

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**ANALISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DEL SISTEMA ELECTRICO  
INTERCONECTADO NACIONAL UTILIZANDO ANALISIS MODAL**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:  
ANGEL LY TICONA CANAZA**

**PROMOCION**

**2000-I**

**LIMA-PERU**

**2006**

**ANALISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DEL SISTEMA  
ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL UTILIZANDO  
ANALISIS MODAL.**

A mis padres,  
por brindar el apoyo necesario  
para lograr el presente trabajo.

## SUMARIO

En el presente trabajo se estudiará el problema de estabilidad de voltaje en el SEIN. Primero se brindarán conceptos de Estabilidad de Angulo de Rotor, y de Voltaje, posteriormente se presentarán algunos métodos de análisis de Estabilidad de Voltaje. Luego se desarrollarán los modelos de los equipos de los Sistemas de Potencia y el algoritmo de Flujo de Carga de Newton-Raphson necesarios para desarrollar el método de Análisis Modal de Estabilidad de Voltaje. Se presentará el software computacional con el que se realizarán los cálculos del Análisis Modal.

Finalmente se describirá el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para después efectuar el Análisis Modal y los resultados obtenidos se analizarán para obtener las conclusiones y recomendaciones del presente estudio.

## INDICE

<b>PROLOGO</b>	1
<b>CAPITULO I.</b>	
<b>INTRODUCCIÓN.</b>	3
1.1 Objetivos.	3
1.2 Alcances.	3
1.3 Los Sistemas de Potencia Eléctrica y su operación.	3
1.4 El problema en el Estabilidad de Voltaje en el SEIN.	5
<b>CAPITULO II.</b>	
<b>ESTABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA ELÉCTRICA.</b>	6
2.1 Conceptos Principales.	6
2.2 Estabilidad Angular.	6
2.2.1 Estabilidad de Pequeñas Perturbaciones.	6
2.2.2 Estabilidad Transitoria.	6
2.3 Estabilidad de Voltaje.	6
2.3.1 Estabilidad de Pequeñas Perturbaciones.	7
2.3.2 Estabilidad de Grandes Perturbaciones.	7
2.4 Métodos de Análisis de Estabilidad de Voltaje.	7
2.4.1 Análisis Dinámico.	8
2.4.2 Análisis Estático.	8
a) Curva P-V y Curva Q-V.	9
b) Análisis Modal.	9
c) Método de la continuación.	10

**CAPITULO III.****ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE UTILIZANDO****ANÁLISIS MODAL.**

12

3.1	Modelamiento de los Sistemas de Potencia Eléctrica.	12
3.1.1	Líneas de Transmisión y Transformadores de Potencia.	12
3.1.2	Equipos de Compensación Reactiva.	16
3.1.3	Generadores.	18
3.1.3	Cargas.	18
3.2	Flujo de Carga usando el método de Newton Raphson.	18
3.2.1	Clasificación de las barras.	19
3.2.2	Matriz de admitancias.	20
3.2.3	El problema de Flujo de Potencia y Ecuaciones de Red.	22
3.3	Autovalores y Autovectores.	26
3.4	Análisis Modal.	31
3.5	Factores de Participación.	35

**CAPITULO IV.****ANALISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DEL SEIN.**

43

4.1	Software utilizado para el Análisis Modal	43
4.2	Análisis del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.	50
4.2.1	Breve Análisis del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.	50
4.2.2	Análisis de los Escenarios de Generación y Demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.	57
4.2.3	Casos a Analizar.	59
4.3	Resultados del Análisis Modal obtenidos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.	65
4.4	Análisis de los Resultados del Análisis Modal.	85
4.4.1	Metodología de Análisis.	85
4.4.2	Análisis de los Resultados.	86

<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b>	92
<b>ANEXOS.</b>	
ANEXO A. Data del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.	95
ANEXO B. Escenarios de Demanda.	108
ANEXO C. Resultados Obtenidos.	111
ANEXO D. Diagramas Unifilares del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.	127
<b>BIBLIOGRAFÍA.</b>	128

## PROLOGO

El presente trabajo tiene por objetivo aplicar los conceptos del Análisis Modal de Estabilidad de Voltaje para analizar este fenómeno en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú que a partir de ahora llamaremos SEIN.

Para lograr esto, se utilizó un software computacional, desarrollado en Delphi, en el que se implementó los Modelos Matemáticos de los Equipos o Componentes de un Sistema Eléctrico de Potencia y el Algoritmo de Flujo de Potencia de Newton Raphson y Desacoplado que a partir de ahora llamaremos “Software de Flujo de Potencia”. Estos modelos se detallan en el capítulo III.

Finalmente, se desarrollaron las definiciones matemáticas del Análisis Modal de Estabilidad de Voltaje, en un Script de Matlab llamado “Secuencia”, que utiliza los resultados del “Software de Flujo de Potencia”. Estos programas son detallados en el Capítulo IV. Sub Título 4.1.

El “Software de Flujo de Potencia” lee un archivo de texto en el que se especifican los parámetros de los componentes del Sistema Eléctrico y los Escenarios de Demanda y de Generación, luego de resolver el flujo de carga se emiten matrices necesarias para el Análisis Modal, como la Matriz Jacobiana, y a partir de ellas, se calculan los Eigenvalores de la Matriz Jacobiana Reducida y los Factores de Participación definidos en el método de Análisis Modal. Así se logra identificar las barras con problemas en su perfil de voltaje y los generadores y líneas que influyen en el problema presentado en la barra.

El SEIN ha sido fraccionado en 3 sub-sistemas para efectuar el análisis de voltaje con mayor detalle, valiéndonos de su característica de problemas local, en contraste con la frecuencia que es un problema global a nivel de todo el sistema. Los Escenarios de Demanda y de Generación del SEIN, usados en este estudio, son escenarios históricos de estado estable, en el horario de máxima demanda en donde aparecen los problemas de voltaje y en las Estaciones Cíclicas de Estiaje, con bajo recursos hidráulicos, y de Avenida, con altos recursos hidráulicos, porque influyen en la presencia de generadores en el sistema.

Finalmente se dará algunas alternativas de corrección de los casos con problemas en la estabilidad de voltaje. En el presente trabajo se usarán algunas definiciones de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real del Perú.

Cuando se inicio el presente trabajo no se tenía idea de la magnitud de los datos que se iban a manejar. Primero se contaba con un algoritmo confiable del Flujo de Carga implementado, como se menciona, en Delphi. Por ello se pensó que la realización del presente trabajo era una cuestión de tiempo. Pero se encontró que los datos de demanda del SEIN son difíciles de obtener a partir de los datos SCADA del COES. Implementar la base de datos del SEIN es también un proceso masivo de datos, por ejemplo, en el Sub Sistema Centro se cuenta con 109 líneas, 67 transformadores de 2 devanados, 21 compensadores Shunt, 37 generadores y 49 cargas. Una vez obtenido los resultados apareció el problema de manejar tablas de Eigenvalores, Factores de Participación de Barras, Generadores y Líneas que eran muy extensas debido a que las dimensiones del SEIN, por ejemplo, en el Sub Sistema Centro se cuenta con 120 barras, de las cuales 91 son barras del tipo PQ. Por lo tanto se obtendría una matriz de eigenvalores de 91 elementos, con otra de Factores de Participación de Barras de 91 por 91, lo que convierte al proceso de análisis en algo engorroso. Además nos interesa hacer un filtro de los menores eigenvalores, por lo que ha habido un trabajo de manejo de datos y se explica el retraso en su realización

El presente trabajo tenía como alcance desarrollar el Método Modal para su entendimiento teórico completo, pero para esto se requería contar con la Matriz Jacobiana. Usar un Software que proporcione los Eigenvalores de la matriz Jacobiana Reducida hacia perder profundidad en el desarrollo y entendimiento teórico del método. Usar un algoritmo de flujo de carga propio da numerosas ventajas en el Análisis Modal, debido a que puede obtenerse toda la información del SEIN que está encerrada en la matriz Jacobiana. El Análisis Modal necesita esta matriz definida por el método Newton-Raphson Polar-Cartesiano, que esta implementada en el “Software de Flujo de Potencia”. Otros flujos de carga comerciales pueden usar otro método como el Newton-Raphson Cartesiano cuya Matriz Jacobiana no puede ser usada directamente por el Análisis Modal.

Después de concluido este trabajo solo queda agradecer a mis padres por la comprensión en soportar a este mal hijo que dejó sus deberes para dedicar el tiempo para elaborar el presente documento y al Ing. Felix Gamarra por la confianza puesta en el trabajo que se describirá a continuación.

# **CAPITULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Objetivos.**

Determinar las barras o áreas críticas de un sistema eléctrico con relación a la estabilidad de voltaje y a partir de estos resultados proponer las medidas más eficaces para mejorar el margen de estabilidad al colapso de voltaje.

### **1.2 Alcances.**

- Revisar los conceptos ligados a la operación de un Sistema Eléctrico modelos de componentes, flujo de carga newton, matriz de estados.
- Desarrollar la metodología del análisis modal y su relación con los estudios de estabilidad de voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia.
- Implementar un programa computacional que permita determinar los estados de operación de un sistema eléctrico para alteraciones de la demanda.
- Identificar vía simulación las barras o áreas críticas de un sistema eléctrico a partir de los factores de participación de análisis modal.
- Proponer las medidas más efectivas para mejorar el margen de estabilidad.

### **1.3 Los Sistemas de Potencia Eléctrica y su operación.**

Los Sistemas de Potencia Eléctrica son los encargados de producir energía eléctrica que será llevada a los clientes para su consumo a través de una red de transmisión.

La energía eléctrica se produce en las centrales de generación eléctrica en donde el movimiento de los rotores de los generadores eléctricos, que son impulsadas por turbinas hidráulicas, que usan el agua embalsada en presas, o por turbinas térmicas que queman un determinado tipo de combustible, que es una forma de energía mecánica es transformada en energía eléctrica. La operación de una central compromete conceptos de operación económica, de logística de suministros, principalmente combustible, y de gestión de mantenimientos preventivo y correctivo.

Las centrales no solo proporcionan energía eléctrica también mantienen los voltajes de las subestaciones dentro de sus valores nominales por medio de la regulación de los voltajes

de generación. La operación conjunta de las centrales puede ser por medio de diversos criterios, pero el criterio general es el de la operación económica, donde la energía demandada de un sistema eléctrico se cubre priorizando la operación de las unidades de generación más económicas. Los centros de consumo, por lo general, se encuentran alejados de los centros de generación, especialmente, las centrales hidráulicas, el transporte de la energía se realiza a través de la red de transmisión que posee diferentes niveles de transmisión, distribución y utilización.

El Sistema de Transmisión cuenta con numerosas subestaciones que pueden ser de transmisión o de distribución, en las que se debe controlar los voltajes por medio de la regulación que pueden ofrecer los equipos que se encuentran dentro de ella, como los taps de los transformadores y los equipos de compensación entre los que tenemos a los compensadores síncronos, bancos capacitores y reguladores estáticos de voltaje ó SVC (por sus siglas en inglés).

Además, es siempre imprescindible, en sistemas tan grandes que se extienden por muchos kilómetros de distancia realizar labores de mantenimiento por lo que las maniobras de salida de servicio de equipos forma parte de la operación de la red de transmisión.

En la Operación Total de Sistemas Eléctricos de Potencia se intenta controlar básicamente la Frecuencia de la red y los Voltajes en las subestaciones. La frecuencia esta relacionada con el balance de demanda y generación, así como de reserva de generación. La demanda de un sistema eléctrico es variable en el tiempo pero tiene la propiedad de ser recurrente en magnitud en determinados periodos de tiempo por lo que puede ser predecible en algún grado. En tiempo real variaciones pequeñas de demanda producen variaciones de frecuencia que tienen que ser amortiguadas por centrales que tienen determinada reserva rotante, a estas unidades se le conocen como centrales regulantes y a esta operación se le conoce como de regulación. A medida que la demanda aumenta en magnitud se necesita poner en servicio más unidades para incrementar la potencia de generación y no llevar a su límite de su potencia a las centrales regulantes. Este ingreso de centrales debe haber sido previsto a través de un despacho económico.

La demanda no solo influye en la frecuencia del sistema sino en los voltajes de las subestaciones de carga por lo que su regulación se hace a través del ingreso de los equipos de compensación reactiva mencionados anteriormente sino también a través de la regulación de los voltajes de generación de las centrales, siendo esta última el principal medio de regulación.

En la operación de los Sistemas de Potencia se debe tener en cuenta los estado de operación normal donde los parámetros del sistema se encuentran dentro de margenes aceptables nominales.

#### **1.4 El Problema de Estabilidad de Voltaje en el SEIN.**

El problema de estabilidad es un problema local porque la tensión en una barra es un parámetro que depende, entre tantas variables, de los voltajes en barras cercanas mientras las tensiones de subestaciones lejanas influyen muy poco.

Por lo que se puede decir que el problema de estabilidad de voltaje se presenta en determinadas áreas.

Como se vera más adelante, el problema de estabilidad de voltaje se presenta en las subestaciones que tienen una gran carga local una generación limitada y por ello tienen que importar de centros de generación muy alejadas a través de un sistema de transmisión que suele trabajar cercano al limite de su capacidad de transmisión.

En el SEIN, los problemas de Estabilidad de Voltaje son asumidos por el CCO-COES con medidas correctivas como el arranque de unidades de generacion en las áreas donde se presentan este problema, la puesta en servicio de bancos capacitores, subir al máximo los voltajes de generación de los generadores en la zona afectada. Y en último caso se recurre al rechazo de carga en la zona afectada. Pero esto se realiza utilizando criterios de flujos de carga.

El método modal es un método más potente que los criterios y resultados de flujo de potencia y vienen a ser un método que analiza la sensibilidad del voltaje respecto a su carga reactiva en cada barra del sistema eléctrico que se analiza.

Primero, indica si el sistema es estable en voltaje por medio de sus eigenvalores, en caso todos sean positivos, luego por intermedio de los factores de participación de las barras para cada eigenvalor débil se determina que barras están comprometidas y por ejemplo determinar las barras donde realizar rechazo de carga tendrá un mejor efecto en la estabilidad de voltaje.

## **CAPITULO II**

### **ESTABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA ELÉCTRICA**

#### **2.1 Conceptos Principales.**

La Estabilidad de Sistemas de Potencia puede ser definida como aquella Propiedad de un Sistema de Potencia que le permite mantenerse en un estado de equilibrio bajo condiciones normales de operación y recuperar un aceptable estado de equilibrio después de estar sujeto a una perturbación.

#### **2.2 Estabilidad Angular.**

La Estabilidad de Angulo de Rotor puede ser definido como la habilidad de las maquinas sincronas interconectadas de un sistema de potencia mantengan el sincronismo durante su operación.

##### **2.2.1 Estabilidad de Pequeñas Perturbaciones.**

Es la habilidad del sistema de potencia de mantener sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Cada perturbación ocurre continuamente sobre el sistema. Las perturbaciones son consideradas suficientemente pequeñas para la linealización de ecuaciones del sistema haciendo permisible para propósito de análisis. La inestabilidad resultante puede ser de dos formas: incremento estable en el ángulo de rotor debido a falta de suficiente torque sincronizante, o oscilaciones de rotor de amplitud incremental debido a falta de suficiente torque amortiguante.

##### **2.2.2 Estabilidad Transitoria.**

Es la habilidad del sistema de potencia de mantener sincronismo cuando esta sujeto a una perturbación transitoria severa. La respuesta del sistema envuelve grandes excursiones de ángulos de rotor de los generadores y es influenciado por la relación no lineal ángulo potencia. La estabilidad depende de ambos, el estado de operación inicial y la severidad de la perturbación. Usualmente el sistema es alterado así esa operación de estado estable post-perturbación defiere de ese estado previo a la perturbación.

## **2.3 Estabilidad de Voltaje.**

La Estabilidad de Voltaje puede ser definida como la habilidad de un sistema de potencia de mantener voltajes estables aceptables en todas las barras del sistema bajo condiciones normales de operación y después de estas sujetas a un disturbio.

Un sistema entra a un estado de inestabilidad de voltaje cuando una falla, incremento de demanda o cambio en las condiciones del sistema causa una progresiva e incontrolable caída de los voltajes.

### **2.3.1 Estabilidad de Pequeñas Perturbaciones.**

Es una habilidad del sistema para controlar sus voltajes después de pequeñas perturbaciones así como cambios incrementales en sistema de carga. Esta forma de estabilidad es determinada por la característica de la demanda, controles continuos, en un instante de tiempo dado. Este concepto es usado en determinar en cualquier instante como sistema e voltaje responderá a pequeños cambios en el sistema.

### **2.3.2 Estabilidad de Grandes Perturbaciones.**

Es una habilidad del sistema para controlar voltajes después de una gran perturbación así como falla en el sistema, pérdida de generación. Esta habilidad es determinada por las características de carga del sistema y las interacciones de controles y protecciones continuas y discretas.

## **2.4 Métodos de Análisis de Estabilidad de Voltaje.**

El análisis de la estabilidad de voltaje comprende dos aspectos fundamentales:

**Mecanismos de la Inestabilidad de Voltaje**, en este análisis se trata de obtener respuestas a las preguntas: ¿Como y por que ocurre la inestabilidad de voltaje? ¿Que factores contribuyen a la inestabilidad? ¿En que áreas aparecerá la inestabilidad de voltaje? ¿Como se puede mejorar la inestabilidad de voltaje?. Las Técnicas de Análisis que intentan responder a estas preguntas vienen a ser las técnicas de sensibilidad de Estabilidad de Voltaje que relacionan variables como el Voltaje de Barra respecto a variables como la Potencia Reactiva de la carga en una barra o de varias barras. Estas técnicas nos dan mucha información topológica del comportamiento de la Red de Sistema de Potencia y se puede determinar las áreas próximas a la inestabilidad de voltaje, que variables contribuyen a esta proximidad y por ende como mejorarla.

**Proximidad a la Inestabilidad de Voltaje**, viene a ser la distancia a la inestabilidad de voltaje y puede ser medida en términos de cantidades físicas, así como el Nivel de Carga, Flujo de Potencia Activa hacia una zona crítica o la reserva de Potencia Reactiva.

Los fenómenos que afectan a la estabilidad de voltaje son usualmente lentos. Por esto muchos aspectos del problema pueden ser analizados usando métodos estáticos, el cual examina la viabilidad del punto de equilibrio representado por una condición específica de operación del sistema de potencia.

Las técnicas de análisis estático permiten examinar un amplio rango de condiciones del sistema, provee información sobre la naturaleza del problema e identifica los factores que la originan. El análisis dinámico es usando para estudios detallados de determinado colapso de voltaje, coordinación de protecciones y control, y en prueba de determinadas medidas correctivas. También permiten ver como el nuevo estado de equilibrio puede ser alcanzado.

#### **2.4.1. Análisis Dinámico.**

La estructura general del modelo del sistema para Estabilidad de Voltaje es similar al de análisis de estabilidad transitoria. El total de las ecuaciones del sistema viene a ser un conjunto diferencial de ecuaciones de primer orden.

$$\dot{x} = f(x, V) \quad (2.1)$$

Y un conjunto de ecuaciones algebraicas.

$$I(x, V) = Y_N V \quad (2.2)$$

Con un conjunto de condiciones iniciales conocido como:

- $x$  : Vector de Estado del sistema.
- $V$  : Vector de Voltaje de Barra.
- $I$  : Vector de Corriente de Inyección.
- $Y_N$  : Matriz de Admitancia de la Red.

Estas ecuaciones pueden ser resueltas en el tiempo usando un método de integración numérica y métodos de análisis de flujo de potencia. El periodo de estudio es de varios minutos. La carga y la generación se modelan en el tiempo para observa la aparición de los problemas de estabilidad de voltaje en determinadas barras y áreas del sistema.

#### **2.4.2. Análisis Estático.**

Los métodos estáticos capturan condiciones del sistema en varios cuadros de tiempo a lo largo de la trayectoria en el dominio del tiempo. Para uno de estos cuadros de tiempo las derivadas de las variables de estado respecto al tiempo son asumidas como cero, y estas variables toman sus valores instantáneos. Consecuentemente el total de ecuaciones del

sistema se reduce a ecuaciones puramente algebraicas permitiendo el uso de técnicas de análisis estático.

Los pioneros en el análisis de estabilidad de voltaje se valieron de los convencionales flujos de carga para determinar las curvas P-V y V-Q en barras de carga seleccionadas y así poder determinar el margen de estabilidad respecto a la carga que podía asumir cada barra. Pero estos métodos no proveen información sobre la causa de la inestabilidad de voltaje.

Además de inconvenientes como un elevado número de curvas para obtener un buen resultado, así como el análisis individual de cada barra que distorsiona los resultados y la divergencia de los flujos en momentos que no se alcanza el punto de margen de estabilidad.

En los últimos años han sido numerosos los trabajos en esta área que han desarrollado varias técnicas de Análisis de Estabilidad de Voltaje que se mencionan en este trabajo.

#### **a) Curva P-V y Curva Q-V.**

Estos dos métodos ampliamente usados editan basados en flujos de carga y determinan los límites de carga de estado estable que están relacionados con la estabilidad de voltaje.

Las curvas PV son usados para análisis conceptuales y para análisis de sistemas radiales. Las curva PV se obtiene de plotear el voltaje V en la barra versus la potencia activa P de carga de la barra. Pueden usarse en redes donde P es la carga total en un área y V está el voltaje en una barra crítica o representativa. P también puede ser la transferencia de potencia por un sistema de transmisión o interconexión. El voltaje en varias barras de una malla puede trazarse. Tiene como desventaja que los flujos de carga cerca de la nariz suelen divergir. Otra desventaja es que la generación debe ser reprogramada cuando la carga del área es incrementada.

Las curvas VQ son simuladas para una barra donde la potencia activa P se mantiene constante si se obtiene de numerosos flujos de potencia donde la barra se convierte en una barra PV por medio de un compensador sincrónico con límites infinitos de potencia reactiva. Se establece los voltajes requeridos y se obtienen la potencia reactiva requerida para lograr ese valor de voltaje.

#### **b) Análisis Modal.**

Este método es de gran valor para determinar los posibles casos de pérdida de estabilidad y determinar posibles medidas preventivas y correctivas capaces de mejorar la seguridad del sistema. Consiste en encontrar los eigen-valores y eigen-vectores de la matriz Jacobiana Reducida “JR” que se obtiene de la matriz Jacobiana “J”.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Donde:

$\Delta P$ : Variaciones de Potencia Activa.

$\Delta Q$ : variaciones de Potencia Reactiva.

$\Delta\theta$ : variaciones de Angulo de Voltaje.

$\Delta V$ : variaciones de magnitudes de Voltaje.

Haciendo la variaciones de Potencia Activa igual a cero ( $\Delta P=0$ ).

Y despejando la expresión:

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (2.5)$$

Obtenemos la relación entre la potencia reactiva y los voltajes en barras:

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (2.6)$$

### c) Método de la Continuación.

Es un método donde se generan curvas de solución encontrando los puntos de equilibrio a partir de la variación de uno de los parámetros del sistema.

Se reformulan las ecuaciones de flujo de carga convencional adicionando un parámetro  $\lambda$  por lo general un factor de carga a la demanda original, que será considerado como una variable más, lo que significa adicionar una columna y fila a la matriz jacobiana.

Luego de obtenida la solución al caso base se debe aproximar la solución siguiente, se necesita asignar un valor a  $\lambda$ , a este paso se le conoce como paso predictor. Las

metodologías mas utilizadas de predictores son las basadas en los métodos de la tangente y de la secante.

Ahora el paso anterior se debe corregir el error antes de incrementar la carga. En este paso se incrementa una ecuación más que especifica la variable de estado seleccionada como parámetro de continuación, que puede ser magnitud o ángulo de voltaje, o parámetro de carga. Esta ecuación hace que la matriz Jacobiana no sea singular en el punto de máxima carga.

Como se ve en este método se emplean conceptos como de Parametrización que sirve para incrementar en una ecuación y hacer que la matriz jacobiana no sea singular. Y el Tamaño de Paso de la variable parametrizada que influye en la velocidad de convergencia y en la precisión de la solución llegado el punto de convergencia.

### CAPITULO III

## ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE UTILIZANDO ANÁLISIS MODAL

### 3.1 Modelos de Equipos de Sistemas de Potencia Eléctrica.

#### 3.1.1 Líneas de Transmisión y Transformadores de Potencia.

##### a) Modelo de una Línea de Transmisión.

El modelo de una línea de transmisión es el usado para líneas de transmisión de media longitud que viene a ser el circuito  $\Pi$  donde cada uno de sus extremos tienen dos elementos paralelos, una conductancia (G) y una susceptancia (B) iguales para cada uno; y en el medio un circuito serie de una Resistencia (R) y una Reactancia (X), a estos valores se les conoce como parámetros.

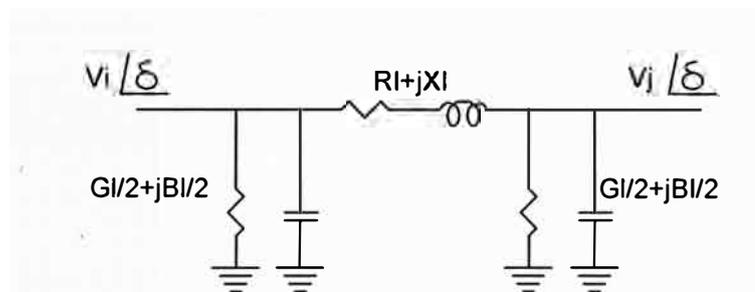


Fig. 3.1. Diagrama del modelo de una Línea de Transmisión.

Las líneas solo se deben unir entre barras de igual voltaje nominal.

Por lo general los parámetros de una línea de transmisión se expresan en valores por unidad de longitud (g,b,r,x). Además se proporciona la longitud de la línea (l) para así obtener los parámetros totales de la línea de transmisión.

La impedancia base viene dada por la expresión:

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (3.1)$$

Donde:

Vbase: Es el voltaje base en una barra o área del sistema de potencia, expresada en kV. Por lo general, es un valor asumido por el analista.

Sbase: Es la potencia base en una barra o área del sistema de potencia, expresada en MVA. Por lo general, es un valor asumido por el analista.

Zbase: Es la impedancia base de barra o área del sistema de potencia, expresada en Ohm. Si el Voltaje y la Potencia Base han sido asumidos la impedancia se obtienen a partir de ellos.

Los valores por unidad de los parámetros de la línea de transmisión se obtienen de las expresiones:

$$r_{pu} = \frac{R}{Z_{base}} = \frac{r l S_{base}}{V_{base}^2} \quad (3.2)$$

$$x_{pu} = \frac{X}{Z_{base}} = \frac{x l S_{base}}{V_{base}^2} \quad (3.3)$$

$$g_{pu} = G Z_{base} = \frac{g l V_{base}^2}{S_{base}} \quad (3.4)$$

Donde:

l: longitud de la línea, expresada en km.

r: resistencia por unidad de longitud, expresada en ohm/km.

x: reactancia por unidad de longitud, expresada en ohm/km.

g: conductancia por unidad de longitud, expresada en siemens/km.

La susceptancia (c) por lo general siempre viene expresada en unidades de Capacidad de nanofaradios.

$$b_{pu} = B Z_{base} = \frac{2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 10e-9 \cdot c \cdot l \cdot V_{base}^2}{S_{base}} \quad (3.5)$$

### b) Modelo de Transformador de dos devanados.

Los modelos de los transformadores, en valores pu, son también circuitos pi. Los parámetros de los transformadores provienen de datos obtenidos de las pruebas de laboratorio que se hacen cuando este sale de fábrica y viene especificados en sus placas como el voltaje de cortocircuito ( $V_{cc}$ ), potencia de pérdida en el cobre ( $P_{cu}$ ), corriente de magnetización ( $I_{mag}$ ), y la potencia de pérdida en el hierro ( $P_{fe}$ ). Además algunos parámetros vienen expresados como cantidades pu referidas magnitudes del transformador, como su potencia nominal ( $S_n$ ) y la tensión en el primario ( $V_1$ ) o en el secundario ( $V_2$ ), que tendrán que ser llevados a valores pu en las bases del sistema.

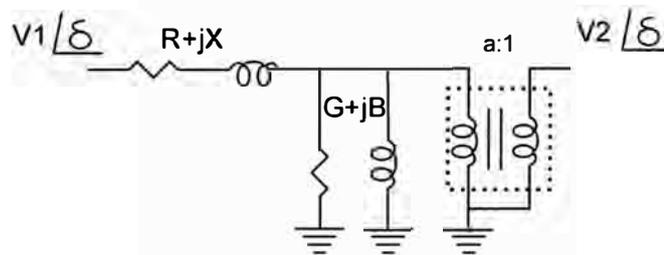


Fig. 3.2. Diagrama del Modelo del Transformador de dos devanados.

Los transformadores unen sistemas de barras de diferente voltajes nominales por ello entre sus barras extremas hay dos voltajes bases definidos, se tiene entonces una relación de transformación entre ambas bases llamada  $a_{base}$  ( $a_{base} = V_{1base}/V_{2base}$ ).

El modelo del transformador tiene voltajes nominales primario ( $V_1$ ) y secundario ( $V_2$ ) no necesariamente igual a sus respectivas bases  $V_{1base}$  y  $V_{2base}$ . La relación del transformador se define de manera similar a  $a_{base}$  y la llamaremos  $a_{trafo}$  ( $a = V_1/V_2$ ).

El modelo del transformador del Software Flujo de Potencia también trabaja con taps de transformación de voltajes que se dan como cantidades enteras ( $a$ ) de un paso definido ( $p$ ) que viene a ser un porcentaje del voltaje de la barra primaria. Con el fin de regular los voltajes a la salida del transformador.

$$a_{trafo} = \left(1 + \frac{a * p}{100}\right) * \frac{V_1}{V_2} \quad (3.6)$$

Para el sistema se debe considerar la relación de transformación del transformador y del sistema:

$$a = \frac{a_{\text{trafo}}}{a_{\text{base}}} \quad (3.7)$$

El software de Flujo de Potencia trabajara con estos valores de pruebas de laboratorio para obtener el modelo pu, por ello, necesita el Voltaje de Cortocircuito expresada en porcentaje (%), la Potencia de Perdida en el Cobre debe ser introducida en valores de porcentaje (%) de la potencia nominal del transformador ( $S_{\text{nom}}$ ) dada en mega voltios amperios (MVA), La corriente de Magnetización se expresa en amperios (A) y la Potencia de Perdida en el Hierro en kilowatios (kW).

Los valores por unidad de los parámetros del transformador se obtienen de acuerdo a las siguientes expresiones que utilizan los resultados de las pruebas de laboratorio:

De la prueba de cortocircuito se obtiene el voltaje de cortocircuito  $V_{\text{cc}}$ , que expresada en valores de porcentaje, y es numéricamente igual a la impedancia de cortocircuito  $Z_{\text{cc}}$  expresada en valores pu en las bases del transformador  $S_{\text{nom}}$  y  $V_{\text{pri}}$  por lo que se hace es un cambio a la base de sistema:

$$Z_{\text{pu}} = \frac{pV_{\text{cc}}}{100} \frac{V_{\text{pri}}^2}{S_{\text{nom}}} / Z_{\text{base}} \quad (3.8)$$

Donde:

$Z_{\text{base}}$ : Es la impedancia base de barra o área del sistema de potencia, expresada en Ohm. Proviene de la expresión 3.1.

De esta misma prueba de cortocircuito se obtiene las perdidas en el cobre  $P_{\text{cu}}$  que expresada en valores de porcentaje de la potencia nominal del transformador ( $S_{\text{nom}}$ ) dada en mega voltios amperios (MVA) y es numéricamente igual a la resistencia de cobre  $R$  en valores por unidad, por lo que se hacer un cambio a la base de sistema:

$$R_{\text{pu}} = \frac{pP_{\text{cu}}}{100} \frac{V_{\text{pri}}^2}{S_{\text{nom}}} / Z_{\text{base}} \quad (3.9)$$

La reactancia de dispersión (X) se obtiene de la relación pitagórica entre la resistencia y reactancia:

$$X_{pu} = \sqrt{Z_{cc}^2 - R_{pu}^2} \quad (3.10)$$

De la prueba de circuito abierto se obtiene la corriente de magnetización  $I_{mag}$  de allí se puede calcular la admitancia de magnetización (Y), que se debe expresar en términos de la base de sistema.

$$Y_{pu} = \frac{1.732pI_{mag}}{1000} \frac{Z_{base}}{V_{sec} \cdot a_{base}^2} \quad (3.11)$$

De la prueba de cortocircuito se obtiene las pérdidas en el hierro  $P_{fe}$  de a partir de este valores se puede obtener la conductancia (G) de pérdidas en el hierro, que se debe expresar en términos de la base de sistema

$$G_{pu} = \frac{pP_{fe}}{1000} \frac{Z_{base}}{V_{sec}^2 \cdot a_{base}^2} \quad (3.12)$$

La susceptancia de magnetización (B) se obtiene de la relación pitagórica entre la conductancia y la admitancia:

$$B_{pu} = \sqrt{Y_{pu}^2 - G_{pu}^2} \quad (3.13)$$

### 3.1.2 Equipos de Compensación Reactiva.

#### a) Modelo de equipo de compensación shunt.

Los Equipos de Compensación Shunt o paralelos vienen a ser los Bancos Capacitares y los Reactores. Estos elementos vienen definidos por su Potencia Reactiva Nominal ( $Q_{nom}$ ) a voltaje nominal ( $V_{nom}$ ).

Los valores por unidad de los elementos shunt se obtienen de la expresión:

$$S = V^2 Y \quad (3.14)$$

Donde:

S: Potencia Aparente.

V: voltaje.

Y: Admitancia.

Que se cumple para el Compensador Shunt:

$$S_{nom} = V_{nom}^2 Y_s \quad (3.15)$$

Donde:

$S_{nom}$ : Potencia Nominal del elemento shunt.

$V_{nom}$ : Voltaje Nominal del elemento shunt.

$Y_s$ : Admitancia del elemento shunt.

Y se cumple también para las bases del Sistema Eléctrico:

$$S_{base} = V_{base}^2 Y_{base} \quad (3.16)$$

Se considera como son elementos ideales que solo están compuestos por elementos reactivos por lo que se verifica que la admitancia es igual a la susceptancia ( $Y=B$ ), la potencia aparente igual a la potencia reactiva y además la tensión nominal de la barra es la base de esa área del sistema por lo que las expresiones 3.15 y 3.16 se pueden expresar como 3.17 y 3.18 respectivamente:

$$Q_{nom} = V_{nom}^2 B_s \quad (3.17)$$

$$S_{base} = V_{nom}^2 B_{base} \quad (3.18)$$

Dividiendo las expresiones anteriores y de la definición de valores pu obtenemos la susceptancia pu para el elemento shunt.

$$B_{pu} = \frac{B_s}{B_{base}} = \frac{Q_{nom}}{S_{base}} \quad (3.19)$$

### 3.1.3 Generadores.

El generador modelado tiene las características de entregar una potencia constante a voltaje constante variando la entrega de su potencia reactiva de acuerdo a lo demandado por la red con el fin de sostener la voltaje. Se puede graficar a continuación su diagrama de carga.

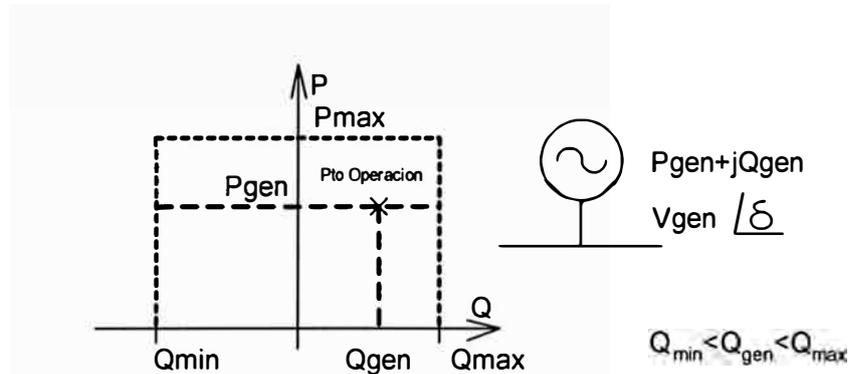


Fig. 3.3. Curva de Capacidad Rectangular de un Generador.

### 3.1.4 Carga.

#### a) Modelo de carga.

Las Cargas o Demandas de Potencia Eléctrica han sido modelados con sus respectivas Potencias Activa (P) y Reactiva (Q), consideradas como cantidades constantes en el tiempo e invariables respecto a los parámetros eléctricos de las barras, magnitud del voltaje (V) y ángulo ( $\delta$ ) de las que se alimentan.

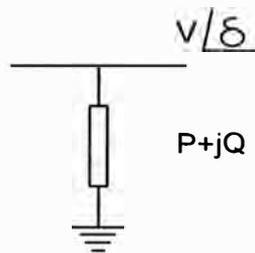


Fig. 3.4. Diagrama del Modelo de Carga.

Los valores por unidad de las demandas se obtienen de la simple división de las potencias activa y reactiva entre la Potencia Base del Sistema.

### 3.2 Flujo de Potencia usando el Método de Newton-Raphson.

### 3.2.1 Clasificación de las barras.

Es impotente mencionar que en el presente trabajo y para el desarrollo de los cálculos se asume que la potencia de inyección en una barra del sistema será considerada una cantidad positiva y las potencias de retiro serán negativas y que según los elementos que posea una barra se clasificaran en:

#### **Barras tipo P-Q.**

Las barras que posean solo cargas o ningún elemento serán del tipo PQ donde la potencia activa de la barra es la suma negativa de las potencias de todas las cargas que se conectan a ella. Es la suma negativa debido a que las potencias activa y reactiva salen de la barra. Análogamente se considera para la potencia reactiva. En caso que no haya cargas estas potencias serán cero. Por lo anterior, las variables desconocidas de esta barra son  $V$  y  $\delta$ .

#### **Barras tipo P-V.**

Las barras que además de cargas posean generadores serán barras de tipo PV donde la potencia de la barra es la suma de las potencias de los generadores menos la de las cargas. Estos generadores poseen a su vez un voltaje de generación o voltaje controlado que pasará a ser dato de la barra, para esto, la potencia reactiva será una variable, que debe estar dentro de límites de reactivos de las barras que consideran todos los límites de reactivos de los generadores menos la suma de potencia reactiva de las cargas. Entonces, las variables desconocidas de esta barra son  $Q$  y  $\delta$ .

#### **Barra tipo V- $\delta$ .**

Este tipo de barra es asignado por la persona que analiza (o analista) el sistema de potencia, solo a una barra con las características PV debe ser asignada al tipo V- $\delta$ , y a esta barra se le conoce como barra swing o slack. Su presencia responde a una doble necesidad, primero se necesita tener una referencia para el ángulo y segundo eliminar una variable para resolver el sistema de ecuaciones restantes. Se le asigna el voltaje de referencia de los generadores ubicados en ella. El ángulo asignado a esta barra será cero ( $\delta=0$ ) y los demás ángulos de las barras del sistema se referirán a ella. La variable desconocida será la potencia activa generada, que balanceará las potencias activas y reactivas de generación y carga, (por ello se selecciona siempre una barra del tipo PV).

### 3.2.2 Matriz de admitancias.

Con los modelos establecidos se necesita obtener las ecuaciones matemáticas que describen el comportamiento del sistema eléctrico de potencia. Para empezar se tiene las siguientes definiciones:

$I_i$ : corriente de inyección a la barra  $i$ .

$I_{ij}$ : corriente de la barra  $i$  a la barra  $j$ .

De acuerdo a la ley de kirchoff, la corriente total de entrada es igual a la corriente total de salida de un nodo. Entonces se tiene:

$$I_i = I_{i1} + I_{i2} + \dots + I_{ij} + \dots + I_{in} \quad (3.20)$$

Reemplazando las corrientes ( $I_{ij}$ ) por el producto de los voltajes que lo originan ( $V_i - V_j$ ) y la admitancia ( $y_{ij}$ ) que atraviesa.

$$I_i = y_{i1}(V_i - V_1) + y_{i2}(V_i - V_2) + \dots + y_{ij}(V_i - V_j) + \dots + y_{in}(V_i - V_n) \quad (3.21)$$

Factorizando los voltajes y agrupando las admitancias.

$$I_i = -y_{i1}V_1 - y_{i2}V_2 + (y_{i1} + y_{i2} + \dots + y_{ij} + \dots + y_{in})V_i - \dots - y_{in}V_n \quad (3.22)$$

A continuación se hace las siguientes definiciones.

$$Y_{ij} = -y_{ij} \quad (3.23)$$

$$Y_{ii} = (y_{i1} + y_{i2} + \dots + y_{ij} + \dots + y_{in}) = \sum_{j=1}^n y_{ij} \quad (3.24)$$

Reemplazando, para homogenizar la sumatoria anterior, tenemos la siguiente expresión mas simplificada.

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{ik}V_k + \dots + Y_{in}V_n \quad (3.25)$$

Que se puede expresar como sumatoria.

$$I_i = \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \quad (3.26)$$

También se puede expresar en forma matricial.

$$I_1 = Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + \dots + Y_{1k}V_k + \dots + Y_{1n}V_n \quad (3.27)$$

$$I_2 = Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + \dots + Y_{2k}V_k + \dots + Y_{2n}V_n \quad (3.28)$$

$$I_n = Y_{n1}V_1 + Y_{n2}V_2 + \dots + Y_{nk}V_k + \dots + Y_{nn}V_n \quad (3.29)$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \cdot & & & \\ \cdot & & & \\ \cdot & & & \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

$$I = YV \quad (3.31)$$

Donde:

I: Es la matriz de Corrientes de Inyección.

V: Es la matriz de Voltajes de Barras.

Y: Matriz de Admitancias.

A la matriz Y se le conoce como matriz de admitancias y sus elementos están dados por las ecuaciones 3.23 y 3.24. La inversa de la matriz de admitancias "Y" viene a ser la matriz de impedancias "Z".

A la expresión (3.23) se le conoce como el elemento fuera de la diagonal, y a la expresión (3.24), elemento en la diagonal.

### 3.2.3 El problema de Flujo de Potencia y Ecuaciones de Red.

Se puede expresar los elementos de la matriz de impedancia en su forma imaginaria o cartesiana y exponencial o polar de la  $i$ -ésima barra.

$$Y_{ij} = |Y_{ij}|(\cos\theta_{ij} + j\text{sen}\theta_{ij}) = G_{ij} + jB_{ij} = |Y_{ij}|e^{j\theta_{ij}} \quad (3.32)$$

También para el voltaje de barra:

$$V_i = |V_i|(\cos\delta_i + j\text{sen}\delta_i) = |V_i|e^{j\delta_i} \quad (3.33)$$

Ahora sean  $P_i$  y  $Q_i$ , las potencias activa y reactiva respectivamente que entran a la barra entonces tenemos la ecuación de potencia aparente para cada barra  $i$ .

$$S_i = V_i I_i^* \quad (3.34)$$

Donde:

$S_i$ : Potencia Aparente que se inyecta a la barra  $i$ .

