

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



## **COMPENSACIÓN REACTIVA PARA REDUCIR PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO DEL NORTE DEL PERÚ**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**PERCY VALDIVIA BOLUARTE**

**PROMOCIÓN 1999-II**

**LIMA – PERÚ**

**2009**

**COMPENSACIÓN REACTIVA PARA REDUCIR PÉRDIDAS EN  
EL SISTEMA ELECTRICO DEL NORTE DEL PERÚ**

A mi madre  
Nélida  
y mis hermanos  
Anthony, Erika , Anner y Nadia

No hay un solo camino para llegar al éxito  
sólo hay que decidirse realizar los sueños.

## **SUMARIO**

En este trabajo se presenta la aplicación de los compensadores reactivos para mantener la tensión en un nivel y reducir las pérdidas en las líneas de transmisión en el sistema interconectado del norte del Perú en operación de régimen permanente. Los compensadores reactivos son usados en sistema eléctricos de potencia para regular la tensión e incrementar la transferencia de potencia por las líneas de transmisión y disminuir la generación de potencia reactiva de los generadores.

Se analiza la teoría sobre los elementos del sistema eléctrico de potencia, la aplicación del flujo de potencia con software comercial, la compensación reactiva en sistemas eléctricos de potencia y el cálculo de pérdidas en líneas de transmisión. Se genera un modelo del sistema eléctrico del norte en un software comercial y se compatibiliza en su operación con el utilizado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

Los resultados se analizan caso por caso para tener una clara descripción del sistema y poder encontrar los puntos críticos, luego decidir dónde se ubicará la compensación reactiva. Después se determinó la capacidad de la compensación necesaria, finalmente se informa las pérdidas calculadas y reducidas del sistema.

## ÍNDICE

### PRÓ LOGO

### CAPÍTULO I

#### INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes	2
1.2. Planteamiento del Problema	3
1.3. Objetivos del Informe	3
1.4. Justificación del Informe	4
1.5. Alcance	4

### CAPÍTULO II

#### FLUJO DE CARGA, COMPENSACIÓN REACTIVA Y PÉRDIDAS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

2.1	Introducción	5
2.2	Elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia	5
2.2.1	Línea de Transmisión	5
2.2.2	Transformador	7
2.2.3	Cargas	9
2.3	Flujo de Carga	9
2.3.1	Ecuaciones Generales Para la Potencia Activa y Reactiva	9
2.3.2	Formulación Polar de las Ecuaciones del Flujo de Potencia	12
2.3.3	Flujo de Carga sin Control	13
2.3.4	Flujo de Carga con Control	14
2.4	Compensación Reactiva	17
2.4.1	Objetivos de la Compensación Reactiva de Carga	17
2.4.2	Métodos de Compensación Reactiva	18

2.5 Pérdidas de Potencia	21
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>SISTEMA ELÉCTRICO DEL NORTE</b>	
3.1. Descripción del Sistema	25
3.1.1. Ubicación Geográfica	25
3.1.2. Topología	25
<b>CAPÍTULO IV</b>	
<b>UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DEL CAPACITOR PARA LA COMPENSACIÓN REACTIVA Y CÁLCULO DE PÉRDIDAS</b>	
4.1. Metodología e Hipótesis de Diseño	28
4.2. Uso de Software de Aplicación	29
4.3. Escenarios de Estudio	29
4.3.1. Caso Base sin Compensación Reactiva Propuesta	29
4.3.2. Caso con Cargas Nuevas	29
4.3.3. Caso con Cargas Nuevas y Compensación Reactiva Propuesta	30
4.4. Análisis de Resultados de Potencia Activa, Reactiva y Tensión	30
4.4.1. Caso Base sin Compensación Reactiva Propuesta	30
4.4.2. Caso con Cargas Nuevas	34
4.4.3. Caso con Cargas Nuevas y Compensación Reactiva Propuesta	34
4.5. Evaluación de Pérdidas de Potencia	44
<b>CONCLUSIONES</b>	53
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	55

## **PRÓLOGO**

En el presente trabajo se desarrolló un análisis de la compensación reactiva en el sistema interconectado del norte del Perú teniéndose en cuenta los conceptos aplicados a la operación en régimen permanente de los sistema eléctricos de potencia.

Se analizó el sistema en su condición de operación normal para saber en la situación que se encuentra el sistema y encontrar sus puntos críticos con respecto a la tensión, la regulación de tensión y a la generación de potencia reactiva.

Para ello se realizó una descripción de los elementos de un sistema eléctrico de potencia, flujo de potencia y del cálculo de pérdidas en una línea de transmisión.

El propósito principal es mostrar que se puede aplicar la compensación reactiva para regular la tensión, generar potencia reactiva cerca la carga y reducir las pérdidas en las líneas de transmisión para que el sistema pueda transmitir una mayor potencia a las cargas.

Dentro de la estructura de trabajo se realizó la revisión bibliográfica de las actuales publicaciones de investigación concernientes a la compensación reactiva en sistemas interconectados para reducir pérdidas para un análisis en régimen permanente, conceptos de la aplicación de los flujos de potencia en softwares comerciales, operación del sistema interconectado del norte, control de potencia reactiva en sistemas interconectados, potencia reactiva en líneas de transmisión y cálculo de pérdidas en líneas de transmisión.

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. Antecedentes

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP), consiste de líneas de transmisión, que se conectan entre sí en las subestaciones o barras de interconexión, constituyendo la red de transporte, como la columna vertebral o punto principal del encuentro del sistema eléctrico. A la red de transporte se conectan las grandes centrales de producción de energía eléctrica, claramente distinguibles, ya se trate de las centrales hidroeléctricas (con sus embalses y presas de contención) o de centrales de combustibles fósiles (carbón, diesel o gas, etc). Grandes transformadores se encargan de elevar la tensión del nivel al que la energía eléctrica es generada ( 13.8 kV típicamente) a las tensiones de transporte más altas. A la red de transporte se conectan directamente algunas grandes instalaciones de consumo y también los transformadores que reducen la tensión a valores más adecuados, tales como 60 kV, 22.9kV , 10 kV, etc que se usan en todas las instalaciones industriales, comerciales residenciales o de otro tipo que consumen energía eléctrica.

El objetivo principal de los sistemas eléctricos de potencia es satisfacer en forma continua la potencia eléctrica contratada para todos los consumidores, esto es un problema de ingeniería altamente complejo, donde los operadores de sistemas observan principalmente: que la tensión y frecuencia estén dentro de sus límites preestablecidos; que las formas de onda de las tensiones y corrientes AC sean sinusoidales; que las líneas de transmisión operen efectivamente bajo sus límites térmicos, y que los tiempos y cortes de energía, sean mínimas.

El sistema eléctrico de potencia peruano, en los últimos años ha estado experimentando cambios, como la interconexión del sistema eléctrico Centro Norte (SICN) y el sistema eléctrico del sur (SIS) con una línea de transmisión entre la Central Hidroeléctrica del Mantaro y la Subestación de Socabaya en Arequipa. Para su análisis y operación se encuentra dividido en Sistema Norte, Sistema Centro y Sistema Sur.

## **1.2. Planteamiento del Problema**

¿Cuando en una carga, la demanda máxima y mínima es de gran diferencia y es alimentada de energía a través de una línea de transmisión?, produce la variación de las pérdidas por el efecto joule en el conductor; ¿Cuando la línea de transmisión, en el caso que la demanda se incremente a máxima demanda, transmita la potencia a través de la línea, y sea por encima de su potencia natural?, la línea de transmisión absorberá potencia reactiva adicional a la demanda de reactivos de la carga bajando la tensión en la barra de carga, aumentando las pérdidas de transmisión. ¿Cuando la línea debido a una disminución de la carga a mínima demanda por debajo de su potencia natural entrega potencia reactiva al sistema adicional a la oferta de los generadores?, se eleva la tensión en la barra de carga disminuyendo las pérdidas. Entonces es necesario regular la tensión de operación en el sistema, en específico en la barra de carga, reduciendo la variación de potencia reactiva en la línea de transmisión y la variación de potencia entregada por los generadores, cumpliendo de esa manera la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

Además el voltaje juega un importante rol en el mantenimiento de la estabilidad de transmisión de potencia. Los niveles de voltaje son muy sensitivos para el flujo de potencia reactiva y por lo tanto el control de potencia reactiva es importante. Este es el tema de la compensación reactiva. Donde el enfoque está en las cargas individuales, al que se llama compensación de carga.

## **1.3 Objetivos del Informe**

El objetivo del presente informe es cuantificar la reducción de las pérdidas debido a la compensación reactiva en una red de transmisión teniendo como restricciones la problemática del control de tensiones en condiciones normales, basado en criterios técnicos considerando lo establecido en las normas NTCOTR, y NTCSE. De hecho, en las actividades de corto plazo los operadores buscan administrar el sistema persiguiendo criterios de seguridad y de economía aprovechando el equipamiento actual y los márgenes de operación que son el fruto de los criterios adoptados por el operador del sistema.

Se calcula el estado operativo del sistema y las pérdidas para los casos sin compensación y con compensación, se determina qué cantidad de pérdidas activas se reducen, como también en cuánto varía la potencia reactiva en los generadores.

#### **1.4. Justificación del Informe**

Debido a que el sistema en el año 2008 ha estado operando cerca de sus límites máximos de operación, motivó que se haga este informe para encontrar algunas soluciones para mejorar el ahorro de energía y las condiciones de operación del sistema.

La planificación de la compensación de reactivo, normalmente se realiza como uno de los últimos pasos durante los estudios de Planificación de un Sistema de Potencia. Esta actividad se relaciona estrechamente con la programación a corto plazo de la potencia reactiva y establece un puente entre la fase de la planificación y la política de operación de la red (la planificación de la operación y la programación diaria).

Por ejemplo, en la actividad de medio término (planificación de la compensación reactiva) las instalaciones futuras son determinadas teniendo en cuenta las desviaciones de tensión respecto a los valores permitidos en el funcionamiento normal y los mínimos márgenes de potencia reactiva que le permiten al operador del sistema afrontar las contingencias más probables.

#### **1.5. Alcance**

Para ha resultado esencial desarrollar las siguientes actividades:

- Preparación de los Escenarios de Estudio del sistema norte para el periodo del estudio 2008-2009, y ajuste de los flujos de carga para representar las diversas Condiciones Operativas;
- Determinar la capacidad del equipo de compensación, teniendo en cuenta la regulación de tensión en dicha barra.
- Calcular las pérdidas de transmisión en las líneas de 220 kV

## **CAPÍTULO II**

### **FLUJO DE CARGA, COMPENSACIÓN REACTIVA Y PÉRDIDAS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA**

#### **2.1. Introducción**

El flujo de potencia consiste en obtener las condiciones de operación en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica. Más concretamente, dados los consumos en cada barra, y la potencia generada por los alternadores, se trata de encontrar las tensiones en los barras y los flujos de potencia por las líneas y transformadores.

El análisis nodal ha sido buscado por ser particularmente apropiado para el trabajo de la computadora digital y es usado exclusivamente para rutinas de cálculo de redes.

La aproximación nodal tiene las siguientes ventajas:

- El número de nodos, funciona directamente de un diagrama del sistema.
- El número de variables y ecuaciones es usualmente menor que con el método de mallas para redes de potencia.
- Las ramas de paso de la red no presentan dificultades.
- Las ramas paralelas no incrementan el número de variables o ecuaciones
- Los nodos de voltaje están disponibles directamente de la solución, y las ramas de corriente son fácilmente calculadas.
- Los tap nominal de los transformadores pueden ser fácilmente representados.

#### **2.2 Elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia**

Los componentes son modelados por los circuitos equivalentes en términos de inductancias, capacitancia y resistencia. Entre las muchas alternativas de describir sistemas de transmisión que obedecen las leyes de Kirchoff, dos métodos (análisis de malla y nodal) son normalmente usados.

##### **2.2.1 Línea de Transmisión**

Una línea de transmisión tiene cuatro parámetros, la resistencia, la inductancia (que constituye la impedancia en serie de la línea), la capacitancia y la conductancia (que determinan la admitancia en paralelo entre conductores o entre fase y neutro). Las líneas de

transmisión pueden ser clasificadas de acuerdo a su longitud : corta media y larga. Para la longitud corta la susceptancia capacitiva total es muy pequeña siendo despreciada; en las de longitud media es considerada que la mitad de la capacitancia esté agrupada en cada extremo de la línea, sin que exista errores apreciables en el cálculo de la tensión y de la intensidad en los terminales; por último las de longitud larga la resistencia, la inductancia y capacitancia están uniformemente repartidos a lo largo de la línea; y para el cálculo exacto de los parámetros hay que considerar dicha distribución [2]

Normalmente, las líneas de transmisión se operan con cargas trifásicas balanceadas. Aunque las líneas no estén espaciadas equilateralmente y no estén transpuestas, la asimetría resultante es ligera y se considera que las fases están balanceadas.

### a) Línea de Longitud Larga

En la fig 2.1 se muestra un diagrama esquemático de línea de transmisión larga

En dicha figura se indica la distribución de la tensión y la corriente, donde:

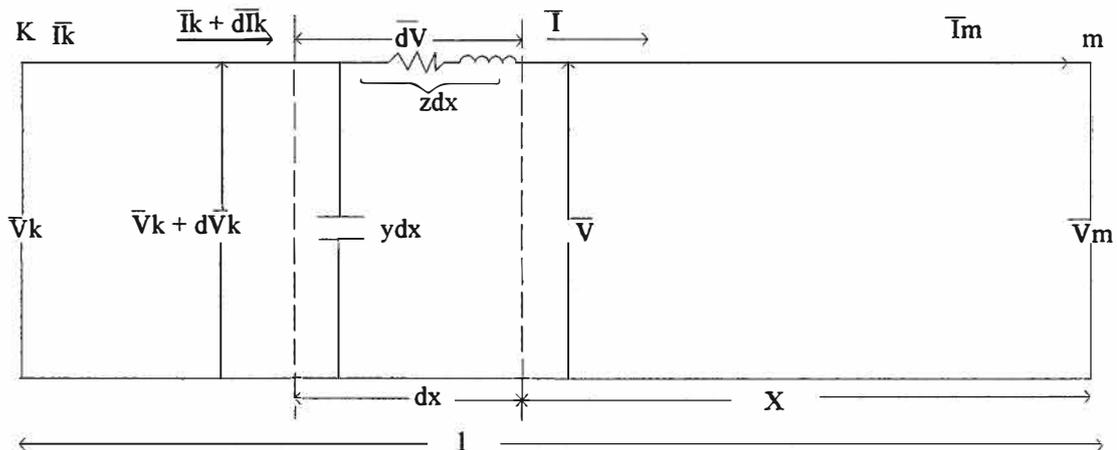


Fig. 2.1 Diagrama de línea de transmisión larga

$z = R + j\omega L$  : impedancia serie por unidad de longitud/fase

$y = G + j\omega C$  : admitancia shunt por unidad de longitud/fase

$l$  : longitud de la línea de transmisión

De la fig 2.1 se obtiene las ecuaciones siguientes :

$$d\bar{V} = \bar{I}(zdx) \implies \frac{d\bar{V}}{dx} = \bar{I}z \quad (2.1)$$

También:

$$\bar{I} = \bar{I}(ydx) \implies \frac{d\bar{I}}{dx} = \bar{V}y \quad (2.2)$$

Luego se obtiene la expresión para la tensión  $V$  y la corriente  $\bar{I}$ , dadas por las ecuaciones (2.3) y (2.4), que nos permiten hallar la tensión y la corriente en cualquier punto de la línea.

$$\bar{V} = \frac{\bar{V}_j + Z_c \bar{I}_j}{2} e^{\gamma x} + \frac{\bar{V}_j - Z_c \bar{I}_j}{2} e^{-\gamma x} \quad (2.3)$$

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_j / Z_c + \bar{I}_j}{2} e^{\gamma x} - \frac{\bar{V}_j / Z_c - \bar{I}_j}{2} e^{-\gamma x} \quad (2.4)$$

Donde :

$$Z_c = \sqrt{z/y} = \sqrt{\frac{R+j\omega L}{G+j\omega B}} \quad (2.5)$$

$$\gamma = \sqrt{yz} = \alpha + j\beta \quad (2.6)$$

$Z_c$  es la impedancia característica de la línea y  $\gamma$  es la constante de propagación. La parte real de  $\gamma$  es llamada la constante de atenuación y la parte imaginaria es llamada constante de fase

### 2.2.2 Transformador

Los transformadores son los enlaces entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión de diferentes niveles de voltaje. El transformador consiste en dos o más bobinas colocadas de tal forma que están enlazadas por el mismo flujo magnético.

