

LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE Y EL STATCOM

RESUMEN

El presente capítulo presenta la aplicación del dispositivo StatCom al problema de estabilidad de voltaje, actualmente uno de los grandes problemas en los sistemas eléctricos de potencia y motivo de investigación. Primeramente se analiza el funcionamiento en estado estacionario y en el dominio del tiempo del dispositivo. Se emplea una formulación en coordenadas de fase a-b-c.

FUNDAMENTOS

Existen muchos trabajos que proponen diversos métodos para estudiar los problemas relacionados con la estabilidad de voltaje, éstos van desde los más simples hasta los más complejos. A continuación, se examina uno de los ejemplos elementales expuestos en la literatura, utilizado con el propósito de ilustrar los principios del problema de estabilidad de voltaje [1].

Restricciones en la transferencia de potencia

La figura 7.1 es una representación esquemática de un sistema radial y sus diferentes parámetros eléctricos. Se forma de un nodo de carga, alimentado por una fuente generadora de potencia infinita a través de una línea de transmisión.

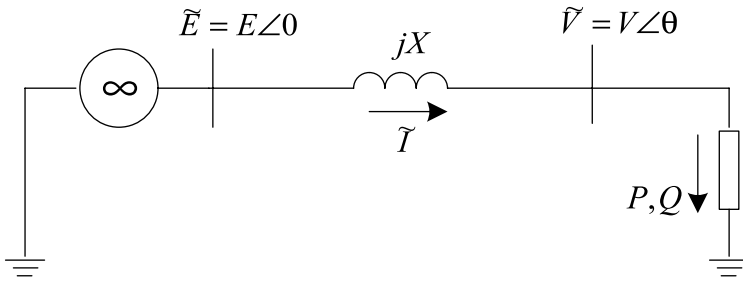


Figura 7.1 Circuito representativo de un sistema radial

Para generalizar el concepto, los nodos de este sistema pueden ser percibidos como un nodo de envío y un nodo de recepción, en donde la transferencia de potencia activa y reactiva, desde la fuente generadora hasta el nodo de carga, depende de la magnitud del voltaje en ambos nodos, y de sus respectivos ángulos de fase. En la figura 7.2 se despliega el triángulo de potencias correspondiente al nodo donde se encuentra instalada la carga. P , Q y S , representan las potencias activa, reactiva y aparente de carga, respectivamente. Del triángulo se obtiene la expresión para el factor de potencia definido por:

$$F.P = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos \phi \quad (286)$$

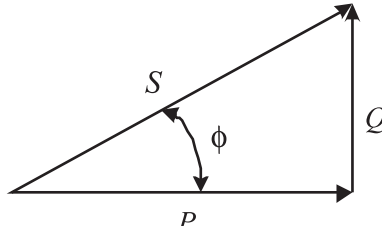


Figura 7.2 Triángulo de potencias

El análisis que se realiza con este pequeño sistema, tiene como finalidad encontrar la relación entre las potencias P , Q , y el voltaje V en el nodo de carga. Para esto, el voltaje en terminales de la fuente E se considera la referencia del sistema con un valor constante. Como se ilustra en la figura 7.2, la impedancia de la línea se representa sólo por su reactancia en serie jX , asumiendo un sistema sin pérdidas, además se desprecia el efecto capacitivo en derivación de la línea. Todos los valores mostrados durante el análisis están por unidad (p.u.). Este sistema puede visualizarse como el equivalente de Thevenin visto desde un nodo del SEP.

El voltaje en el nodo de carga está dado por la expresión:

$$\tilde{V} = \tilde{E} - jX \tilde{I} \quad (287)$$

La potencia absorbida por la carga, expresada en forma compleja es:

$$S = P + jQ = \tilde{V} \tilde{I}^* = \tilde{V} \frac{\tilde{E}^* - \tilde{V}^*}{-jX} \quad (288)$$

$$S = \frac{j}{X} (EV \cos\theta + jEV \operatorname{sen}\theta - V^2) \quad (289)$$

Separando la ecuación (289) en partes real e imaginaria se tiene:

$$P = -\frac{EV}{X} \operatorname{sen}\theta \quad (290)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos\theta \quad (291)$$

Las ecuaciones (291) son representativas de los flujos de potencia o flujos de carga para un sistema sin pérdidas. Para valores específicos de P y Q , estas expresiones permiten calcular el valor de las variables V y θ .

En sistemas de corriente alterna donde prevalecen los efectos de las reactancias, como es el caso de los SEP, existe una estrecha relación entre la magnitud de voltaje y la potencia reactiva, además se da este tipo de relación entre el ángulo de fase y la potencia activa [2, 12]. En el sentido estricto de la palabra, este desacoplamiento aplica sólo para condiciones normales de operación y no puede ser extendido a condiciones de extrema carga [1].

En el análisis siguiente, se consideran las relaciones mencionadas con el propósito de eliminar el ángulo θ de las ecuaciones (291) y (292). Bajo esta suposición, y después de realizar algunas operaciones, se obtiene la ecuación (292).

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (292)$$

Esta es una ecuación de segundo grado en V . La condición para tener al menos una solución es:

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (293)$$

Asumiendo esta restricción, se tienen dos posibles soluciones para la ecuación (292), definidas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2 P^2 - XE^2 Q}} \quad (294)$$

De acuerdo con el triángulo de potencias mostrado en la figura 7.2, la potencia reactiva puede ser expresada mediante:

$$Q = P \tan \Phi \quad (295)$$

Una vez que se ha omitido el ángulo θ de la formulación planteada, el único parámetro desconocido es la magnitud de voltaje V . Para su solución, se sabe que los valores de E y X son constantes. De acuerdo con la ecuación (295), Q depende de P , y considerando un factor de potencia constante, resulta que V sólo es función de P .

Curvas PV

La relación entre la potencia activa P y la magnitud del voltaje V es de mucho interés en estudios de estabilidad de voltaje, y el análisis de su interacción se refleja en la construcción de las curvas denominadas PV. Para el caso que se está examinando, dichas curvas se pueden obtener a partir de las dos soluciones conocidas para la ecuación (294).

Una curva PV representativa del sistema en estudio se muestra en la figura 7.3, para una condición de operación tal que, $\tan \Phi = 0.6$.

Como se mencionó, para un factor de potencia dado, la ecuación (294) tiene dos posibles soluciones:

1. La que se obtiene considerando el signo positivo, resulta en una condición de operación donde prevalece un nivel de voltaje V elevado y una magnitud de corriente I pequeña, que corresponde a los puntos en la curva por arriba de la línea punteada, marcada en la figura 7.3; normalmente estos puntos representan condiciones de operación satisfactorias.
2. La segunda solución que se obtiene considerando el signo negativo, produce los puntos de operación indicados en la parte inferior de la curva, lo que corresponde a un nivel de voltaje V pequeño y una corriente I elevada en magnitud, lo cual denota características de una condición de operación inapropiada, por lo que se dice que todos los puntos por debajo de la curva representan condiciones de operación inestables.

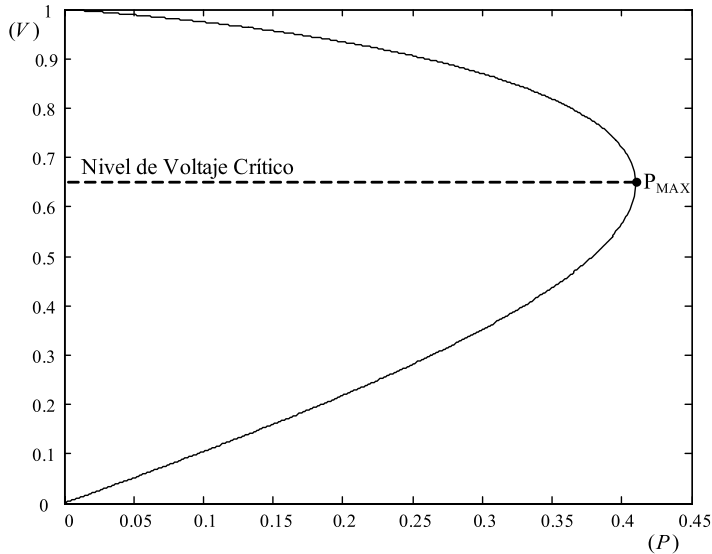


Figura 7.3 Curva PV considerando $\tan \Phi = 0.2$

En relación con la figura 7.3, en la parte superior de la curva PV, conforme la carga se incrementa, el nivel en la magnitud de voltaje disminuye y gradualmente se acerca al punto de operación marcado como de potencia máxima P_{max} . Este punto singular tiene varias definiciones en los análisis de estabilidad de voltaje; por ejemplo, *punto crítico de voltaje* o *punto de colapso de voltaje*. Otros términos menos técnicos lo denominan como rodilla de la curva, o punta de la nariz. El problema que se tiene cuando el sistema está operando cerca de este valor crítico, es que un ligero incremento de carga produce una caída drástica en la magnitud de voltaje. Si el punto de operación se ubica en la parte inferior de la curva, conforme la carga disminuye la magnitud de voltaje también lo hace, lo que es una señal manifiesta de una operación inestable del sistema.

Para explicar de qué depende el valor de P_{max} , primero se considera que la potencia de carga se comporta como una impedancia. Una vez asumido esto, se aplica un concepto del análisis de redes eléctricas denominado como problema de adaptación de carga [3], o teorema de máxima transferencia de potencia, el cual indica que la máxima potencia de carga se alcanza cuando la impedancia de carga es igual en magnitud a la impedancia de la fuente, en este caso, la impedancia de la línea mostrada en la figura 7.3.

Las curvas PV son de mucha utilidad para realizar análisis conceptuales de los problemas de estabilidad de voltaje en sistemas radiales, y desempeñan un papel importante para su entendimiento. En la figura 7.4 se dibujan otras curvas PV para el circuito elemental que se ha estado analizando.

Estas curvas PV están normalizadas sobre la potencia de corto-circuito del sistema (E^2/X). Cada una de ellas corresponde a un factor de potencia diferente.

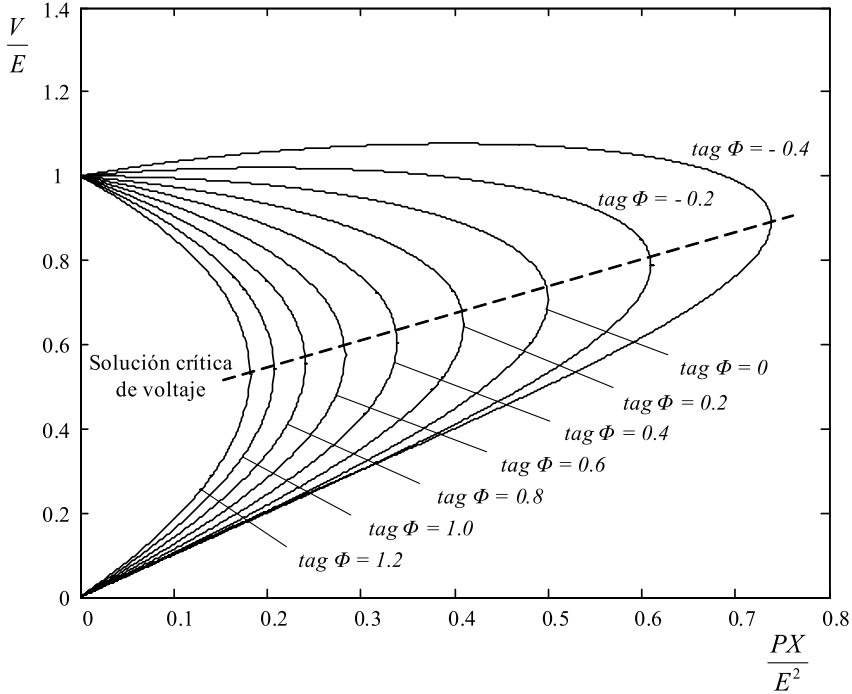


Figura 7.4 Curvas PV para diferentes valores del factor de potencia

Como se puede apreciar en cada una de las formas que describen las curvas PV mostradas en la figura anterior, el factor de potencia establecido por la carga tiene un efecto importante en la característica potencia-voltaje del sistema.

Otro aspecto importante de resaltar es cuando se tiene el caso de un factor de potencia en adelanto ($\tan \Phi < 0$), el cual se consigue a través de la compensación en derivación del sistema. Para esta condición de operación, el punto en el cual se alcanza el valor de P_{max} se incrementa, y también la magnitud de voltaje. Esto es debido a que, para valores negativos de $\tan \Phi$, mayor potencia activa consumida por la carga y mayor es la potencia reactiva producida por la misma. Esta situación es algo ambigua, ya que el límite de potencia máxima puede alcanzarse a niveles de voltaje que se encuentren dentro de un rango normal de operación, ocultando con esto la condición real del sistema.

Hasta el momento sólo se ha descrito la característica entre la potencia activa de carga y la magnitud de voltaje, a un factor de potencia constante, de acuerdo con la ecuación (295), para cada valor calculado de la potencia activa P , existe un valor correspondiente para la potencia reactiva de carga Q . La potencia reactiva de carga se analiza a través de la figura 7.5, en donde todas las curvas PV mostradas en la figura 7.4 se extienden a un plano de tres dimensiones para examinar el comportamiento de la potencia reactiva Q , en conjunto con el comportamiento de la potencia activa P y la magnitud de voltaje V .

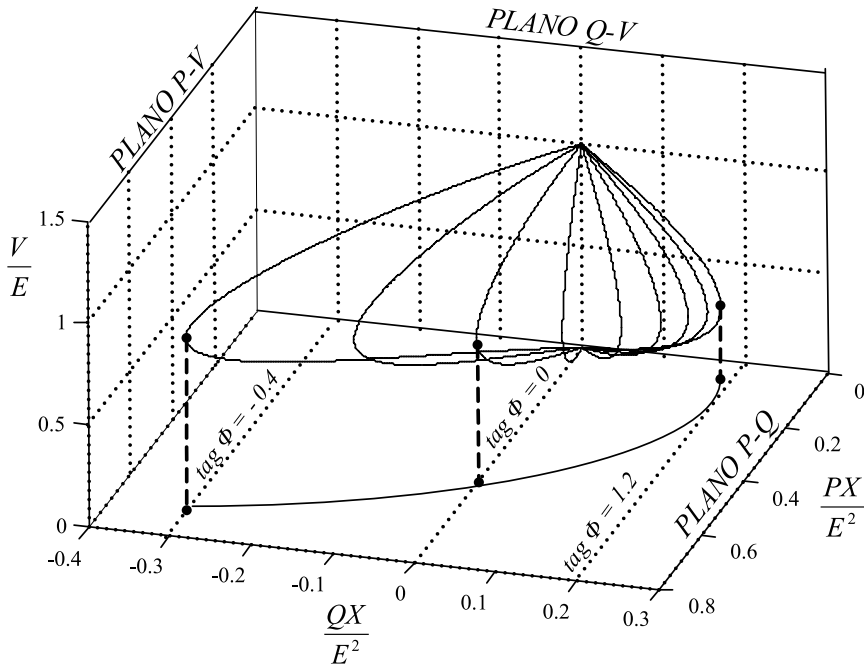


Figura 7.5 Voltaje en función de la potencia activa y reactiva de carga

La figura 7.5 está constituida de tres planos, que se denominan PV, QV y PQ, respectivamente. Se revisan tres condiciones de operación, tomando en cuenta el factor de potencia y el punto crítico de voltaje, todos ellos ilustrados en la figura 7.5:

1. Factor de potencia en adelanto, $\tan \Phi = -0.4$. Bajo esta condición se tiene un caso compensado, en el cual el sistema no consume potencia reactiva del sistema, sino que la está suministrando; esto se denota por medio del signo negativo de Q mostrado en la gráfica.