Tomando la conjugada:

$$S_i^* = V_i^* I_i \quad (3.35)$$

Reemplazado la expresión de la corriente  $I_i$  dada en la ecuación 3.26.

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \quad (3.36)$$

$$P_i - jQ_i = \sum_{k=1}^n V_i^* Y_{ik} V_k \quad (3.37)$$

Si se expresa los voltajes y las admitancias en su forma exponencial y luego imaginaria.

$$P_i - jQ_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik} V_i^* V_k| e^{j(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i)} = \sum_{k=1}^n |Y_{ik} V_i^* V_k| (\cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) + j\text{sen}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i)) \quad \dots(3.38)$$

Igualando las partes reales e imaginarias se obtiene las siguientes expresiones.

$$P_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik} V_i^* V_k| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (3.39)$$

$$Q_i = -\sum_{k=1}^n |Y_{ik} V_i^* V_k| \text{sen}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (3.40)$$

Extrayendo el elemento de la i-esima barra de la sumatoria.

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k < i}}^n |Y_{ik} V_i^* V_k| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (3.41)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{k=1}^n |Y_{ik} V_i^* V_k| \text{sen}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (3.42)$$

Ahora se procede a obtener la diferencial de las expresiones anteriores respecto a los voltajes expresados en su forma polar, respecto a su ángulo y a su magnitud, que se definen como se muestra a continuación.

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= \frac{\partial P_i}{\partial \delta_1} \Delta \delta_1 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \dots + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} \Delta \delta_n \\ &+ |V_1| \frac{\partial P_i}{\partial |V_1|} \frac{\Delta |V_1|}{|V_1|} + |V_2| \frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} + \dots + |V_n| \frac{\partial P_i}{\partial |V_n|} \frac{\Delta |V_n|}{|V_n|} \end{aligned} \quad (3.43)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_i &= \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_1} \Delta \delta_1 + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \dots + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n} \Delta \delta_n \\ &+ |V_1| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_1|} \frac{\Delta |V_1|}{|V_1|} + |V_2| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_2|} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} + \dots + |V_n| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_n|} \frac{\Delta |V_n|}{|V_n|} \end{aligned} \quad (3.44)$$

Si se desarrolla para todas las  $i$ -ésimas barras, de 1 a  $n$ , obtenemos un sistema de  $2n$  ecuaciones que puede ser expresada matricialmente como se muestra a continuación. Primero se considera todas las ecuaciones de potencia activa y luego todas las ecuaciones de potencia reactiva, y en cada ecuación, primero los elementos diferenciales de ángulos seguidos por los diferenciales de voltajes. La matriz que contiene las derivadas es conocida como la matriz Jacobiana “J”.

Cabe mencionar que de acuerdo a las variables en que se descompone el vector de Voltaje de Barra “V”, sea en su forma imaginaria o polar, se puede obtener dos métodos para solucionar este problema. En el presente trabajo se escogió la forma polar por lo que se trabajara con el método polar. En la siguiente expresión matricial, las filas se refieren a las ecuaciones y las columnas corresponden a las variables.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta P_n \\ \hline \Delta Q_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} & | & |V_1| \frac{\partial P_1}{\partial |V_1|} & \dots & |V_n| \frac{\partial P_1}{\partial |V_n|} \\ \cdot & & \cdot & | & \cdot & & \cdot \\ \cdot & J_{11} & \cdot & | & \cdot & J_{12} & \cdot \\ \cdot & & \cdot & | & \cdot & & \cdot \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & | & |V_1| \frac{\partial P_n}{\partial |V_1|} & \dots & |V_n| \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_n} & | & |V_1| \frac{\partial Q_1}{\partial |V_1|} & \dots & |V_n| \frac{\partial Q_1}{\partial |V_n|} \\ \cdot & & \cdot & | & \cdot & & \cdot \\ \cdot & J_{21} & \cdot & | & \cdot & J_{22} & \cdot \\ \cdot & & \cdot & | & \cdot & & \cdot \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & | & |V_1| \frac{\partial Q_n}{\partial |V_1|} & \dots & |V_n| \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta \delta_n \\ \hline \frac{\Delta |V_1|}{|V_1|} \\ \cdot \\ \cdot \\ \frac{\Delta |V_n|}{|V_n|} \end{bmatrix} \quad \dots(3.45)$$

Ahora se definen cuatro matrices contenidas en la matriz jacobiana “J”:  $J_{11}$  que relaciona la potencia activa de las barras con los ángulos de los voltajes en barra,  $J_{12}$  que relaciona la potencia activa con los voltajes relativos,  $J_{21}$  que relaciona la potencia reactiva con los ángulos de los voltajes y  $J_{22}$  que relaciona la potencia reactiva con los voltajes relativos.

Como los elementos de la matriz  $J_{11}$  tenemos.

Fuera del diagonal.

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.46)$$

En el diagonal.

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (3.47)$$

Como los elementos de la matriz  $J_{12}$  tenemos.

Fuera del diagonal.

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.48)$$

En el diagonal.

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = P_i - |V_i|^2 G_{ii} \quad (3.49)$$

Como los elementos de la matriz  $J_{21}$  tenemos.

Fuera del diagonal.

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_j V_i Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.50)$$

En el diagonal.

$$|V_i| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = P_i + |V_i|^2 G_{ii} \quad (3.51)$$

Como los elementos de la matriz  $J_{22}$  tenemos.

Fuera del diagonal.

$$|V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_j V_i Y_{ij}| \text{sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.52)$$

En el diagonal.

$$|V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (3.53)$$

A esta Matriz se le llamara la Jacobiano Total. La dimensión de esta matriz cuadrada es de dos veces el número de barras (2n) o dos veces la suma del número de barras PQ (npq), más barras PV (nvc), más uno (1), la barra swing, es decir,  $2*(npq+nvc+1)$ .

Ahora para las barras PV y la barra swing, las variaciones de voltaje ( $\Delta V/V$ ) son cero porque estas son cantidades fijadas en el problema convirtiéndose en datos del problema, que al multiplicarse con los elementos de la matriz Jacobiana correspondiente, los anula.

Esto permite eliminar columnas de la matriz Jacobiana porque determinadas variables se convierten en datos. Además, para la barra swing el ángulo se define como una cantidad constante e igual a cero (0) por esto su variación ( $\Delta\delta$ ) sera cero y se convierte en una cantidad conocida y se puede eliminar su columna. Así se tiene una matriz de  $[2*(npq+nvc+1)]$  filas o ecuaciones y  $[2*npq+nvc]$  columnas o variables.

Para resolver el flujo de carga se necesita solo  $[2*npq+nvc]$  ecuaciones que serán las que relacionan las variaciones de potencia activa ( $\Delta P$ ) de las barras PQ y PV y potencia reactiva ( $\Delta Q$ ) de las barras PQ con las variaciones de los ángulos y los voltajes obteniendo  $[2*npq+nvc]$  ecuaciones.

Las otras ecuaciones que relacionan las variaciones de potencia reactiva ( $\Delta Q$ ) de las barras PV, ó barras de los generadores, con las variaciones de los ángulos y voltajes se separaran en esta parte del problema. Pero se recurrirá a ellas para la obtención de factores de participación de generadores cuyo cálculo se detallará a continuación.

### 3.3 Autovalores, Autovectores.

Para comprender el análisis modal aplicado a la estabilidad de voltaje se debe tener en memoria los conceptos de valores y vectores propios, y el análisis de estabilidad de

sistemas dinámicos, para recurrir a ellos al esclarecer y verificar determinados puntos en el análisis final.

### Valores y vectores propios; Matrices Semejantes y Diagonalizables.

Las definiciones de valores y vectores propios parten de la solución al siguiente problema:

$$A x = \lambda x \quad (3.54)$$

Para una matriz cuadrada  $A$  de orden  $n$ , se puede encontrar un número real  $\lambda$ , tal que la solución  $x$  no sea trivial, es decir, igual a matriz cero. Donde  $x$  es una matriz de orden  $n$  por 1, también conocido como vector.

Para resolver este problema podemos llevar la ecuación de la siguiente forma:

$$(A - \lambda I)x = [0] \quad (3.55)$$

Entonces se puede hacer también.

$$\begin{bmatrix} a_{11} - \lambda & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} - \lambda & \dots & a_{2n} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} - \lambda \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.56)$$

Se observa que existe una solución trivial donde  $[x_1 \ x_2 \ \dots \ x_n]^T = [0 \ 0 \ \dots \ 0]^T$  y  $\lambda$  puede tomar cualquier número real. Pero esta última expresión tendrá soluciones no triviales si el determinante del primer multiplicando es nulo,  $|A - \lambda I| = 0$ .

Desarrollando el determinante tenemos la expresión siguiente:

$$|A - \lambda I| = P(\lambda) = (a_{11} - \lambda)(a_{22} - \lambda) \dots (a_{nn} - \lambda) + \dots + (-1)^n |A| \quad (3.57)$$

Que indica que  $\lambda$  proviene de la solución de un polinomio de grado  $n$ .

A las  $n$  soluciones de  $P(\lambda)$  que se las conoce como valores propios. Ahora para cada valor propio  $\lambda$  hay un vector  $x$  que satisface la ecuación (2.2) y se le conoce como vector propio.

Entonces en la ecuación (3.54) se verifica o cumple para cada solución o valor propio de la siguiente forma:

$$Ax_i = \lambda_i x_i \quad (3.58)$$

Donde  $\lambda_i$  es el  $i$ -ésimo valor propio y  $x_i$  es el  $i$ -ésimo vector propio referido a dicho valor. Para todo número entero  $i$  que varía de 1 a  $n$ .

Se tiene una propiedad de mucha utilidad referida a que los vectores propios correspondientes a valores propios diferentes serán linealmente independientes, es decir, su producto escalar será igual a cero.

En matemáticas existen las siguientes definiciones y teoremas:

**Teorema 1.**

Dos matrices cuadradas  $A$  y  $B$  de orden  $n$  son semejantes si existe una matriz no singular  $C$  tal que:  $B=C^{-1}AC$ .

**Teorema 2.**

Se dice que  $A$  será una matriz diagonalizable si  $B$  es una matriz diagonal y se dirá entonces que  $C$  diagonaliza a  $A$ .

**Teorema 3.**

Se tiene también el siguiente teorema, una matriz  $A$  es diagonalizable, si y solo si tiene  $n$  vectores propios linealmente independientes, cuya demostración nos lleva a que si  $C$  es una matriz compuesta por los vectores propios columna entonces  $B$  será una matriz diagonal compuesta por valores propios en el mismo orden que los vectores propios.

$$\Lambda = \Phi^{-1} A \Phi \quad (3.59)$$

Donde:

$\Lambda$ : Es la matriz compuesta por los valores propios de A en un orden dado.

$$\Lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \dots & 0 \\ \cdot & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & \cdot \\ 0 & 0 & \dots & \lambda_n \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

$\Phi$ : es la matriz compuesta por los vectores propios  $\phi_i$  en el mismo orden de los valores propios. A sus columnas se les conocen como vectores propios derechos.

$$\Phi = [\phi_1 \ \phi_2 \ \dots \ \phi_n] \quad (3.61)$$

Ahora a la matriz  $\Phi^{-1}$  se le denomina como  $\Psi$  donde sus filas  $\psi_i$  transpuestas se les conocen como vectores propios izquierdos.

La ecuación (3.59) se puede expresar como sigue:

$$\Phi\Lambda = A\Phi \quad (3.62)$$

Se le conoce como Ecuación Modal de A y a las matrices  $\Phi$  y  $\Psi$  se les llama matrices modales.

Se desea ahora tener la ecuación modal de la inversa de A ( $A^{-1}$ ). Multipliquemos ambos lados de la ecuación modal por las siguientes matrices:

$$(A^{-1})\Phi\Lambda(\Lambda^{-1}) = (A^{-1})A\Phi(\Lambda^{-1}) \quad (3.63)$$

Simplificando:

$$(A^{-1})\Phi = \Phi(\Lambda^{-1}) \quad (3.64)$$

Se obtiene la ecuación modal de la inversa de A ( $A^{-1}$ ).

$$\Phi^{-1} (A^{-1}) \Phi = (\Lambda^{-1}) \quad (3.65)$$

Finalmente se menciona que la inversa de una matriz cuadrada diagonal es otra matriz diagonal compuesta por la inversa de los elementos de la matriz original en el mismo orden como se muestra a continuación:

$$\Lambda^{-1} = \begin{bmatrix} 1/\lambda_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1/\lambda_2 & \dots & 0 \\ \cdot & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & \cdot \\ 0 & 0 & \dots & 1/\lambda_n \end{bmatrix} \quad (3.66)$$

Al observar esta expresión se concluye que los valores propios de una matriz  $A^{-1}$  son los inversos de los valores propios de A pero sus vector propios correspondientes son los mismos.

### 3.4 Análisis Modal.

#### Análisis Modal de Flujo de Potencia.

El método de Análisis Modal de Estabilidad de Voltaje esta basado en las Ecuaciones Lineales de Flujo de Potencia de estado estable, ecuación (3.45), que puede ser descrita de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = J \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.67)$$

Donde:

- $\Delta P$ : Submatriz de Variaciones Lineales Incrementales de Potencia Activa.
- $\Delta Q$ : Submatriz de Variaciones Lineales Incrementales de Potencia Reactiva.
- $\Delta \theta$ : Submatriz de Variaciones Lineales Incrementales de Angulo de Voltaje.
- $\Delta V$ : Submatriz de Variaciones Lineales Incrementales de Magnitud de Voltaje.

Particioneros la Matriz Jacobiana J.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.68)$$

En los sistemas eléctricos de potencia hay una infinidad de variables, entre los más importantes tenemos: las corrientes y los flujos de potencia activa y reactiva a través de los elementos, y los voltajes en barras del sistema.

Para los sistemas dinámicos, las Variables de Estado describen el sistema en forma total, por ello se trabaja con los Voltajes en Barras, pues basta conocerlos junto con los parámetros de impedancia de la red para conocer todos los demás variables a las que llamaremos Variables de Salida. También es de notar que para los problemas de sistemas de potencia por lo general solo se conoce las variables de salida, como la potencia de la carga.

La matriz Jacobiana J es la que relaciona las variables de estado y variables de entrada.

La Estabilidad de Voltaje puede ser afectada por las variaciones en la potencia activa y reactiva sin embargo en cada punto de operación se mantiene la potencia activa  $P$  como constante y se evalúa la estabilidad de voltaje considerando solo las variaciones de la potencia reactiva respecto al voltaje. Esto es análogo al método de la curva  $Q-V$ . Por ello si se hace  $\Delta P=0$  se obtiene:

$$\Delta P = J_{P\theta} \Delta\theta + J_{PV} \Delta V = 0 \quad (3.69)$$

$$\Delta Q = J_{Q\theta} \Delta\theta + J_{QV} \Delta V \quad (3.70)$$

Despejando

$$\Delta\theta = -J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \Delta V \quad (3.71)$$

Reemplazando y factorizando:

$$\Delta Q = \left[ J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \right] \Delta V \quad (3.72)$$

Ahora, se llama Jacobiano Reducido  $J_R$  a la matriz que es igual a  $\left[ J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \right]$  que directamente relaciona las magnitudes de voltaje con la potencia reactiva inyectada en la barra.

Como es el voltaje, la variable de estado dependiente de la potencia inyectada en la barra nos interesa la expresión.

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (3.73)$$

De las ecuaciones  $\Delta D\mathbf{x} = A\Delta\mathbf{x}$  y  $D\mathbf{x} = f(\mathbf{x}, u)$ .

$$\Delta f = A\Delta\mathbf{x} \quad (3.73)$$

El análisis de estabilidad se hace respecto a valores incrementales de dos funciones.

Se considera variaciones de una variable de estado respecto a una entrada.

Debido a que proviene de las ecuaciones de flujo de carga el método en el análisis de estabilidad de voltaje toma en consideración como afecta la red, las cargas y los equipos de compensación que retiran o inyectan potencia reactiva a la red. Los procesos dinámicos dentro de los generadores y de las cargas no son tomados en cuenta.

No se considera el análisis en el tiempo porque el análisis se da en un punto de operación estable donde las variables se asume que permanecen en estado casi estacionario por lo que la interpretación más acertada del método es que nos da la sensibilidad de un punto de operación a las variaciones de potencia reactiva demandada. Las pequeñas perturbaciones se introducen para ver que tanto se altera el sistema respecto a estas variaciones.

La Estabilidad de Voltaje es una parte de la Estabilidad de un Sistema de Potencia. Es un fenómeno dinámico y la Estabilidad se evalúa en estos sistemas.

Se recuerda que un sistema es estable respecto al voltaje cuando los eigenvalores obtenidos son positivos y que los eigenvalores que delatan barras con problemas de voltaje son los mas pequeños o cercanos a cero. Para un eigenvalor dado, los Factores de Barra altos son los de mayor asociación a este y la suma de todos los Factores de Participación de Barras es uno. Ahora para un eigenvalor dado, los Factores de Participación de Generación y de Líneas más altos muestran los elementos que más influyen en este indicador para su corrección o en otro caso empeoramiento. Los análisis que se realizaran a continuación solo serán para los eigenvalores de valor más pequeño porque son los que revelan los problemas de Estabilidad de Voltaje.

Ahora se hace:

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (3.74)$$

Donde:

- $\xi$ : Es la matriz de eigenvectores de  $J_R$ .
- $\Lambda$ : La matriz diagonal compuesta por los eigenvalores.
- $\eta$ : La inversa de  $\xi$ .

Entonces se cumple:

$$J_R^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta \quad (3.75)$$

Reemplazando en:

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (3.76)$$

Además:

$$\xi \Lambda^{-1} \eta = \sum \xi_i \Lambda_i^{-1} \eta_i \quad (3.77)$$

Donde:

$\xi_i$ : Es el i-esimo eigenvector.

$\lambda_i$ : Es el i-esimo eigenvalor.

$\eta_i$ : Es la i-esima fila de  $\eta$  ó eigenvector fila izquierda de  $\eta$ .

Por ultimo:

$$\Delta V = \sum \xi_i \Lambda_i^{-1} \eta_i \Delta Q \quad (3.78)$$

La i-esima variación del voltaje será:

$$\Delta V_i = \frac{1}{\lambda_i} \xi_i \eta_i \Delta Q_i \quad (3.79)$$

Si  $\lambda_i$  es el i-esimo eigenvalor de  $J_R$  con  $\xi_i$  y  $\eta_i$  los correspondientes eigenvector columna derecha y eigenvector fila izquierda, respectivamente.

Si se hace que la i-esima variación modal de potencia reactiva es:

$$\Delta Q_{mi} = K_i \xi_i \quad (3.80)$$

Se cumple además que:

$$K_i^2 \sum \xi_{ji}^2 = 1 \quad (3.81)$$

Donde:

$\xi_{ji}$ : Es el j-esimo elemento de  $\xi_i$ .

Se demuestra que la correspondiente i-esima variación modal de voltaje es:

$$\Delta V_i = \frac{1}{\lambda_i} \xi_i \eta_i \Delta Q_i \quad (3.82)$$

$$\Delta V_i = \frac{1}{\lambda_i} \xi_i \eta_i (K_i \xi_i) \quad (3.83)$$

Recordemos que el producto de  $\eta_i \xi_i$  es igual a la unidad porque son el eigenvector fila izquierda es ortogonal al eigenvector columna derecha. Además, reemplazando la expresión (3.80).

$$\Delta V_{mi} = \frac{1}{\lambda_i} \Delta Q_{mi} \quad (3.84)$$

Si:

$\lambda_i$ : es positivo (+) el sistema es estable.

$\lambda_i$ : es cero (0) el sistema colapsara porque cualquier cambio en la potencia reactiva modal causara infinitas variaciones de voltaje modales.

$\lambda_i$ : es negativo (-) el sistema es inestable.

### 3.5 Factores de Participación.

#### Factores de participación de Barras.

El factor de participación de la barra k para el modo i,  $P_{ki}$ , es definido por:

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ki} \quad (3.85)$$

Donde:

$\xi_{ki}$ : es el k-esimo elemento del Es el i-esimo eigenvector  $\xi_i$ .

$\eta_{ki}$ : es el k-esimo elemento del Es el i-esimo eigenvector  $\eta_i$ .

$P_{ki}$  indica la contribución de el i-esimo eigenvalor a la sensibilidad V-Q en la barra k. El mayor valor de  $P_{ki}$  contribuye a determinar la sensibilidad V-Q en barra k. Para todos los pequeños eigenvalores, los factores de participación de barra determinan las áreas cercanas a la inestabilidad de voltaje.

### **Factores de Participación de Líneas y Generadores.**

El factor de participación de la barra k para el iesimo modo es definido como:

Cuando el cambio en la inyección de la potencia reactiva es  $\Delta Q_{mi}$ , la variación resultante de voltaje es  $\Delta V_{mi}$ , y la variación modal de ángulo  $\Delta \theta_{mi}$  es:

$$\Delta \theta_{mi} = -J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \Delta V_{mi} \quad (3.86)$$

Con  $\Delta V_{mi}$  e  $\Delta \theta_{mi}$  conocidos, la variación linealizada de pérdida reactiva a través de la línea lj,  $Q_{lji}$ , y la variación linealizada de la salida de potencia reactiva del generador gk,  $Q_{gki}$ , pueden ser calculadas.

Hagamos

$$\Delta Q_{lmaxi} = \text{MAX} (\Delta Q_{lji}) \quad (3.87)$$

$$\Delta Q_{gmaxi} = \text{MAX} (\Delta Q_{gki}) \quad (3.88)$$

El factor de participación de la línea lj para el modo i es definido como:

$$P_{lji} = \frac{\Delta Q_{lji}}{\Delta Q_{lmaxi}} \quad (3.89)$$

Las participaciones de líneas indican, para cada modo, que líneas consumen la mayor potencia reactiva para un cambio incremental dado en la potencia reactiva. Líneas con alto  $P_{lji}$  son esos que causan que el modo i sea débil. Las participaciones de líneas entonces

proveen información valiosa en cuanto a: acciones correctivas en términos de enlazamiento de líneas de transmisión y redistribución de flujo de potencia para aliviar la carga sobre la línea, y criterio de contingencia.

El factor de participación del generador  $g_k$  para el modo  $i$  es definido como:

$$P_{gki} = \frac{\Delta Q_{gki}}{\Delta Q_{g\max i}} \quad (3.90)$$

los factores de participación de generadores indican, para cada modo, que generadores suministran la mayor salida de potencia reactiva. Generadores con alto  $P_{gki}$  son importantes en mantenimiento de la estabilidad del modo  $i$ .

Las expresiones matemáticas para el cálculo de estos factores parten de la definición dada anteriormente. Definición que se dará a continuación:

Para los factores de participación de líneas de transmisión se tiene que referirse primero a la variación linealizada de pérdida reactiva a través de la línea  $l_j$ ,  $Q_{lji}$ . Esta pérdida reactiva se obtiene del modelo de línea de transmisión.

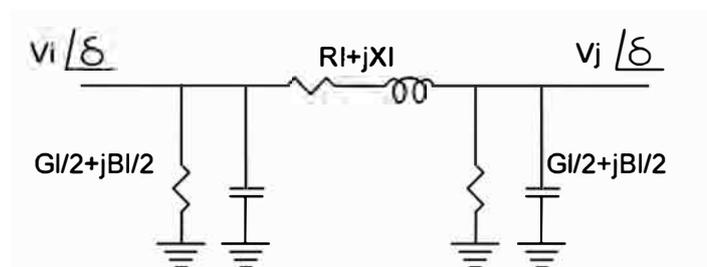


Fig. 3.5. Diagrama del Modelo de una línea de transmisión.

La potencia aparente de pérdidas a través de la línea de transmisión esta dada por:

$$S_{lj} = (V_i - V_j) \cdot I^* \quad (3.91)$$

$$S_{lj} = V_i - V_j^2 / Z^* l_j = V_i - V_j^2 Y^* l_j \quad (3.92)$$

$$S_{lj} = V_i - V_j^2 Z / Z^2 \quad (3.93)$$

$$S_{lj} = |Y_{lj}|^2 |V_l - V_j|^2 Z_{lj} \quad (3.94)$$

Por ello la potencia reactiva de pérdida es el término imaginario de la expresión anterior:

$$Q_{lj} = |Y_{lj}|^2 |V_l - V_j|^2 X_{lj} \quad (3.95)$$

Análogamente para las pérdidas transversales de la línea se debe calcular:

$$S_l = |V_l|^2 Y_l \quad (3.96)$$

$$Q_l = -|V_l|^2 B_l \quad (3.97)$$

$$Q_j = -|V_j|^2 B_j \quad (3.98)$$

En las expresiones anteriores de las pérdidas reactivas, son expresiones reales, dependen de los voltajes, cantidades variables, y de los parámetros de las líneas, cantidades constantes, expresados en forma vectorial. Por ello son funciones solo de los voltajes.

En el análisis de flujo de carga y estabilidad de voltaje modal se ha descompuesto los voltajes, en cantidades reales como su magnitud y su ángulo. Las magnitudes de impedancia son cantidades reales que se obtienen de relación pitagórica y que no es necesaria expandirla porque se puede calcular previamente.

Ahora por la ley de cosenos se puede llevar la expresión anterior vectorial a una expresión con cantidades reales:

$$Q_{lj} = |Y_{lj}| |V_l - V_j|^2 X_{lj} = |Y_{lj}| (|V_l|^2 + |V_j|^2 - 2 |V_l| |V_j| \cos(\theta_l - \theta_j)) X_{lj} \quad (3.99)$$

Se aprecia mejor que depende de 4 variables reales:

La magnitud de voltaje de la barra de envío l,  $V_l$ .

La magnitud de voltaje de la barra de recepción l,  $V_j$ .

El ángulo del voltaje de la barra de envío l,  $\theta_l$ .

La ángulo del voltaje de la barra de recepción l,  $\theta_j$ .

Se necesita la variación linealizada de la expresión anterior, por ello se obtiene el diferencial de la expresión anterior:

$$\Delta Q_{lj} = |V_l| \frac{\partial Q_{lj}}{\partial |V_l|} \frac{\Delta |V_l|}{|V_l|} + |V_j| \frac{\partial Q_{lj}}{\partial |V_j|} \frac{\Delta |V_j|}{|V_j|} + \frac{\partial Q_{lj}}{\partial \theta_l} \Delta \theta_l + \frac{\partial Q_{lj}}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j \quad (3.100)$$

A continuación se detalla el desarrollo de cada término de la expresión anterior:

$$|V_l| \frac{\partial Q_{lj}}{\partial |V_l|} = 2(|V_l| - |V_j| \cos(\theta_l - \theta_j)) |V_l| X_{lj} Y_{lj}^2 \quad (3.101)$$

$$|V_j| \frac{\partial Q_{lj}}{\partial |V_j|} = 2(|V_j| - |V_l| \cos(\theta_l - \theta_j)) |V_j| X_{lj} Y_{lj}^2 \quad (3.102)$$

$$\frac{\partial Q_{lj}}{\partial \theta_l} = 2|V_j| |V_l| \sin(\theta_l - \theta_j) X_{lj} Y_{lj}^2 \quad (3.103)$$

$$\frac{\partial Q_{lj}}{\partial \theta_j} = -2|V_j| |V_l| \sin(\theta_l - \theta_j) X_{lj} Y_{lj}^2 \quad (3.104)$$

Para las pérdidas transversales se tiene que cada expresión depende de una sola variable:

$$Q_l = -|V_l|^2 B_l \quad (3.105)$$

Se necesita:

$$\Delta Q_l = |V_l| \frac{\partial Q_l}{\partial |V_l|} \frac{\Delta |V_l|}{|V_l|} \quad (3.106)$$

Derivando:

$$\Delta Q_l = -2|V_l|^2 B_l \frac{\Delta |V_l|}{|V_l|} \quad (3.107)$$

$$Q_j = -|V_j|^2 B_j \quad (3.108)$$

Se necesita:

$$\Delta Q_j = |V_j| \frac{\partial Q_j}{\partial |V_j|} \frac{\Delta |V_j|}{|V_j|} \quad (3.109)$$

Derivando:

$$\Delta Q_j = -2|V_j|^2 B_j \frac{\Delta |V_j|}{|V_j|} \quad (3.110)$$

La variación linealizada total es la suma de las longitudinales y transversales.

Para los factores de participación de generadores se tiene que referirse primero a la variación linealizada de salida de potencia reactiva del generador  $g_k$ ,  $Q_{gk}$ , se debe recurrir a la matriz Jacobiana del total de barras incluyendo la barra swing. La definición esta matriz parte de la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \hline \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} & | & |V_1| \frac{\partial P_1}{\partial |V_1|} & \dots & |V_n| \frac{\partial P_1}{\partial |V_n|} \\ \vdots & & \vdots & | & \vdots & & \vdots \\ \vdots & J_{11} & \vdots & | & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & | & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & | & |V_1| \frac{\partial P_n}{\partial |V_1|} & \dots & |V_n| \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_n} & | & |V_1| \frac{\partial Q_1}{\partial |V_1|} & \dots & |V_n| \frac{\partial Q_1}{\partial |V_n|} \\ \vdots & & \vdots & | & \vdots & & \vdots \\ \vdots & J_{21} & \vdots & | & \vdots & J_{22} & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & | & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & | & |V_1| \frac{\partial Q_n}{\partial |V_1|} & \dots & |V_n| \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \hline \frac{\Delta |V_1|}{|V_1|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_n|}{|V_n|} \end{bmatrix}$$

...(3.111)

Para que el análisis de la matriz que a continuación se realizará sea mas claro, se debe ordenar las barras por tipo definidos anteriormente, primero del tipo PQ, luego las del tipo PV y finalmente la barra swing, como se indica líneas abajo.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{PQ} \\ \Delta P_{PV} \\ \Delta P_{swing} \\ \Delta Q_{PQ} \\ \Delta Q_{PV} = ? \\ \Delta Q_{swing} \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta_{PQ} \\ \Delta \delta_{PV} \\ \Delta \delta_{swing} = 0 \\ \frac{\Delta V}{V_{PQ}} \\ \frac{\Delta V}{V_{PV}} = 0 \\ \frac{\Delta V}{V_{swing}} = 0 \end{bmatrix} \quad (3.112)$$

El numero de filas de la matriz es igual al número de barras PQ ( $n_{pq}$ ) más el numero de barras PV ( $n_{pv}$ ) más la barra swing (1), multiplicado por dos, o visto de otra forma el numero de barras total multiplicado por dos.

En el primer termino de la ecuación, para las barras del tipo PQ, la potencia activa P y la reactiva Q viene a ser la de carga que son datos del sistema. Para las barras del tipo PV, la potencia activa P es la de generación que son datos del sistema y la potencia reactiva Q que

también es la de generación, cantidad a determinar. Para la barra swing ambos P y Q son variables no conocidas. El número de incógnitas es  $n_{pv}+2$ .

En el segundo termino de la ecuación para las barras del tipo PV, el termino  $\Delta V/V$  es nulo porque la tensión esta fijada, además para la barra swing ambos términos de  $\Delta\theta$  y  $\Delta V/V$  son nulos porque tanto el ángulo y la tensión están fijados. El numero de incognitas es  $2*n_{pq}+n_{pv}$ .

Por ello el numero de incognitas total es  $2*n_{pq}+2n_{pv}+2$ , lo que nos indica que el sistema de ecuaciones es consistente, pero estas incógnitas están a ambos lados de la ecuación.

Para encontrar la solución se elimina las filas correspondientes a la variación de la potencia reactiva de generación  $\Delta Q$  de las barras PV y a las variaciones  $\Delta P$  y  $\Delta Q$  de la barra swing, y también las columnas que se multiplicaban por los términos nulos ( $\Delta\delta_{swing}$ ,  $\Delta V/V_{pv}$  y  $\Delta V/V_{swing}$ ) así el sistema de ecuaciones restante sigue siendo consistente. Con un numero de filas  $2*n_{pq}+n_{vc}$ .

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{PQ} \\ \Delta P_{PV} \\ \Delta Q_{PQ} \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta\delta_{PQ} \\ \Delta\delta_{PV} \\ \frac{\Delta V}{V_{PQ}} \end{bmatrix} \quad (3.113)$$

La matriz resultante (3.113) es la usada en el calculo de flujo de carga donde se obtienen los  $\Delta\delta$  y  $\Delta V/V$ , que sumadas a las variaciones nulas de  $\Delta V/V$  me permite obtener el lado derecho de la ecuación completo 3.112 y para determinar la salida de la potencia reactiva del generador Q se utilizara esta matriz completa, multiplicando las filas que fueron previamente anuladas por el vector derecho recién obtenido.

Esto se realizará para todos los modos i.

## CAPITULO IV

### RESULTADOS DEL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

#### 4.1 Software utilizado para el Análisis Modal.

El Análisis Modal utiliza la matriz Jacobiana del problema de Flujo de Carga para obtener una nueva matriz llamada Jacobiana Reducida y obtiene sus Eigenvalores y sus respectivos Factores de Participación de Barras, Líneas y Generadores.

Este proceso se divide en dos grandes bloques, descritos anteriormente, y para cada uno de ellos se requiere un software diferente.

Primero, para la solución del problema de Flujo de Potencia se tiene un software ya compilado, que viene a ser un programa computacional, llamado “**Software de Flujo de Potencia**”, esta implementado en Delphi, de Borland, y a grandes rasgos esta desarrollado para cargar una base de datos de los parámetros de los elementos, como líneas, transformadores y generadores del Sistema Eléctrico de Potencia a analizar, junto con los datos de carga y generación para los escenarios descritos.

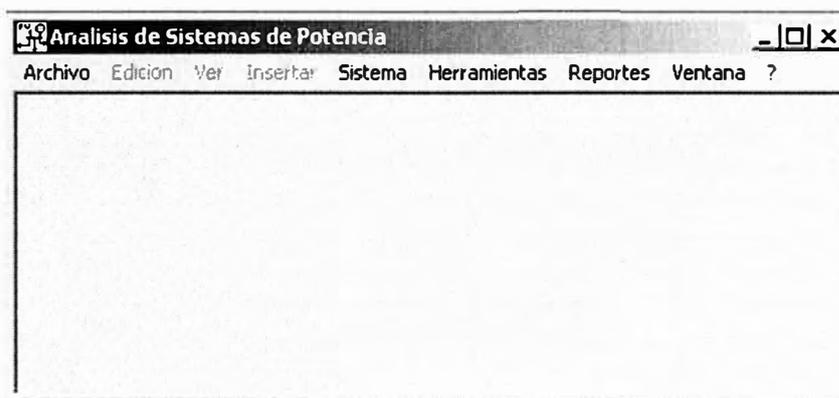


Fig. 4.1. “Software de Flujo de Potencia”.

Los modelos de los elementos que utiliza el software están detallados en el Capítulo III. El problema de Flujo de Carga es resuelto utilizando el método de Newton-Raphson con las ecuaciones descritas en el Capítulo III, que viene a ser un método numérico iterativo para llegar a la solución lograda la conversión.

El programa de “Flujo de Potencia” utiliza en su integridad la programación orientada a objetos todos los elementos del sistema de potencia, líneas de transmisión, transformadores de 2 devanados, compensadores shunt, cargas y generadores han sido implementados como objetos, que luego son ordenados en matrices de objetos, teniendo a convertirse este ultimo en un gran objeto de almacenamiento, similar a una base de datos con características limitadas porque su fin no es el manejo de datos.

	Nombre	Barra I	Barra F	Longitud	Pnom	R	X	G
1	L2201	Campo Armiño	Pomacocha200	192.3	0	0.061	0.5098	0
2	L2202	Campo Armiño	Pomacocha200	192.2	0	0.061	0.5098	0
3	L2205	Pomacocha200	SanJuan220	113.4	0	0.061	0.49	0
4	L2206	Pomacocha200	SanJuan220	113.4	0	0.061	0.49	0
5	L2218	Campo Armiño	Pachachaca	195.1	0	0.0601	0.5024	0
6	L2219	Campo Armiño	Pachachaca	195.1	0	0.0601	0.5024	0
7	L2222	Pachachaca	Callahuanca220	72.94	0	0.0563	0.488	0
8	L2223	Pachachaca	Callahuanca220	72.64	0	0.0563	0.488	0
9	L2226	Pachachaca	Pomacocha200	13.45	0	0.061	0.5	3.317
10	L2203	Campo Armiño	Independencia220	248.5	0	0.061	0.53	0
11	L2204	Campo Armiño	Huayucachi220	248.5	0	0.061	0.53	0
12	L2207	Independencia220	SanJuan220	214.7	0	0.083	0.485	0.289

Fig. 4.2. Vista del Cuadro de Líneas de Transmisión.

Para las barras, el software “Flujo de Potencia” los almacena en una matriz en un orden cualquiera pero como se ha mencionado en un capítulo anterior se necesita un orden determinado anteponiendo las barras PQ, luego las barras PV para finalmente ubicar la que se ha designado como swing. Para esto el software tiene una matriz de ordenamiento llamada “morden” que solo contiene índices que relaciona la ubicación de las barras en la matriz de almacenamiento al nuevo orden requerido.

Este programa realiza otros cálculos como la grafica de una curva Q-V para cualquier barra PQ del sistema, esta es una herramienta adicional en el análisis de estabilidad de voltaje

que será utilizada en el presente trabajo. Calcula la matriz de Sensibilidades del Sistema de Potencia, entre otras funciones.

El software de “Flujo de Potencia” calcula la Matriz Jacobiana, pero no calcula la matriz Jacobiana Reducida ni sus Eigenvalores, que viene a ser netamente un problema matemático, pero este software emite una serie de matrices necesarios para la determinar los Eigenvalores y los Factores de Participación de Barras, Generadores y Líneas. Estos datos se enumeran a continuación:

1. La Matriz Jacobiana (J)
2. El número de barra PQ (npq) y el numero de barras PV (nvc).
3. La matriz Jacobiana restante, llamada “J21rest”, que es la parte de la Matriz Jacobiana Total que se despreció en el cálculo del Flujo de Carga.
4. La matriz de perdidas linealizada de las líneas de transmisión, llamada “Qlossline”.
5. La matriz “morden” que contiene los índices de las Barras de Envío y Recepción dentro de matriz de orden jacobiano para cada uno de los enlace de transmisión (líneas y transformadores de dos devanados).

Estos datos se obtienen de Opción “Análisis Modal” del “Menú Cálculo” (Calculo/Análisis Modal.) como se muestra en el siguiente diagrama.

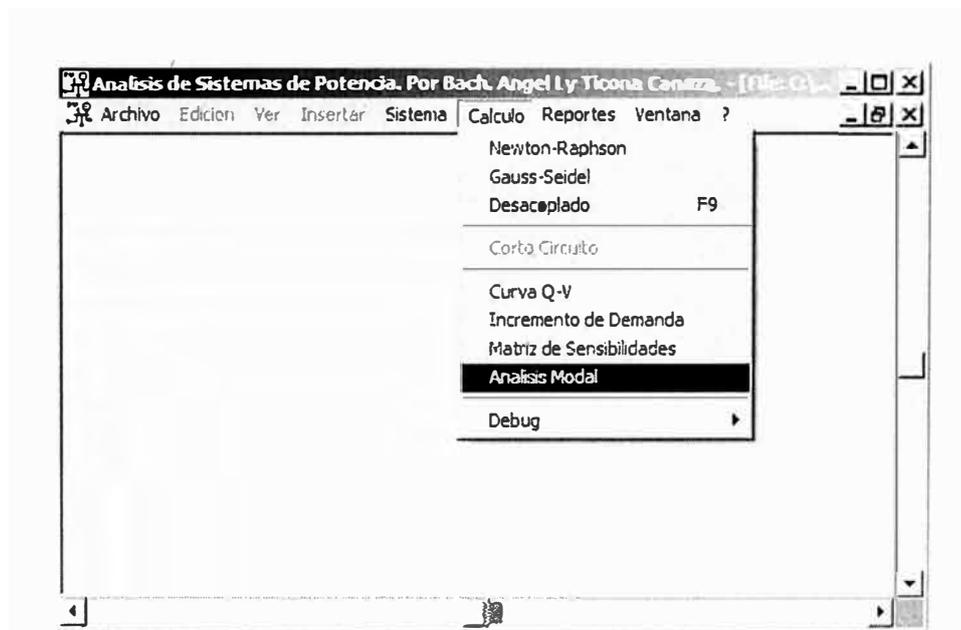


Fig. 4.3. Vista de la Opción Análisis Modal para la exportación de matrices.

El calculo de la matriz Jacobiana Reducida, sus eigenvalores, eigenvectores, los Factores de Participación de Barras, Líneas y Generadores, se realiza en Matlab, para lo que se implemento un script que tiene como nombre “**Secuencia**”, que recoge las 4 matrices dato además del número de barras “PQ” y “PV” que los obtiene del software de “Flujo de Potencia” como se menciono.

