



El colapso de tensión: Causas y soluciones (II/II)

El colapso de tensiones constituye uno de los fenómenos más estudiados en los sistemas de energía eléctrica durante los últimos años. El colapso de tensiones está íntimamente relacionado con el estudio de la estabilidad de tensiones. Pese a que la estabilidad de tensiones es un fenómeno de naturaleza fundamentalmente dinámica, se puede medir el grado de inestabilidad de las tensiones de un sistema de energía eléctrica utilizando un modelo estático.

Esta serie de artículos realiza una recapitulación de los conceptos básicos asociados a la estabilidad de tensiones desde el análisis de las ecuaciones estáticas. En el primero de estos artículos se analiza el fenómeno del colapso de tensiones: qué es y cómo se mide su proximidad. En el segundo artículo se aborda el problema de cómo mejorar la estabilidad de las tensiones de un sistema alejándolo del punto de colapso.

En ambos artículos se ilustran los conceptos con un caso realista en el que el sistema eléctrico peninsular español se encuentra próximo al colapso de tensiones.

Introducción

En la primera parte de este artículo, publicado en el número anterior de esta revista, se ha abordado el tema de la estabilidad de tensiones, desde el punto de vista de las ecuaciones estáticas de los sistemas de energía eléctrica.

En primer lugar se respondió a la cuestión *¿qué es el colapso de tensiones?*. Para ello, se analizó el fenómeno del punto de colapso utilizando un caso simplificado de dos nudos, para después generalizarlo a cualquier sistema de energía eléctrica. La naturaleza cuadrática y trigonométrica de las ecuaciones del flujo de cargas provocan que siempre existan dos posibles soluciones que las satis-

fagan. La bifurcación silla-nodo corresponde matemáticamente con el punto donde ambas soluciones coinciden, o lo que es lo mismo, donde las ecuaciones del flujo de cargas tienen una raíz doble. En este punto la matriz jacobiana de las ecuaciones es singular, y por tanto posee un autovalor nulo. Esto hace que en el empleo del método de Newton-Raphson en la resolución de las ecuaciones del flujo de cargas para puntos cercanos al colapso de tensiones pueden surgir problemas de convergencia, puesto que la matriz Jacobiana está mal condicionada.

En segundo lugar se respondió a la pregunta, *¿cómo se detecta dicho punto de colapso?* En la literatura existen dos grandes familias de



Francisco Miguel Echavarren Cerezo
Ingeniero Industrial (2001) del ICAI por la Universidad Pontificia Comillas, es Investigador en Formación del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la ETS de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas.



Enrique Lobato Migúlez
Ingeniero Industrial (1998) y Doctor Ingeniero Industrial (2002) del ICAI por la Universidad Pontificia Comillas, es profesor del Departamento de Electrotecnia y Sistemas de la ETS de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas.



Luis Rouco Rodríguez
Ingeniero Industrial (1985) y Doctor Ingeniero Industrial (1990) por la Universidad Politécnica de Madrid, es Profesor Propio Agregado (1996) de la ETS de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas.



Juan Manuel Rodríguez García
Ingeniero Industrial (1988) del ICAI por la Universidad Pontificia Comillas, es Jefe del Departamento de Estudios de Red de Red Eléctrica de España.

Comentarios a:
comentarios@icai.es

técnicas: el flujo de cargas de continuación y el flujo de cargas de punto de colapso. Mientras que el flujo de cargas de continuación proporciona unas curvas de enorme interés al calcular los puntos intermedios entre el caso base y el punto de colapso, el flujo de cargas de punto de colapso devuelve unas sensibilidades del factor de carga crítico respecto del despacho de potencia activa y reactiva, muy útiles en el diseño de algoritmos de mejora del margen al colapso de tensiones.

