 1421,2    | 92,894  |
| 21 | TRF 3 BKASI | Bus 27 (JBID)    | 18576,8   | 1423,2    | 92,884  |
| 22 | TRF 3 BKASI | Bus 28 (JBIE)    | 18574     | 1426      | 92,87   |
| 23 | TRF 3 BKASI | Bus 29 (JBIH)    | 18575     | 1425      | 92,875  |
| 24 | TRF 3 BKASI | Bus 30 (JBIB)    | 18572,4   | 1427,6    | 92,862  |
| 25 | TRF 3 BKASI | Bus 31(DPHA)     | 18566     | 1434      | 92,83   |
| 26 | TRF 3 BKASI | Bus 32 (DPHB)    | 18563,4   | 1436,6    | 92,817  |
| 27 | TRF 3 BKASI | Bus 33 (DPHC)    | 18560,8   | 1439,2    | 92,804  |
| 28 | TRF 3 BKASI | Bus 34 (DPHF)    | 18561,8   | 1438,2    | 92,809  |
| 29 | TRF 3 BKASI | Bus 35 (DPHE)    | 18559,4   | 1440,6    | 92,797  |
| 30 | TRF 3 BKASI | Bus 36 (DPHD)    | 18563,8   | 1436,2    | 92,819  |

|    |             |                  |         |        |        |
|----|-------------|------------------|---------|--------|--------|
| 31 | TRF 3 BKASI | Bus 37 (DPHG)    | 18562,6 | 1437,4 | 92,813 |
| 32 | TRF 3 BKASI | Bus 38 (MRBB)    | 18894,4 | 1105,6 | 94,472 |
| 33 | TRF 3 BKASI | Bus 39 (MRBC)    | 18863,8 | 1136,2 | 94,319 |
| 34 | TRF 3 BKASI | Bus 41 (DKR)     | 18816,8 | 1183,2 | 94,084 |
| 35 | TRF 3 BKASI | Bus 42 (SKT)     | 18823,8 | 1176,2 | 94,119 |
| 36 | TRF 3 BKASI | Bus 43 (MRBD)    | 18777,6 | 1222,4 | 93,888 |
| 37 | TRF 3 BKASI | Bus 45 (PHP)     | 18734,6 | 1265,4 | 93,673 |
| 38 | TRF 3 BKASI | Bus 46 (HPJA)    | 18695,6 | 1304,4 | 93,478 |
| 39 | TRF 3 BKASI | Bus 47 (PHPH)    | 18728   | 1272   | 93,64  |
| 40 | TRF 3 BKASI | Bus 48 (PHPI)    | 18721,8 | 1278,2 | 93,609 |
| 41 | TRF 3 BKASI | Bus 49 (PHPG)    | 18718   | 1282   | 93,59  |
| 42 | TRF 3 BKASI | Bus 50 (PHPA)    | 18702,4 | 1297,6 | 93,512 |
| 43 | TRF 3 BKASI | Bus 51 (PHPB)    | 18708,4 | 1291,6 | 93,542 |
| 44 | TRF 3 BKASI | Bus 52 (PHPC)    | 18682,6 | 1317,4 | 93,413 |
| 45 | TRF 3 BKASI | Bus 54 (PHPE)    | 18660   | 1340   | 93,3   |
| 46 | TRF 3 BKASI | Bus 55 (PHPM)    | 18652,4 | 1347,6 | 93,262 |
| 47 | TRF 3 BKASI | Bus 56 (PHPF)    | 18649   | 1351   | 93,245 |
| 48 | TRF 3 BKASI | Bus 57 (PHPN)    | 18658,4 | 1341,6 | 93,292 |
| 49 | TRF 3 BKASI | Bus 58 (PHPL)    | 18653,8 | 1346,2 | 93,269 |
| 50 | TRF 3 BKASI | Bus 59 (PHPD)    | 18653   | 1347   | 93,265 |
| 51 | TRF 3 BKASI | Bus 60 (MUTE)    | 18690   | 1310   | 93,45  |
| 52 | TRF 3 BKASI | Bus 61 (SPPT)    | 18693,4 | 1306,6 | 93,467 |
| 53 | TRF 3 BKASI | Bus 62 (HPJF)    | 18661,2 | 1338,8 | 93,306 |
| 54 | TRF 3 BKASI | Bus 64 (HPJD)    | 18654,2 | 1345,8 | 93,271 |
| 55 | TRF 3 BKASI | Bus 65 (HPJB)    | 18636,4 | 1363,6 | 93,182 |
| 56 | TRF 3 BKASI | Bus 66 (HPJE)    | 18611,8 | 1388,2 | 93,059 |
| 57 | TRF 3 BKASI | Bus 67 (HPJC)    | 18606,4 | 1393,6 | 93,032 |
| 58 | TRF 3 BKASI | Bus 69 (HRPJ)    | 18592,4 | 1407,6 | 92,962 |
| 59 | TRF 3 BKASI | Bus 70 (PGNA)    | 18591,6 | 1408,4 | 92,958 |
| 60 | TRF 3 BKASI | Bus 72 (HRNJ)    | 18591,8 | 1408,2 | 92,959 |
| 61 | TRF 3 BKASI | Bus 73 (PGNB TM) | 18593,4 | 1406,6 | 92,967 |
| 62 | TRF 3 BKASI | Bus 75 (LUSI)    | 18853,8 | 1146,2 | 94,269 |
| 63 | TRF 3 BKASI | Bus 76 (MRBF)    | 18845,8 | 1154,2 | 94,229 |
| 64 | TRF 3 BKASI | Bus 77 (MRBG)    | 18852,4 | 1147,6 | 94,262 |
| 65 | TRF 3 BKASI | Bus 78 (MRBM)    | 18850   | 1150   | 94,25  |
| 66 | TRF 3 BKASI | Bus 79 (MRBJ)    | 18848,2 | 1151,8 | 94,241 |
| 67 | TRF 3 BKASI | Bus 80 (MRBA)    | 18815,6 | 1184,4 | 94,078 |
| 68 | TRF 3 BKASI | Bus 81 (BBKA)    | 18844,8 | 1155,2 | 94,224 |
| 69 | TRF 3 BKASI | Bus 82 (MRBK)    | 18815   | 1185   | 94,075 |
| 70 | TRF 3 BKASI | Bus 84 (BBK)     | 18777,8 | 1222,2 | 93,889 |
| 71 | TRF 3 BKASI | Bus 86 (MRBI)    | 18755,4 | 1244,6 | 93,777 |
| 72 | TRF 3 BKASI | Bus 87 (MRBE)    | 18718,8 | 1281,2 | 93,594 |
| 73 | TRF 3 BKASI | Bus 88 (MRBH)    | 18754,6 | 1245,4 | 93,773 |
| 74 | TRF 3 BKASI | Bus 89 (GSP)     | 18718   | 1282   | 93,59  |
| 75 | TRF 3 BKASI | Bus 92 (KPSD)    | 18668,4 | 1331,6 | 93,342 |



|    |             |               |         |        |        |
|----|-------------|---------------|---------|--------|--------|
| 76 | TRF 3 BKASI | Bus 93 (KPSK) | 18667,8 | 1332,2 | 93,339 |
| 77 | TRF 3 BKASI | Bus 94 (KPSF) | 18660,2 | 1339,8 | 93,301 |
| 78 | TRF 3 BKASI | Bus 95 (KPSJ) | 18659,6 | 1340,4 | 93,298 |