A continuación se muestra el código en Matlab de este algoritmo.

```
%clc
%direccionamiento de matrices
cd C:\altec\Proyecto\Ago02\max\norte

%previamente se deben haber cargado tres matrices:
%1.- La matriz del Jacobiano llamada: "Jacobiano".
%2.- el numero de matrices PQ y PV "npq" y "nvc".
%3.- la matriz de variacion de Potencia Reactiva de Generacion llamada "J21rest".
%4.- La matriz de perdida linealizada de las lineas de transmision "Qlossline".
%5.- La matriz de transporte del Orden de Barra a Orden de Jacobiano "morden".

npqvc=npq+nvc;
J11=jacobiano(1:npqvc,1:npqvc);
J12=jacobiano(1:npqvc,(npqvc+1):(npqvc+npq));
J21=jacobiano((npqvc+1):(npqvc+npq),1:npqvc);
J22=jacobiano((npqvc+1):(npqvc+npq),(npqvc+1):(npqvc+npq));

neginvJpo_Jpv=(-1)*inv(J11)*J12;
jacoredu=J22+J21*neginvJpo_Jpv;

%obtension de valores y vectores propios, y la matriz de Factores de Participación.
[P,D]=eig(jacoredu);
l=diag(D);
invP=inv(P);
%FP Factor de Participacion de las Barras
%-----
[f,c]=size(jacoredu);%dimensiones cuadradas (f=c) igual al # de barras PQ.

FP=zeros(f,f);
for i=1:f
    for k=1:f
        FP(i,k)=P(i,k)*invP(k,i);
    end
end
FP=100*FP;
%-----
%la i-esima variacion modal de la potencia reactiva Q.
ki=1;
Q=ki*P;
%la i-esima variacion modal del voltaje V.
V=zeros(f,f);
for i=1:f
    V(:,i)=Q(:,i)/l(i);
```

```

end
%la i-esima variacion modal el angulo de tension 0.
% Este puede ser reemplazado por una multiplicacion
for i=1:c
    if i==1
        O=neginvJpo_Jpv*V(:,1);
    else
        O=[0 neginvJpo_Jpv*V(:,i)];
    end
end
end
% composicion de matriz [O;V]
deltaOV=[O;V];          %[f,c]=size(deltaOV);

%Factor de Participacion de los Generadores
%-----
deltaQg=J2lrest*deltaOV;
deltaQgi=deltaQg;
%deltaQg=deltaQg./max(deltaQg);
[f,c]=size(deltaQg);
for i=1:c
    aux=deltaQg(:,i);
    maxi=max(abs(aux));
    deltaQg(:,i)=deltaQg(:,i)./maxi;
end
clear aux;
deltaQg=100*abs(deltaQg);

% Factor de Participacion de las lineas de transmision
%-----
[f,c]=size(Qlossline);
FPlineas=zeros(f,npq);

for li=1:f %para cada linea
    %i, j.
    li;
    morden(li,1);
    morden(li,2);

    clear deltaOV2
    deltaOV2=zeros(4,npq);

    for r=1:npq %para cada eigenvalor
        r;
        %npqvc

        if morden(li,1)<npqvc
            deltaOV2(1,r)=0(morden(li,1)+1,r);
            if morden(li,1)<npq
                deltaOV2(3,r)=V(morden(li,1)+1,r);
            else
                deltaOV2(3,r)=0;
            end
        else
            deltaOV2(1,r)=0;
            deltaOV2(3,r)=0;
        end
    end
end
end

```

```

    if morden(li,2)<npqvc
        deltaOV2(2,r)=0(morden(li,2)+1,r);
        if morden(li,2)<npq
            deltaOV2(4,r)=V(morden(li,2)+1,r);
        else
            deltaOV2(4,r)=0;
        end
    else
        deltaOV2(2,r)=0;
        deltaOV2(4,r)=0;
    end
end
deltaOV2;
FPlineas(li,:)=Qlossline(li,:)*deltaOV2;
end

FPlineasi=FPlineas;
%deltaQg=deltaQg./max(deltaQg);
[f,c]=size(FPlineas);
for i=1:c
    aux=FPlineas(:,i);
    maxi=max(abs(aux));
    FPlineas(:,i)=FPlineas(:,i)./maxi;
end
clear aux;
FPlineas=100*abs(FPlineas);

% Los resultados obtenidos estan en valores absolutos que deben ser multiplicados por 100
% para obtener valores en poocentajes.
%-----
%-----
%-----
%-----
%Impresion de Resultados.
%-----

%Exportar matriz de Factores de Participacion por barras.
%-----

fid=fopen('FP.txt','w');
[f,c]=size(FP);
for i=1:f
    fprintf(fid,'%5.5f      ',FP(i,:));
    fprintf(fid,'\n');
end
fclose(fid)

%Necesito la matriz de valores propios
fid=fopen('valores.txt','w');
fprintf(fid,'%5.5f      \n',1);
fclose(fid)

%Necesito la matriz de vectores propios
fid=fopen('vectores.txt','w');
[f,c]=size(P);
for i=1:f
    fprintf(fid,'%5.5f      ',P(i,:));
    fprintf(fid,'\n');
end

```

```
end
fclose(fid)

%Necesito la matriz de
veri=real(P(:,1)*invP(1,:));

fid=fopen('verificacion.txt','w');
for i=1:size(veri(:,1))
    fprintf(fid,'%5.5f      ',veri(i,:));
    fprintf(fid,'\n');
end
fclose(fid)

%Exportar matriz de Factores de Participacion de Generadores.
%-----
fid=fopen('FPgeneradores.txt','w');
for i=1:size(deltaQg(:,1))
    fprintf(fid,'%5.5f      ',deltaQg(i,:));
    fprintf(fid,'\n');
end
fclose(fid)

%Exportar matriz de Factores de Participacion de Lineas.
%-----
fid=fopen('FPlineas.txt','w');
for i=1:size(FPlineas(:,1))
    fprintf(fid,'%5.5f      ',FPlineas(i,:));
    fprintf(fid,'\n');
end
fclose(fid);

%end
```

## **4.2 Análisis del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.**

### **4.2.1 Breve Análisis del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.**

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) es un sistema grande que consta de numerosas líneas, transformadores, compensadores shunt, barras de generación (tipo PV) y barras de carga (tipo PQ). Por cada barra PQ se obtendría el mismo número de eigenvalores que vuelven el trabajo de analizar el sistema en un trabajo engorroso, por ello la simplificación del SEIN a un sistema de solo alta tensión con el fin de limitar el analizar a la barras de alto voltaje seria una opción a seguir. Se debe tener en cuenta también que el voltaje es un problema local por lo que tratarlo por áreas es también una forma valida de simplificación.

Los dos criterios han sido tomados en cuenta con el fin de simplificar el análisis en el presente trabajo sin perder la validez de los resultados. Primero se ha representado el sistema para las barras de 220, 138 y 60 kV y excepcionalmente algunas barras de carga de 10 kV con el fin de representar el sistema de transmisión y de distribución adecuadamente sin llegar al innecesario detalle de las barras de utilización, iguales o menores de 10 kV. Segundo, se ha particionado el SEIN en el menor número de subsistemas, entre los cuales, ejerzan la menor influencia respecto al voltaje y estén divididos en barras que no tengan problemas de Estabilidad de Voltaje. Además se ha ubicado los generadores swing, o slack, de cada subsistema, en barras sin problemas de voltaje para que no distorsionen los resultados cualitativos ha obtener.

El presente Análisis de Estabilidad del SEIN se realizara fraccionando el SEIN en 3 subsistemas que se mencionan a continuación.

1. Subsistema Centro.
2. Subsistema Norte.
3. Subsistema Sur.

A continuación se proporciona una breve descripción de cada subsistema.

#### **Breve Descripción del Sub-Sistema Centro.**

A la fecha este subsistema esta compuesto por dos grandes áreas bien diferenciadas. Primero se tiene al área de Mantaro-Lima, compuesto el complejo hidroenergetico del mantaro y las subestaciones que componen el área de lima unidad entre si por el circuito de

líneas de 220 kV, y Segundo, se tiene al área de Electroandes e ISA, compuesto por el área de la empresa electroandes y el circuito de líneas 220 kV de la empresa ISA-Peru.

Empecemos describiendo el Área de Mantaro-Lima. Esta Área es de mayor carga de todo el sistema. Comprende el Complejo Hidroenergetico del Mantaro compuesto por las centrales hidroelectricas de Santiago Antunez de Mayolo (650.5 MW) y Restitución (215.4 MW), y las subestaciones de suministro de la ciudad de Lima, San Juan, Santa Rosa y Chavarria, unidas a través del circuito de líneas L-2201/L-2202 (Campo Armiño-Pomacocha), L-2205/L-2206 (Pomacocha-San Juan), L-2203 (Campo Armiño-Independencia), L-2231 (Huancavelica- Independencia), L-2204 (Campo Armiño-Huancavelica), L-2207/L-2208 (Independencia-San Juan), L-2218/L-2219 (Campo Armiño-Pachachaca), L-2222/L-2223 (Pachachaca-Callahuanca), L-2008 (Callahuanca-Chavarria), L-2209 (Callahuanca-Refineria Zinc), L-2215 (Refineria Zinc- Chavarria) de 220 kV. Extiende sus redes para suministrar al área del Sur Medio con las Subestaciones de Ica y Marcota. Y el Norte Chico con las subestaciones de Huacho y Paramonga Nueva. Además del complejo hidro-energético Mantaro cuenta con las centrales hidráulicas de la cuenca hidráulica de los ríos Tulumayo y Tarma, Chimay (150.9 MW) y Yanango (42.6 MW) respectivamente, pero todos ellos alejados del principal centro de carga, salvo las centrales hidráulicas de la cuenca hidráulica de los ríos Rimac, Huinco (247.3 MW), Callahuanca (75.1 MW), Moyopampa (64.7 MW) y Huampani (30.2 MW); y Santa Eulalia, Matucana (128.6 MW). También posee generación térmica en el área de Lima con la C.T. Santa Rosa, que cuenta con las unidades turbogas UTI-5 (52 MW), UTI-6 (53.8 MW) y TG7 (123.3 MW), y la C.T. Ventanilla que cuenta con las unidades turbogas TG3 (159.2 MW) y TG4 (156.1 M) y la unidad turbovapor TV (180 MW), cuya operación ayuda a incrementar los perfiles de voltajes de esta área. La unidad TV opera solo como ciclo combinado utilizando los gases de escape de las unidades TG3 y/o TG4 para hacer operar su caldera.

Las subestaciones de Independencia, Ica y Marcona, forman un área que se conoce como Sur Medio, donde tenemos a la C.T. San Nicolas, con las unidades TV1 (19.7 MW), TV2 (19.4 MW) y TV3 (25.4 MW), que inyecta su generación en la última sub-estación de Marcona.

Los principales clientes ubicados en esta zona tenemos a la Refinería de Zinc de Cajamarquilla, con una carga constante, 70 MW, que disminuye en la hora punta, 20 MW,

por cuestiones contractuales con su empresa suministradora. El cliente Aceros Arequipa, con la carga más variable del SEIN, posee un horno de arco para la fundición de metales, produciendo grandes variaciones en los voltajes de las subestaciones de Independencia, Ica y Marcona pudiendo llevar a esta zona al borde de la inestabilidad de voltaje. El cliente Shougesa ubicada en la SE. San Nicolás también es un cliente de considerable carga aunque con variaciones pequeñas. También tenemos numerosos clientes industriales en el área de Lima como Cementos Lima. La carga de la ciudad de Lima es esencialmente una carga residencial, más alta del país, que se eleva significativamente en hora punta y que contrasta con la reducción que sufren los clientes industriales además en las épocas de avenida posee un gran componente de reactivos que influyen más en la caída de voltajes de esta zona de carga.

Para contrarrestar estos perfiles de tensiones la C.H. Mantaro trabaja de tal manera que eleva las tensiones de SE. Campor Armiño a más de 231 kV esto influye en todo el subsistema elevando el perfil en las subestaciones y cargas cercanas a esta, como Huayucachi y Huancavelica. Incluso influye fuertemente a las subestaciones del Área Sur como las subestaciones Cotaruse y Socabaya. Aun así posee equipos de compensación reactiva ubicados en las subestaciones con elevadas cargas como en San Juan, con 4 bancos de capacitares, de 30 MVAR cada uno; en SE. Chavarria, con un SVC de 40 MVAR; en Balnearios, con otro SVC de 60 MVAR

La segunda gran Área se integra al SEIN a través de las líneas L-2224 (Pachachaca-Oroya Nueva) y L-2253 (Paramonga Nueva-Vizcarra) de 220 kV formando con el Área Operativa de Lima-Mantaro un anillo. Consta de las subestaciones de la empresa Electroandes en 138 y 50 kV y ha sido reforzado con el ingreso posterior de las líneas L-2254 (Vizcarra-Paragsha), L-2258 (Paragsha-Carhuamayo), L-2259 (Carhuamayo-Oroya Nueva) de 220 kV de la empresa ISA. Entre las centrales hidráulicas que posee tenemos a la C.H. Malpaso (48 MW), que tiene un embalse multianual del Lago Junin que le brinda recurso hidráulico en los meses de Estiaje con el que mantiene una generación relativamente alta durante este periodo. La C.H. Yuncan (133.5 MW), de reciente ingreso, se encuentra en la misma cuenca de la C.H. Yaupi (104.9 MW) y también poseen embalses estacionarios que refuerzan la ausencia en este periodo. Además cuenta con las centrales Oroya (9.5 MW), Pachachaca (9.7 MW) y Huanchor (19.6 MW). Entre los principales centros de generación posee la C.T. Aguaytia, con dos unidades turbogas TG1 (87 MW) y TG2 (78.1 MW) y la

C.T. Yarinacocha (25 MW), que por costo y por requerimiento de energía del sistema operan en ambos periodos, avenida y estiaje permaneciendo la generación con pocos cambios.

Esta Área Operativa suministra energía a clientes mayormente industriales como las minas de extracción de metales, entre los que destaca Mina Antamina de 88 MW, que poseen una carga casi constante a lo largo del día., lo que le un factor de carga cercano a uno.

Su sistema de compensación reactiva esta reforzado por los bancos de compensación shunt de la empresa Electroandes; por las líneas, de 220 kV, y los transformadores de interconexión de la empresa ISA que pueden regular los voltajes de acuerdo a los requerimientos del sistema.

### **Breve Descripción del Sub-Sistema Norte.**

Este subsistema se integra al SEIN a través de una única línea, la L-2215 (Paramonga Nueva –Chimbote1) de 220 kV. Esta conformado por subestaciones ubicadas en el Área Norte del Perú: Chimbote1, Trujillo Norte, Guadalupe, Chiclayo Oeste, Piura Oeste, Talara y Zorritos; que están unidas por un circuito radial de líneas de 220 kV, L-2232/L-2233 (Chimbote1-Trujillo Norte), L-2234 (Trujillo Norte-Guadalupe), L-2236 (Guadalupe-Chiclayo Oeste), L-2238 (Chiclayo Oeste-Piura Oeste), L-2248 (Piura Oeste-Talara), L-2249 (Talara-Zorritos).

Su generación hidráulica es fuertemente influenciada por la época hidrológica en la que se encuentra siendo las principales centrales las de Carhuaquero y Cañon del Pato, generando a plena capacidad en Avenida y con una generación mínima en estiaje, incluso en centrales menores como Gallito Ciego, Curumuy y Poechos se observa este comportamiento. Posee numerosa generación térmica, debido a que antes de realizarse la interconexión de estas subestaciones operaban en forma aislada, contando con las centrales de Chimbote, que cuenta con las unidades turbogas TG1 (21.4 MW) y TG3 (21.3 MW); Trujillo, con la unidad turbogas TG4 (21.3 MW); Pacasmayo (16.2 MW); Chiclayo (24 MW); Piura1 (16.8 MW); Piura2 (5.3 MW); TG (21 MW) de Piura; Paital (6.1 MW); Paita2 (2.7 MW); Sullana (10.2 MW); Malacas, que cuenta con las unidades turbogas TGN4 (97.4 MW) y las antiguas TG1 (15 MW), TG2 (15 MW) y TG3 (14.7 MW) reacondicionadas para operar con combustible Gas Natural; y Tumbes. La generación térmica actualmente opera en época de estiaje. Por lo que un análisis de estas épocas mostrara una clara variación de

la generación y de los problemas de estabilidad de voltaje porque la presencia de las centrales influye bastante en la Estabilidad de Voltaje de esta Área.

Posee compensación reactiva a lo largo de las subestaciones con los bancos reactores de las subestaciones Guadalupe (R5), Piura Oeste (R7) y Talara (R10) instalados para contrapesar las elevadas tensiones que se pueden presentar debido a las numerosas líneas de transmisión de 220 kV y a las bajas demandas de esta área poco industrializada. También posee compensadores estáticos (SVC) en las subestaciones de Trujillo Oeste y Chiclayo Oeste que regulan los voltajes frente a la gran variación de carga a lo largo de un día de operación normal.

Respecto a los clientes libres que efectúan variaciones rápidas de su demanda se tiene a SIDER PERU, que se alimenta de la SE. Chimbote2, y posee dos hornos de fundición de metal que origina una variación no lineal de su carga. Se tiene también al cliente Piura Textil. La mayoría de clientes son Empresas Distribuidoras a clientes regulados cuyas variaciones de carga son lentas.

#### **Breve Descripción del Sub-Sistema Sur.**

El área Sur agrupa a las subestaciones del sur del SEIN y se interconecta con el resto del SEIN a través de las líneas L-2051/L-2052 (Mantaro-Cotaruse) y L-2053/L-2054 (Cotaruse-Socabaya) de 220 kV llegando desde la SE. Campo Armiño a la SE. Socabaya. Desde Socabaya se conforma un anillo que se dirige hacia la zona Sur Este por medio de las líneas L-1021/L-1022 (Socabaya-Santuario), L-1020 (Santuario-Callalli), L-1008 (Tintaya-Callalli), L-1006 (Tintaya-Ayaviri-Azangaro), L-1011 (Azangaro-Juliaca), L-1012 (Juliaca-Puno) de 138 kV para cerrar el anillo a través de las líneas L-2030 (Puno-Moquegua) y L-2025/L-2026 (Moquegua-Socabaya) de 220 kV, dentro de esta área tenemos a las subestaciones Machupicchu, Cachimayo, Dolorespata y Quencoro que forman un Área llamada Cuzco-Abancay. Por el otro lado tenemos el Área Sur Oeste que comprenden las líneas L-1381/L-1382 (Moquegua-Botiflaca), L-1386 (Botiflaca-Mill Site), L-1025 (Moquegua-Toquepala), L-1388 (Toquepala-Mill Site), L-1384 (Toquepala-Mill Site), L-1383 (Moquegua-Ilo1) y L-1385 (Mill Site-Hebrada Honda-Ilo-Ilo1) de 138 kV que salen la SE. Moquegua y conforman un anillo para el suministro de Southern Peru y de las ciudades de Moquegua e Ilo. También tenemos a las líneas L-1026 (Toquepala-Aricota2), L-2029 (Moquegua-Los Heroes) para el suministro de la ciudad de Tacna.

Esta área posee numerosas centrales térmicas entre las que tenemos a la C.T. Ilo2, que opera con combustible carbón mineral; C.T. Ilo1, que usa petróleo residual; la C.T. Chilina que cuenta con las unidades diesel sulzer, turbovapores TV2, TV3 y Ciclo Combinado; la C.T. Mollendo que cuenta con las unidades diesel mirless1, 2 y 3 y turbogases TG1 y TG2 y la C.T. Calana que cuenta con las unidades diesel. Su parque hidráulico esta compuesto con centrales grandes como la C.H. Machupichu (85 MW), cuya generación se mantiene constante estacionalmente porque los recursos hidráulicos exceden la capacidad instalada; mientras que las centrales de San Gabán (113.1 MW) y Charcani V (139.9 MW) si son afectados aunque posean represas de regulación estacional, especialmente Charcani V porque la descarga de sus embalses tienen fines de riego. En Época de Avenida esta área tiene preponderancia de generación hidráulica, porque por despacho económico, las centrales térmicas se encuentran fuera de servicio, y esta área se convierte en importadora de potencia eléctrica, mientras que en estiaje, la menor generación hidráulica y el arranque de grupos térmicos convierten al área en un área exportadora de potencia eléctrica.

Los clientes del Área Sur son industriales como residenciales, en el primer grupo se debe resaltar a Sothern Peru que viene a ser la principal carga de esta área y esta acompañada de cargas menores, como la de la Ciudad de Arequipa y del Cusco, entre las más significativas.

Como se menciona la SE. Campo Armiño trabaja con un nivel de tensión elevada respecto a su tensión nominal, sobre los 230 kV, y esta unida a la SE. Socabaya por medio de dos largas ternas de 220 kV que ocasionan que esta última subestación también trabaje con elevadas tensiones. En el Área Sur Este cuando la C.T. Ilo2 opera a máxima carga y la C.T. Ilo1 esta a mínima carga, operando solo con las turbinas TV2 y TV3 se da una condición especial en la cual el flujo por las líneas L-2025 y L-2026 es muy baja carga como si estuviera en vacío, elevando las tensiones en SE. Moquegua. Para el área de Tacna, la línea L-2029 también tiene una carga muy baja, especialmente cuando opera la C.T. Calana, provocando que la línea inyecte una cantidad alta de reactivos a la SE. Moquegua elevando el perfil de tensiones. Todos estos factores suman para concluir que en el área Sur tiene un defecto de equipos compensación reactiva inductiva.

Esta área posee bancos de capacitares en la SE. Dolorespata que entran en servicio durante las horas de la noche debido al incremento de carga de la ciudad de Cusco. En la SE. Tintaya opera un SVC que regula la tensión de esta subestación para mantenerla constante debido a las variaciones de carga de la Minera BHP Billington y en horas de mínima

demanda, los capacitores de este SVC son desconectados para disminuir los niveles de tensión. En líneas generales posee pocos elementos de regulación de voltaje. En la SE. Azangaro se ha instalado en fecha reciente un reactor de 40 MVAR a fin de suplir este defecto de potencia reactiva.

Para tener un mejor panorama del Sistema Eléctrico a analizar se hace uso de Diagramas Unifilares por cada Sub Sistema que serán presentados en el Anexo D del presente trabajo.

En este trabajo se prescinde de transformadores de 3 devanados porque estos crean una barra ficticia que introduciría problemas de voltaje e Eigenvalores ficticios.

Para el Área Norte se ha incluido la barra de 220kV de SE. Paramonga Nueva, en donde se ha ubicado el generador Swing, y esta unida a la SE. Chimbote1 por medio de la línea L-2215. Como se puede apreciar el voltaje en la SE. Paramonga Nueva depende del flujo por la L-2215 y disminuirá cuando el sentido será hacia el Norte. La ventaja es que este generador representa que cualquier defecto o exceso de potencia reactiva será asumida por el, que viene a representar el resto del sistema. El voltaje de generación del generador swing de la SE. Paramonga Nueva será el voltaje del caso histórico a analizar.

Para el Área Centro se ha incluido las barras de Cotaruse y Socabaya y las líneas de la interconexión Mantaro Socabaya L-2051/L-2052 y L-2053/L-2054 para ubicar el generador swing en la barra de Socabaya. Para que este generador no influya en el Área Mantaro y sus problemas de Voltaje como se vera mas adelante. La interconexión con el Área Norte se representa por una carga cuyos valores serán los del flujo por la línea L-2215. El voltaje de generación del generador swing de la SE. Socabaya será el voltaje del caso histórico a analizar.

Para el Area Sur, se ha ubicado el generador swing en la SE. Socabaya, debido a que esta barra no presenta problemas de sub voltajes. Como se ha mencionado las líneas de la interconexión Mantaro-Socabaya están en el área centro. El voltaje de generación del generador swing de la SE. Socabaya será el voltaje del caso histórico a analizar.

En el presente trabajo no se considera los límites de reactivos de los generadores porque cuando un generador llega a su límite su barra PV se convierte en una barra PQ y ya no entra en el análisis de Participación de Generadores. Lo que se desea conocer es como influyen estos en la mejora de la Estabilidad de Voltaje en una Barra.

#### **4.2.2 Análisis de los Escenarios de Generación y Demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.**

Analizar la Estabilidad de Voltaje en casos hipotéticos como la operación a largo plazo y/o expansión de la transmisión o generación suponen realizar supuestos, especialmente en la demanda de los clientes del sistema, así como operación de las centrales eléctricas que son factores claves de la Estabilidad de Voltaje. Cualquier evento de tiempo real que nos aleje de la predicción de las variables anteriores invalida el análisis o en todo caso se deben analizar muchos posibles supuestos casos que puedan darse en escenarios futuros.

El problema de Estabilidad de Voltaje en un sistema eléctrico aparece por lo general en el tiempo. Es decir cuando una nueva área recién expandida del sistema principal se diseña y entra en servicio no se diseño para que trabaje con problemas en su perfil de voltajes sino que a medida que aumenta su carga y la red trabaja mas estresada y el problema en el perfil de voltajes aparece. Lo más recomendable es realizar simulaciones de análisis de estabilidad de voltaje para tiempo real o casos ejecutados de reciente data para ver como se encuentra el sistema respecto a su estabilidad y para escenarios de operación futuros de corto plazo, y así predecir problemas futuros. También se puede analizar posibles casos de indisponibilidad, por mantenimiento programado o correctivo, de elementos como generadores o líneas de transmisión que pueden afectar la Estabilidad de voltaje del sistema en cuestión.

El fin del presente trabajo es analizar el SEIN en el estado actual, por lo que no se tocara escenarios de operación a largo plazo. Se analizara la Estabilidad de Voltaje de los Subsistemas, anteriormente descritos, en casos históricos ejecutados en el SEIN de reciente data que me describirán el sistema en el estado actual.

La generación eléctrica en el SEIN tiene un gran componente de generación hidráulica que depende del recurso hidráulico disponible que influye en la disponibilidad de las centrales hidráulicas. Los recursos hidráulicos varían estacionalmente a lo largo de un año y es abundante en la época de avenida y escaso en la época de estiaje, la disponibilidad de generación hidráulica será diferente en ambas etapas, a su vez influirá en la presencia de

generadores térmicos y en la estabilidad del sistema incluyendo la estabilidad de voltaje. Por ello, se dirá que analizar la Estabilidad de Voltaje de

Para el presente trabajo se seleccionara un día de la época de avenida en el mes de Febrero y un día de la época de estiaje en el mes de Agosto.

Tabla 4.1. Escenarios a Analizar.

Época	Avenida.	Estiaje.
Día	02 Febrero.	02 Agosto.
Estado	Hora Punta. 19 h.	Hora Punta. 19 h.

De acuerdo a datos estadísticos, la demanda del SEIN a lo largo de una semana se puede repetir cíclicamente a lo largo de los días, los podemos clasificar en días típicos, que vienen a ser los días sábado, domingo, lunes y de martes a viernes. Se puede discernir que los días de mayor demanda son de martes a viernes seguido por el día lunes, luego el sábado y por ultimo el domingo. Se escogerá un día de semana laborable por ser de mayor demanda.

A lo largo del día se la curva de demanda del SEIN varia, distinguiéndose tres bloques de demanda, que vienen a ser de demanda mínima que dura de 23:00 a 08:00 h; de media demanda que dura de 08:00 a 18:00 h; y de máxima demanda, de 18:00 a 23:00 h. En el presente trabajo se desarrollara el análisis modal para el bloque de máxima demanda, por ser el mas propenso de presentar problemas de Estabilidad de Voltaje.

Estos casos seleccionados serán de los días: jueves 2 de Febrero del 2006 y miércoles 2 de Agosto del 2006. Que vienen a ser días laborables de mayor demanda en una semana.

La generación con los datos históricos de despacho que se pueden obtener de la página web del COES tanto para el estiaje como para la avenida.

### 4.2.3 Casos a Analizar.

#### a). Despacho de Generación.

A continuación se presenta en forma de tabla la generación para el primer caso:

#### Caso 1.

Febrero 02 del 2006. Periodo Avenida. 19 horas.

Área Centro:

Tabla 4.2. Datos de Generación del Área Centro. Caso 1.

	Nombre	Nombre de la barra	Tipo	Vcontr	Pgen	Qmin	Qmax	Sbase	Encendido
1	CH Huinco	CHHuinco	1	13.2	185	-160	200	340	1
2	CH Matucana	CHMatucana	1	12.5	126	-70	70	160	1
3	CH Mantaro	CHMantaro	1	13.9	665	-259	259	840	1
4	CH Restitucion	CHRestitucion	1	13.9	212.4	-63	129	247	1
5	CH Yanango	CHYanango	1	10.4	41	-18	26	100	1
6	CH Chimay	CHChimay	1	13.9	149	-134	84	100	1
7	SVC Chavarria	SVCchava	1	5.3	0	-30	30	100	1
8	SVC Balnearios	SVCBalnea	1	8.5	0	-30	60	100	1
9	L2215	SEPANU	1	219	-27	-200	500	100	1
10	L2053/L2054	SOCABAYA220	2	220	-96	-100	100	100	1
11	CompSincr	IndComp	1	10	0	-10	20	100	1
12	UT16	UT16	1	13.8	0	-7.5	32	100	0
13	UT15	UT15	1	13.8	0	-7.5	32	100	0
14	CH Callahuanca1	Callahuanca6	1	6.5	36.5	-13	13	100	1
15	CH Callahuanca2	Callahuanca6 2	1	6.5	36.5	-26.5	23.5	100	1
16	CH Moyopampa	Moyopampa10	1	10	65	-39	24	100	1
17	CH Huampani	Huampani10	1	10	31	-28	20	100	1
18	CH Cahua	Cahua10	1	10	42	-20	10	100	1
19	TG3	VentanillaTG3	1	16	152	-50	75	100	1
20	TG4	VentanillaTG4	1	16	150	-50	75	100	1
21	TG7	TG7	1	13.8	0	-50	60	100	0
22	TV1	Marcona60	1	60	0	-5	5	100	0
23	TV2	Marcona60	1	60	0	-5	5	100	0
24	TV3	Marcona60	1	60	0	-5	5	100	0
25	CUM	Marcona60	1	60	0	-5	5	100	0
26	TV	VentanillaTG3	1	16	0	-50	50	100	0
27	TG1	Aguaytia 131	1	13.8	88	-75	22	100	1
28	TG2	Aguaytia 132	1	13.8	77	-75	22	100	1
29	CT Yarinacocha	yarinacocha 10	1	10	24	-24.4	20	100	1
30	CH Yaupi1	Yaupi 13A	1	13.2	36	20.92	0	100	1
31	CH Yaupi2	Yaupi 13B	1	13.2	56	31.38	0	100	1
32	CH Malpaso	malpaso 6.9	1	6.9	48	-40.8	8	100	1
33	CH Oroya	Oroya 2.3	1	2.3	4	-5.4	1.5	100	1
34	CH Pachachaca	Pachachaca 2	1	2.3	8	-7.2	3.3	100	1
35	SVC Vizcarra	Vizcarra 220	1	220	0	-45	90	100	1
36	CH Huanchor	Pachachaca 50	1	60	19	-10	10	100	1
37	CH Yuncan	Yuncan13.8	1	13.8	132	-30	30	100	1

## Área Norte:

Tabla 4.3. Datos de Generación del Área Norte. Caso 1.

	Nombre	Nombre de la barra	Tipo	Vcontr	Pgen	Qmin	Qmax	Sbase	Encendido
1	mak1	Tumbes10	1	10	8	-6.75	2	100	1
2	mak2	Tumbes10	1	10	0	-6.75	2	100	0
3	TG1	Talaral3.2	1	13.2	0	-5	5	100	0
4	TG2	Talaral3.2	1	13.2	7	-5	5	100	1
5	TG3	Talaral3.2	1	13.2	11	-5	5	100	1
6	TGN4	Talaral3.8	1	13.8	0	-8	7	100	0
7	PIURAI	CT Piural0	1	10	0	-5	5	100	0
8	PIURA2	CT Piura4	1	4.5	0	-5	5	100	0
9	TG PIURA	CT Piural0	1	10	0	-1	1	100	0
10	CHCurumuy	CH Curumuy 10	1	10	12	-5	5	100	1
11	SULLANA	Sullana 4.18	1	4.18	0	-5	5	100	0
12	PAITA2	CT PaitaSKD	1	2.4	0	-5	5	100	0
13	PAITAI	CT PaitaEMD	1	4.16	0	-5	5	100	0
14	G1 CARHUAQUERO	Carhuaquero 10	1	10.2	30.5	-5.82	5.82	100	1
15	G2 CARHUAQUERO	Carhuaquero 10	1	10.2	30.5	-8.24	8.24	100	1
16	G3 CARHUAQUERO	Carhuaquero 10	1	10.2	30.5	-3.49	3.49	100	1
17	CHICLAYO	CT Chiclayo	1	10	0	-5	5	100	0
18	PACASMAYO	Cmts Pacasmayo 6.3	1	6.3	0	-5	5	100	0
19	PACASMAYO-MAN	CTPacasmayo-Man	1	2.3	0	-5	5	100	0
20	G1 GALLITO CIEGO	CH GallitoCiego10	1	10.6	9	-2.5	2.5	100	1
21	G2 GALLITO CIEGO	CH GallitoCiego10	1	10.6	9	-2.4	2.5	100	1
22	TG4 TRUJILLO	Trujillo Sur 1 10	1	10	0	-10.4	10.4	100	0
23	TG1 CHIMBOTE	SiderNorte 13.8	1	13.8	0	-9.65	9.65	100	0
24	TG2 CHIMBOTE	SiderNorte 13.8	1	13.8	0	-7	7	100	0
25	TG3 CHIMBOTE	SiderSur 13.8	1	13.8	0	-10	10	100	0
26	G1 CA□ON	Huallanca13.8	1	13.9	43	-12	7	100	1
27	G2 CA□ON	Huallanca13.8	1	13.9	43	-12	7	100	1
28	G3 CA□ON	Huallanca13.8	1	13.9	43	-12	7	100	1
29	G4 CA□ON	Huallanca13.8	1	13.9	43	-12	7	100	1
30	G5 CA□ON	Huallanca13.8	1	13.9	43	-12	7	100	1
31	G6 CA□ON	Huallanca13.8	1	13.9	43	-12	7	100	1
32	SVC CHICLAYO	SVC Chiclayo	1	8.5	0	-30	30	100	1
33	SVC TRUJILLO	SVC Trujillo	1	8	0	-20	30	100	1
34	CHPoechos	Sullana 60	1	60	0	-5	5	100	0
35	L2215	SEPANU220	2	215	27	-100	100	100	1

## Área Sur:

Tabla 4.4. Datos de Generación del Área Sur. Caso 1.

	Nombre	Nombre de la barra	Tipo	Vcontr	Pgen	Qmin	Qmax	Sbase	Encendido
1	G1-CH Charcani V	Charcani V	1	13.8	46	-10	10	100	1
2	G2-CH Charcani V	Charcani V	1	13.8	46	-10	10	100	1
3	G3-CH Charcani V	Charcani V	1	13.8	46	-10	10	100	1
4	G1-CH Machupicchu	Machupicchu G1	1	13.8	28.3	-5	5	100	1
5	G2-CH Machupicchu	Machupicchu G2	1	13.8	28.3	-5	5	100	1
6	G3-CH Machupicchu	Machupicchu G3	1	13.8	28.3	-5	5	100	1
7	G1-CH San Gaban	San Gaban G1	1	13.8	57	-34.9	31	100	1
8	G2-CH San Gaban	San Gaban G2	1	13.8	57	-34.9	31	100	1
9	TV21	ILO2 17	1	17	0	-101.4	39.72	100	0

	Nombre	Nombre de la barra	Tipo	Vcontr	Pgen	Qmin	Qmax	Sbase	Encendido
10	TG1 Mollendo	MOLLENDO TG1 13.8	1	13.8	0	-26	25	100	0
11	TG2 Mollendo	MOLLENDO TG2 13.8	1	13.8	0	-26	25	100	0
12	mirr1 Mollendo	MOLLENDO MIRR 13.8	1	13.8	2	-2.25	6.25	100	1
13	mirr2 Mollendo	MOLLENDO MIRR 13.8	1	1081	2	-2.25	6.25	100	1
14	mirr3 Mollendo	MOLLENDO MIRR 13.8	1	13.8	2	-2.25	6.25	100	1
15	CH Charcani I	CHARCANI I 4.16	1	4.16	1.6	-0.5	1	100	1
16	CH Charcani II	CHARCANI II,III 5.25	1	5.25	0.6	-0.3	0.6	100	1
17	CH Charcani III	CHARCANI II,III 5.25	1	5.25	3.91	-5.2	6	100	1
18	CH Charcani IV	CHARCANI IV 5.25	1	5.25	15	-5.4	10.8	100	1
19	CH Charcani VI	CHARCANI VI 5.25	1	5.25	9	-3.24	6.48	100	1
20	TG Chilina	CHILINA TG 13.8	1	13.8	0	-9	18	100	0
21	Slz1 Chilina	CHILINA SLZ1 10.4	1	10.4	0	-2	4	100	0
22	Slz2 Chilina	CHILINA SLZ2 10.4	1	10.4	0	-2	4	100	0
23	TV1 Chilina	CHILINA TV1,2 5.25	1	5.25	0	-1.8	3.5	100	0
24	TV2 Chilina	CHILINA TV1,2 5.25	1	5.25	0	-2	6	100	0
25	TV3 Chilina	CHILINA TV3 10.5	1	10.5	0	-3.75	7.5	100	0
26	cat IloI	ILOI CAT	1	4.16	0	-5	5	100	0
27	TV1 IloI	ILOI TV1,2	1	13.8	10	-5	5	100	1
28	TV2 IloI	ILOI TV1,2	1	13.8	0	-5	5	100	0
29	TV3 IloI	ILOI TV3	1	13.8	0	-5	5	100	0
30	TV4 IloI	ILOI TV4	1	13.8	0	-5	5	100	0
31	TG1 IloI	ILOI TG1	1	13.8	0	-5	5	100	0
32	TG2 IloI	ILOI TG2	1	13.8	0	-5	5	100	0
33	CH Aricota 1	ARICOTA1 10.5 1	1	10.5	4	-7.38	14.74	100	1
34	CH Aricota 2	ARICOTA2 10.5 1	1	10.5	0	-3.69	0.75	100	0
35	G4 Calana	Calana 4 10.5	1	10.5	0	-1.25	5	100	0
36	G1 Calana	Calana 1,2,3 10.5	1	10.5	0	-1.25	4.8	100	0
37	G2 Calana	Calana 1,2,3 10.5	1	10.5	0	-1.25	4.8	100	0
38	G3 Calana	Calana 1,2,3 10.5	1	10.5	0	-1.25	4.8	100	0
39	SVC Tintaya	Tintaya 10.5	1	10	0	0	15	100	1
40	Dolorespata 1 alco	Dolorespata 11.5	1	4.16	0	-1.88	3.76	100	0
41	Dolorespata 2 GM	Dolorespata 11.5	1	4.16	0	-2.82	5.64	100	0
42	Dolorespata 3 sulzer	Dolorespata 11.5	1	11.5	0	-1.2	2.34	100	0
43	Taparachi 1	Bellavista 10	1	0	0	0	0	100	0
44	Taparachi 2	Bellavista 10	1	0	0	0	0	100	0
45	Bellavista 1	Bellavista 10	1	0	0	0	0	100	0
46	Bellavista 2	Bellavista 10	1	0	0	0	0	100	0
47	L2053/L2054	SOCABAYA 220	2	222	96	-100	100	100	1
48	CH Arcata	Charcani V	1	13.8	4	-100	100	100	1

Caso2.

Agosto 02 del 2006. Periodo Estiaje. 19 horas.

Área Centro:

Tabla 4.5. Datos de Generación del Área Centro. Caso 2.

	Nombre	Nombre de la barra	Tipo	Vcontr	Pgen	Qmin	Qmax	Sbase	Encendido
1	CH Huinco	CHI Huinco	1	13.2	190	-160	200	340	1
2	CH Matucana	CHMatucana	1	12.5	97	-70	70	160	1
3	CH Mantaro	CHMantaro	1	13.9	644	-259	259	840	1

	Nombre	Nombre de la barra	Tipo	Vcontr	Pgen	Qmin	Qmax	Sbase	Encendido
4	CH Restitucion	CHRestitucion	1	13.9	210	-63	129	247	1
5	CH Yanango	CHYanango	1	10.4	11	-18	26	100	1
6	CH Chimay	CHChimay	1	13.9	150	-134	84	100	1
7	SVC Chavarria	SVCchava	1	5.3	0	-30	30	100	1
8	SVC Balnearios	SVCBalnea	1	8.5	0	-30	60	100	1
9	L2215	SEPANU	1	219	-130	-200	500	100	1
10	L2053/L2054	SOCABAYA220	2	220	-78	-100	100	100	1
11	CompSincr	IndComp	1	10	0	-10	20	100	1
12	UT16	UT16	1	13.8	25	-7.5	32	100	1
13	UT15	UT15	1	13.8	49	-7.5	32	100	1
14	CH Callahuanca1	Callahuanca6	1	6.5	33	-13	13	100	1
15	CH Callahuanca2	Callahuanca6 2	1	6.5	33	-26.5	23.5	100	1
16	CH Moyopampa	Moyopampa0	1	10	64	-39	24	100	1
17	CH Huampani	Huampani0	1	10	28	-28	20	100	1
18	CH Cahua	Cahua0	1	10	23	-20	10	100	1
19	TG3	VentanillaTG3	1	16	146	-50	75	100	1
20	TG4	VentanillaTG4	1	16	153	-50	75	100	1
21	TG7	TG7	1	13.8	117	-50	60	100	1
22	TV1	Marcona60	1	60	0	-5	5	100	0
23	TV2	Marcona60	1	60	0	-5	5	100	0
24	TV3	Marcona60	1	60	0	-5	5	100	0
25	CUM	Marcona60	1	60	0	-5	5	100	0
26	TV	VentanillaTG3	1	16	62	-50	50	100	1
27	TG1	Aguaytia_131	1	13.8	86	-75	22	100	1
28	TG2	Aguaytia_132	1	13.8	86	-75	22	100	1
29	CT Yarinacocha	yarinacocha_10	1	10	0	-24.4	20	100	0
30	CH Yaupil	Yaupi_13A	1	13.2	35	-20.92	0	100	1
31	CH Yaupi2	Yaupi_13B	1	13.2	55	-31.38	0	100	1
32	CH Malpaso	malpaso_6.9	1	6.9	44	-40.8	8	100	1
33	CH Oroya	Oroya_2.3	1	2.3	4	-5.4	1.5	100	1
34	CH Pachachaca	Pachachaca_2	1	2.3	8	-7.2	3.3	100	1
35	SVC Vizcarra	Vizcarra_220	1	220	0	-45	90	100	1
36	CH Huanchor	Pachachaca_50	1	60	15	-10	10	100	1
37	CH Yuncan	Yuncan_13.8	1	13.8	88	-30	30	100	1

Área Norte:

Tabla 4.6. Datos de Generación del Área Norte. Caso 2.