En esta segunda parte del artículo se responde a una tercera pregunta: *¿cómo se puede alejar un sistema de energía eléctrica del punto de colapso de tensiones?*

Prevención del colapso de tensiones: visión general

El primer paso en la operación de los sistemas de energía eléctrica es el análisis de seguridad. Dicho análisis puede ser efectuado con dos criterios diferentes de seguridad: *preventivo* y *correctivo*. El criterio preventivo de operación requiere que, para todas las contingencias postuladas en los criterios de seguridad, todas las variables del sistema se encuentren dentro de límites sin efectuar ninguna medida correctiva. Por el contrario, el criterio correctivo exige que, para todas las contingencias postuladas en los criterios de seguridad, todas las variables puedan ser incluidas dentro de límites mediante las acciones de control apropiadas.

Por tanto, el primer paso es determinar lo cerca que se encuentra el sistema del punto de colapso de tensiones. Si el sistema se encuentra en un punto de funcionamiento considerado de riesgo, se recurre a las variables de control para mejorar la estabilidad y la seguridad del sistema [1, 2, 3]. Las acciones de control se dividen en tres grandes grupos: acciones de control de tensiones, redespacho de generación y deslastre de cargas.

Acciones de control de tensiones

CONTROL DE LA GENERACIÓN/ABSORCIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN LOS GRUPOS DE GENERACIÓN

En los grupos de generación de los sistemas de energía eléctrica, la potencia reactiva que aportan o absorben es controlada a través de la tensión de consigna¹. En condiciones normales de operación, un aumento en la tensión de consigna de un grupo provoca un aumento de la potencia reactiva inyectada por dicho grupo en la red.

En estas condiciones, un perfil adecuado de las tensiones de consigna de los grupos de generación tiene dos efectos principales en el sistema:

- Un aumento de las tensiones de consigna en los grupos de generación cercanos a los nudos que demandan potencia reactiva provoca que esta demanda se vea cubierta en mayor medida por dichos grupos.
- El perfil de las tensiones de consigna de los grupos marcan en gran medida el perfil de tensiones del sistema. Un perfil alto de tensiones motiva una mayor generación de potencia reactiva en las admitancias shunt de las líneas de transporte.

A su vez, reduce las pérdidas de potencia reactiva en la reactancias serie de las líneas de transporte.

Como consecuencia de estos efectos, el abastecimiento de los nudos que demandan potencia reactiva se realiza de forma más local. Se disminuye por tanto el transporte masivo de potencia reactiva a través de la red, lo que aleja al sistema del colapso de tensiones.

REACTANCIAS / BATERÍAS DE CONDENSADORES

Tanto las reactancias como las baterías de condensadores son empleadas por el operador del sistema para ajustar el balance de potencia reactiva del sistema. Las necesidades de generación (o absorción) de potencia reactiva del sistema vienen marcadas tanto por la demanda como por la aportación o absorción de las líneas de transporte:

- En los casos de valle, el transporte de potencia a través de la red es muy reducido y el perfil de tensiones suele ser elevado. Esto provoca que las líneas de transporte consuman poca potencia reactiva a través de sus reactancias serie, mientras que por el contrario inyectan gran cantidad de potencia reactiva a la red a través de sus admitancias shunt. Como consecuencia, se hace necesario drenar el exceso de reactiva inyectada en la red mediante el uso de reactancias, así como desconectar las baterías de condensadores que no sean necesarias.
- Por el contrario, en los casos de punta, el transporte de potencia a través de la red es muy elevado y el perfil de tensiones suele ser bajo. Esto provoca que las líneas de transporte consuman mucha potencia reactiva a través de sus reactancias serie, mientras que por el contrario inyectan menos cantidad de potencia reactiva a la red a través de sus admitancias shunt. Como consecuencia, se hace necesario un aporte extra de potencia reactiva a la red mediante el uso de baterías de condensadores, así como desconectar las reactancias que no sean necesarias.

TOMAS DE TRANSFORMADORES

Los transformadores que poseen una relación de transformación variable, con regulación en carga mediante tomas, constituyen también un elemento fundamental para el operador en el control del perfil de tensiones del sistema. La capacidad de controlar con cierto margen la tensión de un determinado nudo de la red permite redireccionar los flujos de potencia reactiva existentes en la zona. De esta forma es posible alejar el sistema del punto de colapso rebajando la potencia reactiva transmitida por aquellas líneas que se encuentran cerca de su límite de funcionamiento.

