

## OPTIMASI PENEMPATAN CAPASITOR BANK UNTUK MEMINIMALKAN RUGI-RUGI DAYA DAN MENINGKATKAN PROFIL TEGANGAN PADA SISTEM DISTRIBUSI 20 KV LOMBOK

<sup>1</sup> Kukuh Maulana Arhami, <sup>2</sup> Abraham Lomi, <sup>3</sup> Irrine Budi S

<sup>1,2,3</sup> Teknik Elektro S1 ITN Malang, Malang, Indonesia

<sup>1</sup>maulanaarhami97@gmail.com, <sup>2</sup>abraham@lecturer.itn.ac.id, <sup>3</sup>irrine@lecturer.itn.ac.id

**Abstrak**— merupakan salah satu kebutuhan pokok masyarakat yang tidak dapat dipisahkan dari kehidupan di era globalisasi ini. Seiring dengan permintaan bertambahnya pemasangan baru dan bertambahnya penggunaan motor-motor listrik. Kondisi ini menimbulkan masalah kompleks salah satunya adalah jatuhnya tegangan. Banyak metode yang bisa digunakan untuk meningkatkan tegangan yaitu dengan pemasangan kapasitor, penambahan Distribution Generator (DG), pemasangan SVC dan sebagainya. Dalam penelitian ini, metode yang digunakan dengan pengaturan lokasi pemasangan kapasitor untuk meningkatkan profil tegangan dan mengurangi rugi-rugi daya pada jaringan distribusi. Optimasi tentang pengaruh lokasi kapasitor terhadap profil tegangan dan untuk faktor daya pada system distribusi 20 kV Lombok, nilai faktor daya yang kecil merupakan salah satu faktor atau penyebab turunnya profil tegangan yang disebabkan oleh penggunaan daya reaktif yang besar. Pada penelitian ini optimasi penempatan kapasitor diharapkan mampu meningkatkan profil tegangan dan meminimalisir rugi-rugi daya. Setelah melakukan simulasi pada Software ETAP 12.6 hasil yang didapat rugi-rugi daya sebelum optimasi adalah  $P_{aktif} = 1.471,8$  dan  $P_{reaktif} = 4.744.4$  sedangkan rugi-rugi daya sesudah optimasi adalah  $P_{aktif} = 1.268,8$  dan  $P_{reaktif} = 3.676,9$ . Untuk selisih rugi-rugi daya sebelum dan sesudah optimasi adalah sebesar  $P_{aktif} = 203$  KW dan  $P_{reaktif} = 1.067,5$  kVar

**Kata Kunci** ; Drop tegangan, rugi-rugi daya, factor daya, kapasitor

### I. PENDAHULUAN

Listrik merupakan salah satu kebutuhan yang tidak dapat dipisahkan dari kehidupan masyarakat di era globalisasi ini. Penggunaan listrik bertambah seiring dengan meningkatnya permintaan pasang baru. Masyarakat menggunakan energi listrik mulai dari mengisi ulang baterai

ponsel, menyetrিকা, menonton televisi, mencuci, dan memasak. Bagi kalangan non rumah tangga seperti industri dan pelaku usaha, listrik sudah menjadi kebutuhan utama demi kelancaran usaha mereka, seperti misalnya minimarket.[1]

Beban utama seperti industri, komersial dan domestik dihubungkan ke jaringan melalui sistem distribusi. Memastikan kualitas tenaga listrik yang baik dalam batas standar yang diperbolehkan dalam jaringan distribusi tenaga listrik sangat penting. Utilitas mengukur tegangan pelanggan maksimum dan minimum dari setiap pengumpulan untuk memastikan kedua nilai berada dalam kisaran tegangan yang diijinkan dalam standar. Karena penyebaran beban yang cepat, jarak yang jauh darinsaluran transmisi, pengurangan kehilangan daya dan peningkatan profil tegangan, keandalan sistem dan faktor daya merupakan tantangan di sistem distribusi.[2],[3],[4]

Semakin rendah faktor daya suatu sistem, semakin kurang ekonomis pengoperasiannya. Nilai faktor daya yang kecil ini akan mengakibatkan energi yang dikirimkan ke beban tidak dipakai seutuhnya oleh beban, yang mengakibatkan rugi-rugi daya (nilai maksimum faktor daya adalah 1). Hal inilah yang melatar belakangi penulis untuk membahas tentang perbaikan faktor daya dengan menggunakan kapasitor bank pada jaringan distribusi.[5],[6]. Dengan munculnya jaringan dan berbagai kondisi dimana mereka beroperasi, manajemen profil tegangan dan daya reaktif menjadi penting untuk memastikan keamanan sistem dan menggunakan sumber reaktif secara optimal. Akibatnya, daya reaktif dan kontrol *voltase* yang sesuai telah menjadi faktor kritis yang membuatnya penting untuk dikendalikan.[7].

Kapasitor dapat menyediakan beban reaktif, mengurangi kerugian, meningkatkan profil tegangan dan faktor daya (*PF*), oleh karena itu penempatan kapasitor yang

optimal adalah kebutuhan dalam jaringan terintegrasi yang kompleks saat ini. Algoritma ACO (*Ant Colony Optimization*) adalah salah satu algoritma yang digunakan untuk pencarian jalur. Contoh yang dibahas kali ini adalah mengenai pencarian jalur yang melalui semua titik tujuan dengan jarak paling rendah. Algoritma ACO adalah teknik probabilitas untuk menyelesaikan permasalahan, berdasarkan tingkah laku semut dalam sebuah koloni yang mencari sumber makanan. Teknik ini dapat digunakan untuk menemukan solusi dari permasalahan kompleks untuk mendapatkan jalur yang optimal dalam grafik.[8]. Dalam penelitian ini data yang digunakan untuk tujuan optimasi ini adalah dalam bentuk diagram single line sistem jaringan distribusi 20 kV Lombok.

## II. KAJIAN PUSTAKA

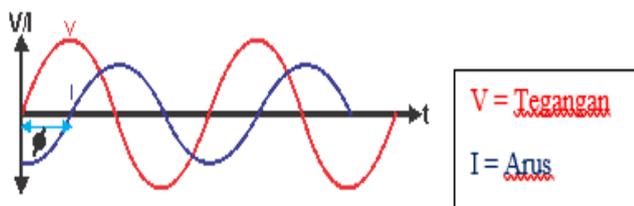
### A. Faktor Daya

Faktor daya merupakan cosinus dari beda sudut fasa antara arus dan tegangan. Faktor daya disimbolkan dengan  $\cos\phi$  dan mempunyai rentang nilai antara 0 sampai 1. Semakin mendekati 1 maka nilai faktor daya akan semakin baik. Kemudian untuk mencari nilai faktor daya dapat dilakukan dengan membagi daya aktif ( $P$ ) dengan daya semu ( $S$ ). Sebagian besar beban sistem tenaga dan peralatan pengiriman (misalnya, saluran dan transformator) bersifat induktif dan oleh karena itu beroperasi pada faktor daya tertinggal. Saat beroperasi pada faktor daya yang tertinggal, sistem tenaga membutuhkan tambahan aliran var, yang mengakibatkan berkurangnya kapasitas sistem, peningkatan kerugian sistem, dan tegangan sistem berkurang.[9] Faktor daya dibagi menjadi dua yaitu faktor daya tertinggal (*lagging*) dan faktor daya mendahului (*leading*).

Berikut adalah penjelasan mengenai kedua factor daya tersebut:

#### 1) Faktor Daya Tertinggal (*lagging*)

Faktor daya lagging menunjukkan kondisi disaat beban bersifat induktif dan memerlukan daya reaktif dari jaringan. Nilai  $\cos\phi$  pada kondisi lagging akan bernilai positif. Kemudian pada gelombang sinus, arus ( $I$ ) akan tertinggal tegangan ( $V$ ) atau tegangan ( $V$ ) akan mendahului arus ( $I$ ) dengan sudut  $\phi$ . Berikut adalah gelombang sinus pada factor daya lagging:



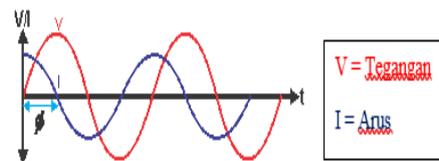
Gambar 1. Gelombang Sinus pada faktor daya *lagging*

#### 1) Faktor Daya Mendahului (*leading*)

Faktor daya *leading* menunjukkan kondisi disaat beban bersifat kapasitif dan memberikan daya reaktif ke jaringan. Nilai  $\cos\phi$  pada kondisi *leading* akan bernilai negative.

Kemudian pada gelombang sinus, arus ( $I$ ) akan mendahului tegangan ( $V$ ) atau tegangan akan tertinggal arus ( $I$ ) sebesar sudut  $\phi$ .