	Nombre	Nombre de la barra	Tipo	Vcontr	Pgen	Qmin	Qmax	Sbase	Encendido
1	mak1	Tumbes10	1	10	9.1	-6.75	2	100	1
2	mak2	Tumbes10	1	10	0	-6.75	2	100	0
3	TG1	Talara13.2	1	13.2	0	-5	5	100	0
4	TG2	Talara13.2	1	13.2	14	-5	5	100	1
5	TG3	Talara13.2	1	13.2	0	-5	5	100	0
6	TGN4	Talara13.8	1	13.8	91	-8	7	100	1
7	PIURA1	CT Piura10	1	10	13	-5	5	100	1
8	PIURA2	CT Piura4	1	4.5	0	-5	5	100	0
9	TG PIURA	CT Piura10	1	10	0	-1	1	100	0
10	CH CURUMUY	CH Curumuy_10	1	10	12	-5	5	100	1
11	SULLANA	Sullana_4.18	1	4.18	0	-5	5	100	0
12	PAITA2	CT PaitaSKD	1	2.4	0	-5	5	100	0
13	PAITA1	CT PaitaEMD	1	4.16	0	-5	5	100	0

	Nombre	Nombre de la barra	Tipo	Vcontr	Pgen	Qmin	Qmax	Sbase	Encendido
14	G1 CARHUAQUERO	carhuaquero 10	1	10.2	18	-5.82	5.82	100	1
15	G2 CARHUAQUERO	carhuaquero 10	1	10.2	18	-8.24	8.24	100	1
16	G3 CARHUAQUERO	carhuaquero 10	1	10.2	0	-3.49	3.49	100	0
17	CHICLAYO	CT Chiclayo	1	10	0	-5	5	100	0
18	PACASMAYO	Cmts Pacasmayo 6.3	1	6.3	0	-5	5	100	0
19	PACASMAYO-MAN	CTPacasmayo-Man	1	2.3	0	-5	5	100	0
20	G1 GALLITO CIEGO	CH GallitoCiego10	1	10.5	16	-2.5	2.5	100	1
21	G2 GALLITO CIEGO	CH GallitoCiego10	1	10.5	16	-2.4	2.5	100	1
22	TG4 TRUJILLO	Trujillo Sur 1 10	1	10	0	-10.4	10.4	100	0
23	TG1 CHIMBOTE	SiderNorte 13.8	1	13.8	0	-9.65	9.65	100	0
24	TG2 CHIMBOTE	SiderNorte 13.8	1	13.8	0	-7	7	100	0
25	TG3 CHIMBOTE	SiderSur 13.8	1	13.8	0	-10	10	100	0
26	G1 CA□ON	Huallanca13.8	1	13.9	35	-12	7	100	1
27	G2 CA□ON	Huallanca13.8	1	13.9	35	-12	7	100	1
28	G3 CA□ON	Huallanca13.8	1	13.9	35	-12	7	100	1
29	G4 CA□ON	Huallanca13.8	1	13.9	35	-12	7	100	1
30	G5 CA□ON	Huallanca13.8	1	13.9	0	-12	7	100	0
31	G6 CA□ON	Huallanca13.8	1	13.9	0	-12	7	100	0
32	SVC CHICLAYO	SVC Chiclayo	1	8.5	0	-30	30	100	1
33	SVC TRUJILLO	SVC Trujillo	1	8	0	-20	30	100	1
34	CH Poechos	Sullana 60	1	60	0	-5	5	100	0
35	L2215	SEPANU220	2	215	130	-100	100	100	1

Área Sur:

Tabla 4.7. Datos de Generación del Área Sur. Caso 2.

	Nombre	Nombre de la barra	Tipo	Vcontr	Pgen	Qmin	Qmax	Sbase	Encendido
1	G1-CH Charcani V	Charcani V	1	13.8	36	-10	10	100	1
2	G2-CH Charcani V	Charcani V	1	13.8	36	-10	10	100	1
3	G3-CH Charcani V	Charcani V	1	13.8	36	-10	10	100	1
4	G1-CH Machupicchu	Machupicchu G1	1	13.8	28.3	-5	5	100	1
5	G2-CH Machupicchu	Machupicchu G2	1	13.8	28.3	-5	5	100	1
6	G3-CH Machupicchu	Machupicchu G3	1	13.8	28.3	-5	5	100	1
7	G1-CH San Gaban	San Gaban G1	1	13.8	44	-34.9	31	100	1
8	G2-CH San Gaban	San Gaban G2	1	13.8	44	-34.9	31	100	1
9	TV21	ILO2 17	1	17	135	-101.4	39.72	100	1
10	TG1 Mollendo	MOLLENDO TG1 13.8	1	13.8	0	-26	25	100	0
11	TG2 Mollendo	MOLLENDO TG2 13.8	1	13.8	0	-26	25	100	0
12	mirr1 Mollendo	MOLLENDO MIRR 13.8	1	13.8	0	-2.25	6.25	100	0
13	mirr2 Mollendo	MOLLENDO MIRR 13.8	1	13.8	0	-2.25	6.25	100	0
14	mirr3 Mollendo	MOLLENDO MIRR 13.8	1	13.8	0	-2.25	6.25	100	0
15	CH Charcani I	CHARCANI I 4.16	1	4.16	1.6	-0.5	1	100	1
16	CH Charcani II	CHARCANI II,III 5.25	1	5.25	0.6	-0.3	0.6	100	1
17	CH Charcani III	CHARCANI II,III 5.25	1	5.25	3.91	-5.2	6	100	1
18	CH Charcani IV	CHARCANI IV 5.25	1	5.25	10	-5.4	10.8	100	1
19	CH Charcani VI	CHARCANI VI 5.25	1	5.25	9	-3.24	6.48	100	1
20	TG Chilina	CHILINA TG 13.8	1	13.8	0	-9	18	100	0
21	Slz1 Chilina	CHILINA SLZ1 10.4	1	10.4	0	-2	4	100	0
22	Slz2 Chilina	CHILINA SLZ2 10.4	1	10.4	0	-2	4	100	0
23	TV1 Chilina	CHILINA TV1.2 5.25	1	5.25	0	-1.8	3.5	100	0

	Nombre	Nombre de la barra	Tipo	Vcontr	Pgen	Qmin	Qmax	Sbase	Encendido
24	TV2 Chilina	CHILINA TV1,2 5.25	1	5.25	0	-2	6	100	0
25	TV3 Chilina	CHILINA TV3 10.5	1	10.5	0	-3.75	7.5	100	0
26	cat IloI	ILOI CAT	1	4.16	0	-5	5	100	0
27	TV1 IloI	ILOI TV1,2	1	13.8	0	-5	5	100	0
28	TV2 IloI	ILOI TV1,2	1	13.8	10	-5	5	100	1
29	TV3 IloI	ILOI TV3	1	13.8	21	-5	5	100	1
30	TV4 IloI	ILOI TV4	1	13.8	0	-5	5	100	0
31	TG1 IloI	ILOI TG1	1	13.8	0	-5	5	100	0
32	TG2 IloI	ILOI TG2	1	13.8	0	-5	5	100	0
33	CH Aricota 1	ARICOTA1 10.5 1	1	10.5	4	-7.38	14.74	100	1
34	CH Aricota 2	ARICOTA2 10.5 1	1	10.5	0	-3.69	0.75	100	0
35	G4 Calana	Calana 4 10.5	1	10.5	0	-1.25	5	100	0
36	G1 Calana	Calana 1,2,3 10.5	1	10.5	0	-1.25	4.8	100	0
37	G2 Calana	Calana 1,2,3 10.5	1	10.5	0	-1.25	4.8	100	0
38	G3 Calana	Calana 1,2,3 10.5	1	10.5	0	-1.25	4.8	100	0
39	SVC Tintaya	Tintaya 10.5	1	10	0	0	15	100	1
40	Dolorespata 1 alco	Dolorespata 11.5	1	4.16	0	-1.88	3.76	100	0
41	Dolorespata 2 GM	Dolorespata 11.5	1	4.16	0	-2.82	5.64	100	0
42	Dolorespata 3 sulzer	Dolorespata 11.5	1	11.5	0	-1.2	2.34	100	0
43	Taparachi 1	Bellavista 10	1	0	0	0	0	100	0
44	Taparachi 2	Bellavista 10	1	0	0	0	0	100	0
45	Bellavista 1	Bellavista 10	1	0	0	0	0	100	0
46	Bellavista 2	Bellavista 10	1	0	0	0	0	100	0
47	L2053/L2054	SOCABAYA 220	2	222	78	-100	100	100	1
48	CH Arcata	Charcani V	1	13.8	4	-100	100	100	1

### 4.3 Resultados del Análisis Modal obtenidos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

#### Caso1.

Febrero 02 del 2006. Periodo Avenida. 19 horas.

#### Área Centro:

Factores de Participación de Barras.

Tabla 4.8. Factores de Participación de Barras del Área Centro. Caso 1.

	0.53152		0.83214		0.88089	
1	Tingo Maria_10	30.5	Marcona10	36.5	Tingo Maria_10	29.9
2	Huanuco_10	18.2	Marcona60	31.6	Huanuco_10	14.7
3	tocache_138	12.7	Marcona220	11.9	Marcona10	6.8
4	Huanuco_22	9.6	Tingo Maria_10	7.0	Shelby_50	6.3
5	aucayacu_138	8.6	Ica60	1.8	Huaron_50	6.2
6	Tingo Maria_138	6.1	Ica220	1.4	Marcona60	5.8
7	Huanuco_138	5.5	Shelby_50	1.3	Carhuamayo_50	4.2
8	Shelby_50	1.1	Huaron_50	1.3	Excelsior_50	4.1
9	Huaron_50	1.1	Carhuamayo_50	0.9	Paragshal_50	3.698

	1.04363		1.37365		1.80697	
1	Huanuco_10	34.7	tocache_138	44.6	Huanuco_22	73.5
2	Shelby_50	10.2	Tingo Maria_10	21.4	Huanuco_10	13.7
3	Huaron_50	10.0	Huanuco_10	15.7	tocache_138	7.4
4	Tingo Maria_10	9.9	aucayacu_138	13.6	Huanuco_138	2.2
5	Junin_50	7.2	Tingo Maria_138	3.2	aucayacu_138	1.3
6	Carhuamayo_50	7.0	Huanuco_22	0.9	Junin_50	0.9
7	Excelsior_50	5.5	Tingo Maria_220	0.2	Carhuamayo_50	0.3
8	Paragshal_50	4.8	Huanuco_138	0.1	Shelby_50	0.3
9	Huanuco_22	3.1	Aguaytia_138	0.0	Huaron_50	0.3

	2.07882		2.2435		2.32317	
1	Nana60	13.0	pucallpa_138	31.7	SEPAEX_138	19.8
2	Huampani60	10.2	pucallpa_60	23.2	SEPANU_138	18.7
3	Huachipa60	10.2	SEPAEX_138	12.1	pucallpa_138	17.0
4	SantaAnita60	9.0	SEPANU_138	11.4	Cahua138	15.7
5	Callahuanca60_2	6.0	Cahua138	9.8	pucallpa_60	12.5
6	Moyopampa60	4.2	Aguaytia_138	9.3	Aguaytia_138	4.3
7	SEPAEX_138	4.1	Aguaytia_220	0.4	Nana60	2.2
8	SEPANU_138	3.8	Nana60	0.3	Huampani60	1.8
9	Cahua138	3.5	Huampani60	0.3	Huachipa60	1.6

## Factores de Participación de Generadores.

Tabla 4.9. Factores de Participación de Generadores del Área Centro. Caso 1.

	0.53152		0.83214		0.88089	
1	Vizcarra_220	100.0	SEPANU	100.0	Yuncan13.8	100.0
2	Yuncan13.8	79.6	IndComp	75.8	Vizcarra_220	49.8
3	Aguaytia_131	43.9	CHChimay	69.5	SEPANU	45.2
4	Aguaytia_132	43.8	Yuncan13.8	69.3	malpaso_6.9	34.4
5	SEPANU	27.6	malpaso_6.9	41.9	CHChimay	29.2
6	malpaso_6.9	16.6	Pachachaca_50	40.1	Pachachaca_50	23.5
7	CHChimay	13.4	Aguaytia_131	29.8	CHMantaro	18.1
8	Pachachaca_50	13.3	Aguaytia_132	29.8	Yaupi_13B	13.3
9	yarinacocha_10	11.6	SOCABAYA220	25.7	IndComp	11.77

	1.04363		1.37365		1.80697	
1	Yuncan13.8	100.0	Vizcarra_220	100.0	malpaso_6.9	100.0
2	malpaso_6.9	76.1	Aguaytia_131	55.6	Pachachaca_50	28.3
3	Vizcarra_220	64.6	Aguaytia_132	55.5	Yuncan13.8	25.8
4	Pachachaca_50	51.4	yarinacocha_10	15.3	Vizcarra_220	20.9
5	SEPANU	29.5	malpaso_6.9	13.6	Aguaytia_131	19.1
6	CHChimay	20.8	Pachachaca_50	7.6	Aguaytia_132	19.1
7	CHMantaro	20.5	SEPANU	4.1	SEPANU	14.0
8	CHMatucana	11.3	Yuncan13.8	3.1	yarinacocha_10	13.9
9	Yaupi_13B	10.2	CHMantaro	1.8	Oroya_2.3	8.0

	2.07882		2.2435		2.32317	
1	SEPANU	100.0	yarinacocha_10	100.0	SEPANU	100.0
2	Cahual0	46.8	SEPANU	69.0	yarinacocha_10	92.8
3	CHHuinco	37.5	Cahual0	42.4	Cahual0	68.4
4	VentanillaTG3	32.6	Aguaytia_131	32.5	Yuncan13.8	25.1
5	VentanillaTG4	32.6	Aguaytia_132	32.5	Aguaytia_131	22.9
6	Yuncan13.8	28.6	Vizcarra_220	18.7	Aguaytia_132	22.8
7	CHChimay	20.4	Yuncan13.8	4.4	CHChimay	12.2
8	CHMantaro	20.1	CHHuinco	3.1	CHHuinco	9.9
9	yarinacocha_10	20.0	CHChimay	2.9	VentanillaTG3	9.2

## Factores de Participación de Líneas.

Tabla 4.10. Factores de Participación de Líneas del Área Centro. Caso 1.

	0.53152		0.83214		0.88089	
1	T27-11	100.0	L2211	100.0	L2211	100.0
2	L124	46.3	L2203	60.1	T27-11	88.5
3	L2211	37.0	T27-11	17.6	L2203	60.8
4	T26-121	31.2	L2209	13.0	L502	31.5
5	L502	28.7	L2207	11.5	T26-121	15.8
6	L2203	23.1	L2207	11.5	T26-121	13.1
7	L121	22.5	L2054	4.8	L2209	11.6
8	L2252	22.2	L2053	4.7	L501A	11.2
9	T26-121	19.8	L502	4.6	L538	9.643

	<b>1.04363</b>		<b>1.37365</b>		<b>1.80697</b>	
1	T27-11	100.0	T27-11	100.0	T26-121	100.0
2	L502	59.0	L124	36.3	T26-121	14.3
3	T26-121	35.1	T26-121	14.9	L124	11.7
4	T26-121	28.7	L2252	12.4	T27-11	6.1
5	L501A	23.1	T26-121	9.6	L502	4.5
6	L538	22.0	L122	7.4	L120	4.1
7	L2211	21.2	L2251	4.3	L121	3.6
8	TR SEParag138/50/12	20.6	L121	2.4	L501A	3.3
9	L2203	14.6	L502	1.8	TRSECarhua138/50/12.6	2.3

	<b>2.07882</b>		<b>2.2435</b>		<b>2.32317</b>	
1	TRCHCallahuanca 2	100.0	L1125	100.0	L1125	100.0
2	L2221	32.7	Yarinal	74.3	Yarinal	74.2
3	L2205	27.1	Yarinal	74.3	Yarinal	74.2
4	L2205	27.1	L2252	44.3	TRCHCallahuanca 2	55.1
5	L2203	25.0	L1102	29.3	L1102	51.2
6	L2201	23.9	L1102	29.3	L1102	51.2
7	L2202	23.9	L2251	15.5	L2252	27.7
8	L2207	21.1	TRCHCallahuanca 2	14.4	T10-216	24.2
9	L2207	21.1	T10-216	13.2	L2221	22.3

## Área Norte:

### Factores de Participación de Barras.

Tabla 4.11. Factores de Participación de Barras del Área Norte.

	0.12568		0.17207		0.25595	
1	CT PaitaSKD	36.5	CT Pacasmayo-Man	96.7	CT Piura4	38.0
2	CT Paital0	25.2	Cmts Pacasmayo 6.3	2.0	CT Piural0	18.3
3	CT PaitaEMD	10.2	Cmts Pacasmayo 60	0.6	Piura Centro 10	14.6
4	Paita60	5.6	CT PaitaSKD	0.2	CT PaitaSKD	11.9
5	El arenal 60	4.3	Guadalupe60	0.2	CT Paital0	5.1
6	Sullana 4.18	2.8	CT Paital0	0.1	Sullana 4.18	2.3
7	Sullana 10	2.4	Cajamarca 60	0.0	Piura Centro 60	2.1
8	CT Piura4	2.1	CT PaitaEMD	0.0	Sullana 10	1.7
9	Sullana 60	1.7	CH GallitoCiego60	0.0	Textil 60	0.812

	0.38935		0.45693		0.4653	
1	CT PaitaEMD	34.8	CT PaitaEMD	46.3	Trujillo Sur 33	83.9
2	CT PaitaSKD	14.6	Sullana 4.18	26.2	Trujillo Sur 110	5.2
3	Sullana 4.18	14.4	Sullana 10	14.8	Sullana 4.18	1.7
4	CT Piura4	10.7	Trujillo Sur 33	3.2	Trujillo Sur 138	1.4
5	Sullana 10	9.0	CT Piura4	2.5	CT PaitaEMD	1.3
6	CT Paital0	3.3	Sullana 60	2.1	Trujillo Norte 10	1.1
7	CT Piural0	3.1	Der Curumuy 60	1.3	Porvenir	1.1
8	Sullana 60	2.1	CH Curumuy 60	1.2	Sullana 10	0.9
9	Piura Centro 10	2.0	CT Piural0	0.5	Trujillo Norte 138	0.7

	0.9144		1.03972		1.36974	
1	Cmts Pacasmayo 6.3	17.9	Cmts Pacasmayo 6.3	11.5	Cajamarca 60	41.6
2	Cajamarca 60	12.1	Cajamarca 60	10.5	Trujillo Norte 10	20.2
3	Cmts Pacasmayo 60	11.2	CT Piura4	8.3	Trujillo Sur 110	8.3
4	CT Piura4	5.8	Sullana 4.18	8.2	Trujillo Sur 138	6.6
5	Guadalupe60	4.8	Cmts Pacasmayo 60	6.5	Porvenir	6.0
6	Sullana 4.18	4.6	El arenal 60	4.8	Trujillo Sur 33	5.7
7	Trujillo Sur 33	4.0	Zorritos60	4.4	Trujillo Norte 138	4.6
8	CT Chiclayo	3.6	Tumbes60	4.4	Cajamarca Norte 220	4.6
9	Trujillo Norte 10	2.4	machala 220	3.6	CT Chiclayo	4.4

## Factores de Participación de Generadores.

Tabla 4.12. Factores de Participación de Generadores del Área Norte. Caso 1.

	<b>0.12568</b>		<b>0.17207</b>		<b>0.25595</b>	
1	Huallanca13.8	100.0	CH GallitoCiego10	100.0	Talara13.2	100.0
2	carhuaquero 10	86.3	carhuaquero 10	39.9	carhuaquero 10	85.1
3	Talara13.2	76.7	Huallanca13.8	28.3	Huallanca13.8	83.0
4	CH Curumuy 10	35.1	SVC Trujillo	17.9	CH Curumuy 10	33.1
5	Tumbes10	27.1	SEPANU220	17.5	Tumbes10	30.8
6	SEPANU220	26.0	SVC Chiclayo	16.6	SVC Chiclayo	25.5
7	CH GallitoCiego10	22.7	Talara13.2	10.3	SEPANU220	24.7
8	SVC Chiclayo	21.5	Tumbes10	2.4	CH GallitoCiego10	20.7
9	SVC Trujillo	14.4	CH Curumuy 10	0.3	SVC Trujillo	16.41

	<b>0.38935</b>		<b>0.45693</b>		<b>0.4653</b>	
1	Huallanca13.8	100.0	CH Curumuy 10	100.0	Huallanca13.8	100.0
2	CH Curumuy 10	94.4	Talara13.2	48.3	SVC Trujillo	58.0
3	carhuaquero 10	41.5	carhuaquero 10	18.4	carhuaquero 10	49.0
4	Talara13.2	28.4	SVC Trujillo	14.4	SEPANU220	48.7
5	SEPANU220	23.7	SVC Chiclayo	12.0	CH GallitoCiego10	30.1
6	CH GallitoCiego10	13.2	CH GallitoCiego10	9.0	CH Curumuy 10	18.0
7	SVC Trujillo	11.4	SEPANU220	8.5	SVC Chiclayo	16.9
8	Tumbes10	8.9	Tumbes10	8.1	Talara13.2	9.8
9	SVC Chiclayo	1.3	Huallanca13.8	1.3	Tumbes10	6.1

	<b>0.9144</b>		<b>1.03972</b>		<b>1.36974</b>	
1	CH GallitoCiego10	100.0	Talara13.2	100.0	Huallanca13.8	100.0
2	Talara13.2	73.7	CH GallitoCiego10	91.5	SVC Trujillo	84.2
3	carhuaquero 10	71.2	Tumbes10	46.7	CH GallitoCiego10	81.4
4	Huallanca13.8	54.0	CH Curumuy 10	22.1	SEPANU220	71.2
5	SVC Chiclayo	34.1	Huallanca13.8	15.9	carhuaquero 10	55.0
6	SEPANU220	32.0	SVC Trujillo	13.9	Talara13.2	43.3
7	SVC Trujillo	31.9	SEPANU220	12.3	SVC Chiclayo	38.3
8	Tumbes10	30.7	carhuaquero 10	4.8	Tumbes10	27.0
9	CH Curumuy 10	10.5	SVC Chiclayo	1.9	CH Curumuy 10	13.9

## Factores de Participación de Líneas.

Tabla 4.13. Factores de Participación de Líneas del Área Norte. Caso 1.

	<b>0.12568</b>		<b>0.17207</b>		<b>0.25595</b>	
1	TR Paita 10	100.0	L2234	100.0	TR CT Piura	100.0
2	L2238	74.2	L2238	97.0	L2238	34.9
3	L6654	41.4	L2236	85.2	TR Paita 10	33.6
4	L2249	41.0	L2233	80.6	L2249	20.6
5	L2248	31.5	L2232	80.6	TR Piura centro	19.7
6	TR CT Piura	30.1	TR Paita 10	77.7	L2248	17.1
7	L2233	23.7	L2260	74.4	L6654	9.6
8	L2232	23.7	L2240	45.2	L2233	9.0
9	L2234	20.3	L2215	42.8	L2232	9.009

	<b>0.38935</b>		<b>0.45693</b>		<b>0.4653</b>	
1	TR CT Piura	100.0	TR CT Piura	100.0	L2233	100.0
2	TR Paita 10	55.1	TR Paita 10	29.1	L2232	100.0
3	TR Piura centro	15.2	L2238	22.0	L2260	87.5
4	L2233	5.6	L6654	17.3	L2234	70.5
5	L2232	5.6	L2248	14.3	L2215	58.8
6	L2248	5.2	L2249	13.5	TR CT Piura	50.0
7	L6654	5.1	TR Piura centro	13.3	L2238	40.9
8	L2215	5.0	L6662	6.0	L2236	38.5
9	L2234	3.6	L2260	5.7	L2240	23.2

	<b>0.9144</b>		<b>1.03972</b>		<b>1.36974</b>	
1	TR CT Piura	100.0	TR CT Piura	100.0	L2233	100.0
2	L2238	81.8	L2249	48.3	L2232	100.0
3	L2249	63.5	L2238	30.6	L2260	98.4
4	L2234	42.3	L2248	27.4	L2234	68.7
5	L2233	42.2	L2280	22.8	L2215	50.6
6	L2232	42.2	L2233	8.7	L2249	49.7
7	L2248	40.0	L2232	8.7	L2238	46.6
8	L2260	39.3	L2260	8.7	L2236	36.2
9	L2236	36.2	L2234	8.5	L2280	25.7

## Área Sur:

### Factores de Participación de Barras.

Tabla 4.14. Factores de Participación de Barras del Área Sur. Caso 1.

0.11235		0.12528		0.28681		
1	Bellavista 2.3	51.3	Yarada 10.5 1	61.9	Yarada 10.5 1	35.4
2	Bellavista 10	24.1	Yarada 10.5 2	11.0	Yarada 10.5 2	23.1
3	Bellavista 60	13.6	Yarada 66	5.7	Calana 1,2,3 10.5	7.2
4	Puno 60	7.3	Calana 1,2,3 10.5	2.9	Calana 4 10.5	7.1
5	Yarada 10.5 1	1.7	Calana 4 10.5	2.9	Tacna 10.5	5.3
6	Yarada 10.5 2	0.4	Tacna 10.5	2.7	Calana 66	5.2
7	Yarada 66	0.2	Calana 66	2.6	PQ IND 66	4.7

0.3137		0.3598		0.46478		
1	Quencoro 33 2	87.5	CHILINA SLZ1 10.4	23.2	Yarada 10.5 2	61.8
2	Quencoro 33 1	3.7	CHILINA SLZ2 10.4	20.8	Calana 1,2,3 10.5	8.1
3	Dolorespata 11.5	1.6	CHILINA TV3 10.5	8.9	Calana 4 10.5	8.0
4	Cachimayo 6.4	1.4	CHILINA TV1,2 5.25	7.0	Calana 66	4.7
5	Quencoro 138	1.3	CHILINA TG 13.8	6.4	Tacna 10.5	4.3
6	Dolorespata 138	1.2	CHILINA 138	5.6	PQ IND 66	3.9
7	der. cachimayo	1.0	CHILINA ANT 33	4.5	Tacna 66	2.4

0.5297		0.60223		0.64519		
1	Bellavista 2.3	38.2	Quencoro 33 1	59.3	QUEB HONDA 13.8	33.8
2	Bellavista 60	20.4	Quencoro 33 2	10.2	ILO ELECTROSUR 10.5	8.0
3	Puno 60	17.0	Cachimayo 6.4	5.8	MILL SITE TR1 13.8	3.2
4	Bellavista 10	8.9	Dolorespata 11.5	5.5	MILL SITE TR2 13.8	3.1
5	Juliaca 10	2.7	Dolorespata 138	3.2	MILL SITE TR3 13.8	3.1
6	QUEB HONDA 13.8	1.4	Quencoro 138	3.1	Bellavista 2.3	3.0
7	Juliaca 60	1.0	Cachimayo 138	2.9	LIXIVIACION 13.8	2.9

0.6561		0.70644		
1	CHILINA SLZI 10.4	54.4	ILOI CAT	100.0
2	CHILINA SLZ2 10.4	45.1	SOCABAYA 138	0.0
3	CHILINA TV3 10.5	0.1	SOCABAYA 138	0.0
4	CHILINA TV1,2 5.25	0.1	SOCABAYA 138	0.0
5	CHILINA TG 13.8	0.0	SOCABAYA 138	0.0
6	CHILINA 138	0.0	SOCABAYA 138	0.0
7	CHALLAPAMPA 33	0.0	SOCABAYA 138	0.0

## Factores de Participación de Generadores.

Tabla 4.15. Factores de Participación de Generadores del Área Sur. Caso 1.

	<b>0.11235</b>		<b>0.12528</b>		<b>0.28681</b>	
1	SOCABAYA 220	100.0	SOCABAYA 220	100.0	SOCABAYA 220	100.0
2	ILOI TVI,2	17.4	ARICOTA I 10.5 I	46.9	ARICOTA I 10.5 I	35.9
3	ARICOTA I 10.5 I	11.3	San Gaban G1	9.3	ILOI TVI,2	20.6
4	Tintaya 10.5	3.9	San Gaban G1	9.3	San Gaban G1	3.0
5	Charcani V	2.2	ILOI TVI,2	4.6	San Gaban G1	3.0
6	Machupicchu G1	1.7	Tintaya 10.5	2.2	Tintaya 10.5	2.1
7	Machupicchu G1	1.7	Charcani V	1.2	Machupicchu G1	1.4
8	Machupicchu G1	1.7	Machupicchu G1	0.2	Machupicchu G1	1.4
9	MOLLENDO MIRR 13.8	0.3	Machupicchu G1	0.2	Machupicchu G1	1.4
10	CHARCANI IV 5.25	0.2	Machupicchu G1	0.2	Charcani V	1.3
11	San Gaban G1	0.2	MOLLENDO MIRR 13.8	0.1	CHARCANI IV 5.25	0.2
12	San Gaban G1	0.2	CHARCANI II,III 5.25	0.0	MOLLENDO MIRR 13.8	0.2
13	CHARCANI VI 5.25	0.1	CHARCANI IV 5.25	0.0	CHARCANI II,III 5.25	0.1
14	CHARCANI II,III 5.25	0.1	CHARCANI VI 5.25	0.0	CHARCANI VI 5.25	0.1
15	CHARCANI I 4.16	0.0	CHARCANI I 4.16	0.0	CHARCANI I 4.16	0.0

	<b>0.3137</b>		<b>0.3598</b>		<b>0.46478</b>	
1	Machupicchu G1	100.0	CHARCANI IV 5.25	100.0	SOCABAYA 220	100.0
2	Machupicchu G1	100.0	SOCABAYA 220	92.5	ILOI TVI,2	32.2
3	Machupicchu G1	100.0	Charcani V	64.7	ARICOTA I 10.5 I	30.6
4	San Gaban G1	43.4	CHARCANI II,III 5.25	53.7	Tintaya 10.5	3.0
5	San Gaban G1	43.4	CHARCANI VI 5.25	52.4	San Gaban G1	2.6
6	Tintaya 10.5	28.9	MOLLENDO MIRR 13.8	16.1	San Gaban G1	2.6
7	SOCABAYA 220	27.6	Tintaya 10.5	3.2	Charcani V	1.7
8	Charcani V	12.6	San Gaban G1	3.1	Machupicchu G1	1.2
9	ILOI TVI,2	6.1	San Gaban G1	3.1	Machupicchu G1	1.2
10	CHARCANI IV 5.25	5.3	ILOI TVI,2	0.8	Machupicchu G1	1.2
11	CHARCANI VI 5.25	2.7	ARICOTA I 10.5 I	0.2	CHARCANI IV 5.25	0.2
12	CHARCANI II,III 5.25	2.4	Machupicchu G1	0.0	MOLLENDO MIRR 13.8	0.2
13	ARICOTA I 10.5 I	0.7	Machupicchu G1	0.0	CHARCANI II,III 5.25	0.1
14	MOLLENDO MIRR 13.8	0.4	Machupicchu G1	0.0	CHARCANI VI 5.25	0.1
15	CHARCANI I 4.16	0.0	CHARCANI I 4.16	0.0	CHARCANI I 4.16	0.0

	<b>0.5297</b>		<b>0.60223</b>		<b>0.64519</b>	
1	SOCABAYA 220	100.0	Machupicchu G1	100.0	SOCABAYA 220	100.0
2	ILOI TVI,2	46.1	Machupicchu G1	100.0	ILOI TVI,2	95.6
3	ARICOTA I 10.5 I	8.0	Machupicchu G1	100.0	ARICOTA I 10.5 I	15.5
4	Tintaya 10.5	6.3	SOCABAYA 220	62.0	Machupicchu G1	3.0
5	Machupicchu G1	5.4	Tintaya 10.5	38.8	Machupicchu G1	3.0
6	Machupicchu G1	5.4	San Gaban G1	32.7	Machupicchu G1	3.0
7	Machupicchu G1	5.4	San Gaban G1	32.7	San Gaban G1	2.1
8	Charcani V	3.8	ILOI TVI,2	31.8	San Gaban G1	2.1
9	San Gaban G1	1.0	Charcani V	23.9	Tintaya 10.5	1.8
10	San Gaban G1	1.0	ARICOTA I 10.5 I	6.0	Charcani V	1.2

	0.6561		0.70644	
1	CHARCANI IV 5.25	100.0	ILOI TV1,2	100.0
2	SOCABAYA 220	84.7		
3	Charcani V	79.1		
4	CHARCANI II,III 5.25	57.4		
5	CHARCANI VI 5.25	54.3		
6	ILOI TV1,2	28.2		
7	MOLLEDO MIRR 13.8	26.3		
8	Tintaya 10.5	4.4		
9	ARICOTA I 10.5 I	4.3		
10	San Gaban G1	2.6		
11	San Gaban G1	2.6		
12	Machupicchu G1	0.5		
13	Machupicchu G1	0.5		
14	Machupicchu G1	0.5		
15	CHARCANI I 4.16	0.0		

## Factores de Participación de Líneas.

Tabla 4.16. Factores de Participación de Líneas del Área Sur. Caso 1.

0.11235		0.12528		0.28681		
1	T -TAPAR.	100.0	T-ET6	100.0	T-ET6	100.0
2	T-ET6	82.1	T-ET7	7.8	T-ET7	21.1
3	TR138/60/23	47.7	L2029	6.8	L2029	10.3
4	L2029	16.5	T -TAPAR.	4.1	L2027	2.9
5	L2027	9.1	T-RT1	3.5	L2027	2.9
6	L2027	9.1	L6620	2.8	L6620	2.9
7	L-Bellavista	8.9	TR138/60/23	1.8	T-RT1	2.7
8	T-ET7	6.7	L6659	1.4	T-ET2	2.5
9	L2025	6.5	L2025	1.3	L2025	2.3

0.3137		0.3598		0.46478		
1	T-QUENCORO	100.0	T-T12(SULZER1)	100.0	T-ET7	100.0
2	L1005-2	4.3	T-T13(SULZER2)	88.7	L2029	18.1
3	T-ET6	3.2	T-T10(TV3)	58.7	T -TAPAR.	14.7
4	L1005-1	3.2	L0304-1	36.4	T-ET6	8.7
5	T-SVC	2.5	L0304-1	36.4	L2027	6.5
6	L1011	2.5	L3103	23.6	L2027	6.5
7	T-G1	2.3	L3103	23.6	T-ET2	6.4
8	T-G1	2.3	L0605-1	23.5	L2025	5.2
9	T-G1	2.3	L0605-1	23.5	L2025	5.2

0.5297		0.60223		0.64519		
1	T -TAPAR.	100.0	T-QUENCORO	100.0	T -TAPAR.	100.0
2	TR138/60/23	18.4	T -TAPAR.	36.8	TR QHT1	49.1
3	T-ET7	11.0	T-SVC	10.6	L2029	46.9
4	T-QUENCORO	8.7	L1005-2	8.8	L2027	43.5
5	L2027	7.6	TR138/60/23	8.7	L2027	43.5
6	L2027	7.6	T-G1	7.1	L2025	35.7
7	L2029	7.0	T-G1	7.1	L2025	35.7
8	0	6.2	T-G1	7.1	TR138/60/23	26.2
9	L2025	5.3	L1005-1	6.7	0	20.1

0.6561		0.70644		
1	T-T12(SULZER1)	100.0	T-cat	100.0
2	T-T13(SULZER2)	85.2		
3	T-T10(TV3)	3.9		
4	L0304-1	1.0		
5	L0304-1	1.0		
6	TR QHT1	0.6		
7	TR-L1126	0.6		
8	L0605-1	0.6		
9	L0605-1	0.6		

Caso2.

Agosto 02 del 2006. Periodo Estiaje. 19 horas.

**Área Centro:**

Factores de Participación de Barras.

Tabla 4.17. Factores de Participación de Barras del Área Centro. Caso 2.

	<b>0.40165</b>		<b>0.52422</b>		<b>0.77596</b>	
1	yarinacocha_10	44.9	Tingo Maria_10	27.4	Marcona10	43.6
2	pucallpa_60	31.7	Huanuco_10	19.5	Marcona60	37.2
3	pucallpa_138	19.9	tocache_138	12.5	Marcona220	12.0
4	Aguaytia_138	2.3	Huanuco_22	10.0	Tingo Maria_10	1.9
5	Aguaytia_220	0.2	aucayacu_138	8.5	Ica60	1.4
6	Tingo Maria_10	0.2	Tingo Maria_138	6.1	Ica220	1.0
7	Tingo Maria_220	0.1	Huanuco_138	5.8	tocache_138	0.3
8	tocache_138	0.1	Shelby_50	1.3	Shelby_50	0.3
9	aucayacu_138	0.1	Huaron_50	1.3	Huaron_50	0.252

	<b>0.88115</b>		<b>1.03929</b>		<b>1.38866</b>	
1	Tingo Maria_10	34.4	Huanuco_10	37.8	tocache_138	43.7
2	Huanuco_10	13.6	Tingo Maria_10	10.3	Tingo Maria_10	24.2
3	Shelby_50	7.7	Shelby_50	9.6	Huanuco_10	13.8
4	Huaron_50	7.6	Huaron_50	9.5	aucayacu_138	13.2
5	Carhuamayo_50	5.1	Junin_50	6.7	Tingo Maria_138	3.0
6	Excelsior_50	5.0	Carhuamayo_50	6.6	Huanuco_22	1.3
7	Paragshal_50	4.5	Excelsior_50	5.2	Huanuco_138	0.2
8	Junin_50	4.4	Paragshal_50	4.6	Tingo Maria_220	0.2
9	Huanuco_22	2.9	Huanuco_22	2.9	Junin_50	0.1

	<b>1.81046</b>		<b>2.13633</b>		<b>2.42581</b>	
1	Huanuco_22	73.5	SEPAEX_138	35.5	Nana60	22.7
2	Huanuco_10	13.0	SEPANU_138	32.3	Huampani60	18.5
3	tocache_138	7.8	Cahua138	31.6	Huachipa60	15.9
4	Huanuco_138	2.3	Nana60	0.1	SantaAnita60	13.3
5	aucayacu_138	1.3	Huampani60	0.1	Callahuanca60_2	9.1
6	Junin_50	0.9	Huachipa60	0.1	Moyopampa60	5.4
7	Shelby_50	0.3	SantaAnita60	0.1	SantaRosa_VNLDS	3.6
8	Carhuamayo_50	0.3	Callahuanca60_2	0.0	Puente60	2.9
9	Huaron_50	0.3	Ica60	0.0	Monterrico60	2.2

## Factores de Participación de Generadores.

Tabla 4.18. Factores de Participación de Generadores del Área Centro. Caso 2.

	0.40165		0.52422		0.77596	
1	Aguaytia_131	100.0	Vizcarra_220	100.0	Yuncan13.8	100.0
2	Aguaytia_131	100.0	Yuncan13.8	75.3	CHChimay	89.4
3	Vizcarra_220	37.2	Aguaytia_131	36.8	SEPANU	68.8
4	SEPANU	34.0	Aguaytia_131	36.8	IndComp	63.3
5	Yuncan13.8	33.5	SEPANU	18.8	Pachachaca_50	50.2
6	CHChimay	11.4	malpaso_6.9	18.6	Aguaytia_131	38.7
7	Yaupi_13B	9.2	Pachachaca_50	13.8	Aguaytia_131	38.7
8	IndComp	8.7	CHChimay	11.8	SOCABAYA220	36.9
9	Pachachaca_50	8.0	Yaupi_13B	9.2	malpaso_6.9	36.24

	0.88115		1.03929		1.38866	
1	Yuncan13.8	100.0	Yuncan13.8	100.0	Vizcarra_220	100.0
2	Vizcarra_220	52.4	malpaso_6.9	83.1	Aguaytia_131	53.8
3	malpaso_6.9	47.8	Vizcarra_220	70.1	Aguaytia_131	53.8
4	Pachachaca_50	31.7	Pachachaca_50	54.5	malpaso_6.9	17.0
5	SEPANU	23.5	CHChimay	19.1	Pachachaca_50	8.3
6	CHChimay	22.2	SEPANU	17.1	Yuncan13.8	7.4
7	Yaupi_13B	12.5	CHMantaro	15.6	SEPANU	5.8
8	CHMantaro	10.0	Yaupi_13B	10.5	CHChimay	2.8
9	Yaupi_13A	8.3	Oroya_2.3	9.6	Oroya_2.3	1.7

	1.81046		2.13633		2.42581	
1	malpaso_6.9	100.0	SEPANU	100.0	CHHuinco	100.0
2	Pachachaca_50	23.8	Cahual0	59.1	Huampani10	98.6
3	Vizcarra_220	22.2	CHMantaro	1.0	VentanillaTG3	83.1
4	Yuncan13.8	22.2	CHHuinco	1.0	VentanillaTG4	82.8
5	Aguaytia_131	21.2	VentanillaTG3	0.9	Yuncan13.8	78.6
6	Aguaytia_131	21.2	VentanillaTG4	0.9	TG7	72.9
7	SEPANU	20.3	TG7	0.7	Moyopampal0	60.5
8	Cahual0	8.1	Vizcarra_220	0.7	CHChimay	58.9
9	CHChimay	7.8	Yuncan13.8	0.7	SVCBalnea	50.4

## Factores de Participación de Líneas.

Tabla 4.19. Factores de Participación de Líneas del Área Centro. Caso 2.

<b>0.40165</b>		<b>0.52422</b>		<b>0.77596</b>		
1	L1125	100.0	T27-11	100.0	L2211	100.0
2	L2211	15.5	L124	30.8	L2203	62.3
3	L2203	12.2	L2211	24.7	T27-11	15.0
4	T38-211	11.3	T26-121	21.0	L2209	10.9
5	L2252	10.0	L502	20.1	L2207	7.6
6	T27-11	8.5	T26-121	18.4	L2207	7.6
7	L2207	6.4	L2203	17.9	L2204	5.9
8	L2207	6.4	L121	16.6	L2054	4.7
9	TR-TG1	6.2	L2252	14.7	L2053	4.683

<b>0.88115</b>		<b>1.03929</b>		<b>1.38866</b>		
1	T27-11	100.0	T27-11	100.0	T27-11	100.0
2	L2211	23.1	L502	33.3	L124	21.9
3	L502	21.6	T26-121	31.1	T26-121	11.5
4	L2203	13.3	T26-121	17.8	L2252	7.1
5	T26-121	11.5	L538	13.1	T26-121	7.1
6	T26-121	9.8	TR SEParag138/50/12	12.3	L122	4.5
7	L501A	7.3	L501A	12.1	L2251	2.4
8	L538	7.1	TRSECarhua138/50/12.6	7.9	L502	1.3
9	L124	7.0	L2211	7.2	L121	1.2

<b>1.81046</b>		<b>2.13633</b>		<b>2.42581</b>		
1	T26-121	100.0	L1102	100.0	TRCHCallahuanca 2	100.0
2	T26-121	18.7	L1102	100.0	L2211	29.4
3	L124	12.1	TRCHCahua	55.5	L2203	19.9
4	T27-11	10.7	L1101	14.1	L2221	18.6
5	L121	5.2	T10-216	13.9	L2209	15.7
6	L502	4.4	TRCHCallahuanca 2	11.6	L2205	13.5
7	L120	3.1	L2203	7.1	L2205	13.5
8	L501A	2.7	L2207	6.9	TRCHHuampani	12.4
9	TRSECarhua138/50/12.6	2.2	L2207	6.9	L2201	12.1

## Área Norte:

### Factores de Participación de Barras.

Tabla 4.20. Factores de Participación de Barras del Área Norte. Caso 2.