Además de la transformación de voltaje, los transformadores son frecuentemente usados para controlar el voltaje y el flujo de potencia reactiva. También prácticamente todos los transformadores usados para el bloque de transmisión y muchos transformadores de distribución tienen taps en uno o más devanados para cambiar proporcionalmente los pasos.

#### a) Transformador de Tres Devanados

En la fig 2.2 se muestra un transformador de tres devanados

Los tres devanados del transformador pueden tener diferentes potencias. La relación de transformación son usados para relacionar los diferentes números de vueltas.

En la fig 2.3 se muestra el circuito equivalente para el transformador de tres devanados

De esta fig 2.3 se tienen las impedancias equivalentes  $Z_p$ ,  $Z_s$  y  $Z_t$  y sus valores pueden ser obtenidos por pruebas de cortocircuito como:

$Z_{ps}$  = Impedancia de enlace medido en el lado primario con el lado secundario en cortocircuito y el lado terciario en circuito abierto

$Z_{pt}$  = Impedancia de enlace medido en el lado primario con el lado terciario en cortocircuito y el lado secundario en circuito abierto.

$Z_{st}$  = Impedancia de enlace medido en el lado secundario con el lado terciario en cortocircuito y el lado primario en circuito abierto

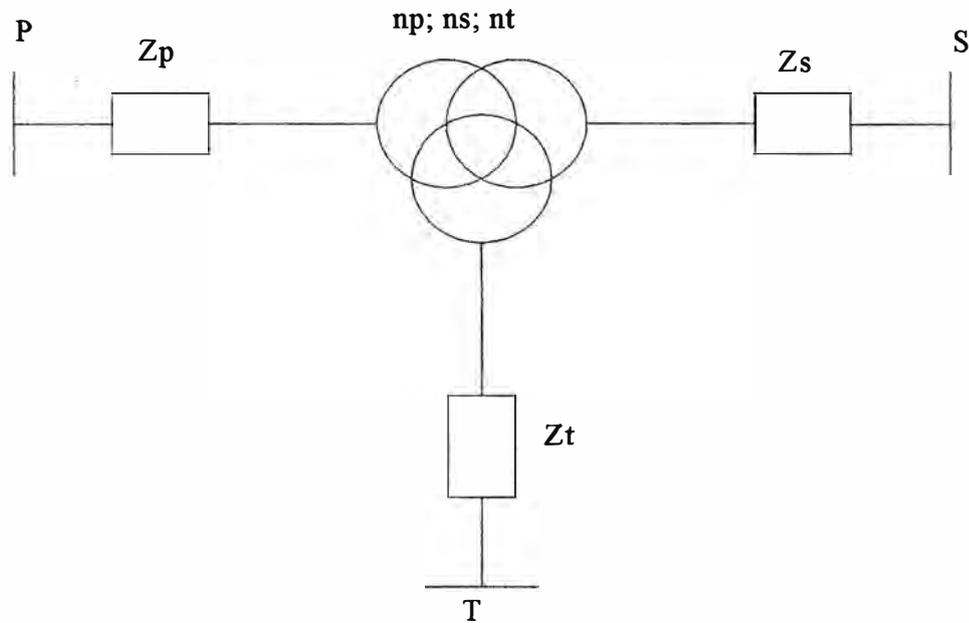


Fig. 2.2 Transformador de tres devanados

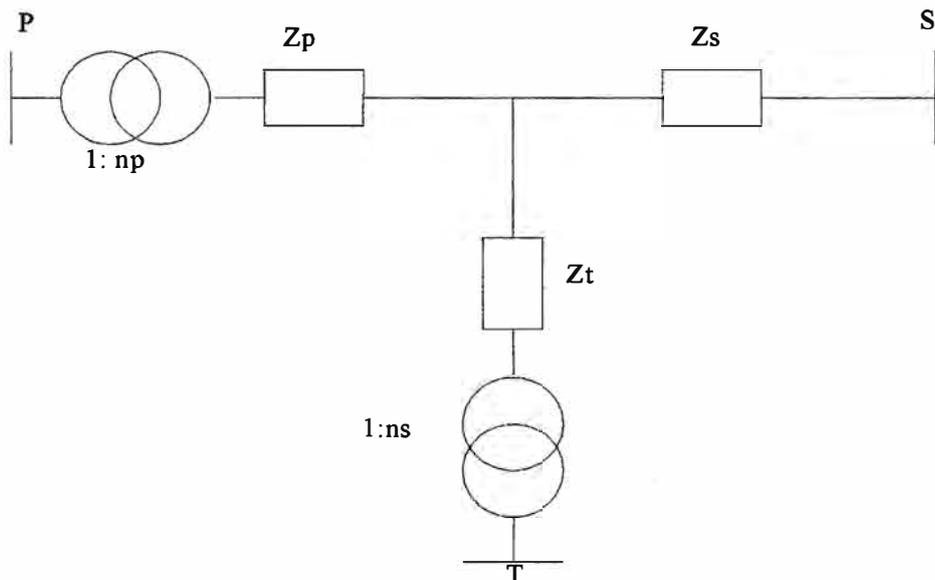


Fig. 2.3 Circuito equivalente del transformador de tres devanados

Donde las impedancias (en ohmios) referidos a una misma tensión base se muestran en las ecuaciones (2.7) a (2.8)

$$\begin{aligned} Z_{ps} &= Z_p + Z_s \\ Z_{pt} &= Z_p + Z_t \\ Z_{st} &= Z_s + Z_t \end{aligned} \quad (2.7)$$

Luego se obtiene:

$$\begin{aligned} Z_p &= \frac{1}{2}(Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st}) \\ Z_s &= \frac{1}{2}(Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pt}) \\ Z_t &= \frac{1}{2}(Z_{pt} + Z_{st} - Z_{ps}) \end{aligned} \quad (2.8)$$

Para transformadores grandes, la impedancia  $Z_s$  es pequeño y pudiendo ser hasta negativa.

### 2.2.3 Cargas

La representación de las cargas por inyecciones constantes de potencia activa y reactiva no siempre corresponde al comportamiento real del sistema. La rigidez al modelar por inyección de potencia constante solamente sería enteramente correcta si las magnitudes de las tensiones nodales de las cargas permanecen iguales a los respectivos valores nominales[4], [5].

Un modelo general para las cargas activa y reactiva está dado por las expresiones:

$$P_i^{esp} = (a_q + b_q V_i + c_q V_i^2) P_i^{nom} \quad (2.9)$$

$$Q_i^{esp} = (a_q + b_q V_i + c_q V_i^2) Q_i^{nom} \quad (2.10)$$

En que  $a_q + b_q + c_q = 1$  para  $V_i = 1$ p.u. las cargas  $P_i^{esp}$  y  $Q_i^{esp}$  asumen los valores nominales  $P_i^{nom}$  y  $Q_i^{nom}$ .

En todos los casos, lo que se pretende es controlar una magnitud basándose en una o varias variables de control

## 2.3. Flujo de Carga

### 2.3.1 Ecuaciones Generales Para la Potencia Activa y Reactiva

#### a) Flujo de Potencia en una Línea

En la fig. 2.4 se muestra la línea de transmisión en modelo  $\pi$ , con las variables necesarias para el cálculo del flujo de potencia.

La ecuación de la corriente en una línea  $I_{ij}$  entre las barras  $i$  y  $j$  es :

$$\bar{I}_{ij} = y_{ij} (\bar{V}_i - \bar{V}_j) + j b_{ij}^{sh} \bar{V}_i \quad (2.11)$$

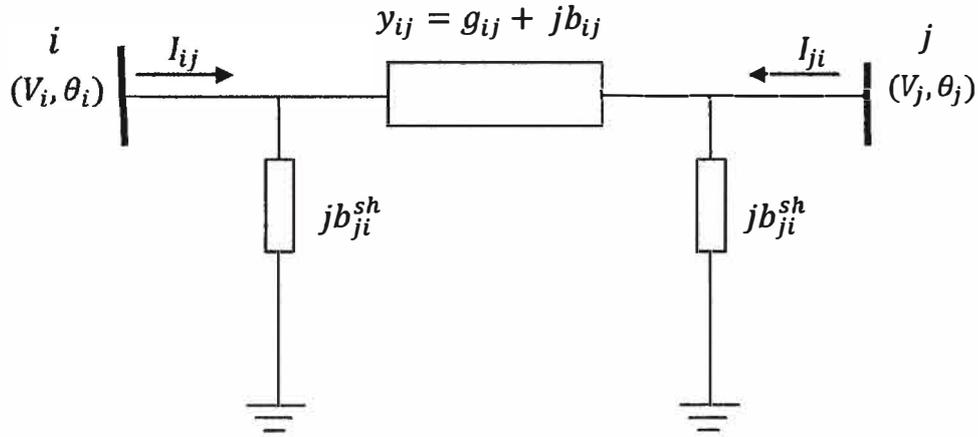


Fig. 2.4 Flujo de potencia en una Línea, Modelo  $\pi$

El flujo de la potencia aparente en la línea, en su forma compleja es:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{ij}^* &= P_{ij} - jQ_{ij} = \bar{V}_i^* \bar{I}_{ij} \\ &= y_{ij} V_i e^{-j\theta_i} (V_i e^{-j\theta_i} - V_j e^{-j\theta_j}) + j b_{ij}^{sh} V_i^2 \end{aligned} \quad (2.12)$$

De aquí, se obtiene los flujos de potencia activa y reactiva de  $i$  y  $j$  en la línea:

$$P_{ij} = (V_i)^2 g_{ij} - V_i V_j g_{ij} \cos \theta_{ij} - V_i V_j b_{ij} \sin \theta_{ij} \quad (2.13)$$

$$Q_{ij} = - (V_i)^2 (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) - V_i V_j g_{ij} \sin \theta_{ij} + V_i V_j b_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (2.14)$$

De igual forma se puede obtener en la dirección de la barra  $j$  a la barra  $i$  :

$$P_{ji} = (V_j)^2 g_{ij} - V_i V_j g_{ij} \cos \theta_{ij} + V_i V_j b_{ij} \sin \theta_{ij} \quad (2.15)$$

$$Q_{ji} = - (V_j)^2 (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) + V_i V_j g_{ij} \sin \theta_{ij} + V_i V_j b_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (2.16)$$

Sumando las ecuaciones anteriores, se obtiene las pérdidas en la línea :

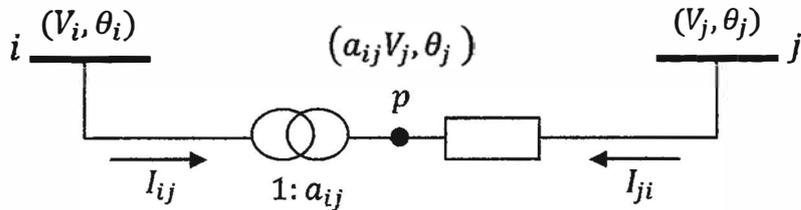
$$P_{ij} + P_{ji} = g_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (2.17)$$

$$Q_{ij} + Q_{ji} = -b_{ij}^{sh} (V_i^2 + V_j^2) - b_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (2.18)$$

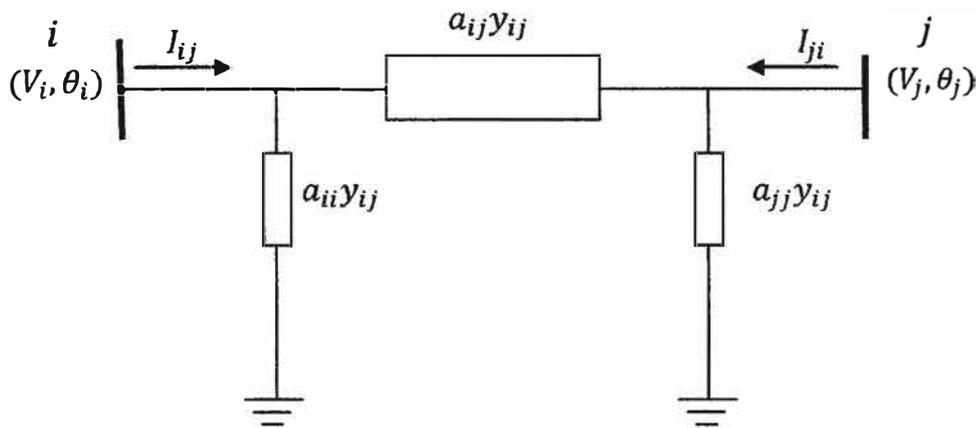
b) Flujo de Potencia en un Transformador

En la fig.2.5 se muestra el transformador en fase con su modelo  $\pi$  respectivo, donde

$$a_{ii} = a_{ij}(a_{ij} - 1) \text{ y } a_{ii} = (1 - a_{ij})$$



(a) Transformador en fase para el Flujo de Potencia



(b) Representación en modelo  $\pi$  para el Flujo de Potencia

Fig.2.5 Transformador en fase con su representación en  $\pi$  para el Flujo de Potencia

Como se indicó anteriormente, la corriente en el transformador es dado por:

$$\bar{I}_{ij} = a_{ij} y_{ij} (a_{ij} \bar{V}_i - \bar{V}_j) \quad (2.19)$$

La potencia compleja es :

$$\begin{aligned} \bar{S}_{ij}^* &= P_{ij} - jQ_{ij} = \bar{V}_i^* \bar{I}_{ij} \\ &= a_{ij} y_{ij} V_i e^{-j\theta_i} (a_{ij} V_i e^{-j\theta_i} - V_j e^{-j\theta_j}) \end{aligned} \quad (2.20)$$

Luego, la potencia activa y reactiva están dadas por:

$$P_{ij} = (a_{ij} V_i)^2 g_{ij} - a_{ij} V_i V_j g_{ij} \cos \theta_{ij} - a_{ij} V_i V_j b_{ij} \sin \theta_{ij} \quad (2.21)$$

$$Q_{ij} = -(a_{ij} V_i)^2 (b_{ij}) - a_{ij} V_i V_j g_{ij} \sin \theta_{ij} + a_{ij} V_i V_j b_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (2.22)$$

### 2.3.2 Formulación Polar de las Ecuaciones del Flujo de Potencia

Según la teoría de circuitos, el estado de una red eléctrica de  $n$  nudos queda determinado completamente mediante las tensiones complejas en todos sus nudos. Las leyes de Kirchoff y los modelos para cada componente de la red se condensan en las ecuaciones nodales, que en forma compleja se escriben como[1] :

$$[\bar{I}] = [Y][\bar{V}] \quad (2.23)$$

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \bar{V}_j \quad i=1,2,3,\dots,n \quad (2.24)$$

Donde  $[\bar{V}]$  es el vector de tensiones nodales,  $[\bar{I}]$  el vector de intensidades netas en los nudos e  $[Y]$  la matriz  $n \times n$  de admitancias de nudos.

