



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE 141599

**Optimasi Penempatan Kapasitor Shunt untuk  
Mengurangi Rugi-Rugi Daya pada Sistem Transmisi  
Kalimantan Saluran 150 kV setelah Penambahan  
Interkoneksi Backbone 500 kV AC menggunakan  
Metode Analitik**

Atri Prasetyo Mukti  
0711144000020

Dosen Pembimbing  
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.  
Dr. Ir. Soedibyo, M.MT.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2018



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE 141599

**Optimasi Penempatan Kapasitor Shunt untuk  
Mengurangi Rugi-Rugi Daya pada Sistem Transmisi  
Kalimantan Saluran 150 kV setelah Penambahan  
Interkoneksi Backbone 500 kV AC menggunakan  
Metode Analitik**

Atri Prasetyo Mukti  
0711144000020

Dosen Pembimbing  
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.  
Dr. Ir. Soediby, M.MT.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2018



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - TE 141599

**Optimal Placement of Shunt Capacitor to  
Minimize Power *Losses* in Kalimantan`S  
Transmission System 150 kV after Additional  
Interconnection Backbone 500 kV using  
Analitical Method**

Atri Prasetyo Mukti  
0711144000020

Supervisors

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

Dr. Ir. Soedibyو, M.MT.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING  
Faculty of Electrical Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2018



**OPTIMASI PENEMPATAN KAPASITOR SHUNT UNTUK  
MENGURANGI RUGI-RUGI DAYA PADA SISTEM TRANSMISI  
KALIMANTAN SALURAN 150 KV SETELAH PENAMBAHAN  
INTERKONEKSI BACKBONE 500 KV AC MENGGUNAKAN  
METODE ANALITIK**

**TUGAS AKHIR**

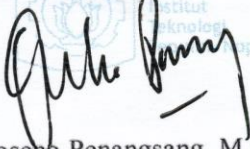
**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik**

**Pada**

**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga  
Departemen Teknik Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

**Menyetujui :**

**Dosen Pembimbing I**



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

**NIP. 194907151974121001**

**Dosen Pembimbing II**



**Dr. Ir. Soedibyo, M.MT.**

**NIP. 195512071980031004**



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## **PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR**

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi keseluruhan Tugas akhir saya dengan judul “**Optimasi Penempatan Kapasitor Shunt untuk Mengurangi Rugi-Rugi Daya pada Sistem Transmisi Kalimantan Saluran 150 kV setelah Penambahan Interkoneksi Backbone 500 kV AC menggunakan Metode Analitik**” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Juli 2018

Atri Prasetyo Mukti  
0711144000020

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



# **OPTIMASI PENEMPATAN KAPASITOR SHUNT UNTUK MENGURANGI RUGI-RUGI DAYA PADA SISTEM TRANSMISI KALIMANTAN SALURAN 150 KV SETELAH PENAMBAHAN INTERKONEKSI BACKBONE 500 KV AC MENGGUNAKAN METODE ANALITIK**

Nama mahasiswa : Atri Prasetyo Mukti  
Dosen Pembimbing I : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.  
Dosen Pembimbing II : Dr. Ir. Soedibyo, M.MT.

## **ABSTRAK**

Energi listrik mempunyai peran yang cukup penting dalam menjalankan berbagai aktivitas masyarakat. Oleh karena itu, penyaluran energi listrik yang berkualitas dan kontinyu sangat diperlukan untuk memenuhi kebutuhan masyarakat. Dalam penyaluran energi listrik dari sumber pembangkit kepada konsumen yang letaknya cukup jauh, selalu terjadi adanya rugi rugi daya yang menyebabkan penyaluran energi listrik menjadi kurang optimal. Kalimantan merupakan salah satu pulau terbesar yang ada di Indonesia dengan pertumbuhan beban listrik yang terus meningkat. Sistem kelistrikan kalimantan rencananya akan dibangun interkoneksi saluran backbone 500 kV yang menghubungkan 5 provinsi. Pada tahun 2028 direncanakan pertumbuhan beban listrik mencapai 3973.37 MW dengan total daya terbangkitkan sebesar 4077.81 MW. Dari hasil analisis aliran daya, didapatkan rugi-rugi daya sebesar 112.08 MW. Untuk itu pada penelitian ini dilakukan analisis optimasi penempatan kapasitor *shunt* untuk mengurangi rugi-rugi daya pada sistem kelistrikan Kalimantan. Metode penempatan kapasitor menggunakan *Reactive Contribution Factor* dan akan disimulasikan menggunakan *software* DigSILENT PowerFactory. Setelah dilakukan optimasi penempatan kapasitor *shunt* profil tegangan sistem kelistrikan kalimantan mengalami kenaikan hingga batas minimum toleransi dan rugi-rugi daya berkurang sebesar 6.75% hingga menjadi 104.51 MW.

**Kata kunci :** *(Kapasitor shunt, Metode RCF, Rugi-rugi daya, Transmisi Kaliimantan)*

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# **OPTIMAL PLACEMENT OF SHUNT CAPACITOR TO MINIMIZE POWER LOSSES IN KALIMANTAN'S TRANSMISSION SYSTEM 150 KV AFTER ADDITIONAL INTERCONNECTION BACKBONE 500 KV AC USING ANALYTICAL METHOD**

Student Name : Atri Prasetyo Mukti  
Supervisor I : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.  
Supervisor II : Dr. Ir. Soediby, M.MT.

## **ABSTRACT**

Electrical energy has an important role in running various community activities. Therefore, the distribution of quality and continuous electrical energy is needed. In the distribution of electrical energy from sources of power to consumers who are located far enough, there is always a power loss that causes the distribution of electrical energy becomes less optimal. Kalimantan is one of the largest islands in Indonesia with growing electrical loads. Kalimantan electricity system is planned to be built 500 kV backbone interconnection that connecting 5 provinces. In 2028 it is planned that the growth of electrical load will reach 3973.37 MW with a total power generated is 4077.81 MW. From the results of power flow analysis, the power loss is 112.08 MW. Therefore, in this research, an optimization analysis of shunt capacitor placement to reduce power losses in Kalimantan electricity system The capacitor placement method use Reactive Contribution Factor and will be simulated using DigSILENT PowerFactory software. After optimizing the placement of the shunt capacitor, the voltage profile of the Kalimantan electrical system has increased to a minimum tolerance level and the power losses are reduced by 6.75% to 104.51 MW.

**Key Word:** (*shunt capacitor, RCF method, Power Losses, Kalimantan's Transmission*)

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## KATA PENGANTAR

Puji Syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT atas segala Rahmat, Karunia, dan Petunjuk yang telah dilimpahkan-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan tugas akhir dengan judul **“Optimasi Penempatan Kapasitor Shunt untuk Mengurangi Rugi-Rugi Daya pada Sistem Transmisi Kalimantan Saluran 150 kV Setelah Penambahan Interkoneksi Backbone 500 kV AC Menggunakan Metode Analitik”**.

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan jenjang pendidikan S1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Atas selesainya penyusunan tugas akhir ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT atas limpahan rahmat, karunia dan petunjuk-Nya.
2. Ibu dan Bapak penulis yang senantiasa mendukung serta memberi semangat kepada penulis. Serta doa dan cinta yang tak henti pada penulis dalam keadaan apapun. Semoga Allah SWT senantiasa melindungi dan memberi mereka tempat terbaik kelak di surgaNya.
3. Bapak Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D. dan Dr. Ir. Soedibyo, M.MT. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan arahan, bimbingan dan perhatiannya selama proses penyelesaian tugas akhir ini.
4. Bapak Dr. Tri Arief Sardjono, S.T., M.T. selaku dekan Fakultas Teknologi Elektro ITS.
5. Bapak Dr. Eng Ardyono Priyadi, S.T., M.Eng. selaku Kepala Departemen Teknik Elektro ITS.
6. Bapak Dedet Candra Riawan, S.T., M.Eng., Ph.D. selaku Kepala Program Studi Sarjana Teknik Elektro ITS
7. Seluruh dosen dan karyawan Departemen Teknik Elektro ITS yang telah memberikan banyak ilmu dan menciptakan suasana belajar yang luar biasa.
8. Kedua kakak yang selalu memberikan dukungan dan masukan kepada penulis.
9. Teman-teman seperjuangan yang selalu memberi masukan kepada penulis.
10. Pinanggih, denny, mas teja , ujang, heri, dan kawan-kawan team S lainnya yang selalu mensupport penulis.

11. Teman-teman seperjuangan e54 yang telah menemani dan memberikan dukungan selama masa kuliah sampai penyusunan tugas akhir ini.

Penulis telah berusaha maksimal dalam penyusunan tugas akhir ini. Namun tetap besar harapan penulis untuk menerima saran dan kritik untuk perbaikan dan pengembangan tugas akhir ini. Semoga tugas akhir ini dapat memberikat manfaat yang luas.

Surabaya, Juni 2018

Penulis

## DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN .....	iii
ABSTRAK .....	v
ABSTRACT .....	vii
KATA PENGANTAR .....	ix
DAFTAR ISI .....	xi
DAFTAR GAMBAR .....	xiii
DAFTAR TABEL .....	xv
BAB 1 PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Perumusan Masalah .....	2
1.3 Tujuan .....	2
1.4 Batasan Masalah .....	2
1.5 Metodologi .....	3
1.6 Sistematika Penulisan .....	3
1.7 Relevansi .....	4
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA & DASAR TEORI .....	5
2.1 Saluran Transmisi .....	5
2.2 Definisi Analisis Aliran Daya .....	6
2.2.1 Analisis Aliran Daya menggunakan Newton Raphson .....	8
2.3 Kapasitor Shunt .....	13
2.4 Metode Analitik .....	14
2.4.1 <i>Reactive Contribution Factor</i> .....	14
BAB 3 PERENCANAAN SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN .....	17
3.1 Sistem Kelistrikan Kalimantan .....	17
3.1.1 Kalimantan Barat .....	17
3.1.2 Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah .....	21
3.1.3 Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara .....	24
3.1.4 Interkoneksi Sistem Kelistrikan Kalimantan Backbone 500 kV AC .....	29
3.2 Diagram Alir Aliran Daya Newton-Raphson dengan <i>software</i> DigSILENT PowerFactory .....	31
3.3 Diagram Alir Penempatan Kapasitor .....	32
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN .....	35
4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan Kalimantan .....	35
4.2 Hasil analisis aliran daya .....	35
4.2.1 Analisis aliran daya wilayah kalimantan barat .....	35

4.2.2	Analisa aliran daya Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah .....	37
4.2.3	Analisa aliran daya Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara .....	39
4.2.4	Analisis aliran daya pada backbone 500 kV AC.....	41
4.3	Total <i>losses</i> Sistem Kelistrikan Kalimantan .....	41
4.4	Hasil Optimasi Penempatan Kapasitor dengan menggunakan Metode RCF .....	42
4.4.1	Sistem kelistrikan Kalimantan Barat.....	42
4.4.2	Sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara .....	45
4.4.3	Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah .....	47
4.5	Perbandingan <i>Losses</i> Sebelum dan Sesudah Penempatan Kapasitor.....	52
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN .....		55
5.1	Kesimpulan.....	55
5.2	Saran .....	55
DAFTAR PUSTAKA.....		57
BIOGRAFI PENULIS .....		59
LAMPIRAN .....		61



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 3. 1</b>	Rencana pengembangan kelistrikan Kalimantan Barat...	17
<b>Gambar 3. 2</b>	<i>single line diagram</i> Kalbar.....	20
<b>Gambar 3. 3</b>	Rencana pengembangan kelistrikan Kalimantan Selatan	21
<b>Gambar 3. 4</b>	Rencana pengembangan kelistrikan Kalimantan tengah.	21
<b>Gambar 3. 5</b>	<i>single line diagram</i> Kalselteng .....	24
<b>Gambar 3. 6</b>	Rencana pengembangan kelistrikan Kalimantan Timur .	25
<b>Gambar 3. 7</b>	Rencana pengembangan kelistrikan Kalimantan Utara...	25
<b>Gambar 3. 8</b>	<i>single line diagram</i> Kaltimra .....	28
<b>Gambar 3. 9</b>	<i>Single line diagram</i> interkoneksi backbone 500 kV AC.	30
<b>Gambar 3. 10</b>	Diagram alir metode <i>Newton-Raphson</i> .....	31
<b>Gambar 3. 11</b>	Diagram alir metode <i>reactive contribution factor</i> .....	32
<b>Gambar 4. 1.</b>	Grafik Tegangan bus Kalimantan Barat.....	36
<b>Gambar 4. 2.</b>	Grafik Tegangan bus Kalselteng.....	38
<b>Gambar 4. 3.</b>	Grafik profil tegangan Kaltimra.....	40
<b>Gambar 4. 4.</b>	Grafik tegangan bus Kalbar .....	42
<b>Gambar 4. 5.</b>	Grafik tegangan sebelum dan setelah optimasi .....	45
<b>Gambar 4. 6.</b>	Grafik tegangan bus Kaltimra .....	46
<b>Gambar 4. 7.</b>	Grafik tegangan sebelum dan setelah optimasi .....	47
<b>Gambar 4. 8.</b>	Grafik tegangan bus Kalselteng .....	48
<b>Gambar 4. 9.</b>	Grafik tegangan sebelum dan setelah optimasi .....	52

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3. 1.</b> Perencanaan beban Kalimantan Barat .....	18
<b>Tabel 3. 2</b> Pembangkit terpasang.....	19
<b>Tabel 3. 3.</b> Perencanaan tambahan pembangkit tahap konstruksi.....	19
<b>Tabel 3. 4.</b> Pembangkit dalam tahap rencana .....	19
<b>Tabel 3. 5.</b> Data beban Kalimantan Selatan dan Tenggara .....	22
<b>Tabel 3. 6.</b> Pembangkit terpasang.....	23
<b>Tabel 3. 7.</b> Pembangkit dalam tahap konstruksi .....	23
<b>Tabel 3. 8.</b> Pembangkit dalam tahap rencana .....	23
<b>Tabel 3. 9.</b> Data beban wilayah Kaltimra pada tahun 2028 .....	26
<b>Tabel 3. 10.</b> Pembangkit terpasang.....	27
<b>Tabel 3. 11.</b> Pembangkit dalam tahap konstruksi dan rencana.....	27
<b>Tabel 3. 12.</b> Data line backbone 500 kV .....	29
<b>Tabel 3. 13.</b> Data trafo backbone 500 kV .....	29
<b>Tabel 4. 1.</b> Tegangan Bus Kalbar .....	35
<b>Tabel 4. 2</b> Tegangan Bus Kalselteng .....	37
<b>Tabel 4. 3.</b> Tegangan Bus Kaltimra .....	39
<b>Tabel 4. 4.</b> Profil tegangan pada backbone 500 kV AC.....	41
<b>Tabel 4. 5.</b> Laporan Hasil Simulasi .....	41
<b>Tabel 4. 6.</b> Profil tegangan bus <i>undervoltage</i> .....	43
<b>Tabel 4. 7.</b> RCF Tahap 1.....	43
<b>Tabel 4. 8.</b> Tegangan Bus <i>undervoltage</i> .....	44
<b>Tabel 4. 9.</b> Bus <i>undervoltage</i> & nilai RCF .....	44
<b>Tabel 4. 10.</b> Hasil penempatan kapasitor tahap 2 .....	44
<b>Tabel 4. 11.</b> Bus <i>undervoltage</i> & nilai RCF .....	46
<b>Tabel 4. 12.</b> Profil tegangan sebelum dan sesudah dioptimasi .....	47
<b>Tabel 4. 13.</b> Profil tegangan <i>undervoltage</i> kalselteng.....	48
<b>Tabel 4. 14.</b> Hasil perhitungan RCF tiap bus.....	49
<b>Tabel 4. 15.</b> Profil tegangan bus <i>undervoltage</i> .....	50
<b>Tabel 4. 16.</b> Hasil perhitungan RCF tahap 2.....	50
<b>Tabel 4. 17.</b> Profil tegangan bus <i>undervoltage</i> .....	51
<b>Tabel 4. 18.</b> Hasil perhitungan RCF tahap 4.....	51
<b>Tabel 4. 19.</b> Tegangan bus <i>undervoltage</i> & perhitungan RCF tahap 4. ....	51
<b>Tabel 4. 20.</b> Perbandingan <i>losses</i> sebelum dan sesudah optimasi .....	52

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Energi listrik mempunyai peran yang cukup penting dalam menjalankan berbagai aktivitas masyarakat. Oleh karena itu, penyaluran energi listrik yang berkualitas dan kontinyu sangat diperlukan untuk memenuhi kebutuhan masyarakat. Infrastruktur penunjang energi listrik juga terus dikembangkan hingga saat ini. Perkiraan kebutuhan tenaga listrik dihitung berdasarkan intensitas dan besarnya penggunaan energi listrik. Aktivitas penggunaan energi listrik tersebut berkaitan dengan banyaknya jumlah penduduk dan tingkat perekonomiannya.