Berdasarkan dari hasil simulasi aliran daya dengan menggunakan metode *fast decoupled* ETAP 12.6 setelah penempatan kapasitor, ternyata terjadi perbaikan nilai tegangan untuk nilai-nilai tegangan terima pada seluruh bus-bus trafo distribusi. Seluruh tegangan terima pada tiap bus sudah di atas standar yang ditentukan.

Sedangkan hasil aliran daya untuk daya yang diserap penyulang serta rugi-rugi daya saluran setelah pemasangan kapasitor pada bus kandidat adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 17 Nilai Hasil Rugi-rugi Saluran Pembebanan (SPLN D3.0002 -1, 2008) Setelah Penempatan Kapasitor

| No. | ID      | Rugi-rugi Saluran |        |
|-----|---------|-------------------|--------|
|     |         | (kW)              | (kVAR) |
| 1   | SKTM 1  | 111,4             | 90,2   |
| 2   | SKTM 2  | 55,6              | 45     |
| 3   | SKTM 3  | 43,9              | 35,6   |
| 4   | SKTM 4  | 53,5              | 43,4   |
| 5   | SKTM 5  | 36,6              | 29,6   |
| 6   | SKTM 6  | 42                | 34     |
| 7   | SKTM 7  | 36,8              | 29,8   |
| 8   | SKTM 8  | 2,7               | 2,2    |
| 9   | SKTM 9  | 2,8               | 2,2    |
| 10  | SKTM 10 | 0                 | 0      |
| 11  | SKTM 11 | 0,8               | 0,6    |
| 12  | SKTM 12 | 0,4               | 0,3    |
| 13  | SUTM 1  | 2,1               | 1,8    |
| 14  | SUTM 2  | 2,6               | 2,1    |
| 15  | SUTM 3  | 0                 | -2,4   |
| 16  | SUTM 4  | 4,6               | 3,7    |
| 17  | SUTM 5  | 3,9               | 3,1    |
| 18  | SUTM 6  | 0                 | -1,9   |
| 19  | SUTM 7  | 0                 | -1,2   |
| 20  | SUTM 8  | 0                 | -1,6   |
| 21  | SUTM 9  | 2,2               | 1,3    |
| 22  | SUTM 10 | 3,1               | 1,7    |
| 23  | SUTM 11 | 0                 | -1,5   |
| 24  | SUTM 12 | 0                 | -1,7   |
| 25  | SUTM 13 | 2,8               | 0,5    |
| 26  | SUTM 14 | 0,5               | -1,2   |
| 27  | SUTM 15 | 0,2               | -1     |

|    |         |      |      |
|----|---------|------|------|
| 28 | SUTM 16 | 0,1  | -0,8 |
| 29 | SUTM 17 | 0,1  | -1,6 |
| 30 | SUTM 18 | 0    | -1,5 |
| 31 | SUTM 19 | 0,1  | -2   |
| 32 | SUTM 20 | 0,1  | -2,4 |
| 33 | SUTM 21 | 0    | -1,4 |
| 34 | SUTM 22 | 0,2  | -1,4 |
| 35 | SUTM 23 | 0,1  | -0,9 |
| 36 | SUTM 24 | 0    | -1,2 |
| 37 | SUTM 25 | 0    | -1,3 |
| 38 | SUTM 26 | 15,7 | 16   |
| 39 | SUTM 27 | 7,1  | 1,8  |
| 40 | SUTM 28 | 9,4  | 2,4  |
| 41 | SUTM 29 | 0,1  | -2,2 |
| 42 | SUTM 30 | 0    | -0,2 |
| 43 | SUTM 31 | 12,5 | 3    |
| 44 | SUTM 32 | 9,4  | 2,2  |
| 45 | SUTM 33 | 2,4  | -0,2 |
| 46 | SUTM 34 | 3    | -0,3 |
| 47 | SUTM 35 | 4,3  | -0,4 |
| 48 | SUTM 36 | 1,3  | -0,5 |
| 49 | SUTM 37 | 0,5  | -1,5 |
| 50 | SUTM 38 | 0,3  | -1,3 |
| 51 | SUTM 39 | 0,2  | -1,1 |
| 52 | SUTM 40 | 0,4  | -1   |
| 53 | SUTM 41 | 0,1  | -0,9 |
| 54 | SUTM 42 | 0,1  | -0,9 |
| 55 | SUTM 43 | 0    | -1,5 |
| 56 | SUTM 44 | 0    | -1,9 |
| 57 | SUTM 45 | 0    | -1,3 |
| 58 | SUTM 46 | 0    | -1,6 |
| 59 | SUTM 47 | 4,8  | -0,6 |
| 60 | SUTM 48 | 0,1  | -1,6 |
| 61 | SUTM 49 | 0    | -0,6 |
| 62 | SUTM 50 | 2,8  | -1,7 |
| 63 | SUTM 51 | 0,7  | -0,4 |
| 64 | SUTM 52 | 0,7  | -0,9 |
| 65 | SUTM 53 | 0,1  | -1,2 |
| 66 | SUTM 54 | 0,1  | -1,5 |
| 67 | SUTM 55 | 0,4  | -1,2 |
| 68 | SUTM 56 | 0    | -1,8 |
| 69 | SUTM 57 | 0,1  | -1,6 |
| 70 | SUTM 58 | 0    | -0,7 |
| 71 | SUTM 59 | 0    | -1   |
| 72 | SUTM 60 | 0,1  | -0,8 |