	0.12041		0.16781		0.35256	
1	CT PaitaSKD	48.6	CTPacasmayo-Man	97.0	CT PaitaEMD	40.1
2	CT Paita10	32.1	Cmts Pacasmayo 6.3	2.0	Sullana 4.18	17.4
3	CT PaitaEMD	7.7	Cmts Pacasmayo 60	0.6	CT PaitaSKD	14.3
4	Paita60	4.2	Guadalupe60	0.2	Sullana 10	11.3
5	El arenal 60	3.0	Cajamarca 60	0.1	Sullana 60	3.2
6	Sullana 4.18	1.2	CH GallitoCiego60	0.0	El arenal 60	3.1
7	Sullana 10	1.1	Guadalupe220	0.0	CT Paita10	2.9
8	Sullana 60	0.8	Trujillo Sur 33	0.0	Paita60	2.2
9	Der Curumuy 60	0.5	Trujillo Sur 1 10	0.0	Der Curumuy 60	2.095

	0.44		0.46608		0.91524	
1	CT PaitaEMD	45.3	Trujillo Sur 33	88.5	Cmts Pacasmayo 6.3	28.1
2	Sullana 4.18	29.9	Trujillo Sur 1 10	4.8	Cajamarca 60	20.5
3	Sullana 10	17.2	Trujillo Sur 138	1.1	Cmts Pacasmayo 60	17.3
4	Sullana 60	2.7	Porvenir	0.9	Guadalupe60	7.2
5	Der Curumuy 60	1.7	Trujillo Norte 10	0.9	Trujillo Sur 33	3.5
6	CH Curumuy 60	1.5	Trujillo Norte138	0.6	CH GallitoCiego60	3.3
7	Textil 60	0.3	Cajamarca Norte220	0.5	Trujillo Norte 10	2.6
8	El arenal 60	0.3	Trujillo Norte220	0.4	CTPacasmayo-Man	2.1
9	CT PaitaSKD	0.3	Chimbote220	0.2	Guadalupe220	1.6

	0.9434		1.13767		1.30153	
1	CT Piura4	100.0	El arenal 60	18.1	Cajamarca 60	29.3
2			Sullana 4.18	14.5	Trujillo Norte 10	14.5
3			CT PaitaSKD	12.5	Trujillo Sur 1 10	5.7
4			Paita60	11.6	Trujillo Sur 138	4.7
5			CT Paita10	7.4	Porvenir	4.4
6			CT PaitaEMD	5.3	Trujillo Sur 33	4.4
7			Der Curumuy 60	4.5	Cajamarca Norte220	4.0
8			Sullana 60	4.5	SiderSur 13.8	3.8
9			CH Curumuy 60	4.4	SiderNorte 13.8	3.7

## Factores de Participación de Generadores.

Tabla 4.21. Factores de Participación de Generadores del Área Norte. Caso 2.

	<b>0.12041</b>		<b>0.16781</b>		<b>0.35256</b>	
1	Huallanca13.8	100.0	CH GallitoCiego10	100.0	CH Curumuy 10	100.0
2	CH Curumuy 10	41.5	Huallanca13.8	57.1	Talara13.8	87.1
3	Talara13.8	36.2	carhuaquero 10	34.3	CT Piural0	62.0
4	SEPANU220	31.4	SEPANU220	25.4	Talara13.2	53.2
5	Tumbes10	31.0	SVC Trujillo	14.3	Huallanca13.8	51.3
6	CT Piural0	24.8	SVC Chiclayo	10.8	carhuaquero 10	42.3
7	Talara13.2	22.1	Talara13.8	7.2	Tumbes10	19.9
8	CH GallitoCiego10	19.7	Tumbes10	5.4	SEPANU220	19.8
9	SVC Chiclayo	15.3	Talara13.2	4.4	CH GallitoCiego10	18.38

	<b>0.44</b>		<b>0.46608</b>		<b>0.91524</b>	
1	CH Curumuy 10	100.0	Huallanca13.8	100.0	CH GallitoCiego10	100.0
2	Talara13.8	56.5	SEPANU220	43.5	Huallanca13.8	89.5
3	Huallanca13.8	46.5	SVC Trujillo	33.8	carhuaquero 10	39.6
4	CT Piural0	39.2	CH GallitoCiego10	24.2	SEPANU220	37.6
5	Talara13.2	34.5	carhuaquero 10	20.5	SVC Trujillo	23.7
6	carhuaquero 10	29.6	Tumbes10	6.3	SVC Chiclayo	15.3
7	SEPANU220	18.3	SVC Chiclayo	3.9	Talara13.8	14.4
8	CH GallitoCiego10	16.1	Talara13.8	3.2	Tumbes10	11.4
9	Tumbes10	15.0	Talara13.2	2.0	Talara13.2	8.8

	<b>0.9434</b>		<b>1.13767</b>		<b>1.30153</b>	
1	CT Piural0	100.0	Talara13.8	100.0	Huallanca13.8	100.0
2			Talara13.2	61.1	SEPANU220	40.0
3			Tumbes10	57.1	CH GallitoCiego10	29.7
4			CT Piural0	45.4	SVC Trujillo	29.2
5			Huallanca13.8	43.9	carhuaquero 10	20.8
6			CH Curumuy 10	43.6	Talara13.8	20.8
7			CH GallitoCiego10	27.8	Tumbes10	17.5
8			carhuaquero 10	19.6	Talara13.2	12.7
9			SEPANU220	12.8	SVC Chiclayo	8.9

## Factores de Participación de Líneas.

Tabla 4.22. Factores de Participación de Líneas del Área Norte. Caso 2.

	<b>0.12041</b>		<b>0.16781</b>		<b>0.35256</b>	
1	TR Paita 10	100.0	L2215	100.0	TR Paita 10	100.0
2	L6654	35.8	L2234	88.7	L2238	25.0
3	L2215	13.7	L2233	80.2	L2248	12.8
4	L6662	8.0	L2232	80.2	L2249	11.8
5	L2249	6.0	L2236	70.3	L2215	8.8
6	L2280	3.5	L2260	64.3	L6654	8.0
7	L2238	2.9	L2238	56.3	L2280	5.0
8	L2233	2.6	TR Paita 10	39.7	L2233	4.6
9	L2232	2.6	L2240	34.3	L2232	4.596

	<b>0.44</b>		<b>0.46608</b>		<b>0.91524</b>	
1	L2238	100.0	L2215	100.0	L2215	100.0
2	L6654	92.5	L2233	84.2	L2233	97.2
3	TR Paita 10	88.6	L2232	84.2	L2232	97.2
4	L2249	51.6	L2260	67.9	L2234	83.9
5	L2248	51.1	L2234	53.2	L2260	80.2
6	L2215	49.1	L2236	23.8	L2236	59.2
7	L6662	41.8	L2240	11.4	L2238	56.8
8	L2233	28.3	L1105	11.1	L2249	32.5
9	L2232	28.3	L1103	11.1	L2240	32.0

	<b>0.9434</b>		<b>1.13767</b>		<b>1.30153</b>	
1	TR CT Piura	100.0	L2249	100.0	L2233	100.0
2			L6654	76.0	L2232	100.0
3			L2238	64.4	L2215	88.5
4			L2280	56.1	L2260	83.2
5			L2248	50.1	L2234	57.7
6			TR Paita 10	39.6	L2249	47.9
7			L2215	36.8	L2238	34.7
8			L6662	28.5	L2280	29.3
9			L2233	7.7	L2236	25.9

## Área Sur:

### Factores de Participación de Barras.

Tabla 4.23. Factores de Participación de Barras del Área Sur. Caso 2.

	0.10776		0.11807		0.26927	
1	Yarada 10.5 1	72.8	Bellavista 2.3	52.0	Yarada 10.5 2	29.0
2	Yarada 10.5 2	8.3	Bellavista 10	24.4	Yarada 10.5 1	24.9
3	Yarada 66	4.7	Bellavista 60	13.8	Calana 1,2,3 10.5	7.9
4	Calana 1,2,3 10.5	2.0	Puno 60	7.4	Calana 4 10.5	7.9
5	Calana 4 10.5	2.0	Yarada 10.5 1	1.6	Tacna 10.5	6.1
6	Tacna 10.5	1.9	Yarada 10.5 2	0.1	Calana 66	5.9
7	Calana 66	1.8	Juliaca 10	0.1	PQ IND 66	5.3
8	PQ IND 66	1.7	Puno 138	0.1	Yarada 66	4.2
9	Tacna 66	1.5	Juliaca 60	0.1	Tacna 66	4.1

	0.27217		0.3814		0.45356	
1	Quencoro 33 2	88.2	CHILINA SLZ1 10.4	26.9	Yarada 10.5 2	59.8
2	Quencoro 33 1	3.2	CHILINA SLZ2 10.4	23.5	Calana 1,2,3 10.5	9.3
3	Dolorespata 11.5	1.6	CHILINA TV3 10.5	8.4	Calana 4 10.5	9.1
4	Cachimayo 6.4	1.4	CHILINA TV1,2 5.25	6.4	Calana 66	5.4
5	Quencoro 138	1.3	CHILINA TG 13.8	5.8	Tacna 10.5	5.0
6	Dolorespata 138	1.2	CHILINA 138	4.9	PQ IND 66	4.5
7	der. cachimayo	1.0	CHILINA ANT 33	3.9	Tacna 66	2.7
8	Cachimayo 138	1.0	CHILINA AMP 33	3.8	Los Heroes 66	1.8
9	Combapata	0.5	CHALLAPAMPA 33	3.3	Tomasiri 66	1.2

	0.54861		0.56903		0.59564	
1	Bellavista 2.3	24.4	Quencoro 33 1	35.6	MOLLENDO TGI 13.8	23.7
2	Quencoro 33 1	19.9	Bellavista 2.3	16.9	MOLLENDO TGI 13.8	23.7
3	Bellavista 60	12.5	Bellavista 60	9.6	MOLLENDO MIRR 13.8	23.6
4	Puno 60	10.7	Puno 60	7.6	MOLLENDO 138	15.1
5	Bellavista 10	5.2	Quencoro 33 2	5.6	EL ALTO 138	3.6
6	Quencoro 33 2	4.8	Bellavista 10	4.5	REPARTICION 138	3.1
7	Juliaca 10	3.3	Cachimayo 6.4	4.3	CHILINA SLZ1 10.4	3.0
8	Cachimayo 6.4	3.0	Dolorespata 11.5	4.0	Quencoro 33 1	0.8
9	Dolorespata 11.5	2.7	Dolorespata 138	2.2	CYPRUS 138	0.7

	0.62775		0.7038	
1	CHILINA SLZ1 10.4	50.8	ILOI CAT	100.0
2	CHILINA SLZ2 10.4	48.3	SOCABAYA 138	0.0
3	MOLLENDO TGI 13.8	0.1		0.0
4	MOLLENDO TGI 13.8	0.1		0.0
5	MOLLENDO MIRR 13.8	0.1		0.0
6	CHILINA TV3 10.5	0.1		0.0
7	MOLLENDO 138	0.1		0.0
8	CHILINA TV1,2 5.25	0.1		0.0
9	CHILINA TG 13.8	0.0		0.0

## Factores de Participación de Generadores.

Tabla 4.24. Factores de Participación de Generadores del Área Sur. Caso 2.

	0.10776		0.11807		0.26927	
1	SOCABAYA 220	100.0	SOCABAYA 220	100.0	SOCABAYA 220	100.0
2	ILO2 17	89.9	ILO2 17	51.1	ILO2 17	67.9
3	ARICOTA I 10.5 I	46.7	ILOI TV1,2	13.7	ARICOTA I 10.5 I	50.5
4	San Gaban G1	20.1	San Gaban G1	12.0	ILOI TV1,2	12.6
5	San Gaban G1	20.1	San Gaban G1	12.0	San Gaban G1	11.6
6	Tintaya 10.5	6.4	ILOI TV3	11.9	San Gaban G1	11.6
7	Charcani V	3.2	Tintaya 10.5	8.0	ILOI TV3	9.2
8	ILOI TV3	1.7	Charcani V	4.7	Machupicchu G1	7.7
9	ILOI TV1,2	1.4	ARICOTA I 10.5 I	3.4	Machupicchu G1	7.7
10	Machupicchu G1	0.5	Machupicchu G1	2.8	Machupicchu G1	7.7
11	Machupicchu G1	0.5	Machupicchu G1	2.8	Tintaya 10.5	5.5
12	Machupicchu G1	0.5	Machupicchu G1	2.8	Charcani V	2.6
13	CHARCANI IV 5.25	0.1	CHARCANI IV 5.25	0.3	CHARCANI IV 5.25	0.5
14	CHARCANI VI 5.25	0.1	CHARCANI II,III 5.25	0.2	CHARCANI VI 5.25	0.2
15	CHARCANI II,III 5.25	0.0	CHARCANI VI 5.25	0.2	CHARCANI II,III 5.25	0.2
16	CHARCANI I 4.16	0.0	CHARCANI I 4.16	0.0	CHARCANI I 4.16	0.0

	0.27217		0.3814		0.45356	
1	Machupicchu G1	100.0	CHARCANI IV 5.25	100.0	SOCABAYA 220	100.0
2	Machupicchu G1	100.0	SOCABAYA 220	94.3	ILO2 17	67.6
3	Machupicchu G1	100.0	Charcani V	63.6	ARICOTA I 10.5 I	49.1
4	San Gaban G1	54.6	CHARCANI II,III 5.25	56.0	ILOI TV1,2	17.8
5	San Gaban G1	54.6	CHARCANI VI 5.25	53.2	ILOI TV3	12.3
6	Tintaya 10.5	35.6	San Gaban G1	4.7	San Gaban G1	9.9
7	SOCABAYA 220	18.0	San Gaban G1	4.7	San Gaban G1	9.9
8	ILO2 17	15.2	Tintaya 10.5	3.9	Tintaya 10.5	5.0
9	Charcani V	13.7	ILO2 17	1.7	Charcani V	3.3
10	CHARCANI IV 5.25	6.7	Machupicchu G1	0.3	Machupicchu G1	1.7
11	CHARCANI VI 5.25	3.4	Machupicchu G1	0.3	Machupicchu G1	1.7
12	CHARCANI II,III 5.25	3.3	Machupicchu G1	0.3	Machupicchu G1	1.7
13	ARICOTA I 10.5 I	1.5	ILOI TV1,2	0.3	CHARCANI IV 5.25	0.2
14	ILOI TV1,2	1.4	ILOI TV3	0.2	CHARCANI II,III 5.25	0.1
15	ILOI TV3	0.7	ARICOTA I 10.5 I	0.2	CHARCANI VI 5.25	0.1
16	CHARCANI I 4.16	0.0	CHARCANI I 4.16	0.0	CHARCANI I 4.16	0.0

	0.54861		0.56903		0.59564	
1	SOCABAYA 220	100.0	Machupicchu G1	100.0	SOCABAYA 220	100.0
2	ILO2 17	45.3	Machupicchu G1	100.0	Charcani V	65.3
3	Machupicchu G1	37.9	Machupicchu G1	100.0	Machupicchu G1	3.8
4	Machupicchu G1	37.9	SOCABAYA 220	67.4	Machupicchu G1	3.8
5	Machupicchu G1	37.9	ILO2 17	50.9	Machupicchu G1	3.8
6	San Gaban G1	25.1	Tintaya 10.5	33.2	Tintaya 10.5	2.6
7	San Gaban G1	25.1	ILOI TV1,2	28.6	CHARCANI IV 5.25	1.2
8	Tintaya 10.5	24.5	Charcani V	28.4	CHARCANI VI 5.25	0.3
9	Charcani V	23.1	San Gaban G1	27.2	CHARCANI II,III 5.25	0.3
10	ILOI TV1,2	21.3	San Gaban G1	27.2	San Gaban G1	0.2
11	ILOI TV3	16.5	ILOI TV3	22.7	San Gaban G1	0.2
12	ARICOTA I 10.5 I	6.5	ARICOTA I 10.5 I	8.6	ILOI TV3	0.1
13	CHARCANI IV 5.25	0.4	CHARCANI II,III 5.25	0.6	ILOI TV1,2	0.1
14	CHARCANI VI 5.25	0.1	CHARCANI VI 5.25	0.4	ILO2 17	0.0

	<b>0.62775</b>		<b>0.7038</b>	
1	SOCABAYA 220	100.0	ILOI TV1,2	100.0
2	CHARCANI IV 5.25	72.7	ILO2 17	0.0
3	Charcani V	62.8		0.0
4	CHARCANI II,III 5.25	42.2		0.0
5	CHARCANI VI 5.25	39.3		0.0
6	Machupicchu G1	3.2		0.0
7	Machupicchu G1	3.2		0.0
8	Machupicchu G1	3.2		0.0
9	Tintaya 10.5	2.4		0.0
10	San Gaban G1	1.9		0.0
11	San Gaban G1	1.9		0.0
12	ILOI TV3	0.3		0.0
13	ILOI TV1,2	0.3		0.0
14	ARICOTA1 10.5 1	0.1		0.0
15	ILO2 17	0.0		0.0
16	CHARCANI I 4.16	0.0		0.0

## Factores de Participación de Líneas.

Tabla 4.25. Factores de Participación de Líneas del Área Sur. Caso 2.

<b>0.10776</b>		<b>0.11807</b>		<b>0.26927</b>		
1	T-ET6	100.0	T-ET6	100.0	T-ET6	100.0
2	T-ET7	3.6	T-TAPAR.	86.0	T-ET7	17.1
3	L2029	3.4	TR138/60/23	46.3	L2029	7.6
4	T-RT1	2.4	L-Bellavista	7.7	T-QUENCORO	7.2
5	L6620	1.8	L2027	4.0	T-RT1	3.0
6	T-TAPAR.	1.6	L2027	4.0	L6620	2.8
7	L6659	1.2	L2029	3.7	L2027	1.4

<b>0.27217</b>		<b>0.3814</b>		<b>0.45356</b>		
1	T-QUENCORO	100.0	T-T12(SULZER1)	100.0	T-ET7	100.0
2	T-SVC	2.1	T-T13(SULZER2)	87.4	T-ET6	17.9
3	L1005-2	2.0	T-T10(TV3)	52.2	L2029	16.2
4	T-G1	1.8	T-CHARCANI VI	45.0	T-TAPAR.	7.2
5	T-G1	1.8	L0304-1	44.3	T-RT1	6.7
6	T-G1	1.8	L0304-1	44.3	L6620	6.0
7	L1005-1	1.6	CHARCANI IV	38.2	TR-CT1	5.5

<b>0.54861</b>		<b>0.56903</b>		<b>0.59564</b>		
1	T-TAPAR.	100.0	T-TAPAR.	100.0	T-QUENCORO	100.0
2	T-QUENCORO	55.3	T-QUENCORO	73.1	T-T12(SULZER1)	65.6
3	TR138/60/23	20.0	TR138/60/23	21.8	T-TAPAR.	28.2
4		9.7	T-138/11.5	4.9	T-T13(SULZER2)	26.0
5	T-SVC	6.7	T-138/11.5	4.9	ATR1 220/138	17.0
6	L2029	5.5	T-138/11.5	4.9	ATR1 220/138	17.0
7	L2027	4.7	T-SVC	4.9	T-SVC	14.6

<b>0.62775</b>		<b>0.7038</b>		
1	T-T12(SULZER1)	100.0	T-cat	100.0
2	T-T13(SULZER2)	91.2	L2025	0.0
3	T-T10(TV3)	4.1		0.0
4	L0304-1	1.8		0.0
5	L0304-1	1.8		0.0
6	T-CHARCANI VI	1.6		0.0
7	T-QUENCORO	1.4		0.0

#### **4.4 Análisis de los Resultados del Análisis Modal.**

##### **4.4.1 Metodología de Análisis.**

Como se ha mencionado en la parte teórica si los eigenvalores son positivos se concluye que el sistema es estable respecto al voltaje.

Después se debe seleccionar el menor eigenvalores se puede determinar la barra por medio de los factores de participación de barras que indican que barras están más comprometidas con respecto a determinado eigenvalor y me indica la zona más sensible a las variaciones de voltaje respecto a la carga reactiva en el sistema porque estas barras por lo general se encuentran cercanas dibujándose una zona o área de barras.

No se debe conformar con tomar el menor eigenvalor y solo analizar sus barras más comprometidas sino que a medida que seleccionamos los eigenvalores de menor y mayor estos me señalaran barras diferentes entre ellas que me informaran sobre más zonas con problemas de voltaje.

Se puede ver que las barras de cargas serán las que tengan mayores factores de participación estas barras son las de media tensión, por ejemplo de 60 kV, pero a medida que se analizan los eigenvalores aparecen como barra de mayor factor de participación las barras de alta tensión, por ejemplo de 220 kV, es aquí donde se aprecia la potencia del método que no necesita simplificar el sistema porque este método va describiendo la red de transmisión.

Los Factores de Participación de Generadores por eigenvalor me van indicando que generadores que influirán en la sensibilidad de una barra y cuya inyección de reactivos mejora el perfil de voltaje de aquella barra. Los Factores de Participación de Generadores, se refieren a generadores o centrales específicas sino que se refieren a barras de generación en el presente trabajo, como se pudo apreciar en las tablas anteriormente mostradas.

Análogamente, los Factores de Participación de Líneas por eigenvalor indican que las líneas que influirán en la sensibilidad de una barra y cuyo consumo de reactivos deteriora el perfil de voltaje de aquella barra. Los Factores de Participación de Líneas se referirán a líneas o transformadores específicos en el presente trabajo y no a enlaces entre barras, como se pudo apreciar en las tablas anteriormente mostradas.

##### **4.4.2 Análisis de los Resultados.**

**Caso1.**

Febrero 02 del 2006. Periodo Avenida. 19 horas.

**Área Centro:**

Se puede apreciar que para el menor eigenvalor (0.53152) se tiene a las barras de Tingo Maria 10 kV, Huanuco 10 kV y Tocache 138 kV con mayor participación esto nos da la idea que estas barras son sensibles a la variación de voltaje y pueden originar un problema de estabilidad de voltaje. El SVC de SE. Vizcarra puede ayudar a mejorar el perfil de voltaje en esta subestación, pero como se sabe este SVC mantiene constante el voltaje de la subestación Vizcarra y no mejorara voltajes de otras subestaciones. Son las centrales de Yuncan y Aguaytia con un mayor aporte de reactivos. Obviamente es el transformador de 13810 kV de SE. Tingo Maria el que menor me puede mejorar la barra de 10 kV de SE. Tingo Maria.

Para el segundo eigenvalor (0.83214), de menor a mayor relaciona, a las barras de Marcona 10, 60 y 220 kV, evidentemente aquí se tiene identificado una segunda zona con problemas de estabilidad de voltaje. Todas las centrales que pueden mejorar el voltaje de esta subestación están alejadas de esta zona, salvo el compensador de SE. Independencia, por lo que se puede deducir que esta subestación tendrá muy pocas posibilidades soportar incrementos de carga. Las líneas que más contribuyen a la baja tensión obviamente son la L-2211, L-2203, L-2209 y L-2207 debido a que ya están sobrecargadas.

Para los tercero, cuarto, quinto, sexto eigenvalor me indican una zona cercana al primer eigenvalor.

Para el séptimo eigenvalor relaciona a las barras de 60 kV de Ñaña, Huampani y Huachipa, esta barra con las barras de carga de la zona de Lima y nos revela que esta zona también será propensa a los problemas de estabilidad de voltaje. Las centrales que pueden mejorar el perfil de voltajes son Cahua, Huinco, TG3 y TG4 de C.T. Ventanilla, Yuncan, Chimay, Mantaro. Las líneas cuyo consumo reactivo que ocasiona la aparición de una eigenvalor tan bajo vienen a ser las líneas L-2221, L-2205, L-2203, L-2201, L-2202, L-2207.

**Área Norte:**

El primer eigenvalor (0.12568) me relaciona a las barras de generación de la central de Paita que se encuentra fuera de servicio. Me indica claramente que esta subestación tendrá problemas de estabilidad de voltaje si aparecen cargas en esta barra. Entre los generadores que pueden ayudar a elevar el perfil de voltajes, tenemos a C.H. Cañón del Pato que en fin puede mejorar el perfil de todas las subestaciones del Área Norte, la C.H. Carhuaquero, Talara, Curumuy. Centrales que se encuentran más cercanas a esta barra. El transformador de Paita y la línea L-2238 (Chiclayo Oeste-Piura Oeste) de 220 kV y la L-6654 (Piura-Paita) influyen en este eigenvalor. Mejorar la capacidad de transmisión de estos enlaces mejorara la estabilidad de estas barras.

El segundo (0.17207) eigenvalor se relaciona específicamente a la barra de generación de la central de Pacasmayo que también es débil. Esta central no se encuentra en servicio por ello dependera de la C.H. Gallito Ciego que se encuentra muy cercana y es la que básicamente puede mejorar la estabilidad de esta barra. Las centrales C.H. Cahuaquero, C.H. Cañón del Pato y el SVC de Trujillo también ayudan a mejorar este perfil. Las líneas relacionadas a este eigenvalor son L-2234 (Trujillo Norte-Guadalupe), L-2238 (Chiclayo Oeste-Piura Oeste), L-2236 (Guadalupe-Chiclayo Oeste), L-2232/L-2233 (Chimbote-Trujillo Norte).

El tercer eigenvalor (0.25595) relaciona a las barras de Piura4, Piural0, PiuraCentro10, PaitaSKD. Aquí tenemos varias barras cercanas que vinculan una subestación, la de Piura Centro, como una subestación que tendrá problemas con los incrementos de carga. Son las unidades TG2, TG3 de la C.T. Malacas, C.H. Carhuaquero y C.H. Cañón del Pato. Los enlaces que influyen en este eigenvalor son el trafo de la C.T. Piura, la línea L-2238 (Chiclayo Oeste-Piura Oeste).

El cuarto (0.38935) y Quinto (0.45693) eigenvalor relacionan a las mismas barras del primer eigenvalor.

El sexto eigenvalor (0.4653) se relaciona con la barra 33 kV de SE. Trujillo Sur. Los generadores que mejor pueden mejorar el perfil de esta barra son la C.H. Cañón del Pato, el SVC de SE. Trujillo y la C.H. Carhuaquero. Las líneas que ocasionan la presencia de este eigenvalor son L-2232/L-2233 (Chimbote-Trujillo Norte), L-2260 (Trujillo Norte-Cajamarca Norte), L-2234 (Trujillo Norte-Guadalupe) y L-2215 (Paramonga Nueva-Chimbote1).

El séptimo (0.9144) y el octavo (1.03972) relacionan a las mismas barras del segundo eigenvalor.

El noveno eigenvalor (1.36974) relaciona a la barra 60 kV de Cajamarca y de 10 kV de SE Trujillo Norte. Aquí tenemos dos barras cercanas que me indican una zona propensa a las caídas de voltaje. Los generadores que pueden mejorar el perfil de esta zona son Cañon del Pato, el SVC de Trujillo, Gallito Ciego. Las líneas que ocasionan la presencia de este eigenvalor son L-2232/L-2233 (Chimbote1-Trujillo Norte), L-2260 (Trujillo Norte-Cajamarca Norte), L-2234 (Trujillo Norte-Guadalupe) y L-2215 (Paramonga Nueva-Chimbote1).

### **Área Sur:**

El menor eigenvalor (0.11235) se relaciona con las barras de 2.3, 10 y 60 kV de la SE. Bellavista, indicando claramente que esta subestación tendrá problemas de estabilidad de voltaje. Los generadores que mejoran la estabilidad de esta subestación son el generador swing de Socabaya, que ayuda a elevar los voltajes de toda el Área Sur; TV1 y TV2 de C.T. Ilo1, que son generadores lejanos. Los transformadores de la SE. Taparachi son los que mejoraran este perfil de voltajes además de la línea L-2029.

El segundo eigenvalor (0.12528) y tercer (0.28681) tienen a las barras de Yarada 10 kV con factores de participación mas fuertes identificando otra subestación con problemas de estabilidad. Los generadores que mejoran la estabilidad de esta subestación son el generador swing de Socabaya y la C.H. Aricotol.

El cuarto eigenvalor (0.3137) se relaciona con las barras Quencoro 33 kV. Los generadores que mejoran el perfil de voltajes de esta barra como es de esperarse tenemos a la C.H. Charcani V y a la C.H. San Gaban como segunda posibilidad. El transformador de SE. Quencoro es el que mejor puede regular este eigenvalor.

El quinto eigenvalor (0.3598) se relaciona con la barra de Chilina 10 kV que viene a ser otra subestación diferente a las anteriormente mencionadas. Como es de esperar los generadores cercanos son los que mejoran este perfil de voltajes en el orden de influencia tenemos Charcani IV, Swing de Socabaya, Charcani V, Charcani II, III y IV. Aquí también se aprecia que son los transformadores locales los que originaron el perfil de voltajes como los trafos de las unidades sulzer de Chilina, y las líneas de 33 kV de la red de SEAL.

El noveno eigenvalor (0.64519) se relaciona con la barra de Quebrada Honda. Puede ser mejorado con centrales lejanas como Swing de Socabaya y TV1-TV2 de C.T. IloI que son las que mejoran el perfil de todo el área sur. Los enlaces que originan este perfil de voltajes tenemos al trafo de Taparachi y el de Quebrada Honda.

## **Caso2.**

Agosto 02 del 2006. Periodo Estiaje. 19 horas.

### **Área Centro:**

El primer eigenvalor (0.40165) me indica las barras propensas a la Inestabilidad de Voltaje son las barras de Yarinacocha 10 kV, Pucallpa 60 y 138 kV. Como es de esperarse la C.T. Aguaytia, y el SVC de la SE. Vizcarra pueden apoyar en mejorar los perfiles de voltajes en esta zona. Se debe observar que la C.T. Yarinacocha se encuentra fuera de servicio. La línea que está relacionada con este eigenvalor es la L-1125 (Aguaytia-Pucallpa). Otras líneas ejercen poca influencia en este eigenvalor.

El segundo eigenvalor (0.52422) se relaciona con las barras Tingo Maria 10 kV, Huanuco 10 y 22 kV y Tocache 138 kV. Aquí se tiene al SVC de Vizcarra como el principal elemento que puede regular los voltajes; también se tiene a la C.H. Yuncan y a las unidades TG1 y TG2 de C.T. Aguaytia. Los enlaces relacionados con este eigenvalor son el trafo T27-11 y la línea L-1124 (Aucayacu-Tocache).

El tercer eigenvalor (0.77596) se relaciona con la SE. Marcona. Como se puede apreciar aquí los generadores que pueden apoyar en la regulación del voltaje son generadores lejanos como C.H. Yuncan, C.H. Chimay, El compensador de Independencia, ayudan poco a la regulación del voltaje de esta zona. Los enlaces que contribuyeron a la aparición de este eigenvalor son las líneas L-2211 (Ica-Marcona), L-2203 (Campo Armiño-Independencia) y la L-2209 (Independencia-Ica).

El cuarto (0.88115), quinto (1.03929), sexto (1.38866) y séptimo (1.81046) eigenvalor están relacionados a la subestación de Tingo Maria 10 kV y Huanuco 10 kV.

El octavo eigenvalor (2.13633) se relaciona con la SE Paramonga Existente y Nueva en 138 kV así como SE. Cahua 138 kV. Tiene a la central Cahua como su generador que mejor puede regular el perfil de voltajes en esta subestación. La línea L-1102 (Paramonga Existente-Cahua) y el transformador de la SE. Cahua.

El noveno eigenvalor (2.42581) esta relacionado con barras distribuidas en la zona de Lima en 60 kV como Ñaña, Huampani, Huachipa y Santa Anita. Revelando el problema de Inestabilidad de Voltaje que se presenta en Lima. Para este eigenvalor son numerosos los generadores que pueden ayudar a estas subestaciones como la C.H. Huinco, C.H. Huampani, TG3 y TG4 de C.T. Ventanilla, TG7 de C.T. Santa Rosa C.H. Moyopampa, SVC de SE. Balnearios. Las líneas que originaron la aparición de este eigenvalor son las líneas del anillo de Lima L-221, L-2203, L-2221, L-2209, L-2205 y su influencia se debe a que esta líneas trabajan ya sobrecargadas.

### **Área Norte:**

Para el primer eigenvalor (0.12041) aparecen relacionadas las barras de la SE. Paita. El generador que puede mejorar la estabilidad de esta subestación es la C.H. Cañon del Pato que mejora el perfil de voltaje de las subestaciones del Area Norte pero aun con todo su contribución a esta barra es mínima. Una mejor contribución lo harán la C.H. Curumuy y la C.T. Talara. El transformador de Paita es uno de los elementos que origina este eigenvalor asi como la línea L-6654 (Piura Oeste-Paita).

Para el segundo eigenvalor (0.1678) se vincula con la barra de la C.T. Pacasmayo. Recordemos que esta central se encuentra fuera de servicio. La C.H. Gallito Ciego es la que mejor puede contribuir a la regulación de voltaje de la C.H. Gallito Ciego. Las líneas relacionadas a este eigenvalor son en su mayoría las de 220 kV L-2215, L-2234, L-2232/L-2233, L-2236, L-2260, L-2238. Aquí se puede ver el sistema en conjunto origino este eigenvalor.

El tercer y cuarto eigenvalor se relacionan con la SE. Paita al igual que el primer eigenvalor.

El quinto eigenvalor (0.46608) se relaciona con la barra 33 kV de SE. Trujillo Sur. Vemos que la C.H. Cañon del Pato contribuirá a la mejora del perfil de este subestación. Nuevamente las líneas relacionadas a este eigenvalor son las de 220 kV L-2215, L-2234, L-2232/L-2233, L-2236, L-2260, L-2238.

El sexto eigenvalor (0.91524) también vincula a las barras de la SE. Pacasmayo como el segundo eigenvalor.

El octavo eigenvalor (1.13767) también vincula a las barras de la SE. Paita como el primer eigenvalor.

El noveno eigenvalor (1.30153) se refiere a la barra de Cajamarca 60 kV. Aquí también aparecen varios generadores alejados de la barra en cuestión como los que pueden contribuir a mejorar el perfil de voltaje de esta barra. Aquí se tiene que las líneas que originan este eigenvalor son las L-2232, L-2233, L-2215, L-2260 y L-2234.

### **Área Sur:**

El primer eigenvalor (0.10776) se relaciona con la SE. Yarada. Los generadores asociados a este eigenvalor son lejanos a la barra como el swing de SE. Socabaya, la C.T. Ilo2, en cambio la C.H. Aricota es más cercana, lo que demuestra que esta barra es débil cuya estabilidad de voltaje esta comprometida cuando reciba incrementos de carga.

El segundo eigenvalor (0.11807) se relaciona con la SE. Bellavista. Nuevamente los generadores, swing de SE. Socabaya, la C.T. Ilo2, que pueden mejorar el perfil de voltaje en esta barra son lejanos.

El tercer eigenvalor (0.26927) se relaciona con la SE. Yarada al igual que el primer eigenvalor.

El cuarto eigenvalor (0.27217) se relaciona con la SE. Quencoro. Se relaciona con la C.H. Machupicchu, C.H. San Gaban y el SVC de SE. Tintaya, que son cercanas a la barra en cuestión.

El quinto eigenvalor (0.3814) se relaciona con la SE. Chilina barra de 10 kV. Las centrales Caharcani II, III, IV, V, VI, son las que están relacionadas con el eigenvalor y que pueden mejorar el voltaje de la barra 10 kV de SE. Chilina.

El noveno eigenvalor (0.59564) se relaciona con la SE. Mollendo. Se recuerda que la C.T. Mollendo se encuentra fuera de servicio, por ello, los generadores relacionados son el swing de la SE. Socabaya, C.T. Ilo2 y C.H. Aricota, donde se puede ver que el voltaje de SE. Ollendo dependerá de la SE. Socabaya porque esta es una barra cuya tensión es controlable y desde aquí se energiza a las subestaciones de Cerro Verde, Repartición y Mollendo.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### a) Conclusiones.

1. Nótese que cuando en una Subestación se trabaja con el mayor detalle posible, la carga está conectada al menor nivel de voltaje, como es en la realidad, los eigenvalores se refieren a estas barras y dejan de lado a las barras de mayor voltaje. Esto viene a ser una especialización del problema.
2. Una ventaja de estos eigenvalores es que no solo los menores de ellos, que indican los problemas de subtensiones, tienen utilidad, sino que todo eigenvalor relaciona a través de los Factores de Participación de Barras las áreas que guardan relación con este, para luego con la obtención de los Factores de Generación y Transmisión se pueden determinar los equipos con los que se ejerce el control de voltaje y llegar a un punto de mayor seguridad.
3. Este método, primero indica si el Sistema Eléctrico tiene inestabilidad de tensión por intermedio de los eigenvalores de la Matriz Jacobiana Reducida. Segundo, indica las barras más débiles del sistema identificando los menores eigenvalores y las barras con mayor participación a ellos. Tercero, los generadores cuya inyección de reactivos mejora el perfil de tensiones de las barras críticas y las líneas de transmisión cuyo consumo de reactivos debilitaron las barras críticas determinadas anteriormente. Pero no nos indica en las barras críticas cuanta potencia activa y reactiva es necesaria para llevar el sistema a la inestabilidad siendo este dato importante pues siempre se desea conocer cuanta carga es capaz de asumir el sistema o la barra en cuestión sin llegar a la inestabilidad. El valor de eigenvalor es solo una medida auxiliar pero no una magnitud física. Por ello se concluye que es necesario completar el análisis de estabilidad de voltaje determinando el margen de estabilidad de voltaje que se tiene en las barras críticas del sistema que pueden ser halladas con el método modal.

**b) Recomendaciones.**

1. Con los factores de participación de las barras de generación y de enlaces se pueden determinar los generadores y líneas de transmisión que más influyeron en la aparición de determinado eigenvalor. Identificado un generador a una barra con problemas de voltaje, se recomienda alejarlo alejarlo de un punto cercano a la inestabilidad, por ejemplo, regulando el voltaje de generación se mejora el perfil de voltajes de generación.
2. En las barras con altos factores de participación en un eigenvalor cercano a cero se debe instalar bancos de compensación reactiva.
3. Los enlaces con alta participación en eigenvalores cercanos a cero son más difíciles de regular porque estos son elementos muy estáticos para realizar maniobras. Pero por ejemplo se puede medir la influencia de dos líneas paralelas, salvo que no aparezca sobrecarga, primero se puede simular el asunto con una terna, ver si su estabilidad ha empeorado y determinar si es necesaria la segunda terna. También en caso de los transformadores con regulación de taps, estos se pueden variar y así mejorar la estabilidad del eigenvalor afectado. Una última posibilidad de mejorar uno de estos parámetros es introduciendo capacitores serie, posibilidad especialmente contemplada en los circuitos radiales, pues estos modifican la reactancia total de la línea mejorando grandemente la estabilidad de voltaje de la barra de carga, pero esto es parte de otro análisis.

## **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL**

## Área Centro:

### Barras.

Tabla. A.1. Barras del Área Centro.

	Nombre	Vnom	Sistema		Nombre	Vnom	Sistema
1	SanJuan220	220	1	61	SEPANU 138	138	1
2	Campo Armi	220	1	62	SEPAEX 138	138	1
3	Pachachaca	220	1	63	Cahual38	138	1
4	Callahuanca220	220	1	64	Cahual10	10	1
5	Cajamaquilla220	220	1	65	VentanillaTG3	16	1
6	Pomacocha200	220	1	66	VentanillaTG4	16	1
7	Independencia220	220	1	67	Huachipa60	60	1
8	Ica220	220	1	68	Nana60	60	1
9	Huayucachi220	220	1	69	Santa Anita60	60	1
10	Ventanilla220	220	1	70	Marconal 0	10	1
11	Zapallal220	220	1	71	Barsi60	60	1
12	Huinco220	220	1	72	Puente60	60	1
13	CHHuinco	12.5	1	73	TG7	13.8	1
14	Balnearios220	220	1	74	Tingo Maria 220	220	2
15	SanJuan60	60	1	75	Tingo Maria 138	138	2
16	Santa Rosa VNEDN	60	1	76	Tingo Maria 10	10	2
17	Chavarria60	60	1	77	Aguaytia 220	220	2
18	SVCchava	5	1	78	Aguaytia 138	138	2
19	Balnearios60	60	1	79	Aguaytia 131	13	2
20	SVCBalnea	7	1	80	Aguaytia 132	13	2
21	CHMantaro	13.8	1	81	Vizcarra 220	220	2
22	Restitucion220	220	1	82	pucallpa 138	138	2
23	CHRestitucion	13.8	1	83	pucallpa 60	60	2
24	Matucana220	220	1	84	yarinacocha 10	10	2
25	CHMatucana	12.5	1	85	aucayacu 138	138	2
26	Yanango220	220	1	86	tocache 138	138	2
27	Chimay220	220	1	87	Huanuco 138	138	2
28	CHYanango	10	1	88	Huanuco 10	10	2
29	CHChimay	13.8	1	89	Paragsha2 220	220	2
30	Huacho220	220	1	90	Paragsha2 138	138	2
31	SEPANU	220	1	91	Paragshal 138	138	2
32	SEORO	220	1	92	Paragshal 50	50	2
33	SER21	220	1	93	Carhuamayo 220	220	2
34	COTARUSE	220	1	94	Carhuamayo 138	138	2
35	SER11	220	1	95	Carhuamayo 50	50	2
36	SER12	220	1	96	Oroya N 138	138	2
37	SER22	220	1	97	Oroya N 50	50	2
38	SOCABAYA220	220	1	98	Excelsior 50	50	2
39	Marcona220	220	1	99	Huaron 50	50	2
40	Independencia60	60	1	100	Shelby 50	50	2
41	IndComp	10	1	101	Junin 50	50	2
42	UTI6	13.8	1	102	malpaso 50	50	2
43	UTI5	13.8	1	103	malpaso 6.9	6.9	2
44	Barsi220	220	1	104	mayupampa 50	50	2
45	SanJuanREP60	60	1	105	Oroya 50	50	2
46	Callahuanca60	60	1	106	Oroya 2.3	2.3	2
47	Callahuanca6	6	1	107	Planta Zinc 50	50	2
48	Marcona60	60	1	108	Curipata 50	50	2
49	Santa Rosa220	220	1	109	Pachachaca 50	50	2

	Nombre	Vnom	Sistema		Nombre	Vnom	Sistema
50	Chavarría220	220	1	110	Pachachaca 2	2.3	2
51	SantaRosa VNLDS	60	1	111	Yuncan 138	138	2
52	Callahuanca60 2	60	1	112	Yaupi 138	138	2
53	Callahuanca6 2	5	1	113	Yaupi 13A	13.2	2
54	Huampani60	60	1	114	Yaupi 13B	13.2	2
55	Huampani 10	10	1	115	Caripa 138	138	2
56	Moyopampa60	60	1	116	Huanuco 22	22	2
57	Moyopampa10	10	1	117	Santalsabel220	220	2
58	Salamanca60	60	1	118	Santalsabel 138	138	2
59	Monterrico60	60	1	119	Yuncan 13.8	13.8	2
60	Huayucachi 60	60	1	120	Ica60	60	1

### Líneas de Transmisión.

Tabla A.2. Líneas de Transmisión del Área Centro.