Dalam penyaluran energi listrik dari sumber pembangkit kepada konsumen yang letaknya cukup jauh, selalu terjadi adanya rugi rugi daya dan rugi tegangan. Untuk mengurangi rugi-rugi transmisi yaitu dengan meninggikan tegangan transmisi, memperkecil tahanan konduktor, atau dengan memperbesar faktor daya beban.

Untuk memperbaiki faktor daya beban, bisa dengan memasang kapasitor kompensasi. Kapasitor dipasang dengan kapasitas dan lokasi tertentu agar lebih optimal. Kapasitor atau biasa disebut kapasitor *bank* bisa bagi menjadi 2 kategori berdasarkan hubungannya yaitu kapasitor *shunt*/paralel dan kapasitor seri. Penggunaan kapasitor *shunt* pada sistem transmisi berfungsi untuk mengurangi rugi-rugi, memperbaiki faktor daya jaringan, menetralkan jatuh tegangan dan memperbaiki stabilitas tegangan.

Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) diharapkan dapat meningkatkan rasio elektrifikasi nasional. Salah satu caranya dengan mengembangkan sistem kelistrikan untuk memenuhi kebutuhan energi listrik nasional. Interkoneksi sistem Kelistrikan Kalimantan menjadi salah satu yang akan dikembangkan. Sistem Interkoneksi di pulau Kalimantan akan menghubungkan 3 wilayah, yaitu Kalimantan Barat (Kalbar), Kalimantan Selatan dengan Kalimantan Tengah (Kalselteng), dan Kalimantan Timur dengan Kalimantan Utara (Kaltimra). Sistem interkoneksi yang digunakan yaitu dengan backbone 500 kV AC. Pada tahun 2028, seiring dengan meningkatnya pertumbuhan beban di Kalimantan namun kapasitas pembangkit yang tersedia belum cukup memenuhi. Hal tersebut dapat mengakibatkan pembebanan lebih dan

menyebabkan *undervoltage* pada sistem kelistrikan kalimantan setelah penambahan interkoneksi backbone 500 kV AC.

Untuk itu penelitian ini akan membahas tentang optimasi penempatan kapasitor *shunt* pada sistem kelistrikan Kalimantan untuk mengurangi rugi-rugi jaringan dan meningkatkan stabilitas tegangan agar energi listrik yang tersalurkan lebih efisien dan berkualitas.

## 1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas dalam Tugas Akhir ini adalah :

1. Memodelkan interkoneksi sistem kelistrikan kalimantan dengan backbone 500 kV AC.
2. Manjalankan analisis aliran daya dengan menggunakan *software* DigSILENT PowerFactory 15.1.
3. Menganalisis penempatan optimal untuk kapasitor *shunt* dalam rangka mengurangi rugi-rugi daya sistem.

## 1.3 Tujuan

Penelitian tugas akhir ini bertujuan untuk

1. Untuk mengetahui besarnya rugi-rugi daya yang terjadi pada sistem kelistrikan Kalimantan backbone 500 kV AC.
2. Untuk mengetahui penempatan kapasitor *shunt* yang paling optimal untuk mengurangi rugi-rugi pada sistem.
3. Untuk mengetahui pengaruh penempatan kapasitor *shunt* terhadap kinerja sistem.

## 1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini tidak menyimpang dari ketentuan, maka perlu diberi batasan dan asumsi sebagai berikut :

1. Tipe dari kompensator yang dibahas pada penelitian ini adalah kapasitor *shunt*.
2. Penelitian dilakukan pada sistem kelistrikan Kalimantan dengan interkoneksi backbone 500 kV AC.
3. Sistem kelistrikan yang digunakan pada penelitian ini adalah pada saat kondisi beban puncak pada tahun 2028.
4. Penelitian ini menggunakan *software* simulasi DigSILENT PowerFactory dan Matlab R2017a

## 1.5 Metodologi

Dilakukan tahapan pengerjaan Tugas Akhir sebagai berikut:

1. Studi Literatur  
Pengumpulan literatur-literatur yang berhubungan dengan analitik rugi-rugi daya saluran transmisi, kapasitor *shunt*, penempatan optimal kapasitor *shunt* dll.
2. Pengumpulan Data  
Data yang digunakan merupakan data yang diperoleh dari Sistem kelistrikan Kalimantan.
3. Simulasi dan Permodelan  
Simulasi dan permodelan yang dilakukan dalam penelitian ini adalah dengan menggunakan *software* DigSILENT PowerFactory. Dibuik permodelan sistem kelistrikan Kalimantan dan memasukkan data rating peralatan yang ada kemudian menganalitik besar rugi-rugi daya pada saluran transmisi.
4. Analisis dan Perhitungan  
Dari hasil simulasi akan didapat data-data yang diperlukan dan kemudian dilakukan analisis penempatan optimal kapasitor untuk mengurangi rugi-rugi jaringan dengan menggunakan metode analitik.
5. Penarikan Kesimpulan  
Setelah melakukan analitik hasil pengujian, maka ditarik suatu kesimpulan berdasarkan kondisi-kondisi yang ada. Kesimpulan ini juga diakhiri dengan saran atau rekomendasi terhadap penelitian selanjutnya.

## 1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika yang ditetapkan pada penyusunan laporan tugas ini adalah sebagai berikut :

- BAB I      Pendahuluan.  
Pada bab ini dijelaskan mengenai latar belakang permasalahan dari pengerjaan tugas akhir, tujuan, permasalahan, batasan masalah, metodologi penelitian, sistematika penulisan dan relevansi pengerjaan tugas akhir.

- BAB II Sistem Kelistrikan Kalimantan, Analisis Aliran Daya, Rugi – rugi Saluran Sistem Transmisi, Metode Analitis Penentuan Lokasi Kapasitor *Shunt*, *Shunt Capacitor*. Sebagai obyek kajian pada tugas akhir ini.
- BAB III Perancangan dan Pemodelan  
Pada tahap ini menjelaskan mengenai penerapan metode analitis untuk menentukan lokasi optimal Kapasitor pada sistem Kelistrikan Kalimantan, dan menjelaskan penurunan persamaan matematis dan hasil pemodelan metode analitis tersebut.
- BAB IV Simulasi dan Analisis .  
Selanjutnya, pada tahap ini memberikan simulasi dan analisis mengenai hasil dari pengujian tentang penentuan lokasi optimal Kapasitor menggunakan metode analitis. Sehingga diperoleh rugi – rugi jaringan yang paling rendah dan profil tegangan menjadi lebih baik dari sebelumnya.
- BAB V Penutup.  
Pada tahap akhir ini memberikan penjelasan mengenai kesimpulan dan saran dari hasil penelitian pada tugas akhir ini.

## 1.7 Relevansi

Penelitian diharapkan dapat memberikan manfaat, yaitu:

1. Menjadi evaluasi kinerja sistem kelistrikan Kalimantan dan dapat diaplikasikan secara langsung untuk meningkatkan efisiensi sistem jaringan.
2. Menjadi referensi bagi mahasiswa yang akan mengerjakan penelitian dengan topik penempatan kapasitor *shunt* dalam rangka mengurangi rugi-rugi pada saluran transmisi.



## **BAB 2**

### **KAJIAN PUSTAKA & DASAR TEORI**

#### **2.1 Saluran Transmisi**

Sistem kelistrikan yang menghubungkan antara pusat pembangkit dan pusat beban pada umumnya terpisah sejauh ratusan hingga ribuan kilometer. Oleh karena itu untuk menghubungkannya menggunakan kawat-kawat saluran transmisi. Saluran transmisi membawa tenaga listrik dari pusat-pusat pembangkit menuju pusat-pusat beban yang ada di Indonesia. Di Indonesia sendiri biasanya menggunakan transmisi tegangan tinggi 150 kV, transmisi tegangan ekstra tinggi 500 kV, dan subtransmisi tegangan 70 kV [1].

Saluran transmisi dilihat dari jarak atau panjangnya dapat dibedakan menjadi tiga, yaitu [2]:

1. Saluran transmisi jarak pendek (*short line*), yaitu saluran yang panjangnya kurang dari 80 km.
2. Saluran transmisi jarak menengah (*medium line*), yaitu saluran yang panjangnya antara 80 – 240 km.
3. Saluran transmisi jarak jauh (*long line*), yaitu saluran yang panjangnya lebih dari 240 km.

Untuk kategori saluran transmisi dibagi menjadi dua saluran yaitu saluran udara (*overhead line*) dan saluran bawah tanah (*underground*). Saluran udara menyalurkan tenaga listrik melalui kawat – kawat yang digantung pada tiang – tiang transmisi dengan perantara isolator – isolator, sedangkan saluran bawah tanah menyalurkan listrik melalui kabel – kabel bawah tanah. Kedua saluran ini mempunyai keuntungan dan kerugian tersendiri. Untuk saluran bawah tanah keuntungannya tidak terpengaruh oleh cuaca dan lebih estetik karena tidak tampak [1]. Sedangkan saluran udara keuntungannya lebih mudah mendeteksi gangguan dibandingkan saluran bawah tanah. Saluran bawah tanah lebih disukai di Indonesia terutama untuk kota – kota besar, tetapi biaya pembangunannya lebih mahal dibandingkan dengan saluran udara dan perbaikannya lebih sukar jika terjadi hubung singkat.

Alasan mengapa tegangan yang disalurkan dari pembangkit menuju beban harus ditingkatkan terlebih dahulu adalah karena alasan ekonomis, keuntungannya yaitu :

1. Penyaluran daya yang sama arus yang dialirkan menjadi berkurang, ini berarti penggunaan bahan tembaga pada kawat penghantar akan berkurang dengan bertambah tingginya tegangan transmisi.
2. Luas penampang konduktor yang digunakan berkurang karena itu struktur penyangga konduktor lebih kecil.
3. Arus yang mengalir di saluran transmisi menjadi lebih kecil maka jatuh tegangan juga menjadi kecil

Saluran transmisi sendiri umumnya juga memiliki rugi-rugi daya. Pada saluran transmisi tegangan ekstra tinggi terdapat rugi – rugi tegangan dan rugi – rugi daya yang disebabkan oleh beberapa faktor diantaranya adalah faktor korona dan faktor kebocoran isolator yang biasanya banyak terjadi pada saluran transmisi tegangan ekstra tinggi, sehingga mengakibatkan tegangan mengalami penurunan atau biasa disebut dengan jatuh tegangan. Hal ini terjadi apabila tegangan pada pada sisi kirim dan sisi terima mengalami perbedaan [2].

## **2.2 Definisi Analisis Aliran Daya**

Analisis berbagai parameter yang terdapat dalam jaringan merupakan salah satu bagian penting dalam perencanaan pengembangan suatu sistem pada masa yang akan datang. Beberapa parameter yang digunakan antara lain aliran daya kompleks, tegangan sistem, dan rugi-rugi daya saluran [3]. Proses analisis parameter jaringan tersebut ditentukan dengan studi aliran beban.

Analisis aliran beban atau yang disebut juga analisis aliran daya adalah suatu studi yang mempelajari aliran daya pada suatu sistem kelistrikan dari suatu titik ke titik lain dan tegangan pada bus-bus yang berada pada sistem tersebut. Analisis aliran daya merupakan penentuan atau perhitungan tegangan, arus, daya aktif, faktor daya dan daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik dalam suatu jaringan sistem tenaga listrik pada keadaan pengoperasian normal, baik yang sedang berjalan maupun yang diharapkan akan terjadi di masa yang akan datang [4]. Dari hasil analisis aliran daya dapat dilihat karakteristik keadaan jaringan tersebut kemudian dapat digunakan sebagai dasar untuk proses analisis perhitungan lainnya seperti analisis harmonik dan analisis gangguan pada jaringan lainnya.

Pada studi analisis aliran daya terdapat beberapa metode seperti Gauss-Seidel, Newton Raphson, Fast Decouple dan metode lainnya. Secara matematis metode Newton Raphson lebih baik dibandingkan

metode Gauss Seidel, karena memiliki sifat konvergensi kuadratik. Untuk sistem yang lebih besar, metode Newton-Raphson jauh lebih efisien dan lebih praktis [3]. Sedangkan pada penelitian ini digunakan studi aliran daya dengan menggunakan metode Newton-Raphson.

Tujuan dari analisis aliran daya adalah [5] :

1. Untuk mengetahui komponen jaringan sistem tenaga listrik secara umum.
2. Mengetahui besarnya tegangan pada setiap bus dari suatu sistem tenaga listrik.
3. Menghitung aliran-aliran daya, baik daya nyata maupun daya reaktif yang mengalir dalam setiap saluran.
4. Kerugian-kerugian sistem yang optimal.
5. Perbaikan dan pergantian ukuran konduktor dan tegangan sistem.

Selain itu dalam analisis aliran daya juga terdapat beberapa macam bus, yaitu [6] :

1. Bus Generator

Bus generator yaitu bus dimana generator dihubungkan melalui transformator. Daya yang masuk dari generator ke bus generator ke- $i$  (bus nomer  $i$ ) dinyatakan dengan rumus :

$$S_{Gi} = P_{Gi} + jQ_{Gi} \quad (1)$$

Dari bus ke- $i$  ini, daya mengalir ke dua jurusan; jurusan yang pertama adalah langsung ke beban (jika ada) yang terhubung ke bus ini dan yang kedua adalah menuju saluran transmisi di mana daya akan mengalir ke tempat lain yang jauh. Daya yang langsung menuju beban dinyatakan dengan :

$$S_{Bi} = P_{Bi} + jQ_{Bi} \quad (2)$$

sehingga daya yang menuju saluran transmisi di bus- $i$  ini menjadi :

$$S_i = P_i + jQ_i = S_{Gi} - S_{Bi} \quad (3)$$

Ciri-ciri bus generator yaitu [5] :

- a. Terhubung dengan generator.
- b.  $P$  dan  $V$  dari generator diketahui dan tetap.
- c. Sudut fasa dan  $Q$  dari daya reaktif generator dihitung.

## 2. Bus-beban (*load bus*)

Bus pembebanan atau yang biasa juga disebut sebagai Load bus adalah yaitu bus yang tidak terhubung ke generator tetapi terhubung hanya ke beban. Dari bus-beban ke- $j$  (nomor bus  $j$ ) mengalir daya menuju ke beban sebesar  $S_{Bj}$ . Daya yang masuk ke bus beban ini berasal dari saluran transmisi, yang dapat kita katakan bahwa daya mengalir dari bus-beban menuju saluran transmisi tetapi dengan tanda negatif; jadi daya yang keluar dari bus-beban ke- $j$  adalah sebesar:

$$S_j = -S_{Bj} \quad (4)$$

Ciri-ciri bus beban yaitu [5] :

- a. Terhubung dengan beban.
- b. P dan Q dari beban diketahui dan tetap.
- c. V dan sudut fasa tegangan di hitung.

## 3. Bus referensi

Slack bus berfungsi untuk mencatu rugi-rugi dan kekurangan daya aktif dan reaktif pada jaringan. Karena itu bus yang biasa digunakan adalah bus yang berdaya besar, dimana tegangan dan sudut fasanya diketahui.

Ciri-ciri *Slack bus* yaitu [5]:

- a. Terhubung dengan generator.
- b. V dan sudut fasa dari generator diketahui dan tetap.
- c. P dan Q dihitung.

### 2.2.1 Analisis Aliran Daya menggunakan Newton Raphson

Analisis aliran daya listrik mempunyai berbagai macam metode dalam menganalisis sebuah sistem tenaga listrik. Dalam analisis numerik, metode Newton (juga dikenal sebagai metode Newton-Raphson), yang mendapat nama dari Isaac Newton dan Joseph Raphson, merupakan metode yang paling dikenal untuk mencari hampiran terhadap akar fungsi riil [5]. Metode Newton-Raphson secara matematis lebih baik dibandingkan dengan metode Gauss-Seidel, karena memiliki sifat kovergensi kuadratik. Untuk sistem yang besar, metode Newton-Raphson jauh lebih efisien dan lebih praktis. Banyaknya iterasi yang diperlukan dengan metode Newton-Raphson yang menggunakan admitansi rel, praktis tidak tergantung pada banyaknya rel. Waktu yang

diperlukan untuk metode Gauss-Seidel (admitansi rel) meningkat hampir sebanding dengan banyaknya rel. Sebaliknya, penghitungan unsur jacobian akan memakan waktu yang cukup lama, sedangkan waktu yang di perlukan untuk tiap iterasi pada metode Newton-Raphson adalah lebih singkat. Waktu yang singkat untuk suatu penyelesaian dengan ketelitian yang sama, menyebabkan bahwa metode Newton-Raphson lebih banyak dipilih untuk semua sistem, seperti pada sistem distribusi [3].

Metode Newton secara umum lebih banyak digunakan dalam program-program aliran daya karena untuk mencapai titik konvergen hanya dibutuhkan waktu komputasi yang pendek, tidak terpengaruh oleh kondisi sistem yang tidak sehat dan jumlah iterasi tidak bergantung pada besarnya sistem. Oleh karena itu untuk solusi aliran daya pada sistem besar maka Newton - Raphson lebih efisien dan praktis.