Además, en cada nudo debe cumplirse que :

$$\bar{S}_i = \bar{S}_{Gi} - \bar{S}_{Ci} = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \quad (2.25)$$

Siendo  $\bar{S}_i$  la potencia compleja neta inyectada en el nudo  $i$ , obtenida en el caso general como diferencia entre la potencia generada y la consumida por la carga en dicho nudo. La ecuación anterior, aplicada a todos los nudos, puede escribirse en forma matricial como:

$$[\bar{S}] = \text{diag}([\bar{V}])[\bar{I}]^* \quad (2.26)$$

Donde  $[\bar{S}]$  es el vector de potencias complejas nodales y  $\text{diag}([\bar{V}])$  denota una matriz diagonal cuyos elementos son los del vector  $[\bar{V}]$ .

Conocida la matriz de admitancias, las expresiones (2.23) y (2.26) constituyen un sistema de  $2n$  ecuaciones complejas en términos de las  $3n$  incógnitas complejas contenidas en  $[\bar{S}]$ ,  $[\bar{V}]$  e  $[\bar{I}]$ . En teoría, conociendo las  $n$  dichas incógnitas podría resolverse el sistema no lineal resultante para obtener las  $2n$  restantes. En la práctica, las intensidades complejas nodales nunca son conocidas o especificadas a priori en un sistema de potencia, por lo que se prefiere eliminarlas sustituyendo (2.23) en (2.26). Esto conduce al sistema no lineal de  $n$  ecuaciones complejas siguientes:

$$[\bar{S}] = \text{diag}([\bar{V}])([Y][\bar{V}])^* \quad (2.27)$$

Descomponiendo la potencia compleja en su parte real e imaginaria,  $\bar{S} = P+jQ$ , y utilizando coordenadas cartesianas para los elementos de la matriz de admitancias,  $[Y] = [G]+j[B]$ , la ecuación anterior se convierte en :

$$P + jQ = \text{diag}(\bar{V})([G] - j[B])[\bar{V}]^*$$

$$P_i + jQ_i = U_i \sum_{j=1}^n [G_{ij} - jB_{ij}] \bar{V}_j^* \quad i=1,2,\dots,n \quad (2.28)$$

Los métodos iterativos más importantes no pueden trabajar con las ecuaciones complejas anteriores, porque la presencia de variables conjugadas impide llevar a cabo derivadas en forma compleja[1]. Es preciso, por tanto separar dichas ecuaciones en  $2n$  ecuaciones reales. Habitualmente, las tensiones se expresan en coordenadas polares,  $\bar{V} = V|\theta$ , lo que conduce a :

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \text{sen} \theta_{ij}) \quad (2.29)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \text{sen} \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2.30)$$

$$i=1,2,\dots,n$$

Cada barra aporta dos ecuaciones y cuatro incógnitas,  $P_i, Q_j$  por lo que deben especificarse dos magnitudes por nudo para que las ecuaciones anteriores puedan resolverse.

### 2.3.3 Flujo de Carga sin Control

La formulación más simple del problema en cada barra de la red está asociada a dos ecuaciones de cuatro variables y dos de ellas son conocidas a priori como dados para resolver el problema y el objetivo del flujo de carga es para resolver las dos restantes como incógnitas de una barra[3] :

- $V_i$  - Magnitud de Voltaje
- $\theta_{ij}$  - Angulo de Voltaje de Fase
- $P_i$  - Potencia Real o Activa
- $Q_j$  - Potencia Reactiva o en Cuadratura

Se define tres diferentes barras basadas en condiciones en estado regular asumiendo la frecuencia del sistema constante y voltaje constante donde estos son controlados:

1. Barra de consumo o barra PQ : Barra donde se conoce el consumo de potencia activa ( $P_{Ci}^{esp}$ ) y reactiva ( $Q_{Ci}^{esp}$ ) siendo nula la potencia generada ( $P_{Gi} = Q_{Gi} = 0$ ), quedando como incógnitas las dos componentes de la tensión de barra respectiva[1].

En el sistema de potencia físico este corresponde para un centro de carga casi como una ciudad o una industria, se conocen de los registros históricos, de la planeación de cargas o de mediciones[3]. Con frecuencia en la práctica solo se conoce la potencia real y la potencia reactiva se basa en un factor de potencia supuesto tal como 0.85 o mayor.

2. Barra de Generación o barra PV : Barra donde un generador regula la tensión a un valor especificado ( $V_i^{esp}$ ) e inyecta una potencia activa ( $P_{Gi}^{esp}$ ) la inyección de potencia activa determinada previamente por consideraciones económicas. Las restricciones resultantes, que tienen en cuenta el posible consumo local, son[1]

$$P_i^{esp} = P_{Gi}^{esp} - P_{Ci}^{esp} ; V_i = V_i^{esp} \quad (2.31)$$

Quedando  $Q_i$  y  $\theta_{ij}$  como incógnitas.

Este tipo de barra generalmente corresponde a cualquier generador es regulado por el ajuste del gobernador de la turbina,  $V_i$  es regulado por el regulador de voltaje automático actuando en la excitación de la máquina, o una barra donde el voltaje es regulado por el suministro de potencia reactiva de capacitores shunt estático o compensadora síncrono giratorio[3].

Si sólo se considerasen ambos tipos de barras, todas las potencias activas inyectadas deberían especificarse de antemano, lo cual es imposible porque las pérdidas en la red, que también deben ser aportadas por los generadores, no se conocen hasta que se obtienen los flujos de potencia de cada elemento. Es decir, la potencia activa de al menos un generador no puede ser especificada y debe calcularse al final del proceso. Afortunadamente, esta incógnita adicional se compensa con el hecho de que, cuando se trabaja con fasores, uno de los ángulos de fase puede tomarse libremente como origen de fases.

3. Barra de Referencia ó Slack : Por simplicidad de cálculo se toma como origen de fases precisamente la barra de generación cuya potencia se deja libre. Esta barra, que suele ser un generador importante con capacidad para regular frecuencia, o una barra de interconexión con el exterior, se denomina barra de referencia, barra oscilante, más comúnmente, barra slack[1].

Por lo tanto, la potencia activa inyectado total no puede ser especificado en cada barra. Es acostumbrado elegir una de las barras controladas de voltaje disponible como swin, y mirar su potencia activa como desconocida. Si la barra es un punto de gran generación, este error será una pequeña proporción de las barras de generación de la red.

### 2.3.4 Flujo de Carga con Control

En la práctica, sin embargo, las soluciones suministradas por un programa industrial de cálculo de flujos de carga deben tener en cuenta restricciones de contorno adicionales.

Estas restricciones pueden ser de desigualdad (límites impuestos a ciertas variables reguladas y de control).

Para realizar algún tipo de control (tensión, tap, etc.) el procedimiento es ajustar una variable  $z$  a un valor especificado  $z^{esp}$  variando otra variable llamada variable de control  $u$ . Esto puede ser escrita de forma matemática como :

$$\Delta u = \alpha \Delta z = \alpha (z^{esp} - z^{cal}) \quad (2.32)$$

Donde,  $\Delta u$  es la corrección de la variable de control  $u$ ,  $\Delta z$  es el error de la variable controlada, y  $\alpha$  es la relación de sensibilidad entre las variables  $u$  y  $z$ , es decir que tan sensible es el cambio de una variable con respecto a otra variable.

1. Límites de Reactiva en Barras PV: Se aplican a la reactiva generada o absorbida por alternadores, o compensadores, que regulan la tensión de un barra. Cuando se alcanza uno de estos límites el nudo PV pasa a ser PQ. Las ecuaciones de inyecciones de potencia reactiva  $Q_i$  en las barras PV aparecen en las siguientes ecuaciones[1], [4] :

Para barra de referencia:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2.33)$$

Para barras PV y de referencia:

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2.34)$$

Por otro lado , una magnitud de tensión  $V_i$  es mantenida igual a su valor especificado  $V_i^{esp}$ . El Mecanismo de control de tensión en una barra PV en un programa de cálculo de flujo de carga, se considera una barra PV  $V_i = V_i^{esp}$  e inicialmente  $Q_i^{min} < Q_i^{cal} < Q_i^{max}$ . La potencia reactiva que tiene que inyectar un generador o compensador para mantener su tensión constante debe calcularse en cada iteración y compararse con sus límites. Si se viola algún límite,  $Q_i^{lim}$ , la tensión de la barra regulada no puede mantenerse al valor  $V_i^{esp}$ , pasando este a ser una barra de consumo con  $Q_i^{esp} = Q_i^{lim}$ . A partir de ese momento hay que monitorizar la tensión en la barra PQ virtual. Si  $V_i > V_i^{esp}$  y  $Q_i^{esp} = Q_i^{max}$ , o si  $V_i < V_i^{esp}$  y  $Q_i^{esp} = Q_i^{min}$  entonces dicha barra vuelve a ser PV ( esto puede ocurrir por interacción de varios barras PV) [1].

2. Límites de Tensión en Barras PQ: Si se alcanza algunos de estos límites la barra se convierte en PV por la activación de algún elemento regulador (normalmente la toma de un transformador) [1].

En un programa de flujo de carga, las magnitudes de las tensiones de las barras PQ son recalculadas en cada iteración durante el proceso de resolución del sistema de ecuaciones (2.29) y (2.30). Cuando el valor calculado  $V_i$  cae fuera de los límites  $V_i^{\min}$  y  $V_i^{\max}$ , el tipo de barra en que ocurre la violación es redefinida pasando de PQ a PV con magnitud de tensión especificada en el límite violado ( $V_i^{\text{esp}} = V_i^{\text{lim}}$ ), una inyección de potencia reactiva  $Q_i$  en esa barra es liberada, pasando a ser recalculada en cada interacción. Considerándose por ejemplo, que una magnitud de tensión sea especificada al valor mínimo o sea  $V_i^{\text{esp}} = V_i^{\min}$ , en este caso la iteración en que ocurre una fijación del límite, y el valor calculado de inyección de reactivos en la barra será  $Q_i^{\text{cal}} = Q_i^{\text{esp}} + \Delta Q_i$  en que  $\Delta Q_i$  es un valor positivo (correspondiendo, por ejemplo a un capacitor ligado a la barra para impedir que una magnitud de tensión de barra caiga abajo del mínimo permitido). Análogamente, cuando una violación ocurre en el límite superior, esto es ( $V_i^{\text{esp}} = V_i^{\max}$ ), o incremento  $\Delta Q_i$  en la inyección de reactivos sea negativo (correspondiendo, por ejemplo, a un inductor shunt conectado a la barra para impedir que una magnitud de tensión de barra suba encima del máximo permitido) [4].

Cuando  $V_i$  es fijado en uno de esos valores límites, esa variable debe ser removida del vector de las variables dependientes  $x$  en cuanto a la ecuación de residuo  $Q_i^{\text{esp}} - Q_i^{\text{cal}} = 0$  correspondiente al sistema (2.29) y (2.30).

Notese que un decrecimiento del número de ecuaciones que forman el sistema es igual a reducir el número de incógnitas.

Después que una barra PQ fue transformada en PV debe examinarse en cada iteración subsecuente con la posibilidad de que esa barra vuelva a su tipo original.

3. Transformadores de Regulación: Los transformadores con control automático de tap pueden ser utilizados para la regulación de magnitudes de tensiones de barra. Aunque en algunos casos las tomas bajo carga de transformadores son cambiadas remotamente por un operador, en otros casos dichas tomas son reguladas localmente por un automatismo para mantener constante (o dentro de una banda) la tensión de una barra próxima. A veces se pretende regular el flujo de reactiva a través del propio elemento. En cualquier caso, el valor de la toma no puede exceder sus límites físicos [1].

## 2.4. Compensación Reactiva

La compensación representa la modificación de las características eléctricas de la línea de transmisión para aumentar la capacidad de transmisión. Con este objetivo general un sistema de compensación efectúa las siguientes funciones:

1. Ayuda a producir un perfil de voltaje considerablemente plano en todos los niveles de transmisión de potencia,
2. La línea compensada habilita la transmisión de la carga natural sobre grandes distancias,
3. Y líneas de transmisión cortas pueden llevar cargas mayores que la carga natural.

### 2.4.1 Objetivos de la Compensación Reactiva de Carga

Compensación de carga es la coordinación de potencia reactiva para proveer la calidad de suministro en un sistema AC. En la compensación de carga son dos los principales objetivos[7]:

1. Corrección de Factor de Potencia
2. La Mejora de la Regulación de Voltaje

Se tomará en cuenta que la corrección de factor de potencia es deseable cuando el suministro de voltaje está en un punto muerto. (por ejemplo virtualmente constante e independiente de la carga).

- Corrección de Factor de Potencia

Usualmente el pensamiento práctico de generación de potencia reactiva debe de ser tan cerca como sea posible de la carga que requiere, en lugar de suministrar de una estación de potencia remota. La mayoría de las cargas industriales tiene el factor de potencia en atraso, por lo que están ellos absorbiendo potencia reactiva. La carga actual tiende a ser por consiguiente más grande que se exige proporcionar a la potencia real exclusivamente.

- La Mejora de la Regulación de Voltaje

Se vuelve importante y algún momento problema crítico la presencia de cargas que varían su demanda de potencia reactiva. Todas las cargas varían su demanda de potencia reactiva, aunque ellos difieren ampliamente en el rango y razón de variación. En todos los casos, la variación en demanda de potencia reactiva causa variación (o regulación) en el voltaje en el punto de suministro, que puede interferir con la operación eficiente de todas las plantas conectadas a este punto, el levantamiento da la posibilidad de interferencia entre las cargas pertenecientes a consumidores diferentes.

## 2.4.2 Métodos de Compensación Reactiva

### 1. Compensación Virtual $Z_0$ (Compensación Capacitiva e inductiva)

A pesar de ser de naturaleza concentrada, es útil derivar ciertas relaciones básicas para el caso ideal de compensación uniformemente distribuida porque esas relaciones son simples e independientes de las características de algún tipo particular de compensador, ellos también dan considerable visión física, y ayuda a determinar la naturaleza fundamental del tipo de compensación requerido sin la referencia a los estudios extensos por computadora. Las formulas son en muchos casos aproximadamente verdaderos para sistemas prácticos con compensación concentrada porque el espacio entre compensadores es limitado por algunos factores que limitan la máxima longitud de línea compensada.

La onda de impedancia  $Z_0$  de una línea no compensada puede ser escrita :

$$Z_0 = \sqrt{\frac{l}{c}} = \sqrt{x_l x_c} \quad (2.35)$$

$$k_{sh} = \frac{x_c}{x_{ysh}} = \frac{b_{ysh}}{b_c} \quad (2.36)$$

Aquí  $x_{ysh}$  y  $b_{ysh}$  son la reactancia y susceptancia por kilometro de la inductancia o capacitancia de compensación shunt.  $k_{sh}$  grado de compensación shunt. La impedancia de la línea tiene el valor eficaz o virtual:

$$Z_0' = \frac{Z_0}{\sqrt{(1-k_{sh})}} \quad (2.37)$$

Correspondiente a la impedancia de la onda virtual  $Z_0'$  es una carga natural virtual  $P_0'$  dado por  $V_0^2/Z_0'$ , tal que

$$P_0' = P_0 \sqrt{(1-k_{sh})} \quad (2.38)$$

El número de onda  $\beta$  es además modificada y tiene el valor virtual

$$\beta' = \beta \sqrt{(1-k_{sh})} \quad (2.39)$$

La longitud eléctrica  $\theta$  es modificada de acuerdo a esta ecuación :

$$\theta' = \theta \sqrt{(1-k_{sh})} \quad (2.40)$$

Donde  $\theta = a\beta$      $\theta' = a\beta'$ .