	Nombre	Barra I	Barra F	Long km	Pnom MW	R Ohm/km	X Ohm/km	G S/km	B nF/km	Cnx I	Cnx F
1	L2201	Campo Armi□	Pomacocha200	192.3	0	0.061	0.51	0	9.6	1	1
2	L2202	Campo Armi□	Pomacocha200	192.2	0	0.061	0.51	0	9.6	1	1
3	L2205	Pomacocha200	SanJuan220	113.4	0	0.061	0.49	0	8.8	1	1
4	L2206	Pomacocha200	SanJuan220	113.4	0	0.061	0.49	0	8.8	1	1
5	L2218	Campo Armi□	Pachachaca	195.1	0	0.06	0.502	0	9	1	1
6	L2219	Campo Armi□	Pachachaca	195.1	0	0.06	0.502	0	9	1	1
7	L2222	Pachachaca	Callahuanca220	72.94	0	0.056	0.488	0	9	1	1
8	L2223	Pachachaca	Callahuanca220	72.64	0	0.056	0.488	0	9	1	1
9	L2226	Pachachaca	Pomacocha200	13.45	0	0.061	0.5	3.317	8.8	1	1
10	L2203	Campo Armi□	Independencia220	248.5	0	0.061	0.53	0	8.8	1	1
11	L2204	Campo Armi□	Huayucachi220	248.5	0	0.061	0.53	0	8.8	1	1
12	L2207	Independencia220	SanJuan220	214.7	0	0.083	0.485	0.289	9	1	1
13	L2208	Independencia220	SanJuan220	214.7	0	0.083	0.485	0.289	9	1	1
14	L2220	Campo Armi□	Huayucachi220	79.59	0	0.056	0.5	0	7.94	1	1
15	L2221	Huayucachi220	Zapallal220	244.4	0	0.058	0.5	0	7.94	1	1
16	L2242	Zapallal220	Ventanilla220	18	0	0.088	0.495	0	8.98	1	1
17	L2243	Zapallal220	Ventanilla220	18	0	0.06	0.533	0	8.98	1	1
18	L2244	Ventanilla220	Chavarría220	10.56	0	0.087	0.499	0	8.9	1	1
19	L2245	Ventanilla220	Chavarría220	10.56	0	0.087	0.499	0	8.9	1	1
20	L2246	Ventanilla220	Chavarría220	11.06	0	0.087	0.499	0	8.9	1	1
21	L2001	Santa Rosa220	Huinco220	62	0	0.074	0.502	0	8.8	1	1
22	L2002	Santa Rosa220	Huinco220	62	0	0.074	0.502	0	8.8	1	1
23	L2012	SanJuan220	Balnearios220	9.77	0	0.07	0.489	0	0	1	1
24	L2013	SanJuan220	Balnearios220	9.77	0	0.07	0.489	0	0	1	1
25	L2209	Independencia220	Ica220	55.19	0	0.083	0.486	0	9	1	1
26	L1	Campo Armi□	Restitucion220	2.2	0	0.058	0.55	0	8.6	1	1
27	L2	Campo Armi□	Restitucion220	2.2	0	0.058	0.55	0	8.6	1	1
28	L3	Campo Armi□	Restitucion220	2.2	0	0.058	0.55	0	8.6	1	1
29	L2007	Callahuanca220	Matucana220	22.5	0	0.075	0.501	0	0	1	1
30	L2008	Callahuanca220	Chavarría220	55.4	0	0.074	0.496	0	8.9	1	1
31	L2009	Callahuanca220	Cajamaquilla220	36.4	0	0.075	0.464	0	8.9	1	1
32	L2015	Cajamaquilla220	Chavarría220	21.42	0	0.074	0.496	0	8.9	1	1
33	L2256	Yanango220	Pachachaca	89.1	0	0.058	0.508	0	8.6	1	1
34	L2257	Yanango220	Chimay220	29.5	0	0.054	0.52	0	8.6	1	1
35	L2212	Zapallal220	Huacho220	110	0	0.082	0.54	0	10.45	1	1
36	L2213	Huacho220	SEPANU	54	0	0.082	0.54	0	10.45	1	1
37	L2224	SEORO	Pachachaca	21.6	0	0.053	0.509	0	8.66	1	1

	Nombre	Barra I	Barra F	Long km	Pnom MW	R Ohm/km	X Ohm/km	G S/km	B nF/km	Cnx I	Cnx F
38	BY22CO	SER22	COTARUSE	2	0	0.046	0.384	0	11.21	1	1
39	BY21CO	SER21	COTARUSE	2	0	0.046	0.384	0	11.21	1	1
40	BY11CO	SER11	COTARUSE	2	0	0.046	0.384	0	11.21	1	1
41	BY12CO	SER12	COTARUSE	2	0	0.046	0.384	0	11.21	1	1
42	L2051	SER11	Campo Armi□	290	0	0.046	0.384	0	11.21	1	1
43	L2052	SER12	Campo Armi□	290	0	0.046	0.384	0	11.21	1	1
44	L2053	SER21	SOCABAYA220	316	0	0.046	0.384	0	11.21	1	1
45	L2054	SER22	SOCABAYA220	316	0	0.046	0.384	0	11.21	1	1
46	L2211	Ica220	Marcona220	155	0	0.083	0.485	0.05	9	1	1
47	L2005	Chavarria220	Barsi220	9.3	0	0.078	0.52	0	9.05	1	1
48	L2006	Chavarria220	Barsi220	9.3	0	0.078	0.52	0	9.05	1	1
49	L2010	SanJuan220	Santa Rosa220	26.29	0	0.073	0.492	3.325	0	1	1
50	L2011	SanJuan220	Santa Rosa220	26.29	0	0.073	0.492	3.325	0	1	1
51	L2003	Santa Rosa220	Chavarria220	8.348	0	0.073	0.498	3.365	0	1	1
52	L2004	Santa Rosa220	Chavarria220	8.348	0	0.073	0.498	3.365	0	1	1
53	L6111	Callahuanca60 2	Moyopampa60	12.9	0	0.149	0.256	0	6.447	1	1
54	L6011	SantaRosa VNEDN	Moyopampa60	39.8	0	0.119	0.454	0	3.65	1	1
55	L6020	SantaRosa VNEDN	Moyopampa60	39.8	0	0.119	0.454	0	3.65	1	1
56	L6055	Moyopampa60	Salamanca60	44	0	0.105	0.439	0	3.65	1	1
57	L6060	Moyopampa60	Balnearios60	46.35	0	0.105	0.439	0	3.65	1	1
58	L663	Salamanca60	Balnearios60	4.46	0	0.105	0.439	0	3.65	1	1
59	L609	Puente60	Monterrico60	5.79	0	0.11	0.43	0	3.76	1	1
60	L610	Puente60	Balnearios60	7.09	0	0.11	0.43	0	3.76	1	1
61	L611	Monterrico60	Balnearios60	4.96	0	0.109	0.452	0	3.64	1	1
62	L6040	Callahuanca60 2	Huampani60	23.5	0	0.172	0.486	0	3.41	1	1
63	L6544	Huampani60	Nana60	7.88	0	0.123	0.441	0	3.84	1	1
64	L656	Nana60	Huachipa60	8.5	0	0.143	0.438	0	3.59	1	1
65	L6031	Callahuanca60 2	Huachipa60	40.8	0	0.155	0.455	0	3.92	1	1
66	L659	Huachipa60	SantaAnita60	8.5	0	0.17	0.47	0	3.78	1	1
67	L658	SantaAnita60	SantaRosa VNLDS	11.98	0	0.17	0.47	0	3.78	1	1
68	L657	Huachipa60	SantaRosa VNLDS	11.59	0	0.171	0.43	0	3.78	1	1
69	L1101	SEPANU 138	SEPAEX 138	9.43	0	0.264	0.52	0	3.174	1	1
70	L1102	SEPAEX 138	Cahual138	63.36	0	0.287	0.516	0	3.222	1	1
71	L1033	SEPAEX 138	Cahual138	63.36	0	0.287	0.516	0	3.222	1	1
72	L609A	SantaRosa VNLDS	Puente60	6.76	0	0.11	0.43	0	3.78	1	1
73	L609B	SantaRosa VNLDS	Puente60	6.76	0	0.11	0.43	0	3.76	1	1
74	L2251	Aguaytia 220	Tingo Maria 220	73.27	0	0.058	0.505	0	3.31	1	1
75	L2252	Tingo Maria 220	Vizcarra 220	173.7	0	0.058	0.505	0	3.32	1	1
76	L2253	Vizcarra 220	SEPANU	145.3	0	0.058	0.505	0	3.32	1	1
77	L2254	Vizcarra 220	Paragsha2 220	123.9	0	0.053	0.494	0	3.334	1	1
78	L2258	Paragsha2 220	Carhuamayo 220	42.2	0	0.053	0.494	0	3.334	1	1
79	L2259	Carhuamayo 220	SEORO	75.5	0	0.053	0.494	0	3.334	1	1
80	L1125	Aguaytia 138	pucallpa 138	131	0	0.112	0.491	0	3.367	1	1
81	L120	Paragsha2 138	Huanuco 138	86.21	0	0.138	0.508	0	3.321	1	1
82	L121	Tingo Maria 138	Huanuco 138	89.4	0	0.166	0.503	0	3.257	1	1
83	L122	Tingo Maria 138	aucayacu 138	44.42	0	0.139	0.518	0	3.26	1	1
84	L124	aucayacu 138	tocache 138	109.9	0	0.135	0.51	0	3.26	1	1
85	L704	Paragsha2 138	Paragshal 138	1.58	0	0.145	0.489	0	3.395	1	1
86	L703	Paragsha2 138	Carhuamayo 138	39.7	0	0.145	0.489	0	3.395	1	1
87	L702A	Oroya N 138	Caripa 138	20.47	0	0.145	0.489	0	3.395	1	1
88	L702B	Carhuamayo 138	Caripa 138	53.49	0	0.145	0.489	0	3.395	1	1
89	L701A	Yaupi 138	Yuncan 138	14.03	0	0.091	0.491	0	3.409	1	1
90	L701B	Yuncan 138	Santalsabel138	53.2	0	0.055	0.509	0	3.265	1	1
91	L520	Paragshal 50	Excelsior 50	1.22	0	0.171	0.418	0	4.434	1	1
92	L517	Excelsior 50	Shelby 50	18.12	0	0.339	0.469	0	3.534	1	1

	Nombre	Barra I	Barra F	Long km	Pnom MW	R Ohm/km	X Ohm/km	G S/km	B nF/km	Cnx I	Cnx F
93	L515	Shelby 50	Carhuamayo_50	22.94	0	0.269	0.438	0	3.805	1	1
94	L516	Excelsior 50	Huaron 50	18.12	0	0.339	0.469	0	3.534	1	1
95	L514	Huaron 50	Carhuamayo_50	22.94	0	0.269	0.438	0	3.805	1	1
96	L502	Carhuamayo_50	malpaso_50	64.7	0	0.34	0.527	0	3.161	1	1
97	L501B	Carhuamayo_50	Junin 50	27.43	0	0.34	0.527	0	3.161	1	1
98	L501A	Junin 50	malpaso_50	37.25	0	0.34	0.527	0	3.16	1	1
99	L504A	malpaso_50	mayupampa 50	18.26	0	0.17	0.487	0	3.417	1	1
100	L504B	mayupampa 50	Oroya_50	1.819	0	0.171	0.47	0	3.523	1	1
101	L503	malpaso_50	Oroya_50	18.26	0	0.17	0.487	0	3.417	1	1
102	L540	Oroya N_50	Planta Zinc 50	2.679	0	0.145	0.462	0	3.56	1	1
103	L541	Oroya N_50	Planta Zinc 50	2.468	0	0.145	0.462	0	3.56	1	1
104	L538	Oroya N_50	Pachachaca 50	18.19	0	0.356	0.493	0	3.353	1	1
105	L525A	Oroya N_50	Curipata 50	9.842	0	0.215	0.475	0	3.474	1	1
106	L525B	Pachachaca 50	Curipata 50	8.932	0	0.187	0.492	0	3.386	1	1
107	L509	Planta Zinc 50	Oroya_50	2.389	0	0.171	0.497	0	3.324	1	1
108	L2265	Santalsabel220	Carhuamayo_220	53.2	0	0.055	0.509	0	8.658	1	1
109	L2266	Santalsabel220	Carhuamayo_220	53.2	0	0.055	0.509	0	8.658	1	1

Transformadores de dos devanados.

Tabla A.3. Transformadores de dos devanados del Área Centro.

	Nombre	Barra I	Barra F	V pri HV (kV)	V sec LV (kV)	Potencia MVA	Vcc (%)	Conexion
1	TRCHHuinco	Huinco220	CHHuinco	224	12.5	340	12	1
2	TRCHMatucana	Matucana220	CHMatucana	236	12.5	340	12	1
3	TRCHMantaro	Campo Armi	CHMantaro	240	13.8	720	10.08	1
4	TRCHRestitucion	Restitucion220	CHRestitucion	240	13.8	147	12.5	1
5	TRCHYanango	Yanango220	CHYanango	230	10	50	11.69	1
6	TRCHChimay	Chimay220	CHChimay	230	13.8	168	12.5	1
7	TR UTI6	SanJuan220	UTI6	220	13.8	72	12.78	1
8	TR UTI5	SanJuan220	UTI5	220	13.8	72	12.78	1
9	TR SVCchava	Chavarria60	SVCchava	60	4.86	40	14.2	1
10	TR SVC	Balnearios60	SVCBalnea	60	7	60	14.24	1
11	SJUAN 220 T1	SanJuan220	SanJuan60	210	62.4	120	11.6	1
12	T-3	Chavarria220	Chavarria60	210	62.4	180	11.6	1
13	T-1	Chavarria220	Chavarria60	210	62.4	120	11.6	1
14	T-2	Chavarria220	Chavarria60	210	62.4	120	11.6	1
15	T-1	Santa Rosa220	SantaRosa VNEDN	210	62.5	85	11.75	1
16	T-2	Santa Rosa220	SantaRosa VNEDN	210	62.5	85	11.75	1
17	SROSAN220 T3	Santa Rosa220	SantaRosa VNLDS	210	62.5	85	11.75	1
18	SROSAN220 T4	Santa Rosa220	SantaRosa VNLDS	210	62.5	120	11.75	1
19	TR 2	Balnearios220	Balnearios60	200	62.4	120	11.32	1
20	TR 3	Balnearios220	Balnearios60	200	62.4	120	11.32	1
21	TR 4	Balnearios220	Balnearios60	200	62.4	120	11.32	1
22	T3-261 220/60	Independencia220	Independencia60	220	62.3	50	9.689	1
23	TR CS	Independencia60	IndComp	60	10	60	5.856	1
24	T1-261	SanJuan220	SanJuanREP60	220	62.3	50	9.27	1
25	TR SECallahuanca	Callahuanca220	Callahuanca60	220	62.5	85	11.75	1
26	TR CHCallahuanca1	Callahuanca60	Callahuanca6	64	6.5	52.5	9.5	1
27	T6-261 220/60	Marcona220	Marcona60	210	62	50	9.44	1
28	T8-261 220/60	Huayucachi220	Huayucachi 60	225	62.3	30	12.11	1
29	T19-261 220/60	Huayucachi220	Huayucachi 60	225	62.3	30	12.3	1
30	TRCHCallahuanca 2	Callahuanca60 2	Callahuanca6 2	64	6.5	17.15	9.5	1

	Nombre	Barra I	Barra F	V pri HV (kV)	V sec LV (kV)	Potencia MVA	Vcc (%)	Conexion
31	TRCHMoyopampa	Moyopampa60	Moyopampa0	67.8	9.5	30.3	9.2	1
32	TRCHHuampani	Huampani60	Huampani10	64.5	10	22.4	7.72	1
33	TRCHCahua	Cahua138	Cahua10	145.5	10	27.6	9.7	1
34	TR3	Ventanilla220	VentanillaTG3	220	16	215	12	1
35	TR4	Ventanilla220	VentanillaTG4	220	16	215	12	1
36	T6-261 60/10	Marcona60	Marcona10	62.3	10.3	75	5	1
37	T-1 220/60	Barsi220	Barsi60	200	62.46	85	11.75	1
38	T-2 220/60	Barsi220	Barsi60	200	62.46	85	11.75	1
39	T-3 220/60	Barsi220	Barsi60	200	62.46	120	11.75	1
40	T10-216	SEPANU	SEPANU 138	220	138	65	15.2	1
41	TR7	Santa Rosa220	TG7	220	13.8	140	11.6	1
42	SJUAN 220 T2	SanJuan220	SanJuan60	210	62.4	120	11.6	1
43	T4-261 220/60	Independencia220	Independencia60	220	62.3	50	9.689	1
44	TR-TG1	Aguaytia 220	Aguaytia 131	223	13.8	60	7.24	1
45	TR-TG2	Aguaytia 220	Aguaytia 132	223	13.8	60	7.24	1
46	TR SETMaria 220/138	Tingo Maria 220	Tingo Maria 138	220	138	50	12.6	1
47	T27-11	Tingo Maria 138	Tingo Maria 10	138	10.5	16.7	15.3	1
48	T37-211	Paragsha2 220	Paragsha2 138	220	127	120	9.2	1
49	T26-121	Huanuco 138	Huanuco 10	138	10	23.3	14.9	1
50	TR SEParag138/50/12	Paragshal 138	Paragshal 50	120	48	44	7.72	1
51	T2	Oroya N 138	Oroya N 50	115	48	30	8	1
52	T3	Oroya N 138	Oroya N 50	115	48	30	7.8	1
53	T1	SEORO	Oroya N 50	220	50	100	12.45	1
54	TRSECarhual38/50/12.6	Carhuamayo 138	Carhuamayo 50	138	50	30	8.83	1
55	TRCHYaupil	Yaupi 138	Yaupi 13A	132	13.2	50	11	1
56	TRCHYaupi2	Yaupi 138	Yaupi 13B	132	13.2	75	11	1
57	TRCHMalpaso	malpaso 50	malpaso 6.9	50	6.9	68	8.54	1
58	TRCHOroya	Oroya 50	Oroya 2.3	48	2.4	11	10.55	1
59	TRCHPachachaca	Pachachaca 50	Pachachaca 2	50	2.3	18	11.84	1
60	T38-211	Aguaytia 220	Aguaytia 138	220	138	60	9.8	1
61	T39-161	pucallpa 138	pucallpa 60	138	60	55	8.2	1
62	T26-121	Huanuco 138	Huanuco 22	138	24	23.3	9.27	1
63	Yarina1	pucallpa 60	yarinacocha 10	60	10	14	7.923	1
64	Yarina2	pucallpa 60	yarinacocha 10	60	10	14	7.923	1
65	ATRStalsabel	Santalsabel220	Santalsabel138	220	138	120	11.14	1
66	TRCHYuncan	Santalsabel220	Yuncan13.8	220	13.8	144.6	4.08	1
67	TRlca	lca220	lca60	220	62	50	9.28	1

Compensadores Shunt.

Tabla A.4. Tabla de Compensadores Shunt del Área Centro.

	nombre	barra	Q nom	on
1	BC9	SanJuan60	30	1
2	bancosStaRosa	SantaRosa VNEDN	15	1
3	bancosChava	Chavarria60	40	1
4	bancosBalne	Balnearios60	30	1
5	XL11	COTARUSE	-50	1
6	XL12	COTARUSE	-50	1
7	XL13	COTARUSE	-50	1
8	XL14	COTARUSE	-50	1
9	BC8	SanJuanREP60	30	1
10	R3	Marcona10	-5	0

	nombre	barra	Q nom	on
11	R4	Marcona10	-5	0
12	BC10	SanJuan60	30	1
13	BC11	SanJuan60	30	1
14	R TingoMaria	Tingo Maria 220	-30	1
15	R11	pucallpa 138	-8	1
16	B1	Oroya N 50	9.6	1
17	B2	Oroya N 50	9.6	1
18	B SEPachachaca	Pachachaca 50	9.6	1
19	B SEParagshal	Paragshal 50	12	1
20	BC4	Huanuco 10	2.2	1
21	BC6	Tingo Maria 10	2.2	1

### Área Norte:

Barras.

Tabla. A.5. Barras del Área Norte.

	Nombre	Vnom	Sistema		Nombre	Vnom	Sistema
1	Tumbes60	60	3	30	CTPacasmayo-Man	2.3	3
2	Tumbes10	10	3	31	CH GallitoCiego60	60	3
3	Zorritos60	60	3	32	CH GallitoCiego10	10	3
4	Zorritos220	220	3	33	Cajamarca 60	60	3
5	Talara220	220	3	34	Trujillo Norte220	220	3
6	Talara13.8	13.8	3	35	Trujillo Norte138	138	3
7	Talara13.2	13.2	3	36	Cajamarca Norte220	220	3
8	Piura220	220	3	37	Porvenir	138	3
9	Piura60	60	3	38	Trujillo Sur 138	138	3
10	Paita60	60	3	39	Trujillo Sur 1 10	10	3
11	CT PaitaEMD	4.16	3	40	Trujillo Sur 33	33	3
12	CT Paita10	10	3	41	Chimbote220	220	3
13	El arenal 60	60	3	42	Chimbote138	138	3
14	Sullana 60	60	3	43	Chimbote13.8	13.8	3
15	CH Curumuy 60	60	3	44	Huallanca138	138	3
16	CH Curumuy 10	10	3	45	Chimbote2 138	138	3
17	Textil 60	60	3	46	SiderNorte 13.8	13.8	3
18	Der Curumuy 60	60	3	47	SiderSur 13.8	13.8	3
19	Piura Centro 60	60	3	48	SEPANU220	220	3
20	Piura Centro 10	10	3	49	carhuaquero 220	220	3
21	CT Piura10	10	3	50	carhuaquero 10	10	3
22	CT Piura4	4	3	51	machala 220	220	3
23	Chiclayo220	220	3	52	Trujillo Norte 10	10	3
24	Chiclayo60	60	3	53	Huallanca13.8	13.8	3
25	CT Chiclayo	10	3	54	CT PaitaSKD	2.4	3
26	Guadalupe220	220	3	55	SVC Chiclayo	8	3
27	Guadalupe60	60	3	56	SVC Trujillo	8	3
28	Cmts Pacasmayo 60	60	3	57	Sullana 10	10	3
29	Cmts Pacasmayo 6.3	6.3	3	58	Sullana 4.18	4.18	3

Líneas de Transmisión.

Tabla A.6. Líneas de Transmisión del Área Norte.

	Nombre	Barra I	Barra F	Long km	Pnom MW	R Ohm/km	X Ohm/km	G S/km	B nF/km	Cnx I	Cnx F
1	L2280	Zorritos220	Machala 220	50	0	0.081	0.504	0	8.662	1	1
2	L2249	Zorritos220	Talara220	137	0	0.081	0.5	0	8.697	1	1
3	L2248	Piura220	Talara220	103.8	0	0.081	0.5	0.099	8.868	1	1
4	L2238	Piura220	Chiclayo220	211.2	0	0.084	0.494	0.487	8.95	1	1
5	L2236	Chiclayo220	Guadalupe220	83.62	0	0.08	0.533	0.808	8.95	1	1
6	L2234	Guadalupe220	Trujillo Norte220	103.2	0	0.093	0.533	0.514	8.95	1	1
7	L2232	Trujillo Norte220	Chimbote220	134	0	0.067	0.48	0.702	9.2	1	1
8	L2233	Trujillo Norte220	Chimbote220	134	0	0.058	0.483	0.702	9.2	1	1
9	L2215	SEPANU220	Chimbote220	221.2	0	0.09	0.48	0.765	9	1	1
10	L2240	Chiclayo220	carhuaquero 220	83	0	0.09	0.49	0	8.359	1	1
11	L2260	Trujillo Norte220	Cajamarca Norte220	100	0	0.055	0.493	0.514	9.521	1	1
12	L-6666	Tumbes60	Zorritos60	0.3	0	0.158	0.469	3.35	0	1	1
13	L6654	Piura60	Paita60	45.78	0	0.155	0.496	0	8.1	1	1
14	L6663	Paita60	El arenal 60	25.59	0	0.304	0.513	0	8.1	1	1
15	L6662	El arenal 60	Sullana 60	43.53	0	0.304	0.513	0	8.1	1	1
16	L6651	Piura60	Textil 60	4.61	0	0.304	0.465	0	8.1	1	1
17	L6661	Der Curumuy 60	Sullana 60	8	0	0.24	0.44	0	8.1	1	1
18	L6650	Piura60	Piura Centro 60	7.35	0	0.27	0.515	0	8.1	1	1
19	LX1	CH Curumuy 60	Der Curumuy 60	3.99	0	0.304	0.465	0	8.1	1	1
20	L6652	Textil 60	Der Curumuy 60	21.41	0	0.304	0.465	0	8.1	1	1
21	inter 1	Piura Centro 10	CT Piura10	0.8	0	0.155	0.373	4.51	0	1	1
22	inter 2	Piura Centro 10	CT Piura10	0.8	0	0.155	0.373	4.51	0	1	1
23	L6652	Guadalupe60	Cmts Pacasmayo 60	17	0	0.08	0.41	0	4.34	1	1
24	L6646	Guadalupe60	CH GallitoCiego60	30.4	0	0.157	0.489	3.369	0	1	1
25	L6656	Guadalupe60	CH GallitoCiego60	30.4	0	0.157	0.489	3.369	0	1	1
26	L6045	CH GallitoCiego60	Cajamarca 60	94.2	0	0.131	0.457	3.61	0	1	1
27	L6042/ L6043/ L6044	CH GallitoCiego60	Cajamarca 60	94.45	0	0.131	0.457	3.61	0	1	1
28	L1117	Trujillo Norte138	Porvenir	11.57	0	0.186	0.48	0.48	9.354	1	1
29	L1128	Porvenir	Trujillo Sur 138	5.43	0	0.294	0.48	0.48	9.012	1	1
30	L1103	Chimbote138	Huallanca138	83.97	0	0.121	0.48	0	9.18	1	1
31	L1104	Chimbote138	Huallanca138	83.97	0	0.121	0.48	0	9.18	1	1
32	L1105	Chimbote138	Huallanca138	83.97	0	0.121	0.48	0	9.18	1	1
33	L1106	Chimbote138	Chimbote2 138	8.5	0	0.142	0.48	0	9.13	1	1
34	L1107	Chimbote138	Chimbote2 138	8.5	0	0.142	0.48	0	9.13	1	1

Transformadores de dos devanados.

Tabla A.7. Transformadores de dos devanados del Área Norte.

	Nombre	Barra I	Barra F	V pri HV (kV)	V sec LV (kV)	Potencia MVA	Vcc (%)	Conexión
1	T33-261	Zorritos220	Zorritos60	220	60	50	11.35	1
2	TR Tumbes	Tumbes60	Tumbes10	60	10	25	16.1	1
3	TR 125 MVA	Talara220	Talara13.8	220	13.8	125	12.37	1
4	T20-21	Talara220	Talara13.2	220	13.2	75	12.1	1
5	T15-261	Piura220	Piura60	220	62	50	8.967	1
6	T32-261	Piura220	Piura60	220	62	50	8.967	1
7	T14-261	Chiclayo220	Chiclayo60	220	60	50	9.75	1
8	T16-261	Chiclayo220	Chiclayo60	220	60	50	9.75	1
9	T13-261	Guadalupe220	Guadalupe60	220	60	30	13.52	1
10	T17-261	Guadalupe220	Guadalupe60	220	60	30	13.23	1
11	T12-211	Trujillo Norte220	Trujillo Norte138	220	138	100	6.7	1

	Nombre	Barra I	Barra F	V pri HV (kV)	V sec LV (kV)	Potencia MVA	Vcc (%)	Conexión
12	T31-211	Trujillo Norte 220	Trujillo Norte 138	220	138	100	6.7	1
13	T30-211	Chimbote 220	Chimbote 138	220	138	120	10.9	1
14	T11-211	Chimbote 220	Chimbote 138	220	138	120	10.9	1
15	TR Paita 4.16	Paita 60	CT Paita EMD	60	4.16	8	14.61	1
16	TR Paita 10	Paita 60	CT Paita 10	60	10	8	8	1
17	TR Paita SKD	CT Paita 10	CT Paita SKD	10	2.4	8	8	1
18	TR curumuy	CH Curumuy 60	CH Curumuy 10	60	10	15	12.37	1
19	TR Piura centro	Piura Centro 60	Piura Centro 10	60	10	30	14.9	1
20	TR CT Piura	CT Piura 0	CT Piura 4	10	4.8	5	5.3	1
21	TR Chiclayo GMT	Chiclayo 60	CT Chiclayo	60	10	17.5	11.6	1
22	TR Chiclayo SLZ	Chiclayo 60	CT Chiclayo	60	10	14	9.5	1
23	TR SVC Chiclayo	Chiclayo 60	SVC Chiclayo	60	8	30	10.5	1
24	TR Pacasmayo	Cmts Pacasmayo 60	Cmts Pacasmayo 6.3	60	6.3	25	8.5	1
25	TR Man	Cmts Pacasmayo 6.3	CT Pacasmayo-Man	6.3	2.3	1.5	8	1
26	TR1 Gallito Ciego	CH Gallito Ciego 60	CH Gallito Ciego 10	60	10.5	25	8.5	1
27	TR2 Gallito Ciego	CH Gallito Ciego 60	CH Gallito Ciego 10	60	10.5	25	8.5	1
28	T29-11	Trujillo Norte 138	Trujillo Norte 10	138	10	33	10.7	1
29	T25-11	Trujillo Norte 138	SVC Trujillo	138	8	30	10.1	1
30	TR Trujillo Sur 1	Trujillo Sur 138	Trujillo Sur 1 10	138	10.71	30	10.18	1
31	TR Trujillo Sur 2	Trujillo Sur 138	Trujillo Sur 1 10	138	10.71	30	10.18	1
32	TR Trujillo Sur 3	Trujillo Sur 33	Trujillo Sur 1 10	33	10	6	10	1
33	T 138/13.8 A	Chimbote 2_138	Sider Norte_13.8	138	13.8	45	8.4	1
34	T 138/13.8 B	Chimbote 2_138	Sider Sur_13.8	138	13.8	45	8.4	1
35	TR Cañon del Pato	Huallanca 138	Huallanca 3.8	142	13.8	300		1
36	TR Carhuaquero	carhuaquero 220	carhuaquero 10	225	10	105	10.15	1
37	TR Chimbote	Chimbote 138	Chimbote 13.8	138	13.8	120	24.3	1
38	TR Chimbote	Chimbote 138	Chimbote 3.8	138	13.8	120	24.3	1
39	TR Sullana 60/10	Sullana 60	Sullana 10	60	10	14	8.04	1
40	TR Sullana 10/4.18	Sullana 10	Sullana 4.18	10	4.18	10	5.3	1

### Compensadores Shunt.

Tabla A.8. Tabla de Compensadores Shunt del Área Norte.

	nombre	barra	Q nom	on
1	R10 TALARA	Talara 220	-20	0
2	R7 PIURA	Piura 220	-20	0
3	R5 GUADALUPE	Guadalupe 220	-20	0
4	BC PIURA CENTRO	Piura Centro 10	1.8	0
5	BC PACASMAYO	Cmts Pacasmayo 60	12	1
6	BC CAJAMARCA	Cajamarca 60	0	0
7	BC1 Chimbote	Chimbote 13.8	20	1
8	BC2 Chimbote	Chimbote 3.8	15	1

### Área Sur:

#### Barras.

Tabla A.9. Barras del Área Norte.

	Nombre	Vnom	Sistema		Nombre	Vnom	Sistema
1	SOCABAYA 220	220	4	56	CHILINA TG 13.8	13.8	4
2	SOCABAYA 138	138	4	57	CHILINA SLZI 10.4	10	4

	Nombre	Vnom	Sistema		Nombre	Vnom	Sistema
3	SOCABAYA 33	33	4	58	CHILINA SLZ2 10.4	10	4
4	MOQUEGUA 220	220	4	59	ARICOTA2 138	138	4
5	MOQUEGUA 138	138	4	60	ARICOTA2 66	66	4
6	ILO2 220	220	4	61	ARICOTA2 10.5 1	10	4
7	ILO2 17	17	4	62	ARICOTA1 66	66	4
8	BOTIFLACA 138	138	4	63	ARICOTA1 10.5 1	10	4
9	BOTIFLACA 6.9	6.9	4	64	Tomasiri 66	66	4
10	BOTIFLACA 69	69	4	65	Los Heroes 220	220	4
11	ILOI 138	138	4	66	Los Heroes 66	66	4
12	ILOI TVI,2	13.8	4	67	Tacna 66	66	4
13	ILOI CAT	4.16	4	68	Tacna 10.5	10	4
14	ILOI TV3	13.8	4	69	Yarada 66	66	4
15	ILOI TV4	13.8	4	70	Yarada 10.5 1	10	4
16	ILOI TGI	13.8	4	71	Yarada 10.5 2	10	4
17	ILOI TG2	13.8	4	72	Calana 66	66	4
18	QUEB HONDA 138	138	4	73	Calana 4 10.5	10	4
19	QUEB HONDA 13.8	13.8	4	74	Calana 1,2,3 10.5	10	4
20	ILO ELECTROSUR 138	138	4	75	Puno 220	220	4
21	ILO ELECTROSUR 10.5	10.5	4	76	Puno 138	138	4
22	REFINERIA 138	138	4	77	Puno 60	60	4
23	REFINERIA 10.5	10.5	4	78	Bellavista 60	60	4
24	PUSH BACK 138	138	4	79	Bellavista 10	10	4
25	MILL SITE 138	138	4	80	Bellavista 2.3	2.3	4
26	MILL SITE TRI 13.8	13.8	4	81	Juliaca 138	138	4
27	MILL SITE TR2 13.8	13.8	4	82	Juliaca 60	60	4
28	MILL SITE TR3 13.8	13.8	4	83	Juliaca 10	10	4
29	TOQUEPALA 138	138	4	84	Machupicchu 138	138	4
30	LIXIVIACION 138	138	4	85	Machupicchu G1	13.8	4
31	LIXIVIACION 13.8	13.8	4	86	Machupicchu G2	13.8	4
32	CERRO VERDE 138	138	4	87	Machupicchu G3	13.8	4
33	CYPRUS 138	138	4	88	Cachimayo 138	138	4
34	REPARTICION 138	138	4	89	Cachimayo 6.4	6.4	4
35	EL ALTO 138	138	4	90	Dolorespata 138	138	4
36	MOLLENDO 138	138	4	91	Dolorespata 11.5	11.5	4
37	MOLLENDO TGI 13.8	13.8	4	92	Quencoro 138	138	4
38	MOLLENDO TG2 13.8	13.8	4	93	Quencoro 33 1	33	4
39	MOLLENDO MIRR 13.8	13.8	4	94	Quencoro 33 2	33	4
40	JESUS 33	33	4	95	Combapata	138	4
41	PQ IND 33	33	4	96	Tintaya 138	138	4
42	CERVESUR 33	33	4	97	Tintaya 10.5	10	4
43	CHALLAPAMPA 33	33	4	98	Tintaya 10	10	4
44	CHILINA AMP 33	33	4	99	Ayaviri 138	138	4
45	CHILINA ANT 33	33	4	100	Callalli 138	138	4
46	CHILINA 138	138	4	101	Azangaro 138	138	4
47	CHARCANI VI 33	33	4	102	San Rafael 138	138	4
48	CHARCANI VI 5.25	5.25	4	103	San Gaban 138	138	4
49	CHARCANI IV 33	33	4	104	San Gaban G1	13.8	4
50	CHARCANI IV 5.25	5.25	4	105	San Gaban G2	13.8	4
51	CHARCANI II,III 33	33	4	106	Santuario 138	138	4
52	CHARCANI II,III 5.25	5.25	4	107	der cachimayo	138	4
53	CHARCANI I 4.16	4.16	4	108	PQ IND 66	66	4
54	CHILINA TVI,2 5.25	5.25	4	109	Charcani V	13.8	4
55	CHILINA TV3 10.5	10	4				

Líneas de Transmisión.

Tabla A.10. Líneas de Transmisión del Área Norte.

	Nombre	Barra I	Barra F	Long km	Pnom MW	R Ohm/k m	X Ohm/k m	G S/km	B nF/km	Cnx I	Cnx F
1	L2025	SOCABAYA 220	MOQUEGUA 220	106.7	0	0.066	0.491	0	9	1	1
2	L2026	SOCABAYA 220	MOQUEGUA 220	106.7	0	0.066	0.491	0	9	1	1
3	L2027	MOQUEGUA 220	ILO2 220	72.45	0	0.072	0.39	0	11.18	1	1
4	L2028	MOQUEGUA 220	ILO2 220	72.45	0	0.072	0.39	0	11.18	1	1
5	L2029	MOQUEGUA 220	Los Heroes 220	124.3	0	0.061	0.512	0	9	1	1
6	L2030	MOQUEGUA 220	Puno 220	33.48	0	0.057	0.506	0	9.22	1	1
7	L1021	SOCABAYA 138	Santuario 138	20.7	0	0.157	0.528	0	0	1	1
8	L1022	SOCABAYA 138	Santuario 138	20.7	0	0.157	0.528	0	0	1	1
9	L1020	Callalli 138	Santuario 138	83.4	0	0.097	0.51	0	0	1	1
10	L1126	Santuario 138	CHILINA 138	17.67	0	0.147	0.494	0	9.507	0	0
11	L1023	SOCABAYA 138	CERRO VERDE 138	10.8	0	0.157	0.528	0	0	1	1
12	L1024	SOCABAYA 138	CERRO VERDE 138	10.8	0	0.157	0.528	0	0	1	1
13	L1028	CERRO VERDE 138	CYPRUS 138	0.3	0	0.157	0.528	0	0	1	1
14	L1029	CERRO VERDE 138	REPARTICION 138	23	0	0.148	0.528	0	0	1	1
15	L1030	REPARTICION 138	MOLLENDO 138	64	0	0.148	0.528	0	0	1	1
16	L1031	REPARTICION 138	EL ALTO 138	46	0	0.135	0.486	0	0	1	1
17	L1381	MOQUEGUA 138	BOTIFLACA 138	30.76	0	0.076	0.48	0	0	1	1
18	L1382	MOQUEGUA 138	BOTIFLACA 138	32.5	0	0.072	0.477	0	0	1	1
19	L1025	MOQUEGUA 138	TOQUEPALA 138	38.7	0	0.144	0.534	0	0	1	1
20	L1384	MOQUEGUA 138	MILL SITE 138	38.7	0	0.144	0.534	0	0	1	1
21	L1388	MILL SITE 138	LIXIVIACION 138	0.5	0	0.12	0.506	0	0	1	1
22	L1383	MOQUEGUA 138	ILOI 138	58.5	0	0.072	0.498	0	0	1	1
23	L1386-1	BOTIFLACA 138	PUSH BACK 138	5	0	0.122	0.491	0	0	1	1
24	L1386-2	PUSH BACK 138	MILL SITE 138	27.04	0	0.122	0.491	0	0	1	1
25	L1385-1	ILOI 138	ILO ELECTROSUR 138	4.55	0	0.134	0.516	0	0	1	1
26	L1385-2	ILO ELECTROSUR 138	QUEB HONDA 138	62.46	0	0.122	0.49	0	0	1	1
27	L1385-3	QUEB HONDA 138	MILL SITE 138	28.04	0	0.134	0.491	0	0	1	1
28	L1387	ILOI 138	REFINERIA 138	9.78	0	0.134	0.516	0	0	1	1
29	L1020X	MILL SITE 138	LIXIVIACION 138	1	0	1	1	0	0	0	0
30	L1026	TOQUEPALA 138	ARICOTA2 138	35.5	0	0.12	0.506	0	0	1	1
31	L1012	Juliaca 138	Puno 138	37	0	0.112	0.503	0	0	1	1
32	L1011	Azangaro 138	Juliaca 138	78.2	0	0.137	0.503	0	0	1	1
33	L1006-2	Ayaviri 138	Azangaro 138	42.42	0	0.137	0.503	0	0	1	1
34	L1006-1	Tintaya 138	Ayaviri 138	82.5	0	0.136	0.503	0	0	1	1
35	L1010	Azangaro 138	San Gaban 138	159.3	0	0.111	0.503	0	0	1	1
36	L1009	Azangaro 138	San Rafael 138	89.29	0	0.111	0.503	0	0	1	1
37	L1013	San Rafael 138	San Gaban 138	76.48	0	0.111	0.503	0	0	1	1
38	L1005-1	Quencoro 138	Combapata	87.52	0	0.158	0.508	0	0	1	1
39	L1005-2	Combapata	Tintaya 138	101.1	0	0.158	0.508	0	0	1	1
40	L1002-1	Machupicchu 138	der. cachimayo	75.64	0	0.146	0.52	0	0	1	1
41	L1002-2	der. cachimayo	Quencoro 138	23.7	0	0.146	0.52	0	0	1	1
42	L1001	Machupicchu 138	Cachimayo 138	78.55	0	0.157	0.501	0	0	1	1
43	L1003	Cachimayo 138	Dolorespata 138	13.5	0	0.157	0.501	0	0	1	1
44	L1004	Dolorespata 138	Quencoro 138	8.34	0	0.146	0.52	0	0	1	1
45	L1008	Tintaya 138	Callalli 138	96.3	0	0.112	0.51	0	0	1	1
46	L0503-1	JESUS 33	CHILINA AMP 33	9.77	0	0.345	0.483	0	0	1	1
47	L0503-2	JESUS 33	CHILINA AMP 33	9.77	0	0.345	0.483	0	0	1	1
48	L0605-1	JESUS 33	SOCABAYA 33	8.37	0	0.345	0.483	0	0	1	1
49	L0605-2	JESUS 33	SOCABAYA 33	8.37	0	0.345	0.483	0	0	1	1
50	L0604-1 TRAMO I	PQ IND 33	CERVESUR 33	1	0	0.345	0.483	0	0	1	1

	Nombre	Barra I	Barra F	Long km	Pnom MW	R Ohm/k m	X Ohm/k m	G S/km	B nF/km	Cnx I	Cnx F
51	L0604-2 TRAMO 1	PQ IND 33	CERVESUR 33	1	0	0.345	0.483	0	0	1	1
52	L0604-1 TRAMO 2	CERVESUR 33	CHALLAPAMPA 33	4.43	0	0.345	0.483	0	0	1	1
53	L0604-2 TRAMO 2	CERVESUR 33	CHALLAPAMPA 33	4.43	0	0.345	0.483	0	0	1	1
54	L0604-1 TRAMO 3	CHALLAPAMPA 33	CHILINA AMP 33	2.97	0	0.345	0.483	0	0	1	1
55	L0604-2 TRAMO 3	CHALLAPAMPA 33	CHILINA AMP 33	2.97	0	0.345	0.483	0	0	1	1
56	L0304-1	SOCABAYA 33	PQ IND 33	8.17	0	0.292	0.455	0	0	1	1
57	L0304-2	SOCABAYA 33	PQ IND 33	8.17	0	0.292	0.455	0	0	1	1
58	L3002	CHILINA ANT 33	CHILINA AMP 33	0.2	0	0.345	0.483	0	0	1	1
59	L3003	CHILINA ANT 33	CHILINA AMP 33	0.2	0	0.345	0.483	0	0	1	1
60	L3103	CHILINA ANT 33	CHARCANI IV 33	7.5	0	0.345	0.483	0	0	1	1
61	L3104	CHILINA ANT 33	CHARCANI IV 33	7.5	0	0.345	0.483	0	0	1	1
62	L3004	CHARCANI IV 33	CHARCANI II,III 33	7.5	0	0.345	0.483	0	0	1	1
63	L3000	CHILINA AMP 33	CHARCANI VI 33	13.2	0	0.345	0.483	0	0	1	1
64	L3001	CHILINA AMP 33	CHARCANI VI 33	13.2	0	0.345	0.483	0	0	1	1
65	L6617	ARICOTA2 66	ARICOTA1 66	5.6	0	0.252	0.46	0	0	1	1
66	L6620	ARICOTA2 66	Tomasiri 66	58.3	0	0.252	0.46	0	0	1	1
67	L6637	Tomasiri 66	Los Heroes 66	29.3	0	0.252	0.46	0	0	1	1
68	L6640	Los Heroes 66	Tacna 66	6.1	0	0.252	0.46	0	0	1	1
69	L6659	Tacna 66	Yarada 66	27.3	0	0.252	0.46	0	0	1	1
70	L6677	Tacna 66	PQ IND 66	7.2	0	0.252	0.46	0	0	1	1
71	L6687	PQ IND 66	Calana 66	4	0	0.252	0.46	0	0	1	1
72	L-Bel lavista	Puno 60	Bellavista 60	37.5	0	0.231	0.423	3.644	9.665	1	1

Transformadores de dos devanados.