Dalam metode Newton-Raphson secara luas digunakan untuk permasalahan Persamaan non-linear. Penyelesaian Persamaan ini menggunakan permasalahan yang linear dengan solusi pendekatan. Metode ini dapat diaplikasikan untuk satu Persamaan atau beberapa Persamaan dengan beberapa variabel yang tidak diketahui.

Besaran-besaran listrik yang digunakan untuk koordinat polar, pada umumnya seperti Persamaan (5):

$$V_i = |V_i| < \delta_i; V_j = |V_j| < \delta_j; \text{ dan } Y_{ij} = |Y_{ij}| < \theta_{ij} \quad (5)$$

Untuk persamaan arus sebagai berikut :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j$$

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \theta_{ij} + \delta_j \quad (6)$$

Persamaan (6) dapat disubstitusikan kedalam Persamaan daya menjadi persamaan (7):

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i$$

$$V_i^* = |V_i| < \delta_i \quad V_i^* = \text{Conjugate dari } V_i$$

$$P_i - jQ_i = |V_i| < -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \theta_{ij} + \delta_j$$

$$P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} - \delta_i + \delta_j \quad (7)$$

Dimana:

$$e^{j(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)} \cong \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) + j \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (8)$$

Dari persamaan (7) dan (8) dapat diketahui Persamaan daya aktif (9) dan Persamaan daya reaktif (10):

$$P_i^{(k)} = \sum_{j=1}^n |V_i^{(k)}| |Y_{ij}^{(k)}| |V_j^{(k)}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (9)$$

$$Q_i^{(k)} = - \sum_{j=1}^n |V_i^{(k)}| |Y_{ij}^{(k)}| |V_j^{(k)}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (10)$$

Persamaan (9) dan (10) merupakan langkah awal perhitungan aliran daya menggunakan metode *Newton-Raphson*. Penyelesaian aliran daya menggunakan proses iterasi (k+1). Untuk iterasi pertama nilai k = 0, merupakan nilai perkiraan awal (*initial estimate*) yang ditetapkan sebelum dimulai perhitungan aliran daya.

Hasil perhitungan aliran daya menggunakan Persamaan (9) dan (10) dengan nilai  $P_i^{(k)}$  dan  $Q_i^{(k)}$ . Hasil nilai ini digunakan untuk menghitung nilai  $\Delta P_i(k)$  dan  $\Delta Q_i(k)$ .

Menghitung nilai  $\Delta P_i^{(k)}$  dan  $\Delta Q_i^{(k)}$  menggunakan Persamaan (11) dan (12):

$$\Delta P_i^{(k)} = P_{i,spec} - P_{i,calc}^{(k)} \quad (11)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_{i,spec} - Q_{i,calc}^{(k)} \quad (12)$$

Hasil perhitungan  $\Delta P_i^{(k)}$  dan  $\Delta Q_i^{(k)}$  digunakan untuk matrik Jacobian pada Persamaan :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{bmatrix} \quad (13)$$

Persamaan (13) dapat dilihat bahwa perubahan daya berhubungan dengan perubahan besar tegangan dan sudut phasa.

Secara umum Persamaan (13) dapat disederhanakan menjadi Persamaan (14):

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(k)} \\ \Delta V^{(k)} \end{bmatrix} \quad (14)$$

Dimana besaran element matriks jacobian pada persamaan (14) adalah :

• **J1**

$$\frac{\partial P_i^{(k)}}{\partial \delta_i^{(k)}} = \sum_{j \neq i} |V_i^{(k)}| |V_j^{(k)}| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (15)$$

$$\frac{\partial P_i^{(k)}}{\partial \delta_j} = - |V_i^{(k)}| |V_j^{(k)}| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (16)$$

• **J2**

$$\frac{\partial P_i^{(k)}}{\partial |V_i|} = 2 |V_i^{(k)}| |Y_{ij}| \cos \theta_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_j^{(k)}| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (17)$$

$$\frac{\partial P_i^{(k)}}{\partial |V_j|} = |V_i^{(k)}| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (18)$$

• **J3**

$$\frac{\partial Q_i^{(k)}}{\partial \delta_j} = \sum_{j \neq i} |V_i^{(k)}| |V_j^{(k)}| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (20)$$

$$\frac{\partial Q_i^{(k)}}{\partial \delta_j} = -|V_i^{(k)}| |V_j^{(k)}| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (21)$$

• **J4**

$$\frac{\partial Q_i^{(k)}}{\partial |V_i|} = -2|V_i^{(k)}| |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} - \sum_{j \neq i} |V_j^{(k)}| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (22)$$

$$\frac{\partial Q_i^{(k)}}{\partial |V_i|} = -|V_i^{(k)}| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)}) \quad (23)$$

Dimana  $j \neq i$

Setelah nilai matrik Jacobian dimasukkan kedalam Persamaan (14) maka nilai  $\Delta \delta_i^{(k)}$  dan  $\Delta |V_i|^{(k)}$  dapat dicari dengan menginverskan matrik Jacobian seperti Persamaan (24):

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta^{(k)} \\ |\Delta V|^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} \quad (24)$$

Setelah nilai  $\Delta \delta_i^{(k)}$  dan  $\Delta |V_i|^{(k)}$  diketahui nilainya maka nilai  $\Delta \delta_i^{(k+1)}$  dan  $\Delta |V_i|^{(k+1)}$  dapat dicari dengan menggunakan nilai  $\Delta \delta_i^{(k)}$  dan  $\Delta |V_i|^{(k)}$  ke dalam Persamaan (25) dan (26)

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (25)$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| \quad (26)$$



Nilai  $\delta_i^{(k+1)}$  dan  $IV_i^{(k+1)}$  hasil perhitungan dari Persamaan (25) dan (26) merupakan perhitungan pada iterasi pertama. Nilai ini digunakan kembali untuk perhitungan iterasi ke-2 dengan cara memasukan nilai ini ke dalam Persamaan (9) dan (10) sebagai langkah awal perhitungan aliran daya.

Perhitungan aliran daya pada iterasi ke-2 mempunyai nilai  $k=1$ . Iterasi perhitungan aliran daya dapat dilakukan sampai iterasi ke- $n$ . Perhitungan selesai apabila nilai  $\Delta P_i^{(k)}$  dan  $\Delta Q_i^{(k)}$  mencapai nilai  $2,5 \cdot 10^{-4}$ .

Perhitungan aliran daya menggunakan metode Newton-Raphson

1. Membentuk matrik admitansi  $Y_{rel}$  sistem
2. Menentukan nilai awal  $V^{(0)}$ ,  $\delta^{(0)}$ ,  $P_{spec}$ ,  $Q_{spec}$
3. Menghitung daya aktif dan daya reaktif berdasarkan Persamaan (9) dan (10)
4. Menghitung nilai  $\Delta P_i^{(k)}$  dan  $\Delta Q_i^{(k)}$  berdasarkan Persamaan (11) dan (12)
5. Membuat matrik Jacobian berdasarkan Persamaan (14) sampai Persamaan (23)
6. Menghitung nilai  $\delta^{(k+1)}$  dan  $IV^{(k+1)}$  berdasarkan Persamaan (25) dan (26)
7. Hasil nilai  $\delta^{(k+1)}$  dan  $IV^{(k+1)}$  dimasukan kedalam Persamaan (9) dan (10) untuk mencari nilai  $\Delta P$  dan  $\Delta Q$ . Perhitungan akan konvergensi jika nilai  $\Delta P$  dan  $\Delta Q \leq 10^{-4}$ .
8. Jika sudah konvergensi maka perhitungan selesai, jika belum konvergensi maka perhitungan dilanjutkan untuk iterasi berikutnya.

## 2.3 Kapasitor Shunt

Kapasitor merupakan salah satu alat kompensasi yang relatif murah dan tidak kompleks dibandingkan dengan SVC (Static Var Compensator) ataupun UPFC (Unified Power Flow Controller). Kompensasi yang terdiri dari suatu "bank" kapasitor yang dihubungkan secara seri terhadap masing-masing fasa pada saluran dapat memperkecil impedansi seri dari saluran tersebut. Impedansi merupakan salah satu faktor penyebab utama tegangan jatuh (Drop Voltage) dan merupakan faktor terpenting dalam penentuan daya maksimum yang dapat dikirimkan oleh suatu jaringan.

Untuk mengatasi peningkatan daya reaktif pada bus, maka pada bus tersebut dapat diinjeksikan kapasitor shunt (dalam susunan parallel) untuk

mengatasi beban lagging. Kapasitor ini tersusun dalam jumlah yang banyak (capasitor bank) yang dapat menyuplai sebagian ataupun secara penuh beban reaktif sehingga dapat mengurangi arus untuk menyuplai beban. Tegangan jatuh antara pengirim (sending end) dan beban dapat berkurang, sedangkan faktor daya dan daya aktif akan meningkat dari sisi pengirim [5].

## 2.4 Metode Analitik

Metode analitik yaitu metode yang dikembangkan dengan memodelkan sistem dalam bentuk persamaan matematika. Kemudian persamaan tersebut akan dianalisis untuk mendapatkan hasil dari sistem tersebut. Metode analitik bisa diterapkan untuk perencanaan pengembangan sistem, optimalisasi sistem dan estimasi keadaan sistem [7]. Dalam sistem tenaga listrik, metode analitik bisa diterapkan untuk optimasi penempatan kapasitor dalam rangka mengurangi rugi-rugi sistem transmisi. Metode ini bisa digunakan karena dengan persamaan matematika dapat diketahui secara pasti dan ilmiah lokasi untuk penempatan kapasitor dalam sistem. Salah satu metode baru yang bisa diterapkan untuk optimasi penempatan kapasitor adalah RCF (*Reactive Contribution Factor*).

### 2.4.1 Reactive Contribution Factor

*Reactive Contribution Factor* atau lebih sering disebut RCF adalah sebuah metode analitik baru untuk meningkatkan *modal analysis* untuk penempatan efektif perangkat kompensasi daya reaktif seperti kapasitor pada bus tertentu. Dengan menggunakan metode *analysis modal*, invers matriks Jacobian tereduksi dihitung dan menginformasikan hubungan antara perubahan tegangan dan perubahan dalam injeksi daya reaktif pada setiap bus [8].

*Modal analysis* dapat digunakan sebagai alat untuk memperkirakan dan mengetahui mekanisme terjadinya ketidakstabilan tegangan. Metode ini didasarkan pada perhitungan nilai *eigen (eigen Value)* dan *vector eigen* yang kecil dari matriks Jacobian yang sudah direduksi [9]. Matriks Jacobian didapat dari aliran daya yang menggunakan metode Newton-Raphson. Pada persamaan aliran daya untuk Metode Newton-Raphson diperoleh persamaan sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (27)$$

Kestabilan tegangan sistem dipengaruhi oleh nilai P dan Q. Meskipun pada titik operasinya dianggap bahwa nilai P konstan dan diasumsikan bahwa kestabilan tegangan dipengaruhi oleh perubahan Q. Dengan asumsi ini diperoleh pendekatan metode kurva Q-V. Dari pertimbangan ini maka persamaan (27) dianggap bahwa nilai P 0, sehingga diperoleh :

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

$$0 = J_{p\theta}\Delta\theta + J_{pV} \Delta V$$

$$\Delta\theta = - J_{pV} \Delta V + J_{p\theta}^{-1} \quad (28)$$

$$\Delta Q = J_{Q\theta} \Delta\theta + J_{QV} \Delta V \quad (29)$$

Kemudian persamaan (28) disubstitusikan ke persamaan (29) sehingga menjadi :

$$\Delta Q = [ J_{QV} - J_{Q\theta} J_{p\theta}^{-1} J_{pV} ] \Delta V \quad (30)$$

$$J_R = [ J_{QV} - J_{Q\theta} J_{p\theta}^{-1} J_{pV} ]$$

$$\Delta Q = J_R \Delta V$$

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (31)$$

Dari Persamaan (31), dapat dilihat bahwa perubahan tegangan ( $\Delta V$ ) diperoleh dengan mengalikan injeksi daya reaktif pada bus-bus tertentu dengan invers matriks Jacobian tereduksi ( $J_R^{-1}$ ). Ketika  $J_R^{-1}$  diuraikan lebih lanjut, maka:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathfrak{R}_{11} & \mathfrak{R}_{12} & \cdots & \mathfrak{R}_{1n} \\ \mathfrak{R}_{21} & \mathfrak{R}_{22} & \cdots & \mathfrak{R}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathfrak{R}_{m1} & \mathfrak{R}_{m2} & \cdots & \mathfrak{R}_{mn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} \quad (32)$$

$$[J_R^{-1}] \begin{bmatrix} \mathfrak{R}_{11} & \cdots & \mathfrak{R}_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathfrak{R}_{m1} & \cdots & \mathfrak{R}_{mn} \end{bmatrix}$$

Nilai-nilai RCF di setiap bus beban dihitung dengan menambahkan elemen-elemen inverse Jacobian matrix tereduksi secara vertikal sehingga RCF di bus  $j$  menjadi:

$$\text{RCF}_j = \mathfrak{R}_{1j} + \mathfrak{R}_{2j} + \mathfrak{R}_{3j} + \dots + \mathfrak{R}_{nj} \quad (33)$$

$$\text{RCF}_j = \sum_{i=1}^n \mathfrak{R}_{ij}$$

di mana,  $\mathfrak{R}_{ij}$  adalah baris  $i^{\text{th}}$  dan  $j^{\text{th}}$  adalah elemen kolom dari matriks Jacobian tereduksi. RCF menginformasikan kontribusi setiap bus untuk meningkatkan stabilitas tegangan. Selanjutnya, sebagai tujuan penempatan kompensator adalah untuk meningkatkan stabilitas tegangan, perhitungan RCF hanya berfokus pada efek ke bus yang tidak stabil. RCF dihitung untuk semua bus dan sehubungan dengan bus yang tidak stabil.



sebagian besar pasokan listrik di Kalimantan Barat masih bersumber dari pembangkit berbahan bakar minyak. Kecukupan dan keandalan pasokan masih relatif rendah karena umur beberapa mesin diesel sudah tua dan cadangan pembangkitan tidak memadai. Pada tahun 2017 diproyeksikan beban puncak sistem khatulistiwa adalah sebesar 382 MW dan akan meningkat menjadi 1.039,9 MW pada tahun 2028.. Peningkatan beban puncak ini seiring dengan tersambungannya beberapa sistem *isolated* yaitu sistem Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga Pinoh, Ketapang dan Putussibau. Sistem-sistem kecil lainnya masih beroperasi *isolated*.

Untuk meningkatkan keandalan sistem kelistrikan di Kalimantan Barat, dilakukan pembangunan pembangkit seperti PLTU Parit Baru dan PLTU Pantai Kura-kura. Hingga tahun 2028, kebutuhan tenaga listrik dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit non-BBM serta pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTM, PLTBM dan PLT Sampah di sistem interkoneksi dan sistem-sistem *isolated*.

Dan berikut akan ditunjukkan data beban Kalimantan Barat pada tahun 2028:

**Tabel 3. 1.** Perencanaan beban Kalimantan Barat

Nama	MW	Nama	MW
Beban Air Upas	25	Beban Rasau	50
Beban Bengkayang	18.68	Beban Sandai	8.61
Beban Cemara	62.21	Beban Sanggau	56.05
Beban Entikong	11.83	Beban SeiRaya	180.25
Beban Kendawangan	8.48	Beban Sekadau	20.88
Beban Ketapang	36.19	Beban Sintang	47.93
Beban Kota baru 2	10.67	Beban Sukadana	21.52
Beban Kotabaru	76.19	Beban Tayan	29.87
Beban Nanga Pinoh	18.82	Beban sambas	46.77
Beban Ngabang	15.87	Beban senggiring	34.45
Beban Parit baru	57.44	Beban siantan	98.2
Beban Putussibau	17.66	Beban singkawang	86.25
Total			1039.9

Dan saat ini total kapasitas terpasang adalah sekitar 480 MW dengan perincian seperti pada tabel berikut :

**Tabel 3. 2** Pembangkit terpasang

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Parit Baru (FTP 1)	#1	1 x 50
PLTG	MPP Kalbar	#1,2,3,4	4 x 25
PLTG	Kalbar Peaker	#1,2,3,4	4 x 25
INT	Serawak	-	230
Total			480

Pada sistem kelistrikan Kalimantan Barat pembangkitan dibagi menjadi tiga yaitu pembangkitan terpasang, rencana pembangkitan tetap dan rencana pembangkitan variabel. Pembangkitan terpasang yaitu pembangkit yang sudah ada dan masih beroperasi hingga sekarang. Rencana pembangkitan tetap adalah pembangkitan yang sudah berada dalam proses konstruksi berdasarkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2017-2026 dan rencana pembangkitan variabel adalah rencana pembangkitan yang masih dalam tahap rencana dan akan dibangun..