Redespachos de generación

Como se comentó anteriormente, el colapso de tensiones está íntimamente relacionado con los despachos de generación y demanda del sistema: descuadre entre generación y demanda, mal reparto de la generación, pérdida de uno o más generadores, etc. Todas estas circunstancias pueden precipitar al sistema a un colapso de tensiones.

⁽¹⁾ Esto sólo es cierto en aquellos grupos que no han alcanzado su límite de generación/absorción de potencia reactiva. En estos casos, la potencia reactiva inyectada en la red se fija al valor que impone el límite saturado, y la tensión de consigna deja de estar controlada, pasando a ser una variable de estado más del sistema.

El despacho de generación es más fácil de controlar que el de demanda. En consecuencia, se hace primordial un tratamiento adecuado de los recursos de generación disponibles, tanto en la cantidad programada como en el reparto de la misma (para evitar el exceso de transporte por las líneas).

El redespacho de la generación se presenta por tanto como una estrategia fundamental en la operación de los sistemas de energía eléctrica cuando se trata de alejar al sistema del punto de colapso de tensiones. En la mayoría de los casos, la estrategia por tanto se concentraría en el aumento de generación y/o conexión de nuevos grupos en las cercanías de zonas deficitarias de energía, y por el contrario la reducción de generación y/o desconexión de grupos en las áreas de escasa demanda. Sin embargo, esto no es generalizable a todo el sistema, ya que la ubicación de la generación está condicionada por otros factores el acceso a recursos primarios de energía. Son necesarios estudios más pormenorizados y análisis de sensibilidades que indiquen aquellos nudos en los que el aumento o disminución de potencia inyectada en la red resulta más eficaz a la hora de alejar al sistema del punto de colapso de tensiones.

Deslastre de cargas

En la planificación de la operación de sistemas de energía eléctrica, el operador del sistema estudia el estado previsto del sistema y decide cuáles son las acciones de control a tomar apropiadas para satisfacer los criterios de seguridad del sistema. Dichas acciones de control, como se mencionó anteriormente, consisten en acciones de control de tensión (tensión de consigna en generadores, tomas de transformadores y/o regulación/conexión/desconexión de reactancias y baterías de condensadores) y redespachos de generación (incremento/disminución de generación de potencia activa en grupos y/o conexión de grupos inicialmente desacoplados).

En el análisis de seguridad en tiempo real, cuando el sistema está próximo al colapso de tensiones, las anteriores acciones de control pueden no ser suficientemente rápidas, o también pueden estar agotadas las más eficientes. En estos casos, el operador del sistema se ve obligado a emplear el deslastre de cargas como medida de emergencia para llevar al sistema a un estado seguro, lejos del punto de colapso de tensiones.

Por otro lado, se ha de evitar el descuadre generación-demanda. Por esta razón, junto

con una reducción de carga en determinados nudos, es necesaria una reducción de generación en determinados grupos.

El deslastre de cargas, por tanto, debe ser considerado como una medida correctiva extrema. Es decir, el operador del sistema está obligado a que la cantidad de demanda deslastrada sea la mínima que se necesite. Además, dicho deslastre se deberá realizar en aquellos nudos donde resulte más eficiente para alejar al sistema del colapso de tensiones.

Prevención del colapso de tensiones: deslastre óptimo de cargas

Se presenta a continuación un algoritmo de deslastre mínimo de cargas para la mejora de la estabilidad de tensiones del sistema. Dicho algoritmo ha sido formulado como un problema de programación lineal. La función objetivo es minimizar el total de carga deslastrada. Las restricciones son la mejora del factor de carga, el equilibrio generación-demanda del sistema, la conservación del factor de carga en la demanda de los nudos y los límites propios de generación y demanda.