- **Compensación Shunt Regulada Uniformemente Distribuida**

Una línea en operación a la carga natural tiene un perfil de voltaje plano y, de la ecuación :

$$P = \frac{P_0}{\sin \theta} \sin \delta \quad (2.41)$$

El ángulo de transmisión en el cual la longitud eléctrica de la línea , que es  $\delta = \theta$  . Considerando la compensación shunt, suponga que  $k_{sh}$  podría ser continuamente regulada en cada camino que  $P_0 = P_0$  en todas las veces según la ecuación (2.41) entonces  $\theta = \delta$  en todas las veces [7].

$$\frac{P}{\delta} = \frac{P_0}{\theta} = \text{constante} \quad (2.42)$$

La constante en la ecuación (2.42) es la pendiente de la característica P-  $\delta$  y está dado por :

$$\frac{P_0}{\theta} = \frac{V_0^2}{X_l} \quad (2.43)$$

A la potencia cero es la línea P-  $\delta$ , por lo tanto la tangente a la sinusoidal de la característica P-  $\delta$  de la línea con compensación shunt fija al 100% ( $k_{sh} = 1$ ).

La eficiencia de la compensación shunt regulada puede ser después entendida como para cada valor fijo de  $k_{sh}$  hay una curva sinusoidal P-  $\delta$ , con  $P_{max}$  dada por la ecuación[7] :

$$P_{max} = \frac{V_0^2}{Z_0 \sin \theta} \quad (2.44)$$

- **Potencia Reactiva Requerida para compensación**

Los requerimientos de potencia reactiva de la línea son determinadas por el voltaje y los niveles de potencia de transmisión. Es importante saber que esos requerimientos son, porque ellos determinan la razón de potencia reactiva del equipo de compensación reactiva. Nótese que el factor de potencia de el terminal es el resultado de todos los circuitos conectados en el extremo de la línea[7].

La expresión  $Q_s$  muestra la cantidad de potencia requerida

$$Q_s = P_0 \frac{\sin \theta}{2} \left[ \left[ \frac{P}{P_0} \right]^2 \left[ \frac{V_0}{V_m} \right] - \left[ \frac{V_m}{V_0} \right]^2 \right] \quad (2.45)$$

Esta ecuación muestra como el voltaje del punto medio está relacionado con los requerimientos de potencia reactiva de la línea simétrica. Por simetría, la ecuación (2.45) es aplicado a ambos extremos de la línea y en cada extremo de suministro la mitad del total, porque la convención del signo de la potencia reactiva, es escribiendo  $Q_s = -Q_r$ .

Si los voltajes terminales son continuamente ajustados así que el voltaje del punto medio  $V_m = V_0 = 1.0$  pu en todos los niveles de transmisión de potencia, entonces:

$$Q_s = P_0 \frac{\sin\theta}{2} \left[ \left[ \frac{P}{P_0} \right]^2 - 1 \right] = -Q_r. \quad (2.46)$$

Entonces también se puede mostrar que para  $V_m = V_0$ :

$$E_s = V_m \sqrt{1 - \left( \sin \frac{\theta}{2} \right)^2 \left[ 1 - \left[ \frac{P}{P_0} \right]^2 \right]} = E_r \quad (2.47)$$

Estas dos ecuaciones ilustran el comportamiento general de la línea simétrica. Si  $P < P_0$ , el voltaje del punto medio es mayor que el voltaje del terminal. Si  $P > P_0$  lo contrario es verdadero, y si  $P = P_0$  el perfil de voltaje es plano. Si  $P < P_0$  hay un exceso de carga de potencia reactiva de la línea, es decir,  $Q_s$  es negativo y si  $Q_r$  es positivo, está indicando absorción en ambos terminales, cuando  $P > P_0$  es decir un déficit general de potencia reactiva en la línea.

La potencia reactiva total que debe ser absorbida o suministrada por el equipo de compensación es fácilmente calculada porque el voltaje de línea es constante. Esta dado por :

$$Q_Y = P_0 \theta \left[ 1 - \left[ \frac{P}{P_0} \right]^2 \right] \quad (2.48)$$

$$Q_Y = P_0 \theta k_{sh} \quad (2.49)$$

Esta ecuación es válida también para compensación fija si  $P = P_0$ . La potencia reactiva requerida es capacitiva si  $P > P_0$  y aumenta con el cuadrado de la potencia transmitida.

- Valores de Reactancia Requerida de Reactores Shunt

Una simple aproximación para una sólo línea se presenta como sigue : Considerar el circuito simple [7] que tiene un solo reactor shunt de reactancia  $X$  en el extremo de recepción y una fuente de voltaje pura  $E_s$  en el extremo de envío .

Desde entonces  $E_s = V_r$  . Esto quiere decir que el generador en el extremo de envío actúa exactamente igual al reactor shunt en el extremo de recepción y que ambos absorben la misma cantidad de potencia reactiva :

$$Q_s = - Q_r = \frac{E_s^2}{X} = \frac{E_s^2}{Z_0} \left[ \frac{1 - \cos \theta}{\sin \theta} \right] \quad (2.50)$$

## 2.5. Pérdidas de Potencia

Las pérdidas de energía, obedecen a la ocurrencia de una serie de fenómenos, provocado por los parámetros que caracterizan a las redes y subestaciones, por las características de los materiales y equipos empleados y por las condiciones de operación existentes en el entorno (medio ambiente: contaminación, lluvia, etc.). Dentro de éstos fenómenos podemos citar: el efecto Corona, efecto Joule, efecto Skin y de proximidad, las corrientes de Eddy y de circulación. Así, también la circulación de potencia reactiva por las redes, las reactancias de línea y suceptancias a tierra; que si bien es cierto son pequeñas, pero juntas incrementan los niveles de pérdidas.

La magnitud de las pérdidas estarán en función de la carga a la que suministren energía, como sabemos, la carga es de magnitud variable, y como las pérdidas están en función de la intensidad de corriente suministrada, entonces los valores de las pérdidas también variarán; siendo mayores en las horas de máxima demanda. También debemos considerar la naturaleza de la carga, que en la mayoría de los casos es de carácter inductivo, lo que provoca un desfase del vector corriente, respecto al vector tensión. Eso debido al consumo de potencia reactiva, requerida por los aparatos que contienen elementos inductivos, necesarios para establecer corrientes de magnetización.

Los parámetros eléctricos: Resistencia, Inductancia y Capacitancia; son los que nos permitirán cuantificar las pérdidas de potencia y energía; puesto que la resistencia es una oposición al paso de la corriente y la inductancia y capacitancia nos producen efectos reactivos conocidos como la reactancia inductiva y capacitiva respectivamente; y que juntos producen las pérdidas técnicas de energía. Las pérdidas en las líneas aéreas, se producen básicamente debido al efecto Joule, a la reactancia inductiva y al factor de

potencia de carácter inductivo de la carga, que hace que circule potencia reactiva por las redes, incrementando de ésta manera las pérdidas técnicas.

Las pérdidas por efecto Joule son pérdidas variables porque dependen de la variación de la demanda, están dadas por las siguientes ecuaciones :

Consideremos la expresión de la caída de tensión:

$$\Delta V = I \times L (R \times \cos\delta + X \text{sen}\delta) \quad (2.51)$$

Donde:

- K :  $R \cos\delta + X \text{sen}\delta$ .  
 $\Delta V$  : Caída de tensión en voltios.  
 I : Intensidad de corriente en amperios.  
 L : Longitud en metros.  
 R : Resistencia de la línea Ohms/Km.  
 X : Reactancia de la línea en Ohms/Km.  
 Cos $\delta$  : Factor de potencia activa.  
 Sen $\delta$  : Factor de potencia reactiva.

El valor de la reactancia inductiva lo calculamos mediante la siguiente expresión:

$$X_L = 2\pi f(0,50 + 4,605 \log_{10} \text{DMG/RMG}) \times 10^{-4} \Omega/\text{Km}. \quad (2.52)$$

Donde:

- DMG : Distancia media geométrica entre conductores m.  
 RMG : Radio medio geométrico.

El valor de la resistencia:

$$R_f = R_{20^\circ\text{C}}(1 + \alpha\Delta T) \text{ Ohms/Km}. \quad (2.53)$$

Donde:

- $R_f$  : Resistencia. en c.c. a la temp. de operación  $\Omega/\text{Km}$ .  
 $R_{20^\circ\text{C}}$  : Resistencia en c.c. a la temperatura de fabricación  $\Omega/\text{Km}$ .  
 $\alpha$  : Coefic.térmico  $^\circ\text{e}^{-1}$  para el cobre duro:  $0,00378/^\circ\text{C}$ , para aleación de aluminio:  
 $0,00360/^\circ\text{C}$

Sea la caída de tensión porcentual de un tramo:

$$\% \Delta V = [(V_1 - V_2) / V_1] \times 100 \quad (2.54)$$

Donde:

- $\% \Delta V$  : Caída de tensión porcentual del tramo.  
 $V_1$  : Tensión al inicio del tramo en voltios.  
 $V_2$  : Tensión al final del tramo en voltios.

La pérdida de potencia esta dado por:

$$P = R \times I^2 \times L \quad (2.55)$$

De (2.51) tenemos la corriente:

$$I = \Delta V / [L(R \cos \delta + X \sin \delta)]$$

En (2.55):

$$P = [R \times \Delta V \times I \times L] / [L \times (R \cos \delta + X \sin \delta)]$$

$$P = [100.R.\Delta V.L. Vi.I] / [100.Vi.L.(R \cos \delta + X \sin \delta)]$$

$$P = \frac{[R.VD.KwI]}{[100.(R \cos \delta + X \sin \delta)]} \quad (2.56)$$

Donde:

- $P$  : Pérdida de potencia en horas pico Kw.  
 $R$  : Resistencia eléctrica del conductor Ohms/Km.  
 $X$  : Reactancia eléctrica del conductor, Ohms/Km.  
 $VD$  : Caída de tensión porcentual del tramo.  
 $Kw$  : Carga consumida del alimentador.  
 $V_1$  : Tensión en el punto inicial de entrega.  
 $Pf$  : Factor de potencia de la carga.  $\cos \delta$ .  
 $rf$  : Factor de reactivo de la carga.  $\sin \delta$ .

Sea la fig. 2.6 de balance de energía.

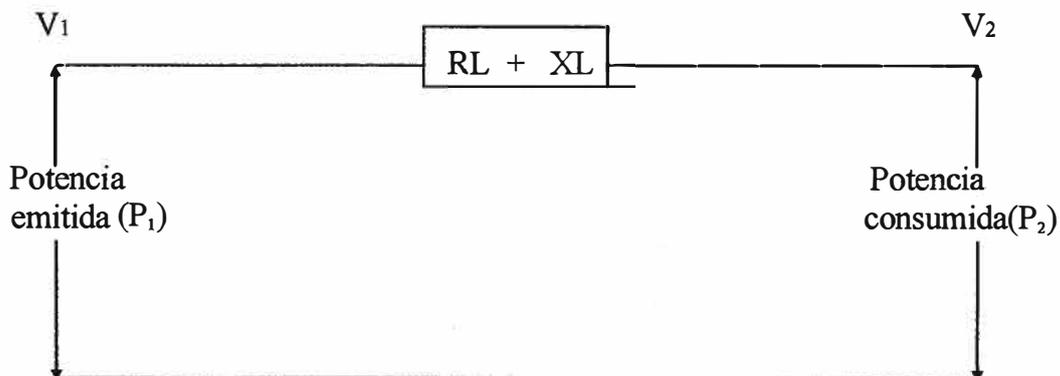


Fig. 2.6 Diagrama del balance de energía.

De donde:

$$P_1 = V_1^2 / (R_L + R_c); \quad P_2 = V_2^2 / R_c \quad \text{--->} \quad R_c = V_2^2 / P_2$$

$$P_1 = V_1^2 / (R_L + V_2^2/P_2) \quad (2.57)$$

Debido a la demanda resistiva (consumidores residenciales y comerciales) podemos afirmar que:

$$R_c \gg R_L, \quad \rightarrow R_L = 0$$

Con esta condición tenemos:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{V_2^2} \times P_2 \quad (2.58)$$

Finalmente obtenemos:

$$\%P' = (P_1 - P_2) / P_1 \times 100 \quad (2.59)$$

Donde:

$\%P'$  : Pérdida de potencia porcentual.

Para determinar las pérdidas en líneas aéreas podemos realizar la evaluación mediante varios procedimientos. Lo más común es calcular los flujos de corriente y las pérdidas por Efecto Joule en los diferentes tramos de las diferentes líneas. Para esto debemos determinar a las corrientes correspondientes a todas las subestaciones conectadas a cada línea.

Con estos datos podemos calcular las pérdidas de energía para una línea en un día común, sumando las pérdidas de potencia de todos los tramos correspondientes a la línea y multiplicando por el período de tiempo de 24 horas. Así podemos realizar el cálculo de las siguientes maneras:

- para cada una de las 24 horas del día o
- considerando el cálculo a la hora de máxima demanda del día,
- pudiéndose también considerar dos horas de máxima demanda correspondiendo a dos períodos diferentes del día (mañana y tarde).

Para el primer caso se requiere de un programa computacional, puesto que se requiere del cálculo de las pérdidas para cada una de las horas del día, que sumándose obtenemos las pérdidas correspondientes a un día en un tramo, lo que demanda el manejo de gran cantidad de información.

En el segundo caso se utiliza la corriente de máxima demanda, el que debe ser afectado por el factor de pérdidas del día para obtener las pérdidas correspondientes.

Para el tercer caso se sigue un procedimiento similar al anterior, pero considerando dos factores de pérdidas, uno para la mañana y otro para la tarde.

## CAPÍTULO III

### SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE

#### **3.1 Descripción del Sistema**

El sistema interconectado nacional, cuenta con la interconexión de dos grandes subsistemas, el centro norte y el sur.

*Sistema Norte*, este sistema tiene como principales interconexiones, 220KV: Chimbote-Trujillo (1979), Trujillo – Cajamarca, Lima-Paramonga-Chimbote (1980) Trujillo-Guadalupe-Chiclayo(1986), Chiclayo- Piura (1993), Talara-Piura(1997), Piura-Zorritos (1999) y Zorritos-Machala, en Ecuador (2005).

#### **3.2 .1 Ubicación Geográfica**

El sistema norte se encuentra ubicado al norte de Lima – Perú y está distribuido a partir del departamento de Ancash por el sur hasta Cajamarca por el oeste y Tumbes por el norte como se puede apreciar en el Fig 3.1. Todo el sistema de transmisión del norte, está instalado por toda la costa norte.

#### **3.2.2 Topología**

Se ha tomado como barra equivalente del Sistema Interconectado Nacional en la barra de Paramonga Nueva y desde allí hacia el norte se consideró el sistema norte, según el Comité de Operación Económica (COES) y se muestra en la Fig. 3.2 .



