

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REGIÓN CAPITAL EN RED DE TRANSMISIÓN DE 230 kV MEDIANTE ANÁLISIS MODAL

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Jesús Rivas
para optar al título
de Ingeniero Electricista.

Caracas, 2017

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REGIÓN CAPITAL EN RED DE TRANSMISIÓN DE 230 kV MEDIANTE ANÁLISIS MODAL

Tutor Académico: Prof. Alexis Barroso

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Jesús Rivas
para optar al título
de Ingeniero Electricista.

Caracas, 2017

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 14 de junio de 2017

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Jesús W. Rivas L., titulado:

***"ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE
LA REGIÓN CAPITAL EN RED DE TRANSMISIÓN DE 230 kV MEDIANTE
ANÁLISIS MODAL***

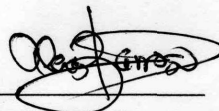
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Potencia, sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, y lo declaran APROBADO.



Prof. Vanessa Carlson
Jurado



Prof. Vicente López
Jurado



Prof. Alexis Barroso
Tutor Académico

*A mi familia, gracias por su amor, su guía y apoyo incondicional; sin ustedes no
sería el hombre que soy hoy. Los amo.*

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi madre, Eva Luna, la mujer más abnegada y trabajadora que he conocido, por su disciplina, que formó mi carácter, y su amor que me motiva a seguir adelante.

A mi padre, Walter Rivas, hombre trabajador con una paciencia infinita, por sus consejos y por ser el modelo del hombre que aspiro ser. Su temple, inteligencia y visión de la vida siempre serán mi ejemplo a seguir.

A mi hermano, Waltercito, por su compañía y apoyo incondicional. Valoro tu amistad como ninguna, siempre estaré para ti.

A Héctor Camejo, mi único amigo que sigue a mi lado desde el primer semestre, allá hace tanto tiempo, por su humor tan especial y optimismo que raya en lo conmovedor.

A Víctor Tovar por su paciencia y por tratar de contagiarnos siempre su sentido de la responsabilidad, espero sigamos peleando aún después de que nos graduemos.

A Kelvin Noriega, por intentar regalarme un poco de esa inteligencia que a él le sobra.

A Mariana Ramírez, por su cariño y amistad invaluable. Gracias por haber sido una de mis fuentes de inspiración y motivación.

A Alberto Hung, como un hermano para mí, confidente y amigo. Grandes cosas nos esperan.

A todos los profesores que tuve a lo largo de la carrera, hombres y mujeres admirables. Tendré presente de por vida sus consejos y llamados de atención.

A mi tutor, Alexis Barroso, por proporcionarme las herramientas necesarias, y guiarme con empeño y paciencia en el desarrollo de este Trabajo de Grado.

Finalmente agradezco a mi alma máter, la Universidad Central de Venezuela, por brindarme lo más valioso que posee la humanidad: el conocimiento.

Jesus W., Rivas L.

ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REGIÓN CAPITAL EN RED DE TRANSMISIÓN DE 230 kV MEDIANTE ANÁLISIS MODAL

Tutor académico: Prof. Alexis Barroso. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. 2017. 80 h. + anexos

Palabras Clave: Estabilidad de Tensión, Análisis Modal, Autovalores, Autovectores, Factores de Participación, Matriz Jacobiana Reducida.

Resumen. La importancia de este estudio radica en la necesidad de garantizar la operación integrada de los recursos de generación y transmisión, de manera de cubrir la demanda de potencia de forma confiable y segura; lo cual, debido a la complejidad del sistema, es posible gracias a herramientas informáticas especializadas basadas en modelos matemáticos y procedimientos como el análisis modal. El Trabajo Especial de Grado tiene como objetivo general analizar la estabilidad de voltaje del Sistema Eléctrico de la Región Capital en red de transmisión de 230 kV aplicando el análisis modal, usando un software de simulación y análisis de sistemas de potencia: NEPLAN Electricity. Se aplicó un diseño de investigación experimental, basado en las simulaciones de la red con el módulo de estabilidad de tensión en distintos puntos de operación o escenarios de demanda. Partiendo de un Caso Base, se definieron los otros casos de estudio mediante el aumento progresivo de la demanda; la aplicación del análisis modal, en cada uno de ellos, permitió evaluar la estabilidad del sistema y determinar las áreas críticas y los elementos de mayor consumo de reactivos asociados a cada modo. Se obtuvo como resultado un límite de estabilidad de tensión de 4.750 MW, y un límite de 3.682 MW luego de aplicar la contingencia simple más severa, ambos valores por encima del límite de cargabilidad. De los resultados obtenidos se concluyó que la Red de 230 kV de la Región Capital, debido a las características de la red de transmisión y la importación del Sistema Eléctrico Nacional, es un sistema muy robusto ante la inestabilidad de tensión. El límite de cargabilidad resultó ser el factor limitante en cuanto a la operación del sistema.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	III
RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS	V
RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL	VII
LISTA DE FIGURAS	IX
LISTA DE TABLAS	XI
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1. Objetivo General	4
1.2. Objetivos Específicos	4
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO	5
2.1. Antecedentes	5
2.2. Fundamentos teóricos	6
2.2.1. Flujo de carga	6
2.2.2. Estabilidad de tensión	11
2.2.3. Análisis de estabilidad de tensión	16
2.2.4. Seguridad del sistema de potencia	24
2.2.5. Software para el análisis de sistemas de potencia : NEPLAN Electricity	28
2.2.6. Sistema Eléctrico de la Región Capital	34
CAPÍTULO III	
MARCO METODOLÓGICO	38

3.1. Diseño de la investigación	38
3.2. Definición de variables	38
3.3. Instrumentos de simulación	39
3.4. Instrumentos de recolección de datos	40
3.5. Procedimiento	40
CAPÍTULO IV	
RESULTADOS	43
4.1. Caso de estudio en PowerFactory	43
4.2. Caso Base	44
4.3. Caso Máxima Demanda Histórica	48
4.4. Caso Máxima Cargabilidad	52
4.5. Caso Límite de Estabilidad de Tensión	57
4.6. Análisis de contingencias	62
4.6.1. Salida de líneas	62
4.6.2. Pérdida de generación	63
4.6.3. Sin importación	64
4.7. Resumen de los resultados	64
CAPÍTULO V	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
5.1. Conclusiones	66
5.2. Recomendaciones	67
BIBLIOGRAFÍA	69

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Ejemplo de curvas PV [10]	14
Figura 2.2. Ejemplo de curvas VQ con distintos valores de potencia [10]	15
Figura 2.3. Estados de operación del sistema de potencia [10]	25
Figura 2.4. Interfaz de usuario de NEPLAN Electricity [13]	30
Figura 2.5. Pestaña Análisis de Sensibilidad / Análisis Modal	31
Figura 2.6. Pestaña Curvas V-Q	32
Figura 2.7. Pestaña Curvas P-V	33
Figura 2.8. Curva de demanda diaria del Sistema Eléctrico de la Región Capital	35
Figura 4.1. Factores de participación de barras : Caso Base	46
Figura 4.2. Factores de participación de ramas : Caso Base	47
Figura 4.3. Factores de participación de generadores : Caso Base	47
Figura 4.4. Factores de participación de barras: Máxima Demanda His- tórica	50
Figura 4.5. Factores de participación de ramas : Máxima Demanda Histórica	51
Figura 4.6. Factores de participación de generadores : Máxima Deman- da Histórica	51
Figura 4.7. Curvas PV : Máxima Cargabilidad	55
Figura 4.8. Factores de participación de barras: Máxima Cargabilidad	55
Figura 4.9. Factores de participación de ramas : Máxima Cargabilidad	56
Figura 4.10. Factores de participación de generadores : Máxima Carga- bilidad	56
Figura 4.11. Curvas PV : Límite de Estabilidad de Tensión	60
Figura 4.12. Factores de participación de barras : Límite de Estabilidad de Tensión	60

Figura 4.13. Factores de participación de ramas : Límite de Estabilidad de Tensión	61
Figura 4.14. Factores de participación de generadores : Límite de Esta- bilidad de Tensión	61
Figura 4.15. Curvas PV : Resumen de los resultados	65

LISTA DE TABLAS

Cuadro 2.1. Clasificación de los módulos de NEPLAN [13]	30
Cuadro 2.2. Generación de la Red Capital	36
Cuadro 2.3. Líneas de Transmisión a 230 kV	37
Cuadro 2.4. Transformadores de la red de Transmisión a 230 kV	37
Cuadro 4.1. Características del caso de estudio en PowerFactory	43
Cuadro 4.2. Intercambio entre las redes de 230 kV y 69 kV	43
Cuadro 4.3. Características del Caso Base	44
Cuadro 4.4. Tensiones y ángulos de barra : Caso Base	44
Cuadro 4.5. Líneas de transmisión : Caso Base	45
Cuadro 4.6. Generación en barras : Caso Base	45
Cuadro 4.7. Autovalores : Caso Base	46
Cuadro 4.8. Características del Caso Máxima Demanda Histórica	48
Cuadro 4.9. Tensiones y ángulos de barra : Máxima Demanda Histórica	48
Cuadro 4.10. Líneas de transmisión : Máxima Demanda Histórica	49
Cuadro 4.11. Generación en barras : Máxima Demanda Histórica	49
Cuadro 4.12. Autovalores : Máxima Demanda Histórica	50
Cuadro 4.13. Características del Caso Máxima Cargabilidad	52
Cuadro 4.14. Tensiones y ángulos de barra : Máxima Cargabilidad	52
Cuadro 4.15. Líneas de transmisión : Máxima Cargabilidad	53
Cuadro 4.16. Generación en barras : Máxima Cargabilidad	53
Cuadro 4.17. Autovalores : Máxima Cargabilidad	54
Cuadro 4.18. Características del Caso Límite de Estabilidad de Tensión	57
Cuadro 4.19. Tensiones y ángulos de barra : Límite de Estabilidad de Tensión	57
Cuadro 4.20. Líneas de transmisión : Límite de Estabilidad de Tensión	58
Cuadro 4.21. Generación en barras : Límite de Estabilidad de Tensión	58

Cuadro 4.22. Autovalores : Límite de Estabilidad de Tensión	59
Cuadro 4.23. Límites de estabilidad de tensión : Salida de una línea . .	62
Cuadro 4.24. Límites de estabilidad de tensión : Salida de dos líneas . .	63
Cuadro 4.25. Límites de estabilidad de tensión : Pérdida de generación	63
Cuadro 4.26. Límites de estabilidad de tensión : Sin Importación	64
Cuadro 4.27. Resumen de Resultados	64

INTRODUCCIÓN

La inestabilidad o colapso de voltaje ocurre en un sistema de potencia cuando los voltajes declinan progresivamente hasta que es imposible la operación con voltajes estables. Esto se produce debido a un desbalance entre las fuentes de potencia reactiva y la demanda, y como resultado de uno o más cambios en las condiciones del sistema; incluyendo el aumento de la carga activa o reactiva, altos intercambios, o la pérdida de generación. A diferencia del fenómeno de estabilidad transitoria, donde los generadores oscilan fuera de sincronismo con el resto del sistema de potencia, dentro de los pocos segundos después de una falla crítica, la inestabilidad de voltaje puede ocurrir gradualmente dentro del rango de diez segundos hasta minutos.

La estabilidad de tensión es fundamentalmente “la habilidad de un sistema de potencia para mantener los voltajes en estado estable de todas las barras del sistema, después de haber sido sujeto a la perturbación de una determinada condición operativa inicial”[1]. En términos operativos, el fenómeno de inestabilidad de tensión se manifiesta como una caída progresiva e incontrolable de los voltajes en los nodos del sistema de potencia una vez suscitado algún disturbio, lo cual inicialmente presenta implicaciones locales que, típicamente, vienen acompañadas de una secuencia de eventos que resulta en un colapso de tensiones con consecuencias sobre gran parte del sistema de potencia. La principal fuerza promotora de la inestabilidad de voltaje es la incapacidad del sistema eléctrico de potencia para hacer frente a las exigencias impuestas por la demanda, razón por la cual es también conocida como “inestabilidad de carga” [2].

Este trabajo presentará el caso de estudio correspondiente a la determinación de los límites estáticos por estabilidad de voltaje para el sistema eléctrico de la Región Capital año 2014. Por esta razón, se hará enfoque en encontrar los nodos y ramas vulnerables en la red del sistema eléctrico capital en 230 kV, de modo de obtener información de los límites estáticos de transmisión.

El desarrollo del Trabajo Especial de Grado se llevó a cabo en cuatro capítulos. El Capítulo I expone el problema en el que se basa la investigación y los objetivos que se persiguen, subdivididos en general y específicos. El Capítulo II está compuesto por los antecedentes y los fundamentos teóricos, donde se definen los conceptos relacionados a la estabilidad de tensión, necesarios para su entendimiento y análisis, desde los elementos que participan en éste hasta las bases teóricas de las técnicas empleadas por el software utilizado: NEPLAN Electricity. El Capítulo III se refiere al Marco Metodológico, donde se exponen los pasos llevados a cabo para la realización del trabajo; los resultados obtenidos por las simulaciones, tabulados y previamente analizados serán expuestos en el Capítulo IV. Finalmente, en el Capítulo V se dan las conclusiones y recomendaciones basadas en los resultados obtenidos.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La indisponibilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en cuanto al parque de generación térmica para plantas turbovapor, está alrededor del 40,58 % para turbogas del 27,47 %, y para las plantas hidroeléctricas del 18 % [3]. La Corporación Eléctrica Nacional, organismo público que administra todas las empresas generadoras de electricidad, reconoció que, para finales de 2008, el 79 % de las centrales termoeléctricas tenían más de 20 años de antigüedad y que el 30 % registraban indisponibilidad por problemas técnicos [4].

El retraso de inversiones, en mantenimientos importantes en las centrales de generación y de nuevas líneas de transmisión, junto a la elevada indisponibilidad del parque de generación termoeléctrico existente, en su mayoría obsoleto y mal mantenido, han llevado al sistema a una condición de operación delicada. Esto ha ocasionado que las maniobras a efectuar sobre el mismo sean cada día más complejas, debiéndose racionar la electricidad casi diariamente por altos niveles de energía y presentándose problemas de disponibilidad de reactivos que mantengan perfiles de voltajes adecuados; problema que de alcanzar cierta magnitud puede manifestarse en la pérdida de varios sectores del Sistema Eléctrico Nacional.

Desde el punto de vista de la seguridad eléctrica se debe garantizar la operación integrada de los recursos de generación y transmisión, de manera de cubrir la demanda de potencia de manera confiable, segura y con calidad. Gómez [5] explica que, centrándose en la operación de un sistema de energía, el objetivo de control, en tiempo real, es básicamente mantener las magnitudes eléctricas entre límites predeterminados. Estas magnitudes son principalmente los voltajes de barra y los flujos de potencia. El proceso consiste en corregir los efectos de la evolución de la demanda y las consecuencias de posibles eventos no predecibles. Por lo tanto, es necesario determinar las áreas más débiles del sistema en sus niveles de tensión de

230 kV, correspondiente al sistema de transmisión de la Región Capital, a manera de obtener información de los mecanismos de la inestabilidad de voltaje.

Surge la necesidad del estudio de la red eléctrica. Debido a su gran tamaño y complejidad, es posible únicamente gracias a herramientas informáticas especializadas fundamentadas en modelos y procedimientos como el análisis modal, el cual mediante el cálculo de los factores de participación del sistema señala las áreas críticas y los elementos que consumen mayor potencia reactiva.

En consecuencia de la problemática expuesta anteriormente cabe plantearse las siguientes interrogantes: ¿Qué tan cerca se encuentra el sistema de la inestabilidad de voltaje en las condiciones actuales de operación?; ¿cuáles podrían ser algunos indicadores que señalen la posibilidad de un colapso de tensión? y ¿cuáles son las posibles causas de la inestabilidad de voltaje en la Región Capital?

1.1. Objetivo General

- Analizar la estabilidad de voltaje del Sistema Eléctrico de la Región Capital en red de transmisión de 230 kV mediante análisis modal.

1.2. Objetivos Específicos

1. Describir aspectos relevantes sobre el Sistema de transmisión de la Región Capital haciendo énfasis en aquellos requerimientos para su modelación mediante una herramienta de simulación de sistemas eléctricos de potencia.
2. Calcular los autovalores y autovectores del sistema de transmisión de la Región Capital a nivel de 230 kV.
3. Establecer indicadores y márgenes de seguridad que permitan mantener la estabilidad de voltaje y soportar un determinado tipo de contingencia, tomando en consideración los excesos en los límites de transmisión seguros.
4. Establecer causas de la inestabilidad de voltaje de manera de generar recomendaciones en la operación del sistema.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

Las investigaciones que se mencionan a continuación, como antecedentes del presente Trabajo, coinciden en la importancia de establecer límites de operación claros para garantizar la continuidad del servicio del sistema eléctrico de potencia, cuyas metodologías se basaron en el estudio de la estabilidad de tensión empleando métodos estáticos. El presente Trabajo Especial de Grado, a su vez, se basa en un método de análisis estático: El análisis modal; herramienta valiosa que, a diferencia de estudios clásicos basados en curvas PV y VQ , permite obtener una perspectiva amplia del problema de la estabilidad de voltaje.

Mario A. Ríos, Carlos J. Zapata, Oscar A. Gómez (2008) en “Índices de estabilidad de voltaje en definición de 'ranking' de contingencias” profundizan sobre las medidas para mitigar los problemas de estabilidad de voltaje y explican que los problemas de estabilidad de voltaje se presentan en sistemas que no cuentan con reserva para atender temporalmente demandas excepcionales de energía [6].

E. Orea y J Ribbeca (2012) titulado “Límites operativos del sistema de transmisión de Venezuela, caso de aplicación: Región Capital” presenta una metodología para el desarrollo de estudios de estabilidad de voltaje bajo el enfoque estático clásico y su integración con los límites de transmisión tradicionalmente determinados, con el objeto de constituir el marco de seguridad para la operación del Sistema Eléctrico Venezolano [7].

L. Villa y A. Brito (2010) titulado “Estudio de Colapso de Tensiones en el Sistema Eléctrico Venezolano Para las Condiciones Operativas del Día 03.08.09 a las 13:50 Horas” el cual usó una metodología de las curvas PV , que son el resultado

de una serie de soluciones de flujo de carga donde se aumenta gradualmente la potencia transferida o la demanda en un área hasta el punto en que las soluciones en los flujos de carga divergen [8].