La mejora del factor de carga se realiza a partir de una aproximación lineal del mismo. Dicha aproximación está construida a partir de sensibilidades del factor de carga con respecto de la variación del despacho inicial de potencia activa y reactiva generada y consumida en los nudos del sistema. Esto provoca que los resultados pierdan precisión al trabajar con aproximaciones de primer orden. Para tratar este problema, el algoritmo ha sido diseñado de forma iterativa: en cada iteración se plantea el problema de optimización que determina el redespacho óptimo, añadiendo una restricción adicional que limita la cantidad de demanda deslastrada. Esta restricción evita el alejamiento de la zona lineal, de modo que el error cometido por dicha aproximación no sea elevado. Una vez obtenido el redespacho, se recalcula el nuevo punto de colapso, y en caso de que éste todavía no haya alcanzado un valor considerado de seguridad, se recalculan las sensibilidades y se vuelve a resolver el problema de programación lineal, obteniendo un nuevo redespacho.

Visión general

La Figura 1 muestra un diagrama de flujo del algoritmo completo de deslastre mínimo para la mejora del factor de carga.

El algoritmo ha sido diseñado como un algoritmo iterativo:

Figura 1. Diagrama de flujo del algoritmo iterativo de deslastre mínimo para la mejora del factor de carga

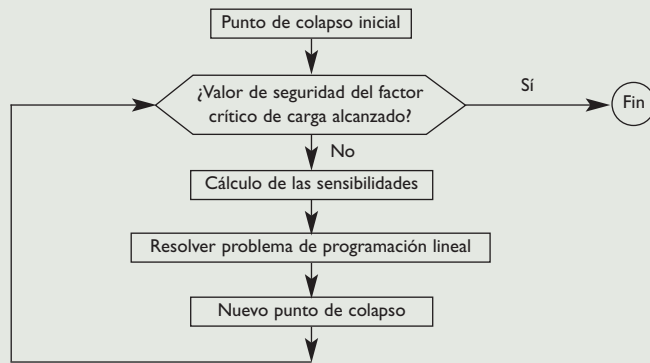
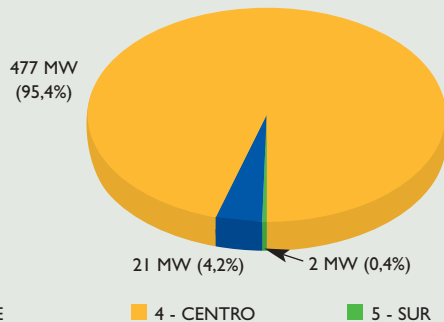


Tabla 1. Mejora en el factor crítico de carga mediante deslastre de carga

	Inicial	Final	Diferencia
Demanda	28.709 MW	28.209 MW	-500 MW
Factor crítico de carga ι	1.493 MW (5,2 %)	3.300 MW (11,7 %)	+1.807 MW

Figura 2. Distribución por áreas de la carga deslastrada



1. Comienza calculando el punto de colapso de tensiones del sistema partiendo del caso inicial.
2. Comprueba que el factor crítico de carga está por encima de un valor mínimo de seguridad exigido. Si lo está, se termina el algoritmo.
3. Si no lo está, se calculan las sensibilidades del factor de carga respecto de los redespachos de generación y demanda de cada nudo.
4. Se construye y se resuelve el problema de programación lineal que determina el redespacho mínimo de demanda necesario para mejorar el factor de carga.
5. Se recalcula el nuevo punto de colapso a partir del redespacho óptimo de la generación y demanda calculado en 4.
6. Se vuelve al punto 2.

Sin embargo, existiría otra manera de salir del bucle. Si se estima una carga deslastrable

máxima, una vez alcanzada ésta el algoritmo se detendría, aunque no se haya alcanzado el factor de carga crítico de seguridad especificado.

La mejora del factor crítico de carga se obtiene a través de una linealización del mismo empleando sensibilidades de primer orden respecto de las potencias netas especificadas. Esto es:

$$SP_i = \frac{\partial \lambda}{\partial P_i^{esp}} ; SQ_i = \frac{\partial \lambda}{\partial Q_i^{esp}}$$

Donde:

SP_i : Sensibilidad del factor crítico de carga con respecto de la potencia activa neta inyectada, especificada en el nudo i .