2. Factor de potencia unitario, $\tan \Phi = 0$. En este caso la carga es puramente resistiva y no hay consumo ni suministro de potencia reactiva. La línea de referencia se encuentra en un valor cero.
3. Factor de potencia en atraso, $\tan \Phi = 1.2$. Operando de esta manera la carga consume potencia activa y potencia reactiva. Por lo general, este es un caso normal de operación.

Así, cada uno de los puntos que se encuentran ubicados en el espacio de tres dimensiones, pueden ser proyectados hacia cualquiera de los planos definidos, proporcionando con esto el valor de dos de los tres parámetros manejados para una condición específica de operación. Por ejemplo, la proyección de cada uno de estos puntos hacia el plano PV, da como resultado las curvas PV mostradas en la figura 7.4, y similarmente se forman las curvas de los planos QV y PQ.

El método de las curvas PV también es utilizado en análisis de redes de gran tamaño, pero a diferencia del caso anterior, para sistemas de mayor dimensión, P representa la potencia activa total de carga en MW en el área bajo estudio, y V la magnitud de voltaje en algún nodo del sistema en p.u. Algunas veces P también puede representar el flujo de potencia transferido a través de una línea de transmisión. En estos casos, el cálculo de las curvas PV se hace a través del uso repetido de algún algoritmo de flujos de carga. Para cada condición específica de carga, se realiza una simulación con la cual se obtienen sus correspondientes valores de voltaje. El próximo paso en el análisis es incrementar la carga para obtener una nueva solución para los estados del sistema, y así sucesivamente hasta que se construya toda la curva.

El concepto del margen de estabilidad de voltaje

Una estimación muy utilizada como criterio de seguridad de voltaje es la que se basa en verificar que los niveles en la magnitud de voltaje sean aceptables, antes y después de que el SEP experimente un disturbio. Generalmente este tipo de criterios son desarrollados tomando en consideración los límites de operación de los diferentes dispositivos del SEP, mediante el cual se establecen niveles de operación adecuados. Sin embargo, basarse solamente en esta estimación para afirmar que el sistema puede operar satisfactoriamente sobre un rango amplio de situaciones, es erróneo, ya que en muchas ocasiones contar sólo con magnitudes de voltaje elevadas, no garantiza que exista un margen suficiente para asegurar la estabilidad de voltaje del SEP.

Por esta razón, además de utilizar tales criterios de seguridad, es necesario definir márgenes o distancias que permitan predecir de manera más precisa la verdadera condición de operación que se mantiene dentro del SEP, y prever la magnitud de los posibles cambios en su operación ante situaciones aparentemente normales o ante un disturbio [4,5].

En respuesta a esta problemática, expertos e investigadores en el análisis de los SEP han introducido el concepto del margen de estabilidad de voltaje, el cual puede ser definido como una medida que estima qué tan cerca está el SEP de experimentar disturbios debido a problemas relacionados con los niveles de voltaje en sus nodos. En los últimos años se han realizado esfuerzos importantes por tratar de especificar estos márgenes en función de cantidades o parámetros del SEP que tengan un sentido práctico para los analistas.

En general, el margen de estabilidad de voltaje puede ser definido como la diferencia entre el valor de un parámetro clave del sistema (PCS) en el actual punto de operación y el punto crítico de estabilidad de voltaje [6]. Por ejemplo, este PCS puede ser elegido como la potencia activa o reactiva de carga, o la capacidad total de transferencia del SEP, por mencionar algunos. Como se observa, se cuenta con diversas alternativas para elegir este PCS. Sin embargo, en la práctica existen principalmente dos categorías establecidas para este propósito:

1. Elección del PCS con base en el uso de curvas PV, tal como la carga total en un área específica del SEP, o la transferencia de potencia a través de una línea de transmisión.
2. Elección del PCS con base en el uso de curvas VQ. Como un ejemplo se puede citar el caso de la potencia reactiva de compensación que se suministra a un nodo o grupo de nodos del SEP.

La figura 7.6 presenta a grandes rasgos, y sin pérdida de generalidad, cómo se realiza el cálculo del margen de la estabilidad de voltaje para diferentes circunstancias de operación en un SEP, considerando que el PCS es una carga modelada como potencia constante [6].

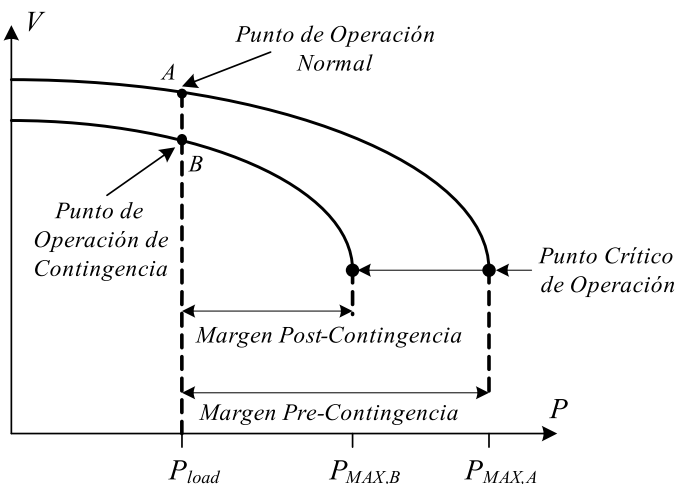


Figura 7.6 Margen de estabilidad de voltaje de un SEP

En la figura 7.6, el margen denominado como pre-contingencia, corresponde a un caso donde el SEP está operando bajo condiciones normales, lo que, en general, muestra que los elementos que lo forman están funcionando adecuadamente. El margen referido como post-contingencia se relaciona con un estado de operación anormal del sistema, dando a entender que se ha presentado alguna contingencia dentro del SEP, como la salida de un generador, de una línea de transmisión o algún otro evento que modifique sus condiciones operativas. Es claro que se tiene un margen mucho más amplio para el caso pre-contingencia, y con esto se tiene mayor libertad de operar el sistema ante diversas circunstancias.

Calcular el margen de estabilidad de voltaje sólo para el caso pre-contingencia no ofrece grandes ventajas desde el punto de vista de la seguridad, ya que éste describe únicamente las características de cargabilidad del SEP para cada caso en particular [7]. Con esto no se está afirmando que no sea necesario calcularlo, sin embargo, es de gran utilidad que este análisis sea complementado con el estudio de otros casos, y de manera particular se enfatizan los casos ante contingencias, ya que por diversas causas, propias y ajenas con la operación del SEP, las contingencias están inherentemente relacionadas con su funcionamiento.

De manera estricta, sería necesario determinar el margen de estabilidad de voltaje para todas las posibles contingencias que pudieran presentarse dentro del SEP, contemplando tanto contingencias simples o contingencias dobles. No obstante, esto lleva como consecuencia el empleo de tiempos prolongados de simulación, por lo que hay que tomar en consideración qué tipo de análisis se está realizando, en-línea o fuera-de-línea.

En análisis en-línea, la topología y el estado del sistema se conocen, o aproximadamente se conocen, a través de las diversas mediciones y estimaciones de estado, por lo que el cálculo del margen de estabilidad de voltaje se realiza contemplando sólo una lista pequeña de contingencias. La selección de las contingencias consideradas depende, en gran medida, de los procedimientos de seguridad empleados por cada compañía, pero muchas veces se realiza con base a datos estadísticos, recopilados a través de los años y que son de gran utilidad para estos casos.

En el ambiente fuera-de-línea, donde se dispone de mayor tiempo para realizar los análisis, es necesario determinar el margen de estabilidad de voltaje para un número mayor de contingencias, además de considerar algunas condiciones específicas de operación, ya que con frecuencia, debido al mantenimiento y disparo forzoso de los equipos, el sistema rara vez está operando con todos los elementos en servicio. Así que para propósitos de análisis, cada elemento fuera de servicio es combinado con cada contingencia seleccionada para formar un conjunto de dobles contingencias. Con los resultados obtenidos de estos estudios, algunas veces se crean bases

de datos destinadas a ser utilizadas como respaldo por los operadores del SEP, con el objetivo de aplicar medidas correctivas adecuadas ante una contingencia dada.

El margen de estabilidad de voltaje es un índice hacia los problemas de estabilidad de voltaje, ampliamente reconocido y aceptado, además, sus fundamentos son comprensibles. Otras ventajas que proporciona el empleo de éste son [8]:

- El concepto de este tipo de margen no está basado en un modelo particular del SEP, y puede ser utilizado con modelos dinámicos o modelos estáticos independientemente de lo detalladas que estén las dinámicas del sistema.
- Es un índice preciso que toma en consideración las no-linealidades del SEP, y los límites de los diferentes dispositivos conforme la carga se incrementa.
- Un análisis de sensibilidades puede ser aplicado con el objetivo de determinar los efectos sobre los parámetros y controles del sistema [9].
- El margen considera el modelo del incremento de carga (dirección de cálculo).

Otra ventaja adicional que se obtiene al realizar el cálculo del margen, es que con base en éste se puede definir un criterio de estabilidad de voltaje, con el que se tiene la posibilidad de estimar cuánto margen se considera lo suficientemente adecuado para mantener la estabilidad de voltaje del SEP.

De una manera general, este criterio puede ser definido de la siguiente manera; “Un SEP debe ser capaz de operar de tal manera que para el punto actual de operación y sometido a las condiciones de todas las contingencias creíbles, el valor del margen de estabilidad de voltaje permanezca superior a cierto porcentaje establecido del PCS” [6].

Algunos criterios establecidos por diferentes compañías son:

- a. Criterio de incremento/decremento de voltaje, especifica que la magnitud de voltaje debe permanecer dentro de cierto rango nominal durante todas las contingencias.
- b. Criterio de reserva de reactivos, establece que las reservas de potencia reactiva de un grupo de fuentes (generadores, dispositivos de compensación) debe permanecer superior a un margen de su potencia de salida bajo todas las contingencias.

La combinación de los límites mencionados define los límites de operación o, en otras palabras, establece el rango seguro sobre el cual puede operar el SEP respecto al voltaje.

STATCOM EN ESTADO ESTACIONARIO

Como se ha estudiado en capítulos precedentes, la estructura fundamental del dispositivo StatCom está constituida por una fuente inversora (VSC), y un transformador de acoplamiento que se utiliza como enlace con el SEP, como se ilustra en la figura 7.7.

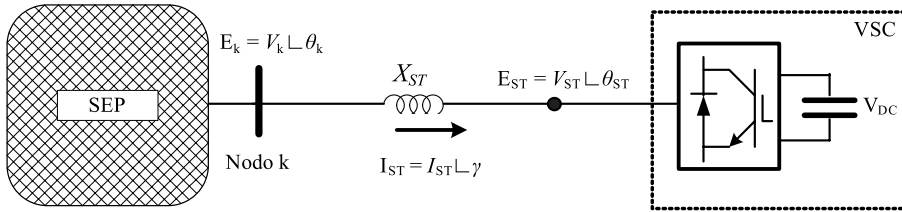


Figura 7.7 Estructura fundamental de un StatCom

De manera general se puede decir que el StatCom es la contraparte estática de un condensador síncrono, pues también genera y absorbe potencia reactiva pero mucho más rápido, ya que no involucra partes móviles durante este proceso, además los principios por los cuales se rige el funcionamiento del StatCom son muy parecidos al de un condensador síncrono. Una forma de ilustrar gráficamente este procedimiento es por medio del diagrama fasorial de la figura 7.8.

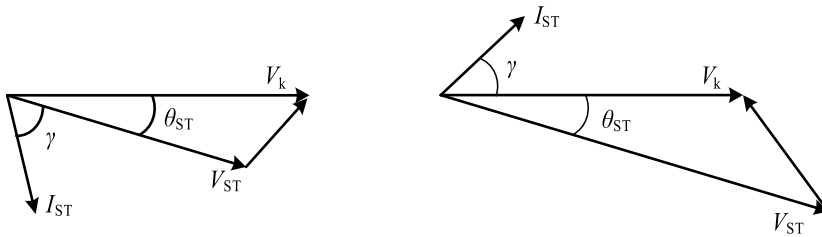


Figura 7.8 Funcionamiento básico de un StatCom

Con base en las figuras 7.9 y 7.10, se observa que si el voltaje generado en las terminales del StatCom es menor que el voltaje existente en el nodo del SEP donde se conecta, el comportamiento del StatCom será similar al de una carga inductiva, consumiendo potencia reactiva del SEP. Por el contrario, el StatCom se comportará como una carga capacitiva, suministrando potencia reactiva al SEP, cuando el voltaje generado en sus terminales es mayor que el presente en el nodo del SEP [10]. Las pérdidas internas del StatCom producidas durante su funcionamiento son normalmente compensadas por el SEP, y no por una fuente de voltaje o corriente directa, de la misma manera que se hace con el condensador síncrono.

Sería impropio conectar las terminales de la VSC directamente al SEP, el cual generalmente tiene una capacidad de corto-circuito mucho más grande que la de la VSC. Por esta razón, normalmente existe un transformador de acoplamiento entre las terminales del StatCom y el nodo del SEP. Cuando el StatCom es conectado al sistema a través de un transformador, éste puede tener inherentemente suficiente reactancia para hacer posible una operación satisfactoria del StatCom. En algunas aplicaciones prácticas donde se presentan severas perturbaciones por armónicos, puede ser necesario contemplar, dentro del esquema del convertidor un filtro de armónicos o un banco de capacitores. En tal caso, también puede ser necesario el empleo de reactores (separados del transformador de acoplamiento), para limitar el flujo de corrientes armónicas desde el convertidor hacia el banco de capacitores.

La característica natural de operación voltaje-corriente en terminales del StatCom se ilustra en la figura 7.9; este comportamiento es dependiente por completo del voltaje en terminales del VSC y la reactancia del transformador de acoplamiento. En general, la reactancia del transformador tiene valores típicos en el rango de 10%-20% de la caída de voltaje a través de él, correspondiente a un 10%-20% del voltaje nominal del nodo del SEP en el rango de la corriente nominal del StatCom.

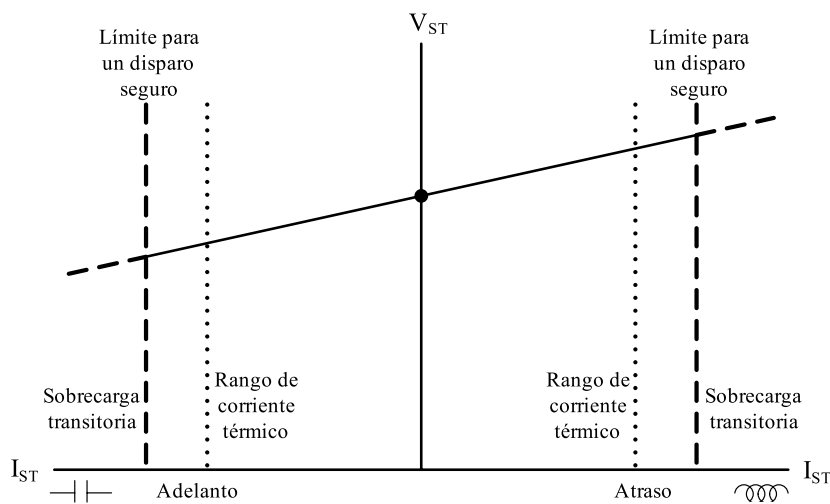


Figura 7.9 Característica V-I natural del StatCom

La magnitud de corriente que fluye a través de los GTO o IGBT es casi independiente de si esta corriente adelanta o atrasa al voltaje en las terminales del StatCom. Estos dispositivos semiconductores también poseen un tiempo transitorio de sobrecorriente muy corto, y en ocasiones se puede exceder el rango seguro con el cual se encienden/apagan las válvulas de

tales dispositivos. En tal caso, debe evitarse emitir la señal de disparo hasta que el nivel de corriente regrese a un rango seguro de disparo.