2.2. Fundamentos teóricos

2.2.1. Flujo de carga

El flujo de carga de un sistema de potencia se refiere a la solución de las ecuaciones asociadas a la red en estado estable. La información obtenida de este estudio comprende: las magnitudes y ángulos de las tensiones de las barras; la generación de potencia reactiva en las barras de generación; el flujo de potencia activa y reactiva en líneas de transmisión; entre otros. Estos resultados son esenciales en el monitoreo constante del estado en el que se encuentra el sistema y para analizar la efectividad de planes alternativos de futuras expansiones para satisfacer futuros incrementos de la demanda [9].

La relación entre las tensiones de barra y las corrientes para un sistema de n barras, se expresa de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \dots \\ \bar{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \dots \\ \bar{V}_n \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

o

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad (2.2)$$

Donde :

I_{bus} = Vector de corrientes inyectadas en la barra.

V_{bus} = Vector de tensiones de barra con respecto al nodo de referencia.

Y_{bus} = Matriz de admitancia de barras.

El elemento diagonal para cada nodo es la suma de las admitancias conectadas a éste, conocida como admitancia propia. El resto de los elementos equivale al negativo de la admitancia entre los nodos, se les conoce como admitancias mutuas.

Las ecuaciones de (2.1) serían lineales si las corrientes $\bar{I}$ se conocieran; sin embargo, en la práctica esto no es así. La corriente en cada nodo, i se relaciona con la tensión V , la potencia activa P y la potencia reactiva Q [10].

$$\bar{I}_k = \frac{P_k - jQ_k}{\bar{V}_k^*} \quad (2.3)$$

Para las barras tipo PQ , P y Q son especificadas; para las barras PV , P y la magnitud de V son especificadas; y para una barra *Slack*, tanto la magnitud de V como su ángulo. Normalmente hay un sólo tipo de esta barra en un sistema de potencia y su función es la de suplir la diferencia que existe entre la demanda total del sistema, junto a las pérdidas, y la generación especificada en las demás barras. Es común que la barra conectada a una planta de generación grande sea seleccionada como *Slack* [9].

La formulación matemática del flujo de carga resulta en un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales que deben ser resueltas iterativamente mediante métodos como Gauss-Seidel o Newton-Raphson.

Método de Newton Raphson

El método más utilizado para resolver simultáneamente ecuaciones algebraicas no lineales, es el método de Newton-Raphson; procedimiento que consiste en aproximaciones sucesivas basadas en un estado inicial estimado de las variables desconocidas y del uso de la expansión en series de Taylor [11]. Es rápido y converge en la mayoría de los casos, en comparación a otros métodos como el Gauss-Seidel. [9].

Se consideran n ecuaciones algebraicas no lineales:

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_2 \\ \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_n \end{aligned}$$

Si las iteraciones comienzan con un estimado inicial de $x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0$ para las n incógnitas, y si $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$ son las correcciones necesarias a estimar para satisfacer las ecuaciones, se tiene que:

$$\begin{aligned} f_1(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_1 \\ f_2(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_2 \\ \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \\ f_n(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_n \end{aligned}$$

Cada una de las ecuaciones anteriores puede ser expandidas con el teorema de Taylor. La forma expandida para la i -ésima ecuación es:

$$f_i(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \left[\left(\frac{\partial f_i}{\partial x_1} \right)^0 \Delta x_1^0 + \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_2} \right)^0 \Delta x_2^0 + \dots + \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_n} \right)^0 \Delta x_n^0 \right] + \text{trminos de orden mayor} = b_i$$

Los términos de orden superior pueden ser despreciados si la estimación inicial es cercana a la solución, por lo que las ecuaciones resultantes, escritas en forma matricial son:

$$\begin{bmatrix} b_1 - f_1(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ b_2 - f_2(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \\ b_n - f_n(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right)^0 & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right)^0 & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right)^0 \\ \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right)^0 & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right)^0 & \dots & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n} \right)^0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right)^0 & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2} \right)^0 & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right)^0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \Delta x_2^0 \\ \dots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

o

$$\Delta f = J\Delta x \quad (2.5)$$

Donde J es la matriz Jacobiana. Si los estimados $x_1^0, \dots, x_n^0$, fueran exactos, entonces Δf y Δx serían cero; sin embargo, por ser sólo estimados, los errores Δf son finitos. Una solución para Δx puede ser obtenida aplicando cualquier método de resolución para un sistema de ecuaciones lineales. Nuevos valores de x son calculados de:

$$x_i^1 = x_i^0 + \Delta x_i$$

El proceso se repite hasta que los errores Δf_i sean menores a los especificados por la tolerancia. La matriz Jacobiana tiene que ser recalculada en cada iteración.

Solución del flujo de carga por Newton Raphson

Como se ha mencionado con anterioridad, el método de Newton Raphson es matemáticamente superior al Gauss-Seidel y es menos propenso a diverger; además, para grandes sistemas de potencia, la práctica ha demostrado que es más eficiente y práctico. Debido a que se especifican las magnitudes de P y V para las barras PV , la ecuación del flujo de potencia es formulada en forma polar. De la ecuación (2.2) se tiene [11]:

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (2.6)$$

En la ecuación anterior, j incluye la barra i . Expresándola en forma polar:

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (2.7)$$

La potencia compleja en la barra i es:

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (2.8)$$

Sustituyendo I_i de 2.7 en 2.8:

$$P_i - jQ_i = |V_i| \angle - \delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (2.9)$$

Separando la parte real e imaginaria:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.10)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.11)$$

Las ecuaciones (2.10) y (2.11) constituyen un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales. Se tienen dos ecuaciones por cada barra PQ , dadas por (2.10) y (2.11); y una ecuación por cada barra PV , dada por (2.10). Al expandir las ecuaciones en series de Taylor y despreciando los términos de mayor orden, se obtiene:

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

La matriz Jacobiana expresa la relación lineal entre pequeños cambios en el ángulo de la tensión $\Delta \delta_i^{(k)}$ y la magnitud de la tensión $\Delta |V_i^{(k)}|$ con los pequeños

cambios en potencia activa y reactiva $\Delta P_i^{(k)}$ y $\Delta Q_i^{(k)}$. Los elementos de la matriz Jacobiana son las derivadas parciales de 2.10 y 2.11, evaluadas en $\Delta \delta_i^{(k)}$ y $\Delta |V_i^{(k)}|$. Puede escribirse en su forma corta:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

En la formulación de las ecuaciones, se supuso que la barra 1 es la barra *slack* y todas las demás se consideraron como *PQ*. Para una barra *PV* se especifica P y se fija la magnitud de V ; por lo tanto, los términos correspondientes a ΔQ y ΔV se eliminarían. De acuerdo a esto, siendo n el número total de barras y m la cantidad de barras *PV*, se tienen $n-1$ restricciones de potencia real y $n-1-m$ restricciones de potencia reactiva. La dimensión de la matriz Jacobiana es igual a $(2n - 2 - m) \times (2n - 2 - m)$. A su vez, J_1 es una matriz $(n - 1) \times (n - 1)$; J_2 es $(n-1) \times (n-1-m)$; J_3 de dimensiones $(n-1-m) \times (n-1)$; y J_4 $(n-1-m) \times (n-1-m)$ [11].

2.2.2. Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión es la capacidad del sistema de potencia de mantener niveles de voltaje aceptables de manera continua en todas las barras; bajo condiciones de operación normales y luego de haber sido sujeto a una perturbación. Un sistema entra en un estado de inestabilidad cuando una perturbación, incremento en la demanda de la carga o cambio en las condiciones del sistema, ocasiona una caída de tensión progresiva e incontrolable. Por lo general, el factor principal causante de la inestabilidad es la incapacidad del sistema de potencia de satisfacer la demanda de potencia reactiva.

La inestabilidad de voltaje es en esencia un fenómeno local, sin embargo, sus consecuencias pueden tener tal impacto que pueden extenderse a otras partes del sistema. El colapso de tensión es más complejo y usualmente es el resultado de una sucesión de eventos que acompañan la inestabilidad de tensión, lo que conlleva a un perfil de bajas tensiones en varias partes del sistema.

Para el propósito de análisis es de utilidad clasificar la estabilidad de voltaje en dos categorías: estabilidad de tensión ante grandes perturbaciones y estabilidad de tensión ante pequeñas señales. Estas subdivisiones, en esencia, separan los fenómenos que deben ser examinados mediante análisis dinámicos no lineales, de aquellos que deben ser examinados por análisis estáticos [10].

Estabilidad de tensión ante grandes perturbaciones

Es la habilidad del sistema de controlar las tensiones tras grandes perturbaciones como fallas en el sistema, pérdida de generación o contingencias en los circuitos. Esta habilidad es determinada por las características de la carga y las interacciones de controles y protecciones. La determinación de la estabilidad ante grandes perturbaciones, requiere del análisis del comportamiento dinámico no lineal del sistema durante un período de tiempo suficiente como para analizar las interacciones de dispositivos, tales como los LTC y limitadores de corriente de campo de un generador. El período de estudio de interés puede extenderse desde unos pocos segundos a varios minutos, por lo tanto, son necesarias simulaciones dinámicas a largo plazo para el análisis.

Un criterio para la estabilidad ante grandes perturbaciones es que, previamente a la perturbación y luego de las acciones de los sistemas de control, los voltaje de todas las barras deben de permanecer dentro de los límites aceptables en el régimen permanente [10].

Estabilidad de tensión ante pequeñas señales

Se define como la habilidad del sistema de mantener los niveles de voltaje luego de pequeñas perturbaciones, tales como pequeños cambios incrementales en la carga del sistema. Este tipo de estabilidad es determinado por las características de la carga, y controles continuos y discretos en un instante de tiempo determinado. Los procesos fundamentales que contribuyen a la inestabilidad ante pequeñas señales son esencialmente de naturaleza estática; por lo tanto, puede ser usado de manera efectiva análisis estáticos para determinar márgenes de estabilidad e

identificar factores que influyen en la estabilidad, así como examinar un amplio rango de condiciones del sistema y escenarios previos a una contingencia.

Un criterio para la estabilidad de tensión ante pequeñas señales es tal que, dada una condición operativa para cada barra en el sistema, la magnitud del voltaje de la barra incrementa a la vez que aumenta la potencia reactiva entregada a esa misma barra. Un sistema es inestable si, al menos en una barra del sistema, la magnitud de tensión disminuye mientras se le entrega potencia reactiva.

Los problemas de estabilidad de tensión normalmente ocurren en sistemas muy cargados. Mientras que la perturbación que desencadena un colapso de tensión puede ser iniciada por un gran número de casos, el problema subyacente es una debilidad inherente del sistema de potencia. Además de las condiciones de la red de transmisión o los niveles de la transferencia de potencia, los principales factores que contribuyen al colapso de voltaje son los límites de la potencia reactiva del generador, las características de carga, características de los dispositivos de compensación reactiva y la acción de dispositivos que controlan la tensión [10].

Curvas PV

Las formas más lentas de estabilidad de tensión son analizados como problemas estáticos. Para este fin, dos métodos ampliamente utilizados son las curvas PV y VQ . Estos permiten determinar los límites de cargabilidad en estado estable, los cuales están relacionados con la estabilidad de voltaje [12]. En el caso de las curvas PV se evidencia cómo incrementos graduales de la demanda deprimen progresivamente la tensión y eventualmente conllevará al colapso. El fenómeno se ilustra mediante la graficación de los resultados obtenidos de sucesivos flujos de potencia en una barra específica, observando los cambios de tensión ante incrementos de demanda.

La figura 2.1 ilustra las curvas PV para distintos factores de potencia. Los puntos de operación crítica se muestran con una línea punteada. Normalmente, sólo los puntos que operan por encima de la línea de puntos críticos representa una condición de operación satisfactoria. En la “nariz” de la curva la tensión cae rápidamente debido a incrementos en la demanda del sistema. Las soluciones del

flujo de carga no convergen a partir de este punto, lo cual es un indicativo de inestabilidad. La operación cerca del punto del límite de estabilidad es impráctica y se debe de asegurar una condición de operación satisfactoria garantizando los márgenes de potencia necesarios para la estabilidad [10].

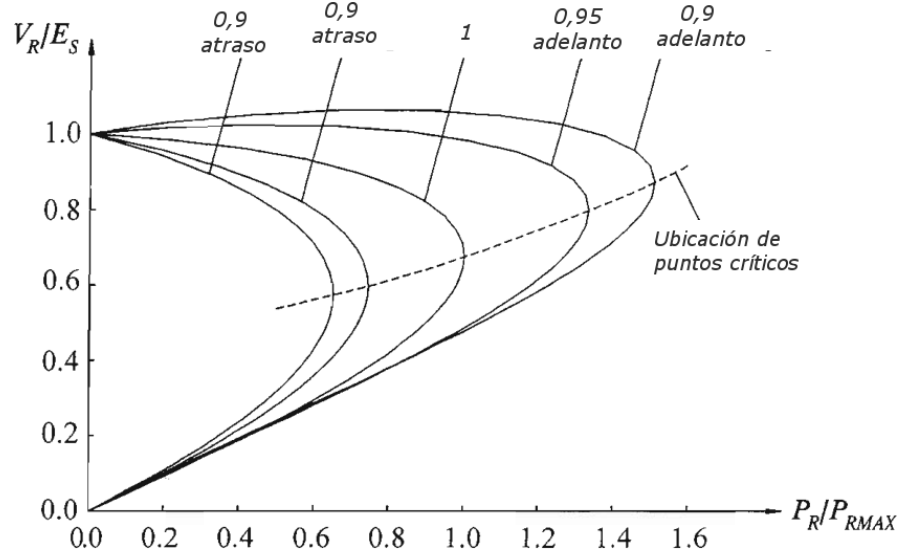


Figura 2.1. Ejemplo de curvas PV [10]

Las siguientes observaciones, pueden hacerse en base a la figura 2.1:

- Para una potencia de demanda por debajo de P_{RMAX} , existen dos soluciones: una con mayor voltaje y menor corriente; y otra con menor voltaje y mayor corriente. La primera corresponde a condiciones normales de operación, con una tensión más cercana a la del generador.
- Mientras la carga es compensada en mayor medida la potencia máxima se ve incrementada, sin embargo, la tensión en la que esto ocurre también incrementa. Esta situación es peligrosa en el sentido de que la capacidad de transferencia pueda ser alcanzada a tensiones cercanas a los valores normales de operación. Además, para una alta compensación y una potencia cercana a la máxima, las dos soluciones de tensión se encuentran más cerca y sin un análisis es difícil identificar cuál es la normal.
- Para cargas sobrecompensadas hay una porción en la parte superior de la curva PV en la que las tensiones incrementan con la potencia. Mientras

mayor sea la compensación, más grande será la porción de la curva donde esto ocurre [2].

Curvas VQ

Una Curva VQ representa la relación existente entre la potencia reactiva y la tensión en una barra. La figura 2.2 ejemplifica un ejemplo de estas de curvas; cada una muestra la relación entre V_R y Q_R . Éstas pueden ser producidas mediante flujos de carga sucesivos con una fuente de potencia reactiva variable en la barra seleccionada y registrando los valores de potencia reactiva necesarios para mantener constante diferentes niveles de tensión [10].

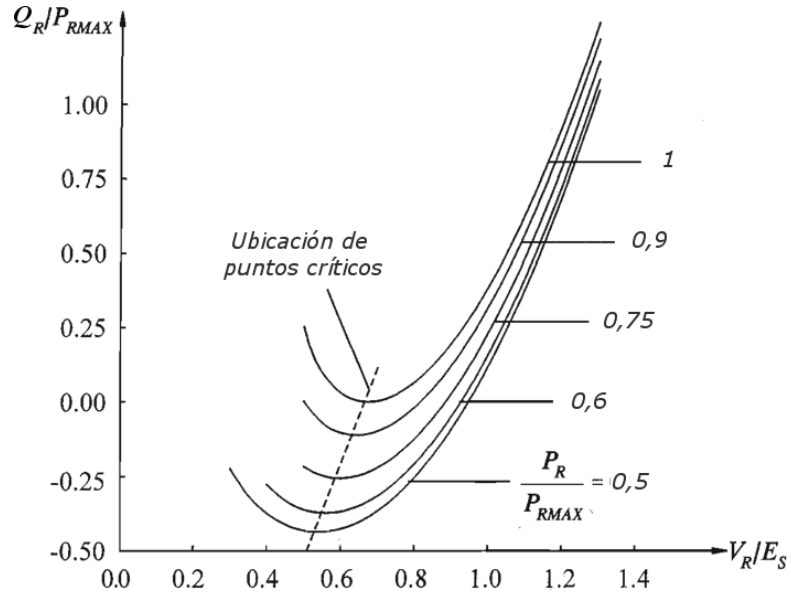


Figura 2.2. Ejemplo de curvas VQ con distintos valores de potencia [10]

El sistema es estable en la región en que la derivada dQ/dV es positiva. El límite de la estabilidad de tensión (punto de operación crítico) se alcanza cuando la derivada es cero; por ello, las partes de la curva $Q-V$ a la derecha del punto mínimo representa operación estable y las partes de la izquierda representan operación inestable. Esto se debe a que todos los dispositivos de control de reactivos están diseñados para operar adecuadamente cuando un incremento en Q es acompañado por un incremento de V ; de igual forma, la tensión en el lado izquierdo puede ser tan baja como para provocar la activación de dispositivos de protección.

Es importante destacar que las curvas PV y VQ se basan en el estudio individual de una barra particular, por lo que existe la posibilidad de que distorsione la condición de estabilidad del sistema. Son necesarios métodos más realistas para confirmar las conclusiones.

2.2.3. Análisis de estabilidad de tensión

El análisis de la estabilidad de voltaje puede llevarse a cabo mediante el método dinámico o el estático, e involucra la evaluación de dos aspectos:

- La proximidad a la inestabilidad del sistema: ¿Qué tan cerca está el sistema a la inestabilidad?
- Los mecanismos para la inestabilidad de voltaje: ¿Cómo y por qué ocurre la inestabilidad?, ¿cuáles son los factores clave que contribuyen a la inestabilidad?, ¿cuáles son las zonas mas propensas?, ¿qué medidas son las más efectivas a la hora de mejorar la estabilidad?