SQ_i : Sensibilidad del factor crítico de carga con respecto de la potencia reactiva neta inyectada, especificada en el nudo i .

Estas sensibilidades se obtienen a partir de las variables duales obtenidas en el cálculo del margen al colapso de tensiones mediante el método de punto de colapso por optimización [4].

Se describe a continuación la formulación matemática del problema de optimización lineal que minimiza el deslastre necesario para la mejora del factor de carga.

Función objetivo

El objetivo fundamental del algoritmo es minimizar el total de carga deslastrada en cada iteración. Por tanto, la función objetivo principal será minimizar el redespacho total de demanda de potencia activa.

Restricciones

Aproximación lineal del factor de carga. Se obliga a que la aproximación lineal del nuevo factor crítico de carga sea mayor o igual que una cota inferior de seguridad.

Acotación del redespacho total de demanda de potencia activa. Para mitigar la pérdida de precisión en el uso de aproximaciones lineales, se acota la reducción total de demanda de potencia activa mediante un redespacho de demanda máximo permitido en cada iteración.

Factor de potencia en nudos de carga. En aquellos nudos en los que se deslastra carga, será necesario conservar el factor de potencia de la demanda. Por tanto, se deberá deslastrear carga reactiva en la proporción correcta que satisfaga esta condición.

Equilibrio generación-demanda. Es necesario no descuadrar el balance generación-demanda del caso tras el redespacho. Por tanto, se obliga a que el total de generación redespachada sea el mismo que de demanda redespachada.

Límites de los redespachos de demanda. Por un lado, el algoritmo no debe permitir que la demanda final tanto de potencia activa como reactiva sea mayor que la inicial en ningún nudo. Por otro, la demanda en cualquier nudo debe ser positiva.

Límites de los redespachos de generación. Los redespachos de generación de potencia activa estarán limitados por los propios límites técnicos de los grupos. Por otro lado, no se permite que la generación aumente, evitando de este modo que se abuse de los redespachos de generación para mejorar el factor de carga:

Caso de estudio

El caso real empleado para contrastar la eficiencia del algoritmo de deslastre mínimo presentado en este artículo es el que se usó para el cálculo del margen al punto de colapso de tensiones en la primera parte de este artículo, publicado en el número anterior de esta revista.

El caso correspondía al resultado obtenido por el estimador de estado de Red Eléctrica de España, el día 17 de diciembre de 2001 a las 18:10. Se parte de un factor de carga crítico inicial de $\lambda_{ini} = 5,2\%$, equivalente a 1.481 MW sobre la demanda sin deslastre. El algoritmo de deslastre ha sido ejecutado con un valor de deslastre total máximo permitido de 500 MW.

El factor crítico de carga tras el deslastre aumenta hasta un valor final de $\lambda_{fin} = 11,7\%$, equivalente a 3.295 MW sobre la demanda después del deslastre. Por tanto el algoritmo elevó el margen al punto de colapso en 1.814 MW de media. Es decir, por cada 1 MW deslastrado, el margen al punto de colapso ha aumentado en 3,6 MW aproximadamente. Para ilustrar la eficiencia del algoritmo, la Tabla 1 muestra la demanda de potencia activa del sistema y el margen al punto de colapso, antes y después del deslastre de cargas.

Se observa en la Tabla 1 que el caso parte con una demanda inicial de 28.709 MW y un factor crítico de carga del 5,2%, correspondiente a un aumento de 1.493 MW en la demanda inicial del sistema. Tras el deslastre de 500 MW de carga, la demanda final del sistema pasa a ser de 28.209 MW y el factor crítico de carga pasa a ser del 11,7%, correspondiente a un aumento de 3.300 MW en la demanda final del sistema. Esto significa que deslastrando 500 MW de carga, la mejora del margen al punto de colapso ha sido de 1.807 MW. La eficiencia por tanto del algoritmo es de 3,6 MW de mejora en el margen al punto de colapso por cada MW de carga deslastrada.