Por lo general, el voltaje máximo de estado estacionario que puede tolerar el StatCom en sus terminales es de 1.1 p.u. sobre su valor nominal de operación; bajo estas circunstancias no se presentan dificultades para establecer su capacidad y diseño. Sin embargo, el StatCom puede soportar sobrevoltajes dinámicos y sobrevoltajes transitorios por encima de los niveles provistos por las protecciones de sobrevoltaje del dispositivo. Durante condiciones transitorias en las cuales el voltaje aplicado excede el voltaje de CD de la VSC, los diodos del StatCom permitirán que la corriente fluya, y esta corriente, a su vez, cargará el capacitor de CD de la fuente a un nivel de voltaje mayor.

Con respecto a la figura 7.9, en aplicaciones más prácticas se requiere que el StatCom opere con una pendiente de reactancia típica entre el 2% y 5%, los cuales son valores mucho más bajos que el valor de la reactancia del transformador de acoplamiento, y ya que el valor de ésta reactancia es fijo, el voltaje en terminales de la VSC debe regularse de la manera en que se ilustra en la figura 7.10 para cumplir con esta condición, incrementando V_{ST} hasta $V_{ST}(\text{mayor})$ para obtener una condición de operación de corriente capacitiva, o reduciendo V_{ST} hasta $V_{ST}(\text{menor})$ para una condición en atraso, mediante una corriente inductiva. Este proceso puede realizarse de forma muy rápida. Por principio, debe cambiarse el patrón de disparo establecido para los dispositivos semiconductores, y después, de ser necesario, regular la magnitud de voltaje del capacitor de la VSC [10].

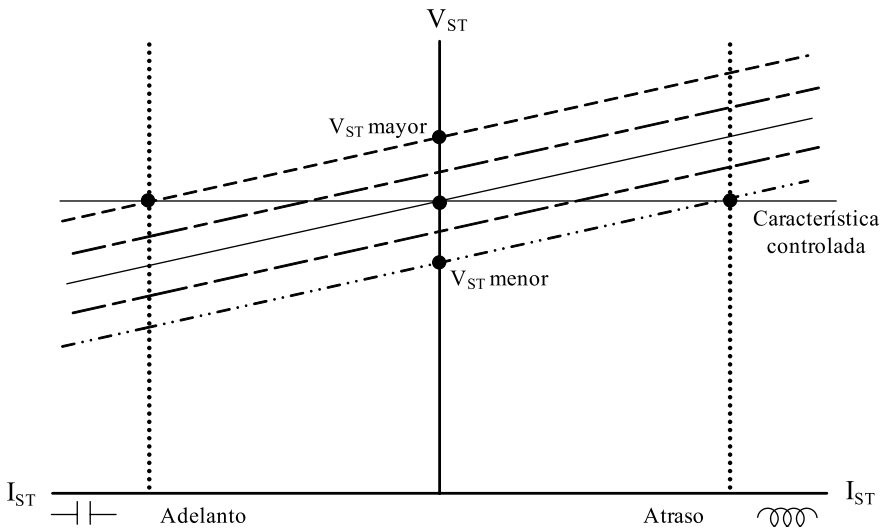


Figura 7.10 Característica V-I controlada del StatCom

Los dos parámetros citados anteriormente, la pendiente de la reactancia y el voltaje de salida de la VSC, pueden ser establecidos en el esquema de control del StatCom. Un conjunto de pendientes características de voltaje-corriente del dispositivo, para un rango de voltajes designados con una pendiente constante, se muestra en la figura 7.11 a). Para propósitos de comparación, la característica voltaje-corriente de un SVC convencional también se muestra en la figura 7.11 b).

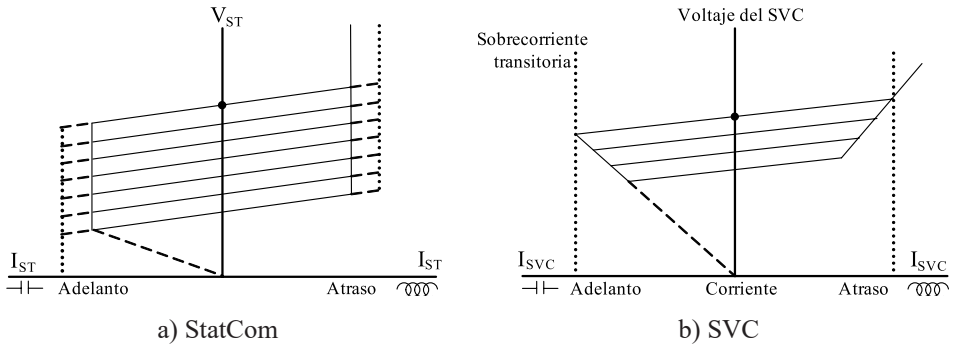


Figura 7.11 Curvas características

El desempeño del StatCom, con respecto a la regulación de voltaje, es muy similar a la de un SVC, pero mucho más robusto porque a diferencia del SVC, la operación del StatCom no está asociada con la presencia de bajos voltajes. Como se ilustra de la figura 7.11 a), a niveles muy reducidos de voltaje, el FACTS puede seguir funcionando sobre un rango de corriente de atraso o adelanto constante, y esta capacidad prevalece aun con niveles de tensión muy bajos. En contraste, como se muestra en la figura 7.11 b), los límites de corriente establecidos para un SVC convencional son proporcionales al voltaje. Un StatCom es una mejor opción para proveer soporte de reactivos para SEP cuyos voltajes son severamente bajos, mientras que un SVC puede generalmente hacer más que el StatCom para limitar sobrevoltajes dinámicos [10].

CONSIDERACIÓN DEL STATCOM EN EL PROBLEMA DE FLUJOS DE CARGA TRIFÁSICO

Uno de los objetivos en el presente capítulo se relaciona con el análisis del dispositivo StatCom al ser introducido dentro de la estructura de un SEP. A continuación se desarrolla un modelo trifásico en estado estacionario del StatCom. En estudios de estado estacionario a frecuencia fundamental, el StatCom puede representarse de la misma manera que un condensador síncrono, el cual, en la mayoría de los casos, es el modelo de un generador síncrono sin potencia activa generada.

En lo que respecta al problema de flujos trifásicos, un modelo más flexible puede realizarse con el fin de representar el StatCom como una fuente variable de voltaje trifásica, donde su magnitud de voltaje y ángulo de fase pueden ser regulados con el propósito de mantener una magnitud constante de voltaje en el nodo del SEP donde es conectado [11]. La expresión para la fuente de voltaje del StatCom trifásico puede plantearse mediante la ecuación (296):

$$E_{ST}^{\rho} = V_{ST}^{\rho} (\cos \theta_{ST}^{\rho} + j \operatorname{sen} \theta_{ST}^{\rho}) \quad (296)$$

ρ indica cantidades de fase a , b y c ; el subíndice ST indica los parámetros del StatCom. La figura 7.12 es el esquema trifásico del StatCom, el cual puede ser visto como el equivalente de Thevenin trifásico desde el k -ésimo nodo del sistema.

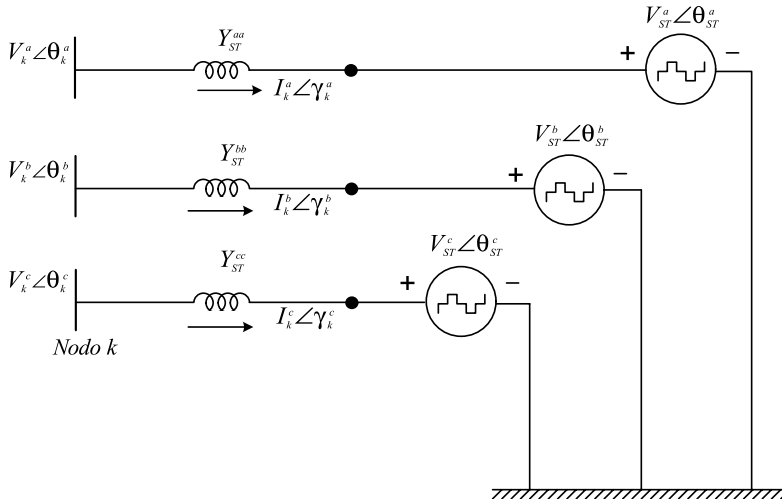


Figura 7.12 Circuito equivalente de un StatCom trifásico

A continuación se citan las características de estado estacionario que se consideran para el modelo utilizado del StatCom trifásico:

- El voltaje de salida E_{ST}^{ρ} del convertidor contiene sólo el componente de frecuencia fundamental, por lo tanto, el desempeño del StatCom no contribuye con perturbaciones de armónicos.
- La magnitud de voltaje V_{ST}^{ρ} está restringida por un límite máximo y uno mínimo, los cuales están en función del rango del capacitor del StatCom. Sin embargo, el ángulo de fase θ_{ST}^{ρ} puede variar entre $0-2\pi$ radianes.

- Dentro del algoritmo de flujos de carga trifásico el nodo k, donde se conecta el StatCom, es representado como un nodo de voltaje controlado PV, el cual puede cambiar a un nodo de carga PQ cuando los límites en la magnitud de voltaje han sido violados.
- No se consideran los efectos de las inductancias mutuas entre las fases del transformador que sirve como enlace entre la fuente de voltaje y el SEP.

El circuito equivalente mostrado en la figura 7.12 es utilizado para derivar el modelo matemático del StatCom, que será incluido en la formulación de flujos trifásico. Con base en esto, la expresión para la corriente del circuito puede escribirse mediante la ecuación (297):

$$[I_k^p] = [Y_{ST}^{pp} \quad -Y_{ST}^{pp}] \begin{bmatrix} E_k^p \\ E_{ST}^p \end{bmatrix} \quad (297)$$

donde:

$$I_k^p = [I_k^a \angle \gamma_k^a \quad I_k^b \angle \gamma_k^b \quad I_k^c \angle \gamma_k^c]^t \quad (298)$$

$$E_k^p = [V_k^a \angle \theta_k^a \quad V_k^b \angle \theta_k^b \quad V_k^c \angle \theta_k^c]^t \quad (299)$$

$$E_{ST}^p = [V_{ST}^a \angle \theta_{ST}^a \quad V_{ST}^b \angle \theta_{ST}^b \quad V_{ST}^c \angle \theta_{ST}^c]^t \quad (300)$$

$$Y_{ST}^{pp} = \begin{bmatrix} Y_{ST}^{aa} & 0 & 0 \\ 0 & Y_{ST}^{bb} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{ST}^{cc} \end{bmatrix} \quad (301)$$

Basados en las ecuaciones (297) y (301), pueden escribirse las siguientes expresiones para la potencia activa y reactiva inyectada al nodo k:

$$P_k^p = (V_k^p)^2 G_{ST}^{pp} + V_k^p V_{ST}^p \left[G_{ST}^{pp} \cos(\theta_k^p - \theta_{ST}^p) + B_{ST}^{pp} \text{sen}(\theta_k^p - \theta_{ST}^p) \right] \quad (302)$$

$$Q_k^p = -(V_k^p)^2 B_{ST}^{pp} + V_k^p V_{ST}^p \left[G_{ST}^{pp} \text{sen}(\theta_k^p - \theta_{ST}^p) - B_{ST}^{pp} \cos(\theta_k^p - \theta_{ST}^p) \right] \quad (303)$$

Las expresiones correspondientes para la fuente de voltaje son:

$$P_{ST}^p = (V_{ST}^p)^2 G_{ST}^{pp} + V_{ST}^p V_k^p \left[G_{ST}^{pp} \cos(\theta_{ST}^p - \theta_k^p) + B_{ST}^{pp} \text{sen}(\theta_{ST}^p - \theta_k^p) \right] \quad (304)$$

$$Q_{ST}^p = -(V_{ST}^p)^2 B_{ST}^{pp} + V_{ST}^p V_k^p \left[G_{ST}^{pp} \text{sen}(\theta_{ST}^p - \theta_k^p) - B_{ST}^{pp} \cos(\theta_{ST}^p - \theta_k^p) \right] \quad (305)$$

Nótese que para integrar las variables del StatCom al problema de flujos de carga se desconocen dos variables por fase, V_{ST}^p y θ_{ST}^p , por lo tanto, se requieren seis ecuaciones adicionales en la formulación.

La primera ecuación se refiere a la restricción de la potencia activa manejada por el StatCom, el cual puede absorberla, suministrarla o ser nula. Con base en esto se aprovecha la expresión definida por la ecuación (304). En este punto es importante mencionar que el StatCom no puede suministrar potencia activa al SEP, a menos que cuente con algún elemento que se la proporcione desde el nodo de CD. Por lo general, en condiciones normales de operación una pequeña cantidad de potencia activa fluye hacia la VSC para compensar las pérdidas que tiene en su interior durante su funcionamiento.

La segunda ecuación puede plantearse considerando las condiciones que prevalecen en el nodo del SEP donde se conecta el StatCom. Por ejemplo, en la figura 7.12 el StatCom se conecta en el nodo k del sistema, con el objetivo de mantener constante su magnitud de voltaje V_k^p ; por lo tanto, V_k^p es un parámetro conocido y dentro de la formulación del problema de flujos trifásico es modelado por la magnitud de voltaje en terminales del StatCom V_{ST}^p .

Teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas, las ecuaciones (302) y (304), son linealizadas alrededor de un punto de operación, lo cual da como resultado la ecuación (306).