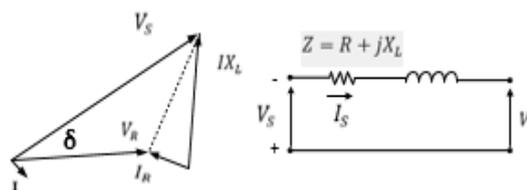
Berikut adalah gambar gelombang sinus pada faktor daya *leading*:



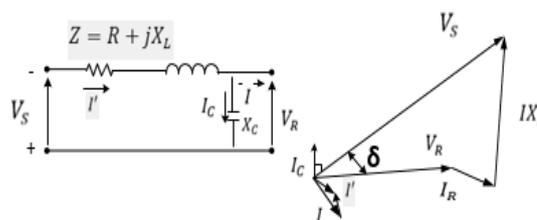
Gambar 2. Gelombang Sinus pada faktor daya *leading*.[10]

### B. Perhitungan Koreksi Faktor Daya

Rasio daya aktif terhadap daya semu dalam suatu sirkuit disebut  $PF$  (*cosh*). Pertimbangkan mengambil beban induktif lagging  $I$  saat ini di  $PF \cos\theta_1$ . Untuk meningkatkan  $PF$  ini sirkuit, kompensasinya adalah untuk menghubungkan komponen tersebut sejajar dengan beban yang membutuhkan reaktif terkemuka komponen dan sebagian membatalkan komponen reaktif lagging dari beban. Struktur diagram garis tunggal dan diagram fasor sebelum menambahkan kapasitor shunt diilustrasikan pada Gambar 2.1.[8]



Gambar 1. Diagram Garis Tunggal Dan Diagram Fasor.



Gambar 2. Diagram Garis Tunggal Dan Diagram Fasor.

Setelah menambahkan kapasitor, Gambar 2 menunjukkan diagram garis tunggal kapasitor shunt yang terhubung di seluruh rangkaian.kapasitor tersebut mengambil  $I_C$  saat ini yang memimpin  $I_C$  saat ini sebagian membatalkan komponen reaktif lagging dari arus beban seperti yang ditunjukkan dalam diagram fasor di Gambar 2.3. Arus rangkaian yang dihasilkan menjadi  $I_0$  dan sudutnya lag adalah  $\theta_2$ . Jelas bahwa  $\theta_2$  kurang dari  $\theta_1$ , sehingga  $PF \cos\theta_2$  baru lebih dari  $PF \cos\theta_1$  sebelumnya dari diagram phasor, jelas bahwa setelah koreksi faktor daya, komponen reaktif *lagging* dari beban adalah dikurangi menjadi  $I' \sin\theta_2$ .

$$I' \sin \theta_2 = I \sin \theta_1 - I_C \quad (1)$$

Dan arus kapasitor diberikan oleh:

$$I_C = I \sin \theta_1 - I' \sin \theta_2 \quad (2)$$

Kapasitansi kapasitor untuk meningkatkan faktor daya dari  $\cos \theta_1$  untuk  $\cos \theta_2$ :

$$C = \frac{I_C}{\omega V} \quad (3)$$

Dan reaktansi kapasitor diberikan oleh:

$$X_C = \frac{V}{I_C} \quad (4)$$

Voltage Drop (VD) pada feeder atau transmisi pendek garis lagging faktor daya dapat diperkirakan sebagai:

$$VD = I_R R + I_X X_L \quad (5)$$

Jika menunjukkan bahwa pada Gambar 2, kapasitor menggantikan konsumsi (beban) yang akan dipasang, penurunan tegangan mungkin adalah hasil Persamaan (6) ke:

$$VD = I_R R + I_X X_L - I_C X_L \quad (6)$$

$I_C$  adalah komponen arus reaktif yang  $90^\circ$  di depan voltase. Perbedaan antara penurunan tegangan Persamaan (5) dan (6) adalah Voltage Rise (VR) yang disebabkan oleh pemasangan kapasitor yang membentuk Persamaan (7) dinyatakan:

$$VR = I_C X_L \quad (7)$$

### C. Kapasitor Bank.

Kapasitor bank adalah komponen listrik yang dapat menghasilkan daya reaktif pada jaringan dimana kapasitor tersebut ditempatkan. Pada tahun-tahun sebelumnya, kapasitor bank lebih banyak biasanya dipasang pada tingkat distribusi dan subtransmisi yang lebih rendah. Namun, telah terjadi penggandaan kapasitor bank baru di tingkat transmisi. Sistem distribusi memiliki rasio  $R/X$  yang tinggi, penurunan tegangan yang signifikan yang dapat menyebabkan hilangnya daya secara total 13% dari daya yang dihasilkan dikonsumsi sebagai kerugian pada tingkat distribusi. Dengan menempatkan kapasitor shunt secara optimal, dengan demikian kita dapat melakukan kontrol aliran daya, meningkatkan sistem stabilitas, koreksi faktor daya, manajemen profil tegangan, dan dengan demikian pengurangan rugi-rugi energi aktif.[13]



Gambar 3. Kapasitor Bank

### 1) Fungsi Kapasitor.[14]

Fungsi utama kapasitor bank utamanya dalam penggunaan listrik kuat adalah untuk memperbaiki factor daya listrik khususnya pada instalasi listrik arus AC dengan daya besar seperti pada pengguna di industri. Berikut ini adalah beberapa fungsi selain dari memperbaiki power factor:

1. Menyuplay daya reaktif dengan tujuan untuk memaksimalkan penggunaan daya kompleks (KVA).
2. Mengurangi terjadinya voltage drop atau turun tegangan.
3. Mencegah overload atau kelebihan beban pada transformer karena kapasitor bisa berfungsi juga sebagai tambahan daya.
4. Mencegah kenaikan temperature kenaikan suhu kabel.
5. Menghemat daya atau efisiensi yaitu dengan menurunkan kVA total karena pemakaian kVA lebih mendekati kW yang terpakai.
6. Meminimalisir terjadinya rugi-rugi jaringan listrik.
7. Mencegah denda PLN karena adanya daya reaktif.

### D. Formulasi Masalah Untuk Perhitungan Kapasitas Kapasitor

#### 1) Kehilangan Daya dan Arus Formulasi Kapasitor

Arus di cabang ( $i, k$ ) yang menghubungkan bus  $i$  dan  $k$  adalah :

$$I_{ik} = \frac{P_{ik} - jQ_{ik}}{V_i}$$

Total Power Loss (TPL) di saluran transmisi adalah:

$$TPL = \sum_{ik=1}^n |I_{ik}|^2 R_{ik}$$

Dimana:

$I_i$  (besarnya saat ini) dan  $R_i$  (masing-masing resisten) dari cabang  $i$ .  $TPL^\alpha$  adalah total daya yang hilang karena aktif komponen arus dan  $TPL^r$  adalah kehilangan daya total karena komponen reaktif saat ini. Memisahkan yang aktif (nyata) dan komponen reaktif saat ini, kekuatan total kerugian dapat dinyatakan sebagai:

$$TPL = TPL^\alpha + TPL^r$$

Karena itu:

$$TPL = \sum_{ik=1}^n |I_{ik}^\alpha|^2 2R_{ik} + \sum_{ik=1}^n |I_{ik}^r|^2 2R_{ik}$$

Kapasitor menarik  $I_c$  arus reaktif dan untuk radial kisi itu hanya mengubah komponen reaktif arus set cabang  $\alpha$ . Arus cabang lain tidak terpengaruh oleh kapasitor. Di dasar [15], arus reaktif baru dari  $(i, k)^{th}$  diberikan oleh:

$$I_{rik}^{new} = I_{ik}^r + D_{ik} I_{ik}^c$$

Dimana:

$$D_{ik} = 1, \text{ jika cabang } (i, k) \in \alpha$$

$$D_{ik} = 0, \text{ jika tidak}$$

Penempatan kapasitor sedemikian rupa sehingga sistem pengurangan kerugian dimaksimalkan dan persamaan matematika diperoleh sebagai berikut :

$$TPL_r^T = \sum_{ik=1}^n (I_{ik}^r + D_{ik} I_c) 2R_{ik}$$

Mengurangkan, seperti dalam Persamaan. (12) dari Persamaan. (13), total penghematan kerugian (TLS) dapat dinyatakan sebagai:

$$TLS = \sum_{ik=1}^n (2D_{ik} I_{ik}^r + D_{ik} I_c^2) R_{ik}$$

$I_c$  kapasitor saat ini yang memberikan kerugian maksimum penghematan bisa didapat dari  $dS/dI_c = 0$  lalu:

$$\sum_{ik=1}^n (D_{ik} I_{ik}^r + D_{ik} I_c) R_{ik} = 0$$

Dengan demikian, arus kapasitor untuk penghematan kerugian maksimum adalah diberikan oleh:

$$I_c = \frac{\sum_{ik \in \alpha}^n I_{ik}^r R_{ik}}{\sum_{ik \in \alpha}^n R_{ik}}$$

## 2) Batasan kapasitor

### a) Jumlah batasan kapasitor

Pembatasan ini bertujuan untuk mengurangi jumlah penempatan kapasitor. Oleh karena itu, jumlah optimal kapasitor ( $N_c$ ) harus kurang dari atau sama dengan jumlah maksimum kemungkinan lokasi ( $N_c^{max}$ ) sebagai:

$$N_c \leq N_c^{max}$$

### b) Batasan ukuran kapasitor

Injeksi daya reaktif harus dalam batas minimum dan maksimum yang layak sebagai:

$$Q_{cj}^{min} \leq Q_{cj} \leq Q_{cj}^{max}$$

dimana,  $Q_{cj}$  adalah injeksi daya reaktif di lokasi  $j$ .