Figura 3. Distribución por áreas de la bajada de generación

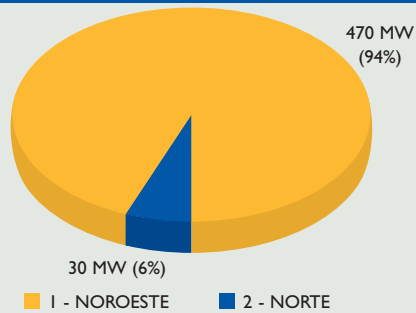
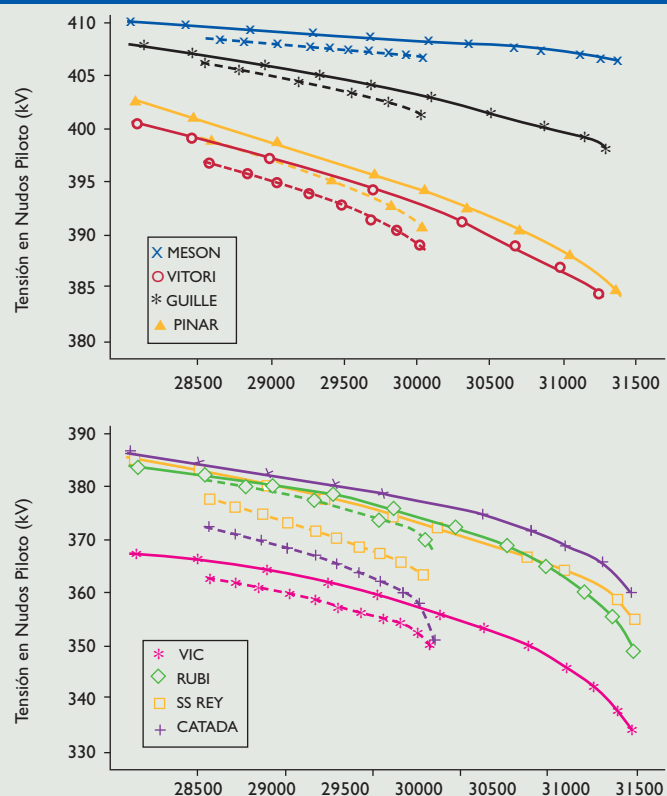


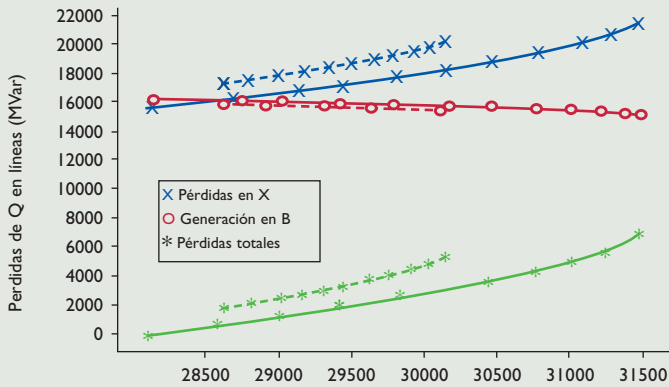
Figura 4. Curvas de nariz de los nudos representativos de las áreas Noroeste, Norte y Sur, y de las áreas Este y Centro, respectivamente, antes y después del deslastre



El resultado final de la aplicación del algoritmo de mínimo deslastre, agrupado por áreas, se encuentra recogido en las Figuras 2 y 3.

En la Figura se puede observar que la mayor reducción de demanda se localiza en el área Centro, abarcando un total de 477 MW, lo que supone un 95,4% del total de 500 MW de carga deslastrados. El resto de la carga deslastrada se concentra en las áreas Este, donde la reducción de demanda es de 21 MW (4,2% del total), y Sur, donde la carga deslastrada suma un total de 2 MW, lo que supone tan sólo un 0,4% del total de 500 MW deslastrados.

Figura 5. Balance de la potencia reactiva generada y consumida por las líneas de transporte, antes y después del desastre



Por otro lado, en la Figura 3 se observa que la bajada de 500 MW de generación de potencia activa, se encuentra repartida entre las áreas Noroeste, que reduce su generación en 470 MW (94% del total), mientras que los 30 MW restantes, que suponen un 6% del total, los asume el área Norte.