Para el método dinámico se deben resolver las ecuaciones diferenciales que describen al sistema de potencia. Los elementos de éste, como los generadores sincrónicos y sus sistemas de excitación, motores, compensadores estáticos de VAR y condensadores síncronos, tienen modelos matemáticos que describen su comportamiento. Las ecuaciones del sistema completo, incluyendo las ecuaciones diferenciales y algebraicas de todos los dispositivos y la red, son expresados en la siguiente forma general:

$$\dot{x} = f(xV) \quad (2.13)$$

Y en un sistema de ecuaciones algebraicas:

$$I(x, V) = Y_N V \quad (2.14)$$

Con condiciones iniciales conocidas (x_0, V_0) donde:

x = Vector estado del sistema.

V = Vector tensión del nodo.

I = Vector inyección de corriente.

Y_N = Matriz de admitancia de nodos de la red.

Los comportamientos dinámicos que influyen en la estabilidad de voltaje son usualmente lentos. Por lo tanto, muchos aspectos del problema pueden ser analizados de manera efectiva usando métodos estáticos. Estos examinan la viabilidad de un punto de equilibrio representado por una condición operativa específica del sistema de potencia. Las técnicas de análisis estático permiten la examinación de un amplio rango de las condiciones del sistema y, de ser usadas apropiadamente, permiten obtener una gran perspectiva del problema e identificar los factores que contribuyen a éste. Los análisis dinámicos; por otro lado, son de utilidad para estudios detallados de situaciones específicas del colapso de tensión [10].

Son de interés los métodos estáticos que ofrece el módulo de estabilidad de voltaje de NEPLAN Electricity:

- Curvas PV
- Curvas VQ
- Sensibilidad VQ
- Análisis modal

El enfoque estático captura momentos específicos de las condiciones del sistema en distintos intervalos de tiempo. En cada uno de ellos las derivadas en función del tiempo de las variables de estado en la ecuación (2.15) se suponen cero, mientras que las variables de estado toman valores apropiados a ese intervalo en específico. En consecuencia, las ecuaciones del sistema son puramente algebraicas, permitiendo así el uso de técnicas de análisis estático.

Anteriormente se ha dependido enormemente de programas de flujo de carga convencionales para el análisis estático de la estabilidad de tensión. La estabilidad

es determinada al computar las curvas PV y QV en barras de carga seleccionadas. Por lo general, tales curvas eran generadas mediante la ejecución de un gran número de flujos de carga usando modelos convencionales. Aunque tales procedimientos pueden ser automatizados, requieren de un tiempo considerable y no proveen de información útil en cuanto a obtener perspectiva de las causas de los problemas de estabilidad. Adicionalmente, estos procedimientos se concentran en barras individuales; lo que puede distorsionar la condición de estabilidad del sistema. Además, las barras seleccionadas para el análisis de las curvas QV y VP deben ser escogidas cuidadosamente y puede que sean necesarias un gran número de ellas para obtener información completa. De hecho, puede que no sea posible generar todas las curvas debido a divergencias en el flujo de carga causado por problemas en otros lugares del sistema.

La ventaja del análisis modal y el análisis de sensibilidad VQ radica en que permiten obtener información relacionada a la estabilidad de tensión desde una perspectiva completa del sistema e identifica claramente las áreas que pueden presentar problemas.

Análisis de sensibilidad VQ

Las restricciones de la red representadas por la ecuación (2.16) pueden ser expresadas de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Donde:

ΔP = Cambios incrementales en la potencia activa del nodo.

ΔQ = Cambios incrementales en la potencia reactiva entregada del nodo.

$\Delta\theta$ = Cambios incrementales en el ángulo de la tensión del nodo.

ΔV = Cambios incrementales en la magnitud de la tensión del nodo.

Los elementos de la matriz Jacobiana muestran la sensibilidad entre el flujo de potencia y los cambios en la tensión del nodo.

La estabilidad del sistema es afectada tanto por P como por Q ; sin embargo, en cada punto de operación se puede mantener P constante y evaluar la estabilidad de tensión al considerar la relación incremental entre Q y V , lo que es análogo a una curva QV . A pesar de que los incrementos en P son despreciados, los efectos de los cambios en la carga del sistema o los niveles de transferencia de potencia son tomados en consideración al estudiar la relación entre Q y V en distintos puntos de operación.

Basados en las consideraciones anteriores, en la ecuación (2.15), se tiene que si $\Delta P = 0$, entonces:

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (2.16)$$

Donde:

$$J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}] \quad (2.17)$$

J_R es la matriz Jacobiana reducida del sistema. De la ecuación (2.16), se puede escribir:

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (2.18)$$

La matriz J_R^{-1} es la matriz Jacobiana VQ reducida. Su i -ésima diagonal es la sensibilidad V_Q en el nodo i . Por motivos de eficiencia computacional, esta matriz no se forma explícitamente. Las sensibilidades VQ son calculadas resolviendo la ecuación (2.16).

La sensibilidad VQ en un nodo representa la pendiente de la curva QV en un punto operacional dado. Una sensibilidad positiva es indicativo de una operación

estable; mientras más pequeña la sensibilidad, más estable es el sistema. A medida que la estabilidad disminuye, la magnitud de la sensibilidad se reduce y se hace infinita en el límite; por otro lado, una sensibilidad pequeña y negativa representa una operación muy inestable. Debido a la naturaleza no lineal de las relaciones VQ , las magnitudes de sensibilidades para diferentes condiciones del sistema no proveen de una medida directa en cuanto al grado de estabilidad relativo [10].

Análisis modal QV

Las características de la estabilidad de tensión del sistema pueden ser identificadas al calcular los autovalores y autovectores de la matriz Jacobiana reducida J_R , definida por la ecuación (2.17). Se tiene que:

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (2.19)$$

Donde:

ξ = Matriz autovectores derechos de J_R .

η = Matriz autovectores izquierdos de J_R .

Λ = Matriz diagonal de autovalores de J_R .

De la ecuación (2.19):

$$J_R^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta \quad (2.20)$$

Sustituyendo en la ecuación (2.18) se obtiene:

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (2.21)$$

o

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (2.22)$$

Donde ξ_i es la i -ésima columna del autovector derecho y η_i la i -ésima fila del autovector izquierdo de J_R .

Cada autovalor λ_i , y los correspondientes autovectores izquierdos y derechos ξ_i y η_i definen el i -ésimo modo de la respuesta QV .

Como $\xi^{-1} = \eta$, la ecuación (2.21) puede ser escrita como:

$$\eta \Delta V = \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (2.23)$$

o

$$v = \Lambda^{-1} q \quad (2.24)$$

Donde:

$v = \eta \Delta V$ es el vector modal de variaciones de voltaje.

$q = \eta \Delta Q$ es el vector modal de variaciones de potencia reactiva.

La diferencia entre las Ecuaciones (2.18) y (2.24) es que Λ^{-1} es una matriz diagonal mientras que J_R^{-1} , por lo general, es no diagonal. La ecuación (2.24) representa ecuaciones de primer orden no acopladas. Por ello, para el i -ésimo modo se tiene:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \quad (2.25)$$

Si $\lambda_i > 0$, el i -ésimo voltaje modal y la i -ésima variación de potencia reactiva se encuentran en la misma dirección, indicando que el sistema es estable. Si

$\lambda_i < 0$, el i -ésimo voltaje modal y la i -ésima variación de potencia se encuentran en direcciones opuestas, indicando que el sistema es inestable. La magnitud de cada variación de voltaje modal es igual al inverso de λ_i veces la magnitud de la variación de potencia reactiva modal. En este sentido, la magnitud de λ_i determina el grado de estabilidad del i -ésimo voltaje modal. Mientras más pequeño la magnitud de un λ_i positivo, el i -ésimo voltaje modal está más cerca de ser inestable. Cuando $\lambda_i = 0$, el i -ésimo voltaje modal colapsa porque cualquier cambio en la potencia reactiva modal causa cambios infinitos en el voltaje modal.

La magnitud de los autovalores proveen de una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad, sin embargo, no son una medida absoluta debido a la no-linealidad del problema. Por ejemplo, si se requiere de una cantidad de MW para la inestabilidad, la carga del sistema es aumentada gradualmente hasta que se pierde la estabilidad y el análisis modal es aplicado en cada punto de operación. La aplicación de este análisis permite determinar cuán estable es el sistema y cuánta más carga o transferencia de potencia se puede agregar. Cuando el sistema alcanza el punto crítico de estabilidad de voltaje, el análisis modal es útil identificando las áreas de voltaje crítico y los elementos que participan en cada modo.

Factores de participación de barra

La participación relativa de una barra k en un modo, está dada por el factor de participación de barra. P_{ik} determina la contribución de λ_i a la sensibilidad VQ en la barra k .

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (2.26)$$

Los factores de participación de barra, determinan las áreas asociadas con cada modo. La suma de todas las participaciones de barra para cada modo es igual a la unidad, debido a que los autovectores derechos e izquierdos están normalizados. El tamaño de la participación de una barra en un modo determinado, indica la efectividad de acciones correctivas aplicadas en esa barra en estabilizar el modo.

Factores de participación de rama

Se calculan los factores de participación asociados al modo i suponiendo que todos los elementos del vector modal de variaciones de potencia reactiva q son cero con excepción del i -ésimo, que es igual a 1. Entonces de (2.24), se tiene que el vector de variaciones de potencia reactiva de barra es:

$$\Delta Q^{(i)} = \eta^{-1} q = \xi q = \xi_i \quad (2.27)$$

Donde ξ_i es el i -ésimo autovector derecho de J_R . Se supone también que todos los autovectores derechos estén normalizados tal que:

$$\sum_j \xi_{ji}^2 = 1 \quad (2.28)$$

Con el vector de variaciones de potencia reactiva de barra igual a $\Delta Q^{(i)}$, el vector de variaciones de tensión de barra, $\Delta V^{(i)}$ es:

$$\Delta V^{(i)} = \frac{1}{\lambda_i} \Delta Q^{(i)} \quad (2.29)$$

Y el correspondiente vector de variación angular de barra es:

$$\Delta \theta^{(i)} = -J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \Delta V^{(i)} \quad (2.30)$$

Con las variaciones de ángulo y tensión de ambos lados, las variaciones linealizadas de las pérdidas de reactivos en las ramas puede ser calculado.

La participación relativa de una rama j en un modo i está dada por el factor de participación:

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{\text{prdidas para la rama } j}}{\text{máxima } \Delta Q_{\text{prdidas para todas las ramas}}} \quad (2.31)$$

Los factores de participación de rama indican, para cada modo, qué ramas consumen más potencia reactiva en respuesta a un aumento de los MVar demandados. Las ramas con una alta participación son enlaces débiles o están muy cargados. La participación de las ramas es útil para identificar medidas correctivas para aliviar los problemas de estabilidad de tensión y para la selección de contingencias.

Factor de participación de generadores

Como en el caso de los factores de participación de ramas, para una variación de potencia reactiva dada son determinadas variaciones de voltaje y de ángulo en los terminales de cada máquina, los cuales son usados para registrar los cambios en la salida de potencia reactiva de cada una de ellas.

La participación relativa de cada máquina m en el modo i está dado por el factor de participación del generador:

$$P_{mi} = \frac{\Delta Q \text{ para la máquina } m}{\text{máximo } \Delta Q \text{ para todas las máquinas}} \quad (2.32)$$

Los factores de participación de los generadores indican, para cada modo, qué máquina entrega la mayor cantidad de potencia reactiva en respuesta a un incremento en la demanda de MVar del sistema. La participación del generador suministra información importante en cuanto a la distribución adecuada de reservas de reactivos entre todas las máquinas y así poder mantener un margen adecuado de estabilidad de voltaje.

2.2.4. Seguridad del sistema de potencia

En términos generales, la seguridad de un sistema de potencia puede ser definida como la ausencia del riesgo de interrupción operativa de éste. En la

práctica, se define como la habilidad del sistema de soportar sin consecuencias importantes cualquier incidente probable.

Estados de operación del sistema eléctrico de potencia

La operación del sistema está sujeta a dos conjuntos de restricciones:

- **Restricciones de carga:** Expresa que el sistema satisfaga la potencia demandada.
- **Restricciones operativas:** Imponen límites mínimos y máximos en las variables asociadas a los componentes del sistema, como máximas corrientes de línea, tensiones en las barras, entre otros.

Si se cumplen con las restricciones anteriores se dice que el sistema se encuentra en un estado operativo normal [2]. Para propósitos del análisis de seguridad del sistema de potencia, se clasifican las condiciones operativas del sistema en cinco estados: normal, alerta, emergencia, emergencia extrema y restaurativo. La figura 2.3 representa estos estados y la manera en que se llevan a cabo las transiciones entre ellos.

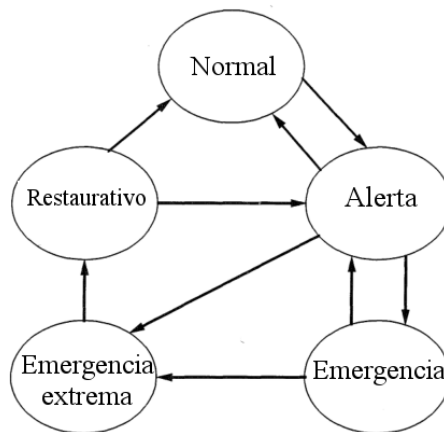


Figura 2.3. Estados de operación del sistema de potencia [10]

En el estado normal todas las variables del sistema se encuentran dentro de los rangos normales y ningún equipo está sobrecargado. El sistema opera de manera segura y es capaz de soportar una contingencia sin violar ninguna restricción.

Se entra al estado de alerta si el nivel de seguridad cae por debajo de los límites adecuados o si la posibilidad de una perturbación incrementa debido a condiciones climáticas adversas, como la proximidad de fuertes tormentas. En este estado, todas las variables se encuentran aún dentro de un rango aceptable y se satisfacen todas las restricciones; sin embargo, el sistema se ha debilitado hasta tal punto que una contingencia puede causar sobrecargas en los equipos, lo que ocasionaría una transición al estado de emergencia. Si la perturbación es muy severa, la transición al estado de emergencia extrema, de forma directa, es una posibilidad. Es necesario llevar a cabo medidas preventivas para regresar el sistema al estado normal: típicamente incrementar la redundancia estructural del sistema de transmisión, de lo contrario, se permanecerá en el estado de alerta.

El sistema entra al estado de emergencia si una perturbación lo suficientemente severa ocurre cuando el sistema está en el estado de alerta. En esta etapa, los niveles de tensión de muchas barras se encuentran bajos y el equipo está sobrecargado por encima de sus valores de emergencia. El sistema sigue intacto y es posible restaurarlo al estado de alerta al llevar a cabo acciones de emergencia: despeje de fallas, control de la excitación, desconexión de generadores, modulación HVDC y desconexión de cargas. Si las medidas anteriores no son aplicadas o no surten efecto, el sistema está en emergencia extrema; las consecuencias son desconexiones en cascada y posiblemente el apagado de una gran parte del sistema eléctrico de potencia. Acciones de control, como desconexión de carga y separación controlada del sistema, son empleadas para salvar la mayor parte del sistema de una posible colapso.

El estado restaurativo representa una condición en la que las acciones de control se están llevando a cabo para reconectar las instalaciones y restaurar la carga del sistema. El sistema cambia desde este estado, al de alerta o al normal, dependiendo de las condiciones del mismo.

La clasificación de las condiciones del sistema en los cinco estados ya descritos, permite establecer un marco de referencia en el cual estrategias de control pueden ser llevadas a cabo e identificar las acciones necesarias del operador para manejar efectivamente cada estado. Para un sistema que ha sufrido una perturbación, los sistemas de control del sistema de potencia asisten al operador en la restauración

al estado normal [10].

El principal objetivo del control, con respecto a la seguridad del sistema, es mantener el sistema en el estado estable. De acuerdo a [2] se pueden distinguir tres niveles de evaluación que se llevan a cabo en tiempo real y en la etapa de planificación operacional: monitoreo de seguridad, análisis de seguridad y determinación de los márgenes de seguridad. El primero representa el primer nivel y consiste en velar por el cumplimiento de las restricciones operativas mencionadas anteriormente. Las otras se definirán a continuación.

Análisis de seguridad

Consiste en verificar la habilidad del sistema de soportar ciertas perturbaciones. Se dice que un sistema es seguro si tras una perturbación en particular no entra en un estado de emergencia, de lo contrario, es inseguro o se encuentra en estado de alerta.

Claramente, si se fuesen a considerar todas las perturbaciones posibles, sería imposible encontrar un sistema de potencia seguro. En la práctica, la seguridad del sistema es estudiada tomando en cuenta un conjunto de perturbaciones probables, es decir, perturbaciones con una probabilidad razonable de ocurrencia. La evaluación de contingencias consiste en, como su nombre lo indica, evaluar el nivel de la seguridad del sistema en un punto de operación dado al tomar en consideración el impacto de posibles contingencias y los controles que responden a éstas.

Determinación de los márgenes de seguridad

La principal limitación de la evaluación de contingencias radica en el hecho de que se concentra en un punto de operación en particular. Incluso cuando el estado del sistema es seguro en cuanto a la estabilidad de voltaje, es de interés conocer cuánto puede alejarse el sistema del punto de operación actual y permanecer seguro. Bajo esta premisa, el objetivo del control preventivo no es sólo llevar el sistema de un estado inseguro a uno seguro, sino también mantener márgenes de

seguridad adecuados.

Los márgenes de seguridad se basan en someter al sistema a grandes variaciones que el operador del sistema pueda observar (demanda del sistema) o controlar (generación). En este caso el operador necesita saber cuánto incremento de la demanda es posible sin que el sistema se vuelva inseguro [2].

2.2.5. Software para el análisis de sistemas de potencia : NEPLAN Electricity

NEPLAN Electricity es una herramienta para analizar, planear, optimizar y simular redes. El software es personalizable, tiene un concepto modular y cubre todos los aspectos eléctricos en redes de transmisión, distribución, generación e industriales.

El presente trabajo se basará en el uso del módulo de estabilidad de tensión, una herramienta ideal para proveer de la perspectiva necesaria en la naturaleza del problema. El software permite el análisis de un gran rango de condiciones del sistema, gracias a cuatro enfoques para el análisis estático del sistema de potencia:

- Curvas VQ .
- Curvas PV .
- Análisis de Sensibilidad VQ .
- Análisis de Autovalores QV (Análisis Modal).

El módulo calcula automáticamente las curvas PV y VQ ; las sensibilidades propias y mutuas; autovalores; autovectores; así como los factores de participación de barra; de ramas y de generadores; presentando los resultados en gráficas o tablas que pueden ser exportados a programas externos.