Fig. 3.1 Mapa del Perú con el diagrama unifilar del Sistema Interconectado

## CAPÍTULO IV

### UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DEL CAPACITOR PARA LA COMPENSACIÓN REACTIVA Y CÁLCULO DE PÉRDIDAS

#### 4.1. Metodología e Hipótesis de Diseño

El objetivo de la compensación reactiva en la barra que tiene menor tensión es mejorar el nivel de tensión aplicando bancos de condensadores y regulando la tensión a un valor determinado. Bajo esas condiciones se ejecutó los cálculos de flujos de carga en diferentes escenarios: sin compensación, con carga nueva y con compensación.

El diseño de la compensación de la potencia reactiva se basa en el criterio de la seguridad preventiva. Es decir que el sistema en condiciones de red sin falla, cumpla con las restricciones impuestas para la operación del sistema sin tener que modificar los ajustes o el estado (en servicio) sobre los equipos que controlan la potencia reactiva.

Las restricciones mencionadas son las siguientes:

- En condiciones de red sin falla, las tensiones en las barras del sistema se mantienen en el rango 0.95 y 1.05p.u de la tensión nominal;
- En las cargas, se debe mantener el factor de potencia constante mínimo 0.95
- En los generadores, se fija su operación según los despachos programados por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Se consideró las barras de generación como PV, es decir el valor de la potencia activa determinada y el valor de la tensión fijo.
- En los Transformadores, se tuvo cuidado con los valores de la tensión de operación y la regulación, porque de ellos depende la potencia reactiva generada por los generadores y los SVC, afectando directamente a los niveles de tensión del sistema y la distribución del flujo de potencia.
- En las Líneas, se ha tenido en cuenta los parámetros eléctricos que utiliza el COES.
- Los SVC se ha seteado según el valor fijado por el COES, en Trujillo 1.014 pu y en Chiclayo 1.016pu.
- El regulador de tensión del SVC en la barra a compensar se seteó en 1.0 pu

Buscando cumplir con las restricciones, se compatibilizó los cálculos del sistema en el programa utilizado colocando el mismo sistema en el programa winflu 2.3, tratando de verificar los resultados del primero en el segundo, una vez logrado este objetivo este sistema queda validado convirtiéndose en el caso base para los cálculos de la compensación reactiva.

Para el análisis se siguieron los siguientes pasos; una vez que se obtuvo el caso base, se evaluó la tensión en todas las barras de 220 kV y se encontró la barra crítica, en ella se aplicó la compensación reactiva, luego se evaluó las pérdidas en las líneas de 220 kV, la potencia reactiva generada por los compensadores y los generadores.

#### **4.2. Uso de Software de Aplicación**

El software que se ha usado es el programa Neplan 5.2.4.

#### **4.3 Escenarios de Estudio**

Los casos conformados para el estudio: son el caso base sin compensación reactiva propuesta, el caso con cargas nuevas y el caso con cargas nuevas y compensación reactiva propuesta, durante los años 2008 y el 2009, dentro de este periodo se representó las situaciones estacionales de avenida y estiaje con diferentes escenarios de operación que involucran las condiciones de carga y el despacho de generación.

##### **4.3.1 Caso Base sin Compensación Reactiva Propuesta**

Es el caso que representa al sistema en el año 2008, en la estación de avenida y en los escenarios de máxima y mínima demanda. Cabe recordar que este año el sistema interconectado fue exigido operar en condiciones límites máximos de generación y transmisión, a pesar que en esta estación operan a su máxima capacidad las centrales hidráulicas.

##### **4.3.2 Caso con Cargas Nuevas**

En este caso se consideró al sistema en la estación de estiaje del año 2008 y en la estación de avenida del 2009, en los escenarios de máxima y mínima demanda, en ellas están incluidas las nuevas cargas en la zona de Cajamarca que son: Gold Mills de 25 MW de potencia en 220 kV de tensión, que cuenta con una compensación reactiva de 10 MVar, la carga de Cerro Corona de 25 MW de potencia en 220 kV de tensión, que cuenta con una compensación reactiva de 10 MVar, además el incremento vegetativo de las cargas del sistema norte.

### **4.3.3 Caso con Cargas Nuevas y Compensación Reactiva Propuesta**

En este caso se ha considerado el sistema en la estación de estiaje del 2008 y a la estación de avenida 2009 con las cargas nuevas y la compensación propuesta. En estos análisis se asume el factor de carga 1.0 de las cargas nuevas, como son: Gold Mills y Cerro Corona.

## **4.4 Análisis de Resultados de Potencia Activa, Reactiva y Tensión**

### **4.4.1 Caso Base sin Compensación Reactiva Propuesta**

En este caso se ha analizado el sistema considerando la generación programada máxima que proporciona cada central hidráulica por operar en la estación de avenida.

#### **a) Análisis de Potencia Activa y Reactiva**

Según la Tabla 4.1, en el escenario de máxima demanda se puede apreciar que el flujo de potencia activa viene desde el equivalente de sistema (sistema interconectado del centro) Paramonga nueva con una potencia de 120 MW lo cual nos indica que el sistema norte es deficiente en generación. La central hidráulica que más potencia generó es la central de Cañón del Pato con 257 MW en segundo lugar la central de Carhuaquero generó 105 MW y tercer lugar Gallito Ciego generó 36 MW, también la central térmica de Talara entregó 84 MW.

En mínima demanda vino desde el equivalente del sistema interconectado del centro menos cantidad de potencia activa, siendo este valor de 67.6 MW, en la simulación estuvieron generando las centrales hidráulicas: Cañón del Pato 257 MW, y Gallito ciego 36.8 MW (mantuvieron su potencia de generación igual que en máxima demanda), disminuyó la generación de la central de Carhuaquero a 97 MW, y también la central térmica de Talara a 38.2 MW.

Con respecto a la potencia reactiva, en máxima demanda el sistema norte entregó una cantidad de 41.2 MVAR al equivalente del sistema interconectado del centro, lo que significa que es autosuficiente (pero aún así las tensiones están bajas en las barras de Trujillo y Cajamarca como se puede ver en la fig. 4.1), a pesar de eso las centrales generaron con un factor de potencia mayor a 0.95. Estas centrales proporcionaron una potencia reactiva de la manera siguiente; Cañón del Pato 33.9 MVAR, Carhuaquero 32.0 MVAR, Gallito Ciego 1.4 MVAR y Talara 15.7 MVAR. Lo cual nos indica que al incrementarse la demanda en los próximos años se va incrementar la generación de potencia reactiva en las centrales de Cañón del Pato, en Carhuaquero y en Talara.

En mínima demanda el sistema interconectado del norte también entregó potencia reactiva al sistema interconectado del centro en una cantidad de 44.4 MVAR, aún así disminuyó la

generación de potencia reactiva. Las centrales como Cañón del Pato con 37.9 MVar, y Talara con 10.1 MVar mantienen la potencia generada con respecto al de condición de máxima demanda; Gallito Ciego con 10.5 MVar incrementó su potencia reactiva, mientras que Carhuaquero disminuyó a tal nivel que absorbió potencia reactiva en la cantidad de 1.2 MVar .

Tabla 4.1 Despacho de Potencias de las Centrales de Generación del Sistema Norte

Central de Generación	Generación de Potencias en Avenida			
	Máxima Demanda		Mínima Demanda	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
PANU220	120.0	-41.2	67.6	-44.4
C. PATO	257.0	33.9	257.0	37.9
GALL10	36.0	1.4	36.8	10.5
TALA10	84.0	15.7	38.2	10.1
CARHUAQUERO	105.0	32.0	97.0	-1.2

En la Tabla 4.2 se muestra el estado de conexión de los capacitores y reactores del sistema, en él se puede observar que sólo está conectado un compensador fijo en Chimbote de 15 MVar y los SVC de Trujillo y Chiclayo; no están conectados los reactores de Talara, Piura y Guadalupe.

Tabla 4.2 Estado de Conexión de la Compensación Reactiva en el Sistema Norte

Banco de Capacitores	Avenida	
	Máxima	Mínima
Chimbote (15 MVar)	SI	SI
<b>Reactores</b>		
Guadalupe (20 MVar)	NO	NO
Talara (20 MVar)	NO	NO
Piura (20 MVar)	NO	NO
<b>SVC'S</b>		
Trujillo (-20/+30 MVar)	SI	SI
Chiclayo (-30/+30 MVar)	SI	SI

### b) Análisis de Tensión

En la Fig. 4.1 se puede observar que la tensión va disminuyendo desde la barra de Paramonga nueva hasta la barra de menor tensión que se produce en la barra de Cajamarca,

debido que la línea de transmisión larga (longitud de 450 km desde Paramonga nueva hasta Cajamarca) se encuentra alimentando una gran cantidad de carga de 49.5 MW con baja calidad tensión. También se puede observar que la tensión en la barra de Talara es elevada.

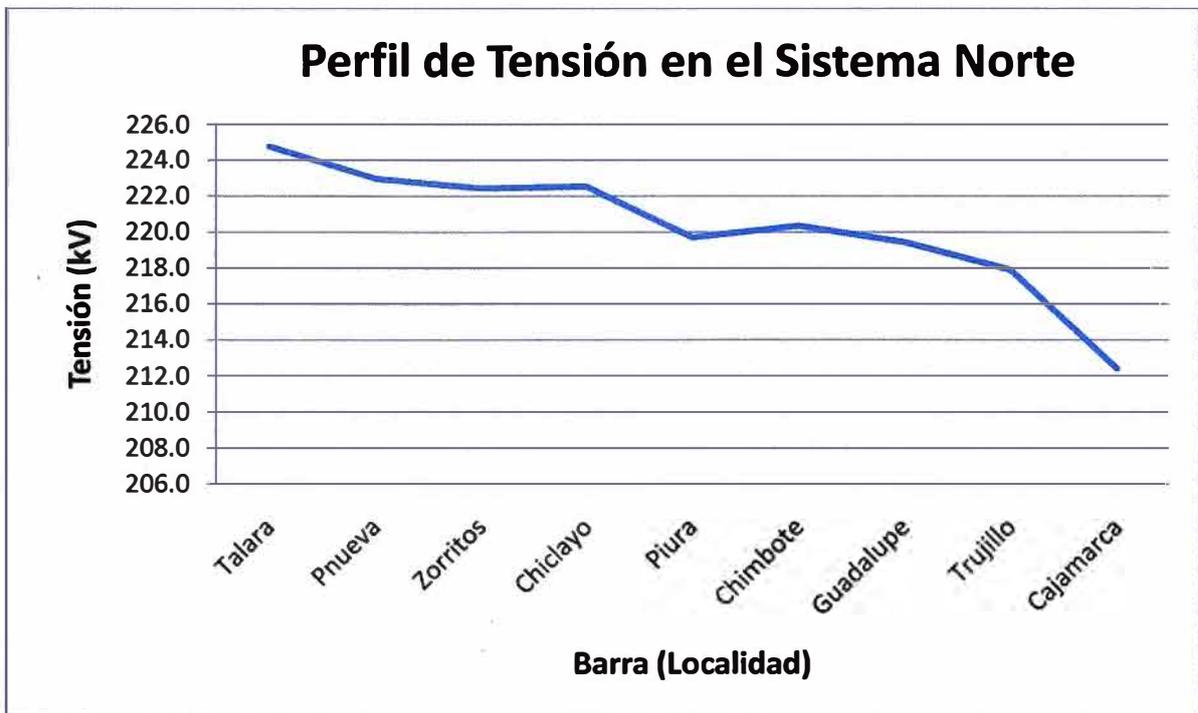


Fig. 4.1 Perfil de Tensión del Sistema Interconectado del Norte en avenida

Tabla 4.3 Tensiones en las Barras de 220 KV del Sistema Norte en Avenida

Máxima Demanda			Mínima Demanda		
Barra	Tensión (kV)	Tensión (pu)	Barra	Tensión (kV)	Tensión (pu)
Talara	224.8	102.2	Pnueva	226.8	103.1
Pnueva	223.0	101.4	Chimbote	225.7	102.6
Zorritos	222.5	101.1	Talara	225.3	102.4
Chiclayo	222.6	101.2	Zorritos	224.6	102.1
Piura	219.7	99.9	Chiclayo	223.3	101.5
Chimbote	220.4	100.2	Guadalupe	223.0	101.4
Guadalupe	219.4	99.8	Trujillo	221.7	100.8
Trujillo	217.9	99.1	Piura	219.6	99.8
Cajamarca	212.4	96.6	Cajamarca	216.3	98.3

En la Tabla 4.3 se muestran los niveles de tensión en kV y en pu resultante de las simulaciones. Las barras en 220KV se encuentran en orden de valor para poder notar la ubicación en que se encuentra cada barra del sistema en cuanto a los niveles de tensión.

Como se puede observar se tiene unas barras con tensiones más bajas y son : las barras de Guadalupe con 219 kV, Trujillo con 217.9 kV, Piura con 219.6 kV y en los dos ordenamientos tanto en máxima demanda como en mínima demanda se encuentra con

mucho menor tensión la barra de Cajamarca con 212.4 kV, teniendo una tensión menor en 3.4 % de la tensión nominal, estando muy cerca a los límites dado por la norma Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), que dice que la tensión no puede disminuir ni aumentar en más del 5% de la tensión nominal. Entonces considerando que se va a incrementar la carga en Cajamarca al doble de la actual, se debe de analizar ¿como afectará a la red de transmisión? en su operación y su rango de Tensión dentro de la Norma Técnica de calidad de tensión.

### c) Análisis de Flujo de Potencia en las Líneas de Transmisión

En la Tabla 4.4 se presentan los flujos de envío en las líneas de transmisión en 220 kV. Los mayores flujos de potencia están en las líneas de transmisión Paramonga Nueva - Chimbote y Chimbote – Trujillo Norte. En condiciones de generación hidráulica en avenida se envía hacia el Área Norte por la línea de transmisión Paramonga Nueva-Chimbote 120.0 MW, continuando por la línea de Chimbote a Trujillo Norte la potencia de 233 MW que incluye la suma de la potencia generada por la central de Cañón del Pato y la anterior línea. En dicha Tabla 4.4 se puede observar que la potencia que transmite la línea Trujillo norte a Cajamarca es de 52.3 MW de potencia activa y 11.4 MVAR de potencia reactiva.

Tabla 4.4 Flujo de Envío de Potencia en las Líneas de 220 kV

Línea de Transmisión	Nº de circuitos	Máxima Demanda		Mínima Demanda	
		P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)
Pnueva – Chimbote	2	120.0	-41.2	67.6	-44.4
Chimbote - Trujillo Norte	2	233.0	-16.8	174.1	-8.0
Trujillo Norte – Cajamarca	1	52.2	11.4	52.3	11.0
Trujillo Norte - Guadalupe	1	50.6	-20.7	32.4	-18.2
Guadalupe – Chiclayo	1	30.5	-26.9	24.4	-12.8
Chiclayo – Piura	1	48.0	-18.4	63.7	-17.7
Piura – Talara	1	-40.3	-21.8	-7.4	-29.9
Talara – Zorritos	1	26.3	-7.6	19.4	-12.1

En la Tabla 4.5 se presentan las potencias con que los SVC's de Trujillo y Chiclayo operan, de allí se puede apreciar que el SVC de Trujillo está operando a su capacidad máxima de 30 MVAR, también está conectado el reactor de Piura entregando 21.9 MVAR para poder disminuir la tensión en esa barra y en las aledañas, como Talara y Zorritos.