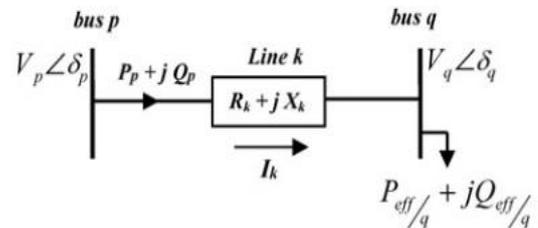
### c) Batasan daya reaktif total

Injeksi daya reaktif total ( $Q_c^{Total}$ ) harus kurang dari atau sama dengan total daya reaktif beban ( $Q_L^{Total}$ ) sebagai:

$$Q_c^{Total} \leq Q_L^{Total}$$

## 3) Analisis sensitivitas dan indeks sensitivitas kerugian (LSI)

Dua LSI disajikan dalam makalah ini untuk menentukan peringkat bus beban menurut tingkat keparahannya untuk mendeteksi secara efisien calon bus beban untuk pemasangan kapasitor. Tujuan dari bus beban kandidat adalah untuk mengurangi ruang pencarian dalam prosedur optimasi. Pertimbangkan 2 node yang dihubungkan oleh cabang sebagai terpisah dalam sistem distribusi radial yang ditunjukkan pada Gambar. 1, di mana bus  $p$  dan  $q$  masing-masing adalah bus ujung pengirim dan penerima.



Gambar 6. Representasi dua node dalam sistem distribusi

Daya aktif  $P_p$  dan daya reaktif  $Q_p$  mengalir melalui cabang  $k$  dari simpul  $p$  ke simpul  $q$  dapat dihitung sebagai:

$$P_p = P_{eff/q} + P_{Lossk}$$

$$Q_p = Q_{eff/q} + Q_{Lossk}$$

Dimana,

$P_p$  dan  $Q_p$  adalah daya yang mengalir melalui cabang  $k$ ,  $P_{eff/q}$  dan  $Q_{eff/q}$  masing-masing adalah beban daya aktif dan reaktif total efektif di luar node  $q$ .  $P_{Lossk}$  dan  $Q_{Lossk}$  masing-masing adalah rugi daya aktif dan reaktif melalui cabang  $k$ .

Arus yang mengalir melalui cabang  $k$  dari simpul  $p$  ke simpul  $q$  dapat dihitung sebagai:

$$I_k = \frac{P_p j Q_p}{V_p \angle -\delta_p}$$

Juga

$$I_k = \frac{V_p \angle \delta_p - V_q \angle \delta_q}{R_k + jX_k}$$

Dimana,

$V_p$  dan  $V_q$  masing-masing adalah besaran tegangan pada node  $p$  dan  $q$ .  $\delta_p$  dan  $\delta_q$  masing-masing adalah sudut tegangan pada node  $p$  dan  $q$ .  $R_k$  dan  $X_k$  masing-masing adalah resistansi dan reaktansi cabang  $k$ . [2]

Dapat ditemukan bahwa:

$$V_p^2 - V_p V_q \angle \delta_q - \delta_p = (P_p - jQ_p)(R_k + jX_k)$$

Dengan menyamakan bagian real dan imajiner pada kedua sisi, maka diperoleh hasil sebagai berikut:

$$\begin{aligned} V_p V_q \cos(\delta_q - \delta_p) &= V_p^2 - (P_p R_k + Q_p X_k) \\ V_p V_q \sin(\delta_q - \delta_p) &= Q_p R_k - P_p X_k \end{aligned}$$

Setelah dikuadratkan dan menambahkan, diperoleh sebagai berikut:

$$V_q^2 = V_p^2 - 2 * (P_p R_k + Q_p X_k) + (R_k^2 + X_k^2) \left( \frac{P_p^2 + Q_p^2}{V_p^2} \right)$$

Kehilangan daya aktif dan reaktif dari cabang  $k$  dapat dihitung sebagai:

$$P_{Lossk} = I_k^2 * R_k = \left( \frac{P_{eff/q}^2 + Q_{eff/q}^2}{|V_q|^2} \right) * R_k$$

$$Q_{Lossk} = I_k^2 * X_k = \left( \frac{P_{eff/q}^2 + Q_{eff/q}^2}{|V_q|^2} \right) * X_k$$

Total kerugian daya aktif dan reaktif dari sistem distribusi radial dapat ditulis sebagai:

$$\begin{aligned} Total P_{Loss} &= \sum_{q=2}^{N_b} \sum_{k=1}^{N_b-1} \left( \frac{P_{eff/q}^2 + Q_{eff/q}^2}{V_q^2} \right) * R_k \\ Total Q_{Loss} &= \sum_{q=2}^{N_b} \sum_{k=1}^{N_b-1} \left( \frac{P_{eff/q}^2 + Q_{eff/q}^2}{V_q^2} \right) * X_k \end{aligned}$$

Dimana,

$P_{eff/q}$  dan  $Q_{eff/q}$  masing-masing adalah beban daya aktif dan reaktif total efektif di luar node  $q$ .  $N_b$  adalah jumlah total bus sistem, sedangkan  $N_b-1$  mengacu pada jumlah total cabang sistem.

Sekarang, indeks sensitivitas kerugian pertama ( $LSI_1$ ) dapat diperoleh dengan membuat turunan pertama  $P_{Lossk}$  sehubungan dengan  $V_q$ , di mana  $P_{eff/q}$ ,  $Q_{eff/q}$  dan  $R_k$  adalah konstanta. Oleh karena itu,  $LSI_1$  dapat ditulis sebagai:

$$LSI_1 = \frac{\partial P_{Lossk}}{\partial V_q} = -2 * R_k * \left( \frac{P_{eff/q}^2 + Q_{eff/q}^2}{V_q^3} \right)$$

Nilai  $LSI_1$  menunjukkan indeks kinerja terbesar dan terkecil. Oleh karena itu, bus yang memiliki nilai negatif  $LSI_1$  terbesar dianggap sebagai bus kandidat untuk pemasangan kapasitor dan bus ini akan diindeks di bagian atas daftar  $LSI_1$ , sedangkan bus yang memiliki nilai negatif terkecil  $LSI_1$  akan diindeks di bagian bawah daftar ini, yang kurang sensitif untuk memasang kapasitor.

Indeks sensitivitas kerugian kedua ( $LSI_2$ ) dapat diperoleh dengan membuat turunan pertama  $P_{Lossk}$  sehubungan dengan  $Q_{eff/q}$  yang memberi:

$$LSI_2 = \frac{\partial P_{Lossk}}{\partial Q_{eff/q}} = \frac{2 * Q_{eff/q} * R_k}{V_q^2}$$

Dimana :

$\partial P_{Lossk}$  = Sensivitas rugi daya yang mengalir di cabang  $k$   
 $\partial Q_{eff/q}$  = sensitivitas daya total reaktif efektif di luar node  $q$   
 $R_k$  = Konstanta  $k$   
 $V_q$  = Tegangan node  $q$

Demikian pula, bus yang memiliki nilai positif  $LSI_2$  terbesar dianggap sebagai bus kandidat untuk pemasangan kapasitor dan bus ini akan diindeks di bagian atas daftar  $LSI_2$ , sedangkan bus yang memiliki nilai positif terkecil dari  $LSI_2$  akan diindeks di bagian bawah daftar ini, yang kurang sensitif untuk memasang kapasitor.

Untuk memberikan peluang yang sama untuk kapasitor tetap dan kapasitor sakelar (lokasi dan ukuran optimal), calon bus berdasarkan indeks sensitivitas yang diusulkan untuk masing-masing harus sama. Oleh karena itu, bus kandidat dipilih dari daftar  $LSI_1$  dan  $LSI_2$  mulai dari daftar teratas hingga sekitar 50% hingga 55% dari jumlah total bus sistem. Bus kandidat untuk pemasangan kapasitor berdasarkan kombinasi  $LSI_1$  dan  $LSI_2$  dimasukkan sebagai variabel kontrol dalam algoritma pengoptimalan sebagai:

$$C = \{x: x \in (A \cup B)\}$$

di mana, C adalah himpunan variabel kontrol, A dan B adalah himpunan bus kandidat berdasarkan  $LSI_1$  dan  $LSI_2$ , masing-masing.

#### E. Algoritma Mundur / Maju Menyapu (BFS)

Algoritma BFS adalah salah satu cara yang paling umum digunakan untuk sistem distribusi aliran beban karena konvergensi yang sederhana, cepat dan kuat serta kebutuhan memori yang rendah untuk pemrosesan dengan efisiensi dan akurasi solusi komputasi. Algoritme BFS terutama melibatkan tiga langkah dasar berulang berdasarkan hukum Kirchhoff saat ini (KCL) dan hukum tegangan Kirchhoff (KVL). Tiga langkah tersebut dinamakan sebagai perhitungan arus nodal, sapuan ke belakang dan sapuan ke depan dan diulangi sampai konvergensi tercapai. BFS menggunakan skema penomoran sistem distribusi radial yang sederhana dan fleksibel untuk menomeri setiap cabang di feeder, lateral dan sub-lateral.

$$N_{Sec}^{Total} = N_{bus}^{Total} - 1$$

Dimana :

$N_{bus}^{Total}$  adalah jumlah total bus. Setiap bagian akan membawa nomor yang kurang satu dari nomor bus penerima, misalnya, jumlah bagian yang menghubungkan ujung pengirim  $p$  dan ujung penerima  $q$  pada Gambar. 1 dapat dihitung sebagai:

$$N_{Sec/p-q} = N_{bus/q} - 1$$

Dimana :

$N_{Sec/p-q}$  adalah nomor bagian antara bus  $p$  dan  $q$ ,  $N_{bus/q}$  adalah nomor bus  $q$ .