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k^p \\ \Delta Q_k^p \\ \Delta P_{ST}^p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k^p}{\partial \theta_k^p} & \frac{\partial P_k^p}{\partial V_{ST}^p} V_{ST}^p & \frac{\partial P_k^p}{\partial \theta_{ST}^p} \\ \frac{\partial Q_k^p}{\partial \theta_k^p} & \frac{\partial Q_k^p}{\partial V_{ST}^p} V_{ST}^p & \frac{\partial Q_k^p}{\partial \theta_{ST}^p} \\ \frac{\partial P_{ST}^p}{\partial \theta_k^p} & \frac{\partial P_{ST}^p}{\partial V_{ST}^p} V_{ST}^p & \frac{\partial P_{ST}^p}{\partial \theta_{ST}^p} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k^p \\ \frac{\Delta V_{ST}^p}{V_{ST}^p} \\ \Delta \theta_{ST}^p \end{bmatrix} \quad (306)$$

Así, bajo esta formulación, el StatCom queda integrado dentro de las ecuaciones que modelan el estado estacionario del sistema. De la ecuación (306) se puede apreciar que la inclusión del StatCom sólo agrega una fila y una columna a la matriz jacobiana total del sistema. Los nuevos elementos de esta matriz tienen las expresiones definidas a continuación:

$$\frac{\partial P_k^p}{\partial \theta_k^p} = -Q_k^p - (V_k^p)^2 G_{ST}^p \quad (307)$$

$$\frac{\partial P_k^p}{\partial V_{ST}^p} V_{ST}^p = V_k^p V_{ST}^p \left[G_{ST}^p \cos(\theta_k^p - \theta_{ST}^p) + B_{ST}^p \text{sen}(\theta_k^p - \theta_{ST}^p) \right] \quad (308)$$

$$\frac{\partial P_k^p}{\partial \theta_{ST}^p} = V_{ST}^p V_k^p \left[G_{ST}^p \cos(\theta_{ST}^p - \theta_k^p) + B_{ST}^p \text{sen}(\theta_{ST}^p - \theta_k^p) \right] \quad (309)$$

$$\frac{\partial Q_k^p}{\partial \theta_k^p} = P_k^p - (V_k^p)^2 G_{ST}^p \quad (310)$$

$$\frac{\partial Q_k^p}{\partial V_{ST}^p} V_{ST}^p = V_k^p V_{ST}^p \left[G_{ST}^p \text{sen}(\theta_k^p - \theta_{ST}^p) - B_{ST}^p \cos(\theta_k^p - \theta_{ST}^p) \right] \quad (311)$$

$$\frac{\partial Q_k^p}{\partial \theta_{ST}^p} = -V_k^p V_{ST}^p \left[G_{ST}^p \cos(\theta_k^p - \theta_{ST}^p) + B_{ST}^p \text{sen}(\theta_k^p - \theta_{ST}^p) \right] \quad (312)$$

$$\frac{\partial P_{ST}^p}{\partial \theta_k^p} = \frac{\partial Q_k^p}{\partial V_{ST}^p} \partial V_{ST}^p \quad (313)$$

$$\frac{\partial P_{ST}^p}{\partial V_{ST}^p} V_{ST}^p = P_{ST}^p + (V_{ST}^p)^2 G_{ST}^p \quad (314)$$

$$\frac{\partial P_{ST}^p}{\partial \theta_{ST}^p} = -Q_{ST}^p - (V_{ST}^p)^2 B_{ST}^p \quad (315)$$

Los límites en la magnitud del voltaje terminal del StatCom son revisados al final de cada iteración del método empleado para resolver el algoritmo de flujos de carga; si uno de estos límites es violado, la magnitud de voltaje del StatCom se fija en el valor del límite violado. Bajo estas circunstancias, en la ecuación (306) se intercambia la posición de V_{ST}^p por V_k^p , lo cual indica que se ha perdido la facultad de controlar la magnitud de voltaje en el nodo del sistema. La ecuación linealizada del sistema se ilustra en la ecuación 316.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k^p \\ \Delta Q_k^p \\ \Delta P_{ST}^p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k^p}{\partial \theta_k^p} & \frac{\partial P_k^p}{\partial V_k^p} V_k^p & \frac{\partial P_k^p}{\partial \theta_{ST}^p} \\ \frac{\partial Q_k^p}{\partial \theta_k^p} & \frac{\partial Q_k^p}{\partial V_k^p} V_k^p & \frac{\partial Q_k^p}{\partial \theta_{ST}^p} \\ \frac{\partial P_{ST}^p}{\partial \theta_k^p} & \frac{\partial P_{ST}^p}{\partial V_k^p} V_k^p & \frac{\partial P_{ST}^p}{\partial \theta_{ST}^p} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k^p \\ \frac{\Delta V_k^p}{V_k^p} \\ \Delta \theta_{ST}^p \end{bmatrix} \quad (316)$$

DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO

En la figura 7.13 se ilustra un diagrama esquemático del sistema de Nueva Inglaterra [12], el cual es utilizado como sistema de prueba en este trabajo.

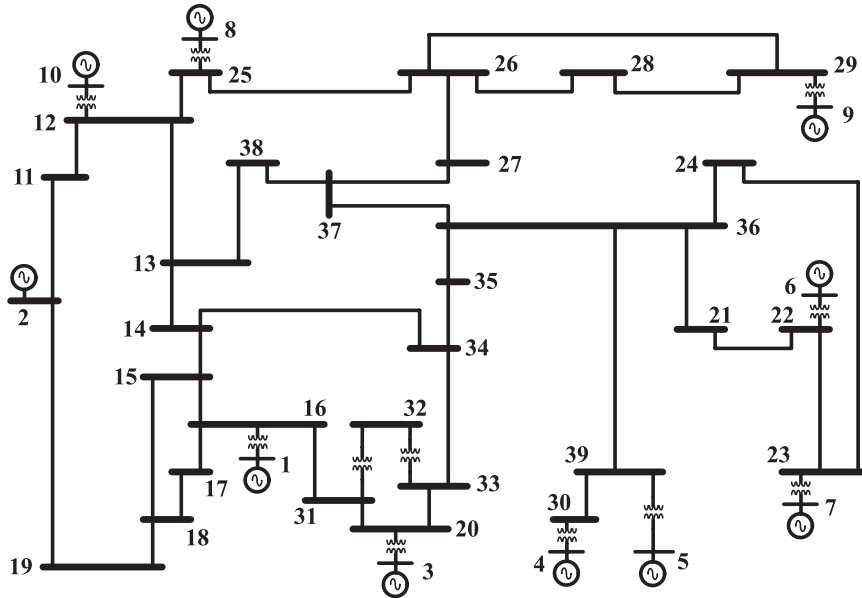


Figura 7.13 Diagrama esquemático del sistema de prueba de Nueva Inglaterra

El sistema de Nueva Inglaterra es referido en la literatura abierta, y representa un equivalente de la red troncal de 345 kV que interconecta la zona de Nueva Inglaterra, en los Estados Unidos, con el sistema eléctrico canadiense; está compuesto por 10 generadores equivalentes, 39 nodos y 46 enlaces de transmisión (incluyendo líneas de transmisión y transformadores). Este sistema ha sido estudiado en diferentes trabajos relacionados con la estabilidad de voltaje [13, 14], una de las principales razones para esto, es que presenta características apropiadas y reales para el análisis de las diferentes manifestaciones involucradas con este fenómeno.

El proceso que se realiza para evaluar la estabilidad de voltaje que exhibe el sistema de Nueva Inglaterra, y los efectos que tiene introducir el StatCom en su estructura, implica principalmente dos pasos:

1. Análisis de un caso de referencia.
2. Análisis de casos trifásicos desbalanceados.

Análisis de un caso de referencia

Establecer un caso base de operación (CBO) para un estudio de estabilidad de voltaje, es recomendado como primer paso en [15]. El análisis del CBO tiene como objetivo principal determinar los parámetros que se utilizan como referencia, y, sobre los cuales, cuantificar las variaciones que se obtienen en los resultados de otros casos analizados. Con respecto a esto, es importante considerar las siguientes consideraciones.

Cada caso de estudio examinado se define sólo con base en el esquema de interconexión que prevalece entre los elementos del sistema. Para el CBO utilizado en este trabajo, el sistema opera con todos sus elementos, esto indica que mientras no cambie esta topología, en relación con la salida de algún elemento (línea o generador, principalmente), la denominación dada para este caso se sigue manteniendo como CBO.

Por principio, ya se estableció que en el CBO no se implementan contingencias. Otra característica particular que se especifica para el CBO es que es trifásico balanceado. Al determinar que se opera bajo una condición balanceada, es factible hacer uso de un programa de flujos de carga monofásico para el análisis. El principal objetivo que se persigue al realizar esta consideración, es que se pueden calcular ciertos parámetros que son utilizados como referencia para los casos trifásicos desbalanceados, sin necesidad de emplear demasiado tiempo de cómputo.

El programa de flujos de carga monofásico sigue algunas recomendaciones dadas en [6], tales como:

1. La capacidad de los generadores es representada por sus límites de potencia reactiva.
2. Las cargas son representadas como potencia constante.
3. Los taps de los transformadores se mantienen en su posición nominal.
4. El despacho de potencia activa es fijo.
5. Se establece un solo nodo compensador.

En lo que respecta a las características del StatCom, se plantean algunas consideraciones para introducirlo en el algoritmo de flujos de carga, las cuales son las siguientes:

- El nodo del sistema donde se conecta el StatCom se considera como un nodo PV convencional.
- Los límites operativos del StatCom están en función de la magnitud de voltaje que mantiene en sus terminales, y son: 1.1 p.u. como límite superior, y 0.9 p.u. como límite inferior. Cuando el StatCom viola cualquiera de estos dos límites, la magnitud de voltaje en sus

terminales se fija en el valor del límite violado, y el nodo del sistema donde se encuentra conectado pasa de nodo PV a PQ [16].

- Se considera que el proceso de conexión del StatCom al sistema es instantáneo, y que esto no provoca perturbaciones sobre la operación de los demás elementos del sistema, además, se desprecian los componentes armónicos que se producen debido a los procesos internos de su funcionamiento, contribuyendo sólo con el componente de frecuencia fundamental.
- La potencia activa consumida por el StatCom es cero, esto se controla al igualar los ángulos de fase correspondientes a las terminales del StatCom y del nodo del sistema donde se encuentra conectado, $\theta_{st} = \theta_k$. Esto se asume en todas las simulaciones.

Mediante el manejo adecuado del programa de flujos de carga monofásico, y aprovechando los factores que se pueden obtener, el siguiente paso en el análisis se centra en identificar y delimitar la zona más débil del sistema en términos de voltaje. Con el fin de lograr esta meta, se puede hacer uso del análisis modal [17]. Si se identifica adecuadamente la zona más crítica del sistema, junto con sus respectivos elementos, se examinan las condiciones de operación más severas a las que se puede someter el sistema, lo cual permite realizar modificaciones sobre la topología de los elementos involucrados con esta zona en particular.

A continuación se describe la metodología utilizada para delimitar la zona más vulnerable del sistema de Nueva Inglaterra.

Partiendo de un estado inicial de carga, que por conveniencia se define como *punto actual de operación*, se implementa un algoritmo por medio del cual se puede sobrecargar el sistema hasta llegar al *punto crítico de voltaje*, o, dicho de otra manera, llegar a la condición de operación donde el sistema colapsa. Esto se hace porque en un problema de estabilidad de voltaje, dentro del análisis modal, los modos más críticos se muestran con claridad solamente cuando el sistema se encuentra operando cerca de sus límites de cargabilidad [8, 14, 16].

El procedimiento que se realiza para llevar al SEP a una condición de sobrecarga, es por medio del método clásico utilizado normalmente para construir una curva PV, el cual consiste en que las potencias de carga, tanto activa como reactiva, son incrementadas de acuerdo con cierto factor de peso 'K' especificado. Por ejemplo, durante el proceso de simulación implementado, la carga se va aumentando gradualmente, según este factor de incremento. En cada uno de estos pasos se ejecuta una corrida de flujos de carga y se almacena la solución obtenida. Además, con los parámetros obtenidos de dicha solución, se calcula la matriz jacobiana J_R [8, 17, 22], y se realiza un análisis de valores propios, esto se hace con el objetivo de

verificar la condición de estabilidad de voltaje del sistema. Si el mínimo valor propio calculado ' λ_{\min} ' es mayor que cero, el sistema es estable en términos de voltaje y se vuelve hacer otra corrida de flujos de carga, y así sucesivamente se sigue incrementando la carga y repitiendo este procedimiento hasta encontrar el punto de colapso de voltaje, el cual se obtiene cuando ' λ_{\min} ' es igual o menor que cero.

Conjuntamente con el aumento que se realiza para las potencias de carga, también se va incrementando la potencia activa de generación a través del mismo factor de incremento considerado para las cargas. Aunque esta suposición no puede considerarse muy realista, con esto se logra mitigar, en cierta proporción, los problemas de inestabilidad numérica que, por lo general, presenta el algoritmo Newton-Rapshon, utilizado para solucionar flujos de carga [13]. Al incrementar la potencia activa de los generadores, se modifican los límites de potencia reactiva impuestos en ellos, ya que se considera que operan bajo un factor de potencia constante.

Aunque esta técnica de sobrecarga es fácil de implementar, aún así contempla algunas no-linealidades de los dispositivos de control del SEP, como los límites del sistema de excitación en los generadores. En aplicaciones prácticas, se ha demostrado que mediante el empleo de esta técnica se obtienen resultados aceptables, con una aproximación buena hacia el punto de colapso de voltaje [8, 14, 16].

Una vez que se ha logrado calcular el punto crítico de voltaje, y con la información recopilada de las corridas de flujos de carga, se tienen todas las condiciones necesarias para calcular el margen de estabilidad de voltaje del que se dispone en el sistema, que está en función de un parámetro clave del sistema (PCS). Dicho margen se define en la sección 6.2 como la diferencia entre el valor del PCS en el actual punto de operación y el punto crítico de voltaje [6]. En el análisis que se lleva a cabo, el PCS se elige como la potencia activa de carga total del sistema.

A continuación se aplican los conceptos de análisis modal con el propósito de identificar los modos críticos del sistema [8, 17, 22]. Esto se hace con base al cálculo de los valores propios ($\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$) de la matriz J_R . En la mayoría de los casos, los modos críticos son seleccionados con base en la magnitud del valor propio, mientras más pequeña sea su magnitud, menos estable se considera al modo. Sin embargo, es importante mencionar que el mínimo valor propio calculado no tiene que ser necesariamente el modo más crítico del sistema, esto se debe principalmente porque algunas no-linealidades de los dispositivos del sistema no pueden ser captadas totalmente a detalle en las ecuaciones de flujos de carga. Aunque es impráctico e innecesario calcular todos los valores propios de la matriz a J_R , se recomienda revisar de 2 a 5 valores propios detalladamente [18], ya que si se consigue calcular los "r" valores propios más pequeños de J_R , junto con

sus respectivos vectores propios, se obtienen los “r” modos menos estables del sistema. Con respecto a este tema se han logrado avances significativos en las áreas de las matemáticas aplicadas y de sistemas de potencia, para desarrollar conjuntamente algoritmos de simulación que permitan realizar análisis parciales de valores propios [19-21].

Ya que el sistema de Nueva Inglaterra empleado en el análisis es pequeño, comparado con SEP de miles de nodos, el análisis modal implementado, y el cálculo de los valores y vectores propios del sistema, se hace con las rutinas convencionales de cálculo, y sólo se examina en detalle el modo más crítico del sistema.

Para el modo del sistema que se ha identificado como crítico, se determinan los elementos del SEP (nodos, líneas de transmisión y generadores) que tienen mayor participación sobre él. Esto se hace calculando los factores definidos a continuación [16-17]:

- a) Factor de participación de nodo: $P_{ki} = \xi_{ki} \cdot n_{ik}$
- b) Factor de participación de rama: $FP_{rama,km}^{(i)} = \frac{\Delta Q_{pérdidas km}^{(i)}}{\max[\Delta Q_{pérdidas del sistema}^{(i)}]}$
- c) Factor de participación de generadores: $FP_{Gk}^{(i)} = \frac{\Delta Q_{Gk}^{(i)}}{\max[\Delta Q_{G, de todo el sistema}^{(i)}]}$

Siendo los vectores propios derechos ‘ ξ_{ki} ’ e izquierdos ‘ η_{ik} ’.

A través del cálculo de estos factores se determina la ubicación de los elementos más débiles dentro de la estructura del SEP, y con esto se seleccionan:

- Las contingencias a implementar (salida de una línea o un generador).
- La selección del nodo del sistema donde se conecta el StatCom.

Una vez determinados tales factores, se puede delimitar la zona más vulnerable susceptible de experimentar problemas de estabilidad de voltaje, y sobre la cual hay que centrar la atención para priorizar las medidas correctivas.

En resumen, los pasos realizados en este análisis son los siguientes:

1. Especificar condiciones particulares de caso de estudio.
2. Aumento de la carga en el SEP hasta encontrar el punto crítico de voltaje.
3. Cálculo del margen de estabilidad de voltaje.
4. Realizar análisis modal.

5. Calcular los factores de participación.
6. Seleccionar contingencias, nodo a compensar y zona más vulnerable.

Estos seis pasos enumerados se aplican sólo para el caso CBO, ya que el análisis modal se utiliza principalmente para delimitar la zona de interés del estudio de estabilidad de voltaje. Una vez definido esto, para los casos donde se implementan las contingencias, sólo se aplican los pasos del 1-3. Un diagrama de flujos donde se ilustra este procedimiento se muestra en la figura 7.14.