Las barras críticas son: uno la barra de Trujillo, donde está ubicado un SVC de +30/-20 MVAR y la segunda es la barra de Cajamarca en 220 kV, Las barras de Trujillo y

Cajamarca son críticas porque la tensión está cerca al límite mínimo de 0.95 pu y la compensación reactiva en Trujillo está en el límite de su capacidad de 30 MVar, debido a que está entregando potencia reactiva hacia la barra de Cajamarca la cual por su demanda requiere inyección de reactivos. De acuerdo a los análisis de potencia reactiva se puede determinar que son críticas la generación de potencia reactiva en las centrales de Cañón de pato, Carhuaquero y Talara; en la primera central no hay de donde más compensar porque el banco de condensadores de Chimbote se encuentra operando al máximo de su capacidad mientras que en las dos últimas centrales se tiene una alternativa de compensación del SVC de Chiclayo que está compensando con una baja potencia reactiva.

Tabla 4.5 Generación de Potencia Reactiva de los  
Compensadores Existentes

SVC	Sin Compensación Propuesta en Avenida			
	Máxima Demanda		Mínima Demanda	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Trujillo	0.0	30.7	0.0	-20.8
Chiclayo	0.0	6.6	0.0	4.6
Piura	0.0	0.0	0.0	-21.9

#### 4.4.2 Caso con Cargas Nuevas

Al tratar de simular el sistema con las nuevas cargas que son : Gold Mills de 25 MW en 220 kV que cuenta con una compensación de 10 MVar, y la carga de Cerro Corona de 25 MW en 220 kV que cuenta con una compensación reactiva de 10 MVar, y el incremento vegetativo de las cargas del sistema, el cálculo no converge, por lo que se puede interpretar que el sistema no puede entregar más potencia reactiva para mantener el nivel de voltaje en operación normal de 220 kV +/- 5% de la tensión nominal de la barra de Cajamarca.

#### 4.4.3 Caso con Cargas Nuevas y Compensación Reactiva Propuesta

Se presentan los resultados de :

Análisis de la potencia activa y reactiva,

Análisis de tensión, y

Análisis de flujo de potencia en las líneas de transmisión;

En las estaciones, primero en avenida y después en estiaje.

##### a) Análisis de Potencia Activa y Reactiva

En la Tabla 4.6 y 4.7 Se presentan las potencias activa y reactiva generadas en el área norte en la estación de avenida y en estiaje respectivamente, en los escenarios de máxima y

mínima demanda, cuando la carga en la barra de Cajamarca está en condiciones de factor de carga igual a 1.0.

- **Estación de Avenida**

De la primera Tabla, (Tabla 4.6) en estación de avenida en condición de máxima demanda se puede apreciar que al sistema norte se inyecta del sistema centro una potencia de 194.8 MW por la barra de Paramonga nueva; la central que más genera es la de Cañón del Pato con 240 MW seguido por la central de Carhuaquero con 109 MW, después Gallito ciego con 31.1 MW, también se puede notar que las centrales térmicas: de Malacas genera 29 MW, de Chiclayo genera 10 MW y de Zorritos genera 15 MW, eso significa que la demanda supera a la generación hidráulica instalada.

También se puede notar en la primera fila de la Tabla 4.6, la potencia reactiva fluye hacia el equivalente del sistema centro una cantidad de 39.9 MVAR, las centrales generan poca potencia reactiva con respecto a su potencia activa manteniendo un factor de potencia mayor a 0.95. La central de Cañón del Pato genera 15.3 MVAR la central de Gallito Ciego 10.5 MVAR y la central de Malacas 2.3 MVAR es poco debido a que la tensión es alta en la barra de Talara como se puede apreciar más adelante en la Tabla 4.8.

También en la Tabla 4.6, en el escenario de avenida en máxima demanda, los SVC de Trujillo y Chiclayo operan a 30.2 y 3.2 MVAR respectivamente, lo cual nos hace ver que el primero opera a su máxima capacidad, mientras que el segundo está operando cerca al punto de operación del reactor. Las compensaciones calculadas en los bancos de capacitores de Chimbote y Cajamarca están inyectando 35 y 48.8 MVAR respectivamente, el primero ha incrementado su capacidad en 20 MVAR y el segundo como se puede ver es el nuevo compensador y resultó de un valor grande en comparación con la capacidad de los demás compensadores (SVC).

Continuando en la Tabla 4.6, en mínima demanda, las potencias generadas son menores; del equivalente del sistema centro se inyecta 194.8 MW, la central de Cañón del Pato genera 205.6 MW, la de Cahuaquero 108.3 MW y en ambas condiciones de demanda, tanto en máxima como en mínima la central de Gallito ciego genera 31 MW cerca a su máxima capacidad, debido a la regulación de tensión que produce el transformador; en este caso no generan las centrales térmicas.

En la Tabla 4.6, en mínima demanda la potencia reactiva también fluye hacia el equivalente del sistema centro una cantidad de 54.1 MVAR siendo un poco mayor que en el caso de máxima demanda porque las líneas de transmisión están menos cargadas en la zona

norte; las únicas centrales que generan potencia reactiva son Cañón del Pato en una de cantidad de 6.7 MVAR y Gallito Ciego en una cantidad de 10.5 MVAR, como se puede ver no son de gran cantidad. Los SVC de Trujillo y Chiclayo están generando 29.6 MVAR y -13.4 MVAR, (el signo - indica que está absorbiendo, o sea está actuando como reactor), el SVC de Trujillo está generando muy cerca a su máxima potencia (30 MVAR).

Tabla 4.6 Despacho de Potencia Activa y Reactiva  
en el Sistema Norte en Avenida

Central de Generación	Potencia Activa y Reactiva			
	Máxima Demanda		Mínima Demanda	
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
Pnueva	194.8	-39.9	132.0	-54.1
C. Pato	240.0	15.3	205.6	6.7
G. Ciego	31.1	10.5	31.0	10.5
Chiclayo	10.0	2.0	0.0	0.0
Malacas	29.0	2.3	0.0	0.0
Talara	0.0	0.0	0.0	0.0
Carhuaquero	109.0	31.5	108.3	0.0
Zorritos	15.0	5.0	0.0	0.0
SVC				
Trujillo	0.0	30.2	0.0	29.6
Chiclayo	0.0	3.2	0.0	-13.4
Banco de Capacitores				
Chimbote	0.0	35.0	0.0	15.0
Cajamarca	0.0	48.8	0.0	12.3
Reactor				
Talara	0.0	0.0	0.0	-19.5

El signo (-) significa que actúa absorbiendo potencia reactiva

Las compensaciones resultante en Chimbote y Cajamarca es de 15 MVAR y de 12.3 MVAR respectivamente, el primero ha disminuido su capacidad en 20 MVAR respecto de la condición de máxima demanda, mientras que en el segundo a disminuido en 38 MVAR. Además en la barra de talara se encuentra conectado el reactor de 19.5 MVAR, para absorber potencia reactiva del sistema y bajar la tensión.

- **Estación de Estiaje**

En la segunda Tabla, (Tabla 4.7), la estación de estiaje tiene sus diferencias con respecto al la estación de avenida, como el despacho de las centrales hidráulicas, es menor, por lo tanto viene más potencia del equivalente del sistema interconectado del centro.

En máxima demanda por Paramonga nueva se inyecta potencia activa en la cantidad de 299.5 MW, esta condición es un escenario de operación normal (en un caso crítico las líneas están transmitiendo cerca a su potencia nominal de 360 MVA), la central de Cañón de Pato para este escenario está generando 75 MW, la central de Carhuaquero 90 MW, lo que hace diferente a este escenario es el despacho de las centrales térmicas, estas operan de la siguiente manera; la central de Talara genera 88 MW, de Malacas 29 MW, de Zorritos 15 MW y de Chiclayo 8 MW, siendo en total 140 MW de potencia la cual hace que el sistema interconectado del norte sea dependiente de este tipo de generadores.

Tabla 4.7 Despacho de Potencia Activa y Reactiva  
en el Sistema Norte en Estiaje

Central de Generación	Potencia Activa y Reactiva			
	Máxima Demanda		Mínima Demanda	
	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
Pnueva	299.5	-35.9	227.9	-52.5
C. Pato	75.0	35.0	75.0	9.7
G. Ciego	34.0	10.5	28.0	1.9
Chiclayo	8.0	-0.6	12.0	0.0
Malacas	29.0	10.0	15.0	5.0
Talara	88.0	-6.3	88.0	14.8
Carhuaquero	90.0	-1.4	60.0	-6.7
Zorritos	15.0	-2.1	15.0	-8.8
SVC				
Trujillo	0.0	29.5	0.0	18.0
Chiclayo	0.0	29.8	0.0	11.3
Banco de Capacitores				
Chimbote	0.0	14.4	0.0	15.8
Cajamarca	0.0	50.0	0.0	18.2
Reactor				
Talara	0.0	0.0	0.0	-20.7

El signo(-) significa que actúa absorbiendo potencia reactiva

En la Tabla 4.7, también se puede notar que la potencia reactiva que se produce en el sistema interconectado del norte se inyectó hacia el equivalente de sistema centro en una cantidad de 35.9 MVAr; las centrales que genera potencia reactiva son: la central de Cañón del Pato la cantidad de 35.0 MVAr, Malacas la cantidad de 10.0 MVAr, la central de Gallito Ciego la cantidad de 10.5 MVAr, todas operan con un factor de potencia mayor

a 0.90, en cambio la central de Carhuaquero está absorbiendo 1.4 MVAR (lo contrario sucede en la estación de avenida, esta central genera 31.5 MVAR), también la central de Talara la cantidad de 6.3 MVAR.

Los controladores de tensión (SVC) estuvieron actuando muy cerca a sus límites de capacidad (30MVAR), el SVC de Trujillo entrega 29.5 MVAR y el de Chiclayo entrega 29.8 MVAR, el banco de capacitores que operan en Chimbote es de 14.4 MVAR de capacidad y el calculado para Cajamarca es de 50.0 MVAR de capacidad ( es un valor cercano al de la estación de avenida).

Continuando en la Tabla 4.7, en mínima demanda también se observa un flujo de potencia activa del equivalente del sistema centro al sistema norte, la cantidad de 227.9 MW, las centrales hidroeléctricas siguen generando poca potencia, Cañón del Pato la cantidad de 75 MW, Carhuaquero la cantidad de 60 MW y Gallito Ciego la cantidad de 28 MW, a los que se agrega la potencia faltante con la potencia generada por las centrales térmicas de Talara en la cantidad de 88 MW, Malacas en la cantidad de 15 MW, Zorritos en la cantidad de 15 MW y Chiclayo en la cantidad de 12 MW.

La potencia reactiva en mínima demanda como en los demás escenarios también se inyecta desde el sistema interconectado del norte hacia el equivalente del sistema del centro la potencia de 52.5 MVAR, las centrales hidráulicas están generando poca potencia reactiva que se encuentra dentro de los límites que encuentran por encima de un factor de potencia de 0.90, como la central de Cañón de pato 9.7 MVAR y Gallito Ciego 1.9 MVAR, mientras que la central térmica de Talara su genera 14.8 MVAR, en cambio las centrales de Carhuaquero y Zorritos están absorbiendo las cantidades de 6.7 MVAR y 8.8 MVAR respectivamente.

En la zona de Talara y Zorritos no es muy sencillo calcular la potencia reactiva porque las centrales de Talara y Malacas generan mientras que la central de Zorritos absorbe y está operando con un factor de potencia en atraso menor a 0.95 para poder disminuir la tensión en la barra de Talara a pesar de estar conectado el reactor.

La compensación en mínima demanda es menor con respecto al de máxima demanda, como sucede en el SVC de Trujillo, que inyecta la cantidad de 15.9 MVAR, en el SVC de Chiclayo la cantidad de 11.3 MVAR y los bancos capacitores como en Chimbote la cantidad de 15.8 MVAR, en Cajamarca la cantidad calculada de 18.2 MVAR, en este escenario se conectó el reactor de Talara con una potencia de 20 MVAR, para absorber reactivos y disminuir la tensión.

### b) Análisis de Tensión

Se estudió el perfil de tensiones y a las variaciones de tensión en cada barra observándose que se encuentren las variaciones dentro del rango  $\pm 5\%$  de la tensión nominal, permitido por la norma técnica (NTCSE).

- **Estación de Avenida**

En la Tabla 4.8, se muestra las tensiones calculadas del sistema en las barras de 220 kV en la estación de avenida, en los escenarios de máxima y mínima demanda; de la tabla se puede apreciar que la tensión en la barra de Cajamarca se mantiene en 220 kV, lo cual indica que el compensador proyectado está regulando a ese valor; ahora las otras tensiones de menor valor están en la barra de Trujillo con un valor de 0.99 pu y Talara con un valor de 0.98 pu, valores que nos indican que son mucho mayores que el límite inferior de 0.95 pu de la tensión nominal. Viendo de otra forma en la misma tabla, se observa, que las barras que se encuentran en las últimas ubicaciones son: de Trujillo y de Talara, porque la barra de Trujillo requiere más inyección de potencia reactiva, de la que puede entregar el SVC (se encuentra operando en su límite superior de 30 MVAR) y la barra de Talara en mínima demanda porque se está retirando potencia reactiva con el reactor (20 MVAR), como se observó en la Tabla 4.6.

También se puede observar en la Tabla 4.8, en máxima demanda que las barras de Talara, Zorritos y en mínima demanda a la barra de Trujillo tener altas tensiones (pero que no pasan los límites de operación de 5% mayor que la tensión nominal), ello indica que hay que regular la inyección de potencia reactiva cerca a esas barras.

Tabla 4.8 Tensiones de Barra en 220 kV en Avenida

Tensiones					
Máxima Demanda			Mínima Demanda		
Barra	Tensión (kV)	Tensión (PU)	Barra	Tensión (kV)	Tensión (PU)
Zorritos	225.8	102.6	Trujillo	225.3	102.4
Talara	223.6	101.6	Chimbote	224.9	102.2
Chiclayo	222.6	101.2	Pnueva	224.4	102.0
Pnueva	222.4	101.1	Guadalupe	223.7	101.7
Chimbote	220.3	100.2	Chiclayo	223.1	101.4
Cajamarca	220.0	100.0	Cajamarca	220.0	100.0
Guadalupe	219.8	99.9	Piura	218.8	99.5
Piura	219.3	99.7	Zorritos	217.4	98.8
Trujillo	218.5	99.3	Talara	217.1	98.7

- **Estación de Estiaje**

En la Tabla 4.9, se presenta las tensiones de barra del sistema en el nivel de 220 kV, en la estación de estiaje, en máxima y mínima demanda se puede observar que la tensión en la barra de Cajamarca se mantiene en 220 kV, en máxima demanda las demás tensiones están dentro del rango con una variación del 1.5% de la tensión nominal, lo cual es un límite aceptable, en el escenario de mínima demanda se puede notar que existe altas tensiones en las barras de Chiclayo y Guadalupe, pero que todavía están dentro del límite de variación del 4% de la tensión nominal, entonces se debe de disminuir 10.6 MVar (Tabla 4.7) la inyección de potencia reactiva del SVC de Chiclayo .