Entre las aplicaciones del módulo de estabilidad de voltaje se encuentra:

- Identificación de áreas inestables, débiles o incontrolables.

- Identificación de enlaces débiles o muy cargados.
- Distribución adecuada de las reservas de potencia reactiva, con miras a mantener un margen de estabilidad de tensión adecuado.
- Información referente a la sensibilidad de voltaje.
- Grado de estabilidad de tensión.
- Medidas más efectivas para mejorar la estabilidad de tensión.

Interfaz del usuario

La interfaz se despliega apenas entrar el programa y seleccionar un nuevo proyecto o abrir uno existente, como se ilustra en la figura 2.4. Ésta consta de las siguientes partes [13] :

1. **Barra de Título.**
2. **Barra de Opciones de Menú.**
3. **Barra de Herramientas.**
4. **Área de trabajo :** Representa el área en donde se arrastrarán los elementos de interés para la simulación del sistema.
5. **Administrador de Variantes:** Suministra una visión general de los proyectos y variantes abiertas, así como la posibilidad de su manejo y administración.
6. **Ventana de símbolos :** Contiene los símbolos de todos los elementos disponibles en el software para su simulación.
7. **Ventaja de Mensajes :** Es el canal de comunicación con el usuario. Esta ventana suministra información acerca de los procesos ejecutados, mensajes de error e información adicional.
8. **Barra de estado**

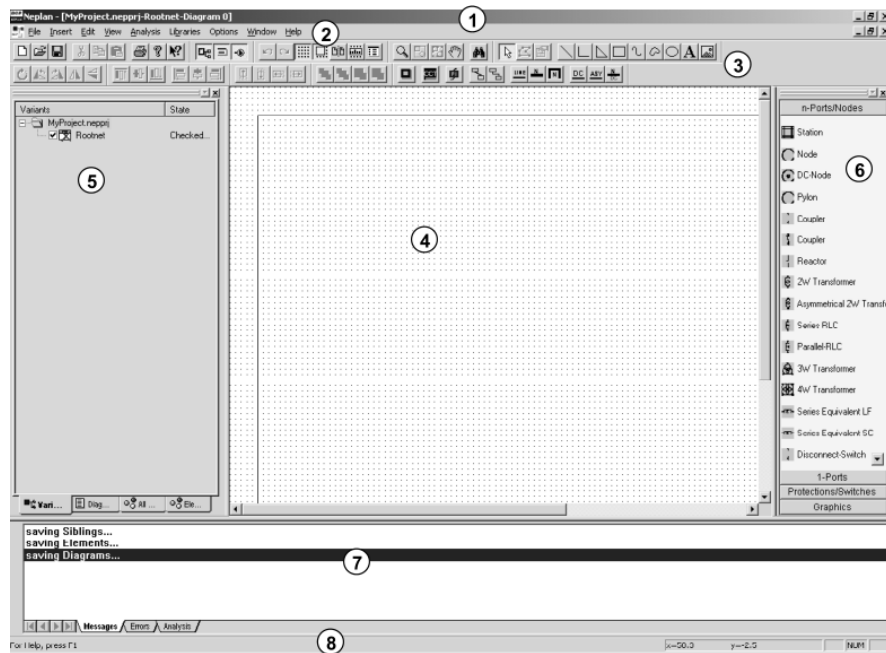


Figura 2.4. Interfaz de usuario de NEPLAN Electricity [13]

Ingreso de los datos

Qué datos ingresar depende del módulo que se desee utilizar. De acuerdo a [13], el ingreso de los datos está definido por el cuadro 2.1, la cual contiene los módulos disponibles clasificados en diferentes grupos de acuerdo a los datos necesarios.

Cuadro 2.1. Clasificación de los módulos de NEPLAN [13]

Grupo	Módulos
L	Flujo Carga, Flujo Carga Óptimo, Análisis de Contingencias, Estabilidad de Voltaje.
S	Cortocircuito, Protección de Distancia.
M	Arranque de Motores.
H	Análisis de Frecuencias Armónicas.
P	Análisis de Protección de Distancia.
D	Análisis Dinámico, Estabilidad de Pequeña Señal.
R	Confiabilidad.
O	Análisis de Selectividad.

El módulo de estabilidad de tensión forma parte del mismo grupo que el módulo de flujo de carga. Esto es de esperarse, y se debe a que el análisis se basa

en los métodos estáticos discutidos en la sección 2.2.3, los cuales consisten en el cálculo de diversos flujos de cargas.

Los datos necesarios para el módulo de estabilidad de tensión, se encuentran en el Anexo I, en los cuadros ??, ??, ??, ?? y ??, extraídas de [13]. Se obviaron los parámetros que no tienen relación con el módulo.

Módulo de estabilidad de voltaje

Se tiene acceso al módulo de estabilidad de tensión por medio de la pestaña *Análisis* en el *Menú de Herramientas*. En la opción *Parámetros* el usuario definirá la simulación y los métodos a utilizar. En la figura 2.5 se encuentran las pestañas y opciones disponibles para el estudio de estabilidad del sistema.

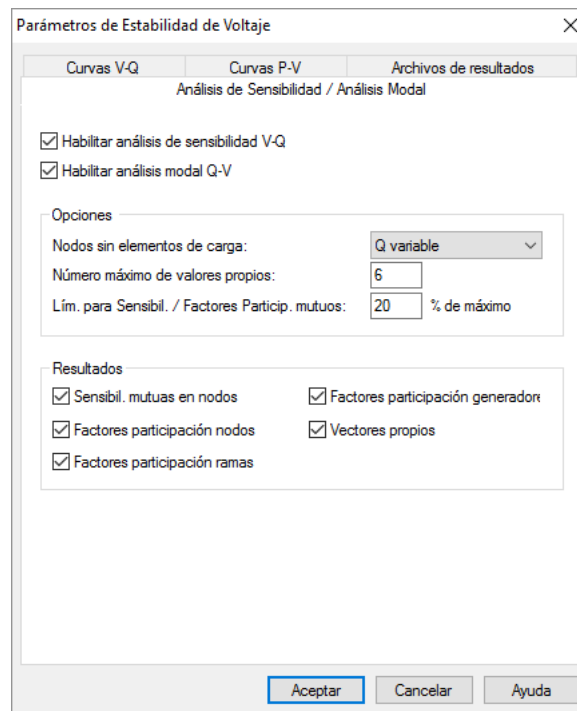


Figura 2.5. Pestaña Análisis de Sensibilidad / Análisis Modal

La ventana se divide en cuatro:

1. **Análisis de Sensibilidad / Análisis Modal** : Se configurará el Análisis Modal y el Análisis de Sensibilidad. Cada uno de ellos debe de ser activado

por medio de las opciones: *Habilitar Análisis de Sensibilidad V-Q* y *Habilitar Análisis Modal Q-V*. Una vez activado, se pueden definir la cantidad de autovalores calculados y los valores límites para la sensibilidad y factores de participación, los cuales discriminan aquellos resultados menores a los establecidos.

En cuanto a la opción *Nodos sin elementos de carga*, ésta define la variaciones de potencia reactiva en los nodos sin carga. Si se selecciona $Q=0$ será siempre constante y cero, dejando fuera del estudio a todos estos nodos. Caso contrario, de ser $Q=1$, ésta será variable.

Finalmente, en la sección *Resultados* es posible seleccionar los resultados que se desean obtener de la simulación.

2. **Curvas V-Q:** Corresponde a la Pestaña ilustrada en la figura 2.7. Para obtener las curvas VQ se habilita la opción “Habilitar cálculo de curvas V-Q”. Luego se procede a establecer los límites de la curva; el punto final y el inicial de ésta; el incremento en % de un punto al siguiente y los nodos a los que se les construirá las curvas.

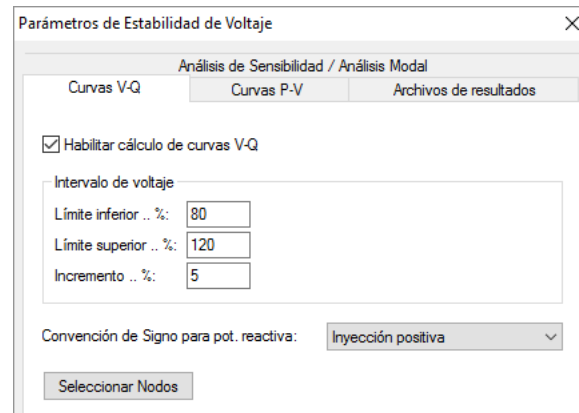


Figura 2.6. Pestaña Curvas V-Q

3. **Curvas P-V :** Similar al caso de las Curvas VQ , se habilita el estudio con la opción *Habilitar cálculo de Curvas P-V* y se definirán los límites de la curva y los incrementos. *Incremento inicial* se refiere a la distancia máxima entre dos puntos, el cual toma lugar al inicio de la simulación, mientras que *Incremento final* corresponde a la distancia mínima, valores que se toman al

final de la simulación. El incremento se ajusta automáticamente entre esos dos valores.

Parámetros de Estabilidad de Voltaje

Análisis de Sensibilidad / Análisis Modal

Curvas V-Q **Curvas P-V** Archivos de resultados

☒ Habilitar cálculo de Curvas P-V

Fact. Escalam. de Carga

Límite inferior .. %: 50 Incremento inicial .. %: 10

Límite superior .. %: 150 Incremento final .. %: 1

Progr. Generación de acuerdo a

☒ P oper ☐ Sr ☒ Consider Pmín / Pmáx

☐ Estadístico MW/Hz

Convertidores..

Cálculos P-V

Identificador	Cargas	Generadores	Nodos
☒ Cálculo 1	0	0	0

Nuevo

Eliminar

Selecc. Todo

seleccionar Na

Elementos

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura 2.7. Pestaña Curvas P-V

Es necesario seleccionar los generadores y las cargas a las que se le harán las variaciones de potencia y los nodos a los que se registrarán las variaciones de tensión. Basta con seleccionar la opción *Nuevo*, lo que creará un nuevo ítem en la lista y *Elementos* permitirá escoger los elementos deseados.

4. **Archivos de resultados:** Permite seleccionar la ruta para exportar el archivo de los resultados, en caso de que el usuario así lo requiera.

Visualización de los resultados

Finalmente, una vez definido los análisis deseados e ingresado los parámetros correspondientes al programa, la opción *Cálculo* llevará a cabo la simulación cuyos resultados se pueden observar en tablas (*Tablas Resultados*) o gráficos (*Gráficos de Resultados*), ambas opciones permiten configurar la forma en que estos se visualizan.

2.2.6. Sistema Eléctrico de la Región Capital

La Región Capital se encuentra ubicada geográficamente en el área Centro-Norte del país, abarcando la Zona Metropolitana de Caracas, el estado Vargas, los Altos Mirandinos, Guarenas y Guatire. Esta región se encarga de suplir una demanda máxima histórica de 2.250 MW por medio de siete plantas de generación térmica e intercambia potencia con el resto del Sistema Eléctrico Nacional mediante dos puntos de interconexión: Santa Teresa y OMZ.

El sistema de transmisión de la Región Capital está conformado por dos niveles de tensión: 230 kV y 69 kV, ambas de configuración de anillo y diseñadas con un criterio de seguridad de n-1 [14]. El nivel de 230 kV se compone de un total de diez subestaciones: Boyacá, Convento, Curupao, Junquito, La Raisa, El Sitio, OMZ, Papelón, Pedrera y Tacoa.

Curva de demanda

La demanda de un sistema eléctrico de potencia no es estática en el tiempo, depende del comportamiento agregado de los consumidores. La gráfica obtenida de los registros instantáneos de demanda o, en otras palabras, de la evolución de la carga en un período de tiempo, se le conoce como curva de demanda. Su forma muestra el comportamiento de la carga y es posible identificar en ella los valores máximos, mínimos, duración de los mismos, etc. Además, la curva permite identificar períodos estacionales, eventos especiales y una gran variedad de comportamientos.

Un ejemplo de curva de demanda diaria de la Región Capital se dibuja en la figura 2.8 cuyas características no ha sufrido de grandes cambios con el pasar de los años.

La gráfica contiene la información de la demanda del sistema el día 6 de julio del 2016. En ella se observa el comportamiento de la demanda en el transcurso de un día; la demanda promedio, definida como la energía consumida en un período de tiempo dividida entre las horas de dicho período y la demanda máxima.

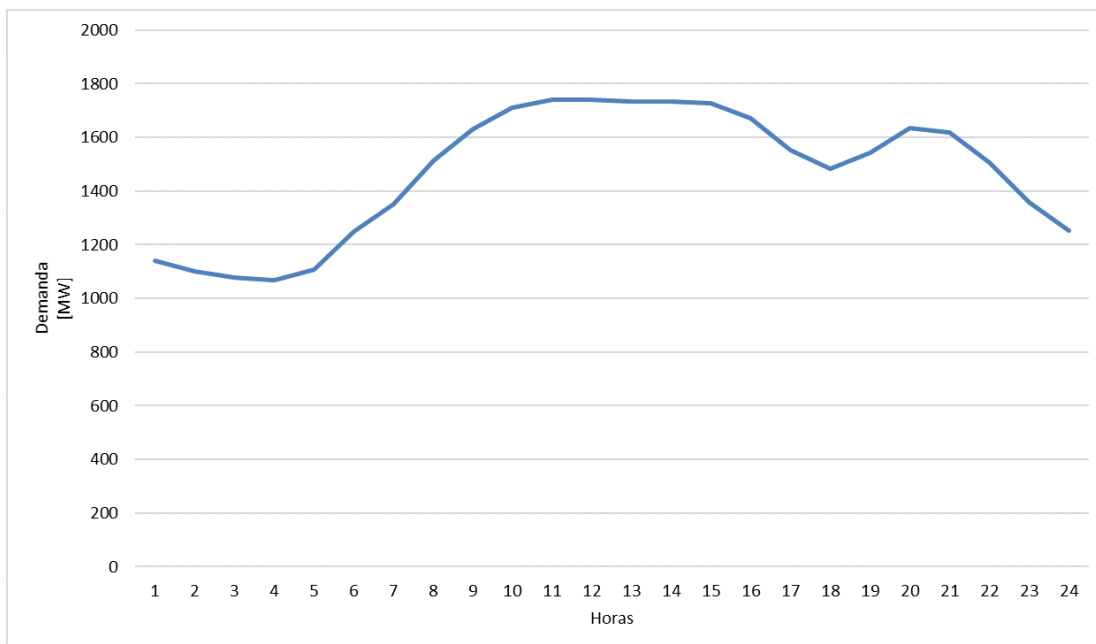


Figura 2.8. Curva de demanda diaria del Sistema Eléctrico de la Región Capital

Límites de exportación e importación

Los límites de exportación e importación se encuentran íntimamente relacionados con la coordinación del Bote de Cargas a Baja Frecuencia (BCBF). Se refieren al máximo valor de potencia reactiva que fluye hacia el sistema o fuera de éste, dependiendo del caso. Estos garantizan que, para condiciones normales en régimen permanente y ante contingencias simples, se mantenga un perfil de tensión adecuado, entre 0.95 pu 1.05 pu, y que ningún elemento esté sobrecargado. El Sistema de la Región Capital intercambiará potencia con el resto del Sistema Eléctrico Nacional de acuerdo a las características del punto de operación.

El límite de importación se establece como 1.250 MW si existe una deficiencia de generación en JME y 900 MW si la deficiencia está en JJSB. Por otro lado, en cuanto a los límites de exportación, estos dependen de la cantidad de unidades en JME conectadas; en el caso de cuatro se cuenta con un límite de 450 MW.

Caso Base

El Caso Base se refiere al caso de estudio de la Región Capital seleccionado en un punto operativo normal, es decir, el sistema satisface la demanda de potencia y no hay violación de las restricciones operativas. Del mismo se desprenderán los casos y análisis posteriores

EL cuadro 2.2 muestra las características de la generación de la Red Eléctrica de la Región Capital en el caso de estudio de PowerFactory.

Cuadro 2.2. Generación de la Red Capital

Planta	Unidades	Generación [MW]	Límites [MVar]
Bahía Tocoa	BCZ JRufina	60	23,25
	Guarenas 300	19	10
Guarenas	Guarenas 400	19	10
	El Sitio # 2	90	158
India Urquía	El Sitio # 5	90	158
	El Sitio # 6	90	158
Josefa Joaquina	JJSB #5	30	23,25
	JJSB #7	200	277
Sanchez Bastidas	JJSB #8	200	277
	JME # 9	80	45
Jose	JME # 10	80	55
	JME # 11	80	45
Maria España	JME # 12	80	45
	Picure # 2	35	23,25
Picure	Picure # 3	15	10
	Picure # 4	15	25,68
La Raisa	Raisa # 1	30	23,25
	Raisa # 2	30	23,25
	Raisa # 3	30	23,25
	Raisa # 4	30	23,25

El cuadro 2.3 contiene los parámetros de las líneas de transmisión a simular en NEPLAN Electricity. Sólo será objeto de estudio el nivel de tensión de 230 kV por lo que la información de las líneas de 69 kV no es relevante. De igual forma, los transformadores y su información se encuentran en el cuadro 2.4.

Cuadro 2.3. Líneas de Transmisión a 230 kV

Línea	Long. [Km]	R [Ω /Km]	X [Ω /Km]	B [Ω^{-1} /Km]	Límite [A]
Convento-Boyacá(1)	10,4	0,0681	0,4711	3,441	943
Convento-Tacoa(1)	31,2	0,0672	0,4434	3,632	943
Convento-Curupao(1)	19,1	0,0610	0,4665	3,564	998
Convento-El Sitio(1)	32,5	0,0545	0,4954	3,363	1442
El Sitio-Curupao(2)	31,36	0,0544	0,4750	3,158	1105
Boyacá-Tacoa(2)	21,2	0,0681	0,4711	3,441	943
Tacoa-Magallanes(1)	17,0	0,0670	0,4444	3,624	943
Tacoa-Junquito(1)	14,0	0,0681	0,4177	3,441	943
Junquito-Papelón(2)	21,0	0,0543	0,4748	3,518	1.105
Junquito-OMZ(2)	44,0	0,0543	0,4748	3,518	1.105
Papelón-OMZ(2)	21	0,0450	0,4680	3,580	1.236
Papelón-Pedreira(2)	4,8	0,0543	0,4748	3,518	1.105
Papelón-Santa Teresa(1)	29,4	0,0459	0,4876	3,419	1.236
Santa Teresa-El Sitio(1)	6,8	0,0453	0,4886	3,414	1.618
La Raisa-Tap(1)	0,265	0,0541	0,4752	3,519	1.105

Cuadro 2.4. Transformadores de la red de Transmisión a 230 kV

Transformador	Relación de Transformación	Potencia [MVA]	Zcc [%]
TE_Barcaza_I	230/18	230	9,5
TE_JJSB_05	230/13,8	75	15,5
TE_JJSB_07	230/21	503	10,7
TE_JJSB_08	230/21	503	10,7
TE_RAISA01	230/13,8	90	15,5
TE_RAISA02	230/13,8	90	15,5
TE_RAISA03	230/13,8	90	15,5
TE_RAISA04	230/13,8	90	15,5
TE_El SitioU2	230/16,5	260	15
TE_El SitioU5	230/16,5	260	15
TE_El SitioU6	230/16,5	260	15

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

El Marco Metodológico abarca los pasos necesarios que hicieron posible la realización del Trabajo Especial de Grado; desde la recolección de la información y las técnicas utilizadas para ello, hasta las conclusiones basadas en los resultados obtenidos de las simulaciones en NEPLAN Electricity.