Hingga tahun 2028, beberapa unit pembangkit dalam tahap konstruksi dan beberapa lagi masih direncanakan untuk dimasukkan dalam sistem. Pembangkit-pembangkit tersebut ditunjukkan dengan tabel berikut.

**Tabel 3. 3.** Perencanaan tambahan pembangkit tahap konstruksi

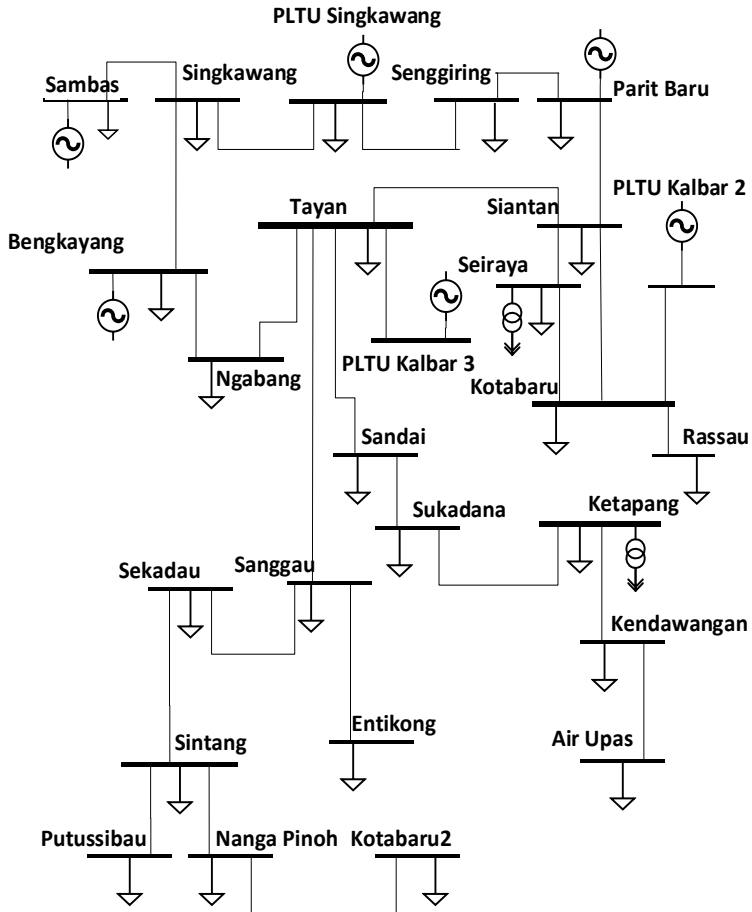
Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kalbar 1	#1,2	2 x 100
PLTU	Parit Baru (FTP 2)	#1,2	2 x 55
PLTU	Parit Baru (FTP 1)	#1	1 x 50
PLTU	Pantai Kura-Kura	#1,2	2 x 27.5
Total			415

**Tabel 3. 4.** Pembangkit dalam tahap rencana

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kalbar 2	#1,2	2 x 100
PLTU	Kalbar 3	#1,2	2 x 100
Total			400

Dari data diatas dibuat pemodelan sistem transmisi Kalimantan Barat dengan menggunakan *software* DigSILENT PowerFactory.

Berikut adalah *single line diagram* sistem kelistrikan Kalimantan wilayah Kalbar :

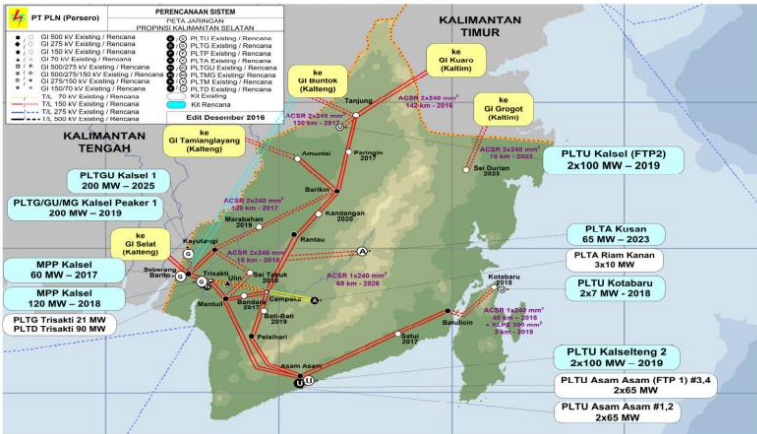


Gambar 3.2 *single line diagram* Kalbar



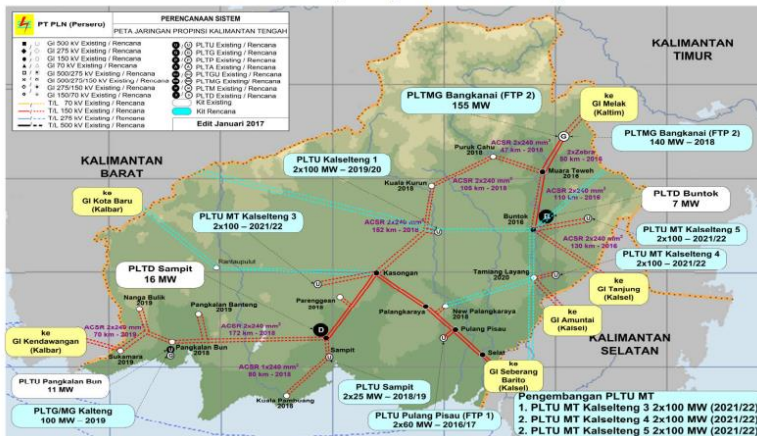
### 3.1.2 Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah

Peta Rencana Pengembangan Kelistrikan Kalsel



Gambar 3. 3 Rencana pengembangan kelistrikan Kalimantan Selatan

Peta Rencana Pengembangan Kelistrikan Kalteng



Gambar 3. 4 Rencana pengembangan kelistrikan Kalimantan tengah

Gambar 3.3 dan Gambar 3.4 adalah peta rencana pengembangan kelistrikan di Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah. Sistem Kalselteng ini biasa juga disebut sistem barito karena sistem barito merupakan sistem interkoneksi kelistrikan terbesar di Kalimantan

Selatan yang membentang dari Batulicin hingga Sampit, Kalimantan Tengah. Beban puncak sistem ini hingga akhir 2017 diperkirakan sebesar 702 MW, dan pada tahun 2028 beban puncak diperkirakan meningkat hingga 1585.25 MW.

Berikut adalah data beban puncak Kalimantan Selatan dan Tenggara pada tahun 2028 :

**Tabel 3. 5.** Data beban Kalimantan Selatan dan Tenggara

Nama	MW	Nama	MW
Beban Amuntai	43.24	Beban Palangkaraya	64.44
Beban Aranio	4.53	Beban Pangkalan banteng	10.83
Beban Asam	24.35	Beban Pangkalanbun	63.51
Beban Bandara	48.44	Beban Paranggean	10.34
Beban Barikin	51.35	Beban Paringin	26.49
Beban Bati	36.08	Beban Pelaihari	47.73
Beban Batulicin	65.63	Beban Pulpis	18.53
Beban Buntok	21.55	Beban Purukcahu	9.55
Beban Cempaka 150	144.2	Beban Rantau	60.01
Beban Cempaka 70	5.13	Beban Sampit	68.26
Beban GIS Ulin	116.9	Beban Satui	28.86
Beban Kadangan	22.06	Beban Sebar	20.33
Beban Kasongan	34.98	Beban Seitabuk	28.48
Beban Kayutangi	27.39	Beban Selat	47.36
Beban Kotabaru(1)	27.35	Beban Sukamara	6
Beban Kuala kurun	6.94	Beban Tamiang	7.56
Beban Kuala pembuang	6.94	Beban Tanjung	56.93
Beban Mantuil	70.69	Beban Teweh	19.04
Beban Marabahan	13.08	Beban Trisakti	144.2
Beban Nanga Bulik	8.48	Beban Trisakti 70	10.49
Beban New Palangkaraya	57.01	Beban Ulin 70	0
Total			1585.25

Total kapasitas terpasang adalah sekitar 640 MW dengan perincian seperti pada tabel berikut :

**Tabel 3. 6.** Pembangkit terpasang

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Asam-Asam	#1,2	2 x 65
PLTU	Asam-Asam	#3,4	2 x 65
PLTU	Pulang Pisau	#1,2	2 x 65
PLTMG	Bangkanai	#1-16	16 x 10
PLTA	Riam Kanan	#1	90
			640

Sama halnya dengan daerah Kalimantan Barat, di wilayah Kalimantan Selatan dan Tenggara juga terdapat beberapa unit pembangkit yang sedang dalam tahap konstruksi dan beberapa lagi direncanakan untuk dimasukkan dalam sistem. Pembangkit-pembangkit tersebut adalah seperti dalam tabel berikut.

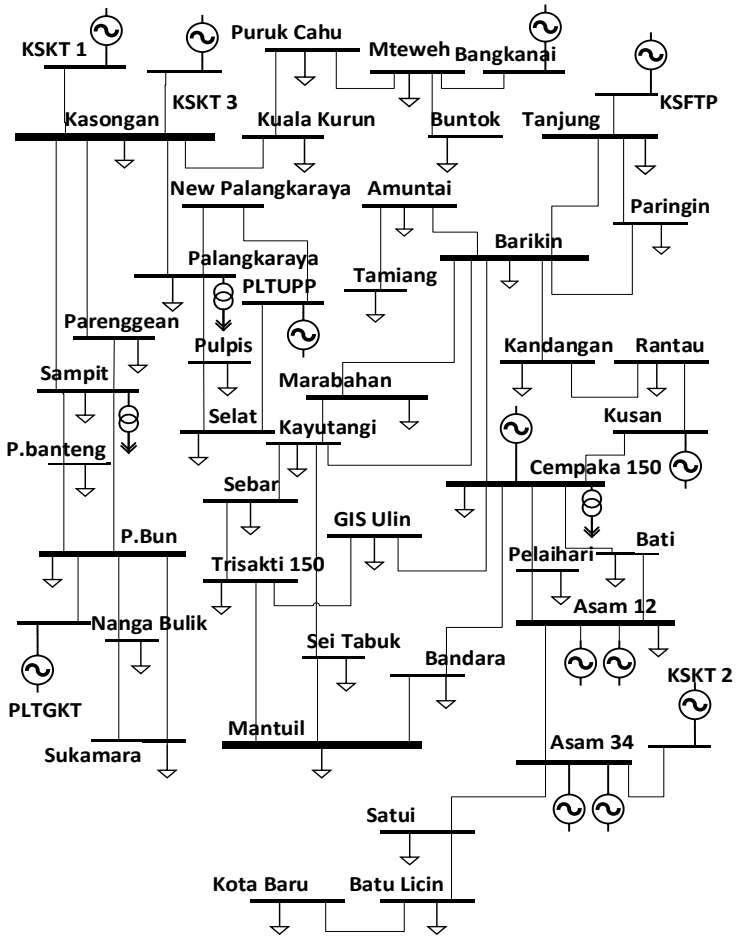
**Tabel 3. 7.** Pembangkit dalam tahap konstruksi

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kalsel (FTP 2)	#1,2	2 x 100
PLTU	Kalselteng 2	#1,2	2 x 100
PLTU	Kalselteng 1	#1,2	2 x 100
PLTU	Sampit	#1,2	2 x 25
PLTMG	Bangkanai 2	#1-15	15 x 9
			785

**Tabel 3. 8.** Pembangkit dalam tahap rencana

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kalselteng 3	#1,2	2 x 100
PLTG	Kalteng	#1,2	2 x 50
PLTA	Kusan	#1	65
			365

Dari data diatas dan data terlampir dibuat pemodelan sistem transmisi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah dengan menggunakan *software* DigSILENT PowerFactory. Berikut adalah *single line diagram* sistem kelistrikan Kalimantan wilayah Kalselteng :



Gambar 3. 5 single line diagram Kalselteng

### 3.1.3 Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara

Berikut adalah peta wilayah rencana pengembangan kelistrikan Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara.



Bontang. Pertumbuhan beban di sistem ini sangat tinggi dan diperkirakan pada akhir tahun 2016 beban puncak akan mencapai 580 MW.

Sistem interkoneksi Kalselteng-Kaltim sendiri direncanakan akan terbentuk pada tahun 2017 setelah transmisi 150 kV Tanjung – Kuaro – Petung – Karangjoang yang saat ini dalam tahap konstruksi akan selesai pembangunannya. Sedangkan interkoneksi dengan Kalimantan Utara direncanakan beroperasi pada tahun 2019 setelah transmisi Sangatta Muara Wahau-Tanjung Redep selesai. Interkoneksi dengan sistem kelistrikan Tarakan direncanakan pada tahun 2020. Beban puncak pada sistem Kalseltengtimra di tahun 2019 diperkirakan sebesar 1.678 MW dan akan meningkat menjadi 3.393 MW pada tahun 2028.

Berikut adalah data beban wilayah Kalimantan Timur dan Utara pada tahun 2028 :

**Tabel 3. 9.** Data beban wilayah Kaltimra pada tahun 2028

Nama	MW	Nama	MW
Beban Bontang	49	Beban Nunukan	33.99
Beban Bontang kuala	20.1	Beban Petung	39.2
Beban Bukit Biru	63.9	Beban Sumberah	25.4
Beban Buklian	34	Beban Samboja	12.2
Beban Embalut	42.9	Beban Sambutan	53.1
Beban GIS Balikpapan	41.7	Beban Sanga-sanga	5.9
Beban GIS Samarinda	40.2	Beban Sangatta	41.1
Beban Grogot	49	Beban Sebuku	1.34
Beban Haru	53.9	Beban Sei durian	0
Beban Juata	0	Beban Sekutak	4.57
Beban Karjo	65.5	Beban Senipah	19.8
Beban Kembang janggut	2.7	Beban Sepaku	3.5
Beban Kotabangun	10	Beban Sepaso	4.7
Beban Kuaro	11.1	Beban Talisayan	3.16
Beban Kuumam	6.5	Beban Tanjung redep	60.88
Beban Lati	8	Beban Tanjung selor	32.96
Beban Malinau	23.95	Beban Tanjungbatu	1.4
Beban Maloi	6.8	Beban Tarakan	0
Beban Melak	26.4	Beban Tengawang	119

**Tabel 3.9.** Data beban wilayah Kaltimra pada tahun 2028 (lanjutan)

Nama	MW	Nama	MW
Beban Manggar	96.1	Beban Teluk Balikpapan	4.57
Beban Muara bengkal	3.3	Beban Tidangpale	0
Beban Muara wahau	6.7	Beban Ujoh bilang	4.7
Beban New Balikpapan	67.6	General Load	7.4
Beban New Samarinda	56.6	Industri	83.4
Total			1348.22

Sama halnya dengan daerah Kalbar dan Kalselteng, wilayah Kaltimra ini juga terdapat beberapa unit pembangkit yang sedang dalam tahap konstruksi dan beberapa lagi direncanakan untuk dimasukan dalam sistem. Berikut adalah data pembangkit wilayah Kalimantan Timur dan Utara. Total kapasitas terpasang adalah sekitar 768 MW dengan perincian seperti pada tabel berikut :

**Tabel 3. 10.** Pembangkit terpasang

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Teluk Balikpapan	#1,2	2 x 50
PLTU	Embalut Ekspansi	#3	1 x 50
PLTU	Embalut	#1,2	2 x 25
PLTU	Kaltim (MT)	#1	1 x 27,5
PLTMG	MPP Kaltim	#1-4	4 x 10
PLTGU	Tanjung Batu	#1	60
PLTG	Senipah	#1,2	2 x 40
PLTG	Kaltim Peaking	#1,2	2 x 80
PLTG	Sambera	#1,2	2 x 20
PLTD	Cogindo	#1-4	4 x 10
Total			767.5

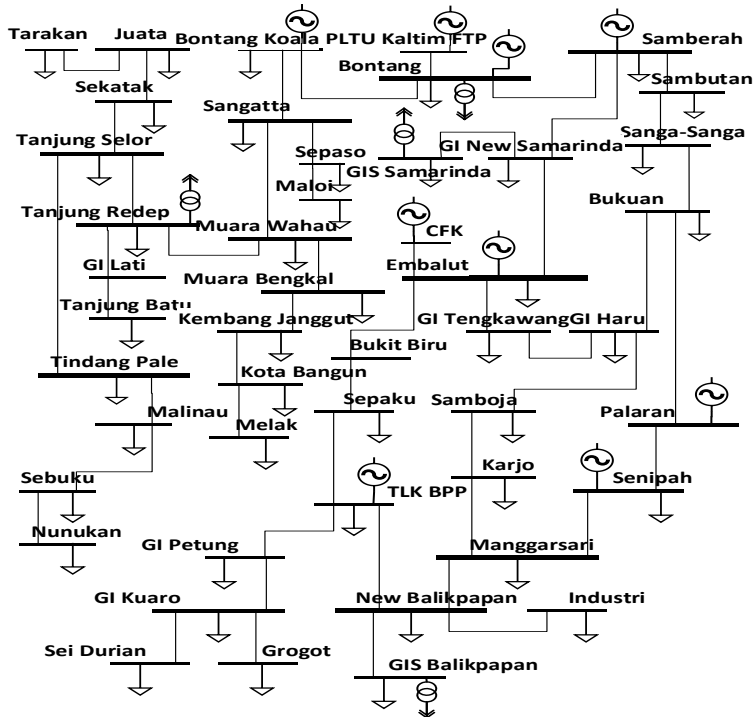
**Tabel 3. 11.** Pembangkit dalam tahap konstruksi dan rencana