|    |                |     |       |
|----|----------------|-----|-------|
| 73 | SUTM 61        | 5,8 | 4,2   |
| 74 | SUTM 62        | 0   | -1,1  |
| 75 | SUTM 63        | 0,6 | 0,4   |
| 76 | SUTM 64        | 0   | -0,7  |
| 77 | SUTM 65        | 0   | -0,9  |
| 78 | SUTM 66        | 0   | -1,4  |
| 79 | SUTM 67        | 1,6 | 0,4   |
| 80 | SUTM 68        | 0   | -0,1  |
| 81 | SUTM 69        | 0   | -0,5  |
| 82 | SUTM 70        | 1,7 | -0,3  |
| 83 | SUTM 71        | 0   | -0,1  |
| 84 | SUTM 73        | 0,3 | -0,2  |
| 85 | SUTM 74        | 1,7 | -1,5  |
| 86 | SUTM 75        | 0   | -0,6  |
| 87 | SUTM 76        | 0   | -0,2  |
| 88 | SUTM 77        | 0,9 | -1,4  |
| 89 | SUTM 78        | 0,3 | -0,9  |
| 90 | SUTM 79        | 0   | -0,1  |
| 91 | SUTM 80        | 0,2 | -2,5  |
| 92 | SUTM 81        | 0   | -0,7  |
| 93 | SUTM 82        | 3,6 | 2,6   |
| 94 | Trafo 3 GI BKS | 3,7 | 166,2 |

Dari hasil analisa aliran daya setelah penempatan kapasitor untuk hasil rugi-rugi daya saluran, penyulang Attaqwa mengalami rugi-rugi daya aktif sebesar 507,1 kW dan rugi daya reaktif sebesar 453,6 kVAR.

#### 4.5. Analisis Hasil dan Perbandingan

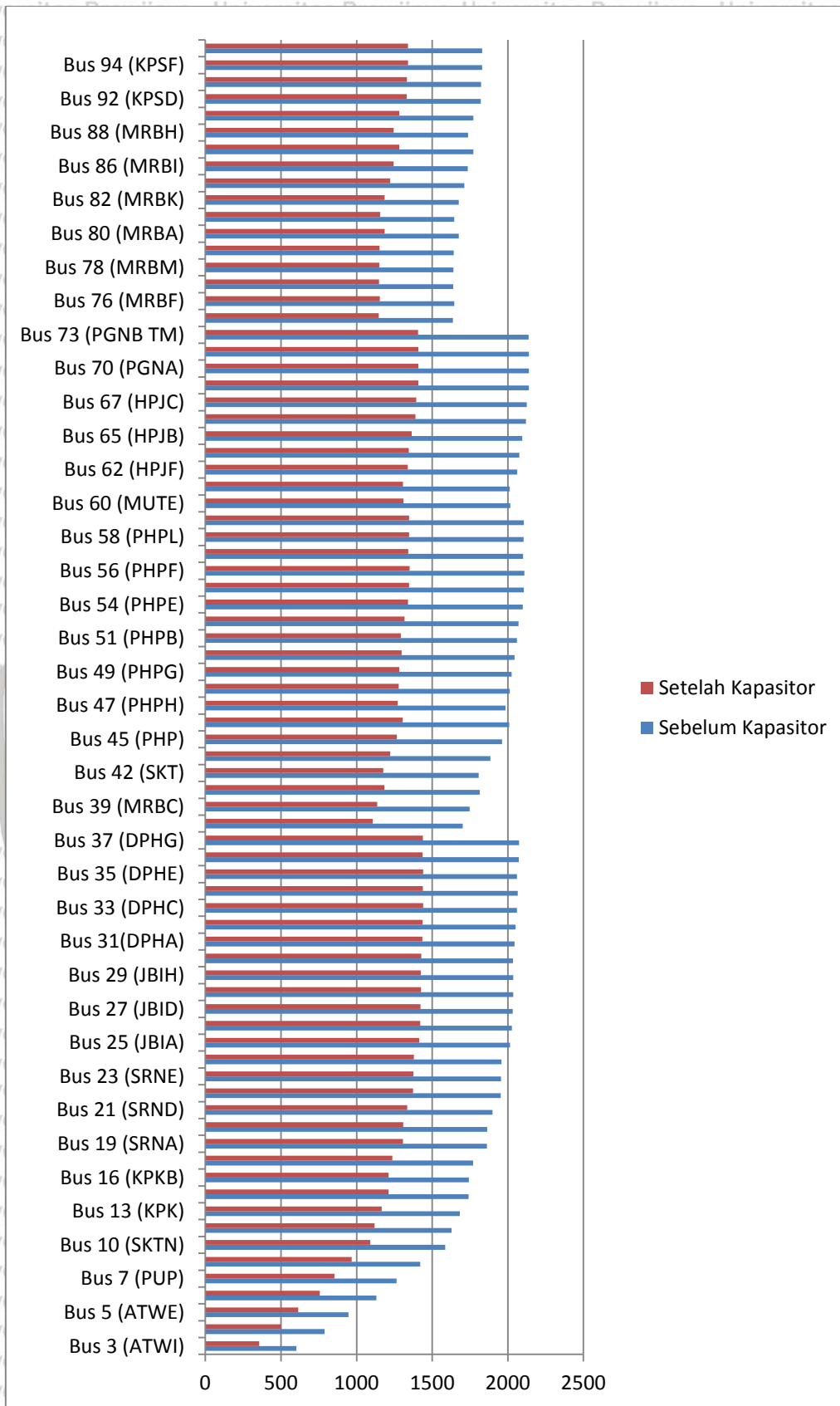
Analisis hasil dari simulasi aliran daya penyulang Attaqwa pada kondisi pembebanan *existing* untuk nilai jatuh tegangan masih dalam kondisi **baik** karena tidak melebihi batas toleransi yang diperbolehkan untuk suatu nilai tegangan adalah dibawah 10% dan diatas 5 % sesuai dengan yang ditampilkan pada tabel 4.11.

Sedangkan untuk hasil simulasi aliran daya dengan skenario pembebanan trafo 80% tanpa pemasangan kapasitor hasilnya terdapat bus yang mengalami jatuh tegangan dibawah nilai toleransi yang diperbolehkan SPLN seperti pada tabel 4.13 sehingga pada percobaan di atas dilakukan optimasi pemasangan kapasitor untuk sebagai bentuk perbaikan profil tegangan.