Sekarang, skema penomoran sistem distribusi radial harus diterapkan pada sistem distribusi untuk memberikan nomor pada setiap bagian dalam sistem.

Pada iterasi  $k$ , injeksi arus nodal pada node  $i$  karena beban dan elemen shunt lainnya dapat dihitung sebagai:

$$I_i^{(k)} = \left( \frac{S_i}{V_i^{(k-1)}} \right) - (Y_i)(V_i^{(k-1)})$$

dimana,  $I_i^{(k)}$  adalah injeksi arus pada simpul  $i$ ,  $S_i$  adalah injeksi daya yang ditentukan pada simpul  $i$ ,  $V_i^{(k-1)}$  adalah tegangan pada simpul  $i$  pada iterasi  $k-1$ ,  $Y_i$  adalah jumlah dari semua elemen shunt di simpul  $i$ . Pada iterasi  $k$ , dimulai dari cabang di ujung node dan bergerak menuju cabang yang terhubung ke gardu induk. Oleh karena itu, semua arus cabang dapat dihitung dengan menerapkan KCL dan daya melalui cabang-cabang ini dapat ditentukan sebagai:

$$I_L^{(k)} = -I_j^{(k)} - \sum_{m=1}^M \left( \frac{S_m}{V_j^{(k)}} \right)$$

$$S_L^{(k)} = (V_j^k + Z_L * I_L^k)(I_L^k)$$

di mana,  $I_L^{(k)}$  adalah aliran arus di cabang  $L$  pada iterasi  $k$ ,  $I_j^{(k)}$  adalah arus yang diinjeksikan karena elemen shunt pada bus  $j$ ,  $M$  adalah jumlah cabang yang terhubung ke bus  $j$ ,  $S_m$  adalah daya kompleks pada ujung pengiriman dari cabang  $m$ ,  $V_j^{(k)}$  adalah tegangan pada bus  $j$ ,  $S_L^{(k)}$  adalah aliran daya di cabang  $L$  dan  $Z_L$  adalah impedansi dari cabang  $L$ .

Pada iterasi  $k$ , tegangan nodal diperbarui dalam sapuan maju mulai dari cabang di bagian pertama menuju cabang di bagian terakhir dengan menerapkan KVL. Untuk ujung pengirim yang terhubung dengan  $L$  cabang dan ujung penerima  $q$ , tegangan pada ujung penerima pada iterasi  $k$  dapat dihitung sebagai:

$$V_q^{(k)} = V_p^{(k)} - Z_L * I_L^{(k)}$$

Dimana,  $V_p^{(k)}$  dan  $V_q^{(k)}$  masing-masing adalah tegangan pada ujung pengirim dan penerima.

f). Langkah 6: Periksa ketidaksesuaian tegangan

Setelah langkah sebelumnya dihitung, maka tegangan mismatch untuk semua node dihitung, misalnya tegangan mismatch pada bus  $i$  pada iterasi  $k$  dapat dihitung sebagai:

$$\Delta V_i^{(k)} = \left| |V_i^{(k)}| - |V_i^{(k-1)}| \right|$$

Setelah menghitung ketidaksesuaian tegangan, periksa konvergensi tegangan sebagai:

$$\text{Jika } \Delta V_i^{(k)} < \Delta V_{max} \text{ lalu buat } \Delta V_{max} = \Delta V_i^{(k)}.$$

Program akan dihentikan ketika iterasi maksimum tercapai atau konvergensi dari ketidaksesuaian tegangan diverifikasi. Setelah menghitung tegangan node dan arus cabang menggunakan algoritma BFS, total rugi daya aktif dan reaktif dalam sistem distribusi dihitung.

#### F. Algoritma ACO

##### 1) Model matematis dari algoritma ACO

Setiap semut menarik ke rute terpendek sesuai dengan aturan transisi probabilistik yang bergantung pada jumlah feromon yang disimpan dan fungsi panduan heuristik. Oleh karena itu, kaidah transisi probabilistik ant  $k$  untuk pergi dari kota  $i$  ke kota  $j$  dapat dinyatakan seperti dalam masalah wiraniaga keliling sebagai:

$$P_{ij}^k(t) = \frac{[\tau_{ij}(t)]^\alpha [\eta_{ij}(t)]^\beta}{\sum_q [\tau_{iq}(t)]^\alpha [\eta_{iq}(t)]^\beta}; \quad j, q \in N_i^k$$

Dimana :

$T_{ij}$  adalah jejak feromon yang disimpan antara kota  $i$  dan  $j$  oleh semut  $k$ ,  $\eta_{ij}$  adalah jarak pandang atau penglihatan dan sama dengan kebalikan dari jarak atau biaya transisi antara kota  $i$  dan  $j$  ( $\eta_{ij} = 1 / d_{ij}$ ).  $\alpha$  dan  $\beta$  adalah dua parameter yang masing-masing mempengaruhi bobot relatif jejak feromon dan fungsi pemandu heuristik.  $q$  adalah kota-kota yang akan dikunjungi setelah kota  $i$ , sedangkan  $N_k^i$  adalah daftar tabu dalam memori semut yang mengode ulang kota-kota yang dikunjungi untuk menghindari stagnasi. Setelah setiap tur selesai, pembaruan feromon lokal ditentukan oleh setiap semut bergantung pada rute setiap semut seperti:

$$\tau_{ij}(t+1) = (1 - \rho)\tau_{ij}(t) + \rho\tau_o$$

Setelah semua semut ditarik ke rute terpendek, pembaruan feromon global dianggap menunjukkan pengaruh penambahan simpanan baru oleh semut lain yang menarik untuk wisata terbaik seperti:

$$\tau_{ij}(t+1) = (1 - \rho)\tau_{ij}(t) + \varepsilon\Delta\tau_{ij}(t)$$

Dimana,  $T_{ij}(t+1)$  adalah feromon setelah satu tur atau iterasi,  $\rho$  adalah konstanta penguapan feromon,  $\varepsilon$  adalah konstanta pembobotan jalur elit,  $T_o = 1 / d_{ij}$  adalah nilai inkremental feromon setiap semut. Sedangkan  $\Delta T_{ij}$  adalah banyaknya feromon untuk jalur elit sebagai:

$$\Delta\tau_{ij}(t) = w / d_{best}$$

Dimana :

$w$  adalah konstanta positif yang besar dan  $d_{best}$  adalah jarak tour terpendek.

## 2) Penempatan kapasitor yang optimal menggunakan algoritma ACO

Solusi optimal dapat dicapai melalui percobaan yang berulang dan pemilihan kandidat bus untuk optimasi pemasangan kapasitor kembali. Ukuran kapasitor dan lokasi yang sesuai untuk mendukung tegangan dan koreksi factor daya ditentukan dengan cara yang berbeda. Sebuah metode yang umum dan kemudian dijalankan dengan Optimal Capacitor Placement untuk menyempurnakan dan lokasi.

Fungsi panduan heuristik dari soal adalah kebalikan dari fungsi tujuan pada (1) pada iterasi  $t + 1$  sebagai:

$$\eta(t+1) = 1 / \sum_{i=1}^{N_b} F(x)$$

Parameter ACO disesuaikan untuk menemukan nilai optimalnya. Itu Algoritma ACO dapat diterapkan untuk mencari kapasitor yang optimal penempatan menggunakan langkah-langkah berikut:

### a) Langkah 1: Inisialisasi

Sisipkan berikut ini

- Masukkan variabel kontrol yang mewakili lokasi kapasitor secara acak antara 0 dan 1 dalam kasus

kapasitor tetap, tertukar, dan kombinasi kapasitor tetap dan sakelar.