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kaltim 4	#1,2	2 x 100
PLTU	Kaltim (FTP 2)	#1,2	2 x 100

**Tabel 3.11.** Pembangkit dalam tahap konstruksi dan rencana(lanjutan)

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kaltim 5 (MT)	#1,2	2 x 100
PLTU	Kaltim (MT)	#2	1 x 27.5
PLTGU	Senipah	#1	1 x 36
PLTG	Kaltim Peaker 2	#1-5	5 x 50
Total			913.5

Dari data diatas dan data terlampir dibuat pemodelan sistem transmisi Kaltimra dengan menggunakan *software* DigSILENT PowerFactory. Berikut adalah *Single Line Diagram* sistem kelistrikan Kalimantan wilayah Kaltimra :



**Gambar 3. 8** single line diagram Kaltimra



### 3.1.4 Interkoneksi Sistem Kelistrikan Kalimantan Backbone 500 kV AC

Interkoneksi dengan saluran backbone 500 kV AC digunakan sebagai penghubung tiga area yaitu Kalbar (Pontianak, Ketapang), Kalselteng (Sampit, Palangkaraya, Banjarmasin), dan Kaltimra (Balikpapan, Samarinda, Bontang, Tanjung Redeb). Berikut adalah data line dan trafo pada sistem backbone 500 kV:

**Tabel 3. 12.** Data line backbone 500 kV

Dari	Menuju	Line	Panjang (km)	Jenis Kabel
Pontianak 500 kV	Ketapang 500 kV	2	230	Dove 500 kV
Ketapang 500 kV	Sampit 500 kV	2	287	Dove 500 kV
Sampit 500 kV	Palangkaraya 500 kV	2	110	Dove 500 kV
Palangkaraya 500 kV	Banjarmasin 500 kV	2	180	Dove 500 kV
Banjarmasin 500 kV	Balikpapan 500 kV	2	370	Dove 500 kV
Balikpapan 500 kV	Samarinda 500 kV	2	95	Dove 500 kV
Samarinda 500 kV	Bontang 500 kV	2	85	Dove 500 kV
Bontang 500 kV	Tanjung Redeb 500 kV	2	280	Dove 500 kV

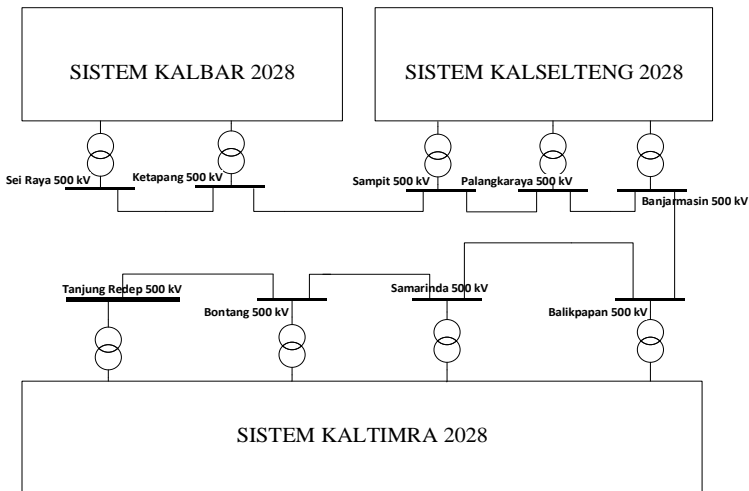
**Tabel 3. 13.** Data trafo backbone 500 kV

Bus	Tegangan (kV)	Kapasitas (MVA)	%Z
Pontianak 500 kV	500/150	500	12.5
Ketapang 500 kV	500/150	500	12.5
Sampit 500 kV	500/150	500	12.5
Palangkaraya 500 kV	500/150	500	12.5

**Tabel 3.13.** Data trafo backbone 500 kV(lanjutan)

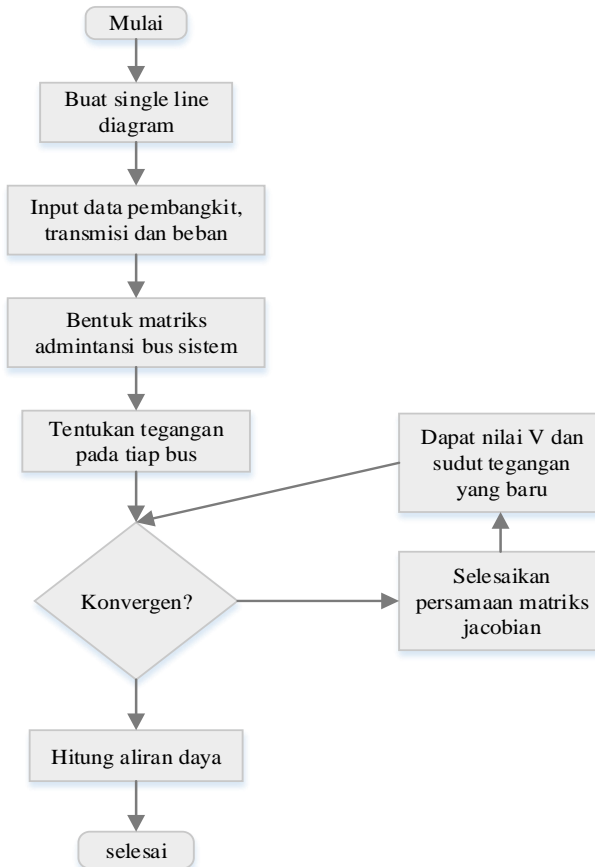
Bus	Tegangan (kV)	Kapasitas (MVA)	%Z
Banjarmasin 500 kV	500/150	1000	12.5
Balikpapan 500 kV	500/150	500	12.5
Samarinda 500 kV	500/150	1500	12.5
Bontang 500 kV	500/150	500	12.5
Tanjung Redeb 500 kV	500/150	500	12.5

Dari data diatas dan data terlampir dibuat pemodelan interkoneksi backbone 500 kV AC sistem kelistrikan Kalimantan yang menghubungkan 3 wilayah tersebut dengan menggunakan *software* DigSILENT PowerFactory. Berikut adalah *single line diagram* interkoneksi sistem kelistrikan Kalimantan :



**Gambar 3. 9** *Single line diagram* interkoneksi backbone 500 kV AC

### 3.2 Diagram Alir Aliran Daya Newton-Raphson dengan *software* DigSILENT PowerFactory

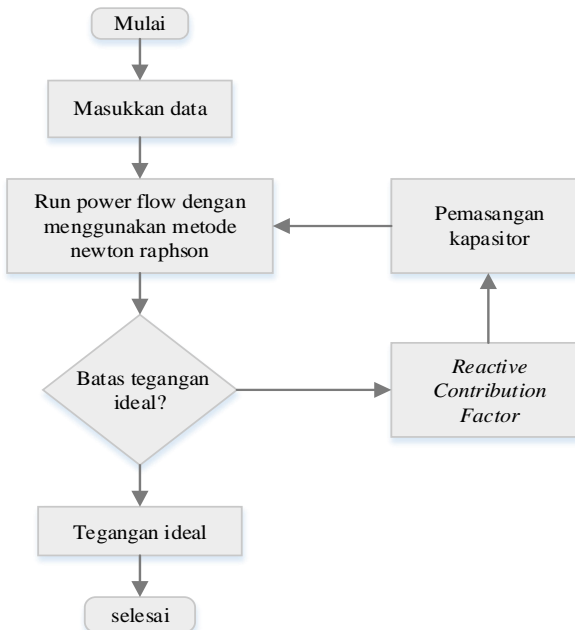


**Gambar 3. 10** Diagram alir metode *Newton-Raphson*

Untuk analisis aliran daya pada penelitian ini menggunakan *software* simulasi DigSILENT PowerFactory. Dan berikut akan diberikan penjelasan yang lebih menyeluruh dari setiap langkah - langkah diagram alir aliran daya *Newton-Raphson* :

1. Membuat single line diagram sistem kelistrikan kalimantan dengan menggunakan *software* DigSILENT PowerFactory.
2. Memasukkan (input) data pembangkit, beban dan transmisi. Data tersebut diperoleh dari RUPTL 2017-2026 dan data proyek Kalimantan.
3. Bentuk persamaan matriks bus admittance.
4. Tentukan tegangan pada setiap bus.
5. Periksa apakah kondisi konvergensi memenuhi syarat.  
Jika terpenuhi, maka iterasi selesai dan lanjut untuk menghitung aliran daya pada slack bus. Jika tidak, lanjut ke langkah selanjutnya.
6. Menghitung element matriks Jacobian.
7. Menghitung besar tegangan dan sudut tegangan baru.
8. Kembali ke langkah 4 dengan bus tegangan baru.

### 3.3 Diagram Alir Penempatan Kapasitor



**Gambar 3. 11** Diagram alir metode *reactive contribution factor*

Untuk menghitung nilai RCF dari setiap bus menggunakan *software* Matlab R2017a. Dan untuk memberikan gambaran yang lebih jelas maka dibawah ini diberikan penjelasan yang lebih menyeluruh dari setiap langkah- langkah Flowchart penelitian penempatan kapasitor :

1. Memasukkan (input) data dari Single Line Diagram sistem transmisi Kalimantan.
2. Menghitung aliran daya dalam sistem menggunakan metode Newton-Raphson.
3. Mengidentifikasi tegangan jatuh ( Drop Tegangan ) pada setiap bus dalam sistem. Sistem akan dianggap stabil apabila tegangan berada pada batas stabilitas tegangan  $0.95 \leq V \leq 1.05$  pu.
4. Melakukan analisis perhitungan RCF (Reactive Contribution Faktor) berdasarkan faktor kontribusi bus terbesar untuk meningkatkan tegangan dan mengurangi tegangan jatuh pada sistem dengan *software* Matlab R2017a.
5. Memasang alat kompensasi ( Kapasitor ) pada bus dengan RCF tertinggi. Kapasitas kapasitor terpasang diasumsikan berdasarkan kebutuhan var sistem hingga kondisi bus mencapai batas toleransi tegangan.
6. Melakukan analisis aliran daya kembali setelah pemasangan kapasitor. Sistem akan dianggap stabil apabila tegangan berada pada batas stabilitas tegangan  $0.95 \leq V \leq 1.05$  pu. Jika salah satu bus masih terdapat tegangan jatuh yang bernilai dibawah 0.95 pu maka kembali pada langkah 4.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan Kalimantan

Pemodelan sistem kelistrikan Kalimantan dalam bentuk *single line diagram* dengan menggunakan *software* DigSILENT PowerFactory. Data yang dibutuhkan untuk pemodelan simulasi sistem kelistrikan Kalimantan menggunakan data yang telah dijelaskan dalam bab sebelumnya dan data yang terlampir. Setelah dilakukan pemodelan pada *software* DigSILENT PowerFactory selanjutnya dilakukan simulasi aliran daya menggunakan metode Newton-Raphson. Dari hasil simulasi dapat dilihat apa kondisi sistem kelistrikan stabil dan dapat berjalan dengan baik.

### 4.2 Hasil analisis aliran daya

#### 4.2.1 Analisis aliran daya wilayah kalimantan barat

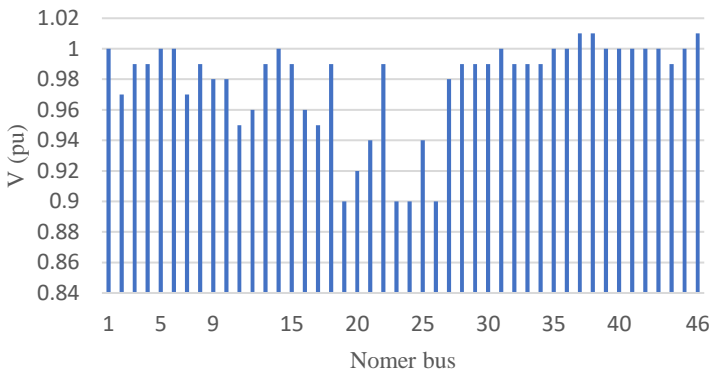
Setelah dilakukan pemodelan kemudian dilakukan analisis untuk mengetahui kondisi sistem kelistrikan apakah stabil atau tidak. Berikut adalah hasil simulasi dan didapatkan tegangan tiap bus di wilayah Kalimantan Barat.

**Tabel 4. 1.** Tegangan Bus Kalbar

No Bus	Nama Bus	V bus (pu)	No Bus	Nama Bus	V bus (pu)
1	Sambas	1.00	24	nanga pinoh	0.90
2	Singkawang	0.97	25	entikong	0.94
3	Senggiring	0.99	26	kotabaru 2	0.90
4	parit baru	0.99	27	air upas	0.98
5	pltu singkawang	1.00	28	kendawangan	0.99
6	Bengkayang	1.00	29	mpp kalbar 1-2	0.99
7	Siantan	0.97	30	mpp kalbar 3-4	0.99
8	pltu kalbar 2-1	0.99	31	paritbaru 1-1	1.00
9	pltu kalbar 2-2	0.98	32	paritbaru 1-2	0.99
10	Tayan	0.98	33	kalbar peaker 1-2	0.99
11	sei raya	0.95	34	kalbar peaker 3-4	0.99
12	Kotabaru	0.96	35	pltu kalbar 1-1	1.00

**Tabel 4.1.** Tegangan Bus Kalbar(lanjutan)

No Bus	Nama Bus	V bus (pu)	No Bus	Nama Bus	V bus (pu)
13	Ngabang	0.99	36	pltu kalbar 1-2	1.00
14	pltu kalbar 3	1.00	37	pltu kura-kura 1	1.01
15	sandai	0.99	38	pltu kura-kura 2	1.01
16	cemara	0.96	39	paritbaru 2-1	1.00
17	rassau	0.95	40	parit baru 2-2	1.00
18	sukadana	0.99	41	serawak 1	1.00
19	sintang	0.90	42	serawak 2	1.00
20	sekadau	0.92	43	pltu kalbar 2-1	1.00
21	sanggau	0.94	44	pltu kalbar 2-2	0.99
22	ketapang	0.99	45	pltu kalbar 3-1	1.00
23	putussibau	0.90	46	pltu kalbar 3-2	1.01

**Gambar 4.1.** Grafik Tegangan bus Kalimantan Barat

Dari tabel dan gambar diatas dapat dilihat bahwa di wilayah Kalimantan Barat terdapat total 46 bus dimana bus 1 sampai dengan bus 28 merupakan bus beban dan bus 29 hingga bus 46 merupakan bus generator. Dari tabel tersebut juga dapat dilihat bahwa dalam sistem ini terdapat 7 bus yang memiliki nilai dibawah batas tegangan minimum atau mengalami kondisi *undervoltage*. Sehingga perlu dilakukan analisis untuk memperbaiki kondisi tersebut. Salah satunya dengan penambahan kompensasi menggunakan kapasitor *shunt*.



#### 4.2.2 Analisa aliran daya Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah

Selanjutnya dilihat analisis aliran daya pada wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah. Sistem kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah dihubungkan oleh sistem transmisi 150 kV. Berikut adalah hasil tegangan tiap bus wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan tengah.