Tabel 4. 18 Tabel Perbandingan Nilai Tegangan Sebelum dan Sesudah Pemasangan Kapasitor Skenario SPLN D3.0002-1:2008

| Bus ID           | Jatuh Tegangan Sebelum Kapasitor (V) | Jatuh Tegangan Setelah Kapasitor (V) |
|------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Bus 3 (ATWI)     | 602                                  | 355,8                                |
| Bus 4 (ATWB)     | 788,2                                | 499,6                                |
| Bus 5 (ATWE)     | 946,2                                | 614,2                                |
| Bus 6 (HCL)      | 1131                                 | 755,8                                |
| Bus 7 (PUP)      | 1264                                 | 854                                  |
| Bus 8 (KPSL)     | 1420,4                               | 968                                  |
| Bus 10 (SKTN)    | 1585,6                               | 1089,6                               |
| Bus 12 (SKTB)    | 1627,8                               | 1118,6                               |
| Bus 13 (KPK)     | 1682,4                               | 1165,4                               |
| Bus 15 (KPKA)    | 1740,4                               | 1211,2                               |
| Bus 16 (KPKB)    | 1741,4                               | 1212                                 |
| Bus 17 (JABE TM) | 1771                                 | 1235,8                               |
| Bus 19 (SRNA)    | 1861,4                               | 1306,6                               |
| Bus 20 (SRNC)    | 1863,6                               | 1309                                 |
| Bus 21 (SRND)    | 1898,6                               | 1334                                 |
| Bus 22 (SRNB)    | 1953,2                               | 1373,6                               |
| Bus 23 (SRNE)    | 1955,2                               | 1375,8                               |
| Bus 24 (JBIF)    | 1957,8                               | 1378,4                               |
| Bus 25 (JBIA)    | 2014,4                               | 1414,2                               |
| Bus 26 (JBIC)    | 2027,2                               | 1421,2                               |
| Bus 27 (JBID)    | 2032,8                               | 1423,2                               |
| Bus 28 (JBIE)    | 2035,6                               | 1426                                 |
| Bus 29 (JBIH)    | 2034,8                               | 1425                                 |
| Bus 30 (JBIB)    | 2034                                 | 1427,6                               |
| Bus 31(DPHA)     | 2044,8                               | 1434                                 |
| Bus 32 (DPHB)    | 2050,8                               | 1436,6                               |
| Bus 33 (DPHC)    | 2059,4                               | 1439,2                               |
| Bus 34 (DPHF)    | 2066,2                               | 1438,2                               |
| Bus 35 (DPHE)    | 2060,8                               | 1440,6                               |
| Bus 36 (DPHD)    | 2073,2                               | 1436,2                               |
| Bus 37 (DPHG)    | 2074,4                               | 1437,4                               |
| Bus 38 (MRBB)    | 1702                                 | 1105,6                               |
| Bus 39 (MRBC)    | 1747,2                               | 1136,2                               |
| Bus 41 (DKR)     | 1814,6                               | 1183,2                               |
| Bus 42 (SKT)     | 1807,4                               | 1176,2                               |
| Bus 43 (MRBD)    | 1884                                 | 1222,4                               |
| Bus 45 (PHP)     | 1962,2                               | 1265,4                               |
| Bus 46 (HPJA)    | 2009,6                               | 1304,4                               |
| Bus 47 (PHPH)    | 1984,4                               | 1272                                 |
| Bus 48 (PHPI)    | 2012,6                               | 1278,2                               |
| Bus 49 (PHPG)    | 2025                                 | 1282                                 |

|                  |        |        |
|------------------|--------|--------|
| Bus 50 (PHPA)    | 2044,2 | 1297,6 |
| Bus 51 (PHPB)    | 2059,4 | 1291,6 |
| Bus 52 (PHPC)    | 2070   | 1317,4 |
| Bus 54 (PHPE)    | 2098,2 | 1340   |
| Bus 55 (PHPM)    | 2106   | 1347,6 |
| Bus 56 (PHPF)    | 2109,2 | 1351   |
| Bus 57 (PHPN)    | 2099,8 | 1341,6 |
| Bus 58 (PHPL)    | 2104,4 | 1346,2 |
| Bus 59 (PHPD)    | 2105,4 | 1347   |
| Bus 60 (MUTE)    | 2015,4 | 1310   |
| Bus 61 (SPPT)    | 2011,8 | 1306,6 |
| Bus 62 (HPJF)    | 2062,6 | 1338,8 |
| Bus 64 (HPJD)    | 2076   | 1345,8 |
| Bus 65 (HPJB)    | 2094,6 | 1363,6 |
| Bus 66 (HPJE)    | 2119,2 | 1388,2 |
| Bus 67 (HPJC)    | 2124,4 | 1393,6 |
| Bus 69 (HRPJ)    | 2138,4 | 1407,6 |
| Bus 70 (PGNA)    | 2139,2 | 1408,4 |
| Bus 72 (HRNJ)    | 2139,2 | 1408,2 |
| Bus 73 (PGNB TM) | 2137,4 | 1406,6 |
| Bus 75 (LUSI)    | 1637,2 | 1146,2 |
| Bus 76 (MRBF)    | 1645,2 | 1154,2 |
| Bus 77 (MRBG)    | 1638,4 | 1147,6 |
| Bus 78 (MRBM)    | 1640,8 | 1150   |
| Bus 79 (MRBJ)    | 1642,8 | 1151,8 |
| Bus 80 (MRBA)    | 1675,2 | 1184,4 |
| Bus 81 (BBKA)    | 1646   | 1155,2 |
| Bus 82 (MRBK)    | 1675,8 | 1185   |
| Bus 84 (BBK)     | 1713   | 1222,2 |
| Bus 86 (MRBI)    | 1735,2 | 1244,6 |
| Bus 87 (MRBE)    | 1771,8 | 1281,2 |
| Bus 88 (MRBH)    | 1736   | 1245,4 |
| Bus 89 (GSP)     | 1772,6 | 1282   |
| Bus 92 (KPSD)    | 1822   | 1331,6 |
| Bus 93 (KPSK)    | 1822,6 | 1332,2 |
| Bus 94 (KPSF)    | 1830   | 1339,8 |
| Bus 95 (KPSJ)    | 1830,6 | 1340,4 |



Gambar 4. 9 Grafik Perbandingan Nilai Tegangan Sebelum dan Sesudah Pemasangan Kapasitor Skenario SPLN D3.0002-1:2008

Berdasarkan Gambar 4.9. grafik tersebut menunjukkan bahwa untuk penyulang Attaqwa kondisi pembebanan maksimum trafo setelah pemasangan kapasitor menghasilkan perbaikan profil tegangan untuk semua bus. Tegangan terendah bus pada penyulang Attaqwa sebelum penempatan kapasitor terjadi pada bus 37 sebesar 17925,6 volt atau mengalami jatuh tegangan sebesar 10,37%. Sedangkan hasil setelah pemasangan kapasitor, tegangan bus 37 mengalami kenaikan tegangan menjadi 18562,6 volt dengan nilai jatuh tegangan sebesar 7,187%.