Tabla 4.9 Tensiones de Barra en 220 kV en Estiaje

Tensiones					
Máxima Demanda			Mínima Demanda		
Barra	Tensión (kV)	Tensión (PU)	Barra	Tensión (kV)	Tensión (PU)
Talara	221.3	100.6	Chiclayo	225.7	102.6
Chiclayo	220.5	100.2	Guadalupe	224.2	101.9
Zorritos	220.2	100.1	Trujillo	224.0	101.8
Cajamarca	220.0	100.0	Talara	223.9	101.8
Guadalupe	219.6	99.8	Chimbote	223.2	101.4
Pnueva	218.9	99.5	Pnueva	222.6	101.2
Trujillo	218.5	99.3	Piura	221.5	100.7
Chimbote	218.0	99.1	Zorritos	220.8	100.4
Piura	217.1	98.7	Cajamarca	220.0	100.0

**c) Análisis de Flujo de Potencia en las Líneas de Transmisión**

Los flujos de potencia en las líneas de transmisión del sistema norte se muestran en la Tabla 4.10; en la estación de avenida se puede apreciar que el flujo es hacia el norte desde la barra de Paramonga Nueva, en máxima y mínima demanda.

- **Estación de Avenida**

En dicha Tabla 4.10, en la estación avenida, en máxima demanda, la potencia activa que transmite las líneas de Paramonga nueva – Chimbote es de 157.5 MW, una cantidad mucho menor que su potencia nominal de 360 MVA, las líneas de Chimbote a Trujillo Norte llevan la potencia de 280.6 MW (es la suma de la potencia de la línea anterior más la potencia generada por la central de Cañón del Pato, una cantidad cercana a su valor nominal de 352 MVA), llegando a tener un factor de utilización de 81% de la carga nominal, la potencia que entrega la línea Trujillo Norte – Cajamarca en la barra de 220 kV

es de 109.3 MW. La única línea que lleva potencia del norte a sur es la línea de Talara a Piura en la cantidad de 4.0 MW, la mayor potencia que llega a Piura es de la central de Carhuaquero a través de la línea Chiclayo - Piura que lleva 54.4 MW, también la potencia que llega a Chiclayo viene desde Trujillo Norte y de la Central Gallito Ciego, una cantidad de 15.3 MW, la barra de Zorritos se alimenta con su propia central y desde la central de Malacas a través de la línea Talara - Zorritos con 9.6 MW.

Continuando en la Tabla 4.10, en la estación de avenida y en mínima demanda el flujo de potencia fluye del equivalente del sistema interconectado del centro en la cantidad de 127 MW a través de la línea Paramonga nueva – Chimbote, sumada a esta potencia la enviada por la central de Cañón del Pato, viaja a través de la línea Chimbote - Trujillo Norte la cantidad de 197.3 MW, (menos en casi la mitad que en el escenario de máxima demanda), lo cual significa que ha disminuido la demanda considerablemente en el sistema interconectado del norte, pero no fue así la demanda en la barra de Cajamarca, la cual se mantiene en 107.3 MW, esto significa que su factor de carga es cercano a 1.0, según se indica en la Tabla 4.10. Continuando en la misma Tabla se puede observar que llega muy poca potencia (4.8 MW) de Guadalupe hacia Chiclayo, es como si el sistema norte se separara en dos subsistemas, uno de Chiclayo hasta Talara y el otro de Paramonga nueva hasta Guadalupe; también el flujo de potencia va desde Trujillo Norte a Guadalupe la cantidad de 18.7 MW por tanto se puede decir que la potencia de Gallito Ciego suministra sólo a la demanda de su zona de influencia en especial a Pacasmayo. Entonces la central de Carhuaquero entrega su potencia hacia Chiclayo, Piura y Zorritos porque las centrales térmicas no están operando.

En relación a la potencia reactiva, en la Tabla 4.10, en el escenario de máxima demanda se puede observar al compensador proyectado de la barra de Cajamarca entrega una potencia reactiva al sistema norte a través de la línea Trujillo norte - Cajamarca la cantidad de 21.2 MVar. Así mismo, en mínima demanda el sistema entrega una potencia reactiva a la demanda de la carga en Cajamarca una cantidad de 8.9 MVar.

Continuando en la Tabla 4.10, en el escenario de máxima demanda el flujo de potencia reactiva transmitida por la línea Chimbote – Trujillo Norte es de -18.1 MVar, el signo (-), indica que va en sentido contrario, es decir la potencia reactiva viaja de la barra de Chimbote hacia la barra de Paramonga nueva llegando a esta barra (Paramonga) la cantidad de -44.1 MVar, esta cantidad nos indica que se inyecta potencia reactiva adicional desde la línea de transmisión Paramonga nueva – Chimbote al generado por el

banco de compensación reactiva de Chimbote (35 MVar) como se mostró en la Tabla 4.6.

Tabla 4.10 Flujo de Envío de Potencia en las Líneas de 220 kV en Avenida

Potencia de Envío					
Línea de Transmisión	N° de circuitos	Máxima Demanda		Mínima Demanda	
		P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)
Pnueva – Chimbote	2	157.5	-44.1	127.0	-54.6
Chimbote - Trujillo Norte	2	280.6	-18.1	197.3	-38.9
Trujillo Norte – Cajamarca	1	109.3	-21.2	107.3	8.9
Trujillo Norte - Guadalupe	1	40.4	-19.3	18.7	-5.2
Guadalupe – Chiclayo	1	15.3	-23.6	4.8	-5.9
Chiclayo – Piura	1	54.4	-18.1	72.5	-16.6
Piura – Talara	1	-4.0	-25.0	22.5	-4.9
Talara – Zorritos	1	9.6	-19.7	14.1	-13.7

En la mencionada Tabla 4.10, en el escenario de mínima demanda señala la inyección de potencia reactiva de -39 MVar hacia la barra Paramonga nueva desde la línea Chimbote – Trujillo Norte y de la compensación reactiva de Trujillo (SVC, 30 MVar, Tabla 4.6), sumándole a dicha cantidad la potencia reactiva producida por la línea de Paramonga nueva – Chimbote más del banco de compensación de Chimbote (15 MVar, Tabla 4.6) llegando a la barra de Paramonga nueva la cantidad de -54.6 MVar.

- **Estación de Estiaje**

En estiaje los flujos de potencia también están en dirección desde el equivalente del sistema interconectado del centro hacia el norte de Paramonga Nueva hasta Trujillo Norte, se puede apreciar el incremento de potencia con respecto al escenario de avenida. Asimismo, desde las centrales de Malacas, Talara y Carhuaquero viene el flujo de potencia hasta Trujillo Norte, según se observa en la Tabla 4.11.

Continuando en la Tabla 4.11, en el escenario de máxima demanda la potencia activa viene desde el equivalente de sistema interconectado del centro a través de la línea Paramonga nueva – Chimbote en la cantidad de 299.5 MW (cerca a su valor nominal de 360 MVA) operando con un factor de utilización del 90% muy cerca a su límite de capacidad, como también la línea de Chimbote - Trujillo Norte transporta la potencia de 214.7 MW (que tiene un valor nominal de 352 MVA) resulta operando con un factor de utilización del 65 % de su capacidad nominal, la línea de Trujillo Norte – Cajamarca sigue transmitiendo 106.8 MW no varía la demanda con respecto al escenario de avenida. Después todas las

demás líneas transmiten desde el norte la generación de las centrales Carhuaquero, Talara y Malacas hacia Trujillo, desde la central de Talara también se suministra potencia a la demanda de Zorritos.

De la misma manera en el escenario de mínima demanda viaja 227.9 MW de potencia activa (en menor cantidad que en el escenario de máxima demanda) desde el equivalente del sistema interconectado del centro, por Paramonga nueva hasta Trujillo norte, así como llevando la generación de potencia de las centrales de Carhuaquero, Talara y Malacas para finalmente llegar a Trujillo norte la cantidad de 35 MW; también desde Talara y Malacas se entrega potencia activa hacia Zorritos. La potencia transmitida en la línea Trujillo norte - Cajamarca se mantiene en 106.8 MW.

Tabla 4.11 Flujo de Envío de Potencia en las Líneas de 220 kV en Estiaje

Potencias de Envío					
Línea de Transmisión	N° de circuitos	Máxima Demanda		Mínima Demanda	
		P (MW)	Q(MVAr)	P (MW)	Q(MVAr)
Pnueva – Chimbote	2	299.5	-35.9	227.9	-52.5
Chimbote - Trujillo Norte	2	214.7	-36.0	152.7	-40.8
Trujillo Norte - Cajamarca	1	106.8	-21.3	106.8	3.1
Trujillo Norte - Guadalupe	1	-18.9	-10.6	-35.0	-4.0
Guadalupe – Chiclayo	1	-37.1	-5.7	-52.0	-5.8
Chiclayo – Piura	1	-20.8	-6.6	-40.7	-0.7
Piura – Talara	1	-88.1	-6.8	-84.2	-1.3
Talara – Zorritos	1	10.4	-9.0	5.0	-2.0

La potencia reactiva en la Tabla 4.11, muestra al flujo de potencia reactiva en dirección del sistema interconectado norte hacia el equivalente del sistema interconectado del centro.

En el escenario de máxima demanda, por la barra de Paramonga nueva se inyecta potencia reactiva al equivalente del sistema interconectado del centro la cantidad de 35.9 MVAr, por la línea Chimbote - Trujillo norte se inyecta potencia reactiva a la línea Paramonga nueva – Chimbote la cantidad de 36.0 MVAr también desde el banco de compensación de Chimbote se entrega 15 MVAr (Tabla 4.7) y de la central de Cañón del pato se entrega la cantidad de 5.5 MVAr sumando la cantidad de 20.5 MVAr, esta cantidad adicionada a la cantidad de 36.0 MVAr (de la línea Chimbote - Trujillo) resulta que se entrega a la línea de Paramonga nueva – Chimbote la cantidad de 56.5 MVAr, ésta cantidad es mayor que la cantidad de 35.9 MVAr (que entrega la línea Paramonga nueva - Chimbote al sistema interconectado del centro) lo cual nos indica que esta línea absorbe la cantidad de 20.6

MVAr de potencia reactiva debido a que está transmitiendo gran cantidad de potencia activa (factor de utilización del 90 % de su capacidad nominal).

En el mismo escenario, máxima demanda de la Tabla 4.11, la compensación proyectada de Cajamarca entrega potencia reactiva al sistema norte (Por la barra de Trujillo Norte) una cantidad de 21.3 MVAr , esta potencia es llevada por la línea Chimbote – Trujillo norte ( que opera con gran cantidad de carga indicado por el factor de utilización de 65% de su capacidad nominal) hacia el sistema interconectado del centro para elevar la tensión y permita transmitir mayor potencia activa.

Continuando en la estación de estiaje y en el escenario de mínima demanda de la Tabla 4.11 el sistema interconectado del norte también entrega potencia reactiva al equivalente del sistema interconectado del centro la cantidad de 52.5 MVAr para que permita a las líneas de Paramonga - Chimbote y Chimbote – Trujillo norte transportar mayor cantidad de potencia activa hacia la barra de Trujillo Norte. El sistema norte entrega a la barra de Cajamarca una potencia reactiva en la cantidad de 3.1 MVAr, lo cual es un valor ínfimo para la necesidad de esta barra, debido a que la compensación reactiva de esta barra está entregando una potencia reactiva de 18.2 MVAr (Tabla 4.7). Las demás líneas al norte de Trujillo transportan poca potencia reactiva debido a la gran cantidad de potencia reactiva que producen dichas líneas al transportar poca potencia activa respecto a su capacidad nominal.

#### **4.5 Evaluación de Pérdidas de Potencia**

##### **a) Caso Base sin Compensación Reactiva Propuesta**

Las pérdidas por efecto joule obtenidas al realizar el cálculo del flujo de carga del sistema interconectado del norte, en el caso sin compensación propuesta de este informe se muestra en la Tabla 4.12 el resultado en la estación de avenida, en el escenario de máxima demanda la cantidad de 50.1 MW de pérdidas activas en las líneas de transmisión de 220 kV es decir el 9.2 % de la demanda de potencia activa del sistema norte. Se obtuvo la cantidad total de pérdidas reactivas de las líneas de transmisión en el sistema norte y se puede entender que generaron 113.5 MVAr (una gran cantidad de potencia reactiva, como se observa en la Tabla 4.13) por lo tanto las centrales de generación produjeron la cantidad de 44 MVAr (poca potencia reactiva), los compensadores también produjeron poca potencia reactiva con respecto al total, tal como se puede observar en la Tabla 4.13, el banco de condensadores de Chimbote inyectó la cantidad de 15 MVAr (al límite de su capacidad), el

SVC de Chiclayo la cantidad de 6.9 MVar, y el SVC de Trujillo Norte generó 30 MVar (al límite de su capacidad).

En el mismo caso pero en mínima demanda resultó una pérdida activa de 43.1 MW, es decir el 9.8% de la demanda de potencia activa del sistema norte, como se observa en la Tabla 4.12. De la Tabla 4.13 se puede observar que las líneas de transmisión en total generaron la cantidad de 164.4 MVar de potencia reactiva que inyectaron al sistema norte, la cantidad es mayor que en máxima demanda y las centrales generaron la cantidad de 12.9 MVar de potencia reactiva, la cantidad es menor que en máxima demanda, esto se debe a que hay mucha potencia reactiva en el sistema, motivo por el cual el SVC de Trujillo está absorbiendo -20.8 MVar (opera como reactor) también se está retirando -21.9 MVar en Piura (opera el reactor).

Tabla 4.12 Pérdidas Totales en las Líneas de 220 kV  
del Sistema Norte

Sin Compensación Propuesta en Avenida				
Escenario	P Generada (MW)	Demanda (MW)	Pérdidas (MW)	Perdidas % Demanda
Máxima	610.5	547.3	50.1	9.2
Mínima	496.6	440.6	43.1	9.8

Tabla 4.13 Generación de Potencia Reactiva  
en el Sistema Norte

Sin Compensación Propuesta en Avenida		
Equipos Generadores	P Reactiva (MVar)	
	Máxima Demanda	Mínima Demanda
Banco de Chimbote	15.0	15.0
SVC de Trujillo Norte	30.7	-20.8
SVC de Chiclayo	6.9	4.6
Reactor de Piura	0.0	-21.9
Centrales Eléctricas	44.0	12.9
Líneas de Transmisión	113.5	164.4
Total Generado	210.0	154.2

En las líneas de transmisión las mayores pérdidas se producen en las líneas de 220 kV, por ello se presentan en la Tabla 4.14; dentro de ellas las que presentan mayores pérdidas activas son las líneas de Paramonga nueva – Chimbote, las otras líneas que tienen mayores

pérdidas son las líneas de Chimbote – Trujillo Norte; con respecto a las pérdidas de potencias reactiva se puede decir que son negativas porque están entregando al sistema en vez de absorber potencia reactiva del sistema, las que más está entregando son las líneas de Paramonga nueva – Chimbote, Chiclayo Oeste –Piura Oeste y de Talara –Zorritos.

#### **b) Caso con Cargas Nuevas y Compensación Reactiva Propuesta**

- **Estación de Avenida**

En el escenario con las cargas nuevas y compensación propuesta, cuyos resultados se muestra en la Tabla 4.15, se analiza el escenario de máxima demanda que presenta la cantidad de 55.4 MW como pérdidas calculadas en las líneas de transmisión de 220 kV, es decir el 9.9% de la demanda de potencia activa del sistema norte, se puede ver un pequeño incremento del 1% de la demanda con respecto al escenario sin compensación propuesta que se observó en la Tabla 4.12, debido al mayor transporte de potencia activa a través de las líneas de transmisión. En el escenario de mínima demanda las pérdidas calculadas en las líneas de transmisión de 220 kV es de 45.5 MW es decir el 10.8% de la demanda de potencia activa del sistema norte, en la cantidad se puede observar un leve incremento de 1 % de la demanda con respecto al caso sin compensación propuesta, debido al mismo motivo.