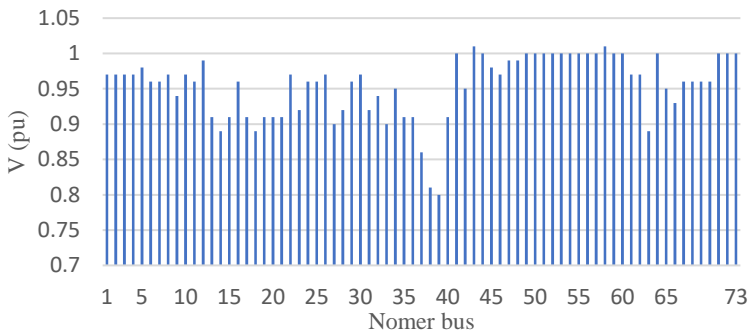
**Tabel 4. 2** Tegangan Bus Kalselteng

No Bus	Nama Bus	V bus (pu)	No Bus	Nama Bus	V bus (pu)
1	Kasongan	0.97	38	Batulicin	0.81
2	New Palangkaraya	0.97	39	Kotabaru(1)	0.80
3	Kuala kurun	0.97	40	Mantuil	0.91
4	Purukcahu	0.97	41	Bangkanai	1.00
5	Teweh	0.98	42	Asam 34	0.95
6	Buntok	0.96	43	Kusan	1.01
7	Paranggean	0.96	44	GI PLTU KST 3	1.00
8	Palangkaraya	0.97	45	GI PLTG Kalteng	0.98
9	Tanjung	0.94	46	Kuala pambuang	0.97
10	Sampit	0.97	47	GI KSKT 2	0.99
11	Pulpis	0.96	48	PLTU KST 1	0.99
12	PLTU Pulpis	0.99	49	KST 1-1(1)	1.00
13	Marabaham	0.91	50	KST 1-2(1)	1.00
14	Amuntai	0.89	51	KST 3-1(1)	1.00
15	Barikin	0.91	52	KST 3-2(1)	1.00
16	Selat	0.96	53	Bangkanai-1(1)	1.00
17	Kayutangi	0.91	54	Bangkanai-2(1)	1.00
18	Tamiang	0.89	55	Bangkanai-3(1)	1.00
19	Rantau	0.91	56	Bangkanai-4(1)	1.00
20	Paringin	0.91	57	Bangkanai-5(1)	1.00
21	Kadangan	0.91	58	Bangkanai-6(1)	1.01
22	Pangkalan banteng	0.97	59	Pulpis-1(1)	1.00
23	Sebar	0.92	60	Pulpis-2(1)	1.00
24	Pangkalanbun	0.96	61	Sampit-1(1)	0.97
25	Nanga Bulik	0.96	62	Sampit-2(1)	0.97

**Tabel 4. 2.** Tegangan Bus Kalselteng(lanjutan)

No Bus	Nama Bus	V bus (pu)	No Bus	Nama Bus	V bus (pu)
26	Kuala pambuang	0.97	63	MPP	0.89
27	Trisakti	0.90	64	PLTG Kalteng-1	1.00
28	Cempaka 150	0.92	65	PLTG Kalteng-2	0.95
29	Sukamara	0.96	66	Riam Kanan(1)	0.93
30	Kuala pambuang	0.97	67	ASAM-1	0.96
31	Pelaihari	0.92	68	ASAM-2	0.96
32	Bati	0.94	69	ASAM-3	0.96
33	GIS Ulin	0.90	70	ASAM-4	0.96
34	Asam	0.95	71	PLTA Kusan-1(1)	1.00
35	Seitabuk	0.91	72	KST 2	1.00
36	Bandara	0.91	73	KST 2(1)	1.00
37	Satui	0.86	-	-	-

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa di wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah terdapat total 73 bus dimana bus 1 sampai dengan bus 40 merupakan bus beban dan bus 41 hingga bus 73 merupakan bus generator. Berikut adalah grafik yang menjelaskan kondisi tegangan bus pada sistem kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah.

**Gambar 4. 2.** Grafik Tegangan bus Kalselteng

### 4.2.3 Analisa aliran daya Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara

Selanjutnya dilihat analisis aliran daya pada wilayah Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara. Sama seperti sistem kelistrikan Kalselteng, sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara dihubungkan oleh sistem transmisi 150 kV. Berikut adalah hasil tegangan tiap bus wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan tengah.

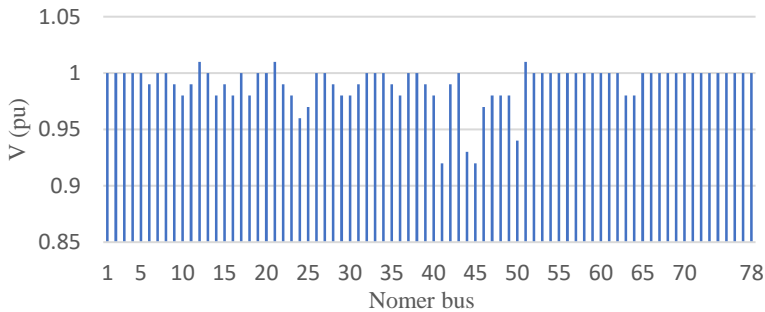
**Tabel 4. 3.** Tegangan Bus Kaltimra

No Bus	Nama Bus	V bus (pu)	No Bus	Nama Bus	V bus (pu)
1	bontang koala	1.00	40	karjo	0.98
2	sangatta	1.00	41	kuaro	0.92
3	pltu kaltim MT	1.00	42	teluk balikpapan	0.99
4	tarakan	1.00	43	senipah	1.00
5	juata	1.00	44	sei durian	0.93
6	sekatak	0.99	45	tanah grogot	0.92
7	sepasso	1.00	46	petung	0.97
8	bontang	1.00	47	new balikpapan	0.98
9	gis samarinda	0.99	48	manggarsari	0.98
10	tindang pale	0.98	49	industri	0.98
11	tanjung selor	0.99	50	gis balikpapan	0.94
12	muara wahau	1.01	51	Kaltim Peaking 1	1.01
13	maloi	1.00	52	Kaltim Peaking 2	1.00
14	gi new samarinda	0.98	53	Pltu Kaltim Ftp 1	1.00
15	samberah	0.99	54	Pltu Kaltim Ftp 2	1.00
16	sambutan	0.98	55	Kaltim Mt-1	1.00
17	BB	1.00	56	Kaltim Mt-2	1.00
18	malinau	0.98	57	Mpp-1	1.00
19	lati	1.00	58	Mpp-2	1.00
20	tanjung redep	1.00	59	Cogindo 1	1.00
21	muara bengkal	1.01	60	Cogindo 2	1.00
22	CFK	0.99	61	Kaltim 4-1	1.00
23	sanga-sanga	0.98	62	Kaltim 4-2	1.00
24	nunukan	0.96	63	Smb-1	0.98
25	sebuku	0.97	64	Smb-2	0.98
26	tanjung batu	1.00	65	Sinar Mas-1	1.00

**Tabel 4.3.** Tegangan Bus Kaltimra(lanjutan)

No Bus	Nama Bus	V bus (pu)	No Bus	Nama Bus	V bus (pu)
27	Taliyasan	1.00	66	Sinar Mas-2	1.00
28	embalut	0.99	67	Embalut 1	1.00
29	tengkawang	0.98	68	Embalut 2	1.00
30	harapan baru(haru)	0.98	69	Embalut ekspansi 2	1.00
31	bukuan	0.99	70	Kaltim Peaker 1	1.00
32	kembang janggut	1.00	71	Kaltim Peaker 2	1.00
33	melak	1.00	72	Pltu Kaltim Mt 1	1.00
34	kota bangun	1.00	73	Pltu Kaltim Mt 2	1.00
35	bukit biru	0.99	74	Gt Snp-1	1.00
36	samboja	0.98	75	Gt Snp-2	1.00
37	palaran	1.00	76	Senipah Steam	1.00
38	ujoh bilang	1.00	77	Tbpp-1	1.00
39	sepaku	0.99	78	Tbpp-2	1.00

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa di wilayah Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara terdapat total 78 bus dimana bus 1 sampai dengan bus 50 merupakan bus beban dan bus 51 hingga bus 78 merupakan bus generator. Dari tabel tersebut juga dapat dilihat bahwa dalam sistem ini terdapat 4 bus yang memiliki tegangan dibawah standar/ mengalami *undervoltage*. Berikut adalah grafik yang menggambarkan profil tegangan sistem kelistrikan Kaltimra.



**Gambar 4. 3.** Grafik profil tegangan Kaltimra

#### 4.2.4 Analisis aliran daya pada backbone 500 kV AC

Selanjutnya akan dilihat analisis aliran daya dari sistem interkoneksi yang menghubungkan 3 wilayah yang sudah dijelaskan di subbab sebelumnya. Interkoneksi yang menghubungkan antara 3 wilayah tersebut menggunakan saluran backbone 500 kV AC . Berikut adalah profil tegangan bus pada saluran interkoneksi backbone 500 kV AC.

**Tabel 4. 4.** Profil tegangan pada backbone 500 kV AC

No bus	Nama bus (500 kV)	V bus (pu)	No bus	Nama Bus (500 kV)	V bus (pu)
1	Seiraya	0.98	24	Balikpapan	1
2	Ketapang	0.99	25	Samarinda	1
3	Sampit	0.99	26	Bontang	1
4	Palangkaraya	0.98	27	Tanjung Redep	1
5	Banjarmasin	0.98	28	-	-

#### 4.3 Total losses Sistem Kelistrikan Kalimantan

Setelah didapatkan hasil analisis aliran daya dari sistem kelistrikan Kalimantan, kemudian dapat diketahui *losses* pada sistem tersebut. Dari hasil simulasi dengan menggunakan *software* DigSILENT PowerFactory, di dapatkan total *losses* yang cukup besar Berikut adalah ringkasan hasil simulasi analisis aliran daya sistem kelistrikan Kalimantan dengan menggunakan *software* DigSILENT PowerFactory.

**Tabel 4. 5.** Laporan Hasil Simulasi

<i>Summary Report</i>	P (MW)	Q (MVAR)
<i>Generation</i>	4085.37	1418.46
<i>Load</i>	3973.29	4674.46
<i>Grid Losses</i>	112.08	-3184.66
<i>Line Charging</i>	-	-3846.78

Tabel 4.5 Menjelaskan tentang total rugi-rugi daya dari sistem kelistrikan Kalimantan dengan saluran interkoneksi backbone 500 kV AC sebelum dilakukan optimasi. Dapat dilihat besarnya rugi-rugi daya pada sistem kelistrikan kalimantan adalah 112.08 MW. Pada penelitian ini fokus utama ialah meminimalkan rugi jaringan sistem kelistrikan Kalimantan. Langkah yang dilakukan adalah dengan optimasi

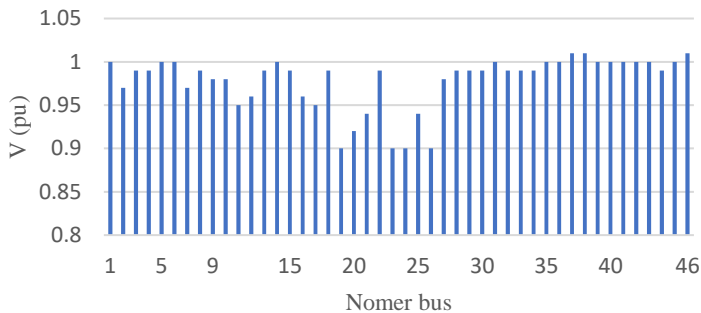
penempatan kapasitor menggunakan metode *Reactive Contribution Factor*.

#### 4.4 Hasil Optimasi Penempatan Kapasitor dengan menggunakan Metode RCF

Pada penelitian ini metode RCF akan digunakan untuk menentukan penempatan optimal dari kapasitor shunt untuk meningkatkan stabilitas dan mengurangi rugi-rugi daya pada sistem kelistrikan Kalimantan dengan level tegangan 150 kV yang tersambung dengan backbone 500 kV AC. Sistem kelistrikan yang akan diuji pada penelitian ini yaitu perencanaan sistem kelistrikan Kalimantan pada tahun 2028. Dipilih saat kondisi beban puncak pada tahun 2028 karena pada tahun tersebut penambahan beban terus meningkat setiap tahun, namun penambahan pembangkit belum terlalu besar sehingga banyak bus yang mengalami kondisi *undervoltage* diakibatkan oleh besarnya daya reaktif yang diserap oleh beban. Sedangkan suplai daya reaktif belum mampu mencukupi kebutuhan sistem. Penerapan metode ini menggunakan aplikasi MATLAB untuk perhitungan optimasi penempatan kapasitornya yang kemudian akan disimulasikan menggunakan *software* DigSILENT PowerFactory.

##### 4.4.1 Sistem kelistrikan Kalimantan Barat

Dari hasil analisis aliran daya dengan menggunakan metode Newton Raphson, kondisi awal untuk profil tegangan tiap bus pada sistem kelistrikan Kalimantan Barat digambarkan dengan grafik sebagai berikut.



Gambar 4. 4. Grafik tegangan bus Kalbar

Pada tegangan tinggi 150 kV nilai toleransi tegangan adalah  $\pm 5\%$  untuk kondisi aman, sehingga batasan minimum standar tegangan 150 kV adalah 142.5 kV dan tegangan maksimum adalah 157.5 kV. Atau dalam satuan pu adalah 0.95 untuk batas minimum dan 1.05 untuk batas maksimum. Dari grafik diatas dapat dilihat bahwa terdapat beberapa bus yang tegangannya dibawah 0.95 pu. Sehingga bus tersebut dianggap melewati batas minimum atau dengan kata lain bus tersebut mengalami *undervoltage*. *Undervoltage* diakibatkan oleh besarnya daya reaktif yang diserap oleh beban. Tingginya kebutuhan akan daya reaktif dari beban ini akan berdampak kepada menurunnya tegangan nominal bus dan mengakibatkan kondisi *undervoltage* terjadi.

Berikut akan dilakukan simulasi penempatan kapasitor menggunakan metode RCF. Dari sub bab sebelumnya sudah dijelaskan bahwa terdapat 7 bus yang mengalami kondisi *undervoltage* yang kemudian akan dianalisa dengan metode RCF untuk penempatan kapasitor.

**Tabel 4. 6.** Profil tegangan bus *undervoltage*

No Bus	Profil tegangan (pu)	No Bus	Profil tegangan (pu)
19	0.90	24	0.90
20	0.92	25	0.94
21	0.94	26	0.90
23	0.90	-	-

Setelah itu akan didapatkan nilai *Reactive Contribution Factor* dari hasil perhitungan dengan menggunakan *software* MATLAB. Berikut adalah nilai RCF sistem kelistrikan Kalimantan Barat.

**Tabel 4. 7.** RCF Tahap 1

No Bus	RCF1	No Bus	RCF1
19	0.122599977	24	1.018861380
20	0.140439690	25	1.287350733
21	0.043874944	26	1.272958599
23	0.731304252	-	-

Dari perhitungan nilai RCF di dapatkan nilai terbesar yaitu pada bus 25. Sehingga akan dilakukan pemasangan kapasitor pada bus 25. Untuk kapasitas yang dipasang pada penelitian ini diasumsikan berdasarkan kebutuhan var sistem. Kapasitas kapasitor yang dipasang pada bus 25 adalah 30 Mvar. Setelah kapasitor dipasang didapatkan hasil tegangan bus baru sebagai berikut :

**Tabel 4. 8.** Tegangan Bus *undervoltage*

No Bus	Profil tegangan (pu)	No Bus	Profil tegangan (pu)
19	0.94	24	0.94
20	0.96	25	0.96
21	0.97	26	0.94
23	0.94	-	-

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa semua bus *undervoltage* mengalami kenaikan nilai tegangan. Namun beberapa bus masih mengalami belum memenuhi standar tegangan. Untuk itu akan dilakukan perhitungan kembali untuk mendapatkan hasil yang lebih optimal. Sama seperti langkah sebelumnya, dilakukan perhitungan RCF untuk menentukan penempatan kapasitor yang optimal.

**Tabel 4. 9.** Bus *undervoltage* & nilai RCF

No Bus	Profil tegangan (pu)	RCF2
19	0.94	0.403372082
23	0.94	1.206852679
24	0.94	0.618064818
26	0.94	1.910760137

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa bus 26 memiliki nilai RCF terbesar sehingga akan dilakukan pemasangan kapasitor shunt dengan kapasitas diasumsikan 10 Mvar. Kemudian didapatkan hasil sebagai berikut :

**Tabel 4. 10.** Hasil penempatan kapasitor tahap 2

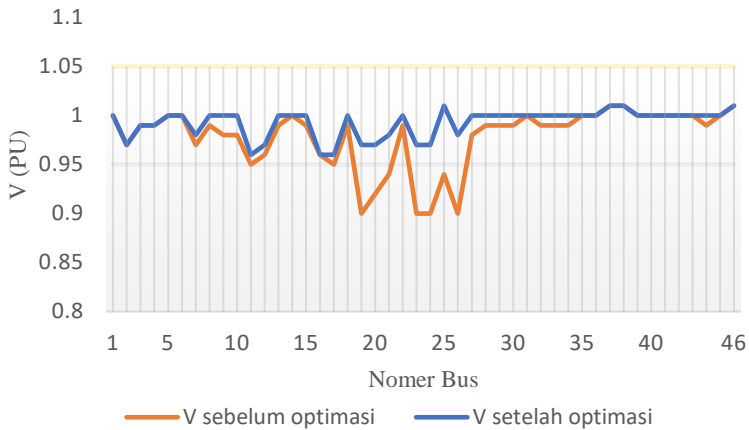
No Bus	Profil tegangan (pu)	No Bus	Profil tegangan (pu)
19	0.97	24	0.97
20	0.97	25	1.01



**Tabel 4.10.** Hasil penempatan kapasitor tahap 2(lanjutan)

21	0.98	26	0.98
23	0.96	-	-

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa dengan pemasangan kapasitor pada bus 25 dan 26, terjadi kenaikan tegangan nominal pada beberapa bus. Terutama pada bus yang mengalami *undervoltage*, sehingga menaikkan stabilitas tegangan sistem. Untuk kondisi Sistem setelah penempatan digambarkan pada grafik berikut.