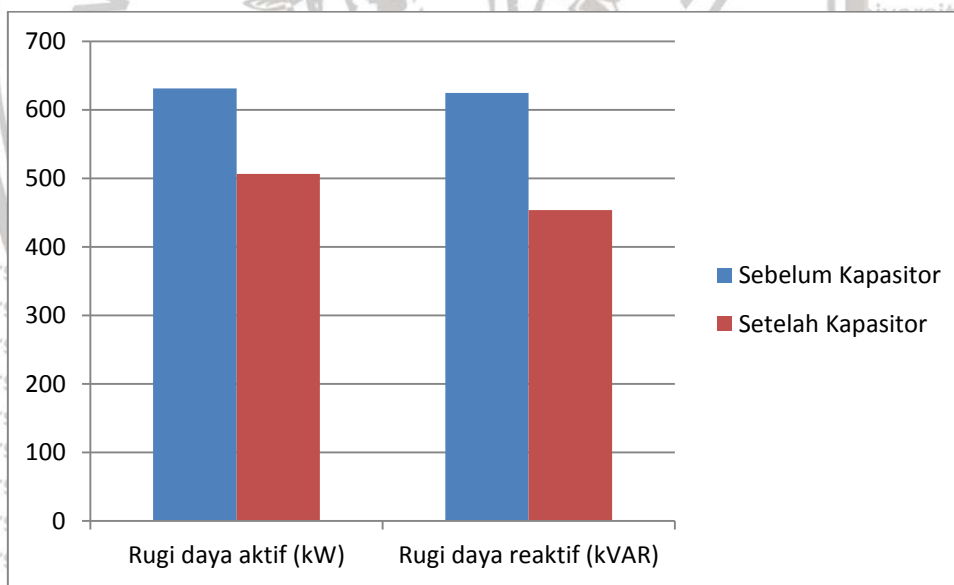
Tabel 4. 19 Tabel Perbandingan Nilai Rugi Daya Sebelum dan Sesudah Pemasangan Kapasitor Skenario SPLN D3.0002-1:2008

| ID      | Rugi Daya Sebelum Kapasitor |        | Rugi Daya Setelah Kapasitor |        |
|---------|-----------------------------|--------|-----------------------------|--------|
|         | (kW)                        | (kVAR) | (kW)                        | (kVAR) |
| SKTM 1  | 146,6                       | 118,8  | 111,4                       | 90,2   |
| SKTM 2  | 73,3                        | 59,4   | 55,6                        | 45     |
| SKTM 3  | 58,2                        | 47,1   | 43,9                        | 35,6   |
| SKTM 4  | 71,1                        | 57,5   | 53,5                        | 43,4   |
| SKTM 5  | 48,7                        | 39,4   | 36,6                        | 29,6   |
| SKTM 6  | 56                          | 45,3   | 42                          | 34     |
| SKTM 7  | 49,1                        | 39,8   | 36,8                        | 29,8   |
| SKTM 8  | 3,4                         | 2,7    | 2,7                         | 2,2    |
| SKTM 9  | 3,5                         | 2,9    | 2,8                         | 2,2    |
| SKTM 10 | 0                           | 0      | 0                           | 0      |
| SKTM 11 | 0,8                         | 0,6    | 0,8                         | 0,6    |
| SKTM 12 | 0,4                         | 0,3    | 0,4                         | 0,3    |
| SUTM 1  | 2,5                         | 2,4    | 2,1                         | 1,8    |
| SUTM 2  | 3,2                         | 3      | 2,6                         | 2,1    |
| SUTM 3  | 0                           | -2,3   | 0                           | -2,4   |
| SUTM 4  | 5,7                         | 5,2    | 4,6                         | 3,7    |
| SUTM 5  | 4,9                         | 4,4    | 3,9                         | 3,1    |
| SUTM 6  | 0                           | -1,8   | 0                           | -1,9   |
| SUTM 7  | 0                           | -1,1   | 0                           | -1,2   |
| SUTM 8  | 0                           | -1,5   | 0                           | -1,6   |
| SUTM 9  | 2,8                         | 2,2    | 2,2                         | 1,3    |
| SUTM 10 | 4                           | 3      | 3,1                         | 1,7    |
| SUTM 11 | 0                           | -1,4   | 0                           | -1,5   |
| SUTM 12 | 0                           | -1,6   | 0                           | -1,7   |
| SUTM 13 | 3,7                         | 1,9    | 2,8                         | 0,5    |
| SUTM 14 | 0,6                         | -0,9   | 0,5                         | -1,2   |
| SUTM 15 | 0,3                         | -0,8   | 0,2                         | -1     |
| SUTM 16 | 0,1                         | -0,7   | 0,1                         | -0,8   |
| SUTM 17 | 0,1                         | -1,5   | 0,1                         | -1,6   |
| SUTM 18 | 0                           | -1,4   | 0                           | -1,5   |

|         |      |      |      |      |
|---------|------|------|------|------|
| SUTM 19 | 0,1  | -1,9 | 0,1  | -2   |
| SUTM 20 | 0,1  | -2,3 | 0,1  | -2,4 |
| SUTM 21 | 0    | -1,3 | 0    | -1,4 |
| SUTM 22 | 0,3  | -1,2 | 0,2  | -1,4 |
| SUTM 23 | 0,1  | -0,9 | 0,1  | -0,9 |
| SUTM 24 | 0    | -1,1 | 0    | -1,2 |
| SUTM 25 | 0    | -1,2 | 0    | -1,3 |
| SUTM 26 | 17,2 | 18,1 | 15,7 | 16   |
| SUTM 27 | 7,5  | 2    | 7,1  | 1,8  |
| SUTM 28 | 9,3  | 2,4  | 9,4  | 2,4  |
| SUTM 29 | 0,1  | -2,1 | 0,1  | -2,2 |
| SUTM 30 | 0    | -0,2 | 0    | -0,2 |
| SUTM 31 | 10,5 | 2,4  | 12,5 | 3    |
| SUTM 32 | 7,7  | 1,7  | 9,4  | 2,2  |
| SUTM 33 | 1,1  | -0,6 | 2,4  | -0,2 |
| SUTM 34 | 0,9  | -0,9 | 3    | -0,3 |
| SUTM 35 | 1,1  | -1,4 | 4,3  | -0,4 |
| SUTM 36 | 0,4  | -0,7 | 1,3  | -0,5 |
| SUTM 37 | 0,6  | -1,3 | 0,5  | -1,5 |
| SUTM 38 | 0,4  | -1,2 | 0,3  | -1,3 |
| SUTM 39 | 0,3  | -1   | 0,2  | -1,1 |
| SUTM 40 | 0,4  | -0,9 | 0,4  | -1   |
| SUTM 41 | 0,1  | -0,8 | 0,1  | -0,9 |
| SUTM 42 | 0,1  | -0,8 | 0,1  | -0,9 |
| SUTM 43 | 0    | -1,4 | 0    | -1,5 |
| SUTM 44 | 0    | -1,8 | 0    | -1,9 |
| SUTM 45 | 0    | -1,2 | 0    | -1,3 |
| SUTM 46 | 0    | -1,5 | 0    | -1,6 |
| SUTM 47 | 5,5  | -0,1 | 4,8  | -0,6 |
| SUTM 48 | 0,1  | -1,5 | 0,1  | -1,6 |
| SUTM 49 | 0    | -0,6 | 0    | -0,6 |
| SUTM 50 | 2,8  | -1,5 | 2,8  | -1,7 |
| SUTM 51 | 0,6  | -0,4 | 0,7  | -0,4 |
| SUTM 52 | 0,9  | -0,8 | 0,7  | -0,9 |
| SUTM 53 | 1    | -1,1 | 0,1  | -1,2 |
| SUTM 54 | 0,1  | -1,4 | 0,1  | -1,5 |
| SUTM 55 | 0,4  | -1,1 | 0,4  | -1,2 |
| SUTM 56 | 0    | -1,6 | 0    | -1,8 |
| SUTM 57 | 0,1  | -1,5 | 0,1  | -1,6 |
| SUTM 58 | 0    | -0,6 | 0    | -0,7 |
| SUTM 59 | 0    | -0,9 | 0    | -1   |
| SUTM 60 | 0    | -0,7 | 0,1  | -0,8 |
| SUTM 61 | 5,7  | 4,3  | 5,8  | 4,2  |
| SUTM 62 | 0    | -1,1 | 0    | -1,1 |
| SUTM 63 | 0,6  | 0,4  | 0,6  | 0,4  |