- Masukkan variabel kontrol yang mewakili ukuran kapasitor antara batas minimum dan maksimum (150 dan 1200 kVAR) dalam kasus tetap, sakelar, dan kombinasi keduanya. Dalam kasus kapasitor tetap, nilai-nilai ini didistribusikan secara acak di ruang pencarian. Dalam kasus kapasitor yang diaktifkan, nilai-nilai ini semakin didistribusikan dari batas minimum ke batas maksimum dengan langkah tetap (150 kVAR). Dalam kombinasi kapasitor tetap dan sakelar, dua ruang pencarian digunakan secara paralel untuk kapasitor tetap dan sakelar.
- Masukkan parameter ACO, jumlah semut ( $N_{ants}$ ),  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\rho$  dan  $\varepsilon$ .
- Buat ruang pencarian dengan dimensi ( $N_{ants} \times 2N_{can}$ ), di mana  $N_{can}$  adalah jumlah bus kandidat untuk penempatan kapasitor. Dengan demikian, variabel kontrol  $x_i$  awalnya dapat direpresentasikan secara acak sebagai:

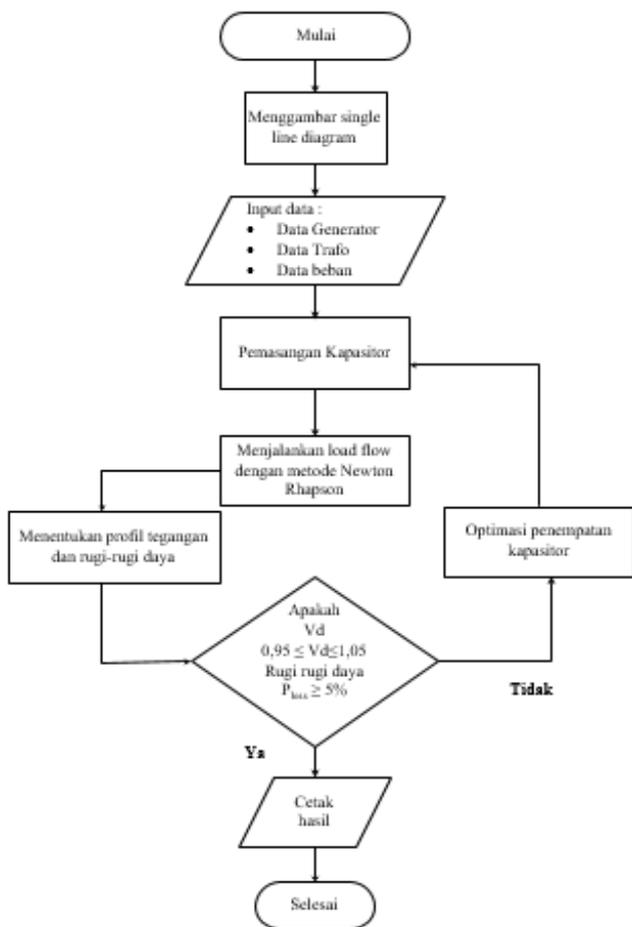
$$x_i^{initial} = [x_1 x_2 x_3 \dots \dots, x_{can}, y_1 y_2 y_3 \dots \dots, y_{can}]$$

di mana,  $x_i$  mengacu pada status lokasi kapasitor dan  $y_i$  mengacu pada ukuran kapasitor.

- Buat feromon awal dengan dimensi ruang pencarian yang sama yang berisi elemen-elemen dengan nilai yang sangat kecil untuk memberikan kesempatan yang sama untuk mencari semua semut.
- Langkah 2: Sediakan posisi pertama*  
Setiap semut diposisikan pada keadaan awal secara acak dalam kisaran yang wajar dari setiap variabel kontrol dalam ruang pencarian dengan satu semut di setiap posisi dalam panjang nilai yang didistribusikan secara acak.
- Langkah 3: Evaluasi*  
Nilai awal dari fungsi objektif diperoleh dengan menerapkan algoritma BFS tanpa kompensasi daya reaktif.
- Langkah 4: Aturan transisi*  
Setiap semut memutuskan untuk mengunjungi posisi berikutnya dalam rentang variabel kontrol lainnya sesuai dengan aturan transisi probabilitas.
- Langkah 5: Pembaruan ruang pencarian*  
Ruang pencarian diperbarui dengan menerapkan bentuk akhir dari matriks tur semut pada ruang pencarian untuk mengatur ulang posisi variabel kontrol.
- Langkah 6: Pembaruan feromon lokal*  
Feromon awal setiap semut diperbarui secara local.



D. *Flowchart Optimasi Penempatan Kapasitor Untuk Rugi-Rugi Daya dan Profil Tegangan.*



Gambar 9. Diagram alir simulasi

IV. SIMULASI DAN ANALISA

A. *Data Pembangkit dan Trafo Step-Up PT.PLN Lombok*

Tabel 1. Data Generator dan Tranformator

No	Generator	Daya terpasang (KW)	Trafo (kVA)
1	Unit 1 Jeranjang	30.000	33.333
2	Unit 2 Jeranjang	25.000	27.778
3	Unit 3 Jeranjang	30.000	33.333
4	Unit 4 PLTD Ampenan	5.000	5.882
5	Unit 5 PLTD Ampenan	3.400	4.000
6	Unit 6 PLTD Ampenan	4.342	5.428
7	Unit 7 PLTD Ampenan	4.000	5.000
8	Unit 8 PLTD Ampenan	3.060	4.000
9	Unit Pengga	27.720	32.611
10	Pielstick	5.000	5.882
11	Ruston 1	1.105	1.300

12	Ruston 2	1.105	1.300
13	Ruston 3	1.103	1.297
14	Ruston 4	1.103	1.297
15	Nigata	5.390	6.341
16	Sulzer 1	6241	7342
17	Sulzer 2	6241	7342
18	Sulzer 3	6241	7342
19	PLTM Kokok Putih	4288	5044
20	BGP	16830	19800
21	CGD 1 BLOK	43136	50748
22	CGD 2 BLOK	43136	50748
23	Sewatama 1	17000	20.000
24	Sewatama 2	15510	18247
25	Sewatama 3	17061	20071
26	PLTMH Cakra	900	1059
27	PLTMH Sesaot	400	470
28	Unit Santong	1000	1176
29	Unit Segara	5000	5882
30	Cogindo	17061	20071
31	Unit SWJ 1	18408	21656
32	Unit SWJ 2	18408	21656
33	STY01	4500	5294
34	STY02	4500	5294
35	Stiyawan	6800	8000
36	Unit 1 PLTD Ampenan	7448	8762
37	Unit 2 PLTD Ampenan	7448	8762
38	Unit 3 PLTD Ampenan	7448	8762
39	Unit SWJ 3	18408	21656

B. *Data Beban PLN Lombok dan Kapasitor*

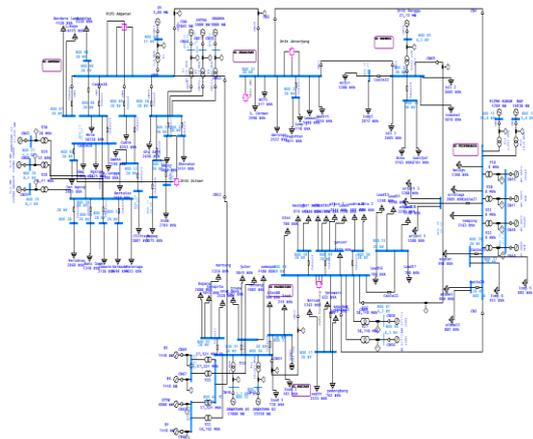
Tabel 1. Data Beban dan Kapasitor.

Nama Bus	Tegangan KV	Beban KVA	Kapasitor	
			Banks (KVAR)	Total Banks
Mataram	20 KV	10,738	400	6
B. Lama	20 KV	4,120	-	-
Lombok Raya	20 KV	6,415	300	7
Rembiga	20 KV	7,338	-	-
Cakra	20 KV	8,253	300	8
Gunung Sari	20 KV	2,696	-	-
Ampenan	20 KV	5000	400	1
Sheraton	20 KV	3,414	-	-
Dasan Agung	20 KV	3,681	-	-
Gomong	20 KV	2,68	-	-
Pagesangan	20 KV	3,125	-	-
Airlangga	20 KV	3,788	-	-
Bertais	20 KV	7,659	300	8
Sweta	20 KV	7,196	-	-
Cilinaya	20 KV	3,087	-	-
Kapek	20 KV	3,375	-	-
Sandik	20 KV	2,789	-	-
Panerage	20 KV	4,653	-	-
Narmada	20 KV	2,698	-	-
Cemara	20 KV	3,73	-	-
Batu Dawe	20 KV	1,34	-	-
Perumnas	20 KV	3,868	-	-
Dasan cermen	20 KV	3,99	-	-
BCKFD	20 KV	0,147	-	-

Gerung	20 KV	2,522	-	-
Pagutan 1	20 KV	4,044	-	-
Pagutan 2	20 KV	4,77	-	-
Lembar	20 KV	5,98	-	-
Kediri	20 KV	2,616	-	-
Mujur	20 KV	1,2	-	-
Sengkol	20 KV	2,872	-	-
BIL 1	20 KV	3,665	300	4
BIL 2	20 KV	3,665	-	-
Kuta	20 KV	2,763	-	-
Batujai	20 KV	3,764	-	-
Kelayu	20 KV	1,36	-	-
Suralaga	20 KV	2,805	300	5
Rempung	20 KV	1,163	-	-
Sugian	20 KV	0,996	-	-
Aikmel 1	20 KV	0,8	-	-
Aikmel 2	20 KV	0,8	-	-
Anjani	20 KV	1,2	-	-
Sakra	20 KV	0,589	-	-
Sikur	20 KV	1,516	-	-
Pancor	20 KV	2,137	-	-
Masbagik	20 KV	0,879	-	-
Biau	20 KV	0,7	-	-
Keruak	20 KV	1,361	400	5
Jerowaru	20 KV	0,632	-	-
Sepit	20 KV	2,115	-	-
Pamongkang	20 KV	0,762	-	-
Sepakek	20 KV	2,128	-	-
Praya	20 KV	4,583	-	-
Jaler	20 KV	2,049	-	-
Semayan	20 KV	2,2	-	-
Renteng	20 KV	4,805	-	-
Kopang	20 KV	2,6	-	-
Janapria	20 KV	4,04	-	-
Mantang	20 KV	1,316	400	4
Otak Desa	20 KV	2,528	-	-