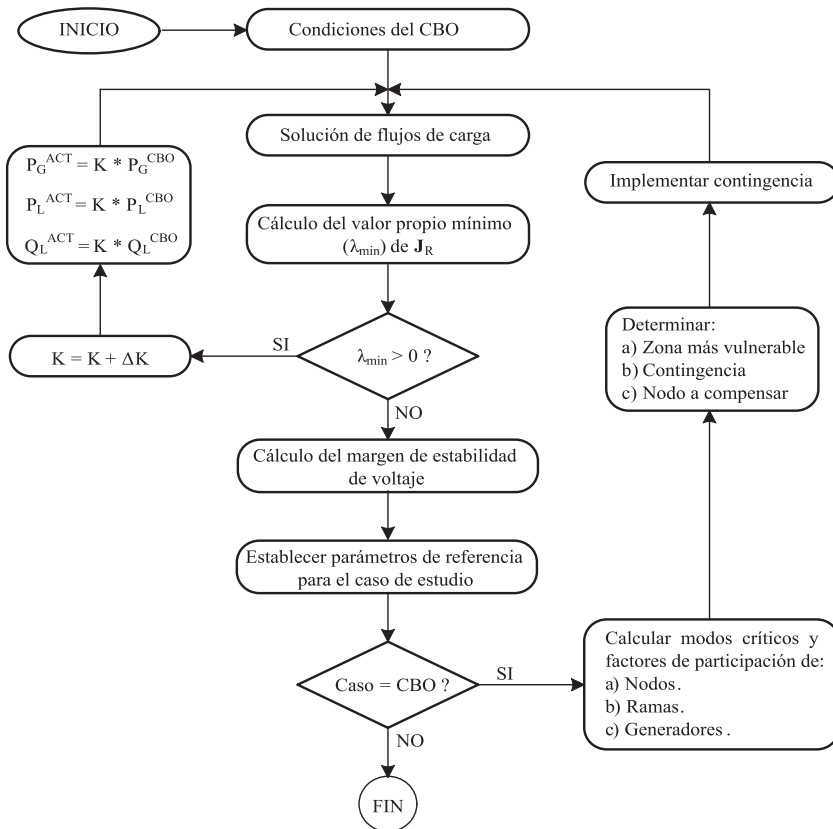


Figura 7.14 Diagrama de flujos para establecer los parámetros de referencia

El superíndice *CBO* indica que son los parámetros originales del punto actual de operación de carga. Por otro lado, el superíndice *ACT*, denota el nivel de carga que se utiliza en la iteración actual del algoritmo de simulación para resolver flujos de carga.

Análisis de los casos trifásicos desbalanceados

En los casos trifásicos de estado estacionario que se analizan a continuación se contemplan condiciones de operación desbalanceadas.

En general, las consideraciones realizadas para el programa de flujos de carga monofásico, se aplican también para el programa de flujos de carga trifásico implementado. Las características particulares que hay que mencionar para este caso son las siguientes:

- Respecto al manejo de los límites del StatCom dentro del algoritmo de simulación trifásico, cuando se está operando bajo una condición desbalanceada, una vez que cualquiera de sus tres fases ha violado los límites de magnitud de voltaje impuestos, automáticamente las tres fases se colocan en el valor del límite violado. En este sentido, el control impuesto en el modelo del StatCom no contempla independencia entre las fases, o lo que podría decirse de otra manera, sólo tiene un grado de libertad. El mismo concepto aplica para los límites de potencia reactiva establecidos en los generadores.
- Las cargas instaladas en el SEP se modelan como potencia constante y se considera que su conexión es en estrella con el neutro aterrizado.

El procedimiento que se describe por medio del diagrama de flujos de la figura 7.15 es la esencia de la metodología implementada para evaluar los límites de estabilidad de voltaje en un marco de referencia trifásico. Por ejemplo, para la rutina que se ejecuta con el objetivo de sobrecargar el sistema, el factor de incremento ‘K’ se aplica en igual magnitud para las tres fases de cada de carga. Lo que se debe tener en cuenta, antes de comenzar a ejecutar dicha rutina, es que se debe realizar un proceso de desbalance de carga, el cual se ejemplifica en la figura 7.15.

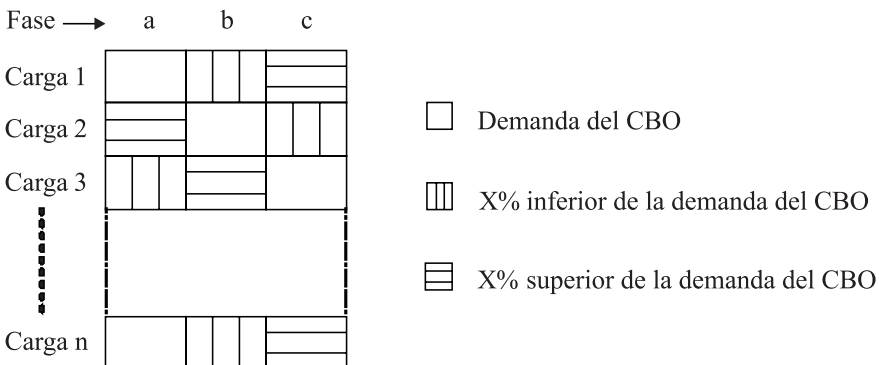


Figura 7.15 Desbalance aplicado a las cargas

En lo que respecta al cálculo de los valores propios de J_R , si se define 'n₁' como el número de nodos de carga existentes, para un caso monofásico, la matriz J_R tiene dimensiones de (n₁ × n₁), de la cual resultan 'n₁' valores propios. Ahora, para el caso trifásico, la matriz J_R tiene dimensiones (n₁ × 3 × n₁ × 3) con los correspondientes 'n₁ × 3' valores propios. Para este caso trifásico, los valores propios pueden ser reales o complejos conjugados.

De acuerdo con los criterios que se han definido mediante el análisis modal para evaluar la estabilidad del sistema:

- Si $\lambda_i > 0$, el sistema es estable en términos de voltaje.
- Si $\lambda_i < 0$, el sistema experimenta una condición de inestabilidad de voltaje.
- Si $\lambda_i = 0$, condición de colapso de voltaje.

Para esta aplicación sólo se toman en consideración los valores propios reales J_R , descartando del análisis los valores propios complejos conjugados. A primera vista, podría pensarse que los valores propios complejos conjugados pueden introducirse al estudio tomando como referencia su magnitud. Sin embargo, este procedimiento implica algunos inconvenientes, ya que de acuerdo con la definición dada para la magnitud de un número complejo, ésta siempre es positiva. El resultado que se obtiene al tomar esta consideración es que siempre existiría un valor propio mayor que cero, denotando que el sistema siempre es estable.

Respecto a los valores propios, el número y secuencia que se obtienen para cada uno de ellos (reales o complejos conjugados), no se puede determinar con precisión ya que depende de la condición de operación específica en la que se encuentre el sistema. Lo que sí se puede concluir, con base en el estudio de diferentes casos, es que, conforme la carga del sistema aumenta considerablemente, el número de valores propios reales disminuye, lo que conlleva a un aumento de valores propios complejos conjugados.

Los resultados que se obtienen al tomar en cuenta sólo los valores propios reales en el estudio de los casos trifásicos, produce resultados aceptables, como se muestra más adelante. Esto puede deducirse según la comparación que se realiza con los casos monofásicos, donde no se presenta el caso de tener valores propios complejos conjugados, a menos que el sistema se encuentre en una condición de inestabilidad de voltaje plenamente identificada.

En los casos trifásicos ya no se realiza el cálculo de factores de participación, sin embargo, se hace un análisis detallado de los parámetros del sistema al implementar las contingencias seleccionadas, considerando los casos sin y con compensación mediante el StatCom.

Los parámetros sobre los cuales se enfatiza este análisis son el margen de estabilidad de voltaje, la magnitud de voltaje y la potencia reactiva. Un esquema de los pasos implementados en las simulaciones trifásicas se muestra en la figura 7.16.

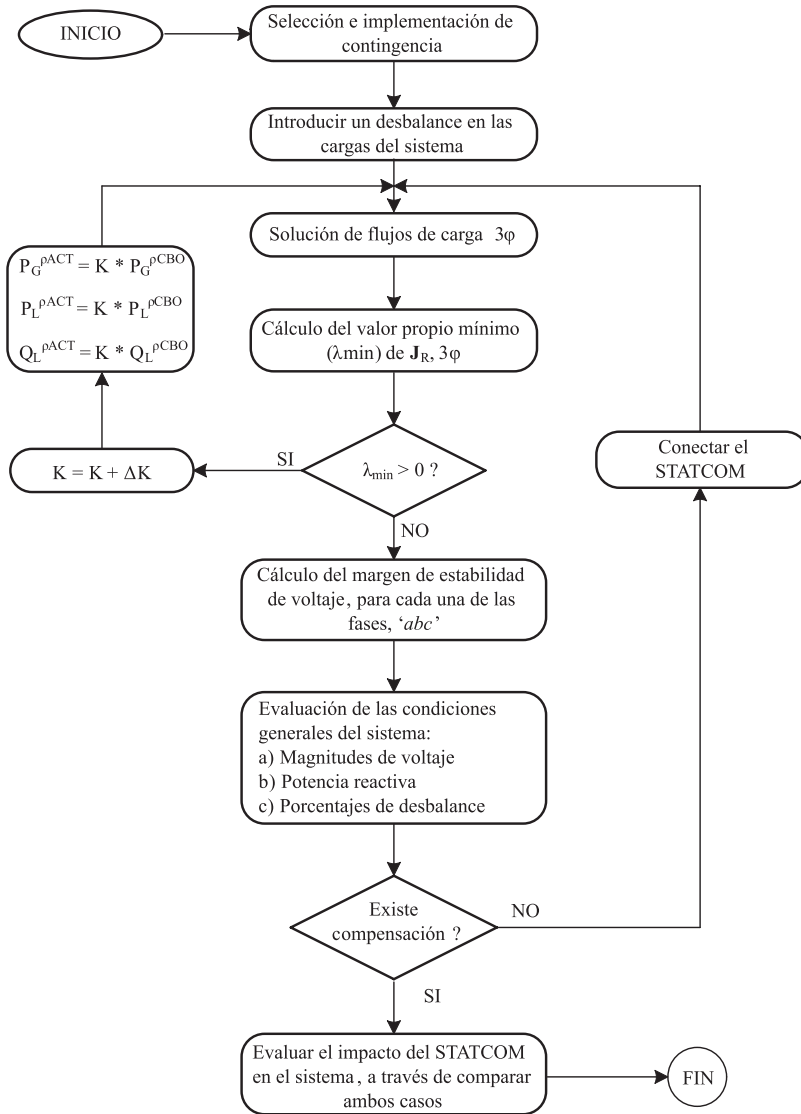


Figura 7.16 Diagrama de flujos para el estudio de los casos trifásicos

Resultados

En esta sección se exponen los resultados obtenidos en las simulaciones implementadas para el sistema de Nueva Inglaterra, y por medio de los cuales se evalúa el desempeño que tiene el modelo utilizado del StatCom trifásico sobre la estabilidad de voltaje del sistema de prueba. Inicialmente, se examinan los resultados para los casos monofásicos utilizados como referencia, y posteriormente, se revisan los casos trifásicos desbalanceados.

Casos monofásicos

Algunas de las características consideradas para el CBO del sistema de Nueva Inglaterra ya se han definido. Se establecen las condiciones tomadas en cuenta para su análisis:

- No se implementan contingencias, por lo tanto, el sistema opera normalmente con todos sus elementos.
- El sistema es trifásico balanceado.
- Las condiciones originales de carga total corresponden a 6126.5 MW y 1593.4 MVar. Estos valores de carga son tomados como referencia para definir el *punto actual de operación* [12].
- El generador asignado como compensador, corresponde al que se encuentra instalado en el nodo 1, en referencia al esquema de la figura 7.15.
- A diferencia de otros trabajos que han utilizado el sistema de Nueva Inglaterra como sistema de prueba en estudios de estabilidad de voltaje, aquí no se eliminan del análisis los transformadores de los generadores, ya que son un factor fundamental para el balance de pérdidas totales que prevalecen en el sistema. Como se mencionó, estos transformadores, al igual que los existentes en la red de transmisión, se consideran con su tap en la posición nominal.

Cálculo del margen de estabilidad de voltaje

Según lo establecido en el diagrama de flujos mostrado en la figura 7.16, el análisis comienza al ejecutar la rutina de sobrecarga hasta encontrar el *punto crítico de voltaje* para el CBO. Dentro del algoritmo de simulación, el factor de incremento se especifica con un valor de $K=0.01$, y este factor se mantiene constante durante toda la rutina. Por lo tanto, cada carga se va incrementando en un 1% sobre su valor original. Este procedimiento permite calcular una curva PV para el CBO. Es importante mencionar que el valor de este factor de incremento es el mismo para todos los casos simulados en este texto.

Generalmente las curvas PV grafican la potencia activa total de carga en MW, contra la magnitud de voltaje en algún nodo del sistema en p.u., por lo tanto, para este propósito es necesario elegir un nodo de prueba.

En la tabla 7.1, se resume la solución obtenida para el *punto actual de operación* del CBO mediante el programa de flujos de carga monofásico. A partir de esta información se examina la magnitud de voltaje para todos los nodos de carga, y se concluye que el nodo 32 es el que tiene la menor magnitud en todo el sistema, correspondiente a 0.9397 p.u., y por esto se elige como nodo prueba para graficar la curva PV. Este proceso de elección es arbitrario y no es una regla establecida, lo mismo resulta elegir otro nodo del sistema sin perder la generalidad que la curva PV conlleva. Por otro lado, el cálculo de una curva PV

completa no es usualmente requerido en estudios convencionales de planeación y operación [15]. De acuerdo con esta recomendación, sólo se calcula la parte superior de la curva PV, correspondiente a todos los casos de operación estable del sistema. La figura 7.17 muestra la curva PV que se obtiene para el CBO.

Tabla 7.1 Solución de estado estacionario

Nodo	V	θ	P_G	Q_G	P_D	Q_D	Tipo
1	1.0000	0	5.5167	2.0657	0.0920	0.0460	1
2	1.0300	-10.6993	10.000	2.1354	11.040	2.5000	2
3	0.9830	2.5108	6.5000	1.4449	0.0	0.0	2
4	1.0120	3.4129	5.0800	1.5308	0.0	0.0	2
5	0.9970	4.4336	6.3200	0.8011	0.0	0.0	2
6	1.0490	5.4360	6.5000	2.7532	0.0	0.0	2
7	1.0640	8.2210	5.6000	2.2921	0.0	0.0	2
8	1.0280	2.0914	5.4000	0.2430	0.0	0.0	2
9	1.0270	7.7804	8.3000	0.5811	0.0	0.0	2
10	1.0480	-3.7611	2.5000	1.8007	0.0	0.0	2
11	1.0355	-9.0557	0.0	0.0	0.0	0.0	3
12	1.0178	-6.1924	0.0	0.0	0.0	0.0	3
13	0.9879	-9.1862	0.0	0.0	3.2200	0.0240	3
14	0.9545	-10.1203	0.0	0.0	5.0000	1.8400	3
15	0.9572	-8.8885	0.0	0.0	0.0	0.0	3
16	0.9591	-8.1285	0.0	0.0	0.0	0.0	3
17	0.9507	-10.5488	0.0	0.0	2.3380	0.8400	3
18	0.9512	-11.1032	0.0	0.0	5.2200	1.7600	3
19	1.0097	-10.9152	0.0	0.0	0.0	0.0	3
20	0.9627	-5.3847	0.0	0.0	0.0	0.0	3
21	0.9859	-4.0964	0.0	0.0	2.7400	1.1500	3
22	1.0153	0.4294	0.0	0.0	0.0	0.0	3
23	1.0128	0.1566	0.0	0.0	2.7450	0.8466	3
24	0.9748	-6.5530	0.0	0.0	3.0860	0.9220	3
25	1.0266	-4.7182	0.0	0.0	2.2400	0.4720	3
26	1.0135	-5.9545	0.0	0.0	1.3900	0.1700	3
27	0.9932	-8.0732	0.0	0.0	2.8100	0.7550	3
28	1.0172	-2.2195	0.0	0.0	2.0600	0.2760	3
29	1.0195	0.7022	0.0	0.0	2.8350	0.2690	3
30	0.9843	-1.7746	0.0	0.0	6.2800	1.0300	3
31	0.9601	-6.3223	0.0	0.0	0.0	0.0	3
32	0.9397	-6.3025	0.0	0.0	0.0750	0.8800	3
33	0.9602	-6.1649	0.0	0.0	0.0	0.0	3
34	0.9586	-7.9833	0.0	0.0	0.0	0.0	3
35	0.9590	-8.2865	0.0	0.0	3.2000	1.5300	3
36	0.9751	-6.6434	0.0	0.0	3.2940	0.3230	3
37	0.9830	-7.8488	0.0	0.0	0.0	0.0	3
38	0.9834	-8.8315	0.0	0.0	1.5800	0.3000	3
39	0.9852	-0.7757	0.0	0.0	0.0	0.0	3

*Los resultados obtenidos de la solución de flujos de carga corresponde a una condición de operación con todos los elementos del sistema en funcionamiento, y donde:

- |V|, P_G , Q_G , P_D , Q_D , están en (p.u.).
- θ está en grados.