Entonces, debido al mayor transporte de potencia activa en las líneas de transmisión, producen menos potencia reactiva en una proporción del 60% con respecto al caso sin compensación propuesta, entregando la cantidad de 46.2 MVAR en el escenario de máxima demanda como se muestra en la Tabla 4.16, por lo tanto la generación de potencia reactiva faltante ha sido asumida por la compensación propuesta, cantidad que redujo las pérdidas en las líneas de transmisión.

En la Tabla 4.16 se observa, que la potencia reactiva total del sistema norte es menor con respecto al caso sin compensación propuesta, es por eso que en la barra de Cajamarca la capacidad de compensación es muy grande. Así mismo, en mínima demanda sucede de la misma manera pero en menor proporción porque las líneas de transmisión generan 137.1 MVAR de potencia reactiva, en mayor cantidad que en máxima demanda, además el sistema exige menos compensación reactiva por lo tanto las centrales están llegando a absorber potencia reactiva en la cantidad de -36.9 MVAR.

En la Tabla 4.17 se muestra las pérdidas de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión de 220 kV; las pérdidas activas son mayores con respecto al caso sin compensación propuesta porque las líneas transportan mayor potencia debido al incremen-

Tabla 4.14 Pérdidas de Potencia Activa y Reactiva en las Líneas de Transmisión de 220 kV

Pérdidas de Potencia				
Línea de Transmisión	Demanda Máxima		Demanda Mínima	
	Pérdidas Activas MW	Pérdidas Reactivas MVar	Pérdidas Activas MW	Pérdidas Reactivas MVar
Paramonga Nueva-Chimbote 1	9.79	-32.68	9.01	-36.55
Paramonga Nueva-Chimbote 2	9.55	-29.09	8.95	-40.62
Chimbote-Trujillo Norte 1	6.62	-7.11	5.82	-16.36
Chimbote-Trujillo Norte 2	6.54	-4.35	5.76	-13.51
Trujillo Norte-Cajamarca	2.72	-13.47	2.80	-14.22
Trujillo Norte-Guadalupe	2.98	-14.72	2.80	-17.16
Guadalupe-Chiclayo Oeste	3.47	-14.27	3.44	-15.24
Carhuaquero - Chiclayo Oeste	1.66	-5.41	1.38	-6.23
Chiclayo Oeste-Piura Oeste	5.77	-33.03	2.45	-29.20
Piura Oeste - Talara	0.83	-15.62	0.60	-17.15
Talara- Zorritos	0.16	-21.40	0.08	-22.12
<b>Total de Pérdidas en las Líneas de 220 kV</b>	<b>50.09</b>	<b>-191.14</b>	<b>43.08</b>	<b>-228.36</b>

El signo (-)significa que actúa entregando potencia

Tabla 4.15 Pérdidas Totales en las Líneas de 220 kV  
del Sistema Norte

Con Cargas Nuevas y Compensación Propuesta en Avenida				
Escenario	P Generada (MW)	Demanda (MW)	Pérdidas (MW)	Perdidas % Demanda
Máxima	628.9	560.9	55.4	9.9
Mínima	476.9	419.2	45.5	10.8

Tabla 4.16 Generación de Potencia Reactiva  
en el Sistema Norte

Con Cargas Nuevas y Compensación Propuesta en Avenida		
Equipos Generadores	P Reactiva (MVar)	
	Máxima Demanda	Mínima Demanda
Banco de Chimbote	35.0	15.0
SVC de Trujillo Norte	30.2	29.6
Banco de Cajamarca	48.8	12.3
SVC de Chiclayo	3.2	-13.4
Reactor de Talara	0.0	-19.5
Centrales Eléctricas	38.0	-36.9
Líneas de Transmisión	46.2	137.1
Total Generado	201.4	124.2

to de la demanda en la barra de Cajamarca y al incremento vegetativo de la demanda de las cargas en todas las barras. En cambio la potencia reactiva es negativa y significa que las líneas entregan potencia reactiva al sistema norte, en este caso la potencia entregada es menor que en el caso sin compensación propuesta debido al incremento de carga en las líneas. En este caso también se presentan las pérdidas en las líneas de las cargas nuevas como son: la línea Cajamarca - Cerro Corona y la línea Cajamarca – Gold Mills, se puede ver que no son de gran cantidad.

- **Estación de Estiaje**

En la estación de estiaje en el escenario de máxima demanda de la Tabla 4.18, las pérdidas calculadas en las líneas de transmisión de 220 kV resultaron la cantidad de 51.1MW es decir el 8.8 % de la demanda del sistema norte y en mínima demanda las pérdidas calculadas son la cantidad de 44.1 MW es decir el 9.3 % de la demanda del sistema norte,

quiere decir que las pérdidas han disminuido con respecto al caso base sin compensación en menos del 1% de la demanda del sistema interconectado del norte.

En la Tabla 4.19 se muestra la generación de potencia reactiva en el sistema interconectado del norte en la estación de estiaje, y en los escenarios de máxima y mínima demanda para poder observar la potencia reactiva generada por las líneas de transmisión, la compensación reactiva, y por las centrales eléctricas; se puede observar también que la potencia reactiva total generada por el sistema es menor que en el caso sin compensación propuesta produciéndose el mismo efecto de generación de potencia reactiva en las líneas de transmisión que en la estación de avenida, requiriendo el sistema en el escenario de máxima demanda gran cantidad de compensación reactiva y en el escenario de mínima demanda menor compensación reactiva además se produce la absorción de potencia reactiva por las centrales eléctricas.

En la Tabla 4.20, se presentan las pérdidas activas y reactivas en las líneas de transmisión de 220 kV, las pérdidas activas se han incrementado más con respecto a las pérdidas en la estación de avenida en el caso con compensación propuesta debido al mayor transporte de potencia desde el sistema interconectado del centro hacia el sistema interconectado del norte a través de las líneas Paramonaga nueva – Chimbote en cambio las pérdidas en las líneas Chimbote – Trujillo Norte se mantiene casi el mismo valor que en la estación de avenida en el caso sin compensación propuesta tanto en máxima demanda y en mínima demanda.

Tabla 4.17 Pérdidas de Potencia Activa y Reactiva en las Líneas de Transmisión de 220 kV

Pérdidas de Potencia				
Línea de Transmisión	Demanda Máxima		Demanda Mínima	
	Pérdidas Activas	Pérdidas Reactivas	Pérdidas Activas	Pérdidas Reactivas
	MW	MVAr	MW	MVAr
Paramonga Nueva-Chimbote 1	11.85	-21.00	9.85	-33.65
Paramonga Nueva-Chimbote 2	11.26	-21.64	10.11	-29.37
Chimbote-Trujillo Norte 1	8.04	4.89	6.27	-13.39
Chimbote-Trujillo Norte 2	7.93	7.69	6.22	-10.42
Trujillo Norte-Cajamarca	3.85	-4.62	3.79	-6.58
Trujillo Norte-Guadalupe	0.45	-14.60	0.06	-18.29
Guadalupe-Chiclayo Oeste	3.42	-14.54	0.00	-15.73
Carhuaquero - Chiclayo Oeste	1.76	-4.37	1.71	-4.38
Chiclayo Oeste-Piura Oeste	6.19	-30.24	6.77	-27.11
Piura Oeste - Talara	0.56	-17.16	0.58	-16.43
Talara- Zorritos	0.04	-22.32	0.05	-20.81
Cajamarca-Cerro Corona	0.02	-5.30	0.02	-5.30
Cajamarca-Gold Mills	0.04	-1.67	0.04	-1.67
Total de Pérdidas en las Líneas de 220 kV	55.41	-144.90	45.48	-203.14

El signo (-)significa que actúa entregando potencia

Tabla 4.18 Pérdidas Totales en las Líneas de 220 kV  
del Sistema Norte

Con Cargas Nuevas y Compensación Propuesta en Estiaje				
Escenario	P Generada (MW)	Demanda (MW)	Pérdidas (MW)	Perdidas % Demanda
Máxima	638.5	582.3	51.1	8.8
Mínima	520.9	471.9	44.1	9.3

Tabla 4.19 Generación de Potencia Reactiva  
en el Sistema Norte

Con Cargas Nuevas y Compensación Propuesta en Estiaje		
Equipos Generadores	P Reactiva (MVAR)	
	Máxima Demanda	Mínima Demanda
Chimbote	14.4	15.0
Trujillo Norte	29.5	18.0
Cajamarca	50.0	18.2
Chiclayo	29.8	11.3
Reactor de Talara	0.0	-20.7
Centrales	24.8	-32.4
Líneas 220kV	61.1	151.5
Total Generado	209.5	161.0

Tabla 4.20 Pérdidas de Potencia Activa y Reactiva en las Líneas de Transmisión de 220 kV

Pérdidas de Potencia				
Línea de Transmisión	Demanda Máxima		Demanda Mínima	
	Pérdidas Activas	Pérdidas Reactivas	Pérdidas Activas	Pérdidas Reactivas
	MW	MVAr	MW	MVAr
Paramonga Nueva-Chimbote 1	17.20	12.95	13.44	-10.44
Paramonga Nueva-Chimbote 2	15.71	7.64	12.61	-15.17
Chimbote-Trujillo Norte 1	6.35	-8.95	5.68	-17.85
Chimbote-Trujillo Norte 2	6.31	-6.21	5.63	-14.42
Trujillo Norte-Cajamarca	1.33	-5.32	1.26	-6.36
Trujillo Norte-Guadalupe	0.06	-17.38	2.89	-17.16
Guadalupe-Chiclayo Oeste	0.19	-14.02	3.81	-13.42
Carhuaquero - Chiclayo Oeste	1.23	-6.66	0.49	-11.32
Chiclayo Oeste-Piura Oeste	5.17	-35.11	5.92	-33.69
Piura Oeste - Talara	1.89	-8.09	1.75	-9.71
Talara- Zorritos	0.03	-21.64	0.02	-21.98
Cajamarca-Cerro Corona	0.02	-5.30	0.02	-5.30
Cajamarca-Gold Mills	0.04	-1.67	0.04	-1.67
<b>Total de Pérdidas en las Líneas de 220 kV</b>	<b>51.07</b>	<b>-109.76</b>	<b>44.09</b>	<b>-179.07</b>

El signo (-)significa que actúa entregando potencia

## CONCLUSIONES

A raíz de este trabajo se puede concluir en lo siguiente :

1. Las barras críticas son dos, uno la barra de Trujillo donde está ubicado un SVC de +30/-20 MVAR y la segunda es la barra de Cajamarca en 220 kV. Las barras de Trujillo y Cajamarca son críticas porque la tensión está cerca al límite mínimo de 0.95 pu, la compensación reactiva en Trujillo está operando en el límite de su capacidad de 30 MVAR porque está entregando potencia reactiva hacia la barra de Cajamarca que requiere debido a su alta demanda.
2. La potencia reactiva total generado por el sistema norte en los casos con la compensación propuesta a disminuido con respecto al caso sin compensación propuesta, debido a que las líneas de transmisión en 220 kV transmiten más potencia activa, afectando a la pérdidas de potencia reactiva producida en una proporción de 60% respecto al caso sin compensación.
3. Las pérdidas de potencia están dadas por  $P = I^2R$ , es decir dependen directamente de la corriente que circula por el conductor, por lo cual el objetivo es reducir ésta corriente elevando el nivel de tensión.
4. En el caso con cargas nuevas: Gold Mills de 25 MW y Cerro Cororna de 25 MW y la compensación reactiva de Cajamarca 50 MVAR y Chimbote de 35 MVAR, se pudo apreciar en el escenario de avenida en máxima demanda la cantidad de reactivos que generaron los compensadores entregando la máxima potencia que puede permitir la regulación de tensión en la barra de Cajamarca y la sustitución de la generación de potencia reactiva de la barra de generación de la central de Cañón del Pato, en el caso de Cajamarca 50 MVAR y en Chimbote 35 MVAR , mientras que en mínima demanda las capacidad de los compensadores disminuyeron considerablemente cerca al 40% y 30% de la capacidad generada en máxima demanda respectivamente, lo que nos da a entender que hay mucha diferencia en los puntos de operación de los compensadores en máxima y mínima demanda.

5. El incremento de compensación en el terciario del transformador de Chimbote es necesario porque permite generar menos potencia reactiva a la central de Cañón del Pato y busca reducir las pérdidas en las líneas de transmisión.
6. La capacidad del compensador propuesto de Cajamarca debe de ser de mínimo 0 MVAR y máximo de 50 MVAR.
7. La capacidad del compensador propuesto en Chimbote debe de ser menor a la potencia generada en avenida por la central de Cañón del Pato antes de compensar que es 30 MVAR.
8. Es necesario conectar el reactor de Talara o Piura para disminuir la cantidad de potencia reactiva en esa zona y disminuir la tensión
9. Después de la compensación se puede observar que la disminución de las pérdidas en las líneas de transmisión de 220 kV es menor a 1% de la demanda del sistema norte, no es significativo para la cantidad de compensación reactiva instalada.
10. Tanto en la estación de avenida como en estiaje en el escenario de máxima demanda desde la barra de compensación de Cajamarca se entrega potencia reactiva al sistema en la barra de Trujillo norte, lo cual nos indica que el sistema requiere potencia reactiva en una cantidad de 21 MVAR por lo tanto se puede ubicar otro compensador en el devanado terciario del transformador de Trujillo, pero que no regule la tensión sino bancos fijos, porque entonces se regularía la tensión desde esta barra y afectaría a la regulación en la barra de Trujillo en 138 kV y Cajamarca 220 kV produciendo una sobre regulación de la tensión en esa zona.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica  
Antonio Gomez Espósito, Editora, Mc Graw Hill 2002
- [2] Análisis de Sistemas de Potencia  
John J. Grainger, William D Stevenson Jr.,  
Editora, Mc Graw Hill 1996
- [3] Computer Análisis Of Power Systems  
J. Arrillaga and C.P. Arnold, Editora, John Wiley & Sons 1990
- [4] Fluxo de Carga em Redes de Energia Eléctrica  
Alcir José Monticelli, Editora, Edgar Blücher 1983
- [5] Review of Load- Flow Calculation Methods  
Brian Stott , 1974 Proc. IEEE 62 916 - 929
- [6] Power Electronic Control in Electrical System  
E. Acha, V.G. Angelidis, O. Anaya- Lara, T.J.E Miller,  
Editora, Newnes Power Engineering Series, inc, Great Britain 2002
- [7] Reactive Power Control in Electric System  
T.J. E. Miller, Editora, Editora, John Wiley & Sons 1982
- [8] Power System Stability and Control  
Prabha Kundur, Editora, MagGraw – Hill Text, 1994
- [9] Tesis de Grado: Análisis de la Aplicación de Controladores Facts al  
Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Peruano  
Sergio L. Escalante Cárdenas -2007
- [10] Estudio Integral de Tensión, Compensación Reactiva y estabilidad de  
tensión del SEIN 2007-2010, Comité de Operación Económica del  
Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) – CESI
- [11] Ubicación y Dimensionamiento Óptimos de Capacitores en Sistemas  
Radiales de Distribución usando Programación Lineal Sucesiva  
P.C. Paiva, *Senior Member, IEEE*, H.M. Khodr, *Member, IEEE*, J.F.  
Gómez, R. Villasana, *Member, IEEE*, y A.J.  
Urdaneta, *Senior Member, IEEE*