3.1. Diseño de la investigación

La investigación ofrece la posibilidad de delimitar e identificar las zonas de operación insegura bajo la perspectiva del fenómeno de estabilidad de voltaje aplicando el método de análisis modal; método basado en el flujo de carga por Newton Rhapson. La metodología consistió, de forma muy resumida, en el incremento paulatino de la demanda de la red, partiendo del Caso Base definido, y en la aplicación del análisis modal en los distintos puntos operativos. Bajo esta premisa, el trabajo se clasifica según [15] como investigación experimental; definida como el proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamientos, con el fin de observar los efectos o reacciones que se producen.

3.2. Definición de variables

Una variable es una característica o cualidad; magnitud o cantidad; que puede sufrir cambios y que es objeto de análisis, medición, manipulación o control, en una investigación [15]. Con base en esto, el Trabajo Especial de Grado se basó en 4 variables:

- Generación
- Demanda
- Estructura de la Red
- Autovalores

Tanto la generación, como la demanda y la estructura de la red, fueron sujetas a cambios con el fin de observar las características del sistema en cuanto a la estabilidad de tensión. Tanto la generación como la demanda se cuantifican en MW, y la estructura de la red se refiere a la matriz de admitancia nodal. Éstas son las variables cuyos cambios producen variaciones en las características de estabilidad del sistema, por lo que se clasifican como variables dependientes cuantitativas simples. Por otro lado, los autovalores representan el efecto, producto de los estímulos en las ya definidas variables independientes, clasificándose así como variable dependiente cuantitativa simple.

3.3. Instrumentos de simulación

Power Factory, de la empresa DigSILENT, es un programa gráfico orientado a objetos que permite trabajar directamente con diagramas unifilares; integrando los atributos eléctricos, físicos, lógicos y mecánicos, en la misma base de datos. Cuenta con los siguientes módulos de estudio: flujo de carga; flujo de carga no balanceado; cortocircuitos bajo normas ANSI e IEC; arranque de motores; análisis de armónicos; estabilidad transitoria; coordinación de dispositivos de protección; flujo de carga óptimo; análisis de flujo de carga y cortocircuitos en corriente directa; entre otros. En esta plataforma se encuentra la información del Sistema Eléctrico Nacional en los niveles de tensión 765, 400, 230, 139 y 115 kV.

Para el análisis de estabilidad de tensión se utilizó el software NEPLAN Electricity, herramienta informática empleada para el análisis, optimización y simulación de redes eléctricas, el cual posee un módulo de análisis de estabilidad de tensión basado en la reducción de la matriz Jacobiana; calculando sensibilidades, autovalores, y factores de participación de barras, ramas y generadores.

Como parte integral del software NEPLAN Electricity, el módulo permite cuatro enfoques de análisis de estabilidad de voltaje:

- Curvas V-Q,
- Curvas P-V,
- Sensibilidad V-Q
- Análisis de Valores Propios Q-V (Análisis modal)

3.4. Instrumentos de recolección de datos

En la investigación se emplearon una serie de instrumentos y técnicas de recolección de la información orientados, de manera esencial, a alcanzar los objetivos planteados. Los datos de interés fueron recogidos en forma directa de la realidad; a partir de datos originales o primarios, que son obtenidos de valores históricos almacenados en la base de datos del Centro Nacional de Despacho (CND).

El procesamiento de la información se realizó a través de las siguientes técnicas para el análisis: tablas, gráficas, resúmenes, subrayado, paráfrasis, figuras, entre otras.

3.5. Procedimiento

A fin de estudiar la estabilidad de voltaje del Sistema Eléctrico de la Región Capital en red de transmisión de 230 kV mediante análisis modal, se llevaron a cabo los siguientes procedimientos:

1. Recolección de diversas fuentes bibliográficas, como libros, artículos y revistas, que permitieron el estudio y entendimiento del problema de la estabilidad de tensión. De esta manera adquirir información y datos necesarios para la simulación, y bases teóricas para el análisis de los resultados obtenidos.

2. Cálculo de las condiciones operativas del Caso Base en PowerFactory, para un caso de estudio con una demanda de 1.400 MW en la Región Capital. El flujo de carga de la red permitió conocer las características del punto operativo y registrar el intercambio de potencia en OMZ y en Santa Teresa, así como también de los intercambios de potencia entre las redes de 230 kV y 69 kV.
3. Recopilación y extracción de la información del caso de estudio en PowerFactory necesaria para el uso del módulo de estabilidad de voltaje en NEPLAN Electricity, haciendo énfasis en la información referente al nivel de 230 kV.
4. Simulación en NEPLAN Electricity del Caso Base de la red a 230 kV de la Región Capital. Éste representa el estado operativo normal de la red, en el que no existen violaciones en los límites de transmisión y las tensiones se encuentran dentro de un rango adecuado del 5 %. Se modeló la red de 69 kV como potencia constante y el intercambio de potencia con el resto del Sistema Eléctrico Nacional, sea importación o exportación, como redes externas. Para los análisis se tomó como referencia, dependiendo del caso de estudio, los puntos de importación o una de las máquinas sincrónicas de Tocoa, barra que debido a su robustez, resultó ser la mejor opción dentro la generación en la Región Capital; además, se respetaron los límites de importación y exportación con la finalidad de presentar una caso de estudio lo más cercano posible a la realidad.
5. Aplicación del Módulo de Estabilidad de Voltaje de NEPLAN Electricity para determinar la condición de la red; obtener los autovalores asociados a la Matriz Jacobiana Reducida y los factores de participación para cuatro casos de estudio:
 - Caso Base.
 - Caso Máxima Demanda Histórica.
 - Caso Límite de Estabilidad de Tensión.
 - Estudio de Contingencias

Las características del caso de estudio en PowerFactory fueron especificadas en el Marco Teórico, el cual cuenta con una demanda de 1.400 MW, de él se extraerá la información necesaria para representar el Caso Base en

NEPLAN Electricity, caso que representa la condición del Sistema Eléctrico de la Región Capital en un punto operativo normal. La condición de Máxima Demanda se obtuvo incrementando la carga progresivamente hasta 2.250 MW, el máximo histórico registrado. Se siguió aumentando la demanda hasta llegar límite de estabilidad de tensión del sistema y así definir el límite de operación seguro. Definidos los casos, se aplicó el análisis modal a cada uno de ellos; obteniendo los factores de participación. Estos determinaron los elementos críticos en el problema de la inestabilidad. Con base en esta información se seleccionaron y analizaron las contingencias de mayor impacto.

6. Tabulación de los resultados obtenidos de las simulaciones, los cuales incluyeron los autovalores obtenidos de la matriz Jacobiana reducida, y factores de participación de barras, ramas y generadores.
7. Análisis de los resultados.
8. Planteamiento de las conclusiones basados en los márgenes de operación seguros obtenidos de los resultados.
9. Realización del trabajo escrito.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

4.1. Caso de estudio en PowerFactory

En el cuadro 4.1 se encuentran las condiciones del sistema obtenidas por el flujo de potencia en PowerFactory. En este punto operativo la Región Capital tiene una demanda total de 1.400 MW; importando 296,5 MW en OMZ y exportando 185,16 MW en Santa Teresa. Una vez calculado el flujo de carga, con el intercambio de potencia entre la red de 230 kV y la de 69 kV, registrado en el cuadro 4.2, se simuló el Caso Base.

Cuadro 4.1. Características del caso de estudio en PowerFactory

Caso de Estudio	Generación [MW]	Demanda [MW]	Intercambio [MW]
Región Capital	1.303	1.414,36	111,36

Cuadro 4.2. Intercambio entre las redes de 230 kV y 69 kV

Barra	MW	MVar
Tacoa	111,46	54,28
Tacoa-Magallanes	67,38	66,77
Boyacá	141,16	47,22
Convento	249,10	204,56
Papelón	39,96	78,78
Pedrera	137,93	50,29
Junquito	152,19	69,68
Curupao	87,90	82,28

4.2. Caso Base

Las características del Caso Base, caso definido luego de modelar la red de 69 kV como potencia constante en NEPLAN Electricity, se encuentran en el cuadro 4.3. El diagrama unifilar del Caso Base está ilustrado en el Anexo II. Para el análisis se modificaron los puntos de intercambio con el Sistema Eléctrico Nacional, importando un total de 219 MW. La generación total está conformada por la potencia activa total, tabulada en el cuadro 4.6, y 423 MW provenientes de JME, Pícupe y Guarenas.

Los resultados del flujo de carga del Caso Base están tabulados en los cuadros 4.4, 4.5 y 4.6; permitiendo evaluar el punto de operación del sistema en cuanto a su estado operativo.

Cuadro 4.3. Características del Caso Base

Caso de Estudio	Generación [MW]	Demanda [MW]	Intercambio [MW]
Caso Base	1.194	1.413	219

Cuadro 4.4. Tensiones y ángulos de barra : Caso Base

Barra	Tensión [%]	Ángulo [°]
Boyacá	97,5	-1,9
Convento	97,09	-1,9
Curupao	97,89	-1,2
El Sitio	99,8	0
Junquito	98,69	-1,1
La Raisa	99,9	0,1
OMZ	100	0
Papelón	98,91	-0,8
Pedreira	98,76	-1
Santa Teresa	100	0
Tacoa	98,54	-1,1

La red de 230 kV en el Caso Base no presenta variaciones mayores al 5 % en las tensiones de barra, según lo establecido por la norma IEC60038, y ninguno de sus elementos está sobrecargado; al contrario, las líneas entregan reactivos debido a la baja cargabilidad. El sistema se encuentra en un estado operativo normal.

Cuadro 4.5. Líneas de transmisión : Caso Base

Línea	Cargabilidad [%]	Pérdidas	
		[MW]	[MVar]
Boyacá - Convento	11,39	0,0256	-1,6152
Convento - Curupao	20,58	0,1505	-2,2727
Convento - El Sitio	24,52	0,5898	0,2046
El Sitio - Curupao L1	23,03	0,3216	-2,3107
El Sitio - Curupao L2	22,34	0,3216	-2,3107
Junquito - Papelon L1	6,56	0,0172	-3,6643
Junquito - Papelon L2	6,56	0,0172	-3,6643
OMZ - Junquito L1	13,69	0,1537	-6,7385
OMZ - Junquito L2	13,69	0,1537	-6,7385
OMZ - Papelón L1	21,87	0,1924	-1,9367
OMZ - Papelón L2	19,73	0,1654	-2,2171
Papelón - Pedrera L1	16,82	0,0271	-0,6355
Papelón - Pedrera L2	16,82	0,0271	-0,6355
S.Teresa - El Sitio	5,36	0,0058	-1,1641
S. Teresa - Papelón	13,68	0,1108	-4,082
Tacoa - Boyacá L1	22,65	0,206	-2,3533
Tacoa - Boyacá L2	23,85	0,2234	-2,572
Tacoa - Convento	19,63	0,2182	-4,2973
Tacoa - Magallanes	25,75	0,1882	-1,7514
Tacoa - Junquito	3,04	0,0029	-2,4586

Cuadro 4.6. Generación en barras : Caso Base

Barra	Generación	
	[MW]	[MVar]
El Sitio	270	178
La Raisa	120	6
OMZ	159	147
Santa Teresa	60	62
Tacoa	381	254

Los cinco menores autovalores de la Matriz Jacobiana reducida están en el cuadro 4.7, sus magnitudes positivas indican estabilidad en el sistema y un amplio margen de cargabilidad antes del colapso. Sólo fue objeto de estudio el autovalor de menor magnitud : 17,333.

Cuadro 4.7. Autovalores : Caso Base

λ
17,333
39,427
71,305
82,182
128,452

Los factores de participación indican los elementos críticos asociados a cada modo, por ello, entregan información valiosa respecto a los mecanismos de inestabilidad: por qué y cómo ocurre la inestabilidad; elementos clave que contribuyen a la inestabilidad; cuáles son las áreas más débiles y qué medidas son las más efectivas para mejorar la estabilidad del sistema. Se ilustraron los factores de participación de barras, ramas y generadores en las figuras 4.1, 4.2 y 4.3 a fin de realizar comparaciones con los otros casos de estudio.

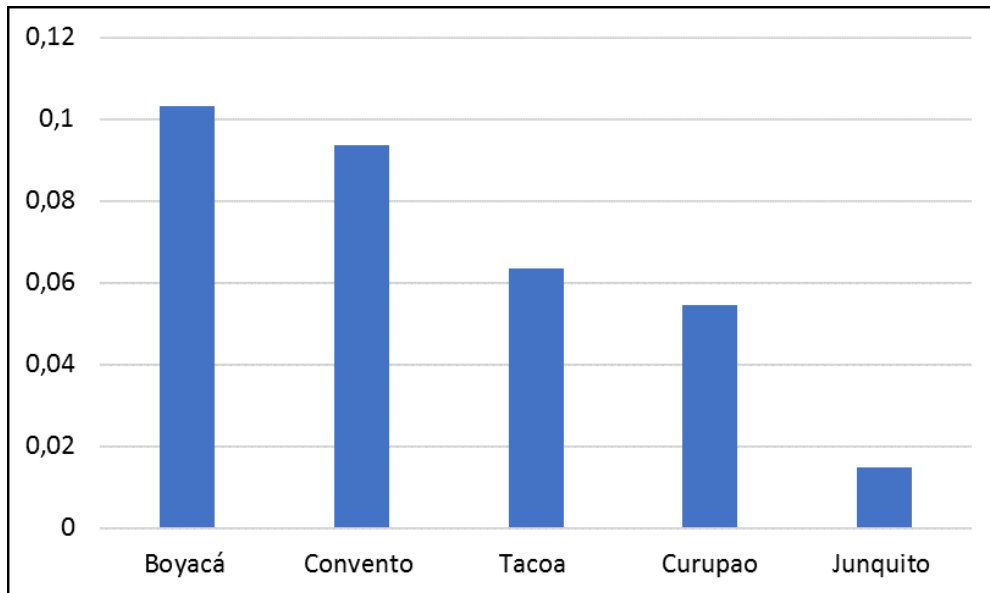


Figura 4.1. Factores de participación de barras : Caso Base

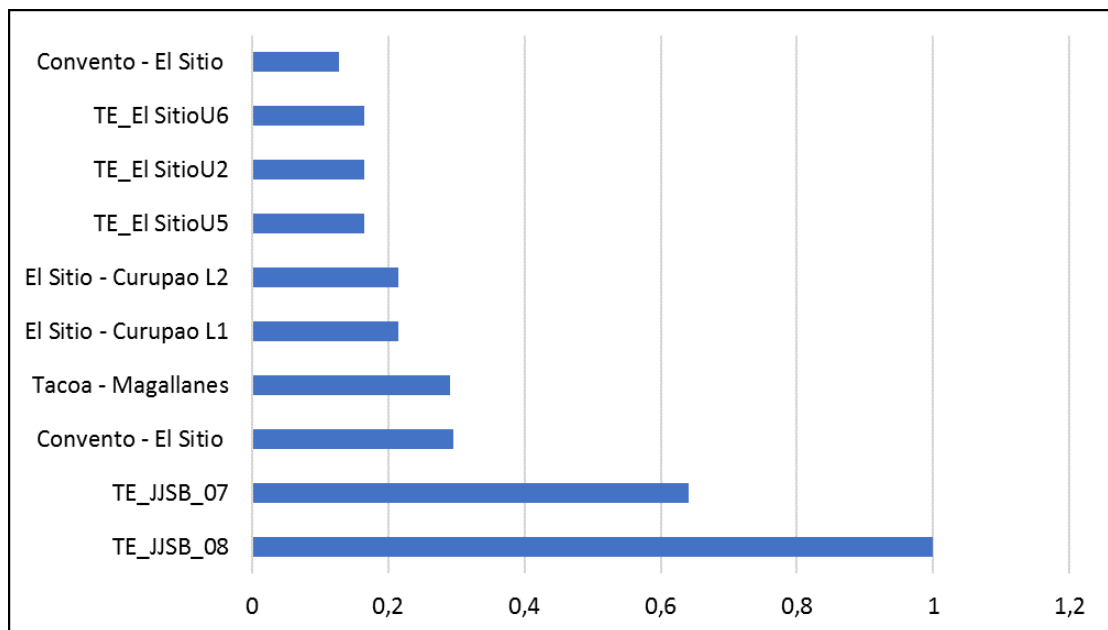


Figura 4.2. Factores de participación de ramas : Caso Base

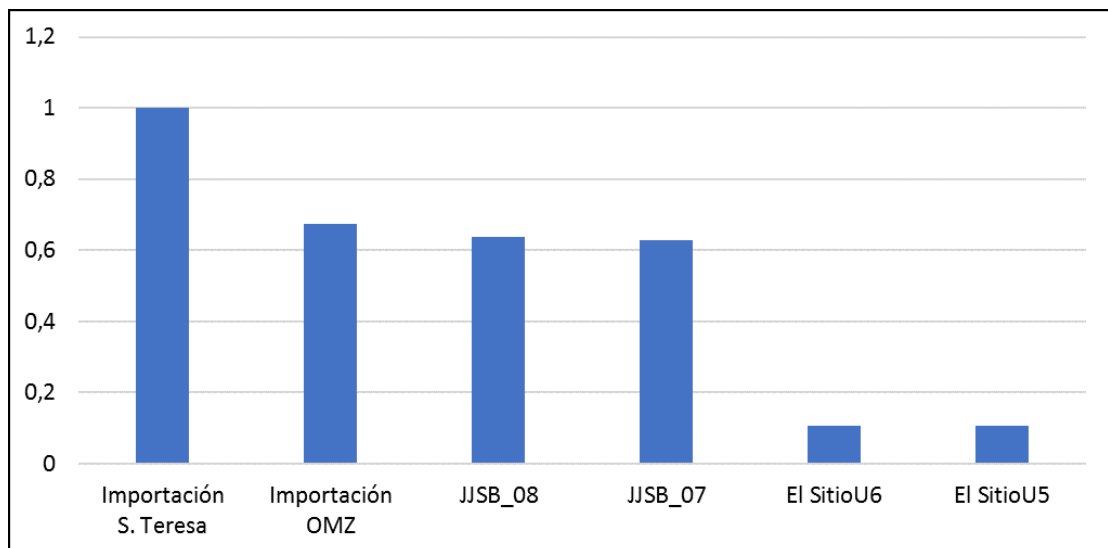


Figura 4.3. Factores de participación de generadores : Caso Base

4.3. Caso Máxima Demanda Histórica

Las características del Caso Máxima Demanda Histórica están tabuladas en el cuadro 4.8, punto operativo definido luego de incrementar la demanda de la Región Capital hasta el máximo histórico: 2.250 MW. Debido al incremento de la demanda, para el análisis se modificaron las redes externas en los puntos de intercambio; sin embargo, su importación se mantuvo por debajo del límite dinámico del Sistema Eléctrico de la Región Capital: 1.250 MW.