Tipo1= Slack; Tipo 2= PV; Tipo 3= Q.

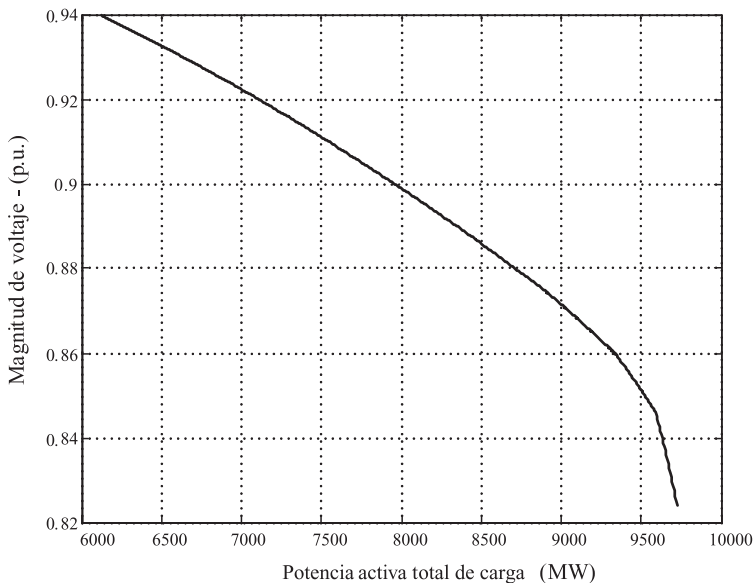


Figura 7.17 Curva PV correspondiente al nodo 32 para el CBO

La condición de carga para la cual el sistema colapsa corresponde a 9725.7 MW y 2530.3 MVA_r. Estos valores de carga son tomados como referencia para definir el *punto crítico de voltaje* para el CBO.

De la figura 7.17 se puede deducir el margen de estabilidad de voltaje; este valor corresponde a 3601.2 MW, lo cual es equivalente a un incremento carga del 58.8% sobre el nivel del *punto actual de operación* para el CBO.

Es claro que se obtienen ventajas del cálculo de la curva PV para el análisis de las condiciones del CBO. Existen dos puntos de operación que son de particular interés para un estudio de estabilidad de voltaje.

1. Punto actual de operación.
2. Punto crítico de voltaje.

Posteriormente se definen más casos de estudio, cada una de ellos con sus respectivos puntos (actual y crítico) de operación para ser analizados.

Análisis modal

A partir de las condiciones que prevalecen para el punto crítico de voltaje del CBO se realiza el análisis modal y se establecen las siguientes características: al no tomar en cuenta los nodos generadores dentro de este análisis, el sistema de Nueva Inglaterra comprende un total 29 nodos; por lo tanto, se cuenta con un total de 29 modos de voltaje por analizar.

En las tablas 7.1 - 7.4 se presenta la información relacionada con los diferentes parámetros del análisis modal, del sistema CBO. Nótese que los datos proporcionados han sido calculados con base en las condiciones específicas del punto crítico de voltaje para el CBO, correspondientes a 9725.7 MW y 2530.3 MVar. La tabla 7.2 presenta los cinco modos menos estables del sistema.

Tabla 7.2 Modos críticos para el CBO

Modo	Magnitud
1	5.9840
2	13.5383
3	26.1270
4	26.9969
5	39.2448

Todos estos modos son positivos, indicando que el sistema es estable en términos de voltaje. Sin embargo, si se ejecuta una corrida más de flujos, con su respectivo factor de incremento, se presentan algunos valores propios negativos y complejos conjugados, denotando una condición de inestabilidad de voltaje.

A continuación se determinan los nodos que están fuertemente relacionados con los modos menos estables, esto se hace calculando el factor de participación de nodos ' FP_n ', solamente para los dos modos menos estables. En la tabla 7.3 se muestran los resultados del cálculo de los factores de participación de nodo ' FP_n '.

El principal resultado que se obtiene del análisis de los factores de participación de nodos, es que señala las dos zonas del sistema más propensas a experimentar problemas de estabilidad de voltaje. La zona asociada con el modo 1, se considera más vulnerable, por lo tanto, se enfatiza el análisis de estabilidad de voltaje realizado. Los nodos del sistema asociados con esta zona son remarcados en la tabla 7.3, y son los nodos que se encuentran más cerca del generador 1, como se puede observar en la figura 7.14, es decir, son los que más influyen sobre el comportamiento de este fenómeno. Otra ventaja que se obtiene del análisis de los factores de participación de nodos, es que permite determinar en qué nodo se debe conectar el StatCom para los casos compensados. Ya que su magnitud es un índice de la efectividad que se puede obtener al aplicar medidas correctivas. Para este caso, el nodo 32 se debe conectar el Statcom.

Tabla 7.3 Factores de participación de nodos para el CBO

Modo1		Modo 2	
Nodo	FP_n	Nodo	FP_n
32	0.1069	27	0.1046
17	0.0664	32	0.1031
34	0.0662	26	0.0727
14	0.0658	37	0.0713
18	0.0642	24	0.0635
15	0.0596	38	0.0539
33	0.0587	36	0.0529
31	0.0554	21	0.0522
16	0.0543	28	0.0475

En relación con la contribución que tienen las líneas de transmisión y los generadores sobre el problema, se realiza el cálculo de los factores de participación de rama y de generadores correspondientes para el modo 1. Los resultados obtenidos para el cálculo de los factores de participación de rama ' FP_{rama} ' se muestran en las tabla 7.4, y en lo que respecta a los factores de participación de generación ' FP_{gen} ', los resultados se recopilan en la tabla 7.5

Tabla 7.4 Factores de participación de rama para el modo 1 del CBO

Línea del sistema		FP_{rama}
Nodo de envío	Nodo de recepción	
36	39	1
12	13	0.8545
18	19	0.8102
19	2	0.5506
21	22	0.4367
13	14	0.4043

Tabla 7.5 Factores de participación de generación para modo 1 del CBO

Nodo	FP_{gen}
3	1
2	0.5777
6	0.5498
10	0.4365
5	0.4297
9	0.3539
8	0.3207
7	0.3199

Los factores de participación de rama y de generación, permiten determinar las contingencias que se implementan en las simulaciones. Este es un punto muy importante en un estudio de estabilidad de voltaje, ya que las contingencias inherentemente están relacionadas con el funcionamiento del SEP. Por ejemplo, ante condiciones que involucren fallas en las protecciones, errores de operación o, simplemente, por factores climatológicos. En este texto se seleccionan dos contingencias.

1. Salida de una línea de transmisión.
2. Salida de un generador.

Para la selección de la contingencia de la línea de transmisión, se utiliza el criterio de la línea con mayor participación sobre el modo de estudio; según los datos de la tabla 7.4, se debería elegir la línea que se encuentra conectada entre los nodos 36-39. Sin embargo, de acuerdo con la figura 7.13, se concluye que si esta contingencia se implementa, es equivalente a excluir los generadores 4 y 5 del esquema general del sistema, implementando una contingencia doble; por esto, esta primera opción se descarta.

Con el criterio establecido, la siguiente opción para elegir la contingencia de la línea, corresponde a la línea que se encuentra entre los nodos 12-13, de acuerdo con los datos de la tabla 8. Aunque se encuentran señaladas las dos líneas citadas, sólo una se implementa en las simulaciones trifásicas.

Para la selección de la contingencia de los generadores, se elige el generador 3, ya que es uno de los más cercanos a la zona de estudio.

Estas dos contingencias representan las condiciones más severas a las que puede ser sometido el sistema, ya que gradualmente se fueron determinando las áreas, y posteriormente los elementos, con mayor influencia sobre las estabilidad de voltaje del sistema de prueba.

En resumen, el resultado final que se obtiene al aplicar el análisis modal al sistema de Nueva Inglaterra se representa gráficamente por medio de la figura 7.18, donde se delimita la zona más débil por medio del área sombreada, asociada con el modo menos estable del sistema. Además, se señalan específicamente las dos contingencias que se implementan, y la ubicación del StatCom para los casos donde se considere compensación.

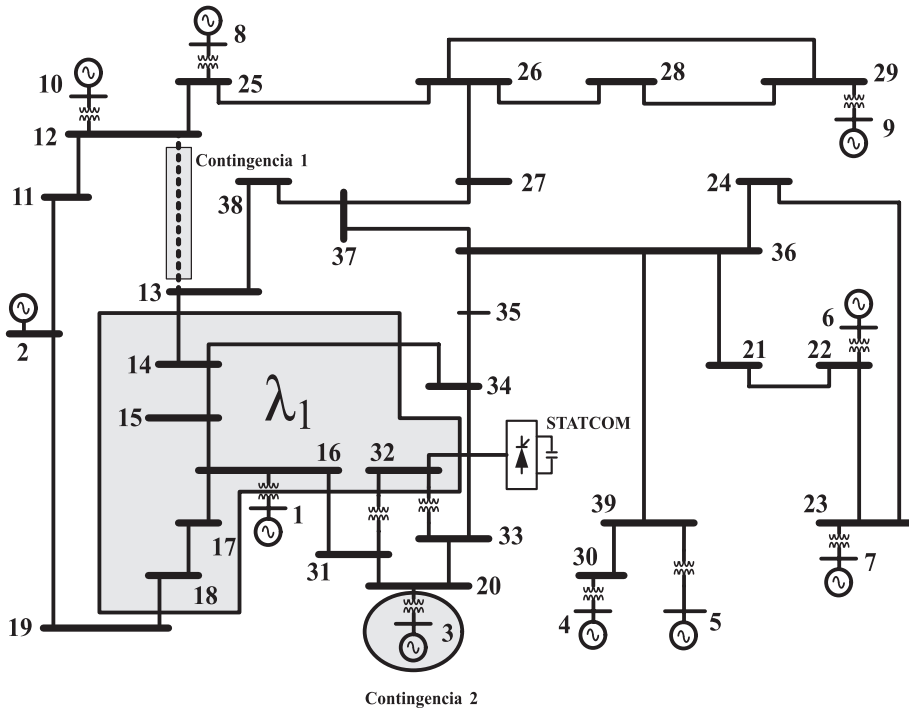


Figura 7.18 Resultados del análisis modal aplicado al sistema de Nueva Inglaterra

Casos monofásicos implementando contingencias

De acuerdo con el algoritmo establecido en la figura 7.14, se debe elegir una contingencia para implementarla en el sistema. A continuación, se definen las características particulares de los casos analizados:

- Caso 1: CBO.
- Caso 2: implementación de la contingencia de la línea.
- Caso 3: implementación de la contingencia del generador.

En adelante, cuando sea necesario realizar alguna observación en referencia con el caso 1, se denota bajo el termino de CBO, y de la misma manera, al momento de citar comentarios para los casos que involucran contingencias, se denotan bajo el término de caso 2, o caso 3, según se requiera.

También es importante mencionar que para los tres casos, el *punto actual de operación*, o punto de arranque utilizado para el cálculo de las curvas PV, se mantiene en un nivel de carga correspondiente a 6126.5 MW y 1593.4 MVar, lo que indica que la condición de carga no cambia, ya que

no se desconecta ninguna carga del sistema. Por lo tanto, la diferencia entre los casos definidos radica en la topología y no en el nivel de carga.

Además de los objetivos establecidos para el análisis modal, el procedimiento de análisis para los casos monofásicos determina los siguientes parámetros del sistema:

- a) Margen de estabilidad de voltaje.
- b) Niveles de magnitud de voltaje.
- c) Comportamiento de las potencias en el sistema.

Algunos de los parámetros del CBO ya fueron calculados en la sección anterior y, por simplicidad, se suprime la explicación detallada para los casos 2 y 3. En general, la metodología empleada para estos casos, calcula la curva PV por medio de la rutina de sobrecargar el sistema, y de estos resultados se desprende la evaluación de las condiciones del sistema. En la figura 7.19 se muestran las curvas PV para los tres casos planteados. El nodo 32 del sistema es el nodo de prueba.

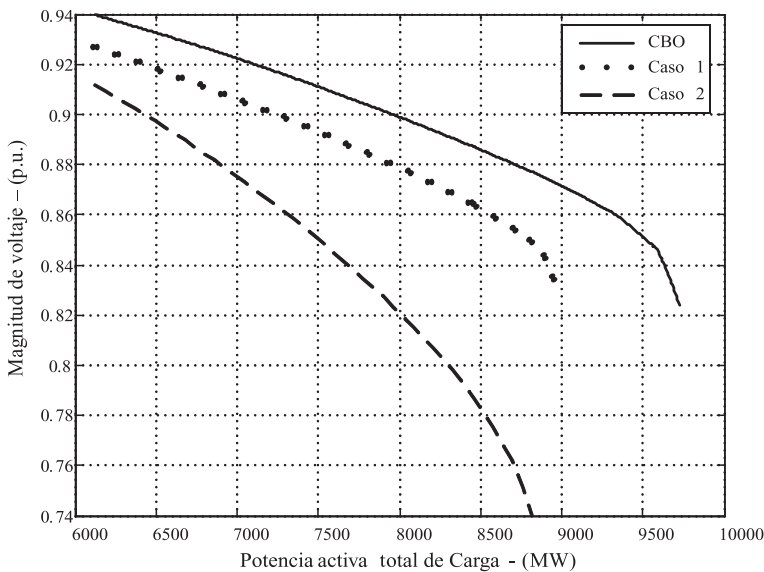


Figura 7.19 Curvas PV en el nodo 32

En la tabla 7.6, se recopilan los resultados obtenidos del margen de estabilidad de voltaje para cada caso:

Tabla 7.6 Margen de estabilidad de voltaje (MW)

Caso	Punto actual de operación	Punto crítico de voltaje	Margen
1	6126.5	9725.7	3601.2
2	6126.5	8960.1	2835.6
3	6126.5	8819.3	2696.8

Con base en los datos de la tabla 7.6, se concluye que para el caso 2 el margen de estabilidad de voltaje disminuye aproximadamente un 21% comparado con el CBO, equivalente a una reducción de 765.6 MW. En el caso 3, el margen se reduce un 25%, con 906.4 MW menos, comparado con el CBO.

Respecto al parámetro de la magnitud de voltaje, en la figura 7.20 se esquematizan las modificaciones que sufren los nodos de carga cuando el sistema se ve sometido a las condiciones de operación que implican los diferentes casos de estudio.