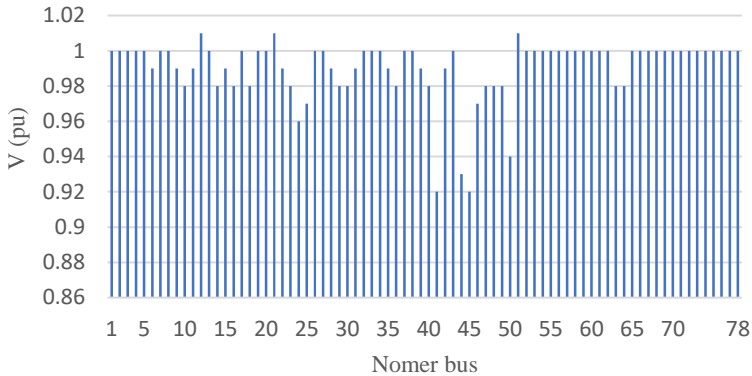


**Gambar 4. 5.** Grafik tegangan sebelum dan setelah optimasi

#### 4.4.2 Sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara

Di wilayah Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara terdapat total 78 bus dengan rincian 50 bus beban dan 28 bus generator. Total pembangkit yang sudah tersedia , pembangkit yang masih dalam tahap pengerjaan, dan pembangkit yang akan dibangun sejumlah 28 pembangkit. Dengan kapasitas daya terbangkitkan sebesar 1681 MW dan total beban 1348.22 MW.

Dari hasil analisis aliran daya dengan menggunakan metode Newton Raphson, kondisi awal untuk profil tegangan tiap bus pada sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan adalah sebagai berikut.



**Gambar 4. 6.** Grafik tegangan bus Kaltimra

Dilihat dari hasil grafik diatas kondisi sistem kaltimra cukup stabil Karena tegangan nominal bus masih dalam batas toleransi. Hal tersebut dikarenakan pada wilayah kaltimra beban mendapatkan supply yang cukup sehingga kondisi sistem cukup stabil. Namun pada sistem kelistrikan kaltimra juga terdapat beberapa bus yang mengalami *undervoltage*. Untuk itu perlu dilakukan analisis penempatan kapasitor agar tegangan bus tidak melebihi batas aman dan tidak mengganggu stabilitas sistem.

**Tabel 4. 11.** Bus *undervoltage* & nilai RCF

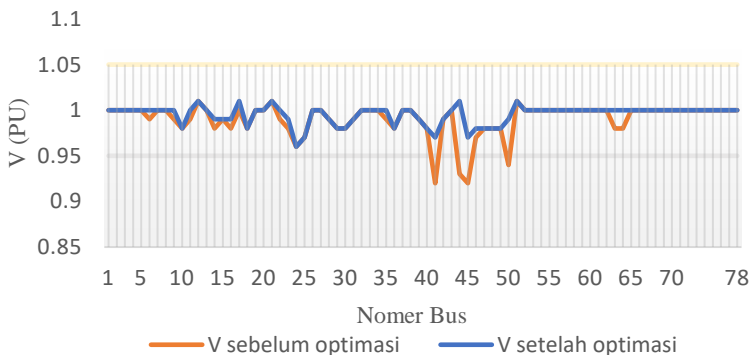
No Bus	Profil tegangan Bus (pu)	RCF
41	0.92	0.031437
44	0.93	0.378678
45	0.92	0.027591

Setelah diketahui kondisi bus yang megalami *undervoltage*, Kemudian dilakukan perhitungan RCF untuk menentukan penempatan optimal dari kapasitor. Dari tiga bus diatas didapatkan RCF terbesar pada bus 44 sehingga dilakukan penempatan kapasitor pada bus tersebut. Kapasitas kapasitor diasumsikan 40 Mvar. Profil tegangan setelah dilakukan penempatan kapasitor tersebut mengalami kenaikan, seperti bisa dilihat pada tabel 4.

**Tabel 4. 12.** Profil tegangan sebelum dan sesudah dioptimasi

No Bus	Profil tegangan Bus (pu)	
	Sebelum penempatan kapasitor	Setelah penempatan kapasitor
41	0.92	0.97
44	0.93	1.01
45	0.92	0.97

Dari tabel diatas dapat disimpulkan bahwa setelah pemasangan kapasitor shunt pada sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan, bus tersebut mengalami kenaikan tegangan nominal, sehingga sudah sesuai dengan batas toleransi tegangan yaitu 0.95 pu. Untuk kondisi sistem setelah penempatan digambarkan pada grafik berikut.

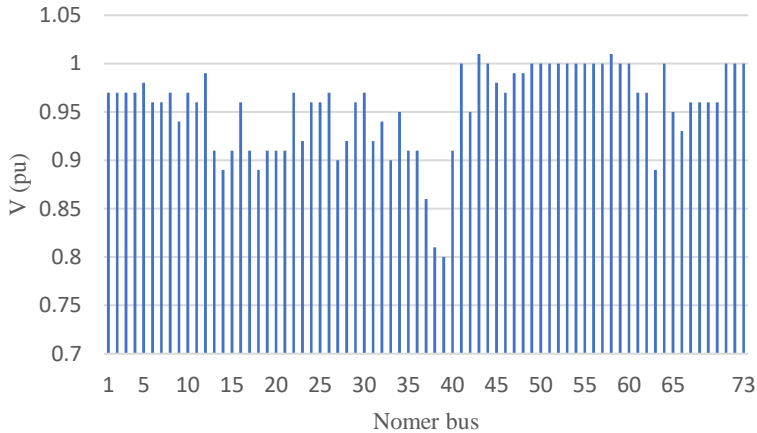


**Gambar 4. 7.** Grafik tegangan sebelum dan setelah optimasi

#### 4.4.3 Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah

Pada sistem transmisi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah terdapat total 73 bus dengan rincian 40 bus beban dan 33 bus generator. Total pembangkit yang sudah tersedia , pembangkit yang masih dalam tahap pengerjaan, dan pembangkit yang akan dibangun sejumlah 25 pembangkit. Dengan kapasitas daya terbangkitkan sebesar 1790 MW dan total beban 1585.25 MW.

Dari hasil analisis aliran daya dengan menggunakan metode Newton Raphson, kondisi awal untuk profil tegangan tiap bus pada sistem kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah adalah sebagai berikut.



**Gambar 4. 8.** Grafik tegangan bus Kalselteng

Dari grafik diatas dapat dilihat bahwa pada sistem kelistrikan Kalselteng cukup banyak bus yang mengalami *undervoltage*. Untuk itu akan dilakukan penambahan kapasitor shunt untuk memperbaiki level tegangan dan mengurangi rugi-rugi daya pada sistem kelistrikan tersebut.

Berikut adalah kondisi awal bus yang mengalami *undervoltage*, untuk kemudian dilakukan analisis RCF sebagai penempatan kapasitor shunt.

**Tabel 4. 13.** Profil tegangan *undervoltage* kalselteng

No Bus	Profil tegangan (pu)	No bus	Profil tegangan (pu)
9	0.94	28	0.92
13	0.91	31	0.92
14	0.89	32	0.94
15	0.91	33	0.90
17	0.91	35	0.91

**Tabel 4.13.** Profil tegangan *undervoltage* kalselteng (lanjutan)

18	0.89	36	0.91
19	0.91	37	0.86
20	0.91	38	0.81
21	0.91	39	0.80
23	0.92	40	0.91
27	0.90	-	-

Setelah diketahui bus yang mengalami *undervoltage*, kemudian dihitung nilai RCF tiap bus untuk optimasi dari penempatan kapasitor shunt. Kapasitas dari kapasitor shunt diasumsikan 90 Mvar. Berikut adalah tabel hasil perhitungan RCF tahap 1:

**Tabel 4. 14.** Hasil perhitungan RCF tiap bus

No Bus	RCF1	No bus	RCF1
9	0.003429	28	0.000783
13	0.005130	31	0.002393
14	0.000142	32	0.001764
15	0.000482	33	0.001068
17	0.003201	35	0.003551
18	0.000981	36	0.002374
19	0.000241	37	0.005747
20	0.001022	38	0.003391
21	0.000642	39	0.008588
23	0.003551	40	0.001562
27	0.000781	-	-

Dari perhitungan menggunakan *software* Matlab didapatkan bus 39 memiliki nilai RCF terbesar sehingga dilakukan pemasangan kapasitor pada bus tersebut. Namun beberapa bus tegangannya masih dibawah batas toleransi tegangan sehingga perlu dilakukan perhitungan RCF untuk optimasi penempatan selanjutnya. Setelah itu dilakukan pemasangan kapasitor tahap 2.

Berikut adalah kondisi bus yang masih mengalami *undervoltage*.

**Tabel 4. 15.** Profil tegangan bus *undervoltage*

No Bus	Profil tegangan (pu)	No bus	Profil tegangan (pu)
13	0.92	23	0.94
14	0.90	27	0.92
15	0.92	28	0.94
17	0.93	31	0.94
18	0.90	33	0.92
19	0.92	35	0.93
20	0.92	36	0.93
21	0.92	40	0.93

Kemudian akan dilakukan perhitungan RCF2 untuk menentukan tempat pemasangan kapasitor tahap 2. Berikut adalah nilai RCF2 dari bus yang mengalami *undervoltage*.

**Tabel 4. 16.** Hasil perhitungan RCF tahap 2

No Bus	RCF 2	No bus	RCF 2
13	0.00456364	23	0.00324955
14	0.00005200	27	0.00073440
15	0.00064945	28	0.00072969
17	0.00295795	31	0.00223276
18	0.00013100	33	0.00100805
19	0.00038573	35	0.00331199
20	0.00134620	36	0.00222164
21	0.00103368	40	0.00156206

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa bus 13 mempunyai nilai RCF terbesar, sehingga akan dilakukan pemasangan kapasitor pada bus tersebut. Setelah pemasangan kapasitor pada bus 13, masih terdapat bus yang belum sesuai batas toleransi. Sehingga perlu dilakukan perhitungan RCF3 untuk kembali menentukan penempatan kapasitor tahap 3.

Berikut adalah bus yang masih mengalami kondisi *undervoltage*.

**Tabel 4. 17.** Profil tegangan bus *undervoltage*

No Bus	Profil tegangan (pu)	No bus	Profil tegangan (pu)
14	0.92	21	0.93
15	0.94	27	0.94
18	0.92	33	0.94
19	0.93	40	0.94
20	0.94	-	-

Kemudian setelah dilakukan perhitungan RCF3 didapatkan nilai RCF seperti pada tabel berikut:

**Tabel 4. 18.** Hasil perhitungan RCF tahap 4

No Bus	RCF 3	No bus	RCF 3
14	0.000006690	21	0.001008949
15	0.000597663	27	0.000722337
18	0.000125000	33	0.000988530
19	0.000378189	40	0.001439610
20	0.001245704	-	-

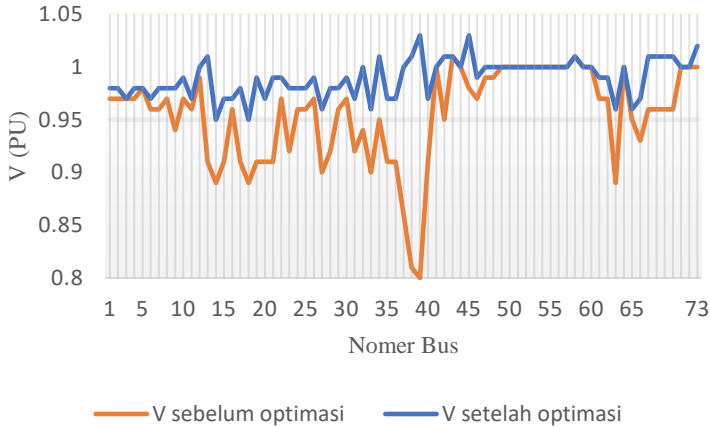
Setelah penempatan kapasitor tahap 3, masih terdapat bus yang mengalami kondisi *undervoltage* sehingga dilakukan analisis RCF4 untuk menentukan pemasangan kapasitor tahap 4. Berikut adalah bus yang masih mengalami kondisi *undervoltage* dan hasil perhitungan RCF nya.

**Tabel 4. 19.** Tegangan bus *undervoltage* & perhitungan RCF tahap 4

No Bus	Profil tegangan (pu)	RCF 4
14	0.93	0.000048400
18	0.93	0.000115000
19	0.94	0.000413680
21	0.94	0.001104585

Kemudian dilakukan perhitungan analisis RCF4 untuk menentukan penempatan optimal kapasitor tahap 4. Dari perhitungan nilai RCF4 didapatkan bus 21 sebagai penempatan optimal kapasitor tahap 4. Dan didapatkan kondisi tegangan pada sistem kelistrikan

Kalselteng mengalami kenaikan Tegangan nominal dan sesuai dengan batas aman. Untuk kondisi sistem setelah penempatan digambarkan pada grafik berikut.



**Gambar 4. 9.** Grafik tegangan sebelum dan setelah optimasi

#### 4.5 Perbandingan *Losses* Sebelum dan Sesudah Penempatan Kapasitor

Hasil dari penempatan kapasitor dapat dilihat dari tabel berikut.

**Tabel 4. 20.** Perbandingan *losses* sebelum dan sesudah optimasi

Perbandingan	Sebelum dioptimasi	Setelah di Optimasi
Vmin (pu)	0.80	0.951
Vmax (pu)	1.01	1.03
P <i>Losses</i> (MW)	112.08	104.51
Q <i>Losses</i>	-3184.66	-3385.26
Line Charging	-3846.78	-3999.55

Dari tabel 4.24 dapat dilihat perbandingan kondisi saat belum dilakukan optimasi dengan kapasitor dan saat setelah dilakukan optimasi menggunakan kapasitor. Tegangan minimum ketika belum dilakukan optimasi adalah sebesar 0.8 pu dan tegangan maksimal sebelum dioptimasi adalah 1.01 pu. Dan setelah dioptimasi menggunakan



kapasitor tegangan minimum menjadi 0.951 dan tegangan maksimumnya 1.03, dimana hal tersebut masih dalam batas toleransi tegangan  $\pm 0.5\%$ .

Rugi-rugi sebelum dioptimasi adalah sebesar 112.08 MW dan ketika dioptimasi turun menjadi 104.51 MW. Dimana sistem kelistrikan Kalimantan mengalami penurunan sebesar 6.75%.

*Halaman ini sengaja dikosongkan.*

## **BAB 5**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1 Kesimpulan**

Berdasarkan hasil yang didapatkan dari analisis dan hasil simulasi pada tugas akhir ini , dapat diambil beberapa kesimpulan, diantaranya :

1. Dari hasil analisis aliran daya dengan menggunakan metode Newton-raphson didapatkan rugi-rugi daya sebesar 112.08 MW
2. Kapasitor shunt dapat memperbaiki level tegangan bus dan mengurangi rugi-rugi daya.
3. Sebelum dilakukan optimasi dengan penempatan kapasitor tegangan minimum pada sistem kelistrikan Kalimantan adalah 0.8 pu dan tegangan maksimumnya 1.01 pu. Setelah dilakukan optimasi dengan penambahan kapasitor tegangan minimum meningkat menjadi 0.951 dan tegangan maksimumnya 1.03 pu.
4. Rugi-rugi daya pada sistem kelistrikan Kalimantan sebelum dilakukan penambahan kapasitor adalah 112.08 MW. Setelah dilakukan optimasi dengan penambahan kapasitor rugi-rugi daya turun menjadi 104.51 MW. Turun hingga 6.75%
5. Penempatan optimal kapasitor diwilayah Kalimantan Barat adalah di GI Entikong dan GI Kotabaru 2, sedangkan diwilayah Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara adalah di GI Sei Durian. Dan diwilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah penempatan optimal untuk kapasitor adalah di GI Marabahan, GI Mantuil, GI kadangan dan GI Kotabaru.

#### **5.2 Saran**

1. Untuk penelitian selanjutnya bisa digunakan metode untuk menentukan kapasitas kapasitor shunt agar lebih optimal.
2. Penelitian selanjutnya dapat digunakan metode lain sebagai perbandingan dengan metode Analitik dan dapat dilihat metod mana yang lebih optimal.