Tabla A.11. Transformadores de dos devanados del Área Norte.

	Nombre	Barra I	Barra F	V pri HV (kV)	V sec LV (kV)	Potencia MVA	Vcc (%)	Conexión
1	ATRI 220/138	SOCABAYA 220	SOCABAYA 138	220	138	90	13.5	1
2	ATR2 220/138	SOCABAYA 220	SOCABAYA 138	220	138	90	13.5	1
3	TR 1 138/35.5	SOCABAYA 138	SOCABAYA 33	138	35.5	45	10.86	1
4	TR 2 138/35.5	SOCABAYA 138	SOCABAYA 33	138	35.5	45	10.86	1
5	T1-CHARCANI V	Santuario 138	Charcani V	142	13.8	171	13.22	1
6	T2-CHARCANI V	Santuario 138	Charcani V	142	13.8	57	13.22	0
7	T3-CHARCANI V	Santuario 138	Charcani V	142	13.8	57	13.22	0
8	T-CHARCANI VI	CHARCANI VI 33	CHARCANI VI 5.25	35.6	5.25	11.2	8	1
9	CHARCANI IV	CHARCANI IV 33	CHARCANI IV 5.25	33.6	5.25	18	6.2	1
10	CHARCANI I	CHARCANI II,III 5.25	CHARCANI I 4.16	5.25	4.16	2	5	1
11	T-123	CHARCANI II,III 33	CHARCANI II,III 5.25	33.6	5.25	11.5	5.1	1
12	TR-L1126	CHILINA 138	CHILINA AMP 33	138	35.5	45	10.86	1
13	T-CONV.	CHILINA ANT 33	CHILINA TV1,2 5.25	32.8	5.25	11.5	6.1	1
14	T-T10(TV3)	CHILINA ANT 33	CHILINA TV3 10.5	33.48	10.5	12.5	8.8	1
15	T-T11(TG1)	CHILINA ANT 33	CHILINA TG 13.8	33	13.8	28	11.88	1
16	T-T12(SULZER1)	CHILINA ANT 33	CHILINA SLZ1 10.4	34.9	10.4	7.7	8.85	1
17	T-T13(SULZER2)	CHILINA ANT 33	CHILINA SLZ2 10.4	34.9	10.4	7.7	8.47	1
18	TR-G1.2,3	MOLLENDO 138	MOLLENDO MIRR 13.8	138	13.8	32	10	1
19	T-T20 (TG1)	MOLLENDO 138	MOLLENDO TG1 13.8	138	13.8	40	12.6	1
20	T-T20(TG2)	MOLLENDO 138	MOLLENDO TG2 13.8	138	13.8	40	12.6	1
21	T-1	II.O2 220	II.O2 17	220	17	169	12	1

	Nombre	Barra I	Barra F	V pri HV (kV)	V sec LV (kV)	Potencia MVA	Vcc (%)	Conexión
22	T-MT1	MOQUEGUA 220	MOQUEGUA 138	220	138	300	13.56	1
23	T-MT2	MOQUEGUA 220	MOQUEGUA 138	220	138	300	13.56	1
24	T-1	BOTIFLACA 138	BOTIFLACA 6.9	138	6.9	58	19.6	1
25	T-2	BOTIFLACA 138	BOTIFLACA 6.9	138	6.9	58	19.6	1
26	T-3	BOTIFLACA 138	BOTIFLACA 6.9	138	6.9	58	28.1	1
27	T-3	BOTIFLACA 138	BOTIFLACA 69	138	69	15	8.5	1
28	T-4	BOTIFLACA 138	BOTIFLACA 69	138	69	15	9.54	1
29	T LIXIV.	LIXIVIACION 138	LIXIVIACION 13.8	138	13.8	30	8	1
30	T1 MILLSITE	MILL SITE 138	MILL SITE TR1 13.8	138	13.8	33	10.6	1
31	T2 MILLSITE	MILL SITE 138	MILL SITE TR2 13.8	138	13.8	33	10.3	1
32	T3A MILLSITE	MILL SITE 138	MILL SITE TR3 13.8	138	13.8	33	10	1
33	TR QHT1	QUEB HONDA 138	QUEB HONDA 13.8	138	13.8	7.5	7.25	1
34	T1 REFIN.	REFINERIA 138	REFINERIA 10.5	138	10.5	15	9.69	1
35	T2 REFIN.	REFINERIA 138	REFINERIA 10.5	138	10.5	22.4	9.7	1
36	TR-IT1	ILOI 138	ILOI TV1,2	138	13.8	33	10	1
37	TR-IT2	ILOI 138	ILOI TV1,2	138	13.8	33	10	1
38	TR-IT3	ILOI 138	ILOI TV3	138	13.8	70	12	1
39	TR-IT4	ILOI 138	ILOI TV4	138	13.8	70	12	1
40	TR-IT5	ILOI 138	ILOI TG1	138	13.2	48	11.53	1
41	TR-IT6	ILOI 138	ILOI TG2	132	13.8	135	11.4	1
42	T -TAPAR.	Bellavista 10	Bellavista 2.3	10	2.4	2.25	5	1
43	Bellavista	Bellavista 60	Bellavista 10	60	10	12	8.6	1
44	T-1	San Gaban 138	San Gaban G1	138	13.8	65	9.878	1
45	T-2	San Gaban 138	San Gaban G2	138	13.8	65	9.878	1
46	T-G1	Machupicchu 138	Machupicchu G1	138	13.8	33.5	11	1
47	T-G2	Machupicchu 138	Machupicchu G2	138	13.8	33.5	11	1
48	T-G3	Machupicchu 138	Machupicchu G3	138	13.8	33.5	11	1
49	T-138/11.5	Dolorespata 138	Dolorespata 11.5	138	11.5	12.2	9.7	1
50	T-138/11.5	Dolorespata 138	Dolorespata 11.5	138	11.5	12.2	9.7	1
51	T-138/11.5	Dolorespata 138	Dolorespata 11.5	138	11.5	12.2	9.7	1
52	T-138/6.9	Cachimayo 138	Cachimayo 6.4	138	6.9	20	12.15	1
53	T-138/6.9	Cachimayo 138	Cachimayo 6.4	138	6.9	20	12.15	1
54		Quencoro 138	Quencoro 33 1	138	33	8	8	1
55	T-QUENCORO	Quencoro 138	Quencoro 33 2	138	34.5	10	15.33	1
56	T-SVC	Tintaya 138	Tintaya 10.5	138	10.5	25	12.64	1
57	T-ETESUR	Tintaya 138	Tintaya 10	138	10.5	20	11	1
58	T-OXIDOS	Tintaya 138	Tintaya 10	138	10	25	10	1
59	T-JULIACA	Juliaca 138	Juliaca 60	138	60	40	13.11	1
60		Juliaca 138	Juliaca 10	138	10	40	22.3	1
61	TRI 38/60/23	Puno 138	Puno 60	138	60	18	15.3	1
62	T-RT2	Puno 220	Puno 138	220	138	120	12.18	1
63	T-RT1	Los Heroes 220	Los Heroes 66	220	66	50	12.8	1
64	TR-AT2	ARICOTA2 138	ARICOTA2 66	138	66	30	7.66	1
65	TR-AT2	ARICOTA2 138	ARICOTA2 10.5 1	138	10.5	30	13.94	1
66	T-AT1	ARICOTA1 66	ARICOTA1 10.5 1	66	10.5	28.2	7.51	1
67	TR-CT1	Calana 66	Calana 1,2,3 10.5	66	10.5	24	9.96	1
68	TR-CT2	Calana 66	Calana 4 10.5	66	10.5	24	9.66	1
69	T-ET1	Tacna 66	Tacna 10.5	61.9	10.5	6	7.52	1
70	T-ET2	Tacna 66	Tacna 10.5	66	10.5	3.75	9.46	1
71	T-ET3	Tacna 66	Tacna 10.5	66	10.5	6	9.48	1
72	T-ET4	Tacna 66	Tacna 10.5	66	10.5	3	3.9	1
73	T-ET6	Yarada 66	Yarada 10.5 1	66	10.5	3	7.4	1
74	T-ET7	Yarada 66	Yarada 10.5 2	66	10.5	4	6.9	1
75	T-1	ILO ELECTROSUR 138	ILO ELECTROSUR 10.5	138	10.5	6	9.69	1

	Nombre	Barra I	Barra F	V pri HV (kV)	V sec LV (kV)	Potencia MVA	Vcc (%)	Conexión
76	T-2	ILO ELECTROSUR 138	ILO ELECTROSUR 10.5	138	10.5	6	9.69	1
77	T-cat	ILO1 TV1,2	ILO1 CAT	13.8	4.16	5	7	1

Compensadores Shunt.

Tabla A.12. Tabla de Compensadores Shunt del Área Norte.

	nombre	barra	Q nom	on
1	R Azangaro	Azangaro 138	0	0
2	R Juliaca	Juliaca 10	-5	0
3	BC1 Juliaca	Juliaca 10	2.5	0
4	BC2 Juliaca	Juliaca 10	5	0
5	BC Tacna	Tacna 10.5	0	0
6	BC1 Yarada	Yarada 10.5 1	0	0
7	BC2 Yarada	Yarada 10.5 2	0	0
8	BC1 Dolorespata	Dolorespata 11.5	0	0
9	BC2 Dolorespata	Dolorespata 11.5	0	0
10	BC3 Dolorespata	Dolorespata 11.5	0	0
11	BC4 Dolorespata	Dolorespata 11.5	0	0

**ANEXO B**  
**ESCENARIOS DE DEMANDA.**

## Área Centro:

Tabla B.1. Tabla de Demanda del Área Centro.

	Nombre	Barra	Caso 1			Caso 2		
			P	Q	On	P	Q	On
1	San Juan	SanJuan60	185.22	60.73	1	184.43	61.48	1
2	Chavarria	Chavarria60	368.30	120.75	1	366.74	122.25	1
3	Ref Zinc	Cajamaquilla220	40.05	13.13	1	39.88	13.29	1
4	Aceros	Independencia220	10.00	3.28	1	12.39	4.13	1
5	Indep	Independencia60	50.00	16.39	1	54.99	18.33	1
6	Marcona	Marcona60	53.00	17.38	1	62.07	20.69	1
7	Barsi	Barsi60	229.06	75.10	1	228.09	76.03	1
8	Ica	Ica60	33.54	0.00	1	33.39	11.13	1
9	huayucachi	Huayucachi 60	34.48	11.31	1	34.34	11.45	1
10	Callahuanca	Callahuanca60 2	1.07	0.35	1	1.06	0.35	1
11	Nana	Nana60	22.75	7.46	1	22.66	7.55	1
12	Huachipa	Huachipa60	73.35	24.05	1	73.04	24.35	1
13	Huampani	Huampani 10	3.32	1.09	1	3.30	1.10	1
14	Santa Anita	SantaAnita60	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1
15	Chosica	Moyopampa60	25.36	8.31	1	25.25	8.42	1
16	Galvez	SantaRosa VNLDS	72.76	23.86	1	72.45	24.15	1
17	MEPSA	SantaRosa VNEDN	1.78	0.58	1	1.77	0.59	1
18	Jicamarca, Tacna	SantaRosa VNEDN	72.76	23.86	1	72.45	24.15	1
19	Puente	Puente60	121.94	39.98	1	121.42	40.47	1
20	Monterrico	Monterrico60	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1
21	Salamanca	Salamanca60	52.61	17.25	1	52.39	17.46	1
22	LDS Balnearios	Balnearios60	261.06	85.59	1	259.95	86.65	1
23	SEPAEX Quimpac	SEPAEX 138	25.12	8.24	1	25.02	8.34	1
24	Santa Rosa 10	SantaRosa VNEDN	58.07	19.04	1	57.82	19.27	1
25	Huacho	Huacho220	19.20	6.29	1	19.12	6.37	1
26	Huarmey	SEPANU	10.67	3.50	1	10.62	3.54	1
27	antamina	Vizcarra 220	104.28	34.76	1	88.00	34.61	1
28	pucallpa	pucallpa 60	24.84	8.28	1	27.02	9.01	1
29	aucayacu	aucayacu 138	0.67	0.22	1	0.71	0.24	1
30	Tocache	tocache 138	2.78	0.93	1	2.95	0.00	1
31	Tingo Maria	Tingo Maria 10	4.34	1.45	1	4.60	1.53	1
32	Huanuco	Huanuco 10	10.25	3.42	1	11.80	3.93	1
33	Paragshal -Milpo	Paragshal 50	23.95	7.98	1	25.37	8.46	1
34	Shelby-La fund-S juan	Shelby 50	6.68	2.23	1	7.08	2.36	1
35	Huaron	Huaron 50	5.12	1.71	1	5.43	1.81	1
36	Excelsior	Excelsior 50	6.13	2.04	1	6.49	2.16	1
37	Junin	Junin 50	0.45	0.15	1	0.47	0.16	1
38	Mayupampa	mayupampa 50	0.78	0.26	1	0.83	0.28	1
39	caripa	Caripa 138	14.04	4.68	1	14.87	4.96	1
40	Malpaso	malpaso 50	0.11	0.04	1	0.12	0.04	1
41	Oroya	Oroya 50	0.45	0.15	1	0.47	0.16	1
42	Alambron	Oroya N 50	9.69	3.23	1	10.27	3.42	1
43	Zinc	Planta Zinc 50	68.73	22.91	1	72.81	24.27	1
44	YaupiA	Yaupi 13A	0.33	0.11	1	0.35	0.12	1
45	YaupiB	Yaupi 13B	1.23	0.41	1	1.30	0.43	1
46	curipata	Curipata 50	0.11	0.04	1	0.12	0.04	1
47	Mahr Tunnel	Pachachaca 50	17.27	5.76	1	18.29	6.10	1
48	Morococha-CH Huanchor	Pachachaca 50	3.68	1.23	1	3.89	1.30	1
49	Pachacayo	malpaso 50	4.34	1.45	1	4.60	1.53	1

## Área Norte:

Tabla B.2. Tabla de Demanda del Área Norte.

	Nombre	Barra	Caso 1			Caso 2		
			P	Q	On	P	Q	On
1	Tumbes	Tumbes60	17.74	5.91	1	20.95	6.98	1
2	Mancora	Tumbes60	1.94	0.65	1	2.29	0.76	1
3	Talara	Talara13.2	15.36	5.12	1	18.14	6.05	1
4	Textil Piura	Textil 60	5.36	1.79	1	6.32	2.11	1
5	Sullana	Sullana 60	5.99	2.00	1	7.07	2.36	1
6	arenal	El arenal 60	3.05	1.02	1	3.60	1.20	1
7	paita	CT Paita10	15.75	5.25	1	19.47	6.49	1
8	Piura centro	Piura Centro 10	25.02	8.34	1	29.55	9.85	1
9	Piura 10	Piura60	3.57	1.19	1	4.22	1.41	1
10	Chongoyape	carhuaquero 10	0.21	0.07	1	0.25	0.08	1
11	Chiclayo ciudad	Chiclayo60	22.79	7.60	1	26.91	8.97	1
12	Chiclayo 10	CT Chiclayo	32.66	10.89	1	38.56	12.85	1
13	Guadalupe	Guadalupe60	12.81	4.27	1	15.13	5.04	1
14	gallito	CH GallitoCiego60	9.45	3.15	1	11.16	3.72	1
15	Cementos Pacasmayo	Cmts Pacasmayo 60	9.45	3.15	1	11.16	3.72	1
16	Mina Yanacocha	Cajamarca Norte220	33.60	11.20	1	13.63	4.54	1
17	Santiago de Cao	Trujillo Norte138	10.71	3.57	1	12.65	4.22	1
18	Motil	Trujillo Nortel38	9.97	3.32	1	10.90	3.63	1
19	trujillo 10	Trujillo Norte 10	19.43	6.48	1	22.94	7.65	1
20	porvenir	Porvenir	8.40	2.80	1	9.92	3.31	1
21	viru	Trujillo Sur 138	4.20	1.40	1	4.96	1.65	1
22	trujillo 1	Trujillo Sur 1 10	18.90	6.30	1	22.32	7.44	1
23	trujillo 2	Trujillo Sur 1 10	18.90	6.30	1	22.32	7.44	1
24	Sider Norte	SiderNorte 13.8	11.49	3.83	1	8.54	2.85	1
25	Sider Sur	SiderSur 13.8	8.87	2.96	1	12.80	4.27	1
26	Santa	Chimbote2 138	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0
27	Chimbote Norte	Chimbote138	8.21	2.74	1	15.89	5.30	1
28	Chimbote Sur	Chimbote138	20.19	6.73	1	22.68	7.56	1
29	Callejon	Huallanca138	13.86	4.62	1	16.37	5.46	1
30	Pierina	Huallanca138	7.35	2.45	1	8.68	2.89	1
31	SSAA	Huallanca13.8	0.42	0.14	1	0.50	0.17	1
32	Machala	machala220	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0
33	Ciudad Cajamarca	Cajamarca 60	4.94	1.65	1	5.83	1.94	1
34	Cambio Puente	Chimbote13.8	1.05	0.35	1	1.24	0.41	1

## Área Sur:

Tabla B.3. Tabla de Demanda del Área Sur.

	Nombre	Barra	Caso 1			Caso 2		
			P	Q	On	P	Q	On
1	SSAA Ilo2	II.O2 17	0.11	0.00	1	0.13	0.00	1
2	Pq Ind	PQ IND 33	25.14	9.35	1	29.02	10.80	1
3	Challapampa	CHALLAPAMPA 33	6.93	2.86	1	8.00	3.30	1
4	Jesus	JESUS 33	11.22	5.28	1	12.95	6.10	1
5	Chilina	CHILINA ANT 33	31.79	13.20	1	36.70	15.24	1
6	Charcani 123	CHARCANI II,III 33	12.43	1.76	1	14.35	2.03	1
7	Cyprus	CYPRUS 138	36.85	16.39	1	42.55	18.92	1
8	El alto	EL ALTO 138	1.43	0.55	1	1.65	0.64	1
9	Mollendo	MOLLENDO 138	3.96	1.32	1	4.57	1.52	1

	Nombre	Barra	Caso 1			Caso 2		
			P	Q	On	P	Q	On
10	Botif 1	BOTIFLACA 6.9	23.65	5.83	1	27.31	6.73	1
11	Botif 2	BOTIFLACA 6.9	30.91	4.29	1	35.69	4.95	1
12	Botif 3	BOTIFLACA 6.9	9.35	2.31	1	10.80	2.67	1
13	Ref Ilo 1	REFINERIA 10.5	15.18	2.09	1	17.53	2.41	1
14	Ilo 1 ELS	ILO ELECTROSUR 10.5	4.84	0.66	1	5.59	0.76	1
15	Qda Honda	QUEB HONDA 13.8	8.14	1.10	1	9.40	1.27	1
16	Lixiviación	LIXIVIACION 13.8	10.12	1.43	1	11.68	1.65	1
17	mill site 1	MILL SITE TR1 13.8	18.48	2.60	1	21.34	3.00	1
18	mill site 2	MILL SITE TR2 13.8	18.48	2.60	1	21.34	3.00	1
19	mill site 3	MILL SITE TR3 13.8	18.48	2.60	1	21.34	3.00	1
20	Ilo 1 CAT	ILOI CAT	5.28	0.00	1	6.10	0.00	1
21	Ilo 1 IT1	ILOI TV1,2	2.86	0.44	1	3.30	0.51	1
22	Ilo 1 IT2	ILOI TV1,2	17.82	4.73	1	20.57	5.46	1
23	Ilo 1 IT3	ILOI TV3	3.30	1.10	1	3.81	1.27	1
24	Ilo 1 IT4	ILOI TV4	3.30	1.10	1	3.81	1.27	1
25	Pq Ind 2	PQ IND 66	6.27	3.30	1	7.24	3.81	1
26	Tacna	Tacna 10.5	13.97	5.94	1	16.13	6.86	1
27	La Yarada	Yarada 10.5 1	5.72	2.64	1	6.60	3.05	1
28	Aricota 1 a Sarita	ARICOTA 1 66	0.22	0.11	1	0.25	0.13	1
29	Yura Cachimayo	Cachimayo 6.4	25.30	10.56	1	29.21	12.19	1
30	Dolorespata	Dolorespata 11.5	20.68	8.25	1	23.88	9.53	1
31	Plan Maestro	Quencoro 33 1	0.55	0.33	1	0.64	0.38	1
32	Quencoro	Quencoro 33 2	6.27	4.29	1	7.24	4.95	1
33	Combapata	Combapata	1.87	0.33	1	2.16	0.38	1
34	Ayaviri	Ayaviri 138	0.44	0.44	1	0.51	0.51	1
35	BHP Tintaya	Tintaya 10	5.83	1.32	1	6.73	1.52	1
36	Azangaro	Azangaro 138	0.55	0.33	1	0.64	0.38	1
37	Mina San Rafael	San Rafael 138	11.99	5.61	1	13.84	6.48	1
38	Juliaca	Juliaca 10	12.10	7.04	1	13.97	8.13	1
39	Puno	Puno 60	6.38	3.30	1	7.37	3.81	1
40	Callalli	Callalli 138	6.49	8.25	1	7.49	9.53	1
41	Reparticion	REPARTICION 138	1.43	0.55	1	1.65	0.64	1
42	Socabaya 33	SOCABAYA 33	3.85	1.87	1	4.45	2.16	1
43	Cachimayo	Cachimayo 138	2.64	1.54	1	3.05	1.78	1
44	Tintaya	Tintaya 138	10.67	4.29	1	12.32	4.95	1
45	Tomasiri	Tomasiri 66	0.44	0.22	1	0.51	0.25	1
46	Machupicchu 10	Machupicchu 138	2.53	0.33	1	2.92	0.38	1

**ANEXO C**  
**RESULTADOS OBTENIDOS**

**Caso 1.**

Febrero 02 del 2006. Periodo Avenida. 19 horas.

**Área Centro:**

Flujo de Carga.

Tabla C.1. Resultados del Flujo de Carga del Área Centro. Caso 1.

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
0	SanJuan220	212.9	10.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.968
1	Campo Armiño	237.4	14.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.079
2	Pachachaca	225.1	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.023
3	Callahuanca220	221.7	-1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.008
4	Cajamaquilla220	215.7	-6.5	0.0	0.0	40.1	13.1	0.0	0.980
5	Pomacocha200	223.9	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.018
6	Independencia220	215.4	10.2	0.0	0.0	10.0	3.3	0.0	0.979
7	Ica220	212.7	13.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.967
8	Huayucachi220	233.9	9.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.063
9	Ventanilla220	214.9	-8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.977
10	Zapallal220	216.0	-7.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.982
11	Huinco220	225.1	-6.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.023
12	CHHuinco	13.2	-2.9	185.0	153.2	0.0	-153.2	1.0	1.056
13	Balnearios220	211.1	11.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.960
14	SanJuan60	64.2	-15.1	0.0	0.0	185.2	60.7	0.0	1.070
15	SantaRosa VNEDN	62.5	-13.8	0.0	0.0	132.6	43.5	0.0	1.042
16	Chavarria60	62.2	-14.2	0.0	0.0	368.3	120.8	0.0	1.036
17	SVCchava	5.3	-14.2	0.0	16.8	0.0	-16.8	1.0	1.060
18	Balnearios60	64.5	-16.1	0.0	0.0	261.1	85.6	0.0	1.074
19	SVCBalnea	8.5	-16.1	0.0	71.6	0.0	-71.6	1.0	1.214
20	CHMantaro	13.9	20.9	665.0	145.9	0.0	-145.9	1.0	1.007
21	Restitucion220	237.5	14.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.079
22	CHRestitucion	13.9	27.1	212.4	41.0	0.0	-41.0	1.0	1.007
23	Matucana220	226.9	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.032
24	CHMatucana	12.5	2.6	126.0	97.9	0.0	-97.9	1.0	1.000
25	Yanango220	229.7	13.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.044
26	Chimay220	230.5	15.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.048
27	CHYanango	10.4	19.2	41.0	18.8	0.0	-18.8	1.0	1.040
28	CHChimay	13.9	22.8	149.0	15.1	0.0	-15.1	1.0	1.007
29	Huacho220	218.4	-4.7	0.0	0.0	19.2	6.3	0.0	0.993
30	SEPANU	219.0	-2.8	-27.0	3.3	10.7	0.2	1.0	0.995
31	SEORO	225.1	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.023
32	SER21	217.5	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.989
33	COTARUSE	217.4	8.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.988
34	SER11	217.6	8.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.989
35	SER12	217.6	8.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.989
36	SER22	217.5	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.989
37	SOCABAYA220	220.0	0.0	-107.6	-34.8	0.0	34.8	2.0	1.000
38	Marcona220	203.9	18.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.927
39	Independencia60	59.9	-13.1	0.0	0.0	50.0	16.4	0.0	0.999
40	IndComp	10.0	-13.1	0.0	0.9	0.0	-0.9	1.0	1.000
41	UT16	13.4	-10.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.968
42	UT15	13.4	-10.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.968
43	Ibarsi220	211.9	-9.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.963

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
44	SanJuanREP60	64.1	-10.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.069
45	Callahuanca60	63.3	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.054
46	Callahuanca6	6.5	5.3	36.5	7.0	0.0	-7.0	1.0	1.083
47	Marcona60	57.9	-23.9	0.0	0.0	53.0	17.4	0.0	0.965
48	Santa Rosa220	213.5	-9.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.971
49	Chavarria220	213.4	-8.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.970
50	SantaRosa VNLDS	62.3	-15.2	0.0	0.0	72.8	23.9	0.0	1.039
51	Callahuanca60 2	63.4	-11.8	0.0	0.0	1.1	0.4	0.0	1.057
52	Callahuanca6 2	6.5	1.6	36.5	5.7	0.0	-5.7	1.0	1.300
53	Huampani60	62.1	-13.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.034
54	Huampani10	10.0	-7.2	31.0	12.2	3.3	-11.1	1.0	1.000
55	Moyopampa60	63.9	-12.3	0.0	0.0	25.4	8.3	0.0	1.065
56	Moyopampa10	10.0	2.5	65.0	38.3	0.0	-38.3	1.0	1.000
57	Salamanca60	63.5	-17.0	0.0	0.0	52.6	17.3	0.0	1.059
58	Monterrico60	63.5	-16.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.058
59	Huayucachi 60	63.1	5.6	0.0	0.0	34.5	11.3	0.0	1.052
60	SEPANU 138	136.8	-0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.991
61	SEPAEX 138	137.0	-0.4	0.0	0.0	25.1	8.2	0.0	0.993
62	Cahual38	140.4	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.017
63	Cahual10	10.0	11.3	42.0	12.6	0.0	-12.6	1.0	1.000
64	VentanillaTG3	16.0	-3.0	152.0	48.4	0.0	-48.4	1.0	1.000
65	VentanillaTG4	16.0	-3.0	150.0	48.2	0.0	-48.2	1.0	1.000
66	Huachipa60	60.4	-16.7	0.0	0.0	73.4	24.1	0.0	1.008
67	Nana60	60.9	-15.7	0.0	0.0	22.8	7.5	0.0	1.015
68	SantaAnita60	61.2	-16.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.021
69	Marcona10	9.6	-23.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.957
70	Barsi60	64.5	-13.6	0.0	0.0	229.1	75.1	0.0	1.075
71	Puente60	62.3	-16.9	0.0	0.0	121.9	40.0	0.0	1.039
72	TG7	13.4	-9.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.971
73	Tingo Maria 220	211.8	18.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.963
74	Tingo Maria 138	132.5	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.960
75	Tingo Maria 10	10.2	10.1	0.0	0.0	4.3	1.4	0.0	1.015
76	Aguaytia 220	217.8	25.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.990
77	Aguaytia 138	135.9	25.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.985
78	Aguaytia 131	13.8	31.8	88.0	23.7	0.0	-23.7	1.0	1.062
79	Aguaytia 132	13.8	31.0	77.0	22.6	0.0	-22.6	1.0	1.062
80	Vizcarra 220	220.0	3.9	0.0	77.4	104.3	-42.6	1.0	1.000
81	pucallpa 138	133.5	25.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.968
82	pucallpa 60	58.2	25.3	0.0	0.0	24.8	8.3	0.0	0.970
83	yarinacocha 10	10.0	29.3	24.0	11.6	0.0	-11.6	1.0	1.000
84	aucayacu 138	132.6	12.3	0.0	0.0	0.7	0.2	0.0	0.961
85	tocache 138	132.4	11.8	0.0	0.0	2.8	0.9	0.0	0.959
86	Huanuco 138	128.7	8.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.933
87	Huanuco 10	9.2	4.4	0.0	0.0	10.2	3.4	0.0	0.919
88	Paragsha2 220	220.4	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.002
89	Paragsha2 138	127.1	6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.921
90	Paragshal 138	127.0	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.920
91	Paragshal 50	50.1	3.8	0.0	0.0	23.9	8.0	0.0	1.002
92	Carhuamayo 220	221.1	10.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.005
93	Carhuamayo 138	127.9	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.926
94	Carhuamayo 50	48.0	5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.960
95	Oroya N 138	126.7	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.918
96	Oroya N 50	53.0	2.6	0.0	0.0	9.7	3.2	0.0	1.060
97	Excelsior 50	49.9	3.7	0.0	0.0	6.1	2.0	0.0	0.998

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
98	Huaron 50	48.5	4.0	0.0	0.0	5.1	1.7	0.0	0.971
99	Shelby 50	48.4	3.9	0.0	0.0	6.7	2.2	0.0	0.968
100	Junin 50	49.1	6.4	0.0	0.0	0.4	0.1	0.0	0.982
101	malpaso_50	50.8	7.9	0.0	0.0	4.5	1.5	0.0	1.017
102	malpaso_6.9	6.9	11.3	48.0	-11.8	0.0	11.8	1.0	1.000
103	mayupampa 50	51.5	4.1	0.0	0.0	0.8	0.3	0.0	1.031
104	Oroya_50	51.6	3.7	0.0	0.0	0.4	0.1	0.0	1.033
105	Oroya_2.3	2.3	5.7	4.0	-12.6	0.0	12.6	1.0	1.000
106	Planta Zinc 50	52.2	2.5	0.0	0.0	68.7	22.9	0.0	1.044
107	Curipata 50	56.6	0.5	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	1.131
108	Pachachaca 50	60.0	-1.0	19.0	119.3	20.9	-112.3	1.0	1.200
109	Pachachaca 2	2.3	1.6	8.0	-30.2	0.0	30.2	1.0	1.000
110	Yuncan 138	132.5	26.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.960
111	Yaupi 138	132.7	28.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.962
112	Yaupi 13 <sup>a</sup>	13.2	33.0	36.0	-1.4	0.3	1.5	1.0	1.000
113	Yaupi 13B	13.2	33.1	56.0	-1.8	1.2	2.2	1.0	1.000
114	Caripa 138	126.5	3.1	0.0	0.0	14.0	4.7	0.0	0.917
115	Huanuco_22	22.4	8.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.018
116	Santalsabel220	220.2	14.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.001
117	Santalsabel138	134.4	18.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.974
118	Yuncan13.8	13.8	16.1	132.0	-1.1	0.0	1.1	1.0	1.000
119	Ica60	59.8	-16.9	0.0	0.0	33.5	0.0	0.0	0.997

Eigenvalores:

Tabla C.2. Eigenvalores del Área Centro. Caso 1.

	eigenvalor		eigenvalor		eigenvalor
1	0.5315	31	12.2337	61	46.4905
2	0.8321	32	13.0873	62	51.1860
3	0.8809	33	13.2098	63	53.4061
4	1.0436	34	13.7133	64	60.8234
5	1.3737	35	13.8552	65	61.6726
6	1.8070	36	15.4672	66	63.5445
7	2.0788	37	16.1233	67	65.6230
8	2.2435	38	16.4632	68	69.8883
9	2.3232	39	17.1929	69	79.2106
10	2.5540	40	17.9711	70	81.1731
11	3.1651	41	18.7325	71	82.5480
12	3.2085	42	19.5778	72	85.4960
13	3.2825	43	20.1039	73	86.2586
14	3.6133	44	20.7712	74	86.8216
15	3.8340	45	21.5718	75	105.1756
16	5.0619	46	22.7702	76	118.9696
17	5.2738	47	23.4944	77	125.0658
18	5.3380	48	23.6527	78	126.7992
19	5.4035	49	23.8306	79	142.0172
20	6.0732	50	25.6952	80	159.2517
21	6.4307	51	25.7630	81	236.8092
22	6.8148	52	27.9169	82	289.8007
23	7.0144	53	29.2964	83	390.3442
24	7.6706	54	30.8476	84	435.3107
25	8.5504	55	34.5536	85	494.3459
26	9.1630	56	36.1728	86	619.5869
27	9.7969	57	38.7657	87	620.0728

	eigenvalor		eigenvalor		eigenvalor
28	9.8698	58	42.4023	88	620.5515
29	11.0458	59	43.7890	89	1001.7518
30	11.5873	60	44.1539	90	2860.2203
				91	3079.6940

## Área Norte:

### Flujo de Carga.

Tabla C.3. Resultados del Flujo de Carga del Área Centro. Caso 1.

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
0	Tumbes60	61.0	-27.1	0.0	0.0	19.7	6.6	0.0	1.017
1	Tumbes10	10.0	-24.2	8.0	-2.4	0.0	2.4	1.0	1.000
2	Zorritos60	61.0	-27.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.017
3	Zorritos220	228.4	25.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.038
4	Talara220	225.9	24.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.027
5	Talara13.8	14.2	-24.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.027
6	Talara13.2	13.2	-24.4	18.0	-11.5	15.4	16.7	1.0	1.000
7	Piura220	223.2	-23.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.015
8	Piura60	61.2	-26.4	0.0	0.0	3.6	1.2	0.0	1.020
9	Paita60	56.4	-29.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.940
10	CT PaitaEMD	3.9	-29.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.940
11	CT Paital0	8.6	-41.2	0.0	0.0	15.7	5.3	0.0	0.861
12	El arenal 60	57.1	-29.1	0.0	0.0	3.0	1.0	0.0	0.952
13	Sullana 60	59.3	-26.9	0.0	0.0	6.0	2.0	0.0	0.988
14	CH Curumuy 60	60.2	-25.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.003
15	CH Curumuy 10	10.0	-20.2	12.0	0.3	0.0	-0.3	1.0	1.000
16	Textil 60	60.8	-26.5	0.0	0.0	5.4	1.8	0.0	1.014
17	Der Curumuy 60	59.9	-26.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.999
18	Piura Centro 60	59.6	-27.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.993
19	Piura Centro 10	9.4	-35.1	0.0	0.0	25.0	8.3	0.0	0.940
20	CT Piura10	9.4	-35.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.940
21	CT Piura4	4.5	-35.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.128
22	Chiclayo220	226.6	16.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.030
23	Chiclayo60	61.1	-19.6	0.0	0.0	22.8	7.6	0.0	1.019
24	CT Chiclayo	9.8	-25.9	0.0	0.0	32.7	10.9	0.0	0.975
25	Guadalupe220	224.7	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.021
26	Guadalupe60	61.2	-17.7	0.0	0.0	12.8	4.3	0.0	1.020
27	Cmts Pacasmayo 60	62.1	-18.9	0.0	0.0	9.5	3.2	0.0	1.035
28	Cmts Pacasmayo 6.3	6.5	-18.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.035
29	CTPacasmayo-Man	2.4	-18.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.035
30	CH GallitoCiego60	60.6	-17.4	0.0	0.0	9.5	3.2	0.0	1.010
31	CH GallitoCiego10	10.6	-15.7	18.0	0.3	0.0	-0.3	1.0	1.060
32	Cajamarca 60	59.3	-19.3	0.0	0.0	4.9	1.6	0.0	0.988
33	Trujillo Norte220	220.7	11.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.003
34	Trujillo Norte138	136.8	12.8	0.0	0.0	20.7	6.9	0.0	0.992
35	Cajamarca Norte220	219.1	13.1	0.0	0.0	33.6	11.2	0.0	0.996
36	Porvenir	135.2	13.6	0.0	0.0	8.4	2.8	0.0	0.980
37	Trujillo Sur 138	134.4	13.8	0.0	0.0	4.2	1.4	0.0	0.974
38	Trujillo Sur 1 10	10.2	-17.8	0.0	0.0	37.8	12.6	0.0	1.017
39	Trujillo Sur 33	33.5	-17.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.017
40	Chimbote220	222.5	-3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.011
41	Chimbote138	138.7	0.8	0.0	0.0	28.4	9.5	0.0	1.005

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
42	Chimbote13.8	14.4	0.8	0.0	0.0	1.1	0.4	0.0	1.042
43	Huallanca138	142.7	10.0	0.0	0.0	21.2	7.1	0.0	1.034
44	Chimbote2 138	138.5	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.004
45	SiderNorte 13.8	13.7	-0.5	0.0	0.0	11.5	3.8	0.0	0.996
46	SiderSur 13.8	13.8	-0.2	0.0	0.0	8.9	3.0	0.0	0.998
47	SEPANU220	215.0	0.0	29.7	-36.3	0.0	36.3	2.0	0.977
48	carhuaquero 220	229.5	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.043
49	carhuaquero 10	10.2	-7.5	91.5	4.1	0.2	-4.0	1.0	1.020
50	machala 220	228.9	25.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.040
51	Trujillo Norte 10	9.7	-16.6	0.0	0.0	19.4	6.5	0.0	0.968
52	Huallanca13.8	13.9	14.3	258.0	18.8	0.4	-18.6	1.0	1.007
53	CT PaitaSKD	2.1	-41.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.861
54	SVC Chiclayo	8.5	-19.6	0.0	13.2	0.0	-13.2	1.0	1.063
55	SVC Trujillo	8.0	-12.8	0.0	2.5	0.0	-2.5	1.0	1.000
56	Sullana 10	9.9	-26.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.988
57	Sullana 4.18	4.1	-26.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.988

Eigenvalores.

Tabla C.4. Eigenvalores del Área Norte. Caso 1.

	Eigenvalor		Eigenvalor		Eigenvalor
1	0.1257	17	3.4025	33	18.4539
2	0.1721	18	3.5966	34	20.9128
3	0.2560	19	4.7895	35	21.8561
4	0.3894	20	5.2226	36	25.2011
5	0.4569	21	5.2912	37	30.9047
6	0.4653	22	5.6359	38	38.1808
7	0.9144	23	6.3892	39	39.5485
8	1.0397	24	7.1896	40	49.2695
9	1.3697	25	7.5015	41	51.4056
10	1.4068	26	8.1324	42	51.7838
11	1.4895	27	9.6899	43	54.0487
12	1.5327	28	11.2040	44	56.8161
13	1.8188	29	11.6372	45	73.7127
14	1.8623	30	12.5782	46	97.0966
15	2.7710	31	14.8134	47	167.8901
16	2.9766	32	15.6468	48	224.0362
				49	532.09055

Área Sur:

Flujo de Carga.

Tabla C.5. Resultados del Flujo de Carga del Área Centro. Caso 1.