**C. Pemodelan Single Line Diagram Sistem Kelistrikan PLN Lombok Menggunakan Software ETAP Power Station.**

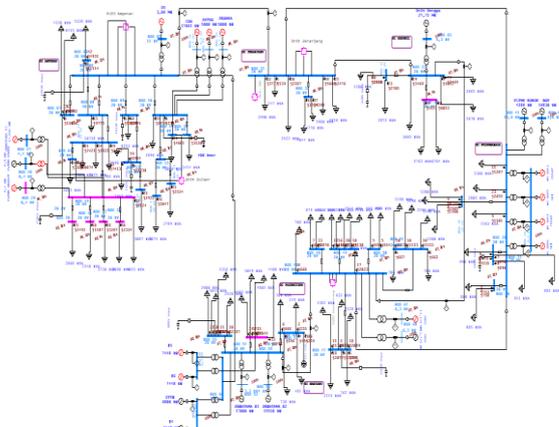
Membuat pemodelan single line diagram system kelistrikan PLN Lombok menggunakan software ETAP Power Station merupakan Langkah awal dalam melakukan analisa. Dimana dalam pemodelan ini akan dimasukkan semua data-data teknis yang meliputi kapasitas, pembangkit, saluran, trafo step up, dan beban



Gambar 10. Pemodelan Single Line Diagram pada Software ETAP Power Station.

**D. Simulasi Load Flow Menggunakan Software ETAP Power Station pada kondisi sebelum optimasi.**

Simulasi load flow ini bertujuan untuk mengetahui kondisi awal system, mengetahui nilai rating tegangan pada setiap bus, mengetahui daya yang mengalir disetiap saluran dan mendapatkan nilai daya aktif serta daya reaktif pada bus. Pada simulasi load flow ini menggunakan metode Newton Rhapson.



Gambar 11. Sesudah dijalankan dengan load flow pada kondisi sebelum optimasi

Tabel 2. Critical Alert Report Sebelum Optimasi.

Bus	Phase	Component	Warning Level	Value	Rating	% of Rating	Phase	System
001	001	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	002	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	003	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	004	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	005	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	006	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	007	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	008	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	009	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	010	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	011	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	012	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	013	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	014	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	015	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	016	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	017	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	018	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	019	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	020	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	021	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	022	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	023	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	024	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	025	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	026	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	027	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	028	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	029	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	030	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	031	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	032	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	033	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	034	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	035	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	036	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	037	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	038	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	039	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	040	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	041	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	042	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	043	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	044	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	045	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	046	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	047	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	048	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	049	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	050	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	051	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	052	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	053	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	054	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	055	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	056	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	057	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	058	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	059	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	060	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	061	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	062	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	063	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	064	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	065	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	066	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	067	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	068	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	069	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	070	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	071	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	072	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	073	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	074	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	075	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	076	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	077	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	078	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	079	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	080	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	081	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	082	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	083	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	084	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	085	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	086	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	087	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	088	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	089	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	090	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	091	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	092	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	093	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	094	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	095	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	096	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase
001	097	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0-Phase
001	098	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	1-Phase
001	099	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	2-Phase
001	100	Generator	Under Power	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	3-Phase

**Critical Alerts Report**

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
SW 29	Generator	Under Power	0.000	MVA	0.000	0.0	3-Phase
T29	Transformer	Overload	0.012	MVA	0.014	118.0	3-Phase
L15	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.000	0.0	3-Phase
L15	Generator	Under Power	0.000	Mvar	0.000	0.0	3-Phase
Line 1 Jombang	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.000	0.0	3-Phase
Line 1 Jombang	Generator	Under Power	0.000	MVA	0.000	0.0	3-Phase
Line 2	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.000	0.0	3-Phase
Line 2	Generator	Under Power	0.000	MVA	0.000	0.0	3-Phase
Line 3	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.000	0.0	3-Phase
Line 3	Generator	Under Power	0.000	MVA	0.000	0.0	3-Phase

Tabel 4. Marginal Alert Report Sebeum Optimasi.

**Marginal Alerts Report**

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
BUS 19	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.830	94.1	3-Phase
BUS 20	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.648	93.2	3-Phase
BUS 21	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.824	94.1	3-Phase
BUS 22	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.719	93.6	3-Phase
BUS 23	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.602	93.0	3-Phase
BUS 29	Bus	Under Voltage	0.400	kV	0.377	94.1	3-Phase
BUS 31	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.920	94.6	3-Phase
BUS 35	Bus	Under Voltage	20.000	kV	18.576	92.9	3-Phase

Tabel 3. Losses Sebelum Optimasi.

**Branch Losses Summary Report**

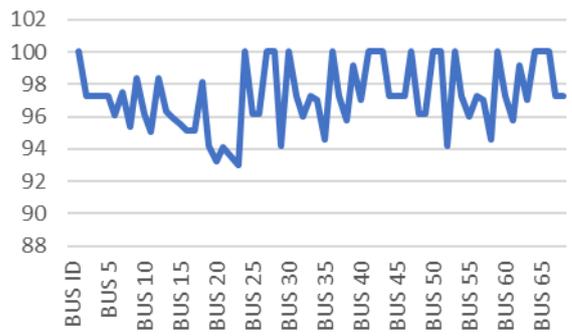
Ckt / Branch	From Bus Flow	To Bus Flow	Losses	Efficiency	% Bus Voltage	% Drop
010	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
011	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
012	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
013	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
014	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
015	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
016	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
017	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
018	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
019	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
020	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
021	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
022	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
023	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
024	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
025	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
026	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
027	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
028	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
029	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
030	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
031	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
032	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
033	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
034	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
035	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
036	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
037	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
038	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
039	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
040	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
041	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
042	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
043	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
044	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
045	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
046	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
047	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
048	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
049	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
050	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
051	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
052	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
053	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
054	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
055	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
056	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
057	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
058	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
059	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
060	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
061	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
062	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
063	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
064	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
065	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
066	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
067	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
068	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
069	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
070	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
071	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
072	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
073	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
074	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
075	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
076	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
077	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
078	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
079	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
080	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
081	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
082	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
083	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
084	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
085	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
086	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
087	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
088	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
089	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
090	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
091	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
092	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
093	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
094	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
095	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
096	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
097	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
098	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
099	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71
100	0.000	0.000	0.000	100.0	97.3	2.71

Tabel 4. Profil Tegangan sebelum optimasi.

BUS ID	TEGANGAN (%)
BUS 01	100
BUS 02	97,28
BUS 03	97,28
BUS 04	97,28
BUS 05	97,28
BUS 06	96,11
BUS 07	97,52
BUS 08	95,4
BUS 09	98,4
BUS 10	96,15
BUS 11	95,04
BUS 12	98,37

BUS 13	96,29
BUS 14	95,89
BUS 15	95,56
BUS 16	95,1
BUS 17	95,1
BUS 18	98,12
BUS 19	94,15
BUS 20	93,24
BUS 21	94,12
BUS 22	93,59
BUS 23	93,01
BUS 24	100
BUS 25	96,15
BUS 26	96,15
BUS 27	100
BUS 28	100
BUS 29	94,15
BUS 30	100
BUS 31	97,28
BUS 32	96,02
BUS 33	97,28
BUS 34	97,04
BUS 35	94,59
BUS 36	100
BUS 37	97,28
BUS 38	95,76
BUS 39	99,16
BUS 40	97
BUS 41	100
BUS 42	100
BUS 43	100
BUS 44	97,28
BUS 45	97,28
BUS 46	97,28
BUS 47	100
BUS 48	96,15
BUS 49	96,15
BUS 50	100
BUS 51	100
BUS 52	94,15
BUS 53	100
BUS 54	97,28
BUS 55	96,02
BUS 56	94,59
BUS 57	97,04
BUS 58	97,28
BUS 59	100
BUS 60	97,28
BUS 61	95,76
BUS 62	99,16
BUS 63	97
BUS 64	100
BUS 65	100
BUS 66	100
BUS 67	97,28
BUS 68	97,28

GRAFIK PROFIL TEGANGAN SEBELUM OPTIMASI



Gambar 12. Grafik Profil Tegangan sebelum optimasi.

Adanya beberapa bus yang mengalami marginal seperti pada bus 19, 20, 21, 22, 23, 29, 35 dan 56 dengan besaran nilai tegangan  $V_{min}$  dan  $V_{max}$  kondisi sebelum optimasi ( $V_d 0,93 \leq V_d \leq 100$ ) sehingga diperlukan kompensasi daya reaktif yang optimal untuk memperbaiki rating tegangan disetiap bus. Dengan menggunakan tool Optimal Placement Capacitor yang ada di Software ETAP yang dapat mengoptimalkan penempatan kapasitor agar tegangan setiap bus Kembali beroperasi pada standart yang ditentukan yaitu IEEE ( $V_d 0,95 \leq V_d \leq 1,05$ ).