|                |     |       |     |       |
|----------------|-----|-------|-----|-------|
| SUTM 64        | 0   | -0,6  | 0   | -0,7  |
| SUTM 65        | 0   | -0,8  | 0   | -0,9  |
| SUTM 66        | 0   | -1,4  | 0   | -1,4  |
| SUTM 67        | 1,6 | 0,5   | 1,6 | 0,4   |
| SUTM 68        | 0   | -0,1  | 0   | -0,1  |
| SUTM 69        | 0   | -0,5  | 0   | -0,5  |
| SUTM 70        | 1,6 | -0,2  | 1,7 | -0,3  |
| SUTM 71        | 0   | -0,1  | 0   | -0,1  |
| SUTM 73        | 0,3 | 0,2   | 0,3 | -0,2  |
| SUTM 74        | 1,7 | -1,4  | 1,7 | -1,5  |
| SUTM 75        | 0   | -0,6  | 0   | -0,6  |
| SUTM 76        | 0   | 0,2   | 0   | -0,2  |
| SUTM 77        | 0,9 | 1,3   | 0,9 | -1,4  |
| SUTM 78        | 0,3 | -0,8  | 0,3 | -0,9  |
| SUTM 79        | 0   | -0,1  | 0   | -0,1  |
| SUTM 80        | 0,1 | -2,3  | 0,2 | -2,5  |
| SUTM 81        | 0   | -0,6  | 0   | -0,7  |
| SUTM 82        | 4,6 | 3,9   | 3,6 | 2,6   |
| Trafo 3 GI BKS | 4,9 | 218,6 | 3,7 | 166,2 |



Gambar 4. 10 Grafik Perbandingan Nilai Rugi Daya Sebelum dan Sesudah Pemasangan Kapasitor Skenario SPLN D3.0002-1:2008

Selain memperbaiki nilai profil tegangan penyulang, efek pemasangan kapasitor juga ternyata mampu untuk memperbaiki sistem secara keseluruhan. Berdasarkan Tabel 4.19 dan Gambar 4.10 nilai rugi daya sistem sebelum penempatan kapasitor mengalami perbaikan yang sebelumnya mengalami rugi-rugi daya aktif sebesar 631,3 kW dan rugi daya reaktif 621,1 kVAR hingga menjadi sebesar 507,1 kW dan 453,6 kVAR.

## BAB 5 PENUTUP

### 5.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan dengan menggunakan program ETAP, maka dapat disimpulkan:

1. Kondisi *existing* penyulang Attaqwa GI Bekasi masih dalam keadaan baik karena nilai jatuh tegangan yang terjadi tidak melebihi standar yang ditetapkan yakni +5% dan -10%.
2. Tegangan terendah pada penyulang Attaqwa GI Bekasi terjadi di bus trafo DPHG dengan tegangan terima sebesar 17925,6 volt dan untuk nilai daya aktif dan daya reaktif yang mengalir sebesar 6215 kW dan 2725 kVAR
3. Penempatan kapasitor pada jaringan distribusi tegangan menengah dapat memperbaiki profil tegangan sistem serta dapat mengurangi nilai rugi-rugi daya.

### 5.2. Saran

Setelah melakukan penelitian diatas, penulis menyarankan beberapa hal berdasarkan hasil yang didapatkan.

1. Hasil penelitian skenario beban penuh dapat dijadikan pertimbangan untuk penempatan dan pemasangan kapasitor di sistem jaringan 20 kV penyulang Attawqa di masa yang akan datang.
2. Skenario pada penelitian yaitu dengan mempertimbangkan faktor pertumbuhan beban di masa yang akan datang, penggunaan kapasitor bank pada penyulang merupakan salah satu solusi yang dapat ditawarkan untuk menanggulangi masalah jatuh tegangan pada sistem distribusi.
3. Penelitian yang dilakukan dengan menggunakan aplikasi ETAP kedepannya agar dapat dibandingkan dengan aplikasi serupa ataupun metode lain untuk bisa mendapatkan hasil yang lebih akurat agar penempatan kapasitor bank dapat lebih optimal.