Los resultados del flujo de carga se encuentran tabulados en los cuadros 4.9, 4.10 y 4.11, estos permitieron evaluar al sistema, con respecto a su estado operativo, debido a las nuevas condiciones impuestas y establecer diferencias con respecto a los otros casos de estudio.

Cuadro 4.8. Características del Caso Máxima Demanda Histórica

Caso de Estudio	Generación [MW]	Demanda [MW]	Intercambio [MW]
Máxima Demanda Histórica	1.303	2.244	941

Cuadro 4.9. Tensiones y ángulos de barra : Máxima Demanda Histórica

Barra	Tensión [%]	Ángulo [°]
Boyacá	94,14	-5,4
Convento	93,34	-5,2
Curupao	94,87	-3,6
El Sitio	98,65	-1,1
Junquito	97	-2,9
La Raisa	99,75	-0,1
OMZ	100	0
Papelón	97,66	-1,9
Pedrera	97,39	-2,2
Santa Teresa	100	0
Tacoa	96,19	-4,1

La red presenta variaciones entre 5 % y 10 % en las tensiones de barras, por lo que el sistema pasó a un estado operativo de alerta. A pesar de que los elementos se encuentran por debajo de sus límites térmicos, son necesarias acciones operativas para restaurar al sistema a un estado normal.

Cuadro 4.10. Líneas de transmisión : Máxima Demanda Histórica

Línea	Cargabilidad [%]	Pérdidas	
		[MW]	[MVar]
Boyacá - Convento	23,99	0,1109	-0,8964
Convento - Curupao	45,32	0,7208	2,3193
Convento - El Sitio	50,47	2,53	19,77
El Sitio - Curupao L1	46,12	1,311	6,5401
El Sitio - Curupao L2	45,46	1,311	6,5401
Junquito - Papelon L1	21,96	0,1994	-1,9589
Junquito - Papelon L2	21,96	0,1994	-1,9589
OMZ - Junquito L1	33,57	0,965	0,4919
OMZ - Junquito L2	33,57	0,965	0,4919
OMZ - Papelón L1	46,12	0,8566	5,0073
OMZ - Papelón L2	43,91	0,8294	4,726
Papelón - Pedrera L1	31,26	0,0935	-0,0317
Papelón - Pedrera L2	31,26	0,0935	-0,0317
S. Teresa - El Sitio	58,88	0,7247	6,4966
S. Teresa - Papelón	30,24	0,556	0,7121
Tacoa - Boyacá L1	40,39	0,6498	0,9319
Tacoa - Boyacá L2	42,34	0,7044	0,849
Tacoa - Convento	34,11	0,6563	-1,0555
Tacoa - Magallanes	48,98	0,6845	1,983
Tacoa - Junquito	46,19	0,5448	1,3889

Cuadro 4.11. Generación en barras : Máxima Demanda Histórica

Barra	Generación	
	[MW]	[MVar]
La Raisa	120	8,888
El Sitio	270	239,901
OMZ	526	335,162
Santa Teresa	415	248,486
Tacoa	490	493,15

Los cinco menores autovalores de la Matriz Jacobiana reducida están en el cuadro 4.12, sus magnitudes positivas indican estabilidad en el sistema y un amplio margen de cargabilidad antes de un de colapso de tensión. Sólo fue objeto de estudio el autovalor de menor magnitud : 16,283.

Cuadro 4.12. Autovalores : Máxima Demanda Histórica

λ
16,283
37,732
69,466
80,124
138,649

Los factores de participación de generadores en la figura 4.6 revelan la importancia de la importación en OMZ y en Santa Teresa en cuanto al mantenimiento de las tensiones del sistema. Ante un incremento de la demanda de potencia reactiva, ésta será suplida en mayor parte por el Sistema Eléctrico Nacional. Se observa que los factores de participación de ramas de la figura 4.5 señalan a líneas más cargadas, de forma similar, los factores de participación de barras muestran las áreas más débiles del sistema asociadas al modo de estudio, que coinciden con aquellas barras con bajos perfiles de tensión.

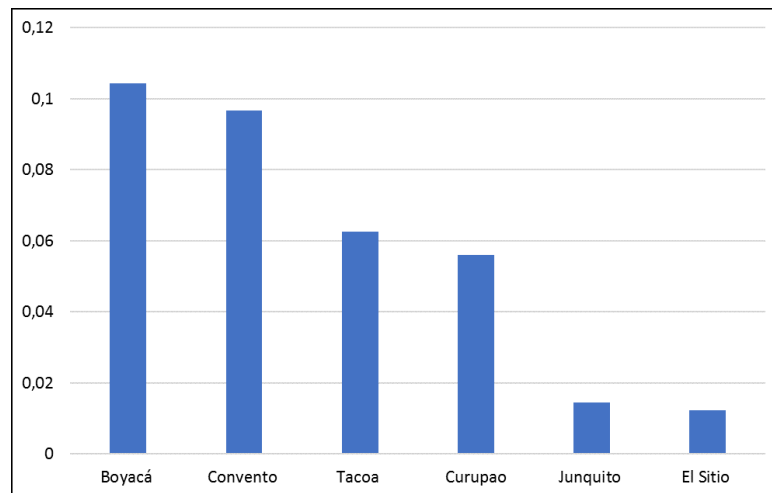


Figura 4.4. Factores de participación de barras: Máxima Demanda Histórica

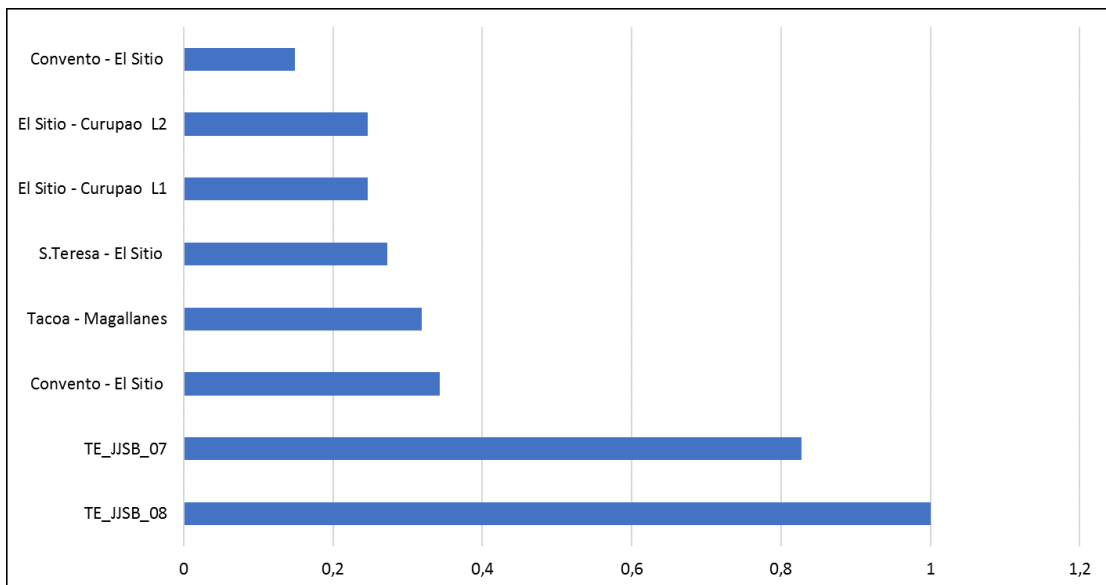


Figura 4.5. Factores de participación de ramas : Máxima Demanda Histórica

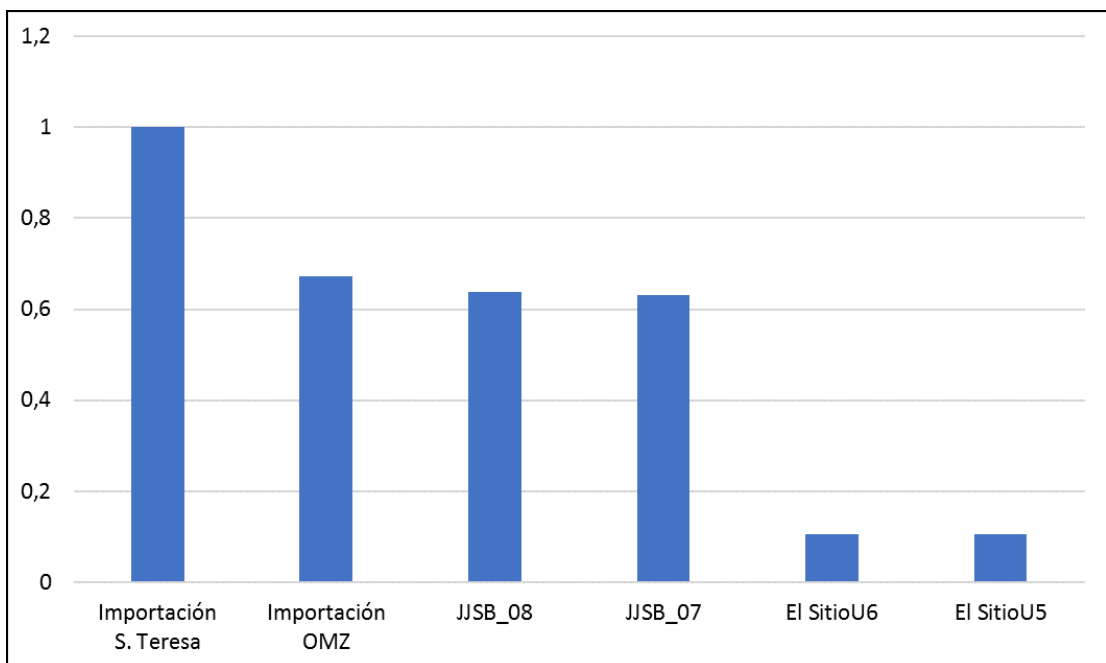


Figura 4.6. Factores de participación de generadores : Máxima Demanda Histórica

4.4. Caso Máxima Cargabilidad

Las características del Caso Máxima Cargabilidad están en el cuadro 4.13, punto operativo definido luego de incrementar la demanda de la Región Capital hasta 2.839 MW. Seguir aumentando la demanda del sistema conllevan a puntos de operación no viables. Debido al incremento de la demanda, para el análisis se modificaron las redes externas en los puntos de intercambio, fijándolas como barras PV para mantener la importación en el límite de 1.250 MW, además, una de las unidades de Tocoa: JJSB07, fue seleccionada como referencia.

Los resultados del flujo de carga se encuentran tabulados en los cuadros 4.14, 4.15 y 4.16, estos permitieron evaluar al sistema en cuanto a su estado operativo debido a las nuevas condiciones impuestas y establecer las diferencias con respecto a los otros casos de estudio.

Cuadro 4.13. Características del Caso Máxima Cargabilidad

Caso de Estudio	Generación [MW]	Demanda [MW]	Intercambio [MW]
Máxima Cargabilidad	1.589	2.839	1.250

Cuadro 4.14. Tensiones y ángulos de barra : Máxima Cargabilidad

Barra	Tensión [%]	Ángulo [°]
Boyacá	91,05	-8,6
Convento	90,05	-8,8
Curupao	92,34	-7,2
El Sitio	97,69	-4,2
Junquito	95,45	-4,7
La Raisa	99,62	-0,7
OMZ	100	-0,5
Papelón	96,6	-3,6
Pedreira	96,24	-4
Santa Teresa	100	-3
Tocoa	93,8	-6,3

La red presenta variaciones entre 5 % y 10 % en las tensiones de barras, por lo que el sistema se encuentra en un estado operativo de alerta. A pesar de que los elementos se encuentran por debajo de sus límites térmicos, son necesarias acciones operativas para restaurar al sistema a un estado normal.

Cuadro 4.15. Líneas de transmisión : Máxima Cargabilidad

Línea	Cargabilidad [%]	Pérdidas	
		[MW]	[MVar]
Boyacá - Convento	30	0,1725	-0,3597
Convento - Curupao	50,2	0,8866	3,7802
Convento - El Sitio	61,33	3,7366	31,988
El Sitio - Curupao L1	58,38	2,1043	13,6407
El Sitio - Curupao L2	57,64	2,1043	13,6407
Junquito - Papelon L1	27,06	0,302	-0,9635
Junquito - Papelon L2	27,06	0,302	-0,9635
OMZ - Junquito L1	48,68	2,0427	10,0377
OMZ - Junquito L2	48,68	2,0427	10,0377
OMZ - Papelón L1	70,03	2,0073	16,9946
OMZ - Papelón L2	67,73	1,9799	16,7122
Papelón - Pedrera L1	41,86	0,1676	0,6351
Papelón - Pedrera L2	41,86	0,1676	0,6351
S.Teresa - El Sitio	73,08	1,4055	13,75
S. Teresa - Papelón	26,94	0,4329	-0,541
Tacoa - Boyacá L2	65,38	1,681	7,5395
Tacoa - Boyacá L1	62,6	1,5508	7,3635
Tacoa - Convento	55,18	1,7102	6,2148
Tacoa - Magallanes	67,11	1,2872	6,4728
Tacoa - Junquito	64,53	1,0643	5,0768

Cuadro 4.16. Generación en barras : Máxima Cargabilidad

Barra	Generación	
	[MW]	[MVar]
El Sitio	270	291
La Raisa	120	12
OMZ	850	502
Santa Teresa	400	430
Tacoa	776	646

Los cinco menores autovalores de la Matriz Jacobiana reducida están en el cuadro 4.17, sus magnitudes positivas indican estabilidad en el sistema y un amplio margen de cargabilidad antes del colapso. Sólo fue objeto de estudio el autovalor de menor magnitud : 12,421.

Cuadro 4.17. Autovalores : Máxima Cargabilidad

λ
12,421
36,178
66,707
78,013
120,961

Las características del Caso Máxima Demanda Histórica y Caso Máxima Cargabilidad son muy similares entre sí, la diferencia más relevante es, evidentemente, el incremento de la demanda del sistema, razón por lo que se fijó la importación al valor máximo de 1.250 MW. Este incremento en la demanda se refleja en el desplazamiento del punto operativo en su Curva P-V y en la disminución de la magnitud de sus autovalores, como claramente muestran los cuadros 4.12 y 4.17. Se observa que las figuras 4.4 y 4.8 coinciden. Las pequeñas magnitudes de los factores de participación demuestran la robustez del sistema de potencia de la Región Capital. Similarmente, debido al modelado y a la metodología utilizada, los factores de participación de ramas señalan a los transformadores de JJSB como las principales causas de pérdidas de reactivos. Las líneas de transmisión, por su corta longitud y debido a la redundancia estructural de la red, producen pérdidas muy pequeñas como se observa en los cuadros 4.5, 4.10 y 4.15. En este punto de operación ya se alcanzaron los límites de reactivos de las unidades en El Sitio, La Raisa y Tocoa, por lo que cualquier incremento en la demanda tendría que ser suplido por la referencia (JJSB7) y por los puntos de importación (OMZ y Santa Teresa), premisa reflejada en los factores de participación de la figura 4.10.

A pesar de estar en su máxima cargabilidad, el sistema aún se encuentra lejos de su límite de estabilidad de tensión. La figura 4.7 ilustra las curvas *PV* de las barras Tocoa, Junquito, Curupao, Convento y Boyacá; el flujo de carga deja de converger a una demanda de 4.543 MW y el punto de operación actual, con una demanda de 2.839 MW está representado por una recta vertical.