La Figura 4 muestra una comparación entre las curvas de nariz de los nudos representativos del caso, antes del desastre (trazo discontinuo) y después (trazo continuo), en función de la demanda del sistema.

Como se puede observar en la Figura 4, los nudos de las áreas Noroeste, Norte y Sur apenas han aumentado su tensión, mientras que las áreas Este y Centro, que inicialmente contaban con tensiones muy bajas, han experimentado una notable mejora.

Como se comentó anteriormente, el hecho de que las líneas de transporte consuman potencia reactiva es una señal de que el transporte de potencia por la red es excesivo. Esto es señal de estar cerca del colapso de tensiones. En la Figura 5 se muestran las evoluciones, antes (trazo discontinuo) y después (trazo continuo) del desastre, con el aumento de la demanda del sistema de:

- Las pérdidas de potencia reactiva en las reactancias X serie de las líneas.
- La potencia reactiva generada en las admitancias B paralelo de las líneas.
- El balance total de pérdidas de potencia reactiva en las líneas.

La Figura 5 muestra cómo, tras el desastre, las líneas del sistema han pasado de consumir potencia reactiva a generarla. Esto es debido a que el consumo de potencia reactiva por parte de las reactancias X serie ha disminuido al disminuir las corrientes. Por otro lado, la generación de potencia reactiva en las admitancias B paralelo ha

aumentado al hacerlo los módulos de las tensiones.

Conclusiones

Cuando un sistema de energía eléctrica se acerca a su punto de colapso de tensiones, el operador del sistema hace uso de las acciones de control necesarias para garantizar la seguridad del sistema. Estas acciones de control consisten en las tensiones de consigna de grupos de generación, tomas de transformadores, conexión/desconexión de reactancias y baterías de condensadores, redespacho de potencia de generadores o incluso conectar grupos inicialmente desconectados de la red. Sin embargo, puede darse la situación que este conjunto de medidas no sean suficientemente eficientes, o bien estén agotadas. En estos casos extremos, el operador del sistema se ve en la obligación de realizar un desastre de cargas de emergencia, reduciendo o eliminando la carga de algunos nudos determinados.

En este artículo se ha desarrollado un algoritmo de mínimo desastre de cargas. El algoritmo se ha planteado como un problema de programación lineal. La mejora del factor de carga crítico se ha formulado empleando su aproximación lineal, construida a partir de sensibilidades de primer orden con respecto del despacho inicial de potencia activa y reactiva. Dichas sensibilidades se obtienen a partir de las variables duales obtenidas en el cálculo del margen al colapso de tensiones mediante el método de punto de colapso por optimización. La función objetivo del problema consiste en la minimización del desastre de carga de potencia activa. El conjunto de restricciones del problema lo forman la mejora del factor crítico de carga, el equilibrio generación-demanda, los límites de generación y demanda y la conservación del factor de potencia en los nudos de carga. ■

Bibliografía

- [1] R. Wang and R. H. Lasseter, *Re-Dispatching Generation to Increase Power System Security Margin and Support Low Voltage Bus*, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, n° 2, pp. 496-501, May 2000.
- [2] F. Capitanescu and T. van Cutsem, *Preventive Control of Voltage Security Margins: A Multicontingency Sensitivity-Based Approach*, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, n° 2, pp. 358-364, May 2002.
- [3] C.A. Cañizares, *Calculating Optimal System Parameters to Maximize the Distance to Saddle-node Bifurcations*, *IEEE Transactions on Circuits and Systems - I: Fundamental Theory and Applications*, vol. 45, n° 3, pp. 225-237, Mar 1998.
- [4] F.M. Echavarren, E. Lobato, L. Rouco, M.I. Navarrete, R. Casanova, and G. López, *A Load Shedding Algorithm for Improvement of Load Margin to Voltage Collapse*, presented at 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, Italy, Jun 2003.