## DAFTAR PUSTAKA

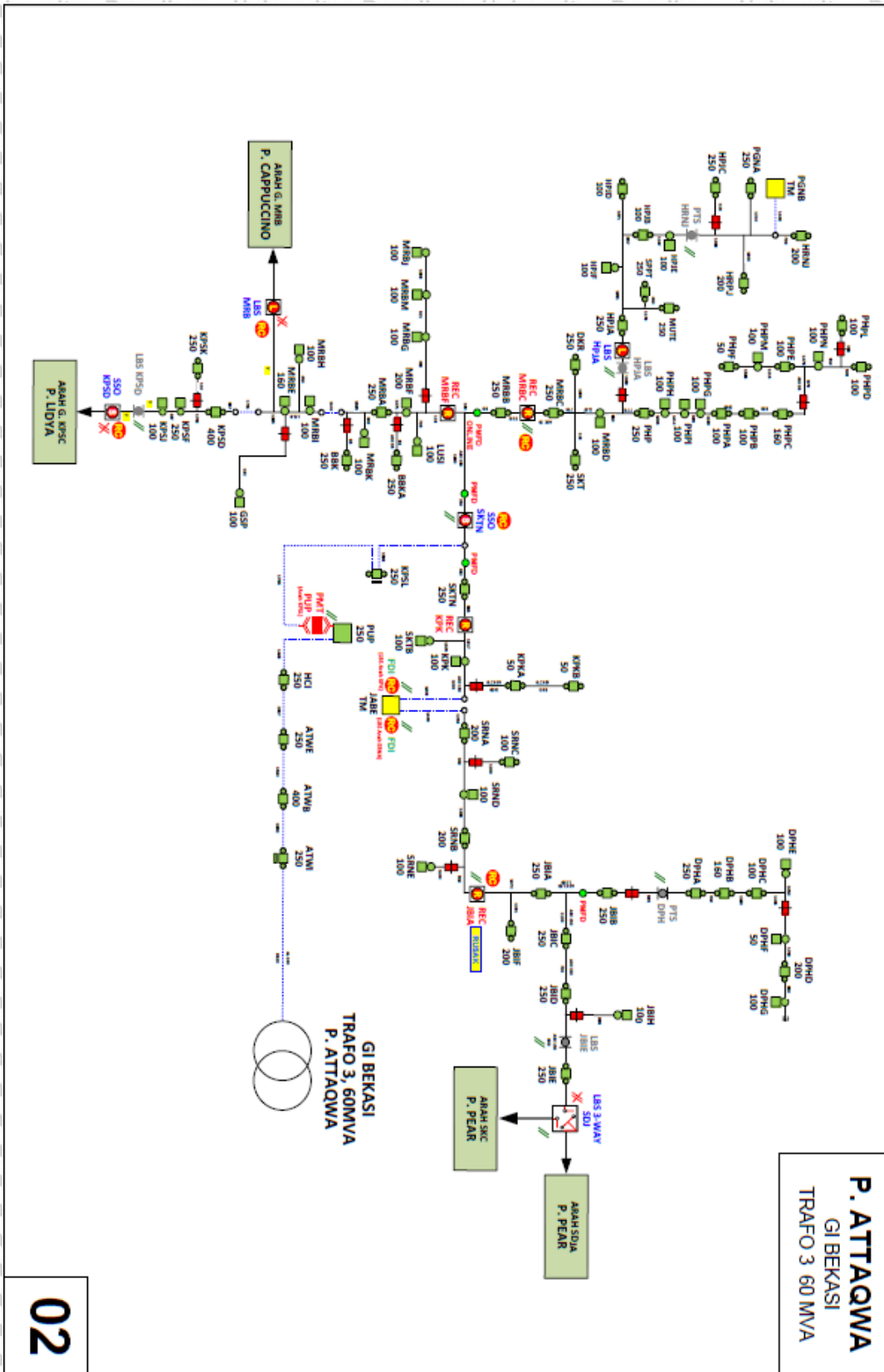
- Bini, T. dkk. (2017). *Studi Perbaikan Jatuh Tegangan dan Rugi-rugi Daya pada Penyulang GTC (Global Trade Centre) Makassar*. Jurnal. Makassar. Politeknik Negeri Ujung Pandang.
- Darmawan, E. dkk. (2019). *Studi Optimasi Penempatan dan Ukuran Kapasitor Dengan Metode Genetik Algoritma Pada Distribusi Hotel Starlet*. Jurnal. Jakarta. Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Jakarta.
- Dewansa, M. Y. (2018). *Penentuan Kapasitas dan Lokasi Optimal Pemasangan Kapasitor Bank Menggunakan Fuzzy Logic Pada Penyulang Poso Gardu Induk Borang Tugas Akhir*. Palembang. Fakultas Teknik Universitas Sriwijaya
- Gonen, T. (2008). *Electrical Power Distribution System Engineering 2nd Edition*. Florida. CRC Press.
- Markoni. (2018). *Operasi Sistem dan Pemeliharaan Jaringan Distribusi Tenaga Listrik*. Yogyakarta. Teknosain.
- Risjayanto, B. F. (2019). *Optimal Capacitor Placement (OCP) Pada Sistem Jaringan Distribusi 20 kV Menggunakan ETAP*. Jurnal. Surabaya. Fakultas Teknik Universitas Surabaya.
- Robandi, I. (2006). *Desain Sistem Tenaga Modern*. Yogyakarta. Andi.
- Saragih, T. (2011). *Analisis Penempatan Optimal Kapasitor bank Pada Sistem Distribusi Radial Dengan Metode Genetik Algorithm Aplikasi : PT. PLN (Persero) Cabang Medan, Medan: Tesis* USU.
- Sello, A. (2014). *Kajian Penempatan Kapasitor Bank Menggunakan Metode Genetika Algoritma Pada South Balm Feeder 1 PT Chevron Pacific Indonesia*. Jurnal. Kota Pekanbaru. Riau
- SPLN No. 1 Tahun 1995. *Tegangan-tegangan Standar*. PT. PLN (Persero).
- SPLN No. 64 Tahun 1985. PT. PLN (Persero).
- SPLN No. 72 Tahun 1987. *Spesifikasi desain untuk Jaringan Tegangan Menengah dan Jaringan Tegangan Rendah*. PT. PLN (Persero).
- SPLN No. D3.0021-1 Tahun 2008. *Spesifikasi Transformator Distribusi*. PT. PLN (Persero).
- Stevenson, W. D. (1990). *Analisis Sistem Tenaga Edisi Keempat*. Malang. Lembaga Penerbitan Universitas Brawijaya Malang.
- Sulistiyono, D. (2011). *Perbandingan Metode Gauss-Seidel, Newton Raphson, dan Metode Fast Decoupled dalam Solusi Aliran Daya*. Jurnal. Semarang. Fakultas Teknik Universitas Diponegoro.