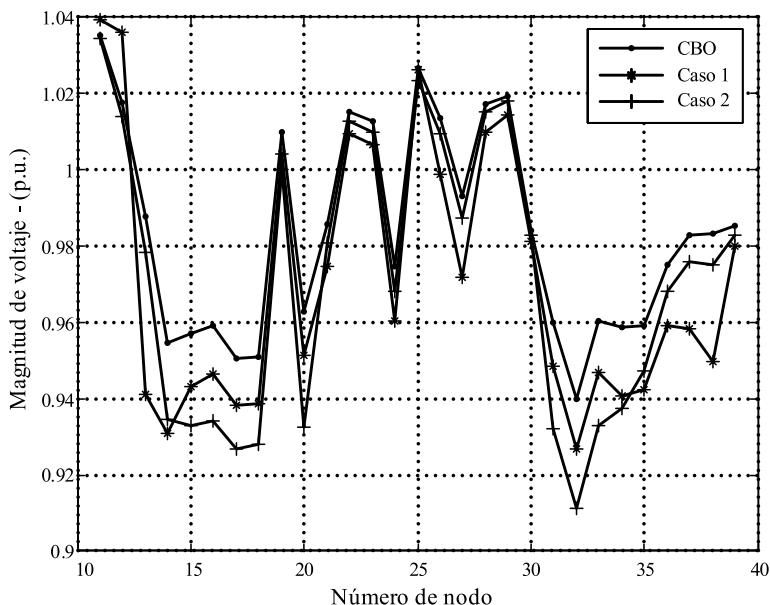


Figura 7.20 Magnitud de voltaje en los nodos de carga

El punto actual de operación es tomado como referencia de condición de carga para el cálculo de los parámetros mostrados en la figura 7.20. No se ilustran los voltajes para los nodos generadores (nodos de 1-10), ya que para esta condición de carga, el voltaje en todos los generadores permanece constante.

A continuación, en la figura 7.21, se presenta el comportamiento de las potencias totales del sistema en las áreas de generación, y en la figura 7.22,

las pérdidas totales del sistema. También tomando como referencia la condición de carga del punto actual de operación, a partir de esta información. Se establece que ante los cambios en la topología del sistema, las variaciones que se suscitan en el comportamiento de la potencia activa son mínimos en comparación con los presentados para la potencia reactiva. Es por esto que, para los casos trifásicos que se examinan en la sección siguiente, se enfoca el análisis sólo en las variaciones de potencia reactiva.

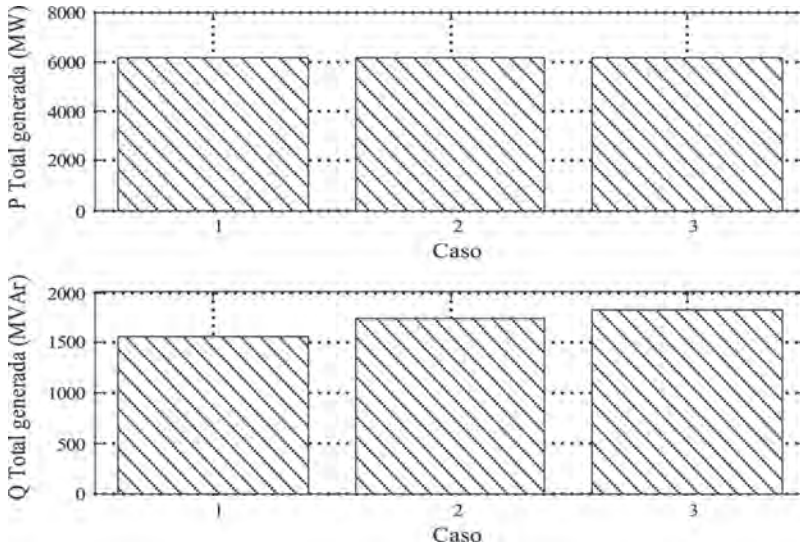


Figura 7.21 Potencias totales de generación

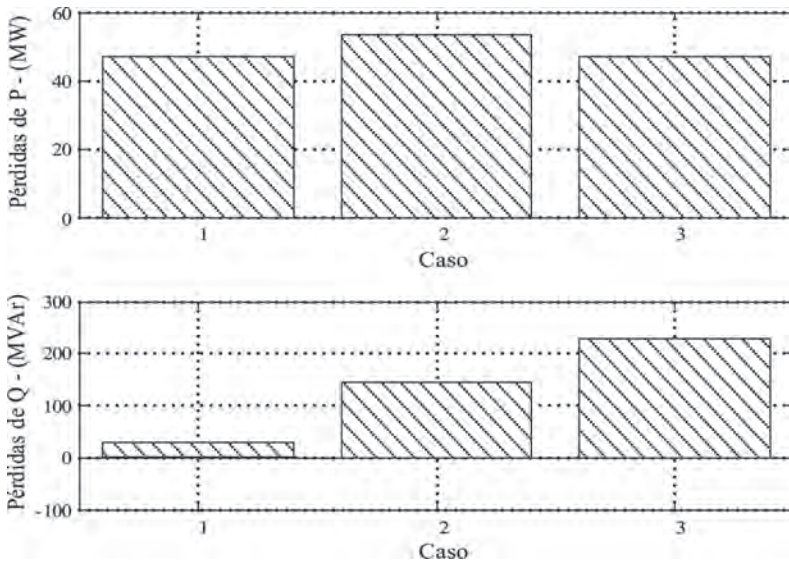


Figura 7.22 Pérdidas totales en el sistema

Finalmente, también se implementan las simulaciones monofásicas considerando el StatCom dentro de la estructura del sistema; estos resultados no se muestran gráficamente pero se citan como referencia en los casos trifásicos.

Casos trifásicos desbalanceados

En esta sección se evalúan los alcances del StatCom trifásico, por medio de simulaciones que involucran condiciones severas de operación, como sobrecargas desbalanceadas. Entre los principales objetivos de esta evaluación, se encuentra examinar los efectos que tiene su funcionamiento sobre el margen de estabilidad de voltaje trifásico y el nivel de voltaje que prevalece en los nodos, además de sus repercusiones generales sobre el comportamiento del sistema. De acuerdo con los resultados obtenidos mediante el cálculo de los factores de participación de nodo, el StatCom es conectado en el nodo 32 del sistema de Nueva Inglaterra.

Para identificar cada caso de estudio trifásico desbalanceado, se subdividen los casos que involucran contingencias de la siguiente manera:

- Caso 2a: Implementación de la contingencia de la línea, sin compensación.
- Caso 2b: Implementación de la contingencia de la línea, compensada.
- Caso 3a: Implementación de la contingencia del generador, sin compensación.
- Caso 3b: Implementación de la contingencia del generador, compensada.

Los casos compensados se realizan por medio del StatCom.

De acuerdo con la figura 7.15, los porcentajes establecidos en las simulaciones para simular el desbalance en la carga son los siguientes:

- a) Porcentaje inferior a la carga del CBO: 1.7%.
- b) Porcentaje superior a la carga del CBO: 3.2%.

El sistema de Nueva Inglaterra cuenta con un total 19 nodos con carga, los cuales se encuentran ilustrados en la tabla 7.1. Al aplicar los factores de desbalance para todas las cargas a través de la secuencia especificada en la figura 7.15, se calcula la potencia demandada total mostrada en la tabla 7.6.

Tabla 7.7 Potencias totales de cargas desbalanceadas

Potencia activa total (MW)			Potencia Reactiva Total (MVar)		
Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
6159.12	6177.57	6128.59	1606.87	1600.33	1598.78

Para los casos trifásicos desbalanceados, estos valores de potencias mostradas en la tabla 7.7, son tomados como punto inicial para estos casos. Esto es equivalente al punto actual de operación definido para el CBO.

A continuación se comparan los casos 2a y 2b. Al ejecutar por completo el diagrama de flujos mostrado en la figura 7.16 para estos casos, los márgenes de voltaje trifásicos que se obtienen se ilustran en la figura 7.15.

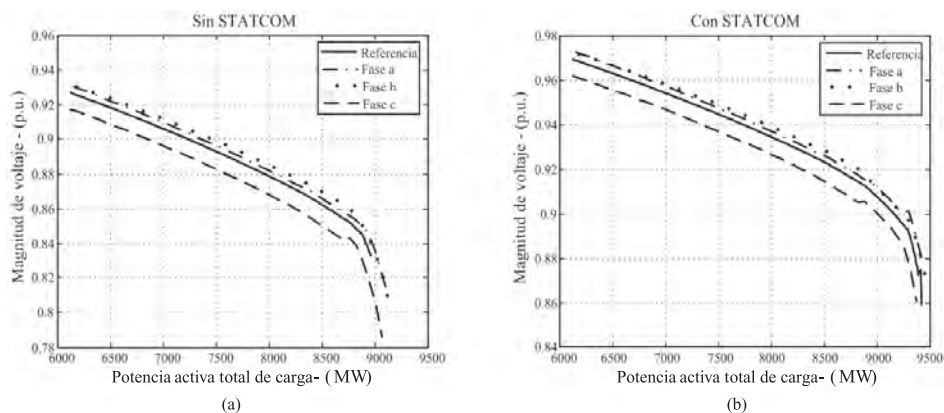


Figura 7.23 Márgenes de estabilidad de voltaje trifásicos para el nodo 32, casos 2a y 2b

De acuerdo con las curvas PV ilustradas en la figura 7.23, a y b, se percibe la diferencia que existe entre los resultados obtenidos para el cálculo del margen de estabilidad de voltaje considerando una condición monofásica o una trifásica desbalanceada. Ambas referencias utilizadas en estas figuras corresponden a sus respectivos casos de operación monofásicos. En la tabla 7.7 se muestran los resultados para los distintos márgenes, de acuerdo con el caso y con la fase considerada.

Tabla 7.8 Márgenes de estabilidad de voltaje (MW)

Caso	Monofásico	Trifásico		
		Fase a	Fase b	Fase c
2a	2835.6	2956.4	2965.2	2941.7
2b	3295.1	3266.4	3276.1	3248.2

Analizando los resultados de la tabla 7.8 se observa que, dependiendo de las condiciones de operación y el marco de referencia considerado, se obtienen diferentes resultados. Por ejemplo, para el caso 2a, la referencia monofásica corresponde a 2835.6 MW, y en cambio los resultados trifásicos revelan que el margen se encuentra alrededor de 2950 MW por fase, con una diferencia de 100 MW en ambos casos. Por otro lado, para el caso 2b, el margen calculado para la condición trifásica, se encuentra por debajo del caso monofásico en un promedio de 40 MW por fase. Esto significa que para obtener resultados más cercanos a la condición real del sistema, es necesario tomar en consideración estos desbalances, ya que a través de un estudio monofásico no se puede establecer, con precisión, si para una condición trifásica desbalanceada el margen será mayor o menor.

También se observa en la figura 7.23, a y b, que existe un desbalance notable entre las magnitudes de los voltajes, independientemente del funcionamiento del StatCom. Al permanecer este desbalance, aun estando conectado el StatCom, se hace evidente que el dispositivo ha violado sus límites de operación, ya que cuando se encuentra funcionando dentro de su rango nominal logra balancear los voltajes en las fases, como se reporta en [16]. También hay que mencionar que para el sistema de prueba utilizado, se considera que el StatCom pueda mantener la magnitud de voltaje del nodo 32 en 1 p.u., siendo una restricción considerablemente exigente para las condiciones originales del sistema de Nueva Inglaterra. Los demás parámetros utilizados para el StatCom en estas simulaciones se muestran en la tabla 7.9.

Tabla 7.9 Datos del StatCom

Nodo	Rstat	Xstat	Vesp	Vmax	Vmin
32	0.0	0.1	1.0	1.1	0.9

donde:

- R_{stat} Resistencia del transformador de acoplamiento (p.u.).
- X_{stat} Reactancia del transformador de acoplamiento (p.u.).
- V_{stat} Nivel de voltaje deseado en el nodo 32 (p.u.).
- V_{esp} Límite superior de voltaje en terminales del StatCom (p.u.).
- V_{max} Límite inferior de voltaje en terminales del StatCom (p.u.).
- V_{min} Límite inferior de voltaje en terminales del StatCom (p.u.).

Separando cada una de las fases mostradas en la figura 7.23, a y b, correspondientes al nodo 32, se obtienen los resultados que se ilustran en la figura 7.24.

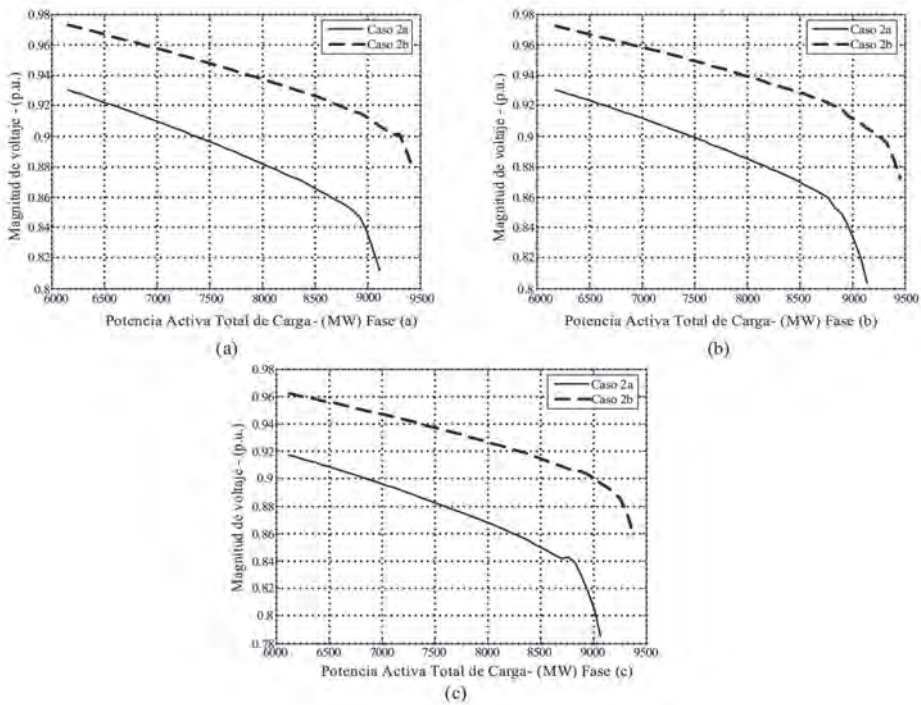


Figura 7.24 Márgenes por fases del nodo 32 fase c

En las figuras 7.24, a, b, y c, se observa con mayor claridad los efectos que tiene el funcionamiento del StatCom sobre los parámetros del nodo compensado. Se muestra que aunque se han violado sus límites operativos, logra incrementar el margen de estabilidad de voltaje en un promedio del 10% por fase, el cual, para los casos analizados, corresponde a 300 MW más de los que se disponen como reserva dentro del sistema. Además, la magnitud de voltaje se mejora alrededor de un 5%, equivalente a 0.05 p.u., y este factor logra mantenerse en todo el proceso de sobrecarga, con lo que se comprueba que el funcionamiento del StatCom no se ve afectado por la presencia de un bajo voltaje en el nodo donde se conecta.

Continuando con el análisis de la magnitud de voltaje, se analizan las repercusiones del StatCom sobre las condiciones generales del sistema. En la figura 7.25 se ilustra un panorama general de los niveles de voltaje por fase, en los nodos de carga. Las condiciones de operación que se consideraran para el cálculo de estos parámetros se presentan en la tabla 7.6.