**E. Penentuan Bus Kandidat**

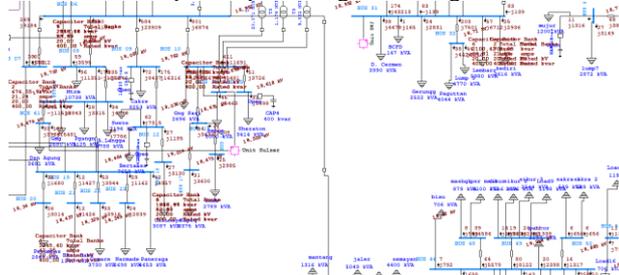
Pada penentuan kandidat bus kembali bertujuan untuk mengetahui lokasi atau bus mana yang akan dipasangkan kapasitor, mengetahui lokasi dan perubahan kapasitas kapasitor sebelum dan sesudah optimasi dengan cara open circuit pada kapasitor yang sudah terpasang. Kemudian dapat diketahui bus-bus yang mengalami critical dan marginal untuk menentukan kandidat bus mana yang akan dipilih. Dengan cara beberapa kali percobaan pemilihan kandidat untuk optimasi pemasangan. Dari beberapa kali percobaan dan bisa didapatkan kandidat yang dipilih yaitu:

Tabel 5. Pemilihan kandidat bus.

Kandidat			
BUS ID	KV	BUS ID	KV
6	20	32	20
7	20	34	20
8	20	39	20
9	20	47	20
10	20	55	20
18	20	56	20
20	20	66	20
23	20		

**1) Lokasi dan Kapasitas Optimal Kapasitor**

Secara otomatis *Optimal Capacitor Placement* (OCP) akan mengkalkulasikan lokasi optimal dan kapasitas kapasitor untuk memperbaiki rating tegangan system dalam Software ditampilkan pada diagram satu garis.



Gambar 13. Lokasi serta kapasitas kapasitor.

**2) Lokasi dan Kapasitas Kapasitor sebelum dan setelah optimasi.**

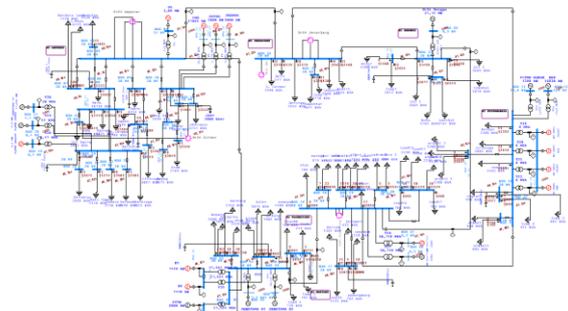
Bisa dilihat pada table 4.8 untuk lokasi penempatan kapasitor sebelum dan sesudah optimasi ada yang terjadi perubahan posisi yaitu kapasitor yang terpasang pada bus 7 pindah ke bus 19, bus 34 pindah ke bus 35, bus 55 pindah ke

bus 56, bus 66 pindah ke bus 08, dan penambahan kapasitor pada bus 10.

Tabel 6. Perubahan posisi kapasitor.

Sebelum				Sesudah			
ID BUS	Banks (kVar)	Jumlah banks	Total banks	ID BUS	Banks (kVar)	Jumlah Banks	Total Banks
7	300	7	2100	19	300	7	2100
9	300	8	2400	9	300	8	2400
10	400	1	400	10	400	4	1600
12	300	8	2400	12	300	8	2400
34	300	4	1200	35	300	4	1200
39	300	5	1500	39	300	5	1500
47	400	5	2000	47	400	5	2000
55	400	4	1600	56	400	4	1600
66	400	5	2000	8	400	5	2000

**F. Simulasi Load Flow Menggunakan Software ETAP Power Station pada kondisi sesudah optimasi.**



Gambar 14. Sesudah dijalankan dengan load flow pada kondisi sesudah optimasi.

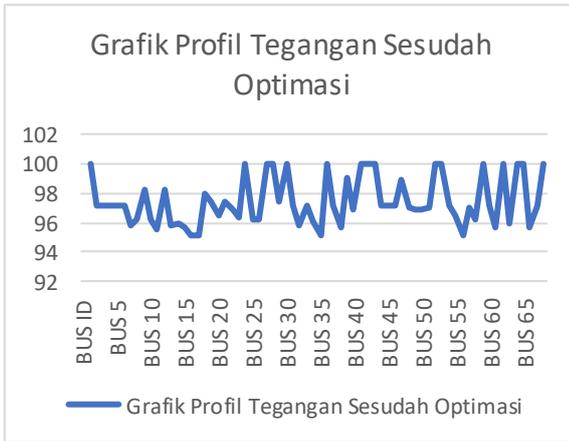
Tabel 7. Critical Alert Report Sesudah Optimasi.

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
U15	Generator	Under Excited	0.000	MVA	0.000	0.0	3-Phase
U15	Generator	Under Power	0.000	MVA	0.000	0.0	3-Phase
Unit 1 Jarakang	Generator	Under Excited	0.000	MVA	0.000	0.0	3-Phase
Unit 1 Jarakang	Generator	Under Power	0.000	MVA	0.000	0.0	3-Phase
Unit 2	Generator	Under Excited	0.000	MVA	0.000	0.0	3-Phase
Unit 2	Generator	Under Power	0.000	MVA	0.000	0.0	3-Phase
Unit 3	Generator	Under Excited	0.000	MVA	0.000	0.0	3-Phase
Unit 3	Generator	Under Power	0.000	MVA	0.000	0.0	3-Phase

Tabel 8. Marginal Alert Report Sesudah Optimasi.

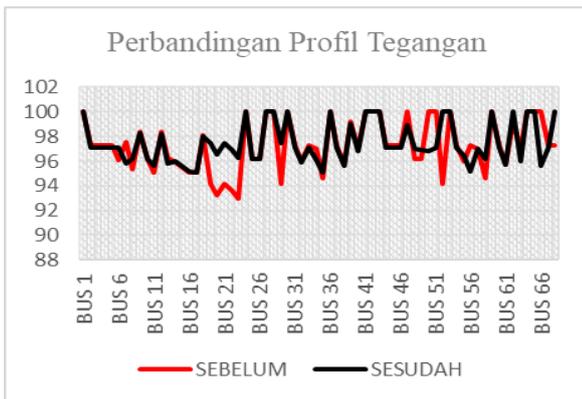
	% Alert Settings	
	Critical	Marginal
<b>Loading</b>		
Bus	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<b>Bus Voltage</b>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	92.0	95.0
<b>Generator Excitation</b>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	





Gambar 15. Grafik Profil Tegangan sesudah optimasi.

**4.7 Hasil Perbandingan Profil Tegangan,  $P_{Loss}$ , dan  $Q_{Loss}$  kondisi sebelum dan sesudah optimasi.**



Gambar 16. Grafik Perbandingan Setelah dan Sebelum Optimasi.

Perbandingan Profil tegangan kondisi sebelum dan setelah optimasi kapasitor pada Grafik (4.7) menunjukkan bahwa rating tegangan khususnya pada tiap bus yang mengalami critical atau undervoltage menjadi normal kembali dalam standart IEEE ( $V_d 0,95 \leq V_d \leq 1,05$ ). Kenaikan terjadi pada beberapa bus yang tidak mengalami critical undervoltage, namun ada juga beberapa bus yang mengalami penurunan akan tetapi masih diatas standart IEEE.

Tabel 11.  $P_{Loss}$  dan  $Q_{Loss}$  sebelum dan sesudah optimasi

ID	LOSSES					
	SEBELUM			SESUDAH		
	KW	Kvar	Vd % drop In Vmag sebelum	KW	Kvar	Vd % drop In Vmag sesudah
TRF12	7,1	59,9	2,71	7,9	67,1	2,87
TRF16	-	-	-	-	-	-