- Suswanto, D. (2009). *Sistem Distribusi Tenaga Listrik*. Padang. Fakultas Teknik Universitas Negeri Padang
- Suyono, H. (Tanpa Tahun). *Studi Aliran Daya Analisis Sistem Daya II*. Materi Ajar. Malang: Hadi Suyono ST., MT., Ph.D.
- Tahir, M. J. dkk. (2019). *Optimal Capacitor Placement in a Distribution System Using ETAP Software*. ISSN: 2502-4752. Selangor. Universiti Kuala Lumpur.
- Uno, C. E. dkk. (2019). *Analisis Optimasi Penempatan Kapasitor Bank Pada Jaringan Tegangan Menengah 20kV Feeder ISO3 Rayon Limboto Untuk Memperbaiki Kualitas Tegangan*. Jurnal. Kota Gorontalo. Fakultas Teknik Universitas Gorontalo
- Wijaya, D. (2016). *Optimalisasi Penempatan dan Besaran Shunt Capacitor pada Fasilitas Interkoneksi Pembangkit Tersebar (Studi Kasus di PT PLN (Persero) Rayon Dolok Sanggul)*. ISSN: 1412-4785. Jurnal Rekayasa Elektrika Vol. 12, No. 1.
- Zuhul. (1995). *Dasar Teknik Tenaga Listrik dan Elektronika Daya*. Jakarta. Gramedia Pustaka Utama.





2. Single Line Diagram Penyulang Attaqwa GI Bekasi



### 3. Data Master Aset Penyulang Attaqwa PT. PLN (Persero) UP3 Bekasi

| NO | UP3    | WILAYAH ASET (BARU) | GI    | TRF | PENYULANG | INISIAL | PANJANG JARINGAN |       | POLA RC |
|----|--------|---------------------|-------|-----|-----------|---------|------------------|-------|---------|
|    |        |                     |       |     |           |         | SUTM             | SKTM  |         |
| 1  | BEKASI | BABELAN             | BKASI | 5   | ASRI      | ASRI    | 1,49             | 32,60 | 1-1-0   |
| 2  | BEKASI | BABELAN             | BKASI | 3   | ATTAQWA   | ATQW    | 90,25            | 21,28 | 1-1-1   |
| 6  | BEKASI | BABELAN             | BKASI | 5   | LIDYA     | LDIA    | 30,81            | 10,22 | 1-0-0   |
| 7  | BEKASI | BABELAN             | BKASI | 4   | NORE      | NORE    | 6,99             | 13,34 | 1-1-0   |
| 9  | BEKASI | BABELAN             | BKASI | 5   | PISANGAN  | PSGN    | 26,23            | 8,87  | 1-1-0   |
| 10 | BEKASI | BABELAN             | BKASI | 1   | SEGARA    | SGRA    | 5,86             | 5,32  | 1-1-1   |
| 42 | BEKASI | BEKASI KOTA         | BKASI | 4   | ANGGREK   | AGK1    | 4,20             | 30,92 | 1-0-0   |
| 52 | BEKASI | BEKASI KOTA         | BKASI | 2   | JUJU      | JUJU    | -                | 7,86  | 1-0-0   |
| 67 | BEKASI | MEDAN SATRIA        | BKASI | 4   | GABUS     | GBUS    | 6,80             | 4,49  | 1-1-0   |
| 70 | BEKASI | MEDAN SATRIA        | BKASI | 3   | KENCANA   | KNCN    | 1,11             | 25,58 | 1-0-0   |
| 71 | BEKASI | MEDAN SATRIA        | BKASI | 4   | LISA      | LISA    | 4,06             | 1,06  | 1-0-1   |
| 73 | BEKASI | MEDAN SATRIA        | BKASI | 3   | PERWIRA   | PRWA    | -                | 5,82  | 1-1-1   |

| GI BEKASI      |           |            |         |     |              |     |       |
|----------------|-----------|------------|---------|-----|--------------|-----|-------|
| NO             | PENYULANG | JENIS ASET | KABEL   | AMP | ULP          | HAL | GARDU |
| <b>TRAFO 1</b> |           |            |         |     |              |     |       |
| 1              | SEGARA    | SUTM       | AL-240  | 358 | BABELAN      | 41  | 67    |
| 2              | RATIH     | SKTM       | AL-240  | 358 | MEDAN SATRIA | 53  | 28    |
| 3              | TEGUH     | SUTM       | A3C-150 | 292 | MEDAN SATRIA | 44  | 26    |
| 4              | WIRON     | SUTM       | A3C-150 | 292 | MEDAN SATRIA | 47  | 29    |
| 5              | BENGAWAN  | SKTM       | AL-300  | 420 | PRIMA        | 55  | 5     |
| 6              | MUARA     | SKTM       | AL-300  | 420 | PRIMA        | 58  | 1     |
| 7              | SUNRISE 1 | SKTM       | AL-240  | 358 | PRIMA        | 21  | 1     |
| 8              | SUNRISE 2 | SKTM       | AL-240  | 358 | PRIMA        |     |       |
| 9              | SUNRISE 3 | SKTM       | AL-240  | 358 | PRIMA        |     |       |
| <b>TRAFO 2</b> |           |            |         |     |              |     |       |
| 10             | JUJU      | SKTM       | AL-150  | 292 | BEKASI KOTA  | 46  | 0     |
| 11             | ROSSI     | SKTM       | AL-240  | 358 | MEDAN SATRIA | 53  | 8     |
| 12             | SINAGA    | SKTM       | AL-300  | 420 | MEDAN SATRIA | 56  | 8     |
| 13             | RANI      | SKTM       | AL-240  | 358 | PRIMA        | 53  | 11    |
| 14             | TAMA      | SKTM       | AL-300  | 420 | PRIMA        | 56  | 3     |
| <b>TRAFO 3</b> |           |            |         |     |              |     |       |
| 15             | ATTAQWA   | SUTM       | A3C-150 | 358 | BABELAN      | 2   | 78    |
| 16             | KENCANA   | SKTM       | AL-240  | 358 | MEDAN SATRIA | 54  | 19    |
| 17             | PERWIRA   | SKTM       | AL-240  | 358 | MEDAN SATRIA | 58  | 0     |
| 18             | BAKRI 1   | SKTM       | AL-240  | 358 | PRIMA        | 21  | 1     |
| 19             | BAKRI 2   | SKTM       | AL-240  | 358 | PRIMA        |     |       |
| 20             | GARMAK 1  | SKTM       | AL-240  | 358 | PRIMA        | 56  | 7     |
| 21             | GARMAK 2  | SKTM       | AL-240  | 358 | PRIMA        | 56  | 9     |
| 22             | RODA 1    | SKTM       | AL-240  | 358 | PRIMA        | 21  | 1     |
| 23             | RODA 2    | SKTM       | AL-240  | 358 | PRIMA        |     |       |

### 4. Data Pembebanan Penyulang Attaqwa Bulan Januari 2020

| Hari       | Arus Beban (A) |       |
|------------|----------------|-------|
|            | Siang          | Malam |
| Hari Kerja | 153            | 197   |
| Hari Libur | 145            | 195   |