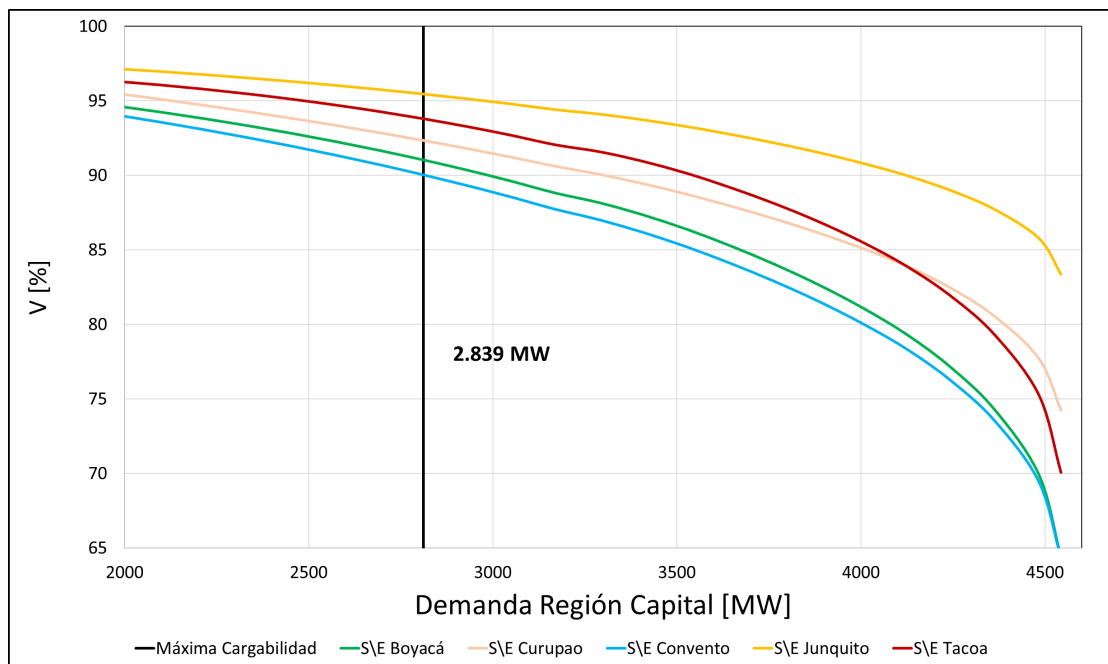


Figura 4.7. Curvas PV : Máxima Cargabilidad

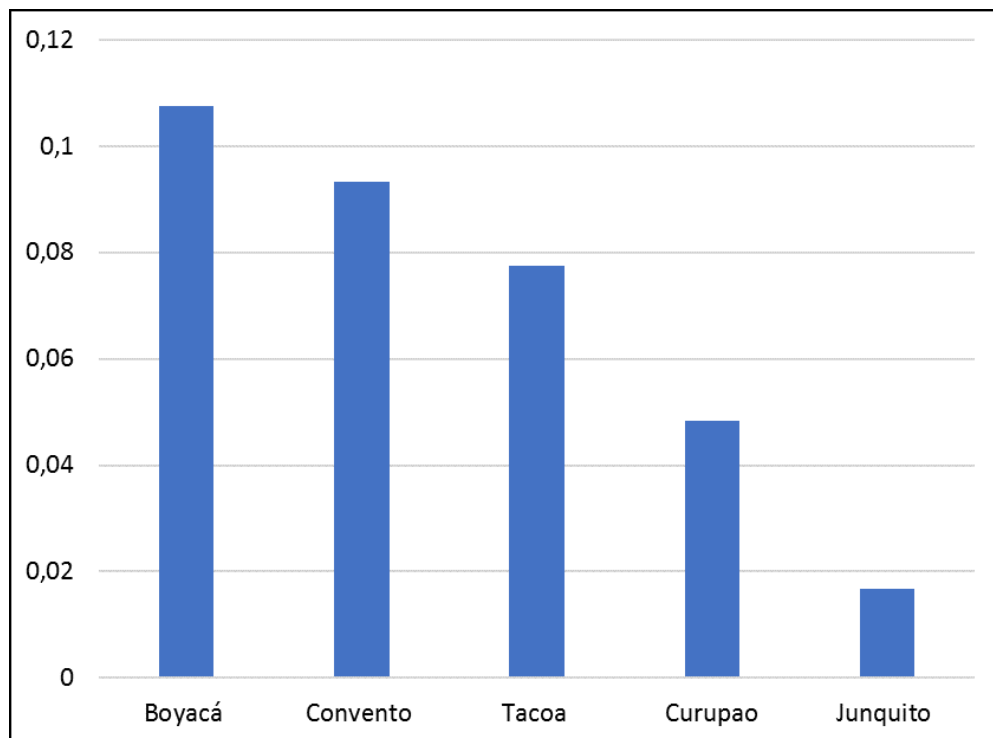


Figura 4.8. Factores de participación de barras: Máxima Cargabilidad

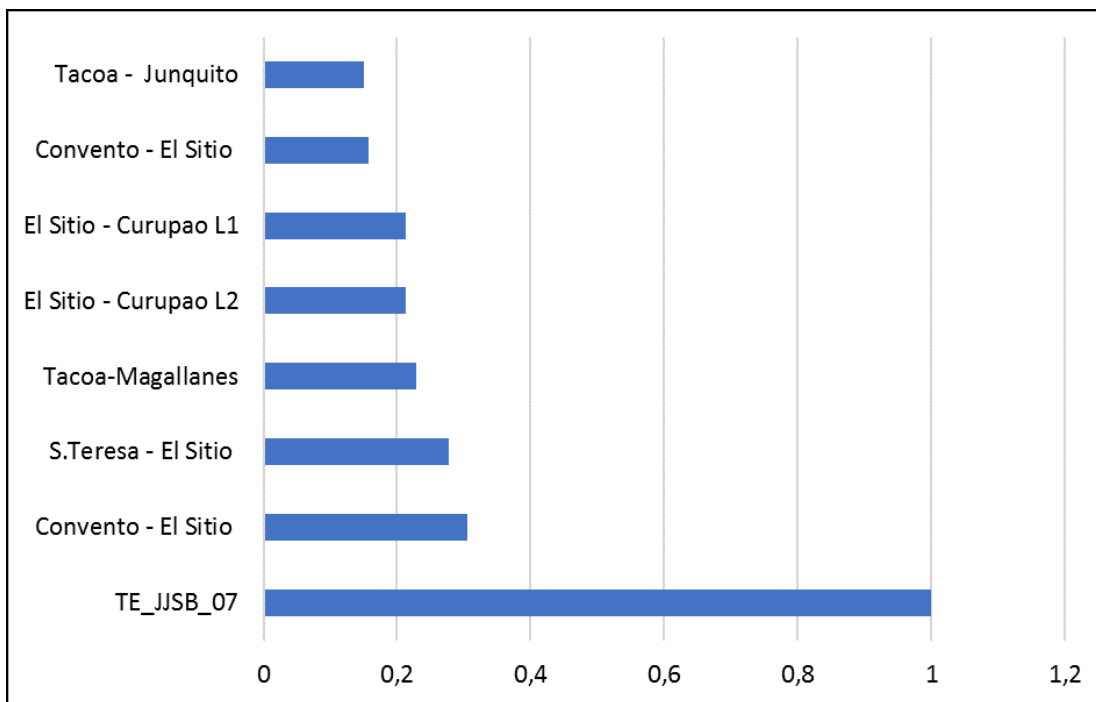


Figura 4.9. Factores de participación de ramas : Máxima Cargabilidad

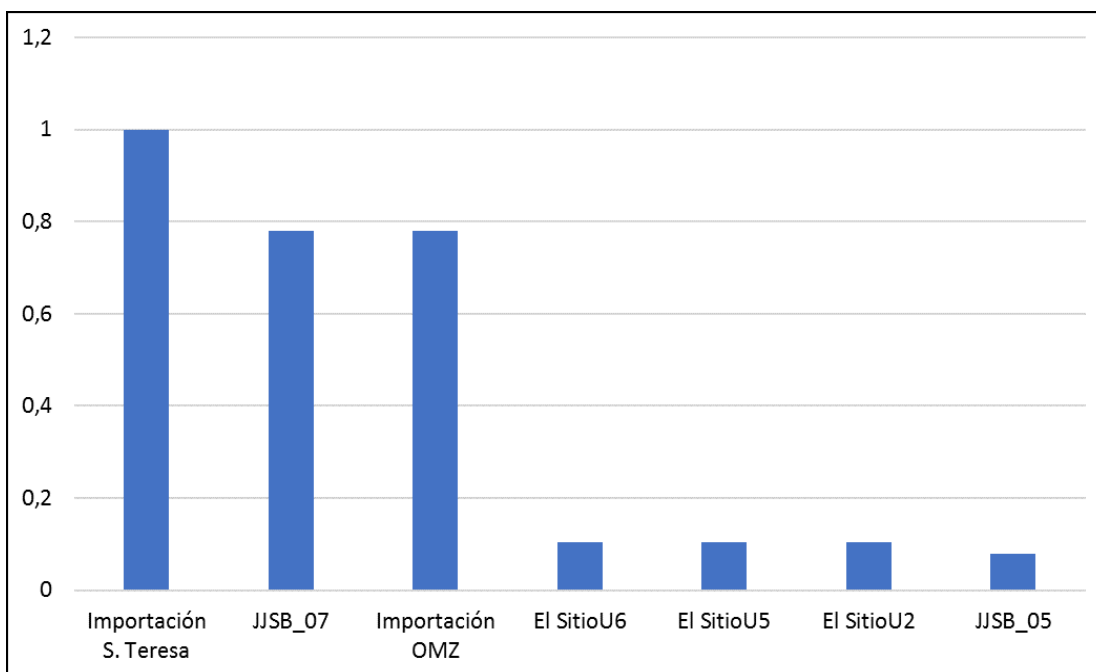


Figura 4.10. Factores de participación de generadores : Máxima Cargabilidad

4.5. Caso Límite de Estabilidad de Tensión

Las características del Caso Límite de Estabilidad de Tensión están en el cuadro 4.13, punto operativo definido luego de incrementar la demanda de la Región Capital hasta 4.747 MW. Seguir incrementando la demanda a partir de este punto ocasiona que el flujo de potencia no converja, lo que es indicativo de inestabilidad. De igual forma, para el análisis JJSB7 fue la máquina de referencia y la importación está en su valor máximo: 1.250 MW.

Los resultados del flujo de carga se encuentran tabulados en los cuadros 4.14, 4.15 y 4.16, estos permitieron evaluar al sistema en cuanto a su estado operativo debido a las nuevas condiciones impuestas y establecer las diferencias con respecto a los otros casos de estudio.

Cuadro 4.18. Características del Caso Límite de Estabilidad de Tensión

Caso de Estudio	Generación [MW]	Demanda [MW]	Intercambio [MW]
Límite de Estabilidad de Tensión	3.497	4.747	1.250

Cuadro 4.19. Tensiones y ángulos de barra : Límite de Estabilidad de Tensión

Barra	Tensión [%]	Ángulo [°]
Boyacá	64,18	-57,2
Convento	64,12	-61,6
Curupao	74,11	-61,4
El Sitio	89,93	-57,2
Junquito	83,28	-53,9
La Raisa	98,89	-51,8
O.M.Z.	100	-51,5
Papelón	90,14	-55
Pedreira	89,47	-55,9
S. Teresa	100	-56
Tacoa	69,86	-46,3

La red presenta variaciones por encima del 10 % en las tensiones de barras, valores fuera del rango de los niveles establecidos por la IEC60038, y los elementos se encuentran muy por encima de sus límites térmicos. El sistema se encuentra en un estado de emergencia extrema; sin embargo, debido a lo dicho anteriormente, la operación en este punto no es realista.

Cuadro 4.20. Líneas de transmisión : Límite de Estabilidad de Tensión

Línea	Cargabilidad [%]	Pérdidas	
		[MW]	[MVA _r]
Boyacá - Convento	139,26	3,6659	24,5686
Convento - Curupao	147,63	7,628	56,5647
Convento - El Sitio	151,29	23,0756	225,8262
El Sitio - Curupao L1	135,85	11,4684	96,5799
El Sitio - Curupao L2	134,98	11,4684	96,5799
Junquito-Papelón L1	84,95	2,9887	23,1917
Junquito-Papelón L2	84,95	2,9887	23,1917
O.M.Z. - Junquito L1	98,66	8,3946	66,4729
O.M.Z. - Junquito L2	98,66	8,3946	66,4729
OMZ - Papelón L1	126,3	6,7453	66,424
OMZ - Papelón L2	124,71	6,7165	66,1279
Papelón - Pedrera L1	77,75	0,5778	4,3318
Papelón - Pedrera L2	77,75	0,5778	4,3318
S.Teresa - El Sitio	263,8	14,5605	153,7751
S.Teresa - Papelón	75,03	3,437	31,6933
Tacoa - Boyacá L1	190,58	14,2819	96,9826
Tacoa - Boyacá L2	198,35	15,4808	100,7236
Tacoa - Convento	187,94	19,7979	127,8822
Tacoa - Magallanes	169,4	8,2241	57,5291
Tacoa - Junquito	354,5	32,0306	219,9686

Cuadro 4.21. Generación en barras : Límite de Estabilidad de Tensión

Barra	Generación	
	[MW]	[MVA _r]
El Sitio	270	474
La Raisa	120	28,98
OMZ	850	1.800
Santa Teresa	400	1.818
Tacoa	2684	2.834

Los cinco menores autovalores de la Matriz Jacobiana reducida están en el cuadro 4.22, sus magnitudes positivas indican estabilidad en el sistema; sin embargo, debido a lo cerca que está el autovalor a cero, cualquier incremento en la demanda conllevará a un colapso. Sólo fue objeto de estudio el autovalor de menor magnitud : 0,415.

Cuadro 4.22. Autovalores : Límite de Estabilidad de Tensión

λ
0,415
22,468
46,868
66,884
94,820

El incremento progresivo de la demanda en la red de 230 kV de la Región Capital afecta en diferente medida a todas las barras del sistema. Dependiendo de la ubicación de estas con respecto a la generación, su tensión se deprimirá con mayor rapidez. Esto se verifica observando los flujos de carga en los casos de estudio; las tensiones de las barras Boyacá, Convento, Tocoa y Curupao, tienen los niveles de tensión mas bajos en todos los casos, razón por la que tienen los factores de participación más elevados.

Los 4.747 MW representan el límite de la estabilidad de tensión de la Región Capital bajo las condiciones impuestas al sistema. El generador de referencia JJSB7 y la importación del Sistema Eléctrico Nacional suplen esta demanda. La elevada corriente que fluye por el transformador asociado a JJSB7 produce elevadas pérdidas de reactivos que terminan siendo el factor limitante, por lo que repartir la generación de Tocoa entre las otras máquinas sincrónicas reducirían considerablemente estas pérdidas y harían más robusto el sistema de potencia. Los factores de participación de ramas de la figura 4.13 muestran la influencia del transformador de JJSB7 en el modo crítico, así como de las líneas Tocoa-Junquito y Santa Teresa-El Sitio, las cuales corresponden a las líneas más cargadas del caso. Finalmente, en la figura 4.11 se observa que a diferencia del Caso de Máxima Cargabilidad, el sistema se encuentra en la nariz de su curva *PV*.

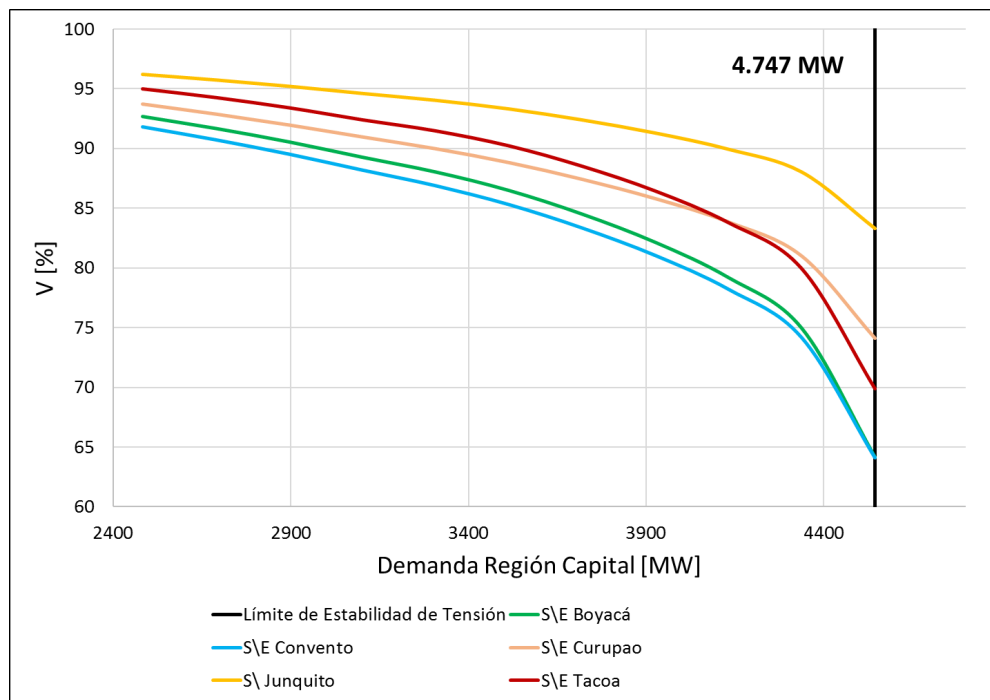


Figura 4.11. Curvas PV : Límite de Estabilidad de Tensión

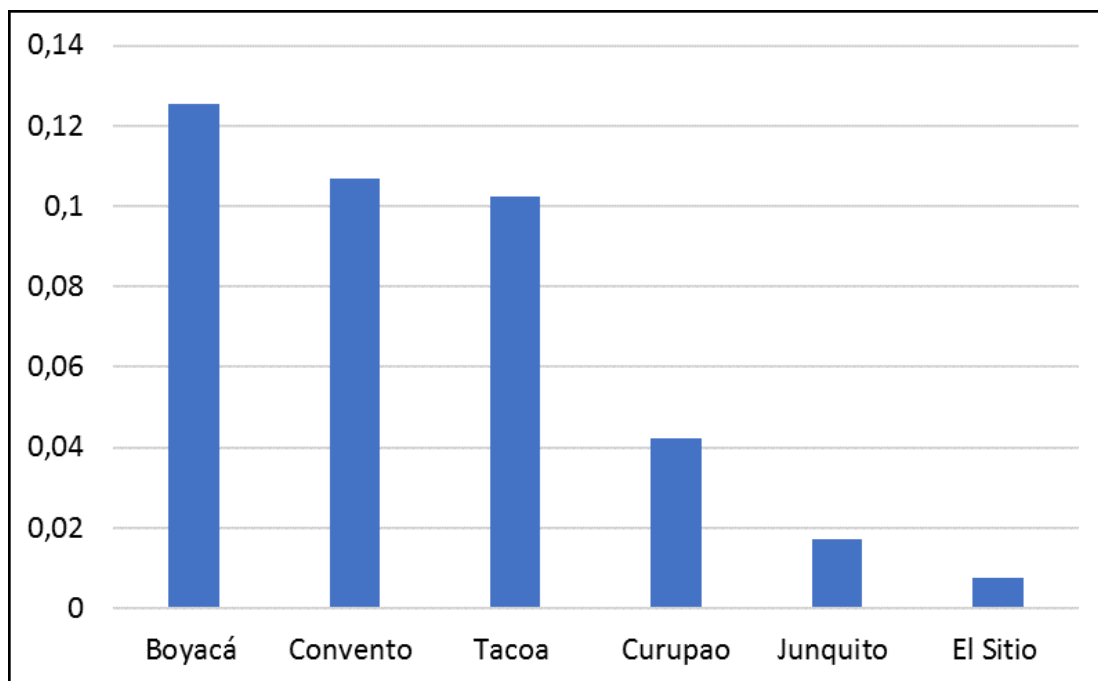


Figura 4.12. Factores de participación de barras : Límite de Estabilidad de Tensión