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
0	SOCABAYA 220	222.0	0.0	102.8	65.9	0.0	-65.9	2.0	1.009
1	SOCABAYA 138	135.0	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.978
2	SOCABAYA 33	33.8	-2.5	0.0	0.0	3.9	1.9	0.0	1.023
3	MOQUEGUA 220	215.4	-4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.979
4	MOQUEGUA 138	134.2	-7.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.972
5	ILO2 220	216.4	-4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.983
6	ILO2 17	16.7	-4.7	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.983

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
7	BOTIFLACA 138	132.1	-9.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.958
8	BOTIFLACA 6.9	6.5	-13.6	0.0	0.0	54.6	10.1	0.0	0.941
9	BOTIFLACA 69	65.5	-11.0	0.0	0.0	9.4	2.3	0.0	0.950
10	ILOI 138	133.7	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.969
11	ILOI TV1,2	13.8	-12.6	10.0	26.5	20.7	-21.3	1.0	1.000
12	ILOI CAT	4.1	-16.9	0.0	0.0	5.3	0.0	0.0	0.997
13	ILOI TV3	13.3	-11.5	0.0	0.0	3.3	1.1	0.0	0.967
14	ILOI TV4	13.3	-11.5	0.0	0.0	3.3	1.1	0.0	0.967
15	ILOI TGI	12.8	-11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.926
16	ILOI TG2	14.0	-11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.013
17	QUEB HONDA 138	131.6	11.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.953
18	QUEB HONDA 13.8	12.9	-16.0	0.0	0.0	8.1	1.1	0.0	0.938
19	ILO ELECTROSUR 138	133.5	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.967
20	ILO ELECTROSUR 10.5	10.1	-13.6	0.0	0.0	4.8	0.7	0.0	0.961
21	REFINERIA 138	133.4	11.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.967
22	REFINERIA 10.5	10.1	-13.9	0.0	0.0	15.2	2.1	0.0	0.960
23	PUSH BACK 138	132.0	-9.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.956
24	MILL SITE 138	131.1	10.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.950
25	MILL SITE TRI 13.8	13.0	-14.3	0.0	0.0	18.5	2.6	0.0	0.939
26	MILL SITE TR2 13.8	13.0	-14.2	0.0	0.0	18.5	2.6	0.0	0.939
27	MILL SITE TR3 13.8	13.0	-14.1	0.0	0.0	18.5	2.6	0.0	0.940
28	TOQUEPALA 138	134.4	-7.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.974
29	LIXIVIACION 138	131.1	10.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.950
30	LIXIVIACION 13.8	13.0	-12.2	0.0	0.0	10.1	1.4	0.0	0.946
31	CERRO VERDE 138	134.4	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.974
32	CYPRUS 138	134.4	1.9	0.0	0.0	36.9	16.4	0.0	0.974
33	REPARTICION 138	134.7	1.9	0.0	0.0	1.4	0.6	0.0	0.976
34	EL ALTO 138	134.5	1.8	0.0	0.0	1.4	0.6	0.0	0.975
35	MOLLENDO 138	135.7	2.0	0.0	0.0	4.0	1.3	0.0	0.984
36	MOLLENDO TG1 13.8	13.6	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.984
37	MOLLENDO TG2 13.8	13.6	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.984
38	MOLLENDO MIRR 13.8	13.8	3.1	6.0	5.3	0.0	-5.3	1.0	1.000
39	JESUS 33	32.4	-4.7	0.0	0.0	11.2	5.3	0.0	0.981
40	PQ IND 33	31.9	-5.4	0.0	0.0	25.1	9.4	0.0	0.968
41	CERVESUR 33	31.9	-5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.966
42	CHALLAPAMPA 33	31.7	-6.2	0.0	0.0	6.9	2.9	0.0	0.961
43	CHILINA AMP 33	31.8	-6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.962
44	CHILINA ANT 33	31.7	-6.5	0.0	0.0	31.8	13.2	0.0	0.961
45	CHILINA 138	123.4	-6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.894
46	CHARCANI VI 33	33.1	-5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.003
47	CHARCANI VI 5.25	5.3	-1.1	9.0	8.8	0.0	-8.8	1.0	1.000
48	CHARCANI IV 33	32.7	-6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.990
49	CHARCANI IV 5.25	5.3	-3.2	15.0	8.1	0.0	-8.1	1.0	1.000
50	CHARCANI II,III 33	32.6	-8.2	0.0	0.0	12.4	1.8	0.0	0.989
51	CHARCANI II,III 5.25	5.3	-6.6	4.5	6.4	0.0	-6.4	1.0	1.000
52	CHARCANI I 4.16	4.2	-4.3	1.6	0.0	0.0	0.0	1.0	1.000
53	CHILINA TV1,2 5.25	5.1	-6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.967
54	CHILINA TV3 10.5	9.9	-6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.995
55	CHILINA TG 13.8	13.3	-6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.961
56	CHILINA SI.Z1 10.4	9.5	-6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.945
57	CHILINA SI.Z2 10.4	9.5	-6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.945
58	ARICOTA2 138	134.7	-7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.976
59	ARICOTA2 66	64.8	-7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.982
60	ARICOTA2 10.5 1	10.2	-7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.025

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
61	ARICOTA1 66	65.1	-7.7	0.0	0.0	0.2	0.1	0.0	0.986
62	ARICOTA1 10.5 1	10.5	-7.1	4.0	5.3	0.0	-5.3	1.0	1.050
63	Tomasiri 66	62.4	-9.2	0.0	0.0	0.4	0.2	0.0	0.945
64	Los Heroes 220	212.8	-6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.967
65	Los Heroes 66	61.3	-9.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.929
66	Tacna 66	59.9	-10.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.908
67	Tacna 10.5	9.5	-14.2	0.0	0.0	14.0	5.9	0.0	0.947
68	Yarada 66	58.3	-11.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.884
69	Yarada 10.5 1	8.2	-23.2	0.0	0.0	5.7	2.6	0.0	0.821
70	Yarada 10.5 2	9.3	-11.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.928
71	Calana 66	59.5	-10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.902
72	Calana 4 10.5	9.5	-10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.947
73	Calana 1,2,3 10.5	9.5	-10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.947
74	Puno 220	212.5	-3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.966
75	Puno 138	127.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.920
76	Puno 60	53.4	-4.0	0.0	0.0	6.4	3.3	0.0	0.890
77	Bellavista 60	53.4	-4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.891
78	Bellavista 10	8.9	-4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.891
79	Bellavista 2.3	2.1	-4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.929
80	Juliaca 138	124.0	4.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.899
81	Juliaca 60	53.9	4.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.899
82	Juliaca 10	8.5	-0.4	0.0	0.0	12.1	7.0	0.0	0.849
83	Machupicchu 138	132.0	26.9	0.0	0.0	2.5	0.3	0.0	0.956
84	Machupicchu G1	13.8	32.5	28.3	14.7	0.0	-14.7	1.0	1.000
85	Machupicchu G2	13.8	32.5	28.3	14.7	0.0	-14.7	1.0	1.000
86	Machupicchu G3	13.8	32.5	28.3	14.7	0.0	-14.7	1.0	1.000
87	Cachimayo 138	122.6	21.4	0.0	0.0	2.6	1.5	0.0	0.888
88	Cachimayo 6.4	5.8	15.5	0.0	0.0	25.3	10.6	0.0	0.912
89	Dolorespata 138	122.4	20.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.887
90	Dolorespata 11.5	9.9	16.8	0.0	0.0	20.7	8.3	0.0	0.859
91	Quencoro 138	122.9	21.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.891
92	Quencoro 33 1	29.3	20.6	0.0	0.0	0.6	0.3	0.0	0.887
93	Quencoro 33 2	27.6	13.2	0.0	0.0	6.3	4.3	0.0	0.837
94	Combapata	123.5	16.5	0.0	0.0	1.9	0.3	0.0	0.895
95	Tintaya 138	125.3	11.9	0.0	0.0	10.7	4.3	0.0	0.908
96	Tintaya 10.5	10.0	11.9	0.0	8.3	0.0	-8.3	1.0	1.000
97	Tintaya 10	9.2	10.9	0.0	0.0	5.8	1.3	0.0	0.923
98	Ayaviri 138	125.6	14.7	0.0	0.0	0.4	0.4	0.0	0.910
99	Callalli 138	129.5	7.6	0.0	0.0	6.5	8.3	0.0	0.939
100	Azangaro 138	125.9	16.1	0.0	0.0	0.6	0.3	0.0	0.912
101	San Rafael 138	128.4	23.4	0.0	0.0	12.0	5.6	0.0	0.931
102	San Gaban 138	135.0	30.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.978
103	San Gaban G1	13.8	35.6	57.0	17.0	0.0	-17.0	1.0	1.000
104	San Gaban G2	13.8	35.6	57.0	17.0	0.0	-17.0	1.0	1.000
105	Santuario 138	136.9	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.992
106	der. cachimayo	124.9	22.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.905
107	PQ IND 66	59.5	-10.9	0.0	0.0	6.3	3.3	0.0	0.902
108	Charcani V	13.8	11.8	142.0	52.1	0.0	-52.1	1.0	1.000

Eigenvalores.

Tabla C.6. Eigenvalores del Área Sur. Caso 1.

	Eigenvalor		Eigenvalor		Eigenvalor
1	0.1124	32	2.8395	63	15.7538

	Eigenvalor		Eigenvalor		Eigenvalor
2	0.1253	33	3.0715	64	16.6874
3	0.2868	34	3.0715	65	17.7228
4	0.3137	35	3.1867	66	18.4730
5	0.3598	36	3.2015	67	18.9763
6	0.4648	37	3.4495	68	20.3736
7	0.5297	38	3.6749	69	21.6476
8	0.6022	39	3.9172	70	23.1336
9	0.6452	40	3.9337	71	24.1291
10	0.6561	41	4.1439	72	25.1491
11	0.7064	42	4.2566	73	26.8409
12	0.8275	43	4.4356	74	30.0919
13	0.8646	44	4.5409	75	32.0428
14	0.9432	45	4.7780	76	32.9510
15	1.0750	46	5.1407	77	33.9855
16	1.1292	47	5.4393	78	35.5660
17	1.2555	48	5.5225	79	37.7342
18	1.3708	49	5.8118	80	40.8949
19	1.3812	50	6.5123	81	45.6646
20	1.6476	51	6.9023	82	49.5736
21	1.6917	52	7.5283	83	50.7617
22	1.7756	53	7.7148	84	53.4936
23	1.8498	54	7.9813	85	76.6192
24	1.9113	55	8.7608	86	92.8080
25	1.9920	56	8.8315	87	95.7710
26	1.9992	57	9.1814	88	147.0102
27	2.2756	58	9.8592	89	159.3140
28	2.3851	59	10.9988	90	175.8915
29	2.4883	60	11.0739	91	207.3966
30	2.5813	61	14.4868	92	435.9859
31	2.7423	62	15.1748	93	1382.8539
				94	2323.2879

Caso2.

Agosto 02 del 2006. Periodo Estiaje. 19 horas.

**Área Centro:**

Flujo de Carga.

Tabla C.7. Resultados del Flujo de Carga del Área Centro. Caso 2.

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
0	SanJuan220	213.3	-12.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.970
1	Campo Armiño	237.8	10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.081
2	Pachachaca	226.5	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.029
3	Callahuanca220	223.0	-5.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.014
4	Cajamaquilla220	217.1	-8.9	0.0	0.0	39.9	13.3	0.0	0.987
5	Pomacocha200	225.3	-1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.024
6	Independencia220	211.8	-13.1	0.0	0.0	12.4	4.1	0.0	0.963
7	Ica220	205.5	-16.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.934
8	Huayucachi220	234.7	6.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.067
9	Ventanilla220	215.9	-10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.982
10	Zapallar220	217.1	-9.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.987
11	Huinco220	225.8	-8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.026

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
12	CHHuinco	13.2	-4.4	190.0	144.9	0.0	-144.9	1.0	1.056
13	Balnearios220	211.6	-13.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.962
14	SanJuan60	62.4	-16.8	0.0	0.0	184.4	61.5	0.0	1.040
15	SantaRosa VNEDN	62.9	-15.5	0.0	0.0	132.0	44.0	0.0	1.048
16	Chavarria60	62.5	-16.0	0.0	0.0	366.7	122.3	0.0	1.042
17	SVCchava	5.3	-16.0	0.0	15.1	0.0	-15.1	1.0	1.060
18	Balnearios60	64.6	-17.7	0.0	0.0	260.0	86.7	0.0	1.077
19	SVCBalnea	8.5	-17.7	0.0	70.3	0.0	-70.3	1.0	1.214
20	CHMantaro	13.9	17.0	644.0	133.8	0.0	-133.8	1.0	1.007
21	Restitucion220	237.8	10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.081
22	CHRestitucion	13.9	23.2	210.0	38.8	0.0	-38.8	1.0	1.007
23	Matucana220	227.7	-4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.035
24	CHMatucana	12.5	-1.8	97.0	88.3	0.0	-88.3	1.0	1.000
25	Yanango220	230.7	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.049
26	Chimay220	231.2	10.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.051
27	CHYanango	10.4	9.1	11.0	15.3	0.0	-15.3	1.0	1.040
28	CHChimay	13.9	17.0	150.0	11.5	0.0	-11.5	1.0	1.007
29	Huacho220	218.6	-14.3	0.0	0.0	19.1	6.4	0.0	0.994
30	SEPANU	219.0	-15.9	-130.0	18.6	10.6	-15.1	1.0	0.995
31	SEORO	226.3	-0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.029
32	SER21	218.5	6.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.993
33	COTARUSE	218.4	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.992
34	SER11	218.6	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.994
35	SER12	218.6	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.994
36	SER22	218.5	6.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.993
37	SOCABAYA220	220.0	0.0	-82.1	-44.7	0.0	44.7	2.0	1.000
38	Marcona220	191.9	-22.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.872
39	Independencia60	59.4	-16.5	0.0	0.0	55.0	18.3	0.0	0.990
40	IndComp	10.0	-16.5	0.0	10.7	0.0	-10.7	1.0	1.000
41	UT16	13.8	-9.6	25.0	17.7	0.0	-17.7	1.0	1.000
42	UT15	13.8	-7.1	49.0	19.4	0.0	-19.4	1.0	1.000
43	Barsi220	213.1	-11.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.969
44	SanJuanREP60	64.3	-12.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.071
45	Callahuanca60	63.5	-2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.059
46	Callahuanca6	6.5	1.3	33.0	4.8	0.0	-4.8	1.0	1.083
47	Marcona60	53.6	-30.6	0.0	0.0	62.0	20.7	0.0	0.893
48	Santa Rosa220	214.8	-11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.976
49	Chavarria220	214.6	-10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.975
50	SantaRosa VNLDS	62.6	-16.8	0.0	0.0	72.5	24.2	0.0	1.044
51	Callahuanca60 2	63.6	-13.8	0.0	0.0	1.1	0.4	0.0	1.060
52	Callahuanca6 2	6.5	-1.8	33.0	4.6	0.0	-4.6	1.0	1.300
53	Huampani60	62.2	-15.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.036
54	Huampani10	10.0	-10.0	28.0	11.4	3.3	-10.3	1.0	1.000
55	Moyopampa60	64.1	-14.1	0.0	0.0	25.3	8.4	0.0	1.068
56	Moyopampa10	10.0	0.3	64.0	37.2	0.0	-37.2	1.0	1.000
57	Salamanca60	63.7	-18.6	0.0	0.0	52.4	17.5	0.0	1.062
58	Monterrico60	63.6	-18.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.061
59	Huayucachi 60	63.3	2.1	0.0	0.0	34.3	11.4	0.0	1.056
60	SEPANU 138	138.0	-16.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.000
61	SEPAEX 138	138.0	-16.2	0.0	0.0	25.0	8.3	0.0	1.000
62	Cahua138	140.5	-15.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.018
63	Cahua10	10.0	-10.0	23.0	9.9	0.0	-9.9	1.0	1.000
64	Ventani1laTG3	16.0	-3.2	208.0	45.4	0.0	-45.4	1.0	1.000
65	Ventani1laTG4	16.0	-5.0	153.0	39.8	0.0	-39.8	1.0	1.000
66	Huachipa60	60.7	-18.5	0.0	0.0	73.0	24.3	0.0	1.011
67	Nana60	61.0	-17.6	0.0	0.0	22.7	7.6	0.0	1.017

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
68	SantaAnita60	61.5	-17.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.025
69	Marcona10	8.9	-30.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.886
70	Barsi60	64.9	-15.5	0.0	0.0	228.1	76.0	0.0	1.081
71	Puente60	62.5	-18.5	0.0	0.0	121.4	40.5	0.0	1.043
72	TG7	13.8	-5.5	117.0	34.6	0.0	-34.6	1.0	1.000
73	Tingo Maria_220	211.6	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.962
74	Tingo Maria_138	132.3	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.958
75	Tingo Maria_10	10.1	-1.3	0.0	0.0	4.6	1.5	0.0	1.013
76	Aguaytia_220	216.3	12.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.983
77	Aguaytia_138	131.1	9.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.950
78	Aguaytia_131	13.8	18.7	86.0	29.1	0.0	-29.1	1.0	1.062
79	Aguaytia_132	13.8	18.7	86.0	29.1	0.0	-29.1	1.0	1.062
80	Vizcarra_220	220.0	-6.9	0.0	77.7	88.0	-43.1	1.0	1.000
81	pucallpa_138	118.8	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.861
82	pucallpa_60	50.6	0.8	0.0	0.0	27.0	9.0	0.0	0.844
83	yarinacocha_10	8.4	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.844
84	aucayacu_138	132.5	1.0	0.0	0.0	0.7	0.2	0.0	0.960
85	tocache_138	132.7	0.4	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	0.962
86	Huanuco_138	128.6	-1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.932
87	Huanuco_10	9.1	-6.6	0.0	0.0	11.8	3.9	0.0	0.913
88	Paragsha2_220	220.6	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.003
89	Paragsha2_138	127.2	-2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.921
90	Paragshal_138	127.0	-2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.920
91	Paragshal_50	50.0	-5.3	0.0	0.0	25.4	8.5	0.0	1.001
92	Carhuamayo_220	221.7	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.008
93	Carhuamayo_138	128.1	-3.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.928
94	Carhuamayo_50	48.0	-3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.960
95	Oroya N_138	127.3	-4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.922
96	Oroya N_50	53.2	-4.4	0.0	0.0	10.3	3.4	0.0	1.064
97	Excelsior_50	49.8	-5.4	0.0	0.0	6.5	2.2	0.0	0.997
98	Huaron_50	48.5	-4.9	0.0	0.0	5.4	1.8	0.0	0.969
99	Shelby_50	48.3	-5.0	0.0	0.0	7.1	2.4	0.0	0.966
100	Junin_50	49.1	-1.9	0.0	0.0	0.5	0.2	0.0	0.983
101	malpaso_50	50.9	0.0	0.0	0.0	4.7	1.6	0.0	1.017
102	malpaso_6.9	6.9	3.1	44.0	-12.6	0.0	12.6	1.0	1.000
103	mayupampa_50	51.7	-3.3	0.0	0.0	0.8	0.3	0.0	1.034
104	Oroya_50	51.8	-3.6	0.0	0.0	0.5	0.2	0.0	1.036
105	Oroya_2.3	2.3	-1.6	4.0	-13.0	0.0	13.0	1.0	1.000
106	Planta Zinc_50	52.4	-4.7	0.0	0.0	72.8	24.3	0.0	1.048
107	Curipata_50	56.7	-6.7	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	1.133
108	Pachachaca_50	60.0	-8.4	15.0	120.1	22.2	-112.7	1.0	1.200
109	Pachachaca_2	2.3	-5.9	8.0	-30.2	0.0	30.2	1.0	1.000
110	Yuncan_138	132.6	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.961
111	Yaupi_138	132.8	19.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.963
112	Yaupi_13A	13.2	23.3	35.0	-1.8	0.4	1.9	1.0	1.000
113	Yaupi_13B	13.2	23.4	55.0	-2.3	1.3	2.8	1.0	1.000
114	Caripa_138	127.0	-4.6	0.0	0.0	14.9	5.0	0.0	0.920
115	Huanuco_22	22.4	-1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.017
116	Santalsabel220	220.5	4.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.002
117	Santalsabel138	134.6	9.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.975
118	Yuncan13.8	13.8	6.2	88.0	-7.2	0.0	7.2	1.0	1.000
119	Ica60	56.4	-20.6	0.0	0.0	33.4	11.1	0.0	0.939

Eigenvalores.

Tabla C.8. Eigenvalores del Área Centro. Caso 2.

	Eigenvalor		Eigenvalor		Eigenvalor
1	0.40165	31	12.75347	61	52.43422
2	0.52422	32	12.87872	62	60.39335
3	0.77596	33	13.20113	63	61.84752
4	0.88115	34	13.83248	64	63.09064
5	1.03929	35	15.36281	65	65.53106
6	1.38866	36	15.96032	66	70.58462
7	1.81046	37	17.16264	67	76.98861
8	2.13633	38	17.93685	68	79.82553
9	2.42581	39	18.28825	69	83.07968
10	2.55629	40	19.38795	70	85.98506
11	2.8462	41	20.32569	71	86.80779
12	3.2008	42	20.72787	72	87.52936
13	3.25754	43	21.68119	73	105.00992
14	3.4593	44	22.12787	74	119.48357
15	3.62561	45	23.21976	75	126.00434
16	4.74288	46	23.34642	76	127.79873
17	5.05256	47	23.60828	77	143.47057
18	5.39392	48	24.25309	78	158.51499
19	6.05163	49	25.67042	79	239.27306
20	6.53136	50	25.78896	80	292.91645
21	6.8374	51	29.43445	81	393.94001
22	6.96704	52	30.64962	82	436.22505
23	7.14305	53	34.68286	83	496.70997
24	8.32039	54	36.24186	84	625.08028
25	8.73225	55	39.00965	85	625.58981
26	9.83767	56	42.2802	86	626.08566
27	10.22577	57	43.85897	87	1012.87151
28	11.6097	58	44.53048	88	2869.31752
29	12.13414	59	45.16533	89	3107.14668
30	12.62247	60	50.29672		

## Área Norte:

## Flujo de Carga.

Tabla C.9. Resultados del Flujo de Carga del Área Norte. Caso 2.

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
0	Tumbes60	60.3	-21.6	0.0	0.0	23.2	7.7	0.0	1.006
1	Tumbes10	10.0	-18.3	9.1	-0.6	0.0	0.6	1.0	1.000
2	Zorritos60	60.4	-21.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.006
3	Zorritos220	225.9	-19.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.027
4	Talara220	223.5	-18.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.016
5	Talara13.8	13.8	-13.5	91.0	-12.0	0.0	12.0	1.0	1.000
6	Talara13.2	13.2	-19.0	14.0	-3.8	18.1	9.8	1.0	1.000
7	Piura220	221.5	-23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.007
8	Piura60	61.7	-25.4	0.0	0.0	4.2	1.4	0.0	1.028
9	Paita60	54.9	-29.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.916
10	CT PaitaEMD	3.8	-29.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.916
11	CT Paita10	8.0	-45.2	0.0	0.0	19.5	6.5	0.0	0.802
12	El arenal 60	56.0	-28.9	0.0	0.0	3.6	1.2	0.0	0.933
13	Sullana 60	59.0	-26.3	0.0	0.0	7.1	2.4	0.0	0.983
14	CH Curumuy 60	60.0	-25.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.000
15	CH Curumuy 10	10.0	-19.5	12.0	0.6	0.0	-0.6	1.0	1.000

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
16	Textil 60	61.2	-25.6	0.0	0.0	6.3	2.1	0.0	1.019
17	Der Curumuy 60	59.8	-25.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.996
18	Piura Centro 60	60.7	-26.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.012
19	Piura Centro 10	9.8	-31.0	0.0	0.0	29.5	9.8	0.0	0.984
20	CT Piural0	10.0	-30.0	13.0	5.3	0.0	-5.3	1.0	1.000
21	CT Piura4	4.8	-30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.200
22	Chiclayo220	226.0	-25.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.027
23	Chiclayo60	60.7	-29.3	0.0	0.0	26.9	9.0	0.0	1.012
24	CT Chiclayo	9.6	-37.0	0.0	0.0	38.6	12.9	0.0	0.958
25	Guadalupe220	224.6	-25.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.021
26	Guadalupe60	60.6	-26.9	0.0	0.0	15.1	5.0	0.0	1.010
27	Cmts Pacasmayo 60	61.3	-28.3	0.0	0.0	11.2	3.7	0.0	1.022
28	Cmts Pacasmayo 6.3	6.4	-28.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.022
29	CTPacasmayo-Man	2.4	-28.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.022
30	CH GallitoCiego60	60.1	-25.2	0.0	0.0	11.2	3.7	0.0	1.002
31	CH GallitoCiego 10	10.5	-22.1	32.0	0.0	0.0	0.0	1.0	1.050
32	Cajamarca 60	58.6	-27.5	0.0	0.0	5.8	1.9	0.0	0.976
33	Trujillo Norte220	221.2	-22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.006
34	Trujillo Norte138	136.8	-25.0	0.0	0.0	23.6	7.9	0.0	0.992
35	Cajamarca Norte220	221.8	-23.8	0.0	0.0	13.6	4.5	0.0	1.008
36	Porvenir	134.9	-25.9	0.0	0.0	9.9	3.3	0.0	0.977
37	Trujillo Sur 138	133.9	-26.2	0.0	0.0	5.0	1.7	0.0	0.970
38	Trujillo Sur I 10	10.1	-30.9	0.0	0.0	44.6	14.9	0.0	1.007
39	Trujillo Sur 33	33.2	-30.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.007
40	Chimbote220	222.9	-16.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.013
41	Chimbote138	140.8	-15.6	0.0	0.0	38.6	12.9	0.0	1.020
42	Chimbote13.8	14.6	-15.6	0.0	0.0	1.2	0.4	0.0	1.057
43	Huallanca138	143.0	-11.2	0.0	0.0	25.0	8.3	0.0	1.036
44	Chimbote2 138	140.6	-15.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.019
45	SiderNorte 13.8	14.0	-16.6	0.0	0.0	8.5	2.8	0.0	1.014
46	SiderSur 13.8	13.9	-17.0	0.0	0.0	12.8	4.3	0.0	1.011
47	SEPANU220	215.0	0.0	130.8	-37.7	0.0	37.7	2.0	0.977
48	carhuaquero 220	228.8	-24.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.040
49	carhuaquero 10	10.2	-22.3	36.0	4.1	0.2	-4.0	1.0	1.020
50	machala220	226.3	-19.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.029
51	Trujillo Norte 10	9.6	-29.5	0.0	0.0	22.9	7.6	0.0	0.963
52	Huallanca13.8	13.9	-8.9	140.0	4.0	0.5	-3.8	1.0	1.007
53	CT PaitaSKD	1.9	-45.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.802
54	SVC Chiclayo	8.5	-29.3	0.0	15.2	0.0	-15.2	1.0	1.063
55	SVC Trujillo	8.0	-25.0	0.0	2.5	0.0	-2.5	1.0	1.000
56	Sullana 10	9.8	-26.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.983
57	Sullana4.18	4.1	-26.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.983

Eigenvalores.

Tabla C.10. Eigenvalores del Área Norte. Caso 2.

	Eigenvalor		Eigenvalor		Eigenvalor
1	0.12041	17	4.04539	33	20.61514
2	0.16781	18	4.88082	34	22.44042
3	0.35256	19	5.30003	35	25.14717
4	0.44	20	5.45047	36	37.56805
5	0.46608	21	5.64379	37	38.47396
6	0.91524	22	6.26984	38	48.97435
7	0.9434	23	6.80888	39	50.06739
8	1.13767	24	8.04355	40	51.26601

	Eigenvalor		Eigenvalor		Eigenvalor
9	1.30153	25	8.13818	41	53.3131
10	1.44253	26	8.66592	42	56.8835
11	1.50234	27	11.25605	43	60.09117
12	1.64777	28	11.58398	44	97.11975
13	1.83704	29	14.6556	45	166.93982
14	2.61209	30	15.46198	46	228.03499
15	2.67598	31	18.05878	47	520.68643
16	3.36419	32	19.36834		

### Área Sur:

### Flujo de Carga.

Tabla C.11. Resultados del Flujo de Carga del Área Sur. Caso 2.

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
0	SOCABAYA 220	222.0	0.0	81.0	57.4	0.0	-57.4	2.0	1.009
1	SOCABAYA 138	134.8	-0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.977
2	SOCABAYA 33	33.6	-7.4	0.0	0.0	4.5	2.2	0.0	1.018
3	MOQUEGUA 220	217.4	-1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.988
4	MOQUEGUA 138	135.2	-4.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.980
5	ILO2 220	219.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.998
6	ILO2 17	17.0	6.0	135.0	9.5	0.1	-9.5	1.0	1.000
7	BOTIFLACA 138	132.9	-6.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.963
8	BOTIFLACA 6.9	6.5	-11.6	0.0	0.0	63.0	11.7	0.0	0.944
9	BOTIFLACA 69	65.8	-8.6	0.0	0.0	10.8	2.7	0.0	0.954
10	ILOI 138	135.4	-7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.981
11	ILOI TV1,2	13.8	-9.5	10.0	19.5	23.9	-13.5	1.0	1.000
12	ILOI CAT	4.1	-14.4	0.0	0.0	6.1	0.0	0.0	0.996
13	ILOI TV3	13.8	-6.0	21.0	12.7	3.8	-11.4	1.0	1.000
14	ILOI TV4	13.5	-8.1	0.0	0.0	3.8	1.3	0.0	0.979
15	ILOI TGI	12.9	-7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.938
16	ILOI TG2	14.2	-7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.025
17	QUEB HONDA 138	132.5	-8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.960
18	QUEB HONDA 13.8	13.0	-13.9	0.0	0.0	9.4	1.3	0.0	0.942
19	ILO ELECTROSUR 138	135.1	-7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.979
20	ILO ELECTROSUR 10.5	10.2	-10.5	0.0	0.0	5.6	0.8	0.0	0.972
21	REFINERIA 138	135.1	-7.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.979
22	REFINERIA 10.5	10.2	-10.7	0.0	0.0	17.5	2.4	0.0	0.971
23	PUSH BACK 138	132.7	-6.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.962
24	MILL SITE 138	131.8	-7.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.955
25	MILL SITE TR1 13.8	13.0	-12.2	0.0	0.0	21.3	3.0	0.0	0.942
26	MILL SITE TR2 13.8	13.0	-12.1	0.0	0.0	21.3	3.0	0.0	0.942
27	MILL SITE TR3 13.8	13.0	-12.0	0.0	0.0	21.3	3.0	0.0	0.943
28	TOQUEPALA 138	135.3	-4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.980
29	LIXIVIACION 138	131.8	-7.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.955
30	LIXIVIACION 13.8	13.1	-9.8	0.0	0.0	11.7	1.7	0.0	0.950
31	CERRO VERDE 138	134.1	-1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.971
32	CYPRUS 138	134.0	-1.3	0.0	0.0	42.5	18.9	0.0	0.971
33	REPARTICION 138	133.6	-1.6	0.0	0.0	1.7	0.6	0.0	0.968
34	EL ALTO 138	133.4	-1.7	0.0	0.0	1.7	0.6	0.0	0.967
35	MOLLENDO 138	132.9	-2.0	0.0	0.0	4.6	1.5	0.0	0.963
36	MOLLENDO TG1 13.8	13.3	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.963
37	MOLLENDO TG2 13.8	13.3	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.963
38	MOLLENDO MIRR	13.3	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.963

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
	13.8								
39	JESUS 33	31.9	-10.6	0.0	0.0	13.0	6.1	0.0	0.965
40	PQ IND 33	31.4	-11.5	0.0	0.0	29.0	10.8	0.0	0.950
41	CERVESUR 33	31.3	-11.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.948
42	CHALLAPAMPA 33	31.0	-13.0	0.0	0.0	8.0	3.3	0.0	0.940
43	CHILINA AMP 33	31.1	-13.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.941
44	CHILINA ANT 33	31.0	-13.7	0.0	0.0	36.7	15.2	0.0	0.940
45	CHILINA 138	120.7	-13.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.875
46	CHARCANI VI 33	32.6	-13.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.987
47	CHARCANI VI 5.25	5.3	-8.4	9.0	10.6	0.0	-10.6	1.0	1.000
48	CHARCANI IV 33	32.1	-14.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.973
49	CHARCANI IV 5.25	5.3	-12.7	10.0	12.7	0.0	-12.7	1.0	1.000
50	CHARCANI II,III 33	32.2	-17.5	0.0	0.0	14.3	2.0	0.0	0.975
51	CHARCANI II,III 5.25	5.3	-15.8	4.5	9.4	0.0	-9.4	1.0	1.000
52	CHARCANI I 4.16	4.2	-13.5	1.6	0.0	0.0	0.0	1.0	1.000
53	CHILINA TVI,2 5.25	5.0	-13.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.946
54	CHILINA TV3 10.5	9.7	-13.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.973
55	CHILINA TG 13.8	13.0	-13.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.940
56	CHILINA SLZI 10.4	9.2	-13.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.924
57	CHILINA SLZ2 10.4	9.2	-13.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.924
58	ARICOTA2 138	135.3	-4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.981
59	ARICOTA2 66	64.9	-5.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.984
60	ARICOTA2 10.5 1	10.3	-4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.030
61	ARICOTA1 66	65.2	-5.1	0.0	0.0	0.3	0.1	0.0	0.988
62	ARICOTA1 10.5 1	10.5	-4.4	4.0	4.7	0.0	-4.7	1.0	1.050
63	Tomasiri 66	62.1	-6.9	0.0	0.0	0.5	0.3	0.0	0.941
64	Los Heroes 220	213.5	-3.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.970
65	Los Heroes 66	60.9	-7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.922
66	Tacna 66	59.2	-8.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.897
67	Tacna 10.5	9.3	-12.8	0.0	0.0	16.1	6.9	0.0	0.930
68	Yarada 66	57.2	-9.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.867
69	Yarada 10.5 1	7.7	-24.2	0.0	0.0	6.6	3.0	0.0	0.773
70	Yarada 10.5 2	9.1	-9.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.910
71	Calana 66	58.8	-8.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.890
72	Calana 4 10.5	9.3	-8.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.935
73	Calana 1,2,3 10.5	9.3	-8.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.935
74	Puno 220	215.4	-1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.979
75	Puno 138	130.7	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.947
76	Puno 60	54.8	-4.0	0.0	0.0	7.4	3.8	0.0	0.913
77	Bellavista 60	54.8	-4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.913
78	Bellavista 10	9.1	-4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.913
79	Bellavista 2.3	2.2	-4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.953
80	Juliaca 138	128.3	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.930
81	Juliaca 60	55.8	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.930
82	Juliaca 10	8.7	-2.6	0.0	0.0	14.0	8.1	0.0	0.874
83	Machupicchu 138	131.0	16.9	0.0	0.0	2.9	0.4	0.0	0.949
84	Machupicchu G1	13.8	22.6	28.3	16.8	0.0	-16.8	1.0	1.000
85	Machupicchu G2	13.8	22.6	28.3	16.8	0.0	-16.8	1.0	1.000
86	Machupicchu G3	13.8	22.6	28.3	16.8	0.0	-16.8	1.0	1.000
87	Cachimayo 138	120.5	11.3	0.0	0.0	3.1	1.8	0.0	0.873
88	Cachimayo 6.4	5.7	4.2	0.0	0.0	29.2	12.2	0.0	0.886
89	Dolorespata 138	120.4	11.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.873
90	Dolorespata 11.5	9.7	6.1	0.0	0.0	23.9	9.5	0.0	0.839
91	Quencoro 138	121.0	11.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.877
92	Quencoro 33 1	28.8	10.7	0.0	0.0	0.6	0.4	0.0	0.873
93	Quencoro 33 2	26.4	1.6	0.0	0.0	7.2	5.0	0.0	0.801

	Nombre	Voltaje kV	Angulo (°)	P gen MW	Q gen MVAR	P dem MW	Q dem MVAR	Tipo de Barra	Voltaje pu
94	Combapata	123.0	8.1	0.0	0.0	2.2	0.4	0.0	0.891
95	Tintaya 138	126.1	5.2	0.0	0.0	12.3	5.0	0.0	0.914
96	Tintaya 10.5	10.0	5.2	0.0	7.3	0.0	-7.3	1.0	1.000
97	Tintaya 10	9.3	4.1	0.0	0.0	6.7	1.5	0.0	0.928
98	Ayaviri 138	128.0	8.2	0.0	0.0	0.5	0.5	0.0	0.927
99	Callalli 138	129.7	2.4	0.0	0.0	7.5	9.5	0.0	0.940
100	Azangaro 138	129.2	9.8	0.0	0.0	0.6	0.4	0.0	0.936
101	San Rafael 138	130.8	14.7	0.0	0.0	13.8	6.5	0.0	0.947
102	San Gaban 138	136.0	20.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.985
103	San Gaban G1	13.8	24.1	44.0	11.3	0.0	-11.3	1.0	1.000
104	San Gaban G2	13.8	24.1	44.0	11.3	0.0	-11.3	1.0	1.000
105	Santuario 138	136.7	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.991
106	der. Cachimayo	123.3	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.894
107	PQ IND 66	58.8	-8.9	0.0	0.0	7.2	3.8	0.0	0.890
108	Charcani V	13.8	6.5	112.0	50.6	0.0	-50.6	1.0	1.000

Eigenvalores.

Tabla C.12. Eigenvalores del Área Sur. Caso 2.

	Eigenvalor		Eigenvalor		Eigenvalor
1	0.10776	32	2.84972	63	16.2619
2	0.11807	33	2.94315	64	17.41124
3	0.26927	34	2.95876	65	18.39699
4	0.27217	35	2.99788	66	18.70084
5	0.3814	36	3.12583	67	20.60377
6	0.45356	37	3.20946	68	22.1283
7	0.54861	38	3.57706	69	22.75143
8	0.56903	39	3.601	70	23.15095
9	0.59564	40	3.78846	71	25.31965
10	0.62775	41	3.80979	72	27.23433
11	0.7038	42	4.17616	73	30.00429
12	0.72853	43	4.41165	74	30.70609
13	0.82146	44	4.55841	75	33.29606
14	0.85918	45	4.80622	76	33.43343
15	1.00653	46	4.96728	77	34.79619
16	1.02692	47	5.02218	78	37.88023
17	1.17118	48	5.449	79	39.7199
18	1.31508	49	5.90058	80	44.44275
19	1.41341	50	6.73149	81	48.99729
20	1.59887	51	6.89202	82	49.48742
21	1.66743	52	7.28143	83	54.74814
22	1.83794	53	7.87843	84	77.87343
23	1.9325	54	8.40705	85	89.45953
24	1.9403	55	8.53132	86	92.71516
25	2.09421	56	9.06387	87	146.77781
26	2.13734	57	9.52944	88	161.71147
27	2.14863	58	10.83238	89	178.28297
28	2.32621	59	11.02712	90	212.55331
29	2.4919	60	14.12832	91	417.05254
30	2.57417	61	14.76237	92	1396.87803
31	2.7513	62	15.51148	93	2309.7395

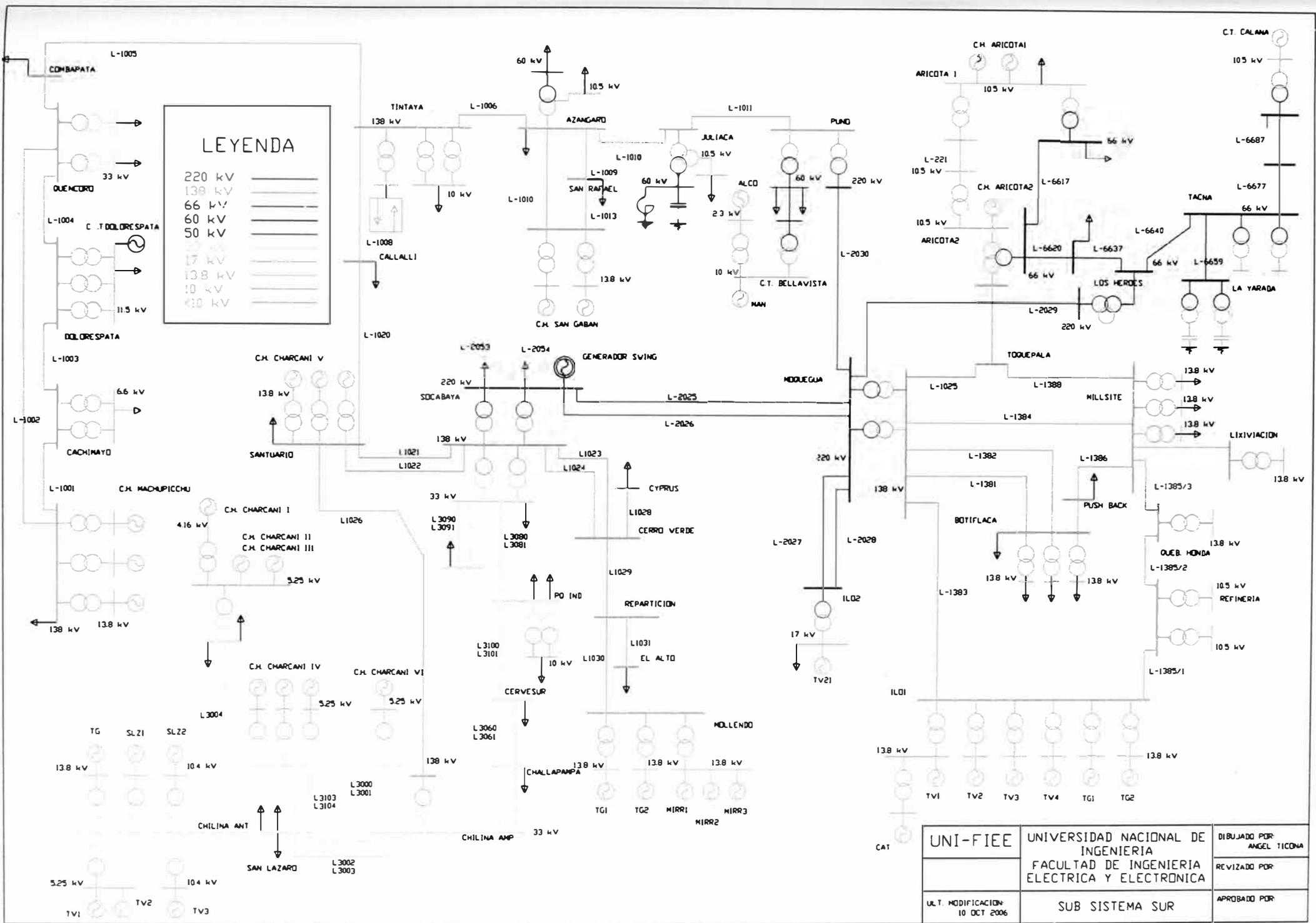
**ANEXO D**  
**DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**

A continuación se presentan los Diagramas Unifilares, por sub-sistema, utilizados en el presente trabajo para analizar la Estabilidad de Voltaje del Sistema Eléctrico Nacional.

1. Subsistema Centro.
2. Subsistema Norte.
3. Subsistema Sur.







UNI-FIEE	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	DIBUJADO POR: ANGEL TICONA
		REVIZADO POR:
ULT. MODIFICACION: 10 OCT 2006	SUB SISTEMA SUR	APROBADO POR:

## BIBLIOGRAFÍA

1. Carson W. Taylor, "Power System Voltage Stability", McGrall-Hill, Inc. Electrical Systems Division. Electric power Research Institute, edition 1994
2. B. Gao, G.K. Morison, P. Kundur. "Voltaje Stability Evaluation using Modal Analysis". Transactions on Power System, Vol 7, Nro4, November 1992.
3. Prabha Kundur, "Power System Stability and Control", McGrall-Hill, Inc. Electric power Research Institute, edition 1994.
4. John j. Grainger and William D. Stevenson, Jr. "Análisis de Sistemas de Potencia" (Titulo en Español), McGrall-Hill, Inc. North Carolina State University, edición en español 1996.
5. Ing. Moisés Ventosilla. "Sistemas Eléctricos de Potencia", Universidad Nacional de Ingeniería, 1982
6. Cesar Saal, "Matrices Diagonalizables y Formas Cuadráticas", Editorial Gomez. Colección Complemento Matemático, 1984.