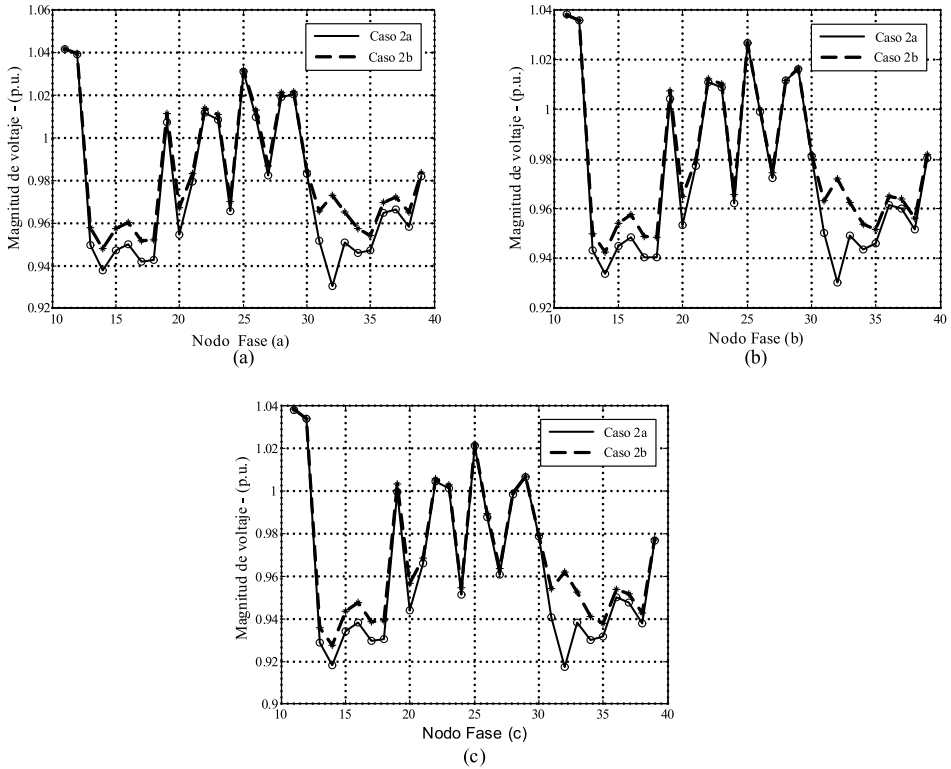


Figura 7.25 Magnitud de voltaje en los nodos de carga por fase

De las magnitudes de voltaje de la figura 7.25 se deduce, que los efectos del StatCom son mayores, por supuesto, en el nodo donde se conecta, y, en menor grado, en los nodos más cercanos. Esto se puede comprobar tomando como referencia los nodos involucrados en el área sombreada de la figura 7.18, identificada como la zona más vulnerable del sistema de prueba. Los nodos con menor nivel de tensión son 14-16 y 31-33. Tal como se ilustra en la figura 7.25. Un acercamiento de esta figura se muestra en la figura 7.26.

De la figura 7.25 y 7.26, se comprueban los resultados obtenidos en el análisis modal, ya que, de acuerdo con estos conceptos, la ubicación determinada para el StatCom, con base en el modo más inestable, debe ayudar a mejorar las condiciones de operación para los nodos asociados significativamente con este modo crítico. Un comportamiento similar puede observarse para las fases *b* y *c*.

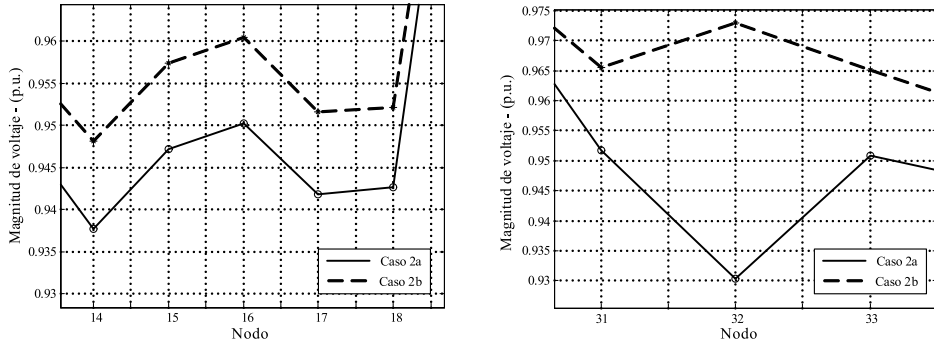


Figura 7.26 Magnitud de voltaje en los nodos de la zona más débil del sistema, fase a

Para el análisis del comportamiento de la potencia reactiva en el sistema, se considera la potencia de carga constante. Respecto a las áreas de generación y pérdidas, el análisis se enfatiza sobre los elementos más cercanos al nodo compensado. Los generadores asociados bajo este criterio son los que se encuentran instalados en los nodos 1 y 3, para las líneas de transmisión, que en este caso resultan ser dos transformadores conectados entre los nodos 31-32, y entre los nodos 32-33. Esto se puede corroborar en el diagrama general del sistema de prueba, ilustrado en la figura 7.13.

En la tabla 7.10, se cuantifican los valores de potencia reactiva generada por cada uno de los generadores considerados, ante los casos 2a y 2b.

Tabla 7.10 Potencia reactiva aportada por los generadores (MVar)

Caso	Generador 1			Generador 3		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
2a	276.63	236.66	286.655	197.42	201.64	213.09
2b	237.52	195.46	250.76	136.77	141.55	150.89

Evaluando el desempeño del StatCom con respecto a la generación, de acuerdo con los resultados de la tabla 7.11, se deduce que el funcionamiento del StatCom contribuye a que los generadores más cercanos reducen su potencia reactiva de salida. Por ejemplo, la disminución en el generador 1 está alrededor del 15%, y en lo que respecta al generador 3, su disminución es aproximadamente del 30%. Con esto se reducen considerablemente las posibilidades de que los generadores puedan alcanzar sus límites operativos, principalmente los establecidos para el sistema de excitación. Estos dos generadores son los más favorecidos con la inclusión del StatCom, sin embargo, todos los generadores disminuyen su potencia reactiva de salida en menores proporciones. La potencia reactiva que aporta el StatCom para el caso 2b es la mostrada en la tabla 7.12.

Tabla 7.11 Potencia reactiva aportada por el StatCom, (MVar)

Fase a	Fase b	Fase c
139.98	142.81	149.31

En el caso de las pérdidas, en la tabla 7.12 se resumen las pérdidas correspondientes a los transformadores que se encuentran conectados al nodo 32.

Tabla 7.12 Pérdidas de potencia reactiva en los transformadores (MVar)

Caso	Transformador entre nodos 31-32			Transformador entre nodos 32-33		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
2a	1.0608	0.9455	1.2190	0.9312	0.8619	1.0028
2b	0.1371	0.1879	0.1704	0.1738	0.2031	0.2108

En ambos transformadores se reducen las pérdidas considerablemente, alrededor de un 90% para el transformador entre los nodos 31-32, y aproximadamente un 80% para el transformador entre los nodos 32-33. A continuación se examina el comportamiento de las pérdidas totales de potencia reactiva, comprobando el funcionamiento del StatCom sobre esta área. La figura 7.27 presenta un esquema general de las pérdidas que prevalecen en el sistema, para los caso 2a y 2b.

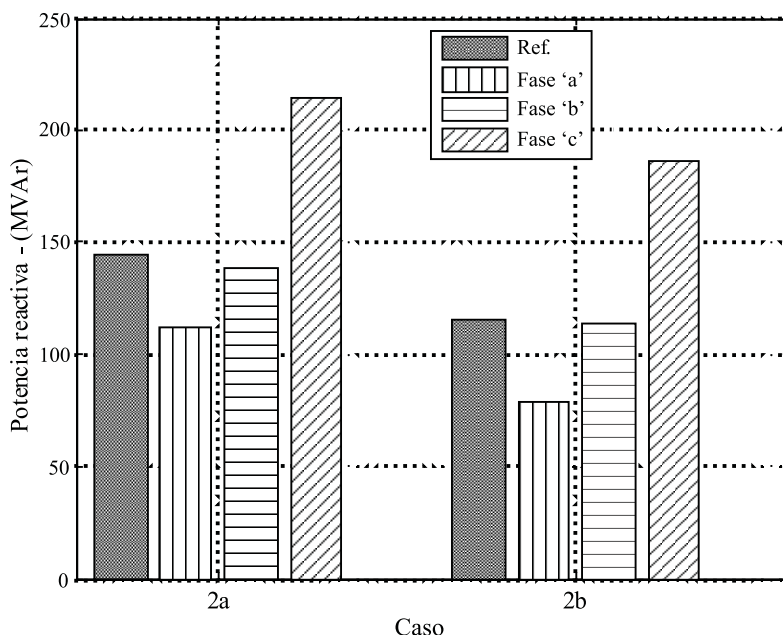


Figura 7.27 Pérdidas totales de potencia reactiva

La figura 7.27 para ambos casos, ilustra los valores de las pérdidas totales calculadas para los casos monofásicos. Para los casos trifásicos se especifican las fases *a*, *b*, y *c* para cada caso. Existe un desbalance muy marcado entre las fases, sobre todo entre las fases *a* y *c*, el cual está alrededor de 100 MW. Si se suman las pérdidas de cada fase, el total para el caso 2a corresponde a 467.95 MVAR, en cambio, para el caso 2b, equivalen a 378.21 MVAR, comprobando de esta manera que el StatCom también contribuye en este aspecto a mejorar las condiciones generales del sistema. En la tabla 7.13 se recopilan los resultados obtenidos para los casos 2a y 2b, que se consideran más importantes y sobre los cuales el StatCom influye significativamente. Este mismo procedimiento se realiza para los casos 3a y 3b, cuyos resultados se muestran en la tabla 7.14.

Tabla 7.13 Parámetros correspondientes a la contingencia de la línea

Parámetro	Sin StatCom			Con StatCom		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
Margen	2956.4	2965.2	2941.7	3266.4	3276.1	3248.2
Magnitud	0.9304	0.9325	0.9406	0.9729	0.9721	0.9621
Pérdidas	111.98	138.29	216.68	78.38	113.98	185.83
V-StatCom	-	-	-	1.1	1.1	1.1
Q-StatCom	-	-	-	139.99	142.81	149.31

Tabla 7.14 Parámetros correspondientes a la contingencia del generador

Parámetro	Sin StatCom			Con StatCom		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
Margen	2956.4	2965.2	2941.7	3266.4	3276.1	3248.2
Magnitud	0.9304	0.9325	0.9406	0.9729	0.9721	0.9621
Pérdidas	111.98	138.29	216.68	78.38	113.98	185.83
V-StatCom	-	-	-	1.1	1.1	1.1
Q-StatCom	-	-	-	139.99	142.81	149.31

donde:

- Margen: Margen de estabilidad de voltaje (MW).
- Magnitud: Magnitud de voltaje en el nodo número 32 (p.u.).
- Pérdidas: Pérdidas totales de potencia reactiva (MVAR).
- V-StatCom: Magnitud de voltaje en terminales del StatCom (p.u.).
- Q-StatCom: Potencia generada por el StatCom (MVAR).

CONCLUSIONES

En la actualidad, un análisis de un sistema de potencia en el marco de referencia de las fases a-b-c es oportuno para reproducir con mayor precisión, en simulaciones digitales, los efectos que se presentan durante su operación cotidiana. Una vez que se tiene la facultad de establecer dichas condiciones, se logra un mejor entendimiento del comportamiento del SEP, dando la posibilidad de diseñar mejores estrategias para un manejo óptimo. De los resultados obtenidos durante el desarrollo del capítulo se concluye que el funcionamiento del StatCom contribuye considerablemente a mejorar las condiciones de operación que se mantienen en el sistema en relación con la estabilidad de voltaje, en comparación con un caso no compensado, reduciendo las posibilidades que se presenten problemas de esta índole.

REFERENCIAS

- [1] T. Van Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power System*. Kluwer, Norwell, MA, 1998.
- [2] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill, New York, 1996.
- [3] L. O. Chua, C. A. Desoer, and E. S. Kuh. *Linear and Nonlinear Circuits*. McGraw-Hill, 1987.
- [4] Gao B. et al., "Towards the Development of a Systematic Approach for Voltage Stability Assessment of Large-Scale Power Systems," *IEEE Trans. on Power System*, Vol. 1, pp. 1314-1324, Aug. 1996.
- [5] T. Van Cutsem. et al., "Determination of Secure Operating Limits with Respect to Voltage Collapse," *IEEE Trans. on Power System*, vol. 14, pp. 327-333, Feb. 1999.
- [6] Power System Stability Subcommittee Special Publication, "Voltage Stability Assessment: Concepts, Practice and Tools". *IEEE / PES*, Final Document August 2002. ISBN 0780378695.
- [7] Repo S., On-line Voltage Stability Assessment of Power System An Approach of Black-Box Modelling. PhD thesis. Tampere University of Technology. Tampere, Finland, 2001. 346. p.
- [8] IEEE/PES Power Systems Stability Subcommittee Special Publications, Voltage Stability Assessment, Procedures and Guides, Final draft, available at <http://www.power.uwaterloo.ca>, January 2001.
- [9] Greene S. et al., "Contingency Ranking for Voltage Collapse Via Sensitivities from a Single Nose Curve," *IEEE Trans. on Power System*, vol. 14, pp. 232-238, Feb. 1999.
- [10] Y. H. Song and A.T. Johns, editors, *Flexible AC Transmission System (FACTS)*. The Institution of Electrical Engineers, United Kingdom, 1999.
- [11] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez, C. Ángeles Camacho, *FACTS: Modelling and Simulation in Power Network*, John Wiley & Sons, LTD, England, 2006.
- [12] Padiyar, K. R. *Power System Dynamics: Stability and Control*, John Wiley & Sons, 1995.

- [13] Ajarapu V. and Christy C., "The Continuation Power Flow: a Tool for Steady State Voltage Stability Analysis," *IEEE Trans. on Power System*, vol. 7, No. 1, pp. 416-423, Feb. 1992.
- [14] Y. Mansour, P. Kundur, "Voltage Collapse: Industry Practices," *Control and Dynamic Systems*, Vol. 42, pp.111-161, Academic Press, Inc., 1991.
- [15] B. Gao, G. K. Morison and P. Kundur, "Towards the Development of a Systematic Approach for Voltage Stability Assessment of Large-Scale Power Systems," *IEEE Trans. on Power System*, vol. 11, No. 3, pp. 1314-1324, Aug. 1996.
- [16] J. L. Murillo Pérez, "Análisis del StatCom trifásico en estado estacionario y dinámico para la estabilidad de voltaje." Tesis de Maestría. CINVESTAV-Guadalajara, 2005.
- [17] Y. Mansour, editor, *Suggested Techniques for Voltage Stability Analysis*, IEEE / PES 93TH0620-5PWR, 1993.
- [18] William J. Stewart, and Allan Jennings, "A Simultaneous Iteration Algorithm for Real Matrices," *ACM Transaction on Mathematical Software*, Vol. 7, No. 2, June 1981, pp. 184-198.
- [19] L. Wang, and A. Semlyen, "Application of Sparse Eigenvalue Techniques to the Small Signal Stability Analysis of Large Power System," *IEEE Trans. on Power System*, Vol. 5, No. 2, pp. 635-642, May 1992.
- [20] N. Martin, "Efficient Eigenvalue and Frequency Response Methods Applied to Power System Small-Signal Stability Studies," *IEEE Trans. on Power System*, vol. 1, No. 2, pp. 217-225, Feb. 1986.
- [21] X.-P. Zhang, C.-F. Xue and K.R. Godfrey, "Modelling of the Static Synchronous Series Compensator (SSSC) in Three-Phase Power Flow," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 151, No. 4, July 2004.
- [22] R. O. Jiménez, "Análisis de la estabilidad de voltaje en estado estable mediante técnicas de análisis modal." Tesis de maestría, Cinvestav Guadalajara, 1999.