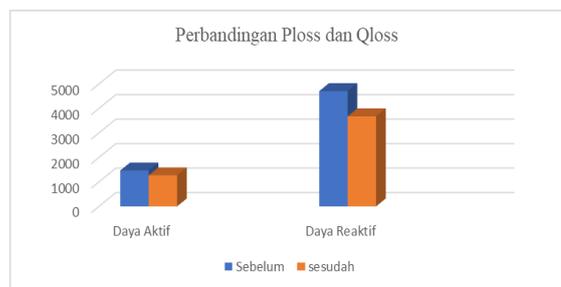
TRF17	-	-	-	-	-	-
TRF19	-	-	-	-	-	-
TRF05	-	-	-	-	-	-
CBL01	7,7	5,3	0,24	186,1	127,2	1,29
CBL02	55,1	148,5	1,89	14,5	39,2	0,93
CBL04	23,1	-633,9	1,11	23,0	-631,9	1,11
CBL06	53,6	88,2	1,10	36,6	60,3	0,91
CBL03	27,0	-238,6	1,25	30,7	-246,8	1,25
CBL16	6,2	6,2	0,35	16,2	16,3	0,60
CBL30	31,6	46,4	0,72	19,9	29,2	0,58
CBL05	0,2	-17,7	0,02	0,2	-17,7	0,02
CBL13	21,5	12,2	0,26	21,5	12,2	0,26
CBL14	13,0	19,1	0,59	13,0	19,1	0,59
CBL20	68,2	25,2	0,45	68,3	25,2	0,45
TRF07	14,8	295,6	3,81	14,5	290,3	3,78
TRF08	-	-	-	-	-	-
TRF09	-	-	-	-	-	-
CBL28	7,7	11,3	0,15	5,5	8,0	0,12
CBL12	3,0	7,7	0,26	3,0	7,7	0,26
CBL10	15,7	23,1	0,73	15,7	23,1	0,73
CBL11	10,7	15,8	0,60	10,8	15,8	0,60
TRF23	-	-	-	-	-	-
CBL07	0,2	0,4	0,03	0,3	0,4	0,03
CBL08	16,4	24,1	0,91	17,5	25,8	0,94
CBL09	19,2	28,3	1,14	20,6	30,3	1,18
CBL15	13,0	19,2	0,55	13,9	20,5	0,57
TRF28	-	-	-	-	-	-
TRF29	0,2	0,8	5,85	0,0	0,2	2,55
TRF30	34,8	695,6	5,85	6,7	133,0	2,55
TRF48	4,6	205,4	2,71	5,1	229,9	2,87
TRF49	4,6	205,4	2,71	5,1	229,9	2,87
TRF50	4,6	205,4	2,71	5,1	229,9	2,87
CBL21	133,5	-37,8	1,26	133,0	-37,7	1,26
TRF47	8,5	381,4	2,71	9,5	427,0	2,87
CBL19	214,3	315,3	2,69	120,6	177,4	2,02
CBL32	1,4	2,0	0,24	28,0	41,2	1,06
TRF13	4,3	191,4	2,71	4,8	214,2	2,87
TRF18	5,4	70,1	2,71	6,0	78,5	2,87
TRF20	5,4	70,1	2,71	6,0	78,5	2,87
TRF21	5,4	70,1	2,71	6,0	78,5	2,87
TRF22	5,4	70,1	2,71	6,0	78,5	2,87

CBL27	46,3	68,1	1,53	46,1	67,9	1,53
CBL29	3,0	4,4	0,28	3,0	4,3	0,28
CBL31	36,2	53,3	1,87	36,1	53,1	1,87
TRF24	6,0	51,4	2,71	6,8	57,5	2,87
TRF25	7,3	145,1	2,71	8,1	162,4	2,87
TRF06	6,3	54,0	2,71	7,1	60,4	2,87
TRF10	-	-	-	-	-	-
TRF11	-	-	-	-	-	-
CBL22	7,6	12,7	0,18	7,5	12,6	0,18
CBL24	10,9	6,2	0,13	10,9	6,2	0,13
CBL25	66,8	98,3	1,80	66,6	98,0	1,79
CBL26	3,1	3,1	0,27	3,1	3,1	0,27
CBL33	1,8	2,7	0,05	1,8	2,6	0,05
TRF26	-	-	-	-	-	-
TRF27	6,6	297,8	2,71	7,4	333,3	2,87
TRF15	7,3	146,6	2,71	8,2	164,1	2,87
TRF14	6,7	133,7	2,71	7,5	149,7	2,87
CBL17	1,4	1,7	0,11	58,5	71,1	0,71
CBL18	4,4	2,9	0,15	4,4	2,9	0,15
CBL23	349,2	270,9	4,41	67,6	-182,1	1,95
TRF33	6,1	122,8	2,71	6,9	137,5	2,87
TRF35	5,1	102,5	2,20	1,0	19,8	0,97
TRF01	5,1	102,5	2,21	1,0	19,8	0,97
TRF03	6,4	128,4	2,71	7,2	143,7	2,87
TRF04	25,4	508,7	4,80	20,4	408,5	4,28
JUMLAH	1.471,8	4.744,4	100,82	1.268,8	3.676,9	92,43
RATA-RATA	25,82	83,23	1,768	22,25	64,5	1,621
Selisih Losses Daya Aktif = 1.471,8 - 1.268,8 = 203 KW						
Selisih Losses Daya Reaktif = 4.744,4 - 3.676,9 = 1.067,5 kVar						

Tabel 14. Perbandingan  $P_{Loss}$  dan  $Q_{Loss}$  kondisi sebelum dan sesudah

Total $P_{Loss}$ (KW) dan $Q_{Loss}$ (kVar)	KW	kVar
Sebelum	1.471,8	4744,4
Sesudah	1268,8	3676,9

Pada tabel di atas dapat dilihat bahwa sesudah optimasi rugi-rugi daya aktif dan reaktif berkurang karena adanya tambahan daya reaktif dari kapasitor sehingga profil tegangan terjaga dan tetap bekerja pada batas standart IEEE.



Gambar 17.  $P_{Loss}$  dan  $Q_{Loss}$  sebelum dan sesudah optimasi.

## V. KESIMPULAN

Kesimpulan yang dapat diambil dari Penelitian ini yaitu :

- 1) Dengan menggunakan metode Newton Rhapsion dan Software ETAP, ini dapat menentukan lokasi penempatan kapasitor yang optimal pada system kelistrikan 20 kV Lombok dan dapat diketahui perbandingan dari sebelum dan sesudah optimasi pada beberapa bus ada yang berubah penempatan kapasitornya dan ada tambahan kapasitor juga yakni pemasangan kapasitor pada bus 7 pindah ke bus 19, bus 34 pindah ke bus 35, bus 55 pindah ke bus 56, bus 66 pindah ke bus 08, dan penambahan kapasitor pada bus 10 sebesar 400 kvar dengan jumlah 3 buah.
- 2) Dengan kondisi saat bus beban sebelum optimasi, ada beberapa bus dalam kondisi margin dibawah 0,95 p.u yaitu terjadi pada bus 19, 20, 21, 22, 23, 29, 35, 52, 56. Setelah dilakukan optimasi, pada bus-bus yang dalam kondisi margin mengalami kenaikan profil tegangan yang sebelumnya dibawah 0,95 p.u menjadi 0,95 pu atau diatasnya.
- 3) Hasil Optimasi daya reaktif pada penelitian ini mampu mengurangi total rugi-rugi daya aktif dan reaktif sehingga bisa berdampak pada keandalan system yang lebih baik. Pada rugi-rugi daya setelah mengalami optimasi kembali, menjadi berkurang atau dapat direduksi sebesar 197,5 (KW) dan 1.032 (kVar) dengan cara pemindahan lokasi kapasitor dan ada penambahan daya reaktif sebesar  $3 \times 400 = 1200$  kVar.

## VI. DAFTAR PUSTAKA

- [1] J. Desember, F. A. Noor, H. Ananta, and S. Sunardiyo, "Pengaruh Penambahan Kapasitor Terhadap Tegangan, Arus, Faktor Daya, dan Daya Aktif pada Beban Listrik di Minimarket," *J. Tek. Elektro*, vol. 9, no. 2, pp. 66–73, 2017, doi: 10.15294/jte.v9i2.11358.
- [2] A. A. Abou El-Ela, R. A. El-Sehiemy, A. M. Kinawy, and M. T. Mouwafi, "Optimal capacitor placement in distribution systems for power loss reduction and voltage profile improvement," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 5, pp. 1209–1221, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0799.
- [3] T. H. Jung, G. H. Gwon, C. H. Kim, J. Han, Y. S. Oh, and C. H. Noh, "Voltage Regulation Method for Voltage Drop Compensation and Unbalance Reduction in Bipolar Low-Voltage DC Distribution System," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 33, no. 1, pp. 141–149, 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2694836.
- [4] O. P. Taiwo, R. Tiako, and I. E. Davidson, "Voltage profile enhancement in low voltage 11/0.4 kV electric power distribution

- network using dynamic voltage restorer under three phase balance load,” *2017 IEEE AFRICON Sci. Technol. Innov. Africa, AFRICON 2017*, pp. 991–996, 2017, doi: 10.1109/AFRCON.2017.8095617.
- [5] Y. Kabir, Y. M. Mohsin, and M. M. Khan, “Automated power factor correction and energy monitoring system,” *Proc. 2017 2nd IEEE Int. Conf. Electr. Comput. Commun. Technol. ICECCT 2017*, 2017, doi: 10.1109/ICECCT.2017.8117969.
- [6] W. B. P. Ridho Widodo, “Analisa Optimalisasi Penempatan Kapasitor Bank Pada Jalur,” pp. 7–16.
- [7] J. Vanishree and V. Ramesh, “Voltage profile improvement in power systems - A review,” *2014 Int. Conf. Adv. Electr. Eng. ICAEE 2014*, 2014, doi: 10.1109/ICAEE.2014.6838533.
- [8] M. Ghiasi and J. Olamaei, “Optimal capacitor placement to minimizing cost and power loss in Tehran metro power distribution system using ETAP (A case study),” *Complexity*, vol. 21, no. May 2018, pp. 483–493, 2016, doi: 10.1002/cplx.21828.
- [9] I. P. E. S. Society, “Appendix A IEEE 30 bus system,” pp. 209–256.
- [10] L. Penelitian, M. Lppm, and K. Pengantar, “Konferensi Ilmiah Nasional Mahasiswa Indonesia ( KOIN MAS ) 2017 Penerbit :,” 2017.
- [11] D. William, and Jr. Stevenson, 1990, “*Analisa Sistem Tenaga Listrik*” Jakarta, Erlangga.
- [12] <https://panduanteknisi.com/kapasitor-bank-pengertian-dan-fungsinya.html>