*Halaman ini sengaja dikosongkan.*

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] H. Sujatmiko, "Analisis kerugian daya pada saluran transmisi tegangan ekstra tinggi 500 kV di PT PLN(persero) penyaluran & pusat pengaturan beban (P3B) Jawa bali Regional Jawa Tengah & DIY Unit Pelayanan transmisi Semarang," *Jurnal Teknik Elektro*, vol. 1, no. 1, pp. 33-52, 2009.
- [2] F. Azis, I. N. Sumerti and Ngadiri, "Analisis Kerugian Daya Pada Saluran Transmisi Ehv (Extra High Voltage) Di Pt. Pln Persero Penyaluran Dan Pusat Pengaturan Beban Jawa Bali Regional Jawa Tengah Dan Diy Unit Pelayanan Transmisi Ungaran," *Jurnal Teknik Elektro*, vol. 1, no. 2, pp. 79-85, 2009.
- [3] P. Kusumaningtyas, Aplikasi Metode Newton-Raphson Untuk Menghitung Aliran Beban Menggunakan Program Matlab 7.0.1, Surakarta: Universitas Muhammadiyah Surakarta, 2010.
- [4] W. D. Stevenson, Analisis Sistem tenaga Listrik, Jakarta: Erlangga, 1994.
- [5] A. Kurniawan, Optimalisasi Penempatan Kapasitor Dan Dg ( Distributed Generator ) Terhadap Perbaikan Profil Tegangan Dan Penurunan Losses Pada Sistem Tenaga Ieee 30 Bus, Yogyakarta: Universitas Muhammadiyah Yogyakarta, 2016.
- [6] S. Sudirham, "Darpublic," [Online]. Available: [www.darpublic.com](http://www.darpublic.com). [Accessed 29 Mei 2018].
- [7] A. F. Firmansyah, Penentuan Lokasi dan Ukuran Optimal Distributed Generation (DG) menggunakan Metode Analitis pada Jaringan Distribusi Radial dengan Mempertimbangkan Rugi – Rugi Jaringan Daya Listrik dan Profil Tegangan Berbasis Geographical Information System (GIS), Surabaya : Institut Teknologi Sepuluh Nopember, 2017.

- [8] A. Arief, A. and M. B. Nappu, "An Analytical Method for Optimal Capacitors Placement from the Inversed Reduced Jacobian Matrix," in *3rd International Conference on Power and Energy Systems Engineering*, Kitakyusu, Japan, 2016.
- [9] A. M. syafar, "Penentuan Nilai Eigen Dari Matriks Jacobian Reduksi Pada Sistem Interkoneksi Sul-Sel Dengan Metode Modal Analysis," *Teknik Informatika, STMIK AKAB*, pp. 65-72.
- [10] M. N. A. S. A. Al Qahfi and R. A. Burhan, "Pengaruh Kapasitor Shunt Terhadap Susut Transmisi Sistem Interkoneksi Sulselbar Berbasis DigSILENT PowerFactory 15.1," *INTEK*, vol. 3 (1), pp. 30-35, 2016.
- [11] E. Hosea and Y. Tanoto, "Perbandingan Analisa Aliran Daya dengan Menggunakan Metode Algoritma Genetika dan Metode Newton-Raphson," *Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri – Universitas Kristen Petra*, vol. 4, no. 2, pp. 63-69, 2005.
- [12] N. M. Tabatabaei, N. M. Tabatabaei and A. T. Parsaei, "Optimal Sizing And Placement Of Distributed Generation Sources In Power Systems Based On Analytical Method And DigSILENT," *IJTPE*, vol. 6, no. 4, pp. 30-36, 2014.
- [13] Ichsandi, Y. Basir and Y. Hakimah, "Studi Pengaruh Penambahan Kapasitor Shunt Pada Sistem Kelistrikan 150 Kv Lampung UTARA1," *Jurnal Desiminasi Teknologi*, vol. 1, no. 2, pp. 139-144, 2013.

## BIOGRAFI PENULIS



**Atri Prasetyo Mukti**, biasanya dipanggil Atri. Lahir di Klaten, tanggal 17 Oktober 1996. Umur 21 tahun. Merupakan anak ketiga dari empat bersaudara. Lahir dari pasangan Bapak Sabar dan Ibu Prihantini Penulis menempuh jenjang pendidikan SD di SD Negeri 1 Jarum pada tahun 2002-2003 dan SD Negeri 1 Banyuripan pada tahun 2003-2008, melanjutkan jenjang pendidikan SMP di SMP Negeri 1 Bayat pada tahun 2008-2011 dan melanjutkan jenjang pendidikan SMA di SMA Negeri 1 Klaten pada tahun 2011-2014. Penulis

melanjutkan pendidikan S-1 di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dengan mengambil jurusan Teknik Elektro. Penulis mengambil bidang studi Teknik Sistem Tenaga. Apabila ingin menghubungi dapat melalui email : [prastyamukti@yahoo.co.id](mailto:prastyamukti@yahoo.co.id)

*Halaman ini sengaja dikosongkan.*



## LAMPIRAN

Data Line Kalbar 2028

Nama Line	Type		L(km)
Sambas-singkawang	ACSR 1x240mm	Double	30
Singkawang-Bengkayang	ACSR 1x240mm	Double	38
Bengkayang-Ngabang	ACSR 2x240mm	Double	12
Tayan-Ngabang	ACSR 2x240mm	Double	59,1
Siantan-Tayan	ACSR 1x240mm	Double	1
Siantan-Seiraya	ACSR 1x240mm	Single	32
Siantan- Kotabaru	ACSR 1x240mm	Single	80
Parit Baru- Siantan	ACSR 1x240mm	Single	120
Parit Baru- kotabaru	ACSR 1x240mm	Double	120
Senggiring-Paritbatu	ACSR 1x240mm	Double	60
Kotabaru -Cemara	Single hawk	Double	88,6
SeiRaya-Cemara	Single hawk	Double	140
Sukadana-Ketapang	Double Hawk	Double	220
Ketapang-Kendawangan	Double Hawk	Double	24
Tayan-Sanggau	Double Hawk	Double	106,25
Sanggau-Sekadu	Double Hawk	Double	138
Singkawang-PLTU Singkawang	ACSR 1x240mm	Double	63,2
Sekadau-Sintang	Double Hawk	Double	64
Sandai-Sukadana	Double Hawk	Double	45,68

Tayan-Sandai	Double Hawk	Double	100
Kotabaru-Rasau 150 kV	Double Hawk	Single	100
PLTU Kalbar2-Kotabaru	Double Zebra	Single	30
PLTU Kalbar2(2)-Kotabaru	Double Zebra	Double	74
Sanggau-Entikong	Double hawk	Double	240
Nanga Pinoh- Kotabaru2	Double Hawk	Double	160
Tayan-PLTU Kalbar 3	Double Zebra	Double	120
Sintang-PutusSibau	Double Hawk	Double	35
Kendawangan-Air Upas	Double Hawk	Double	35
Sintang-Nanga Pinoh	Double Hawk	Double	1
PLTU singkawang-senggiring	Single hawk	Double	95

Data line Kalselteng 2028

Nama Line	Tipe		L(km)
Amuntai-Tamiang	DOUBLE HAWK	Double	30
Aranio- Cempaka 70	ACSR 1x120 mm 70 kV	Single	38
Asam12- Bati 2	DOUBLE HAWK	Single	12
Asam12-Pelaihari	ACSR 1x330 mm 150 kV	Single	59,1
Asam12- Asam 34	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	1
Bandara-Mantul	ACSR 2x240 mm 150 kV	Double	32
Barikin-Amuntai	ACSR 1x240 mm 150 kV	Single	80
Barikin-Kayutangi	ACSR 2x240 mm 150 kV	Single	120
Barikin-Marabahan	ACSR 2x240 mm 150 kV	Single	120

Barikin-Tanjung	ACSR 2x240 mm 150 kV	Single	60
Bati-Cempaka	ACSR 1x330 mm 150 kV	Double	88,6
Buntok - Tanjung	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	140
Buntok-Muarateweh	ACSR 2x240 mm 150 kV	Double	220
Cempaka- Bandara	ACSR 2x240 mm 150 kV	Single	24
Cempaka-Barikin	ACSR 1x240 mm 150 kV	Single	106,25
Cempaka - PLTA Kusan	SINGLE HAWK	Double	138
Cempaka 70 kV-Ulin	ACSR 1x120 mm 70 kV	Double	63,2
Gis Ulin-Cempaka	DOUBLE HAWK	Single	64
Kadangan- Barikin	ACSR 1x240 mm 150 kV	Single	45,68
Kasongan- Paranggean	ACSR 2x240 mm 150 kV	Single	100
Kasongan- Sampit	ACSR 2x240 mm 150 kV	Double	100
KayuTangi-SeiTabuk	DOUBLE HAWK	Double	30
Kotabaru-Batulicin	SINGLE HAWK	Double	74
Kuala Kurun - Kasongan	DOUBLE HAWK	Double	240
Kuala Pambuang- Kuala pambuang	DOUBLE HAWK	Single	160
Marabahan-Kayutangi	DOUBLE HAWK	Single	120
Nanga Bulik- pangkalan bun	DOUBLE HAWK	Single	35
Nanga Bulik- Sukamara	DOUBLE HAWK	Single	35
New Palangkaraya- palangkaraya	ACSR 1x240 mm 150 kV	Single	1
New palangkaraya -PLTU Pulpis	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	95

Palangkaraya- Kasongan	ACSR 2x240 mm 150 kV	Single	150
Pangkalan bun- Pangkalan Banteng	SINGLE HAWK	Single	48
Pangkalan bun-Sukamara	DOUBLE HAWK	Single	140
Paraggean-Sampit	SINGLE HAWK	Single	30
Paringin- Barikin	DOUBLE HAWK	Single	2
Pelaihari- Cempaka	ACSR 1x330 mm 150 kV	Single	32,7
Pulpis- Palangkaraya	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	85
Puruk Cahu-Kuala Kurun	DOUBLE HAWK	Double	196
Puruk Cahu- Muara teweh	DOUBLE HAWK	Single	94
Rantau-Kadangan	DOUBLE HAWK	Single	2
Sampit-Pangkalan Banteng	DOUBLE HAWK	Single	172
Sampit-Pangkalan Bun	DOUBLE HAWK	Double	172
Sampit- Kuala pembuang	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	84
Satui- Batulicin	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	100
Sebar- Kayutangi	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	34
Sebar - selat	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	100
SeiTabuk- Mantuil	DOUBLE HAWK	Single	30
Selat-Pulpis	ACSR 1x240 mm 150 kV	Single	38,5
Selat - PLTUPulpis	ACSR 2x240 mm 150 kV	Double	31,5
Tanjung- PLTU KST 1 (2)	DOUBLE HAWK	Single	100
Tanjung- Paringin	ACSR 2x240 mm 150 kV	Double	60
Muaratewéh- Bangkanai	ACSR 1x330 mm 150 kV	Double	100

Trisakti- Gis Ulin	SINGLE HAWK	Double	24
Trisakti- Mantuil	ACSR 2x240 mm 150 kV	Double	30,308
Trisakti- Sebar	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	60
Asam34-Mantul	ACSR 2x240 mm 150 kV	Double	220
Asam34-Satui	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	154,7
GI PLTU KST 3- Kasongan	DOUBLE ZEBRA	Double	120
GI KSKT 2- Asam34	DOUBLE ZEBRA	Double	120
PLTG Klateng - Pangkalanbun	DOUBLE ZEBRA	Single	120
PLTA Kusan - Rantau	ACSR 1x240 mm 150 kV	Single	60,57
PLTU Pulpis- Palangkaraya	ACSR 1x240 mm 150 kV	Double	94

#### Data Line Kaltimra

Nama Line	Type		L(km)
Bontang Koala- Bontang	Single Hawk	Double	10
Sangata- Bontang Koala	Double hawk	Double	95,36
Sangata- Sepaso	Double hawk	Double	85,36
Tarakan- Juata	Double hawk	Double	28
Juata- Sekatak	Double hawk	Double	120
Sekatak- Tanjung Selor	Double hawk	Double	102
Sepaso- Maloi	Double hawk	Double	60
Bontang- Samberah	Double hawk	Double	110
GIS Samarinda- New Samarinda	Single Hawk	Double	30
Tidang Pale- Malinau	Double hawk	Double	52
Tanjung Selor- Tidang Pale	Double hawk	Double	204
Tanjung Selor- Tanjung Redeb	Double hawk	Double	160

PLTU Kaltim MT- Sangata	Double hawk	Double	100
Muara Wahau- PLTU Kaltim MT	Double hawk	Double	120
PLTU Kaltim MT- Muara Bengkal	Double hawk	Double	240
New Samarinda- Embalut	Double Zebra	Double	32
Samberah- New Samarinda	Double Zebra	Double	40
Samberah- Sambutan	Double Zebra	Double	100
Sambutan- Sanga2	Double hawk	Double	7,2
BB- Bontang	Double hawk	Double	30
Malinau- Sebuku	Double hawk	Double	75
Lati- Tanjung Batu	Double hawk	Double	40
Tanjang Redeb- Muara Wahau	Double hawk	Double	240
Tanjang Redeb- Lati	Double hawk	Single	30
Tanjang Redeb- Talisayang	Double hawk	Double	70
Muara Bengkal- Kembang Jangut	Double hawk	Double	200
CFK- Embalut	Single Hawk	Double	3
Sanga2- Bukuan	Double hawk	Double	7,2
Sebuku- Nunukan	Double hawk	Double	156
Embalut- Bukit Biru	Single Hawk	Double	41
Tengkawang- Embalut	Double hawk	Double	31,6
Haru- Tengkawang	Double hawk	Double	16,6
Haru- Samboja	Double hawk	Double	60,8
Bukuan- Haru	Single Hawk	Double	24
Bukuan- Palarang	Double hawk	Single	20
Kembang Jangut- Kota Bangun	Double hawk	Double	40
Melak- Ujoh Bilang	Double hawk	Double	150
Kota Bangun- Melak	Double hawk	Double	268
Kota Bangun- Bukit Biru	Double hawk	Double	120
Bukit Biru- Sepaku	Double hawk	Double	70
Samboja- Karjo	Double hawk	Double	90

Palarang- Senipah	Double hawk	Single	35
Sepaku- TLK BPP	Double hawk	Double	50
Karjo- Manggar	Double hawk	Double	42,4
Kuaro- Sei Durian	Double hawk	Double	140
Kuaro- Grogot	Double hawk	Double	32
TLK BPP- Karjo	Double Zebra	Double	22
TLK BPP- Pentung	Double hawk	Double	90,4
TLK BPP- New BPP	Double Zebra	Double	40
Senipah- Bukuan	Double hawk	Single	55
Puntung- Kuaro	Single Hawk	Double	164
New BPP- Manggar	Single Hawk	Double	26,8
New BPP- Industri	Single Hawk	single	5
New BPP- Industri(1)	Single Hawk	single	5
New BPP- Industri(2)	Single Hawk	single	5
New BPP- GIS Balikpapan	Double hawk	Double	20
Manggar- Senipah	Double hawk	Double	186
Industri- Manggar	Single Hawk	Single	7,2

Data Trafo Kalbar

Bus no	Bus no	R	X
29	4	0,00226	0,09497
30	4	0,00226	0,09497
31	4	0,00226	0,09497
32	4	0,00226	0,09497
33	4	0,00226	0,09497
34	4	0,00226	0,09497
35	5	0,00226	0,09497
36	5	0,00226	0,09497
37	5	0,00278	0,09497

38	5	0,00278	0,09497
39	5	0,00226	0,09497
40	5	0,00226	0,09497
41	6	0,00226	0,09497
42	6	0,00226	0,09497
43	6	0,00226	0,09497
44	8	0,00226	0,09497
45	9	0,00226	0,09497
46	14	0,00226	0,09497
47	14	0,00226	0,09497

Data trafo Kalselteng

bus no	bus no	R	X
52	3	0,00226	0,09497
53	3	0,00226	0,09497
54	43	0,00226	0,09497
55	43	0,00226	0,09497
56	44	0,00226	0,09497
57	44	0,00226	0,09497
58	44	0,00226	0,09497
59	44	0,00226	0,09497
60	44	0,00226	0,09497
61	44	0,00226	0,09497
62	46	0,00226	0,09497
63	46	0,00226	0,09497
64	45	0,00226	0,09497
65	45	0,00226	0,09497
66	50	0,00226	0,09497
67	50	0,00226	0,09497



68	33	0,0019	0,09498
69	49	0,0019	0,09498
70	47	0,0019	0,09498
71	47	0,0019	0,09498
72	31	0,00278	0,09496
73	31	0,00278	0,09496
74	51	0,00226	0,09497
75	51	0,00226	0,09497
76	9	0,00226	0,09497
41	40	0,004	0,09492
41	40	0,004	0,09492
10	9	0,004	0,09492

Data trafo Kaltimra

bus no	bus no	R	X
51	2	0,00226	0,09497
52	2	0,00226	0,09497
53	17	0,00226	0,09497
54	17	0,00226	0,09497
55	3	0,00226	0,09497
56	3	0,00226	0,09497
57	8	0,00278	0,09496
58	8	0,00278	0,09496
59	22	0,00278	0,09496
60	22	0,00278	0,09496
61	28	0,00226	0,09497
62	28	0,00226	0,09497
63	15	0,00278	0,09496

64	15	0,00278	0,09496
65	20	0,0019	0,09498
66	20	0,0019	0,09498
67	28	0,00278	0,09496
68	28	0,00278	0,09496
69	28	0,00278	0,09496
70	28	0,0019	0,09498
71	28	0,00226	0,09497
72	37	0,00226	0,09497
73	37	0,00226	0,09497
74	43	0,00226	0,09497
75	43	0,00226	0,09497
76	43	0,00226	0,09497
77	42	0,00226	0,09497
78	42	0,00226	0,09497