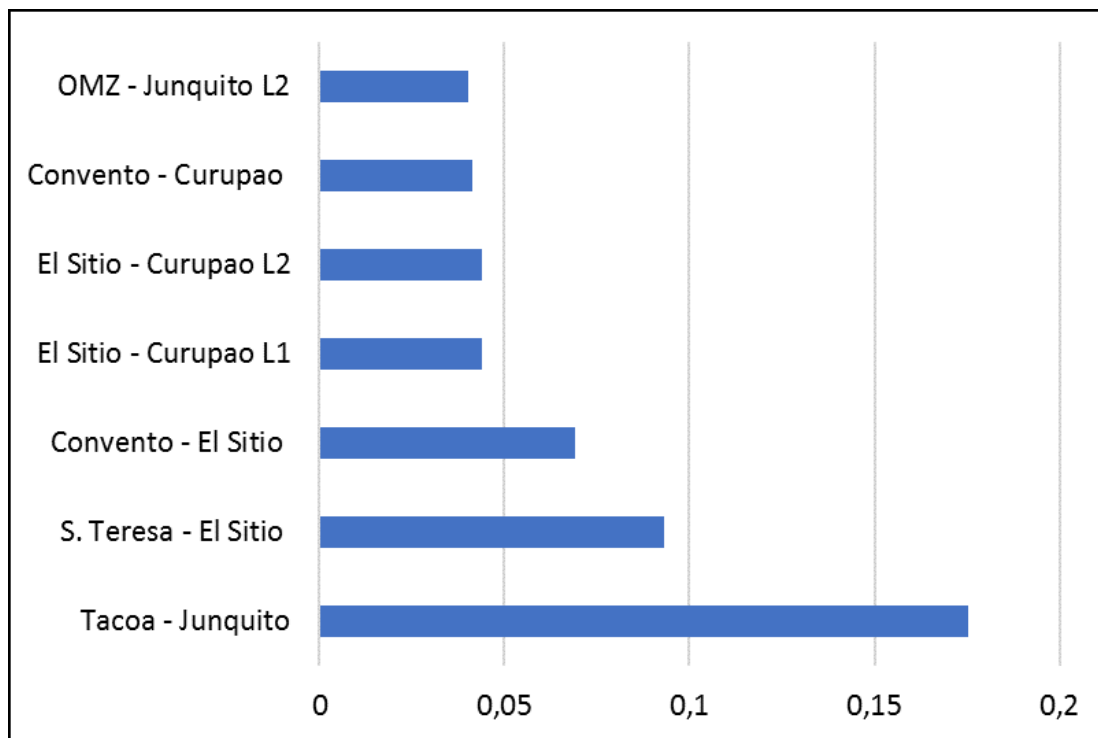


Figura 4.13. Factores de participación de ramas : Límite de Estabilidad de Tensión

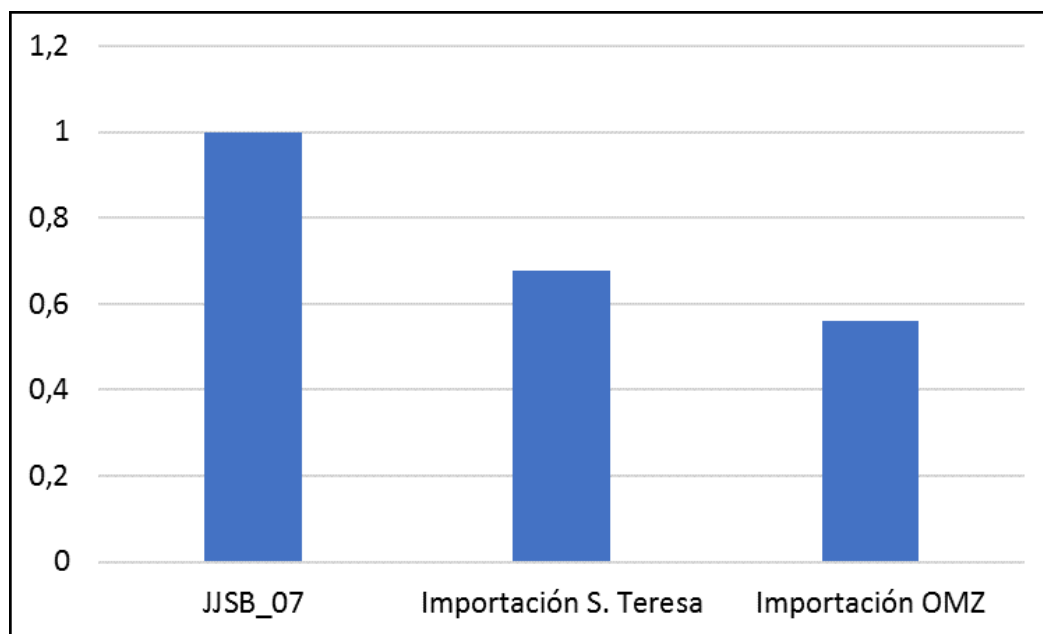


Figura 4.14. Factores de participación de generadores : Límite de Estabilidad de Tensión

4.6. Análisis de contingencias

4.6.1. Salida de líneas

Contingencia simple

Los límites de estabilidad en la red de 230 kV de la Región Capital luego de la salida de una de las líneas de transmisión, son las tabuladas en el cuadro 4.23. Las de mayor impacto fueron las líneas Santa Teresa - El Sitio y Tocoa - Junquito, líneas que presentaban los mayores factores de participación en el Caso Límite de Estabilidad de Tensión. En el caso de la salida de Santa Teresa - El Sitio, el límite de estabilidad de tensión, bajo las condiciones impuestas por la metodología, es de 3.682 MW, valor muy por encima del máximo histórico y del límite de cargabilidad.

Cuadro 4.23. Límites de estabilidad de tensión : Salida de una línea

Línea	Autovalor	Demanda [MW]
Santa Teresa - El Sitio	0,109	3.682
Tocoa - Junquito	0,217	4.128
Convento - El Sitio	0,123	4.429
Convento - Curupao	0,172	4.539
Papelón - OMZ L1	0,203	4.615
El Sitio - Curupao L1	0,035	4.639
El Sitio - Curupao L2	0,035	4.639
Convento - Tocoa	0,1607	4.678
Boyacá - Tocoa L1	0,073	4.681
Boyacá - Tocoa L2	0,099	4.683
Junquito - OMZ L1	0,268	4.670
Junquito -OMZ L2	0,268	4.670
Papelón - OMZ L2	0,292	4.693
Junquito - Papelón L1	0,096	4.703
Junquito - Papelón L2	0,096	4.703
Papelón - Santa Teresa	0,264	4.712
Convento - Boyacá	0,1469	4.737
Papelón - Pedrera L1	0,096	4.754
Papelón - Pedrera L2	0,096	4.754

Contingencia doble

Los límites de estabilidad en la red de 230 kV de la Región Capital luego de de la salida de dos línea de transmisión, son las tabuladas en el cuadro 4.24. La salida de las líneas Santa Teresa - El Sitio y Tocoa - Junquito tienen el mayor impacto en el límite de estabilidad de tensión del sistema, con una demanda máxima de 2.975 MW valor que se encuentra por encima del máximo histórico y del límite de cargabilidad.

Cuadro 4.24. Límites de estabilidad de tensión : Salida de dos líneas

Líneas	Autovalor	Demanda [MW]
S. Teresa - El Sitio y Tocoa - Junquito	0,2496	2.975
S. Teresa - El Sitio y Convento - El Sitio	0,2194	3.678
Tocoa - Junquito y Convento - El Sitio	0,2093	3.787

4.6.2. Pérdida de generación

Los límites de estabilidad de tensión, luego de la pérdida de generación en alguna de sus barras, son los tabulados en el cuadro 4.25. Debido a las condiciones impuestas, el único capaz de satisfacer la elevada demanda de potencia reactiva, es la máquina de referencia en Tocoa: JJSB7. Ante la pérdida de generación en Tocoa, se usaron como referencia todas las máquinas sincrónicas de El Sitio, lo que dio un límite de estabilidad de tensión de 3.970 MW en la Región Capital, valor por encima del Límite de Cargabilidad.

Cuadro 4.25. Límites de estabilidad de tensión : Pérdida de generación

Barra	Autovalor	Demanda [MW]
Tocoa ¹	0,3849	3.970
El Sitio	0,3609	4.498
La Raisia	0,126	4.671

¹ El Sitio es la barra de referencia.

4.6.3. Sin importación

Los límites de estabilidad de tensión en el caso de la pérdida de importación, son los tabulados en el cuadro 4.26. La pérdida de la importación sólo en OMZ o en Santa Teresa afecta en cierta medida al límite de estabilidad de tensión de la red; sin embargo, la ausencia total de importación sí afecta considerablemente este límite. Aislar la red de la Región Capital del Sistema Eléctrico Nacional, disminuye el límite de estabilidad de tensión a 2.363 MW; Tocoa no es capaz de suplir por sí sola la demanda.

Cuadro 4.26. Límites de estabilidad de tensión : Sin Importación

Barras	Autovalor	Demanda [MW]
OMZ	0,18107	4.223
Santa Teresa	0,15022	4.032
OMZ y Santa Teresa	0,1138	2.363

4.7. Resumen de los resultados

Se observó que tomando en consideración las contingencias simples, el límite de estabilidad de tensión estará siempre por encima del Límite de Máxima Cargabilidad. En el cuadro 4.27 se encuentran los casos definidos y el menor autovalor de su Matriz Jacobiana reducida, indicando para todos los casos un sistema estable. El caso limitante, desde el punto de vista operativo, es el de Máxima Cargabilidad, ya que a partir de este punto la operación no es viable.

Cuadro 4.27. Resumen de Resultados

Caso	Autovalor	Demanda [MW]
Base	17,33	1.413
Máxima Demanda Histórica	16,28	2.244
Máxima Cargabilidad	12,42	2.839
Límite de Estabilidad de Tensión	0,415	4.747

Los límites de estabilidad de tensión de la Red de Transmisión en 230 kV de la Región Capital, de acuerdo a los resultados de los cuadros 4.23, 4.24 y 4.25, se encuentran por encima del límite de cargabilidad : 2.839 MW; sin embargo, aislar la Región Capital disminuye considerablemente el límite de estabilidad de tensión. Este punto operativo se encuentra representado en la figura 4.15. El límite de 2.363 MW se encuentra por debajo del límite de máxima cargabilidad de 2.839 MW, por lo que la operación en este punto es viable.

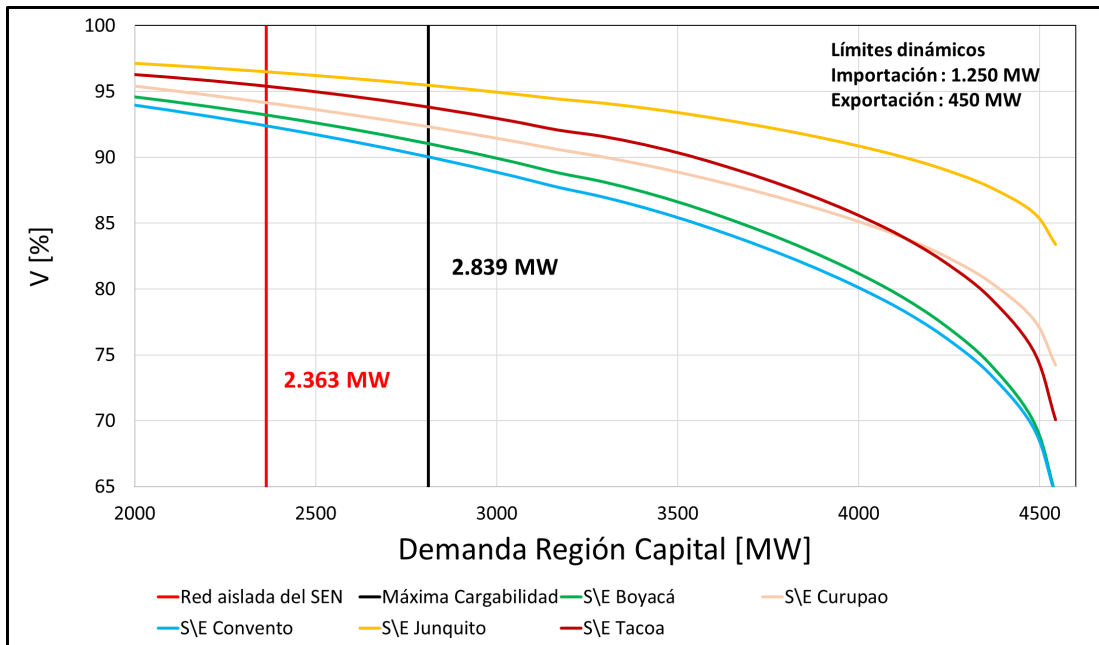


Figura 4.15. Curvas PV : Resumen de los resultados

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- La estructura en anillo; los dos puntos de interconexión con el SEN: OMZ y Santa Teresa; y la corta longitud de las líneas de transmisión, hacen que la red de transmisión en 230 kV del Sistema Eléctrico de la Región Capital sea un sistema muy robusto con respecto a la estabilidad de tensión.
- A medida que se incrementa la demanda en la Región Capital los autovalores se aproximan a cero y el punto operativo se desplaza hacia la nariz de la curva PV . El Caso Base es el más estable debido a su baja demanda y su límite de estabilidad de tensión se encuentra por encima del límite de cargabilidad. La operación de la Región Capital en una demanda superior al límite de cargabilidad no es posible, ya que los niveles de tensión presentarían variaciones de tensión fuera de lo recomendado por la norma IEC60038 y sobrecargas en los elementos que implicarían, de sobrepasar los límites térmicos, su destrucción.
- Los factores de participación de barra indican las áreas críticas asociadas al modo. Para los casos de estudio, los factores de participación señalaron a Boyacá y a Convento como las barras críticas de la Red Eléctrica en 230 kV de la Región Capital, presentando bajos niveles de tensión en los flujos de carga realizados.
- Los factores de participación de ramas muestran los elementos importantes para la estabilidad del sistema en el modo de estudio, permitiendo conocer las contingencias que tienen mayor impacto en el límite de estabilidad de tensión, lo cual se observó en la reducción del límite de estabilidad de tensión luego de la salida de las líneas con el mayor factor de participación: Santa

Teresa - El Sitio y Tocoa - Junquito.

- Los factores de participación de generadores indican los puntos de generación e importación de mayor importancia que permiten asegurar la estabilidad de tensión del sistema. Los factores de participación calculados en los casos de estudio, muestran que a medida que se incrementa la demanda de potencia reactiva de la Región Capital ésta será suplida en gran medida por Tocoa y la importación por OMZ y Santa Teresa; razón por la que la desconexión de la Región Capital del resto del Sistema Eléctrico Nacional resultó ser la condición más severa en cuanto al límite de estabilidad de tensión.
- El límite de estabilidad de tensión del Sistema de Potencia de la Región Capital, está muy por encima del límite de máxima cargabilidad, incluso, considerando la salida de los elementos con mayor factor de participación no modifica esta premisa.
- Las principal causa de la inestabilidad de tensión es la incapacidad del sistema de entregar los reactivos necesarios. La configuración en anillo de la red de 230 kV; la corta longitud de las líneas de transmisión; la importación en OMZ y Santa Teresa; y la gran capacidad de generación en Tocoa, le conceden a la Región Capital un gran margen de seguridad ante un posible colapso de tensión. La operación del sistema no se ve limitada por la estabilidad de voltaje.

5.2. Recomendaciones

- Realizar análisis estáticos de estabilidad de tensión en la red de transmisión de 69 kV de la Región Capital.
- Realizar análisis similares en la red de 230 kV de la Región Capital, usando información más precisa y actual que refleje en mayor medida las condiciones actuales de la red.
- Estudiar la posibilidad de compensar la subestaciones Boyacá y Convento; los factores de participación de barras obtenidos indican que mejoraría el perfil de tensiones y por ello la estabilidad de tensión de la Región Capital ante un escenario de alta cargabilidad.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziaargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor y col., “*Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions*”, *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 19, n.º 3, págs. 1387-1401, 2004.
- [2] T. Van Cutsem y C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Springer Science & Business Media, 1998, vol. 441.
- [3] “*Informe Anual del Sistema Eléctrico Venezolano año 2010*”, Centro Nacional de Despacho, inf. téc., 2011.
- [4] M. G. Hernández, “*Noticias*”, *El Carabobeño*, 2010.
- [5] A. Abur, F. L. Alvarado, C. A. Bel, C. Cañizares, J. C. Pidre, A. J. C. Navarro, A. F. Otero, F. G. García, J. G. Mayordomo, A. G. Expósito y col., *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*. McGraw-Hill, 2002.
- [6] C. J. Zapata, O. Gómez, M. A. R. Mesías y J. L. Sánchez, “Índices de Estabilidad de Voltaje en Definición de Ranking de Contingencias”, *Scientia et Technica*, vol. 3, n.º 40, págs. 25-30, 2008.
- [7] J Ribecca y E Orea, “*Límites Operativos del Sistema de Transmisión de Venezuela Caso de Aplicación: Región Capital*”, 2012.
- [8] L. V. y A. Brito, “*Estudio de Colapso de Tensiones en el Sistema Eléctrico Venezolano para las Condiciones Operativas del día 03.08.09 a las 13:50 horas*”, 2010.
- [9] D. P. Kothari e I. Nagrath, *Modern Power System Analysis*. Tata McGraw-Hill Education, 2003.
- [10] P. Kundur, N. J. Balu y M. G. Lauby, *Power System Stability and Control*. McGraw-hill New York, 1994, vol. 7.
- [11] H. Saadat, *Power System Analysis*. WCB/McGraw-Hill, 1999.

- [12] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill, 1994.
- [13] B. Busarello, “*Cott+ Partner AG*”, *NEPLAN User’s Guide*, vol. 5, pág. 2012, 2005.
- [14] H. Medina, “*Estudio del Esquema de Separación de Áreas de la Región Capital*”, Informe de Pasantía, Universidad Simón Bolívar, 2016.
- [15] A. Fidias, “*El Proyecto de Investigación*”, *Introducción a la metodología científica*. Editorial Espíteme, vol. 5, 2006.